



การศึกษาความเป็นไปได้ทางการเงินและเศรษฐศาสตร์สำหรับโครงการผลิตไฟฟ้า
จากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP HYBRID FIRM

โดย

นางสาวณัฐฐา ปัญจวรรณ

การค้นคว้าอิสระนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตร

เศรษฐศาสตรมหาบัณฑิต

สาขาวิชาเศรษฐศาสตร์ธุรกิจ

คณะเศรษฐศาสตร์ มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์

ปีการศึกษา 2560

ลิขสิทธิ์ของมหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์

การศึกษาความเป็นไปได้ทางการเงินและเศรษฐศาสตร์สำหรับโครงการผลิตไฟฟ้า
จากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP HYBRID FIRM

โดย

นางสาวณัฐฐา ปัญจวรรณ



การค้นคว้าอิสระนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตร
เศรษฐศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาเศรษฐศาสตร์ธุรกิจ
คณะเศรษฐศาสตร์ มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์
ปีการศึกษา 2560
ลิขสิทธิ์ของมหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์

FINANCIAL AND ECONOMIC FEASIBILITY OF A RENEWABLE ENERGY
PROJECT BY A SMALL POWER PRODUCER IN THAILAND

BY

MISS NUTTHA PUNJAVORN



AN INDEPENDENT STUDY SUBMITTED IN PARTIAL FULFILLMENT OF
THE REQUIREMENTS FOR THE DEGREE OF MASTER OF ARTS

BUSINESS ECONOMICS

FACULTY OF ECONOMICS

THAMASAT UNIVERSITY

ACADEMIC YEAR 2017

COPYRIGHT OF THAMMASAT UNIVERSITY

มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์

คณะเศรษฐศาสตร์

การค้นคว้าอิสระ

ของ

นางสาวณัฐา ปัญจวรรณ

เรื่อง

การศึกษาความเป็นไปได้ทางการเงินและเศรษฐศาสตร์สำหรับโครงการผลิตไฟฟ้า
จากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP HYBRID FIRM

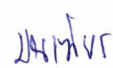
ได้รับการตรวจสอบและอนุมัติ ให้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตร
เศรษฐศาสตรมหาบัณฑิต (เศรษฐศาสตร์ธุรกิจ)

เมื่อ วันที่ 8 มิถุนายน พ.ศ. 2561

อาจารย์ที่ปรึกษาการค้นคว้าอิสระ


(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ชโยธร แก่นสันติสุขมงคล)

กรรมการสอบการค้นคว้าอิสระ

 
(อาจารย์ ดร. มณเฑียร สติมานนท์)

คณบดี


(รองศาสตราจารย์ ดร. ชยันต์ ตันติวิศดาการ)

หัวข้อการค้นคว้าอิสระ	การศึกษาความเป็นไปได้ทางการเงินและเศรษฐศาสตร์ สำหรับโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP HYBRID FIRM
ชื่อผู้เขียน	นางสาวณัฐฐา ปัญจวรรณ
ชื่อปริญญา	เศรษฐศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชา/คณะ/มหาวิทยาลัย	เศรษฐศาสตร์ธุรกิจ เศรษฐศาสตร์ มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์
อาจารย์ที่ปรึกษาการค้นคว้าอิสระ	ผศ.ดร.ชโลธร แก่นสันติสุขมงคล
ปีการศึกษา	2560

บทคัดย่อ

การศึกษานี้มีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาความเป็นไปได้ของการจัดตั้งโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm ในรูปแบบการผสมผสานการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชีวมวลและโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ร่วมกับเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน ณ อำเภอพุนพิน จังหวัดสุราษฎร์ธานี ขนาด 10.10 เมกะวัตต์ (อายุโครงการ 20 ปี) โดยใช้ชีวมวลในพื้นที่เป็นเชื้อเพลิงเพื่อจำหน่ายไฟฟ้าเข้าสู่ระบบของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ในรูปแบบการรับซื้อแบบ Feed-in Tariff ผ่านการวิเคราะห์ตัวชี้วัดทางการเงินและประเมินมูลค่าทางเศรษฐศาสตร์สำหรับผลกระทบภายนอกของโครงการที่เป็นผลประโยชน์ในรูปของรายได้ที่ได้รับจากกิจกรรมการลดปริมาณก๊าซเรือนกระจก รวมทั้งวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการเมื่อมีการเปลี่ยนแปลงในต้นทุนของโครงการ ในกรณีที่ราคาของเชื้อเพลิงชีวมวลสูงขึ้นและรายรับที่ลดลงกรณีปรับลดอัตรา FiT คงที่ อีกทั้งมีวิเคราะห์ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยไฟฟ้าปรับเฉลี่ย

การศึกษานี้พบว่า ผลประโยชน์สุทธิทางการเงินประมาณ 518 ล้านบาท อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน 1.18 เท่า อัตราผลตอบแทนภายในโครงการเท่ากับร้อยละ 9.11 (ซึ่งสูงกว่าอัตราคิดลดที่แท้จริงร้อยละ 4.115) ระยะเวลาคืนทุน 8 ปี 10 เดือน และหากต้นทุนค่าเชื้อเพลิงมีราคาสูงถึง 1,200 บาทต่อตัน หรือเมื่อรายรับค่าไฟฟ้าปรับลดอัตรา FiT คงที่ลงร้อยละ 50 โครงการนี้จะไม่มีความคุ้มค่าในการลงทุน นอกจากนี้สามารถประเมินมูลค่าทางเศรษฐศาสตร์สำหรับผลประโยชน์ของโครงการที่ได้รับจากกิจกรรมการลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ซึ่งจะ

สามารถลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ จำนวนปีละ 41,574.26 ตันคาร์บอนไดออกไซด์ เทียบเท่า (tCO₂e) และสามารถนำคาร์บอนเครดิตนี้สร้างรายได้ให้แก่โครงการเป็นจำนวน 312,817.37 บาทต่อปี โดยมีต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยไฟฟ้าปรับเฉลี่ยของพลังงานชีวมวล, พลังงานแสงอาทิตย์ และพลังงานชีวมวลและพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับเทคโนโลยีกักเก็บพลังงาน เท่ากับ 2.99, 3.04 และ 3.14 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ซึ่งต่ำกว่ารายรับจากค่าไฟฟ้าต่อหน่วยการผลิต ดังนั้นภาครัฐหรือหน่วยงานที่เกี่ยวข้องจึงควรพิจารณาสนับสนุนการลงทุนผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเพิ่มมากขึ้น

คำสำคัญ: ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก, โรงไฟฟ้าพลังงานผสมผสาน, โรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล, โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

Independent Study Title	FINANCIAL AND ECONOMIC FEASIBILITY OF A RENEWABLE ENERGY PROJECT BY A SMALL POWER PRODUCER IN THAILAND
Author	Miss.Nuttha Punjavorn
Degree	Master of Arts
Department/Faculty/University	Business Economics Economics Thammasat University
Independent Study Advisor	Assistant Professor Chalotorn Kansuntisukmongkol, Ph.D
Academic Years	2017

ABSTRACT

In addition to Thailand's plans for coal plants and hydropower dams is the sector of small power producers (SPPs) accounting for about 15 percent of the Kingdom's total installed generating capacity. The financial and economic feasibility of an SPP hybrid renewable energy project. Located at Phunphin District, Surat Thani Province in the south of Thailand, the project is a hybrid of biomass and solar energy with energy storage system technology. In 20 years, 10.10 megawatts (MW) of power should be distributed to the Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT) through feed-in tariffs (FiTs), or payments to ordinary energy users for the renewable electricity they generate. Local biomass was assumed to be used. Financial indicators and externalities were examined, such as greenhouse gas reduction. Levelized cost of electricity (LCOE) was calculated, or average minimum cost at which electricity must be sold to break even over the lifetime of the project.

Results included net present value (NPV) of 518 million baht; benefit-cost ratio (BCR) of 1.18; internal rate of return (IRR) of 9.11 percent; with real discount rate of 4.115 percent; and payback period of 8 years 10 months. Sensitivity analysis revealed that if fuel cost of 1,200 baht per ton of FiT would decrease by 50 percent, the project would be unfeasible. Carbon credit income of 41,574.26 tCO₂e or 312,817.37 baht

annually could be generated. LCOE was also measured for biomass, solar energy, and hybrid plants at 2.99, 3.04 and 3.14 baht per kilowatt-hour respectively, less than the current purchase rate. These findings suggest that the project is worthy of government sponsorship.

Keywords: Small power producers, SPP, Hybrid power plant, Biomass, Solar power.



กิตติกรรมประกาศ

ผู้เขียนขอกราบขอบพระคุณ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ชโลธร แก่นสันติสุขมงคล อาจารย์ที่ปรึกษาการค้นคว้าอิสระ ที่ได้สละเวลาอันมีค่าในการให้คำปรึกษา ข้อคิด และให้ข้อเสนอแนะแนวทางในการศึกษา รวมถึงชี้แนะวิธีการนำเสนอผลงาน และได้รับความกรุณาจากอาจารย์ ดร.มณฑิรา สติมานนท์ กรรมการสอบการค้นคว้าอิสระ ที่ให้ข้อแนะนำในการศึกษา ทำให้การค้นคว้าอิสระนี้มีความสมบูรณ์ยิ่งขึ้น และผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.พีระ เจริญพร ผู้อำนวยการโครงการเศรษฐกิจศาสตร์ธุรกิจ (MBE) ที่ส่งเสริม กระตุ้น และให้การสนับสนุนในการจัดทำ การค้นคว้าอิสระเป็นอย่างดี ผู้ศึกษาจึงขอขอบพระคุณอาจารย์ทุกท่านเป็นอย่างสูงมา ณ โอกาสนี้

ขอขอบพระคุณคณาจารย์และเจ้าหน้าที่โครงการทุกท่าน ที่คอยให้ความรู้ ทักษะในด้านต่างๆ ตลอดจนให้ความช่วยเหลือ ให้คำปรึกษาและคำแนะนำที่ดีมาโดยตลอด

สุดท้ายนี้ขอกราบขอบพระคุณทุกคนในครอบครัวที่คอยสนับสนุน เป็นกำลังใจและเป็นแรงผลักดันให้กับผู้เขียนมาโดยตลอดจนทำให้การค้นคว้าอิสระฉบับนี้สำเร็จลุล่วงไปด้วยดี ประโยชน์อันใดที่การค้นคว้าอิสระฉบับนี้พึงมี ผู้เขียนขอมอบแด่ผู้ที่มีพระคุณทุกท่าน และหากมีข้อผิดพลาดประการใดผู้เขียนขอน้อมรับไว้แต่เพียงผู้เดียว

นางสาวณัฐฐา ปัญจวรรณ

สารบัญ

	หน้า
บทคัดย่อภาษาไทย	(1)
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ	(3)
กิตติกรรมประกาศ	(5)
สารบัญตาราง	(11)
สารบัญภาพ	(13)
บทที่ 1 บทนำ	1
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา	1
1.2 วัตถุประสงค์ของการศึกษา	3
1.3 ประโยชน์จากการศึกษา	4
1.4 ขอบเขตของการศึกษา	4
1.5 กรอบการวิเคราะห์และวิธีการศึกษา	5
1.6 นิยามศัพท์เฉพาะ	5
บทที่ 2 วรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง	7
2.1 แนวคิดทางทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง	7
2.1.1 ทฤษฎีการวางแผนและการวิเคราะห์โครงการ	7

2.1.1.1 การกำหนดต้นทุนของโครงการ	9
2.1.1.2 การกำหนดผลประโยชน์ของโครงการ	10
2.1.1.3 การเปรียบเทียบต้นทุนและผลประโยชน์ของโครงการ	10
2.1.2 ทฤษฎีเกี่ยวกับการวิเคราะห์โครงการทางการเงิน	11
2.1.2.1 มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการ	12
2.1.2.2 อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ	12
2.1.2.3 อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน	13
2.1.2.4 ระยะเวลาคืนทุน	14
2.1.2.5 การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการ	14
2.1.3 ทฤษฎีเกี่ยวกับการวิเคราะห์มูลค่าเศรษฐศาสตร์	14
2.1.4 อัตราคิดลด	15
2.2 แนวคิดการวิเคราะห์โครงการทางการเงินและเศรษฐศาสตร์	15
2.2.1 ผลประโยชน์จากการผลิตไฟฟ้าด้วยโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	15
2.2.2 ผลประโยชน์จากการผลิตไฟฟ้าด้วยโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล	19
2.2.3 ผลประโยชน์จากการผลิตไฟฟ้าด้วยโรงไฟฟ้ารูปแบบการผสมผสาน	21
2.2.4 ผลประโยชน์จากการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน	23
2.3 แนวคิดเกี่ยวกับมลพิษ	24
2.3.1 มลพิษที่เกิดจากการบริหารจัดการแผงโซลาร์เซลล์	24
2.3.2 มลพิษที่เกิดจากการผลิตไฟฟ้า	24
2.4 ความแตกต่างของการศึกษาในครั้งนี้กับการศึกษาในอดีต	26
บทที่ 3 วิธีการวิจัย	29
3.1 ระเบียบวิธีการศึกษา	29
3.1.1 กรอบการวิเคราะห์	29
3.1.2 การรวบรวมข้อมูล	30
3.1.2.1 ข้อมูลทั่วไปของพื้นที่ตั้งโครงการ	30
3.1.2.2 ข้อมูลเชื้อเพลิงชีวมวล	30

3.1.2.3 ข้อมูลด้านนโยบายพลังงานและส่งเสริมการผลิตไฟฟ้า	31
3.1.2.4 ข้อมูลด้านเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้า	31
3.1.2.5 ข้อมูลราคาในการรับซื้อไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก	31
3.1.2.6 ข้อมูลกิจกรรมการลดก๊าซเรือนกระจก	32
3.2 การวิเคราะห์ข้อมูล	32
3.3 ข้อกำหนดในการดำเนินโครงการ	32
3.3.1 แหล่งที่มาของเงินทุน	33
3.3.2 พื้นที่ในการก่อสร้างโครงการ	33
3.3.3 ระยะเวลาในการก่อสร้างโครงการ	33
3.3.4 กระบวนการผลิตไฟฟ้า	34
3.3.4.1 ข้อกำหนดด้านเทคโนโลยีโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล	35
3.3.4.2 ข้อกำหนดด้านเทคโนโลยีโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	36
3.3.4.3 ข้อกำหนดด้านเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน	37
3.3.4.4 ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าสำหรับโรงไฟฟ้าชีวมวล	37
3.3.4.5 แผนการผลิต	40
3.3.5 การจำหน่ายไฟฟ้า	42
3.3.5.1 ผู้รับซื้อไฟฟ้า	42
3.3.5.2 การคิดราคาขายส่งไฟฟ้า	42
3.3.6 การจำหน่ายคาร์บอนเครดิต	45
3.3.6.1 ตลาดคาร์บอน	45
3.3.6.2 การคำนวณการลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก	46
(1) การคำนวณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก	47
(2) การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน	48
(3) การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ	51
(4) การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการ	52
(5) การคำนวณมูลค่าจากการขายคาร์บอนเครดิต	53
3.4 การประเมินต้นทุนภายในของโครงการ	54

3.4.1 เงินลงทุนหลัก	54
3.4.1.1 ค่าที่ดิน	54
3.4.1.2 ค่าอาคารและงานก่อสร้าง	55
3.4.1.3 เครื่องมือ เครื่องจักร และอุปกรณ์ต่างๆที่ใช้ในโครงการ	55
3.4.2 ต้นทุนการดำเนินงานและบำรุงรักษา	55
3.5 การประเมินผลประโยชน์ภายในของโครงการ	56
3.6 การประเมินผลกระทบภายนอกของโครงการ	57
3.6.1 ผลประโยชน์จากการลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก	57
3.6.1.1 การคำนวณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของโรงไฟฟ้าชีวมวล	58
3.6.1.2 การคำนวณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	58
3.7 การวิเคราะห์โครงการ	60
3.7.1 การวิเคราะห์ทางการเงิน	60
3.7.2 การวิเคราะห์ความอ่อนไหว	61
3.7.3 การวิเคราะห์ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย	62
บทที่ 4 ผลการวิจัยและอภิปรายผล	64
4.1 การประมาณการมูลค่าต้นทุนและผลประโยชน์ของโครงการ	64
4.1.1 อัตราเงินเฟ้อ	65
4.1.2 อัตราคิดลดที่แท้จริง	65
4.1.3 ต้นทุนสำหรับโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ในแบบ SPP Hybrid Firm	66
4.1.4 ผลประโยชน์สำหรับโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ในแบบ SPP Hybrid Firm	68
4.1.5 กระแสเงินสดของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ในแบบ SPP Hybrid Firm	70
4.2 การวิเคราะห์ทางการเงินตามหลักเกณฑ์ของการประเมินโครงการ	73
4.3 การวิเคราะห์ความอ่อนไหวสำหรับผลตอบแทนทางการเงินของโครงการ	74

สารบัญตาราง

ตารางที่	หน้า
1.1 แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (AEDP) ปี 2579	2
2.1 สรุปความแตกต่างของการศึกษาในครั้งนี้นับกับการศึกษาในอดีต	27
3.1 สรุปเกณฑ์การออกแบบโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล	35
3.2 สรุปเกณฑ์การออกแบบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	36
3.3 สรุปด้านเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน	37
3.4 คุณสมบัติและค่าพลังงานความร้อนที่ได้จากชีวมวล	38
3.5 ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ในรูปแบบการผสมผสานการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชีวมวลและโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ร่วมกับเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน	41
3.6 อัตรารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP HYBRID FIRM	43
3.7 ข้อกำหนดสำหรับอัตรารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Feed-in Tariff	43
3.8 กิจกรรมการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่นำมาใช้ในการคำนวณ	47
3.9 สรุปผลการคำนวณค่า Grid Emission Factor ของประเทศไทยปี พ.ศ. 2557	49
3.10 อัตรารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP HYBRID FIRM	50
3.11 ผลการคำนวณค่า EF _{grid,CM,y} สำหรับโครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลมและแสงอาทิตย์	50
3.12 รายละเอียดการประเมินราคาที่ดิน	54
3.13 ต้นทุนทั้งหมดของโครงการ	55
3.14 รายรับจากการจำหน่ายไฟฟ้า ปีที่ 1	57
3.15 ข้อมูลที่ใช้ในการคำนวณมูลค่าที่ได้รับจากการขายคาร์บอนเครดิต	60
4.1 อัตราคิดลดตลาด (MLR) ของปี พ.ศ. 2551-2560	65
4.2 ต้นทุนของโครงการ กรณีฐานอ้างอิง (Base Case)	67
4.3 รายรับค่าไฟฟ้าจากการจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย	68
4.4 ข้อมูลที่ใช้ในการคำนวณมูลค่าที่ได้รับจากการขายคาร์บอนเครดิต	70
4.5 กระแสเงินสดของโครงการ กรณีฐานอ้างอิง (Base Case)	71
4.6 ผลประโยชน์สุทธิสะสม กรณีฐานอ้างอิง (Base Case)	72
4.7 ผลการวิเคราะห์ทางการเงินของโครงการ กรณีฐานอ้างอิง (Base Case)	73

4.8	ผลการวิเคราะห์ทางการเงินของโครงการ กรณีราคาของเชื้อเพลิงชีวมวล แปรผันตามสภาวะตลาด	75
4.9	ผลการวิเคราะห์ทางการเงินของโครงการ กรณีปรับลดรายรับค่าไฟฟ้า เนื่องจากการแข่งขันทางด้านราคา	76
4.10	สรุปผลการวิเคราะห์ทางการเงินและเศรษฐศาสตร์ของโครงการในกรณีต่างๆ	77
4.11	ผลการวิเคราะห์ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยไฟฟ้าปรับเฉลี่ย	79



สารบัญภาพ

ภาพที่	หน้า
3.1 กรอบการวิเคราะห์ของผู้ศึกษา	30
3.2 แผนภาพกระบวนการผลิตไฟฟ้าในรูปแบบการผสมผสานการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชีวมวลและโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ร่วมกับเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน	34
3.3 แผนภาพผลิตไฟฟ้าในรูปแบบการผสมผสานการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชีวมวลและโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ร่วมกับเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน	40
3.4 แผนภาพแสดงเงื่อนไขการเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าในช่วง 1 วัน	42
3.5 การคำนวณรายรับจากการจำหน่ายไฟฟ้าในรูปแบบ Feed-in Tariff	44

บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

ปัจจุบันปัญหาภาวะโลกร้อนมีแนวโน้มที่จะเพิ่มขึ้นอันเนื่องมาจากก๊าซเรือนกระจก (Greenhouse Gas : GHG) ซึ่งส่วนใหญ่คือ ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂) อันเกิดจากกระบวนการสันดาปของเชื้อเพลิงฟอสซิล ไม่ว่าจะเป็นอุตสาหกรรมประเภทอุตสาหกรรมผลิตไฟฟ้า ที่ต้องอาศัยเชื้อเพลิงฟอสซิล เป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตกระแสไฟฟ้า ซึ่งเป็นปัจจัยสำคัญอย่างหนึ่งที่ทำให้ภาครัฐบาลมีความพยายามผลักดันให้มีการพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือกให้เกิดขึ้นในประเทศไทย กอปรกับปัจจุบันแนวโน้มการขยายตัวทางเศรษฐกิจของประเทศไทยที่ปรับตัว แผนการลงทุนโครงสร้างพื้นฐาน ตามนโยบายภาครัฐบาล รวมทั้งการเข้าสู่ประชาคมเศรษฐกิจอาเซียน (Asean Economic Community : AEC) ที่จะส่งผลให้การใช้ไฟฟ้าของประเทศไทยโดยรวมปรับตัวสูงขึ้น ดังนั้นภาครัฐจึงมีการจัดทำแผนบูรณาการพลังงานแห่งชาติและแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2558-2579 (แผน PDP2015) เพื่อให้สอดคล้องกับความต้องการใช้ไฟฟ้าที่จะเกิดขึ้น โดยจะให้ความสำคัญใน 3 ประเด็นคือ 1) ด้านความมั่นคงทางพลังงาน (Security) ต้องตอบสนองปริมาณความต้องการไฟฟ้าเพื่อรองรับแผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ โดยสอดคล้องกับอัตราการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจ อัตราเพิ่มของประชากร และอัตราการขยายตัวของขอบเขตเมือง รวมถึงการกระจายตัวสัดส่วนเชื้อเพลิง (Fuel Diversification) ที่ใช้ผลิตไฟฟ้าให้มีความเหมาะสม 2) ด้านเศรษฐกิจ (Economy) ต้องคำนึงถึงต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่เหมาะสมประชาชนและภาคธุรกิจยอมรับได้และไม่เป็นอุปสรรคต่อการพัฒนาทางเศรษฐกิจและสังคมของประเทศในระยะยาว การใช้ไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพในภาคเศรษฐกิจต่างๆ เพื่อชะลอการสร้างโรงไฟฟ้าและลดการนำเข้าพลังงานจากต่างประเทศ และ 3) ด้านสิ่งแวดล้อม (Ecology) ต้องลดผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม โดยลดก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่อหน่วยการผลิตไฟฟ้า จากการปลดปล่อยของโรงไฟฟ้า

เพื่อการก้าวไปสู่สังคมคาร์บอนต่ำ (Low Carbon Society) และเป็นแบบอย่างของสังคมโลกที่กล่าวถึงประเทศไทยว่าเป็นประเทศที่มีความมุ่งมั่นให้มีการใช้พลังงานทดแทน โดยภาครัฐบาลวางแผนให้มีการใช้พลังงานทางเลือกในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้น โดยจะเห็นจากการเพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานทดแทนจากปัจจุบันที่ร้อยละ 8 เป็นร้อยละ 20 ของปริมาณความ

ต้องการไฟฟ้ารวมของประเทศในปี 2579 โดยจะมีกำลังผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนรวมเท่ากับ 19,634.4 เมกะวัตต์ ตามตารางที่ 1.1

ตารางที่ 1.1

แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (AEDP) ปี 2579

หน่วย : เมกะวัตต์

ปี	แสงอาทิตย์	พลังลม	พลังน้ำ	ขยะ	ชีวมวล	ก๊าซชีวภาพ	พืชพลังงาน	รวม
2557	1,298.5	224.5	3,048.4	65.7	2,541.8	311.5	-	7,490.4
2579	6,000.0	3,002.0	3,282.4	500.0	5,570.0	600.0	680.0	19,634.4

หมายเหตุ. จาก แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ.2558-2579 (PDP2015), โดย สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน , 2558.

ตามเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในปี 2579 พบว่าจะมีพลังงานหมุนเวียนเข้ามาในระบบสัดส่วนร้อยละ 20 ของปริมาณความต้องการไฟฟ้ารวมของประเทศในปี 2579 จะเห็นได้ว่าการเพิ่มสัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งพลังงานหมุนเวียนมากขึ้น ซึ่งเป็นการเน้นให้เห็นถึงความสำคัญของการใช้พลังงานหมุนเวียนมาใช้ในการผลิตไฟฟ้า โดยภาครัฐบาลมีมาตรการจูงใจให้มีการรับซื้อไฟฟ้าจากภาคเอกชน ระยะแรก มีการกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) สำหรับการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานทางเลือก ทำให้มีนักลงทุนสนใจเป็นจำนวนมากเข้าร่วมโครงการผลิตไฟฟ้าเพื่อเสนอขายไฟฟ้าแก่การไฟฟ้าต่างๆ ปัจจุบันได้มีการเปลี่ยนแปลงมาตรการจูงใจสำหรับการลงทุนจากภาคเอกชนให้เหมาะสมกับสถานการณ์ด้านราคารับซื้อไฟฟ้าเป็น Feed-in Tariff (FiT) เพื่อให้สะท้อนต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของพลังงานหมุนเวียนแต่ละชนิดมากขึ้น และกำหนดกรอบระยะเวลาการรับซื้อไฟฟ้าที่ชัดเจน

อย่างไรก็ตาม หากการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียนเป็นการเสนอขายไฟฟ้า แบบ Non-Firm แบบที่ผ่านมาที่กำลังการผลิตไม่แน่นอน ไม่มีความเสถียร ซึ่งกระทบต่อการบริหารจัดการระบบไฟฟ้าในด้านความเชื่อถือ ความมั่นคงในการจ่ายไฟฟ้าอย่างต่อเนื่องและพลังงานสูญเสียต่อระบบไฟฟ้า ทางสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน จึงได้จัดทำนโยบายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบผสมผสาน (Hybrid) เพื่อช่วยสร้างความมั่นคงให้แก่ระบบไฟฟ้า ลดความผันผวนของพลังงานธรรมชาติให้สามารถพึ่งพาได้มากกว่าโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบปกติ และช่วยลดภาระการจัดการเชื้อเพลิงประเภทใดประเภทหนึ่งลง โดยการบริหารจัดการเชื้อเพลิงและผลิตไฟฟ้าร่วมกับพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบอื่นๆ รวมถึงการใช้เทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานร่วมด้วย โดยภาครัฐบาลได้มีประกาศรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กในโครงการผลิตไฟฟ้าจาก

พลังงานหมุนเวียนต่างๆ ได้แก่ ชีวมวล ก๊าซชีวภาพ (น้ำเสีย/ของเสีย) พลังน้ำขนาดเล็ก (ขนาดกำลังผลิตติดตั้งระหว่าง 0.1 – 10 MW ต่อเครื่อง) ก๊าซชีวภาพ (พืชพลังงาน) พลังงานลม และพลังงานแสงอาทิตย์ โดยสามารถมีประเภทพลังงานหมุนเวียนที่นำมาผลิตไฟฟ้าได้ตั้งแต่หนึ่งประเภทขึ้นไป ในแบบ SPP Hybrid Firm ตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 17 กุมภาพันธ์ 2560 โดยลักษณะของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบผสมผสานจะต้องเป็นโรงไฟฟ้าที่เดินเครื่องผลิตไฟฟ้าในช่วง Peak ไม่เกิน 1.02 เท่าของปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา และไม่ต่ำกว่า 0.98 เท่าของปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา ในช่วง Off-peak ต้องไม่เกิน 1.02 เท่าของปริมาณพลังไฟฟ้าที่กำหนดในช่วง Off-Peak โดยการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยจะมีบทบาทหาคู่สัญญาไม่สามารถจ่ายไฟฟ้าได้ตามสัญญาในช่วง Peak ซึ่งเป็นไปตามรูปแบบประเภทสัญญาแบบ Firm

ระบบการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานชีวมวลและพลังงานแสงอาทิตย์ผสมผสานกับเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน จะเป็นประโยชน์กับระบบไฟฟ้าในแง่ของการวางแผนและบริหารจัดการ เนื่องจากการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์เพียงอย่างเดียว จะไม่มีความสม่ำเสมอ แปรผันไปตามสภาพภูมิอากาศ ถ้าความเข้มแสงลดลงจากค่าปกติ จะทำให้ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ในช่วงเวลานั้นจะหายไปจากระบบเป็นอย่างมาก และอาจทำให้เกิดไฟฟ้าดับเป็นวงกว้าง ดังนั้นการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานจากชีวมวลและเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน (Energy Storage) จึงมีบทบาทสำคัญในการเสริมความมั่นคงในระบบไฟฟ้าในโครงการนี้

1.2 วัตถุประสงค์ของการศึกษา

1.2.1 เพื่อศึกษาวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงินของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm ในรูปแบบการผสมผสานการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชีวมวลและโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ร่วมกับเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน

1.2.2 เพื่อวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการเมื่อมีการเปลี่ยนแปลงในต้นทุนของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm เพื่อให้สามารถจ่ายไฟฟ้าได้ตามสัญญาในช่วง Peak

1.2.3 เพื่อประเมินมูลค่าทางเศรษฐศาสตร์สำหรับผลกระทบภายนอกของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm ในรูปแบบการผสมผสานการผลิต

พลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้า ชีวมวลและโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ร่วมกับเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน

1.2.4 เพื่อวิเคราะห์ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm ในรูปแบบการผสมผสานการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชีวมวลและโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ร่วมกับเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน

1.3 ประโยชน์จากการศึกษา

ทำให้ทราบถึงผลตอบแทนทางการเงิน เศรษฐศาสตร์ ความคุ้มค่าต่อการลงทุน และต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย ของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm ในรูปแบบการผสมผสานการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชีวมวลและโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ร่วมกับเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน รวมถึงรูปแบบและสัดส่วนการผสมผสานเชื้อเพลิงที่เหมาะสมสำหรับการลงทุนของโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm ในพื้นที่จังหวัดสุราษฎร์ธานี และนำผลที่ได้จากการประเมินอัตราผลตอบแทนโครงการมาใช้ในการวางแผนหรือวิเคราะห์ผลกระทบที่เกิดขึ้น รวมทั้งใช้เป็นข้อมูลพื้นฐานประกอบการพิจารณาความเป็นไปได้ในการก่อสร้างโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm ในรูปแบบการผสมผสานการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชีวมวลและโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ร่วมกับเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน เพื่อเป็นทางเลือกหนึ่งในการลงทุนและส่งเสริมการใช้พลังงานทดแทน

1.4 ขอบเขตของการศึกษา

ในการศึกษาครั้งนี้จะศึกษาถึงต้นทุนผลตอบแทนและความเป็นไปได้ทางการเงินและทางเศรษฐศาสตร์ รวมถึงผลกระทบภายนอกของโรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm ในรูปแบบการผสมผสานการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานชีวมวลและพลังแสงอาทิตย์ร่วมกับเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน ในพื้นที่ จังหวัดสุราษฎร์ธานี เนื่องจากเป็นจุดที่มีศักยภาพในการรองรับการเชื่อมโยงระบบโครงข่ายไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคและการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย รวมถึงมีความเข้มแสงเฉลี่ยรายปี $17.3 \text{ Mj /m}^2 \cdot \text{day}$ และมีศักยภาพเชิงพลังงานแสงอาทิตย์ $13,39.95 \text{ ktoe}$ ซึ่งถือว่ามีความศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ค่อนข้างสูงและมีเชื้อเพลิงชีวมวลเพียงพอต่อ

การผลิตไฟฟ้า บนเนื้อที่รวมประมาณ 70 ไร่ โดยกำหนดให้โครงการเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็ก (Small Power Producer : SPP) ภายใต้ปริมาณการเสนอขายไฟฟ้า 10.10 เมกะวัตต์ โดยระยะเวลาที่ใช้วิเคราะห์โครงการ คือ 20 ปี คือตั้งแต่วันที่ 31 ธันวาคม พ.ศ. 2564 – 2584 ตามอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้าในโครงการ SPP Hybrid Firm โดยเริ่มขายไฟฟ้าตามกำหนดระยะเวลา กำหนดวันจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ (SCOD) ที่ทางคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงานกำหนด

1.5 กรอบการวิเคราะห์และวิธีการศึกษา

การค้นคว้าอิสระฉบับนี้ใช้วิธีการวิเคราะห์ข้อมูล 2 วิธี ได้แก่

1.5.1 การวิเคราะห์ข้อมูลเชิงพรรณนา (Descriptive Analysis) โดยการนำข้อมูลที่ได้รับรวบรวมจากแหล่งข้อมูลต่างๆ ได้แก่ สถานการณ์พลังงานทดแทนในจังหวัดสุราษฎร์ธานี เทคโนโลยีที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าในรูปแบบการผสมผสานการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชีวมวล และโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ร่วมกับเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน เพื่อให้ทราบสภาพทั่วไปของโครงการ และทำการวิเคราะห์เพื่อเป็นแนวทางในการศึกษา

1.5.2 การวิเคราะห์เชิงปริมาณ (Qualitative Analysis) โดยการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางด้านเศรษฐศาสตร์และการเงิน (Economic and Financial Analysis) ของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm ในรูปแบบการผสมผสานการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชีวมวลและโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ร่วมกับเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน โดยใช้หลักเกณฑ์การตัดสินใจการลงทุนที่มีการปรับค่าของเวลา ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value : NPV) อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Benefit – Cost Ratio) และอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ (Internal Rate of Return : IRR) ตลอดจนผลกระทบภายนอกโครงการ

1.6 นิยามศัพท์เฉพาะ

1.6.1 ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer : SPP) หมายความว่า ผู้ผลิตไฟฟ้าที่ได้ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย โดยมีปริมาณพลังไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กแต่ละรายที่จ่ายเข้าระบบของการไฟฟ้ามากกว่า 10 เมกะวัตต์ และไม่เกิน 50 เมกะวัตต์ ณ จุดรับซื้อไฟฟ้า

1.6.2 พลังงานหมุนเวียน ในแบบ SPP Hybrid Firm หมายความว่า พลังงานทดแทน เพื่อการผลิตไฟฟ้าตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2558 – 2579 (AEDP 2015) ประกอบด้วย ชีวมวล ก๊าซชีวภาพ (น้ำเสีย/ของเสีย) พลังน้ำขนาดเล็ก (ขนาดกำลังผลิต ติดตั้งระหว่าง 0.1 – 10 เมกะวัตต์ต่อเครื่อง) ก๊าซชีวภาพ (พืชพลังงาน) พลังงานลม พลังงาน แสงอาทิตย์

1.6.3 ชีวมวล หมายความว่า สารอินทรีย์ที่ได้จากพืช รวมถึง ไมโตเรื้อ พืชพลังงาน เศษวัสดุเหลือใช้จากการแปรรูปสินค้าทางการเกษตร หรือจากการเก็บเกี่ยว ตลอดจนเศษวัสดุเหลือทิ้งจากกระบวนการผลิตของภาคอุตสาหกรรม เช่น แกลบ ชานอ้อย ชังข้าวโพด

1.6.4 การผลิตไฟฟ้าผสมผสาน (Hybrid) หมายความว่า การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน โดยมีประเภทพลังงานหมุนเวียนที่นำมาผลิตไฟฟ้าหนึ่งประเภทหรือมากกว่า

1.6.5 ระบบกักเก็บพลังงาน (Energy Storage System : ESS) หมายความว่า ระบบ หรืออุปกรณ์ต่างๆ ที่ติดตั้งในโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm เพื่อให้สามารถแปลงพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนให้เป็นพลังงานรูปแบบอื่นที่สามารถกักเก็บไว้ได้ และสามารถแปลงพลังงานที่กักเก็บไว้ให้กลับมาเป็นพลังงานไฟฟ้าใหม่ เพื่อขายเข้าสู่ระบบร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm ได้

