An Assessment of Financial Worthiness for Solar Cell Rooftop: The Case Study of Sawn Timber Hevea Wood Factory in Trang Province

Rachan Chuchart*
Dalina Amonhaemanon**

Received: November 28, 2018 / Submitted: October 3, 2019

Abstract

This paper aimed to study the cost and benefits, and to analyze the capital budgeting, of a solar rooftop installation project at One Sawn Timber Hevea Wood Factory in Trang Province. The analysis criteria included the Net Present Value (NPV), the Benefit and Cost Ratio, the Internal Rate of Return (IRR) and the Discounted Payback Period; including with the Unit Cost per Watt and the Cost of Product. The scope of the analysis covered direct effect, direct effect plus indirect effect on tax, and direct effect plus indirect effect on peak demand value. The result of the study showed that a large factory has comparative advantages on Unit Cost per Watt and Cost of Product thanks to the economies of scale; the higher the power generating capacity, and the lower cost per unit. The costs were 2.32, 2.69, and 3.08 baht per unit for power generating capacity more than 100 kW, 51-100 kW, and 11-50 kW, respectively. These cost values were all below that of the peak demand value of 4.21 baht per unit. As for the project's payback period, the fastest was 5.59 years with the power generating capacity more than 100 kW. In addition, when analyzing the capital budgeting by applying the Net Present Value, the Benefit and Cost Ratio, the Internal Rate of Return, and the Discount Pay Back Period, the result revealed that the installation of the solar power system for the Sawn Timber Hevea Wood Factory in Trang Province was worthwhile. We also examined the sensitivity in 4 cases; loan rates increases, inverter reduced lifespan, solar cells increased deterioration values, and seasonal reduction of electricity production. Our findings could be very supportive in case the government wishes to bring this study's results to create campaigns encouraging the factories to utilize alternative energy such as solar power in the future.

Keywords: Capital Budgeting; Net Present Value; Benefit and Cost Ratio; Internal Rate of Return; Discount Pay Back Period; Solar Cell System Project; Sawn Timber Hevea Wood Factory

* President of King Business Co., Ltd.
** Lecturer at Faculty of Commerce and Management, Prince of Songkla University, Trang Campus.

ISSN 1905-6826
Journal Homepage : http://mba.nida.ac.th

การประเมินความคุ้มค่าทางการเงินของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ กรณีศึกษาโรงงานผลิตไม้ยางพาราแปรรูปในจังหวัดตรัง

ราชันย์ ชูชาติ*
ดลินา อมรเหมานนท์**

บทคัดย่อ

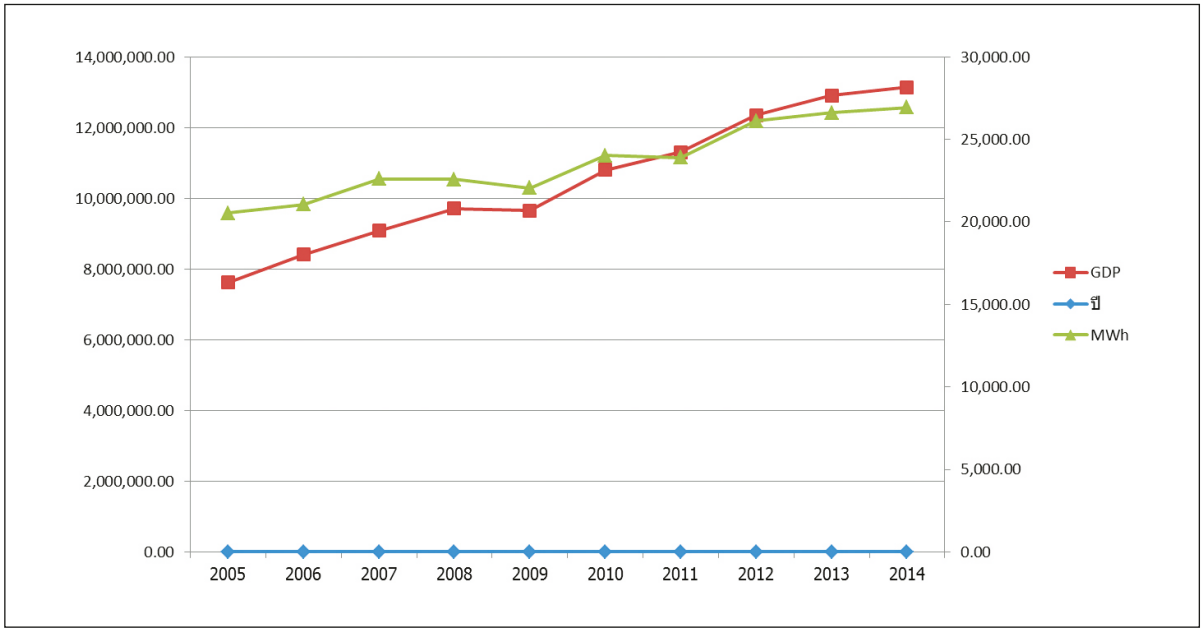
งานวิจัยชิ้นนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อวิเคราะห์หาความคุ้มค่าทางการเงินของการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาอาคารของโรงงานผลิตไม้ยางพาราแปรรูปในจังหวัดตรัง โดยพิจารณาจากมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV) อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Benefit and Cost Ratio) อัตราผลตอบแทนจากการลงทุน (Internal Rate of Return: IRR) และระยะเวลาคืนทุน (Payback Period) ทั้งจากกรณี 1) ผลทางตรง 2) ผลทางตรงบวกผลทางอ้อมด้านภาษี และ 3) ผลทางตรงบวกผลทางอ้อมด้านค่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุด ผลการศึกษาที่ได้พบว่า โรงงานขนาดใหญ่มีความได้เปรียบด้านต้นทุนระบบต่อขนาดกำลังผลิตติดตั้ง และด้านต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย เนื่องจากการประหยัดต่อขนาด (Economies of Scale) นั่นคือขนาดกำลังผลิตยิ่งสูง ต้นทุนต่อหน่วยยิ่งต่ำ คือมีต้นทุนเท่ากับ 2.32, 2.69 และ 3.08 บาท สำหรับขนาดกำลังการผลิตที่มากกว่า 100 kW, 51-100 kW, 11-50 kW ตามลำดับ ซึ่งต่ำกว่าค่าไฟฟ้าในช่วง Peak ซึ่งอยู่ที่ 4.21 บาทต่อหน่วย นอกจากนี้ยังพบว่าการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จะมีระยะคืนทุนเร็วสุดที่ 5.59 ปี ที่ขนาดกำลังที่มากกว่า 100 kW อีกทั้งเมื่อวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางการเงินโดยใช้มูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ รวมไปถึงระยะคืนทุนแบบคิดลดกระแสเงินสด รวมถึงการวิเคราะห์ความอ่อนไหวในกรณีต่างๆ ไม่ว่าจะเป็นเมื่อดอกเบี้ยเงินกู้ที่ใช้คิดลดมีอัตราเพิ่มขึ้น เครื่อง Inverter มีอายุการใช้งานลดลง แผงโซลาร์ในจังหวัดตรัง มีความคุ้มค่าในการลงทุน ซึ่งนับเป็นสัญญาณที่ดีที่ภาครัฐจะสามารถนำผลการศึกษาที่ได้ใช้ในการรณรงค์ให้โรงงานอุตสาหกรรมหันมาใช้พลังงานทางเลือก อย่างเช่น การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์เพิ่มมากขึ้นในอนาคต

คำสำคัญ: ความคุ้มค่าทางการเงิน มูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน อัตราผลตอบแทนภายใน ระยะเวลาคืนทุนแบบคิดลด ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ โรงงานผลิตไม้ยางพาราแปรรูป

* ผู้จัดการใหญ่ บริษัท คิงบิซิเนส จำกัด
** อาจารย์ประจำคณะพาณิชยศาสตร์และการจัดการ มหาวิทยาลัยสงขลานครินทร์ วิทยาเขตตรัง

1. บทนำ (Introduction)

พลังงานไฟฟ้าเป็นหนึ่งตัวแปรสำคัญสำหรับการพัฒนาเศรษฐกิจของประเทศให้เจริญรุดหน้า แต่ละประเทศจึงต้องสร้างความมั่นคงทางพลังงานไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการใช้ และก้าวทันกับการเติบโตรุดหน้าของเทคโนโลยี ในประเทศไทยพบว่าตลอด 10 ปีที่ผ่านมาปริมาณการใช้ไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง สอดคล้องกับการขยายตัวทางเศรษฐกิจ จากตัวเลขมูลค่าผลิตภัณฑ์มวลรวมภายในประเทศ (GDP) เปรียบเทียบกับปริมาณการใช้ไฟฟ้า พบว่าปริมาณการใช้ไฟฟ้าในประเทศไทยเพิ่มขึ้นเฉลี่ยปีละ 4-5% และในปี พ.ศ. 2557 ประเทศไทยมีปริมาณการใช้ไฟฟ้าอยู่ที่ 20,537.50 เมกะวัตต์ชั่วโมง สูงเป็นอันดับที่ 24 ของโลก (พิจารณารูปที่ 1 ประกอบ)



ที่มา: สคช. และสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

รูปที่ 1 แสดง GDP ของไทยต่อการใช้ไฟฟ้าของไทยในช่วงปี ค.ศ. 2002-ค.ศ. 2014

รัฐบาลมีความจำเป็นต้องรักษาเสถียรภาพทางพลังงานไฟฟ้า คือต้องกำหนดให้มีการบริหารจัดการพลังงานไฟฟ้าให้เป็นไปตามความต้องการใช้ไฟฟ้าในอนาคต (ธนาพล ตันติสัตยกุล และคณะ, 2560) จึงได้มีการจัดทำแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า โดยมีการคาดการณ์ว่าความต้องการพลังงานไฟฟ้ารวมสุทธิในช่วงปี พ.ศ. 2557-พ.ศ. 2578 จะมีอัตราการเติบโตเฉลี่ยอยู่ที่ 2.67% ต่อปี (กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, 2561) แต่ในความเป็นจริงกลับพบว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าในภาคใต้เพิ่มขึ้นเฉลี่ยปีละ 3% ซึ่งสูงกว่าค่าเฉลี่ยของทั้งประเทศ ทำให้ภาคใต้ของไทยเป็นพื้นที่เสี่ยงที่จะเกิดไฟฟ้าดับเป็นบริเวณกว้าง จากสภาพปัญหาดังกล่าวรัฐบาลจึงมีแนวคิดการจัดตั้งโรงไฟฟ้าขึ้น กล่าวคือมีแผนจัดตั้งโรงไฟฟ้าถ่านหินกระบี่ (ปี พ.ศ. 2562) โรงไฟฟ้าถ่านหินเทพา เครื่องที่ 1 และ 2 (ปี พ.ศ. 2564, พ.ศ. 2567) แต่เนื่องจากการคัดค้านของประชาชนและองค์กรต่างๆ เกี่ยวกับปัญหามลพิษ รวมถึงการที่ต้องพึ่งพิงปัจจัยการผลิตจากต่างชาติ เนื่องจากต้องมีการนำเข้าถ่านหินจากต่างประเทศ ซึ่งอาจเป็นผลให้เกิดความผันผวนด้านราคาวัตถุดิบ อันจะส่งผลต่อราคาพลังงานไฟฟ้าในที่สุด

