

การประเมินผลตอบแทนทางการเงินของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์
ภายใต้นโยบายสนับสนุนส่วนเพิ่มอัตราการรับซื้อไฟฟ้าโดยภาครัฐ

Financial Return Assessment of Solar Power Plant
under Subsidy Policy by Thai Government

รัชชา สามพิมพ์^{1*}

Tatcha Sampim^{1*}

บทคัดย่อ

ประเทศไทยมีความต้องการเพิ่มกำลังการผลิตกระแสไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ภายใน 20 ปีข้างหน้า จากกำลังการผลิตที่ 2,663 เมกะวัตต์ ในปี พ.ศ. 2561 เป็น 15,574 เมกะวัตต์ ในปี พ.ศ. 2580 ดังนั้นรัฐบาลไทยจึงได้พยายามเพิ่มกำลังการผลิตโดยการออกนโยบายสนับสนุนทางการเงินในการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ประกอบด้วย มาตรการสนับสนุนรูปแบบ Adder ซึ่งยกเลิกไปแล้ว และมาตรการสนับสนุนรูปแบบ feed in tariff (FiT) ที่ใช้ในปัจจุบัน วัตถุประสงค์ของงานวิจัยนี้เพื่อทดสอบประสิทธิภาพของมาตรการสนับสนุนของประเทศไทยโดยเปรียบเทียบผลตอบแทนทางการเงินของโครงการ ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราผลตอบแทนภายใน และระยะเวลาคืนทุน ผลการวิเคราะห์พบว่ามาตรการสนับสนุนรูปแบบ FiT เป็นกลไกที่มีประสิทธิภาพสูงสุด เนื่องจากสามารถช่วยให้ผลตอบแทนของโครงการมีกำไร ในขณะที่มาตรการสนับสนุนรูปแบบ FiT ใช้เงินสนับสนุนจากรัฐบาลน้อยกว่ามาตรการสนับสนุนรูปแบบ Adder ผลการวิเคราะห์มูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราผลตอบแทนภายใน และระยะเวลาคืนทุน ของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 1 เมกะวัตต์ ภายใต้มาตรการสนับสนุนรูปแบบ FiT มีค่าเท่ากับ 10,767,026 บาท 9 เปอร์เซ็นต์ และ 10 ปี 1 เดือน ตามลำดับ โดยใช้เงินสนับสนุนจากรัฐบาล เท่ากับ 73,495,017 บาท

คำสำคัญ: นโยบายสนับสนุนโดยภาครัฐ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ผลตอบแทนทางการเงิน

¹ สาขาวิชานวัตกรรมการบริหาร คณะวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี มหาวิทยาลัยราชภัฏนครศรีธรรมราช

* Corresponding author e-mail: tatcha.sampim@gmail.com

Abstract

Over the next 20 years, Thailand wants to increase the amount of electricity generation capacity from the solar energy from 2,663 MW in 2018 to 15,574 MW in 2037. Therefore, the Thai government has attempted to increase its capacity from solar energy by promoting subsidy programs including Adder program (old policy) and Feed in Tariff (FiT) program (current policy). The objective of this research was to examine the efficiency of subsidy programs used in Thailand by comparing the project financial return including net present value (NPV), internal rate of return (IRR), and payback period (PB). The results showed that the most cost-effective mechanism is the FiT program because it provided the profitable financial return while spending less money from the government subsidy than that of Adder program. Under FiT program, the NPV, IRR and PB of 1 MW solar power plant were 10,767,026 baht, 9 percent and 10 years 1 month, respectively, with governmental subsidy about 73,495,017 baht.

Keywords: governmental subsidy policy, solar power plant, financial return

บทนำ

ประเทศไทยมีการใช้งานจากระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์มาตั้งแต่ปี พ.ศ. 2530 โดยช่วงเริ่มต้นพลังงานแสงอาทิตย์ถูกใช้เพื่อวัตถุประสงค์ในการเป็นแหล่งพลังงานให้กับพื้นที่ห่างไกลระบบสายส่งไฟฟ้าเข้าไม่ถึง ต่อมาด้วยสภาพสังคมที่เปลี่ยนแปลงไปประกอบกับเทคโนโลยีต่าง ๆ พัฒนาไปอย่างรวดเร็ว การผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ได้กลายมาเป็นพลังงานทางเลือกของทุกพื้นที่อย่างแพร่หลาย เพื่อลดค่าใช้จ่ายจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลที่ต้องนำเข้าจากต่างประเทศ รวมถึงสร้างความมั่นคงทางพลังงานเนื่องจากเป็นแหล่งพลังงานที่ไม่มีวันหมดสิ้น และเหตุผลด้านพลังงานสะอาดที่ไม่ก่อผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม (กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, 2561)

การพัฒนาพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทยเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง เป็นผลมาจากนโยบายส่งเสริมการผลิตการใช้พลังงานทดแทน โดยเฉพาะการใช้งานจะอยู่ในรูปของพลังงานไฟฟ้า (Chaichana *et al.*, 2017) ประเทศไทยมีการใช้พลังงานแสงอาทิตย์ในรูปของพลังงานไฟฟ้า เพิ่มขึ้นจาก 376.72 เมกะวัตต์ ในปี พ.ศ. 2555 เป็น 1,298.51 เมกะวัตต์ ในปี พ.ศ. 2557 หรือเพิ่มขึ้นคิดเป็น 300 เปอร์เซ็นต์ (กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, 2558) ต่อมาในปี พ.ศ. 2560 มีรายงานว่าประเทศไทยผลิตพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตพลังงานแสงอาทิตย์เพิ่มขึ้นอยู่ที่ 2,663.12 เมกะวัตต์ สะท้อนให้เห็นการเติบโตของการผลิตพลังงานแสงอาทิตย์เป็นไปอย่างรวดเร็ว (กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, 2561)

จากร่างแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2561-2580 (AEDP 2018) ได้กำหนดเป้าหมายพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตพลังงานแสงอาทิตย์ไว้ถึง 15,574 เมกะวัตต์ จะเห็นได้ว่า

ประเทศไทยจำเป็นต้องเร่งการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์เกือบ 13,000 เมกะวัตต์ ภายในเวลา 20 ปี (สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน, 2562)