1.6.6 ปริมาณพลังไฟฟ้าที่กำหนดในช่วง Off-Peak หมายความว่า ปริมาณพลังไฟฟ้า ร้อยละหกสิบห้า (65 %) ของปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

1.6.7 เวลาในช่วง Peak และ Off-Peak

1.6.6.1 ช่วง Peak เวลา 09.00-22.00 น. วันจันทร์ – วันศุกร์

1.6.6.2 ช่วง Off-Peak เวลา 22.00-09.00 น. วันจันทร์ – วันศุกร์

เวลา 00.00-24.00 น. วันเสาร์-วันอาทิตย์

และวันหยุดราชการ

1.6.8 วัน SCOD หมายความว่า กำหนดวันจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ที่ระบุในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า (Schedule Commercial Operation Date)

บทที่ 2

วรรณกรรมและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

2.1 แนวคิดทางทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

การศึกษานี้มีวัตถุประสงค์ในการวิเคราะห์ถึงความเป็นไปได้ทางการเงินและเศรษฐศาสตร์สำหรับโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP HYBRID FIRM ในรูปแบบการผสมผสานการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชีวมวลและโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ร่วมกับเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน แนวคิดและทฤษฎีที่นำมาใช้เพื่อตอบวัตถุประสงค์จึงประกอบไปด้วยทฤษฎีการวางแผนและการวิเคราะห์โครงการ ทฤษฎีการวิเคราะห์โครงการทางการเงิน ทฤษฎีวิเคราะห์มูลค่าทางเศรษฐศาสตร์ และแนวคิดเกี่ยวกับผลกระทบภายนอก

2.1.1 ทฤษฎีการวางแผนและการวิเคราะห์โครงการ

การวิเคราะห์และประเมินโครงการ (Project Analysis and Appraisal) คือ กระบวนการรวบรวม วิเคราะห์ และนำเสนอข้อมูลที่เกี่ยวข้องระหว่างมีโครงการและไม่มีโครงการ เน้นการคาดคะเนถึงผลที่จะเกิดขึ้นจากการมีโครงการ จากนั้นจึงพิจารณาตัดสินใจว่าสมควรจะดำเนินงานตามโครงการนั้นหรือไม่ เมื่อทำการศึกษาความเป็นไปได้เบื้องต้นของโครงการแล้ว จากนั้นจะทำการศึกษาความเป็นไปได้โดยละเอียด (Feasibility Study) ในลำดับถัดมา การศึกษาความเป็นไปได้โดยละเอียด คือ การศึกษาและจัดทำเอกสารที่ประกอบด้วยข้อมูลต่าง ๆ ที่จำเป็น อันจะแสดงถึงเหตุผลสนับสนุน (Justification) และความถูกต้องสมบูรณ์ (Soundness) ของโครงการ เพื่อให้ได้มาซึ่งโครงการที่ดีและเหมาะสม โดยโครงการที่ดี คือ โครงการที่สามารถนำไปปฏิบัติได้จริง และเมื่อปฏิบัติแล้วจะให้ผลตอบแทนที่คุ้มค่าต่อการตัดสินใจลงทุน การศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการมีวัตถุประสงค์เพื่อทำให้มีข้อมูลพื้นฐานเพียงพอต่อผู้ลงทุนสำหรับใช้ประกอบการตัดสินใจลงทุนในโครงการนั้น ๆ ซึ่งการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการประกอบไปด้วยการศึกษาในด้านต่าง ๆ ดังนี้ (ชูชีพ พิพัฒนศิริ, 2539)

(1) ความเป็นไปได้ด้านตลาดหรืออุปสงค์ การวิเคราะห์อุปสงค์เป็นการตรวจสอบขนาดอุปสงค์ในปัจจุบันด้วยวิธีการจัดเก็บรวบรวมข้อมูลทั้งในอดีต ปัจจุบัน และการคาดคะเนอุปสงค์ในอนาคต โดยการคาดคะเนอุปสงค์ในอนาคตนั้น เป็นการคาดคะเนขนาดของอุปสงค์ทั้งหมดของผลผลิตนั้น และคาดคะเนการขายที่คาดว่าจะขายได้ เช่น การอาศัยค่าแนวโน้มใน

อดีตและอาศัยแบบจำลองทางเศรษฐมิติ วัตถุประสงค์ของการวิเคราะห์อุปสงค์ของโครงการมุ่งเน้นการตอบคำถาม 3 ประการ ได้แก่ ขนาดตลาดมีมากน้อยเพียงไรและอัตราเพิ่มเป็นอย่างไร ปริมาณผลผลิตที่คาดว่าจะจำหน่ายในอนาคต และตลาดกลุ่มไหนหรือพื้นที่ใดที่จะเข้าไปแข่งขัน ดังนั้น ก่อนที่จะทำการศึกษารายละเอียดโครงการจะต้องคาดคะเนถึงปริมาณสินค้าหรือบริการที่จะทำการผลิตเพื่อตอบสนองความต้องการของตลาด ถ้าโครงการผลิตสินค้าและบริการขึ้นมาแล้วไม่มีตลาดรองรับ หรืออาจมีแต่ไม่เพียงพอที่จะให้โครงการมีรายได้และมีอัตราผลตอบแทนจากการลงทุนตามที่ต้องการ ก็ไม่สมควรที่จะทำการผลิต

(2) ความเป็นไปได้ด้านเทคนิค คือ การพิจารณาถึงข้อดีและข้อเสียของเทคนิคการผลิตประเภทต่าง ๆ แล้วคัดเลือกเทคนิคการผลิตที่เหมาะสมที่สุด โดยพิจารณาจากปัจจัยต่าง ๆ ได้แก่ ขนาดของโครงการ ประสิทธิภาพการใช้และการดูแลรักษาเทคโนโลยี วัตถุดิบและตลาดวัตถุดิบ ปริมาณและคุณภาพแรงงานที่ต้องการ และประมาณการต้นทุนผลิตและค่าใช้จ่ายอื่น ๆ ซึ่งเทคนิคที่แตกต่างกันอาจจะให้ผลตอบแทนที่แตกต่างกันได้ ดังนั้น เทคนิคการผลิตที่มีต้นทุนการผลิตต่ำที่สุดอาจไม่ได้ทำให้โครงการมีประสิทธิภาพสูงสุด จึงควรมีการเปรียบเทียบระหว่างต้นทุนและผลตอบแทนในแต่ละทางเลือกกว่าทางเลือกใดเป็นทางเลือกที่ดีที่สุด

(3) ความเป็นไปได้ด้านสิ่งแวดล้อม เนื่องจากปัญหาด้านสิ่งแวดล้อมเป็นสิ่งที่ได้รับความสนใจอย่างมากในปัจจุบัน เนื่องจากโครงการลงทุนที่เสนออาจส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมหรือที่เรียกว่า ผลกระทบภายนอกของโครงการ (External Economics) ซึ่งอาจส่งผลกระทบต่อทั้งด้านดีและด้านลบ ผลกระทบภายนอกนี้ต้องนำมาคิดเป็นผลตอบแทนและค่าใช้จ่ายของโครงการด้วย เรียกว่า ผลตอบแทนและค่าใช้จ่ายทางอ้อม ซึ่งการคำนึงถึงผลกระทบนี้จะนำไปสู่การเลือกสถานที่ตั้งและการออกแบบวางแผนโครงการที่เหมาะสมเพื่อให้เกิดการพัฒนาที่ยั่งยืน (Sustained Development)

(4) ความเป็นไปได้ด้านเศรษฐกิจ การดูว่าโครงการมีผลต่อการพัฒนาระบบเศรษฐกิจทั้งระบบหรือไม่ ถ้าหากมีผลต่อการพัฒนาระบบเศรษฐกิจทั้งระบบแล้วผลที่เกิดขึ้นนั้นมีมากเพียงพอต่อการตัดสินใจให้มีการใช้ทรัพยากรที่มีอย่างจำกัดหรือไม่ ซึ่งการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางเศรษฐกิจจะประเมินมุมมองโดยส่วนรวมของระบบเศรษฐกิจ ดังนั้น ต้นทุนและผลตอบแทนจึงถูกประเมินจากมุมมองของการเพิ่มหรือลดของรายได้ประชาชาติหรือสินค้าและบริการในขั้นสุดท้าย

(5) ความเป็นไปได้ทางการเงิน เป็นการศึกษาการลงทุนและผลตอบแทนของโครงการทางด้านเอกชนหรือผลกำไรทางการเงิน โดยจะต้องมีการจัดทำงบการเงินต่าง ๆ เช่น งบกำไรขาดทุน งบดุล และงบกระแสเงินสด เพื่อกำหนดว่าโครงการจะมีเงินทุนเพียงพอสำหรับการดำเนินงานในอนาคตหรือไม่ โดยเครื่องมือสำคัญที่ใช้ในการวิเคราะห์ ได้แก่ วิธีการปรับลดกระแสเงิน

สด (Discounted Cash Flow Method) การจัดเตรียมกระแสเงินสดของโครงการ การทำส่วนลดกระแสเงินสด การคำนวณมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) และอัตราผลตอบแทนของโครงการ (IRR)

(6) ความเป็นไปได้ด้านสถาบัน เมื่อได้รับการอนุมัติโครงการแล้ว ความสำเร็จของโครงการขึ้นอยู่กับบริหารจัดการ ซึ่งจะต้องทำการประเมินจุดแข็งและจุดอ่อนขององค์กร โดยด้านต่าง ๆ จะต้องมีความสัมพันธ์กัน การเปลี่ยนแปลงหรือการตัดสินใจด้านใดด้านหนึ่งจะมีผลกระทบไปสู่การพิจารณาหรือการตัดสินใจด้านอื่น ๆ ด้วย

(7) ความเป็นไปได้ด้านสังคม เป็นการวิเคราะห์ผลกระทบของโครงการที่มีต่อสวัสดิการทางสังคมในรูปแบบการกระจายรายได้ การแก้ไขปัญหาความยากจน การสร้างโอกาสการมีงานทำ ผลที่มีต่อประชากรกลุ่มเป้าหมาย เช่น เกษตรกร เด็ก สตรี เป็นต้น ซึ่งการวิเคราะห์ดังกล่าวจะช่วยกำหนดความเหมาะสมของโครงการ ซึ่งจะช่วยในการทำให้โครงการมีโอกาสประสบความสำเร็จมากขึ้น และประเมินผลกระทบทางสังคมของโครงการ

2.1.1.1 การกำหนดต้นทุนของโครงการ

ในการดำเนินโครงการหนึ่ง ๆ จำเป็นต้องใช้ปัจจัยการผลิตหลายประเภท ซึ่งถือเป็นต้นทุนทางตรง (Direct Costs) ของโครงการ ความต้องการปัจจัยเหล่านี้จะมีมากน้อยแค่ไหนนั้นสามารถกำหนดได้ด้วยการศึกษาทางด้านเทคนิค (Technical Study) ซึ่งอาจแบ่งปัจจัยการผลิตออกเป็นชนิดทั่ว ๆ ไปได้ 3 กลุ่ม ได้แก่ (ชูชีพ พิพัฒน์ศิริ, 2539)

- (1) วัตถุดิบ (Raw Materials)
- (2) แรงงาน (Labor) และ
- (3) ที่ดินและทรัพยากร (Land and Natural Resources)

วัสดุที่ใช้ในการก่อสร้างโครงการ เช่น คอนกรีต และวัสดุก่อสร้างต่าง ๆ สามารถใช้ราคาตลาด จึงไม่ยากต่อการระบุต้นทุน แต่อาจมีปัญหาทางเทคนิคในการวางแผนและออกแบบที่เกี่ยวข้องว่าต้องการใช้มากหรือน้อยแค่ไหน และต้นทุนทางเศรษฐกิจของการใช้วัตถุดิบในการก่อสร้างและดำเนินงานโครงการไม่สามารถใช้ราคาตลาดได้

สำหรับแรงงาน ไม่ว่าจะเป็นแรงงานฝีมืออย่างผู้จัดการโครงการไปจนถึงแรงงานไร้ฝีมืออย่างพนักงานส่งของ ต้องจ่ายค่าจ้างที่เป็นตัวเงินในระดับที่แน่นอนตามที่กฎหมายกำหนด

ส่วนที่ดินและทรัพยากรธรรมชาติสามารถนับและตีค่าได้จากการสูญเสียผลประโยชน์ที่พึงได้จากที่ดิน แต่อาจมีปัญหาในการตีค่าที่ดิน เพราะว่าเป็นเงื่อนไขตลาดชนิดพิเศษที่เป็นจริงได้เมื่อที่ดินถูกเปลี่ยนมือจากเจ้าของรายหนึ่งไปยังอีกรายหนึ่ง

ในส่วนต้นทุนทางอ้อมของโครงการ (Indirect Costs) หมายถึง ความเสียหายที่กลุ่มคนได้รับจากโครงการโดยปราศจากการจ่ายชดเชย (Compensation) ซึ่งสามารถกำหนดและวัดได้โดยการสำรวจและสัมภาษณ์ผู้ได้รับผลกระทบจากโครงการนั้น ๆ เอง

2.1.1.2 การกำหนดผลประโยชน์ของโครงการ

ผลประโยชน์ทางตรงของโครงการ (Direct Benefits) คือ อะไรก็ได้ที่โครงการตั้งใจที่จะให้บรรลุผล ถ้าหากโครงการประสงค์ที่จะเพิ่มผลผลิต (Increase Output) แล้วผลผลิตที่เพิ่มขึ้นอันเนื่องมาจากโครงการเมื่อเปรียบเทียบกับกรณีที่ไม่มีโครงการก็จะเป็นผลประโยชน์ทางตรงของโครงการนั้น (ซูซีพ พิพัฒน์ศิริ, 2539)

ภายหลังที่ผลประโยชน์ทางตรงของโครงการถูกกำหนดไว้เป็นที่เรียบร้อยแล้ว ในขั้นตอนต่อไปจะเป็นการคำนวณหาผลประโยชน์เหล่านี้ให้เป็นมูลค่าทางเงินตรา (Monetary Value) ในกรณีของการวิเคราะห์ทางการเงิน การคำนวณมูลค่าของผลประโยชน์ หาได้โดยการคูณปริมาณผลผลิตด้วยราคาตลาด (Market Price) ของผลผลิตนั้น ในทำนองเดียวกันการคำนวณมูลค่าของผลประโยชน์สำหรับการวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐกิจก็สามารถหาได้ด้วยการคูณผลผลิตด้วยราคาตลาด ถ้าหากว่าราคาตลาดของผลผลิตดังกล่าวสะท้อนถึงความขาดแคลนหายาก (Scarcity) ของผลผลิตนั้น แต่ถ้าหากว่าไม่ได้สะท้อนถึงความขาดแคลนหายาก การคำนวณมูลค่าของผลประโยชน์จะต้องใช้ราคาในทางบัญชี (Accounting Price) หรือราคาเงา (Shadow Price)

ผลประโยชน์ทางอ้อมของโครงการ (Indirect Benefits) คือ ผลประโยชน์ที่เกิดขึ้นนอกเหนือไปจากกลุ่มเป้าหมาย และผู้ได้รับผลประโยชน์เหล่านี้ไม่จำเป็นต้องเข้ามามีส่วนร่วมในการลงทุนก่อสร้างหรือดำเนินงานโครงการแต่อย่างใด

2.1.1.3 การเปรียบเทียบต้นทุนและผลประโยชน์ของโครงการ (Comparing Project Costs and Benefits)

ภายหลังจากที่ต้นทุนและผลประโยชน์ได้ถูกกำหนดราคาและประเมินมูลค่าแล้ว นักวิเคราะห์จะต้องทำการตัดสินใจในปัจจุบันเพื่อผลที่คาดว่าจะเกิดขึ้นในอนาคต เนื่องจากโครงการอาจจะมีอายุหลายปี และกระแสต้นทุนและผลประโยชน์ที่แตกต่างกันในอนาคต วิธีการที่ใช้ คือ การคิดลด (Discounting) หรือแนวคิดของมูลค่าปัจจุบัน (ซูซีพ พิพัฒน์ศิริ, 2539)

(1) อายุโครงการ (Project Life) จะเริ่มขึ้นเมื่อมีการก่อสร้างโครงการและสิ้นสุดเมื่อโครงการไม่สามารถที่จะให้ผลประโยชน์ต่อไปได้อีก อายุโครงการสามารถแบ่งออกเป็น 2 ระยะ ได้แก่ ระยะการก่อสร้าง (Construction or Implementation Period) และระยะการดำเนินงาน (Operational Period) ในระหว่างช่วงการดำเนินงาน โครงการจะให้ผลประโยชน์รายปีนับตั้งแต่ปีแรกของการดำเนินงานไปจนกระทั่งปีสุดท้ายของระยะเวลาโครงการ ซึ่งเรียกว่าอายุทาง

เศรษฐกิจของโครงการ (Economic Life of The Project) ในระหว่างช่วงอายุของโครงการ ต้นทุนจะกระจุกตัวอยู่ในระยะการก่อสร้างในสัดส่วนที่มากกว่าตลอดช่วงของระยะการดำเนินงาน กระแสต้นทุนและผลประโยชน์ที่ใช้ในการเปรียบเทียบจะเป็นต้นทุนและผลประโยชน์ของทุกปีตลอดอายุโครงการ ต้นทุนรวม (Total Cost) ไม่ได้เกิดจากการนำค่าใช้จ่ายในแต่ละปีมาบวกเข้าด้วยกัน และผลประโยชน์รวม (Total Benefits) ก็ไม่ได้เกิดจากการผลประโยชน์ในแต่ละปีมาบวกเข้าด้วยกันเท่านั้น แต่ต้นทุนและผลประโยชน์ในแต่ละปีจะต้องถูกนำมาคิดลดให้กลับมาเป็นมูลค่าปัจจุบันเสียก่อน

อายุโครงการที่นักวิเคราะห์ใช้ในการวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐกิจควรจะยาวนานเท่ากับหรือใกล้เคียงกับอายุของโครงการทางเศรษฐศาสตร์ ในการวิเคราะห์โครงการทางด้านเศรษฐกิจ โดยทั่วไปจะใช้อายุโครงการประมาณ 25 ปี เพราะว่าผลตอบแทนใด ๆ ต่อการลงทุนที่เกินไปกว่า 25 ปี จะไม่ก่อให้เกิดความแตกต่างในการเลือกโครงการ

(2) อัตราคิดลด (Discount Rate) การเลือกอัตราคิดลดเพื่อใช้ในการคำนวณมูลค่าปัจจุบันสามารถแบ่งออกได้เป็น 3 แบบ

- อัตราตัดขาด (Cut – Off Rate)
- อัตรากู้ยืม (Borrowing Rate)
- อัตราความชอบทางเวลาทางสังคม (Social Time Preference

Rate)

อัตราคิดลดแบบตัดขาดใช้สำหรับคำนวณหามูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน หรืออัตราที่ต่ำกว่านี้จะไม่เป็นที่ยอมรับสำหรับอัตราผลตอบแทนภายในลดลง โดยปกติอัตราคิดลดแบบตัดขาด คือ ต้นทุนหน่วยสุดท้ายของเงินตรา (Marginal Cost of Money) ที่มีต่อกิจการ หรืออัตราที่วิสาหกิจจะสามารถกู้ยืมเงินได้

อัตรากู้ยืม คือ อัตรากู้ยืมที่ประเทศต้องจ่าย เพื่อที่จะใช้กับโครงการเมื่อประเทศคาดว่าจะต้องมีการกู้ยืมเงินจากต่างประเทศมาเพื่อการลงทุนในโครงการ

อัตราความชอบทางเวลาทางสังคม โดยทั่วไปผลตอบแทนในอนาคตต่อสังคมโดยส่วนรวมจะมีค่าต่ำกว่าอัตราคิดลดต่อบุคคล เพราะสังคมมีช่วงเวลาที่ยาวนานกว่าบุคคล ซึ่งหมายความว่าอัตราคิดลดที่ใช้กับโครงการสาธารณะจะต่ำกว่าที่ใช้กับโครงการเอกชน

2.1.2 ทฤษฎีเกี่ยวกับการวิเคราะห์โครงการทางการเงิน

การวิเคราะห์โครงการทางการเงิน เป็นกระบวนการวิเคราะห์ต้นทุนและผลตอบแทนของโครงการในรูปตัวเงิน เพื่อประเมินศักยภาพของโครงการว่าสามารถทำกำไรให้แก่เจ้าของโครงการได้หรือไม่ ซึ่งผู้บริหารการเงินของโครงการจะต้องมีการวางแผนทางการเงิน เพื่อใช้

ทรัพยากรที่มีอยู่อย่างจำกัดให้มีประสิทธิภาพมากที่สุด โดยใช้เครื่องมือในการประเมินโครงการ ดังนี้ (Eugene F. Brigham and others, 2015)

2.1.2.1 มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการ (Net Present Value: NPV) คือ ผลต่างระหว่างมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดรับสุทธิตลอดอายุของโครงการกับเงินลงทุนเริ่มแรก ณ อัตราผลตอบแทนที่ต้องการหรือต้นทุนของเงินทุนของโครงการ โดยเป็นการประเมินว่าการลงทุนนั้น สร้างผลกำไรได้หรือไม่ สามารถคำนวณหา NPV ได้จากสูตร

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{CI_t}{(1+R)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{|CO|_t}{(1+R)^t}$$

โดยที่

CI_t	=	ผลตอบแทนสุทธิจากการดำเนินงาน
CO_t	=	ต้นทุนการลงทุนของโครงการ
R	=	อัตราคิดลด
t	=	ระยะเวลาโครงการ
n	=	อายุของโครงการ

ค่าของ NPV ที่คำนวณได้มีความหมาย ดังนี้

- ถ้า NPV เป็นบวก แสดงว่า การลงทุนนั้นให้ผลกำไร
- ถ้า NPV เป็นลบ แสดงว่า การลงทุนนั้นให้ผลขาดทุน
- ถ้า NPV เป็น 0 แสดงว่า การลงทุนนั้นให้ผลเท่าทุน

โดยมีเกณฑ์การพิจารณา คือ

- หาก $NPV \geq 0$ จึงเห็นควรทำการลงทุนในโครงการนั้น
- หาก $NPV < 0$ จึงควรปฏิเสธการลงทุนในโครงการนั้น

2.1.2.2 อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ (Internal Rate of Return: IRR) คือ การประเมินว่าการลงทุนให้อัตราผลตอบแทนเท่าใด หรืออัตราผลตอบแทนที่จะได้รับ หลังจากการลงทุน โดย IRR สามารถหาได้จากสูตร

$$\sum_{t=0}^n \frac{Cl_t}{(1+R)^t} = \sum_{t=0}^n \frac{|CO|_t}{(1+R)^t}$$

โดยที่

Cl_t	=	ผลตอบแทนสุทธิจากการดำเนินงาน
CO_t	=	ต้นทุนการลงทุนของโครงการ
R	=	อัตราคิดลด
t	=	ระยะเวลาโครงการ
n	=	อายุของโครงการ

โดยมีเกณฑ์การพิจารณา คือ

- หาก $IRR \geq R$ จึงเห็นควรทำการลงทุนในโครงการนั้น
- หาก $IRR < R$ จึงควรปฏิเสธการลงทุนในโครงการนั้น

2.1.2.3 อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน (Benefit – Cost Ratio: B/C Ratio)

คือ การเปรียบเทียบมูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนรวมกับมูลค่าปัจจุบันของต้นทุนรวมตลอดอายุของโครงการ สามารถคำนวณหา B/C Ratio ได้จากสมการ

$$B/C \text{ Ratio} = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{Cl_t}{(1+R)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{|CO|_t}{(1+R)^t}}$$

Cl_t	=	ผลตอบแทนสุทธิจากการดำเนินงาน
CO_t	=	ต้นทุนการลงทุนของโครงการ
R	=	อัตราคิดลด
t	=	ระยะเวลาโครงการ
n	=	อายุของโครงการ

โดยมีเกณฑ์การพิจารณา คือ

- หาก $B/C \text{ Ratio} \geq 1$ จึงเห็นควรทำการลงทุนในโครงการนั้น
- หาก $B/C \text{ Ratio} < 1$ จึงควรปฏิเสธการลงทุนในโครงการนั้น

2.1.2.4 ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period: PBP) หมายถึง ระยะเวลาที่ใช้ไปในการลงทุนเพื่อให้ได้รับกระแสเงินสดสุทธิจากการลงทุนที่คุ้มค่างับต้นทุนที่ลงทุนไป โดยไม่คำนึงถึงค่าของเงินตามกาลเวลา

$$\text{ระยะเวลาคืนทุน} = \frac{\text{ค่าใช้จ่ายในการลงทุนเริ่มแรก}}{\text{ผลประโยชน์สุทธิเฉลี่ยต่อปี}}$$

โดยมีเกณฑ์การพิจารณา คือ

- หาก $PBP \geq PBP_C$ จึงเห็นควรทำการลงทุนในโครงการนั้น
- หาก $PBP < PBP_C$ จึงควรปฏิเสธการลงทุนในโครงการนั้น

โดยที่

PBP_C = อายุของโครงการ

2.1.2.5 การวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการ (Sensitivity Analysis)

จะพิจารณาว่า หากปัจจัยใดปัจจัยหนึ่งเปลี่ยนแปลงไปจากสถานการณ์ที่พยากรณ์เอาไว้ (Base Case) จะส่งผลกระทบต่อตัวเลยผลตอบแทนของโครงการลงทุนอย่างไร โดยจะพิจารณาจากปัจจัยต่างๆที่เกี่ยวข้องกับโครงการ

2.1.3 ทฤษฎีเกี่ยวกับการวิเคราะห์มูลค่าเศรษฐศาสตร์

การวิเคราะห์โครงการของเอกชนเป็นการวิเคราะห์ถึงความเป็นไปได้ทางด้านการเงินของโครงการที่มีผลโดยตรงต่อผู้เป็นเจ้าของโครงการ มุ่งเน้นที่ผลประโยชน์ที่ได้รับจากการลงทุนหรือผลกำไรที่เป็นตัวเงินจากการดำเนินการ แต่การวิเคราะห์โครงการทางเศรษฐศาสตร์จำเป็นต้องพิจารณาถึงผลของโครงการที่มีต่อระบบเศรษฐกิจโดยรวม ความแตกต่างระหว่างการวิเคราะห์โครงการทางเศรษฐศาสตร์กับการวิเคราะห์ทางการเงิน จึงอยู่ที่การมุ่งเน้นผลของโครงการระหว่างผลต่อระบบเศรษฐกิจโดยรวมและผลต่อผู้เป็นเจ้าของโครงการ

ต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์ (Economic Cost) หมายถึง ค่าใช้จ่ายทั้งหมดที่เกิดขึ้นเนื่องจากการผลิต ทั้งรายจ่ายที่เห็นชัดเจนว่ามีการจ่ายจริง และรายจ่ายที่มองไม่เห็นชัดเจนหรือไม่ต้องจ่ายจริง (Implicit Cost) การผลิตทั่วไปผู้ผลิตจะต้องจ่ายค่าใช้จ่ายต่างๆที่จำเป็นต่อการผลิต เช่น ค่าแรง ค่าเช่า ต้นทุนเหล่านี้เกิดขึ้นจริงและผู้ผลิตต้องจ่ายออกไปจริง จึงเรียกว่า ต้นทุนแจ้งชัด (Explicit Cost) บางครั้งจะปรากฏมีต้นทุนการผลิตบางชนิดที่ผู้ผลิตไม่ได้จ่ายออกไปจริง เช่น ผู้ผลิตได้นำเงินทุนของตนเองเข้ามาใช้ในกิจการ ผู้ผลิตย่อมไม่ได้จ่ายดอกเบี้ยของเงินจำนวนดังกล่าวให้แก่ตนเอง ในทางเศรษฐศาสตร์ถือว่าต้องมีค่าใช้จ่ายดอกเบี้ยของการใช้เงินทุนนั้น ต้องนำมาคิดรวมเป็นต้นทุนด้วย ต้นทุนลักษณะนี้เรียกว่า ต้นทุนไม่แจ้งชัด (Implicit Cost) ต้นทุนที่มองไม่เห็น

เหล่านี้จะถูกนับรวมเข้าไปด้วยทำให้ต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์สูงกว่าต้นทุนทางบัญชี ดังนั้นกำไรในทางเศรษฐศาสตร์มักน้อยกว่ากำไรทางบัญชี

ผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการ (Economic Benefit) หมายถึง ผลประโยชน์หรือผลดีโดยตรงในรูปตัวเงินอันเกิดจากการจำหน่ายผลผลิตตามราคาเศรษฐกิจ (Economic Price) รวมถึงผลประโยชน์โดยอ้อมที่บุคคลอื่นได้รับจากโครงการโดยไม่มีส่วนรู้เห็นกับการมีโครงการโดยตรงและไม่ต้องเสียค่าใช้จ่ายใดๆ ในการได้รับประโยชน์จากโครงการ

2.1.4 อัตราคิดลด (Discount Rate)

อัตราคิดลด (Discount Rate) มูลค่าของเงินลดลงตามเวลา เพราะเงินสามารถนำไปลงทุนเพิ่มมูลค่าได้ ดังนั้นถ้าไม่นำเงินไปลงทุนก็จะเกิดค่าเสียโอกาสขึ้น จนมูลค่าของเงินลดลงอย่างต่อเนื่อง อัตราคิดลดจึงเป็นเครื่องมือที่ใช้ในการวัดมูลค่าปัจจุบันของเงิน และเป็นส่วนสำคัญในการประเมินความคุ้มค่าที่คำนึงถึงมูลค่าปัจจุบัน การคำนวณอัตราส่วนลดที่นิยมมีสองวิธี ได้แก่

1. การใช้อัตราเงินเฟ้อเป็นอัตราคิดลด

2. ต้นทุนทางการเงินเฉลี่ย (Weighted Average Cost of Capital) เป็นเครื่องมือที่ใช้ในการคำนวณเพื่อหาอัตราส่วนลด จากโครงสร้างของทุน, ต้นทุนของเงินกู้ยืม, ต้นทุนส่วนของผู้ถือหุ้น และอัตราภาษี

2.2 แนวคิดการวิเคราะห์โครงการทางการเงินและเศรษฐศาสตร์

2.2.1 ผลประโยชน์จากการผลิตไฟฟ้าด้วยโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

วรรณพลฐ์ ศิริสังวร (2553) ศึกษาความเป็นไปได้ในการลงทุนโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ในอำเภอพัฒนานิคม จังหวัดลพบุรี โดยศึกษาสภาพทั่วไปของการผลิตและการตลาดของพลังงานไฟฟ้า เทคโนโลยีของการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ รวมถึงความเป็นไปได้ในทางการเงินในการลงทุนโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่ตั้ง ณ อำเภอพัฒนานิคม จังหวัดลพบุรี การศึกษาใช้ข้อมูลปฐมภูมิจากการสัมภาษณ์บุคคลผู้มีความรู้เกี่ยวกับเรื่องนี้โดยเฉพาะ ส่วนข้อมูลทุติยภูมิได้จากเอกสารที่เกี่ยวข้องทั้งจากภาครัฐและภาคเอกชน ข้อมูลทั้ง 2 ส่วน ถูกนำมาวิเคราะห์เชิงพรรณนาและเชิงปริมาณเกี่ยวกับด้านต้นทุนและผลตอบแทน โดยใช้หลักเกณฑ์การตัดสินใจจากมูลค่าปัจจุบันสุทธิของผลตอบแทน อัตราภายในของผลตอบแทนโครงการทั้งก่อนและหลังปรับค่าแล้ว อัตราส่วนผลตอบแทนสุทธิต่อการลงทุน และตรวจสอบความเสี่ยงจากความไม่แน่นอนของโครงการ ด้วยวิธีทดสอบค่าความเปลี่ยนแปลง

ผลการศึกษาพบว่า ลักษณะที่ตั้งของโครงการมีพลังงานแสงอาทิตย์เหมาะสมในการทำโครงการเพื่อตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้น เทคโนโลยีที่นำมาใช้ได้แก่ ระบบการรวมแสงแบบรางผิวโค้งคู่ขนาน กำลังการผลิตที่ 10 เมกะวัตต์ที่ระยะเวลารับแสงวันละ 6 ชั่วโมง ตลอดระยะเวลา โครงการ 26 ปี ผลการวิเคราะห์ทางการเงินปรากฏว่า มูลค่าปัจจุบันสุทธิเท่ากับ 454,928,610.84 บาท อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการเท่ากับร้อยละ 19.86 ต่อปี เมื่อทำการปรับค่าแล้วได้เท่ากับร้อยละ 10.98 ต่อปี และอัตราส่วนผลตอบแทนสุทธิต่อการลงทุนเท่ากับ 1.5 เท่า ส่วนการทดสอบค่าความแปรเปลี่ยนปรากฏว่า ผลตอบแทนของโครงการสามารถลดลงได้ร้อยละ 27.10 หรือต้นทุนรวมของโครงการสามารถเพิ่มขึ้นได้ร้อยละ 37.17 ก่อนที่จะทำให้โครงการขาดทุน ดังนั้นจึงสรุปได้ว่าโครงการมีความเป็นไปได้ในการลงทุนและความเสี่ยงของโครงการค่อนข้างต่ำ

วศิน ศุภพิสุทธิ์ (2554) ศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 1 เมกะวัตต์ ในจังหวัดหนองคาย โดยศึกษาแบ่งเป็น 3 กิจกรรม คือ การศึกษาความเข้มรังสีแสงอาทิตย์ในพื้นที่ จังหวัดหนองคาย ศึกษารูปแบบของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และศึกษาความเป็นไปได้ในการลงทุนของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ การศึกษาความเข้มรังสีแสงอาทิตย์ในพื้นที่จังหวัดหนองคาย พบว่าความเข้มรังสีแสงอาทิตย์เฉลี่ยของจังหวัดหนองคายมีค่า 18.76 MJ/m²-day โดยเฉพาะพื้นที่อำเภอเมืองหนองคาย ซึ่งเป็นบริเวณที่มีบริษัทเอกชนเล็งจะดำเนินการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานจากแสงอาทิตย์ มีความเข้มรังสีแสงอาทิตย์เฉลี่ย 19.14 MJ/m²-day การศึกษารูปแบบของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ที่ทำการศึกษานี้จะศึกษาเพียง 2 รูปแบบ คือโรงไฟฟ้าระบบเซลล์แสงอาทิตย์ และระบบความร้อนแสงอาทิตย์ แบบรางพาราโบลา และคิดเวลาการผลิตทั้งปอยู่ที่ 360 วัน พบว่าระบบเซลล์แสงอาทิตย์สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ 1,440,000 kW-h/year และระบบความร้อนแสงอาทิตย์ แบบรางพาราโบลา ระบบผลิตไฟฟ้าได้ 2,160,000 kW-h/year

การศึกษาคำนวณความเป็นไปได้ในการลงทุนของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ พบว่าระบบแบบเซลล์แสงอาทิตย์ ใช้นเงินลงทุนประมาณ 94,401,250 บาท ค่าใช้จ่าย ปลาย 1,623,500 บาท ระยะเวลาคืนทุนที่ 6.41 ปี มูลค่าปัจจุบันสุทธิ เท่ากับ 4,674,040 บาท และอัตราผลตอบแทนภายใน 9.08% และ ระบบความร้อนแสงอาทิตย์ แบบรางพาราโบลา มีเงินลงทุนประมาณ 114,387,000 บาท ค่าใช้จ่าย ปลาย 3,335,908 บาท ระยะเวลาคืนทุน ที่ 5.48 ปี มูลค่าปัจจุบันสุทธิเท่ากับ 25,559,074 บาท และอัตราผลตอบแทนภายใน 12.73% แม้ว่า การลงทุนในระบบผลิตกระแสไฟฟ้า โดยพลังงานแสงอาทิตย์ทั้งสองจะให้ผลตอบแทนเชิงเศรษฐศาสตร์ที่ดี แต่ทั้งสองระบบก็มีข้อดีข้อเสียแตกต่างกัน

