การศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการผลิตไฟฟ้า จากวัสดุเหลือทิ้งทางการเกษตรจากการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์

นายวิทยา ภูมิสามพราน

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาเศรษฐศาสตรมหาบัณฑิต
แขนงวิชาเศรษฐศาสตร์ สาขาวิชาเศรษฐศาสตร์ มหาวิทยาลัยสุโขทัยธรรมาธิราช
พ.ศ. 2556

A Feasibility Study of Power Plant Using Agricultural Wastes Derived from a Maize Crop Cultivation

Mr. Wittaya Pumisampran

A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements for

the Degree of Master of Economics

School of Economics

Sukhothai Thammathirat Open University

2013

หัวข้อวิทยานิพนธ์ การศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการผลิตไฟฟ้าจากวัสดุเหลือทิ้งทางการเกษตรจากการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์

ชื่อและนามสกุล นายวิทยา ภูมิสามพราน

แขนงวิชา เศรษฐศาสตร์

สาขาวิชา เศรษฐศาสตร์ มหาวิทยาลัยสุโขทัยธรรมาธิราช

อาจารย์ที่ปรึกษา 1. รองศาสตราจารย์ศิริพร สัจจานันท์

2. รองศาสตราจารย์ ดร. มนูญ โต๊ะยามา

วิทยานิพนธ์นี้ ได้รับความเห็นชอบให้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรระดับปริญญาโท เมื่อวันที่ 22 เมษายน 2557

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

.....ประธานกรรมการ

(รองศาสตราจารย์จรินทร์ เทศวานิช)

.....กรรมการ

(รองศาสตราจารย์ศิริพร สัจจานันท์)

.....กรรมการ

(รองศาสตราจารย์ ดร. มนูญ โต๊ะยามา)

.....ประธานกรรมการบัณฑิตศึกษา

(ศาสตราจารย์ ดร. สิริวรรณ ศรีพหล)

ชื่อวิทยานิพนธ์ การศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการผลิตไฟฟ้าจากวัสดุเหลือทิ้งทางการเกษตรจากการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์

ผู้วิจัย นายวิทยา ภูมิสามพราน **รหัสนักศึกษา** 2536000488 **ปริญญา** เศรษฐศาสตรมหาบัณฑิต

อาจารย์ที่ปรึกษา (1)รองศาสตราจารย์ศิริพร สัจจานันท์ (2)รองศาสตราจารย์ ดร.มนูญ โต๊ะยามา **ปีการศึกษา** 2556

บทคัดย่อ

การศึกษานี้มีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษา 1)ศักยภาพเชิงปริมาณและการกระจายเชิงภูมิศาสตร์ของชีวมวลที่เกิดขึ้นจากการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ของประเทศไทย 2) ความเป็นไปได้ของด้านตลาด ด้านเทคนิค และด้านการเงินของโครงการผลิตไฟฟ้าจากวัสดุเหลือทิ้งของการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์เป็นเชื้อเพลิงหลักสำหรับโรงไฟฟ้าชีวมวลกำลังการผลิตไม่เกิน 10 เมกกะวัตต์ ในพื้นที่จังหวัดเพชรบูรณ์ 3) วิเคราะห์ความไวของโครงการผลิตไฟฟ้าจากวัสดุเหลือทิ้งของการการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์

การศึกษาใช้ข้อมูลทุติยภูมิเกี่ยวกับปริมาณเชื้อเพลิงชีวมวลที่รวบรวมจากหน่วยงานต่างๆที่เกี่ยวข้อง การศึกษาความเป็นไปได้ด้านตลาดและด้านเทคนิคใช้การวิเคราะห์เชิงปริมาณและเชิงคุณภาพ การประเมินความเป็นไปได้ทางด้านการเงินใช้หลักการวิเคราะห์ต้นทุน-ผลตอบแทนโดยคิดค่าปัจจุบันของเงินประกอบด้วยมูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการ (NPV) อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน (BCR) อัตราผลตอบแทนภายในโครงการ (IRR) ระยะเวลาโครงการ 25 ปี (พ.ศ. 2556 – 2580) อัตราคิดลดร้อยละ 7 ทั้งในกรณีกู้ยืมเงินจากธนาคารร้อยละ70 ของมูลค่าโครงการ อัตราดอกเบี้ยร้อยละ7ต่อปี และกรณีไม่กู้ยืมเงิน รวมทั้งการคำนวณระยะเวลาคืนทุน และการวิเคราะห์ความไวของโครงการ

ผลการศึกษาพบว่า 1) ใน พ.ศ.2555 มีวัสดุเหลือทิ้งจากการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ทั้งประเทศ 1,295,272 ตันซังข้าวโพด และ 4,532,708 ตันต้นและยอด คิดเทียบเท่ากับพลังงาน 1,837.8 พันตันน้ำมันดิบ โดยจากซัง 432.8 พันตันน้ำมันดิบ และต้นและยอด 1,405 พันตันน้ำมันดิบ ภาคเหนือมีปริมาณเชื้อเพลิงชีวมวลจากวัสดุเหลือทิ้งมากสุด เท่ากับ 817,041 ตันซังข้าวโพด และ 2,859,175 ตันต้นและยอด ซึ่งเทียบเท่าเป็นพลังงานรวมเท่ากับ 1,159.3 พันตันน้ำมันดิบ 2) โครงการมีความเป็นไปได้ด้านตลาดเนื่องจากภาครัฐส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนตามแผน PDP2010 โดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเป็นผู้รับซื้อไฟฟ้า ด้านเทคนิคมีความเป็นไปได้เนื่องจากในจังหวัดเพชรบูรณ์ มีเชื้อเพลิงเพียงพอ และได้มีการพัฒนาเทคโนโลยีโรงไฟฟ้าชีวมวลในประเทศไทย และด้านการเงินโครงการมีความเป็นไปได้ มีความคุ้มค่า ในกรณีกู้เงินลงทุน ระยะเวลาคืนทุนโครงการ 6 ปี เดือน มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิเท่ากับ 532,268,935.75 บาท BCR เท่ากับ 1.756 และIRR เท่ากับร้อยละ 49.18 มีค่ามากกว่าค่าเสียโอกาสของทุน (ร้อยละ7) ในกรณีไม่กู้เงินลงทุน ระยะเวลาคืนทุนโครงการ 4 ปี 5 เดือน มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิเท่ากับ 524,021,543.41 บาท อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน เท่ากับ 1.536 756 และ อัตราผลตอบแทนภายในเท่ากับร้อยละ 20.45 ซึ่งแสดงว่าโครงการนี้มีความคุ้มค่าในการลงทุน การที่ผลตอบแทนในกรณีกู้เงินมีค่าสูงกว่าเนื่องจากกิจการสามารถนำดอกเบี้ยเงินกู้ไปลดหย่อนภาษีได้ 3) เมื่อวิเคราะห์ความไวของโครงการ ตัวแปรที่มีความไวสูงคือ ราคาเชื้อเพลิง มูลค่าการลงทุน ราคารับซื้อไฟฟ้า ส่วนตัวแปรความไวต่ำ คือ ดอกเบี้ยเงินกู้ และอัตราการขึ้นเงินเดือนพนักงาน

คำสำคัญ การศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการ การผลิตไฟฟ้าจากชีวมวล วัสดุเหลือทิ้งทางการเกษตร ซังข้าวโพด

Thesis title: A Feasibility Study of Power Plant Using Agricultural Wastes Derived from a Maize Crop Cultivation
Researcher: Mr.Wittaya Pumisampran; **ID:** 2536000488;
Degree: Master of Economics ;
Thesis advisors: (1) Siriporn Sajjanand, Associate Professor; (2) Manoon Toyama, Associate Professor. Dr.; **Academic year:** 2013

Abstract

The objectives of this study were to examine: 1) the quantitative potential and spatial distribution of biomass agricultural residues in maize crop; 2) the feasibility in market, technique and finance of a 10 MW biomass power plant using agricultural wastes in maize crop in Phetchabun province; and 3) sensitivity analysis of the biomass power plant derived from a maize crop cultivation.

The study used secondary data concerning the quantity of biomass from related agencies. Quantitative and descriptive analyses were applied for exploring the market and technique feasibilities. The financial feasibility was analyzed through a Cost-Benefit Analysis in terms of Net Present Value (NPV), Benefit Cost Ratio (BCR), Internal Rate of Return (IRR), and Payback Period (PBP), with 25 years of project (2013-2037) and a discount rate at 7 percent. The research investigated both in the terms of non-loan and banking loan with 70 percent of the project value at 7 percent of interest, calculated the payback period, and analyzed the sensitive analysis.

The results were as follows. 1) In 2012 maize residues were about 1,295,272 ton of corn cop and 4,532,708 ton of corn stalk equivalent to 1,837.8 ktoe (kilo ton oil equivalence), 432.8 ktoe from corn cop and 1,405 ktoe from corn stalk. In the north of Thailand, there were agricultural wastes about 817,041 ton of corn cop and 2,859,175 ton of corn stalk which were equal to 1,159.3ktoe. 2) The market feasibility was shown because of the governmental grant-in-aid in from of "adder" for biomass power generation under PDP 2010 Plan and purchased by The Provincial Electricity Authority (PEA). The technical feasibility was presented because the potential quantity of biomass in Phetchabun province and the present technologies for a biomass power plant in Thailand has been progress. The financial feasibility was possible: for a loan scenario it revealed 6 years 7 months of PBP, 532,268,935.75 baht of NPV, 1.756 of BCR, 49.18 percent of IRR; and for without loan it disclosed 4 years 5 months of PBP, 524,021,543.41 baht of NPV, 1.536 of BCR and was 20.45 percent of IRR. The result disclosed that the project was worth because the returns were higher than the opportunity cost (interest at 7 percent). The loan scenario exhibited better return may occur from corporate income tax deductible. 3) The project value, biomass cost, and electric power cost were found as high sensitive variables while interest and salary were less sensitive.

Keywords: Project Feasibility Study, Biomass Power Plant, Agricultural Wastes, Corn Cob

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี ผู้เขียนขอกราบขอบพระคุณ รองศาสตราจารย์ศิริพร สัจจานันท์ รองศาสตราจารย์ ดร. มนูญ โต๊ะยามา อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ และรองศาสตราจารย์จรินทร์ เทศวานิช ประธานคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ที่ได้กรุณาให้คำปรึกษา ข้อเสนอแนะ ข้อคิดเห็น ในประเด็นต่างๆ และแก้ไขข้อบกพร่องของวิทยานิพนธ์ ซึ่งทำให้จัดทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้มีความสมบูรณ์

ผู้เขียนขอขอบพระคุณรองศาสตราจารย์สุภาสินี ตันติศรีสุข เป็นอย่างสูงที่ได้ให้คำแนะนำ ให้การปรึกษา ชี้แนะข้อบกพร่องต่างๆ และตรวจทานเนื้อหา ในการศึกษาครั้งนี้ตั้งแต่ปี พ.ศ.2553 จนกระทั่งเกษียณอายุราชการใน ปีพ.ศ.2556 ก็ยังคงช่วยตรวจทานแก้ไขวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ รวมทั้งติดตามความคืบหน้าอย่างต่อเนื่อง จนสำเร็จลงได้

และขอขอบพระคุณคณาจารย์ภาควิชาเศรษฐศาสตร์ทุกท่านที่ได้อบรมสั่งสอน และขอขอบคุณเจ้าหน้าที่บัณฑิตวิทยาลัยที่ช่วยเหลือด้านเอกสารต่างๆ อีกทั้งขอขอบคุณสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สำนักเศรษฐกิจการเกษตร สถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ เกษตรกรชาวไร่ข้าวโพด และผู้ประกอบการลานรับซื้อข้าวโพด ที่ให้ความอนุเคราะห์ข้อมูลในการศึกษาในครั้งนี้

สุดท้ายนี้ผู้เขียนขอกราบขอบพระคุณ บิดา มารดา ที่ให้การสนับสนุนเป็นแรงผลักดัน และขอขอบคุณหัวหน้างาน เพื่อนร่วมงาน เพื่อนร่วมรุ่นภาควิชาเศรษฐศาสตร์ ที่คอยช่วยเหลือและเป็นกำลังใจ

ผู้เขียนหวังว่า วิทยานิพนธ์นี้จะเป็นประโยชน์แก่ผู้ที่สนใจ ตลอดจนนักศึกษา คุณประโยชน์ขอมอบให้แก่ผู้มีพระคุณทุกท่าน แต่หากมีสิ่งขาดตกบกพร่องหรือผิดพลาดประการใด ผู้เขียนขอกราบขออภัยมา ณ ที่นี้ และขอรับความผิดพลาดนั้นเพียงแต่ผู้เดียว

วิทยา ภูมิสามพราน

เมษายน 2557

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อภาษาไทย ..... ง

บทคัดย่อภาษาอังกฤษ ..... จ

กิตติกรรมประกาศ ..... ฉ

สารบัญตาราง ..... ฌ

สารบัญภาพ ..... ฎ

บทที่ 1 บทนำ 1

ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา 1

วัตถุประสงค์การวิจัย 7

สมมุติฐานการวิจัย 7

ขอบเขตของการวิจัย 8

ข้อตกลงเบื้องต้น 8

นิยามศัพท์เฉพาะ 8

ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ 9

บทที่ 2 วรรณกรรมที่เกี่ยวข้อง 10

แนวคิดทางทฤษฎี 10

งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง 22

สรุป 26

บทที่ 3 วิธีดำเนินการวิจัย 28

เครื่องมือที่ใช้ในการวิจัย 28

การเก็บรวบรวมข้อมูล 28

การวิเคราะห์ข้อมูล 29

บทที่ 4 ผลการวิเคราะห์ข้อมูล 35

ตอนที่ 1 ผลการศึกษาศักยภาพเชิงปริมาณและการกระจายเชิงภูมิศาสตร์ของชีวมวล
ที่เกิดขึ้นจากการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ของประเทศไทย 35

สารบัญ (ต่อ)

หน้า

ตอนที่ 2 ผลการศึกษาความเป็นไปได้ของด้านตลาด ด้านเทคนิค และด้านการเงิน ของโครงการผลิตไฟฟ้าจากวัสดุเหลือทิ้งของการการปลูกข้าวโพด เลี้ยงสัตว์เป็นเชื้อเพลิงหลักสำหรับโรงไฟฟ้าชีวมวลกำลังการผลิตไม่เกิน 10 MW ในพื้นที่จังหวัดเพชรบูรณ์ 46
ตอนที่ 3 ผลการวิเคราะห์ความไวของโครงการผลิตไฟฟ้าจากวัสดุเหลือทิ้งของ การปลูก ข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ 68
บทที่ 5 สรุปการวิจัย อภิปรายผล และข้อเสนอแนะ 78
สรุปการวิจัย 78
อภิปรายผล 81
ข้อเสนอแนะ 82
บรรณานุกรม 85
ภาคผนวก 90
ก ข้อมูลการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ 91
ข สถิติการรับซื้อไฟฟ้า พ.ศ.2548-2555 และระเบียบการรับซื้อ 99
ค ความรู้เกี่ยวกับระบบเผาไหม้และโรงไฟฟ้าชีวมวล ราคาประมาณส่วนประกอบ หม้อไอน้ำและ Turbine Generator 120
ง ตารางคำนวณทางการเงิน 136
ประวัติผู้วิจัย 157

สารบัญตาราง

หน้า

ตารางที่ 1.1 ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2557 - 2573 2
ตารางที่ 1.2 จุดเด่นและจุดด้อยของเชื้อเพลิงชีวมวลประเภทต่างๆ 4
ตารางที่ 1.3 ศักยภาพชีวมวลเชิงพื้นที่ของประเทศไทยบางชนิดปี พ.ศ.2552 6
ตารางที่ 3.1 แหล่งค้นคว้าข้อมูลในการดำเนินการวิจัย 28
ตารางที่ 4.1 ข้อมูลเนื้อที่ปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ รายภาคช่วง พ.ศ.2550-2555 36
ตารางที่ 4.2 ข้อมูลปริมาณผลผลิตข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ รายภาคช่วง พ.ศ.2550-2555 37
ตารางที่ 4.3 ข้อมูลปริมาณซังข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ รายภาคช่วงปี พ.ศ.2550-2555 38
ตารางที่ 4.4 ข้อมูลปริมาณต้นและยอดข้าวโพดเลี้ยงสัตว์รายภาค ช่วง พ.ศ.2550-2555 39
ตารางที่ 4.5 ปริมาณเชื้อเพลิงชีวมวลจากการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ในจังหวัดเพชรบูรณ์ ช่วง พ.ศ. 2550 - 2555 39
ตารางที่ 4.6 ศักยภาพด้านพลังงานของชีวมวลจากการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ในจังหวัดเพชรบูรณ์จากค่าเฉลี่ย พ.ศ. 2550 - 2555 40
ตารางที่ 4.7 ศักยภาพด้านพลังงานของชีวมวลจากการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ในจังหวัดเพชรบูรณ์เมื่อปริมาณชีวมวลลดลงร้อยละ 20 40
ตารางที่ 4.8 ศักยภาพสูงสุดในการผลิตกระแสไฟฟ้าและขนาดโรงไฟฟ้า รายจังหวัดจากค่าเฉลี่ยของซังข้าวโพด ต้นและยอดข้าวโพด ช่วง พ.ศ.2550-2555 43
ตารางที่ 4.9 เปรียบเทียบหน่วยซื้อไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขตภาคเหนือ พ.ศ. 2548-2555 46
ตารางที่ 4.10 อัตราค่าไฟฟ้าขายส่งตามช่วงเวลาของการใช้งาน (Time of Use:TOU Rate) 48
ตารางที่ 4.11 อัตราค่าการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_tขายส่ง) 49
ตารางที่ 4.12 ตารางค่า Adder 50
ตารางที่ 4.13 ปริมาณซังข้าวโพดเกิดขึ้นในจังหวัดเพชรบูรณ์และจังหวัดข้างเคียง 51
ตารางที่ 4.14 ปริมาณต้นและยอดข้าวโพดเกิดขึ้นในจังหวัดเพชรบูรณ์และจังหวัดข้างเคียง 52

สารบัญตาราง (ต่อ)

หน้า

ตารางที่ 4.15 เปรียบเทียบปริมาณซังข้าวโพดเหลือใช้ ภายหลังการทำแห้งเมล็ดข้าวโพด ด้วยวิธีการตากแดด และอบแห้งจากเมล็ดข้าวโพดความชื้น 30% เหลือ 14.5 % จำนวน 100 ตัน 58
ตารางที่ 4.16 องค์ประกอบและค่าความร้อนของซังข้าวโพด ต้นและยอดข้าวโพด 59
ตารางที่ 4.17 ค่าลงทุนเครื่องจักร งานระบบ และค่าลงทุนก่อสร้างอาคาร 63
ตารางที่ 4.18 ค่าที่ดินและปรับปรุงพื้นที่ 64
ตารางที่ 4.19 ค่าใช้ในจ่ายดำเนินงาน 64
ตารางที่ 4.20 การคำนวณค่าไฟฟ้าที่ขายได้ของโครงการ/ปี ของ พ.ศ.2556 66
ตารางที่ 4.21 ตารางสรุปผลการวิเคราะห์กรณีกู้เงินลงทุนร้อยละ 70 ของมูลค่าของโครงการ 67
ตารางที่ 4.22 ตารางสรุปผลการวิเคราะห์กรณีไม่กู้เงินลงทุน 67
ตารางที่ 4.23 ตารางวิเคราะห์ความไวต่อ IRR กรณีกู้เงินร้อยละ70 ของมูลค่าโครงการ 69
ตารางที่ 4.24 ตารางวิเคราะห์ความไวต่อ NPV กรณีกู้เงินร้อยละ70 ของมูลค่าโครงการ 71
ตารางที่ 4.25 ตารางวิเคราะห์ความไวต่อ BCR กรณีกู้เงินร้อยละ70 ของมูลค่าโครงการ 72
ตารางที่ 4.26 ตารางวิเคราะห์ความไวต่อ IRR กรณีลงทุนทั้งหมดเท่ากับมูลค่าของโครงการ 74
ตารางที่ 4.27 ตารางวิเคราะห์ความไวต่อ NPV กรณีลงทุนทั้งหมดเท่ากับมูลค่าของโครงการ 75
ตารางที่ 4.28 ตารางวิเคราะห์ความไวต่อ BCR กรณีลงทุนทั้งหมดเท่ากับมูลค่าของโครงการ 77
ตารางที่ 5.1 ตารางสรุปการประเมินด้านการเงินทั้ง 2 กรณี 80

สารบัญภาพ

หน้า

ภาพที่ 4.1 ภาพสำรวจจากดาวเทียมธีออส แสดงพื้นที่เพาะปลูกข้าวโพด จังหวัดเพชรบูรณ์ 41
ภาพที่ 4.2 แสดงพลังงานจากวัสดุเหลือทิ้งจากการปลูกข้าวโพดช่วง พ.ศ.2550-2555 42
ภาพที่ 4.3 ปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขตภาคเหนือ 47
ภาพที่ 4.4 ภาพไร่ข้าวโพดบริเวณที่ราบเชิงเขา ช่วงเดือน กันยายน พ.ศ.2554 52
ภาพที่ 4.5 ภาพไร่ข้าวโพดปล่อยให้ลำต้นแห้งตายเพื่อรอเก็บเกี่ยว ช่วงเดือน พฤศจิกายน พ.ศ.2554 53
ภาพที่ 4.6 ภาพไร่ข้าวโพดปล่อยที่ถูกเก็บเกี่ยวโดยรถเกี่ยวข้าวโพด ช่วงเดือน พฤศจิกายน พ.ศ.2554 54
ภาพที่ 4.7 ข้าวโพดที่ถูกเก็บเกี่ยวและนำมาขายให้ลานรับซื้อข้าวโพด 55
ภาพที่ 4.8 เครื่องสีข้าวโพด 56
ภาพที่ 4.9 โกดังเก็บข้าวโพดและลานตากเมล็ดข้าวโพด 56
ภาพที่ 4.10 กองซังข้าวโพด 57
ภาพที่ 4.11 ซังข้าวโพด 57
ภาพที่ 4.12 การวิเคราะห์ความไวต่อ IRR กรณีกู้เงินร้อยละ 70 ของมูลค่าโครงการ 69
ภาพที่ 4.13 การวิเคราะห์ความไวต่อ NPV กรณีกู้เงินร้อยละ 70 ของมูลค่าโครงการ 70
ภาพที่ 4.14 การวิเคราะห์ความไวต่อ BCR กรณีกู้เงินร้อยละ 70 ของมูลค่าโครงการ 72
ภาพที่ 4.15 การวิเคราะห์ความไวต่อ IRR กรณีลงทุนทั้งหมดเท่ากับมูลค่าของโครงการ 73
ภาพที่ 4.16 การวิเคราะห์ความไวต่อ NPV กรณีลงทุนทั้งหมดเท่ากับมูลค่าของโครงการ 75
ภาพที่ 4.17 การวิเคราะห์ความไวต่อ BCR กรณีลงทุนทั้งหมดเท่ากับมูลค่าของโครงการ 76

บทที่ 1
บทนำ

1. ความเป็นมาและความสำคัญของปัญหา

การขยายตัวทางเศรษฐกิจ ตลอดจนการขยายตัวด้าน เช่น การก่อสร้างโรงงานอุตสาหกรรม ห้างสรรพสินค้า สถานบันเทิงต่างๆ รวมทั้งบ้านพักอาศัย และโรงแรม ตามแหล่งท่องเที่ยวทางธรรมชาติต่างๆเป็นอันมาก ทำให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าเพิ่มขึ้นทั้งสิ้น ไฟฟ้านับเป็นปัจจัยสำคัญอย่างหนึ่งที่สำคัญในปัจจุบัน จากข้อมูลทางสถิติความต้องการไฟฟ้าของประเทศไทยตั้งแต่อดีตถึงปัจจุบันมีปริมาณความต้องการสูงขึ้น ใน พ.ศ. 2556 พบว่าความต้องการไฟฟ้าสูงสุดของประเทศไทยมีค่าเท่ากับ 26,598.14 เมกะวัตต์ (กองสารสนเทศ ฝ่ายสื่อสารองค์การ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย 2556) โดยเพิ่มขึ้นถึงร้อยละ 17.7 เมื่อเทียบกับความต้องการไฟฟ้าสูงสุดใน พ.ศ. 2550 ที่ 22,586.10 เมกะวัตต์ โดยการใช้ไฟฟ้าในภาคส่วนต่างๆ ได้แก่ ภาคอุตสาหกรรม ภาคธุรกิจ รวมทั้งภาคส่วนที่อยู่อาศัยและการท่องเที่ยว

การผลิตไฟฟ้าในประเทศไทยใน พ.ศ. 2555 กำลังการผลิตจากโรงไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต 15,010.13 เมกะวัตต์ คิดเป็นร้อยละ46.04 ของกำลังผลิตรวมทั้งประเทศ มีการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ 12,741.69 เมกะวัตต์ คิดเป็นร้อยละ 39.08 รับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก 2,444.60 เมกะวัตต์ คิดเป็นร้อยละ 7.50 และนอกจากนี้แล้ว ประเทศไทยยังต้องซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้านที่อยู่ใกล้เคียง 2,404.60 เมกกะวัตต์ คิดเป็นร้อยละ 7.38 ซึ่งมีระบบสายส่งไฟฟ้าเชื่อมโยงกับประเทศไทยโดยในปัจจุบันคือ สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว มีระบบสายส่งเชื่อมโยงกับภาคตะวันออกเฉียงเหนือ และประเทศมาเลเซีย ซึ่งมีระบบสายส่งเชื่อมโยงกับภาคใต้ของประเทศไทย (การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย 2555)

แหล่งพลังงานที่นำมาผลิตไฟฟ้านั้น มาจากเชื้อเพลิงฟอสซิล มากถึงร้อยละ 87.54 โดยมีสัดส่วนเชื้อเพลิงที่สำคัญได้แก่ จากก๊าซธรรมชาติสูงถึงร้อยละ 67.56 และจากถ่านหิน ร้อยละ 18.78 แต่พบว่าแหล่งเชื้อเพลิงภายในประเทศมีไม่เพียงพอต่อความต้องการ จึงนำเข้าเชื้อเพลิงจากต่างประเทศ เช่น ก๊าซธรรมชาติจากพม่า ซึ่งหากเกิดเหตุขัดข้องในการจัดหาเชื้อเพลิง ตัวอย่างเช่น ในกรณีต้น พ.ศ. 2553 แหล่งก๊าซธรรมชาติยานาดา ในพม่า หยุดซ่อมบำรุงชั่วคราวทำให้ก๊าซธรรมชาติมีไม่เพียงพอสำหรับป้อนเข้าโรงไฟฟ้าราชบุรี และโรงไฟฟ้าวังน้อย ดังนั้นการผลิตไฟฟ้า

เพื่อใช้ในภาคตะวันตกและภาคกลางจึงต้องใช้การเร่งปล่อยน้ำปริมาณมากเพื่อผลิตไฟฟ้าจากเขื่อนศรีนครินทร์ซึ่งเป็นแหล่งผลิตพลังงานไฟฟ้าสำรองแทน

ทั้งนี้จากความต้องการไฟฟ้าของประเทศมีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้นและความมั่นคงทางพลังงาน ภาครัฐและหน่วยงานที่เกี่ยวข้องจึงวางแผนในการจัดหาไฟฟ้าในระยะยาว เพื่อให้ประเทศไทยมีไฟฟ้าใช้อย่างเพียงพอ เนื่องจากการสร้างโรงไฟฟ้าแต่ละโรงใช้เวลาในการเตรียมการและดำเนินการสร้างจนแล้วเสร็จ เป็นระยะเวลาประมาณ 5-7 ปี การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยจึงจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า ซึ่งเป็นแผนแม่บทที่กำหนดการลงทุนขยายระบบไฟฟ้าในประเทศไทย โดยเป็นการวางแผนล่วงหน้าในระยะยาว ซึ่งคือ “แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573” ขึ้นหรือที่เรียกโดยย่อว่า “แผน PDP 2010” (Thailand Power Development Plan 2010 – 2030) โดยเป็นแผนการกระจายแหล่งผลิตไฟฟ้าและแหล่งที่มาของเชื้อเพลิง เพื่อให้เกิดความมั่นคงของกำลังการผลิตไฟฟ้าควบคู่ไปกับการดูแลสิ่งแวดล้อม โดยกำหนดให้ การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนไม่ต่ำกว่าร้อยละ 5 หรือกำลังผลิตไฟฟ้าเท่ากับ 4,617 เมกะวัตต์ รับซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้านไม่เกินร้อยละ 25 และมีการจัดหาไฟฟ้าจากโรงงานไฟฟ้าชนิดอื่นๆเพิ่มขึ้น (ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า 2553)

ตารางที่ 1.1 ค่าพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2557-2573

พ.ศ.	ค่าพลังงานไฟฟ้า (GWh)	ค่าพลังไฟฟ้าสูงสุด(MW)
2557	188,152	28,300
2558	199,015	29,991
2559	208,438	31,511
2560	216,605	32,838
2561	223,982	34,052
2562	231,791	35,205
2563	240,636	36,526
2564	249,079	37,783
2565	257,493	39,038
2566	266,030	40,310
2567	274,821	41,619
2568	283,481	42,915

ตารางที่ 1.1 (ต่อ)

พ.ศ.	ค่าพลังงานไฟฟ้า (GWh)	ค่าพลังไฟฟ้าสูงสุด(MW)
2569	292,213	44,205
2570	301,213	45,547
2571	310,324	46,909
2572	319,141	48,197
2573	328,604	49,572

ที่มา: แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573

แผน PDP 2010 ได้คาดการณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด เมื่อสิ้น พ.ศ. 2564 ไว้ที่ประมาณ 37,783 เมกกะวัตต์ คิดเป็นพลังงานไฟฟ้าประมาณ 249,079 ล้านกิโลวัตต์-ชั่วโมง ในขณะที่ค่าคาดการณ์ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดเมื่อสิ้นสุดแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ.2553 - 2573 ใน พ.ศ. 2573 เท่ากับ 49,572 เมกกะวัตต์ หรือเพิ่มขึ้นประมาณ 2.05 เท่าของ พ.ศ. 2553 (ซึ่งพลังไฟฟ้าสูงสุดที่เกิดขึ้นเท่ากับ 24,009.9 เมกกะวัตต์) โดยอัตราการเพิ่มเฉลี่ยในช่วง พ.ศ. 2553 - 2573 มีประมาณร้อยละ 3.92 ต่อปี

ส่วนความต้องการพลังงานไฟฟ้าประมาณ 328,604 ล้านกิโลวัตต์-ชั่วโมง หรือเพิ่มขึ้นประมาณ 2.03 เท่าของ พ.ศ. 2553 (ที่มีค่าพลังงานไฟฟ้าเท่ากับ161,350 ล้านกิโลวัตต์-ชั่วโมง) ซึ่งอัตราการเพิ่มเฉลี่ยในช่วง พ.ศ. 2553 - 2573 มีประมาณร้อยละ 3.95ต่อปี โดยมีค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้า (Load Factor) อยู่ที่ร้อยละ 74-75 (การคาดการณ์ดังกล่าวใช้อัตราการขยายตัวทางเศรษฐกิจที่มีอัตราการเติบโตทางเศรษฐกิจ : GDP growth ที่กรณีฐาน) กำลังการผลิตพลังไฟฟ้าของประเทศในอนาคตจึงมีแนวโน้มเพิ่มสูงขึ้น ดังตารางที่ 1.1 เพื่อให้เป็นไปตามความต้องการของประเทศที่มีการคาดการไว้ ภาครัฐและหน่วยงานที่เกี่ยวข้องจึงต้องจัดเตรียมหาแหล่งพลังงานไว้ให้เพียงพอต่อการผลิตไฟฟ้าในอนาคตด้วย

ในแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ.2553 - 2573 จึงให้ความสำคัญกับการสร้างความมั่นคงในการจัดหาไฟฟ้าของประเทศ โดยกำหนดโครงสร้างแหล่งพลังงานในการผลิตไฟฟ้าที่หลากหลายมากขึ้น ซึ่งเป็นการลดความเสี่ยงในการพึ่งพิงแหล่งพลังงานชนิดใดชนิดหนึ่งมากจนเกินไป จากแผนดังกล่าว การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยได้กำหนดเป้าหมายให้ประเทศไทยลดการพึ่งพาก๊าซธรรมชาติให้เหลือประมาณร้อยละ 40 ภายในระยะเวลา 20 ปี และ

กระจายแหล่งพลังงานที่ใช้ผลิตไฟฟ้ามากขึ้น โดยมุ่งเน้นไปยังแหล่งพลังงานจากถ่านหินนำเข้ารับซื้อจากประเทศเพื่อนบ้าน พลังงานนิวเคลียร์ พลังงานหมุนเวียน และพลังงานน้ำ ในปัจจุบันการผลิตไฟฟ้าตามแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานบางประเภทยังมีข้อจำกัดอยู่มาก เช่น การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานนิวเคลียร์ ซึ่งอาจยังไม่เป็นที่ยอมรับอย่างแพร่หลายสำหรับในประเทศไทย และเมื่อมีเหตุการณ์โรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์ระเบิดที่ญี่ปุ่นเมื่อเดือนมีนาคม 2554 ยิ่งเป็นการเพิ่มความวิตกในด้านลบของการบริหารจัดการและความปลอดภัยของโรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์

การจัดหาพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนนั้น ชีวมวลเป็นเชื้อเพลิงที่สำคัญมากที่สุด เนื่องจากประเทศไทยเป็นประเทศเกษตรกรรมถือว่ามีข้อได้เปรียบตรงที่สามารถนำเศษวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตร มาใช้ในการผลิตไฟฟ้าได้ เช่น ไม้ ถ่าน แกลบ กากอ้อย เป็นต้น ส่วนพลังงานลมและแสงอาทิตย์ที่มีสัดส่วนในการผลิตไฟฟ้าน้อยกว่าชีวมวล แต่เป็นพลังงานหมุนเวียนที่ผลิตมาจากแหล่งที่มีความไม่แน่นอนสูงมาก ซึ่งอาจส่งผลกระทบต่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้าได้ ดังนั้นชีวมวลจึงเป็นพลังงานหมุนเวียนที่เหมาะสมที่ช่วยลดการพึ่งพาก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้าสำหรับอนาคตได้ดีที่สุด

ตารางที่ 1.2 จุดเด่นและจุดด้อยของเชื้อเพลิงชีวมวลประเภทต่างๆ

ประเภท	ลักษณะทั่วไป	แหล่ง	จุดเด่น	จุดด้อย
แกลบ	มีขนาดเล็ก สีเหลือง ได้จากการสีข้าวเปลือก	โรงสีข้าว	มีความชื้นต่ำและขนาดเล็ก เหมาะสำหรับนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิง นอกจากนี้ ขี้เถ้ายังมีมูลค่าสูง ถ้าสามารถควบคุมคุณภาพได้ตามที่ผู้ซื้อกำหนด	มีน้ำหนักเบาอาจก่อให้เกิดการฟุ้งกระจายในขณะขนส่ง
ฟางข้าว	ขนาดเล็ก ยาวแต่กลวง ได้มาหลังการเก็บเกี่ยวข้าว	ถูกทิ้งไว้ในนาข้าว	มีฟางข้าวจำนวนมากที่ยังไม่ถูกนำไปใช้ประโยชน์	รวบรวมยาก เพราะอยู่อย่างกระจัดกระจาย ต้องใช้เครื่องทุ่นแรงมาช่วยในการรวบรวม มักไม่คุ้มค่า

ตารางที่ 1.2 (ต่อ)

ประเภท	ลักษณะทั่วไป	แหล่ง	จุดเด่น	จุดด้อย
ชานอ้อย	เป็นขุย ได้จากการผลิตน้ำตาลโดยนำอ้อยมาคั้นส่วนที่เป็นน้ำออก	โรงงานน้ำตาล	ยังมีชานอ้อยจำนวนหนึ่งที่ยังไม่ถูกนำไปใช้งาน	น้ำหนักเบา ความชื้นสูง
ใบอ้อยและยอดอ้อย	เรียวยาว ถูกตัดจากลำต้นอ้อยก่อนถูกส่งไปโรงงาน	ตามไร่อ้อยทั่วไป	สามารถนำไปใช้ประโยชน์อื่นแทนการเผาทิ้ง	มีเฉพาะเดือนธันวาคมถึงเมษายน เก็บรวบรวมยาก
เหง้ามันสำปะหลัง	เป็นส่วนที่ถูกตัดจากหัวมันสำปะหลัง มีรูปร่างไม่แน่นอน	ตามไร่มันสำปะหลัง	มีเหง้ามันสำปะหลังจำนวนมากที่ยังไม่ถูกนำไปใช้ประโยชน์	ความชื้นสูง มีขนาดไม่แน่นอน
ซังข้าวโพด	ซังได้จากการสีข้าวโพด ลำต้นถูกตัดหลังเก็บเกี่ยว	ตามไร่ข้าวโพด	ยังมีจำนวนหนึ่งที่ยังไม่ได้นำไปใช้งาน	มีปริมาณน้อย เนื่องจากนำไปใช้ทำประโยชน์ได้หลายอย่าง
กากปาล์ม	เป็นเศษเหลือจากการสกัดน้ำมันปาล์มดิบ	โรงสกัดน้ำมัน	มีค่าความร้อนสูง แต่ต้องระวังเศษน้ำมันที่ตกค้างอยู่	มีขนาดใหญ่ ต้องนำมาย่อยก่อน มีสารประกอบคลอรีนสูง
ประเภทเศษไม้ยางพารา	ลักษณะทั่วไป เป็นไม้ยางพาราที่ตัดส่งโรงเลื่อยและโรงงานเฟอร์นิเจอร์	แหล่ง โรงเลื่อยไม้	จุดเด่น มีไม้ยางพาราจำนวนมากที่ไม่ถูกนำไปใช้ประโยชน์	จุดด้อย มีขนาดใหญ่ ความชื้นสูง

ที่มา : สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (2546 : 35)

จากตารางที่1.2 การเพาะปลูกด้านเกษตรกรรมมักเกิดวัสดุเหลือทิ้งทางการเกษตรจำนวนมาก ซึ่งแต่ละชนิดของวัสดุเหลือทิ้งทางการเกษตรมีจุดเด่น-จุดด้อยแตกต่างกันไป และสามารถนำมาเป็นแหล่งเชื้อเพลิงชีวมวลได้ เชื้อเพลิงชีวมวลประเภทต่างๆตามตารางนั้นที่1.2นั้น ได้มีผู้ทำการศึกษาไปบ้างแล้วเช่น แกลบ ฟางข้าว ชานอ้อย ดังนั้นในการศึกษาในครั้งนี้จึงมุ่งเน้นชีวมวลในประเทศไทยที่ยังไม่มีการศึกษาความเป็นไปได้เพื่อนำไปเป็นเชื้อเพลิงสำหรับผลิตกระแสไฟฟ้า หนึ่งในนั้นคือวัสดุเหลือทิ้งจากการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์

ตารางที่ 1.3 ศักยภาพชีวมวลเชิงพื้นที่ของประเทศไทยบางชนิด พ.ศ. 2552

ชนิด	ผลผลิต (ตัน)	ชีวมวลที่เกิดขึ้น	ปริมาณชีวมวลเหลือใช้ (ตัน)	ค่าความร้อน (MJ/kg)	ศักยภาพพลังงาน (TJ)	(ktoe)
อ้อย	66,816,446	ชานอ้อย	4,190,764.31	14.40	60,347.44	1,428.54
		ยอดและใบ	13,439,727.21	17.39	233,716,86	5,532.52
ข้าว	31,508,364	แกลบ	3,510,598.90	14.27	50,096.25	1,185.87
		ฟางข้าว	25,646,547.96	10.24	262,620.65	6,216.73
ข้าวโพด	4,616,119	ซัง	584,539.15	18.04	10,545.09	249.62
		ลำต้น	2,758,777.36	18.04	49,768.34	1,178.11
มัน สำปะหลัง	30,088,025	เหง้า	1,834,466.88	18.42	33,790.88	799.89
		ลำต้น	2,439,236.19	18.42	44,930.73	1,063.60
ปาล์ม น้ำมัน	8,162,379	ทะลายเปล่า	1,024,868.34	17.86	18,304.15	433.29
		ใย	162,970.06	17.62	2,871.53	67.97
		กะลา	38,959.04	18.46	719.18	17.02
		ก้าน	2,203,740.00	9.83	21,824.24	516.62

ที่มา : กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน 2552

ในตารางที่ 1.3 เมื่อวิเคราะห์ข้อมูล (กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน 2552)พบว่ามีวัสดุเหลือทิ้งจากการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ อันได้แก่ ซังข้าวโพด ปริมาณ 0.584 ล้านตันและลำต้นข้าวโพด 2.758 ล้านตัน หรือมีศักยภาพพลังงานเทียบเท่า 1,427.73 พันตันน้ำมันดิบ แต่ได้มีการนำซังข้าวโพดส่วนหนึ่งไปใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับอบแห้งเมล็ดข้าวโพด แต่ในส่วนของลำต้นข้าวโพดนั้นมักไถกลบทิ้งเป็นวัสดุคลุมดิน หรือเผาทิ้ง ดังนั้นจึงมีแนวคิดในการนำซังข้าวโพด และลำต้นข้าวโพดมาใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับการผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้ภายในชุมชน และจากข้อมูลการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ของประเทศไทยใน พ.ศ. 2555 (สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร 2555) พบว่าจังหวัดเพชรบูรณ์มีการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์มากที่สุดในประเทศไทย พื้นที่เพาะปลูก 1,075,536 ไร่ มีผลผลิตรวม 733,246 ตัน

ดังนั้นในการศึกษาครั้งนี้จึงทำการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการผลิตไฟฟ้าจากวัสดุเหลือทิ้งของการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ ซึ่งยังไม่มีผู้ทำการศึกษามาก่อนโดยมีพื้นที่ทำการศึกษาที่จังหวัดเพชรบูรณ์ ซึ่งเป็นจังหวัดที่คาดว่ามีศักยภาพสูงสุดเนื่องจากมีพื้นที่ปลูกข้าวโพดมากที่สุดในประเทศ และเป็นโรงไฟฟ้าขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้าไม่เกิน 10 เมกกะวัตต์ รองรับการเชื่อมต่อระบบจ่ายไฟแรงสูง 33 กิโลโวลต์ ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคโดยทั่วไปได้ และไม่ต้องทำการประเมินด้านสิ่งแวดล้อม

2. วัตถุประสงค์การวิจัย

การศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการผลิตไฟฟ้าจากวัสดุเหลือทิ้งของการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ มีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษา

2.1 ศักยภาพเชิงปริมาณและการกระจายเชิงภูมิศาสตร์ของชีวมวลที่เกิดขึ้นจากการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ของประเทศไทย

2.2 ความเป็นไปได้ของด้านตลาด ด้านเทคนิค และด้านการเงินของโครงการผลิตไฟฟ้าจากวัสดุเหลือทิ้งของการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์เป็นเชื้อเพลิงหลักสำหรับโรงไฟฟ้าชีวมวลกำลังการผลิตไม่เกิน 10 เมกกะวัตต์ ในพื้นที่จังหวัดเพชรบูรณ์

2.3 การวิเคราะห์ความไวโครงการผลิตไฟฟ้าจากวัสดุเหลือทิ้งของการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์

3. สมมติฐานการวิจัย

3.1 โครงการผลิตไฟฟ้าจากวัสดุเหลือทิ้งจากการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์มีความเป็นไปได้ด้านตลาด

3.2 โครงการผลิตไฟฟ้าจากวัสดุเหลือทิ้งจากการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์มีความเป็นไปได้ด้านเทคนิค

3.3 โครงการผลิตไฟฟ้าจากวัสดุเหลือทิ้งจากการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์มีความเป็นไปได้ด้านการเงิน

4. ขอบเขตของการวิจัย

การศึกษาครั้งนี้ ทำการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการผลิตไฟฟ้าจากวัสดุเหลือทิ้งของการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ที่ศึกษาได้แก่ซังข้าวโพด ลำต้นข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ ของพื้นที่ในเขตจังหวัดเพชรบูรณ์ โดยทำการศึกษาความเป็นไปได้ทั้ง 3 ด้าน คือ ความเป็นไปได้ทางด้านตลาด ความเป็นไปได้ทางเทคนิค และความเป็นไปได้ทางการเงิน ซึ่งใช้หลักการวิเคราะห์ต้นทุน - ผลตอบแทนจากการลงทุนโครงการเป็นตัวชี้วัดความคุ้มค่าในการลงทุน กำหนดให้กำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าขนาดไม่เกิน 10 เมกกะวัตต์ ระยะเวลาของโครงการเท่ากับ 25 ปี (พ.ศ. 2556- พ.ศ. 2580) โดย อัตราคิดลดร้อยละ7 ซึ่งเป็นอัตราส่วนลดใกล้เคียงกับอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ลูกค้ารายใหญ่ชั้นดีประเภทเงินกู้แบบมีระยะเวลา (Minimum Loan Rate : MLR) ของธนาคารในประเทศไทยในปัจจุบัน (พ.ศ.2555)

5. ข้อตกลงเบื้องต้น

5.1 กำหนดให้กำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าขนาดไม่เกิน 10 เมกกะวัตต์ ระยะเวลาของโครงการเท่ากับ 25 ปี อยู่ในพื้นที่จังหวัดเพชรบูรณ์ ทั้งนี้เพราะเป็นจังหวัดที่มีการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์มากที่สุด ทำให้เกิดเชื้อเพลิงชีวมวลที่ใช้ในโครงการ

5.2 การรับซื้อไฟฟ้าเป็นไปตามสัญญาซื้อขายกับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมากไม่เกิน 10 เมกกะวัตต์

5.3 ข้อมูลด้านราคาเป็นข้อมูลที่ได้จากการสอบถามจากผู้ประกอบการ แต่เนื่องจากไม่สามารถระบุชื่อของแหล่งข้อมูลได้โดยตรงเพราะเป็นข้อมูลทางการค้า ยกเว้นเป็นข้อมูลที่เผยแพร่ได้โดยทั่วไป

6. นิยามศัพท์เฉพาะ

ความเป็นไปได้ของโครงการ คือ การวิเคราะห์เพื่อศึกษาถึงความเป็นไปได้ในการลงทุนในโครงการนั้นๆ ว่าควรลงทุนหรือไม่

6.1 วัสดุเหลือทิ้งจากการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ ได้แก่ ซังข้าวโพด ลำต้นข้าวโพด

6.2 ข้าวโพด หมายถึง ข้าวโพดเลี้ยงสัตว์

6.3 ซังข้าวโพด หมายถึง ซังข้าวโพดเลี้ยงสัตว์

6.4 ลำต้นข้าวโพด หมายถึง ต้นข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ ไม่รวมส่วนราก

7. ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

การศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการผลิตไฟฟ้าจากวัสดุเหลือทิ้งของการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ มีประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับมีดังนี้

7.1 ทำให้ทราบถึงศักยภาพเชิงปริมาณและการกระจายตัวตามภูมิภาคของเชื้อเพลิงชีวมวลจากการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ในประเทศไทย

7.2 ทำให้ทราบถึงความเป็นไปได้ทางตลาด ทางเทคนิค และทางการเงินของโครงการผลิตไฟฟ้าจากวัสดุเหลือทิ้งของการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ในจังหวัดเพชรบูรณ์

7.3 ทำให้ทราบถึงความไวของโครงการผลิตไฟฟ้าจากวัสดุเหลือทิ้งของการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงมูลค่าของปัจจัยต่างๆในโครงการ แล้วโครงการมีความคุ้มค่าในการลงทุนหรือไม่

7.4 ทำให้ผู้ประกอบการผลิตไฟฟ้า นักลงทุน สามารถนำข้อมูลไปใช้ประกอบการตัดสินใจเพื่อการลงทุนได้

บทที่ 2
วรรณกรรมที่เกี่ยวข้อง

1. แนวคิดทางทฤษฎี

การศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการผลิตไฟฟ้าจากวัสดุเหลือทิ้งของการปลูกข้าวโพด ใช้กรอบความคิดทางทฤษฎี มีรายละเอียดดังนี้

1.1 แนวคิดเกี่ยวกับการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการ

การศึกษาความเป็นไปได้ มีความหมายเช่นเดียวกับ การวิเคราะห์โครงการซึ่งเป็นการแสดงถึงการเลือกใช้ทรัพยากรไปอย่างมีประสิทธิภาพ ภายใต้จุดมุ่งหมายหรือความต้องการของสังคม โดยเป็นการประเมินถึงผลตอบแทนและต้นทุนโครงการ โดยการศึกษาความเป็นไปได้เน้นการประเมินความคุ้มค่าของโครงการ โครงการจะมีความคุ้มค่าเมื่อผลตอบแทนมีค่าสูงกว่าต้นทุน (ยุพิน ประจวบเหมาะ 2537:30)

จากข้อความข้างต้น การวิเคราะห์หรือการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการจึงจัดเป็นขั้นตอนก่อนการตัดสินใจคัดเลือกและดำเนินโครงการ เพื่อที่จะได้มีข้อมูลประกอบการตัดสินใจในเบื้องต้นว่าการลงทุนของโครงการ สามารถดำเนินการต่อไปหรือไม่ ซึ่งจะมีรูปแบบโครงการและแผนงาน (สมศักดิ์ มีทรัพย์หลาก 2552:69) 4 รูปแบบ ได้แก่

1.1.1 หลักการวิเคราะห์ต้นทุน - ผลตอบแทน (Cost-Benefit Analysis : CBA) โดยการประเมินผลตอบแทนและต้นทุนที่เกิดขึ้นจากโครงการในรูปของตัวเงิน เพื่อดูว่าโครงการนั้นมีผลตอบแทนสุทธิเป็นบวกหรือเป็นลบ ถ้าผลตอบแทนสุทธิเป็นบวก ก็แสดงว่าอัตราส่วนของผลตอบแทนต่อต้นทุนมีค่ามากกว่า 1 (Benefit Cost Ratio: BCR > 1)โครงการนั้นคุ้มค่า แต่ถ้าผลตอบแทนสุทธิมีค่าเป็นลบ ก็แสดงว่าอัตราส่วนของผลตอบแทนต่อต้นทุนมีค่าน้อยกว่า 1 (BCR < 1) โครงการนั้นไม่คุ้มค่า แต่ทั้งนี้ผลตอบแทนและต้นทุนของโครงการจะต้องเป็นมูลค่าปัจจุบันด้วย (present value)

1.1.2 หลักการวิเคราะห์ของต้นทุน - ประสิทธิผล (Cost-Effectiveness Analysis : CEA) เป็นทางออกของการแก้ไขปัญหาการวิเคราะห์โครงการฯ โดยหลักของต้นทุนและผลตอบแทนบางครั้งไม่สามารถประเมินค่าของผลตอบแทนของโครงการออกมาเป็นตัวเงินได้

ทั้งนี้เพราะเป้าหมายทางสังคมหรือความมั่นคงของประเทศ โดยทั่วไปการวิเคราะห์โครงการฯโดยหลักต้นทุนและประสิทธิผลจะนำมาใช้ในการวิเคราะห์ทางเลือกของโครงการหลายโครงการซึ่งมีวัตถุประสงค์ หรือเป้าหมายเหมือนกัน แต่วิธีการดำเนินงานไม่เหมือนกัน โครงการที่ได้รับเลือกก็คือโครงการที่มีประสิทธิภาพสูงสุดที่จะบรรลุเป้าหมายของโครงการที่กำหนดไว้

1.1.3 หลักการวิเคราะห์ต้นทุนต่ำสุด (Cost-Minimization Analysis : CMS) หรือเรียกว่าการวิเคราะห์โครงการโดยหลักของประสิทธิผลคงที่ ทั้งนี้เพราะโครงการประเภทนี้จะกำหนดให้ผลตอบแทนที่เกิดขึ้นคงที่ในระดับหนึ่งตามที่ต้องการ ซึ่งเป็นเป้าหมายของโครงการ การวิเคราะห์ตามหลักนี้ มีข้อดีคือตัดความยุ่งยากของการประเมินผลตอบแทนของโครงการออกไป โดยเฉพาะกับผลตอบแทนของโครงการที่กำหนดไว้ในลักษณะนามธรรมค่อนข้างมาก ต่อจากนั้นผู้วิเคราะห์โครงการทำการวิเคราะห์ต้นทุนที่เกิดจากการดำเนินโครงการว่าโครงการต่างๆที่เป็นทางเลือกนั้น โครงการใดมีต้นทุนการดำเนินงานต่ำสุดก็จะเลือกโครงการนั้น

1.1.4 หลักการวิเคราะห์ต้นทุนและอรรถประโยชน์ (Cost Utility Analysis : CUA) วัดผลประโยชน์หรือผลตอบแทนของโครงการในรูปของอรรถประโยชน์หรือความพึงพอใจแทนที่จะเป็นตัวเงินเหมือนกับหลักของต้นทุนและผลตอบแทน เช่นโครงการด้านสาธารณะสุข ซึ่งเน้นระดับความพึงพอใจของผู้มารับบริการเป็นเป้าหมายของโครงการ การวัดความพึงพอใจซึ่งเป็นผลตอบแทนจากโครงการนี้เป็นข้อมูลเชิงคุณภาพ จำเป็นอย่างยิ่งจะต้องนำไปเปลี่ยนเป็นตัวเลขที่สามารถวัดได้ในเชิงปริมาณ ซึ่งโดยปกติจะเป็นตัวเลขดัชนีที่แสดงถึงความพึงพอใจมากหรือน้อยที่ได้รับ

1.2 แนวคิดการวิเคราะห์โครงการ

สำหรับการวิเคราะห์โครงการโดยทั่วไปของโครงการลงทุน ผู้จัดทำโครงการจะต้องมีการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ เพื่อประเมินความเป็นไปได้ของโครงการว่าควรจะลงทุนในโครงการหรือไม่ จะมีการศึกษาความเป็นไปได้ทางด้านตลาด ด้านเทคนิค ด้านการเงิน และด้านการบริหาร (วิชญะ นาครักษ์ 2552:72) ดังนี้

