การวิเคราะห์โครงการด้านเศรษฐศาสตร์ และการกำหนดราคาประสิทธิภาพของการผลิตกระแสไฟฟ้าจากพลังงานชีวมวล : กรณีศึกษาโครงการลำน้ำเซบก

อโนทัย ศรีมาลานนท์

DPU

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาเศรษฐศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาเศรษฐศาสตร์ บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยธุรกิจบัณฑิตย์
พ.ศ. 2551

2400

An Economic Analysis on Efficient Price Determination of Biomass Electricity Generating Project : The Case Study of Se-bok River Project

Anotai Srimalanon

DPU

เลขทะเบียน 0199587
วันลงทะเบียน - 2 มิ.ย. 2551
เลขเรียกหนังสือ ลพ
333.7934
อ241ก
[2550]
ฉ2

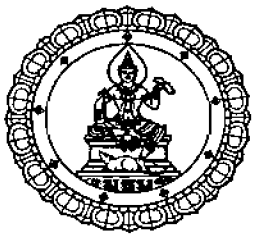
A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of Requirements

for the Degree of Master of Economics

Department of Economics

Graduate School, Dhurakij Pundit University

2008



ใบรับรองวิทยานิพนธ์

บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยธุรกิจบัณฑิตย์

ปริญญา เศรษฐศาสตรมหาบัณฑิต

หัวข้อวิทยานิพนธ์ การวิเคราะห์โครงการด้านเศรษฐศาสตร์และการกำหนดราคาประสิทธิภาพของการผลิตกระแสไฟฟ้าจากพลังงานจากชีวมวล : กรณีศึกษาโครงการลำน้ำแซบก

เสนอโดย อโนทัย ศรีมาลานนท์

สาขาวิชา เศรษฐศาสตร์ กลุ่มวิชา เศรษฐศาสตร์การเงินการคลัง

อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ อาจารย์ ดร.สมชาย หาญหิรัญ

ได้พิจารณาเห็นชอบโดยคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์แล้ว

.....ประธานกรรมการ

(ผศ.ดร.ธรรมนูญ พงษ์ศรีกูร)

.....กรรมการและอาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์

(อาจารย์ ดร.สมชาย หาญหิรัญ)

.....กรรมการ

(รศ.ดร.บรรเทิง มาแสง)

.....กรรมการ

(อาจารย์ ดร.ชัยวัฒน์ คนจริง)

บัณฑิตวิทยาลัยรับรองแล้ว

..... คณบดีบัณฑิตวิทยาลัย

(ผศ.ดร.สมศักดิ์ ดำริชอบ)

วันที่ ....1.....เดือน .....กุมภาพันธ์.....พ.ศ. 2551

DPU

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลุล่วงได้ด้วยดี อันเนื่องมาจากความช่วยเหลือ ของท่านอาจารย์ ดร. สมชาย หาญหิรัญ ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ ที่กรุณาสละเวลาให้ความรู้ และให้ข้อเสนอแนะแนวทางในการศึกษาผู้เขียนใคร่ขอขอบพระคุณมา ณ โอกาสนี้ด้วย และขอขอบคุณท่านอาจารย์ ผศ.ดร.ธรรมนูญ พงษ์ศรีกูร ประธานกรรมการในการสอบวิทยานิพนธ์ อาจารย์ ดร. ชัยวัฒน์ คนจริง คณะกรรมการ และท่านอาจารย์ รศ.ดร. บรรเทิง มาแสง คณะกรรมการที่ได้ให้คำแนะนำที่มีคุณค่าให้วิทยานิพนธ์ฉบับนี้มีเนื้อหาที่ครบถ้วนสมบูรณ์มากยิ่งขึ้น

อนึ่งหากวิทยานิพนธ์นี้มีคุณค่าและมีประโยชน์ต่อการศึกษาค้นคว้าของผู้ที่สนใจ หรือมีส่วนคีประการใด ผู้เขียนขอยกความดีให้แด่ทุกท่านที่กล่าวมา แต่หากมีความผิดพลาดประการใด ผู้เขียนขอรับไว้แต่เพียงผู้เดียว

อโนทัย ศรีมาลานนท์

DPU

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อภาษาไทย ..... ฆ
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ ..... ง
กิตติกรรมประกาศ ..... จ
สารบัญตาราง ..... ซ
สารบัญภาพ ..... ฌ
บทที่
1. บทนำ 1
1.1 ความสำคัญและประเด็นปัญหา 1
1.2 วัตถุประสงค์ของการศึกษา 9
1.3 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ 9
1.4 ขอบเขตการศึกษา 9
1.5 วิธีการศึกษา 10
1.6 นิยามคำศัพท์ 10
2. แนวคิดทฤษฎี และผลงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง 11
2.1 แนวคิดทฤษฎี 11
2.2 ขั้นตอนการวิเคราะห์ 25
2.3 ผลงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง 26
3. โครงสร้างการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวมวล และการส่งเสริม
การใช้พลังงานจากชีวมวลในประเทศไทย 28
3.1 ลักษณะทั่วไปของโครงการ 28
3.2 การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวมวล 32
3.3 พลังงานชีวมวลในประเทศไทย 37
3.4 ข้อดี-ข้อเสีย ของเชื้อเพลิงชีวมวล 38
3.5 ความเหมาะสมของชีวมวลแต่ละประเภทที่จะนำมา
เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า 40

DPU

สารบัญ (ต่อ)

หน้า

3.6 กระบวนการผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวล 41
3.7 ขั้นตอนการผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวล 42
3.8 การส่งเสริมการใช้พลังงานชีวมวลในประเทศไทย 44
4. การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการ และ
การกำหนดราคาประสิทธิภาพ 49
4.1 การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ 49
4.2 การวิเคราะห์การกำหนดราคาประสิทธิภาพ 65
5. สรุปและข้อเสนอแนะ 68
5.1 สรุปผลการศึกษา 68
5.2 ข้อเสนอแนะเกี่ยวกับโครงการ 69
5.3 ข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย 70
5.4 ข้อเสนอแนะในการศึกษาครั้งต่อไป 70
บรรณานุกรม 71
ภาคผนวก 74
ภาคผนวก ก 75
ภาคผนวก ข 89

สารบัญตาราง

ตารางที่ หน้า

1.1 ประเภทเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้า
รายเล็ก ปี พ.ศ.2548 3

1.2 แสดงปริมาณชีวมวลคงเหลือปี 2548 ของแต่ละจังหวัดในประเทศ 4

3.1 แสดงปริมาณวัตถุดิบในเขตจังหวัดอุบลราชธานี (รัศมี 80 ก.ม) 31

3.2 แสดงปริมาณวัตถุดิบในเขตจังหวัดใกล้เคียง 32

3.3 แสดงปริมาณเชื้อเพลิงที่มีศักยภาพนำไปใช้เป็นพลังงานในประเทศ 38

4.1 แสดงค่าอัตราคิดลดตลาด และอัตราเงินเฟ้อเฉลี่ยปี 2540-2549 50

4.2 แสดงมูลค่าทางเศรษฐกิจของผลประโยชน์โครงการ
โรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล ปี พ.ศ.2551-2572 52

4.3 แสดงมูลค่าทางการเงินของการก่อสร้างโรงไฟฟ้า
พลังงานชีวมวล ปี พ.ศ.2551-2552 53

4.4 แสดงมูลค่าทางเศรษฐกิจของการก่อสร้างโรงไฟฟ้า
พลังงานชีวมวล ปี พ.ศ.2551-2552 54

4.5 แสดงมูลค่าทางเศรษฐกิจของต้นทุนโครงการโรงไฟฟ้า
พลังงานชีวมวล ปี พ.ศ.2551-2572 57

4.6 แสดงกระแสเงินสดทางเศรษฐกิจของโครงการโรงไฟฟ้า
พลังงานชีวมวล ปี พ.ศ.2551-2572 58

4.7 สรุปผลการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์
ของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล โดยใช้อัตราคิดลดร้อยละ 5 61

4.8 สรุปผลการวิเคราะห์ความไวของโครงการในกรณีต่างๆ 63

4.9 แสดงมูลค่าทางการเงินของการลงทุนในโครงการ
โรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล ปี พ.ศ.2551-2552 65

4.10 แสดงค่าใช้จ่ายต่างๆ และปริมาณไฟฟ้าจำหน่าย ปี พ.ศ.2553-2572 66

สารบัญภาพ

ภาพที่ หน้า

1.1 แสดงสัดส่วนชีวมวลคงเหลือปี 2548 ในแต่ละภูมิภาคของประเทศไทย 8

2.1 Social Surplus 14

3.1 แสดงสถานที่ตั้งโครงการ 28

3.2 แสดงแผนที่ตั้งโครงการ 29

3.3 แผนผังโรงงาน 30

3.4 แสดงกระบวนการแปรรูปวัตถุดิบเพื่อการผลิตกระแสไฟฟ้า โดยใช้แกลบ 35

3.5 แสดงกระบวนการแปรรูปวัตถุดิบเพื่อการผลิตกระแสไฟฟ้า โดยใช้กาก (ชาน) อ้อย 35

3.6 แสดงกระบวนการแปรรูปวัตถุดิบเพื่อการผลิตกระแสไฟฟ้า โดยใช้เปลือกปาล์ม กะลาปาล์ม และทลายปาล์ม 36

3.7 แสดงกระบวนการแปรรูปวัตถุดิบเพื่อการผลิตกระแสไฟฟ้า โดยเศษไม้ 37

3.8 แสดงกระบวนการผลิตกระแสไฟฟ้า 41

3.9 แสดงแผนผังการผลิตกระแสไฟฟ้าจากชีวมวล 43

หัวข้อวิทยานิพนธ์ การวิเคราะห์โครงการด้านเศรษฐศาสตร์ และการกำหนดราคาประสิทธิภาพของการผลิตกระแสไฟฟ้าจากพลังงานชีวมวล : กรณีศึกษาโครงการลำน้ำเซบก

ชื่อผู้เขียน อโนทัย ศรีมาลานนท์

อาจารย์ที่ปรึกษา อาจารย์ ดร.สมชาย หาญหิรัญ

สาขาวิชา เศรษฐศาสตร์ (เศรษฐศาสตร์การเงินการคลัง)

ปีการศึกษา 2550

บทคัดย่อ

การศึกษานี้มีวัตถุประสงค์หลักในการศึกษาแบ่งออกเป็น 2 ส่วน คือการศึกษาวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางด้านเศรษฐศาสตร์ของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล และการกำหนดราคาประสิทธิภาพของค่าไฟฟ้าตามหลักเศรษฐศาสตร์ การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของโครงการนั้นจะอาศัยวิธีการวิเคราะห์ต้นทุนและผลประโยชน์(Cost Benefit Analysis) โดยการจำแนกต้นทุนและผลประโยชน์ การประมาณการ การตีค่า ต้นทุนและผลประโยชน์ตลอดอายุโครงการ แปลงมูลค่าทางการเงินให้เป็นมูลค่าทางเศรษฐกิจ และคิดย้อนกลับเป็นมูลค่าปัจจุบันภายใต้อัตราคิดลดสังคมร้อยละ 5 ซึ่งผลการศึกษาพบว่า โครงการมีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) เท่ากับ 1,926,240,644 บาท อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (BRC) เท่ากับ 2.53 และอัตราผลตอบแทนของโครงการ (IRR) เท่ากับร้อยละ 42.46 สรุปได้ว่าโครงการนี้มีความเป็นไปได้ด้านทางเศรษฐศาสตร์และคุ้มค่ากับการลงทุน

นอกจากนี้ยังได้ทำการวิเคราะห์ความไวทางด้านเศรษฐศาสตร์ของโครงการในกรณีที่ต้นทุน ผลประโยชน์ และอัตราคิดลดทางสังคมเปลี่ยนแปลงไป พบว่าโครงการยังมีความเป็นไปได้ทางด้านเศรษฐศาสตร์ และมีความคุ้มค่าในการลงทุนทุกกรณี

ผลการวิเคราะห์การกำหนดราคาไฟฟ้าจำหน่ายที่มีประสิทธิภาพตามหลักเศรษฐศาสตร์ โดยอาศัยทฤษฎีการกำหนดราคาด้วยวิธีต้นทุนส่วนเพิ่มเฉลี่ย (Average Incremental Cost : AIC) สามารถสรุปได้ว่าราคาไฟฟ้าต่ำสุด ที่กำหนดด้วยวิธีต้นทุนส่วนเพิ่มเฉลี่ยมีค่าเท่ากับ 1.41 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง ซึ่งทำให้การลงทุนในโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลนี้มีผลกำไรตลอดอายุของโครงการ แต่ถ้าพิจารณาจากสวัสดิการสังคมแล้วราคาจำหน่ายไฟฟ้าดังกล่าว อาจทำให้สวัสดิการสังคมลดลงได้

Thesis Title An Economic Analysis on Efficient Price Determination of Biomass Electricity Generating Project : The Case Study of Se-bok River Project

Author Anotai Srimalanon

Thesis Advisor Dr.Somchai Harnhirun

Department Economics

Academic Year 2007

ABSTRACT

The two main objectives of this study are to analyze the feasibility of biomass power of Se-bok River Project and to determine the efficiency price of electricity generated from this project. In the analysis of the project feasibility, cost and benefit will be sorted out. Cost and benefit within project life will be estimated and transformed financial value to be economic value. Then these data will be put in table of economic cash flow of the project in the social decremental rate of 5 percent in order to analyze Net Present Value, Rate of Benefit/Cost and Internal Return Rate respectively.

Following the above-mentioned method, Net Present Value (NPV) is equal to 1,926,240,644 Baht, Rate of Benefit/Cost (B/C) is equal to 2.53 and Internal Return Rate is equal to 42.46 percent. It can be concluded that this project has economic viability and is valuable to capitalize. Besides, economic sensitivity of the project is analyzed in case that capital, benefit and social decremental rate change. It can be found that the project has economic feasibility and value to capitalize in each cases.

As for the determination of efficiency price of electricity, the study reveals that by employing Minimum Average Incremental Cost (AIC), electricity price is equal to 1.41 Baht/kilowatt-hour, while electricity selling price of the project is equal to 2.52 Baht/kilowatt-hour. This implies that pricing of biomass power plant is higher than the optimal price, In which it would cause a social welfare be in a sub-optimal level.

บทที่ 1

บทนำ

1.1 ความสำคัญและประเด็นปัญหา

ไฟฟ้านับว่าเป็นพลังงานอย่างหนึ่งที่มีความสำคัญต่อการดำรงชีวิตของมนุษย์ และยังเป็นปัจจัยพื้นฐานที่สำคัญของการผลิตในภาคอุตสาหกรรม / ภาคธุรกิจ / ภาคเกษตรกรรม ซึ่งเป็นกลไกสำคัญในการขับเคลื่อนเศรษฐกิจของประเทศ

ปัจจุบัน ประเทศไทยมีปริมาณการใช้ไฟฟ้ารวมทั้งประเทศ ในปี พ.ศ.2549 อยู่ที่ระดับ 126.600 เมกะวัตต์ชั่วโมง ขยายตัวเพิ่มขึ้นจากปี พ.ศ.2548 ร้อยละ 4.9 โดยแบ่งเป็นการใช้ไฟฟ้าในบ้านและที่อยู่อาศัย 26.707 เมกะวัตต์ชั่วโมง เพิ่มขึ้นร้อยละ 4.7 ภาคธุรกิจ 31.582 เมกะวัตต์ เพิ่มขึ้นร้อยละ 4.7 ภาคอุตสาหกรรม 56.747 เมกะวัตต์ เพิ่มขึ้นร้อยละ 5.3 ภาคเกษตรกรรม 221 เมกะวัตต์ ลดลงจากปีก่อนร้อยละ11.6 เนื่องจากเกิดภาวะน้ำท่วมในหลายจังหวัดเป็นเวลานานทำให้เกษตรกรไม่สามารถใช้อุปกรณ์ไฟฟ้าในการเกษตรได้ และภาคอื่นๆ เพิ่มขึ้นร้อยละ 4.9 และคาดว่าอนาคตความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศไทยยังคงเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง(ที่มา : การไฟฟ้าฝ่ายผลิต)

จากความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศไทย ตั้งแต่อดีตจนถึงปัจจุบันมีปริมาณสูงขึ้นในทุกๆ ปี ดังนั้น กฟผ. ซึ่งเป็นหน่วยงานที่รับผิดชอบด้านการจัดหาพลังงานไฟฟ้า จึงต้องมีการจัดหาพลังงานให้มีปริมาณเพียงพอต่อความต้องการ มีราคาที่เหมาะสม และมีคุณภาพที่ดีสอดคล้องกับความต้องการของผู้ใช้ เพื่อให้สามารถสนองตอบความต้องการพื้นฐานของประชาชน และสามารถตอบสนองความต้องการใช้ในกิจกรรมการผลิตต่างๆ ได้อย่างเพียงพอ พลังงานที่ใช้ผลิตไฟฟ้าในปัจจุบัน สามารถแบ่งได้เป็น 2 ประเภทใหญ่ๆ คือ

1. พลังงานสิ้นเปลือง คือ พลังงานที่ใช้แล้วหมดไป ซึ่งได้แก่ ถ่านหิน, น้ำมัน, น้ำมันดิบ, น้ำมันเชื้อเพลิง และก๊าซธรรมชาติ
2. พลังงานหมุนเวียน คือ พลังงานที่ได้จากไม้ฟืน, แกลบ, กากอ้อย, ชีวมวล, น้ำ, แสงอาทิตย์, ลม และคลื่น

แต่ปัจจุบันเชื้อเพลิงต่างๆ ที่นำมาใช้ผลิตกระแสไฟฟ้า เช่น น้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน เป็นต้น นับวันจะมีปริมาณน้อยลง และเชื้อเพลิงเหล่านี้อาจหมดไปในอนาคต อีกทั้งราคาเชื้อเพลิงที่สูงขึ้น มีความผันผวนมากขึ้นอยู่กับสถานการณ์เศรษฐกิจ การเมืองของประเทศ และสถานการณ์เศรษฐกิจโลก ถึงแม้ว่าจะมีโครงการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานน้ำ ซึ่งเป็นพลังงานหมุนเวียน แต่ก็มีสัดส่วนการผลิตไม่มากเพียงพอ รวมทั้งแหล่งน้ำที่มีศักยภาพในการพัฒนา เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้ายังมีน้อยลง และต้องประสบปัญหาการคัดค้านขององค์กรต่างๆ อีกด้วย ดังนั้น หน่วยงานภาครัฐ จึงมีความพยายามที่จะแสวงหาพลังงานทางเลือกใหม่ๆ ที่ประหยัดและไม่มีวันหมดสิ้นมาใช้ในกระบวนการผลิตกระแสไฟฟ้า เช่น พลังงานที่มีอยู่ตามธรรมชาติ หรือพลังงานหมุนเวียน ซึ่งประกอบด้วย พลังงานจากแสงอาทิตย์ น้ำ ลม ความร้อนใต้พิภพ และชีวมวล เป็นต้น

นอกจากนี้ ปัจจุบันภาครัฐยังมีมาตรการสนับสนุนผู้ผลิตไฟฟ้าให้มีการใช้พลังงานหมุนเวียน เช่น พลังลม พลังงานแสงอาทิตย์ พลังน้ำขนาดเล็ก และพลังงานจากกาก หรือเศษวัสดุเหลือใช้ในการเกษตร หรือจากการผลิตผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรม หรือการเกษตร ขยะมูลฝอย เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า โดยคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) มีมติอนุมัติให้มีการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก "VSPP" (Very Small Power Plants) ในปริมาณพลังงานไฟฟ้าขายเข้าระบบไม่เกิน 10 เมกะวัตต์ และกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าในสัดส่วนที่เพิ่มขึ้นตามชนิดของพลังงาน ซึ่งภาครัฐจะให้การสนับสนุน เป็นเวลา 7 ปีนับตั้งแต่วันเริ่มต้นซื้อ-ขายไฟฟ้าตามสัญญา การที่รัฐบาลมีนโยบายส่งเสริมให้เอกชนเข้ามามีบทบาทในการผลิตไฟฟ้า โดยการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ได้มีการประกาศรับซื้อไฟฟ้า จากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก "SPP" (Small Power Plants) และจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ "IPP" (Independent Power Plants) เพื่อช่วยลดภาระการลงทุนของ กฟผ. ในการผลิตไฟฟ้า ซึ่งจะนำไปสู่การแข่งขันในกิจการพลังงาน ทำให้กิจการพลังงานมีประสิทธิภาพมากขึ้น และทำให้ผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับบริการและคุณภาพไฟฟ้าที่ดีขึ้น ณ ปัจจุบัน มีผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ที่ได้รับการตอบรับซื้อไฟฟ้าแล้ว จำนวน 56 ราย คิดเป็นปริมาณไฟฟ้าที่เสนอขาย 2,366 เมกะวัตต์ ในจำนวนนี้เป็นผู้ผลิตรายเล็ก ที่ขายไฟฟ้าเข้าระบบแล้ว จำนวน 37 ราย เป็นปริมาณไฟฟ้าที่เสนอขาย 1,220 เมกะวัตต์ โดยแยกประเภทการใช้เชื้อเพลิงได้ดังนี้ (ตารางที่ 1.1)

ตารางที่ 1.1 ประเภทเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า ของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ปี พ.ศ.2548

ประเภทเชื้อเพลิง	จำนวนที่ได้รับการตอบรับแล้ว		จำนวนที่ขายไฟเข้าระบบแล้ว	
	ราย	เมกะวัตต์	ราย	เมกะวัตต์
ก๊าซธรรมชาติ	22	1,587.9	14	978.0
กากอ้อย	14	67.5	13	64.5
ถ่านหิน	10	618.0	4	118.0
แกลบ, เศษไม้ ฯลฯ	6	57.0	4	49.8
ขยะ	1	1.0	1	1.0
น้ำมัน	1	9.0	1	9.0
ก๊าซชีวภาพ	1	0.1	-	-
น้ำยางดำ (Black liquor)	1	25.0	-	-
รวม	**56**	**2,365.6**	**37**	**1,220.3**

ที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, 2548.

จากปริมาณวัตถุดิบชีวมวลคงเหลือของประเทศไทย ดังรายละเอียดตารางที่ 1.2 และภาพที่ 1.1 พบว่าในพื้นที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือตอนล่าง มีปริมาณชีวมวลคงเหลือปี 2548 เป็นจำนวน 4,039,689 ตัน คิดเป็นร้อยละ 12 ของปริมาณชีวมวลคงเหลือรวมทั้งประเทศ โดยเฉพาะจังหวัดอุบลราชธานี มีปริมาณชีวมวลคงเหลือปี 2548 มากที่สุดในภาคนี้เป็นจำนวน 408,911.00 ตัน และบริเวณจังหวัดใกล้เคียงก็มีปริมาณวัตถุดิบชีวมวลคงเหลือเป็นจำนวนมากเช่นกัน ทำให้สามารถเลือกใช้วัตถุดิบที่มีราคาถูกตามฤดูกาล โดยให้เกษตรกรนำวัตถุดิบมาขาย ณ โรงไฟฟ้าชีวมวล เพื่อเป็นการลดต้นทุนการขนส่ง อีกทั้งยังเพิ่มอำนาจต่อรองในเรื่องราคาได้อีกด้วย

ตารางที่ 1.2 แสดงปริมาณชีวมวลคงเหลือปี 2548 ของแต่ละจังหวัดในประเทศไทย

ภาค	จังหวัด	ชีวมวลคงเหลือปี 2548 (ตัน)
ภาคตะวันออกเฉียงเหนือตอนล่าง	ชัยภูมิ	787,688.00
	นครราชสีมา	1,686,397.00
	บุรีรัมย์	520,704.00
	ยโสธร	143,425.00
	ศรีสะเกษ	371,097.00
	สุรินทร์	379,200.00
	หนองบัวลำภู	190,024.00
	อำนาจเจริญ	131,005.00
	อุบลราชธานี	408,911.00
รวม		**4,618,452**
ภาคตะวันออกเฉียงเหนือตอนบน	เลย	314,162.00
	กาฬสินธุ์	560,903.00
	ขอนแก่น	853,617.00
	นครพนม	128,894.00
	มหาสารคาม	332,122.00
	มุกดาหาร	175,844.00
	ร้อยเอ็ด	409,706.00
	สกลนคร	282,206.00
	หนองคาย	161,340.00
	อุดรธานี	820,895.00
รวม		**4,039,690**

DRAFT

ตารางที่ 1.2 (ต่อ)

ภาค	จังหวัด	ชีวมวลคงเหลือปี 2548 (ตัน)
ภาคตะวันออก	จันทบุรี	178,551.00
	ฉะเชิงเทรา	491,915.00
	ชลบุรี	425,938.00
	ตราด	76,367.00
	นครนายก	86,958.00
	ปราจีนบุรี	220,104.00
	ระยอง	230,648.00
	สระแก้ว	521,759.00
รวม		**2,232,241**
ภาคตะวันตก	เพชรบุรี	131,684.00
	กาญจนบุรี	789,657.00
	นครปฐม	294,232.00
	ประจวบคีรีขันธ์	231,798.00
	ราชบุรี	407,120.00
	สมุทรสงคราม	1,612.00
	สมุทรสาคร	7,239.00
	สุพรรณบุรี	1,227,963.00
รวม		**3,091,305**
ภาคกลาง	ชัยนาท	488,742.00
	พระนครศรีอยุธยา	332,579.00
	ลพบุรี	747,372.00
	สระบุรี	293,598.00
	สิงห์บุรี	258,638.00
	อ่างทอง	187,371.00
รวม		**2,308,301**

DRAFT

ตารางที่ 1.2 (ต่อ)

ภาค	จังหวัด	ชีวมวลคงเหลือปี 2548 (ตัน)
ภาคใต้ตอนล่าง	ตรัง	436,481.00
	นราธิวาส	279,689.00
	ปัตตานี	108,416.00
	พัทลุง	130,149.00
	ยะลา	299,595.00
	สงขลา	257,647.00
	สตูล	291,719.00
รวม		**1,803,696**
ภาคใต้ตอนบน	กระบี่	2,492,035.00
	ชุมพร	1,322,660.00
	นครศรีธรรมราช	345,911.00
	พังงา	276,456.00
	ภูเก็ต	7,521.00
	ระนอง	118,591.00
	สุราษฎ์ธานี	2,060,807.00
รวม		**6,623,981**
ภาคเหนือตอนล่าง	เพชรบูรณ์	971,427.00
	กำแพงเพชร	1,096,469.00
	ตาก	283,144.00
	นครสวรรค์	1,444,408.00
	พิจิตร	558,191.00
	พิษณุโลก	693,827.00
	สุโขทัย	418,467.00
	อุทัยธานี	525,759.00
รวม		**5,991,694**

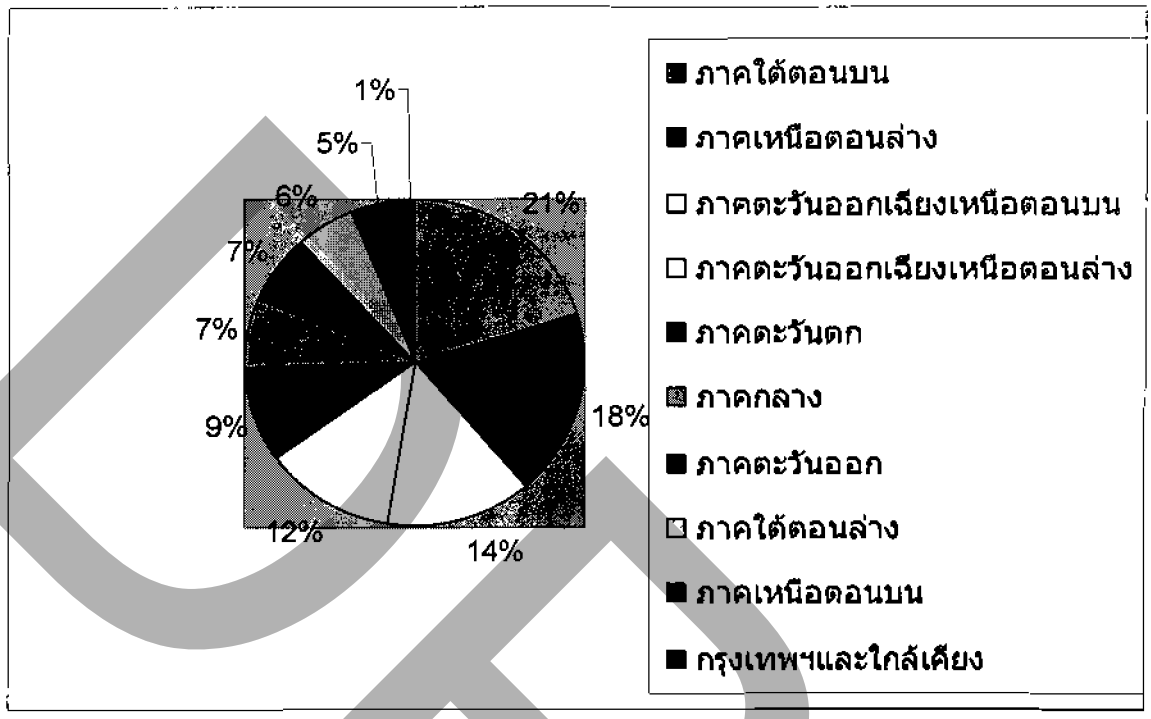
DRAFT

ตารางที่ 1.2 (ต่อ)

ภาค	จังหวัด	ชีวมวลคงเหลือปี 2548 (ตัน)
ภาคเหนือตอนบน	เชียงใหม่	191,678.00
	เชียงราย	516,772.00
	แพร่	105,904.00
	แม่ฮ่องสอน	26,804.00
	น่าน	123,824.00
	พะเยา	260,114.00
	ลำปาง	165,239.00
	ลำพูน	69,608.00
	อุตรดิตถ์	322,076.00
รวม		**1,782,020**
กรุงเทพฯและใกล้เคียง	กรุงเทพมหานคร	47,586.00
	นนทบุรี	58,163.00
	ปทุมธานี	141,738.00
	สมุทรปราการ	14,551.00
รวม		**262,039**

ที่มา: มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม

DRAFT



ภาพที่ 1.1 แสดงสัดส่วนชีวมวลคงเหลือปี 2548 ในแต่ละภูมิภาคของประเทศไทย

ดังนั้นเหตุผลที่กล่าวมาข้างต้น จึงมีความน่าสนใจที่จะศึกษาวิเคราะห์ ประเมินความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล จังหวัดอุบลราชธานี ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าที่ใช้พลังงานจำพวก ถ่าน ฟืน ชานอ้อย แกลบ ขยะ และก๊าซชีวภาพ ที่มีปริมาณมากพอที่จะนำมาใช้ประโยชน์เป็นแหล่งพลังงานทดแทนได้ เพื่อเป็นแนวทางการตัดสินใจลงทุนในโครงการนี้ และสร้างความมั่นใจว่าโครงการจะให้ผลตอบแทนที่คุ้มค่ากับการลงทุน ตลอดจนก่อให้เกิดประโยชน์ต่อการพัฒนาประเทศอีกด้วย

1.2 วัตถุประสงค์ของการศึกษา

1.2.1 เพื่อศึกษาโครงสร้างการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวมวล และนโยบายภาครัฐที่เกี่ยวข้อง

1.2.2 เพื่อศึกษาความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ ของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล

1.2.3 เพื่อศึกษาการกำหนดราคาไฟฟ้าทางเศรษฐศาสตร์ ที่ก่อให้เกิดสวัสดิการสังคมสูงสุด และเป็นราคาที่สะท้อนต้นทุนที่แท้จริง

1.2.4 เพื่อเสนอแนะแนวทาง และนโยบายการจัดการโครงการในอนาคต

1.3 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1.3.1 เพื่อทราบถึงโครงสร้างการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวมวล ตลอดจนนโยบายของภาครัฐต่อโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล

1.3.2 เพื่อทราบถึงความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ ของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล ว่ามีความคุ้มทุนที่จะลงทุนหรือไม่

1.3.3 เพื่อทราบถึงระดับราคาไฟฟ้าที่สะท้อนต้นทุนที่แท้จริง และก่อให้เกิดสวัสดิการสูงสุด

1.3.4 เพื่อทราบถึงแนวทางการลงทุนของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล

1.4 ขอบเขตการศึกษา

1.4.1 การศึกษาในครั้งนี้ จะทำการศึกษาวิเคราะห์โครงการทางเศรษฐศาสตร์ของการลงทุนโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล โดยเป็นโครงการก่อสร้างโรงไฟฟ้า ขนาด 9.9 เมกะวัตต์ จำนวน 1 โรง ใช้พื้นที่ประมาณ 80 ไร่ สถานที่ตั้งอยู่ใกล้บริเวณลำน้ำเซบก อำเภอตระการพืชผล จังหวัดอุบลราชธานี ระยะเวลาของโครงการ 20 ปี

1.4.2 ข้อมูลที่ใช้ในการศึกษาจะเป็นราคาคงที่ในปี พ.ศ.2549 โดยใช้อัตราคิดลดที่แท้จริง ซึ่งจะคำนวณจากอัตราดอกเบี้ย Prime Rate ของธนาคาร และอัตราเงินเฟ้อ เพื่อความถูกต้องและสะท้อนมูลค่าที่แท้จริงในปัจจุบัน

1.5 วิธีการศึกษา

1.5.1 การเก็บรวบรวมข้อมูล ข้อมูลในการศึกษาเป็นข้อมูลทุติยภูมิ (Secondary Data) ที่รวบรวมจากหนังสือ บทความ วารสาร ของหน่วยงานต่างๆ เช่น สำนักงานนโยบายพลังงานและแผนพลังงาน, การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, ธนาคารพาณิชย์ต่างๆ

1.5.2 การวิเคราะห์ข้อมูล การวิเคราะห์ข้อมูลแบ่งออกเป็น 2 ลักษณะ ดังนี้

1.5.2.1 การวิเคราะห์เชิงพรรณนา (Descriptive Method) เป็นการนำข้อมูลที่เก็บรวบรวมมาอธิบายในเชิงคุณภาพ อธิบายให้เห็นถึงภาพรวมในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวมวล และข้อดี-ข้อเสีย รวมถึงนโยบายการส่งเสริมของภาครัฐ

