การประเมินการลงทุนระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาบ้านอยู่อาศัยในภาคเหนือของประเทศไทย

สุริยนต์ ชมดี

บริหารธุรกิจมหาบัณฑิต

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

บัณฑิตวิทยาลัย

มหาวิทยาลัยเชียงใหม่

สิงหาคม 2558

การประเมินการลงทุนระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาบ้านอยู่อาศัยในภาคเหนือของประเทศไทย

สุริยนต์ ชมดี

การค้นคว้าแบบอิสระนี้เสนอต่อมหาวิทยาลัยเชียงใหม่เพื่อเป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาบริหารธุรกิจมหาบัณฑิต

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยเชียงใหม่

สิงหาคม 2558

การประเมินการลงทุนระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาบ้านอยู่อาศัย ในภาคเหนือของประเทศไทย

สุริยนต์ ชมดี

การค้นคว้าแบบอิสระนี้ได้รับการพิจารณาอนุมัติให้นับเป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตร
ปริญญาบริหารธุรกิจมหาบัณฑิต

คณะกรรมการสอบ **อาจารย์ที่ปรึกษา**

..... ประธานกรรมการ .....
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ชัยวุฒิ ตั้งสมชัย) (รองศาสตราจารย์สิริเกียรติ รัชชุศานติ)

..... กรรมการ
(รองศาสตราจารย์สิริเกียรติ รัชชุศานติ)

..... กรรมการ
(รองศาสตราจารย์ชวภณ สิงหจรัญ)

7 สิงหาคม 2558

© ลิขสิทธิ์ของมหาวิทยาลัยเชียงใหม่

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

กิตติกรรมประกาศ

การค้นคว้าแบบอิสระฉบับนี้ สำเร็จลุล่วงได้ด้วยความกรุณาและความอนุเคราะห์เป็นอย่างดีจากรองศาสตราจารย์สิริเกียรติ รัชชุศานติ ประธานที่ปรึกษาการค้นคว้าแบบอิสระ ที่ได้ให้คำแนะนำ คำปรึกษาและแก้ไขข้อบกพร่องต่างๆ จนการค้นคว้าแบบอิสระฉบับนี้สำเร็จสมบูรณ์ ผู้เขียนขอกราบขอบพระคุณอย่างสูงไว้ ณ โอกาสนี้

ขอขอบคุณ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ชัยวุฒิ ตั้งสมชัย ประธานกรรมการสอบ

และรองศาสตราจารย์ชวภณ สิงหจรัญ กรรมการสอบการค้นคว้าแบบอิสระ

ขอขอบพระคุณ คุณพ่อผู้ล่วงลับ คุณแม่ น้องชาย และภรรยาอันเป็นที่รัก

ขอขอบคุณ ศาสตราจารย์ ดร.ทนงเกียรติ เกียรติศิริโรจน์ ที่ได้ให้คำแนะนำทางด้านวิศวกรรม

ขอขอบคุณครอบครัว เพื่อน EX11 ทุกคน ที่ให้การสนับสนุน คำปรึกษา และช่วยเหลือด้วยดีตลอดมา

ขอขอบคุณ กลุ่มบริษัททีซัส ที่ได้สนับสนุนให้ทุนและค่าใช้จ่ายในการศึกษา ตลอดจนให้ความอนุเคราะห์ และอำนวยความสะดวกในการจัดทำการค้นคว้าแบบอิสระนี้

สุดท้ายนี้ผู้เขียนหวังเป็นอย่างยิ่งว่าการค้นคว้าแบบอิสระเล่มนี้จะเป็นประโยชน์สำหรับผู้ที่สนใจศึกษาต่อไป

สุริยนต์ ชมดี

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

หัวข้อการค้นคว้าแบบอิสระ การประเมินการลงทุนระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาบ้านอยู่อาศัยในภาคเหนือของประเทศไทย

ผู้เขียน นายสุริยนต์ ชมดี

ปริญญา บริหารธุรกิจมหาบัณฑิต

อาจารย์ที่ปรึกษา รองศาสตราจารย์สิริเกียรติ รัชชุศานติ

บทคัดย่อ

การค้นคว้าแบบอิสระนี้ มีวัตถุประสงค์เพื่อประเมินการลงทุนระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาบ้านอยู่อาศัย ในกรณีที่ลงทุนเพื่อใช้ภายในครัวเรือนในเชิงประหยัดค่าไฟฟ้าจากการคิดค่าไฟฟ้าในระบบ Net Metering เทียบกับผลตอบแทนของการลงทุนในพันธบัตรรัฐบาล โดยมีขอบเขตการศึกษาเฉพาะอำเภอเมือง จำนวน 20 จังหวัด ประกอบด้วยจังหวัด เชียงใหม่ เชียงราย แม่ฮ่องสอน ลำพูน ลำปาง พะเยา พิษณุโลก อุตรดิตถ์ แพร่ กำแพงเพชร สุโขทัย ตาก พิจิตร น่าน ลพบุรี นครสวรรค์ เพชรบูรณ์ สิงห์บุรี ชัยนาท และ อุทัยธานี ขนาดระบบผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์บนหลังคา ที่ทำการศึกษา คือ 3,000 วัตต์, 5,000 วัตต์ และ 10,000 วัตต์

ข้อมูลต้นทุนระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในท้องตลาดใช้วิธีเก็บรวบรวมจากเว็บไซต์ของผู้รับเหมาติดตั้งและข้อมูลค่ารังสีแสงอาทิตย์ของประเทศไทยใช้ ฐานข้อมูลของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน

ผลการศึกษาพบว่า ราคาตลาดในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์บนหลังคา พบว่าราคาเฉลี่ยการติดตั้งรวมภาษีมูลค่าเพิ่ม ระบบขนาด 3,000 วัตต์ เท่ากับ 221,490 บาท ระบบขนาด 5,000 วัตต์ เท่ากับ 326,350 บาท และระบบขนาด 10,000 วัตต์ เท่ากับ 631,300 บาท

ผลการศึกษา กรณีการลงทุนผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้ภายในครัวเรือนในเชิงประหยัดค่าไฟฟ้าอัตราค่าไฟฟ้า (Net Metering) แบบไม่มีเงินอุดหนุนจากภาครัฐเพิ่มเติม โดยจะเทียบเท่ากับราคาขายไฟฟ้าให้กับภาคครัวเรือนของ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งในปัจจุบันราคาประมาณ 4.18 ถึง 4.54บาท/หน่วย ขึ้นอยู่กับปริมาณหน่วยไฟฟ้าที่ใช้ต่อเดือน ทั้งนี้ราคาค่าไฟฟ้ามีแนวโน้มเพิ่มขึ้นทุกปีจาก

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

ต้นทุนด้านพลังงาน ในการศึกษานี้ตั้งสมมุติฐานให้เพิ่มขึ้นเฉลี่ย 3% ต่อปี ตลอดอายุโครงการ 25 ปี ระบบผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์บนหลังคา ขนาด 3,000 วัตต์, 5,000 วัตต์ และ 10,000 วัตต์ ในจังหวัดเชียงใหม่ พบว่า ระยะเวลาคืนทุน เท่ากับ 12.11 ปี, 10.25 ปี และ 9.51 ปี อัตราผลตอบแทนภายในโครงการ เท่ากับ 7.6%, 9.5% และ 10.5% มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนสุทธิของโครงการ เท่ากับ 12,411.91 บาท, 83,830.12 บาท และ 225,962.55 บาท อัตราส่วนของผลตอบแทนต่อต้นทุน เท่ากับ 1.054 , 1.246 และ 1.343 ตามลำดับ โดยในการศึกษามีการกำหนด 4 เกณฑ์ตัวชี้วัดทางการเงิน ดังนี้ ระยะเวลาคืนทุน < 10 ปี, อัตราผลตอบแทนภายในโครงการ > 7% , มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนสุทธิของโครงการ > 0 บาท และอัตราส่วนของผลตอบแทนต่อต้นทุน > 1 ซึ่งจากการศึกษา พบว่าระบบผลิตไฟฟ้าขนาด 3,000 วัตต์ จะไม่เหมาะสมในการลงทุนทุกจังหวัดแต่ระบบขนาด 5,000 วัตต์ขึ้นไปจะมีแนวโน้มที่จะผ่านเกณฑ์ความเหมาะสมในการลงทุนติดตั้ง ซึ่งให้ผลตอบแทนสูงกว่าการลงทุนในพันธบัตรรัฐบาล

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

Independent Study Title Investment Analysis of Photovoltaic Rooftop Systems for Residences in Northern Thailand

Author Mr. Suriyon Chomdee

Degree Master of Business Administration

Advisor Associate Professor Sirikiat Ratchusanti

Abstract

The objective of this independent study was to evaluate the investment of solar rooftop for power generation in case of on-grid for business and domestic consumption for energy saving. The electric charge of the net metering system compared to the return on investment of government bonds.

The study concentrated on the areas in 20 Meuang Districts of Chiang Mai, Chiang Rai, Mae Hong Son, Lamphun, Lampang, Phayao, Phitsanulok, Uttaradit, Phrae, Kamphaeng Phet, Sukhothai, Tak, Phichit, Nan, Lopburi, Nakhon Sawan, Phetchabun, Sing Buri, Chai Nat and Uthai Thani. The capacities of the solar cell systems in this study were 3,000 watts, 5,000 watts and 10,000 watts.

The information data of the solar system investment cost were collected from available websites of contractors and Thailand solar radiation data from the data base of the Department of Alternative Energy Development and Efficiency.

The results showed that the average market installation costs including VAT of the rooftop systems sizes for 3,000 watts was 221,490 baht, 5,000 watts was 326,350 baht and 10,000 watts was 631,300 baht.

In case of household installation for energy saving, the net metering buyback rate would be compared with the price of electricity of household electricity authority. The price currently was 4.18-4.54 baht/kWh and also depended on the amount of electricity used per month.

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

The electricity price increased every year. The energy cost in this study was assumed to increase by 3% per year throughout 25 years. The solar power system for solar rooftop of 3,000 watts, 5,000 watts and 10,000 watts in Chiang Mai Province showed that payback period were 12.11 years, 10.25 years and 9.51 years. The internal rate of return were 7.6%, 9.5% and 10.5%. The net present value were 12,411.91 baht, 83,830.12 baht and 225,962.55 baht. The benefit cost ratio were 1.054, 1.246 and 1.343, respectively. The study had 4 criteria for determining using financial indicators, which were as follows: PB < 10 years, IRR > 8.38%, NPV > 0 baht and B/C > 1. The study founded that 3,000 watts power system size was not suitable for all investor provinces but 5,000 watts system was more likely to pass the feasibility of the installation and to give a higher return on investment than the investment in government bonds.

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

สารบัญ

		หน้า
กิตติกรรมประกาศ		ค
บทคัดย่อภาษาไทย		ง
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ		ฉ
สารบัญตาราง		ฎ
สารบัญภาพ		ฎ
บทที่ 1	บทนำ	1
	หลักการและเหตุผล	1
	วัตถุประสงค์ของการศึกษา	11
	ประโยชน์ที่ได้รับจากการศึกษา	12
	นิยามศัพท์	12
บทที่ 2	แนวคิด ทฤษฎีและทบทวนวรรณกรรมที่เกี่ยวข้อง	13
	แนวคิดและทฤษฎี	13
	เอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง	33
บทที่ 3	ระเบียบวิธีการศึกษา	35
	สรุปกรอบแนวคิดที่ใช้ในการศึกษา	35
	ขอบเขตของการศึกษา	36
	วิธีการศึกษา	36
	การวิเคราะห์ข้อมูล	37
	แผนและขั้นตอนการศึกษา	37
	เกณฑ์การตัดสินใจในการลงทุน	39
	สถานที่ใช้ในการดำเนินงานศึกษาและรวบรวมข้อมูล	40
	ระยะเวลาในการดำเนินงาน	40
บทที่ 4	ผลการศึกษา	41
	ส่วนที่ 1 ผลการ ศึกษา และ รวบรวมข้อมูล ราคาตลาดในการติดตั้งระบบ ผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์ บนหลังคา	42

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

สารบัญ (ต่อ)

		หน้า
	ส่วนที่ 2 การคำนวณค่าความเข้มรังสีอาทิตย์ในแต่ละจังหวัดพื้นที่การศึกษา เพื่อหาปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้	54
	ส่วนที่ 3 ผลทาง ศึกษา ทางการเงิน เพื่อคำนวณหาผลตอบแทนการลงทุนที่แท้จริงในการลงทุน ของแต่ละ อำเภอเมือง ในจังหวัดพื้นที่ศึกษา	67
บทที่ 5	สรุปผลการศึกษา อภิปรายผล ข้อค้นพบ และข้อเสนอแนะ	78
	ส่วนที่ 1 ผลการศึกษา และ รวบรวมข้อมูลราคาตลาดในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์บนหลังคา	78
	ส่วนที่ 2 การคำนวณค่าความเข้มรังสีอาทิตย์ในแต่ละจังหวัดพื้นที่การศึกษา เพื่อหาปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้	81
	ส่วนที่ 3 การคำนวณหาผลตอบแทนการลงทุน ในการลงทุนของแต่ละอำเภอเมือง ในจังหวัดพื้นที่ศึกษา เพื่อเป็นข้อมูลประกอบการตัดสินใจในการลงทุน	86
	ข้อเสนอแนะ	88
บรรณานุกรม		90
ภาคผนวก		92
	ตารางผลการศึกษา	93
ประวัติผู้เขียน		103

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

สารบัญตาราง

		หน้า
ตารางที่ 1.1	ค่า Adder ของการขายไฟฟ้าคืนเข้าระบบสายส่ง แยกตามประเภท พลังงานทดแทน	5
ตารางที่ 1.2	อัตราการรับซื้อไฟฟ้า แบบ FIT	6
ตารางที่ 1.3	ปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าในปี 2556	6
ตารางที่ 1.4	ประมาณการทางเศรษฐศาสตร์จากภาครัฐ ในการลงทุนติดตั้ง	6
ตารางที่ 1.5	ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่รับซื้อ ในแต่ละเขตพื้นที่ ภาคเหนือ (20จังหวัด)	8
ตารางที่ 1.6	ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่เสนอขาย ในแต่ละเขตพื้นที่ ภาคเหนือ	9
ตารางที่ 1.7	แยกประเภทผู้ลงทุน กลุ่มบ้านอาศัย ในแต่ละเขตพื้นที่ ภาคเหนือ	9
ตารางที่ 4.1	แสดงข้อมูลค่าเฉลี่ยราคาตลาด โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ ขนาด 250Wp จากตัวแทนจำหน่ายในประเทศไทย (ราคาไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม)	43
ตารางที่ 4.2	แสดงข้อมูลค่าเฉลี่ย ราคาตลาด โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ ขนาด 250Wp เมื่อนำมาต่อเป็นระบบ (ราคาไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม)	44
ตารางที่ 4.3	แสดงข้อมูลค่าเฉลี่ยราคาตลาด โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ ขนาด 300Wp จากตัวแทนจำหน่ายในประเทศไทย (ราคาไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม)	45
ตารางที่ 4.4	แสดงข้อมูลค่าเฉลี่ย ราคาตลาด โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ ขนาด 300Wp เมื่อนำมาต่อเป็นระบบ (ราคาไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม)	45
ตารางที่ 4.5	แสดงการจัดอันดับผลการทดสอบ (Inverter Efficiency : %) ในตลาดโลก	46
ตารางที่ 4.6	แสดงข้อมูลค่าเฉลี่ย ราคาตลาด อินเวอร์เตอร์ ขนาด 3 – 4 kW จากตัวแทนจำหน่ายในประเทศไทย (ราคาไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม)	47
ตารางที่ 4.7	แสดงข้อมูลค่าเฉลี่ย ราคาตลาด อินเวอร์เตอร์ ขนาด 5 - 6 kW จากตัวแทนจำหน่ายในประเทศไทย (ราคาไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม)	47
ตารางที่ 4.8	แสดงข้อมูลค่าเฉลี่ย ราคาตลาด อินเวอร์เตอร์ ขนาด 9 - 10 kW จากตัวแทนจำหน่ายในประเทศไทย (ราคาไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม)	48
ตารางที่ 4.9	แสดงข้อมูลค่าเฉลี่ย ราคาตลาด ระบบผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์ แบบติดตั้งบนหลังคาบ้าน ขนาด 3-4 kW จากบริษัทผู้รับเหมา ในประเทศไทย (ราคาไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม)	50

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

สารบัญตาราง (ต่อ)

		หน้า
ตารางที่ 4.10	แสดงข้อมูลค่าเฉลี่ย ราคาตลาด ระบบผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์ แบบติดตั้งบนหลังคาบ้าน ขนาด 5-6 kW จากบริษัทผู้รับเหมา ในประเทศไทย (ราคาไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม)	51
ตารางที่ 4.11	แสดงข้อมูลค่าเฉลี่ย ราคาตลาด ระบบผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์ แบบติดตั้งบนหลังคาบ้าน ขนาด 8-10 kW จากบริษัทผู้รับเหมา ในประเทศไทย (ราคาไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม)	51
ตารางที่ 4.12	แสดงข้อมูลค่าเฉลี่ยความเข้มรังสีอาทิตย์เฉลี่ยรายวันในแต่ละเดือน (หน่วย $kWh/m^2/Day$)	54
ตารางที่ 4.13	แสดงข้อมูลการจัดลำดับค่าเฉลี่ยความเข้มรังสีอาทิตย์เฉลี่ย รายวันในแต่ละเดือน จังหวัดสูงสุด ไป จังหวัดต่ำสุด (หน่วย $kWh/m^2/Day$)	55
ตารางที่ 4.14	แสดงข้อมูลค่ารังสีแสงอาทิตย์สะสมรวมในรอบปี	56
ตารางที่ 4.15	แสดงสมมุติฐานการเลือกจังหวัดแทนในการนำเสนอ	57
ตารางที่ 4.16	แสดงกำลังไฟฟ้าของ โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ ในระบบฯ ที่ลดลงตามอายุการใช้งาน	65
ตารางที่ 4.17	ผลการคำนวณค่าไฟฟ้าระดับครัวเรือนเฉลี่ย ณ ปี ปัจจุบัน	68
ตารางที่ 4.18	แสดงตัวอย่างผลการคำนวณทางด้านการเงินของระบบผลิตไฟฟ้า แสงอาทิตย์ ขนาด 3,000 วัตต์ ที่จังหวัดเชียงใหม่	70
ตารางที่ 4.19	แสดงตัวอย่างผลการคำนวณทางด้านการเงินของระบบผลิตไฟฟ้า แสงอาทิตย์ ขนาด 5,000 วัตต์ ที่จังหวัดเชียงใหม่	71
ตารางที่ 4.20	แสดงตัวอย่างผลการคำนวณทางด้านการเงินของระบบผลิตไฟฟ้า แสงอาทิตย์ ขนาด 10,000 วัตต์ ที่จังหวัดเชียงใหม่	72
ตารางที่ 4.21	ตารางสรุปผลการแนะนำ ให้มีการลงทุนตามเกณฑ์ที่กำหนด	76
ตารางที่ 4.22	มูลค่าการลงทุนติดตั้งเริ่มต้นที่เปลี่ยนแปลง เพิ่มขึ้นและลดลง 5% 10% 15% และ 20%	77
ตารางที่ 4.23	แสดงสรุปผลการคำนวณ การวิเคราะห์ความอ่อนไหว (Sensitivity Analysis)	77

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

สารบาญภาพ

หน้า

ภาพที่ 1.1 การใช้พลังงานขั้นสุดท้ายจำแนกตามชนิดพลังงาน 2557 1
ภาพที่ 1.2 การใช้พลังงานขั้นสุดท้ายจำแนกตามสาขาเศรษฐกิจ 2557 2
ภาพที่ 1.3 แผนพัฒนาพลังงานทดแทน 10 ปี 2
ภาพที่ 1.4 เปรียบเทียบ ค่าความเข้มรังสีอาทิตย์ของประเทศไทย กับ นานาชาติ 3
ภาพที่ 1.5 มาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากภาครัฐ 4
ภาพที่ 1.6 Solar PV Farm 7
ภาพที่ 1.7 Solar PV Rooftop 7
ภาพที่ 1.8 ปัจจัยต่อความสำเร็จ ร่างแผนพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558 – 2579 11
ภาพที่ 2.1 สมดุลพลังงานโลก 13
ภาพที่ 2.2 แสดงค่ารังสีรวมสะสมรายปีของประเทศต่างๆทั่วโลก 14
ภาพที่ 2.3 แผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ 15
ภาพที่ 2.4 องค์ประกอบของ โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ 16
ภาพที่ 2.4 แสดงหลักการทำงานของ เซลล์แสงอาทิตย์ 17
ภาพที่ 2.6 โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ แต่ละชนิด 18
ภาพที่ 2.7 หลักการทำงานของระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระ 20
ภาพที่ 2.8 หลักการทำงานของระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อระบบจำหน่าย 21
ภาพที่ 2.9 โครงสร้างรองรับโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ 24
ภาพที่ 2.10 ทิศทางและการติดตั้งแผงโซล่าเซลล์ 24
ภาพที่ 2.11 การวางมุมเอียงของแผงโซล่าเซลล์ 26
ภาพที่ 2.12 มุมเอียงของโลกที่แปรเปลี่ยนตามเดือนในแต่ละปี 26
ภาพที่ 2.12 ความเข้มรังสีอาทิตย์ที่ตกลงพื้นที่ 1 ตร.ม ในช่วงเวลาแต่ละวัน 27
ภาพที่ 2.30 ประสิทธิภาพ ที่มุมเงยจากแนวระดับต่างๆ 28
ภาพที่ 3.1 Flow Chart ขั้นตอนการศึกษา 39
ภาพที่ 4.1 แสดงสถิติยี่ห้อ ที่มีปริมาณการผลิต โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ จำหน่ายในตลาดโลก สูงสุด 10 อันดับแรก ตั้งแต่ปี 2008 ถึง 2013 42
ภาพที่ 4.2 แสดงการเปรียบเทียบ ราคาเฉลี่ยของอินเวอร์เตอร์ 49

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

สารบาญภาพ (ต่อ)

หน้า

ภาพที่ 4.3 แสดงการเปรียบเทียบ ประสิทธิภาพเฉลี่ยของอินเวอร์เตอร์ 49

ภาพที่ 4.4 แสดงการเปรียบเทียบ ราคาเฉลี่ยจ้างเหมาติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 52

ภาพที่ 4.5 แสดงการสรุปราคากลางการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 53

ภาพที่ 4.6 แสดงการเปรียบเทียบ ค่าเฉลี่ยความเข้มรังสีอาทิตย์เฉลี่ยรายวันในแต่ละเดือน 57

ภาพที่ 4.7 แสดงค่าเฉลี่ยความเข้มรังสีอาทิตย์ ที่ซึ่งเกิดจากการลดทอนของการติดตั้ง 59

ภาพที่ 4.8 แสดงค่าจำนวน ชั่วโมง PSH ของ โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ สะสมในรอบปี 60

ภาพที่ 4.9 ปริมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้า ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 3,000Wp 62

ภาพที่ 4.10 ปริมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้า ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด5,000 Wp 62

ภาพที่ 4.11 ปริมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้า ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 10,000Wp 63

ภาพที่ 4.12 ข้อมูล % กำลังไฟฟ้าของโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ ที่ผลิตได้ ที่ลดลงตามอายุการใช้งาน 63

ภาพที่ 4.13 แสดงปริมาณการผลิตไฟฟ้าของจังหวัดเชียงใหม่ ที่ลดลงตามอายุการใช้งาน (กรณีโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ หันหน้าไปทางทิศใต้ ทำมุม 17 องศา) 66

ภาพที่ 4.14 แนวโน้มราคาค่าไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น ในระบบผลิตไฟฟ้าแต่ขนาดกำลังการผลิต 68

ภาพที่ 4.15 ผลการประหยัดค่าไฟฟ้าในการลงทุนติดตั้งระบบฯ ในพื้นที่จังหวัดเชียงใหม่ 69

ภาพที่ 4.16 ผลการคำนวณค่า IRR (%) 20 จังหวัดในพื้นที่ภาคเหนือ 73

ภาพที่ 4.17 ผลการคำนวณค่า PB (ปี) 20 จังหวัดในพื้นที่ภาคเหนือ 74

ภาพที่ 4.18 ผลการคำนวณค่า NPV (บาท) 20 จังหวัดในพื้นที่ภาคเหนือ 74

ภาพที่ 4.19 ผลการคำนวณค่า B/C 20 จังหวัดในพื้นที่ภาคเหนือ 75

ภาพที่ 5.1 แผนที่ความเข้มของปริมาณรังสีอาทิตย์ของประเทศไทย 82

ภาพที่ 5.2 แสดงผลของความเข้มรังสีอาทิตย์ในแต่ละเดือนในรอบปี 83

ภาพที่ 5.3 % การเปลี่ยนแปลงปริมาณการผลิตไฟฟ้า กรณีติดตั้งแตกต่างจากทิศใต้ มุมเงย 17 องศา 84

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

สารบาญภาพ (ต่อ)

หน้า

ภาพที่ 5.4 ลักษณะอาคาร BIPV (Building-Integrated Photo Voltaic) 86
ภาพที่ 5.5 กราฟเปรียบเทียบค่าไฟฟ้าขั้นต่ำและค่าไฟฟ้าเฉลี่ย ในกลุ่มประเทศ AEC 87

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

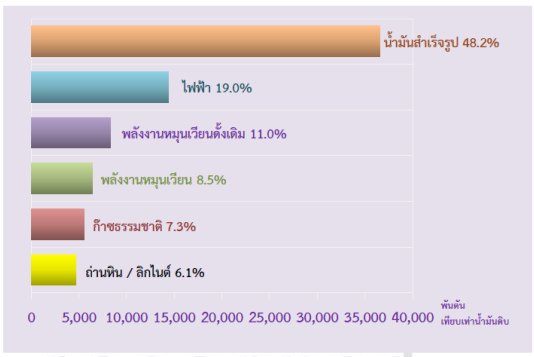
บทที่ 1
บทนำ

หลักการและเหตุผล

ปัจจุบันโลกกำลังประสบปัญหาจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล ซึ่งเป็นทรัพยากรที่อยู่อย่างจำกัดและกำลังจะหมดในเวลาอีกไม่นาน รวมทั้งผลของ ก๊าซ CO_2 จากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล ในปริมาณมากไปปกคลุมชั้นบรรยากาศโลกทำให้การกักเก็บอุณหภูมิภายในโลกสูงขึ้น ส่งผลกระทบต่ออุณหภูมิของโลกที่มีแนวโน้มสูงขึ้น ทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงทางสภาวะอากาศของโลกเป็นอย่างมาก รัฐบาลของประเทศต่างๆ ทั่วโลกตื่นตัวและให้ความสำคัญกับปัญหานี้ โดยมีนโยบายลดการใช้พลังงาน และ ส่งเสริมให้มีการใช้พลังงานทดแทนให้เพิ่มสูงขึ้น

ศูนย์สารสนเทศข้อมูลพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน(2558) สรุปสถานการณ์พลังงานของประเทศไทยปี 2557 โดยรายงานถึงการใช้พลังงานขั้นสุดท้ายของประเทศไทยซึ่งมีปริมาณ 75,804 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ เพิ่มขึ้นจากปี 2556 ร้อยละ 0.8 คิดเป็นมูลค่าการใช้พลังงานรวม 1,806 พันล้านบาท ดังภาพที่ 1.1

การใช้พลังงานขั้นสุดท้าย จำแนกตามชนิดพลังงาน	ปริมาณ (พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ)			อัตราการเปลี่ยนแปลง (ร้อยละ)	
	2555	2556	2557[P]	2556	2557[P]
การใช้พลังงานขั้นสุดท้าย (รวม)	73,316	75,214	75,804	2.6	0.8
• พลังงานเชิงพาณิชย์	60,340	61,236	61,075	1.5	(0.3)
- น้ำมันสำเร็จรูป	34,881	35,948	36,570	3.1	1.7
- ไฟฟ้า	13,783	14,002	14,371	1.6	2.6
- ถ่านหิน/ลิกไนต์	6,582	5,947	4,629	(9.6)	(22.2)
- ก๊าซธรรมชาติ	5,094	5,339	5,505	4.8	3.1
• พลังงานหมุนเวียน	5,635	5,902	6,408	4.7	8.6
• พลังงานหมุนเวียนดั้งเดิม	7,341	8,076	8,321	10.0	3.0



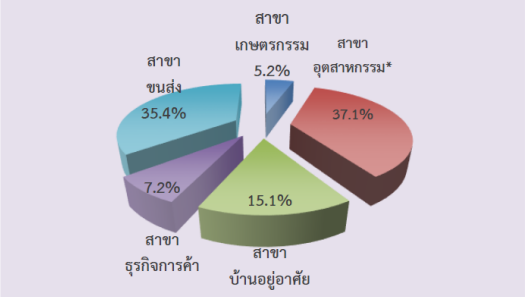
ภาพที่ 1.1 การใช้พลังงานขั้นสุดท้ายจำแนกตามชนิดพลังงาน 2557

เมื่อมีการจำแนกตามสาขาเศรษฐกิจ พบว่าสาขาบ้านอยู่อาศัยมีการใช้พลังงาน คิดเป็นสัดส่วน 15.1% สูงเป็นลำดับที่ 3 และ มีอัตราการเติบโตเพิ่มขึ้น ร้อยละ 0.8% สอดคล้องกับการเติบโตของใช้พลังงานโดยรวมทั้งประเทศ ดังภาพที่ 1.2

All rights reserved

การใช้พลังงานขั้นสุดท้าย จำแนกตามสาขาเศรษฐกิจ	ปริมาณ (พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ)			อัตราการเปลี่ยนแปลง (ร้อยละ)	
	2555	2556	2557[p]	2556	2557[p]
1. สาขาเกษตรกรรม	3,790	3,906	3,957	3.1	1.3
2. สาขาอุตสาหกรรม*	26,910	27,193	28,110	1.1	(11.4)
3. สาขาบ้านอยู่อาศัย	10,305	11,367	11,459	10.3	0.8
4. สาขาธุรกิจการค้า	6,081	5,805	5,477	(4.5)	(5.7)
5. สาขาขนส่ง	26,230	26,943	26,801	2.7	(0.5)
รวม	73,316	75,214	75,804	2.6	0.8

* ประกอบด้วย เหมืองแร่ อุตสาหกรรมการผลิต และก่อสร้าง

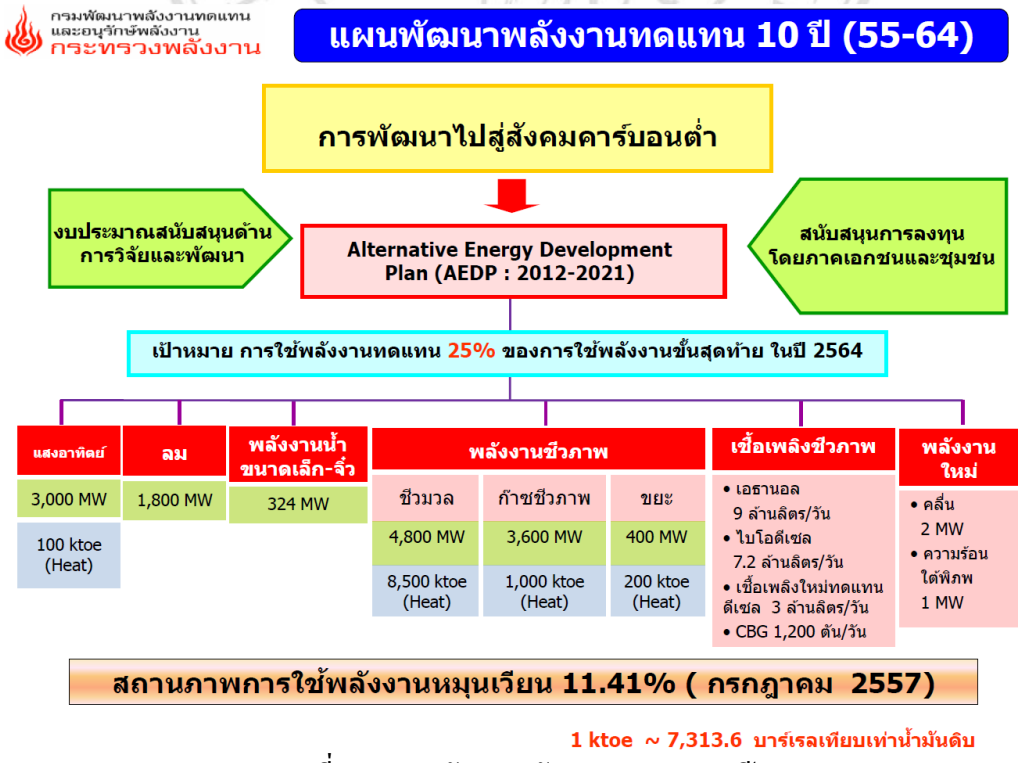


* สาขาอุตสาหกรรมประกอบด้วย อุตสาหกรรมการผลิต 27,868 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ เหมืองแร่ 122 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ และก่อสร้าง 120 พันตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ

p : ตัวเลขเบื้องต้น

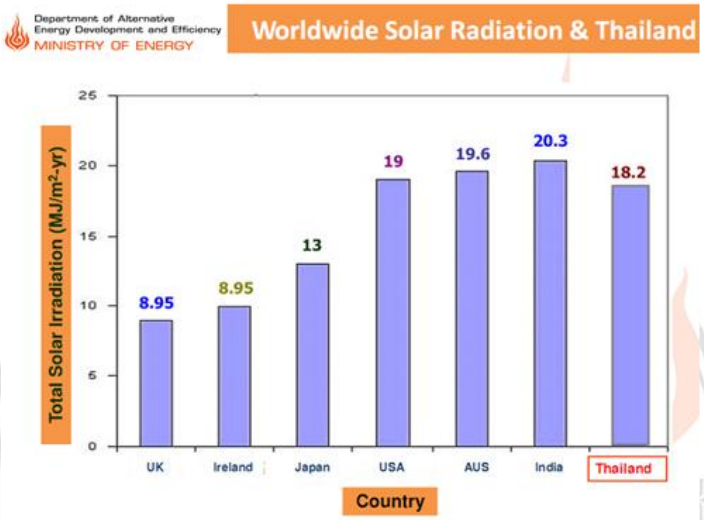
ภาพที่ 1.2 การใช้พลังงานขั้นสุดท้ายจำแนกตามสาขาเศรษฐกิจ 2557

พิสมัย เสถียรยานนท์ (พฤศจิกายน 2557) กล่าวถึงการสนับสนุนให้มีการใช้พลังงานทดแทนในประเทศไทย ซึ่งภาครัฐมีนโยบายที่ชัดเจน โดยเฉพาะการใช้พลังงานทดแทนที่สามารถผลิตได้จากภายในประเทศ ซึ่งประกอบด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังน้ำ ก๊าซชีวภาพ ขยะ เชื้อเพลิงชีวภาพ (เอทานอล และไบโอดีเซล) และก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์ โดยมียุทธศาสตร์การพัฒนาพลังงานทดแทนให้มีสัดส่วนเพิ่มขึ้นเป็น 25% ในปี พ.ศ. 2564 ดังภาพที่ 1.3



ภาพที่ 1.3 แผนพัฒนาพลังงานทดแทน 10 ปี

สุรีย์ จรูญศักดิ์ (กันยายน 2553) กล่าวถึงศักยภาพของพลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งเป็นหนึ่งในเป้าหมายสำคัญของแผนการพัฒนาพลังงานทดแทน เนื่องจากประเทศไทยมีศักยภาพจากความเข้มรังสีแสงอาทิตย์อยู่ในระดับสูง เมื่อเทียบกับประเทศต่างๆ ทั่วโลก ดังภาพที่ 1.4



ภาพที่ 1.4 เปรียบเทียบ ค่าความเข้มรังสีอาทิตย์ของประเทศไทย กับ นานาชาติ

สุรีย์ จรูญศักดิ์ (ธันวาคม 2557) กล่าวถึงรายละเอียด มาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของภาครัฐ ตั้งแต่อดีตจนถึงปัจจุบัน อ้างอิงจากศักยภาพของพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย ภาครัฐจึงมีเป้าหมายหมายการส่งเสริมให้มีการผลิตพลังงานจากแสงอาทิตย์อยู่ในระดับสูงขึ้น จนถึง 3,000 MW ดังแสดงดังภาพที่ 1.5

จากยุทธศาสตร์การพัฒนาพลังงานทดแทนของประเทศไทย การใช้พลังงานแสงอาทิตย์ในการผลิตไฟฟ้าเป็นหนึ่งในแนวทางในการปรับสัดส่วนการใช้พลังงานของประเทศให้สูงขึ้น โดยภาครัฐได้ริเริ่มนโยบายส่งเสริมรับซื้อไฟฟ้าคืน (Adder) ในปี พ.ศ. 2550 จากพลังงานแสงอาทิตย์ได้รับ Adder เท่ากับ 8 บาท โดย การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (2552) ประกาศรับซื้อไฟฟ้าอย่างเป็นทางการ ดังแสดงในตารางที่ 1.1 เมื่อ Adder รวมกับค่าไฟฟ้าฐานและค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Automatic Adjustment Mechanism, Ft) ค่าไฟฟ้ารับซื้อคืนจะอยู่ที่หน่วยละกว่า 11 บาท จากข้อมูลของผู้ประกอบการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ดุสิต เครืองาม (2552) พบว่าผลตอบแทนการลงทุน อยู่ในช่วง 14-15% ระยะเวลาคืนทุน 6–7 ปี ซึ่งถือเป็นผลตอบแทนเหมาะสมกับลงทุนสำหรับโครงการลงทุนสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดใหญ่ ระดับกำลังการผลิตขนาด เมกะวัตต์ (MW)

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

ภาพที่ 1.5 มาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากภาครัฐ

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

ตารางที่ 1.1 ค่า Adder ของการขายไฟฟ้าคืนเข้าระบบสายส่ง แยกตามประเภทพลังงานทดแทน

เชื้อเพลิง	ส่วนเพิ่มฯ (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	ส่วนเพิ่มฯ พิเศษ สำหรับ 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้[1/] (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	รวมส่วนเพิ่มฯ พิเศษ สำหรับ 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้ (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	ระยะเวลาสนับสนุนนับจากวัน COD (ปี)
1. ชีวมวล				
(1) กำลังการผลิตติดตั้ง ≤ 1 MW	0.50	1.00	1.50	7
(2) กำลังการผลิตติดตั้ง > 1 MW	0.30	1.00	1.30	7
2. ก๊าซชีวภาพ				
(1) กำลังการผลิตติดตั้ง ≤ 1 MW	0.50	1.00	1.50	7
(2) กำลังการผลิตติดตั้ง > 1 MW	0.30	1.00	1.30	7
3. ขยะ[2/]				
(1) ระบบหมักหรือหลุมฝังกลบขยะ	2.50	1.00	3.50	7
(2) พลังงานความร้อน (Thermal Process)	3.50	1.00	4.50	7
4. พลังงานลม				
(1) กำลังการผลิตติดตั้ง ≤ 50 kW	4.50	1.50	6.00	10
(2) กำลังการผลิตติดตั้ง > 50 kW	3.50	1.50	5.00	10
5. พลังน้ำขนาดเล็ก				
(1) 50 kW≤กำลังการผลิตติดตั้ง<200 kW	0.80	1.00	1.80	7
(2) กำลังการผลิตติดตั้ง < 50 kW	1.50	1.00	2.50	7
6. พลังงานแสงอาทิตย์	8.00	1.50	9.50	10

แต่เนื่องจากการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ได้รับการตอบรับจากนักลงทุนเป็นจำนวนมากและอุตสาหกรรมเซลล์แสงอาทิตย์ทั่วโลกเริ่มขยายตัว ส่งผลให้ต้นทุนการผลิตต่อหน่วยลดลง ภาครัฐมีนโยบายหยุดการรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ขนาดใหญ่ ดังภาพที่ 1.6 (Solar PV Farm) สำหรับการส่งเสริมแบบ Adder ตาม ประกาศการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (2553)

การพิจารณารับซื้อไฟฟ้าจากโครงการขนาด และ กำหนดทิศทางของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ โดยพิจารณาเรื่องการส่งเสริมการ ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคา ดังรูป 1.7 (Solar PV Rooftop) แบบ Feed in Tariff (FIT) เนื่องจากต้องการกระจายกำลังผลิตให้สม่ำเสมอทั่วประเทศ รวมทั้งลดความสูญเสียพลังงานในสายส่งจากการที่โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ตั้งอยู่ไกลจากเมือง

คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (2556) ได้ออกประกาศ การรับซื้อไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา เพื่อกำหนดโครงสร้าง อัตราการรับซื้อไฟฟ้าคืนจากพลังงานแสงอาทิตย์ ให้เป็นแบบ Feed-in Tariff (FIT) ในอัตราคงที่ตลอดสัญญา 25 ปี ดังตารางที่ 1.2 และปริมาณการรับซื้อไฟฟ้า ดังตารางที่ 1.3 รวมเป็น 200 MWp หรือ เท่ากับ 200,000 kWp ซึ่งมูลค่าการลงทุนโดยเฉลี่ยของการผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์ ที่ถูกนำเสนอจากภาครัฐดังตารางที่ 1.4 อยู่ที่ 60,000 บาท/kWp เมื่อคำนวณแล้วพบว่ามูลค่าตลาดของธุรกิจที่เกี่ยวข้องกับระบบผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์ ในการประกาศรับซื้อไฟฟ้าครั้งนี้ ประมาณ 12,000 ล้านบาท

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

ตารางที่ 1.2 อัตราการรับซื้อไฟฟ้า แบบ FIT

กลุ่มประเภทอาคาร	กำลังการผลิตติดตั้ง	อัตรารับซื้อไฟฟ้า (FiT)
(๑) บ้านอยู่อาศัย	ไม่เกิน ๑๐ kW_p	๖.๙๖ บาท/หน่วย
(๒) อาคารธุรกิจขนาดเล็ก	มากกว่า ๑๐ ถึง ๒๕๐ kW_p	๖.๕๕ บาท/หน่วย
(๓) อาคารธุรกิจขนาดกลาง-ใหญ่/โรงงาน	มากกว่า ๒๕๐ ถึง ๑,๐๐๐ kW_p	๖.๑๖ บาท/หน่วย

ตารางที่ 1.3 ปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าในปี 2556

อาคาร	ขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง	ขนาดกำลังการผลิตติดตั้งรวม
(๑) บ้านอยู่อาศัย	ไม่เกิน ๑๐ kW_p	๑๐๐ MW_p
(๒) อาคารธุรกิจขนาดเล็ก	มากกว่า ๑๐ ถึง ๒๕๐ kW_p	๑๐๐ MW_p
(๓) อาคารธุรกิจขนาดกลาง-ใหญ่/โรงงาน	มากกว่า ๒๕๐ ถึง ๑,๐๐๐ kW_p	

ตารางที่ 1.4 ประมาณการทางเศรษฐศาสตร์จากภาครัฐ ในการลงทุนติดตั้ง

Rooftop PV Fact Sheet			
1. เงินลงทุนในระบบ	60,000 บาท/kW_p		
2. ขนาดพื้นที่ที่ต้องการอย่างน้อย	7 m^2/kW_p		
3. น้ำหนักของแผง	83 kg/kW_p (12 kg/m^2)		
4. พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้เฉลี่ยต่อ 1 kW_p ของแผง	1,300 $kWh/kW_p/y$ (หน่วยต่อปี) หรือ 108 $kWh/kW_p/m$ (หน่วยต่อเดือน)		
5. การสนับสนุน	**บ้านอยู่อาศัย**	**อาคารธุรกิจขนาดเล็ก**	**อาคารธุรกิจขนาดกลาง-ใหญ่/โรงงาน**
อัตราค่าไฟฟ้า Feed In Tariff (บาท/หน่วย)	6.96	6.55	6.16
ค่าไฟฟ้าที่ได้รับ (บาท/kW_p/ปี)	9,048	8,515	8,008

ตัวอย่าง	**บ้านอยู่อาศัย**	**อาคารธุรกิจขนาดเล็ก**	**อาคารธุรกิจขนาดกลาง-ใหญ่/โรงงาน**
ติดตั้งระบบ Rooftop PVขนาด	5 kW_p	200 kW_p	1,000 kW_p
ใช้พื้นที่ติดตั้งอย่างน้อยประมาณ	35 m^2	1,400 m^2	7,000 m^2 (4.375 ไร่)
น้ำหนักแผงรวม	414 kg	16,552 kg (16.5 ตัน)	82,759 kg (83 ตัน)
เงินลงทุน	300,000 บาท	12,000,000 บาท	60,000,000 บาท
พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปี	6,500 หน่วย/ปี	260,000 หน่วย/ปี	1,300,000 หน่วย/ปี
รายรับจากการจำหน่ายไฟฟ้าต่อปี	45,240 บาท/ปี	1,703,000 บาท/ปี	8,008,000 บาท/ปี
ระยะเวลาคืนทุน (Simple Payback Period)	6 ปี 7 เดือน	7 ปี	7 ปี 6 เดือน

ภาพที่ 1.6 Solar PV Farm

ที่มา http://www.siemens.com/

ภาพที่ 1.7 Solar PV Rooftop

ที่มา http://www.siemens.com

Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

โดยในเขตพื้นที่ภาคเหนือภายใต้ความรับผิดชอบของการไฟฟ้าภูมิภาค (ภาคเหนือ) ซึ่งครอบคลุมพื้นที่ 20 จังหวัด ดังตารางที่ 1.5 มีการกำหนดปริมาณพลังงานไฟฟ้ารับซื้อ (MWp) ในกลุ่มบ้านอยู่อาศัย เขตพื้นที่ 1 ถึง 3 อย่างละ 5 MWp รวมทั้งเขตภาคเหนือเป็น 15 MWp

ตารางที่ 1.5 ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่รับซื้อ ในแต่ละเขตพื้นที่ ภาคเหนือ (20 จังหวัด)

พื้นที่/เขต	ปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อ (MWp)	
	กลุ่มบ้านอยู่อาศัย	กลุ่มอาคารธุรกิจขนาดเล็กและอาคารธุรกิจขนาดกลาง-ใหญ่/โรงงาน
(๑) การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) รวม	๔๐	๔๐
๓ จังหวัด ประกอบด้วย กรุงเทพมหานคร นนทบุรี และสมุทรปราการ	๔๐	๔๐
(๒) การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) รวม	๖๐	๖๐
(๒.๑) พื้นที่บริเวณภาคเหนือ ประกอบด้วย ๒๐ จังหวัด ดังนี้		๑๕
(๑) พื้นที่ ๖ จังหวัด ประกอบด้วย เชียงใหม่ เชียงราย แม่ฮ่องสอน ลำพูน ลำปาง และพะเยา	๕	
(๒) พื้นที่ ๘ จังหวัด ประกอบด้วย พิษณุโลก อุตรดิตถ์ แพร่ กำแพงเพชร สุโขทัย ตาก พิจิตร และน่าน	๕	
(๓) พื้นที่ ๖ จังหวัด ประกอบด้วย ลพบุรี นครสวรรค์ เพชรบูรณ์ สิงห์บุรี ชัยนาท และอุทัยธานี	๕	

เมื่อมีการสรุปผลการยื่นขออนุญาตขายไฟแล้วเสร็จพบว่า การยื่นขอขายไฟจากกลุ่มอาคารธุรกิจขนาดเล็ก (๒) กลาง-ใหญ่/โรงงาน (๓) มีการยื่นขอเสนอขายไฟเกินกว่าขนาดกำลังผลิตติดตั้งรวม 100 MWp ดังตารางที่ 1.3 เป็นจำนวนมาก แต่ในทางกลับกัน การยื่นขอเสนอขายไฟ กลุ่มบ้านอยู่อาศัย (๑) กลับมีจำนวนการยื่นข้อเสนอขายไฟฟ้าต่ำกว่าปริมาณรับซื้อเป็นจำนวนมากทั่วทุกเขตไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