1.2.1 การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางด้านตลาด จะต้องพิจารณาถึงความเป็นไปได้ของโครงการด้านตลาด และคาดการณ์ว่าจะได้ผลกำไรจากการดำเนินโครงการนั้น รวมถึงพิจารณาไปถึงแนวโน้มในอนาคตด้วยว่า ความต้องการในสินค้าและบริการนั้นๆ มีมากน้อยเพียงใด และโครงการนั้นๆ สามารถผลิตได้เพียงพอกับความต้องการหรือไม่ รวมทั้งแนวโน้มในอนาคต แนวโน้มการขยายตัวของตลาด การพิจารณาถึงโอกาสทางการตลาด ส่วนแบ่งการตลาด ช่องทางการจำหน่าย การส่งเสริมการตลาด การโฆษณา การประชาสัมพันธ์ การส่งเสริมการขายสินค้า

และบริการที่สามารถทดแทนกันได้ ความสนใจของผู้บริโภคในเครื่องหมายการค้าของผลิตภัณฑ์ รวมทั้งความคุ้มค่าในการวิจัยด้านการตลาด

1.2.2 การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางด้านเทคนิค จะการศึกษารวบรวมข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับการผลิตวัตถุดิบ การควบคุมการผลิต การวางแผนการผลิต และให้ความสำคัญต่อเครื่องจักรอุปกรณ์ต่างๆ ที่ใช้ในการผลิตด้วย การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางด้านเทคนิคจะไม่มีหลักเกณฑ์แน่นอน เพราะโครงการฯมีความแตกต่างกันในแต่ละประเภท แต่โดยทั่วไปแล้วการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางด้านเทคนิคจะพิจารณาถึง

1) กระบวนการผลิต โครงการบางประเภทอาจจะมีกระบวนการผลิตเพียงกระบวนการเดียว แต่บางประเภทอาจจะมีกระบวนการผลิตที่ซับซ้อน และสามารถทำได้หลายวิธี และกระบวนการผลิตบางอย่างจำเป็นต้องใช้เทคโนโลยีขั้นสูง

2) ความเหมาะสมของเครื่องจักรในการผลิต ซึ่งจะต้องพิจารณาถึง ความเหมาะสมของขนาดเครื่องจักร ว่ามีความเหมาะสมเพียงไร เครื่องจักรที่นำมาใช้ในการผลิตนั้นจะต้องสั่งทำพิเศษเฉพาะโครงการนั้นหรือไม่ ซึ่งถ้าหากสั่งทำพิเศษก็จะต้องคำนึงถึงราคาและค่าใช้จ่ายในการสั่งทำและดูแลรักษาด้วย

3) ปริมาณและคุณภาพของวัตถุดิบ ปัจจัยสำคัญที่กำหนดปริมาณและคุณภาพของผลิตภัณฑ์ได้แก่ วัตถุดิบ ดังนั้นจะต้องพิจารณาว่า วัตถุดิบอื่นสามารถใช้ทดแทนกันได้หรือไม่ มีสัญญาซื้อหรือไม่ มาจากภายในประเทศหรือนำเข้าจากต่างประเทศ มีการกีดกันการนำเข้าหรือไม่ ระบบการจัดเก็บ การวางแผนการจัดซื้อ ราคาขาย ค่าขนส่ง ค่าใช้จ่ายอื่นๆ และระยะเวลาในการจัดส่ง เป็นเช่นไรมีผลกระทบต่อโครงการหรือไม่

4) ทำเลที่ตั้งของโครงการ จำเป็นต้องพิจารณาทำเล ที่ตั้งโครงการว่ามีความเหมาะสม หรือไม่ ทั้งในด้านการคมนาคมขนส่งระหว่างที่ตั้งโครงการ แหล่งวัตถุดิบ และตลาดด้านสาธารณูปโภค สาธารณูปการ ไฟฟ้า น้ำประปา โทรเลข โทรศัพท์ ธนาคารพาณิชย์ อยู่ในแหล่งแรงงาน และเกิดอุทกภัยบ่อยครั้งหรือไม่

1.2.3 การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางด้านการเงิน คือ การพิจารณาถึงฐานะทางการเงินของโครงการ ค่าใช้จ่ายในการลงทุนทั้งหมดของโครงการ แหล่งเงินทุน ผลตอบแทนจากการลงทุน และผลตอบแทนทางการเงินของโครงการ ตามปกติแล้วค่าใช้จ่ายในการลงทุนของโครงการฯ จะแบ่งออกเป็น 2 ส่วนคือ ส่วนต้นทุนสินทรัพย์ถาวร ได้แก่ ที่ดิน ค่าก่อสร้างอาคาร ค่าเครื่องจักร และอุปกรณ์การผลิต ส่วนค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและทุนหมุนเวียนได้แก่ ค่าใช้จ่ายต่างๆ ดอกเบี้ยจ่าย และเงินทุนหมุนเวียน เป็นต้น สำหรับแหล่งเงินทุนที่สำคัญสามารถมาจากผู้ลงทุนทั้งในและต่างประเทศ หรือการกู้จากสถาบันการเงินทั้งในประเทศและต่างประเทศ

สำหรับหลักเกณฑ์การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงินที่นิยมใช้มี 2 วิธีคือ

1) วิธีประเมินค่าโครงการลงทุนแบบไม่คิดมูลค่าปัจจุบันของเงิน (วิชญะ นาครักษ์ 2552 : 88)

(1) ระยะเวลาคืนทุนของโครงการ (Payback Period : PBP) เป็นหลักเกณฑ์ที่คำนึงถึงระยะเวลาที่ผลตอบแทนสุทธิจากการดำเนินงาน(ผลกำไรเฉลี่ยที่ได้รับในแต่ละปี โดยเป็นกำไรสุทธิหลังจากหักภาษี ดอกเบี้ย และค่าเสื่อมราคาทรัพย์สิน) มีค่าเท่ากับค่าใช้จ่ายในการลงทุนเริ่มต้นของโครงการ หลักเกณฑ์ PBP นี้มีหลักสำคัญที่การพิจารณาจำนวนปีที่จะได้รับผลตอบแทนคุ้มกับเงินลงทุนเริ่มต้น วิธีการนี้ง่ายต่อการคำนวณและตัดสินใจ

ในการคำนวณระยะเวลาคืนทุนของโครงการในกรณีที่กระแสเงินสดสุทธิรายปีเท่ากันทุกปีสามารถคำนวณได้จากสูตร

ระยะเวลาคืนทุนของโครงการ(PBP) = เงินลงทุนเริ่มต้น/ผลตอบแทนสุทธิเฉลี่ยต่อปี

แต่ในกรณีที่ผลตอบแทนสุทธิรายปีแต่ละปีไม่เท่ากัน ระยะเวลาคืนทุนของโครงการสามารถคำนวณได้จากผลตอบแทนสุทธิรับรวมไปทีละปี จนกว่าจะถึงช่วงปีที่ผลรวมกระแสผลตอบแทนสุทธิเท่ากับเงินลงทุนเริ่มต้น หารด้วยจำนวนปีที่รวมผลรวมกระแสผลตอบแทนสุทธิ

(2) หลักเกณฑ์การตัดสินใจอย่างง่าย ซึ่งพิจารณาเลือกใช้วิธีการต่างๆดังนี้

ก. ความจำเป็นเร่งด่วน ตามหลักเกณฑ์ความจำเป็นเร่งด่วนนี้ โครงการใดมีความจำเป็นเร่งด่วนมาก จะมีลำดับความสำคัญสูงกว่าโครงการที่มีความจำเป็นเร่งด่วนน้อยกว่า

ข. การเรียงลำดับ หลักเกณฑ์การเรียงลำดับ จะใช้ประสบการณ์ของนักวิเคราะห์ในการวิเคราะห์ ตรวจสอบ

ค. การให้คะแนน หลักเกณฑ์การให้คะแนนเป็นวิธีการที่ใช้หลายๆหลักเกณฑ์มาพิจารณาวิเคราะห์โครงการ จะมีการกำหนดเงื่อนไขหรือปัจจัยขึ้นมาเพื่อใช้ในการพิจารณาตัดสินใจว่าจะยอมรับหรือปฏิเสธโครงการ

(3) การวิเคราะห์จุดคุ้มทุน (Break Even Point) เป็นหลักเกณฑ์การวิเคราะห์โครงการทางการเงิน โดยการศึกษาความสัมพันธ์ระหว่างค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและผลตอบแทนสุทธิของโครงการ ณ ระดับการผลิตต่างๆ ซึ่งจะช่วยให้สามารถประมาณการระดับผลผลิตที่คุ้มทุนของโครงการได้

(4) อัตราผลตอบแทนจากการลงทุน (Return on Investment) สามารถคำนวณได้จากอัตราส่วนผลตอบแทนสุทธิกับเงินลงทุนแล้วแสดงเป็นสัดส่วนร้อยละ ซึ่งโดยปกติอาจเป็นอัตราส่วนของผลตอบแทนสุทธิเฉลี่ยต่อปีต่อเงินลงทุนเริ่มต้นแล้วคิดเป็นร้อยละ โดยนักวิเคราะห์โครงการจะตัดสินใจเลือกลงทุนในโครงการที่ให้ค่าสูงสุดเป็นอันดับแรก และเลือกโครงการอื่นลดหลั่นตามลำดับ

2) วิธีประเมินค่าโครงการลงทุนแบบคิดมูลค่าปัจจุบันของเงิน มีวิธีการประเมินจาก

(1) มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการ (Net Present Value: NPV)

มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการคือ ผลรวมของผลตอบแทนสุทธิที่ได้ปรับค่าเวลาแล้วของโครงการ ซึ่งมุ่งเพื่อวัดว่าโครงการที่กำลังพิจารณานั้น จะให้ผลตอบแทนคุ้มค่าหรือมีกำไรต่อส่วนรวมหรือไม่ กล่าวคือ ถ้าค่า NPV ที่ได้ออกมามีค่ามากกว่า 0 หรือเป็นบวก ก็เป็นการลงทุนที่คุ้มค่า แต่ NPV ที่ได้ออกมาเป็นลบ หรือต่ำกว่า 0 แสดงว่า การลงทุนตามโครงการนั้นจะไม่คุ้มค่า เกณฑ์นี้จึงนำมาใช้เพื่อช่วยในการตัดสินใจที่จะรับหรือ ปฏิเสธโครงการ

ส่วนการคำนวณหามูลค่าปัจจุบันสุทธิดังกล่าว สามารถดำเนินการได้ในสองวิธีด้วยกันคือ เริ่มด้วยการปรับค่าของเวลาค่าใช้จ่ายและผลตอบแทนเป็นรายปีไปจนตลอดอายุโครงการ เพื่อให้เป็นค่าปัจจุบัน เมื่อหักกลบกันจะได้มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการ หรือจะคำนวณหาโดยนำค่าใช้จ่ายทั้งสิ้นของโครงการไปหักออกจากผลตอบแทนเป็นรายปีไป เพื่อให้ได้ผลตอบแทนสุทธิหรือกระแสเงินสด (Cash flow) ในแต่ละปีหลังจากนั้นก็ทำการปรับค่าเวลาของกระแสเงินสดที่เกิดขึ้นในแต่ละปี ซึ่งคือ คูณด้วย PWF หรือ $\frac{1}{(1+i)^n}$ เมื่อปรับค่าเวลาแล้วก็จะได้มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนสุทธิ หรือกระแสเงินสดรายปี เมื่อรวมเข้าด้วยกันทุกปีจะเป็นมูลค่าปัจจุบันของโครงการ จึงเรียกการวัดค่าโครงการแบบนี้ว่า “Discounted cash flow method” เพื่อง่ายต่อการเข้าใจสามารถเขียนเป็นสมการได้ดังนี้

$$\mathrm{NPV} = \sum_{t=1}^{n} \frac{B_t}{(1+i)^t} - \sum_{t=1}^{n} \frac{C_t}{(1+i)^t} \qquad (1)$$

หรือ

$$\mathrm{NPV} = \sum_{t=1}^{n} \frac{B_t - C_t}{(1+i)^t} \qquad (2)$$

เมื่อ	NPV	หมายถึง	มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการ
	B_t	หมายถึง	ผลตอบแทนของโครงการ ปีที่ t
	C_t	หมายถึง	ค่าใช้จ่ายของโครงการ ปีที่ t
	t	หมายถึง	ระยะเวลาปีของโครงการ คือ ปีที่ 1 , 2 , 3 , ... n
	n	หมายถึง	อายุโครงการ

ไม่ว่าจะคำนวณโดยวิธีใด ผลที่ได้จะไม่แตกต่างกัน อนึ่ง ถ้าค่าใช้จ่ายที่นำมาหักออกจากผลตอบแทน เป็นค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและบำรุงรักษาโดยมีค่าใช้จ่ายในการลงทุนเริ่มแรก (K_0) เพียงปีแรกปีเดียว เพื่อความสะดวก สูตรคำนวณอาจจะเป็น ดังนี้

$$NPV = -K_0 + \frac{b_1 - c_1}{(1+i)} + \frac{b_2 - c_2}{(1+i)^2} + \frac{b_3 - c_3}{(1+i)^3} + ... + \frac{b_n - c_n}{(1+i)^n} \qquad (3)$$

เมื่อ	NPV	หมายถึง	มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการ
	b_t	หมายถึง	ผลตอบแทนของโครงการ ปีที่ 1 , 2 , 3 , ... n
	c_t	หมายถึง	ค่าใช้จ่ายของโครงการ ปีที่ 1 , 2 , 3 , ... n
	K_0	หมายถึง	ค่าใช้จ่ายในการลงทุนเริ่มแรก
	i	หมายถึง	อัตราดอกเบี้ยหรือค่าเสียโอกาสของทุน
	t	หมายถึง	ระยะเวลาปีของโครงการ คือ ปีที่ 1 , 2 , 3 , ... n
	n	หมายถึง	อายุโครงการ

(2) อัตราส่วนมูลค่าปัจจุบันผลตอบแทนต่อต้นทุน(Benefit and Cost ratio : BCR)

อัตราส่วนมูลค่าปัจจุบันผลตอบแทนต่อต้นทุน คือ อัตราส่วนระหว่างมูลค่าปัจจุบันของกระแสผลประโยชน์ กับมูลค่าปัจจุบันของกระแสต้นทุน พบว่าโครงการมีความเหมาะสมและคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ เมื่อ BCR เท่ากับ หรือมากกว่า หนึ่ง โดยสามารถหาได้จาก

$$BCR = \frac{PVB}{PVC} \qquad (4)$$

หรือ

$$BCR = \frac{\sum_{t=1}^{n} \frac{B_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^{n} \frac{C_t}{(1+i)^t}} \quad (5)$$

เมื่อ BCR หมายถึง อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อทุน

PVB หมายถึง มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนรวม

PVC หมายถึง มูลค่าปัจจุบันของต้นทุนรวม

B_t หมายถึง ผลตอบแทนของโครงการ ปีที่ t

C_t หมายถึง ค่าใช้จ่ายของโครงการ ปีที่ t

i หมายถึง อัตราดอกเบี้ยหรือค่าเสียโอกาสของทุน

t หมายถึง ระยะเวลาปีของโครงการ คือ ปีที่ 1 , 2 , 3 , ... n

n หมายถึง อายุโครงการ

หลักเกณฑ์การตัดสินใจสำหรับอัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุนมีดังนี้คือ อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุนมีค่ามากกว่า 1 (BCR > 1) หมายความว่า ยอมรับข้อเสนอโครงการ อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุนมีค่าน้อยกว่า 1 (BCR < 1) หมายความว่า ปฏิเสธข้อเสนอโครงการ

(3) อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return : IRR)

อัตราผลตอบแทนการลงทุนหมายถึง อัตราส่วนลดที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนจากการลงทุนเท่ากับมูลค่าปัจจุบันของค่าใช้จ่ายจากการลงทุน วิธีการหาอัตราผลตอบแทนการลงทุนนี้เป็นการหาโดยวิธีการลองผิดลองถูก โดยหาอัตราส่วนลดที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดที่ได้รับเท่ากับมูลค่าของกระแสเงินสดที่จ่าย หรือกล่าวอีกนัยคือ การหาอัตราส่วนลดที่ทำให้มูลค่าเงินปัจจุบันสุทธิในการลงทุน (Net present value) เท่ากับศูนย์ หรือเข้าใกล้ศูนย์ ค่าอัตราส่วนลดที่หาได้นี้คือค่า IRR

เกณฑ์ในการตัดสินใจคือ ถ้า IRR มีค่ามากกว่าอัตราผลตอบแทนที่ยอมรับได้ก็คุ้มค่าที่จะลงทุน อย่างไรก็ดีถึงแม้ว่า IRR จะเป็นเกณฑ์การตัดสินใจที่ดีและเป็นที่ยอมรับกันทั่วไปแต่ก็มีจุดอ่อนคือ อาจจะมีค่าของอัตราส่วนลดมากกว่าหนึ่งค่าที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันสุทธิเป็นศูนย์ ซึ่งอาจเกิดขึ้นได้กับโครงการที่ผลตอบแทนสุทธิเปลี่ยนแปลงจากบวกเป็นลบ

สูตรสำหรับการหา IRR คือ

$$\sum_{t=1}^{n} \frac{B_t - C_t}{(1+r)^t} = 0 \quad (6)$$

หรือ

$$K_0 = \frac{b_1 - c_1}{(1+r)} + \frac{b_2 - c_2}{(1+r)^2} + \frac{b_3 - c_3}{(1+r)^3} + ... + \frac{b_n - c_n}{(1+r)^n} \quad (7)$$

เมื่อ r คือค่า IRR ที่ทำให้สมการเป็นจริง

ทั้งนี้ นอกจากวิธีการลองผิดลองถูกแล้วยังมีวิธีการใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์ประเภทตารางคำนวณ เช่น Microsoft excel ช่วยในการหาค่า IRR โดยใช้ฟังก์ชัน =IRR(Cash Flow) ซึ่งจะสามารถทำให้หาค่าได้อย่างแม่นยำและรวดเร็วมากขึ้น หรือใช้โปรแกรมสำเร็จรูปเฉพาะทางในการช่วยหา เป็นอีกวิธีหนึ่งที่นิยมใช้

สรุปหลักเกณฑ์ที่ใช้ในการตัดสินใจการศึกษาความเป็นไปได้ทางด้านการเงินมีดังนี้คือ

กรณีใช้หลักเกณฑ์ NPV พิจารณาจาก NPV > 0 และมีค่าสูงสุด

กรณีใช้หลักเกณฑ์ BCR พิจารณาจาก BCR > 1 และมีค่าสูงสุด

กรณีใช้หลักเกณฑ์ IRR พิจารณาจาก IRR > i และมีค่าสูงสุด

อย่างไรก็ตาม การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของโครงการทางด้านการเงินนั้นจำเป็นต้องวิเคราะห์ความไวของโครงการ (Sensitivity analysis) ด้วย โดยการวิเคราะห์ดังกล่าวเป็นการวิเคราะห์ว่าผลตอบแทนของโครงการจะเปลี่ยนแปลงไปอย่างไร ถ้าหากมีการเปลี่ยนแปลงในปัจจัยอย่างใดอย่างหนึ่ง เช่น ราคาของวัตถุดิบ ปริมาณการผลิต เป็นต้น

1.2.4 การวิเคราะห์ด้านการบริหารจัดการโครงการ ความสำเร็จของโครงการอาจกล่าวได้ว่าส่วนหนึ่งมาจากความสำเร็จในการบริหารงาน การบริหารที่ดีนั้นจะช่วยทำให้การดำเนินงานตามโครงการมีประสิทธิภาพ สามารถบรรลุตามวัตถุประสงค์ในแต่ละขั้นตอนของการดำเนินงาน ถึงแม้ว่าโครงการจะมีความเป็นไปได้ทางด้านตลาด ด้านเทคนิค และด้านการเงินแล้วก็ตาม แต่โครงการนั้นๆอาจจะประสบความล้มเหลว หากการบริหารจัดการโครงการไม่ดีพอ นอกจากจะต้องพิจารณาในเรื่องวัตถุประสงค์และกระบวนการผลิตของโครงการแล้ว จะต้องพิจารณารูปแบบขององค์กร การจัดการบุคลากร ซึ่งรวมไปถึงการสรรหา การฝึกอบรมพนักงานและเจ้าหน้าที่เพื่อเพิ่มพูนความรู้ความสามารถด้วย

1.3 แนวคิดการวิเคราะห์ความไว

การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของโครงการทางด้านการเงินนั้นจำเป็นต้องวิเคราะห์ความไวของโครงการ (Sensitivity analysis) ด้วย โดยการวิเคราะห์ดังกล่าวเป็นการวิเคราะห์ว่า

ผลตอบแทนของโครงการจะเปลี่ยนแปลงไปอย่างไร(ถ้าหากมีการเปลี่ยนแปลงในปัจจัยอย่างใดอย่างหนึ่ง เช่น ราคาของวัตถุดิบ ปริมาณการผลิต เป็นต้น ซึ่งจะช่วยลดความเสี่ยงของโครงการอันเกิดจากการเปลี่ยนตัวแปรบางตัวที่มีผลกระทบต่อโครงการ ถ้าหากตัวแปรใดเปลี่ยนแปลงได้ง่ายและส่งผลรุนแรง ก็แสดงว่าโครงการนี้มีความอ่อนไหวต่อตัวแปรนี้อย่างมาก และเป็นจุดอ่อนของโครงการ ผู้วิเคราะห์จะต้องพยายามหาทางป้องกันแก้ไขจุดอ่อนนี้ (วิชญะ นาครักษ์ 2552 : 272)

การวิเคราะห์ความความไว จะพิจารณาปรับค่าตัวแปรทีละตัวที่คาดว่าจะส่งผลกระทบต่อโครงการ เช่นครั้งละ ร้อยละ 10 โดยให้ตัวแปรอื่นๆคงที่ ซึ่งทำให้ทราบถึงผลของการเปลี่ยนแปลงของตัวแปรต่อการวิเคราะห์ความไวเมื่อเทียบกับกรณีฐาน เกิดผลกระทบต่อมูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการ (NPV) อัตราส่วนมูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนต่อต้นทุน (BCR) และอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) ซึ่งสามารถนำมาเปรียบเทียบในการประเมินได้

1.4 แนวคิดเกี่ยวกับต้นทุนของโครงการ

ต้นทุนของโครงการ หมายถึง มูลค่าของทรัพยากรต่างๆที่นำมาไว้ในการดำเนินโครงการ เพื่อให้ได้ผลประโยชน์ตอบแทนตามที่กำหนดไว้ สำหรับการประเมินมูลค่าของทรัพยากรที่นำมาใช้โดยอาศัยหลักการวิเคราะห์ต้นทุนค่าเสียโอกาส เช่น ค่าใช้จ่ายในการลงทุน ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน ซึ่งสามารถจำแนก ได้ 2 ประเภท คือ (สมศักดิ์ มีทรัพย์หลาก 2552 : 226)

1.4.1 ต้นทุนที่วัดได้ (Tangible Costs) คือ ต้นทุนที่สามารถตีค่าออกมาเป็นตัวเงินได้ เช่น ค่าที่ดิน ค่าเครื่องมือเครื่องจักร ค่าวัตถุดิบ และค่าแรงงาน เป็นต้น ต้นทุนที่วัดได้นี้ยังสามารถแบ่งออกได้ดังนี้

1) ต้นทุนหรือค่าใช้จ่ายโดยทางตรง (Direct costs) ต้นทุนหรือค่าใช้จ่ายโดยตรงนี้ อาจเรียกอีกอย่างหนึ่งว่าต้นทุนขั้นต้น (primary cost) ซึ่งประกอบด้วยค่าใช้จ่ายสำหรับใช้ทรัพยากรเพื่อการลงทุนและค่าใช้จ่ายเพื่อการดำเนินงานและบำรุงรักษาโครงการ

(1) ค่าใช้จ่ายเพื่อการลงทุน เป็นค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจากการใช้ทรัพยากรเพื่อการสร้างสิ่งอำนวยความสะดวกซึ่งเป็นพื้นฐานของการผลิต เช่น

ก. ค่าใช้จ่ายเพื่อซื้อที่ดิน และสิ่งก่อสร้าง

ข. ค่าอาคารสถานที่ ค่าจัดทำสาธารณูปโภค

ค. ค่าเครื่องมือ เครื่องจักรและอุปกรณ์ต่างๆ

ง. ค่าที่ปรึกษาด้านวิชาการและการบริหาร

จ. ค่าใช้จ่ายก่อนการดำเนินงานโครงการ ได้แก่ ค่าฝึกอบรม ค่าการจัดการค่าใช้จ่ายเพื่อการลงทุนนี้สามารถจะประมาณการได้โดยอาศัยเจ้าหน้าที่ด้านเทคนิคและวิศวกรเป็นผู้วิเคราะห์

(2) ค่าใช้จ่ายเพื่อการดำเนินงานและบำรุงรักษา เป็นค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นขณะที่เริ่มดำเนินโครงการ เพื่อให้โครงการสามารถดำเนินไปได้ โดยปกติจะประกอบด้วย

ก. ค่าใช้จ่ายในการผลิต ซึ่งประกอบด้วยค่าวัตถุดิบ ค่าแรงงาน ค่าพลังงาน ค่าเชื้อเพลิง ค่าบรรจุหีบห่อ ค่าบำรุงรักษา และค่าใช้จ่ายอื่นๆ

ข. ค่าใช้จ่ายในการบริหารและดำเนินงาน ซึ่งประกอบด้วยค่าจ้างผู้บริหาร ผู้อำนวยการ ผู้จัดการ พนักงานและเจ้าหน้าที่อื่นๆ ค่าโฆษณาประชาสัมพันธ์

ค. ค่าใช้จ่ายอื่นๆ ซึ่งประกอบด้วย ค่าภาษี ค่าประกันภัย ค่าเสื่อมราคา

(3) ค่าใช้จ่ายอื่นๆ ซึ่งประกอบด้วย ค่าภาษี ค่าประกันภัย ค่าเสื่อมราคา

เมื่อโครงการเริ่มดำเนินงาน ค่าใช้จ่ายเพื่อการดำเนินงานและบำรุงรักษาอาจจะยังไม่สูงนัก แต่เมื่อขยายการดำเนินงานมากขึ้น ค่าใช้จ่ายส่วนนี้จะขยายตัวตามไปด้วย

2) ต้นทุนหรือค่าใช้จ่ายโดยอ้อม (Indirect cost) อาจเรียกอีกอย่างหนึ่งว่าค่าใช้จ่ายขั้นรอง (secondary costs) เป็นค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นภายนอกโครงการอันเนื่องมาจากการดำเนินโครงการ ซึ่งในทางเศรษฐศาสตร์เรียกว่าผลกระทบที่เกิดขึ้นภายนอก (externalites) เช่นเมื่อเกิดมลพิษขึ้น ต้องเข้ามารับผิดชอบแก้ไขปัญหาโดยลงทุนด้านการกำจัดมลพิษ ค่าใช้จ่ายดังกล่าวถือเป็นต้นทุนทางอ้อม ดังนั้นโดยหลักการแล้วก่อนที่จะตัดสินใจดำเนินโครงการหนึ่งโครงการใดจำเป็นอย่างยิ่งต้องมีการศึกษาผลกระทบและหาทางป้องกันปัญหาที่อาจจะเกิดขึ้นไว้ก่อน

1.4.2 ต้นทุนที่วัดไม่ได้ (Intangible Costs) คือต้นทุนที่ไม่สามารถตีค่าออกมาเป็นตัวเงินได้ ทั้งนี้อาจเนื่องมาจากเมื่อดำเนินโครงการไปแล้ว จะส่งผลกระทบต่อบุคคลอื่นหรือบุคคลที่สาม(third parties) ที่อยู่นอกโครงการ ซึ่งส่วนใหญ่มักจะกระทบทางด้านสังคม และเป็นผลเนื่องมาจากการดำเนินโครงการแล้วก่อให้เกิดผลกระทบต่อบุคคลอื่นในแง่จิตวิทยาทางสังคม

ต้นทุนที่วัดไม่ได้นี้บางครั้งอาจแสดงออกในรูปของการต่อต้านจากกลุ่มบุคคลที่ได้รับผลกระทบจากโครงการจนอาจนำไปสู่ปัญหาความขัดแย้งที่รุนแรงมากขึ้นได้ เพราะฉะนั้นต้นทุนที่วัดไม่ได้นี้ อาจต้องคำนึงไว้ด้วยระหว่างวิเคราะห์โครงการ โดยเฉพาะอย่างยิ่งในแง่ของการเสนอมาตรการที่จะป้องกันปัญหาที่จะเกิดขึ้นจากการดำเนินโครงการ

1.5 แนวคิดเกี่ยวกับผลตอบแทนของโครงการ

ผลตอบแทนของโครงการ คือ ผลผลิตที่เกิดขึ้นทั้งหมดจากการดำเนินโครงการ ซึ่งผลผลิตทั้งหมดนี้รวมถึงส่วนควบอื่นๆ ซึ่งจะไม่เกิดขึ้นถ้าไม่มีโครงการนี้ นอกจากนี้ผลตอบแทนของโครงการยังมิได้จำกัดเฉพาะผลตอบแทนทางด้านกายภาพแง่ของการเพิ่มผลผลิตเท่านั้น แต่รวมถึงผลตอบแทนของโครงการที่ก่อให้เกิดการปรับปรุงคุณภาพผลผลิตสูงขึ้น ที่ทำให้ได้รับผลตอบแทนสูงขึ้นอีกด้วย ผลตอบแทนของโครงการอาจจำแนกออกได้หลายประเภททั้งนี้ขึ้นอยู่กับวัตถุประสงค์ของการจำแนก แบ่งเป็น 3 ประเภทใหญ่ๆดังนี้ (สมศักดิ์ มีทรัพย์หลาก 2552 : 249)

1.5.1 ผลตอบแทนทางตรงของโครงการ คือผลผลิตสุทธิที่เพิ่มขึ้นจากการดำเนินโครงการและมีส่วนเพิ่มอุปทานให้กับระบบเศรษฐกิจ ในทางตรงกันข้ามถ้าหากผลผลิตที่เพิ่มขึ้นจากการดำเนินโครงการไม่ได้มีส่วนในการเพิ่มอุปทานให้กับระบบเศรษฐกิจ แต่กลับมีลักษณะเป็นการทดแทนอุปทานให้กับระบบเศรษฐกิจที่มีอยู่เดิม ก็จะไม่ถือว่าเป็นผลตอบแทนของโครงการ ผลตอบแทนทางตรงของโครงการ โดยทั่วไปจะวัดจากสิ่งต่างๆดังนี้

1) การเพิ่มมูลค่าของผลผลิตจากโครงการ หมายถึง มูลค่าของผลผลิตรวมที่เพิ่มขึ้น และขอบเขตการวัดมิได้วัดเฉพาะมูลค่าของผลผลิตที่มีการซื้อขายเท่านั้น แต่รวมถึงมูลค่าของผลผลิตที่ผู้ผลิตเองนำไปใช้หรือบริโภคด้วย อนึ่งการคิดมูลค่าเพิ่มผลผลิตจากโครงการนั้น ยังรวมถึงมูลค่าเพิ่มผลผลิตจากโครงการที่มีผลมาจากความสามารถในการปรับปรุงคุณภาพของผลผลิตให้ดีขึ้น สามารถเปลี่ยนแปลงเวลาและสถานที่การขายผลผลิตหรือการเปลี่ยนแปลงลักษณะหรือรูปแบบของผลผลิตจนทำให้ผู้ผลิตสามารถขายผลผลิตในราคาเพิ่มขึ้นด้วย

2) ความสามารถในการลดค่าใช้จ่ายหรือต้นทุนที่เกิดขึ้น คือ การลดค่าใช้จ่ายในการผลิต และรวมถึง การลดค่าใช้จ่ายในด้านอื่นๆสามารถนำมาพิจารณาในฐานะผลตอบแทนของโครงการได้เช่นกัน อาทิเช่น การลดค่าใช้จ่ายในการขนส่ง การลดความสูญเสียของผลผลิต เป็นต้น

*3) ผลตอบแทนอื่นๆ ที่เกิดขึ้นจากโครงการ*ซึ่งมีผลต่อการนำมาพิจารณาในการวิเคราะห์โครงการนั้นๆ มักจะเป็นโครงการภาครัฐ อาทิเช่น โครงการด้านการขนส่ง ผลตอบแทนโดยตรงคือสามารถลดค่าใช้จ่ายในการเดินทางสำหรับยานพาหนะ การสิ้นเปลืองน้ำมันเชื้อเพลิง

1.5.2 ผลตอบแทนทางอ้อมของโครงการ มักจะเป็นผลตอบแทนที่เกิดขึ้นกับสังคมหรือบุคคลที่อยู่ภายนอกโครงการ ซึ่งอาจจะเป็นผลตอบแทนทางเศรษฐกิจหรือผลตอบแทนด้านสังคมก็ได้ ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับโครงการนั้นๆ เช่นในกรณีสร้างเขื่อนชลประทานเพื่อการเกษตร ผลตอบแทนทางตรงคือ เกษตรกรได้รับมูลค่าของผลผลิตข้าวที่เพิ่มจากการทำนาได้หลายครั้งต่อปี

แต่ในขณะเดียวกันก็จะมีบุคคลที่สามได้รับผลประโยชน์หรือผลตอบแทนทางอ้อมด้วย เช่น ผู้ประกอบการขนส่ง และโรงสีข้าว จากปริมาณข้าวเปลือกที่เพิ่มขึ้น ผลตอบแทนทางอ้อมอาจจะเป็นผลตอบแทนทางอ้อมด้านสังคมเช่นประชาชนสามารถไปเที่ยวและสามารถไปพักผ่อนที่เขื่อนและได้รับความสุขใจ ซึ่งในบางครั้งไม่สามารถตีออกมาได้เป็นตัวเงิน

นอกจากนั้นผลของการดำเนินงานโครงการ อาจมีผลตอบแทนทางอ้อมจากการประหยัดภายนอก (externalities) เกิดขึ้นได้ เพราะเกิดส่วนประกอบอื่นๆที่เกี่ยวข้องกับโครงการที่จำเป็นอย่างยิ่งจะต้องมีการดำเนินควบคู่ไปด้วย เช่นการสร้างถนนเชื่อมระหว่างทางหลวงไปยังโครงการ ผลตอบแทนของถนนจึงมิได้จำกัดขอบเขตอยู่เฉพาะโครงการเท่านั้น แต่ยังมีผลต่อประชาชนในบริเวณนั้นด้วยที่สามารถใช้ถนนนั้นในการขนส่งพืชผลการเกษตรหรือประกอบอาชีพอื่นๆ ได้อีกด้วยโดยที่ประชาชนในบริเวณนั้นไม่ต้องเสียค่าใช้จ่ายในการสร้างถนนแต่อย่างใด

1.5.3 ผลตอบแทนที่ไม่มีตัวตน โดยทั่วไปหมายถึง ผลตอบแทนที่ไม่สามารถวัดได้ (intangible benefits) แต่ในข้อเท็จจริงแล้วมักจะเป็นผลตอบแทนที่วัดได้ค่อนข้างยาก เพราะไม่สามารถหาอุปสงค์ผลตอบแทนประเภทนี้ได้ เช่นผลตอบแทนของการพักผ่อนในสวนสาธารณะ

อย่างไรก็ตามได้มีความพยายามจะหาผลตอบแทนประเภทนี้อยู่บ้าง โดยนำหลักประสิทธิภาพหรือสัมฤทธิภาพ (Cost-Effectiveness method) มาใช้ในการวิเคราะห์

1.6 แนวคิดเกี่ยวกับอัตราส่วนลด

อัตราส่วนลด คือการลดทอนค่าของเงินต่างเวลากันให้อยู่ในเวลาเดียวกัน ซึ่งอาจจะเป็นการลดทอนค่าเงินในเวลาต่างๆให้เป็นค่าปัจจุบัน (Present value) หรือลดทอนค่าเงินในเวลาต่างๆให้เป็นค่าเงินในอนาคต (future value) ทั้งนี้อาจจะเป็นเวลาใดเวลาหนึ่ง ในทางปฏิบัตินิยมลดทอนค่าเงินให้เป็นค่าปัจจุบัน เหตุผลคือการวิเคราะห์โครงการเป็นเรื่องของการตัดสินใจลงทุนทันที

ในการเลือกอัตราส่วนลดจะต้องเลือกอัตราที่เหมาะสม การเลือกใช้อัตราส่วนลดสูงเกินไปจะทำให้จำนวนโครงการที่น่าสนใจลดลง แต่ถ้าใช้อัตราส่วนลดที่ต่ำเกินไปก็จะมีผลทำให้โครงการจำนวนมากเกินไปผ่านการพิจารณา (วิชญะ นาครักษ์ 2552 : 155)

แนวคิดพื้นฐานอันเป็นที่มาของสูตรอัตราส่วนลดที่เหมาะสมคือ การหาต้นทุนที่แท้จริงถ่วงน้ำหนักด้วยเงินทุนที่กู้ยืมมาลงทุน ดังสูตรต่อไปนี้

$$\text{อัตราส่วนลดที่เหมาะสม} = \frac{\text{เงินทุนส่วนเจ้าของ x อัตราผลตอบแทนที่ต้องการ}}{\text{เงินทุนทั้งหมด}} + \frac{\text{เงินทุนส่วนกู้ยืม x อัตราดอกเบี้ยเงินกู้}}{\text{เงินทุนทั้งหมด}} \quad (8)$$

สำหรับอัตราส่วนลดที่ใช้ในการวิเคราะห์นี้ใช้อัตราส่วนลด ร้อยละ 7 ซึ่งเป็นอัตราส่วนลดใกล้เคียงกับอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ลูกค้ารายใหญ่ชั้นดีประเภทเงินกู้แบบมีระยะเวลา(MLR) ของธนาคารในประเทศไทยในปัจจุบัน (พ.ศ.2555) ส่วนอัตราส่วนลดที่นิยมใช้สำหรับการลงทุนขนาดใหญ่หรือโครงการภาครัฐ คืออัตราส่วนลด ร้อยละ 12 เพราะเท่ากับอัตราดอกเบี้ยที่กู้จากธนาคารโลก โดยกระทรวงการคลังได้เคยว่าจ้างบริษัทต่างชาติทำการศึกษาไว้ เป็นอัตราดอกเบี้ยที่เหมาะสมกับประเทศไทย (มรกต คุ้มประสิทธิ์ 2556 : 69) และเป็นหลักมาตรฐานทั่วไป (Rule of thumb) ทั้งนี้ประเทศต่างๆส่วนมากมีความเห็นว่าค่าเสียโอกาสของทุนในประเทศที่กำลังพัฒนาอยู่ระหว่างร้อยละ 8 -15 สำหรับประเทศไทยโครงการภาครัฐใช้อัตราส่วนลดร้อยละ 12

2. งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

ในการทำวิจัยในครั้งนี้ได้มีการตรวจเอกสารจากงานวิจัยและรายงานการศึกษาที่เกี่ยวข้องกับโครงการผลิตไฟฟ้าจากวัสดุเหลือทิ้งของการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ ทั้งในด้านศักยภาพของชีวมวล เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้า และการประเมินโครงการในด้านต่างๆที่มีลักษณะใกล้เคียงกัน ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

วิชชากร จารุศิริ และคณะ (2546: 91-100) ศึกษาเรื่องศักยภาพของแกลบในการนำมาเป็นเชื้อเพลิง โดยศึกษาจากภายใต้สมมติฐานของการจัดตั้งโรงไฟฟ้าขนาดเล็กภายในพื้นที่ของโรงสี และนำข้อมูลมาสรุปถึงโรงสีที่มีศักยภาพเพียงพอที่จะให้แกลบเป็นเชื้อเพลิงป้อนสู่ระบบการเผาไหม้เพื่อนำไปผลิตกระแสไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า และเทคโนโลยีของหม้อไอน้ำที่ใช้ในการเผาไหม้เชื้อเพลิง

ผลการศึกษาพบว่าประเทศไทยเกิดวัสดุเหลือทิ้งประเภทแกลบมากถึง 4.6 ล้านตัน ต่อปีซึ่งสามารถนำมาป้อนให้กับโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก กำลังการผลิตไฟฟ้าไม่เกิน 3 เมกกะวัตต์ได้ ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าภายในโรงสีข้าว ในด้านเทคโนโลยี พบว่าระบบการเผาไหม้แบบสโตกเกอร์มีความเหมาะสมกับโรงไฟฟ้าขนาดเล็กแต่ให้ประสิทธิภาพต่ำกว่า ส่วนระบบการเผาไหม้เชื้อเพลิงแบบฟลูอิดไดซ์เบดเหมาะสมกับโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่และมีอัตราการป้อนเชื้อเพลิงสูง โดยโรงไฟฟ้าขนาดเล็กเป็นแบบใช้กังหันไอน้ำแรงดัน 35-40 บาร์ อุณหภูมิไอน้ำ 400 องศาเซลเซียส ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าขนาดเล็กภายในโรงสีข้าว

บัณฑิต เอื้ออาภรณ์ และวิชชากร จารุศิริ (2547: 125-127) ได้ศึกษาศักยภาพของโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงเหง้ามันสำปะหลัง โดยทำการศึกษาถึงความเป็นไปได้ในการนำเหง้ามันสำปะหลังมาใช้ประโยชน์ในด้านเทคโนโลยีการเผาไหม้ และศึกษาภายใต้สมมุติฐานของโรงไฟฟ้า

ขนาด 500 กิโลวัตต์ ใช้เหง้ามันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิงที่ให้อัตราความร้อน 2,868 กิโลแคลอรี่ต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง

ผลการศึกษาพบว่าโรงไฟฟ้าขนาด 500 กิโลวัตต์ใช้เหง้ามันสำปะหลังวันละ 10 ตัน หรือปีละ 3,285 ตัน เมื่อใช้ระบบเผาไหม้แบบสโตกเกอร์ และเมื่อกำหนดให้ราคาเหง้ามันสำปะหลังซึ่งเป็นวัสดุต้องกำจัดทิ้งจึงไม่มีมูลค่า แต่กำหนดให้มีราคาต้นทุนสำหรับเชื้อเพลิงป้อนโรงไฟฟ้าในอัตรากิโลกรัมละ 50 สตางค์ หรือตันละ 500 บาท จะประเมินได้ว่า ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากเหง้ามันสำปะหลังเท่ากับ 0.41 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ซึ่งถูกกว่าต้นทุนการผลิตกระแสไฟฟ้าจากถ่านหิน แต่มีข้อจำกัดในด้านไม่สามารถเป็นโรงไฟฟ้าแบบรวมศูนย์ หรือโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ได้

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี (2547: 8-1 - 8-18) ศึกษาศักยภาพของชีวมวลที่มีอยู่ในประเทศไทยเพื่อใช้เป็นแหล่งพลังงานทดแทน กรณีศึกษา แกลบ กากปาล์ม ขี้เลื่อย กากมะพร้าว และกากอ้อย ได้ศึกษาศักยภาพได้ศึกษาศักยภาพของชีวมวลประเภทต่างๆที่เกิดขึ้นจากการปลูก ภายในประเทศไทย วิธีการศึกษาโดยการทำการประเมินความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการนำชีวมวลมาใช้ประโยชน์ ใช้เกณฑ์วิเคราะห์เพื่อช่วยในการตัดสินใจลงทุน จากระยะเวลาคืนทุน (Payback period) อัตราผลตอบแทนต่อการลงทุน มูลค่าปัจจุบัน (NPV) และอัตราผลตอบแทนการลงทุน (IRR) ของชีวมวลประเภทต่างๆ

ผลการศึกษาพบว่าในแต่ภูมิภาคมีศักยภาพด้านเชื้อเพลิงชีวมวลแตกต่างกันไปจากพื้นที่เพาะปลูกพืชเหล่านั้น และเชื้อเพลิงชีวมวลส่วนใหญ่ยังไม่ได้ถูกนำมาใช้เป็นแหล่งพลังงานทดแทน ยกเว้นกากอ้อยจะถูกใช้ภายในโรงงานน้ำตาลเป็นส่วนใหญ่ ชีวมวลที่ยังคงเหลืออยู่สามารถนำใช้เป็นแหล่งพลังงานทดแทนได้ หรือนำมาแปรรูปเป็นรูปแบบอื่นๆเช่น เชื้อเพลิงอัดแท่ง ถ่านกัมมันต์จากกะลามะพร้าวเพื่อเพิ่มมูลค่าได้

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี (2548) โครงการประเมินศักยภาพของชีวมวลเพื่อผลิตความร้อนและไฟฟ้า ได้ศึกษาประเมินศักยภาพของชีวมวลประเภทต่างๆคือ เศษวัสดุจากการเกษตรและอุตสาหกรรมการเกษตร เศษวัสดุจากการแปรรูปไม้และอุตสาหกรรมเฟอร์นิเจอร์ และชีวมวลจากไม้โตเร็วพบว่า

ผลการศึกษาพบว่าเศษวัสดุจากการเกษตรและอุตสาหกรรมการเกษตร เช่นฟางข้าว ใบอ้อยและยอดอ้อย ทะลายปาล์ม และลำต้นข้าวโพด ถูกเผาทิ้งและฝังกลบเป็นจำนวนมาก หากนำมาผลิตพลังงานจะมีศักยภาพเท่ากับ 4,841-11787 ktoe ต่อปี ใช้ผลิตไฟฟ้าได้ 1,891-4,604 MW (ภายใต้สมมุติฐานประสิทธิภาพการเปลี่ยนพลังงานความร้อนเป็นไฟฟ้าที่ร้อยละ 20 และระยะเวลาเดินเครื่อง 6,000 ชั่วโมงต่อปี) ส่วนเศษวัสดุจากการแปรรูปไม้และอุตสาหกรรมเฟอร์นิเจอร์ จะมีเศษวัสดุที่เกิดในสวนยางเมื่อมีการโค่นต้นยางพารา ได้แก่ กิ่งก้าน ตอไม้ และราก ซึ่งมีปริมาณร้อย

ละ 20 -50 ของปริมาณต้นยางที่โค่นประมาณ15.4 ล้านตัน อัตราการเก็บคืนที่ร้อยละ 75 สามารถผลิตพลังงานเท่ากับ 1,028-2,570 ktoe ต่อปี หรือเท่ากับ 401-1004 MWเทียบเท่า แต่การเก็บเศษวัสดุทำได้ยากจึงมีต้นทุนสูงเกินไปจึงถือว่าไม่มีศักยภาพในการนำมาผลิตเป็นพลังงาน ชีวมวลจากไม้โตเร็วจะมีพื้นที่เหมาะสมในการปลูกไม้โตเร็วเช่น ยูคาลิปตัสประมาณ 3.3 ล้านไร่ โดยพื้นที่ส่วนใหญ่อยู่ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ภายใต้สมมุติฐานใช้พื้นที่ปลูกร้อยละ 50 คิดเป็น 1.7 ล้านไร่ ผลผลิตไร่ละ 10 ตัน ต่อ 5 ปี จะผลิตไฟฟ้าได้ประมาณ 519 MW เทียบเท่า และหากมีการจัดการบริหารป่าเสื่อมโทรมได้ดีคาดว่าในพ.ศ. 2559 มีศักยภาพผลิตไฟฟ้าประมาณ 1,298 MWเทียบเท่า

คมสันต์ นาคพันธ์ (2548: 29- 90) ศึกษาถึงการประเมินเชิงเทคนิคและทางเศรษฐศาสตร์ของการใช้ประโยชน์จากกากอ้อยเพื่อผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม โดยมีวิธีการศึกษาจากการประเมินเชิงเทคนิคและเศรษฐศาสตร์พิจารณาระบบผลิตพลังงานความร้อนร่วม 2 แบบคือหม้อไอน้ำที่ใช้ห้องเผาไหม้แบบสโตกเกอร์และหม้อไอน้ำที่ใช้ห้องเผาไหม้แบบฟลูอิดไดซ์เบด โดยพิจารณาถึง มูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน และอัตราผลตอบแทนภายในโครงการ

ผลการศึกษาพบว่าระบบผลิตความร้อนร่วมที่เหมาะสมกับโรงงานน้ำตาลรวมผลคือหม้อไอน้ำที่ใช้ห้องเผาไหม้แบบ สโตกเกอร์ มากกว่าแบบฟลูอิดไดซ์เบด เนื่องจากมีเงินลงทุนน้อยกว่าและอายุการใช้งานนานกว่า โดยศักยภาพการผลิตไฟฟ้าจากกากอ้อยของโรงงานได้มากถึง 10 เมกกะวัตต์ โดยใช้เงินกู้ยืมจากธนาคารทั้งหมดของค่าลงทุนก่อสร้าง 673.56 ล้านบาท ใช้สัญญาซื้อขายไฟฟ้าแบบกำหนดพลังงานระยะเวลา 20 ปี ทำให้มีรายได้จากการขายไฟฟ้า 10 MW เป็นเงิน 189.80 ล้านบาทต่อปี มูลค่าสุทธิ 3,147 ล้านบาท อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน 2.53 และอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการร้อยละ 39.14

อรุณี กางกรณ์ (2549) ศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการจัดตั้งโรงไฟฟ้าในโรงสีข้าวที่ใช้เชื้อเพลิงแกลบในเขตจังหวัดชัยนาท ขนาด 3 เมกกะวัตต์ โดยทำการศึกษาสภาวะการผลิตข้าว แนวโน้มปริมาณแกลบ ศึกษาความเป็นไปได้ทางด้านตลาด ความเป็นไปได้ทางด้านเทคนิค และความเป็นไปได้ทางด้านการเงินของโครงการใช้หลักการวิเคราะห์ต้นทุน-ผลตอบแทนแบบคำนึงถึงค่าปัจจุบันของเงิน คือมูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุนและอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ โดยกำหนดให้ระยะเวลาของโครงการ 20 ปี

ผลการศึกษาพบว่าปริมาณแกลบมีเพียงพอสำหรับใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตพลังงานไฟฟ้าขนาด 3 เมกกะวัตต์ มีปริมาณแกลบที่เกิดขึ้นประมาณ 432,695 ตันต่อปีใน พ.ศ.2573 โครงการมีความเป็นไปได้ทางด้านตลาดโดยขายให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค มีความเป็นไปได้ทางด้านเทคนิค โดยมีความเหมาะสมด้านสถานที่ตั้งและกระบวนการผลิต มีความเป็นไปได้

ทางด้านการเงิน เมื่อวิเคราะห์โดยใช้อัตราส่วนลดของโครงการเท่ากับร้อยละ 12 มูลคาปัจจุบันสุทธิเท่ากับ 163,160,296.41 บาท อัตราส่วนผลตอบแทนต่อทุนเท่ากับ 1.68 อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการเท่ากับร้อยละ 32.06 ดังนั้นโครงการจึงมีความคุ้มค่าในการลงทุน

รัชกาญจน์ วินิจและคณะ (2552) ศึกษาสมรรถนะเชิงความร้อนของหม้อไอน้ำชีวมวลขนาดกำลังการผลิต 100 กิโลวัตต์เทอร์มอล อัตราการผลิตไอน้ำ 200 กิโลกรัมต่อชั่วโมง ความดันไอ 17 กิโลกรัมต่อตารางเซนติเมตร โดยใช้เชื้อเพลิง ไม้ยูคาลิปตัส, ไมยราพยักษ์ และซังข้าวโพด

ผลการศึกษาพบว่าอัตราสิ้นเปลืองไม้ยูคาลิปตัส เท่ากับ26.28 กิโลกรัมต่อชั่วโมง ไมยราพยักษ์ เท่ากับ 17.50 กิโลกรัมต่อชั่วโมง และซังข้าวโพดเท่ากับ 57.81 กิโลกรัมต่อชั่วโมง ตามลำดับ และสมรรถนะเชิงความร้อนของหม้อไอน้ำชีวมวลโดยใช้ไม้ยูคาลิปตัส ไมยราพยักษ์ และซังข้าวโพด คือ ร้อยละ 72.81 72.48 และ 57.07 ตามลำดับ

เก็จไพลิน คำเพราะ (2553: 27 - 94) ศึกษาความเป็นไปได้ในการลงทุนโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลจากแกลบและเหง้ามันสำปะหลังในจังหวัดศรีสะเกษ โดยมีวิธีการศึกษาความเป็นไปได้ในการลงทุนทางการเงิน วิเคราะห์ความแปรเปลี่ยนของโครงการ และศึกษาถึงปัญหาและอุปสรรคของการดำเนินโครงการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลที่ใช้เชื้อเพลิงแกลบและเหง้ามันสำปะหลัง ในจังหวัดศรีสะเกษ

ผลการศึกษาพบว่ากรณีที่ขายไฟฟ้าในสัญญาระยะสั้น โครงการมีความคุ้มค่าต่อการลงทุนมากที่สุดในกรณีใช้เหง้ามันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการเท่ากับ 1,005 ล้านบาท อัตราผลตอบแทนภายในโครงการเท่ากับร้อยละ 20 อัตราส่วนผลตอบแทนต่อการลงทุนเท่ากับ 1.96 และในกรณีขายไฟฟ้าในสัญญาระยะยาว โครงการมีความคุ้มค่าต่อการลงทุนมากที่สุดในกรณีใช้เหง้ามันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการเท่ากับ 737 ล้านบาท อัตราผลตอบแทนภายในโครงการเท่ากับร้อยละ 14 อัตราส่วนผลตอบแทนต่อการลงทุนเท่ากับ 1.50 อย่างไรก็ตามการใช้เชื้อเพลิงชนิดเหง้ามันสำปะหลังอย่างเดียวอาจไม่เพียงพอสำหรับเป็นเชื้อเพลิงตลอดทั้งปี โดยอาจจะใช้ส่วนผสมของแกลบต่อเหง้ามันสำปะหลังในอัตราส่วน 1:2 ซึ่งยังทำให้โครงการคุ้มค่าในการลงทุน

กฤษฎา ปรีชาบริสุทธิ์กุล (2553: 46-94) ศึกษาความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าชีวมวลขนาดเล็กมาก ขนาด 100 กิโลวัตต์ ตำบลอุดมทรัพย์ จังหวัดนครราชสีมา มีวิธีการศึกษาจากเชื้อเพลิง 3 ชนิดได้แก่ แกลบ เหง้ามันสำปะหลัง เศษไม้ยูคาลิปตัส จากข้อมูลทุติยภูมิแหล่งต่างๆในการวิเคราะห์ทางด้านการเงิน พิจารณาจากมูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราผลตอบแทนภายในโครงการ ระยะเวลาคืนทุน และอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อทุน ณ ระดับอัตราคิดลดร้อยละ 5

