



ใบรับรองวิทยานิพนธ์
บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

วิทยาศาสตรมหาบัณฑิต (เศรษฐศาสตร์เกษตร)

ปริญญา

เศรษฐศาสตร์เกษตร

เศรษฐศาสตร์เกษตรและทรัพยากร

สาขา

ภาควิชา

เรื่อง การศึกษาความเป็นไปได้ในการลงทุนโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลจากแกลบและ
เหง้ามันสำปะหลังในจังหวัดศรีสะเกษ

Feasibility Study on Rice Husk and Cassava Rhizome Biomass Power Plant Investment
in Si Sa Ket Province

นามผู้วิจัย นางสาวเก็จไพลิน คำเพราะ

ได้พิจารณาเห็นชอบโดย

อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

(รองศาสตราจารย์ณภัทรณ์ พรหมชนะ, วท.ม.)

อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ร่วม

(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ปิติ กันตังกุล, Ph.D.)

อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ร่วม

(อาจารย์เดชรัต สุขกำเนิด, Ph.D.)

หัวหน้าภาควิชา

(รองศาสตราจารย์เรืองไกร โตณฑะ, Ph.D.)

บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์รับรองแล้ว

(รองศาสตราจารย์กัญญา ชีระกุล, D.Agr.)

คณบดีบัณฑิตวิทยาลัย

วันที่ เดือน พ.ศ.

วิทยานิพนธ์

เรื่อง

การศึกษาความเป็นไปได้ในการลงทุนโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลจากแกลบ
และเหง้ามันสำปะหลังในจังหวัดศรีสะเกษ

Feasibility Study in Rice Husk and Cassava Rhizome Biomass Power Plant
Investment in Si Sa Ket Province

โดย

นางสาวเก็จไพลิน คำเพราะ

เสนอ

บัณฑิตวิทยาลัย มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์
เพื่อความสมบูรณ์แห่งปริญญาวิทยาศาสตรมหาบัณฑิต (เศรษฐศาสตร์เกษตร)

พ.ศ. 2553

เก็จไพลิน คำเพราะ 2553: การศึกษาความเป็นไปได้ในการลงทุนโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล
จากแกลบและเห้งมันสำปะหลังในจังหวัดศรีสะเกษ ปริญญาวิทยาศาสตรมหาบัณฑิต (เศรษฐศาสตร์
เกษตร) สาขาเศรษฐศาสตร์เกษตร ภาควิชาเศรษฐศาสตร์เกษตรและทรัพยากร อาจารย์ที่ปรึกษา
วิทยานิพนธ์หลัก: รองศาสตราจารย์นายแพทย์ พรหมชนะ, วท.ม. 100 หน้า

การศึกษานี้มีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาเทคโนโลยีและระบบการจัดการโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลจาก
แกลบและเห้งมันสำปะหลัง ศึกษาความเป็นไปได้ในการลงทุนทางการเงิน วิเคราะห์ความแปรเปลี่ยนของ
โครงการ และศึกษาถึงปัญหาและอุปสรรคของการดำเนินโครงการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลที่ใช้
เชื้อเพลิงแกลบและเห้งมันสำปะหลัง ในจังหวัดศรีสะเกษ

ผลการศึกษาพบว่า กรณีที่ขายไฟฟ้าในสัญญาระยะสั้น (VSPP Non Firm Contract) โครงการที่มี
ความคุ้มค่าต่อการลงทุนมากที่สุดคือในกรณีที่ให้เห้งมันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง พบว่ามูลค่าปัจจุบันสุทธิ
(NPV) ของโครงการ เท่ากับ 1,005 ล้านบาท อัตราผลตอบแทนภายในการลงทุน (IRR) เท่ากับร้อยละ 20 และ
อัตราส่วนมูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนต่อการลงทุน (BCR) เท่ากับ 1.96 และในกรณีที่ขายไฟฟ้าในสัญญา
ระยะยาว (SPP Firm Contract) โครงการที่มีความคุ้มค่าต่อการลงทุนมากที่สุดคือในกรณีที่ให้เห้งมันสำปะหลัง
เป็นเชื้อเพลิง เช่นเดียวกัน โดยมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) ของโครงการที่ได้ เท่ากับ 737 ล้านบาท อัตรา
ผลตอบแทนภายในการลงทุน (IRR) เท่ากับร้อยละ 14 และอัตราส่วนมูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนต่อการ
ลงทุน (BCR) เท่ากับ 1.50 ส่วนผลการวิเคราะห์ทางด้านความแปรเปลี่ยนพบว่า กรณีที่มีความเสี่ยงต่ำที่สุด คือ
กรณีที่ให้เห้งมันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง ขายไฟฟ้าในสัญญาระยะสั้น จากการวิเคราะห์ค่าความแปรเปลี่ยน
พบว่าค่าใช้จ่ายสามารถเพิ่มขึ้นได้ถึงร้อยละ 69.28 ของค่าใช้จ่ายทั้งหมด หรือผลประโยชน์สามารถลดลงได้ถึง
ร้อยละ 40.94 ของผลประโยชน์ทั้งหมด ปัญหาและอุปสรรคการดำเนินการของโครงการ พบว่ามีอยู่ 3 ด้านคือ
ปัญหาด้านเงินลงทุนของโครงการ ปัญหาด้านเชื้อเพลิงวัตถุดิบและปัญหาด้านราคาซื้อขายไฟฟ้าที่ไม่แปรผันกับ
ราคาเชื้อเพลิงวัตถุดิบ

อย่างไรก็ตามการใช้เชื้อเพลิงเห้งมันสำปะหลังเพียงอย่างเดียวอาจไม่เพียงพอสำหรับเป็น
เชื้อเพลิงในการผลิตทั้งปี จึงควรมีการรับซื้อเห้งมันสำปะหลังในจังหวัดใกล้เคียงเพื่อเป็นการช่วยลดความเสี่ยง
จากการขาดแคลนวัตถุดิบหรืออาจใช้ส่วนผสมของแกลบและเห้งมันสำปะหลังในอัตราส่วน 1:2 ซึ่งเป็นอีก
ทางหนึ่งที่โครงการยังคงคุ้มค่าในการลงทุน

Ketpalin Comproh 2010: Feasibility Study on Rice Husk and Cassava Rhizome Biomass Power Plant Investment in Si Sa Ket Province. Master of Science (Agricultural Economics), Major Field: Agricultural Economics, Department of Agricultural and Resource Economics. Thesis Advisor: Associate Professor Napaporn Phromchana., M.S. 100 pages.

The objectives of this study were to conduct the technology and management system of the rice husk and cassava rhizome biomass power plants. The feasibility in Financial analysis, the switching value test analysis and problems and obstructions on the project of the rice husk and cassava rhizome biomass power plant in Sisaket province were in the analysis.

The study showed that for the very small power producer (VSPP) Non-firm Contract, the most beneficial project for an investment was cassava rhizome biomass power plant. It was found that net present value (NPV) of the project was 1,005 million baht. The internal rate of return (IRR) was 20 percent with the benefit-cost ratio (BCR) of 1.96 In the case of small power producer (SPP) with Firm Contract, the most beneficial project for an investment was cassava rhizome biomass power plant as well. Net present value of the project was 737 million baht. The internal rate of return (IRR) was 14 percent and the benefit-cost ratio (BCR) of 1.50 The switching value test analysis showed that the less risk case was cassava rhizome biomass power plant with VSPP Non-firm Contract. The switching value test analysis also revealed that, the expenditure might be increased up to 69.83 percent of the whole expenditures or the benefit might be decreased down to 40.94 of There were 3 mains problems and obstructions for the project administration, the investment capital, biomass sources and the purchased price.

However, the only cassava rhizome might not be sufficient as the energy source through out the year round. It was suggested that, cassava rhizome must be purchased from the nearby provinces. The mixture of rice husk with cassava rhizome in the ratio of 1:2 would minimize the raise of biomass shortage while maintaining a reasonable return on investment.

Student's signature

Thesis Advisor's signature

กิตติกรรมประกาศ

วิทยานิพนธ์ฉบับนี้สำเร็จลงได้ ผู้เขียนขอกราบขอบพระคุณ รองศาสตราจารย์นายแพทย์
พรหมชนะ ประธานที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลักที่ได้กรุณาให้คำปรึกษา ข้อเสนอแนะ และแก้ไข
ข้อบกพร่องของวิทยานิพนธ์มาโดยตลอดทั้งคอยสอบถามถึงความคืบหน้าของวิทยานิพนธ์อย่าง
ต่อเนื่องมา รวมทั้งรองประธานที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ร่วม ผู้ช่วยศาสตราจารย์ดร.ปิติกันต์กุล และ
อาจารย์ ดร.เดชรัต สุขกำเนิด และผู้ทรงคุณวุฒิภายนอกรองศาสตราจารย์ดร. ศรีณย์ วรรณจรรย์ยาที่
ได้ให้คำแนะนำในการจัดทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ให้มีความสมบูรณ์

ผู้เขียนขอกราบขอบพระคุณคณาจารย์ภาควิชาเศรษฐศาสตร์เกษตรและทรัพยากรทุกท่าน
ที่ได้อบรมสั่งสอน ขอขอบคุณ เจ้าหน้าที่บัณฑิตวิทยาลัยของภาควิชาที่ได้คำปรึกษาในส่วนของการ
จัดสอบ อีกทั้งเจ้าหน้าที่จากบริษัทกรีนฟาวเวอร์ จำกัด ที่ให้ความอนุเคราะห์ข้อมูลในการศึกษา จึง
ทำให้วิทยานิพนธ์ฉบับนี้มีความถูกต้องและสมบูรณ์มากยิ่งขึ้น

สุดท้ายนี้ผู้เขียนขอกราบขอบพระคุณ บิดา มารดา และทุกคนในครอบครัวที่คอยเป็น
กำลังใจและให้การสนับสนุนในทุกๆเรื่อง และเพื่อนๆร่วมรุ่นที่น่ารักทุกคน ที่คอยช่วยเหลือและ
เป็นกำลังใจกันตลอดมา และทำให้การศึกษาในระดับปริญญาโทนี้ เต็มไปด้วยความสุขและ
เหตุการณ์ที่น่าจดจำ

ผู้ศึกษาหวังว่า วิทยานิพนธ์นี้จะเป็นประโยชน์แก่ผู้ที่สนใจ ตลอดจนหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง
คุณประโยชน์ของงานศึกษานี้ขอมอบให้แก่ผู้ที่มีพระคุณทุกท่าน แต่หากมีสิ่งขาดตกบกพร่องหรือ
ผิดพลาดประการใด ผู้ศึกษาขอกราบอภัยมา ณ ที่นี้ และขอรับความผิดพลานั้นแต่เพียงผู้เดียว

เก็จไพลิน คำเพราะ

มีนาคม 2553

สารบัญ

หน้า

สารบัญตาราง	(3)
สารบัญภาพ	(6)
บทที่ 1 บทนำ	1
ความสำคัญของปัญหา	1
วัตถุประสงค์ของการศึกษา	6
ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ	7
ขอบเขตการศึกษา	7
นิยามศัพท์	7
ข้อกำหนดในการศึกษา	9
วิธีการศึกษา	9
กรอบแนวคิดในการศึกษา	11
บทที่ 2 การตรวจเอกสาร	13
ทฤษฎีและแนวคิดในการศึกษา	13
ผลงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง	23
บทที่ 3 เทคโนโลยีและกระบวนการผลิตกระแสไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงแกลบและเห้งน้ำมัน สำปะหลัง	27
อุปกรณ์หลักที่ใช้ในการผลิตพลังงานไฟฟ้าของโครงการ	32
กระบวนการผลิตกระแสไฟฟ้าพลังงานแกลบ	34
กระบวนการจากการผลิตไฟฟ้าจากเห้งน้ำมันสำปะหลัง	35
บทที่ 4 ผลการศึกษา	37
องค์ประกอบด้านต้นทุนทางการเงิน	37
องค์ประกอบด้านผลประโยชน์	41
การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงินของโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลจาก แกลบและเห้งน้ำมันสำปะหลัง	46

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงินของโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลฯ	46
การวิเคราะห์ค่าความแปรเปลี่ยน	77
การวิเคราะห์ราคาปัจจัยการผลิต ณ จุดคุ้มทุนของโครงการฯ	79
ประเมินความเป็นไปได้ของโครงการการลงทุนที่ได้จากการวิเคราะห์ความ คุ้มค่าทางการเงินเมื่อพิจารณาจากปริมาณวัตถุดิบเชื้อเพลิงที่ผลิตได้ใน จังหวัดศรีสะเกษ	90
ปัญหาและอุปสรรคของการดำเนินโครงการฯ	90
บทที่ 5 สรุปและข้อเสนอแนะ	92
สรุปผลการศึกษา	92
ข้อเสนอแนะ	94
เอกสารและสิ่งอ้างอิง	97
ประวัติการศึกษาและการทำงาน	100

สารบัญตาราง

ตารางที่		หน้า
1	สถิติความต้องการใช้ไฟฟ้าช่วงปี 2540-2550	2
2	จุดเด่นและจุดด้อยของเชื้อเพลิงชีวมวลประเภทต่างๆ	4
3	พื้นที่เพาะปลูก ผลผลิต และผลผลิตต่อไร่ ของข้าวและมันสำปะหลัง ในจังหวัดศรีสะเกษพ.ศ. 2550-2551	6
4	การเปรียบเทียบเทคโนโลยีการผลิตพลังงานไฟฟ้าโดยการเผาไหม้โดยตรง	30
5	รายละเอียดค่าใช้จ่ายในการลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล ที่ใช้แกลบและเห้งน้ำมันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง	38
6	ประมาณการต้นทุนค่าบริหารและควบคุมโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลที่ใช้ แกลบและเห้งน้ำมันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง	40
7	งบกระแสเงินสดของโรงไฟฟ้าชีวมวลที่ใช้แกลบเป็นเชื้อเพลิง สัญญาระยะสั้น	49
8	งบกระแสเงินสดของโรงไฟฟ้าชีวมวลที่ใช้เห้งน้ำมันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง สัญญาระยะสั้น	52
9	งบกระแสเงินสดของโรงไฟฟ้าชีวมวลที่ใช้แกลบและเห้งน้ำมันสำปะหลัง เป็นเชื้อเพลิงในอัตรา1ต่อ1 สัญญาระยะสั้น	55
10	งบกระแสเงินสดของโรงไฟฟ้าชีวมวลที่ใช้แกลบและเห้งน้ำมันสำปะหลัง เป็นเชื้อเพลิง ในอัตรา1ต่อ2 สัญญาระยะสั้น	58

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่		หน้า
11	งบกระแสเงินสดของโรงไฟฟ้าชีวมวลที่ใช้เกลบเป็นเชื้อเพลิง สัญญาระยะยาว	63
12	งบกระแสเงินสด ของโรงไฟฟ้าชีวมวลที่ใช้เห้งน้ำมันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง สัญญาระยะยาว	66
13	งบกระแสเงินสด ของโรงไฟฟ้าชีวมวลที่ใช้เกลบและเห้งน้ำมันสำปะหลัง เป็นเชื้อเพลิง ในอัตรา1ต่อ1 สัญญาระยะยาว	69
14	งบกระแสเงินสด ของโรงไฟฟ้าชีวมวลที่ใช้เกลบและเห้งน้ำมันสำปะหลัง เป็นเชื้อเพลิง ในอัตรา1ต่อ2 สัญญาระยะยาว	72
15	การเปรียบเทียบผลความเป็นไปได้ในการลงทุนทางการเงินของโครงการ โรงไฟฟ้า ลังงานชีวมวล จำแนกตามระยะเวลาในการขายไฟฟ้าและวัตถุดิบ เชื้อเพลิง	76
16	การวิเคราะห์ค่าความแปรเปลี่ยนของโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลจากเกลบ และเห้งน้ำมันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง ในกรณีที่ใช้เชื้อเพลิงแตกต่างกัน	79
17	การวิเคราะห์จุดคุ้มทุนของโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลฯ กรณีที่ใช้เกลบ เป็นเชื้อเพลิงขายไฟฟ้าในสัญญาระยะสั้น	80
18	การวิเคราะห์จุดคุ้มทุนของโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลฯ กรณีที่ใช้ เห้งน้ำมันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง ขายไฟฟ้าในสัญญาระยะสั้น	81

สารบัญตาราง (ต่อ)

ตารางที่		หน้า
19	การวิเคราะห์จุดคุ้มทุนของโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลฯ กรณีที่ใช้เกลบและ เห้งน้ำมันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง ในอัตรา 1 ต่อ 1 ขายไฟฟ้าในสัญญาระยะ สั้น	83
20	การวิเคราะห์จุดคุ้มทุนของโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลฯ กรณีที่ใช้เกลบและ เห้งน้ำมันปะหลังเป็นเชื้อเพลิง ในอัตรา 1 ต่อ 2 ขายไฟฟ้าในสัญญาระยะสั้น	84
21	การวิเคราะห์จุดคุ้มทุนของโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลฯ กรณีที่ใช้เห้งน้ำมัน สำปะหลัง เป็นเชื้อเพลิง ขายไฟฟ้าในสัญญาระยะยาว	85
22	การวิเคราะห์จุดคุ้มทุนของโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลฯ กรณีที่ใช้เกลบและ เห้งน้ำมันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง ในอัตรา 1 ต่อ 1 ขายไฟฟ้าในสัญญาระยะ ยาว	87
23	การวิเคราะห์จุดคุ้มทุนของโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลฯ กรณีที่ใช้เกลบและ เห้งน้ำมันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง ในอัตรา 1 ต่อ 2 ขายไฟฟ้าในสัญญาระยะ ยาว	88
24	การเปรียบเทียบราคาปัจจัยการผลิต ณ จุดคุ้มทุนของโครงการโรงไฟฟ้า พลังงานชีวมวล จำแนกตามระยะเวลาในการขายไฟฟ้าและวัตถุดิบเชื้อเพลิง ประเภทต่างๆ	89

สารบัญภาพ

ภาพที่		หน้า
1	แผนที่จังหวัดศรีสะเกษ	5
2	กรอบแนวคิดในการศึกษา	12
3	หลักการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล	36

บทที่ 1

บทนำ

ความสำคัญของปัญหา

ในปัจจุบันประเทศไทยมีการขยายตัวทางเศรษฐกิจเพิ่มขึ้นกว่าในอดีต ไม่ว่าจะเป็นการขยายตัวทางอุตสาหกรรมต่างๆ มีการจัดตั้งโรงงานอุตสาหกรรม มีอุตสาหกรรมการท่องเที่ยว การโรงแรม ห้างสรรพสินค้า สถานเริงรมย์ต่างๆ ฯลฯ ซึ่งล้วนแต่มีความต้องการใช้ไฟฟ้าทั้งสิ้น ดังนั้นไฟฟ้าจึงจัดเป็นปัจจัยสำคัญในการดำรงชีพของประชาชนทั่วไป รวมถึงเป็นปัจจัยพื้นฐานสำคัญในภาคการผลิตของอุตสาหกรรมต่างๆ ความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศไทยตั้งแต่อดีตจนถึงปัจจุบันมีปริมาณเพิ่มสูงขึ้น จากข้อมูลทางสถิติความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดของประเทศไทยตั้งแต่ปี พ.ศ. 2540 ถึง ปี พ.ศ. 2550 ในตารางที่ 1 พบว่าความต้องการไฟฟ้าส่วนใหญ่มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นตลอดเวลา โดยในปี พ.ศ. 2550 มีการใช้ไฟฟ้าสูงสุดอยู่ที่ระดับ 22,586.10 เมกะวัตต์ โดยเพิ่มขึ้น คิดเป็นร้อยละ 7.23 จากปี 2549 ในภาวะเศรษฐกิจที่เติบโตในอัตราถดถอย ส่งผลให้ความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าของประเทศไทยตลอดทั้งปี 2550 เพิ่มขึ้นจากปีที่ผ่านมาเพียงเล็กน้อย การผลิตและซื้อพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทยตลอดทั้งปี 2550 มีจำนวนรวมทั้งสิ้น 146,879.07 ล้านกิโลวัตต์ ชั่วโมง เพิ่มขึ้นจากปีที่ผ่านมาเพียงร้อยละ 3.43 (ปี 2549 ขยายตัวร้อยละ 5.32) โดยการใช้ไฟฟ้าในภาคเศรษฐกิจหลักได้แก่ ภาคอุตสาหกรรมและภาคธุรกิจ รวมทั้งภาคที่อยู่อาศัย(การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย : 2550)

โรงไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) มีกำลังผลิตในปี 2550 รวม 15,793.57 เมกะวัตต์ คิดเป็นร้อยละ 55.36 ของกำลังผลิตทั้งประเทศและยังมีการรับซื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้าอิสระรายใหญ่(Independent Power Producers IPP) รวม 10,017 เมกะวัตต์ และผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก(Small Power Producers หรือ SPP) รวม 2,079 เมกะวัตต์ ส่วนอีกแหล่งที่มาของกำลังการผลิตไฟฟ้านั้น นอกจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย แล้วประเทศไทยยังนำเข้ากระแสไฟฟ้าเพื่อรองรับความต้องการการใช้ไฟฟ้า กล่าวคือการรับซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้านที่อยู่ใกล้เคียง ซึ่งมีระบบสายส่งไฟฟ้าเชื่อมโยงกับประเทศไทย โดยในปัจจุบันคือ สาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว (สปป. ลาว) ซึ่งมีระบบส่งเชื่อมโยงกับภาคตะวันออกเฉียงเหนือ และประเทศ

มาเลเซีย ซึ่งมีระบบส่งเชื่อมโยงกับภาคใต้ ในปี 2550 ประเทศไทยได้นำเข้าไฟฟ้าจากสาธารณรัฐประชาธิปไตยประชาชนลาว 340 เมกะวัตต์ เพื่อนำมาใช้ในการเขตภาคตะวันออกเฉียงเหนือของไทย ถึงแม้จะมีปริมาณน้อยมากเมื่อเทียบกับกำลังการผลิตทั้งหมดก็ตาม แต่ถ้าในภูมิภาคนี้ของประเทศไทยสามารถหาแหล่งพลังงานเพื่อผลิตไฟฟ้าได้ในปริมาณที่พอเพียง ก็ไม่ต้องพึ่งพาต่างประเทศ และเงินตราไม่ไหลออกนอกประเทศอีกด้วย

ตารางที่ 1 สถิติความต้องการใช้ไฟฟ้าช่วงปี 2540-2550

ปี พ.ศ.	ความต้องการใช้ไฟฟ้า (เมกะวัตต์)	อัตราการเพิ่ม (ร้อยละ)	ความต้องการใช้ไฟฟ้าเพิ่ม (เมกะวัตต์)
2540	14,506.30	8.98	1,195.40
2541	14,179.90	-2.25	-326.40
2542	13,712.40	-3.30	-467.50
2543	14,918.30	8.79	1,205.90
2544	16,126.40	8.10	1,208.10
2545	16,681.00	3.44	554.70
2546	18,121.00	8.63	1,440.00
2547	19,600.00	8.16	1,479.00
2548	20,537.50	4.78	937.50
2549	21,064.00	2.56	526.50
2550	22,586.10	7.23	1,522.00
2551 (ม.ค.-มิ.ย.)	22,568.00	-0.07	-18.00

ที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (2550)

การที่ประเทศไทยเป็นประเทศเกษตรอุตสาหกรรม จึงมีผลผลิตทางการเกษตรในแต่ละปีเป็นจำนวนมาก เช่น ข้าว ข้าวโพด ยางพารา น้ำมันปาล์ม และมันสำปะหลัง เป็นต้น แต่ละปีจะมีปริมาณเศษวัสดุเหลือใช้จากการเก็บเกี่ยวผลผลิตและการแปรรูปผลผลิตเป็นจำนวนมาก ซึ่งโดยทั่วไปแล้วมักจะปล่อยให้วัสดุเหลือใช้ทางการเกษตร นำเสียไปเองตามธรรมชาติ หรือกำจัดโดยวิธีการเผาทำลายซึ่งเป็นการรบกวนต่อแหล่งชุมชนและสภาพแวดล้อม การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวมวลจึงเป็นอีกทางเลือกหนึ่ง เนื่องจากเป็นพลังงานหมุนเวียน ใช้แล้วไม่หมดไป และใน