อย่างไรก็ตามการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ยังมีปัญหาอุปสรรคหลายประการ (Chires and Wongwises, 2016) โดยเฉพาะที่เกี่ยวข้องกับนโยบายภาครัฐและการนำนโยบายสู่การปฏิบัติ ยังไม่ครอบคลุมและไม่มีความชัดเจน รวมทั้งข้อกฎหมาย กฎระเบียบ และการบริหารจัดการระบบสายส่งไฟฟ้าที่ยังไม่เอื้อต่อการพัฒนาพลังงานทดแทน รวมถึงองค์กรของรัฐยังขาดความเป็นเอกภาพ จนส่งผลทำให้กระบวนการทำงานเกิดความล่าช้า และมีการแทรกแซงจากกลุ่มผลประโยชน์ (ชาวนิก, 2559) นอกจากนี้การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์มีต้นทุนสูงที่สุดเท่ากับกับ 322.30 บาทต่อหน่วย เมื่อเทียบกับพลังงานทดแทนรูปแบบอื่น ๆ (กระทรวงพลังงาน, 2558)

ในช่วงเวลาที่ผ่านมามีหน่วยงานภาครัฐ อาทิเช่น กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค การไฟฟ้านครหลวง การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย และสำนักงานส่งเสริมการลงทุนได้ร่วมกันออกมาตรการต่าง ๆ เพื่อสนับสนุน ส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนให้เพิ่มขึ้นเป็นไปตามแผนที่วางไว้ ทั้งในรูปแบบของการยกเว้นภาษี การสนับสนุนงบประมาณแบบให้เปล่า การสนับสนุนข้อมูล การจัดหาแหล่งเงินทุนดอกเบี้ยต่ำ โดยเฉพาะอย่างยิ่งการเพิ่มอัตราการรับซื้อไฟฟ้าที่ผลิตจากแหล่งพลังงานทดแทน (ปฐมทัศน์, 2553; Cory *et al.*, 2009; Boomsma *et al.*, 2012) มาตรการเหล่านี้ถือเป็นปัจจัยสำคัญในการช่วยลดความเสี่ยงจากต้นทุนที่สูง และความไม่แน่นอนในด้านต่าง ๆ ต่อผลตอบแทนในการลงทุนในโครงการพลังงานแสงอาทิตย์ (Mitchell and Connor, 2012) ดังนั้นงานวิจัยนี้จึงมีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาเปรียบเทียบมาตรการสนับสนุนโดยภาครัฐทั้งที่ผ่านมาและที่ใช้ในปัจจุบันที่มีผลต่อผลตอบแทนโครงการพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ เพื่อเป็นแนวทางในการปรับปรุงมาตรการสนับสนุนโดยภาครัฐให้มีความเหมาะสม เป็นธรรมทั้งต่อผู้ลงทุนในโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์และรัฐบาล

วิธีดำเนินการวิจัย

1. สมมติฐานโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ใช้ในการวิจัยเป็นโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (very small power producer, VSPP) ขนาด 1 เมกะวัตต์ ซึ่งอ้างอิงรายละเอียดต่าง ๆ จากงานวิจัยของอรธพล, 2558 ดังตารางที่ 1 โดยพื้นที่ตั้งโรงไฟฟ้าไม่ได้อยู่ในจังหวัดยะลา ปัตตานี นราธิวาส และ 4 อำเภอในจังหวัดสงขลา ได้แก่ อ.จะนะ อ.เทพา อ.สะบ้าย้อย และ อ.นาทวี

ตารางที่ 1 สมมติฐานโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

รายละเอียดสมมติฐานโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ใช้ในการศึกษา	
1. กำลังการผลิต	1 เมกะวัตต์
2. ค่าความเข้มรังสีของดวงอาทิตย์เฉลี่ยทั้งปี	18.455 เมกะจูลต่อตารางเมตร*
3. พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้	1,845,360 กิโลวัตต์-ชั่วโมง (หน่วย) ต่อปี
4. ระยะเวลาในการสนับสนุนโครงการ	25 ปี
5. อัตราเสื่อมสภาพของเซลล์	0.64 เปอร์เซ็นต์ต่อปี
6. ต้นทุนก่อสร้าง	76,286,135 บาท
7. ค่าดูแลรักษาอุปกรณ์	444,000 บาทต่อปี
8. ค่าใช้จ่ายดำเนินการ	840,000 บาทต่อปี
9. สัดส่วนหนี้ต่อทุน	75:25
10. อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ (MLR-1)	4.5 บาทต่อปี
11. ระยะเวลาชำระเงินกู้	10 ปี
12. อัตราการเพิ่มขึ้นของค่าดูแลรักษาอุปกรณ์ และค่าใช้จ่ายดำเนินการ	3 เปอร์เซ็นต์ต่อปี
13. รับการสนับสนุนด้านภาษีจาก BOI	ปีที่ 1 - 8 อัตราภาษี 0 เปอร์เซ็นต์ ปีที่ 9 - 25 อัตราภาษี 30 เปอร์เซ็นต์
14. อัตราคิดลดเนื่องจากเงินเฟ้อ	3 เปอร์เซ็นต์

หมายเหตุ: อ้างอิงจากงานวิจัยของอรรถพล (2558) และ Peerapong and Limmeechokchai (2014)

2. ความสัมพันธ์ทางคณิตศาสตร์ของรูปแบบการสนับสนุนพลังงานแสงอาทิตย์

ประเทศไทยได้ออกมาตรการส่งเสริมการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมาแล้วด้วยกัน 2 รูปแบบ ได้แก่ 1) รูปแบบ Adder และ 2) รูปแบบ FIT (Pita *et al.*, 2015) เพื่อประเมินผลของมาตรการสนับสนุนโดยภาครัฐต่อการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ดังนั้นต้องทำการสร้างสัมพันธ์ทางคณิตศาสตร์ของรูปแบบการสนับสนุนพลังงานแสงอาทิตย์ทั้ง 2 รูปแบบ ดังนี้

2.1 ความสัมพันธ์ทางคณิตศาสตร์ของรูปแบบ Adder มาตรการส่งเสริมการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนรูปแบบ Adder ได้กำหนดอัตรารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก (VSPP) ดังตารางที่ 2