โดยในพื้นที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (ภาคเหนือ) พบว่ามีปริมาณการเสนอขายไฟรวมในกลุ่มบ้านอยู่อาศัย ภาคเหนือ ดังตารางที่ 1.6 เท่ากับ 6.46 MWp คิดเป็นร้อยละ 43.07% ของปริมาณรับซื้อรวม จำนวน 15 MWp

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

ตารางที่ 1.6 ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่เสนอขาย ในแต่ละเขตพื้นที่ ภาคเหนือ

พื้นที่เขตภาคเหนือ	ปริมาณเสนอขาย (MWp)	ปริมาณรับซื้อ : ตารางที่6 (MWp)	คิดเป็น (%)
เขต 1 (6จังหวัด)	4.31	5.00	86.20
เขต 2 (8จังหวัด)	1.37	5.00	27.40
เขต 3 (6จังหวัด)	0.78	5.00	15.60
รวมทั้ง 3เขต	6.46	15.00	**43.07**

ที่มา : รวบรวมข้อมูลจาก ประกาศการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ผู้ยื่นคำขอขายไฟฟ้าที่ผ่านการคัดเลือก

แต่เมื่อพิจารณาจากการรวบรวมข้อมูล อ้างอิง รายชื่อประกาศผู้ยื่นคำขอขายไฟฟ้าที่ผ่านการคัดเลือกของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในเขตภาคเหนือ พบว่ามีกลุ่มบริษัทเอกชน และกลุ่มบุคคลที่อาศัยช่องว่างของการประกาศรับซื้อไฟฟ้า ทำเอกสารสัญญาเช่ากับเจ้าของบ้านอยู่อาศัยที่หลังคามีศักยภาพในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ แล้วทำเอกสารยื่นเสนอขอขายไฟฟ้า ในนามกลุ่มบริษัทเอกชน หรือกลุ่มบุคคล เพื่อเข้าร่วมโครงการโดยทำการลงทุนในการติดตั้งเองทั้งหมด และแบ่งผลประโยชน์จากค่าไฟฟ้าที่ได้จากโครงการคืนกลับให้เจ้าของบ้านในรูปแบบค่าเช่า ซึ่งการกระทำดังกล่าวเป็นการดำเนินการเชิงพาณิชย์ มิใช่ความประสงค์ที่แท้จริงของโครงการที่จะให้เจ้าของบ้านอยู่อาศัยมีการลงทุน เพื่อเป็นเจ้าของระบบผลิตไฟฟ้าโดยสมบูรณ์ ซึ่งจากตารางที่ 1.7 จะพบว่ากว่า 40% ของผู้เสนอขายไฟฟ้าเป็นการลงทุนเชิงพาณิชย์ โดยมีการตัดสินใจลงทุนเองจากเจ้าของบ้านอยู่อาศัย เพียง 3.65 MWp หรือคิดเป็นร้อยละ 24% ของปริมาณรับซื้อรวม จำนวน 15 MWp

ตารางที่ 1.7 แยกประเภทผู้ลงทุน กลุ่มบ้านอาศัย ในแต่ละเขตพื้นที่ ภาคเหนือ

พื้นที่เขตภาคเหนือ	เชิงพาณิชย์ (MWp)	คิดเป็น (%)	ครัวเรือน (MWp)	คิดเป็น (%)	รวม(MWp)
เขต 1 (6จังหวัด)	1.70	39.44	2.61	60.56	4.31
เขต 2 (8จังหวัด)	0.75	54.74	0.62	45.26	1.37
เขต 3 (6จังหวัด)	0.36	46.15	0.42	53.85	0.78
รวมทั้ง 3เขต	2.81	43.50	3.65	56.50	6.46

ที่มา : รวบรวมข้อมูลจาก ประกาศการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ผู้ยื่นคำขอขายไฟฟ้าที่ผ่านการคัดเลือก

ปัจจัยสำคัญที่ทำให้เจ้าของบ้านอยู่อาศัย ยื่นขอเสนอต่ำกว่าปริมาณรับซื้อคือความไม่มั่นใจในการลงทุน ซึ่งจากตารางที่ 1.4 ที่หน่วยงานราชการจัดทำไว้เพื่อนำเสนอโครงการยังมีหลายประเด็นที่ผู้ตัดสินใจระดับกลุ่มบ้านอยู่อาศัยยังเกิดความไม่เข้าใจจนเกิดความไม่มั่นใจ ซึ่งมีประเด็นสำคัญๆ ดังนี้

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

1. การลงทุนในทุกขนาดของการติดตั้ง 1 ถึง 1,000 kWp เหตุใดจึงใช้เงินลงทุนเท่ากันที่ 60,000 บาท/kWp ทั้งที่เมื่อระบบขนาดใหญ่ขึ้น ราคาต่อหน่วยควรลดต่ำลง

2. พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ในแต่ละภูมิภาคควรจะมีค่าแตกต่างกัน ซึ่งในภาคเหนือ เทียบกับภาคใต้ ซึ่งมีปริมาณฝนและแดดที่แตกต่างกัน หรือแม้แต่ในจังหวัดใกล้เคียงกัน ควรจะผลิตไฟฟ้าได้กี่หน่วยต่อปี และ จะมีรายรับที่แท้จริงปีละเท่าใด

คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (2558) ได้ประกาศเรื่องการรับซื้อไฟฟ้าจากการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา ประเภทบ้านอยู่อาศัย (สำหรับการรับซื้อไฟฟ้าเพิ่มให้ครบ 100 เมกะวัตต์) ตามเป้าหมาย โดยกำหนดให้อัตรารับซื้อไฟฟ้า (FIT) ลดลงเหลือ 6.85บาท/หน่วย จากเดิม 6.96บาท/หน่วย หรือลดลง 1.56% และกำหนดเวลาสิ้นสุดการรับซื้อในวันที่ 30 มิถุนายน 2558 ซึ่งจากการตรวจสอบข้อมูลการพิจารณาผ่านการคัดเลือกที่กำลังทยอยประกาศ ก็พบว่าโดยส่วนใหญ่ยังเป็น ภาคธุรกิจที่ใช้ประโยชน์จากโครงการดังกล่าวในการเช่าหลังคาครัวเรือน เพื่อยื่นขออนุญาตขายไฟฟ้า ในลักษณะเชิงพาณิชย์ โดยหลังจากสิ้นสุดโครงการนี้

คณะอนุกรรมการปฏิรูปพลังงาน (2558) สภาปฏิรูปแห่งชาติ มีแนวคิดการเพื่อผลักดันโครงการระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์แบบบนหลังคาครัวเรือนระบบ Net Metering แบบเสรี ภายใต้เงื่อนไขในการเข้าร่วมโครงการที่เปิดกว้างมากขึ้น จุดประสงค์เพื่อลดภาระค่าใช้จ่ายไฟฟ้าในครัวเรือน และ ลดการใช้พลังงานจากแหล่งเชื้อเพลิงฟอสซิลในการผลิตไฟฟ้า ซึ่งสอดคล้องกับนโยบายของภาครัฐ กรมพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (2558) ในเรื่องปัจจัยต่อความสำเร็จของนโยบายการส่งเสริมพลังงานแสงอาทิตย์ ดังภาพที่ 1.8 ตามร่างแผนพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558 – 2579 โดยไฟฟ้าที่ผลิตใช้เอง (Self- Consumption) ก่อนภายในครัวเรือนแล้วจึงจำหน่ายส่วนที่เหลือใช้แก่การไฟฟ้าฯ (Net Metering) หมายความได้ว่า ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานแสงอาทิตย์ ต่อหน่วยจะมีราคาเทียบเท่ากับราคาที่ ครัวเรือนซื้อจากการไฟฟ้า หรือ คิดเป็นประมาณ 4 – 5 บาท/หน่วย เท่านั้น

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

จากเหตุผลดังกล่าวข้างต้น ผู้ศึกษาจึงสนใจศึกษา การประเมินการลงทุนระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาระดับบ้านอยู่อาศัย ในเขตภาคเหนือ ซึ่งมีขอบเขตพื้นที่ศึกษา อำเภอเมือง 20 จังหวัด โดยมีแนวทางการศึกษาคือ การคำนวณต้นทุนการลงทุนติดตั้งระบบฯ ค่าบำรุงรักษา จำนวน 3 ขนาด และผลผลิตไฟฟ้าที่ได้จากรังสีแสงอาทิตย์ซึ่งจะมีความแตกต่างกันในแต่ละจังหวัด ไปคำนวณหารายรับหรือค่าไฟฟ้าที่ประหยัดได้ เพื่อใช้เป็นข้อมูลในการวิเคราะห์ผลทาง

การเงิน (Financial Analysis) ในเรื่อง ระยะเวลาคืนทุน มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนสุทธิ อัตราผลตอบแทนภายใน และอัตราส่วนของผลตอบแทนต่อต้นทุน

ข้อมูลบทสรุปที่ได้จากการศึกษา จะสามารถใช้เป็นประโยชน์ เพื่อสร้างความมั่นใจ ในการตัดสินใจลงทุนของเจ้าของบ้านอยู่อาศัย รวมทั้งภาครัฐยังสามารถนำข้อมูลนี้ไปใช้ปรับปรุงนโยบายการส่งเสริมการใช้พลังงานทดแทนจากแสงอาทิตย์ ให้มีความน่าสนใจในการลงทุนมากยิ่งขึ้น

ภาพที่ 1.8 ปัจจัยต่อความสำเร็จ ร่างแผนพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558 – 2579

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

วัตถุประสงค์ของการศึกษา

เพื่อศึกษาการประเมิน การลงทุนระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาบ้านอยู่อาศัย ในการขายไฟฟ้าคืนกลับสู่ระบบสายส่ง หรือลดการไฟฟ้าในครัวเรือน ในเขตพื้นที่การไฟฟ้าภูมิภาคเหนือของประเทศไทย

ประโยชน์ที่ได้รับจากการศึกษา

1. ทำให้ทราบถึงข้อมูลทางด้านการเงินในการลงทุนติดตั้ง ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาระดับบ้านอยู่อาศัย กรณีที่ลงทุนเพื่อใช้ภายในครัวเรือนในเชิงประหยัดค่าไฟฟ้า (Net Metering)

2. สามารถนำข้อมูลที่ประเมินได้ไปใช้เป็นแนวทางในตัดสินใจลงทุนติดตั้ง ของผู้สนใจลงทุนระดับบ้านอยู่อาศัยในเขตพื้นที่ การไฟฟ้าภูมิภาค (ภาคเหนือ) และเป็นข้อมูลให้ภาครัฐใช้ปรับปรุงการอุดหนุน โครงการทางด้านพลังงานทดแทนจากแสงอาทิตย์ ให้มีการติดตั้งใช้งานเป็นไปตามเป้าหมาย

นิยามศัพท์

1. โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ (Solar Cell Module) ในการศึกษานี้หมายถึง การรวมเอาเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดเล็กไว้ด้วยกันในแผ่นเดียวกัน หรือมีชื่อเรียกในท้องตลาด คือ แผงโซล่าเซลล์

2. ค่าไฟฟ้าแบบ NET METERING ในการศึกษานี้หมายถึง อัตรารับซื้อไฟฟ้าจากแหล่งผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์ ระดับครัวเรือน ที่มีค่าเทียบเท่ากับราคาขายไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยเฉลี่ยปัจจุบันราคาอยู่ที่ 4.20 ถึง 4.57 บาท/หน่วย ขึ้นอยู่กับจำนวนหน่วยการใช้ไฟฟ้า ซึ่งราคาดังกล่าวจะไม่คงที่ โดยจะแปรผันตามประกาศราคาค่าไฟฐาน และค่า Ft ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

3. การลงทุน ในการศึกษานี้หมายถึง การใช้เงินเก็บออมของครัวเรือนในการลงทุนติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา เพื่อให้มาซึ่งผลตอบแทนในรูปแบบการประหยัดค่าไฟฟ้าในระยะยาว โดยไม่มีต้นทุนเงินทุนจากการกู้ยืม

4. ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา ในการศึกษานี้หมายถึง ระบบผลิตไฟฟ้าซึ่งมี โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ ติดตั้งอยู่บนหลังคาครัวเรือน ทำหน้าที่เปลี่ยนรังสีแสงอาทิตย์เป็นไฟฟ้ากระแสตรง จ่ายผ่านอุปกรณ์ อินเวอร์เตอร์ เพื่อเปลี่ยนเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ พร้อมจ่ายเข้าสู่การใช้งานภายในครัวเรือน และจ่ายกลับสู่ระบบสายส่งไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

5. บ้านอยู่อาศัยในเขตภาคเหนือตอนบน ในการศึกษานี้หมายถึง บ้านที่มีการใช้ไฟฟ้าจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ประเภท 1 บ้านอยู่อาศัย (1.1.1 อัตราปกติ) พื้นที่อำเภอเมือง จำนวน 20 จังหวัด ประกอบด้วยจังหวัดเชียงใหม่ เชียงราย แม่ฮ่องสอน ลำพูน ลำปาง พะเยา พิษณุโลก อุตรดิตถ์ แพร่ กำแพงเพชร สุโขทัย ตาก พิจิตร น่าน ลพบุรี นครสวรรค์ เพชรบูรณ์ สิงห์บุรี ชัยนาท และอุทัยธานี

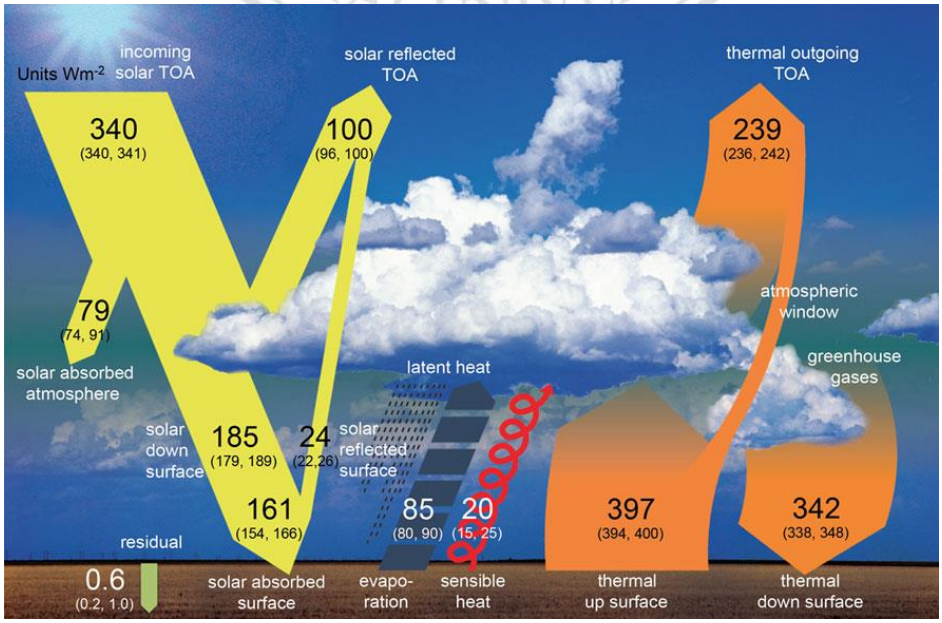
ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

บทที่ 2
แนวคิด ทฤษฎี และทบทวนวรรณกรรมที่เกี่ยวข้อง

แนวคิดและทฤษฎี

สมดุลพลังงานโลก

สมดุลพลังงานโลก (Global Energy Balance) คือ สมดุลระหว่างพลังงานที่โลกได้รับ จากดวงอาทิตย์และความร้อนที่ออกไปจากโลกก่อให้เกิดฤดูกาลต่างๆ รวมถึงการเกิดทรัพยากรธรรมชาติในรูปแบบต่างๆ ปัจจัยสำคัญที่ทำให้เกิดการเปลี่ยนแปลงของสมดุลพลังงานโลก ได้แก่พลังงานที่ปลดปล่อยจากดวงอาทิตย์ในรูปคลื่นแม่เหล็กไฟฟ้า ที่อุณหภูมิประสิทธิผลที่ประมาณ 6,000 องศาเซลเซียส คลื่นแม่เหล็กไฟฟ้าจะถูกปล่อยออกมาในรูปของคลื่นสั้นและคลื่นแสงอัลตราไวโอเลต รังสีแม่เหล็กไฟฟ้าเดินทางข้ามอวกาศด้วยความเร็วแสง เมื่อมายังโลกบางส่วนสะท้อนกลับไปยังเหนือชั้นบรรยากาศ บางส่วนจะถูกเมฆดูดกลืนในชั้นบรรยากาศและส่วนที่เหลือจะถูกดูดกลืนที่พื้นผิวโลก ในขณะเดียวกันโลกจะปลดปล่อยพลังงานจำนวนมากกลับไปยังอวกาศด้วยเช่นกัน แต่เนื่องจากโลกมีอุณหภูมิต่ำกว่าดวงอาทิตย์มาก ทำให้มีการแผ่รังสีในรูปของรังสีอินฟราเรดซึ่งเป็นรังสีคลื่นยาว ดังนั้นสมดุลพลังงานโลกจะเกี่ยวข้องกับสมดุลพลังงานของรังสีคลื่นสั้นและรังสีคลื่นยาว Martin Wild., Doris Folini., Christoph Scha¨r., Norman Loeb., Ellsworth G. Dutton., & Gert Ko¨nig-Langlo. (2013) แสดงถึงสมดุลพลังงานโลกดังรูปที่ 2.1



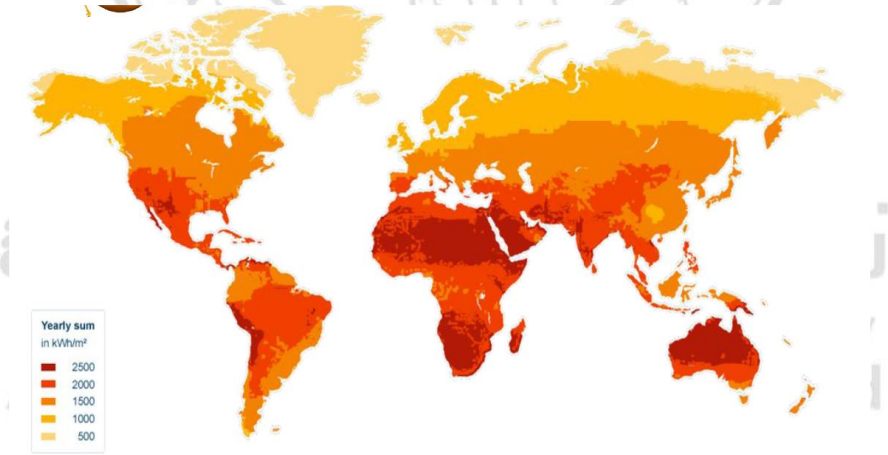
ภาพที่ 2.1 สมดุลพลังงานโลก

ประเภทของรังสีที่ผิวโลกและมวลอากาศ

รังสีตรง (Beam Radiation or Direct Radiation) คือ รังสีที่มาจากดวงอาทิตย์โดยตรงมายังผิวโลกที่ตำแหน่งหนึ่งๆ เนื่องจากการแผ่รังสีชนิดดังกล่าวมีทิศทางที่แน่นอน ดังนั้นรังสีประเภทนี้ สามารถนำมารวมแสง หรือเปลี่ยนทิศทาง โดยใช้ผิวสะท้อนแสงได้ และมีสัดส่วนสูงในวันที่ท้องฟ้าแจ่มใส

รังสีกระจาย (Diffuse Radiation or Scattered Radiation) คือ รังสีอาทิตย์ที่ถูกสะท้อนจากบรรยากาศของโลกและวัตถุต่างๆ ที่อยู่ในทางเดินของแสงก่อนตกกระทบของผิวรับรังสี รังสีกระจายนี้มาจากทุกทิศของท้องฟ้า เนื่องจากรังสีชนิดนี้ มีทิศทางไม่แน่นอนไม่สามารถนำมารวมแสงหรือ เปลี่ยนทิศทางโดยผิวสะท้อนแสง หรือรวมแสงได้ รังสีประเภทนี้จะมีสัดส่วนสูง ในวันที่ฟ้าหลัวหรือมีเมฆมาก

รังสีรวม (Total Radiation or Global Radiation) คือ ผลรวมของรังสีตรงและรังสีกระจายที่ตกกระทบผิวรับรังสี กรณีที่ผิวรับรังสีมีลักษณะเป็นแผ่นราบที่วางเอียงจากแนวระดับ รังสีรวมจะประกอบด้วยรังสีตรงจากท้องฟ้า รังสีกระจายจากท้องฟ้าและรังสีอาทิตย์รวมที่สะท้อนมาจากพื้นผิวบริเวณใกล้เคียง ในกรณีที่ผิวรับรังสีเป็นแผ่นราบที่วางในแนวระดับ รังสีรวมจะมาจากครึ่งทรงกลมท้องฟ้า โดยไม่มีส่วนที่สะท้อนมาจากพื้นผิวใกล้เคียง รังสีรวมในกรณีนี้ว่า Global Radiation

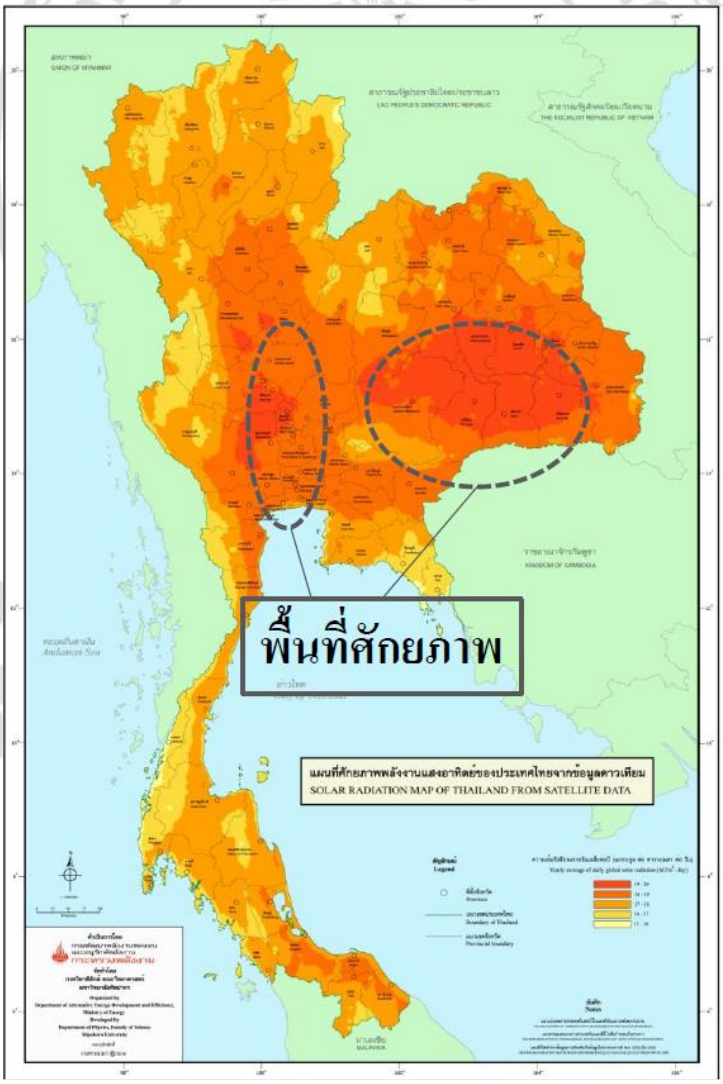


ภาพที่ 2.2 แสดงค่ารังสีรวมสะสมรายปีของประเทศต่างๆทั่วโลก

บมจ.บางจากปิโตเลียม.(ม.ป.ป.). กล่าวว่าประเทศไทยเป็นพื้นที่ที่มีศักยภาพรับรังสีอาทิตย์รวมอยู่ในเกณฑ์ที่สูงเมื่อเทียบกับประเทศอื่นๆ เนื่องจากตั้งอยู่ในเขตเส้นศูนย์สูตรทำให้มีช่วงเวลารับแสงอาทิตย์ตลอดทั้งปี มากกว่าประเทศในแถบยุโรปที่ปัจจุบันมีการผลิตและการใช้ไฟฟ้า

จากพลังงานแสงอาทิตย์จำนวนมาก ดังแสดงให้เห็นจากแผนที่ค่ารังสีรวมสะสมรายปีของประเทศต่างๆ ทั่วโลก ดังภาพที่ 2.2 โดยประเทศไทยจะได้รับพลังงานแสงอาทิตย์ในช่วงวันละ 4.7 ถึง 5.5 กิโลวัตต์/ชั่วโมง/ตารางเมตร (kWh/m^2) ซึ่งสูงกว่าประเทศทางทวีปแถบยุโรปที่มีค่าเฉลี่ยในช่วงวันละ 3 ถึง 4 kWh/m^2

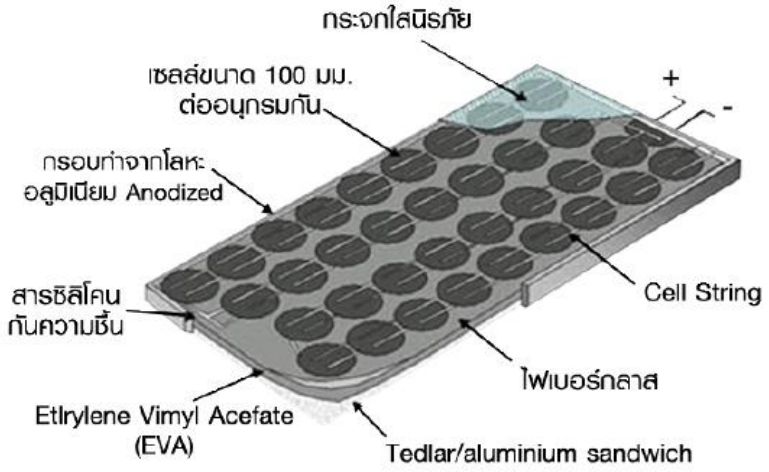
เสริม จันทร์ฉาย. (2553) จัดทำแผนที่ความเข้มรังสีอาทิตย์ในประเทศไทย ดังภาพที่ 2.3 แสดงให้เห็นศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย ซึ่งมีค่าเฉลี่ยวันละ 5 kWh/m^2 โดยพบว่าพื้นที่ที่ได้รับรังสีสูงสุดคือ 5.5 kWh/m^2 อยู่ในเขตภาคตะวันออกเฉียงเหนือ และภาคกลาง ซึ่งคิดเป็น 11% ของพื้นที่ทั้งหมดของประเทศ สาเหตุที่พบว่าการกระจายตัวไม่สม่ำเสมอกันของความเข้มแสงอาทิตย์ในพื้นที่ต่างๆในแต่ละเดือน ได้รับอิทธิพลจาก ลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือ และ ลมมรสุมตะวันออกเฉียงใต้



ภาพที่ 2.3 แผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์

โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์

โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ 1 แผง ประกอบไปด้วยเซลล์แสงอาทิตย์หลายๆ เซลล์ต่อรวมกันเป็นวงจรไฟฟ้าดังภาพ นอกเหนือจากเซลล์แสงอาทิตย์แล้ว ยังมีส่วนประกอบเป็นพวก แผ่นพีวีซีด้านหลัง กรอบอลูมิเนียม กระจก และสายไฟฟ้า เป็นต้น ดังภาพที่ 2.4



ภาพที่ 2.4 องค์ประกอบของ โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์
ที่มา บมจ.บางจากปิโตเลียม.(ม.ป.ป.).

โดยที่

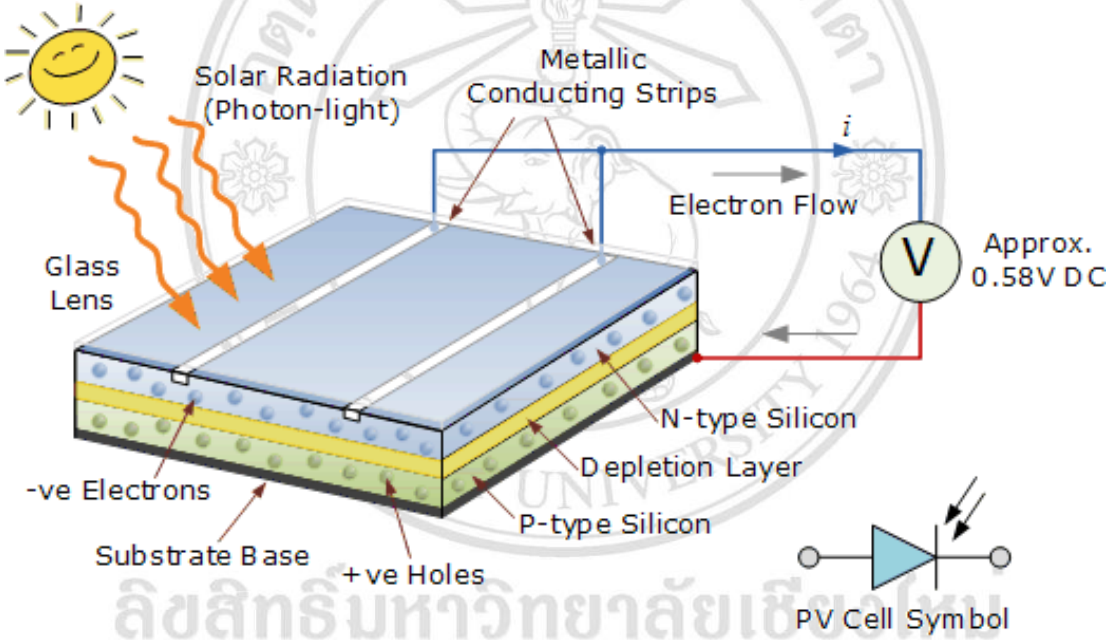
- เซลล์แสงอาทิตย์ (Solar Cell) ทำหน้าที่ผลิตกระแสไฟฟ้า โดยโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์นั้นจะประกอบไปด้วยเซลล์หลายๆตัวเชื่อมต่อกันผ่านตัวนำไฟฟ้าโดยวางบนวัสดุห่อหุ้มโมดูล
- วัสดุห่อหุ้มโมดูลซึ่งเป็นวัสดุที่ทำมาจากโพลีเมอร์ (Polymer Sheet) ทำหน้าที่จับยึดเซลล์โดยใช้วัสดุผิวหน้าประกบวัสดุผิวหลังโดยจะมีคุณสมบัติคือแสงส่องผ่านได้ดีและระบายความร้อนได้ดี
- วัสดุประกบผิวหน้า (Glass Cover) ทำหน้าที่ป้องกันน้ำ ฝุ่นละออง รวมถึงการกระแทกจากภายนอกโดยใช้กระจกพิเศษซึ่งมีคุณสมบัติคือแสงสามารถส่งผ่านได้ดีและระบายความร้อนได้ดี
- วัสดุประกอบแผ่นหลัง (Backing Material) ทำหน้าที่ป้องกันทางด้านหลังและเป็นแผ่นหลังของโมดูลเซลล์อาทิตย์

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

- โครง (Frame) ทำหน้าที่เป็นโครงสร้างของโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อเพิ่มความแข็งแรงให้กับโมดูล และเป็นส่วนปกป้องกันแรงกระแทกต่างๆ

หลักการทำงานของเซลล์แสงอาทิตย์

เซลล์แสงอาทิตย์หรือโซลาร์เซลล์ (Solar cell) คือ สิ่งประดิษฐ์ทางอิเลคทรอนิกส์ชนิดหนึ่งที่ทำมาจากสารกึ่งตัวนำ (Semiconductor) ส่วนใหญ่ทำมาจากสารซิลิคอน (Silicon) ซึ่งมีอยู่มากในธรรมชาตินำมาสกัดและผ่านขั้นตอนการผลิตเป็นแผ่นบางมาก ด้านบนของเซลล์จะเรียกว่า n-type silicon ด้านล่างเรียกว่า p-type silicon โดยมีรอยต่อที่เรียกว่ารอยต่อพีเอ็น (p-n junction) ของสารกึ่งตัวนำ เมื่อมีรังสีอาทิตย์มาตกกระทบที่เซลล์ จะสามารถเปลี่ยนพลังงานจากแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้าได้โดยตรง เรียกว่ากระบวนการโฟโตโวลตาอิค (Photovoltaic process) ดังภาพที่ 2.4



ภาพที่ 2.4 แสดงหลักการทำงานของ เซลล์แสงอาทิตย์

ที่มา http://www.electronics-tutorials.ws/diode/bypass-diodes.html

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

ชนิดของโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์

ปัจจุบันมี 3 ชนิด ที่ใช้งานเชิงพาณิชย์กันอย่างแพร่หลาย

1. เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกเดี่ยวซิลิคอน

(Single Crystalline Silicon Solar Cell, Mono-Crystalline)

เป็นเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดที่ได้รับการพัฒนาเก่าแก่ที่สุด ผลิตจากแผ่นเวเฟอร์ชนิดผลึกเดี่ยวซิลิคอน มีความหนาประมาณ 200-300 ไมครอน มีประสิทธิภาพในการแปลงพลังงาน

แสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้าประมาณร้อยละ 15-17 แต่มีราคาสูง ดังภาพที่ 2.5 ซึ่งใช้พื้นที่ติดตั้งเฉลี่ย 7 ถึง 9 ตารางเมตร ต่อ 1,000 วัตต์สูงสุด (Wp)

2. เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดผลึกรวม

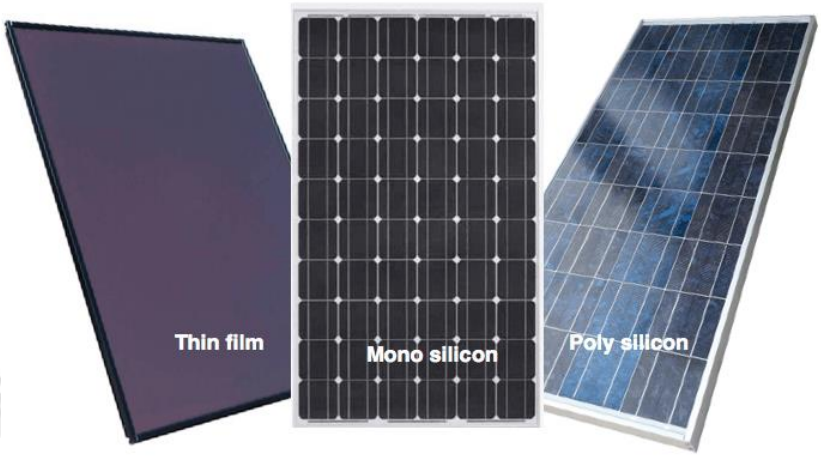
(Multi crystalline Silicon Solar Cell, Poly crystalline Silicon Solar Cell)

เป็นเซลล์แสงอาทิตย์ชนิดที่มีการใช้งานมากที่สุดในปัจจุบัน ผลิตจากแผ่นเวเฟอร์ชนิดผลึกรวมซิลิคอน มีความหนาประมาณ 180-220 ไมครอน มีราคาปานกลาง มีประสิทธิภาพประมาณร้อยละ 12-15 ดังภาพที่ 2.5 ซึ่งใช้พื้นที่ติดตั้งเฉลี่ย 7.5 ถึง 10 ตารางเมตร ต่อ 1,000 วัตต์สูงสุด (Wp)

3. เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดฟิล์มบางอะมอร์ฟัสซิลิคอน

(Amorphous Silicon Solar Cell หรือ Thin Film)

มีลักษณะเป็นฟิล์มบางหนาประมาณ 0.5-1.0 ไมครอน ได้แก่ เซลล์แสงอาทิตย์ที่ใช้ในเครื่องคิดเลขซึ่งมีลักษณะสีม่วงน้ำตาล มีความบางเบา ราคาถูก แต่มีประสิทธิภาพต่ำประมาณร้อยละ 6-8 ดังภาพที่ 2.5 ซึ่งใช้พื้นที่ติดตั้งเฉลี่ย 14 ถึง 20 ตารางเมตร ต่อ 1,000 วัตต์สูงสุด (Wp)



ภาพที่ 2.6 โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ แต่ละชนิด

ที่มา http://www.cleanenergyreviews.info/solar-panels/

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

คุณสมบัติของโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์

คุณสมบัติด้านของโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ที่ทางผู้ผลิตระบุมานั้น มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

การทดสอบประสิทธิภาพของโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ (Performance testing)

จะประกอบด้วยมาตรฐานการทดสอบ คือ

Performance at Standard Condition (STC) คือการทดสอบ โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ เมื่อได้รับแสงความเข้มรังสีอาทิตย์ (Irradiance) ที่ 1,000W/m^2 อุณหภูมิ 25 องศาเซลเซียส

ค่าพื้นฐานทางไฟฟ้าของโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์

Pmax = กำลังไฟฟ้าสูงสุดของโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ หน่วยเป็น วัตต์ (Watt)

Imp = กระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้สูงสุดของโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ หน่วยเป็น แอมป์ (Amp)

Vmp = แรงดันไฟฟ้าที่ผลิตได้สูงสุดของโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ หน่วยเป็น โวล์ท (Volt)

Voc = ค่าแรงดันไฟฟ้าสูงสุดเมื่อเกิดการเปิดวงจร หน่วยเป็น โวล์ท (Volt)

Isc = ค่ากระแสไฟฟ้าสูงสุดเมื่อเกิดการลัดวงจร หน่วยเป็น แอมป์ (Amp)

Module Efficiency = ค่าประสิทธิภาพของโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ หน่วยเป็นเปอร์เซ็นต์ (%)

นอกจากประสิทธิภาพของโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ นั้นยังขึ้นอยู่กับค่าสัมประสิทธิ์ของอุณหภูมิซึ่งมีหน่วยเป็นเปอร์เซ็นต์ต่อองศา โดยเป็นค่าที่บ่งบอกถึงการเปลี่ยนแปลงของกำลังไฟฟ้า กระแสไฟฟ้า แรงดันไฟฟ้าของโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ ในแต่ละรุ่นที่เลือกใช้ โดยมีค่าสัมประสิทธิ์ที่ใช้งานดังต่อไปนี้

Temperature of Pmax = ค่าสัมประสิทธิ์กำลังไฟฟ้าสูงสุดของโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ หน่วยเป็นเปอร์เซ็นต์ต่อองศา

Temperature of Voc = ค่าสัมประสิทธิ์ของแรงดันไฟฟ้าสูงสุดเมื่อเกิดการเปิดวงจร หน่วยเป็นเปอร์เซ็นต์ต่อองศา

Temperature of Isc = ค่าสัมประสิทธิ์ของกระแสไฟฟ้าสูงสุดเมื่อเกิดการลัดวงจร หน่วยเป็นเปอร์เซ็นต์ต่อองศา

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

ชนิดของระบบโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์

ระบบของโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ หากแบ่งชนิดจากการใช้งานทั่วไปสามารถแบ่งออกเป็น 2 ชนิดดังนี้

1. ระบบโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ แบบอิสระ (Stand Alone System) หรือสามารถเรียกอีกอย่างหนึ่งว่าระบบออฟกริด (Off Grid)

เป็นระบบโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ แบบอิสระ ดังรูปที่ 2.7 คือ ระบบที่ผลิตไฟฟ้าจากโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ โดยที่ไม่ต้องเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าจากระบบไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ข้อดีของระบบคือไม่ยุ่งเกี่ยวกับระบบไฟฟ้า ทำให้เมื่อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าดับ บ้านหลังที่ติดตั้งระบบเซลล์

แสงอาทิตย์แบบอิสระยังคงมีไฟฟ้าใช้งานได้ ข้อเสียของระบบดังกล่าวคือต้องใช้แบตเตอรี่เพื่อสำรองพลังงานในการใช้งานตอนกลางคืน ทำให้มีค่าใช้จ่ายสูงในการลงทุนและบำรุงรักษาเมื่อเทียบกับระบบออนกริด

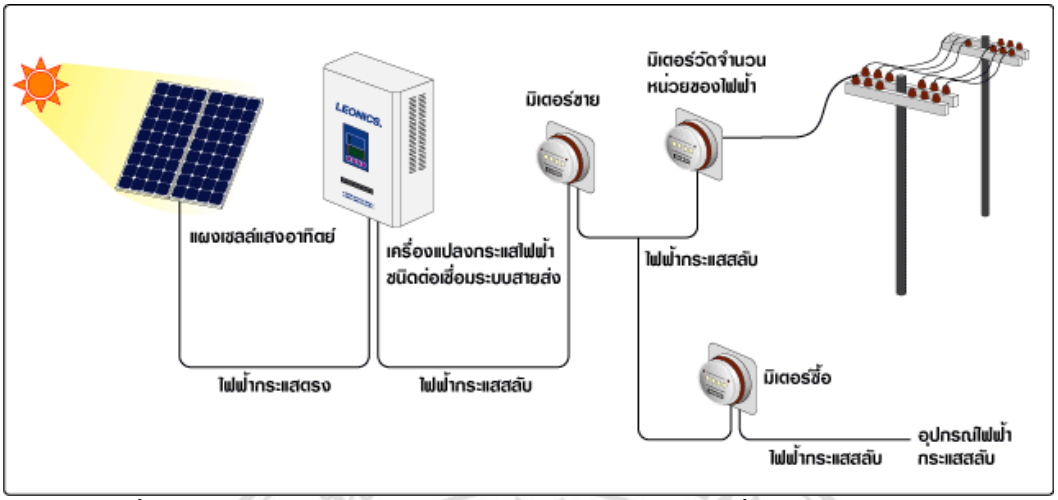
ภาพที่ 2.7 หลักการทำงานของระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระ

ที่มา http://www.leonics.co.th/html/th/pd_ecs/SAS.php

2. ระบบผลิตไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อระบบจำหน่าย (PV Grid connected system) หรือระบบออนกริด (On Grid)

ระบบนี้จะเป็นระบบผลิตไฟฟ้าด้วยโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ ที่ถูกออกแบบสำหรับผลิตไฟฟ้าผ่านอุปกรณ์เปลี่ยนไฟฟ้ากระแสตรงให้เป็นไฟฟ้ากระแสสลับ (Inverter) เพื่อจ่ายเข้าสู่ระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยตรง ข้อดีของระบบออนกริดคือไม่ต้องใช้แบตเตอรี่เพื่อเก็บพลังงานทำให้ต้นทุนการติดตั้งและบำรุงรักษาถูกกว่าระบบออฟกริด ข้อเสียคือเมื่อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าดับ ระบบดังกล่าวจะหยุดจ่ายกระแสไฟฟ้าเข้าระบบซึ่งสามารถ แสดงได้ดังภาพที่ 2.8

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved



ภาพที่ 2.8 หลักการทำงานของระบบเซลล์แสงอาทิตย์แบบเชื่อมต่อระบบจำหน่าย

ที่มา http://www.leonics.co.th/html/th/pd_ecs/GCS.ph

โดยระบบของโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ ในการศึกษานี้ คือ ระบบออนกริด (On Grid)

การทำงานของระบบออนกริด (On Grid)

จากภาพที่ 2.8 การทำงานเริ่มจากโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ จะทำหน้าที่แปลงพลังงานแสงอาทิตย์ให้เป็นพลังงานไฟฟ้าในรูปแบบไฟฟ้ากระแสตรง เพื่อส่งไปยังอินเวอร์เตอร์เพื่อเปลี่ยนไฟฟ้ากระแสตรงให้เป็นกระแสสลับ โดยอินเวอร์เตอร์จะมีวงจรสร้างสัญญาณรูปคลื่นไฟฟ้าให้มีรูปแบบใกล้เคียงกับสัญญาณรูปคลื่นไฟฟ้ากระแสสลับจากการไฟฟ้า เพื่อที่จะสามารถเชื่อมต่อเข้ากับระบบไฟฟ้าได้อย่างปลอดภัย โดยอุปกรณ์เบื้องต้นในระบบมีดังต่อไปนี้

1. โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ ทำหน้าที่แปลงพลังงานแสงอาทิตย์ให้เป็นพลังงานไฟฟ้ากระแสตรง

2. อินเวอร์เตอร์ (Inverter) ทำหน้าที่แปลงไฟฟ้ากระแสตรงที่ได้รับจากโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ เพื่อเปลี่ยนเป็นไฟฟ้ากระแสสลับและส่งพลังงานไฟฟ้าในรูปแบบกระแสสลับเข้าสู่ระบบจำหน่ายหรือโหลดไฟฟ้าภายในบ้าน

3. โหลดภายในบ้าน (House Load) คืออุปกรณ์เครื่องไฟฟ้าภายในบ้านซึ่งเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ

4. มิเตอร์ (Meter) ทำหน้าที่เป็นอุปกรณ์ค่าใช้งานพลังงานไฟฟ้า อาจจะแยกเป็นมิเตอร์ซื้อไฟและมิเตอร์ขายไฟ

5. ระบบสายส่ง (Utility grids) คือระบบสายส่งของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย โดยที่ประเทศไทยระบบสายส่งของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ระบบสายส่งของการไฟฟ้านครหลวง

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

รูปแบบการเชื่อมต่อเข้ากับระบบจำหน่าย

การติดตั้งระบบออนกริดภายในบ้านเรือน อาคารสำนักงาน โรงงาน หากพิจารณาตามตำแหน่งการติดตั้งมิเตอร์สามารถแบ่งแยกออกเป็น 2 ชนิด ได้ดังนี้

1. การติดตั้งเพื่อขายไฟฟ้า

โดยการติดตั้งแบบนี้จะแยกมิเตอร์ซื้อไฟฟ้าและมิเตอร์ขายไฟฟ้าออกากกัน โดยทั้งนี้ราคารับซื้อไฟฟ้าและราคาขายไฟฟ้าอาจจะไม่เท่ากัน ขึ้นอยู่กับนโยบายภาครัฐที่ทำการสนับสนุนในขณะนั้น เช่นรับซื้อ Feed in tariff (ราคารับซื้อคงที่ตลอดโครงการ) ถ้าโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ ผลิตได้ไฟฟ้าได้เท่าไหร่ ไฟฟ้าที่ผลิตได้จะถูกส่งเข้าระบบจำหน่ายไฟฟ้าโดยตรง ซึ่งการไฟฟ้าระบบจำหน่ายจะมีมิเตอร์ขายไฟเป็นตัววัดพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้เพื่อที่จะสามารถคำนวณเป็นเงินที่ได้รับจากการขายไฟฟ้า แต่หากผู้ใช้งานต้องการใช้ไฟฟ้าจากระบบจำหน่ายจะต้องเชื่อมต่อไฟฟ้าผ่านอีกเส้นทางซึ่งจะมีมิเตอร์ซื้อไฟฟ้าของระบบจำหน่ายเป็นตัววัดพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ไปภายในอาคาร

