



ใบรับรองวิทยานิพนธ์
บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

เศรษฐศาสตรมหาบัณฑิต (เศรษฐศาสตร์ธุรกิจ)

ปริญญญา

เศรษฐศาสตร์ธุรกิจ

เศรษฐศาสตร์ ครีวาช

สาขา

คณะ

เรื่อง การศึกษาความเป็นไปได้ในการลงทุนโรงไฟฟ้าชีวมวลจากหญ้าเนเปียร์ปากช่อง 1
อำเภอมวกเหล็ก จังหวัดสระบุรี

The Feasibility Study of Investment on Biomass Power Plant from Napier
Pakchong 1 Grass Amphoe Muak Lek Changwat Saraburi

นามผู้วิจัย นางสาวดวงใจ จีนาณรงค์

ได้พิจารณาเห็นชอบโดย

อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

(อาจารย์พิษณุวัฒน์ ทวีวัฒน์, D.A.)

ประธานสาขาวิชา

(อาจารย์พิษณุวัฒน์ ทวีวัฒน์, D.A.)

บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์รับรองแล้ว

(รองศาสตราจารย์กัญญา ชีระกุล, D.Agr.)

คณบดีบัณฑิตวิทยาลัย

วันที่ เดือน พ.ศ.

สืบสถิติ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

วิทยานิพนธ์

เรื่อง

การศึกษาความเป็นไปได้ในการลงทุนโรงไฟฟ้าชีวมวลจากหญ้าเนเปียร์ปากช่อง 1
อำเภอมวกเหล็ก จังหวัดสระบุรี

The Feasibility Study of Investment on Biomass Power Plant from Napier Pakchong 1 Grass
Amphoe Muak Lek Changwat Saraburi

โดย

นางสาวดวงใจ จินานุรักษ์

เสนอ

บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

เพื่อความสมบูรณ์แห่งปริญญาเศรษฐศาสตรมหาบัณฑิต (เศรษฐศาสตร์ธุรกิจ)

พ.ศ. 2557

ลิขสิทธิ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ดวงใจ จินานุรักษ์ 2557: การศึกษาความเป็นไปได้ในการลงทุนโรงไฟฟ้าชีวมวลจากหญ้าเนเปียร์
ปากช่อง 1 อำเภอมากเหล็ก จังหวัดสระบุรี ปรินญาเศรษฐศาสตร์มหาบัณฑิต (เศรษฐศาสตร์
ธุรกิจ) สาขาวิชาเศรษฐศาสตร์ธุรกิจ คณะเศรษฐศาสตร์ ศรีราชา อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์
หลัก: อาจารย์พิษณุวัฒน์ ทวีวัฒน์, D.A. 123 หน้า

การศึกษานี้มีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษา (1) สภาพทั่วไปของโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลในอำเภอ
มากเหล็ก จังหวัดสระบุรี โดยใช้หญ้าเนเปียร์ปากช่อง 1 เป็นเชื้อเพลิง (2) ความเป็นไปได้ด้านเทคนิคของ
โครงการผลิตไฟฟ้าจากหญ้าเนเปียร์ปากช่อง 1 (3) ความเป็นไปได้ทางการเงิน และ (4) อัตราส่วนเพิ่ม
ราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) ของโครงการลงทุนดังกล่าว การศึกษาใช้ข้อมูลปฐมภูมิจากการสังเกตการณ์แบบ
มีส่วนร่วม และการสัมภาษณ์เชิงลึกกับที่ปรึกษาการสร้างโรงไฟฟ้าชีวมวล ผู้เชี่ยวชาญด้านหญ้าเนเปียร์ และ
เกษตรกรที่ปลูกหญ้าเนเปียร์ และใช้ข้อมูลทุติยภูมิจากเอกสารวิชาการต่างๆ จากทางภาครัฐ และเอกชน
เว็บไซต์ต่างๆ ข้อมูลทั้งสองแบบถูกนำมาวิเคราะห์เชิงพรรณนาและเชิงปริมาณ เครื่องมือที่ใช้ได้แก่ ต้นทุน
เงินทุนถัวเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก มูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราผลตอบแทนภายในทั้งก่อนและหลังการปรับค่าแล้ว
ดัชนีกำไร และการทดสอบค่าความแปรเปลี่ยน

ผลการศึกษาพบว่าในพื้นที่ที่มีการปลูกหญ้า ประมาณ 500 ไร่ การปลูกครั้งหนึ่งเก็บเกี่ยวได้นาน
6-7 ปี และให้ผลผลิต 60-80 ตันต่อไร่ต่อปี โดยเก็บเกี่ยวปีละ 3 ครั้ง เพียงพอต่อการนำหญ้าเนเปียร์เป็น
เชื้อเพลิงในโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวล ใช้ปริมาณหญ้าเท่ากับ 35,837 ตันต่อปี โรงไฟฟ้าตั้งอยู่บนพื้นที่ 12 ไร่
ในอำเภอมากเหล็ก ใช้เทคโนโลยีแบบเปลี่ยนชีวมวลเป็นก๊าซเชื้อเพลิง ผลิตไฟฟ้าด้วยขบวนการเชิงเคมี
ความร้อน แบบอากาศไหลลง ขนาด 1 เมกะวัตต์ เมื่อทำการศึกษาความเป็นไปได้ทางการเงิน โดย
กำหนดอายุโครงการ 26 ปี ที่ต้นทุนเงินทุนร้อยละ 9.91 โดยพบว่ามูลค่าปัจจุบันสุทธิเท่ากับ -51,853,492
บาท อัตราผลตอบแทนภายในโครงการก่อนและหลังการปรับค่าเท่ากับร้อยละ 0.29 และ 6.61 ต่อปี
ตามลำดับ และดัชนีกำไรเท่ากับ 0.45 ดังนั้นสามารถสรุปผลการศึกษาได้ว่าโครงการไม่มีความคุ้มค่าในการ
ลงทุน และผลการวิเคราะห์ค่าความแปรเปลี่ยนพบว่า ถ้าโครงการสามารถเพิ่มผลตอบแทนขึ้นได้ร้อยละ
21.04 หรือลดต้นทุนการดำเนินงานลงร้อยละ 25.47 หรือลดต้นทุนในการลงทุนลงร้อยละ 54.78 จึงจะทำให้
โครงการมีความคุ้มค่า แต่ถ้ารัฐบาลจะสนับสนุนควรเพิ่มอัตราส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) จาก
0.50 บาท เป็น 2.03 บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง

Daungjai Jeenanurugk 2014: The Feasibility Study of Investment on Biomass Power Plant from Napier Pakchong 1 Grass Amphoe Muak Lek Changwat Saraburi. Master of Economics (Business Economics), Major Field: Business Economics, Faculty of Economics at Sriracha. Thesis Advisor: Mr. Bhisanuwat Thaweewat, D.A. 123 pages.

The objectives of this study were to study (1) the general conditions of Napier Pakchong 1 grass as fuel (2) the technical aspects of electricity generation from Napier Pakchong 1 Grass (3) the financial feasibility and (4) the appropriate Adder of the purchase price for the electricity generated from the project. The primary data was collected by the participant observation method and from the in-depth interviews with biomass power plant specialists, Napier grass specialist and farmers, and used secondary data collected from documents, books and websites of government agencies and private sectors. Both types of data were used in descriptive and quantitative analysis. The analytical tools employed were weighted average cost of capital (WACC), net present value (NPV), internal rate of return (IRR), modified internal rate of return (MIRR), profitability Index (PI) and switching value test (SVT).

The study revealed that the space of approximately 500 rais in this area were used to cultivate Napier Pakchong 1 grass and could be harvested for 6-7 years without replanting. The output was about 60 to 80 tons per rai per year from 3 harvest times per year and was enough to be used as fuel for biomass power plant which required input of 35,837 tons per year. The power plant required area of 12 rais in Amphoe Muak lek and utilized thermochemical conversion technique of gasification by fixed-bed gasifier with downdraft type. The output capacity was 1 Megawatt. The financial feasibility based on project life of 26 years and WACC at 9.91 percent, showed that the project was infeasible since NPV was -51,853,492 Baht, IRR was 0.29 percent, MIRR was 6.61 percent and PI was 0.45. The result from SVT showed that if the project could increase 21.04 percent of revenue or reduce 25.47 percent operation cost or get 54.78 percent lower investment cost, these will make the project to be feasible. However, if the government would like to support this project, the Adder should be increased from 0.50 Baht to 2.03 Baht per kilowatt-hour.

Student's signature

Thesis Advisor's signature

กิตติกรรมประกาศ

ในการศึกษาและเรียบเรียงวิทยานิพนธ์ ฉบับนี้ได้สำเร็จลุล่วง ด้วยความกรุณา และความช่วยเหลือจากอาจารย์ พิษณุวัฒน์ ทวีวัฒน์ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก และอาจารย์ณันทน์ ทวีวัฒน์ อาจารย์ประจำบัณฑิตศึกษา ที่ได้กรุณาสละเวลาให้คำปรึกษาแนะนำ และข้อเสนอแนะที่มีประโยชน์เพื่อปรับปรุงแก้ไขให้วิทยานิพนธ์นี้มีถูกต้องความสมบูรณ์ยิ่งขึ้น

ขอขอบพระคุณ ดร.ไกรลาศ เขียวทอง ศูนย์วิจัยและพัฒนาอาหารสัตว์ จังหวัดนครราชสีมา โรงไฟฟ้าเพชรภูพาน จังหวัดสกลนคร สำนักส่งเสริมและถ่ายทอดเทคโนโลยี สำนักปลัดกระทรวงวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี หน่วยปฏิบัติการวิศวกรรมพลังงานและสิ่งแวดล้อม โรงไฟฟ้าชีวมวลสุรนารี มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี และเจ้าหน้าที่โครงการปริญญาโท และเพื่อนๆ MBE 10 ที่สนับสนุนและกำลังใจให้วิทยานิพนธ์นี้สำเร็จลุล่วงไปด้วยดี

สุดท้าย ขอกราบขอบพระคุณบิดา มารดา และขอขอบคุณสมาชิกทุกคนในครอบครัวของข้าพเจ้าที่ให้การสนับสนุนตลอดเวลาที่ทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ประโยชน์อันใดที่เกิดจากการนำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ไปใช้ ข้าพเจ้าขอมอบแด่ผู้มีพระคุณในการศึกษาครั้งนี้ทุกท่าน

ดวงใจ จินานุรักษ์
พฤษภาคม 2557

สารบัญ

หน้า

สารบัญตาราง	(3)
สารบัญภาพ	(5)
บทที่ 1 บทนำ	1
ความสำคัญของปัญหา	1
วัตถุประสงค์ของการศึกษา	7
ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ	7
ขอบเขตการศึกษา	8
วิธีการศึกษา	8
นิยามศัพท์	14
บทที่ 2 การตรวจเอกสาร	18
ทฤษฎีและแนวคิดที่ใช้ในการศึกษา	18
งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง	27
บทที่ 3 ความรู้ทั่วไปของโครงการ	33
สภาพทั่วไปของหมู่บ้านเปียร์ปากช่อง 1	33
การผลิตไฟฟ้าด้วยเทคโนโลยีแก๊สซิพีเคชั่น	36
สภาพทั่วไปของโครงการ	44
บทที่ 4 ผลการศึกษา	55
ต้นทุนและผลประโยชน์ของโครงการ	58
ผลการวิเคราะห์ทางการเงิน	75
การทดสอบความสามารถในการรับความเปลี่ยนแปลง	75
การศึกษาด้านอัตราส่วนเพิ่มการรับซื้อไฟฟ้า	77

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
บทที่ 5 สรุปผลการศึกษาและข้อเสนอแนะ	79
สรุปผลการศึกษา	79
ข้อเสนอแนะ	82
เอกสารและสิ่งอ้างอิง	84
ภาคผนวก	89
ภาคผนวก ก งบทำไรชาดทุนโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลขนาด 1 เมกะวัตต์	90
ภาคผนวก ข ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก	95
ภาคผนวก ค อัตราค่าไฟฟ้าขายส่งให้ กฟน. และ กฟภ.	107
ภาคผนวก ง กระบวนการออกใบอนุญาตประกอบกิจการไฟฟ้า และใบอนุญาตอื่นที่เกี่ยวข้อง	109
ภาคผนวก จ ประกาศการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค การกำหนดส่วนเพิ่มราคาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก	111
ประวัติการศึกษาและการทำงาน	123

สารบัญตาราง

ตารางที่		หน้า
1	โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนใหม่ตามแผน 10 ปี พ.ศ 2555 - พ.ศ 2564	5
2	คุณสมบัติของหญ้าเนเปียร์เมื่อเปรียบเทียบกับพืชชนิดอื่นๆ	35
3	ตารางวิเคราะห์คุณภาพหญ้าเนเปียร์อายุ 120 วัน	35
4	ข้อมูลเครื่องกำเนิดก๊าซชีววมวลแบบเผาอับอากาศ (Gasification System)	46
5	ต้นทุนในการลงทุนของโครงการโรงไฟฟ้าชีววมวลขนาด 1 เมกะวัตต์	51
6	งบประมาณค่าแรงต่อเดือน	51
7	ต้นทุนการผลิตทางอ้อม	52
8	ต้นทุนในการเก็บเกี่ยวและขนส่งหญ้าเนเปียร์	53
9	ต้นทุนการดำเนินงานโครงการโรงไฟฟ้าชีววมวลขนาด 1 เมกะวัตต์	59
10	ประมาณการรายรับโครงการโรงไฟฟ้าชีววมวลขนาด 1 เมกะวัตต์	65
11	ต้นทุนเงินทุนของโครงการและสัดส่วนเงินลงทุน	69
12	ประมาณการงบกระแสเงินสด	70

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่		หน้า
13	ผลการวิเคราะห์ทางการเงิน	75
14	ผลการทดสอบความสามารถในการรับความเปลี่ยนแปลง	76
15	ผลการวิเคราะห์อัตราส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder)	77
ตารางผนวกที่		
1	งบกำไรขาดทุนโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลขนาด 1 เมกะวัตต์	91

สารบัญภาพ

ภาพที่		หน้า
1	ความต้องการใช้ไฟฟ้าตามผลิตภัณฑ์มวลรวมในประเทศ ปี พ.ศ.2546 - พ.ศ.2555	2
2	การผลิตไฟฟ้าแยกตามชนิดของเชื้อเพลิง ม.ค.- ธ.ค. 2555	3
3	ปริมาณการผลิต และปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติ ปี พ.ศ.2545-พ.ศ.2553	4
4	หญ้าเนเปียร์ปากช่อง 1	34
5	แผนผังการผลิตกระแสไฟฟ้าโดยเทคโนโลยีแก๊สซิฟิเคชั่น	39
6	ประเภทของระบบผลิตก๊าซเชื้อเพลิงชีวมวล	40
7	รูปแบบของโรงไฟฟ้าชีวมวลขนาด 1 เมกะวัตต์	44
8	โรงไฟฟ้าชีวมวลขนาด 1 เมกะวัตต์	45
9	กระบวนการป้อนชีวมวลเข้าเครื่อง Gasifier	47
10	เครื่อง Gasifier	48
11	เครื่องกำเนิดไฟฟ้า	48

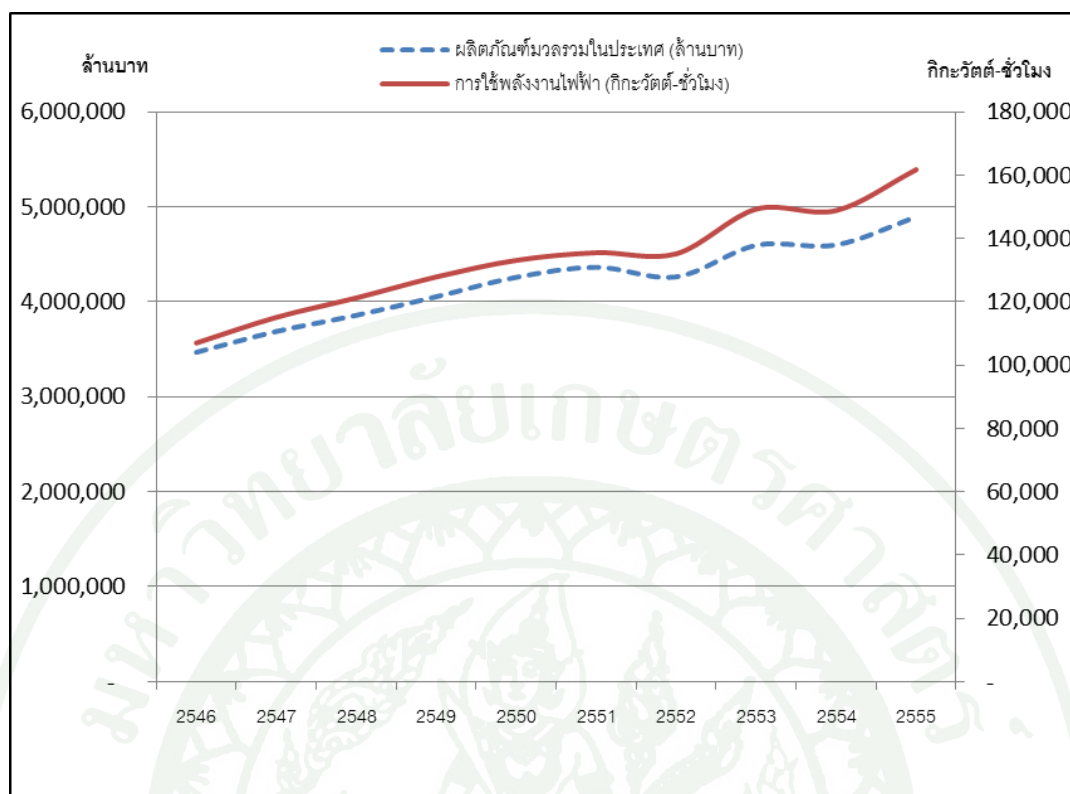
บทที่ 1

บทนำ

ความสำคัญของปัญหา

ไฟฟ้าเป็นพลังงานรูปแบบหนึ่ง เกิดจากแหล่งพลังงานที่ทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าหมุน แหล่งพลังงานที่นำมาใช้เดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าคือ พลังน้ำ พลังความร้อน พลังกังหันแก๊ส พลังจากเครื่องยนต์ดีเซล และพลังงานธรรมชาติ เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังความร้อนใต้พิภพ ในการผลิตพลังงานไฟฟ้าจะนำพลังงานจากแหล่งต่างๆ มาเป็นวัตถุดิบใส่เข้าไปในโรงงานผลิต (Plant) ซึ่งเป็นตัวกลางทำหน้าที่เปลี่ยนรูปพลังงานวัตถุดิบให้เป็นพลังงานไฟฟ้า เรียกว่า โรงงานผลิตกำลังไฟฟ้า (Electric Power Plant) หรือ โรงไฟฟ้า (Power Plant) แหล่งพลังงานที่นำมาผลิตไฟฟ้าสามารถแบ่งได้เป็น 2 ประเภทคือ 1. พลังงานฟอสซิล อาทิเช่น ถ่านหิน/ลิกไนต์ แก๊สธรรมชาติ น้ำมันดิบ และน้ำมันสำเร็จรูป เป็นต้น และ 2. พลังงานหมุนเวียน อาทิเช่น แสงอาทิตย์ ลม น้ำ พลังงานชีวมวล แก๊สชีวภาพ ชยะ พลังความร้อนใต้พิภพ และคลื่น เป็นต้น (ศูนย์สารสนเทศข้อมูลพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, 2555)

พลังงานไฟฟ้ามีความสำคัญอย่างยิ่งในการพัฒนาพื้นฐานทางเศรษฐกิจ เพื่อช่วยสนับสนุนให้มีการพัฒนาในสาขาเศรษฐกิจในด้านอื่นๆ ในด้านอุตสาหกรรม ธุรกิจ การเกษตร การสื่อสาร และบริการต่างๆ ให้สามารถขยายตัวไปอย่างรวดเร็ว ถ้าหากประเทศไทยมีความมั่นคงด้านแหล่งพลังงาน ราคาไฟฟ้าที่เหมาะสม มีคุณภาพและมาตรฐานที่สูง เหล่านี้จะเป็นปัจจัยสำคัญอย่างยิ่งในการสร้างความมั่นใจให้นักลงทุนเข้ามาลงทุนหรือขยายงานต่อไป การใช้พลังงานไฟฟ้าจึงถือเป็นตัวชี้วัดทางอ้อมด้านเศรษฐกิจ ยิ่งตัวเลขผลิตภัณฑ์มวลรวมในประเทศ (Gross Domestic Product-GDP) มากขึ้น ก็ยิ่งมีการใช้พลังงานไฟฟ้ามากขึ้น การมีพลังงานที่เพียงพอและมีราคาที่สามารถซื้อหาได้ มีส่วนสำคัญในการช่วยลดปัญหาความยากจน พัฒนาสวัสดิการทางสังคมให้แก่ประชาชน และช่วยยกระดับมาตรฐานการครองชีพ จะเห็นได้จากความสัมพันธ์ระหว่างการใช้พลังงานไฟฟ้าและผลิตภัณฑ์มวลรวมในประเทศ ซึ่งมีการขยายตัวในลักษณะเดียวกัน ดังแสดงในภาพที่ 1



ภาพที่ 1 ความต้องการใช้ไฟฟ้าตามผลิตภัณฑ์มวลรวมในประเทศ ปี พ.ศ. 2546 - พ.ศ. 2555

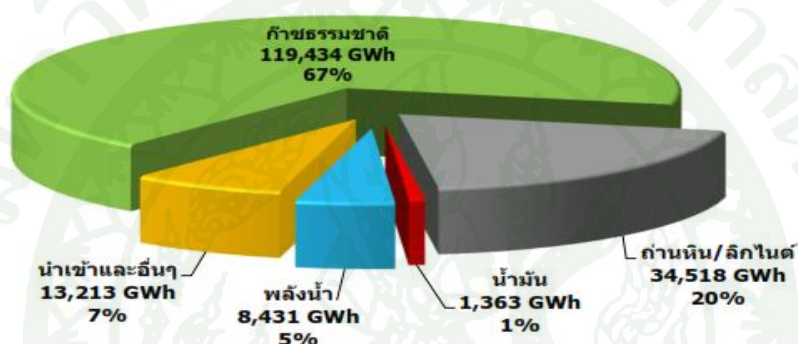
ที่มา: สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน (2556)

ด้วยเหตุนี้ การผลิตไฟฟ้าจึงต้องมีการวางแผนและดำเนินการให้สอดคล้องกับความต้องการใช้ไฟฟ้า เพื่อรองรับการขยายตัวของประชากร และการขยายตัวของเศรษฐกิจ ในปี พ.ศ. 2555 ปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าของไทยเท่ากับ 176,973 กิกะวัตต์-ชั่วโมง เพิ่มขึ้นร้อยละ 8.7 เมื่อเทียบกับปี พ.ศ. 2554 และตามแผนพยากรณ์การใช้ไฟฟ้าของภาครัฐ ความต้องการใช้ไฟฟ้าของไทยในปี พ.ศ. 2555 - 2573 จะเพิ่มจาก 175,069 กิกะวัตต์-ชั่วโมง เป็น 346,767 กิกะวัตต์-ชั่วโมง ในปี พ.ศ. 2573 โดยเพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 4.13 ต่อปี ซึ่งตั้งอยู่บนสมมติฐานการเติบโตของผลิตภัณฑ์มวลรวมภายในประเทศ (GDP) ระหว่างปี พ.ศ. 2546- พ.ศ. 2555 เพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 4.4 ต่อปี (สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน, 2556) ดังแสดงในภาพที่ 1

สำหรับเชื้อเพลิงที่นำมาผลิตไฟฟ้านั้นคำนึงถึงสิ่งที่ต้องมีแหล่งสำรองเชื้อเพลิงที่มีปริมาณเพียงพอ และแน่นอน มีการกระจายแหล่งและชนิดของเชื้อเพลิง เพื่อลดความเสี่ยงในการจัดหา มีราคาที่เหมาะสมและมีเสถียรภาพ เมื่อนำมาผลิตไฟฟ้าแล้วสามารถควบคุมมลพิษให้อยู่ในระดับมาตรฐาน และต้องใช้ทรัพยากรพลังงานภายในประเทศที่มีอยู่อย่างจำกัดให้เกิดประโยชน์สูงสุด ประเทศไทยได้มีการสำรวจพบแหล่งก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทย และนำมาใช้ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2524 โดยนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตกระแสไฟฟ้า และ

ในโรงงานอุตสาหกรรมเพื่อทดแทนการใช้ถ่านหิน และน้ำมันเตา ซึ่งมีราคาสูงและต้องนำเข้าจากต่างประเทศ ขณะเดียวกันต้องเผชิญความผันผวนของราคาน้ำมันตลาดโลก ซึ่งเสี่ยงต่อความมั่นคงของพลังงาน (กระทรวงพลังงาน, ม.ป.ป.) เนื่องจากก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงที่ดีที่สุดสำหรับโรงไฟฟ้า เป็นที่ยอมรับกันทั่วโลกว่า โรงไฟฟ้าพลังงานก๊าซธรรมชาติดีกว่าโรงไฟฟ้าพลังถ่านหินและน้ำมัน เนื่องจากมีต้นทุนการลงทุนที่ต่ำกว่า และมีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อยมาก

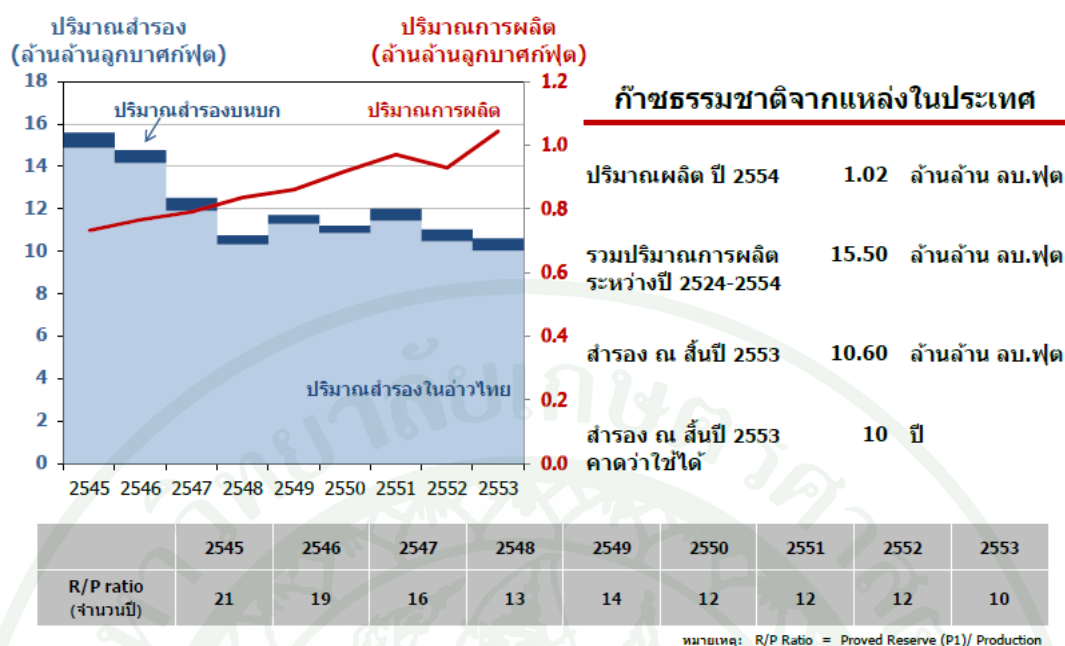
สำหรับประเทศไทยข้อมูล ตั้งแต่ ม.ค.-ธ.ค. พ.ศ. 2555 ไทยใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้าเป็นสัดส่วนที่มากถึงร้อยละ 67 ดังแสดงในภาพที่ 2



ภาพที่ 2 การผลิตไฟฟ้าแยกตามชนิดของเชื้อเพลิง ม.ค.-ธ.ค. 2555

ที่มา: ศูนย์พยากรณ์และสารสนเทศพลังงาน สำนักนโยบายและแผนพลังงาน (2556)

การที่ประเทศไทยมีความต้องการก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้าเป็นสัดส่วนที่สูงกว่าเชื้อเพลิงชนิดอื่นๆ และมีความต้องการอย่างต่อเนื่องให้ทำให้ปริมาณก๊าซธรรมชาติที่สามารถจัดหาได้จากแหล่งในประเทศไม่เพียงพอ ส่งผลให้ต้องนำเข้าก๊าซธรรมชาติมาจากแหล่งยานาดา และเขตากุนของสหภาพพม่า มาตั้งแต่ ปี พ.ศ. 2543 รวมทั้งมีการผลิตและนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากพื้นที่การผลิตร่วมไทยมาเลเซียเมื่อปี พ.ศ. 2551 และล่าสุดในเดือน พ.ค. 2554 ได้นำเข้าก๊าซธรรมชาติในรูปก๊าซธรรมชาติเหลว (Liquefied Natural Gas: LNG) ถ้าประเทศไทยยังขุดก๊าซในปริมาณที่เทียบเท่ากับปัจจุบันคือ ปีละ 1 ล้านล้านลูกบาศก์ฟุต แต่ไม่มีการขุดพบปริมาณสำรองเพิ่มเติม ประเทศไทยจะเหลือก๊าซธรรมชาติไว้ใช้ในประเทศอีก 10 ปีเท่านั้น ดังแสดงในภาพที่ 3



ภาพที่ 3 ปริมาณการผลิต และปริมาณสำรองก๊าซธรรมชาติ ปี พ.ศ. 2545 - พ.ศ. 2553

ที่มา: สถาบันปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย (2555)

จากสภาวะดังกล่าวข้างต้น ทำให้ประเทศไทยมีความเสี่ยงด้านพลังงานจากการพึ่งพาแหล่งเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติสูงมาก ซึ่งเป็นความเสี่ยงต่อภาคการผลิตไฟฟ้าของประเทศ และความเสี่ยงจากการที่กำลังไฟฟ้าสำรองอยู่ในระดับต่ำลงจากการต้องการใช้ไฟฟ้าต่อปีที่เพิ่มสูงขึ้น ในระยะยาวแล้ว ประเทศไทยต้องเสริมความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศ โดยต้องมีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองไม่ต่ำกว่าร้อยละ 15 ของความต้องการไฟฟ้าสูงสุด ด้วยการพัฒนาพลังงานทดแทน และโรงไฟฟ้าชีวมวลก็เป็นทางเลือกหนึ่งที่สำคัญ ดังนั้น เพื่อเสริมสร้างความมั่นคงด้านพลังงาน กระทรวงพลังงานร่วมกับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยจึงจัดทำแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573 (Thailand Power Development Plan 2010-2030; PDP 2010) เพื่อเป็นแผนจัดหาไฟฟ้าในระยะยาวให้เพียงพอต่อการพัฒนาประเทศ ทั้งทางด้านเศรษฐกิจและสังคม และภาครัฐได้มีการปรับปรุงแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย PDP 2010 เป็นฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3 โดยได้พิจารณานโยบายด้านพลังงาน ที่เกี่ยวข้องกับการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้ามีประเด็นสำคัญดังนี้

1. แผนอนุรักษ์พลังงาน 20 ปี คือ “นโยบายจะลดระดับการใช้พลังงานต่อผลิตภัณฑ์มวลรวมลงร้อยละ 25 ภายใน 20 ปี (พ.ศ.2554 – พ.ศ.2573)” มีผลให้ค่าพยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศลดลง เนื่องจากการสนับสนุนการประหยัดพลังงาน และการใช้ไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ

2. แผนพัฒนาพลังงานทดแทน และพลังงานทางเลือก ร้อยละ 25 ใน 10 ปี (พ.ศ.2555-2564) (Alternative Energy Development Plan: AEDP 2012-2021) กล่าวคือ “นโยบาย จะใช้พลังงานทดแทน และพลังงานทางเลือก เพื่อไปทดแทนเชื้อเพลิงฟอสซิลให้ได้อย่างน้อยร้อยละ 25 ภายใน 10 ปี” จะทำให้จำนวนโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลบางส่วน เช่น ถ่านหิน ก๊าซธรรมชาติ ฯลฯ ถูกทดแทนด้วย โรงไฟฟ้าประเภทพลังงานหมุนเวียน

จากแผนพลังงานทดแทน และพลังงานทางเลือก 10 ปี ของกระทรวงพลังงาน จะมีโครงการไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนใหม่ในช่วงปี พ.ศ. 2555-2564 สรุปตามประเภทของเชื้อเพลิง ดังรายละเอียดในตารางที่ 1

ตารางที่ 1 โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนใหม่ตามแผน 10 ปี พ.ศ. 2555 - พ.ศ. 2564

หน่วย: เมกะวัตต์)

พลังงานหมุนเวียนใหม่ตามประเภทของเชื้อเพลิง	กำลังการผลิต
พลังงานแสงอาทิตย์	1,806.40
พลังลม	1,774.30
พลังน้ำ (ในประเทศ และรับซื้อจากต่างประเทศ)	3,061.40
ชีวมวล	2,378.70
ก๊าซชีวภาพ	22.1
ขยะ	334.5
รวม	9,377.40

ที่มา: สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน (2555)

จากตัวเลขในตารางที่ 1 เพื่อให้เป็นไปตามแผนพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือกร้อยละ 25 ใน 10 ปี (พ.ศ. 2555 -2564) กำหนดเป้าหมายให้มีโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลในการผลิตไฟฟ้าให้ได้ 2,378.70 เมกะวัตต์ ภายในปี 2564 ซึ่งเป็นปัจจัยสำคัญที่ทำให้โรงไฟฟ้าชีวมวลมีความสำคัญ และมีสัดส่วนสูงในโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

พลังงานหมุนเวียนหมายถึงพลังงานที่มีอยู่ในธรรมชาติ เมื่อใช้ไปแล้ว สามารถผลิตทดแทนได้ใหม่ในระยะเวลาอันสั้น เช่น พลังงานคลื่นทะเล พลังงานความร้อนใต้พิภพ พลังงานน้ำ พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังงานจากก๊าซชีวภาพ พลังงานชีวมวล และเซลล์เชื้อเพลิง เป็นต้น เนื่องจากประเทศไทยเป็นประเทศเกษตรกรรม มีอุตสาหกรรมแปรรูปสินค้าเกษตรมากมาย เช่น ข้าว อ้อย ยางพารา ปาล์ม มันสำปะหลัง และสับปะรด เป็นต้น ผลพลอยได้จากอุตสาหกรรมเหล่านี้เป็นอินทรีย์สารที่เรียกว่า ชีวมวล (Biomass) ซึ่งสามารถนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าได้ ปัจจุบันพลังงานชีวมวลที่ใช้กันอยู่นั้นมาจาก

เทคโนโลยีการผลิตที่หลากหลาย เช่น การเผาไหม้ในอากาศปกติเพื่อให้ได้พลังงานความร้อน หรือเผาไหม้ในอุปกรณ์ที่จำกัดอากาศเพื่อให้ได้ก๊าซเชื้อเพลิง การหมักด้วยแบคทีเรียเพื่อให้ได้ก๊าซชีวภาพ และการผ่านกระบวนการผลิตเพื่อให้ได้เชื้อเพลิงเหลว เช่น เอทานอลหรือไบโอดีเซล (Energy Inno, 2554)

วัตถุดิบที่ใช้ส่วนใหญ่เพื่อเป็นเชื้อเพลิงในโรงไฟฟ้าชีวมวลคือ วัสดุเหลือใช้ทางการเกษตร ซึ่งมีอยู่มากแต่อยู่กระจัดกระจาย รวบรวมได้ยาก เช่น เศษไม้ ยอดอ้อย กะลามะพร้าว ชังข้าวโพด และบางส่วนมีราคาสูงขึ้นจนไม่คุ้มกับการดำเนินงาน เนื่องจากวัตถุดิบเช่น แกลบ หรือเศษไม้สามารถนำไปแปรรูป หรือขายไปใช้ในงานประเภทอื่นที่มีค่าสูงกว่า เช่น การทำแกลบเผา การทำถ่าน เป็นต้น ดังนั้นต้นทุนการรวบรวมเศษวัสดุเหลือใช้ก็เป็นปัญหาหนึ่งที่ทำให้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าสูงขึ้นกว่าที่คาดการณ์ไว้ นอกจากนี้พืชผลทางการเกษตรมีปริมาณที่ไม่แน่นอน เพราะพืชแต่ละชนิด ปลูกตามฤดูกาล และผลผลิตที่ได้ก็ขึ้นอยู่กับสภาพภูมิอากาศ ในขณะเดียวกัน เกษตรกรมีการเปลี่ยนชนิดของผลผลิตไปตามความต้องการของตลาด ด้วยปัญหาดังกล่าวทางกระทรวงพลังงานจึงพยายามสนับสนุนให้เกิดการใช้เชื้อเพลิงใหม่ๆ ในการผลิตในการผลิตไฟฟ้า เพื่อทดแทนพลังงานที่ใช้อยู่ในปัจจุบัน และพบว่า “หญ้าเนเปียร์” หรือ “หญ้าเลี้ยงช้าง” เป็นหญ้าที่มีศักยภาพในการนำมาเป็นเชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้า เนื่องจากมีโครงสร้างอาหารที่เหมาะสมต่อการเติบโตของจุลินทรีย์ทำให้เกิดแก๊ส มีอัตราการผลิตก๊าซมีเทนสูงกว่าหญ้าชนิดอื่น เหมาะสมต่อการนำมาผลิตเป็นพลังงานทดแทน (กรมพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, 2556) ซึ่งผลผลิตต่อไร่ของหญ้าตระกูลเนเปียร์นั้นค่อนข้างสูงเมื่อเทียบกับอื่นผลผลิตทางการเกษตรอื่นๆ ที่ใช้ในโรงไฟฟ้าชีวมวล โดย The Japan Institute of Energy (2008) ได้ให้ข้อมูลไว้ใน คู่มือสารชีวมวลเอเชีย ว่าน้ำหนักแห้งของหญ้าเนเปียร์เฉลี่ยอยู่ที่ 84.7 ตันต่อเฮกตาร์ต่อปี ปี (13.55 ตันต่อไร่ต่อปี) สูงกว่าอ้อยซึ่งเฉลี่ยอยู่ที่ 49.5 ตันต่อเฮกตาร์ต่อปี (7.92 ตันต่อไร่ต่อปี) ถึงร้อยละ 71 หญ้าเนเปียร์มีปริมาณพลังงาน 18.4 เมกะจูลต่อน้ำหนักแห้ง 1 กิโลกรัม ซึ่งเทียบเท่ากับความร้อน 5.1 กิโลวัตต์-ชั่วโมงต่อกิโลกรัม (VIASPACE, 2012)

หญ้าเนเปียร์ เป็นหญ้าเขตร้อน มีใบหนาและกว้าง ได้มีการนำเข้ามาปลูกในประเทศไทยประมาณ 30 ปีมาแล้ว มีมากกว่า 130 สายพันธุ์ สายพันธุ์เดิมที่นิยมปลูกในประเทศไทยมีอยู่ 3 สายพันธุ์ คือ หญ้าเนเปียร์ธรรมดา หญ้าเนเปียร์ยักษ์ (King Grass) และหญ้าเนเปียร์แคระ (Mott Dwarf Elephant Grass) เป็นหญ้าที่ดอกไม่ติดเมล็ด จึงไม่เป็นปัญหาการเป็นวัชพืช ต่อมา สำนักพัฒนาอาหารสัตว์ กรมปศุสัตว์ กระทรวงเกษตรและสหกรณ์ เห็นศักยภาพจึงได้พัฒนาสายพันธุ์หญ้าเนเปียร์ ได้หญ้าเนเปียร์ลูกผสมสายพันธุ์ปากช่อง 1 (Pennisetum purpureum × Pennisetum glaucum 'Pakchong 1') คุณสมบัติของหญ้าเนเปียร์ปากช่อง 1 คือเป็นพืชอาหารสัตว์ที่มีศักยภาพสูงทั้งในแง่การให้ผลผลิต และมีคุณค่าทางอาหารสัตว์ดี ขยายพันธุ์ง่าย เจริญเติบโตได้ดีในประเทศเขตร้อน การปลูกครั้งหนึ่งสามารถเก็บเกี่ยวได้นาน 8-9 ปี โดยไม่ต้องปลูกใหม่ ต้นทุนการเพาะปลูกต่ำ ปัจจุบันกรมปศุสัตว์ได้สนับสนุนส่งเสริมให้เกษตรกรปลูกกันอย่างแพร่หลายทั่วประเทศ โดยในจังหวัดสระบุรีเป็นจังหวัดที่มีการเลี้ยงโคนมจำนวนมาก จึงมีเกษตรกรปลูกหญ้าเพื่อใช้

เป็นอาหารสัตว์เป็นจำนวนมาก ซึ่งในพื้นที่ ตำบลลำสมพุง อำเภอแมวกเหล็ก มีเกษตรกรปลูกหญ้าเพื่อเลี้ยงสัตว์อยู่ 1,709 ไร่ โดยมีการปลูกหญ้าเนเปียร์ปากช่อง 1 ประมาณ 500 ไร่ สามารถนำมาเป็นวัตถุดิบในการผลิตก๊าซเชื้อเพลิงจากชีวมวลได้สำหรับโรงไฟฟ้าขนาด 1 เมกะวัตต์ จากเหตุผลดังกล่าว การศึกษาครั้งนี้จึงกำหนดให้พื้นที่โครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลตั้งอยู่ที่ อำเภอแมวกเหล็ก จังหวัดสระบุรี เพื่อศึกษาการนำหญ้าเนเปียร์มาใช้เป็นเชื้อเพลิงในโรงไฟฟ้าชีวมวล แต่การลงทุนในสร้างโรงไฟฟ้าชีวมวลเป็นการลงทุนที่จะต้องใช้งบลงทุนสูง ดังนั้นภาครัฐจึงควรมีมาตรการสนับสนุนเพื่อจูงใจให้เอกชนสนใจเข้ามาลงทุน และนักลงทุนต้องมีการศึกษาความเป็นไปได้ในการลงทุนให้ชัดเจนก่อนการตัดสินใจลงทุนในโครงการ