งานวิจัยชิ้นนี้มีวัตถุประสงค์ที่จะศึกษาต้นทุนและผลตอบแทนในโครงการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ เนื่องจากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์นับเป็นแหล่งพลังงานทางเลือกในการผลิตพลังงานไฟฟ้าที่ไม่ทำลายสิ่งแวดล้อม ทั้งยังประหยัดพื้นที่ในการก่อสร้างและเป็นแหล่งพลังงานที่ไม่พึ่งพิงการนำเข้าเชื้อเพลิงจากต่างประเทศ โดยเหตุผลสำคัญที่เลือกศึกษาในกลุ่มโรงงานผลิตไม้ยางพาราแปรรูปในจังหวัดตรังซึ่งอยู่ในภาคใต้ของไทย เนื่องจากเมื่อพิจารณาจากหลักภูมิศาสตร์ พบว่าภาคใต้มีความเหมาะสมในการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ เนื่องจากภาคใต้มีระดับความเข้มของรังสีดวงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อปีสูงกว่าค่าเฉลี่ยของทั้งประเทศ ซึ่งอยู่ที่ 5.019 kWh/m^2/day[1] (สามารถ, 2555) และเมื่อพิจารณาถึงการขยายตัวของกลุ่มโรงงานอุตสาหกรรมต่างๆ โดยเฉพาะโรงงานอุตสาหกรรมที่เกี่ยวเนื่องกับยางพารา ซึ่งเป็นพืชเศรษฐกิจหลักของภาคใต้ พบว่ากลุ่มอุตสาหกรรมไม้ยางพารามีการขยายตัวในอัตราที่สูงอย่างก้าวกระโดด พิจารณาได้จากการส่งออกไม้ยางพาราในปี พ.ศ. 2559 เพิ่มขึ้น 43% เมื่อเทียบกับปีก่อน ทั้งนี้ต้นทุนของอุตสาหกรรมไม้ยางพาราแปรรูปคือ ราคาไม้ยางที่ผันผวนตามราคาตลาดและต้นทุนด้านพลังงานไฟฟ้า เนื่องจากในโรงงานอุตสาหกรรมไม้ยางพารามีการใช้เครื่องจักรและเตาอบความร้อนขนาดใหญ่ในการดำเนินงาน ซึ่งต้องจ่ายค่าไฟฟ้าในกิจการประเภทที่ 3 และประเภทที่ 4[2] โดยจะมีต้นทุนค่าไฟฟ้าในช่วง Peak[3] สูงถึง 4.12-4.35 บาทต่อหน่วย ดังนั้นหากโรงงานอุตสาหกรรมไม้ยางพาราสามารถลดต้นทุนการผลิตในส่วนของพลังงานไฟฟ้าลงได้ย่อมส่งผลดีต่อบริษัท การพิจารณาติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์จึงเป็นทางเลือกหนึ่งที่น่าสนใจ เพราะปัจจุบันราคาเซลล์แสงอาทิตย์ถูกลงส่วนหนึ่งเป็นผลมาจากที่ภาครัฐมีนโยบายส่งเสริมการใช้งานพลังงานแสงอาทิตย์ผลิตไฟฟ้า ในปี พ.ศ. 2551 ภาครัฐกำหนดเป้าหมายของการใช้งานพลังงานแสงอาทิตย์ในการผลิตไฟฟ้าไว้ที่ 500 MW[4] โดยตั้งเป้าหมายว่าจะเพิ่มเป็น 2,000 MW ภายในปี พ.ศ. 2564 และยังให้การสนับสนุนด้านการเงินแก่ผู้ลงทุนในรูปแบบของการให้ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder)[5] รวมถึงกำหนดอัตรา Feed in Tariff (FiT)[6] เพื่อสนับสนุนโครงการ Solar PV Rooftop สำหรับบ้านพักอาศัยที่มีขนาดต่ำกว่า 10 Kwp[7] จากที่เคยกำหนดไว้ในอัตราคงที่ 6.96 บาท/kWh เป็นระยะเวลากว่า 25 ปี ให้ปรับลดลงเป็น 6.85 บาท/kWh ในปี พ.ศ. 2557 (ปริญญาภรณ์ บุญสิริสุข, 2557) ด้วยมาตรการสนับสนุนจากภาครัฐอย่างต่อเนื่อง อีกทั้งยังมีการลงทุนในโรงงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ขนาดใหญ่ที่สุดในอาเซียนในพื้นที่จังหวัดลพบุรี ซึ่งมีกำลังผลิตไฟฟ้าได้ถึง 55 MW ผลิตไฟฟ้าให้กับบ้านเรือนกว่า 70,000 ครัวเรือน ทำให้การใช้งานพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตโดยเซลล์แสงอาทิตย์พัฒนาไปในทิศทางที่ดีขึ้น จึงเป็นไปได้ที่จะมีการนำพลังงานทางเลือกนี้แก้ปัญหาความต้องการพลังงานไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น (ธนัย โพธิสัตย์ และคณะ, 2560) โดยเฉพาะภาคอุตสาหกรรมที่เป็นผู้ใช้พลังงานขั้นสุดท้ายมากเป็นลำดับแรกของไทย หรือคิดเป็น 35.56% ของพลังงานขั้นสุดท้ายทั้งหมด (กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, 2558) ดังนั้นงานวิจัยชิ้นนี้จึงต้องการศึกษาความเป็นไปได้ทางการเงินของโครงการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาอาคารโรงงานอุตสาหกรรมไม้ยางพาราในจังหวัดตรัง เพื่อใช้ในการวิเคราะห์ศึกษาความคุ้มค่าทางการเงินของโครงการดังกล่าวเพื่อลดต้นทุนในการใช้พลังงานไฟฟ้าและแก้ปัญหาความขาดแคลนพลังงานไฟฟ้าในอนาคตของโรงงานอุตสาหกรรมไม้ยางพาราในภาคใต้ในอนาคต

---

[1] kWh/m^2/day คือ กิโลวัตต์ชั่วโมงต่อตารางเมตรต่อวัน
[2] ประเภทที่ 3 คือ กิจการขนาดกลาง ประเภทที่ 4 คือ กิจการขนาดใหญ่
[3] Peak คือ ช่วงเวลาที่กำหนดไว้เพื่อเรียกเก็บค่าไฟฟ้าในอัตราที่กำหนด โดยค่า Peak จะไม่เท่ากันเนื่องจากขึ้นอยู่กับรูปแบบการใช้ไฟฟ้าและประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า
[4] MW (เมกะวัตต์) คือ หน่วยของการผลิตไฟฟ้า มีค่าเท่ากับ 1,000,000 วัตต์
[5] Adder คือ อัตราการรับซื้อไฟฟ้าจากการผลิตไฟฟ้าตามที่ได้กำหนดไว้ เป็นเครื่องมือทางเศรษฐศาสตร์ในการส่งเสริมให้เกิดการปฏิบัติ
[6] Feed in Tariff คือ มาตรการกำหนดอัตรารับซื้อไฟฟ้าที่จูงใจผู้ผลิต
[7] Kwp คือ กิโลวัตต์สูงสุดของแผงโฟโตโวลเทอิก ณ สภาวะทดสอบมาตรฐาน

2. งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง (Literatures)

2.1 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับต้นทุนและผลตอบแทนในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

ระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีการพัฒนาอย่างต่อเนื่อง ทำให้ได้ประสิทธิภาพและมีอายุการใช้งานที่นานขึ้น โดยพบว่าเซลล์แสงอาทิตย์มีอายุการใช้งานเฉลี่ย 25 ปี อินเวอร์เตอร์มีอายุการใช้ 12 ปี (ราชันย์, 2558) สอดคล้องกับการศึกษาของ ประสาท (2558) ที่ศึกษายุทธศาสตร์พลังงาน สิทธิการใช้แสงแดดผลิตไฟฟ้าอย่างอิสระ และได้รับการคุ้มครอง พบว่าราคาแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ชนิดโลลีคริสตัลไลน์ ในประเทศอเมริกานั้น มีแนวโน้มราคาที่ลดลงถึง 24% จากปี พ.ศ. 2551-พ.ศ. 2554 อีกทั้งมีการส่งเสริมจากภาครัฐให้มีการใช้งานเซลล์แสงอาทิตย์ผ่านนโยบายรับซื้อไฟฟ้า อุดหนุนต้นทุนอุปกรณ์ และลดภาษี เพื่อสร้างแรงจูงใจในการใช้งานเซลล์แสงอาทิตย์ (สามารถ วงษ์ฤทธิ์, 2555) ส่วนการศึกษาเกี่ยวกับต้นทุนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ เช่น การศึกษาของ ธนาพล (2558) ได้แบ่งต้นทุนการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ออกเป็น 3 ส่วน คือ ต้นทุนแผงเซลล์แสงอาทิตย์ ต้นทุนอินเวอร์เตอร์ และต้นทุนประกอบอื่นๆ ในขณะที่การศึกษาของ ราชันย์ (2558) มีการแบ่งต้นทุนออกเป็น ต้นทุนเริ่มแรก และต้นทุนในการบำรุงรักษา เท่านั้น ในส่วนของขนาดกำลังการผลิตนั้น ส่วนใหญ่จะศึกษากำลังผลิตที่ต่ำกว่าหน่วยเมกะวัตต์ เช่น งานวิจัยของ อนัน (2551) ได้ศึกษากำลังผลิตขนาด 3.5 กิโลวัตต์ในครอบครัว และขนาด 187.5 กิโลวัตต์ในหมู่บ้าน งานวิจัยของ ธนาพล (2558) ได้ศึกษากำลังผลิตขนาดไม่เกิน 10 กิโลวัตต์สำหรับครัวเรือน เช่นเดียวกันกับการศึกษาของ จุฬารัตน์ (2558) ที่ทำการศึกษาความเป็นไปได้ทางการเงินของโครงการผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนหลังคาในครัวเรือนในพื้นที่อำเภอแม่สะเรียง จังหวัดแม่ฮ่องสอน นอกจากนี้ยังมีการศึกษาของ วิวัฒน์ ชโนวิทย์ (2557) ที่เลือกศึกษาหลังคาที่พักอาศัยเช่นกัน แต่เลือกที่จะศึกษาในหลายพื้นที่เพื่อดูความแตกต่างกัน รวมถึงการศึกษาของ ณัฐพงศ์และโสภิตสุดา (2558) ที่มีการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ โดยเลือกศึกษาเฉพาะเจาะจงไปที่อาคารในจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในขณะที่งานของ วิวัฒน์ (2556) ได้ศึกษากำลังผลิตขนาด 4 กิโลวัตต์ จากการทบทวนวรรณกรรมที่ผ่านมา จะเห็นได้ว่าการทำวิจัยเรื่องต้นทุนในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ส่วนใหญ่มุ่งศึกษาในหน่วยการผลิตขนาดเล็ก ซึ่งทำให้ได้ผลว่าไม่มีความคุ้มค่าในการลงทุนโครงการ โดยพิจารณาจากมูลค่าปัจจุบันที่ติดลบ อันเป็นผลจากต้นทุนต่อหน่วยที่สูง แต่จากหลักการทางเศรษฐศาสตร์ที่เชื่อว่าในการผลิตจำนวนมากจะทำให้ต้นทุนต่อหน่วยถูกลง ดังนั้นถ้ามีการติดตั้งขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่มีกำลังผลิตจำนวนมาก ก็จะทำให้ต้นทุนในการลงทุนต่อวัตต์ลดต่ำลงได้

2.2 การวิเคราะห์ต้นทุนและผลผลิตของโครงการ

โครงสร้างต้นทุนในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ แบ่งสัดส่วนต้นทุนของระบบเป็น 2 ส่วน คือ

2.2.1 ต้นทุนระบบต่อขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง (Unit Cost per Watt) คือ สัดส่วนที่ทำให้ทราบว่าเราได้จ่ายงบไปในการติดตั้งเป็นราคาเท่าต่อหน่วยของกำลังการผลิต ซึ่งเราสามารถมองภาพรวมได้ง่ายขึ้นและสามารถนำไปเปรียบเทียบได้สะดวกมากขึ้น เมื่อต้องการพิจารณาโครงการอื่นๆ

$$\text{UnitCost} = \frac{\sum_{t=0}^{n} \text{ICost}}{\text{InsCap}} \qquad \text{สมการที่ 1}$$

$ICost$ คือ ต้นทุนระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่คิดลดเป็นมูลค่าปัจจุบัน (บาท)
$InsCap$ คือ กำลังผลิตติดตั้ง (W)
$UnitCost$ คือ ต้นทุนระบบต่อกำลังผลิตติดตั้ง

2.2.2 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย (Cost of Product) ของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ซึ่งเป็นต้นทุนที่ประกอบด้วย ต้นทุนในการติดตั้งเริ่มต้น และค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาตลอดอายุโครงการ ส่วนผลตอบแทนจะเป็นปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ตลอดอายุโครงการ โดยในการคิดอัตราส่วนนั้นจะมีการปรับมูลค่าของเงินตามเวลาของทั้งต้นทุนและผลตอบแทนของโครงการ

$$CFP = \frac{\sum_{t=0}^{n} \frac{I_t + M_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^{n} \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$ สมการที่ 2

กำหนดให้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยของระบบเฉลี่ยตลอดอายุโครงการ 25 ปี

CFP คือ ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์

I_t คือ เงินลงทุนในระบบผลิตไฟฟ้าในปีที่ t

M_t คือ ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษา

E_t คือ ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปีในปีที่ t (kWh/ปี)

n คือ อายุโครงการทั้งหมด

r คือ อัตราคิดลด หรืออัตราดอกเบี้ยที่เหมาะสม

2.3 การวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางการเงินของโครงการ

2.3.1 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV) คือ ผลต่างของผลประโยชน์รวมและต้นทุนรวมคิดลดให้เป็นมูลค่าปัจจุบัน โดยถ้ามีค่าเป็นบวกแสดงว่าการลงทุนนั้นคุ้มค่าต่อการลงทุน แต่ถ้ามีค่าเป็นลบแสดงว่าการลงทุนนั้นไม่คุ้มต่อการลงทุน สามารถเขียนสมการได้ดังนี้

$$NPV = \sum_{t=0}^{n} \frac{B_t - C_t}{(1+r)^t}$$ สมการที่ 3

B_t คือ มูลค่ารายได้ในการผลิตไฟฟ้าในปีที่ t

C_t คือ ต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าในปีที่ t

2.3.2 อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Benefit and Cost Ratio) เป็นอัตราส่วนระหว่างมูลค่าปัจจุบันของรายได้ส่วนด้วยมูลค่าปัจจุบันของต้นทุนโครงการ สามารถเขียนสมการได้ดังนี้

$$BCR = \frac{\sum_{t=0}^{n} B_t(1+r)^{-t}}{\sum_{t=0}^{n} C_t(1+r)^{-t}}$$ สมการที่ 4

BCR คือ อัตราส่วนของผลประโยชน์ต่อต้นทุน

B_t คือ มูลค่ารายได้ในการผลิตไฟฟ้าในปีที่ t

C_t คือ ต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าในปีที่ t

2.3.3 อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return: IRR) คือ อัตราคิดลด หรืออัตราดอกเบี้ยที่ทำให้ผลของ NPV เป็นศูนย์ หรืออาจจะเข้าได้ง่ายถ้าจะอธิบายว่าคือ ผลตอบแทนของโครงการ

$$0 = \sum_{t=0}^{n} \frac{B_t - C_t}{(1+r)^t}$$ สมการที่ 5

2.3.4 ระยะเวลาคืนทุนแบบคิดลด (Discount Payback Period: DPB)

$$DPB = \text{จำนวนงวดก่อนปีคืนทุน} + \frac{\text{เงินส่วนที่ยังไม่ได้คืนทุน}}{\text{กระแสเงินสดรับสุทธิในปีต้นทุน}}$$ สมการที่ 6

2.4 โครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าและวิธีคำนวณค่าไฟฟ้าของกิจการประเภทที่ 4

กิจการประเภทที่ 4 หมายถึงกิจการขนาดใหญ่ เช่น โรงงานอุตสาหกรรม สำนักงาน และหน่วยงานราชการหรือรัฐวิสาหกิจ ซึ่งมีความต้องการพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยใน 15 นาทีสูงสุดในช่วงเวลาใดเวลาหนึ่ง ตั้งแต่ 1,000 วัตต์ขึ้นไป หรือปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ย 3 เดือนก่อนหน้าเกิน 250,000 หน่วยต่อเดือน

ตารางที่ 1 แสดงอัตราค่าไฟฟ้าและวิธีคำนวณตามช่วงเวลา (Time of Day Rate: TOD)