1.5.2.2 การวิเคราะห์เชิงปริมาณ (Quantitative Method) เป็นการศึกษาวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ โดยการประเมินต้นทุนและผลประโยชน์ของโครงการ (Cost-Benefit Analysis : CBA) โดยนำองค์ประกอบต่างๆ ที่ได้ศึกษาสร้างเป็นตารางกระแสเงินสดทางด้านเศรษฐศาสตร์ (Economic Cash Flow) และนำมาคำนวณโดยใช้เกณฑ์การตัดสินใจแบบปรับค่าของเงินตามเวลา (ประสิทธิ์, 2542) และศึกษาการกำหนดราคาที่เหมาะสม ได้แก่ มูลค่าสุทธิปัจจุบัน (Net Present Value หรือ NPV) , อัตราผลตอบแทนต่อค่าใช้จ่าย (Benefit-Cost Ratio หรือ BRC) , อัตราผลตอบแทนของโครงการ (Internal Rate of Return หรือ IRR) , การวิเคราะห์ความไวของโครงการ (Sensitivity Analysis) และการกำหนดราคาเท่ากับต้นทุนเฉลี่ยส่วนเพิ่ม โดยใช้วิธีการคำนวณหาอัตราค่าไฟฟ้าตามหลัก " ต้นทุนเฉลี่ยส่วนเพิ่ม (Average Incremental Cost หรือ AIC)

1.6 นิยามคำศัพท์

1.6.1 กำลังผลิต หมายถึง ความสามารถที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะผลิตไฟฟ้าได้สูงสุด กำลังผลิตมีหน่วยเป็น

- วัตต์
- กิโลวัตต์ (1,000 วัตต์)
- เมกะวัตต์ (1,000 กิโลวัตต์)

1.6.2 พลังงานไฟฟ้า (Energy) หมายถึง ผลของกำลังไฟฟ้าที่ทำงานไปเป็นระยะเวลาหนึ่ง มีหน่วยเป็นกิโลวัตต์ ชั่วโมง (Kilowatt – Hour : KWh) หรือเรียกกันทั่วไปว่า "หน่วย (Unit)"

บทที่ 2

แนวคิดทฤษฎี และผลงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

2.1 แนวคิดทฤษฎี

การวิเคราะห์โครงการเป็นเครื่องมือหนึ่ง ในการจัดสรรทรัพยากรในภาครัฐบาลให้มีประสิทธิภาพ ทั้งนี้เพราะสังคมโดยรวมทุกสังคมมีเป้าหมายหลักที่จะจัดสรรทรัพยากรที่มีอยู่จำกัดเพื่อแก้ปัญหาพื้นฐานของสังคมให้มีประสิทธิภาพสูงสุด อันได้แก่ ปัญหาทางสังคมว่าควรจัดสรรทรัพยากรเพื่อผลิตสินค้าอะไรบ้าง จำนวนเท่าใด ควรใช้ส่วนผสมของปัจจัยการผลิตต่างๆ อย่างไรในการผลิตสินค้าหรือบริการแต่ละชนิด จึงจะทำให้การผลิตมีประสิทธิภาพที่สุด ดังนั้นการวิเคราะห์โครงการทางด้านเศรษฐกิจ จึงเป็นการวิเคราะห์ เพื่อสะท้อนมูลค่าทางเศรษฐกิจของปัจจัยการผลิตและผลผลิตให้ถูกต้อง และพิจารณาผลกระทบของโครงการต่อสวัสดิการทางเศรษฐกิจและการพัฒนาประเทศโดยรวมอีกทั้งเพื่อช่วยให้การตัดสินใจเกี่ยวกับการลงทุนให้มีความรอบคอบมากยิ่งขึ้น ซึ่งการวิเคราะห์และประเมินโครงการนี้ มาจากแนวคิดพื้นฐานทางเศรษฐศาสตร์ ดังนี้

2.1.1 การจัดสรรที่เป็นเลิศตามหลักวิจารณญาณของพาเรโต้ (Pareto-optimal allocation of resources)

การจัดสรรทรัพยากรที่เป็นเลิศตามหลักวิจารณญาณของพาเรโต้ หมายถึง สภาวการณ์ที่สังคมสามารถปรับปรุงการจัดสรรให้ดีขึ้นได้อีก โดยที่ "ดีขึ้น" ตามหลักวิจารณญาณของพาเรโต้คือการที่สามารถทำให้บุคคลหนึ่งบุคคลใดหรือกลุ่มคนหนึ่งได้รับผลประโยชน์สูงขึ้นกว่าเดิม โดยไม่ทำให้ผู้อื่นต้องได้รับผลเสียหายหรือเสียประโยชน์ที่เคยได้รับแม้แต่คนเดียว สังคมที่ไม่มีทางปรับปรุงให้การจัดสรร "ดีขึ้น" ได้อีกตามหลักวิจารณญาณข้างต้นจึงถือได้ว่าสังคมนั้นๆ อยู่ในภาวะที่ดีที่สุดแล้ว สังคมที่จะมีการจัดสรรทรัพยากรที่มีประสิทธิภาพเป็นเลิศตามความหมายข้างต้นได้จะต้องบรรลุเงื่อนไขที่จำเป็น 3 ประการคือ

2.1.1.1 ความมีประสิทธิภาพในการแลกเปลี่ยน (Exchange efficiency) การจัดสรรแลกเปลี่ยนสินค้าและบริการต่างๆ ในหมู่ผู้บริโภคจะมีประสิทธิภาพสูงสุดเมื่ออัตราการทดแทนในการบริโภคหน่วยสุดท้ายระหว่างสินค้าสองชนิดใดๆ (ซึ่งในที่นี้สมมติให้เป็นสินค้า X และ Y) หรือ Marginal Rate of Substitution ระหว่าง X และ Y $(MRS_{XY})^1$ ของทุกๆ คน ในสังคมเท่ากัน

2.1.1.2 ดุลยภาพทั่วไปและประสิทธิภาพในการผลิต (General equilibrium in Production and Production efficiency) การจัดสรรปัจจัยการผลิตชนิดต่างๆ ที่ระบบเศรษฐกิจที่อยู่ไปใช้ในการผลิตสินค้าและบริการต่างๆ จะมีประสิทธิภาพสูงที่สุดเมื่ออัตราการทดแทนในการใช้ปัจจัยหน่วยสุดท้ายหรือ Marginal Rate of Technical Substitution ระหว่างปัจจัย L และ K $(MRTS_{LK})^2$ เท่ากันในการผลิตสินค้าแต่ละชนิด

2.1.1.3 ดุลยภาพทั่วไปทั้งการแลกเปลี่ยนและการผลิต หรือประสิทธิภาพในการกำหนดปริมาณการผลิต (General equilibrium in exchange and production or out efficiency) จะเกิดขึ้นเมื่อเกิดประสิทธิภาพในการผลิตและการบริโภคที่สอดคล้องกัน อันนำไปสู่ภาวะดุลยภาพทั่วไป (general equilibrium) ของระบบเศรษฐกิจ และระบบเศรษฐกิจโดยรวมจะมีประสิทธิภาพสูงสุดเมื่ออัตราการทดแทนในการบริโภคหน่วยสุดท้ายของสินค้า 2 ชนิดใดๆ (MRS_{XY}) และอัตราการทดแทนในการผลิตหน่วยสุดท้ายของสินค้า 2 ชนิดนั้นๆ (Marginal Rate of Transformation = MRT_{XY}) มีค่าเท่ากัน หรือ $MRS_{XY} = MRT_{XY}$ ในขณะที่ MRS_{XY} แสดงอัตราการทดแทนกันในความรู้สึกของผู้บริโภคระหว่างสินค้า 2 ชนิด

แม้ว่าเงื่อนไขทั้ง 3 ที่กล่าวมาข้างต้นจะเป็นเงื่อนไขที่จำเป็น (Necessary conditions) ที่จะทำให้สังคมมีประสิทธิภาพที่สุดในการผลิตและการบริโภค แต่เงื่อนไขดังกล่าวยังไม่เพียงพอที่จะนำสังคมไปสู่เป้าหมายสวัสดิการสังคมสูงสุด (Welfare optimum) ซึ่งสังคมข้างต้นอาจจะเป็นสังคมที่อยู่ร่วมกันแบบสังคมนิยมหรือทุนนิยมก็ได้ ตราบเท่าที่สังคมนั้นๆ มีกลไกที่สามารถจัดสรรทรัพยากรเพื่อการผลิตและการบริโภคให้เป็นไปตามเงื่อนไขข้างต้นได้ทุกประการ

2.1.2 หลักการชดเชย (Compensation principle) ตามหลักวิจารณญาณของพาเรโต้ การเปลี่ยนแปลงที่จะทำให้สังคมดีขึ้น คือการเปลี่ยนแปลง ที่มีผลให้บุคคลอย่างน้อยหนึ่งคนดีขึ้นในขณะที่ไม่มีบุคคลใดเลยที่รู้สึกเลวลง แต่เกณฑ์ในการตัดสินข้างต้นมีขอบเขตการใช้ได้แคบมาก เพราะทุกวันนี้การเปลี่ยนแปลงใดๆ ย่อมก่อให้เกิดบุคคลหรือกลุ่มบุคคล ที่ได้รับผลประโยชน์ และบุคคลหรือ กลุ่มบุคคลผู้สูญเสียผลประโยชน์เสมอ ในกรณีเช่นนี้หลักวิจารณญาณของพาเรโต้ ไม่สามารถตัดสินได้ว่าการเปลี่ยนแปลงนั้นๆ ทำให้สังคมโดยรวมดีขึ้นหรือเลวลง เพราะมีทั้งคนได้

และคนเสีย แต่ในการเปลี่ยนแปลงที่มีทั้งคนที่ได้ผลประโยชน์และคนที่เสียผลประโยชน์ถ้าสามารถพิสูจน์ได้ว่าขนาดของผลประโยชน์โดยรวม ที่คนกลุ่มหนึ่งได้รับมากกว่าขนาดของผลประโยชน์ทั้งสิ้นที่คนอีกกลุ่มหนึ่งเสียไป การเปลี่ยนแปลงนั้นๆ ก็มีความเป็นไปได้ที่จะทำให้สังคมโดยรวมดีขึ้น นักเศรษฐศาสตร์เรียกกรณีเช่นนี้ว่า "Potential Pareto Improvement" ซึ่งแนวคิดนี้สามารถนำมาประยุกต์ใช้ในโลกแห่งความเป็นจริงได้อย่างกว้างขวาง เมื่อเป็นเช่นนี้จึงเกิดแนวคิดที่จะใช้ในการทดสอบขนาดของผลได้และผลเสียที่บุคคลสองฝ่ายขัดแย้งกัน ซึ่งหลักการชดเชยของ Kaldor และ Hicks หรือมักรู้จักกันในเชื่อว่า " Kaldor - Hicks criterion" เป็นวิธีการทดสอบวิธีหนึ่ง ซึ่งหลักการชดเชยของ Kaldor และ Hicks มีใจความว่า ถ้าการเปลี่ยนแปลงใดมีผลให้บางคนในสังคมดีขึ้น บางคนในสังคมรู้สึกเลวลง และคนที่ดีขึ้นสามารถชดเชยคนที่เลวลงในลักษณะที่ในที่สุดแล้วไม่มีใครเลวลง การเปลี่ยนแปลงนั้นน่าจะทำให้สังคมโดยรวมดีขึ้น(ถึงแม้จะไม่ต้องมีการชดเชยกันจริงเพียงแต่ทดสอบว่าการชดเชยในลักษณะดังกล่าวมีความเป็นไปได้)

ได้มีการวิพากษ์วิจารณ์หลักการชดเชยข้างต้นในหมู่นักเศรษฐศาสตร์อย่างกว้างขวาง จากหลักการชดเชยข้างต้นซึ่งไม่จำเป็นต้องมีการชดเชยเกิดขึ้นจริง แต่ต้องมีการทดสอบว่าฝ่ายที่ได้ความพอใจสูงขึ้นนั้นคิดเป็นมูลค่ารวมกันแล้วสูงกว่าความพอใจที่ลดลงของอีกฝ่ายหนึ่งความพอใจที่เปลี่ยนแปลงไปของทั้งสองฝ่ายนั้นจะวัดได้อย่างไร แนวทางที่ยอมรับกันทั่วไป คือ วัดจากการเปลี่ยนแปลงในส่วนเกินของผู้บริโภค หรือกล่าวคือ จะดูจากค่าความแตกต่างระหว่างผลประโยชน์ของสังคมและต้นทุนค่าเสียโอกาสของสังคม (B-C) โดย B คือ ผลประโยชน์ของสังคม และ C คือ ต้นทุนค่าเสียโอกาสของสังคม

2.1.3 ส่วนเกินผู้บริโภค (Consumer Surplus)

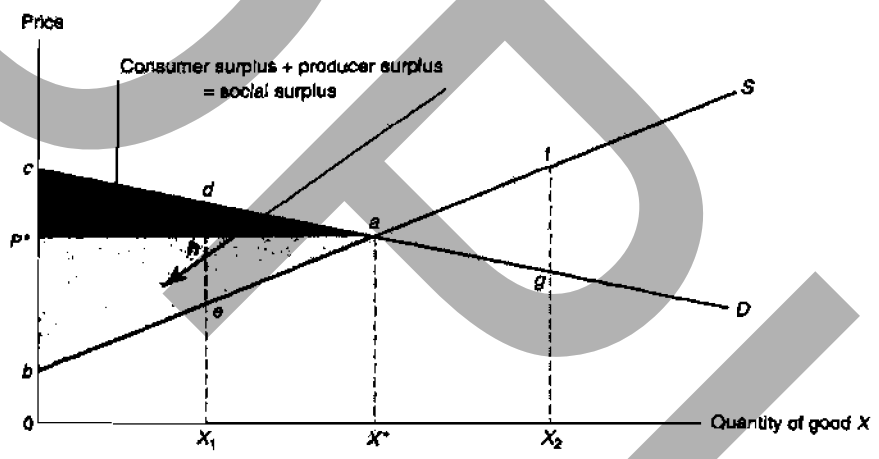
ส่วนเกินผู้บริโภค คือ ความแตกต่างระหว่างความเต็มใจที่จะจ่ายของผู้บริโภคที่มีต่อสินค้า กับราคาที่ผู้บริโภคต้องจ่ายจริง กล่าวคือก่อนมีโครงการ ผู้บริโภคมีความเต็มใจที่จะซื้อสินค้าที่ระดับราคาหนึ่ง ภายหลังการมีโครงการอุปทานของสินค้าเพิ่มขึ้น และราคาที่ผู้บริโภคจ่ายจริงต่ำกว่าราคาที่เต็มใจจะจ่าย ทำให้ความพอใจส่วนเกินของผู้บริโภคเพิ่มขึ้นด้วย โดยเฉพาะราคาสินค้าสาธารณูปโภคที่ถูกควบคุมโดยรัฐบาล เช่น การศึกษา การสาธารณสุข การขนส่งสาธารณะ ถนน และอื่นๆ ผลประโยชน์ที่เพิ่มขึ้นนี้ถือเป็นส่วนเกินผู้บริโภค หรือสวัสดิการสังคม ที่จะต้องนำมารวมในกระแสเงินสดของโครงการ แต่ในการศึกษาครั้งนี้ไม่ได้นำส่วนเกินผู้บริโภคมาคิดเนื่องจากเป็นโครงการขนาดเล็ก ผลผลิตของโครงการมีจำนวนน้อยไม่มีผลกระทบต่อราคาสินค้าและบริการ (อุบลวรรณ, 2546:26)

2.1.4 ส่วนเกินผู้ผลิต (Producer Surplus)

ส่วนเกินผู้ผลิต คือ ความแตกต่างระหว่างความเต็มใจจะขายของผู้ผลิตที่มีต่อสินค้า กับราคาสินค้าที่ผู้ผลิตได้รับจริง ซึ่งส่วนเกินผู้ผลิตนี้ไม่ใช่มูลค่าทางเศรษฐกิจที่แท้จริง แต่เป็นเงินโอน (Transfer Payment) จากผู้บริโภคไปยังผู้ผลิต ดังนั้น ในการวิเคราะห์โครงการทางเศรษฐกิจ จะต้องนำส่วนเกินผู้ผลิตมาลบออกจากมูลค่าทางการเงิน (Financial Value) เพื่อให้ได้มูลค่าทางเศรษฐกิจ (Economic Value)

2.1.5 สวัสดิการสังคม (Social Surplus หรือ Social Welfare)

สวัสดิการสังคม คือ ผลรวมของส่วนเกินผู้บริโภค และส่วนเกินผู้ผลิต



ภาพที่ 2.1 Social Surplus

2.1.6 ผลประโยชน์สุทธิของสังคม (Net Social Benefit)

ผลประโยชน์สุทธิของสังคม หรือเรียกอีกอย่างหนึ่งว่า " สวัสดิการสังคม " คือ ผลรวมการเปลี่ยนแปลงของส่วนเกินของผู้บริโภค ส่วนเกินของผู้ผลิต และรายได้ของรัฐ (Government revenues) เช่น รายได้จากการเก็บภาษี เป็นต้น อันเนื่องมาจากนโยบายของรัฐ หรือนโยบายภายในโครงการ

$$NSB = \Delta CS + \Delta PS + \Delta GR$$

2.1.7 อัตราคิดลดของสังคม (Social Rate of Discount) สามารถแบ่งได้เป็น 2 แนวคิด คือ

2.1.7.1. อัตราชดเชยของการบริโภคต่างเวลาของสังคม (Social rate of time preference : SRTP) คืออัตราเปรียบเทียบความพอใจในการบริโภคของสังคมในอนาคต กับการบริโภคของสังคมในปัจจุบัน อัตราดังกล่าวคืออัตราที่ถูกกำหนดจากความพอใจของสังคม ตัวอย่างเช่น สังคมหนึ่งมีความพอใจระดับหนึ่งจากการบริโภคสินค้าและบริการต่างๆ มูลค่า 100 บาทในวันนี้ แต่ถ้าจะให้สังคมนี้เลื่อนการบริโภคออกไปอีกหนึ่งปี ปริมาณสินค้าและบริการที่จะทำให้สังคมนี้ได้รับความพอใจในระดับเดิมต้องมีมูลค่าสูงกว่า 100 บาท เช่นอาจจะเป็น 110 บาท ส่วนที่เพิ่มขึ้นนี้เป็นการชดเชยความพอใจที่เสียไปเนื่องจากต้องรอคอยไปอีกถึงหนึ่งปีกว่าจะได้บริโภค ส่วนที่เพิ่มขึ้น 10 บาท จึงเป็นส่วนหนึ่งที่ชดเชยให้ความพอใจของสังคมยังคงอยู่ในระดับเดิม และเป็นส่วนที่ชดเชยให้กับการที่ต้องรอคอยการบริโภค มิใช่เพราะปัญหาเงินเฟ้อ นั่นคือ สินค้าและบริการมูลค่า 110 บาท ที่สังคมจะได้บริโภคในอีกหนึ่งปีข้างหน้า ให้ความพอใจเท่ากับสินค้าและบริการมูลค่า 100 บาท ที่สังคมสามารถบริโภคได้ทันทีในปัจจุบัน มูลค่าดังกล่าวต่างกันอยู่ร้อยละ 10 อัตราคิดลดของสังคมจึงเท่ากับร้อยละ 10 หรือกล่าวอีกนัยหนึ่งว่า ความพอใจในการบริโภคสินค้าและบริการจำนวนหนึ่งของสังคมในอนาคต (1 ปี) มีค่าต่ำกว่าความพอใจในการบริโภคสินค้าจำนวนเดียวกันในปัจจุบันอยู่ร้อยละ 10

การลงทุนในโครงการรัฐบาล ก็คือการเลื่อนการบริโภคสินค้าและบริการต่างๆ ที่สังคมควรจะได้บริโภคในปัจจุบันไปบริโภคในอนาคต ดังนั้น ต้นทุนหรือผลประโยชน์จากโครงการของรัฐซึ่งจะมีผลให้เกิดการลดหรือเพิ่มการบริโภคในอนาคตเมื่อจะคิดเทียบให้เป็นมูลค่าในปัจจุบัน จึงควรคิดลดด้วยอัตราที่สังคมกำหนดขึ้น จากการเปรียบเทียบความพอใจของสังคมต่อการบริโภคในปัจจุบันเทียบกับความพอใจต่อการบริโภคในอนาคต

2.1.7.2 อัตราค่าเสียโอกาสของสังคม (Social opportunity cost rate : SOCR) คืออัตราผลตอบแทนจากการลงทุนหน่วยเพิ่ม (Marginal Project) ในภาคเอกชน นักเศรษฐศาสตร์ในกลุ่มที่คิดว่าอัตราคิดลดของสังคมควรเป็นอัตราที่สะท้อนต้นทุนค่าเสียโอกาสของสังคม มีแนวความคิดพื้นฐานทางทฤษฎีที่ว่า สังคมหรือประเทศหนึ่งๆ มีทรัพยากรอยู่จำกัด ไม่เพียงพอกับความต้องการใช้ของคนในสังคมทั้งในภาครัฐบาลและภาคเอกชน ดังนั้น การที่รัฐจะนำเอาทรัพยากรส่วนหนึ่งของสังคมมาใช้ในโครงการของรัฐย่อมเกิดต้นทุนค่าเสียโอกาสขึ้นกับสังคม นั่นคือภาคเอกชนไม่สามารถนำเอาทรัพยากรนั้นไปใช้ เอกชนย่อมจะนำทรัพยากรนั้นไปลงทุนในโครงการใหม่ๆ เพิ่มเติมไปจากโครงการที่มีอยู่เดิม โครงการใหม่หรือการลงทุนหน่วยเพิ่มนี้ ย่อมจะเป็นโครงการที่ให้อัตราผลตอบแทนที่ดีที่สุดในขณะนั้น แต่อาจจะให้ผลตอบแทนต่ำกว่าโครงการที่มีอยู่เดิม ทั้งนี้

เพราะผู้ประกอบการย่อมจะเลือกลงทุนในโครงการที่ให้ผลตอบแทนสูงที่สุดเสียก่อน แล้วจึงลงทุนในกิจการที่ให้ผลตอบแทนรองๆ ลงมาถ้ามีทุนมากพอ โดยสรุปแล้ว อัตราค่าเสียโอกาสของสังคมจึงควรเท่ากับอัตราผลตอบแทนจากการลงทุนในส่วนที่จะเพิ่มขึ้นในภาคเอกชน ถ้ารัฐไม่แย่งเอาทรัพยากรจำนวนหนึ่งไปใช้ในโครงการของรัฐ

2.1.8 ราคาและอัตราคิดลด

โครงการหนึ่งที่จะต้องใช้ทรัพยากรต่างๆ ในการลงทุน เพื่อผลิตสินค้าและบริการตลอดอายุโครงการ จำนวนทรัพยากรหรือปัจจัยการผลิตและผลผลิต (ต้นทุนและผลประโยชน์) ซึ่งมีหน่วยแตกต่างกันไม่สามารถที่จะนำมารวมกันได้ ดังนั้นจึงต้องนำราคาของปัจจัยการผลิตและผลผลิตของสินค้าและบริการแต่ละชนิดมาตีค่า เพื่อให้ได้มูลค่าต้นทุนและมูลค่าผลประโยชน์ที่มีหน่วยเหมือนกัน ราคาที่ใช้ตีค่าปัจจัยการผลิตและผลผลิต สามารถจำแนกได้เป็น 2 ประเภท คือ

(1) ราคาปัจจุบัน (Current or Nominal Prices) เป็นราคาที่ซื้อขายในตลาดและเป็นราคาที่มีเงินเฟ้อปะปนอยู่ ถ้าเลือกใช้ราคาปัจจุบันตีค่าแล้ว ผู้วิเคราะห์จะต้องพยากรณ์อัตราเงินเฟ้อที่คาดว่าจะเกิดในอนาคตเพื่อนำมาปรับราคา

(2) ราคาคงที่ (Constant or Real Prices) เป็นราคาที่เท่ากันตลอดอายุโครงการและเป็นราคาที่ไม่มีเงินเฟ้อปะปนอยู่ ถ้าผู้วิเคราะห์เลือกใช้ราคาคงที่ควรเลือกราคาปีใดปีหนึ่งเป็นปีฐาน (สุทธิโชค, 2550 :11)

สำหรับอัตราคิดลด หรืออัตราดอกเบี้ยที่นำมาใช้ปรับมูลค่าต้นทุนและผลประโยชน์ที่เกิดในอนาคตเป็นมูลค่าปัจจุบัน การวิเคราะห์โครงการจะเรียกอัตราดอกเบี้ยว่าต้นทุนของเงินทุน (Cost of Capital) ซึ่งสามารถจำแนกได้เป็น 2 ประเภท คือ

(1) อัตราส่วนลดตลาด (Nominal Discount Rate) เป็นอัตราคิดลดที่ยังมีเงินเฟ้อปะปนอยู่ เพราะมาจากอัตราดอกเบี้ยตลาด

(2) อัตราดอกเบี้ยที่แท้จริง (Real Discount Rate) เป็นอัตราคิดลดที่ปราศจากเงินเฟ้อ และอัตราคิดลดที่แท้จริงคำนวณมาจาก

$$r = \frac{(1+R)}{(1+Fe)} - 1$$

2.1.9 หลักการพิจารณาต้นทุนและผลตอบแทนทางเศรษฐกิจ

ต้นทุนทางเศรษฐกิจจะประกอบด้วย ต้นทุนที่เกี่ยวข้องกับการใช้ทรัพยากรที่แท้จริง เช่น ที่ดิน แรงงาน ทุน และวัตถุดิบ ทรัพยากรเหล่านี้สามารถนำไปใช้ในทางเลือกอื่นเพื่อผลิตเป็นผลผลิตให้กับประเทศได้ ยกเว้น รายการประเภทเงินจ่ายโอน (transfer payments) เช่น ค่าภาษี ค่าดอกเบี้ย และค่าเสื่อมราคา

ส่วนผลตอบแทนทางเศรษฐกิจจะได้แก่ สินค้าหรือบริการที่ผลิตได้จากโครงการยกเว้นรายการที่ไม่มีอิทธิพลต่อระดับการผลิตหรือผลตอบแทนของโครงการ เช่น รายได้จากดอกเบี้ยและเงินอุดหนุน

2.1.10 การตีค่าต้นทุนและผลตอบแทนทางเศรษฐกิจ

การวิเคราะห์ทางเศรษฐกิจจะตีค่าปัจจัยการผลิตและผลผลิต โดยคำนึงถึงเป้าหมายประสิทธิภาพของการใช้ทรัพยากรเพื่อการผลิตเป็นหลัก ราคาที่นำมาใช้เรียกว่า "efficiency price" หรือ "ราคาประสิทธิภาพ" ซึ่งเป็นราคาที่สะท้อนมูลค่าเศรษฐกิจแท้จริงของทรัพยากรที่ใช้ และแสดงมูลค่าแท้จริงที่มีต่อผลตอบแทนที่เกิดขึ้นจากโครงการ ราคาประสิทธิภาพนี้อาจเป็นราคาตลาดของสินค้าและบริการในตลาดที่มีการแข่งขันสมบูรณ์ หรือเป็นราคาเงา (shadow price) ในกรณีที่ราคาตลาดบิดเบือนไป (market distortions) ปัจจัยที่ทำให้ราคาตลาดบิดเบือนไป คือ ตลาดมีการผูกขาด ทำให้ราคาผลผลิตไม่สะท้อนความเต็มใจที่จะจ่ายของผู้บริโภค, รัฐบาลเข้าแทรกแซงตลาดในรูปแบบต่างๆ , ผลกระทบนอก (externality) เป็นผลกระทบที่เกิดจากบุคคลที่สาม ซึ่งไม่ใช่ผู้ผลิตหรือผู้ซื้อ และการมีส่วนเกินผู้บริโภค (customer surplus) โดยเฉพาะโครงการขนาดใหญ่ที่มีผลผลิตจำนวนมาก เมื่อผลิตขึ้นมาแล้วจะมีผลทำให้ราคาลดลง ผู้บริโภคที่เต็มใจจ่ายในราคาที่สูงจะได้ส่วนเกินผู้บริโภค ซึ่งส่วนเกินผู้บริโภคนี้จะแสดงถึงการเพิ่มสวัสดิการสังคม แต่ไม่สะท้อนอยู่ในราคาตลาดที่จ่ายให้กับโครงการ เช่น โครงการทางด้านสาธารณสุข การศึกษา ถนน สะพาน เป็นต้น

ดังนั้นเมื่อราคาตลาดบิดเบือน จึงต้องมีการปรับราคาทางการตลาดให้เป็นราคาทางเศรษฐกิจหรือราคาเงา (shadow price) สามารถแยกการปรับราคาออกเป็นรายการ ดังต่อไปนี้

1. รายการเงินโอน (Transfer Payments)

คือ ค่าใช้จ่ายที่ไม่เกี่ยวข้องกับการใช้ทรัพยากรที่แท้จริงและเพิ่มผลผลิตให้กับระบบเศรษฐกิจ เป็นเพียงการโอนเปลี่ยนมือเท่านั้น ซึ่งไม่ถือเป็นค่าใช้จ่ายของโครงการในการวิเคราะห์ทางเศรษฐกิจ ได้แก่

1.1 ค่าภาษี (Tax) ค่าภาษีที่โครงการจ่ายให้แก่รัฐบาล ไม่ว่าจะเป็นในรูปภาษีทางตรง เช่นภาษีเงินได้ หรือภาษีทางอ้อม เช่นภาษีการค้า ภาษีสินค้านำเข้าที่มาใช้กับโครงการ หรือภาษีอื่นใดก็ตาม ที่เป็นเพียงรายจ่ายโอนจากผู้ที่เกี่ยวข้องกับโครงการไปสู่รัฐบาล หรือเป็นเพียงการโอนทางบัญชีเท่านั้นมิได้มีส่วนเกี่ยวข้องต่อการใช้ทรัพยากรที่แท้จริงของโครงการ

1.2 ค่าชำระหนี้ (Debt Service) ค่าชำระหนี้เป็นรายการโอนประเภทหนึ่งของโครงการ เมื่อโครงการได้รับเงินกู้มาลงทุนและต้องมีการชำระหนี้คืนเงินต้นและดอกเบี้ย ซึ่งรายการเงินกู้และการชำระหนี้ดังกล่าวมิได้เกี่ยวข้องกับการใช้ทรัพยากรที่แท้จริงแต่ย่างใด

1.3 ค่าเสื่อมราคา (Depreciation) ค่าเสื่อมราคาเป็นรายการที่แสดงรายจ่ายในเวลาที่ไม่ได้เกิดค่าใช้จ่ายจริง โดยทางการเงินมีการลงบัญชีไว้ในปีต่างๆ หลายปี แทนที่จะลงบัญชีในลักษณะสะท้อนค่าใช้จ่ายในเวลาที่เกิดขึ้นจริง ฉะนั้นการวิเคราะห์ทางเศรษฐกิจจึงไม่รวมค่าเสื่อมราคาไว้ในค่าใช้จ่ายของโครงการ ค่าใช้จ่ายประเภทนี้อาจรวมถึง ค่าใบอนุญาต ค่าลิขสิทธิ์ และค่าใช้จ่ายก่อนการดำเนินงานอีกด้วย

2. ต้นทุนจม (Sunk Cost) คือ ต้นทุนที่เกิดขึ้นในอดีต และมีการนำมาใช้กับโครงการลงทุนใหม่ในปัจจุบัน ต้นทุนจมจึงเข้ามาเกี่ยวข้องกับโครงการ เช่น บริษัทเคยซื้อเครื่องจักรมาใช้ในการก่อสร้างอื่นแล้ว เมื่อบริษัทมีโครงการใหม่เกิดขึ้นก็มีการนำเครื่องจักรนั้นมาใช้งานในโครงการใหม่ด้วย ค่าใช้จ่ายนี้เป็นค่าใช้จ่ายที่จ่ายไปแล้วในอดีต (ต้นทุนในอดีต)จึงไม่นำมาใช้คำนวณค่าใช้จ่ายในการวิเคราะห์โครงการทางเศรษฐกิจ

3. ค่าใช้จ่ายที่ไม่ใช่เงินสด (implicit cost) คือค่าใช้จ่ายที่ไม่อาจมองเห็นชัดเจนในรูปของเงินสด เช่น การใช้ปัจจัยการผลิตที่มีอยู่แล้วและไม่ต้องซื้อ ได้แก่ แรงงานในครัวเรือน ที่ดินของตนเอง และเครื่องมือของครัวเรือน เป็นต้น ซึ่งในการวิเคราะห์ทางเศรษฐกิจค่าใช้จ่ายส่วนนี้จะต้องนำมารวมเข้าไว้ด้วย

4. การปรับสำหรับการบิดเบือนราคาในรายการที่ซื้อขายข้ามแดนได้ สินค้าหรือรายการที่ซื้อขายข้ามแดนได้ (Trade goods) หมายถึง สินค้าที่ใช้ในโครงการหรือผลิตจากโครงการแล้วมีผลโดยตรงต่อดุลการชำระเงิน เป็นสินค้าที่นำเข้าหรือส่งออกได้จริงๆ หรือสินค้าที่สามารถทดแทนกันได้ หรือสินค้าที่นำเข้าหรือส่งออกดำเนินการตามนโยบายซึ่งเป็นผลทำให้การพัฒนาอุตสาหกรรมอยู่ในระดับที่เหมาะสม ซึ่งสินค้าที่ซื้อขายข้ามแดนได้จำเป็นต้องมีการปรับปรุงก็คือ เมื่อราคา F.O.B.(Free on Board) นั้นสูงกว่าต้นทุนการผลิตในประเทศ ในกรณีที่เป็นสินค้าส่งออกหรือสินค้าอาจจะถูกส่งออกโดยผ่านกลไกการแทรกแซงของรัฐ ด้วยการใช้มาตรการอุดหนุนช่วยเหลือและมาตรการอื่นๆ และถ้าเป็นสินค้านำเข้าก็คือ เมื่อต้นทุนการผลิตในประเทศสูงกว่า

ราคา C.I.F.(Cost Insurance and Freight) การกำหนดมูลค่าเริ่มจากราคาชายแดน(Border Prices) อันเป็นราคาเงาหรือราคาทางบัญชีสินค้าที่ซื้อขายข้ามแดน ซึ่งโดยปกติแล้วการนำเข้า คือ C.I.F.และการส่งออก คือราคา F.O.B. จากนั้น ราคาชายแดนจะถูกปรับปรุงด้วยค่าขนส่งและค่าการตลาดในประเทศระหว่างที่ตั้งของโครงการกับจุดการส่งออกและนำเข้า ผลที่ได้ก็คือ ราคาเงาหรือราคาทางบัญชีที่นำมาใช้ในการวิเคราะห์โครงการ

5. การปรับสำหรับการบิดเบือนราคาในรายการที่ซื้อขายข้ามแดนไม่ได้สินค้าหรือบริการที่ซื้อขายข้ามแดนไม่ได้ (Non Trade goods) คือ สินค้าหรือบริการที่ต้นทุนการผลิตในประเทศต่ำกว่าราคา C.I.F. แต่สูงกว่าราคา F.O.B. หรือรายการนั้นๆ มีการแทรกแซงจากรัฐบาลด้วยวิธีการห้ามนำเข้า (Import Bans) โควต้า และอื่นๆ เป็นต้น สินค้าและบริการที่ซื้อขายข้ามแดนได้เหล่านี้ บางชนิดอาจจะพิจารณาว่าไม่สามารถซื้อขายข้ามแดนได้ (No Tradable) เนื่องจากมักจะมีขนาดใหญ่โตเทอะทะ (Bulky) เช่น ฟางข้าง อิฐ ทราย เป็นต้น ซึ่งโดยลักษณะตามธรรมชาติจะสามารถผลิตในประเทศได้ราคาถูกกว่าการนำเข้า แต่ราคาส่งออกจะต่ำกว่าต้นทุนการผลิตในประเทศ นอกจากนี้ก็ยังอาจจะเป็นสินค้าที่เน่าเสียง่าย (Highly Perishable) จำพวกผักสดและน้ำนมเป็นต้น (สุพัฒน์, 2547 : 29)