ตารางที่ 2 อัตรารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในรูปแบบ Adder ประกาศใช้ในปี พ.ศ. 2550

กำลังการผลิต (เมกะวัตต์)	อัตรารับซื้อไฟฟ้า (บาทต่อหน่วย)	ระยะเวลาสนับสนุน (ปี)	อัตรารับซื้อไฟฟ้าพิเศษ* (บาทต่อหน่วย)
ไม่เกิน 1 เมกะวัตต์	8	10	1.50

หมายเหตุ: * สนับสนุนตลอดอายุโครงการในพื้นที่จังหวัดยะลา ปัตตานี นราธิวาส และ 4 อำเภอในจังหวัดสงขลา ได้แก่ อ.จะนะ อ.เทพา อ.สะบ้าย้อย และ อ.นาทวี

จากมาตรการการสนับสนุนรูปแบบ Adder ปริมาณเงินสนับสนุนแปรผันตรงกับอัตรารับซื้อไฟฟ้า พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ และระยะเวลาสนับสนุน โดยสามารถแสดงความสัมพันธ์ทางคณิตศาสตร์ของปริมาณเงินที่สนับสนุน (Sampim and Kokkaew, 2013) ได้ดังสมการที่ 1

$$S_{Ad} = R_{Ad} \times (Q \times t) \quad (1)$$

โดยที่ S_{Ad} = เงินสนับสนุนโดยรูปแบบ Adder (บาท)
 R_{Ad} = อัตรารับซื้อไฟฟ้าโดยรูปแบบ Adder (บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง)
 Q = พลังงานไฟฟ้าที่ผลิต (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)
 t = ระยะเวลาสนับสนุน (ปี)

2.2 ความสัมพันธ์ทางคณิตศาสตร์ของรูปแบบ FIT ปัจจุบันได้มีการประกาศยกเลิกมาตรการการสนับสนุนรูปแบบ Adder ไปแล้ว เมื่อปี พ.ศ. 2558 โดยเปลี่ยนมาใช้มาตรการการสนับสนุนรูปแบบ FIT ซึ่งมีอัตรารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก (very small power producer, VSPP) ดังตารางที่ 3

ตารางที่ 3 อัตรารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในรูปแบบ FIT ประกาศใช้ในปี พ.ศ. 2558

กำลังการผลิต (เมกะวัตต์)	อัตรารับซื้อไฟฟ้า (บาทต่อหน่วย)	ระยะเวลา สนับสนุน (ปี)	อัตรารับซื้อไฟฟ้าพิเศษ* (บาทต่อหน่วย)
ติดตั้งบนพื้นดิน ทุกขนาด	5.66	25	0.50

หมายเหตุ: * สนับสนุนตลอดอายุโครงการในพื้นที่จังหวัดยะลา ปัตตานี นราธิวาส และ 4 อำเภอในจังหวัดสงขลา ได้แก่ อ.จะนะ อ.เทพา อ.สะบ้าย้อย และ อ.นาทวี

จากมาตรการการสนับสนุนรูปแบบ FIT ดังตารางที่ 3 ปริมาณเงินสนับสนุนที่ได้รับแปรผันตรงกับอัตราการสนับสนุน พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ และระยะเวลาสนับสนุน โดยสามารถแสดงความสัมพันธ์ทางคณิตศาสตร์ของปริมาณเงินที่สนับสนุน (Sampim and Kokkaew, 2017) ได้ดังสมการที่ 2

$$S_{FIT} = R_{FIT} \times (Q \times t) \quad (2)$$

โดยที่ S_{FIT} = เงินสนับสนุนโดยรูปแบบ FIT (บาท)
 R_{FIT} = อัตรารับซื้อไฟฟ้าโดยรูปแบบ FIT (บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง)

Q = พลังงานไฟฟ้าที่ผลิต (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

t = ระยะเวลาสนับสนุน (ปี)

3. การวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงินโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ผลตอบแทนทางการเงินของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จะเป็นไปตามลักษณะของกระแสเงินสดของโครงการ ซึ่งแบ่งออกเป็นกระแสเงินสดรับ (cash flow in) กับกระแสเงินสดจ่าย (cash flow out) (Tongsopit *et al.*, 2019) ในการศึกษาทำการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงินของโครงการด้วยเครื่องมือทางการเงิน ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราผลตอบแทนของโครงการ และระยะเวลาการคืนทุน (บดินทร์ และคณะ, 2562)

3.1 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (net present value, NPV) คือ มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดของโครงการ สามารถวิเคราะห์มูลค่าปัจจุบันสุทธิได้ดังสมการที่ 3 โดยหากค่ามูลค่าปัจจุบันสุทธิต่ำกว่าศูนย์ แสดงว่าเป็นโครงการที่สมควรจะดำเนินการเนื่องจากมีผลตอบแทนเมื่อเปรียบเทียบกับปัจจุบันมากกว่าค่าใช้จ่าย แต่ในทางตรงกันข้ามหากมูลค่าปัจจุบันสุทธิมีค่าน้อยกว่าศูนย์ แสดงว่าเป็นโครงการที่ไม่น่าจะลงทุน เนื่องจากมีผลตอบแทนเมื่อเปรียบเทียบกับ ปัจจุบันน้อยกว่าค่าใช้จ่าย

$$NPV = -C_0 + \sum_{(i=1)}^T \frac{(B_i - C_i)}{(1+r)^i} \quad (3)$$

โดยที่ C_0 = เงินลงทุนเริ่มแรก (บาท)

B = ผลตอบแทนที่เกิดขึ้นในแต่ละปี (บาท)

C = ต้นทุนที่เกิดขึ้นในแต่ละปี (บาท)

r = อัตราคิดลด (ร้อยละ)

T = ระยะเวลาสนับสนุน (ปี)