การผลิตพลังงานไฟฟ้าชีวมวลนี้หากใช้เทคโนโลยีที่เหมาะสมจะไม่ก่อให้เกิดมลภาวะและผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม เนื่องจากการปลูกพืชทดแทนทำให้ช่วยในการลดปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ซึ่งเป็นตัวการสำคัญที่ทำให้เกิดสภาวะโลกร้อน และสอดคล้องกับนโยบายที่ภาครัฐให้การส่งเสริมในการนำชีวมวลมาใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้า เนื่องจากการเพาะปลูกในฤดูต่อไป พืชก็จะดูดเอาก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ไปใช้เพื่อการเจริญเติบโต จึงทำให้ไม่เกิดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เพิ่มขึ้น

ในการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังชีวมวลสามารถเลือกเชื้อเพลิงได้หลายชนิด เช่น แกลบ ฟางข้าว ชานอ้อย เหง้ามันสำปะหลัง ชังข้าวโพดและลำต้น กากปาล์ม เศษไม้ยางพารา เป็นต้น โดยเชื้อเพลิงที่เลือกจะเป็นตัวกำหนดต้นทุนการผลิตไฟฟ้า นอกจากนี้เชื้อเพลิงแต่ละชนิดมีข้อดีและข้อเสียที่ต้องพิจารณาเพิ่มเติม ดังแสดงในตารางที่ 2

โดยลักษณะทั่วไปของภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย ก่อนข้างจะเป็นอุปสรรคที่สำคัญต่อการพัฒนาโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ โรงไฟฟ้าพลังความร้อนที่ใช้ถ่านหิน น้ำมันเตาหรือก๊าซธรรมชาติ เพราะมีปัญหาในเรื่องของแหล่งพลังงานที่อยู่ห่างไกลทำให้การขนส่งลำบาก อีกประการหนึ่งที่ไม่อาจมองข้ามไปได้ คือ อุปสรรคในการผลิตไฟฟ้าส่วนใหญ่นั้นต้องนำเข้าจากต่างประเทศ ถ้าอุปภรณ์นั้นมีขนาดใหญ่มาก ซึ่งจะมีปัญหาในการขนส่งจากท่าเรือมายังพื้นที่ก่อสร้าง ดังนั้นสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) กระทรวงพลังงาน มีนโยบายส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียนชนิดต่างๆ รวมทั้งวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตร มาใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้า จึงได้ให้เอกชนมาร่วมสร้างโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก (SPP) เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า จากพลังงานชีวมวลเป็นเชื้อเพลิงและจำหน่ายกระแสไฟฟ้าเข้าระบบของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) เพื่อช่วยพัฒนาพลังงานทดแทนและการลดการนำเข้าไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้านและยังเป็นการส่งเสริมระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศให้มั่นคงยิ่งขึ้น

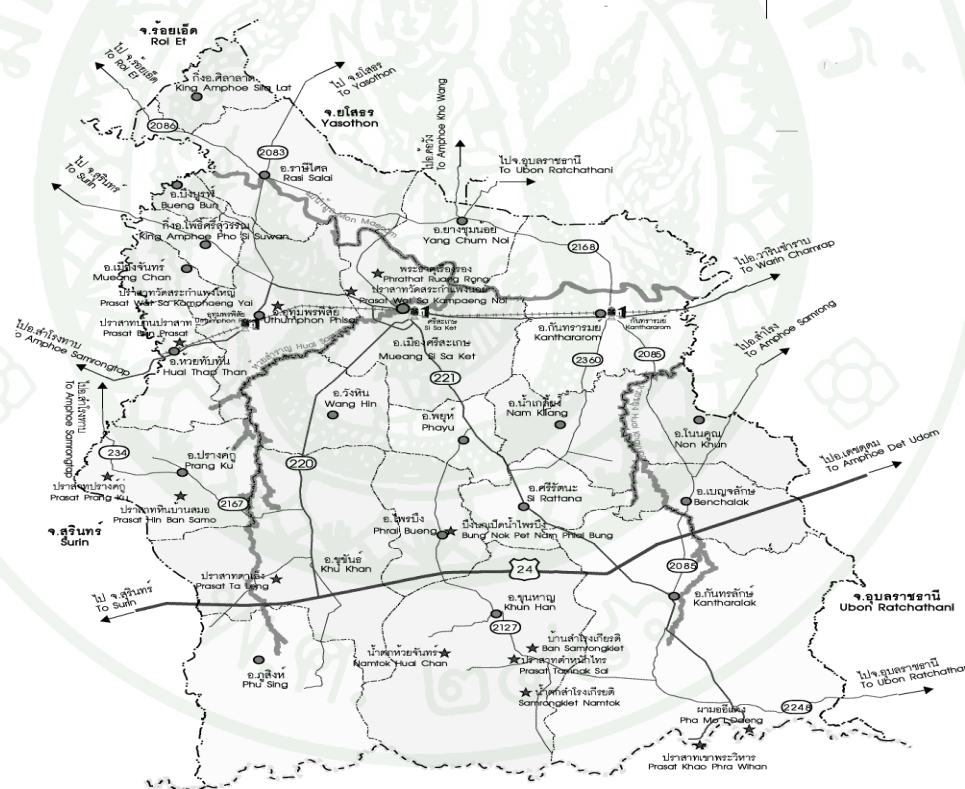
ตารางที่ 2 จุดเด่นและจุดด้อยของเชื้อเพลิงชีวมวลประเภทต่างๆ

ประเภท	ลักษณะทั่วไป	แหล่ง	จุดเด่น	จุดด้อย
แกลบ	มีขนาดเล็ก สีเหลือง ได้จากการสีข้าวเปลือก	โรงสีข้าว	มีความชื้นต่ำและ ขนาดเล็ก เหมาะ สำหรับนำมาใช้เป็น เชื้อเพลิง นอกจากนี้ จีเถ้ายังมีมูลค่าสูง	มีน้ำหนักเบา อาจ ก่อปัญหาเรื่องการ ฟุ้งกระจายในการ ขนส่ง
ชานอ้อย	เป็นขุย ได้จากการ ผลิตน้ำตาล	โรงน้ำตาล	ยังมีชานอ้อยจำนวน มากที่ยังไม่ได้นำมา ใช้งาน	น้ำหนักเบา ความชื้นสูง
เหง้ามัน ลำปะหลัง	เป็นส่วนที่ถูกตัดจาก หัวมันลำปะหลัง มี รูปร่างไม่แน่นอน	ตามไร่มัน ลำปะหลัง	มีเหง้ามันลำปะหลัง จำนวนมากที่ยังไม่ ถูกนำไปใช้ประโยชน์	มีความชื้นสูง มี ขนาดไม่แน่นอน ต้องทำให้ขนาดเล็ก ก่อนใช้เชื้อเพลิง
ซังข้าวโพด และลำต้น	ซังได้จากการสีข้าว โพด ลำต้นได้หลัง จากการเก็บเกี่ยว	ตามไร่ข้าว โพด	ยังมีจำนวนหนึ่งที่ยัง ไม่ได้นำไปใช้ ประโยชน์	มีปริมาณน้อยเนื่อง จากนำไปใช้ประ โยชน์ได้หลายอย่าง
กากปาล์ม	เป็นเศษเหลือจาก สกัดน้ำมันปาล์ม ดิบ	โรงสกัดน้ำ มันปาล์ม	มีค่าความร้อนสูง แต่ ต้องระวังเศษน้ำมัน ที่ตกค้างอยู่	มีขนาดใหญ่ ต้องนำ มาย่อยก่อนมีสารประ กอบคลอรีนสูง
เศษไม้ยาง พารา	เป็นยางพาราที่ตัด ส่งโรงเลื่อยและ โรงงานเฟอร์นิเจอร์	โรงเลื่อยไม้ ยางพารา	มีไม้ยางพาราจำนวน มากที่ยังไม่ถูกนำมา ใช้ประโยชน์	มีขนาดใหญ่ ความ ชื้นสูง

ที่มา: สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (2549)

จังหวัดศรีสะเกษเป็นจังหวัดที่ตั้งอยู่ทางภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย (ภาพที่ 1) โดยมีพื้นที่ในการปลูกข้าวทั้งหมดประมาณ 2.2 ล้านไร่ (ตารางที่ 3) และมีจำนวนโรงสีทั้งหมด 1,451 โรงสี (กรมโรงงานอุตสาหกรรม, 2550) โดยส่วนใหญ่เป็นโรงสีข้าวขนาดเล็กยังไม่

มีการนำกลับมาใช้ในการผลิตไฟฟ้า จึงทำให้มีเกลบเหลืออยู่ในปริมาณมาก เกลบถือเป็นพลังงานใช้แล้วไม่หมดไป เพราะในแต่ละปีจะมีเกลบใหม่จากการปลูกข้าวของชาวนามาทดแทน เป็นอย่างนี้เรื่อยๆ ไปไม่มีที่สิ้นสุดถ้ายังมีการปลูกข้าว ซึ่งในปัจจุบันการปลูกข้าว เวลาการเก็บเกี่ยว ข้าว ชนิดของข้าว ได้เปลี่ยนไปจากเดิมที่เคยปลูกข้าวได้เพียงปีละครั้งเป็นปลูกข้าวได้ปีละ 2-3 ครั้ง ทำให้ปริมาณข้าวเปลือกออกสู่ตลาดได้เปลี่ยนไป โรงสีข้าวก็มีการสีข้าวเกือบตลอดทั้งปีจึงเอื้อต่อการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าอย่างต่อเนื่อง ส่วนพื้นที่ปลูกมันสำปะหลังในจังหวัดมีทั้งหมดประมาณ 8 หมื่นไร่ (สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร , 2550) โดยเกษตรกรจะตัดหัวมันสดเพื่อส่งจำหน่ายเพื่อการแปรรูป ลำต้นจะตัดเป็นส่วนสั้นๆ เพื่อนำมาขายพันธุ์สำหรับเพาะปลูกในปีต่อไป ส่วนหัวมันสำปะหลังไม่สามารถใช้ประโยชน์ในการบริโภคของมนุษย์หรือสัตว์ได้เกษตรกรจึงมักจะเผาหัวมันสำปะหลังทิ้งอย่างไร้ประโยชน์



ภาพที่ 1 แผนที่จังหวัดศรีสะเกษ

ที่มา: สำนักงานจังหวัดศรีสะเกษ (2552)

ตารางที่ 3 พื้นที่เพาะปลูก ผลผลิต และผลผลิตต่อไร่ ของข้าวและมันสำปะหลังในจังหวัดศรีสะเกษ

พ.ศ. 2550 – 2551

	ข้าว		มันสำปะหลัง	
	เนื้อที่เพาะปลูก (ไร่)	แกลบ(ตัน)	เนื้อที่เพาะปลูก (ไร่)	เหง้ามัน สำปะหลัง(ตัน)
2550	2,274,139	181,550	81,485	72,873
2551	2,320,840	171,325	83,696	76,934

ที่มา : สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร (2551)

นอกจากนี้การผลิตไฟฟ้าโดยใช้เชื้อเพลิงแกลบและเหง้ามันสำปะหลังยังมีส่วนช่วยในการลดปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ซึ่งเป็นตัวการในการทำให้เกิดภาวะโลกร้อน และใช้ทดแทนแหล่งพลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิลบางส่วนได้ ซึ่งในการศึกษาครั้งนี้ ได้ทำการศึกษาการผลิตไฟฟ้าโดยใช้เชื้อเพลิงแกลบและเหง้ามันสำปะหลังเพื่อเปรียบเทียบหาต้นทุนและผลตอบแทน ในกรณีที่มีการใช้เชื้อเพลิงที่แตกต่างกันออกไปในการผลิตไฟฟ้า เพื่อใช้เป็นข้อมูลทางเลือกแนวทางในการตัดสินใจเลือกใช้เชื้อเพลิงที่มีความเหมาะสมในการให้ผลตอบแทนที่คุ้มค่ากับการลงทุน เพื่อเป็นการแก้ปัญหาการใช้พลังงานอย่างยั่งยืน โดยไม่กระทบต่อสิ่งแวดล้อม และยังช่วยเพิ่มมูลค่าให้กับทรัพยากรทางการเกษตรรวมทั้งเป็นการสร้างงานให้กับชุมชนท้องถิ่น ซึ่งก่อให้เกิดรายได้แก่ชุมชน อีกทางหนึ่ง

วัตถุประสงค์ของการศึกษา

1. เพื่อศึกษาเทคโนโลยีและระบบการจัดการโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลจากแกลบและเหง้ามันสำปะหลัง
2. เพื่อวิเคราะห์ความเป็นไปได้ในการลงทุนทางการเงินของโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลจากแกลบและเหง้ามันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง
3. เพื่อศึกษาปัญหาและอุปสรรคของการดำเนินโครงการก่อสร้างโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงแกลบและเหง้ามันสำปะหลัง ในจังหวัดศรีสะเกษ

ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

ผลการศึกษาที่ได้จะเป็นประโยชน์ต่อการตัดสินใจในการวางแผนการลงทุนพัฒนาและขยายระบบการผลิตไฟฟ้าของผู้ประกอบการ รวมทั้งเปรียบเทียบผลประโยชน์และต้นทุน ระหว่างพลังงานทดแทนชนิดอื่นๆ ซึ่งเป็นข้อมูลเบื้องต้นในการกำหนดแนวทาง วางแผนการใช้พลังงานทดแทน และยังช่วยพัฒนาท้องถิ่นและพัฒนาคุณภาพชีวิตโดยทำให้เกิดการจ้างงาน และสร้างรายได้ให้แก่ประชาชนในท้องถิ่น ทำให้เศรษฐกิจของท้องถิ่นดีขึ้น

ขอบเขตการศึกษา

1. พื้นที่ในการศึกษา คือ จังหวัดศรีสะเกษ ซึ่งยังไม่มีการจัดสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลในจังหวัด
2. กำหนดให้อายุโครงการเท่ากับ 25 ปี ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2553 - พ.ศ. 2577 ตามอายุการใช้งานทางเทคนิคของอุปกรณ์ในการผลิตไฟฟ้า
3. กิจกรรมในโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลที่ศึกษาค้างนี้ เป็นการศึกษาโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก 9 เมกะวัตต์

นิยามศัพท์

ชีวมวล คือ สารอินทรีย์ที่เป็นแหล่งกักเก็บพลังงานจากธรรมชาติและสามารถนำ มาใช้ผลิตพลังงานได้ เช่น วัสดุเหลือใช้ทางการเกษตร ได้แก่ แกลบ ฟางข้าว ชานอ้อย เหง้ามันสำปะหลัง ชังข้าวโพด เศษไม้ยางพารา เป็นต้น

แกลบ (Rice Husk) คือผลพลอยได้จากกระบวนการสีข้าวของโรงสี เป็นส่วนผสมของเปลือกเมล็ด หาง กลีบเลี้ยงและข้าวเมล็ดของข้าวเปลือก

เหง้ามันสำปะหลัง (Cassava Rhizome) เป็นส่วนที่อยู่ใต้ดินระหว่างหัวมันสำปะหลัง (Root) กับลำต้น (Stem) ทำหน้าที่ยึดหัวมันสำปะหลัง และอีกส่วนหนึ่งที่อยู่เหนือผิวดินเป็นส่วนโคนที่แข็งของลำต้นมันสำปะหลัง

ประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้า คือ ความสามารถของโรงไฟฟ้าที่มีประสิทธิภาพในการเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าได้ ในช่วงเวลา 1 ปี

กำลังไฟฟ้า หรือพลังไฟฟ้า คือ ความสามารถของไฟฟ้าที่จะทำได้ มีหน่วยเป็น วัตต์ โดย

กิโลวัตต์ (Kilowatt-KW) = 10^3 W

เมกะวัตต์ (Megawatt-MW) = 10^6 W

จิกะวัตต์ (Gigawatt- GW) = 10^9 W

ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer: SPP) หมายถึง โครงการผลิตไฟฟ้าโดยใช้ระบบการผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้าร่วมกัน (Cogeneration) หรือการผลิตไฟฟ้า โดยใช้พลังงานนอกgrup กากหรือเศษวัสดุเหลือใช้เป็นเชื้อเพลิง โครงการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก แต่ละโครงการ สามารถจำหน่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตฯ ได้ไม่เกิน 90 เมกะวัตต์

ผู้ผลิตไฟฟ้าหมุนเวียนขนาดเล็กมาก (Very Small Power Producer: VSPP) หมายถึง ผู้ผลิตไฟฟ้าทั้งเอกชน รัฐบาล รัฐวิสาหกิจและประชาชนทั่วไปที่มีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของตนเอง ที่จำหน่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย โดยมีปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบไม่เกิน 10 เมกะวัตต์

สัญญาระยะยาว (Firm Contract) หมายถึง การทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าตั้งแต่ 5 ปีขึ้นไป มีการจ่ายค่าพลังไฟฟ้า และค่าพลังงานไฟฟ้า

สัญญาระยะสั้น (Non Firm Contract) หมายถึง การทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าไม่เกิน 5 ปี หรือแบบ 1 ปีต่อเนื่องจะได้รับค่าไฟฟ้าเฉพาะ ค่าพลังงานไฟฟ้า

ข้อกำหนดในการศึกษา

กำหนดให้อัตราคิดลด (Discount Rate) ที่ใช้ในการศึกษานี้ มีค่าเท่ากับร้อยละ 7.00 ต่อปี ซึ่งเป็นอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ของลูกค้านั้น (Minimum Lending Rate: MLR) ของธนาคารพาณิชย์ภายในประเทศในปี พ.ศ. 2551

วิธีการศึกษา

การเก็บรวบรวมข้อมูล

ข้อมูลที่ใช้ในการวิเคราะห์แบ่งออกเป็น 2 ส่วน

1. ข้อมูลปฐมภูมิ (Primary Data) ทำการเก็บข้อมูลปฐมภูมิโดยการสอบถามโครงสร้างการลงทุนโรงไฟฟ้าที่ใช้เกลบเป็นเชื้อเพลิงในจังหวัดสุรินทร์เพื่อใช้เป็นข้อมูลอ้างอิงการลงทุนโรงไฟฟ้าชีวมวลในจังหวัดศรีสะเกษ เนื่องจากในจังหวัดศรีสะเกษยังไม่มีโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลและลักษณะทางกายภาพของทั้ง 2 จังหวัดมีลักษณะใกล้เคียงกัน

2. ข้อมูลทุติยภูมิ (Secondary Data) ข้อมูลที่ทำการศึกษาค้นคว้าเป็นข้อมูลทุติยภูมิซึ่งเก็บรวบรวมจากเอกสารการรายงานการศึกษาค้นคว้าความวารสารต่างๆ และงานวิจัยที่เกี่ยวข้องและผลงานวิจัยต่างๆ ที่หน่วยงานของรัฐและเอกชนทำรายงานไว้ จากหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง อาทิ กรมพัฒนาและส่งเสริมพลังงาน สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ สถาบันวิจัยพลังงาน การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร

การวิเคราะห์ข้อมูล

1. เพื่อให้ได้มาซึ่งผลการศึกษาค้นคว้าตามวัตถุประสงค์ข้อที่ 1 และข้อ 4 จะเลือกใช้วิธีการวิเคราะห์ข้อมูลเชิงพรรณนา (Descriptive Analysis) เพื่ออธิบายถึงเทคโนโลยีการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงเกลบและเห้งน้ำมันสำปะหลัง และปัญหา อุปสรรคของการดำเนินโครงการก่อสร้างโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงเกลบและเห้งน้ำมันสำปะหลัง ในจังหวัดศรีสะเกษ

2. เพื่อให้ได้มาซึ่งผลการศึกษาดำเนินการตามวัตถุประสงค์ข้อที่ 2 และข้อ 3 ใช้วิธีวิเคราะห์ทางการเงินของโครงการการลงทุนเพื่อวัดผลความคุ้มค่าทางการเงินของการลงทุนผลิตไฟฟ้าจากการใช้เชื้อเพลิงที่แตกต่างกันของแกลบและเห้งมันสำปะหลัง โดยพิจารณาจากตัวชี้วัดในการตัดสินใจในการลงทุน ดังต่อไปนี้ คือ

1. ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period)
2. การหามูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV)
3. อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Benefit Cost Ratio: BCR)
4. อัตราผลตอบแทนภายในจากการลงทุน (Internal Rate of Return: IRR)

การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงิน (Financial Analysis) เสนอการศึกษานำเสนอการวิเคราะห์ตามระยะเวลาของสัญญาออกเป็นการขายไฟฟ้าตามสัญญาระยะสั้นต่อเนื่องและการขายไฟฟ้าตามสัญญาระยะยาว โดยในแต่ละกลุ่มสัญญาจะทำการวิเคราะห์ตามเชื้อเพลิงที่เป็นวัตถุดิบในการผลิตไฟฟ้าออกเป็น 4 กรณีดังนี้

กรณีการขายไฟฟ้าสัญญาระยะสั้นต่อเนื่อง (VSPP Non Firm Contract) แบ่งการวิเคราะห์ตามเชื้อเพลิงที่เป็นวัตถุดิบ ได้แก่

1. การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงิน (Financial Analysis) กรณีที่ใช้แกลบเป็นเชื้อเพลิง
2. การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงิน (Financial Analysis) กรณีที่ใช้เห้งมันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง
3. การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงิน (Financial Analysis) กรณีที่ใช้แกลบและเห้งมันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง ในอัตราส่วน 1:1
4. การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงิน (Financial Analysis) กรณีที่ใช้แกลบและเห้งมันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง ในอัตราส่วน 1:2

กรณีการขายไฟฟ้าสัญญาระยะยาว (SPP Firm Contract) แบ่งการวิเคราะห์ตามเชื้อเพลิงที่เป็นวัตถุดิบได้แก่

