

รูปแบบมาตรการทางการเงินที่เหมาะสม สำหรับการสนับสนุนระบบผลิตไฟฟ้าพลังงาน แสงอาทิตย์บนหลังคาบ้านในประเทศไทย

ดิศรณ์ ชัยช่วงโชค¹, ไสภิตสุดา ทองไสภิต² และแนบบุญ หุนเจริญ³

¹สาขาวิชาเทคโนโลยีและการจัดการพลังงาน (สหสาขาวิชา)

บัณฑิตวิทยาลัย จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

^{2,3}สถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

¹disorn87@yahoo.com

บทคัดย่อ

การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาบ้านพักอาศัยในประเทศไทยในปัจจุบันนั้นยังขาดการสนับสนุนจากภาครัฐ เนื่องจากยังไม่มีมาตรการที่ชัดเจนสำหรับการให้ประชาชนทั่วไปสนใจลงทุนติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาบ้าน ซึ่งมาตรการในอดีตที่ผ่านมาทำให้เกิดปัญหาและความไม่เป็นธรรมกับผู้ลงทุนและประชาชนผู้ใช้ไฟฟ้า ในการศึกษาครั้งนี้จึงได้กำหนดโครงสร้างราคาซื้อขายไฟฟ้าแบบ Fixed Feed-in Tariff (FIT) และคำนวณอัตรา FIT ที่เหมาะสม ซึ่งเป็นอัตราค่าไฟฟ้าที่กำหนดโดยคำนึงถึงต้นทุนของการผลิตไฟฟ้าซึ่งมีค่าต่างกันตามเทคโนโลยี โดยการศึกษานี้ได้ออกแบบรูปแบบมาตรการทางการเงินไว้ 3 รูปแบบ แต่ละรูปแบบมีความเหมาะสมกับกลุ่มผู้มีรายได้ในระดับที่ต่างกันและให้ผลตอบแทนที่ดี ทั้งยังส่งผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วไปน้อยอีกด้วย

คำสืบค้น

คำสำคัญ : ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์, อัตราฟีดอิน, ราคาซื้อขายไฟฟ้า, ประเทศไทย, นโยบายพลังงาน

APPROPRIATE FINANCIAL MEASURES FOR THE SUPPORT OF RESIDENTIAL ROOFTOP SOLAR SYSTEMS IN THAILAND

Disorn Chaichuangchok¹ Sopitsuda Tongsovit² Naebboon Hoonchareon³

¹Energy Technology and Management Program,

Graduate School, Chulalongkorn University

^{2,3}Energy Research Institutes Chulalongkorn University

¹disorn87@yahoo.com

ABSTRACT

In Thailand, the investment in residential rooftop solar power systems is still not attractive because there is still a lack of support measures for this market segment. The support measures that the government has put in place to date have been focused primarily on large-scale solar farm investment and caused many problems both for the investors and ratepayers. This study hence designs a fixed feed-in tariff measure (FiT) to support residential-scale rooftop solar systems installation. A fixed FiT is an electricity purchasing price that reflects the investment costs of different renewable energy technologies. Three rates of FiT are proposed to provide attractive returns for three levels of income groups. The FiT measure will result in negligible impacts on ratepayers, given the current residential rooftop target specified in Thailand's Alternative Energy Development Plan.

KEYWORDS

Solar, Feed-in tariff, adder, Thailand, energy policy

1. บทนำ

1.1 ความเป็นมาของการสนับสนุนพลังงานหมุนเวียนในไทย

ประเทศไทยเป็นประเทศแรกในกลุ่มประเทศอาเซียนที่มีมาตรการส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียนในการผลิตไฟฟ้า โดยแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี พ.ศ. 2551-2565 (Renewable Energy Development Plan : REDP) ได้กำหนดเป้าหมายของการใช้พลังงานแสงอาทิตย์ในการผลิตไฟฟ้าปี พ.ศ. 2565 ไว้ที่ 500 เมกะวัตต์ [1] และเพื่อให้สอดคล้องกับเป้าหมายที่กำหนดไว้ ภาครัฐจึงกำหนดมาตรการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนด้วยการให้ส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้า (Adder) โดย สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์จะได้รับ Adder ที่ 8 บาทต่อหน่วย เป็นระยะเวลา 10 ปี นับจากวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าตามสัญญา [2] ต่อมาในช่วงปลายปี พ.ศ. 2554 ภาครัฐได้มีการปรับปรุงเป้าหมายตามแผน REDP โดยเปลี่ยนไปใช้แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% ใน 10 ปี (พ.ศ.2555-2564) (Alternative Energy Development Plan: AEDP 2012-2021) แทน และกำหนดเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ปริมาณ 2,000 เมกะวัตต์ ภายในปี พ.ศ. 2564 ซึ่งประกอบด้วย ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา (Solar Rooftop) จำนวน 1,000 เมกะวัตต์ [3] ซึ่ง แม้จะมีการตั้งเป้าหมายที่ชัดเจนผ่านแผนพลังงานทดแทน แต่มาตรการสนับสนุนทางการเงินที่ผ่านมายังไม่จูงใจการลงทุนการผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์บนหลังคาบ้าน ประกอบกับเกิดประเด็นปัญหาหลายด้านจากการนำนโยบายไปปฏิบัติ การศึกษานี้เป็นการออกแบบมาตรการทางการเงินที่จูงใจการลงทุน โดยมีกรอบออกแบโครงสร้างการสนับสนุนทางการเงินจากภาครัฐที่จะช่วยรับประกันประสิทธิภาพของการผลิตไฟฟ้า และลดผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าในระยะยาวด้วย

1.2 วัตถุประสงค์ของการศึกษา

เพื่อกำหนดรูปแบบมาตรการทางการเงินที่เหมาะสมซึ่งจะช่วยจูงใจให้เจ้าของที่อยู่อาศัยในประเทศไทยให้มีความสนใจติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาที่อยู่อาศัยมากขึ้นและมีผลกระทบกับประชาชนทั่วไปน้อยที่สุด