อายุโครงการ 25 ปี ที่ใช้เชื้อเพลิงจาก แกลบ เหง้ามันสำปะหลังและเศษไม้ยูคาลิปตัส ตลอดจนวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการ

ผลการศึกษาพบว่า ความเป็นไปได้ทางด้านการเงินของโรงไฟฟ้าชีวมวลแกลบเป็นเชื้อเพลิง มูลค่าปัจจุบันสุทธิเท่ากับ 825,017 บาท ผลตอบแทนภายในร้อยละ 1 อัตราส่วนผลตอบแทนต่อทุน เท่ากับ 1.02 โรงไฟฟ้าชีวมวลใช้เหง้ามันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง มูลค่าปัจจุบันสุทธิเท่ากับ 3,593,999 บาท ผลตอบแทนภายในร้อยละ 3 อัตราส่วนผลตอบแทนต่อทุน เท่ากับ 1.08 โรงไฟฟ้าชีวมวลใช้เปลือกไม้ยูคาเป็นเชื้อเพลิง มูลค่าปัจจุบันสุทธิเท่ากับ 4,709,244 บาท ผลตอบแทนภายในร้อยละ 4 อัตราส่วนผลตอบแทนต่อทุน เท่ากับ 1.10 ดังนั้นโรงไฟฟ้าจากเศษไม้ยูคาลิปตัสมีความเหมาะสมทางด้านเศรษศาสตร์และทางการเงินมากกว่า โรงไฟฟ้าชีวมวลจากแกลบ และเหง้ามันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง

3. สรุป

จากทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง พบว่าการศึกษาความเป็นไปได้จะวิเคราะห์ทางด้านการตลาด ทางด้านเทคนิค และทางด้านการเงิน มีดังนี้

3.1 การวิเคราะห์ทางการตลาด จะวิเคราะห์หาแหล่งรับซื้อไฟฟ้าที่ผลิตได้ ช่องทางการขาย และข้อจำกัดทางตลาดต่างๆ

3.2 การวิเคราะห์ทางการเทคนิค วิเคราะห์ถึงแหล่งวัตถุดิบที่นำมาใช้ ปริมาณวัตถุดิบสำหรับนำมาผลิตกระแสไฟฟ้า เทคโนโลยีสำหรับการผลิตกระแสไฟฟ้า

3.3 การวิเคราะห์ด้านการเงิน ใช้เครื่องมือต่างๆคือ ระยะเวลาคืนทุนของโครงการ มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการ อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน อัตราผลตอบแทนภายในโครงการ การวิเคราะห์ความไว ในการศึกษาความเป็นไปได้

ดังนั้นสำหรับการศึกษาในครั้งนี้จะทำการศึกษาถึงศักยภาพเชิงปริมาณและการกระจายเชิงภูมิศาสตร์ของชีวมวลที่เกิดขึ้นจากการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ของประเทศไทย และวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของโครงการมี 4 ด้านคือ ความเป็นไปได้ทางด้านตลาด ความเป็นไปได้ทางด้านเทคนิค ความเป็นไปได้ทางด้านการเงิน และการวิเคราะห์ความไว มีรายละเอียดดังนี้คือ

1. การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางด้านตลาด จะต้องพิจารณาถึงความเป็นไปได้ของโครงการด้านตลาด และคาดการณ์ว่าจะได้ผลกำไรจากการดำเนินโครงการนั้น รวมถึงพิจารณาไปถึงแนวโน้มในอนาคตด้วยว่า ความต้องการในการใช้และรับซื้อไฟฟ้ามีมากน้อยเพียงใด และโครงการสามารถผลิตได้หรือไม่

2. การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางด้านเทคนิค จะการศึกษารวบรวมข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับการผลิตวัตถุดิบ การควบคุมการผลิต การวางแผนการผลิต และให้ความสำคัญต่อเครื่องจักรอุปกรณ์ต่างๆ ที่ใช้ในการผลิตด้วย การวิเคราะห์จะพิจารณาถึง กระบวนการผลิต ความเหมาะสมของเครื่องจักรในการผลิต และปริมาณและคุณภาพของวัตถุดิบ รวมถึงการจำลองเหตุการณ์ (simulation) การเปลี่ยนแปลงของปริมาณเชื้อเพลิงชีวมวลจากการปลูกข้าวโพดที่เกิดขึ้น

3. การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางด้านการเงิน ใช้เครื่องมือในการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงิน ดังนี้คือ ระยะเวลาคืนทุนของโครงการ (Payback Period) มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการ (Net Present Value) อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน (Benefit Cost Ratio) อัตราผลตอบแทนภายในโครงการ (Internal Rate of Return)

4. การวิเคราะห์ความไว (Sensitivity analysis) จะวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการเมื่อผลตอบแทนเปลี่ยนแปลงไป เช่น ราคารับซื้อไฟฟ้า หรือต้นทุนของโครงการเปลี่ยนแปลงไป เช่น มูลค่าของโครงการ ราคาเชื้อเพลิง อัตราดอกเบี้ย เงินเดือนพนักงาน อัตราส่วนลดของโครงการ เป็นต้น

บทที่ 3
วิธีดำเนินการวิจัย

1. เครื่องมือที่ใช้ในการวิจัย

การวิจัยในครั้งนี้ ใช้โปรแกรมตารางคำนวณ (Microsoft Excel) เพื่อสร้างสมุดงานเพื่อประมวลผลและวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของโครงการ โดยวิเคราะห์ในด้านต่างๆดังนี้คือ

1) ระยะเวลาคืนทุนของโครงการ (Payback Period)

2) มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการ (Net Present Value)

3) อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน (Benefit Cost Ratio)

4) อัตราผลตอบแทนภายในโครงการ (Internal Rate of Return)

5) การวิเคราะห์ความไว (Sensitivity Analysis)

2. การเก็บรวมรวมข้อมูล

2.1 การเก็บรวบรวมข้อมูลจากเอกสารปริทัศน์ของข้อมูลการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์จากหน่วยงานทางสถิติต่างๆ ตามตารางที่ 3.1

ตารางที่ 3.1 แหล่งค้นคว้าข้อมูลในการดำเนินการวิจัย

ประเภทข้อมูล	แหล่งข้อมูล
พื้นที่การปลูกข้าวโพด ปริมาณข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ การนำไปใช้ประโยชน์ และราคา	- ศูนย์สารสนเทศการเกษตร สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร กระทรวงเกษตรและสหกรณ์ - กรมส่งเสริมการเกษตร กระทรวงเกษตรและสหกรณ์ - งานศึกษา และงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง - เกษตรกรไร่ข้าวโพด - สำนักงานเกษตรจังหวัด - ผู้ประกอบการลานข้าวโพด โรงงาน

ตารางที่ 3.1 (ต่อ)

ประเภทข้อมูล	แหล่งข้อมูล
ข้อมูลด้านพลังงานและนโยบายจากภาครัฐ	- มูลนิธิพลังงานและสิ่งแวดล้อม - กรมพัฒนาพลังงานและอนุรักษ์พลังงาน - สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน - กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน
การรับซื้อไฟฟ้า	- การไฟฟ้าฝ่ายผลิต - การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค
ข้อมูลด้านเทคนิค วิศวกรรมและการก่อสร้าง	- บริษัทเอกชน โรงไฟฟ้า - หน่วยงานราชการ - หน่วยงานการศึกษาที่เกี่ยวข้อง - งานศึกษา และงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

3. การวิเคราะห์ข้อมูล

3.1 ในการวิเคราะห์ปริมาณวัสดุเหลือใช้จากการปลูกข้าวโพด ใช้การคำนวณตามรายงานการสำรวจวัสดุเหลือใช้จาก “ข้าวโพด” ดังนี้คือ (สำนักงานพลังงานแห่งชาติ 2531:78)

ร้อยละของน้ำหนักแต่ละส่วนของข้าวโพดของปีเพาะปลูก พ.ศ. 2528/2529

น้ำหนักยอดและต้นข้าวโพด เท่ากับ ร้อยละ 39.375

น้ำหนักใบและกาบหุ้มฝัก เท่ากับ ร้อยละ 6.250

น้ำหนักเมล็ด เท่ากับ ร้อยละ 43.125

น้ำหนักซังข้าวโพด เท่ากับ ร้อยละ 11.250

หรืออัตราส่วนของเชื้อเพลิงชีวมวลต่อผลผลิตจากเอกสารปริทัศน์ที่ใกล้เคียงกับข้อมูลที่ได้จากสำนักงานเศรษฐกิจการเกษตรใน พ.ศ. 2552

3.2 วิเคราะห์หาปริมาณวัสดุเหลือใช้ที่เกิดขึ้นจากปริมาณผลผลิตของข้าวโพดเลี้ยงสัตว์จำแนกตามรายจังหวัด โดยใช้อัตราส่วนวัสดุเหลือใช้ต่อผลผลิต (ค่าอัตราส่วนวัสดุเหลือใช้ต่อผลผลิตได้จาก เอกสารเผยแพร่ กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน หรือจากหน่วยงานอื่นๆ ที่เกี่ยวข้อง)

3.3 ประเมินศักยภาพในด้านพื้นที่ของจังหวัดเพชรบูรณ์หรือบริเวณใกล้เคียงเพื่อให้สามารถจัดหาเชื้อเพลิงชีวมวลจากการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์เพียงพอต่อการตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวล จากข้อมูลทุติยภูมิ หรือเอกสารเผยแพร่ของ สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร

3.4 การประเมินความเป็นไปได้ทางตลาด พิจารณาถึงความเป็นไปได้ของโครงการด้านตลาด แหล่งรับซื้อไฟฟ้า รวมถึงพิจารณาแนวโน้มในอนาคตด้วยว่า ความต้องการใช้ไฟฟ้าและรับซื้อไฟฟ้ามีมากน้อย

3.5 การประเมินความเป็นไปได้ทางเทคนิคของโครงการจากการประเมินเชิงวิศวกรรมที่เกี่ยวข้อง และปริมาณเชื้อเพลิงชีวมวลจากวัสดุเหลือทิ้งจากการปลูกข้าวโพดที่ต้องใช้ในการผลิตไฟฟ้า

3.5.1 การประเมินปริมาณไอน้ำที่ใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้าต่อชั่วโมงในส่วนของเครื่องกำเนิดกระแสไฟฟ้า

1) วิธีใช้แผนภูมิ Mollier Chart โดยลากจากค่า Enthalpy เทียบกับ Entropy เส้นค่าคงที่ของการเปลี่ยนความดัน และอุณหภูมิ ตามแผน Mollier Chart ในภาคผนวก ค. แล้วนำมาคิดเทียบกับตาราง steam table เพื่อหาปริมาณไอน้ำที่ใช้ คูณด้วยประสิทธิภาพของกังหันไอน้ำและเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

2) หาโดยคำนวณหาจากสมดุลพลังงานตามสมการ

$$\text{Electric generator (kW)} = \frac{\text{Steam rate (kg/h)} \times \eta \text{ turbine} \times \eta \text{ generator}}{\text{Condensed Steam rate (kg/kWh)}}$$

เมื่อ

Electric generator	=	ขนาดกำลังการผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้า (กิโลวัตต์)
Steam rate	=	อัตราการใช้ไอน้ำ (กิโลกรัมต่อชั่วโมง)
Condensed Steam rate	=	อัตราการเกิดไอน้ำควบแน่น (กิโลกรัมต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง) จากตารางประมาณไอน้ำควบแน่นJohn wiley & Sons,Inc. ในภาคผนวก ค.
η turbine	=	ประสิทธิภาพของกังหันไอน้ำ
η generator	=	ประสิทธิภาพของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

เมื่อเปลี่ยนสมการให้อยู่ในรูปของ Steam rate (kg/h) ได้สมการดังนี้

$$\text{Steam rate (kg/h)} = \frac{\text{Condensed Steam rate (kg/kWh)} \times \text{Electric generator (kW)}}{\eta \text{ turbine} \times \eta \text{ generator}}$$

ทำให้สามารถประเมินอัตราการใช้ไอน้ำ (กิโลกรัมต่อชั่วโมง) ได้

3.5.2 การประเมินเชื้อเพลิงที่ใช้ต่อวัน โดยคำนวณหาจากสมดุลพลังงานตามสมการ

$$\text{Biomass rate (ton/h)} = \frac{\text{(Enthalpy steam - Enthalpy water)(MJ/ton)} \times \text{Steam rate (ton/h)}}{\text{LHV biomass (MJ/ton)} \times \eta \text{ Boiler}}$$

เมื่อ

Biomass rate	=	อัตราการใช้เชื้อเพลิงชีวมวล (ตันต่อชั่วโมง)
Enthalpy steam	=	ค่าเอนทาลปีของไอน้ำที่ผลิต (เมกกะจูนต่อตัน)
Enthalpy water	=	ค่าเอนทาลปีของน้ำที่เข้าหม้อไอน้ำ (เมกกะจูนต่อตัน)
η Boiler	=	ประสิทธิภาพของหม้อไอน้ำ

3.6 การประเมินทางด้านการเงินของโครงการครั้งนี้ แบ่งการประเมินเป็น 2 กรณี คือ

3.6.1 กรณีกู้เงินลงทุนร้อยละ 70 ของมูลค่าของโครงการ โดยมูลค่าของโครงการเท่ากับ 500 ล้านบาท แบ่งเป็นลงทุน 150 ล้านบาท และกู้เงินลงทุนจากธนาคาร 350 ล้านบาท ที่อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ร้อยละ 7 ต่อปี ระยะผ่อนชำระ 15 ปี

3.6.2 กรณีลงทุนทั้งหมดเท่ากับมูลค่าของโครงการ โดยมูลค่าของโครงการเท่ากับ 500 ล้านบาท

โดยมีข้อกำหนดต่างๆที่ใช้ในการประเมินดังนี้

1) ระยะเวลาของโครงการ เท่ากับ 25 ปี ซึ่งเป็นระยะเวลาสำหรับการประเมินโครงการผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กโดยทั่วไป

2) อัตราส่วนลดเท่ากับ ร้อยละ 7 ซึ่งเป็นอัตราส่วนลดใกล้เคียงกับอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ลูกค้ารายใหญ่ชั้นดีประเภทเงินกู้แบบมีระยะเวลา(MLR) ของธนาคารในประเทศไทยในปัจจุบัน (พ.ศ.2555)

3) ราคาเชื้อเพลิงชีวมวล คงที่ตลอดอายุโครงการ

*4) ราคารับซื้อ*ไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคคงที่ตลอดอายุโครงการ

5) ไม่คำนึงถึงต้นทุนค่าเสียโอกาส ของเงินลงทุน

สำหรับหลักเกณฑ์การวิเคราะห์โครงการ ใช้วิธีการในการวิเคราะห์ 5 วิธีการที่นิยมใช้เพื่ออธิบายถึงความเป็นไปได้ทางการเงินของโครงการ คือ

3.5.1 ระยะเวลาคืนทุนของโครงการ (Payback Period)

ในการคำนวณระยะเวลาคืนทุนของโครงการในกรณีที่กระแสเงินสดสุทธิรายปีเท่ากันทุกปีสามารถคำนวณได้จากสูตร (วิชญะ นาครักษ์)

ระยะเวลาคืนทุนของโครงการ(PBP) = เงินลงทุนเริ่มต้น/ผลตอบแทนสุทธิเฉลี่ยต่อปี

แต่ในกรณีที่ผลตอบแทนสุทธิรายปีแต่ละปีไม่เท่ากัน ระยะเวลาคืนทุนของโครงการสามารถคำนวณได้จากผลตอบแทนสุทธิรับรวมไปทีละปี จนกว่าจะถึงช่วงปีที่ผลรวมกระแสผลตอบแทนสุทธิเท่ากับเงินลงทุนเริ่มต้น หารด้วยจำนวนปีที่รวมผลรวมกระแสผลตอบแทนสุทธิ

3.5.2 มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการ (Net Present Value)

1) หาจากสูตรคำนวณ (วิชญะ นาครักษ์ 2552 : 118)

$$NPV = -K_0 + \frac{b_1 - c_1}{(1+i)} + \frac{b_2 - c_2}{(1+i)^2} + \frac{b_3 - c_3}{(1+i)^3} + ... + \frac{b_n - c_n}{(1+i)^n} \qquad (3)$$

เมื่อ NPV หมายถึง มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการ

b_t หมายถึง ผลตอบแทนของโครงการ ปีที่ 1 , 2 , 3 , ... n

c_t หมายถึง ค่าใช้จ่ายของโครงการ ปีที่ 1 , 2 , 3 , ... n

K_0 หมายถึง ค่าใช้จ่ายในการลงทุนเริ่มแรก

i หมายถึง อัตราดอกเบี้ยหรือค่าเสียโอกาสของทุน

t หมายถึง ระยะเวลาปีของโครงการ คือ ปีที่ 1 , 2 , 3 , ... n

n หมายถึง อายุโครงการ

2) หาจากฟังก์ชันของโปรแกรมตารางคำนวณ Excel ดังนี้

NPVหาจากฟังก์ชัน =NPV (rate,Value1:Value n)

เมื่อ NPV หมายถึง มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการ

rate หมายถึง อัตราดอกเบี้ยหรือค่าเสียโอกาสของทุน

value1 หมายถึง กระแสเงินปีที่ 1

value n หมายถึง กระแสเงินปีสุดท้าย

การใช้หลักเกณฑ์ NPV พิจารณาจาก NPV > 0 และมีค่าสูงสุด

3.5.3 อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน (Benefit Cost Ratio)

1) หาจากสูตรคำนวณ สามารถหาได้จาก

$$\text{BCR} = \frac{\text{PVB}}{\text{PVC}}$$

หรือ

$$\text{BCR} = \frac{\sum_{t=1}^{n} \frac{B_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^{n} \frac{C_t}{(1+i)^t}}$$

เมื่อ BCR หมายถึง อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อทุน

PVB หมายถึง มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนรวม

PVC หมายถึง มูลค่าปัจจุบันของต้นทุนรวม

B_t หมายถึง ผลตอบแทนของโครงการ ปีที่ t

C_t หมายถึง ค่าใช้จ่ายของโครงการ ปีที่ t

i หมายถึง อัตราดอกเบี้ยหรือค่าเสียโอกาสของทุน

t หมายถึง ระยะเวลาปีของโครงการ คือ ปีที่ 1 , 2 , 3 , ... n

n หมายถึง อายุโครงการ

2) หาจากฟังก์ชันของโปรแกรมตารางคำนวณ Excel ดังนี้

BCR โดยใช้ฟังก์ชัน NPV ของ PVB/PVC

หลักเกณฑ์การตัดสินใจสำหรับอัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุนมีดังนี้คือ

อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุนมีค่ามากกว่า 1 (BCR > 1) หมายความว่า ยอมรับข้อเสนอโครงการ

อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุนมีค่าน้อยกว่า 1 (BCR < 1) หมายความว่า ปฏิเสธข้อเสนอโครงการ

3.5.4 อัตราผลตอบแทนภายในโครงการ (Internal Rate of Return)

1) หาจากสูตรคำนวณ สูตรสำหรับการหา IRR คือ

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

หรือ

$$\text{K}_0 = \frac{b_1 - c_1}{(1+r)} + \frac{b_2 - c_2}{(1+r)^2} + \frac{b_3 - c_3}{(1+r)^3} + ... + \frac{b_n - c_n}{(1+r)^n}$$

เมื่อ r คือค่า IRRที่ทำให้สมการเป็นจริง

2) หาจากฟังก์ชันของโปรแกรมตารางคำนวณ Excel ดังนี้

หาค่า IRR โดยใช้ฟังก์ชัน =IRR(Cash Flow)

เมื่อ IRR หมายถึง อัตราผลตอบแทนภายในโครงการ

Cash Flow หมายถึง กระแสเงินปีที่ 1 ถึง ปีสุดท้าย

การใช้หลักเกณฑ์ IRR พิจารณาจาก IRR > อัตราดอกเบี้ยหรือค่าเสียโอกาสของทุนและมีค่าสูงสุด

3.7 การวิเคราะห์ความไว (Sensitivity analysis) สำหรับตัวแปรที่ใช้ในการพิจารณาโครงการคือ ต้นทุน และผลตอบแทนที่ได้จากโครงการ โดยวิเคราะห์จากการเปลี่ยนแปลงของปัจจัยเป็นร้อยละในช่วงการเปลี่ยนแปลงตั้งแต่ ลบร้อยละห้าสิบ จนถึง บวกร้อยละห้าสิบ เทียบกับอัตราผลตอบแทนภายในโครงการที่เกิดขึ้น

ตัวแปรหรือปัจจัยที่นำมาวิเคราะห์มีดังนี้คือ

3.7.1 มูลค่าของโครงการ

3.7.2 ราคาขายค่าพลังงานไฟฟ้า

3.7.3 อัตราดอกเบี้ยธนาคาร

3.7.4 ราคาเชื้อเพลิง(ซังข้าวโพด)

3.7.5 อัตราการเพิ่มเงินเดือนของพนักงาน

3.7.6 อัตราส่วนลดของโครงการ

บทที่ 4
ผลการวิเคราะห์ข้อมูล

ในบทที่ 4 นี้กล่าวถึงผลการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการผลิตไฟฟ้าจากวัสดุเหลือทิ้งของการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ ซึ่งมีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษา (1) ศักยภาพเชิงปริมาณและการกระจายเชิงภูมิศาสตร์ของชีวมวลที่เกิดขึ้นจากการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ของประเทศไทย (2) ความเป็นไปได้ของด้านตลาด ด้านเทคนิค และด้านการเงินของโครงการผลิตไฟฟ้าจากวัสดุเหลือทิ้งของการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์เป็นเชื้อเพลิงหลักสำหรับโรงไฟฟ้าชีวมวลกำลังการผลิตไม่เกิน 10 MW ในพื้นที่จังหวัดเพชรบูรณ์ (3) วิเคราะห์ความไวของโครงการผลิตไฟฟ้าจากวัสดุเหลือทิ้งของการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์

จากการศึกษาทำการรวบรวมข้อมูลจากเอกสารอ้างอิง รวมทั้งออกสำรวจภาคสนามเบื้องต้นเพื่อนำมาวิเคราะห์เพื่อนำมาการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการผลิตไฟฟ้าจากวัสดุเหลือทิ้งของการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ สามารถวิเคราะห์ผลการศึกษาในด้านต่างๆได้ดังนี้คือ

ส่วนที่ 1 ผลการศึกษาศักยภาพเชิงปริมาณและการกระจายเชิงภูมิศาสตร์ของชีวมวลที่เกิดขึ้นจากการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ของประเทศไทย

ส่วนที่ 2 ผลการศึกษาความเป็นไปได้ของด้านตลาด ด้านเทคนิค และด้านการเงินของโครงการผลิตไฟฟ้าจากวัสดุเหลือทิ้งของการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์เป็นเชื้อเพลิงหลักสำหรับโรงไฟฟ้าชีวมวลกำลังการผลิตไม่เกิน 10 MW ในพื้นที่จังหวัดเพชรบูรณ์

ส่วนที่ 3 ผลการวิเคราะห์ความไวของโครงการผลิตไฟฟ้าจากวัสดุเหลือทิ้งของการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์

ตอนที่ 1 ผลการศึกษาศักยภาพเชิงปริมาณและการกระจายเชิงภูมิศาสตร์ของชีวมวลที่เกิดขึ้นจากการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ของประเทศไทย

1.1 ปริมาณเชื้อเพลิงชีวมวลที่เกิดขึ้น

ปริมาณเชื้อเพลิงชีวมวลที่เกิดขึ้นนั้น ขึ้นอยู่กับการปลูกข้าวโพดในประเทศสามารถแบ่งฤดูกาลเพาะปลูกได้เป็น 2 ฤดู คือ ช่วงมีนาคม-มิถุนายน และช่วง สิงหาคม-ธันวาคม โดยอายุเก็บเกี่ยวอยู่ระหว่าง 100 – 120 วัน ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับปริมาณน้ำฝนและการกระจายตัวของฝนในพื้นที่

นั้นๆ ดังนั้น เมื่อถึงฤดูเก็บเกี่ยวจึงมีเชื้อเพลิงชีวมวลจากการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์จำนวนมากเกิดขึ้นเสมอ ในช่วงเดือนมิถุนายน-กรกฎาคม และช่วงเดือนธันวาคม-มกราคม

จากข้อมูลสถิติการเกษตรของประเทศไทยที่จัดทำโดยจากสำนักงานเศรษฐกิจการเกษตรในช่วง พ.ศ. 2550-2555 มีข้อมูลดังในตารางที่ 4.1 พบว่าประเทศไทยมีการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ในกลุ่มจังหวัด ภาคเหนือ ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ และภาคกลาง โดยมีพื้นที่เพาะปลูกในช่วง พ.ศ.2550 รวมทั้งสิ้น 6,364,005 ไร่ และใน พ.ศ.2555 มีพื้นที่เพาะปลูกรวมจากการคาดคะเน 7,156,221 ไร่ โดยใน พ.ศ. 2553 มีพื้นที่เพาะปลูกรวมสูงสุด เท่ากับ 7,480,933 ไร่ เมื่อแบ่งรายภาคแล้ว ภาคเหนือมีพื้นที่ปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์มากที่สุด มีร้อยละ 61.5 ถึงร้อยละ 64.0ของพื้นที่เพาะปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ทั้งหมดในประเทศ รองลงมาคือภาคตะวันออกเฉียงเหนือ และภาคกลางตามลำดับ

จากการวิเคราะห์แนวโน้มของสำนักวิจัยเศรษฐกิจการเกษตรใน พ.ศ.2555 พบว่าเนื้อที่เพาะปลูกข้าวโพดลดลงจาก พ.ศ.2554 เป็นผลเนื่องมาจากเนื่องจากเกษตรกรปรับเปลี่ยนไปปลูกพืชที่ให้ผลตอบแทนดีกว่า เช่น มันสำปะหลัง และอ้อยโรงงาน ประกอบกับเนื้อที่เพาะปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ที่ปลูกแซมในสวนยางพาราลดลง ส่งผลให้ผลผลิตลดลง (สำนักวิจัยเศรษฐกิจการเกษตร 2555 : 20)

ตารางที่ 4.1 ข้อมูล เนื้อที่เพาะปลูก ข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ เป็นรายภาคช่วง พ.ศ. 2550 – 2555

หน่วย : ไร่

ภาค	เนื้อที่เพาะปลูก					
	2550	2551	2552	2553	2554	2555
เหนือ	3,957,757	4,181,975	4,434,555	4,597,492	4,733,239	4,715,931
ตะวันออกเฉียงเหนือ	1,428,302	1,552,102	1,678,072	1,975,694	1,888,992	1,869,190
กลาง	977,946	957,730	986,245	907,747	793,383	781,875
รวมทั้งประเทศ	**6,364,005**	**6,691,807**	**7,098,872**	**7,480,933**	**7,415,614**	**7,366,996**

ที่มา : สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร (2552:11-12 และ 2555:11-12)

สำหรับผลผลิตรวมทั้งประเทศช่วง พ.ศ.2550-2555 ดังในตารางที่ 4.2 มีปริมาณผลผลิตข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ 3,890,218 ตันใน พ.ศ. 2550 และเพิ่มขึ้นเรื่อยๆจนเป็น 4,964,631 ตันในพ.ศ. 2555 โดยใน พ.ศ. 2554 มีปริมาณผลผลิตมากที่สุดเท่ากับ 5,022,039 ตัน โดยเมื่อแบ่งเป็นรายภาค

แล้วผลผลิตส่วนใหญ่อยู่ในภาคเหนือ ซึ่งมีปริมาณในช่วง พ.ศ. 2550-2555 เท่ากับ 2,545,766 ถึง 3,146,865 ตัน ซึ่งมากที่สุดใน พ.ศ.2554

ตารางที่ 4.2 ข้อมูล ปริมาณผลผลิตข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ เป็นรายภาคช่วง พ.ศ. 2550 – 2555

หน่วย : ตัน

ภาค	ปริมาณผลผลิต					
	2550	2551	2552	2553	2554	2555
เหนือ	2,545,766	2,777,243	2,982,247	3,023,961	3,146,865	3,131,627
ตะวันออกเฉียงเหนือ	748,569	877,698	1,005,129	1,241,562	1,347,193	1,314,931
กลาง	595,883	594,413	628,743	595,223	527,981	518,073
รวมทั้งประเทศ	**3,890,218**	**4,249,354**	**4,616,119**	**4,860,746**	**5,022,039**	**4,964,631**

ที่มา :สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร (2552:30 และ 2555:65)

ดังนั้น เมื่อวิเคราะห์ตามอัตราส่วนของปริมาณวัสดุเหลือใช้จากการปลูกข้าวโพดตามรายงานการสำรวจวัสดุเหลือใช้จาก “ข้าวโพด” ซึ่งในการปลูกข้าวโพด มีอัตราส่วนร้อยละของน้ำหนักแต่ละส่วนของข้าวโพดดังนี้

น้ำหนักยอดและต้นข้าวโพด เท่ากับ ร้อยละ 39.375
น้ำหนักใบและกาบหุ้มฝัก เท่ากับ ร้อยละ 6.250
น้ำหนักเมล็ด เท่ากับ ร้อยละ 43.125
น้ำหนักซังข้าวโพด เท่ากับ ร้อยละ 11.250

จากอัตราส่วนดังกล่าวสามารถนำมาคำนวณอัตราส่วนระหว่างซังข้าวโพดเทียบกับเมล็ดข้าวโพดได้ว่า

$$\frac{\text{น้ำหนักซังข้าวโพด}}{\text{น้ำหนักเมล็ดข้าวโพด}} = \frac{11.250}{43.125} \times 100\% = 26.09\%$$

ซึ่งเมื่อนำอัตราส่วนดังกล่าวมาทำนายปริมาณซังที่เกิดขึ้นเมื่อคำนวณจากผลผลิตเมล็ดข้าวโพดแบ่งเป็นรายภาคของ พ.ศ. 2550 – 2555 ได้ดังตารางที่ 4.3

และปริมาณน้ำหนักของยอดและต้นข้าวโพด

$$\frac{\text{น้ำหนักยอดและต้นข้าวโพด}}{\text{น้ำหนักเมล็ดข้าวโพด}} = \frac{39.375}{43.125} \times 100\% = 91.30\%$$

ซึ่งเมื่อนำอัตราส่วนดังกล่าวมาทำนายปริมาณต้นและยอดข้าวโพดที่เกิดขึ้นเมื่อคำนวณจากผลผลิตเมล็ดข้าวโพดแบ่งเป็นรายภาคของ พ.ศ. 2550 – 2555 ได้ดังตารางที่ 4.4

เมื่อพิจารณาข้อมูลซังข้าวโพดที่เกิดขึ้นรายภาคแล้ว อาจกล่าวได้ว่าภาคเหนือมีศักยภาพของเชื้อเพลิงชีวมวลจากซังข้าวโพดเลี้ยงสัตว์มากที่สุด ซึ่งมีปริมาณซังข้าวโพดเฉลี่ย 6 ปี เท่ากับ 765,642 ตัน รองลงมาคือ ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ และภาคกลาง ตามลำดับ (ผลการประเมินปริมาณซังข้าวโพด ต้นและยอดข้าวโพด แสดงในภาคผนวก ก.)

ตารางที่ 4.3 ข้อมูล ปริมาณซังข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ เป็นรายภาค ช่วง พ.ศ. 2550 – 2555

หน่วย : ตัน

ภาค	ปริมาณซังข้าวโพด (ตัน)					
	2550	2551	2552	2553	2554	2555
เหนือ	664,190	724,583	778,068	788,951	821,017	817,041
ตะวันออกเฉียงเหนือ	195,302	228,991	262,238	323,924	351,483	343,065
กลาง	155,466	155,082	164,039	155,294	137,750	135,165
รวมทั้งประเทศ	**1,014,958**	**1,108,656**	**1,204,345**	**1,268,169**	**1,310,250**	**1,295,272**

สำหรับปริมาณต้นข้าวโพดและยอดข้าวโพดมีปริมาณสูงกว่าซังที่เกิดขึ้นเมื่อเพาะปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ โดยภาคเหนือมีศักยภาพของเชื้อเพลิงชีวมวลจากต้นข้าวโพดมากที่สุด เช่นเดียวกับชีวมวลจากซังข้าวโพดซึ่งมีปริมาณต้นข้าวโพดเฉลี่ย 6 ปี เท่ากับ 2,679,306 ตัน รองลงมาคือ ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ และภาคกลาง ตามลำดับ

ตารางที่ 4.4 ข้อมูล ปริมาณต้นและยอดข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ที่เกิดขึ้น เป็นรายภาค ช่วง พ.ศ. 2550 – 2555

หน่วย : ตัน

ภาค	ปริมาณต้นและยอดข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ (ตัน)					
	2550	2551	2552	2553	2554	2555
เหนือ	2,324,284	2,535,623	2,722,792	2,760,876	2,873,088	2,859,175
ตะวันออกเฉียงเหนือ	683,443	801,338	917,683	1,133,546	1,229,987	1,200,532
กลาง	544,041	542,699	574,042	543,439	482,047	473,001
รวมทั้งประเทศ	**3,551,769**	**3,879,660**	**4,214,517**	**4,437,861**	**4,585,122**	**4,532,708**

จังหวัดเพชรบูรณ์เป็นจังหวัดที่มีการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์มากที่สุดในภาคเหนือ มีปริมาณเชื้อเพลิงชีวมวลที่เกิดขึ้นในจังหวัดเพชรบูรณ์ มีปริมาณซังข้าวโพดเฉลี่ย 6 ปี เท่ากับ 178,108 ตัน ต้นและยอดข้าวโพดเฉลี่ย 6 ปี เท่ากับ 623,274 ตัน ซึ่งสูงถึงร้อยละ 23 ของปริมาณเชื้อเพลิงชีวมวลที่เกิดขึ้นในภาคเหนือ ดังตารางที่ 4.5

ตารางที่ 4.5 ปริมาณเชื้อเพลิงชีวมวลจากการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ในจังหวัดเพชรบูรณ์ ช่วง พ.ศ. 2550 - 2555

หน่วย : ตัน

ประเภทชีวมวล	พ.ศ.					
	2550	2551	2552	2553	2554	2555
ซังข้าวโพดเลี้ยงสัตว์	160,236	171,449	179,780	171,036	194,841	191,304
ต้นและยอด	560,735	599,972	629,126	598,527	681,832	669,454
รวม	**720,971**	**771,421**	**808,906**	**769,563**	**876,673**	**860,758**

1.2 ศักยภาพด้านพลังงาน

1.2.1 ศักยภาพด้านพลังงานสูงสุดระดับภูมิภาค

เมื่อประเมินศักยภาพด้านพลังงานโดยนำปริมาณซังข้าวโพด และปริมาณลำต้นและยอดข้าวโพดมาวิเคราะห์เทียบเท่า พันตันน้ำมันดิบ (ktoe) ได้ดังภาพที่ 4.1 แสดงให้เห็นว่าภาคเหนือมีพลังงานจากวัสดุเหลือทิ้งจากการปลูกข้าวโพดสูงกว่าภาคตะวันออกเฉียงเหนือและภาคกลาง อยู่มาก ซึ่งสรุปได้ว่าภาคเหนือมีความเป็นไปได้ในการตั้งโรงไฟฟ้าจากวัสดุเหลือทิ้งจากการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์มากที่สุด

1.2.2 ศักยภาพด้านพลังงานจังหวัดเพชรบูรณ์

จากค่าเฉลี่ยของข้อมูลสถิติปริมาณผลผลิตข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ช่วง พ.ศ.2550 ถึง 2555 รายจังหวัดสามารถประเมินถึงศักยภาพสูงสุดในการผลิตกระแสไฟฟ้าและขนาดโรงไฟฟ้าได้โดยใช้เชื้อเพลิงชีวมวลจากซังข้าวโพด ต้นและยอดข้าวโพดตามตารางที่ 4.6 ซึ่งแสดงให้เห็นว่าจังหวัดเพชรบูรณ์มีศักยภาพสูงสุดในการจัดตั้งโรงไฟฟ้าจากวัสดุเหลือทิ้งจากการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ ซึ่งเทียบเท่าโรงไฟฟ้าขนาด 84.62 เมกกะวัตต์

ตารางที่ 4.6 ศักยภาพด้านพลังงานของชีวมวลจากการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ในจังหวัดเพชรบูรณ์ จากค่าเฉลี่ย พ.ศ. 2550 – 2555

ศักยภาพในจังหวัดเพชรบูรณ์	ปริมาณซังข้าวโพด (ตัน)	พลังงานเทียบเท่า 1,000 ตันน้ำมันดิบ	ศักยภาพการผลิตกระแสไฟฟ้า (GWh)	ขนาดโรงไฟฟ้า (MW)
ศักยภาพจากซัง	178,108	59.52	139.67	19.93
ศักยภาพจากต้นและยอด	623,274	193.20	453.37	64.69
รวมศักยภาพทั้งหมด		**252.72**	**593.04**	**84.62**

หากประเมินว่าเมื่อพื้นที่ปลูกข้าวโพดลดลงร้อยละ 20 แล้วส่งผลให้ปริมาณเชื้อเพลิงชีวมวลมีปริมาณลดลงตามร้อยละ 20 ไปด้วย ดังนั้นศักยภาพของจังหวัดเพชรบูรณ์เป็นดังตารางที่ 4.7 พบว่าขนาดโรงไฟฟ้าลดลงจากกำลังการผลิตสูงสุด84.62 เมกกะวัตต์ เป็น 67.70 เมกกะวัตต์

ตารางที่ 4.7 ศักยภาพด้านพลังงานของชีวมวลจากการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ในจังหวัดเพชรบูรณ์ เมื่อปริมาณชีวมวลลดลงร้อยละ 20

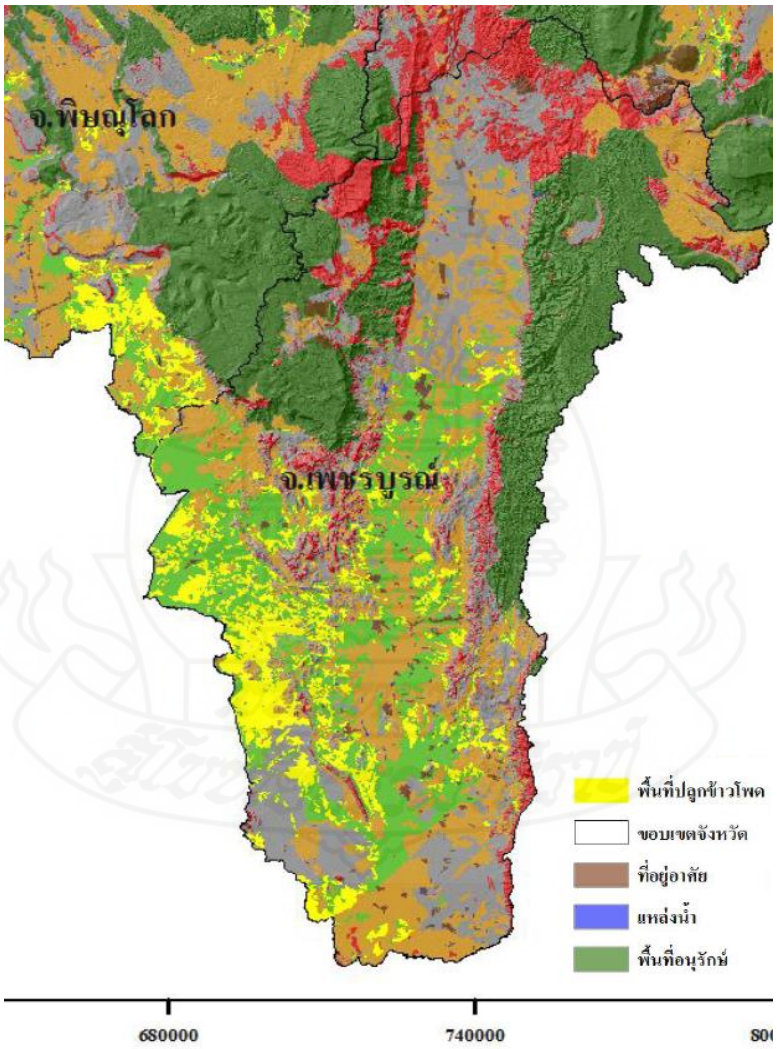
ศักยภาพในจังหวัดเพชรบูรณ์	ปริมาณซังข้าวโพด (ตัน)	พลังงานเทียบเท่า 1,000 ตันน้ำมันดิบ	ศักยภาพการผลิตกระแสไฟฟ้า (GWh)	ขนาดโรงไฟฟ้า (MW)
ศักยภาพจากซัง	142,486	47.62	111.74	15.94
ศักยภาพจากต้นและยอด	498,619	154.56	362.70	51.75
รวมศักยภาพทั้งหมด		**202.18**	**474.43**	**67.70**

จากภาพสำรวจจากดาวเทียมธีออส ดังรูปที่ 4.1 แสดงให้เห็นว่าพื้นที่ปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ของจังหวัดเพชรบูรณ์นั้นส่วนใหญ่อยู่ในบริเวณที่ราบด้านตะวันตกเฉียงใต้ของจังหวัด ส่วนทิศเหนือของจังหวัดซึ่งมีภูมิประเทศเป็นเขตภูเขา มีการปลูกข้าวโพดอยู่น้อยหรือไม่มีการปลุกข้าวโพด เมื่อแบ่งเป็นรายอำเภอสามารถแบ่งได้ดังนี้

พื้นที่ปลูกข้าวโพดอยู่มากเขตอำเภอบึงสามพัน อำเภอวิเชียรบุรี อำเภอชนแดน

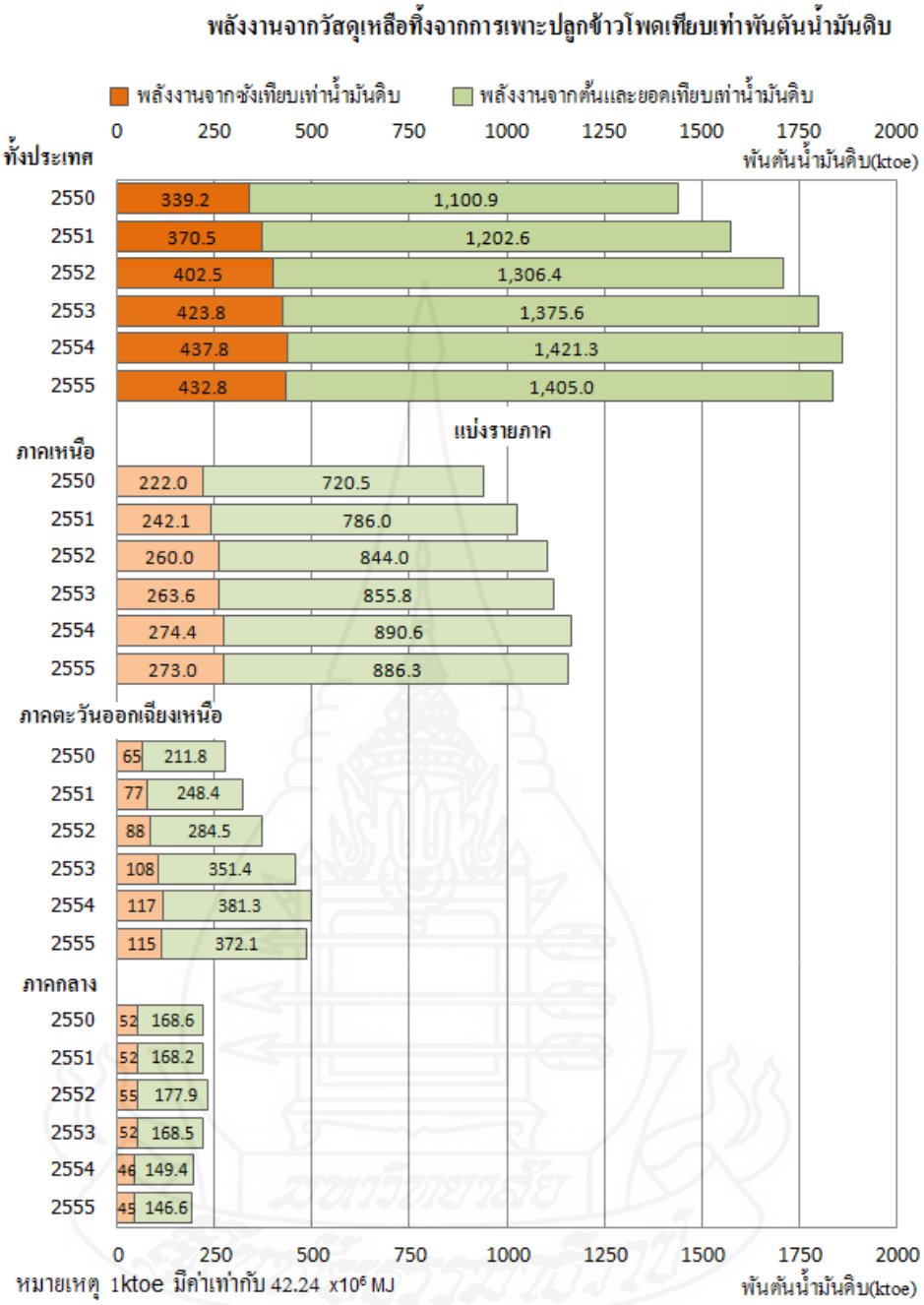
พื้นที่ปลูกข้าวโพดปานกลางเขตอำเภอเมืองเพชรบูรณ์ อำเภอศรีเทพ อำเภอหนองไผ่ และอำเภอหล่มสัก

พื้นที่ปลูกข้าวโพดน้อยในพื้นที่ อำเภอเขาค้อ หล่มเก่า อำเภอวังโป่ง และอำเภอน้ำหนาว



ภาพที่ 4.1 ภาพสำรวจจากดาวเทียมธีออส แสดงพื้นที่เพาะปลูกข้าวโพด จังหวัดเพชรบูรณ์

ที่มา : รองศาสตราจารย์ ดร. ชฎา ฉรงค์ฤทธิ์ และคณะ 2556



ภาพที่ 4.2 พลังงานจากวัสดุเหลือทิ้งจากการปลูกข้าวโพด ช่วง พ.ศ.2550 - 2555

ตารางที่ 4.8 ศักยภาพสูงสุดในการผลิตกระแสไฟฟ้าและขนาดโรงไฟฟ้า รายจังหวัดจากค่าเฉลี่ยของซังข้าวโพด ต้นและยอดข้าวโพด พ.ศ. 2550-2555

ภาค/จังหวัด	ศักยภาพจากซังข้าวโพด				ศักยภาพจากต้นและยอดข้าวโพด				รวม	
	ปริมาณซังข้าวโพด (ตัน)	พลังงานเทียบเท่า1,000 ตันน้ำมันดิบ	ศักยภาพการผลิตกระแสไฟฟ้า (GWh)	ขนาดโรงไฟฟ้า (MW)	ปริมาณต้นและยอดข้าวโพด (ตัน)	พลังงานเทียบเท่า1,000 ตันน้ำมันดิบ	ศักยภาพการผลิตกระแสไฟฟ้า (GWh)	ขนาดโรงไฟฟ้า (MW)	ศักยภาพการผลิตกระแสไฟฟ้า (GWh)	ขนาดโรงไฟฟ้า (MW)
ภาคเหนือ	**765,642**	**255.86**	**600.41**	**85.7**	**2,679,306**	**830.51**	**1,948.92**	**278.1**	**2,549.33**	**363.8**
เชียงราย	79,024	26.41	61.97	8.8	276,538	85.72	201.15	28.7	263.12	37.5
พะเยา	39,246	13.11	30.78	4.4	137,339	42.57	99.90	14.3	130.68	18.6
ลำปาง	13,393	4.48	10.50	1.5	46,869	14.53	34.09	4.9	44.60	6.4
ลำพูน	16,178	5.41	12.69	1.8	56,615	17.55	41.18	5.9	53.87	7.7
เชียงใหม่	21,370	7.14	16.76	2.4	74,784	23.18	54.40	7.8	71.16	10.2
แม่ฮ่องสอน	1,056	0.35	0.83	0.1	3,695	1.15	2.69	0.4	3.52	0.5
ตาก	101,124	33.79	79.30	11.3	353,877	109.69	257.41	36.7	336.71	48.0
กำแพงเพชร	26,667	8.91	20.91	3.0	93,319	28.93	67.88	9.7	88.79	12.7
สุโขทัย	13,345	4.46	10.46	1.5	46,698	14.48	33.97	4.8	44.43	6.3
แพร่	31,619	10.57	24.80	3.5	110,648	34.30	80.49	11.5	105.28	15.0
น่าน	86,301	28.84	67.68	9.7	302,005	93.61	219.68	31.3	287.35	41.0
อุตรดิตถ์	18,282	6.11	14.34	2.0	63,976	19.83	46.54	6.6	60.87	8.7
พิษณุโลก	46,318	15.48	36.32	5.2	162,086	50.24	117.90	16.8	154.22	22.0
พิจิตร	6,746	2.25	5.29	0.8	23,606	7.32	17.17	2.5	22.46	3.2
นครสวรรค์	57,328	19.16	44.96	6.41	200,614	62.18	145.93	20.82	190.88	27.24

ตารางที่ 4.8 (ต่อ)

ภาค/จังหวัด	ศักยภาพจากซังข้าวโพด				ศักยภาพจากต้นและยอดข้าวโพด				รวม	
	ปริมาณซังข้าวโพด (ตัน)	พลังงานเทียบเท่า 1,000ตันน้ำมันดิบ	ศักยภาพการผลิตกระแสไฟฟ้า (GWh)	ขนาดโรงไฟฟ้า (MW)	ปริมาณต้นและยอดข้าวโพด (ตัน)	พลังงานเทียบเท่า1,000 ตันน้ำมันดิบ	ศักยภาพการผลิตกระแสไฟฟ้า (GWh)	ขนาดโรงไฟฟ้า (MW)	ศักยภาพการผลิตกระแสไฟฟ้า (GWh)	ขนาดโรงไฟฟ้า (MW)
อุทัยธานี	28,014	9.36	21.97	3.13	98,034	30.39	71.31	10.18	93.28	13.31
เพชรบูรณ์	178,108	59.52	139.67	19.93	623,274	193.20	453.37	64.69	593.04	84.62
ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	**284,167**	**94.96**	**222.84**	**31.80**	**994,422**	**308.24**	**723.34**	**103.22**	**946.18**	**135.01**
เลย	110,243	36.84	86.45	12.34	385,787	119.58	280.62	40.04	367.07	52.38
หนองบัวลำภู	8,616	2.88	6.76	0.96	30,152	9.35	21.93	3.13	28.69	4.09
อุดรธานี	1,995	0.67	1.56	0.22	6,983	2.16	5.08	0.72	6.64	0.95
หนองคาย	350	0.12	0.27	0.04	1,226	0.38	0.89	0.13	1.17	0.17
อุบลราชธานี	942	0.31	0.74	0.11	3,297	1.02	2.40	0.34	3.14	0.45
ศรีสะเกษ	7,428	2.48	5.83	0.83	25,995	8.06	18.91	2.70	24.73	3.53
บุรีรัมย์	48	0.02	0.04	0.01	167	0.05	0.12	0.02	0.16	0.02
ขอนแก่น	1,744	0.58	1.37	0.20	6,103	1.89	4.44	0.63	5.81	0.83
ชัยภูมิ	18,430	6.16	14.45	2.06	64,495	19.99	46.91	6.69	61.37	8.76
นครราชสีมา	134,370	44.90	105.37	15.04	470,217	145.75	342.04	48.81	447.41	63.84
ภาคกลาง	**150,466**	**50.28**	**117.99**	**16.84**	**526,545**	**163.21**	**383.01**	**54.65**	**501.00**	**71.49**
สระบุรี	30,564.00	10.21	23.97	3.42	106,956	33.15	77.80	11.10	101.77	14.52
ลพบุรี	52,465.64	17.53	41.14	5.87	183,600	56.91	133.55	19.06	174.69	24.93

ตารางที่ 4.8 (ต่อ)

ภาค/จังหวัด	ศักยภาพจากซังข้าวโพด				ศักยภาพจากต้นและยอดข้าวโพด				รวม	
	ปริมาณซังข้าวโพด (ตัน)	พลังงานเทียบเท่า1,000 ตันน้ำมันดิบ	ศักยภาพการผลิตกระแสไฟฟ้า (GWh)	ขนาดโรงไฟฟ้า (MW)	ปริมาณต้นและยอดข้าวโพด (ตัน)	พลังงานเทียบเท่า1,000 ตันน้ำมันดิบ	ศักยภาพการผลิตกระแสไฟฟ้า (GWh)	ขนาดโรงไฟฟ้า (MW)	ศักยภาพการผลิตกระแสไฟฟ้า (GWh)	ขนาดโรงไฟฟ้า (MW)
ลพบุรี	52,465.64	17.53	41.14	5.87	183,600	56.91	133.55	19.06	174.69	24.93
ชัยนาท	1,500.57	0.50	1.18	0.17	5,251	1.63	3.82	0.55	5.00	0.71
สุพรรณบุรี	10,239.24	3.42	8.03	1.15	35,831	11.11	26.06	3.72	34.09	4.86
ปราจีนบุรี	1,714.77	0.57	1.34	0.19	6,001	1.86	4.36	0.62	5.71	0.81
ฉะเชิงเทรา	1,563.66	0.52	1.23	0.17	5,472	1.70	3.98	0.57	5.21	0.74
สระแก้ว	29,445.48	9.84	23.09	3.29	103,042	31.94	74.95	10.70	98.04	13.99
จันทบุรี	5,843.99	1.95	4.58	0.65	20,451	6.34	14.88	2.12	19.46	2.78
ชลบุรี	208.81	0.07	0.16	0.02	731	0.23	0.53	0.08	0.70	0.10
กาญจนบุรี	15,074.32	5.04	11.82	1.69	52,751	16.35	38.37	5.48	50.19	7.16
ราชบุรี	1,025.12	0.34	0.80	0.11	3,587	1.11	2.61	0.37	3.41	0.49
เพชรบุรี	616.38	0.21	0.48	0.07	2,157	0.67	1.57	0.22	2.05	0.29
ประจวบคีรีขันธ์	225.85	0.08	0.18	0.03	790	0.24	0.57	0.08	0.75	0.11
รวมทั้งประเทศ	**1,200,275**	**401.10**	**941.24**	**134.3**	**4,200,273**	**1,301.96**	**3,055.27**	**436.0**	**3,996.52**	**570.3**