3.2 อัตราผลตอบแทนของโครงการ (internal rate of return, IRR) คือ อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ที่ทำให้ค่ามูลค่าปัจจุบันสุทธิ มีค่าเท่ากับศูนย์ สามารถคำนวณได้ดังสมการที่ 4 ดังนั้นอัตราผลตอบแทนของโครงการ จึงได้แก่อัตราดอกเบี้ยที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันเท่ากับศูนย์ ซึ่งหากว่าอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ ณ สถานการณ์ปัจจุบันสูงกว่าค่าอัตราผลตอบแทนของโครงการที่คำนวณได้ ก็ไม่สมควรที่จะลงทุนโครงการดังกล่าว ในทางตรงกันข้ามหากอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ ณ สถานการณ์ปัจจุบันยังต่ำกว่าค่าอัตราผลตอบแทนของโครงการที่คำนวณได้มากเท่าไร แสดงว่าเป็นโครงการที่ให้ผลตอบแทนมากขึ้นตามลำดับ

$$\frac{B}{C} \text{ ratio} = \frac{\sum_{(i=1)}^T \frac{(B_i)}{(1+r)^i}}{\sum_{(i=1)}^T \frac{(C_i)}{(1+r)^i}} \quad (4)$$

โดยที่ B = ผลตอบแทนที่เกิดขึ้นในแต่ละปี (บาท)

C = ต้นทุนที่เกิดขึ้นในแต่ละปี (บาท)

r = อัตราคิดลด (ร้อยละ)

T = ระยะเวลาสนับสนุน (ปี)

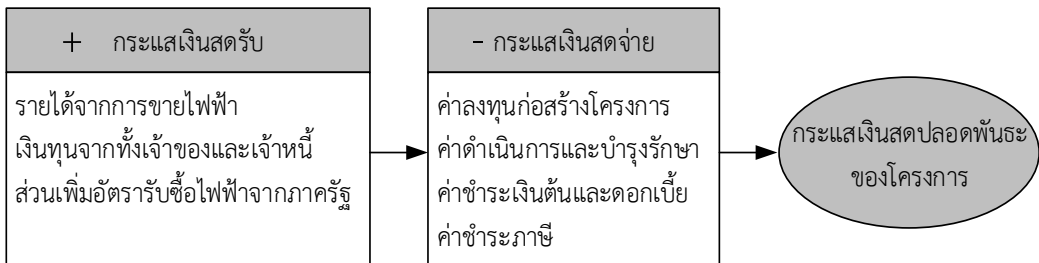
3.3 ระยะเวลาการคืนทุน (pay back period, PB) คือ ระยะเวลาที่รายได้หลังจากหักค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ สามารถนำไปชำระเงินที่ใช้ลงทุนในการพัฒนาโครงการได้ครบถ้วน สามารถวิเคราะห์ดังสมการที่ 5 โดยส่วนใหญ่ใช้นับเป็นจำนวนปี โครงการที่มีระยะเวลาคืนทุนสั้นจะเป็นโครงการที่ดีกว่าโครงการที่มีระยะคืนทุนยาว โดยทฤษฎีระยะเวลาคืนทุนจะต้องไม่นานกว่าอายุการใช้งานของโครงการ แต่ในภาคปฏิบัติแล้ว ระยะเวลาคืนทุนของโครงการขนาดใหญ่จะยอมรับกันที่ 7-10 ปี

$$\text{ระยะเวลาคืนทุน} = \frac{\text{เงินลงทุนเริ่มแรก}}{\text{เงินสดเข้าสุทธิต่อปี}} \tag{5}$$

ผลการวิจัย

1. การวิเคราะห์ผลตอบแทนโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

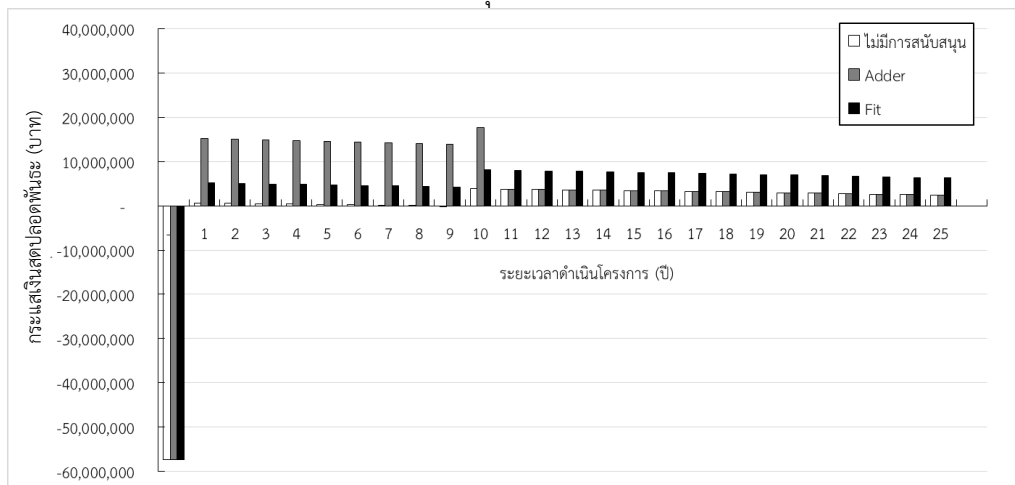
กระแสเงินสดของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ประกอบด้วย ส่วนที่ 1 กระแสเงินสดรับ ได้แก่ รายได้จากการขายไฟฟ้า เงินลงทุนส่วนเจ้าของ เงินลงทุนส่วนหนี้สิน ส่วนเพิ่มอัตราซื้อไฟฟ้าจากภาครัฐ และส่วนที่ 2 กระแสเงินสดจ่าย ได้แก่ ค่าลงทุนก่อสร้างโครงการ ค่าดำเนินการและบำรุงรักษา ค่าชำระเงินต้นและดอกเบี้ย และค่าชำระภาษี โดยเมื่อหักลบกระแสเงินสดรับกับกระแสเงินสดจ่ายจะมีค่าเท่ากับกระแสเงินสดอิสระของโครงการ (free cash flow to equity) ดังภาพที่ 1