	ค่าความต้องการพลังงานไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์)			ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)	ค่าบริการ (บาท/เดือน)
	Peak	Partial	Off Peak		
แรงดันตั้งแต่ 69 กิโลโวลต์ขึ้นไป	224.30	29.91	0	3.1355	312.24
แรงดัน 22-33 กิโลโวลต์	285.05	58.88	0	3.1729	312.24
แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลต์	332.71	68.22	0	3.2009	312.24

ที่มา: การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

ตารางที่ 2 อัตราค่าไฟฟ้าและวิธีคำนวณตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Rate: TOU)

	ค่าความต้องการพลังงานไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์)	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)		ค่าบริการ (บาท/เดือน)
	Peak	Peak	Off Peak	
แรงดันตั้งแต่ 69 กิโลโวลต์ขึ้นไป	74.14	4.1283	2.6107	312.24
แรงดัน 22-33 กิโลโวลต์	132.93	4.2097	2.6295	312.24
แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลต์	210.00	4.3555	2.6627	312.24

ที่มา: การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค 2558

2.5 แนวคิดการคำนวณหากำลังผลิตติดตั้งของระบบ

การคำนวณกำลังการผลิตติดตั้งของระบบ เริ่มจากสำรวจความต้องการพลังงานไฟฟ้าโครงการในช่วงเวลากลางวัน พิจารณาจากหน่วยของไฟฟ้าในช่วง Peak ของแต่ละโรงงานในบิลค่าไฟฟ้า แล้วนำไปแทนค่าในสมการเพื่อหากำลังการติดตั้ง

$$P_{Cell} = \frac{P_l}{Q \times A \times B \times \frac{C}{D}}$$ สมการที่ 7

P_{cell} คือ กำลังผลิตติดตั้ง kW
P_l คือ ความต้องการพลังงานไฟฟ้าต่อชั่วโมง (kWh) ในช่วงเวลากลางวัน
Q คือ พลังงานแสงอาทิตย์ใน 1 วัน (Wh/m^2)
A คือ ค่าความสูญเสียของเซลล์แสงอาทิตย์ %
B คือ ค่าความสูญเสียเชิงความร้อนรวม %
C คือ ค่าประสิทธิภาพของอุปกรณ์แปลงกระแสไฟฟ้า %
D คือ ความเข้มแสงปกติ = 1,000 Wh/m^2

2.6 แนวคิดการคำนวณหามูลค่าซาก

การคิดค่าเสื่อมแบบเส้นตรง (Straight Line Method) เป็นการคิดที่ง่ายและเป็นที่นิยมใช้กัน เนื่องจากโดยพิจารณาให้กิจการได้รับประโยชน์จากการใช้งานสินทรัพย์เท่ากันทุกปี ดังนั้นค่าเสื่อมราคาจะเท่ากันทุกปี

$$\text{ค่าเสื่อมราคาต่อปี} = \frac{\text{ราคาทุนของสินทรัพย์ (Cost of Assets) - ราคาซาก (Scrap Value)}}{\text{อายุการใช้งาน (Estimated Useful Life)}}$$ สมการที่ 8

2.7 ค่าความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุด (Demand Charge)

คือค่าใช้จ่ายสำหรับปริมาณความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุด โดยวัดในรูปความต้องการพลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยใน 15 นาทีสูงสุด และใช้ค่าสูงสุดในรอบเดือนมาคำนวณค่าไฟฟ้า ซึ่งมีหน่วยเป็น (kW)

3. ระเบียบวิธีการวิจัย (Research Methodologies)

3.1 ประชากรที่ใช้ในการศึกษา

ประชากรที่ใช้ในการศึกษาเป็นโรงงานแปรรูปไม้ยางพาราในจังหวัดตรัง โดยแบ่งโรงงานออกเป็น 3 ขนาด คือ โรงงานขนาดเล็ก กลาง และใหญ่ โดยใช้เกณฑ์ดังนี้ 1) พื้นที่หลังคาอาคาร และ 2) หน่วยของไฟฟ้าที่ใช้งานในช่วง Peak

1. แบ่งตามพื้นที่หลังคาอาคาร สามารถแบ่งได้เป็นกลุ่มพื้นที่หลังคาขนาดใหญ่ จำนวน 6 โรงงาน ซึ่งมีพื้นที่ตั้งแต่ 20,000-30,000 ตารางเมตร กลุ่มพื้นที่หลังคาขนาดกลาง จำนวน 8 โรงงาน มีพื้นที่ตั้งแต่ 19,999-10,000 ตารางเมตร กลุ่มพื้นที่หลังคาขนาดเล็ก จำนวน 9 โรงงาน มีพื้นที่น้อยกว่า 9,999 ตารางเมตร

2. แบ่งตามหน่วยของไฟฟ้าที่ใช้งานในช่วง Peak ของโรงงาน จากข้อมูลการใช้ไฟฟ้าในช่วง Peak ของโรงงานนี้ได้มาจากการลงพื้นที่เก็บข้อมูลจากโรงงาน 23 โรงงานทั่วจังหวัดตรัง ได้รับความร่วมมือในการให้ข้อมูลจำนวน 9 โรงงาน โดยจากพลังงานไฟฟ้าที่ใช้เฉลี่ยต่อเดือนในช่วงเวลา Peak โดยพบว่าโรงงานที่มีขนาดการใช้ไฟฟ้ามากกว่า 200,000 หน่วย จำนวน 2 โรงงาน (บริษัท A และ B) จัดเป็นโรงงานขนาดใหญ่ โรงงานที่มีขนาดการใช้ไฟฟ้าตั้งแต่ 199,999-100,000 หน่วย จำนวน 4 โรงงาน (บริษัท C, D, E และ F) จัดเป็นโรงงานขนาดกลาง และโรงงานที่มีขนาดการใช้ไฟฟ้าต่ำกว่า 100,000 หน่วย จำนวน 3 โรงงาน (บริษัท G, H และ I) จัดเป็นโรงงานขนาดเล็ก

3.2 ขอบเขตของโครงการวิจัย

ข้อมูลที่ใช้ในการศึกษามีทั้งในส่วนข้อมูลปฐมภูมิ ได้แก่ ราคาของต้นทุนในการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์ และเทคนิควิธีการในการติดตั้งเซลล์แสงอาทิตย์เพื่อคำนวณหาต้นทุนในการติดตั้งระบบ ส่วนข้อมูลทุติยภูมิ ประกอบด้วยข้อมูลระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ ราคาขายไฟฟ้า อัตราคิดลด รวมถึงนโยบายและแนวทางในการส่งเสริมจากภาครัฐที่ช่วยสนับสนุนการใช้งานพลังงานแสงอาทิตย์เพื่อใช้ในการพิจารณารายได้จากโครงการ

3.3 การเก็บรวบรวมข้อมูลทางผลผลิตไฟฟ้าของโครงการ

การหาขนาดพื้นที่หลังคาแบบง่าย โดยหาพิกัดของอาคารจาก GPS ในโปรแกรม Google Map เพื่อใช้พิจารณาจำนวนอาคาร รวมถึงส่วนประกอบและพื้นที่หลังคาของโรงงานผลิตไม้ยางพาราแปรรูปแต่ละโรงงาน ตัวอย่างในรูปภาพที่ 2 ที่จุดพิกัด 7.48591, 99.66002 คิดเป็นพื้นที่รวม 15,042 ตารางเมตร

รูปที่ 2 แสดงการหาพิกัดของอาคารจาก GPS เพื่อหาขนาดพื้นที่หลังคาแบบง่าย

ตารางที่ 3 แสดงค่าเฉลี่ยปริมาณความเข้มแสงอาทิตย์รายเดือนของจังหวัดตรัง (หน่วย: $MJ/M^2/day$)

	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.
2559	20.44	21.46	24.64	22.12	17.04	17.35	16.22	16.59	17.17	14.99	14.82	17.06
2558	19.65	23.70	23.53	20.35	18.74	16.77	16.38	16.44	16.29	15.02	14.84	17.26
2557	20.33	23.24	23.67	20.33	17.91	16.95	17.24	16.44	16.78	16.08	13.42	12.72
2556	18.064	19.42	22.81	17.69	17.84	17.00	15.44	18.06	16.35	15.28	14.69	15.59
เฉลี่ย/วัน	19.62	21.96	23.66	20.12	17.88	17.02	16.32	16.88	16.65	15.34	14.44	15.66
เฉลี่ยทั้งปี/วัน	17.9625 MJ/M^2											
เฉลี่ยทั้งปี/วัน	4.99 kWh/m^2											

ที่มา: สถานีวัดความเข้มรังสีดวงอาทิตย์ กรมอุตุนิยมวิทยา
หมายเหตุ: 1 MJ เท่ากับ 0.2777778 kWh

3.4 วิธีการศึกษา

3.4.1 การวิเคราะห์ต้นทุนของโครงการ

การศึกษาต้นทุนและผลผลิตของโครงการมีข้อกำหนด คือ 1) ขนาดของกำลังผลิตระบบการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ มีด้วยกัน 4 ขนาด คือ 0-10 kW, 11-50 kW, 51-100 kW, มากกว่า 100 kW 2) ระยะเวลาของโครงการสอดคล้องกับระยะเวลาอายุการใช้งานของเซลล์แสงอาทิตย์ที่ 25 ปี 3) อัตราดอกเบี้ยกู้ยืม MLR อยู่ที่ร้อยละ 6.9984 4) เวลาการใช้งานของอินเวอร์เตอร์เท่ากับ 10 ปี และ 5) ประสิทธิภาพของอินเวอร์เตอร์เท่ากับร้อยละ 0.87 ตลอดอายุการใช้งาน กำหนดให้แผงเซลล์แสงอาทิตย์ขนาด 350 วัตต์ พื้นที่แผง 2 ตารางเมตร และปีแรกมีค่าเสื่อมร้อยละ 0.98 ต่อปี ต่อมาร้อยละ 0.62 ต่อปี อายุแผงเซลล์แสงอาทิตย์มีอายุ 25 ปี กำหนดให้เวลาที่ผลิตไฟฟ้าได้ของเซลล์อาทิตย์ตั้งแต่ 6.00-18.00 น. มีค่าเฉลี่ยปริมาณแสงแดดที่ได้รับใน 1 วันเท่ากับ 4.99 kWh/m^2/day โดยแบ่งเป็นวันที่อยู่ในช่วง Peak 22 วัน และ 8 วัน ในช่วง Off Peak โดยค่าไฟฟ้าในช่วง Peak เท่ากับ 4.2097 บาทต่อหน่วย ในช่วง Off Peak เท่ากับ 2.6295 บาทต่อหน่วย เพื่อใช้ในการคำนวณหากำลังผลิตติดตั้ง kW ดังสมการ

$$P_{Cell} = \frac{P_l}{Q \times A \times B \times \frac{C}{D}}$$ สมการที่ 10

P_{cell} คือ กำลังผลิตติดตั้ง kW

P_l คือ ความต้องการพลังงานไฟฟ้าต่อชั่วโมง (kWh) ในช่วงเวลากลางวัน

Q คือ พลังงานแสงอาทิตย์ใน 1 วัน เท่ากับ 4.99 kWh/m^2/day

A คือ ค่าความสูญเสียของเซลล์แสงอาทิตย์เท่ากับ 0.8%

B คือ ค่าความสูญเสียเชิงความร้อนรวมเท่ากับ 0.85%

C คือ ค่าประสิทธิภาพของอุปกรณ์แปลงกระแสไฟฟ้าเท่ากับ 0.87%

D คือ ความเข้มแสงปกติ = 1,000 Wh/m^2

ตารางที่ 4 แสดงผลการวิเคราะห์หากำลังผลิตที่ใช้ติดตั้ง

บริษัท	คำนวณหากำลังผลิตติดตั้ง							การคำนวณกำลังผลิตที่ใช้ติดตั้ง	
	ค่าเฉลี่ยต่อเดือนของพลังงานช่วง Peak (kWh)	Q kWh/m^2	A (%)	B (%)	C (%)	D Wh/m^2	T (hr)	P_l (kWh)	P_{cell} (kW)
A	335,078.18	4.99	0.8	0.85	0.87	1000	5	3,046.17	1031.87
B	244,075.76	4.99	0.8	0.85	0.87	1000	5	2,218.87	751.63
C	131,933.18	4.99	0.8	0.85	0.87	1000	5	1,199.39	406.29
D	127,698.75	4.99	0.8	0.85	0.87	1000	5	1,160.90	393.25
E	124,161.88	4.99	0.8	0.85	0.87	1000	5	1,128.74	382.36
F	113,885.06	4.99	0.8	0.85	0.87	1000	5	1,035.32	350.71
G	69,565.53	4.99	0.8	0.85	0.87	1000	5	632.41	214.23
H	21,419.25	4.99	0.8	0.85	0.87	1000	5	194.72	65.96
I	16,088.92	4.99	0.8	0.85	0.87	1000	5	146.26	49.55

3.4.1.1 ต้นทุนเริ่มต้นหรือต้นทุนการติดตั้งระบบ

ตารางที่ 5 แสดงค่าเฉลี่ยของต้นทุนในการติดตั้งระบบทั้ง 4 ขนาด

ต้นทุน	0-10 kW (บาท/วัตต์)		11-50 kW (บาท/วัตต์)		51-100 kW (บาท/วัตต์)		>100 kW (บาท/วัตต์)	
	ราคาสูงสุด ราคาต่ำสุด	ราคาเฉลี่ย	ราคาสูงสุด ราคาต่ำสุด	ราคาเฉลี่ย	ราคาสูงสุด ราคาต่ำสุด	ราคาเฉลี่ย	ราคาสูงสุด ราคาต่ำสุด	ราคาเฉลี่ย
ต้นทุนการติดตั้งระบบ	60.06 / 53.21	56.85	52.35 / 45.6	47.9	45.69 / 43.81	41.5	36.67 / 32	35.5