หมายเหตุ ข้อมูลทางด้านวิศวกรรมที่ใช้ในการคำนวณจากตารางที่4.5 มีดังนี้คือ

- ค่าความร้อนต่ำของซังข้าวโพดใช้ในการประเมิน ที่ความชื้นร้อยละ13 มีค่าเท่ากับ 14,115.43 kJ/kg (HHV_{dry}= 17,600 kJ/kg , LHV_{dry} = 16,225 kJ/kg)
- ค่าความร้อนต่ำของต้นและยอดข้าวโพดใช้ในการประเมินความชื้นร้อยละ13 มีค่าเท่ากับ 13093.18 kJ/kg (HHV_{dry}=16,200 kJ/kg , LHV_{dry} = 15,050 kJ/kg)
- ค่าพลังงานของน้ำมันดิบ 1 พันตัน (ktoe) มีค่าเท่ากับ 42.24 x 10^6 MJ
- ค่า Net Plant Heat Rate เฉลี่ยสำหรับโรงไฟฟ้า เท่ากับ 18 MJ/kWh และ การผลิตไฟฟ้าที่ 7,008 ชั่วโมงต่อปี (Plant Factor = 0.8)

ตอนที่ 2 ผลการศึกษาความเป็นไปได้ของด้านตลาด ด้านเทคนิค และด้านการเงินของโครงการผลิตไฟฟ้าจากวัสดุเหลือทิ้งของการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์เป็นเชื้อเพลิงหลักสำหรับโรงไฟฟ้าชีวมวลกำลังการผลิตไม่เกิน 10 MW ในพื้นที่จังหวัดเพชรบูรณ์

2.1 ความเป็นไปได้ด้านตลาดของโครงการผลิตไฟฟ้าจากวัสดุเหลือทิ้งของการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์

โครงการผลิตไฟฟ้าจากวัสดุเหลือทิ้งของการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ มีความเป็นไปได้ทางด้านตลาด โดยจากข้อมูลการรับซื้อไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขตพื้นที่ภาคเหนือมีเพิ่มต่อเนื่องทุกปี ประกอบกับมีโครงการส่งเสริมโรงไฟฟ้าชีวมวลของภาครัฐ จาก“แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573” (แผน PDP 2010) ซึ่งเป็นแผนการกระจายแหล่งผลิตไฟฟ้าและแหล่งที่มาของเชื้อเพลิง โดยกำหนดให้ การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนไม่ต่ำกว่าร้อยละ 5 หรือขนาดกำลังผลิตไฟฟ้า 4,617 เมกะวัตต์โดยสนับสนุนในรูปของมูลค่าส่วนเพิ่มของพลังงาน

2.1.1 ปริมาณความต้องการกระแสไฟฟ้าในพื้นที่ภาคเหนือ

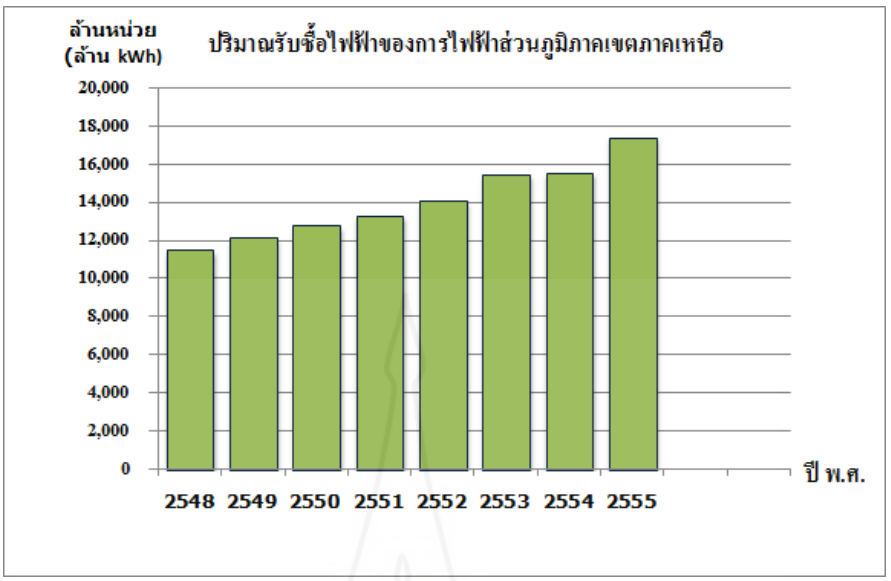
จากการศึกษาในส่วนที่ 1 พบว่าพื้นที่ที่มีศักยภาพสูงสุดสำหรับการจัดตั้งโรงไฟฟ้าจากชีวมวลเศษวัสดุเหลือทิ้งจากการปลูกข้าวโพดอยู่ในภาคเหนือ และจังหวัดเพชรบูรณ์ ดังนั้นการศึกษาความเป็นไปได้ทางด้านตลาดจึงวิเคราะห์เฉพาะเขตพื้นที่ภาคเหนือ ซึ่งในรายงานสถานการณ์การจำหน่ายไฟฟ้า ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค มีสถิติการรับซื้อไฟฟ้าแบ่งตามรายภาค ช่วง พ.ศ. 2548 ถึง 2555ตามตารางที่ 4.9 และภาพที่ 4.3

ตารางที่ 4.9 เปรียบเทียบหน่วยซื้อไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เขตภาคเหนือ พ.ศ. 2548 ถึง 2555

หน่วย : ล้านหน่วย (ล้านkWh)

เขตการไฟฟ้า	หน่วยซื้อไฟฟ้า							
	พ.ศ.2548	พ.ศ.2549	พ.ศ.2550	พ.ศ.2551	พ.ศ.2552	พ.ศ.2553	พ.ศ.2554	พ.ศ.2555
เขต 1	4,405.63	4,616.87	4,887.69	5,115.38	5,333.77	5,846.46	5,877.47	6,403.77
เขต 2	3,178.84	3,350.60	3,541.63	3,673.30	3,934.84	4,276.18	4,315.94	4,980.87
เขต 3	3,826.17	4,106.88	4,268.84	4,454.89	4,720.05	5,283.82	5,283.82	5,947.66
รวมภาคเหนือ	**11,410.64**	**12,074.35**	**12,698.16**	**13,243.57**	**13,988.65**	**15,399.15**	**15,477.23**	**17,332.31**

ที่มา: การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ.2552 -2555



ภาพที่ 4.3 ปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขตภาคเหนือ

ที่มา: การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ.2552 - 2555

ซึ่งข้อมูลสถิติการรับซื้อไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคเขตภาคเหนือช่วง 8 ปี พ.ศ. 2548 ถึง พ.ศ. 2555 ตามภาพที่ 4.10 แสดงให้เห็นว่า ความต้องการไฟฟ้าในพื้นที่จังหวัดภาคเหนือสูงขึ้นทุกปี แนวโน้มการใช้ไฟฟ้าในอนาคตก็สูงขึ้นตามไปด้วย ดังนั้นการตั้งโรงไฟฟ้าในภาคเหนือจึงมีความจำเป็น เพื่อให้มีกำลังการผลิตไฟฟ้ามารองรับการใช้ไฟฟ้าที่เพิ่มมากขึ้น

2.1.2 หลักเกณฑ์ในการจำหน่ายไฟฟ้า และผู้รับซื้อไฟฟ้า

สำหรับการจัดสร้างโรงไฟฟ้าชีวมวลในปัจจุบัน (พ.ศ.2556) กระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้ต้องส่งขายให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค หรือการไฟฟ้านครหลวง เพื่อนำกระแสไฟฟ้าเข้าสู่ระบบจ่ายไฟของประเทศ แล้วค่อยนำออกจำหน่ายให้แก่ผู้ใช้ไฟฟ้าโดยทั่วไป ซึ่งการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตที่มีกำลังการผลิตไฟฟ้าไม่เกิน 10 เมกกะวัตต์จะถูกเรียกว่า ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) ดังนั้นการขายกระแสไฟฟ้าจึงต้องขายให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ทั้งนี้การขายกระแสไฟฟ้าไม่เกิน 10 เมกกะวัตต์ จากพลังงานหมุนเวียนจะต้องดำเนินการตามประกาศการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เรื่องการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ลงประกาศ ณ วันที่ 7 ธันวาคม 2550 และระเบียบข้อกำหนดอื่นๆดังแสดงในภาคผนวก ข. โดยการไฟฟ้าเปิดรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมาก ตั้งแต่วันที่ 3 มกราคม 2551 ที่สำนักงานการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคสำนักงานใหญ่ หรือสำนักงานการไฟฟ้าทั้ง 12 เขตตามพื้นที่ให้บริการ

2.1.3 ราคาจำหน่าย/รับซื้อไฟฟ้า

กระแสไฟฟ้าที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาครับซื้อ มีข้อกำหนด และอัตราค่าพลังงานไฟฟ้า ดังนี้คือ

1) กรณีผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) เป็นผู้ใช้ไฟอัตราปกติ อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่ขายเท่ากับอัตราค่าไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ยทุกระดับแรงดัน ที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย รวมกับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายส่งเฉลี่ย (Ft ขายส่งเฉลี่ย)ไว้ตามประกาศของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย และค่าดำเนินการร้อยละ 2 จากหน่วยที่ขายมากกว่าซื้อ

2) กรณีผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) เป็นผู้ใช้ไฟอัตรา TOU (อัตราค่าไฟฟ้าที่แตกต่างกันตามช่วงเวลาของการใช้ไฟฟ้า Time of Use Rate : TOU) อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่ขายเท่ากับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าขายส่ง ณ ระดับแรงดัน 11-33 กิโลโวลต์ ที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย รวมกับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายส่งเฉลี่ย (Ft ขายส่งเฉลี่ย) และค่าดำเนินการร้อยละ 2 จากหน่วยที่ขายมากกว่าซื้อ ซึ่งตามประกาศของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย เมื่อวันที่ 1กรกฎาคม 2554 นั้นได้กำหนดอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าไว้ในตารางที่ 4.10

ตารางที่ 4.10 อัตราค่าไฟฟ้าขายส่งตามช่วงเวลาของการใช้งาน (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
ปลายสายส่ง*	2.8253	2.0412	0.8528	-	3.6781	2.0412
11 – 33 กิโลโวลต์	2.8322	2.0424	1.0226	-	3.8548	2.0424

หมายเหตุ ปลายสายส่งคือ ปลายสายส่งของ 69 – 115 กิโลโวลต์ รวมถึงสถานีเพิ่มแรงดันไฟฟ้าแรงสูง ช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้ามาก (Peak) คือช่วงเวลาตั้งแต่ 09.00 – 22.00 น.วันจันทร์ถึงศุกร์

ที่มา : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (2554)

ช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าน้อย (Peak) คือช่วงเวลาตั้งแต่ 22.00 – 09.00 น. วันจันทร์ถึงศุกร์ และ เวลา 00.00 – 24.00 น ของวันเสาร์ อาทิตย์ วันแรงงานแห่งชาติและวันหยุดราชการตามปกติ ไม่รวมวันหยุดชดเชยและวันพืชมงคล

ตารางที่ 4.11 อัตราค่าการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ (F_t ขายส่ง)

เดือน/ปี	Ft สำหรับ กฟน. (บาท)	Ft สำหรับ กฟภ. (บาท)
กรกฎาคม 2554 – สิงหาคม 2554	-0.0576	-0.0570
กันยายน 2554 – ธันวาคม 2554	-0.0231	-0.0560
มกราคม 2555 – เมษายน 2555	-0.0005	-0.0239
พฤษภาคม 2555	0.0492	-0.0104
มิถุนายน 2555 – สิงหาคม 2555	0.3296	0.2595
กันยายน 2555 – ธันวาคม 2555	0.4597	0.3919
มกราคม 2556 – เมษายน 2556	0.4978	0.3859
พฤษภาคม 2556 –สิงหาคม 2556	0.4486	0.3827
กันยายน 2556 – ธันวาคม 2556	0.5177	0.4293

ที่มา : การไฟฟ้าฝ่ายผลิต (2556) ค้นคืนวันที่ 20 ตุลาคม 2556 จาก http://www3.egat.co.th/ft/ft-stat7.html

ในส่วนของค่า F_t จะมีการปรับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าต่อหน่วย ตามการเปลี่ยนแปลงของค่าเชื้อเพลิง ค่าซื้อไฟฟ้าในส่วนของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต และค่าใช้จ่ายตามนโยบายของรัฐ ดังตารางที่ 4.11

และจากการสนับสนุนใน“แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573” (แผน PDP 2010) ของคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ เพื่อจัดสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนของภาคเอกชน ได้กำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) และระยะเวลาการสนับสนุน สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ดังตารางที่ 4.12

ตารางที่ 4.12 ตารางค่า Adder

ประเภทเชื้อเพลิงที่ใช้	ส่วนเพิ่ม (บาท/kWh)	ส่วนเพิ่มพิเศษ สำหรับ 3 จังหวัดชายแดนใต้ (บาท/kWh)	ระยะเวลาการสนับสนุน (ปี)
1. ชีวมวล			
- กำลังการผลิตติดตั้งน้อยกว่า 1 MW	0.50	1.00	7
- กำลังการผลิตติดตั้งมากกว่า 1 MW	0.30	1.00	7
2. ก๊าซชีวภาพ			
- กำลังการผลิตติดตั้งน้อยกว่า 1 MW	0.50	1.00	7
- กำลังการผลิตติดตั้งมากกว่า 1 MW	0.30	1.00	7
3. ขยะ			
- ระบบหมักหรือหลุมฝังกลบ	2.50	1.00	7
- พลังงานความร้อน	3.50	1.00	7
4. พลังงานลม			
- กำลังการผลิตติดตั้งน้อยกว่า 50 kW	4.50	1.50	10
- กำลังการผลิตติดตั้งมากกว่า 50 kW	3.50	1.50	10
5. พลังน้ำขนาดเล็ก			
- กำลังการผลิตติดตั้งน้อยกว่า 50 kW	1.50	1.00	7
- กำลังการผลิตติดตั้งช่วง 50 kW – 200 kW	0.80	1.00	7
6. พลังงานแสงอาทิตย์	8.00	1.50	10

หมายเหตุ 3 จังหวัดชายแดนใต้ หมายถึง จังหวัดยะลา ปัตตานี และนราธิวาส
ขยะ หมายถึง ขยะชุมชนหรืออุตสาหกรรมที่ไม่ใช่ขยะอันตรายหรืออินทรีย์วัตถุ

ที่มา : การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (2552 : 2)

จากข้อมูลข้างต้นการขายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค สามารถสรุปได้ดังนี้

ราคาจำหน่ายไฟฟ้า = ราคาตามช่วงเวลาที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตกำหนด + ค่า Ft เดือนนั้นๆ
+ ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า + ภาษีมูลค่าเพิ่มร้อยละ 7

โดยหักค่าดำเนินการร้อยละ 2 จากหน่วยไฟฟ้าที่ขายได้
(2% x หน่วยไฟฟ้าที่ขายได้ x ราคาตามช่วงเวลาที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตกำหนด + ค่า Ft เดือนนั้นๆ)

2.2 ความเป็นไปได้ด้านเทคนิคของโครงการผลิตไฟฟ้าจากวัสดุเหลือทิ้งของการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์

จากการศึกษาความเป็นไปได้ทางเทคนิคของโครงการ พบว่ามีความเป็นไปได้ในทางเทคนิค โดยได้วิเคราะห์ถึงที่ตั้งของโครงการ กระบวนการผลิตเทคโนโลยีที่ใช้ และปริมาณเชื้อเพลิงในพื้นที่นั้นๆ

2.2.1 สถานที่ตั้งของโครงการ จากการวิเคราะห์ถึงปริมาณชีวมวลที่เกิดขึ้นพบว่ามีมากที่สุดในจังหวัดเพชรบูรณ์ โดยในจังหวัดเพชรบูรณ์และจังหวัดข้างเคียงมีปริมาณเชื้อเพลิงชีวมวลจากการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ ดังตารางที่ 4.13 และ 4.14 และ บริเวณจังหวัดเพชบูรณ์ ซึ่งมีพื้นที่ปลูกข้าวโพดมากที่สุด พบว่า พื้นที่ปลูกข้าวโพดส่วนใหญ่ของจังหวัดเพชรบูรณ์ อยู่ในอำเภอชนแดน บึงสามพัน หนองไผ่ และวิเชียรบุรี ดังนั้น โครงการจึงควรตั้งอยู่ในอำเภอดังกล่าว เพื่อลดต้นทุนในการขนส่ง และลดความเสี่ยงจากปริมาณชีวมวลภายในจังหวัดที่เกิดขึ้นไม่เพียงพอโดยสามารถหาจากจังหวัดโดยรอบได้ง่าย นอกจากนี้อีกวิธีในการลดความเสี่ยงจากการขาดแคลนเชื้อเพลิงชีวมวล อาจจะจัดทำไซโลเก็บชีวมวล หรือจัดหาเชื่อเพลิงชีวมวลประเภทอื่นๆมาร่วมใช้ผลิตไฟฟ้า ตัวอย่างเช่น ไม้ของต้นยางพาราที่มีอายุเกินจนไม่สามารถเก็บยางได้ เป็นต้น

ตารางที่ 4.13 ปริมาณซังข้าวโพดเกิดขึ้นในจังหวัดเพชรบูรณ์และจังหวัดข้างเคียง

หน่วย : ตัน

จังหวัด	ปริมาณซังข้าวโพดเลี้ยงสัตว์					
	2550	2551	2552	2553	2554	2555
เพชรบูรณ์	160,236	171,449	179,780	171,036	194,841	191,304
เลย	51,288	77,349	95,414	142,525	148,692	146,190
พิษณุโลก	42,658	44,312	45,500	44,771	50,560	50,106
ลพบุรี	62,209	62,181	58,267	50,506	41,395	40,236
ชัยภูมิ	16,102	17,387	17,191	19,789	20,355	19,756
พิจิตร	8,098	8,161	7,477	7,054	4,878	4,807
รวม	**340,591**	**380,839**	**403,629**	**435,681**	**460,721**	**452,399**

ตารางที่ 4.14 ปริมาณต้นและยอดข้าวโพดเกิดขึ้นในจังหวัดเพชรบูรณ์และจังหวัดข้างเคียง

หน่วย : ตัน

จังหวัด	ปริมาณต้นและยอดข้าวโพดเลี้ยงสัตว์					
	2550	2551	2552	2553	2554	2555
เพชรบูรณ์	560,735	599,972	629,126	598,527	681,832	669,454
เลย	179,478	270,678	333,893	498,755	520,338	511,581
พิษณุโลก	149,277	155,066	159,223	156,674	176,932	175,343
ลพบุรี	217,697	217,599	203,900	176,741	144,858	140,802
ชัยภูมิ	56,349	60,846	60,158	69,251	71,232	69,136
พิจิตร	28,339	28,559	26,164	24,686	17,069	16,820
รวม	**1,191,875**	**1,332,720**	**1,412,464**	**1,524,634**	**1,612,261**	**1,583,136**

การลงสำรวจพื้นที่เพาะปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ของจังหวัดภาคเหนือตอนล่าง บริเวณเพชรบูรณ์ และจังหวัดพิษณุโลกในเบื้องต้น พบว่าเริ่มทำปลูกในฤดูฝนช่วงปลายเดือนพฤษภาคม และเริ่มทำการเก็บเกี่ยวตั้งแต่เดือนสิงหาคมเป็นต้นไป จนถึงช่วงเมษายน แต่จะเก็บเกี่ยวกันมากในช่วงเดือนสิงหาคมถึงเดือนพฤศจิกายน

ภาพที่ 4.4 ภาพไร่ข้าวโพดบริเวณที่ราบเชิงเขา ช่วงเดือน กันยายน พ.ศ.2554

ลักษณะพื้นที่เพาะปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์เป็นพื้นที่ราบ และเป็นพื้นที่ราบเชิงเขา โดยปล่อยให้ข้าวโพดยืนต้นแห้งตายสนิทก่อนภายในไร่ก่อนที่เก็บฝัก เพื่อประหยัดเวลาในการตากฝักข้าวโพดให้แห้ง รวมทั้งสะดวกต่อการเก็บของคนงาน และเครื่องจักร ซึ่งโดยปกติแล้วในปัจจุบันหากพื้นที่เพาะปลูกข้าวโพดนั้นเป็นพื้นที่ราบเชิงเขา เนินเขาไม่สะดวกต่อเครื่องจักรเข้าถึง หรือเป็นไร่ขนาดเล็กใช้แรงงานคนเป็นหลักในการเก็บข้าวโพด ส่วนพื้นที่ราบหรือที่เครื่องจักรหรือรถไถเข้าถึงได้ง่าย และพื้นที่เพาะปลูกมีขนาดใหญ่ใช้วิธีจ้างรถเกี่ยวข้าวโพดมาเกี่ยวฝักข้าวโพดในไร่เพื่อประหยัดเวลาในการเก็บเกี่ยว

ภาพที่ 4.5 ภาพไร่ข้าวโพดปล่อยให้ลำต้นแห้งตายเพื่อรอเก็บเกี่ยว พฤศจิกายน พ.ศ.2554

วิธีการเก็บเกี่ยวข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ขึ้นอยู่กับลักษณะพื้นที่เพาะปลูก และเจ้าของไร่ โดยการเก็บข้าวโพดเก็บโดยมีวิธีการดังนี้คือ

1. การหักเอามาแต่ฝักข้าวโพด ด้วยแรงงานคน โดยยังไม่ปอกเปลือกออก ส่วนลำต้นปล่อยทิ้งไว้ในไร่ รอการไถกลบหรือเผาทิ้งเพื่อเพาะปลูกรอบถัดไป โดยส่วนใหญ่ใช้วิธีนี้ในไร่ที่เป็นเชิงเขา พื้นไร่ไม่เรียบ เครื่องจักรเข้าถึงได้ยาก

2. ใช้รถเกี่ยวข้าวโพด ปัจจุบันนิยมใช้กันมากขึ้น โดยรถเกี่ยวข้าวโพดรีดเอาฝักข้าวโพดออกมาจากต้น และเหยียบต้นข้าวโพดให้ล้มลง ส่วนฝักข้าวโพดถูกปอกเปลือกด้วยเครื่องจักรอีก

ส่วนหนึ่งบนรถ เหลือไว้แต่ฝักข้าวโพด เมื่อรวบรวมจนเต็มรถ ค่อยเทลงกระบะของรถบรรทุกที่จุดจอดรอ แล้วจึงขนส่งไปยังลานตากหรือลานรับซื้อข้าวโพดต่อไป

3. ใช้รถเกี่ยว-นวดข้าวโพด โดยรถเกี่ยว-นวดข้าวโพดมีหลักการเช่นเดียวกับรถเกี่ยวข้าวโพด แต่มีการติดตั้งเครื่องนวดหรือที่เรียกว่าเครื่องสีข้าวโพดเพิ่มมาบนรถเกี่ยวอีกเครื่องหนึ่ง เมื่อเกี่ยวและปอกเปลือกข้าวโพดแล้ว เรื่องสีข้าวโพดบนรถสีเอาแต่เมล็ดข้าวโพดออกมา แล้วบรรจุลงกระสอบที่ต้องเตรียมไว้บนรถทันที ส่วนซังข้าวโพดเปล่าถูกพ่นทิ้งไว้ในไร่ วิธีนี้ในปัจจุบันไม่ค่อยเป็นที่นิยมของเกษตรกร เพราะต้องเตรียมกระสอบป่านเป็นจำนวนมากเพราะเมล็ดข้าวโพดจะหกหล่นจากรถเก็บได้ง่ายหากไม่บรรจุกระสอบ และซังข้าวโพดที่ปัจจุบันสามารถนำมาขายหรือทำเป็นเชื้อเพลิงได้ ถูกทิ้งให้สูญเปล่าไปในไร่

ภาพที่ 4.6 ภาพไร่ข้าวโพดที่ถูกเก็บเกี่ยวโดยรถเกี่ยวข้าวโพด ช่วงเดือน พฤศจิกายน พ.ศ.2554

จากวิธีการเก็บแบบต่างๆในข้างต้นพบว่าทุกวิธีส่วนลำต้นข้าวโพดแห้งถูกปล่อยทิ้งไว้ในไร่ รอการไถกลบหรือเผาทิ้งเพื่อเพาะปลูกรอบถัดไป ซึ่งหากถูกเก็บเกี่ยวด้วยเครื่องจักร ลำต้นข้าวโพดถูกเหยียบล้มไปตามพื้นไร่

ดังนั้น เมื่อพิจารณาแล้ว หากจะนำต้นข้าวโพดแห้งมาเป็นเชื้อเพลิงชีวมวลทำได้ค่อนข้างยาก เพราะต้นข้าวโพดเมื่อเก็บเกี่ยวแล้วจะอยู่กระจัดกระจายตามไร่ข้าวโพดเป็นส่วนใหญ่ ยกเว้นจะเก็บรวบรวมเป็นการเฉพาะทำให้เสียค่าแรงในการเก็บต้นข้าวโพดเพิ่มเติม ยกเว้นมีมาตรการหรือมีแรงจูงใจหรือมีวิธีเพิ่มมูลค่าของลำต้นข้าวโพดแห้งเพื่อให้เกษตรกรเก็บรวบรวมส่วนลำต้นข้าวโพดออกจากไร่ด้วย ในส่วนของฝักข้าวโพดจะส่งขายไปตามลานรับซื้อข้าวโพด หรือ โรงงานแปรรูปอาหารสัตว์ ส่วนใหญ่เกษตรกรชาวไร่ข้าวโพดจะขายทั้งฝัก (ฝักข้าวโพดประกอบด้วย เมล็ดข้าวโพด และซังข้าวโพด) แต่มีส่วนน้อยที่เกษตรทำการสีข้าวโพดมาขายเฉพาะเมล็ด เมื่อลานรับซื้อฝักข้าวโพดจากเกษตรกรแล้ว นำมาเข้าเครื่องสีข้าวโพดหรือเครื่องนวดข้าวโพด ซึ่งมีลักษณะดังภาพที่ 4.8 เมื่อสีเมล็ดข้าวโพดออกมาแล้ว ส่วนของเมล็ดถูกนำมาตากยังลานกว้างเพื่อลดความชื้นให้เหลือความชื้นร้อยละ 14.5 ป้องกันการเกิดเชื้อรา ส่วนซังข้าวโพดถูกรวบรวมเก็บเป็นกองไว้เพื่อนำมาใช้ในเครื่องอบข้าวโพดภายในลานตากหรือส่งขายต่อ

ภาพที่ 4.7 ข้าวโพดที่ถูกเก็บเกี่ยวและนำมาขายให้ลานรับซื้อข้าวโพด

ภาพที่ 4.8 เครื่องสีข้าวโพด

ภาพที่ 4.9 โกดังเก็บข้าวโพดและลานตากเมล็ดข้าวโพด

ดังนั้นจากการซื้อขายต่อจากเกษตรกร ซังข้าวโพดส่วนใหญ่จึงถูกรวบรวมไว้ที่ลานรับซื้อข้าวโพด หรือโรงงานแปรรูปอาหารสัตว์ ต่างจากลำต้นข้าวโพดซึ่งถูกทิ้งไว้ในไร่ จึงสามารถนำมาใช้ประโยชน์ในการนำมาเป็นเชื้อเพลิงหลักสำหรับผลิตกระแสไฟฟ้าได้ง่ายกว่าส่วนลำต้นข้าวโพด

ภาพที่ 4.10 กองซังข้าวโพด

ภาพที่ 4.11 ซังข้าวโพด

จากการสอบถามผู้ประกอบการลานรับซื้อข้าวโพด พบว่าเมล็ดข้าวโพดส่วนใหญ่ถูกทำให้แห้งด้วยวิธีการตากแดด เนื่องจากต้นทุนในการตากแดดประหยัดกว่าใช้เครื่องอบเมล็ดข้าวโพด และสามารถนำซังข้าวโพดออกขายได้ โดยทำการตากข้าวโพดไว้บนลานพื้นคอนกรีตเมื่อแห้งแล้วจึงเก็บเข้าโกดังหรือไซโลเก็บเมล็ดข้าวโพด แต่ถ้าช่วงที่จำเป็นต้องตากข้าวโพดแต่ฝนตกหรือเมฆมากจนไม่สามารถตากเมล็ดข้าวโพดได้ จะใช้วิธีการอบแห้งเมล็ดข้าวโพดแทน ด้วยเครื่องอบเมล็ดข้าวโพดลมร้อนที่ใช้เชื้อเพลิงจากซังข้าวโพด โดยในการอบแห้งเมล็ดข้าวโพดภายหลังเก็บเกี่ยวความชื้นร้อยละ 30 ให้ลดเหลือความชื้นร้อยละ 14.5 ของปริมาณ 100 ตันข้าวโพด (ความชื้น 30%) จะใช้ซังข้าวโพดเพื่อนำมาเผาเป็นเชื้อเพลิง 5.56 ตัน ที่เครื่องอบแห้งประสิทธิภาพทางความร้อนเท่ากับร้อยละ 49.4 จากข้อมูลดังกล่าว และข้อมูลจากงานวิจัยของรายงานการสำรวจวัสดุเหลือใช้จาก “ข้าวโพด” ของสำนักงานพลังงานแห่งชาติ สามารถคำนวณได้ ดังนี้

จาก อัตราส่วนซังข้าวโพดต่อเมล็ดข้าวโพด เท่ากับ 11.250 ต่อ 43.125

ดังนั้น อัตราส่วนซังข้าวโพดต่อเมล็ดข้าวโพด 100 ตัน เท่ากับ $\frac{11.250 \times 100 \text{ ตัน}}{43.125} = 26.09 \text{ ตัน}$

ตารางที่ 4.15 เปรียบเทียบปริมาณซังข้าวโพดเหลือใช้ ภายหลังการทำแห้งเมล็ดข้าวโพดด้วยวิธีตากแดด และอบแห้งจากเมล็ดข้าวโพดความชื้นร้อยละ30 เหลือร้อยละ14.5 จำนวน100ตัน (เมล็ดข้าวโพดความชื้น14.5%)

หน่วย : ตัน

ลดความชื้นด้วยวิธีตากแดด	ลดความชื้นด้วยการอบแห้ง	ปริมาณซังข้าวโพดที่เกิดขึ้น	ปริมาณซังข้าวโพดใช้เป็นเชื้อเพลิง	ปริมาณซังข้าวโพดเหลือ
100	-	26.09	0.00	26.09
90	10	26.09	0.68	25.41
80	20	26.09	1.36	24.73
70	30	26.09	2.04	24.05
60	40	26.09	2.72	23.37
50	50	26.09	3.40	22.69
40	60	26.09	4.07	22.02
30	70	26.09	4.75	21.34
20	80	26.09	5.43	20.66
10	90	26.09	6.11	19.98
-	100	26.09	6.79	19.30

หมายเหตุ ปัดทศนิยม 2 ตำแหน่ง

ดังนั้น ซังข้าวโพดที่เหลือได้สูงสุดเมื่อเทียบจากปริมาณข้าวโพด ความชื้นร้อยละ 14.5 จำนวน 100 ตัน มีปริมาณเท่ากับ 26.09 ตัน และซังข้าวโพดจะเหลือใช้เป็นอย่างน้อยโดยคิดในกรณีที่ลานรับซื้อข้าวโพดใช้วิธีการอบแห้งเมล็ดข้าวโพดทั้งหมดโดยไม่ใช้วิธีการตากแดด โดยภายหลังจากการหักการใช้เพื่ออบแห้งภายในลานรับซื้อข้าวโพดแล้ว เมื่อคิดเทียบใน 100 ตันข้าวโพด (ความชื้น14.5%) จะมีซังข้าวโพดส่วนที่เหลืออย่างน้อยเท่ากับ 19.3 ตัน

ราคาสำหรับการซื้อขายใน พ.ศ.2552-2554 ราคาซังข้าวโพดพร้อมการขนส่งภายในระยะทางไม่เกิน 50 กิโลเมตร อยู่ที่ตันละ 900 บาท แต่ถ้าระยะทางขนส่งต่ำกว่า 20 กิโลเมตร ราคาขายอยู่ที่ตันละ 750 บาท

2.2.2 กระบวนการผลิตและเครื่องจักร

เนื่องจากมีปริมาณเชื้อเพลิงที่เกิดขึ้น โรงไฟฟ้าชีวมวลจากเศษวัสดุทางการเกษตรโดยทั่วไปนิยมใช้เทคโนโลยีกังหันไอน้ำ โดยส่วนประกอบหลักที่สำคัญคือ หม้อไอน้ำ กังหันไอน้ำสำหรับปั่นไฟฟ้า และเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ดังนั้นการศึกษาความเป็นไปได้ด้านเทคนิคของโครงการในครั้งนี้ประเมินโดยใช้เทคโนโลยีกังหันไอน้ำ

1) คุณสมบัติของเชื้อเพลิง องค์ประกอบและค่าความร้อนของเชื้อเพลิงแสดงในตารางที่ 4.16

ตารางที่ 4.16 องค์ประกอบและค่าความร้อนของซังข้าวโพด ต้นและยอดข้าวโพด

คุณสมบัติ	ซังข้าวโพด	ต้นและยอดข้าวโพด
องค์ประกอบ		
C (%wt)	44.86	44.30
H (%wt)	6.30	4.62
N (%wt)	0.66	0.85
O (%wt)	46.39	30.03
S (%wt)	0.049	0.34
Cl (%wt)	0.06	ไม่มีข้อมูล
ค่าความร้อน		
HHV_{dry} (kJ/kg)	17,600	16,200
LHV_{dry} (kJ/kg)	16,225	15,050
$LHV_{13\% moisture}$ (kJ/kg)	14,115	13,093

ที่มา : ปวีณ ชัยวัฒเมเสฏฐ์ (2554 : 74)

2) การประเมินชนิดของกังหันไอน้ำและปริมาณไอน้ำที่ใช้ จากข้อมูลที่ได้ทำการศึกษาพบว่า กังหันไอน้ำที่เหมาะสำหรับใช้งาน คือ

กำลังไฟฟ้าที่ได้	9	MW
ประเภทของกังหันไอน้ำ	กังหันไอน้ำชนิดควบแน่น (Condensed Steam turbine)	
ความดันไอน้ำใช้งาน	40	บาร์
อุณหภูมิไอน้ำเข้า	450	องศาเซลเซียส
ประสิทธิภาพ		
ส่วนกังหันไอน้ำร้อยละ	90	
เครื่องกำเนิดไฟฟ้าร้อยละ	98	

เมื่อทำการประเมินปริมาณไอน้ำที่ใช้จากใช้ตารางประมาณการค่าน้ำควบแน่นที่เกิดขึ้นต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมงของ John Wiley & Sons,Inc. (ในภาคผนวก ค.) ได้ว่า

$$\text{ปริมาณไอน้ำ (kg/h)} = \frac{4.42\,\text{kg}}{\text{kWh} \times 0.90 \times 0.98} \times 9{,}000\,\text{kW} = 45{,}102\,\text{kg/h}$$

หรือเท่ากับ ปริมาณไอน้ำ 45.102 ตัน/ชั่วโมง

3) การประเมินชนิด/ขนาดของหม้อไอน้ำและปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้

ขนาดหม้อไอน้ำที่ต้องใช้คือ

ขนาดของหม้อไอน้ำ	50	ตันต่อชั่วโมง
ประเภทของหม้อไอน้ำ	Multi Pass Traveling grate stoker Boiler	
ความดันไอน้ำใช้งาน	40	บาร์
อุณหภูมิไอน้ำเข้า	450	องศาเซลเซียส
ประสิทธิภาพร้อยละ	85	

จากข้อมูล Steam table

ไอน้ำ ความดัน 40 บาร์ อุณหภูมิ 450 ^{o}C Enthalpy = 3,331.2 MJ/ton

ไอน้ำ ความดัน 1 บาร์ อุณหภูมิ 70 ^{o}C Enthalpy = 293.0 MJ/ton

และค่าความร้อนต่ำของซังข้าวโพด (กรณีใช้ซังข้าวโพดเป็นเชื้อเพลิงหลัก)

LHV ซังข้าวโพดความชื้นร้อยละ13 = 14,115 MJ/ton

ดังนั้น

ปริมาณเชื้อเพลิงชนิดซังข้าวโพดที่ใช้สูงสุดเท่ากับ

$$= \frac{(3,331.2 - 293)\text{MJ/ton} \times 45.102\text{ton/h}}{14,115\text{MJ/ton} \times 0.85} = 11.4\ \text{ton/h}$$

หรือเท่ากับ 273.6 ตันต่อวัน

ทั้งนี้ จากฤดูกาลเพาะปลูกข้าวโพด พบว่าช่วงเวลาที่มีการเก็บเกี่ยวข้าวโพดเลี้ยงสัตว์และมีชีวมวลเกิดขึ้นอยู่ในช่วงเดือนสิงหาคมถึงเดือนเมษายน ดังนั้นจึงกำหนดให้เวลาเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าของโครงการอยู่ในช่วงเดือนกันยายน-พฤษภาคม รวมเป็นระยะเวลา 303 วันหรือเท่ากับ 7,272 ชั่วโมง และหยุด 2 เดือนช่วง กรกฎาคม – สิงหาคม เพื่อซ่อมบำรุง

ดังนั้น จะต้องใช้ซังข้าวโพดเท่ากับ 273.6 x 303 = 82,900.8 ตันต่อปี

จากการคำนวณข้างต้นพบว่าอาจจำเป็นต้องทำการรวบรวมต้นข้าวโพด หรือชีวมวลชนิดอื่นๆ ช่วยเสริมในกรณีที่ไม่สามารถหาซังข้าวโพดได้เพียงพอ หรือเลือกผลิตกระแสไฟฟ้าเฉพาะในช่วง Peak แทน

4) ระบบกรองอากาศสำหรับไอเสีย ในปัจจุบันสังคมและชุมชนต่างๆ มีการตื่นตัวเรื่องการรักษาสภาพแวดล้อมและสภาพอากาศ ดังนั้นเพื่อป้องกันปัญหาฝุ่นละอองที่จะเกิดขึ้นกับชุมชน ระบบกรองอากาศขั้นสุดท้ายจึงจำเป็นต้องใช้ระบบเครื่องตกตะกอนไฟฟ้าสถิต (Electrostatic Precipitator : ESP) โดยมีหลักการโดยใช้ไฟฟ้าแรงสูงแบบกระแสตรง (Direct Current : DC) ให้กับระบบขึ้นไฟฟ้าใส่ประจุให้อนุภาค แล้วผ่านอนุภาคที่มีประจุเข้าไปในสนามไฟฟ้าสถิต อนุภาคจะเคลื่อนเข้าหาแผ่นเก็บที่มีศักย์ไฟฟ้าตรงข้ามกัน ESP มีประสิทธิภาพสูง

มากในการดักฝุ่นที่มีขนาดเล็กกว่า 1 ไมครอน ได้มากกว่าร้อยละ 99.5 ทั้งนี้เงินลงทุนของระบบ ESP จะสูงกว่าระบบ Wet scrubber โดยทั่วไป แต่ผลพลอยได้ที่ได้กลับมาคือ สามารถดักจับฝุ่นเถ้าลอยเพื่อนำมาส่งขายทำอิฐมวลเบา หรือผสมในวัสดุอื่นๆต่อได้

2.3 ความเป็นไปได้ด้านการเงินของโครงการผลิตไฟฟ้าจากวัสดุเหลือทิ้งของการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์

จากการศึกษาความเป็นไปได้ทางด้านการเงินของโครงการผลิตไฟฟ้าจากวัสดุเหลือทิ้งของการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ ผลการศึกษาต้นทุน และผลตอบแทนสามารถแบ่งเป็นหัวข้อโดยทำภายใต้สมมุติฐานของโครงการดังต่อไปนี้

2.3.1 กรณีกู้เงินลงทุนร้อยละ 70 ของมูลค่าของโครงการ โดยมูลค่าของโครงการเท่ากับ 500 ล้านบาท แบ่งเป็นลงทุน 150 ล้านบาท และกู้เงินลงทุนจากธนาคาร 350 ล้านบาท ที่อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ร้อยละ 7 ต่อปี เป็นระยะเวลา 15 ปี

2.3.2 กรณีลงทุนทั้งหมดเท่ากับมูลค่าของโครงการ โดยมูลค่าของโครงการเท่ากับ 500 ล้านบาท

2.3.3 ค่าลงทุนเครื่องจักรและค่าลงทุนก่อสร้างอาคารโรงไฟฟ้า (ไม่รวมค่าที่ดิน และค่าปรับปรุงพื้นที่) โดยมีรายละเอียดตามสมมุติฐานในตารางที่ 4.17

ตารางที่ 4.17 ค่าลงทุนเครื่องจักร งานระบบ และค่าลงทุนก่อสร้างอาคาร

รายการ	เงินลงทุน (บาท)
หม้อไอน้ำขนาด 50 ตัน ความดัน 40บาร์ อุณหภูมิ 450 °C	90,000,000
ระบบ Economizer พร้อมค่าติดตั้ง และค่า Commissioning	5,300,000
ระบบไซโคลนและชุดมัลติไซโคลนดักจับฝุ่นละออง	12,000,000
ระบบดักจับฝุ่น ESP พร้อมค่าติดตั้ง และค่า Commissioning	17,500,000
งานติดตั้งระบบท่อ	12,500,000
อาคารหม้อไอน้ำ ขนาด 600 ตารางเมตร และห้องควบคุม	2,100,000
Condensed steam turbine Generator ขนาด 9 MW	135,000,000
งานระบบท่อและระบบควบคุม	15,000,000
อาคารกังหันไอน้ำ และห้องควบคุม ขนาด 800 ตารางเมตร	4,000,000
อาคารเก็บเชื้อเพลิง ขนาด 4,000 ตารางเมตร	12,000,000
รถตักล้อยาง	8,000,000
อาคารสำนักงาน	4,000,000
ระบบหล่อเย็น	8,000,000
ระบบสูบน้ำและปรับปรุงคุณภาพน้ำ	25,000,000
รถตักเชื้อเพลิง	8,000,000
ระบบยูทิลิตี้ และเครื่องจักรอื่นๆ	25,000,000
งานเชื่อมต่อสายส่งไฟฟ้าและอาคารเชื่อมต่อสายส่ง	50,000,000
รวมเงินลงทุนเครื่องจักรและอาคาร	**424,400,000**
ค่าประกันภัยเครื่องจักรและงานก่อสร้าง	12,120,000
รวมเงินลงทุนเครื่องจักรและอาคารและค่าประกันภัย	**436,520,000**

เงินลงทุนค่าที่ดินและปรับปรุงพื้นที่รายละเอียดตามสมมุติฐานในตารางที่ 4.18

ตารางที่ 4.18 ค่าที่ดินและปรับปรุงพื้นที่

รายการ	เงินลงทุน (บาท)
ที่ดิน 65 ไร่ และค่าปรับปรุงพื้นที่	**35,000,000**

2.3.4 ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน เพื่อให้โรงไฟฟ้าสามารถทำงานได้ 24 ชั่วโมง มีรายจ่ายดังตารางที่ 4.19

ตารางที่ 4.19 ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน

ค่าใช้จ่าย	บาทต่อเดือน	รวมบาทต่อปี
เงินเดือน		
1. ผู้จัดการโครงการ 1 คน	45,000	540,000
2. วิศวกรไฟฟ้า 2 คน อัตราเงินเดือน 17,500 บาท	35,000	420,000
3. วิศวกรเครื่องกล 3 คน อัตราเงินเดือน 17,500 บาท	52,500	630,000
4. วิศวกรสิ่งแวดล้อม 1 คน อัตราเงินเดือน 17,500 บาท	17,500	210,000
5. นักวิทยาศาสตร์ 1 คน อัตราเงินเดือน 15,000 บาท	15,000	180,000
6. ช่างเทคนิค 6 คน อัตราเงินเดือน 12,000 บาท	72,000	864,000
7. พนักงานแรงงาน 9 คน อัตราเงินเดือน 9,000 บาท	81,000	972,000
8. พนักงานธุรการ/บัญชี2คน อัตราเงินเดือน 12,000 บาท	24,000	288,000
9. แม่บ้านสำนักงาน 1 คน อัตราเงินเดือน 9,000 บาท	9,000	108,000
10. พนักงานรักษาความปลอดภัย 2 คน อัตราเงินเดือน 9,000 บาท	18,000	216,000
รวมค่าใช้จ่ายเงินเดือนของปีแรก	**369,000**	**4,428,000**

และกำหนดให้

ค่าเบี้ยเลี้ยงและโบนัส เท่ากับร้อยละ 10 ของเงินเดือน

ค่าสวัสดิการ เท่ากับ ร้อยละ 3 ของเงินเดือน

ค่าสมทบกองทุนประกันสังคม ร้อยละ 5 ของเงินเดือน

ค่าใช้จ่ายอื่นๆ เช่นค่ารับรอง ค่าประชาสัมพันธ์ ค่าอบรม ร้อยละ 3 ของเงินเดือน

ค่าประกันภัย ร้อยละ0.2 ของค่าลงทุน เท่ากับ 848,800 บาทต่อปี

อัตราการขึ้นของเงินเดือนโดยเฉลี่ยเท่ากับ ร้อยละ 5 ของเงินเดือน ต่อปี

ดังนั้น ค่าใช้จ่ายเงินเดือนและสวัสดิการสุทธิของปีแรก เท่ากับ 6,206,680 บาท

2.3.5 ต้นทุนผันแปร ในการศึกษาครั้งนี้ ใช้ราคาขายของซังข้าวโพดเลี้ยงสัตว์เป็นเกณฑ์ในการคิดคำนวณ โดยปัจจุบันราคาซังข้าวโพดรวมค่าขนส่งเท่ากับ 900 บาท ต่อ 1 ตันซังข้าวโพด ซึ่งใช้ซังข้าวโพด 11.4 ตัน ต่อการผลิตไฟฟ้า 1 ชั่วโมง ที่กำลังการผลิต 9 MW

ดังนั้นใน 1 ปี โครงการใช้ซังข้าวโพดจำนวน 82,900.8 ตัน มูลค่าเท่ากับ 74,610,720 บาท

และโครงการไม่มีค่าใช้จ่ายค่าไฟฟ้า เนื่องจากใช้ไฟฟ้าภายในที่ผลิตได้เองเป็นหลัก ซึ่งมีปริมาณการใช้ไฟฟ้าอยู่ที่ร้อยละ 10 ของกระแสไฟฟ้าที่ผลิต แต่จะทำให้การขายไฟฟ้าขายได้ลดลงจากกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้ ส่วนค่าน้ำประปาที่ใช้ ใช้จากระบบสูบและปรับปรุงน้ำภายในโรงไฟฟ้า ค่าเชื้อเพลิงสำหรับดำเนินการขนย้ายเชื้อเพลิงชีวมวล คิดเป็นมูลค่าร้อยละ 1 ของมูลค่าเชื้อเพลิงที่ใช้

2.3.6 ค่าบำรุงรักษา และค่าสารเคมี ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาโรงไฟฟ้าคิดที่สมมุติฐานโรงไฟฟ้าจะมีค่าบำรุงรักษาที่มากขึ้นตามอายุการใช้งาน โดยมีค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษาแบ่งเป็น 5 ระยะดังนี้

ระยะที่ 1 ปีที่ 1 – ปีที่ 3 ค่าใช้จ่ายร้อยละ 0.25 ของมูลค่าลงทุน เท่ากับ 1,060,000 บาท/ปี
ระยะที่ 2 ปีที่ 4 – ปีที่ 10 ค่าใช้จ่ายร้อยละ 0.50 ของมูลค่าลงทุน เท่ากับ 2,122,000 บาท/ปี
ระยะที่ 3 ปีที่ 11 – ปีที่ 15 ค่าใช้จ่ายร้อยละ 0.75 ของมูลค่าลงทุน เท่ากับ 3,183,000 บาท/ปี
ระยะที่ 4 ปีที่ 16 – ปีที่ 20 ค่าใช้จ่ายร้อยละ 1.00 ของมูลค่าลงทุน เท่ากับ 4,240,000 บาท/ปี
ระยะที่ 5 ปีที่ 21 – ปีที่ 25 ค่าใช้จ่ายร้อยละ 1.25 ของมูลค่าลงทุน เท่ากับ 5,305,000 บาท/ปี

2.3.7 ค่าเสื่อมราคา อายุการใช้งานของโรงไฟฟ้าประมาณ 25 ปี โดยมีมูลค่าซากของเครื่องจักรและอาคารร้อยละ 15 และคิดค่าเสื่อมราคาของโรงไฟฟ้าเป็นแบบเส้นตรง

2.3.8 ผลตอบแทนจากการขายไฟฟ้า

การผลิตกระแสไฟฟ้าคำนวณตามผลการประเมินด้านเทคนิคดังนี้คือ คือ เวลาเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าของโครงการอยู่ในช่วงเดือนกันยายน-มิถุนายน รวมเป็นระยะเวลา 303 วันหรือเท่ากับ 7,272 ชั่วโมง และหยุด 2 เดือนช่วง กรกฎาคม – สิงหาคม เพื่อซ่อมบำรุง
ดังนั้น ผลตอบแทนของการผลิตกระแสไฟฟ้าสามารถคำนวณได้ดังตารางที่ 4.20

ตารางที่ 4.20 การคำนวณค่าไฟฟ้าที่ขายได้ของโครงการต่อปี ของ พ.ศ.2556

รายละเอียดการคำนวณ	kWh	บาท/kWh	เป็นเงิน(บาท)
1. กระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมด 9,000 kW x 7,272 h	65,448,000		-
2. ใช้ภายในโรงไฟฟ้า 8%	5,235,840		-
3. เหลือขายให้การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค	**60,212,160**		
4. กระแสไฟฟ้าหลังหักค่าดำเนินการ2 %	**59,007,917**		
- จำหน่ายไฟฟ้าช่วง Peak = 2,691 ชั่วโมง	21,361,158	3.8548	82,342,991.86
- จำหน่ายไฟฟ้าช่วง off- Peak = 4,581 ชั่วโมง	36,363,978	2.0424	74,269,788.67
5.ค่า Ftขายส่งเฉลี่ย พ.ศ. 2554	59,007,917	0.3993	23,561,861.18
6.รวมค่าพลังงานไฟฟ้าและค่า Ft			**180,174,641.70**
7. ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (adder)	60,212,160	0.3000	18,063,648.00
8. ค่าไฟฟ้ารวมส่วนเพิ่ม (adder)			**198,238,289.70**
9.รวมค่าไฟฟ้าที่ขายได้ทั้งหมดใน พ.ศ. 2556			**198,238,289.70**

2.3.9 ผลตอบแทนจากการขี้เถ้า

จากการวิเคราะห์ Proximate analysis สามารถคำนวณหาปริมาณขี้เถ้าได้ดังนี้

ในซังข้าวโพดร้อยละ 100	มีขี้เถ้าอยู่ ร้อยละ	1.48	
ดังนั้นจากปริมาณซังข้าวโพดจำนวน		74,693	ตัน
มีเถ้าภายหลังจากถูกเผาไหม้ 1.48 x 74,693 / 100	=	1,226.93	ตัน
ราคาขายตันละ		1,000	บาท
เป็นมูลค่า 1,226.93 x 1,000	=	1,226,930	บาทต่อปี

2.3.10 ผลการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางด้านการเงิน ใช้หลักเกณฑ์การตัดสินใจแบบคิดมูลค่าปัจจุบันของเงิน คำนวณโดยคิดอัตราส่วนลด ร้อยละ 7 โดยวิเคราะห์ตามเงื่อนไขที่ได้รับการสนับสนุนจากภาครัฐ คือ

1) การส่งเสริมด้านการลงทุนจากสำนักงานคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน(BOI) โดยการยกเว้นภาษีเงินได้นิติบุคคลเป็นระยะเวลา 8 ปี สำหรับ “กิจการบริการและสาธารณูปโภค”

2) ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) 0.30บาท/หน่วยไฟฟ้าที่ขายได้ เป็นระยะเวลา 7 ปี จากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ตามการสนับสนุนแผน PDP 2010

3) ดอกเบี้ยเงินกู้เพื่อก่อสร้างโรงไฟฟ้าสามารถนำมาลดหย่อนภาษีได้

ในกรณีกู้เงินลงทุนร้อยละ 70 ของมูลค่าของโครงการ โดยมูลค่าของโครงการเท่ากับ 500 ล้านบาท แบ่งเป็นลงทุน 150 ล้านบาท และกู้เงินลงทุนจากธนาคาร 350 ล้านบาท ที่อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ร้อยละ 7 ต่อปี เป็นระยะเวลา 15 ปี

ตารางที่ 4.21 ตารางผลการวิเคราะห์กรณีกู้เงินลงทุนร้อยละ 70 ของมูลค่าของโครงการ

รายการวิเคราะห์ทางด้านการเงิน		เกณฑ์การพิจารณา	ผลการวิเคราะห์
ระยะเวลาคืนทุนของโครงการ (PBP)	6 ปี 7 เดือน	PBP < 7 ปี	ระยะเวลาน้อยกว่า
มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการ (NPV)	532,268,935.75 บาท	NPV > 0	คุ้มค่า
อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน (BCR)	1.756	BCR > 1	คุ้มค่า
อัตราผลตอบแทนภายในโครงการ (IRR)	49.18 %	IRR > i	คุ้มค่า

โดยอัตราดอกเบี้ยร้อยละ 7 ที่ใช้ในการประเมินนั้นใกล้เคียงกับอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ลูกค้ารายใหญ่ชั้นดีประเภทเงินกู้แบบมีระยะเวลา(MLR) ของธนาคารในประเทศไทยในปัจจุบัน (พ.ศ. 2555)

ในกรณีลงทุนทั้งหมดเท่ากับมูลค่าของโครงการ โดยมูลค่าของโครงการเท่ากับ 500 ล้านบาท

ตารางที่ 4.22 ตารางผลการวิเคราะห์กรณีไม่กู้เงินลงทุน

รายการวิเคราะห์ทางด้านการเงิน		เกณฑ์การพิจารณา	ผลการวิเคราะห์
ระยะเวลาคืนทุนของโครงการ (PBP)	4 ปี 5 เดือน	PBP < 7 ปี	ระยะเวลาน้อยกว่า
มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการ (NPV)	524,021,543.41 บาท	NPV > 0	คุ้มค่า
อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน (BCR)	1.536	BCR > 1	คุ้มค่า
อัตราผลตอบแทนภายในโครงการ (IRR)	20.45 %	IRR > i	คุ้มค่า

จากตารางผลการวิเคราะห์ทางด้านการเงินพบว่า โครงการมีความเป็นไปได้ทั้ง 2 กรณี โดยกรณีกู้ยืมเงินจากธนาคารเพื่อนำมาลงทุน อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน อัตราผลตอบแทนภายในโครงการภายในจะสูงกว่า กรณีลงทุนเองทั้งหมดเนื่องจากเงินที่นำมาลงทุนในโครงการเท่ากับ 150

ล้านบาท ส่วน 350 ล้านบาทเป็นการกู้ยืมธนาคาร ทั้งนี้ในการคำนวณไม่ได้คิดถึงค่าเสียโอกาสของทุนที่ใช้ นอกจากนี้มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการในกรณีกู้เงินจากธนาคารเพื่อนำมาลงทุนสูงกว่าเนื่องมาจากเงื่อนไข ดอกเบี้ยเงินกู้สามารถนำมาลดหย่อนภาษีได้ แต่ระยะเวลาคืนทุนของโครงการพบว่ากรณีไม่กู้เงินลงทุนจะสั้นกว่ากรณีกู้เงินจากธนาคาร (รายละเอียดแสดงในตารางคำนวณในภาคผนวก ง.)