วัตถุประสงค์ของการศึกษา

1. เพื่อศึกษาสภาพทั่วไปของการใช้หญ้าเนเปียร์ปากช่อง 1 เป็นเชื้อเพลิงสำหรับโรงไฟฟ้าชีวมวล ที่อำเภอแมวกเหล็ก จ.สระบุรี
2. เพื่อศึกษาความเป็นไปได้ทางเทคนิคการผลิตไฟฟ้าจากหญ้าเนเปียร์ปากช่อง 1 ที่อำเภอแมวกเหล็ก จ.สระบุรี
3. เพื่อศึกษาความเป็นไปได้ทางด้านการเงินในการลงทุนสร้างโรงไฟฟ้าชีวมวลขนาด 1 เมกะวัตต์ โดยใช้หญ้าเนเปียร์ปากช่อง 1 เป็นเชื้อเพลิง ที่อำเภอแมวกเหล็ก จ.สระบุรี
4. เพื่อศึกษาอัตราส่วนเพิ่มราคาับซื้อไฟฟ้า (Adder) ที่เหมาะสมของโครงการ

ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1. ผู้ลงทุนนำผลที่ได้จากการศึกษาความเป็นไปได้ในการลงทุนสร้างโรงไฟฟ้าชีวมวลจากหญ้าเนเปียร์ปากช่อง 1 ไปประกอบพิจารณาการลงทุน
2. ภาครัฐสามารถนำข้อมูลในการศึกษาไปใช้ในการวางแผนการส่งเสริมการปลูกหญ้าเนเปียร์ปากช่อง 1 เพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับโรงไฟฟ้าชีวมวล และพิจารณาอัตราส่วนเพิ่มราคาับซื้อไฟฟ้า (Adder) ที่เหมาะสม
3. สถาบันการเงินใช้เป็นข้อมูลประกอบในการพิจารณาสินเชื่อในโครงการลงทุนสร้างโรงไฟฟ้าชีวมวลขนาด 1 เมกะวัตต์

4. เกษตรกรสามารถนำผลที่ได้จากการศึกษาไปใช้ในการลงทุนปลูกหญ้าเนเปียร์ปากช่อง 1 เพื่อเป็นวัตถุดิบหลักในการป้อนให้กับโรงไฟฟ้าชีวมวล

ขอบเขตการศึกษา

ในการศึกษาความเป็นไปได้ในการลงทุนสร้างโรงไฟฟ้าชีวมวลโดยใช้หญ้าเนเปียร์ปากช่อง 1 เป็นเชื้อเพลิง มีขอบเขตการศึกษาดังนี้

1. พื้นที่ศึกษาการลงทุนสร้างโรงไฟฟ้าชีวมวล เป็นพื้นที่ตำบลลำสมพุง อำเภอมวกเหล็ก จังหวัดสระบุรี พื้นที่ 12 ไร่ พื้นที่ติดกับทางหลวงแผ่นดิน 2247 เนื่องจากเป็นพื้นที่ที่เกษตรกรมีการปลูกหญ้าเนเปียร์พันธุ์ปากช่อง 1 ประมาณ 500 ไร่ เป็นพื้นที่ที่อยู่ใกล้แหล่งวัตถุดิบ
2. ศึกษาโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลขนาด 1 เมกะวัตต์ ในด้านความเป็นไปได้ทางเทคนิคของการใช้เทคโนโลยีแก๊สซิฟิเคชัน โดยใช้หญ้าเนเปียร์ปากช่อง 1 เป็นเชื้อเพลิงตามปริมาณวัตถุดิบในปัจจุบัน เพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้าและจำหน่ายให้แก่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในรูปแบบผู้ผลิตพลังงานไฟฟ้าขนาดเล็กมาก
3. การศึกษาความเป็นไปได้ด้านเทคนิคและด้านการเงิน
4. ระยะเวลาในการศึกษาและรวบรวมข้อมูลของการศึกษารั้งนี้ดำเนินการระหว่างเดือน เมษายน พ.ศ. 2556 ถึง เดือนเมษายน พ.ศ. 2557

วิธีการศึกษา

การเก็บรวบรวมข้อมูล

1. ข้อมูลปฐมภูมิ (Primary Data) โดยการสังเกตแบบมีส่วนร่วมกับเกษตรกรผู้ปลูกหญ้าเนเปียร์ปากช่อง 1 ที่ ตำบลลำสมพุง อำเภอมวกเหล็ก จ.สระบุรี เพื่อศึกษาผลผลิตต่อไร่ต่อปี ระยะเวลาในการปลูก การปลูกหญ้าเนเปียร์ สัมภาษณ์เชิงลึกกับผู้เชี่ยวชาญหญ้าเนเปียร์ที่ศูนย์วิจัยและพัฒนาอาหารสัตว์ นครราชสีมา จังหวัด นครราชสีมา และสัมภาษณ์ที่ปรึกษาการสร้างโรงไฟฟ้าชีวมวล และผู้ลงทุนสร้างโรงไฟฟ้าชีวมวลเพชรภูพาน จังหวัดสกลนคร เพื่อรวบรวมข้อมูลด้านเทคโนโลยี ระบบแก๊สซิฟิเคชัน รวมถึงต้นทุนค่าก่อสร้างและต้นทุนในการดำเนินงานและผลตอบแทนในการสร้างโรงไฟฟ้าชีวมวล

2. ข้อมูลทุติยภูมิ (Secondary Data) ได้จากการรวบรวมข้อมูล จากเอกสาร หนังสือ และเว็บไซต์ของหน่วยงานต่างๆ ที่เกี่ยวข้อง ซึ่งประกอบไปด้วย สภาพทั่วไปของหมู่บ้านเปี้ยร์ รวบรวมข้อมูลจากศูนย์วิจัยและพัฒนาอาหารสัตว์จังหวัดนครราชสีมา และกรมพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน ในด้านข้อมูลการผลิตไฟฟ้าด้วยเทคโนโลยีแก๊สซิฟิเคชั่น รวบรวมข้อมูลจาก โครงการพัฒนาและถ่ายทอดเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวล สำนักส่งเสริมและถ่ายทอดเทคโนโลยี สำนักปลัดกระทรวงวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี, โรงไฟฟ้าชีวมวลขนาดเล็กสำหรับชุมชนมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี, กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน และ โรงไฟฟ้าชีวมวลเพชรภูพาน จังหวัดสกลนคร

การวิเคราะห์ข้อมูล

วิธีการวิเคราะห์ข้อมูลประกอบด้วยวิธีดังต่อไปนี้

1. การวิเคราะห์เชิงพรรณนา (Descriptive Analysis) เป็นการศึกษาเพื่อตอบวัตถุประสงค์ในข้อที่ 1 และ 2 และนำข้อมูลที่ได้มาทำการวิเคราะห์ด้วยเครื่องมือสถิติอย่างง่าย เช่น ค่าร้อยละ ค่าเฉลี่ย และนำเสนอด้วยการเขียนบรรยายโดยมีรูปภาพประกอบ โดยการศึกษาเชิงพรรณนา จะแบ่งเนื้อหาที่จะทำการศึกษาประกอบไปด้วย

1.1 การศึกษาสภาพทั่วไปของหมู่บ้านเปี้ยร์ โดยจะทำการศึกษาลักษณะทั่วไปของหมู่บ้านเปี้ยร์ศักยภาพในการใช้เป็นเชื้อเพลิง ผลผลิต ต่อไร่ ต่อปี และราคาที่มีการซื้อขายกันในปัจจุบันและต้นทุนในการผลิต

1.2 ความเป็นไปได้ทางด้านเทคนิค เพื่อศึกษาการผลิตไฟฟ้าด้วยเทคโนโลยีแก๊สซิฟิเคชั่น คือ กระบวนการผลิตแก๊สเชื้อเพลิง ประเภทเตาผลิตแก๊สเชื้อเพลิง การประยุกต์ใช้แก๊สเชื้อเพลิง และเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้า

2. การวิเคราะห์เชิงปริมาณ (Quantitative Method) เป็นการวิเคราะห์ข้อมูลโดยอาศัยเครื่องมือทางด้านการเงินมาใช้ในการวิเคราะห์ ได้แก่ การประมาณการงบกระแสเงินสด (Cash Flow) การคำนวณต้นทุนเงินทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (Weighted Average Cost of Capital: WACC) การประเมินค่าโครงการลงทุน การวิเคราะห์ความเสี่ยง จะใช้เป็นเกณฑ์การตัดสินใจลงทุนในการสร้างโรงไฟฟ้าว่า มีความคุ้มค่าที่จะลงทุนหรือไม่ เพื่อให้บรรลุวัตถุประสงค์ในข้อ 3 และ ข้อ 4 โดยมีขั้นตอนการวิเคราะห์ดังนี้

2.1 การกำหนดอัตราคิดลดที่เหมาะสม ให้สอดคล้องกับความเสี่ยงของโครงการ ในที่นี้ใช้ต้นทุนเงินทุนถ่วงเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (Weighted Average Cost of Capital: WACC) เป็นอัตราคิดลด เนื่องจากเป็นการลงทุนของเอกชน ที่มีแหล่งเงินทุนจากหลายแห่ง เป็นต้นทุนในการดำเนินโครงการ

$$WACC = (W_e \times K_e) + [W_d \times K_d \times (1 - Tax)]$$

W_e = สัดส่วนเงินลงทุนส่วนของผู้ถือหุ้นของโครงการ

K_e = ต้นทุนเงินลงทุนของผู้ถือหุ้นของโครงการ

W_d = สัดส่วนเงินลงทุนจากการกู้ยืม

K_d = ต้นทุนเงินลงทุนจากการกู้ยืมเงิน

TAX = อัตราภาษีเงินได้นิติบุคคล

2.2 การคำนวณมูลค่าปัจจุบันสุทธิของผลตอบแทน (Net Present Value: NPV) คือมูลค่าปัจจุบันของกระแสผลตอบแทนสุทธิหรือกระแสเงินสดของโครงการ ซึ่งการคำนวณด้วยการทำส่วนลดกระแสผลตอบแทนสุทธิตลอดอายุของโครงการให้เป็นมูลค่าปัจจุบัน หรือคำนวณหา NPV จากความแตกต่างระหว่างมูลค่าปัจจุบันของกระแสผลตอบแทนรวม และมูลค่าปัจจุบันของกระแสต้นทุนรวม ทำการกำหนดระยะเวลาโครงการ (t) เริ่มต้นไว้ที่ 0 เพื่อเป็นการกำหนดเงินลงทุนไว้ต้นปีเพื่อป้องกันการขาดสภาพคล่องของโครงการ โดยหลักเกณฑ์การตัดสินใจคือ ควรรับหรืออนุมัติเมื่อ NPV มากกว่า 0 หรือมีค่าเป็นบวก แสดงว่าโครงการมีความเหมาะสมที่จะลงทุนได้ แต่ถ้า NPV ของโครงการติดลบหรือมีค่าต่ำกว่าศูนย์ ไม่ควรรับหรืออนุมัติโครงการ

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{NB_t}{(1+WACC)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{IC_t}{(1+WACC)^t}$$

NB = ผลตอบแทนสุทธิจากการดำเนินงาน

IC = ต้นทุนในการลงทุนของโครงการ

WACC = ต้นทุนเงินทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก

t = ระยะเวลาโครงการ (0, 1,..., n)

n = อายุของโครงการเป็นปี

2.3 อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ (Internal Rate of Return: IRR) คือผลตอบแทนเฉลี่ยต่อปีเป็นร้อยละของโครงการ หรืออัตราผลตอบแทนในกระบวนการคิดลดที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการมีค่าเท่ากับศูนย์ โดยที่ IRR คืออัตราส่วนลดภายในโครงการหรือก็คืออัตราผลตอบแทนที่โครงการได้รับจากการลงทุนไป หลักการตัดสินใจคือ รับทุกโครงการที่มีค่า IRR เท่ากับหรือสูงกว่าต้นทุนของเงินทุนถัวเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก จึงจะตัดสินใจลงทุนในโครงการนั้นๆ

$$NPV = \sum_{t=0}^n \frac{NB_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=0}^n \frac{IC_t}{(1+r)^t} = 0$$

NPV = มูลค่าปัจจุบันสุทธิ

NB = ผลตอบแทนสุทธิจากการดำเนินงาน

IC = ต้นทุนการลงทุนของโครงการ

r = IRR

t = ระยะเวลาโครงการ (0, 1,..., n)

n = อายุของโครงการเป็นปี

2.4 อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการที่มีการปรับแล้ว (Modified Internal Rate of Return: MIRR) โดยมีข้อสมมติว่า เงินลงทุนที่ได้ลงทุนเมื่อเริ่มโครงการหรือระหว่างดำเนินโครงการจะนำมารวมเป็นเงินลงทุนในครั้งแรก โดยคิดต้นทุนค่าเสียโอกาสเท่ากับต้นทุนของเงินทุนส่วนผลตอบแทนสุทธิจากการดำเนินงานที่ได้รับมาระหว่างดำเนินโครงการนั้น จะนำไปลงทุนต่อจนถึงปีสุดท้ายของโครงการโดยได้รับอัตราผลตอบแทนเท่ากับต้นทุนของเงินทุนเช่นเดียวกัน จากนั้นจะนำมูลค่าของเงินที่ได้ในปีสุดท้ายมารวมกัน

เป็นมูลค่า ณ ปีสุดท้ายของโครงการ (Terminal Value: TV) และจะหาอัตราคิดลดที่ทำให้มูลค่า ณ ปีสุดท้ายของโครงการเท่ากับเงินลงทุนครั้งแรกพอดี และอัตราคิดลดนั้นคือ อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการที่มีการปรับแล้ว หรือ MIRR

$$MIRR = \left[\frac{\sum_{t=0}^n R_t (1+r_{0,n})^{n-t}}{\sum_{t=0}^n \frac{I_t}{(1+r_{0,t})^t}} \right]^{1/n} - 1$$

R = ผลตอบแทนสุทธิจากการดำเนินงาน

I = เงินลงทุน

$r_{0,t}$ = ต้นทุนของเงินทุน

$r_{t,n}$ = อัตราผลตอบแทนจากการนำเงินไปลงทุนซ้ำ

t = ระยะเวลาโครงการ (0, 1,..., n)

n = อายุของโครงการเป็นปี

โดยมีข้อสมมติว่า $r_{0,t} = r_{t,n}$

2.5 ดัชนีกำไร (Profitability Index: P/I) คือ อัตราส่วนของผลรวมมูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์สุทธิที่เกิดขึ้นหลังจากปีที่มีการลงทุนเริ่มแรกต่อมูลค่าปัจจุบันของเงินลงทุนเริ่มแรก (Brigham, E.F. and Ehrhardt, M.C., 2005)

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t}}{CF_0}$$

PI = ดัชนีกำไร

CF_t = งบกระแสเงินสดโครงการในปีที่ t

CF_0 = ต้นทุนของโครงการ

r = อัตราคิดลด

t = ปีที่รับ (จ่าย) เงินสด (1 ถึง n)

n = ระยะเวลาโครงการ (0, 1..., n)

2.6 การทดสอบค่าความแปรเปลี่ยน (Switching Value Test) เป็นการพิจารณาว่า ตัวแปรที่สำคัญจะเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้น หรือลดลงได้มากที่สุดเท่าไร โดยที่โครงการยังสามารถยอมรับได้ในระดับต่ำที่สุดคือ ค่า NPV เท่ากับศูนย์ ซึ่งชี้วัดจากเกณฑ์การวัดค่าโครงการเกณฑ์ใดเกณฑ์หนึ่งดังนี้

2.6.1 ผลตอบแทนลดลงได้มากที่สุดเท่าใด

$$SVT_B = \frac{NPV}{PVB} \times 100$$

2.6.2 ต้นทุนในการดำเนินงานสามารถเพิ่มขึ้นได้มากที่สุดเท่าใด NPV/PVOC

$$SVT_{OC} = \frac{NPV}{PVOC} \times 100$$

2.6.3 ต้นทุนในการลงทุนสามารถเพิ่มขึ้นได้มากที่สุดเท่าใด NPV/PVIC

$$SVT_{IC} = \frac{NPV}{PVIC} \times 100$$

2.6.4 ต้นทุนรวมสามารถเพิ่มขึ้นได้มากที่สุดเท่าใด NPV/PVC

$$SVT_C = \frac{NPV}{PVC} \times 100$$

โดยการวิเคราะห์ค่าความแปรเปลี่ยนสามารถนำแนวคิดนี้มาวิเคราะห์อัตราส่วนเพิ่มการรับซื้อไฟฟ้า (Adder) ที่เหมาะสม และราคาหน้าสูงที่สุดที่สามารถทำให้โครงการกลับมามีความคุ้มค่าในการลงทุน

นิยามศัพท์

กระบวนการทางเคมีความร้อน Thermo-chemical หมายถึง กระบวนการที่ต้องอาศัยความร้อนไปทำลายโครงสร้างทางเคมีของชีวมวลเพื่อให้ฟอร์มตัวเป็นองค์ประกอบทางเคมีใหม่อาจจะทำการกลั่นตัวเพื่อให้เป็นของเหลวที่เรียกว่า น้ำมันชีวภาพหรือไบโอออยล์ กระบวนการเช่นนี้เรียกว่า biomass to liquids (BTL) หรืออาจจะผลิตเป็นก๊าซสังเคราะห์ (Syngas) ที่มีองค์ประกอบหลักคือ ก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์(CO₂) และ ไฮโดรเจน (H₂) เพื่อเป็นผลิตภัณฑ์ตั้งต้นนำไปผลิตเป็นก๊าซไฮโดรเจนน้ำมันสังเคราะห์ และเมทานอล

กิโลวัตต์ KW (kilowatt) หมายถึง หน่วยวัดกำลังไฟฟ้า หนึ่งกิโลวัตต์มีค่าเท่ากับหนึ่งพันวัตต์ (1 กิโลวัตต์ = 1,000 วัตต์ = 1×10^3 วัตต์)

กิโลวัตต์ ชั่วโมง kWh (Kilo Watt Hour) หมายถึง หน่วยวัดความสิ้นเปลืองพลังงานไฟฟ้า หนึ่ง กิโลวัตต์-ชั่วโมง เป็นปริมาณพลังงานที่ถูกใช้ในอัตรา 1,000 วัตต์เป็นเวลาหนึ่งชั่วโมง ตัวอย่าง: หลอดไฟ หลอดละ 100 วัตต์ จำนวน 10 หลอด รวม $100 \times 10 = 1,000$ วัตต์ 1 กิโลวัตต์ $\times$ 1 ชั่วโมง = 1,000 วัตต์ $\times$ 3,600 วินาที = 3.6 ล้านจูล หรือที่เรียกทั่วไปว่า ใช้ไฟ 1 หน่วย

แก๊สซิฟิเคชัน (Gasification) หมายถึง กระบวนการที่นำชีวมวลที่ปรับปรุงคุณภาพแล้วมีขนาด และความชื้น พอเหมาะนำเข้าสู่เตาให้ความร้อนแบบควบคุมอากาศ เพื่อให้ชีวมวลเปลี่ยนสถานะจากของแข็ง เป็นก๊าซเชื้อเพลิง

แก๊สธรรมชาติเหลว (Liquefied natural gas หรือ LNG) หมายถึงเป็นก๊าซธรรมชาติที่ถูกนำไปทำให้สถานะของก๊าซกลายเป็นของเหลวโดยทำให้อุณหภูมิลดลงส่งผลให้ปริมาตรลดลงเหลือประมาณ 1/600 เท่า ของปริมาตรเดิม โดยการใช้ความเย็นที่ ลบ 162 องศาเซลเซียส หรือที่ลบ 260 องศาฟาเรนไฮต์ เพื่อความสะดวกในการจัดเก็บและการขนส่ง เมื่อต้องการนำไปประโยชน์จะนำเข้าสู่กระบวนการเพิ่มอุณหภูมิซึ่ง กลายเป็นเชื้อเพลิงในรูปของแก๊สธรรมชาติอัด

ขี้เถ้า (Ash) หมายถึง เป็นของแข็งที่มีขนาดเล็กมาก ซึ่งเหลือจากการสันดาปที่สมบูรณ์ของเชื้อเพลิง

คาร์บอนคงที่ (Fixed carbon) หมายถึง ส่วนที่เสถียรของโครงสร้างโมเลกุลของชีวมวล ประกอบด้วยคาร์บอนเป็นส่วนใหญ่ ชีวมวลที่มีเปอร์เซ็นต์คาร์บอนคงที่ต่ำหรือน้อยจะสันดาปได้ไม่ดี มี อุณหภูมิจุดติดไฟต่ำ ความเร็วในการติดไฟช้าเนื่องจากความชื้นมาก

เครื่องยนต์ก๊าซ (Gas Engine) หมายถึงเครื่องยนต์ที่ใช้แก๊สเป็นเชื้อเพลิงในการเดินเครื่อง เช่น ก๊าซที่ได้จากถ่านหิน จากการหมัก จากการฝังกลบขยะ และแก๊สธรรมชาติโดยข้อดีของ Gas engine คือสามารถเดินเครื่องได้ง่าย ไม่ต้องอาศัยก๊าซที่มีความดันสูง จึงไม่จำเป็นต้องติดตั้งระบบเพิ่มความดันก๊าซ (Gas Compressor) อีกทั้งยังสามารถเร่งกำลังการผลิตได้เร็ว และอุณหภูมิของก๊าซที่ส่งเข้าสู่ระบบไม่มีผลต่อเครื่องยนต์มากนัก จึงไม่ต้องติดตั้งระบบลดอุณหภูมิ

จูล (Joule) หมายถึง หน่วยวัดค่าของพลังงานที่มีค่าเท่ากับ วัตต์-วินาที โดยที่ 1 กิโลวัตต์ ชั่วโมงมีค่าเท่ากับ 3.60 เมกะจูล หรือเทียบเท่ากับการใช้พลังงานไฟฟ้า 1,000 วัตต์ เป็นเวลา 1 ชั่วโมง

ชีวมวล (Biomass) หมายถึง พืช ลัตว์ องค์กรประกอบของสิ่งมีชีวิต และสารอินทรีย์ต่างๆ รวมไปถึงของเสียจากโรงงานแปรรูปทางการเกษตร เศษวัสดุจากการเกษตรและป่าไม้ ขยะ และมูลสัตว์ ในการศึกษาครั้งนี้ หมายถึง หญ้าเนเปียร์

ตัวประกอบกำลังไฟฟ้า หรือ เพาเวอร์แฟคเตอร์ (Power Factor) หมายถึง อัตราส่วนระหว่างกำลังไฟฟ้าจริง (วัตต์) กับกำลังไฟฟ้าปรากฏ (วาร์) โดยมีหน่วยวัดเป็น เปอร์เซ็นต์หรือร้อยละ ตัวประกอบกำลังไฟฟ้าถือว่าเป็นตัววัดประสิทธิภาพของการส่งจ่ายหรือการใช้กำลังไฟฟ้าได้อย่างหนึ่ง ตัวประกอบกำลังไฟฟ้าที่ดีควรมีค่าไม่ต่ำกว่า 85 - 90%

ผลิตภัณฑ์มวลรวมภายในประเทศ “GDP” (Gross Domestic Product) คือ มูลค่าของสินค้าและบริการขั้นสุดท้ายทั้งหมดที่ผลิตได้ภายในอาณาเขตของประเทศ ในช่วงระยะเวลาหนึ่ง

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า PDP (Power Development Plan) หมายถึง แผนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าชนิดต่างๆ เพื่อให้มีกำลังผลิตของระบบไฟฟ้าเพิ่มขึ้นในช่วงเวลาที่เหมาะสม เพื่อตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นให้เพียงพอ สำหรับอนาคต 15 - 20 ปี ข้างหน้า โดยจะมีการปรับปรุงทุกปี เพื่อให้สอดคล้องกับสถานการณ์จริง

พลังงานไฟฟ้า (Electric Energy) หมายถึง กำลังไฟฟ้าคูณกับระยะเวลาที่ทำการผลิตหรือในแง่การใช้ไฟฟ้า หมายถึง ความสิ้นเปลืองไฟฟ้าที่ใช้ มีหน่วยเป็น กิโลวัตต์ชั่วโมง (Kilowatt Hour: KWh) หรือ ยูนิต (Unit) โดยพลังงานไฟฟ้า 1 ยูนิต หรือ 1 หน่วย เท่ากับ 1 กิโลวัตต์ชั่วโมง และพลังงานไฟฟ้า 1 กิกะวัตต์ ชั่วโมง (Gigawatt Hour: Gwh) เท่ากับ 1,000,000 ยูนิต

เมกะวัตต์ MW (Mega Watt) หมายถึง หน่วยวัดกำลังไฟฟ้า หนึ่งเมกะวัตต์มีค่าเท่ากับหนึ่งล้านวัตต์ (1 เมกะวัตต์ = 1,000,000 วัตต์ = 1×10^6 วัตต์)

โรงไฟฟ้าขนาดเล็กมาก VSPP VSPP ย่อมาจาก Very Small Power Producer หรือผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก ความหมาย VSPP หมายถึง ผู้ผลิตไฟฟ้า ทั้งภาคเอกชน รัฐบาล รัฐวิสาหกิจ และประชาชนทั่วไปที่มีจำหน่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย โดยมีปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบไม่เกิน 1 MW

โรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงชีวมวล (Biomass Power Plant) หมายถึง โรงไฟฟ้าที่ใช้เศษวัสดุจากเชื้อเพลิงชีวมวล ได้แก่ กากหรือเศษวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตร กากจากผลผลิตทางการเกษตรที่ผ่านการแปรรูปแล้ว เช่น แกลบ ชานอ้อย เศษไม้ กากปาล์ม กากมันสำปะหลัง ชังข้าวโพด กากและกะลามะพร้าว ลำเล้า เป็นต้น นำมาเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า และพลังไอน้ำ ซึ่งอาจเป็นเศษวัสดุชนิดเดียว หรือหลายชนิดรวมกันก็ได้

โรงไฟฟ้าพลังความร้อน (Thermal Power Plant) หมายถึง โรงไฟฟ้าที่ใช้น้ำมันเตา หรือถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า อาศัยความร้อนจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงไปต้มน้ำให้เป็นไอน้ำที่มีแรงดันและมีอุณหภูมิสูง เพื่อไปขับเคลื่อนกังหันไอน้ำ ซึ่งจะมีเพลาคู่เชื่อมกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า จากนั้นไอน้ำจะผ่านไประบายไอน้ำที่เครื่องควบแน่น และถูกส่งกลับมารับความร้อนในหม้อน้ำ (Boiler) อีกครั้ง

สารระเหย (Volatile Matter) หมายถึง ไอรระเหยของไฮโดรคาร์บอนที่ติดไฟง่าย เช่น มีเทน (CH_4) ไฮโดรเจน (H_2) ไฮโดรเจนซัลไฟด์ (H_2S) รวมถึงคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) และไอรระเหยของ Tar สารระเหยมาจากการสลายตัวของสารอินทรีย์รวมกับส่วนประกอบบางตัวของแร่ธาตุที่สามารถสลายตัวได้เมื่อถูกความร้อน เช่น ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่มาจากสารประกอบคาร์บอนเนต เป็นต้น

หญ้าเนเปียร์ พันธุ์ปากช่อง 1 (Pennisetum purpureum × Pennisetum glaucum) หมายถึง หญ้าในสกุล Pennisetum เช่นเดียวกับหญ้าขจรจบ (Pennisetum polystachyon) แต่ต่าง species หญ้าสกุลเนเปียร์ ออกดอก ไม่ติดเมล็ด หรือบางสายพันธุ์ติดเมล็ดน้อยมาก เมล็ดมีความงอกต่ำ และออกดอกเฉพาะในช่วงเดือนตุลาคม-ธันวาคม จึงทำให้โอกาสแพร่กระจายเป็นวัชพืชได้ยาก ไม่เหมือนกับหญ้าขจรจบ และต้นไมยราบยักษ์ที่ออกดอก ติดเมล็ดตลอดทั้งปี

HHV (Higher Heating Value) หรือ GHV (Gross Heating Value) หมายถึง ค่าความร้อนทั้งหมดที่เกิดขึ้นหลังจากการเผาไหม้จนสมบูรณ์ แล้วได้น้ำที่อยู่ในสภาพเป็นของเหลว (H_2O_l) เกิดขึ้นเป็นผลพลอยได้จากกระบวนการ

LHV (Lower Heating Value) หรือ NHV (Net Heating Value) หมายถึง ค่าความร้อนทั้งหมดที่เกิดขึ้นหลังจากการเผาไหม้จนสมบูรณ์ แล้วได้น้ำที่อยู่ในสภาพเป็นก๊าซหรือเป็นไอ ($\text{H}_2\text{O}_{(g)}$) เกิดขึ้นเป็นผลพลอยได้จากกระบวนการ



บทที่ 2

การตรวจเอกสาร

ในการศึกษาความเป็นไปได้ทางการเงินและด้านเทคนิคในการสร้างโรงไฟฟ้าชีวมวลขนาด 1 เมกะวัตต์ โดยใช้หญ้าเนเปียร์ปากช่อง 1 เป็นเชื้อเพลิง ทำการศึกษาที่ อำเภอ มวกเหล็ก จังหวัดสระบุรี ผู้ศึกษาได้ศึกษาแนวคิดและทฤษฎี และประเด็นต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับการสร้างโรงไฟฟ้าชีวมวล และเทคโนโลยีแก๊สซิฟิเคชัน โดยแบ่งออกเป็นดังต่อไปนี้

ทฤษฎีและแนวคิดที่ใช้ในการการศึกษา

ทฤษฎีการวางแผนและการวิเคราะห์โครงการ

การวิเคราะห์และประเมินโครงการ (Project Analysis and Appraisal) คือ กระบวนการรวบรวมวิเคราะห์ และนำเสนอข้อมูลที่เกี่ยวข้องในระหว่างมีกับไม่มีโครงการ ที่เน้นการคาดคะเนถึงผลที่จะเกิดขึ้นจากการมีโครงการ แล้วพิจารณาตัดสินว่าสมควรจะดำเนินงานตามโครงการนั้นหรือไม่ เมื่อศึกษาความเป็นไปได้เบื้องต้นของโครงการแล้วขั้นตอนต่อมาคือการศึกษาความเป็นไปได้โดยละเอียด (Feasibility Study) คือ การศึกษาและการจัดทำเอกสารที่ประกอบด้วยข้อมูลต่างๆ ที่จำเป็นที่แสดงถึงเหตุผลสนับสนุน (Justification) ความถูกต้องสมบูรณ์ (Soundness) ของโครงการ เพื่อให้ได้มาซึ่งโครงการที่ดี โดยโครงการที่ดีคือโครงการที่สามารถนำไปปฏิบัติได้จริง และเมื่อปฏิบัติแล้วจะให้ผลประโยชน์ตอบแทนคุ้มค่าต่อการลงทุน การศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการมีวัตถุประสงค์ให้ผู้ตัดสินใจมีข้อมูลพื้นฐานเพียงพอที่จะตัดสินใจลงทุนในโครงการนั้นหรือไม่ ซึ่งการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการจะประกอบไปด้วยการศึกษาในด้านต่างๆ ดังนี้ (ประสิทธิ์ ตงยงศิริ, 2542; ชูชีพ พิพัฒน์ศิริ, 2544)

1. ความเป็นไปได้ด้านตลาดหรืออุปสงค์ การวิเคราะห์อุปสงค์เป็นการตรวจสอบขนาดอุปสงค์ในปัจจุบัน ด้วยการจัดเก็บรวบรวมข้อมูลทั้งในอดีตและปัจจุบัน และคาดคะเนอุปสงค์ในอนาคต เป็นการคาดคะเนขนาดอุปสงค์ทั้งหมดของผลผลิตนั้น และคาดคะเนปริมาณการขายที่คาดว่าจะขายได้ เช่น การอาศัยค่าแนวโน้มในอดีต และอาศัยแบบจำลองเศรษฐกิจ วัตถุประสงค์ของการวิเคราะห์อุปสงค์ของโครงการมุ่งเน้นการตอบคำถาม 3 ประการ คือ ขนาดตลาดมีมากน้อยเพียงใดและอัตราการเพิ่มเป็นอย่างไร ปริมาณผลผลิตที่คาดว่าจะจำหน่ายในอนาคต ตลาดกลุ่มไหนหรือพื้นที่ใดที่จะเข้าไปแข่งขัน ดังนั้นจึงสรุปได้ว่า ก่อนที่จะทำการศึกษารายละเอียดโครงการจะต้องคาดคะเนถึงปริมาณสินค้าหรือบริการที่จะทำการผลิตเพื่อตอบสนองความต้องการของตลาด ถ้าโครงการผลิตสินค้าและบริการขึ้นมาแล้วไม่มีตลาดรองรับ หรือมีแต่ไม่

เพียงพอที่จะให้โครงการมีรายได้และมีอัตราผลตอบแทนจากการลงทุนตามที่ต้องการ ก็ไม่มีเหตุผลใดที่จะทำการผลิต

2. ความเป็นไปได้ด้านเทคนิค คือการพิจารณาข้อดี ข้อเสียของเทคนิคการผลิตประเภทต่างๆ แล้วคัดเลือกเทคนิคการผลิตที่เหมาะสมที่สุด โดยพิจารณาจากปัจจัยดังนี้ ขนาดของโครงการ และความประหยัดจากขนาด สถานที่ตั้งของโครงการ จำนวนประชากรที่จะได้ประโยชน์จากโครงการ ประสิทธิภาพการใช้และการดูแลรักษาเทคโนโลยี วัตถุดิบและตลาดวัตถุดิบ ปริมาณและคุณภาพแรงงานที่ต้องการ และประมาณการต้นทุนผลิตและค่าใช้จ่ายอื่นๆ ซึ่งเทคนิคที่แตกต่างกันอาจจะให้ผลตอบแทนต่างกันได้ ดังนั้น เทคนิคการผลิตที่มีต้นทุนการผลิตต่ำสุดก็ไม่จำเป็นว่าจะให้โครงการมีประสิทธิภาพสูงสุด เราจึงควรเปรียบเทียบระหว่างต้นทุนและผลตอบแทนในแต่ละทางเลือกกว่าทางเลือกใดดีที่สุด

3. ความเป็นไปได้ด้านสิ่งแวดล้อม เนื่องจากปัญหาสิ่งแวดล้อมเป็นสิ่งที่ได้รับความสนใจมาก เพราะโครงการลงทุนที่เสนออาจจะมีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม หรือที่เรียกว่า ผลกระทบภายนอกของโครงการ (External Economics) ซึ่งอาจจะมีผลกระทบทั้งทางด้านดี และ ด้านลบ ผลกระทบภายนอกนี้ต้องนำมาคิดเป็นผลตอบแทนและค่าใช้จ่ายของโครงการด้วย เรียกว่า ผลตอบแทนและค่าใช้จ่ายทางอ้อม ซึ่งการคำนึงถึงผลกระทบนี้ จะนำไปสู่การเลือกสถานที่ตั้งและการออกแบบวางแผนโครงการที่เหมาะสม เพื่อให้เกิดการพัฒนาที่ยั่งยืน (Sustained Development)

4. ความเป็นไปได้ด้านเศรษฐกิจ เพื่อที่จะดูว่าโครงการมีผลต่อการพัฒนาระบบเศรษฐกิจทั้งระบบหรือไม่ และถ้ามี ผลที่เกิดขึ้นมีมากเพียงพอต่อการตัดสินใจให้มีการใช้ทรัพยากรที่มีอย่างจำกัดหรือไม่ ซึ่งการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางเศรษฐกิจจะประเมินมุมมองโดยส่วนรวมของระบบเศรษฐกิจ ผลตอบแทนและต้นทุนจึงประเมินจากมุมมองของการเพิ่มหรือลดรายได้ประชาชาติหรือสินค้าและบริการในขั้นสุดท้าย

5. ความเป็นไปได้ด้านการเงิน เป็นการศึกษาการลงทุนและผลตอบแทนของโครงการทางด้านเอกชนหรือผลกำไรทางการเงิน จะต้องจัดทำ งบการเงิน เช่น งบกำไรขาดทุน งบดุล และ งบกระแสเงินสด เพื่อกำหนดว่าโครงการจะมีเงินทุนเพียงพอต่อการดำเนินงานในอนาคตหรือไม่ และการใช้เครื่องมือสำคัญในการวิเคราะห์ ได้แก่ วิธีการปรับลดกระแสเงินสด (Discounted Cash Flow Method) การจัดเตรียมกระแสเงินสดของโครงการ การทำส่วนลดกระแสเงินสด การคำนวณหามูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) และอัตราผลตอบแทนของโครงการ (IRR)

6. ความเป็นไปได้ด้านสถาบัน เมื่อโครงการได้รับการอนุมัติโครงการให้จัดทำแล้ว ความสำเร็จของโครงการขึ้นอยู่กับบริหารจัดการโครงการ ซึ่งจะประเมินจุดแข็ง และจุดอ่อนขององค์กร ซึ่งด้านต่างๆ ต้องมีความสัมพันธ์กัน การเปลี่ยนแปลงหรือการตัดสินใจด้านใดด้านหนึ่ง จะมีผลกระทบไปสู่การพิจารณาหรือการตัดสินใจด้านอื่นๆ ด้วย

7. ความเป็นไปได้ด้านสังคม เป็นการวิเคราะห์ผลกระทบของโครงการที่มีต่อสวัสดิการทางสังคมในรูปแบบการกระจายรายได้ การแก้ไขปัญหาความยากจน การสร้างโอกาสการมีงานทำ ผลที่มีต่อประชากรกลุ่มเป้าหมาย เช่น เกษตรกร เด็ก และสตรี เป็นต้น ซึ่งการวิเคราะห์ดังกล่าว จะช่วยกำหนดความเหมาะสมของโครงการ ซึ่งจะช่วยในการทำให้โครงการมีโอกาสประสบความสำเร็จมากขึ้น และประเมินผลกระทบทางสังคมของโครงการ

การศึกษาความเป็นไปได้ในการลงทุนโรงไฟฟ้าชีวมวลจากหญ้าเนเปียร์ปากช่อง 1 อำเภอมวกเหล็ก จังหวัดสระบุรี การศึกษาในนี้ผู้ศึกษาได้มุ่งเน้นการวิเคราะห์โครงการด้านเทคนิค และวิเคราะห์โครงการด้านการเงินเป็นหลัก เนื่องจากการวิเคราะห์โครงการทางด้านเทคนิคทำให้ทราบถึงกระบวนการในการนำชีวมวลมาผลิตเป็นก๊าซเชื้อเพลิง เช่น ลักษณะของชีวมวลที่จะนำมาใช้ กระบวนการแปรรูปก่อนนำมาใช้ ปริมาณชีวมวลที่เพียงพอที่จะนำมาใช้ในโรงไฟฟ้าขนาด 1 เมกะวัตต์ เทคโนโลยีที่ใช้ในการผลิต เครื่องจักรเครื่องมือและอุปกรณ์ในการผลิต สถานที่ตั้งของโครงการที่เหมาะสม การวางแผนโครงการ การดำเนินการ และการประมาณการต้นทุนในการลงทุน และต้นทุนในการดำเนินงาน สำหรับการวิเคราะห์โครงการทางการเงินจะต้องจัดทำงบการเงินต่างๆ เช่น งบกระแสเงินสด งบกำไรขาดทุน เพื่อกำหนดว่าโครงการจะต้องใช้เงินลงทุนเท่าไร การกำหนดอัตราผลตอบแทน อัตราคิดลดที่เหมาะสม การวิเคราะห์งบกระแสเงินสด การคำนวณหามูลค่าปัจจุบันสุทธิ และอัตราผลตอบแทนของโครงการ สำหรับการวิเคราะห์ทางด้านตลาดไม่ได้ทำการศึกษาเนื่องจาก ราคาหญ้าเนเปียร์ปากช่อง 1 ที่จะนำมาเป็นวัตถุดิบสำหรับโรงไฟฟ้า จะมีการทำสัญญาการซื้อขายระยะยาวกับเกษตรกร เพื่อให้โรงไฟฟ้ามีวัตถุดิบใช้อย่างต่อเนื่องตลอดอายุโครงการ และเกษตรกรมีรายได้สม่ำเสมอในระยะยาว

การวิเคราะห์โครงการทางด้านเทคนิค

การวิเคราะห์ด้านเทคนิคหรือด้านวิศวกรรมเป็นการวิเคราะห์เพื่อดูความเป็นไปได้ทางเทคนิค (Technical Feasibility) ในการผลิตผลผลิตของโครงการ นั่นคือภายใต้สภาพทางเทคนิคที่มีอยู่หรือที่หามาได้ เราต้องสามารถผลิตผลผลิตได้ โดยพิจารณาเลือกใช้เทคนิคที่ให้อัตราผลตอบแทนในการลงทุนที่เหมาะสม (หุทัย มีนะพันธ์, 2544) และเป็นการวิเคราะห์ว่าโครงการนั้นเป็นทางเลือกที่ดีที่สุดทางเศรษฐศาสตร์