ภาพที่ 1 กระแสเงินสดของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

การวิเคราะห์กระแสเงินสดปลอดพันธะของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่ไม่ได้รับการสนับสนุนจากภาครัฐ พบว่าโครงการมีกระแสเงินสดอิสระเข้าโครงการต่ำมีความเสี่ยงสูงต่อการดำเนินโครงการขาดทุน เมื่อเปรียบเทียบกับมาตรการสนับสนุนโดยภาครัฐทั้งรูปแบบ Adder และ FIT พบว่าในช่วงปีที่ 1 ถึงปีที่ 10 กระแสเงินสดปลอดพันธะของโครงการภายใต้มาตรการสนับสนุนรูปแบบ Adder มีค่าสูงกว่ามาตรการสนับสนุนรูปแบบ FIT แต่เมื่อสิ้นสุดระยะเวลาสนับสนุนในรูปแบบ Adder ในปีที่ 11 กระแสเงินสดปลอดพันธะของโครงการภายใต้มาตรการสนับสนุนรูปแบบ FIT จะกลับมามีค่าสูงกว่ามาตรการสนับสนุนรูปแบบ Adder จนสิ้นสุดโครงการ

ดังภาพที่ 2 ดังนั้นจะเห็นได้ว่ามาตรการสนับสนุนรูปแบบ Adder จะส่งผลให้โครงการมีกระแสเงินสดปลอดพันธะสูงใน 10 ปีแรก แต่มาตรการสนับสนุนรูปแบบ FiT จะส่งผลให้โครงการมีกระแสเงินสดปลอดพันธะเฉลี่ยไม่แตกต่างกันตลอดทั้งอายุของโครงการ



ภาพที่ 2 กระแสเงินสดปลอดพันธะของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ในกรณีไม่รับการสนับสนุนและกรณีรับการสนับสนุนจากมาตรการ Adder และ FiT

จากการนำรายได้สุทธิมาวิเคราะห์ผลตอบแทนโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ด้วยเครื่องมือทางการเงิน ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราผลตอบแทนภายใน และระยะเวลาคืนทุน ดังตารางที่ 3 พบว่าโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ไม่สามารถดำเนินการโดยไม่รับการสนับสนุนจากภาครัฐได้เนื่องจากมูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการมีค่าเป็นลบ (ธนาพล, 2558) เมื่อโครงการได้รับการสนับสนุนจากภาครัฐส่งผลให้มูลค่าปัจจุบันสุทธิเป็นบวก โดยโครงการภายใต้มาตรการสนับสนุนรูปแบบ Adder มีมูลค่าปัจจุบัน อัตราผลตอบแทนภายใน และระยะเวลาคืนทุน เท่ากับ 62,201,021 บาท 24 เปอร์เซ็นต์ และ 3 ปี 1 เดือน ตามลำดับ ซึ่งผลตอบแทนสูงกว่ามาตรการสนับสนุนรูปแบบ FiT ที่มีมูลค่าปัจจุบัน อัตราผลตอบแทนภายใน และระยะเวลาคืนทุน เท่ากับ 10,767,026 บาท 9 เปอร์เซ็นต์ และ 10 ปี 1 เดือน

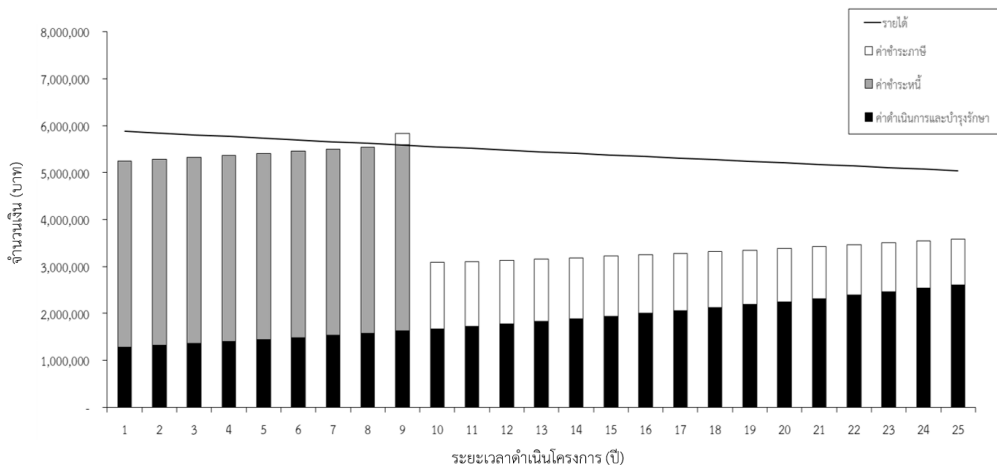
ตารางที่ 3 การวิเคราะห์ผลตอบแทนโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

รูปแบบมาตรการ	มูลค่าปัจจุบันสุทธิ* (NPV) (บาท)	อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) (เปอร์เซ็นต์)	ระยะเวลาคืนทุน (PB) (ปี)
ไม่มีการสนับสนุน	-35,741,392	-	-
รูปแบบ Adder	62,201,021	24	3 ปี 1 เดือน
รูปแบบ FiT	10,767,026	9	10 ปี 1 เดือน

หมายเหตุ: * อัตราคิดลดในการคำนวณมูลค่าปัจจุบันสุทธิ เท่ากับ 7 เปอร์เซ็นต์ (พวงทอง, 2561)

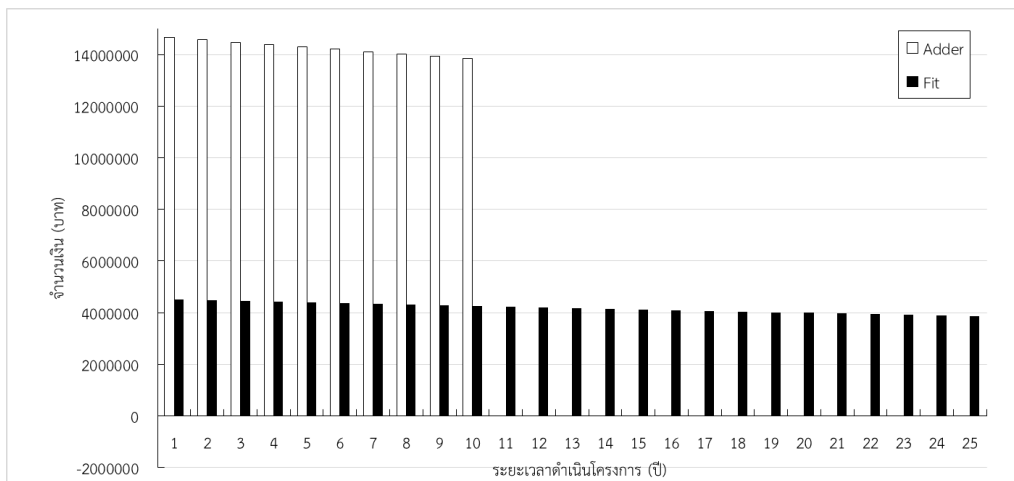
2. การวิเคราะห์รูปแบบมาตรการการสนับสนุนโดยภาครัฐต่อการจัดการความเสี่ยงของโครงการ