ญาณยุทธ์, ศักดิ์ชาย, ปพน (2557) ศึกษาความเป็นไปได้ในการสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ที่อำเภอภูตรัง จังหวัดมหาสารคาม โดยศึกษาต้นทุนในการสร้าง อุปกรณ์ที่ใช้ในโครงการ และวิเคราะห์ผลตอบแทนด้านการเงินของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ สำหรับประเทศไทย โดยใช้ข้อมูลในเชิงพรรณนา คือการนำข้อมูลที่ได้ทำการรวบรวมจากแหล่งข้อมูล และหน่วยงานต่างๆ เพื่อทราบถึงความรู้พื้นฐานสำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ รวมถึงประโยชน์จากเทคโนโลยีที่ใช้ในการเปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์เป็นพลังงานไฟฟ้า โดยมีดัชนีชี้วัดความเหมาะสมได้แก่ NPV และ IRR ในการพิจารณาความเหมาะสมทางเศรษฐศาสตร์ โดยจะประเมินต้นทุนในการผลิตกระแสไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 1 เมกะวัตต์ ใช้ข้อมูลทางด้านต้นทุนอ้างอิง ซึ่งข้อมูลที่ได้เป็นข้อมูลจากบริษัทที่ก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มาแล้ว ซึ่งโครงสร้างของต้นทุนโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ประกอบด้วย เงินลงทุนหลัก และต้นทุนบำรุงรักษา ในส่วนของรายรับจากโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์เป็นข้อมูลรายได้จากใบสัญญาการซื้อขายพลังงานแสงอาทิตย์ ที่ทำสัญญากับกระทรวงพลังงานระยะเวลา 10 ปี จากการศึกษาการวิเคราะห์ทางการเงินของโครงการ พบว่า การลงทุนในโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในสภาวะปัจจุบันมีความเหมาะสมแก่การลงทุน มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิที่คำนวณได้มีค่าเป็นบวกและอัตราผลตอบแทนภายในโครงการมากกว่าอัตราส่วนลด ดังนั้นจึงวิเคราะห์ความไวต่อการเปลี่ยนแปลงทางการเงินประกอบ ปรากฏว่าเมื่อค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ เพิ่มขึ้นและลดลง 15% และ 30% พบว่า โครงการให้ผลตอบแทนคุ้มค่าต่อการลงทุน ดังนั้นสรุปได้ว่า ในกรณีของประเทศไทย อำเภอภูตรัง จังหวัดมหาสารคาม เมื่อพิจารณาอัตราผลตอบแทนทางการเงิน พบว่าการลงทุนในโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ในสภาวะปัจจุบันมีความเหมาะสมแก่การลงทุน นอกจากนี้ การศึกษาผลตอบแทน ยังไม่รวมต้นทุนภายนอกจากผลกระทบภายนอกเชิงบวกมาพิจารณาด้วยเช่น การลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ที่เป็นก๊าซหลักที่ทำให้เกิดภาวะเรือนกระจกเนื่องจากต้นทุนส่วนนี้ขั้นตอนในการหาข้อมูลยุ่งยาก และซับซ้อนยากต่อการคำนวณออกมาให้ชัดเจน หากประเมินผลที่ได้ที่จะเกิดขึ้นต่อสังคมได้ถูกต้องและครบถ้วน การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ในการสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ก็จะมีเหมาะสมแก่การลงทุนมากยิ่งขึ้น

วสุพร ตี๋งาม (2558) ศึกษาการประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการติดตั้งโซลาร์รูฟอย่างเสรี สำหรับบ้านที่อยู่อาศัย และประเมินมูลค่าความเต็มใจจ่ายเพื่อช่วยลดภาวะโลกร้อน และปัจจัยที่มีอิทธิพลต่อความเต็มใจจ่ายเพื่อช่วยลดภาวะโลกร้อน โดยใช้ข้อมูลในการวิเคราะห์จากแบบสอบถามเพื่อสัมภาษณ์กลุ่มตัวอย่าง ครึ่งเรือนส่วนบุคคลในจังหวัดนครปฐม

จำนวน 210 ตัวอย่าง ด้วยวิธีสมมติเหตุการณ์ให้ประเมินค่า (Contingent Valuation Method) โดยวิธีการตั้งคำถามแบบปลายปิดเสนอราคาสองครั้ง (Double Bounded Close-Ended) ซึ่งมีระดับราคาเสนอเริ่มต้น 4 ราคา คือ 200 บาท 300 บาท 1,000 บาท และ 2,000 บาท แล้วนำมาวิเคราะห์หามูลค่าความเต็มใจจ่ายและปัจจัยที่มีอิทธิพลต่อความเต็มใจจ่ายเพื่อช่วยลดภาวะโลกร้อน โดยใช้วิธีการวิเคราะห์สมการถดถอยที่ถูกเซนเซอร์ (Censored Regression) ด้วยแบบจำลองทอบิต (Tobit Model)

สำหรับการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการติดตั้งโซลาร์รูฟอย่างเสรี สำหรับบ้านที่อยู่อาศัย อาศัยข้อมูลจากการศึกษาความเต็มใจจ่าย และข้อมูลจากแบบสอบถามในการวิเคราะห์ โดยกำหนดให้โครงการมีอายุ 10 ปี และใช้อัตราคิดลดเท่ากับร้อยละ 10 และใช้ตัวชี้วัด คือมูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน อัตราผลตอบแทนภายใน และระยะเวลาคืนทุนของโครงการ และศึกษาความอ่อนไหวของโครงการ ผลการศึกษาพบว่า ค่าเฉลี่ยของความเต็มใจจ่ายของกลุ่มตัวอย่างเท่ากับ 720.24 บาท/ปี/ครัวเรือน ค่ามัธยฐานของความเต็มใจจ่ายของกลุ่มตัวอย่างเท่ากับ 628.79 บาท/ปี/ครัวเรือน สำหรับปัจจัยที่มีอิทธิพลต่อความเต็มใจจ่ายของกลุ่มตัวอย่างอย่างมีนัยสำคัญทางสถิติ ได้แก่ ราคาเสนอเริ่มต้น อาชีพ และค่าไฟฟ้าเฉลี่ยต่อเดือน ส่วนผลการศึกษาความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการติดตั้งโซลาร์รูฟอย่างเสรี สำหรับบ้านที่อยู่อาศัย กรณีพื้นฐาน พบว่ามูลค่าปัจจุบันสุทธิมีค่าเท่ากับ -10,692 บาท อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุนมีค่าเท่ากับ 0.95 เท่า และอัตราผลตอบแทนภายในมีค่าเท่ากับร้อยละ 8.73 แสดงว่าโครงการไม่มีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ในการลงทุน และระยะเวลาคืนทุนของโครงการเท่ากับ 6 ปี 4 เดือน สำหรับผลการศึกษาความอ่อนไหวของโครงการพบว่า กรณีต้นทุนค่าติดตั้งระบบโซลาร์รูฟลดลง ทำให้ต้นทุนของโครงการลดลง โครงการจะมีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ในการลงทุน กรณีปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จากกระบบโซลาร์รูฟเพิ่มขึ้น และกรณีอัตราค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้น ทำให้ผลประโยชน์ของโครงการเพิ่มขึ้น โครงการจะมีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ในการลงทุน

รุ่งศักดิ์ ผิวคร้าม (2558) ศึกษาความเป็นไปได้ในการลงทุนโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จากแผงโซลาร์เซลล์ ในตำบลห้วยนาคำ อำเภอยางตลาด จังหวัดกาฬสินธุ์ โดยศึกษาความเป็นไปได้เกี่ยวข้องใน 4 ขอบเขตของการศึกษาทางด้านการตลาด ด้านเทคนิค ด้านการบริหารจัดการ และด้านการเงิน ซึ่งผลของการศึกษาพบว่าในด้านการตลาด ตามแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทยให้โควตาขายไฟฟ้าจำนวน 1 เมกะวัตต์รวม ระยะเวลา 25 ปีให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ในส่วนของผู้จัดการและลูกค้ามีประสบการณ์หลายปีในธุรกิจโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จากแผงโซลาร์เซลล์ โดยโครงการมีระยะเวลาคืนทุนที่ 7 ปี 2 เดือน มูลค่าปัจจุบันสุทธิ 25,087,175 บาท และ

ผลตอบแทน ภายในของโครงการอัตราร้อยละ 12.40 ดังนั้นผลของความเป็นไปได้สำหรับการลงทุนโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จากแผงโซลาร์เซลล์ เป็นที่น่าพอใจ สำหรับการลงทุน

2.2.2 ผลประโยชน์จากการผลิตไฟฟ้าด้วยโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล

อโนทัย ศรีมаланนท์ (2551) ทำการศึกษาความเป็นไปได้ทางด้านเศรษฐศาสตร์และการกำหนดราคาประสิทธิภาพของค่าไฟฟ้าตามหลักเศรษฐศาสตร์ ของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล ขนาด 9.9 เมกะวัตต์ กรณีศึกษาโครงการลำน้ำเชบก จังหวัดอุบลราชธานี โดยการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของโครงการ โดยใช้วิธีการวิเคราะห์ต้นทุนและผลประโยชน์ (Cost Benefit Analysis) โดยการจำแนกต้นทุนและผลประโยชน์ การประมาณค่า การตีค่า ต้นทุนและผลประโยชน์ตลอดอายุโครงการ แปลงมูลค่าทางการเงินให้เป็นมูลค่าทางเศรษฐกิจ และคิดย้อนกลับเป็นมูลค่าปัจจุบันภายใต้อัตราคิดลดสังคมร้อยละ 5 เมื่อวิเคราะห์ผลการศึกษาจากมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (B/C) และอัตราผลตอบแทนของโครงการ (IRR) พบว่าโครงการนี้มีความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์และคุ้มค่ากับการลงทุน นอกจากนี้ ยังได้วิเคราะห์ความไวทางด้านเศรษฐศาสตร์ของโครงการในกรณีที่ต้นทุน ผลประโยชน์ และอัตราคิดลดทางสังคมเปลี่ยนแปลงไป พบว่า โครงการยังมีความเป็นไปได้ทางด้านเศรษฐศาสตร์ และมีความคุ้มค่าในการลงทุนทุกกรณี ทางด้านการวิเคราะห์การกำหนดราคาไฟฟ้าจำหน่ายที่มีประสิทธิภาพตามหลักเศรษฐศาสตร์ โดยอาศัยทฤษฎีการกำหนดราคาด้วยวิธีต้นทุนส่วนเพิ่มเฉลี่ย (Average Incremental Cost :AIC) สามารถสรุปได้ว่า ราคาไฟฟ้าต่ำสุดที่กำหนดมีค่าเท่ากับ 1.41 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ซึ่งทำให้การลงทุนในโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลนี้มีผลกำไรตลอดอายุของโครงการ แต่ถ้าพิจารณาจากสวัสดิการสังคมแล้ว ราคาจำหน่ายไฟฟ้างกล่าวอาจทำให้สวัสดิการสังคมลดลงได้

วีรัชย์ อาจหาญและคณะ (2551) ทำการศึกษาด้านทุนทางเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าชีวมวลขนาดเล็กสำหรับชุมชน โดยใช้เทคโนโลยีแก๊สซิฟิเคชันในการผลิตไฟฟ้า ขนาดกำลังการผลิต 1.2 เมกะวัตต์ ในการประเมินต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์นั้น ใช้วิธีการวิเคราะห์ต้นทุนเชิงธุรกิจ (Financial Costs) และต้นทุนทางสิ่งแวดล้อมและสังคม (Environmental Costs) จากการวิเคราะห์ทางการเงินพบว่า มีผลตอบแทนภายในทางการเงินจากโครงการลงทุน (FIRR) ร้อยละ 14.82 และกระแสเงินสดสุทธิจากการลงทุน (NPV) เท่ากับ 127.59 ล้านบาท ระยะเวลาการคืนทุน 8.20 ปี เมื่อเทียบกับระยะเวลาของโครงการ 30 ปี พบว่า ต้นทุนเงินลงทุน (WACC) คิดเป็นร้อยละ 8.31 และเมื่อกำหนดให้ราคาวัตถุดิบมีค่าผันแปรไปจากราคาที่สามารถรับซื้อได้ จะเห็นว่าค่าความอ่อนไหวในกรณีเกิดการเปลี่ยนแปลงในทางที่ไม่ดีมากที่สุด (Worst Case) จะทำให้ต้นทุนต่อหน่วยในการผลิตเพิ่มขึ้น

ตามราคาวัตถุดิบที่เพิ่มขึ้นทำให้โครงการมีระยะเวลาการคืนทุนเพิ่มขึ้นตามไปด้วยเป็น 9.60-17.69 ปี ซึ่งระยะเวลาในการคืนทุนดังกล่าวยังไม่สามารถทำให้เกิดแรงจูงใจในการลงทุน

ในการศึกษาดังกล่าว ได้ทำการเสนอรูปแบบการปรับอัตราค่าไฟฟ้าให้เงินสนับสนุน (Feed-in Tariff) จากเดิมในราคา 0.294 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง โดยตั้งข้อกำหนดสำหรับโครงการ คือ โครงการสามารถคืนทุนได้ภายในระยะเวลา 7 ปี และโครงการมี FIRR ไม่น้อยกว่าร้อยละ 15 ดังนั้น เพื่อให้โครงการสามารถคืนทุนได้ในระยะเวลา 7 ปี พบว่า ในกรณีที่เกิดการเปลี่ยนแปลงในทางที่ดีมากที่สุด (Best Case) ต้องให้อัตราสubsidy เท่ากับ 0.65-2.00 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ซึ่งจะทำให้ราคาขายกระแสไฟฟ้าเพิ่มขึ้นเป็น 5.46-7.28 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง สำหรับในกรณีที่เกิดการเปลี่ยนแปลงในทางที่ไม่ดีมากที่สุด (Worst Case) พบว่าเงินสนับสนุนต้องเพิ่มสูงขึ้นเป็น 1.30-2.53 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง

การศึกษาดังกล่าวยังทำการศึกษาความเป็นไปได้ทางเศรษฐกิจหรือที่เรียกว่า วิเคราะห์ทางเศรษฐกิจ โดยใช้อัตราผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ (EIRR) ซึ่งจะทำให้การปรับลดค่าจากราคาตลาดเพื่อให้สะท้อนถึงมูลค่าที่แท้จริงที่เรียกว่า “ราคาเงา” ซึ่งได้ทดสอบในกรณีที่เกิดการเปลี่ยนแปลงในทางที่ไม่ดีมากที่สุดคือ ไม่มีการขายถ่าน หรือ CERs² ในอัตราค่าไฟฟ้าให้เงินสนับสนุนที่ 0.294 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง และมีราคาซื้อวัตถุดิบที่ 1,200 บาทต่อตัน พบว่า มีผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ร้อยละ 29.95 ซึ่งเป็นผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ที่สูง กระแสเงินสดสุทธิทางเศรษฐศาสตร์มีค่าเป็นบวกที่ 177.13 ล้านบาท และระยะเวลาคืนทุน 3.47 ปี สรุปได้ว่า หากมีสถานการณ์ต่างๆในทางที่ไม่ดี โครงการนี้จะยังคงนำลงทุนและให้ผลตอบแทนที่คุ้มค่าต่อการลงทุนทางเศรษฐศาสตร์เป็นอย่างยิ่งและเมื่อทำการประเมินผลกระทบภายนอก (Externality) ที่เกิดขึ้นกับโรงไฟฟ้าชีวมวล ซึ่งเป็นการประเมินผลกระทบที่เกิดขึ้นต่อสิ่งแวดล้อม และผลกระทบที่เกิดขึ้นต่อสังคมในด้านของเศรษฐกิจของชุมชน พบว่า โดยส่วนใหญ่เป็นผลกระทบที่เกิดขึ้นในด้านบวก ซึ่งเมื่อนำมาตีค่าเป็นตัวเงินและพิจารณาเทียบกับการผลิตกระแสไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชีวมวลขนาดเล็กแล้ว จะเห็นได้ว่า ในหนึ่งหน่วยไฟฟ้าที่ผลิตได้จะมีค่า Externality เท่ากับ 10.47 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ทำให้สรุปได้ว่า ถ้ารัฐบาลมีการเพิ่มเงินสนับสนุนให้กับโครงการผลิตกระแสไฟฟ้าพลังงานชีวมวลขนาดเล็กสำหรับกรณีที่เกิดการเปลี่ยนแปลงในทางที่ไม่ดีมากที่สุด (Worst Case) เป็นจำนวนเงิน 1.65-3.00 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง จะส่งผลให้เกิดผลกระทบในด้านบวกที่มีต่อระบบเศรษฐกิจโดยรวมของชุมชน 10.47-11.87 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง

ดาร์รัตน์ สิงห์ทอง (2556) ทำการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของโรงไฟฟ้าชีวมวลจากเศษวัสดุเหลือทิ้งประเภทไม้ยูคาลิปตัสของอุตสาหกรรมการผลิตกระดาษในจังหวัดปราจีนบุรี

งานวิจัยดังกล่าวมีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาความเป็นไปได้ในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าชีวมวลจากเศษวัสดุเหลือทิ้งจากอุตสาหกรรมการผลิตกระดาษในเขตจังหวัดปราจีนบุรี โดยการประเมินจากศักยภาพของปริมาณปลายไม้ที่เหลือทิ้งจากกระบวนการผลิตกระดาษที่สามารถนำมาพัฒนาเป็นเชื้อเพลิงสำหรับการผลิตไฟฟ้า ปริมาณเฉลี่ย 1 ล้านตันต่อปี จากการคำนวณพบว่า สามารถผลิตไฟฟ้าได้ 891 ล้านหน่วยต่อปี งานวิจัยดังกล่าวเลือกใช้วิธีการเปลี่ยนพลังงานจากเชื้อเพลิงชีวมวลมาเป็นพลังงานไฟฟ้าด้วยวิธีการเผาไหม้โดยตรง โดยการใช้เทคโนโลยีแบบ Circulating Fluidizing Bed Boiler เพื่อให้เหมาะสมกับปริมาณเชื้อเพลิงที่สามารถจัดหาได้ และเมื่อทำการประเมินผลตอบแทนการลงทุนของโครงการที่ลงทุน 5,400 ล้านบาท อายุโครงการ 25 ปี พบว่าโครงการมีผลตอบแทนภายในร้อยละ 17.99 มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการเท่ากับ 7,686 ล้านบาท และมีระยะเวลาคืนทุน 6.5 ปี โดยโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลนี้จะช่วยลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกทดแทนการใช้เชื้อเพลิงจากฟอสซิล จำนวน 892,127 ตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่าต่อปี นอกจากนี้ ยังเป็นการสร้างมูลค่าเพิ่มจากการกำจัดเศษวัสดุเหลือทิ้งจากอุตสาหกรรมกระดาษอีกทางหนึ่งด้วย

2.2.3 ผลประโยชน์จากการผลิตไฟฟ้าด้วยโรงไฟฟ้ารูปแบบการผสมผสาน (Hybrid)

Mustafa Engin & Dilşad Engin (2012) ศึกษาการประเมินความเป็นไปได้ทางการเงินของระบบพลังงานไฮบริดที่ใช้พลังงานแสงอาทิตย์ในฝั่งตะวันตกของประเทศตุรกี โดยมีการศึกษาความเป็นไปได้ในการใช้ระบบพลังงานไฮบริดแบบใช้พลังงานแสงอาทิตย์เพื่อจัดหากระแสไฟฟ้าให้แก่พื้นที่ที่อยู่อาศัยในฝั่งตะวันตกของตุรกี กรณีศึกษาที่เลือกนี้แสดงถึงความต้องการพลังงานไฟฟ้าที่ 12.6 กิโลวัตต์ต่อวันโดยมีความต้องการพลังงานสูงสุดคือ 2.9 กิโลวัตต์ ระบบไฟฟ้าที่ใช้ในการศึกษานี้ประกอบด้วยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลซึ่งเชื่อมต่อกับกริดและแผงโซลาร์เซลล์ พร้อมกับที่แบตเตอรี่สำรองไฟฟ้า ระบบพลังงานได้รับการออกแบบใหม่และได้รับการปรับให้เหมาะกับระบบผลิตพลังงานด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ เพื่อตอบสนองความต้องการใช้พลังงานของผู้ใช้ที่มีอยู่โดยต้องเสียค่าใช้จ่ายขั้นต่ำ ข้อมูลอุณหภูมิและรังสีดวงอาทิตย์ที่ได้จากสถานีอุตุนิยมวิทยาของมหาวิทยาลัย Ege ถูกนำมาใช้ในกระบวนการจำลองโดยใช้ซอฟต์แวร์เพิ่มประสิทธิภาพ HOMER โดยระบบที่ได้รับการพิจารณาในพื้นที่การศึกษานี้มี 3 ระบบ คือ PV-diesel แบบ Stand-alone, PV-Battery แบบ Stand-alone และระบบ PV ที่เชื่อมต่อกับกริด ระบบที่นำเสนอเปรียบเทียบกับลักษณะการดำเนินงานและค่าใช้จ่าย การเปรียบเทียบพบว่าระบบ PV ที่เชื่อมต่อกับกริด มีค่าใช้จ่ายสุทธิและต้นทุนพลังงานต่ำสุด (COE) เท่ากับ 53,197 เหรียญและ 0.57 เหรียญต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง ตามลำดับซึ่งทำให้ระบบมีประสิทธิภาพมากที่สุดรองลงมาคือ PV-diesel แบบ Stand-alone และ PV-Battery แบบ Stand-alone สามารถสรุปได้ว่าระบบพลังงานไฮบริดแบบใช้พลังงานแสงอาทิตย์สามารถกลายเป็นระบบที่

ดีโดยไม่ได้รับความช่วยเหลือจากระบบกริดและนำข้อได้เปรียบทางด้านเทคนิคและเศรษฐกิจมาใช้ และเหมาะสมที่จะนำมาประยุกต์ใช้ในการจัดหาที่อยู่อาศัยเป็นแหล่งพลังงาน

J. K. Maherchandani, Chitranjan Agarwal, Mukesh Sahi (2012)

ศึกษาความเป็นไปได้ทางการเงินของระบบชีวมวลผสมกับระบบพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม สำหรับหมู่บ้านที่ห่างไกลโดยใช้โปรแกรม HOMER เน้นการใช้ระบบพลังงานทดแทนแบบ Stand – alone ที่เน้นเชื่อถือได้ด้วยการเพิ่มประสิทธิภาพโดยการปรับขนาดกำลังการติดตั้งของอุปกรณ์และ ปรับปรุงต้นทุน โดยแหล่งพลังงานหลักของระบบพลังงานคือเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชีวมวลในขณะที่แผง เซลล์แสงอาทิตย์และเครื่องกำเนิดลมเป็นแหล่งพลังงานสนับสนุนเพิ่มเติม แบตเตอรี่ถูกใช้เพื่อเก็บ พลังงานเพิ่มที่สามารถใช้สำหรับการสำรองข้อมูลได้ โดยการเพิ่มประสิทธิภาพการทำงานของระบบ จำลองโดยโปรแกรม HOMER โดยการเลือกระบบการผสมผสานเครื่องกำเนิดไฟฟ้าชีวมวลได้รับเลือก ให้เป็นแหล่งพลังงานหลักในพื้นที่ชนบทเนื่องจากมีประสิทธิภาพและคุ้มค่า พบว่าระบบสามารถจ่าย กระแสไฟฟ้าได้ประมาณ 5,826 kWh / day ต้นทุนพลังงานอยู่ที่ประมาณ 0.037 เหรียญต่อกิโลวัตต์ หรือ 1.85 Rs / kWh ซึ่งต่ำมากเมื่อเทียบกับอัตราค่าไฟฟ้าภายในประเทศ 4.5 Rs / kWh เปอร์เซ็นต์ การลดลงของต้นทุนต่อหน่วยของไฟฟ้าคือ 58.8% ดังนั้นการวิเคราะห์นี้นำไปสู่การแก้ปัญหาการลด ต้นทุนที่เหมาะสม

Raymond D. Bingham, Martin Agelin-Chaab, and Marc A. Rosen

(2016) ความเป็นไปได้ของระบบพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมผสมผสานสำหรับชุมชนเกาะใน บาฮามาสโดยศึกษาการติดตั้งระบบผลิตพลังงานทดแทนโดยพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมใน ระดับชุมชน บนเกาะ New Providence ในบาฮามาส และช่วยให้เข้าใจถึงปัจจัยสำคัญที่ส่งผลต่อ การใช้ระบบพลังงานทดแทนแบบผสมผสานในชุมชนเกาะ โดยมีผู้ใช้ไฟฟ้า 500 หลัง ผลิตโดยระบบ การผลิตไฟฟ้าแบบผสมผสานโดยใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์บนหลังคาและกังหันลม ระบบนี้เชื่อมต่อกับกริด ได้มีการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์พร้อมกับการวิเคราะห์ความอ่อนไหวและความเสี่ยงของ โครงการ เพื่อหาค่าความเป็นไปได้ของระบบและความสามารถในการทำงาน ดำเนินการวิเคราะห์โดยใช้ชุดซอฟต์แวร์ RETScreen พบว่ารูปแบบการผสมผสานของระบบผลิตพลังงานด้วยแสงอาทิตย์และ พลังงานลมเพื่อการผลิตกระแสไฟฟ้ามีความเป็นไปได้ทางเศรษฐกิจในบาฮามาสแม้จะไม่มีแรงจูงใจที่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิอยู่ในช่วง 14.0 ล้านเหรียญสหรัฐถึง 25.1 ล้านเหรียญสหรัฐด้วยความมั่นใจ 95% นอกจากนี้ยังพบว่าต้นทุนเชื้อเพลิงในปัจจุบันและค่าใช้จ่ายเริ่มต้นของระบบมีบทบาทสำคัญในระดับ ที่ระบบเป็นไปได้

2.2.4 ผลประโยชน์จากการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน

ณัฐพร บุญจรัส (2557) ศึกษาการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงินและเศรษฐศาสตร์ วิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการเมื่อมีการเปลี่ยนแปลงในต้นทุนและผลประโยชน์ รวมถึงประเมินมูลค่าผลกระทบภายนอกของโครงการผลิตไฟฟ้าจากการกำจัดขยะมูลฝอยของเทศบาลนครพระนครศรีอยุธยาเพื่อนำข้อมูลที่ได้จากการวิเคราะห์มาพิจารณาแนวทางการก่อตั้งโรงไฟฟ้าให้มีความเหมาะสม โดยผลการวิเคราะห์โครงการทางการเงินแบ่งออกเป็นกรณีปกติปริมาณการเผาขยะ 300 ตันต่อวัน (Base Case) และกรณีวิเคราะห์ความอ่อนไหว (Sensitivity Analysis) 3 ด้าน โดยการเปลี่ยนแปลงต้นทุนการดำเนินงานและบำรุงรักษาเพิ่มขึ้น ผลประโยชน์จากราคาค่าไฟฟ้าลดลง และปริมาณขยะลดลงเป็น 200 ตันต่อวัน ปรากฏว่าในทุกกรณี มูลค่าโครงการปัจจุบันสุทธิ (NPV) มีค่าเป็นบวก อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ (IRR) มีค่าสูงกว่าอัตราคิดลด (Discount Rate) และอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (BCR) มีค่าไม่ต่ำกว่า 1 เท่า แสดงว่าโครงการมีความเหมาะสมต่อการลงทุน

สำหรับผลการวิเคราะห์โครงการทางเศรษฐศาสตร์แบ่งออกเป็นกรณีปกติปริมาณการเผาขยะ 300 ตันต่อวัน (Base Case) และกรณีวิเคราะห์ความอ่อนไหว (Sensitivity Analysis) 2 ด้าน โดยการเปลี่ยนแปลงต้นทุนการดำเนินงานและการบำรุงรักษาเพิ่มขึ้น และมูลค่าการขายใบรับรองการลดปริมาณก๊าซเรือนกระจกเพิ่มขึ้น ปรากฏว่าในทุกกรณี มูลค่าโครงการปัจจุบันสุทธิ (NPV) มีค่าเป็นบวก อัตราผลตอบแทนภายในโครงการ (IRR) มีค่าสูงกว่าอัตราคิดลด (Discount Rate) และอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (BCR) มีค่าไม่ต่ำกว่า 1 เท่า แสดงว่าโครงการมีความเหมาะสมต่อการลงทุนเช่นกัน

ส่วนผลการประเมินผลกระทบภายนอกของโครงการ โดยแบ่งเป็นการศึกษาผลประโยชน์จากการลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก พบว่าเมื่อมีโครงการจะสามารถลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกและผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมได้ถึงปีละ 239,175.68 ตันคาร์บอนได้ออกไซด์เทียบเท่า ส่วนการวิเคราะห์ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมจะเปรียบเทียบกรณีฝังกลบและกรณีเผาในเตาเผา โดยแบ่งการวิเคราะห์เป็น 3 ด้าน ได้แก่ มลพิษทางอากาศ ทลพิษทางน้ำและมลพิษทางเสียง พบว่ากรณีเผาในเตาเผาก่อให้เกิดมลพิษทางด้านต่างๆน้อยกว่า

2.3 แนวคิดเกี่ยวกับมลพิษ

2.3.1 มลพิษที่เกิดจากการบริหารจัดการแผงโซลาร์เซลล์

มนัสนันท์ พิบาลวงศ์ (2558) ศึกษาการจัดการแผงโซลาร์เซลล์ที่หมดอายุการใช้งานในจังหวัดอุบลราชธานี ทำการศึกษาโดยใช้แบบสัมภาษณ์กับกลุ่มตัวอย่าง จำนวน 376 คน วิเคราะห์โดยใช้สถิติพรรณนา สถิติเชิงอนุมาน และวิเคราะห์กฎหมายที่เกี่ยวข้องด้วย SWOT Analysis จากผลการศึกษาพบว่า แผงโซลาร์เซลล์ทั้งหมดเป็นแบบติดตั้งบนหลังคาบ้าน ใช้เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าในครัวเรือน ร้อยละ 55.85 และเป็นชนิดสารกึ่งตัวนำที่มีใช้ทำจากซิลิคอนผลึกเดี่ยว และอะมอร์ฟัสซิลิคอนร้อยละ 93.36 อายุการใช้งานเฉลี่ยอยู่ที่ 4.6 ปี ผู้ใช้งานส่วนใหญ่มีความรู้และทัศนคติด้านการจัดการแผงโซลาร์เซลล์ที่หมดอายุการใช้งาน ระดับมาก (ร้อยละ 94.14) และระดับมากที่สุด (ร้อยละ 47.88) ตามลำดับ ส่วนใหญ่มีการจัดการแผงโซลาร์เซลล์ไม่เหมาะสม (ร้อยละ 55.86) และพบว่าความรู้และทัศนคติด้านการจัดการแผงโซลาร์ต่างกันจะมีการจัดการแผงโซลาร์เซลล์แตกต่างกันที่ระดับนัยสำคัญ 0.05 และจากการวิเคราะห์ด้วย SWOT Analysis พบว่า การจัดการแผงโซลาร์เซลล์ต้องอาศัยความร่วมมือกันทุกภาคส่วนทั้งภาครัฐและเอกชนควรมีการเผยแพร่ความรู้แก่ผู้ใช้งาน และมีการทำแผนการจัดการแผงโซลาร์เซลล์ตามกฎหมายและมาตรฐานอย่างชัดเจน

2.3.2 มลพิษที่เกิดจากการผลิตไฟฟ้า

ธนาพล ตันติสัตยกุล, พีรพล รัชมีธรรมโชติ, เมธาพร อู่สกุล (2560) ศึกษาประเมินผลประโยชน์ทางพลังงาน ผลประโยชน์ทางสิ่งแวดล้อมในรูปของการลดก๊าซเรือนกระจก และความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์จากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนดาดฟ้าอาคารเรียนจำนวน 17 อาคารภายในมหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ ศูนย์รังสิต ผลการศึกษาพบว่า ดาดฟ้าอาคารเรียนมีพื้นที่สามารถติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ได้ประมาณ 2,140.2 kWp ซึ่งสามารถผลิตไฟฟ้าได้ทั้งหมดประมาณ 2,772,630 kWh/ปี หรือ 5.8% ของปริมาณไฟฟ้าที่ใช้ของอาคารเรียนทั้งหมด และสามารถช่วยลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมในรูปของการลดก๊าซเรือนกระจกได้เท่ากับ 1,569.586 tCO₂e/ปี เมื่อพิจารณาผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ พบว่า โครงการมีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ โดยมีอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) ระหว่าง 8.50% ถึง 8.69% ซึ่งสูงกว่าเกณฑ์ที่กำหนดในงานวิจัยนี้ (6.25%) และมีระยะเวลาคืนทุนประมาณ 10 ปี ผลการวิเคราะห์ความอ่อนไหว (Sensitivity analysis) เพื่อประเมินปัจจัยเสี่ยงที่ละปัจจัย ได้แก่ (1) อายุการใช้งานของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคา (2) อัตราการเพิ่มของอัตราค่าไฟฟ้า และ (3) ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษา สรุปได้ว่า โครงการมีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์เมื่ออายุการใช้งานระบบมากกว่า 17 ปี อัตราการเพิ่มของอัตราค่าไฟฟ้ามากกว่า 1.12% ต่อปี ค่าใช้จ่ายในการ

บำรุงรักษาระบบต่อปีต่ำกว่า 2.6% ของต้นทุนระบบ ตามลำดับ ความเสี่ยงเหล่านี้สามารถบริหารจัดการเพื่อลดหรือจำกัดได้ด้วยการเลือกอุปกรณ์ที่มีคุณภาพและน่าเชื่อถือ มีระยะเวลาประกันที่ครอบคลุม ประกอบกับการด้วยการทำสัญญาบำรุงรักษาระบบระยะยาวกับผู้รับผิดชอบระบบ

Mahadevan MAHALAKSHMI (2014) ศึกษาการออกแบบและวิเคราะห์ระบบผลิตพลังงานแสงอาทิตย์แบบผสมผสาน สำหรับที่ตั้งโครงการอุตสาหกรรมสิ่งทอ โดยมีเป้าหมายเพื่อลดต้นทุนและการปล่อยก๊าซเรือนกระจกการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของระบบไฮบริด โดยจะดำเนินการเชื่อมต่อกับทรัพยากรที่มีอยู่และศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าชีวมวลขนาดกำลังผลิต 10 เมกะวัตต์ ที่มีอยู่ใกล้โรงงานทอผ้าที่ T.Kallupatti ใน Tamil Nadu ประเทศอินเดีย โรงไฟฟ้าตั้งอยู่ที่บริเวณ (9.66°N, 77.79°E) มีรังสีแสงอาทิตย์ (global horizontal irradiance) ในแนวนอนที่ระดับ 4.86 kWh/m² นอกจากนี้ยังมีแหล่งเชื้อเพลิงชีวภาพที่เพียงพออีกด้วย โดยราคาเชื้อเพลิงชีวมวลมีราคาเปลี่ยนแปลงตั้งแต่ 38 ถึง 42 เหรียญต่อตันโดยเฉลี่ยสำหรับเชื้อเพลิงกระถิน ชานอ้อย กะลามะพร้าว ฯลฯ ซึ่งได้รับการสั่งซื้อจากหมู่บ้านใกล้เคียง โดยทำการวิเคราะห์เปรียบเทียบการติดตั้งด้วยระบบผลิตพลังงานด้วยพลังงานแสงอาทิตย์และโรงไฟฟ้าชีวมวลโดยระบบจะเชื่อมต่อกับ กริด โดยใช้ซอฟต์แวร์ HOMER 2.81 โดยเฉพาะสำหรับการประเมินระบบไฮบริด โดยแบ่งการศึกษาเป็น 3 กรณีศึกษา ได้แก่

1. โรงไฟฟ้าชีวมวลเชื่อมต่อกับกริด (Grid – Only System) และระบบจ่ายไฟฟ้าให้โรงงานทอผ้าเพียงโรงเดียวโดยระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าปีละ 17,702,504 กิโลวัตต์ชั่วโมง (100%) ของกระแสไฟฟ้าทั้งหมด มีต้นทุนปัจจุบัน (NPC) ของ \$ 18,556,392 อย่างไรก็ตาม มีการปล่อย CO₂ ที่มีค่าสูงมากประมาณ 15,047,128 กิโลกรัมต่อปี

2. โรงไฟฟ้าชีวมวลร่วมกับระบบผลิตพลังงานด้วยพลังงานแสงอาทิตย์แบบไฮบริด (Standalone biomass-solar hybrid system) เนื่องจากโรงไฟฟ้าชีวมวลมีศักยภาพเพียงพอและการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ในพื้นที่ที่ได้รับเงินอุดหนุนจากรัฐบาลเพื่อส่งเสริมแหล่งพลังงานทดแทนจึงมีการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของระบบไฮบริดเพื่อตอบสนองความต้องการของโรงงานทอผ้า ระบบไฟฟ้าชีวมวลขนาดกำลังการผลิต 4 เมกะวัตต์ได้รับการสร้างแบบจำลองเพื่อจัดหาโหลดสิ่งทอและมีการใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซลเพื่อตอบสนองการใช้พลังงานเสริมของชุดเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันไอน้ำโดยใช้การให้วัตถุดิบชีวมวลและราคาต่อต้านเป็นปัจจัยการผลิตของวัตถุดิบใน HOMER โดยมีการติดตั้งระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ที่ 100 กิโลวัตต์ โดยมีกำลังการผลิต 21,204,572 กิโลวัตต์ชั่วโมงต่อปี (99%) ของปริมาณไฟฟ้าทั้งหมดที่ผลิตได้ ใช้เชื้อเพลิงชีวมวลเท่ากับ 56,666 ตันต่อปีและใช้พลังงานไฟฟ้าเพื่อใช้ในโรงงานรวมทั้งสิ้น 14,641 กิโลวัตต์ต่อปี (1%) ซึ่งเป็นผลให้ NPC มีมูลค่า 37,415,384 เหรียญสหรัฐ โดยค่าใช้จ่ายด้านพลังงาน