ซึ่งการวิเคราะห์ต้องพิจารณาด้านต่างๆ ที่สำคัญ คือ

1. การเลือกเทคโนโลยีการผลิต พิจารณาจากปัจจัยต่างๆ คือ ความสอดคล้องกับขนาดการผลิต และคุณภาพผลผลิตที่ต้องการ ความเหมาะสมของวัตถุดิบที่ได้ ผ่านการทดลองมาแล้วอย่างดี เป็นเทคโนโลยีที่พัฒนาน่าสุด อายุการใช้งาน สะดวกง่ายต่อการใช้ ไม่มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมมากเกินไป การให้ได้มาซึ่งเทคโนโลยีที่เหมาะสม ได้แก่ การใช้วัตถุดิบ ใช้กำลังคนในท้องถิ่น ผลิตสินค้าและบริการได้ตามต้องการ รักษาสมดุลของระบบนิเวศน์ และสอดคล้องกับสภาพเศรษฐกิจสังคม และวัฒนธรรมของท้องถิ่น
2. การเลือกขนาดของโครงการ ควรพิจารณาจากขนาดตลาด ทั้งในประเทศและต่างประเทศ แนวโน้มตลาดในอนาคต การผลิตและต้นทุนค่าใช้จ่ายของโครงการ ราคาของผลผลิต ต้นทุนการจำหน่ายผลผลิต ความประหยัดที่เกิดจากการเพิ่มการผลิตในอนาคต ซึ่งจะนำไปสู่การจัดขั้นตอน (Phasing) ของโครงการ
3. การเลือกสถานที่ตั้งของโครงการ ในการเลือกสถานที่ตั้งของโครงการ ควรเลือกสถานที่ตั้งที่ให้ได้ผลตอบแทนมากที่สุด หรือเสียค่าใช้จ่ายต่ำสุด และควรมีความสัมพันธ์กับค่าขนส่ง องค์การเพื่อความร่วมมือทางเศรษฐกิจและการพัฒนาได้ให้หลักเกณฑ์ในการพิจารณา ได้แก่ ปัจจัยทางด้านเทคนิค ต้นทุนปัจจัยการผลิต กำลังคน ปัจจัยด้านตลาด ปัจจัยทางสังคมการเมือง
4. การเลือกจังหวะเวลาการลงทุน อาจจะมีปัจจัยสนับสนุน เช่น ฝ่ายการเมือง หรือมีงบประมาณมากกว่าเหตุผลความเหมาะสมด้านเวลาที่เหมาะสม
5. การออกแบบวางแผนโครงการ คือการกำหนดรูปแบบ การวางตำแหน่งของเครื่องจักร อุปกรณ์การผลิต อาคารและสิ่งก่อสร้าง สิ่งอำนวยความสะดวกและปลอดภัย การเคลื่อนย้ายและการไหลเวียนของวัตถุดิบ และกระบวนการผลิตและการดำเนินงาน
6. กำหนดการดำเนินงาน คือประมาณการเวลาและค่าใช้จ่าย การจัดเตรียมแผนปฏิบัติงาน เครื่องมือที่นำมาใช้ คือ PERT (Program Evaluation and Review Technique) และ CPM (Critical Path Method) สำหรับโครงการทั่วไป การจัดทำแผนภูมิแท่ง (Bar Charts) หรือแผนภูมิแกนต์ (Gantt Charts)

การวิเคราะห์ทางเทคนิคและประมาณการต้นทุนจะมีความสัมพันธ์ต่อกัน ต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์จะรวมต้นทุนทางบัญชีซึ่งเป็นค่าใช้จ่ายที่มีการจ่ายออกไปจริงในรูปเงินสด (Explicit Cost) และรวมค่าใช้จ่าย

ที่ไม่ชัดเจนและไม่มีการจ่ายออกไปจริงเป็นเงินสดด้วย (Implicit Cost) นอกจากนั้น รวมค่าใช้จ่ายทางอ้อมที่เกิดจากการมีโครงการแล้วทำให้เกิดผลเสียต่อบุคคลหรือกลุ่มบุคคลที่อยู่ภายนอกโครงการและสิ่งแวดล้อมต่างๆ

หลักการที่ใช้ในกำหนดขนาดที่ดีที่สุดมี 2 วิธีคือ คือ 1) วิธีต้นทุนต่ำสุด คือการกำหนดขนาดต่ำสุดของโครงการ และความเป็นไปได้ในการผลิตภายในประเทศ ขั้นตอนต่อไปคือ การกำหนดขนาดที่แน่นอนของโครงการ เพื่อดำเนินงานให้สอดคล้องกับขนาดตลาด โดยประยุกต์ใช้หลักเกณฑ์ต้นทุนการผลิตเฉลี่ยต่ำสุดตลอดอายุโครงการ 2) วิธีผลตอบแทนสูงสุด โดยประยุกต์ได้ 3 กรณี กรณีที่หนึ่งคือ โครงการประเภทเดียวกัน แต่มีขนาดต่างกัน กรณีที่สอง การเลือกโครงการขนาดเล็กมาดำเนินการก่อน กรณีที่สามคือ การเลือกขนาดที่ดีที่สุด (Optimum Scale) (ประสิทธิ์ ตงยงศิริ, 2542; ชูชีพ พิพัฒน์ศิริ, 2544)

การวิเคราะห์โครงการทางการเงิน

การวิเคราะห์โครงการทางการเงิน เป็นกระบวนการวิเคราะห์ผลประโยชน์และค่าใช้จ่ายในรูปตัวเงินของโครงการ เพื่อประเมินศักยภาพของโครงการว่าสามารถทำกำไรให้แก่ผู้เป็นเจ้าของโครงการหรือไม่ ซึ่งผู้บริหารการเงินของโครงการจะต้องมีการวางแผนทางการเงิน เพื่อให้ทรัพยากรที่มีอยู่อย่างจำกัดให้ให้มีประสิทธิภาพมากที่สุด ในการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงิน ต้องมีข้อมูลประกอบได้แก่ ต้นทุน และผลตอบแทนของโครงการ และผลตอบแทนสุทธิหรือกระแสเงินสดของโครงการ โดยโครงการที่ทำนั้น เป็นโครงการที่คุ้มค่าต่อการลงทุนหรือไม่ หรือผลประโยชน์ที่ได้รับสูงกว่าค่าใช้จ่ายที่เสียไป ซึ่งจะมีเกณฑ์การตัดสินใจเพื่อการลงทุนอยู่ 2 ประเภท คือ 1) เกณฑ์แบบไม่ปรับค่าเวลา และ 2) เกณฑ์แบบปรับค่าเวลา ในการศึกษาจะใช้เกณฑ์แบบปรับค่าเวลา เพราะ เงินจำนวนเดียวกันในปัจจุบันและในอนาคตจะมีค่าไม่เท่ากัน หรือกล่าวอีกนัยหนึ่งคือ มูลค่าเงินในอนาคต 1 บาทในอีก 1 ปีข้างหน้า จะมีค่าน้อยกว่าเงิน 1 บาทในวันนี้ เพื่อทำให้ต้นทุนและผลตอบแทนที่เกิดขึ้นในปีต่างๆ ในอนาคต สามารถนำมารวมด้วยกันและทำการเปรียบเทียบกันได้จึงมีการปรับลดต้นทุนและผลประโยชน์ในอนาคตให้เป็นมูลค่าปัจจุบัน (Present Value :PV) โดยให้ตั้งอยู่บนฐานเวลาเดียวกันในปัจจุบัน หรือในเวลาที่เป็นศูนย์ กระบวนการปรับค่าของเวลาดังกล่าว คือการหักลดมูลค่าของเงินที่เกิดขึ้นในอนาคตด้วยอัตราคิดลด (Discount Rate) ซึ่งการเลือกใช้อัตราคิดลดควรเลือกใช้อัตราคิดลดที่เหมาะสม ไม่สูงหรือต่ำเกินไป ถ้าสูงเกินไปจะทำให้มีการลงทุนน้อยกว่าที่ระบบเศรษฐกิจต้องการเพราะจะทำให้มูลค่าปัจจุบันของเงินต่ำเกินไป แต่ถ้ากำหนดให้อัตราคิดลดต่ำเกินไป ก็จะทำให้มีการตัดสินใจลงทุนในโครงการที่ให้ผลประโยชน์ต่ำไป หรือโครงการที่มีอุปทานมากเกินไป (ประสิทธิ์ ตงยงศิริ, 2542; ชูชีพ พิพัฒน์ศิริ, 2544; หฤทัย มินะพันธ์, 2544) ในงานวิจัยนี้ ได้เลือกใช้อัตราคิดลดต้นทุนของเงินทุนถัวเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก WACC (Weighted Average Cost of Capital)

$$WACC = (W_e \times K_e) + [W_d \times K_d \times (1 - Tax)]$$

W_e = สัดส่วนเงินลงทุนส่วนของผู้ถือหุ้นของโครงการ

K_d = ต้นทุนเงินลงทุนของผู้ถือหุ้นของโครงการ

W_d = สัดส่วนเงินลงทุนจากการกู้ยืม

K_d = ต้นทุนเงินลงทุนจากการกู้ยืมเงิน

TAX = อัตราภาษีเงินได้นิติบุคคล

อัตราคิดลดที่พิจารณามี 2 แบบ คือ 1) อัตราคิดลดที่แท้จริง (Real Discount Rate) ใช้ในกรณีที่ราคาปัจจัยการผลิตและผลผลิตเป็นราคาจริง โดยมีการปรับลดค่าอัตราดอกเบี้ยในตลาดด้วยอัตราเงินเฟ้อที่คาดหวังในระบบเศรษฐกิจ 2) อัตราคิดลดตลาด (Nominal Discount Rate) ใช้ในกรณีที่ราคาปัจจัยการผลิตและผลผลิตเป็นราคาตลาด และการทำส่วนลดจะเริ่มตั้งแต่ปีที่ 1 หรือเริ่ม ตั้งแต่ปีที่ 2 จะให้มูลค่าปัจจุบันสุทธิแตกต่างกัน ถ้าเริ่มทำส่วนลดตั้งแต่ปีที่ 1 เหตุผลเพราะในทางปฏิบัติ ต้นทุนและค่าใช้จ่ายไม่ได้เกิดขึ้นในวันเดียว แต่เกิดขึ้นในระหว่างการดำเนินงานในแต่ละปี การวิเคราะห์โครงการใช้ระบบการลงบัญชีปลายปีไม่ใช่ต้นปี

เมื่อเลือกเกณฑ์การตัดสินใจเพื่อการลงทุน และเลือกอัตราคิดลดที่เหมาะสมแล้ว ผู้วิเคราะห์โครงการจะประเมินความคุ้มค่าของโครงการ โดยมีหลักเกณฑ์ในการประเมินดังนี้

1. มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการ (Net Present Value: NPV) คือมูลค่าปัจจุบันของกระแสผลตอบแทนสุทธิหรือกระแสเงินสดของโครงการ ซึ่งการคำนวณด้วยการทำส่วนลดกระแสผลตอบแทนสุทธิตลอดอายุของโครงการให้เป็นมูลค่าปัจจุบัน หรือคำนวณหา NPV จากความแตกต่างระหว่างมูลค่าปัจจุบันของกระแสผลตอบแทนรวม และมูลค่าปัจจุบันของกระแสต้นทุนรวม โดยหลักเกณฑ์การตัดสินใจคือ ควรรับหรืออนุมัติเมื่อ NPV มากกว่า 0 หรือมีค่าเป็นบวก แสดงว่า โครงการมีความเหมาะสมที่จะลงทุนได้ แต่ถ้า NPV ของโครงการติดลบหรือมีค่าต่ำกว่าศูนย์ ไม่ควรรับหรืออนุมัติโครงการ (เริงรัก จำปาเงิน, 2544; ประสิทธิ์ ตงยั้งศิริ, 2542)

$$NPV = PVNB - PVIC$$

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{NB_t}{(1+WACC)^t} - \sum_{t=1}^n \frac{IC_t}{(1+WACC)^t}$$

NB = ผลตอบแทนสุทธิจากการดำเนินงาน

IC = ต้นทุนในการลงทุนของโครงการ

WACC = ต้นทุนเงินทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก

t = ระยะเวลาโครงการ (0, 1,..., n)

n = อายุของโครงการเป็นปี

2. อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ (Internal Rate of Return: IRR) คือ อัตราส่วนลดที่ทำให้ NPV มีค่าเท่ากับศูนย์ เป็นอัตราคิดลดภายในโครงการ ซึ่งทำให้โครงการมีความคุ้มทุน เป็นอัตราดอกเบี้ยสูงสุดที่โครงการสามารถจ่ายให้กับทรัพยากรที่ใช้ การตัดสินใจว่าจะลงทุนในโครงการนี้หรือไม่ คือ ค่า IRR ต้องเท่ากับหรือสูงกว่าค่าเสียโอกาสของทุน

$$NPV = \sum_{t=1}^n \frac{NB_t}{(1+r)^t} - \sum_{t=1}^n \frac{IC_t}{(1+r)^t} = 0$$

NPV = มูลค่าปัจจุบันสุทธิ

NB = ผลตอบแทนสุทธิจากการดำเนินงาน

IC = ต้นทุนการลงทุนของโครงการ

r = IRR

t = ระยะเวลาโครงการ (0,1...,n)

n = อายุของโครงการเป็นปี

3. ดัชนีกำไร (Profitability Index: P/I) คืออัตราส่วน ของผลรวมมูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์สุทธิที่เกิดขึ้นหลังจากปีที่มีการลงทุนเริ่มแรกต่อมูลค่าปัจจุบันของเงินลงทุนเริ่มแรก หลักในการตัดสินใจคือ ถ้า PI มีค่ามากกว่า 1 โครงการนั้นสามารถลงทุนได้ (Brigham, E.F. and Ehrhardt, M.C., 2005)

$$PI = \frac{\sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1+r)^t}}{CF_0}$$

PI = ดัชนีกำไร

CF_t = งบกระแสเงินสดโครงการในปีที่ t

CF_0 = ต้นทุนของโครงการ

r = อัตราคิดลด

t = ปีที่รับ (จ่าย) เงินสด (1 ถึง n)

n = ระยะเวลาโครงการ (0,1...,n)

4. อัตราผลตอบแทนภายในโครงการที่มีการปรับแล้ว (Modified Internal Rate of Return: MIRR) โดยมีข้อสมมติว่า เงินลงทุนที่ได้ลงทุนเมื่อเริ่มโครงการหรือระหว่างดำเนินโครงการ จะนำมารวมเป็นเงินลงทุนในครั้งแรก โดยคิดต้นทุนค่าเสียโอกาสเท่ากับต้นทุนของเงินทุนส่วนผลตอบแทนสุทธิจากการดำเนินงานที่ได้รับมาระหว่างดำเนินโครงการนั้น จะนำไปลงทุนต่อจนถึงปีสุดท้ายของโครงการโดยได้รับอัตราผลตอบแทนเท่ากับต้นทุนของเงินทุนเช่นเดียวกัน จากนั้นจะนำมูลค่าของเงินที่ได้ในปีสุดท้ายมารวมกันเป็นมูลค่า ณ ปีสุดท้ายของโครงการ (Terminal Value: TV) และจะหาอัตราส่วนลดที่ทำให้มูลค่า ณ ปีสุดท้ายของโครงการเท่ากับเงินลงทุนครั้งแรกพอดี และอัตราคิดลดนั้นคือ อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการที่มีการปรับแล้ว (Lin. S. A. Y, 1976)

$$MIRR = \left[\frac{\sum_{t=0}^n R_t (1 + r_{t,n})^{n-t}}{\sum_{t=0}^n \frac{I_t}{(1 + r_{t,t})^t}} \right]^{1/n} - 1$$

R = ผลตอบแทนสุทธิจากการดำเนินงาน

I = เงินลงทุน

$r_{0,t}$ = ต้นทุนของเงินทุน

$r_{t,n}$ = อัตราผลตอบแทนจากการนำเงินไปลงทุนซ้ำ

t = ระยะเวลาโครงการ (0, 1, ..., n)

n = อายุของโครงการเป็นปี

โดยมีข้อสมมติว่า $r_{0,t} = r_{t,n}$

การวิเคราะห์ความเสี่ยงและความไม่แน่นอน

ความเสี่ยงเป็นสถานการณ์ที่คาดว่าจะเกิดขึ้นในอนาคต มีความไม่แน่นอนแต่สามารถทราบโอกาสหรือประมาณค่าความน่าจะเป็นได้ ความไม่แน่นอนเกิดจากการที่ไม่สามารถทำนายอนาคตได้ ไม่สามารถประมาณความน่าจะเป็นได้ และการมีข้อจำกัดของการได้มาของข้อมูลที่แน่นอน ดังนั้นจึงมีการวิเคราะห์เพิ่มเติมถึงสิ่งที่มีผลกระทบต่องัดความสามารถในการหารายได้ โดยมีการวิเคราะห์ 2 แบบ คือ

1. การวิเคราะห์ความไว (Sensitivity Analysis) คือการพิจารณาปัจจัยที่มีผลต่อความสำเร็จของโครงการ โดยการกำหนดตัวแปรที่มีผลกระทบต่องานของ NPV หรือ IRR มากที่สุด โดยการทดสอบว่าถ้าตัวแปรเปลี่ยนแปลงไป จะมีผลกระทบต่องานของ NPV หรือ IRR อย่างไรบ้าง จะทำให้ผู้วิเคราะห์โครงการไม่หวังผลความสำเร็จของโครงการสูงเกินไป และลดความเสี่ยงของโครงการที่อาจเกิดการเปลี่ยนแปลงของตัวแปรบางตัว

2. การทดสอบค่าความแปรเปลี่ยน (Switching Value Test) เป็นการพิจารณาว่า ตัวแปรที่สำคัญจะเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้น หรือลดลงได้มากที่สุดเท่าไร โดยที่โครงการยังสามารถยอมรับได้ในระดับต่ำที่สุด ซึ่งชี้วัดจากเกณฑ์การวัดค่าโครงการเกณฑ์ใดเกณฑ์หนึ่ง เช่น ผลตอบแทนลดลงได้มากที่สุดหรือ ต้นทุนเพิ่มสูงขึ้นได้มากที่สุดเท่าใด

การศึกษานี้ได้เลือกใช้ การทดสอบค่าความแปรเปลี่ยน (Switching Value Test) เพื่อทดสอบว่า ในกรณีที่ตัวแปรสำคัญ เช่น รายได้ ต้นทุนการลงทุน ต้นทุนการดำเนินงาน และต้นทุนรวม สามารถเปลี่ยนแปลงไปได้อย่างละเท่าไร ที่จะทำให้ NPV เท่ากับศูนย์

งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

ศลิสร พัทธ์รัตนโชติ (2548) ศึกษาความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลที่ใช้เกลบเป็นเชื้อเพลิง มีวัตถุประสงค์เพื่อวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลที่ใช้เกลบเป็นเชื้อเพลิงขนาด 22 เมกะวัตต์ โดยกำหนดพื้นที่ศึกษาอยู่ในจังหวัดร้อยเอ็ด เนื่องจากเกลบเป็นวัสดุเหลือใช้จากการผลิตข้าว ที่เป็นพืชเศรษฐกิจของไทย ที่มีความเหมาะสมต่อการนำไปผลิตเป็นพลังงานไฟฟ้า ประกอบกับ จังหวัดร้อยเอ็ดมีพื้นที่ในการปลูกข้าวมากถึง 3.74 ล้านไร่ หรือคิดเป็นร้อยละ 74.46 ของพื้นที่ทั้งหมดของจังหวัด และมีโรงสีข้าว มากถึง 2,742 โรง

ผลการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงินของโครงการ พบว่ามีความคุ้มค่าต่อการลงทุน โดยมีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) เท่ากับ 945,095,262 บาท อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุนเท่ากับ 1.52 และอัตราผลตอบแทนภายในโครงการ (IRR) เท่ากับร้อยละ 19 และมีระยะเวลาคืนทุนเท่ากับ 5.76 ปี เมื่อทดสอบความอ่อนไหวของโครงการทางการเงิน โดยกำหนดให้การเปลี่ยนแปลงทางด้านต้นทุนร้อยละ 10 โดยให้ผลประโยชน์คงที่ และให้มีการเปลี่ยนแปลงด้านผลประโยชน์ลดลงร้อยละ 30 โดยให้ต้นทุนคงที่ พบว่ายังมีความคุ้มค่าต่อการลงทุน และจากการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ แบ่งการวิเคราะห์ภายใต้ข้อสมมติย่อย 4 ข้อ ณ อัตราคิดลดร้อยละ 10 โดยให้ผลการวิเคราะห์ พบว่ามีความคุ้มค่าลงทุนทั้ง 4 ข้อ สมมติ

การตรวจการศึกษางานวิจัยชิ้นนี้ พบว่าได้ทำการศึกษา 3 ด้าน คือด้านที่หนึ่งศึกษาสภาพทั่วไปของการผลิต และการใช้ประโยชน์จากเกลบ ด้านที่สองคือศึกษาเทคโนโลยีการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงเกลบ และด้านที่สามคือการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงินและทางด้านเศรษฐศาสตร์ ผู้วิจัยเสนอแนะว่า ควรมีการส่งเสริมให้ปลูกข้าว และทำให้ผลผลิตต่อไร่เฉลี่ยสูงขึ้นเพื่อที่จะทำให้ผลผลิตเกลบสูงขึ้นเช่นเดียวกัน และควรให้มีการพัฒนาเทคโนโลยีใหม่ๆ ในการผลิตพลังงานไฟฟ้าเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวล และรัฐควรมีการส่งเสริม หรือร่วมลงทุนให้มีการสร้างโรงไฟฟ้าชีวมวลเพื่อลดการนำเข้าพลังงานจากต่างประเทศ

ไชยา สติรยากร (2549) ศึกษาการผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ โดยใช้พลังงานชีวมวลสำหรับวิสาหกิจขนาดกลางและขนาดเล็ก มีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาความคุ้มค่าในการลงทุนและพัฒนาการ

ผลิตไฟฟ้าขนาดไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ โดยใช้พลังงานชีวมวล และวิเคราะห์ผลกระทบที่เกี่ยวข้องกับสภาพแวดล้อมและมลภาวะ

ผลการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงินของโครงการพบว่า คุ่มค่าต่อการลงทุน โดยมีอัตราผลตอบแทนทางการเงินภายในโครงการ (IRR) เท่ากับร้อยละ 24.66 โดยมีระยะเวลาในการคืนทุนเท่ากับ 5 ปี และผลการวิเคราะห์ผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมทั้งหมด ผ่านเกณฑ์มาตรฐาน

การตรวจการศึกษางานวิจัยชิ้นนี้ทำการศึกษา 3 ด้าน คือ ด้านที่หนึ่ง ศึกษาความคุ้มค่าในการสร้างโรงไฟฟ้าชีวมวลขนาด 10 เมกะวัตต์ โดยใช้พลังงานชีวมวล ด้านที่สอง ศึกษาแนวทางในผลิตไฟฟ้าขนาดไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ ด้านที่สาม ศึกษาผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม โดยผู้วิจัยพบว่าโครงการมีความคุ้มค่าต่อการลงทุนแต่มีปัจจัยเสี่ยงด้านความผันผวนของราคาแลกเปลี่ยนที่แปรผันตามฤดูกาลและค่าขนส่ง โดยเสนอแนะว่าที่ตั้งโรงไฟฟ้าควรอยู่ใกล้กับแหล่งวัตถุดิบและแหล่งน้ำ สำหรับผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมยังมีอยู่ อาทิเช่น การขนส่งวัตถุดิบเข้าสู่โรงไฟฟ้า และมลพิษทางเสียงที่เกิดจากเครื่องจักรในการผลิตไฟฟ้า

กฤษฎา ปรีชาบริสุทธิ์กุล (2553) ศึกษาความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าชีวมวลขนาดเล็กมาก ต.อุดมทรัพย์ จ.นครราชสีมา มีวัตถุประสงค์เพื่อวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ของการลงทุนสร้างโรงไฟฟ้าชีวมวลขนาดเล็กมาก ณ ตำบลอุดมทรัพย์ จังหวัดนครราชสีมา โดยแบ่งชีวมวลเป็น 3 ประเภท ได้แก่ แกลบ เหม้ามันสำปะหลัง เศษไม้ยูคาลิปตัส ซึ่งเป็นเศษวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตร และในพื้นที่ ตำบลอุดมทรัพย์เกษตรกรมีการปลูกพืชทั้ง 3 ชนิด ตลอดปี จึงสามารถหาแหล่งวัตถุดิบมาเป็นเชื้อเพลิงได้ง่าย จากผลการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงินของโครงการพบว่า ณ อัตราคิดลดร้อยละ 5 ในกรณีของแกลบและต้นทุนวัตถุดิบได้แก่แกลบในราคา 700 บาทต่อตัน โดยมีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) เท่ากับ 825,017 บาท อัตราผลตอบแทนภายใน เท่ากับร้อยละ 1 อัตราผลตอบแทนต่อทุน 1.02 เท่ามากกว่า 1 พบว่ามีความคุ้มค่าต่อการลงทุน เมื่อทดสอบความอ่อนไหวของโครงการภายในการสมมติว่า อัตราคิดลดเป็น ร้อยละ 4 ร้อยละ 8 ร้อยละ 10 พบว่าโครงการมีความคุ้มค่ามากขึ้น ณ อัตราคิดลดร้อยละ 4 และไม่มีมีความคุ้มค่าในการลงทุน ณ อัตราคิดลดร้อยละ 8 ร้อยละ 10 และในกรณีที่ต้นทุนค่าก่อสร้างลดลง 20% พบว่าโครงการมีความคุ้มค่าในการลงทุนโดยมีผลตอบแทนเพิ่มมากขึ้นเท่ากับ 2,525,017 บาท ผลตอบแทนต่อต้นทุน 1.05 เท่า และอัตราผลตอบแทนในโครงการ เท่ากับร้อยละ 2

ในกรณีของเหม้ามันสำปะหลังและต้นทุนวัตถุดิบได้แก่เหม้ามันสำปะหลังในราคา 400 บาทต่อตัน พบว่ามีความคุ้มค่าต่อการลงทุน โดยมีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) เท่ากับ 3,593,999 บาท อัตราผลตอบแทนภายใน เท่ากับร้อยละ 3 อัตราผลตอบแทนต่อทุน 1.08 เท่ามากกว่า 1 พบว่ามีความคุ้มค่าต่อการลงทุน เมื่อทดสอบความอ่อนไหวของโครงการภายในการสมมติว่า อัตราคิดลดเป็น ร้อยละ 4 ร้อยละ 8 ร้อยละ 10

พบว่าโครงการมีความคุ้มค่ามากขึ้น ณ อัตราคิดลดร้อยละ 4 และไม่มีความคุ้มค่าในการลงทุน ณ อัตราคิดลดร้อยละ 8 ร้อยละ 10 และในกรณีที่ต้นทุนค่าก่อสร้างลดลงร้อยละ 20 พบว่าโครงการมีความคุ้มค่าในการลงทุนโดยมีผลตอบแทนเพิ่มมากขึ้นเท่ากับ 5,293,000 บาท ผลตอบแทนต่อต้นทุน 1.12 เท่า และอัตราผลตอบแทนในโครงการ เท่ากับร้อยละ 5

ในกรณีของเศษไม้ยูคาลิปตัสและต้นทุเรียนที่ได้แก่เศษไม้ยูคาลิปตัสในราคา 500 บาทต่อตัน พบว่ามีความคุ้มค่าต่อการลงทุน โดยมีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) เท่ากับ 4,709,244 บาท อัตราผลตอบแทนภายใน เท่ากับร้อยละ 4 อัตราผลตอบแทนต่อทุน 1.10 เท่ามากกว่า 1 พบว่ามีความคุ้มค่าต่อการลงทุน เมื่อทดสอบความอ่อนไหวของโครงการภายในการสมมติว่า อัตราคิดลดเป็น ร้อยละ 4 ร้อยละ 8 ร้อยละ 10 พบว่าโครงการมีความคุ้มค่ามากขึ้น ณ อัตราคิดลดร้อยละ 4 สำหรับอัตราคิดลดร้อยละ 8 และอัตราคิดลดร้อยละ 10 ไม่มีความคุ้มค่าในการลงทุน ในกรณีที่ต้นทุนค่าก่อสร้างลดลงร้อยละ 20 พบว่าโครงการมีความคุ้มค่าในการลงทุนโดยมีผลตอบแทนเพิ่มมากขึ้นเท่ากับ 6,409,244 บาท ผลตอบแทนต่อต้นทุน 1.15 เท่า และอัตราผลตอบแทนในโครงการ เท่ากับร้อยละ 6

การตรวจการศึกษางานวิจัยชิ้นนี้ ผู้วิจัยได้ทำการศึกษา 3 ด้าน คือ ด้านที่หนึ่ง ศึกษาสภาพทั่วไปของการผลิต ด้านที่สองวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงิน ด้านที่สามการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางด้านเศรษฐศาสตร์ โดยผู้วิจัยเสนอแนะว่าควรมีการใช้เชื้อเพลิงชนิดอื่นๆ มาใช้ร่วมในการผลิตเพื่อที่จะทำให้ต้นทุนค่าเชื้อเพลิงวัตถุดิบลดลง และทำการส่งเสริมการปลูกไม้โตเร็วในชุมชนเพื่อเพิ่มมูลค่าให้กับเศษวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตร ซึ่งเป็นวัตถุดิบสำคัญของโรงไฟฟ้าชีวมวล

เก็จไพลิน คำเพราะ (2553) การศึกษาความเป็นไปได้ในการลงทุนโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลจากเกลบและเห้งมันสำปะหลังในจังหวัด ศรีสะเกษ มีวัตถุประสงค์เพื่อวิเคราะห์ความเป็นไปได้ในการลงทุนทางการเงิน วิเคราะห์ความแปรเปลี่ยนของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลจากเกลบและเห้งมันสำปะหลังในจังหวัดศรีสะเกษ

ผลการศึกษาโดยใช้หลักการวิเคราะห์ต้นทุน-ผลประโยชน์ของโครงการ กำหนดให้อายุโครงการ 25 ปี อัตราคิดลด ร้อยละ 7 ต่อปี ผลการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงิน พบว่า ในกรณีที่ขายไฟฟ้าในสัญญาระยะสั้น กรณีที่ใช้เห้งมันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง เป็นโครงการที่มีความคุ้มค่าต่อการลงทุนมากที่สุด โดยมีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) ของโครงการเท่ากับ 1,005 ล้านบาท อัตราผลตอบแทนภายในการลงทุน (IRR) เท่ากับร้อยละ 20 อัตราส่วนมูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนต่อการลงทุน (BCR) เท่ากับ 1.96 ส่วนในกรณีที่ขายไฟฟ้าในสัญญาระยะยาว กรณีที่ใช้เห้งมันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง เป็นโครงการที่มีความคุ้มค่าต่อการลงทุนมากที่สุด เช่นเดียวกัน โดยมีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) ของโครงการเท่ากับ 737 ล้านบาท อัตรา

ผลตอบแทนภายในการลงทุน (IRR) เท่ากับร้อยละ 14 อัตราส่วนมูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนต่อการลงทุน (BCR) เท่ากับ 1.50

เมื่อวิเคราะห์ความแปรเปลี่ยนของโครงการ จากการวิเคราะห์ความแปรเปลี่ยนด้านต้นทุน (SVT_C) และทดสอบค่าความแปรเปลี่ยนด้านผลตอบแทน (SVT_B) ณ อัตราคิดลดร้อยละ 7 ต่อปี กรณีใช้เหงามันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิงมีความเสี่ยงต่ำสุดในการขายไฟฟ้าสัญญาระยะสั้น ค่าใช้จ่ายสามารถเพิ่มขึ้นได้ถึงร้อยละ 69.28 และผลประโยชน์สามารถลดลงได้ร้อยละ 40.94 จึงทำให้มูลค่าของผลประโยชน์เท่ากับผลตอบแทน แสดงว่าความเสี่ยงของโครงการอยู่ในระดับต่ำ

การตรวจการศึกษางานวิจัยชิ้นนี้ทำการศึกษา 4 ด้าน คือ ด้านที่หนึ่งศึกษาเทคโนโลยีและระบบการจัดการโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลจากแกลบและเหงามันสำปะหลัง ด้านที่สอง เพื่อวิเคราะห์ความเป็นไปได้ในการลงทุนทางการเงินของโรงไฟฟ้าชีวมวล ด้านที่สามวิเคราะห์ความแปรเปลี่ยนของโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลจากแกลบและเหงามันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง ด้านที่สี่ศึกษาปัญหาและอุปสรรคของการดำเนินการโครงการ โดยผู้วิจัยเสนอแนะว่าในการขายสัญญาระยะสั้นและสัญญาระยะยาวควรต้องไปซื้อแกลบและเหงามันสำปะหลังจากจังหวัดใกล้เคียง เพราะในจังหวัดศรีสะเกษ มีไม่เพียงพอต่อการผลิตไฟฟ้าตลอดทั้งปี รัฐบาลไม่ควรสนับสนุนให้มีการตั้งโรงไฟฟ้าเกินกว่าศักยภาพวัตถุดิบที่มีอยู่ในจังหวัดที่มีการจัดตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวลอยู่แล้ว และ รัฐบาลควรให้การสนับสนุนด้านการเงินลงทุน หรือสนับสนุนค่าพลังงานไฟฟ้า เพื่อให้โรงไฟฟ้าชีวมวลมีระยะเวลาคืนทุนเร็วขึ้น

พัสดราภรณ์ วรณอภา (2553) ศึกษาความเป็นไปได้ทางการเงินและเศรษฐกิจของโครงการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลโดยใช้กระถินยักษ์เป็นเชื้อเพลิง ซึ่งเป็นไม้โตเร็วเป็นพืชตระกูลถั่วเมื่อปลูกแล้ว จะบำรุงดินและปรับปรุงสภาพป่าที่เสื่อมโทรมให้เป็นสภาพป่าที่อุดมสมบูรณ์ได้ ประกอบกับกระถินยักษ์เติบโตเร็วมีความทนทานต่อสภาพแวดล้อม ในการวิเคราะห์โครงการนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงินและเศรษฐกิจ ของโครงการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลโดยใช้กระถินยักษ์เป็นเชื้อเพลิง และทดสอบค่าความแปรเปลี่ยน 2 ด้าน คือ ด้านต้นทุนและด้านผลประโยชน์ โดยใช้อัตราคิดลดร้อยละ 7.74

ผลการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงินของโครงการพบว่า โครงการมีความคุ้มค่าต่อการลงทุน โดยมีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) เท่ากับ 41.154 ล้านบาท อัตราผลตอบแทนภายในโครงการ (IRR) เท่ากับร้อยละ 17.49 อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (BCR) เท่ากับ 1.25 และการทดสอบค่าความแปรเปลี่ยนของโครงการ ด้านต้นทุนสามารถเพิ่มขึ้นได้ร้อยละ 25.38 และค่าความแปรเปลี่ยนด้านผลประโยชน์ของโครงการสามารถลดลงได้ร้อยละ 20.25 ซึ่งค่าความแปรเปลี่ยนของโครงการทั้งสองด้าน มีความเสี่ยงค่อนข้างสูงสำหรับผลการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐกิจ ณ อัตราคิดลด 7.74 โดยการวิเคราะห์ 2 กรณีคือ กรณี

ที่ 1 การวิเคราะห์ทางเศรษฐกิจจากการมีโครงการเกิดขึ้นโดยไม่รวมผลประโยชน์ทางเศรษฐกิจที่เกิดขึ้นจากการทดแทนการใช้น้ำมันเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า ผลคือโครงการมีความคุ้มค่าในการลงทุน โดยมีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) เท่ากับ 124.318 ล้านบาท อัตราผลตอบแทนภายในโครงการ (IRR) เท่ากับร้อยละ 35.95 อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (BCR) เท่ากับ 2.00 การทดสอบค่าความแปรเปลี่ยน ด้านต้นทุนสามารถเพิ่มขึ้นได้ร้อยละ 25.38 และค่าความแปรเปลี่ยนด้านผลประโยชน์ของโครงการสามารถลดลงได้ร้อยละ 50.04 ซึ่งค่าความแปรเปลี่ยนของโครงการทั้งสองด้าน มีความเสี่ยงค่อนข้างต่ำ กรณีที่ 2 การวิเคราะห์ทางการวิเคราะห์ทางเศรษฐกิจจากการมีโครงการเกิดขึ้นโดยรวมผลประโยชน์ทางเศรษฐกิจที่เกิดขึ้นจากการทดแทนการใช้น้ำมันเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า โดยพบว่าคุ้มค่าต่อการลงทุนอย่างมาก โดยมีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) เท่ากับ 691.295 ล้านบาท อัตราผลตอบแทนภายในโครงการ (IRR) เท่ากับร้อยละ 138.01 อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (BCR) เท่ากับ 6.57 การทดสอบค่าความแปรเปลี่ยน ด้านต้นทุนสามารถเพิ่มขึ้นได้ร้อยละ 557.04 และค่าความแปรเปลี่ยนด้านผลประโยชน์ของโครงการสามารถลดลงได้ร้อยละ 84.78 ซึ่งค่าความแปรเปลี่ยนของโครงการทั้งสองด้าน มีความเสี่ยงต่ำมาก

การตรวจการศึกษางานวิจัยชิ้นนี้ ผู้วิจัยได้ทำการศึกษา 3 ด้าน ด้านที่หนึ่ง ศึกษาสภาพทั่วไปของชีวมวลและการผลิตไฟฟ้าด้วยเทคโนโลยีแก๊สซิฟิเคชัน ด้านที่สองศึกษาความเป็นไปได้ทางการเงินและเศรษฐกิจของโครงการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลโดยใช้กระถินยักษ์เป็นเชื้อเพลิง ด้านที่สาม ทำการทดสอบค่าความแปรเปลี่ยนของโครงการ 2 ด้าน คือ ด้านต้นทุนและด้านผลประโยชน์ โดยผู้วิจัยเสนอแนะว่า การผลิตไฟฟ้าด้วยเทคโนโลยีแก๊สซิฟิเคชัน เป็นการผลิตไฟฟ้าด้วยเทคโนโลยีสะอาดและส่งผลกระทบท่อสิ่งแวดล้อมน้อย แต่ยังมีมูลค่าทางการเงินไม่สูงพอที่จะนำลงทุนสำหรับภาคเอกชน ดังนั้นรัฐบาลควรมีการสนับสนุนในการศึกษาวิจัย และสนับสนุนทางด้านเงินทุนแก่ผู้ลงทุนเอกชน สำหรับการให้เชื้อเพลิงที่ใช้กระถินยักษ์เพียงอย่างเดียวอาจทำให้มีความเสี่ยงจากการขาดแคลนเชื้อเพลิงได้ ควรใช้เชื้อเพลิงมากกว่า 1 ชนิด และควรเลือกที่ตั้งโรงไฟฟ้าในบริเวณที่มีเชื้อเพลิงชนิดอื่นๆ อยู่ด้วย

จากการตรวจสอบเอกสาร การศึกษาความเป็นไปได้ในการสร้างโรงไฟฟ้าชีวมวล ด้วยการนำพลังงานหมุนเวียน มาผลิตเป็นพลังงานไฟฟ้า โดยนำวัสดุเหลือใช้จากการเกษตร ซึ่งเป็นพืชอาหาร หรือทำการปลูกพืชพลังงานมาเป็นเชื้อเพลิงหลักในโรงไฟฟ้า ซึ่งมีความเป็นไปได้ที่จะเลือกใช้พืชพลังงานมาเป็นเชื้อเพลิงหลักในโรงไฟฟ้า โดยต้นทุนของเชื้อเพลิงจะส่งผลต่อความคุ้มค่าในการลงทุนได้หรือไม่ นั้น จะต้องทำการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงิน ซึ่งงานวิจัยข้างต้นได้เลือกใช้อัตราคิดลดแตกต่างกันในการประเมินโครงการลงทุนต่างๆ ดังนั้นอัตราคิดลดจึงจำเป็นปัจจัยที่มีความสำคัญ การเลือกใช้อัตราคิดลดค่าต่ำเป็นการสนับสนุนให้มีโครงการลงทุนที่ก่อให้เกิดผลประโยชน์ในอนาคต ขณะที่การเลือกใช้อัตราคิดลดค่าสูงอาจทำให้โครงการลงทุนที่ให้ผลประโยชน์ในอนาคตไม่น่าลงทุน เพราะมูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์สุทธิอาจติดลบได้ ในการวิจัยนี้ ผู้วิจัยได้ทำการเลือกอัตราคิดลดในการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงิน โดยใช้วิธีต้นทุนเงินทุน

เฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (WACC) โดยอัตราคิดลดนี้จะแสดงถึงต้นทุนในส่วนของผู้ถือหุ้นและต้นทุนในการกู้ยืม สำหรับตัวชี้วัดจะคล้ายกับงานวิจัยข้างต้น มีการพิจารณาเพิ่มเติมในส่วนของดัชนีกำไร (P/I) เป็นการแสดงถึงอัตราส่วนของผลรวมมูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์สุทธิที่เกิดขึ้นหลังจากปีที่มีการลงทุนเริ่มแรกต่อมูลค่าปัจจุบันของเงินลงทุน



บทที่ 3

ความรู้ทั่วไปของโครงการ

สภาพทั่วไปของหญ้าเนเปียร์ปากช่อง 1

ความเป็นมาของหญ้าเนเปียร์ในประเทศไทย

หญ้าเนเปียร์ เป็นหญ้าเขตร้อน มีใบหนาและกว้าง ได้มีการนำเข้ามาปลูกในประเทศไทยประมาณ 30 ปีมาแล้ว มีมากกว่า 130 สายพันธุ์ สายพันธุ์เดิมที่นิยมปลูกในประเทศไทยมีอยู่ 3 สายพันธุ์ คือ หญ้าเนเปียร์ธรรมดา หญ้าเนเปียร์ยักษ์ (King Grass) และหญ้าเนเปียร์แคระ (Mott Dwarf Elephant Grass) เป็นหญ้าที่ดอกไม่ติดเมล็ด จึงไม่เป็นปัญหาการเป็นวัชพืช ต่อมา สำนักพัฒนาอาหารสัตว์ กรมปศุสัตว์ กระทรวงเกษตรและสหกรณ์ ได้คัดเลือกและปรับปรุงพันธุ์หญ้าเนเปียร์ ได้หญ้าเนเปียร์ลูกผสมสายพันธุ์ปากช่อง 1 (*Pennisetum purpureum* × *Pennisetum glaucum* 'Pakchong 1')

ลักษณะทั่วไปของหญ้าเนเปียร์ปากช่อง 1

หญ้าเนเปียร์ปากช่อง 1 เป็นหญ้าลูกผสมสายพันธุ์หนึ่งซึ่งเกิดจากการผสมข้ามพันธุ์ระหว่างหญ้าเนเปียร์ยักษ์และหญ้าไข่มุก ลักษณะภายนอกประกอบด้วยลำต้นมีข้อและปล้องชัดเจนลักษณะลำต้นและทรงตั้งตรง มีใบเกิดสลับข้างกัน มีส่วนกาบใบหุ้มลำต้นไว้ ใบและลำต้นอ่อนนุ่มโตเต็มที่สูงประมาณ 5 เมตร รากและใบเป็นระบบรากฝอยแข็งแรง แผ่กระจายออกรอบลำต้นในรัศมีประมาณ 50-100 เซนติเมตร ลึก 30-50 เซนติเมตร ลำต้นสามารถแตกหน่อได้จากตาของข้อล่างๆ ที่อยู่ชิดดิน เจริญเติบโตเร็ว แตกกอดี ทนแล้ง ไม่มีระยะพักตัว ทนสนองต่อน้ำและปุ๋ยดี ปรับตัวได้ดีในดินหลายสภาพ ให้ผลผลิตต่อไร่สูง และให้ผลผลิตตลอดทั้งปี ปลูกครั้งเดียวเก็บเกี่ยวต่อเนื่องได้นาน 8-9 ปี (ไกรลาศ เขียวทอง และคณะ, 2556) ดังแสดงในภาพที่ 4