ตอนที่ 3 ผลการวิเคราะห์ความไวของโครงการผลิตไฟฟ้าจากวัสดุเหลือทิ้งของการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์

การวิเคราะห์ความไวของโครงการผลิตไฟฟ้าจากวัสดุเหลือทิ้งของการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ จะแบ่งออกเป็น 2 กรณีตามการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางด้านการเงินดังนี้

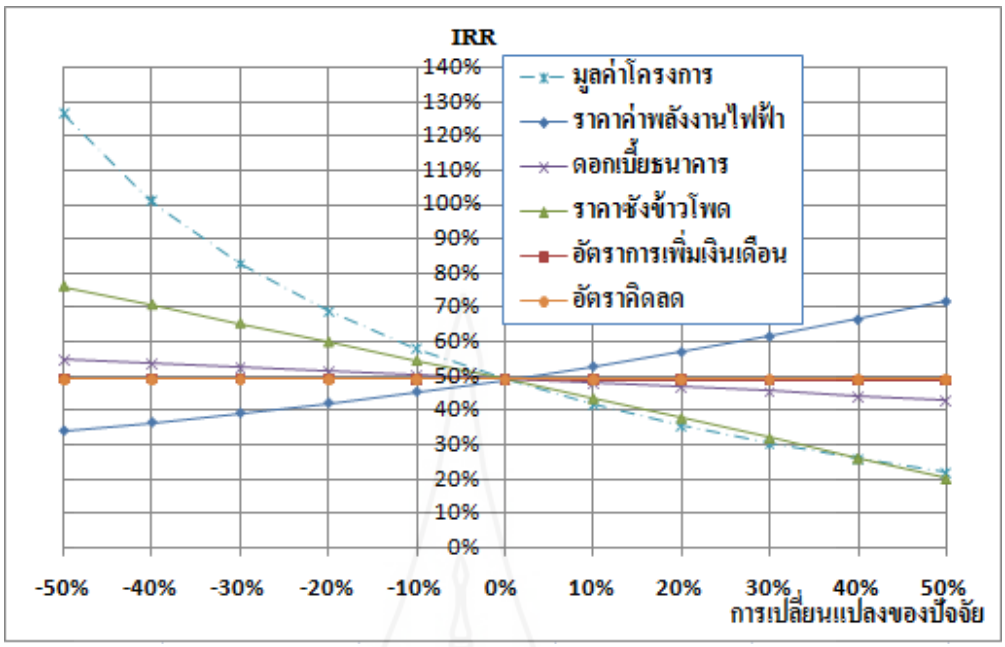
3.1 กรณีกู้เงินลงทุนร้อยละ 70 ของมูลค่าของโครงการ โดยมูลค่าของโครงการเท่ากับ 500 ล้านบาท แบ่งเป็นลงทุน 150 ล้านบาท และกู้เงินลงทุนจากธนาคาร 350 ล้านบาท ที่อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ร้อยละ 7 ต่อปี เป็นระยะเวลา 15 ปี

3.2 กรณีลงทุนทั้งหมดเท่ากับมูลค่าของโครงการ 500 ล้านบาท

3.3 กรณีกู้เงินลงทุนร้อยละ 70 ของมูลค่าของโครงการ โดยมูลค่าของโครงการเท่ากับ 500 ล้านบาท แบ่งเป็นลงทุน 150 ล้านบาท และกู้เงินลงทุนจากธนาคาร 350 ล้านบาท ที่อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ร้อยละ 7 ต่อปี เป็นระยะเวลา 15 ปี

3.1.1 ผลกระทบต่อ อัตราค่าตอบแทนภายใน (IRR)

วิเคราะห์จากปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่ออัตราผลตอบแทนภายในโครงการ ดังนี้คือมูลค่าของโครงการ ราคารับซื้อไฟฟ้า ราคาของเชื้อเพลิง อัตราการเพิ่มของเงินเดือนพนักงาน ดอกเบี้ยเงินกู้ธนาคาร อัตราการคิดลด ซึ่งทำการประเมินผลกระทบที่มีการเปลี่ยนแปลงของปัจจัยในช่วงร้อยละการเปลี่ยนแปลงร้อยละ 50 จากค่าฐานการคำนวณเดิม เทียบกับอัตราค่าตอบแทน(IRR) ผลการประเมินเป็นไปตามภาพที่ 4.12 และตารางที่ 4.23



ภาพที่ 4.12 การวิเคราะห์ความไวต่อ IRR กรณีกู้เงินร้อยละ 70 ของมูลค่าโครงการ

ตารางที่ 4.23 ตารางวิเคราะห์ความไว ต่อ IRR กรณีกู้เงินร้อยละ70 ของมูลค่าโครงการ

หน่วย : ร้อยละ

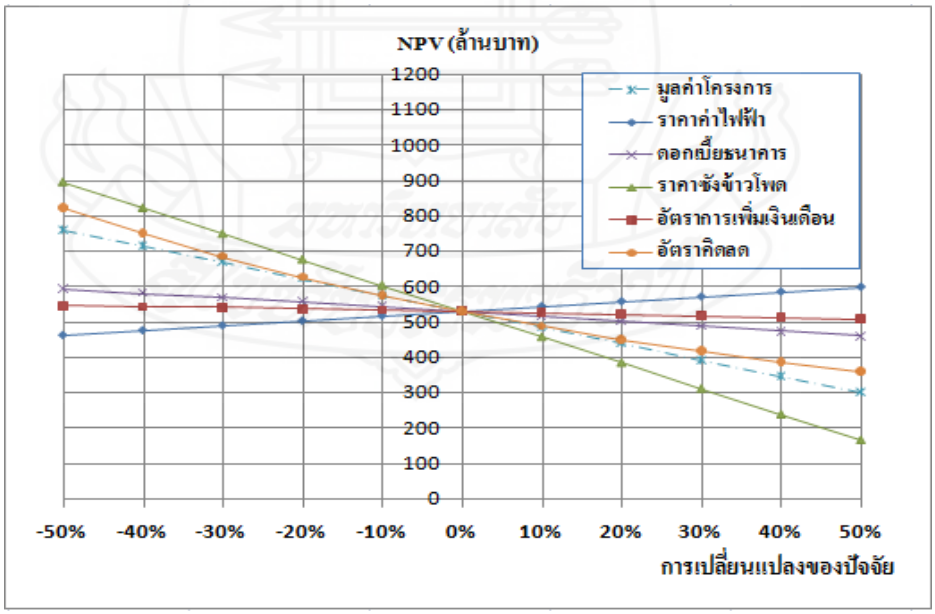
ร้อยละการเปลี่ยนแปลง	ร้อยละของ IRR จากปัจจัย					
	มูลค่าโครงการ	ราคาขายไฟฟ้า	ดอกเบี้ยธนาคาร	ราคาซังข้าวโพด	อัตราการเพิ่มเงินเดือน	อัตราคิดลด
- 50	126.55	34.33	54.81	76.18	49.39	49.18
- 40	101.05	36.78	53.75	70.85	49.35	49.18
- 30	82.74	39.47	52.65	65.49	49.31	49.18
- 20	68.89	42.42	51.52	60.10	49.27	49.18
- 10	58.00	45.65	50.36	54.67	49.22	49.18
0	49.18	49.18	49.18	49.18	49.18	49.18
10	41.86	53.03	47.97	43.61	49.13	49.18
20	35.69	57.21	46.73	37.95	49.09	49.18
30	30.42	61.74	45.46	32.18	49.04	49.18
40	25.88	66.64	44.17	26.29	48.99	49.18
50	21.98	71.90	42.85	20.34	48.94	49.18

หมายเหตุ การเปลี่ยนแปลงของปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่ออัตราผลตอบแทนภายในโครงการในช่วง ร้อยละ -50 ถึง ร้อยละ 50 มีดังนี้

- การเปลี่ยนแปลงของมูลค่าของโครงการ อยู่ในช่วง 250ล้านบาท ถึง 750 ล้านบาท
- การเปลี่ยนแปลงราคาค่าพลังงาน ช่วงPeak อยู่ในช่วง 1.9274-5.7822 และOff-Peak อยู่ในช่วง 1.0212-3.0636
- การเปลี่ยนแปลงของอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ธนาคาร อยู่ในช่วงร้อยละ 3.5 – 10.5
- การเปลี่ยนแปลงของราคาซังข้าวโพด อยู่ในช่วง 450 – 1350 บาทต่อตัน
- การเปลี่ยนแปลงของอัตราการเพิ่มของเงินเดือนพนักงาน อยู่ในช่วงร้อยละ 2.5-7.5 เท่าของเงินเดือน ต่อปี
- การเปลี่ยนแปลงของอัตราการคิดลด อยู่ในช่วงร้อยละ 3.5 – 10.5

3.1.2 ผลกระทบต่อมูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการ (NPV)

เมื่อวิเคราะห์จากปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อมูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการ ดังนี้คือมูลค่าของโครงการ ราคารับซื้อไฟฟ้า ราคาของเชื้อเพลิง อัตราการเพิ่มของเงินเดือนพนักงาน ดอกเบี้ยเงินกู้ธนาคาร อัตราการคิดลด ซึ่งทำการประเมินผลกระทบที่มีการเปลี่ยนแปลงของปัจจัยในช่วงร้อยละการเปลี่ยนแปลงร้อยละ 50 จากค่าฐานการคำนวณเดิม เทียบกับมูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการ ผลการประเมินเป็นไปตามภาพที่ 4.13 และตารางที่ 4.24



ภาพที่ 4.13 การวิเคราะห์ความไวต่อ NPV กรณีกู้เงินร้อยละ70 ของมูลค่าโครงการ

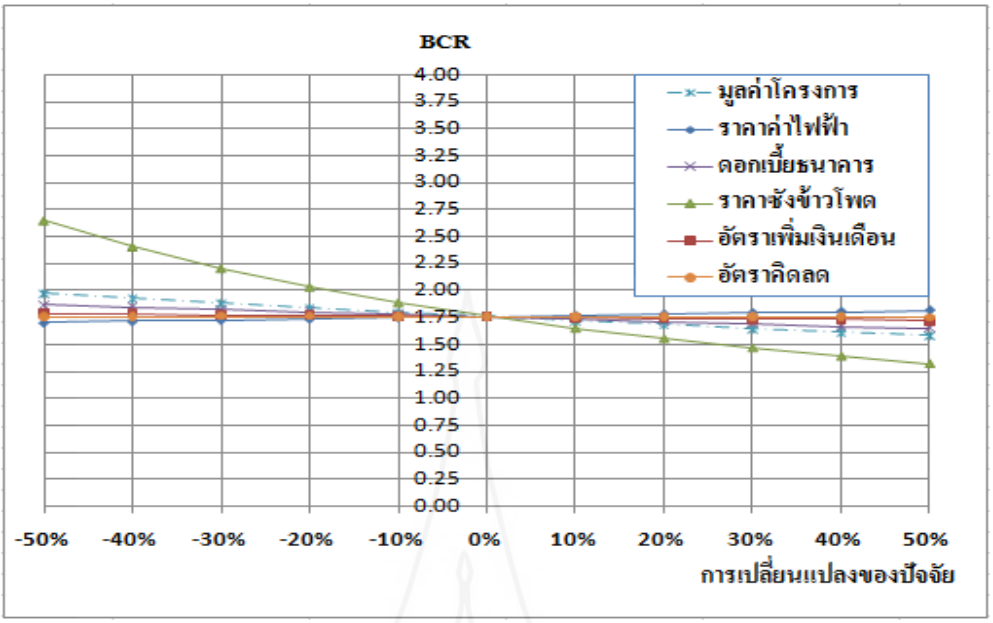
ตารางที่ 4.24 ตารางวิเคราะห์ความไว ต่อ NPV กรณีกู้เงินร้อยละ70 ของมูลค่าโครงการ

หน่วย : บาท

ร้อยละการเปลี่ยนแปลง	มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการ NPV					
	มูลค่าโครงการ	ราคาขายไฟฟ้า	ดอกเบี้ยธนาคาร	ราคาซังข้าวโพด	อัตราการเพิ่มเงินเดือน	อัตราคิดลด
- 50	463,873,102	547,705,610	896,730,453	596,049,423	761,790,099	824,641,040
- 40	477,552,269	545,010,607	823,838,149	583,851,970	715,885,867	751,669,263
- 30	491,231,435	542,134,156	750,945,846	571,367,800	669,981,634	686,978,987
- 20	504,910,602	539,062,126	678,053,543	558,604,162	624,077,401	629,457,457
- 10	518,589,769	535,779,231	605,161,239	545,568,607	578,173,168	578,157,024
0	532,268,936	532,268,936	532,268,936	532,268,936	532,268,936	532,268,936
10	545,948,103	528,513,359	459,376,632	518,713,159	486,364,703	491,101,510
20	559,627,269	524,493,157	386,484,329	504,909,445	440,460,470	454,061,926
30	573,306,436	520,187,411	313,592,026	490,866,080	394,556,238	420,641,002
40	586,985,603	515,573,493	240,699,722	476,591,428	348,652,005	390,400,462
50	600,664,770	510,626,932	167,807,419	462,093,886	302,747,772	362,962,243

3.1.3 ผลกระทบต่ออัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน (BCR)

เมื่อวิเคราะห์จากปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่ออัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน ดังนี้คือมูลค่าของโครงการ ราคารับซื้อไฟฟ้า ราคาของเชื้อเพลิง อัตราการเพิ่มของเงินเดือนพนักงาน ดอกเบี้ยเงินกู้ธนาคาร อัตราการคิดลด ซึ่งทำการประเมินผลกระทบที่มีการเปลี่ยนแปลงของปัจจัยในช่วงร้อยละการเปลี่ยนแปลงร้อยละ 50 จากค่าฐานการคำนวณเดิม เทียบกับอัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน ผลการประเมินเป็นไปตามภาพที่ 4.14 และตารางที่ 4.25



ภาพที่ 4.14 การวิเคราะห์ความไวต่อ BCR กรณีกู้เงินร้อยละ70 ของมูลค่าโครงการ

ตารางที่ 4.25 ตารางวิเคราะห์ความไว ต่อ BCR กรณีกู้เงินร้อยละ70 ของมูลค่าโครงการ

หน่วย : บาท

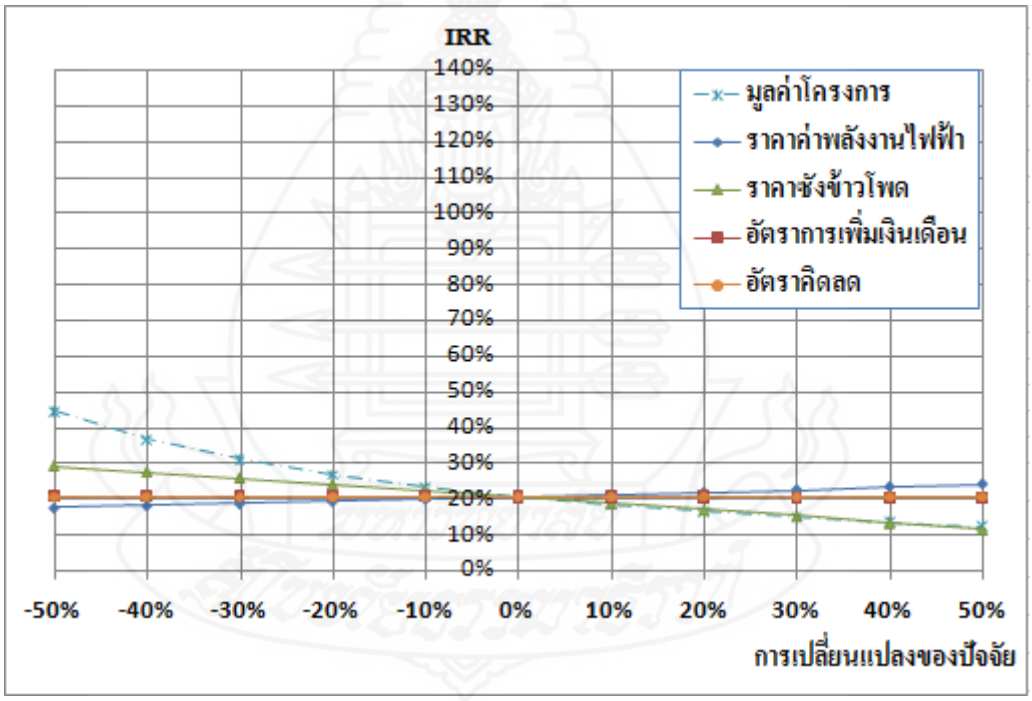
ร้อยละการเปลี่ยนแปลง	อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน (BCR)					
	มูลค่าโครงการ	ราคาขายไฟฟ้า	ดอกเบี้ยธนาคาร	ราคาซังข้าวโพด	อัตราการเพิ่มเงินเดือน	อัตราคิดลด
- 50	1.699	1.786	2.645	1.868	1.978	1.756
- 40	1.710	1.780	2.402	1.846	1.929	1.757
- 30	1.722	1.775	2.200	1.823	1.883	1.757
- 20	1.733	1.769	2.029	1.801	1.839	1.757
- 10	1.745	1.763	1.883	1.778	1.796	1.757
0	1.756	1.756	1.756	1.756	1.756	1.756
10	1.768	1.749	1.646	1.734	1.718	1.755
20	1.779	1.742	1.548	1.712	1.681	1.754
30	1.791	1.734	1.462	1.691	1.645	1.753
40	1.802	1.725	1.384	1.670	1.612	1.751
50	1.814	1.716	1.315	1.649	1.579	1.749

3.2 กรณีลงทุนทั้งหมดเท่ากับมูลค่าของโครงการ 500 ล้านบาท

การวิเคราะห์ความไวของกรณีลงทุนทั้งหมดเท่ากับมูลค่าของโครงการ 500 ล้านบาท ทำเช่นเดียวกันกับในกรณี กู้เงินลงทุนร้อยละ 70 ของมูลค่าของโครงการ แต่ในกรณีนี้ไม่มีการวิเคราะห์ความไวจากปัจจัยของอัตราดอกเบี้ยธนาคาร เนื่องจากไม่มีการกู้เงินเพื่อนำมาลงทุนจากธนาคาร ซึ่งได้วิเคราะห์ตามหัวข้อต่อไปนี้

3.2.1 ผลกระทบต่ออัตราค่าตอบแทนภายใน (IRR)

เมื่อวิเคราะห์จากปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่ออัตราผลตอบแทนภายในโครงการ ดังนี้คือมูลค่าของโครงการ ราคารับซื้อไฟฟ้า ราคาของเชื้อเพลิง อัตราการเพิ่มของเงินเดือนพนักงาน อัตราการคิดลด เมื่อประเมินผลกระทบที่มีการเปลี่ยนแปลงของปัจจัยในช่วงร้อยละการเปลี่ยนแปลงร้อยละ 50 จากค่าฐานการคำนวณเดิม เทียบกับอัตราค่าตอบแทน(IRR) ผลการประเมินเป็นไปตามภาพที่ 4.15 และตารางที่ 4.26



ภาพที่ 4.15 การวิเคราะห์ความไวต่อ IRR กรณีลงทุนทั้งหมดเท่ากับมูลค่าของโครงการ

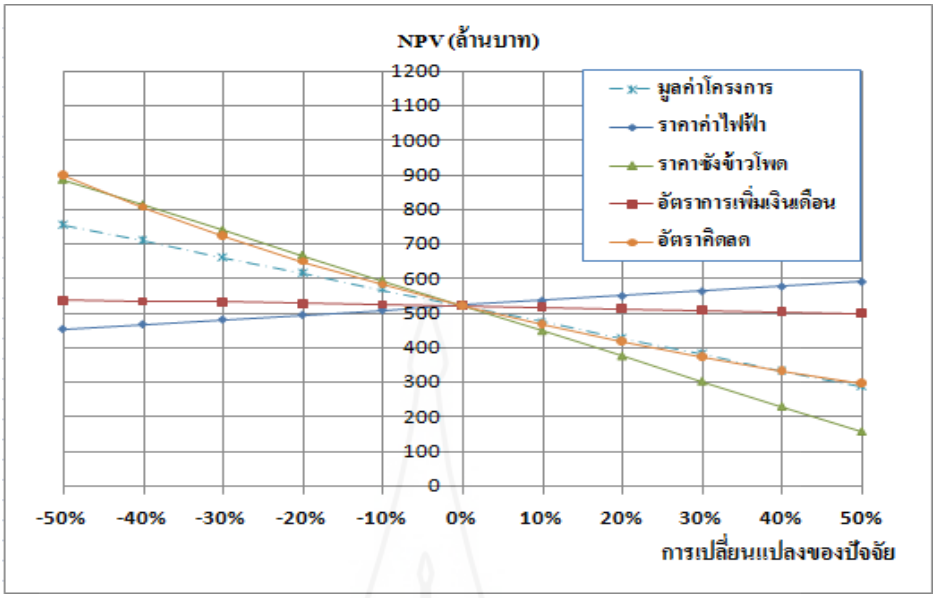
ตารางที่ 4.26 ตารางวิเคราะห์ความไวต่อ IRR กรณีลงทุนทั้งหมดเท่ากับมูลค่าของโครงการ

หน่วย : ร้อยละ

ร้อยละการเปลี่ยนแปลง	ร้อยละของ IRR จากปัจจัย				
	มูลค่าโครงการ	ราคาขายไฟฟ้า	ราคาซังข้าวโพด	อัตราการเพิ่มเงินเดือน	อัตราคิดลด
- 50	17.55	20.62	28.99	44.54	20.45
- 40	18.09	20.59	27.31	36.60	20.45
- 30	18.64	20.56	25.61	30.88	20.45
- 20	19.22	20.52	23.91	26.56	20.45
- 10	19.83	20.49	22.19	23.18	20.45
0	20.45	20.45	20.45	20.45	20.45
10	21.11	20.41	18.70	18.21	20.45
20	21.78	20.37	16.92	16.33	20.45
30	22.49	20.33	15.12	14.73	20.45
40	23.23	20.29	13.27	13.35	20.45
50	23.99	20.24	11.38	12.14	20.45

3.2.2 ผลกระทบต่อมูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการ (NPV)

เมื่อวิเคราะห์จากปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อมูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการ ดังนี้คือมูลค่าของโครงการ ราคารับซื้อไฟฟ้า ราคาของเชื้อเพลิง อัตราการเพิ่มของเงินเดือนพนักงาน อัตราการคิดลด ซึ่งทำการประเมินผลกระทบที่มีการเปลี่ยนแปลงของปัจจัยในช่วงร้อยละการเปลี่ยนแปลงร้อยละ 50 จากค่าฐานการคำนวณเดิม เทียบกับมูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการ ผลการประเมินเป็นไปตามภาพที่ 4.16 และตารางที่ 4.27



ภาพที่ 4.16 การวิเคราะห์ความไวต่อ NPV กรณีลงทุนทั้งหมดเท่ากับมูลค่าของโครงการ

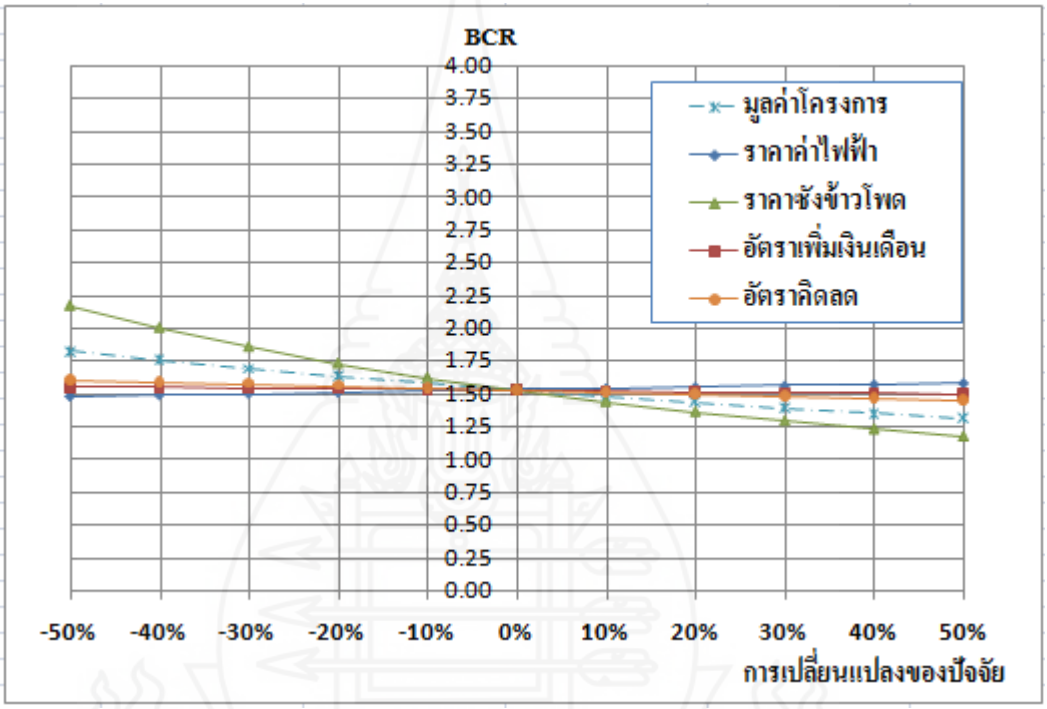
ตารางที่ 4.27 ตารางวิเคราะห์ความไว ต่อ NPV กรณีลงทุนทั้งหมดเท่ากับมูลค่าของโครงการ

หน่วย : บาท

ร้อยละการเปลี่ยนแปลง	มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการ NPV				
	มูลค่าโครงการ	ราคาขายไฟฟ้า	ราคาซังข้าวโพด	อัตราการเพิ่มเงินเดือน	อัตราคิดลด
- 50	455,625,709	539,458,218	888,483,060	757,666,403	901,832,803
- 40	469,304,876	536,763,214	815,590,757	710,937,431	808,821,187
- 30	482,984,043	533,886,764	742,698,454	664,208,459	725,703,866
- 20	496,663,210	530,814,734	669,806,150	617,479,487	651,224,322
- 10	510,342,377	527,531,838	596,913,847	570,750,515	584,305,398
0	524,021,543	524,021,543	524,021,543	524,021,543	524,021,543
10	537,700,710	520,265,966	451,129,240	477,292,571	469,575,631
20	551,379,877	516,245,765	378,236,937	430,563,599	420,279,538
30	565,059,044	511,940,019	305,344,633	383,834,628	375,537,866
40	578,738,211	507,326,101	232,452,330	337,105,656	334,834,251
50	592,417,377	502,379,540	159,560,026	290,376,684	297,719,834

3.2.3 ผลกระทบต่ออัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน (BCR)

เมื่อวิเคราะห์จากปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่ออัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน ดังนี้คือมูลค่าของโครงการ ราคารับซื้อไฟฟ้า ราคาของเชื้อเพลิง อัตราการเพิ่มของเงินเดือนพนักงาน อัตราการคิดลด ซึ่งทำการประเมินผลกระทบที่มีการเปลี่ยนแปลงของปัจจัยในช่วงร้อยละการเปลี่ยนแปลงร้อยละ 50 จากค่าฐานการคำนวณเดิม เทียบกับอัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน ผลการประเมินเป็นไปตามภาพที่ 4.17 และตารางที่ 4.28



ภาพที่ 4.17 การวิเคราะห์ความไวต่อ BCR กรณีลงทุนทั้งหมดเท่ากับมูลค่าของโครงการ

ตารางที่ 4.28 ตารางวิเคราะห์ความไวต่อ BCR กรณีลงทุนทั้งหมดเท่ากับมูลค่าของโครงการ

หน่วย : บาท

ร้อยละการเปลี่ยนแปลง	อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน (BCR)				
	มูลค่าโครงการ	ราคาขายไฟฟ้า	ราคาซังข้าวโพด	อัตราการเพิ่มเงินเดือน	อัตราคิดลด
- 50	1.485	1.558	2.174	1.830	1.612
- 40	1.495	1.554	2.007	1.762	1.598
- 30	1.505	1.550	1.864	1.700	1.583
- 20	1.515	1.545	1.740	1.641	1.568
- 10	1.526	1.541	1.631	1.587	1.552
0	1.536	1.536	1.536	1.536	1.536
10	1.546	1.530	1.450	1.488	1.519
20	1.556	1.524	1.374	1.443	1.502
30	1.566	1.518	1.305	1.401	1.486
40	1.576	1.512	1.243	1.361	1.469
50	1.586	1.505	1.187	1.323	1.452

บทที่ 5
สรุปการวิจัย อภิปรายผล และข้อเสนอแนะ

1. สรุปการวิจัย

1.1 การศึกษาศักยภาพเชิงปริมาณและการกระจายเชิงภูมิศาสตร์ของชีวมวลที่เกิดขึ้นจากการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ของประเทศไทย

จากการวิจัยในครั้งนี้ได้ทำการรวบรวมข้อมูลแหล่งเพาะปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ซึ่งก่อให้เกิดเชื้อเพลิงชีวมวลจากวัสดุเหลือทิ้ง จากข้อมูลสถิติของหน่วยงานต่างๆ โดยเฉพาะข้อมูลจากสำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร กระทรวงเกษตรและสหกรณ์ ซึ่งสามารถสรุปได้ว่า มีวัสดุเหลือทิ้งจากการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์รวมทั้งประเทศ 1,295,272 ตันซังข้าวโพด และ 4,532,708 ตันต้นและยอดข้าวโพด เมื่อคิดเทียบเท่าเป็นพลังงานรวมเท่ากับ 1,837.8 ktoe จากซังข้าวโพด 432.8 ktoe และจากต้นข้าวโพด 1,405 ktoe ตามลำดับ เมื่อคิดเป็นรายภาคพื้นที่ภาคเหนือมีปริมาณเชื้อเพลิงชีวมวลจากวัสดุเหลือทิ้งจากการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์มากที่สุด เท่ากับร้อยละ 63.08 เมื่อคิดเทียบเท่าเป็นพลังงานรวมเท่ากับ 1,159.3 ktoe จากซังข้าวโพด 273 ktoe และจากต้นข้าวโพด 886.3 ktoe

สำหรับในจังหวัดเพชรบูรณ์ที่เป็นพื้นที่ทำการศึกษาความเป็นไปได้ มีปริมาณซังข้าวโพดใน พ.ศ. 2555 จำนวน 191,304 ตัน และปริมาณต้นและยอดข้าวโพด 669,454 ตัน เมื่อคิดเทียบเท่าเป็นพลังงานรวมเท่ากับร้อยละ 21.8 ของพื้นที่ภาคเหนือ หรือเท่ากับ 252.72 ktoe จากซังข้าวโพด 59.52 ktoe และจากต้นข้าวโพด 193.20 ktoe เมื่อทำการประเมินหากปริมาณชีวมวลภายในจังหวัดเพชรบูรณ์ลดลงร้อยละ 20 พบว่า ยังคงมีศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าสูงสุดเท่ากับ 67.7 เมกกะวัตต์

1.2 การศึกษาความเป็นไปได้ของด้านตลาด ด้านเทคนิค และด้านการเงินของโครงการผลิตไฟฟ้าจากวัสดุเหลือทิ้งของการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์เป็นเชื้อเพลิงหลักสำหรับโรงไฟฟ้าชีวมวลกำลังการผลิตไม่เกิน 10 MW ในพื้นที่จังหวัดเพชรบูรณ์

1.2.1 ความเป็นไปได้ด้านตลาด มีความเป็นไปได้ด้านตลาดเนื่องด้วยภาครัฐได้ส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียนเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า ตามแผน PDP2010 การไฟฟ้านครหลวงและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะเป็นผู้รับซื้อไฟฟ้าที่ผลิตได้สำหรับผู้ผลิตกระแสไฟฟ้าขนาดกำลังผลิตไม่เกิน 10MW ทำให้ถือได้ว่ามีตลาดมารองรับการผลิตไฟฟ้าอยู่แล้ว แต่ต้องปฏิบัติตามหลักเกณฑ์ที่

การไฟฟ้ากำหนด และมีแรงจูงใจให้สำหรับการจัดตั้งโรงไฟฟ้าโดยมีส่วนเพิ่ม (Adder) สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวล เท่ากับ 0.30บาท/หน่วยไฟฟ้าที่ขายได้ ในปัจจุบัน ราคาขายส่งไฟฟ้าคิดตามอัตราของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต โดยแบ่งตามช่วงเวลาสำหรับแรงดันไฟฟ้า 11-33 กิโลโวลต์ ดังนี้คือ ในช่วงเวลาที่มีความต้องการใช้ไฟฟ้ามาก (Peak) ราคาหน่วยละ 3.8548 และช่วงเวลาที่ต้องการใช้ไฟน้อย (Off-peak) ราคาหน่วยละ 2.0424 บาท

1.2.2 ความเป็นไปได้ด้านเทคนิค มีความเป็นไปได้ด้านเทคนิค จากการศึกษาด้านกระบวนการผลิตและเครื่องจักรพบว่าโรงไฟฟ้าชีวมวลนิยมใช้เทคโนโลยีกังหันไอน้ำ โดยมีส่วนประกอบหลักที่สำคัญคือ หม้อไอน้ำ กังหันไอน้ำสำหรับปั่นไฟฟ้า และเครื่องกำเนิดไฟฟ้า และในส่วนระบบกรองไอเสียจากปล่องหม้อไอน้ำส่วนท้ายก่อนปล่อยออกสู่บรรยากาศ ควรเป็นแบบระบบเครื่องตกตะกอนไฟฟ้าสถิต (Electrostatic Precipitator : ESP) ซึ่งมีประสิทธิภาพสูงในการดักฝุ่นซึ่งสามารถป้องกันปัญหาสิ่งแวดล้อมเรื่องฝุ่นละอองที่อาจไปรบกวนชุมชนโดยรอบของโรงไฟฟ้า

จากการประเมินพบว่า ปริมาณเชื้อเพลิงที่ต้องใช้สำหรับการผลิตไฟฟ้า 9 เมกกะวัตต์ ใช้เชื้อเพลิงจากซังข้าวโพดอยู่ที่ 11.4 ตันต่อชั่วโมง หรือคิดเป็น 82,900.8 ตันต่อปีเมื่อทำการผลิตไฟฟ้าตลอด 24 ชั่วโมงเป็นระยะเวลา 10 เดือน โดยมีช่วงหยุดซ่อมบำรุง 2 เดือน ในเดือนกรกฎาคม-สิงหาคม ที่เป็นช่วงเข้าสู่รอบการปลูกข้าวโพดใหม่ ซึ่งเชื้อเพลิงจากซังข้าวโพดจะมีอยู่น้อย และจากการลงสำรวจพื้นที่เพาะปลูกและธุรกิจที่เกี่ยวข้องสามารถสรุปได้ว่า ซังข้าวโพดส่วนใหญ่ง่ายต่อการเก็บรวบรวม โดยอยู่ตามลานรับซื้อข้าวโพด โรงงานแปรรูปอาหารสัตว์ หรือกลุ่มเกษตรกรที่รับช่วงขายต่อข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ แต่ต้นข้าวโพดยังไม่มีการเก็บรวบรวมเป็นระบบ ถูกทิ้งไว้ตามไร่ข้าวโพด

1.2.3 ความเป็นไปได้ด้านการเงิน จากการประเมินความเป็นไปได้ทางด้านการเงินพบว่าโครงการมีผลตอบแทนสูงกว่ามูลค่าลงทุนทำให้โครงการสามารถเกิดขึ้นได้

กรณีกู้เงินลงทุนร้อยละ 70 ของมูลค่าของโครงการ โดยมูลค่าของโครงการเท่ากับ 500 ล้านบาท แบ่งเป็นลงทุน 150 ล้านบาท และกู้เงินลงทุนจากธนาคาร 350 ล้านบาท ที่อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ร้อยละ 7 ต่อปี เป็นระยะเวลา 15 ปี

1) ระยะเวลาคืนทุนของโครงการ (PP) เท่ากับ 6 ปี 7 เดือน

2) มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการ(NPV) เท่ากับ 532,268,935.75 บาท ซึ่ง NPV มีค่า > 0

3) อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน(BCR) เท่ากับ 1.756 มีค่า > 1

4) อัตราผลตอบแทนภายในโครงการ (IRR) เท่ากับร้อยละ49.18 มีค่า > 7% (อัตราดอกเบี้ย) และ

กรณีลงทุนทั้งหมดเท่ากับมูลค่าของโครงการ โดยมูลค่าของโครงการเท่ากับ 500 ล้านบาทโดยไม่กู้เงินลงทุนจากธนาคาร พบว่า

1) ระยะเวลาคืนทุนของโครงการ (PP) เท่ากับ 4 ปี 5 เดือน

2) มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการ(NPV) เท่ากับ 524,021,543.41 บาท

3) อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน(BCR) เท่ากับ 1.536 มีค่า > 1

4) อัตราผลตอบแทนภายในโครงการ (IRR) เท่ากับร้อยละ 20.45 น้อยกว่าการลงทุนที่มีการกู้เงินจากธนาคาร

ตารางที่ 5.1 ตารางสรุปผลการประเมินด้านการเงินทั้ง 2 กรณี

	กรณีกู้เงินลงทุนร้อยละ 70	กรณีไม่กู้เงินลงทุน
มูลค่าของโครงการ	500,000,000 บาท	500,000,000 บาท
- เงินลงทุน	150,000,000 บาท	500,000,000 บาท
- ยอดกู้เงินธนาคาร	350,000,000 บาท	-
อัตราดอกเบี้ยเงินกู้	ร้อยละ 7	-
ระยะเวลาคืนทุนของโครงการ (PBP)	6 ปี 7 เดือน	4 ปี 5 เดือน
มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการ (NPV)	532,268,935.75 บาท	524,021,543.41 บาท
อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน (BCR)	1.756	1.536
อัตราผลตอบแทนภายในโครงการ (IRR)	49.18 %	20.45 %

จากตารางที่ 5.1 พบว่าหากมีการกู้เงินเพื่อนำลงทุนในโครงการ ทำให้เงินที่ใช้ลงทุนในปีแรกเหลือ 150,000,000 บาท ส่งผลให้เมื่อประเมินแบบคิดมูลค่าปัจจุบันของเงิน อัตราผลตอบแทนภายในโครงการเพิ่มขึ้นจากร้อยละ 20.45 เป็นร้อยละ 49.18 ถึงแม้ว่าต้องเสียดอกเบี้ย ร้อยละ 7 ต่อปีก็ตาม

1.3 การวิเคราะห์ความไวของโครงการผลิตไฟฟ้าจากวัสดุเหลือทิ้งของการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์

ทั้งในกรณีกู้เงินลงทุนร้อยละ 70 ของมูลค่าของโครงการ โดยมูลค่าของโครงการเท่ากับ 500 ล้านบาท แบ่งเป็นลงทุน 150 ล้านบาท และกู้เงินลงทุนจากธนาคาร 350 ล้านบาท ที่อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ร้อยละ 7 ต่อปี เป็นระยะเวลา 15 ปี และ กรณีลงทุนทั้งหมดเท่ากับมูลค่าของโครงการเท่ากับ 500 ล้านบาท โดยไม่กู้เงินลงทุนจากธนาคาร พบว่า

1.3.1 จากการวิเคราะห์ความไว (Sensitivity analysis) ที่การเปลี่ยนแปลงในช่วงเพิ่ม-ลดร้อยละ 50 ของปัจจัย เทียบกับ IRR แล้วพบว่าโครงการมีความอ่อนไหวในมูลค่าการลงทุนมากที่สุด รองลงมาคือราคาของชีวมวลซังข้าวโพด และ ราคาค่าพลังงานรับซื้อไฟฟ้า ในส่วนของอัตราดอกเบี้ย และ อัตราการขึ้นเงินเดือนของพนักงานส่งผลน้อย แต่ในอัตราคิดลดไม่ส่งผลกระทบต่อ อัตราผลตอบแทนภายในโครงการ (IRR)

1.3.2 เมื่อวิเคราะห์เทียบกับ NPV แล้วพบว่า โครงการมีความอ่อนไหวในราคาของชีวมวลซังข้าวโพดมากที่สุด รองลงมาคือ มูลค่าการลงทุนและ ราคาค่าพลังงานรับซื้อไฟฟ้า ในส่วนของอัตราดอกเบี้ย และ อัตราการขึ้นเงินเดือนของพนักงานส่งผลน้อยต่อ มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการ และในส่วนของอัตราการคิดลดส่งผลต่อการคิดค่ามูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV)

1.3.3 เมื่อวิเคราะห์เทียบกับ BCR แล้วพบว่า โครงการมีความอ่อนไหวในราคาของชีวมวลซังข้าวโพดมากที่สุด รองลงมาคือ มูลค่าการลงทุน ราคาค่าพลังงานรับซื้อไฟฟ้า อัตราดอกเบี้ย และ อัตราการขึ้นเงินเดือนของพนักงานส่งผลน้อยต่ออัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน และในส่วนของอัตราการคิดลดส่งผลต่ออัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน (BCR) น้อยมาก

2. อภิปรายผล

2.1 การศึกษาศักยภาพเชิงปริมาณและการกระจายเชิงภูมิศาสตร์ของชีวมวลที่เกิดขึ้นจากการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ของประเทศไทย

ผลจากการรวบรวมสถิติของปริมาณผลผลิตที่ได้ในแต่ละปีการผลิตของข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ และคำนวณเทียบจากร้อยละของน้ำหนักแต่ละส่วนของข้าวโพด ซึ่งทำให้ทราบถึงวัสดุเหลือทิ้งจากการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ ได้ พบว่ามีศักยภาพในการนำมาผลิตไฟฟ้าเช่นเดียวกันกับ ชีวมวลจากพืชชนิดอื่นๆที่ได้มีการศึกษาไว้แล้ว เช่น แกลบ กากปาล์ม กากอ้อย และฟางข้าว แต่ศักยภาพของชีวมวลจากการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ส่วนใหญ่จะอยู่ในภาคเหนือเป็นส่วนใหญ่ รองลงมาคือภาคตะวันออกเฉียงเหนือ และภาคกลางตามลำดับ

2.2 การศึกษาความเป็นไปได้ของด้านตลาด ด้านเทคนิค และด้านการเงินของโครงการผลิตไฟฟ้าจากวัสดุเหลือทิ้งของการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์เป็นเชื้อเพลิงหลักสำหรับโรงไฟฟ้าชีวมวลกำลังการผลิตไม่เกิน 10 MW ในพื้นที่จังหวัดเพชรบูรณ์

ผลของการศึกษามีความเป็นไปได้เช่นเดียวกับผลการศึกษาความเป็นไปได้ในการลงทุนโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลจากแกลบและเหง้ามันสำปะหลังในจังหวัดศรีสะเกษ และการศึกษาการประเมินเชิงเทคนิคและเศรษฐศาสตร์ของการใช้ประโยชน์จากกากอ้อยเพื่อผลิต

ไฟฟ้าและความร้อนร่วม ซึ่งมีลักษณะเป็นโรงไฟฟ้าขนาดกำลังการผลิตไม่เกิน 10 เมกกะวัตต์ เช่นเดียวกัน แต่ใช้เชื้อเพลิงต่างชนิดกัน ทั้งนี้จากผลการศึกษาพบว่าในจังหวัดเพชรบูรณ์มีความเหมาะสมในการจัดโครงการผลิตไฟฟ้าจากวัสดุเหลือทิ้งทางการเกษตรจากการปลูกข้าวโพด เนื่องจากในพื้นที่จังหวัดเพชรบูรณ์มีปริมาณชีวมวลที่เกิดขึ้นสูง

3. ข้อเสนอแนะ

3.1 ข้อเสนอแนะจากการศึกษาในครั้งนี้

3.1.1 การศึกษาศักยภาพเชิงปริมาณและการกระจายเชิงภูมิศาสตร์ของชีวมวลที่เกิดขึ้นจากการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ของประเทศไทย จากการศึกษาทำให้พบว่าประเทศไทยยังมีแหล่งพลังงานจากเศษวัสดุเหลือทิ้งจากการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์อยู่มาก โดยมีอยู่ในภาคเหนือ ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ และภาคกลาง แต่อาจจะเฉพาะในในพื้นที่ภาคเหนือที่สามารถลงทุนโครงการผลิตไฟฟ้าได้จริงเนื่องจากมีปริมาณสูงที่สุดและมีปริมาณเพียงพอ

***3.1.2 การศึกษาความเป็นไปได้ของด้านตลาด* ด้านเทคนิค และด้านการเงินของโครงการผลิตไฟฟ้าจากวัสดุเหลือทิ้งของการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์เป็นเชื้อเพลิงหลักสำหรับโรงไฟฟ้าชีวมวลกำลังการผลิตไม่เกิน 10 MW ในพื้นที่จังหวัดเพชรบูรณ์**

1) ความเป็นไปได้ด้านตลาด จากการศึกษาพบว่าหากมีการสนับสนุนจากภาครัฐ โดยให้การไฟฟ้านครหลวงและการไฟฟ้าส่วนภูมิภาครับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน รวมถึงส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) และการสนับสนุนด้านการส่งเสริมการลงทุน(BOI) ทำให้โครงการมีความเป็นไปได้สูงในการลงทุน

2) การศึกษาความเป็นไปได้ด้านเทคนิค ในการออกสำรวจและศึกษารวบรวมข้อมูลของการศึกษาครั้งนี้พบว่า ซังข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ ง่ายต่อการเก็บรวบรวมเพื่อนำมาเป็นเชื้อเพลิง แต่อาจมีปริมาณน้อยไม่เพียงพอต่อการนำมาใช้จำนวนมากสำหรับโรงไฟฟ้า โดยอาจจำเป็นต้องหาเชื้อเพลิงชีวมวลจากแหล่งอื่นเสริม เพื่อให้การผลิตไฟฟ้าเป็นไปได้อย่างต่อเนื่อง ส่วนของต้นและยอดข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ปัจจุบันยังคงถูกทิ้งไว้ในไร่ข้าวโพด หรือถูกเผาทิ้งในไร่ ทำให้เสียเปล่าประโยชน์ หากมีวิธีในการจัดเก็บรวบรวมได้จะสามารถทำให้มีเชื้อเพลิงชีวมวลจากต้นข้าวโพดได้เป็นจำนวนมาก

ปัจจุบันเทคโนโลยีการเผาไหม้และเทคโนโลยีโรงไฟฟ้าจากชีวมวลมีประสิทธิภาพสูง ทำให้ปัญหาเรื่องเทคโนโลยีในการก่อสร้างโรงไฟฟ้ามีน้อยมาก แต่ปัจจุบันสังคมตื่นตัวเรื่องสิ่งแวดล้อม จึงต้องใช้เทคโนโลยีในการควบคุมมลพิษที่อาจจะเกิดขึ้นเข้าช่วยไม่ให้ส่งผลกระทบต่อชุมชนรอบข้าง

3) ความเป็นไปได้ทางด้านการเงิน ราคาของชีวมวลซังข้าวโพดซึ่งเป็นเชื้อเพลิงหลัก จะส่งผลกระทบต่อผลตอบแทนของโครงการสูง ดังนั้นจึงจำเป็นต้องหามาตรการในการควบคุมราคาของเชื้อเพลิงให้ไม่สูงเกินไป หรือหาชีวมวลชนิดอื่นทดแทนในช่วงที่ราคาของซังข้าวโพดสูงเกินไป

3.1.3 ข้อเสนอแนะสำหรับผู้ประกอบการ ในการศึกษาครั้งนี้ครอบคลุมถึงศักยภาพของชีวมวลจากการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ ทั้งในระดับภูมิภาคและระดับจังหวัด ซึ่งจากการประเมินพบว่าหากจัดตั้งโครงการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลจากการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์แล้วพบว่าในจังหวัดเพชรบูรณ์เหมาะสมที่สุด รวมทั้งการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการ ในส่วนของทางด้านตลาด ด้านเทคนิค และด้านการเงิน ซึ่งมีความเป็นไปได้ของโครงการที่จะเกิดขึ้น เมื่อทำการวิเคราะห์ความไวของปัจจัยต่างๆที่ส่งผลกระทบต่อโครงการแล้ว พบว่าราคาเชื้อเพลิงชีวมวลส่งผลกระทบต่อโครงการสูง จึงจำเป็นต้องมีการเก็บสำรองเชื้อเพลิงชีวมวลไว้ หรือหาเชื้อเพลิงชีวมวลชนิดอื่นทดแทนควบคู่ไปด้วยเพื่อลดความเสี่ยงในโครงการ

3.1.4 ข้อเสนอแนะสำหรับภาครัฐ จากการศึกษาพบว่ายังมีชีวมวลที่มีศักยภาพในการนำมาผลิตไฟฟ้าเหลือภายในไร่เป็นจำนวนมาก เช่น ลำต้นและยอดข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ ซึ่งปัจจุบัน ราคาของเชื้อเพลิงชีวมวลเหล่านี้ยังไม่เพียงพอให้เกษตรกรเก็บรวบรวมนำมาขายต่อ ทำให้ถูกเผาทิ้งโดยสูญเปล่าเป็นจำนวนมาก หากภาครัฐสามารถทำให้เกษตรมีแรงจูงใจในการเก็บรวบรวมลำต้นและยอดข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ จะทำให้สามารถผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนได้เพิ่มขึ้น

3.1.5 ข้อเสนอแนะสำหรับเกษตร ปัจจุบัน เศษวัสดุเหลือทิ้งทางการเกษตรสามารถนำมาผลิตกระแสไฟฟ้า หรือนำมาเป็นเชื้อเพลิงสำหรับทำความร้อนได้ ดังนั้นหากเกษตรสามารถรวบรวมจัดเก็บได้ ก็จะสามารถนำมาเป็นรายได้เสริมอีกทางหนึ่งนอกจาก ผลผลิตทางการเกษตรที่ขายได้เพียงอย่างเดียว

3.2 ข้อเสนอแนะในการศึกษาในครั้งต่อไป

3.2.1 การศึกษาเศษวัสดุเหลือทิ้งจากการปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ ส่วนภาคตะวันออกเฉียงเหนือ และภาคกลางต้องทำการศึกษาในรายจังหวัดที่มีการปลูกมากต่อไปหากนำมาเศษวัสดุเหลือทิ้งมาใช้งาน

3.2.2 การศึกษาศักยภาพเชิงปริมาณและการกระจายเชิงภูมิศาสตร์ของชีวมวล อาจศึกษาจากพืชเศรษฐกิจประเภทอื่นๆที่ยังไม่มีการศึกษา หรือหาข้อมูลเชิงลึกในระดับอำเภอ

*3.2.3 สำหรับการศึกษาครั้งต่อไป*อาจเป็นการศึกษาเปรียบเทียบการนำวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตรระหว่างข้าวโพดเลี้ยงสัตว์กับวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตรของการปลูกพืชชนิดอื่นๆ

*3.2.4 จากการศึกษาความเป็นไปได้อาจจำเป็นต้องเพิ่มในส่วนของผลกระทบต่อชุมชน*โดยรอบ และความคิดเห็นของชุมชนเพื่อสะท้อนถึงความต้องการของชุมชนในพื้นที่ศึกษา

3.2.5 จากสภาวะทางเศรษฐกิจที่ผันผวน และราคาเชื้อเพลิงชีวมวลที่ผันผวนตามฤดูกาล อาจต้องวิเคราะห์ความไวในช่วงที่กว้างกว่าร้อยละ 50 ของการเปลี่ยนแปลง

บรรณานุกรม

บรรณานุกรม

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (2550) "ประกาศเรื่องการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก" ประกาศ ณ วันที่ 7 ธันวาคม 2550

_____. (2552) "ประกาศเรื่องการกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจากพลังงานหมุนเวียน" ประกาศ ณ วันที่ 9 มีนาคม 2552

_____. (2552) *รายงานสถานการณ์การจำหน่ายไฟฟ้า ปี 2552* กรุงเทพมหานคร กองเศรษฐกิจพลังไฟฟ้า ฝ่ายนโยบายเศรษฐกิจพลังงาน การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

_____. (2553) *รายงานสถานการณ์การจำหน่ายไฟฟ้า ปี 2553* กรุงเทพมหานคร กองเศรษฐกิจพลังไฟฟ้า ฝ่ายนโยบายเศรษฐกิจพลังงาน การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

_____. (2554) *รายงานสถานการณ์การจำหน่ายไฟฟ้า ปี 2554* กรุงเทพมหานคร กองเศรษฐกิจพลังไฟฟ้า ฝ่ายนโยบายเศรษฐกิจพลังงาน การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

_____. (2555) *รายงานสถานการณ์การจำหน่ายไฟฟ้า ปี 2555* กรุงเทพมหานคร กองเศรษฐกิจพลังไฟฟ้า ฝ่ายนโยบายเศรษฐกิจพลังงาน การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (2553) *แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553 - 2573* นนทบุรี ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