ที่ปรับระดับ (LCOE) อยู่ที่ 0.137 เหรียญต่อกิโลวัตต์ชั่วโมงการปล่อย CO₂ ต่ำที่สุดในกรณีนี้ประมาณ 103,434 กิโลกรัมต่อปีและสามารถลดลงได้ 30,834 กิโลกรัมต่อปีหากไม่ได้ใช้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าดีเซล

3. โรงไฟฟ้าชีวมวลร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์แบบไฮบริด โดยเชื่อมต่อเข้ากับกริด (grid-connected biomass-solar hybrid system) ค่า NPC ของระบบไฮบริดที่เชื่อมต่อกับกริด คือ 35,843,284 ดอลลาร์ ซึ่งสูงกว่าโรงไฟฟ้าชีวมวลเชื่อมต่อกับกริดเพียงอย่างเดียวเท่านั้นเนื่องจากมีอัตราดอกเบี้ยสูงและต้นทุนการลงทุนที่เกี่ยวข้องกับก่อสร้างระบบผสมผสานระหว่างโรงไฟฟ้าชีวมวลและระบบผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ การปล่อย CO₂ มีค่าประมาณ 5,465,770 กิโลกรัมต่อปีเนื่องจากการเชื่อมต่อกับกริด

2.4 ความแตกต่างของการศึกษาในครั้งนี้ กับการศึกษาในอดีต

การศึกษาความเป็นไปได้ทางการเงินและเศรษฐศาสตร์สำหรับโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm ในรูปแบบการผสมผสานการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชีวมวลและโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ร่วมกับเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานในครั้งนี้ แตกต่างงานวิจัยที่ผ่านมา โดยจะทำการศึกษาความเป็นไปได้ทางการเงินและเศรษฐศาสตร์สำหรับโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm ที่เป็นแบบเชื่อมต่อกับระบบสายส่งของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย (Grid-Connected) และมีการรับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Feed-in Tariff โดยสามารถสรุปความแตกต่างของการศึกษาในครั้งนี้กับการศึกษาในอดีต ตามตาราง 2.1

ตารางที่ 2.1

สรุปความแตกต่างของการศึกษาในครั้งนี้กับการศึกษาในอดีต

การศึกษาในอดีต	ความแตกต่างของการศึกษาในครั้งนี้
1. งานศึกษาเกี่ยวกับผลประโยชน์จากการผลิตไฟฟ้าด้วยโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	มีการศึกษาการประเมินความคุ้มค่าทางการเงินของโครงการ โดยศึกษาถึงมูลค่าปัจจุบันสุทธิ , อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ , ระยะเวลาคืนทุนโครงการ และความไวต่อการเปลี่ยนแปลงทางการเงิน
2. งานศึกษาเกี่ยวกับผลประโยชน์จากการผลิตไฟฟ้าด้วยโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล	มีการศึกษาการประเมินความคุ้มค่าทางการเงินของโครงการ โดยศึกษาถึงมูลค่าปัจจุบันสุทธิ , อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ , ระยะเวลาคืนทุนโครงการ รวมถึงมีการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์โดยใช้อัตราผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ (IRR)
3. งานศึกษาเกี่ยวกับผลประโยชน์จากการผลิตไฟฟ้าด้วยโรงไฟฟ้ารูปแบบการผสมผสาน	มีการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการของระบบพลังงานหมุนเวียนแบบไฮบริด แต่ยังเป็น การเชื่อมต่อระบบแบบ Stand – Alone โดยที่ยังไม่มีแบบ Grid-Connected ที่จำหน่ายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้า
4. งานศึกษาเกี่ยวกับผลประโยชน์จากการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน	มีการศึกษาวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงินและเศรษฐศาสตร์ โดยใช้พลังงานหมุนเวียนเพียง 1 เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าเพื่อจำหน่าย
5. งานศึกษาเกี่ยวกับการประเมินผลประโยชน์ทางพลังงาน	มีการศึกษาประเมินผลประโยชน์ทางพลังงาน ผลประโยชน์ทางสิ่งแวดล้อมในรูปของการลดก๊าซเรือนกระจกและความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์จากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้ภายในอาคาร

หมายเหตุ. จาก การรวบรวมข้อมูลโดยผู้วิจัย

บทที่ 3

วิธีการวิจัย

การศึกษาในครั้งนี้ มีวิธีการศึกษาเป็นลำดับขั้นตอน โดยแสดงให้เห็นถึงระเบียบวิธีการศึกษา วิธีการวิเคราะห์ข้อมูล การดำเนินงานของโครงการผลิตไฟฟ้าจากโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm ในรูปแบบการผสมผสานการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชีวมวลและโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ร่วมกับเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน รวมทั้งจำแนกถึงต้นทุนและผลประโยชน์ของโครงการที่ชัดเจน เพื่อนำไปสู่การวิเคราะห์โครงการที่มีประสิทธิภาพ

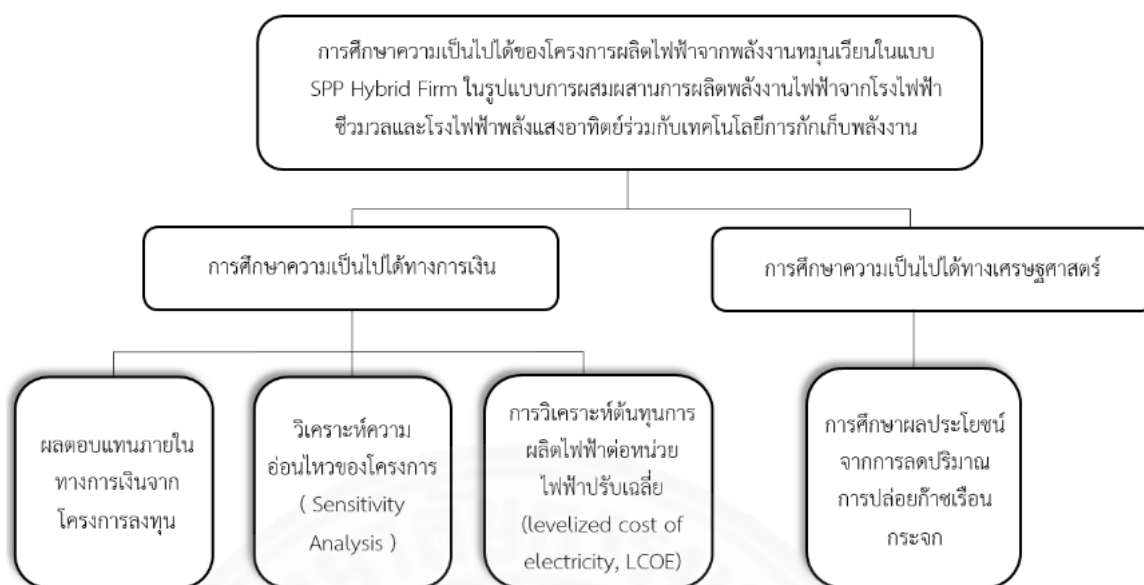
3.1 ระเบียบวิธีการศึกษา

ระเบียบวิธีการศึกษาในครั้งนี้ แบ่งออกเป็น 2 ส่วน คือ การกำหนดกรอบการวิเคราะห์ และวิธีการรวบรวมข้อมูล เพื่อแสดงให้เห็นถึงขอบเขตของข้อมูลที่จะศึกษา

3.1.1 กรอบการวิเคราะห์

ศึกษาโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm ในรูปแบบการผสมผสานการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชีวมวลและโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ร่วมกับเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน กำลังการผลิต 10.1 เมกะวัตต์ จำนวน 1 โครงการ โดยมีที่ตั้งโครงการที่จะทำการศึกษาอยู่ที่ จังหวัดสุราษฎร์ธานี

โดยทำการศึกษาด้านต้นทุนและผลประโยชน์ของโครงการ ทั้งการวิเคราะห์ทางการเงิน และเศรษฐศาสตร์ และประเมินผลกระทบภายนอกของโครงการ (Externality) อันได้แก่ การศึกษาผลประโยชน์จากการลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ซึ่งสามารถสรุปกรอบการวิเคราะห์ของการศึกษาได้ดังภาพที่ 3.1



ภาพที่ 3.1 กรอบการวิเคราะห์ของผู้ศึกษา. จาก การวิเคราะห์ของผู้ศึกษา.

3.1.2 การรวบรวมข้อมูล

การศึกษานี้ ทำการรวบรวมข้อมูลโดยการเก็บข้อมูลทุติยภูมิ (Secondary Data) จากหนังสือ เอกสารวิชาการ เอกสารเผยแพร่ งานวิจัย บทความ วารสาร ของหน่วยงานต่างๆ ดังต่อไปนี้

3.1.2.1 ข้อมูลทั่วไปของพื้นที่ตั้งโครงการ

เก็บข้อมูลจากกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน เพื่อศึกษาศักยภาพเชิงพลังงานแสงอาทิตย์ รวมถึงศักยภาพชีวมวลในประเทศไทย

3.1.2.2 ข้อมูลเชื้อเพลิงชีวมวล

เก็บข้อมูลจากศูนย์ส่งเสริมพลังงานชีวมวล กลุ่มสถิติและข้อมูลพลังงาน กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน รวมถึงเก็บข้อมูลจากการแย่งประเทศไทยรวมทั้งสถาบันวิจัยยาง เพื่อทราบถึงความเหมาะสมในการเลือกใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าสำหรับโรงไฟฟ้าชีวมวล และศึกษาข้อมูลจากหน่วยงานภาครัฐและเอกชน เพื่อทราบถึงราคาเชื้อเพลิงชีวมวลซึ่งเป็นเชื้อเพลิงที่สำคัญของโครงการ

3.1.2.3 ข้อมูลด้านนโยบายพลังงานและการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้า

- (1) เก็บข้อมูลจากกระทรวงพลังงาน เพื่อศึกษาแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย
- (2) เก็บข้อมูลจากคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (Energy Regulatory Commission) เพื่อศึกษาระเบียบคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน ว่าด้วยการจัดหาไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ในรูปแบบ Feed-in Tariff พ.ศ. 2560 รวมถึงระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กจากโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm พ.ศ. 2560
- (3) เก็บข้อมูลจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เพื่อศึกษาระเบียบขั้นตอนการจัดตั้งโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) และระเบียบการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก
- (4) เก็บข้อมูลจากสำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ เพื่อศึกษานโยบายเศรษฐกิจที่เกี่ยวข้องด้านพลังงานไฟฟ้า

3.1.2.4 ข้อมูลด้านเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้า

- (1) เก็บข้อมูลจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) กระทรวงพลังงาน รวมถึงสมาคมอุตสาหกรรมไฟฟ้าแห่งประเทศไทยเพื่อศึกษาเทคโนโลยีการผลิตกระแสไฟฟ้าในรูปแบบต่างๆ
- (2) เก็บข้อมูลจากหน่วยงานเอกชน เพื่อศึกษาราคาและประสิทธิภาพของเครื่องจักร
- (3) เก็บข้อมูลจากงานวิจัยในอดีต เพื่อศึกษาการวิเคราะห์ความคุ้มค่าของการจัดตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวลและโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ รวมทั้งในรูปแบบการผสมผสานที่ใช้ร่วมกับเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน

3.1.2.5 ข้อมูลราคาในการรับซื้อไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก

เก็บข้อมูลจากคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (Energy Regulatory Commission) เพื่อศึกษาอัตรารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm

3.1.2.6 ข้อมูลกิจกรรมการลดก๊าซเรือนกระจก

เก็บข้อมูลจากองค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน) เพื่อทราบถึงหลักการของกลไกพัฒนาที่สะอาด พิธีสารเกียวโต กิจกรรมการลดก๊าซเรือนกระจก

3.2 การวิเคราะห์ข้อมูล

ในการศึกษาจะแบ่งการวิเคราะห์ออกเป็น 2 ลักษณะ คือ การวิเคราะห์เชิงพรรณนา (Descriptive Method) และการวิเคราะห์เชิงปริมาณ (Quantitative Method)

โดยการวิเคราะห์เชิงพรรณนา (Descriptive Method) เป็นการนำข้อมูลทางด้านนโยบายการส่งเสริมพลังงานและการผลิตไฟฟ้า รวมถึงแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย และข้อมูลต่างๆที่เกี่ยวข้อง ที่เก็บรวบรวม มาอธิบายในเชิงคุณภาพ รวมถึงทำการวิเคราะห์ผลกระทบภายนอก (Externality) ทางด้านสิ่งแวดล้อมและศึกษาผลประโยชน์จากการลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก

การวิเคราะห์เชิงปริมาณ (Quantitative Method) เป็นการวิเคราะห์เชิงตัวเลขเพื่อประเมินข้อมูลสถิติภูมิที่เก็บรวบรวมได้ในเรื่องของต้นทุนและผลประโยชน์ของโครงการไปวิเคราะห์ทางด้านการเงินโดยพิจารณาต้นทุนและผลประโยชน์ในรูปตัวเงินและเศรษฐศาสตร์โดยการพิจารณาถึงผลกระทบภายนอกที่เป็นผลประโยชน์จากการลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ด้วยการใช้หลักเกณฑ์การตัดสินใจในการลงทุนที่มีการปรับค่าของเวลา ได้แก่ มูลค่าโครงการปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value : NPV) อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Benefit-Cost Ratio) และอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ (Internal Rate of Return : IRR) ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period) และการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการ (Sensitivity Analysis)

3.3 ข้อกำหนดในการดำเนินโครงการ

โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm ในรูปแบบการผสมผสานการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชีวมวลและโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ร่วมกับเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน กำลังการผลิต 10.1 เมกะวัตต์ จำนวน 1 โครงการ โดยมีที่ตั้งโครงการที่จะ

ทำการศึกษาอยู่ที่ จังหวัดสุราษฎร์ธานี มีข้อกำหนดในการดำเนินงานทางด้านเงินทุน พื้นที่ในการจัดตั้งโครงการ ระยะเวลาก่อสร้างและดำเนินโครงการ กระบวนการผลิตไฟฟ้า กระบวนการเตรียมเชื้อเพลิง ข้อกำหนดทางด้านเทคโนโลยี เกณฑ์การออกแบบระบบการผสมผสานจากโปรแกรม HOMER การจำหน่ายไฟฟ้า ดังต่อไปนี้

3.3.1 แหล่งที่มาของเงินทุน

โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm ในรูปแบบการผสมผสานการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชีวมวลและโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ร่วมกับเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานในจังหวัดสุราษฎร์ธานี ให้มีแหล่งที่มาของเงินทุนโดยกำหนดให้ผู้ลงทุนลงทุนโดยเงินทุนในส่วนตัวของเจ้าของกิจการร้อยละ 30 และกู้ยืมเงินจากสถาบันการเงินอีก ร้อยละ 70

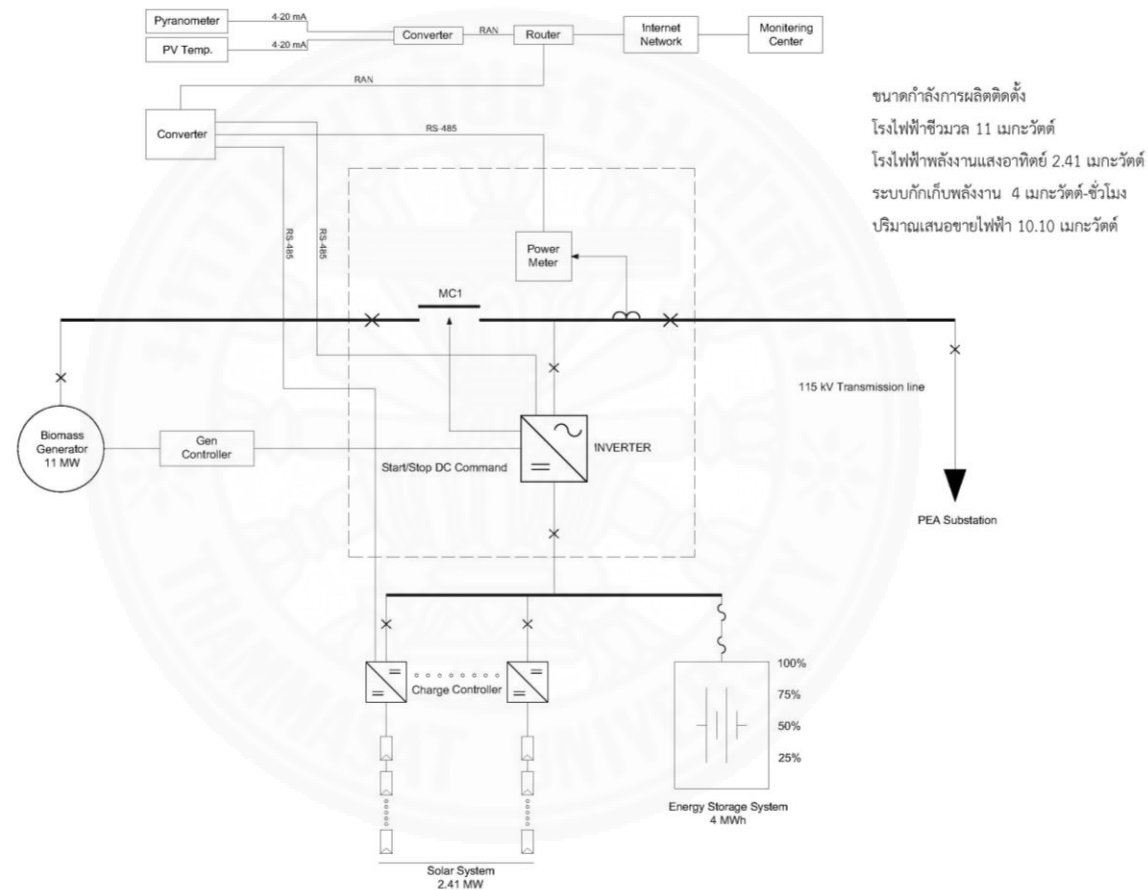
3.3.2 พื้นที่ในการก่อสร้างโครงการ

โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm ในรูปแบบการผสมผสานการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชีวมวลและโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ร่วมกับเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน มีพื้นที่ตั้งโครงการ 70 ไร่ ตั้งอยู่ในอำเภอบ้านนา จังหวัดสุราษฎร์ธานี

3.3.3 ระยะเวลาในการก่อสร้างโครงการ

โรงไฟฟ้าใช้เวลาในการก่อสร้างโครงการ 24 เดือน (2 ปี) สมมติว่า เริ่มต้นตั้งแต่วันที่ 1 มกราคม พ.ศ. 2562 ถึงวันที่ 31 ธันวาคม พ.ศ. 2564 โดยมีอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้าของโครงการ 20 ปี ซึ่งสมมติว่าเริ่มจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ (Commercial Operation Date : COD) ในวันที่ 31 ธันวาคม พ.ศ. 2564 จนถึง วันที่ 30 ธันวาคม พ.ศ. 2584 โดยทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) และจำหน่ายเข้าระบบสายส่ง 115 กิโลโวลต์ (kV)

3.3.4 กระบวนการผลิตไฟฟ้า



ภาพที่ 3.2 แผนภาพกระบวนการผลิตไฟฟ้าในรูปแบบการผสมผสานการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชีวมวลและโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน. จาก ผู้ศึกษา.

ในการศึกษาครั้งนี้ ผู้ศึกษาได้ศึกษากระบวนการผลิตไฟฟ้าในรูปแบบการผสมผสานการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชีวมวลและโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ร่วมกับเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานนี้ โดยระบบไฟฟ้าแบบผสมผสานนี้เป็นการรวมเอาพลังงานแสงอาทิตย์ รวมทั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบชิงโครนส์ไว้ด้วยกันและใช้เทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน (Energy Storage System) เพื่อสามารถแปลงพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าให้เป็นพลังงานรูปแบบอื่นที่สามารถกักเก็บไว้ได้ และสามารถแปลงพลังงานที่กักเก็บไว้ให้กลับมาเป็นพลังงานไฟฟ้าใหม่ เพื่อขายเข้าสู่ระบบร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวมวลและพลังงานแสงอาทิตย์ในแบบ SPP Hybrid Firm ได้ โดยระบบไฟฟ้าแบบการผสมผสานแบบนี้จะเป็นแบบที่ใช้กันมากที่สุด ดังรูปภาพที่ 3.2

โดยรายละเอียดของระบบซึ่งประกอบไปด้วย ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบชิงโครนส์ซึ่งเป็นระบบที่สามารถจ่ายไฟฟ้าได้ตลอดเวลา ระบบที่ออกแบบจะเน้นการใช้งานพลังงานจากชีวมวลเป็นแหล่งจ่ายหลัก และจ่ายไฟฟ้าร่วมกับพลังงานแสงอาทิตย์และระบบกักเก็บพลังงาน

3.3.4.1 ข้อกำหนดด้านเทคโนโลยีโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล

ตารางที่ 3.1

สรุปเกณฑ์การออกแบบโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล

เกณฑ์การออกแบบ	รายละเอียด
เทคโนโลยี	- หม้อไอน้ำแรงดันปานกลาง (65 บาร์เกจ 485 องศาเซลเซียส) ขนาด 45 ตันต่อชั่วโมง - กังหันไอน้ำชนิด Condensing ขนาด 11,000 กิโลวัตต์ โดยมีไอน้ำขาออกจากกังหันไอน้ำที่ความดัน (-0.9) บาร์เกจ
กำลังการติดตั้ง	11,000 กิโลวัตต์ (Gross)
เชื้อเพลิง	รากไม้ ปลิกไม้ และเศษไม้ยางพาราสับ
ปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้	15.34 ตันต่อชั่วโมง
ชนิดเตา	ตะกรับ
ค่าความร้อนเชื้อเพลิง	8,600 kJ/kg ที่ความชื้น 45 % โดยน้ำหนัก
ระยะเวลาการเดินเครื่องการผลิต	24 ชั่วโมงต่อวัน 330 วัน ต่อปี

ตารางที่ 3.1

สรุปเกณฑ์การออกแบบโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล (ต่อ)

เกณฑ์การออกแบบ	รายละเอียด
ชั่วโมงการทำงาน	> 7,920 ชั่วโมงต่อปี
ปริมาณพลังงานที่ผลิต	66,903,629 กิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อปี

หมายเหตุ. จาก การวิเคราะห์ข้อมูลของผู้ศึกษา.

3.3.4.2 ข้อกำหนดด้านเทคโนโลยีโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

ตารางที่ 3.2

สรุปเกณฑ์การออกแบบโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

เกณฑ์การออกแบบ	รายละเอียด
ชนิดของแผงเซลล์แสงอาทิตย์	Polycrystalline
พิกัดกำลัง	325 วัตต์/แผง
กำลังการติดตั้ง	2,410 กิโลวัตต์
เทคโนโลยี	Fixed Type
อัตราการเสื่อมสภาพของแผงเซลล์แสงอาทิตย์ (degradation)	0.5 % ต่อปี
ปริมาณพลังงานที่ผลิต	3,747,017 กิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อปี

หมายเหตุ. จาก การวิเคราะห์ข้อมูลของผู้ศึกษา.

3.3.4.3 ข้อกำหนดด้านเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน

ตารางที่ 3.3

สรุปด้านเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน

เกณฑ์การออกแบบ	รายละเอียด
ชนิดของแบตเตอรี่	ลิเทียมไอออนฟอสเฟต (LiFePo ₄ , LFP)
พิกัดกำลังไฟฟ้า	1,000 กิโลวัตต์
แรงดันไฟฟ้า	400 โวลต์
อายุการใช้งาน	10 ปี
กำลังการติดตั้ง	4,000 กิโลวัตต์-ชั่วโมง
Stage of Charge :SOC	60 %

หมายเหตุ. จาก การวิเคราะห์ข้อมูลของผู้ศึกษา.

3.3.4.4 ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าสำหรับโรงไฟฟ้าชีวมวล

ในการพิจารณาเลือกชีวมวลเป็นเชื้อเพลิงให้กับโรงไฟฟ้านั้น ชีวมวลแต่ละประเภทจะให้พลังงานจากการเผาไหม้แตกต่างกันตามลักษณะองค์ประกอบต่างๆของชีวมวลแต่ละชนิด และสัดส่วนความชื้นที่สะสมอยู่ในชีวมวล โดยค่าความร้อนหรือพลังงานที่ได้จากเผาไหม้ชีวมวลโดยทั่วไปเรียกกันว่า “Heating Value” หรือ “ Calorific Value” จะบ่งบอกถึงปริมาณพลังงานความร้อนที่ถูกเก็บอยู่ในรูปแบบพลังงานทางเคมีของเชื้อเพลิงนั้นๆ การผลิตไฟฟ้าโดยใช้เชื้อเพลิงชีวมวลจึงเป็นกระบวนการที่จะเปลี่ยนพลังงานเคมีที่เก็บอยู่ในเชื้อเพลิง ให้กลายมาเป็นพลังงานรูปแบบอื่นๆ โดยมีจุดมุ่งหมายปลายทางคือ การเปลี่ยนให้กลายเป็นพลังงานไฟฟ้านั่นเอง ซึ่งค่าความร้อนจะแบ่งได้เป็น 2 ลักษณะ ดังนี้

ค่าความร้อนต่ำ (Low Heating Value: LHV) เป็นค่าพลังงานงานที่สามารถนำมาใช้ได้จริงจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงชีวมวล ซึ่งได้หักพลังงานส่วนหนึ่งที่ต้องใช้ในการระเหยน้ำที่สะสมอยู่ในชีวมวลออกไประหว่างการเผาไหม้ โดยทั่วไปจะมีหน่วยเป็นกิโลจูลต่อกิโลกรัมชีวมวล (kJ/kg) หรือ กิโลแคลอรีต่อกิโลกรัมชีวมวล (kcal/kg)

ค่าความร้อนสูง (High Heating Value: HHV) เป็นค่าพลังงานทั้งหมดที่ได้จากการเผาไหม้ชีวมวล มีหน่วยเป็นกิโลจูลต่อกิโลกรัมชีวมวล (kJ/kg) หรือ กิโลแคลอรีต่อกิโลกรัมชีวมวล (kcal/kg)

จากการสำรวจคุณลักษณะของชีวมวลประเภทต่างๆจะได้คุณสมบัติและค่าพลังงานความร้อนที่ได้จากชีวมวลแต่ละประเภท ดังตารางที่ 3.4

ตารางที่ 3.4

คุณสมบัติและค่าพลังงานความร้อนที่ได้จากชีวมวล

คุณสมบัติชีวมวล	Moisture (%)	Ash (%)	Fixed Carbon (%)	Higher Heating Value (kJ/kg)	Lower Heating Value (kJ/kg)
แกลบ	12.00	12.65	18.88	14,755	13,517
ฟางข้าว	10.00	10.39	18.90	13,650	12,330
ไม้ยางพารา	45.00	1.59	7.71	10,365	8,600
เส้นใยปาล์ม	38.50	4.42	14.39	13,127	11,400
กะลาปาล์ม	12.00	3.50	16.30	18,267	16,900
ทะลายปาล์ม	58.60	2.03	8.90	9,196	7,240
ต้นปาล์ม	48.40	1.20	11.70	9,370	7,556
ทางปาล์ม	78.40	0.70	4.60	3,908	1,760
เหง้ามันสำปะหลัง	59.40	1.50	8.10	7,451	5,494
เปลือกไม้ยูคาลิปตัส	60.00	2.44	9.56	6,811	4,917

หมายเหตุ. จาก กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, กระทรวงพลังงาน.

ค่าความร้อน (Net Calorific Value) ที่นำมาใช้ในการคำนวณการออกแบบโรงไฟฟ้าในการศึกษาในครั้งนี้ จะใช้ค่าพลังงานความร้อนของไม้ยางพารา ซึ่งมีค่าความร้อนต่ำ (Low Heating Value: LHV) เท่ากับ 8,600 kJ/kg ทำให้สามารถคำนวณปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตได้ดังนี้

$$\begin{aligned}\text{พลังงานที่ต้องใช้ผลิตไฟฟ้า (kJ/s)} &= \text{พลังงานไฟฟ้า} / \text{ประสิทธิภาพโดยรวมของระบบ} \\ &= 11,000 \text{ (kW)} / 0.30 \\ &= 36,666.67\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{อัตราการใช้เชื้อเพลิง (kg/s)} &= \text{พลังงานที่ต้องใช้ผลิตไฟฟ้า} / \text{ค่าความร้อนต่ำของเชื้อเพลิง} \\ &= 36,666.67 \text{ (kJ/s)} / 8,600 \text{ (kJ/kg)} \\ &= 4.26\end{aligned}$$

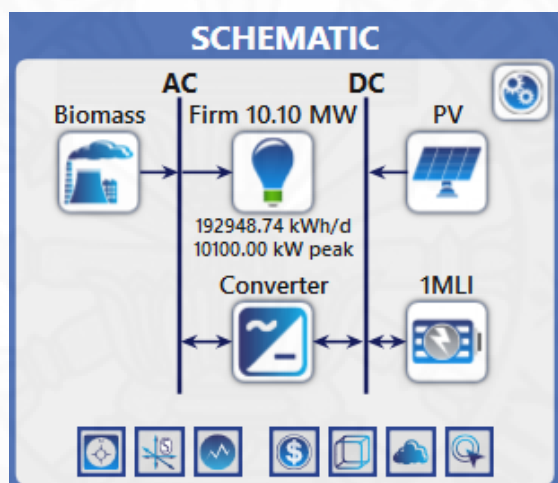
$$\begin{aligned}\text{อัตราการใช้เชื้อเพลิง (kg/hr)} &= \text{อัตราการป้อนเชื้อเพลิง (kg/s)} \times 3,600 \text{ (s/hr)} \\ &= 4.26 \text{ (kg/s)} \times 3,600 \text{ (s/hr)} \\ &= 15,336\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{ปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ต่อวัน (kg/day)} &= \text{อัตราการใช้เชื้อเพลิง (kg/s)} \times 3,600 \text{ (s/hr)} \\ &= 15,336 \text{ (kg/hr)} \times 24 \text{ (hr/day)} \\ &= 368,064\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\text{ปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ต่อปี} &= 368,064 \text{ กิโลกรัมต่อวัน} \times 330 \text{ วันต่อปี} \\ &= 121,461,120 \text{ กิโลกรัมต่อปี} \\ &= 121,461.12 \text{ ตันต่อปี}\end{aligned}$$

3.3.4.5 แผนการผลิต

การศึกษาค้นคว้าครั้งนี้ จะคำนวณปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ในหนึ่งปีของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm ในรูปแบบการผสมผสานการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชีวมวลและโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ร่วมกับเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน ที่ขนาดกำลังการผลิต 10.1 เมกะวัตต์ จากโปรแกรม HOMER ของสถาบันวิจัยพลังงานทดแทนแห่งชาติของ ประเทศสหรัฐอเมริกา (National Renewable Energy Laboratory, USA) ซึ่งเป็นโปรแกรมช่วยเพื่อให้สามารถเห็นภาพของการวิเคราะห์ข้อมูลต่างๆ ได้ง่ายและรวดเร็วขึ้น โดยมีแผนผังกระบวนการผลิตไฟฟ้า ดังภาพที่ 3.3



ภาพที่ 3.3 แผนภาพผลิตไฟฟ้าในรูปแบบการผสมผสานการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชีวมวลและโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ร่วมกับเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน. โดย โปรแกรม HOMER.

จากผลการวิเคราะห์ของโปรแกรม HOMER ที่มาช่วยในการออกแบบการจัดการการทำงานของระบบที่ทำให้ระบบมีเสถียรภาพและมีประสิทธิภาพที่สูงขึ้น จากการจำลองการผลิตไฟฟ้า เมื่อใส่ค่าพารามิเตอร์ต่างๆ ไปแล้ว เช่น กำหนดพิกัดของที่ตั้งโครงการ ชนิดและเทคโนโลยีที่ใช้ของพลังงานชีวมวล , พลังงานแสงอาทิตย์และระบบกักเก็บพลังงาน ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชีวมวลและโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ร่วมกับเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน ที่ขนาดกำลังการผลิต 10.1 เมกะวัตต์ จะถูกคำนวณโดยโปรแกรมออกมาเป็นรายปี โดยมีรายละเอียดดังตารางที่ 3.5

ตารางที่ 3.5

ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ในรูปแบบการผสมผสานการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชีวมวล และโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ร่วมกับเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน

ประเภทพลังงาน	ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ (กิโลวัตต์-ชั่วโมง/ปี)
พลังงานชีวมวล	66,903,629
พลังงานแสงอาทิตย์	3,747,017

หมายเหตุ. จาก ผลวิเคราะห์จากโปรแกรม HOMER.

โดยปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้นี้ ผู้ศึกษาได้ศึกษาการเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าให้ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่จ่ายเข้าระบบของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ดังต่อไปนี้

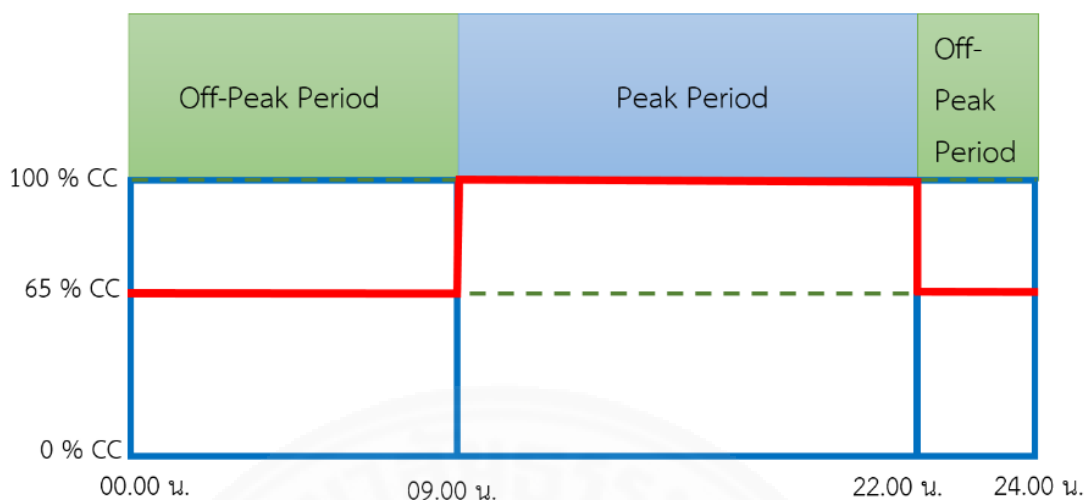
- (1) ในช่วง Peak เดินเครื่องผลิตไฟฟ้าเท่ากับ 1 เท่าของปริมาณพลังงานไฟฟ้าตามสัญญา (กำลังการผลิต 10.1 เมกะวัตต์)
- (2) ในช่วง Off-Peak เดินเครื่องผลิตไฟฟ้าเท่ากับ 0.65 เท่าของปริมาณพลังงานไฟฟ้าตามสัญญา (กำลังการผลิต 6.565 เมกะวัตต์)

โดยกำหนดช่วงเวลาในช่วง Peak และ Off-Peak ดังนี้

- (1) ช่วง Peak เวลา 09.00 – 22.00 น. วันจันทร์ – วันศุกร์
 - (2) ช่วง Off-Peak เวลา 22.00 – 09.00 น. วันจันทร์ – วันศุกร์
- เวลา 00.00 – 24.00 น. วันเสาร์ – วันอาทิตย์
และวันหยุดราชการปกติ

โดยการศึกษาครั้งนี้ ผู้ศึกษาได้ตั้งเงื่อนไขการเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าในช่วง 1 วัน ดัง

ภาพที่ 3.4



ภาพที่ 3.4 แผนภาพแสดงเงื่อนไขการเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าในช่วง 1 วัน. โดย ผู้ศึกษา.