1.3 ขอบเขตของการศึกษา

ในการศึกษานี้จะศึกษาด้านการลงทุนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาสำหรับบ้านพักอาศัยขนาดกลาง ที่มีขนาดมิเตอร์ไฟฟ้าไม่เกิน 15(45) เชื่อมโยงระบบแรงต่ำ 220 โวลท์ และไม่มีการติดตั้งแบตเตอรี่เพื่อสำรองไฟฟ้า โดยมีกำลังการผลิตติดตั้งของระบบไม่เกิน 3.5 กิโลวัตต์

1.4 ประเด็นปัญหา

1.4.1 ปัญหาที่เกิดจากโครงสร้างราคารับซื้อไฟฟ้า

ภาครัฐได้สนับสนุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ด้วยการกำหนดส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้าจำนวน 8 บาทต่อหน่วย ซึ่งจ่ายให้ผู้ผลิตไฟฟ้าเป็นระยะเวลา 10 ปี นับจากวันที่เริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า [4] มูลค่าของการจ่ายส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้าจะส่งผ่านมาถึงผู้ใช้ไฟฟ้าผ่านทางค่า Ft โดยสำหรับรายที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบแล้วการไฟฟ้าจะรับซื้อในราคา ค่าซื้อไฟฟ้าฐาน + ส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้า + ค่าFt ซึ่งโครงสร้างราคาดังกล่าวทำให้เกิดความไม่เป็นธรรมในสองประเด็น คือ (1) แนวโน้มราคาค่าไฟฟ้าฐานและค่า Ft มีค่าเพิ่มขึ้นตามต้นทุนการผลิตไฟฟ้ารวม ทำให้ราคารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพิ่มขึ้นตามเวลา (2) ส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้าที่ผู้ลงทุนได้รับจะถูกส่งผ่านไปยังค่า Ft ซึ่งหากมีการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเป็นจำนวนมากขึ้นจะทำให้ค่า Ft มีค่าสูงขึ้นและทำให้ราคารับซื้อไฟฟ้าที่ผู้ลงทุนได้รับมีค่ามากขึ้นด้วย ซึ่งเท่ากับผู้ประกอบการได้ค่ารับค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้นโดยมิได้ลงทุนเพิ่มเติม ซึ่งการที่ราคารับซื้อไฟฟ้าเพิ่มขึ้นจะไม่สะท้อนต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่แท้จริงเนื่องจากการลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เป็นการลงทุนเพียงครั้งเดียว

ด้วยสาเหตุข้างต้น โครงสร้างราคาซื้อขายไฟฟ้าแบบ Fixed Feed-in Tariff (FIT) ที่เป็นอัตราค่าไฟฟ้าที่ค้ำประกันถึงต้นทุนของการผลิตไฟฟ้าซึ่งมีค่าต่างกันตามเทคโนโลยี จึงน่าจะเป็นการกำหนดค่าไฟฟ้าที่เป็นธรรมสำหรับผู้ประกอบการและผู้ใช้ไฟฟ้า โดยคำนวณราคาจากต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนและกำหนดราคาจำแนกตามเชื้อเพลิงเทคโนโลยีที่ใช้ และขนาดกำลังการผลิตติดตั้ง โดยจะรับประกันราคาที่แน่นอนตลอดอายุโครงการ

1.4.2 ปัญหาที่เกิดจากการที่ผู้ประกอบการใช้อุปกรณ์ผลิตไฟฟ้าที่มีประสิทธิภาพต่ำ

จากการให้ส่วนเพิ่มราคาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในราคาที่สูงถึง 8 บาทต่อหน่วย เป็นระยะเวลา 10 ปี นั้น มีผู้ประกอบการบางรายใช้อุปกรณ์การผลิตไฟฟ้าที่มีประสิทธิภาพต่ำเพื่อลดต้นทุนของโรงไฟฟ้า ทำให้เกิดความเสียดังกล่าวของระบบไฟฟ้า และเมื่อไม่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าทำให้ภาครัฐเกิดความไม่แน่นอนในการวางแผนด้านอุปทาน (supply) สำหรับการจัดหาพลังงานไฟฟ้าในอนาคตได้

1.4.3 ปัญหาที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินตามกฎหมายและกฎระเบียบ

กระบวนการ ระยะเวลา และหลักเกณฑ์การพิจารณาออกใบอนุญาตจากหน่วยงานภาครัฐ ในภาพรวมมีความซับซ้อนและใช้เวลาไม่แน่นอน โดยมีหน่วยงานที่เกี่ยวข้องหลายหน่วยงาน และในหลายกรณีใช้เวลาเกินกว่า 1 ปี ยกตัวอย่างเช่น พรบ.ประกอบกิจการโรงงาน พ.ศ. 2535 กล่าวไว้ว่า โรงงาน คือ อาคาร สถานที่ที่ใช้เครื่องจักรที่มีกำลังรวมตั้งแต่ 5 แรงม้าขึ้นไป (3.728 กิโลวัตต์) จะต้องขอใบอนุญาตประกอบกิจการโรงงาน (รง.4) [5] ซึ่งขั้นตอนและเอกสารที่ใช้พิจารณามีความซับซ้อน และในการพิจารณาจะต้องใช้การวิเคราะห์ข้อมูลอย่างละเอียดเพื่อให้ส่งผลกระทบต่อประชาชนน้อยที่สุด ซึ่งระบบผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์บนหลังคาที่พักอาศัยที่มีกำลังการผลิตติดตั้งเกินกว่า 3.728 กิโลวัตต์ไม่ควรถือว่าเป็นโรงงานเนื่องจากเป็นอุปกรณ์ไฟฟ้าและการติดตั้งกับกระบวนการผลิตไม่ได้มีความซับซ้อนจนก่อให้เกิดความไม่ปลอดภัยของประชาชนโดยรอบได้

2.แนวคิดและทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

2.1 การวิเคราะห์ทางการเงิน (Cashflow Analysis)