2. **การติดตั้งเพื่อลดค่าไฟ ระบบ Net metering**

พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ จะถูกนำไปใช้กับโหลดภายในอาคารก่อนทำให้สามารถลดการนำเข้าพลังงานไฟฟ้าที่มาจากระบบจำหน่าย โดยส่วนที่เหลือเกินจะถูกป้อนเข้าสู่ระบบจำหน่าย ทั้งนี้หากติดตั้งระบบแบบนี้จะส่งผลทำให้เกิดการหมุนย้อนกลับของมิเตอร์ได้ (ในกรณีใช้มิเตอร์จานหมุนแบบสามารถหมุนย้อนกลับได้) ทำให้หน่วยพลังงานไฟฟ้าที่ใช้งานลดลงเนื่องจากการหมุนกลับของมิเตอร์ โดยการติดตั้งเพื่อลดค่าไฟนั้นต้องปฏิบัติให้ถูกต้องตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้า พ.ศ.2551 ซึ่งต้องแจ้งทางการไฟฟ้าระบบจำหน่าย (การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค/การไฟฟ้านครหลวง) ก่อนการติดตั้ง โดยทั้งนี้การไฟฟ้าระบบจำหน่ายจะทำการพิจารณาเปลี่ยนประเภทมิเตอร์ จากจานหมุนให้เป็นมิเตอร์แบบไม่สามารถย้อนกลับได้ ซึ่งการเปลี่ยนชนิดมิเตอร์จะทำให้ผู้ติดตั้งไม่สามารถลดค่าไฟได้เท่าที่ควร ทั้งนี้ในการติดตั้งเพื่อลดค่าไฟนั้นเราสามารถแก้ไขปัญหาจากการผลิตไฟฟ้าเกินซึ่งส่งผลทำให้มิเตอร์หมุนกลับโดยการวัดค่ากำลังไฟฟ้าที่ใช้งานตลอดสัปดาห์หรือทั้งเดือนของอาคารเพื่อคำนวณหากำลังไฟฟ้าที่ใช้งานต่ำสุดในแต่ละวัน (Load Profile) เนื่องจากกำลังไฟฟ้าติดตั้งจากโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ นั้นจะพอดีกับกำลังไฟฟ้าที่ใช้งานของโหลดในสภาวะต่ำสุดในเวลากลางวัน แต่ทั้งนี้จากที่ได้พบเห็น ปัญหาในการติดตั้งเพื่อลดค่าไฟฟ้า (ข้อมูลในปี2557) พบว่าผู้ออกแบบส่วนมากจะพิจารณาจากหน่วยไฟฟ้าที่ใช้ทั้งเดือนแล้วนำมาคำนวณกลับเป็นกำลังไฟฟ้าในการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ซึ่งส่งผลทำให้เวลาไม่ได้ใช้งานโหลดไฟฟ้าจะก่อให้เกิดการหมุนกลับของมิเตอร์ทำให้สามารถลดค่าไฟได้มาก แต่ผู้ติดตั้งบางรายได้ถูกการไฟฟ้าระบบจำหน่ายในท้องถิ่นพิจารณาให้ทำการแก้ไขหรือเปลี่ยนมิเตอร์เป็นแบบ

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

ป้องกันการหมุนกลับ ซึ่งส่งผลทำให้การติดตั้งดังกล่าวไม่สามารถลดค่าไฟได้เท่าที่ควร อีกทั้งกลับกลายเป็นว่าผลิตไฟฟ้าเข้าระบบจำหน่ายฟรีอีกด้วย

ในอนาคตประเทศไทยอาจจะมีระบบ Net Metering ซึ่งสามารถติดตั้งเพื่อลดค่าไฟและยังสามารถขายไฟฟ้าคืนได้ จึงนับว่าเป็นทางออกที่ดีสำหรับการติดตั้งระบบไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับภาคประชาชน โดยตำแหน่งติดตั้งมิเตอร์นั้นจะเหมือนการติดตั้งเพื่อลดค่าไฟ แต่จะใช้มิเตอร์สำหรับระบบ Net Metering โดยเฉพาะ เพื่อที่จะสามารถขายไฟฟ้าที่เหลือใช้คืนระบบจำหน่ายไฟ ทำให้สามารถแก้ปัญหาเรื่องพลังงานไฟฟ้าจากการเหลือใช้งานในการติดตั้งไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และยังขายคืนหรือลดค่าไฟได้อีกด้วย

โดยระบบ Net Metering คือรูปแบบที่ผู้ศึกษาจะใช้ในการศึกษาครั้งนี้

หมายเหตุ : 1. การติดตั้งระบบออนกริดเพื่อลดค่าไฟนั้น หากกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จากอินเวอร์เตอร์ไม่เพียงพอต่อความต้องการของโหลดไฟฟ้า โหลดไฟฟ้าจะดึงพลังงานไฟฟ้าจากการไฟฟ้าระบบจำหน่ายมาใช้งานอัตโนมัติ ซึ่งการติดตั้งระบบออนกริดเพื่อลดค่าไฟจะเป็นแค่แหล่งจ่ายพลังงานที่เสริมเข้ามาเท่านั้น

2. การติดตั้งเพื่อลดค่าไฟฟ้านั้นจะต้องทำการขออนุญาตเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าจากการไฟฟ้าระบบจำหน่าย ตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) หรือ ตามข้อกำหนดการเชื่อมต่อระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ซึ่งจำทำขึ้นเพื่อให้สอดคล้องกับพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 เพื่อที่จะทำให้ผู้ผลิตไฟฟ้าอื่นๆ นอกจากการไฟฟ้าสามารถใช่โครงข่ายไฟฟ้าร่วมกับการไฟฟ้าระบบจำหน่ายได้ เช่น อาคารที่ติดโซล่าเซลล์เพื่อลดค่าไฟ

ทิศทางและมุมต่างๆของการติดตั้งโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์

การติดตั้งโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ นั้นโดยทั่วไปสามารถแบ่งตามชนิดของโครงสร้างรองรับโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์(Solar Mounting systems) โดยแบ่งออกเป็น 3 ชนิด ดังรูปที่ 2.9 มีรายละเอียดดังนี้

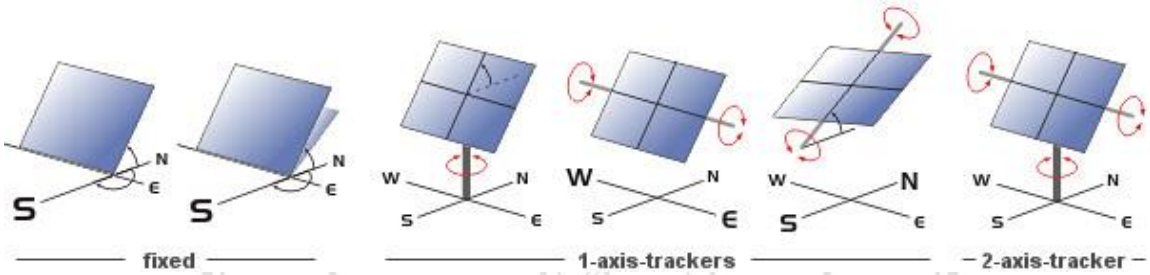
1. ติดตั้งกับโครงสร้างแบบยึดอยู่กับที่ (Fix System) การติดตั้งโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์แบบยึดอยู่กับที่จะพบเห็นได้มากที่สุดเนื่องจากการติดตั้งที่ง่าย ลงทุนน้อยเช่น การติดตั้งบนบ้านเรือน การติดตั้งพื้นดินในโซลาร์ฟาร์ม (Solar farm) เป็นต้น

2. ติดตั้งบนโครงสร้างแบบปรับแกนเดียว (1 axis) จุดประสงค์ของการติดตั้งคือการเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าจากโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งได้รับผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลง

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

มุมเอียงของโลกในแต่ละวันในรอบปีทำให้การติดตั้งโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ บนโครงสร้างแบบแกนเดียวนั้นสามารถปรับมุมเอียงโมดูลเพื่อให้รับค่ารังสีแสงอาทิตย์ให้เหมาะสมตามมุมเอียงของโลกที่แปรเปลี่ยนตามวัน

3. ติดตั้งบนโครงสร้างแบบปรับสองแกน (2 axis) จุดประสงค์ของการติดตั้งคือการเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าจากโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ ตามวันในรอบปีและช่วงเวลา เพื่อลดผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงมุมเอียงของโลกในแต่ละวันและการเคลื่อนที่ของพระอาทิตย์จากทิศตะวันออกไปทิศตะวันตก ซึ่งการติดตั้งแบบนี้จะให้ประสิทธิภาพที่ดีที่สุดแต่ก็ลงทุนมากที่สุด อีกทั้งยังมีระดับการซ่อมบำรุงที่ยุ่งยากมากที่สุดด้วย



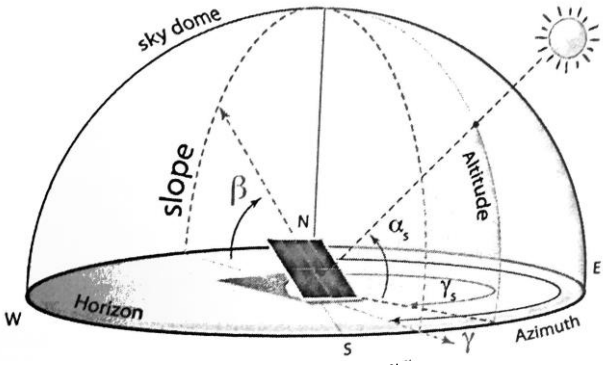
ภาพที่ 2.9 โครงสร้างรองรับโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์

ที่มา http://solargis.info/doc/solar-and-pv-data

โดยการติดตั้งโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ ในการศึกษานี้ คือ โครงสร้างแบบยึดอยู่กับที่ (Fix System)

นครินทร์ รินผล (2558) กล่าวว่าโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ จะสามารถทำการผลิตไฟฟ้าได้ดีที่สุดโดยจะต้องมีระนาบของโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ ตั้งฉากกับรังสีอาทิตย์ที่ ดังภาพที่ 2.10 เพราะฉะนั้นการติดตั้งโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ นั้นเราจะต้องทราบถึงทิศทางการรับรังสีอาทิตย์ของโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ และมุมเอียง ที่เหมาะสมก่อนทำการติดตั้ง

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved



ภาพที่ 2.10 ทิศทางและการติดตั้งแผงโซล่าเซลล์

กรณีติดตั้งโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ ในซีกโลกเหนือนั้น ถ้าหากหันไปทิศใต้ โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ พบว่าจะมีประสิทธิภาพการผลิตพลังงานไฟฟ้าสูงสุด (100%) โดยหากหันไปทิศอื่นที่จะมีค่าการลดทอนพลังงาน (ทิศตะวันออกและทิศตะวันลดทอนประมาณ 3% , ทิศเหนือลดทอนประมาณ 10%) ตามสมการต่อไปนี้

$$\eta_d = [\{ -0.00003 \times (\gamma^2)\} + \{0.0011 \times \gamma \} + 0.9] \times 100 \qquad (2.1)$$

โดย η_d = ประสิทธิภาพโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ , *%*

γ = มุมอะซิมุธ (Azimuth angle) (ทิศใต้ มุมอะซิมุธ มีค่า 180 องศา ทิศเหนือ มีค่า 0 องศา), องศา

ตัวอย่างการคำนวณ

โมดูลที่หันหน้าไปทางทิศใต้ มุมอะซิมูลในทิมีค่าเท่ากับ 180 องศาจะได้ว่า

$\eta_d = [\{ -0.00003 \times (180^2)\} + \{0.0011 \times 180 \} + 0.9] \times 100 =$ **100%**

โมดูลที่หันหน้าไปทางทิศใต้ มุมอะซิมูลในทิมีค่าเท่ากับ 90 องศาจะได้ว่า

$\eta_d = [\{ -0.00003 \times (90^2)\} + \{0.0011 \times 90 \} + 0.9] \times 100 = 97\%$

จากผลการคำนวณดังกล่าวสามารถสรุปได้ว่า การหันหน้าโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ไปยังทิศใต้จะให้ประสิทธิภาพสูงสุด ซึ่งจะใช้เป็นทิศในการติดตั้ง โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ ในการศึกษานี้

มุมเอียงโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ (Tilt Angle :β)

มุมเอียงโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ คือมุมเอียงระนาบของโมดูลกับแนวระนาบที่ติดตั้ง (มุมเงย) เพื่อให้รับรังสีอาทิตย์ให้มากที่สุด โดยมุมดังกล่าวจะแปรเปลี่ยนไปตามวันในรอบปีเนื่องจากการเอียงของแกนโลก ทั้งนี้หากพิจารณาช่วงที่มีความเข้มของแสงอาทิตย์สูงสุดคือเวลา 12.00 น. จะสามารถคำนวณมุมเอียงแผงโซล่าเซลล์สูงสุดที่ตั้งฉากกับแสงอาทิตย์ที่เวลา 12.00 น. ได้จาก

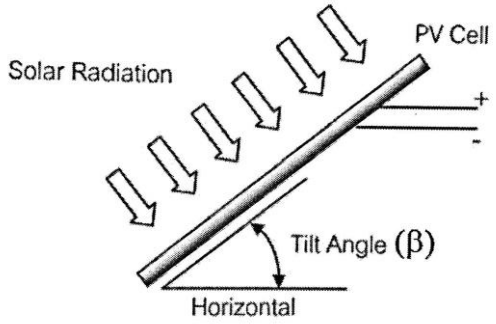
$$\beta = \delta + \emptyset \qquad (2.2)$$

โดย β = มุมเอียงของโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์, องศา

δ = มุมเอียงของโลกมีค่าตั้งแต่ 23.45 ถึง -23.45 องศา

$\emptyset$ = มุมละติจูดของสถานที่ตั้งแผงโซล่าเซลล์, องศา

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved



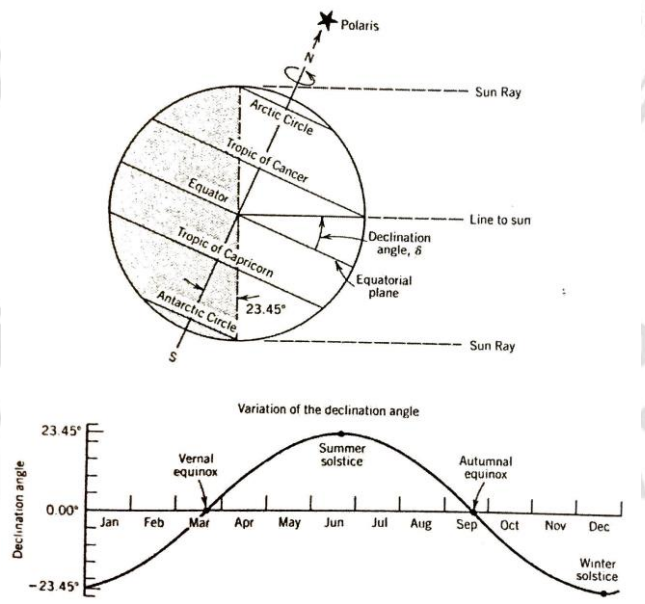
ภาพที่ 2.11 การวางมุมเอียงของแผงโซล่าเซลล์

มุมเอียงของโลกแปรเปลี่ยนได้ในแต่ละช่วงของเวลาของการโคจรรอบดวงอาทิตย์ภายใน 1 ปี ทำให้เกิดฤดูกาลต่างๆเกิดขึ้นในในภาพที่ 2.12 โดยมุมเอียงของโลกสามารถคำนวณได้จากสมการดังนี้

$$\delta = 23.45° \text{ Sin } [\frac{360}{365}(N-81)] \qquad (2.3)$$

โดย δ = มุมเอียงของโลกมีค่าตั้งแต่ 23.45 ถึง -23.45, องศา

N = วันที่ในรอบปี มีค่าตั้งแต่ 1 ถึง 365



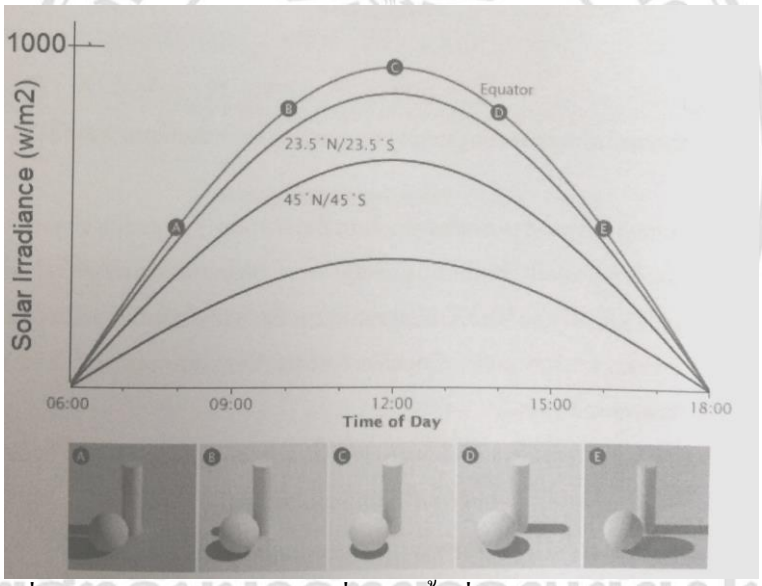
ภาพที่ 2.12 มุมเอียงของโลกที่แปรเปลี่ยนตามเดือนในแต่ละปี

ลิขสิทธิ์ Copyright All rights reserved

ละติจูด (Latitude) หรือ เส้นรุ้ง เป็นพิกัดที่ใช้บอกตำแหน่งบนพื้นโลกและแบ่งเขตสภาวะอากาศโดยวัดจากเส้นศูนย์สูตร (Equator) มีหน่วยเป็นองศา โดยละติจูดจะมีค่าตั้งแต่ 0 องศา ที่เส้นศูนย์สูตรไปจนถึง 90 องศา บริเวณขั้วโลก (นับเป็น 90 องศาเหนือหรือใต้)

การโคจรของโลกรอบดวงอาทิตย์จะเป็นวงรี ทำให้เกิดระยะห่างที่แปรเปลี่ยนไปแต่ละวัน ส่งผลทำให้ช่วงเวลากลางวันและกลางคืน มีระยะเวลาที่เปลี่ยนแปลงไปตามฤดูกาล

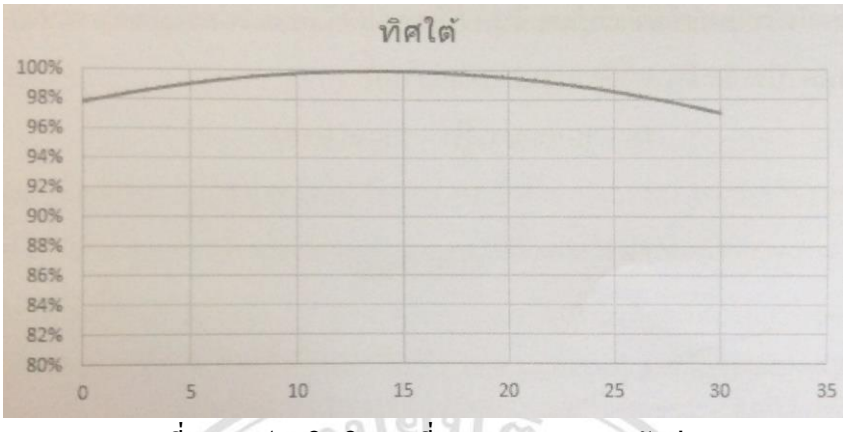
ในแต่ละวันดวงอาทิตย์จะเคลื่อนที่จากทิศตะวันออกไปทิศตะวันตก ทำให้เกิดช่วงเวลากลางวันและกลางคืน ผลกระทบดังกล่าวทำให้ความเข้มของแสงอาทิตย์ที่ได้รับต่อหนึ่งหน่วยพื้นที่มีค่าแปรเปลี่ยนไปหากติดตั้งแบบโมดูลเซลล์อาทิตย์ให้อยู่กับที่ ค่าความเข้มรังสีอาทิตย์ที่ตกลงบนพื้นที่ 1 ตารางเมตร ในช่วงเวลาในแต่ละวันจะมีรูปร่างคล้ายกับระฆังคว่ำ ดังภาพที่ 2.12



ภาพที่ 2.12 ความเข้มรังสีอาทิตย์ที่ตกลงพื้นที่ 1 ตร.ม ในช่วงเวลาแต่ละวัน

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

ทรงศักดิ์ พงษ์หิรัญ, และ ธัญพร นิลกำจร. (2555) ศึกษาผลของมุมเงยของโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ในพื้นที่ มศว กรุงเทพมหานคร โดยติดตั้งหันหน้าไปทางทิศใต้ โครงสร้างแบบยึดอยู่กับที่ (Fix System) พบว่า ประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าของโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์เฉลี่ย จะดีที่สุดที่มุมเงย 15 องศา ดังภาพที่ 2.13 ซึ่งเมื่อมุมเงยเปลี่ยนไป ประสิทธิภาพจะมีการเปลี่ยนแปลงในทิศทางลดต่ำลง เมื่อพิจาณามุมเงยดังกล่าว จะสอดคล้องกับ ค่า ละติจูด (Latitude) ในเขตพื้นที่กรุงเทพมหานคร



ภาพที่ 2.30 ประสิทธิภาพ ที่มุมเงยจากแนวระดับต่างๆ
กรณีหันโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ ไปยังทิศใต้ ในพื้นที่ กรุงเทพมหานคร

จากภาพที่ 2.30 หากนำค่าที่ได้มาแปลงเป็นสมการแล้ว จะสามารถคำนวณหาประสิทธิภาพจากมุมเงยของการติดตั้งโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ ในกรณีหันไปทางทิศใต้ที่มุมอะซิมูท 180 องศา ได้ดังนี้

$$\eta t = [(-0.0001 \times \beta 2) + (0.0031 \times \beta) + 0.9783] \times 100 \qquad (2.4)$$

โดย ηt = ประสิทธิภาพ โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์, %
β = มุมเอียงของโมดูล, องศา

จากผลการศึกษาดังกล่าวสามารถสรุปได้ว่า การติดตั้งมุมเงยที่สอดคล้องกับค่าละติจูดในพื้นที่ติดตั้งจะให้ประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าสูงสุด ซึ่งจะใช้เป็นแนวทางในการศึกษานี้

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

ดังนั้นหากทราบค่าเฉลี่ยความเข้มของรังสีแสงอาทิตย์ในแต่ละพื้นที่ซึ่งเป็นค่าเฉลี่ยต่อปี ประสิทธิภาพของทิศทาง มุมเงยของแผงโซล่าเซลล์และปริมาณเงาที่ตกกระทบต่อโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์แล้ว สามารถคำนวณหาความเข้มข้นของรังสีแสงอาทิตย์เฉลี่ยต่อปีซึ่งเกิดจากการลดทอนของทิศทางและมุมเงยในการติดตั้งแผงโซล่าเซลล์ได้จากสมการดังต่อไปนี้

$$Hdts = \eta t \times \eta d \times \eta s \times Ir \qquad (2.5)$$

โดย Hdts = ค่าเฉลี่ยความเข้มข้นของรังสีแสงอาทิตย์ที่ซึ่งเกิดจากการลดทอนของทิศทางติดตั้งของโมดูล โดยเป็นค่าเฉลี่ยต่อเดือน, kWh/m²/Day

η_t = ประสิทธิภาพจากการมุมเงย, %

η_d = ประสิทธิภาพจากการทิศทางของโมดูล, %

η_s = อัตราส่วนระหว่างพื้นที่ได้รับแสงต่อพื้นที่ทั้งหมดของโมดูล, %

Ir = ปริมาณพลังงานเฉลี่ยจาก รังสีแสงอาทิตย์ที่ตกกระทบในพื้นที่นั้นๆ สะสมเฉลี่ยในหนึ่งวัน, kWh/m^2/Day

มาตรฐานการออกแบบกำลังผลิตไฟฟ้าของ โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ จะอ้างอิงจากผลการทดสอบที่ค่าความเข้มของรังสีอาทิตย์ ที่ 1,000 W/m^2 อุณหภูมิ 25 ^oC [Standard Condition (STC)] ดังนั้นสามารถคำนวณย้อนกลับหา จำนวนชั่วโมง รังสีอาทิตย์ที่ตกกระทบบนแผงโซล่าเซลล์ที่แท้จริง ณ ความเข้มของรังสีแสงอาทิตย์ 1 kW/m^2 ในหนึ่งวัน หรือ Peak of Sun (PSH) ได้ดังนี้

PSH = Hdts (kWh/m²/Day) * 1 (kW/m^2) = Hdts *1 (h/Day)

หรือ สามารถสรุปได้ว่า ค่า PSH (h/Day) = Hdts (2.6)

ในการวัดสมรรถนะในการผลิตกระแสไฟฟ้าสามารถพิจารณาได้จากดัชนีชี้วัดพลังงานที่ผลิตได้และประสิทธิภาพของการผลิต โดยมีสมการที่เกี่ยวข้องดังนี้

พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ในอุดมคติ (Energy ideal)

Eideal = Pv,total_stc x PSH หน่วยเป็น (kWh/วัน) (2.7)

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จริง (Energy Yield)

Esys = Pv,total _stc x PSH x (f_toleranec x f_dirt x f_temp x npv_inv x n inv x ninv_sb)

หรือ เท่ากับ

Esys = Pv,total _stc x PSH x (Over All System Loss) หน่วยเป็น (kWh/วัน) (2.8)

ดัชนีชี้วัดพลังงานที่ผลิตได้ (Specific Energy Yield)

$$SY = \frac{Esys}{Ppv} \tag{2.9}$$

ประสิทธิภาพของการผลิต (Performance ratio)

$$PR = \frac{Esys}{Eideal} \tag{2.10}$$

โดย

Ppv = กำลังไฟฟ้ารวมของโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ที่ต่อเข้ากับอินเวอร์เตอร์, Wp

f_dirt = ค่าประสิทธิภาพเมื่อมีสิ่งสกปรกเกาะอยู่บริเวณโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์, %

f_tolerance = ค่าความคลาดเคลื่อนซึ่งจะเป็นค่าที่มาจากอุณหภูมิ ซึ่งปกติแล้วหากอุณหภูมิสูงขึ้นเกิน 25°C ที่ Standard Condition (STC) จะส่งผลทำให้กำลังไฟฟ้าของแผงโซล่าเซลล์ลดลง, %

PSH = จำนวนชั่วโมง รังสีแสงอาทิตย์ที่ตกกระทบบนโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ที่แท้จริง ณ ความเข้มของรังสีแสงอาทิตย์ *1 kW/m*^{2} (1,000 W/m^2) ในหนึ่งวัน

npv_inv = ค่าประสิทธิภาพของระบบสายไฟระหว่างโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์และอินเวอร์เตอร์ หากการใช้งานมีระยะทางที่ไกลมากๆค่าประสิทธิภาพดังกล่าวย่อมมีค่าน้อยลงด้วย, %

n inv = ค่าประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์ ซึ่งเป็นค่าบ่งบอกถึงประสิทธิภาพการแปลงพลังงานไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ, %

n inv_sb = ค่าประสิทธิภาพของระบบสายไฟระหว่างอินเวอร์เตอร์และสวิตซ์บอร์ดหากการใช้งานมีระยะทางที่ไกลมากๆค่าประสิทธิภาพดังกล่าวย่อมมีค่าน้อยลงตาม, %

การวิเคราะห์ทางการเงิน (Financial Analysis)

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย (2555) รายงาน โครงการปรับปรุงนโยบายการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน พบว่า การวิเคราะห์ทางด้านการเงินเป็นการวิเคราะห์ต้นทุน หรือค่าใช้จ่ายของโครงการ หรือเงินลงทุนและผลตอบแทน หรือผลกำไรทางการเงินของโครงการ

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

จุดมุ่งหมายของการวิเคราะห์ทางด้านการเงินเพื่อวิเคราะห์ว่าโครงการที่ทำการศึกษามีความเป็นไปได้ในการลงทุนหรือไม่ กล่าวคือ โครงการดังกล่าวควรที่จะได้รับผลตอบแทนที่สูงกว่าเงินลงทุนหรืออาจกล่าวได้อีกนัย หนึ่ง คือ ผลตอบแทนคุ้มค่ากับเงินลงทุนที่เสียโอกาสไปซึ่งอยู่ในรูปของอัตราคิดลด มิติในการวิเคราะห์ทางการเงินของโครงการ จะวิเคราะห์ด้านต่างๆ ดังนี้ คือ

ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period : PB)

ระยะเวลาคืนทุน หมายถึง ระยะเวลาที่ได้รับผลตอบแทนในรูปของกระแสเงินสดเข้าเท่ากับกระแสเงินสดจ่ายลงทุน โดยไม่คำนึงถึงเรื่องมูลค่าของเงินตามระยะเวลาเข้ามาเกี่ยวข้อง การคำนวณหาระยะเวลาคืนทุนจึงมองที่กระแสเงินสดรับ ไม่ใช่ตัวกำไรหรือขาดทุนของกิจการ โดย ณ จุดได้ที่ผลสะสมของกระแสเงินสดรับเท่ากับเงินลงทุนในครั้งแรกก็จะได้ระยะเวลาคืนทุน

ระยะเวลาคืนทุน(ปี) = มูลค่ารวมในการลงทุน (บาท) /ผลตอบแทนสุทธิสะสมรายปี (บาท/ปี) (2.11)

โดยมูลค่ารวมในการลงทุน (บาท) คือ ต้นทุนในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เมื่อเริ่มโครงการ และ รายรับสุทธิสะสมรายปี คือ ปริมาณการผลิตไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งปีจากระบบxอัตรารับซื้อไฟฟ้า ณ ปีที่พิจารณา หรือ เรียกว่าเป็นรายรับก่อนหักค่าใช้จ่าย – ค่าใช้จ่ายบำรุงรักษาระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (คิดที่ 1 % ต่อปี ของราคาการลงทุนเริ่มต้น)

อัตราผลตอบแทนภายในโครงการ (Internal Rate of Return: IRR)

อัตราผลตอบแทนภายในโครงการ (Internal Rate of Return: IRR) หมายถึง อัตราผลการตอบแทนที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันของกระแสผลตอบแทนเท่ากับมูลค่าปัจจุบันของกระแสต้นทุน โดยการหาค่า Discount Rate: i ที่ส่งผลให้มูลค่าปัจจุบันของกระแสผลตอบแทนและต้นทุนเท่ากัน หรือหักล้างกันมีค่าเท่ากับศูนย์สามารถเขียนเป็นสมการทางคณิตศาสตร์ ได้ดังนี้

IRR หรือ r ที่ทำให้ $$\sum_{t=1}^{n} \frac{B_t}{(1+i)^t} - \left[\sum_{t=1}^{n} \frac{C_t}{(1+i)^t} + C_0\right] = 0 \qquad (2.12)$$

โดย i คือ IRR B_t คือ รายรับในปีที่ t (รายรับในปีสุดท้ายของโครงการจะรวมมูลค่าซากของระบบฯ คิดเป็น 10% ของมูลค่าการลงทุนเริ่มต้นโครงการ) C_t คือ ค่าใช้จ่ายในปีที่ t และ C_o คือ ต้นทุนในการลงทุนเมื่อเริ่มโครงการ

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนสุทธิของโครงการ (Net Present Value: NPV)

มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนสุทธิของโครงการ (Net Present Value: NPV) ของโครงการใดก็ตาม คือผลรวมของค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิ (ทั้งกระแสเงินสดรับและกระแสเงินสดจ่าย) ในแต่ละปีตลอดอายุโครงการ หรือคือ ผลต่างระหว่างค่าปัจจุบันรวมของกระแสเงินสดรับสุทธิทั้งโครงการกับค่าปัจจุบันของเงินลงทุนสามารถเขียนในรูปสมการทางคณิตศาสตร์ได้ดังนี้

มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนสุทธิ (NPV) = มูลค่าปัจจุบันของกระแสผลตอบแทน – มูลค่าปัจจุบันของกระแสต้น

$$\text{NPV} = \sum_{t=1}^{n} \frac{B_t}{(1+i)^t} - \left[\sum_{t=1}^{n} \frac{C_t}{(1+i)^t} + C_0\right] \qquad (2.13)$$

โดย i= อัตราดอกเบี้ย หรือ อัตราดอกเบี้ยคิดลด (Discount Rate) B_t คือ รายรับในปีที่ t (รายรับในปีสุดท้ายของโครงการจะรวมมูลค่าซากของระบบฯ คิดเป็น 10% ของมูลค่าการลงทุนเริ่มต้นโครงการ) C_t คือ ค่าใช้จ่ายในปีที่ t และ C_o คือต้นทุนในการลงทุนเมื่อเริ่มโครงการ

อัตราส่วนของผลตอบแทนต่อต้นทุน (Benefit-Cost Ratio: B/C ratio)

อัตราส่วนของผลตอบแทนต่อต้นทุน (Benefit-Cost Ratio: B/C ratio) หมายถึง อัตราส่วนเปรียบเทียบระหว่างมูลค่าปัจจุบันของกระแสผลตอบแทนกับมูลค่าปัจจุบันของกระแสต้นทุนตลอดอายุของโครงการภายใต้อัตราคิดลด (Discount rate) ที่พิจารณา สามารถเขียนเป็นสมการทางคณิตศาสตร์ ดังนี้

$$\frac{B}{C} ratio = \frac{\sum_{t=1}^{n} \frac{B_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^{n} \frac{C_t}{(1+i)^t} + C_0} \qquad (2.14)$$

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

โดย i= อัตราดอกเบี้ย หรือ อัตราดอกเบี้ยคิดลด (Discount Rate) B_t คือ รายรับในปีที่ t (รายรับในปีสุดท้ายของโครงการจะรวมมูลค่าซากของระบบฯ คิดเป็น 10% ของมูลค่าการลงทุนเริ่มต้นโครงการ) C_t คือ ค่าใช้จ่ายในปีที่ t และ C_o คือต้นทุนในการลงทุนเมื่อเริ่มโครงการ

การวิเคราะห์ความอ่อนไหว (Sensitivity Analysis) หรือความไวต่อการเปลี่ยนแปลง

เป็นการวิเคราะห์ผลของการเปลี่ยนแปลง รายรับ หรือ รายจ่าย ที่มีการเปลี่ยนแปลงไปจากเดิม ซึ่งจะทำให้ NPV, B/C, IRR, และ PB ของการลงทุนเปลี่ยนแปลงไปอย่างไร เพื่อให้ผู้ลงทุนสามารถพิจารณาถึงความเสี่ยงที่อาจจะเกิดขึ้นได้เพิ่มขึ้น

เอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

พรทิพย์ สมฤทธิ์, พรฑิณีย์ เอมมัส (2550) ศึกษา : การศึกษาความเป็นไปได้ของการใช้เซลล์แสงอาทิตย์มาเป็นส่วนหนึ่งของอาคาร เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าแบบเชื่อมต่อกับสายส่งในการศึกษาเกี่ยวกับ ตำแหน่งและที่ตั้งของอาคารในเขตกรุงเทพมหานคร โดยกำหนดให้อาคารที่จะศึกษาเป็นอาคารสมมุติที่มีผนังอาคารตั้งฉากกับแนวราบและมีทิศทางต่างๆ 8 ทิศ และเปรียบเทียบกับผนังอาคารในแนวราบ (Roof top) ศึกษาความเข้มของรังสีดวงอาทิตย์รวมและอุณหภูมิแวดล้อม เปรียบเทียบความเข้มของรังสีดวงอาทิตย์ตกกระทบผนังอาคารทั้ง 8 ทิศทางในแนวตั้งฉาก เปรียบเทียบชนิดของเซลล์แสงอาทิตย์ที่เหมาะสมในการนำมาใช้ผลิตกระแสไฟฟ้าของอาคาร และการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ จากผลการศึกษาค้นคว้าการศึกษาความเป็นไปได้ของการใช้เซลล์แสงอาทิตย์มาเป็นส่วนหนึ่งของอาคาร (Building integrated PV, BIPV) ในเขตกรุงเทพมหานคร พบว่าอาคารที่มีทรงสูงและมีผนังอาคารในด้านทิศตะวันออกเฉียงใต้หรือผนังอาคารในด้านทิศตะ วันตกเฉียงใต้จะได้รับความเข้มของรังสีดวงอาทิตย์มากที่สุดคือเท่ากับ 1 กิโลวัตต์ชั่วโมงต่อตารางเมตรต่อปี ส่วนในแนวราบได้รับความเข้มของรังสีดวงอาทิตย์ 1.76 กิโลวัตต์ชั่วโมงต่อตารางเมตรต่อปี การเปรียบเทียบการใช้เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดต่าง ๆ มาเป็นส่วนหนึ่งของอาคารเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าในขนาดที่เท่ากันคือ 10 กิโลวัตต์ พบว่าเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด อะมอร์ฟัสซิลิคอน (a-Si) ประสิทธิภาพ 6.1 % เซลล์แสงอาทิตย์ชนิดโมโนซิลคอน (mono-Si) ประสิทธิภาพ 14.3 % และ ชนิดโพลีซิลิคอนประสิทธิภาพ 11.3 % ผลิตกระแสไฟฟ้าและใช้พื้นที่ในการติดตั้งได้ไม่เท่ากัน จากการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์เปรียบเทียบกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้จากผนังอาคารด้านที่ผลิตไฟฟ้าได้มากที่สุดกับแนวราบ โดยเปรียบเทียบราคารับซื้อไฟฟ้าคืนที่ราคาปัจจุบันคือ 2.55 บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง (พร้อมเงินสนับสนุน 7 ปี) พบว่าราคาในปัจจุบันจะไม่คุ้มค่าต่อการลงทุน เมื่อเปรียบเทียบกับราคารับซื้อไฟฟ้าที่ 10 บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง

ในประเทศไทยมีนักวิจัยได้ศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการผลิตกระแสไฟฟ้าจากโมดูลเซลล์อาทิตย์ ในระดับ Solar Farm ขนาดใหญ่ ดังนี้ วศิน สุภพิสุทธิ์ (2554) ศึกษาระบบขนาด 1,000,000 วัตต์ พบว่ามีระยะเวลาคืนทุน 6.41 ปี และ IRR = 9.08% ซึ่งเหมาะสมในการลงทุน

และณัฐธิดา เพทางค์มงคล (2555) ศึกษาระบบขนาด 6,000,000 วัตต์ พบว่ามีระยะเวลาคืนทุน 8ปี และ IRR = 13.99% ซึ่งเหมาะสมในการลงทุน แต่ในระบบขนาดเล็ก รัฐวุธ ฤทธิประวัติ (2545) ศึกษาการติดตั้งระบบขนาด 75,000 วัตต์ ณ อัตราคิดลดร้อยละ 7 ต่อปี พบว่าไม่มีความคุ้มค่าในการลงทุน ธนวดี ศุภตโลวัฒนา (2548) ศึกษาระบบขนาด 2,500 วัตต์ กรณีติดตั้งบนหลังคาแบบไม่ได้เงินสนับสนุนเพิ่มเติมจากภาครัฐ พบว่าไม่คุ้มค่าต่อการลงทุน อนัน สุวรรณชัยสกุล (2551) ศึกษาระบบขนาด 3,500 วัตต์ กรณีติดตั้งบนหลังคาแบบ ณ อัตราคิดลดร้อยละ 7.5 ต่อปี พบว่าไม่มีความคุ้มค่าในการลงทุน ซึ่งจากงานวิจัยที่ผ่านมาระบบขนาดเล็กไม่คุ้มค่าในการลงทุน

ดังนั้นจึงเป็นที่มาที่ทำให้ผู้ศึกษามีความสนใจตั้งปัญหาการวิจัยว่าระบบฯ ขนาดเท่าไรจึงจะมีความคุ้มค่าในการลงทุนติดตั้งระดับครัวเรือนในพื้นที่ภาคเหนือ เพื่อให้เป็นข้อมูลในการตัดสินใจของผู้ลงทุนภาคครัวเรือน โดยสอดรับกับนโยบายทางด้านพลังงานทดแทนของประเทศ

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

บทที่ 3
ระเบียบวิธีการศึกษา

การประเมินการลงทุนระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาสำหรับบ้านอยู่อาศัยในเขตภาคเหนือของประเทศไทย มีการสรุปกรอบแนวคิด และระเบียบวิธีการศึกษาดังต่อไปนี้

สรุปกรอบแนวคิดที่ใช้ในการศึกษา

ในปัจจุบันการลงทุนทางด้านพลังงานแสงอาทิตย์ รัฐบาลเปิดโอกาสให้มีลงทุนทั้งในระดับเชิงพาณิชย์ สำหรับโครงการขนาดใหญ่ เช่น Solar Farm หรือ Solar Roof top ระดับโรงงานหรืออาคารธุรกิจ ซึ่งมีการกำหนดราคารับซื้อที่แตกต่างกันตามปัจจัยต่างๆ ในช่วงเวลาดำเนินโครงการรับซื้อไฟฟ้า สำหรับโครงการระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนคาสำหรับบ้านอยู่อาศัยเดิมมีโครงการรับซื้อแบบกำหนดราคารับซื้อที่คงที่ Feed in Tariff (FIT) ในราคาที่จูงใจตลอดระยะเวลาของสัญญาซื้อขายไฟฟ้า 25 ปี แต่เนื่องจากโครงการดังกล่าวมีข้อจำกัดในเรื่องของ โควตารับซื้อ เนื่องจากการรับซื้อไฟฟ้าเข้าระบบสายส่งไฟฟ้าในราคาสูงจากโครงการด้านไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ต่างๆ จะส่งผลต่อการคำนวณต้นทุนไฟฟ้าทั้งระบบซึ่งจะสะท้อนอยู่ในรูปของค่า Ft ในบิลค่าไฟฟ้า ซึ่งเป็นภาระค่าใช้จ่ายของผู้ใช้ทั่วประเทศ

ดังนั้น คณะอนุกรรมการปฏิรูปพลังงาน สภาปฏิรูปแห่งชาติ จึงมีแนวคิดการเพื่อผลักดันโครงการระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์แบบบนหลังคาครัวเรือนระบบ Net Metering แบบเสรี ภายใต้เงื่อนไขในการเข้าร่วมโครงการที่เปิดกว้างมากขึ้น จุดประสงค์เพื่อลดภาระค่าใช้จ่ายไฟฟ้าในครัวเรือน และลดการใช้พลังงานจากแหล่งเชื้อเพลิงฟอสซิลในการผลิตไฟฟ้า ฉิชพัณณ์ อารีโชติอนันต์. (2558) โดยไฟฟ้าที่ผลิตใช้เองก่อนภายในครัวเรือนแล้วจึงจำหน่วยส่วนที่เหลือใช้แก่การไฟฟ้าฯ หรือคิดเป็นหน่วยละประมาณ 4 ถึง 5 บาท ซึ่งอยู่ในระดับราคาต่ำกว่า กรณี FIT ที่ ประกาศการรับซื้ออยู่ในระดับ 6.85 บาทต่อหน่วย ซึ่งจะส่งผลต่อรายรับในโครงการที่ต่ำลงเมื่อพิจารณาทางด้านการเงิน จึงเป็นสมมุติฐานปัญหาหลักในหัวข้อการศึกษาว่าการลงทุนในกรณี Net Metering เพื่อลดค่าไฟฟ้าจะเหมาะสมผ่านเกณฑ์สมมุติฐานต่างๆ ที่กำหนดไว้หรือไม่ โดยเทียบผลตอบแทนกับการลงทุนของภาคครัวเรือนในรูปแบบอื่นๆ ที่มีกรอบเวลา และ ความเสี่ยงระดับใกล้เคียงกัน และระยะเวลาคืนทุน ที่อ้างอิงอายุการรับประกันสูงสุดของอุปกรณ์

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

ในการศึกษานี้ทำการกำหนดตัวแปรซึ่งสามารถควบคุมได้ในการออกแบบติดตั้ง กล่าวคือ กำหนดให้การติดตั้ง โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ หันหน้าไปทางทิศใต้ ทำมุมเงยประมาณ 17 องศา สอดคล้องกับ ค่าละติจูด เฉลี่ยทั้งภูมิภาคซึ่งเป็นการติดตั้งที่เหมาะสมในพื้นที่แต่ละจังหวัดเขตภาคเหนือของประเทศไทยที่โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์จะตั้งฉากกับดวงอาทิตย์มากที่สุด เป็นผลให้ค่ารังสีอาทิตย์ตกกระทบลงบนพื้นผิวของโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ในปริมาณสูงสุดทำให้ผลิตไฟฟ้าได้มากที่สุด ดังรายละเอียดในบทที่ 2

โดยในการลงทุนตั้งสมมุติฐานจากการนำเงินส่วนตัวของภาคครัวเรือนที่ไม่ได้มีการกู้ยืมให้เกิดภาระดอกเบี้ย มาลงทุนให้เกิดผลตอบแทน กรณีลงทุนเพื่อใช้ภายในครัวเรือนในเชิงประหยัดค่าไฟฟ้า แบบ Net Metering เทียบกับ การนำเงินไปลงทุนระยะยาวในระยะเวลาใกล้เคียงกัน

ขอบเขตของการศึกษา

1. ศึกษาเปรียบเทียบ ต้นทุนติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์บนหลังคา จำนวน 3 ช่วงกำลังผลิต ดังนี้ 3-5kWp , 5-8 kWp และ 8-10 kWp
2. ศึกษาเปรียบเทียบ ค่าความเข้มรังสีอาทิตย์ เพื่อคำนวณพลังงานที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์บนหลังคา ทั้ง 3 ช่วงกำลังผลิต ของพื้นที่ การไฟฟ้าภูมิภาค (ภาคเหนือ) เฉพาะอำเภอเมือง จำนวน 20 จังหวัด ประกอบด้วยจังหวัดเชียงใหม่ เชียงราย แม่ฮ่องสอน ลำพูน ลำปาง พะเยา พิษณุโลก อุตรดิตถ์ แพร่ กำแพงเพชร สุโขทัย ตาก พิจิตร น่าน ลพบุรี นครสวรรค์ เพชรบูรณ์ สิงห์บุรี ชัยนาท และอุทัยธานี
3. ศึกษาเปรียบเทียบ ผลการศึกษาทางการเงิน เพื่อประเมินความเหมาะสมการลงทุนระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาบ้านอยู่อาศัย กรณีที่ลงทุนเพื่อใช้ภายในครัวเรือนในเชิงประหยัดค่าไฟฟ้า

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

วิธีการศึกษา

ข้อมูลและแหล่งข้อมูล

1. ข้อมูลปฐมภูมิ (Primary Data) ใช้วิธีเก็บรวบรวมข้อมูล จากฐานข้อมูลราคาอุปกรณ์ร่วมและ ค่าดำเนินการติดตั้ง ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในท้องตลาด

2. ข้อมูลทุติยภูมิ (Secondary Data) โดยการค้นคว้าข้อมูลจากหนังสือ วารสาร สิ่งพิมพ์ เอกสาร ฐานข้อมูลค่ารังสีแสงอาทิตย์ของประเทศไทย และเว็บไซต์ที่เกี่ยวข้อง

การวิเคราะห์ข้อมูล

การวิเคราะห์ข้อมูลจะมุ่งเน้น ในเรื่อง การวิเคราะห์ทางการเงิน เพื่อจัดทำตาราง บทสรุป

- ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period : PB)
- มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนสุทธิของโครงการ (Net Present Value: NPV)
- อัตราผลตอบแทนภายในโครงการ (Internal Rate of Return: IRR)
- อัตราส่วนของผลตอบแทนต่อต้นทุน (Benefit-Cost Ratio: B/C ratio)

ของการลงทุน ติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าทั้ง 3 ขนาด ในอำเภอเมือง 20 จังหวัด ภาคเหนือ ตามขอบเขตการศึกษา และ ทำการวิเคราะห์ความอ่อนไหว (Sensitivity Analysis) ในเรื่องต้นทุนการลงทุนระบบ และ ส่วนเพิ่มจากภาครัฐ (Adder) จากราคาค่าไฟฟ้าปกติ เพื่อพิจารณาแนวทางที่จูงใจให้ภาคครัวเรือนมีความสนใจในการลงทุนติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

โดยกำหนดให้อายุโครงการ 25 ปี ค่าบำรุงรักษา ค่าประกันภัย รวมทั้งค่าใช้จ่ายอื่นๆ 1% ต่อปี และราคาซากคงเหลือเท่ากับ 10% ของมูลค่าเงินลงทุนเริ่มต้น

แผนและขั้นตอนการศึกษา

การประเมินการลงทุนติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาระดับบ้านอยู่อาศัย เพื่อขายไฟฟ้าคืนกลับสู่ระบบสายส่งในเขตพื้นที่การไฟฟ้าภูมิภาค (ภาคเหนือ) มีแผนการศึกษาดังนี้