2.1.11 Conversion Factor : CF

การวิเคราะห์โครงการทางเศรษฐกิจ ในกรณีที่การวิเคราะห์จะต้องคำนวณราคาเงาเป็นจำนวนมาก ทำให้เสียเวลาในการคำนวณมากขึ้น ดังนั้นทางเลือกอีกทางหนึ่งของการวิเคราะห์ คือ การแปลงมูลค่าทางการเงินให้เป็นมูลค่าทางเศรษฐกิจโดยใช้ตัวแปลงค่า (conversion factor : CF) ของแต่ละสินค้าและบริการ ซึ่งสามารถแก้ปัญหาราคาตลาดบิดเบือนไป (market distortions) และระดับความแตกต่างระหว่าง traded goods และ non-traded goods ได้ ดังนั้นการวิเคราะห์โครงการทางเศรษฐกิจโดยการแปลงมูลค่าทางการเงิน (financial account) มาเป็นมูลค่าทางเศรษฐกิจ (economic account) จึงเป็นวิธีการที่สะดวกและนำมาใช้อย่างแพร่หลาย (อุบลวรรณ, 2546 : 27)

การแปลงมูลค่าทางการเงินให้เป็นมูลค่าทางเศรษฐกิจ (Conversion Factor : CF) แบ่งเป็น 2 ประเภท คือ

1. ตัวแปลงค่าเฉพาะ (Specific Conversion Factor : SCF) ของสินค้าหรือบริการชนิดใดชนิดหนึ่ง สามารถคำนวณได้จาก (ประสิทธิ์, 2542 : 304)

CF_i = ราคาทางเศรษฐกิจของสินค้า i / ราคาทางการเงินของสินค้า i

หรือ ราคาทางเศรษฐกิจ = ราคาทางการเงินหรือราคาตลาด x CF

2. ตัวแปลงค่าทั่วไป (General Conversion Factor : GCF) เป็นตัวแปลงค่าเฉลี่ยของกลุ่มสินค้าและบริการกลุ่มใดกลุ่มหนึ่ง เช่น กลุ่มสินค้าบริโภค สินค้าทุน สินค้าขั้นกลาง การก่อสร้าง ขนส่ง และกลุ่มไฟฟ้า

2.1.12 หลักเกณฑ์การประเมินโครงการแบบปรับค่าของเวลา

(1) มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value หรือ NPV) : คือ ผลรวมของผลตอบแทนสุทธิที่ได้ปรับค่าของเวลาแล้ว การวิเคราะห์วิธีนี้เป็นการประเมินว่าโครงการที่กำลังพิจารณานั้น จะให้ผลตอบแทนคุ้มค่าหรือไม่ มูลค่าปัจจุบันสุทธิสามารถคำนวณได้จากสูตรต่อไปนี้

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

โดยที่ n คือ จำนวนปีหรืออายุของโครงการ

B^t คือ ผลประโยชน์ในปีที่ t

C^t คือ ต้นทุนในปีที่ t

r คือ อัตราส่วนลดที่เหมาะสม

t คือ ปีของโครงการ คือปีที่ 1, 2, 3,...n

หลักเกณฑ์การพิจารณาโครงการที่ให้ผลตอบแทนคุ้มค่ากับการลงทุนจะต้องเป็นโครงการที่มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ(NPV) มีค่ามากกว่าศูนย์หรือ NPV > 0

(2) อัตราผลตอบแทนต่อค่าใช้จ่าย (Benefit-Cost Ratio หรือ BRC) : เป็นอัตราส่วนระหว่างมูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์และค่าใช้จ่ายทั้งหมดที่คาดว่าจะเกิดขึ้นในอนาคตตลอดช่วงอายุของโครงการ สามารถคำนวณได้จากสูตรต่อไปนี้

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

โดยที่ n คือ จำนวนปีหรืออายุของโครงการ

B^t คือ ผลประโยชน์ในปีที่ t

C^t คือ ต้นทุนในปีที่ t

r คือ อัตราส่วนลดที่เหมาะสม

t คือ ปีของโครงการ คือปีที่ 1, 2, 3,...n

หลักเกณฑ์การตัดสินใจที่จะยอมรับโครงการคือ โครงการที่มีค่า BRC หรือ ออัตราส่วนของผลประโยชน์ต่อต้นทุนมากกว่า 1.00 หรือ BRC Ratio > 1.00

(3) อัตราผลตอบแทนของโครงการ (Internal Rate of Return หรือ IRR) : คือ อัตราส่วนลดที่ทำให้ NPV มีค่าเท่ากับศูนย์ สามารถคำนวณได้จากสูตรต่อไปนี้

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

โดยที่ n คือ จำนวนปีหรืออายุของโครงการ

B^t คือ ผลประโยชน์ในปีที่ t

C^t คือ ต้นทุนในปีที่ t

r คือ อัตราส่วนลดที่เหมาะสม

t คือ ปีของโครงการ คือปีที่ 1, 2, 3,...n

หลักเกณฑ์การตัดสินใจที่จะยอมรับโครงการ คือ โครงการที่มีค่า IRR เท่ากับหรือสูงกว่าค่าเสียโอกาสของทุน : IRR > = r แสดงว่าโครงการนี้มีความคุ้มค่ากับการลงทุน

DPU

(4) การวิเคราะห์ความไว (Sensitivity Analysis) : คือ การกำหนดตัวแปรที่มีผลกระทบต่อความไวของ NPV หรือ IRR มากที่สุด โดยเฉพาะตัวแปรที่จะทำให้ NPV มีค่าติดลบ การวิเคราะห์ความไวจึงมีประโยชน์เพื่อกำหนดผลที่เกิดขึ้นจากการเปลี่ยนแปลงในตัวแปรเกี่ยวข้อง ซึ่งโดยทั่วไปจะได้แก่ ราคาผลผลิต ปริมาณการจำหน่าย ค่าลงทุน และค่าปัจจัยการผลิต ทั้งนี้โดยจะทดสอบว่าถ้าตัวแปรเหล่านี้เปลี่ยนแปลงไปแล้ว จะมีผลกระทบต่อ NPV หรือ IRR อย่างไร ซึ่งการทดสอบความไวของโครงการที่นิยมใช้กันอย่างแพร่หลาย คือ วิธีการหาค่า Switching Value โดยวิธีการทดสอบนี้จะถามว่าตัวแปรสำคัญจะเปลี่ยนแปลงไปมากน้อยแค่ไหน โดยที่โครงการยังพอยอมรับได้ในระดับต่ำสุด ซึ่งชี้วัดจากเกณฑ์วัดค่าโครงการเกณฑ์ใดเกณฑ์หนึ่ง (NPV, BRC, IRR)

การทดสอบความไวโดยการหาค่า Switching Value มักนิยมทดสอบ 2 กรณี ดังนี้

(1) Switch Value of Benefit (SVB) คือ การคำนวณหาค่าผลตอบแทนลดลงได้มากที่สุดเท่าร้อยละเท่าใด คำนวณได้โดย

$$SVB = \frac{PV_{Benefit} - PV_{Cost}}{PV_{Benefit}} x100$$

(2) Switch Value of Cost (SVC) คือ การคำนวณหาต้นทุนจะเพิ่มสูงขึ้นได้มากที่สุดร้อยละเท่าใด คำนวณได้โดย

$$SVC = \frac{PV_{Benefit} - PV_{Cost}}{PV_{Cost}} x100$$

2.1.14 แนวคิดอัตราค่าบริการที่คุ้มทุน

สำหรับโครงการที่มุ่งแสวงหากำไรหรือเลี้ยงตัวเอง ควรจะต้องรู้ว่าจะจัดเก็บค่าบริการในอัตราใดจึงจะคุ้มกับต้นทุนค่าใช้จ่ายของโครงการ ราคาค่าบริการที่จัดเก็บจึงเป็นอีกประเด็นที่ควรได้รับการพิจารณา ทั้งนี้เพื่อก่อให้เกิดความมั่นใจว่าโครงการจะมีผลตอบแทนทางการเงินที่เพียงพอและสามารถนำไปใช้ในการขยายงานต่อไปได้ โดยทั่วไปการกำหนดราคาค่าบริการจะอิงอยู่กับแนวคิดที่สำคัญ 4 ประการ ที่มีความสัมพันธ์กัน ดังนี้

1. ประสิทธิภาพทางเศรษฐกิจ (economic efficiency) หลักประสิทธิภาพทางเศรษฐกิจจะเกี่ยวข้องกับแนวคิดที่ว่า ราคาสินค้าและค่าบริการจะต้องกำหนดให้อยู่ในระดับที่เท่ากับต้นทุนส่วนเพิ่ม (marginal cost) ของการผลิตสินค้าหรือการให้บริการ โดยต้นทุนส่วนเพิ่มนั้นก็คือ ต้นทุนทั้งสิ้นค้าที่เกิดจากการผลิตสินค้าหรือการให้บริการที่เพิ่มขึ้นหนึ่งหน่วย ทั้งนี้เพื่อให้เกิดความมั่นใจได้ว่าจะมีการจัดสรรหรือการใช้ทรัพยากรไปอย่างมีประสิทธิภาพ และเป็นผลดีต่อระบบเศรษฐกิจโดยส่วนรวม นอกจากนั้นแนวคิดนี้ยังก่อให้เกิดความเป็นธรรมในสังคมอีกด้วย เพราะผู้ใช้หรือผู้ได้รับประโยชน์จะเป็นผู้รับภาระค่าใช้จ่าย ซึ่งเท่ากับต้นทุนของการใช้ทรัพยากรไปในการผลิตหรือเพื่อจัดให้มีสิ่งอำนวยความสะดวก

2. การกระจายรายได้ (income distribution) ถ้ารัฐบาลมีนโยบายที่จะส่งเสริมเรื่องการกระจายรายได้ให้มีความเสมอภาคกันมากขึ้นแล้วราคาสินค้า และค่าบริการตามหลักประสิทธิภาพทางเศรษฐกิจก็อาจจะไม่เหมาะสมและต้องมีการปรับปรุง ทั้งนี้โดยพิจารณาถึงความแตกต่างในระดับรายได้และความสามารถที่จะจ่ายของกลุ่มผู้ได้รับผลประโยชน์ด้วย เช่น การยกเว้นหรือกำหนดอัตราค่าบริการในอัตราต่ำสำหรับกลุ่มบุคคลบางประเภท เช่น ผู้มีรายได้น้อย นักเรียน ทหารผ่านศึก และพระภิกษุสามเณร เป็นต้น

3. การสร้างรายได้ (revenue generation) ถึงแม้การกำหนดราคาสินค้าและค่าบริการตามหลักต้นทุนส่วนเพิ่มจะเป็นที่ยอมรับกันโดยทั่วไปก็ตาม แต่ในกรณีของประเทศที่กำลังพัฒนาซึ่งมีปัญหาการขาดแคลนเงินทุน ก็อาจมีความจำเป็นต้องมีการปรับเพิ่มราคาและค่าบริการให้สูงกว่าต้นทุนส่วนเพิ่มก็ได้ เพื่อช่วยให้รัฐบาลมีเงินทุนที่จะนำไปลงทุนในโครงการอื่นๆ ที่อยู่ในสาขาเดียวกันต่อไปได้ หรือถ้าเป็นโครงการของรัฐวิสาหกิจ ราคาหรือค่าบริการที่เรียกเก็บก็จะต้องมีผลทำให้รัฐวิสาหกิจนั้นสามารถมีรายได้หรือมีอัตราผลตอบแทนต่อการลงทุนที่เหมาะสมเพียงพอที่จะขยายงานและสมทบการลงทุนในอนาคตได้ด้วย ราคาหรือค่าบริการที่เรียกเก็บจึงควรส่งเสริมการพึ่งพาตนเองได้ในทางการเงิน โดยอย่างน้อยก็คุ้มกับต้นทุนเฉลี่ยของการจัดให้มีสินค้าและบริการ

4. ความเป็นไปได้ทางการบริหาร (administration) อัตราค่าบริการที่จัดเก็บควรจะมีความเป็นไปได้ทางการบริหารเมื่อนำไปปฏิบัติจริง (administratively feasible to implement) นั่นคือจะต้องมีระบบการบริหารที่สนับสนุนการจัดเก็บเป็นอย่างดี อีกทั้งอัตราที่เรียกเก็บก็เป็นอัตราที่ทำให้เข้าใจง่ายและมีความสะดวกในการจัดเก็บด้วย

จากแนวคิดที่กล่าวมาทั้ง 4 แนวคิด จะเห็นได้ว่าแม้ราคาสินค้าและค่าบริการควรจะกำหนดตามหลักประสิทธิภาพทางเศรษฐกิจจึงจะเป็นราคาที่เหมาะสมแต่ในขณะเดียวกันควรคำนึงถึงหลักการกระจายรายได้ การสร้างรายได้ และการบริหารจัดเก็บด้วย ฉะนั้นจึงสรุปได้ว่าราคาสินค้าและค่าบริการที่มีความเหมาะสมจะต้องผสานทั้ง 4 แนวคิดเข้าด้วยกัน ราคาสินค้าและค่าบริการที่กำหนดขึ้นจึงอาจไม่เท่ากับต้นทุนส่วนเพิ่มเสมอไป อาจมากกว่าหรือน้อยกว่าต้นทุนส่วนเพิ่มก็ได้

การกำหนดราคาจำหน่ายไฟฟ้าของโครงการ โดยอาศัยวิธีทางเศรษฐศาสตร์ในการคำนวณหาอัตราค่าไฟฟ้าตามหลัก **" ต้นทุนเฉลี่ยส่วนเพิ่ม** (Average Incremental Cost หรือ AIC)" (ประสิทธิ์, 2542 : 237) ซึ่งเป็นการกำหนดราคาเท่ากับต้นทุนเฉลี่ยส่วนเพิ่ม สะท้อนให้เห็นถึงต้นทุนหน่วยสุดท้ายของการผลิตที่สอดคล้องกับหลักสวัสดิการสังคมสูงสุด โดย AIC สามารถคำนวณหาได้จากสูตรต่อไปนี้

$$AIC = \frac{\text{Discounted incremental costs}}{\text{Discounted incremental production}}$$

$$= \frac{\sum_{t=1}^{n} \frac{(capital\ cost + current\ costs)t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{n} \frac{(annual_increment_output)t}{(1+r)t}}$$

โดยที่ AIC คือ ต้นทุนเฉลี่ยส่วนเพิ่ม (หน่วย : บาท / กิโลวัตต์)

Capital Cost คือ ต้นทุนในด้านการลงทุน ได้แก่ ค่าก่อสร้างต่างๆ

Current Cost คือ ต้นทุนในการดำเนินงานและบำรุงรักษา

Annual Increment Output

คือ ปริมาณไฟฟ้าที่จำหน่าย (หน่วย : กิโลวัตต์)

n คือ จำนวนปีหรืออายุของโครงการ

r คือ อัตราส่วนลดที่เหมาะสม

t คือ ปีของโครงการ คือปีที่ 1, 2, 3,...n

2.2 ขั้นตอนการวิเคราะห์

2.2.1 การวิเคราะห์ทางเศรษฐกิจ โดยใช้วิธีการวิเคราะห์ต้นทุนและผลประโยชน์ มีความสลับซับซ้อนมาก ดังนั้น การวิเคราะห์จึงควรกระทำตามขั้นตอน ดังต่อไปนี้

(1) กำหนดทางเลือกในการดำเนินงาน

ทางเลือกอาจเป็นขนาด เทคนิค ที่ตั้ง และอื่นๆ

(2) กำหนดผู้จ่ายค่าลงทุน และผู้รับผลกระทบ

ผู้วิเคราะห์จะต้องศึกษาผลกระทบทางบวก และทางลบ รวมถึงระบุว่าผลกระทบเหล่านี้จะเกิดกับบุคคลกลุ่มใดบ้าง และระบุว่าบุคคลใดจะเป็นผู้จ่ายค่าลงทุน

(3) จำแนกต้นทุน และผลประโยชน์

ผู้วิเคราะห์จะต้องจำแนกต้นทุน และผลประโยชน์ทั้งหมดของโครงการ ซึ่งอาจเป็นต้นทุนและผลประโยชน์ทางตรงและทางอ้อม

(4) การประมาณการทรัพยากรและผลผลิตตลอดอายุโครงการ

เป็นการประมาณการด้านต้นทุน และการประมาณการด้านผลประโยชน์

(5) การตีค่าทรัพยากรที่ใช้ และผลผลิตที่ได้

ผู้วิเคราะห์จะต้องตีค่าทรัพยากรที่ใช้ จำนวนผลผลิตที่ได้ ราคาที่ใช้ประเมินอาจเป็นราคาตลาด (Market Price) แต่ถ้าราคาตลาดบิดเบือน จะต้องทำการปรับราคาเงา Shadow Price)

(6) คำนวณตามหลักเกณฑ์ที่ใช้ในการประเมินในแต่ละทางเลือก

หลักเกณฑ์ที่ใช้ในการประเมินโครงการ คือ NPV, BRC และ IRR

(7) การวิเคราะห์ความไว (Sensitivity Analysis)

เป็นการวิเคราะห์ความไม่แน่นอน ซึ่งอาจเกิดจากตัวแปรต่างๆ เช่น ราคาผลผลิตลดลง ต้นทุนผลผลิตเพิ่มขึ้น เป็นต้น

2.2.2 คำนวณราคาประสิทธิภาพตามหลัก "ต้นทุนเฉลี่ยส่วนเพิ่ม"

(1) การจำแนก / ประมาณการ และตีค่าต้นทุน- ผลประโยชน์ ซึ่งจะใช้ราคาตลาด (Market Price) ในการวิเคราะห์

(2) คำนวณหาค่าการกำหนดราคาที่เหมาะสม โดยวิธีการคำนวณ AIC ซึ่งเป็นการกำหนดราคาเท่ากับต้นทุนเฉลี่ยส่วนเพิ่ม

(3) วิเคราะห์เปรียบเทียบราคาประสิทธิภาพที่คำนวณได้กับราคาของโครงการที่กำหนดไว้ว่ามีความเหมาะสมหรือไม่เพียงใด

2.3 ผลงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

สุรีย์พร พานิชอัตรา (2540) ได้ทำการศึกษาเรื่อง การศึกษาความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำศิริธารแบบสูบกลับ ซึ่งมีวัตถุประสงค์ในการศึกษาเพื่อศึกษาความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการ โดยพิจารณาจากต้นทุนและผลประโยชน์ของโครงการ ในการศึกษานี้ใช้ข้อมูลทุติยภูมิที่รวบรวมมาจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย และหน่วยงานต่างๆที่เกี่ยวข้องแล้วมาทำการวิเคราะห์โดยใช้เกณฑ์การตัดสินใจการลงทุน พิจารณาจากมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน (BRC) อัตราผลตอบแทนของโครงการ(IRR) และวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการ เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงต้นทุนและผลประโยชน์ไปจากเดิม

ผลการวิเคราะห์ พบว่าเมื่อคิดมูลค่าปัจจุบันในอัตราคิดลดร้อยละ 10 ตลอดระยะเวลาของโครงการ 59 ปี ได้มูลค่าปัจจุบันสุทธิเท่ากับ 1,587.921 ล้านบาท อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุนเท่ากับ 1.113 และอัตราผลตอบแทนของโครงการเท่ากับร้อยละ 13.506 จากตัวชี้วัดดังกล่าวโครงการนี้มีความเหมาะสมในการลงทุน และเมื่อวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการแล้ว ชี้ให้เห็นว่า แม้จะมีปัจจัยภายนอกอันส่งผลให้ต้นทุน และผลประโยชน์ของโครงการเปลี่ยนแปลงไป โครงการนี้ก็ยังมีความเหมาะสมที่จะลงทุน

พุทธพล วสันตดิลก (2546) ได้ทำการศึกษาเรื่อง การศึกษาความเป็นไปได้ทางการเงินและเศรษฐศาสตร์ของโครงการผลิตเอทิลแอลกอฮอล์จากกากน้ำตาล เพื่อทดแทนเชื้อเพลิงรถยนต์ โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อหาแหล่งพลังงานทดแทนจากภายในประเทศ เพื่อลดการนำเข้าและลดการพึ่งพาแหล่งพลังงานจากต่างประเทศ การศึกษาอาศัยข้อมูลทุติยภูมิ โดยการศึกษาความเป็นไปได้ทางการเงินใช้อัตราคิดลดร้อยละ 7 ต่อปี และใช้อัตราคิดลดร้อยละ 5 ต่อปีสำหรับการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ กำหนดอายุโครงการโครงการ 20 ปี คำนวณหากระแสเงินสดสุทธิของโครงการ และวัดความคุ้มค่าของโครงการด้วยมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (BCR) และอัตราผลตอบแทนภายในโครงการ (IRR)

ผลการศึกษาความเป็นไปได้ทางการเงิน พบว่าค่ากระแสเงินสดสุทธิรวม 2,009.871 ล้านบาท มีค่า NPV เท่ากับ -779.639 ล้านบาท ค่า BRC เท่ากับ 0.911 และค่า IRR เท่ากับร้อยละ 1.455 แสดงว่าโครงการไม่มีความคุ้มค่าทางด้านการเงิน และเมื่อทำการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการพบว่า 1) กรณีที่ต้นทุนลดลงร้อยละ 10 ขณะที่ผลประโยชน์คงที่ 2) กรณีที่ต้นทุนคงที่

ขณะที่ผลประโยชน์เพิ่มขึ้นร้อยละ 10 และ 3) กรณีที่ต้นทุนลดลงร้อยละ 10 และผลประโยชน์เพิ่มขึ้นร้อยละ 10 โครงการจึงจะมีความคุ้มค่าทางด้านการเงิน

ส่วนการศึกษาทางเศรษฐศาสตร์ เมื่อนำผลประโยชน์การลดการนำเข้าน้ำมันเชื้อเพลิงซึ่งเป็นผลประโยชน์ต่อสังคมโดยรวมมาพิจารณาด้วยพบว่า ให้กระแสเงินสดสุทธิรวม 16,017.085 ล้านบาท ให้ค่า NPV เท่ากับ 7,913.669 ล้านบาท ค่า BCR เท่ากับ 2.047 และค่า IRR เท่ากับร้อยละ 38.076 แสดงว่าโครงการมีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ และเมื่อทำการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการในกรณีต่างๆ พบว่ายังคงมีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์

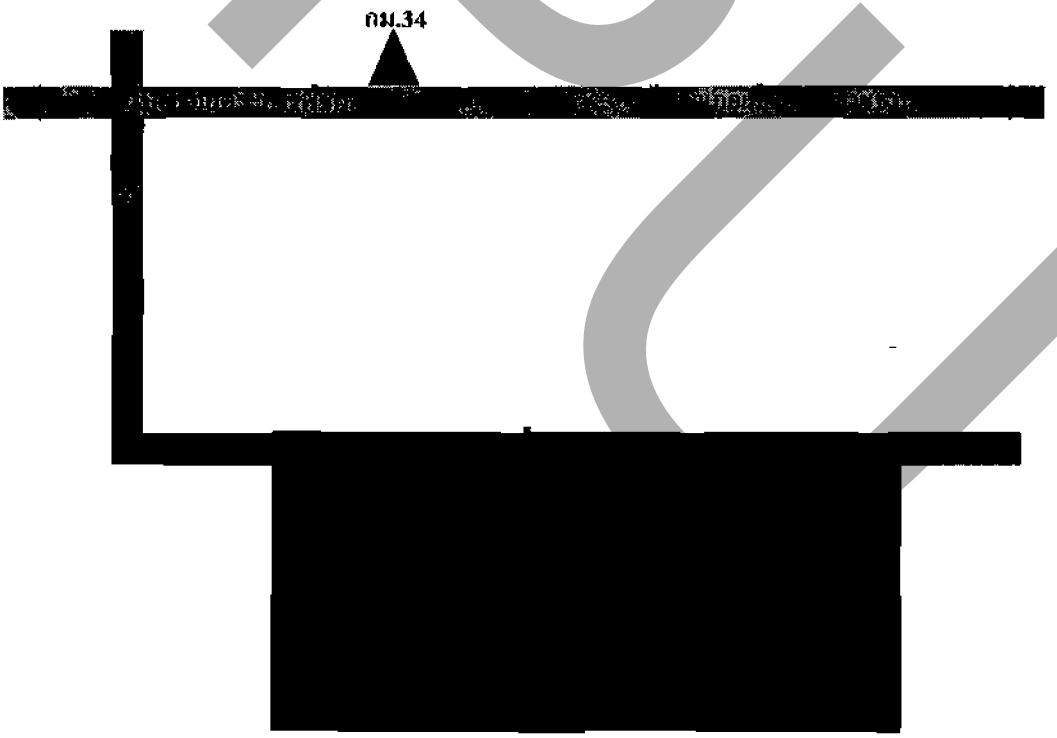
อุบลวรรณ ขุนพรม (2546) ได้ทำการศึกษาเรื่อง การวิเคราะห์ทางการเงินและเศรษฐกิจของโครงการผลิตก๊าซชีวภาพจากมูลสัตว์ เพื่อเป็นพลังงานทดแทน การศึกษานี้มีวัตถุประสงค์เพื่อวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงินและทางเศรษฐกิจโดยใช้วิธีการวิเคราะห์ต้นทุน - ผลประโยชน์เป็นเครื่องมือในการประเมินความเป็นไปได้ทางการเงินและทางเศรษฐกิจของโครงการ ปัจจัยการผลิตและผลผลิตตีค่าด้วยราคาคงที่ การวิเคราะห์ทางการเงินใช้อัตราดอกเบี้ยเงินฝากระยะยาวเป็นอัตราคิดลด และในการวิเคราะห์ทางเศรษฐกิจใช้อัตราดอกเบี้ยพันธบัตรรัฐบาลระยะยาวเป็นอัตราคิดลด ในการศึกษานี้ใช้ตัวชี้วัด 3 ตัว คือ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (BCR) และอัตราผลตอบแทนภายใน(IRR) ข้อมูลปฐมภูมิที่ใช้ในการศึกษานี้ได้จากการสัมภาษณ์เจ้าของบริษัท เอส.พี.เอ็ม.ฟาร์ม จำกัด ตั้งอยู่ที่อำเภอปากท่อ จังหวัดราชบุรี

จากผลการศึกษาพบว่า (1) กรณีที่รัฐบาลให้เงินสนับสนุน ณ อัตราคิดลดที่แท้จริงทางการเงิน 2% มูลค่าปัจจุบัน (NPV) มีค่าเท่ากับ 20,898,133 บาท อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (BCR) มีค่าเท่ากับ 2.04 และอัตราผลตอบแทนภายในทางการเงิน(FIRR) มีค่าเท่ากับ 24.11 (2) กรณีที่รัฐบาลไม่ให้เงินสนับสนุน ณ อัตราคิดลดที่แท้จริงทางการเงิน 2% มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) มีค่าเท่ากับ 16,747,568 บาท อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (BCR) มีค่าเท่ากับ 1.82 และอัตราผลตอบแทนภายในทางการเงิน (FIRR) มีค่าเท่ากับ 15.16 จากทั้งสองกรณีสรุปได้ว่าการลงทุนสร้างบ่อก๊าซชีวภาพของฟาร์มมีความเป็นไปได้ ณ อัตราคิดลดที่แท้จริงทางเศรษฐกิจ 5% มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) มีค่าเท่ากับ 20,727,179 บาท อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (BCR) มีค่าเท่ากับ 2.44 และอัตราผลตอบแทนภายในทางเศรษฐกิจ (EIRR) มีค่าเท่ากับ 29.49 สรุปได้ว่าโครงการมีความเป็นไปได้ทางเศรษฐกิจ

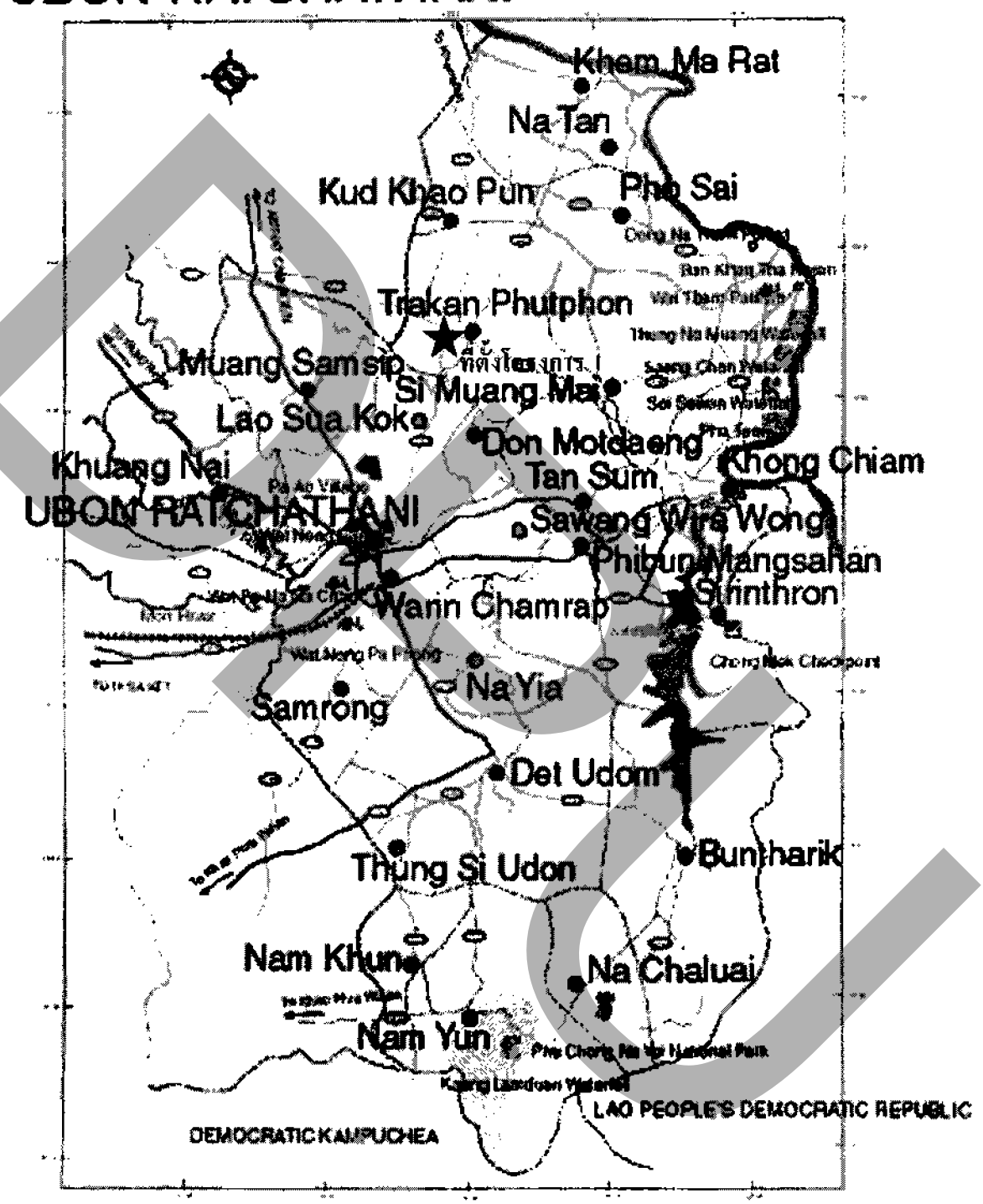
บทที่ 3
โครงสร้างการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวมวล
และการส่งเสริมการใช้พลังงานจากชีวมวลในประเทศไทย

3.1 ลักษณะทั่วไปของโครงการ

โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลลำน้ำเซบก ขนาด 9.9 MW. ใช้พื้นที่ในการก่อสร้างประมาณ 80 ไร่ สถานที่ตั้งอยู่ใกล้บริเวณลำน้ำเซบก ในเขตพื้นที่อำเภอตระการพืชผล จังหวัดอุบลราชธานี ณ กุดกิโลเมตรที่ 34 ทางหลวงสายอุบลราชธานี – ตระการพืชผล ห่างจากตัวจังหวัดอุบลราชธานี ประมาณ 35 กิโลเมตร

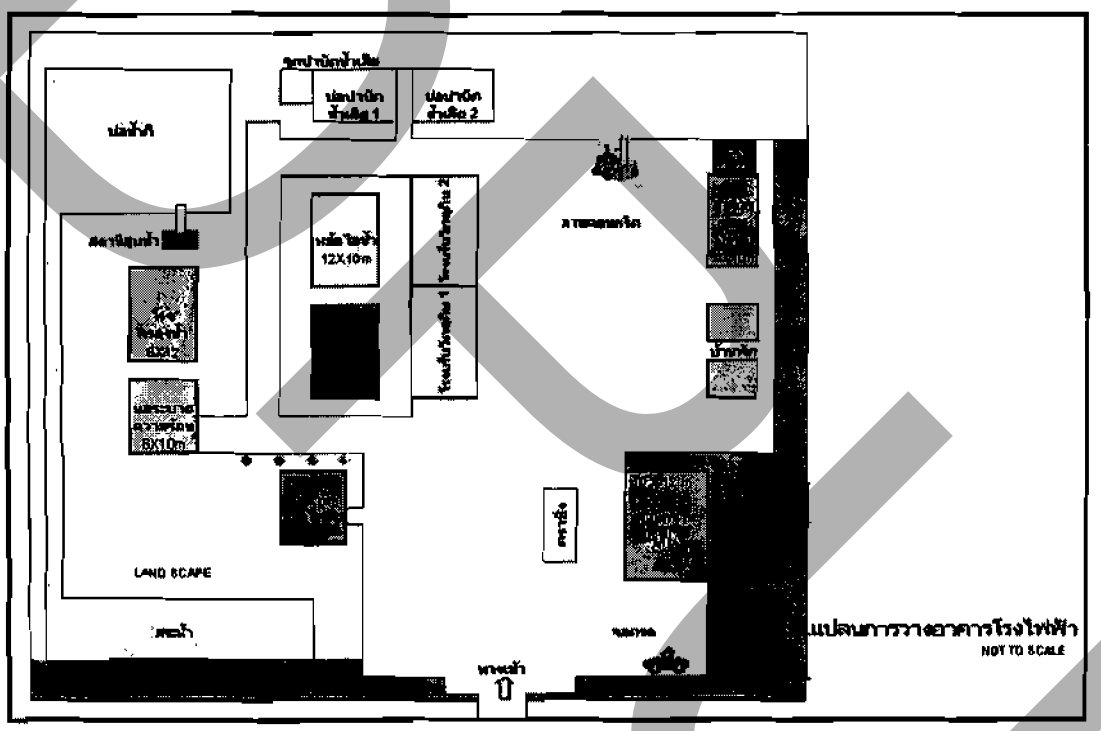


ภาพที่ 3.1 แสดงสถานที่ตั้งโครงการ



ภาพที่ 3.2 แสดงแผนที่ตั้งโครงการ

จากทำเลที่กล่าวมานั้น มีความเหมาะสมเป็นอย่างยิ่งในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล เนื่องจากการสำรวจทางด้านเทคนิค ขนาดที่ดินที่ใช้สำหรับตั้งโรงงานที่เหมาะสม คือ 80 ไร่ ซึ่งจะมีลานสำหรับตากวัตถุดิบเพื่อลดความชื้น โรงไฟฟ้ามีทำเลที่ตั้งใกล้กับแหล่งน้ำธรรมชาติ และอยู่ใกล้สายส่งขนาด 22 kv. (3 เฟส) เพื่อความสะดวกและลดค่าใช้จ่ายในการเชื่อมต่อระบบสายส่ง ในส่วนโรงงานประกอบด้วยอาคารสำนักงาน โรงเก็บวัตถุดิบ อาคารซ่อมบำรุง และอาคารผลิต ซึ่งจะมีหม้อไอน้ำ และเครื่องกำเนิดไฟฟ้าติดตั้งอยู่ตามแผนผังโรงงานด้านล่าง



ภาพที่ 3.3 แผนผังโรงงาน

นอกจากนั้น เหตุผลสำคัญอีกประการหนึ่งในการเลือกทำเลที่ตั้งบริเวณลำน้ำเซบก ในเขตพื้นที่อำเภอตระการพืชผล จังหวัดอุบลราชธานี คือ ปริมาณวัตถุดิบที่จะนำมาผลิตไฟฟ้า โดยโรงไฟฟ้าชีวมวลนี้ จะใช้วัตถุดิบเป็นแกลบ, ซังข้าวโพด, เหง้ามันสำปะหลัง, ยูคาลิบตัส, ฟางข้าว, เศษไม้, และถ่าน โดยจะขึ้นอยู่กับฤดูกาลเป็นหลัก ซึ่งจากการสำรวจปริมาณวัตถุดิบ ในเขตพื้นที่จังหวัดอุบลราชธานี และบริเวณจังหวัดใกล้เคียง (ยโสธร, อำนาจเจริญ) พบว่าบริเวณที่ทำการสำรวจนี้ มีปริมาณวัตถุดิบที่เพียงพอต่อการนำมาผลิตกระแสไฟฟ้า ดังจะเห็นได้จาก ตารางที่ 3.1 และ ตารางที่ 3.2

ตารางที่ 3.1 แสดงปริมาณวัตถุดิบในเขตจังหวัดอุบลราชธานี (รัศมี 80 กม.)