การวิเคราะห์ทางการเงินสำหรับมาตรการทางการเงินในการศึกษานี้ ใช้การประเมินต้นทุน (Cost) และกำหนดอัตราผลตอบแทนจากการลงทุนเพื่อหาค่าไฟฟ้า FIT ที่เหมาะสม แต่เนื่องจากโครงการเป็นการลงทุนที่มีระยะเวลาถึง 25 ปี ทำให้ในการคิดผลตอบแทนต้องคิดอัตราส่วนลด (Discount Rate) ที่เกิดจากการเสียโอกาสในการลงทุนและภาวะเงินเฟ้อ และจะต้องปรับค่าเวลาตลอดอายุของโครงการเพื่อใช้วัดว่าโครงการที่ลงทุนไปให้ผลตอบแทนคุ้มค่าหรือไม่ โดยมีสมการที่ใช้ในการวิเคราะห์คือ

$$\text{Annual Cashflow} = \text{Electricity Revenue} + \text{Government support} - \text{Initial Investment} - \text{Cost of O\&M} - \text{Loan Payment}$$

$$\text{Present Cashflow} = \frac{\text{Annual Cashflow}}{[(1 + \text{Discount Rate})^n]} \quad \text{เมื่อ } n \text{ คือ จำนวนปี} \quad (1)$$

จะได้มูลค่าผลตอบแทนสุทธิของโครงการ ณ ปัจจุบันคือ $NPV = \sum \text{Present Cashflow}$ ซึ่งสำหรับโครงการที่มีมูลค่าผลตอบแทนสุทธิน่ามากกว่า 0 เป็นโครงการที่ให้ผลตอบแทนคุ้มค่ากับการลงทุน

2.2 การวิเคราะห์ความอ่อนไหว (Sensitivity Analysis)

เป็นการศึกษาถึงความเสี่ยงและความไม่แน่นอนที่คาดว่าจะเกิดขึ้นและมีผลกระทบกับต้นทุนหรือผลตอบแทนสุทธิของการลงทุน โดยประโยชน์ที่ได้รับจากการวิเคราะห์คือสามารถประมาณการได้ว่าหากเกิดเหตุการณ์ที่มีตัวแปรใดไม่เป็นไปตามที่คาดการณ์ไว้จะส่งผลกระทบต่อการลงทุนอย่างไรบ้าง สำหรับปัจจัยที่มีผลกระทบต่อต้นทุนของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ได้แก่ ราคาต้นทุนของแผงโซลาร์เซลล์และอุปกรณ์ประกอบ เป็นต้น

3. นิยามของกรณีศึกษาและเหตุผลในการกำหนดกรณีศึกษา

ในการวิเคราะห์หาต้นทุนและผลตอบแทนจากการลงทุนสำหรับการลงทุนติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา ผู้เขียนได้ใช้วิธีการกำหนดกรณีศึกษาโดยศึกษานโยบายการสนับสนุนทางการเงินของต่างประเทศและปัญหาที่เกิดขึ้นจากนโยบายการสนับสนุนในอดีตของประเทศไทยและแนวโน้มมาตรการการสนับสนุนในอนาคต เพื่อนำมากำหนดมาตรการทางการเงินที่จะใช้สนับสนุนในประเทศไทย สำหรับการศึกษานี้จะกำหนดมาตรการทางการเงิน 3 รูปแบบ ดังนี้

3.1 มาตรการทางการเงินรูปแบบที่ 1

มาตรการนี้เป็นมาตรการสำหรับประชาชนทั่วไป เป็นการกระตุ้นให้เกิดเจ้าของที่พักอาศัยเกิดแรงจูงใจและเป็น การกระตุ้นให้ตลาดระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ซึ่งในขณะนี้ยังอยู่ในขั้นเริ่มต้น ให้เริ่มขยายตัวและมีการแข่งขันกันมากขึ้น ในมาตรการนี้เจ้าของที่พักอาศัยสามารถขอสินเชื่อจากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน (ESCO Fund) ร้อยละ 40 ของเงินลงทุน และชำระเงินลงทุนร้อยละ 60 ของต้นทุนระบบในปีแรก โดยเจ้าของที่พักอาศัยจะได้รับเงินสนับสนุนจากภาครัฐ (Subsidy) ในอัตราร้อยละ 50 ของเงินลงทุนทั้งหมด โดยภาครัฐจะจ่ายเงินให้เป็นรายปีเป็นเวลา 10 ปี ซึ่งการจ่ายเงินนั้นจะมีเงื่อนไขว่าระบบที่ติดตั้งนั้นจะต้องมีคุณภาพดีและสามารถทำงานได้อย่างมีประสิทธิภาพ โดยภาครัฐจะจ่ายเงินสนับสนุนให้ทุกสิ้นปีหลังจากได้ตรวจสอบประสิทธิภาพของระบบผลิตไฟฟ้าแล้ว โดยสำหรับมาตรการทางการเงินรูปแบบนี้กำหนดอัตราผลตอบแทน (IRR) ไว้ที่ 6% ระยะเวลาการสนับสนุนด้วย FIT 25 ปี

3.2 มาตรการทางการเงินรูปแบบที่ 2

มาตรการนี้เป็นมาตรการสำหรับผู้ที่มีฐานะปานกลาง – สูง โดยสามารถจ่ายเงินลงทุนได้เต็มวงเงิน โดยกำหนด IRR ที่ 6% ระยะเวลาการสนับสนุนด้วย FIT 25 ปี

3.3 มาตรการทางการเงินรูปแบบที่ 3

มาตรการนี้เป็นมาตรการที่เหมาะสมสำหรับผู้ที่มีสนใจจะติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ แต่ไม่สามารถจ่ายเงินลงทุนทั้งหมดได้ในคราวเดียว โดยสามารถขอสินเชื่อจากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน (ESCO Fund) ได้เต็มจำนวนเงินลงทุน โดย ESCO Fund จะคิดอัตราดอกเบี้ยร้อยละ 4 (Flat rate) ระยะเวลาในการผ่อนชำระคือ 5 ปี โดยกำหนด IRR ที่ 6% ระยะเวลาการสนับสนุนด้วย FIT 25 ปี