_____. (2554) "ประกาศเรื่องอัตราค่าไฟฟ้าขายส่งให้ กฟน. และกฟภ." ประกาศ ณ วันที่ 1 กรกฎาคม 2554

_____. (2555) *รายงานประจำปี 2555* นนทบุรี การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (2552) *ศักยภาพชีวมวลเชิงพื้นที่ของประเทศไทย ปี พ.ศ.2552* กรุงเทพมหานคร กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน

กองสารสนเทศ ฝ่ายสื่อสารองค์การ กฟผ. (2556) "ความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด พ.ศ. 2556" ค้นคืนวันที่ 28 ธันวาคม 2556 จาก http://www.egat.co.th/index .php?option=com _content &view=article&id=348

กฤษฎา ปรีชาบริสุทธิ์กุล (2553) "การศึกษาความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าชีวมวล ขนาดเล็กมาก ตำบลอุดมทรัพย์ จังหวัดนครราชสีมา" วิทยานิพนธ์ปริญญาวิทยาศาสตรมหาบัณฑิต การจัดการทรัพยากร เศรษฐศาสตร์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

เก็จไพลิน คำเพราะ (2553) "การศึกษาความเป็นไปได้ในการลงทุนโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลจากแกลบและเหง้ามันสำปะหลังในจังหวัดศรีสะเกษ" วิทยานิพนธ์ปริญญาวิทยาศาสตรมหาบัณฑิต เศรษฐศาสตร์การเกษตรและทรัพยากร เศรษฐศาสตร์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

คมสันต์ นาคพันธ์ (2548) "การประเมินเชิงเทคนิคและเศรษฐศาสตร์ของการใช้ประโยชน์จากกากอ้อยเพื่อผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม" วิทยานิพนธ์ปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต วิศวกรรมพลังงาน วิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเชียงใหม่

บัณฑิต เอื้ออาภรณ์ และวิชชากร จารุศิริ (2547) "เหง้ามันสำปะหลัง : ชีวมวลทางเลือกเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า" *Engineering Today* 2, 16 (เมษายน): 125-127

ปวีณ ชัยวัฒเมเสฏฐ์ (2011) " A Study of Bed Agglomeration in Biomass-fired Fluidized Bed Combustor " วิทยานิพนธ์ปริญญาวิศวกรรมศาสตรดุษฎีบัณฑิต วิศวกรรมเคมี วิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี (2547) *โครงการศึกษาศักยภาพของชีวมวลที่มีอยู่ในประเทศไทยเพื่อใช้เป็นแหล่งพลังงานทดแทน:กรณีศึกษา แกลบ กากปาล์ม ขี้เลื่อย กากมะพร้าว และกากอ้อย* กรุงเทพมหานคร สถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ

_____. (2548) *โครงการประเมินศักยภาพของชีวมวลเพื่อผลิตความร้อนและไฟฟ้า* กรุงเทพมหานคร สถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ

_____. (2554) *โครงการศึกษาความเป็นไปได้ในการพัฒนาการเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าและความร้อนของอุตสาหกรรมน้ำตาล* กรุงเทพมหานคร สถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ

มาโนช แสงสว่าง (2551) "ความเป็นไปได้ของโครงการผลิตไบโอดีเซลชุมชนจากสู่ดำเปรียบเทียบกับการผลิตไบโอดีเซลชุมชนจากน้ำมันพืชที่ใช้แล้ว" วิทยานิพนธ์ปริญญาเศรษฐศาสตรมหาบัณฑิต แขนงวิชาเศรษฐศาสตร์ เศรษฐศาสตร์ มหาวิทยาลัยสุโขทัยธรรมาธิราช

มรกต คุ้มประสิทธิ์ (2556) "การประเมินผลสำเร็จของโครงการก่อสร้างเพิ่มช่องจราจรทางหลวงหมายเลข 33 ตอน ปราจีนบุรี-อำเภอกบินบุรี ตอนที่ 1" *วารสารการวิจัยทางธุรกิจและบริหาร* 1 (กรกฎาคม-ธันวาคม): 65-81

ยุพิน ประจวบเหมาะ (2537) *การจัดทำและการประเมินโครงการ* กรุงเทพมหานคร สำนักพิมพ์ มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

รัชกาณจน์ วินิจ (2552) "การศึกษาสมรรถนะเชิงความร้อนของหม้อไอน้ำชีวมวลขนาดเล็ก" ใน *การประชุมวิชาการเครือข่ายวิศวกรรมเครื่องกลแห่งประเทศไทย ครั้งที่ 23* 4-7 พฤศจิกายน 2552 จังหวัดเชียงใหม่ มหาวิทยาลัยเชียงใหม่ AEC-027138

วิชชากร จารุศิริ (2546) "ศักยภาพของการใช้แกลบเป็นเชื้อเพลิงสำหรับโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก" *วารสารพลังงาน* 3 (เดือน) : 91-100

วิชญะ นาครักษ์ (2552) "หลักเกณฑ์ที่ใช้ในการวิเคราะห์โครงการและแผนงาน" ใน *การวิเคราะห์โครงการและแผนงาน* หน่วยที่ 3 หน้าที่ 88-91 นนทบุรี มหาวิทยาลัยสุโขทัยธรรมาธิราช สาขาวิชาเศรษฐศาสตร์

_____. (2552) "หลักเกณฑ์ที่ใช้ในการวิเคราะห์โครงการและแผนงาน" ใน *การวิเคราะห์โครงการและแผนงาน* หน่วยที่ 3 หน้าที่ 155 นนทบุรี มหาวิทยาลัยสุโขทัยธรรมาธิราช สาขาวิชาเศรษฐศาสตร์

_____. (2552) "การวิเคราะห์โครงการภายใต้ความเสี่ยงและความไม่แน่นอน" ใน *การวิเคราะห์โครงการและแผนงาน* หน่วยที่ 4 หน้าที่ 191-200 นนทบุรี มหาวิทยาลัยสุโขทัยธรรมาธิราช สาขาวิชาเศรษฐศาสตร์

_____. (2552) "การวิเคราะห์โครงการภาคเอกชน" ใน *การวิเคราะห์โครงการและแผนงาน* หน่วยที่ 6 หน้าที่ 272-273 นนทบุรี มหาวิทยาลัยสุโขทัยธรรมาธิราช สาขาวิชาเศรษฐศาสตร์

สมศักดิ์ มีทรัพย์หลาก (2552) "หลักเศรษฐศาสตร์ที่ใช้ในการวิเคราะห์โครงการและแผนงาน" ใน*การวิเคราะห์โครงการและแผนงาน* หน่วยที่ 2 หน้าที่ 69-78 นนทบุรี มหาวิทยาลัยสุโขทัยธรรมาธิราช สาขาวิชาเศรษฐศาสตร์

_____. (2552) "การวิเคราะห์ต้นทุนและผลตอบแทนของโครงการ" ใน *การวิเคราะห์โครงการและแผนงาน* หน่วยที่ 5 หน้าที่ 226-232 นนทบุรี มหาวิทยาลัยสุโขทัยธรรมาธิราช สาขาวิชาเศรษฐศาสตร์

_____. (2552) "การวิเคราะห์ต้นทุนและผลตอบแทนของโครงการ" ใน *การวิเคราะห์โครงการและแผนงาน* หน่วยที่ 5 หน้าที่ 248-254 นนทบุรี มหาวิทยาลัยสุโขทัยธรรมาธิราช สาขาวิชาเศรษฐศาสตร์

สำนักงานพลังงานแห่งชาติ (2531) *รายงานการสำรวจวัสดุเหลือใช้จากข้าวโพด* กรุงเทพมหานคร ฝ่ายสำรวจพลังงานทดแทน กองสำรวจพลังงาน สำนักพลังงานแห่งชาติ กระทรวงวิทยาศาสตร์เทคโนโลยีและการพลังงาน

สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร (2552) *สถิติการเกษตรของประเทศไทย ปี2552* กรุงเทพมหานคร สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร กระทรวงเกษตรและสหกรณ์

_____. (2555) *สถิติการเกษตรของประเทศไทย ปี2555* กรุงเทพมหานคร สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร กระทรวงเกษตรและสหกรณ์

_____. (2556) *สถานการณ์สินค้าเกษตรที่สำคัญและแนวโน้ม ปี2556* กรุงเทพมหานคร สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร กระทรวงเกษตรและสหกรณ์

สำนักนโยบายและแผนพลังงาน (2546) "พลังงานชีวมวล" *วารสารนโยบายพลังงาน* 59, 3 (มกราคม-มีนาคม): 11-17

อรุณี กางกรณ์ (2549) "การศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการจัดตั้งโรงไฟฟ้าในโรงสีข้าวที่ใช้เชื้อเพลิงแกลบในเขตจังหวัดชัยนาท" การศึกษาค้นคว้าอิสระปริญญาเศรษฐศาสตรมหาบัณฑิต แขนงวิชาเศรษฐศาสตร์ สาขาวิชาเศรษฐศาสตร์ มหาวิทยาลัยสุโขทัยธรรมาธิราช

Heinz P.Bloch Murari P.Singh. (1996) *Steam Turbines Design,Application,and Rerating*. New York: McGraw-Hill.

Kumar Rayaprolu. (2009) *Boiler for power plant and process*. New York: CRC Press.

ภาคผนวก

ภาคผนวก ก

ข้อมูลการเพาะปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์

พื้นที่เพาะปลูกข้าวโพดเลี้ยงสัตว์แบ่งโดยสำนักเศรษฐกิจการเกษตรดังนี้คือ

ภาคเหนือ ประกอบด้วย จังหวัดเชียงราย พะเยา ลำปาง ลำพูน เชียงใหม่ แม่ฮ่องสอน ตาก กำแพงเพชร สุโขทัย แพร่ น่าน อุตรดิตถ์ พิษณุโลก พิจิตร นครสวรรค์ อุทัยธานี เพชรบูรณ์

ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ ประกอบด้วย จังหวัด เลย หนองบัวลำภู อุดรธานี หนองคาย อุบลราชธานี ศรีสะเกษ บุรีรัมย์ ขอนแก่น ชัยภูมิ นครราชสีมา

ภาคกลาง ประกอบด้วย สระบุรี ลพบุรี ชัยนาท สุพรรณบุรี ปราจีนบุรี ฉะเชิงเทรา สระแก้ว จันทบุรี ชลบุรี กาญจนบุรี ราชบุรี เพชรบุรี ประจวบศีรีขันธ์

ตารางที่ ก.1 เนื้อที่เพาะปลูก ข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ เป็นรายภาคและรายจังหวัด พ.ศ. 2550 - 2555

ภาค/จังหวัด	เนื้อที่เพาะปลูก (ไร่)					
	2550	2551	2552	2553	2554	2555
รวมทั้งประเทศ	**6,364,005**	**6,691,807**	**7,098,872**	**7,480,933**	**7,415,614**	**7,366,996**
ข้อมูลรายภาค						
เหนือ	3,957,757	4,181,975	4,434,555	4,597,492	4,733,239	4,715,931
ตะวันออกเฉียงเหนือ	1,428,302	1,552,102	1,678,072	1,975,694	1,888,992	1,869,190
กลาง	977,946	957,730	986,245	907,747	793,383	781,875
ข้อมูลรายจังหวัด						
เชียงราย	392,930	431,526	430,063	456,731	482,469	482,089
พะเยา	215,863	221,090	220,487	225,669	243,501	242,150
ลำปาง	60,391	65,055	77,460	81,898	81,666	83,055
ลำพูน	76,294	77,202	98,641	100,518	99,273	100,078
เชียงใหม่	101,235	107,529	124,844	139,680	136,399	135,110
แม่ฮ่องสอน	5,756	6,331	7,827	8,379	9,590	9,424
ตาก	439,973	458,144	584,839	643,477	686,083	686,013
กำแพงเพชร	190,766	178,431	138,775	135,698	120,965	116,867
สุโขทัย	72,651	71,279	95,786	91,106	111,089	108,018
แพร่	135,786	143,871	171,163	225,556	262,033	262,782
น่าน	304,261	468,571	522,410	600,389	624,949	637,475
อุตรดิตถ์	101,948	107,994	106,859	107,427	120,009	118,206
พิษณุโลก	250,735	254,360	251,759	251,935	291,348	289,507
พิจิตร	45,534	45,186	41,799	39,866	27,684	27,422
นครสวรรค์	387,394	383,880	373,217	316,544	254,386	250,107

ตารางที่ ก.1 (ต่อ)

ภาค/จังหวัด	เนื้อที่เพาะปลูก (ไร่)					
	2550	2551	2552	2553	2554	2555
อุทัยธานี	190,820	184,163	177,220	171,560	93,540	92,092
เพชรบูรณ์	985,420	977,363	1,011,406	1,001,089	1,088,255	1,075,536
เลย	404,379	551,987	613,437	840,867	830,011	825,735
หนองบัวลำภู	58,686	57,364	57,784	54,687	51,969	51,117
อุดรธานี	18,658	17,744	15,267	14,043	12,703	12,239
หนองคาย	4,102	4,081	2,077	1,896	1,613	1,659
อุบลราชธานี	22,136	4,724	995	1,651	1,323	1,362
ศรีสะเกษ	32,170	76,990	43,923	22,561	20,650	21,243
บุรีรัมย์	587	454	307	547	-	-
ขอนแก่น	8,481	6,939	5,055	7,738	19,964	20,178
ชัยภูมิ	116,891	114,906	120,458	129,217	121,526	118,852
นครราชสีมา	712,212	716,916	818,769	902,487	829,233	816,805
สระบุรี	156,639	155,231	192,650	188,928	183,628	181,129
ลพบุรี	392,818	391,997	374,087	314,769	246,752	242,102
ชัยนาท	14,868	13,713	11,356	9,814	5,210	5,138
สุพรรณบุรี	53,804	61,813	57,635	62,121	61,226	59,788
ปราจีนบุรี	9,605	8,560	8,109	8,923	13,082	12,682
ฉะเชิงเทรา	18,194	16,840	6,235	6,816	3,819	3,739
สระแก้ว	193,264	185,147	200,463	171,899	124,714	121,930
จันทบุรี	32,815	30,691	35,070	33,941	44,167	43,073
ชลบุรี	1,358	1,209	1,690	1,263	1,212	1,184
กาญจนบุรี	81,678	80,247	87,193	88,937	99,576	101,202
ราชบุรี	7,648	7,439	6,472	12,044	4,163	4,292
เพชรบุรี	2,896	2,633	3,337	6,174	5,353	5,141
ประจวบศีรีขันธ์	2,359	2,210	2,300	2,118	481	475

ตารางที่ ก.2 ปริมาณผลผลิตข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ เป็นรายภาคและรายจังหวัด พ.ศ. 2550 - 2555

ภาค/จังหวัด	ปริมาณผลผลิต (ตัน)					
	2550	2551	2552	2553	2554	2555
รวมทั้งประเทศ	**3,890,218**	**4,249,354**	**4,616,119**	**4,860,746**	**5,022,039**	**4,964,631**
ข้อมูลรายภาค						
เหนือ	2,545,766	2,777,243	2,982,247	3,023,961	3,146,865	3,131,627
ตะวันออกเฉียงเหนือ	748,569	877,698	1,005,129	1,241,562	1,347,193	1,314,931
กลาง	595,883	594,413	628,743	595,223	527,981	518,073
ข้อมูลรายจังหวัด						
เชียงราย	253,530	297,374	293,491	305,981	333,211	333,751
พะเยา	144,524	149,617	147,937	142,448	158,668	159,363
ลำปาง	40,770	45,131	54,268	56,532	55,064	56,248
ลำพูน	49,896	52,189	67,668	67,046	67,109	68,153
เชียงใหม่	70,980	69,374	81,876	90,270	89,631	89,332
แม่ฮ่องสอน	2,665	3,203	4,007	4,240	5,120	5,045
ตาก	289,071	286,596	406,698	436,809	454,286	452,129
กำแพงเพชร	132,147	120,481	95,862	94,495	86,699	83,586
สุโขทัย	42,656	14,640	60,457	56,973	67,176	64,986
แพร่	76,793	86,000	104,025	136,446	161,109	162,779
น่าน	177,376	310,727	333,358	377,284	387,806	398,148
อุตรดิตถ์	62,800	68,360	68,603	68,324	77,044	75,303
พิษณุโลก	163,502	169,842	174,395	171,604	193,792	192,051
พิจิตร	31,039	31,280	28,657	27,038	18,695	18,423
นครสวรรค์	262,237	259,597	249,846	216,626	167,022	163,053
อุทัยธานี	126,612	125,689	122,003	116,284	77,632	76,031
เพชรบูรณ์	614,168	657,143	689,076	655,561	746,804	733,246
เลย	196,580	296,471	365,710	546,282	569,921	560,330
หนองบัวลำภู	29,117	32,815	34,965	33,632	34,313	33,307
อุดรธานี	8,583	9,085	7,985	7,415	6,593	6,230
หนองคาย	2,014	2,155	1,107	1,033	868	881
อุบลราชธานี	14,765	3,189	680	1,138	935	957
ศรีสะเกษ	50,485	46,575	29,509	15,409	14,296	14,560
บุรีรัมย์	327	266	182	320	-	-

ตารางที่ ก.2 (ต่อ)

ภาค/จังหวัด	เนื้อที่เพาะปลูก (ไร่)					
	2550	2551	2552	2553	2554	2555
ขอนแก่น	4,659	3,970	2,926	4,551	12,030	11,972
ชัยภูมิ	61,718	66,644	65,891	75,850	78,020	75,724
นครราชสีมา	380,321	416,528	496,174	555,932	630,217	610,970
สระบุรี	98,869	98,106	130,617	130,171	124,133	120,994
ลพบุรี	238,441	238,334	223,330	193,583	158,662	154,219
ชัยนาท	7,598	7,899	6,621	5,996	3,235	3,160
สุพรรณบุรี	31,392	37,644	37,347	43,236	43,287	42,569
ปราจีนบุรี	6,109	5,555	5,328	5,961	8,404	8,078
ฉะเชิงเทรา	11,480	10,828	4,085	4,505	2,572	2,490
สระแก้ว	126,395	121,642	133,107	119,642	88,957	87,424
จันทบุรี	21,166	18,814	21,393	20,602	26,663	25,758
ชลบุรี	797	724	1,034	781	745	721
กาญจนบุรี	48,435	47,827	59,117	59,143	65,354	66,793
ราชบุรี	3,296	4,359	3,838	7,046	2,495	2,541
เพชรบุรี	1,315	1,432	1,835	3,352	3,192	3,049
ประจวบคีรีขันธ์	1,090	1,249	1,091	1,205	282	277

ตารางที่ ก.3 ผลการประเมินซังข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ เป็นรายภาคและรายจังหวัด พ.ศ. 2550 – 2555

ภาค/จังหวัด	ปริมาณซังข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ (ตัน)					
	2550	2551	2552	2553	2554	2555
รวมทั้งประเทศ	**1,014,958**	**1,108,656**	**1,204,345**	**1,268,169**	**1,310,250**	**1,295,272**
ข้อมูลรายภาค						
เหนือ	664,190	724,583	778,068	788,951	821,017	817,041
ตะวันออกเฉียงเหนือ	195,302	228,991	262,238	323,924	351,483	343,065
กลาง	155,466	155,082	164,039	155,294	137,750	135,165
ข้อมูลรายจังหวัด						
เชียงราย	66,146	77,585	76,572	79,830	86,935	87,076
พะเยา	37,706	39,035	38,597	37,165	41,396	41,578
ลำปาง	10,637	11,775	14,159	14,749	14,366	14,675
ลำพูน	13,018	13,616	17,655	17,492	17,509	17,781

ตารางที่ ก.3 (ต่อ)

ภาค/จังหวัด	ปริมาณซังข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ (ตัน)					
	2550	2551	2552	2553	2554	2555
เชียงใหม่	18,519	18,100	21,361	23,551	23,385	23,307
แม่ฮ่องสอน	695	836	1,045	1,106	1,336	1,316
ตาก	75,419	74,773	106,108	113,963	118,523	117,960
กำแพงเพชร	34,477	31,433	25,010	24,654	22,620	21,808
สุโขทัย	11,129	3,820	15,773	14,864	17,526	16,955
แพร่	20,035	22,437	27,140	35,599	42,033	42,469
น่าน	46,277	81,069	86,973	98,433	101,179	103,877
อุตรดิตถ์	16,385	17,835	17,899	17,826	20,101	19,647
พิษณุโลก	42,658	44,312	45,500	44,771	50,560	50,106
พิจิตร	8,098	8,161	7,477	7,054	4,878	4,807
นครสวรรค์	68,418	67,729	65,185	56,518	43,576	42,541
อุทัยธานี	33,033	32,792	31,831	30,338	20,254	19,836
เพชรบูรณ์	160,236	171,449	179,780	171,036	194,841	191,304
เลย	51,288	77,349	95,414	142,525	148,692	146,190
หนองบัวลำภู	7,597	8,561	9,122	8,775	8,952	8,690
อุดรธานี	2,239	2,370	2,083	1,935	1,720	1,625
หนองคาย	525	562	289	270	226	230
อุบลราชธานี	3,852	832	177	297	244	250
ศรีสะเกษ	13,172	12,151	7,699	4,020	3,730	3,799
บุรีรัมย์	85	69	47	83	-	-
ขอนแก่น	1,216	1,036	763	1,187	3,139	3,123
ชัยภูมิ	16,102	17,387	17,191	19,789	20,355	19,756
นครราชสีมา	99,226	108,672	129,452	145,043	164,424	159,402
สระบุรี	25,795	25,596	34,078	33,962	32,386	31,567
ลพบุรี	62,209	62,181	58,267	50,506	41,395	40,236
ชัยนาท	1,982	2,061	1,727	1,564	844	824
สุพรรณบุรี	8,190	9,821	9,744	11,280	11,294	11,106
ปราจีนบุรี	1,594	1,449	1,390	1,555	2,193	2,108
ฉะเชิงเทรา	2,995	2,825	1,066	1,175	671	650
สระแก้ว	32,976	31,736	34,728	31,215	23,209	22,809

ตารางที่ ก.3 (ต่อ)

ภาค/จังหวัด	ปริมาณซังข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ (ตัน)					
	2550	2551	2552	2553	2554	2555
จันทบุรี	5,522	4,909	5,581	5,375	6,956	6,720
ชลบุรี	208	189	270	204	194	188
กาญจนบุรี	12,637	12,478	15,424	15,430	17,051	17,426
ราชบุรี	860	1,137	1,001	1,838	651	663
เพชรบุรี	343	374	479	875	833	795
ประจวบศีรีขันธ์	284	326	285	314	74	72

ตารางที่ ก.4 ผลการประเมินต้นและยอดข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ เป็นรายภาคและรายจังหวัด พ.ศ. 2550 – 2555

ภาค/จังหวัด	ปริมาณซังข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ (ตัน)					
	2550	2551	2552	2553	2554	2555
รวมทั้งประเทศ	**3,551,769**	**3,879,660**	**4,214,517**	**4,437,861**	**4,585,122**	**4,532,708**
ข้อมูลรายภาค						
เหนือ	2,324,284	2,535,623	2,722,792	2,760,876	2,873,088	2,859,175
ตะวันออกเฉียงเหนือ	683,443	801,338	917,683	1,133,546	1,229,987	1,200,532
กลาง	544,041	542,699	574,042	543,439	482,047	473,001
ข้อมูลรายจังหวัด						
เชียงราย	231,473	271,502	267,957	279,361	304,222	304,715
พะเยา	131,950	136,600	135,066	130,055	144,864	145,498
ลำปาง	37,223	41,205	49,547	51,614	50,273	51,354
ลำพูน	45,555	47,649	61,781	61,213	61,271	62,224
เชียงใหม่	64,805	63,338	74,753	82,417	81,833	81,560
แม่ฮ่องสอน	2,433	2,924	3,658	3,871	4,675	4,606
ตาก	263,922	261,662	371,315	398,807	414,763	412,794
กำแพงเพชร	120,650	109,999	87,522	86,274	79,156	76,314
สุโขทัย	38,945	13,366	55,197	52,016	61,332	59,332
แพร่	70,112	78,518	94,975	124,575	147,093	148,617
น่าน	161,944	283,694	304,356	344,460	354,067	363,509
อุตรดิตถ์	57,336	62,413	62,635	62,380	70,341	68,752

ตารางที่ ก.4 (ต่อ)

ภาค/จังหวัด	ปริมาณซังข้าวโพดเลี้ยงสัตว์ (ตัน)					
	2550	2551	2552	2553	2554	2555
พิษณุโลก	149,277	155,066	159,223	156,674	176,932	175,343
พิจิตร	28,339	28,559	26,164	24,686	17,069	16,820
นครสวรรค์	239,422	237,012	228,109	197,780	152,491	148,867
อุทัยธานี	115,597	114,754	111,389	106,167	70,878	69,416
เพชรบูรณ์	560,735	599,972	629,126	598,527	681,832	669,454
เลย	179,478	270,678	333,893	498,755	520,338	511,581
หนองบัวลำภู	26,584	29,960	31,923	30,706	31,328	30,409
อุดรธานี	7,836	8,295	7,290	6,770	6,019	5,688
หนองคาย	1,839	1,968	1,011	943	792	804
อุบลราชธานี	13,480	2,912	621	1,039	854	874
ศรีสะเกษ	46,093	42,523	26,942	14,068	13,052	13,293
บุรีรัมย์	299	243	166	292	0	0
ขอนแก่น	4,254	3,625	2,671	4,155	10,983	10,930
ชัยภูมิ	56,349	60,846	60,158	69,251	71,232	69,136
นครราชสีมา	347,233	380,290	453,007	507,566	575,388	557,816
สระบุรี	90,267	89,571	119,253	118,846	113,333	110,468
ลพบุรี	217,697	217,599	203,900	176,741	144,858	140,802
ชัยนาท	6,937	7,212	6,045	5,474	2,954	2,885
สุพรรณบุรี	28,661	34,369	34,098	39,474	39,521	38,865
ปราจีนบุรี	5,578	5,072	4,864	5,442	7,673	7,375
ฉะเชิงเทรา	10,481	9,886	3,730	4,113	2,348	2,273
สระแก้ว	115,399	111,059	121,527	109,233	81,218	79,818
จันทบุรี	19,325	17,177	19,532	18,810	24,343	23,517
ชลบุรี	728	661	944	713	680	658
กาญจนบุรี	44,221	43,666	53,974	53,998	59,668	60,982
ราชบุรี	3,009	3,980	3,504	6,433	2,278	2,320
เพชรบุรี	1,201	1,307	1,675	3,060	2,914	2,784
ประจวบศีรีขันธ์	995	1,140	996	1,100	257	253

ภาคผนวก ข

สถิติการรับซื้อไฟฟ้า พ.ศ.2548-2555 และระเบียบการรับซื้อ

ภาคผนวก ข.1

การแบ่งพื้นที่การรับผิดชอบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ภาคเหนือ แบ่งเป็น 3 เขตดังนี้

กฟน.1 เชียงใหม่ รับผิดชอบพื้นที่ 6 จังหวัด คือ เชียงใหม่ เชียงราย แม่ฮ่องสอน พะเยา ลำพูน ลำปาง

กฟน.2 พิษณุโลก รับผิดชอบพื้นที่ 8 จังหวัด คือ พิษณุโลก แพร่ น่าน อุตรดิตถ์ สุโขทัย ตาก กำแพงเพชร พิจิตร

กฟน.3 ลพบุรี รับผิดชอบพื้นที่ 6 จังหวัด คือ ลพบุรี นครสวรรค์ อุทัยธานี เพชรบูรณ์ ชัยนาท สิงห์บุรี

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ แบ่งเป็น 3 เขตดังนี้

กฟฉ.1 อุดรธานี รับผิดชอบพื้นที่ 8 จังหวัด คือ อุดรธานี หนองบัวลำภู เลย หนองคาย บึงกาฬ สกลนคร นครพนม ขอนแก่น

กฟฉ.2 อุบลราชธานี รับผิดชอบพื้นที่ 8 จังหวัด คือ อุบลราชธานี ศรีสะเกษ ยโสธร มุกดาหาร กาฬสินธุ์ มหาสารคาม ร้อยเอ็ด อำนาจเจริญ

กฟฉ.3 นครราชสีมา รับผิดชอบพื้นที่ 4 จังหวัด คือ นครราชสีมา บุรีรัมย์ สุรินทร์ ชัยภูมิ

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ภาคกลาง แบ่งเป็น 3 เขตดังนี้

กฟก.1 พระนครศรีอยุธยา รับผิดชอบพื้นที่ 7 จังหวัด คือ พระนครศรีอยุธยา อ่างทอง ปทุมธานี นครนายก สระบุรี ปราจีนบุรี สระแก้ว

กฟก.2 ชลบุรี รับผิดชอบพื้นที่ 5 จังหวัด คือ ชลบุรี ระยอง ฉะเชิงเทรา จันทบุรี ตราด

กฟก.3 นครปฐม รับผิดชอบพื้นที่ 4 จังหวัด คือ นครปฐม กาญจนบุรี สุพรรณบุรี สมุทรสาคร

การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ภาคใต้ แบ่งเป็น 3 เขตดังนี้

กฟต.1 เพชรบุรี รับผิดชอบพื้นที่ 6 จังหวัด คือ เพชรบุรี ราชบุรี สมุทรสงคราม ประจวบคีรีขันธ์ ชุมพร ระนอง

กฟต.2 นครศรีธรรมราช รับผิดชอบพื้นที่ 6 จังหวัด คือ นครศรีธรรมราช สุราษฎร์ธานี พังงา ภูเก็ต กระบี่ ตรัง

กฟต.3 ยะลา รับผิดชอบพื้นที่ 6 จังหวัด คือ ยะลา พัทลุง สตูล สงขลา ปัตตานี นราธิวาส

ตารางที่ ข.1 หน่วยซื้อไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค พ.ศ. 2548 - 2555

หน่วย : ล้านหน่วย (ล้านkWh)

เขตการไฟฟ้า	หน่วยซื้อไฟฟ้า							
	พ.ศ.2548	พ.ศ.2549	พ.ศ.2550	พ.ศ.2551	พ.ศ.2552	พ.ศ.2553	พ.ศ.2554	พ.ศ.2555
ภาคเหนือ								
เขต 1	4,405.63	4,616.87	4,887.69	5,115.38	5,333.77	5,846.46	5,877.47	6,403.77
เขต 2	3,178.84	3,350.60	3,541.63	3,673.30	3,934.84	4,276.18	4,315.94	4,980.87
เขต 3	3,826.17	4,106.88	4,268.84	4,454.89	4,720.05	5,283.82	5,283.82	5,947.66
รวมภาคเหนือ	**11,410.64**	**12,074.35**	**12,698.16**	**13,243.57**	**13,988.65**	**15,399.15**	**15,477.23**	**17,332.31**
ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ								
เขต 1	3,455.85	3,691.83	3,992.96	4,077.52	4,492.99	4,934.49	5,032.28	5,737.30
เขต 2	2,884.85	3,102.50	3,288.30	3,387.16	3,768.78	4,167.61	4,267.55	4,848.66
เขต 3	4,711.25	5,139.25	5,397.19	5,583.47	5,909.29	6,466.37	6,649.45	7,479.68
รวมภาคตะวันออกเฉียงเหนือ	**11,051.95**	**11,933.58**	**12,608.45**	**13,048.15**	**14,171.06**	**15,568.46**	**15,949.29**	**18,065.65**
ภาคกลาง								
เขต 1	18,530.56	19,499.00	20,180.73	20,221.23	19,583.88	21,699.06	20,639.16	22,263.74
เขต 2	17,910.14	19,360.73	20,585.42	20,992.00	19,807.46	22,847.86	23,062.50	25,197.05
เขต 3	11,186.83	11,764.27	12,243.42	12,369.31	12,563.05	14,001.47	14,053.58	15,161.53
รวมภาคกลาง	**47,627.53**	**50,624.00**	**53,009.58**	**53,582.54**	**51,954.39**	**58,548.39**	**57,755.24**	**62,622.32**
ภาคใต้								
เขต 1	4,230.53	4,457.14	4,676.24	4,890.06	5,081.09	5,777.72	6,171.23	6,590.60
เขต 2	5,038.61	5,587.15	6,100.79	6,491.72	6,783.90	7,526.11	7,841.12	8,569.49
เขต 3	3,913.9	4,122.88	4,289.50	4,350.92	4,556.84	4,942.44	5,160.96	5,555.99
รวมภาคใต้	**13,182.33**	**14,167.17**	**15,066.53**	**15,732.70**	**16,421.83**	**18,246.28**	**19,173.31**	**20,716.09**
รวมทั้งประเทศ	**83,272.45**	**88,799.10**	**93,382.72**	**95,606.96**	**96,535.93**	**107,762.28**	**108,355.07**	**118,736.36**

ที่มา : ข้อมูลจากรายงานสถานการณ์จำหน่ายไฟฟ้า ปี 2552 ,2553,2554 และ 2555

ภาคผนวก ข.2 อัตราค่าไฟฟ้าขายส่ง ตามประกาศของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต

อัตราค่าไฟฟ้าขายส่งให้ กฟน. และ กฟภ.

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)

อัตราค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าสำหรับกิโลวาร์ส่วนเกินเมื่อค่าตัวประกอบกำลังไฟฟ้าต่ำกว่า 0.875 (Lagging) เท่ากับ 4.67 บาท/กิโลวาร์/เดือน สำหรับค่าไฟฟ้าประจำเดือน กรกฎาคม 2554-เมษายน 2555 และเท่ากับ 18.68 บาท/กิโลวาร์/เดือน ตั้งแต่เดือนพฤษภาคม 2555 เป็นต้นไป

3 ภาษีมูลค่าเพิ่ม

ค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บตามอัตราข้างต้นยังไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม ซึ่งผู้ซื้อเป็นผู้รับภาระ

ที่มา : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย 2554

ภาคผนวก ข.3

ตารางที่ ข.2 ตารางวันทำการราชการ และวันหยุด Off-Peak พ.ศ.2556-2580

(ช่วงเดือน ม.ค. –มิ.ย. และ เดือน ก.ย. – ธ.ค.)

พ.ศ.	วันทำการราชการ (วัน)	วันหยุด Off-Peak (วัน)	รวม (วัน)
2556	207	96	303
2557	205	98	303
2558	205	98	303
2559	208	96	304
2560	208	95	303
2561	206	97	303
2562	208	95	303
2563	207	97	304
2564	207	96	303
2565	209	94	303
2566	208	95	303
2567	208	96	304
2568	206	97	303
2569	206	97	303
2570	208	95	303
2571	207	97	304
2572	207	96	303
2573	208	95	303
2574	206	97	303
2575	208	96	304
2576	208	95	303
2577	208	95	303
2578	206	97	303
2579	208	96	304
2580	205	97	302
รวม	**5177**	**2403**	**7580**

หมายเหตุ วันหยุด Off-Peak หมายถึงวันเสาร์-อาทิตย์ วันแรงงานแห่งชาติ และวันหยุดราชการตามปกติ ไม่รวมวันหยุดชดเชยและวันพืชมงคล

ภาคผนวก ข.4 ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก(สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน)

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 หินน้ำมัน ทรายน้ำมัน น้ำมันดิบ น้ำมันเชื้อเพลิง ก๊าซธรรมชาติและนิวเคลียร์ 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 หรือกากจากการผลิตผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรมหรือการเกษตร

2.2 ผลิตภัณฑ์ที่แปรรูปมาจากกากหรือเศษวัสดุเหลือใช้จากการเกษตร หรือจากการผลิตผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรมหรือการเกษตร

2.3 ขยะมูลฝอย

2.4 ไม้จากการปลูกป่าเป็นเชื้อเพลิง

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่ใช้เชื้อเพลิงดังกล่าวข้างต้นสามารถใช้เชื้อเพลิงในเชิงพาณิชย์ เช่นน้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ และถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงเสริมได้ แต่ทั้งนี้พลังงานความร้อนที่ได้จากการใช้ เชื้อเพลิงเสริมในแต่ละรอบปี ไม่เกินร้อยละ 25 ของพลังงานความร้อนทั้งหมดที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า ในรอบปีนั้นๆ

3. การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานที่ได้มาจากกระบวนการผลิต การใช้ หรือการขนส่งเชื้อเพลิง ได้แก่

3.1 พลังงานที่เหลือทิ้ง เช่น ไอน้ำที่เหลือจากกระบวนการผลิตผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรม หรือการเกษตร

3.2 พลังงานสูญเสีย เช่น ความร้อนจากไอเสียเครื่องยนต์

3.3 พลังงานที่เป็นผลพลอยได้ เช่น พลังงานกลซึ่งเป็นผลพลอยได้จากการปรับลดความดันของก๊าซธรรมชาติ

ทั้งนี้ ไม่รวมถึงการใช้พลังงานสิ้นเปลืองที่ใช้แล้วหมดไปมาผลิตไฟฟ้าโดยตรง

ค. มาตรฐานระบบไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ที่มีความประสงค์จะผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะต้องปฏิบัติตามมาตรฐานในด้านความปลอดภัยและมาตรฐานในการเชื่อมโยงเข้ากับระบบ ตามระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

ง. ขั้นตอนและหลักการพิจารณารับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

1. ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่ประสงค์จะขายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายต้องยื่นแบบคำขอจำหน่ายไฟฟ้าและการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า ณ ที่ทำการสำนักงานเขตของการไฟฟ้านครหลวงหรือที่ทำการสำนักงานจังหวัดของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะเชื่อมโยงระบบและซื้อขายไฟฟ้า

2. การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะพิจารณารับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ตามรายละเอียดที่กำหนดในแบบคำขอจำหน่ายไฟฟ้าและการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า

3. กรณีผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายตามสัญญาเกินกว่า 6 เมกะวัตต์ ให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายพิจารณารับซื้อเป็นกรณีๆ ไป โดยส่งเอกสารให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยพิจารณาด้วย ทั้งนี้ หากไม่พิจารณารับซื้อจะต้องมีรายงานผลการตรวจสอบ และหากมีข้อขัดแย้งให้ผู้ยื่นคำร้องขอขายไฟฟ้ายื่นอุทธรณ์ไปยังสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

4. การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะแจ้งผลการพิจารณารับซื้อไฟฟ้าไปยังผู้ยื่นข้อเสนอเป็นลายลักษณ์อักษร ภายใน 45 วัน นับจากวันที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้รับข้อมูลประกอบการพิจารณาครบถ้วน ทั้งนี้ การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะแจ้งรายละเอียดค่าใช้จ่ายให้ทราบภายใน 15 วัน นับจากวันแจ้งผลการพิจารณารับซื้อไฟฟ้า

5. ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก จะต้องทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ภายใน 60 วัน นับจากวันที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายแจ้งผลการพิจารณารับซื้อไฟฟ้า หากพ้นกำหนดนี้ ผู้ผลิตไฟฟ้า ขนาดเล็กมากไม่มาทำสัญญาการซื้อขายไฟฟ้ากับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ให้ถือว่าคำขอจำหน่าย ไฟฟ้าและการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากรายนั้นเป็นอันยกเลิก

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

7. ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะต้องได้รับใบอนุญาตตามที่กฎหมายกำหนด โดยนำมาแสดงกับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายก่อนการเริ่มจำหน่ายไฟฟ้า

จ. เงื่อนไขการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

เงื่อนไขการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากมีดังนี้

1. การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเป็นผู้รับซื้อไฟฟ้า

2. การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้าตาม ข้อ ข.

3. ปริมาณพลังไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากแต่ละรายที่จ่ายเข้าระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะต้องไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ ณ จุดเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า โดยการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะคำนึงถึงความสามารถและความมั่นคงของระบบไฟฟ้าที่จะรับได้ ตามระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

4. เพื่อความมั่นคงของระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายมีสิทธิ์ตรวจสอบ และ/หรือขอให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ตรวจสอบ แก้ไข ปรับปรุงอุปกรณ์การจ่ายไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่เกี่ยวข้องกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเมื่อใดก็ได้ตามความจำเป็น

ฉ. จุดรับซื้อไฟฟ้าและจุดเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า

1. จุดรับซื้อไฟฟ้า หมายถึง จุดที่ติดตั้งมาตรวัดไฟฟ้าที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจำหน่ายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

2. จุดเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า หมายถึง จุดที่ระบบไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้า ขนาดเล็กมาก เชื่อมโยงกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ซึ่งการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะเป็นผู้กำหนดและอาจจะเป็นจุดเดียวกับจุดรับซื้อไฟฟ้าก็ได้

การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ณ จุดรับซื้อไฟฟ้า

ช. ค่าใช้จ่ายของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก จะต้องรับภาระค่าใช้จ่ายดังต่อไปนี้

1. ค่าใช้จ่ายในการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า ได้แก่ ค่าระบบจำหน่ายไฟฟ้าจากจุดเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าถึงโรงไฟฟ้าของผู้ผลิตขนาดเล็กมาก ค่ามาตรวัดไฟฟ้า ค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับระบบป้องกันไฟฟ้าและค่าทดสอบอุปกรณ์ป้องกัน ยกเว้นกรณีที่อุปกรณ์ของผู้ผลิตไฟฟ้ามีระบบป้องกันรวมอยู่แล้ว ทั้งนี้จะไม่คิดค่าใช้จ่ายในการตรวจสอบแบบเพื่อการขนานเครื่องสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่เชื่อมโยงกับระบบแรงดันต่ำ

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก จะต้องชำระค่าใช้จ่ายดังกล่าวให้เสร็จสิ้นก่อนที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะเริ่มดำเนินการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า

2. ค่าใช้จ่ายในการตรวจสอบอุปกรณ์ ได้แก่ ค่าใช้จ่ายในการตรวจสอบอุปกรณ์การจ่ายไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ที่เกี่ยวข้องกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้า ตามข้อ จ. 4 (ไม่ว่าจะเป็นการตรวจสอบตามระเบียบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายหรือการตรวจสอบตามคำขอของผู้ผลิตขนาดเล็กมาก และค่าใช้จ่ายในการปฏิบัติการที่เหมาะสมที่เกิดเพิ่มขึ้นจากปกติของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ทั้งนี้ เฉพาะในกรณีที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายตรวจสอบแล้วพบว่าเป็นปัญหาที่เกิดจากผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากเท่านั้น

(รายละเอียดตามสิ่งแนบที่ 1)

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากจะต้องชำระค่าใช้จ่ายในการตรวจสอบอุปกรณ์ให้กับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายภายใน 30 วัน นับจากวันที่ได้รับใบแจ้งหนี้จากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

ซ. หลักการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าในการซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าในการซื้อขายไฟฟ้ากับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก มีหลักการดังนี้

1. อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากเท่ากับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าขายปลีกตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีก ตามประเภทการใช้ไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก รวมกับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ

ขายปลีก (Ft ขายปลีก) ในเดือนนั้นๆในส่วนของค่าไฟฟ้าส่วนอื่นๆ ที่นอกเหนือจากค่าพลังงานไฟฟ้า ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากยังคงต้องจ่ายตามประเภทการใช้ไฟฟ้านั้นๆ

2. ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบไม่เกิน 6 เมกะวัตต์ การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะแบ่งการรับซื้อพลังงานไฟฟ้าในแต่ละเดือนออกเป็น 2 ส่วน ดังนี้

2.1 ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายน้อยกว่าหรือเท่ากับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากในแต่ละเดือน การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะรับซื้อพลังงานไฟฟ้าในส่วนนี้ เท่ากับค่าพลังงานไฟฟ้าตามโครงสร้างอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกหรือค่าพลังงานไฟฟ้าขายปลีกเฉลี่ย ที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากรายนั้นๆ ในเดือนนั้นๆ รวมกับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายปลีก (Ft ขายปลีก)

2.2 ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายมากกว่าปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากในแต่ละเดือน การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะรับซื้อพลังงานไฟฟ้าส่วนที่เท่ากับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ในแต่ละเดือน ด้วยราคาตามข้อ 2.1พลังงานไฟฟ้าส่วนที่ขายเกินกว่าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายขายให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก กำหนดราคารับซื้อเป็น 2 กรณี ดังนี้

2.2.1 กรณีเป็นผู้ใช้ไฟอัตราปกติ อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่ขายจะเท่ากับอัตราค่าไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ยทุกระดับแรงดัน ที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายรวมกับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายส่งเฉลี่ย (Ft ขายส่งเฉลี่ย)

2.2.2 กรณีเป็นผู้ใช้ไฟอัตรา TOU อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่ขายจะเท่ากับ

อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าขายส่ง ณ ระดับแรงดัน 11-33 กิโลโวลต์ ที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย รวมกับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายส่งเฉลี่ย (Ft ขายส่งเฉลี่ย)

3. ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่มีปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบเกินกว่า 6 เมกะวัตต์ การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะรับซื้อพลังงานไฟฟ้าในอัตราค่าไฟฟ้า ดังนี้

3.1 กรณีเป็นผู้ใช้ไฟอัตราปกติ อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่ขายจะเท่ากับอัตราค่าไฟฟ้าขายส่งเฉลี่ยทุกระดับแรงดัน ที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายรวมกับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติขายส่งเฉลี่ย (Ft ขายส่งเฉลี่ย)

3.2 กรณีเป็นผู้ใช้ไฟอัตรา TOU อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่ขายจะเท่ากับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าขายส่ง ณ ระดับแรงดัน 11-33 กิโลโวลต์ ที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย 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 นับตั้งแต่วางใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้าประจำเดือนกับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย และการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะแจ้งการรับซื้อไฟฟ้า โดยแจ้งค่าพลังงานไฟฟ้าขายปลีกเฉลี่ย ราคาขายส่ง หรือราคาขายส่งเฉลี่ย รวมทั้งหน่วยการซื้อและการขายไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ในแต่ละเดือนให้กับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากเพื่อออกใบแจ้งหนี้ และใบเสร็จรับเงินหรือใบเสร็จรับเงิน/ใบกำกับภาษี ให้กับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายต่อไป

ฌ. เงื่อนไขการชำระเงินค่าซื้อไฟฟ้า

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

2. ในกรณีที่ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก มีการขายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย จะจดบันทึกหน่วยการขายไฟฟ้า (Credit) และคำนวณค่าไฟฟ้าในแต่ละเดือนและแจ้งผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก เพื่อจัดทำใบแจ้งหนี้ โดยการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายสามารถแจ้งให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากขอรับเงินจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายเป็นประจำทุกเดือน หรือเมื่อจำนวน

เงินค่าไฟฟ้าสะสมถึง 3,000 บาท ทั้งนี้ การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะต้องชำระเงินค่าไฟฟ้าให้ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากภายใน 30 วัน นับจากวันที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้รับใบแจ้งขอรับเงิน

ญ. ความเสียหายของระบบไฟฟ้า

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากและการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะต้องติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันความเสียหายของระบบไฟฟ้า ตามระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายหากมีความเสียหายเกิดขึ้นอันเนื่องจากความบกพร่องทางด้านอุปกรณ์ระบบไฟฟ้าหรือสาเหตุอื่นๆ จากฝ่ายใด ฝ่ายนั้นจะต้องเป็นผู้รับผิดชอบต่อความเสียหายดังกล่าว

ฎ. ปัญหาจากการปฏิบัติตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าฯ และสัญญาการซื้อขายไฟฟ้า

1. ปัญหาจากการปฏิบัติตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าฯ

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

2. ปัญหาจากการปฏิบัติตามสัญญาการซื้อขายไฟฟ้า

ผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่ประสบปัญหาจากการปฏิบัติตามสัญญาการซื้อขายไฟฟ้า หรือผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากที่มีความประสงค์จะยื่นคำร้องเรียนหรือยื่นคำอุทธรณ์ใดๆ เกี่ยวกับการปฏิบัติตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ให้ยื่นได้ต่ออนุญาโตตุลาการ หากอนุญาโตตุลาการไม่สามารถวินิจฉัยหาข้อยุติได้ ให้ศาลไทยเป็นผู้วินิจฉัยชี้ขาด

ฏ. การแก้ไขระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าฯ

การแก้ไขระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าฯทุกครั้งจะต้องได้รับความเห็นชอบจากคณะกรรมการ นโยบายพลังงานแห่งชาติ

สิ่งแนบที่ 1

ค่าใช้จ่ายในการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า
สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก ปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายตามสัญญาไม่เกิน 6 เมกะวัตต์

รายการ	ค่าใช้จ่าย (บาท)	
	กฟน.	กฟภ.
ค่าก่อสร้างและปรับปรุงระบบจำหน่าย (ระยะเวลาดำเนินการ)	ขึ้นอยู่กับระยะทาง และขนาดหม้อแปลง (กรณีแรงสูง)	ขึ้นอยู่กับระยะทาง และขนาดหม้อแปลง (กรณีแรงสูง) (40-55 วัน)
ค่าตรวจสอบแบบเพื่อการขนานเครื่อง (กรณีแรงสูง) (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

หมายเหตุ

1. ค่าธรรมเนียมการขอใช้ไฟฟ้าในกรณีเป็นผู้ใช้ไฟรายใหม่ ให้เป็นไปตามข้อบังคับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย
2. * สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนาดเล็กกว่า 6 MW ให้คิดค่าใช้จ่ายลดลงตามสัดส่วนของขนาดเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
3. 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 และขนาดหม้อแปลง (กรณีแรงสูง)	ขึ้นอยู่กับระยะทาง และขนาดหม้อแปลง (กรณีแรงสูง) (40-55 วัน)
ค่าตรวจสอบแบบเพื่อการขนานเครื่อง (กรณีแรงสูง) (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 ให้เป็นไปตามข้อบังคับการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย

สิ่งแนบที่ 2

ประเด็นเพิ่มเติมประกอบการพิจารณารับซื้อไฟฟ้า

1. ผู้ใช้ไฟในอัตราที่แตกต่างกันตามช่วงเวลาของวัน (Time of Day: TOD) ที่ต้องการขายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายตามนโยบายการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก จะต้องเปลี่ยนประเภทการใช้ไฟฟ้าเป็นอัตราที่แตกต่างกันตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use: TOU)

2. ผู้ผลิตไฟฟ้าที่เป็นลูกค้าเดิมของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะพิจารณาเปลี่ยนประเภทการใช้ไฟตามความเหมาะสม หากภายใน 12 เดือน ผู้ผลิตไฟฟ้ามีปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายลดลง

3. ผู้ผลิตไฟฟ้าที่เป็นลูกค้ารายใหม่ การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะจัดประเภทการใช้ไฟฟ้าและจัดหาเตอร์ที่เหมาะสม โดยจะพิจารณาจากข้อมูลกำลังการผลิตไฟฟ้าที่ขายเข้าระบบ และความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดตามที่ผู้ผลิตกรอกในแบบคำขอจำหน่ายไฟฟ้าและการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า

4. การคิดค่า Power Factor ใช้หลักเกณฑ์เดียวกับที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายคิดกับผู้ใช้ไฟในปัจจุบัน

สัญญาซื้อขายไฟฟ้า เลขที่.....

การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก

(สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน)

ระหว่าง

.....กับ การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

สัญญาซื้อขายไฟฟ้านี้ทำที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย เมื่อวันที่……..……...…

ระหว่าง……..……...

โดย……..…….……..

ที่อยู่เลขที่……..…....

ซึ่งต่อไปในสัญญานี้เรียกว่า “ผู้ผลิตไฟฟ้า” ฝ่ายหนึ่ง กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค

โดย…….....……

ตำแหน่ง….....……..…...สำนักงาน .....