ค่าเฉลี่ยของต้นทุนเริ่มต้นในการติดตั้งระบบ พบว่า ขนาด 0-10 kW จะมีต้นทุนระบบต่อกำลังผลิตติดตั้งที่ 56.85 บาทต่อวัตต์ หรือเท่ากับ 56,850 บาทต่อกิโลวัตต์ ขนาด 11-50 kW จะมีต้นทุนระบบต่อกำลังผลิตติดตั้งที่ 47.9 บาทต่อวัตต์ หรือเท่ากับ 47,900 บาทต่อกิโลวัตต์ ขนาด 51-100 kW จะมีต้นทุนระบบต่อกำลังผลิตติดตั้งที่ 41.5 บาทต่อวัตต์ หรือเท่ากับ 41,500 บาทต่อกิโลวัตต์ ขนาดมากกว่า 100 kW จะมีต้นทุนระบบต่อกำลังผลิตติดตั้งที่ 35.5 บาทต่อวัตต์ หรือเท่ากับ 35,500 บาทต่อกิโลวัตต์

3.4.1.2 ต้นทุนในการบำรุงรักษาทำความสะอาด และต้นทุนอินเวอร์เตอร์

ตารางที่ 6 แสดงค่าเฉลี่ยของต้นทุนการบำรุงรักษาและค่าเฉลี่ยของต้นทุนเครื่องอินเวอร์เตอร์ของระบบทั้ง 4 ขนาด

ต้นทุนในการบำรุงรักษา	0-10 kW (บาท/วัตต์)		11-50 kW (บาท/วัตต์)		51-100 kW (บาท/วัตต์)		>100 kW (บาท/วัตต์)	
	ราคาสูงสุด ราคาต่ำสุด	ราคาเฉลี่ย	ราคาสูงสุด ราคาต่ำสุด	ราคาเฉลี่ย	ราคาสูงสุด ราคาต่ำสุด	ราคาเฉลี่ย	ราคาสูงสุด ราคาต่ำสุด	ราคาเฉลี่ย
ต้นทุนการทำความสะอาดและบำรุงระบบ		0.5		0.23		0.17		0.12
ต้นทุนอินเวอร์เตอร์	13.13 / 7.62	10.31	7.62 / 5.6	6.71				

การบำรุงรักษาจะเริ่มในต้นปีที่ 2 ของโครงการและต่อเนื่องตลอดอายุโครงการที่ 25 ปี ซึ่งพบว่าค่าเฉลี่ยของต้นทุนในการบำรุงรักษา ขนาด 0-10 kW จะมีต้นทุนบำรุงรักษาต่อกำลังผลิตติดตั้งที่ 0.5 บาทต่อวัตต์ หรือเท่ากับ 500 บาทต่อกิโลวัตต์ ขนาด 11-50 kW จะมีต้นทุนบำรุงรักษาต่อกำลังผลิตติดตั้งที่ 0.23 บาทต่อวัตต์ หรือเท่ากับ 230 บาทต่อกิโลวัตต์ ขนาด 51-100 kW จะมีต้นทุนบำรุงรักษาต่อกำลังผลิตติดตั้งที่ 0.17 บาทต่อวัตต์ หรือเท่ากับ 170 บาทต่อกิโลวัตต์ ขนาดมากกว่า 100 kW จะมีต้นทุนบำรุงรักษาต่อกำลังผลิตติดตั้งที่ 0.12 บาทต่อวัตต์ หรือเท่ากับ 120 บาทต่อกิโลวัตต์ ส่วนอินเวอร์เตอร์จะมีอายุการใช้งานที่ 10 ปี ทำให้ต้องเปลี่ยนอินเวอร์เตอร์ตามอายุการใช้งานที่ต้นปีที่ 11 และต้นปีที่ 21 ของโครงการ ซึ่งพบว่าค่าเฉลี่ยของต้นทุนอินเวอร์เตอร์ ขนาด 0-10 kW จะมีต้นทุนระบบต่อกำลังผลิตติดตั้งที่ 10.31 บาทต่อวัตต์ หรือเท่ากับ 10,310 บาทต่อกิโลวัตต์ โดยขนาด 11-50 kW จะมีต้นทุนระบบต่อกำลังผลิตติดตั้งที่ 6.71 บาทต่อวัตต์ หรือเท่ากับ 6,710 บาทต่อกิโลวัตต์ โดยขนาด 51-100 kW

3.4.1.3 ต้นทุนระบบต่อขนาดกำลังผลิตติดตั้ง

ตารางที่ 7 แสดงผลของต้นทุนระบบต่อขนาดกำลังผลิตติดตั้งทั้ง 4 ขนาด Unit Cost

ปีที่	ต้นทุนรวม Unit Cost			
ขนาดกำลังผลิต	0-10 kW	11-50 kW	51-100 kW	>100 kW
0	56.85	47.9	41.5	35.5
1	0	0	0	0
ตั้งแต่ปีที่ 2-10	0.5	0.23	0.17	0.12
11	0.5+10.31	0.23+6.71	0.17+6.71	0.12+6.71
ตั้งแต่ปีที่ 12-20	0.5	0.23	0.17	0.12
21	0.5+10.31	0.23+6.71	0.17+6.71	0.12+6.71
ตั้งแต่ปีที่ 22-24	0.5	0.23	0.17	0.12
25	0.5-5.155	0.23-3.355	0.17-3.355	0.12-3.355
ต้นทุนระบบเป็นมูลค่าปัจจุบันตลอดโครงการ (บาท/วัตต์)	**68.65**	**54.557**	**47.514**	**40.978**

ต้นทุนรวมระบบต่อกำลังผลิตติดตั้งทั้ง 4 ขนาด มีต้นทุนดังต่อไปนี้ ในการคำนวณต้นทุนนั้นมีมูลค่าซากแบบเส้นตรงของอินเวอร์เตอร์ในปีสุดท้าย ขนาด 0-10 kW จะมีต้นทุนระบบต่อกำลังผลิตติดตั้งที่ 68.65 บาทต่อวัตต์ หรือเท่ากับ 68,650 บาทต่อกิโลวัตต์ ขนาด 11-50 kW จะมีต้นทุนระบบต่อกำลังผลิตติดตั้งที่ 54.557 บาทต่อวัตต์ หรือเท่ากับ 54,557 บาทต่อกิโลวัตต์ ขนาด 51-100 kW จะมีต้นทุนระบบต่อกำลังผลิตติดตั้งที่ 47.514 บาทต่อวัตต์ หรือเท่ากับ 47,514 บาทต่อกิโลวัตต์ ขนาดมากกว่า 100 kW จะมีต้นทุนระบบต่อกำลังผลิตติดตั้งที่ 40.978 บาทต่อวัตต์ หรือเท่ากับ 40,978 บาทต่อกิโลวัตต์

3.4.1.4 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย

ตารางที่ 8 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย CFP

บริษัท	ผลผลิตไฟฟ้ารวมตลอดอายุโครงการ kWh/year			CFP (บาท/kWh)
	ขนาดกำลังผลิต	$\sum_{t=0}^{n} \frac{I_t + M_t}{(1+r)^t}$ (บาท)	$\sum_{t=0}^{n} \frac{E_t}{(1+r)^t}$ (kWh)	
A	>100 kW	40,525,646.10	17,444,728.45	2.32
B	>100 kW	29,519,462.81	12,706,990.81	2.32
C	>100 kW	15,956,507.11	6,868,661.22	2.32
D	>100 kW	15,444,378.83	6,648,209.73	2.32
E	>100 kW	15,016,616.15	6,464,074.39	2.32
F	>100 kW	13,773,697.94	5,929,046.01	2.32
G	>100 kW	8,413,523.22	3,621,697.42	2.32
H	51-100 kW	2,995,760.15	1,115,121.85	2.69
I	11-50 kW	2,578,466.28	837,615.99	3.08

จากตาราง ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย พบว่า ระบบผลิตไฟฟ้าขนาด >100 kW จะมีต้นทุนต่อหน่วยเท่ากับ 2.32 บาทต่อหน่วย ระบบผลิตไฟฟ้าขนาด 51-100 kW จะมีต้นทุนต่อหน่วยเท่ากับ 2.69 บาทต่อหน่วย และระบบผลิตไฟฟ้าขนาด 11-50 kW จะมีต้นทุนต่อหน่วยเท่ากับ 3.08 บาทต่อหน่วย ซึ่งทั้ง 3 ระบบมีค่าไฟฟ้าต่อหน่วยที่ต่ำกว่า โดยเปรียบเทียบกับค่าไฟฟ้าในปัจจุบันในช่วง Peak จะอยู่ที่ 4.2097 บาทต่อหน่วย

การลงทุนระบบมีการลงทุนในช่วงเริ่มต้นของโครงการในปีที่ 0 ต้นทุนในการล้างทำความสะอาด เริ่มต้นเมื่อปีที่ 2 ของโครงการและทำต่อเนื่องจนสิ้นอายุโครงการ ต้นทุนในการเปลี่ยนอินเวอร์เตอร์ในปีที่ 11 และปีที่ 21 ของโครงการ

รูปที่ 3 แสดงช่วงเวลาในการลงทุนของโครงการ (Time Line for Investment)

ผลตอบแทนมูลค่าซากของโครงการ

มูลค่าซากที่จะเกิดขึ้น คือ อินเวอร์เตอร์ ซึ่งมีอายุการใช้งาน 10 ปี ในโครงการมีการเปลี่ยนอินเวอร์เตอร์ในปีที่ 11 และปีที่ 21 โดยอายุโครงการเท่ากับ 25 ปี ทำให้เกิดมูลค่าซากของอินเวอร์เตอร์ การคำนวณค่าเสื่อมของอินเวอร์เตอร์ที่ระบบขนาด 0-10 kW โดยกำหนดให้มูลค่าซากเท่ากับ 0 อายุการใช้งานเท่ากับ 10 ปี ระบบขนาด 0-10 kW มีราคาต้นทุนอินเวอร์เตอร์เท่ากับ 10.31 บาทต่อวัตต์ ดังนั้นค่าเสื่อมอินเวอร์เตอร์ต่อปีเท่ากับ (บาทต่อวัตต์ต่อปี) อินเวอร์เตอร์จะมีอายุการใช้งานคงเหลือเมื่อสิ้นสุดโครงการอีก 5 ปี ดังนั้นค่าเสื่อมของระบบขนาด 0-10 kW จะมีค่าเสื่อมสะสมเท่ากับ 5.155 บาท ในปีที่ 25 ของโครงการ

ตารางที่ 9 แสดงค่าเสื่อมราคาสะสม และราคาตามบัญชีในแต่ละปี

ปีที่	ค่าเสื่อม	ค่าเสื่อมราคาสะสม	ราคาตามบัญชี (บาท/วัตต์/ปี)
ต้นปีที่ 21	-	-	10.31
ปลายปีที่ 21	1.031	1.031	9.279
22	1.031	2.062	8.248
23	1.031	3.093	7.217
24	1.031	4.124	6.186
25	1.031	5.155	5.155
	5.155		

การคำนวณค่าเสื่อมของอินเวอร์เตอร์ที่ระบบขนาด 11-50 kW, 51-100 kW และ >100 kW กำหนดให้มูลค่าซากเท่ากับ 0 อายุการใช้งานเท่ากับ 10 ปี ค่าเสื่อมอินเวอร์เตอร์ต่อปีเท่ากับ (บาทต่อวัตต์ต่อปี) ระบบขนาด 11-50 kW, 51-100 kW และ >100 kW มีราคาต้นทุนอินเวอร์เตอร์เท่ากับ 6.71 บาทต่อวัตต์ อินเวอร์เตอร์จะมีอายุการใช้งานคงเหลือเมื่อสิ้นสุดโครงการอีก 5 ปี ดังนั้นค่าเสื่อมของระบบขนาด 11-50 kW, 51-100 kW และ >100 kW จะมีค่าเสื่อมสะสมเท่ากับ 3.355 บาท ในปีที่ 25 ของโครงการ ดังแสดงในตารางที่ 10

ตารางที่ 10 แสดงค่าเสื่อมราคาสะสมและราคาตามบัญชีในแต่ละปี

ปีที่	ค่าเสื่อม	ค่าเสื่อมราคาสะสม	ราคาตามบัญชี (บาท/วัตต์/ปี)
ต้นปีที่ 21	-	-	6.710
ปลายปีที่ 21	0.671	0.671	6.039
22	0.671	1.342	5.368
23	0.671	2.013	4.697
24	0.671	2.684	4.026
25	0.671	3.355	3.355
	3.355		

ตารางที่ 11 แสดงผลตอบแทนตลอดโครงการจากมูลค่าซากในปีที่ 25

บริษัท	กำลังผลิตติดตั้ง P_{cell} (kW)	ขนาดระบบ	มูลค่าตามบัญชี	มูลค่าทางบัญชีที่เหลือของอินเวอร์เตอร์ (บาท)
A	1031.87	>100 kW	3.355	3,461,921.98
B	751.63	>100 kW	3.355	2,521,713.70
C	406.29	>100 kW	3.355	1,363,091.97
D	393.25	>100 kW	3.355	1,319,343.17
E	382.36	>100 kW	3.355	1,282,801.35
F	350.71	>100 kW	3.355	1,176,624.49
G	214.23	>100 kW	3.355	718,729.10
H	65.96	51-100 kW	3.355	221,296.93
I	49.55	11-50 kW	3.355	166,225.64

3.4.2 การวิเคราะห์ผลตอบแทนของโครงการ

3.4.2.1 ผลตอบแทนของระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ โดยกำหนดให้

1) จากกิจการประเภทที่ 4 อัตราค่าไฟฟ้าของกิจการขนาดใหญ่แบบ TOU ช่วงเวลา Peak อยู่ที่ 4.2097 บาทต่อหน่วย ในช่วง Off Peak เท่ากับ 2.6295 บาทต่อหน่วย จากกิจการประเภทที่ 4 แบ่งค่าพลังงานที่ผลิตได้ตามช่วงเวลาเป็นช่วง Peak 22 วัน Off Peak 8 วันต่อ 1 เดือน