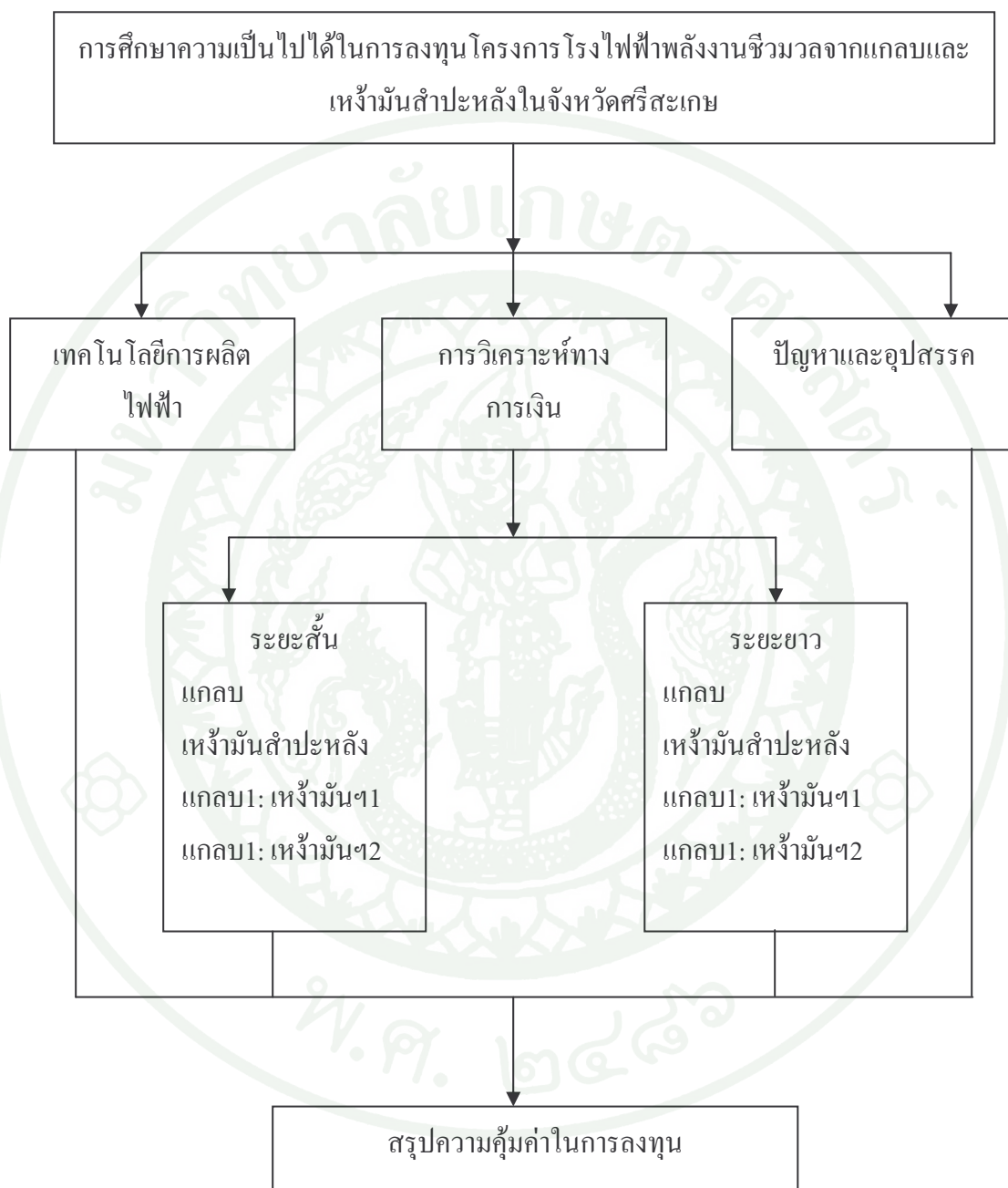
1. การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงิน (Financial Analysis) กรณีที่ใช้แกลบเป็นเชื้อเพลิง
2. การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงิน (Financial Analysis) กรณีที่ใช้เห้งจันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง
3. การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงิน (Financial Analysis) กรณีที่ใช้แกลบและเห้งจันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง ในอัตราส่วน 1:1
4. การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงิน (Financial Analysis) กรณีที่ใช้แกลบและเห้งจันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง ในอัตราส่วน 1:2

การวิเคราะห์จุดคุ้มทุน (Break-Even Analysis) เป็นการวิเคราะห์ว่าโครงการต้องมีระดับปริมาณการผลิตและขายผลผลิตเป็นจำนวนเท่าไรจึงจะทำให้รายได้รวมเท่ากับต้นทุนรวมของโครงการโรงไฟฟ้าฯ โดยสมมติให้แกลบและเห้งจันสำปะหลังมีราคาเพิ่มสูงขึ้น จนกระทั่งโครงการมีกำไรเท่ากับศูนย์ หรือไม่มีกำไร เพื่อศึกษาว่าแกลบมีราคาเท่าไรจึงจะทำให้โครงการทำทุนหรือขาดทุน

การวิเคราะห์ค่าความแปรเปลี่ยน (Switching Value Test: SVT) ทดสอบ ว่าต้นทุนและผลประโยชน์จะสามารถเปลี่ยนแปลงไปได้กี่เปอร์เซ็นต์ โดยที่การลงทุนนั้นยังคงให้ผลตอบแทนทางการเงินคุ้มค่าการลงทุน

กรอบแนวคิดในการศึกษาในการศึกษาครั้งนี้ จะทำการศึกษาใน 3 หัวข้อหลัก คือการศึกษาเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้า การวิเคราะห์การลงทุนทางการเงินของโครงการ โรงไฟฟ้าจากวัตถุดิบแกลบและเห้งจันสำปะหลังในกรณี การขายไฟฟ้า สัญญาระยะสั้นต่อเนื่องและสัญญาระยะยาว และศึกษาปัญหาและอุปสรรคในการในการดำเนินงานดังกรอบแนวคิดที่แสดงในภาพที่ 2

กรอบแนวคิดในการศึกษา



ภาพที่ 2 กรอบแนวคิดในการศึกษา

บทที่ 2

การตรวจเอกสาร

การศึกษาวิจัยในครั้งนี้ได้ทำการตรวจเอกสาร แบ่งออกเป็นสองส่วน คือ ส่วนที่เป็นแนวคิดและทฤษฎีที่ใช้ในการศึกษา และส่วนที่เป็นเอกสารงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการศึกษาซึ่งมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

ทฤษฎีและแนวคิดในการศึกษา

โครงการ คือกิจกรรมหรืองานที่เกี่ยวกับการใช้ทรัพยากรเพื่อหวังผลประโยชน์ตอบแทน กิจกรรมหรืองานดังกล่าวจะต้องเป็นหน่วยอิสระหน่วยหนึ่งที่สามารถทำการวิเคราะห์ วางแผน และนำไปปฏิบัติ พร้อมทั้งมีลักษณะแจ้งชัดถึงจุดเริ่มต้นและสิ้นสุด เมื่อวัตถุประสงค์ที่มุ่งหวังไว้ได้สำเร็จเสร็จสิ้นลงโครงการจึงเกี่ยวข้องกับการวางแผนการจัดการทรัพยากร และแผนปฏิบัติการอย่างมีระเบียบ ซึ่งแสดงให้เห็นถึงแหล่งที่ตั้งของโครงการ ช่วงระยะเวลาของโครงการ การผลิต การลงทุน ผลตอบแทน และรวมตลอดถึงการจัดรูปแบบองค์กรและบริหารโครงการ (ประสิทธิ์ ตงยิ่งเจริญ, 2540: 15)

หลักการวิเคราะห์โครงการทางการเงิน

การวิเคราะห์โครงการทางการเงินคือ เป็นการวิเคราะห์การลงทุนของเอกชนเป็นสำคัญ เพราะเป็นการวิเคราะห์ที่มุ่งหาผลตอบแทนทางการเงินหรือความสามารถในการทำกำไรของโครงการ รวมตลอดถึงการวางแผนทางการเงินที่เหมาะสมกับโครงการ เพื่อก่อให้เกิดความมั่นใจว่า ถ้ามีการดำเนินตามโครงการนี้แล้ว จะไม่มีปัญหาทางการเงินใดๆ ในทุกขั้นตอนตลอดชั่วอายุของโครงการ

หลักเกณฑ์การตัดสินใจเพื่อการลงทุนในการตัดสินใจว่าโครงการใดเป็นโครงการที่ดีหรือไม่ดีนั้น มีเกณฑ์การตัดสินใจ 2 แบบ (ประสิทธิ์ ตงยิ่งเจริญ, 2545: 121) คือ

1. เกณฑ์การตัดสินใจแบบไม่ต้องปรับค่าของเวลาเป็นการวิเคราะห์โดยไม่คำนึงถึงโอกาสของการใช้เงินทุนนั้นในกิจการอื่นๆ จะพิจารณาถึงต้นทุนและผลตอบแทนที่แท้จริงเท่านั้น แต่ไม่คำนึงถึงโอกาสต่างๆ ที่จะเกิดรายได้เข้ามาพิจารณาในการวิเคราะห์โครงการเลย สามารถทำได้หลายวิธี ได้แก่

1.1 การตรวจสอบอย่างง่าย (Ranking by Inspection) ซึ่งเป็นเกณฑ์การวัดชนิดที่ง่าย คือ ผู้วิเคราะห์โครงการทราบปริมาณการลงทุนและผลตอบแทนก็สามารถรู้ได้ทันทีว่า โครงการหนึ่งจะดีกว่าโครงการหนึ่งหรือไม่อย่างไร

1.2 ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period) ระยะเวลาที่ผลตอบแทนสุทธิจากการดำเนินงานมีค่าเท่ากับค่าลงทุนของโครงการ วิธีการนี้พิจารณาถึงจำนวนปีที่ได้รับผลตอบแทนคุ้มกับเงินลงทุนและใช้กันมานานในวงธุรกิจ โดยเฉพาะในกรณีที่มีอัตราความเสี่ยงภัยสูง ฉะนั้นเพื่อความไม่ประมาท นักลงทุนจึงต้องพิจารณาเลือกโครงการที่ให้ผลตอบแทนคืนเร็วในระยะเวลาสั้นๆ ระหว่าง 3 ถึง 5 ปี การคำนวณระยะเวลาคืนทุน มีดังนี้

$$-C_0 + (B_1 - C_1) + (B_2 - C_2) + \dots (B_n - C_n) = 0$$

- C_0 = ต้นทุนที่ใช้ในการลงทุนก่อสร้างโครงการ
 B_1 = ผลประโยชน์จากโครงการในปีที่ 1 ถึงปีที่ n
 C_1 = ต้นทุนค่าใช้จ่ายในปีที่ 1 ถึงปีที่ n
 n = จำนวนปีที่คืนทุน

1.3 อัตราผลตอบแทนต่อการลงทุน เป็นวิธีการที่ใช้วัดค่าของโครงการในรูปของอัตราส่วนที่คิดเป็นร้อยละของผลตอบแทนสุทธิเฉลี่ยจากการดำเนินงานต่อการลงทุน

$$\text{อัตราส่วนผลตอบแทนต่อการลงทุน} = \frac{\text{ผลตอบแทนสุทธิเฉลี่ยจากการดำเนินงาน} \times 100}{\text{มูลค่าเงินลงทุน}}$$

2. เกณฑ์การตัดสินใจแบบปรับค่าของเวลา ในการวิเคราะห์โครงการนั้นเงินลงทุนที่ใช้เวลานานกว่า 1 ปี ในโครงการหนึ่งทำให้โอกาสการใช้เงินทุนในกิจการอื่นน้อยลง ดังนั้นจึงต้องมีการปรับค่าของเวลาในการวัดความสำเร็จของโครงการ โดยคำนึงถึงค่าเสียโอกาสของเงินลงทุน ซึ่งในการวิเคราะห์การลงทุนเมื่อผลตอบแทนและค่าใช้จ่ายของโครงการเกิดขึ้นต่างเวลากันและต่างจำนวนกันจึงยากที่จะนำมาเปรียบเทียบกันโดยตรง จะต้องมีการปรับค่าของเวลาของการได้มาซึ่งผลตอบแทนและค่าใช้จ่ายที่จะต้องสูญเสียไปหรือผลตอบแทนสุทธิให้เป็นค่าในปัจจุบันเสียก่อน เพื่อปรับให้เป็นตัวร่วมหรือมีฐานเดียวกัน (Common Denominator) จะได้สามารถทำการเปรียบเทียบกันได้ตามเกณฑ์การตัดสินใจ

ซึ่งเกณฑ์การตัดสินใจแบบปรับค่าของเวลาหรือตัวชี้วัด (Indicator) ที่นิยมใช้กันมีอยู่ 3 เกณฑ์ ดังนี้

2.1 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Value Method หรือ NPV) คือ ผลรวมของผลตอบแทนสุทธิที่ได้ปรับค่าของเวลาแล้วของโครงการ ซึ่งมุ่งเพื่อวัดว่าโครงการที่กำลังพิจารณาอยู่นั้น จะให้ผลตอบแทนคุ้มค่าหรือมีกำไรต่อส่วนร่วมหรือไม่ กล่าวคือ ถ้าค่าของ NPV ที่ได้ออกมาเป็นค่ามากกว่า 0 หรือเป็น + ก็เป็นการลงทุนที่คุ้มค่า แต่ถ้า NPV ที่ได้ออกมาเป็นลบหรือต่ำกว่า 0 แสดงว่าการลงทุนตามโครงการนั้นจะไม่คุ้มค่า เกณฑ์นี้จึงนำมาใช้เพื่อช่วยในการตัดสินใจที่จะรับหรือปฏิเสธโครงการได้ ซึ่งเขียนสูตรคำนวณได้ดังนี้

NPV = มูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์ของโครงการ – มูลค่าปัจจุบันของค่าใช้จ่าย

$$NPV = \sum_{t=0}^n [B_t - C_t / (1+r)^t]$$

= PVB – PVC

เมื่อ B_t = ผลประโยชน์หรือผลตอบแทนของโครงการในปีที่ t
 C_t = ต้นทุนของโครงการในปีที่ t
 r = อัตราคิดลดที่เหมาะสม (Discount Rate)

$$\begin{aligned} t &= \text{ปีของโครงการ คือปีที่ } 0, 1, 2, 3, \dots, n \\ n &= \text{จำนวนปีทั้งสิ้นของโครงการ} \end{aligned}$$

กฎในการตัดสินใจ คือ โครงการจะมีความเหมาะสมทางการเงินหรือไม่นั้น ให้อูที่ NPV คือเมื่อ NPV มีค่าเท่ากับหรือมากกว่าศูนย์ หรือมีค่าเป็นบวก แสดงว่าโครงการนั้นๆ มีความเหมาะสมที่จะลงทุน กล่าวคือมูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์รวมมากกว่ามูลค่าปัจจุบันของต้นทุนรวม ($PVB > PVC$) แต่ถ้า NPV ติดลบหรือต่ำกว่าศูนย์ แสดงว่าผลประโยชน์ที่ได้รับไม่คุ้มกับการลงทุน เช่น $NPV = 20$ ล้านบาท นั้นหมายความว่า โครงการมีผลประโยชน์มากกว่าต้นทุนถึง 20 ล้านบาท

2.2 อัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ (Internal Rate of Return หรือ IRR) คือ อัตราที่จะทำให้ผลตอบแทนและค่าใช้จ่ายที่ได้คิดลดเป็นค่าปัจจุบันแล้วเท่ากัน อัตราที่กล่าวถึงจึงเป็นอัตราความสามารถของเงินลงทุนที่จะก่อให้เกิดรายได้คุ้มกับเงินลงทุนเพื่อการนั้นพอดี หรืออีกนัยหนึ่งก็คือการหาว่า อัตราส่วนลดตัวไหนที่จะทำให้มูลค่าปัจจุบันสุทธิมีค่าเป็นศูนย์ โดยคิดลดมูลค่าปัจจุบันสุทธิที่คำนวณได้จากผลประโยชน์สุทธิที่เพิ่มขึ้น

$$IRR = \frac{\text{อัตราคิดลดตัวต่ำ} + \text{ผลต่างระหว่างอัตรา} \times \text{NPV ที่ใช้อัตราคิดลดตัวต่ำ}}{\text{คิดลดตัวต่ำและตัวสูง} \times \text{ผลต่างของ NPV ที่ใช้อัตราคิดลดทั้งสอง}}$$

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

เมื่อ r หมายถึง IRR

หลักในการตัดสินใจว่าโครงการมีความคุ้มค่าลงทุนทางด้านเศรษฐกิจ ก็คือเมื่อ IRR มีค่าสูงและต้องสูงกว่าอัตราคิดลด หรือค่าเสียโอกาสของทุน IRR เป็นวิธีการประเมินที่ได้รับความนิยมจากนักวิชาการบางกลุ่ม เพราะมีความสอดคล้องกับอัตราผลตอบแทนของโครงการ ดังนั้นจึงทำ

ให้เข้าใจง่าย และเหมือนกับการวัดอัตราผลตอบแทนของนักธุรกิจ ทั้งยังสามารถนำมาเปรียบเทียบระหว่างโครงการ ถึงการใช้ทุนที่มีประสิทธิภาพสูงสุดได้อีกด้วย

2.3 อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Benefit Cost Ratio หรือ BCR) คือ มูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์ที่เกิดขึ้นตลอดอายุของโครงการถึงแม้ว่าการลงทุนของโครงการผ่านไปแล้ว ในขณะที่ต้นทุนในการก่อสร้างจะเกิดเฉพาะในช่วงการลงทุน ส่วนต้นทุนที่อยู่ในรูปของค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน ค่าซ่อมแซมบำรุงรักษาและลงทุนทดแทนอุปกรณ์ที่เสื่อมสภาพ จะเกิดขึ้นตลอดอายุของโครงการ จากนั้นจึงนำเอากระแสของผลประโยชน์ และกระแสของต้นทุนของโครงการที่ปรับค่าไปตามเวลาหรือคิดเป็นมูลค่าปัจจุบันแล้ว มาเปรียบเทียบกันเพื่อหาอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน โดยมีสูตรในการคำนวณดังนี้

$$BCR = \frac{\text{มูลค่าปัจจุบันของกระแสรายได้ตลอดอายุโครงการ}}{\text{มูลค่าปัจจุบันของกระแสค่าใช้จ่ายตลอดอายุโครงการ}}$$

$$BCR = \frac{\sum_{t=0}^n [B_t / (1+r)^t]}{\sum_{t=0}^n [C_t / (1+r)^t]}$$

$$= PVB/PVC$$

เมื่อ B_t = ผลประโยชน์หรือผลตอบแทนของโครงการในปีที่ t

C_t = ต้นทุนของโครงการในปีที่ t

r = อัตราคิดลดที่เหมาะสม (Discount Rate)

t = ปีของโครงการ คือปีที่ 0, 1, 2, 3,...,n

n = จำนวนปีทั้งสิ้นของโครงการ

จากสูตรนี้ BCR จะแสดงให้เห็นถึงการลงทุน 1 บาท จะก่อให้เกิดผลตอบแทนเป็นจำนวนเท่าใด โดยมีกฎเกณฑ์ในการตัดสินใจลงทุน คือ

BCR < 1 ขาดทุน

BCR = 1 เท่าทุน

BCR > 1 คำนวณและมีกำไรเหมาะสมในการลงทุน

BCR สามารถนำมาใช้เพื่อวัดความคุ้มค่าได้ แต่ไม่สามารถนำมาใช้เพื่อคัดเลือกหรือจัดลำดับความสำคัญของโครงการ เนื่องจาก BCR เป็นการวัดความคุ้มค่าในรูปของอัตราส่วน(ว่าการลงทุน 1 หน่วยจะได้ผลตอบแทนกลับมาเท่าใด) โดยที่ขนาดของโครงการไม่มีผลต่อค่าของอัตราส่วนแต่อย่างใด กล่าวคือ โครงการขนาดเล็กซึ่งมีผลประโยชน์มากกว่าต้นทุนเป็นอย่างมาก ก็จะมีค่า BCR ที่สูงกว่าโครงการขนาดใหญ่ ซึ่งมีผลประโยชน์มากกว่าต้นทุนเพียงเล็กน้อย แต่ NPV ของโครงการขนาดใหญ่อาจมีค่ามากกว่าของโครงการขนาดเล็ก เช่น โครงการ A เป็นโครงการขนาดใหญ่มีผลตอบแทนสูง และต้นทุนสูง ค่า BCR อาจจะมีค่ามากกว่า 1 เล็กน้อย ในขณะที่โครงการ B เป็นโครงการขนาดเล็กที่มีค่า BCR สูงกว่าโครงการ A ทั้งๆที่โครงการ A อาจก่อให้เกิดรายได้สุทธิสูงกว่าโครงการ B ในกรณีเช่นนี้ จำเป็นต้องมีวัตถุประสงค์บางประการเพิ่มเข้าไปกับตัวชี้วัดทั้ง 2 นี้ เพื่อใช้เป็นเกณฑ์ในกระบวนการคัดเลือกโครงการต่อไปนั้น

อย่างไรนั้นก็ตามหากมีการเพิ่มวัตถุประสงค์บางประการ เช่น เพื่อเป็นการเพิ่มรายได้และการจ้างงานประชาชาติเข้าไปเป็นเกณฑ์คัดเลือกด้วยแล้ว โครงการขนาดใหญ่ก็จะได้รับการคัดเลือก ถึงแม้ว่ามีอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุนน้อยกว่าก็ตาม

จากสองเกณฑ์ที่ได้กล่าวมาแล้ว จะสามารถแสดงความสัมพันธ์ระหว่างมูลค่าปัจจุบันสุทธิกับอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน

ถ้า $NPV = 0$ จะได้ $BCR = 1$

ถ้า $NPV > 0$ จะได้ $BCR > 1$

ถ้า $NPV < 0$ จะได้ $BCR < 1$

ข้อเสียของวิธีอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุนมี 2 ประการ

ประการแรก คือ ค่าของอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุนนั้นขึ้นอยู่กับทางเลือกอัตราคิดลดเป็นสำคัญ กล่าวคือถ้าหากเลือกอัตราคิดลดมากขึ้นไปเท่าไร จะทำให้ค่าของอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุนลดต่ำลงมากเท่านั้นด้วย

ประการที่สอง คือ การเปรียบเทียบจัดลำดับโครงการตั้งแต่ 2 โครงการขึ้นไปที่มีเงินทุนต่างกันและประโยชน์จากโครงการต่างกันจะทำให้ลำดับที่ไม่ถูกต้อง

กล่าวโดยสรุปแล้ว มูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน และอัตราผลตอบแทนภายในของโครงการ เป็นเกณฑ์ที่เหมาะสมในการวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์ทั้งสิ้น ถ้านำมาใช้กับโครงการที่ไม่มีข้อจำกัดเรื่องทุนในการใช้ดำเนินการและโครงการเป็นอิสระต่อกัน โครงการที่เป็นอิสระต่อกันในที่นี้หมายถึงโครงการหลายๆ โครงการ ซึ่งมีได้มีขึ้นเพื่อทดแทนกันในการเข้าสู่เป้าหมายใดเป้าหมายหนึ่ง คือ โครงการเหล่านี้มีเป้าหมายที่แตกต่างกัน โดยมูลค่าปัจจุบันสุทธิจะแสดงผลลัพธ์ในรูปของเม็ดเงิน และอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุนแสดงเป็นอัตราส่วน ในขณะที่อัตราส่วนผลตอบแทนภายในโครงการจะแสดงผลลัพธ์ในรูปของร้อยละ

การจำแนกผลประโยชน์และต้นทุนของโครงการ

ผลประโยชน์โครงการ

ผลประโยชน์โครงการอาจจำแนกได้เป็นผลประโยชน์ทางตรง และผลประโยชน์ทางอ้อม ซึ่งผลประโยชน์ทางตรง หมายถึง ผลประโยชน์ที่เกิดจากโครงการโดยตรง ซึ่งตรงตามเป้าหมายเบื้องต้นของการมีโครงการ ส่วนผลประโยชน์ทางอ้อม หมายถึง ผลประโยชน์ที่ได้รับอื่นๆ ที่เกี่ยวเนื่องจากการมีโครงการ เช่น ในโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลที่ใช้เกลบเป็นเชื้อเพลิง ผลประโยชน์ทางตรงก็คือ รายรับจากการขายไฟฟ้าซึ่งเป็นรายได้หลักของโรงไฟฟ้า ส่วนผลประโยชน์ทางอ้อมของโครงการคือ จี๊เจ้าซึ่งเป็นผลพลอยได้จากกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้า เป็นผลประโยชน์ วัตถุประสงค์ของโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลที่ใช้เกลบเป็นเชื้อเพลิง

นอกจากนี้การแบ่งผลประโยชน์ของโครงการ อาจแบ่งได้เป็น ผลประโยชน์ที่วัดได้ และผลประโยชน์ที่วัดไม่ได้ ผลประโยชน์ที่วัดไม่ได้ คือ ผลตอบแทนที่วัดไม่ได้ในแง่ของปริมาณหรือจากแง่ของมูลค่าในรูปตัวเงิน ส่วนผลประโยชน์ที่วัดได้ผลตอบแทนที่วัดมูลค่าได้เป็นตัวเงิน

โดยผลประโยชน์ที่วัดได้หรือไม่ได้นั้น ไม่ได้หมายความว่าไม่สามารถวัดได้เลย แต่การวัดได้หรือไม่ได้นั้น มักจะขึ้นอยู่กับพิจารณาในทางปฏิบัติว่าวัดได้หรือไม่ และสิ้นเปลืองค่าใช้จ่ายมากน้อยเพียงใด ผลประโยชน์บางชนิดอาจวัดไม่ได้ในเวลาหนึ่งแต่สามารถวัดได้ในเวลาต่อมา