ภาพที่ 4 หญ้าเนเปียร์ปากช่อง 1

ที่มา: ไกรลาศ เขียวทอง และคณะ (2556)

หญ้าเนเปียร์ปากช่อง 1 สามารถนำไปใช้ประโยชน์ได้หลากหลาย เช่น การนำไปเลี้ยงปลา เลี้ยงสุกร และเป็นอาหารโคกระบือ เป็นต้น หญ้าเนเปียร์ปากช่อง 1 สามารถปลูกได้ทุกภาคของประเทศไทย ปลูกได้ในดินหลายประเภท ไม่ว่าจะเป็นดินร่วน ดินร่วนปนทราย ดินเหนียวดินที่มีการระบายน้ำดี ดินไม่เป็นกรดหรือด่างมากเกินไป และมีธาตุอาหารสมบูรณ์ ทนแล้งแต่ไม่ทนน้ำท่วมขัง ต้องการน้ำฝนประมาณ 1000 มิลลิเมตรต่อปี หญ้าที่มีอายุมากขึ้นจะมีระยะเวลาเจริญเติบโตนานให้ผลผลิตสูง ควรเลือกพื้นที่ปลูกในพื้นที่เขตชลประทานหรือมีแหล่งน้ำ หญ้าเนเปียร์สายพันธุ์นี้ ให้ผลผลิตประมาณ 60-80 ตันต่อไร่ต่อปี มีผลผลิตน้ำหนักแห้ง 9.5-11.5 ตันต่อไร่ สำหรับหญ้าอายุ 60-75 วัน (กมล รีมศิริ, 2556) หรือ 16 ตัน สำหรับหญ้าอายุ 120 วัน

คุณสมบัติของหญ้าเนเปียร์เมื่อเทียบกับพืชชนิดอื่นๆ ดังแสดงในตารางที่ 2 ยกตัวอย่างเช่น หญ้าจักรพรรดิ (Giant king grass) ซึ่งเป็นหญ้าสายพันธุ์ที่ใกล้เคียงกับหญ้าเนเปียร์ปากช่อง 1 จะมีลักษณะแตกต่างกับหญ้าเนเปียร์เล็กน้อย โดยหญ้าจักรพรรดิจะมีใบที่คมกว่า จึงเป็นอุปสรรคในการเก็บเกี่ยวสำหรับเกษตรกรทั่วไป ส่วนอ้อยนั้น โดยทั่วไปจะเป็นพืชที่เก็บเกี่ยวต่อเนื่องได้ 2-3 ปีต่อการปลูกหนึ่งครั้ง จึงต้องมีการลงทุนในด้านการปลูกใหม่ทุก 2-3 ปี ในขณะที่กระถินยักษ์อายุการเก็บเกี่ยวคือ 1 ปี แต่ให้ผลผลิตน้ำหนักร้อยละ 4.93 ตันต่อไร่ต่อปีเท่านั้น จากจุดเด่นโดยภาพรวมของหญ้าเนเปียร์ปากช่อง 1 หญ้าชนิดนี้จึงมีศักยภาพในการใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าในโรงไฟฟ้า

ตารางที่ 2 คุณสมบัติของหญ้าเนเปียร์เมื่อเปรียบเทียบกับพืชชนิดอื่นๆ

พืช	อายุเก็บเกี่ยว (เดือน)	รอบเก็บเกี่ยวผลผลิต (ครั้งต่อปี)	มวลสด (ตัน/ไร่/ปี)	มวลแห้ง (ตัน/ไร่/ปี)	สัดส่วนมวลแห้ง ต่อมวลสด (%)
หญ้าจักรพรรดิ	8	1	60.58	20.47	33.8
อ้อยปลูก ROC24	12	1	46.57	20.61	44.3
หญ้าเนเปียร์ปากช่อง 1 ⁽¹⁾	4	3	66	15.97	24.2
อ้อยปลูก 23-0093	10	1	31.54	12.01	38.1
ข้าวฟ่างหวานเลี้ยงสัตว์	4	2	25.34	7.21	28.5
กระถินยักษ์	12	1	9.64	4.93	51.2

หมายเหตุ: ⁽¹⁾ จากการสัมภาษณ์เกษตรกร

ที่มา: พรชัย ไพบูลย์ และคณะ (2555)

จากการสัมภาษณ์เกษตรกร ราคาหญ้าเนเปียร์ในปัจจุบันเป็นราคาหญ้าที่มีซื้อขายสำหรับการเลี้ยงสัตว์โดยมีราคาขายประมาณ 1,000 -1,500 บาทต่อตัน แต่เนื่องจากหญ้าเนเปียร์ที่จะนำมาใช้เป็นพืชพลังงานนี้ กระทรวงพลังงานประกันราคาให้ที่ 300 บาทต่อตัน โดยไปตัดที่ไร่ของเกษตรกรโดยตรง แต่จะต้องทำสัญญาซื้อขายกับเกษตรกรในระยะยาว แต่จากการสัมภาษณ์เกษตรกร ราคาที่ 300 บาท เป็นราคาที่เกษตรกรเห็นว่ายังไม่เหมาะสมกับต้นทุนการผลิต และต้องการขายที่ราคาสูงกว่านี้ โดยราคาที่ยอมรับได้ คือ 350 บาทต่อตัน ดังนั้นจากการที่โรงไฟฟ้าต้องใช้หญ้าเนเปียร์ วันละ 101.52 ตัน จึงเป็นต้นทุนค่าเชื้อเพลิงหญ้าเนเปียร์เท่ากับ 35,532 บาท ต่อวัน

ตารางที่ 3 ตารางวิเคราะห์คุณภาพหญ้าเนเปียร์อายุ 120 วัน

	หน่วย	หญ้าเนเปียร์		
		สด	อบแห้ง	แห้งสนิท
			(Air dry basis)	(Dry basis)
ความชื้น	%	75.8	7.12	0
สารระเหย (Volatile matter)	%	19.15	73.47	79.1
เถ้า	%	1.64	6.28	6.76
คาร์บอนคงที่ (Fixed carbon)	%	3.42	13.13	14.14
ซัลเฟอร์	%	0.01	0.04	0.04
HHV	MJ/Kg	4.51	17.3	18.62
LHV	MJ/Kg	2.42	-	17.56

ที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (2555)

ปริมาณผลผลิตหญ้าเนเปียร์

จากการสัมภาษณ์เกษตรกรที่ อำเภอมวกเหล็ก จังหวัดสระบุรี สำหรับหญ้าเนเปียร์ที่อายุ 120 วัน จะให้ผลผลิตประมาณ 66 ตันต่อไร่ต่อปี จากข้อมูลดังกล่าว สามารถประเมินพื้นที่ปลูกหญ้าเนเปียร์เพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของโดยคำนวณได้จาก

พื้นที่ปลูก (ไร่) = กำลังไฟฟ้าติดตั้ง (กิโลวัตต์) × ชั่วโมงการทำงาน (ชั่วโมงต่อปี) × น้ำหนักหญ้าสดต่อหน่วยไฟฟ้า (กิโลกรัมต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง (kw/kWh)) / ผลผลิตหญ้าเนเปียร์ (กิโลกรัมต่อไร่ต่อปี)

โดย กำลังไฟฟ้าติดตั้ง = 1,000 กิโลวัตต์ โดยมีประสิทธิภาพของระบบร้อยละ 90 ชั่วโมงการทำงาน = 8,472 ชั่วโมงต่อปี

น้ำหนักหญ้าเนเปียร์สดต่อหน่วยไฟฟ้า = 4.23 กิโลกรัมต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง (kg/kWh)

ผลผลิตหญ้าเนเปียร์ = 66,000 กิโลกรัมต่อไร่ต่อปี

พื้นที่ที่ได้จากการคำนวณพื้นที่หมุนเวียนปลูกหญ้าเนเปียร์ปากช่อง 1 ของโครงการเท่ากับ 489 ไร่

การผลิตไฟฟ้าด้วยเทคโนโลยีแก๊สซิฟิเคชัน

การนำชีวมวลมาผลิตไฟฟ้า

ชีวมวล (Biomass) เป็นแหล่งพลังงานหมุนเวียน ที่กักเก็บพลังงานมาจากดวงอาทิตย์ซึ่งมาจากการสังเคราะห์ด้วยแสง และเป็นแหล่งพลังงานที่ไม่มีวันหมดไปเพราะชีวมวลส่วนใหญ่ได้มาจากพืชที่มีวงจรชีวิตสั้น สามารถเพาะปลูกแล้วนำมาใช้เป็นแหล่งพลังงานใหม่ได้ ชีวมวลโดยทั่วไปเป็นผลผลิตที่ได้มาจากสิ่งมีชีวิตในหลายรูปแบบ เช่น ไม้จากป่า พืชพลังงาน ของเสียจากอุตสาหกรรมจากการเกษตร เช่น ชานอ้อย ชังข้าวโพด กากปาล์ม กากมัน แกลบ ฟางข้าว ชี้อ้อย ฟืน เป็นต้น การใช้ชีวมวลในผลิตความร้อนหรือไฟฟ้าจะไม่เพิ่มปริมาณสุทธิของก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในชั้นบรรยากาศของโลก แต่เนื่องจากการเก็บรักษาและการขนส่งชีวมวลมีความยากเพราะเชื้อเพลิงชีวมวลจะมีค่าความหนาแน่นต่ำ ค่าใช้จ่ายในการขนส่งและการจัดเก็บค่อนข้างสูง และมีความเสี่ยงสูงในการจัดหาหรือการรวบรวมปริมาณที่ต้องการใช้ให้คงที่ตลอดทั้งปี เนื่องจากพืชผลทางการเกษตรส่วนใหญ่เป็นไปตามฤดูกาล

ประเทศไทยมีนโยบายส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียน โดยเฉพาะพลังงานจากชีวมวล เนื่องจากประเทศไทยเป็นประเทศที่มีเกษตรกรรมเป็นพื้นฐาน จึงมีศักยภาพในการผลิตชีวมวลในปริมาณสูง การนำพลังงานจากชีวมวลมาผลิตเป็นพลังงานไฟฟ้า และความร้อน จะช่วยลดต้นทุนในการนำเข้าพลังงานจากต่างประเทศ ช่วยเพิ่มมูลค่าให้แก่ผลิตผลทางการเกษตร การสนับสนุนให้เกิดการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนรายเล็กมาก (VSPP) โดยเกษตรกรเป็นผู้ผลิต จะทำให้ต้นทุนการผลิตพลังงานต่ำกว่าการขนย้ายเชื้อเพลิงชีวมวลไปผลิตพลังงานอยู่นอกพื้นที่ การส่งเสริมให้ชุมชนหรือท้องถิ่นผลิตพลังงานขึ้นใช้เองจะต้องใช้เทคโนโลยีที่ง่ายและไม่ซับซ้อน และมีเสถียรภาพ ซึ่งเทคโนโลยีที่เหมาะสมสำหรับชุมชน คือเทคโนโลยีแก๊สซิฟิเคชัน ซึ่งเป็นเทคโนโลยีที่อาศัยกระบวนการเคมีทางความร้อน (Thermo-Chemical) สามารถเปลี่ยนองค์ประกอบไฮโดรคาร์บอนที่มีอยู่ในชีวมวล ไปเป็นแก๊สเชื้อเพลิง เพื่อนำไปผลิตเป็นพลังงานไฟฟ้า

เทคโนโลยีการแปลงสภาพชีวมวล

ชีวมวลส่วนใหญ่จำเป็นต้องแปลงสภาพก่อนนำไปใช้งาน เนื่องจากชีวมวลมีค่าความร้อนน้อยกว่าเมื่อเทียบกับฟอสซิล มีปริมาณความชื้นสูง มีความหนาแน่นต่ำ และมีรูปแบบกายภาพไม่สม่ำเสมอเป็นเนื้อเดียว ไม่สะดวกต่อการขนส่ง การเก็บรักษา หรือการป้อนเข้า ดังนั้นการแปลงสภาพชีวมวลเพื่อลดปริมาณความชื้นจะส่งผลต่อการเพิ่มค่าความร้อนและสะดวกต่อการเก็บรักษา และมีการปรับปรุงให้สะดวกต่อการใช้และการจัดการ โดยสามารถแบ่งได้เป็น 3 ประเภท คือ (นคร ทิพย์าวงศ์, 2553)

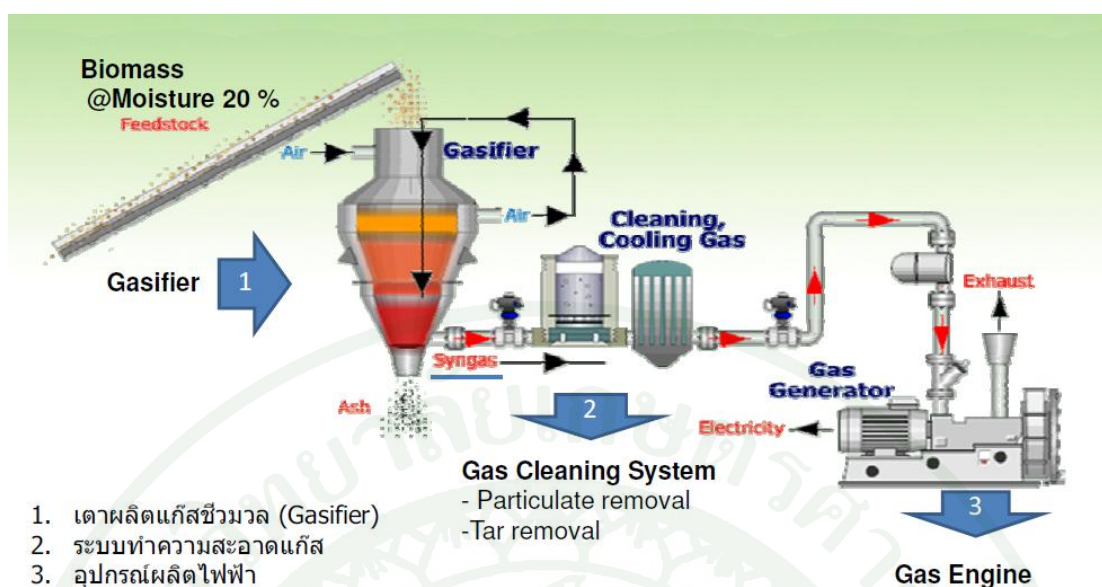
1. กระบวนการแปลงสภาพเชิงกายภาพ (Physical Conversion) ได้แก่ การอัดแท่ง (densification) การคัดแยกเฉพาะส่วน และการหีบคั้นน้ำมัน (oil extraction)
2. กระบวนการแปลงสภาพเชิงชีวเคมี (Biochemical Conversion) ที่ใช้ในกิจกรรมของเชื้อจุลินทรีย์เป็นตัวดำเนินการ ได้แก่กระบวนการหมักย่อยยับอากาศเพื่อผลิตก๊าซชีวภาพและกระบวนการไฮโดรไลซิสเพื่อผลิตเอทานอล
3. กระบวนการแปลงสภาพเชิงเคมีความร้อน (Thermochemical Conversion) โดยกระบวนการนี้ยังสามารถจำแนกออกเป็นกระบวนการย่อยๆ ได้อีก คือ การเผาไหม้ไพโรไลซิส แก๊สซิฟิเคชัน และการสังเคราะห์เมทานอล

เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวล

เทคโนโลยีการผลิตพลังงานจากชีวมวลมีเทคโนโลยีหลายรูปแบบดังนี้ (สำนักส่งเสริมและถ่ายทอดเทคโนโลยี สำนักงานปลัดกระทรวงวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี, 2556)

1. เทคโนโลยีการเผาไหม้โดยตรง (Direct Combustion) เป็นเทคโนโลยีที่ผลิตความร้อนจากการบวนการสันดาป ความร้อนที่เกิดขึ้นจะถูกนำไปใช้ในการผลิตไอน้ำเพื่อผลิตเป็นกระแสไฟฟ้าโดยผ่านกังหันไอน้ำ เทคโนโลยีการเผาไหม้โดยตรงเป็นวิธีที่ใช้น้ำมันมากที่สุด สำหรับโรงไฟฟ้าชีวมวล ซึ่งส่วนใหญ่เป็นระบบขนาดใหญ่ ที่มีกำลังการผลิตไฟฟ้า 5 เมกะวัตต์ ขึ้นไป ข้อดีของเทคโนโลยีนี้ ระบบไม่ซับซ้อน เดินเครื่องง่าย ข้อเสียคือ ระบบขนาด 1 เมกะวัตต์ ยังไม่มีการใช้ในเชิงพาณิชย์ เนื่องจากแนวโน้มประสิทธิภาพต่ำและค่าการลงทุนสูง และค่าการบำรุงรักษาสูง

2. เทคโนโลยีแก๊สซิฟิเคชัน (Gasification) เป็นการเปลี่ยนชีวมวลให้เป็นก๊าซเชื้อเพลิง (Produced gas) ซึ่งมีองค์ประกอบที่สำคัญคือ ก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ (CO) และก๊าซไฮโดรเจน (H_2) เตาผลิตก๊าซเชื้อเพลิงหรือแก๊สซิฟายเออร์ (Gasifier) ที่ใช้แพร่หลายสำหรับระบบขนาดเล็ก มีสองประเภท โดยประเภทที่หนึ่ง คือแบบ ฟิกซ์เบด (Fixed bed) ซึ่งแบ่งย่อยได้เป็น (1) เตาผลิตก๊าซเชื้อเพลิงแบบอากาศไหลขึ้น (Updraft Gasifier) (2) เตาผลิตก๊าซเชื้อเพลิงแบบอากาศไหลลง (Downdraft Gasifier) (3) เตาผลิตก๊าซแบบอากาศไหลขวาง (Crossdraft Gasifier) และประเภทที่สองคือ แบบ ฟลูอิดไรซ์เบด (Fluidized bed) ซึ่งแบ่งย่อยเป็น Bubbling fluidized bed gasifier และ Circulation fluidized bed gasifier ก๊าซเชื้อเพลิงสามารถนำไปใช้ประโยชน์ในรูปของเชื้อเพลิงเพื่อผลิตความร้อน และผลิตไฟฟ้าโดยผ่านเครื่องยนต์สันดาปภายใน ข้อดีของเทคโนโลยีนี้ คือ มีประสิทธิภาพสูงสำหรับระบบขนาดเล็ก แต่ข้อเสียคือ เชื้อเพลิงต้องมีคุณภาพดีและสม่ำเสมอ และอาจเกิดน้ำมันดิน (Tar) ซึ่งเป็นปัญหาต่อการนำไปใช้ในเครื่องยนต์สันดาปภายใน ดังนั้นชีวมวลที่เหมาะสมจะนำมาเป็นเชื้อเพลิงต้องมีขนาดที่พอเหมาะ ถ้าขนาดเล็กไป จะทำให้อากาศไหลผ่านไม่ได้ แต่ถ้าใหญ่เกินไป จะเกิดการเผาไหม้เชื้อเพลิงไม่หมด และความชื้นชีวมวลไม่ควรเกิน 20% โดยแผนผังการผลิตก๊าซเชื้อเพลิง เริ่มตั้งแต่การเริ่มตั้งแต่การป้อนเชื้อเพลิงเข้าสู่เตา ผลิตก๊าซเชื้อเพลิงหรือแก๊สซิฟายเออร์ (Gasifier) จนสามารถผลิตกระแสไฟฟ้า มีรายละเอียดดังแสดงในภาพที่ 5



ภาพที่ 5 แผนผังการผลิตกระแสไฟฟ้าโดยเทคโนโลยีแก๊สซิฟิเคชัน

ที่มา: วรวิ จรจรัส (2554: 10)

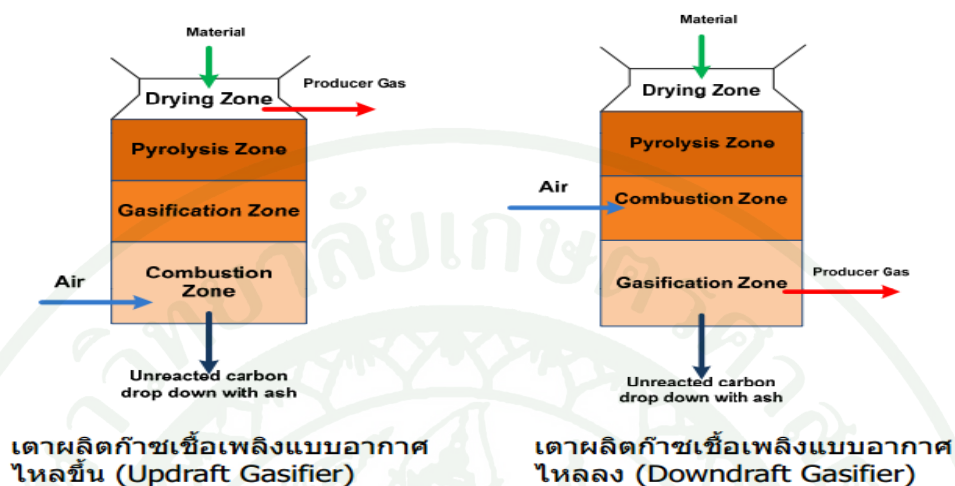
สำหรับเตาผลิตก๊าซเชื้อเพลิงหรือแก๊สซิฟายเออร์ (Gasifier) สามารถแบ่งออกได้เป็น 2 ระบบ คือ ระบบ ฟิกซ์เบด (Fixed-bed) และระบบ ฟลูอิดไซ์เบด (Fluidized Bed) (กรมพัฒนาพลังงานทดแทน และอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน, 2554)

2.1 ระบบฟิกซ์เบด (Fixed-bed) มีลักษณะการทำงานที่ซับซ้อนน้อยกว่าระบบฟลูอิดไซ์เบด มีการแบ่งส่วนการทำงานที่ชัดเจน คือ ส่วนการอบเชื้อเพลิง ส่วนการกลั่นสลาย และส่วนการสันดาป สามารถแบ่งได้เป็น 3 แบบ คือ

2.1.1 เตาผลิตก๊าซแบบอากาศไหลขึ้น (Updraft Gasifier) โดยอากาศจะถูกป้อนเข้าทางด้านล่างไหลขึ้นด้านบนในขณะที่เชื้อเพลิงจะเคลื่อนที่ลงด้านล่างสวนทางกัน เตาประเภทนี้มีประสิทธิภาพทางความร้อนสูงเนื่องจากก๊าซร้อนที่เกิดจาก Combustion Zone ไหลผ่านเชื้อเพลิง ความร้อนสัมผัสจะถูกถ่ายเทให้เชื้อเพลิงผ่านสู่ Pyrolysis Zone และ Reduction Zone ต่อไป ผลิตภัณฑ์ที่เกิดจาก Pyrolysis และ Drying จะปะปนอยู่ในก๊าซเชื้อเพลิงและเมื่อออกจากเตาผลิตก๊าซอุณหภูมิ ก๊าซเชื้อเพลิงจะลดลง ทาร์ และน้ำมันดินจะกลั่นตัวปนเปื้อนในก๊าซเชื้อเพลิง ดังแสดงในภาพที่ 6

2.1.2 เตาผลิตก๊าซเชื้อเพลิงแบบอากาศไหลลง (Downdraft Gasifier) โดยอากาศจะไหลทิศทางเดียวกับการเคลื่อนที่ของเชื้อเพลิง เตาชนิดนี้ผลิตภัณฑ์จาก Pyrolysis zone ไหลผ่าน Combustion

Zone ซึ่งมีอุณหภูมิสูงจะทำให้เกิดการแตกตัวเป็นก๊าซก่อนที่จะไหลออกจากเตา ก๊าซเชื้อเพลิงที่ได้จึงมีคาร์บอนต่ำ แต่มีอุณหภูมิสูง 300-500 องศาเซลเซียส ดังแสดงในภาพที่ 6



ภาพที่ 6 ประเภทของระบบผลิตก๊าซเชื้อเพลิงชีวมวล

ที่มา: เยาวธีร์ อัจฉรวงกุล (2553: 7)

2.1.3 เตาผลิตก๊าซแบบอากาศไหลขวางกับการเคลื่อนที่ของเชื้อเพลิง (Crossdraft Gasifier) โดยลักษณะชั้นปฏิกิริยาโดยเฉพาะ Combustion Zone และ Reduction Zone จะอยู่ชิดติดกันมาก ดังนั้นจะสามารถผลิตก๊าซได้อย่างรวดเร็วและแปรผันได้ง่าย ปกติบริเวณเผาไหม้จะอยู่กึ่งกลางของเตาผลิตก๊าซ แต่ขอบเขตการเผาไหม้อาจจะขยายกว้างขึ้นหากความเร็วอากาศสูงขึ้น

2.2 เตาผลิตก๊าซเชื้อเพลิงแบบฟลูอิด (Fluidized Bed Gasifier) เป็นที่มีรูปแบบเหมาะสมกับชนิดของเชื้อเพลิงบางชนิดเช่น เชื้อเพลิงที่มีขนาดเล็ก มีความหนาแน่นต่ำ ปริมาณเถ้าสูงและอุณหภูมิการหลอมเหลวของเถ้าต่ำ ในระบบชนิดนี้การสัมผัสระหว่างอากาศและสารตัวกลางกับเชื้อเพลิงมีประสิทธิภาพสูง ดังนั้นสามารถทำงานที่อุณหภูมิต่ำประมาณ 800-900 องศาเซลเซียสซึ่งต่ำกว่าจุดหลอมเหลวของเถ้า โดยระบบนี้แบ่งเป็น 2 รูปแบบ คือ การเผาไหม้เชื้อเพลิงโดยตรง และการเผาไหม้เชื้อเพลิงในห้องเผาไหม้สำรอง อุณหภูมิของสารตัวกลางจะมีการกระจายอย่างสม่ำเสมออย่างทั่วถึง การเผาไหม้และการเกิดก๊าซจะเกิดขึ้นพร้อมๆ กัน เนื่องจากระบบนี้ต้องการความเร็วอากาศสูงดังนั้น จึงเกิดการสูญเสียเชื้อเพลิงไปบางส่วนและก๊าซเชื้อเพลิงจะมีฝุ่นปะปนสูง

2.3 เตาผลิตก๊าซแบบหมุนวน (Moving Bed Gasifier) หรือ Entrained Bed Gasifier เป็นระบบที่มีประสิทธิภาพการถ่ายเทความร้อนสูง การทำงานในการถ่ายเทความร้อนคล้ายกับ Fluidized Bed

Gasifier โดยปกติอุณหภูมิอยู่ที่ 482-593 องศาเซลเซียส เตาแบบนี้มีประสิทธิภาพสูงในการทำปฏิกิริยาระหว่างของแข็งกับก๊าซ ลักษณะเชื้อเพลิงที่เหมาะสม เช่น ผงถ่านหิน หรือเชื้อเพลิงชีวมวลที่มีขนาดเล็กๆ การทำปฏิกิริยาระหว่างอากาศกับเชื้อเพลิงเกิดในช่องปฏิกิริยาแบบหมุนวน

3. เทคโนโลยีไพโรไลซิส (Pyrolysis) คือการแยกสลายชีวมวลโดยความร้อนในสภาวะที่ไม่มีออกซิเจนได้ผลิตภัณฑ์เป็นของผสมระหว่างก๊าซ ของเหลว และถ่าน โดยสัดส่วนขึ้นอยู่กับวิธีและรูปแบบของปฏิกิริยาไพโรไลซิส ซึ่งสามารถแบ่งออกได้เป็น 2 ประเภท คือ การไพโรไลซิส แบบเดิม และไพโรไลซิสแบบเร็ว ซึ่งให้ผลิตภัณฑ์หลักที่แตกต่างกัน คือ ของแข็งหรือถ่านชาร์ และน้ำมันตามลำดับ ผลิตภัณฑ์จากไพโรไลซิสสามารถนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตพลังงาน ส่วนใหญ่การนำไปใช้อยู่ในรูปของความร้อน ข้อดีของระบบนี้ คือ ได้ผลิตภัณฑ์ที่หลากหลายและมีค่าความร้อนสูง แต่ข้อเสียคือ ระบบมีความยุ่งยากซับซ้อนและเดินเครื่องยาก ต้นทุนสูง และยังไม่มีการประยุกต์ใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้ามากนัก

4. เทคโนโลยีการย่อยสลายแบบไม่ใช้ออกซิเจน (Anaerobic Digestion) เป็นกระบวนการทางชีวภาพโดยการหมักย่อยสลายสารอินทรีย์ในสภาวะไร้ออกซิเจน โดยกลุ่มของจุลินทรีย์ทำหน้าที่ ย่อยโปรตีน คาร์โบไฮเดรตและไขมัน สุดท้ายได้ผลผลิตก๊าซชีวภาพ (Biogas) ซึ่งมีองค์ประกอบหลักคือ ก๊าซมีเทน (CH_4) และก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) มีการใช้ก๊าซชีวภาพในการผลิตความร้อนและไฟฟ้าอย่างแพร่หลายในเชิงพาณิชย์ วัตถุประสงค์ในการผลิตก๊าซชีวภาพส่วนใหญ่เป็นของเสียอินทรีย์ต่างๆ เช่น มูลสัตว์แบบของเหลวและของแข็ง ของเสียจากการเกษตร ของเสียจากโรงงานอุตสาหกรรมที่เกี่ยวข้องกับการเกษตร ของเสียจากขยะชุมชน น้ำเสียและ จากแหล่งฝังกลบ (Landfills) การผลิตก๊าซชีวภาพจากชีวมวลประเภทลิกโนเซลลูโลสยังอยู่ในขั้นตอนของการทดลองห้องปฏิบัติการ ข้อดีของเทคโนโลยีนี้ คือ สามารถใช้กับชีวมวลที่มีความชื้นสูงมากได้ แต่ข้อเสีย คือ ต้องใช้เวลาหมักนาน และอัตราการเกิดผลิตภัณฑ์ต่ำหากใช้กับชีวมวลประเภทลิกโนเซลลูโลส

การผลิตก๊าซเชื้อเพลิงชีวมวล (Biomass Gasification)

การผลิตก๊าซเชื้อเพลิงเป็นกระบวนการที่เปลี่ยนเชื้อเพลิงแข็งให้อยู่ในรูปก๊าซเชื้อเพลิงด้วยกระบวนการทางเคมีความร้อน (Thermal Conversion) หรือเรียกว่า Producer gas ซึ่งมีองค์ประกอบของก๊าซที่สามารถใช้เป็นเชื้อเพลิง ได้แก่ ก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ (CO) ก๊าซไฮโดรเจน และก๊าซมีเทน (CH_4) ซึ่งกระบวนการเกิดปฏิกิริยาสามารถแบ่งได้เป็น 4 ขั้นตอน ได้แก่ (สำนักวิจัย คำนวณพลังงาน กรมพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, ม.ป.ป.)

1. ขั้นตอนการอบแห้ง (Drying Zone) บริเวณนี้ไอน้ำที่แทรกตัวอยู่ในเชื้อเพลิง จะโดนไล่ออกด้วยความร้อนที่มาจากโซนการเผาไหม้ของเตาปฏิกรณ์
2. ขั้นตอนการกลั่นสลาย (Pyrolysis Zone) เป็นขั้นตอนแรกของการเผาไหม้เชื้อเพลิงชีวมวลโดยอาศัยความร้อนจากโซนเผาไหม้ ทำให้สารประกอบอินทรีย์ในเชื้อเพลิงชีวมวลจะแตกตัวออกอยู่ในรูปของแข็งของเหลว และก๊าซ
3. ขั้นตอนการเผาไหม้ (Combustion Zone) เป็นขั้นตอนการเผาไหม้เชื้อเพลิงชีวมวลที่มีการเผาโดยจ่ายอากาศเข้าไปในเตาปฏิกรณ์ ซึ่งจะไปทำปฏิกิริยากับเชื้อเพลิงแข็งที่มาจากขั้นตอนการกลั่นสลายเพื่อให้ได้คาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) และโมเลกุลของน้ำ (H_2O)
4. ขั้นตอนรีดักชัน (Reduction Zone) เป็นขั้นตอนปฏิกิริยาการก่อเกิดก๊าซเชื้อเพลิงชีวมวล ขั้นตอนนี้เป็นขั้นตอนที่สองของการเผาไหม้แบบจำกัดอากาศ ซึ่งจะก่อให้เกิดก๊าซคาร์บอนมอนนอกไซด์ (CO) และก๊าซไฮโดรเจน (H_2)

ประสิทธิภาพของกระบวนการแก๊สซิฟิเคชันขึ้นกับปัจจัยหลัก 2 ปัจจัย คือ คุณสมบัติของชีวมวลที่เป็นสารตั้งต้น และการออกแบบแก๊สซิฟายเออร์ เพราะชีวมวลแต่ละชนิดมีพลังงานสะสมแตกต่างกัน เมื่อนำมาแปลงสภาพเป็นก๊าซชีวมวล จะได้ก๊าซเชื้อเพลิงที่มีค่าความร้อนแตกต่างกัน ถ้าเป็นชีวมวลชนิดเดียวกันแต่มีคุณสมบัติแตกต่างกัน เช่น ความชื้น ขนาด ก็จะส่งผลให้ค่าความร้อนของก๊าซเชื้อเพลิงมีค่าต่างกัน (ภาวศุทธิ ชูติชัย และ อมรชัย อภรณ์วิชานพ, 2556)

ผลกระทบสิ่งแวดล้อมจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าชีวมวล

เทคโนโลยีแก๊สซิฟิเคชัน เป็นเทคโนโลยีการผลิตพลังงานที่มีความเป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อม โดยผลิตภัณฑ์ที่ได้จากกระบวนการนี้คือ กลุ่มแก๊สเชื้อเพลิงที่ประกอบไปด้วย CO , H_2 และ CH_4 กระบวนการผลิตไฟฟ้านั้นจะเกิดมลพิษและของเสีย ที่เกิดจากกระบวนการแก๊สซิฟิเคชัน คือ มลพิษทางอากาศ, ของเสียในรูปของแข็ง และน้ำเสียที่เกิดจากระบบทำความสะอาดแก๊ส มีรายละเอียดดังนี้ (กรมอุตสาหกรรมพื้นฐานและการเหมืองแร่, ม.ป.ป.)

1. มลพิษอากาศ (Air Pollution) การปลดปล่อยมลพิษทางอากาศของระบบแก๊สซิฟิเคชัน ได้แก่ ผุ่นละออง และก๊าซไฮโดรเจนจากการเผาไหม้ โดยระดับปริมาณมลพิษ เช่น ผุ่นละออง และก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จะน้อยกว่าระบบเผาไหม้โดยตรง หากเปรียบเทียบการใช้เชื้อเพลิงจากฟอสซิลแล้วการ

เผาไหม้เชื้อเพลิงชีวมวลจะมีปริมาณก๊าซที่ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและอันตรายต่อสุขภาพน้อยกว่า โดยมลพิษทางอากาศหลักๆ ได้แก่ ฝุ่นละออง น้ำมันดิน และรีดิวซ์ก๊าซต่างๆ

1.1 ฝุ่นละออง เกิดจากกระบวนการเตรียมเชื้อเพลิง การเก็บรักษา และการนำมาใช้งาน ระบบรวบรวมและกำจัดเถ้า ซึ่งปัญหาที่เกิดจากฝุ่นละออง คือ การรบกวนระคายเคืองต่อระบบทางเดินหายใจ และอวัยวะต่างๆ, การบดบังทัศนวิสัย และฝุ่นที่ยังมีความร้อนสามารถเกิดการติดไฟได้

1.2 รีดิวซ์ก๊าซต่างๆ (Reduced Gases) เช่น คาร์บอนมอนอกไซด์, กรดไฮโดรคลอริก, ไฮโดรเจนซัลไฟด์ และแอมโมเนีย ซึ่งจะต้องถูกดักจับก่อนปลดปล่อยสู่บรรยากาศ อาจทำได้โดยการติดตั้งระบบสครับเบอร์แบบเปียก การใช้สารประกอบด่าง การเผาทิ้ง

1.3 กลิ่น กลิ่นเหม็นอาจเกิดจาก กระบวนการเผาไหม้, การย่อยสลายของสารอินทรีย์, การรั่วไหลของก๊าซ โดยเฉพาะรีดิวซ์ก๊าซ และการกักเก็บของเสีย เช่น น้ำมันดิน ขี้เถ้า น้ำเสีย และของเสียอื่นๆ

1.4 เสียงและแรงสั่นสะเทือน เกิดจากการทำงานของเครื่องจักร โดยแหล่งกำเนิดเสียงได้แก่ อุปกรณ์และเครื่องจักรในการเตรียมชีวมวล เครื่องป้อนชีวมวล เครื่องอัดอากาศ และเครื่องยนต์

2. ของเสียในรูปของแข็ง (Solid Waste) ของเสียในรูปของแข็งที่เกิดจากกระบวนการแก๊สซิฟิเคชันจากการใช้เชื้อเพลิงชีวมวล ได้แก่ ถ่าน ขี้เถ้า ซึ่งจะเกิดขึ้นประมาณ 3-20% ของเชื้อเพลิงที่ป้อนสู่เตา โดยจะขึ้นอยู่กับองค์ประกอบของเชื้อเพลิงแต่ละชนิด ของเสียเหล่านี้สามารถนำไปใช้ประโยชน์ เช่น การนำไปใช้เป็นวัสดุในการปรับปรุงดิน หรือการนำไปแปรสภาพเป็นถ่านกัมมันต์

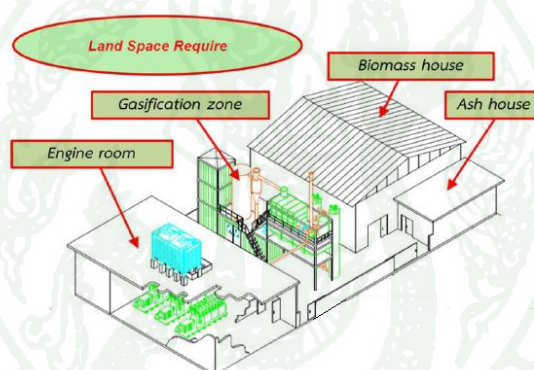
3. น้ำเสีย เกิดได้จากไอน้ำกลั่นตัวหรือคอนเดนเสด (Condensate) ที่ปนเปื้อนไปด้วยกรดอะซิติก ฟีนอล และสารอินทรีย์ที่อยู่ในเนื้อไม้ หรือ “น้ำส้มควันไม้” มีฤทธิ์เป็นกรดอ่อน และหากใช้ ระบบสครับเบอร์แบบเปียก (Wet Scrubber) ในการกำจัดสิ่งเจือปนจะทำให้เกิดน้ำเสีย (Scrubbing Water) ตามมานอกจากนี้ น้ำเสียอาจปนเปื้อนน้ำมันชีวภาพ (Bio-Oil) ที่เกิดจากการเผาไหม้สารอินทรีย์ ดังนั้น น้ำเสียที่เกิดจากกระบวนการแก๊สซิฟิเคชันหากมีปริมาณมากควรมีการติดตั้งระบบบำบัดก่อนปล่อยน้ำทิ้งลงสู่สิ่งแวดล้อม

สำหรับโรงไฟฟ้าชีวมวลขนาดไม่เกิน 10 เมกะวัตต์จะต้องจัดทำประมวลหลักการปฏิบัติ (Code of Practice) ว่าด้วยมาตรการป้องกัน แก๊สไซ และติดตามตรวจสอบผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมสำหรับผู้ได้รับการยกเว้นไม่ต้องจัดทำรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวล (ประเภทเชื้อเพลิงแข็ง) ตามประกาศของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน ซึ่งประกาศในราชกิจจานุเบกษา

ณ วันที่ 25 มกราคม 2556 เพื่อให้ผู้ขอรับใบอนุญาตดำเนินการจัดการด้านสิ่งแวดล้อม ความปลอดภัยและผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นต่อชุมชนในพื้นที่ใกล้เคียงสถานประกอบกิจการพลังงาน

สภาพทั่วไปของโครงการ

โครงการความเป็นไปได้ทางการเงินในการลงทุนสร้างโรงไฟฟ้าชีวมวลขนาด 1 เมกะวัตต์ ณ ตำบลลำสมพุง อำเภอมวกเหล็ก จังหวัดสระบุรี โดยนำหญ้าเนเปียร์ พันธุ์ปากช่อง 1 นำมาเป็นเชื้อเพลิงหลัก ผลิตไฟฟ้าขายให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก (Very Small Producer: VSPP) พื้นที่โรงไฟฟ้าชีวมวลมีเนื้อที่ 12 ไร่ ซึ่งประกอบไปด้วย ลานตากชีวมวลพื้นที่ 5 ไร่ อาคารรับชีวมวล 7 ไร่ ซึ่งประกอบไปด้วย พื้นที่แปรรูปและจัดเก็บเชื้อเพลิง ส่วนผลิตก๊าซเชื้อเพลิง และส่วนผลิตไฟฟ้า โดยอาคารรับชีวมวลพื้นที่ 7 ไร่ ดังแสดงในภาพที่ 7



ภาพที่ 7 รูปแบบของโรงไฟฟ้าชีวมวลขนาด 1 เมกะวัตต์

ที่มา: สำนักส่งเสริมและถ่ายทอดเทคโนโลยี สำนักงานปลัดกระทรวงวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี (2556)

ปริมาณการใช้หญ้าเนเปียร์ในโรงไฟฟ้าชีวมวล

Mckendry (2001 cited Warren *et al.*, 1995) กล่าวว่าค่าเฉลี่ยความร้อนที่ 18 เมกะจูลต่อกิโลกรัม (MJ/kg) ของชีวมวลของไม้ ซึ่งใช้น้ำหนักแห้งไม้ 1 กิโลกรัมสามารถแปลงเป็นพลังงานไฟฟ้าได้ 1 กิโลวัตต์ชั่วโมง เมื่อนำมาเทียบกับ ค่าความร้อน LHV ของหญ้าเนเปียร์ปากช่อง 1 อายุ 120 วัน มีค่าความร้อน 17.56 เมกะจูลต่อกิโลกรัม (MJ/kg) ดังในตารางที่ 3 นำมาคำนวณเทียบกัน จึงต้องใช้น้ำหนักแห้งของหญ้า 1.025 กิโลกรัมในการผลิตไฟฟ้า 1 กิโลวัตต์ชั่วโมง