3.3.5 การจำหน่ายไฟฟ้า

3.3.5.1 ผู้รับซื้อไฟฟ้า

โครงการเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็ก (Small Power Producer : SPP) ตามระเบียบคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน ว่าด้วยการจัดหาไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าย่อยเล็ก โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ในรูปแบบ Feed-in Tariff พ.ศ. 2560 และประกาศคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน เรื่องประกาศเชิญชวนการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าย่อยเล็ก โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ SPP Hybrid Firm พ.ศ. 2560 โดยมีผู้รับซื้อไฟฟ้าคือ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

3.3.5.2 การคิดราคาขายส่งค่าไฟฟ้า

อัตราการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ SPP Hybrid Firm ในรูปแบบ Feed-in Tariff (FiT) ผู้ผลิตไฟฟ้าย่อยเล็กจะได้ราคารับซื้อไฟฟ้าคงที่ตลอดอายุสัญญา 20 ปี โดยอัตรารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ SPP Hybrid Firm สำหรับเชื้อเพลิงทุกประเภท โดยมีรายละเอียดดังตาราง 3.6

ตารางที่ 3.6

อัตราซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP HYBRID FIRM ⁽¹⁾

กำลังผลิต (เมกะวัตต์)	FiT (บาท/หน่วย)			ระยะเวลาสนับสนุน (ปี)
	FiT _F	FiT _{V,2560}	FiT ⁽²⁾	
กำลังผลิตติดตั้งมากกว่า 10 เมกะวัตต์ แต่ไม่เกิน 50 เมกะวัตต์	1.81	1.85	3.66	20 ปี

หมายเหตุ.(1) อัตราซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm คือ FiT_F (ที่ประมูลได้) บวกกับ FiT_V ในปีนั้นๆ

(2) อัตรา FiT จะใช้สำหรับโครงการที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบภายในปี 2560 โดยภายหลังจากปี 2560 นั้น อัตรา FiT_V จะเพิ่มขึ้นต่อเนื่องตามอัตราเงินเฟ้อขั้นพื้นฐาน (Core Inflation)

ที่มา: ประกาศคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน, โดย สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน, 2560.

สำหรับโครงการผลิตไฟฟ้าในรูปแบบการผสมผสานการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชีวมวลและโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ร่วมกับเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน จะได้รับการสนับสนุนอัตราซื้อไฟฟ้าเป็นระยะเวลา 20 ปี แสดงรายละเอียดดังตารางที่ 3.7

ตารางที่ 3.7

ข้อกำหนดสำหรับอัตราซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Feed-in Tariff

อัตราซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Feed-in Tariff	ข้อกำหนด	การคิดราคา
อัตราซื้อไฟฟ้า FiT ในส่วน คงที่ (FiT _F)	คงที่ตลอดอายุโครงการ	คิดจากต้นทุนก่อสร้าง โรงไฟฟ้าและค่าดำเนินการ และบำรุงรักษา (O&M) ตลอดอายุการใช้งาน

ตารางที่ 3.7

ข้อกำหนดสำหรับอัตราซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Feed-in Tariff (ต่อ)

อัตราซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Feed-in Tariff	ข้อกำหนด	การคิดราคา
อัตราซื้อไฟฟ้า FIT ในส่วน ผันแปร (FIT _V)	ปรับเพิ่มขึ้นตามค่าอัตราเงินเฟ้อ ขั้นพื้นฐาน (Core Inflation) เฉลี่ยของปีก่อนหน้า ตาม ประกาศของกระทรวงพาณิชย์	คิดจากต้นทุนของวัตถุดิบที่ใช้ ในการผลิตพลังงานไฟฟ้าซึ่ง เปลี่ยนไปตามเวลา

หมายเหตุ. จาก กระทรวงพลังงาน, สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน, 2557.

การศึกษาในครั้งนี้ คิดรายรับจากการจำหน่ายไฟฟ้าในรูปแบบ Feed-in Tariff โดยสามารถ
สรุปการคิดอัตราค่าไฟฟ้าได้ดังภาพที่ 3.5



ภาพที่ 3.5 การคำนวณรายรับจากการจำหน่ายไฟฟ้าในรูปแบบ Feed-in Tariff. โดย สำนักงาน
นโยบายและแผนพลังงานแห่งชาติ, 2557.

3.3.6 การจำหน่ายคาร์บอนเครดิต

คาร์บอนเครดิต คือ กรรมสิทธิ์ของปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ลดได้ภายใต้พิธีสาร “เกียวโต” ทั้งที่เกิดจากกลไกการซื้อขายสิทธิ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจก (ET) กลไกการดำเนินการร่วมกัน (JI) และกลไกการพัฒนาที่สะอาด (Clean Development Mechanism : CDM) การซื้อขายคาร์บอนเครดิตจะทำในลักษณะที่เรียกว่า Cap and Trade คือ ประเทศหรือผู้ผลิตรายใดมีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกมากหรือน้อยกว่าโควตาการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิที่ได้รับ ประเทศหรือผู้ผลิตรายดังกล่าวก็จะสามารถทำการซื้อหรือขายคาร์บอนเครดิตกับประเทศหรือผู้ผลิตอื่นๆได้ (องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน),2557)

ในการซื้อขายคาร์บอนเครดิต (Carbon Credit) จากกิจกรรมลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากโรงไฟฟ้าชีวมวลและโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์นั้นจะประกอบไปด้วย “ผู้ซื้อ” ที่มีประสิทธิภาพไม่เพียงพอในการลดปริมาณก๊าซดังกล่าว และ “ผู้ขาย” ซึ่งจะขายให้แก่บริษัทเอกชนหรือรัฐบาลที่ต้องการซื้อคาร์บอนเครดิต

3.3.6.1 ตลาดคาร์บอน

ตลาดคาร์บอนหรือตลาดซื้อขายคาร์บอน (Carbon Market) เป็นมาตรการลดก๊าซเรือนกระจกแบบหนึ่งที่ใช้กลไกตลาดเป็นเครื่องมือสร้างแรงจูงใจในการลดก๊าซเรือนกระจก โดยแบ่งเป็นตลาดภาคบังคับและตลาดภาคสมัครใจ

ตลาดภาคบังคับ คือ ตลาดคาร์บอนที่จัดตั้งขึ้นสืบเนื่องจากผลบังคับในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกตามกฎหมาย ซึ่งต้องมีรัฐบาลเข้ามาเกี่ยวข้อง ในฐานะผู้ออกกฎหมาย และเป็นผู้กำกับดูแลปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก โดยผู้ที่เข้าร่วมในตลาดจะต้องมีเป้าหมายการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่มีผลผูกพันตามกฎหมาย (Legally binding target)

ตลาดภาคสมัครใจ คือ ตลาดคาร์บอนที่ถูกสร้างขึ้นโดยไม่ได้มีกฎหมายที่เกี่ยวข้องกับการควบคุมก๊าซเรือนกระจกมาบังคับ การจัดตั้งตลาดมักเกิดจากความร่วมมือกันของผู้ประกอบการในภาคเอกชน ผู้ที่เข้าร่วมซื้อขายในตลาดนั้นจะยินดีเข้าร่วมด้วยความสมัครใจ โดยอาจมีการตั้งเป้าหมายในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของตนเองโดยสมัครใจ (Voluntary cap-and-trade) แต่ไม่ได้มีผลผูกพันตามกฎหมาย (Non-legally binding target) ซึ่งอาจซื้อขายผ่านกลไกตลาดที่จัดขึ้นอย่างเป็นทางการ หรือ ซื้อขายในระบบเจรจาต่อรองเพื่อตกลงราคา (Over-the-counter: OTC) ซึ่งไม่มีระบบการซื้อขายแลกเปลี่ยนที่ชัดเจน มีเพียงการตกลงกันระหว่างผู้ต้องการซื้อและผู้ขาย ซึ่งทำให้มีต้นทุนในการจัดการต่ำกว่า และดำเนินการได้ง่ายกว่า

การศึกษาในครั้งนี้ ไม่ได้ศึกษาการเข้าร่วมโครงการกลไกการพัฒนาที่สะอาด หรือโครงการ CDM หากแต่เป็นการนำปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ลดได้ (Carbon Credit) ไปขายเป็นมูลค่าทางการเงินเท่านั้น โดยจะทำการเก็บรวบรวมข้อมูลราคาการซื้อขายคาร์บอนเครดิตจากเว็บไซต์ตลาดคาร์บอนรายสัปดาห์ ของสำนักพัฒนาธุรกิจ องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน) (เพื่อเป็นตัวแทนของการซื้อขายคาร์บอนเครดิตของโครงการผลิตไฟฟ้าในรูปแบบการผสมผสานการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชีวมวลและโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ร่วมกับเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน) เพื่อนำมากำหนดราคาขายคาร์บอนเครดิตที่เหมาะสมของการศึกษาในครั้งนี้ โดยจะอ้างอิงราคาของตลาดภาคสมัครใจ โดยพิจารณาราคาคาร์บอนเครดิตตามแต่ตกลง (Over-the-Counter : OTC) ซึ่งราคาขึ้นอยู่กับประเภทโครงการ ปีที่ผลิต มาตรฐานและที่ตั้งโครงการ (องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน), 2557)

3.3.6.2 การคำนวณการลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก

การคำนวณการลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกด้านพลังงาน โรงไฟฟ้าชีวมวลและโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ ใช้ระเบียบวิธีการลดก๊าซเรือนกระจกภาคสมัครใจ T-VER-METH-AE-01 สำหรับการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน เพื่อทดแทนการใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่งหรือจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าเข้าสู่ระบบสายส่ง (On-Grid Renewable Electricity Generation) วิธีการคำนวณนี้ใช้กับการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าเพื่อทดแทนการใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่งหรือเป็นการผลิตพลังงานไฟฟ้าเพื่อจำหน่ายเข้าสู่ระบบสายส่ง (On-Grid) โดยสำหรับกรณีการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวล ที่มีกำลังการผลิตติดตั้งรวม (Total Installed Capacity) เกิน 15 MW และระยะทางการขนส่งเชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียนอยู่นอกรัศมี 200 กิโลเมตร ต้องประเมินการปล่อยก๊าซเรือนกระจกภายนอกขอบเขตโครงการ (Leakage Emission) โดยมีกิจกรรมการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่นำมาใช้ในการคำนวณ โดยมีรายละเอียดดังตาราง 3.8

ตารางที่ 3.8

กิจกรรมการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่นำมาใช้ในการคำนวณ

การปล่อย ก๊าซเรือนกระจก	แหล่งกำเนิด ก๊าซเรือนกระจก	ชนิดของ ก๊าซเรือนกระจก	รายละเอียดของกิจกรรม ที่มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจก
กรณีฐาน	การผลิตพลังงาน ไฟฟ้าของระบบ สายส่ง	CO ₂	การเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลเพื่อผลิต พลังงานไฟฟ้าจำหน่ายสู่ระบบสายส่ง ซึ่งถูกทดแทนโดยพลังงานไฟฟ้าที่ผลิต จากพลังงานหมุนเวียน
การดำเนิน โครงการ	การใช้เชื้อเพลิง ฟอสซิล	CO ₂	การเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิล
	การใช้พลังงาน ไฟฟ้าจากระบบ สายส่ง	CO ₂	การใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่ง ซึ่งส่วนใหญ่ผลิตจากการเผาไหม้ เชื้อเพลิงฟอสซิล
นอกขอบเขต โครงการ	การใช้เชื้อเพลิง ฟอสซิลจากการ ขนส่ง	CO ₂	การเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการ ขนส่งเชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียน

หมายเหตุ. จาก องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน), 2559.

(1) การคำนวณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Emission Reduction)

การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากโครงการ สามารถคำนวณได้ ดังนี้

$$ER_y = BE_y - PE_y - LE_y$$

โดยที่

- ER_y = การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในปี y (tco₂e/year)
 BE_y = การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐานในปี y (tco₂e/year)
 PE_y = การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการในปี y (tco₂e/year)
 LE_y = การปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการในปี y (tco₂e/year)

(2) การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน (Baseline Emission)

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน พิจารณาเฉพาะการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂) จากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของระบบสายส่ง โดยคิดเป็นปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียนที่นำไปทดแทนการใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่ง หรือจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าเข้าสู่ระบบสายส่ง

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน สามารถคำนวณได้ ดังนี้

$$BE_y = BE_{EG,y}$$

โดยที่

BE_y = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน ในปี y (tco₂/year)

$BE_{EG,y}$ = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของระบบสายส่งในปี y (tco₂/year)

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของระบบสายส่ง

$$BE_{EG,y} = (EG_{PJ,y} \times 10^{-3}) \times EF_{Elec}$$

โดยที่

$BE_{EG,y}$ = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของระบบสายส่งในปี y (tco₂/year)

$EG_{PJ,y}$ = ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้สุทธิจากการดำเนินโครงการพลังงานหมุนเวียนในปี y (kWh/year)

EF_{Elec} = ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้า (tco₂/MWh)

โดยค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย (Thailand Grid Emission Factor) เป็นตัวแปรที่มีความสำคัญอย่างยิ่งต่อการคำนวณปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของโครงการที่มีการผลิตพลังงานไฟฟ้าเพื่อจำหน่ายหรือทดแทน หรือใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่งของประเทศ

จากการศึกษาค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2557 โดยองค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน) ซึ่งใช้ระเบียบวิธีการคำนวณ (Methodology) อ้างอิงของ United Nations Framework Convention on climate Change (UNFCCC) ผลการศึกษาพบว่าค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่อหน่วยการผลิตพลังงานไฟฟ้า โดยมีรายละเอียดดังตาราง 3.9

ตารางที่ 3.9

สรุปผลการคำนวณค่า Grid Emission Factor ของประเทศไทยปี พ.ศ. 2557

ประเภทของโครงการ	Grid Emission Factor (tco ₂ /MWh)		
	EF _{grid,OM}	EF _{grid,BM}	EF _{grid,CM}
โครงการทั่วไป	0.5426	0.6367	0.5897
โครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลมและแสงอาทิตย์	0.5426	0.6367	0.5661

หมายเหตุ. รายงานการศึกษาค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ.2557, โดย องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน), 2557.

โดยค่า Combined Margin (CM) Emission Factor หรือค่า $EF_{grid,CM,y}$ นี้คำนวณจากค่าเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (Weighted Average) ของค่า Operating Margin (OM) Emission Factor หรือ $EF_{grid,OM,y}$ กับค่า Build Margin (BM) Emission Factor หรือ $EF_{grid,BM,y}$ ดังสมการโดย Methodological Tool กำหนดค่า Default Weighting สำหรับโครงการทั่วไป เท่ากับ 50% หรือ $EF_{grid,CM,y}$ มีค่าถ่วงน้ำหนัก 50/50 สำหรับโครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลมและแสงอาทิตย์โดยกำหนดค่า Weighting w_{OM} เท่ากับ 0.75 และ w_{BM} เท่ากับ 0.25 โดยมีรายละเอียดตามตารางที่ 3.10 และ 3.11

ตารางที่ 3.10

ผลการคำนวณค่า $EF_{grid,CM,y}$ สำหรับโครงการทั่วไป

TOOL	Weight	Emission Factor	Unit
Operating Margin : OM	0.5	0.5426	tco ₂ /MWh
Build Margin: BM	0.5	0.6367	
Combined Margin: CM-General Project		0.5897	

หมายเหตุ. รายงานการศึกษาค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศ
ไทย พ.ศ.2557, โดย องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน), 2557.

ตารางที่ 3.11

ผลการคำนวณค่า $EF_{grid,CM,y}$ สำหรับโครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลมและแสงอาทิตย์

TOOL	Weight	Emission Factor	Unit
Operating Margin : OM	0.75	0.5426	tco ₂ /MWh
Build Margin: BM	0.25	0.6367	
Combined Margin: CM-General Project		0.5661	

หมายเหตุ. รายงานการศึกษาค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศ
ไทย พ.ศ.2557, โดย องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน), 2557.

การที่ค่า Default Weighting สำหรับโครงการทั่วไปและโครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลมและแสงอาทิตย์ให้ค่าน้ำหนักไม่เท่ากันนั้น เนื่องจากโครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานลมและแสงอาทิตย์เป็นประเภทโรงไฟฟ้าที่เดินเครื่องไม่ต่อเนื่องและไม่สามารถส่งจ่ายไฟฟ้าตามความต้องการได้ (Non Dispatchable) (Methodological tool,23)

(3) การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ (Project Emission)

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการพิจารณาเฉพาะการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂) ในกรณีที่ระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนของโครงการ มีการใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่ง และการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลเกิดขึ้น

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ สามารถคำนวณได้ ดังนี้

$$PE_y = PE_{FF,y} + PE_{EL,y}$$

โดยที่

PE_y = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกรวมจากการดำเนินโครงการในปี y (tco₂/year)

$PE_{FF,y}$ = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการดำเนินโครงการในปี y (tco₂/year)

$PE_{EL,y}$ = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานไฟฟ้าในการดำเนินโครงการในปี y (tco₂/year)

3.1 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล

$$PE_{FF,y} = \sum (FC_{PJ,i,y} \times (NCV_{i,y} \times 10^{-6}) \times EF_{CO_2,i}) \times 10^{-3}$$

โดยที่

$PE_{FF,y}$ = การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากใช้พลังงานฟอสซิลในการดำเนินโครงการ ในปี y (tco₂/year)

$FC_{PJ,i,y}$ = ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท i สำหรับการดำเนินโครงการในปี y (unit/year)

$NCV_{i,y}$ = ค่าความร้อนสุทธิ (Net Calorific Value) ของเชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท i ในปี y (MJ/unit)

$$EF_{CO_2,i} = \text{ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท } i \text{ (kgCO}_2\text{/TJ)}$$

3.2 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานไฟฟ้า

$$PE_{EL,y} = (EC_{PJ,y} \times 10^{-3}) \times EF_{Elec}$$

โดยที่

$$PE_{EL,y} = \text{การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานไฟฟ้าในการดำเนินโครงการในปี } y \text{ (tCO}_2\text{/year)}$$

$$EC_{PJ,y} = \text{ปริมาณพลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่งที่ใช้ในการดำเนินโครงการ ในปี } y \text{ (kWh/year)}$$

$$EF_{Elec} = \text{ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้า (tCO}_2\text{/MWh)}$$

(4) การคำนวณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการ (Leakage Emission)

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการพิจารณาเฉพาะก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂) จากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในการขนส่งเชื้อเพลิง ในกรณีที่การผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวลที่กำลังการผลิตติดตั้งรวม (Total Installed Capacity) เกิน 15 MW และระยะทางการขนส่งเชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียนอยู่นอกรัศมี 200 กิโลเมตร

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการ สามารถคำนวณได้ ดังนี้

$$LE_y = LE_{FF,y}$$

โดยที่

$$LE_y = \text{ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกนอกขอบเขตโครงการในปี } y \text{ (tCO}_2\text{/year)}$$

$$LE_{FF,y} = \text{ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลนอกขอบเขตโครงการในปี } y \text{ (tCO}_2\text{/year)}$$

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลขนส่งเชื้อเพลิง

$$LE_{FF,y} = \sum (FC_{TR,i,y} \times (NCV_{i,y} \times 10^{-6}) \times EF_{CO_2,i}) \times 10^{-3}$$

โดยที่

$LE_{FF,y}$ = ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลนอกขอบเขตโครงการในปี y (tCO₂/year)

$FC_{TR,i,y}$ = ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท i สำหรับการขนส่งเชื้อเพลิงนอกขอบเขตโครงการในปี y (unit/year)

$NCV_{i,y}$ = ค่าความร้อนสุทธิ (Net Calorific Value) ของเชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท i ในปี y (MJ/unit)

$EF_{CO_2,i}$ = ค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิลประเภท i (kgCO₂/TJ)

(5) การคำนวณมูลค่าจากการขายคาร์บอนเครดิต

Emission Reduction (ER) การลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการดำเนินโครงการ ใช้เพื่อคำนวณหาการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่จะเกิดขึ้นในโครงการในการศึกษาครั้งนี้ คิดจากสมการดังต่อไปนี้

$$\text{Emission Reduction (ER)} = \text{Baseline Emission (BE)} - \text{Project Emission (PE)}$$

ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ลดได้ดังกล่าว สามารถนำมาคำนวณหามูลค่าที่ได้รับจากการขายคาร์บอนเครดิต โดยมีสมการในการคำนวณ ดังนี้

มูลค่าจากการขายคาร์บอนเครดิต

$$= \text{ปริมาณเทียบเท่าก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่ลดได้} \times \text{ราคาคาร์บอนเครดิต}$$

3.4 การประเมินต้นทุนภายในของโครงการ

3.4.1 เงินลงทุนหลัก (Capital Investment Cost) เป็นเงินลงทุนในการก่อสร้างโครงการผลิตไฟฟ้า ซึ่งประกอบไปด้วย

3.4.1.1 ค่าที่ดิน ในการก่อสร้างโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm ในรูปแบบการผสมผสานการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชีวมวลและโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ร่วมกับเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน ที่อำเภอพุนพิน จังหวัดสุราษฎร์ธานี โดยได้จากข้อมูลการประเมินราคาที่ดินจากกรมธนารักษ์ในตารางที่ 3.12

ตารางที่ 3.12

รายละเอียดการประเมินราคาที่ดิน

หน่วยที่ดิน	ราคาประเมินที่ดิน (บาท/ตารางวา)
1. ถนนทางหลวงแผ่นดินหมายเลข 4112	1,500
2. ถนนทางหลวงชนบท 2002	750
3. ถนนทางหลวงชนบท 3066	750
4. ถนนทางหลวงแผ่นดินหมายเลข 4247	750
5. ถนนทางหลวงชนบทสายบ้านปึก-ศรีไพรวัลย์	625
ราคาที่ดินเฉลี่ยของ อำเภอพุนพิน จังหวัดสุราษฎร์ธานี	875
ราคาที่ดินเฉลี่ยของ อำเภอพุนพิน จังหวัดสุราษฎร์ธานี	350,000 บาท/ไร่

หมายเหตุ. สรุปราคาประเมินทุนทรัพย์ที่ดิน รอบบัญชีปีพ.ศ.2559-2562 จังหวัดสุราษฎร์ธานี, โดยกรมธนารักษ์, 2559.

โดยพื้นที่สำหรับก่อสร้างโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm ในรูปแบบการผสมผสานการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชีวมวลและโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ร่วมกับเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานนี้ ใช้พื้นที่ประมาณ 70 ไร่ ดังนั้น ที่ดินมีมูลค่าทั้งสิ้น 24,500,000 บาท

3.4.1.2 ค่าอาคารและงานก่อสร้าง ได้แก่ อาคารเก็บเชื้อเพลิง อาคารสำนักงาน อาคารควบคุมระบบไฟฟ้า อาคารโรงคลุมระบบกักเก็บพลังงาน อาคารผลิตไอน้ำ อาคารเครื่องกังหันไอน้ำและเครื่องกำเนิดไฟฟ้า อาคารผลิตน้ำ อาคารซ่อมบำรุงและเก็บอะไหล่ อาคารเครื่องสูบน้ำดิบและน้ำดับเพลิง รวมถึงงานเตรียมสถานที่ก่อสร้าง ระบบไฟฟ้าในโครงการ

3.4.1.3 เครื่องมือ เครื่องจักร และอุปกรณ์ต่างๆที่ใช้ในโครงการ เช่น หม้อไอน้ำ กังหันไอน้ำ แผงโซลาร์เซลล์ อินเวอร์เตอร์ ระบบกักเก็บพลังงาน

3.4.2 ต้นทุนการดำเนินงานและบำรุงรักษา (Operating and Maintenance Cost) เป็นค่าใช้จ่ายเพื่อให้โครงการสามารถดำเนินงานได้ตามปกติและบำรุงรักษาให้สิ่งก่อสร้าง เครื่องมือ เครื่องจักร และอุปกรณ์ต่างๆอยู่ในสภาพที่สามารถใช้งานได้ตลอดอายุโครงการ รวมถึงค่าประปา ค่าไฟฟ้า ค่าเชื้อเพลิงและค่าแรงงาน ดังนั้นสามารถสรุปต้นทุนทั้งหมดของโครงการได้ ดังตารางที่ 3.13

ตารางที่ 3.13

ต้นทุนทั้งหมดของโครงการ

รายละเอียด	มูลค่า (บาท)
ค่าที่ดิน	24,500,000
โรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล	
- ค่าอาคารและงานก่อสร้าง	401,660,000
- ค่าเครื่องจักร อุปกรณ์	415,500,000
- ต้นทุนการดำเนินงานและบำรุงรักษา	133,826,441
โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	
- ค่าอาคารและงานก่อสร้าง	31,285,435
- ค่าเครื่องจักร อุปกรณ์	53,809,640
- ต้นทุนการดำเนินงานและบำรุงรักษา	2,720,115

ตารางที่ 3.13

ต้นทุนทั้งหมดของโครงการ (ต่อ)

รายละเอียด	มูลค่า (บาท)
ระบบกักเก็บพลังงาน	
- ค่าอาคารและงานก่อสร้าง	5,000,000
- ค่าเครื่องจักร อุปกรณ์	60,000,000
- ต้นทุนการดำเนินงานและบำรุงรักษา	1,217,000
ค่าก่อสร้างสถานีไฟฟ้า 115 กิโลโวลต์	80,000,000
ค่าขยายเขตสายส่ง 115 กิโลโวลต์	5,000,000
รวมต้นทุนของโครงการ	1,103,801,632

หมายเหตุ. จาก การรวบรวมข้อมูลโดยผู้วิจัย.

3.5 การประเมินผลประโยชน์ภายในของโครงการ

ในกรณีฐานอ้างอิง (Base Case) ผู้วิจัยจะพิจารณาที่โครงการมีรายรับจากการจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) เพียงอย่างเดียว ภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) เป็นระยะเวลา 20 ปี โดยมีอัตราการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ Feed-in Tariff (FiT) ในอัตราที่ 3.66 บาทต่อหน่วย แบ่งเป็นอัตรา FiT คงที่ 1.81 บาทต่อหน่วย และ อัตรา FiT ผันแปร 1.85 บาทต่อหน่วย ตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) วันที่ 17 กุมภาพันธ์ 2560 ทั้งนี้จะพิจารณารายรับจากการขายคาร์บอนเครดิต สำหรับเป็นทางเลือกสำหรับโครงการอีกทางหนึ่งด้วย

จากข้อกำหนดดังกล่าว สามารถประมาณการผลประโยชน์รายรับจากการจำหน่ายไฟฟ้าในรูปแบบ Feed-in Tariff (FiT) ของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm ในรูปแบบการผสมผสานการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชีวมวลและโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ร่วมกับเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานได้ดังตารางที่ 3.14

ตารางที่ 3.14

รายรับจากการจำหน่ายไฟฟ้า ปีที่ 1

รายละเอียด	จำนวน	หน่วย	หมายเหตุ
(1) ปริมาณการผลิต	70,650,646	หน่วยต่อปี	
(2) อัตราการรับซื้อไฟฟ้า			
(2.1) Feed-in Tariff (Fix)	1.81	บาท/หน่วย	
(2.2) Feed-in Tariff (Variable)	1.85	บาท/หน่วย	
(3) รายรับจากการขายไฟฟ้า			
(3.1) Feed-in Tariff (Fix)	127,877,669.26	บาท/ปี	(1) × (2.1)
(3.2) Feed-in Tariff (Variable)	130,703,695.10	บาท/ปี	(1) × (2.2)
รวมรายรับจากการขายไฟฟ้าในปีแรก	258,581,364.36	บาท/ปี	(3.1) + (3.2)

หมายเหตุ. จาก การคำนวณของผู้ศึกษา.

3.6 การประเมินผลกระทบภายนอกของโครงการ

3.6.1 ผลประโยชน์จากการลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก

ในการคำนวณการลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจะใช้วิธีการประเมินมูลค่าจากการขายคาร์บอนเครดิต โดยทำการเปรียบเทียบปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีที่ไม่มีโครงการหรือเรียกว่ากรณีฐานกับปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกรณีที่มีการดำเนินโครงการ โดยปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ลดได้ (Emission Reduction : ER) สามารถคำนวณได้จากสูตร

การลดการปล่อย ก๊าซเรือนกระจก GHG Emission	=	การปล่อยก๊าซเรือน กระจก กรณีฐาน Baseline Emission	-	การปล่อยก๊าซเรือน กระจกจากการดำเนิน โครงการ
--	---	--	---	--

3.6.1.1 การคำนวณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของโรงไฟฟ้าชีวมวล

ผลประโยชน์ด้านสิ่งแวดล้อมที่พิจารณาในการศึกษานี้ คือ ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่สามารถลดได้ในรูปของปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า (CO₂e) แต่ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่เกิดจากการเผาไหม้ชีวมวลจะเทียบเท่ากับปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่พืชดูดซับเพื่อใช้ในการสังเคราะห์แสง ดังนั้น การเผาชีวมวลไม่ถือว่าเป็นการเกิดก๊าซเรือนกระจก นั่นคือ Project Emission เท่ากับศูนย์

ในการศึกษานี้ พิจารณาการขายคาร์บอนเครดิตได้ตลอดทั้งโครงการ คือ 20 ปี เมื่อโรงไฟฟ้าชีวมวลผลิตกระแสไฟฟ้าเข้าสายส่ง จะสามารถคำนวณค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าหรือ Grid Emission Factor ของประเทศไทย ได้โดยใช้ระเบียบวิธีการคำนวณอ้างอิงของ United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) คือ Methodological Tool : Tool to calculate the emission factor for an electricity system, Version 04.0 ประกาศใช้เมื่อปี ค.ศ. 2013 ซึ่งพบว่าค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่อหน่วยการผลิตพลังงานไฟฟ้า สำหรับโครงการทั่วไปมีค่าเท่ากับ 0.5897 tCO₂/MWh ซึ่งค่าดังกล่าวสามารถนำไปใช้ในการวิเคราะห์โครงการที่มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกรณีฐาน (Baseline Emission)

ดังนั้น ปริมาณการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์สำหรับโครงการที่สามารถจำหน่ายเป็นคาร์บอนเครดิตได้ เมื่อกำหนดให้โรงไฟฟ้าชีวมวลมีกำลังผลิตติดตั้ง 11.00 เมกะวัตต์ ผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ 66,903,629 กิโลวัตต์-ชั่วโมง/ปี สามารถคำนวณได้จาก

$$\begin{aligned} ER_y &= BE_{EG,y} \\ BE_{EG,y} &= (EG_{PJ,y} \times 10^{-3}) \times EF_{Elec} \\ &= (66,903,629 \times 10^{-3}) \times 0.5897 \\ &= 39,453.07 \text{ tCO}_2/\text{year} \end{aligned}$$

3.6.1.2 การคำนวณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของโรงไฟฟ้าพลังงาน

แสงอาทิตย์

เมื่อโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ผลิตกระแสไฟฟ้าเข้าสายส่ง พบว่าค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่อหน่วยการผลิตพลังงานไฟฟ้า สำหรับโครงการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์มีค่าเท่ากับ 0.5661 tCO₂/MWh โดยการใช้ระเบียบวิธีการคำนวณอ้างอิงของ

UNFCCC ซึ่งค่าดังกล่าวสามารถนำไปใช้ในการวิเคราะห์โครงการที่มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจาก
กรณีฐาน (Baseline Emission)

ปริมาณการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์สำหรับโครงการที่สามารถจำหน่ายเป็นคาร์บอนเครดิตได้ เมื่อกำหนดให้โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์มีกำลังผลิตติดตั้ง 2.41 เมกะวัตต์ ผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ 3,747,017 กิโลวัตต์-ชั่วโมง/ปี และค่า Project Emission มีค่าเท่ากับ 0 เนื่องจากไม่มีการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลและพลังงานไฟฟ้าในการดำเนินโครงการ ปริมาณการลดก๊าซเรือนกระจกในแต่ละปีตลอดอายุโครงการสามารถคำนวณได้จาก

$$\begin{aligned} ER_y &= BE_{EG,y} \\ BE_{EG,y} &= (EG_{PJ,y} \times 10^{-3}) \times EF_{Elec} \\ &= (3,747,017 \times 10^{-3}) \times 0.5661 \\ &= 2,121.19 \text{ tCO}_2/\text{year} \end{aligned}$$

ดังนั้น สำหรับการศึกษาโครงการผลิตไฟฟ้าในรูปแบบการผสมผสานการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชีวมวลและโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ร่วมกับเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานนี้ ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่สามารถลดได้ในรูปของปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า (CO₂e) ที่สามารถจำหน่ายเป็นคาร์บอนเครดิตได้เท่ากับ 41,574.26 tCO₂e/ปี

ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ลดได้ (GHG Emission Reduction) ดังกล่าวสามารถนำมาคำนวณหามูลค่าที่ได้รับจากการขายคาร์บอนเครดิตซึ่งจะเป็นผลประโยชน์ภายนอกของโครงการ มีสมการในการคำนวณ ดังนี้

$$\text{มูลค่าจากการขายคาร์บอนเครดิต} = \text{ปริมาณเทียบเท่าก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์} \times \text{มูลค่า CERs}$$

โดยที่ มูลค่า CERs คือ มูลค่าของใบรับรองการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก

โดยข้อมูลที่ใช้ในการคำนวณมูลค่าที่ได้รับจากการขายคาร์บอนเครดิต ประกอบด้วยราคา CERs แบบส่งมอบทันที และอัตราแลกเปลี่ยน ดังแสดงในตารางที่ 3.15

ตารางที่ 3.15

ข้อมูลที่ใช้ในการคำนวณมูลค่าที่ได้รับจากการขายคาร์บอนเครดิต

รายการ	ข้อมูล
ราคา CERs แบบส่งมอบทันที ณ วันที่ 4 ตุลาคม 2560	0.19 ยูโรต่อตัน คาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า
อัตราแลกเปลี่ยน	39.6016 บาท/ยูโร

หมายเหตุ. จาก ตลาดคาร์บอนรายสัปดาห์, โดย องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก, 2560.