1. รวบรวมข้อมูลเบื้องต้น หลักการ ทฤษฎีและทบทวนวรรณกรรมที่เกี่ยวข้อง
2. ศึกษา และรวบรวมข้อมูล ราคาตลาดในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์บนหลังคา
3. ทำการคำนวณค่าความเข้มรังสีอาทิตย์ในแต่ละจังหวัดพื้นที่การศึกษา เพื่อหาปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ ของแต่ละอำเภอเมืองในจังหวัดพื้นที่ศึกษา
4. ทำการวิเคราะห์ผลทางการเงิน เพื่อคำนวณหาผลตอบแทนการลงทุนที่แท้จริงในการลงทุน ของแต่ละอำเภอเมืองในจังหวัดพื้นที่ศึกษา
5. จัดทำรายงาน และนำเสนอรายงานการศึกษาทั้งหมด

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

โดยในบทที่ 4 ผู้ศึกษาจะทำการพิจารณาเลือกจังหวัดตัวแทนจำนวน 4 จังหวัด ดังสมมุติฐานในการตัดสินใจเลือกจังหวัดดังต่อไปนี้

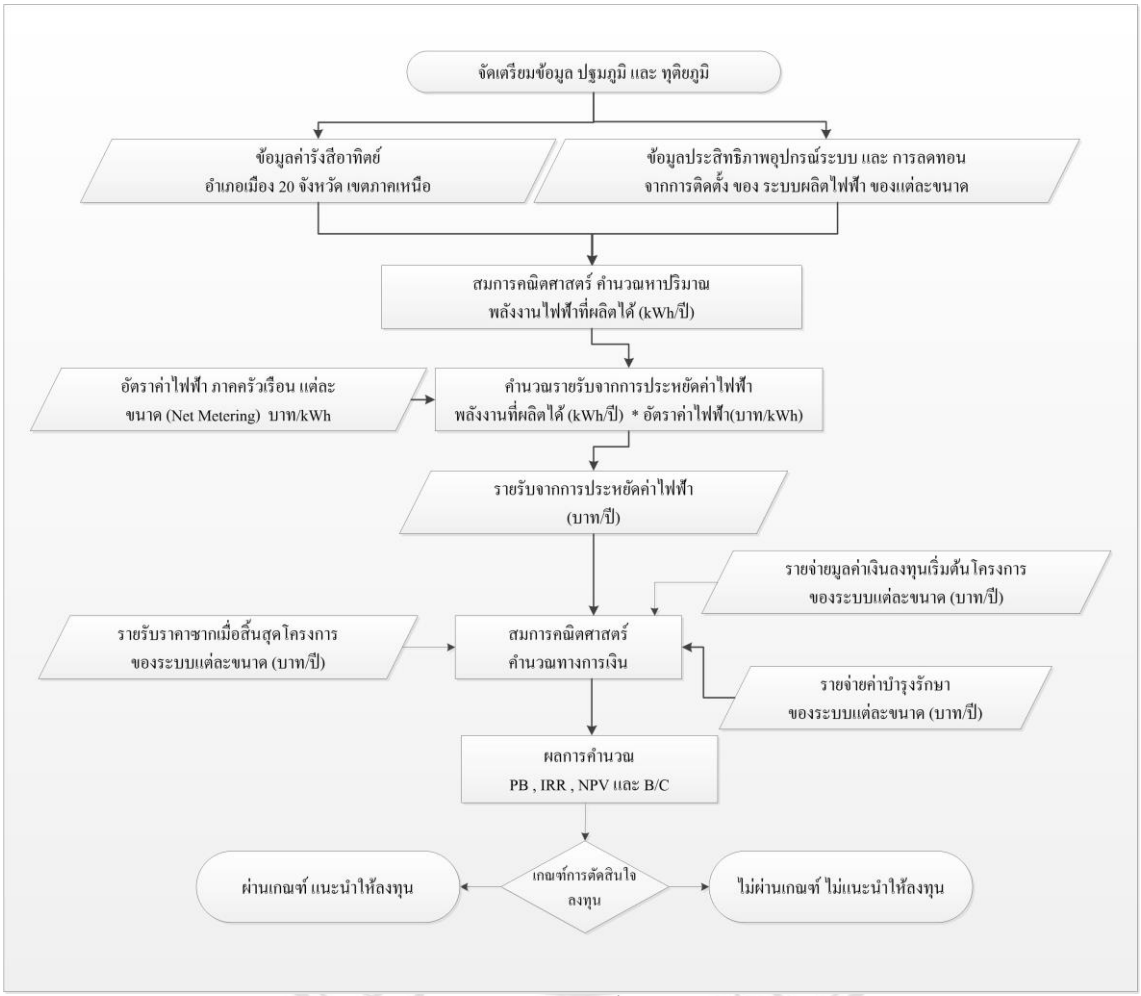
1. จังหวัดที่มีค่ารังสีอาทิตย์รวมสูงสุด (ชัยนาท)
2. จังหวัดที่มีค่ารังสีอาทิตย์รวมต่ำสุด (ตาก)

3. จังหวัดที่เป็นศูนย์กลางทางเศรษฐกิจใน เขตภาคเหนือตอนบน (เชียงใหม่)
4. จังหวัดที่เป็นศูนย์กลางทางเศรษฐกิจใน ภาคเหนือตอนล่าง (พิษณุโลก)

ในการนำเสนอผลการศึกษาในรูปกราฟ เพื่อให้ง่ายต่อความเข้าใจ เนื่องจากหากมีข้อมูลในกราฟปริมาณมากจะส่งผลให้เกิดความสับสน ทั้งนี้ข้อมูลผลการศึกษาทุกจังหวัดเป้าหมายทุกกรณีการศึกษาจะถูกจัดทำในรูปตาราง นำเสนอในภาคผนวก

ซึ่งสามารถสรุปขั้นตอนการศึกษา จาก Flow Chart ดังรูปที่ 3.1 โดยข้อมูลที่รวบรวมได้จะนำมาประมวลผล ข้อมูลค่ารังสีแสงอาทิตย์ จากฐานข้อมูลของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน และประสิทธิภาพเฉลี่ยของระบบแต่ละขนาด แล้วคำนวณหาพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ในแต่ละจังหวัด โดยสมการทางวิศวกรรม เพื่อคำนวณหารายรับที่แท้จริงจากการขายไฟฟ้าในแต่ละจังหวัด เมื่อได้ข้อมูลการลงทุนและรายรับจากการลงทุนแล้ว จะประเมินหาค่าเฉลี่ยราคาติดตั้งของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในแต่ละขนาด ซึ่งเป็นเงินลงทุนเริ่มต้น และค่าบำรุงรักษารายปี รวมทั้งพิจารณาการปรับสัดส่วนการลงทุนระหว่างการกู้ยืมและส่วนทุน และใส่เงื่อนไขของเวลา และอัตราดอกเบี้ย จากนั้นใช้สมการทางคณิตศาสตร์ทางด้านการเงิน เพื่อสรุปว่าผ่านเกณฑ์การตัดสินใจลงทุนที่กำหนดไว้หรือไม่

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved



ภาพที่ 3.1 Flow Chart ขั้นตอนการศึกษา

เกณฑ์การตัดสินใจในการลงทุน

จะพิจารณาจาก เงื่อนไขดังนี้

1. PB < 10 ปี

(อ้างอิงจาก อายุรับประกันอินเวอร์เตอร์เฉลี่ยในท้องตลาดสูงสุด 10ปี)

2. IRR > 7%

(การกำหนดเกณฑ์ มาจาก

ผลตอบแทนจากการลงทุนในพันธบัตรรัฐบาล อายุ 30ปี เท่ากับ 4.25%

ที่มาhttp://www.dailynews.co.th/economic/250905

บวกค่า

Country Risk Premium ของประเทศไทย เท่ากับ 2.38%

ที่มา http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/ctryprem.html

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

รวมกันเท่ากับ 6.63% แล้วทำการปัดเศษเป็น 7%)

3. NPV > 0 ที่ อัตราดอกเบี้ยคิดลด = 7%
4. B/C > 1 ที่ อัตราดอกเบี้ยคิดลด = 7%

หากผลการศึกษา ผ่านเงื่อนไขทั้ง 4 ข้อ จึงจะถือว่าผ่าน เกณฑ์การตัดสินใจลงทุน

สถานที่ใช้ในการดำเนินงานศึกษาและรวบรวมข้อมูล

ในการศึกษาครั้งนี้ ใช้สถานที่ในการดำเนินการศึกษาและรวบรวมข้อมูล คือ กลุ่มบริษัท ทีซัส และคณะบริหารธุรกิจ มหาวิทยาลัยเชียงใหม่

ระยะเวลาในการดำเนินงาน

ระยะเวลาที่ใช้การศึกษาครั้งนี้ ตั้งแต่เดือนกันยายน 2557 – ธันวาคม 2558

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

บทที่ 4
ผลการศึกษา

การประเมินการลงทุนระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา สำหรับบ้านอยู่อาศัย ในเขตภาคเหนือของประเทศไทย สามารถแบ่งผลการศึกษาออกเป็น 3 ส่วนดังนี้

ส่วนที่ 1 ผลการศึกษา และรวบรวมข้อมูล ราคาตลาดในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์ บนหลังคา

ส่วนที่ 2 การคำนวณค่าความเข้มรังสีอาทิตย์ในแต่ละจังหวัดพื้นที่การศึกษา เพื่อหาปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้

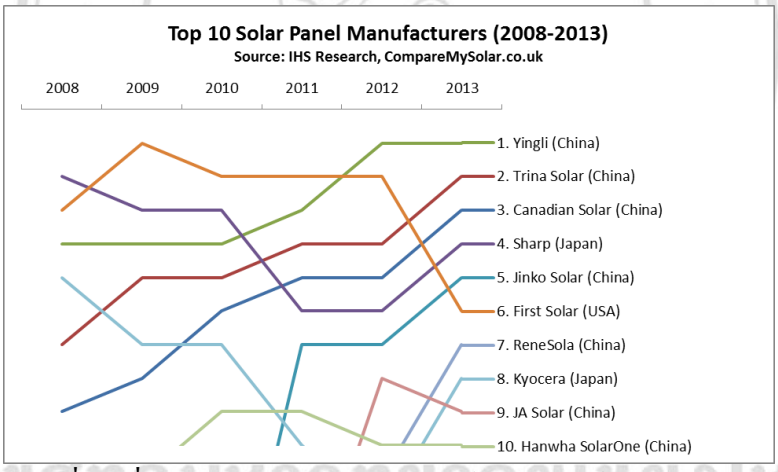
ส่วนที่ 3 ผลการศึกษา ทางการเงิน เพื่อคำนวณหาผลตอบแทนการลงทุน ในการลงทุนของแต่ละอำเภอเมืองในจังหวัดพื้นที่ศึกษา

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

ส่วนที่ 1 ผลการศึกษา และรวบรวมข้อมูล ราคาตลาดในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์ บนหลังคา

ในส่วนของโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ (Solar Cell Module หรือ Solar Panel) ปัจจุบันในตลาดโลกมีการแข่งขันทางด้านราคากันอย่างรุนแรง และแนวโน้มของราคาก็ลดต่ำลงเป็นอย่างมาก เมื่อเทียบกับราคาในอดีต โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ ที่ผลิตโดยส่วนใหญ่มาจากประเทศจีน ภายใต้การผลิตตามมาตรฐานสากล ซึ่งด้วยกำลังการผลิตที่สูง และ ต้นทุนที่ต่ำกว่าประเทศอื่นๆ ทำให้ โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ จากจีนเป็นที่นิยมในตลาดโลก ซึ่งสามารถพิจารณาได้จากรูปที่ 4.1 ซึ่งแสดงการจัดอันดับ ยี่ห้อ ที่ปริมาณการผลิตโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ จำหน่ายในตลาดโลกสูงสุด 10 อันดับแรก

ดังนั้นตลาดการค้าโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศไทย จึงมียี่ห้อ จากประเทศ จีน เป็นส่วนมาก โดยมียี่ห้อของ ประเทศญี่ปุ่น และไทยอยู่บางส่วน ซึ่งจะระดับราคาแตกต่างกันไปตามคุณภาพการผลิต และประสิทธิภาพ



ภาพที่ 4.1 แสดงสถิติยี่ห้อ ที่มีปริมาณการผลิต โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ จำหน่ายในตลาดโลก สูงสุด 10 อันดับแรก ตั้งแต่ปี 2008 ถึง 2013
ที่มา: HIS Research www.comparemysolar.co.uk

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

ปัจจุบันช่องทาง Web Site เป็นช่องทางหลักที่ผู้บริโภคจะเข้าถึงแหล่งข้อมูล ในการตัดสินใจซื้อสินค้าหรือบริการ โดยผู้ขายจะแสดงข้อมูลทั้งในเรื่อง คุณสมบัติ และราคาไว้อย่างชัดเจน จึงเกิดการแข่งขันในเรื่องราคา และการบริการหลังการขายอย่างเต็มรูปแบบ

ผลการศึกษาในส่วนที่ 1 ผู้ศึกษาได้ใช้ช่องทางดังกล่าวเก็บรวบรวมข้อมูลราคาเฉพาะโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ และอินเวอร์เตอร์ ซึ่งเป็น 2 อุปกรณ์หลักของระบบผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์

รวมทั้งราคาแบบจ้างเหมาติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์ บนหลังคาบ้านอยู่อาศัย เพื่อ ศึกษาหาราคากลาง ในการใช้เป็นตัวแทนในการคำนวณทางด้านการเงิน

เมื่อทำการศึกษาข้อมูล การซื้อขายในตลาดพบว่า ขนาดโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ ที่ได้รับความนิยม และมีความหลากหลาย ของยี่ห้อ และรุ่นคือ แผงขนาด 250 Wp และ 300 Wp เนื่องจากเมื่อนำมาคำนวณต่อเป็นระบบใหญ่แล้วจะลงตัว สอดคล้องกับขนาดของ อินเวอร์เตอร์ ดังนั้นผู้ศึกษาจึงเลือกสืบหาข้อมูล โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ 2 ขนาดดังกล่าว

จากตารางที่ 4.1 ซึ่งแสดงข้อมูล ราคาตลาดโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ ขนาด 250Wp ยี่ห้อชั้นนำจำนวน 5 ยี่ห้อ จากตัวแทนจำหน่ายในประเทศไทย พบว่าราคาต่ำสุด อยู่ที่ 6,750 บาท/แผ่นและสูงสุดอยู่ที่ 9,800 บาท/แผ่น โดยมีประสิทธิภาพของ แผงโซล่าเซลล์ ต่ำสุด อยู่ที่ 14.70% และ สูงสุดอยู่ที่ 15.37%

เมื่อทำการคำนวณหาราคาเฉลี่ยของโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ ผลที่ได้คือ ราคา 32.00 บาท/Wp ที่ค่าเฉลี่ย ประสิทธิภาพของโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ 15.17% เมื่อนำราคาเฉลี่ยที่ 32.00 บาท/Wp มาคำนวณหาราคารวมของระบบขนาดต่างๆ ผลที่ได้แสดงดังตารางที่ 4.2 โดยราคาโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ เมื่อต่อรวมเป็นระบบ ขนาด 3,000 Wp 5,000 Wp และ 10,000 Wp คือ 96,000 บาท 160,000 บาท และ 320,000 บาทตามลำดับ

ตารางที่ 4.1 แสดงข้อมูลค่าเฉลี่ยราคาตลาด โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ ขนาด 250Wp จากตัวแทนจำหน่ายในประเทศไทย (ราคาไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม)

ลำดับ	Solar Cell Module ขนาด 250Wp	Brand : Yingli (จีน) Model : YL250P	Trina (จีน) TSM -250W	Schutten (จีน) STP6-250W	Sharp (ญี่ปุ่น) ND-250	Full Solar (ไทย) F -250
1	บริษัท ไทยโซล่ามาเก็ต จำกัด	9,000.00		7,500.00		
2	บริษัท โซล่าเซลล์ เซ็นเตอร์ จำกัด			6,800.00		
3	บริษัท แชมป์บิสซ็อป จำกัด			7,000.00		
4	บริษัท มีชาซ็อป จำกัด		8,750.00	7,500.00		
5	บริษัท ดีดีเทค จำกัด		8,500.00			
6	บริษัท พี่เอ็นเนอร์จีซ้อป จำกัด		9,800.00			
7	ห้างหุ้นส่วนจำกัด ท็อป อินเตอร์ เทค โซลูชั่น	6,750.00	8,700.00	6,800.00	7,500.00	
8	บริษัท ฟูโซล่าร์ จำกัด					8,750.00
	ราคา เฉลี่ย (บาท/แผ่น)	7,875.00	9,016.67	7,120.00	7,500.00	8,750.00
	Max Power Output (Watt Peak)	250	250	250	250	250
	ราคา Solar Cell Module เฉลี่ย (บาท/Wp)	31.50	36.07	28.48	30.00	35.00
	ค่าเฉลี่ย ราคา Solar Cell Module เฉลี่ย (บาท/Wp) ทุกยี่ห้อ					**32.21**
	Max Solar Cell Module Efficiency (%)	15.30	15.30	14.70	15.20	15.37
	ค่าเฉลี่ย Solar Cell Module Efficiency (%) ทุกยี่ห้อ					**15.17**

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

ตารางที่ 4.2 แสดงข้อมูลค่าเฉลี่ย ราคาตลาด โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ ขนาด 250Wp เมื่อนำมาต่อเป็นระบบ (ราคาไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม)

ขนาดระบบ	3,000 Wp	5,000 Wp	10,000 Wp
จำนวน Solar Cell Module 250 Wp ที่ใช้ ในการต่อระบบ (แผ่น)	12	20	40
ราคา Solar Cell Module รวม เมื่อนำมาต่อระบบ (บาท/ระบบ)	96,000.00	160,000.00	320,000.00

จากตารางที่ 4.3 ซึ่งแสดงข้อมูล ราคาตลาด โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ ขนาด 300Wp ยี่ห้อชั้นนำจำนวน 4 ยี่ห้อ จากตัวแทนจำหน่ายในประเทศไทย พบว่าราคาต่ำสุดอยู่ที่ 8,100 บาท/แผ่น และสูงสุดอยู่ที่ 10,500 บาท/แผ่น โดยมีประสิทธิภาพของ Solar Cell Module ต่ำสุด อยู่ที่ 15.70% และสูงสุดอยู่ที่ 15.40%

เมื่อทำการคำนวณหาราคาเฉลี่ยของ โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ ผลที่ได้คือ ราคา 30.00 บาท/Wp ที่ค่าเฉลี่ย ประสิทธิภาพของ Solar Cell Module 15.46%

เมื่อนำราคาเฉลี่ยที่ 30.00 บาท/Wp มาคำนวณหาราคารวมของระบบขนาดต่างๆ ที่อยู่ในช่วงการศึกษา ผลที่ได้แสดงดังตารางที่ 4.4 โดยราคาโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ เมื่อต่อรวมเป็นระบบขนาด 3,000 Wp 4,800 Wp และ 99,000 Wp คือ 90,000 บาท 144,000 บาท และ 297,000 บาท ตามลำดับ

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

ตารางที่ 4.3 แสดงข้อมูลค่าเฉลี่ยราคาตลาด โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ ขนาด 300Wp จากตัวแทนจำหน่ายในประเทศไทย (ราคาไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม)

ลำดับ	Solar Cell Module ขนาด 300Wp	Brand : Yingli (จีน) Model : YL300P	Trina (จีน) TNP-300W	Schutten (จีน) STP6-300W	Full Solar (ไทย) F -300
1	บริษัท ไทยโซล่ามาเก็ต จำกัด	10,500.00		9,000.00	
2	บริษัท โซล่าเซลล์ เซ็นเตอร์ จำกัด			8,100.00	
3	บริษัท แชมป์บิสซ๊อป จำกัด			9,600.00	
4	บริษัท มีชาซ๊อป จำกัด			8,600.00	
5	บริษัท ไทยเพาว์เวอร์เทค จำกัด		8,100.00		
6	ห้างหุ้นส่วนจำกัด ท็อป อินเตอร์ เทค โซลูชั่น	8,100.00	8,500.00	8,100.00	
7	บริษัท ฟูโซล่าร์ จำกัด				9,000.00
	ราคา เฉลี่ย (บาท/แผ่น)	9,300.00	8,300.00	8,680.00	9,000.00
	Max Power Output (Watt Peak)	300.00	300.00	300.00	300.00
	ราคา Solar Cell Module เฉลี่ย (บาท/Wp)	31.00	27.67	28.93	30.00
	ค่าเฉลี่ย ราคา Solar Cell Module เฉลี่ย (บาท/Wp) ทุกยี่ห้อ				**29.40**
	Max Solar Cell Module Efficiency (%)	15.40	15.50	15.70	15.46
	ค่าเฉลี่ย Solar Cell Module Efficiency (%) ทุกยี่ห้อ				**15.52**

ตารางที่ 4.4 แสดงข้อมูลค่าเฉลี่ย ราคาตลาด โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ ขนาด 300Wp เมื่อนำมาต่อเป็นระบบ (ราคาไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม)

ขนาดระบบ	3,000 Wp	4,800 Wp	9,900 Wp
จำนวน Solar Cell Module 300 Wp ที่ใช้ ในการต่อระบบ (แผ่น)	10	16	33
ราคา Solar Cell Module รวม เมื่อนำมาต่อระบบ (บาท/ระบบ)	90,000.00	144,000.00	297,000.00

เมื่อทำการเปรียบเทียบโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 250Wp กับ โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 300Wp พบว่า ราคาเฉลี่ยต่อWp ของขนาด 250 Wp (32บาท) จะสูงกว่า ขนาด 300Wp (30บาท) ประมาณ 6.67%

เมื่อทำการเปรียบเทียบโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 250Wp กับ โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 300Wp พบว่าประสิทธิภาพเฉลี่ยต่อ Wp ของขนาด 300 Wp (15.46%) จะสูงกว่าขนาด 250Wp (15.17%) ประมาณ 1.9%

เมื่อทำการเปรียบเทียบ โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 250Wp กับโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด300Wp เมื่อนำไปต่อระบบขนาด 3000Wp ดังตารางที่ 4.2 และ 4.3 พบว่า จำนวนแผ่นต่อระบบของขนาด 250 Wp (12) จะต่ำกว่า ขนาด 300Wp (10) ประมาณ 20% เนื่องจากขนาด 250 Wp เป็นขนาดที่มีการผลิตและจำหน่ายในท้องตลาดในปริมาณมาก ทำให้ต้นทุนต่อหน่วยผลิตต่ำลงกว่าขนาด 300 Wp

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

ดังนั้นในการออกแบบระบบ ควรพิจารณาโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ ขนาด 250 Wp เป็นตัวเลือกแรก เพื่อให้ต้นทุนระบบโดยรวมมีราคาที่เหมาะสม

เมื่อทำการศึกษาข้อมูลอินเวอร์เตอร์ ในตลาดโลกพบว่ามีความหลากหลายของยี่ห้อ และรุ่น ปัจจัยหลักในการเลือกซื้อของผู้บริโภคคือประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้า (Inverter Efficiency) ดังนั้นผู้ผลิตอินเวอร์เตอร์จึงให้ความสำคัญกับการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีให้สูงที่สุดตาม ตารางที่ 4.5 ซึ่งจะเห็นได้ว่าปัจจุบันเทคโนโลยีอินเวอร์เตอร์พัฒนาไปถึงขั้น Inverter Efficiency อยู่ในระดับ 98.5% หรือ แปลความหมายได้ว่า มีการสูญเสียพลังงานไฟฟ้าเมื่อผ่านอินเวอร์เตอร์เพียง 1.5%

โดยยี่ห้อ และรุ่นที่ได้รับการจัด อันดับ 1 และ 3 เป็นผลิตภัณฑ์ของประเทศเยอรมัน ซึ่งเป็นประเทศที่มีการวิจัยพัฒนาทางด้านเทคโนโลยีพลังงานแสงอาทิตย์มาเป็นเวลานาน อันดับ 2 และ 4 เป็นของประเทศจีน ซึ่งเป็นประเทศที่มีการทุ่มทรัพยากรเพื่อเร่งการวิจัยพัฒนา รวมทั้งการซื้อเทคโนโลยีจากภายนอกมาพัฒนาสินค้าของตนเอง ให้สามารถเข้าแข่งขันในตลาดโลก เพื่อให้เกิดการยอมรับได้โดยเร็ว

science & technology | inverters | test

Inverter test results

Inverter	Observed voltage range*1	Medium irradiation			
		eta_{Pmed}	Grade as of 2011	Grade before 2011	Position
SMA's STP 20000TLHE-10*3	580 - 800 V	98,5 %	A+	–	1
Growatt's 20000TL3-HE revised	580 - 800 V	98,4 %	A+	–	2
Refusol's 020k SCI	490 - 800 V	98,2 %	A+	–	3
Growatt's 20000TL3-HE	580 - 800 V	98,0 %	A+	–	4
Huawei Technologies Co. Ltd.'s Sun2000-20KTL	480 - 800 V	98,0 %	A+	–	4
Diehl AKO's Platinum 16000 R3	350 - 720 V	98,0 %	A+	–	4
Donauer Solartechnik's High Efficiency 3.6	350 - 650 V	97,8 %	A	–	7
Steca's StecaGrid 3600	350 - 600 V	97,7 %	A	–	8
Goodwe Power Supply Technology's GW17K-DT	500 - 800 V	97,6 %	A	–	9
Steca's Stecagrid 3000	350 - 700 V	97,5 %	A	–	10
Siemens' Sinvert PVM20	480 - 850 V	97,5 %	A	–	10
Sungrow's SG30KTL	480 - 800 V	97,5 %	A	–	10

ตารางที่ 4.5 แสดงการจัดอันดับผลการทดสอบ (Inverter Efficiency : %) ในตลาดโลก

ที่มา: http://www.photon.info/upload/overview_Inverter_Tests_at_PHOTON_Laboratory_2014_01_4011.pdf

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

ดังนั้นตลาดการค้าอินเวอร์เตอร์ ในประเทศไทย จึงมี รุ่น และยี่ห้อของประเทศ เยอรมัน และจีน เป็นส่วนมาก ซึ่งจะระดับราคาแตกต่างกันไปตามคุณภาพการผลิต และประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์

จากตารางที่ 4.6 ซึ่งแสดงข้อมูล ราคาตลาด อินเวอร์เตอร์ ขนาด 3 – 4 kW ยี่ห้อชั้นนำจำนวน 3 ยี่ห้อ จากตัวแทนจำหน่ายในประเทศไทย พบว่าราคาต่ำสุด อยู่ที่ 39,000 บาท/ตัว และ สูงสุดอยู่ที่ 72,000 บาท/ตัว โดยมีประสิทธิภาพของ อินเวอร์เตอร์ ต่ำสุด อยู่ที่ 97.0% และสูงสุดอยู่ที่ 97.1%

เมื่อทำการคำนวณหาราคาเฉลี่ยของ อินเวอร์เตอร์ ผลที่ได้คือ ราคา 17.35 บาท/Watt ที่ค่าเฉลี่ย ประสิทธิภาพของ อินเวอร์เตอร์ 97.06 %

ตารางที่ 4.6 แสดงข้อมูลค่าเฉลี่ย ราคาตลาด อินเวอร์เตอร์ ขนาด 3 - 4 kW จากตัวแทนจำหน่ายในประเทศไทย (ราคาไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม)

ลำดับ	อินเวอร์เตอร์ ขนาด 3 - 4 kW (3,000 - 4,000 Watt)	Brand : SMA (Germany) Model : SUNNYBOY 3000	SMA (Germany) SUNNYBOY SB 3600	ABB (Germany) PVS300-TL-3300W-2	ABB (Germany) PVS300-TL-4000W-2	GROWATT (China) 3600MTL-10
1	บริษัท ไทยโซล่ามาเก็ต จำกัด	63,000.00	68,500.00	56,800.00	68,000.00	45,000.00
2	บริษัท อีโค่ โซล่าร์เซลล์ จำกัด					49,000.00
3	ห้างหุ้นส่วนจำกัด โซลาร์เจน	61,525.00	63,665.00			40,000.00
4	บริษัท โซล่าเซลล์ เซ็นเตอร์ จำกัด	62,000.00	63,665.00	56,800.00	69,000.00	39,000.00
5	บริษัท แชมป์บิสซ้อป จำกัด			63,000.00	72,000.00	54,500.00
	ราคา อินเวอร์เตอร์ เฉลี่ย (บาท)	62,175.00	65,276.67	58,866.67	69,666.67	45,500.00
	กำลังไฟฟ้าสูงสุดของ อินเวอร์เตอร์ (Watt)	3,000	3,600	3,300	4,000	3,600
	ราคา อินเวอร์เตอร์ เฉลี่ย (บาท/Watt)	20.73	18.13	17.84	17.42	12.64
	ค่าเฉลี่ย ราคา อินเวอร์เตอร์(บาท/Watt) ทุกยี่ห้อ					**86.75**
	ประสิทธิภาพสูงสุด Max Efficiency (%)	97.00	97.00	97.10	97.10	97.10
	ค่าเฉลี่ย ประสิทธิภาพสูงสุด Max Efficiency(%)ทุกยี่ห้อ					**97.06**

ตารางที่ 4.7 แสดงข้อมูลค่าเฉลี่ย ราคาตลาด อินเวอร์เตอร์ ขนาด 5 - 6 kW จากตัวแทนจำหน่ายในประเทศไทย (ราคาไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม)

ลำดับ	อินเวอร์เตอร์ ขนาด 5-6 kW (5,000 - 6,000 Watt)	Brand : SMA (Germany) Model : SUNNYBOY SB 5000	ABB (Germany) PVS300-TL-6000W-2	GROWATT (China) 4200MTL-10	GROWATT (China) 5000MTL-10
1	บริษัท ไทยโซล่ามาเก็ต จำกัด	75,000.00	73,400.00	48,800.00	52,800.00
2	บริษัท อีโค่ โซล่าร์เซลล์ จำกัด			54,000.00	57,000.00
3	ห้างหุ้นส่วนจำกัด โซลาร์เจน	74,365.00		45,000.00	50,000.00
4	บริษัท โซล่าเซลล์ เซ็นเตอร์ จำกัด	74,500.00	73,500.00	43,000.00	47,000.00
5	บริษัท แชมป์บิสซ้อป จำกัด		82,000.00	63,500.00	70,500.00
	ราคา อินเวอร์เตอร์ เฉลี่ย (บาท)	74,621.67	76,300.00	50,860.00	55,460.00
	กำลังไฟฟ้าสูงสุดของ อินเวอร์เตอร์ (Watt)	5,000	6,000	4,200	5,000
	ราคา อินเวอร์เตอร์ เฉลี่ย (บาท/Watt)	14.92	12.72	12.11	11.09
	ค่าเฉลี่ย ราคา อินเวอร์เตอร์(บาท/Watt) ทุกยี่ห้อ				**12.71**
	ประสิทธิภาพสูงสุด Max Efficiency (%)	97.00	97.10	97.10	97.10
	ค่าเฉลี่ย ประสิทธิภาพสูงสุด Max Efficiency(%)ทุกยี่ห้อ				**97.08**

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

ตารางที่ 4.8 แสดงข้อมูลค่าเฉลี่ย ราคาตลาด อินเวอร์เตอร์ ขนาด 9 - 10 kW จากตัวแทนจำหน่ายในประเทศไทย (ราคาไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม)

ลำดับ	อินเวอร์เตอร์ ขนาด 8-10 kW (8,000 - 10,000 Watt)	Brand : SMA (Germany) Model : TRIPOWER STP 9000	SMA (Germany) TRIPOWER 1000TRP	ABB (Germany) PVS300-TL-8000W-2	GROWATT (China) 10000UE
1	บริษัท ไทยโซล่ามาเก็ต จำกัด	125,000.00	150,000.00	79,000.00	
2	บริษัท อี โค่ โซล่าร์เซลล์ จำกัด				93,000.00
3	ห้างหุ้นส่วนจำกัด โซลาร์เจน	115,560.00	135,000.00		78,500.00
4	บริษัท โซล่าเซลล์ เซ็นเตอร์ จำกัด	115,560.00	135,000.00	79,200.00	76,000.00
5	บริษัท แชมป์บิสซ๊อป จำกัด			86,000.00	84,500.00
	ราคา อินเวอร์เตอร์ เฉลี่ย (บาท)	118,706.67	140,000.00	81,400.00	83,000.00
	กำลังไฟฟ้าสูงสุดของ อินเวอร์เตอร์ (Watt)	9,000	10,000	8,000	10,000
	ราคา อินเวอร์เตอร์ เฉลี่ย (บาท/Watt)	13.19	14.00	10.18	8.30
	ค่าเฉลี่ย ราคา อินเวอร์เตอร์(บาท/Watt) ทุกยี่ห้อ				**11.42**
	ประสิทธิภาพสูงสุด Max Efficiency (%)	98.10	97.70	97.10	98.00
	ค่าเฉลี่ย ประสิทธิภาพสูงสุด Max Efficiency(%)ทุกยี่ห้อ				**97.73**

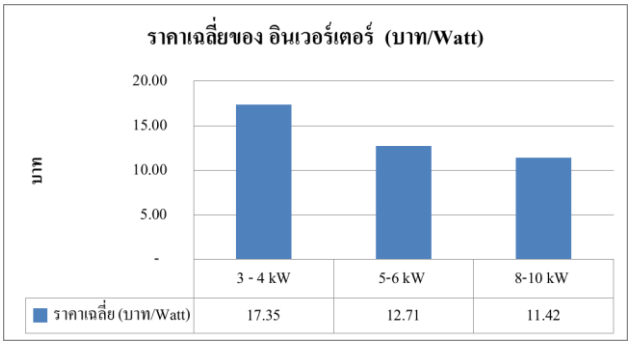
จากตารางที่ 4.7 ซึ่งแสดงข้อมูล ราคาตลาด อินเวอร์เตอร์ขนาด 5 – 6 kW ยี่ห้อชั้นนำ จำนวน 3 ยี่ห้อ จากตัวแทนจำหน่ายในประเทศไทย พบว่าราคาต่ำสุด อยู่ที่ 47,000 บาท/ตัว และสูงสุด อยู่ที่ 82,000 บาท/ตัว โดยมีประสิทธิภาพของ อินเวอร์เตอร์ ต่ำสุด อยู่ที่ 97.00% และสูงสุดอยู่ที่ 97.1%

เมื่อทำการคำนวณหาราคาเฉลี่ยของ อินเวอร์เตอร์ ผลที่ได้คือ ราคา 12.71 บาท/Watt ที่ค่าเฉลี่ย ประสิทธิภาพของ อินเวอร์เตอร์ 97.08 %

จากตารางที่ 4.8 ซึ่งแสดงข้อมูลราคาตลาดอินเวอร์เตอร์ ขนาด 8-10 kW ยี่ห้อชั้นนำ จำนวน 3 ยี่ห้อ จากตัวแทนจำหน่ายในประเทศไทย พบว่าราคาต่ำสุด อยู่ที่ 76,000 บาท/ตัว และสูงสุด อยู่ที่ 150,000 บาท/ตัว โดยมีประสิทธิภาพของ อินเวอร์เตอร์ ต่ำสุด อยู่ที่ 97.1% และสูงสุดอยู่ที่ 98.1%

เมื่อทำการคำนวณหาราคาเฉลี่ยของ อินเวอร์เตอร์ ผลที่ได้คือ ราคา 11.42 บาท/Watt ที่ค่าเฉลี่ย ประสิทธิภาพของ อินเวอร์เตอร์ 97.73 % ซึ่งข้อมูลค่าเฉลี่ยประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์ ในแต่ละช่วงขนาดของระบบฯ จะนำไปใช้ในการคำนวณปริมาณการผลิตไฟฟ้าต่อไป

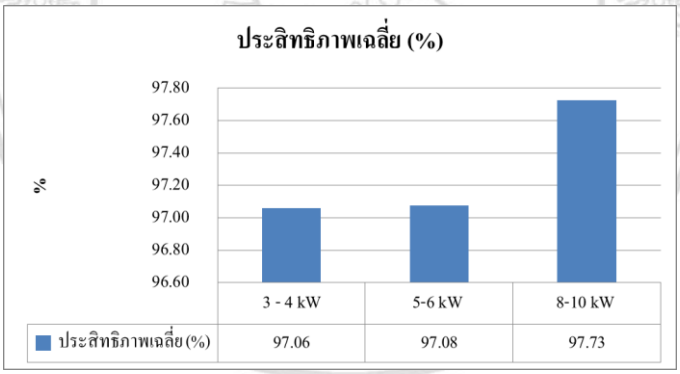
ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved



ภาพที่ 4.2 แสดงการเปรียบเทียบ ราคาเฉลี่ยของอินเวอร์เตอร์

จากภาพที่ 4.2 เมื่อทำการเปรียบเทียบ ราคาเฉลี่ยอินเวอร์เตอร์ พบว่าราคา ที่ช่วง 3-4kW (17.35บาท) จะสูงกว่า ช่วง 8-10kW (11.42บาท) ประมาณ 51.93 %

จากภาพที่ 4.3 เมื่อทำการเปรียบเทียบ ประสิทธิภาพของเฉลี่ยอินเวอร์เตอร์ พบว่าที่ช่วง 8-10kW(97.73%) จะสูงกว่า ช่วง 3-4kW (97.06%) ประมาณ 0.7 %



ภาพที่ 4.3 แสดงการเปรียบเทียบ ประสิทธิภาพเฉลี่ยของอินเวอร์เตอร์

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

ปัจจุบันมีผู้ประกอบการที่ดำเนินธุรกิจรับเหมาติดตั้ง ระบบผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์ แบบติดตั้งบนหลังคาบ้าน แบบ Turn Key ซึ่งผู้ขายจะอำนวยความสะดวกในการบริการด้านการจัดเตรียมเอกสาร ที่เกี่ยวข้องกับทางราชการในการขอยื่นอนุญาตขายไฟฟ้า ไปจนถึงดำเนินการติดตั้ง และ จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบได้ รวมไปถึงการบริการหลังการติดตั้ง การประกันอุปกรณ์ และการประกันปริมาณการผลิตไฟฟ้า ซึ่งแนวทางนี้หากพิจารณาในภาพรวมทางด้านราคาการจ้างหมาติดตั้ง จะมีราคาสูงกว่าการจัดซื้ออุปกรณ์ โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ อินเวอร์เตอร์ และอุปกรณ์ร่วมมาแล้วว่าจ้างช่างไฟฟ้ามาดำเนินการติดตั้ง เนื่องจากผู้ประกอบการจะคิดค่าดำเนินการและกำไรเข้าไปในการเสนอราคา

โดยทั่วไปอยู่ในระดับ 15 – 20% ของราคารวมค่าอุปกรณ์ และค่าแรงงาน แล้วทำการบวกภาษีมูลค่าเพิ่ม

แต่ประเด็นสำคัญของผู้สนใจลงทุน ที่จะดำเนินการจัดซื้ออุปกรณ์รายชิ้น จ้างค่าแรงช่างไฟฟ้ามาดำเนินการติดตั้ง และเดินเรื่องเอกสารกับทางราชการเอง จำเป็นต้องมีความรู้ความเข้าใจทางด้านวิศวกรรมไฟฟ้า และรายละเอียดขั้นตอนทางด้านเอกสารกับทางราชการเป็นอย่างดี เนื่องจากต้องมีการออกแบบ พร้อมเซ็นรับรองโดยวิศวกร รวมถึงจะไม่มีการรับประกันระบบฯ หลังการติดตั้ง แต่จะได้เพียงประกันอุปกรณ์ที่ซื้อมารายชิ้น

การดำเนินการในแนวทางนี้จึงมีความเสี่ยงสูงในเรื่องความปลอดภัย และอาจเกิดค่าใช้จ่ายแฝงจำนวนมาก สำหรับผู้สนใจลงทุนที่ไม่มีพื้นฐานทางด้านวิศวกรรมไฟฟ้า ซึ่งอาจจะเป็นผลให้ต้นทุนการติดตั้งโครงการไม่แตกต่างจากการจ้างเหมาติดตั้งมากนัก

ดังนั้น ผู้ศึกษาจึงตัดสินใจจะใช้แนวทางการพิจารณากำหนดราคากลาง ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา สำหรับบ้านอยู่อาศัย โดยใช้ราคาจ้างเหมาแบบ TURN KEY เป็นฐานในการคำนวณทางด้านการเงินต่อไป

ตารางที่ 4.9 : แสดงข้อมูลค่าเฉลี่ย ราคาตลาด ระบบผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์ แบบติดตั้งบนหลังคาบ้าน ขนาด 3-4 kW จากบริษัทผู้รับเหมาในประเทศไทย (ราคาไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม)

ลำดับ	ระบบผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์ ขนาด 3-4 kW (3,000 - 4,000 Watt)	3 kW (บาท)	3.6 kW(บาท)	3.75 kW (บาท)
1	บริษัท อีโค่ โซล่าร์เซลล์ จำกัด			
2	ห้างหุ้นส่วนจำกัด โซลาร์เจน	178,000.00	208,000.00	
3	บริษัท ไทยเพาว์เวอร์เทค จำกัด	195,000.00		
4	บริษัท โซลาร์ เพาเวอร์ รูฟ จำกัด			315,000.00
5	บริษัท ไอคอนทรัส จำกัด		230,055.00	
	ราคาจ้างเหมาติดตั้ง เฉลี่ย (บาท/ระบบ)	186,500.00	219,027.50	315,000.00
	Max Power Output (Watt)	3,000.00	3,600.00	3,750.00
	ราคาระบบ เฉลี่ย (บาท/Wp)	62.17	60.84	84.00
	ราคาระบบ เฉลี่ย (บาท/Wp) ทุกขนาด			**69.00**

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

ตารางที่ 4.10 : แสดงข้อมูลค่าเฉลี่ย ราคาตลาด ระบบผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์ แบบติดตั้งบนหลังคาบ้าน ขนาด 5-6 kW จากบริษัทผู้รับเหมาในประเทศไทย (ราคาไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม)

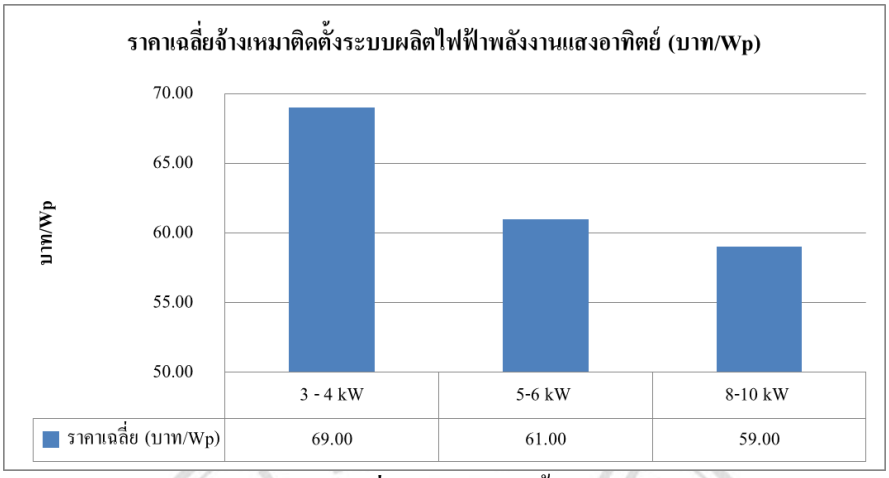
ลำดับ	ระบบผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์ ขนาด 5-6 kW (5,000 - 6,000 Watt)	5 kW (บาท)
1	บริษัท อีโค่ โซล่าร์เซลล์ จำกัด	321,000.00
2	ห้างหุ้นส่วนจำกัด โซลาร์เจน	280,000.00
3	บริษัท ไทยเพาว์เวอร์เทค จำกัด	325,000.00
4	บริษัท ไอคอนทรัส จำกัด	296,200.00
	ราคาจ้างเหมาติดตั้ง เฉลี่ย (บาท/ระบบ)	305,550.00
	Max Power Output (Watt)	5,000.00
	ราคาระบบ เฉลี่ย (บาท/Wp)	**61.11**

ตารางที่ 4.11 : แสดงข้อมูลค่าเฉลี่ย ราคาตลาด ระบบผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์ แบบติดตั้งบนหลังคาบ้าน ขนาด 8-10 kW จากบริษัทผู้รับเหมาในประเทศไทย (ราคาไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม)

ลำดับ	ระบบผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์ ขนาด 8-10 kW (8,000 - 10,000 Watt)	8 kW (บาท)	9.9 kW (บาท)	10 kW (บาท)
1	บริษัท อีโค่ โซล่าร์เซลล์ จำกัด	513,600.00		642,000.00
2	ห้างหุ้นส่วนจำกัด โซลาร์เจน			620,000.00
3	บริษัท ไทยเพาว์เวอร์เทค จำกัด			650,000.00
4	บริษัท ไอคอนทรัส จำกัด		538,930.00	
	ราคาจ้างเหมาติดตั้ง เฉลี่ย (บาท/ระบบ)	513,600.00	538,930.00	637,333.33
	Max Power Output (Watt)	8,000.00	9,900.00	10,000.00
	ราคาระบบ เฉลี่ย (บาท/Wp)	64.20	54.44	63.73
	ราคาระบบ เฉลี่ย (บาท/Wp) ทุกขนาด			**60.79**

จากตารางที่ 4.9 ถึง 4.11 แสดงข้อมูลค่าเฉลี่ย ราคาตลาด การจ้างเหมาติดตั้ง ระบบผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์ แบบติดตั้งบนหลังคาบ้าน ขนาด 3-4 kW 5-6 kW และ 8-10 kW โดยเมื่อนำขอมูลมาจัดทำดังภาพที่ 4.4 ซึ่งจะพบว่าราคาเฉลี่ยของ ระบบขนาด 3-4 kW (69บาท/Wp) จะสูงกว่าขนาด 8-10 kW (59 บาท/Wp) ประมาณ 17% ซึ่งจะสอดคล้องกับแนวโน้มของราคาอินเวอร์เตอร์ ที่ค่าเฉลี่ยราคาระบบฯ ขนาด 3kW จะมีราคาสูงกว่า 10kW อย่างชัดเจน

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved



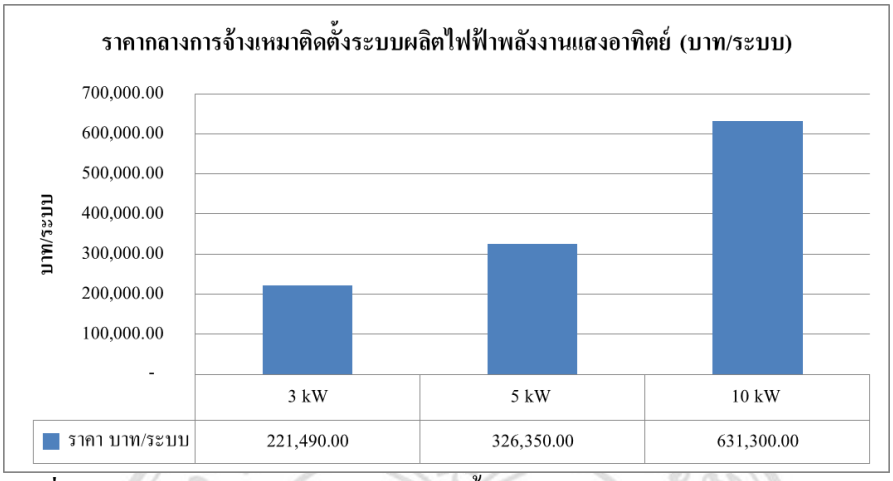
ภาพที่ 4.4 แสดงการเปรียบเทียบ ราคาเฉลี่ยจ้างเหมาติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ในการศึกษานี้ ผู้ศึกษาทำการกำหนดราคา ระบบผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์ แบบติดตั้งบนหลังคาบ้าน ที่จะใช้เป็นตัวแทนในแต่ละช่วง โดยพิจารณาจากขนาดระบบฯ ที่ได้รับความนิยมในตลาด ดังนี้