เมื่อนำมาคำนวณหาต้นทุนการผลิตของหญ้าเนเปียร์ปากช่อง 1 อายุ 120 วัน ที่มีค่าความชื้นร้อยละ 75.8 จากตารางที่ 3 ดังนั้นต้นทุนหญ้าสดที่ต้องใช้ต่อหน่วยไฟฟ้าคือ 4.23 กิโลกรัมต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง จากข้อมูลดังกล่าว ในการผลิตไฟฟ้า 1 วัน ทำการผลิตไฟฟ้า 24 ชั่วโมง จึงต้องใช้หญ้าเนเปียร์สด 101.52 ตันต่อวัน ปริมาณหญ้าที่ใช้ต่อปี เท่ากับ 35,837 ตันต่อปี

จากการสัมภาษณ์เกษตรกร ราคาหญ้าเนเปียร์ในปัจจุบันเป็นราคาหญ้าที่มีซื้อขายสำหรับการเลี้ยงสัตว์โดยมีราคาขายประมาณ 1,000 -1,500 บาทต่อตัน แต่เนื่องจากหญ้าเนเปียร์ที่จะนำมาใช้เป็นพืชพลังงานนี้ กระทรวงพลังงานประกันราคาให้ที่ 300 บาทต่อตัน โดยไปตัดที่ไร่ของเกษตรกรโดยตรง แต่จะต้องทำสัญญาซื้อขายกับเกษตรกรในระยะยาว แต่จากการสัมภาษณ์เกษตรกร ราคาที่ 300 บาท เป็นราคาที่เกษตรกรเห็นว่ายังไม่เหมาะสมกับต้นทุนการผลิต และต้องการขายที่ราคาสูงกว่านี้ โดยราคาที่ยอมรับได้ คือ 350 บาทต่อตัน ดังนั้นจากการที่โรงไฟฟ้าต้องใช้หญ้าเนเปียร์ วันละ 101.52 ตัน จึงเป็นต้นทุนค่าเชื้อเพลิงหญ้าเนเปียร์เท่ากับ 35,532 บาท ต่อวัน



ภาพที่ 8 โรงไฟฟ้าชีวมวลขนาด 1 เมกะวัตต์
ที่มา: โรงไฟฟ้าเพชรภูพาน จังหวัดสกลนคร (2556)

เทคโนโลยีที่ใช้คือ เทคโนโลยี แก๊สซิฟิเคชัน (Gasification) แบบ Drowndraft Gasifier โดยเครื่องจักรที่ใช้ในโรงไฟฟ้ามีรายละเอียดดังแสดงในตารางที่ 4

ตารางที่ 4 ข้อมูลเครื่องกำเนิดก๊าซชีวมวลแบบเผาอับอากาศ (Gasification System)

Model	RH-1200	
Biomass consumption	1.5 ~ 2.0	kg/kWh
Gas heat value	4500 ~ 5500	kJ/Nm ³
Gas capacity (maximum)	3600	Nm ³ /hr
TAR content	<50	mg/Nm ³
Gasification efficiency	70 ± 5	%
Self consumed electrical power	60 ~ 90	KW
Water Consumption (replace evaporation)	< 0.5	Litre/kWh

ที่มา: โรงไฟฟ้าเพชรภูพาน จังหวัดสกลนคร (2556)

โดยกิจกรรมภายในโครงการประกอบไปด้วย 4 ส่วนหลัก ได้แก่ กระบวนการปรับสภาพชีวมวล กระบวนการผลิตก๊าซเชื้อเพลิง กระบวนการทำความสะอาดเชื้อเพลิง และกระบวนการผลิตกระแสไฟฟ้า (สำนักส่งเสริมและถ่ายทอดเทคโนโลยี สำนักงานปลัดกระทรวงวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี, 2556)

กระบวนการปรับสภาพชีวมวล

กระบวนการปรับสภาพชีวมวล รวมถึงขั้นตอนการลดขนาดของชีวมวล (Size Reduction) และขั้นตอนการเพิ่มความหนาแน่นของชีวมวล (Densification) ชีวมวลจากแหล่งเกษตรจะถูกขนส่งมายังหน้าโรงงาน โดยผ่านเครื่องชั่ง (Weight Bridge Election) เพื่อทำการชั่งน้ำหนักเปียก จากนั้น จะถูกเทกอง ณ ลานตาก เพื่อระเหยน้ำออกให้มีความชื้นที่เหมาะสม (ประมาณ 30%) จากนั้นชีวมวลจะถูกขนส่งไปยังสายพานลำเลียง (Conveyor) เพื่อเข้าสู่เครื่องคัดแยก (Screener) เพื่อกำจัดสิ่งเจือปนต่างๆ ออกจากชีวมวล เช่น เศษหิน หรือดิน จากนั้น ชีวมวลที่ปราศจากสิ่งเจือปนจะเข้าสู่เครื่องสับย่อยแบบจานหมุน (Dish Chipper) หรือเครื่องบดย่อย (Shredder) เพื่อทำการลดขนาดชีวมวลขั้นต้นและเข้าสู่เครื่องบดแบบค้อนเหวี่ยง (Hammer Mill Grinder) เพื่อทำการบดชีวมวลให้มีขนาดที่เหมาะสมในการทำชีวมวลอัดเม็ด (Pellet) เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตก๊าซเชื้อเพลิง



ภาพที่ 9 กระบวนการป้อนชีวมวลเข้าสู่เครื่อง Gasifier
ที่มา: โรงไฟฟ้าเพชรภูพาน จังหวัดสกลนคร (2556)

กระบวนการผลิตก๊าซเชื้อเพลิง

กระบวนการผลิตก๊าซเชื้อเพลิงหรือกระบวนการแก๊สซิฟิเคชัน โดยใช้เตาแก๊สซิไฟเออร์ชนิดไหลลง (Downdraft Gasifier) โดยชีวมวลที่ผ่านการปรับสภาพแล้วจะถูกส่งเข้าสู่เตาถึงพักด้านบน (Hopper) อากาศจากระบบอัดอากาศ (Compressor Air System) ถูกป้อนเข้าทางด้านล่างเพื่อเข้าทำปฏิกิริยากับชีวมวลขณะไหลลง ได้ผลิตภัณฑ์ก๊าซเชื้อเพลิงออกทางด้านล่างของเตาแก๊สซิไฟเออร์ อุณหภูมิขาออกประมาณ 800 องศาเซลเซียส

กระบวนการทำความสะอาดเชื้อเพลิง

ก๊าซเชื้อเพลิงที่ผลิตได้มักมีสิ่งเจือปน ประกอบด้วยฝุ่นละออง (Dust และ Particulate) น้ำมันดิน (Tar) และสารประกอบซัลเฟอร์ (SO_2 และ H_2S) สิ่งเจือปนนี้จะถูกกำจัดออกก่อนจะนำก๊าซเชื้อเพลิงมาผลิตกระแสไฟฟ้า

ฝุ่นละออง (Dust และ Particulate) คือส่วนที่เหลือจากการเผาไหม้ เช่น เถ้า (Ash) และถ่านชาร์ (Char) ดังนั้นก๊าซเชื้อเพลิงที่ผลิตได้จะเข้าสู่ไซโคลนเพื่อแยกอนุภาคขนาดใหญ่ในขั้นต้น โดยอาศัยหลักการของแรงโน้มถ่วง ก๊าซเชื้อเพลิงที่ปราศจากฝุ่นละอองจะเข้าสู่หอสเปรย์น้ำ (Wet Scrubber) โดยใช้น้ำเย็นเป็นตัวกลางในการดักจับน้ำมันดิน ก๊าซที่มีซัลเฟอร์เป็นองค์ประกอบ รวมถึงฝุ่นที่มีขนาดอนุภาคเล็กประมาณ 1

ไมโครเมตร น้ำเสียที่ออกทางด้านล่างของหอสเปรย์น้ำจะถูกส่งไปยังหน่วยบำบัดน้ำเสีย (Water Treatment System) เพื่อนำน้ำกลับมาใช้ใหม่



ภาพที่ 10 เครื่อง Gasifier

ที่มา: โรงไฟฟ้าเพชรบูรณ์ จังหวัดสกลนคร (2555)

กระบวนการผลิตกระแสไฟฟ้า

ก๊าซเชื้อเพลิงที่ผ่านการทำความสะอาดแล้วจะเข้าสู่เครื่องยนต์สันดาปภายในที่ถูกดัดแปลงเพื่อใช้กับก๊าซเชื้อเพลิง (Modified Gas Engine) เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าโดยผ่านเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator) สำหรับกำลังการผลิตไฟฟ้าขนาด 1 เมกะวัตต์ จะใช้ Gas Engine ขนาด 400 หรือ 500 kw 3 เครื่อง ก๊าซที่ออกมาจากเครื่องยนต์จะถูกทำให้เย็นลงก่อนจะปล่อยสู่บรรยากาศทางปล่อง



ภาพที่ 11 เครื่องกำเนิดไฟฟ้า

ที่มา: โรงไฟฟ้าเพชรบูรณ์ จังหวัดสกลนคร (2556)

ปริมาณเชื้อเพลิงหุงต้มเปียร์ที่การเดินเครื่องจักร 8,472 ชั่วโมงต่อปี โครงการมีความต้องการใช้
หุงต้มเปียร์อยู่ที่ 35,837 ตันต่อปี เฉลี่ยอยู่ที่ 2,986 ตันต่อเดือน จากพื้นที่ตำบลลำสมพุง อำเภอมวกเหล็ก
ที่มีการปลูกหุงต้มเปียร์ประมาณ 500 ไร่ พบว่าพอเพียงต่อการใช้ผลิตกระแสไฟฟ้าของโครงการ

ต้นทุนและค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินงาน

ในการดำเนินงานมีต้นทุนแบ่งเป็นสองประเภท คือ ต้นทุนในการลงทุน (Investment cost) และ
ต้นทุนในการดำเนินงาน (Operation Cost) โดยมีรายละเอียดดังนี้

1. ต้นทุนในการลงทุน (Investment cost) คือ ค่าใช้จ่ายในการลงทุนในสินทรัพย์ถาวรโดยทำให้
โครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลสามารถดำเนินการ รวมเป็นเงินทั้งสิ้น 90,574,000 บาท ประกอบด้วย

1.1 ค่าที่ดิน หมายถึงค่าใช้จ่ายที่จ่ายไปเพื่อให้ได้มาซึ่งกรรมสิทธิ์ที่ดิน เพื่อประโยชน์ในการ
ก่อสร้างโรงไฟฟ้าขนาด 1 เมกะวัตต์ พื้นที่ประมาณ 12 ไร่ ราคาไร่ละ 100,000 บาท รวมเป็นค่าที่ดินทั้งหมด
1,200,000 บาท

1.2 ค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงที่ดิน 500,000 บาท

1.3 ค่าใช้จ่ายในการก่อสร้างอาคารโรงไฟฟ้าขนาด 342 ตารางเมตร อาคารโรงไฟฟ้าเป็นสถาน
ที่ตั้งของ เครื่องยนต์ผลิตไฟฟ้า (Gas Engine) และอุปกรณ์ควบคุมระบบในการผลิตกระแสไฟฟ้า รวมเป็น
ค่าก่อสร้างอาคารโรงไฟฟ้า เป็นจำนวนเงิน 2,610,000 บาท

1.4 เครื่องจักรและอุปกรณ์ในโรงไฟฟ้า ประกอบด้วยเครื่องยนต์แก๊สซิฟิเคชัน (Gasifier)
เครื่องยนต์ผลิตไฟฟ้า ระบบควบคุมทั้งหมด ระบบสายส่ง อุปกรณ์ในการเชื่อมต่อกระแสไฟฟ้าเพื่อขายให้การ
ไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ทั้งหมดนี้ ใช้เป็นระบบ turn key มูลค่า 75,800,000 บาท

1.5 อาคารเก็บเชื้อเพลิง เป็นค่าใช้จ่ายในการก่อสร้างอาคารเก็บเชื้อเพลิงเนื้อที่ 748 ตาราง
เมตร มูลค่า รวม 840,000 บาท

1.6 อาคารสำนักงานเนื้อที่ 90 ตารางเมตร มูลค่ารวม 540,000 บาท

1.7 เครื่องตัดหญ้าและสับหญ้าเนเปียร์ เพื่อใช้ในการเก็บเกี่ยวและสับหญ้าเนเปียร์ที่แปลงหญ้าก่อนขนส่งมาที่โรงไฟฟ้าจำนวน 2 เครื่อง เครื่องละ 800,000 บาท รวม 1,600,000 บาท

1.8 เครื่องอบแห้งเพื่ออบแห้งหญ้าเนเปียร์ให้มีความชื้น น้อยกว่าร้อยละ 20 ก่อนป้อนเข้าสู่เครื่อง แก๊สซิไฟเออร์ จำนวน 1 เครื่อง ราคา 320,000 บาท

1.9 รถแทรกเตอร์ขนาด 65 แรงม้า 1 คัน เพื่อใช้กับเทอร์เลอร์พ่วงสำหรับขนส่งหญ้าเนเปียร์มาที่โรงไฟฟ้า ราคา 814,000 บาท

1.10 รถแทรกเตอร์ขนาด 85 แรงม้า 1 คัน เพื่อใช้ร่วมกับเครื่องตัดและสับหญ้าเนเปียร์ในแปลงหญ้า ราคา 1,200,000 บาท

1.11 รถเทอร์เลอร์พ่วง ใช้สำหรับบรรทุกเก็บเกี่ยวและขนส่งหญ้าเนเปียร์ จำนวน 2 คัน คันละ 1,100,000 รวม 2,200,000 บาท

1.12 รถยนต์กระบะเพื่อใช้ในการงานทั่วไป 750,000 บาท

1.13 ค่าใช้จ่ายก่อนการดำเนินงาน เป็นค่าใช้จ่ายเบื้องต้นในการพัฒนาโครงการประกอบไปด้วย ค่าใช้จ่ายในการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการ การทำประชาพิจารณ์ การนำชุมชนไปศึกษาดูงานโรงไฟฟ้าชีวมวลแห่งอื่นๆ ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานขออนุญาตจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง มูลค่ารวมทั้งสิ้น 3,000,000 บาท

ตารางที่ 5 ต้นทุนในการลงทุนของโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวล ขนาด 1 เมกะวัตต์

(หน่วย: บาท)

รายละเอียด	รวม
ค่าที่ดินและค่าปรับปรุงที่ดิน	1,700,000
ค่าก่อสร้างอาคารโรงไฟฟ้า อาคารเก็บเชื้อเพลิง และอาคารสำนักงาน	3,990,000
ค่าเครื่องจักรและอุปกรณ์	75,800,000
ค่าเครื่องเก็บเกี่ยวและสับหญ้า 1 เครื่อง	800,000
ค่าเครื่องอบแห้ง	320,000
ค่ายานพาหนะ	750,000
ค่ารถแทรกเตอร์ 2 คัน	2,014,000
ค่ารถแทรกเลอร์พ่วง 2 คัน	2,200,000
ค่าใช้จ่ายก่อนการดำเนินงาน	3,000,000
รวมต้นทุนในการลงทุน	90,574,000

ที่มา: โรงไฟฟ้าเพชรภูพาน จังหวัดสกลนคร (2556)

2. ต้นทุนในการดำเนินงาน (Operation Cost) เป็นค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นตั้งแต่เริ่มดำเนินโครงการ และต่อเนื่องตลอดระยะเวลาโครงการ มีรายละเอียดดังนี้

2.1 ค่าแรงงานในการดำเนินการผลิต รวมเป็นเงิน 506,000 บาทต่อปี ดังแสดงในตารางที่ 6

ตารางที่ 6 งบประมาณค่าแรงต่อเดือน

ตำแหน่ง	จำนวน	อัตราเงินเดือน (บาท/เดือน)	รวม (บาท/เดือน)
ผู้จัดการโรงงาน	1	25,000	25,000
วิศวกรโรงงาน	2	25,000	50,000
ช่างเทคนิค	12	12,000	144,000
พนักงานฝ่ายการเงิน	1	17,000	17,000
พนักงานธุรการ	1	12,000	12,000
เจ้าหน้าที่รักษาความปลอดภัย	2	11,000	22,000

ตารางที่ 6 (ต่อ)

ตำแหน่ง	จำนวน	อัตราเงินเดือน (บาท/เดือน)	รวม (บาท/เดือน)
เจ้าหน้าที่ฝ่ายผลิต	23	9,000	207,000
คนขับรถแทรกเตอร์	2	10,000	20,000
แม่บ้าน	1	9,000	9,000
รวม	45		506,000

ที่มา: โรงไฟฟ้าเพชรบูรณ์ จังหวัดสกลนคร (2556)

2.2 ค่าสวัสดิการของพนักงาน คิดเป็นร้อยละ 3 ของเงินเดือนพนักงาน

2.3 ต้นทุนการผลิตทางอ้อม ประกอบด้วย ค่าไฟฟ้า ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาและซ่อมแซมอุปกรณ์ เครื่องจักรผลิตไฟฟ้า เท่ากับ 2,641,600 บาท ดังแสดงในตารางที่ 7

ตารางที่ 7 ต้นทุนการผลิตทางอ้อม

(หน่วย: บาท)		
รายการ	รายละเอียดค่าใช้จ่าย/ปี	จำนวนเงิน/ปี
ค่าไฟฟ้า	เดินระบบ 8,472 h x ไฟฟ้าที่ใช้ 100 kw x อัตราค่าไฟฟ้า 3 บาท/kWh (10% ของกำลังไฟฟ้าที่ผลิตได้)	2,541,600
ค่าแรงงานทางอ้อม	ค่าจ้างเหมาซ่อมบำรุงและดูแลคุณภาพ	100,000
รวม		2,641,600

ที่มา: โรงไฟฟ้าเพชรบูรณ์ จังหวัดสกลนคร (2556)

2.4 ค่าใช้จ่ายของหญ้าเนเปียร์ที่เป็นเชื้อเพลิงหลัก คำนวณจากจำนวนวันที่มีการผลิต 353 วัน ต่อปี จากการวิเคราะห์การใช้หญ้าเนเปียร์ วันละ 101.52 ตันต่อวัน มีอัตราการใช้ หญ้าเนเปียร์ 35,836.56 ตัน ต่อปี ราคาซื้อขาย 350 บาทต่อตัน ดังนั้น ต้นทุนค่าเชื้อเพลิง คือ ปีละ 12,542,796 บาท

2.5 ต้นทุนในการเก็บเกี่ยวและขนส่งหญ้าเนเปียร์ เนื่องจากการซื้อขายหญ้าเนเปียร์ที่ต้นทุน 350 บาท โรงไฟฟ้าชีวมวลจะผู้ดำเนินการในการไปเก็บเกี่ยวและขนส่งหญ้าจากไร่ของเกษตรกรเอง โดยใช้เครื่องจักรในการเก็บเกี่ยวเป็นหลัก เครื่องจักรที่เลือกใช้คือ รถแทรกเตอร์ โดยในการเก็บเกี่ยว ใช้รถ

แทรกเตอร์เกษตรขนาด 65 แรงม้าขึ้นไป พร้อม เครื่องตัดและสับหญ้าเนเปียร์ (Chopper) หลังจากเก็บเกี่ยวแล้ว จะทำการขนส่งหญ้าเนเปียร์เข้าสู่โรงไฟฟ้าชีวมวล ซึ่งการขนส่งนี้จะใช้ รถแทรกเตอร์พ่วงเทรเลอร์ ขนส่งหญ้าเนเปียร์ โดยกระบวนการเก็บเกี่ยวและขนส่งหญ้าเนเปียร์จากไร่ของเกษตรกร เข้าสู่โรงไฟฟ้าชีวมวลมีต้นทุนในการไปดำเนินการเก็บเกี่ยว ต้นละ 39.55 บาท รวมเป็นค่าใช้จ่าย 1,417,173 บาทต่อปี ดังแสดงในตารางที่ 8

ตารางที่ 8 ต้นทุนในการเก็บเกี่ยวและขนส่งหญ้าเนเปียร์

ต้นทุนผันแปร	รายละเอียดการคำนวณ	คิดเป็น (บาท/ตัน)
ค่าเชื้อเพลิงในการเก็บเกี่ยว	3.5 [ลิตร/ไร่] x 30 [บาท/ลิตร] / 22 [ตัน/ไร่]	4.77
ค่าเชื้อเพลิงในการรวบรวมจากแปลงปลูก	3.5 [ลิตร/ไร่] x 30 [บาท/ลิตร] / 22 [ตัน/ไร่]	4.77
ค่าเชื้อเพลิงขนส่ง	0.5 [ลิตร/กม.] x 30 [บาท/ลิตร] x 10 [กม.] / 5 [ตัน]	30
รวม		39.55

ที่มา: ศูนย์บริการข้อมูลโครงการศึกษาวิจัยต้นแบบวิสาหกิจชุมชนพลังงานสีเขียวจากพืชพลังงาน (2556)

2.6 ค่าสาธารณูปโภคและวัสดุสิ้นเปลืองอื่นๆ คิดเป็นร้อยละ 0.50 ของต้นทุนการลงทุน

2.7 ค่าประกันอัคคีภัย วงเงินประกัน 69 ล้านบาท กำหนดให้ชำระเบี้ยประกันภัย 224,000 บาท ต่อปี อ้างอิงจาก โรงไฟฟ้าเพชรภูพาน จ.สกลนคร

2.8 ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาเครื่องจักรทุก 8 ปี เท่ากับ 8,000,000 บาท ต่อครั้ง

2.9 ภาษีเงินได้นิติบุคคล โดยคำนวณจากกำไรสุทธิของโครงการ ซึ่งตามเงื่อนไขมาตรา 65 แห่งประมวลรัษฎากรนั้น สามารถนำเอาค่าเสื่อมราคาของทรัพย์สินประเภทเครื่องจักร และอุปกรณ์เครื่องจักร มาหักเป็นรายจ่ายได้ เพราะค่าเสื่อมราคาถือว่าเป็นค่าใช้จ่ายของกิจการ ซึ่งเป็นค่าใช้จ่ายที่เกิดจากการใช้ทรัพย์สินถาวรนั้นเสื่อมค่าลง ถึงแม้ว่าโครงการได้จ่ายเงินลงทุนเครื่องจักรและอุปกรณ์ไปเรียบร้อยแล้ว แต่ในทางบัญชีค่าใช้จ่ายในส่วนนี้ไม่ได้ถูกนำมาหักออกจากงบกำไรขาดทุนทั้งหมดทั้งก่อนในคราวเดียว เพราะอาจจะส่งผลกระทบต่อผลประกอบการ และทำให้การประเมินผลการดำเนินงานของกิจการผิดเพี้ยนไปได้ จึงมีการคำนวณต้นทุนของสินทรัพย์ตลอดอายุโครงการ และทยอยตัดค่าใช้จ่ายทุกปี จนมูลค่าเท่ากับศูนย์เมื่อสิ้นสุดโครงการ โดยใช้วิธีคำนวณค่าเสื่อมราคาแบบเส้นตรง (Straight Line) ในการคำนวณค่าเสื่อมราคา (กรมสรรพากร, 2556)

ค่าเสื่อมราคา เป็นค่าใช้จ่ายที่ไม่ได้เกิดขึ้นจริง แต่สามารถช่วยลดภาษีให้กับโครงการได้เพราะถูกหักออกจากผลกำไรของบริษัทก่อนนำไปคิดภาษี ทำให้ฐานภาษีนิติบุคคลลดลงแต่กำไรสุทธิหลังภาษีไม่ได้สะท้อนถึงกระแสเงินสดที่แท้จริงของโครงการ เพราะมีการหักค่าใช้จ่ายที่ไม่ได้เกิดขึ้นจริงออกไป ค่าใช้จ่ายเหล่านี้จึงต้องถูกบวกกลับเข้ามา เพื่อปรับงบกำไรขาดทุนให้แสดงถึงกระแสเงินสดจากการดำเนินงาน (เริงรัก จำปาเงิน, 2544)



บทที่ 4

ผลการศึกษา

การศึกษาคือความเป็นไปได้ทางการเงินในการลงทุนผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าชีวมวลจะวิเคราะห์ผลประโยชน์สุทธิด้านการเงินที่เจ้าของกิจการจะได้รับ โดยวิเคราะห์จากต้นทุนและผลประโยชน์ที่เกิดขึ้นจากการมีโครงการ ซึ่งจะวิเคราะห์ในด้านต่างๆ คือ

1. มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV)
2. อัตราผลตอบแทนภายในโครงการ (Internal Rate of Return: IRR)
3. อัตราผลตอบแทนภายในโครงการที่มีการปรับค่าแล้ว (Modified Internal Rate of Return: MIRR)
4. ดัชนีกำไร (Profitability Index: P/I)
5. ต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (Weighted Average Cost of Capital: WACC)
6. การวิเคราะห์ความเสี่ยง และความไม่แน่นอน โดยใช้วิธีการทดสอบค่าความแปรเปลี่ยน (Switching Value Test: SVT)

โดยตัวชี้วัดดังกล่าวจะมีการคิดลดกระแสเงินสดให้เป็นมูลค่าปัจจุบัน

ข้อสมมติในการศึกษา

1. การศึกษาครั้งนี้ได้กำหนดให้มีระยะเวลาดำเนินโครงการ 26 ปี โดยผลิตไฟฟ้าได้ 25 ปี กำหนดมาจากการอายุการใช้งานของเครื่องจักรหลัก เริ่มผลิตกระแสไฟฟ้า ตั้งแต่ปี พ.ศ 2559-2583 และมีระยะเวลาการก่อสร้างโรงไฟฟ้าและติดตั้งเครื่องจักรอุปกรณ์ระยะเวลา 1 ปี โดยก่อสร้างในปี พ.ศ 2558 โรงไฟฟ้าชีวมวลมีกำลังการผลิตไฟฟ้า 1 เมกะวัตต์ (1000 กิโลวัตต์) มีกำลังการผลิต 353 วัน เป็นจำนวน 8,472 ชั่วโมงต่อปี

2. เงินลงทุนของโครงการมาจากส่วนของเจ้าของ ร้อยละ 54 และกู้ยืมเงินจากสถาบันการเงินร้อยละ 46 โดยเทียบเคียงกับบริษัทในตลาดหลักทรัพย์ คือ บริษัทผลิตไฟฟ้าจำกัด (มหาชน) (เอ็กโก) เป็นบริษัทผลิตไฟฟ้าเอกชนแห่งแรกในประเทศไทย

3. อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ยืม เป็นอัตราดอกเบี้ยสำหรับลูกค้ารายใหญ่ชั้นดีประเภทเงินกู้แบบมีระยะเวลา (Minimum Loan Rate:MLR) มีอัตราร้อยละ 6.875 โดยใช้อัตราดอกเบี้ยของ ธนาคารกรุงเทพ จำกัด (มหาชน) ณ วันที่ 4 มกราคม 2557 (ธนาคารกรุงเทพ จำกัด (มหาชน), 2557) บวกกับค่าความเสี่ยงร้อยละ 1 (MLR+1) คิดเป็นอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ยืม เท่ากับร้อยละ 7.875

4. ผลตอบแทนและต้นทุนตลอดอายุโครงการให้เป็นจำนวนคงที่ (Real Cash Flow) เนื่องจากต้นทุนและผลตอบแทนไม่เปลี่ยนแปลงตามอัตราเงินเฟ้อ ด้วยโครงการมีอายุที่ยาวนาน จึงเป็นเรื่องยากสำหรับการคาดการณ์ต้นทุนและผลตอบแทนในอนาคตด้วยความแม่นยำ การประมาณการกระแสเงินสดในส่วน of ต้นทุนจะรวมไว้ตอนต้นปี ผลตอบแทนและต้นทุนการดำเนินการจะรวมไว้ตอนท้ายปี

5. เครื่องจักรและอาคารสิ่งก่อสร้างที่ใช้ในการสร้างโรงไฟฟ้าชีวมวลสามารถใช้ได้ตลอดอายุโครงการและมีมูลค่าเท่ากับศูนย์ในปีที่ครบอายุโครงการ

6. การคำนวณค่าเสื่อมราคาของโครงการในส่วนของเครื่องจักรและอุปกรณ์เป็นแบบเส้นตรง ตามกฎหมายสรรพากร (พระราชกฤษฎีกา (ฉบับที่ 145))

7. ภาษีเงินได้นิติบุคคล อัตราร้อยละ 20 ตามอัตราภาษีใหม่ที่ประกาศใช้ในปี 2556

8. โรงไฟฟ้าชีวมวลได้รับการส่งเสริมการลงทุนจากคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน (Board of Investment, BOI) โดยได้รับสิทธิประโยชน์ทางด้านภาษีอากร คือ การยกเว้นภาษีเงินได้นิติบุคคลเป็นระยะเวลา 8 ปี นับจากที่เริ่มดำเนินโครงการ

9. รายได้จากการขายที่ดินของโครงการ ณ ปีที่สิ้นสุดของการอายุโครงการ คือ ปีที่ 26 โดยกำหนดให้ราคาที่ดินคงที่

10. รายได้ค่าพลังงานไฟฟ้า จะคิดราคาค่าพลังงานไฟฟ้าเท่ากับราคารับซื้อไฟฟ้าที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคจ่ายให้กับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก (VSPP) ขนาดไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ ที่ขายให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยจะคิดในอัตราค่าไฟฟ้าตามช่วงเวลาของการใช้ (Term of use : TOU) ณ

ระดับแรงดันไฟฟ้า 11-33 กิโลวัตต์ ที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายซึ่งเป็นไปตามประกาศเรื่องการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ดังแสดงในภาคผนวก ข โดยมีรายละเอียดดังนี้

10.1 ค่าพลังงานไฟฟ้าเป็นไปตามประกาศของการไฟฟ้าเมื่อ กรกฎาคม 2554 คิดตามช่วงเวลา โดยช่วง Peak คือวันจันทร์-วันศุกร์ เวลา 09.00-22.00 มีจำนวนวันเท่ากับ 238 วัน ราคา 3.8548 บาทต่อหน่วย และช่วง Off Peak คือวันจันทร์-วันศุกร์ เวลา 22.00-9.00 มีจำนวนวันเท่ากับ 238 วัน วันเสาร์-อาทิตย์ เวลา 00.00-24.00 วันแรงงานแห่งชาติ และวันหยุดราชการ มีจำนวนวันเท่ากับ 115 วัน ราคา 2.4024 บาทต่อหน่วย ดังแสดงในภาคผนวก ค

10.2 ค่าไฟฟ้าผันแปร คืออัตราค่าการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (Ft ขายส่ง) Ft ขายส่ง ตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ ซึ่งจะมีการปรับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วย ตามการเปลี่ยนแปลงของค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า ในส่วนของ กฟผ. และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ โดยค่า Ft มีค่าเท่ากับ 0.4433

11. กำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้ง 1 เมกะวัตต์ กำลังการผลิตจริง 900 กิโลวัตต์ โดยมีประสิทธิภาพการทำงานของระบบคิดเป็นร้อยละ 90 ของกำลังผลิตไฟฟ้าติดตั้ง

12. จำนวนวันเดินเครื่องยนต์ของโรงไฟฟ้า 353 วันต่อปี เป็นจำนวนวันทำงาน จันทร์-ศุกร์ 238 วันต่อปี เป็นจำนวนวันหยุด เสาร์-อาทิตย์ และวันหยุดนักขัตฤกษ์ 115 วันต่อปี โดยคิดจำนวนวันเดินเครื่องยนต์ของโรงไฟฟ้าเท่ากันทุกปีตลอดอายุโครงการ

13. จากประกาศการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ลงวันที่ 9 มีนาคม 2552 เรื่อง การกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจากพลังงานหมุนเวียนโดยเชื้อเพลิงชีวมวลที่มีกำลังการผลิตติดตั้ง น้อยกว่าหรือเท่ากับ 1 เมกะวัตต์ ได้รับอัตราส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) ร้อยละ 0.50 บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง โดยได้รับการสนับสนุนจากวัน COD เป็นระยะเวลา 7 ปี ดังแสดงในภาคผนวก จ

ต้นทุนและผลประโยชน์ของโครงการ

ต้นทุนโครงการ

ต้นทุนโครงการ แบ่งเป็น 2 ส่วนคือ ต้นทุนในการลงทุน และต้นทุนในการดำเนินงานโดยมีรายละเอียดดังนี้

1. ต้นทุนการลงทุน (Investment Cost) คือ ต้นทุนที่เกิดขึ้นก่อนการดำเนินโครงการสร้างโรงไฟฟ้าชีวมวล มูลค่ารวม 90,574,000 บาท
2. ต้นทุนในการดำเนินงาน (Operating Cost) คือ ค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นระหว่างการดำเนินการผลิต และต่อเนื่องจนกระทั่งสิ้นสุดโครงการ ซึ่งมีรายละเอียด ดังแสดงในตารางที่ 9

ตารางที่ 9 ต้นทุนการดำเนินงานโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลขนาด 1 เมกะวัตต์

(หน่วย: บาท)

รายการ/ปีที่	-	1	2	3	4	5	6
ต้นทุนการดำเนินงาน	รวม						
เงินเดือนพนักงาน	163,675,000	-	-	6,547,000	6,547,000	6,547,000	6,547,000
สวัสดิการของพนักงาน	4,910,250	-	-	196,410	196,410	196,410	196,410
ค่าเชื้อเพลิงหญ้าเนเปียร์	313,569,900	-	-	12,542,796	12,542,796	12,542,796	12,542,796
ต้นทุนการผลิตเชื้อเพลิงทางอ้อม	66,040,000	-	-	2,641,600	2,641,600	2,641,600	2,641,600
ค่าเบี้ยประกันอัคคีภัย	5,600,000	-	-	224,000	224,000	224,000	224,000
ค่าใช้จ่ายในการเก็บเกี่ยวและขนส่งหญ้าเนเปียร์	35,429,326	-	-	1,417,173	1,417,173	1,417,173	1,417,173
ค่าวัสดุสิ้นเปลืองและค่าใช้จ่ายอื่นๆ	11,321,750	-	-	452,870	452,870	452,870	452,870
ค่าซ่อมบำรุงใหญ่เครื่องจักรทุก 8 ปี	16,000,000	-	-	-	-	-	-
ภาษีเงินได้นิติบุคคล	-	-	-	-	-	-	-
รวมต้นทุนในการดำเนินงาน	616,546,226	-	-	24,021,849	24,021,849	24,021,849	24,021,849

ตารางที่ 9 (ต่อ)

(หน่วย: บาท)

รายการ/ปี		7	8	9	10	11	12	13
ต้นทุนการดำเนินงาน	รวม							
เงินเดือนพนักงาน	163,675,000	6,547,000	6,547,000	6,547,000	6,547,000	6,547,000	6,547,000	6,547,000
สวัสดิการของพนักงาน	4,910,250	196,410	196,410	196,410	196,410	196,410	196,410	196,410
ค่าเช่าเพลิงหญ้าเนเปียร์	313,569,900	12,542,796	12,542,796	12,542,796	12,542,796	12,542,796	12,542,796	12,542,796
ต้นทุนการผลิตเชื้อเพลิงทางอ้อม	66,040,000	2,641,600	2,641,600	2,641,600	2,641,600	2,641,600	2,641,600	2,641,600
ค่าเบี้ยประกันอัคคีภัย	5,600,000	224,000	224,000	224,000	224,000	224,000	224,000	224,000
ค่าใช้จ่ายในการเก็บเกี่ยวและขนส่งหญ้าเนเปียร์	35,429,326	1,417,173	1,417,173	1,417,173	1,417,173	1,417,173	1,417,173	1,417,173
ค่าวัสดุสิ้นเปลืองและค่าใช้จ่ายอื่นๆ	11,321,750	452,870	452,870	452,870	452,870	452,870	452,870	452,870
ค่าซ่อมบำรุงใหญ่เครื่องจักรทุก 8 ปี	16,000,000	-	-	8,000,000	-	-	-	-
ภาษีเงินได้นิติบุคคล	-	-	-	-	-	-	-	-
รวมต้นทุนในการดำเนินงาน	616,546,226	24,021,849	24,021,849	32,021,849	24,021,849	24,021,849	24,021,849	24,021,849

ตารางที่ 9 (ต่อ)

(หน่วย: บาท)

รายการ/ปีที่		14	15	16	17	18	19	20
ต้นทุนการดำเนินงาน	รวม							
เงินเดือนพนักงาน	163,675,000	6,547,000	6,547,000	6,547,000	6,547,000	6,547,000	6,547,000	6,547,000
สวัสดิการของพนักงาน	4,910,250	196,410	196,410	196,410	196,410	196,410	196,410	196,410
ค่าเช่าเพลิงหญ้าเนเปียร์	313,569,900	12,542,796	12,542,796	12,542,796	12,542,796	12,542,796	12,542,796	12,542,796
ต้นทุนการผลิตเชื้อเพลิงทางอ้อม	66,040,000	2,641,600	2,641,600	2,641,600	2,641,600	2,641,600	2,641,600	2,641,600
ค่าเบี้ยประกันอัคคีภัย	5,600,000	224,000	224,000	224,000	224,000	224,000	224,000	224,000
ค่าใช้จ่ายในการเก็บเกี่ยวและขนส่งหญ้าเนเปียร์	35,429,326	1,417,173	1,417,173	1,417,173	1,417,173	1,417,173	1,417,173	1,417,173
ค่าวัสดุสิ้นเปลืองและค่าใช้จ่ายอื่นๆ	11,321,750	452,870	452,870	452,870	452,870	452,870	452,870	452,870
ค่าซ่อมบำรุงใหญ่เครื่องจักรทุก 8 ปี	16,000,000	-	-	-	8,000,000	-	-	-
ภาษีเงินได้นิติบุคคล	-	-	-	-	-	-	-	-
รวมต้นทุนในการดำเนินงาน	616,546,226	24,021,849	24,021,849	24,021,849	32,021,849	24,021,849	24,021,849	24,021,849

ตารางที่ 9 (ต่อ)

(หน่วย: บาท)

รายการ/ปีที่		21	22	23	24	25	26
ต้นทุนการดำเนินงาน							
	รวม						
เงินเดือนพนักงาน	163,675,000	6,547,000	6,547,000	6,547,000	6,547,000	6,547,000	6,547,000
สวัสดิการของพนักงาน	4,910,250	196,410	196,410	196,410	196,410	196,410	196,410
ค่าเช่าเพลิงหญ้าเนเปียร์	313,569,900	12,542,796	12,542,796	12,542,796	12,542,796	12,542,796	12,542,796
ต้นทุนการผลิตเชื้อเพลิงทางอ้อม	66,040,000	2,641,600	2,641,600	2,641,600	2,641,600	2,641,600	2,641,600
ค่าเบี้ยประกันอัคคีภัย	5,600,000	224,000	224,000	224,000	224,000	224,000	224,000
ค่าใช้จ่ายในการเก็บเกี่ยวและขนส่งหญ้าเนเปียร์	35,429,326	1,417,173	1,417,173	1,417,173	1,417,173	1,417,173	1,417,173
ค่าวัสดุสิ้นเปลืองและค่าใช้จ่ายอื่นๆ	11,321,750	452,870	452,870	452,870	452,870	452,870	452,870
ค่าซ่อมบำรุงใหญ่เครื่องจักรทุก 8 ปี	16,000,000	-	-	-	-	-	-
ภาษีเงินได้นิติบุคคล	-	-	-	-	-	-	-
รวมต้นทุนในการดำเนินงาน	616,546,226	24,021,849	24,021,849	24,021,849	24,021,849	24,021,849	24,021,849

ที่มา: จากการคำนวณ

ผลประโยชน์ของโครงการ

จากข้อสมมติในการศึกษา สามารถวิเคราะห์ผลประโยชน์ของโครงการ โดยแบ่งเป็น 3 ส่วน ดังนี้

1. มีรายได้จากการขายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยเป็นไปตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producer: VSPP) โดยมีการคำนวณดังนี้

1.1 จำนวนเวลาของการผลิตไฟฟ้าช่วง Peak (ชั่วโมง) ใน 1 ปี

ช่วง Peak = เวลา 09.00 น. - 22.00 น. (ชั่วโมง/วัน) x จำนวนวันผลิตในรอบปี (วันจันทร์-ศุกร์ และวันพืชมงคล (วัน/ปี))

$$= 13 \text{ ชั่วโมงต่อวัน} \times 238 \text{ วัน}$$

$$= 3,094 \text{ ชั่วโมง}$$

ช่วง Off Peak = เวลา 22.00- 09.00 น. (ชั่วโมง/วัน) x จำนวนวันผลิตในรอบปี (วันจันทร์-ศุกร์ และวันพืชมงคล (วัน/ปี)) + เวลา 00.00-24.00 น. x จำนวนวันผลิตในรอบปี (วันเสาร์-อาทิตย์, วันแรงงานแห่งชาติ, วันหยุดราชการตามปกติ (ไม่รวมวันหยุดชดเชย) และวันพืชมงคลที่ตรงกับวัน เสาร์-อาทิตย์)

$$= (11 \text{ ชั่วโมงต่อวัน} \times 238 \text{ วัน}) + (24 \text{ ชั่วโมงต่อวัน} \times 115 \text{ วัน})$$

$$= 2,618 \text{ ชั่วโมง} + 2,760 \text{ ชั่วโมง}$$

$$= 5,378 \text{ ชั่วโมง}$$

1.2 คำนวณหาพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ โดยคิดตามกำลังการผลิตไฟฟ้า โดยมีประสิทธิภาพของระบบคิดเป็นร้อยละ 90 ของกำลังผลิตไฟฟ้าติดตั้ง ดังนั้น กำลังการผลิตจริง เท่ากับ 900 กิโลวัตต์