ดังนั้นรายรับจากการขายคาร์บอนเครดิตคือ 312,817.37 บาท

3.7 การวิเคราะห์โครงการ

ทำการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของการจัดตั้งโครงการเชิงปริมาณ (Quantitative Analysis) เพื่อประเมินต้นทุนและผลประโยชน์ของโครงการ (Cost-Benefit Analysis) โดยพิจารณาค่าต่างๆดังนี้

3.7.1 การวิเคราะห์ทางการเงิน (Financial Analysis)

ดำเนินการทำการวิเคราะห์โครงการทางการเงิน โดยการคาดคะแนกระแสการไหลของเงินสดของโครงการ (Cash Flow) และวิเคราะห์อัตราผลตอบแทนภายในทางการเงินจากโครงการลง (Internal Rate of Return: IRR)

หลักเกณฑ์การตัดสินใจเพื่อการลงทุนทางการเงินของโครงการ มีดังนี้

- มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV)

$NPV > 0$ แสดงว่า การลงทุนให้ผลที่คุ้มค่าแก่การลงทุน

$NPV < 0$ แสดงว่า การลงทุนให้ผลที่ไม่คุ้มค่าแก่การลงทุน

$NPV = 0$ แสดงว่า การลงทุนพอมีความเป็นไปได้

นั่นคือ ควรลงทุนเมื่อมูลค่าปัจจุบันสุทธิมีค่าเป็นบวก และไม่ควรลงทุนถ้ามูลค่าปัจจุบันสุทธิมีค่าเป็นลบ

- อัตราผลตอบแทนภายในโครงการ (Internal Rate of Return: IRR)

$IRR > 0$ อัตราส่วนผลตอบแทนที่เหมาะสม (r)

แสดงว่า การลงทุนมีความคุ้มค่าแก่การลงทุน

$IRR < 0$ อัตราส่วนผลตอบแทนที่เหมาะสม (r)

แสดงว่า การลงทุนไม่คุ้มค่าแก่การลงทุน

$IRR = 0$ อัตราส่วนผลตอบแทนที่เหมาะสม (r)

แสดงว่า การลงทุนยังพอมีความเป็นไปได้

นั่นคือ ยอมรับข้อเสนอโครงการเมื่ออัตราผลตอบแทนภายในโครงการมีค่ามากกว่าหรือเทียบเท่ากับอัตราคิดลดที่เหมาะสม

- อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน (Benefit-Cost Ratio: B/C)

หลักเกณฑ์การตัดสินใจ คือควรลงทุนเมื่อ B/C Ratio มีค่ามากกว่าหรือเท่ากับ 1.00 และไม่ควรลงทุนเมื่อ B/C Ratio มีค่าน้อยกว่า 1.00

- ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period: PB)

$PB <$ ระยะเวลาดำเนินงานของโครงการ แสดงว่า ควรตอบรับการลงทุน

$PB >$ ระยะเวลาดำเนินงานของโครงการ แสดงว่า ไม่สมควรตอบรับการลงทุน

นั่นคือ ควรตอบรับโครงการลงทุนนั้น ถ้าระยะเวลาคืนทุนที่คำนวณได้มีค่าน้อยกว่าอายุโครงการ หรือน้อยกว่าระยะเวลาคืนทุนที่กิจการต้องการ (เกณฑ์นี้ไม่ให้ความสำคัญกับมูลค่าของเงิน ทั้งด้านค่าใช้จ่ายและผลประโยชน์ที่เกิดขึ้นต่างเวลากัน)

3.7.2 การวิเคราะห์ความอ่อนไหว (Sensitivity Analysis)

การวิเคราะห์โครงการลงทุนนั้นเป็นการพยากรณ์สิ่งที่จะเกิดขึ้นในอนาคต ซึ่งอาจมีความเสี่ยงหรือความไม่แน่นอนต่อเหตุการณ์ที่จะเกิดขึ้น ดังนั้นการวิเคราะห์ความอ่อนไหวต่อการเปลี่ยนแปลงของโครงการจึงมีความสำคัญต่อการตัดสินใจในการลงทุน โดยจะทำการพิจารณาปัจจัยที่กระทบต่อโครงการในแง่ลบเพื่อวัดว่า โครงการนั้นยังมีความคุ้มค่าอยู่หรือไม่ และเนื่องจากการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กในโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP HYBRID FIRM นี้ เป็นการคัดเลือกตามลำดับราคา โดยเรียงลำดับการคัดเลือกจากอัตราส่วนลดของ FiT_F จากมากไปน้อย โดยผู้ยื่นขอผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่เสนอส่วนลดของ FiT_F ที่มากที่สุดจะได้รับ การพิจารณาคัดเลือกก่อน โดยผู้ศึกษาจะแบ่งการวิเคราะห์เป็นกรณีต่างๆดังนี้

- กรณีปกติ (Base Case) เมื่อราคาของเชื้อเพลิงชีวมวลเป็น 800 บาท

เมื่อราคาของเชื้อเพลิงชีวมวลเป็น 1,000 บาท

เมื่อราคาของเชื้อเพลิงชีวมวลเป็น 1,200 บาท

เมื่อราคาของเชื้อเพลิงชีวมวลเป็น 1,500 บาท

- กรณีปกติ (Base Case) เมื่ออัตราซื้อไฟฟ้า FiT คงที่ 1.81 บาทต่อหน่วย
 เมื่อปรับลดอัตราซื้อไฟฟ้า FiT คงที่ลง ร้อยละ 15
 เมื่อปรับลดอัตราซื้อไฟฟ้า FiT คงที่ลง ร้อยละ 30
 เมื่อปรับลดอัตราซื้อไฟฟ้า FiT คงที่ลง ร้อยละ 50

3.7.3 การวิเคราะห์ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย

ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm ในรูปแบบการผสมผสานการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชีวมวลและโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ร่วมกับเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน ประกอบด้วย เงินลงทุนรวมค่าติดตั้งระบบเริ่มแรก เงินลงทุนเพิ่มเติมระหว่างโครงการ และค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาระบบในแต่ละปีตลอดอายุโครงการที่ระบบผลิตไฟฟ้าออกมา การวิเคราะห์ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยในการศึกษานี้ใช้การคำนวณต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยไฟฟ้าปรับเฉลี่ย (levelized cost of electricity, LCOE) โดยการคิดลดกระแสเงินสดจ่ายจากเงินลงทุนและค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษา ในแต่ละปีมาเป็นมูลค่าปัจจุบันหารด้วยผลรวมของปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ในแต่ละปีคูณกับแฟคเตอร์ปรับลด ดังสมการ

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

โดยที่

LCOE = ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยไฟฟ้าปรับเฉลี่ย ตลอดอายุโครงการ (บาท/kWh)

I_t = เงินลงทุนในโครงการในปีที่ t (บาท)

M_t = ค่าใช้จ่ายสำหรับดำเนินการและบำรุงรักษาในปีที่ t (บาท/ปี)

E_t = ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปีในปีที่ t (kWh/ปี)

r = อัตราคิดลด (discount rate) เท่ากับ อัตราผลตอบแทนที่ต้องการหรือต้นทุนเงินทุนของผู้ผลิตไฟฟ้า (%)

ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยไฟฟ้าปรับเฉลี่ย (levelized cost of electricity, LCOE) เป็นต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยไฟฟ้าที่คิดเฉลี่ยตลอดอายุโครงการที่คำนึงถึงมูลค่าของเงินตามเวลาและช่วงเวลาที่ผลิตไฟฟ้าได้ให้สอดคล้องกับเวลาที่จ่ายเงินออกไปเป็นตัวชี้วัดที่นิยมใช้ในการเปรียบเทียบต้นทุนการผลิตไฟฟ้าระหว่างเทคโนโลยีการผลิตต่าง ๆ ในการศึกษาครั้งนี้จะวิเคราะห์ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm ในรูปแบบการผสมผสานการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชีวมวลและโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ร่วมกับเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน



บทที่ 4

ผลการวิจัยและอภิปรายผล

การศึกษาในครั้งนี้ได้ศึกษาและวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงินและเศรษฐศาสตร์ของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm ในรูปแบบการผสมผสานการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชีวมวลและโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ร่วมกับเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน ทั้งนี้ได้ใช้อัตราคิดลดที่แท้จริงที่ได้จากการคำนวณ และวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการเมื่อมีการเปลี่ยนแปลงในต้นทุนของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm เพื่อให้สามารถจ่ายไฟฟ้าได้ตามสัญญาในช่วง Peak อีกทั้งยังมีการประเมินมูลค่าผลกระทบภายนอกของโครงการที่เป็นในรูปผลประโยชน์จากการลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก และรวมไปถึงมีวิเคราะห์ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยของโครงการ เพื่อนำไปสู่การวิเคราะห์โครงการที่มีประสิทธิภาพ โดยมีผลการศึกษาดังนี้

4.1 การประมาณการมูลค่าต้นทุนและผลประโยชน์ของโครงการ

การวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงินและเศรษฐศาสตร์ของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm ในรูปแบบการผสมผสานการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชีวมวลและโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ร่วมกับเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน จะใช้เกณฑ์การตัดสินใจ 4 เกณฑ์ คือ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV) อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Benefit-Cost Ratio: B/C) อัตราผลตอบแทนภายในโครงการ (Internal Rate of Return: IRR) และระยะเวลาคืนทุน (Payback Period: PB) โดยการศึกษาจะเริ่มจากการจำแนกผลประโยชน์และต้นทุน ประมาณการต้นทุนและผลประโยชน์ตลอดอายุโครงการ ซึ่งประกอบไปด้วย 2 ส่วน คือ การวิเคราะห์ทางการเงิน (Financial Analysis) และทางเศรษฐศาสตร์จากผลกระทบภายนอก (Externality) โดยจะประเมินจากผลประโยชน์จากการลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก

4.1.1 อัตราเงินเฟ้อ

เมื่อวันที่ 20 ธันวาคม พ.ศ. 2560 คณะกรรมการนโยบายการเงิน (กนง.) มีประกาศเป้าหมายของนโยบายการเงิน ประจำปี 2561 กำหนดค่ากลางเป้าหมายอัตราเงินเฟ้ออยู่ที่ร้อยละ 2.5 ค่าความยืดหยุ่น $\pm$ ร้อยละ 1.5 สำหรับการศึกษาในครั้งนี้จึงเลือกใช้อัตราเงินเฟ้อพื้นฐานที่ร้อยละ 2.5 ในการคำนวณอัตราคิดลดที่แท้จริง

4.1.2 อัตราคิดลดที่แท้จริง

การศึกษาในครั้งนี้ คำนวณอัตราคิดลดที่แท้จริง (r) โดยใช้ข้อมูลอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ธนาคารลูกค้าชั้นดี (MLR) เป็นอัตราคิดลดทางสังคม แต่เนื่องจาก MLR เป็นอัตราคิดลดตลาดซึ่งมีผลกระทบจากอัตราเงินเฟ้อและมูลค่าของเงินตามเวลา จึงต้องแปลงให้เป็นอัตราคิดลดที่แท้จริง (Real Rate of Return: r) ที่สะท้อนถึงมูลค่าของเงินตามเวลา หรือการเติบโตที่แท้จริงของเงินเท่านั้น โดยคำนวณจากอัตราคิดลดตลาดเฉลี่ย (MLR) ของปี พ.ศ. 2550-2560 ดังตารางที่ 4.1 และอัตราเงินเฟ้อที่คาดว่าจะเกิดขึ้น (Fe) ที่ร้อยละ 2.5 ตามประกาศคณะกรรมการนโยบายการเงิน (กนง.) เมื่อวันที่ 20 ธันวาคม พ.ศ. 2560 ดังสมการต่อไปนี้

$$r = MLR - Fe$$

เมื่อ r คือ อัตราคิดลดที่แท้จริง
 MLR คือ อัตราคิดลดตลาดเฉลี่ย พ.ศ.
 Fe คือ อัตราเงินเฟ้อที่คาดว่าจะเกิดขึ้น

ตารางที่ 4.1

อัตราคิดลดตลาด (MLR) ของปี พ.ศ. 2551-2560

ปี พ.ศ.	2551	2552	2553	2554	2555	2556	2557	2558	2559	2560	ค่าเฉลี่ย
MLR เฉลี่ย	6.875	6.250	5.875	6.625	7.125	7.000	6.875	6.750	6.525	6.250	6.615

หมายเหตุ. อัตราดอกเบี้ยเงินให้สินเชื่อธนาคารกรุงไทย, โดย ธนาคารแห่งประเทศไทย, 2561.

จะได้อัตราคิดลดที่แท้จริง (r) ประมาณร้อยละ 4.115 ($6.615 - 2.5 = 4.115$) ซึ่งอัตราคิดลดที่แท้จริง จะสะท้อนถึงค่าเสียโอกาสของทรัพยากรที่นำมาใช้ในโครงการซึ่งดึงมาจากระบบเศรษฐกิจ

4.1.3 ต้นทุนสำหรับโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm

ในการจำแนกต้นทุนและประเมินมูลค่าต้นทุนของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm ในรูปแบบการผสมผสานการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชีวมวลและโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ร่วมกับเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานนี้ จะประกอบด้วย 2 ส่วน โดยส่วนแรก คือ ต้นทุนเงินลงทุน ได้แก่ ต้นทุนงานก่อสร้างและอาคาร ต้นทุนเครื่องจักรและอุปกรณ์ และส่วนที่สองคือ ต้นทุนในการผลิต ได้แก่ ต้นทุนค่าเชื้อเพลิง ต้นทุนการดำเนินงานและบำรุงรักษา โดยแสดงรายละเอียดดังตารางที่ 4.2



ตารางที่ 4.2

ต้นทุนของโครงการ กรณีฐานอ้างอิง (Base Case)

ปี	พ.ศ.	ต้นทุนเงินลงทุน (บาท)			รวมต้นทุนเงินลงทุน (บาท)	ต้นทุนในการผลิต (บาท)			รวมต้นทุนการผลิต (บาท)	รวมต้นทุนทั้งหมด (บาท)
		ที่ดิน	ต้นทุนอาคารและงาน ก่อสร้าง	ต้นทุนเครื่องจักร อุปกรณ์		ต้นทุนค่า เชื้อเพลิง	ต้นทุนการดำเนินงาน และบำรุงรักษา	ต้นทุนค่าแรงงาน		
0	2564	24,500,000.00	517,945,435.00	534,309,640.00	1,076,755,075.00		642,802.96		642,802.96	1,077,397,877.96
1	2565					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	137,120,753.86
2	2566					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	137,120,753.86
3	2567					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	137,120,753.86
4	2568					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	137,120,753.86
5	2569					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	137,120,753.86
6	2570					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	137,120,753.86
7	2571					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	137,120,753.86
8	2572					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	137,120,753.86
9	2573					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	137,120,753.86
10	2574					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	137,120,753.86
11	2575					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	137,120,753.86
12	2576					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	137,120,753.86
13	2577					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	137,120,753.86
14	2578					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	137,120,753.86
15	2579					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	137,120,753.86
16	2580					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	137,120,753.86
17	2581					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	137,120,753.86
18	2582					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	137,120,753.86
19	2583					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	137,120,753.86
20	2584					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	137,120,753.86
รวม		24,500,000.00	517,945,435.00	534,309,640.00	1,076,755,075.00	1,943,377,920.00	485,760,677.11	313,276,480.00	1,725,660,002.11	2,802,415,077.11

หมายเหตุ. จาก การคำนวณของผู้ศึกษา.

4.1.4 ผลประโยชน์สำหรับโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP

Hybrid Firm

ผลประโยชน์ที่ได้รับในกรณีฐานอ้างอิง (Base Case) จะประกอบด้วยรายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ภายใต้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) เป็นระยะเวลา 20 ปี โดยมีอัตราการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ Feed-in Tariff (FIT) ในอัตราที่ 3.66 บาทต่อหน่วย แบ่งเป็นอัตรา FIT คงที่ (FIT_F) 1.81 บาทต่อหน่วย และ อัตรา FIT ผันแปร (FIT_V) 1.85 บาทต่อหน่วย ตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) วันที่ 17 กุมภาพันธ์ 2560 โดย FIT ผันแปร (FIT_V) จะปรับเพิ่มขึ้นตามอัตราเงินเฟ้อขึ้นพื้นฐานของประเทศไทย Annual to Annual (A/A) ณ เดือนธันวาคมของปีก่อนหน้า (ร้อยละ) แต่ในการศึกษาครั้งนี้จะไม่ปรับเพิ่มขึ้นตามอัตราเงินเฟ้อขึ้นพื้นฐานของประเทศไทย เนื่องจากต้องการสะท้อนถึงมูลค่าของเงินตามเวลา หรือการเติบโตที่แท้จริงของเงินเท่านั้น โดยอัตราคิดลดที่แท้จริง (Real Rate of Return: r) ที่สะท้อนถึงมูลค่าของเงินตามเวลา หรือการเติบโตที่แท้จริงของเงินนั้น ได้หักลบอัตราเงินเฟ้อขึ้นพื้นฐานเป็นที่เรียบร้อยแล้ว ซึ่งสามารถคำนวณผลประโยชน์ตลอดอายุโครงการได้ดังตาราง 4.3

ตารางที่ 4.3

รายรับค่าไฟฟ้า จากการจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)

ปี	พ.ศ.	รายรับค่าไฟฟ้า FIT_F (บาท)	รายรับค่าไฟฟ้า FIT_V (บาท)	รวมรายรับค่าไฟฟ้า (บาท)
0	2564	0	0	0
1	2565	127,877,669.26	130,703,695.10	258,581,364.36
2	2566	127,877,669.26	130,703,695.10	258,581,364.36
3	2567	127,877,669.26	130,703,695.10	258,581,364.36
4	2568	127,877,669.26	130,703,695.10	258,581,364.36
5	2569	127,877,669.26	130,703,695.10	258,581,364.36
6	2570	127,877,669.26	130,703,695.10	258,581,364.36
7	2571	127,877,669.26	130,703,695.10	258,581,364.36
8	2572	127,877,669.26	130,703,695.10	258,581,364.36
9	2573	127,877,669.26	130,703,695.10	258,581,364.36
10	2574	127,877,669.26	130,703,695.10	258,581,364.36

ตารางที่ 4.3

รายรับค่าไฟฟ้า จากการจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) (ต่อ)

11	2575	127,877,669.26	130,703,695.10	258,581,364.36
12	2576	127,877,669.26	130,703,695.10	258,581,364.36
13	2577	127,877,669.26	130,703,695.10	258,581,364.36
14	2578	127,877,669.26	130,703,695.10	258,581,364.36
15	2579	127,877,669.26	130,703,695.10	258,581,364.36
16	2580	127,877,669.26	130,703,695.10	258,581,364.36
17	2581	127,877,669.26	130,703,695.10	258,581,364.36
18	2582	127,877,669.26	130,703,695.10	258,581,364.36
19	2583	127,877,669.26	130,703,695.10	258,581,364.36
20	2584	127,877,669.26	130,703,695.10	258,581,364.36
รวม		2,557,553,385.20	2,614,073,902.00	5,171,627,287.20

หมายเหตุ. จาก การคำนวณของผู้ศึกษา.

นอกจากนี้ ยังทำการประเมินมูลค่าผลประโยชน์ของโครงการที่ได้รับจากกิจกรรมการลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสำหรับด้านพลังงานของโรงไฟฟ้าชีวมวลและพลังงานแสงอาทิตย์แต่ในที่นี้จะไม่นำมาประเมินเป็นมูลค่าผลประโยชน์ของโครงการ แต่จะเป็นการประเมินมูลค่าทางเศรษฐศาสตร์จากผลกระทบภายนอกสำหรับโครงการเท่านั้น ซึ่งจะสามารถนำปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่สามารถลดได้ในรูปของปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า (CO_2e) ที่สามารถจำหน่ายเป็นคาร์บอนเครดิตได้เท่ากับ 41,574.26 tCO_2e ต่อปี ไปจำหน่ายในรูปแบบของคาร์บอนเครดิตในตลาดภาคสมัครใจ เพื่อเป็นอีกทางเลือกหนึ่งในการหารายได้เข้าโครงการ โดยจะต้องคำนึงถึงด้วยว่ากลไกตลาดของคาร์บอนเครดิตยังคงมีความไม่แน่นอนในเรื่องของราคาระบบคาร์บอนเครดิต เนื่องจากราคาจะขึ้นอยู่กับผู้ซื้อและผู้ขายตกลงกัน (Over-the-counter: OTC) ในการศึกษาครั้งนี้จะพิจารณารายรับโดยที่โครงการสามารถจำหน่ายคาร์บอนเครดิตได้ตลอดอายุโครงการเป็นเวลา 20 ปี โดยกำหนดว่ามูลค่าจากการขายคาร์บอนเครดิตคงที่ตลอดอายุโครงการ 20 ปี

ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ลดได้ (GHG Emission Reduction) ดังกล่าวสามารถนำมาคำนวณหามูลค่าที่ได้รับจากการขายคาร์บอนเครดิตซึ่งจะเป็นผลประโยชน์ภายนอกของโครงการ มีสมการในการคำนวณ ดังนี้

$$\text{มูลค่าจากการขายคาร์บอนเครดิต} = \text{ปริมาณเทียบเท่าก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์} \times \text{มูลค่า CERs}$$

โดยที่ มูลค่า CERs คือ มูลค่าของใบรับรองการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกโดยข้อมูลที่ใช้ในการคำนวณมูลค่าที่ได้รับจากการขายคาร์บอนเครดิตประกอบด้วยราคา CERs แบบส่งมอบทันที และอัตราแลกเปลี่ยน ดังแสดงในตารางที่ 4.4

ตารางที่ 4.4

ข้อมูลที่ใช้ในการคำนวณมูลค่าที่ได้รับจากการขายคาร์บอนเครดิต

รายการ	ข้อมูล
ราคา CERs แบบส่งมอบทันที ณ วันที่ 4 ตุลาคม 2560	0.19 ยูโรต่อตัน คาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า
อัตราแลกเปลี่ยน	39.6016 บาท/ยูโร

หมายเหตุ. จาก ตลาดคาร์บอนรายสัปดาห์, โดย องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก, 2560.

ดังนั้นรายรับจากการขายคาร์บอนเครดิตคือ

$$\begin{aligned} \text{มูลค่าจากการขายคาร์บอนเครดิต} &= \text{ปริมาณเทียบเท่าก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์} \times \text{มูลค่า CERs} \\ &= 41,574.26 \times 0.19 \times 39.6016 \\ &= 312,817.37 \text{ บาท} \end{aligned}$$

4.1.5 กระแสเงินสดของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP

Hybrid Firm

เมื่อจำแนกและประมาณการมูลค่าของต้นทุนโครงการและผลประโยชน์ของโครงการทั้งหมดเรียบร้อยแล้ว สามารถนำข้อมูลดังกล่าวมาจัดทำตารางกระแสเงินสด ซึ่งจะแสดงข้อมูลรายรับ (รายรับจากค่าไฟฟ้าและรายรับจากคาร์บอนเครดิต) และรายจ่าย (ต้นทุน) ตลอดอายุโครงการ 20 ปี ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2564-2584 โดยยังไม่คิดอัตราคิดลด แสดงไว้ในตารางที่ 4.5

ตารางที่ 4.5

กระแสเงินสดของโครงการ กรณีฐานอ้างอิง (Base Case)

ปี	พ.ศ.	รวมต้นทุนทั้งหมด (บาท)	รวมผลประโยชน์ (บาท)	ผลประโยชน์สุทธิ (บาท)
0	2564	1,077,397,877.96	0	(1,077,397,877.96)
1	2565	137,120,753.86	258,581,364.36	121,460,610.50
2	2566	137,120,753.86	258,581,364.36	121,460,610.50
3	2567	137,120,753.86	258,581,364.36	121,460,610.50
4	2568	137,120,753.86	258,581,364.36	121,460,610.50
5	2569	137,120,753.86	258,581,364.36	121,460,610.50
6	2570	137,120,753.86	258,581,364.36	121,460,610.50
7	2571	137,120,753.86	258,581,364.36	121,460,610.50
8	2572	137,120,753.86	258,581,364.36	121,460,610.50
9	2573	137,120,753.86	258,581,364.36	121,460,610.50
10	2574	137,120,753.86	258,581,364.36	121,460,610.50
11	2575	197,120,753.86	258,581,364.36	61,460,610.50
12	2576	137,120,753.86	258,581,364.36	121,460,610.50
13	2577	137,120,753.86	258,581,364.36	121,460,610.50
14	2578	137,120,753.86	258,581,364.36	121,460,610.50
15	2579	137,120,753.86	258,581,364.36	121,460,610.50
16	2580	137,120,753.86	258,581,364.36	121,460,610.50
17	2581	137,120,753.86	258,581,364.36	121,460,610.50
18	2582	137,120,753.86	258,581,364.36	121,460,610.50
19	2583	137,120,753.86	258,581,364.36	121,460,610.50
20	2584	137,120,753.86	258,581,364.36	121,460,610.50
รวม		2,802,415,077.11	5,171,627,287.20	2,369,212,210.09

หมายเหตุ. จาก การคำนวณของผู้ศึกษา.

เมื่อพิจารณาระยะเวลาคืนทุน (Payback Period) สามารถสรุปได้จากผลประโยชน์สุทธิสะสมของโครงการที่ไม่รวมต้นทุนของเครื่องจักร แสดงดังตารางที่ 4.6 พบว่า ในปีที่ 9 จะมีผลประโยชน์สุทธิสะสมประมาณ 15,747,616.58 บาท ซึ่งสามารถคืนเงินลงทุนให้แก่แหล่งทุนได้

ตารางที่ 4.6

ผลประโยชน์สุทธิสะสม กรณีฐานอ้างอิง (Base Case)

ผลประโยชน์สุทธิ (บาท)	ระยะเวลา (ปี)	ผลประโยชน์สุทธิสะสม (บาท)
(1,077,397,877.96)	0	(1,077,397,878)
121,460,610.50	1	(955,937,267.45)
121,460,610.50	2	(834,476,656.95)
121,460,610.50	3	(713,016,046.45)
121,460,610.50	4	(591,555,435.94)
121,460,610.50	5	(470,094,825.44)
121,460,610.50	6	(348,634,214.93)
121,460,610.50	7	(227,173,604.43)
121,460,610.50	8	(105,712,993.92)
121,460,610.50	9	15,747,616.58
121,460,610.50	10	137,208,227.08
61,460,610.50	11	198,668,837.59
121,460,610.50	12	320,129,448.09
121,460,610.50	13	441,590,058.60
121,460,610.50	14	563,050,669.10
121,460,610.50	15	684,511,279.61
121,460,610.50	16	805,971,890.11
121,460,610.50	17	927,432,500.61
121,460,610.50	18	1,048,893,111.12
121,460,610.50	19	1,170,353,721.62
121,460,610.50	20	1,291,814,332.13

หมายเหตุ. จาก การคำนวณของผู้ศึกษา.

4.2 การวิเคราะห์ทางการเงินตามหลักเกณฑ์ของการประเมินโครงการ

ในการวิเคราะห์โครงการ นำค่าของต้นทุนและผลประโยชน์ในแต่ละปี ตามตารางที่ 4.5 มาปรับค่าของเวลา เพื่อคำนวณหามูลค่าปัจจุบัน (Present Value) ของเงินในอนาคต โดยจะใช้อัตราคิดลดที่ร้อยละ 4.115 ซึ่งเป็นมูลค่าอัตราคิดลดที่แท้จริงที่ได้จากการคำนวณ โดยพิจารณากรณีฐานอ้างอิง (Base Case) ที่มีระยะเวลาก่อสร้างโครงการ 2 ปี ระยะเวลาการจำหน่ายไฟฟ้าเป็นระยะเวลา 20 ปี และมีรายรับจากการจำหน่ายไฟฟ้า โดยสามารถคำนวณมูลค่าปัจจุบันได้ดังนี้

มูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์ (PVB)	=	3,478,689,020.42	บาท
มูลค่าปัจจุบันของต้นทุน (PVC)	=	2,960,584,075.47	บาท

จากตารางที่ 4.5 สามารถคำนวณเกณฑ์การตัดสินใจในการประเมินโครงการ ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV) อัตราผลตอบแทนภายในโครงการ (Internal Rate of Return: IRR) อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน (Benefit-Cost Ratio: B/C) และจากตารางที่ 4.6 สามารถคำนวณระยะเวลาคืนทุน (Payback Period: PB) โดยสรุปผลการคำนวณได้ดังตารางที่ 4.7

ตารางที่ 4.7

ผลการวิเคราะห์ทางการเงินของโครงการ กรณีฐานอ้างอิง (Base Case)

เครื่องมือวิเคราะห์	ค่าที่ได้	หน่วย
มูลค่าปัจจุบันของต้นทุน (PVC)	2,960,584,075.47	บาท
มูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์ (PVB)	3,478,689,020.42	บาท
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV)	518,104,944.95	บาท
อัตราผลตอบแทนทางการเงินโครงการ (IRR)	9.11	ร้อยละ
อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน (B/C)	1.18	เท่า
ระยะเวลาคืนทุน (PB)	8.87	ปี
ต้นทุนต่อหน่วยการผลิต (O&M Cost)	1.94	บาท/kWh
รายรับค่าไฟฟ้าต่อหน่วยการผลิต	3.66	บาท/kWh

หมายเหตุ. จาก การคำนวณของผู้ศึกษา.

จากตารางที่ 4.7 พบว่าโครงการมีมูลค่าปัจจุบันสุทธิมากกว่าศูนย์ ($NPV > 0$) แสดงว่าการลงทุนให้ผลที่คุ้มค่าแก่การลงทุน โดยจะมีผลตอบแทนคิดเป็นเงินในปัจจุบันเท่ากับ 518,104,944.95 บาท อัตราผลตอบแทนภายในโครงการได้เท่ากับร้อยละ 9.11 ซึ่งสูงกว่าอัตราคิดลดที่แท้จริงที่ใช้คือร้อยละ 4.115 และอัตราผลตอบแทนที่ได้รับจากโครงการมีค่ามากกว่าต้นทุนที่ได้ลงทุนไป 1.18 เท่า โดยโครงการจะมีระยะเวลาคืนทุนเท่ากับ 8 ปี 10.2 เดือน (8.87 ปี) ซึ่งแสดงว่า โครงการนี้มีระยะเวลาคืนทุนน้อยกว่าระยะเวลาดำเนินงานของโครงการ สรุปได้ว่า โครงการนี้สมควรแก่การลงทุน ภายใต้ข้อสมมุติโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm ในรูปแบบการผสมผสานการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชีวมวลขนาดกำลังติดตั้ง 11 เมกะวัตต์ และโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ 2.41 เมกะวัตต์ ร่วมกับเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน 4 เมกะวัตต์-ชั่วโมง

นอกจากนี้ เมื่อพิจารณาด้านต้นทุนต่อหน่วยการผลิต (O&M Cost) และรายรับต่อหน่วยการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดตลอดอายุโครงการ จะพบว่า รายรับต่อหน่วยการผลิตมีค่ามากกว่าต้นทุนต่อหน่วยการผลิต ซึ่งมีความน่าสนใจในการลงทุน (เมื่อไม่มีต้นทุนเงินลงทุนในการก่อสร้างโครงการและเครื่องจักรเข้ามาเกี่ยวข้อง)

4.3 การวิเคราะห์ความอ่อนไหวสำหรับผลตอบแทนทางการเงินของโครงการ

การวิเคราะห์ความอ่อนไหวสำหรับผลตอบแทนทางการเงินของโครงการ เป็นการวิเคราะห์การเปลี่ยนแปลงของปัจจัยที่มีผลกระทบต่อต้นทุนและผลตอบแทน ซึ่งจะมีผลกระทบต่อผลตอบแทนสุทธิของโครงการในที่สุด ประโยชน์ที่ได้รับจากการวิเคราะห์ความอ่อนไหวต่อการเปลี่ยนแปลงของโครงการจะทำให้ผู้ศึกษาทราบว่า หากมีตัวแปรใดที่ไม่เป็นไปตามที่ประมาณการไว้แล้วนั้น จะมีผลกระทบต่อผลตอบแทนสุทธิของโครงการอย่างไรบ้าง ทั้งนี้เพื่อจะได้หาทางควบคุมป้องกันหรือปรับปรุงแก้ไขตัวแปรต่าง ๆ เหล่านั้นไปเป็นการล่วงหน้า เพื่อจะทำให้การดำเนินงานของโครงการเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพ สำหรับการศึกษาครั้งนี้จะพิจารณาราคาเชื้อเพลิงชีวมวลและรายรับค่าไฟฟ้า โดยพิจารณาผลตอบแทนของโครงการลงทุน และใช้อัตราการคิดลดที่แท้จริงร้อยละ 4.115

4.3.1 การปรับราคาเชื้อเพลิงชีวมวล

สำหรับการศึกษาและวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงินและเศรษฐศาสตร์ของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm ในรูปแบบการผสมผสานการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชีวมวลและโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ร่วมกับเทคโนโลยีการกักเก็บ

พลังงานนั้น ปัจจัยสำคัญที่มีผลกระทบโดยตรงต่อผลตอบแทนการลงทุน คือ การจัดหาเชื้อเพลิงให้กับโรงไฟฟ้า ซึ่งความผันผวนของราคาเชื้อเพลิงที่ต้องจัดหาเพิ่มเติมย่อมที่จะเกิดขึ้นได้แล้วแต่สถานะของตลาดไม้สับ ณ ขณะนั้น จึงมีผลต่อราคาไม้สับที่ขายให้กับโรงไฟฟ้า ซึ่งปัจจุบันทางภาครัฐได้มีการส่งเสริมให้มีการเปิดรับซื้อไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทนในภาคใต้ที่เพิ่มมากขึ้น อาจทำให้มีความต้องการใช้เชื้อเพลิงประเภทชีวมวลเพิ่มมากขึ้น จึงอาจส่งผลให้ปัจจัยราคาของชีวมวลเปลี่ยนแปลงไป ทำให้ราคาชีวมวลมีแนวโน้มที่สูงขึ้น

ดังนั้น การวิเคราะห์ความอ่อนไหวสำหรับผลตอบแทนทางการเงินของโครงการ ในกรณีที่ราคาต้นทุนเชื้อเพลิง (บาท/ตัน) มีราคาแตกต่างกันสำหรับการที่ซื้อไม้สับเข้ามาใช้ป้อนเข้าโรงผลิตไฟฟ้านั้น จะพิจารณาความอ่อนไหวเมื่อราคาของเชื้อเพลิงชีวมวลเป็น 1,000 , 1,200 และ 1,500 บาทต่อตัน โดยราคากรณีฐานอ้างอิง (Base Case) เดิมคือ 800 บาทต่อตัน แสดงผลการวิเคราะห์ดังตารางที่ 4.8

ตารางที่ 4.8

ผลการวิเคราะห์ทางการเงินของโครงการ กรณีราคาของเชื้อเพลิงชีวมวลแปรผันตามสถานะตลาด

รายการ	Base Case	ราคาชีวมวล (บาท/ตัน)			หน่วย
		1,000	1,200	1,500	
มูลค่าปัจจุบันของต้นทุน (PVC)	2,960.58	3,287.39	3,614.19	4,104.39	ล้านบาท
มูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์ (PVB)	3,478.69	3,478.69	3,478.69	3,478.69	ล้านบาท
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV)	518.10	191.30	(135.50)	(625.70)	ล้านบาท
อัตราผลตอบแทนทางการเงินของโครงการ (IRR)	9.11	6.06	2.63	(4.16)	ร้อยละ
อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน (B/C)	1.18	1.06	0.96	0.85	เท่า
ระยะเวลาคืนทุน (PB)	8.87	11.71	15.61	20.61	ปี
ต้นทุนต่อหน่วยการผลิต (O&M COST)	1.94	2.28	2.63	3.14	บาท/kWh
รายรับค่าไฟฟ้าต่อหน่วยการผลิต	3.66	3.66	3.66	3.66	บาท/kWh

หมายเหตุ. จาก การคำนวณของผู้ศึกษา.

จะพบว่า เมื่อราคาเชื้อเพลิงชีวมวลเป็น 1,000 , 1,200 และ 1,500 บาทต่อตัน จะส่งผลให้ต้นทุนต่อหน่วยการผลิต (O&M COST) เพิ่มขึ้นทุกกรณี มีเพียงค่า IRR ในกรณีที่ราคาเชื้อเพลิงชีวมวลเป็น 1,000 บาทยังคงมากกว่าอัตราคิดลดที่แท้จริง ส่วนราคาเชื้อเพลิง 1,200 และ 1,500 บาทต่อตันนั้นทำให้ค่า IRR น้อยกว่าอัตราคิดลดที่แท้จริง รวมถึงค่า NPV ติดลบ นั้นแสดงว่าหากราคาชีวมวลเป็น 1,200 และ 1,500 บาทต่อตัน โครงการนี้จะไม่มีความคุ้มค่าในการลงทุน (หากพิจารณาระยะเวลาการลงทุน 20 ปี)

4.3.2 การปรับรายรับค่าไฟฟ้า

หากพิจารณาความอ่อนไหวเมื่อรายรับค่าไฟฟ้าเปลี่ยนไปจากกรณีฐานอ้างอิง (Base Case) เนื่องจากตามที่คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานประกาศเชิญชวนการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กในโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ SPP Hybrid Firm พ.ศ. 2560 นั้น ตามมติคณะกรรมการนโยบาย พลังงานแห่งชาติ (กพช.) ได้เห็นชอบหลักการโดยให้ใช้วิธีการคัดเลือกโดยการแข่งขันทางด้านราคา (Competitive Bidding) และเห็นชอบอัตราการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ Feed-in Tariff (FiT) ในอัตราที่ 3.66 บาทต่อหน่วย แบ่งเป็น อัตรา FiT คงที่ 1.81 บาทต่อหน่วย และอัตรา FiT ผันแปร 1.85 บาทต่อหน่วย ซึ่งจะแข่งขันกันโดยให้เสนอส่วนลด (%) จากอัตรา FiT คงที่

การศึกษาค้นคว้าครั้งนี้จึงวิเคราะห์ความอ่อนไหว เมื่อรายรับค่าไฟฟ้าปรับลดลงจากอัตรา FiT คงที่ 1.81 บาทต่อหน่วยที่ใช้เป็นกรณีฐานอ้างอิง (Base Case) โดยปรับลดร้อยละ 15 ,ร้อยละ 30 และร้อยละ 50 ตามลำดับ โดยมีผลตอบแทนของโครงการลงทุน แสดงดังตารางที่ 4.9

ตารางที่ 4.9

ผลการวิเคราะห์ทางการเงินของโครงการ กรณีปรับลดรายรับค่าไฟฟ้าเนื่องจากการแข่งขันทางด้านราคา

รายการ	Base Case	ปรับลดอัตรา FIT คงที่			หน่วย
		ร้อยละ 15	ร้อยละ 30	ร้อยละ 50	
มูลค่าปัจจุบันของต้นทุน (PVC)	2,960.58	2,960.58	2,960.58	2,960.58	ล้านบาท
มูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์ (PVB)	3,478.69	3,220.64	2,962.59	2,618.52	ล้านบาท
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV)	518.10	260.05	2.00	(342.06)	ล้านบาท
อัตราผลตอบแทนทางการเงินของโครงการ (IRR)	9.11	6.73	4.14	(0.12)	ร้อยละ
อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน (B/C)	1.18	1.09	1.00	0.88	เท่า
ระยะเวลาคืนทุน (PB)	8.87	11.12	13.69	19.77	ปี
ต้นทุนต่อหน่วยการผลิต (O&M COST)	1.94	2.28	2.63	3.14	บาท/kWh
อัตราซื้อไฟฟ้า FIT คงที่ (FIT _F)	1.81	1.54	1.27	0.91	บาท/kWh
อัตราซื้อไฟฟ้า FIT ผันแปร (FIT _V)	1.85	1.85	1.85	1.85	บาท/kWh
รายรับค่าไฟฟ้าต่อหน่วยการผลิต	3.66	3.39	3.12	2.76	บาท/kWh

หมายเหตุ. จาก การคำนวณของผู้ศึกษา.