ทำการวิเคราะห์ความเสี่ยงที่ส่งผลให้โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิเป็นลบ โดยพิจารณากระแสเงินสดไหลออกของโครงการซึ่งประกอบด้วย ค่าชำระภาษี ค่าชำระหนี้ และค่าดำเนินการและบำรุงรักษา พบว่าในช่วงปีที่ 1-9 ของโครงการจะมีความเสี่ยงสูงเนื่องจากค่าชำระหนี้มีค่าสูง อย่างไรก็ตามรัฐบาลได้ออกมาตรการทางภาษีเพื่อพยายามลดความเสี่ยงดังกล่าว โดยการงดเว้นภาษีในช่วง 8 ปีแรก แต่พบว่ายังไม่เพียงพอที่จะทำให้ผลตอบแทนโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เป็นบวก โดยเฉพาะเมื่อพิจารณาในปีที่ 9 พบว่าผลดำเนินการของโครงการมีรายจ่ายมากกว่ารายได้ ส่งผลให้โครงการประสบปัญหาการขาดทุน ดังภาพที่ 3 ดังนั้นจึงสรุปได้ว่าการดำเนินการของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในช่วงแรกจะมีความเสี่ยงสูงกว่าช่วงหลังเนื่องจากภาระการชำระหนี้สินของเงินลงทุนโครงการ



ภาพที่ 3 กระแสเงินสดรับและจ่ายโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

การวิเคราะห์รูปแบบมาตรการการสนับสนุนโดยภาครัฐ พบว่ามาตรการสนับสนุนรูปแบบ Adder จะสนับสนุนเงินปริมาณสูงมากเฉลี่ยประมาณ 14 ล้านบาทต่อปี โดยจะสนับสนุนเป็นเวลา 10 ปี ซึ่งต่างจากมาตรการสนับสนุนรูปแบบ FiT ที่สนับสนุนเงินเฉลี่ยประมาณ 4 ล้านบาทต่อปี โดยสนับสนุนตลอดระยะเวลา 25 ปี ที่โครงการดำเนินการ ดังภาพที่ 4 จะเห็นได้ว่ามาตรการสนับสนุนรูปแบบ Adder มีรูปแบบการสนับสนุนเงินได้สอดคล้องกับความเสี่ยงโครงการมากกว่ามาตรการสนับสนุนรูปแบบ FiT โดยเน้นการสนับสนุนในช่วงแรกของโครงการซึ่งมีความเสี่ยงสูงกว่าช่วงหลังดังที่กล่าวไปแล้วนั้น ซึ่งสัมพันธ์กับผลตอบแทนโครงการที่พบว่ามาตรการสนับสนุนรูปแบบ Adder ให้ผลตอบแทนต่อโครงการสูงกว่ามาตรการสนับสนุนรูปแบบ FiT



ภาพที่ 4 จำนวนเงินที่ใช้สนับสนุนโครงการภายใต้รูปแบบมาตรการการสนับสนุน Adder และ Fit

3. การวิเคราะห์ต้นทุนและความคุ้มค่าของมาตรการการสนับสนุนโดยภาครัฐ

จากการวิเคราะห์ผลตอบแทนโครงการ และรูปแบบการจ่ายเงินสนับสนุนโครงการ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์สามารถสรุปได้ว่ามาตรการสนับสนุนรูปแบบ Adder ส่งผลต่อผลตอบแทนของโครงการสูงกว่ามาตรการสนับสนุนรูปแบบ FIT อย่างไรก็ตามผลการวิเคราะห์ที่ได้ เป็นเพียงแค่การคิดผลได้ โดยยังไม่ได้นำถึงต้นทุนของรัฐบาลที่สูญเสียไปกับการสนับสนุนโครงการ ดังนั้นจึงต้องทำการวิเคราะห์ต้นทุนเพื่อเปรียบเทียบความคุ้มค่าของมาตรการการสนับสนุนโดยภาครัฐด้วย

การวิเคราะห์ต้นทุนและความคุ้มค่าของมาตรการการสนับสนุนโดยภาครัฐ พบว่า มาตรการสนับสนุนรูปแบบ Adder ใช้เงินสนับสนุนคิดเป็นมูลค่าปัจจุบันสุทธิในการสนับสนุนโดยภาครัฐต่อโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 1 เมกะวัตต์ เท่ากับ 121,748,013.48 บาท ในขณะที่ มาตรการสนับสนุนรูปแบบ FIT ใช้เงินสนับสนุนคิดเป็นมูลค่าปัจจุบันสุทธิในการสนับสนุนโดยภาครัฐต่อโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 1 เมกะวัตต์ เท่ากับ 73,495,017.79 บาท ดังตาราง 4 ดังนั้นหากมองในมุมของรัฐบาลพบว่ามาตรการสนับสนุนรูปแบบ FIT กลับมีความคุ้มค่ามากกว่ามาตรการสนับสนุนรูปแบบ Adder เนื่องจากไม่เพียงแต่ใช้เงินสนับสนุนน้อยกว่าเท่านั้น แต่ยังสามารถสร้างผลตอบแทนที่คุ้มค่าแก่การลงทุนในโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ตารางที่ 4 มูลค่าปัจจุบันสุทธิในการสนับสนุนโดยภาครัฐต่อโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 1 เมกะวัตต์

รูปแบบมาตรการ	มูลค่าปัจจุบันสุทธิในการสนับสนุนโดยภาครัฐต่อโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 1 เมกะวัตต์ (บาท)
ไม่มีการสนับสนุน	-
รูปแบบ Adder	121,748,013
รูปแบบ FIT	73,495,017