4. สมมุติฐานในการศึกษา

ในการวิเคราะห์ทางการเงินในที่นี้จะพิจารณาแยกเป็น 3 ส่วนดังนี้

4.1 ต้นทุนระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ในการศึกษานี้จะใช้ข้อมูลต้นทุนระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จากการสำรวจราคาจากผู้ประกอบการในประเทศโดยพบว่า ราคาต้นทุนแผงโซลาร์เซลล์เฉลี่ยอยู่ที่ 64.73 บาทต่อวัตต์คิดเป็นร้อยละ 62 ของต้นทุนระบบ โดยสำหรับอุปกรณ์ประกอบอื่นๆ จะคิดที่ร้อยละ 38 ของต้นทุนระบบ สำหรับต้นทุนอินเวอร์เตอร์จะคิดที่ราคา 17.14 บาทต่อวัตต์ แต่เนื่องจากระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์เป็นระบบที่ไม่จำเป็นต้องมีการบำรุงรักษา โดยเฉพาะแผงโซลาร์เซลล์มีอายุการใช้งานถึง 25 ปี แต่จะมีประสิทธิภาพลดลงร้อยละ 0.5 ทุกปี อาจมีค่าใช้จ่ายในการตรวจสอบสภาพของอุปกรณ์ซึ่งในการศึกษานี้จะประมาณการอยู่ที่ร้อยละ 1 ของราคาระบบต่อปี สำหรับอินเวอร์เตอร์ให้มีอายุการใช้งาน 11 ปี ตามตารางที่ 1

ตารางที่ 1 แสดงต้นทุนระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

Cost Assumption		Reference
Cost of Panel	55-90 ฿/วัตต์ เฉลี่ยอยู่ที่ 64.73 บาทต่อวัตต์ คิดเป็น 62%ของราคากระบบ	จากใบเสนอราคา 4 บริษัท ในช่วงเดือน ก.พ. – พ.ค. 2556 ชนิด Panel แบบ Crystalline
Cost of Balance of system	38%ของราคากระบบ	คำนวณจากการข้อมูลในใบเสนอราคา เป็นราคารวมอินเวอร์เตอร์และอุปกรณ์ประกอบรวมไปถึงค่าขนส่งและติดตั้ง
Cost of O&M	1%ของราคากระบบ	ค่าบริการตรวจสอบอุปกรณ์รายปีและค่าบริการทำความสะอาดแผงโซลาร์เซลล์
Cost of Inverter	17.14 บาทต่อวัตต์	ค่าเฉลี่ยจากใบเสนอราคา
Capacity Factor	13%	คำนวณจากข้อมูลการผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาบ้านที่ได้รับ Adder และจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคแล้วแล้ว
Annual Degradation	0.5%	จากผลการศึกษาของ National Renewable Energy Laboratory (NREL) (NREL,2012) [8]
Panel Life	25 years	อายุการรับประกันของแผงเซลล์แสงอาทิตย์
Inverter Life	11 years	Solarpraxis (2012) [9]

จากการรวบรวมข้อมูลเกี่ยวกับต้นทุนระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาบ้านพบว่า มูลค่าการลงทุนส่วนใหญ่จะอยู่ในการลงทุนติดตั้งในครั้งแรก คิดเป็นประมาณร้อยละ 63 ของมูลค่าการลงทุนทั้งหมด และเนื่องจากระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ดังกล่าวเมื่อติดตั้งแล้วจะทำงานอัตโนมัติทำให้ไม่มีค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานแต่จะมีการตรวจสอบสภาพอุปกรณ์และทำความสะอาดแผงโซลาร์เซลล์ทุกปี และการเปลี่ยน Inverter ในปีที่ 11 ดังแสดงในรูปที่ 1



4.2 ตัวแปรควบคุมทางการเงิน

ในการศึกษานี้จะใช้แหล่งเงินเชื่อจาก ESCO Fund เป็นหลัก ซึ่งจะคิดดอกเบี้ยร้อยละ 4 คงที่ โดยมีระยะเวลาการผ่อนชำระที่ 5 ปี และกำหนดอัตราผลตอบแทน (IRR) ที่ 6% ซึ่งมากกว่าดอกเบี้ยเงินฝากของธนาคาร ตามตารางที่ 2

ตารางที่ 2 แสดงตัวแปรควบคุมทางการเงิน

Financial Assumption		Reference
Interest	4%	จาก ESCO Fund [10]
Loan Period	5 ปี	จาก ESCO Fund [10]
IRR	6%	ปัจจุบันยังไม่มีผลสำรวจว่าผู้ใช้ไฟที่สนใจติดตั้งระบบสนใจอัตราผลตอบแทนที่เท่าไร ดังนั้นผู้เขียนจึงใช้อัตราผลตอบแทนพันธบัตรรัฐบาลระยะยาว (20 ปี) เป็นแหล่งอ้างอิง
Discount rate	3%	อัตราเงินเฟ้อทั่วไปปีพ.ศ. 2555

4.3 เป้าหมายของการสนับสนุน

ในการศึกษานี้กำหนดเป้าหมายของการสนับสนุนตามแผน AEDP2011 กล่าวคือ ตามแผนดังกล่าวให้มีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาบ้านจำนวน 1,000 MW ในเวลา 10 ปี ดังนั้นเป้าหมายการสนับสนุนต่อปีคือ 100 MW สำหรับตัวประกอบการประมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าของทั้งประเทศ (Forecast Factor) ให้มีการเพิ่มขึ้น

4% ต่อปีตามแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573 (PDP2010) [11] โดยคิดหน่วยการใช้ไฟฟ้าฐานในปี พ.ศ. 2555 ที่ปริมาณ 162,668 ล้านกิโลวัตต์-ชั่วโมง [12] ซึ่งจะสามารถนำไปคิดผลกระทบค่า Ft จากการสนับสนุนโครงการได้ตามสมการ

$$\text{ค่า Ft เปลี่ยนแปลง} = \frac{(\text{เงินสนับสนุนรายปี} + \text{ค่าFit}) * \text{จำนวนโครงการ}}{\text{หน่วยการใช้ไฟฟ้าในปีนั้น}}$$

5. การวิเคราะห์ความอ่อนไหว (Sensitivity Analysis)

ในการศึกษานี้จะใช้วิธีทดสอบการเปลี่ยนแปลง 2 กรณี คือ

- **กรณีที่ 1** ต้นทุนของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เปลี่ยนแปลง +/- 10% โดยสำหรับค่าอื่นๆ ให้คงที่ เนื่องจากอุปกรณ์ที่ใช้ระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บางอย่างไม่สามารถผลิตได้ในประเทศ ความเปลี่ยนแปลงด้านราคาและอัตราแลกเปลี่ยนจะมีผลทำให้ต้นทุนของระบบเปลี่ยนแปลงไป โดยให้ FIT ที่ราคาเท่ากับราคาที่ได้จากการศึกษาจะมีผลกระทบกับผลตอบแทนสุทธิกับระยะเวลาคืนทุนอย่างไร