จะพบว่า เมื่อรายรับค่าไฟฟ้าปรับลดลงจากอัตรา FiT คงที่ 1.81 บาทต่อหน่วยที่ใช้เป็นกรณีฐานอ้างอิง (Base Case) โดยปรับลดจ้อยละ 15 ,ร้อยละ 30 และร้อยละ 50 ตามลำดับ ค่า IRR ในกรณีที่ปรับลดอัตรา FiT คงที่จ้อยละ 15 และร้อยละ 30 ยังคงมากกว่าอัตราคิดลดที่แท้จริง ส่วนกรณีที่ปรับลดอัตรา FiT คงที่จ้อยละ 50 นั้นทำให้ค่า IRR ต่ำกว่าค่าเสียโอกาสของทุน (อัตราคิดลดที่แท้จริง) รวมถึงค่า NPV ติดลบ ($NPV < 0$) และผลตอบแทนน้อยกว่าเงินลงทุน 0.88 เท่า นั้น แสดงว่า หากมีการปรับลดอัตรา FiT คงที่จ้อยละ 50 โครงการนี้จะไม่มีความคุ้มค่าในการลงทุน (หากพิจารณาระยะเวลาการลงทุน 20 ปี)

4.4 การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ในการจัดตั้งโครงการ

ในการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ในการจัดตั้งโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ SPP Hybrid Firm ในรูปแบบการผสมผสานการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชีวมวลและโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ร่วมกับเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน สามารถสรุปผลการวิเคราะห์ต้นทุนและผลประโยชน์ของโครงการทางการเงินและเศรษฐศาสตร์ในกรณีต่างๆ ทั้ง กรณีฐานอ้างอิง (Base Case) และการวิเคราะห์ความอ่อนไหวได้ดังตารางที่ 4.10

ตารางที่ 4.10

สรุปผลการวิเคราะห์ทางการเงินและเศรษฐศาสตร์ของโครงการในกรณีต่างๆ

กรณี	NPV (ล้านบาท)	IRR (ร้อยละ)	B/C (เท่า)	PB (ปี)
1. Base Case	518.10	9.11	1.18	8.87
2. ราคาของชีวมวลเป็น 1,000 บาทต่อตัน	191.30	6.06	1.06	11.71
3. ราคาของชีวมวลเป็น 1,200 บาทต่อตัน	(135.50)	2.63	0.96	15.61
4. ราคาของชีวมวลเป็น 1,500 บาทต่อตัน	(625.70)	(4.16)	0.85	20.61
5. ปรับลดอัตรา FiT คงที่จ้อยละ 15	260.05	6.73	1.09	11.12
6. ปรับลดอัตรา FiT คงที่จ้อยละ 30	2.00	4.14	1.00	13.69
7. ปรับลดอัตรา FiT คงที่จ้อยละ 50	(342.06)	(0.12)	0.88	19.77

หมายเหตุ. จาก การคำนวณของผู้ศึกษา.

จะพบว่าในการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ในการจัดตั้งโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm ในรูปแบบการผสมผสานการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชีวมวลและโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ร่วมกับเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานนั้น สามารถเป็นไปได้ทั้ง 1. กรณีฐาน (Base Case) 2. ราคาของชีวมวลเป็น 1,000 บาทต่อตัน 3. ปรับลดอัตรา FiT คงที่ลงร้อยละ 15 และ 4. ปรับลดอัตรา FiT คงที่ลงร้อยละ 30

4.5 การวิเคราะห์ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย

ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm ในรูปแบบการผสมผสานการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชีวมวลและโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ร่วมกับเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน ประกอบด้วย เงินลงทุนรวมค่าติดตั้งระบบเริ่มแรก เงินลงทุนเพิ่มเติมระหว่างโครงการ และค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาระบบในแต่ละปีตลอดอายุโครงการที่ระบบผลิตไฟฟ้าออกมา การวิเคราะห์ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยในการศึกษานี้ใช้การคำนวณต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยไฟฟ้าปรับเฉลี่ย (levelized cost of electricity, LCOE) โดยการคิดลดกระแสเงินสดจากเงินลงทุนและค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษา ในแต่ละปีมาเป็นมูลค่าปัจจุบันหารด้วยผลรวมของปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ในแต่ละปีคูณกับแฟคเตอร์ปรับลด ดังสมการ

$$LCOE = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{I_t + M_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}}$$

โดยที่

LCOE = ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยไฟฟ้าปรับเฉลี่ย ตลอดอายุโครงการ (บาท/kWh)

I_t = เงินลงทุนในโครงการในปีที่ t (บาท)

M_t = ค่าใช้จ่ายสำหรับดำเนินการและบำรุงรักษาในปีที่ t (บาท/ปี)

E_t = ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปีในปีที่ t (kWh/ปี)

r = อัตราคิดลด (discount rate) เท่ากับ อัตราผลตอบแทนที่ต้องการหรือต้นทุนเงินทุนของผู้ผลิตไฟฟ้า (%)

ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยไฟฟ้าปรับเฉลี่ย (levelized cost of electricity, LCOE) เป็นต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยไฟฟ้าที่คิดเฉลี่ยตลอดอายุโครงการที่คำนึงถึงมูลค่าของเงินตามเวลาและช่วงเวลาที่ผลิตไฟฟ้าได้ให้สอดคล้องกับเวลาที่จ่ายเงินออกไปเป็นตัวชี้วัดที่นิยมใช้ในการเปรียบเทียบต้นทุนการผลิตไฟฟ้าระหว่างเทคโนโลยีการผลิตต่าง ๆ ในการศึกษาครั้งนี้จะวิเคราะห์ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm ในรูปแบบการผสมผสานการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชีวมวลและโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ร่วมกับเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน, พลังงานชีวมวล และพลังงานแสงอาทิตย์ โดยสามารถคำนวณต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยไฟฟ้าปรับเฉลี่ย (levelized cost of electricity, LCOE) ได้ดังตารางที่ 4.11

ตารางที่ 4.11

ผลการวิเคราะห์ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยไฟฟ้าปรับเฉลี่ย

พลังงานหมุนเวียน	ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยไฟฟ้าปรับเฉลี่ย (บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง)
พลังงานชีวมวล	2.99
พลังงานแสงอาทิตย์	3.04
พลังงานชีวมวลและพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับ เทคโนโลยีกักเก็บพลังงาน	3.14

หมายเหตุ. จาก การคำนวณของผู้ศึกษา.

ทั้งนี้สำหรับการคำนวณต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยไฟฟ้าปรับเฉลี่ยของโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล, โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ นั้นทางผู้ศึกษาได้แบ่งต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm ในรูปแบบการผสมผสานการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชีวมวลและโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ร่วมกับเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานใช้ร่วมกันอยู่ เช่น ที่ดิน, สถานีไฟฟ้า 115 กิโลโวลต์และระบบสายส่ง โดยจะแบ่งต้นทุนตามจำนวนสัดส่วนปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ของพลังงานชีวมวลและพลังงานแสงอาทิตย์ (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

บทที่ 5

สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ

5.1 สรุปผลการวิจัย

ประเทศไทยเป็นประเทศที่มีความมุ่งมั่นให้มีการใช้พลังงานทดแทน โดยทางภาครัฐบาลวางแผนให้มีการใช้พลังงานทางเลือกในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มขึ้น โดยจะเห็นจากการเพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานทดแทนที่มีเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในปี 2579 เข้ามาในระบบสัดส่วนร้อยละ 20 ของปริมาณความต้องการไฟฟ้ารวมของประเทศในปี 2579 จะเห็นได้ว่าการเพิ่มสัดส่วนกำลังผลิตติดตั้งพลังงานหมุนเวียนมากขึ้น ซึ่งเป็นการเน้นให้เห็นถึงความสำคัญของการใช้พลังงานหมุนเวียนมาใช้ในการผลิตไฟฟ้า โดยภาครัฐบาลมีมาตรการจูงใจให้มีการรับซื้อไฟฟ้าจากภาคเอกชน ทำให้มีนักลงทุนสนใจเป็นจำนวนมากเข้าร่วมโครงการผลิตไฟฟ้าเพื่อเสนอขายไฟฟ้าแก่การไฟฟ้าต่างๆ ปัจจุบันได้มีการเปลี่ยนแปลงมาตรการจูงใจสำหรับการลงทุนจากภาคเอกชนให้เหมาะสมกับสถานการณ์ด้านราคารับซื้อไฟฟ้าเป็น Feed-in Tariff (FIT) เพื่อให้สะท้อนต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของพลังงานหมุนเวียนแต่ละชนิดมากขึ้น ซึ่งนโยบายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบผสมผสาน (Hybrid) จะมีส่วนช่วยสร้างความมั่นคงให้แก่ระบบไฟฟ้า ลดความผันผวนของพลังงานธรรมชาติให้สามารถพึ่งพาได้มากกว่าโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบปกติ และช่วยลดภาระการจัดหาเชื้อเพลิงประเภทใดประเภทหนึ่งลง โดยการบริหารจัดการเชื้อเพลิงและผลิตไฟฟ้าร่วมกับพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบอื่นๆ รวมถึงการใช้เทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานร่วมด้วย

โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm ในรูปแบบการผสมผสานการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชีวมวลและโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ร่วมกับเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน ตั้งอยู่บนพื้นที่ในอำเภอบึงสามพัน จังหวัดสุราษฎร์ธานี บนเนื้อที่รวมประมาณ 70 ไร่ โดยใช้กระบวนการผลิตไฟฟ้าในรูปแบบการผสมผสานการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชีวมวลและโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ร่วมกับเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน โดยระบบไฟฟ้าแบบผสมผสานนี้เป็นการรวมเอาพลังงานแสงอาทิตย์และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบซิงโครนัสไว้ด้วยกันและใช้เทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน (Energy Storage System) เพื่อสามารถแปลงพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากกระบวนการผลิตไฟฟ้าให้เป็นพลังงานรูปแบบอื่นที่สามารถกักเก็บไว้ได้ และสามารถแปลงพลังงานที่กักเก็บไว้ให้กลับมาเป็นพลังงานไฟฟ้าใหม่ เพื่อขายเข้าสู่ระบบร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวมวลและ

พลังงานแสงอาทิตย์ในแบบ SPP Hybrid Firm ได้ โดยกำหนดให้โครงการเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็ก (Small Power Producer : SPP) ภายใต้กำลังการผลิตติดตั้งสำหรับโรงไฟฟ้าชีวมวลขนาด 11 เมกะวัตต์, กำลังการผลิตติดตั้งสำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ขนาด 2.41 เมกะวัตต์ ร่วมกับเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานขนาด 4 เมกะวัตต์-ชั่วโมง โดยมีปริมาณพลังงานเสนอขายไฟฟ้า 10.10 เมกะวัตต์ และมีอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้าของโครงการ 20 ปี คือเริ่มจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์ (Commercial Operation Date : COD) ในวันที่ 31 ธันวาคม พ.ศ. 2564 จนถึงวันที่ 30 ธันวาคม พ.ศ. 2584 โดยทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) และจำหน่ายเข้าระบบสายส่ง 115 กิโลโวลต์ (kV)

วัตถุประสงค์ในการศึกษาครั้งนี้มี 4 ส่วนคือ 1. เพื่อศึกษาวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงินและเศรษฐศาสตร์ของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm ในรูปแบบการผสมผสานการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชีวมวลและโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ร่วมกับเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน 2. เพื่อวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการเมื่อมีการเปลี่ยนแปลงในต้นทุนของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm เพื่อให้สามารถจ่ายไฟฟ้าได้ตามสัญญา 3. เพื่อประเมินมูลค่าทางเศรษฐศาสตร์สำหรับผลกระทบภายนอกของโครงการ และ 4. เพื่อวิเคราะห์ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยของโครงการ

วิธีการวิเคราะห์ข้อมูลประกอบด้วย 2 วิธี ได้แก่ การวิเคราะห์ข้อมูลเชิงพรรณนา (Descriptive Analysis) โดยการนำข้อมูลที่ได้รวบรวมจากแหล่งข้อมูลต่างๆ ได้แก่ สถานการณ์พลังงานทดแทนในจังหวัดสุราษฎร์ธานี เทคโนโลยีที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าในรูปแบบการผสมผสานการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชีวมวลและโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ร่วมกับเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน เพื่อให้ทราบสภาพทั่วไปของโครงการ และทำการวิเคราะห์เพื่อเป็นแนวทางในการศึกษาเชิงปริมาณ (Qualitative Analysis) โดยการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางด้านเศรษฐศาสตร์และการเงิน (Economic and Financial Analysis) ของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm ในรูปแบบการผสมผสานการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชีวมวลและโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ร่วมกับเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน โดยใช้หลักเกณฑ์การตัดสินใจการลงทุนที่มีการปรับค่าของเวลา ได้แก่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value : NPV) อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Benefit – Cost Ratio : B/C) และอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ (Internal Rate of Return : IRR) ตลอดจนการประเมินมูลค่าทางเศรษฐศาสตร์จากผลกระทบภายนอกโครงการและการวิเคราะห์ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยของโครงการ

เมื่อพิจารณาความเป็นไปได้ในการลงทุนในการจัดตั้งโครงการทางการเงิน ในกรณีฐานอ้างอิง (Base Case) คือได้รับผลประโยชน์จากการจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ไม่มีการปรับอัตราเงินเฟ้อของต้นทุนการผลิต, ค่าดำเนินงานและบำรุงรักษาในแต่ละปี จะพบว่า โครงการมีมูลค่าปัจจุบันสุทธิมากกว่าศูนย์ ($NPV > 0$) โดยมีผลตอบแทนคิดเป็นเงินในปัจจุบันประมาณเท่ากับ 518.10 บาท อัตราผลตอบแทนภายในโครงการได้เท่ากับร้อยละ 9.11 ซึ่งสูงกว่าอัตราคิดลดที่แท้จริงที่ใช้คือร้อยละ 4.115 และอัตราผลตอบแทนที่ได้รับจากโครงการมีค่ามากกว่าต้นทุนที่ได้ลงทุนไป 1.18 เท่า ดังนั้น จากการวิเคราะห์ทางการเงินของโครงการ จึงสรุปได้ว่าโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm ในรูปแบบการผสมผสานการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชีวมวลขนาดกำลังติดตั้ง 11 เมกะวัตต์ และโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ 2.41 เมกะวัตต์ ร่วมกับเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน 4 เมกะวัตต์-ชั่วโมง มีความเป็นไปได้ในการจัดตั้งโครงการและมีความเหมาะสมที่จะลงทุน โดยโครงการจะมีระยะเวลาคืนทุนเท่ากับ 8 ปี 10.2 เดือน (8.87 ปี)

นอกจากนี้ ยังได้วิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการ (Sensitivity Analysis) เมื่อปัจจัยทางด้านต้นทุนค่าเชื้อเพลิงและรายรับค่าไฟฟ้าที่ได้รับลดลงจากการปรับลดอัตรา FIT คงที่ที่แตกต่างกัน โดยกรณีที่ราคาชีวมวลเป็น 1,000 1,200 และ 1,500 บาทต่อตัน จะพบว่าในกรณีที่ราคาเชื้อเพลิงชีวมวล 1,200 และ 1,500 บาทต่อตันนั้นทำให้ค่า IRR น้อยกว่าอัตราคิดลดที่แท้จริงรวมถึงค่า NPV ติดลบ นั้นแสดงว่า เมื่อต้นทุนปรับสูงขึ้นมากเกินไปในขณะที่มีรายรับเท่าเดิมโครงการนี้จะไม่มีความคุ้มค่าในการลงทุน และเมื่อพิจารณากรณีที่โครงการมีรายรับค่าไฟฟ้าลดลงเนื่องจากการปรับลดของอัตรา FIT คงที่ พบว่าเมื่อรายรับค่าไฟฟ้าปรับลดลงจากอัตรา FIT คงที่ 1.81 บาทต่อหน่วยที่ใช้เป็นกรณีฐานอ้างอิง (Base Case) โดยปรับลดลงร้อยละ 15 ,ร้อยละ 30 และร้อยละ 50 ตามลำดับ เพื่อให้เกิดการแข่งขันได้ ค่า IRR ในกรณีที่ปรับลดอัตรา FIT คงที่ลงร้อยละ 15 และร้อยละ 30 ยังคงมากกว่าอัตราคิดลดที่แท้จริง ส่วนกรณีที่ปรับลดอัตรา FIT คงที่ลงร้อยละ 50 นั้นทำให้ค่า IRR ต่ำกว่าค่าเสียโอกาสลงทุน (อัตราคิดลดที่แท้จริง) รวมถึงค่า NPV ติดลบ ($NPV < 0$) และผลตอบแทนน้อยกว่าเงินลงทุน 0.88 เท่า นั้นแสดงว่า หากมีการปรับลดอัตรา FIT คงที่ลงร้อยละ 50 โครงการนี้จะไม่มีความคุ้มค่าในการลงทุน

สำหรับการประเมินมูลค่าทางเศรษฐศาสตร์สำหรับผลประโยชน์ของโครงการที่ได้รับจากกิจกรรมการลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสำหรับด้านพลังงานของโรงไฟฟ้าชีวมวลและพลังงานแสงอาทิตย์ ซึ่งจะสามารถนำปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่สามารถลดได้ในรูปของปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า (CO_2e) ที่สามารถจำหน่ายเป็นคาร์บอนเครดิตได้เท่ากับปีละ

41,574.26 ตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า (tCO_2e) และสามารถจำหน่ายเป็นคาร์บอนเครดิตตลอดอายุโครงการ 20 ปี ได้เท่ากับ 831,485.20 ตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า (tCO_2e) ไปจำหน่ายในรูปแบบของคาร์บอนเครดิตในตลาดภาคสมัครใจ เพื่อเป็นอีกทางเลือกหนึ่งในการหารายได้เข้าโครงการ

ส่วนการวิเคราะห์ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยในการศึกษานี้ใช้การคำนวณต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยไฟฟ้าปรับเฉลี่ย (levelized cost of electricity, LCOE) โดยการคิดลดกระแสเงินสดจากเงินลงทุนและค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษา ในแต่ละปีมาเป็นมูลค่าปัจจุบันหารด้วยผลรวมของปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ในแต่ละปีคูณกับแฟคเตอร์ปรับลด พบว่าต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยไฟฟ้าปรับเฉลี่ยของพลังงานชีวมวลเท่ากับ 2.99 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยไฟฟ้าปรับเฉลี่ยของพลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 3.04 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง และต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยไฟฟ้าปรับเฉลี่ยของพลังงานชีวมวลและพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับเทคโนโลยีกักเก็บพลังงานมีค่าเท่ากับ 3.14 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ซึ่งเห็นได้ว่ายังต่ำกว่ารายรับจากค่าไฟฟ้าต่อหน่วยการผลิตที่ได้รับอยู่ที่ 3.66 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง

5.2 ข้อเสนอแนะเกี่ยวกับโครงการ

(1) การประเมินเสถียรภาพของเชื้อเพลิงเป็นสิ่งสำคัญ สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลเนื่องจากเชื้อเพลิงชีวมวลที่เป็นวัสดุที่เหลือใช้จากการแปรรูปทางการเกษตร มักมีปริมาณสำรองที่ไม่แน่นอนทำให้การบริหารจัดการเชื้อเพลิงทำได้ยาก ดังนั้น ก่อนการดำเนินโครงการต้องมีการสำรวจปริมาณของชีวมวลในพื้นที่ว่าเพียงพอต่อขนาดกำลังผลิตนั้นๆหรือไม่ ทางเลือกหนึ่งในการลดปัญหาการบริหารจัดการเชื้อเพลิงสำหรับโรงไฟฟ้าชีวมวลก็คืออาจจะต้องมีการปลูกพืชโตเร็วเพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงสำรอง เช่น หญ้าเนเปียร์ กระถินยักษ์ ยูคาลิปตัส ไม้ยักซ์ เป็นต้น

(2) สามารถทำโรงไฟฟ้าในส่วนโรงไฟฟ้าชีวมวลให้เป็นรูปแบบโรงไฟฟ้าชีวมวลประชารัฐ ที่ทางเกษตรกรสามารถมีส่วนร่วมเป็นเจ้าของและผลิตวัตถุดิบชีวมวลเพื่อขายเข้าโรงไฟฟ้าได้ด้วย ซึ่งจะช่วยแก้ปัญหาเรื่องการต่อต้านโรงไฟฟ้าพลังงานทดแทนได้และปริมาณเชื้อเพลิงชีวมวลที่แน่นอน ซึ่งต่างจากรูปแบบปัจจุบันที่เอกชนเป็นเจ้าของเพียงคนเดียว และเกษตรกรก็เป็นเพียงผู้ขายวัตถุดิบให้เท่านั้น

(3) ราคาชีวมวลมีแนวโน้มสูงขึ้น เนื่องจากทางภาคใต้มีจำนวนโรงไฟฟ้าชีวมวลเพิ่มขึ้นมากและมีความต้องการใช้เชื้อเพลิงชีวมวลเพิ่มมากขึ้น ดังนั้นราคาชีวมวลในอนาคตจึงอาจปรับตัว

สูงขึ้น ซึ่งหากราคาเชื้อเพลิงชีวมวลปรับสูงขึ้นเป็น 1,000 บาทต่อตัน โครงการยังจะมีความคุ้มค่าในการลงทุน แต่หากราคาชีวมวลปรับขึ้นสูงไปถึง 1,200 บาทต่อตัน จะไม่มีความคุ้มค่าแก่การลงทุนในโครงการดังกล่าว ผู้ดำเนินการโครงการจึงควรต้องมีความระมัดระวังในการพิจารณาในประเด็นนี้

(4) การออกแบบชุดโครงสร้างรองรับชุดแผงเซลล์แสงอาทิตย์มีการออกแบบไว้เป็นแบบโครงสร้างรองรับที่ไม่สามารถปรับได้ตามแสงอาทิตย์ (Fixed Type) สามารถออกแบบชุดโครงสร้างรองรับชุดแผงเซลล์แสงอาทิตย์ให้โครงการดังกล่าวให้สามารถหมุนตามดวงอาทิตย์ได้ (Tracking System) ทั้งแบบแกนเดียวและแบบสองแกน เนื่องจากในแต่ละเดือนมุมของดวงอาทิตย์จะมืองศาที่แตกต่างกัน ซึ่งการออกแบบดังกล่าวจะทำให้แผงโซลาร์เซลล์ตั้งฉากกับดวงอาทิตย์มากที่สุด อีกทั้งยังเป็นระบบเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพเพื่อให้ได้พลังงานไฟฟ้าจากแดดมากขึ้นประมาณ 20-30 % เนื่องจากแผงโซลาร์เซลล์จะทำงานได้ประสิทธิภาพสูงสุดขณะที่ตั้งฉากกับดวงอาทิตย์

(5) หากเป็นไปได้ควรมีการจัดตั้งโครงการให้เป็นศูนย์การเรียนรู้ด้านพลังงานทดแทนที่เป็นแบบรูปแบบผสมผสาน (Hybrid) แห่งใหม่ เนื่องจากยังไม่มีเคยมีโครงการเช่นโครงการดังกล่าว ซึ่งเป็นแหล่งความรู้ และก่อให้เกิดการพัฒนาาระบบเศรษฐกิจของชุมชน จากการที่มีผู้มาศึกษาดูงาน/เยี่ยมชมโครงการ ทำให้ระบบเศรษฐกิจของชุมชนที่โครงการตั้งอยู่ดีขึ้น

5.3 ข้อเสนอแนะในการศึกษาครั้งต่อไป

(1) ในการศึกษาในครั้งนี้ได้ศึกษาและวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงินและเศรษฐศาสตร์ของโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm ในรูปแบบการผสมผสานการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชีวมวลขนาดกำลังการผลิต 11 เมกะวัตต์และโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ขนาดกำลังการผลิต 2.41 เมกะวัตต์ร่วมกับเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานเท่านั้น ดังนั้นในการศึกษาครั้งต่อไป ควรจะมีการเปรียบเทียบสำหรับโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในประเภทพลังงานรูปแบบอื่น เช่น ก๊าซชีวภาพ (น้ำเสีย/ของเสีย) พลังน้ำขนาดเล็ก ก๊าซชีวภาพ (พืชพลังงาน) และพลังงานลม เป็นต้น เพื่อใช้เป็นข้อมูลทางเลือกในการผลิตไฟฟ้า เพื่อหาประเภทพลังงานที่เหมาะสมที่สุดสำหรับพื้นที่นั้นๆ

(2) การศึกษานี้ศึกษาโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm ที่ขนาดกำลังการผลิต 10.10 เมกะวัตต์เท่านั้น การศึกษาในอนาคตควรมีการเปรียบเทียบขนาดกำลังการผลิตหลายๆขนาดเพื่อเป็นทางเลือกในการหาขนาดกำลังการผลิตที่เหมาะสมที่สุดซึ่งในกรณี

ของการโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ขึ้นก็อาจจะได้รับประโยชน์จากการประหยัดจากขนาด (Economy of Scale)

(3) ในการศึกษาครั้งต่อไปควรเพิ่มการศึกษาผลกระทบภายนอกด้านอื่นๆด้วย เช่น ผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมที่ประชาชน และทุกภาคส่วนให้ความกังวลมากที่สุดในการก่อสร้างโครงการ

(4) ในการศึกษาครั้งนี้ได้วิเคราะห์ความอ่อนไหวต่อการเปลี่ยนแปลงในปัจจัยที่มีผลกระทบต่อโครงการเพียงแค่แง่ลบเพียงเท่านั้น ดังนั้นควรเพิ่มการวิเคราะห์ความอ่อนไหวต่อการเปลี่ยนแปลงในปัจจัยอื่นๆทั้งแง่บวกและแง่ลบ เข้าไปด้วยเพื่อดูว่าโครงการยังคงมีความเหมาะสมในการลงทุนอยู่หรือไม่



รายการอ้างอิง

หนังสือและบทความในหนังสือ

- กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน. (2551). *คู่มือการดำเนินโครงการกลไกการพัฒนาที่สะอาด [CDM] ภาคพลังงาน*. กรุงเทพฯ: ศรีสยามการพิมพ์.
- กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน. (2556). *รายงานพลังงานทดแทนของประเทศไทยปี 2556*. กรุงเทพฯ: ศรีสยามการพิมพ์.

บทความวารสาร

- ญาณยุทธ พลชูสกุลวง และคณะ. (2557). การศึกษาความเป็นไปได้ในการสร้างโรงงานไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ กรณีศึกษา: อาเภอภูตัง จังหวัดมหาสารคาม. *วิศวกรรมสารเกษมบัณฑิต*, 4(1), 41.
- ธนาพล ดันดีสัตยกุล และคณะ. (2560). การประเมินผลประโยชน์ทางพลังงานสิ่งแวดล้อมและเศรษฐศาสตร์ สำหรับระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาอาคารภายในมหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์ ศูนย์รังสิต. *วารสารวิชาการธรรมศาสตร์*, 25(6), 1083.
- มนัสนันท์ พิบาลวงศ์. (2558). การจัดการแผงโซลาร์เซลล์ที่หมดอายุการใช้งาน: กรณีศึกษา จังหวัดอุบลราชธานี. *วารสารวิทยาศาสตร์คชสาลัน*, 38(1), 1.
- รุ่งศักดิ์ ผิวคร้าม. (2558). การศึกษาความเป็นไปได้ในการลงทุนโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์จากแผงโซลาร์เซลล์. *ประชุมวิชาการทางธุรกิจและนวัตกรรมทางการจัดการระดับชาติและนานาชาติ ประจำปี 2558*, 1706.

วิทยานิพนธ์

- ดรรารัตน์ สิงห์ทอง. (2556). *การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของโรงไฟฟ้าชีวมวลจากเศษวัสดุเหลือทิ้งประเภทไม้ยูคาลิปตัสของอุตสาหกรรมการผลิตกระดาษในจังหวัดปราจีนบุรี*. (วิทยานิพนธ์ปริญญาวิทยาศาสตรบัณฑิต). มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์, คณะวิศวกรรมศาสตร์.

- วรรณพลฐ์ ศิริสังวรณ. (2553). *การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ในการลงทุนโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ในอำเภอพัฒนานิคม จังหวัดลพบุรี*. (วิทยานิพนธ์ปริญญาโทบริหารธุรกิจ). มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์, คณะวิทยาศาสตร์, คณะวิทยาศาสตร์ศึกษา ศรีราชา.
- วสุพร ตีวงาม. (2558). *การประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการติดตั้งโซลาร์รูฟอย่าง เสรีสำหรับบ้านที่อยู่อาศัย*. (วิทยานิพนธ์ปริญญาโทบริหารธุรกิจ). มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์, คณะเศรษฐศาสตร์.
- อโนทัย ศรีมัลลานนท์. (2551). *การวิเคราะห์โครงการด้านเศรษฐศาสตร์ และการกำหนดราคา ประสิทธิภาพของการผลิตกระแสไฟฟ้าจากพลังงานชีวมวล : กรณีศึกษาโครงการลำน้ำเข็ก*. (วิทยานิพนธ์ปริญญาโทบริหารธุรกิจ). มหาวิทยาลัยธุรกิจบัณฑิตย์, คณะเศรษฐศาสตร์.

การค้นคว้าอิสระ

- ณัฐพร บุญจรัส. (2557). *การศึกษาความเป็นไปได้ทางการเงินและเศรษฐศาสตร์ของโรงผลิตไฟฟ้า จากการกำจัดขยะมูลฝอย ในเขตเทศบาลพระนครศรีอยุธยา*. (การศึกษาค้นคว้าอิสระปริญญาโทบริหารธุรกิจ). มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์, คณะเศรษฐศาสตร์.
- วสิน ศุภพิสุทธิ. (2554). *การศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ขนาด 1 เมกะวัตต์ ในจังหวัดหนองคาย*. (การศึกษาค้นคว้าอิสระปริญญาโทบริหารธุรกิจ). มหาวิทยาลัยขอนแก่น, คณะวิศวกรรมศาสตร์.

รายงานการวิจัย

- วีรชัย อัจฉาญ และคณะ. (2551). *การศึกษาด้านทุนทางเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าชีวมวลขนาดเล็ก สำหรับชุมชน*. สำนักงานคณะกรรมการวิจัยแห่งชาติ.