อภิปรายผลการวิจัย

จากผลการวิจัย หากไม่มีมาตรการสนับสนุนส่วนเพิ่มอัตราซื้อไฟฟ้าจากภาครัฐ โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จะมีมูลค่าปัจจุบันสุทธิเป็นลบ ซึ่งสอดคล้องกับงานวิจัยของ ธนาพล (2558) คือโครงการจะประสบปัญหาขาดทุน ส่งผลให้ไม่สามารถดึงดูดนักลงทุนให้มาลงทุนในโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ดังนั้นเพื่อให้ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานแสงอาทิตย์เป็นไปตามเป้าหมายที่กำหนดไว้ รัฐบาลจึงจำเป็นต้องออกมาตรการสนับสนุนในช่วงเริ่มต้นเนื่องจากเทคโนโลยีที่ใช้ยังมีราคาสูง

รัฐบาลเริ่มต้นออกนโยบายเพื่อกระตุ้นการลงทุนในโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โดยออกมาตรการสนับสนุนรูปแบบ Adder แม้ว่ามาตรการสนับสนุนรูปแบบ Adder จะช่วยเพิ่มผลตอบแทนเป็นอย่างมากให้แก่โครงการก็ตาม แต่ก็เป็น การเพิ่มภาระการจ่ายเงินในการสนับสนุนในปริมาณที่สูงมากเช่นกัน จนถือได้ว่ารัฐบาลกำลังสนับสนุนโครงการมากจนเกินความจำเป็น

จากสาเหตุดังกล่าวรัฐบาลจึงได้ปรับนโยบายโดยเปลี่ยนมาใช้มาตรการสนับสนุนรูปแบบ FIT ซึ่งสามารถลดภาระในการสนับสนุนโดยที่โครงการยังคงดำเนินการได้อย่างมีผลกำไร จะเห็นได้ว่ามาตรการสนับสนุนรูปแบบ FIT มีความเป็นธรรมต่อทั้งโครงการและรัฐบาลกว่ามาตรการสนับสนุนรูปแบบ Adder นอกจากนี้แล้วมาตรการสนับสนุนรูปแบบ FIT ยังเปิดให้มีการยื่นอัตราราคารับซื้อไฟฟ้าจากโครงการ โดยรัฐบาลจะรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการที่ยื่นอัตรารับซื้อไฟฟ้าที่ต่ำกว่าก่อน ซึ่งกลไกดังกล่าวเป็นส่งเสริมให้เกิดการแข่งขันในตลาด ซึ่งจะส่งผลให้ต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในอนาคตลดลง จนรัฐบาลอาจไม่ต้องแบกรับภาระสนับสนุนต่อไปในอนาคต

อย่างไรก็ตามมาตรการสนับสนุนรูปแบบ FIT ยังมีข้อจำกัดที่สำคัญ เนื่องจากหลักการสนับสนุนเงินแก่โครงการควรมีรูปแบบการจ่ายเงินที่สัมพันธ์กับความเสี่ยงที่เกิดขึ้นจริง กล่าวคือ ถ้าช่วงใดโครงการมีความเสี่ยงสูงรัฐบาลควรสนับสนุนเงินในปริมาณมาก ในทางตรงข้ามถ้าหากช่วงใดโครงการไม่มีความเสี่ยงรัฐบาลควรลดการสนับสนุนเงินในช่วงเวลานั้น แต่มาตรการสนับสนุนรูปแบบ FIT จะสนับสนุนเงินตามปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตซึ่งมีค่าคงที่ตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ดังนั้นแนวทางในการออกแบบนโยบายในอนาคต รัฐบาลควรคำนึงถึงความเสี่ยงที่เกิดขึ้นจริงของโครงการ ซึ่งความเสี่ยงของพลังงานทดแทน อาทิเช่น พลังงานชีวมวล พลังงานลม พลังงานแสงอาทิตย์ จะมีรูปแบบที่ต่างกัน หากรัฐบาลสามารถสนับสนุนเงินแก่โครงการโดยสัมพันธ์กับความเสี่ยงที่เกิดขึ้นจริงของพลังงานทดแทนแต่ละประเภทได้ จะเป็นการพัฒนารูปแบบ การ

สนับสนุนโครงการโรงไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนได้สมบูรณ์ยิ่งขึ้น (Sampim and Kokkaew, 2017; Tongsopit, 2015)

สรุปผลการวิจัย

ผลตอบแทนของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ในกรณีไม่รับการสนับสนุนจากภาครัฐ มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ เท่ากับ -35,741,392 บาท โดยเฉพาะในปีที่ 9 พบว่าผลดำเนินการของโครงการประสบปัญหาขาดทุน ในกรณีที่รัฐใช้มาตรการสนับสนุนรูปแบบ Adder ที่ยกเลิกไปแล้ว ผลตอบแทนของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ เท่ากับ 62,201,021 บาท มีอัตราผลตอบแทนภายใน เท่ากับ 24 เปอร์เซ็นต์ และมีระยะเวลาคืนทุน เท่ากับ 3 ปี 1 เดือน โดยใช้เงินสนับสนุนจากรัฐบาลตลอดโครงการเป็นจำนวน 121,748,013 บาท ในกรณีที่รัฐใช้มาตรการสนับสนุนรูปแบบ FiT ในปัจจุบัน ผลตอบแทนของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ เท่ากับ 10,767,026 บาท มีอัตราผลตอบแทนภายใน เท่ากับ 9 เปอร์เซ็นต์ และมีระยะเวลาคืนทุน เท่ากับ 10 ปี 1 เดือน โดยใช้เงินสนับสนุนจากรัฐบาลตลอดโครงการเป็นจำนวน 73,495,017 บาท การเปลี่ยนมาตรการสนับสนุนจากรูปแบบ Adder เป็นรูปแบบ FiT สามารถลดภาระการใช้จ่ายเงินภาษีของส่วนรวมในการสนับสนุนโครงการพลังงานทดแทนของรัฐบาลลดลงประมาณ 50 เปอร์เซ็นต์ และแม้ว่าจะทำให้ผลตอบแทนของโครงการลดลงไปด้วยแต่ก็ไม่ส่งผลให้โครงการมีมูลค่าปัจจุบันสุทธิเป็นลบหรือขาดทุนแต่อย่างใด ถือได้ว่ามาตรการสนับสนุนรูปแบบ FiT ช่วยสร้างความเป็นธรรมในการการรับซื้อไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานทดแทนได้ดีขึ้น