วัตถุดิบ	ปริมาณพื้นที่(ไร่)	หน่วย (ตัน)	คาดหวัง %	จำนวน (ตัน)	
ปริมาณขั้นต่ำ				**86,400**	**100%**
แกลบ	250,000 ไร่	375,000	20%	75,000	86.8%
เหง้ามันสำปะหลัง	30,000 ไร่	150,000	60%	90,000	104.2%
ไม้ยูคา	25,000 ไร่	125,000	50%	62,500	72.3%
ฟางข้าว	250,000 ไร่	125,000	20%	25,000	28.9%
เศษไม้				10,950	12.7%
เศษวัสดุอื่นๆ				3,650	4.2%
รวม				267,700	309.1%
จำนวนที่เหลือ				**180,700**	**209.1%**

ที่มา : จากการสำรวจของเกษตรจังหวัดอุบลราชธานี

ตารางที่ 3.2 แสดงปริมาณวัตถุดิบในเขตจังหวัดใกล้เคียง : ยโสธร, อำนาจเจริญ (รัศมี 150 กม.)

วัตถุดิบ	ปริมาณพื้นที่(ไร่)	หน่วย (ตัน)	คาดหวัง %	จำนวน (ตัน)	
ปริมาณขั้นต่ำ				**86,400**	**100%**
แกลบ	600,000 ไร่	900,000	10%	90,000	104.2%
เหง้ามันสำปะหลัง	40,000 ไร่	200,000	10%	20,000	23.1%
ไม้ยูคา	60,000 ไร่	300,000	10%	30,000	34.7%
ฟางข้าว	600,000 ไร่	300,000	10%	30,000	34.7%
เศษไม้				5,475	6.3%
เศษวัสดุอื่นๆ				1,825	2.1%
รวม				177,300	205.2%
จำนวนที่เหลือ				**90,900**	**105.2%**

ที่มา : จากการสำรวจของเกษตรจังหวัดอุบลราชธานี

3.2 การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวมวล

พลังงานชีวมวล หรือ Biomass เกิดจากพืชซึ่งเปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์แล้วเก็บสะสมไว้ดำรงชีพ และเป็นส่วนประกอบสำคัญที่ก่อให้เกิดการเจริญเติบโตของราก ลำต้น ใบ ดอก และผล เรียกว่า กระบวนการสังเคราะห์แสง โดยอาศัยสารคลอโรฟิลล์บนพืชสีเขียวที่ทำตัวเสมือนเป็นโรงงานเล็กๆ ดูดก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากอากาศ และน้ำจากดิน มาทำปฏิกิริยากันแล้วผลิตเป็นสารประกอบกลุ่มหนึ่ง เช่น น้ำตาล แป้ง และเซลลูโลส ซึ่งเรียกรวมๆ ว่าคาร์โบไฮเดรต

พลังงานแสงอาทิตย์จะถูกสะสมในรูปแบบของพันธะเคมีของสารประกอบเหล่านั้น การกินกันเป็นทอดๆ (ห่วงโซ่อาหาร) ของสิ่งมีชีวิต ทำให้มีการถ่ายทอดพลังงานเคมีจากพืชไปสู่สัตว์และสิ่งมีชีวิตอื่นๆ โดยสรุปคือ การทำงานของสิ่งมีชีวิตโดยพื้นฐานล้วนอาศัยพลังงานจากแสงอาทิตย์ และการเจริญเติบโตของสิ่งมีชีวิตก็เป็นแหล่งสะสมพลังงานที่ได้รับจากดวงอาทิตย์เช่นกัน

0199587

ปรากฏการณ์นี้ก่อเกิดชีวมวลซึ่งสามารถเปลี่ยนรูปเป็นพลังงานได้ เพราะในขั้นตอนของการเจริญเติบโต พืชใช้คาร์บอนไดออกไซด์และน้ำเปลี่ยนพลังงานจากแสงอาทิตย์ โดยผ่านกระบวนการสังเคราะห์แสงออกมาเป็นแป้ง และน้ำตาลกักเก็บไว้ ดังนั้นเมื่อนำพืชมาเป็นเชื้อเพลิงก็จะได้พลังงานออกมาเป็นพลังงานชีวมวลคือสารอินทรีย์ที่เป็นแหล่งกักเก็บพลังงานจากธรรมชาติ และสามารถนำมาใช้ผลิตพลังงานได้ เช่น แกลบจากการสีข้าวเปลือก ชานอ้อยจากการผลิตน้ำตาลทราย เศษไม้จากการแปรรูปไม้ และส่าเหล้าจากการผลิตเอทิลแอลกอฮอล์ เป็นต้น

พลังงานจากชีวมวล เป็นพลังงานที่ได้จากพืชและสัตว์ หรือองค์ประกอบของสิ่งมีชีวิตหรือสารอินทรีย์ต่างๆ รวมทั้งการผลิตจากการเกษตรและป่าไม้ เช่น ไม้ฟืน แกลบ กากอ้อย วัสดุเหลือใช้ทางการเกษตรอื่นๆ รวมถึงการนำมูลสัตว์ของเสียจากโรงงานแปรรูปทางเกษตรและขยะมาเผาไหม้โดยตรงและนำความร้อนที่ได้ไปใช้ หรือนำมาผลิตก๊าซชีวภาพโดยขบวนการเปลี่ยนแปลงทางชีวเคมีโดยอาศัยจุลินทรีย์ ซึ่งพลังงานชีวมวลแต่ละชนิดจะมีคุณสมบัติที่แตกต่างกัน เช่น แกลบให้ค่าความร้อนสูง เนื่องจากมีความชื้นต่ำ และไม่ต้องผ่านการบดย่อยก่อนนำไปเผาไหม้ ขี้เถ้าที่เกิดจากการเผาแกลบสามารถนำไปใช้ในอุตสาหกรรมผลิตเหล็กและแก้วได้ ส่วนชานอ้อยเมื่อเผาไหม้แล้วมีปริมาณขี้เถ้าน้อย จึงมีปัญหาในการจัดการน้อย และขี้เถ้ายังสามารถนำไปใช้ปรับปรุงสภาพดินในไร่อ้อยได้ด้วย บางชนิดไม่เหมาะที่จะนำมาเผาไหม้โดยตรงเพื่อผลิตไฟฟ้า เช่น กากมันสำปะหลัง และส่าเหล้า เพราะมีความชื้นสูงถึง 80-90 % บางชนิดต้องนำมาย่อย ก่อนนำไปเผาไหม้ เช่น เศษไม้ยางพารา เป็นต้น แหล่งผลิตชีวมวลขึ้นอยู่กับชนิดของชีวมวล ดังนี้

- โรงสีข้าว >> *แกลบ*
- โรงงานน้ำตาล >> *กากอ้อย*
- โรงงานสกัดน้ำมันปาล์มดิบ >> *กากปาล์ม,ทลายปาล์ม*
- โรงเลื่อยไม้ยางพารา สวนยางพารา และโรงงานผลิตไม้ยัด >> *เศษไม้, ใบไม้,หญ้าแห้ง*
- การแยกเมล็ดข้าวโพดออกซึ่งกระจายอยู่ตามไร่ข้าวโพด >> *ซังข้าวโพด*
- สวนมะพร้าว ร้านขายส่งลูกมะพร้าว และโรงงานแปรรูปเนื้อมะพร้าว >> *กาบมะพร้าว*
- โรงงานผลิตเอทิลแอลกอฮอล์ >> *ส่าเหล้า*
- โรงงานแป้งมันสำปะหลัง >> *กากมันสำปะหลัง*

ศูนย์วิทยทรัพยากร
มหาวิทยาลัยเชียงใหม่

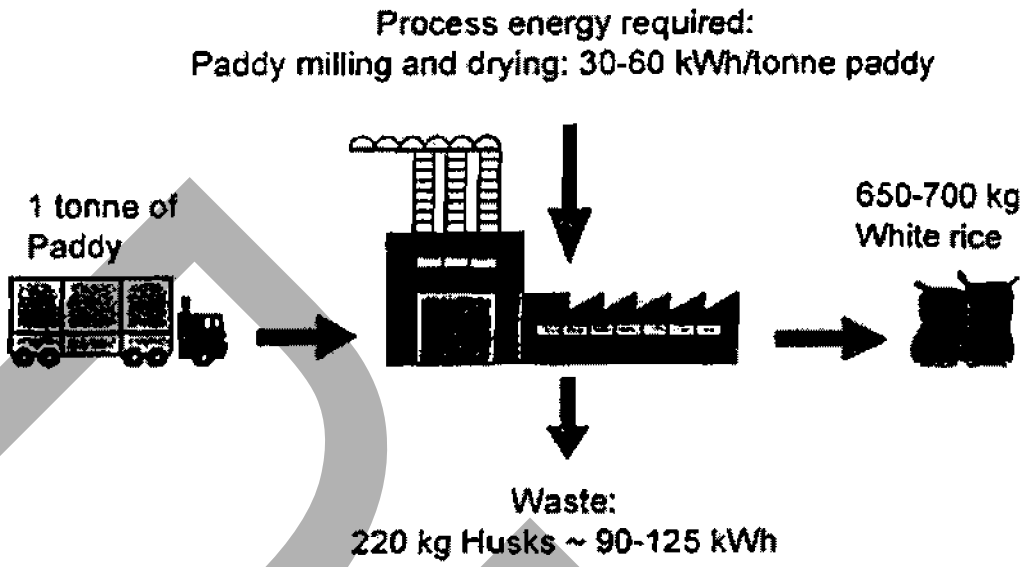
เทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องกับพลังงานชีวมวล มีดังต่อไปนี้ การสันดาบ (Combustion Technology) การสันดาบเป็นปฏิกิริยาการรวมตัวกันของเชื้อเพลิงกับออกซิเจนอย่างรวดเร็วพร้อมเกิดการลุกไหม้ และคายความร้อน ในการเผาไหม้ส่วนใหญ่จะไม่ใช้ออกซิเจนล้วนๆ แต่จะใช้อากาศแทน เนื่องจากอากาศมีออกซิเจนอยู่ 21% โดยปริมาตร หรือ 23% โดยน้ำหนัก การผลิตก๊าซเชื้อเพลิง (Gasification Technology) กระบวนการ Gasification เป็นกระบวนการเปลี่ยนแปลงพลังงาน ที่มีอยู่ในชีวมวลที่สำคัญกระบวนการหนึ่งของการเปลี่ยนแปลงแบบ Thermal Conversion โดยมีส่วนประกอบของ Producer Gas ที่สำคัญได้แก่ คาร์บอนมอนอกไซด์ ไฮโดรเจน และ มีเธน การผลิตก๊าซโดยการหมัก (Anaerobic Digestion Technology) การผลิตก๊าซจากชีวมวลทางเคมีด้วยการย่อยสลายสารเคมีในที่ไม่มีอากาศ หรือไม่มีออกซิเจน ซึ่งเรียกว่าก๊าซชีวภาพ (Biogas) ซึ่งจะได้ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ และก๊าซมีเธน เป็นผลิตภัณฑ์หลัก

ประมาณ 12% ของพลังงานของโลกมาจากพลังงานชีวมวล ในประเทศอุตสาหกรรมเชื้อเพลิงจากชีวมวลได้ถูกนำมาผลิตไฟฟ้า และไอน้ำใช้ในอุตสาหกรรมขนาดใหญ่ (เช่น โรงงานกระดาษ และโรงงานน้ำตาล เป็นต้น) ตรงข้ามกับประเทศกำลังพัฒนาส่วนใหญ่ใช้ชีวมวลเป็นเชื้อเพลิงในการหุงต้ม และอุตสาหกรรมขนาดเล็ก

ในประเทศไทยมีการใช้ประโยชน์จากชีวมวลเป็นแหล่งพลังงานส่วนใหญ่อยู่ในชนบทและภาคการเกษตร โดยการนำชีวมวลไปใช้เพื่อการผลิต เช่น แกลบจะถูกนำมาเผา เพื่อผลิตไอน้ำนำไปหมุนกังหันใช้งาน ในโรงสีข้าว กากอ้อยและกากปาล์ม จะถูกนำมาเผาเพื่อผลิตไอน้ำ และไฟฟ้านำไปใช้ในขบวนการผลิต และเศษไม้ยางพารา จะถูกนำมาเผา เพื่อผลิตลมร้อน ใช้ในการอบไม้ยางพารา เป็นต้น

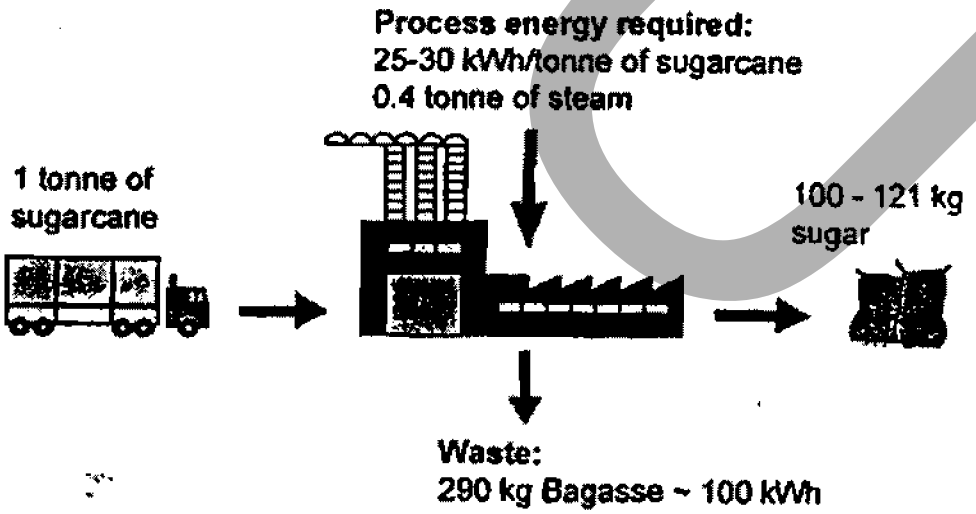
ศักยภาพในการผลิตกระแสไฟฟ้าของชีวมวลแต่ละประเภท มีดังนี้

แกลบ เป็นชีวมวลที่ได้จากโรงสีข้าว เมื่อนำข้าวเปลือก 1 ตัน ผ่านกระบวนการแปรรูปต่างๆ แล้ว จะใช้พลังงานทั้งสิ้น 30-60 kWh เพื่อให้ได้ข้าวประมาณ 650-700 กิโลกรัม และจะมีวัสดุที่เหลือจากกระบวนการผลิตหรือ แกลบ ประมาณ 220 กิโลกรัม หรือเทียบเท่าพลังงานไฟฟ้าได้ 90-125 kWh



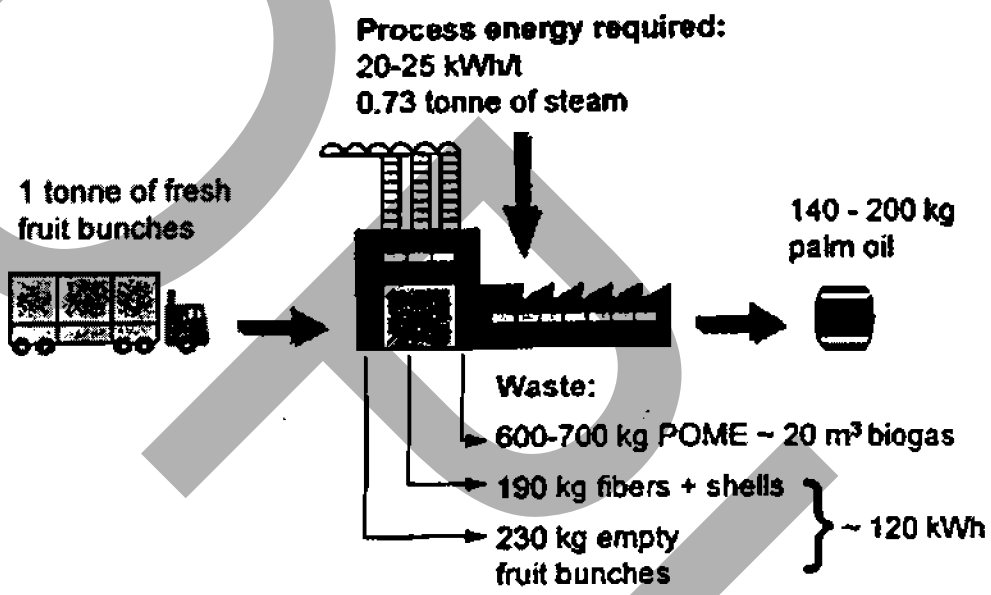
ภาพที่ 3.4 แสดงกระบวนการแปรรูปวัตถุดิบเพื่อการผลิตกระแสไฟฟ้าโดยใช้แกลบ

กาก (ชาน) อ้อย เป็นชีวมวลที่ได้จากโรงงานน้ำตาล เมื่อนำอ้อย 1 ตัน ผ่านกระบวนการแปรรูปต่างๆ แล้ว จะใช้พลังงานทั้งสิ้น 25-30 kWh และใช้ไอน้ำอีก 0.4 ตัน เพื่อให้ได้น้ำตาลทรายประมาณ 100-121 กิโลกรัม และจะมีวัสดุที่เหลือจากกระบวนการผลิตหรือกาก(ชาน)อ้อย ประมาณ 290 กิโลกรัม หรือหรือเทียบเท่าพลังงานไฟฟ้าได้ 100 kWh



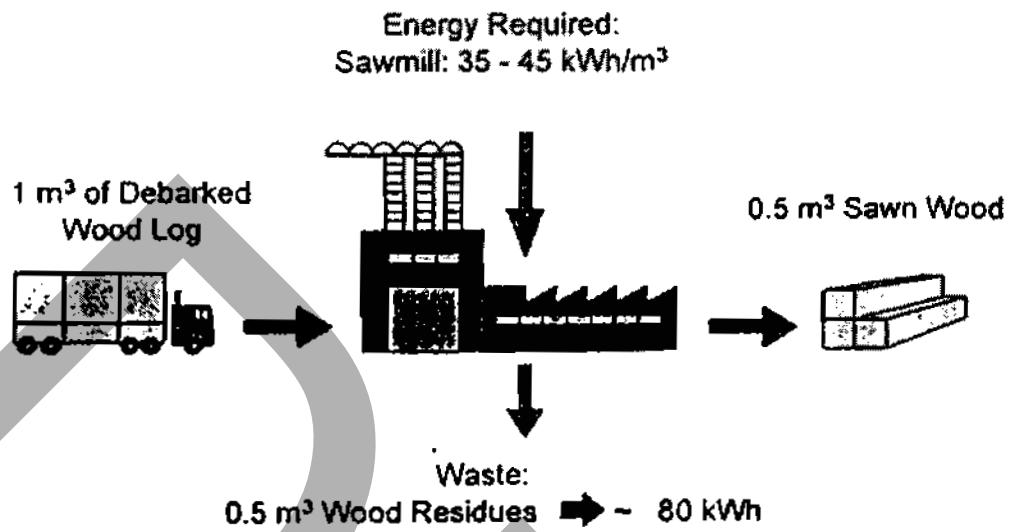
ภาพที่ 3.5 แสดงกระบวนการแปรรูปวัตถุดิบเพื่อการผลิตกระแสไฟฟ้าโดยใช้กาก(ชาน)อ้อย

เปลือกปาล์ม กะลาปาล์ม และทลายปาล์ม เป็นชีวมวลที่ได้จากโรงงานสกัดน้ำมันปาล์ม เมื่อนำปาล์ม 1 ตัน ผ่านกระบวนการแปรรูปต่างๆ แล้ว จะใช้พลังงานทั้งสิ้น 20-25 kWh และใช้ไอน้ำอีก 0.73 ตัน เพื่อให้ได้น้ำมันปาล์มประมาณ 140-200 กิโลกรัม และจะมีวัสดุที่เหลือจากกระบวนการผลิตหรือ เปลือกปาล์ม กะลาปาล์ม ประมาณ 190 กิโลกรัม และได้เป็นทลายปาล์ม 230 กิโลกรัม หรือเทียบเท่าพลังงานไฟฟ้าได้ 120 kWh และมีน้ำเสียจากโรงงานคิดเทียบเท่าก๊าซชีวภาพได้ 20 ลูกบาศก์เมตร



ภาพที่ 3.6 แสดงกระบวนการแปรรูปวัตถุดิบเพื่อการผลิตกระแสไฟฟ้าโดยใช้เปลือกปาล์ม กะลาปาล์ม และทลายปาล์ม

เศษไม้ เป็นชีวมวลที่ได้จากโรงเลื่อยไม้ เมื่อนำไม้ 1 ลูกบาศก์เมตร ผ่านกระบวนการแปรรูปต่างๆ แล้ว จะใช้พลังงานทั้งสิ้น 35-45 kWh เพื่อให้ได้ไม้แปรรูปประมาณ 0.5 ลูกบาศก์เมตร และจะมีวัสดุที่เหลือจากกระบวนการผลิตหรือ เศษไม้ ประมาณ 0.5 ลูกบาศก์เมตร หรือเทียบเท่าพลังงานไฟฟ้าได้ 80 kWh



ภาพที่ 3.7 แสดงกระบวนการแปรรูปวัตถุดิบเพื่อการผลิตกระแสไฟฟ้าโดยเศษไม้

3.3 พลังงานชีวมวลในประเทศไทย

ประเทศไทยนับเป็นประเทศเกษตรกรรมที่สำคัญแห่งหนึ่งของโลก ประชาชนมากกว่าร้อยละ 50 ประกอบอาชีพเกษตรกรรม ผลพลอยได้สำคัญนอกเหนือจากผลผลิตทางการเกษตรก็คือวัสดุเหลือทิ้งทางการเกษตร เช่น แกลบ, ซังข้าวโพด, มันสำปะหลัง, ยูคาลิบตัส, ฟางข้าว, เศษไม้ เป็นต้น ซึ่งสามารถหาได้ไม่ยากนักในทุกภาคของประเทศไทย ปัจจุบันประเทศไทยมีศักยภาพในการผลิตพลังงานจากชีวมวลได้ถึง 17.1 MT เทียบเท่าน้ำมันดิบหรือเทียบเป็นกำลังไฟฟ้าได้ถึง 9,630.18 MW.

ตารางที่ 3.3 แสดงปริมาณเชื้อเพลิงที่มีศักยภาพนำไปใช้เป็นพลังงานในประเทศไทย

ชนิด	ปริมาณชีวมวลที่เหลือ (1,000 ตัน)	พลังงานจากชีวมวลที่เหลือ (GJ)	ไฟฟ้าที่ผลิตจากชีวมวลที่เหลือ (MW)
ชานอ้อย	2,426	22,441	201
แกลบ	2,543	36,289	425
ทะลายปาล์ม	670	11,966	74
เส้นใยปาล์ม	53	934	
กะลาปาล์ม	5	92	
รวม	**5,697**	**71,722**	**700**

ที่มา : สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ

3.4 ข้อดี – ข้อเสีย ของเชื้อเพลิงชีวมวล

ข้อดีของเชื้อเพลิงชีวมวล

- มีปริมาณกำมะถันต่ำ
- ราคาถูกกว่าพลังงานเชิงพาณิชย์อื่น ต่อหน่วยความร้อนที่เท่ากัน
- มีแหล่งผลิตอยู่ในประเทศ
- พลังงานจากชีวมวลจะไม่ก่อให้เกิดสภาวะเรือนกระจก และแทบจะไม่ทำให้เกิดมลภาวะทางอากาศหรืออากาศเป็นพิษเลยในกรณีมีการปลูกทดแทน

ข้อเสียของการใช้พลังงานจากชีวมวล

พลังงานจากชีวมวลมีข้อเสียเปรียบเมื่อเทียบกับเชื้อเพลิงประเภทถ่านหินก๊าซธรรมชาติและน้ำมันเตาหลายประการ และเป็นเหตุผลที่ทำให้การผลิตไฟฟ้าโดยใช้พลังงานหมุนเวียนไม่แพร่หลายเท่าที่ควร เช่น

(1) ชีวมวลมีปริมาณที่ไม่แน่นอน เนื่องจาก

- ชีวมวลแต่ละชนิดปลูกเพียงตามฤดูกาลเท่านั้น และผลผลิตที่ได้ขึ้นอยู่กับสภาพภูมิอากาศ
- เกษตรกรเปลี่ยนชนิดของผลผลิตไปตามความต้องการของตลาด
- พื้นที่การเกษตรลดลงเนื่องจากการเปลี่ยนแปลงสภาพไปสู่เมือง
- ชีวมวลมีอยู่มากแต่อยู่อย่างกระจัดกระจาย ทำให้รวบรวมได้ยาก เช่น กะลามะพร้าว เศษไม้ ซังข้าวโพด ยอดอ้อยที่อยู่ตามท้องไร่ท้องนา และแกลบตามโรงสีเล็กๆ

(2) ปริมาณชีวมวลที่มีใช้อยู่ในโรงงาน และพื้นที่ใกล้เคียง มีไม่เพียงพอที่จะนำไปผลิตไฟฟ้า ที่ให้ผลตอบแทนในการลงทุนดีพอ และเมื่อต้องหาชีวมวล ประเภทอื่น หรือจากแหล่งอื่นมาเสริม ก็จะมีปัญหาในเรื่องต่างๆ ดังนี้

- ค่าขนส่งจากแหล่งชีวมวลมาสู่โรงงาน ถ้ายิ่งอยู่ไกลพื้นที่ตั้งของโรงงานก็ยิ่งทำให้มีค่าใช้จ่ายสูง
- เทคโนโลยีที่สามารถใช้ได้กับเชื้อเพลิงชีวมวลหลายๆ ชนิด มีราคาแพง
- มีความเสี่ยงสูงในการรวบรวมชีวมวลจากแหล่งต่างๆ ให้ได้ปริมาณตามต้องการ

(3) ค่าใช้จ่ายสูงที่จะลงทุนเชื่อมต่อระบบไฟฟ้า ระหว่างโรงงานสู่ระบบสายส่ง ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เช่น ค่าอุปกรณ์เชื่อมต่อ ค่าก่อสร้างระบบสายส่ง เป็นต้น

(4) โรงงานขาดความเชื่อมั่นที่จะลงทุน เนื่องจาก

- ขาดการสนับสนุนการลงทุนจากสถาบันการเงิน เนื่องจากความไม่แน่นอนของปริมาณชีวมวล
- ขาดความมั่นใจด้านเทคโนโลยี ด้วยยังขาดการสาธิตเทคโนโลยี
- ไม่มีผู้ให้คำปรึกษาทางเทคนิค
- ขาดบุคลากรที่จะเป็นผู้ดำเนินการและบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า

(5) ราคารับซื้อและราคาขายของไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานสิ้นเปลืองยังต่ำมาก เมื่อเทียบกับไฟฟ้าที่ได้จากชีวมวล จึงไม่เกิดแรงจูงใจในการผลิต แต่ถ้าราคาไฟฟ้า ที่ผลิตได้จากพลังงานสิ้นเปลือง สูงขึ้นในอนาคต ก็จะเป็นแรงจูงใจ ให้มีการปรับปรุงประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้า ของโรงสีข้าวและโรงงานน้ำตาล จนทำให้มีไฟฟ้าเหลือมากพอจำหน่ายคืนเข้าระบบของการไฟฟ้าฯ ได้

3.5 ความเหมาะสมของชีวมวลแต่ละประเภทที่จะนำมาเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า

กากอ้อย :

โรงงานน้ำตาลที่มีเครื่องจักรที่ผลิตไฟฟ้าอยู่แล้ว หากมีการดัดแปลงเครื่องจักรเพื่อผลิตไฟฟ้าขายนอกฤดูหีบอ้อย จึงเป็นการลงทุนไม่มาก และได้ผลตอบแทนการลงทุนค่อนข้างดี แต่ปริมาณกากอ้อยที่เหลือ จากการผลิตน้ำตาลต้องมีปริมาณมากพอ ที่จะผลิตไฟฟ้านอกฤดูหีบอ้อย หรือหากเครื่องจักรที่มีอยู่ (โดยเฉพาะหม้อน้ำ) ถ้ามีขนาดใหญ่เกินไป ก็ควรหาเชื้อเพลิงอื่นมาเสริมเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพของหม้อน้ำ ให้สามารถทำงานได้มากขึ้น

แกลบ :

แกลบถือว่าเป็นเชื้อเพลิงที่ดีที่สุด ในบรรดาชีวมวลทั้งหมด เพราะมีความชื้นต่ำ ไม่ต้องผ่านเครื่องย่อยก่อนนำไปเผาไหม้ ประกอบกับมีสัดส่วนขี้เถ้า มากกว่าชีวมวลชนิดอื่น สามารถนำไปทดแทนดินเพื่อปลูกพันธุ์ไม้ต่างๆ ได้ดี ส่งขายต่างประเทศได้อีกด้วย ทำให้ผลตอบแทนของโครงการดีขึ้น การนำแกลบมาเป็นเชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้า จะมีปัญหาอยู่ที่การรวบรวมแกลบจากโรงสีที่มีแหล่งอยู่กระจัดกระจาย ทั่วไปหลายๆ แห่งมารวมกัน เพื่อเพิ่มกำลังการผลิตให้สูงขึ้น และเงินลงทุนต่อ เมกะวัตต์จะลดลง

กากปาล์ม :

โดยทั่วไปโรงงานสกัดน้ำมันปาล์มดิบมีเครื่องจักรที่ผลิตไฟฟ้าอยู่แล้ว แต่ส่วนใหญ่ จะออกแบบขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้า ไว้เพียงให้พอดีกับความต้องการใช้ภายในโรงงาน จึงทำให้มีกากปาล์มเหลืออยู่เป็นจำนวนมาก แนวทางหนึ่งในการบรรเทาปัญหาของโรงงาน ในการกำจัดกากปาล์มที่เหลือ ก็คือการเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าให้สูงขึ้น เพื่อนำพลังงานไฟฟ้าส่วนเกินขายภายนอก สำหรับในกรณีที่เป็นโรงงานตั้งใหม่ เจ้าของโรงงาน ควรออกแบบระบบผลิตไฟฟ้า ให้สามารถใช้งานได้ พอดีกับปริมาณเชื้อเพลิงที่มีอยู่

เศษไม้ :

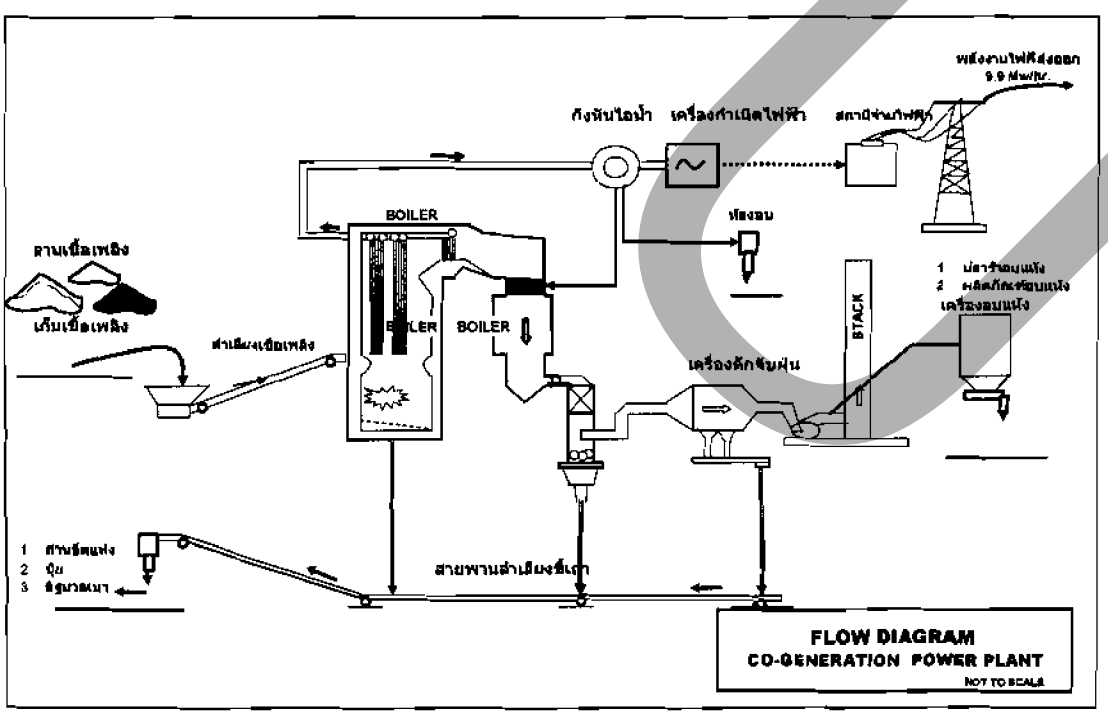
เศษไม้ส่วนใหญ่จะเป็นไม้ยางพาราซึ่งมีมากในภาคใต้ของประเทศ แต่เนื่องจากเศษไม้มีความชื้นสูงมาก และมีแหล่งที่อยู่กระจัดกระจาย ต้นทุนของเศษไม้จึงสูงกว่าเชื้อเพลิง อื่นๆ เช่น ถ้าต้องนำปลายไม้จากสวนยางพารา มาเป็นเชื้อเพลิง ในขนาดเส้นผ่าศูนย์กลางไม่เกิน 4 นิ้ว ยาว 1 เมตร จะมีต้นทุนในการรวบรวมและจัดส่งอย่างต่ำเท่ากับ 250 บาท/ตัน เมื่อเทียบเป็นไม้แห้ง โดยหักความชื้นออก ราคาจะสูงขึ้นเป็น 3 เท่า หรือ 750 บาท/ตัน ทั้งนี้ยังไม่รวมต้นทุนในการย่อยให้เป็นชิ้นเล็กๆ ดังนั้นผลตอบแทนการลงทุน จึงน้อยกว่าโรงไฟฟ้า ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวลชนิดอื่น