1.3 คำนวณหารายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อปี

ช่วง Peak = (จำนวนพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ (กิโลวัตต์ชั่วโมง) x อัตราค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์ชั่วโมง))

$$= 2,784,600 \text{ กิโลวัตต์ชั่วโมง} \times 3.8548 \text{ บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง}$$

$$= 10,734,076.08 \text{ บาท}$$

ช่วง Off Peak = (จำนวนพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ (กิโลวัตต์ชั่วโมง) x อัตราค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์ชั่วโมง))

$$= 4,840,200 \text{ กิโลวัตต์ชั่วโมง} \times 2.0424 \text{ บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง}$$

$$= 9,885,624.48 \text{ บาท}$$

1.4 อัตราค่าไฟฟ้าอัตโนมัติ (Ft) ขยายส่งเท่ากับ 0.4433 บาท/กิโลวัตต์ชั่วโมง

รายได้จากค่าไฟฟ้าอัตโนมัติ (Ft) ขยายส่ง = จำนวนพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ในช่วง Peak และ Off Peak (กิโลวัตต์ชั่วโมง) x อัตรา ค่าพลังงานไฟฟ้าอัตโนมัติ (Ft) (บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง)

$$= (2,784,600 \text{ กิโลวัตต์ชั่วโมง} + 4,840,200 \text{ กิโลวัตต์ชั่วโมง}) \times 0.4433 \text{ บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง}$$

$$= 3,380,037.84 \text{ บาท}$$

1.5 อัตราค่าส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) เท่ากับ 0.5 บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจากพลังงานหมุนเวียนโดยเชื้อเพลิงชีวมวล ขนาดไม่เกิน 1 เมกะวัตต์ โดยได้รับการสนับสนุนเป็นระยะเวลา 7 ปี

2. รายได้จากส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) = จำนวนพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ในช่วง Peak และ Off Peak (กิโลวัตต์ชั่วโมง) x อัตราค่าส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง

$$= (2,784,600 \text{ กิโลวัตต์ชั่วโมง} + 4,840,200 \text{ กิโลวัตต์ชั่วโมง}) \times 0.5 \text{ บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง}$$

= 3,812,400 บาท

3. รายได้จากการขายถั่ว การผลิตไฟฟ้าด้วยเทคโนโลยีแก๊สซิฟิเคชันจะมีถั่วที่เกิดจากการเผาเชื้อเพลิงด้วยเตาแก๊สซิฟิเคชัน ถั่วที่ได้สามารถนำไปเป็นปุ๋ยในทางการเกษตร หรือนำไปผลิตเป็นถั่วอัดแท่ง ถั่วที่ได้จะมีปริมาณ ร้อยละ 1.64 จากน้ำหนักหญ้าสดที่ใช้ โดยราคาขายถั่วกิโลกรัมละ 6 บาท จากปริมาณการใช้หญ้าเนเปียร์สด 101.52 ตันต่อวัน จะได้ปริมาณถั่ววันละ 1.66 ตันต่อวัน ใน 353 วันที่เครื่องจักรทำงาน จะได้ปริมาณถั่ว 587 ตันต่อปี เป็นรายได้จากการขายถั่ว 3,526,317.50 บาท ต่อปี ดังนั้นโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลจะได้รับผลตอบแทนของโครงการแสดงตารางที่ 10

ตารางที่ 10 ประมาณการรายรับโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลขนาด 1 เมกะวัตต์

(หน่วย: บาท)

ปี	รายได้จากการขายไฟฟ้า	รายได้จากการขายถั่ว	รายได้จากการขายกิจการ	รวมรายได้
0	-	-	-	-
1	-	-	-	-
2	27,812,174	3,526,318	-	31,338,492
3	27,812,174	3,526,318	-	31,338,492
4	27,812,174	3,526,318	-	31,338,492
5	27,812,174	3,526,318	-	31,338,492
6	27,812,174	3,526,318	-	31,338,492
7	27,812,174	3,526,318	-	31,338,492
8	27,812,174	3,526,318	-	31,338,492
9	23,999,774	3,526,318	-	27,526,092
10	23,999,774	3,526,318	-	27,526,092
11	23,999,774	3,526,318	-	27,526,092
12	23,999,774	3,526,318	-	27,526,092
13	23,999,774	3,526,318	-	27,526,092
14	23,999,774	3,526,318	-	27,526,092
15	23,999,774	3,526,318	-	27,526,092
16	23,999,774	3,526,318	-	27,526,092
17	23,999,774	3,526,318	-	27,526,092
18	23,999,774	3,526,318	-	27,526,092
19	23,999,774	3,526,318	-	27,526,092

ตารางที่ 10 (ต่อ)

(หน่วย: บาท)

ปี	รายได้จากการขายไฟฟ้า	รายได้จากการขายแก๊ส	รายได้จากการขายกิจการ	รวมรายได้
20	23,999,774	3,526,318	-	27,526,092
21	23,999,774	3,526,318	-	27,526,092
22	23,999,774	3,526,318	-	27,526,092
23	23,999,774	3,526,318	-	27,526,092
24	23,999,774	3,526,318	-	27,526,092
25	23,999,774	3,526,318	-	27,526,092
26	23,999,774	3,526,318	7,742,000	35,268,092
รวม	626,681,160	88,157,938	7,742,000	722,581,098

ที่มา: จากการคำนวณ

การคำนวณต้นทุนต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (Weighted Average Cost of Capital: WACC)

ต้นทุนเงินทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก คือ อัตราร้อยละของค่าเฉลี่ยของค่าใช้จ่ายที่ธุรกิจต้องจ่ายไปเพื่อให้ได้เงินทุนนั้นๆ เข้ามาใช้ลงทุนในกิจการ โดยแหล่งเงินทุนในโรงไฟฟ้าชีวมวลนี้มาจาก 2 แหล่งดังนี้

1. เงินทุนจากส่วนของเจ้าของ เท่ากับ 48,909,960 บาท คิดเป็นร้อยละ 54 ของเงินลงทุนในโครงการ โดยโครงสร้างเงินทุนได้เทียบเคียงกับบริษัทผลิตไฟฟ้าจำกัด (มหาชน) (เอ็กโก) ซึ่งเป็นบริษัทผลิตไฟฟ้าเอกชนแห่งแรกในประเทศไทยและเป็นบริษัทที่มีโรงไฟฟ้าชีวมวล

2. เงินทุนจากการกู้ยืม เท่ากับ 41,664,040 บาท คิดเป็นร้อยละ 46 ของเงินลงทุนในโครงการ อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ยืมแบบมีระยะเวลา (Minimum Loan Rate: MLR) มีอัตราร้อยละ 6.875 โดยใช้อัตราดอกเบี้ยของ ธนาคารกรุงเทพ จำกัด (มหาชน) ณ วันที่ 4 มกราคม 2557 (ธนาคารกรุงเทพ จำกัด (มหาชน), 2557) บวกกับค่าความเสี่ยงร้อยละ 1 (MLR+1) คิดเป็นอัตราดอกเบี้ยกู้ยืม เท่ากับร้อยละ 7.875

3. การคำนวณต้นทุนส่วนของเจ้าของ (Ke) ใช้ทฤษฎี Capital Asset Pricing Model (CAPM)

$$K_e = R_f + \beta(R_m - R_f)$$

Risk Free Rate (Rf) อ้างอิงจากอัตราผลตอบแทนของพันธบัตรรัฐบาลที่มี 20 ปี ชื่อ LB296A ณ วันที่ 4 เมษายน 2557 โดยให้อัตราผลตอบแทนร้อยละ 4.04 ดังนั้นในงานวิจัยนี้จึงกำหนดให้ใช้ที่ร้อยละ 4 โดยอ้างอิงข้อมูลจากสมาคมตลาดตราสารหนี้

Beta (β) อ้างอิงจากค่าเฉลี่ย Beta ของบริษัทหมวดพลังงานและสาธารณูปโภคในตลาดหลักทรัพย์ ซึ่งมีค่าเท่ากับ 0.8515 เนื่องจาก ในปัจจุบันไม่มีบริษัทจดทะเบียนในตลาดหลักทรัพย์ในประเทศไทยที่ประกอบธุรกิจโรงไฟฟ้าชีวมวลเพียงอย่างเดียว โดยค่าเบต้าอ้างอิง ข้อมูลจาก บริษัทหลักทรัพย์ไทยพาณิชย์ ณ วันที่ 1 เมษายน 2557

Market Risk Premium อัตราผลตอบแทนของตลาดที่สูงกว่าอัตราผลตอบแทนที่ปราศจากความเสี่ยงในงานวิจัยนี้กำหนดที่ ร้อยละ 6

ทั้งนี้จากโครงสร้างเงินทุนที่กำหนดสามารถคำนวณหาอัตราผลตอบแทนของส่วนของผู้ถือหุ้นได้ที่ร้อยละ 12.59

ในการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการลงทุนโรงไฟฟ้าชีวมวลในครั้งนี้จะใช้อัตราคิดลด โดยคำนวณด้วยวิธีเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของต้นทุนเงินทุน แต่จากการที่โครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลได้รับการส่งเสริมการลงทุนจากคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน (Board of Investment, BOI) โดยได้รับสิทธิประโยชน์ทางด้านภาษีอากร คือ การยกเว้นภาษีเงินได้นิติบุคคลเป็นระยะเวลา 8 ปี นับจากที่เริ่มดำเนินโครงการ ทำให้โครงการมี WACC 2 ค่า ซึ่งสามารถคำนวณได้ดังนี้

$$WACC = (W_e \times K_e) + [W_d \times K_d \times (1 - Tax)]$$

$$W_e = \text{สัดส่วนเงินลงทุนส่วนของผู้ถือหุ้นโครงการ}$$

$$K_e = \text{ต้นทุนเงินทุนของผู้ถือหุ้นโครงการ}$$

$$W_d = \text{สัดส่วนเงินลงทุนจากการกู้ยืม}$$

$$K_d = \text{ต้นทุนเงินทุนจากการกู้ยืมเงิน}$$

$$Tax = \text{อัตราภาษีเงินได้นิติบุคคล}$$

WACC ปีที่เริ่มโครงการถึงปีที่ 8 ของการดำเนินโครงการ

$$WACC = (0.54 \times 0.1259) + (0.46 \times 0.07875)$$

$$= 0.10421472 \text{ หรือร้อยละ } 10.42$$

อัตราส่วนลดที่เหมาะสมของโครงการในกรณีที่ไม่มีภาษี คือ ร้อยละ 10.42

WACC ปีที่ 9 ถึงปีที่ 26 ของการดำเนินโครงการ

$$WACC = (0.54 \times 0.1259) + (0.46 \times 0.07875 \times (1-0.2))$$

$$= 0.09696972 \text{ หรือร้อยละ } 9.70$$

อัตราส่วนลดที่เหมาะสมของโครงการในกรณีที่มีภาษี คือ ร้อยละ 9.70

การคำนวณหาอัตราส่วนลดที่เหมาะสมของโครงการ โดยวิธีการหาค่าเฉลี่ยเรขาคณิต (Geometric Mean: G.M.) จากค่า WACC ที่ได้ข้างต้นนั้น

$$\text{จากสูตรการหาค่า G.M} = \sqrt[n]{X_1, X_2, X_3, \dots, X_n}$$

เมื่อ $x_1, x_2, x_3, \dots, x_n$ = ค่า WACC ในปี 1, 2, 3, ..., n ตามลำดับ

n = จำนวนปีทั้งหมดของโครงการ

$$= \sqrt[26]{0.10421472^8 \times 0.09696972^{18}}$$

$$= 0.099143611 \text{ หรือร้อยละ } 9.91$$

โดยอัตราส่วนที่เหมาะสมของโครงการมีค่าเท่ากับร้อยละ 9.91 ต่อปี ดังแสดงในตารางที่ 11

ตารางที่ 11 ต้นทุนเงินทุนของโครงการและสัดส่วนเงินลงทุน

รายการ	ร้อยละ
สัดส่วนเงินทุนของเจ้าของ (W_e)	54
ต้นทุนในส่วนของผู้ถือหุ้น (K_s)	12.59
สัดส่วนเงินลงทุนจากการกู้ยืม (W_d)	46
ต้นทุนเงินลงทุนจากการกู้ยืม (K_d)	7.875
อัตราภาษี	20
WACC	9.91

ที่มา: จากการคำนวณ

การประมาณการงบกระแสเงินสด

เป็นการประมาณการกระแสเงินสดรับและเงินสดจ่ายตลอดชั่วอายุของโครงการ โดยอาศัยข้อมูลจากข้อสมมติด้านต้นทุนและผลประโยชน์ของโครงการ ซึ่งมีรายละเอียดการประมาณการงบกระแสเงินสดของการสร้างโรงไฟฟ้าชีวมวล ดังแสดงในตารางที่ 12

ตารางที่ 12 ประมาณการงบกระแสเงินสด

(หน่วย: บาท)

	ปี	0	1	2	3	4	5
	รวม		2558	2559	2560	2561	2562
ผลตอบแทน (B)	722,581,098	-	-	31,338,492	31,338,492	31,338,492	31,338,492
มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทน (PVB)	246,420,244	-	-	25,939,955	23,600,151	21,471,399	19,534,662
ต้นทุนการดำเนินงาน (OC)	614,563,198	-	-	24,021,849	24,021,849	24,021,849	24,021,849
มูลค่าปัจจุบันของต้นทุนการดำเนินงาน (PVOC)	203,612,046	-	-	19,883,716	18,090,189	16,458,440	14,973,876
ผลตอบแทนสุทธิจากการดำเนินงาน (NB)	108,017,900	-	-	7,316,643	7,316,643	7,316,643	7,316,643
มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนสุทธิจากการดำเนินงาน (PVNB)	42,808,198	-	-	6,056,239	5,509,961	5,012,958	4,560,786
ต้นทุนในการลงทุน (IC)	104,725,029	90,574,000	-	-	-	-	-
มูลค่าปัจจุบันของต้นทุนในการลงทุน (PVIC)	94,661,690	90,574,000	-	-	-	-	-
กระแสเงินสดสุทธิ (NCF)	3,292,871	(90,574,000)	-	7,316,643	7,316,643	7,316,643	7,316,643

ตารางที่ 12 (ต่อ)

(หน่วย: บาท)

	6	7	8	9	10
	2563	2564	2565	2566	2567
ผลตอบแทน (B)	31,338,492	31,338,492	31,338,492	27,526,092	27,526,092
มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทน (PVB)	17,772,620	16,169,516	14,711,013	11,755,865	10,695,477
ต้นทุนการดำเนินงาน (OC)	24,021,849	24,021,849	24,021,849	27,526,092	24,021,849
มูลค่าปัจจุบันของต้นทุนการดำเนินงาน (PVOC)	13,623,221	12,394,396	11,276,411	11,755,865	9,333,876
ผลตอบแทนสุทธิจากการดำเนินงาน (NB)	7,316,643	7,316,643	7,316,643	-	3,504,243
มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนสุทธิจากการดำเนินงาน (PVNB)	4,149,399	3,775,120	3,434,601	-	1,361,601
ต้นทุนในการลงทุน (IC)	-	-	-	4,495,757	-
มูลค่าปัจจุบันของต้นทุนในการลงทุน (PVIC)	-	-	-	1,920,052	-
กระแสเงินสดสุทธิ (NCF)	7,316,643	7,316,643	7,316,643	(4,495,757)	3,504,243

ตารางที่ 12 (ต่อ)

(หน่วย: บาท)

	11	12	13	14	15
	2568	2569	2570	2571	2572
ผลตอบแทน (B)	27,526,092	27,526,092	27,526,092	27,526,092	27,526,092
มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทน (PVB)	9,730,737	8,853,017	8,054,468	7,327,948	6,666,962
ต้นทุนการดำเนินงาน (OC)	27,526,092	24,021,849	24,021,849	24,021,849	24,021,849
มูลค่าปัจจุบันของต้นทุนการดำเนินงาน (PVOC)	9,730,737	7,725,972	7,029,084	6,395,055	5,818,216
ผลตอบแทนสุทธิจากการดำเนินงาน (NB)	-	3,504,243	3,504,243	3,504,243	3,504,243
มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนสุทธิจากการดำเนินงาน (PVNB)	-	1,127,044	1,025,384	932,893	848,746
ต้นทุนในการลงทุน (IC)	2,579,757	-	-	-	-
มูลค่าปัจจุบันของต้นทุนในการลงทุน (PVIC)	911,969	-	-	-	-
กระแสเงินสดสุทธิ (NCF)	(2,579,757)	3,504,243	3,504,243	3,504,243	3,504,243

ตารางที่ 12 (ต่อ)

(หน่วย: บาท)

	16	17	18	19	20
	2573	2574	2575	2576	2577
ผลตอบแทน (B)	27,526,092	27,526,092	27,526,092	27,526,092	27,526,092
มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทน (PVB)	6,065,597	5,518,475	5,020,704	4,567,833	4,155,811
ต้นทุนการดำเนินงาน (OC)	24,021,849	27,526,092	24,021,849	24,021,849	24,021,849
มูลค่าปัจจุบันของต้นทุนการดำเนินงาน (PVOC)	5,293,408	5,518,475	4,381,537	3,986,319	3,626,750
ผลตอบแทนสุทธิจากการดำเนินงาน (NB)	3,504,243	-	3,504,243	3,504,243	3,504,243
มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนสุทธิจากการดำเนินงาน (PVNB)	772,188	-	639,167	581,514	529,061
ต้นทุนในการลงทุน (IC)	-	4,495,757	-	-	-
มูลค่าปัจจุบันของต้นทุนในการลงทุน (PVIC)	-	901,317	-	-	-
กระแสเงินสดสุทธิ (NCF)	3,504,243	(4,495,757)	3,504,243	3,504,243	3,504,243

ตารางที่ 12 (ต่อ)

(หน่วย: บาท)

	21	22	23	24	25	26
	2578	2579	2580	2581	2582	2583
ผลตอบแทน (B)	27,526,092	27,526,092	27,526,092	27,526,092	27,526,092	35,268,092
มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทน (PVB)	3,780,953	3,439,908	3,129,626	2,847,331	2,590,500	3,019,719
ต้นทุนการดำเนินงาน (OC)	27,526,092	24,021,849	24,021,849	24,021,849	24,021,849	24,021,849
มูลค่าปัจจุบันของต้นทุนการดำเนินงาน (PVOC)	3,780,953	3,001,987	2,731,205	2,484,848	2,260,713	2,056,795
ผลตอบแทนสุทธิจากการดำเนินงาน (NB)	-	3,504,243	3,504,243	3,504,243	3,504,243	11,246,243
มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนสุทธิจากการดำเนินงาน (PVNB)	-	437,922	398,421	362,483	329,787	962,924
ต้นทุนในการลงทุน (IC)	2,579,757	-	-	-	-	-
มูลค่าปัจจุบันของต้นทุนในการลงทุน (PVIC)	354,353	-	-	-	-	-
กระแสเงินสดสุทธิ (NCF)	(2,579,757)	3,504,243	3,504,243	3,504,243	3,504,243	11,246,243

ที่มา: จากการคำนวณ

ผลการวิเคราะห์ทางการเงิน

จากการประมาณการต้นทุนและผลตอบแทนของโครงการโดยงบกระแสเงินสดนั้น สามารถประเมินความคุ้มค่าของโครงการ และทุกหลักเกณฑ์ได้ทำการคิดลดให้กระแสเงินสดเป็นมูลค่าปัจจุบัน โดยกำหนดอัตราส่วนลดที่เหมาะสม และสอดคล้องกับความเสี่ยงของการลงทุนด้วยต้นทุนเงินทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักที่ร้อยละ 9.91 ซึ่งสามารถคำนวณเกณฑ์การตัดสินใจทางการเงินได้คือ มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการ (NPV) มีค่าเท่ากับ -51,853,492 บาท อัตราผลตอบแทนภายในโครงการ (IRR) มีค่าเท่ากับร้อยละ 0.29 อัตราผลตอบแทนภายในโครงการที่มีการปรับค่าแล้ว (MIRR) มีค่าเท่ากับร้อยละ 6.61 และดัชนีกำไร (PI) มีค่าเท่ากับ 0.45 โดยมีผลการตัดสินใจ ดังแสดงในตารางที่ 13 เมื่อนำมาพิจารณาในการตัดสินใจลงทุน พบว่า ค่า NPV ที่ได้มีค่าน้อยกว่าศูนย์ ค่า IRR และค่า MIRR มีค่าน้อยกว่า WACC เพราะฉะนั้นการลงทุนในโครงการสร้างโรงไฟฟ้าชีวมวลขนาด 1 เมกะวัตต์โดยใช้หญ้าเนเปียร์ปากช่อง 1 เป็นเชื้อเพลิงหลักจึงไม่มีความคุ้มค่าในการลงทุน

ตารางที่ 13 ผลการวิเคราะห์ทางการเงิน

ตัวชี้วัด	ค่าจากการประมาณการ	หลักเกณฑ์ในการตัดสินใจ	การตัดสินใจ
NPV	-51,853,492 บาท	$NPV \geq 0$	ไม่ลงทุน
IRR	0.29%	$IRR \geq WACC$	ไม่ลงทุน
MIRR	6.61%	$MIRR \geq WACC$	ไม่ลงทุน
P/I	0.45 เท่า	$P/I \geq 1$	ไม่ลงทุน

ที่มา: จากการคำนวณ

การทดสอบความสามารถในการรับความเปลี่ยนแปลง

เนื่องจากการศึกษาโครงการเป็นการคาดการณ์ผลตอบแทนในอนาคต โครงการจำเป็นต้องพิจารณาว่าตัวแปรที่จะส่งผลกระทบต่อโครงการลงทุน สามารถเปลี่ยนแปลงในทิศทางที่ไม่พึงประสงค์ได้มากน้อยเพียงใด ที่ยังสามารถยอมรับโครงการได้ ซึ่งจะทำให้การทดสอบค่าความแปรเปลี่ยน (Switching Value Test) 4 กรณี คือ

1. ผลตอบแทนลดลงได้มากที่สุดเท่าใด (SVT_B) ก่อนที่จะทำให้ค่า NPV มีค่าเท่ากับศูนย์ โดยให้ต้นทุนของโครงการมีค่าคงที่

2. ต้นทุนในการดำเนินงานสามารถเพิ่มขึ้นได้มากที่สุดเท่าใด (SVT_{OC}) ก่อนที่จะทำให้ค่า NPV มีค่าเท่ากับศูนย์ โดยให้ผลตอบแทนของโครงการมีค่าคงที่

3. ต้นทุนในการลงทุนสามารถเพิ่มขึ้นได้มากที่สุดเท่าใด (SVT_{IC}) ก่อนที่จะทำให้ค่า NPV มีค่าเท่ากับศูนย์ โดยให้ผลตอบแทนของโครงการมีค่าคงที่

4. ต้นทุนรวมสามารถเพิ่มขึ้นได้มากที่สุดเท่าใด (SVT_C) ก่อนที่จะทำให้ค่า NPV มีค่าเท่ากับศูนย์ โดยให้ผลตอบแทนของโครงการมีค่าคงที่

ผลการทดสอบความสามารถในการรับความเปลี่ยนแปลงด้วยวิธีการทดสอบค่าความแปรเปลี่ยน (Switching Value Test) ได้ผลการทดสอบดังนี้

ตารางที่ 14 ผลการทดสอบความสามารถในการรับความเปลี่ยนแปลง

การทดสอบค่าความแปรเปลี่ยน	สูตรการคำนวณ	ผลการคำนวณ
ผลตอบแทนเพิ่มขึ้นได้มากที่สุดเท่าใด (SVT_B)	$NPV/PVB \times 100$	21.04%
ต้นทุนในการดำเนินงานสามารถลดลงได้มากที่สุดเท่าใด (SVT_{OC})	$NPV/PVOC \times 100$	25.47%
ต้นทุนในการลงทุนสามารถลดลงได้มากที่สุดเท่าใด (SVT_{IC})	$NPV/PVIC \times 100$	54.78%
ต้นทุนรวมสามารถลดลงได้มากที่สุดเท่าใด (SVT_C)	$NPV/PVC \times 100$	17.38%

ที่มา: จากการคำนวณ

จากผลการศึกษาพบว่าการลงทุนสร้างโรงไฟฟ้าชีวมวลโดยใช้หญ้าเนเปียร์เป็นเชื้อเพลิง ไม่มีความคุ้มค่าในการลงทุน ถ้าผู้ศึกษาต้องการที่จะปรับปรุงให้โครงการกลับมามีความคุ้มค่าในการลงทุน สามารถที่จะใช้ผลการทดสอบค่าความแปรเปลี่ยนในการวิเคราะห์ได้ ในด้านผลตอบแทนถ้าโครงการสามารถหาช่องทางในการเพิ่มผลตอบแทนเพิ่มขึ้น ร้อยละ 21.04 จะทำให้ NPV มีค่าเท่ากับศูนย์ ซึ่งจะทำให้โครงการกลับมามีความคุ้มค่าในการลงทุน ด้านต้นทุนในการดำเนินงาน ถ้าโครงการสามารถลดต้นทุนในการดำเนินงานลงร้อยละ 25.47 จะทำให้ NPV มีค่าเท่ากับศูนย์ จะทำให้โครงการกลับมามีความคุ้มค่าในการลงทุน และถ้าโครงการสามารถลดต้นทุนในการลงทุนลงร้อยละ 54.78 จะทำให้ NPV มีค่าเท่ากับศูนย์ จะทำให้โครงการกลับมามีความคุ้มค่าในการลงทุน

การศึกษาด้านอัตราส่วนเพิ่มการรับซื้อไฟฟ้า

เนื่องจากโครงการสร้างโรงไฟฟ้าชีวมวลเป็นโครงการที่รัฐให้การสนับสนุน เพราะต้องการกระตุ้นให้เกิดการลงทุนในพลังงานหมุนเวียน ลดการพึ่งพาด้านเชื้อเพลิงจากฟอสซิล และลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ดังนั้นในการศึกษานี้ ได้คำนวณส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้าที่เหมาะสมสำหรับสถานการณ์ต่างๆ โดยทดลองเปลี่ยนสมมติฐานทางด้านอัตราผลตอบแทนของส่วนของผู้ถือหุ้น (K_e) เป็นอัตราต่างๆ และกำหนดราคาเชื้อเพลิงคือหญ้าเนเปียร์ เป็นราคา 300, 350 และ 400 บาทต่อตัน โดยทำการวิเคราะห์โครงการตามข้อสมมติ จะได้ผลการศึกษาตามตารางที่ 15

ตารางที่ 15 ผลการวิเคราะห์อัตราส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้า (Adder)

		ADDER		
		ราคาหญ้า (บาทต่อตัน)		
อัตราผลตอบแทนของ				
เจ้าของ (K_e)	WACC	300	350	400
12.59%	9.91%	1.59	2.03	2.47
11.00%	9.05%	1.45	1.91	2.37
10.00%	8.51%	1.37	1.84	2.31
9.00%	7.97%	1.28	1.76	2.24
8.00%	7.43%	1.19	1.68	2.18
7.00%	6.89%	1.10	1.61	2.12
6.00%	6.35%	1.00	1.53	2.06
5.00%	5.81%	0.90	1.45	1.99
4.00%	5.27%	0.81	1.37	1.93
3.00%	4.73%	0.70	1.29	1.87
2.00%	4.19%	0.60	1.20	1.80

ที่มา: จากการคำนวณ

จากผลการศึกษาในตารางที่ 15 จากโครงสร้างเงินทุนที่กำหนด อัตราผลตอบแทนส่วนของผู้ถือหุ้นในการศึกษาครั้งนี้ เท่ากับร้อยละ 12.59 ในกรณีที่ราคาซื้อหญ้าของโครงการที่ 350 บาทต่อตัน ถ้าต้องการให้โครงการมีความคุ้มค่าการลงทุน อัตราส่วนเพิ่มการรับซื้อไฟฟ้า (Adder) ควรเท่ากับ 2.03 บาทต่อกิโลวัตต์ ชั่วโมง โดยถ้าอัตราผลตอบแทนส่วนของผู้ถือหุ้นมีค่าต่ำลง และกำหนดราคาหญ้าที่ ราคา 300 350 400 บาท

ต่อตัน อัตราส่วนเพิ่มการรับซื้อไฟฟ้าก็จะเปลี่ยนแปลง เช่นในกรณีที่อัตราส่วนของเจ้าของเท่ากับ ร้อยละ 8 ราคาหน่วยที่รับซื้อ คือ 350 บาท อัตราส่วนเพิ่มการรับซื้อไฟฟ้าควรเป็น 1.68 บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง

ผลการวิเคราะห์โครงการในกรณีราคาหน่วยเหมาจ่ายปรับสูงขึ้น

ในงานวิจัยนี้โครงการไม่มีความคุ้มค่าในการลงทุน ซึ่งในกรณีที่รัฐบาลสนับสนุนอัตราส่วนเพิ่มการรับซื้อไฟฟ้า (Adder) ตามอัตราที่ได้ศึกษามา คือ 2.03 บาท ต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง จนครบระยะเวลา 7 ปี จะทำให้โครงการมีความคุ้มค่าในการลงทุน แต่ถ้าวราคาดึงดูดคือ หน่วยเหมาจ่าย ปรับตัวเพิ่มสูงขึ้นเกินกว่า 424 บาทต่อตัน ทางโครงการจะไม่มีค่าที่จะลงทุนต่อไปได้ อาจจะส่งผลให้ผู้ประกอบการยุติ และปิดโครงการได้ ดังนั้นรัฐควรหาวิธีการอื่นๆ ในการสนับสนุนให้ผู้ประกอบการสามารถดำเนินโครงการได้จนสิ้นสุดโครงการ

บทที่ 5

สรุปผลการศึกษาและข้อเสนอแนะ

สรุปผลการศึกษา

การศึกษาความเป็นไปได้ในการลงทุนสร้างโรงไฟฟ้าชีวมวลขนาด 1 เมกะวัตต์ โดยใช้หญ้าเนเปียร์ปากช่อง 1 เป็นเชื้อเพลิงหลัก มีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาสภาพทั่วไปของหญ้าเนเปียร์ปากช่อง 1 ว่ามีความเป็นไปได้หรือไม่ในการนำมาทำเป็นเชื้อเพลิงเพื่อป้อนเข้าสู่โรงไฟฟ้าชีวมวล จากนั้นทำการพิจารณาทางด้านเทคนิคของโรงไฟฟ้าชีวมวลว่าควรเลือกใช้เทคโนโลยีแบบใดจึงจะเป็นเทคโนโลยีที่เหมาะสมกับโครงการ และทำการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงินในการสร้างโรงไฟฟ้าชีวมวล รวมถึงการทดสอบความสามารถในการรับความเปลี่ยนแปลงของการลงทุนของโครงการ และศึกษาเพิ่มเติมด้านอัตราส่วนเพิ่มรับซื้อไฟฟ้า (Adder) มีวิธีการศึกษาโดยการเก็บข้อมูลปฐมภูมิจากการสังเกตแบบมีส่วนร่วมและ สัมภาษณ์เชิงลึก กับเกษตรกรที่ปลูกหญ้าเนเปียร์ที่อำเภอลำสมพุง อำเภอมวกเหล็ก จังหวัดสระบุรี และสัมภาษณ์นักวิชาการด้านหญ้าเนเปียร์ พันธุ์ปากช่อง 1 ณ ศูนย์วิจัยและพัฒนาอาหารสัตว์นครราชสีมา จากนั้นสัมภาษณ์เชิงลึกกับผู้ลงทุนสร้างโรงไฟฟ้าชีวมวลเพชรภูพาน จังหวัดสกลนคร และใช้ข้อมูลทุติยภูมิจากการเก็บรวบรวมข้อมูล ราคาเครื่องจักร ค่าจ้างแรงงาน ราคาหญ้าเนเปียร์ ราคาวัสดุอุปกรณ์ต่างๆ ราคาสาธารณูปโภคต่างๆ รวมถึงผลงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง เพื่อนำข้อมูลมาประมาณการและคำนวณหาต้นทุนในการดำเนินการ และผลตอบแทนของโครงการ ซึ่งสามารถสรุปผลการศึกษาได้ดังนี้

สภาพทั่วไปของหญ้าเนเปียร์ปากช่อง 1

จากการศึกษาสภาพทั่วไปของหญ้าเนเปียร์ปากช่อง 1 พบว่า ในพื้นที่ ตำบลลำสมพุง อ.มวกเหล็ก จ.สระบุรี มีการปลูกหญ้าเนเปียร์ประมาณ 500 ไร่ หญ้าเนเปียร์มีการเจริญเติบโตเร็ว ให้ผลผลิต 60-80 ตันต่อไร่ต่อปี การปลูกครั้งหนึ่ง สามารถเก็บเกี่ยวได้นาน 6-7 ปี โดยไม่ต้องปลูกใหม่ เพียงพอต่อการนำไปเป็นเชื้อเพลิงหลักสำหรับโรงไฟฟ้าชีวมวล เนื่องจากโรงไฟฟ้าควรตั้งอยู่ในพื้นที่ที่มีวัตถุดิบเพียงพอ เพื่อลดต้นทุนค่าขนส่ง และการขาดแคลนวัตถุดิบจากการสัมภาษณ์เกษตรกร ถ้ามีการสร้างโรงไฟฟ้าที่ใช้หญ้าเนเปียร์เป็นเชื้อเพลิง เกษตรกรมีความสนใจที่จะปลูกหญ้าเนเปียร์เพิ่มขึ้น สำหรับปริมาณผลผลิตหญ้าเนเปียร์ที่เกษตรกรปลูก ขึ้นอยู่กับคุณสมบัติของดิน และปริมาณน้ำที่ได้รับ สำหรับหญ้าเนเปียร์พันธุ์ปากช่อง 1 ในพื้นที่นี้ หญ้าที่มีอายุ 120 วัน จะมีผลผลิตประมาณ 22 ตันต่อไร่ต่อการเก็บเกี่ยว 1 ครั้ง เกษตรกรจะทำการเก็บเกี่ยวหญ้า

ได้ 3 ครั้งต่อปี ได้ปริมาณหญ้าเนเปียร์ 66 ตันต่อไร่ต่อปี โดยเกษตรกรควรมีพื้นที่หมุนเวียนปลูกหญ้าที่ 489 ไร่ และเมื่อนำหญ้าเนเปียร์มาทำเป็นเชื้อเพลิงในโรงไฟฟ้าชีวมวลขนาด 1 เมกะวัตต์ จะใช้หญ้าที่ 101.52 ตันต่อวัน

หญ้าเนเปียร์สามารถนำมาใช้ประโยชน์ได้ 2 แบบ คือ นำมาทำเป็นพืชอาหารสัตว์ และ นำมาทำเป็นพืชพลังงาน เนื่องจากหญ้าเนเปียร์เป็นหญ้าที่มีเยื่อใยสูง และมีความชื้นสูง หลังจากทำการลดความชื้นแล้วสามารถนำผลิตเป็นพลังงานด้วยการเผาตรง หรือการนำมาหมักเป็นก๊าซชีวภาพ

ความเป็นไปได้ด้านเทคนิค

การศึกษาความเป็นไปได้ด้านเทคนิค ในส่วนทำเลที่ตั้งของโครงการ จากการศึกษาพบว่าทำเลที่ตั้งของโครงการมีความเป็นไปได้ในการลงทุนโดยโรงไฟฟ้าตั้งอยู่ในพื้นที่ ตำบล ลำสมพุง อำเภอหมากเหล็ก จังหวัดสระบุรี โรงงานสร้างบนเนื้อที่ 12 ไร่ ด้านเทคโนโลยีที่ใช้ในการผลิตคือ เทคโนโลยีแก๊สซิฟิเคชันเปลี่ยนชีวมวลเป็นก๊าซเชื้อเพลิง แบบอากาศไหลลง (Downdraft Gasifier) เป็นเทคโนโลยีที่อาศัยกระบวนการเชิงเคมีความร้อน (Thermo-Chemical) ซึ่งสามารถเปลี่ยนองค์ประกอบไฮโดรคาร์บอนที่มีอยู่ในชีวมวลไปเป็นแก๊สเชื้อเพลิงเพื่อนำไปผลิตเป็นพลังงานไฟฟ้า เป็นเทคโนโลยีที่เหมาะสมกับโรงไฟฟ้าชุมชนขนาดเล็ก ในส่วนของวัตถุดิบคือหญ้าเนเปียร์ปากช่อง 1 ที่นำมาเป็นเชื้อเพลิงหลักสำหรับโรงไฟฟ้าชีวมวลขนาด 1 เมกะวัตต์นั้น ข้อมูลสถิติภูมิจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตพบว่า หญ้าเนเปียร์ปากช่อง 1 อายุ 120 วัน มีความชื้นร้อยละ 75.8 มีน้ำหนักแห้งร้อยละ 24.20 มีค่าความร้อน LHV เท่ากับ 17.56 เมกะจูลต่อน้ำหนักแห้ง 1 กิโลกรัม ดังนั้นการผลิตไฟฟ้า 1 กิโลวัตต์ต่อชั่วโมง ต้องใช้น้ำหนักหญ้าสด 4.23 กิโลกรัม ในแต่ละวันที่ผลิตไฟฟ้าจะใช้หญ้าสด 101.52 ตันต่อวัน โดยใน 1 ปี การเดินเครื่องจักรผลิตกระแสไฟฟ้า 8,472 ชั่วโมง ต้องใช้หญ้าเนเปียร์ปากช่อง 1 เท่ากับ 35,837 ตัน จากพื้นที่ปลูกทั้งหมด 489 ไร่ โดยราคารับซื้อหญ้าจากเกษตรกรกำหนดที่ 350 บาทต่อตันโดยโรงไฟฟ้าไปทำการเก็บเกี่ยวที่ไร่ของเกษตรกรเอง

ความเป็นไปได้ด้านการเงิน

การศึกษาความเป็นไปได้ด้านการเงินสำหรับการลงทุนโครงการครั้งนี้ เป็นการประมาณการผลตอบแทน โดยขายไฟฟ้าผ่านสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากกับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สามารถคำนวณรายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้าเป็นไปตามอัตราค่ารับซื้อไฟฟ้า โดยโครงการเสียภาษีเงินได้นิติบุคคลอัตราร้อยละ 20 ซึ่งโรงไฟฟ้าชีวมวลได้รับการส่งเสริมการลงทุนจากคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน (Board of Investment, BOI) โดยได้รับสิทธิประโยชน์ทางด้านภาษีอากร คือ ได้รับยกเว้นภาษีเงินได้นิติบุคคลเป็นระยะเวลา 8 ปี นับจากที่เริ่มดำเนินโครงการ นอกจากนี้ได้รับอัตราส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า

(Adder) 0.50 บาท ต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง สำหรับผู้ผลิตจากโรงไฟฟ้าชีวมวลขนาดไม่เกิน 1 เมกะวัตต์ เป็นระยะเวลา 7 ปี ตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ดังนั้นรายได้ของโครงการในปีที่ 1-7 มีรายได้เท่ากับ 27,812,174.40 บาทต่อปี สำหรับปีที่ 8-25 ไม่ได้รับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) มีรายได้เท่ากับ 23,999,774.40 บาทต่อปี และมีรายได้จากการขายไฟฟ้าเท่ากับ 3,526,317.50 บาทต่อปี โครงการมีรายได้เป็นระยะเวลา 25 ปี นับจากกำหนดวันจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบเชิงพาณิชย์

สำหรับการประมาณการต้นทุน แบ่งเป็น 2 ส่วน คือ ต้นทุนในการลงทุนและต้นทุนในการดำเนินการ โดยต้นทุนในการลงทุนเท่ากับ 90,574,000 บาท ต้นทุนในการดำเนินการเท่ากับ 24,021,849 บาท โดยทุก 8 ปี มีการบำรุงรักษาเครื่องจักร เท่ากับ 8,000,000 บาท ต่อครั้ง ซึ่งจะทำการประมาณผลตอบแทน การคำนวณหาอัตราคิดลดเพื่อให้มูลค่าเงินแต่ละช่วงเวลามีมูลค่าเงินปัจจุบัน โดยจะทำการวิเคราะห์เพื่อใช้เป็นเกณฑ์ในการตัดสินใจลงทุนโครงการ

แหล่งเงินทุนของการลงทุนในโครงการมาจาก 2 แหล่ง คือ เงินลงทุนจากการกู้ยืม เงินทุนส่วนเจ้าของทุน โดยมีโครงสร้างเงินทุน คือสัดส่วนการกู้เงินร้อยละ 46 ส่วนของเจ้าของร้อยละ 54 โดยโครงสร้างเงินทุนได้เทียบเคียงกับบริษัทในตลาดหลักทรัพย์ คือ บริษัทผลิตไฟฟ้าจำกัด (มหาชน) (เอ็กโก) เป็นบริษัทผลิตไฟฟ้าเอกชนแห่งแรกในประเทศไทย โดยการศึกษาความเป็นไปได้ในการลงทุนจะใช้อัตราคิดลดที่ได้จากการคำนวณด้วยการหาต้นทุนเงินทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก อัตราร้อยละ 9.91

การศึกษาความเป็นไปได้ทางการเงิน ภายใต้อันตรายต่างๆ ที่กำหนด คือ อายุโครงการ 26 ปี (2559-2583) ต้นทุนและค่าใช้จ่ายต่างๆ เป็นไปตามข้อกำหนด สามารถสรุปผลได้ว่าการลงทุนสร้างโรงไฟฟ้าชีวมวลโดยใช้หญ้าเนเปียร์เป็นเชื้อเพลิงหลัก ไม่มีความคุ้มค่าในการลงทุน โดยมีผลการศึกษาดังนี้ (1) มูลค่าปัจจุบันสุทธิของผลตอบแทนเท่ากับ -51,853,492 บาท (2) อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการเท่ากับร้อยละ 0.29 (3) อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการที่มีการปรับค่าแล้วเท่ากับร้อยละ 6.61 (4) ดัชนีกำไรเท่ากับ 0.45 (5) การทดสอบค่าความแปรเปลี่ยนถ้าโครงการสามารถหาช่องทางในการเพิ่มผลตอบแทนเพิ่มขึ้นร้อยละ 21.04 หรือสามารถลดต้นทุนในการดำเนินงานลงร้อยละ 25.47 หรือสามารถลดต้นทุนในการลงทุนลงร้อยละ 54.78 จะทำให้โครงการกลับมามีความคุ้มค่าในการลงทุน