2) ค่า 1 MJ เท่ากับ 0.2777778 kWh โดยจังหวัดตรังมีค่าความเข้มแสงเฉลี่ยต่อวันเท่ากับ 17.9625 MJ/M^2/day (อ้างอิงจาก http://www.endmemo.com)
3) ค่าตัวประกอบโรงงานไฟฟ้า Plant Factor ในปี พ.ศ. 2556 เท่ากับ 14.84% ตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ
4) ค่าเสื่อมประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์ปีแรก 0.98% และปีต่อไป 0.62%
5) คำนวณหาพื้นที่ของเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งได้จากโครงการหน่วยเป็นตาราง
6) กำหนดให้พื้นที่ของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ชนิด Polycrystalline ขนาด 350 W มีขนาดเท่ากับ 2 ตารางเมตรต่อแผง
7) การคำนวณผลตอบแทนของโครงการจะไม่คำนึงถึงอัตราเงินเฟ้อ เนื่องจากการลงทุนในโครงการที่เกี่ยวข้องกับเทคโนโลยีนั้นจะมีการพัฒนาได้ในอนาคต ส่งผลให้เทคโนโลยีมีคุณภาพที่ดีขึ้นและมีราคาถูกลง ผู้วิจัยจึงยึดการประเมินผลตอบแทนในขณะปัจจุบันเป็นสำคัญ

วิธีการคำนวณ

ขั้นที่ 1 หาจำนวนแผงเซลล์แสงอาทิตย์เริ่มจากนำค่ากำลังผลิตติดตั้ง (kW)[16][8] ส่วนด้วยขนาดกำลังต่อ 1 แผงเซลล์แสงอาทิตย์ (= 350 W) โดยในการคำนวณให้ปัดเศษเป็นจำนวนคู่ เพราะหลักการประกอบเซลล์ในวงจรต้องเป็นจำนวนแผงที่ลงเลขคู่

ขั้นที่ 2 หาพื้นที่รับแสง นำจำนวนแผงที่ได้คูณด้วยพื้นที่ต่อแผง เท่ากับ 2 ตารางเมตร

ตารางที่ 12 แสดงการวิเคราะห์ความเพียงพอของพื้นหลังคา

บริษัท	กำลังผลิตติดตั้ง P_{cell} (kW)	จำนวนแผงที่ติดตั้ง	พื้นที่รับแสง	ประเมินหลังคา
A	1031.87	2,948	5,896	เพียงพอ
B	751.63	2,148	4,296	เพียงพอ
C	406.29	1,161	2,322	เพียงพอ
D	393.25	1,124	2,248	เพียงพอ
E	382.36	1,092	2,184	เพียงพอ
F	350.71	1,002	2,004	เพียงพอ
G	214.23	612	1,224	เพียงพอ
H	65.96	188	376	เพียงพอ
I	49.55	142	284	เพียงพอ

ขั้นที่ 3 ประเมินพื้นที่หลังคาว่าเพียงพอกับกำลังผลิตติดตั้งหรือไม่ โดยพิจารณาจากพื้นที่หลังคาที่วัดจากโปรแกรม Google Map

[8] 16 หน่วย kW เท่ากับ 1000 W

ตารางที่ 13 แสดงผลผลิตไฟฟ้าที่สามารถผลิตได้ในปีแรก

บริษัท	พื้นที่รับแสง (ตารางเมตร)	ค่าพลังที่ผลิตได้ต่อปีในปีแรก (หน่วย)	ไฟฟ้าปีแรกช่วง Peak (บาท)	ไฟฟ้าปีแรกช่วง Off Peak (บาท)
A	5,896.40	1,577,977.13	1,157,183.23	420,793.90
B	4,295.02	1,149,421.21	842,908.89	306,512.32
C	2,321.64	621,310.35	455,627.59	165,682.76
D	2,247.12	601,369.23	441,004.10	160,365.13
E	2,184.89	584,713.12	428,789.62	155,923.50
F	2,004.04	536,316.69	393,298.91	143,017.78
G	1,224.15	327,603.59	240,242.63	87,360.96
H	376.92	100,869.26	73,970.79	26,898.47
I	283.12	75,767.24	55,562.64	20,204.60

ขั้นที่ 4 แปลงหน่วยพลังงาน ค่าความเข้มแสงเฉลี่ยต่อวันของจังหวัดตรังมีเท่ากับ 17.9625 MJ/M^2/day โดย 1 MJ เท่ากับ 0.2777778 kWh ดังนั้น 17.9625 × 0.2777778 × 365 เท่ากับ 1,821.1980 kWh/m^2/year

ขั้นที่ 5 เอาพื้นที่เซลล์แสงอาทิตย์หน่วยเป็นตารางเมตรมาคูณกับค่าที่ได้ในขั้นที่ 2 เช่น 5,896.4 × 1,821.35 = 10,738,506.46 kWh/year

ขั้นที่ 6 ปรับค่าด้วยตัวประกอบโรงงานไฟฟ้า Plant Factor ในปี พ.ศ. 2556 เท่ากับ 14.84% ตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ และค่าเสื่อมประสิทธิภาพของเซลล์แสงอาทิตย์ปีแรก 0.98% และปีต่อไป 0.62% เช่น 10,738,506.46 × 14.84% = 1,593,594.36 kWh/year และปรับลดด้วยค่าเสื่อมในปีแรกที่ 0.98% เท่ากับ 1,593,594.36 × ((100-0.98)/100) = 1,577,977.13 kWh/year

ขั้นที่ 7 แบ่งค่าพลังงานที่ผลิตได้ตามช่วงเวลา โดยช่วง Peak 22 วัน Off Peak 8 วันต่อ 1 เดือน ราคาไฟฟ้าในช่วง Peak เท่ากับ 4.2097 บาทต่อหน่วย ราคาไฟฟ้าในช่วง Off Peak เท่ากับ 2.6295 บาทต่อหน่วย เช่น ไฟฟ้าที่ผลิตได้ในปีแรกในส่วนของช่วง Peak เท่ากับ 1,577,977.13 × ((22/30) × 4.2097) = 4,871,394.24 บาท ส่วนของช่วง Off Peak เท่ากับ 1,577,977.13 × ((8/30) × 2.6295) = 1,106,477.56 บาท รวม 5,977,871.80 บาท

ขั้นที่ 8 คำนวณผลผลิตไฟฟ้าในอนาคตโดยใช้การคิดลดในปีที่ 2 ต่อไปถึงปีที่ 25 เท่ากับร้อยละ 0.62 ต่อปีตลอดอายุโครงการได้ผลผลิตตลอดอายุโครงการ เช่น จากตารางที่ 3-21 ในปีที่ 1 มีไฟฟ้าผลิตได้ 1,577,977.13 หน่วย ดังนั้นในปีที่ 2 จะหักออกด้วยร้อยละ 0.62 จากผลผลิตในปีที่ 1 โดยคำนวณจาก 1,577,977.13*(100-0.62) เท่ากับ 1,568,193.68 หน่วย แล้วนำมาคำนวณเป็นเงินตามขั้นตอนที่ 7 จะได้ว่า ช่วง Peak เท่ากับ 1,568,193.68 × ((22/30) × 4.2097) = 4,841,191.62 บาท ส่วนของช่วง Off Peak เท่ากับ 1,568,193.68 × ((8/30) × 2.6295) = 1,099,617.41 บาท รวม 5,940,809.03 บาท

3.4.3 เกณฑ์ในการประเมินผลตอบแทนทางการเงินของโครงการลงทุน

การศึกษาถึงความคุ้มค่าทางการเงินของโครงการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาอาคาร กรณีศึกษาโรงงานผลิตไม้ยางพาราแปรรูปในจังหวัดตรัง นำแนวคิดการประเมินผลตอบแทนทางการเงินของโครงการลงทุน

มาใช้ในการพิจารณาเพื่อใช้ในการตัดสินใจลงทุน เริ่มจากพิจารณาในส่วนของต้นทุน ประกอบด้วย ต้นทุนระบบต่อขนาดกำลังผลิต และต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย นำต้นทุนระบบต่อขนาดกำลังผลิตมาใช้พิจารณา เนื่องจากมีความง่ายในการนำตัวเลขที่ได้รับจากงานวิจัยไปอธิบายและเปรียบเทียบกับต้นทุนของโครงการอื่นๆ ในลักษณะเดียวกัน โดยหน่วยที่ใช้ของวิธีต้นทุนระบบต่อขนาดกำลังผลิตเป็นบาทต่อวัตต์ ถ้าตัวเลขของต้นทุนระบบต่อขนาดกำลังผลิตในงานวิจัยนี้มีค่าน้อยกว่าต้นทุนของโครงการอื่นๆ จะถือว่าโครงการในงานวิจัยมีความคุ้มค่ากว่า แต่ถ้าตัวเลขของต้นทุนระบบต่อขนาดกำลังผลิตในงานวิจัยนี้มีค่ามากกว่าต้นทุนของโครงการอื่นๆ จะถือว่าโครงการในงานวิจัยไม่มีความคุ้มค่าที่จะลงทุน ในส่วนของต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยนี้ สามารถนำตัวเลขที่ได้รับจากงานวิจัยไปอธิบายและเปรียบเทียบกับราคาค่าไฟฟ้าที่ซื้อมา ซึ่งวิธีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย มีหน่วยเป็นบาทต่อหน่วย (กิโลวัตต์) โดยในการวิจัยนี้จะใช้ตัวเลขราคาค่าไฟฟ้าต่อหน่วยในช่วง Peak จะอยู่ที่ 4.21 บาทต่อหน่วย (กิโลวัตต์) เป็นเกณฑ์ ถ้าตัวเลขที่คำนวณได้ค่ามากกว่า 4.21 บาทต่อหน่วย (กิโลวัตต์) ถือว่าไม่คุ้มค่าต่อการลงทุน ถ้าตัวเลขที่คำนวณได้ค่าน้อยกว่า 4.21 บาทต่อหน่วย (กิโลวัตต์) ถือว่าคุ้มค่าต่อการลงทุน

3.4.3.1 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ NPV

การพิจารณามูลค่าปัจจุบันสุทธิ NPV เป็นเครื่องมือที่ง่ายต่อการตัดสินใจ เพราะทำให้ทราบถึงผลตอบแทนของโครงการจากการคิดลดกระแสเงินสดสุทธิ ทำให้สามารถประเมินเงินที่จะได้รับกลับจากการลงทุนโดยมองในมูลค่าปัจจุบันสุทธิ โดยมีเกณฑ์ว่า ถ้า NPV > 0 สามารถลงทุนได้ เนื่องผลตอบแทนจากการลงทุนมีมากกว่าเงินที่ลงทุนไป ถ้า NPV = 0 คุ้มทุนพอดี ดังนั้นควรพิจารณาจากเครื่องมืออื่น และ NPV < 0 ควรหลีกเลี่ยง เพราะผลตอบแทนจากการลงทุนมีน้อยกว่าเงินลงทุน โดยเครื่องมือ NPV นี้จะมีข้อด้อยในการพิจารณาผลตอบแทนหลังจากอายุโครงการ ซึ่งในโครงการบางรูปแบบจะมีผลตอบแทนระยะยาวสูง ระยะเริ่มต้นต่ำ

3.4.3.2 อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน BCR

เนื่องจากอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน เป็นการนำส่วนของผลประโยชน์ที่เกิดจากโครงการหารด้วยต้นทุนของโครงการ โดยอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุนนี้ สามารถนำมาเป็นตัวตัดสินใจประกอบกับมูลค่าปัจจุบันสุทธิ NPV ได้ดี เนื่องจากมีทิศทางเดียวกัน แต่อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุนจะทำให้ทราบว่า ค่ามูลค่าปัจจุบันสุทธิ NPV ของโครงการไหนมีค่าสูงกว่า โดยพิจารณาจากค่าอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุนที่สูงกว่า ซึ่งเกณฑ์ที่ใช้ในการตัดสินใจคือ ถ้า BCR > 1 ยอมรับข้อเสนอโครงการ BCR < 1 ควรปฏิเสธข้อเสนอโครงการ BCR = 1 จะไม่มีผลกระทบใดๆ ไม่ว่าจะยอมรับหรือปฏิเสธข้อเสนอโครงการ แต่ในโครงการขนาดใหญ่นั้นมีมูลค่าผลประโยชน์สูงและมีรายจ่ายสูงตามไปด้วย จะส่งผลให้ค่า BCR มีค่ามากกว่า 1 เล็กน้อย ขณะที่โครงการเล็กมีค่า BCR สูงอย่างมากโดยค่าใช้จ่ายต่ำ

3.4.3.3 อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ IRR

เกณฑ์ในการตัดสินใจลงทุนทำโดยนำ IRR ไปเปรียบเทียบกับอัตราค่าเสียโอกาสของเงินทุน (r) อาจจะเป็นอัตราดอกเบี้ยเงินกู้จากธนาคารพาณิชย์ อัตราผลตอบแทนจากโครงการอื่นที่จะลงทุน หรืออัตราดอกเบี้ยพันธบัตรรัฐบาล โดยที่ถ้า IRR > r กล่าวได้ว่าโครงการนั้นคุ้มค่าแก่การลงทุน ยอมรับข้อเสนอโครงการ IRR < r ไม่คุ้มค่าแก่การลงทุนและไม่ยอมรับข้อเสนอโครงการ IRR = r เสมอตัว

3.4.3.4 ระยะคืนทุน PB

ระยะคืนทุนเป็นการประเมินผลตอบแทนที่ได้รับกับระยะเวลา ซึ่งจะดูว่าเมื่อไหร่ผลประโยชน์สุทธิจะเท่ากับต้นทุนเริ่มแรกของโครงการ เพื่อพิจารณาจำนวนปีที่ได้รับผลประโยชน์คุ้มค่ากับค่าใช้จ่ายในการลงทุน ซึ่งในการดำเนินโครงการที่ผลประโยชน์คุ้มกับจำนวนเงินที่ลงทุนได้รวดเร็วก็จะดี เพราะความเสี่ยงน้อยและผู้ลงทุนสามารถถอนทุนเพื่อหาผลประโยชน์