ต้นทุนโครงการ

ต้นทุนโครงการ อาจจำแนกได้เป็นต้นทุนทางตรง (Direct Cost) และต้นทุนทางอ้อม (Indirect Cost) ซึ่งต้นทุนทางตรง หมายถึง มูลค่าของสินค้าและบริการที่ถูกใช้ไปเพื่อการติดตั้ง ดำเนินงานบำรุงรักษาโครงการ ส่วนต้นทุนทางอ้อม หมายถึง ค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นกับบุคคลหรือกลุ่มบุคคลที่อยู่ภายนอกโครงการหรือเป็นค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นจากผลพลอยได้ของโครงการ นอกจากนี้ต้นทุนโครงการ ยังจำแนกออกเป็นต้นทุนที่วัดเป็นตัวเงินได้ (Tangible Cost) และต้นทุนที่วัดเป็นตัวเงินไม่ได้

อัตราคิดลด

การเลือกอัตราคิดลด (Choosing the Discount Rate) เพื่อใช้ในการคำนวณหามูลค่าปัจจุบัน (Present Worth) สามารถแยกออกได้เป็น 3 อัตรา ได้แก่

1. อัตราตัดขาด (Cut-off Rate)
2. อัตรากู้ยืม (Borrowing Rate)
3. อัตราความชอบตามเวลาทางสังคม (Social Time Preference Rate)

อัตราคิดลดแบบ Cut-off Rate ใช้สำหรับคำนวณหาค่ามูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน หรืออัตราที่ต่ำกว่านี้จะไม่เป็นที่ยอมรับสำหรับอัตราผลตอบแทนภายใน ลดลง

สำหรับการวิเคราะห์ทางการเงิน Cut-off Rate โดยปกติคือต้นทุนหน่วยสุดท้ายของเงินตรา (Marginal Cost of Money) ที่มีต่อการกู้ยืม หรืออัตราที่วิสาหกิจจะสามารถกู้ยืมเงินได้ ส่วนการวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐกิจ Cut-off Rate ที่ใช้คือ ค่าเสียโอกาสของทุน (Opportunity Cost of Capital) ซึ่งเป็นอัตราที่สะท้อนถึงการเลือกของสังคมโดยส่วนรวมระหว่างผลตอบแทนในปัจจุบัน

และอนาคต ไม่มีใครเลยที่จะทราบว่าค่าเสียโอกาสของทุนที่แท้จริงเป็นเท่าใด ค่าเสียโอกาสของทุนในประเทศกำลังพัฒนาส่วนใหญ่จะมีค่าในรูปที่แท้จริง (In Real Terms) อยู่ระหว่างร้อยละ 8 ถึง 15 ต่อปี ดังนั้น อัตราที่เลือกใช้กันโดยทั่วไปตาม The Rule of Thumb คือร้อยละ 12 ต่อปี

อัตราคิดลดที่เลือกใช้สำหรับการวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐกิจแบบที่สองคือ อัตรากู้ยืม (Borrowing Rate) ที่ประเทศต้องจ่าย เพื่อที่จะใช้กับโครงการเมื่อประเทศคาดว่าจะต้องมีการกู้ยืมเงินจากต่างประเทศมาเพื่อการลงทุนโครงการ

อัตราคิดลดแบบที่สาม คือ อัตราความชอบตามเวลาทางสังคม (Social Time Preference Rate) โดยทั่วไปอัตราคิดลดที่ใช้กับผลตอบแทนอนาคตต่อสังคมโดยส่วนรวมจะมีค่าต่ำกว่าอัตราคิดลดต่อบุคคล เพราะสังคมมีช่วงเวลา (Time Horizon) ที่ยาวนานกว่าของบุคคลนั่นเอง หมายความว่าอัตราคิดลดที่ใช้กับโครงการสาธารณะ (Public Projects) จะต่ำกว่าที่ใช้กับโครงการเอกชน (Private Projects) อัตราความชอบตามเวลาทางสังคมนี้จะแตกต่างไปจากค่าเสียโอกาสของทุนตรงที่ว่าค่าเสียโอกาสของทุนมาจากกิจกรรมการลงทุนทั้งภาครัฐและเอกชน และยังให้น้ำหนักที่เหมือนกันต่อผลตอบแทนในอนาคตจากกิจกรรมทั้ง 2 ชนิด (ชูชีพ พิพัฒน์ศิริ, 2540: 83-84)

การวิเคราะห์จุดคุ้มทุน (Break- Even Analysis)

การวิเคราะห์จุดคุ้มทุนเป็นเทคนิคการวิเคราะห์โครงการทางการเงินอีกเทคนิคหนึ่งที่ถูกวิเคราะห์โครงการการควรให้ความสนใจเพื่อช่วยวางแผนทางการเงินของโครงการ โดยเทคนิคนี้เป็นการศึกษาความสัมพันธ์ระหว่างยอดขาย ต้นทุน และกำไรจากการดำเนินงาน ณ ระดับผลผลิตต่างๆ ซึ่งช่วยให้องค์กรธุรกิจสามารถประมาณระดับผลผลิตที่อยู่ในภาวะคุ้มทุน (สุทธิ มินะพันธ์, 2544)

$$\begin{aligned}
 \text{จุดคุ้มทุน} &= TC &= TR \\
 &FC + (AVC \times Q) &= P \times Q \\
 &(AVC \times Q) &= (P \times Q) - FC \\
 &AVC &= \frac{(P \times Q) - FC}{Q}
 \end{aligned}$$

เมื่อ $TC = \text{ต้นทุนรวม (จากการดำเนินงาน)}$

TR	=	รายได้รวมของโครงการ
AVC	=	ต้นทุนแปรผัน
FC	=	ต้นทุนคงที่
P	=	ราคาไฟฟ้าต่อหน่วย
Q	=	ปริมาณการผลิตไฟฟ้า

การทดสอบค่าความแปรเปลี่ยน (Switching Value Test: SVT)

ค่าความแปรเปลี่ยนของโครงการ หมายถึง การเปลี่ยนแปลงเป็นร้อยละ (Percentage Change) ของปัจจัยที่เชื่อว่ามีอิทธิพลต่อผลลัพธ์ของโครงการ ซึ่งทำให้ NPV มีค่าเท่ากับศูนย์ เนื่องจากภายใต้ข้อสมมติที่เป็นไปได้มากที่สุด NPV มีค่าเป็นบวก ณ ระดับหนึ่ง ถ้าหากปัจจัยมีอิทธิพล (Influential Factors) ลดลงร้อยละ 10 แล้วทำให้ค่า NPV ของโครงการมีค่าเท่ากับศูนย์ นั้นหมายความว่า ค่าความแปรเปลี่ยนคือ ร้อยละ 10 ดังนั้น ระดับความเสี่ยงภายในโครงการจึงถูกกำหนดโดยขนาดของค่าความแปรเปลี่ยน (ชูชีพ พิพัฒน์ศิริ, 2540: 176)

การทดสอบค่าความแปรเปลี่ยน แยกได้เป็น 2 วิธี

1. การทดสอบค่าความแปรเปลี่ยนด้านต้นทุน (SVT_C) หมายถึง การเปลี่ยนแปลงคิดเป็นร้อยละของต้นทุนโครงการที่สามารถเพิ่มขึ้นได้ ก่อนที่จะทำให้ NPV มีค่าเท่ากับศูนย์

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

กำหนดให้

SVT _C	=	การทดสอบค่าความแปรเปลี่ยนด้านต้นทุน
NPV	=	มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการ
PVC	=	มูลค่าปัจจุบันของต้นทุน

2. การทดสอบค่าความแปรเปลี่ยนด้านผลประโยชน์ (SVT_B) หมายถึง การเปลี่ยนแปลงคิดเป็นร้อยละของผลประโยชน์ของโครงการที่สามารถลดลงได้ ก่อนที่จะทำให้ NPV มีค่าเท่ากับศูนย์

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

กำหนดให้

$$\begin{aligned} SVT_B &= \text{การทดสอบค่าความแปรเปลี่ยนด้านผลประโยชน์} \\ NPV &= \text{มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการ} \\ PVB &= \text{มูลค่าปัจจุบันของผลประโยชน์} \end{aligned}$$

ถ้า SVT_C หรือ SVT_B ที่คำนวณได้มีค่าสูง ก็หมายความว่า ความเสี่ยงในโครงการอยู่ในระดับต่ำ และถ้า SVT_C หรือ SVT_B ที่คำนวณได้มีค่าต่ำ ก็หมายความว่า ความเสี่ยงในโครงการอยู่ในระดับสูง

ผลงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

การตรวจเอกสารครั้งนี้ได้ทำการรวบรวมผลงานวิจัยการที่เกี่ยวข้องกับการวิเคราะห์โครงการเกี่ยวกับโรงไฟฟ้าพลังชีวมวล ดังต่อไปนี้

ณัฐวัฒน์ หารยาภิพัฒน์ (2544) ได้ทำการศึกษาเรื่อง การวิเคราะห์การใช้ทรัพยากรในประเทศเพื่อการผลิตกระแสไฟฟ้า ได้ทำการศึกษาโดยใช้แนวคิดของการกำหนดต้นทุนการใช้ทรัพยากรในประเทศ ทำการเปรียบเทียบการผลิตไฟฟ้าที่มุ่งให้ต้นทุนรวมต่ำสุด กับการผลิตที่ต้องการให้มีต้นทุนที่ค้าระหว่างประเทศได้ต่ำสุด โดยข้อมูลที่ใช้ในการศึกษาด้านต้นทุนการผลิตได้มาจากสถิติในการผลิตไฟฟ้าในอดีต รวมถึงข้อมูลของโรงไฟฟ้า ชนิดเชื้อเพลิงที่ใช้ โดยต้นทุนการผลิตจะถูกประเมินทั้งราคาตลาดและราคาทางสังคม

จากการศึกษาพบว่า การผลิตกระแสไฟฟ้าพลังความร้อนและโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม หากต้องการผลิตให้มีต้นทุนรวมต่ำสุดควรผลิตด้วยก๊าซธรรมชาติ แต่หากต้องการให้ต้นทุนที่สามารถนำไปค้าระหว่างประเทศได้ต่ำสุดควรผลิตด้วยน้ำมันเตา ซึ่งสามารถลดปัจจัยที่สามารถนำไปค้าระหว่างประเทศได้ร้อยละ 4.21 ส่วนโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ ไม่ว่าจะพิจารณาจากการผลิตเพื่อให้มีต้นทุนต่ำสุด หรือให้มีปัจจัยที่สามารถนำไปค้าระหว่างประเทศได้ต่ำสุด ควรใช้ก๊าซ

ธรรมชาติในการผลิต และควรหลีกเลี่ยงการใช้น้ำมันดีเซลในการผลิตทั้งหมดเพราะมีต้นทุนที่สูง ทั้งต้นทุนรวมและต้นทุนที่สามารถนำไปค้าระหว่างประเทศ

ยิ่งลักษณ์ กาญจนฤกษ์ (2545) ทำการศึกษาความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์โครงการผลิต กระแสไฟฟ้าจากเหมืองถ่านหินสำปะหลังขนาด 3 , 10 และ 30 เมกะวัตต์ โดยทำการเปรียบเทียบความเหมาะสมในการลงทุนของโรงไฟฟ้าทั้ง 3 ขนาด โดยการวิเคราะห์โครงการโดยใช้มูลค่าปัจจุบันสุทธิ อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน และอัตราผลตอบแทนภายในเป็นตัวชี้วัดความเป็นไปได้ในการลงทุน และยังทำการวิเคราะห์ความอ่อนไหวด้วยการศึกษาค่าความแปรเปลี่ยนของต้นทุน และผลประโยชน์ของโครงการอีกด้วย สำหรับผลประโยชน์ของโครงการ คือ ต้นทุนที่หลีกเลี่ยงได้ของการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงประเภทอื่นๆ และรายได้จากการขายไฟฟ้า ส่วนต้นทุนของโครงการ ประกอบด้วย ค่าเสียโอกาสที่ดิน ค่าก่อสร้าง เครื่องจักร อุปกรณ์และค่าดำเนินการเป็นหลัก รวมถึงค่าเสียโอกาสของเหมืองถ่านหินสำปะหลังเพื่อเพิ่มอินทรีวัตถุให้กับดิน (มีค่าเสียโอกาสของเหมืองถ่านหินสำปะหลัง และ เกษตรกรเผาเหมืองถ่านหินสำปะหลัง (ไม่มีค่าเสียโอกาสของเหมืองถ่านหินสำปะหลัง)

จากผลการศึกษาสรุปได้ว่าการผลิตไฟฟ้าจากเหมืองถ่านหินสำปะหลังมีความเป็นไปได้ในการลงทุนทุกกรณี โดยกรณีที่เกษตรกรเผาเหมืองถ่านหินสำปะหลังซึ่งจะมีความคุ้มค่าทางเศรษฐกิจมากกว่ากรณีที่เกษตรกรไถกลบเหมืองถ่านหินสำปะหลังเล็กน้อย โครงการที่มีความเหมาะสมในการลงทุนมากที่สุด ณ ระดับผลผลิตเดียวกันคือ โรงไฟฟ้าขนาด 10 เมกะวัตต์

วีรนนท์ พรหมายน (2548) ได้วิเคราะห์ต้นทุนการใช้ทรัพยากรภายในประเทศในการผลิตกระแสไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือของไทยและต้นทุนการรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป.ลาว เพื่อศึกษาถึงสถานการณ์ปัจจุบันของโครงการกิจการไฟฟ้าส่วนของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย และศึกษาความได้เปรียบโดยเปรียบเทียบในการผลิตกระแสไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ รวมถึงทำการเปรียบเทียบต้นทุนระหว่างการการรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป.ลาว โดยได้ข้อมูลจากการผลิตไฟฟ้าด้วยโรงไฟฟ้าพลังน้ำจำนวน 4 แห่ง คือ โรงไฟฟ้าเขื่อนอุบลรัตน์ โรงไฟฟ้าเขื่อนจุฬาภรณ์ โรงไฟฟ้าเขื่อนปากมูล และโรงไฟฟ้าน้ำพอง

จากผลการศึกษา พบว่า โรงไฟฟ้าพลังน้ำในภาคตะวันออกเฉียงเหนือมีการใช้เงินตราในประเทศเพื่อก่อสร้างมากกว่าใช้เงินตราต่างประเทศทั้งหมด ยกเว้นโรงไฟฟ้าเขื่อนสิรินธรซึ่งมีการใช้สัดส่วนของเงินตราต่างประเทศมากกว่าเงินตราในประเทศ ส่วนปัจจัยการผลิตที่สำคัญ คือ

การใช้ทรัพยากรน้ำ ซึ่งใช้เหมือนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้านั้น ก็เป็นทรัพยากรที่จัดหาได้ภายในประเทศ โดย กฟผ. ไม่มีค่าใช้จ่ายในการใช้น้ำเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า จึงทำให้มีสัดส่วนของการใช้ทรัพยากรภายในประเทศในปริมาณที่มากกว่าการใช้ทรัพยากรที่นำเข้าจากต่างประเทศ ในส่วนของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมนั้น ก็ยังคงมีการใช้สัดส่วนของเงินตราในประเทศในการก่อสร้างมากกว่าการใช้เงินตราจากต่างประเทศ ปัจจัยการผลิตที่สำคัญสำหรับโรงไฟฟ้าประเภทนี้ คือ ก๊าซธรรมชาติ ซึ่งใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าที่จัดหาได้ภายในประเทศ เช่นกัน สำหรับต้นทุนการใช้ทรัพยากรภายในประเทศ เมื่อคำนวณแล้วพบว่า การผลิตกระแสไฟฟ้าโดยโรงไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ นั้น ยังมีความได้เปรียบโดยเปรียบเทียบในการผลิต ซึ่งเป็นผลมาจากการใช้ปัจจัยการผลิตที่ทรัพยากรธรรมชาติที่จัดหาได้ภายในประเทศ ประกอบกับการปฏิบัติการควบคู่กับการบริหารและจัดการที่ดี

ศศิธร พัทธรัตน์โชติ (2548) ได้ทำการศึกษาความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ ของการผลิตไฟฟ้าจากการใช้เกลบเป็นเชื้อเพลิงขนาด 22 เมกกะวัตต์ โดยใช้ข้อมูลทุติยภูมิที่รวบรวมได้จากหน่วยงานต่างๆ ที่เกี่ยวข้อง เพื่อศึกษาสภาพทั่วไปของการผลิตและการใช้ประโยชน์จากเกลบ และการศึกษาเทคโนโลยีในการผลิตไฟฟ้า โดยใช้เกลบเป็นเชื้อเพลิง โดยได้ทำการศึกษาอยู่ในจังหวัดร้อยเอ็ด

จากผลการศึกษาพบว่าเกลบเป็นผลพลอยได้จากกระบวนการสีข้าว ซึ่งปริมาณเกลบจะเปลี่ยนแปลงตามอุปทานการผลิตข้าวและประเภทของโรงสี ซึ่งเกลบนอกจากจะถูกนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงแล้วยังมีประโยชน์อื่นๆ อีก เช่น ใช้ทำปุ๋ยและวัสดุปรับปรุงบำรุงดิน และ การศึกษาเทคโนโลยีในการผลิตพลังงานไฟฟ้า โดยใช้เกลบเป็นเชื้อเพลิง พบว่าใช้กระบวนการทางเคมีความร้อน เพื่อเปลี่ยนแปลงเชื้อเพลิงเกลบให้เป็นพลังงานไฟฟ้าโดยเทคโนโลยีการเผาไหม้แบบลอยตัว มีความเหมาะสมที่สุด เนื่องจากมีอัตราการใช้เชื้อเพลิงต่ำและได้มีคุณภาพสูง ส่วนผลการศึกษาความเป็นไปได้ทางการเงินและทางเศรษฐศาสตร์พบว่า มีความคุ้มค่าต่อการลงทุน ทั้งจากการวิเคราะห์ทางการเงินพบว่า มีความคุ้มค่าต่อการลงทุน โดยมีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) เท่ากับ 945,095,262 บาท อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (BCR) เท่ากับ 1.52 และอัตราผลตอบแทนภายในโครงการ (FIRR) เท่ากับ ร้อยละ 19 และมีระยะเวลาคืนทุน (Payback Period) เท่ากับ 5.76 ปี

รุ่งรัตน์ เรืองสังข์ (2549) ได้ทำการศึกษาการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงินในการลงทุนผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าชีวมวล: กรณีของ บริษัท ด่านช้าง ไบโอ-เอ็นเนอร์ยี จำกัด ซึ่งเป็นผู้ผลิต

ไฟฟ้ารายเล็กขนาด 27 เมกกะวัตต์ ที่ทำการผลิตไฟฟ้าจากเศษวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตร โดยใช้ขานอ้อยเป็นเชื้อเพลิงหลักและแกลบ เปลือกไม้ และเศษวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตรอื่นเป็นเชื้อเพลิงเสริม โดยมีวัตถุประสงค์หลักเพื่อดำเนินการผลิตไฟฟ้าขายให้กับ กฟผ. ในการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงินพิจารณาจากค่าตัวชี้วัดดังต่อไปนี้ คือ อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) มูลค่าปัจจุบัน สุทธิ (NPV) อัตราผลตอบแทนต่อค่าใช้จ่าย (BCR) และระยะเวลาคืนทุน (PB) โดยมีอายุโครงการ 21 ปีเท่ากับอายุสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ กฟผ. และมีอัตราคิดลดร้อยละ 7.25 ต่อปี

จากการศึกษาพบว่า โครงการมีค่าใช้จ่ายในการลงทุนประมาณ 2,752 ล้านบาท มีค่าใช้จ่ายในการผลิตกระแสไฟฟ้าประมาณ 294.17 ล้านบาทต่อปี และมีรายรับประมาณ 676.58 ล้านบาทต่อปี และการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงินในสถานะปกติ พบว่าโรงไฟฟ้าด้านข้างฯ มีผลตอบแทนทางการเงินเป็นมูลค่าปัจจุบันสุทธิเท่ากับ 1,753.37 ล้านบาท อัตราผลตอบแทนภายในร้อยละ 19.91 อัตราผลตอบแทนต่อค่าใช้จ่ายเท่ากับ 1.24 และมีระยะเวลาในการคืนทุนเท่ากับ 5.39 ปี ซึ่งถือว่าโครงการมีกำไรคุ้มค่าการลงทุน การลงทุนผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าด้านข้างฯ สามารถสร้างกำไรให้กับเจ้าของธุรกิจได้ ถึงแม้จะมีผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงของต้นทุนต่ำกว่าด้านผลประโยชน์ จากการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการ โครงการยังคงมีกำไรอยู่ในเกณฑ์ที่สามารถดำเนินโครงการต่อไปได้

จากการตรวจสอบเอกสารงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง ทำให้ทราบว่าวัตถุดิบที่สามารถนำมาผลิตกระแสไฟฟ้านั้นมี ก๊าซธรรมชาติ ซึ่งใช้ผลิตกระแสไฟฟ้าให้โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน ยังมีน้ำซึ่งสามารถใช้ผลิตกระแสไฟฟ้าในโรงไฟฟ้าพลังน้ำได้อีกด้วย ซึ่งปัจจัยในการผลิตไฟฟ้าทั้งสองเหล่านี้ล้วนมีต้นทุนที่ต่ำ นอกจากนี้ยังสามารถใช้เศษวัสดุเหลือใช้จากการเกษตร เช่น แกลบและเหง้ามันสำปะหลัง มาใช้เป็นวัตถุดิบที่สามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้อีกทางหนึ่งด้วย ดังนั้นในการศึกษาครั้งนี้จึงได้นำแนวทางการวิเคราะห์การลงทุนทางการเงินของโรงไฟฟ้าพลังชีวมวล กรณีที่ใช้แกลบและเหง้ามันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิงมาใช้ ในการผลิตพลังงานไฟฟ้าที่จังหวัดศรีสะเกษ ซึ่งเป็นแหล่งที่มีวัตถุดิบดังกล่าวและยังไม่มีโครงการผลิตไฟฟ้าในจังหวัดนี้

บทที่ 3

เทคโนโลยีและกระบวนการผลิตกระแสไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงแกลบและเหง้ามันตำปะหลัง

ในบทนี้จะกล่าวถึงกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้าและเทคโนโลยีที่ใช้ในกระบวนการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวล ดังรายละเอียดต่อไปนี้

กระบวนการที่ใช้ในการเปลี่ยนแปลงเชื้อเพลิงให้เป็นพลังงาน โดยทั่วไปจะอาศัยกระบวนการทางเคมีความร้อน (Thermochemical) สามารถจำแนกได้เป็น 3 ประเภท (ศูนย์อนุรักษ์พลังงานแห่งประเทศไทย, 2542) คือ

1. การเผาไหม้โดยตรง (Direct Combustion) การเผาไหม้เป็นกระบวนการที่นำเชื้อเพลิงมาเผา ซึ่งจะได้รับความร้อนออกมา โดยความร้อนที่ได้จากการเผาจะถูกนำไปใช้ในกระบวนการผลิตไอน้ำที่มีอุณหภูมิและความดันสูง ไอน้ำที่ผลิตได้จะนำไปขับเคลื่อนกังหันไอน้ำ เพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้าต่อไป ทั้งนี้ปัจจัยที่มีผลต่อกระบวนการเผาไหม้โดยตรงมีอยู่ 4 ประการ คือ อัตราส่วนระหว่างอากาศต่อเชื้อเพลิงที่เหมาะสม การสัมผัสกันระหว่างเชื้อเพลิงกับอากาศ มีอุณหภูมิสูงเพียงพอต่อการเผาไหม้เชื้อเพลิง และเวลาที่ใช้ในการเผาไหม้ของเชื้อเพลิงให้สมบูรณ์

เทคโนโลยีที่ใช้ในกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวล มีเทคโนโลยีการเผาไหม้อยู่ 3 แบบด้วยกัน ได้แก่