1. ขนาด 3,000W (3kW) จะเลือกใช้เป็นตัวแทนของช่วงขนาด 3-4 kW
   เมื่อคำนวณหาราคากลางของระบบฯ
   จะเท่ากับ 3,000 Wp * 69 บาท/Wp = 207,000 บาท/ระบบ
   เมื่อรวมภาษีมูลค่าเพิ่ม (7%) ผู้ติดตั้งจะต้องลงทุนเท่ากับ 221,490 บาท/ระบบ
2. ขนาด 5,000W (5kW) จะเลือกใช้เป็นตัวแทนของช่วงขนาด 5-6 kW
   เมื่อคำนวณหาราคากลางของระบบฯ
   จะเท่ากับ 5,000 Wp * 61 บาท/Wp = 305,000 บาท/ระบบ
   เมื่อรวมภาษีมูลค่าเพิ่ม (7%) ผู้ติดตั้งจะต้องลงทุนเท่ากับ 326,350 บาท/ระบบ
3. ขนาด 10,000W (10kW) จะเลือกใช้เป็นตัวแทนของช่วงขนาด 8-10 kW
   เมื่อคำนวณหาราคากลางของระบบ
   จะเท่ากับ 10,000 Wp * 59 บาท/Wp = 590,000 บาท/ระบบ
   เมื่อรวมภาษีมูลค่าเพิ่ม (7%) ผู้ติดตั้งจะต้องลงทุนเท่ากับ 631,300 บาท/ระบบ

ภาพที่ 4.5 สรุปราคาของระบบผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์ แบบติดตั้งบนหลังคาบ้านขนาด 3,000W 5,000W และ 10,000W ซึ่งผู้ศึกษาจะใช้เป็นราคากลางของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ (รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม) เพื่อใช้ศึกษาทางด้านการเงิน ในลำดับต่อไป

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved



ภาพที่ 4.5 แสดงการสรุปราคากลางการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

ส่วนที่ 2 การคำนวณค่าความเข้มรังสีอาทิตย์ในแต่ละจังหวัดพื้นที่การศึกษา เพื่อหาปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้

การคำนวณหาค่าความเข้มรังสีอาทิตย์ ผู้ศึกษาเลือกที่จะใช้ฐานข้อมูลจากเสริม จันทร์ฉาย. (2553) ซึ่งแสดงหน่วยวัด คือ (MJ/m^2 /Day) ซึ่งหน่วย MJ เป็นหน่วยทางด้านพลังงาน ซึ่งอาจจะไม่เป็นที่คุ้นเคย สำหรับผู้ลงทุนในระดับครัวเรือน ผู้ศึกษาจึงทำการแปลงหน่วยเป็น กิโลวัตต์ชั่วโมง (kWh) ซึ่งเป็นหน่วยที่อ่านค่าได้จากเครื่องอ่านมิเตอร์ไฟฟ้า จากค่าการแปลงหน่วย 3.6 MJ = 1 kWh เมื่อทำการแปลงหน่วยแล้วข้อมูลแสดงดังตารางที่ 4.12

ตารางที่ 4.12 : แสดงข้อมูลค่าเฉลี่ยความเข้มรังสีอาทิตย์เฉลี่ยรายวันในแต่ละเดือน(หน่วย kWh/m^2/Day)

ลำดับ	จังหวัด	มกราคม	กุมภาพันธ์	มีนาคม	เมษายน	พฤษภาคม	มิถุนายน	กรกฎาคม	สิงหาคม	กันยายน	ตุลาคม	พฤศจิกายน	ธันวาคม	ค่าเฉลี่ยทั้งปี
1	เชียงใหม่	4.54	4.97	5.23	5.71	5.91	5.11	4.64	5.11	4.59	4.68	4.13	4.23	4.86
2	เชียงราย	4.22	4.79	5.25	5.86	6.15	5.44	4.86	5.44	4.56	4.56	4.30	4.13	4.89
3	แม่ฮ่องสอน	4.80	5.09	5.09	5.80	6.31	5.33	4.65	5.33	5.00	5.15	4.54	4.54	5.06
4	ลำพูน	4.40	4.98	5.55	6.12	6.18	6.15	5.07	6.15	4.70	4.56	4.06	4.11	5.03
5	ลำปาง	4.52	5.14	5.69	6.36	6.39	5.68	5.14	5.68	4.78	4.73	4.21	4.29	5.17
6	พะเยา	4.19	4.75	5.31	5.88	5.98	5.39	4.74	5.39	4.33	4.32	4.08	4.04	4.78
7	น่าน	4.38	4.83	5.35	6.03	6.13	5.49	4.77	5.49	4.69	4.82	4.49	4.37	5.00
8	แพร่	4.34	4.78	5.38	6.02	6.19	5.81	4.93	5.81	4.74	4.83	4.52	4.43	5.05
9	กำแพงเพชร	4.05	4.56	4.80	5.27	5.38	5.09	4.64	5.09	4.32	3.92	3.66	3.77	4.49
10	สุโขทัย	4.35	5.21	5.40	5.86	5.88	5.83	5.02	5.83	5.01	4.82	4.23	4.20	5.02
11	ตาก	4.11	4.56	4.67	5.35	5.24	5.91	4.24	5.91	4.16	4.17	4.09	4.12	4.45
12	อุตรดิตถ์	4.28	5.01	5.33	5.85	6.36	5.41	5.12	5.41	5.18	5.15	4.68	4.59	5.18
13	พิจิตร	4.31	4.85	5.38	5.89	6.18	5.99	5.49	5.99	5.17	4.86	4.38	4.31	5.18
14	เพชรบูรณ์	4.29	4.49	5.25	5.68	5.78	5.62	4.99	5.62	4.75	5.03	4.65	4.60	4.99
15	พิษณุโลก	4.35	4.92	5.52	5.89	6.15	5.98	5.33	5.98	4.96	4.63	4.37	4.32	5.13
16	นครสวรรค์	4.38	4.92	5.42	6.02	6.30	6.27	5.57	6.27	5.35	4.98	4.55	4.60	5.32
17	อุทัยธานี	4.36	4.64	4.93	5.98	6.27	5.71	4.99	5.71	4.92	4.91	4.07	4.60	5.29
18	ลพบุรี	4.81	5.25	5.83	6.10	5.94	5.64	5.25	5.64	5.02	5.15	4.82	4.71	5.32
19	ชัยนาท	4.46	5.05	5.56	6.04	6.33	6.16	5.53	6.16	5.46	5.11	4.69	4.70	5.38
20	สิงห์บุรี	4.78	6.39	5.79	6.13	6.01	5.25	5.38	5.25	5.20	5.23	4.78	4.72	5.37

เมื่อทำการเปรียบเทียบ ข้อมูลค่าเฉลี่ยความเข้มรังสีอาทิตย์เฉลี่ยรายวันในแต่ละเดือน (หน่วย kWh/m^2/Day) สามารถสรุปได้ว่า จังหวัดที่มีค่าเฉลี่ยสูงสุดคือ อำเภอเมืองจังหวัดชัยนาท และต่ำสุดคืออำเภอเมืองจังหวัดตาก ซึ่งแสดงการจัดลำดับในตารางที่ 4.13

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

ตารางที่ 4.13 : แสดงข้อมูลการจัดลำดับค่าเฉลี่ยความเข้มรังสีอาทิตย์เฉลี่ยรายวันในแต่ละเดือน จังหวัดสูงสุด ไป จังหวัดต่ำสุด (หน่วย kWh/m^2/Day)

ลำดับ	จังหวัด	มกราคม	กุมภาพันธ์	มีนาคม	เมษายน	พฤษภาคม	มิถุนายน	กรกฎาคม	สิงหาคม	กันยายน	ตุลาคม	พฤศจิกายน	ธันวาคม	ค่าเฉลี่ยทั้งปี
1	ชัยนาท	4.46	5.05	5.56	6.04	6.33	6.16	5.53	6.16	5.46	5.11	4.69	4.70	5.38
2	สิงห์บุรี	4.78	6.39	5.79	6.13	6.01	5.25	5.38	5.25	5.20	5.23	4.78	4.72	5.37
3	ลพบุรี	4.81	5.25	5.83	6.10	5.94	5.64	5.25	5.64	5.02	5.15	4.82	4.71	5.32
4	นครสวรรค์	4.38	4.92	5.42	6.02	6.30	6.27	5.57	6.27	5.35	4.98	4.55	4.60	5.32
5	อุทัยธานี	4.36	4.64	4.93	5.98	6.27	5.71	4.99	5.71	4.92	4.91	4.07	4.60	5.29
6	อุตรดิตถ์	4.28	5.01	5.33	5.85	6.36	5.41	5.12	5.41	5.18	5.15	4.68	4.59	5.18
7	พิจิตร	4.31	4.85	5.38	5.89	6.18	5.99	5.49	5.99	5.17	4.86	4.38	4.31	5.18
8	ลำปาง	4.52	5.14	5.69	6.36	6.39	5.68	5.14	5.68	4.78	4.73	4.21	4.29	5.17
9	พิษณุโลก	4.35	4.92	5.52	5.89	6.15	5.98	5.33	5.98	4.96	4.63	4.37	4.32	5.13
10	แม่ฮ่องสอน	4.80	5.09	5.09	5.80	6.31	5.33	4.65	5.33	5.00	5.15	4.54	4.54	5.06
11	แพร่	4.34	4.78	5.38	6.02	6.19	5.81	4.93	5.81	4.74	4.83	4.52	4.43	5.05
12	ลำพูน	4.40	4.98	5.55	6.12	6.18	6.15	5.07	6.15	4.70	4.56	4.06	4.11	5.03
13	สุโขทัย	4.35	5.21	5.40	5.86	5.88	5.83	5.02	5.83	5.01	4.82	4.23	4.20	5.02
14	น่าน	4.38	4.83	5.35	6.03	6.13	5.49	4.77	5.49	4.69	4.82	4.49	4.37	5.00
15	เพชรบูรณ์	4.29	4.49	5.25	5.68	5.78	5.62	4.99	5.62	4.75	5.03	4.65	4.60	4.99
16	เชียงราย	4.22	4.79	5.25	5.86	6.15	5.44	4.86	5.44	4.56	4.56	4.30	4.13	4.89
17	เชียงใหม่	4.54	4.97	5.23	5.71	5.91	5.11	4.64	5.11	4.59	4.68	4.13	4.23	4.86
18	พะเยา	4.19	4.75	5.31	5.88	5.98	5.39	4.74	5.39	4.33	4.32	4.08	4.04	4.78
19	กำแพงเพชร	4.05	4.56	4.80	5.27	5.38	5.09	4.64	5.09	4.32	3.92	3.66	3.77	4.49
20	ตาก	4.11	4.56	4.67	5.35	5.24	5.91	4.24	5.91	4.16	4.17	4.09	4.12	4.45

เมื่อนำข้อมูลค่าเฉลี่ยทั้งปี ในตารางที่ 4.13 มาคูณด้วยจำนวนวันในรอบปี (365วัน/ปี) จะได้ข้อมูลปริมาณรังสีตกระทบพื้นผิวโลกในพื้นที่ 1 ตารางเมตร สะสมสูงสุดในรอบปีของจังหวัดต่างๆ ดังตารางที่ 4.14

จากข้อมูลผลการศึกษาข้างต้นพบว่าการนำเสนอข้อมูลการจัดลำดับพร้อมกันทั้ง 20 จังหวัด เป้าหมายในรูปกราฟ อาจเกิดความสับสนเนื่องจากมีข้อมูลในปริมาณมาก ผู้ทำการศึกษาจึงพิจารณาเลือกจังหวัดตัวแทนสำหรับการนำเสนอในรูปกราฟ ของบทที่ 4 จำนวน 4 จังหวัด คือ ชัยนาท และตาก ซึ่งเป็นจังหวัดที่มีค่ารังสีอาทิตย์สะสม สูงสุด และต่ำสุด ในส่วนของจังหวัดพิษณุโลก และเชียงใหม่ ซึ่งเป็นจังหวัดศูนย์กลางทางเศรษฐกิจ ภาคเหนือตอนบน และตอนล่าง รวมทั้งครัวเรือนในจังหวัดดังกล่าวมีศักยภาพสูงในการพิจารณาลงทุนติดตั้ง ในส่วนข้อมูลของจังหวัดอื่นๆ นำเสนอในรูปตารางที่ภาคผนวก

เมื่อพิจารณาตารางที่ 4.15 พบว่า จังหวัดตัวแทนทั้ง 4 มีการกระจายตัวของค่ารังสีอาทิตย์สะสมในรอบปี ไม่อยู่เกาะกลุ่มกัน ซึ่งเป็นข้อดีในการนำเสนอรูปกราฟให้เห็นภาพรวมของการศึกษาครั้งนี้ทั้งภูมิภาค

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

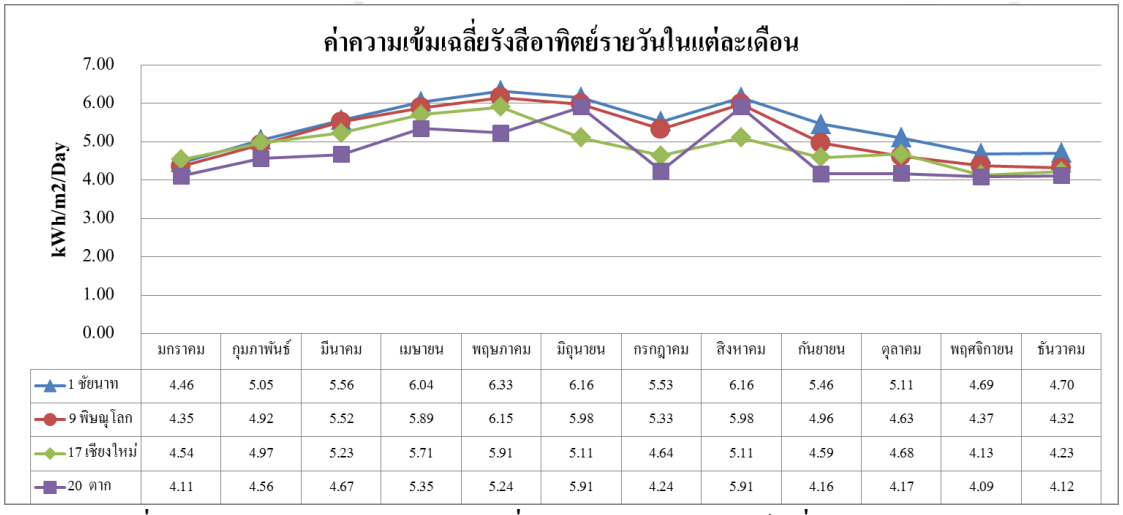
ตารางที่ 4.14 แสดงข้อมูลปริมาณรังสีแสงอาทิตย์สะสมรวมในรอบปี

ลำดับ	**จังหวัด**	ค่ารังสีแสงอาทิตย์รวมทั้งปี (kWh/m2/Year)
1	ชัยนาท	1,964.92
2	สิงห์บุรี	1,960.86
3	ลพบุรี	1,940.58
4	นครสวรรค์	1,940.58
5	อุทัยธานี	1,929.43
6	อุตรดิตถ์	1,891.92
7	พิจิตร	1,889.89
8	ลำปาง	1,886.85
9	พิษณุโลก	1,872.65
10	แม่ฮ่องสอน	1,848.32
11	แพร่	1,842.24
12	ลำพูน	1,835.14
13	สุโขทัย	1,831.08
14	น่าน	1,826.01
15	เพชรบูรณ์	1,820.94
16	เชียงราย	1,786.47
17	เชียงใหม่	1,772.28
18	พะเยา	1,743.89
19	กำแพงเพชร	1,639.46
20	ตาก	1,624.25

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

ตารางที่ 4.15 แสดงสมมุติฐานการเลือกจังหวัดแทนในการนำเสนอ

ลำดับ	จังหวัด	ค่าเฉลี่ยทั้งปี	การจัดเรียงค่าเฉลี่ยลำดับ จาก 0 ถึง 100%	สมมุติฐานจังหวัดตัวแทนในการนำเสนอ
1	ชัยนาท	5.38	100	1 ค่ารังสีแสงอาทิตย์สูงสุด
2	สิงห์บุรี	5.37	99	
3	ลพบุรี	5.32	94	
4	นครสวรรค์	5.32	94	
5	อุทัยธานี	5.29	90	
6	อุตรดิตถ์	5.18	78	
7	พิจิตร	5.18	78	
8	ลำปาง	5.17	77	
9	พิษณุโลก	5.13	73	2. ศูนย์กลางภาคเหนือตอนล่าง
10	แม่ฮ่องสอน	5.06	66	
11	แพร่	5.05	65	
12	ลำพูน	5.03	62	
13	สุโขทัย	5.02	61	
14	น่าน	5.00	59	
15	เพชรบูรณ์	4.99	58	
16	เชียงราย	4.89	47	
17	เชียงใหม่	4.86	44	2. ศูนย์กลางภาคเหนือตอนบน
18	พะเยา	4.78	35	
19	กำแพงเพชร	4.49	4	
20	ตาก	4.45	0	4. ค่ารังสีแสงอาทิตย์ต่ำสุด



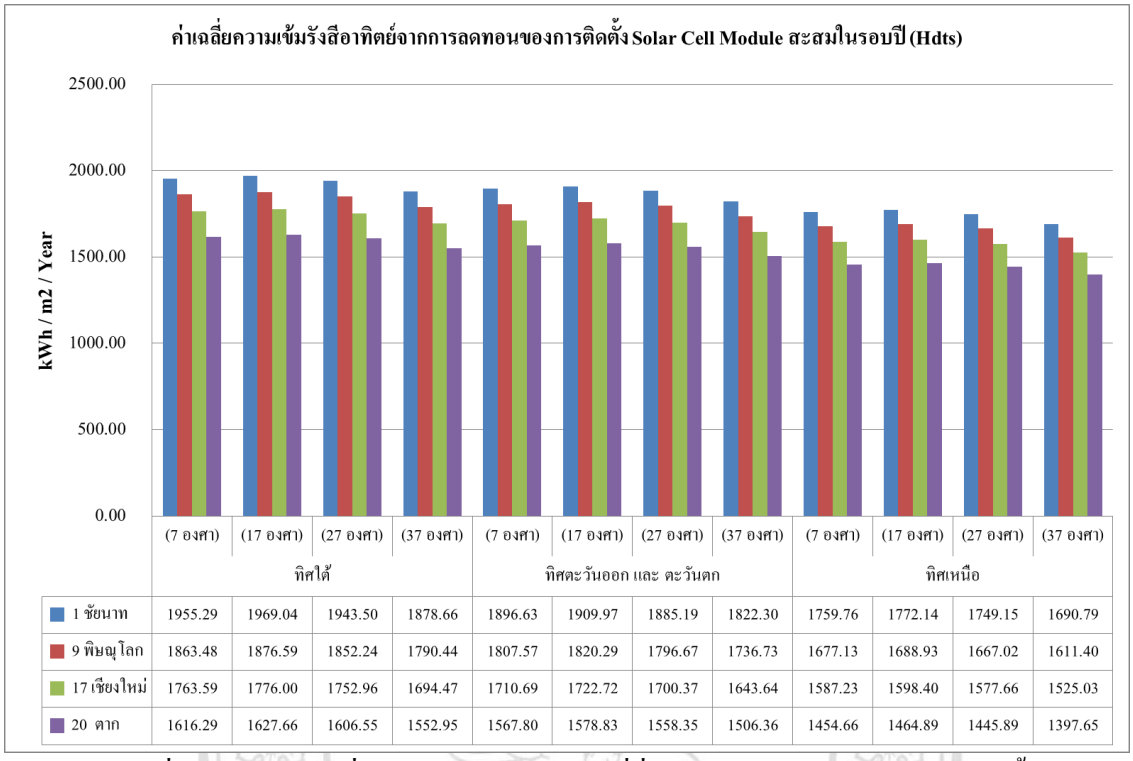
ภาพที่ 4.6 แสดงการเปรียบเทียบ ค่าเฉลี่ยความเข้มรังสีอาทิตย์เฉลี่ยรายวันในแต่ละเดือน

เมื่อนำข้อมูลค่าเฉลี่ยความเข้มรังสีอาทิตย์เฉลี่ยรายวันในแต่ละเดือน จากตารางที่ 4.13 มาแสดงในภาพที่ 4.6 พบว่าค่าเฉลี่ยสูงสุดในรอบปีของแต่ละจังหวัด จะอยู่ช่วงเดือนเมษายน ถึง มิถุนายน ซึ่งสามารถบ่งชี้ในเบื้องต้นได้ว่า การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์จะได้พลังงานไฟฟ้าสูงสุดในช่วงฤดูร้อน ซึ่งระยะเวลาในช่วงกลางวันมากกว่ากลางคืน โดยมีแนวโน้มลดต่ำลงในฤดูฝน และลดต่ำที่สุดในช่วงฤดูหนาว ซึ่งระยะเวลาช่วงกลางคืนมากกว่ากลางวัน

จากตารางที่ 4.13 คือค่าแสดงข้อมูลค่ารังสีแสงอาทิตย์สะสมเฉลี่ยรายวันในรอบปี ที่ตกกระทบในแต่ละจังหวัด บนพื้นที่ 1 ตารางเมตร แต่ทั้งนี้เมื่อต้องการคำนวณหาค่ารังสีแสงอาทิตย์ที่ตกกระทบบนพื้นผิว ของ Solar Cell Module จะต้องคำนึงถึงผลกระทบ ของทิศทาง และมุมเอียง ในการติดตั้ง ดังที่กล่าวไว้ในบทที่ 2 ดังนั้นรูปแบบการติดตั้ง โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ บนหลังคาครัวเรือน ซึ่งมีความแตกต่างกันจะให้ผลของค่ารังสีแสงอาทิตย์ที่โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ ได้รับแตกต่างกันด้วย

การคำนวณค่าเฉลี่ยความเข้มค่ารังสีอาทิตย์ ที่ซึ่งเกิดจากการลดทอนของการติดตั้งโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ สะสมในรอบปี โดยนำข้อมูลค่าเฉลี่ยรายวันทั้งปี ในตารางที่ 4.13 มาแทนในสมการที่ 2.5 ซึ่งมีการลดทอนในเรื่องมุมเงย ที่หาค่าประสิทธิภาพจากมุมเงยของ โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ (η_t) สมการที่ 2.4 และในเรื่องทิศทาง ที่ค่าประสิทธิภาพจากทิศทางโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ (η_d) สมการที่ 2.1 โดยกำหนดให้ อัตราส่วนระหว่างพื้นที่ได้รับแสงต่อพื้นที่ทั้งหมดของ Solar Cell Module ($\eta_s = 1$) จากนั้นนำไปคูณกับ จำนวนวันในรอบปีคือ 365 วัน จะได้เป็นผลของ ค่าเฉลี่ยความเข้มค่ารังสีอาทิตย์ ที่ซึ่งเกิดจากการลดทอนของการติดตั้ง Solar Cell Module สะสมในรอบปี (Hdts) ดังแสดงในภาพที่ 4.7

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved



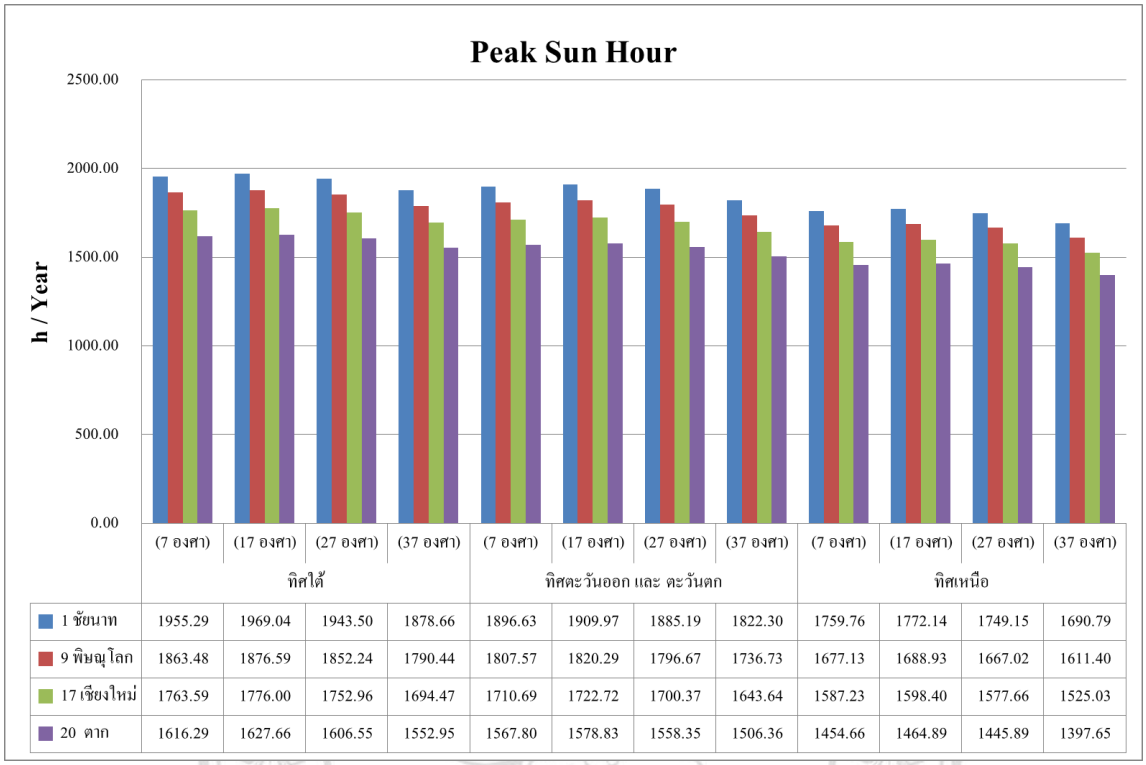
ภาพที่ 4.7 แสดงค่าเฉลี่ยความเข้มรังสีอาทิตย์ ที่ซึ่งเกิดจากการลดทอนของการติดตั้งโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ สะสมในรอบปี (Hdts)

ภาพที่ 4.7 พบว่าค่าค่าเฉลี่ยความเข้มรังสีอาทิตย์ ที่ซึ่งเกิดจากการลดทอนของการติดตั้งโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ สะสมในรอบปี (Hdts) ยังคงมีการแสดงอับดับ ค่าเฉลี่ยความเข้มรังสีอาทิตย์ อำเภอเมือง จังหวัดชัยนาทสูงที่สุด และจังหวัดตากต่ำที่สุด

เมื่อพิจารณาผลของทิศทาง ηd ที่ส่งผลต่อค่า Hdts ทิศใต้จะมีค่าการลดทอนต่ำที่สุด ตามมาด้วยทิศตะวันออกและตะวันตก โดยทิศที่มีการลดทอนสูงที่สุดคือทิศเหนือ

เมื่อพิจารณาผลของทิศทาง ηt ที่ส่งผลต่อค่า Hdts มุมเงย 17 องศา จะมีค่าการลดทอนต่ำที่สุด โดยเมื่อมีการเปลี่ยนแปลง มุมเอียงให้ต่ำลง 10 องศา หรือมุมเงยเท่ากับ 7 องศา จะส่งผลต่อค่าการลดทอน ต่ำกว่า การเปลี่ยนแปลง มุมเอียงให้เพิ่มขึ้น 10 องศา หรือมุมเงยเท่ากับ 27 องศา หรือกล่าวได้ว่า การติดตั้งโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ ที่มุมเงยสูงๆ หรือ หลังคาชันๆ จะส่งผลต่อค่าการลดทอนเป็นอย่างมาก

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved



	ทิศใต้				ทิศตะวันออก และ ตะวันตก				ทิศเหนือ			
	(7 องศา)	(17 องศา)	(27 องศา)	(37 องศา)	(7 องศา)	(17 องศา)	(27 องศา)	(37 องศา)	(7 องศา)	(17 องศา)	(27 องศา)	(37 องศา)
1 ชัยนาท	1955.29	1969.04	1943.50	1878.66	1896.63	1909.97	1885.19	1822.30	1759.76	1772.14	1749.15	1690.79
9 พิษณุโลก	1863.48	1876.59	1852.24	1790.44	1807.57	1820.29	1796.67	1736.73	1677.13	1688.93	1667.02	1611.40
17 เชียงใหม่	1763.59	1776.00	1752.96	1694.47	1710.69	1722.72	1700.37	1643.64	1587.23	1598.40	1577.66	1525.03
20 ตาก	1616.29	1627.66	1606.55	1552.95	1567.80	1578.83	1558.35	1506.36	1454.66	1464.89	1445.89	1397.65

ภาพที่ 4.8 แสดงค่าจำนวน ชั่วโมง PSH ของ โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ สะสมในรอบปี

จากสมการที่ 2.8 สามารถสรุปได้ว่าค่า PSH (h/Day) = Hdts (kWh/m2/Day) หรือ PSH (h/Year) = Hdts (kWh/m2/Year) ซึ่งหมายถึง ค่าเฉลี่ยจำนวนชั่วโมงที่มีความเข้มรังสีอาทิตย์ 1,000 W/m2 ที่ตกกระทบบน โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ ตามมาตรฐานการทดสอบ ซึ่งแสดงในภาพที่ 4.8 ซึ่งจำนวนชั่วโมง PSH ดังกล่าวอยู่ในหน่วย h/Year ซึ่งมีความแตกต่างกันไปในแต่ละจังหวัด ตามความเข้มของรังสีอาทิตย์

ดังนั้นเมื่อมีการออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา สำหรับบ้านอยู่อาศัย ใน 20 จังหวัด สามารถนำขนาดระบบคูณกับ PSH ในภาพที่ 4.8 เพื่อหาปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปี ดังสมการที่ 2.15

ตัวอย่างที่ 1 กรณีมีการออกแบบระบบขนาด 3kWp ของ โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ของจังหวัดชัยนาท ที่หันหน้าไปทางทิศใต้ ทำมุม 17 องศา

Esys = Pv,total _stc x PSH x (Over All System Loss) หน่วยเป็น (kWh/*Year*)

ปริมาณไฟฟ้าที่ระบบผลิตได้ = 3kWp * (PSH = 1,955.29 h/Year) * (Over All System Loss)

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

ตัวอย่างที่ 2 กรณีมีการออกแบบระบบขนาด 5kWp ของ โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ของจังหวัดเชียงใหม่ ที่หันหน้าไปทางทิศตะวันออก ทำมุม 27 องศา

Esys = Pv,total _stc x PSH x (Over All System Loss) หน่วยเป็น (kWh/*Year*)

ปริมาณไฟฟ้าที่ระบบผลิตได้ = 5kWp * (PSH = 1,700.37 h/Year) * (Over All System Loss)

ตัวอย่างที่ 3 กรณีมีการออกแบบระบบขนาด 10kWp ของโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ของจังหวัดตาก ที่หันหน้าไปทางทิศเหนือ ทำมุม 7 องศา

Esys = Pv,total _stc x PSH x (Over All System Loss) หน่วยเป็น (kWh/*Year*)

ปริมาณไฟฟ้าที่ระบบผลิตได้ = 10kWp * (PSH = 1,454,66h/Year)* (Over All System Loss)

โดย (Over All System Loss = f_toleranec x f_dirt x f_temp x npv_inv x n inv x ninv_sb)

ในการศึกษานี้ทำการกำหนดค่าคงที่เพื่อใช้เปรียบเทียบในฐานเดียวกันคือ

f_dirt = ค่าประสิทธิภาพเมื่อมีสิ่งสกปรกเกาะอยู่บริเวณแผงโซล่าเซลล์ หน่วยเป็น ร้อยละ = *95%*

f_toleranec = ค่าความคลาดเคลื่อนซึ่งจะเป็นค่าที่มาจากอุณหภูมิ ซึ่งปกติแล้วหากอุณหภูมิสูงขึ้นเกิน 25°*C* ที่ *Standard Condition (STC)* จะส่งผลทำให้กำลังไฟฟ้าของแผงโซล่าเซลล์ลดลง หน่วยเป็นร้อยละ = *95%*

npv_inv = ค่าประสิทธิภาพของระยะสายไฟระหว่างแผงโซล่าเซลล์และอินเวอร์เตอร์ หากการใช้งานมีระยะทางที่ไกลมากๆค่าประสิทธิภาพดังกล่าวย่อมมีค่าน้อยตาม หน่วยเป็น ร้อยละ= *99%*

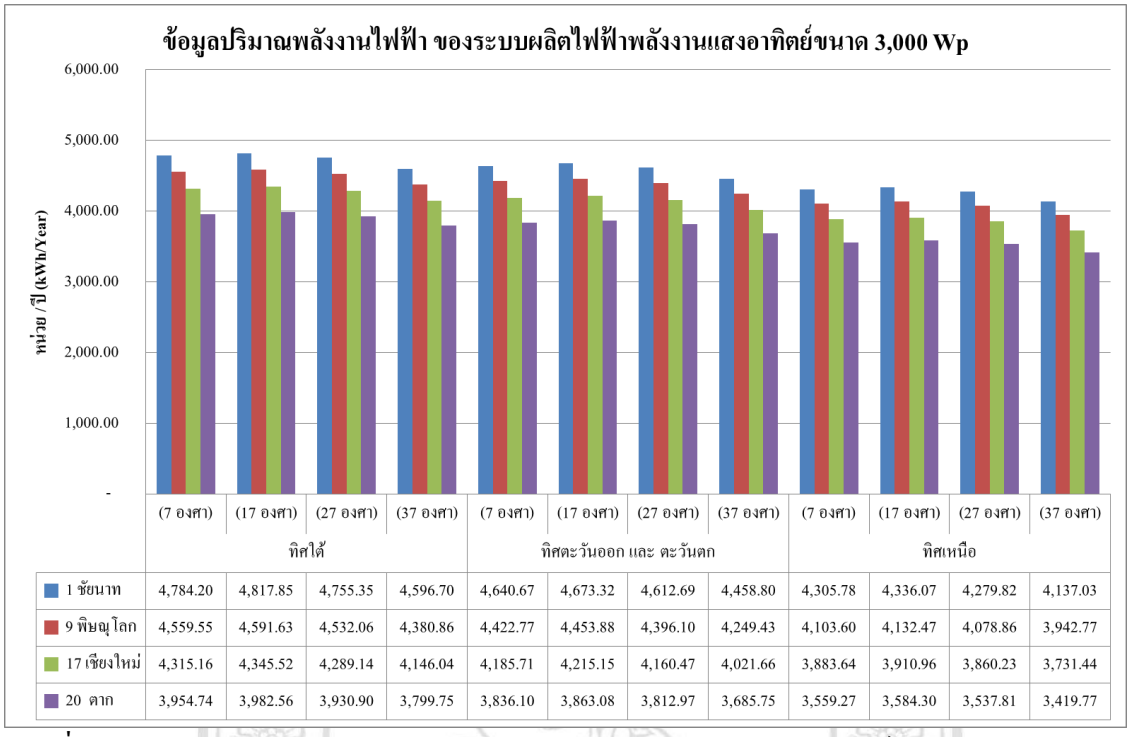
n inv_sb = ค่าประสิทธิภาพของระบบสายไฟระหว่างอินเวอร์เตอร์และสวิตซ์บอร์ด หากการใช้งานมีระยะทางที่ไกลมากๆค่าประสิทธิภาพดังกล่าวย่อมมีค่าน้อยตาม หน่วยเป็น ร้อยละ = *99%*

ในการศึกษานี้ทำการกำหนดค่า ประสิทธิภาพของ อินเวอร์เตอร์ ตามค่าเฉลี่ยของระบบแต่ละขนาดจากภาพที่ 4.3

n inv = ค่าประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์ ซึ่งเป็นค่าบ่งบอกถึงประสิทธิภาพการแปลงพลังงานไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ หน่วยเป็นร้อยละ

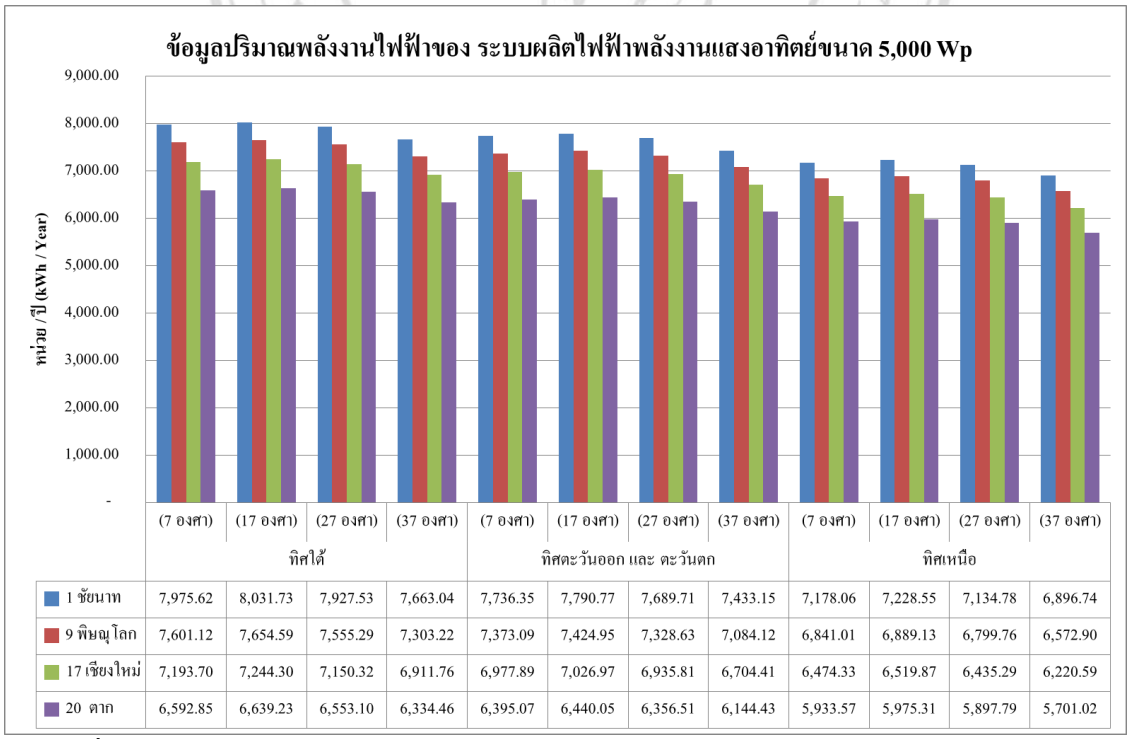
เมื่อทำการคำนวณ ปริมาณไฟฟ้าที่ระบบผลิตได้ (Esys) kWh/ปี จากการแทนค่าลงไปในสมการ 2.15 สามารถสรุปปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปี ของระบบผลิตไฟฟ้าขนาด 3kW 5kW และ 10kW ที่มีการติดตั้ง โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ ในทิศทาง และมุมเงย ต่างกันไป ได้ดังรูปที่ 4.9 4.10 และ 4.11 ตามลำดับ

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved



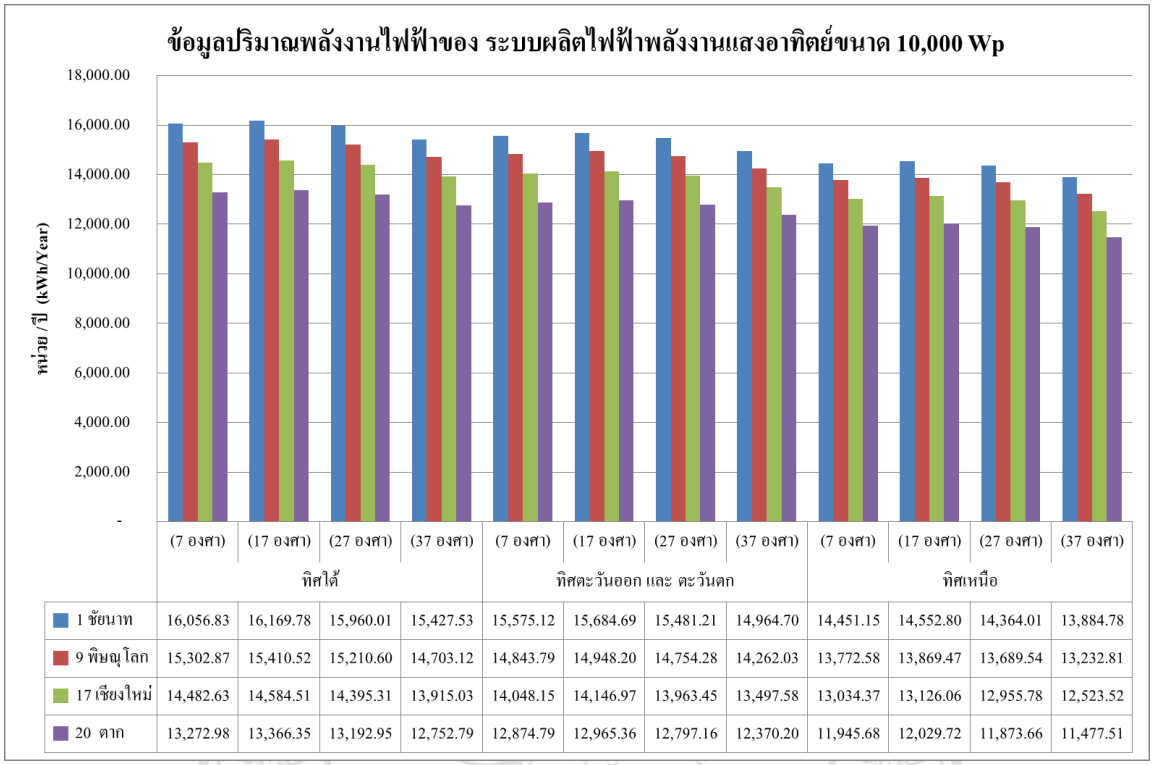
1 ชัยนาท	4,784.20	4,817.85	4,755.35	4,596.70	4,640.67	4,673.32	4,612.69	4,458.80	4,305.78	4,336.07	4,279.82	4,137.03
9 พิษณุโลก	4,559.55	4,591.63	4,532.06	4,380.86	4,422.77	4,453.88	4,396.10	4,249.43	4,103.60	4,132.47	4,078.86	3,942.77
17 เชียงใหม่	4,315.16	4,345.52	4,289.14	4,146.04	4,185.71	4,215.15	4,160.47	4,021.66	3,883.64	3,910.96	3,860.23	3,731.44
20 ตาก	3,954.74	3,982.56	3,930.90	3,799.75	3,836.10	3,863.08	3,812.97	3,685.75	3,559.27	3,584.30	3,537.81	3,419.77

ภาพที่ 4.9 ปริมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้า ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 3,000Wp



1 ชัยนาท	7,975.62	8,031.73	7,927.53	7,663.04	7,736.35	7,790.77	7,689.71	7,433.15	7,178.06	7,228.55	7,134.78	6,896.74
9 พิษณุโลก	7,601.12	7,654.59	7,555.29	7,303.22	7,373.09	7,424.95	7,328.63	7,084.12	6,841.01	6,889.13	6,799.76	6,572.90
17 เชียงใหม่	7,193.70	7,244.30	7,150.32	6,911.76	6,977.89	7,026.97	6,935.81	6,704.41	6,474.33	6,519.87	6,435.29	6,220.59
20 ตาก	6,592.85	6,639.23	6,553.10	6,334.46	6,395.07	6,440.05	6,356.51	6,144.43	5,933.57	5,975.31	5,897.79	5,701.02

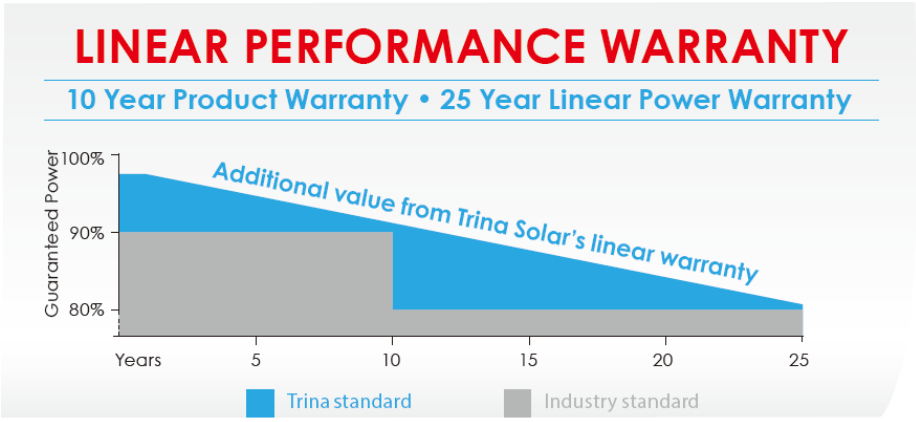
ภาพที่ 4.10 ปริมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้า ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด5,000 Wp



	ทิศใต้				ทิศตะวันออก และ ตะวันตก				ทิศเหนือ			
	(7 องศา)	(17 องศา)	(27 องศา)	(37 องศา)	(7 องศา)	(17 องศา)	(27 องศา)	(37 องศา)	(7 องศา)	(17 องศา)	(27 องศา)	(37 องศา)
1 ชัยนาท	16,056.83	16,169.78	15,960.01	15,427.53	15,575.12	15,684.69	15,481.21	14,964.70	14,451.15	14,552.80	14,364.01	13,884.78
9 พิษณุโลก	15,302.87	15,410.52	15,210.60	14,703.12	14,843.79	14,948.20	14,754.28	14,262.03	13,772.58	13,869.47	13,689.54	13,232.81
17 เชียงใหม่	14,482.63	14,584.51	14,395.31	13,915.03	14,048.15	14,146.97	13,963.45	13,497.58	13,034.37	13,126.06	12,955.78	12,523.52
20 ตาก	13,272.98	13,366.35	13,192.95	12,752.79	12,874.79	12,965.36	12,797.16	12,370.20	11,945.68	12,029.72	11,873.66	11,477.51

ภาพที่ 4.11 ปริมาณการผลิตพลังงานไฟฟ้า ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 10,000Wp

จากข้อมูลในภาพที่ 4.9 ถึง 4.11 เป็นข้อมูลปริมาณการผลิตไฟฟ้าในปีที่ 1 จากการติดตั้งโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ ของใหม่ที่ยังไม่มีการใช้งานมาก่อน ซึ่งจะมีคุณลักษณะเป็นไปตาม Catalog ของผู้ผลิต แต่ทั้งนี้ กำลังการผลิตไฟฟ้าของ โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ จะลดลงตามอายุการใช้งานที่มีการติดตั้ง ซึ่งผู้ผลิตส่วนใหญ่จะระบุข้อมูลดังกล่าวในลักษณะการรับประกัน กำลังไฟฟ้าที่ออกจากโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ ดังภาพที่ 4.12



ภาพที่ 4.12 ข้อมูล % กำลังไฟฟ้าของโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ ที่ผลิตได้ ที่ลดลงตามอายุการใช้งาน

ที่มา : CATALOG Solar Cell Module Brand: Trina Model: TNP300W

ในการศึกษาครั้งนี้ ผู้ศึกษาจะนำกำลังไฟฟ้าที่ลดลง มาใช้ประกอบการคำนวณเพื่อให้เกิดความแม่นยำในการคำนวณทางด้านการเงินในส่วนต่อไป โดยกำหนดให้ในระยะเวลาการติดตั้งใช้งาน โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ 25ปี มีการลดลงของลังไฟฟ้าไม่เกิน 20% โดยอ้างอิงจากภาพที่ 4.12 ซึ่งบริษัทผู้ผลิตรับประกัน เมื่อนำมาคิดเฉลี่ยการลดลงแบบเชิงเส้นที่เท่ากันทุกปี พบว่ากำลังไฟฟ้าจะลดลงเฉลี่ย 0.8% ต่อปี