เลขที่…….....……...ซึ่งต่อไปในสัญญานี้เรียกว่า “ การไฟฟ้า ” อีกฝ่ายหนึ่ง ทั้งสองฝ่ายตกลงซื้อขายไฟฟ้า โดยมีเงื่อนไขดังต่อไปนี้

1. การซื้อขายพลังงานไฟฟ้า

1.1 ผู้ผลิตไฟฟ้าและการไฟฟ้าต้องปฏิบัติตามเงื่อนไขการซื้อขายไฟฟ้าและการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้าตามที่กำหนดไว้ในระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน และระเบียบการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย พ.ศ. 2549 สำหรับปริมาณพลังไฟฟ้าไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ ตามเอกสารแนบท้ายสัญญาหมายเลข 1 และ 2 ตามลำดับ

1.2 ให้ถือว่าเอกสารแนบท้ายสัญญาหมายเลข 1 และ 2 เป็นส่วนหนึ่งของสัญญานี้ หากข้อความใดในเอกสารแนบท้ายสัญญาขัดแย้งกับสัญญานี้ให้ถือข้อความในสัญญาเป็นสำคัญ

1.3 การไฟฟ้าตกลงซื้อและผู้ผลิตไฟฟ้าตกลงขายพลังไฟฟ้าในปริมาณพลังไฟฟ้าสูงสุด .....เมกะวัตต์ที่ระดับแรงดัน ……...…โวลท์ โดยมีจุดรับซื้อไฟฟ้าอยู่ที่จุดติดตั้งที่……..……และมีรายละเอียดของระบบการผลิตไฟฟ้าตามที่ระบุในแบบคำขอจำหน่ายไฟฟ้าและการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า โดย ผู้ผลิตไฟฟ้า สัญญาว่าจะขายไฟฟ้าให้การไฟฟ้า ภายในวันที่……..……

1.4 การไฟฟ้าตกลงจะขายไฟฟ้าสำรองให้ผู้ผลิตไฟฟ้าตามที่ผู้ผลิตไฟฟ้าร้องขอตามประกาศอัตราค่าไฟฟ้าสำรองและให้เป็นไปตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำรองระหว่างการไฟฟ้า กับผู้ผลิตไฟฟ้า

2. การใช้และการสิ้นสุดของสัญญา

สัญญาฉบับนี้มีผลใช้บังคับตั้งแต่วันที่ทั้งสองฝ่ายลงนามในสัญญา โดยมีระยะเวลา 5 ปี และต่อเนื่องครั้งละ 5 ปี โดยอัตโนมัติ และให้มีผลใช้บังคับจนกว่าจะมีการยุติสัญญาในกรณีดังต่อไปนี้

2.1 ผู้ผลิตไฟฟ้ายื่นหนังสือเป็นลายลักษณ์อักษรถึงการไฟฟ้าแสดงความประสงค์ที่จะยุติการซื้อขายไฟฟ้า โดยการเลิกสัญญา

2.2 หากคู่สัญญาฝ่ายหนึ่งฝ่ายใดไม่ปฏิบัติตามสัญญาข้อหนึ่งข้อใด ให้อีกฝ่ายหนึ่งทำหนังสือแจ้งให้ฝ่ายนั้นดำเนินการแก้ไข หากไม่แก้ไขให้อีกฝ่ายหนึ่งมีสิทธิบอกเลิกสัญญานี้ได้

3. การเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า

3.1 ผู้ผลิตไฟฟ้ายินยอมให้การไฟฟ้า เข้าไปในสถานที่ของผู้ผลิตไฟฟ้า เพื่อทำการติดตั้ง ปฏิบัติงานบำรุงรักษา เปลี่ยน และ/หรือ โยกย้ายอุปกรณ์เชื่อมโยงระบบไฟฟ้าได้ เมื่อได้แจ้งให้เจ้าของ หรือผู้ครอบครองสถานที่ทราบแล้ว

3.2 การไฟฟ้าสงวนสิทธิในการเพิ่มเติมอุปกรณ์ ทั้งในระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าและในโรงไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้า ในภายหลังเพื่อให้สอดคล้องกับมาตรฐานทางด้านเทคนิคและรูปแบบการจ่ายไฟของการไฟฟ้า

3.3 แต่ละฝ่ายต้องแจ้งให้อีกฝ่ายหนึ่งทราบล่วงหน้าหากมีการเปลี่ยนแปลงใดๆ ในระบบไฟฟ้าของตน อันจะมีผลกระทบต่ออุปกรณ์ป้องกันในระบบไฟฟ้าของทั้ง 2 ฝ่าย และห้ามดำเนินการใดๆ กับอุปกรณ์เชื่อมโยง โดยไม่แจ้งให้การไฟฟ้าทราบเป็นหนังสือล่วงหน้า

4. การควบคุมและการปฏิบัติการโรงไฟฟ้า

4.1 ผู้ผลิตไฟฟ้า ต้องปฏิบัติตามคำสั่งการ (Switching Order) ของศูนย์ควบคุมการจ่ายไฟของการไฟฟ้าโดยเคร่งครัด เพื่อประโยชน์ในการปฏิบัติการและบำรุงรักษา ยกเว้นในกรณีที่อาจจะทำให้เกิดความ เสียหายต่อชีวิต หรือทรัพย์สินของฝ่ายหนึ่งฝ่ายใด

4.2 ให้ผู้ผลิตไฟฟ้าจัดส่งปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ต่อปี และค่าความร้อนเฉลี่ย (Average Lower Heating
Value) ของเชื้อเพลิงหลักและเชื้อเพลิงเสริมที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า

4.3 ผู้ผลิตไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงในเชิงพาณิชย์ เช่น น้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ และถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงเสริมเกินกว่าร้อยละ 25 ของพลังงานความร้อนทั้งหมดที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าในรอบปีนั้นๆ จะต้องมีการผลิตไฟฟ้าอย่างมีประสิทธิภาพ โดยมีสัดส่วนการประหยัดเชื้อเพลิงที่ใช้ในการ

ผลิตไฟฟ้า (Primary Energy Saving : PES)ไม่ต่ำกว่าร้อยละ 10 ในแต่ละปี โดยมีวิธีการคำนวณตามสิ่งแนบที่ 2 ของระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็กมากสำหรับการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration และหากไม่สามารถปฏิบัติตามข้อกำหนดเรื่องประสิทธิภาพในกระบวนการผลิตไฟฟ้า จะต้องเสียค่าปรับตามวิธีการคำนวณในข้อ 4.4

4.4 กรณีที่ผู้ผลิตไฟฟ้ามีค่าสัดส่วนการประหยัดเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า (PES) ต่ำกว่าร้อยละ 10การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะเรียกคืนเงินรายได้ค่าพลังงานไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้ชำระให้แก่ผู้ผลิตไฟฟ้าในรอบปี นั้นๆ ตามผลต่างของค่าสัดส่วนการประหยัดเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า (PES) ที่กำหนดในระเบียบ คือ ร้อยละ 10 กับค่าสัดส่วนการประหยัดเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าที่คำนวณได้จริง ตามสูตรการคำนวณที่กำหนดในระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก สำหรับการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration

5. การชำระเงิน

5.1 การชำระเงินค่าซื้อขายไฟฟ้า ให้เป็นไปตามเงื่อนไขที่กำหนดในระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

5.2 ในกรณีที่ผู้ผลิตไฟฟ้าผิดนัดไม่ชำระหนี้ภายในระยะเวลาที่กำหนดในระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าฯ ให้การไฟฟ้าดำเนินการตามประกาศหรือข้อบังคับของการไฟฟ้า

5.3 ในกรณีที่การไฟฟ้าผิดนัดไม่ชำระหนี้ภายในระยะเวลาที่กำหนดในระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าฯ การไฟฟ้ายินยอมให้ผู้ผลิตไฟฟ้าคิดดอกเบี้ยจากจำนวนเงินที่ค้างชำระในอัตราเท่ากับอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ที่ธนาคารกรุงไทยจำกัด (มหาชน) เรียกเก็บจากลูกค้าชั้นดี ในขณะนั้น นับแต่วันที่ผิดนัดจนกว่าจะชำระหนี้เสร็จสิ้น ทั้งนี้อัตราดอกเบี้ยที่จะชำระให้แก่กันจะต้องไม่เกินร้อยละสิบห้า (15%) ต่อปี

6. เหตุสุดวิสัย

6.1 “เหตุสุดวิสัย” หมายถึง เหตุใดๆ อันจะเกิดขึ้นก็ดีจะให้ผลภัยพิบัติก็ดีเป็นเหตุที่ไม่อาจป้องกันได้แม้ทั้งบุคคลผู้ต้องประสบ หรือใกล้จะต้องประสบเหตุนั้น จะได้จัดการระมัดระวังตามสมควรอันพึงคาดหมายได้จากบุคคลนั้นในฐานะและภาวะเช่นนั้น และให้รวมถึงเหตุหนึ่งเหตุใดหรือหลายเหตุดังต่อไปนี้

6.1.1 การกระทำของรัฐบาลเช่นมีการเปลี่ยนแปลงนโยบายด้านพลังงานของรัฐบาล

6.1.2 การกระทำของศัตรูในลักษณะสงครามไม่ว่าจะมีการประกาศ หรือไม่ก็ตาม การปิดล้อม การลุกฮือ การขบถ การก่อความวุ่นวาย การจารกรรม การก่อวินาศกรรม การนัดหยุดงาน การปิดงานตามกฎหมายแรงงาน การรอนสิทธิใดๆ แผ่นดินไหว พายุ ไฟไหม้ น้ำท่วม การระเบิด

6.1.3 เหตุขัดข้องในระบบจำหน่ายไฟฟ้า อันเนื่องจากอุบัติเหตุที่เกิดกับระบบจำหน่ายไฟฟ้าหรืออุปกรณ์อื่นๆ ที่เกี่ยวข้องในการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า

6.2 ในกรณีที่คู่สัญญาฝ่ายหนึ่งฝ่ายใดไม่สามารถปฏิบัติตามสัญญานี้ อันเนื่องมาจากเหตุสุดวิสัยตามข้อ 6.1 จะถือว่าคู่สัญญาฝ่ายนั้นผิดสัญญาไม่ได้ และคู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่งจะไม่เรียกร้องค่าเสียหายใดๆ ทั้งสิ้น

6.3 คู่สัญญาฝ่ายที่อ้างเหตุสุดวิสัยจะต้อง

6.3.1 แจ้งให้อีกฝ่ ายหนึ่งทราบในทันทีที่สามารถทำได้ถึงเหตุสุดวิสัย พร้อมด้วยข้อมูลรายละเอียดของเหตุสุดวิสัย และระยะเวลาที่จำเป็นจะต้องใช้ในการแก้ไข

6.3.2 ออกค่าใช้จ่าย และดำเนินการแก้ไขอย่างจริงจัง เพื่อให้เหตุสุดวิสัยสิ้นสุดลงโดยเร็ว ทั้งนี้การดำเนินการดังกล่าวต้องอยู่ในวิสัยที่คู่สัญญาฝ่ายนั้นกระทำได้

7. กรณีพิพาทและอนุญาโตตุลาการ

7.1 ในกรณีที่มีข้อโต้แย้งเกิดขึ้นระหว่างคู่สัญญาเกี่ยวกับข้อกำหนดแห่งสัญญานี้ หรือเกี่ยวกับการปฏิบัติตามสัญญานี้ และคู่สัญญาไม่สามารถตกลงกันได้ ให้เสนอข้อโต้แย้งหรือข้อพิพาทนั้นต่ออนุญาโตตุลาการหากอนุญาโตตุลาการไม่สามารถวินิจฉัยหาข้อยุติได้ให้ศาลไทยเป็นผู้วินิจฉัยชี้ขาด

7.2 เว้นแต่คู่สัญญาทั้งสองฝ่ายจะเห็นพ้องกันให้อนุญาโตตุลาการคนเดียวเป็นผู้วินิจฉัยการวินิจฉัยข้อพิพาทให้กระทำโดยอนุญาโตตุลาการ 2 คน โดยคู่สัญญาฝ่ายหนึ่งจะต้องทำหนังสือแสดงเจตนาจะให้มีอนุญาโตตุลาการระงับข้อพิพาท และระบุชื่ออนุญาโตตุลาการคนที่แต่งตั้งส่งไปยังคู่สัญญาอีกฝ่ายหนึ่ง จากนั้นภายในระยะเวลา 30 วัน นับถัดจากวันที่ได้รับแจ้งดังกล่าว คู่สัญญาฝ่ายที่ได้รับแจ้งจะต้องแต่งตั้งอนุญาโตตุลาการคนที่สอง ถ้าอนุญาโตตุลาการทั้งสองคนดังกล่าวไม่สามารถประนีประนอมระงับข้อพิพาทนั้นได้ให้อนุญาโตตุลาการทั้งสองคนร่วมกันแต่งตั้งอนุญาโตตุลาการผู้ชี้ขาดภายในกำหนดเวลา 30 วัน นับจากวันที่ไม่สามารถตกลงกัน ผู้ชี้ขาดดังกล่าวจะพิจารณาระงับข้อพิพาทต่อไป กระบวนการพิจารณาของอนุญาโตตุลาการให้ถือตามข้อบังคับอนุญาโตตุลาการของสถาบันอนุญาโตตุลาการกระทรวงยุติธรรมโดยอนุโลม หรือกระบวนการพิจารณาและตัดสินของอนุญาโตตุลาการให้ทำโดยใช้กฎ International Chamber of Commerce

และ/หรือสมาคมหอการค้าระหว่างประเทศอย่างหนึ่งอย่างใด โดยคู่สัญญาจะตกลงกัน โดยใช้ภาษาไทยเป็นภาษาในการดำเนินกระบวนการพิจารณา

7.3 อนุญาโตตุลาการที่ได้รับการแต่งตั้งจะต้องมีคุณสมบัติเป็นผู้ที่มีความเชี่ยวชาญเกี่ยวกับการพัฒนาการจัดหาเงินกู้ การก่อสร้าง การเดินเครื่องโรงไฟฟ้า หรือการบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า และจะต้องไม่เป็นลูกจ้างตัวแทนที่ปรึกษาของคู่สัญญาฝ่ายหนึ่งฝ่ายใด

7.4 ในกรณีที่คู่สัญญาฝ่ายหนึ่งฝ่ายใดไม่แต่งตั้งอนุญาโตตุลาการฝ่ายตน หรือในกรณีที่อนุญาโตตุลาการทั้งสองคนไม่สามารถตกลงกันแต่งตั้งอนุญาโตตุลาการผู้ชี้ขาดได้ คู่สัญญาแต่ละฝ่ายต่างมีสิทธิร้องขอต่อศาลแพ่งเพื่อแต่งตั้งอนุญาโตตุลาการหรืออนุญาโตตุลาการผู้ชี้ขาดได้แล้วแต่กรณี

7.5 คำชี้ขาดของอนุญาโตตุลาการ หรือของอนุญาโตตุลาการผู้ชี้ขาดแล้วแต่กรณีให้ถือเป็นเด็ดขาดและถึงที่สุดผูกพันคู่สัญญา หากข้อโต้แย้งไม่สามารถวินิจฉัยหาข้อยุติได้โดยคณะอนุญาโตตุลาการ หรืออนุญาโตตุลาการผู้ชี้ขาด หรือคู่สัญญาที่ได้รับแจ้งตามข้อ 7.2 ไม่แต่งตั้งอนุญาโตตุลาการฝ่ายตน โดยมีความประสงค์ใช้สิทธิทางศาลเป็นผู้พิจารณาระงับข้อพิพาท โดยให้ศาลจังหวัดพิจารณาวินิจฉัย

7.6 คู่สัญญาแต่ละฝ่ายเป็นผู้รับภาระค่าธรรมเนียมอนุญาโตตุลาการฝ่ายตน และออกค่าใช้จ่ายอื่นๆ ในการดำเนินกระบวนพิจารณาฝ่ายละครึ่ง ในกรณีที่มีการแต่งตั้งอนุญาโตตุลาการคนเดียว หรือมีการแต่งตั้งอนุญาโตตุลาการผู้ชี้ขาดให้อนุญาโตตุลาการ หรืออนุญาโตตุลาการผู้ชี้ขาดเป็นผู้กำหนดภาระค่าธรรมเนียมอนุญาโตตุลาการคนเดียว หรือภาระค่าธรรมเนียมนุญาโตตุลาการผู้ชี้ขาดคนเดียว แล้วแต่กรณีสัญญานี้ได้ทำขึ้นเป็นสองฉบับมีข้อความถูกต้องตรงกันทุกประการ คู่สัญญาได้อ่านและเข้าใจข้อความในสัญญานี้ดีแล้ว จึงลงลายมือชื่อพร้อมประทับตรา (ถ้ามี) ไว้เป็นสำคัญต่อหน้าพยาน และคู่สัญญาต่างยึดถือสัญญาฝ่ายละหนึ่งฉบับเก็บไว้เป็นหลักฐาน

ผู้ผลิตไฟฟ้า	การไฟฟ้า
ลงชื่อ.....ผู้ผลิตไฟฟ้า	ลงชื่อ.....การไฟฟ้า
(.....)	(.....)
ตำแหน่ง	ตำแหน่ง
ลงชื่อ.....พยาน	ลงชื่อ.....พยาน
(.....)	(.....)
ตำแหน่ง	ตำแหน่ง

แบบฟอร์มการขอรับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (ส่วนเพิ่มฯ)
สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

วันที่.....

ข้าพเจ้า.....ได้ยื่นคำร้องในฐานะเป็น.....
กิจการ หรือ บริษัท.....ตั้งอยู่ที่.....
มีความประสงค์ขอรับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า 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 kW≤กำลังการผลิตติดตั้ง<200 kW	0.80	7
☐ กำลังการผลิตติดตั้ง < 50 kW	1.50	7
☐ พลังงานแสงอาทิตย์	8.00	10

หมายเหตุ : ขยะ หมายถึง ขยะชุมชน และขยะอุตสาหกรรมที่ไม่ใช่ขยะอันตราย และไม่เป็นขยะที่เป็นอินทรีย์วัตถุ

ข้าพเจ้าขอรับรองว่า ข้อความดังกล่าวที่ระบุไว้ข้างต้นเป็นจริงทุกประการ

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

ภาคผนวก ค

ความรู้เกี่ยวกับระบบเผาไหม้และโรงไฟฟ้าชีวมวล

ราคาประมาณส่วนประกอบหม้อไอน้ำและ Turbine Generator

เชื้อเพลิงและการเผาไหม้

ในเรื่องของเชื่อเพลิงและการเผาไหม้ สามารถแบ่งย่อย ดังนี้คือ

1) เชื้อเพลิง สามารถแบ่งได้ 2 กลุ่มใหญ่ๆ คือ เชื้อเพลิงปฐมภูมิ (primary fuels) ซึ่งหมายถึงเชื้อเพลิงที่มีอยู่แล้วในธรรมชาติ ยังไม่ได้นำมาตกแต่งหรือผ่านขั้นตอนทางใดๆ (ยกเว้นการเปลี่ยนแปลงทางกายภาพ เช่น การหั่น สับ บด) ก่อนนำเอามาใช้ประโยชน์ เชื้อเพลิงเหล่านี้ได้แก่ ถ่านหิน ไม้ ปิโตรเลี่ยมดิบ ก๊าซธรรมชาติ ส่วนเชื้อเพลิงอีกชนิดเรียกว่า เชื้อเพลิงทุติยภูมิ (secondary fuels) ซึ่งคือเชื้อเพลิงปฐมภูมิที่ผ่านขบวนการต่างๆทางเคมี หรือขบวนการแปรรูปที่ใช้การเปลี่ยนแปลงของอุณหภูมิ ความดัน รวมทั้งการคัดแยกส่วนเข้าช่วย เช่น ถ่านโค้ก น้ำมันสังเคราะห์จากถ่านหิน ผลิตภัณฑ์จากปิโตรเลี่ยมประเภทต่างๆ เป็นต้น

เชื้อเพลิงส่วนใหญ่ประกอบด้วยไฮโดรเจน และคาร์บอน สำหรับเชื้อเพลิงที่เป็นของเหลวและของแข็ง ในการวิเคราะห์ส่วนประกอบมักจะวิเคราะห์อยู่ในเทอมของน้ำหนักขององค์ประกอบธาตุแต่ละชนิด ซึ่งเรียกว่าการวิเคราะห์แบบหน่วยน้ำหนัก (Ultimate analysis) ส่วนการวิเคราะห์เชื้อเพลิงที่เป็นก๊าซ รวมทั้งไอเสียประเภทต่างๆ จะทำการวิเคราะห์ในรูปปริมาตรของก๊าซแต่ละชนิดที่ประกอบอยู่แต่ละชนิด (Volumetric analysis) ทั้งนี้ พลังงานที่ได้จากการเผาไหม้ของเชื้อเพลิง โดยทั่วไปจะได้พลังงานในรูปความร้อน เรียกว่าค่าความร้อนของเชื้อเพลิง ซึ่งแบ่งได้เป็น 4 ลักษณะคือ

ก. ค่าความร้อนสูงที่ปริมาตรคงที่ (Higher Heating Value at constant volume:HHV_v) เกิดขึ้นหลังจากการเผาไหม้ที่ปริมาตรคงที่แล้ว H_2O อยู่ในรูปของน้ำ

ข. ค่าความร้อนต่ำที่ปริมาตรคงที่ (Lower Heating Value at constant volume:LHV_v) เกิดขึ้นหลังจากการเผาไหม้ที่ปริมาตรคงที่แล้ว H_2O อยู่ในรูปของไอน้ำ

ค. ค่าความร้อนสูงที่ความดันคงที่ (Higher Heating Value at constant pressure:HHV_p) เกิดขึ้นหลังจากการเผาไหม้ที่ปริมาตรคงที่แล้ว H_2O อยู่ในรูปของน้ำ

ง. ค่าความร้อนต่ำที่ความดันคงที่ (Lower Heating Value at constant pressure:LHV_p) เกิดขึ้นหลังจากการเผาไหม้ที่ปริมาตรคงที่แล้ว H_2O อยู่ในรูปของน้ำ

ค่าความแตกต่างระหว่าง ค่า HHV กับ ค่า LHV อยู่ที่การวิเคราะห์ค่าเมื่อเผาไหม้แล้วน้ำอยู่ในสถานะของน้ำหรือไอน้ำออกมา ดังนั้นการคำนวณค่าความแตกต่างระหว่าง HHV กับ LHV สามารถคำนวณได้จาก

$$HHV_V - LHV_V = m_w \times \mu_{fg} \qquad (ผ.1)$$

$$HHV_P - LHV_P = m_w \times h_{fg} \qquad (ผ.2)$$

เมื่อ m_W = มวลของน้ำที่เกิดขึ้นต่อหน่วยมวลเชื้อเพลิง

μ_{fg} = พลังงานภายในจำเพาะของการกลายเป็นไอ

h_{fg} = เอนธาลปีจำเพาะของการกลายเป็นไอ

ในกรณีของเชื้อเพลิงที่เป็นของแข็งหรือของเหลว ค่า HHV สามารถประเมินได้จาก Dulong & Petit Formula

$$HHV = 338.3C + 1444.5\left(H - \frac{O}{8}\right) + 93.8S \quad kJ/kg \quad (ผ.3)$$

โดย C , H , O , S เป็นร้อยละโดยน้ำหนักของธาตุในเชื้อเพลิงที่แห้งและไม่คิดประมาณของส่วนที่ไม่เผาไหม้

ถ้ากำหนดให้ความร้อนแฝงของการกลายเป็นไอของน้ำมีค่าเป็น 2442 kJ/kg จะได้ว่า

$$LHV = HHV - 2442m_w \quad kJ/kg \quad (ผ.4)$$

สำหรับการคำนวณค่าความร้อนเชื้อเพลิงที่มีความชื้น สามารถคำนวณจาก

$$LHV_{ar} = LHV_{dry} \times (1 - \%moisture/100) - (2.442 \times \%moisture/100) \quad (ผ.5)$$

kJ/kg

เมื่อ LHV_{ar} คือ ค่าความร้อนต่ำของเชื้อเพลิงที่มีความชื้น

LHV_{dry} คือ ค่าความร้อนต่ำของเชื้อเพลิงแห้ง

%moisture คือ ความชื้นในเชื้อเพลิงนั้น

การเผาไหม้ ซึ่งจะเกี่ยวข้องโดยตรงกับปฏิกิริยาเคมีอยู่เสมอ ดังนั้น สมการเคมีจะถูกนำมาใช้วิเคราะห์ปรากฏการณ์เผาไหม้ที่เกิดขึ้นด้วย ตัวอย่างการเผาไหม้โดยสมบูรณ์ของคาร์บอนและออกซิเจนเพื่อให้ได้คาร์บอนไดออกไซด์ สามารถเขียนได้เป็น

$$C + O_2 \rightarrow CO_2 \qquad (ผ.6)$$

สมการดังข้างบนนี้ แสดงถึง 1 อะตอมคาร์บอน เมื่อรวมตัวกับ 1 โมเลกุลออกซิเจน จะได้ 1 โมเลกุลคาร์บอนไดออกไซด์

ในบางกรณี หากปริมาณออกซิเจนไม่เพียงพอต่อการเผาไหม้ ทำให้เกิดการเผาไหม้บางส่วน สมการสมดุลเคมีจะเป็นดังนี้

$$C + O_2 \rightarrow CO_2 \qquad (ผ.7)$$

$$C + \tfrac{1}{2} O_2 \rightarrow CO \qquad (ผ.8)$$

ลักษณะการเผาไหม้ดังกล่าว จะเรียกว่าการเผาไหม้ ไม่สมบูรณ์ ในอัตราส่วนขึ้นอยู่กับปัจจัยต่างๆ เช่น อุณหภูมิ ปริมาณออกซิเจน แต่หากในกรณีที่เผาไหม้ แล้วไม่เกิด คาร์บอนมอนออกไซด์จะเรียกว่าการเผาไม้สมบูรณ์

โดยทั่วไปแล้ว อากาศจะถูกนำมาผสมกับเชื้อเพลิงในการเผาไม้ ซึ่งในอากาศจะมีก๊าซไนโตรเจนและออกซิเจนเป็นส่วนใหญ่ ด้วยอัตราส่วนโดยปริมาตรคือ N_2 ร้อยละ79 และ O_2ร้อยละ 21 ส่วนก๊าซอื่นๆมีน้อยมาก

อัตราส่วนของอากาศที่ใช้ในการเผาไหม้เชื้อเพลิง จะเรียกว่า อัตราส่วนอากาศต่อเชื้อเพลิง (Air fuel ratio: A/F ratio) ซึ่งหากอัตราส่วนทำให้เกิดการเผาไหม้ของเชื้อเพลิงสมบูรณ์พอดีเรียกว่า “อัตราส่วนอากาศเชื้อเพลิงทางทฤษฎี (stoichiometric air fuel ratio)” ส่วนผสมที่มีอากาศเกินความต้องการ(excess air) เรียกว่า ไอดีจาง(weak or lean mixture) ส่วนผสมที่มีอากาศน้อยเกินไปทำให้เกิดการเผาไหม้ไม่สมบูรณ์เรียกว่า ไอดีเข้ม (rich mixture)

โรงไฟฟ้าชีวมวล

การผลิตกระแสไฟฟ้าจำเป็นต้องมีโรงผลิตไฟฟ้าซึ่งจะประกอบไปด้วยเครื่องจักรต่างๆหลายชนิดนำมาต่อร่วมกันเป็นระบบ ซึ่งโรงไฟฟ้าชีวมวลจะมีส่วนประกอบที่สำคัญดังนี้คือ

1. ส่วนรับเชื้อเพลิง โดยทั่วไปจะเป็นแท่นชั่งรถบรรทุกขนาดใหญ่ เพื่อใช้ชั่งน้ำหนักของเชื้อเพลิงและรถบรรทุกที่ขนส่งมาก่อนส่งต่อไปยังพื้นที่กักเก็บเชื้อเพลิง

2. พื้นที่กักเก็บเชื้อเพลิง เนื่องจากเชื้อเพลิงชีวมวลที่ใช้สำหรับป้อนเข้าสู่หม้อไอน้ำมีปริมาณมาก ดังนั้นส่วนใหญ่ จะกองเก็บเป็นพื้นที่เปิดโล่ง หรือมีอาคารคลุมเฉพาะบางส่วน ทั้งนี้ชีวมวลบางชนิดมีขนาดเล็กฟุ้งกระจายง่าย จึงจำเป็นต้องมีการติดตั้งตาข่ายสำหรับกันฝุ่นโดยรอบ หรือแนวทิศทางที่ลมพัด

ภาพที่ ค.1 ลานกองเก็บเชื้อเพลิงชีวมวล

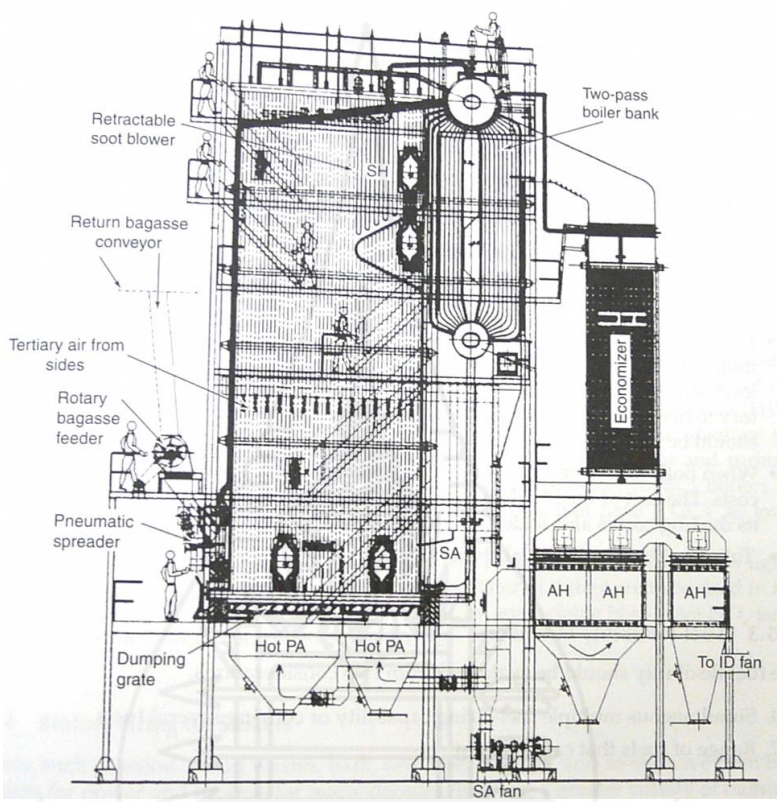
ที่มา : มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี (2549 : 80)

3. ระบบขนถ่ายเชื้อเพลิงไปสู่หม้อไอน้ำ หากเชื้อเพลิงชีวมวลมีขนาดใหญ่ เช่นไม้ยางพารา มักจะใช้รถตักเข้าเครื่องบดย่อยให้มีขนาดเล็กลงก่อน แล้วจึงนำเข้าสู่สายพานก่อนเข้าสู่หม้อไอน้ำ แต่หากเชื้อเพลิงมีขนาดเล็กอยู่แล้วจะป้อนเข้าสู่หม้อไอน้ำด้วยสายพานโดยไม่ต้องบดย่อยก่อน

ภาพที่ ค.2 อาคารกองเก็บเชื้อเพลิงชีวมวลและสายพานลำเลียง

ที่มา : มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี (2549 : 99)

4. หม้อไอน้ำ ในโรงไฟฟ้าชีวมวลส่วนใหญ่มักจะใช้เชื้อเพลิงแข็งเป็นเชื้อเพลิงหลัก แต่เนื่องจากเชื้อเพลิงชีวมวลที่จะนำมาเผาไหม้มีความชื้นแตกต่างกันในแต่ละช่วงเวลา ดังนั้นหม้อไอน้ำที่นิยมนำมาใช้จึงเป็นแบบสโตกเกอร์ เพราะ ห้องเผาไหม้แบบสโตกเกอร์นั้น เหมาะสำหรับการเผาไหม้เชื้อเพลิงแข็งที่มีความชื้นสูง หรือเชื้อเพลิงที่มีความชื้นต่ำได้ดี



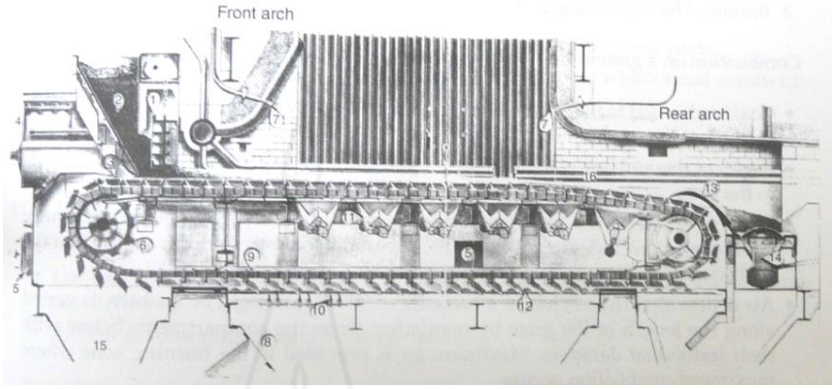
ภาพที่ ค.3 หม้อไอน้ำแบบสโตกเกอร์

ที่มา: Kumar Rayaprolu (2009 : 499)

ห้องเผาไหม้แบบสโตกเกอร์ สามารถตามลักษณะการป้อนของเชื้อเพลิง และการทำงานของตะกรับ ตัวอย่างของห้องเผาไหม้แบบสโตกเกอร์เช่น

- Fixed grate stoker โครงสร้างของตะกรับจะยึดติดอยู่กับที่ ไม่มีส่วนเคลื่อนไหวได้ ต้นทุนค่าก่อสร้างถูก แต่ต้องการเจ้าหน้าที่ดูแลควบคุมการเผาไหม้จำนวนมากเพราะต้องกลับกากอ้อยเองเพื่อให้เผาไหม้ได้หมด ดังนั้นข้อเสียของห้องเผาไหม้แบบนี้คือประสิทธิภาพต่ำ นำขี้เถ้าออกยาก และบางครั้งเชื้อเพลิงค้างอยู่กลางตะกรับและอุดตันช่องลม ทำให้ประสิทธิภาพการเผาไหม้ลดลง

- Traveling grate stoker โครงสร้างจะแตกต่างกับตะกรับแบบแรกคือตะกรับจะเคลื่อนที่ตลอดเวลา คล้ายตีบตะขาบรถถัง ดังนั้นเชื้อเพลิงชีวมวลจะไม่เกิดการสะสมเฉพาะจุดและมีการเทเถ้าที่ตกค้างทิ้งตลอดเวลา

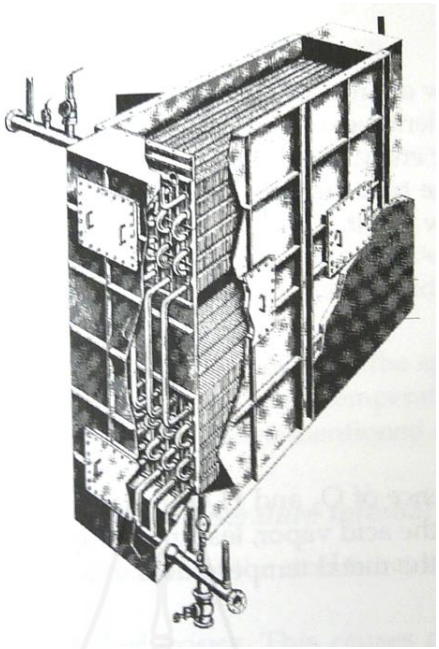


ภาพที่ ค.4 ตะกรับแบบเคลื่อนที่ได้

ที่มา: Kumar Rayaprolu (2009 : 471)

เชื้อเพลิงจะถูกเผาไหม้บนตะกรับเคลื่อนที่ เพื่อให้การเผาไหม้เป็นไปอย่างทั่วถึงทั้งห้องเผาไหม้ โดยอุณหภูมิเผาไหม้ภายในห้องเผาไหม้อยู่ที่ 400-800 องศาเซลเซียส หรือสูงกว่านั้น หากการควบคุมเป็นไปอย่างไม่เหมาะสม ห้องเผาไหม้ประเภทนี้มีข้อเสียคือไม่เหมาะกับเชื้อเพลิงที่มีปริมาณเถ้าสูงเพราะ หากอุณหภูมิเผาไหม้สูงอาจเกิดการหลอมของเถ้า จนไปอุดตันของตะกรับจนไปขวางการไหลของอากาศสำหรับเผาไหม้ได้

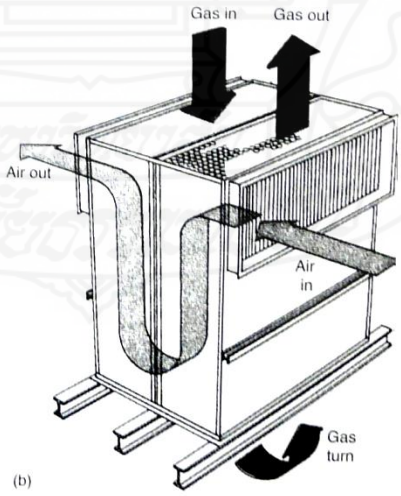
หม้อไอน้ำชนิดนี้มีอุณหภูมิไอเสียที่ต้องปลดปล่อยอยู่ในช่วง 250-600 องศาเซลเซียส ดังนั้นในการเพิ่มประสิทธิภาพของหม้อไอน้ำชนิดนี้ นิยมติดตั้ง Economizer หรือชุดอุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อนระหว่างก๊าซกับน้ำป้อนนำมาใช้ร่วมกับหม้อไอน้ำ โดยนำไอเสียร้อนก่อนปล่อยทิ้งทางปล่อง มาถ่ายเทความร้อนให้กับน้ำก่อนเข้าสู่หม้อไอน้ำ (Pre heat) โดยท่อน้ำที่วิ่งสู่ Economizer มีลักษณะเป็นครีบและขดเป็นรูปตัวยู เป็นการลดการสูญเสียความร้อนที่ไปกับไอเสีย แต่ในการใช้งานนั้นไม่สามารถลดอุณหภูมิได้ต่ำกว่าจุดเดือนของน้ำ และไอกำมะถัน เพื่อป้องกันการกัดกร่อนที่จะเกิดขึ้นจากการควบแน่น ในปัจจุบันหม้อไอน้ำแบบสโตกเกอร์ นั้นมีการติดตั้ง Economizer จนถือได้ว่าเป็นหนึ่งในส่วนประกอบของหม้อไอน้ำแล้ว



ภาพที่ ค.5 Economizer ของหม้อไอน้ำ

ที่มา: Kumar Rayaprolu (2009 : 251)

นอกจากการติดตั้ง Economizer แล้ว หากอุณหภูมิที่ปล่อยทิ้ง ยังสูงอยู่ โรงงานส่วนใหญ่จะติดตั้ง ชุด Air heater เข้าร่วมด้วย ซึ่งหลักการคล้ายกับ Economizer แต่เป็นการแลกเปลี่ยนความร้อนระหว่าง ไอเสีย กับอากาศที่จะนำเข้าสู่ห้องเผาไหม้แทนเป็นการเพิ่มประสิทธิภาพการเผาไหม้อีกทางหนึ่ง



ภาพที่ ค.6 Air heater ของหม้อไอน้ำ

ที่มา: Kumar Rayaprolu (2009 :258)

ข้อดีของเตาเผาแบบตะกรับ

1) ควบคุมง่าย สามารถเปิด/ปิดเตา และเร่งขึ้นใช้ได้ทันที

2) มีให้เลือกหลายขนาด

3) เชื้อเพลิงไม่จำเป็นต้องบดให้มีขนาดเล็กมาก

4) ใช้เชื้อเพลิงได้หลากหลายชนิด หรือผสมเชื้อเพลิงกันได้ง่าย

5) ควบคุมฝุ่นได้ง่ายโดยใช้อุปกรณ์ดักฝุ่นต่อหลังจากออกหม้อไอน้ำ

ข้อเสียของเตาเผาแบบตะกรับ

6) มีส่วนประกอบเคลื่อนที่ขนาดใหญ่และรับความร้อนตลอดเวลา ทำให้ต้องมีการบำรุงรักษาประจำปี

7) ใช้พื้นที่ติดตั้งมาก อัตราส่วนการปล่อยความร้อนต่อพื้นที่ต่ำกว่าเตาประเภทอื่น

5. ระบบกรองอากาศสำหรับไอเสีย สำหรับหม้อไอน้ำยุคปัจจุบัน จะมีระบบกรองไอเสียเป็นขั้นตอนดังนี้คือ

1) ใช้ไซโคลนดักฝุ่น สำหรับดักฝุ่นที่มีขนาดอนุภาคค่อนข้างใหญ่ ซึ่งตัวไซโคลน จะมีลักษณะเป็นทรงกรวยยาวอากาศจะหมุนวนภายในทำให้ฝุ่นเกิดการตกลงมายังด้านล่างของตัวไซโคลน ส่วนไอเสียจะผ่านออกด้านบน

2) ใช้มัลติไซโคลน เพื่อดักฝุ่นที่มีขนาดอนุภาคเล็ก จะมีรูปร่างคล้ายกับไซโคลนแต่จะมีขนาดเล็กกว่า ต่อเรียงกันเป็นแถวและซ้อนกันเป็นชั้น เพื่อให้มีความสามารถดักฝุ่นขนาดเล็กได้ดีกว่าไซโคลนขนาดใหญ่

นอกจากนี้ยังมีระบบดักจับฝุ่นส่วนท้ายก่อนออกจากปล่องซึ่งขึ้นอยู่กับแต่ละแห่งจะเลือกใช้ขึ้นอยู่กับงบประมาณดังนี้คือ

3) ระบบดักจับฝุ่นด้วยน้ำ (Wet scrubber) จะดักจับฝุ่นโดยการใช้น้ำสเปรย์พ่นฝอยลงไปสวนทางกับไอเสียที่ไหลขึ้นจากล่างสู่ด้านบน ข้อดีของระบบนี้คือเป็นระบบอย่างง่ายและไม่ซับซ้อนมาก แต่ฝุ่นขนาดเล็กมาก ต่ำกว่า PM10 อาจจะหลุดรอดจากการดักจับได้

4) ระบบเครื่องตกตะกอนไฟฟ้าสถิต (Electrostatic Precipitator ,ESP) มีหลักการโดยใช้ไฟฟ้าแรงสูงแบบกระแสตรง (DC) ให้กับระบบขึ้นไฟฟ้าใส่ประจุให้อนุภาค แล้วผ่านอนุภาคที่มีประจุเข้าไปในสนามไฟฟ้าสถิต อนุภาคจะเคลื่อนเข้าหาแผ่นเก็บที่มีศักย์ไฟฟ้าตรงข้ามกัน ESP มีประสิทธิภาพสูงมากในการดักฝุ่นที่มีขนาดเล็กกว่า 1 ไมครอน ได้มากกว่า 99.5% ความดันสูญเสียต่ำและสามารถจับก๊าซร้อนได้ ซึ่งมีหลักการ 3 ขั้นตอน คือ

ก. การใส่ประจุไฟฟ้าให้กับอนุภาค

ข. การเก็บอนุภาคที่มีประจุโดยใช้แรงไฟฟ้าสถิตจากสนามไฟฟ้าบนผิวเก็บ

ค. การแยกอนุภาคที่ทับถมบนผิวเก็บไปยังถังเก็บพัก

สำหรับส่วนประกอบของเครื่อง ESP มีส่วนประกอบที่สำคัญ 4 ส่วน คือ

ก. ขั้วปล่อยประจุ Discharge Electrodes เป็นลักษณะเป็นเส้นลวดแผ่นหรือท่อแล้วใส่ไฟฟ้าแรงดันสูงเพื่อให้เกิดการแตกตัวเป็นอิออน

ข. ขั้วเก็บ Collection Electrodes ขั้วเก็บ ส่วนใหญ่เป็นแผ่น เนื่องจากทำให้สามารถรับปริมาณของก๊าซได้มาก

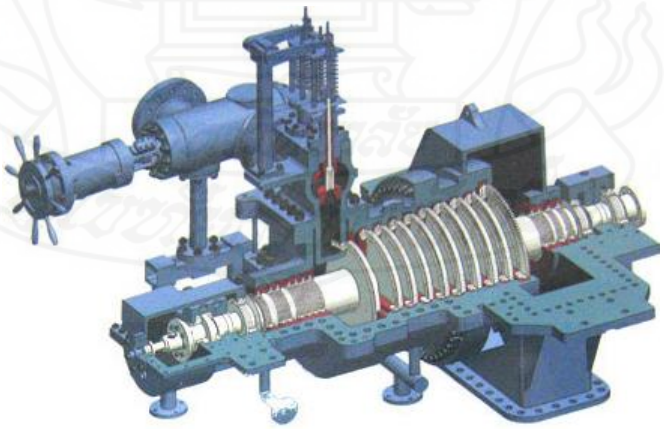
ค. เครื่องแยกฝุ่น Rappers เครื่องแยกฝุ่นเอาไว้แยกฝุ่นออกจากแผ่นเก็บถังพัก Hopper

6. ปล่องไอเสีย

7. บ่อกักเก็บเถ้าจากการเผาไหม้

8. กังหันไอน้ำ(Steam turbine) และเครื่องผลิตกระแสไฟฟ้า(Generator)

สำหรับการผลิตไฟฟ้าจะใช้กังหันไอน้ำแบบควบแน่น โดยภายในกังหันไอน้ำจะมีแกนหมุนแบบหลายสเตจ(stage)และใบพัด โดยแต่ละล้อของกังหันจะมีใบพัดจำนวนมากติดตั้งไว้ ไอน้ำจะเคลื่อนตัวเข้ากังหันและขยายตัวทำให้เกิดการหมุนของกังหันไอน้ำ ในส่วนของไอน้ำที่ออกจากกังหันไอน้ำจะมีการผ่านเครื่องควบแน่นให้ออกมาในรูปของน้ำอุณหภูมิสูง ดังนั้นจึงมีการใช้พลังงานได้สูงสุด กังหันไอน้ำประเภทนี้เหมาะกับการนำมาใช้ผลิตกระแสไฟฟ้า



ภาพที่ ค.7 ภาพตัดขวางกังหันไอน้ำแบบควบแน่น

ที่มา: Steam Turbines Design,Application,and Rerating (1996 : 30)

สำหรับการประมาณการปริมาณไอน้ำที่ต้องใช้สามารถคำนวณได้เบื้องต้นโดยใช้แผนภูมิ Mollier Chart โดยลากจากค่า Enthalpy เทียบกับ Entropy เส้นค่าคงที่ของการเปลี่ยนความดัน และอุณหภูมิ

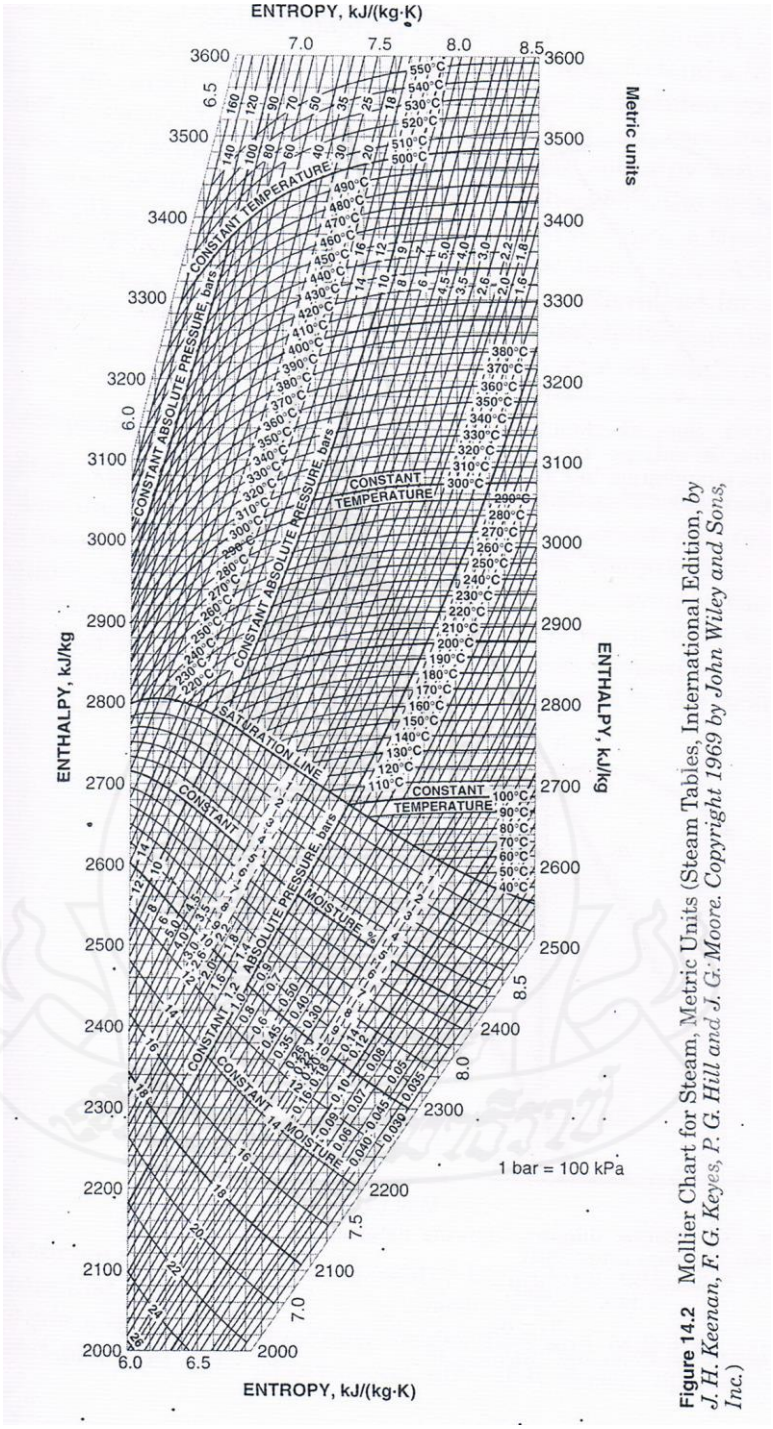


Figure 14.2 Mollier Chart for Steam, Metric Units (Steam Tables, International Edition, *by J. H. Keenan, F. G. Keyes, P. G. Hill and J. G. Moore. Copyright 1969 by John Wiley and Sons, Inc.*)

ภาพที่ ค.8 แผนภูมิ Mollier chart

ที่มา: Steam Turbines Design,Application,and Rerating (1996 : 269)

หรือใช้ตารางประมาณการค่าน้ำควบแน่นที่เกิดขึ้นต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมงของ John Wiley & Sons,Inc.

TABLE 14.4 Condensed Table of Theoretical Steam Rates (kg/kWh)

Inlet pressure, gauge		5 bar		10 bar		20 bar		30 bar			40 bar			62 bar		100 bar		135 bar	
Inlet temp., °C		200	250	200	250	250	350	250	350	400	350	400	450	400	480	400	480	400	510
Exhaust pressure																			
Abs. mbar	Gauge bar																		
50		4.96	4.69	4.51	4.27	3.95	3.52	3.82	3.39	3.20	3.31	3.12	2.96	3.03	2.77	2.99	2.70	3.02	2.59
75		5.31	5.01	4.78	4.52	4.15	3.70	4.00	3.54	3.34	3.45	3.26	3.08	3.15	2.87	3.10	2.80	3.12	2.67
100		5.60	5.28	5.01	4.73	4.31	3.83	4.15	3.66	3.45	3.56	3.36	3.17	3.24	2.95	3.19	2.87	3.21	2.74
150		6.08	5.72	5.37	5.07	4.57	4.05	4.38	3.85	3.63	3.74	3.52	3.32	3.39	3.08	3.32	2.98	3.33	2.84
200		6.49	6.10	5.67	5.34	4.78	4.23	4.56	4.01	3.77	3.88	3.65	3.44	3.50	3.18	3.42	3.07	3.43	2.92
300		7.21	6.75	6.17	5.81	5.13	4.52	4.86	4.26	4.00	4.11	3.86	3.63	3.69	3.33	3.58	3.21	3.59	3.04
1013.25	0	11.27	10.40	8.72	8.14	6.73	5.83	6.19	5.36	4.99	5.09	4.74	4.42	4.44	3.98	4.25	3.77	4.22	3.53
	2	26.72	23.88	15.05	13.83	9.85	8.30	8.56	7.26	6.68	6.71	6.19	5.71	5.62	4.96	5.23	4.59	5.13	4.23
	3	44.22	39.49	18.97	17.26	11.34	9.45	9.60	8.09	7.40	7.38	6.78	6.23	6.08	5.33	5.60	4.89	5.46	4.48
	4	—	—	24.00	21.61	12.92	10.66	10.64	8.89	8.11	8.02	7.34	6.73	6.50	5.68	5.93	5.16	5.76	4.70
	6	—	—	—	—	16.48	13.17	12.79	10.53	9.58	9.28	8.43	7.72	7.29	6.32	6.53	5.65	6.30	5.09
	15	—	—	—	—	—	—	27.39	21.63	19.69	16.02	14.48	13.27	10.78	9.28	8.93	7.54	8.33	6.54
	20	—	—	—	—	—	—	45.68	35.63	32.45	21.86	19.78	18.12	13.06	11.25	10.25	8.60	9.39	7.29
	25	—	—	—	—	—	—	—	—	—	31.38	28.38	26.00	15.85	13.65	11.63	9.73	10.45	8.05
	40	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	31.09	26.76	16.70	13.95	13.94	10.58

NOTE: Interpolate, where necessary, for approximate values.
SOURCE: Computed from "Steam Tables; International Edition" by Keenan, Keyes, Hill and Moore, copyright 1969 by John Wiley & Sons, Inc.