- **กรณีที่ 2** เปลี่ยนแปลงอัตราดอกเบี้ย เป็นที่ MRR เฉลี่ย ณ วันที่ 24 มิ.ย. 2556 มีค่า 8.62%ต่อปี โดยวิธีการคิดดอกเบี้ยจะคิดแบบลดต้นลดดอก เนื่องจากเงื่อนไขของการขอเงินสนับสนุนจาก ESCO Fund อาจมีการเปลี่ยนแปลง หรือ ESCO Fund อาจไม่ให้เงินสนับสนุน ดังนั้น หากไม่สามารถขอเงินสนับสนุนจาก ESCO Fund ที่คิดดอกเบี้ยแบบคงที่ได้ ผู้ลงทุนสามารถขอสินเชื่อจากธนาคารพาณิชย์ โดยให้ต้นทุนระบบให้คงที่ และ FIT เท่ากับราคาที่ได้จากการศึกษาจะมีผลกระทบกับผลตอบแทนสุทธิกับระยะเวลาคืนทุนอย่างไร

6. ผลการศึกษา

โดยเมื่อนำต้นทุนดังกล่าวที่มาศึกษาในแต่ละมาตรการทางการเงินสามารถสรุปได้ดังนี้

6.1 มาตรการทางการเงินรูปแบบที่ 1

เมื่อต้นทุนของแผงโซลาร์เซลล์เฉลี่ยที่ 64.73 บาทต่อวัตต์ มูลค่าการลงทุนของระบบขนาด 3.5 กิโลวัตต์ จะอยู่ที่ 365,411.29 บาท การใช้มาตรการทางการเงินตามรูปแบบที่ 1 ภาครัฐจะต้องสนับสนุนเงินลงทุนจำนวน 182,705.65 บาทต่อระบบ โดยจะแบ่งจ่าย 10 ปี ซึ่งผู้ลงทุนสามารถกู้เงินจาก ESCO Fund ร้อยละ 40 ของวงเงินลงทุนคิดเป็น 146,164.52 บาท เมื่อกำหนดผลตอบแทนที่ร้อยละ 6 ทำให้ภาครัฐจะต้องรับซื้อไฟฟ้าในราคาหน่วยละ 6.64 บาท เป็นระยะเวลา 25 ปี ซึ่งจากการศึกษาพบว่าจะมีระยะเวลาคืนทุน 9 ปี ซึ่งหากมีการติดตั้งระบบเป็นจำนวน 100 MW จะทำให้ค่า Ft เพิ่มขึ้น 0.0079 บาทต่อหน่วย ดังตารางที่ 3 โดยการลงทุนจะมีผังกระแสเงินสดดังรูปที่ 2

ตารางที่ 3 แสดงผลการวิเคราะห์เมื่อนำมาตรการทางการเงินรูปแบบที่ 1 มาใช้

Cost of Panel	64.73	บาท
Overall Cost	365,411.29	บาท
Government support (เงินสนับสนุนต่อระบบ)	182,705.65	บาท
FIT	6.64	บาท
Payback Period	9	ปี



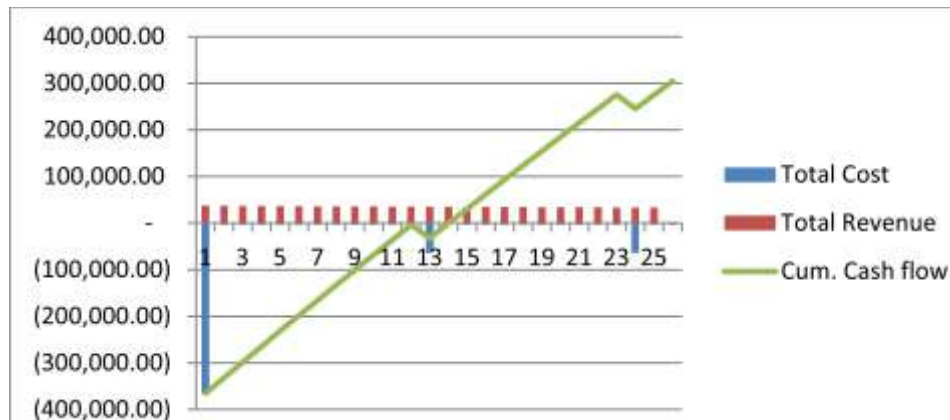
รูปที่ 2 ผังกระแสเงินสดจากการลงทุนโครงการโดยใช้มาตรการทางการเงินรูปแบบที่ 1

5.2 มาตรการทางการเงินรูปแบบที่ 2

เมื่อต้นทุนของแผงโซลาร์เซลล์เฉลี่ยที่ 64.73 บาทต่อวัตต์ เจ้าของบ้านจะต้องจ่ายเงินลงทุนติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาบ้านเป็นมูลค่า 365,411.29 บาท ซึ่งเมื่อกำหนดผลตอบแทนที่ร้อยละ 6 ทำให้ภาครัฐจะรับซื้อไฟฟ้าในราคาหน่วยละ 9.39 บาท ระยะเวลา 25 ปี โดยจะมีระยะเวลาคืนทุน 13 ปี ดังตารางที่ 4 และการลงทุนจะมีผังกระแสเงินสดดังรูปที่ 3

ตารางที่ 4 แสดงผลการวิเคราะห์เมื่อนำมาตรการทางการเงินรูปแบบที่ 2 มาใช้

Cost of PV	64.73	บาท
Overall Cost	365,411.29	บาท
FIT	9.39	บาท
Payback Period	13	ปี