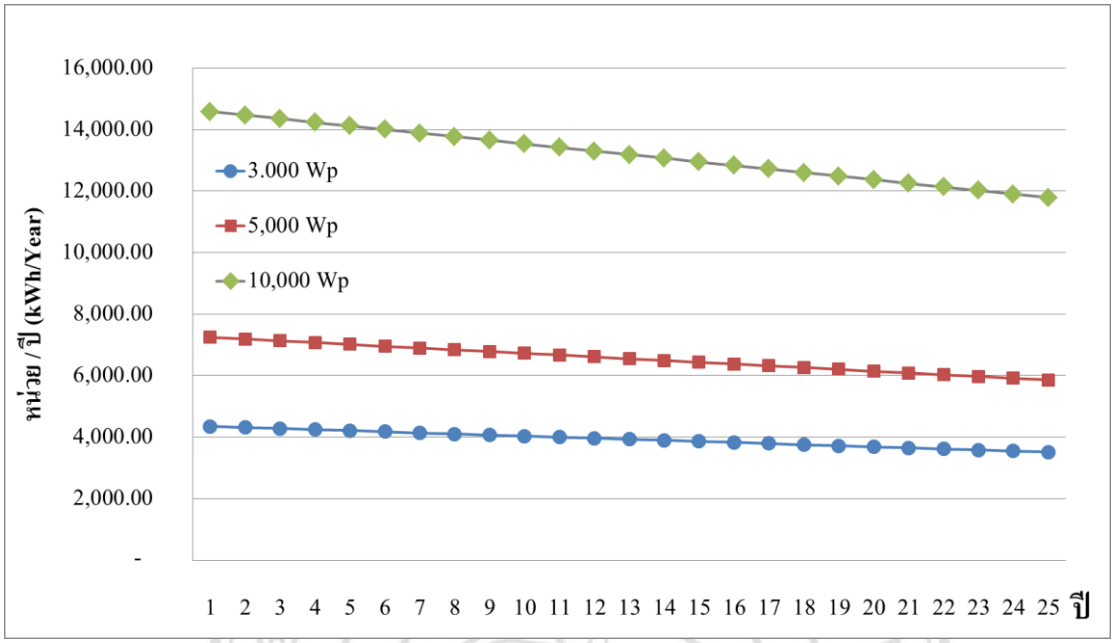
ดังแสดงผู้ศึกษาจึงกำหนดให้ ค่ากำลังไฟฟ้าของ โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ ในระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 3,000 5,000 และ 10,000 Wp ลดลง 0.8% ต่อปี ดังแสดงในตารางที่ 4.16 ซึ่งข้อมูลดังกล่าวที่จะนำไปใช้เป็น ค่า PV, total ในสมการที่ 2.15 ในการคำนวณปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ในปีนั้นๆ

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

ตารางที่ 4.16 แสดงกำลังผลิตไฟฟ้าของโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ในระบบฯที่ลดลงตามอายุการใช้งาน

ปีที่	ขนาดระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์		
	3.000 Wp	5,000 Wp	10,000 Wp
1	3,000.00	5,000.00	10,000.00
2	2,976.00	4,960.00	9,920.00
3	2,952.00	4,920.00	9,840.00
4	2,928.00	4,880.00	9,760.00
5	2,904.00	4,840.00	9,680.00
6	2,880.00	4,800.00	9,600.00
7	2,856.00	4,760.00	9,520.00
8	2,832.00	4,720.00	9,440.00
9	2,808.00	4,680.00	9,360.00
10	2,784.00	4,640.00	9,280.00
11	2,760.00	4,600.00	9,200.00
12	2,736.00	4,560.00	9,120.00
13	2,712.00	4,520.00	9,040.00
14	2,688.00	4,480.00	8,960.00
15	2,664.00	4,440.00	8,880.00
16	2,640.00	4,400.00	8,800.00
17	2,616.00	4,360.00	8,720.00
18	2,592.00	4,320.00	8,640.00
19	2,568.00	4,280.00	8,560.00
20	2,544.00	4,240.00	8,480.00
21	2,520.00	4,200.00	8,400.00
22	2,496.00	4,160.00	8,320.00
23	2,472.00	4,120.00	8,240.00
24	2,448.00	4,080.00	8,160.00
25	2,424.00	4,040.00	8,080.00

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved



ภาพที่ 4.13 แสดงปริมาณการผลิตไฟฟ้าของจังหวัดเชียงใหม่ ที่ลดลงตามอายุการใช้งาน (กรณีโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ หันหน้าไปทางทิศใต้ ทำมุม 17 องศา)

ภาพที่ 4.13 แสดงตัวอย่างปริมาณการผลิตไฟฟ้าที่ลดลงตามอายุการใช้งาน ในระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 3,000 5,000 และ 10,000 Wp ของจังหวัดเชียงใหม่ โดยอ้างอิงข้อมูลจากภาพที่ 4.9 ถึง 4.11 กรณี Solar Cell Module หันหน้าไปทางทิศใต้ ทำมุม 17 องศา โดยค่าลดลงประมาณ 0.8% ต่อปี ซึ่งจะพบว่าระบบฯ ขนาด 10,000 Wp จะมีปริมาณการผลิตไฟฟ้าลดลงมากกว่าระบบฯ ขนาด 3,000 Wp ซึ่งแสดงให้เห็นอย่างชัดเจนในเส้นกราฟ เนื่องจากฐานจำนวนหน่วยผลิตไฟฟ้าได้ในปีที่ 1 อยู่ในปริมาณที่สูงกว่า

โดยข้อมูลผลการศึกษาใน ส่วนที่ 1 และส่วนที่ 2 โดยละเอียดในภาคผนวก จะใช้เป็นฐานข้อมูลหลักในการศึกษาทางการเงิน เพื่อคำนวณหาผลตอบแทนการลงทุนที่แท้จริงในการลงทุนของแต่ละอำเภอเมือง ในจังหวัดพื้นที่ศึกษาในส่วนที่ 3 ต่อไป

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

ส่วนที่ 3 ผลการศึกษา ทางการเงิน เพื่อคำนวณหาผลตอบแทนการลงทุน ในการลงทุนของแต่ละอำเภอเมือง ในจังหวัดพื้นที่ศึกษา

การศึกษาในส่วนที่ 3 มุ่งเน้นในการคำนวณหาผลตอบแทนการลงทุนที่แท้จริงในการลงทุนของแต่ละอำเภอเมือง ในจังหวัดพื้นที่ศึกษา โดยมีตัวชี้วัดทางด้านการเงิน แหล่งข้อมูล และสมมุติฐานในการคำนวณ

โดยในการศึกษานี้จะแสดงผลการคำนวณผลตอบแทนการลงทุนเฉพาะ กรณีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ ภายใต้การติดตั้ง โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์หันหน้าทางทิศใต้ ระดับมุมเงย 17 องศา ตามค่าเฉลี่ยละติจูดของภาคเหนือ ซึ่งจะเกิดจากการลดทอนของการติดตั้ง โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ ต่ำที่สุด ส่งผลให้ปริมาณการผลิตไฟฟ้าสูงที่สุด

โดยในการศึกษานี้พิจารณาแนวโน้ม นโยบายของภาครัฐที่จะประกาศรับซื้อไฟฟ้าในระบบ Net Metering ซึ่งปัจจุบันยังมีข้อถกเถียง ในเรื่องควรมีการอุดหนุนจากภาครัฐเพิ่มเติมหรือไม่ ซึ่งขั้นตอนดังกล่าวยังอยู่ในกระบวนการศึกษาโดยละเอียดจากภาครัฐ

ดังนั้นผู้ศึกษาจึงเลือกใช้ข้อมูลค่าไฟฟ้าที่เป็นปัจจุบัน ในภาคครัวเรือนเป็นสมมุติฐานพื้นฐานในการศึกษาแต่หากมีการตัดสินใจของภาครัฐให้มีการอุดหนุนจะเป็นประโยชน์กับผู้ลงทุน เนื่องจากตัวชี้วัดทางด้านการเงินจะปรับตัวในทิศทางที่ดีขึ้น เพื่อให้สอดคล้องกับสมมุติฐานที่ยังไม่มีการอุดหนุนจากภาครัฐ ผู้ศึกษาจึงตั้งสมมุติฐานในการศึกษาครั้งนี้เพิ่มเติมคือ การออกแบบติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ จะสอดคล้องกับปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าจริงในครัวเรือน หรือ Net Metering = 0 หน่วย (IN - OUT = 0 หน่วย) ซึ่งเป็นการผลิตเพื่อลดค่าใช้ไฟฟ้าในบ้านให้เท่ากับ 0 บาท เพื่อให้การลงทุนอยู่บนพื้นฐานของความจำเป็นต่อการใช้งานจริงเป็นหลัก

จากข้อมูลในภาคผนวก ปริมาณการผลิตไฟฟ้าเฉลี่ยของ 20 จังหวัดภาคเหนือ กรณีโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ หันหน้าไปทางทิศใต้ ทำมุม 17 องศา ในปีที่ 1 ปีเริ่มต้นของการติดตั้ง

ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 3,000 วัตต์ ผลิตได้ 4,517 หน่วยต่อปี หรือ 376 หน่วยต่อเดือน สมมุติให้เป็นขนาดระบบ ตัวแทนครัวเรือนขนาดเล็ก

ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 5,000 วัตต์ ค่าเฉลี่ยที่ผลิตได้ 7,531 หน่วยต่อปี หรือ 628 หน่วยต่อเดือน สมมุติให้เป็นขนาดระบบ ตัวแทนครัวเรือนขนาดกลาง

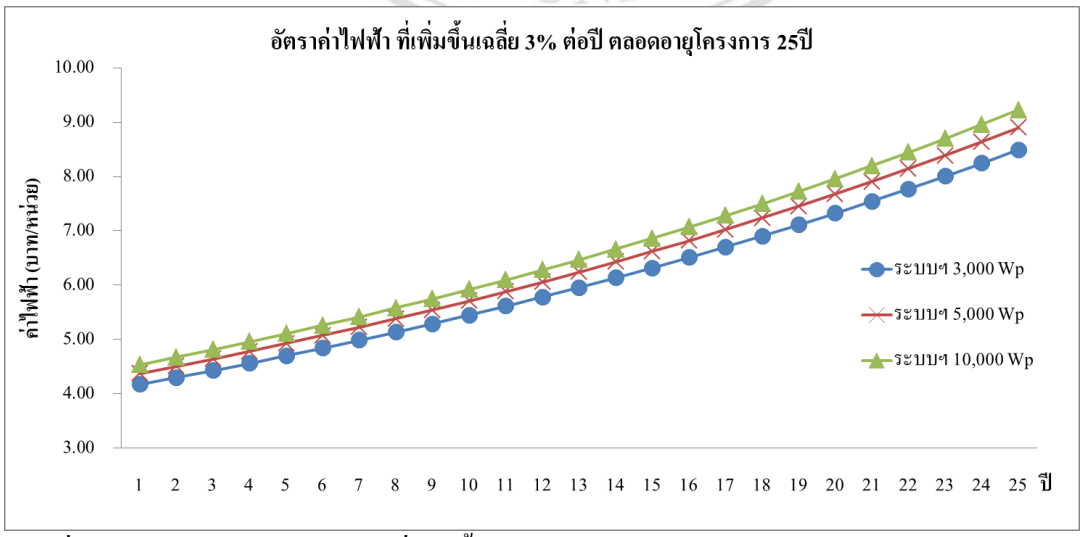
ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 10,000 วัตต์ ค่าเฉลี่ยที่ผลิตได้ 15,161 หน่วยต่อปี หรือ 1,263 หน่วยต่อเดือน สมมุติให้เป็นขนาดระบบ ตัวแทนครัวเรือนขนาดใหญ่

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

ข้อมูลค่าเฉลี่ยจำนวนหน่วยใช้ดังกล่าว สามรถนำไปคำนวณหาค่าไฟฟ้าเฉลี่ย จากค่าไฟฐาน ค่า Ft ค่าธรรมเนียม และภาษีมูลค่ามูลค่าเพิ่ม ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ซึ่งสามารถสรุปค่าไฟฟ้าเฉลี่ย ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 3,000 5,000 และ 10,000 วัตต์ ได้ดัง ตารางที่ 4.17 และเมื่อตั้งสมมุติฐานค่าไฟฟ้าที่มีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้นเฉลี่ย 3% ต่อปี สามารถแสดงแนวโน้มราคาค่าไฟฟ้าตลอดอายุโครงการได้ดังภาพที่ 4.14

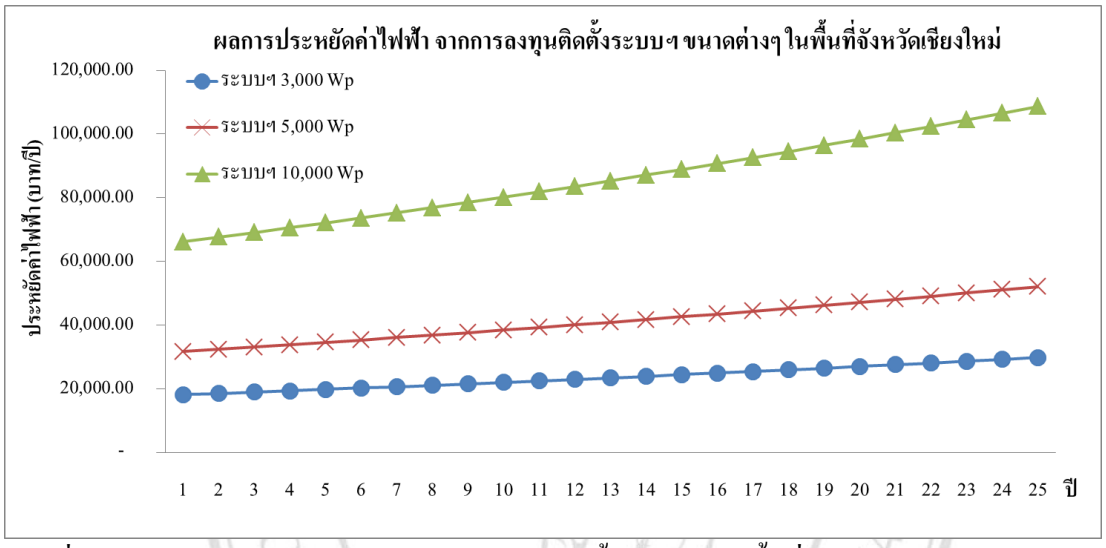
ตารางที่ 4.17 ผลการคำนวณค่าไฟฟ้าระดับครัวเรือนเฉลี่ย ณ ปี ปัจจุบัน

ส่วนที่ 1 : ค่าพลังงานไฟฟ้า การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ปรับปรุงล่าสุด เดือน พฤศจิกายน 2558								
		ระบบ 3,000 Wp ผลิตไฟเฉลี่ย 376 หน่วย/เดือน			ระบบ 5,000 Wp ผลิตไฟเฉลี่ย 628 หน่วย/เดือน		ระบบ 10,000 Wp ผลิตไฟเฉลี่ย 1,263 หน่วย/เดือน	
ค่าพลังงานไฟฟ้า	บาท/หน่วย	แยกเป็น	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท)		แยกเป็น	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท)	แยกเป็น	ค่าพลังงานไฟฟ้า
0-150 หน่วยแรก	3.2484	150	487.26		150	487.26	150	487.26
151-400 หน่วย	4.2218	226	954.13		250	1,055.45	250	1,055.45
401 หน่วยขึ้นไป	4.4217				228	1,008.15	863	3,815.93
รวม		**376**	1441.39		**628**	2,550.86	**1,263**	5,358.64
ส่วนที่ 2 : ค่าบริการ								
ค่าบริการ	บาท/เดือน	ระบบ 3,000 Wp			ระบบ 5,000 Wp		ระบบ 10,000 Wp	
ประเภท : บ้านอยู่อาศัย	33.22	38.22						
ส่วนที่ 3 : ค่าไฟฟ้าผันแปรอัตโนมัติ								
ค่า Ft	บาท/หน่วย	ระบบ 3,000 Wp			ระบบ 5,000 Wp		ระบบ 10,000 Wp	
เดือน พย-ธค 58	-0.0323	-	12.14		-	20.28	-	40.79
ผลรวม		ระบบ 3,000 Wp			ระบบ 5,000 Wp		ระบบ 10,000 Wp	
รวมค่าใช้จ่าย 3ส่วน	บาท/เดือน	1,467.46			2,568.79		5,356.06	
ภาษีมูลค่าเพิ่ม	บาท/เดือน	102.72			179.82		374.92	
ค่าใช้จ่ายรวม	บาท/เดือน	1,570.18			2,748.61		5,730.99	
ค่าเฉลี่ยไฟฟ้าต่อหน่วย	บาท/หน่วย	**4.18**			**4.38**		**4.54**	



ภาพที่ 4.14 แนวโน้มราคาค่าไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น ในระบบผลิตไฟฟ้าแต่ขนาดกำลังการผลิต

เมื่อนำข้อมูลปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ของจังหวัดเชียงใหม่ในแต่ขนาดระบบซึ่งลดลงตามอายุการใช้งาน ดังภาพที่ 4.13 คูณกับข้อมูลแนวโน้มราคาค่าไฟฟ้าที่มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นตามระยะเวลาของโครงการ ดังภาพที่ 4.14 จะได้ผลของการประหยัดไฟฟ้าในครัวเรือนแต่ละปีของระบบแต่ละขนาด ตลอดอายุโครงการดังแสดงในภาพที่ 4.15 ซึ่งหมายถึงรายรับจากการลงทุนติดตั้ง



ภาพที่ 4.15 ผลการประหยัดค่าไฟฟ้าในการลงทุนติดตั้งระบบฯ ในพื้นที่จังหวัดเชียงใหม่

ตารางที่ 4.18 ถึง 4.20 แสดงตัวอย่างผลการคำนวณทางด้านการเงินของระบบผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์ขนาด 3,000 5,000 และ 10,000 วัตต์ ที่จังหวัดเชียงใหม่ โดย Et คือปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ในปีนั้นๆ ดังภาพที่ 4.13 Pt คือ แนวโน้มค่าไฟฟ้าที่เกิดขึ้นในปีนั้นๆ ดังภาพที่ 4.14 St คือ มูลค่าซาก คิดเป็น 10% ของวงเงินลงทุนเริ่มต้น C_0 ดังภาพที่ 4.5 เมื่อทำการคำนวณจะได้เป็นข้อมูลค่า Bt ซึ่งเป็นผลรวมของรายรับในปีนั้นๆ หรือ เรียกได้ว่าเป็นผลการประหยัดค่าไฟฟ้าในปีนั้นๆ ดังภาพที่ 4.15 ทางด้านรายจ่าย Ct จะมีข้อมูลในส่วนของมูลค่าการลงทุนเริ่มต้น และค่าบำรุงรักษา ซึ่งเหมารวมถึงค่าประกันภัยต่างๆ คิดเป็น 1% ต่อปี ของวงเงินลงทุนเริ่มต้น C_0 เมื่อทำการสมดุลรายรับ และรายจ่ายในแต่ละปี จะได้เป็นรายรับสุทธิ ซึ่งเป็นกระแสเงินสด N_t ที่เกิดขึ้นในแต่ละปี ข้อมูลพื้นฐานดังกล่าวสามารถทำการคำนวณหา ค่า PB IRR NPV และ B/C ดังสมการที่ 2.11 ถึง 2.14 ตามลำดับ

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

ตารางที่ 4.18 แสดงตัวอย่างผลการคำนวณทางด้านการเงินของระบบผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์ขนาด 3,000 วัตต์ ที่จังหวัดเชียงใหม่

ปีที่ (t)	รายรับในปีที่ t				รายจ่าย ในปีที่ t	รายรับสุทธิ (CF)	รายรับสุทธิสะสม
	Et (หน่วย/ปี)	Pt (บาท/หน่วย)	St (บาท)	Bt (บาท/ปี)	Ct (บาท/ปี)	Nt (บาท/ปี)	(บาท)
0					221,490.00	- 221,490.00	- 221,490.00
1	4,345.52	4.18		18,164.26	2,214.90	15,949.36	- 205,540.64
2	4,310.75	4.31		18,559.51	2,214.90	16,344.61	- 189,196.03
3	4,275.99	4.43		18,962.13	2,214.90	16,747.23	- 172,448.80
4	4,241.22	4.57		19,372.21	2,214.90	17,157.31	- 155,291.50
5	4,206.46	4.70		19,789.82	2,214.90	17,574.92	- 137,716.57
6	4,171.70	4.85		20,215.06	2,214.90	18,000.16	- 119,716.42
7	4,136.93	4.99		20,648.00	2,214.90	18,433.10	- 101,283.32
8	4,102.17	5.14		21,088.72	2,214.90	18,873.82	- 82,409.50
9	4,067.40	5.30		21,537.30	2,214.90	19,322.40	- 63,087.10
10	4,032.64	5.45		21,993.82	2,214.90	19,778.92	- 43,308.19
11	3,997.87	5.62		22,458.34	2,214.90	20,243.44	- 23,064.75
12	3,963.11	5.79		22,930.94	2,214.90	20,716.04	- 2,348.70
13	3,928.35	5.96		23,411.69	2,214.90	21,196.79	18,848.09
14	3,893.58	6.14		23,900.64	2,214.90	21,685.74	40,533.83
15	3,858.82	6.32		24,397.86	2,214.90	22,182.96	62,716.78
16	3,824.05	6.51		24,903.40	2,214.90	22,688.50	85,405.29
17	3,789.29	6.71		25,417.32	2,214.90	23,202.42	108,607.70
18	3,754.53	6.91		25,939.65	2,214.90	23,724.75	132,332.45
19	3,719.76	7.12		26,470.46	2,214.90	24,255.56	156,588.01
20	3,685.00	7.33		27,009.76	2,214.90	24,794.86	181,382.87
21	3,650.23	7.55		27,557.60	2,214.90	25,342.70	206,725.57
22	3,615.47	7.78		28,114.00	2,214.90	25,899.10	232,624.67
23	3,580.70	8.01		28,678.98	2,214.90	26,464.08	259,088.76
24	3,545.94	8.25		29,252.56	2,214.90	27,037.66	286,126.42
25	3,511.18	8.50	22,149.00	51,983.75	2,214.90	49,768.85	335,895.27
					IRR (%)	**7.6%**	
					PB (ปี)		**12.11**
					NPV (บาท)		**12,411.91**
					B/C	**1.054**	

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

ตารางที่ 4.19 แสดงตัวอย่างผลการคำนวณทางด้านการเงินของระบบผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์ขนาด 5,000 วัตต์ ที่จังหวัดเชียงใหม่

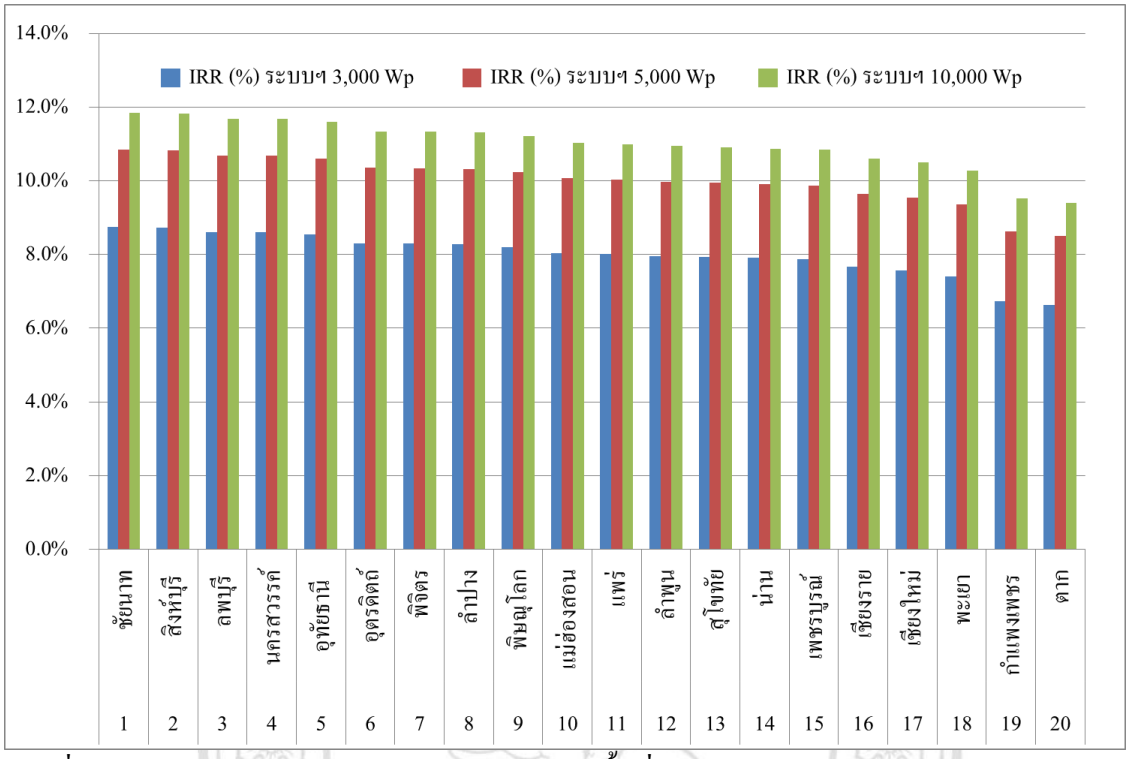
ปีที่ (t)	รายรับในปีที่ t				รายจ่าย ในปีที่ t	รายรับสุทธิ (CF)	รายรับสุทธิสะสม
	Et (หน่วย/ปี)	Pt (บาท/หน่วย)	St (บาท)	Bt (บาท/ปี)	Ct (บาท/ปี)	Nt (บาท/ปี)	(บาท)
0					326,350.00	- 326,350.00	- 326,350.00
1	7,244.30	4.38		31,730.04	3,263.50	28,466.54	- 297,883.46
2	7,186.35	4.51		32,420.49	3,263.50	29,156.99	- 268,726.47
3	7,128.39	4.65		33,123.80	3,263.50	29,860.30	- 238,866.16
4	7,070.44	4.79		33,840.14	3,263.50	30,576.64	- 208,289.52
5	7,012.48	4.93		34,569.65	3,263.50	31,306.15	- 176,983.38
6	6,954.53	5.08		35,312.46	3,263.50	32,048.96	- 144,934.41
7	6,896.58	5.23		36,068.74	3,263.50	32,805.24	- 112,129.17
8	6,838.62	5.39		36,838.61	3,263.50	33,575.11	- 78,554.06
9	6,780.67	5.55		37,622.21	3,263.50	34,358.71	- 44,195.35
10	6,722.71	5.71		38,419.67	3,263.50	35,156.17	- 9,039.18
11	6,664.76	5.89		39,231.12	3,263.50	35,967.62	26,928.45
12	6,606.80	6.06		40,056.68	3,263.50	36,793.18	63,721.63
13	6,548.85	6.24		40,896.47	3,263.50	37,632.97	101,354.60
14	6,490.89	6.43		41,750.59	3,263.50	38,487.09	139,841.68
15	6,432.94	6.63		42,619.15	3,263.50	39,355.65	179,197.33
16	6,374.99	6.82		43,502.25	3,263.50	40,238.75	219,436.08
17	6,317.03	7.03		44,399.98	3,263.50	41,136.48	260,572.56
18	6,259.08	7.24		45,312.42	3,263.50	42,048.92	302,621.48
19	6,201.12	7.46		46,239.64	3,263.50	42,976.14	345,597.62
20	6,143.17	7.68		47,181.72	3,263.50	43,918.22	389,515.85
21	6,085.21	7.91		48,138.71	3,263.50	44,875.21	434,391.06
22	6,027.26	8.15		49,110.65	3,263.50	45,847.15	480,238.21
23	5,969.31	8.39		50,097.59	3,263.50	46,834.09	527,072.30
24	5,911.35	8.64		51,099.54	3,263.50	47,836.04	574,908.34
25	5,853.40	8.90	32,635.00	84,751.52	3,263.50	81,488.02	656,396.36
					IRR (%)	**9.5%**	
					PB (ปี)		**10.25**
					NPV (บาท)		**83,830.12**
					B/C	**1.246**	

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

ตารางที่ 4.20 แสดงตัวอย่างผลการคำนวณทางด้านการเงินของระบบผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์ขนาด 10,000 วัตต์ ที่จังหวัดเชียงใหม่

	รายรับในปีที่ t				รายจ่าย ในปีที่ t	รายรับสุทธิ (CF)	รายรับสุทธิสะสม
ปีที่ (t)	Et (หน่วย/ปี)	Pt (บาท/หน่วย)	St (บาท)	Bt (บาท/ปี)	Ct (บาท/ปี)	Nt (บาท/ปี)	(บาท)
0					631,300.00	- 631,300.00	- 631,300.00
1	14,584.51	4.54		66,213.67	6,313.00	59,900.67	- 571,399.33
2	14,467.83	4.68		67,654.48	6,313.00	61,341.48	- 510,057.85
3	14,351.16	4.82		69,122.14	6,313.00	62,809.14	- 447,248.71
4	14,234.48	4.96		70,616.98	6,313.00	64,303.98	- 382,944.73
5	14,117.80	5.11		72,139.30	6,313.00	65,826.30	- 317,118.43
6	14,001.13	5.26		73,689.40	6,313.00	67,376.40	- 249,742.04
7	13,884.45	5.42		75,267.58	6,313.00	68,954.58	- 180,787.46
8	13,767.78	5.58		76,874.13	6,313.00	70,561.13	- 110,226.33
9	13,651.10	5.75		78,509.33	6,313.00	72,196.33	- 38,029.99
10	13,534.42	5.92		80,173.46	6,313.00	73,860.46	35,830.47
11	13,417.75	6.10		81,866.78	6,313.00	75,553.78	111,384.25
12	13,301.07	6.28		83,589.54	6,313.00	77,276.54	188,660.80
13	13,184.40	6.47		85,341.99	6,313.00	79,028.99	267,689.79
14	13,067.72	6.67		87,124.36	6,313.00	80,811.36	348,501.14
15	12,951.04	6.87		88,936.85	6,313.00	82,623.85	431,125.00
16	12,834.37	7.07		90,779.69	6,313.00	84,466.69	515,591.69
17	12,717.69	7.29		92,653.05	6,313.00	86,340.05	601,931.74
18	12,601.02	7.50		94,557.11	6,313.00	88,244.11	690,175.85
19	12,484.34	7.73		96,492.03	6,313.00	90,179.03	780,354.88
20	12,367.66	7.96		98,457.95	6,313.00	92,144.95	872,499.83
21	12,250.99	8.20		100,454.97	6,313.00	94,141.97	966,641.80
22	12,134.31	8.45		102,483.20	6,313.00	96,170.20	1,062,812.00
23	12,017.63	8.70		104,542.72	6,313.00	98,229.72	1,161,041.73
24	11,900.96	8.96		106,633.58	6,313.00	100,320.58	1,261,362.30
25	11,784.28	9.23	63,130.00	171,885.79	6,313.00	165,572.79	1,426,935.10
					IRR (%)	**10.5%**	
					PB (ปี)		**9.51**
					NPV (บาท)		**225,962.55**
					B/C	**1.343**	

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved



ภาพที่ 4.16 ผลการคำนวณค่า IRR (%) 20 จังหวัดในพื้นที่ภาคเหนือ

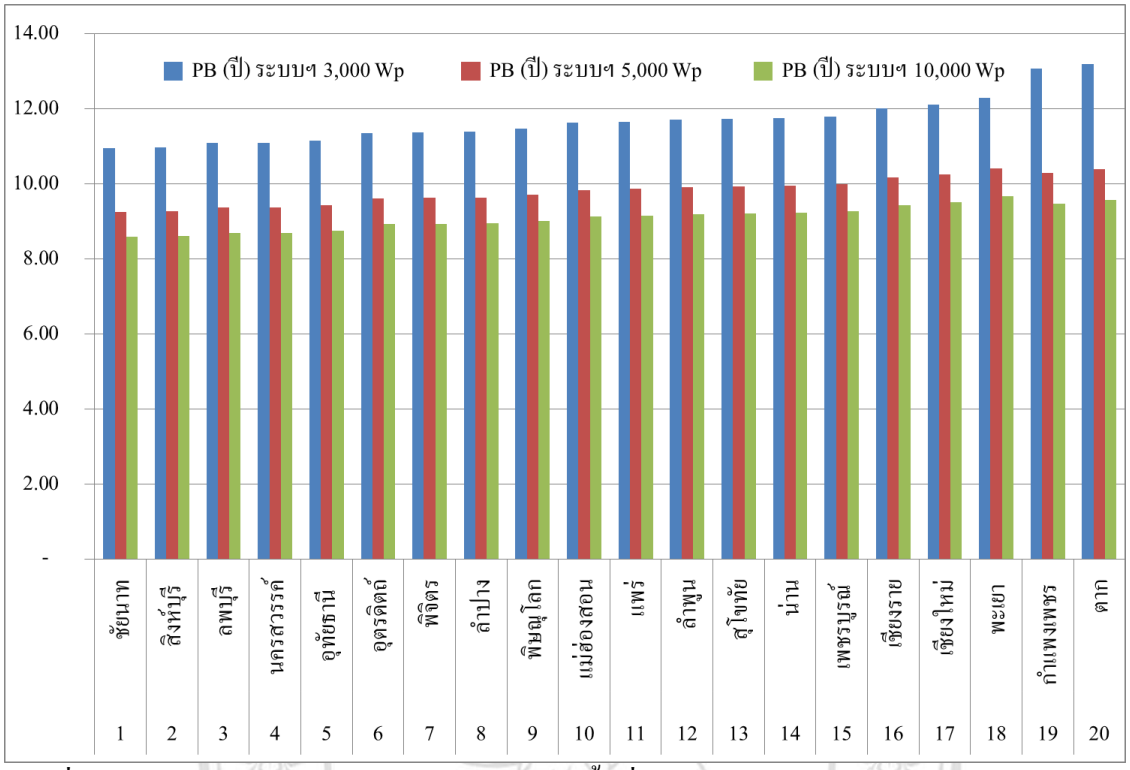
จากภาพที่ 4.16 เมื่อพิจารณาผลการคำนวณ พบว่า ค่า IRR(%) ของทุกจังหวัด และ ทุกขนาดระบบ อยู่ในเกณฑ์ที่ดี กล่าวคือโดยส่วนใหญ่มีระดับมากกว่า 7% ตามเกณฑ์ที่กำหนดขึ้นในบทที่ 3 แต่มีเพียงจังหวัด กำแพงเพชร และตากในกรณีขนาดระบบฯ 3,000 Wp เท่านั้นที่ต่ำกว่าเกณฑ์

จากภาพที่ 4.17 เมื่อพิจารณาผลการคำนวณ พบว่า ค่า PB (ปี) ของทุกจังหวัด และทุกขนาดระบบ อยู่ในเกณฑ์ที่พอใช้ กล่าวคือ มากกว่ากึ่งหนึ่งมีระดับต่ำกว่า 10 ปี ตามเกณฑ์ที่กำหนดขึ้นในบทที่ 3 โดยมีขนาดระบบฯ 3,000 วัตต์ ของทุกจังหวัด และขนาดระบบฯ 5,000วัตต์ ของจังหวัดเชียงราย เชียงใหม่ กำแพงเพชร และตาก ที่ระยะเวลาคืนทุนเกินกว่าเกณฑ์ 10ปี

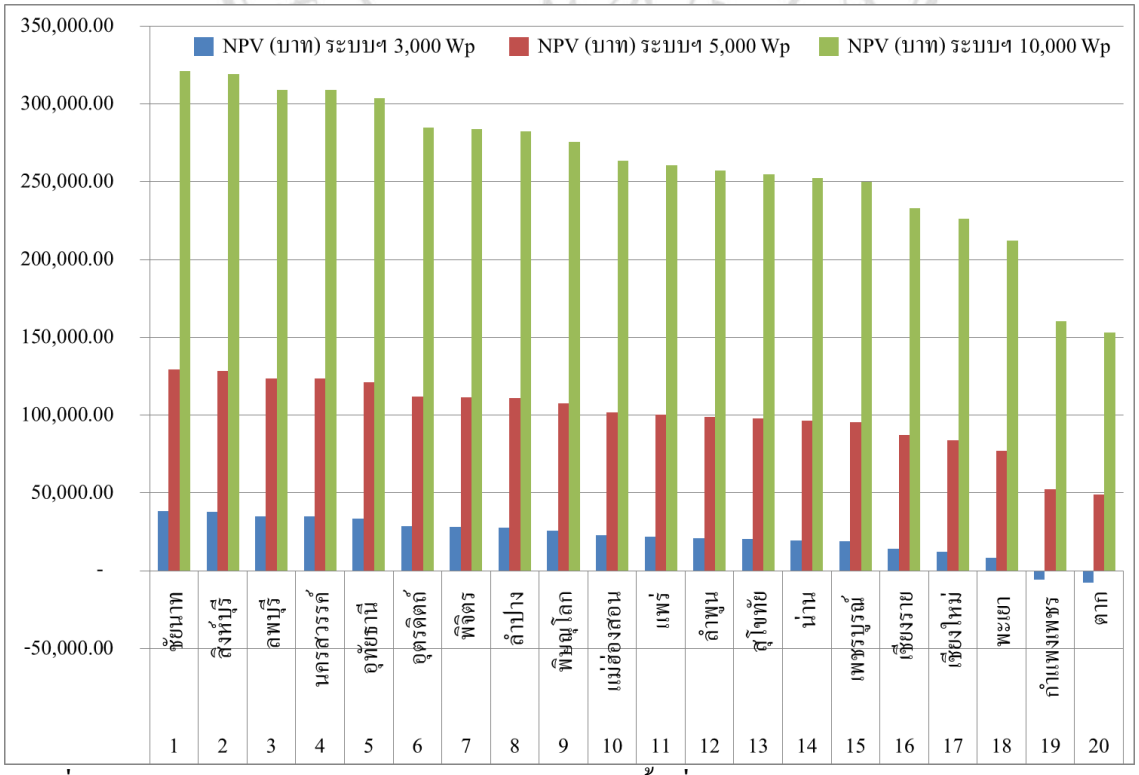
จากภาพที่ 4.18 เมื่อพิจารณาผลการคำนวณ พบว่า ค่า NPV(บาท) ของทุกจังหวัด และทุกขนาดระบบ อยู่ในเกณฑ์ที่ดี กล่าวคือโดยส่วนใหญ่มีระดับมากกว่า 0 ตามเกณฑ์ที่กำหนดขึ้นในบทที่ 3 แต่มีเพียงจังหวัดกำแพงเพชร และตาก ในกรณีขนาดระบบฯ 3,000 Wp เท่านั้นที่ต่ำกว่าเกณฑ์

จากภาพที่ 4.19 เมื่อพิจารณาผลการคำนวณ พบว่า ค่า B/C ของทุกจังหวัด และทุกขนาดระบบ อยู่ในเกณฑ์ที่ดี กล่าวคือโดยส่วนใหญ่มีระดับมากกว่า 1 ตามเกณฑ์ที่กำหนดขึ้นในบทที่ 3 แต่มีเพียงจังหวัด กำแพงเพชร และตาก ในกรณีขนาดระบบฯ 3,000 Wp เท่านั้นที่ต่ำกว่าเกณฑ์

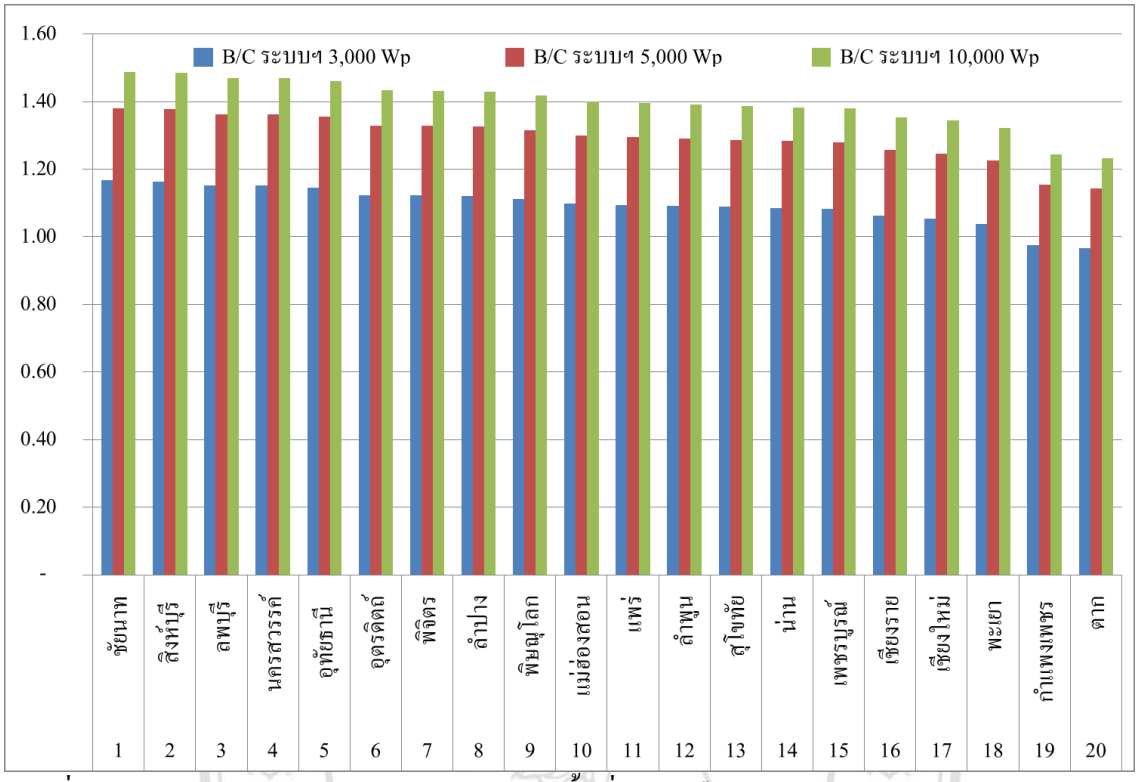
ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved



ภาพที่ 4.17 ผลการคำนวณค่า PB (ปี) 20 จังหวัดในพื้นที่ภาคเหนือ



ภาพที่ 4.18 ผลการคำนวณค่า NPV (บาท) 20 จังหวัดในพื้นที่ภาคเหนือ



ภาพที่ 4.19 ผลการคำนวณค่า B/C 20 จังหวัดในพื้นที่ภาคเหนือ

ภาพที่ 4.16 ถึง 4.19 แสดงผลการคำนวณค่า ค่า PB IRR NPV และ B/C ของ 20 จังหวัดในพื้นที่ภาคเหนือ ตามขอบเขตพื้นที่ศึกษา เมื่อนำข้อมูลมาพิจารณา **เกณฑ์การตัดสินใจในการลงทุน** ตามรายละเอียดในบทที่ 3 ครบทั้ง 4 ข้อดังนี้

1. PB < 10 ปี
2. IRR > 7%
3. NPV > 0 ที่ อัตราดอกเบี้ยคิดลด = 7%
4. B/C > 1 ที่ อัตราดอกเบี้ยคิดลด = 7%

สามารถสรุปผลการแนะนำให้มีการลงทุนในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ตามขนาดระบบ และจังหวัดพื้นที่การศึกษาดังตารางที่ 4.21

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

ตารางที่ 4.21 ตารางสรุปผลการแนะนำ ให้มีการลงทุนตามเกณฑ์ที่กำหนด

ลำดับ	จังหวัด	จังหวัด และ ขนาดระบบฯ ผ่านเกณฑ์ในการลงทุน		
		ระบบฯ 3,000 Wp	ระบบฯ 5,000 Wp	ระบบฯ 10,000 Wp
1	ชัยนาท	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
2	สิงห์บุรี	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
3	ลพบุรี	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
4	นครสวรรค์	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
5	อุทัยธานี	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
6	อุตรดิตถ์	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
7	พิจิตร	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
8	ลำปาง	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
9	พิษณุโลก	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
10	แม่ฮ่องสอน	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
11	แพร่	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
12	ลำพูน	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
13	สุโขทัย	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
14	น่าน	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
15	เพชรบูรณ์	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
16	เชียงราย	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ผ่าน
17	เชียงใหม่	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ผ่าน
18	พะเยา	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ผ่าน
19	กำแพงเพชร	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ผ่าน
20	ตาก	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ผ่าน

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

จากตารางที่ 4.21 พบว่ามี เมื่อทำการประเมินในภาพรวม ตามจังหวัดพื้นที่การศึกษา 20 จังหวัด และ 3 ขนาดระบบฯ ซึ่งรวมเป็น 60 กรณีศึกษา พบว่า จากสมมุติฐานในการศึกษาที่กำหนดขึ้น มีกรณีที่ผ่านเกณฑ์การแนะนำให้มีการลงทุน 35กรณี และไม่ผ่าน 15 กรณี หรือคิดเป็น 58% ที่ผ่านเกณฑ์ โดยกรณีที่ผ่านโดยส่วนใหญ่ เป็นกรณีที่เป็นระบบขนาดใหญ่ในระดับ 5,000 และ 10,000 Wp ซึ่งการลงทุนเฉลี่ยต่อหน่วยผลิตไฟฟ้าต่ำ รวมทั้งค่าเฉลี่ยอัตราค่าไฟฟ้าอยู่ในระดับสูง ซึ่งเมื่อทำ

การคำนวณตามสมการทางด้านการเงิน ค่าที่ได้จะอยู่ในเกณฑ์ที่ดี เป็นผลให้มีการผ่านเกณฑ์ครบทั้ง 4 ข้อ

เมื่อพิจารณาข้อมูลผลการศึกษา ผู้ศึกษาพบว่าเกณฑ์หลักที่ส่งผลกระทบต่อผ่านเกณฑ์ทั้งหมด คือ เกณฑ์ระยะเวลาคืนทุนที่นานกว่า 10 ปี ทั้งที่บางกรณี เกณฑ์อื่นๆ อีก 3 เกณฑ์ผ่าน ทั้งนี้เนื่องมาจากตัวแปรเงินลงทุนเริ่มต้นในการดำเนินโครงการ

ผู้ศึกษาจึงทำการ การวิเคราะห์ความอ่อนไหว (Sensitivity Analysis) เพื่อพิจารณาแนวทางที่จะจูงใจให้ภาคครัวเรือนมีความสนใจติดตั้ง ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา โดยพิจารณา มูลค่าการลงทุนติดตั้งเริ่มต้นที่เปลี่ยนแปลงดังตารางที่ 4.22

ตารางที่ 4.22 มูลค่าการลงทุนติดตั้งเริ่มต้นที่เปลี่ยนแปลง เพิ่มขึ้นและลดลง 5% 10% 15% และ 20%

	% ราคาที่ลดลง				ราคากลาง	% ราคาที่เพิ่มขึ้น			
รายละเอียด	-20%	-15%	-10%	-5%	0	5%	10%	15%	20%
ราคาระบบ 3,000Wp	177,192.00	188,266.50	199,341.00	188,266.50	221,490.00	232,564.50	243,639.00	254,713.50	265,788.00
ราคาระบบ 5,000Wp	261,080.00	277,397.50	293,715.00	277,397.50	326,350.00	342,667.50	358,985.00	375,302.50	391,620.00
ราคาระบบ 10,000Wp	505,040.00	536,605.00	568,170.00	536,605.00	631,300.00	662,865.00	694,430.00	725,995.00	757,560.00