ข้อเสนอแนะ

การศึกษานี้ใช้แบบจำลองทางการเงินของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่เป็นข้อมูลทุติยภูมิ หากมีการศึกษาครั้งต่อไปควรรวบรวมข้อมูลที่เป็นปฐมภูมิเพื่อทราบถึงสถานการณ์จริงในการดำเนินงานโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในประเทศไทย

กิตติกรรมประกาศ

ขอขอบคุณมหาวิทยาลัยราชภัฏนครศรีธรรมราชในการสนับสนุนทรัพยากรต่าง ๆ ในการทำงานวิจัยจนสำเร็จไปได้ด้วยดี

เอกสารอ้างอิง

- กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน. (2558). แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558-2579 (AEDP2015). สืบค้นเมื่อ 5 เมษายน 2563, จาก: <http://www.eppo.go.th/index.php/th/plan-policy/tieb/aedp>.
- กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน. (2561). รายงานสถานการณ์การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย พ.ศ. 2559-2560. สืบค้นเมื่อ 16 เมษายน 2563, จาก: <http://webkc.dede.go.th/testmax/sites/default/files/Book%20TPSR%20THAI.pdf>.

- กระทรวงพลังงาน. (2558). แผนปฏิบัติการพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558-2579. สืบค้นเมื่อ 5 เมษายน 2563, จาก: https://www.dede.go.th/download/files/AEDP%20Action%20Plan_Final.pdf.
- ชาณิกา ปัญจพุทธานนท์ และรัตพงษ์ สอนสุภาพ. (2559). ปัญหาและอุปสรรคของการพัฒนาพลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ในประเทศไทย. *วารสารวิจัยและพัฒนา วไลยอลงกรณ์ ในพระบรมราชูปถัมภ์*, 11(3), 11-20.
- ธนาพล ตันติสัตยกุล. (2558). การประเมินมาตรการสนับสนุนทางการเงินสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาที่พักอาศัยในประเทศไทย. *วารสารวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี*, 23(4), 605-621.
- บดีรินทร์ เสนานนท์ ภัฏญานัฐ ทองเทพ กมล จิรเสรีอมรกุล วันจักรี เล่นวารีย์ เสริมสุข บัวเจริญ และ ยิ่งรักษ์ อรรถเวชกุล. (2562). การวิเคราะห์เศรษฐศาสตร์โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ 8 เมกะวัตต์ ระหว่างการติดตั้งแบบระบบคงที่กับแบบระบบติดตามดวงอาทิตย์ในประเทศไทย. *วารสารวิชาการมหาวิทยาลัยราชภัฏอุตรดิตถ์*, 14(2), 1-19.
- ปฐมทัศน์ จิระเดชะ. (2553). การพัฒนาพลังงานหมุนเวียนเพื่อการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย. *วารสารมหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒ (สาขาวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี)*, 4(2), 10-24.
- พวงทอง วัชรราชกูร์ วราภรณ์ สิงห์แก้วสืบ และสายนที ทรัพย์มี. (2562). การวิเคราะห์ต้นทุนและผลตอบแทนโครงการลงทุนผลิตกระแสไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์. *วารสารมหาวิทยาลัยราชภัฏลำปาง* 7(2), 89-100.
- สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน. (2562). แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561-2580 (PDP2018). สืบค้นเมื่อ 5 เมษายน 2563, จาก: http://www.eppo.go.th/images/Information_service/public_relations/PDP2018/PDP2018.pdf.
- อรรถพล เตวีฒนรัตน์. (2558). การศึกษาความเป็นไปได้ในการลงทุนโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 1 เมกะวัตต์. วิทยานิพนธ์เศรษฐศาสตรมหาบัณฑิต. มหาวิทยาลัยธุรกิจบัณฑิต, กรุงเทพมหานคร.
- Boomsma, T.K., Meade, N. and Fleten, S.E. (2012). Renewable energy investments under different support schemes: A real options approach. *European Journal of Operational Research*, 220(1), 225-237.
- Cory, K., Couture, T. and Kreyci, C. (2009). Feed-In Tariff policy: design, implementation, and RPS policy interactions. *National Renewable Energy Laboratory's Technical Report*. Colorado.
- Chaichana, P., Womgsapai, W., Damrongsak, D., Keiichi, K. and Luangchosiri, N. (2017). Promoting community renewable energy as a tool for sustainable development in rural areas of Thailand. *Energy Procedia*, 141, 114-118.
- Chimres, N. and Wongwises, S. (2016). Critical review of the current status of solar energy in Thailand. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 58, 198-207.

- Mitchell, C. and Connor, P. (2012). Renewable energy policy in the UK 1990-2003. *Energy Policy*, 32, 1935-1947.
- Peerapong, P. and Limmeechokchai, B. (2014). Investment incentive of grid connected solar photovoltaic power plant under proposed feed-in tariffs framework in Thailand. *Energy Procedia*, 52, 179-189.
- Pita, P., Tia, W., Suksuntornsiri, P., Limpitipanick, P. and Limmeechokchai, B. (2015). Assessment of feed-in policy in Thailand: Impacts on national electricity prices. *Energy Procedia*, 79, 584-589.
- Sampim, T. and Kokkaew, N. (2013). Modelling of government support in biopower plant projects: The case of Thailand. *Energy Procedia*, 52, 525-535.
- Sampim, T. and Kokkaew, N. (2017). Risk management in biomass power plants using fuel switching flexibility. *Energy Procedia*, 138, 1099-1104.
- Tongsopit, S. (2015). Thailand's feed-in tariff for residential rooftop solar PV systems: Progress so far. *Energy for Sustainable Development*, 29, 127-134.
- Tongsopit, S., Junlakarn, S., Wibulpolprasert, W., Chaianong, A., Kokchang, P. and Nghia, V.H. (2019). The economics of solar PV self-consumption in Thailand. *Renewable Energy*, 138, 395-408.