ซังข้าวโพดและกาบมะพร้าว :

ชีวมวลทั้ง 2 ชนิดนี้มีปริมาณไม่มาก และอยู่กระจัดกระจาย เหมาะที่จะนำมาเป็นเชื้อเพลิงเสริมมากกว่าใช้เป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้า

3.6 กระบวนการผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวล

การผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวล เป็นการนำเชื้อเพลิง (แกลบ, ซังข้าวโพด, มันสำปะหลัง, ยูคาลิบตัส, ฟางข้าว, เศษไม้ และอื่นๆ) มาย่อยให้มีขนาดพอเหมาะกับความต้องการ หลังจากนั้นก็นำไปเข้าเตาเผาโดยผ่านทางสายพานลำเลียง เข้าเตาเผาให้อุณหภูมิประมาณ 538 องศาเซลเซียส เพื่อทำการต้มน้ำที่เตรียมเอาไว้ (น้ำ Demin ซึ่งเป็นน้ำที่มีค่า pH เป็นกลาง) ต้มน้ำจนกระทั่งน้ำได้เปลี่ยนสถานะจากของเหลวเป็นไอน้ำ หลังจากได้ไอน้ำแล้ว ก็จะมีแรงดันของไอน้ำไปปั่นเครื่องกันหันไอน้ำ ทำให้เครื่องกังหันไอน้ำหมุน ในขณะที่เครื่องกังหันไอน้ำหมุน ก็จะทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าหมุนด้วยเช่นกัน เนื่องจากแกนของเครื่องกังหันไอน้ำกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเป็นแกนเดียวกัน ดังนั้นเมื่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหมุน ก็จะได้กระแสไฟฟ้าออกมาส่งให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิต โดยผ่านทางสายส่งไฟฟ้า



ภาพที่ 3.8 แสดงกระบวนการผลิตกระแสไฟฟ้า

3.7 ขั้นตอนการผลิตไฟฟ้าพลังงานชีวมวล

ขั้นตอนที่ 1 การเตรียมเชื้อเพลิง

เป็นการนำเชื้อเพลิงมาทำการเตรียมโดยการทำให้แห้ง, ตากแดด และถ้ามีขนาดใหญ่ก็ทำการตัดให้มีขนาดพอเหมาะ

ขั้นตอนที่ 2 การเผา

เป็นการนำเชื้อเพลิงมาเผาไหม้ให้มีความร้อนที่อุณหภูมิประมาณ 538 °C

ขั้นตอนที่ 3 การต้มน้ำ

เป็นการนำน้ำ Demin ที่ผ่านการกรองแล้วมีค่า pH เป็นกลาง มาต้มให้เดือด

ขั้นตอนที่ 4 การเตรียมไอน้ำ

น้ำเมื่อผ่านการต้มก็จะเดือด ทำให้เกิดไอน้ำที่มีแรงดัน และความร้อนสูงขึ้น

ขั้นตอนที่ 5 การทำให้เครื่องกังหันไอน้ำหมุน

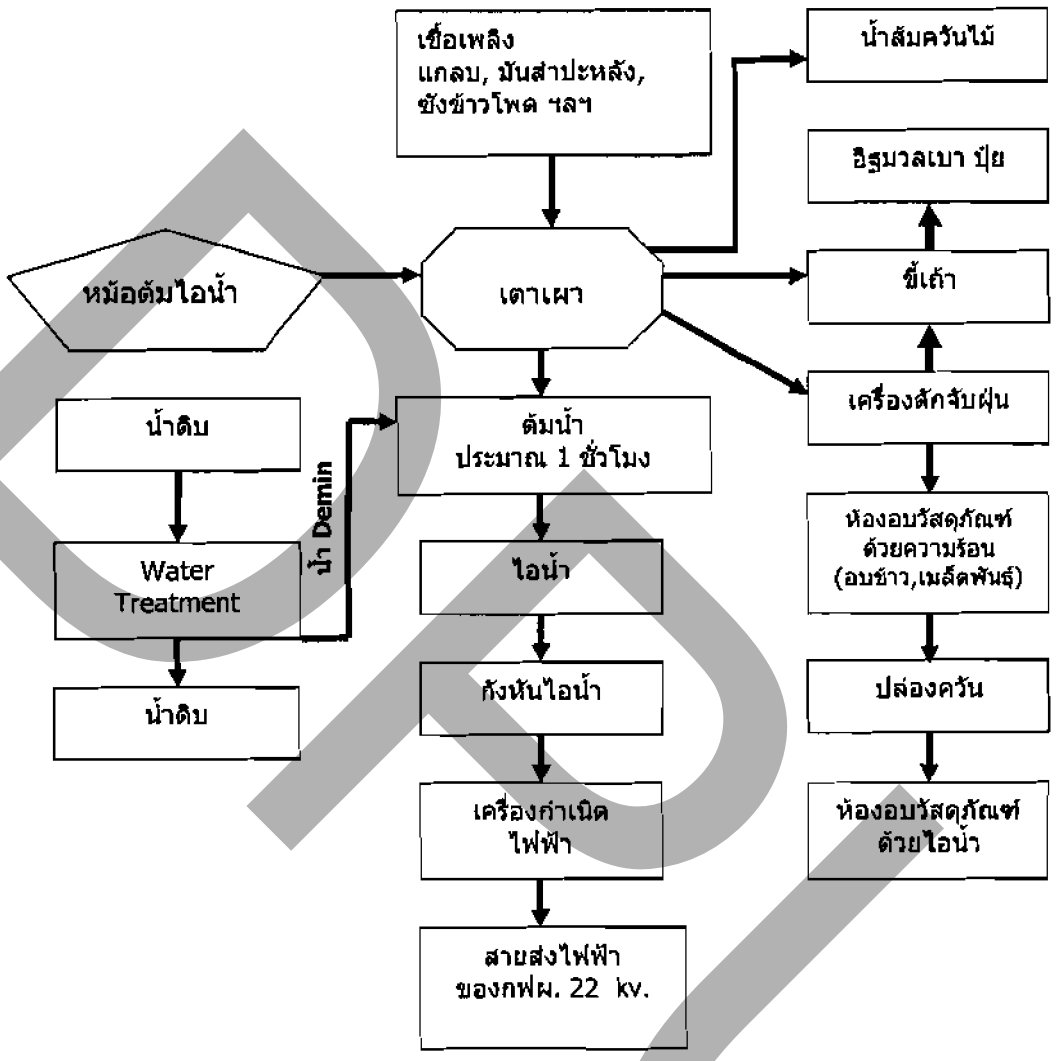
แรงดันของไอน้ำที่ได้จากการต้มน้ำให้เดือดที่อุณหภูมิประมาณ 538 °C จะทำให้เครื่องกังหันไอน้ำหมุน

ขั้นตอนที่ 6 การทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าหมุน

เมื่อเครื่องกังหันไอน้ำหมุน จะทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าหมุนด้วย เนื่องจาก เครื่องกังหันไอน้ำมีแกนเดียวกันกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

ขั้นตอนที่ 7 การเกิดกระแสไฟฟ้า

เมื่อเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหมุนจะทำให้ได้กระแสไฟฟ้าออกมาส่งให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตผ่านทางสายส่งไฟฟ้า



ภาพที่ 3.9 แสดงแผนผังการผลิตกระแสไฟฟ้าจากชีวมวล

จากกระบวนการผลิตกระแสไฟฟ้าทำให้เกิดผลิตภัณฑ์นอกเหนือจากกระแสไฟฟ้า คือ ปุ๋ย, อิฐมวลเบา, น้ำส้มควันไม้, น้ำดื่ม และห้องอบวัสดุภัณฑ์ ซึ่งสามารถเพิ่มรายได้ให้กับโรงงานอีกด้วย

3.8 การส่งเสริมการใช้พลังงานจากชีวมวลในประเทศไทย

สำนักงานคณะกรรมการนโยบายแห่งชาติ (สพช.) ได้ใช้เงินจาก "กองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน" สนับสนุนผ่านหน่วยงานต่างๆ ในการศึกษาวิจัยเพื่อนำวัสดุเหลือใช้ จากการเกษตร หรืออุตสาหกรรมการเกษตรต่างๆ เหล่านั้น มาใช้ให้เกิดประโยชน์เป็นพลังงาน ได้อย่างมีประสิทธิภาพมากที่สุด เช่น

- สนับสนุน กลุ่มพัฒนาพลังงานจากไม้ กรมป่าไม้ ในการนำวัสดุเหลือใช้จากการเกษตร มาอัดแท่งให้เป็นฟืนและถ่าน หรือที่เรียกว่า "แท่งเชื้อเพลิงเขียว" เพื่อให้ประชาชนในชนบท มีเชื้อเพลิงใช้ในราคาถูก และสนับสนุนการปรับปรุงเตาหุงต้ม ให้สามารถใช้กับวัสดุเหลือใช้ ทางการเกษตรอีกด้วย
- สนับสนุนมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี ในการเผยแพร่การใช้เตาถ่านหุงต้มประสิทธิภาพสูง
- สนับสนุนหน่วยบริการก๊าซชีวภาพ มหาวิทยาลัยเชียงใหม่ และกรมส่งเสริมการเกษตร ในการส่งเสริมให้มีการนำของเสีย จากมูลสัตว์มาผลิตเป็นก๊าซชีวภาพ เพื่อใช้เป็นพลังงาน ทดแทนก๊าซหุงต้มและพลังงานไฟฟ้า

นอกจากนั้น สพช. ยังได้ทำการศึกษา แนวทางสนับสนุนการนำวัสดุเหลือใช้ จากการเกษตรหรืออุตสาหกรรมการเกษตร มาเป็นเชื้อเพลิง เพื่อผลิตไฟฟ้าทดแทนพลังงานเชิงพาณิชย์ที่ต้องนำเข้าจากต่างประเทศ โดยไฟฟ้าที่ผลิตได้สามารถใช้งานได้อย่างพอเพียง ภายในโรงงานอุตสาหกรรมแห่งนั้น ซึ่งอาจมีปริมาณเหลือใช้มากพอที่จะจำหน่ายให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย การไฟฟ้านครหลวง และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค อีกด้วย โดยการไฟฟ้าฝ่ายผลิตประเทศไทยได้ประกาศระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก สพช. ได้ดำเนินการในด้านต่างๆ ไปแล้วดังนี้

(1) การกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียน : ด้วยการสนับสนุนของ Danish Cooperation for Environment and Development (DANCED) ประเทศเดนมาร์ก ศึกษาหาข้อมูลให้กับ สพช. ในราย ละเอียดของกลไกด้านราคาเพื่อส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียน โดยเฉพาะอย่างยิ่ง ในส่วนที่เกี่ยวกับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (Small Power Producers: SPP) และเพื่อประเมินระดับมากน้อย ของการให้เงินสนับสนุนด้านราคา โดยพิจารณาจากประโยชน์ ที่ได้รับจากการใช้แหล่งพลังงานหมุนเวียนในประเทศ ทดแทนการใช้พลังงานจากฟอสซิล การศึกษาดังกล่าวเสนอ ให้มีการให้เงินชดเชยการผลิต ซึ่งจะทำให้โรงสีข้าว และโรงงานน้ำตาลที่มีการผลิตไฟฟ้าอยู่แล้ว มีการปรับปรุงให้มีประสิทธิภาพมากขึ้น และมีไฟฟ้าเหลือขายให้ระบบ

(2) การส่งเสริมผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้พลังงานหมุนเวียน : ตามที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ได้มีประกาศลงวันที่ 3 กันยายน 2539 เรื่อง การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็ก ประเภทพลังงานนอกรูปแบบ เชื้อเพลิงกาก เศษวัสดุเหลือใช้ ขยะมูลฝอยหรือไม้ ณ สิ้นเดือนมกราคม 2545 มีผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producers: SPP) ขายไฟฟ้าเข้าระบบของการไฟฟ้า 50 ราย คิดเป็นพลังไฟฟ้าที่เสนอขาย 1,962 MW จากจำนวนดังกล่าวเป็นการผลิตไฟฟ้า จากพลังงานหมุนเวียน และพลังงานหมุนเวียน ผสมกับพลังงานเชิงพาณิชย์ เพียง 26 ราย คิดเป็นพลังไฟฟ้าที่เสนอขาย 215-260 MW ซึ่งส่วนใหญ่จะเป็น SPP ที่มีความคุ้มค่าทางด้านการเงินสูง แต่ก็ยังมี SPP หลายรายที่มีความคุ้มค่าทางด้านการเงินต่ำ แต่มีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ เนื่องจากการผลิตกระแสไฟฟ้า โดยใช้พลังงานหมุนเวียน จะไม่ก่อให้เกิดมลพิษ และผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม

เพื่อให้มีการลงทุนผลิต และขายไฟฟ้า ที่ใช้พลังงานหมุนเวียนเป็นเชื้อเพลิงมากขึ้น คณะกรรมการกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน จึงได้ให้ สพช. ใช้เงินจากกองทุนฯ ในวงเงินรวม 2,060 ล้านบาท สนับสนุนโครงการส่งเสริมผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้พลังงานหมุนเวียน เพื่อให้ กฟผ. สามารถรับซื้อไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียนได้อีกประมาณ 300 เมกะวัตต์ สพช. ได้ออกประกาศเชิญชวน ให้ผู้สนใจลงทุน และผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ที่ใช้พลังงานนอกรูปแบบ หรือใช้พลังงานหมุนเวียนเป็นเชื้อเพลิง ได้ยื่นข้อเสนอเพื่อขอรับเงินสนับสนุนดังกล่าว โดยกองทุนฯ จะจ่ายเงินสนับสนุน ให้กับผู้ที่มีข้อเสนอ ที่เหมาะสม และเสนอขอรับเงินสนับสนุน ค่าพลังงานไฟฟ้าที่เพิ่มขึ้นจากอัตรารับซื้อไฟฟ้า จากผู้ผลิตรายเล็กไม่เกิน 0.36 บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง เป็นระยะเวลา 5 ปี ด้วยวิธีคัดเลือก

(3) การจัดตั้งศูนย์บริการข้อมูลเพื่อส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าโดยเชื้อเพลิงจากชีวมวล : สพช. ได้รับการสนับสนุนจาก Global Environment Facility (GEF) โดยผ่าน United Nations Development Programmed (UNDP) ในวงเงิน 6.8 ล้านดอลลาร์สหรัฐ เพื่อร่วมดำเนินการแก้ไขและลดปัญหาอุปสรรค ที่เกิดขึ้นในการพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้า โดยใช้เชื้อเพลิงชีวมวล โดยจะพยายามสร้างความรู้ความเข้าใจกับธนาคารหรือสถาบันการเงินต่างๆ ในเรื่องความสำคัญของการผลิตไฟฟ้า โดยใช้เชื้อเพลิงชีวมวล พร้อมทั้งจะมีการจัดตั้งศูนย์บริการที่ทำหน้าที่ในการให้คำปรึกษาและให้บริการข้อมูลในด้านต่างๆ (One Stop Clearing House) ให้กับนักลงทุนและผู้ที่สนใจทั่วไปที่จะเข้าสู่ระบบการผลิตไฟฟ้าโดยใช้เชื้อเพลิงชีวมวล เช่น การให้คำปรึกษาทางเทคนิค การให้คำปรึกษาในด้านแหล่งเงินทุน และการให้บริการศึกษาความเป็นไปได้ในการตั้งระบบผลิตไฟฟ้า โดยใช้เชื้อเพลิงชีวมวล เป็นต้น

(4) การศึกษาความเหมาะสมการผลิตไฟฟ้าระบบความร้อนร่วมจากเชื้อเพลิง : กองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน ได้สนับสนุนมูลนิธิสถาบันประสิทธิภาพพลังงาน (ประเทศไทย) ในวงเงินเกือบ 5 ล้านบาท เพื่อศึกษาถึงความเหมาะสมในการผลิตไฟฟ้าไฟฟ้าในระบบ Combined Heat and Power (CHP) ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล และศึกษาแนวทางแก้ไขปัญหาและอุปสรรคในการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าโดยใช้ชีวมวลเป็นเชื้อเพลิง เช่น เจ้าของโรงงาน ขาดประสบการณ์ ในการคัดเลือกเทคโนโลยี ที่เหมาะสม ที่จะนำมาประยุกต์ใช้ การขาดข้อมูลเกี่ยวกับแหล่งชีวมวลที่สามารถนำมาใช้ เป็นเชื้อเพลิงทดแทน หรือนำมาเสริมกับเชื้อเพลิงชีวมวลเดิมของโรงงานและปัจจัยด้านราคาขนส่งชีวมวล จากแหล่งชีวมวลมายังโรงงานของผู้ประกอบการ โครงการนี้ได้รับความช่วยเหลือด้านเทคโนโลยี จากรัฐบาลฟินแลนด์ ผ่านบริษัท Fortum Engineering Ltd.

(5) การส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าโดยพลังงานหมุนเวียนในอุตสาหกรรมในชนบท : สพช. ได้จ้าง Black & Veatch (Thailand) Co., Ltd. ให้ศึกษาการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าโดยพลังงานหมุนเวียนในอุตสาหกรรมในชนบท (Thailand Biomass-Based Power Generation and Cogeneration within Small Rural Industries) ศึกษาและรวบรวมข้อมูล ศักยภาพในการผลิตกระแสไฟฟ้า จากวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตร ในแต่ละพื้นที่ของประเทศไทย เพื่อกำหนดเป้าหมายและปรับปรุงแผนงานอนุรักษ์พลังงานให้ชัดเจน และเหมาะสมยิ่งขึ้น จากนั้นจึงกำหนดพื้นที่ตั้งของอุตสาหกรรมเกษตร ที่มีวัสดุเหลือใช้ในทางการเกษตรเพียงพอ ที่จะผลิตกระแสไฟฟ้า โดยมีผลตอบแทนการลงทุนที่สูงเพียงพอ แล้วนำมาทำการศึกษา เพื่อจัดทำแผนการลงทุน ร่วมกับเอกชนผู้เป็นเจ้าของอุตสาหกรรมในชนบท เพื่อลงทุนในการผลิตไฟฟ้าต่อไป

(6) การส่งเสริมผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก (VSPP) : เพื่อเป็นการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนคณะรัฐมนตรีจึงมีมติวันที่ 3 ตุลาคม 2543 เห็นควรให้มีการ ขอกระเบียบเพิ่มเติมเป็นกรณีพิเศษ สำหรับการรับซื้อไฟฟ้า จากโครงการ SPP ขนาดเล็ก เพื่อส่งเสริมให้มีการผลิตไฟฟ้า โดยใช้พลังงานนอกรูปแบบ ภากหรือเศษวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตร ก๊าซชีวภาพจากฟาร์มเลี้ยงสัตว์เป็นเชื้อเพลิง โดยมอบหมายให้ สพช. และการไฟฟ้าทั้ง 3 แห่ง ร่วมกันดำเนินการต่อไป ต่อมา คณะรัฐมนตรี ได้มีมติเมื่อวันที่ 14 พฤษภาคม 2545 เห็นชอบ ร่าง ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ขนาดเล็กมาก ร่างระเบียบว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ขนานกับระบบของการไฟฟ้า ฝ่ายจำหน่าย สำหรับปริมาณ พลังไฟฟ้า ไม่เกิน 1 เมกะวัตต์ และแบบคำขอจำหน่ายไฟฟ้า และการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า โดยผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีความสนใจจะผลิต และ จำหน่ายไฟฟ้าตามนโยบาย ดังกล่าว จะต้องปฏิบัติตามระเบียบฯ ต่างๆ ที่เกี่ยวข้อง โดยสามารถสรุป สาระสำคัญ ได้ดังนี้

1. ผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก หมายถึง ผู้ผลิตไฟฟ้าทั้งภาคเอกชน รัฐบาล รัฐวิสาหกิจ และประชาชน ทั่วไปที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของตนเอง ที่จำหน่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย โดยมีปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้า ระบบไม่เกิน 1 เมกะวัตต์ และมีลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้า ดังนี้

- ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน เช่น พลังลม พลังแสงอาทิตย์ พลังน้ำขนาดเล็ก พลังน้ำขนาดเล็กมาก และก๊าซชีวภาพ เป็นต้น
- ผลิตไฟฟ้าจากกากหรือเศษวัสดุเหลือใช้ในการเกษตร หรือกากจากการผลิตผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรมหรือการเกษตร ผลิตภัณฑ์ที่แปรรูปมาจากกากหรือเศษวัสดุเหลือใช้จากการเกษตร หรือจากการผลิตผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรม หรือการเกษตร ขยะมูลฝอย ไม้จากการปลูกป่าเป็นเชื้อเพลิง เป็นต้น
- การผลิตไฟฟ้าจากไอน้ำที่เหลือจากกระบวนการ ผลิตผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรมหรือการเกษตรที่ใช้เชื้อเพลิงในข้อ (1) หรือ (2)

2. ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีคุณสมบัติดังกล่าวข้างต้น สามารถ กรอกแบบคำขอจำหน่ายไฟฟ้า และการเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า และยื่นต่อการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายซึ่งจะเป็นผู้รับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ขนาดเล็กมาก โดยการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะพิจารณา การรับซื้อไฟฟ้าตามรายละเอียดที่ SPP ขนาดเล็กมาก กรอกในใบคำขอดังกล่าว

3. ในการซื้อขายไฟฟ้า กำหนดราคาซื้อขายไฟฟ้าโดยใช้ วิธีการหักลบหน่วย (Net Metering) การคิดค่าไฟฟ้า ในแต่ละเดือนเป็นดังนี้

- ในเดือนที่ SPP ขนาดเล็กมาก (VSPP) มีการใช้ไฟฟ้า มากกว่าปริมาณพลังงานไฟฟ้า ที่ผลิตได้ (Net Energy Consumption) การไฟฟ้า ฝ่ายจำหน่ายจะคิดค่าไฟฟ้าเฉพาะ ปริมาณพลังงานไฟฟ้าส่วนต่างในอัตราค่าไฟฟ้าขายปลีกตามประเภท การใช้ไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายนั้นๆ รวมกับค่า Ft ขายปลีกในเดือนนั้นๆ
- ในเดือนที่ SPP ขนาดเล็กมาก (VSPP) มีการใช้ไฟฟ้าน้อยกว่าปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ (Net Energy Generation) การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะรับซื้อ ไฟฟ้าเฉพาะปริมาณพลังงานไฟฟ้าส่วนต่างในอัตราค่าไฟฟ้า ขายส่งเฉลี่ยที่ กฟผ. ขายให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายรวมกับค่า Ft ขายส่งเฉลี่ย ณ เดือนนั้นๆ

นอกจากนี้SPP ขนาดเล็กมาก(VSPP)จะต้องปฏิบัติตามมาตรฐานในด้านความปลอดภัย และมาตรฐานในการเชื่อมโยง เข้ากับระบบตามระเบียบ ว่าด้วยการเดินเครื่องกำเนิดไฟฟ้าขนานกับระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย สำหรับปริมาณ พลังไฟฟ้าไม่เกิน 1 เมกะวัตต์

DPU

บทที่ 4

การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการ และการกำหนดราคาประสิทธิภาพ

4.1 การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์

การวิเคราะห์โครงการทางด้านเศรษฐศาสตร์ของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล จะใช้เกณฑ์การตัดสินใจ 3 เกณฑ์ คือ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (BRC) และอัตราผลตอบแทนของโครงการ (IRR) โดยการศึกษาจะเริ่มจากการจำแนกผลประโยชน์และต้นทุน ประมาณการผลประโยชน์และต้นทุนตลอดอายุโครงการ การตีค่าผลประโยชน์และต้นทุนด้วยราคาตลาด แล้วจึงแปลงค่าเป็นมูลค่าทางเศรษฐกิจ โดยใช้ค่า CF ในการปรับค่าและสร้างตารางกระแสเงินสดทางเศรษฐกิจของโครงการ จากนั้นจึงวิเคราะห์ความไวของโครงการ โดยกำหนดให้ปัจจัยภายในและปัจจัยภายนอกโครงการเปลี่ยนแปลงไป ซึ่งการวิเคราะห์ดังกล่าวมีสมมติฐาน ดังนี้

(1) ราคาที่ใช้ในการตีค่าปัจจัยการผลิต ผลผลิต และอัตราแลกเปลี่ยน ใช้ปี พ.ศ.2549 เป็นฐาน และกำหนดให้คงที่ตลอดอายุโครงการ ได้แก่

ราคาวัตถุดิบเฉลี่ย	700	บาท/ตัน
อัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ	34	บาท/USD
ราคาขายไฟฟ้า	2.52	บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

(2) กำหนดให้อัตราการผลิตกระแสไฟฟ้าเท่ากับ 8,424 ชั่วโมงต่อปี (หักเวลาในการบำรุงรักษา 2 สัปดาห์ต่อปี = 336 ชั่วโมง แล้ว) และอัตราการใช้เชื้อเพลิงวัตถุดิบ เท่ากับ 10 ตันต่อชั่วโมง

(3) อายุการใช้งานของโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล 20 ปี และช่วงเวลาก่อสร้าง 2 ปี รวมอายุโครงการเป็น 22 ปี

(4) ใช้อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ที่ธนาคารให้กับลูกค้าชั้นดี(MLR) เป็นอัตราคิดลดทางสังคม (Social Rate of Discount) แต่เนื่องจาก MLR เป็นอัตราคิดลดตลาด ซึ่งมีเงินเฟ้อปะปนอยู่ ดังนั้นจึงแปลงให้อัตราคิดลดที่แท้จริง(Real Discount Rate) โดยคำนวณจาก

$$r = \frac{(1+R)}{(1+Fe)} - 1$$

เมื่อ r = อัตราคิดลดที่แท้จริง

R = อัตราคิดลดตลาด

Fe = อัตราเงินเฟ้อที่คาดว่าจะเกิดขึ้น

การคำนวณอัตราคิดลดที่แท้จริง จะใช้ข้อมูลอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ธนาคารลูกค้าชั้นดี (MLR) เฉลี่ย 10 ปี และอัตราเงินเฟ้อ เฉลี่ย 10 ปี ดังรายละเอียดตารางที่ 4.1 จะได้อัตราคิดลดที่แท้จริงประมาณ ร้อยละ 5

ตารางที่ 4.1 แสดงค่าอัตราคิดลดตลาด และอัตราเงินเฟ้อเฉลี่ยปี 2540 - 2549

ปี พ.ศ.	MLR	อัตราเงินเฟ้อเฉลี่ย
2540	13.97	5.6
2541	13.95	8.1
2542	9.59	0.3
2543	7.75	1.6
2544	7.25	1.6
2545	6.50	0.7
2546	5.75	1.8
2547	5.75	2.7
2548	6.13	4.5
2549	7.25	4.7
ค่าเฉลี่ย	**8.39**	**3.16**

ที่มา : MLR จากธนาคารกรุงไทย จำกัด (มหาชน)

อัตราเงินเฟ้อ จากธนาคารแห่งประเทศไทย

(5) ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมมีน้อยมากจึงไม่นำมาตีค่าเป็นต้นทุนของโครงการ

(6) เนื่องจากผลประโยชน์ที่เกิดขึ้นจากโครงการนี้ มีหลายประเภท แต่ผลประโยชน์ที่นำมาคำนวณในการวิเคราะห์โครงการครั้งนี้ คือ รายได้จากการจำหน่ายกระแสไฟฟ้า เท่านั้น

(7) เมื่อสิ้นสุดโครงการแล้วไม่มีการตีค่าซากของอาคาร เครื่องจักร และอุปกรณ์ต่างๆ เป็นผลประโยชน์ของโครงการ

4.1.1 การจำแนกผลประโยชน์ และต้นทุน

ผลประโยชน์ที่เกิดจากโครงการนี้ คือ พลังงานไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าสามารถผลิตได้ตลอดอายุของโครงการ ส่วนต้นทุนที่เกิดขึ้นจากโครงการนี้ สามารถจำแนกได้ คือ ค่าก่อสร้าง ค่าที่ดิน ค่าเชื้อเพลิงวัตถุดิบ ค่าใช้จ่ายในการบริหารดำเนินงาน และบำรุงรักษา

4.1.2 การประมาณการ และการตีค่าผลประโยชน์

โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล กรณีศึกษาลำน้ำเซบก อำเภอตระการพืชผล จังหวัดอุบลราชธานี เป็นโรงไฟฟ้าที่มีกำลังการผลิตขนาด 9.9 เมกะวัตต์ ซึ่งผลประโยชน์ที่ได้รับจากโครงการ คือ รายได้จากการจำหน่ายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ซึ่งสามารถคำนวณผลประโยชน์ในแต่ละปีตลอดอายุโครงการ ได้ดังนี้

ผลประโยชน์ = ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้ในแต่ละปี x ราคาจำหน่ายไฟฟ้า

ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ในแต่ละปี = กำลังการผลิต x อัตราการผลิต

ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ในแต่ละปี = 9,900 กิโลวัตต์ x 8,424 ชั่วโมงต่อปี

= 83,397,600 กิโลวัตต์

ผลประโยชน์ = 83,397,600 กิโลวัตต์ x 2.52 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง

= 210,161,952 บาทต่อปี

เนื่องจากผลประโยชน์ของโครงการที่คำนวณได้นั้นเป็นมูลค่าทางการเงิน ซึ่งเป็นราคาตลาดที่อาจบิดเบือนได้ จึงต้องนำข้อมูลดังกล่าวมาทำการแปลงมูลค่าทางการเงินให้เป็นมูลค่าทางเศรษฐกิจ โดยการคูณด้วยค่า CF ที่มีค่าเท่ากับ 1.276 (ตารางภาคผนวก ข.) จะได้

มูลค่าทางเศรษฐกิจ = 210,161,952 บาท x 1.276

= 268,166,650.75 บาทต่อปี

ตารางที่ 4.2 แสดงมูลค่าทางเศรษฐกิจของผลประโยชน์โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล ปี พ.ศ.2551-2572

(หน่วย : บาท)

ปี พ.ศ.	ผลประโยชน์ของโครงการ
2551	-
2552	-
2553	268,166,650.75
2554	268,166,650.75
2555	268,166,650.75
2556	268,166,650.75
2557	268,166,650.75
2558	268,166,650.75
2559	268,166,650.75
2560	268,166,650.75
2661-2572	268,166,650.75
รวม	**5,363,333,015.00**

ที่มา : จากการคำนวณ

4.1.3 การประมาณการและการตีค่าต้นทุน

4.1.3.1 ค่าใช้จ่ายในการก่อสร้างโรงไฟฟ้า

การก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล กำลังผลิตขนาด 9.9 เมกะวัตต์ ใช้ระยะเวลาในการก่อสร้างประมาณ 2 ปี คือ ตั้งแต่ ปี พ.ศ. 2551 – 2552 โดยมีค่าใช้จ่ายในการก่อสร้างเกิดที่ขึ้นรวม 15 รายการ ดังแสดงไว้ในตารางที่ 4.3 ซึ่งเป็นมูลค่าทางการเงิน จากนั้นต้องทำการแปลงมูลค่าทางการเงินเป็นมูลค่าทางเศรษฐกิจด้วยค่า CF ดังแสดงไว้ในตารางที่ 4.4

DPU

ตารางที่ 4.3 แสดงมูลค่าทางการเงินของการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล ปี พ.ศ.2551-2552

(หน่วย : ล้านบาท)

รายการค่าใช้จ่าย	ปี พ.ศ.	
	2551	2552
1. หม้อไอน้ำ, ปล่องไอเสีย, Economizer และ I.D.Fan	28	42
2. กังหันไอน้ำ, เครื่องผลิตกระแสไฟฟ้า และ Condenser	24	36
3. หอระบายความร้อน	-	10
4. ระบบผลิตน้ำต้มหม้อไอน้ำ	4	6
5. สถานีจ่ายไฟฟ้า	13	5
6. Condensate Pump 3 ชุด	-	8
7. Boiler Feed Pump 3 ชุด	-	15
8. Conveyor 2 ชุด	-	3
9. เครื่องดักจับฝุ่น	12	18
10. รถตัก และรถบรรทุก	-	9
11. อุปกรณ์ไฟฟ้าและควบคุม	8	22
12. ค่าติดตั้งอุปกรณ์ เครื่องจักร และทดสอบ	40	42
13. ค่างานก่อสร้างโยธา	40	36
14. ค่าดำเนินการจัดซื้อ, ค่าออกแบบวางแผน	12	8
15. ค่าจัดการหรือบริหารงานก่อสร้าง และเบ็ดเตล็ด	10	10
รวม	**191**	**270**

ที่มา : จากการประมาณการ

DPU

ตารางที่ 4.4 แสดงมูลค่าทางเศรษฐกิจของการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล ปี พ.ศ.2551-2552

(หน่วย : ล้านบาท)

รายการค่าใช้จ่าย	CF[1/]	ปี พ.ศ.	
		2551	2552
1. หม้อไอน้ำ, ปล่องไอเสีย, Economizer และ I.D.Fan	0.727	20.356	30.534
2. กังหันไอน้ำ, เครื่องผลิตกระแสไฟฟ้า และ Condenser	0.727	17.448	26.172
3. หอระบายความร้อน	0.722	-	7.22
4. ระบบผลิตน้ำต้มหม้อไอน้ำ	0.727	2.908	4.362
5. สถานีจ่ายไฟฟ้า	0.722	9.386	3.61
6. Condensate Pump 3 ชุด	0.727	-	5.816
7. Boiler Feed Pump 3 ชุด	0.727	-	10.905
8. Conveyor 2 ชุด	0.727	-	2.181
9. เครื่องดักจับฝุ่น	0.707	8.484	12.726
10. รถตัก และรถบรรทุก	6.240	-	56.16
11. อุปกรณ์ไฟฟ้าและควบคุม	0.707	5.656	15.554
12. ค่าติดตั้งอุปกรณ์ เครื่องจักร และทดสอบ	0.710	28.4	29.82
13. ค่างานก่อสร้างโยธา	0.746	29.84	26.856
14. ค่าดำเนินการจัดซื้อ, ค่าออกแบบวางแผน และค่าเบ็ดเตล็ด	0.831	9.972	6.648
15. ค่าจัดการหรือบริหารงานก่อสร้าง และเบ็ดเตล็ด	0.831	8.31	8.31
รวม		**140.760**	**246.874**

หมายเหตุ : [1/] จากภาคผนวก ข.