1.1 การเผาไหม้ในเตาเผาแบบตะกรับ (Stoker Firing) เป็นกระบวนการที่ใช้ในการเปลี่ยนแปลงเชื้อเพลิงให้เป็นพลังงาน โดยการเผาไหม้โดยตรง (Direct Combustion) เป็นระบบแรกที่มีการป้อนเชื้อเพลิงเข้าสู่เตาเผาโดยอาศัยเครื่องกลแทนแรงงานคน แบ่งออกเป็น 2 ชนิด ได้แก่ เตาเผาแบบตะกรับที่เชื้อเพลิงถูกป้อนเข้าสู่เตาเผาทางด้านบน (Over feed Stoker) และเตาเผาแบบตะกรับที่เชื้อเพลิงถูกป้อนเข้าสู่เตาเผาทางด้านล่าง (Under feed Stoker)

ข้อดีของเตาเผาแบบตะกรับ

1. ราคาถูกและมีให้เลือกหลายขนาด

2. ใช้เชื้อเพลิงได้หลายชนิด และใช้พลังงานในการเตรียมเชื้อเพลิงน้อย (ไม่ต้องมีการบด)
3. การควบคุมการเกิดควันและการปลดปล่อยฝุ่นให้อยู่ในมาตรฐาน โดยใช้เพียงอุปกรณ์กำจัดง่ายๆ เช่น ไซโคลน หรือเครื่องดักฝุ่น

ข้อเสียของเตาเผาแบบตะกรับ

1. ชีตความสามารถในการผลิตไอน้ำต่ำ
2. ใช้พื้นที่ในการติดตั้งในส่วนของเตาเผามาก และอัตราการปล่อยความร้อนต่อปริมาณต่ำกว่าเตาเผาแบบอื่น

1.2 การเผาไหม้ในเตาเผาฟลูอิดไคซ์เบด (Fluidized Bed Combustion) เป็นกระบวนการเผาไหม้ โดยการปล่อยให้อากาศไหลผ่านชั้นของเชื้อเพลิง และเมื่อมีการเพิ่มความเร็วของอากาศจนถึงค่าหนึ่งแล้วเชื้อเพลิงที่วางอยู่จะลอยตัวมีลักษณะคล้ายของไหล โดยในขณะที่เริ่มติดเตานั้นเบคจะได้รับความร้อนจากภายนอก จนถึงอุณหภูมิจุดติดไฟของเชื้อเพลิง หลังจากนั้นเชื้อเพลิงจะถูกป้อนเข้าไปอย่างสม่ำเสมอ การเผาไหม้จะเกิดขึ้นทั่วเตา โดยปกติจะใส่สารเคลือบ (Inner Material) เช่น ทราช หรือตัวเร่งปฏิกิริยา (Catalyst) ซึ่งจะช่วยให้การถ่ายเทความร้อน และทำความสะอาดภายในเตา

ข้อดีของเตาเผาฟลูอิดไคซ์เบค

1. ใช้เชื้อเพลิงได้หลายชนิดและใช้เวลาในปฏิกิริยาเผาไหม้สมบูรณ์น้อย
2. เนื่องจากอุณหภูมิในเตาเผาต่ำ (ไม่เกิน 1,000 องศาเซลเซียส) สามารถลดปัญหาการเกิดไนโตรเจนออกไซด์ได้

ข้อเสียของเตาเผาฟลูอิดไคซ์เบค

1. ใช้เวลาในการเริ่มจุดเตาเผาหรือหยุดเดินเตานาน
2. ระบบจัดการกับเถ้าใหญ่ และขุ่นยาก
3. ใช้พลังงานสำหรับพัดลมของหม้อไอน้ำสูงกว่าเตาเผาชนิดอื่นๆ

1.3 การเผาไหม้แบบลอยตัว (Suspension firing) เป็นกระบวนการเผาไหม้ โดยการเผาไหม้เชื้อเพลิงในขณะที่แขวนลอยในอากาศ ดังนั้นเชื้อเพลิงที่ใช้จะต้องเป็นเชื้อเพลิงที่มีขนาดเล็ก

เพื่อให้เขวณลอยอยู่ในอากาศได้ อากาศในส่วนแรกจะถูกส่งเข้าไปเพื่ออบแห้งเชื้อเพลิงก่อนที่อากาศส่วนที่สองจะส่งเข้าเตาเผาโดยตรง เพื่อช่วยให้การเผาไหม้เกิดขึ้นอย่างสมบูรณ์

ข้อดีของเตาเผาแบบลอยตัว

1. ปรับอัตราการป้อนเชื้อเพลิงง่ายและมีการตอบสนองเร็ว
2. การเผาไหม้สมบูรณ์โดยไม่จำเป็นต้องใช้อากาศเกินพอ
3. มีชั่วโมงการทำงาน (availability) สูง
4. ได้เถ้าที่มีคุณภาพสูง

ข้อเสียของเตาเผาแบบลอยตัว

1. เชื้อเพลิงต้องมีความแห้งเพียงพอและต้องบดเชื้อเพลิงก่อนเข้าเตาเผา
2. เถ้าเบา มีขนาดเล็ก บางส่วนเข้าไปติดกับ flue gas จึงต้องใช้ระบบกำจัดเถ้าที่มีประสิทธิภาพสูง เช่น เครื่องดักจับฝุ่นไฟฟ้าสถิต (Electrostatic precipitator: ESP)

เมื่อเปรียบเทียบเทคโนโลยีการเผาไหม้โดยตรง ซึ่งแสดงดัง ตารางที่ 4 พบว่าเทคโนโลยีการเผาไหม้แบบลอยตัว (Suspension firing) เป็นเทคโนโลยีการผลิตพลังงานไฟฟ้าที่เหมาะสมที่สุดเนื่องจากมีอัตราการสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงต่ำกว่าเทคโนโลยีอื่นๆ และเถ้าที่ได้มีคุณภาพสูงซึ่งสามารถนำไปใช้เป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมต่างๆได้

2. การผลิตก๊าซโดยใช้อากาศ (Air Gasification) การผลิตก๊าซโดยใช้อากาศ เป็นกระบวนการเปลี่ยนเชื้อเพลิงแข็งให้เป็นก๊าซเชื้อเพลิง ซึ่งมีองค์ประกอบหลัก คือ ก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ (CO) ก๊าซมีเทน (CH₄) และก๊าซไฮโดรเจน (H₂) โดยเชื้อเพลิงจะถูกป้อนเข้าสู่เตาผลิตก๊าซซึ่งภายในเตาจะเกิดกระบวนการไพโรไลซิส และการเผาไหม้ ก๊าซเชื้อเพลิงที่ได้จะมีค่าความร้อนสูงมาก และมีฝุ่นละอองและน้ำมันดินปนเปื้อนออกมาเป็นจำนวนมาก ฝุ่นละอองและน้ำมันดินเหล่านี้จะก่อให้เกิดปัญหาต่อระบบการทำงานของเครื่องยนต์ที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า ดังนั้นจึงต้องมีการติดตั้งเครื่องดักฝุ่นละอองและน้ำมันดิน เพื่อช่วยทำความสะอาดก๊าซเชื้อเพลิงก่อนนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงเพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้า

ตารางที่ 4 การเปรียบเทียบเทคโนโลยีการผลิตพลังงานไฟฟ้าโดยการเผาไหม้โดยตรง

รายละเอียด	การเผาไหม้ในเตาแบบ ตะกรับ (Stoker firing)	การเผาไหม้ในเตาเผา ฟลูอิดไคซ์เบด (Fluidized Bed Combustion)	การเผาไหม้แบบ ลอยตัว (Suspension firing)
1. ประสิทธิภาพการ ผลิตไอน้ำ	ต่ำ	สูง	สูง
2. อัตราการสิ้น เปลืองเชื้อเพลิง	สูง	ปานกลาง	ต่ำ
3. ความสามารถในการ ปรับใช้กับ เชื้อเพลิง	ปรับใช้ได้หลายชนิด	ปรับใช้ได้หลายชนิด	จำเพาะกับชนิดของ เชื้อเพลิง
4. คุณภาพของเถ้า	ต่ำ	ต่ำ	สูง
5. ราคา	ถูก	ค่อนข้างสูง	ค่อนข้างสูง

ที่มา: ดัดแปลงจากศูนย์อนุรักษ์พลังงานแห่งประเทศไทย (2542)

การผลิตก๊าซโดยใช้อากาศสามารถจำแนกชนิดของเตาผลิตก๊าซเชื้อเพลิงได้ 3 ประเภท ได้ดังต่อไปนี้

2.1 เตาผลิตก๊าซเชื้อเพลิงแบบอากาศไหลขึ้น (Updraft Gasifier) เชื้อเพลิงจะถูกป้อนเข้าส่วนบนของเตา อากาศจะดูดผ่านตะแกรงเข้ามาทางด้านล่าง เครื่องมีลักษณะไม่ซับซ้อน มีการเผาไหม้เชื้อเพลิงได้มากแต่ก๊าซเชื้อเพลิงที่ผลิตได้มีคุณภาพต่ำ เนื่องจากมีน้ำมันดินและเขม่าปนเปื้อนอยู่เป็นจำนวนมาก

2.2 เตาผลิตก๊าซเชื้อเพลิงแบบอากาศไหลลง (Downdraft Gasifier) เตาชนิดนี้ถูกออกแบบมาเพื่อขจัดปัญหาน้ำมันดินซึ่งพบมากในเตาแบบอากาศไหลขึ้น โดยอากาศจะถูกดูดผ่านจากด้านบนลงสู่ด้านล่างโดยผ่านกลุ่มของหัวฉีด ก๊าซเชื้อเพลิงที่ผลิตได้สะอาดกว่า ก๊าซเชื้อเพลิงที่ผลิตได้จากเตาแบบอากาศไหลขึ้น

2.3 เตาผลิตก๊าซเชื้อเพลิงแบบอากาศไหลตามขวาง (Crossdraft Gasifier) อากาศจะถูกดูดผ่านหัวฉีดซึ่งอยู่ในแนวราบ น้ำมันและน้ำมันดินเกิดการแตกตัวก่อนที่จะออกสู่ภายนอก ทำให้ก๊าซเชื้อเพลิงที่ได้มีปริมาณน้ำมันและน้ำมันดินต่ำ

3. การผลิตพลังงานร่วม (Cogeneration) การผลิตพลังงานร่วม คือ การใช้พลังงานจากแหล่งพลังงานหรือเชื้อเพลิงเพียงแหล่งเดียวเพื่อการผลิตพลังงานที่แตกต่างกัน 2 ชนิด พลังงานที่ผลิตร่วมกันโดยมากจะอยู่ในรูปของการผลิตพลังงานไฟฟ้า หรือพลังงานกลกับพลังงานความร้อน โดยความร้อนที่ได้จากการผลิตพลังงานร่วมนี้อาจอยู่ในรูปของไอน้ำ ของเหลวร้อน หรือก๊าซร้อน

การผลิตพลังงานร่วม สามารถจำแนกตามลำดับก่อนหลังของการผลิตไฟฟ้าและได้ความร้อนออกเป็น 2 แบบ คือ การผลิตไฟฟ้านำหน้า (Topping Cycle) และการผลิตไฟฟ้าตามหลัง (Bottoming Cycle) ดังรายละเอียดคือ

3.1 การผลิตพลังงานร่วมแบบกำลังผลิตไฟฟ้านำหน้า(Topping Cycle) การผลิตพลังงานร่วมแบบกำลังไฟฟ้านำหน้า เชื้อเพลิงจะถูกใช้ในการผลิตพลังงานกลหรือไฟฟ้าก่อน ด้วยกังหันก๊าซหรือกังหันไอน้ำ จากนั้นจึงนำความร้อนที่ถูกปล่อยทิ้งจากการผลิตพลังงานกลหรือไฟฟ้าไปใช้ในกระบวนการผลิต ถ้าเป็นกังหันก๊าซ ไอเสียจากชุดกังหันก๊าซ จะถูกนำไปใช้ผลิตไอน้ำด้วยหม้อไอน้ำความร้อนทิ้ง (Waste Heat Boiler) เพื่อส่งไปใช้ในกระบวนการผลิต แต่ถ้าเป็นกังหันไอน้ำและกังหันไอน้ำที่ออกจากกังหันไอน้ำจะถูกควบคุมให้มีอุณหภูมิพอเหมาะสำหรับใช้ในกระบวนการผลิตโดยตรง ซึ่งโดยทั่วไปมักจะนำไปใช้ในขั้นตอนการอบแห้ง การอุ่น หรือการหล่อเย็น เนื่องจากความร้อนที่ได้จากกระบวนการผลิตไฟฟ้ามักจะมีค่าความดันหรืออุณหภูมิไม่สูงมากนัก

3.2 การผลิตพลังงานร่วมแบบผลิตกำลังไฟฟ้าตามหลัง (Bottoming Cycle) การผลิตพลังงานร่วมแบบผลิตกำลังไฟฟ้าตามหลังเชื้อเพลิงจะถูกเผาไหม้เพื่อให้ได้รับความร้อนแก่กระบวนการผลิตก่อน เช่น เตาเผาหรือเตาหลอม จากนั้นจึงนำก๊าซร้อนที่ปล่อยออกจากเตาเผาซึ่งยังมีอุณหภูมิค่อนข้างสูงไปใช้ในการผลิตไฟฟ้าด้วยกังหันก๊าซหรือกังหันไอน้ำต่อไป

ระบบที่ได้รับความนิยมใช้ คือ การผลิตพลังงานร่วมแบบกำลังผลิตไฟฟ้านำหน้า (Topping Cycle) เนื่องจากอุตสาหกรรมโดยทั่วไปใช้ความร้อนในระดับที่ไม่สูงมากประกอบกับการผลิตพลังงานร่วมชนิดนี้ อุปกรณ์ต่างๆที่ใช้ในระบบได้รับการพัฒนามาแล้วเป็นอย่างดี

อุปกรณ์หลักที่ใช้ในการผลิตพลังงานไฟฟ้าของโครงการ

อุปกรณ์หลักที่ใช้ในการผลิตพลังงานไฟฟ้าของโครงการประกอบด้วยอุปกรณ์ดังต่อไปนี้

เครื่องกำเนิดไอน้ำหรือหม้อไอน้ำ (Boiler)

เทคโนโลยีที่เลือกใช้สำหรับเครื่องกำเนิดไอน้ำ ของโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล คือ การเผาไหม้แบบลอยตัว (Suspension firing Boiler) ซึ่งเป็นเทคโนโลยีที่ใช้กันมากที่สุดในโรงไฟฟ้า เนื่องจาก มีประสิทธิภาพในการเผาไหม้สูง ทำให้อัตราการใช้เชื้อเพลิงต่ำกว่าการใช้เทคโนโลยีการเผาไหม้แบบอื่น และสามารถควบคุมคุณภาพเชื้อเพลิงซึ่งเป็นผลพลอยได้ ก่อนข้างแน่นอน โดยกระบวนการทำงานเชื้อเพลิงจะถูกบดให้ละเอียดเพื่อเพิ่มพื้นที่ในการเผาไหม้ จากนั้นเชื้อเพลิงที่ถูกบดละเอียดแล้วจะถูกผสมกับอากาศ แล้วอัดด้วยลม จากนั้นจะถูกฉีดพ่นผ่านหัวพ่นเชื้อเพลิง เข้าสู่เตาเผาของหม้อต้มไอน้ำ โดยอุณหภูมิในห้องเผาประมาณ 800-900 องศาเซลเซียส พลังงานความร้อนที่ได้จะถูกนำไปต้มน้ำ จากนั้นจะได้ไอน้ำเพื่อไปใช้กับเครื่องกังหันไอน้ำ (Steam Turbine) ต่อไป

เครื่องกังหันไอน้ำและเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Steam Turbine and Generator)

เครื่องกังหันไอน้ำ (Steam Turbine) ทำหน้าที่ในการเปลี่ยนพลังงานจากไอน้ำร้อนที่ผลิตได้จากเครื่องกำเนิดไอน้ำ (Boiler) ให้เป็นพลังงานกลเพื่อไปหมุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator) ให้ได้พลังงานไฟฟ้าออกมา พลังงานไฟฟ้าจะถูกส่งผ่านอุปกรณ์ตัดไฟฟ้า (Generator Breaker) เข้าสู่หม้อแปลงแรงดันไฟฟ้า (Step-up Transformer) เพื่อปรับแรงดันให้เหมาะสมสำหรับจ่ายเข้าสู่ระบบสายส่งไฟฟ้าต่อไป

เครื่องควบแน่น (Condenser)

เป็นอุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อน เมื่อไอน้ำความดันสูงผ่านกังหันไอน้ำความดันจะลดลง และมาที่เครื่องควบแน่น (Condenser) เพื่อถ่ายเทความร้อนจากไอน้ำไปสู่ น้ำหล่อเย็น จะทำให้ไอน้ำควบแน่นเปลี่ยนสถานะ จากไอน้ำมาเป็นของเหลว โดยน้ำหล่อเย็นที่ผ่านการใช้งานที่เครื่องควบแน่น (Condenser) แล้วจะมีอุณหภูมิสูงขึ้นจึงถูกส่งมาบำบัดให้มีอุณหภูมิลดลงที่หอหล่อเย็น

(Cooling Tower) โดยใช้พัดลมเป่าเพื่อระบายความร้อนออก น้ำที่ได้จากเครื่องควบแน่น (Condenser) จะมีความร้อนเหลืออยู่ซึ่งสามารถนำกลับมาใช้ป้อนเข้าสู่หม้อไอน้ำได้อีก

หอหล่อเย็น (Cooling Tower)

เป็นอุปกรณ์ที่ทำหน้าที่ ระบายความร้อนของน้ำหล่อเย็น ที่อุณหภูมิสูงขึ้นหลังจาก แลกเปลี่ยนความร้อนกับไอน้ำ โดยระบบหล่อเย็นจะดึงความร้อนออกจากน้ำที่ออกมาจากเครื่อง ควบแน่น (Condenser) โดยน้ำหล่อเย็นจะถูกส่งไปที่เครื่องควบแน่น (Condenser) เพื่อรับความร้อน ที่ถ่ายเทจากไอน้ำมายังน้ำหล่อเย็น ทำให้น้ำหล่อเย็นมีอุณหภูมิสูงขึ้น แรงดันจากปั๊มจะดันให้น้ำ ร้อนไปหอหล่อเย็น (Cooling Tower) ความร้อนในน้ำหล่อเย็นจะถูกพัดลมเป่าระบายทิ้งไปกับน้ำที่ ระบายไปสู่บรรยากาศที่หอหล่อเย็น (Cooling Tower) โดยน้ำหล่อเย็นที่มีอุณหภูมิลดลง และ สามารถนำกลับมาใช้ระบายความร้อนที่เครื่องควบแน่น (Condenser) ได้อีก

ระบบผลิตน้ำ (Feed Water System)

ระบบผลิตน้ำเป็นส่วนหนึ่งของระบบการผลิตไอน้ำ ซึ่งเป็นองค์ประกอบที่สำคัญประการ หนึ่งสำหรับการผลิตพลังงานไฟฟ้า เนื่องจากน้ำที่ถูกนำมาใช้ในกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้า ต้องมีความบริสุทธิ์สูง โดยน้ำดิบที่ถูกนำมาใช้ในการผลิตพลังงานไฟฟ้านี้ จะถูกปรับปรุงคุณภาพ โดยการเติมสารเคมีต่างๆ คือ คลอรีน ปูนขาว สารส้ม และโพลีเมอร์ ช่วยทำให้ตะกอนแขวนลอย จับตัวกันเป็นก้อนและตกตะกอนได้ดี น้ำใสจะไหลไปยังถังเก็บน้ำ (Water Storage Tank) เพื่อ นำไปใช้ในหอหล่อเย็น น้ำอีกส่วนหนึ่งจะถูกส่งไปทำการกำจัดแร่ธาตุที่หน่วย Demineralization Plant เพื่อให้ได้น้ำที่สะอาดยิ่งขึ้นและนำไปใช้ในระบบไอน้ำของหม้อต้มไอน้ำ (Boiler) ต่อไป

ระบบควบคุมมลพิษ

การเผาไหม้เชื้อเพลิงชีวมวล เพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้า ซึ่งปกติจะก่อให้เกิดควัน และฝุ่นหรือ จี๊เส้า เพื่อไม่ให้เกิดผลกระทบต่อคุณภาพอากาศ จึงต้องมีการนำเอาเทคโนโลยีที่ใช้กำจัดและ ควบคุมมลพิษจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงจากวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตร สำหรับโรงไฟฟ้าพลังงาน ชีวมวลที่ใช้กลายเป็นเชื้อเพลิงนี้ ได้เลือกใช้ เครื่องดักจับฝุ่นไฟฟ้าสถิตย์ (Electrostatic Precipitator: ESP) มาใช้ในการควบคุมมลพิษที่เกิด จากกระบวนการเผาไหม้เชื้อเพลิง ซึ่งมีหลักการ

ทำงานโดยการเพิ่มอิเล็กตรอนที่มีประจุลบให้กับอากาศที่สกปรกจากการเผาไหม้ไปเกาะกับอิเล็กโตรดซึ่งมีประจุเป็นบวก ตะกอนที่ตกลงมาจะถูกเก็บตามท่อ ซึ่งใช้วิธีการเคาะหรือเขย่า ตะกอนจะหลุดออก ซึ่งมีประสิทธิภาพในการบำบัดมลภาวะที่เกิดจากการเผาไหม้ได้ร้อยละ 99

เทคโนโลยีการนำแกลบและเห้งน้ำมันล้าปะหลังมาใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตกระแสไฟฟ้า

กระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้า ของโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลที่ใช้แกลบและเห้งน้ำมันล้าปะหลังเป็นเชื้อเพลิงนี้หลักการนี้เหมือนกับ โรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน โดยกระบวนการที่ใช้ในการเปลี่ยนแปลงเชื้อเพลิงให้เป็นพลังงาน ใช้การเผาไหม้แบบลอยตัว (Suspension firing) คือ เริ่มจากการลำเลียงเชื้อเพลิงแกลบและเห้งน้ำมันล้าปะหลังต่อเนื่องจากลานกอง สู่วังเก็บ เครื่องบด ไซโลและห้องเตาเผาของหม้อต้มไอน้ำ (Boiler) เมื่อเชื้อเพลิงแกลบเข้าสู่ห้องเผาไหม้ แกลบจะถูกเผาไหม้ซึ่งพลังงานความร้อนที่ได้จากการเผาไหม้จะถูกนำไปต้มน้ำในหม้อน้ำจนกลายเป็นไอน้ำ และไอน้ำที่ได้นี้จะถูกส่งไปหมุนกังหัน ไอน้ำ (Turbines) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator) ต่อไป เพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้าออกมา สำหรับไอน้ำที่ผ่านกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้าแล้ว จะถูกทำให้เย็นลงด้วยกระบวนการควบแน่นด้วยหม้อควบแน่น (Condenser) ที่สถานะสุญญากาศ จะได้เป็นหยดน้ำซึ่งจะถูกรวบรวมและส่งด้วยปั๊ม (Boiler feed pump) จากหม้อควบแน่น (Condenser) เข้าสู่หม้อต้มน้ำอีกครั้ง เพื่อหมุนเวียนกลายเป็นไอน้ำต่อไป ส่วนน้ำหล่อเย็น (Cooling water) ที่ใช้ในการควบแน่นแล้ว จะมีอุณหภูมิของน้ำสูงขึ้น เนื่องจากได้รับความร้อนที่ถ่ายเทมาจากไอน้ำซึ่งจะถูกทำให้เย็นลง โดยใช้หอหล่อเย็น (Cooling tower) ระบายความร้อนออกจากน้ำหล่อเย็น ส่วนน้ำที่อุณหภูมิลดลงแล้ว จะถูกนำกลับมาใช้ใหม่อีกเข้าสู่กระบวนการผลิต (ภาพที่3)