สื่ออิเล็กทรอนิกส์

- กระทรวงพลังงาน.สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน. (2558). *แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของ ประเทศไทย พ.ศ. 2558-2579 (PDP2015)*. สืบค้นเมื่อวันที่ 15 กันยายน 2560, จาก <http://www.eppo.go.th/index.php/th/plan-policy/tieb/pdp>

- กระทรวงพลังงาน. (2558). นโยบายการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในรูปแบบ *Feed-in Tariff*. สืบค้นเมื่อวันที่ 17 กันยายน 2560, จาก www.eppo.go.th/images/Power/pdf/FT-history/FiT_2558.pdf
- กระทรวงพลังงาน. (2554). *คู่มือการพัฒนาและการลงทุนผลิตพลังงานจากชีวมวล*. สืบค้นเมื่อวันที่ 5 ตุลาคม 2560, จาก e-lib.dede.go.th/mm-data/Bib13656-พลังชีวมวล.pdf
- กระทรวงมหาดไทย. กรมที่ดิน. (2557). *EIA คืออะไร*. สืบค้นเมื่อวันที่ 8 ตุลาคม 2560, จาก http://www.thailaws.com/aboutthailaw/land_110.htm
- คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน. (2560). *ประกาศคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน เรื่อง ประกาศเชิญชวนการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm พ.ศ. 2560*. สืบค้นเมื่อวันที่ 15 กันยายน 2560, จาก <http://www.erc.or.th/ERCWeb2/Front/News/NewsDetail.aspx?rid=43855&CatId=1&&muid=36>
- มหาวิทยาลัยเชียงใหม่. คณะเศรษฐศาสตร์. (2550). ผลกระทบภายนอก. สืบค้นเมื่อวันที่ 2 ตุลาคม 2560, จาก http://library.cmu.ac.th/faculty/econ/index.php?option=com_content&task=view&id=350&itemid=521
- สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน. (2559). *ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก*. สืบค้นเมื่อวันที่ 1 ตุลาคม 2560, จาก <http://www.eppo.go.th/index.php/th/electricity/private/spp>
- สำนักประเมินราคาทรัพย์สิน กรมธนารักษ์. (2560). *ราคาประเมินทุนทรัพย์ที่ดิน*. สืบค้นเมื่อวันที่ 5 ตุลาคม 2560, จาก <http://property.treasury.go.th/pvmwebsite/>
- องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก. (2558). *ระเบียบวิธีการลดก๊าซเรือนกระจกภาคสมัครใจ สำหรับการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน เพื่อทดแทนการใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่งหรือจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าเข้าสู่ระบบสายส่ง*. สืบค้นเมื่อวันที่ 15 ตุลาคม 2560, จาก tver.tgo.or.th/2015/file/methodology/T-VER-METH-AE-01_Version_01_41.pdf
- องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน). (2558). *ตลาดคาร์บอน / คาร์บอนเครดิต และสถานการณ์ตลาด*. สืบค้นเมื่อวันที่ 5 ตุลาคม 2560, จาก <http://www.tgo.or.th/2015/thai/content.php?s1=15&s2=50>

Electronic Media

- J. K. Maherchandani. (2012). *Economic Feasibility of Hybrid Biomass/PV/Wind System for Remote Villages Using HOMER*. International Journal of Advanced Research in Electrical, Electronics and Instrumentation Engineering, 1(2), from <http://www.rroij.com/open-access/economic-feasibility-of-hybrid-biomasspvwind-system-for-remote-villages-using-homer.php?aid=41126>
- Mahadevan MAHALAKSHMI. (2015). *An economic and environmental analysis of biomass-solar hybrid system for the textile industry in India*. Turkish Journal of Electrical Engineering & Computer Sciences, 1735, from <http://dergipark.gov.tr/download/article-file/126294>
- Mustafa Engin and Dilsad Engin. (2012). *Assessment of Economic Viability for PV Based Hybrid Energy System in West Coast of Turkey*. Global Journal of Researches in Engineering, 12(7), 1, from <https://globaljournals.org/item/686-assessment-of-economic-viability-for-pv-based-hybrid-energy-system-in-west-coast-of-turkey>
- Raymond D. Bingham. (2016). *Feasibility Study of a Hybrid Solar and Wind Power System for an Island Community in The Bahamas*. International Journal of Renewable Energy Research, 6(3), 951, from www.ijrer.org/ijrer/index.php/ijrer/article/download/4006/pdf

ภาคผนวก



ภาคผนวก ก

การวิเคราะห์ต้นทุนและผลประโยชน์ (Cost-Benefit Analysis) ของโครงการ

ตารางที่ ก.1

ผลการศึกษาผลตอบแทนทางการเงิน ต้นทุนของโครงการ กรณีฐานอ้างอิง (BASE CASE)

ปี	พ.ศ.	ต้นทุนเงินลงทุน (บาท)			รวมต้นทุน (บาท)	ต้นทุนในการผลิตและดูแลรักษา (บาท)			รวมต้นทุนทั้งหมด (บาท)	ผลประโยชน์		รวมผลประโยชน์ (บาท)	ผลประโยชน์สุทธิ (บาท)								
		ที่ดิน	อาคารและงานก่อสร้าง	เครื่องจักรและอุปกรณ์		ค่าเชื้อเพลิง	ค่าดำเนินงานและบำรุงรักษา	ค่าแรงงาน		รายรับจากการจำหน่ายไฟฟ้า											
0	2564	24,500,000.00	517,945,435.00	534,309,640.00	1,076,755,075.00		642,802.96		1,077,397,877.96				(1,077,397,877.96)								
1	2565					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	258,581,364.36	258,581,364.36	121,460,610.50									
2	2566					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	258,581,364.36	258,581,364.36	121,460,610.50									
3	2567					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	258,581,364.36	258,581,364.36	121,460,610.50									
4	2568					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	258,581,364.36	258,581,364.36	121,460,610.50									
5	2569					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	258,581,364.36	258,581,364.36	121,460,610.50									
6	2570					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	258,581,364.36	258,581,364.36	121,460,610.50									
7	2571					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	258,581,364.36	258,581,364.36	121,460,610.50									
8	2572					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	258,581,364.36	258,581,364.36	121,460,610.50									
9	2573					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	258,581,364.36	258,581,364.36	121,460,610.50									
10	2574					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	258,581,364.36	258,581,364.36	121,460,610.50									
11	2575			60,000,000.00		97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	197,120,753.86	258,581,364.36	258,581,364.36	61,460,610.50									
12	2576					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	258,581,364.36	258,581,364.36	121,460,610.50									
13	2577					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	258,581,364.36	258,581,364.36	121,460,610.50									
14	2578					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	258,581,364.36	258,581,364.36	121,460,610.50									
15	2579					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	258,581,364.36	258,581,364.36	121,460,610.50									
16	2580					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	258,581,364.36	258,581,364.36	121,460,610.50									
17	2581					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	258,581,364.36	258,581,364.36	121,460,610.50									
18	2582					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	258,581,364.36	258,581,364.36	121,460,610.50									
19	2583					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	258,581,364.36	258,581,364.36	121,460,610.50									
20	2584					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	258,581,364.36	258,581,364.36	121,460,610.50									
รวม		24,500,000.00	517,945,435.00	534,309,640.00	1,076,755,075.00	1,943,377,920.00	485,760,677.11	313,276,480.00	2,802,415,077.11	5,171,627,287.20		5,171,627,287.20	2,369,212,210.09								
Discount Rate		4.115%										NPV	518,104,944.95								
										PV COST	2,960,584,075.47	IRR	9.11%								
										PV BENEFIT	3,478,689,020.42	B/C Ratio	1.18								
												PBP	8.87								

ตารางที่ ก.2

ผลการศึกษาผลตอบแทนทางการเงิน กรณีปรับราคาซื้อเพลิงชีวมวล เมื่อราคาซื้อเพลิงชีวมวลเป็น 1,000 บาทต่อตัน

ปี	พ.ศ.	ต้นทุนเงินลงทุน (บาท)			รวมต้นทุน (บาท)	ต้นทุนในการผลิตและดูแลรักษา (บาท)			รวมต้นทุนทั้งหมด (บาท)	ผลประโยชน์		รวมผลประโยชน์ (บาท)	ผลประโยชน์สุทธิ (บาท)
		ที่ดิน	อาคารและงานก่อสร้าง	เครื่องจักรและอุปกรณ์		ค่าเชื้อเพลิง	ค่าดำเนินงานและบำรุงรักษา	ค่าแรงงาน		รายรับจากการจำหน่ายไฟฟ้า			
0	2564	24,500,000.00	517,945,435.00	534,309,640.00	1,076,755,075.00		642,802.96		1,077,397,877.96				(1,077,397,877.96)
1	2565					121,461,120.00	24,288,033.86	15,663,824.00	161,412,977.86	258,581,364.36	258,581,364.36	97,168,386.50	
2	2566					121,461,120.00	24,288,033.86	15,663,824.00	161,412,977.86	258,581,364.36	258,581,364.36	97,168,386.50	
3	2567					121,461,120.00	24,288,033.86	15,663,824.00	161,412,977.86	258,581,364.36	258,581,364.36	97,168,386.50	
4	2568					121,461,120.00	24,288,033.86	15,663,824.00	161,412,977.86	258,581,364.36	258,581,364.36	97,168,386.50	
5	2569					121,461,120.00	24,288,033.86	15,663,824.00	161,412,977.86	258,581,364.36	258,581,364.36	97,168,386.50	
6	2570					121,461,120.00	24,288,033.86	15,663,824.00	161,412,977.86	258,581,364.36	258,581,364.36	97,168,386.50	
7	2571					121,461,120.00	24,288,033.86	15,663,824.00	161,412,977.86	258,581,364.36	258,581,364.36	97,168,386.50	
8	2572					121,461,120.00	24,288,033.86	15,663,824.00	161,412,977.86	258,581,364.36	258,581,364.36	97,168,386.50	
9	2573					121,461,120.00	24,288,033.86	15,663,824.00	161,412,977.86	258,581,364.36	258,581,364.36	97,168,386.50	
10	2574					121,461,120.00	24,288,033.86	15,663,824.00	161,412,977.86	258,581,364.36	258,581,364.36	97,168,386.50	
11	2575			60,000,000.00		121,461,120.00	24,288,033.86	15,663,824.00	221,412,977.86	258,581,364.36	258,581,364.36	37,168,386.50	
12	2576					121,461,120.00	24,288,033.86	15,663,824.00	161,412,977.86	258,581,364.36	258,581,364.36	97,168,386.50	
13	2577					121,461,120.00	24,288,033.86	15,663,824.00	161,412,977.86	258,581,364.36	258,581,364.36	97,168,386.50	
14	2578					121,461,120.00	24,288,033.86	15,663,824.00	161,412,977.86	258,581,364.36	258,581,364.36	97,168,386.50	
15	2579					121,461,120.00	24,288,033.86	15,663,824.00	161,412,977.86	258,581,364.36	258,581,364.36	97,168,386.50	
16	2580					121,461,120.00	24,288,033.86	15,663,824.00	161,412,977.86	258,581,364.36	258,581,364.36	97,168,386.50	
17	2581					121,461,120.00	24,288,033.86	15,663,824.00	161,412,977.86	258,581,364.36	258,581,364.36	97,168,386.50	
18	2582					121,461,120.00	24,288,033.86	15,663,824.00	161,412,977.86	258,581,364.36	258,581,364.36	97,168,386.50	
19	2583					121,461,120.00	24,288,033.86	15,663,824.00	161,412,977.86	258,581,364.36	258,581,364.36	97,168,386.50	
20	2584					121,461,120.00	24,288,033.86	15,663,824.00	161,412,977.86	258,581,364.36	258,581,364.36	97,168,386.50	
รวม		24,500,000.00	517,945,435.00	534,309,640.00	1,076,755,075.00	2,429,222,400.00	485,760,677.11	313,276,480.00	3,288,259,557.11	5,171,627,287.20	5,171,627,287.20	1,883,367,730.09	
Discount Rate		4.115%										NPV	191,302,226.12
										PV COST	3,287,386,794.30	IRR	6.06%
										PV BENEFIT	3,478,689,020.42	B/C Ratio	1.06
											PBP		11.71

ตารางที่ ก.3

ผลการศึกษาผลตอบแทนทางการเงิน กรณีปรับราคาซื้อเพลิงชีวมวล เมื่อราคาซื้อเพลิงชีวมวลเป็น 1,200 บาทต่อตัน

ปี	พ.ศ.	ต้นทุนเงินลงทุน (บาท)			รวมต้นทุน (บาท)	ต้นทุนในการผลิตและดูแลรักษา (บาท)			รวมต้นทุนทั้งหมด (บาท)	ผลประโยชน์		รวมผลประโยชน์ (บาท)	ผลประโยชน์สุทธิ (บาท)
		ที่ดิน	อาคารและงานก่อสร้าง	เครื่องจักรและอุปกรณ์		ค่าเชื้อเพลิง	ค่าดำเนินงานและบำรุงรักษา	ค่าแรงงาน		รายรับจากการจำหน่ายไฟฟ้า			
0	2564	24,500,000.00	517,945,435.00	534,309,640.00	1,076,755,075.00		642,802.96		1,077,397,877.96				(1,077,397,877.96)
1	2565					145,753,344.00	24,288,033.86	15,663,824.00	185,705,201.86	258,581,364.36		258,581,364.36	72,876,162.50
2	2566					145,753,344.00	24,288,033.86	15,663,824.00	185,705,201.86	258,581,364.36		258,581,364.36	72,876,162.50
3	2567					145,753,344.00	24,288,033.86	15,663,824.00	185,705,201.86	258,581,364.36		258,581,364.36	72,876,162.50
4	2568					145,753,344.00	24,288,033.86	15,663,824.00	185,705,201.86	258,581,364.36		258,581,364.36	72,876,162.50
5	2569					145,753,344.00	24,288,033.86	15,663,824.00	185,705,201.86	258,581,364.36		258,581,364.36	72,876,162.50
6	2570					145,753,344.00	24,288,033.86	15,663,824.00	185,705,201.86	258,581,364.36		258,581,364.36	72,876,162.50
7	2571					145,753,344.00	24,288,033.86	15,663,824.00	185,705,201.86	258,581,364.36		258,581,364.36	72,876,162.50
8	2572					145,753,344.00	24,288,033.86	15,663,824.00	185,705,201.86	258,581,364.36		258,581,364.36	72,876,162.50
9	2573					145,753,344.00	24,288,033.86	15,663,824.00	185,705,201.86	258,581,364.36		258,581,364.36	72,876,162.50
10	2574					145,753,344.00	24,288,033.86	15,663,824.00	185,705,201.86	258,581,364.36		258,581,364.36	72,876,162.50
11	2575			60,000,000.00		145,753,344.00	24,288,033.86	15,663,824.00	245,705,201.86	258,581,364.36		258,581,364.36	12,876,162.50
12	2576					145,753,344.00	24,288,033.86	15,663,824.00	185,705,201.86	258,581,364.36		258,581,364.36	72,876,162.50
13	2577					145,753,344.00	24,288,033.86	15,663,824.00	185,705,201.86	258,581,364.36		258,581,364.36	72,876,162.50
14	2578					145,753,344.00	24,288,033.86	15,663,824.00	185,705,201.86	258,581,364.36		258,581,364.36	72,876,162.50
15	2579					145,753,344.00	24,288,033.86	15,663,824.00	185,705,201.86	258,581,364.36		258,581,364.36	72,876,162.50
16	2580					145,753,344.00	24,288,033.86	15,663,824.00	185,705,201.86	258,581,364.36		258,581,364.36	72,876,162.50
17	2581					145,753,344.00	24,288,033.86	15,663,824.00	185,705,201.86	258,581,364.36		258,581,364.36	72,876,162.50
18	2582					145,753,344.00	24,288,033.86	15,663,824.00	185,705,201.86	258,581,364.36		258,581,364.36	72,876,162.50
19	2583					145,753,344.00	24,288,033.86	15,663,824.00	185,705,201.86	258,581,364.36		258,581,364.36	72,876,162.50
20	2584					145,753,344.00	24,288,033.86	15,663,824.00	185,705,201.86	258,581,364.36		258,581,364.36	72,876,162.50
รวม		24,500,000.00	517,945,435.00	534,309,640.00	1,076,755,075.00	2,915,066,880.00	485,760,677.11	313,276,480.00	3,774,104,037.11	5,171,627,287.20		5,171,627,287.20	1,397,523,250.09
Discount Rate		4.115%									NPV	(135,500,492.70)	
									PV COST	3,614,189,513.12	IRR	2.63%	
									PV BENEFIT	3,478,689,020.42	B/C Ratio	0.96	
											PBP	15.61	

ตารางที่ ก.4

ผลการศึกษาผลตอบแทนทางการเงิน กรณีปรับราคาเชื้อเพลิงชีวมวล เมื่อราคาเชื้อเพลิงชีวมวลเป็น 1,500 บาทต่อตัน

ปี	พ.ศ.	ต้นทุนเงินลงทุน (บาท)			รวมต้นทุน (บาท)	ต้นทุนในการผลิตและดูแลรักษา (บาท)			รวมต้นทุนทั้งหมด (บาท)	ผลประโยชน์		รวมผลประโยชน์ (บาท)	ผลประโยชน์สุทธิ (บาท)
		ที่ดิน	อาคารและงานก่อสร้าง	เครื่องจักรและอุปกรณ์		ค่าเชื้อเพลิง	ค่าดำเนินงานและบำรุงรักษา	ค่าแรงงาน		รายรับจากการจำหน่ายไฟฟ้า			
0	2564	24,500,000.00	517,945,435.00	534,309,640.00	1,076,755,075.00		642,802.96		1,077,397,877.96				(1,077,397,877.96)
1	2565					182,191,680.00	24,288,033.86	15,663,824.00	222,143,537.86	258,581,364.36	258,581,364.36	36,437,826.50	
2	2566					182,191,680.00	24,288,033.86	15,663,824.00	222,143,537.86	258,581,364.36	258,581,364.36	36,437,826.50	
3	2567					182,191,680.00	24,288,033.86	15,663,824.00	222,143,537.86	258,581,364.36	258,581,364.36	36,437,826.50	
4	2568					182,191,680.00	24,288,033.86	15,663,824.00	222,143,537.86	258,581,364.36	258,581,364.36	36,437,826.50	
5	2569					182,191,680.00	24,288,033.86	15,663,824.00	222,143,537.86	258,581,364.36	258,581,364.36	36,437,826.50	
6	2570					182,191,680.00	24,288,033.86	15,663,824.00	222,143,537.86	258,581,364.36	258,581,364.36	36,437,826.50	
7	2571					182,191,680.00	24,288,033.86	15,663,824.00	222,143,537.86	258,581,364.36	258,581,364.36	36,437,826.50	
8	2572					182,191,680.00	24,288,033.86	15,663,824.00	222,143,537.86	258,581,364.36	258,581,364.36	36,437,826.50	
9	2573					182,191,680.00	24,288,033.86	15,663,824.00	222,143,537.86	258,581,364.36	258,581,364.36	36,437,826.50	
10	2574					182,191,680.00	24,288,033.86	15,663,824.00	222,143,537.86	258,581,364.36	258,581,364.36	36,437,826.50	
11	2575			60,000,000.00		182,191,680.00	24,288,033.86	15,663,824.00	282,143,537.86	258,581,364.36	258,581,364.36	(23,562,173.50)	
12	2576					182,191,680.00	24,288,033.86	15,663,824.00	222,143,537.86	258,581,364.36	258,581,364.36	36,437,826.50	
13	2577					182,191,680.00	24,288,033.86	15,663,824.00	222,143,537.86	258,581,364.36	258,581,364.36	36,437,826.50	
14	2578					182,191,680.00	24,288,033.86	15,663,824.00	222,143,537.86	258,581,364.36	258,581,364.36	36,437,826.50	
15	2579					182,191,680.00	24,288,033.86	15,663,824.00	222,143,537.86	258,581,364.36	258,581,364.36	36,437,826.50	
16	2580					182,191,680.00	24,288,033.86	15,663,824.00	222,143,537.86	258,581,364.36	258,581,364.36	36,437,826.50	
17	2581					182,191,680.00	24,288,033.86	15,663,824.00	222,143,537.86	258,581,364.36	258,581,364.36	36,437,826.50	
18	2582					182,191,680.00	24,288,033.86	15,663,824.00	222,143,537.86	258,581,364.36	258,581,364.36	36,437,826.50	
19	2583					182,191,680.00	24,288,033.86	15,663,824.00	222,143,537.86	258,581,364.36	258,581,364.36	36,437,826.50	
20	2584					182,191,680.00	24,288,033.86	15,663,824.00	222,143,537.86	258,581,364.36	258,581,364.36	36,437,826.50	
รวม		24,500,000.00	517,945,435.00	534,309,640.00	1,076,755,075.00	3,643,833,600.00	485,760,677.11	313,276,480.00	4,502,870,757.11	5,171,627,287.20	5,171,627,287.20	668,756,530.09	
Discount Rate		4.115%											
										NPV	(625,704,570.94)		
									PV COST	4,104,393,591.36	IRR	-4.16%	
									PV BENEFIT	3,478,689,020.42	B/C Ratio	0.85	
										PBP	20.61		

ตารางที่ ก.5

ผลการศึกษาผลตอบแทนทางการเงิน กรณีปรับรายรับค่าไฟฟ้า เมื่อปรับลดอัตราซื้อไฟฟ้า FIT คงที่ลง ร้อยละ 15

ปี	พ.ศ.	ต้นทุนเงินทุน (บาท)			รวมต้นทุน (บาท)	ต้นทุนในการผลิตและดูแลรักษา (บาท)			รวมต้นทุนทั้งหมด (บาท)	ผลประโยชน์		รวมผลประโยชน์ (บาท)	ผลประโยชน์สุทธิ (บาท)
		ที่ดิน	อาคารและงานก่อสร้าง	เครื่องจักรและอุปกรณ์		ค่าเชื้อเพลิง	ค่าดำเนินงานและบำรุงรักษา	ค่าแรงงาน		รายรับจากการจำหน่ายไฟฟ้า			
0	2564	24,500,000.00	517,945,435.00	534,309,640.00	1,076,755,075.00		642,802.96		1,077,397,877.96				(1,077,397,877.96)
1	2565					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	239,399,713.97		239,399,713.97	102,278,960.12
2	2566					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	239,399,713.97		239,399,713.97	102,278,960.12
3	2567					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	239,399,713.97		239,399,713.97	102,278,960.12
4	2568					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	239,399,713.97		239,399,713.97	102,278,960.12
5	2569					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	239,399,713.97		239,399,713.97	102,278,960.12
6	2570					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	239,399,713.97		239,399,713.97	102,278,960.12
7	2571					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	239,399,713.97		239,399,713.97	102,278,960.12
8	2572					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	239,399,713.97		239,399,713.97	102,278,960.12
9	2573					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	239,399,713.97		239,399,713.97	102,278,960.12
10	2574					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	239,399,713.97		239,399,713.97	102,278,960.12
11	2575			60,000,000.00		97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	197,120,753.86	239,399,713.97		239,399,713.97	42,278,960.12
12	2576					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	239,399,713.97		239,399,713.97	102,278,960.12
13	2577					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	239,399,713.97		239,399,713.97	102,278,960.12
14	2578					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	239,399,713.97		239,399,713.97	102,278,960.12
15	2579					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	239,399,713.97		239,399,713.97	102,278,960.12
16	2580					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	239,399,713.97		239,399,713.97	102,278,960.12
17	2581					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	239,399,713.97		239,399,713.97	102,278,960.12
18	2582					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	239,399,713.97		239,399,713.97	102,278,960.12
19	2583					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	239,399,713.97		239,399,713.97	102,278,960.12
20	2584					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	239,399,713.97		239,399,713.97	102,278,960.12
รวม		24,500,000.00	517,945,435.00	534,309,640.00	1,076,755,075.00	1,943,377,920.00	485,760,677.11	313,276,480.00	2,802,415,077.11	4,787,994,279.42		4,787,994,279.42	1,985,579,202.31
Discount Rate		4.115%											
											NPV	260,054,652.86	
										PV COST	2,960,584,075.47	IRR	6.73%
										PV BENEFIT	3,220,638,728.33	B/C Ratio	1.09
											PBP	11.12	

ตารางที่ ก.6

ผลการศึกษาผลตอบแทนทางการเงิน กรณีปรับรายรับค่าไฟฟ้า เมื่อปรับลดอัตราซื้อไฟฟ้า FIT คงที่ลง ร้อยละ 30

ปี	พ.ศ.	ต้นทุนเงินลงทุน (บาท)			รวมต้นทุน (บาท)	ต้นทุนในการผลิตและดูแลรักษา (บาท)			รวมต้นทุนทั้งหมด (บาท)	ผลประโยชน์		รวมผลประโยชน์ (บาท)	ผลประโยชน์สุทธิ (บาท)
		ที่ดิน	อาคารและงานก่อสร้าง	เครื่องจักรและอุปกรณ์		ค่าเชื้อเพลิง	ค่าดำเนินงานและบำรุงรักษา	ค่าแรงงาน		รายรับจากการจำหน่ายไฟฟ้า			
0	2564	24,500,000.00	517,945,435.00	534,309,640.00	1,076,755,075.00		642,802.96		1,077,397,877.96				(1,077,397,877.96)
1	2565					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	220,218,063.58	220,218,063.58	83,097,309.73	
2	2566					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	220,218,063.58	220,218,063.58	83,097,309.73	
3	2567					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	220,218,063.58	220,218,063.58	83,097,309.73	
4	2568					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	220,218,063.58	220,218,063.58	83,097,309.73	
5	2569					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	220,218,063.58	220,218,063.58	83,097,309.73	
6	2570					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	220,218,063.58	220,218,063.58	83,097,309.73	
7	2571					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	220,218,063.58	220,218,063.58	83,097,309.73	
8	2572					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	220,218,063.58	220,218,063.58	83,097,309.73	
9	2573					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	220,218,063.58	220,218,063.58	83,097,309.73	
10	2574					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	220,218,063.58	220,218,063.58	83,097,309.73	
11	2575			60,000,000.00		97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	197,120,753.86	220,218,063.58	220,218,063.58	23,097,309.73	
12	2576					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	220,218,063.58	220,218,063.58	83,097,309.73	
13	2577					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	220,218,063.58	220,218,063.58	83,097,309.73	
14	2578					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	220,218,063.58	220,218,063.58	83,097,309.73	
15	2579					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	220,218,063.58	220,218,063.58	83,097,309.73	
16	2580					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	220,218,063.58	220,218,063.58	83,097,309.73	
17	2581					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	220,218,063.58	220,218,063.58	83,097,309.73	
18	2582					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	220,218,063.58	220,218,063.58	83,097,309.73	
19	2583					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	220,218,063.58	220,218,063.58	83,097,309.73	
20	2584					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86	220,218,063.58	220,218,063.58	83,097,309.73	
รวม		24,500,000.00	517,945,435.00	534,309,640.00	1,076,755,075.00	1,943,377,920.00	485,760,677.11	313,276,480.00	2,802,415,077.11	4,404,361,271.64	4,404,361,271.64	1,601,946,194.53	
Discount Rate		4.115%											
											NPV	2,004,360.77	
									PV COST	2,960,584,075.47	IRR	4.14%	
									PV BENEFIT	2,962,588,436.24	B/C Ratio	1.00	
											PBP	13.69	

ตารางที่ ก.7

ผลการศึกษาผลตอบแทนทางการเงิน กรณีปรับรายรับค่าไฟฟ้า เมื่อปรับลดอัตราซื้อไฟฟ้า FIT คงที่ลง ร้อยละ 50

ปี	พ.ศ.	ต้นทุนเงินลงทุน (บาท)			รวมต้นทุน (บาท)	ต้นทุนในการผลิตและดูแลรักษา (บาท)			รวมต้นทุนทั้งหมด (บาท)	ผลประโยชน์		รวมผลประโยชน์ (บาท)	ผลประโยชน์สุทธิ (บาท)	
		ที่ดิน	อาคารและงานก่อสร้าง	เครื่องจักรและอุปกรณ์		ค่าเชื้อเพลิง	ค่าดำเนินงานและบำรุงรักษา	ค่าแรงงาน		รายรับจากการจำหน่ายไฟฟ้า				
0	2564	24,500,000.00	517,945,435.00	534,309,640.00	1,076,755,075.00		642,802.96	15,663,824.00	1,077,397,877.96				(1,077,397,877.96)	
1	2565					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86		194,642,529.73	194,642,529.73	57,521,775.87	
2	2566					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86		194,642,529.73	194,642,529.73	57,521,775.87	
3	2567					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86		194,642,529.73	194,642,529.73	57,521,775.87	
4	2568					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86		194,642,529.73	194,642,529.73	57,521,775.87	
5	2569					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86		194,642,529.73	194,642,529.73	57,521,775.87	
6	2570					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86		194,642,529.73	194,642,529.73	57,521,775.87	
7	2571					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86		194,642,529.73	194,642,529.73	57,521,775.87	
8	2572					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86		194,642,529.73	194,642,529.73	57,521,775.87	
9	2573					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86		194,642,529.73	194,642,529.73	57,521,775.87	
10	2574					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86		194,642,529.73	194,642,529.73	57,521,775.87	
11	2575			60,000,000.00		97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	197,120,753.86		194,642,529.73	194,642,529.73	(2,478,224.13)	
12	2576					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86		194,642,529.73	194,642,529.73	57,521,775.87	
13	2577					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86		194,642,529.73	194,642,529.73	57,521,775.87	
14	2578					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86		194,642,529.73	194,642,529.73	57,521,775.87	
15	2579					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86		194,642,529.73	194,642,529.73	57,521,775.87	
16	2580					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86		194,642,529.73	194,642,529.73	57,521,775.87	
17	2581					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86		194,642,529.73	194,642,529.73	57,521,775.87	
18	2582					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86		194,642,529.73	194,642,529.73	57,521,775.87	
19	2583					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86		194,642,529.73	194,642,529.73	57,521,775.87	
20	2584					97,168,896.00	24,288,033.86	15,663,824.00	137,120,753.86		194,642,529.73	194,642,529.73	57,521,775.87	
รวม		24,500,000.00	517,945,435.00	534,309,640.00	1,076,755,075.00				2,802,415,077.11		3,892,850,594.60	3,892,850,594.60	1,090,435,517.49	
Discount Rate		4.115%									NPV	(342,062,695.35)		
							PV COST			2,960,584,075.47	IRR	0.12%		
							PV BENEFIT			2,618,521,380.12	B/C Ratio	0.88		
												PBP	19.77	

ตารางที่ ก.8

ผลการศึกษาการวิเคราะห์ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยไฟฟ้าปรับเฉลี่ย (levelized cost of electricity, LCOE) โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ SPP Hybrid Firm ในรูปแบบการผสมผสานการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าชีวมวลและโรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ร่วมกับเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงาน

ปี	ต้นทุนเงินลงทุน (บาท)			รวมต้นทุน (บาท)	ต้นทุนในการผลิตและดูแลรักษา (บาท)	รวมต้นทุนทั้งหมด (บาท)	รวมต้นทุนสะสมตลอดอายุโครงการ (บาท)	ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ (กิโลวัตต์-ชั่วโมง/ปี)	ปริมาณพลังงานไฟฟ้าสะสมที่ผลิตได้ (กิโลวัตต์-ชั่วโมง/ปี)
	ที่ดิน	อาคารและงานก่อสร้าง	เครื่องจักรและอุปกรณ์		ค่าดำเนินงานและบำรุงรักษา				
0	24,500,000.00	517,945,435.00	534,309,640.00	1,076,755,075.00	642,802.96	1,077,397,877.96	1,077,397,877.96	-	-
1					131,701,247.52	131,701,247.52	1,209,099,125.48	67,858,277.87	67,858,277.87
2					126,495,939.61	126,495,939.61	1,335,595,065.08	65,176,274.18	133,034,552.05
3					121,496,364.22	121,496,364.22	1,457,091,429.30	62,600,272.95	195,634,825.00
4					116,694,390.07	116,694,390.07	1,573,785,819.37	60,126,084.57	255,760,909.57
5					112,082,207.24	112,082,207.24	1,685,868,026.61	57,749,685.03	313,510,594.60
6					107,652,314.50	107,652,314.50	1,793,520,341.10	55,467,209.37	368,977,803.97
7					103,397,507.08	103,397,507.08	1,896,917,848.19	53,274,945.36	422,252,749.33
8					99,310,864.99	99,310,864.99	1,996,228,713.17	51,169,327.54	473,422,076.87
9					95,385,741.72	95,385,741.72	2,091,614,454.89	49,146,931.31	522,569,008.18
10					91,615,753.46	91,615,753.46	2,183,230,208.35	47,204,467.48	569,773,475.66
11			60,000,000.00	60,000,000.00	87,994,768.73	147,994,768.73	2,331,224,977.07	45,338,776.81	615,112,252.47
12					84,516,898.36	84,516,898.36	2,415,741,875.43	43,546,824.96	658,659,077.44
13					81,176,485.96	81,176,485.96	2,496,918,361.40	41,825,697.51	700,484,774.95
14					77,968,098.70	77,968,098.70	2,574,886,460.10	40,172,595.22	740,657,370.16
15					74,886,518.47	74,886,518.47	2,649,772,978.56	38,584,829.48	779,242,199.65
16					71,926,733.39	71,926,733.39	2,721,699,711.95	37,059,817.97	816,302,017.62
17					69,083,929.68	69,083,929.68	2,790,783,641.63	35,595,080.42	851,897,098.04
18					66,353,483.82	66,353,483.82	2,857,137,125.45	34,188,234.56	886,085,332.60
19					63,730,955.02	63,730,955.02	2,920,868,080.47	32,836,992.33	918,922,324.93
20					61,212,078.01	61,212,078.01	2,982,080,158.49	31,539,156.06	950,461,480.99
ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยไฟฟ้าปรับเฉลี่ย (บาท)								3.14	

Discount Rate 4.115%

ตารางที่ ก.9

ผลการศึกษาการวิเคราะห์ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยไฟฟ้าปรับเฉลี่ย (levelized cost of electricity, LCOE) โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวมวล

ปี	ต้นทุนเงินลงทุน (บาท)			รวมต้นทุน	ต้นทุนในการผลิตและดูแลรักษา (บาท)	รวมต้นทุนทั้งหมด	รวมต้นทุนสะสมตลอดอายุโครงการ	ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้	ปริมาณพลังงานไฟฟ้าสะสมที่ผลิตได้
	ที่ดิน	อาคารและงานก่อสร้าง	เครื่องจักรและอุปกรณ์		ค่าดำเนินงานและบำรุงรักษา				
				(บาท)		(บาท)	(บาท)	(กิโลวัตต์-ชั่วโมง/ต่อปี)	(กิโลวัตต์-ชั่วโมง/ต่อปี)
0	7,000,000.00	467,282,669.65	419,601,416.85	893,884,086.50	535,245.00	894,419,331.50	894,419,331.50	-	-
1					128,023,047.49	128,023,047.49	1,022,442,379.00	64,259,356.48	64,259,356.48
2					122,963,115.30	122,963,115.30	1,145,405,494.29	61,719,595.14	125,978,951.62
3					118,103,169.86	118,103,169.86	1,263,508,664.15	59,280,214.32	185,259,165.94
4					113,435,306.98	113,435,306.98	1,376,943,971.13	56,937,246.62	242,196,412.57
5					108,951,934.86	108,951,934.86	1,485,895,905.99	54,686,881.45	296,883,294.02
6					104,645,761.76	104,645,761.76	1,590,541,667.75	52,525,458.82	349,408,752.84
7					100,509,784.14	100,509,784.14	1,691,051,451.89	50,449,463.40	399,858,216.24
8					96,537,275.27	96,537,275.27	1,787,588,727.15	48,455,518.80	448,313,735.04
9					92,721,774.26	92,721,774.26	1,880,310,501.41	46,540,382.08	494,854,117.12
10					89,057,075.59	89,057,075.59	1,969,367,577.00	44,700,938.46	539,555,055.59
11					85,537,219.03	85,537,219.03	2,054,904,796.04	42,934,196.29	582,489,251.87
12					82,156,479.88	82,156,479.88	2,137,061,275.92	41,237,282.13	623,726,534.00
13					78,909,359.73	78,909,359.73	2,215,970,635.65	39,607,436.13	663,333,970.13
14					75,790,577.47	75,790,577.47	2,291,761,213.12	38,042,007.52	701,375,977.65
15					72,795,060.72	72,795,060.72	2,364,556,273.84	36,538,450.29	737,914,427.94
16					69,917,937.59	69,917,937.59	2,434,474,211.43	35,094,319.06	773,008,747.00
17					67,154,528.73	67,154,528.73	2,501,628,740.16	33,707,265.10	806,716,012.10
18					64,500,339.75	64,500,339.75	2,566,129,079.91	32,375,032.51	839,091,044.61
19					61,951,053.88	61,951,053.88	2,628,080,133.79	31,095,454.56	870,186,499.17
20					59,502,524.98	59,502,524.98	2,687,582,658.77	29,866,450.14	900,052,949.31
ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยไฟฟ้าปรับเฉลี่ย (บาท)									2.99

Discount Rate 4.115%

ตารางที่ ก.10

ผลการศึกษาการวิเคราะห์ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยไฟฟ้าปรับเฉลี่ย (levelized cost of electricity, LCOE) โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์

ปี	ต้นทุนเงินลงทุน (บาท)			รวมต้นทุน	ต้นทุนในการผลิตและดูแลรักษา (บาท)	รวมต้นทุนทั้งหมด	รวมต้นทุนสะสมตลอดอายุโครงการ	ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้	ปริมาณพลังงานไฟฟ้าสะสมที่ผลิตได้
	ที่ดิน	อาคารและงานก่อสร้าง	เครื่องจักรและอุปกรณ์		ค่าดำเนินงานและบำรุงรักษา				
				(บาท)		(บาท)	(บาท)	(กิโลวัตต์-ชั่วโมง/ต่อปี)	(กิโลวัตต์-ชั่วโมง/ต่อปี)
0	17,500,000.00	45,662,765.35	54,708,223.15	117,870,988.50	107,557.96	117,978,546.46	117,978,546.46	-	-
1					2,509,300.25	2,509,300.25	120,487,846.71	3,598,921.39	3,598,921.39
2					2,410,123.66	2,410,123.66	122,897,970.37	3,456,679.04	7,055,600.43
3					2,314,866.89	2,314,866.89	125,212,837.27	3,320,058.63	10,375,659.06
4					2,223,375.01	2,223,375.01	127,436,212.28	3,188,837.95	13,564,497.01
5					2,135,499.22	2,135,499.22	129,571,711.49	3,062,803.58	16,627,300.59
6					2,051,096.59	2,051,096.59	131,622,808.09	2,941,750.55	19,569,051.13
7					1,970,029.86	1,970,029.86	133,592,837.95	2,825,481.96	22,394,533.10
8					1,892,167.18	1,892,167.18	135,485,005.13	2,713,808.73	25,108,341.83
9					1,817,381.92	1,817,381.92	137,302,387.05	2,606,549.23	27,714,891.06
10					1,745,552.44	1,745,552.44	139,047,939.49	2,503,529.01	30,218,420.08
11					1,676,561.91	1,676,561.91	140,724,501.40	2,404,580.53	32,623,000.60
12					1,610,298.14	1,610,298.14	142,334,799.54	2,309,542.84	34,932,543.44
13					1,546,653.36	1,546,653.36	143,881,452.90	2,218,261.38	37,150,804.82
14					1,485,524.04	1,485,524.04	145,366,976.95	2,130,587.70	39,281,392.52
15					1,426,810.78	1,426,810.78	146,793,787.73	2,046,379.19	41,327,771.71
16					1,370,418.08	1,370,418.08	148,164,205.80	1,965,498.91	43,293,270.63
17					1,316,254.22	1,316,254.22	149,480,460.02	1,887,815.31	45,181,085.94
18					1,264,231.11	1,264,231.11	150,744,691.13	1,813,202.05	46,994,287.99
19					1,214,264.14	1,214,264.14	151,958,955.26	1,741,537.77	48,735,825.76
20					1,166,272.04	1,166,272.04	153,125,227.30	1,672,705.92	50,408,531.68
ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยไฟฟ้าปรับเฉลี่ย (บาท)									3.04

Discount Rate 4.115%

ประวัติผู้เขียน

ชื่อ	นางสาวณัฐฐา ปัญจวรรณ
วันเดือนปีเกิด	19 ธันวาคม 2529
วุฒิการศึกษา	ปีการศึกษา 2551 : วิศวกรรมศาสตรบัณฑิต (วิศวกรรมไฟฟ้ากำลัง) มหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒ
ตำแหน่ง	ผู้จัดการฝ่ายเอกสารสัญญา บริษัท ซุปเปอร์ โซลาร์ เอนเนอร์ยี จำกัด
ประสบการณ์ทำงาน	2558-ปัจจุบัน: ผู้จัดการฝ่ายเอกสารสัญญา บริษัท ซุปเปอร์ โซลาร์ เอนเนอร์ยี จำกัด 2557-2558: ผู้จัดการฝ่ายพัฒนารูจิกต่างประเทศ บริษัท อินเตอร์ ฟาร์อีสท์ เอ็นเนอร์ยี จำกัด 2552-2557: ผู้จัดการส่วนพลังงานทดแทน 2 บริษัท เด็มโก้ จำกัด (มหาชน) 2551-2552: วิศวกรรมระดับ 4 บริษัท อิตาลีไทยวิศวกรรม จำกัด