ในกิจการอื่นๆ ต่อไป แต่ข้อเสียของระยะคืนทุนคือ ไม่ได้สนใจผลประโยชน์ที่เกิดขึ้นหลังระยะคืน ทำให้เกิดการผิดพลาดได้ เพราะถ้าบางโครงการอาจจะมีระยะคืนทุนที่ยาวนาน แต่หลังระยะคืนทุนแล้วมีผลประโยชน์จำนวนมากก็เป็นไปได้ หรือบางโครงการมีระยะคืนทุนรวดเร็ว แต่ระยะหลังคืนทุนกลับมีผลประโยชน์ที่เล็กน้อยเท่านั้น อีกทั้งไม่สามารถวัดความสามารถในการทำกำไรของโครงการ แต่ชี้ให้เห็นสภาพคล่องของโครงการเท่านั้น

4. ผลการศึกษา (Empirical Results)

4.1 ต้นทุนของโครงการ

ต้นทุนของโครงการแบ่งเป็นต้นทุนเริ่มต้นและต้นทุนในการบำรุงรักษา ในส่วนของค่าเฉลี่ยของต้นทุนเริ่มต้นในการติดตั้ง และการทำความสะอาดและบำรุงรักษาจะมีหลักการประหยัดต่อขนาดเกิดขึ้น นั่นคือ ยิ่งมีขนาดใหญ่ จะยิ่งมีต้นทุนระบบต่อกำลังผลิตและต้นทุนในการบำรุงรักษาจะลดลง นั่นคือต้นทุนระบบต่อกำลังผลิตเป็น 35.5, 41.5, 47.9, 56.85 บาทต่อวัตต์ ต้นทุนในการบำรุงรักษาจะเป็น 120, 170, 230, 500 บาทต่อกิโลวัตต์ สำหรับขนาดมากกว่า 100 kW, 51-100 kW, 11-50 kW, 0-10 kW ตามลำดับ

ตารางที่ 14 แสดงค่าเฉลี่ยของต้นทุนในการติดตั้งระบบทั้ง 4 ขนาด

บริษัท	0-10 kW		11-50 kW		51-100 kW		>100 kW	
	ราคาสูงสุด / ราคาต่ำสุด	ราคาเฉลี่ย	ราคาสูงสุด / ราคาต่ำสุด	ราคาเฉลี่ย	ราคาสูงสุด / ราคาต่ำสุด	ราคาเฉลี่ย	ราคาสูงสุด / ราคาต่ำสุด	ราคาเฉลี่ย
1. ต้นทุนเริ่มต้นการติดตั้งระบบ								
ราคาเฉลี่ย	60.06 / 53.21	56.85	52.35 / 45.6	47.9	45.69 / 43.81	41.5	36.67 / 32	35.5
2. ต้นทุนในการบำรุงรักษาทำความสะอาดและบำรุงระบบ								
ค่าเฉลี่ยรวม 4 บริษัท		0.5		0.23		0.17		0.12
3. ต้นทุนอินเวอร์เตอร์								
ค่าเฉลี่ยรวม	13.13 / 7.62	10.31	7.62 / 5.6	6.71	N/A			

จากตารางที่ 7 พบว่า หากกำหนดให้มีการเปลี่ยนอินเวอร์เตอร์ตามอายุการใช้งานที่ต้นปีที่ 11 และต้นปีที่ 21 ของโครงการและมีมูลค่าซาก ซึ่งพบว่าค่าเฉลี่ยของต้นทุนอินเวอร์เตอร์ขนาด 0-10 kW จะมีต้นทุนระบบต่อกำลังผลิตติดตั้งที่ 10,310 บาทต่อกิโลวัตต์ ขนาด 11-50 kW ขนาด 51-100 kW และขนาดมากกว่า 100 kW จะมีต้นทุนระบบต่อกำลังผลิตติดตั้งที่ 6,710 บาทต่อกิโลวัตต์ จากตารางที่ 6 ที่แสดงต้นทุนรวมระบบต่อกำลังผลิตติดตั้ง กำหนดให้มีมูลค่าซากแบบเส้นตรงของอินเวอร์เตอร์ในปีสุดท้าย พบว่า ยิ่งขนาดใหญ่ขึ้น จะมีต้นทุนระบบต่อกำลังผลิตติดตั้งลดลง กล่าวคือ สำหรับขนาดมากกว่า 100 kW, 51-100 kW, 11-50 kW, 0-10 kW จะมีต้นทุนระบบต่อกำลังผลิตติดตั้งที่ 40,978, 47,514, 54,557 และ 68,650 บาทต่อกิโลวัตต์ จากตารางที่ 8 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย พบว่า ระบบผลิตไฟฟ้าขนาด >100 kW จะมีต้นทุนต่อหน่วยเท่ากับ 2.32 บาทต่อหน่วย ระบบผลิตไฟฟ้าขนาด 51-100 kW จะมีต้นทุนต่อหน่วยเท่ากับ 2.69 บาท

ต่อหน่วย และระบบผลิตไฟฟ้าขนาด 11-50 kW จะมีต้นทุนต่อหน่วยเท่ากับ 3.08 บาทต่อหน่วย ซึ่งทั้ง 3 ระบบมีค่าไฟฟ้าต่อหน่วยที่ต่ำกว่า โดยเปรียบเทียบกับค่าไฟฟ้าในปัจจุบันในช่วง Peak จะอยู่ที่ 4.21 บาทต่อหน่วย

ตารางที่ 15 แสดงต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย

บริษัท	ผลผลิตไฟฟ้ารวมตลอดอายุโครงการ (kWh/year)			CFP (บาท/kWh)
	ขนาดกำลังผลิต	$\sum_{t=0}^{n} \frac{I_t + M_t}{(1+r)^t}$ (บาท)	$\sum_{t=0}^{n} \frac{E_t}{(1+r)^t}$ (kWh)	
A	>100 kW	40,525,646.10	17,444,728.45	2.32
B	>100 kW	29,519,462.81	12,706,990.81	2.32
C	>100 kW	15,956,507.11	6,868,661.22	2.32
D	>100 kW	15,444,378.83	6,648,209.73	2.32
E	>100 kW	15,016,616.15	6,464,074.39	2.32
F	>100 kW	13,773,697.94	5,929,046.01	2.32
G	>100 kW	8,413,523.22	3,621,697.42	2.32
H	51-100 kW	2,995,760.15	1,115,121.85	2.69
I	11-50 kW	2,578,466.28	837,615.99	3.08

4.2 การวิเคราะห์ทางการเงินของโครงการ

ผลที่ได้จากการวิเคราะห์ทางการเงินด้วยเครื่องมือทางการเงิน พบว่ามูลค่าปัจจุบันสุทธิ NPV ทั้งแบบผลตอบแทนทางตรง แบบผลตอบแทนทางตรงบวกผลทางอ้อมด้านภาษี แบบผลตอบแทนทางตรงบวกผลทางอ้อมด้านลดค่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุด ทั้ง 3 แบบให้ค่ามูลค่าปัจจุบันสุทธิ NPV ที่เป็นบวก ซึ่งแสดงว่าโครงการทั้ง 3 ขนาดกำลังที่ >100 kW, 51-100 kW และ 11-50 kW มีความคุ้มค่าในการลงทุนด้านอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน BCR ผลตอบแทนทั้ง 3 แบบให้ค่าอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน BCR ที่มากกว่า 1 ซึ่งแสดงว่าโครงการทั้ง 3 ขนาดกำลังที่ >100 kW, 51-100 kW และ 11-50 kW มีความคุ้มค่าในการลงทุนด้านอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ IRR มีอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ IRR มากกว่าอัตราดอกเบี้ย MRL ที่ใช้ในการคำนวณที่ 6.9984% ซึ่งแสดงว่าโครงการทั้ง 3 ขนาดกำลังที่ >100 kW, 51-100 kW และ 11-50 kW มีความคุ้มค่าในการลงทุนเช่นเดียวกันกับการคำนวณโดยใช้ระยะคืนทุน ทั้งแบบอย่างง่ายและแบบคิดลดกระแสเงินสด พบว่าโครงการดังกล่าวมีระยะคืนทุนที่น้อยกว่าอายุของโครงการที่ 25 ปี แสดงว่าโครงการทั้ง 3 ขนาดกำลังที่ >100 kW, 51-100 kW และ 11-50 kW มีความคุ้มค่าในการลงทุน

4.3 การวิเคราะห์ปัจจัยและความอ่อนไหวของโครงการ

การศึกษานี้เลือกใช้การวิเคราะห์แบบ Partial Sensitivity ซึ่งเป็นการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการ โดยคำนึงถึงทั้งปัจจัยภายในและภายนอกที่มีผลต่อโครงการ ทั้งนี้เพื่อให้สามารถนำการวิเคราะห์ความอ่อนไหวนี้ไปปรับประยุกต์ได้จริง จึงใช้รูปแบบขั้นบันไดเพื่อพิจารณาถึงปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อโครงการโดยพิจารณาค่าที่เพิ่มขึ้นที่ 5%, 10%, 15% และ 20% ตามลำดับ เนื่องจากเซลล์พลังงานแสงอาทิตย์เป็นสินค้าประเภทเทคโนโลยีที่มักมีราคาถูกลงอันเป็นผลจากความ

ก้าวหน้าของเทคโนโลยี จึงไม่นิยมนำเอาอัตราเงินเฟ้อมาใช้ในการวิเคราะห์ความอ่อนไหว ดังนั้นการศึกษานี้จึงเลือกปัจจัยที่อาจมีผลกระทบต่อโครงการ โดยแบ่งการวิเคราะห์ความอ่อนไหวออกเป็น 4 กรณี ดังต่อไปนี้

กรณีที่ 1 ดอกเบี้ยเงินกู้ที่ใช้คิดลดมีอัตราเพิ่มขึ้นจากค่าปกติที่ 6.9984% เป็นอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ที่ 11.9984%, 16.9984%, 21.9984% และ 26.9984% ตามลำดับ

กรณีที่ 2 เครื่อง Inverter มีอายุการใช้งานลดลงจากค่าปกติที่อายุ 10 ปี เป็นมีอายุการใช้งาน 9.5 ปี, 9 ปี, 8.5 ปี และ 8 ปี ตามลำดับ

กรณีที่ 3 แผงโซลาร์เซลล์ที่ใช้มีค่าความเสื่อมเพิ่มขึ้นจากค่าปกติที่ปีแรก 0.98% ปีต่อไป 0.62% เป็น 10.98% และ 10.62%, 15.98%, 15.62% และ 20.98%, 20.62% ตามลำดับ

กรณีที่ 4 ฤดูกาลทำให้ความเข้มแสงที่ได้รับลดลง ส่งผลให้ผลิตกระแสไฟฟ้าได้ลดลงจากค่าปกติที่ 17.9625 $MJ/M^2/day$ เป็น 17.064 $MJ/M^2/day$, 16.166 $MJ/M^2/day$, 15.268 $MJ/M^2/day$ และ 14.370 $MJ/M^2/day$

ตารางที่ 16 แสดงผลการวิเคราะห์ทางการเงินของโครงการโดยวิธี NPV, BCR, IRR และ PB

บริษัท	การวิเคราะห์ทางการเงินของโครงการ													
	ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า		มูลค่าปัจจุบันสุทธิ NPV			อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน BCR			อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ IRR			ระยะคืนทุนแบบคิดลด DPB		
	ต้นทุนระบบต่อขนาดกำลังผลิต (บาท/วัตต์)	ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย (บาท/kWh)	ผลทางตรง	ผลทางตรง + ภาษี	ผลทางตรง + ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด	ผลทางตรง	ผลทางตรง + ภาษี	ผลทางตรง + ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด	ผลทางตรง	ผลทางตรง + ภาษี	ผลทางตรง + ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด	ผลทางตรง	ผลทางตรง + ภาษี	ผลทางตรง + ความต้องการไฟฟ้าสูงสุด
A >100 kW	40.978	2.32	26,198,546.07	30,824,572.89	34,585,354.88	1.646	1.761	1.853	17.01%	18.80%	20.27%	7.93	7.253	6.76
B >100 kW	40.978	2.32	19,083,397.32	22,453,061.71	25,192,469.34	1.646	1.761	1.853	17.01%	18.80%	20.27%	7.93	7.25	6.76
C >100 kW	40.978	2.32	10,315,376.23	12,136,821.09	13,617,585.75	1.646	1.761	1.853	17.01%	18.80%	20.27%	7.93	7.25	6.76
D >100 kW	40.978	2.32	9,984,301.53	11,747,286.64	13,180,525.77	1.646	1.761	1.853	17.01%	18.80%	20.27%	7.93	7.25	6.76
E >100 kW	40.978	2.32	9,707,766.51	11,421,922.25	12,815,464.98	1.646	1.761	1.853	17.01%	18.80%	20.27%	7.93	7.25	6.76
F >100 kW	40.978	2.32	8,904,259.27	10,476,535.16	11,754,735.01	1.646	1.761	1.853	17.01%	18.80%	20.27%	7.93	7.25	6.76
G >100 kW	40.978	2.32	5,439,076.17	6,399,484.89	7,180,260.27	1.646	1.761	1.853	17.01%	18.80%	20.27%	7.93	7.25	6.76
H 51-100 kW	47.514	2.69	1,269,459.85	1,565,170.02	1,805,571.02	1.424	1.522	1.603	13.46%	14.95%	16.17%	11.33	9.07	7.42
I 11-50 kW	54.557	3.08	625,323.92	847,444.55	1,028,020.08	1.243	1.329	1.399	10.69%	11.97%	13.01%	14.39	12.73	11.66