ส่วนชีเถ้าจากการเผาไหม้ จะถูกเก็บรวบรวมด้วยระบบลำเลียงเถ้า และระบบขนส่งชีเถ้าไปเก็บรวบรวมยังภาชนะเก็บ เพื่อนำไปใช้ประโยชน์ต่อไป

กระบวนการผลิตกระแสไฟฟ้าพลังงานแกลบ

1. แกลบจะถูกลำเลียงจากลานกองด้วยसानพานต่อเนื่องเข้าสู่เครื่องบดให้ละเอียด ภายในโรงงานที่ปิดมิดชิด

2. แกลบที่บดละเอียดแล้วจะถูกลำเลียงด้วยลมส่งเข้าเก็บในไซโล และส่งด้วยลมเข้าสู่เตาเผาประเภท Suspension-Fired แกลบที่พ่นเข้าเตาเผาจะติดไฟและไหม้ทันที ที่จะได้ความร้อนเพื่อใช้ในการผลิตไอน้ำ การใช้ลมพ่นผงแกลบในปริมาณที่พอเหมาะ ทำให้แกลบเกิดการเผาไหม้อย่างสมบูรณ์ไม่มีควันดำเหมือนการเผาไหม้ระบบอื่น

3. ไอน้ำที่มีแรงดันสูงจะหมุนกังหัน (Turbines) ของเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator) เพื่อผลิตไฟฟ้า

4. ไอน้ำที่ผ่านเครื่องกังหันแล้วยังคงมีความร้อนเหลืออยู่จะถูกนำไปผ่านเครื่องควบแน่นให้เปลี่ยนเป็นน้ำแล้วกลับมาใช้อีก น้ำหล่อเย็นที่รับความร้อนมาจากเครื่องควบแน่น จะไหลไปยังหอหล่อเย็นเพื่อระบายความร้อน น้ำหล่อเย็นที่ใช้แล้ว 5 รอบ จะถูกปรับสภาพน้ำให้อยู่ในเกณฑ์มาตรฐานน้ำทิ้งอุตสาหกรรมก่อนนำไปรดต้นไม้ และปล่อยลงสู่บ่อระเหยตามธรรมชาติโดยไม่ปล่อยออกนอกโรงงาน

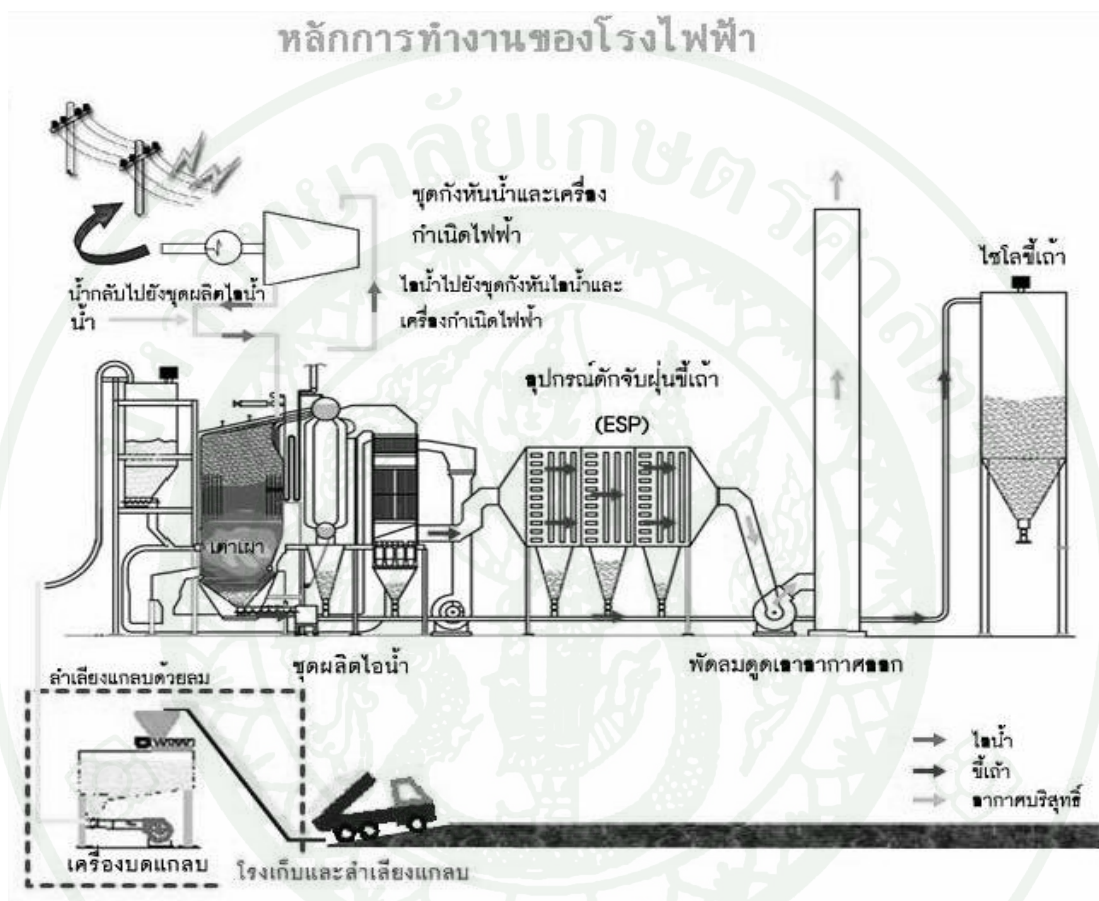
5. ไอร้อนและขี้เถ้าลอยจะถูกนำไปผ่านเครื่องดักจับฝุ่นแบบไฟฟ้าสถิตแรงสูง (ESP) ซึ่งเป็นเทคโนโลยีที่ทันสมัย มีประสิทธิภาพอย่างมากในการดักจับฝุ่น

6. ขี้เถ้าที่ถูกเก็บกักไว้ในเครื่องดักจะถูกลำเลียงบรรจุลงรถขนส่งขี้เถ้าหรือบรรจุถุง เพื่อนำส่งลูกค้า (สมเกียรติ บุญนัส, 2545)

กระบวนการจากการผลิตไฟฟ้าจากแกลบอัดแท่ง

สำหรับกระบวนการผลิตไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงจากแกลบอัดแท่งจะถูกป้อนเข้าสู่ระบบเผาไหม้ เริ่มจากเผาแกลบอัดแท่งตากแห้งจะถูกย่อยจนมีขนาดเล็กประมาณ 3-5 มิลลิเมตรที่เตรียมไว้ จะถูกป้อนเข้าสู่เตาเผา ความร้อนจากการเผาไหม้จะถูกนำไปต้มน้ำในหม้อไอน้ำทำให้เกิดไอน้ำที่มีอุณหภูมิและความดันสูง และไอน้ำก็จะไปหมุนเครื่องกังหันไอน้ำที่ต่อพ่วงกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า ไอน้ำที่ผ่านกังหันไอน้ำแล้วจะเข้าสู่ระบบแลกเปลี่ยนความร้อนควบแน่นแล้วนำกลับมาใช้ในหม้อไอน้ำอีกครั้ง โดยเครื่องควบแน่นทำให้ไอน้ำที่ผ่านจากกังหันไอน้ำกลั่นตัวเป็นน้ำ ไอน้ำจะคายความร้อนให้กับน้ำหล่อเย็น น้ำหล่อเย็นที่ผ่านเครื่องควบแน่นแล้วจึงมีอุณหภูมิสูงขึ้นจึงถูกส่งไประบายความร้อนออกที่หอหล่อเย็นก่อนป้อนกลับ มาใช้ในระบบหล่อเย็น

อีก โดยอุปกรณ์ที่เลือกใช้จะแปรเปลี่ยนไปตามคุณสมบัติ ลักษณะทางเคมีและกายภาพของ เชื้อเพลิง (สุวรรณ แสงเพชร, 2542)



ภาพที่ 3 หลักการทำงานของไฟฟ้าพลังงานชีวมวล

ที่มา : เอทีไบโอพาเวอร์ (2551)

บทที่ 4

ผลการศึกษา

ในบทนี้จะกล่าวถึงผลการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงินของโครงการโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงพลังงานชีวมวลแกลบและเห้งน้ำมันสำปะหลัง โดยการนำเสนอข้อมูลเบื้องต้นจากการสำรวจ และสอบถามข้อมูลรายละเอียดเกี่ยวกับต้นทุนของโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงแกลบและเห้งน้ำมันสำปะหลัง และผลประโยชน์ที่ได้รับจากการดำเนินการของโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงชีวมวลที่จำหน่ายให้กับโรงไฟฟ้าฯ

องค์ประกอบด้านต้นทุนทางการเงิน

1. ค่าใช้จ่ายในการลงทุน เป็นค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับการก่อสร้างโรงไฟฟ้า ค่าใช้จ่ายประเภทนี้เป็นมูลค่าของปัจจัยการผลิตที่จำเป็นต้องใช้ในโครงการเพื่อเป็นฐานการผลิต โดยแบ่งออกได้ดังนี้

1.1 ที่ดิน หมายถึงค่าใช้จ่ายที่จ่ายไปเพื่อให้ได้มาซึ่งกรรมสิทธิ์ในที่ดิน เพื่อประโยชน์ในการก่อสร้างโรงไฟฟ้า โดยในการศึกษานี้ ใช้ราคาประเมินตามที่ธนาคารกำหนด ของจังหวัดศรีสะเกษ มีมูลค่าไร่ละ 150,000 บาท โดยโครงการมีพื้นที่ทั้งหมด 30 ไร่ ดังนั้นจะมีต้นทุนค่าที่ดินเท่ากับ 4,500,000 บาท

1.2 เครื่องจักรรวมอุปกรณ์และระบบสายส่ง คือค่าใช้จ่ายในการจัดซื้อเครื่องจักรและอุปกรณ์ หม้อไอน้ำ เครื่องดักจับฝุ่นแบบไซโคลน เครื่องกังหันไอน้ำและเครื่องกำเนิดไฟฟ้า อาคารสำนักงาน อาคารเก็บขี้เถ้า ห้องควบคุมและห้องไฟฟ้า หอระบายความร้อน โรงบำบัดน้ำดิบและน้ำทิ้ง ระบบสายส่งไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าไปเชื่อมต่อกับระบบส่งไฟฟ้าของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค และค่าควบคุมการก่อสร้าง รวมเงินลงทุนในการก่อสร้างโรงไฟฟ้า เท่ากับ 375,656,190 บาท รายละเอียดในตารางที่ 5

1.3 เงินสำรอง เป็นเงินสำรองที่กันไว้สำหรับงานก่อสร้างโรงไฟฟ้าคิดเป็นร้อยละ 5 ของค่าควบคุมการก่อสร้าง

1.4 ค่าดอกเบี้ยที่เกิดจากเงินกู้มาสำหรับค่าเครื่องจักรอุปกรณ์ ค่าควบคุมการดำเนินงานในช่วงก่อสร้าง ค่าดอกเบี้ยจำนวนนี้คำนวณจากเงินกู้ คุณ ด้วยอัตราดอกเบี้ยระยะยาว โดยกำหนดให้มีอัตราดอกเบี้ยร้อยละ 7

ตารางที่ 5 รายละเอียดค่าใช้จ่ายในการลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลที่ใช้เกลบและ
เห้้ำมันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง

รายละเอียด	มูลค่า(บาท)
หม้อไอน้ำ (Boiler) รวมอุปกรณ์ดักจับฝุ่นแบบสถิต (Electrostatic Precipitator)	121,230,585
กังหันไอน้ำและเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Turbine Gen.)	89,605,215
ค่าระบบลำเลียงเชื้อเพลิงและขี้เถ้า (Fuel and Ash Handling)	10,000,000
ระบบสายส่ง (Grid Connection)	31,000,000
โกดังเก็บเชื้อเพลิง	28,000,000
อุปกรณ์ (Balance of Plant) และสิ่งปลูกสร้าง (Civil Work)	80,820,390
เครื่องสับเห้้ำมันสำปะหลัง	5,000,000
ค่าควบคุมดำเนินงานระหว่างก่อสร้าง	12,000,000
รวมเงินลงทุนในการก่อสร้างโรงไฟฟ้า	377,656,190

ที่มา: สงกรานต์ เทียงธรรม (2550)

2. ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน

2.1 ค่าเชื้อเพลิง คือค่าใช้จ่ายในการซื้อเกลบและเห้้ำมันสำปะหลังซึ่งเป็นเชื้อเพลิงในการผลิต โดยค่าเชื้อเพลิงแต่ละปีสามารถประมาณได้ดังนี้

เชื้อเพลิงเกลบ(กรณีใช้เกลบเป็นเชื้อเพลิงเพียงอย่างเดียว)

โครงการมีความต้องการเชื้อเพลิงเกลบ ประมาณ	270 ตัน / วัน
โครงการมีความต้องการเชื้อเพลิงเกลบ ประมาณ	85,000 ตัน / ปี
การเดินเครื่องผลิตไฟฟ้า ปีละ	333 วัน (7,992 ชั่วโมง)
ราคาเกลบ ราคาเฉลี่ยประมาณ	1,000 บาท / ตัน

รวมค่าเกลบ ประมาณ

85,000,000 บาท / ปี

เชื้อเพลิงเหง้ำมันสำปะหลัง (กรณีใช้เหง้ำมันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิงอย่างเดียว)

โครงการมีความต้องการเชื้อเพลิงเหง้ำมันสำปะหลัง ประมาณ 316 ตัน / วัน

โครงการมีความต้องการเชื้อเพลิงเหง้ำมันสำปะหลัง ประมาณ 105,228 ตัน / ปี

การเดินเครื่องผลิตไฟฟ้า ปีละ 333 วัน (7,992 ชั่วโมง)

ราคาเหง้ำมันสำปะหลัง ราคาเฉลี่ยประมาณ 150 บาท / ตัน

รวมค่าเหง้ำมันสำปะหลัง ประมาณ 15,784,200 บาท / ปี

2.2 ค่าเคมีภัณฑ์ เป็นค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับสารเคมีที่ใช้ในการปรับปรุงคุณภาพน้ำเนื่องจากน้ำที่นำมาใช้เป็นวัตถุดิบจะต้องมีความบริสุทธิ์ก่อน เพื่อที่จะป้อนเข้า หม้อไอน้ำ และน้ำเพื่อไปเลี้ยงหอหล่อเย็น ค่าใช้จ่ายประมาณเดือนละ 120,000 บาท คิดเป็น 1,440,000 บาท / ปี

2.3 ค่าแรงบุคลากรในการดูแลระบบการผลิตไฟฟ้า มีบุคลากรประมาณ 26 คน ค่าใช้จ่ายรวม เดือนละประมาณ 342,000 บาท/เดือน หรือ 4,104,000 บาท/ปี ดังรายละเอียดในตารางที่ 6

2.4 ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษา ได้แก่ค่าบำรุงรักษาหม้อไอน้ำ และเครื่องกำเนิดและอุปกรณ์ไฟฟ้าและระบบควบคุม โดยประมาณการใช้จ่ายเป็นรายปีประมาณร้อยละ 0.5 ของค่าใช้จ่ายการลงทุน

2.5 ค่าประกันภัย กำหนดให้ค่าประกันภัยคงที่ตลอดอายุโครงการ ค่าประกันภัยโดยทั่วไปคิดประมาณร้อยละ 0.5 ของเงินลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้า

2.6 ค่าวัสดุสิ้นเปลืองและอื่นๆ ได้แก่ ค่าใช้จ่ายที่โรงไฟฟ้าจ่ายคืนให้ชุมชน และค่าภาษีรายได้ของโรงไฟฟ้า

ตารางที่ 6 ประมาณการต้นทุนค่าบริหารและควบคุมโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลที่ใช้เกลบ
และเหง้า มันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง

ตำแหน่ง	จำนวน พนักงาน(คน)	อัตราเงินเดือน (บาท)	รวมเงินเดือน/ปี (บาท)
1. ผู้จัดการ	1	45,000	540,000
2. เลขานุการ	1	12,000	144,000
3. พนักงานธุรการ	1	12,000	144,000
4. พนักงานบัญชี	1	12,000	144,000
6. เจ้าหน้าที่ความปลอดภัย	3	30,000	360,000
7. พนักงานประจำห้องแล็บ	1	15,000	180,000
8. พนักงานผลิตน้ำประปา	1	10,000	120,000
9. แผนกดำเนินการ			
9.1 หัวหน้ากะ	3	45,000	540,000
9.2 ควบคุมบอยเลอร์	3	36,000	432,000
9.3 ควบคุมเทอร์ไบน์/เจนเนอเรเตอร์	3	36,000	432,000
9.4 ควบคุมเชื้อเพลิง	3	33,000	396,000
9.5 พนักงานตราซัง	1	11,000	132,000
10. แผนกซ่อมบำรุง			
10.1 วิศวกรเครื่องกล/ไฟฟ้า	1	15,000	180,000
10.2 ช่างเทคนิคเครื่องกล	1	10,000	120,000
10.3 ช่างเทคนิคไฟฟ้า	1	10,000	120,000
10.4 ช่างเทคนิคเครื่องวัด	1	10,000	120,000
รวม	26	342,000	4,104,000

ที่มา: จากการสัมภาษณ์

องค์ประกอบด้านผลประโยชน์

ผลประโยชน์ของโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลส่วนใหญ่ หมายถึงรายได้จากการขายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าฯ ในการศึกษารายได้จะนำเสนอเป็น 2 กรณี คือ

1. รายได้จากการขายไฟฟ้า โรงไฟฟ้าใช้เกลบและเห้งมันล่ำปะหลังเป็นเชื้อเพลิงขายไฟฟ้าสัญญาระยะยาว (SPP Firm Contract)
2. รายได้จากการขายไฟฟ้า โรงไฟฟ้าใช้เกลบและเห้งมันล่ำปะหลังเป็นเชื้อเพลิงขายไฟฟ้าสัญญาระยะสั้น (VSPP Non Firm Contract)

ข้อกำหนด ในการผลิตของโรงไฟฟ้าที่ใช้เกลบและเห้งมันล่ำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง ทั้ง 2 กรณี คือ

กำลังการผลิตไฟฟ้าสุทธิ	8,800 กิโลวัตต์
กำลังการผลิตเฉลี่ย	82 เปอร์เซนต์
ระยะเวลาในการเดินเครื่อง	333 วัน / ปี
ระยะเวลาในการเดินเครื่อง	7,992 ชั่วโมง / ปี
อายุโครงการ	25 ปี

1. รายได้จากการผลิตกระแสไฟฟ้ากรณีที่โรงไฟฟ้าโรงไฟฟ้าใช้เกลบและเห้งมันล่ำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง ขายไฟฟ้าสัญญาระยะยาว (SPP Firm Contract)

การคำนวณรายได้จากการผลิตกระแสไฟฟ้าในแต่ละปีตลอดระยะเวลาดำเนินโครงการจะต้องคำนวณหา

อัตราค่าพลังไฟฟ้า (Capacity Payment: CP), ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment :EP) , อัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง (Fuel Saving: FS)และอัตราค่าส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy Promotion:REP) เพื่อนำมาคำนวณประกอบกับกำลังการผลิตไฟฟ้าที่ได้เพื่อให้ได้จำนวนรายได้จากการผลิตกระแสไฟฟ้า การคำนวณค่าอัตราต่างๆดังกล่าวมีดังนี้ คือ

1.1 อัตราค่าพลังไฟฟ้า (Capacity Payment)

กำหนดให้ อัตราค่าพลังไฟฟ้าฐาน(CP_0) มีค่าดังนี้

$$\text{อัตราค่าพลังไฟฟ้า} = CP_0[0.50(FX_t / 37) + 0.50] \text{ บาท/กิโลวัตต์/เดือน}$$

โดย

$$CP_0 = 624.34 \text{ บาท / กิโลวัตต์ / เดือน}$$

FX_t = อัตราแลกเปลี่ยนเงินเหรียญสหรัฐต่อเงินบาทของอัตราซื้อและอัตราขายทางโทรเลข ณ วันทำการสุดท้ายของเดือน t ที่ธนาคารพาณิชย์ให้ซื้อขายกับลูกค้า ซึ่งประกาศโดยธนาคารแห่งประเทศไทย (33.46 บาท/เหรียญสหรัฐ)

$$\begin{aligned} \text{แทนค่า อัตราค่าพลังไฟฟ้า} &= 624.34[0.50(33.46 / 37) + 0.50] \\ &= 594.47 \text{ บาท / กิโลวัตต์} \end{aligned}$$

ค่าพลังไฟฟ้า = ปริมาณพลังไฟฟ้าสุทธิที่ผลิตป้อนเข้าสู่ระบบ (กิโลวัตต์) $\times$ กำลังการผลิตเฉลี่ย $\times$ อัตราค่าพลังไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์)

$$\begin{aligned} &= 8,800 \text{ กิโลวัตต์} \times 0.82 \times 594.47 \\ &= 4,289,695.52 \text{ บาท / เดือน} \\ &= 51,476,346 \text{ บาท / ปี} \end{aligned}$$

1.2 ค่าพลังงานไฟฟ้า ประกอบด้วย

1. ค่าพลังงานไฟฟ้าฐาน
2. ค่าพลังงานไฟฟ้าผันแปร

กำหนดให้ ค่าพลังงานไฟฟ้าฐาน(EP_0) มีค่าดังนี้

$$EP_0 = 0.88 \text{ บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง}$$

ค่าพลังงานไฟฟ้าผันแปร (ES_t) มีค่าดังนี้

$$\begin{aligned}
 ES_t &= [1/(26.5877 \times 10^6)] \times [(P_t^{\text{COAL}} \times FX_t) - P_0^{\text{COAL}}] \times \text{Heat Rate} \\
 &= [1/(26.5877 \times 10^6)] \times [(28.69 \times 33.46) - 1930.475] \times 9,600 \\
 &= -0.35
 \end{aligned}$$

ค่าพลังงานไฟฟ้า 1.23 บาท / กิโลวัตต์-ชั่วโมง

$$\begin{aligned}
 \text{ค่าพลังงานไฟฟ้าผันแปร (ES)}_{\text{ปี}} &= \text{ค่าพลังงานไฟฟ้า} \times \text{ระยะเวลา} \\
 &\quad \text{เดินเครื่อง} \times \text{กำลังการผลิตของโครงการสุทธิ} \\
 &= 1.23 \times 7,992 \times 8,800 \text{ บาท / ปี} \\
 &= 86,505,408 \text{ บาท / ปี}
 \end{aligned}$$

1.3 อัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง (FS)

กำหนดให้ อัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง (FS) มีค่าดังนี้

FS 0.36 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

$$\begin{aligned}
 \text{ค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง} &= \text{ค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง} \times \text{ระยะเวลา} \\
 &\quad \text{เดินเครื่อง} \times \text{กำลังการผลิตของโครงการสุทธิ} \\
 &= 0.36 \times 7,992 \times 8,800 \text{ บาท / ปี} \\
 &= 25,318,656 \text{ บาท / ปี}
 \end{aligned}$$

1.4 อัตราค่าการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียน (REP)

กำหนดให้ อัตราค่าการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียน (REP) มีค่าดังนี้

REP 0.39 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

$$\begin{aligned}
 \text{ค่าการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียน} &= \text{ค่าส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิง} \\
 &\quad \text{หมุนเวียน} \times \text{ระยะเวลาเดินเครื่อง} \times \text{กำลังการผลิตของโครงการสุทธิ}
 \end{aligned}$$

$$= 0.39 \times 7,992 \times 8,800 \text{ บาท/ปี}$$

$$= 27,428,544 \text{ บาท /ปี}$$

รายได้จากการผลิตกระแสไฟฟ้า = ค่าพลังไฟฟ้า + ค่าพลังงานไฟฟ้า + ค่าการประหยัด
การใช้เชื้อเพลิง + ค่าการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียน

$$= 51,476,346 + 86,505,408 + 25,318,656 + 27,428,544$$

$$= 190,728,954 \text{ บาท / ปี}$$

2. รายได้จากการผลิตกระแสไฟฟ้ากรณีที่ โรงไฟฟ้าใช้ถ่านหินและเห่ามันล่าปะหลังเป็น เชื้อเพลิง ขายไฟฟ้าสัญญาระยะสั้น (VSPP Non Firm Contract)