ที่มา : จากการคำนวณ

4.1.3.2 ค่าที่ดิน

โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล ขนาด 9.9 MW. ใช้พื้นที่ประมาณ 80 ไร่ ซึ่งที่ดินดังกล่าว ได้ทำการซื้อที่ดินมาจากเจ้าของเดิมเป็นจำนวนเงิน 10 ล้านบาท เมื่อแปลงเป็นมูลค่าทางเศรษฐกิจ โดยใช้ค่า CF เท่ากับ 0.74 (ตารางภาคผนวก ข.) จะได้

มูลค่าทางเศรษฐกิจ = 10,000,000 บาท x 0.74

= 7,400,000 บาท

4.1.3.3 ค่าเชื้อเพลิงวัตถุดิบ

ค่าเชื้อเพลิง คือ วัตถุดิบที่นำมาผลิตกระแสไฟฟ้า ซึ่งโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลจะใช้เชื้อเพลิงวัตถุดิบที่เป็นชีวมวล ได้แก่ แกลบ ซังข้าวโพด ต้นมันสำปะหลัง เป็นต้น สามารถคำนวณมูลค่าทางการเงินได้ดังนี้

ปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ใน 1 ชั่วโมง = 10 ตัน ต่อ ชั่วโมง

ปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ใน 1 ปี = 10 ตัน x 24 x 351 วัน

= 84,240 ตันต่อปี

ค่าเชื้อเพลิง = ปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ใน 1 ปี x ราคาเชื้อเพลิง

= 84,240 ตัน x 700 บาท

= 58,968,000 บาทต่อปี

ซึ่งเมื่อแปลงเป็นมูลค่าทางเศรษฐกิจ โดยใช้ค่า CF เท่ากับ 0.986 (ตารางภาคผนวก ข.) จะได้

มูลค่าทางเศรษฐกิจ = 58,968,000 บาท x 0.986

= 58,142,448 บาทต่อปี

4.1.3.4 ค่าใช้จ่ายในการบริหาร ดำเนินงาน และบำรุงรักษา (O&M : Administration and General Expense) ได้แก่ เงินเดือนพนักงาน, ค่าบำรุงรักษาเครื่องจักรและอุปกรณ์, ค่าใช้จ่ายในการบริหาร เช่น ค่าใช้จ่ายในสำนักงาน, ค่าใช้จ่ายในการฝึกอบรมและสวัสดิการต่างๆ เป็นต้น โดยมีรายละเอียด ดังนี้

1) ค่าจ้างแรงงาน : โรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลแห่งนี้มีจำนวนพนักงาน และค่าใช้จ่ายบุคคลากร แบ่งตามส่วนงาน คือ

- สำนักกรรมการผู้จัดการ	จำนวน 4 คน	คิดเป็นเงิน	360,000 บาท
- ฝ่ายวิศวกรรมการผลิต	จำนวน 5 คน	คิดเป็นเงิน	280,000 บาท
- ฝ่ายบุคคล / ทั่วไป	จำนวน 6 คน	คิดเป็นเงิน	297,000 บาท
- ฝ่ายบัญชี / การเงิน	จำนวน 5 คน	คิดเป็นเงิน	280,000 บาท
รวมเป็นเงิน		1,217,000 บาท/เดือน	
หรือ		14,604,000 บาท/ปี	

ซึ่งเมื่อแปลงเป็นมูลค่าทางเศรษฐกิจ โดยใช้ค่า CF เท่ากับ 0.739 (ตารางภาคผนวก ข.) จะได้

มูลค่าทางเศรษฐกิจ = 14,604,000 บาท x 0.739
= 10,792,356 บาทต่อปี

2) ค่าบำรุงรักษาเครื่องจักรและอุปกรณ์, ค่าใช้จ่ายในการบริหาร : คิดเป็นเงิน 450,000 บาท/เดือน หรือ 5,400,000 บาท/ปี

ซึ่งเมื่อแปลงเป็นมูลค่าทางเศรษฐกิจ โดยใช้ค่า CF เท่ากับ 0.86 (ตารางภาคผนวก ข.) จะได้

มูลค่าทางเศรษฐกิจ = 5,400,000 บาท x 0.86
= 4,644,000 บาทต่อปี

รวมมูลค่าทางเศรษฐกิจของค่าใช้จ่ายในการบริหาร ดำเนินงาน และบำรุงรักษา (O&M) เท่ากับ 15,436,356 บาทต่อปี

ในการศึกษาเพื่อจำแนกต้นทุน และประมาณการต้นทุนของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลนี้ จะเห็นได้ว่าต้นทุนของโครงการ ประกอบด้วย ค่าก่อสร้าง, ค่าที่ดิน, ค่าเชื้อเพลิงวัตถุดิบ, ค่าใช้จ่ายในการบริหาร ดำเนินการ และบำรุงรักษา ดังรายละเอียดตารางที่ 4.5

DPU

ตารางที่ 4.5 แสดงมูลค่าทางเศรษฐกิจของต้นทุนโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล ปี พ.ศ.2551-2572

(หน่วย : บาท)

ปี พ.ศ.	ค่าก่อสร้าง	ค่าที่ดิน	ค่าเชื้อเพลิง วัตถุดิบ	O &M
2551	140,760,000	7,4000,000	-	-
2552	246,874,000	-	-	-
2553	-	-	58,142,448	15,436,356
2554	-	-	58,142,448	15,436,356
2555	-	-	58,142,448	15,436,356
2556	-	-	58,142,448	15,436,356
2557	-	-	58,142,448	15,436,356
2558	-	-	58,142,448	15,436,356
2559	-	-	58,142,448	15,436,356
2560	-	-	58,142,448	15,436,356
2551-2572	-	-	58,142,448	15,436,356
รวม	**387,634,000.00**	**7,400,000**	**1,162,848,960.00**	**308,727,120.00**

ที่มา : จากการคำนวณ

4.1.4 ตารางกระแสเงินสดทางเศรษฐกิจของโครงการ

เมื่อได้ทำการการจำแนก ประมาณการตีค่าของต้นทุนและผลประโยชน์ เรียบร้อยแล้ว จึงนำข้อมูลดังกล่าวมาจัดทำตารางกระแสเงินสดทางเศรษฐกิจ ซึ่งจะแสดงข้อมูลรับ - รายจ่าย ตลอดอายุโครงการตั้งแต่ปี พ.ศ. 2551-2572 แสดงไว้ในตารางที่ 4.6

ตารางที่ 4.6 แสดงกระแสเงินสดทางเศรษฐกิจของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล ปี 2551-2572

ปี พ.ศ.	ต้นทุน				ผลประโยชน์	ผลประโยชน์สุทธิ
	ค่าก่อสร้าง	ค่าที่ดิน	ค่าเชื้อเพลิง	O & M		
2551	140,760,000	7,400,000	-	-	-	-148,160,000
2552	246,874,000	-	-	-	-	-246,860,000
2553	-	-	58,142,448	15,436,356	268,166,650	194,587,847
2554	-	-	58,142,448	15,436,356	268,166,650	194,587,847
2555	-	-	58,142,448	15,436,356	268,166,650	194,587,847
2556	-	-	58,142,448	15,436,356	268,166,650	194,587,847
2557	-	-	58,142,448	15,436,356	268,166,650	194,587,847
2558	-	-	58,142,448	15,436,356	268,166,650	194,587,847
2559	-	-	58,142,448	15,436,356	268,166,650	194,587,847
2560	-	-	58,142,448	15,436,356	268,166,650	194,587,847
2551-2572	-	-	58,142,448	15,436,356	268,166,650	194,587,847

มูลค่าต้นทุนรวม = 1,866,610,080 บาท

มูลค่าผลประโยชน์รวม = 5,363,333,015 บาท

ที่มา : จากการคำนวณ

DPU

4.1.5 การคำนวณตามหลักเกณฑ์ของการประเมินโครงการ

ในการวิเคราะห์โครงการเมื่อข้อมูลของต้นทุนและผลประโยชน์ ได้ผ่านการแปลงจากมูลค่าทางการเงินเป็นมูลค่าทางเศรษฐกิจแล้ว จากนั้นนำค่าของต้นทุนและผลประโยชน์ในแต่ละปีมาปรับค่าของเวลาเพื่อคำนวณหามูลค่าปัจจุบัน (Present Value) ของเงินในอนาคต โดยจะใช้อัตราคิดลดที่ร้อยละ 5 ซึ่งเป็นมูลค่าอัตราคิดลดที่แท้จริง โดยใช้เกณฑ์การตัดสินใจในการประเมินโครงการ ดังนี้

(1) มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการ (Net Present Value : NPV)

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

โดยที่ n คือ จำนวนปีหรืออายุของโครงการ
B^t คือ ผลประโยชน์ในปีที่ t
C^t คือ ต้นทุนในปีที่ t
r คือ อัตราส่วนลดที่เหมาะสม
t คือ ปีของโครงการ คือปีที่ 1, 2, 3,...n

จากข้อมูลกระแสเงินสดทางเศรษฐกิจในตารางที่4.6 สามารถคำนวณมูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการได้ดังนี้

ผลรวมมูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์	=	3,182,808,770 บาท
ผลรวมมูลค่าปัจจุบันของต้นทุน	=	1,256,568,126 บาท
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV)	=	3,182,808,770-1,256,568,126
	=	1,926,240,644 บาท

จากผลการคำนวณพบว่าโครงการมีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) มากกว่า ศูนย์ แสดงว่าโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลนี้มีความเหมาะสมที่จะลงทุนโดยจะมีผลตอบแทนคิดเป็นเงินในปัจจุบันเท่ากับ 1,926,240,644 บาท

(2) อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน (Benefit – Cost Ratio : BRC)

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

โดยที่ n คือ จำนวนปีหรืออายุของโครงการ

B^t คือ ผลประโยชน์ในปีที่ t

C^t คือ ต้นทุนในปีที่ t

r คือ อัตราส่วนลดที่เหมาะสม

t คือ ปีของโครงการ คือปีที่ 1, 2, 3,...n

ข้อมูลจากตารางที่ 4.4 สามารถคำนวณอัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน ได้ดังนี้

ผลรวมมูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทน	=	3,182,808,770 บาท
ผลรวมมูลค่าปัจจุบันของต้นทุน	=	1,256,568,126 บาท
อัตราผลตอบแทนต่อต้นทุน (BRC)	=	3,182,808,770/1,256,568,126
	=	2.53

จากผลการคำนวณพบว่าอัตราผลตอบแทนที่ได้รับจากโครงการฯ มีค่ามากกว่าต้นทุนที่ได้ลงทุนไป ซึ่งแสดงว่าโครงการนี้ มีความเป็นไปได้ในการลงทุน เนื่องจากได้รับผลตอบแทนมากกว่าค่าใช้จ่ายถึง 2.53 เท่า

DPU

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

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

โดยที่ n คือ จำนวนปีหรืออายุของโครงการ

B^t คือ ผลประโยชน์ในปีที่ t

C^t คือ ต้นทุนในปีที่ t

r คือ อัตราส่วนลดที่เหมาะสม

t คือ ปีของโครงการ คือปีที่ 1, 2, 3,...n

ข้อมูลจากตารางที่ 4.6 สามารถคำนวณอัตราผลตอบแทนของโครงการได้เท่ากับร้อยละ 42.46 โดยใช้อัตราคิดลดที่แท้จริง หรืออัตราคิดลดทางสังคมที่ร้อยละ 5 ซึ่งแสดงว่าโครงการมีความคุ้มค่ากับการลงทุน เนื่องจากค่า IRR สูงกว่าค่าเสียโอกาสของทุน (อัตราคิดลดทางสังคม)

ตารางที่ 4.7 สรุปผลการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล โดยใช้อัตราคิดลดร้อยละ 5

เกณฑ์ชี้วัด	ค่าที่ได้
มูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์ (PVB)	3,182,808,770 บาท
มูลค่าปัจจุบันของต้นทุน (PVC)	1,256,568,126 บาท
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV)	1,926,240,644 บาท
อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (BRC)	2.53
อัตราผลตอบแทนของโครงการ (IRR) ร้อยละ	42.46

ที่มา : จากการคำนวณ

ดังนั้น จากผลการวิเคราะห์ที่กล่าวมาข้างต้น สรุปได้ว่าโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลนี้มีความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ และมีความเหมาะที่จะลงทุนเป็นอย่างยิ่ง

4.1.6 การวิเคราะห์ความไวของโครงการ

เนื่องการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลนี้ เป็นการวิเคราะห์จากข้อมูลของต้นทุนและผลประโยชน์ในปี 2549 เป็นปีฐาน เมื่อเวลาเปลี่ยนแปลงไป ปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อต้นทุนและผลประโยชน์ของโครงการก็อาจเปลี่ยนแปลงไปด้วย เช่น ราคาเชื้อเพลิงวัตถุดิบ , ปริมาณผลผลิต , ราคาผลผลิต เป็นต้น ซึ่งปัจจัยดังกล่าวจะมีผลต่อการตัดสินใจยอมรับโครงการด้วย เพื่อให้ทราบถึงผลที่จะเกิดขึ้นจากการเปลี่ยนแปลงปัจจัยการผลิตที่เกี่ยวข้อง ผู้วิเคราะห์จึงทำการวิเคราะห์ความไว (Sensitivity Analysis) ของโครงการในกรณีต่างๆ ดังนี้

- กรณีราคาเชื้อเพลิงวัตถุดิบเพิ่มขึ้น 5% , 10% , 15%
- กรณีค่าจ้างแรงงานเพิ่มขึ้น 5% , 10% , 15%
- กรณีอัตราการเดินเครื่องลดลง 20% , 40% , 50%
- กรณีอัตราคิดลดทางสังคมเพิ่มขึ้นเป็น 8% , 12% , 15%

โดยจะทำการวิเคราะห์ความไว (Sensitivity Analysis) ของโครงการนี้ 2 วิธี คือ 1) การทดสอบตัวแปรที่เป็นปัจจัยสำคัญของโครงการที่เปลี่ยนแปลงไป กระทบต่อค่าความเป็นไปได้ของการลงทุนในโครงการอย่างไร ซึ่งจะใช้ NPV, BRC, IRR เป็นเกณฑ์ชี้วัดการตัดสินใจ ดังแสดงในตารางที่ 4.8 2) ทดสอบความไวของโครงการด้วยการหาค่า Switching Value เพื่อจะได้ทราบว่าผลประโยชน์รวมของโครงการสามารถลดลงต่ำสุดได้เท่าใด และต้นทุนรวมของโครงการสามารถเพิ่มขึ้นสูงสุดได้เท่าใดโดยที่โครงการยังพอยอมรับได้

4.1.6.1 การวิเคราะห์ความไว โดยการทดสอบกรณีตัวแปรที่เกี่ยวข้องเปลี่ยนแปลงไป

ตารางที่ 4.8 สรุปผลการวิเคราะห์ความไวของโครงการในกรณีต่างๆ

กรณีศึกษา	NPV (บาท)	BRC	IRR (ร้อยละ)
1. การเปลี่ยนแปลงราคาเชื้อเพลิงวัตถุดิบ			
- เพิ่มขึ้นร้อยละ 5	1,891,736,672	2.47	41.90
- เพิ่มขึ้นร้อยละ 10	1,857,232,700	2.40	41.33
- เพิ่มขึ้นร้อยละ 15	1,822,728,727	2.34	40.77
2. กรณีค่าจ้างแรงงานเพิ่มขึ้น			
- เพิ่มขึ้นร้อยละ 5	1,919,836,044	2.52	42.35
- เพิ่มขึ้นร้อยละ 10	1,913,343,443	2.51	42.25
- เพิ่มขึ้นร้อยละ 15	1,907,026,843	2.49	42.14
3. การเปลี่ยนแปลงอัตราเดินเครื่อง			
- ลดลงร้อยละ 20	1,289,981,151	2.03	31.76
- ลดลงร้อยละ 40	653,343,832	1.52	20.03
- ลดลงร้อยละ 50	334,836,259	1.27	13.40
4. การเปลี่ยนแปลงอัตราคิดลดทางสังคม			
- เพิ่มขึ้นเป็นร้อยละ 8	1,392,227,118	2.33	42.46
- เพิ่มขึ้นเป็นร้อยละ 12	929,151,564	2.08	42.46
- เพิ่มขึ้นเป็นร้อยละ 15	696,288,551	1.91	42.46

ที่มา : จากการคำนวณ

สรุปผลการวิเคราะห์ความไว (Sensitivity Analysis) ของโครงการ ในกรณีต่างๆ (ตารางที่ 4.8) พบว่าโครงการนี้ยังคงคุ้มค่ากับการลงทุน และมีความเป็นไปได้ในทางเศรษฐศาสตร์ ถึงแม้ว่าปัจจัยสำคัญที่เกี่ยวข้องในการดำเนินโครงการจะเปลี่ยนไปก็ตาม เนื่องจากปัจจัยที่นำมาทดสอบความไว (Sensitivity Analysis) ของโครงการนั้นมีสัดส่วนของต้นทุนไม่มากนัก จึงทำให้ส่งผลกระทบต่อโครงการในปริมาณน้อย

การวิเคราะห์ความไว หรือความอ่อนไหวทางเศรษฐกิจ ของโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวล สามารถนำมาเป็นแนวทางในการตัดสินใจลงทุนโครงการได้ดียิ่งขึ้น และแสดงให้ผู้ลงทุนทราบถึงความพร้อมของโครงการในการรับความเสี่ยงที่ไม่มีความแน่นอนได้หรือไม่

4.1.6.2 การวิเคราะห์ความไวของโครงการโดยการหาค่า "Switching Value"

(1) Switching Value of Benefit : SVB

$$SVB = \frac{PV_{Benefit} - PV_{Cost}}{PV_{Benefit}} x100$$

$$SVB = \frac{3{,}178{,}808{,}770 - 1{,}276{,}568{,}126}{3{,}178{,}808{,}770} x100$$

$$= 60.52\%$$

จากผลการคำนวณแสดงว่า ผลประโยชน์ของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลนี้ จะสามารถลดลงต่ำสุดได้ 60.52% ซึ่งถ้ามีปัจจัยใดๆ ที่ทำให้ผลประโยชน์ลดลงมากกว่านี้ จะทำให้โครงการให้ผลประโยชน์ที่ไม่คุ้มค่ากับการลงทุน

(2) Switching Value of Cost : SVC

$$SVC = \frac{PV_{Benefit} - PV_{Cost}}{PV_{Cost}} x100$$

$$SVB = \frac{3,178,808,770 - 1,276,568,126}{1,276,568,126} x100$$

$$= 153.29\%$$

จากผลการคำนวณแสดงว่า ต้นทุนของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลนี้ จะสามารถเพิ่มขึ้นสูงสุดได้ 153.29% ซึ่งถ้ามีปัจจัยใดๆ ที่ทำให้ต้นทุนเพิ่มสูงขึ้นมากกว่านี้ จะทำให้โครงการให้ผลประโยชน์ที่ไม่คุ้มค่ากับการลงทุน

4.2 การวิเคราะห์การกำหนดราคาประสิทธิภาพ

การกำหนดราคาจำหน่ายไฟฟ้าเท่ากับต้นทุนส่วนเพิ่มเฉลี่ย ซึ่งในการวิเคราะห์จะใช้มูลค่าทางการเงิน หรือราคาตลาด ในการคำนวณ เนื่องจากโครงการนี้เป็นโครงการที่ยังไม่ได้ดำเนินการข้อมูลที่ใช้ในการคำนวณจึงประกอบด้วย ข้อมูลที่เกี่ยวกับการลงทุนในโครงการได้แก่ (ค่าก่อสร้าง และค่าที่ดิน), ค่าเชื้อเพลิงวัตถุดิบ, ค่าใช้จ่ายในการบริหาร ดำเนินงาน และบำรุงรักษา และปริมาณไฟฟ้าจำหน่าย จากนั้นนำข้อมูลดังกล่าวมาคำนวณหามูลค่าปัจจุบัน โดยคูณด้วยค่า Discount Factor ณ อัตราคิดลดร้อยละ 5

ตารางที่ 4.9 แสดงมูลค่าทางการเงินของการลงทุนในโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล ปี พ.ศ. 2551-2552

(หน่วย : บาท)

ปี พ.ศ.	ค่าใช้จ่ายในการลงทุน	อัตราคิดลด 5%	มูลค่าปัจจุบันของการลงทุน
2551	191,000,000	1.000	201,000,000
2552	270,000,000	0.952	257,142,857
รวม	**461,000,000**		**458,142,857**

ที่มา : จากการคำนวณ

ตารางที่ 4.10 แสดงค่าใช้จ่ายต่างๆ และปริมาณไฟฟ้าจำหน่าย ปี พ.ศ.2553-2572

(หน่วย : บาท)

ปี พ.ศ.	ค่าใช้จ่ายต่างๆ (บาท)	ปริมาณไฟฟ้าจำหน่าย (กิโลวัตต์)	อัตราคิดลด 5%	มูลค่าปัจจุบันของค่าใช้จ่ายต่างๆ (บาท)	มูลค่าปัจจุบันของปริมาณไฟฟ้าจำหน่าย (กิโลวัตต์)
2553	78,972,000	83,397,600	0.907	71,629,931.97	75,644,081.63
2554	78,972,000	83,397,600	0.864	68,218,982.83	72,041,982.51
2555	78,972,000	83,397,600	0.823	64,970,459.84	68,611,411.91
2556	78,972,000	83,397,600	0.784	61,876,628.42	65,344,201.82
2557	78,972,000	83,397,600	0.746	58,930,122.30	62,232,573.16
2558	78,972,000	83,397,600	0.711	56,123,926.00	59,269,117.30
2559	78,972,000	83,397,600	0.677	53,451,358.10	56,446,778.38
2560	78,972,000	83,397,600	0.645	50,906,055.33	53,758,836.55
2561	78,972,000	83,397,600	0.614	48,481,957.46	51,198,891.95
2562	78,972,000	83,397,600	0.585	46,173,292.82	48,760,849.48
2563	78,972,000	83,397,600	0.557	43,974,564.59	46,438,904.27
2564	78,972,000	83,397,600	0.530	41,880,537.70	44,227,527.87
2565	78,972,000	83,397,600	0.505	39,886,226.38	42,121,455.12
2566	78,972,000	83,397,600	0.481	37,986,882.27	40,115,671.54
2567	78,972,000	83,397,600	0.458	36,177,983.11	38,205,401.47
2568	78,972,000	83,397,600	0.436	34,455,222.01	36,386,096.63
2569	78,972,000	83,397,600	0.416	32,814,497.16	34,653,425.37
2570	78,972,000	83,397,600	0.396	31,251,902.05	33,003,262.25
2571	78,972,000	83,397,600	0.377	29,763,716.24	31,431,678.34
2572	78,972,000	83,397,600	0.359	28,346,396.42	29,934,931.75
รวม	**1,579,440,000**	**1,667,952,000**		**937,300,643**	**989,827,079.30**

ที่มา : จากการคำนวณ

จากข้อมูลมูลค่าปัจจุบันของการลงทุน, ค่าใช้จ่ายต่างๆ (ค่าเชื้อเพลิงวัตถุดิบ / ค่าใช้จ่ายในการบริหาร ดำเนินงาน และบำรุงรักษา) ดังแสดงในตารางที่ 4.9 และ 4.10 สามารถคำนวณราคาประสิทธิภาพ ที่ระดับราคาเท่ากับต้นทุนส่วนเพิ่มเฉลี่ย ได้เท่ากับ 1.41 บาท ต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง

มูลค่าปัจจุบันของการลงทุน	=	458,142,857 บาท
มูลค่าปัจจุบันของค่าใช้จ่ายต่างๆ	=	937,300,643 บาท
มูลค่าปัจจุบันของปริมาณไฟฟ้าจำหน่าย	=	989,827,080 กิโลวัตต์
ต้นทุนส่วนเพิ่มเฉลี่ย (AIC)	=	1.41 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง

เมื่อเปรียบเทียบราคาไฟฟ้าที่โครงการได้จำหน่ายให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) คือ 2.52 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง แต่ราคาประสิทธิภาพที่คำนวณได้ โดยอาศัยหลักต้นทุนส่วนเพิ่มเฉลี่ย AIC) คือ 1.41 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง ซึ่งจะเห็นได้ว่าราคาไฟฟ้าจำหน่ายที่ทางโครงการได้รับนั้นสูงกว่าราคาประสิทธิภาพถึง 1.11 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง คิดเป็นร้อยละ 44 ของราคาไฟฟ้าที่จำหน่ายให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ดังนั้นถือได้ว่าราคาจำหน่ายไฟฟ้าที่ระดับราคา 2.52 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง ทำให้การลงทุนในโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลนี้ มีผลกำไรตลอดอายุโครงการ 20 ปี แต่ถ้าพิจารณาจากสวัสดิการสังคมแล้วราคาจำหน่ายไฟฟ้าที่เกินจากราคาประสิทธิภาพทางเศรษฐศาสตร์(Economic Efficiency) อยู่ 1.11 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง นี้จะทำให้สวัสดิการสังคมลดลงได้ อย่างไรก็ตามราคาจำหน่ายไฟฟ้าที่ 2.52 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง นั้นเป็นราคาซื้อขายตลาดที่รวมกำไรทางธุรกิจอื่นๆ เข้าไปด้วย รวมทั้งมาตรการสนับสนุนของรัฐบาลในการจูงใจให้มีการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากชีวมวล อาจจะทำให้ราคาซื้อขายสูงเกินต้นทุนปกติมาก ดังนั้นเมื่อนำมาเปรียบเทียบกับราคาประสิทธิภาพแล้วอาจจะเป็นราคาที่สูงมาก

บทที่ 5

สรุปและข้อเสนอแนะ

5.1 สรุปผลการศึกษา

จากความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศไทย ตั้งแต่อดีตจนถึงปัจจุบันมีปริมาณสูงขึ้นในทุกๆ ปี ดังนั้น การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ซึ่งเป็นหน่วยงานที่รับผิดชอบด้านการจัดหาพลังงานไฟฟ้า จึงต้องมีการจัดหาพลังงานให้มีปริมาณเพียงพอต่อความต้องการ มีราคาที่เหมาะสม และมีคุณภาพที่ดีสอดคล้องกับความต้องการของผู้ใช้ เพื่อให้สามารถสนองตอบความต้องการพื้นฐานของประชาชน และสามารถตอบสนองความต้องการใช้ในกิจกรรมการผลิตต่างๆ ได้อย่างเพียงพอ แต่ปัจจุบันเชื้อเพลิงต่างๆ ที่นำมาใช้ผลิตกระแสไฟฟ้า เช่น น้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน เป็นต้น นับวันจะมีปริมาณน้อยลง และเชื้อเพลิงเหล่านี้อาจหมดไปในอนาคต และราคาเชื้อเพลิงที่มีแนวโน้มสูงขึ้น ดังนั้นปัจจุบันภาครัฐจึงมีมาตรการสนับสนุนผู้ผลิตไฟฟ้าให้มีการใช้พลังงานหมุนเวียน เช่น พลังลม พลังงานแสงอาทิตย์ พลังน้ำขนาดเล็ก และพลังงานจากกาก หรือเศษวัสดุเหลือใช้ในการเกษตร

วัตถุประสงค์หลักในการศึกษาครั้งนี้มี 2 ส่วน คือ 1) เพื่อวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล และเพื่อศึกษาการกำหนดราคาไฟฟ้าทางเศรษฐศาสตร์ที่ก่อให้เกิดสวัสดิการสังคมสูงสุด การศึกษาความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์โดยวิธีการวิเคราะห์ต้นทุนและผลประโยชน์ (Cost Benefit Analysis) และใช้เกณฑ์การตัดสินใจ 3 เกณฑ์ คือ วิเคราะห์มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV), อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (BRC) และอัตราผลตอบแทนของโครงการ (IRR) ซึ่งการวิเคราะห์จะทำการจำแนก การประมาณการ การตีค่าต้นทุนและผลประโยชน์ตลอดอายุโครงการ จากราคาตลาดซึ่งเป็นราคาคงที่ (Constant Price) จะได้มูลค่าต้นทุนและผลประโยชน์ที่เป็นมูลค่าทางเงิน จากนั้นจึงแปลงมูลค่าทางการเงินให้เป็นมูลค่าทางเศรษฐกิจโดยใช้ตัวแปลงค่า CF (Conversion Factor) แล้วนำมาสร้างตารางกระแสเงินสดทางเศรษฐกิจของโครงการ (Project Economic Cash Flow) โดยใช้อัตราคิดลดทางสังคมที่ร้อยละ 5 ซึ่งคำนวณมาจากอัตราดอกเบี้ยที่ธนาคารให้กับลูกค้าชั้นดี (MLR) เฉลี่ย 10 ปี หักด้วยอัตราเงินเฟ้อเฉลี่ย 10 ปี

สรุปผลการศึกษาความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล โดยจะใช้อัตราคิดลดที่ร้อยละ 5 ซึ่งเป็นมูลค่าอัตราคิดลดที่แท้จริง พบว่าโครงการมีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) เท่ากับ 1,926,240,644 บาท ซึ่งมีค่ามากกว่า ศูนย์ แสดงว่าโครงการนี้มีความคุ้มค่าจากการลงทุนตลอดอายุโครงการโดยจะมีผลตอบแทนคิดเป็นเงินในปัจจุบันเท่ากับ 1,926,240,644 บาท อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (BRC) เท่ากับ 2.53 ซึ่งมีค่ามากกว่า 1 และต้นทุนที่ได้ลงทุนไป แสดงว่าโครงการนี้ มีความเหมาะสมในการลงทุน เนื่องจากได้รับผลตอบแทนมากกว่าค่าใช้จ่ายถึง 2.53 เท่า และอัตราผลตอบแทนของโครงการ (IRR) เท่ากับร้อยละ 42.46 ซึ่งมีค่ามากกว่าค่าเสียโอกาส (อัตราคิดลดทางสังคม) ร้อยละ 5 แสดงว่าโครงการมีความเป็นไปได้ด้านทางเศรษฐศาสตร์และคุ้มค่ากับการลงทุน

นอกจากนี้ยังได้ทำการวิเคราะห์ความไวทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการในกรณีต่างๆ ที่ต้นทุน ผลประโยชน์ และอัตราคิดลดทางสังคมเปลี่ยนแปลงไป พบว่าโครงการยังมีความเป็นไปได้ทางด้านเศรษฐศาสตร์ ในทุกกรณี และสำหรับการกำหนดราคาไฟฟ้าจำหน่ายที่มีประสิทธิภาพตามหลักการทางเศรษฐศาสตร์ ตามทฤษฎีการกำหนดราคาด้วยวิธีต้นทุนส่วนเพิ่มเฉลี่ย เพื่อก่อให้เกิดการจัดสรรทรัพยากรไฟฟ้าที่มีอย่างจำกัดให้เกิดประโยชน์สูงสุด โดยในการศึกษาครั้งนี้จะใช้หลักการต้นทุนส่วนเพิ่มเฉลี่ย (Average Incremental Cost : AIC) คำนวณต้นทุนที่เกิดขึ้นของโครงการในช่วงปี พ.ศ. 2551-2572

จากผลการศึกษาสามารถสรุปได้ว่า ราคาไฟฟ้าที่กำหนดจากต้นทุนส่วนเพิ่มเฉลี่ยมีค่าเท่ากับ 1.41 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง ในขณะที่ราคาไฟฟ้าจำหน่ายของโครงการมีค่าเท่ากับ 2.52 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง ทำให้การลงทุนในโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลนี้ มีผลกำไรตลอดอายุโครงการ 20 ปี แต่ถ้าพิจารณาจากสวัสดิการสังคมแล้วราคาจำหน่ายไฟฟ้าดังกล่าว อาจจะทำให้สวัสดิการสังคมลดลงได้ ซึ่งจะก่อให้เกิดประสิทธิภาพทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการไม่อยู่ในระดับที่สูงสุด

5.2 ข้อเสนอแนะเกี่ยวกับโครงการ

5.2.1 เนื่องจากการทำงานของโรงไฟฟ้า มีการเดินเครื่องตลอด 24 ชั่วโมง ฉะนั้นการเลือกใช้เครื่องจักรและอุปกรณ์ต่างๆ ที่มีคุณภาพได้มาตรฐาน เพื่อป้องกันความเสียหายอันเกิดจากกำลังการผลิตไม่ได้ตามเป้าหมายที่กำหนดไว้

5.2.2 โครงการอาจเกิดปัญหาการขาดแคลนวัตถุดิบการผลิต เพราะเชื้อเพลิงการผลิตเป็นผลผลิตทางการเกษตรที่ออกตามฤดูกาล ซึ่งควรจัดหาวัตถุดิบทดแทนโดยจัดทำ Contract กับแหล่งวัตถุดิบ และเพื่อเป็นการลดต้นทุนค่าขนส่งควรเลือกที่ตั้งโครงการให้อยู่ใกล้กับแหล่งวัตถุดิบ

5.2.3 เนื่องจากโรงไฟฟ้าเป็นสถานที่เป้าหมายอันดับแรกๆ ของกลุ่มก่อการร้ายซึ่งอาจก่อให้เกิดความเสียหายในวงกว้างกับประชาชนและชุมชนแวดล้อม โรงไฟฟ้าจึงควรมีการป้องกันความปลอดภัยที่มีประสิทธิภาพ

5.3 ข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย

5.3.1 การกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยกำหนดไว้นั้น ปัจจุบันเป็นราคานโยบาย ที่รวมเอาแรงจูงใจต่างๆ เข้าไปด้วย หากในอนาคตมีนโยบายในการเปลี่ยนแปลงราคารับซื้อไฟฟ้าหน่วยงานที่เกี่ยวข้องควรให้ความสนใจกรอบการวิเคราะห์ และวิธีการคำนวณ โดยอาศัยหลักเกณฑ์ด้านเศรษฐศาสตร์เป็นหลักเกณฑ์ในการพิจารณาเปลี่ยนแปลงด้วย เพื่อการกำหนดราคาที่มีประสิทธิภาพทั้งด้านผู้ผลิตและผู้บริโภค รวมถึงเป็นราคาที่ก่อให้เกิดการจัดสรรทรัพยากรอย่างมีประสิทธิภาพ

5.3.2 จากผลการศึกษาวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการ ทำให้มีความน่าสนใจในการลงทุน หน่วยงานที่เกี่ยวข้องควรมีมาตรการส่งเสริมอย่างจริงจัง เพื่อเป็นการสนับสนุนให้เกิดการลงทุนในโครงการโรงฟ้าพลังงานชีวมวลนี้มากขึ้น

5.4 ข้อเสนอแนะในการศึกษาครั้งต่อไป

5.4.1 ในการศึกษาวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์นั้น สิ่งที่ควรระมัดระวังอย่างยิ่ง คือ ข้อมูลที่เชื่อถือได้ การประเมินต้นทุนและผลประโยชน์ที่ถูกต้อง โดยเฉพาะการแปลงมูลค่าทางการเงินเป็นมูลค่าทางเศรษฐกิจ ด้วยค่าตัวประกอบ (Conversion Factor : CF) ควรจำแนกรายละเอียดให้ได้มากที่สุด และค่าตัวประกอบที่ใช้ควรเป็นค่าที่จัดทำขึ้นใหม่ เนื่องจากค่า CF ที่นำมาใช้ในการศึกษาครั้งนี้เป็นค่าที่จัดทำโดย World Bank ซึ่งได้จัดทำมาระยะหนึ่งแล้ว ประกอบกับปัจจุบันโครงสร้างทางเศรษฐกิจของประเทศได้เปลี่ยนแปลงไปแล้ว จึงอาจทำให้การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของโครงการมีความแม่นยำ น่าเชื่อถือลดลง และอาจบิดเบือนจากความเป็นจริงบ้าง

5.4.2 การตีค่าต้นทุน และผลประโยชน์ของโครงการควรใช้ราคาปัจจุบัน (Current Prices) ซึ่งจะทำให้การประมาณการงบประมาณในการจัดทำโครงการที่จะเกิดในอนาคตใกล้เคียงความเป็นจริงมากที่สุด โดยเฉพาะอุปกรณ์และเทคโนโลยีที่ทันสมัย

บรรณานุกรม

DPU

ภาษาไทย

หนังสือ

ชูชีพ พิพัฒน์ศิถี.(2538). **เศรษฐศาสตร์การวิเคราะห์โครงการ**. ภาควิชาเศรษฐศาสตร์, คณะเศรษฐศาสตร์. มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์. กรุงเทพฯ : สำนักส่งเสริมและฝึกอบรมมหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์.