ตารางที่ 4.23 แสดงสรุปผลการคำนวณ จากตารางรายละเอียดในภาคผนวก พบว่าเมื่อมูลค่าการลงทุนมีการลดลงถึงระดับ 20% จากราคากลางในปัจจุบัน จะส่งผลให้ ทั้ง 20 จังหวัด และทั้ง 3 ขนาดระบบมีผ่านเกณฑ์ความเหมาะสมในการลงทุน ในทางกลับกับหากมูลค่าการลงทุนเริ่มต้นมีทิศทางเพิ่มสูงขึ้น กรณีที่จะผ่านเกณฑ์ก็จะมีแนวโน้มลดลง และจะไม่มีกรณีใดผ่านเกณฑ์เมื่อมูลค่าการลงทุนมีการปรับตัวสูงขึ้นถึงระดับ 20%

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

ตารางที่ 4.23 แสดงสรุปผลการคำนวณ การวิเคราะห์ความอ่อนไหว (Sensitivity Analysis)

	% ราคาที่ลดลง				ราคากลาง	% ราคาที่เพิ่มขึ้น			
รายละเอียด	-20%	-15%	-10%	-5%	0	5%	10%	15%	20%
กรณีที่ผ่าน จากทั้งหมด 60 กรณี	60	52	44	40	35	25	9	4	0
กรณีที่ผ่าน คิดเป็น (%)	100	87	73	67	58	42	15	7	0

บทที่ 5
สรุปผลการศึกษา อภิปรายผล ข้อค้นพบ และข้อเสนอแนะ

ส่วนที่ 1 ผลการศึกษา และ รวบรวมข้อมูลราคาตลาดในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์บนหลังคา

1.1 โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์

จากผลการรวบรวมราคา โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ ในประเทศไทย พบว่ามียี่ห้อจากประเทศจีนเป็นส่วนมาก โดยมียี่ห้อของประเทศญี่ปุ่น และไทยอยู่บางส่วน ซึ่งระดับราคาโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ของประเทศญี่ปุ่นจะมีราคาสูงที่สุด รองลงมาคือของประเทศไทย และประเทศจีนจะมีระดับราคาต่ำที่สุด ทั้งนี้ราคาที่แตกต่างกันเป็นไปตาม คุณภาพการผลิต ประสิทธิภาพการรับประกันความบกพร่องจากการผลิต และการรับประกันกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้

ในการพิจารณาเลือก โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ เพื่อติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์บนหลังคา โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ขนาดใหญ่ 300Wp จะมีราคาเฉลี่ยต่ำกว่า 250Wp ดังนั้นการเลือกโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ที่ขนาดใหญ่ 300Wp บนพื้นฐานขนาดระบบที่เท่ากัน จะช่วยลดค่าใช้จ่ายในเรื่องราคารวมของ โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ และอุปกรณ์ร่วมในการติดตั้งได้ เนื่องจากมีจำหน่วยติดตั้งที่น้อยกว่า อีกทั้งโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ ขนาดใหญ่จะมีแนวโน้มค่าประสิทธิภาพที่สูงกว่า เป็นผลให้ใช้พื้นที่ในการติดตั้งต่ำกว่าขนาดเล็ก ซึ่งบทสรุปการเปรียบเทียบแสดงได้ดังนี้

1. การเปรียบเทียบ โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ ขนาด 250Wp กับโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 300Wp พบว่า ราคาเฉลี่ยต่อ Wp ของขนาด 250 Wp (32 บาท) จะสูงกว่า ขนาด 300Wp (30 บาท) ประมาณ 6.67%

2. การเปรียบเทียบ โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ ขนาด 250Wp กับโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด30 0Wp พบว่าประสิทธิภาพเฉลี่ยต่อ Wp ของขนาด 300 Wp (15.46%) จะสูงกว่าขนาด 250Wp (15.17%) ประมาณ 1.9%

3. การเปรียบเทียบ โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ ขนาด 250Wp กับโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 300Wp เมื่อนำไปต่อระบบขนาด 3000Wp ดังตารางที่ 4.2 และ 4.3 พบว่า จำนวนแผ่นต่อระบบของขนาด 250 Wp (12) จะต่ำกว่าขนาด 300Wp (10) ประมาณ 20%

ข้อเสนอแนะ ในการเลือกยี่ห้อโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ ผู้ศึกษาขอให้อย่ามุ่งเน้นในเรื่องราคาเพียงอย่างเดียว ควรพิจารณาลงในรายละเอียดของ คุณภาพการผลิต ประสิทธิภาพ การรับประกัน

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

ความบกพร่องจากการผลิต และการรับประกันกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ รวมถึงความน่าเชื่อถือของผู้ผลิตในเรื่องการบริการหลังการขายเนื่องจาก โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์เป็นต้นทางในการผลิตปริมาณไฟฟ้าซึ่งต้องติดตั้งระยะยาวตลอด 25 ปี ซึ่งโดยส่วนใหญ่หากพบปัญหาเกี่ยวกับผลึกเซลล์และวงจรภายในจะไม่นิยมซ่อมบำรุงจำเป็นต้องเปลี่ยนใหม่

ข้อค้นพบ จากประสบการณ์ของผู้ศึกษาที่ได้เดินทางไปดูงานโรงงานประกอบโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ ที่ประเทศจีนพบว่า ปัจจัยหลักที่ทำให้จีนประสบความสำเร็จเป็น Top 3 ของผู้ผลิตโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งครองส่วนแบ่งสูงสุดของอุตสาหกรรมนี้ในตลาดโลก คือ กระบวนการผลิตตั้งแต่ต้นน้ำตั้งแต่การถลุงซิลิกอนซึ่งเป็นต้นทางของผลึกเซลล์แสงอาทิตย์ ไปถึงปลายน้ำในการประกอบโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ ภายใต้การส่งเสริมทางด้านภาษีและอื่นๆ เพื่อเพิ่มขีดความสามารถในการผลิต ป้อนตลาดในประเทศ ซึ่งมีนโยบายทางด้านพลังงานทดแทนของรัฐบาล เป็นตัวกระตุ้นการใช้ภายในประเทศ และยังมีกลุ่มผู้ผลิตรายใหญ่ส่งออกดำเนินธุรกิจลักษณะทุ่มตลาดเพื่อชิงส่วนแบ่งตลาด ในบางประเทศทำให้อุตสาหกรรมการผลิต โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ ในประเทศนั้นๆ ได้รับผลกระทบอย่างหนัก จนบางกรณีมีมาตรการกีดกันทางค้าออกมาอย่างชัดเจน

1.2 อินเวอร์เตอร์

จากผลการรวบรวมราคา อินเวอร์เตอร์ ในประเทศไทย พบว่ามียี่ห้อจากประเทศเยอรมัน เป็นยี่ห้อที่ได้รับความนิยมเนื่องจากมีเสถียรภาพในการใช้งานสูง แต่จะมีระดับราคาสูงเช่นกัน รองลงมาคือ อินเวอร์เตอร์จากประเทศจีน ซึ่งมีระดับราคาต่ำกว่าไม่น้อยกว่า 15% ทั้งนี้อินเวอร์เตอร์ ที่มีขนาดใหญ่ จะมีราคาเฉลี่ยต่อวัตต์ต่ำกว่าอินเวอร์เตอร์ขนาดเล็ก รวมทั้งมีประสิทธิภาพที่สูงกว่า ซึ่งบทสรุปการเปรียบเทียบแสดงได้ดังนี้

1. เปรียบเทียบ ราคาเฉลี่ยอินเวอร์เตอร์ พบว่าราคา ที่ช่วง 3-4kW (17.35 บาท) จะสูงกว่าช่วง 8-10kW (11.42 บาท) ประมาณ 51.93 %

2. เปรียบเทียบ ประสิทธิภาพของเฉลี่ยอินเวอร์เตอร์ พบว่า ที่ช่วง 8-10kW (97.73%) จะสูงกว่า ช่วง 3-4kW (97.06%) ประมาณ 0.7 %

ข้อเสนอแนะ ในการพิจารณาเลือกอินเวอร์เตอร์ เพื่อประกอบติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์บนหลังคา ปัจจัยหลักในการเลือกซื้อของผู้บริโภคคือประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้า (Inverter Efficiency) ระยะเวลารับประกัน รวมถึงศูนย์บริการหลังการขายอย่างเป็นทางการในประเทศไทย ซึ่งควรเลือกยี่ห้อ ที่มีอายุของตราสินค้าเป็นเวลานาน เพื่อสร้างความมั่นใจถึงเสถียรภาพในการทำงานแบบต่อเนื่องระยะยาวของอินเวอร์เตอร์ ที่มีอุปกรณ์อิเล็กทรอนิคส์ภายในจำนวนมาก

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

ข้อค้นพบ จากประสบการณ์ของผู้ศึกษาพบว่าการติดตั้งใช้งานจริงของอินเวอร์เตอร์เข้ากับระบบผลิต ควรได้รับการออกแบบจากวิศวกรผู้ชำนาญการเป็นอย่างดี เนื่องจากการตั้งค่าต่างของอินเวอร์เตอร์ในแต่ละรุ่นและยี่ห้อ อาจไม่สอดคล้องกับข้อกำหนดของการจ่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบสายส่ง อินเวอร์เตอร์อาจจะตัดการทำงานในช่วงที่มีแดดได้ ซึ่งจะเป็นการสูญเสียโอกาสที่จะผลิตไฟฟ้าทำให้ระยะเวลาการคืนทุนนานกว่าที่ประมาณการไว้

1.3 ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบ TURN KEY

ปัจจุบันมีผู้ประกอบการที่ดำเนินธุรกิจรับเหมาติดตั้ง ระบบผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์ แบบติดตั้งบนหลังคาบ้าน แบบ Turn Key ซึ่งผู้ขายจะอำนวยความสะดวกในการบริการด้านการจัดเตรียมเอกสาร ที่เกี่ยวข้องกับทางราชการในการขอยื่นอนุญาตขายไฟฟ้า ไปจนถึงดำเนินการติดตั้ง และจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบได้ รวมไปถึงการบริการหลังการติดตั้ง การประกันอุปกรณ์ และ การประกันปริมาณการผลิตไฟฟ้า ซึ่งแนวทางนี้หากพิจารณาในภาพรวมทางด้านราคาการจ้างหมาติดตั้ง จะมีราคาสูงกว่าการจัดซื้ออุปกรณ์ โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ อินเวอร์เตอร์ และอุปกรณ์ร่วม มาแล้วว่าจ้างช่างไฟฟ้ามาดำเนินการติดตั้ง เนื่องจากผู้ประกอบการจะคิดค่าดำเนินการและกำไร เข้าไปในการเสนอราคาโดยทั่วไปอยู่ในระดับ 15 – 20% ของราคารวมค่าอุปกรณ์ และค่าแรงงาน แล้วทำการบวกภาษีมูลค่าเพิ่ม แต่หากมองเรื่องความสะดวกและการรับประกันในภาพรวมแบบเบ็ดเสร็จในตัวทางเลือกดังกล่าวถือว่าเหมาะสมกับครัวเรือนที่ไม่มีพื้นฐานทางด้านวิศวกรรม

โดยผลการหาค่าเฉลี่ยการราคาจ้างเหมาติดตั้ง ระบบผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์บนหลังคา ราคารวมภาษีมูลค่าเพิ่ม ระบบผลิตขนาด 3,000 วัตต์ เท่ากับ 221,490 บาท ระบบผลิตขนาด 5,000 วัตต์ เท่ากับ 326,350 บาท ระบบผลิตขนาด 10,000 วัตต์ เท่ากับ 631,300 บาท ซึ่งเป็นราคาเฉลี่ยในปัจจุบัน

จากการวิเคราะห์ตลาดพบว่าราคาดังกล่าวอยู่ในเกณฑ์ที่มีการแข่งขันราคาในระดับที่ไม่รุนแรงเนื่องจากผลตอบแทนเดิม จากการขายไฟฟ้า FIT ที่ระดับ 6.85 บาท/หน่วย สามารถจูงใจผู้ลงทุนให้ตัดสินใจซื้อ โดยผู้ซื้อไม่ได้ต่อรองราคามากนัก จุดประสงค์เพื่อแลกกับบริการหลังการขายในระยะยาว แต่หากมีการประกาศใช้ ระบบ Net Metering ที่ราคารับซื้อเทียบเท่าราคาขายของการไฟฟ้า ซึ่งอยู่ในระดับราคา 4.18 ถึง 4.54 บาท จะมีโอกาสเห็นถึงการแข่งขันในเรื่องราคาอย่างชัดเจน เนื่องจากผู้ลงทุนจะเข้มงวดมากขึ้นในการพิจารณาเรื่องผลตอบแทนการลงทุน

ข้อเสนอแนะในการพิจารณาเลือก ผู้รับเหมาติดตั้ง ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์แบบ TURN KEY ที่มีคุณภาพ ควรมีพื้นฐานในการจัดทำข้อเสนอทางการเงินเพื่อให้ ผู้ลงทุนพิจารณา

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

ว่าการติดตั้งในครัวเรือนของผู้ลงทุน มีตัวชี้วัดทางการเงินเป็นเช่นไรดังการศึกษาในครั้งนี้ และควรมีทักษะพื้นฐานในการออกแบบ ความรู้ความเข้าใจถึงการนำอัตราการลดลงของกำลังไฟฟ้า ที่โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ ดังรูปที่ 4.14 ในการนำมาประกอบการคำนวณปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ ซึ่งหากผู้รับเหมาละเลย จะส่งผลให้ ปริมาณการผลิตไฟฟ้าเท่ากันทุกปีตั้งแต่ปีที่ 1 ถึง 25 ทำให้ผลการคำนวณทางการเงิน ผิดเพี้ยนไปในทิศทางที่ดีขึ้น ทำให้โครงการที่ไม่ผ่านเกณฑ์ที่เหมาะสมในการลงทุน อาจผ่านเกณฑ์ได้

ข้อค้นพบ เนื่องจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ สามารถเรียนรู้ได้ไม่ยากเสมือนธุรกิจการติดตั้ง GAS รถยนต์ (LPG) ดังนั้นจึงมีผู้ประกอบการรายใหม่เกิดขึ้นเป็นจำนวนมาก ซึ่งหากเกิดการแข่งขันที่รุนแรงในเรื่องราคา จนทำให้กำไรลดลง และส่วนแบ่งการตลาดลดลง อาจส่งผลเกิดการถอนตัวออกจากธุรกิจ ดังเช่นธุรกิจติดตั้ง GAS รถยนต์ที่ปัจจุบันเริ่มมีการปิดตัวลง เนื่องจากปัจจัยภายนอกของธุรกิจคือ แนวโน้มราคาน้ำมันปัจจุบันที่ลดต่ำลง แต่ราคา GAS มีแนวโน้มสูงขึ้นตามนโยบายของรัฐบาล การลงทุนติดตั้ง GAS อาจจะไม่เหมาะสม ซึ่งการปิดตัวลงของธุรกิจนี้จะส่งผลในการรับประกันคุณภาพหลังการติดตั้งของผู้ลงทุน

ดังนั้นผู้ลงทุนควรพิจารณาถึงพื้นฐานทางธุรกิจของผู้รับเหมาติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ว่ามีธุรกิจอื่นๆ ที่เกี่ยวข้องรองรับกันอยู่หรือไม่ ซึ่งจะช่วยเสริมความมั่นใจในการดูแลผู้ลงทุนในระยะยาว

ส่วนที่ 2 การคำนวณค่าความเข้มรังสีอาทิตย์ในแต่ละจังหวัดพื้นที่การศึกษา เพื่อหาปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้

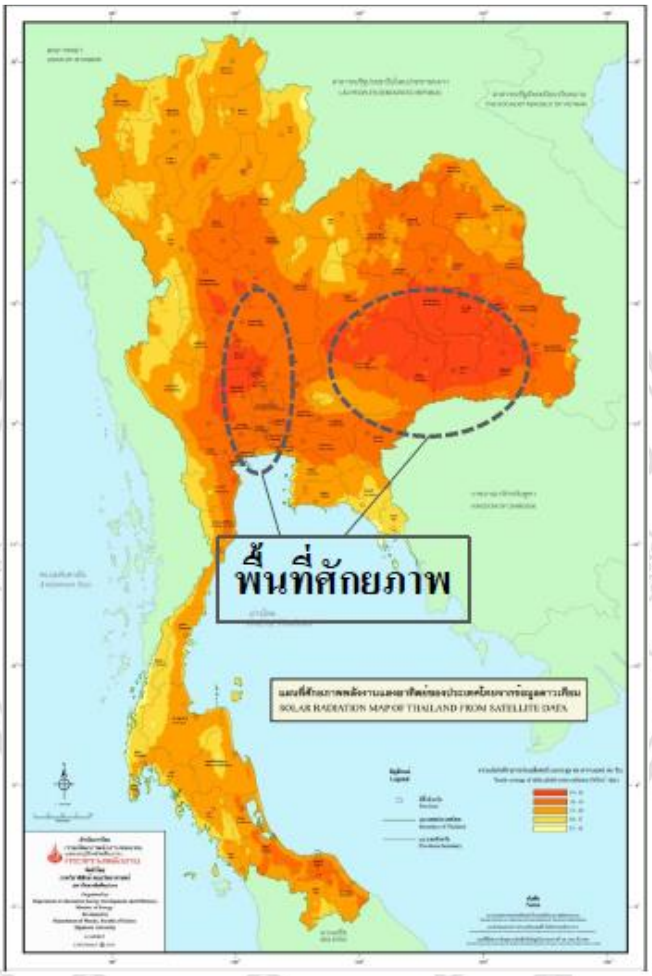
2.1 ปริมาณรังสีอาทิตย์สะสมในรอบปี

จากข้อมูลผลการศึกษา ค่าความเข้มรังสีอาทิตย์เฉลี่ย ของ 20 จังหวัดเป้าหมายการศึกษาในตารางที่ 4.13 เท่ากับ 5.05 kWh/m^2/Day โดยจังหวัดที่มีปริมาณความเข้มรังสีอาทิตย์เฉลี่ยสูงที่สุด คือ จังหวัดชัยนาท เท่ากับ 5.38 kWh/m^2/Day และต่ำสุด คือจังหวัดตาก 4.45 kWh/m^2/Day ซึ่งมีความแตกต่างกันเท่ากับ 0.93 kWh/m^2/Day หรือเท่ากับ 17 %

เมื่อคำนวณหา ปริมาณรังสีอาทิตย์สะสมรวมในรอบปีของ 20 จังหวัดเป้าหมายการศึกษาในตารางที่ 4.14 พบว่า จังหวัดที่มีปริมาณความเข้มรังสีอาทิตย์ สูงที่สุดคือ จังหวัดชัยนาท เท่ากับ 1,965 kWh/m2/Year และต่ำสุด คือจังหวัดตาก เท่ากับ 1,624 kWh/m2/Year ซึ่งมีความแตกต่างกันเท่ากับ 341 kWh/m2/Year หรือเท่ากับ 17 % สอดคล้องกับความแตกต่างของค่าความเข้มรังสี

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

อาทิตย์ ซึ่งสอดคล้องความเข้มกับแผนที่รังสีอาทิตย์ที่เป็นศักยภาพเฉพาะในแต่ละพื้นที่ สุรีย์ จรูญศักดิ์ (2557) ดังภาพที่ 5.1



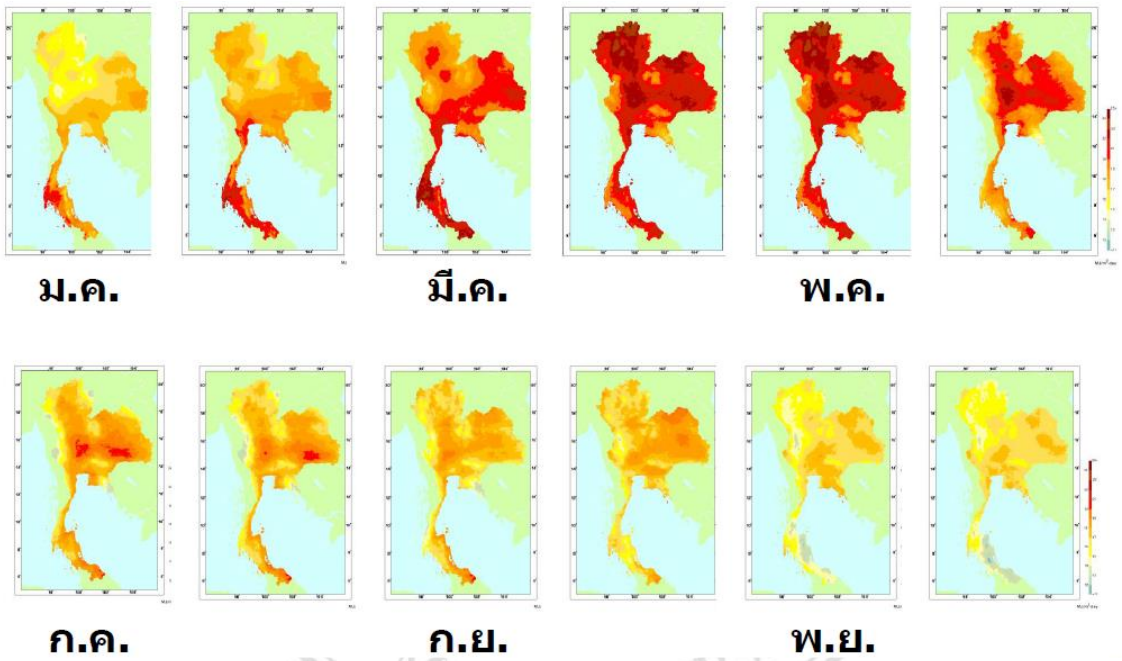
ภาพที่ 5.1 แผนที่ความเข้มของปริมาณรังสีอาทิตย์ของประเทศไทย

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

ข้อเสนอแนะ เนื่องจากความเข้มรังสีค่าความเข้มรังสีอาทิตย์เฉลี่ยของ 20 จังหวัดเป้าหมายการศึกษามีความแตกต่างกัน ซึ่งไม่สามารถเปลี่ยนแปลงธรรมชาติได้ ดังนั้นผู้ลงทุนในจังหวัดที่มีค่าความเข้มรังสีที่ต่ำ ควรพิจารณาในการลงทุนอย่างรอบคอบในประเด็นทางด้านการเงินเพื่อใช้ประกอบการตัดสินใจอย่างรัดกุม

ข้อค้นพบ จากข้อมูลผลการศึกษาแสดงดังภาพที่ 4.6 พบว่าค่าเฉลี่ยสูงสุดในรอบปีของแต่ละจังหวัด จะอยู่ช่วงเดือนมีนาคม ถึงมิถุนายน ซึ่งสามารถบ่งชี้ในเบื้องต้นได้ว่า การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์จะได้พลังงานไฟฟ้าสูงสุดในช่วงฤดูร้อน สอดคล้องกับความแตกต่างของค่าความ

เข้มรังสีอาทิตย์ในแต่ละเดือนในรอบปี สุริย์ จรูญศักดิ์ (2557) ดังภาพที่ 5.2 เนื่องจากเป็นฤดูที่ท้องฟ้าดวงอาทิตย์เคลื่อนที่ใกล้โลกระยะเวลากลางวันยาวกว่ากลางคืน แสงแดดออกตั้งแต่ช่วงเช้าทำให้มีจำนวนชั่วโมงในการรับรังสีอาทิตย์ได้มากกว่าฤดูอื่นๆ รวมทั้งมีปริมาณกลุ่มเมฆในระดับต่ำ ส่งผลให้รังสีอาทิตย์ลงสู่พื้นผิวโลกได้โดยไม่มีการบดบังทำให้ฤดูนี้อากาศร้อนจัด โดยที่ค่าความเข้ารังสีอาทิตย์จะมีแนวโน้มลดต่ำลงในฤดูฝน และลดลงต่ำสุดในช่วงฤดูหนาว ซึ่งมีระยะเวลากลางคืนยาวกว่ากลางวัน



ภาพที่ 5.2 แสดงผลของความเข้มรังสีอาทิตย์ในแต่ละเดือนในรอบปี

2.3 ปริมาณการผลิตไฟฟ้าสะสมในรอบปี

จากข้อมูลผลการศึกษา ปริมาณการผลิตไฟฟ้าของ 20 จังหวัดเป้าหมายการศึกษาในภาคผนวก ตารางที่ ก1 ถึง ก3 ของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 3,000 5,000 และ 10,000 วัตต์ พบว่าเป็นการติดตั้ง โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ หันหน้าทางทิศใต้ ทำมุมเงย 17 องศา จะมีปริมาณการผลิตไฟฟ้าสูงสุด

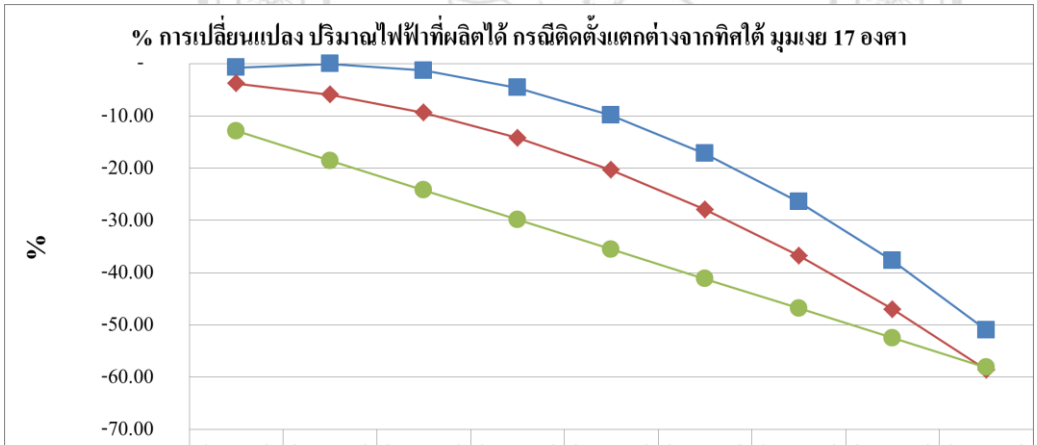
เมื่อพิจารณาข้อมูลระดับจังหวัดพบว่า จังหวัดที่มีปริมาณการผลิตไฟฟ้าสูงที่สุดคือ จังหวัดชัยนาท (ผลิตไฟฟ้าได้ 4,818 8,032 และ 16,170 หน่วย/ปี ตามลำดับ) และต่ำสุด คือจังหวัดตาก (ผลิตไฟฟ้าได้ 3,983 6,639 และ 13,366 หน่วย/ปี ตามลำดับ) ซึ่งมีความแตกต่างกันของปริมาณการผลิตไฟฟ้า เท่ากับ 835 1,396 และ 2,804 หน่วย/ปี ตามลำดับ หรือ เท่ากับ 17% ทุกขนาดระบบผลิตไฟฟ้าสอดคล้องกับ % ส่วนต่างของปริมาณรังสีอาทิตย์สะสม ในหัวข้อที่ผ่านมา หรือ

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

กล่าวได้ว่า ปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จะแปรผันตรง กับปริมาณรังสีอาทิตย์สะสม ที่ตกกระทบบนพื้นผิวโลก

เมื่อพิจารณาในประเด็น % การเปลี่ยนแปลงของการผลิตไฟฟ้า กรณีติดตั้ง โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ แตกต่าง จากทิศใต้ มุมเงย 17 องศา ซึ่งเป็นทิศทางและมุมเงยที่ดีที่สุด เป็นฐานในการเปรียบเทียบ ข้อมูลการศึกษาระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 3,000วัตต์ ใน 20 จังหวัดเป้าหมายการศึกษา พบว่าเมื่อมีการเปลี่ยนแปลงมุมเงย 7 , 17 , 27 , 37 ,47 ,57 ,67 ,77 และ87 องศา ทุกทิศทางการติดตั้ง สามารถสรุปได้ดังรูปที่ 5.1 ทั้งนี้การศึกษาระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 5,000 และ 10,000 วัตต์ พบว่าได้ % ความแตกต่างเหมือนกับขนาด 3,000วัตต์ ดังนั้นภาพที่ 5.3 จึงสามารถใช้เป็นแนวทางการศึกษาของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ทั้ง 3 ขนาด

โดยในการศึกษานี้ ผู้ศึกษาขอเสนอแนะ เกณฑ์ที่เหมาะสมในการตัดสินใจติดตั้ง โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ คือ ยอมรับให้การเปลี่ยนแปลงปริมาณการผลิตไฟฟ้าไม่เกิน 15% เนื่องจากหากสูงกว่านี้จะส่งผลต่อผลตอบแทนทางการเงินในการลงทุนในระดับสูง



	(7 องศา)	(17 องศา)	(27 องศา)	(37 องศา)	(47 องศา)	(57 องศา)	(67 องศา)	(77 องศา)	(87 องศา)
ทิศใต้	-0.70	0	-1.30	-4.59	-9.88	-17.16	-26.44	-37.72	-50.99
ทิศตะวันออก/ตก	-3.78	-5.89	-9.35	-14.17	-20.35	-27.88	-36.77	-47.01	-58.61
ทิศเหนือ	-12.87	-18.53	-24.19	-29.85	-35.51	-41.17	-46.83	-52.49	-58.14

ภาพที่ 5.3 % การเปลี่ยนแปลงปริมาณการผลิตไฟฟ้า กรณีติดตั้งแตกต่างจากทิศใต้ มุมเงย 17 องศา

ในส่วนผลการเปลี่ยนแปลงทาง ทิศใต้ พบว่าในช่วงมุมเงย 7 ถึงประมาณ 55 องศา % การเปลี่ยนแปลงปริมาณการผลิตไฟฟ้าจะอยู่ในเกณฑ์ ลดลงไม่เกิน 15% แต่หากเกินกว่า 50 องศา % การเปลี่ยนแปลงการผลิตไฟฟ้าจะอยู่ในระดับสูงกว่าเกณฑ์ หรือกล่าวได้ว่า ทิศตะวันใต้สามารถติดตั้ง

โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ ได้กับหลังคา เหล็กเมทัลชีท กระเบื้องลอน และกระเบื้อง C-PAC ที่มุมเงยไม่ควรเกิน 50 องศา

ในส่วนผลการเปลี่ยนแปลงทาง ทิศตะวันออก/ตก พบว่าในช่วงมุมเงย 7 ถึงประมาณ 40 องศา % การเปลี่ยนแปลงปริมาณการผลิตไฟฟ้าจะอยู่ในเกณฑ์ แต่หากเกินกว่า 40 องศา % การเปลี่ยนแปลงการผลิตไฟฟ้าจะอยู่ในระดับ เกินกว่าเกณฑ์ หรือ กล่าวได้ว่า ทิศตะวันออก/ตก สามารถติดตั้ง โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ ได้กับหลังคา เหล็กเมทัลชีท กระเบื้องลอน และกระเบื้อง C-PAC ที่มุมเงยไม่ควรเกิน 40 องศา

ในส่วนผลการเปลี่ยนแปลงทาง ทิศเหนือ พบว่าในช่วงมุมเงย 7 ถึงประมาณ 10 องศา % การเปลี่ยนแปลงปริมาณการผลิตไฟฟ้าจะอยู่ในเกณฑ์ แต่หากเกินกว่า 10 องศา % การเปลี่ยนแปลงการผลิตไฟฟ้าจะอยู่ในระดับ เกินกว่าเกณฑ์ หรือกล่าวได้ว่า ทิศตะวันเหนือ สามารถติดตั้งโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ ได้กับหลังคา เหล็กเมทัลชีท ที่มุมเงยไม่ควรเกิน 10 องศา

ข้อค้นพบ เมื่อมุมเงย เท่ากับ 87 องศา หรือใกล้มุมตั้งฉาก พบว่า % การเปลี่ยนแปลงของทิศใต้ เหนือ ตะวันออก และตะวันตก จะลู่เข้าสู่ระดับ % การเปลี่ยนแปลงใกล้เคียงกันในช่วง 50-60 % หรือกล่าวได้ว่าการติดตั้ง โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ ในแนวตั้งฉาก จะมีค่าใกล้เคียงกันทุกทิศทาง ดังนั้น การประยุกต์ใช้โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ ในการทำผนังอาคาร BIPV (Building-Integrated Photo Voltaic) ดังรูปที่ 5.4 สามารถติดตั้งได้ทุกทิศทางของตัวอาคารโดยมีปริมาณการผลิตไฟฟ้าแตกต่างกันไม่เกิน 10% ถึงแม้ว่าปริมาณการผลิตไฟฟ้าจะลดลงกว่ากึ่งหนึ่ง แต่สิ่งที่ผู้ออกแบบอาคาร BIPV พิจารณาร่วมกัน คือ การแทนที่ของกระจกปกติ ด้วย โมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งมีลักษณะเป็นกระจกนิรภัยเช่นเดียวกัน ดังนั้น การลงทุนต่อตารางเมตรติดตั้งผนังกระจกอาจจะเพิ่มสูงขึ้น แต่สิ่งที่ได้กลับมาคือพลังงานไฟฟ้า รวมทั้งภาพลักษณ์องค์การเจ้าของอาคาร

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

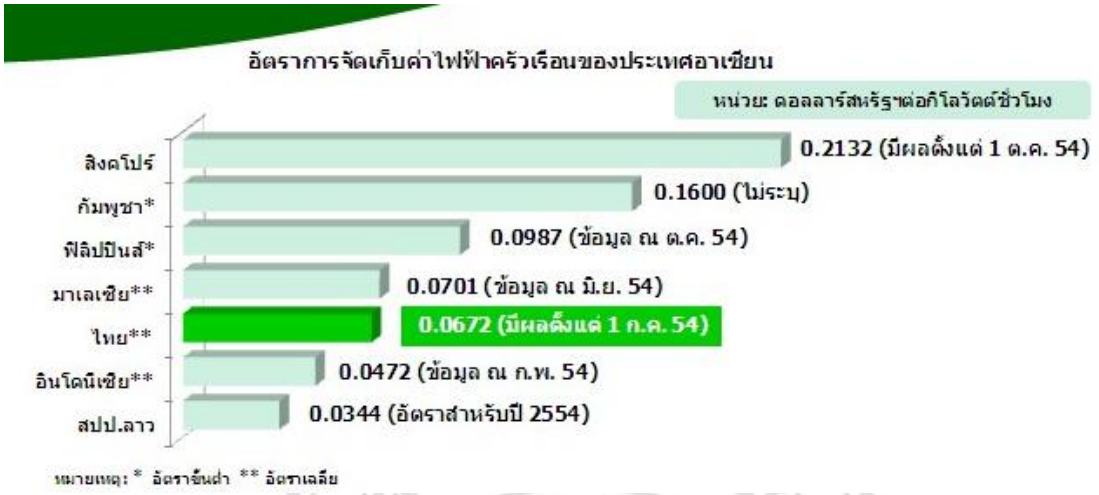
ภาพที่ 5.4 ลักษณะอาคาร BIPV (Building-Integrated Photo Voltaic)

http://www.ekeo.gov.hk/en/green_map/building/building_9.html

ส่วนที่ 3 การคำนวณหาผลตอบแทนการลงทุน ในการลงทุนของแต่ละอำเภอเมือง ในจังหวัดพื้นที่ศึกษา เพื่อเป็นข้อมูลประกอบการตัดสินใจในการลงทุน

ผลการศึกษาเพื่อการคำนวณหาค่าไฟฟ้าระดับครัวเรือนเฉลี่ย พบว่า อัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ยต่อหน่วยของครัวเรือนขนาดต่างๆ จะเพิ่มสูงขึ้นเป็นขั้นบันได ตามปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้ารวม จากสมมุติฐาน ของอัตราค่าไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นเฉลี่ยขั้นต่ำปีละ 3% ซึ่งเมื่อครบอายุโครงการ ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยยังอยู่ในระดับไม่เกิน 9 บาท/หน่วย ดังภาพที่ 4.16 ซึ่งเมื่อเปรียบเทียบกับโครงสร้างค่าไฟฟ้าของประเทศไทย เทียบกับประเทศเพื่อนบ้านในกลุ่มประเทศ AEC ยังพบว่าอยู่ในระดับค่อนข้างต่ำ เมื่อเทียบกับประเทศพัฒนาแล้วอย่างสิงคโปร์ ซึ่งสูงกว่า 3 เท่า ดังนั้น ในระยะเวลาอีก 25 ข้างหน้า จึงมีความเป็นไปได้สูงที่ค่าไฟฟ้าของประเทศไทยจะสูงกว่าสมมุติฐานการเพิ่มขึ้นเฉลี่ยขั้นต่ำ 3% ของค่าไฟฟ้าที่จะเพิ่มขึ้นต่อปี

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved



ภาพที่ 5.5 กราฟเปรียบเทียบค่าไฟฟ้าขั้นต่ำและค่าไฟฟ้าเฉลี่ย ในกลุ่มประเทศ AEC
ที่มา: http://www.energythai.com/2012/thailand-naturalgas-electricity-asean/

ผลการศึกษาดังแสดงในตารางที่ 4.18 การคำนวณทางด้านการเงินของระบบผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์ ขนาด 3,000 วัตต์ ที่จังหวัดเชียงใหม่ พบว่าค่า IRR NPV และ B/C เท่ากับ 7.6% 12,411.91บาท และ 1.054 ตามลำดับ ซึ่งผ่านเกณฑ์ที่กำหนด แต่ ค่า PB มีค่า 12.11ปี ซึ่งสูงกว่าเกณฑ์ที่กำหนด ดังนั้นการลงทุนในกรณีนี้จึงไม่เหมาะสม เมื่อพิจารณารายละเอียดใน ช่องตางรางรายรับสุทธิ ในปีที่ 10 พบว่ายังติดลบอยู่ 43,308.19 บาท หรือคิดเป็น 19.55% ของมูลค่าการลงทุนเริ่มต้น ดังนั้นหากมูลค่าการลงทุนเริ่มต้นลดลงได้ 20% การลงทุนในกรณีจะผ่านเกณฑ์การตัดสินใจ

ผลการศึกษาดังแสดงในตารางที่ 4.19 การคำนวณทางด้านการเงินของระบบผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์ ขนาด 5,000 วัตต์ ที่จังหวัดเชียงใหม่ พบว่าค่า IRR NPV และ B/C เท่ากับ 9.5% 83,830 บาท และ 1.246 ตามลำดับ ซึ่งผ่านเกณฑ์ที่กำหนด แต่ ค่า PB มีค่า 10.25 ปี ซึ่งสูงกว่าเกณฑ์ ที่กำหนด ดังนั้นการลงทุนในกรณีนี้จึงไม่เหมาะสม เมื่อพิจารณารายละเอียดใน ช่องตางรางรายรับสุทธิ ในปีที่ 10 พบว่ายังติดลบอยู่เพียง 9,039.18 บาท หรือคิดเป็น 2.77% ของมูลค่าการลงทุนเริ่มต้น ดังนั้นหากมูลค่าการลงทุนเริ่มต้นลดลงได้ 3% การลงทุนในกรณีจะผ่านเกณฑ์การตัดสินใจ และเมื่อพิจารณาค่า IRR ซึ่งอยู่ในระดับ 9.5% ก็พบว่าเป็นผลตอบแทนการลงทุนที่อยู่ในระดับที่สูงกว่า การลงทุนใน หุ้นโดยทั่ว ๆ ไปให้ผลตอบแทนสูงถึง 7.98% ต่อปี ตลอด 39 ปีที่ผ่านมา (SET Total Return Index เกิดหลัง SET Index ประมาณ 26 ปี) ที่มา http://thailandinvestmentforum.com/2015/02/07/returns/

ผลการศึกษาดังแสดงในตารางที่ 4.20 การคำนวณทางด้านการเงินของระบบผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์ ขนาด 10,000 วัตต์ ที่จังหวัดเชียงใหม่ พบว่าค่า PB IRR NPV และ B/C เท่ากับ 9.51 ปี

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

10.5% 225,962.55 บาท และ 1.343 ตามลำดับ ซึ่งผ่านเกณฑ์ที่กำหนดครบทั้ง 4 เกณฑ์ ดังนั้นการลงทุนในกรณีนี้จึงมีความเหมาะสม

ผลการศึกษาในส่วนของการพิจารณาการผ่านเกณฑ์แนะนำให้มีการลงทุน ดังตารางที่ 4.21 พบว่าระบบขนาดเล็ก 3,000 วัตต์ ไม่ผ่านเกณฑ์ที่เหมาะสมในการลงทุน สอดคล้องกับงานวิจัยของอนัน สุวรรณชัยสกุล (2551) ที่ศึกษาโครงการผลิตไฟฟ้าจากโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับหมู่บ้านขนาด 3,500 วัตต์ ที่สรุปว่าไม่ควรลงทุน

ในส่วนระบบขนาดกลาง 5,000 วัตต์ มีเพียงจังหวัดเชียงราย เชียงใหม่ พะเยา กำแพงเพชร และตากที่ไม่ผ่านเกณฑ์ ซึ่งเมื่อพิจารณาลงลึกไปเกณฑ์ต่างๆ พบว่าจังหวัดดังกล่าวไม่ผ่านเกณฑ์ในประเด็นที่ค่า PB สูงกว่า 10 ปี แต่ในส่วนของ ค่า IRR NPV และ B/C อยู่ในค่าที่ผ่านเกณฑ์ที่เหมาะสม และเมื่อพิจาณาค่าเฉลี่ยของ PB ในระบบขนาด 5,000วัตต์ พบว่ามีค่า 9.85 ปี ซึ่งผ่านเกณฑ์ในภาพรวม ในส่วนระบบขนาดใหญ่ 10,000 วัตต์ พบว่าทุกจังหวัดผ่านเกณฑ์ความเหมาะสมในการลงทุน

ดังนั้นในการศึกษานี้สามารถสรุปในภาพรวมได้ว่า การลงทุนติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา ในขอบเขตการศึกษาครั้งนี้ การลงทุนติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าฯ ขนาด 5,000 วัตต์ ขึ้นไป บนหลังคาทำมุม 17 องศา หันหน้าโมดูลเซลล์แสงอาทิตย์ไปทางใต้ จะมีความเหมาะสมในการตัดสินใจลงทุนของภาคครัวเรือน และให้ผลตอบแทนการลงทุนที่สูงกว่าเมื่อเทียบกับการลงทุนในพันธบัตรรัฐอายุ 30 ปี ที่ใช้เป็นฐานในการเปรียบเทียบ

ข้อเสนอแนะ จากการศึกษา การวิเคราะห์ความอ่อนไหว (Sensitivity Analysis) เพื่อพิจารณาแนวทางที่จะจูงใจให้ ภาคครัวเรือนมีความสนใจติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา โดยพิจารณาตัวแปร คือ มูลค่าการลงทุนติดตั้ง พบว่า การปรับลดมูลค่าการลงทุนติดตั้งที่เปลี่ยนแปลง ในทิศทางลดต่ำลง ในระดับ 20% ของมูลค่าราคากลางจ้างเหมาติดตั้ง จะมีช่วยในทางตรงให้ ระบบขนาดตั้งแต่ 3,000 วัตต์ ขึ้นไปที่มีการพิจาณาลงทุนติดตั้งในพื้นที่ 20 จังหวัด ตามขอบเขตการศึกษา เหมาะสมในการตัดสินใจลงทุนของภาคครัวเรือน และให้ผลตอบแทนการลงทุนที่สูงกว่า เมื่อเทียบกับการลงทุนในพันธบัตรรัฐอายุ 30 ปี ที่ใช้เป็นฐานในการเปรียบเทียบ

ทั้งนี้ การราคาการเริ่มลงทุนติดตั้งที่ต่ำ จะมีผลทางตรงกับระยะเวลาการคืนทุน ซึ่งจะส่งผลให้กรณีศึกษานั้นๆ ผ่านเกณฑ์เหมาะสมในได้ โดยปัจจุบันทิศทางกลไกราคาของตลาด จะเริ่มขยับตัวจากผลของ โครงการรับซื้อไฟฟ้า FIT ที่หมดโควตาการรับซื้อ งานรับเหมาติดตั้งแบบ Turn Key จะเริ่มลดน้อยลง ผู้ประกอบการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าฯ จำเป็นต้องหาลูกค้า เพื่อรักษาธุรกิจให้

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

ดำเนินไปอย่างต่อเนื่อง จึงจำเป็นต้องมีการแข่งขันในเรื่องการบริหารจัดการต้นทุนการขายระบบผลิตไฟฟ้าฯ ให้มีราคาต่ำลง เพื่อให้สามารถแข่งขันในเรื่องราคากับคู่แข่งได้ และต้องเน้นเรื่องงานบริการซึ่งจะยังประโยชน์กับผู้มีความต้องการจะลงทุนติดตั้งโดยตรง

ดังนั้น ผู้ลงทุนควรพิจารณาต่อรองราคาจากผู้รับเหมาติดตั้งให้อยู่ในระดับที่ค่า PB ไม่ควรเกิน 10 ปี เป็นเกณฑ์พื้นฐานในการตัดสินใจลงทุน ซึ่งจากข้อมูลการศึกษาหาก ค่า PB ผ่านเกณฑ์ตัวชี้วัดทางการเงินอีก 3 จะผ่านเกณฑ์เช่นกัน

ข้อเสนอแนะ จากการศึกษา อีกประการหนึ่ง พบว่า หากมีการอุดหนุนเพิ่มเติมจากภาครัฐ ในรูปแบบทางตรงกล่าวคือ การให้ค่าไฟฟ้าส่วนเพิ่ม (Adder) ให้กับผู้ลงทุนติดตั้งระดับครัวเรือนร่วมด้วยกับ ระบบ Net Metering จะทำให้รายรับในการลงทุนสูงขึ้น ส่งผลให้ระยะเวลาการคืนทุน และผลตอบแทนการลงทุนเป็นไปในทิศทางที่ดีกว่า ซึ่งผลของการสนับสนุนของรัฐบาลจะช่วยให้เกิดการกระจายตัวในการลงทุนติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าฯ ไปได้ครัวเรือนทั่วไปประเทศได้รวดเร็วกว่า การใช้กลไกและนโยบาย Net Metering ปกติเพียงอย่างเดียว

จากข้อมูลในการศึกษานี้เป็นเพียงแนวทางเบื้องต้นประกอบการพิจารณาของครัวเรือนที่มีความสนใจลงทุน บนสมมุติฐานต่างๆ ที่ผู้วิจัยกำหนดขึ้นซึ่งอาจแตกต่างออกไปจากความเป็นจริง ดังนั้นเพื่อให้เกิดความมั่นใจ ผู้วิจัยขอแนะนำครัวเรือนที่สนใจลงทุนควรพิจารณาผู้รับเหมาติดตั้งที่มีความรู้ความสามารถในการประมวลผลทางด้านวิศวกรรมโดยละเอียดในพื้นที่ และเงื่อนไขการติดตั้งจริงของครัวเรือนท่าน เพื่อให้ได้ข้อมูลที่ถูกต้องแม่นยำ รวมทั้งควรมีการรับประกันระยะเวลาการคืนทุน การรับประกันอุปกรณ์ร่วมในการติดตั้ง และสัญญาการบริการหลังการขายที่รัดกุม

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

บรรณานุกรม

กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน. **แผนพลังงานทดแทน 15 ปี (2551-2556)**, 2551.

กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน. **สถิติพลังงานของประเทศไทย 2555**, 2556.

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. **ประกาศการกำหนดราคาส่วนเพิ่มรับซื้อไฟฟ้า**, 2552.

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค. **การรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการพลังงานแสงอาทิตย์**, 2553.

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขตภาคเหนือ. **ประกาศผู้ยื่นคำขอขายไฟฟ้าที่ผ่านการคัดเลือก**, 2556.

คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน. **การรับซื้อไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคา**, 2556.

จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย (สถาบันวิจัยพลังงาน). **โครงการปรับปรุงนโยบายการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน**. สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน, 2555.

จงจิตร์ หิรัญลาภ. **กระบวนพลังงานรังสีอาทิตย์ในรูปความร้อน**. กรุงเทพฯ : ดวงกมล, 2548.