รายได้จากการผลิตกระแสไฟฟ้าในแต่ละปีตลอดระยะเวลาดำเนินโครงการ พิจารณา
จาก

ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า(Adder: AD),ค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment : EP) และ
ปริมาณหน่วยการขายไฟฟ้าที่ผลิตได้ การคำนวณรายได้มีดังนี้

2.1 ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า ของพลังงานชีวมวลเท่ากับ 30 สตางค์ต่อ
หน่วย (การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย : 2552)

2.2 ค่าพลังงานไฟฟ้า ประกอบด้วย

2.2.1 ค่าไฟฟ้าผันแปร Ft. เป็นค่าไฟฟ้าที่ปรับเปลี่ยนเพิ่มขึ้นหรือลดลง ตามการ
เปลี่ยนแปลงของต้นทุนค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้า ที่อยู่นอกเหนือการควบคุมของการ
ไฟฟ้า ในเดือน ตุลาคม 2552 อยู่ที่ 0.9206 (การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย: 2552)

2.2.2 อัตราไฟฟ้าขายส่ง ณ ระดับแรงดัน 11-33 กิโลวัตต์

$$\text{อัตราขายส่ง Peak} = 2.9278 \text{ บาท / หน่วย}$$

$$\text{Off Peak} = 1.1154 \text{ บาท / หน่วย}$$

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

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

เวลา 00.00 – 24.00 น. วันเสาร์-วันอาทิตย์ วันแรงงานแห่งชาติ และ
วันหยุดราชการตามปกติ

รายได้ค่าไฟฟ้า

ระยะเวลาในการเดินเครื่อง 333 วัน / ปี

ระยะเวลาในการเดินเครื่อง 7,992 ชั่วโมง / ปี

กำลังการผลิตไฟฟ้าสุทธิ 8,800 กิโลวัตต์

ช่วง Peak 3,120 ชั่วโมง / ปี

จำนวนหน่วยการขายไฟฟ้า ช่วงเวลา Peak

$$3,120 \times 8,800 = 27,456,000 \text{ หน่วย/ปี}$$

$$\begin{aligned} \text{ค่าไฟฟ้ารวมค่าส่วนเพิ่มและค่า ft} &= (2.9287 + 0.9206 + 0.3) \times 27,456,000 \\ &= 113,923,180.80 \text{ บาท / ปี} \end{aligned}$$

ช่วง Off Peak 4,872 ชั่วโมง / ปี

จำนวนหน่วยการขายไฟฟ้า ช่วงเวลา Off Peak

$$4,872 \times 8,800 = 42,873,600 \text{ หน่วย / ปี}$$

$$\begin{aligned} \text{ค่าไฟฟ้ารวมค่าส่วนเพิ่มและค่า ft} &= (1.1154 + 0.9206 + 0.3) \times 42,873,600 \\ &= 100,152,729.60 \text{ บาท / ปี} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{รายได้จากการผลิตกระแสไฟฟ้า} &= 113,923,180.80 + 100,152,729.60 \\ &= 214,075,910.40 \text{ บาท / ปี} \end{aligned}$$

ผลการศึกษาความเป็นไปได้ทางการเงินของโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล จากเกลบและเห้ง้ำมันสำปะหลัง

ผลการศึกษาความเป็นไปได้ทางการเงินของโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลจากเกลบและเห้ง้ำมันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง จะเสนอผลการศึกษาออกเป็น 4 ส่วน ได้แก่ 1) ผลการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ในการลงทุนทางการเงินของโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลฯ จำแนกตามตามระยะเวลาของสัญญาและเชื้อเพลิงที่เป็นวัตถุดิบในการผลิตไฟฟ้า 2) ผลการวิเคราะห์ความแปรเปลี่ยนของโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลฯ 3) การวิเคราะห์ราคาปัจจัยการผลิต ณ จุดคุ้มทุนของโครงการ 4) ประเมินความเป็นไปได้ของโครงการการลงทุนที่ได้จากการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางการเงินเมื่อพิจารณาจากปริมาณวัตถุดิบเชื้อเพลิงที่ผลิตได้ในจังหวัดศรีสะเกษ ดังรายละเอียดต่อไปนี้

ส่วนที่ 1 การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงินของโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลฯ

การศึกษความเป็นไปได้ในการลงทุนทางการเงินของโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลฯ เป็นการวิเคราะห์ที่มุ่งหาผลตอบแทนทางการเงินหรือความสามารถในการทำกำไรของโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลฯ เปรียบเทียบระหว่างกรณีสัญญาขายไฟฟ้าระยะยาว (SPP Firm Contract) และสัญญาระยะสั้น (VSPP Non Firm Contract) กับกรณีที่โรงไฟฟ้าใช้เกลบเป็นเชื้อเพลิง กรณีที่โรงไฟฟ้าใช้เห้ง้ำมันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง และกรณีที่โรงไฟฟ้าใช้เชื้อเพลิงทั้งเกลบและเห้ง้ำมันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิงในอัตราส่วน 1 : 1 และ 1 : 2 รวมตลอดถึงการวางแผนทางการเงินที่เหมาะสมกับโครงการเพื่อก่อให้เกิดความมั่นใจว่า ถ้ามีโครงการนี้แล้ว จะไม่มีปัญหาทางการเงินใดๆ ในทุกขั้นตอนตลอดอายุของโครงการ โดยพิจารณาจากตัวชี้วัดในการตัดสินใจในการลงทุน ดังต่อไปนี้ ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period) การหามูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value : NPV) อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (Benefit Cost Ratio : BCR) อัตราผลตอบแทนภายในจากการลงทุน (Internal Rate of Return : IRR) วิเคราะห์ได้ผลการศึกษาเป็น 8 กรณีดังนี้

กรณีที่ ขายไฟฟ้าสัญญาระยะสั้นต่อเนื่อง (VSPP Non Firm Contract)

กรณีที่ 1 ความเป็นไปได้ในการลงทุนทางการเงินของโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลฯ กรณีที่ใช้เกลบเป็นเชื้อเพลิง ขายไฟฟ้าในสัญญาระยะสั้น (VSPP Non Firm Contract) ค่าเชื้อเพลิงประมาณปีละ 85 ล้านบาท ค่าจ้างพนักงานปีละ 4 ล้านบาท ค่าซ่อมบำรุงโรงไฟฟ้าปีละ 18 ล้านบาท

และค่าดอกเบี้ยเงินกู้ปีละ 26 ล้านบาท รวมค่าใช้จ่ายในปีที่ 1 ประมาณ 139 ล้านบาท ผลประโยชน์ประมาณปีละ 214 ล้านบาท (ตารางที่ 7) พบว่า

- 1.1 ระยะเวลาคืนทุน 12 ปี
- 1.2 NPV มีค่าเท่ากับ 787,719,000 บาท
- 1.3 IRR มีค่าเท่ากับร้อยละ 8
- 1.4 BCR มีค่าเท่ากับ 1.19

กรณีที่ 2 ความเป็นไปได้ในการลงทุนทางการเงินของโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลฯ กรณีที่ใช้เห่ง้ำมันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง ขายไฟฟ้าในสัญญาระยะสั้น (VSPP Non Firm Contract) ค่าเชื้อเพลิงประมาณปีละ 15.7 ล้านบาท ค่าจ้างพนักงานปีละ 4 ล้านบาท ค่าซ่อมบำรุงโรงไฟฟ้าปีละ 18 ล้านบาท และค่าดอกเบี้ยเงินกู้ปีละ 26 ล้านบาท รวมค่าใช้จ่ายในปีที่ 1 ประมาณ 85 ล้านบาท ผลประโยชน์ประมาณปีละ 214 ล้านบาท (ตารางที่ 8) พบว่า

- 2.1 ระยะเวลาคืนทุน 9 ปี
- 2.2 NPV มีค่าเท่ากับ 1,005,193,000 บาท
- 2.3 IRR มีค่าเท่ากับร้อยละ 20
- 2.4 BCR มีค่าเท่ากับ 1.96

กรณีที่ 3 ความเป็นไปได้ในการลงทุนทางการเงินของโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลฯ กรณีที่ใช้แกลบและเห่ง้ำมันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง ในอัตรา 1 ต่อ 1 ขายไฟฟ้าในสัญญาระยะสั้น (VSPP Non Firm Contract) ค่าเชื้อเพลิงประมาณปีละ 50 ล้านบาท ค่าจ้างพนักงานปีละ 4 ล้านบาท ค่าซ่อมบำรุงโรงไฟฟ้าปีละ 18 ล้านบาท และค่าดอกเบี้ยเงินกู้ปีละ 26 ล้านบาท รวมค่าใช้จ่ายในปีที่ 1 ประมาณ 112 ล้านบาท ผลประโยชน์ประมาณปีละ 214 ล้านบาท (ตารางที่ 9) พบว่า

- 3.1 ระยะเวลาคืนทุน 14 ปี
- 3.2 NPV มีค่าเท่ากับ 698,778,000 บาท
- 3.3 IRR มีค่าเท่ากับร้อยละ 14
- 3.4 BCR มีค่าเท่ากับ 1.39

กรณีที่ 4 ความเป็นไปได้ในการลงทุนทางการเงินของโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลฯ กรณีที่ใช้แกลบและเห้งน้ำมันสำหรับเป็นเชื้อเพลิง ในอัตรา 1 ต่อ 2 ขายไฟฟ้าในสัญญาระยะสั้น (VSPP Non Firm Contract) ค่าเชื้อเพลิงประมาณปีละ 49 ล้านบาท ค่าจ้างพนักงานปีละ 4 ล้านบาท ค่าซ่อมบำรุงโรงไฟฟ้าปีละ 18 ล้านบาท และค่าดอกเบี้ยเงินกู้ปีละ 26 ล้านบาท รวมค่าใช้จ่ายในปีที่ 1 ประมาณ 92 ล้านบาท ผลประโยชน์ประมาณปีละ 214 ล้านบาท (ตารางที่ 10) พบว่า

4.1 ระยะเวลาคืนทุน 10 ปี

4.2 NPV มีค่าเท่ากับ 921,616,000 บาท

4.3 IRR มีค่าเท่ากับร้อยละ 18

4.4 BCR มีค่าเท่ากับ 1.60

ตารางที่ 7 งบกระแสเงินสดของโรงไฟฟ้าชีวมวลที่ใช้เกลบเป็นเชื้อเพลิง สัญญาระยะสั้น

(หน่วย : 1000 บาท)

ปีที่	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
พ.ศ.	2553	2554	2555	2556	2557	2558	2559	2560	2561	2562	2563
เงินลงทุน	377,156										
กระแสเงินสดรับ											
รายได้จากการขายไฟฟ้า		214,076	214,076	214,076	214,076	214,076	214,076	214,076	214,076	214,076	214,076
กระแสเงินสดจ่าย											
ค่าจ้างพนักงาน		4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104
ค่าเชื้อเพลิง(เกลบ)		85,000	85,000	85,000	85,000	85,000	85,000	85,000	85,000	85,000	85,000
ค่าเคมีภัณฑ์		1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440
ค่าประกันภัยโรงไฟฟ้า		1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885
ค่าซ่อมบำรุง		18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632
ค่าวัสดุสิ้นเปลืองและอื่นๆ		1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528
ดอกเบี้ยเงินกู้	13,200	26,401	26,401	24,301	22,201	20,101	18,001	15,901	13,801	11,701	9,601
เงินต้น			30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000
รวมกระแสเงินสดจ่าย	13,200	138,990	168,990	166,890	164,790	162,690	160,590	158,490	156,390	138,990	168,990
เงินสดสุทธิ	390,356	75,086	45,086	47,186	49,286	51,386	53,486	55,586	57,686	75,086	45,086
กระแสเงินสดสะสม	-390,356	-315,270	-270,184	-222,998	-173,712	-122,326	-68,840	-13,254	44,432	104,218	166,104

ตารางที่ 7 (ต่อ)

(หน่วย : 1000 บาท)

ปีที่ พ.ศ.	11 2564	12 2565	13 2566	14 2567	15 2568	16 2569	17 2570	18 2571	19 2572	20 2573	21 2574
รายได้จากการขายไฟฟ้า	214,076	214,076	214,076	214,076	214,076	214,076	214,076	214,076	214,076	214,076	214,076
กระแสเงินสดจ่าย											
ค่าจ้างพนักงาน	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104
ค่าเชื้อเพลิง(แกลบ)	85,000	85,000	85,000	85,000	85,000	85,000	85,000	85,000	85,000	85,000	85,000
ค่าเคมีภัณฑ์	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440
ค่าประกันภัยโรงไฟฟ้า	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885
ค่าซ่อมบำรุง	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632
ค่าวัสดุสิ้นเปลืองและอื่นๆ	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528
ดอกเบี้ยเงินกู้	7,501	5,401	3,301	1,201							
เงินต้น	30,000	30,000	30,000	30,000							
รวมกระแสเงินสดจ่าย	150,090	147,990	145,890	130,946	112,589	112,589	112,589	112,589	112,589	112,589	112,589
เงินสดสุทธิ	63,986	66,086	68,186	83,130	101,487	101,487	101,487	101,487	101,487	101,487	101,487
กระแสเงินสดสะสม	230,090	296,177	364,363	447,493	548,980	650,467	751,954	853,441	954,928	1,056,415	1,157,902

ตารางที่ 7 (ต่อ)

(หน่วย : 1000 บาท)

ปีที่	22	23	24		
พ.ศ.	2575	2576	2577		
รายได้จากการขายไฟฟ้า	214,076	214,076	214,076		
กระแสเงินสดจ่าย					
ค่าจ้างพนักงาน	4,104	4,104	4,104		
ค่าเชื้อเพลิง(แกลบ)	85,000	85,000	85,000		
ค่าเคมีภัณฑ์	1,440	1,440	1,440		
ค่าประกันภัยโรงไฟฟ้า	1,885	1,885	1,885		
ค่าซ่อมบำรุง	18,632	18,632	18,632		
ค่าวัสดุสิ้นเปลืองและอื่นๆ	1,528	1,528	1,528		
ดอกเบี้ยเงินกู้					
เงินต้น					
รวมกระแสเงินสดจ่าย	112,589	112,589	112,589	NPV	787,719
เงินสดสุทธิ	101,487	101,487	101,487	B/C	1.19
กระแสเงินสดสะสม	1,259,389	1,360,876	1,466,863	IRR	8%

หมายเหตุ: ดอกเบี้ยที่ปรากฏในปี 2553 มาจากการกู้ยืมเงินมาลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าในปี 2552

ที่มา: จากการคำนวณ

ตารางที่ 8 งบกระแสเงินสดของโรงไฟฟ้าชีวมวลที่ใช้เห้งจ๋ามันล่ำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง สัญญาระยะสั้น

(หน่วย : 1000 บาท)

ปีที่	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
พ.ศ.	2553	2554	2555	2556	2557	2558	2559	2560	2561	2562	2563
เงินลงทุน	382,156										
กระแสเงินสดรับ											
รายได้จากการขายไฟฟ้า		214,076	214,076	214,076	214,076	214,076	214,076	214,076	214,076	214,076	214,076
กระแสเงินสดจ่าย											
ค่าจ้างพนักงาน		4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104
ค่าเชื้อเพลิง		31,568	31,568	31,568	31,568	31,568	31,568	31,568	31,568	31,568	31,568
ค่าเคมีภัณฑ์		1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440
ค่าประกันภัยโรงไฟฟ้า		1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885
ค่าซ่อมบำรุง		18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632
ค่าวัสดุสิ้นเปลืองและอื่นๆ		1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528
ดอกเบี้ยเงินกู้	13,200	26,401	26,401	24,301	22,201	20,101	18,001	15,901	13,801	11,701	9,601
เงินต้น			30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000
รวมกระแสเงินสดจ่าย	13,200	85,558	115,558	113,458	111,358	109,258	107,158	105,058	102,958	100,858	98,758
เงินสดสุทธิ	395,356	128,518	98,518	100,618	102,718	104,818	106,918	109,018	111,118	113,218	115,318
กระแสเงินสดสะสม	-395,356	-266,838	-168,320	-67,702	35,016	139,834	246,752	355,770	466,888	580,106	695,424

ตารางที่ 8 (ต่อ)

(หน่วย : 1000 บาท)

ปีที่	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
พ.ศ.	2564	2565	2566	2567	2568	2569	2570	2571	2572	2573	2574
รายได้จากการขายไฟฟ้า	214,076	214,076	214,076	214,076	214,076	214,076	214,076	214,076	214,076	214,076	214,076
กระแสเงินสดจ่าย											
ค่าจ้างพนักงาน	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104
ค่าเชื้อเพลิง(เหงามันฯ)	31,568	31,568	31,568	31,568	31,568	31,568	31,568	31,568	31,568	31,568	31,568
ค่าเคมีภัณฑ์	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440
ค่าประกันภัยโรงไฟฟ้า	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885
ค่าซ่อมบำรุง	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632
ค่าวัสดุสิ้นเปลืองและอื่นๆ	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528
ดอกเบี้ยเงินกู้	7,501	5,401	3,301	1,201							
เงินต้น	30,000	30,000	30,000	30,000							
รวมกระแสเงินสดจ่าย	96,658	94,558	92,458	77,514	59,157	59,157	59,157	59,157	59,157	59,157	59,157
เงินสดสุทธิ	117,418	119,518	121,618	136,562	154,919	154,919	154,919	154,919	154,919	154,919	154,919
กระแสเงินสดสะสม	812,842	932,361	1,053,979	1,190,541	1,345,460	1,500,379	1,655,298	1,810,217	1,965,136	2,120,055	2,274,974

ตารางที่ 8 (ต่อ)

(หน่วย : 1000 บาท)

ปีที่	22	23	24		
พ.ศ.	2575	2576	2577		
รายได้จากการขายไฟฟ้า	214,076	214,076	214,076		
กระแสเงินสดจ่าย					
ค่าจ้างพนักงาน	4,104	4,104	4,104		
ค่าเชื้อเพลิง(เหงามันฯ)	31,568	31,568	31,568		
ค่าเคมีภัณฑ์	1,440	1,440	1,440		
ค่าประกันภัยโรงไฟฟ้า	1,885	1,885	1,885		
ค่าซ่อมบำรุง	18,632	18,632	18,632		
ค่าวัสดุสิ้นเปลืองและอื่นๆ	1,528	1,528	1,528		
ดอกเบี้ยเงินกู้					
เงินต้น					
รวมกระแสเงินสดจ่าย	59,157	59,157	59,157	NPV	1,005,193
เงินสดสุทธิ	154,919	154,919	154,919	B/C	1.69
กระแสเงินสดสะสม	2,429,893	2,584,812	2,739,731	IRR	20%

หมายเหตุ: ดอกเบี้ยที่ปรากฏในปี 2553 มาจากการกู้ยืมเงินมาลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าในปี 2552

ที่มา: จากการคำนวณ

ตารางที่ 9 งบกระแสเงินสดของโรงไฟฟ้าชีวมวลที่ใช้เกลบและเห้งมันตำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง ในอัตรา1ต่อ1 สัญญาระยะสั้น

(หน่วย : 1000 บาท)

ปีที่	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
พ.ศ.	2553	2554	2555	2556	2557	2558	2559	2560	2561	2562	2563
เงินลงทุน	382,156										
กระแสเงินสดรับ											
รายได้จากการขายไฟฟ้า		214,076	214,076	214,076	214,076	214,076	214,076	214,076	214,076	214,076	214,076
กระแสเงินสดจ่าย											
ค่าจ้างพนักงาน		4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104
ค่าเชื้อเพลิง		58,284	58,284	58,284	58,284	58,284	58,284	58,284	58,284	58,284	58,284
ค่าเคมีภัณฑ์		1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440
ค่าประกันภัยโรงไฟฟ้า		1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885
ค่าซ่อมบำรุง		18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632
ค่าวัสดุสิ้นเปลืองและอื่นๆ		1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528
ดอกเบี้ยเงินกู้	13,200	26,401	26,401	24,301	22,201	20,101	18,001	15,901	13,801	11,701	9,601
เงินต้น			30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000
รวมกระแสเงินสดจ่าย	13,200	112,274	142,274	140,174	138,074	135,974	133,874	131,774	129,674	127,574	125,474
เงินสดสุทธิ	395,356	101,802	71,802	73,902	76,002	78,102	80,202	82,302	84,402	86,502	88,602
กระแสเงินสดสะสม	-395,356	-293,554	-221,752	-147,850	-71,848	6,254	86,456	168,758	253,160	339,662	428,264

ตารางที่ 9 (ต่อ)

(หน่วย : 1000 บาท)

ปีที่ พ.ศ.	11 2564	12 2565	13 2566	14 2567	15 2568	16 2569	17 2570	18 2571	19 2572	20 2573	21 2574
รายได้จากการขายไฟฟ้า	214,076	214,076	214,076	214,076	214,076	214,076	214,076	214,076	214,076	214,076	214,076
กระแสเงินสดจ่าย											
ค่าจ้างพนักงาน	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104
ค่าเชื้อเพลิง	58,284	58,284	58,284	58,284	58,284	58,284	58,284	58,284	58,284	58,284	58,284
ค่าเคมีภัณฑ์	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440
ค่าประกันภัยโรงไฟฟ้า	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885
ค่าซ่อมบำรุง	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632
ค่าวัสดุสิ้นเปลืองและอื่นๆ	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528
ดอกเบี้ยเงินกู้	7,501	5,401	3,301	1,201							
เงินต้น	30,000	30,000	30,000	30,000							
รวมกระแสเงินสดจ่าย	123,374	121,274	119,174	104,230	85,873	85,873	85,873	85,873	85,873	85,873	85,873
เงินสดสุทธิ	90,702	92,802	94,902	109,846	128,203	128,203	128,203	128,203	128,203	128,203	128,203
กระแสเงินสดสะสม	518,966	611,769	706,671	816,517	944,720	1,072,923	1,201,126	1,329,329	1,457,532	1,585,735	1,713,938

ตารางที่ 9 (ต่อ)

(หน่วย : 1000 บาท)

ปีที่	22	23	24		
พ.ศ.	2575	2576	2577		
รายได้จากการขายไฟฟ้า	214,076	214,076	214,076		
กระแสเงินสดจ่าย					
ค่าจ้างพนักงาน	4,104	4,104	4,104		
ค่าเชื้อเพลิง	58,284	58,284	58,284		
ค่าเคมีภัณฑ์	1,440	1,440	1,440		
ค่าประกันภัยโรงไฟฟ้า	1,885	1,885	1,885		
ค่าซ่อมบำรุง	18,632	18,632	18,632		
ค่าวัสดุสิ้นเปลืองและอื่นๆ	1,528	1,528	1,528		
ดอกเบี้ยเงินกู้					
เงินต้น					
รวมกระแสเงินสดจ่าย	85,873	85,873	85,873	NPV	689,778
เงินสดสุทธิ	128,203	128,203	128,203	B/C	1.39
กระแสเงินสดสะสม	1,842,141	1,970,344	2,098,547	IRR	14%

หมายเหตุ: ดอกเบี้ยที่ปรากฏในปี 2553 มาจากการกู้ยืมเงินมาลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าในปี 2552

ที่มา: จากการคำนวณ

ตารางที่ 10 งบกระแสเงินสดของโรงไฟฟ้าชีวมวลที่ใช้เกลบและเห้งามันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง ในอัตรา1ต่อ2 สัญญาระยะสั้น

(หน่วย : 1000 บาท)