รูปที่ 3 ผังกระแสเงินสดจากการลงทุนโครงการโดยใช้มาตรการทางการเงินรูปแบบที่ 2

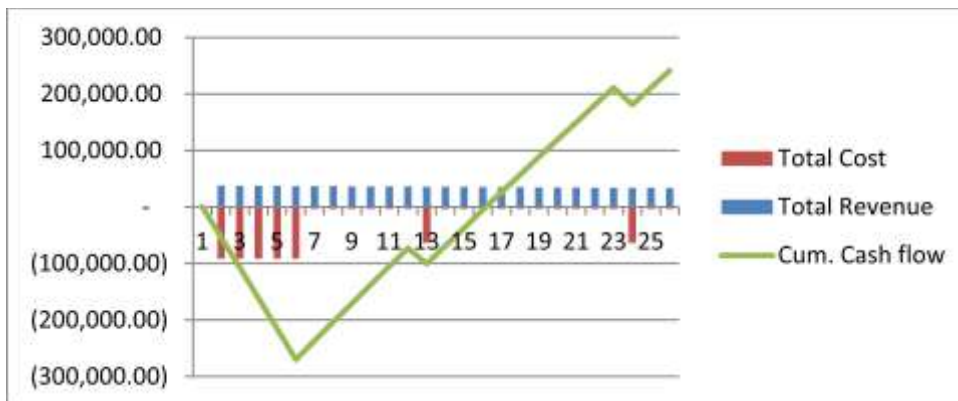
การใช้มาตรการทางการเงินรูปแบบที่ 2 ในการสนับสนุนนั้น หากมีการติดตั้งระบบเป็นจำนวน 100 MW จะทำให้ค่า Ft เพิ่มขึ้น 0.0069 บาทต่อหน่วย

5.3 มาตรการทางการเงินรูปแบบที่ 3

การใช้มาตรการทางการเงินในรูปแบบที่ 3 เจ้าของบ้านจะขอสินเชื่อการลงทุนจาก ESCO Fund โดยเงินลงทุนทั้งหมดในตอนแรก ESCO Fund จะเป็นผู้จ่ายและเจ้าของบ้านจะผ่อนชำระในอัตราดอกเบี้ยร้อยละ 4 คงที่ 5 ปี คิดเป็นปีละ 87,698.71 บาท หรือประมาณ 7,300 บาทต่อเดือน ซึ่งเมื่อกำหนดผลตอบแทนที่ร้อยละ 6 ทำให้ภาครัฐจะรับซื้อไฟฟ้าในราคาหน่วยละ 9.49 บาท ระยะเวลา 25 ปี ซึ่งหากใช้มาตรการดังกล่าวจะมีระยะเวลาคืนทุน 15 ปี ดังตารางที่ 5 และการลงทุนโครงการจะมีผังกระแสเงินสดดังรูปที่ 3

ตารางที่ 5 แสดงผลการวิเคราะห์เมื่อนำมาตรการทางการเงินรูปแบบที่ 3 มาใช้

Cost of Panel	64.73	บาท
Total Paid	438,493.55	บาท
FIT	9.49	บาท
Payback Period	15	ปี



รูปที่ 4 ผังกระแสเงินสดจากการลงทุนโครงการโดยใช้มาตรการทางการเงินรูปแบบที่ 3

การใช้มาตรการทางการเงินรูปแบบที่ 3 ในการสนับสนุนนั้น หากมีการติดตั้งระบบเป็นจำนวน 100 MW จะทำให้ค่า Ft เพิ่มขึ้น 0.0070 บาทต่อหน่วย

5.4 ประโยชน์และผลกระทบ

จากการศึกษามาตรการทางการเงินสำหรับการสนับสนุนการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาบ้านทั้ง 3 มาตรการพบว่า

5.4.1 เปรียบเทียบทั้ง 3 มาตรการ

ในการศึกษามาตรการทางการเงินเพื่อการส่งเสริมการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาบ้านทั้ง 3 กรณีศึกษา สามารถสรุปได้ดังตารางที่ 6

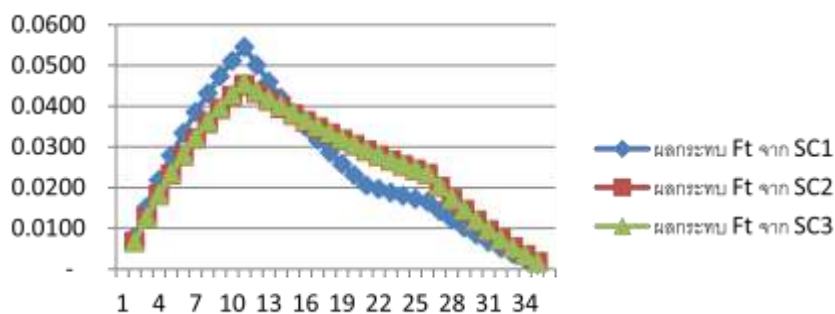
ตารางที่ 6 แสดงการเปรียบเทียบผลของมาตรการทางการเงินทั้ง 3 รูปแบบ

	มาตรการทางการเงินรูปแบบที่ 1	มาตรการทางการเงินรูปแบบที่ 2	มาตรการทางการเงินรูปแบบที่ 3
Feed in Tariff per kWh	6.64	9.39	9.49
Government support (เงินสนับสนุนต่อระบบ)	182,705.65	-	-
Electricity Income (Baht/year)	623,381.43	881,579.06	890,848.56
NPV	75,116.51	113,809.55	87,506.52
Payback period (year)	9 ปี	13 ปี	15 ปี

จากตารางจะเห็นว่าการส่งเสริมการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาบ้านด้วยมาตรการทางการเงินรูปแบบที่ 2 จะให้ผลตอบแทนการลงทุนสูงสุด เนื่องจากเป็นมาตรการที่เจ้าของเป็นผู้ออกเงินลงทุนเองทั้งหมด โดยภาครัฐจะจ่ายค่าตอบแทนให้ในรูปแบบ Feed-in Tariff อย่างไรก็ตามการให้การสนับสนุนด้วยมาตรการทางการเงินในรูปแบบที่ 1 และ 3 นั้น ช่วยลดภาระการลงทุนสำหรับผู้ที่มีความสนใจ เนื่องจากทั้งสองมาตรการผู้ลงทุนไม่จำเป็นต้องมีเงินลงทุนก้อนใหญ่ในตอนแรก