ตารางที่ 17 สรุปผลการศึกษาแบบปกติ

บริษัท	ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า		การวิเคราะห์ทางการเงินของโครงการ				
	ต้นทุนระบบต่อขนาดกำลังผลิต Unit Cost (บาท/วัตต์)	ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย CFP (บาท/kWh)	มูลค่าปัจจุบันสุทธิ NPV	อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน BCR	อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ IRR	ระยะคืนทุน	
						แบบง่าย	แบบคิดลด
A >100 kW	40.978	2.32	39,211,381.69	1.9675696	22%	5.26	6.25
B >100 kW	40.978	2.32	28,562,133.73	1.9675696	22%	5.26	6.25
C >100 kW	40.978	2.32	15,439,030.61	1.9675696	22%	5.26	6.25
D >100 kW	40.978	2.32	14,943,510.88	1.9675696	22%	5.26	6.25
E >100 kW	40.978	2.32	14,529,620.72	1.9675696	22%	5.26	6.25
F >100 kW	40.978	2.32	13,327,010.90	1.9675696	22%	5.26	6.25
G >100 kW	40.978	2.32	8,140,668.99	1.9675696	22%	5.26	6.25
H 51-100 kW	47.514	2.69	2,101,281.18	1.7014184	18%	6.21	7.72
I 11-50 kW	54.557	3.08	1,250,140.71	1.4848389	14%	7.25	9.56

ตารางที่ 18 แสดงสรุปผลการศึกษาดอกเบี้ยเงินกู้ที่ใช้คิดลดมีอัตราเพิ่มขึ้น 5%, 10%, 15%, 20%

บริษัท	ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า								การวิเคราะห์ทางการเงินของโครงการ															
	ต้นทุนระบบต่อขนาดกำลังผลิต Unit Cost (บาท/วัตต์)				ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย CFP (บาท/kWh)				มูลค่าปัจจุบันสุทธิ NPV				อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน BCR				อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ IRR				ระยะคืนทุนแบบคิดลด DPB			
	11.99%	16.99%	21.99%	26.99%	11.99%	16.99%	21.99%	26.99%	11.99%	16.99%	21.99%	26.99%	11.99%	16.99%	21.99%	26.99%	11.99%	16.99%	21.99%	26.99%	11.99%	16.99%	21.99%	26.99%
A >100 kW	38.69	37.46	36.78	36.37	3.05	3.79	4.52	5.22	17,850,560.99	6,587,594.32	102,508.85	(3,890,298.90)	1.97	1.50	1.20	1.00	22%	22%	22%	22%	7.37	9.35	23.28	ไม่คุ้มค่า
B >100 kW	38.69	37.46	36.78	36.37	3.05	3.79	4.52	5.22	13,002,605.06	4,798,498.34	74,668.92	(2,833,749.61)	1.97	1.50	1.20	1.00	22%	22%	22%	22%	7.37	9.35	23.28	ไม่คุ้มค่า
C >100 kW	38.69	37.46	36.78	36.37	3.05	3.79	4.52	5.22	7,028,453.11	2,593,789.51	40,361.68	(1,531,760.45)	1.97	1.50	1.20	1.00	22%	22%	22%	22%	7.37	9.35	23.28	ไม่คุ้มค่า
D >100 kW	38.69	37.46	36.78	36.37	3.05	3.79	4.52	5.22	6,802,873.06	2,510,541.15	39,066.26	(1,482,598.20)	1.97	1.50	1.20	1.00	22%	22%	22%	22%	7.37	9.35	23.28	ไม่คุ้มค่า
E >100 kW	38.69	37.46	36.78	36.37	3.05	3.79	4.52	5.22	6,614,454.01	2,441,006.74	37,984.24	(1,441,534.70)	1.97	1.50	1.20	1.00	22%	22%	22%	22%	7.37	9.35	23.28	ไม่คุ้มค่า
F >100 kW	38.69	37.46	36.78	36.37	3.05	3.79	4.52	5.22	6,066,978.78	2,238,965.77	34,840.31	(1,322,219.56)	1.97	1.50	1.20	1.00	22%	22%	22%	22%	7.37	9.35	23.28	ไม่คุ้มค่า
G >100 kW	38.69	37.46	36.78	36.37	3.05	3.79	4.52	5.22	3,705,952.25	1,367,649.45	21,281.85	(807,664.36)	1.97	1.50	1.20	1.00	22%	22%	22%	22%	7.37	9.35	23.28	ไม่คุ้มค่า
H 51-100 kW	45.04	43.71	42.96	42.51	3.54	4.42	5.28	6.10	764,774.97	66,637.02	(330,031.42)	(569,895.35)	1.7	1.28	1.03	0.86	18%	18%	18%	18%	9.76	18.60	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า
I 11-50 kW	51.85	50.41	49.58	49.09	4.08	5.10	6.10	7.04	270,669.43	(235,570.85)	(518,798.78)	(686,396.95)	1.49	1.12	0.89	0.74	14%	14%	14%	14%	15.25	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า

ตารางที่ 19 แสดงสรุปผลการศึกษาเครื่อง Inverter มีอายุการใช้งานลดลง 5%, 10%, 15%, 20%

บริษัท	ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า								การวิเคราะห์ทางการเงินของโครงการ															
	ต้นทุนระบบต่อขนาดกำลังผลิต Unit Cost (บาท/วัตต์)				ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย CFP (บาท/kWh)				มูลค่าปัจจุบันสุทธิ NPV				อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน BCR				อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ IRR				ระยะคืนทุนแบบคิดลด DPB			
	9.5 ปี	9 ปี	8.5 ปี	8 ปี	9.5 ปี	9 ปี	8.5 ปี	8 ปี	9.5 ปี	9 ปี	8.5 ปี	8 ปี	9.5 ปี	9 ปี	8.5 ปี	8 ปี	9.5 ปี	9 ปี	8.5 ปี	8 ปี	9.5 ปี	9 ปี	8.5 ปี	8 ปี
A >100 kW	41.60	41.21	41.53	41.97	2.35	2.37	2.38	2.48	39,211,381.69	38,570,893.54	38,003,931.94	37,652,002.32	1.97	1.94	1.92	1.91	22.10%	21.87%	21.62%	21.56%	6.25	6.25	6.25	6.25
B >100 kW	41.60	41.21	41.53	41.97	2.35	2.37	2.38	2.48	28,562,133.73	28,095,592.96	27,682,609.98	27,426,259.40	1.97	1.94	1.92	1.91	22.10%	21.87%	21.62%	21.56%	6.25	6.25	6.25	6.25
C >100 kW	41.60	41.21	41.53	41.97	2.35	2.37	2.38	2.48	15,439,030.61	15,186,845.77	14,963,611.16	14,825,042.92	1.97	1.94	1.92	1.91	22.10%	21.87%	21.62%	21.56%	6.25	6.25	6.25	6.25
D >100 kW	41.60	41.21	41.53	41.97	2.35	2.37	2.38	2.48	14,943,510.88	14,699,419.97	14,483,350.13	14,349,229.28	1.97	1.94	1.92	1.91	22.10%	21.87%	21.62%	21.56%	6.25	6.25	6.25	6.25
E >100 kW	41.60	41.21	41.53	41.97	2.35	2.37	2.38	2.48	14,529,620.72	14,292,290.40	14,082,205.04	13,951,798.93	1.97	1.94	1.92	1.91	22.10%	21.87%	21.62%	21.56%	6.25	6.25	6.25	6.25
F >100 kW	41.60	41.21	41.53	41.97	2.35	2.37	2.38	2.48	13,327,010.90	13,109,324.29	12,916,627.60	12,797,015.14	1.97	1.94	1.92	1.91	22.10%	21.87%	21.62%	21.56%	6.25	6.25	6.25	6.25
G >100 kW	41.60	41.21	41.53	41.97	2.35	2.37	2.38	2.48	8,140,668.99	8,007,697.34	7,889,990.53	7,816,926.48	1.97	1.94	1.92	1.91	22.10%	21.87%	21.62%	21.56%	6.25	6.25	6.25	6.25
H 51-100 kW	48.13	47.75	48.07	48.50	2.71	2.74	2.74	2.85	2,101,281.18	2,060,339.17	2,024,097.20	2,001,600.76	1.70	1.68	1.66	1.65	17.67%	17.47%	17.26%	17.20%	7.72	7.72	7.72	8.82
I 11-50 kW	55.18	54.79	55.11	55.55	3.11	3.13	3.14	3.24	1,250,140.71	1,219,387.40	1,192,164.50	1,175,266.45	1.48	1.47	1.46	1.45	14.29%	14.11%	13.93%	13.87%	10.66	10.74	10.74	10.82

ตารางที่ 20 แสดงสรุปผลการศึกษาแผงโซลาร์เซลล์ที่ใช้มันมีค่าความเสื่อมเพิ่มขึ้นที่ 5%, 10%, 15%, 20%

บริษัท	ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า								การวิเคราะห์ทางการเงินของโครงการ															
	ต้นทุนระบบต่อขนาดกำลังผลิต Unit Cost (บาท/วัตต์)				ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย CFP (บาท/kWh)				มูลค่าปัจจุบันสุทธิ NPV				อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน BCR				อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ IRR				ระยะคืนทุนแบบคิดลด DPB			
	5.62%	10.62%	15.62%	20.62%	5.62%	10.62%	15.62%	20.62%	5.62%	10.62%	15.62%	20.62%	5.62%	10.62%	15.62%	20.62%	5.62%	10.62%	15.62%	20.62%	5.62%	10.62%	15.62%	20.62%
A >100 kW	40.98	40.98	40.98	40.98	3.57	5.09	6.86	8.89	14,509,033.34	264,190.68	(8,553,061.17)	(14,484,151.90)	1.36	1.01	0.79	0.64	14.64%	7.18%	0.03%	5.63%	8.03	19.35	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า
B >100 kW	40.98	40.98	40.98	40.98	3.57	5.09	6.86	8.89	10,568,588.32	192,440.28	(6,230,172.63)	(10,550,464.32)	1.36	1.01	0.79	0.64	14.64%	7.18%	0.03%	5.63%	8.03	19.35	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า
C >100 kW	40.98	40.98	40.98	40.98	3.57	5.09	6.86	8.89	5,712,765.02	104,022.04	(3,367,669.47)	(5,702,968.24)	1.36	1.01	0.79	0.64	14.64%	7.18%	0.03%	5.63%	8.03	19.35	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า
D >100 kW	40.98	40.98	40.98	40.98	3.57	5.09	6.86	8.89	5,529,412.33	100,683.43	(3,259,583.24)	(5,519,929.98)	1.36	1.01	0.79	0.64	14.64%	7.18%	0.03%	5.63%	8.03	19.35	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า
E >100 kW	40.98	40.98	40.98	40.98	3.57	5.09	6.86	8.89	5,376,264.30	97,894.80	(3,169,302.62)	(5,367,044.58)	1.36	1.01	0.79	0.64	14.64%	7.18%	0.03%	5.63%	8.03	19.35	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า
F >100 kW	40.98	40.98	40.98	40.98	3.57	5.09	6.86	8.89	4,931,273.45	89,792.09	(2,906,980.94)	(4,922,816.84)	1.36	1.01	0.79	0.64	14.64%	7.18%	0.03%	5.63%	8.03	19.35	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า
G >100 kW	40.98	40.98	40.98	40.98	3.57	5.09	6.86	8.89	3,012,218.20	54,848.59	(1,775,699.73)	(3,007,052.57)	1.36	1.01	0.79	0.64	14.64%	7.18%	0.03%	5.63%	8.03	19.35	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า
H 51-100 kW	47.51	47.51	47.51	47.51	4.13	5.89	7.94	10.28	522,229.47	(388,345.63)	(951,972.07)	(1,331,106.02)	1.17	0.87	0.68	0.56	10.62%	3.53%	3.12%	8.03%	12.89	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า
I 11-50 kW	54.56	54.56	54.56	54.56	4.73	6.74	9.10	11.78	64,047.05	(619,925.08)	(1,043,289.14)	(1,328,072.96)	1.02	0.76	0.60	0.48	7.51%	0.66%	5.67%	10.11%	19.85	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า

ตารางที่ 21 แสดงสรุปผลการศึกษาฤดูกาลทำให้ปริมาณแสงความเข้มแสงที่ได้รับลดลง 5%, 10%, 15%, 20%

บริษัท	ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า								การวิเคราะห์ทางการเงินของโครงการ															
	ต้นทุนระบบต่อขนาดกำลังผลิต Unit Cost (บาท/วัตต์)				ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย CFP (บาท/kWh)				มูลค่าปัจจุบันสุทธิ NPV				อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน BCR				อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ IRR				ระยะคืนทุนแบบคิดลด DPB			
	17.064 MJ/M²/day	16.166 MJ/M²/day	15.268 MJ/M²/day	14.370 MJ/M²/day	17.064 MJ/M²/day	16.166 MJ/M²/day	15.268 MJ/M²/day	14.370 MJ/M²/day	17.064 MJ/M²/day	16.166 MJ/M²/day	15.268 MJ/M²/day	14.370 MJ/M²/day	17.064 MJ/M²/day	16.166 MJ/M²/day	15.268 MJ/M²/day	14.370 MJ/M²/day	17.064 MJ/M²/day	16.166 MJ/M²/day	15.268 MJ/M²/day	14.370 MJ/M²/day	17.064 MJ/M²/day	16.166 MJ/M²/day	15.268 MJ/M²/day	14.370 MJ/M²/day
A >100 kW	40.98	40.98	40.98	40.98	2.45	2.58	2.73	2.90	35,682,801.07	31,705,880.27	27,728,959.48	23,752,038.68	1.88	1.78	1.68	1.59	20.62%	19.07%	17.54%	16.03%	6.66	7.17	7.74	8.43
B >100 kW	40.98	40.98	40.98	40.98	2.45	2.58	2.73	2.90	25,991,864.91	23,095,018.67	20,198,172.43	17,301,326.19	1.88	1.78	1.68	1.59	20.62%	19.07%	17.54%	16.03%	6.66	7.17	7.74	8.43
C >100 kW	40.98	40.98	40.98	40.98	2.45	2.58	2.73	2.90	14,049,692.57	12,483,825.74	10,917,958.91	9,352,092.08	1.88	1.78	1.68	1.59	20.62%	19.07%	17.54%	16.03%	6.66	7.17	7.74	8.43
D >100 kW	40.98	40.98	40.98	40.98	2.45	2.58	2.73	2.90	13,598,764.00	12,083,154.08	10,567,544.16	9,051,934.24	1.88	1.78	1.68	1.59	20.62%	19.07%	17.54%	16.03%	6.66	7.17	7.74	8.43
E >100 kW	40.98	40.98	40.98	40.98	2.45	2.58	2.73	2.90	13,222,119.28	11,748,487.18	10,274,855.08	8,801,222.98	1.88	1.78	1.68	1.59	20.62%	19.07%	17.54%	16.03%	6.66	7.17	7.74	8.43
F >100 kW	40.98	40.98	40.98	40.98	2.45	2.58	2.73	2.90	12,127,730.73	10,776,070.46	9,424,410.19	8,072,749.92	1.88	1.78	1.68	1.59	20.62%	19.07%	17.54%	16.03%	6.66	7.17	7.74	8.43
G >100 kW	40.98	40.98	40.98	40.98	2.45	2.58	2.73	2.90	7,408,100.90	6,582,452.98	5,756,805.06	4,931,157.14	1.88	1.78	1.68	1.59	20.62%	19.07%	17.54%	16.03%	6.66	7.17	7.74	8.43
H 51-100 kW	47.51	47.51	47.51	47.51	2.83	2.99	3.16	3.36	1,875,723.22	1,621,505.95	1,367,288.68	1,113,071.41	1.63	1.54	1.46	1.37	16.47%	15.19%	13.92%	12.65%	8.29	8.93	9.73	12.11
I 11-50 kW	54.56	54.56	54.56	54.56	3.24	3.42	3.62	3.85	1,080,714.42	889,760.90	698,807.37	507,853.84	1.42	1.35	1.27	1.20	13.28%	12.19%	11.09%	9.99%	11.45	12.52	13.83	15.51