จากหลักเกณฑ์ ในการพิจารณาความคุ้มค่าในการลงทุนสร้างโรงไฟฟ้าชีวมวลขนาด 1 เมกะวัตต์ โดยนำหญ้าเนเปียร์เป็นเชื้อเพลิง พบว่ามูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) ที่ได้มีค่าน้อยกว่าศูนย์ อัตราผลตอบแทนภายในโครงการ (IRR) และอัตราผลตอบแทนภายในโครงการที่มีการปรับค่าแล้ว (MIRR) มีค่าน้อยกว่าต้นทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนัก (WACC) ซึ่งมีค่าเท่ากับร้อยละ 9.91 และดัชนีกำไร (PI) มีค่าน้อยกว่า 1

การศึกษาด้านอัตราส่วนเพิ่มการรับซื้อไฟฟ้า (Adder)

จากโครงสร้างเงินทุนที่กำหนด อัตราผลตอบแทนของเจ้าของตามผลการศึกษาเท่ากับร้อยละ 12.59 ในอัตราส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้าที่ 0.50 บาท ต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง โครงการไม่มีความคุ้มค่าในการลงทุน โดยเมื่อทำการทดสอบสมมติฐานทางด้านอัตราผลตอบแทนส่วนของผู้ถือหุ้น (Ke) เป็นอัตราต่างๆ จะพบว่า ในกรณีที่ราคาหน้าหน่วย เท่ากับ 350 บาทต่อตันตามราคาซื้อในผลการศึกษา ที่อัตราผลตอบแทนส่วนของผู้ถือหุ้น (Ke) ร้อยละ 12.59 อัตราส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้า ควรเท่ากับ 2.03 บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง จึงจะทำให้โครงการมีความคุ้มค่าการลงทุน ดังนั้นการกำหนดอัตราผลตอบแทนของส่วนของผู้ถือหุ้นและการให้การสนับสนุนส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้ามีความสำคัญต่อการวิเคราะห์โครงการ เพราะการเลือกใช้อัตราผลตอบแทนของผู้ถือหุ้นที่มีค่าต่ำลง และได้รับการสนับสนุนอัตราส่วนเพิ่มในอัตราที่สูงขึ้น ทำให้โครงการมีความคุ้มค่าในการลงทุน เป็นการสนับสนุนให้มีโครงการ ในขณะที่เลือกใช้อัตราผลตอบแทนของผู้ถือหุ้นที่มีค่าสูง ทำให้โครงการไม่มีความคุ้มค่าที่จะลงทุน เป็นสิ่งที่ผู้ประกอบการและรัฐควรจะร่วมกันพิจารณา เพื่อสนับสนุนให้โครงการพลังงานหมุนเวียนเกิดขึ้นได้ตามแผน

ข้อเสนอแนะ

การศึกษาความเป็นไปได้ในการลงทุนโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลขนาด 1 เมกะวัตต์ ณ อำเภอ มวกเหล็ก จังหวัดสระบุรี โดยใช้หญ้าเนเปียร์เป็นเชื้อเพลิงหลัก ที่ราคาซื้อหญ้าเนเปียร์ 350 บาทต่อตัน จากต้นทุนเงินทุนเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักอัตราร้อยละ 9.91 พบว่ายังไม่มีมีความคุ้มค่าต่อการลงทุน แต่เนื่องจากโครงการสร้างโรงไฟฟ้าชีวมวลเป็นโครงการที่รัฐให้การสนับสนุน เพราะต้องการกระตุ้นให้เกิดการลงทุนในพลังงานหมุนเวียน ลดการพึ่งพาด้านเชื้อเพลิงจากฟอสซิล และลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ดังนั้นถ้ารัฐบาลจะสนับสนุนโครงการนี้ให้สามารถมีโครงการได้ ควรเปลี่ยนอัตราส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้า (Adder) จาก 0.50 บาท เป็น 2.03 บาท ต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง จะทำให้โครงการกลับมามีความคุ้มค่าในการลงทุน แต่ในกรณีที่ราคาเชื้อเพลิงคือ หญ้าเนเปียร์ปรับตัวสูงขึ้นเกินกว่า 424 บาทต่อตัน จะทำให้หลังจากครบระยะเวลา 7 ปีที่หมดการสนับสนุนอัตราส่วนเพิ่มราคาซื้อไฟฟ้า (Adder) โครงการไม่มีความคุ้มค่าอย่างต่อเนื่อง ซึ่งจะให้ผู้ประกอบการเลือกที่จะปิดโครงการหลังจากปีที่ไม่ได้รับการสนับสนุนอัตราส่วนเพิ่ม (Adder)

เนื่องมาจากการที่ รูปแบบ Adder มีระยะเวลาการสนับสนุนภายใต้ระยะเวลาจำกัด 7 ปี หรือ 10 ปี ตามแต่ประเภทพลังงานหมุนเวียน ผู้ประกอบการอาจหยุดดำเนินโครงการหลังสิ้นสุดระยะเวลาการรับ Adder ในกรณีที่ต้นทุนวัตถุดิบสูงขึ้นมาก ดังนั้นจากแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก ร้อยละ 25 ใน 10 ปี ที่ส่งเสริมให้มีโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเพิ่มขึ้น โดยพลังงานชีวมวลให้มีการปรับมาตรการจูงใจสำหรับการลงทุนจากภาคเอกชนให้เหมาะสมกับสถานการณ์ ให้พิจารณากำหนดมาตรการ

สนับสนุน Adder และ Feed-in tariff ถ้ารัฐต้องการสนับสนุนให้โครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลสามารถดำเนินการได้จนครบอายุโครงการควรพิจารณาเรื่องการเปลี่ยนแปลงอัตราส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) จากพลังงานหมุนเวียน ให้เหมาะสมกับต้นทุนการดำเนินงาน หรือพิจารณาปรับเปลี่ยนระบบการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจากระบบอัตราส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) เป็นแบบ Feed-in tariff เพื่อให้ผู้ประกอบการสนใจเข้ามาลงทุนในโครงการพลังงานหมุนเวียน ซึ่งการส่งเสริมในรูปแบบของ Feed-in Tariff เป็นการกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าคงที่ตลอดอายุสัญญา 20 หรือ 25 ปี (ตามแต่ประเภทพลังงานหมุนเวียน) ไม่เปลี่ยนแปลงไปตามค่าไฟฟ้าฐาน และค่า Ft แต่จุดประสงค์ที่ต้องการคือให้ค่าตอบแทนที่เหมาะสมกับผู้ผลิตและส่งเสริมให้มีการลงทุนในโครงการพลังงานหมุนเวียน ซึ่งปัจจุบันมีการเห็นชอบอัตรารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ Feed-in Tariff บ้างแล้ว เช่น อัตรารับซื้อไฟฟ้าก๊าซชีวภาพจากพืชพลังงาน ภายใต้โครงการวิสาหกิจชุมชนพลังงานสีเขียวจากพืชพลังงาน สำหรับโครงการที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายไม่เกิน 1 เมกะวัตต์ ด้วยอัตรา 4.50 บาทต่อหน่วย เป็นระยะเวลา 20 ปี เป็นต้น ซึ่งถ้าหน่วยงานของรัฐมีการปรับเปลี่ยนวิธีการให้การสนับสนุนการให้ค่ารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนให้เหมาะสม ก็จะเป็นข้อมูลประกอบการตัดสินใจให้ผู้ลงทุนเข้ามาลงทุนในโครงการพลังงานหมุนเวียนมากขึ้น ซึ่งจะส่งผลให้ประเทศเกิดความมั่นคงด้านพลังงานมากขึ้น

เอกสารและสิ่งอ้างอิง

- กมล ริมศิริ. 2556. **“พืชอาหารสัตว์พลังงานสีเขียว”** (Online). http://www.dld.go.th/ncsr_sr/index2.php?option=com_content&view=article&id=72&Itemid=88, 25 สิงหาคม 2556.
- กรมพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน. 2556. **“หญ้าเนเปียร์ พืชพลังงานสีเขียว พลังงานทดแทนที่น่าจับตามอง”** (Online). <http://webkc.dede.go.th/webmax/sites/default/files/หญ้าเนเปียร์%20พืชพลังงานสีเขียว.pdf>, 5 กันยายน 2556.
- กรมสรรพากร. 2556. **ความรู้เรื่องภาษี** (Online). <http://www.rd.go.th/publish/35309.0.html>, 18 มีนาคม 2557.
- กรมอุตสาหกรรมพื้นฐานและการเหมืองแร่. ม.ป.ป. **“เทคโนโลยีการผลิตพลังงานเชื้อเพลิงจากเศษไม้”** (Online). <http://www.dpim.go.th/service/download?articleid=3502>, 31 มกราคม 2557.
- กระทรวงพลังงาน. ม.ป.ป. **ก๊าซธรรมชาติ** (Online). <http://www.energy.go.th/index.php?q=node/386>, 3 ตุลาคม 2556.
- กฤษฎา ปรีชาบริสุทธิ์กุล. 2553. **ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าชีวมวลขนาดเล็กมาก ต.อุดมทรัพย์ จ.นครราชสีมา**. วิทยานิพนธ์วิทยาศาสตรมหาบัณฑิต สาขาการจัดการทรัพยากร, มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์.
- การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. 2555. ตารางวิเคราะห์คุณภาพหญ้าเนเปียร์อายุ 120 วัน.
- เก็จไพลิน คำเพราะ. 2553. **การศึกษาความเป็นไปได้ในการลงทุนโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลจากแกลบและเห้งมันสำปะหลังในจังหวัดศรีสะเกษ**. วิทยานิพนธ์วิทยาศาสตรมหาบัณฑิต สาขาเศรษฐศาสตร์เกษตร, มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์.

ไกรลาศ เขียวทอง, วีระชัย อาจหาญ, อิทธิพล เผ่าไพศาล, เรืองเดช บันด้าง และ สรยุทธ วินิจฉัย.

2556. **คู่มือการปลูกหญ้าเนเปียร์ปากช่อง 1.** นครราชสีมา: ศูนย์บริการข้อมูลโครงการวิจัยต้นแบบ
วิสาหกิจชุมชนพลังงานสีเขียวจากพืชพลังงาน กรมพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวง
พลังงาน

ชูชีพ พิพัฒน์ศิริ. 2544. **เศรษฐศาสตร์การวิเคราะห์โครงการ.** กรุงเทพมหานคร: เท็กซ์ แอนด์ เจอร์นัล
พับลิเคชั่น.

ไชยา สิริยากร. 2549. **การผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ โดยใช้พลังงาน
ชีวมวลสำหรับวิสาหกิจขนาดกลางและขนาดเล็ก.** วิทยานิพนธ์เศรษฐศาสตร์อุตสาหกรรมมหาบัณฑิต
สาขาวิชาการธุรกิจอุตสาหกรรม, สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าพระนครเหนือ.

ธนาคารกรุงเทพ. 2557. **อัตราดอกเบี้ยเงินให้สินเชื่อ.** (Online).
<http://www.bangkokbank.com/BangkokBankThai/WebServices/Rates/Pages/LoanInterestRates.aspx>, 4 มกราคม 2557.

นคร ทิพย์วงศ์. 2553. **เทคโนโลยีการแปลงสภาพชีวมวล.** กรุงเทพมหานคร: สมาคมส่งเสริมเทคโนโลยี
(ไทย-ญี่ปุ่น).

ประสิทธิ์ ตั้งยั้งศิริ. 2542. **การวางแผนและวิเคราะห์โครงการ.** กรุงเทพมหานคร: ซีเอ็ดยูเคชั่น.

พรชัย ไพบูลย์, พรรณี ชื่นนคร และสุนทรี ยิ่งชัชวาล. 2555. **“การคัดเลือกพืชที่ให้เซลลูโลสสูงสำหรับเป็น
วัตถุดิบทางเลือกในการผลิตเอทานอล”** (Online).
<http://www.cab.ku.ac.th/suntaree/ccount/click.php?id=209>, 20 เมษายน 2557.

พัสดราภรณ์ วรรณอาภา. 2553. **ความเป็นไปได้ทางการเงินและเศรษฐกิจของโครงการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลโดยใช้กระถินยักษ์เป็นเชื้อเพลิง.** วิทยานิพนธ์เศรษฐศาสตร์มหาบัณฑิต สาขาเศรษฐศาสตร์
ธุรกิจ, มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์.

ภาวศุทธิ์ ชุตินัย และ อมรชัย อาภรณ์วิชานพ. 2556. **“พลังงานไฟฟ้าจากกระบวนการแก๊สซิฟิเคชันชีวมวล.”**
Technology Promotion and Innomag Magazine. (227): 46.

เยาว์ อังวงกุล. 2553. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน. **ความรู้เบื้องต้นเกี่ยวกับเทคโนโลยีการผลิตก๊าซเชื้อเพลิงชีวมวล (Biomass Gasification).**

เร็กซ์ จำปาเงิน. 2544. **การจัดการการเงิน.** กรุงเทพมหานคร: บริษัท บุ๊คเนท จำกัด. แปลจาก Eugene F. B. and J. F. Houston. 2001. *Fundamental of Financial Mangement.* Orlando, Florida: Harcourt College Publishers.

โรงไฟฟ้าเพชรบูรณ์ จังหวัดสกลนคร. 2556. กระบวนการที่ใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวล.

วัชร จรรย์รัส. มุลินธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม. 2554. **โอกาสและการลงทุนเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียน** (Online). http://www.effe.or.th/datacenter/ckupload/files/2_Investment%20Opportunity%20Part%202.pdf. 30 กันยายน 2556.

ศลิสร พัทธ์รัตนโชติ. 2548. **ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลที่ใช้เกลบเป็นเชื้อเพลิง.** วิทยานิพนธ์วิทยาศาสตรมหาบัณฑิต สาขาการจัดการทรัพยากร, มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์.

ศูนย์บริการข้อมูลโครงการศึกษาวิจัยต้นแบบวิสาหกิจชุมชนพลังงานสีเขียวจากพืชพลังงาน (ก๊าซชีวภาพจากพืชพลังงาน). 2556. **คู่มือการลงทุนโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพจากพืชพลังงาน.** นครราชสีมา: กรมพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน

ศูนย์พยากรณ์และสารสนเทศพลังงาน กระทรวงพลังงาน. 2556. **สถานการณ์พลังงานไทย ปี 2555** (Online). http://www.eppo.go.th/info/Situation/quarterly/2012_Q4.pdf, 3 ตุลาคม 2556.

ศูนย์สารสนเทศข้อมูลพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน. 2555. **สถิติพลังงานของประเทศไทย ปี 2555 (เบื้องต้น).**

สถาบันปิโตรเลียมแห่งประเทศไทย. 2555. **Facts about Thailand Natural Gas.** (Online) http://www.ptit.org/ptit_medias/arlcatt_399af82dc39b55eb3019b0132b5dd052.pdf, 5 ตุลาคม 2556.

- สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน. 2555. **สรุปแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของ
ประเทศ พ.ศ.2555-2573 (ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3).** (Online). [http://www.eppo.go.th/power/
PDP2010-r3/PDP2010-Rev3-Cab19Jun2012-T.pdf](http://www.eppo.go.th/power/PDP2010-r3/PDP2010-Rev3-Cab19Jun2012-T.pdf), 5 ตุลาคม 2556.
- สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน. 2556. **EPPO : Energy Database** (Online).
http://www.eppo.go.th/info/5electricity_stat.htm, 3 ตุลาคม 2556.
- สำนักวิจัย คำนวณพลังงาน กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน. ม.ป.ป.
พลังงานชีวมวล. (Online). [www2.dede.go.th/kmmf/download/นวัตกรรม/สวค/คู่มือ
พลังงานชีวมวล.pdf](http://www2.dede.go.th/kmmf/download/นวัตกรรม/สวค/คู่มือ
พลังงานชีวมวล.pdf), 25 กันยายน 2556.
- สำนักส่งเสริมและถ่ายทอดเทคโนโลยี สำนักงานปลัดกระทรวงวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี. 2556. บทสรุป
ผู้บริหารโครงการพัฒนาและถ่ายทอดเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลเพื่อสร้างต้นแบบโรงไฟฟ้า
ชีวมวลขนาด 1 เมกะวัตต์.
- หฤทัย มีนะพันธ์. 2544. **หลักการวิเคราะห์โครงการ : ทฤษฎีและวิธีปฏิบัติเพื่อศึกษาความเป็นไปได้ของ
โครงการ.** กรุงเทพมหานคร: เท็กซ์ แอนด์ เจอร์นัล พับลิเคชั่น.
- Brigham, E. F. and M. C. Ehrhardt. 2005. **Financial Management Theory and Practice.**
11th ed. South-Western.
- Energy Inno. 2554. “เทคโนโลยีชีวมวลในปัจจุบันและอนาคต.” **วารสาร Energy Plus** (30): 3
- Lin, S. A. Y. 1976. “The modified rate of return and investment criterion. “**The
Engineering Economist** 21 (4): 237-247.
- McKendry, P. 2001. “Energy production from biomass (part 1): overview of biomass.”
Bioresource Technology (May 2002): 37-46
- The Japan Institute of Energy. 2008. “คู่มือสารชีวมวลเอเชีย แนวทางสำหรับการผลิตและการใช้สาร
ชีวมวล” (Online). http://www.jie.or.jp/biomass/AsiaBiomassHandbook/Thai/All_T.pdf,
August 25, 2013.

VIASPACE. 2012. **"Giant King Grass for Bioenergy & Pellets"** (Online).

<http://www.viaspacegreenenergy.com/docs/2nd%20Biomass%20&%20Pellets%20Update%20Asia%20VIASPACE.pdf>, August 25, 2013.







ตารางผนวกที่ 1 งบกำไรขาดทุนโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลขนาด 1 เมกะวัตต์

(หน่วย: บาท)

	ปี	0	1	2	3	4	5	6
ค่าพลังงานไฟฟ้า ช่วง Peak	268,351,902	-	-	10,734,076	10,734,076	10,734,076	10,734,076	10,734,076
ค่าพลังงานไฟฟ้า ช่วง Off Peak	120,307,572	-	-	4,812,303	4,812,303	4,812,303	4,812,303	4,812,303
ค่าพลังงานไฟฟ้า ช่วง Off Peak (วันหยุด)	126,833,040	-	-	5,073,322	5,073,322	5,073,322	5,073,322	5,073,322
ค่าไฟฟ้าผันแปร	84,501,846	-	-	3,380,074	3,380,074	3,380,074	3,380,074	3,380,074
Adder 0.5 บาท/กิโลวัตต์ชั่วโมง	26,686,800	-	-	3,812,400	3,812,400	3,812,400	3,812,400	3,812,400
รายได้จากการขายถ่าน	88,157,938	-	-	3,526,318	3,526,318	3,526,318	3,526,318	3,526,318
รายได้จากการขายกิจการ	7,742,000	-	-	-	-	-	-	-
รวมผลตอบแทน (B)	722,581,098	-	-	31,338,492	31,338,492	31,338,492	31,338,492	31,338,492
ต้นทุนในการดำเนินงาน	622,305,198	-	-	24,021,849	24,021,849	24,021,849	24,021,849	24,021,849
ค่าเสื่อมราคา	95,000,000	-	-	3,800,000	3,800,000	3,800,000	3,800,000	3,800,000
รวมต้นทุนในการดำเนินงาน (OC)	717,305,198	-	-	27,821,849	27,821,849	27,821,849	27,821,849	27,821,849
กำไรก่อนหักภาษี (EBIT)	5,275,900	-	-	3,516,643	3,516,643	3,516,643	3,516,643	3,516,643
ภาษีเงินได้	-	-	-	-	-	-	-	-
กำไรขาดทุนสุทธิ (Net Profit-Loss)	5,275,899.84	-	-	3,516,643	3,516,643	3,516,643	3,516,643	3,516,643

ตารางผนวกที่ 1 (ต่อ)

(หน่วย: บาท)

	7	8	9	10	11	12	13
ค่าพลังงานไฟฟ้า ช่วง Peak	10,734,076	10,734,076	10,734,076	10,734,076	10,734,076	10,734,076	10,734,076
ค่าพลังงานไฟฟ้า ช่วง Off Peak	4,812,303	4,812,303	4,812,303	4,812,303	4,812,303	4,812,303	4,812,303
ค่าพลังงานไฟฟ้า ช่วง Off Peak (วันหยุด)	5,073,322	5,073,322	5,073,322	5,073,322	5,073,322	5,073,322	5,073,322
ค่าไฟฟ้าผันแปร	3,380,074	3,380,074	3,380,074	3,380,074	3,380,074	3,380,074	3,380,074
Adder 0.5 บาท/กิโลวัตต์ชั่วโมง	3,812,400	3,812,400	-	-	-	-	-
รายได้จากการขายไฟฟ้า	3,526,318	3,526,318	3,526,318	3,526,318	3,526,318	3,526,318	3,526,318
รายได้จากการขายกิจการ	-	-	-	-	-	-	-
รวมผลตอบแทน (B)	31,338,492	31,338,492	27,526,092	27,526,092	27,526,092	27,526,092	27,526,092
ต้นทุนในการดำเนินงาน	24,021,849	24,021,849	27,526,092	24,021,849	27,526,092	24,021,849	24,021,849
ค่าเสื่อมราคา	3,800,000	3,800,000	3,800,000	3,800,000	3,800,000	3,800,000	3,800,000
รวมต้นทุนในการดำเนินงาน (OC)	27,821,849	27,821,849	31,326,092	27,821,849	31,326,092	27,821,849	27,821,849
กำไรก่อนหักภาษี (EBIT)	3,516,643	3,516,643	(3,800,000)	(295,757)	(3,800,000)	(295,757)	(295,757)
ภาษีเงินได้	-	-	-	-	-	-	-
กำไรขาดทุนสุทธิ (Net Profit-Loss)	3,516,643	3,516,643	(3,800,000)	(295,757)	(3,800,000)	(295,757)	(295,757)

ตารางผนวกที่ 1 (ต่อ)

(หน่วย: บาท)

	14	15	16	17	18	19	20
ค่าพลังงานไฟฟ้า ช่วง Peak	10,734,076	10,734,076	10,734,076	10,734,076	10,734,076	10,734,076	10,734,076
ค่าพลังงานไฟฟ้า ช่วง Off Peak	4,812,303	4,812,303	4,812,303	4,812,303	4,812,303	4,812,303	4,812,303
ค่าพลังงานไฟฟ้า ช่วง Off Peak (วันหยุด)	5,073,322	5,073,322	5,073,322	5,073,322	5,073,322	5,073,322	5,073,322
ค่าไฟฟ้าผันแปร	3,380,074	3,380,074	3,380,074	3,380,074	3,380,074	3,380,074	3,380,074
Adder 0.5 บาท/กิโลวัตต์ชั่วโมง	-	-	-	-	-	-	-
รายได้จากการขายไฟฟ้า	3,526,318	3,526,318	3,526,318	3,526,318	3,526,318	3,526,318	3,526,318
รายได้จากการขายกิจการ	-	-	-	-	-	-	-
รวมผลตอบแทน (B)	27,526,092	27,526,092	27,526,092	27,526,092	27,526,092	27,526,092	27,526,092
ต้นทุนในการดำเนินงาน	24,021,849	24,021,849	24,021,849	27,526,092	24,021,849	24,021,849	24,021,849
ค่าเสื่อมราคา	3,800,000	3,800,000	3,800,000	3,800,000	3,800,000	3,800,000	3,800,000
รวมต้นทุนในการดำเนินงาน (OC)	27,821,849	27,821,849	27,821,849	31,326,092	27,821,849	27,821,849	27,821,849
กำไรก่อนหักภาษี (EBIT)	(295,757)	(295,757)	(295,757)	(3,800,000)	(295,757)	(295,757)	(295,757)
ภาษีเงินได้	-	-	-	-	-	-	-
กำไรขาดทุนสุทธิ (Net Profit-Loss)	(295,757)	(295,757)	(295,757)	(3,800,000)	(295,757)	(295,757)	(295,757)

ตารางผนวกที่ 1 (ต่อ)

(หน่วย: บาท)

	21	22	23	24	25	26
ค่าพลังงานไฟฟ้า ช่วง Peak	10,734,076	10,734,076	10,734,076	10,734,076	10,734,076	10,734,076
ค่าพลังงานไฟฟ้า ช่วง Off Peak	4,812,303	4,812,303	4,812,303	4,812,303	4,812,303	4,812,303
ค่าพลังงานไฟฟ้า ช่วง Off Peak (วันหยุด)	5,073,322	5,073,322	5,073,322	5,073,322	5,073,322	5,073,322
ค่าไฟฟ้าผันแปร	3,380,074	3,380,074	3,380,074	3,380,074	3,380,074	3,380,074
Adder 0.5 บาท/กิโลวัตต์ชั่วโมง	-	-	-	-	-	-
รายได้จากการขายถ่าน	3,526,318	3,526,318	3,526,318	3,526,318	3,526,318	3,526,318
รายได้จากการขายกิจการ	-	-	-	-	-	7,742,000
รวมผลตอบแทน (B)	27,526,092	27,526,092	27,526,092	27,526,092	27,526,092	35,268,092
ต้นทุนในการดำเนินงาน	27,526,092	24,021,849	24,021,849	24,021,849	24,021,849	31,763,849
ค่าเสื่อมราคา	3,800,000	3,800,000	3,800,000	3,800,000	3,800,000	3,800,000
รวมต้นทุนในการดำเนินงาน (OC)	31,326,092	27,821,849	27,821,849	27,821,849	27,821,849	35,563,849
กำไรก่อนหักภาษี (EBIT)	(3,800,000)	(295,757)	(295,757)	(295,757)	(295,757)	(295,757)
ภาษีเงินได้	-	-	-	-	-	-
กำไรขาดทุนสุทธิ (Net Profit-Loss)	(3,800,000)	(295,757)	(295,757)	(295,757)	(295,757)	(295,757)



ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน)

นิยาม

“ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก”

หมายถึง

ผู้ผลิตไฟฟ้า ทั้งภาคเอกชน รัฐบาล รัฐวิสาหกิจ และประชาชนทั่วไปที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของตนเอง มีลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้าตามข้อ ข. ที่จำหน่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย โดยมีปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบไม่เกิน 10 เมกะวัตต์

“การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย” หมายถึง

การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.)
การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.)

“ระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย” หมายถึง

ระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย สำหรับปริมาณพลังไฟฟ้าไม่เกิน 10 เมกะวัตต์

“พลังงานหมุนเวียน” หมายถึง

พลังงานที่มีอยู่ในธรรมชาติ เมื่อใช้หมดไปแล้วสามารถผลิตทดแทนได้ใหม่ในระยะเวลาอันสั้น เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ พลังงานลม พลังน้ำ พลังงานคลื่นทะเลหรือมหาสมุทร พลังงานความร้อนใต้พิภพ พลังงานชีวมวล พลังงานจากก๊าซชีวภาพ รวมถึงพลังงานขั้นที่สองที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียนตามที่กล่าวมา เช่น เชื้อเพลิงจากพืช (Biofuel) เซลล์เชื้อเพลิง เป็นต้น

ทั้งนี้ ไม่รวมถึงพลังงานสิ้นเปลืองที่ใช้แล้วหมดไปหรือแหล่งทรัพยากรมีจำกัด เช่น พลังงานที่ได้จากถ่านหิน หิน น้ำมัน ทรายน้ำมัน น้ำมันดิบ น้ำมันเชื้อเพลิง ก๊าซธรรมชาติ และนิวเคลียร์ เป็นต้น

ก. วัตถุประสงค์ของการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

1. เพื่อส่งเสริมให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากเข้ามามีส่วนร่วมในการผลิตไฟฟ้า
2. เพื่อส่งเสริมให้มีการใช้ทรัพยากรภายในประเทศอย่างมีประสิทธิภาพ ลดการพึ่งพาการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานเชิงพาณิชย์ ซึ่งเป็นการลดค่าใช้จ่ายการนำเข้าเชื้อเพลิงจากต่างประเทศ และลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม
3. เพื่อเป็นการกระจายโอกาสไปยังพื้นที่ห่างไกลให้มีส่วนร่วมในการผลิตไฟฟ้า
4. เพื่อช่วยแบ่งเบาภาระทางด้านการลงทุนของรัฐในระบบการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้า

ข. ลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่ผลิตไฟฟ้าตามลักษณะกระบวนการผลิตดังต่อไปนี้

1. การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy) เช่น พลังลม พลังแสงอาทิตย์ พลังน้ำขนาดเล็ก (Mini Hydroelectricity) พลังน้ำขนาดเล็กมาก (Micro Hydroelectricity) พลังคลื่นทะเลหรือมหาสมุทร พลังความร้อนใต้พิภพ และก๊าซชีวภาพ เป็นต้น
2. การผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงดังต่อไปนี้
 - 2.1 กากหรือเศษวัสดุเหลือใช้ในการเกษตร หรือกากจากการผลิตผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรม หรือการเกษตร
 - 2.2 ผลิตภัณฑ์ที่แปรรูปมาจากกากหรือเศษวัสดุเหลือใช้จากการเกษตร หรือจากการผลิตผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรมหรือการเกษตร
 - 2.3 ขยะมูลฝอย
 - 2.4 ไม้จากการปลูกป่าเป็นเชื้อเพลิง

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่ใช้เชื้อเพลิงดังกล่าวข้างต้นสามารถใช้เชื้อเพลิงในเชิงพาณิชย์ เช่น น้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ และถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงเสริมได้ แต่ทั้งนี้พลังงานความร้อนที่ได้จากการใช้เชื้อเพลิงเสริมในแต่ละรอบปี ไม่เกินร้อยละ 25 ของพลังงานความร้อนทั้งหมดที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าในรอบปีนั้นๆ

3. การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานที่ได้มาจากระบวนการผลิต การใช้ หรือการขนส่งเชื้อเพลิง ได้แก่

3.1 พลังงานที่เหลือทิ้ง เช่น ไอน้ำที่เหลือจากกระบวนการผลิตผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรม หรือการเกษตร

3.2 พลังงานสูญเสีย เช่น ความร้อนจากไอเสียเครื่องยนต์

3.3 พลังงานที่เป็นผลพลอยได้ เช่น พลังงานกลซึ่งเป็นผลพลอยได้จากการปรับลด ความดันของก๊าซธรรมชาติ

ทั้งนี้ ไม่รวมถึงการใช้พลังงานสิ้นเปลืองที่ใช้แล้วหมดไปมาผลิตไฟฟ้าโดยตรง

ค. มาตรฐานระบบไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ที่มีความประสงค์จะผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะต้องปฏิบัติตามมาตรฐานในด้านความปลอดภัยและมาตรฐานในการเชื่อมโยงเข้ากับระบบ ตามระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กกับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

ง. ขั้นตอนและหลักการพิจารณาซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

1. ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่ประสงค์จะขายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายต้องยื่นแบบ คำขอจำหน่ายไฟฟ้าและการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า ณ ที่ทำการสำนักงานเขตของการไฟฟ้านครหลวง หรือที่ทำการสำนักงานจังหวัดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะเชื่อมโยงระบบ และซื้อขายไฟฟ้า

2. การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะพิจารณาซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ตาม รายละเอียดที่กำหนดในแบบคำขอจำหน่ายไฟฟ้าและการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า

3. กรณีผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายตามสัญญาเกินกว่า 6 เมกะวัตต์ ให้การ ไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายพิจารณาซื้อเป็นกรณี ๆ ไป โดยส่งเอกสารให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย พิจารณาดำเนินการ ทั้งนี้ หากไม่พิจารณาซื้อจะต้องมีรายงานผลการตรวจสอบ และหากมีข้อขัดแย้งให้ผู้ ยื่นคำร้องขอขายไฟฟ้ายื่นอุทธรณ์ไปยังสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

4. การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะแจ้งผลการพิจารณาซื้อไฟฟ้าไปยังผู้ยื่นข้อเสนอเป็นลายลักษณ์ อักษร ภายใน 45 วัน นับจากวันที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้รับข้อมูลประกอบการพิจารณาครบถ้วน ทั้งนี้ การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะแจ้งรายละเอียดค่าใช้จ่ายให้ทราบภายใน 15 วัน นับจากวันแจ้งผลการ พิจารณาซื้อไฟฟ้า

5. ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก จะต้องทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายภายใน 60 วัน นับจากวันที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายแจ้งผลการพิจารณาซื้อไฟฟ้า หากพ้นกำหนดนี้ผู้ผลิตไฟฟ้า

ขนาดเล็กมากไม่มาทำสัญญาการซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ให้ถือว่าคำขอจำหน่ายไฟฟ้าและการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากรายนั้นเป็นอันยกเลิก

6. ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่ลงนามในสัญญาการซื้อขายไฟฟ้าแล้ว จะจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบได้ เมื่อการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้ตรวจสอบการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า ตลอดจนอุปกรณ์ที่ติดตั้ง ว่าเป็นไปตามมาตรฐานที่กำหนดในแบบคำขอจำหน่ายไฟฟ้าและการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า โดยการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะต้องดำเนินการให้แล้วเสร็จภายใน 30 วัน นับจากวันที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากได้ติดตั้งอุปกรณ์ไว้อย่างถูกต้องครบถ้วนแล้ว และได้แจ้งความประสงค์ให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเข้าตรวจสอบระบบไฟฟ้าก่อนจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบ ทั้งนี้ ยกเว้นกรณีที่ผู้ผลิตไฟฟ้าเป็นผู้ใช้ไฟรายใหม่ ให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายดำเนินการตามระเบียบปฏิบัติของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

7. ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะต้องได้รับใบอนุญาตตามที่กฎหมายกำหนด โดยนำมาแสดงกับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายก่อนการเริ่มจำหน่ายไฟฟ้า

จ. เงื่อนไขการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

เงื่อนไขการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากมีดังนี้

1. การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเป็นผู้รับซื้อไฟฟ้า
2. การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้าตามข้อ ข.
3. ปริมาณพลังไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากแต่ละรายที่จ่ายเข้าระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะต้องไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ ณ จุดเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า โดยการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะคำนึงถึงความสามารถและความมั่นคงของระบบไฟฟ้าที่จะรับได้ ตามระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย
4. เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายมีสิทธิตรวจสอบ และ/หรือขอให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ตรวจสอบ แก้ไข ปรับปรุงอุปกรณ์การจ่ายไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่เกี่ยวข้องกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเมื่อใดก็ได้ตามความจำเป็น

ฉ. จุดรับซื้อไฟฟ้าและจุดเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า

1. จุดรับซื้อไฟฟ้า หมายถึง จุดที่ติดตั้งมาตรวัดไฟฟ้าที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก จำหน่ายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

2. จุดเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า หมายถึง จุดที่ระบบไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก เชื่อมโยงกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ซึ่งการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะเป็นผู้กำหนดและ อาจจะเป็นจุดเดียวกับจุดรับซื้อไฟฟ้าก็ได้

การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ณ จุดรับซื้อไฟฟ้า

ข. ค่าใช้จ่ายของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก จะต้องรับภาระค่าใช้จ่ายดังต่อไปนี้

1. ค่าใช้จ่ายในการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า ได้แก่ ค่าระบบจำหน่ายไฟฟ้าจากจุดเชื่อมโยงระบบ ไฟฟ้าถึงโรงไฟฟ้าของผู้ผลิตขนาดเล็กมาก ค่ามาตรวัดไฟฟ้า ค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับระบบป้องกันไฟฟ้า และค่าทดสอบอุปกรณ์ป้องกัน ยกเว้นกรณีที่อุปกรณ์ของผู้ผลิตไฟฟ้ามีระบบป้องกันรวมอยู่แล้ว ทั้งนี้ จะไม่คิดค่าใช้จ่ายในการตรวจสอบแบบเพื่อการขนานเครื่องสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่ เชื่อมโยงกับระบบแรงดันต่ำ

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก จะต้องชำระค่าใช้จ่ายดังกล่าวให้เสร็จสิ้นก่อนที่การไฟฟ้าฝ่าย จำหน่ายจะเริ่มดำเนินการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า

2. ค่าใช้จ่ายในการตรวจสอบอุปกรณ์ ได้แก่ ค่าใช้จ่ายในการตรวจสอบอุปกรณ์การจ่าย ไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ที่เกี่ยวข้องกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้า ตามข้อ จ. 4 (ไม่ว่าจะ เป็นการตรวจสอบตามระเบียบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายหรือการตรวจสอบตามคำขอของผู้ผลิต ขนาดเล็กมาก และค่าใช้จ่ายในการปฏิบัติการที่เหมาะสมที่เกิดเพิ่มขึ้นจากปกติของการไฟฟ้าฝ่าย จำหน่าย ทั้งนี้ เฉพาะในกรณีที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายตรวจสอบแล้วพบว่าเป็นปัญหาที่เกิดจากผู้ผลิต ไฟฟ้าขนาดเล็กมากเท่านั้น

(รายละเอียดตามสิ่งแนบที่ 1)

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะต้องชำระค่าใช้จ่ายในการตรวจสอบอุปกรณ์ให้กับการไฟฟ้าฝ่าย จำหน่ายภายใน 30 วัน นับจากวันที่ได้รับใบแจ้งหนี้จากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

ข. หลักการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าในการซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าในการซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก มีหลักการดังนี้

1. อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก เท่ากับ อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าขายปลีกตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก ตามประเภทการใช้ไฟฟ้าของ ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก รวมกับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายปลีก (F_x ขายปลีก) ในเดือนนั้นๆ

ในส่วนของค่าไฟฟ้าส่วนอื่นๆ ที่นอกเหนือจากค่าพลังงานไฟฟ้า ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากยังคงต้องจ่ายตามประเภทการใช้ไฟฟ้านั้นๆ

2. ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบไม่เกิน 6 เมกะวัตต์ การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะแบ่งการรับซื้อพลังงานไฟฟ้าในแต่ละเดือนออกเป็น 2 ส่วน ดังนี้

2.1 ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายน้อยกว่าหรือเท่ากับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากในแต่ละเดือน การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะรับซื้อพลังงานไฟฟ้าในส่วนนี้ เท่ากับค่าพลังงานไฟฟ้าตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกหรือค่าพลังงานไฟฟ้าขายปลีกเฉลี่ย ที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมารายนั้นๆ ในเดือนนั้นๆ รวมกับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายปลีก (F_r ขายปลีก)

2.2 ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายมากกว่าปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากในแต่ละเดือน การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะรับซื้อพลังงานไฟฟ้าส่วนที่เท่ากับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ในแต่ละเดือน ด้วยราคาตามข้อ 2.1

พลังงานไฟฟ้าส่วนที่ขายเกินกว่าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก กำหนดราคาซื้อเป็น 2 กรณี ดังนี้

2.2.1 กรณีเป็นผู้ใช้ไฟอัตราปกติ อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่ขายจะเท่ากับอัตราค่าไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ยทุกระดับแรงดัน ที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย รวมกับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายส่งเฉลี่ย (F_s ขายส่งเฉลี่ย)

2.2.2 กรณีเป็นผู้ใช้ไฟอัตรา TOU อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่ขายจะเท่ากับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าขายส่ง ณ ระดับแรงดัน 11-33 กิโลโวลต์ ที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย รวมกับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายส่งเฉลี่ย (F_s ขายส่งเฉลี่ย)

3. ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบเกินกว่า 6 เมกะวัตต์ การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะรับซื้อพลังงานไฟฟ้าในอัตราค่าไฟฟ้า ดังนี้

3.1 กรณีเป็นผู้ใช้ไฟอัตราปกติ อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่ขายจะเท่ากับอัตราค่าไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ยทุกระดับแรงดัน ที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย รวมกับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายส่งเฉลี่ย (F_s ขายส่งเฉลี่ย)

3.2 กรณีเป็นผู้ใช้ไฟอัตรา TOU อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่ขายจะเท่ากับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าขายส่ง ณ ระดับแรงดัน 11-33 กิโลโวลต์ ที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย รวมกับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายส่งเฉลี่ย (Ft ขายส่งเฉลี่ย)

4. ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายตามสัญญาเกิน 1 เมกะวัตต์ ณ จุดรับซื้อไฟฟ้า ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่นำมาคำนวณในข้อ 2.2.1 และข้อ 2.2.2 และข้อ 3 จะถูกหักออกร้อยละ 2 ของปริมาณพลังงานไฟฟ้าส่วนที่ขายเกินกว่าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก เพื่อเป็นค่าดำเนินการโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

5. ในกรณีที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากมีความประสงค์จะขอใช้ไฟฟ้าในลักษณะไฟฟ้าสำรองจากการไฟฟ้า วิธีปฏิบัติและอัตราค่าไฟฟ้าสำรองจะเป็นไปตามประกาศเรื่อง ไฟฟ้าสำรองของการไฟฟ้า

ทั้งนี้ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย จะแจ้งข้อมูลค่าไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ยทุกระดับแรงดันของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย และค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายส่งเฉลี่ย (Ft ขายส่งเฉลี่ย) ให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายทราบ ภายใน 5 วันทำการ นับตั้งแต่วันที่แจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าประจำเดือนกับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย และการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะแจ้งการรับซื้อไฟฟ้า โดยแจ้งค่าพลังงานไฟฟ้าขายปลีกเฉลี่ย ราคาขายส่ง หรือราคาขายส่งเฉลี่ย รวมทั้งหน่วยการซื้อและการขายไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ในแต่ละเดือนให้กับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากเพื่อออกใบแจ้งหนี้ และใบเสร็จรับเงินหรือใบเสร็จรับเงินใบกำกับภาษี ให้กับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายต่อไป

ณ. เงื่อนไขการชำระเงินค่าซื้อไฟฟ้า

1. ในกรณีที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย จะจัดบันทึกหน่วยการใช้ไฟฟ้า พร้อมกับจัดทำใบแจ้งหนี้ โดยให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ชำระเงินค่าซื้อไฟฟ้าในรอบเดือนที่ผ่านมาให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ภายใน 15 วัน นับจากวันที่ได้รับใบแจ้งหนี้จากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ทั้งนี้ กรณีผู้ใช้ไฟรายใหญ่ให้เป็นไปตามระเบียบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