ประสิทธิ์ ตงยิ่งศิริ. (2542), **การวางแผนและการวิเคราะห์โครงการ**. คณะพัฒนาการเศรษฐกิจ. สถาบันบัณฑิตพัฒนบริหารศาสตร์.

เยาวเรศ ทับพันธุ์. (2541), **การประเมินโครงการตามแนวทางเศรษฐศาสตร์**. คณะเศรษฐศาสตร์. มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์.

วิทยานิพนธ์

พุทธพล วสันตดิลก. (2546). **การศึกษาความเป็นไปได้ทางการเงินและเศรษฐศาสตร์โครงการผลิตเอทิลแอลกอฮอล์ จากกากน้ำตาลเพื่อทดแทนเชื้อเพลิงรถยนต์**. วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต สาขาวิชาเศรษฐศาสตร์ธุรกิจ. กรุงเทพฯ : มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์.

สุรีย์พร พานิชอัตรา. (2540), **การศึกษาความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำคีรีธารแบบสูบกลับ**. วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต สาขาเศรษฐศาสตร์ธุรกิจ. กรุงเทพฯ : มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์.

อุบลวรรณ ขุนพรหม. (2546), **การวิเคราะห์ทางการเงินและเศรษฐกิจของโครงการผลิตก๊าซชีวภาพจากมูลสัตว์ เพื่อเป็นพลังงานทดแทน**. วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต สาขาวิชาเศรษฐศาสตร์. กรุงเทพฯ : มหาวิทยาลัยธุรกิจบัณฑิตย์.

สารสนเทศจากสื่ออิเล็กทรอนิกส์

ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก. สืบค้นเมื่อ 3 กรกฎาคม 2550, จากเว็บไซต์ สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน http://www.eppo.go.th/power/vspp/vspp.html

การส่งเสริมการใช้พลังงานจากชีวมวลของประเทศไทย. สืบค้นเมื่อ 3 กรกฎาคม 2550, จากเว็บไซต์ สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน http://www.eppo.go.th/vrs/VRS55-06-biomass.html

พลังงานชีวมวล. สืบค้นเมื่อ 3 กรกฎาคม 2550, จากเว็บไซต์ กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน http://www.dede.go.th/dede/index.php?id=96

ภาษาอังกฤษ

Book

E.Boardman, Anthony E. Third Edition. (2006). **Cost-benefit analysis : Concepts and practice**. (3rd ed). Upper Saddle River, New Jersey 07458.

DPU

ภาคผนวก

DPU

ภาคผนวก ก.
ตารางแสดงการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐกิจ
และการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการ

DPU

ตารางภาคผนวก ก.ที่ 1 แสดงการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางเศรษฐกิจ ณ อัตราคิดลดร้อยละ 5

(หน่วย : บาท)

ปีที่	ปี พ.ศ.	ต้นทุน				ต้นทุนรวม	DF	PVC	ผลประโยชน์	DF	PVB	ผลประโยชน์สุทธิ
		ค่าก่อสร้าง	ค่าที่ดิน	ค่าเชื้อเพลิง	O&M		5%			5%		
1	2551	140,760,000.00	7,400,000.00	-	-	148,160,000.00	1.00	148,160,000.00	-	1.00	-	- 148,160,000.00
2	2552	246,874,000.00	-	-	-	246,874,000.00	0.952	235,118,095.24	-	0.952	-	- 246,874,000.00
3	2553	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.907	66,738,144.22	268,166,650.75	0.907	243,235,057.37	194,587,846.75
4	2554	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.864	63,560,137.35	268,166,650.75	0.864	231,652,435.59	194,587,846.75
5	2555	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.823	60,533,464.14	268,166,650.75	0.823	220,621,367.23	194,587,846.75
6	2556	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.784	57,650,918.23	268,166,650.75	0.784	210,115,587.84	194,587,846.75
7	2557	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.746	54,905,636.41	268,166,650.75	0.746	200,110,083.65	194,587,846.75
8	2558	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.711	52,291,082.30	268,166,650.75	0.711	190,581,032.05	194,587,846.75
9	2559	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.677	49,801,030.76	268,166,650.75	0.677	181,505,744.81	194,587,846.75
10	2560	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.645	47,429,553.10	268,166,650.75	0.645	172,862,614.11	194,587,846.75
11	2561	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.614	45,171,002.96	268,166,650.75	0.614	164,631,061.05	194,587,846.75
12	2562	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.585	43,020,002.81	268,166,650.75	0.585	156,791,486.72	194,587,846.75
13	2563	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.557	40,971,431.25	268,166,650.75	0.557	149,325,225.44	194,587,846.75
14	2564	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.530	39,020,410.72	268,166,650.75	0.530	142,214,500.42	194,587,846.75
15	2565	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.505	37,162,295.92	268,166,650.75	0.505	135,442,381.36	194,587,846.75
16	2566	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.481	35,392,662.78	268,166,650.75	0.481	128,992,744.15	194,587,846.75
17	2567	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.458	33,707,297.89	268,166,650.75	0.458	122,850,232.52	194,587,846.75
18	2568	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.436	32,102,188.46	268,166,650.75	0.436	117,000,221.45	194,587,846.75
19	2569	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.416	30,573,512.82	268,166,650.75	0.416	111,428,782.33	194,587,846.75
20	2570	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.396	29,117,631.26	268,166,650.75	0.396	106,122,649.84	194,587,846.75
21	2571	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.377	27,731,077.39	268,166,650.75	0.377	101,069,190.32	194,587,846.75
22	2572	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.359	26,410,549.90	268,166,650.75	0.359	96,256,371.74	194,587,846.75
								1,256,568,125.91			3,182,808,770.00	

NPV	1,926,240,644.10
BCR	2.53
IRR	42.46%

ตัวอย่าง

ตารางภาคผนวก ก.ที่ 2 แสดงการวิเคราะห์ความไวของโครงการ กรณีค่าเชื้อเพลิงวัตถุดิบเพิ่มขึ้น 5%

(หน่วย : บาท)

ปีที่	ปี พ.ศ.	ต้นทุน				ต้นทุนรวม	DF	PVC	ผลประโยชน์	DF	PVB	ผลประโยชน์สุทธิ
		ค่าก่อสร้าง	ค่าที่ดิน	ค่าเชื้อเพลิง เพิ่มขึ้น 5%	O&M		5%			5%		
1	2551	140,760,000.00	7,400,000.00	-	-	148,160,000.00	1.00	148,160,000.00	-	1.00	-	- 148,160,000.00
2	2552	246,874,000.00	-	-	-	246,874,000.00	0.952	235,118,095.24	-	0.952	-	- 246,874,000.00
3	2553	-	-	61,049,570.40	15,436,356.00	76,485,926.40	0.907	69,374,989.93	268,166,650.75	0.907	243,235,057.37	191,680,724.35
4	2554	-	-	61,049,570.40	15,436,356.00	76,485,926.40	0.864	66,071,418.98	268,166,650.75	0.864	231,652,435.59	191,680,724.35
5	2555	-	-	61,049,570.40	15,436,356.00	76,485,926.40	0.823	62,925,160.94	268,166,650.75	0.823	220,621,367.23	191,680,724.35
6	2556	-	-	61,049,570.40	15,436,356.00	76,485,926.40	0.784	59,928,724.70	268,166,650.75	0.784	210,115,587.84	191,680,724.35
7	2557	-	-	61,049,570.40	15,436,356.00	76,485,926.40	0.746	57,074,975.91	268,166,650.75	0.746	200,110,083.65	191,680,724.35
8	2558	-	-	61,049,570.40	15,436,356.00	76,485,926.40	0.711	54,357,119.91	268,166,650.75	0.711	190,581,032.05	191,680,724.35
9	2559	-	-	61,049,570.40	15,436,356.00	76,485,926.40	0.677	51,768,685.63	268,166,650.75	0.677	181,505,744.81	191,680,724.35
10	2560	-	-	61,049,570.40	15,436,356.00	76,485,926.40	0.645	49,303,510.12	268,166,650.75	0.645	172,862,614.11	191,680,724.35
11	2561	-	-	61,049,570.40	15,436,356.00	76,485,926.40	0.614	46,955,723.93	268,166,650.75	0.614	164,631,061.05	191,680,724.35
12	2562	-	-	61,049,570.40	15,436,356.00	76,485,926.40	0.585	44,719,737.07	268,166,650.75	0.585	156,791,486.72	191,680,724.35
13	2563	-	-	61,049,570.40	15,436,356.00	76,485,926.40	0.557	42,590,225.78	268,166,650.75	0.557	149,325,225.44	191,680,724.35
14	2564	-	-	61,049,570.40	15,436,356.00	76,485,926.40	0.530	40,562,119.79	268,166,650.75	0.530	142,214,500.42	191,680,724.35
15	2565	-	-	61,049,570.40	15,436,356.00	76,485,926.40	0.505	38,630,590.28	268,166,650.75	0.505	135,442,381.36	191,680,724.35
16	2566	-	-	61,049,570.40	15,436,356.00	76,485,926.40	0.481	36,791,038.36	268,166,650.75	0.481	128,992,744.15	191,680,724.35
17	2567	-	-	61,049,570.40	15,436,356.00	76,485,926.40	0.458	35,039,084.15	268,166,650.75	0.458	122,850,232.52	191,680,724.35
18	2568	-	-	61,049,570.40	15,436,356.00	76,485,926.40	0.436	33,370,556.34	268,166,650.75	0.436	117,000,221.45	191,680,724.35
19	2569	-	-	61,049,570.40	15,436,356.00	76,485,926.40	0.416	31,781,482.23	268,166,650.75	0.416	111,428,782.33	191,680,724.35
20	2570	-	-	61,049,570.40	15,436,356.00	76,485,926.40	0.396	30,268,078.31	268,166,650.75	0.396	106,122,649.84	191,680,724.35
21	2571	-	-	61,049,570.40	15,436,356.00	76,485,926.40	0.377	28,826,741.25	268,166,650.75	0.377	101,069,190.32	191,680,724.35
22	2572	-	-	61,049,570.40	15,436,356.00	76,485,926.40	0.359	27,454,039.28	268,166,650.75	0.359	96,256,371.74	191,680,724.35
								1,291,072,098.13			3,182,808,770.00	

NPV	1,891,736,671.87
BCR	2.47
IRR	41.90%

ตารางภาคผนวก ค.ที่ 3 แสดงการวิเคราะห์ความไวของโครงการ กรณีค่าเชื้อเพลิงวัตถุดิบเพิ่มขึ้น 10%

(หน่วย : บาท)

ปีที่	ปี พ.ศ.	ต้นทุน				ต้นทุนรวม	DF 5%	PVC	ผลประโยชน์	DF 5%	PVB	ผลประโยชน์สุทธิ
		ค่าก่อสร้าง	ค่าที่ดิน	ค่าเชื้อเพลิง เพิ่มขึ้น 10%	O&M							
1	2551	140,760,000.00	7,400,000.00	-	-	148,160,000.00	1.00	148,160,000.00	-	1.00	-	(148,160,000.00)
2	2552	246,874,000.00	-	-	-	246,874,000.00	0.952	235,118,095.24	-	0.952	-	(246,874,000.00)
3	2553	-	-	63,956,692.80	15,436,356.00	79,393,048.80	0.907	72,011,835.65	268,166,650.75	0.907	243,235,057.37	188,773,601.95
4	2554	-	-	63,956,692.80	15,436,356.00	79,393,048.80	0.864	68,582,700.62	268,166,650.75	0.864	231,652,435.59	188,773,601.95
5	2555	-	-	63,956,692.80	15,436,356.00	79,393,048.80	0.823	65,316,857.73	268,166,650.75	0.823	220,621,367.23	188,773,601.95
6	2556	-	-	63,956,692.80	15,436,356.00	79,393,048.80	0.784	62,206,531.17	268,166,650.75	0.784	210,115,587.84	188,773,601.95
7	2557	-	-	63,956,692.80	15,436,356.00	79,393,048.80	0.746	59,244,315.40	268,166,650.75	0.746	200,110,083.65	188,773,601.95
8	2558	-	-	63,956,692.80	15,436,356.00	79,393,048.80	0.711	56,423,157.52	268,166,650.75	0.711	190,581,032.05	188,773,601.95
9	2559	-	-	63,956,692.80	15,436,356.00	79,393,048.80	0.677	53,736,340.50	268,166,650.75	0.677	181,505,744.81	188,773,601.95
10	2560	-	-	63,956,692.80	15,436,356.00	79,393,048.80	0.645	51,177,467.14	268,166,650.75	0.645	172,862,614.11	188,773,601.95
11	2561	-	-	63,956,692.80	15,436,356.00	79,393,048.80	0.614	48,740,444.90	268,166,650.75	0.614	164,631,061.05	188,773,601.95
12	2562	-	-	63,956,692.80	15,436,356.00	79,393,048.80	0.585	46,419,471.33	268,166,650.75	0.585	156,791,486.72	188,773,601.95
13	2563	-	-	63,956,692.80	15,436,356.00	79,393,048.80	0.557	44,209,020.32	268,166,650.75	0.557	149,325,225.44	188,773,601.95
14	2564	-	-	63,956,692.80	15,436,356.00	79,393,048.80	0.530	42,103,828.87	268,166,650.75	0.530	142,214,500.42	188,773,601.95
15	2565	-	-	63,956,692.80	15,436,356.00	79,393,048.80	0.505	40,098,884.64	268,166,650.75	0.505	135,442,381.36	188,773,601.95
16	2566	-	-	63,956,692.80	15,436,356.00	79,393,048.80	0.481	38,189,413.94	268,166,650.75	0.481	128,992,744.15	188,773,601.95
17	2567	-	-	63,956,692.80	15,436,356.00	79,393,048.80	0.458	36,370,870.42	268,166,650.75	0.458	122,850,232.52	188,773,601.95
18	2568	-	-	63,956,692.80	15,436,356.00	79,393,048.80	0.436	34,638,924.21	268,166,650.75	0.436	117,000,221.45	188,773,601.95
19	2569	-	-	63,956,692.80	15,436,356.00	79,393,048.80	0.416	32,989,451.63	268,166,650.75	0.416	111,428,782.33	188,773,601.95
20	2570	-	-	63,956,692.80	15,436,356.00	79,393,048.80	0.396	31,418,525.36	268,166,650.75	0.396	106,122,649.84	188,773,601.95
21	2571	-	-	63,956,692.80	15,436,356.00	79,393,048.80	0.377	29,922,405.11	268,166,650.75	0.377	101,069,190.32	188,773,601.95
22	2572	-	-	63,956,692.80	15,436,356.00	79,393,048.80	0.359	28,497,528.67	268,166,650.75	0.359	96,256,371.74	188,773,601.95
								1,325,576,070.36			3,182,808,770.00	
							NPV	1,857,232,699.64				
							BCR	2.40				
							IRR	41.33%				

ตัวอย่าง

ตารางภาคผนวก ก.ที่ 4 แสดงการวิเคราะห์ความไวของโครงการ กรณีค่าเชื้อเพลิงวัตถุดิบเพิ่มขึ้น 15%

(หน่วย : บาท)

ปีที่	ปี พ.ศ.	ต้นทุน				ต้นทุนรวม	DF	PVC	ผลประโยชน์	DF	PVB	ผลประโยชน์สุทธิ
		ค่าก่อสร้าง	ค่าที่ดิน	ค่าเชื้อเพลิง	O&M		6%			6%		
				15%								
1	2551	140,760,000.00	7,400,000.00	-	-	148,160,000.00	1.00	148,160,000.00	-	1.00	-	- 148,160,000.00
2	2552	246,874,000.00	-	-	-	246,874,000.00	0.952	235,118,095.24	-	0.952	-	- 246,874,000.00
3	2553	-	-	66,863,815.20	15,436,356.00	82,300,171.20	0.907	74,648,681.36	268,166,650.75	0.907	243,235,057.37	185,866,479.55
4	2554	-	-	66,863,815.20	15,436,356.00	82,300,171.20	0.864	71,093,982.25	268,166,650.75	0.864	231,652,435.59	185,866,479.55
5	2555	-	-	66,863,815.20	15,436,356.00	82,300,171.20	0.823	67,708,554.52	268,166,650.75	0.823	220,621,367.23	185,866,479.55
6	2556	-	-	66,863,815.20	15,436,356.00	82,300,171.20	0.784	64,484,337.64	268,166,650.75	0.784	210,115,587.84	185,866,479.55
7	2557	-	-	66,863,815.20	15,436,356.00	82,300,171.20	0.746	61,413,654.90	268,166,650.75	0.746	200,110,083.65	185,866,479.55
8	2558	-	-	66,863,815.20	15,436,356.00	82,300,171.20	0.711	58,489,195.14	268,166,650.75	0.711	190,581,032.05	185,866,479.55
9	2559	-	-	66,863,815.20	15,436,356.00	82,300,171.20	0.677	55,703,995.37	268,166,650.75	0.677	181,505,744.81	185,866,479.55
10	2560	-	-	66,863,815.20	15,436,356.00	82,300,171.20	0.645	53,051,424.16	268,166,650.75	0.645	172,862,614.11	185,866,479.55
11	2561	-	-	66,863,815.20	15,436,356.00	82,300,171.20	0.614	50,525,165.87	268,166,650.75	0.614	164,631,061.05	185,866,479.55
12	2562	-	-	66,863,815.20	15,436,356.00	82,300,171.20	0.585	48,119,205.59	268,166,650.75	0.585	156,791,486.72	185,866,479.55
13	2563	-	-	66,863,815.20	15,436,356.00	82,300,171.20	0.557	45,827,814.85	268,166,650.75	0.557	149,325,225.44	185,866,479.55
14	2564	-	-	66,863,815.20	15,436,356.00	82,300,171.20	0.530	43,645,537.95	268,166,650.75	0.530	142,214,500.42	185,866,479.55
15	2565	-	-	66,863,815.20	15,436,356.00	82,300,171.20	0.505	41,567,179.00	268,166,650.75	0.505	135,442,381.36	185,866,479.55
16	2566	-	-	66,863,815.20	15,436,356.00	82,300,171.20	0.481	39,587,789.52	268,166,650.75	0.481	128,992,744.15	185,866,479.55
17	2567	-	-	66,863,815.20	15,436,356.00	82,300,171.20	0.458	37,702,656.69	268,166,650.75	0.458	122,850,232.52	185,866,479.55
18	2568	-	-	66,863,815.20	15,436,356.00	82,300,171.20	0.436	35,907,292.08	268,166,650.75	0.436	117,000,221.45	185,866,479.55
19	2569	-	-	66,863,815.20	15,436,356.00	82,300,171.20	0.416	34,197,421.03	268,166,650.75	0.416	111,428,782.33	185,866,479.55
20	2570	-	-	66,863,815.20	15,436,356.00	82,300,171.20	0.396	32,568,972.41	268,166,650.75	0.396	106,122,649.84	185,866,479.55
21	2571	-	-	66,863,815.20	15,436,356.00	82,300,171.20	0.377	31,018,068.96	268,166,650.75	0.377	101,069,190.32	185,866,479.55
22	2572	-	-	66,863,815.20	15,436,356.00	82,300,171.20	0.359	29,541,018.06	268,166,650.75	0.359	96,256,371.74	185,866,479.55
								1,360,080,042.59			3,182,808,770.00	

NPV	1,822,728,727.41
BCR	2.34
IRR	40.77%

ตารางภาคผนวก ก.ที่ 5 แสดงการวิเคราะห์ความไวของโครงการ กรณีค่าจ้างแรงงานเพิ่มขึ้น 5%

(หน่วย : บาท)

ปีที่	ปี พ.ศ.	ต้นทุน					ต้นทุนรวม	DF 6%	PVC	ผลประโยชน์	DF 5%	PVB	ผลประโยชน์สุทธิ
		ค่าก่อสร้าง	ค่าที่ดิน	ค่าเชื้อเพลิง	ค่าจ้างแรงงานเพิ่มขึ้น 5%	ค่าบำรุงรักษา & บริหาร							
1	2551	140,760,000.00	7,400,000.00	-	-	-	148,160,000.00	1.00	148,160,000.00	-	1.00	-	- 148,160,000.00
2	2552	246,874,000.00	-	-	-	-	246,874,000.00	0.952	235,118,095.24	-	0.952	-	- 246,874,000.00
3	2553	-	-	58,142,448.00	11,331,973.80	4,644,000.00	74,118,421.80	0.907	67,227,593.47	268,166,650.75	0.907	243,235,057.37	194,048,228.95
4	2554	-	-	58,142,448.00	11,331,973.80	4,644,000.00	74,118,421.80	0.864	64,026,279.49	268,166,650.75	0.864	231,652,435.59	194,048,228.95
5	2555	-	-	58,142,448.00	11,331,973.80	4,644,000.00	74,118,421.80	0.823	60,977,409.04	268,166,650.75	0.823	220,621,367.23	194,048,228.95
6	2556	-	-	58,142,448.00	11,331,973.80	4,644,000.00	74,118,421.80	0.784	58,073,722.90	268,166,650.75	0.784	210,115,587.84	194,048,228.95
7	2557	-	-	58,142,448.00	11,331,973.80	4,644,000.00	74,118,421.80	0.746	55,308,307.52	268,166,650.75	0.746	200,110,083.65	194,048,228.95
8	2558	-	-	58,142,448.00	11,331,973.80	4,644,000.00	74,118,421.80	0.711	52,674,578.59	268,166,650.75	0.711	190,581,032.05	194,048,228.95
9	2559	-	-	58,142,448.00	11,331,973.80	4,644,000.00	74,118,421.80	0.677	50,166,265.33	268,166,650.75	0.677	181,505,744.81	194,048,228.95
10	2560	-	-	58,142,448.00	11,331,973.80	4,644,000.00	74,118,421.80	0.645	47,777,395.55	268,166,650.75	0.645	172,862,614.11	194,048,228.95
11	2561	-	-	58,142,448.00	11,331,973.80	4,644,000.00	74,118,421.80	0.614	45,502,281.47	268,166,650.75	0.614	164,631,061.05	194,048,228.95
12	2562	-	-	58,142,448.00	11,331,973.80	4,644,000.00	74,118,421.80	0.585	43,335,506.17	268,166,650.75	0.585	156,791,486.72	194,048,228.95
13	2563	-	-	58,142,448.00	11,331,973.80	4,644,000.00	74,118,421.80	0.557	41,271,910.63	268,166,650.75	0.557	149,325,225.44	194,048,228.95
14	2564	-	-	58,142,448.00	11,331,973.80	4,644,000.00	74,118,421.80	0.530	39,306,581.58	268,166,650.75	0.530	142,214,500.42	194,048,228.95
15	2565	-	-	58,142,448.00	11,331,973.80	4,644,000.00	74,118,421.80	0.505	37,434,839.58	268,166,650.75	0.505	135,442,381.36	194,048,228.95
16	2566	-	-	58,142,448.00	11,331,973.80	4,644,000.00	74,118,421.80	0.481	35,652,228.17	268,166,650.75	0.481	128,992,744.15	194,048,228.95
17	2567	-	-	58,142,448.00	11,331,973.80	4,644,000.00	74,118,421.80	0.458	33,954,503.02	268,166,650.75	0.458	122,850,232.52	194,048,228.95
18	2568	-	-	58,142,448.00	11,331,973.80	4,644,000.00	74,118,421.80	0.436	32,337,621.92	268,166,650.75	0.436	117,000,221.45	194,048,228.95
19	2569	-	-	58,142,448.00	11,331,973.80	4,644,000.00	74,118,421.80	0.416	30,797,735.16	268,166,650.75	0.416	111,428,782.33	194,048,228.95
20	2570	-	-	58,142,448.00	11,331,973.80	4,644,000.00	74,118,421.80	0.396	29,331,176.35	268,166,650.75	0.396	106,122,649.84	194,048,228.95
21	2571	-	-	58,142,448.00	11,331,973.80	4,644,000.00	74,118,421.80	0.377	27,934,453.66	268,166,650.75	0.377	101,069,190.32	194,048,228.95
22	2572	-	-	58,142,448.00	11,331,973.80	4,644,000.00	74,118,421.80	0.359	26,604,241.58	268,166,650.75	0.359	96,256,371.74	194,048,228.95
									1,262,972,726.41			3,182,808,770.00	

NPV	1,919,836,043.59
BCR	2.52
IRR	42.35%

ตารางภาคผนวก ก.ที่ 6 แสดงการวิเคราะห์ความไวของโครงการ กรณีค่าจ้างแรงงานเพิ่มขึ้น 10%

(หน่วย : บาท)

ปีที่	ปี พ.ศ.	ต้นทุน					ต้นทุนรวม	DF 5%	PVC	ผลประโยชน์	DF 5%	PVB	ผลประโยชน์สุทธิ
		ค่าก่อสร้าง	ค่าที่ดิน	ค่าเยื่อเพลิง	ค่าจ้างแรงงานเพิ่มขึ้น 10%	ค่าบำรุงรักษา & บริหาร							
1	2551	140,760,000.00	7,400,000.00	-	-	-	148,160,000.00	1.00	148,160,000.00	-	1.00	-	- 148,160,000.00
2	2552	246,874,000.00	-	-	-	-	246,874,000.00	0.952	235,118,095.24	-	0.952	-	- 246,874,000.00
3	2553	-	-	58,142,448.00	11,871,591.60	4,644,000.00	74,658,039.60	0.907	67,717,042.72	268,166,650.75	0.907	243,235,057.37	193,508,611.15
4	2554	-	-	58,142,448.00	11,871,591.60	4,644,000.00	74,658,039.60	0.864	64,492,421.64	268,166,650.75	0.864	231,652,435.59	193,508,611.15
5	2555	-	-	58,142,448.00	11,871,591.60	4,644,000.00	74,658,039.60	0.823	61,421,353.94	268,166,650.75	0.823	220,621,367.23	193,508,611.15
6	2556	-	-	58,142,448.00	11,871,591.60	4,644,000.00	74,658,039.60	0.784	58,496,527.56	268,166,650.75	0.784	210,115,587.84	193,508,611.15
7	2557	-	-	58,142,448.00	11,871,591.60	4,644,000.00	74,658,039.60	0.746	55,710,978.63	268,166,650.75	0.746	200,110,083.65	193,508,611.15
8	2558	-	-	58,142,448.00	11,871,591.60	4,644,000.00	74,658,039.60	0.711	53,058,074.89	268,166,650.75	0.711	190,581,032.05	193,508,611.15
9	2559	-	-	58,142,448.00	11,871,591.60	4,644,000.00	74,658,039.60	0.677	50,531,499.89	268,166,650.75	0.677	181,505,744.81	193,508,611.15
10	2560	-	-	58,142,448.00	11,871,591.60	4,644,000.00	74,658,039.60	0.645	48,125,237.99	268,166,650.75	0.645	172,862,614.11	193,508,611.15
11	2561	-	-	58,142,448.00	11,871,591.60	4,644,000.00	74,658,039.60	0.614	45,833,559.99	268,166,650.75	0.614	164,631,061.05	193,508,611.15
12	2562	-	-	58,142,448.00	11,871,591.60	4,644,000.00	74,658,039.60	0.585	43,651,009.52	268,166,650.75	0.585	156,791,486.72	193,508,611.15
13	2563	-	-	58,142,448.00	11,871,591.60	4,644,000.00	74,658,039.60	0.557	41,572,390.02	268,166,650.75	0.557	149,325,225.44	193,508,611.15
14	2564	-	-	58,142,448.00	11,871,591.60	4,644,000.00	74,658,039.60	0.530	39,592,752.40	268,166,650.75	0.530	142,214,500.42	193,508,611.15
15	2565	-	-	58,142,448.00	11,871,591.60	4,644,000.00	74,658,039.60	0.505	37,707,383.24	268,166,650.75	0.505	135,442,381.36	193,508,611.15
16	2566	-	-	58,142,448.00	11,871,591.60	4,644,000.00	74,658,039.60	0.481	35,911,793.56	268,166,650.75	0.481	128,992,744.15	193,508,611.15
17	2567	-	-	58,142,448.00	11,871,591.60	4,644,000.00	74,658,039.60	0.458	34,201,708.15	268,166,650.75	0.458	122,850,232.52	193,508,611.15
18	2568	-	-	58,142,448.00	11,871,591.60	4,644,000.00	74,658,039.60	0.436	32,573,055.38	268,166,650.75	0.436	117,000,221.45	193,508,611.15
19	2569	-	-	58,142,448.00	11,871,591.60	4,644,000.00	74,658,039.60	0.416	31,021,957.51	268,166,650.75	0.416	111,428,782.33	193,508,611.15
20	2570	-	-	58,142,448.00	11,871,591.60	4,644,000.00	74,658,039.60	0.396	29,544,721.43	268,166,650.75	0.396	106,122,649.84	193,508,611.15
21	2571	-	-	58,142,448.00	11,871,591.60	4,644,000.00	74,658,039.60	0.377	28,137,829.94	268,166,650.75	0.377	101,069,190.32	193,508,611.15
22	2572	-	-	58,142,448.00	11,871,591.60	4,644,000.00	74,658,039.60	0.359	26,797,933.27	268,166,650.75	0.359	96,256,371.74	193,508,611.15
									1,269,377,326.91			3,182,808,770.00	3,475,138,223.00

NPV	1,913,431,443.09
BCR	2.51
IRR	42.25%

ตารางภาคผนวก ก.ที่ 7 แสดงการวิเคราะห์ความไวของโครงการ กรณีค่าจ้างแรงงานเพิ่มขึ้น 15%

(หน่วย : บาท)

ปีที่	ปี พ.ศ.	ต้นทุน					ต้นทุนรวม	DF 5%	PVC	ผลประโยชน์	DF 5%	PVB	ผลประโยชน์สุทธิ 15%
		ค่าก่อสร้าง	ค่าที่ดิน	ค่าเมื่อเพลิง	ค่าจ้างแรงงานเพิ่มขึ้น 15%	ค่าบำรุงรักษา & บริหาร							
1	2551	140,760,000.00	7,400,000.00	-	-	-	148,160,000.00	1.00	148,160,000.00	-	1.00	-	- 148,160,000.00
2	2552	246,874,000.00	-	-	-	-	246,874,000.00	0.952	235,118,095.24	-	0.952	-	- 246,874,000.00
3	2553	-	-	58,142,448.00	12,411,209.40	4,644,000.00	75,197,657.40	0.907	68,206,491.97	268,166,650.75	0.907	243,235,057.37	192,968,993.35
4	2554	-	-	58,142,448.00	12,411,209.40	4,644,000.00	75,197,657.40	0.864	64,958,563.78	268,166,650.75	0.864	231,652,435.59	192,968,993.35
5	2555	-	-	58,142,448.00	12,411,209.40	4,644,000.00	75,197,657.40	0.823	61,865,298.84	268,166,650.75	0.823	220,621,367.23	192,968,993.35
6	2556	-	-	58,142,448.00	12,411,209.40	4,644,000.00	75,197,657.40	0.784	58,919,332.23	268,166,650.75	0.784	210,115,587.84	192,968,993.35
7	2557	-	-	58,142,448.00	12,411,209.40	4,644,000.00	75,197,657.40	0.746	56,113,649.74	268,166,650.75	0.746	200,110,083.65	192,968,993.35
8	2558	-	-	58,142,448.00	12,411,209.40	4,644,000.00	75,197,657.40	0.711	53,441,571.18	268,166,650.75	0.711	190,581,032.05	192,968,993.35
9	2559	-	-	58,142,448.00	12,411,209.40	4,644,000.00	75,197,657.40	0.677	50,896,734.46	268,166,650.75	0.677	181,505,744.81	192,968,993.35
10	2560	-	-	58,142,448.00	12,411,209.40	4,644,000.00	75,197,657.40	0.645	48,473,080.44	268,166,650.75	0.645	172,862,614.11	192,968,993.35
11	2561	-	-	58,142,448.00	12,411,209.40	4,644,000.00	75,197,657.40	0.614	46,164,838.51	268,166,650.75	0.614	164,631,061.05	192,968,993.35
12	2562	-	-	58,142,448.00	12,411,209.40	4,644,000.00	75,197,657.40	0.585	43,966,512.87	268,166,650.75	0.585	156,791,486.72	192,968,993.35
13	2563	-	-	58,142,448.00	12,411,209.40	4,644,000.00	75,197,657.40	0.557	41,872,869.40	268,166,650.75	0.557	149,325,225.44	192,968,993.35
14	2564	-	-	58,142,448.00	12,411,209.40	4,644,000.00	75,197,657.40	0.530	39,878,923.24	268,166,650.75	0.530	142,214,500.42	192,968,993.35
15	2565	-	-	58,142,448.00	12,411,209.40	4,644,000.00	75,197,657.40	0.505	37,979,926.89	268,166,650.75	0.505	135,442,381.36	192,968,993.35
16	2566	-	-	58,142,448.00	12,411,209.40	4,644,000.00	75,197,657.40	0.481	36,171,358.95	268,166,650.75	0.481	128,992,744.15	192,968,993.35
17	2567	-	-	58,142,448.00	12,411,209.40	4,644,000.00	75,197,657.40	0.458	34,448,913.28	268,166,650.75	0.458	122,850,232.52	192,968,993.35
18	2568	-	-	58,142,448.00	12,411,209.40	4,644,000.00	75,197,657.40	0.436	32,808,488.84	268,166,650.75	0.436	117,000,221.45	192,968,993.35
19	2569	-	-	58,142,448.00	12,411,209.40	4,644,000.00	75,197,657.40	0.416	31,246,179.85	268,166,650.75	0.416	111,428,782.33	192,968,993.35
20	2570	-	-	58,142,448.00	12,411,209.40	4,644,000.00	75,197,657.40	0.396	29,758,266.52	268,166,650.75	0.396	106,122,649.84	192,968,993.35
21	2571	-	-	58,142,448.00	12,411,209.40	4,644,000.00	75,197,657.40	0.377	28,341,206.21	268,166,650.75	0.377	101,069,190.32	192,968,993.35
22	2572	-	-	58,142,448.00	12,411,209.40	4,644,000.00	75,197,657.40	0.359	26,991,624.96	268,166,650.75	0.359	96,256,371.74	192,968,993.35
									1,275,781,927.41			3,182,808,770.00	3,464,345,857.00