ภาพที่ ค.9 ตารางประมาณการค่าน้ำควบแน่นที่เกิดขึ้นต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง

ที่มา: Steam Turbines Design,Application,and Rerating (1996 : 275)

ภาพที่ ค.10 เครื่องกำเนิดไฟฟ้าแบบกังหันไอน้ำควบแน่น ขนาด 9.5 MW

เครื่องกำเนิดไฟฟ้า ส่วนประกอบหลักของเครื่องได้แก่ rotor และ stator กระแสไฟฟ้าจะถูกผลิตขึ้นที่ Stator หลังจากที่Rotor เกิดการหมุนโดยอาศัยกำลังจากกังหันไอน้ำที่ต่อพ่วง

9. ระบบหล่อเย็น

ไอน้ำร้อนที่ผ่านกังหันไอน้ำเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าแล้ว จะยังมีอุณหูมิสูงเกินไปจะถูกทำให้เย็นลง เหลือประมาณ60-80 องศาเซลเซียสด้วยกระบวนการควบแน่นด้วย Condenser จะได้เป็นหยดน้ำซึ่งจะถูกรวบรวม และส่งด้วยปั๊มน้ำ (Boiler feed pump) ไปเติม ให้กับหม้อต้มน้ำเพื่อให้หมุนเวียนกลายเป็นไอต่อไป ส่วนน้ำหล่อเย็น (Cooling Water) ที่ใช้ในการควบแน่นแล้ว มีอุณหภูมิสูงขึ้น เนื่องจากได้รับความร้อนที่ถ่ายเทมาจากไอน้ำ จะถูกทำให้เย็นลงโดยใช้หอหล่อเย็น (Cooling Tower) ระบายความร้อน ออกจากน้ำหล่อเย็นสู่อากาศ ส่วนน้ำที่อุณหภูมิลดลงแล้วก็จะถูกนำมาใช้ใหม่อีก

ภาพที่ ค.11 หอน้ำหล่อเย็น

10. อุปกรณ์ควบคุม

11. ระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำก่อนเข้าหม้อไอน้ำ

น้ำที่จะเข้าสู่หม้อต้มไอน้ำจะต้องมีการปรับปรุงคุณภาพก่อนเพื่อยืดอายุการใช้งานของอุปกรณ์หม้อไอน้ำและป้องกันการเกิดตะกรันที่จะเกิดขึ้นได้กับหม้อไอน้ำ โดยนำน้ำดิบที่ได้ ทำการตกตะกอนเบื้องต้นก่อน จากนั้นเข้าสู่เครื่องกรองน้ำขั้นต่อไป แล้วจึงค่อยทำการปรับปรุงคุณภาพของน้ำในหม้อไอน้ำโดยการเติมสารเคมีเพิ่มเติมไปอีกครั้งหนึ่ง ปัจจุบันเทคโนโลยีการกรองน้ำแบบ Reverse Osmosis มีราคาถูกลง จึงเป็นที่นิยมมากขึ้นเพราะสามารถกรองให้น้ำมีความบริสุทธิ์ได้สูงเอาแร่ธาตุที่ก่อให้เกิดตะกรันในหม้อออกไปจากน้ำได้เกือบทั้งหมด

ภาพที่ ค.12 ระบบปรับปรุงคุณภาพน้ำ (เครื่องกรองน้ำ RO ระดับอุตสาหกรรม)

ตารางที่ ค.1 ราคาประมาณการส่วนประกอบหม้อไอน้ำ

ขนาดพิกัดความดันไอน้ำ (บาร์เกจ)	กำลังผลิตไอน้ำ (ตัน/ชั่วโมง)	ราคาหม้อไอน้ำ (ล้านบาท)	ราคา Economizer (ล้านบาท)	ราคาระบบ ESP (ล้านบาท)	ราคา Wet scrubber (ล้านบาท)	งานระบบท่อ (ล้านบาท)
20	20	45	2.80	14.0	9.0	8.50
	30	56	3.40	16.0	12.0	10.50
	50	70	3.69	17.5	14.5	12.70
	100	135	4.62	35.0	25.0	24.00
	120	165	5.40	42.0	30.0	29.00
	150	200	6.92	48.0	32.0	35.00
	200	250	9.24	60.0	40.0	43.00
40	20	54	4.60	15.0	9.0	10.00
	30	68	5.06	16.35	13.0	12.50
	50	90	5.30	17.5	14.5	15.50
	100	180	7.95	35.0	25.0	29.75
	120	190	9.54	42.0	30.0	32.50
	150	240	11.66	50.0	35.0	40.50
	200	300	13.25	62.0	42.0	50.00
70	50	95	7.15	18	15	16.50
	100	180	10.73	35	25	30.00
	120	200	12.87	42	30	34.00
	150	260	15.73	50	35	43.50
	200	360	17.90	62	42	78.00
	300	520	25.74	95	58	84.00
100	50	110	9.30	18	15	18.50
	100	210	13.95	35	25	34.00
	120	250	16.74	42	30	40.50
	150	310	20.46	50	35	50.00
	200	420	24.18	62	42	65.75
	300	640	33.48	95	60	100.00

ที่มา : สถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี

ตารางที่ ค.2 ราคาประมาณการ Turbine Generator

ชนิดของ Turbine Generator	ความดันไอน้ำเข้า (บาร์เกจ)	อุณหภูมิไอน้ำเข้า (°C)	ความดันไอน้ำออก (บาร์เกจ)	อุณหภูมิขาออก (°C)	ราคาต่อเมกกะวัตต์ (ล้านบาท)	หมายเหตุ
Back pressure	20	380	1.5	150	6	Single stage
	40	450	1.5	150	7	Multi stage
	70	500	1.5	150	7.2	Multi stage
	100	540	1.5	150	8	Multi stage
Condensing	20	380	-	95	12	Multi stage
	40	450	-	95	15	Multi stage
	70	500	-	95	18	Multi stage
	100	540	-	95	22	Multi stage

ที่มา : สถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี

ภาคผนวก ง

ตารางคำนวณทางการเงิน

ตารางที่ ง.1 คำนวณรายรับ

ที่	รายการ	หน่วย	ปีที่ 0 2555	ปีที่ 1 2556	ปีที่ 2 2557	ปีที่3 2558	ปีที่4 2559	ปีที่5 2560
	รายรับ							
1.	กระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมด	kWh	-	65,448,000	65,448,000	65,448,000	65,664,000	65,448,000
2.	ใช้ภายในโรงไฟฟ้า 8%	kWh	-	5,235,840	5,235,840	5,235,840	5,253,120	5,235,840
3.	เหลือขายให้การไฟฟ้า (ข้อ1- ข้อ2)	kWh	-	60,212,160	60,212,160	60,212,160	60,410,880	60,212,160
4.	ไฟฟ้าหลังหักค่าดำเนินการ2 % (ข้อ 3 × 0.98)	kWh	-	59,007,917	59,007,917	59,007,917	59,202,662	59,007,917
4.1	- ปริมาณจำหน่ายไฟฟ้าช่วง Peak	kWh	-	21,361,158	21,154,770	21,154,770	21,464,352	21,464,352
4.2	- จำหน่ายไฟฟ้าช่วง off- Peak	kWh	-	36,363,978	36,570,366	36,570,366	36,451,296	36,260,784
4.3	- มูลค่าจำหน่ายไฟฟ้าช่วง Peak	บาท	-	82,342,991.86	81,547,407.40	81,547,407.40	82,740,784.09	82,740,784.09
4.4	- จำหน่ายไฟฟ้าช่วง off- Peak	บาท	-	74,269,788.67	74,691,315.52	74,691,315.52	74,448,126.95	74,059,025.24
5.	รายรับจากค่า Ft ขายส่ง เฉลี่ย (ข้อ 4.× ค่า Ft)	บาท	-	23,561,861.18	25,332,098.68	25,332,098.68	25,415,702.97	25,332,098.68
6.	รวมค่าพลังงานไฟฟ้าและค่า Ft (ข้อ 4.3+ข้อ4.4+ข้อ5)	บาท	-	180,174,641.70	181,570,821.60	181,570,821.60	182,604,614.01	182,131,908.01
7.	ค่าไฟฟ้าส่วนเพิ่ม Adder (ข้อ 3 × 0.3)	บาท	-	18,063,648.00	18,063,648.00	18,063,648.00	18,123,264.00	18,063,648.00
8.	รวมค่าไฟฟ้าที่ขายได้ทั้งหมดในปี (ข้อ 6+ ข้อ 7)	บาท	-	198,238,289.70	199,634,469.60	199,634,469.60	200,727,878.01	200,195,556.01
9.	รายได้จากการขายขี้เถ้า	บาท	-	1,226,931.84	1,226,931.84	1,226,931.84	1,230,981.12	1,226,931.84
10.	**รวมรายรับทั้งหมด (ข้อ 8+ ข้อ 9)**	**บาท**	**-**	**199,465,221.54**	**200,861,401.44**	**200,861,401.44**	**201,958,859.13**	**201,422,487.85**

ตารางที่ ง.1 (ต่อ)

ที่	รายการ	หน่วย	ปีที่ 6 2561	ปีที่ 7 2562	ปีที่8 2563	ปีที่9 2564	ปีที่10 2565
	รายรับ						
1.	กระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมด	kWh	65,448,000	65,448,000	65,664,000	65,448,000	65,448,000
2.	ใช้ภายในโรงไฟฟ้า 8%	kWh	5,235,840	5,235,840	5,253,120	5,235,840	5,235,840
3.	เหลือขายให้การไฟฟ้า (ข้อ1- ข้อ2)	kWh	60,212,160	60,212,160	60,410,880	60,212,160	60,212,160
4.	ไฟฟ้าหลังหักค่าดำเนินการ2 % (ข้อ 3 × 0.98)	kWh	59,007,917	59,007,917	59,202,662	59,007,917	59,007,917
4.1	- ปริมาณจำหน่ายไฟฟ้าช่วง Peak	kWh	21,257,964	21,464,352	21,361,158	21,361,158	21,567,546
4.2	- จำหน่ายไฟฟ้าช่วง off- Peak	kWh	36,467,172	36,260,784	36,554,490	36,363,978	36,157,590
4.3	- มูลค่าจำหน่ายไฟฟ้าช่วง Peak	บาท	81,945,199.63	82,740,784.09	82,342,991.86	82,342,991.86	83,138,576.32
4.4	- จำหน่ายไฟฟ้าช่วง off- Peak	บาท	74,480,552.09	74,059,025.24	74,658,890.38	74,269,788.67	73,848,261.82
5.	รายรับจากค่า Ft ขายส่ง เฉลี่ย (ข้อ 4.× ค่า Ft)	บาท	25,332,098.68	25,332,098.68	25,415,702.97	25,332,098.68	25,332,098.68
6.	รวมค่าพลังงานไฟฟ้าและค่า Ft (ข้อ 4.3+ข้อ4.4+ข้อ5)	บาท	181,757,850.40	182,131,908.01	182,417,585.20	181,944,879.21	182,318,936.82
7.	ค่าไฟฟ้าส่วนเพิ่ม Adder (ข้อ 3 × 0.3 ระยะเวลา 7ปี)	บาท	18,063,648.00	18,063,648.00	0.00	0.00	0.00
8.	รวมค่าไฟฟ้าที่ขายได้ทั้งหมดในปี (ข้อ 6+ ข้อ 7)	บาท	199,821,498.40	200,195,556.01	182,417,585.20	181,944,879.21	182,318,936.82
9.	รายได้จากการขายขี้เถ้า	บาท	1,226,931.84	1,226,931.84	1,230,981.12	1,226,931.84	1,226,931.84
10.	**รวมรายรับทั้งหมด (ข้อ 8+ ข้อ 9)**	**บาท**	**201,048,430.24**	**201,422,487.85**	**183,648,566.32**	**183,171,811.05**	**183,545,868.66**

ตารางที่ ง.1 (ต่อ)

ที่	รายการ	หน่วย	ปีที่ 11 2566	ปีที่ 12 2567	ปีที่ 13 2568	ปีที่ 14 2569	ปีที่ 15 2570
	รายรับ						
1.	กระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมด	kWh	65,448,000	65,664,000	65,448,000	65,448,000	65,448,000
2.	ใช้ภายในโรงไฟฟ้า 8%	kWh	5,235,840	5,253,120	5,235,840	5,235,840	5,235,840
3.	เหลือขายให้การไฟฟ้า (ข้อ1- ข้อ2)	kWh	60,212,160	60,410,880	60,212,160	60,212,160	60,212,160
4.	ไฟฟ้าหลังหักค่าดำเนินการ2 % (ข้อ 3 × 0.98)	kWh	59,007,917	59,202,662	59,007,917	59,007,917	59,007,917
4.1	- ปริมาณจำหน่ายไฟฟ้าช่วง Peak	kWh	21,464,352	21,464,352	21,257,964	21,257,964	21,464,352
4.2	- จำหน่ายไฟฟ้าช่วง off- Peak	kWh	36,260,784	36,451,296	36,467,172	36,467,172	36,260,784
4.3	- มูลค่าจำหน่ายไฟฟ้าช่วง Peak	บาท	82,740,784.09	82,740,784.09	81,945,199.63	81,945,199.63	82,740,784.09
4.4	- จำหน่ายไฟฟ้าช่วง off- Peak	บาท	74,059,025.24	74,448,126.95	74,480,552.09	74,480,552.09	74,059,025.24
5.	รายรับจากค่า Ft ขายส่ง เฉลี่ย (ข้อ 4.× ค่า Ft)	บาท	25,332,098.68	25,415,702.97	25,332,098.68	25,332,098.68	25,332,098.68
6.	รวมค่าพลังงานไฟฟ้าและค่า Ft (ข้อ 4.3+ข้อ4.4+ข้อ5)	บาท	182,131,908.01	182,604,614.01	181,757,850.40	181,757,850.40	182,131,908.01
7.	ค่าไฟฟ้าส่วนเพิ่ม Adder	บาท	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
8.	รวมค่าไฟฟ้าที่ขายได้ทั้งหมดในปี (ข้อ 6+ ข้อ 7)	บาท	182,131,908.01	182,604,614.01	181,757,850.40	181,757,850.40	182,131,908.01
9.	รายได้จากการขายขี้เถ้า	บาท	1,226,931.84	1,230,981.12	1,226,931.84	1,226,931.84	1,226,931.84
10.	**รวมรายรับทั้งหมด (ข้อ 8+ ข้อ 9)**	**บาท**	**183,358,839.85**	**183,835,595.13**	**182,984,782.24**	**182,984,782.24**	**183,358,839.85**

ตารางที่ ง.1 (ต่อ)

ที่	รายการ	หน่วย	ปีที่ 16 2571	ปีที่ 17 2572	ปีที่ 18 2573	ปีที่ 19 2574	ปีที่ 20 2575
	รายรับ						
1.	กระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมด	kWh	65,664,000	65,448,000	65,448,000	65,448,000	65,664,000
2.	ใช้ภายในโรงไฟฟ้า 8%	kWh	5,253,120	5,235,840	5,235,840	5,235,840	5,253,120
3.	เหลือขายให้การไฟฟ้า (ข้อ1- ข้อ2)	kWh	60,410,880	60,212,160	60,212,160	60,212,160	60,410,880
4.	ไฟฟ้าหลังหักค่าดำเนินการ2 % (ข้อ 3 × 0.98)	kWh	59,202,662	59,007,917	59,007,917	59,007,917	59,202,662
4.1	- ปริมาณจำหน่ายไฟฟ้าช่วง Peak	kWh	21,361,158	21,361,158	21,464,352	21,257,964	21,464,352
4.2	- จำหน่ายไฟฟ้าช่วง off- Peak	kWh	36,554,490	36,363,978	36,260,784	36,467,172	36,451,296
4.3	- มูลค่าจำหน่ายไฟฟ้าช่วง Peak	บาท	82,342,991.86	82,342,991.86	82,740,784.09	81,945,199.63	82,740,784.09
4.4	- จำหน่ายไฟฟ้าช่วง off- Peak	บาท	74,658,890.38	74,269,788.67	74,059,025.24	74,480,552.09	74,448,126.95
5.	รายรับจากค่า Ft ขายส่ง เฉลี่ย (ข้อ 4.× ค่า Ft)	บาท	25,415,702.97	25,332,098.68	25,332,098.68	25,332,098.68	25,415,702.97
6.	รวมค่าพลังงานไฟฟ้าและค่า Ft (ข้อ 4.3+ข้อ4.4+ข้อ5)	บาท	182,417,585.20	181,944,879.21	182,131,908.01	181,757,850.40	182,604,614.01
7.	ค่าไฟฟ้าส่วนเพิ่ม Adder (ข้อ 3 × 0.3)	บาท	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
8.	รวมค่าไฟฟ้าที่ขายได้ทั้งหมดในปี (ข้อ 6+ ข้อ 7)	บาท	182,417,585.20	181,944,879.21	182,131,908.01	181,757,850.40	182,604,614.01
9.	รายได้จากการขายขี้เถ้า	บาท	1,230,981.12	1,226,931.84	1,226,931.84	1,226,931.84	1,230,981.12
10.	**รวมรายรับทั้งหมด (ข้อ 8+ ข้อ 9)**	**บาท**	**183,648,566.32**	**183,171,811.05**	**183,358,839.85**	**182,984,782.24**	**183,835,595.13**

ตารางที่ ง.1 (ต่อ)

ที่	รายการ	หน่วย	ปีที่ 21 2576	ปีที่ 22 2577	ปีที่ 23 2578	ปีที่ 24 2579	ปีที่ 25 2580
	รายรับ						
1.	กระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมด	kWh	65,448,000	65,448,000	65,448,000	65,664,000	65,232,000
2.	ใช้ภายในโรงไฟฟ้า 8%	kWh	5,235,840	5,235,840	5,235,840	5,253,120	5,218,560
3.	เหลือขายให้การไฟฟ้า (ข้อ1- ข้อ2)	kWh	60,212,160	60,212,160	60,212,160	60,410,880	60,013,440
4.	ไฟฟ้าหลังหักค่าดำเนินการ2 % (ข้อ 3 × 0.98)	kWh	59,007,917	59,007,917	59,007,917	59,202,662	58,813,171
4.1	- ปริมาณจำหน่ายไฟฟ้าช่วง Peak	kWh	21,464,352	21,464,352	21,257,964	21,464,352	21,154,770
4.2	- จำหน่ายไฟฟ้าช่วง off- Peak	kWh	36,260,784	36,260,784	36,467,172	36,451,296	36,379,854
4.3	- มูลค่าจำหน่ายไฟฟ้าช่วง Peak	บาท	82,740,784.09	82,740,784.09	81,945,199.63	82,740,784.09	81,547,407.40
4.4	- จำหน่ายไฟฟ้าช่วง off- Peak	บาท	74,059,025.24	74,059,025.24	74,480,552.09	74,448,126.95	74,302,213.81
5.	รายรับจากค่า Ft ขายส่ง เฉลี่ย (ข้อ 4.× ค่า Ft)	บาท	25,332,098.68	25,332,098.68	25,332,098.68	25,415,702.97	25,248,494.40
6.	รวมค่าพลังงานไฟฟ้าและค่า Ft (ข้อ 4.3+ข้อ4.4+ข้อ5)	บาท	182,131,908.01	182,131,908.01	181,757,850.40	182,604,614.01	181,098,115.60
7.	ค่าไฟฟ้าส่วนเพิ่ม Adder (ข้อ 3 × 0.3)	บาท	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
8.	รวมค่าไฟฟ้าที่ขายได้ทั้งหมดในปี (ข้อ 6+ ข้อ 7)	บาท	182,131,908.01	182,131,908.01	181,757,850.40	182,604,614.01	181,098,115.60
9.	รายได้จากการขายขี้เถ้า	บาท	1,226,931.84	1,226,931.84	1,226,931.84	1,230,981.12	1,222,882.56
10.	**รวมรายรับทั้งหมด (ข้อ 8+ ข้อ 9)**	**บาท**	**183,358,839.85**	**183,358,839.85**	**182,984,782.24**	**183,835,595.13**	**182,320,998.16**

ตารางที่ ง.2 คำนวณรายจ่าย ค่าดำเนินการ และค่าใช้จ่ายผันแปร

ที่	รายการ	หน่วย	ปีที่ 0 2555	ปีที่ 1 2556	ปีที่ 2 2557	ปีที่3 2558	ปีที่4 2559	ปีที่5 2560
	รายจ่ายค่าดำเนินการ							
11.	เงินเดือน/ค่าจ้างพนักงาน	บาท	-	4,428,000.00	4,649,400.00	4,881,870.00	5,125,963.50	5,382,261.68
12.	เงินเดือน/ค่าจ้างพนักงานรวมสวัสดิการ	บาท	-	5,357,880.00	5,625,774.00	5,907,062.70	6,202,415.84	6,512,536.63
13.	ค่าประกันภัย	บาท	-	848,800.00	848,800.00	848,800.00	848,800.00	848,800.00
14.	**รวมรายจ่ายค่าดำเนินการ**	**บาท**	**-**	**6,206,680.00**	**6,474,574.00**	**6,755,862.70**	**7,051,215.84**	**7,361,336.63**
	รายจ่าย ค่าใช้จ่ายผันแปร							
15.	ค่าเชื้อเพลิงซังข้าวโพด	บาท	-	74,610,720.00	74,610,720.00	74,610,720.00	74,856,960.00	74,610,720.00
16.	ค่าบำรุงรักษา	บาท	-	1,060,000.00	1,060,000.00	1,060,000.00	2,120,000.00	2,120,000.00
17.	ค่าเชื้อเพลิงดำเนินการ	บาท	-	3,730,536.00	3,730,536.00	3,730,536.00	3,742,848.00	3,730,536.00
18.	**รวมรายจ่าย ค่าใช้จ่ายผันแปร**	**บาท**	**-**	**79,401,256.00**	**79,401,256.00**	**79,401,256.00**	**80,719,808.00**	**80,461,256.00**
19.	**รวมค่าดำเนินการและค่าใช้จ่ายผันแปร**	**บาท**	**-**	**85,607,936.00**	**85,875,830.00**	**86,157,118.70**	**87,771,023.84**	**87,822,592.63**
20.	ค่าเสื่อมราคาเครื่องจักร	บาท	-	14,429,600.00	14,429,600.00	14,429,600.00	14,429,600.00	14,429,600.00
21.	**กำไรก่อนหักดอกเบี้ยและภาษี (ข้อ10 - ข้อ 19 - ข้อ20)**	**บาท**	**-**	**99,427,685.54**	**100,555,971.44**	**100,274,682.74**	**99,758,235.29**	**99,170,295.23**

ตารางที่ ง.2 (ต่อ)

ที่	รายการ	หน่วย	ปีที่ 6 2561	ปีที่ 7 2562	ปีที่8 2563	ปีที่9 2564	ปีที่10 2565
	รายจ่ายค่าดำเนินการ						
11.	เงินเดือน/ค่าจ้างพนักงาน	บาท	5,651,374.76	5,933,943.50	6,230,640.67	6,542,172.71	6,869,281.34
12.	เงินเดือน/ค่าจ้างพนักงานรวมสวัสดิการ	บาท	6,838,163.46	7,180,071.63	7,539,075.21	7,916,028.97	8,311,830.42
13.	ค่าประกันภัย	บาท	848,800.00	848,800.00	848,800.00	848,800.00	848,800.00
14.	**รวมรายจ่ายค่าดำเนินการ**	**บาท**	**7,686,963.46**	**8,028,871.63**	**8,387,875.21**	**8,764,828.97**	**9,160,630.42**
	รายจ่าย ค่าใช้จ่ายผันแปร						
15.	ค่าเชื้อเพลิงซังข้าวโพด	บาท	74,610,720.00	74,610,720.00	74,856,960.00	74,610,720.00	74,610,720.00
16.	ค่าบำรุงรักษา	บาท	2,120,000.00	2,120,000.00	2,120,000.00	2,120,000.00	2,120,000.00
17.	ค่าเชื้อเพลิงดำเนินการ	บาท	3,730,536.00	3,730,536.00	3,742,848.00	3,730,536.00	3,730,536.00
18.	**รวมรายจ่าย ค่าใช้จ่ายผันแปร**	**บาท**	**80,461,256.00**	**80,461,256.00**	**80,719,808.00**	**80,461,256.00**	**80,461,256.00**
19.	**รวมค่าดำเนินการและค่าใช้จ่ายผันแปร**	**บาท**	**88,148,219.46**	**88,490,127.63**	**89,107,683.21**	**89,226,084.97**	**89,621,886.42**
20.	ค่าเสื่อมราคาเครื่องจักร	บาท	14,429,600.00	14,429,600.00	14,429,600.00	14,429,600.00	14,429,600.00
21.	**กำไรก่อนหักดอกเบี้ยและภาษี (ข้อ10 - ข้อ 19 - ข้อ20)**	**บาท**	**98,470,610.78**	**98,502,760.22**	**80,111,283.11**	**79,516,126.07**	**79,494,382.24**

ตารางที่ ง.2 (ต่อ)

ที่	รายการ	หน่วย	ปีที่ 11 2566	ปีที่ 12 2567	ปีที่ 13 2568	ปีที่ 14 2569	ปีที่ 15 2570
	รายจ่ายค่าดำเนินการ						
11.	เงินเดือน/ค่าจ้างพนักงาน	บาท	8,727,421.94	9,163,793.04	9,621,982.69	10,103,081.83	10,608,235.92
12.	เงินเดือน/ค่าจ้างพนักงานรวมสวัสดิการ	บาท	848,800.00	848,800.00	848,800.00	848,800.00	848,800.00
13.	ค่าประกันภัย	บาท	9,576,221.94	10,012,593.04	10,470,782.69	10,951,881.83	11,457,035.92
14.	**รวมรายจ่ายค่าดำเนินการ**	**บาท**	**8,727,421.94**	**9,163,793.04**	**9,621,982.69**	**10,103,081.83**	**10,608,235.92**
	รายจ่าย ค่าใช้จ่ายผันแปร						
15.	ค่าเชื้อเพลิงซังข้าวโพด	บาท	74,610,720.00	74,856,960.00	74,610,720.00	74,610,720.00	74,610,720.00
16.	ค่าบำรุงรักษา	บาท	3,180,000.00	3,180,000.00	3,180,000.00	3,180,000.00	3,180,000.00
17.	ค่าเชื้อเพลิงดำเนินการ	บาท	3,730,536.00	3,742,848.00	3,730,536.00	3,730,536.00	3,730,536.00
18.	**รวมรายจ่าย ค่าใช้จ่ายผันแปร**	**บาท**	**81,521,256.00**	**81,779,808.00**	**81,521,256.00**	**81,521,256.00**	**81,521,256.00**
19.	**รวมค่าดำเนินการและค่าใช้จ่ายผันแปร**	**บาท**	**91,097,477.94**	**91,792,401.04**	**91,992,038.69**	**92,473,137.83**	**92,978,291.92**
20.	ค่าเสื่อมราคาเครื่องจักร	บาท	14,429,600.00	14,429,600.00	14,429,600.00	14,429,600.00	14,429,600.00
21.	**กำไรก่อนหักดอกเบี้ยและภาษี (ข้อ10 - ข้อ 19 - ข้อ20)**	**บาท**	**77,831,761.91**	**77,613,594.09**	**76,563,143.55**	**76,082,044.42**	**75,950,947.94**

ตารางที่ ง.2 (ต่อ)

ที่	รายการ	หน่วย	ปีที่ 16 2571	ปีที่ 17 2572	ปีที่ 18 2573	ปีที่ 19 2574	ปีที่ 20 2575
	รายจ่ายค่าดำเนินการ						
11.	เงินเดือน/ค่าจ้างพนักงาน	บาท	9,205,493.98	9,665,768.68	10,149,057.11	10,656,509.97	11,189,335.47
12.	เงินเดือน/ค่าจ้างพนักงานรวมสวัสดิการ	บาท	11,138,647.71	11,695,580.10	12,280,359.10	12,894,377.06	13,539,095.91
13.	ค่าประกันภัย	บาท	848,800.00	848,800.00	848,800.00	848,800.00	848,800.00
14.	**รวมรายจ่ายค่าดำเนินการ**	**บาท**	**11,987,447.71**	**12,544,380.10**	**13,129,159.10**	**13,743,177.06**	**14,387,895.91**
	รายจ่าย ค่าใช้จ่ายผันแปร						
15.	ค่าเชื้อเพลิงซังข้าวโพด	บาท	74,856,960.00	74,610,720.00	74,610,720.00	74,610,720.00	74,856,960.00
16.	ค่าบำรุงรักษา	บาท	4,240,000.00	4,240,000.00	4,240,000.00	4,240,000.00	4,240,000.00
17.	ค่าเชื้อเพลิงดำเนินการ	บาท	3,742,848.00	3,730,536.00	3,730,536.00	3,730,536.00	3,742,848.00
18.	**รวมรายจ่าย ค่าใช้จ่ายผันแปร**	**บาท**	**82,839,808.00**	**82,581,256.00**	**82,581,256.00**	**82,581,256.00**	**82,839,808.00**
19.	**รวมค่าดำเนินการและค่าใช้จ่ายผันแปร**	**บาท**	**94,827,255.71**	**95,125,636.10**	**95,710,415.10**	**96,324,433.06**	**97,227,703.91**
20.	ค่าเสื่อมราคาเครื่องจักร	บาท	14,429,600.00	14,429,600.00	14,429,600.00	14,429,600.00	14,429,600.00
21.	**กำไรก่อนหักดอกเบี้ยและภาษี (ข้อ10 - ข้อ 19 - ข้อ20)**	**บาท**	**74,391,710.61**	**73,616,574.95**	**73,218,824.75**	**72,230,749.18**	**72,178,291.22**

ตารางที่ ง.2 (ต่อ)

ที่	รายการ	หน่วย	ปีที่ 21 2576	ปีที่ 22 2577	ปีที่ 23 2578	ปีที่ 24 2579	ปีที่ 25 2580
	รายจ่ายค่าดำเนินการ						
11.	เงินเดือน/ค่าจ้างพนักงาน	บาท	11,748,802.24	12,336,242.35	12,953,054.47	13,600,707.19	14,280,742.55
12.	เงินเดือน/ค่าจ้างพนักงานรวมสวัสดิการ	บาท	14,216,050.71	14,926,853.24	15,673,195.91	16,456,855.70	17,279,698.49
13.	ค่าประกันภัย	บาท	848,800.00	848,800.00	848,800.00	848,800.00	848,800.00
14.	**รวมรายจ่ายค่าดำเนินการ**	**บาท**	**15,064,850.71**	**15,775,653.24**	**16,521,995.91**	**17,305,655.70**	**18,128,498.49**
	รายจ่าย ค่าใช้จ่ายผันแปร						
15.	ค่าเชื้อเพลิงซังข้าวโพด	บาท	74,610,720.00	74,610,720.00	74,610,720.00	74,856,960.00	74,364,480.00
16.	ค่าบำรุงรักษา	บาท	5,300,000.00	5,300,000.00	5,300,000.00	5,300,000.00	5,300,000.00
17.	ค่าเชื้อเพลิงดำเนินการ	บาท	3,730,536.00	3,730,536.00	3,730,536.00	3,742,848.00	3,718,224.00
18.	**รวมรายจ่าย ค่าใช้จ่ายผันแปร**	**บาท**	**83,641,256.00**	**83,641,256.00**	**83,641,256.00**	**83,899,808.00**	**83,382,704.00**
19.	**รวมค่าดำเนินการและค่าใช้จ่ายผันแปร**	**บาท**	**98,706,106.71**	**99,416,909.24**	**100,163,251.91**	**101,205,463.70**	**101,511,202.49**
20.	ค่าเสื่อมราคาเครื่องจักร	บาท	14,429,600.00	14,429,600.00	14,429,600.00	14,429,600.00	14,429,600.00
21.	**กำไรก่อนหักดอกเบี้ยและภาษี (ข้อ10 - ข้อ 19 - ข้อ20)**	**บาท**	**70,223,133.15**	**69,512,330.61**	**68,391,930.34**	**68,200,531.43**	**66,380,195.68**

ตารางที่ ง.3 คำนวณภาษีและกระแสเงินสดดำเนินการกรณี กู้เงิน 70% ของมูลค่าโครงการ อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ 7%ต่อปี

ที่	รายการ	หน่วย	ปีที่ 0 2555	ปีที่ 1 2556	ปีที่ 2 2557	ปีที่3 2558	ปีที่4 2559	ปีที่5 2560
21.	**กำไรก่อนหักดอกเบี้ยและภาษี (ข้อ10 - ข้อ 19 - ข้อ20)**	**บาท**	**-**	**99,427,685.54**	**100,555,971.44**	**100,274,682.74**	**99,758,235.29**	**99,170,295.23**
22.	ดอกเบี้ยเงินกู้	บาท	-	24,500,000.00	23,525,031.69	22,481,815.61	21,365,574.40	20,171,196.30
23.	กำไร(Gross Earning) (ข้อ10 - ข้อ 19 - ข้อ20-ข้อ22)	บาท	-	74,927,685.54	77,030,939.74	77,792,867.13	78,392,660.90	78,999,098.93
24.	ภาษีเงินได้ 30% (ยกเว้น 8 ปีแรก BOI) (ข้อ23x0.3)	บาท	-	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
25.	**กำไรสุทธิ (ข้อ23 - ข้อ24)**	**บาท**	**-**	**74,927,685.54**	**77,030,939.74**	**77,792,867.13**	**78,392,660.90**	**78,999,098.93**
26.	**กระแสเงินสดจากการดำเนินงาน (ข้อ25 +ข้อ20+ข้อ22)**	**บาท**	**-**	**113,857,285.54**	**114,985,571.44**	**114,704,282.74**	**114,187,835.29**	**113,599,895.23**
27.	**กิจกรรมการลงทุน มูลค่าโครงการ**	**บาท**	**-500,000,000.00**	-	-	-	-	-
28.	**กิจกรรมทางด้านการเงิน**							
28.1	- เงินกู้ 70 % ของมูลค่าโครงการ (- ข้อ27 ×0.7)	บาท	350,000,000.00	-	-	-	-	-
28.2	- ดอกเบี้ย 7%ต่อปี (ข้อ28.1 × 0.07)	บาท		24,500,000.00	23,525,031.69	22,481,815.61	21,365,574.40	20,171,196.30
28.3	- ชำระคืนเงินกู้	บาท	-	-38,428,118.65	-38,428,118.65	-38,428,118.65	-38,428,118.65	-38,428,118.65
28.4	- ยอดเงินกู้คงเหลือ (ยอดปีก่อน+ดอกเบี้ยข้อ28.2-ชำระ)	บาท	350,000,000.00	336,071,881.35	321,168,794.40	305,222,491.37	288,159,947.12	269,903,024.77
29.	**กระแสเงินสดสุทธิ (ข้อ26+ข้อ27+ข้อ28.1+ข้อ28.3)**	**บาท**	**-150,000,000.00**	**75,429,166.90**	**76,557,452.79**	**76,276,164.09**	**75,759,716.65**	**75,171,776.58**

ตารางที่ ง.3 (ต่อ)

ที่	รายการ	หน่วย	ปีที่ 6 2561	ปีที่ 7 2562	ปีที่8 2563	ปีที่9 2564	ปีที่10 2565
21.	**กำไรก่อนหักดอกเบี้ยและภาษี (ข้อ10 - ข้อ 19 - ข้อ20)**	**บาท**	98,470,610.78	98,502,760.22	80,111,283.11	79,516,126.07	79,494,382.24
22.	ดอกเบี้ยเงินกู้	บาท	18,893,211.73	17,525,768.25	16,062,603.72	14,497,017.68	12,821,840.61
23.	กำไร(Gross Earning) (ข้อ10 - ข้อ 19 - ข้อ20-ข้อ22)	บาท	79,577,399.05	80,976,991.97	64,048,679.39	65,019,108.40	66,672,541.63
24.	ภาษีเงินได้ 30% (ยกเว้น 8 ปีแรก BOI) (ข้อ23x0.3)	บาท	0.00	0.00	0.00	19,505,732.52	20,001,762.49
25.	**กำไรสุทธิ (ข้อ23 - ข้อ24)**	**บาท**	79,577,399.05	80,976,991.97	64,048,679.39	45,513,375.88	46,670,779.14
26.	**กระแสเงินสดจากการดำเนินงาน (ข้อ25 +ข้อ20+ข้อ22)**	**บาท**	112,900,210.78	112,932,360.22	94,540,883.11	74,439,993.56	73,922,219.75
27.	**กิจกรรมการลงทุน มูลค่าโครงการ**	**บาท**	-	-	-	-	-
28.	**กิจกรรมทางด้านการเงิน**						
28.1	- เงินกู้ 70 % ของมูลค่าโครงการ	บาท	-	-	-	-	-
28.2	- ดอกเบี้ย 7%ต่อปี (ข้อ28.1 × 0.07)	บาท	18,893,211.73	17,525,768.25	16,062,603.72	14,497,017.68	12,821,840.61
28.3	- ชำระคืนเงินกู้	บาท	-38,428,118.65	-38,428,118.65	-38,428,118.65	-38,428,118.65	-38,428,118.65
28.4	- ยอดเงินกู้คงเหลือ (ยอดปีก่อน+ดอกเบี้ยข้อ28.2-ชำระ)	บาท	250,368,117.86	229,465,767.46	207,100,252.54	183,169,151.57	157,562,873.54
29.	**กระแสเงินสดสุทธิ (ข้อ26+ข้อ27+ข้อ28.1+ข้อ28.3)**	**บาท**	**74,472,092.14**	**74,504,241.58**	**56,112,764.46**	**36,011,874.91**	**35,494,101.10**

ตารางที่ ง.3 (ต่อ)

ที่	รายการ	หน่วย	ปีที่ 11 2566	ปีที่ 12 2567	ปีที่ 13 2568	ปีที่ 14 2569	ปีที่ 15 2570
21.	**กำไรก่อนหักดอกเบี้ยและภาษี (ข้อ10 - ข้อ 19 - ข้อ20)**	**บาท**	77,831,761.91	77,613,594.09	76,563,143.55	76,082,044.42	75,950,947.94
22.	ดอกเบี้ยเงินกู้	บาท	11,029,401.15	9,111,490.92	7,059,326.98	4,863,511.57	2,513,989.07
23.	กำไร(Gross Earning) (ข้อ10 - ข้อ 19 - ข้อ20-ข้อ22)	บาท	66,802,360.76	68,502,103.17	69,503,816.57	71,218,532.85	73,436,958.87
24.	ภาษีเงินได้ 30% (ยกเว้น 8 ปีแรก BOI) (ข้อ23x0.3)	บาท	20,040,708.23	20,550,630.95	20,851,144.97	21,365,559.85	22,031,087.66
25.	**กำไรสุทธิ (ข้อ23 - ข้อ24)**	**บาท**	46,761,652.53	47,951,472.22	48,652,671.60	49,852,972.99	51,405,871.21
26.	**กระแสเงินสดจากการดำเนินงาน (ข้อ25 +ข้อ20+ข้อ22)**	**บาท**	72,220,653.68	71,492,563.14	70,141,598.58	69,146,084.56	68,349,460.28
27.	**กิจกรรมการลงทุน มูลค่าโครงการ**	**บาท**	-	-	-	-	-
28.	**กิจกรรมทางด้านการเงิน**						
28.1	- เงินกู้ 70 % ของมูลค่าโครงการ	บาท	-	-	-	-	-
28.2	- ดอกเบี้ย 7%ต่อปี (ข้อ28.1 × 0.07)	บาท	11,029,401.15	9,111,490.92	7,059,326.98	4,863,511.57	2,513,989.07
28.3	- ชำระคืนเงินกู้	บาท	-38,428,118.65	-38,428,118.65	-38,428,118.65	-38,428,118.65	-38,428,118.65
28.4	- ยอดเงินกู้คงเหลือ (ยอดปีก่อน+ดอกเบี้ยข้อ28.2-ชำระ)	บาท	130,164,156.04	100,847,528.32	69,478,736.65	35,914,129.58	0.00
29.	**กระแสเงินสดสุทธิ (ข้อ26+ข้อ27+ข้อ28.1+ข้อ28.3)**	**บาท**	33,792,535.04	33,064,444.49	31,713,479.93	30,717,965.92	29,921,341.63

ตารางที่ ง.3 (ต่อ)

ที่	รายการ	หน่วย	ปีที่ 16 2571	ปีที่ 17 2572	ปีที่ 18 2573	ปีที่ 19 2574	ปีที่ 20 2575
21.	**กำไรก่อนหักดอกเบี้ยและภาษี (ข้อ10 - ข้อ 19 - ข้อ20)**	**บาท**	74,391,710.61	73,616,574.95	73,218,824.75	72,230,749.18	72,178,291.22
22.	ดอกเบี้ยเงินกู้	บาท	-	-	-	-	-
23.	กำไร(Gross Earning) (ข้อ10 - ข้อ 19 - ข้อ20-ข้อ22)	บาท	74,391,710.61	73,616,574.95	73,218,824.75	72,230,749.18	72,178,291.22
24.	ภาษีเงินได้ 30% (ยกเว้น 8 ปีแรก BOI) (ข้อ23x0.3)	บาท	22,317,513.18	22,084,972.48	21,965,647.42	21,669,224.75	21,653,487.36
25.	**กำไรสุทธิ (ข้อ23 - ข้อ24)**	**บาท**	52,074,197.43	51,531,602.46	51,253,177.32	50,561,524.43	50,524,803.85
26.	**กระแสเงินสดจากการดำเนินงาน (ข้อ25 +ข้อ20+ข้อ22)**	**บาท**	66,503,797.43	65,961,202.46	65,682,777.32	64,991,124.43	64,954,403.85
27.	**กิจกรรมการลงทุน มูลค่าโครงการ**	**บาท**	-	-	-	-	-
28.	**กิจกรรมทางด้านการเงิน**						
28.1	- เงินกู้ 70 % ของมูลค่าโครงการ	บาท	-	-	-	-	-
28.2	- ดอกเบี้ย 7%ต่อปี (ข้อ28.1 × 0.07)	บาท	-	-	-	-	-
28.3	- ชำระคืนเงินกู้	บาท	-	-	-	-	-
28.4	- ยอดเงินกู้คงเหลือ (ยอดปีก่อน+ดอกเบี้ยข้อ28.2-ชำระ)	บาท	-	-	-	-	-
29.	**กระแสเงินสดสุทธิ (ข้อ26+ข้อ27+ข้อ28.1+ข้อ28.3)**	**บาท**	66,503,797.43	65,961,202.46	65,682,777.32	64,991,124.43	64,954,403.85

ตารางที่ ง.3 (ต่อ)

ที่	รายการ	หน่วย	ปีที่ 21 2576	ปีที่ 22 2577	ปีที่ 23 2578	ปีที่ 24 2579	ปีที่ 25 2580
21.	**กำไรก่อนหักดอกเบี้ยและภาษี (ข้อ10 - ข้อ 19 - ข้อ20)**	**บาท**	70,223,133.15	69,512,330.61	68,391,930.34	68,200,531.43	66,380,195.68
22.	ดอกเบี้ยเงินกู้	บาท	-	-	-	-	-
23.	กำไร(Gross Earning) (ข้อ10 - ข้อ 19 - ข้อ20-ข้อ22)	บาท	70,223,133.15	69,512,330.61	68,391,930.34	68,200,531.43	66,380,195.68
24.	ภาษีเงินได้ 30% (ยกเว้น 8 ปีแรก BOI)	บาท	21,066,939.94	20,853,699.18	20,517,579.10	20,460,159.43	19,914,058.70
25.	**กำไรสุทธิ (ข้อ23 - ข้อ24)**	**บาท**	49,156,193.20	48,658,631.43	47,874,351.24	47,740,372.00	46,466,136.97
26.	**กระแสเงินสดจากการดำเนินงาน (ข้อ25 +ข้อ20+ข้อ22)**	**บาท**	63,585,793.20	63,088,231.43	62,303,951.24	62,169,972.00	124,555,736.97
27.	**กิจกรรมการลงทุน มูลค่าโครงการ**	**บาท**	-	-	-	-	-
28.	**กิจกรรมทางด้านการเงิน**						
28.1	- เงินกู้ 70 % ของมูลค่าโครงการ	บาท	-	-	-	-	-
28.2	- ดอกเบี้ย 7%ต่อปี (ข้อ28.1 × 0.07)	บาท	-	-	-	-	-
28.3	- ชำระคืนเงินกู้	บาท	-	-	-	-	-
28.4	- ยอดเงินกู้คงเหลือ (ยอดปีก่อน+ดอกเบี้ยข้อ28.2-ชำระ)	บาท	-	-	-	-	-
29.	**กระแสเงินสดสุทธิ (ข้อ26+ข้อ27+ข้อ28.1+ข้อ28.3)**	**บาท**	**63,585,793.20**	**63,088,231.43**	**62,303,951.24**	**62,169,972.00**	**124,555,736.97**

หมายเหตุ ในปีที่ 25 มีรายได้จากการขายซากโรงไฟฟ้า 15% ของมูลค่าการก่อสร้างและเครื่องจักร

ตารางที่ ง.4 คำนวณภาษีและกระแสเงินสดดำเนินการกรณี ไม่กู้เงินจากธนาคารเพื่อลงทุน

ที่	รายการ	หน่วย	ปีที่ 0 2555	ปีที่ 1 2556	ปีที่ 2 2557	ปีที่3 2558	ปีที่4 2559	ปีที่5 2560
21.	**กำไรก่อนหักดอกเบี้ยและภาษี (ข้อ10 - ข้อ 19 - ข้อ20)**	**บาท**	**-**	99,427,685.54	100,555,971.44	100,274,682.74	99,758,235.29	99,170,295.23
22.	ดอกเบี้ยเงินกู้	บาท	-	-	-	-	-	-
23.	กำไร(Gross Earning) (ข้อ10 - ข้อ 19 - ข้อ20-ข้อ22)	บาท	-	99,427,685.54	100,555,971.44	100,274,682.74	99,758,235.29	99,170,295.23
24.	ภาษีเงินได้ 30% (ยกเว้น 8 ปีแรก BOI) (ข้อ23x0.3)	บาท	-	-	-	-	-	-
25.	**กำไรสุทธิ (ข้อ23 - ข้อ24)**	**บาท**	**-**	**99,427,685.54**	**100,555,971.44**	**100,274,682.74**	**99,758,235.29**	**99,170,295.23**
26.	**กระแสเงินสดจากการดำเนินงาน (ข้อ25 +ข้อ20+ข้อ22)**	**บาท**	-	113,857,285.54	114,985,571.44	114,704,282.74	114,187,835.29	113,599,895.23
27.	**กิจกรรมการลงทุน เงินลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้า**	**บาท**	**-500,000,000.00**	-	-	-	-	-
28.	**กิจกรรมทางด้านการเงิน**							
28.1	- เงินกู้	บาท	-	-	-	-	-	-
28.2	- ดอกเบี้ย 7%ต่อปี (ข้อ28.1 × 0.07)	บาท	-	-	-	-	-	-
28.3	- ชำระคืนเงินกู้	บาท	-	-	-	-	-	-
28.4	- ยอดเงินกู้คงเหลือ (ยอดปีก่อน+ดอกเบี้ยข้อ28.2-ชำระ)	บาท	-	-	-	-	-	-
29.	**กระแสเงินสดสุทธิ (ข้อ26+ข้อ27+ข้อ28.1+ข้อ28.3)**	**บาท**	**-500,000,000.00**	**113,857,285.54**	**114,985,571.44**	**114,704,282.74**	**114,187,835.29**	**113,599,895.23**

ตารางที่ ง.4 (ต่อ)

ที่	รายการ	หน่วย	ปีที่ 6 2561	ปีที่ 7 2562	ปีที่8 2563	ปีที่9 2564	ปีที่10 2565
21.	**กำไรก่อนหักดอกเบี้ยและภาษี (ข้อ10 - ข้อ 19 - ข้อ20)**	**บาท**	**98,470,610.78**	**98,502,760.22**	**80,111,283.11**	**79,516,126.07**	**79,494,382.24**
22.	ดอกเบี้ยเงินกู้	บาท	-	-	-	-	-
23.	กำไร(Gross Earning) (ข้อ10 - ข้อ 19 - ข้อ20-ข้อ22)	บาท	98,470,610.78	98,502,760.22	80,111,283.11	79,516,126.07	79,494,382.24
24.	ภาษีเงินได้ 30% (ยกเว้น 8 ปีแรก BOI) (ข้อ23x0.3)	บาท	-	-	-	23,854,837.82	23,848,314.67
25.	**กำไรสุทธิ (ข้อ23 - ข้อ24)**	**บาท**	**98,470,610.78**	**98,502,760.22**	**80,111,283.11**	**55,661,288.25**	**55,646,067.57**
26.	**กระแสเงินสดจากการดำเนินงาน (ข้อ25 +ข้อ20+ข้อ22)**	**บาท**	**112,900,210.78**	**112,932,360.22**	**94,540,883.11**	**70,090,888.25**	**70,075,667.57**
27.	**กิจกรรมการลงทุน เงินลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้า**	**บาท**	-	-	-	-	-
28.	**กิจกรรมทางด้านการเงิน**						
28.1	- เงินกู้	บาท	-	-	-	-	-
28.2	- ดอกเบี้ย	บาท	-	-	-	-	-
28.3	- ชำระคืนเงินกู้	บาท	-	-	-	-	-
28.4	- ยอดเงินกู้คงเหลือ (ยอดปีก่อน+ดอกเบี้ยข้อ28.2-ชำระ)	บาท	-	-	-	-	-
29.	**กระแสเงินสดสุทธิ (ข้อ26+ข้อ27+ข้อ28.1+ข้อ28.3)**	**บาท**	**112,900,210.78**	**112,932,360.22**	**94,540,883.11**	**70,090,888.25**	**70,075,667.57**

ตารางที่ ง.4 (ต่อ)

ที่	รายการ	หน่วย	ปีที่ 11 2566	ปีที่ 12 2567	ปีที่ 13 2568	ปีที่ 14 2569	ปีที่ 15 2570
21.	**กำไรก่อนหักดอกเบี้ยและภาษี (ข้อ10 - ข้อ 19 - ข้อ20)**	**บาท**	**77,831,761.91**	**77,613,594.09**	**76,563,143.55**	**76,082,044.42**	**75,950,947.94**
22.	ดอกเบี้ยเงินกู้	บาท	-	-	-	-	-
23.	กำไร(Gross Earning) (ข้อ10 - ข้อ 19 - ข้อ20-ข้อ22)	บาท	77,831,761.91	77,613,594.09	76,563,143.55	76,082,044.42	75,950,947.94
24.	ภาษีเงินได้ 30% (ยกเว้น 8 ปีแรก BOI) (ข้อ23x0.3)	บาท	23,349,528.57	23,284,078.23	22,968,943.07	22,824,613.32	22,785,284.38
25.	**กำไรสุทธิ (ข้อ23 - ข้อ24)**	**บาท**	**54,482,233.34**	**54,329,515.86**	**53,594,200.49**	**53,257,431.09**	**53,165,663.55**
26.	**กระแสเงินสดจากการดำเนินงาน (ข้อ25 +ข้อ20+ข้อ22)**	**บาท**	**68,911,833.34**	**68,759,115.86**	**68,023,800.49**	**67,687,031.09**	**67,595,263.55**
27.	**กิจกรรมการลงทุน เงินลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้า**	**บาท**	-	-	-	-	-
28.	**กิจกรรมทางด้านการเงิน**						
28.1	- เงินกู้	บาท	-	-	-	-	-
28.2	- ดอกเบี้ย	บาท	-	-	-	-	-
28.3	- ชำระคืนเงินกู้	บาท	-	-	-	-	-
28.4	- ยอดเงินกู้คงเหลือ (ยอดปีก่อน+ดอกเบี้ยข้อ28.2-ชำระ)	บาท	-	-	-	-	-
29.	**กระแสเงินสดสุทธิ (ข้อ26+ข้อ27+ข้อ28.1+ข้อ28.3)**	**บาท**	**68,911,833.34**	**68,759,115.86**	**68,023,800.49**	**67,687,031.09**	**67,595,263.55**

ตารางที่ ง.4 (ต่อ)

ที่	รายการ	หน่วย	ปีที่ 16 2571	ปีที่ 17 2572	ปีที่ 18 2573	ปีที่ 19 2574	ปีที่ 20 2575
21.	**กำไรก่อนหักดอกเบี้ยและภาษี (ข้อ10 - ข้อ 19 - ข้อ20)**	**บาท**	**74,391,710.61**	**73,616,574.95**	**73,218,824.75**	**72,230,749.18**	**72,178,291.22**
22.	ดอกเบี้ยเงินกู้	บาท	-	-	-	-	-
23.	กำไร(Gross Earning) (ข้อ10 - ข้อ 19 - ข้อ20-ข้อ22)	บาท	74,391,710.61	73,616,574.95	73,218,824.75	72,230,749.18	72,178,291.22
24.	ภาษีเงินได้ 30% (ยกเว้น 8 ปีแรก BOI) (ข้อ23x0.3)	บาท	22,317,513.18	22,084,972.48	21,965,647.42	21,669,224.75	21,653,487.36
25.	**กำไรสุทธิ (ข้อ23 - ข้อ24)**	**บาท**	**52,074,197.43**	**51,531,602.46**	**51,253,177.32**	**50,561,524.43**	**50,524,803.85**
26.	**กระแสเงินสดจากการดำเนินงาน (ข้อ25 +ข้อ20+ข้อ22)**	**บาท**	**66,503,797.43**	**65,961,202.46**	**65,682,777.32**	**64,991,124.43**	**64,954,403.85**
27.	**กิจกรรมการลงทุน เงินลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้า**	**บาท**	-	-	-	-	-
28.	**กิจกรรมทางด้านการเงิน**						
28.1	- เงินกู้	บาท	-	-	-	-	-
28.2	- ดอกเบี้ย	บาท	-	-	-	-	-
28.3	- ชำระคืนเงินกู้	บาท	-	-	-	-	-
28.4	- ยอดเงินกู้คงเหลือ (ยอดปีก่อน+ดอกเบี้ยข้อ28.2-ชำระ)	บาท	-	-	-	-	-
29.	**กระแสเงินสดสุทธิ (ข้อ26+ข้อ27+ข้อ28.1+ข้อ28.3)**	**บาท**	**66,503,797.43**	**65,961,202.46**	**65,682,777.32**	**64,991,124.43**	**64,954,403.85**

ตารางที่ ง.4 (ต่อ)

ที่	รายการ	หน่วย	ปีที่ 21 2576	ปีที่ 22 2577	ปีที่ 23 2578	ปีที่ 24 2579	ปีที่ 25 2580
21.	**กำไรก่อนหักดอกเบี้ยและภาษี (ข้อ10 - ข้อ 19 - ข้อ20)**	**บาท**	**70,223,133.15**	**69,512,330.61**	**68,391,930.34**	**68,200,531.43**	**66,380,195.68**
22.	ดอกเบี้ยเงินกู้	บาท	-	-	-	-	-
23.	กำไร(Gross Earning) (ข้อ10 - ข้อ 19 - ข้อ20-ข้อ22)	บาท	70,223,133.15	69,512,330.61	68,391,930.34	68,200,531.43	66,380,195.68
24.	ภาษีเงินได้ 30% (ยกเว้น 8 ปีแรก BOI) (ข้อ23x0.3)	บาท	21,066,939.94	20,853,699.18	20,517,579.10	20,460,159.43	19,914,058.70
25.	**กำไรสุทธิ (ข้อ23 - ข้อ24)**	**บาท**	**49,156,193.20**	**48,658,631.43**	**47,874,351.24**	**47,740,372.00**	**46,466,136.97**
26.	**กระแสเงินสดจากการดำเนินงาน (ข้อ25 +ข้อ20+ข้อ22)**	**บาท**	**63,585,793.20**	**63,088,231.43**	**62,303,951.24**	**62,169,972.00**	**124,555,736.97**
27.	**กิจกรรมการลงทุน เงินลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้า**	**บาท**	-	-	-	-	-
28.	**กิจกรรมทางด้านการเงิน**						
28.1	- เงินกู้	บาท	-	-	-	-	-
28.2	- ดอกเบี้ย	บาท	-	-	-	-	-
28.3	- ชำระคืนเงินกู้	บาท	-	-	-	-	-
28.4	- ยอดเงินกู้คงเหลือ (ยอดปีก่อน+ดอกเบี้ยข้อ28.2-ชำระ)	บาท	-	-	-	-	-
29.	**กระแสเงินสดสุทธิ (ข้อ26+ข้อ27+ข้อ28.1+ข้อ28.3)**	**บาท**	**63,585,793.20**	**63,088,231.43**	**62,303,951.24**	**62,169,972.00**	**124,555,736.97**

หมายเหตุ ในปีที่ 25 มีรายได้จากการขายซากโรงไฟฟ้า 15% ของมูลค่าการก่อสร้างและเครื่องจักร

ประวัติผู้วิจัย

ชื่อ	นายวิทยา ภูมิสามพราน
วัน เดือน ปีเกิด	28 เมษายน 2527
สถานที่เกิด	อำเภอบ้านแพ้ว จังหวัดสมุทรสาคร
ประวัติการศึกษา	วศ.บ. (วิศวกรรมเคมี) มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี พ.ศ.2550 ศ.บ. (เศรษฐศาสตร์ธุรกิจ) มหาวิทยาลัยสุโขทัยธรรมาธิราช พ.ศ.2551
สถานที่ทำงาน	สถาบันพัฒนาและฝึกอบรมโรงงานต้นแบบ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี บางขุนเทียน กรุงเทพมหานคร
ตำแหน่ง	วิศวกร ฝ่ายวิศวกรรมและระบบ