5. สรุปผลการศึกษา (Conclusions)

การวิจัยนี้เป็นการศึกษาความคุ้มค่าทางการเงินของโครงการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ของโรงงานผลิตไม้ยางพาราแปรรูปในจังหวัดตรัง โดยใช้เกณฑ์ในการวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการลงทุนคือ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV) อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Benefit and Cost Ratio) อัตราผลตอบแทนจากการลงทุน (Internal Rate of Return: IRR) ต้นทุนระบบต่อขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง (Unit Cost per Watt) ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย (Cost of Product) และระยะคืนทุน (Payback Period) ภายใต้กรณีผลตอบแทน 3 แบบ คือ แบบผลทางตรง แบบผลทางตรงบวกผลทางอ้อมด้านภาษี และแบบผลทางตรงบวกผลทางอ้อมด้านค่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุด

ผลการศึกษาด้านต้นทุนระบบต่อขนาดกำลังผลิตติดตั้ง พบว่าโรงงานขนาดเล็กที่มีกำลัง 0-10 kW มีต้นทุนเท่ากับ 68,650 บาทต่อกิโลวัตต์ โรงงานขนาดกลางที่มีกำลัง 11-50 kW จะมีต้นทุนเท่ากับ 54,557 บาทต่อกิโลวัตต์ ส่วนโรงงานขนาดใหญ่ที่มีกำลัง 51-100 kW จะมีต้นทุนเท่ากับ 47,514 บาทต่อกิโลวัตต์ และขนาดกำลัง >100 kW จะมีต้นทุนเท่ากับ 40,978 บาทต่อกิโลวัตต์ กล่าวได้ว่าโรงงานยิ่งมีขนาดการผลิตใหญ่ยิ่งมีความได้เปรียบด้านต้นทุนระบบต่อขนาดกำลังผลิตติดตั้ง ซึ่งเป็นไปตามทฤษฎีการประหยัดจากขนาด (Economy of Scales) ส่วนต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย พบว่าขนาดกำลัง >100 kW มีต้นทุนเท่ากับ 2.32 บาทต่อหน่วย ขนาดกำลัง 51-100 kW มีต้นทุนเท่ากับ 2.69 บาทต่อหน่วย และขนาดกำลัง 11-50 kW จะมีต้นทุนเท่ากับ 2.69 บาทต่อหน่วย ซึ่งทั้ง 3 ขนาดมีค่าไฟฟ้าต่อหน่วยที่ต่ำกว่าโดยเปรียบเทียบกับค่าไฟฟ้าในปัจจุบันในช่วง Peak ที่ 4.2097 บาทต่อหน่วย ซึ่งแสดงว่าโครงการทั้ง 3 ขนาดกำลังที่ >100 kW, 51-100 kW และ 11-50 kW มีความคุ้มค่าในการลงทุน

เมื่อวิเคราะห์โครงการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ พบว่ามีระยะคืนทุนรวดเร็วที่สุดที่ 5.59 ปีที่ขนาดกำลัง >100 kW แบบผลตอบแทนทางตรงบวกผลทางอ้อมด้านลดค่าความต้องการไฟฟ้า และระยะคืนทุนช้าสุดที่ 14.39 ปีที่ขนาด 11-50 kW แบบผลตอบแทนทางตรง เมื่อนำหลักการมูลค่าเงินตามเวลาที่เกิดจากผลตอบแทนที่ได้จากโครงการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ และต้นทุนที่ใช้ในการผลิตมาวิเคราะห์ โดยการพิจารณาด้านมูลค่าปัจจุบันสุทธิ NPV ด้านอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน BCR ด้านอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ IRR รวมไปถึงด้านระยะคืนทุนแบบคิดลดกระแสเงินสด พบว่าผลที่ได้สอดคล้องไปในทิศทางเดียวกัน นั่นคือโครงการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์สำหรับโรงงานผลิตไม้ยางพาราแปรรูปในจังหวัดตรัง มีความคุ้มค่าในการลงทุน ซึ่งนับเป็นสัญญาณที่ดีที่หน่วยงานภาครัฐที่เกี่ยวข้องจะสามารถนำผลการศึกษาที่ได้จริงจากงานวิจัย ไปใช้ในการรณรงค์ให้โรงงานอุตสาหกรรมหันมาใช้พลังงานทางเลือก เช่น การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ต่อไป

ในส่วนของการวิเคราะห์ความอ่อนไหว สามารถสรุปได้ในแต่ละกรณีดังนี้

1. กรณีดอกเบี้ยเงินกู้ที่ใช้คิดลดมีอัตราเพิ่มขึ้นจากค่าปกติที่ 6.9984% เป็นอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ที่ 11.9984%, 16.9984%, 21.9984% และ 26.9984%

ผลการศึกษาที่ได้แสดงให้เห็นว่ากรณีดอกเบี้ยเพิ่มขึ้นที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง >100 kW จะสามารถรองรับการเปลี่ยนแปลงหากดอกเบี้ยเงินกู้เพิ่มขึ้นได้ถึง 10% และยังมีความคุ้มค่าในการลงทุน ในขณะที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 51-100 kW และ 11-50 kW จะสามารถรองรับการเปลี่ยนแปลงของดอกเบี้ยกู้เพิ่มขึ้นได้เพียง 5% และยังมีความคุ้มค่าในการลงทุน

ตารางที่ 22 แสดงผลสรุปการศึกษาเมื่อดอกเบี้ยเงินกู้ที่ใช้คิดลดมีอัตราเพิ่มขึ้น

ขนาดกำลังผลิต (kW)	ดอกเบี้ยเพิ่มขึ้น	CFP	NPV	BCR	IRR	PB	PBD
11-50	5%	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า
	10%	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า
	15%	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า
	20%	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า
51-100	5%	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า
	10%	ไม่คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า
	15%	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า
	20%	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า
>100	5%	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า
	10%	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า
	15%	ไม่คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า
	20%	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า

2. กรณีเครื่อง Inverter มีอายุการใช้งานลดลงจากค่าปกติที่อายุ 10 ปี เป็นอายุการใช้งาน 9.5 ปี, 9 ปี, 8.5 ปี และ 8 ปี ตามลำดับ

ตารางที่ 23 แสดงผลสรุปการศึกษาเมื่อเครื่อง Inverter มีอายุการใช้งานลดลง

ขนาดกำลังผลิต (kW)	ดอกเบี้ยเพิ่มขึ้น	CFP	NPV	BCR	IRR	PB	PBD
11-50	5%	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า
	10%	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า
	15%	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า
	20%	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า
51-100	5%	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า
	10%	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า
	15%	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า
	20%	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า
>100	5%	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า
	10%	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า
	15%	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า
	20%	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า

จะเห็นได้ว่ากรณีเครื่อง Inverter มีอายุการใช้งานลดลงที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง >100 kW, 51-100 kW และ 11-50 kW สามารถรองรับการเปลี่ยนแปลงอายุเครื่อง Inverter ที่ลดลงได้ และยังมีความคุ้มค่าในการลงทุน

3. กรณีแผงโซลาร์เซลล์ที่ใช้มันมีค่าความเสื่อมเพิ่มขึ้นจากค่าปกติที่เป็นค่ามาตรฐานปีแรก 0.98% ปีต่อมา 0.62% โดยพิจารณาเพิ่ม 4 คู่ คือ 5.98%, 5.62% และ 10.98%, 10.62% และ 15.98%, 15.62% และ 20.98%, 20.62% ตามลำดับ

ตารางที่ 24 แสดงผลสรุปการศึกษาเมื่อแผงโซลาร์เซลล์ที่ใช้มีความเสื่อมเพิ่ม

ขนาดกำลังผลิต (kW)	ดอกเบี้ยเพิ่มขึ้น	CFP	NPV	BCR	IRR	PB	PBD
11-50	5%	ไม่คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า
	10%	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า
	15%	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า
	20%	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า
51-100	5%	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า
	10%	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า
	15%	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า
	20%	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า
>100	5%	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า
	10%	ไม่คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า
	15%	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า
	20%	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า

กรณีแผงโซลาร์เซลล์ที่ใช้มีความเสื่อมเพิ่มขึ้น พบว่าที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง >100 kW และ 51-100 kW สามารถรองรับการเปลี่ยนแปลงความเสื่อมเพิ่ม 5% และมีความคุ้มค่าในการลงทุน แต่ที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง 11-50 kW ไม่มีความคุ้มค่าในการลงทุน

4. กรณีฤดูกาลทำให้ปริมาณแสงความเข้มแสงที่ได้รับลดลงจากค่าปกติที่ 17.9625 $MJ/M^2/day$ เป็น 17.064 $MJ/M^2/day$, 16.166 $MJ/M^2/day$, 15.268 $MJ/M^2/day$ และ 14.370 $MJ/M^2/day$ ตามลำดับ

ตารางที่ 25 แสดงผลสรุปการศึกษาเมื่อความเข้มแสงที่ได้รับลดลง

ขนาดกำลังผลิต (kW)	ดอกเบี้ยเพิ่มขึ้น	CFP	NPV	BCR	IRR	PB	PBD
11-50	5%	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า
	10%	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า
	15%	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า
	20%	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า
51-100	5%	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า
	10%	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า
	15%	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า
	20%	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า
>100	5%	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า
	10%	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า
	15%	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า
	20%	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า	คุ้มค่า

เมื่อความเข้มแสงที่ได้รับลดลง พบว่าที่ขนาดกำลังผลิตติดตั้ง >100 kW, 51-100 kW และ 11-50 kW นอกจากจะสามารถรองรับการเปลี่ยนแปลงความเข้มแสงที่ลดลงได้แล้ว ยังมีความคุ้มค่าในการลงทุนติดตั้งแผงโซลาร์เซลล์พลังงานแสงอาทิตย์อีกด้วย

References

Anan Suwanchaisakul. (2008). Financial and economic feasibility of producing electricity from solar cells for households and villages. Specialized research, Master of Economics Program, Faculty of Economics Thammasat University.

Chularat Jumpirat. (2015). Financial feasibility study of solar power generation projects installed on Solar PV Rooftop for residential household in Mae Sariang district Mae Hong Son Province. Master Independent study. Kasetsart University.

Department of Alternative Energy Development and Energy Conservation. Alternative Energy Development Plan and Alternative Energy 2015-2036. Alternative Energy Development Plan (AEDP2015). Ministry of Energy Policy and Planning Office Energy. Retrieved from http://www.eppo.go.th/images/POLICY/PDF/PDP_TH.pdf (Searched on 20 February 2018).

Department of Alternative Energy Development and Efficiency. Ministry of Energy. (2015). Energy Consumption Statistics. searched on 23 February 2018. Retrieved from http://www.dede.go.th/ewt_news.php?nid=42079

Natthapong Suwanasang and Sopitsuda Tongsopit. (2015). An Assessment of the Technical and Economic Potential of Rooftop Solar Systems on Chulalongkorn University's Buildings. Journal of Energy Research. Year 12, Issue 2 (July-December) 2015.

Prasart Meetam. (2015). The right to use sunlight to produce electricity must be protected and make it true. (Regret sunny). Committee Independent organization for consumer protection.

Prinyaporn Boonsirisuk. (2014). Using renewable energy by using solar energy of households in Chiang Mai Case study of Chiang Mai Municipality. Independent study Master of Economics Program, Chiang Mai University.

Rachan Chuchat. (2015). Analysis of demand for electric power In order to evaluate the cost and return of the Solar installation rooftop on the roof of the case study Prince of Songkla University Hat Yai Campus. Research Methods in Economics, Faculty of Economics Prince of Songkla University Hat Yai Campus.

Samart Wongrit. (2012). Area suitability for solar cell installation in Thailand using Geographic information database together with the solar radiation intensity map. Master of Engineering Thesis, Kasetsart University.

Thanapol Tantisatayakul et.al. (2017). An assessment of energy, environmental and economic benefits for systems Solar power generation on the roof of the building within Thammasat University, Rangsit Campus. Science Journal And Technology Year 25, Issue 6, November-December 2017.

Thanapol Tantisatayakun. (2015). Assessment of financial support measures for power generation systems Residential solar roof in Thailand Journal of Science and Technology, Year 23, Issue 4, May-June 2015, Thammasat University.

Thanai Phothisat et.al. (2017). A guide to the development of solar power generation projects installed on the roof for Thailand. Department of Alternative Energy Development and Efficiency, Ministry of Energy.

Wiwat Chanovit. (2014). Cost and return analysis of solar power generation projects installed on Residential type roof In different areas of Thailand. Business Economics Course Thesis, Institute Graduate School of Development Administration.