NPV	1,907,026,842.59
BCR	2.49
IRR	42.14%

ตารางภาคผนวก ก.ที่ 8 แสดงการวิเคราะห์ความไวของโครงการ กรณีอัตราเดินเครื่องลดลง 20%

(หน่วย : บาท)

ปีที่	ปี พ.ศ.	ต้นทุน				ต้นทุนรวม	DF	PVC	อัตราเดินเครื่อง	DF	PVB	ผลประโยชน์สุทธิ
		ค่าก่อสร้าง	ค่าที่ดิน	ค่าเชื้อเพลิง	O&M		5%		ลดลง 20%	5%		
1	2551	140,760,000.00	7,400,000.00	-	-	148,160,000.00	1.00	148,160,000.00	-	1.00	-	- 148,160,000.00
2	2552	246,874,000.00	-	-	-	246,874,000.00	0.952	235,118,095.24	-	0.952	-	- 246,874,000.00
3	2553	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.907	66,738,144.22	214,558,787.52	0.907	194,611,145.14	140,979,983.52
4	2554	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.864	63,560,137.35	214,558,787.52	0.864	185,343,947.76	140,979,983.52
5	2555	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.823	60,533,464.14	214,558,787.52	0.823	176,518,045.48	140,979,983.52
6	2556	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.784	57,650,918.23	214,558,787.52	0.784	168,112,424.27	140,979,983.52
7	2557	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.746	54,905,636.41	214,558,787.52	0.746	160,107,070.73	140,979,983.52
8	2558	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.711	52,291,082.30	214,558,787.52	0.711	152,482,924.51	140,979,983.52
9	2559	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.677	49,801,030.76	214,558,787.52	0.677	145,221,832.86	140,979,983.52
10	2560	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.645	47,429,553.10	214,558,787.52	0.645	138,306,507.49	140,979,983.52
11	2561	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.614	45,171,002.96	214,558,787.52	0.614	131,720,483.32	140,979,983.52
12	2562	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.585	43,020,002.81	214,558,787.52	0.585	125,448,079.35	140,979,983.52
13	2563	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.557	40,971,431.25	214,558,787.52	0.557	119,474,361.29	140,979,983.52
14	2564	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.530	39,020,410.72	214,558,787.52	0.530	113,785,105.99	140,979,983.52
15	2565	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.505	37,162,295.92	214,558,787.52	0.505	108,366,767.61	140,979,983.52
16	2566	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.481	35,392,662.78	214,558,787.52	0.481	103,206,445.34	140,979,983.52
17	2567	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.458	33,707,297.89	214,558,787.52	0.458	98,291,852.71	140,979,983.52
18	2568	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.436	32,102,188.46	214,558,787.52	0.436	93,611,288.29	140,979,983.52
19	2569	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.416	30,573,512.82	214,558,787.52	0.416	89,153,607.90	140,979,983.52
20	2570	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.396	29,117,631.26	214,558,787.52	0.396	84,908,198.00	140,979,983.52
21	2571	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.377	27,731,077.39	214,558,787.52	0.377	80,864,950.47	140,979,983.52
22	2572	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.359	26,410,549.90	214,558,787.52	0.359	77,014,238.55	140,979,983.52
								1,256,568,125.91			2,546,549,277.06	2,424,565,670.40

NPV	1,289,981,151.16
BCR	2.03
IRR	31.76%

ตารางภาคผนวก ก.ที่ 9 แสดงการวิเคราะห์ความไวของโครงการ กรณีอัตราเดินเครื่องลดลง 40%

(หน่วย : บาท)

ปีที่	ปี พ.ศ.	ต้นทุน				ต้นทุนรวม	DF	PVC	อัตราเดินเครื่องลดลง 40%	DF	PVB	ผลประโยชน์สุทธิ
		ค่าก่อสร้าง	ค่าที่ดิน	ค่าเชื้อเพลิง	O&M		5%			5%		
1	2551	140,760,000.00	7,400,000.00	-	-	148,160,000.00	1.00	148,160,000.00	-	1.00	-	- 148,160,000.00
2	2552	246,874,000.00	-	-	-	246,874,000.00	0.952	235,118,095.24	-	0.952	-	- 246,874,000.00
3	2553	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.907	66,738,144.22	160,919,090.64	0.907	145,958,358.86	87,340,286.64
4	2554	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.864	63,560,137.35	160,919,090.64	0.864	139,007,960.82	87,340,286.64
5	2555	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.823	60,533,464.14	160,919,090.64	0.823	132,388,534.11	87,340,286.64
6	2556	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.784	57,650,918.23	160,919,090.64	0.784	126,084,318.20	87,340,286.64
7	2557	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.746	54,905,636.41	160,919,090.64	0.746	120,080,303.05	87,340,286.64
8	2558	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.711	52,291,082.30	160,919,090.64	0.711	114,362,193.38	87,340,286.64
9	2559	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.677	49,801,030.76	160,919,090.64	0.677	108,916,374.65	87,340,286.64
10	2560	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.645	47,429,553.10	160,919,090.64	0.645	103,729,880.62	87,340,286.64
11	2561	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.614	45,171,002.96	160,919,090.64	0.614	98,790,362.49	87,340,286.64
12	2562	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.585	43,020,002.81	160,919,090.64	0.585	94,086,059.52	87,340,286.64
13	2563	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.557	40,971,431.25	160,919,090.64	0.557	89,605,770.97	87,340,286.64
14	2564	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.530	39,020,410.72	160,919,090.64	0.530	85,338,829.49	87,340,286.64
15	2565	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.505	37,162,295.92	160,919,090.64	0.505	81,275,075.71	87,340,286.64
16	2566	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.481	35,392,662.78	160,919,090.64	0.481	77,404,834.01	87,340,286.64
17	2567	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.458	33,707,297.89	160,919,090.64	0.458	73,718,889.53	87,340,286.64
18	2568	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.436	32,102,188.46	160,919,090.64	0.436	70,208,466.22	87,340,286.64
19	2569	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.416	30,573,512.82	160,919,090.64	0.416	66,865,205.92	87,340,286.64
20	2570	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.396	29,117,631.26	160,919,090.64	0.396	63,681,148.50	87,340,286.64
21	2571	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.377	27,731,077.39	160,919,090.64	0.377	60,648,712.86	87,340,286.64
22	2572	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.359	26,410,549.90	160,919,090.64	0.359	57,760,678.91	87,340,286.64
								1,256,568,125.91			1,909,911,957.80	1,351,771,732.80

NPV	653,343,831.89
BCR	1.52
IRR	20.03%

ตารางภาคผนวก ก.ที่ 10 แสดงการวิเคราะห์ความไวของโครงการ กรณีอัตราเดินเครื่องลดลง 50%

(หน่วย : บาท)

ปีที่	ปี พ.ศ.	ต้นทุน				ต้นทุนรวม	DF	PVC	อัตราเดินเครื่อง	DF	PVB	ผลประโยชน์
		ค่าก่อสร้าง	ค่าที่ดิน	ค่าเชื้อเพลิง	O&M		5%		ลดลง 50%	5%		สุทธิ
1	2551	140,760,000.00	7,400,000.00	-	-	148,160,000.00	1.00	148,160,000.00	-	1.00	-	- 148,160,000.00
2	2552	246,874,000.00	-	-	-	246,874,000.00	0.952	235,118,095.24	-	0.952	-	- 246,874,000.00
3	2553	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.907	66,738,144.22	134,083,325.38	0.907	121,617,528.69	60,504,521.38
4	2554	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.864	63,560,137.35	134,083,325.38	0.864	115,826,217.80	60,504,521.38
5	2555	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.823	60,533,464.14	134,083,325.38	0.823	110,310,683.62	60,504,521.38
6	2556	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.784	57,650,918.23	134,083,325.38	0.784	105,057,793.92	60,504,521.38
7	2557	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.746	54,905,636.41	134,083,325.38	0.746	100,055,041.83	60,504,521.38
8	2558	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.711	52,291,082.30	134,083,325.38	0.711	95,290,516.03	60,504,521.38
9	2559	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.677	49,801,030.76	134,083,325.38	0.677	90,752,872.41	60,504,521.38
10	2560	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.645	47,429,553.10	134,083,325.38	0.645	86,431,307.05	60,504,521.38
11	2561	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.614	45,171,002.96	134,083,325.38	0.614	82,315,530.53	60,504,521.38
12	2562	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.585	43,020,002.81	134,083,325.38	0.585	78,395,743.36	60,504,521.38
13	2563	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.557	40,971,431.25	134,083,325.38	0.557	74,662,612.72	60,504,521.38
14	2564	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.530	39,020,410.72	134,083,325.38	0.530	71,107,250.21	60,504,521.38
15	2565	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.505	37,162,295.92	134,083,325.38	0.505	67,721,190.68	60,504,521.38
16	2566	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.481	35,392,662.78	134,083,325.38	0.481	64,496,372.07	60,504,521.38
17	2567	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.458	33,707,297.89	134,083,325.38	0.458	61,425,116.26	60,504,521.38
18	2568	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.436	32,102,188.46	134,083,325.38	0.436	58,500,110.73	60,504,521.38
19	2569	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.416	30,573,512.82	134,083,325.38	0.416	55,714,391.17	60,504,521.38
20	2570	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.396	29,117,631.26	134,083,325.38	0.396	53,061,324.92	60,504,521.38
21	2571	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.377	27,731,077.39	134,083,325.38	0.377	50,534,595.16	60,504,521.38
22	2572	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.359	26,410,549.90	134,083,325.38	0.359	48,128,185.87	60,504,521.38
								1,256,568,125.91			1,591,404,385.01	815,056,427.52

NPV	334,836,259.11
BCR	1.27
IRR	13.40%

ตารางภาคผนวกที่ ก.11 แสดงการวิเคราะห์ความไวของโครงการ กรณีอัตราคิดลดร้อยละ 8

(หน่วย : บาท)

ปีที่	ปี พ.ศ.	ต้นทุน				ต้นทุนรวม	DF	PVC	ผลประโยชน์	DF	PVB	ผลประโยชน์สุทธิ
		ค่าก่อสร้าง	ค่าที่ดิน	ค่าเชื้อเพลิง	O&M		8%			8%		
1	2551	140,760,000.00	7,400,000.00	-	-	148,160,000.00	1.00	148,160,000.00	-	1.00	-	- 148,160,000.00
2	2552	246,874,000.00	-	-	-	246,874,000.00	0.926	228,587,037.04	-	0.926	-	- 246,874,000.00
3	2553	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.857	63,081,965.02	268,166,650.75	0.857	229,909,680.00	194,587,846.75
4	2554	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.794	58,409,226.87	268,166,650.75	0.794	212,879,333.33	194,587,846.75
5	2555	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.735	54,082,617.47	268,166,650.75	0.735	197,110,493.83	194,587,846.75
6	2556	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.681	50,076,497.66	268,166,650.75	0.681	182,509,716.51	194,587,846.75
7	2557	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.630	46,367,127.46	268,166,650.75	0.630	168,990,478.25	194,587,846.75
8	2558	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.583	42,932,525.43	268,166,650.75	0.583	156,472,665.04	194,587,846.75
9	2559	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.540	39,752,338.36	268,166,650.75	0.540	144,882,097.26	194,587,846.75
10	2560	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.500	36,807,720.70	268,166,650.75	0.500	134,150,090.06	194,587,846.75
11	2561	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.463	34,081,222.87	268,166,650.75	0.463	124,213,046.35	194,587,846.75
12	2562	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.429	31,556,687.85	268,166,650.75	0.429	115,012,079.95	194,587,846.75
13	2563	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.397	29,219,155.41	268,166,650.75	0.397	106,492,666.62	194,587,846.75
14	2564	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.368	27,054,773.53	268,166,650.75	0.368	98,604,320.95	194,587,846.75
15	2565	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.340	25,050,716.23	268,166,650.75	0.340	91,300,297.17	194,587,846.75
16	2566	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.315	23,195,107.62	268,166,650.75	0.315	84,537,312.20	194,587,846.75
17	2567	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.292	21,476,951.50	268,166,650.75	0.292	78,275,289.07	194,587,846.75
18	2568	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.270	19,886,066.21	268,166,650.75	0.270	72,477,119.51	194,587,846.75
19	2569	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.250	18,413,024.26	268,166,650.75	0.250	67,108,443.99	194,587,846.75
20	2570	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.232	17,049,096.54	268,166,650.75	0.232	62,137,448.14	194,587,846.75
21	2571	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.215	15,786,200.50	268,166,650.75	0.215	57,534,674.20	194,587,846.75
22	2572	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.199	14,616,852.32	268,166,650.75	0.199	53,272,846.49	194,587,846.75
								1,045,842,910.87			2,437,870,098.91	3,496,722,935.00

NPV	1,392,227,188.05
BCR	2.33
IRR	42.46%

ตารางภาคผนวกที่ ก.12 แสดงการวิเคราะห์ความไวของโครงการ กรณีอัตราคิดลดร้อยละ 12

(หน่วย : บาท)

ปีที่	ปี พ.ศ.	ต้นทุน				ต้นทุนรวม	DF 12%	PVC	ผลประโยชน์	DF 12%	PVB	ผลประโยชน์สุทธิ
		ค่าก่อสร้าง	ค่าที่ดิน	ค่าเชื้อเพลิง	O&M							
1	2551	140,760,000.00	7,400,000.00	-	-	148,160,000.00	1.00	148,160,000.00	-	1.00	-	- 148,160,000.00
2	2552	246,874,000.00	-	-	-	246,874,000.00	0.893	220,423,214.29	-	0.893	-	- 246,874,000.00
3	2553	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.797	58,656,572.07	268,166,650.75	0.797	213,780,812.14	194,587,846.75
4	2554	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.712	52,371,939.34	268,166,650.75	0.712	190,875,725.13	194,587,846.75
5	2555	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.636	46,760,660.13	268,166,650.75	0.636	170,424,754.58	194,587,846.75
6	2556	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.567	41,750,589.40	268,166,650.75	0.567	152,164,959.44	194,587,846.75
7	2557	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.507	37,277,311.97	268,166,650.75	0.507	135,861,570.93	194,587,846.75
8	2558	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.452	33,283,314.25	268,166,650.75	0.452	121,304,974.05	194,587,846.75
9	2559	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.404	29,717,244.87	268,166,650.75	0.404	108,308,012.54	194,587,846.75
10	2560	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.361	26,533,254.35	268,166,650.75	0.361	96,703,582.63	194,587,846.75
11	2561	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.322	23,690,405.67	268,166,650.75	0.322	86,342,484.49	194,587,846.75
12	2562	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.287	21,152,147.92	268,166,650.75	0.287	77,091,504.01	194,587,846.75
13	2563	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.257	18,885,846.36	268,166,650.75	0.257	68,831,700.01	194,587,846.75
14	2564	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.229	16,862,362.82	268,166,650.75	0.229	61,456,875.01	194,587,846.75
15	2565	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.205	15,055,681.09	268,166,650.75	0.205	54,872,209.83	194,587,846.75
16	2566	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.183	13,442,572.40	268,166,650.75	0.183	48,993,044.49	194,587,846.75
17	2567	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.163	12,002,296.78	268,166,650.75	0.163	43,743,789.72	194,587,846.75
18	2568	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.146	10,716,336.42	268,166,650.75	0.146	39,056,955.11	194,587,846.75
19	2569	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.130	9,568,157.51	268,166,650.75	0.130	34,872,281.35	194,587,846.75
20	2570	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.116	8,542,997.78	268,166,650.75	0.116	31,135,965.49	194,587,846.75
21	2571	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.104	7,627,676.59	268,166,650.75	0.104	27,799,969.19	194,587,846.75
22	2572	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.093	6,810,425.53	268,166,650.75	0.093	24,821,401.06	194,587,846.75
								859,291,007.52			1,788,442,571.16	3,496,722,935.00

NPV	929,151,563.64
BCR	2.08
IRR	42.46%

ตารางภาคผนวกที่ ก.13 แสดงการวิเคราะห์ความไวของโครงการ กรณีอัตราคิดลดร้อยละ 15

(หน่วย : บาท)

ปีที่	ปี พ.ศ.	ต้นทุน				ต้นทุนรวม	DF	PVC	ผลประโยชน์	DF	PVB	ผลประโยชน์สุทธิ
		ค่าก่อสร้าง	ค่าที่ดิน	ค่าเชื้อเพลิง	O&M		15%			15%		
1	2551	140,760,000.00	7,400,000.00	-	-	148,160,000.00	1.00	148,160,000.00	-	1.00	-	- 148,160,000.00
2	2552	246,874,000.00	-	-	-	246,874,000.00	0.870	214,673,043.48	-	0.870	-	- 246,874,000.00
3	2553	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.756	55,636,146.69	268,166,650.75	0.756	202,772,514.74	194,587,846.75
4	2554	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.658	48,379,257.99	268,166,650.75	0.658	176,323,925.87	194,587,846.75
5	2555	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.572	42,068,919.99	268,166,650.75	0.572	153,325,152.93	194,587,846.75
6	2556	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.497	36,581,669.56	268,166,650.75	0.497	133,326,219.94	194,587,846.75
7	2557	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.432	31,810,147.44	268,166,650.75	0.432	115,935,843.42	194,587,846.75
8	2558	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.376	27,660,997.78	268,166,650.75	0.376	100,813,776.89	194,587,846.75
9	2559	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.327	24,053,041.55	268,166,650.75	0.327	87,664,153.82	194,587,846.75
10	2560	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.284	20,915,688.30	268,166,650.75	0.284	76,229,698.97	194,587,846.75
11	2561	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.247	18,187,555.04	268,166,650.75	0.247	66,286,694.76	194,587,846.75
12	2562	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.215	15,815,265.26	268,166,650.75	0.215	57,640,604.14	194,587,846.75
13	2563	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.187	13,752,404.57	268,166,650.75	0.187	50,122,264.47	194,587,846.75
14	2564	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.163	11,958,612.67	268,166,650.75	0.163	43,584,577.80	194,587,846.75
15	2565	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.141	10,398,793.63	268,166,650.75	0.141	37,899,632.87	194,587,846.75
16	2566	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.123	9,042,429.24	268,166,650.75	0.123	32,956,202.49	194,587,846.75
17	2567	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.107	7,862,981.95	268,166,650.75	0.107	28,657,567.39	194,587,846.75
18	2568	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.093	6,837,375.61	268,166,650.75	0.093	24,919,623.81	194,587,846.75
19	2569	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.081	5,945,544.01	268,166,650.75	0.081	21,669,238.10	194,587,846.75
20	2570	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.070	5,170,038.27	268,166,650.75	0.070	18,842,815.74	194,587,846.75
21	2571	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.061	4,495,685.45	268,166,650.75	0.061	16,385,057.16	194,587,846.75
22	2572	-	-	58,142,448.00	15,436,356.00	73,578,804.00	0.053	3,909,291.69	268,166,650.75	0.053	14,247,875.79	194,587,846.75
								763,314,890.15			1,459,603,441.08	3,496,722,935.00

NPV	696,288,550.93
BCR	1.91
IRR	42.46%

ตัวอย่าง

ภาคผนวก ข.

ตารางแสดงตัวประกอบ

การแปลงมูลค่าจากมูลค่าทางการเงินเป็นมูลค่าทางเศรษฐกิจ

DPU

Full List of Conversion Factors[1]

Economic sector No./ S.T.N. Chapter No.	Description of Goods	Conversion Factor
Ii	CONSUMPTION : FOOD	.917
01,02	Animals (not for breeding or recreation), meat	1.01
03	Fish	.986
04	Dairy produce, honey	.761
07,08	Edible vegetables and fruit (including fresh, chilled, preserved, dehydrated, dried), and certain tubers and peels	.936
10	Cereals (maize, pearl barley)	1.022
16	Preparations of meat, fish, crustaceans, molluses	.51
19	Preparations of cereals, flour, and pastry cooks products	.59
20	Preparations of vegetables, fruit and other plant parts	.894
09,11,15,17, 18,21,22,25	All other foods (except nce) including coffee, tea and spices, milling industry products (flour) animal and vegetable fats and oils, sugar confectionary, cocoa products, infants food, vinegar and soft drinks, mineral salt, etc.	.727
Iii	CONSUMPTION : HOUSEHOLD GOODS	.691
06	Live plants	1.0
44,46,95,99	Household goods of wood and rattan; carved/moulded goods; works of art	.988
51,53,54,55, 56,58,59,62 67	Household goods of all kinds of fabrics including felt and down; carpets.	.74
69,70	Household goods of ceramic (pottery or china) and glass	.821

[1] World Bank Publication, 1983

Economic sector No./ S.T.N. Chapter No.	Description of Goods	Conversion Factor
1,73,74,76, 2,83	Household goods of metal (including gold and silver-ware), tools, cutlery, spoons and forks, non-electric lamps and parts, etc.	.774
4	Mechanical machinery, including refrigerators, dishwashers, lawn rollers, laundry machinery and sewing machines (domestic only)	.6
5,91	Electrical machinery, including radio and T.V. sets, electro-thermic and electro-mechanical appliances, shavers, light bulbs, batteries, clocks and watches (domestic only)	.572
7,34,35,36 9,40,42,96	Other household goods of plastic, rubber, leather etc; kerosene and pyrotechnic products such as matches; washing and cleaning preparations; glues, brooms, etc.	.702
Iiii	CONSUMPTION : CLOTHING	.861
1	Articles of apparel of textile fabric (other than knitted goods)	.921
1	Jewellery	.89
9,40,42,43, 0,63,64,65	Clothing of plastic, rubber, leather, furskins, knitted and crocheted goods, old clothing, footwear, headgear	.685
Iiv	CONSUMPTION : PRIVATE TRANSPORT	.476
7	Petrol	.617
0	Tyres, tubes (for small vehicles)	.788
7	Motor cars, motor-cycles, bicycles	.441
Iv	CONSUMPTION : RECREATION AND EDUCATION	
1	Live animals (pets, race horses, etc)	.988
8	Stationery, exercise books, etc.	.69
9	Books, newspapers, cards, calendars and other printed matter	.911

DRAFT

Economic sector No./ S.T.N. Chapter No.	Description of Goods	Conversion Factor
32,37,42,66, 72,90,92,93, 97,98,99	inks and artists colours; film; leather articles, umbrellas; coin (not currency); cameras, projectors and binoculars; musical instruments, record players and records; shot guns, small calibre pistols and ammunition; children's toys, personal sports equipment, fountain pens, lighters, pipes, vacuum flasks, collectors pieces, postage stamps (not mint)	.653
I vi	CONSUMPTION : HEALTH AND PERSONAL CARE	.589
12,30	Ginseng; all pharmaceutical products	.581
33	Essential oils	.521
34,38,48,59, 67,82,90,96, 98	Toilet soaps, dental pastes, disinfectants, deodorants, insect repellents, toilet paper and sanitary towels; wigs, scissors, razor blades, spectacles and lenses, orthopaedic appliances, tooth brushes, combs, etc.	.742
I vii	CONSUMPTION : ALCOHOLIC BEVERAGES AND TOBACCO	.31
22	Alcoholic beverages	.283
24	Tobacco products (cigarettes, cigars; also snuff)	.509
I viii	CONSUMPTION : RICE	1.482
10	Rice	1.482
I I	INPUTS INTO CONSUMER GOODS INDUSTRIES	.803
02,05	Meats, products of animal of origin n.e.s.	.988
07,08	Fruit and vegetables preserved (not for immediate consumption) or for processing	.934
10,11	Cereals (wheat, rye, barley, oats, grain sorghum); wheat, and potato flour, malt, starches, insulin and gluten	.867
12	Oil seeds, seeds and fruit, miscellaneous grains (but not for direct consumption or agricultural used)	.972
13,14	Raw vegetable materials for dyeing, tanning, plaiting, carving (not of wood); lacs, gums, resins etc.	.937

Economic sector No./ S.T.N. Chapter No.	Description of Goods	Conversion Factor
15,33	Animal and vegetable fats and oils (not for direct consumption) concentrates of essential oils and other raw materials.	.714
17	Unrefined sugar	1.0
09,18,19,20, 21,22	Other inputs into the food industries including various seeds, cocoa, starches, malt extract, fruit purees for industrial use, powders, yeast, concentrates, etc.	.852
24	Tobacco leaf, scrap, etc.	.975
25	Minerals including sodium chloride, graphite, kaolin, amber, etc.	.838
41	Raw hides and shins	1.101
50	Silk and silk waste	.996
51,55	Man-made fibres	.73
52,53,54,58	Natural fibres (other than silk or cotton) trimmings, nitle, pile fabrics, lace, etc.	.632
55	Cotton	.784
71	Precious and semi-precious stones	.973
35,42,43,46, 60,61,64,65, 66,67,83,87, 91,92,94,95, 98	Inputs (miscellaneous) including albuminoidal substances, articles of leather, furskin plaiting materials (for industrial purposed): jute bags: trummings for garments, accessories for footwear and headgear: parts for motor-cycle assembley; clock and watch movements and parts: record matrices and blanks: all other parts required for consumer goods industries	.646
III	INPUTS INTO INDUSTRY IN GENERAL	.86
25	Minerals (other than for consumer good industries of construction)	.867
26	Metallic ores, slag and ash	.986
27	Heavy, crude and bunker oils: coal, lignite, peat, carboniferous gases, coal tar, lubricants	.886
28,29	Organic and inorganic chemicals	.73

Economic sector No./ S.T.N. Chapter No.	Description of Goods	Conversion Factor
32	Tanning and dyeing extracts, paints and varnishes, dyes and fillers (other than for consumption or construction)	.794
34,36,37,38	Other chemical products including industrial washing and lubricating preparations, explosive and pyrotechnic products, cinematographic items, and miscellaneous products	.681
39	Plastics (other than consumer goods or construction materials)	.67
40	Rubber (other than tyres and other finished goods)	.989
44	Wood (other than wood articles, wood flooring, panels and skirting or construction, lumber sawn lengthwise for construction purposes, builders carpentry and joinary)	1.0
47	Paper making materials	.842
48	Paper (e.g. newsprint) – not printed matter	.781
57,62	Other vegetable textile materials (e.g. kenaf); sacks, bags and tarpaulins.	1.017
59,63	Other fabrics and articles of wadding and felt, ropes and cables of twine, special fabrics, rags, etc.	.762
68	Articles of stone (other than for construction)	.687
69,70	Articles of ceramic for refractory or laboratory use, unworked; rolled or blown glass, glass containers, multicellular glass, glass parts, laboratory glassware.	.667
73	Iron and steel and articles thereof (other than household goods, construction materials and structures sheet, pipes and fittings for investment purposes)	.817
74,75,76,77, 78,79,81	Copper, nickel, aluminium, magnesium and Beryllium, lead, zinc, other base metals and Articles thereof (other than for consumption, Construction of investment purposes)	.823

DRAFT

Economic sector No./ S.T.N. Chapter No.	Description of Goods	Conversion Factor
80	Tin and articles thereof	1.335
84,85,87,90	Parts and spares of all kinds of mechanical and electrical machinery and precision instruments (but not the machines of instruments themselves) motor vehicle parts strictly for assemble purposes only.	.72
88,89	Parts and spares of aircraft, large ships	.835
12,45,49,93, 96	Other industrial inputs n.e.s., including miscellaneous oil seeds, cork and articles thereof, printed advertising matter, blank forms, plans and drawings, parts of firearms and ammunition, industrial brooms and brushes and parts thereof.	.726
IV	AGRICULTURAL INPUTS	.948
01,04,12	Animals for breeding purposes, hatching eggs; seeds for sowing	.942
11	Flour from sago, etc., tapioca and products thereof	1.022
23	Residees and waste from the food industry; prepared animal fodder	.978
27	Diesel fuel	.575
31	Fertilizers	.922
38	Miscellaneous chemical products (insecticides, weed killers, pesticides, rat poisons, animal dressings)	.884
82,84,87	Hand-tools for agriculture, forestry and horticulture; agricultural machinery such as ploughs, threshing machines, milking machines, incubators; farm tractors (but not machinery for agricultural processing industries), including parts, spares and accessories (except tyres)	.818
40,44,90	Other agricultural inputs, including tyres, wooden fencing, instruments	.721

Economic sector No./ S.T.N. Chapter No.	Description of Goods	Conversion Factor
V	TRANSPORT EQUIPMENT	.629
86,89	Railway equipment, small vessels, tugs and other shipping	.824
87	Motor vehicles including buses, trucks, vans, pick-ups, land-rovers, road tractors and trailers (excluding parts and accessories, and all private transport, farm tractors, and mobile investment goods)	.624
VI	TRANSPORT : PARTS AND FUEL	.629
27	Diesel fuel, lubricating oils, brake fluids.	.565
40	Tyres (for larger vehicles, except tractors)	.751
84,85	Items of mechanical machinery (e.g. motor engines) or electrical machinery (by ignition systems) and spares and parts thereof, for both private cars and transport equipment	.726
86	Rail transport spares and parts	.779
87	Motor vehicle spares, parts and accessories (other than tractors of parts imported for assembley purposes); includes parts for private cars and transport equipment	.595
70,90,91	Other parts, spares and accessories for private cars and transport equipment, including windscreens, instruments, etc.	.664
VII	CONSTRUCTION	.801
25,27	Construction materials of unworked stone (e.g. slate, marble), cement and pitch; road-building materials such as stone, asphalt and bitumen.	.979
32	Paints, varnishes, stoppers, fillers etc.	.686
39,40,48,59	Construction materials of plastic, rubber paper and building board; linoleum and floor coverings	.64
44	Lumber sawn lengthwise, wood flooring, wood panels, builders carpentry and joinery and all other wood construction materials	.964

DRAFT

Economic sector No./ S.T.N. Chapter No.	Description of Goods	Conversion Factor
68	Articles for construction made of stone, cement, plaster, asbestos or similar such as paving stones, worked stone (or articles) of slate or marble of other such material; articles of asphalt; panels and boards of vegetable fibres of cement/plaster, etc.	.774
69,70	Building bricks, roofing tiles, piping, guttering, paving, tiles, sinks, sanitary fitting made of ceramic; glass, illumination glass ware, glass tiles	.676
73	Construction materials and articles of iron and steel including bars, angles and shapes, concrete reinforcement, doors and windows, nails/tacks, screws etc.	.732
84	Air conditioners	.474
74,76,78,79, 83,85,90	Construction materials and articles of copper, aluminium, lead, zinc including windows, doors and frames, pipes and fittings, sinks, nails, tacks etc.; venetian blinds; also various miscellaneous items of metal including locks and hinges, electric light fittings, electric wiring and conduit tubing, plugs and sockets, water heaters, electric and water meters	.707
VIII	INVESTMENT GOODS	.771
73,74,75,76, 78	Structures, tubes, plates and sheets, tanks, radiators and central heating boilers, rivets, nuts and bolts; other items of investment (other than construction or industrial inputs) of iron and steel, copper, nickel, aluminium or other metal	.77
83,84,85	Safes and strong boxes, office equipment; boilers, mechanical and electrical machinery of all kinds (excluding parts and spares thereof, durable consumer goods, agricultural machinery, air-conditioners and water-heaters, parts of transport equipment)	.756
86,89	Rail track fixtures and fittings, cranes and Vehicles; larger boats, tugs and all floating structures	.813

DRAFT

Economic sector No./ S.T.N. Chapter No.	Description of Goods	Conversion Factor
87	All special purposes motor vehicles such as caterpillar tractors (non-farm), fork lift trucks, mobile cranes, fire-engines, invalids carriages, etc.	.77
88	Aircraft and parts thereof	.926
90	Optical, photographic, measuring, checking, precision, medical and surgical instruments and apparatus (except for spectacles and orthopedic appliances, durable consumer goods, veterinary instruments, meters for buildings or transport, and all parts and spares)	.703
44,69,91,92, 94,97	All other forms of investment goods including railway sleepers, refractory bricks, larger clocks and timing apparatus, dictating machines, medical and dental furniture, non-personal sports equipment, etc.	.671
I - VIII	Total : all traded goods	.894
IX	Electricity	1.276
X	Construction	.74
	Earthworks	.762
	Erosion control	.683
	Buildings	.746
	Structures (e.g. dams)	.722
	Wooden structures and buildings	.709
	Mechanical structures	.727
	Roads	.687
	Land Levelling	.74
	Laterals and drains	.734
	Overheads and miscellaneous construction items	.831
XI	Trade	.469

Economic sector No./ S.T.N. Chapter No.	Description of Goods	Conversion Factor
XII	Transport	.759
	Heavy Trucking	.832
	Light Trucking	.725
	Water Transport	.586
	Highway cost allocation : Heavy trucks on highways	.692
	Highway cost allocation : light trucks on provincial/feeder roads	.663
XIII	Public utilities	.957
XIV	Banking and finance	.444
XV	Modern services	.511
XVI	Government services	.652
XVII	Traditional services	.644
IX - XVII	Total : all non-tradables	.612
Ii - XVII	Total : all goods and services	
	The Standard Conversion Factor	.791
	The Accounting Rate of Interest (per cent)	10.5%

CFs for Labour : product of the CF for consumption and The opportunity cost of labour, for the appropriate Region and category of labour

Category Of Labour	Agricultural	Industrial Unskilled	All Unskilled (Agricultural + Industrial)	Skilled Industrial	All Categories
Category of Consumption CF	Rural Poor	Urban Poor	Total Poor	Urban Rich	Regional Total
Bangkok /Thonburi	.32	.723	.661	.71	.675
Central region	.467	.724	.545	.721	.553
Southern region	.354	.679	.442	.725	.461
Northern region	.208	.739	.281	.738	.297
Northeast region	.192	.746	.278	.739	.299
Whole Kingdom	.27	.721	.38	.73	.402