5.4.2 ผลกระทบจากการใช้มาตรการทางการเงิน

เนื่องจากการให้การสนับสนุนด้วยมาตรการทางการเงินนั้น เม็ดเงินที่นำมาให้การสนับสนุนจะส่งผ่านมายังผู้ใช้ไฟฟ้าผ่านค่า Ft ดังนั้น การที่มีระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาบ้านเพิ่มขึ้น จะทำให้เกิดผลกระทบกับผู้ใช้ไฟฟ้าคือทำให้ค่า Ft สูงขึ้น โดยจากการศึกษาทั้ง 3 มาตรการได้ข้อสรุปดังรูปที่ 5



รูปที่ 5 แสดงผลกระทบกับค่า Ft จากการใช้มาตรการทางการเงินทั้ง 3 รูปแบบ

จากกราฟจะเห็นว่า ผลกระทบกับค่า Ft สำหรับการใช้จ่ายมาตรการทางการเงินรูปแบบที่ 1 จะมีผลกระทบมากกว่ารูปแบบอื่นๆ ทั้งนี้ จุด peak ของกราฟแต่ละเส้นเกิดจากสมมติฐานของการทยอยเข้าระบบของโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ โดยเกิดการเข้าระบบปีละ 100 MW เป็นเวลา 10 ปี ดังนั้น ผลกระทบต่อค่าไฟจึงสะสมเพิ่มขึ้นเรื่อยๆ ในระหว่างปีที่ 1-10 และตั้งแต่ปีที่ 11 เป็นต้นไปผลกระทบต่อค่า Ft เริ่มลดลงเนื่องจากไม่มีโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เพิ่มอีก

โดยสำหรับมาตรการทางการเงินรูปแบบที่ 1 นั้น มีผลกระทบมากกว่ารูปแบบอื่นเนื่องจากภาครัฐจะต้องจ่ายเงินสนับสนุนการลงทุนเป็นเวลา 10 ปี ดังนั้นหากมีการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบปีละ 100 MW ในปี 10 ภาครัฐจะต้องจ่ายเงินสนับสนุนพร้อมค่าซื้อไฟฟ้า Feed-in Tariff สำหรับโครงการทั้งหมด 1,000 MW และในปี 11 จะมีจำนวน 100 MW ที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบในปีแรกที่ภาครัฐจ่ายเงินสนับสนุนครบจำนวนแล้ว ยังคงเหลือแต่ค่าไฟฟ้า Feed-in Tariff ที่จะต้องจ่ายไปอีก 15 ปีเท่านั้น สำหรับมาตรการทางการเงินรูปแบบที่ 2 และ 3 ภาครัฐไม่ต้องจ่ายเงินสนับสนุนในช่วง 10 ปีแรก ดังนั้นจะมีผลกระทบกับค่า Ft ในช่วงแรกน้อยกว่ามาตรการแรก แต่ภาครัฐต้องจ่ายเงินค่าไฟฟ้าในรูปแบบ Feed-in Tariff ที่ราคาสูงกว่า ทำให้ในระยะยาวส่งผลกระทบต่อค่า Ft มากกว่ามาตรการทางการเงินรูปแบบที่ 1

5.4.3 ผลประโยชน์ของการสนับสนุนต่อประเทศไทย

1) ลดการลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าของภาครัฐ หากมีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาเป็นไปตามเป้าหมายที่กำหนดไว้ในปี พ.ศ. 2564 จำนวน 1,000 เมกะวัตต์ ตามแผน AEDP จะช่วยให้ภาครัฐสามารถลดการลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ซึ่งใช้เงินลงทุนมหาศาลได้

2) ลดการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเพื่อใช้ในการผลิตไฟฟ้า โดยหากมีการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาเป็นไปตามเป้าหมายที่กำหนดไว้คือ 100 เมกะวัตต์ต่อปี จะสามารถลดการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเพื่อผลิตไฟฟ้าได้ถึง 790 ล้านลูกบาศก์ฟุต (คิดจากโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติขนาดกำลังการผลิต 800 เมกะวัตต์ ที่มีค่าความสิ้นเปลืองในการใช้เชื้อเพลิงเฉลี่ยเพื่อการผลิตพลังงานไฟฟ้าเท่ากับ 6,800 BTU/kWh)

3) ลดกำลังไฟฟ้าสูญเสียในระบบสายส่งและระบบจำหน่ายไฟฟ้า เนื่องจากระบบผลิตไฟฟ้าติดตั้งอยู่ใกล้กับที่บริเวณที่ต้องใช้ไฟฟ้า ทำให้สามารถลดกำลังสูญเสียในการส่งพลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ที่อยู่ไกลออกไปได้ เช่น ในบางกรณีโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาดใหญ่อยู่ห่างจากบริเวณที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้า ทำให้เกิดการสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบจำหน่าย ซึ่งในบางกรณีสูงถึงร้อยละ 10 ของปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ ซึ่งหมายความว่าภาครัฐต้องจ่ายเงินสนับสนุนไปโดยไม่ได้พลังงานไฟฟ้ามาใช้ในระบบถึงร้อยละ 10

5.5 การวิเคราะห์ความอ่อนไหว

5.5.1 กรณีที่ 1 ให้ต้นทุนของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีค่าเปลี่ยนแปลง +/- 10%

ตารางที่ 7 แสดงผลกระทบที่เกิดจากการเปลี่ยนแปลงต้นทุนของระบบ

	ต้นทุนเพิ่ม 10%			ต้นทุนลด 10%		
	มาตรการทางเงิน รูปแบบที่ 1	มาตรการทาง เงินรูปแบบที่ 2	มาตรการทาง เงินรูปแบบที่ 3	มาตรการทางเงิน รูปแบบที่ 1	มาตรการทาง เงินรูปแบบที่ 2	มาตรการทาง เงินรูปแบบที่ 3
FIT	6.64 บาท	9.39 บาท	9.49 บาท	6.64 บาท	9.39 บาท	9.49 บาท
IRR	4.93%	4.91%	4.48%	7.13%	7.27%	7.96%
Payback Period	9 ปี	14 ปี	16 ปี	9 ปี	9 ปี	13 ปี
ผลกระทบกับค่า Ft ต่อ กำลังการผลิต 100 MW	0.0086 บาทต่อ หน่วย	0.0069 บาทต่อ หน่วย	0.0070 บาทต่อ หน่วย	0.0079 บาทต่อ หน่วย	0.0069 บาท ต่อหน่วย	0.0070 บาทต่อ หน่วย