ชูชีพ พิพัฒน์ศิถี. **คู่มือการวิเคราะห์ความเป็นไปได้โครงการ : กรณีศึกษาการลงทุนเอกชนและโครงการอสังหาริมทรัพย์**. ปทุมธานี : พี พริ้นติ้ง กรุ๊ป, หน้า 87-91, 2542.

พรทิพย์ สมฤทธิ์. พรฑิณีย์ เอมมัส . **การศึกษาความเป็นไปได้ของการใช้เซลล์แสงอาทิตย์มาเป็นส่วนหนึ่งของอาคาร เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าแบบเชื่อมต่อกับสายส่ง**, การค้นคว้าแบบอิสระวิทยาศาสตรมหาบัณฑิต มหาวิทยาลัยนเรศวร, 2550.

ทรงศักดิ์ พงษ์หิรัญ, ธัญนพ นิลกำจร, ผลของมุมเอียงของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ในพื้นที่ มศว, วารสารวิทยาศาสตร์ มศว ปีที่ 28 ฉบับที่ 2 (2555)ปีที่ : 28 ฉบับที่ : 2 เลขหน้า : 89-102 ปีพ.ศ. : 2555.

สมศักดิ์ ปัญญาแก้ว, **เทคโนโลยีเซลล์แสงอาทิตย์**. กรุงเทพฯ : สำนักพิมพ์จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2526.

เสริม จันทร์ฉาย. **แผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์จากข้อมูลดาวเทียมสำหรับประเทศไทย**. กรมพัฒนาและส่งเสริมพลังงาน ร่วมกับภาควิชาฟิสิกส์ มหาวิทยาลัยศิลปากร, 2553.

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

อนัน สุวรรณชัยสกุล. **ศึกษาความเป็นไปได้ทางการเงินและเศรษฐศาสตร์ในการผลิต กระแสไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับครัวเรือน และหมู่บ้าน**. วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต, มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์, 2551

Davis, Bert Neal. 2003. A **technical and policy analysis of building-integrated photovoltaic systems**. Thesis Ph.D., The Carnegie Mellon University. [Online]. http://wwwlib.umi.com/dissertations (18 September 2006).

Dynamics, June 2013, Volume 40, Issue 11,3107-3134.

Ko¨nig-Langlo.(2013). **The global energy balance from a surface perspective** . *Climate*

Martin Wild., Doris Folini., Christoph Scha¨r., Norman Loeb., Ellsworth G. Dutton., & Gert

M. Castro, A. 2004. **Grid-connected PV buildings : analysis of future scenarios with an example of Southern Spain. Solar Energy**, Volume 79, Issue 1. [Online]. http://www.sciencedirect.com. (21 September 2006)

Wei Tian and other. 2006. **Effect of urban climate on building integrated photovoltaic performance.** http://www.sciencedirect.com. (21 September 2006)

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

ภาคผนวก

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

ตารางผลการศึกษาด้านการเงิน

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

ตารางที่ ผ.1 ข้อมูลผลการคำนวณทางการเงิน กรณี มูลค่าการลงทุนตามราคากลาง

กรณี ราคากลาง		ระบบ 3,000 Wp ราคา		**221,490.00** บาท		ระบบ 5,000 Wp ราคา		**326,350.00** บาท			ระบบ 10,000 Wp ราคา		**631,300.00** บาท			
		IRR (%)			PB (ปี)			NPV (บาท)			B/C			ผ่าน/ไม่ผ่าน เกณฑ์		
ลำดับ	จังหวัด	3,000 Wp	5,000 Wp	10,000 Wp	3,000 Wp	5,000 Wp	10,000 Wp	3,000 Wp	5,000 Wp	10,000 Wp	3,000 Wp	5,000 Wp	10,000 Wp	3,000 Wp	5,000 Wp	10,000 Wp
1	ชัยนาท	8.7%	10.8%	11.9%	10.95	9.26	8.60	38,468.53	129,346.85	320,946.03	1.17	1.38	1.49	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
2	สิงห์บุรี	8.7%	10.8%	11.8%	10.97	9.28	8.61	37,919.97	128,388.61	318,946.38	1.16	1.38	1.48	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
3	ลพบุรี	8.6%	10.7%	11.7%	11.08	9.38	8.70	35,177.17	123,597.37	308,948.12	1.15	1.36	1.47	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
4	นครสวรรค์	8.6%	10.7%	11.7%	11.08	9.38	8.70	35,177.17	123,597.37	308,948.12	1.15	1.36	1.47	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
5	อุทัยธานี	8.5%	10.6%	11.6%	11.15	9.43	8.75	33,668.63	120,962.19	303,449.07	1.15	1.36	1.46	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
6	อุตรดิตถ์	8.3%	10.4%	11.3%	11.36	9.61	8.92	28,594.45	112,098.41	284,952.29	1.12	1.33	1.43	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
7	พิจิตร	8.3%	10.3%	11.3%	11.37	9.62	8.93	28,320.17	111,619.28	283,952.47	1.12	1.33	1.43	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
8	ลำปาง	8.3%	10.3%	11.3%	11.39	9.64	8.95	27,908.74	110,900.60	282,452.73	1.12	1.33	1.43	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
9	พิษณุโลก	8.2%	10.2%	11.2%	11.47	9.71	9.02	25,988.78	107,546.73	275,453.94	1.11	1.32	1.42	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
10	แม่ฮ่องสอน	8.0%	10.1%	11.0%	11.62	9.84	9.13	22,697.42	101,797.25	263,456.03	1.10	1.30	1.40	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
11	แพร่	8.0%	10.0%	11.0%	11.66	9.87	9.16	21,874.58	100,359.88	260,456.55	1.09	1.29	1.40	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
12	ลำพูน	8.0%	10.0%	10.9%	11.70	9.91	9.20	20,914.60	98,682.95	256,957.16	1.09	1.29	1.39	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
13	สุโขทัย	7.9%	9.9%	10.9%	11.73	9.93	9.22	20,366.04	97,724.70	254,957.51	1.09	1.29	1.39	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
14	น่าน	7.9%	9.9%	10.9%	11.76	9.96	9.24	19,680.34	96,526.89	252,457.94	1.09	1.28	1.38	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
15	เพชรบูรณ์	7.9%	9.9%	10.8%	11.79	9.98	9.27	18,994.64	95,329.08	249,958.38	1.08	1.28	1.38	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
16	เชียงราย	7.7%	9.6%	10.6%	12.02	10.17	9.44	14,331.88	87,183.98	232,961.34	1.06	1.26	1.35	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ผ่าน
17	เชียงใหม่	7.6%	9.5%	10.5%	12.11	10.25	9.51	12,411.91	83,830.12	225,962.55	1.05	1.25	1.34	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ผ่าน
18	พะเยา	7.4%	9.4%	10.3%	12.30	10.41	9.67	8,571.99	77,122.39	211,964.99	1.04	1.23	1.32	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ผ่าน
19	กำแพงเพชร	6.7%	8.6%	9.5%	13.07	10.29	9.48	- 5,553.44	52,447.53	160,473.94	0.98	1.15	1.24	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ผ่าน
20	ตาก	6.6%	8.5%	9.4%	13.18	11.17	10.37	- 7,610.54	48,854.10	152,975.25	0.97	1.14	1.23	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ผ่าน
ค่าเฉลี่ยตามขนาดระบบฯ		8.0%	10.0%	11.0%	11.69	9.85	9.14	21,895.15	100,395.81	260,531.54	1.09	1.29	1.40	0 / 20 .	15 / 5.	20 / 0.
ค่าเฉลี่ยทั้งภูมิภาค		9.7%			10.23			127,607.50			1.26			35 / 25 (ผ่าน 58%)		

ตารางที่ ผ.2 ข้อมูลผลการคำนวณทางการเงิน กรณี มูลค่าการลงทุนสูงกว่าราคากลาง 5%

กรณี สูงกว่า ราคากลาง 5%		ระบบ 3,000 Wp ราคา		**232,564.50**	บาท	ระบบ 5,000 Wp ราคา		**342,667.50**	บาท	ระบบ 10,000 Wp ราคา		**662,865.00**	บาท			
		IRR (%)			PB (ปี)			NPV (บาท)			B/C			ผ่าน/ไม่ผ่าน เกณฑ์		
ลำดับ	**จังหวัด**	3,000 Wp	5,000 Wp	10,000 Wp	3,000 Wp	5,000 Wp	10,000 Wp	3,000 Wp	5,000 Wp	10,000 Wp	3,000 Wp	5,000 Wp	10,000 Wp	3,000 Wp	5,000 Wp	10,000 Wp
1	ชัยนาท	8.2%	10.2%	11.2%	11.48	9.72	9.02	27,103.08	112,600.66	288,551.76	1.11	1.31	1.42	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
2	สิงห์บุรี	8.2%	10.2%	11.2%	11.51	9.74	9.04	26,554.52	111,642.41	286,552.11	1.11	1.31	1.41	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
3	ลพบุรี	8.0%	10.1%	11.0%	11.62	9.84	9.13	23,811.72	106,851.18	276,553.84	1.10	1.30	1.40	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
4	นครสวรรค์	8.0%	10.1%	11.0%	11.62	9.84	9.13	23,811.72	106,851.18	276,553.84	1.10	1.30	1.40	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
5	อุทัยธานี	8.0%	10.0%	11.0%	11.69	9.89	9.18	22,303.18	104,216.00	271,054.80	1.09	1.29	1.39	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
6	อุตรดิตถ์	7.8%	9.7%	10.7%	11.92	10.09	9.36	17,229.00	95,352.22	252,558.02	1.07	1.27	1.37	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ผ่าน
7	พิจิตร	7.7%	9.7%	10.7%	11.93	10.10	9.37	16,954.72	94,873.09	251,558.19	1.07	1.27	1.36	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ผ่าน
8	ลำปาง	7.7%	9.7%	10.7%	11.95	10.11	9.39	16,543.30	94,154.41	250,058.45	1.07	1.26	1.36	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ผ่าน
9	พิษณุโลก	7.6%	9.6%	10.6%	12.04	10.19	9.46	14,623.34	90,800.54	243,059.67	1.06	1.25	1.35	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ผ่าน
10	แม่ฮ่องสอน	7.5%	9.5%	10.4%	12.19	10.32	9.58	11,331.97	85,051.06	231,061.76	1.05	1.24	1.33	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ผ่าน
11	แพร่	7.5%	9.4%	10.4%	12.23	10.35	9.61	10,509.13	83,613.69	228,062.28	1.04	1.23	1.33	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ผ่าน
12	ลำพูน	7.4%	9.4%	10.3%	12.28	10.39	9.65	9,549.15	81,936.76	224,562.89	1.04	1.23	1.32	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ผ่าน
13	สุโขทัย	7.4%	9.4%	10.3%	12.30	10.41	9.67	9,000.59	80,978.51	222,563.24	1.04	1.23	1.32	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ผ่าน
14	น่าน	7.4%	9.3%	10.3%	12.34	10.44	9.69	8,314.89	79,780.70	220,063.67	1.03	1.22	1.32	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ผ่าน
15	เพชรบูรณ์	7.3%	9.3%	10.2%	12.37	10.47	9.72	7,629.19	78,582.89	217,564.11	1.03	1.22	1.31	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ผ่าน
16	เชียงราย	7.1%	9.1%	10.0%	12.60	10.67	9.91	2,966.43	70,437.79	200,567.06	1.01	1.20	1.29	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ผ่าน
17	เชียงใหม่	7.0%	9.0%	9.9%	12.70	10.75	9.98	1,046.47	67,083.93	193,568.28	1.00	1.19	1.28	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ผ่าน
18	พะเยา	6.9%	8.8%	9.7%	12.90	10.93	10.14	- 2,793.46	60,376.20	179,570.72	0.99	1.17	1.26	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ผ่าน
19	กำแพงเพชร	6.2%	8.1%	8.9%	13.70	10.83	10.78	- 16,918.88	35,701.34	128,079.67	0.93	1.10	1.19	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ผ่าน
20	ตาก	6.1%	8.0%	8.8%	13.82	10.94	10.88	- 18,975.99	32,107.91	120,580.98	0.92	1.09	1.17	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ผ่าน
ค่าเฉลี่ยตามขนาดระบบฯ		7.5%	9.4%	10.4%	12.26	10.30	9.63	10,529.70	83,649.62	228,137.27	1.04	1.23	1.33	0 / 20 .	5 / 15.	20 / 0.
ค่าเฉลี่ยทั้งภูมิภาค		9.1%			10.73			107,438.86			1.20			25 / 35 (ผ่าน 42%)		

ตารางที่ ผ.3 ข้อมูลผลการคำนวณทางการเงิน กรณี มูลค่าการลงทุนสูงกว่าราคากลาง 10%

กรณี สูงกว่า ราคากลาง 10%		ระบบ 3,000 Wp ราคา		**243,639.00**	บาท	ระบบ 5,000 Wp ราคา		**358,985.00**	บาท	ระบบ 10,000 Wp ราค		**694,430.00**	บาท			
		IRR (%)			PB (ปี)			NPV (บาท)			B/C			ผ่าน/ไม่ผ่าน เกณฑ์		
ลำดับ	**จังหวัด**	3,000 Wp	5,000 Wp	10,000 Wp	3,000 Wp	5,000 Wp	10,000 Wp	3,000 Wp	5,000 Wp	10,000 Wp	3,000 Wp	5,000 Wp	10,000 Wp	3,000 Wp	5,000 Wp	10,000 Wp
1	ชัยนาท	7.7%	9.6%	10.6%	12.02	10.17	9.44	15,737.64	95,854.47	256,157.49	1.06	1.26	1.35	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ผ่าน
2	สิงห์บุรี	7.6%	9.6%	10.6%	12.04	10.19	9.46	15,189.08	94,896.22	254,157.83	1.06	1.25	1.35	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ผ่าน
3	ลพบุรี	7.5%	9.5%	10.4%	12.16	10.19	9.56	12,446.27	90,104.99	244,159.57	1.05	1.24	1.34	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ผ่าน
4	นครสวรรค์	7.5%	9.5%	10.4%	12.16	10.30	9.56	12,446.27	90,104.99	244,159.57	1.05	1.24	1.34	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ผ่าน
5	อุทัยธานี	7.5%	9.4%	10.4%	12.23	10.30	9.61	10,937.73	87,469.81	238,660.53	1.04	1.23	1.33	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ผ่าน
6	อุตรดิตถ์	7.2%	9.2%	10.1%	12.47	10.36	9.80	5,863.55	78,606.02	220,163.75	1.02	1.21	1.30	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ผ่าน
7	พิจิตร	7.2%	9.2%	10.1%	12.48	10.56	9.81	5,589.27	78,126.90	219,163.92	1.02	1.21	1.30	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ผ่าน
8	ลำปาง	7.2%	9.2%	10.1%	12.50	10.57	9.83	5,177.85	77,408.21	217,664.18	1.02	1.21	1.30	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ผ่าน
9	พิษณุโลก	7.1%	9.1%	10.0%	12.59	10.58	9.90	3,257.89	74,054.35	210,665.40	1.01	1.20	1.29	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ผ่าน
10	แม่ฮ่องสอน	7.0%	8.9%	9.8%	12.76	10.66	10.03	- 33.47	68,304.87	198,667.49	1.00	1.18	1.27	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน
11	แพร่	7.0%	8.9%	9.8%	12.80	10.80	10.06	- 856.31	66,867.50	195,668.01	1.00	1.18	1.27	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน
12	ลำพูน	6.9%	8.8%	9.7%	12.85	10.84	10.10	- 1,816.30	65,190.57	192,168.62	0.99	1.17	1.27	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน
13	สุโขทัย	6.9%	8.8%	9.7%	12.87	10.88	10.12	- 2,364.86	64,232.32	190,168.96	0.99	1.17	1.26	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน
14	น่าน	6.9%	8.8%	9.7%	12.91	10.90	10.15	- 3,050.56	63,034.51	187,669.40	0.99	1.17	1.26	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน
15	เพชรบูรณ์	6.8%	8.7%	9.6%	12.94	10.93	10.18	- 3,736.26	61,836.70	185,169.83	0.99	1.17	1.26	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน
16	เชียงราย	6.6%	8.5%	9.4%	12.45	10.96	10.37	- 8,399.02	53,691.60	168,172.79	0.97	1.14	1.23	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน
17	เชียงใหม่	6.6%	8.4%	9.3%	12.56	11.17	10.45	- 10,318.98	50,337.74	161,174.01	0.96	1.13	1.22	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน
18	พะเยา	6.4%	8.2%	9.1%	12.77	11.44	10.62	- 14,158.90	43,630.01	147,176.44	0.94	1.12	1.20	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน
19	กำแพงเพชร	5.8%	7.5%	8.4%	14.33	11.38	10.51	- 28,284.33	18,955.15	95,685.40	0.89	1.05	1.13	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน
20	ตาก	5.7%	7.4%	8.3%	14.46	11.49	10.61	- 30,341.43	15,361.72	88,186.70	0.88	1.04	1.12	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน
ค่าเฉลี่ยตามขนาดระบบฯ		7.0%	8.9%	9.8%	12.72	10.73	10.01	- 835.74	66,903.43	195,743.00	1.00	1.18	1.27	0 / 20 .	0 / 20.	9 / 11.
ค่าเฉลี่ยทั้งภูมิภาค		8.5%			11.15			87,270.23			1.15			9 / 51 (ผ่าน 15%)		

ตารางที่ ผ.4 ข้อมูลผลการคำนวณทางการเงิน กรณี มูลค่าการลงทุนสูงกว่าราคากลาง 15%

กรณี สูงกว่า ราคากลาง 15%		ระบบ 3,000 Wp ราคา		**254,713.50** บาท			ระบบ 5,000 Wp ราคา			**375,302.50** บาท		ระบบ 10,000 Wp ราคา			**725,995.00** บาท		
ลำดับ	**จังหวัด**	IRR (%)			PB (ปี)			NPV (บาท)			B/C			ผ่าน/ไม่ผ่าน เกณฑ์		
		3,000 Wp	5,000 Wp	10,000 Wp	3,000 Wp	5,000 Wp	10,000 Wp	3,000 Wp	5,000 Wp	10,000 Wp	3,000 Wp	5,000 Wp	10,000 Wp	3,000 Wp	5,000 Wp	10,000 Wp
1	ชัยนาท	7.2%	9.1%	10.0%	12.55	10.63	9.86	4,372.19	79,108.28	223,763.21	1.02	1.20	1.30	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ผ่าน
2	สิงห์บุรี	7.2%	9.1%	10.0%	12.57	10.65	9.88	3,823.63	78,150.03	221,763.56	1.01	1.20	1.29	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ผ่าน
3	ลพบุรี	7.0%	9.0%	9.9%	12.70	10.65	9.99	1,080.83	73,358.80	211,765.30	1.00	1.19	1.28	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ผ่าน
4	นครสวรรค์	7.0%	9.0%	9.9%	12.70	10.76	9.99	1,080.83	73,358.80	211,765.30	1.00	1.19	1.28	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ผ่าน
5	อุทัยธานี	7.0%	8.9%	9.8%	12.77	10.76	10.04	- 427.72	70,723.62	206,266.26	1.00	1.18	1.27	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน
6	อุตรดิตถ์	6.8%	8.7%	9.6%	13.02	10.82	10.24	- 5,501.90	61,859.83	187,769.48	0.98	1.16	1.25	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน
7	พิจิตร	6.8%	8.6%	9.5%	13.04	11.03	10.25	- 5,776.18	61,380.71	186,769.65	0.98	1.16	1.25	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน
8	ลำปาง	6.7%	8.6%	9.5%	13.06	11.04	10.26	- 6,187.60	60,662.02	185,269.91	0.98	1.15	1.24	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน
9	พิษณุโลก	6.7%	8.5%	9.4%	13.15	11.06	10.34	- 8,107.56	57,308.16	178,271.13	0.97	1.15	1.24	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน
10	แม่ฮ่องสอน	6.5%	8.4%	9.3%	13.32	11.14	10.47	- 11,398.92	51,558.68	166,273.21	0.96	1.13	1.22	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน
11	แพร่	6.5%	8.4%	9.2%	13.36	11.28	10.51	- 12,221.76	50,121.31	163,273.74	0.95	1.13	1.22	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน
12	ลำพูน	6.5%	8.3%	9.2%	13.41	11.32	10.55	- 13,181.74	48,444.37	159,774.35	0.95	1.12	1.21	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน
13	สุโขทัย	6.4%	8.3%	9.2%	13.44	11.36	10.57	- 13,730.30	47,486.13	157,774.69	0.95	1.12	1.21	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน
14	น่าน	6.4%	8.3%	9.1%	13.48	11.39	10.60	- 14,416.00	46,288.32	155,275.13	0.95	1.12	1.20	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน
15	เพชรบูรณ์	6.4%	8.2%	9.1%	13.51	11.42	10.63	- 15,101.70	45,090.51	152,775.56	0.94	1.12	1.20	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน
16	เชียงราย	6.2%	8.0%	8.9%	13.04	11.45	10.83	- 19,764.47	36,945.41	135,778.52	0.93	1.09	1.18	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน
17	เชียงใหม่	6.1%	7.9%	8.8%	13.14	11.66	10.92	- 21,684.43	33,591.55	128,779.74	0.92	1.09	1.17	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน
18	พะเยา	5.9%	7.7%	8.6%	14.09	11.75	11.09	- 25,524.35	26,883.82	114,782.17	0.90	1.07	1.15	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน
19	กำแพงเพชร	5.3%	7.1%	7.9%	14.96	11.24	11.01	- 39,649.78	2,208.96	63,291.13	0.85	1.01	1.08	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน
20	ตาก	5.2%	7.0%	7.8%	15.10	11.94	11.12	- 41,706.88	- 1,384.47	55,792.43	0.84	1.00	1.07	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน
ค่าเฉลี่ยตามขนาดระบบฯ		6.5%	8.3%	9.2%	13.32	11.17	10.46	- 12,201.19	50,157.24	163,348.72	0.95	1.13	1.22	0 / 20 .	0 / 20.	4 / 16.
ค่าเฉลี่ยทั้งภูมิภาค		8.0%			11.65			67,101.59			1.10			4 / 56 (ผ่าน 7%)		

ตารางที่ ผ.5 ข้อมูลผลการคำนวณทางการเงิน กรณี มูลค่าการลงทุนสูงกว่าราคากลาง 20%

กรณี ต่ำกว่า ราคากลาง 20%		ระบบ 3,000 Wp ราคา		**265,788.00** บาท			ระบบ 5,000 Wp ราคา		**391,620.00** บาท		ระบบ 10,000 Wp ราคา		**757,560.00** บาท		
		IRR (%)			PB (ปี)			NPV (บาท)			B/C			ผ่าน/ไม่ผ่าน เกณฑ์		
ลำดับ	**จังหวัด**	3,000 Wp	5,000 Wp	10,000 Wp	3,000 Wp	5,000 Wp	10,000 Wp	3,000 Wp	5,000 Wp	10,000 Wp	3,000 Wp	5,000 Wp	10,000 Wp	3,000 Wp	5,000 Wp	10,000 Wp
1	ชัยนาท	6.7%	8.6%	9.5%	13.08	11.08	10.28	- 6,993.26	62,362.09	191,368.94	0.97	1.15	1.24	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน
2	สิงห์บุรี	6.7%	8.6%	9.5%	13.11	11.10	10.31	- 7,541.82	61,403.84	189,369.29	0.97	1.15	1.24	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน
3	ลพบุรี	6.6%	8.5%	9.4%	13.24	11.21	10.41	- 10,284.62	56,612.61	179,371.03	0.96	1.14	1.23	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน
4	นครสวรรค์	6.6%	8.5%	9.4%	13.24	11.21	10.41	- 10,284.62	56,612.61	179,371.03	0.96	1.14	1.23	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน
5	อุทัยธานี	6.5%	8.4%	9.3%	13.31	11.28	10.47	- 11,793.16	53,977.43	173,871.99	0.96	1.13	1.22	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน
6	อุตรดิตถ์	6.3%	8.2%	9.1%	13.57	11.28	10.67	- 16,867.35	45,113.64	155,375.20	0.94	1.11	1.20	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน
7	พิจิตร	6.3%	8.2%	9.0%	13.58	11.50	10.68	- 17,141.63	44,634.52	154,375.38	0.94	1.11	1.20	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน
8	ลำปาง	6.3%	8.1%	9.0%	13.61	11.51	10.70	- 17,553.05	43,915.83	152,875.64	0.94	1.11	1.19	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน
9	พิษณุโลก	6.2%	8.1%	8.9%	13.71	11.53	10.78	- 19,473.01	40,561.97	145,876.86	0.93	1.10	1.18	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน
10	แม่ฮ่องสอน	6.1%	7.9%	8.8%	13.88	11.61	10.92	- 22,764.37	34,812.49	133,878.94	0.92	1.09	1.17	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน
11	แพร่	6.1%	7.9%	8.7%	13.93	11.76	10.96	- 23,587.21	33,375.11	130,879.46	0.91	1.08	1.17	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน
12	ลำพูน	6.0%	7.8%	8.7%	13.98	11.80	11.00	- 24,547.19	31,698.18	127,380.07	0.91	1.08	1.16	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน
13	สุโขทัย	6.0%	7.8%	8.7%	14.01	11.84	11.02	- 25,095.75	30,739.94	125,380.42	0.91	1.08	1.16	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน
14	น่าน	6.0%	7.8%	8.6%	14.05	11.87	11.05	- 25,781.45	29,542.13	122,880.86	0.91	1.07	1.16	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน
15	เพชรบูรณ์	5.9%	7.7%	8.6%	14.09	11.90	11.08	- 26,467.15	28,344.32	120,381.29	0.90	1.07	1.15	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน
16	เชียงราย	5.7%	7.5%	8.4%	14.35	12.16	11.29	- 31,129.92	20,199.22	103,384.25	0.89	1.05	1.13	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน
17	เชียงใหม่	5.7%	7.4%	8.3%	14.46	12.25	11.38	- 33,049.88	16,845.35	96,385.46	0.88	1.04	1.12	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน
18	พะเยา	5.5%	7.3%	8.1%	14.69	12.45	11.56	- 36,889.80	10,137.62	82,387.90	0.87	1.02	1.10	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน
19	กำแพงเพชร	4.9%	6.6%	7.4%	15.59	12.49	11.53	- 51,015.23	- 14,537.24	30,896.86	0.82	0.96	1.04	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน
20	ตาก	4.8%	6.5%	7.3%	15.73	12.61	11.64	- 53,072.33	- 18,130.66	23,398.16	0.81	0.96	1.03	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน	ไม่ผ่าน
ค่าเฉลี่ยตามขนาดระบบฯ		6.1%	7.9%	8.7%	13.96	11.72	10.91	- 23,566.64	33,411.05	130,954.45	0.92	1.08	1.17	0 / 20 .	0 / 20.	0 / 20.
ค่าเฉลี่ยทั้งภูมิภาค		7.5%			12.20			46,932.95			1.05			0 / 60 (ผ่าน 0%)		

ตารางที่ ผ.6 ข้อมูลผลการคำนวณทางการเงิน กรณี มูลค่าการลงทุนต่ำกว่าราคากลาง 5%

กรณี ต่ำกว่า ราคากลาง 5%		ระบบ 3,000 Wp ราคา		**210,415.50**	บาท	ระบบ 5,000 Wp ราคา		**310,032.50**	บาท	ระบบ 10,000 Wp ราคา		**599,735.00**	บาท		
		IRR (%)			PB (ปี)			NPV (บาท)			B/C			ผ่าน/ไม่ผ่าน เกณฑ์		
ลำดับ	**จังหวัด**	3,000 Wp	5,000 Wp	10,000 Wp	3,000 Wp	5,000 Wp	10,000 Wp	3,000 Wp	5,000 Wp	10,000 Wp	3,000 Wp	5,000 Wp	10,000 Wp	3,000 Wp	5,000 Wp	10,000 Wp
1	ชัยนาท	9.4%	11.5%	12.6%	10.41	8.81	8.17	49,833.98	146,093.04	353,340.30	1.23	1.45	1.56	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
2	สิงห์บุรี	9.3%	11.5%	12.5%	10.43	8.83	8.19	49,285.42	145,134.80	351,340.65	1.22	1.45	1.56	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
3	ลพบุรี	9.2%	11.4%	12.4%	10.54	8.92	8.27	46,542.62	140,343.56	341,342.39	1.21	1.43	1.55	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
4	นครสวรรค์	9.2%	11.4%	12.4%	10.54	8.92	8.27	46,542.62	140,343.56	341,342.39	1.21	1.43	1.55	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
5	อุทัยธานี	9.1%	11.3%	12.3%	10.60	8.97	8.32	45,034.08	137,708.38	335,843.35	1.21	1.43	1.54	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
6	อุตรดิตถ์	8.9%	11.0%	12.0%	10.80	9.14	8.48	39,959.89	128,844.60	317,346.56	1.18	1.40	1.51	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
7	พิจิตร	8.9%	11.0%	12.0%	10.82	9.15	8.49	39,685.61	128,365.47	316,346.74	1.18	1.40	1.51	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
8	ลำปาง	8.9%	11.0%	12.0%	10.83	9.17	8.51	39,274.19	127,646.79	314,847.00	1.18	1.39	1.50	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
9	พิษณุโลก	8.8%	10.9%	11.9%	10.91	9.23	8.57	37,354.23	124,292.92	307,848.22	1.17	1.38	1.49	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
10	แม่ฮ่องสอน	8.6%	10.7%	11.7%	11.06	9.35	8.68	34,062.87	118,543.44	295,850.30	1.16	1.37	1.47	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
11	แพร่	8.6%	10.7%	11.7%	11.09	9.38	8.71	33,240.03	117,106.07	292,850.82	1.15	1.36	1.47	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
12	ลำพูน	8.5%	10.6%	11.6%	11.13	9.42	8.74	32,280.05	115,429.14	289,351.43	1.15	1.36	1.46	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
13	สุโขทัย	8.5%	10.6%	11.6%	11.16	9.44	8.76	31,731.49	114,470.89	287,351.78	1.14	1.35	1.46	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
14	น่าน	8.5%	10.6%	11.6%	11.19	9.46	8.79	31,045.79	113,273.08	284,852.22	1.14	1.35	1.46	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
15	เพชรบูรณ์	8.5%	10.5%	11.5%	11.22	9.49	8.81	30,360.09	112,075.28	282,352.65	1.14	1.35	1.45	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
16	เชียงราย	8.2%	10.3%	11.3%	11.43	9.67	8.98	25,697.32	103,930.18	265,355.61	1.12	1.32	1.42	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
17	เชียงใหม่	8.1%	10.2%	11.2%	11.52	9.75	9.05	23,777.36	100,576.31	258,356.82	1.11	1.31	1.41	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
18	พะเยา	8.0%	10.0%	10.9%	11.70	9.90	9.19	19,937.44	93,868.58	244,359.26	1.09	1.29	1.39	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
19	กำแพงเพชร	7.3%	9.2%	10.2%	12.43	9.73	9.77	5,812.01	69,193.72	192,868.22	1.03	1.21	1.31	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
20	ตาก	7.2%	9.1%	10.0%	12.54	9.83	9.86	3,754.91	65,600.29	185,369.52	1.02	1.20	1.30	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
ค่าเฉลี่ยตามขนาดระบบฯ		8.6%	10.7%	11.7%	11.12	9.33	8.73	33,260.60	117,142.01	292,925.81	1.15	1.36	1.47	0 / 20 .	20 / 0.	20 / 0.
ค่าเฉลี่ยทั้งภูมิภาค		10.3%			9.73			147,776.14			1.33			40 / 20 (ผ่าน 67%)		

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

ตารางที่ ผ.7 ข้อมูลผลการคำนวณทางการเงิน กรณี มูลค่าการลงทุนต่ำกว่าราคากลาง 10%

กรณี ต่ำกว่า ราคากลาง 10%		ระบบ 3,000 Wp ราคา			**199,341.00** บาท			ระบบ 5,000 Wp ราคา			**293,715.00** บาท			ระบบ 10,000 Wp ราคา			**568,170.00** บาท		
		IRR (%)			PB (ปี)			NPV (บาท)			B/C			ผ่าน/ไม่ผ่าน เกณฑ์					
ลำดับ	**จังหวัด**	3,000 Wp	5,000 Wp	10,000 Wp	3,000 Wp	5,000 Wp	10,000 Wp	3,000 Wp	5,000 Wp	10,000 Wp	3,000 Wp	5,000 Wp	10,000 Wp	3,000 Wp	5,000 Wp	10,000 Wp			
1	ชัยนาท	10.0%	12.3%	13.3%	9.87	8.35	7.75	61,199.43	162,839.24	385,734.57	1.29	1.53	1.65	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน			
2	สิงห์บุรี	10.0%	12.2%	13.3%	9.89	8.37	7.76	60,650.87	161,880.99	383,734.92	1.29	1.53	1.65	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน			
3	ลพบุรี	9.9%	12.1%	13.2%	10.00	8.45	7.84	57,908.07	157,089.75	373,736.66	1.28	1.51	1.63	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน			
4	นครสวรรค์	9.9%	12.1%	13.2%	10.00	8.45	7.84	57,908.07	157,089.75	373,736.66	1.28	1.51	1.63	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน			
5	อุทัยธานี	9.8%	12.0%	13.1%	10.05	8.50	7.89	56,399.52	154,454.57	368,237.62	1.27	1.50	1.62	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน			
6	อุตรดิตถ์	9.6%	11.7%	12.8%	10.25	8.67	8.04	51,325.34	145,590.79	349,740.84	1.25	1.48	1.59	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน			
7	พิจิตร	9.5%	11.7%	12.8%	10.26	8.68	8.05	51,051.06	145,111.67	348,741.01	1.25	1.47	1.59	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน			
8	ลำปาง	9.5%	11.7%	12.8%	10.27	8.69	8.07	50,639.64	144,392.98	347,241.27	1.24	1.47	1.59	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน			
9	พิษณุโลก	9.4%	11.6%	12.6%	10.35	8.75	8.13	48,719.68	141,039.12	340,242.49	1.23	1.46	1.57	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน			
10	แม่ฮ่องสอน	9.3%	11.4%	12.5%	10.48	8.87	8.23	45,428.32	135,289.63	328,244.57	1.22	1.44	1.55	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน			
11	แพร่	9.2%	11.4%	12.4%	10.52	8.90	8.26	44,605.48	133,852.26	325,245.10	1.21	1.44	1.55	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน			
12	ลำพูน	9.2%	11.3%	12.4%	10.56	8.93	8.29	43,645.50	132,175.33	321,745.70	1.21	1.43	1.54	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน			
13	สุโขทัย	9.2%	11.3%	12.3%	10.58	8.95	8.31	43,096.94	131,217.08	319,746.05	1.21	1.43	1.54	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน			
14	น่าน	9.1%	11.3%	12.3%	10.61	8.98	8.33	42,411.24	130,019.28	317,246.49	1.20	1.42	1.54	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน			
15	เพชรบูรณ์	9.1%	11.2%	12.3%	10.64	9.00	8.35	41,725.54	128,821.47	314,746.92	1.20	1.42	1.53	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน			
16	เชียงราย	8.9%	11.0%	12.0%	10.84	9.17	8.51	37,062.77	120,676.37	297,749.88	1.18	1.39	1.50	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน			
17	เชียงใหม่	8.8%	10.9%	11.9%	10.93	9.24	8.58	35,142.81	117,322.50	290,751.10	1.17	1.38	1.49	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน			
18	พะเยา	8.6%	10.7%	11.7%	11.10	9.39	8.72	31,302.89	110,614.77	276,753.53	1.15	1.36	1.47	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน			
19	กำแพงเพชร	7.9%	9.9%	10.8%	11.79	9.98	9.26	17,177.46	85,939.91	225,262.49	1.08	1.28	1.38	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน			
20	ตาก	7.8%	9.8%	10.7%	11.90	10.00	9.35	15,120.36	82,346.49	217,763.79	1.07	1.27	1.37	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน			
ค่าเฉลี่ยตามขนาดระบบฯ		9.2%	11.4%	12.4%	10.54	8.92	8.28	44,626.05	133,888.20	325,320.08	1.21	1.44	1.55	4 / 16 .	20 / 0.	20 / 0.			
ค่าเฉลี่ยทั้งภูมิภาค		11.0%			9.25			167,944.78			1.40			44 / 16 (ผ่าน 73%)					

ตารางที่ ผ.8 ข้อมูลผลการคำนวณทางการเงิน กรณี มูลค่าการลงทุนต่ำกว่าราคากลาง 15%

กรณี ต่ำกว่า ราคากลาง 15%		ระบบ 3,000 Wp ราคา			**188,266.50** บาท			ระบบ 5,000 Wp ราคา			**277,397.50** บาท			ระบบ 10,000 Wp ราคา			**536,605.00** บาท		
		IRR (%)			PB (ปี)			NPV (บาท)			B/C			ผ่าน/ไม่ผ่าน เกณฑ์					
ลำดับ	**จังหวัด**	3,000 Wp	5,000 Wp	10,000 Wp	3,000 Wp	5,000 Wp	10,000 Wp	3,000 Wp	5,000 Wp	10,000 Wp	3,000 Wp	5,000 Wp	10,000 Wp	3,000 Wp	5,000 Wp	10,000 Wp			
1	ชัยนาท	10.7%	13.1%	14.2%	9.33	7.89	7.32	72,564.88	179,585.43	418,128.85	1.37	1.62	1.75	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน			
2	สิงห์บุรี	10.7%	13.0%	14.2%	9.35	7.91	7.34	72,016.32	178,627.18	416,129.19	1.37	1.62	1.74	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน			
3	ลพบุรี	10.6%	12.9%	14.0%	9.45	7.99	7.41	69,273.51	173,835.95	406,130.93	1.35	1.60	1.73	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน			
4	นครสวรรค์	10.6%	12.9%	14.0%	9.45	7.99	7.41	69,273.51	173,835.95	406,130.93	1.35	1.60	1.73	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน			
5	อุทัยธานี	10.5%	12.8%	13.9%	9.50	8.04	7.45	67,764.97	171,200.77	400,631.89	1.34	1.59	1.72	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน			
6	อุตรดิตถ์	10.3%	12.5%	13.6%	9.69	8.19	7.60	62,690.79	162,336.98	382,135.11	1.32	1.56	1.68	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน			
7	พิจิตร	10.2%	12.5%	13.6%	9.70	8.20	7.61	62,416.51	161,857.86	381,135.28	1.32	1.56	1.68	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน			
8	ลำปาง	10.2%	12.5%	13.6%	9.71	8.21	7.62	62,005.09	161,139.17	379,635.54	1.32	1.56	1.68	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน			
9	พิษณุโลก	10.1%	12.4%	13.5%	9.79	8.28	7.68	60,085.13	157,785.31	372,636.76	1.31	1.55	1.67	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน			
10	แม่ฮ่องสอน	10.0%	12.2%	13.3%	9.91	8.38	7.78	56,793.77	152,035.83	360,638.85	1.29	1.53	1.64	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน			
11	แพร่	9.9%	12.2%	13.2%	9.95	8.41	7.80	55,970.92	150,598.45	357,639.37	1.28	1.52	1.64	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน			
12	ลำพูน	9.9%	12.1%	13.2%	9.98	8.44	7.83	55,010.94	148,921.52	354,139.98	1.28	1.51	1.63	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน			
13	สุโขทัย	9.9%	12.1%	13.1%	10.01	8.46	7.85	54,462.38	147,963.28	352,140.32	1.28	1.51	1.63	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน			
14	น่าน	9.8%	12.0%	13.1%	10.03	8.48	7.87	53,776.68	146,765.47	349,640.76	1.27	1.51	1.62	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน			
15	เพชรบูรณ์	9.8%	12.0%	13.1%	10.06	8.51	7.89	53,090.98	145,567.66	347,141.19	1.27	1.50	1.62	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน			
16	เชียงราย	9.5%	11.7%	12.8%	10.25	8.67	8.05	48,428.22	137,422.56	330,144.15	1.25	1.47	1.59	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน			
17	เชียงใหม่	9.5%	11.6%	12.7%	10.33	8.74	8.11	46,508.26	134,068.69	323,145.37	1.24	1.46	1.58	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน			
18	พะเยา	9.3%	11.4%	12.5%	10.49	8.88	8.24	42,668.34	127,360.96	309,147.80	1.22	1.44	1.55	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน			
19	กำแพงเพชร	8.5%	10.6%	11.6%	11.15	9.43	8.76	28,542.91	102,686.10	257,656.76	1.15	1.35	1.46	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน			
20	ตาก	8.4%	10.5%	11.5%	11.25	9.52	8.84	26,485.81	99,092.68	250,158.06	1.13	1.34	1.45	ไม่ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน			
ค่าเฉลี่ยตามขนาดระบบฯ		9.9%	12.2%	13.2%	9.97	8.43	7.82	55,991.50	150,634.39	357,714.36	1.29	1.52	1.64	12 / 8 .	20 / 0.	20 / 0.			
ค่าเฉลี่ยทั้งภูมิภาค		11.8%			8.74			188,113.41			1.48			52 / 8 (ผ่าน 87%)					

ตารางที่ ผ.9 ข้อมูลผลการคำนวณทางการเงิน กรณี มูลค่าการลงทุนต่ำกว่าราคากลาง 20%

กรณี ต่ำกว่า ราคากลาง 20%		ระบบ 3,000 Wp ราคา		**177,192.00**	บาท		ระบบ 5,000 Wp ราคา	**261,080.00**		บาท	ระบบ 10,000 Wp ราคา		**505,040.00**	บาท		
		IRR (%)			PB (ปี)			NPV (บาท)			B/C			ผ่าน/ไม่ผ่าน เกณฑ์		
ลำดับ	**จังหวัด**	3,000 Wp	5,000 Wp	10,000 Wp	3,000 Wp	5,000 Wp	10,000 Wp	3,000 Wp	5,000 Wp	10,000 Wp	3,000 Wp	5,000 Wp	10,000 Wp	3,000 Wp	5,000 Wp	10,000 Wp
1	ชัยนาท	11.5%	14.0%	15.2%	8.79	7.43	6.90	83,930.32	196,331.62	450,523.12	1.45	1.72	1.85	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
2	สิงห์บุรี	11.5%	13.9%	15.1%	8.81	7.45	6.91	83,381.76	195,373.37	448,523.47	1.45	1.72	1.85	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
3	ลพบุรี	11.4%	13.8%	15.0%	8.90	7.52	6.98	80,638.96	190,582.14	438,525.20	1.44	1.70	1.83	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
4	นครสวรรค์	11.4%	13.8%	15.0%	8.90	7.52	6.98	80,638.96	190,582.14	438,525.20	1.44	1.70	1.83	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
5	อุทัยธานี	11.3%	13.7%	14.9%	8.95	7.57	7.02	79,130.42	187,946.96	433,026.16	1.43	1.69	1.82	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
6	อุตรดิตถ์	11.0%	13.4%	14.6%	9.13	7.72	7.16	74,056.24	179,083.17	414,529.38	1.40	1.66	1.79	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
7	พิจิตร	11.0%	13.4%	14.5%	9.14	7.72	7.17	73,781.96	178,604.05	413,529.55	1.40	1.66	1.78	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
8	ลำปาง	11.0%	13.4%	14.5%	9.15	7.74	7.18	73,370.54	177,885.36	412,029.81	1.40	1.65	1.78	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
9	พิษณุโลก	10.9%	13.3%	14.4%	9.22	7.79	7.23	71,450.58	174,531.50	405,031.03	1.39	1.64	1.77	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
10	แม่ฮ่องสอน	10.7%	13.1%	14.2%	9.34	7.90	7.33	68,159.21	168,782.02	393,033.12	1.37	1.62	1.75	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
11	แพร่	10.7%	13.0%	14.1%	9.37	7.92	7.35	67,336.37	167,344.65	390,033.64	1.36	1.61	1.74	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
12	ลำพูน	10.6%	13.0%	14.1%	9.40	7.95	7.38	66,376.39	165,667.71	386,534.25	1.36	1.61	1.73	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
13	สุโขทัย	10.6%	12.9%	14.1%	9.42	7.97	7.39	65,827.83	164,709.47	384,534.60	1.36	1.60	1.73	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
14	น่าน	10.6%	12.9%	14.0%	9.45	7.99	7.41	65,142.13	163,511.66	382,035.03	1.35	1.60	1.72	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
15	เพชรบูรณ์	10.5%	12.8%	14.0%	9.48	8.02	7.43	64,456.43	162,313.85	379,535.47	1.35	1.60	1.72	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
16	เชียงราย	10.3%	12.6%	13.7%	9.66	8.17	7.58	59,793.67	154,168.75	362,538.42	1.32	1.57	1.69	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
17	เชียงใหม่	10.2%	12.5%	13.6%	9.73	8.23	7.64	57,873.71	150,814.89	355,539.64	1.31	1.55	1.67	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
18	พะเยา	10.0%	12.2%	13.3%	9.89	8.36	7.76	54,033.78	144,107.16	341,542.08	1.29	1.53	1.65	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
19	กำแพงเพชร	9.2%	11.4%	12.4%	9.71	8.89	8.25	39,908.36	119,432.30	290,051.03	1.22	1.44	1.55	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
20	ตาก	9.1%	11.3%	12.3%	9.81	8.97	8.32	37,851.25	115,838.87	282,552.34	1.20	1.43	1.54	ผ่าน	ผ่าน	ผ่าน
ค่าเฉลี่ยตามขนาดระบบฯ		10.7%	13.0%	14.1%	9.31	7.94	7.37	67,356.94	167,380.58	390,108.63	1.36	1.61	1.74	20 / 0 .	20 / 0.	20 / 0.
ค่าเฉลี่ยทั้งภูมิภาค		12.6%			8.21			208,282.05			1.57			60 / 0 (ผ่าน 100%)		

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

ประวัติผู้เขียน

ชื่อ-นามสกุล นายสุริยนต์ ชมดี

วัน เดือน ปีเกิด 25 สิงหาคม 2521

ประวัติการศึกษา

ปี 2542 B.Eng (วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต : ไฟฟ้ากำลัง และไฟฟ้าสื่อสาร), มหาวิทยาลัยรังสิต

ปี 2544 M.Eng (วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต : พลังงาน), มหาวิทยาลัยเชียงใหม่

ปี 2549 Ph.D. (วิศวกรรมศาสตรดุษฎีบัณฑิต : เครื่องกล), มหาวิทยาลัยเชียงใหม่

ตำแหน่งปัจจุบัน ประธานเจ้าหน้าที่บริหาร กลุ่มบริษัท ทีซัส

- Head Office:TSUS Building 130/10 M.1 T.Changphuak,A.Muang, Chiang Mai,Thailand
- Bangkok Office: Ideo Q Building 138/65 Phayathai Rd.,Rattawee, Bangkok,Thailand

ประวัติการรับราชการ

กองทัพอากาศ : กองพลบินที่ 3 กองบิน 41 จังหวัดเชียงใหม่ 2548-2549

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved

สมาชิกในสมาคมวิชาชีพ : ภาคีวิศวกร สาขาวิศวกรรมไฟฟ้ากำลัง สภาวิศวกร

: ภาคีวิศวกร สาขาวิศวกรรมไฟฟ้าสื่อสาร สภาวิศวกร

ทุนการศึกษาที่ได้รับ

1. ทุนอุดหนุนการศึกษาเพื่อวิจัยทางด้านพลังงาน กองทุนเชลล์ 100 ปี ในปี 2543

2. ทุนอุดหนุนการศึกษาเพื่อวิจัยทางด้านพลังงาน สำนักนโยบายและแผนพลังงาน ในปี 2543

3. ทุนอุดหนุนการศึกษาในระดับปริญญาเอก ทุนกาญจนาภิเษก ในปี 2544

ลิขสิทธิ์มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
Copyright© by Chiang Mai University
All rights reserved