2. ในกรณีที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก มีการขายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย จะจัดบันทึกหน่วยการขายไฟฟ้า (Credit) และคำนวณค่าไฟฟ้าในแต่ละเดือน และแจ้งผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก เพื่อจัดทำใบแจ้งหนี้ โดยการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายสามารถแจ้งให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากขอรับเงินจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเป็นประจำทุกเดือน หรือเมื่อจำนวนเงินค่าไฟฟ้าสะสมถึง 3,000 บาท ทั้งนี้ การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะต้องชำระเงินค่าไฟฟ้าให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากภายใน 30 วัน นับจากวันที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้รับใบแจ้งขอรับเงิน

ญ. ความเสียหายของระบบไฟฟ้า

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากและการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะต้องติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันความเสียหายของระบบไฟฟ้า ตามระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

หากมีความเสียหายเกิดขึ้นอันเนื่องมาจากความบกพร่องทางด้านอุปกรณ์ระบบไฟฟ้าหรือสาเหตุอื่น ๆ จากฝ่ายใด ฝ่ายนั้นจะต้องเป็นผู้รับผิดชอบต่อความเสียหายดังกล่าว

ฎ. ปัญหาจากการปฏิบัติตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าฯ และสัญญาการซื้อขายไฟฟ้า

1. ปัญหาจากการปฏิบัติตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าฯ

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่ประสบปัญหาจากการปฏิบัติตามระเบียบฯ นี้ หรือผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่มีความประสงค์จะยื่นคำร้องเรียนหรือยื่นคำอุทธรณ์ใดๆ เกี่ยวกับการปฏิบัติตามระเบียบฯ นี้ ให้ยื่นได้ต่อคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ โดยให้ส่งหนังสือร้องเรียนไปยังประธานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน เลขที่ 121/1-2 ถนนเพชรบุรี เขตราชเทวี กรุงเทพฯ 10400 และให้ถือว่ากรณีวินิจฉัยปัญหาโดยคณะกรรมการฯ ถือเป็นที่สุด

2. ปัญหาจากการปฏิบัติตามสัญญาการซื้อขายไฟฟ้า

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่ประสบปัญหาจากการปฏิบัติตามสัญญาการซื้อขายไฟฟ้า หรือผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่มีความประสงค์จะยื่นคำร้องเรียนหรือยื่นคำอุทธรณ์ใดๆ เกี่ยวกับการปฏิบัติตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ให้ยื่นได้ต่ออนุญาโตตุลาการ หากอนุญาโตตุลาการไม่สามารถวินิจฉัยหาข้อยุติได้ ให้ศาลไทยเป็นผู้วินิจฉัยชี้ขาด

ฏ. การแก้ไขระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าฯ

การแก้ไขระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าฯ ทุกครั้งจะต้องได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ

ค่าใช้จ่ายในการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า
สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายตามสัญญาไม่เกิน 6 เมกะวัตต์

รายการ	ค่าใช้จ่าย (บาท)	
	กฟน.	กฟภ.
ค่าก่อสร้างและปรับปรุงระบบจำหน่าย (ระยะเวลาดำเนินการ)	ขึ้นอยู่กับระยะทาง และ ขนาดหม้อแปลง (กรณีแรงสูง)	ขึ้นอยู่กับระยะทาง และ ขนาดหม้อแปลง (กรณีแรงสูง) (40-55 วัน)
ค่าตรวจสอบแบบเพื่อการขนานเครื่อง (กรณี แรงสูง) (ระยะเวลาดำเนินการ)	ไม่เกิน 15,000 * (3-5 วัน)	ไม่เกิน 15,000* (3-5 วัน)
ค่าทดสอบอุปกรณ์ป้องกัน (กรณีแรงสูง) (ระยะเวลาดำเนินการ)	ไม่เกิน 50,000* (3-5 วัน)	ไม่เกิน 50,000* (3-5 วัน)
ค่าติดตั้งมิเตอร์เพิ่มเติม		
- แรงต่ำ	1,600-20,000	1,600-20,000
- แรงสูง	10,000-25,000	10,000-25,000

หมายเหตุ

- ค่าธรรมเนียมการขอใช้ไฟฟ้าในกรณีเป็นผู้ใช้ไฟรายใหม่ ให้เป็นไปตามข้อบังคับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย
- * สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กกว่า 6 MW ให้คิดค่าใช้จ่ายลดลงตามสัดส่วนของขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
- ผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมากที่เชื่อมโยงกับระบบแรงสูง และมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดกำลังผลิตเกินกว่า 500 kW หากมีความประสงค์จะติดตั้งอุปกรณ์ Synchronous check Relay ที่สถานีไฟฟ้าของ กฟภ. จะพิจารณาค่าใช้จ่ายโดยประมาณ 200,000 บาทต่อชุด

ค่าใช้จ่ายในการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า
สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายตามสัญญาเกิน 6 เมกะวัตต์

รายการ	ค่าใช้จ่าย (บาท)	
	กฟน.	กฟภ.
ค่าก่อสร้างและปรับปรุงระบบจำหน่าย (ระยะเวลาดำเนินการ)	ขึ้นอยู่กับระยะทาง และ ขนาดหม้อแปลง (กรณีแรงสูง)	ขึ้นอยู่กับระยะทาง และ ขนาดหม้อแปลง (กรณีแรงสูง) (40-55 วัน)
ค่าตรวจสอบแบบเพื่อการขนานเครื่อง (กรณี แรงสูง) (ระยะเวลาดำเนินการ)	ไม่เกิน 15,000 (3-5 วัน)	ไม่เกิน 15,000 (3-5 วัน)
ค่าทดสอบอุปกรณ์ป้องกัน (กรณีแรงสูง) (ระยะเวลาดำเนินการ)	ไม่เกิน 50,000 (3-5 วัน)	ไม่เกิน 50,000 (3-5 วัน)
ค่าติดตั้งมิเตอร์เพิ่มเติม - แรงต่ำ - แรงสูง	1,600-20,000 10,000-25,000	1,600-20,000 10,000-25,000
ค่าติดตั้งอุปกรณ์ Synchronizing Check Relay ที่สถานีของการไฟฟ้า (ชุดละ)	-	200,000

หมายเหตุ : ค่าธรรมเนียมการขอใช้ไฟฟ้าในกรณีเป็นผู้ใช้ไฟรายใหม่ ให้เป็นไปตามข้อบังคับ
การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

ประเด็นเพิ่มเติมประกอบการพิจารณาซื้อขายไฟฟ้า

1. ผู้ใช้ไฟในอัตราที่แตกต่างกันตามช่วงเวลาของวัน (Time of Day: TOD) ที่ต้องการขายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายตามนโยบายการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก จะต้องเปลี่ยนประเภทการใช้ไฟฟ้าเป็นอัตราที่แตกต่างกันตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use: TOU)
2. ผู้ผลิตไฟฟ้าที่เป็นลูกค้าเดิมของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะพิจารณาเปลี่ยนประเภทการใช้ไฟตามความเหมาะสม หากภายใน 12 เดือน ผู้ผลิตไฟฟ้ามีปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายลดลง
3. ผู้ผลิตไฟฟ้าที่เป็นลูกค้ารายใหม่ การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะจัดประเภทการใช้ไฟฟ้าและจัดหามิตเตอร์ที่เหมาะสม โดยจะพิจารณาจากข้อมูลกำลังการผลิตไฟฟ้าที่ขายเข้าระบบ และความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดตามที่คุณผลิตกรอกในแบบคำขอจำหน่ายไฟฟ้าและการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า
4. การคิดค่า Power Factor ใช้หลักเกณฑ์เดียวกันกับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายคิดกับผู้ใช้ไฟในปัจจุบัน



ภาคผนวก ค
อัตราค่าไฟฟ้าขายส่งให้ กฟน. และ กฟภ.



อัตราค่าไฟฟ้าขายส่งให้ กฟน. และ กฟผ.

ตั้งแต่วันที่ 1 กรกฎาคม 2554

1 อัตราค่าพลังงานไฟฟ้า ประกอบด้วย

1.1 อัตราค่าไฟฟ้าขายส่งตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use : TOU Rate)

(บาท/หน่วย)

ระดับแรงดันไฟฟ้า	ค่าผลิตไฟฟ้า		ค่าบริการระบบส่ง		อัตราขายส่งรวม	
	Peak	Off-Peak	Peak	Off-Peak	Peak	Off-Peak
230 กิโลโวลต์	2.7497	2.0173	0.2730	-	3.0227	2.0173
69-115 กิโลโวลต์	2.7591	2.0198	0.4913	-	3.2504	2.0198
ณ ปลายสายส่ง 69 ,115 กิโลโวลต์*	2.8253	2.0412	0.8528	-	3.6781	2.0412
11-33 กิโลโวลต์	2.8322	2.0424	1.0226	-	3.8548	2.0424

* รวมทั้งสถานีไฟฟ้าแรงสูง 115:115 และ 69:69 กิโลโวลต์

ช่วง Peak : เวลา 09.00-22.00 น. วันจันทร์ - วันศุกร์

ช่วง Off-Peak : เวลา 22.00-09.00 น. วันจันทร์ - วันศุกร์

: เวลา 00.00-24.00 น. วันเสาร์ - วันอาทิตย์ วันแรงงานแห่งชาติ และ

วันหยุดราชการตามปกติ (ไม่รวมวันหยุดชดเชยและวันพืชมงคล)

1.2 อัตราค่าการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t ขายส่ง)

F_t ขายส่ง ตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ ซึ่งจะมีการปรับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วย ตามการเปลี่ยนแปลงของค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้า ในส่วนของ กฟผ. และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ

2 อัตราค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า (Power Factor Charge)

อัตราค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้า 18.68 บาท/กิโลวาร์/เดือน สำหรับกิโลวาร์ส่วนเกินเมื่อค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าต่ำกว่า 0.875 (Lagging)

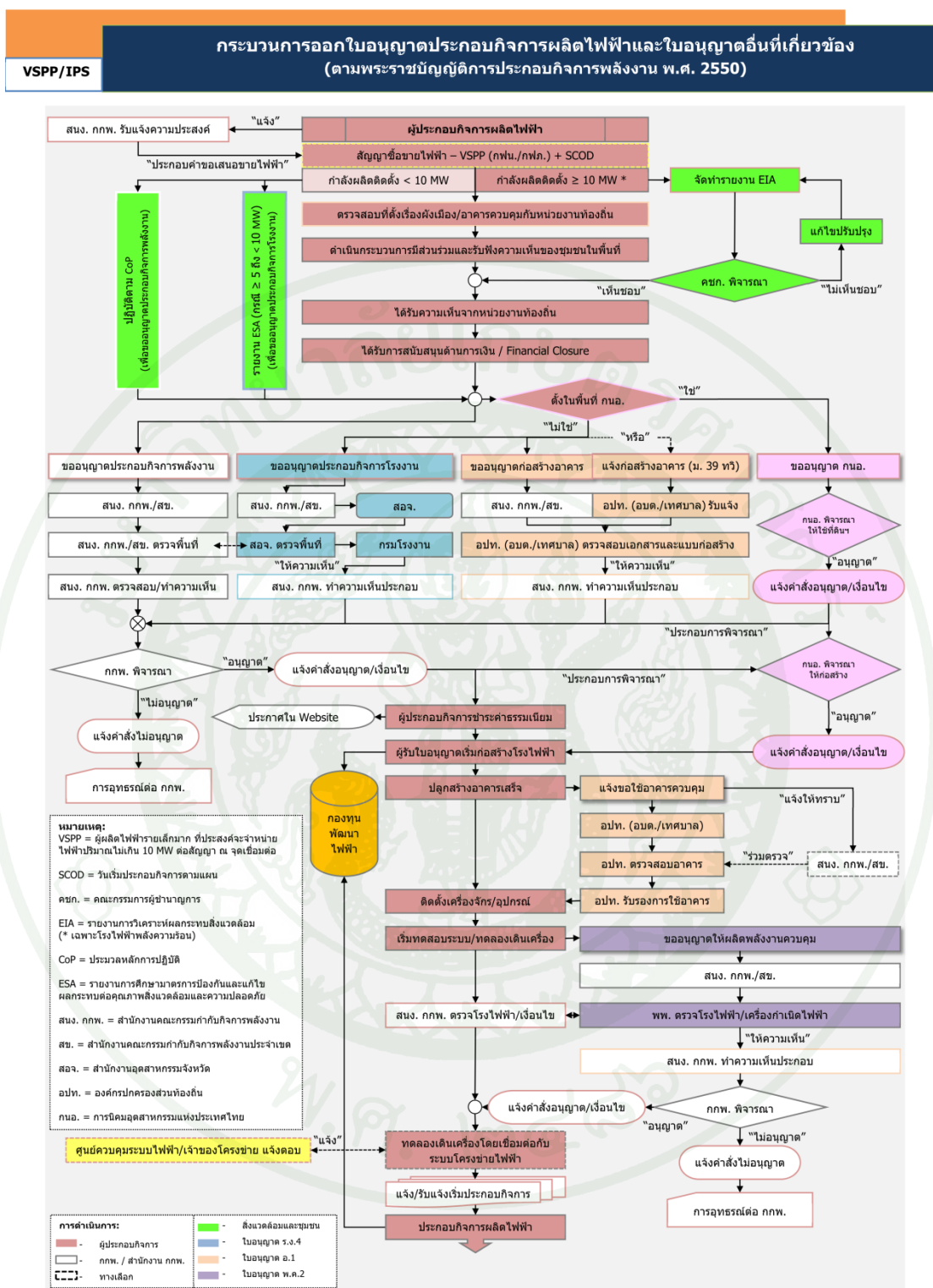
3 ภาษีมูลค่าเพิ่ม

ค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บตามอัตราข้างต้นยังไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม ซึ่งผู้ซื้อเป็นผู้ชำระ



ภาคผนวก ง

กระบวนการออกใบอนุญาตประกอบกิจการไฟฟ้าและใบอนุญาตอื่นที่เกี่ยวข้อง





ภาคผนวก จ
ประกาศการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
การกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก



ประกาศการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
เรื่อง การกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก
จากพลังงานหมุนเวียน
ตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ลงวันที่ 9 มีนาคม 2552

ตามที่ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ได้ออกประกาศเรื่อง การกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจากพลังงานหมุนเวียน ลงวันที่ 20 พฤษภาคม 2551 นั้น

ด้วย คณะรัฐมนตรีในการประชุมเมื่อวันที่ 24 มีนาคม 2552 ลงมติเห็นชอบและรับทราบมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ในการประชุมครั้งที่ 2/2552 (ครั้งที่ 124) เมื่อวันที่ 9 มีนาคม 2552 เรื่อง ข้อเสนอเพื่อปรับปรุงแนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน โดยได้มีการกำหนดระยะเวลาและปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อที่ได้รับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า การปรับปรุงอัตราส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน แยกตามประเภทเทคโนโลยีและเชื้อเพลิง และการปรับปรุงระเบียบการรับซื้อไฟฟ้า

กฟภ. จึงขอประกาศการกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก เฉพาะการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ดังนี้

1 ให้ประกาศนี้ใช้บังคับกับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) จากพลังงานหมุนเวียน และผู้ยื่นข้อเสนอที่ประสงค์จะขอรับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า ดังนี้

1.1 ผู้ยื่นข้อเสนอที่ยื่นคำร้องขอขายไฟฟ้าตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) พ.ศ. 2549 ของ กฟภ. หลังวันที่ออกประกาศฉบับนี้

1.2 ผู้ยื่นข้อเสนอที่ยื่นคำร้องขอรับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ก่อนวันที่ออกประกาศฉบับนี้และยังไม่ได้รับการตอบรับซื้อไฟฟ้าหรือยังไม่มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟภ. ให้ดำเนินการตามข้อ 5 และ 6 นับจากวันที่ได้รับแจ้งจาก กฟภ. ด้วย

2 อัตราส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจากพลังงานหมุนเวียน

2.1 อัตราส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (ส่วนเพิ่มฯ) สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจากพลังงานหมุนเวียนแยกตามประเภทเทคโนโลยีและเชื้อเพลิง

เชื้อเพลิง	ส่วนเพิ่มฯ (บาท/ กิโลวัตต์- ชั่วโมง)	ส่วนเพิ่มฯ พิเศษ สำหรับ 3 จังหวัด ชายแดนภาคใต้ ^{1/} (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	รวมส่วนเพิ่มฯ พิเศษ สำหรับ 3 จังหวัด ชายแดนภาคใต้ (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	ระยะเวลา สนับสนุนนับ จากวัน COD (ปี)
1. ชีวมวล				
(1) กำลังการผลิตติดตั้ง ≤ 1 MW	0.50	1.00	1.50	7
(2) กำลังการผลิตติดตั้ง > 1 MW	0.30	1.00	1.30	7
2. ก๊าซชีวภาพ				
(1) กำลังการผลิตติดตั้ง ≤ 1 MW	0.50	1.00	1.50	7
(2) กำลังการผลิตติดตั้ง > 1 MW	0.30	1.00	1.30	7
3. ชยะ^{2/}				
(1) ระบบหมักหรือหลุมฝังกลบชยะ	2.50	1.00	3.50	7
(2) พลังงานความร้อน (Thermal Process)	3.50	1.00	4.50	7
4. พลังงานลม				
(1) กำลังการผลิตติดตั้ง ≤ 50 kW	4.50	1.50	6.00	10
(2) กำลังการผลิตติดตั้ง > 50 kW	3.50	1.50	5.00	10
5. พลังน้ำขนาดเล็ก				
(1) $50 \text{ kW} \leq$ กำลังการผลิตติดตั้ง $< 200 \text{ kW}$	0.80	1.00	1.80	7
(2) กำลังการผลิตติดตั้ง $< 50 \text{ kW}$	1.50	1.00	2.50	7
6. พลังงานแสงอาทิตย์	8.00	1.50	9.50	10

หมายเหตุ :^{1/} หมายถึง จังหวัดชายแดนภาคใต้ ได้แก่ จังหวัดยะลา ปัตตานี และนราธิวาส^{2/} หมายถึง ชยะชุมชน และชยะอุตสาหกรรมที่ไม่ใช่ชยะอันตราย และไม่เป็นชยะที่เป็นอินทรีย์วัตถุ

2.2 อัตราส่วนเพิ่มฯ พิเศษเพิ่มเติม สำหรับโครงการที่ทดแทนการใช้ถ่านหินดีเซล ในพื้นที่ที่มีการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินดีเซลของ กฟผ.

2.2.1 พื้นที่ที่มีการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินดีเซลของ กฟผ.จำนวน 15 พื้นที่ ประกอบด้วย

ประเภทโรงไฟฟ้า	พื้นที่
1. ดีเซลจ่ายไฟอิสระ (12 แห่ง)	1. อัมผาง จ.ตาก 2. เกาะสีซัง จ.ชลบุรี 3. เกาะลั่น จ.ชลบุรี 4. เกาะสุกร จ.ตรัง 5. เกาะลิบง จ.ตรัง 6. เกาะมุกด์ จ.ตรัง 7. เกาะกุด จ.ตราด 8. เกาะหมาก จ.ตราด 9. เกาะเต่า จ.สุราษฎร์ธานี 10. เกาะนกตะเภา จ.สุราษฎร์ธานี 11. เกาะปูยู จ.สตูล 12. บ้านห้วยเต่า จ.อุตรดิตถ์
2. สำรองจ่าย (3 แห่ง)	1. แม่สะเรียง จ.แม่ฮ่องสอน 2. ท่าสองยาง จ.ตาก 3. เกาะพะงัน จ.สุราษฎร์ธานี

2.2.2 อัตราส่วนเพิ่มฯพิเศษเพิ่มเติม

เชื้อเพลิง	ส่วนเพิ่มพิเศษฯ เพิ่มเติม (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)
1. ชีวมวล	
(1) กำลังการผลิตติดตั้ง ≤ 1 MW	1.00
(2) กำลังการผลิตติดตั้ง > 1 MW	1.00
2. ก๊าซชีวภาพ	
(1) กำลังการผลิตติดตั้ง ≤ 1 MW	1.00
(2) กำลังการผลิตติดตั้ง > 1 MW	1.00
3. ขยะ ^{1/}	
(1) ระบบหมักหรือหลุมฝังกลบขยะ	1.00
(2) พลังงานความร้อน (Thermal Process)	1.00

เชื้อเพลิง	ส่วนเพิ่มพิเศษ* เพิ่มเติม (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)
4. พลังงานลม	
(1) กำลังการผลิตติดตั้ง ≤ 50 kW	1.50
(2) กำลังการผลิตติดตั้ง > 50 kW	1.50
5. พลังน้ำขนาดเล็ก	
(1) $50 \text{ kW} \leq$ กำลังการผลิตติดตั้ง < 200 kW	1.00
(2) กำลังการผลิตติดตั้ง < 50 kW	1.00
6. พลังงานแสงอาทิตย์	1.50

หมายเหตุ:

^{1/} หมายถึง ชยะชุมชน และชยะอุตสาหกรรมที่ไม่ใช่ชยะอันตราย และไม่เป็นชยะที่เป็นอันตรายวัตถุ

2.3 การคำนวณส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า สำหรับโครงการพลังงานแสงอาทิตย์บนหลังคาบ้าน ซึ่งหมายถึงผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่เป็นลูกค้าประเภทบ้านอยู่อาศัยของ กฟภ. ตามประกาศอัตราค่าไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ให้คำนวณส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับโครงการนี้จากหน่วยพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ ทั้งนี้ ในกรณีที่ต้องติดตั้งเครื่องวัดค่าพลังงานไฟฟ้าและปรับปรุงระบบไฟฟ้าให้สอดคล้องกับวิธีการคำนวณ ให้ผู้ยื่นข้อเสนอเป็นผู้รับภาระค่าใช้จ่ายและดำเนินการตามระเบียบปฏิบัติของ กฟภ.

3 ระยะเวลาให้การสนับสนุน

3.1 ให้การสนับสนุนเป็นระยะเวลา 10 ปี นับจากวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (Commercial Operation Date: COD) สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมและพลังงานแสงอาทิตย์

3.2 ให้การสนับสนุนเป็นระยะเวลา 7 ปี นับจากวัน COD สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่ผลิตไฟฟ้าจากชีวมวล ก๊าซชีวภาพ ชยะ และพลังงานน้ำขนาดเล็ก

4 ผู้ไม่มีสิทธิรับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟภ. ก่อนวันที่ออกประกาศฉบับนี้

5 ผู้ยื่นข้อเสนอจะต้องเสนอเอกสารหลักฐานประกอบการพิจารณา ดังนี้

5.1 รายละเอียดข้อมูลประกอบคำร้องและข้อเสนอการขายไฟฟ้าตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) พ.ศ. 2549 ของ กฟผ.

5.2 หลักประกันการยื่นข้อเสนอ สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่มีกำลังการผลิตติดตั้งตั้งแต่ 100 กิโลวัตต์ ในจำนวนวงเงินเท่ากับ 200 บาท (สองร้อยบาท) ต่อกิโลวัตต์ ตามปริมาณไฟฟ้าเสนอขาย โดยใช้หลักประกันอย่างหนึ่งอย่างใดดังต่อไปนี้

5.2.1 เงินสด

5.2.2 เช็กเงินสดที่ธนาคารในประเทศสั่งจ่าย (แคชเชียร์เช็ก) ให้แก่ “ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ” โดยเป็นเช็กลงวันที่ที่ยื่นข้อเสนอหรือก่อนหน้านั้นไม่เกิน 5 วันทำการของทางราชการ สำหรับกรณีการยื่นข้อเสนอตามข้อ 1.1 หรือเป็นเช็กลงวันที่ที่วางเช็กเป็นหลักประกันหรือก่อนหน้านั้นไม่เกิน 5 วันทำการของทางราชการ สำหรับกรณีการยื่นข้อเสนอตามข้อ 1.2 และในกรณีที่มีการเรียกเก็บเงินจากเช็กดังกล่าวมีค่าธรรมเนียมเกิดขึ้น ผู้ยื่นข้อเสนอต้องเป็นผู้รับภาระค่าธรรมเนียมดังกล่าว

5.2.3 หนังสือค้ำประกันของธนาคารในประเทศ

5.2.4 หนังสือค้ำประกันของบริษัทเงินทุนที่ได้รับอนุญาตให้ประกอบกิจการเงินทุนเพื่อการพาณิชย์และประกอบธุรกิจค้ำประกันตามประกาศของธนาคารแห่งประเทศไทย ซึ่งได้แจ้งชื่อไว้ในส่วนราชการต่างๆ ทราบแล้ว

6 การวางหลักประกันการยื่นข้อเสนอขายไฟฟ้า

6.1 ผู้ยื่นข้อเสนอตามข้อ 1.1 จะต้องวางหลักประกันการยื่นข้อเสนอในวันที่ยื่นข้อเสนอ

6.2 ผู้ยื่นข้อเสนอตามข้อ 1.2 ต้องวางหลักประกันภายใน 60 วัน นับจากวันที่ได้รับแจ้งจาก กฟผ. หากพ้นระยะเวลาดังกล่าวแล้วจะถือว่าสละสิทธิ์ในการยื่นข้อเสนอ

7 หลักการพิจารณา

7.1 กฟผ. จะพิจารณาข้อเสนอขอรับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าของผู้ยื่นข้อเสนอที่มีคุณสมบัติถูกต้อง และยื่นเอกสารหลักฐานตามรายละเอียดข้อมูลประกอบคำร้องและข้อเสนอขอรับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าตามข้อ 5. ถูกต้องครบถ้วนแล้วเท่านั้น โดยพิจารณาจากลำดับการยื่นข้อเสนอ และความพร้อมที่จะดำเนินการได้ตามแผนการดำเนินงานที่เสนอ รวมทั้งเอกสารหลักฐานที่ยื่นประกอบการพิจารณา ตลอดจนความสอดคล้องของวันจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบกับเป้าหมายในแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี และผลกระทบต่ออัตราค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t) ดังนี้

8.2.2 คินหลักประกันตามข้อ 5.2.3 – 5.2.4 แล้วแต่กรณี ให้แก่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ภายใน 15 วันทำการ นับถัดจากวันที่ กฟภ. ได้รับชำระหนี้ค่าปรับฯ จากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก หรือ ผู้ออกหลักประกันดังกล่าว ก่อนการบังคับชำระหนี้ เอาแก่หลักประกันดังกล่าวทางศาล ครบถ้วนเรียบร้อยแล้ว

8.3 กฟภ. จะยึดหลักประกันตามข้อ 5.2.1 - 5.2.4 แล้วแต่กรณี หากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากหรือผู้ออกหลักประกันดังกล่าว ไม่ชำระหนี้ค่าปรับและหรือค่าใช้จ่ายอื่นๆ ที่เกิดขึ้นจากการไม่สามารถของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากในการดำเนินการตามเงื่อนไขการจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบให้ถูกต้อง และครบถ้วนตามที่ กฟภ. กำหนดทุกประการ หรือหากผู้ยื่นข้อเสนอขอถอนความจำนองการขายไฟฟ้า หรือผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่ได้รับการพิจารณา แต่ไม่สามารถลงนามในสัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่ได้มีการตกลงตามขั้นตอนของการเจรจาแล้ว เนื่องจากเหตุใดๆ ที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากต้องรับผิดชอบตามกฎหมาย

ทั้งนี้สำหรับหลักประกันตามข้อ 5.2.3 - 5.2.4 กฟภ. จะบังคับชำระหนี้เอาแก่หลักประกันดังกล่าวทางศาลต่อไป

9 การยกเลิกการให้ส่วนเพิ่มฯ

ถ้าไม่มีการเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าภายในระยะเวลา 12 เดือนนับจากวัน SCOD แล้ว ให้ถือว่าสัญญาซื้อขายไฟฟ้าสิ้นสุดลง

จึงประกาศมาให้ทราบโดยทั่วกัน

ประกาศ ณ วันที่ 19 สิงหาคม พ.ศ. 2552

(นายอติสร เกียรติโชควิวัฒน์)

ผู้อำนวยการ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

รายชื่อสำนักงานการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สำนักงานใหญ่ สำนักงานโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากแหล่งผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก อาคาร อสก.4 ชั้น 11 เลขที่ 200 ถนนวงศัวัน แขวงลาดยาว เขตจตุจักร กรุงเทพมหานคร 10900 โทร 0-2590-5385 โทรสาร 0-2590-5299	
ฝ่ายปฏิบัติการเครือข่าย การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 1 (ภาคเหนือ) จ.เชียงใหม่ 208 ถนนเชียงใหม่-ลำพูน ตำบลวัดเกต อำเภอเมือง จังหวัดเชียงใหม่ โทรศัพท์ 0-5324-1018 โทรสาร 0-53302474 พื้นที่รับผิดชอบ : เชียงใหม่, เชียงราย, แม่ฮ่องสอน, ลำพูน, ลำปาง, พะเยา	ฝ่ายปฏิบัติการเครือข่าย การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 2 (ภาคเหนือ) จ.พิษณุโลก 350/9 หมู่ 7 ถนนมิตรภาพ ตำบลสมอแข อำเภอเมือง จังหวัด พิษณุโลก 65000 โทรศัพท์ 0-5532-0097-99, 0-5532-0184-88 โทรสาร 0-5532-0120 พื้นที่รับผิดชอบ : พิษณุโลก, อุตรดิตถ์, แพร่, กำแพงเพชร, สุโขทัย, ตาก, พิจิตร, น่าน
ฝ่ายปฏิบัติการเครือข่าย การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 3 (ภาคเหนือ) จ.ลพบุรี 13 ถนนพหลโยธิน ตำบลทะเลชุบศร อำเภอเมือง จังหวัดลพบุรี 15000 โทรศัพท์ 0-3641-1097, โทรสาร 0-3641-3731 พื้นที่รับผิดชอบ : ลพบุรี, นครสวรรค์, เพชรบูรณ์, สิงห์บุรี, ชัยนาท, อุทัยธานี	ฝ่ายปฏิบัติการเครือข่าย การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 1 (ภาคกลาง) จ.พระนครศรีอยุธยา 46 หมู่ 6 ถนนสายเอเชีย ตำบลหันตรา อำเภอ พระนครศรีอยุธยา จังหวัดพระนครศรีอยุธยา 13000 โทรศัพท์ 0-3524-1142, 0-3524-2393 โทรสาร 0-3532-3829 พื้นที่รับผิดชอบ : อยุธยา, ปทุมธานี, สระบุรี, อ่างทอง, ปราจีนบุรี, นครนายก, สระแก้ว
ฝ่ายปฏิบัติการเครือข่าย การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 2 (ภาคกลาง) จ.ชลบุรี 47/1 หมู่ 3 ตำบลเสม็ด อำเภอเมือง จังหวัดชลบุรี 20000 โทรศัพท์ 0-3845-5086, 0-3845-5147, 0-3845-5167 โทรสาร 0-3846-7686 พื้นที่รับผิดชอบ : ชลบุรี, ระยอง, จันทบุรี, ตราด, ฉะเชิงเทรา	ฝ่ายปฏิบัติการเครือข่าย การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 3 (ภาคกลาง) จ.นครปฐม 9/1 หมู่ 1 ตำบลไทยาวาส อำเภอนครชัยศรี จังหวัดนครปฐม 73120 โทรศัพท์ 0-3433-9140-5 โทรสาร 0-3433-9150 พื้นที่รับผิดชอบ : นครปฐม, สุพรรณบุรี, กาญจนบุรี, สมุทรสาคร, และอำเภอบ้านโป่ง ราชบุรี
ฝ่ายปฏิบัติการเครือข่าย การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 1 (ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ) จ.อุดรธานี 123 หมู่ 5 บ้านหนองหัวหมู ตำบลนาดี อำเภอเมือง จังหวัดอุดรธานี 41000 โทรศัพท์ 0-4222-2666, 0-4222-1188, 0-4222-1199 โทรสาร 0-4224-6306 พื้นที่รับผิดชอบ : อุดรธานี, หนองคาย, หนองบัวลำภู, สกลนคร, นครพนม, ขอนแก่น, เลย	ฝ่ายปฏิบัติการเครือข่าย การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 2 (ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ) จ.อุบลราชธานี 195 หมู่ 7 ถนนเลี้ยวเมือง ตำบลแจระแม อำเภอเมือง จังหวัดอุบลราชธานี 34000 โทรศัพท์ 0-4524-2434-6, 0-4528-5572-4 โทรสาร 0-4525-5419 พื้นที่รับผิดชอบ : อุบลราชธานี, ยโสธร, อำนาจเจริญ, ร้อยเอ็ด, ศรีสะเกษ, กาฬสินธุ์, มหาสารคาม

ฝ่ายปฏิบัติการเครือข่าย การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 3 (ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ) จ.นครราชสีมา 3 หมู่ 2 ถนนมิตรภาพ ตำบลบ้านใหม่ อำเภอเมือง จังหวัดนครราชสีมา 30000 โทรศัพท์ 0-4421-4334-5, 0-4421-4337-8 โทรสาร 0-4421-4340 พื้นที่รับผิดชอบ : นครราชสีมา, ชัยภูมิ, สุรินทร์, บุรีรัมย์,	ฝ่ายปฏิบัติการเครือข่าย การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 1 (ภาคใต้) จ.เพชรบุรี 86 หมู่ 5 ถนนเพชรบุรี-หาดเจ้าสำราญ ตำบลโพไร่หวาน อำเภอเมือง จังหวัดเพชรบุรี 76000 โทรศัพท์ 0-3259-8535-43, 0-3241-5449-51 โทรสาร 0-3241-5490 พื้นที่รับผิดชอบ : เพชรบุรี, ราชบุรี ยกเว้นอำเภอบ้านโป่ง, สมุทรสงคราม, ประจวบคีรีขันธ์, ชุมพร, ระนอง
ฝ่ายปฏิบัติการเครือข่าย การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 2 (ภาคใต้) จ.นครศรีธรรมราช 167 หมู่ 5 ถนนสายเอเชีย ตำบลนาสาร อำเภอพระพรหม จังหวัดนครศรีธรรมราช 80000 โทรศัพท์ 0-7537-8430-7 โทรสาร 0-7537-8429 พื้นที่รับผิดชอบ : นครศรีธรรมราช, สุราษฎร์ธานี, ภูเก็ต, ตรัง, กระบี่, พังงา	ฝ่ายปฏิบัติการเครือข่าย การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขต 3 (ภาคใต้) จ.ยะลา 592/7 ถนนยะลา-ปัตตานี ตำบลเขาตูม อำเภอยะรัง จังหวัดยะลา 95000 โทรศัพท์ 0-7326-2528-34 โทรสาร 0-7326-2506 พื้นที่รับผิดชอบ : ยะลา, ปัตตานี, สงขลา, นราธิวาส, พัทลุง, สตูล



แบบฟอร์มการขอรับส่วนเพิ่มราคาไฟฟ้า (ส่วนเพิ่มฯ)
สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

วันที่.....

ข้าพเจ้า.....ได้ยื่นคำร้องในฐานะเป็น.....
กิจการ หรือ บริษัท.....ตั้งอยู่ที่.....
มีความประสงค์ขอรับส่วนเพิ่มราคาไฟฟ้า สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน โดยใช้เชื้อเพลิงจาก

เชื้อเพลิง	ได้รับส่วนเพิ่ม (บาท/กิโลวัตต์ – ชั่วโมง)	ระยะเวลาสนับสนุน นับจากวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (ปี)
☐ ชีวมวล		
☐ กำลังการผลิตติดตั้ง ≤ 1 MW	0.50	7
☐ กำลังการผลิตติดตั้ง > 1 MW	0.30	7
☐ ก๊าซชีวภาพ		
☐ กำลังการผลิตติดตั้ง ≤ 1 MW	0.50	7
☐ กำลังการผลิตติดตั้ง > 1 MW	0.30	7
☐ ขยะ		
☐ ระบบหมักหรือหลุมฝังกลบขยะ	2.50	7
☐ พลังงานความร้อน (Thermal Process)	3.50	7
☐ พลังงานลม		
☐ กำลังการผลิตติดตั้ง ≤ 50 kW	4.50	10
☐ กำลังการผลิตติดตั้ง > 50 kW	3.50	10
☐ พลังน้ำขนาดเล็ก		
☐ $50 \text{ kW} \leq$ กำลังการผลิตติดตั้ง $< 200 \text{ kW}$	0.80	7
☐ กำลังการผลิตติดตั้ง $< 50 \text{ kW}$	1.50	7
☐ พลังงานแสงอาทิตย์	8.00	10

หมายเหตุ : ขยะ หมายถึง ขยะชุมชน และขยะอุตสาหกรรมที่ไม่ใช่ขยะอันตราย และไม่เป็นขยะที่เป็นอินทรีย์วัตถุ

ข้าพเจ้าขอรับรองว่า ข้อความดังกล่าวที่ระบุไว้ข้างต้นเป็นจริงทุกประการ

ลงชื่อ.....ผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

(.....)

ตำแหน่ง.....



แบบฟอร์มการขอรับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (ส่วนเพิ่มฯ)
สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนในพื้นที่ 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้

วันที่.....

ข้าพเจ้า.....ได้ยื่นคำร้องในฐานะเป็น.....
 กิจการ หรือ บริษัท.....ตั้งอยู่ที่.....
 มีความประสงค์ขอรับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน โดยใช้เชื้อเพลิงจาก

เชื้อเพลิง	ได้รับส่วนเพิ่ม (บาท/กิโลวัตต์ - ชั่วโมง)	ระยะเวลาสนับสนุน นับจากวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (ปี)
☐ ชีวมวล		
☐ กำลังการผลิตติดตั้ง ≤ 1 MW	1.50	7
☐ กำลังการผลิตติดตั้ง > 1 MW	1.30	7
☐ ก๊าซชีวภาพ		
☐ กำลังการผลิตติดตั้ง ≤ 1 MW	1.50	7
☐ กำลังการผลิตติดตั้ง > 1 MW	1.30	7
☐ ขยะ		
☐ ระบบหมักหรือหลุมฝังกลบขยะ	3.50	7
☐ พลังงานความร้อน (Thermal Process)	4.50	7
☐ พลังงานลม		
☐ กำลังการผลิตติดตั้ง ≤ 50 kW	6.00	10
☐ กำลังการผลิตติดตั้ง > 50 kW	5.00	10
☐ พลังน้ำขนาดเล็ก		
☐ $50 \text{ kW} \leq$ กำลังการผลิตติดตั้ง $< 200 \text{ kW}$	1.80	7
☐ กำลังการผลิตติดตั้ง $< 50 \text{ kW}$	2.50	7
☐ พลังงานแสงอาทิตย์	9.50	10

หมายเหตุ : 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้ ได้แก่ จังหวัดยะลา ปัตตานี และนราธิวาส

ข้าพเจ้าขอรับรองว่าข้อความดังกล่าวที่ระบุไว้ข้างต้นเป็นจริงทุกประการ

ลงชื่อ.....ผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

(.....)

ตำแหน่ง.....



แบบฟอร์มการขอรับส่วนเพิ่มราคาไฟฟ้า (ส่วนเพิ่มฯ พิเศษเพิ่มเติม)
สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน
(สำหรับโครงการที่ทดแทนการใช้ถ่านหินในพื้นที่ที่มีการผลิตไฟฟ้าจากถ่านหินของ กฟผ.)

วันที่.....

ข้าพเจ้า.....ได้ยื่นคำร้องในฐานะเป็น.....
 กิจการ หรือ บริษัท.....ตั้งอยู่ที่.....
 มีความประสงค์ขอรับส่วนเพิ่มราคาไฟฟ้า สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน โดยใช้เชื้อเพลิงจาก

เชื้อเพลิง	ได้รับส่วนเพิ่ม (บาท/กิโลวัตต์ – ชั่วโมง)	ระยะเวลาสนับสนุน นับจากวันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้า (ปี)
☐ ชีวมวล		
☐ กำลังการผลิตติดตั้ง ≤ 1 MW	1.50	7
☐ กำลังการผลิตติดตั้ง > 1 MW	1.30	7
☐ ก๊าซชีวภาพ		
☐ กำลังการผลิตติดตั้ง ≤ 1 MW	1.50	7
☐ กำลังการผลิตติดตั้ง > 1 MW	1.30	7
☐ ขยะ		
☐ ระบบหมักหรือหลุมฝังกลบขยะ	3.50	7
☐ พลังงานความร้อน (Thermal Process)	4.50	7
☐ พลังงานลม		
☐ กำลังการผลิตติดตั้ง ≤ 50 kW	6.00	10
☐ กำลังการผลิตติดตั้ง > 50 kW	5.00	10
☐ พลังน้ำขนาดเล็ก		
☐ $50 \text{ kW} \leq$ กำลังการผลิตติดตั้ง $< 200 \text{ kW}$	1.80	7
☐ กำลังการผลิตติดตั้ง $< 50 \text{ kW}$	2.50	7
☐ พลังงานแสงอาทิตย์	9.50	10

หมายเหตุ : ขยะ หมายถึง ขยะชุมชน และขยะอุตสาหกรรมที่ไม่ใช่ขยะอันตราย และไม่เป็นขยะที่เป็นอินทรีย์วัตถุ

ข้าพเจ้าขอรับรองว่า ข้อความดังกล่าวที่ระบุไว้ข้างต้นเป็นจริงทุกประการ

ลงชื่อ.....ผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน
 (.....)

ตำแหน่ง.....

ประวัติการศึกษาและการทำงาน

ชื่อ-นามสกุล	นางสาวดวงใจ จินานุรักษ์
วัน เดือน ปี ที่เกิด	18 เดือน กุมภาพันธ์ 2511
สถานที่เกิด	จังหวัดลำปาง
ประวัติการศึกษา	บริหารธุรกิจ (การบัญชี) มหาวิทยาลัยรามคำแหง
ตำแหน่งหน้าที่การงานปัจจุบัน	ผู้อำนวยการสายงานขายและรับผิดชอบ
สถานที่ทำงานปัจจุบัน	บริษัท ซีอีดูเคชั่น จำกัด (มหาชน)