จากตาราง พบว่า การที่ต้นทุนของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เพิ่มขึ้นร้อยละ 10 ของเงินลงทุนนั้น ทำให้อัตราผลตอบแทนในทุกมาตรการลดลง แต่สำหรับระยะเวลาในการคืนทุนในมาตรการที่ 1 ยังคงเดิม แต่อย่างไรก็ดี ผลตอบแทนที่ได้ก็ยังคงมากกว่าการฝากเงินกับธนาคารพาณิชย์ โดยสำหรับมาตรการที่ 2 และ 3 การเปลี่ยนแปลงต้นทุน จะไม่ส่งผลกระทบต่อค่า Ft เนื่องจากภาครัฐไม่ต้องจ่ายเงินสนับสนุนเพื่อจูงใจการลงทุน แต่จะกระทบกับผู้ลงทุนเพราะทำให้ผลตอบแทนและระยะเวลาคืนทุนเปลี่ยนไป

5.5.2 กรณีที่ 2 เปลี่ยนแปลงอัตราดอกเบี้ย เป็นที่ MRR เฉลี่ย ณ วันที่ 24 มิ.ย. 2556 มีค่า 8.62%ต่อปี โดยวิธีการคิดดอกเบี้ยจะคิดแบบลดต้นลดดอก

การวิเคราะห์ความอ่อนไหวตามกรณีที่ 2 ที่ให้มีการเปลี่ยนแปลงอัตราดอกเบี้ยนั้นจะไม่กระทบกับมาตรการทางการเงินรูปแบบที่ 2 ซึ่งเจ้าของเป็นผู้ลงทุนเองทั้งหมด แต่จะกระทบกับผลตอบแทนจากการลงทุนโดยใช้มาตรการทางการเงินรูปแบบที่ 1 และ 3 เท่านั้น โดยจากการศึกษาได้ผลการศึกษิตตามตารางที่ 8

ตารางที่ 8 แสดงผลกระทบที่เกิดจากการเปลี่ยนแปลงอัตราดอกเบี้ย

	มาตรการทางเงิน รูปแบบที่ 1	มาตรการทางเงิน รูปแบบที่ 3
FIT	6.64 บาท	9.49 บาท
อัตราผลตอบแทน	5.76%	5.6%
Payback Period	9 ปี	15 ปี

จากตารางพบว่า การเปลี่ยนแปลงอัตราดอกเบี้ยสำหรับสินเชื่อสำหรับการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าแสงอาทิตย์บนหลังคาบ้านนั้น มีผลทำให้อัตราผลตอบแทนที่ลดลง และจะทำให้มีระยะเวลาในการคืนทุนนานขึ้นแต่ยังคงให้ผลตอบแทน

ที่มากกว่าการฝากเงินกับธนาคารพาณิชย์ โดยสำหรับมาตรการทางการเงินรูปแบบที่ 1 จะให้ผลตอบแทนในอัตรา 5.76% ระยะเวลาคืนทุน 9 ปี และมาตรการทางการเงินรูปแบบที่ 3 จะให้ผลตอบแทนในอัตรา 5.6% ระยะเวลาคืนทุน 15 ปี

6. สรุปผลและข้อเสนอแนะ

จากการศึกษารูปแบบมาตรการทางการเงินที่เหมาะสมสำหรับการสนับสนุนระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาบ้านในประเทศไทย แสดงให้เห็นว่า การใช้มาตรการทางการเงินทั้ง 3 รูปแบบเพื่อแก้ไขปัญหาของโครงสร้างราคาซื้อขายไฟฟ้าแบบเดิมนั้น ให้ผลตอบแทนที่ดีและส่งผลกระทบต่อค่าไฟฟ้าที่น้อยทำให้เกิดความเป็นธรรมกับทั้งผู้ลงทุนและประชาชนผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วไป

อย่างไรก็ดีการแก้ไขปัญหาโดยใช้ FIT เป็นเพียงการแก้ไขปัญหาทางการเงินเท่านั้น สำหรับในส่วนของปัญหาการออกใบอนุญาตและการปฏิบัติตามกฎหมายที่เกี่ยวข้องนั้น ผู้เขียนได้ศึกษาแล้วพบว่าในต่างประเทศภาครัฐซึ่งเป็นผู้กำหนดนโยบายจะออกรูปแบบและวิธีการที่ยืดหยุ่นและเหมาะสมกับสถานการณ์ต่อไป ทั้งนี้นโยบายที่ออกมาจะสำเร็จได้ยังต้องอาศัยปัจจัยและความร่วมมือจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้องเพื่อให้เกิดความเป็นธรรมทั้งกับผู้ลงทุนและประชาชนผู้ใช้ไฟฟ้าทั่วไป

บรรณานุกรม

- [1] แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573 .
- [2] แผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี พ.ศ. 2551-2565.
- [3] แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% ใน 10 ปี (พ.ศ.2555-2564).
- [4] พรบ.โรงงาน พ.ศ. 2535.
- [5] มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ เมื่อวันที่ 4 กันยายน 2549.
- [6] ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน) พ.ศ. 2549.
- [7] สถิติพลังงานของประเทศไทย 2555 โดยกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน.
- [8] Ananda Mani Paudel, Hüseyin Sarper ,Economic analysis of a grid-connected commercial photovoltaic system at Colorado State University-Pueblo ,Energy, Volume 52, 1 April 2013, Pages 289–296.
- [9] Dirk C. Jordan and Sarah R. Kurtz, Photovoltaic Degradation Rates-An Analytical Review ,NREL/JA-5200-51664, June 2012.
- [10] Energy for Environment Foundation . ESCO Revolving Fund Available : <http://www.efe.or.th/escofund.php>.
- [11] Richard Perez, Linda Burtis, Tom Hoff, Sam Swanson, Christy Herig ,Quantifying residential PV economics in the US—payback vs cash flow determination of fair energy value ,Solar Energy, Volume 77, Issue 4, October 2004, Pages 363–366.
- [12] Solarpraxis AG .Inverter and PV System Technology Industry Guide 2012, pages 25.