ปีที่	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
พ.ศ.	2553	2554	2555	2556	2557	2558	2559	2560	2561	2562	2563
เงินลงทุน	382,156										
กระแสเงินสดรับ											
รายได้จากการขายไฟฟ้า		214,076	214,076	214,076	214,076	214,076	214,076	214,076	214,076	214,076	214,076
กระแสเงินสดจ่าย											
ค่าจ้างพนักงาน		4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104
ค่าเชื้อเพลิง		38,855	38,855	38,855	38,855	38,855	38,855	38,855	38,855	38,855	38,855
ค่าเคมีภัณฑ์		1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440
ค่าประกันภัยโรงไฟฟ้า		1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885
ค่าซ่อมบำรุง		18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632
ค่าวัสดุสิ้นเปลืองและอื่นๆ		1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528
ดอกเบี้ยเงินกู้	13,200	26,401	26,401	24,301	22,201	20,101	18,001	15,901	13,801	11,701	9,601
เงินต้น			30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000
รวมกระแสเงินสดจ่าย	13,200	92,845	122,845	120,745	118,645	116,545	114,445	112,345	110,245	108,145	106,045
เงินสดสุทธิ	395,356	121,231	91,231	93,331	95,431	97,531	99,631	101,731	103,831	105,931	108,031
กระแสเงินสดสะสม	-395,356	-274,125	-182,894	-89,563	5,868	103,399	203,030	304,761	408,592	514,523	622,554

ตารางที่ 10 (ต่อ)

(หน่วย : 1000 บาท)

ปีที่ พ.ศ.	11 2564	12 2565	13 2566	14 2567	15 2568	16 2569	17 2570	18 2571	19 2572	20 2573	21 2574
รายได้จากการขายไฟฟ้า	214,076	214,076	214,076	214,076	214,076	214,076	214,076	214,076	214,076	214,076	214,076
กระแสเงินสดจ่าย											
ค่าจ้างพนักงาน	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104
ค่าเชื้อเพลิง	38,855	38,855	38,855	38,855	38,855	38,855	38,855	38,855	38,855	38,855	38,855
ค่าเคมีภัณฑ์	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440
ค่าประกันภัยโรงไฟฟ้า	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885
ค่าซ่อมบำรุง	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632
ค่าวัสดุสิ้นเปลืองและอื่นๆ	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528
ดอกเบี้ยเงินกู้	7,501	5,401	3,301	1,201							
เงินต้น	30,000	30,000	30,000	30,000							
รวมกระแสเงินสดจ่าย	103,945	101,845	99,745	84,801	66,444	66,444	66,444	66,444	66,444	66,444	66,444
เงินสดสุทธิ	110,131	112,231	114,331	129,275	147,632	147,632	147,632	147,632	147,632	147,632	147,632
กระแสเงินสดสะสม	732,685	844,917	959,248	1,088,523	1,236,155	1,383,787	1,531,419	1,679,051	1,826,683	1,974,315	2,121,947

ตารางที่ 10 (ต่อ)

(หน่วย : 1000 บาท)

ปีที่	22	23	24		
พ.ศ.	2575	2576	2577		
รายได้จากการขายไฟฟ้า	214,076	214,076	214,076		
กระแสเงินสดจ่าย					
ค่าจ้างพนักงาน	4,104	4,104	4,104		
ค่าเชื้อเพลิง	38,855	38,855	38,855		
ค่าเคมีภัณฑ์	1,440	1,440	1,440		
ค่าประกันภัยโรงไฟฟ้า	1,885	1,885	1,885		
ค่าซ่อมบำรุง	18,632	18,632	18,632		
ค่าวัสดุสิ้นเปลืองและอื่นๆ	1,528	1,528	1,528		
ดอกเบี้ยเงินกู้					
เงินต้น					
รวมกระแสเงินสดจ่าย	66,444	66,444	66,444	NPV	921,616
เงินสดสุทธิ	147,632	147,632	147,632	B/C	1.60
กระแสเงินสดสะสม	2,269,579	2,417,211	2,564,843	IRR	18%

หมายเหตุ: ดอกเบี้ยที่ปรากฏในปี 2553 มาจากการกู้ยืมเงินมาลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าในปี 2552

ที่มา: จากการคำนวณ

กรณีที่ ขายไฟฟ้าสัญญาระยะยาว (SPP Firm Contract)

กรณีที่ 5 ความเป็นไปได้ในการลงทุนทางการเงินของโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลฯ กรณีที่ใช้แลกเปลี่ยนเชื้อเพลิง ขายไฟฟ้าในสัญญาระยะยาว (SPP Firm Contract) ค่าเชื้อเพลิงประมาณปีละ 85 ล้านบาท ค่าจ้างพนักงานปีละ 4 ล้านบาท ค่าซ่อมบำรุงโรงไฟฟ้าปีละ 18 ล้านบาท และค่าดอกเบี้ยเงินกู้ปีละ 26 ล้านบาท รวมค่าใช้จ่ายในปีที่ 1 ประมาณ 138 ล้านบาท ผลประโยชน์ประมาณปีละ 190 ล้านบาท (ตารางที่ 11) พบว่า

5.1 NPV มีค่าเท่ากับ 142,777,000 บาท

5.2 IRR มีค่าเท่ากับร้อยละ 13

5.3 BCR มีค่าเท่ากับ 1.06

กรณีที่ 6 ความเป็นไปได้ในการลงทุนทางการเงินของโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลฯ กรณีที่ใช้เห้งน้ำมันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง ขายไฟฟ้าในสัญญาระยะยาว (SPP Firm Contract) ค่าเชื้อเพลิงประมาณปีละ 15.7 ล้านบาท ค่าจ้างพนักงานปีละ 4 ล้านบาท ค่าซ่อมบำรุงโรงไฟฟ้าปีละ 18 ล้านบาท และค่าดอกเบี้ยเงินกู้ปีละ 26 ล้านบาท รวมค่าใช้จ่ายในปีที่ 1 ประมาณ 85 ล้านบาท ผลประโยชน์ประมาณปีละ 190 ล้านบาท (ตารางที่ 12) พบว่า

6.1 ระยะเวลาคืนทุน 13 ปี

6.2 NPV มีค่าเท่ากับ 737,407,000 ล้านบาท

6.3 IRR มีค่าเท่ากับร้อยละ 14

6.4 BCR มีค่าเท่ากับ 1.50

กรณีที่ 7 ความเป็นไปได้ในการลงทุนทางการเงินของโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลฯ กรณีที่ใช้แกลบและเห้งน้ำมันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง ในอัตรา 1 ต่อ 1 ขายไฟฟ้าในสัญญาระยะยาว (SPP Firm Contract) ค่าเชื้อเพลิงประมาณปีละ 50 ล้านบาท ค่าจ้างพนักงานปีละ 4 ล้านบาท ค่าซ่อมบำรุงโรงไฟฟ้าปีละ 18 ล้านบาท และค่าดอกเบี้ยเงินกู้ปีละ 26 ล้านบาท รวมค่าใช้จ่ายในปีที่ 1 ประมาณ 112 ล้านบาท ผลประโยชน์ประมาณปีละ 190 ล้านบาท (ตารางที่ 13) พบว่า

- 7.1 ระยะเวลาคืนทุน 22 ปี
- 7.2 NPV มีค่าเท่ากับ 430,992,000 บาท
- 7.3 IRR มีค่าเท่ากับร้อยละ 8
- 7.4 BCR มีค่าเท่ากับ 1.24

กรณีที่ 8 ความเป็นไปได้ในการลงทุนทางการเงินของโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลฯ กรณีที่ใช้แกลบและเห้งมันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง ในอัตรา 1 ต่อ 2 ขยายไฟฟ้าในสัญญาระยะยาว (SPP Firm Contract) ค่าเชื้อเพลิงประมาณปีละ 38 ล้านบาท ค่าจ้างพนักงานปีละ 4 ล้านบาท ค่าซ่อมบำรุงโรงไฟฟ้าปีละ 18 ล้านบาท และค่าดอกเบี้ยเงินกู้ปีละ 26 ล้านบาท รวมค่าใช้จ่ายในปีที่ 1 ประมาณ 92 ล้านบาท ผลประโยชน์ประมาณปีละ 190 ล้านบาท(ตารางที่ 14) พบว่า

- 8.1 ระยะเวลาคืนทุน 15 ปี
- 8.2 NPV มีค่าเท่ากับ 653,827,000 บาท
- 8.3 IRR มีค่าเท่ากับร้อยละ 13
- 8.4 BCR มีค่าเท่ากับ 1.42

ตารางที่ 11 งบกระแสเงินสดของโรงไฟฟ้าชีวมวลที่ใช้เกลบเป็นเชื้อเพลิง สัญญาระยะยาว

(หน่วย : 1000 บาท)

ปีที่	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
พ.ศ.	2553	2554	2555	2556	2557	2558	2559	2560	2561	2562	2563
เงินลงทุน	377,156										
กระแสเงินสดรับ											
รายได้จากการขายไฟฟ้า		190,728	190,728	190,728	190,728	190,728	190,728	190,728	190,728	190,728	190,728
กระแสเงินสดจ่าย											
ค่าจ้างพนักงาน		4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104
ค่าเชื้อเพลิง(เกลบ)		85,000	85,000	85,000	85,000	85,000	85,000	85,000	85,000	85,000	85,000
ค่าเคมีภัณฑ์		1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440
ค่าประกันภัยโรงไฟฟ้า		1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885
ค่าซ่อมบำรุง		18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632
ค่าวัสดุสิ้นเปลืองและอื่นๆ		1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528
ดอกเบี้ยเงินกู้	13,200	26,401	26,401	24,301	22,201	20,101	18,001	15,901	13,801	11,701	9,601
เงินต้น			30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000
รวมกระแสเงินสดจ่าย	13,200	138,990	168,990	166,890	164,790	162,690	160,590	158,490	156,390	154,290	152,190
เงินสดสุทธิ	390,356	51,738	21,738	23,838	25,938	28,038	30,138	32,238	34,338	36,438	38,538
กระแสเงินสดสะสม	-390,356	-338,618	-316,880	-293,042	-267,104	-239,066	-208,928	-176,690	-142,352	-105,914	-67,376

ตารางที่ 11 (ต่อ)

(หน่วย : 1000 บาท)

ปีที่	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
พ.ศ.	2564	2565	2566	2567	2568	2569	2570	2571	2572	2573	2574
รายได้จากการขายไฟฟ้า	190,728	190,728	190,728	190,728	190,728	190,728	190,728	190,728	190,728	190,728	190,728
กระแสเงินสดจ่าย											
ค่าจ้างพนักงาน	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104
ค่าเชื้อเพลิง(แกลบ)	85,000	85,000	85,000	85,000	85,000	85,000	85,000	85,000	85,000	85,000	85,000
ค่าเคมีภัณฑ์	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440
ค่าประกันภัยโรงไฟฟ้า	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885
ค่าซ่อมบำรุง	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632
ค่าวัสดุสิ้นเปลืองและอื่นๆ	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528
ดอกเบี้ยเงินกู้	7,501	5,401	3,301	1,201							
เงินต้น	30,000	30,000	30,000	30,000							
รวมกระแสเงินสดจ่าย	150,090	147,990	145,890	130,946	112,589	112,589	112,589	112,589	112,589	112,589	112,589
เงินสดสุทธิ	40,638	42,738	44,838	59,782	78,139	78,139	78,139	78,139	78,139	78,139	78,139
กระแสเงินสดสะสม	-26,738	16,001	60,839	120,621	198,760	276,899	355,038	433,177	511,316	589,455	667,594

ตารางที่ 11 (ต่อ)

(หน่วย : 1000 บาท)

ปีที่	22	23	24		
พ.ศ.	2575	2576	2577		
รายได้จากการขายไฟฟ้า	190,728	190,728	190,728		
กระแสเงินสดจ่าย					
ค่าจ้างพนักงาน	4,104	4,104	4,104		
ค่าเชื้อเพลิง	85,000	85,000	85,000		
ค่าเคมีภัณฑ์	1,440	1,440	1,440		
ค่าประกันภัยโรงไฟฟ้า	1,885	1,885	1,885		
ค่าซ่อมบำรุง	18,632	18,632	18,632		
ค่าวัสดุสิ้นเปลืองและอื่นๆ	1,528	1,528	1,528		
ดอกเบี้ยเงินกู้					
เงินต้น					
รวมกระแสเงินสดจ่าย	112,589	112,589	112,589	NPV	142,777
เงินสดสุทธิ	78,139	78,139	78,139	B/C	1.06
กระแสเงินสดสะสม	745,733	823,872	906,511	IRR	3%

หมายเหตุ: ดอกเบี้ยที่ปรากฏในปี 2553 มาจากการกู้ยืมเงินมาลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าในปี 2552

ที่มา: จากการคำนวณ

ตารางที่ 12 งบกระแสเงินสดของโรงไฟฟ้าชีวมวลที่ใช้เห้ง้ำมันล่าปะหลังเป็นเชื้อเพลิง สัญญาระยะยาว

(หน่วย : 1000 บาท)

ปีที่	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
พ.ศ.	2553	2554	2555	2556	2557	2558	2559	2560	2561	2562	2563
เงินลงทุน	382,156										
กระแสเงินสดรับ											
รายได้จากการขายไฟฟ้า		190,728	190,728	190,728	190,728	190,728	190,728	190,728	190,728	190,728	190,728
กระแสเงินสดจ่าย											
ค่าจ้างพนักงาน		4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104
ค่าเชื้อเพลิง(เห้ง้ำมันฯ)		31,568	31,568	31,568	31,568	31,568	31,568	31,568	31,568	31,568	31,568
ค่าเคมีภัณฑ์		1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440
ค่าประกันภัยโรงไฟฟ้า		1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885
ค่าซ่อมบำรุง		18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632
ค่าวัสดุสิ้นเปลืองและอื่นๆ		1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528
ดอกเบี้ยเงินกู้	13,200	26,401	26,401	24,301	22,201	20,101	18,001	15,901	13,801	11,701	9,601
เงินต้น			30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000
รวมกระแสเงินสดจ่าย	13,200	85,558	115,558	113,458	111,358	109,258	107,158	105,058	102,958	100,858	98,758
เงินสดสุทธิ	395,356	105,170	75,170	77,270	79,370	81,470	83,570	85,670	87,770	89,870	91,970
กระแสเงินสดสะสม	-395,356	-290,186	-215,016	-137,746	-58,376	23,094	106,664	192,334	280,104	369,974	461,944

ตารางที่ 12 (ต่อ)

(หน่วย : 1000 บาท)

ปีที่	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
พ.ศ.	2564	2565	2566	2567	2568	2569	2570	2571	2572	2573	2574
รายได้จากการขายไฟฟ้า	190,728	190,728	190,728	190,728	190,728	190,728	190,728	190,728	190,728	190,728	190,728
กระแสเงินสดจ่าย											
ค่าจ้างพนักงาน	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104
ค่าเชื้อเพลิง(เหงามันฯ)	31,568	31,568	31,568	31,568	31,568	31,568	31,568	31,568	31,568	31,568	31,568
ค่าเคมีภัณฑ์	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440
ค่าประกันภัยโรงไฟฟ้า	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885
ค่าซ่อมบำรุง	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632
ค่าวัสดุสิ้นเปลืองและอื่นๆ	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528
ดอกเบี้ยเงินกู้	7,501	5,401	3,301	1,201							
เงินต้น	30,000	30,000	30,000	30,000							
รวมกระแสเงินสดจ่าย	96,658	94,558	92,458	77,514	59,157	59,157	59,157	59,157	59,157	59,157	59,157
เงินสดสุทธิ	94,070	96,170	98,270	113,214	131,571	131,571	131,571	131,571	131,571	131,571	131,571
กระแสเงินสดสะสม	556,014	652,185	750,455	863,669	995,240	1,126,811	1,258,382	1,389,953	1,521,524	1,653,095	1,784,666

ตารางที่ 12 (ต่อ)

(หน่วย : 1000 บาท)

ปีที่	22	23	24		
พ.ศ.	2575	2576	2577		
รายได้จากการขายไฟฟ้า	190,728	190,728	190,728		
กระแสเงินสดจ่าย					
ค่าจ้างพนักงาน	4,104	4,104	4,104		
ค่าเชื้อเพลิง(เหงามันฯ)	31,568	31,568	31,568		
ค่าเคมีภัณฑ์	1,440	1,440	1,440		
ค่าประกันภัยโรงไฟฟ้า	1,885	1,885	1,885		
ค่าซ่อมบำรุง	18,632	18,632	18,632		
ค่าวัสดุสิ้นเปลืองและอื่นๆ	1,528	1,528	1,528		
ดอกเบี้ยเงินกู้					
เงินต้น					
รวมกระแสเงินสดจ่าย	59,157	59,157	59,157	NPV	737,407
เงินสดสุทธิ	131,571	131,571	131,571	B/C	1.50
กระแสเงินสดสะสม	1,916,237	2,047,808	2,179,379	IRR	14%

หมายเหตุ: ดอกเบี้ยที่ปรากฏในปี 2553 มาจากการกู้ยืมเงินมาลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าในปี 2552

ที่มา: จากการคำนวณ

ตารางที่ 13 งบกระแสเงินสด ของโรงไฟฟ้าชีวมวลที่ใช้แกลบและเห้งมันลำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง ในอัตรา1ต่อ1 สัญญาระยะยาว

(หน่วย : 1000 บาท)

ปีที่	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
พ.ศ.	2553	2554	2555	2556	2557	2558	2559	2560	2561	2562	2563
เงินลงทุน	382,156										
กระแสเงินสดรับ											
รายได้จากการขายไฟฟ้า		190,728	190,728	190,728	190,728	190,728	190,728	190,728	190,728	190,728	190,728
กระแสเงินสดจ่าย											
ค่าจ้างพนักงาน		4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104
ค่าเชื้อเพลิง		58,284	58,284	58,284	58,284	58,284	58,284	58,284	58,284	58,284	58,284
ค่าเคมีภัณฑ์		1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440
ค่าประกันภัยโรงไฟฟ้า		1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885
ค่าซ่อมบำรุง		18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632
ค่าวัสดุสิ้นเปลืองและอื่นๆ		1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528
ดอกเบี้ยเงินกู้	13,200	26,401	26,401	24,301	22,201	20,101	18,001	15,901	13,801	11,701	9,601
เงินต้น			30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000
รวมกระแสเงินสดจ่าย	13,200	112,274	142,274	140,174	138,074	135,974	133,874	131,774	129,674	127,574	125,474
เงินสดสุทธิ	395,356	78,454	48,454	50,554	52,654	54,754	56,854	58,954	61,054	63,154	65,254
กระแสเงินสดสะสม	-395,356	-316,902	-268,448	-217,894	-165,240	-110,486	-53,632	5,322	66,376	129,530	194,784

ตารางที่ 13 (ต่อ)

(หน่วย : 1000 บาท)

ปีที่	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21
พ.ศ.	2564	2565	2566	2567	2568	2569	2570	2571	2572	2573	2574
รายได้จากการขายไฟฟ้า	190,728	190,728	190,728	190,728	190,728	190,728	190,728	190,728	190,728	190,728	190,728
กระแสเงินสดจ่าย											
ค่าจ้างพนักงาน	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104
ค่าเชื้อเพลิง	58,284	58,284	58,284	58,284	58,284	58,284	58,284	58,284	58,284	58,284	58,284
ค่าเคมีภัณฑ์	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440
ค่าประกันภัยโรงไฟฟ้า	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885
ค่าซ่อมบำรุง	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632
ค่าวัสดุสิ้นเปลืองและอื่นๆ	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528
ดอกเบี้ยเงินกู้	7,501	5,401	3,301	1,201							
เงินต้น	30,000	30,000	30,000	30,000							
รวมกระแสเงินสดจ่าย	123,374	121,274	119,174	104,230	85,873	85,873	85,873	85,873	85,873	85,873	85,873
เงินสดสุทธิ	67,354	69,454	71,554	86,498	104,855	104,855	104,855	104,855	104,855	104,855	104,855
กระแสเงินสดสะสม	262,138	331,593	403,147	489,645	594,500	699,355	804,210	909,065	1,013,920	1,118,775	1,223,630

ตารางที่ 13 (ต่อ)

(หน่วย : 1000 บาท)

ปีที่	22	23	24		
พ.ศ.	2575	2576	2577		
รายได้จากการขายไฟฟ้า	190,728	190,728	190,728		
กระแสเงินสดจ่าย					
ค่าจ้างพนักงาน	4,104	4,104	4,104		
ค่าเชื้อเพลิง	31,568	31,568	31,568		
ค่าเคมีภัณฑ์	1,440	1,440	1,440		
ค่าประกันภัยโรงไฟฟ้า	1,885	1,885	1,885		
ค่าซ่อมบำรุง	18,632	18,632	18,632		
ค่าวัสดุสิ้นเปลืองและอื่นๆ	1,528	1,528	1,528		
ดอกเบี้ยเงินกู้					
เงินต้น					
รวมกระแสเงินสดจ่าย	85,873	85,873	85,873	NPV	430,992
เงินสดสุทธิ	104,855	104,855	104,855	B/C	1.24
กระแสเงินสดสะสม	1,328,485	1,433,340	1,538,195	IRR	8%

หมายเหตุ: ดอกเบี้ยที่ปรากฏในปี 2553 มาจากการกู้ยืมเงินมาลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าในปี 2552

ที่มา: จากการคำนวณ

ตารางที่ 14 งบกระแสเงินสดของโรงไฟฟ้าชีวมวลที่ใช้เกลบและเห้ง้ามันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง ในอัตรา1ต่อ2 สัญญาระยะยาว

(หน่วย : 1000 บาท)

ปีที่	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
พ.ศ.	2553	2554	2555	2556	2557	2558	2559	2560	2561	2562	2563
เงินลงทุน	382,156										
กระแสเงินสดรับ											
รายได้จากการขายไฟฟ้า		190,728	190,728	190,728	190,728	190,728	190,728	190,728	190,728	190,728	190,728
กระแสเงินสดจ่าย											
ค่าจ้างพนักงาน		4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104
ค่าเชื้อเพลิง		38,855	38,855	38,855	38,855	38,855	38,855	38,855	38,855	38,855	38,855
ค่าเคมีภัณฑ์		1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440
ค่าประกันภัยโรงไฟฟ้า		1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885
ค่าซ่อมบำรุง		18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632
ค่าวัสดุสิ้นเปลืองและอื่นๆ		1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528
ดอกเบี้ยเงินกู้	13,200	26,401	26,401	24,301	22,201	20,101	18,001	15,901	13,801	11,701	9,601
เงินต้น			30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000	30,000
รวมกระแสเงินสดจ่าย	13,200	92,845	122,845	120,745	118,645	116,545	114,445	112,345	110,245	108,145	106,045
เงินสดสุทธิ	395,356	97,883	67,883	69,983	72,083	74,183	76,283	78,383	80,483	82,583	84,683
กระแสเงินสดสะสม	-395,356	-316,902	-268,448	-217,894	-165,240	-110,486	-53,632	5,322	66,376	129,530	194,784

ตารางที่ 14 (ต่อ)

(หน่วย : 1000 บาท)

ปีที่ พ.ศ.	11 2564	12 2565	13 2566	14 2567	15 2568	16 2569	17 2570	18 2571	19 2572	20 2573	21 2574
รายได้จากการขายไฟฟ้า	190,728	190,728	190,728	190,728	190,728	190,728	190,728	190,728	190,728	190,728	190,728
กระแสเงินสดจ่าย											
ค่าจ้างพนักงาน	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104
ค่าเชื้อเพลิง	38,855	38,855	38,855	38,855	38,855	38,855	38,855	38,855	38,855	38,855	38,855
ค่าเคมีภัณฑ์	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440
ค่าประกันภัยโรงไฟฟ้า	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885
ค่าซ่อมบำรุง	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632
ค่าวัสดุสิ้นเปลืองและอื่นๆ	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528
ดอกเบี้ยเงินกู้	7,501	5,401	3,301	1,201							
เงินต้น	30,000	30,000	30,000	30,000							
รวมกระแสเงินสดจ่าย	103,945	101,845	99,745	84,801	66,444	66,444	66,444	66,444	66,444	66,444	66,444
เงินสดสุทธิ	86,783	88,883	90,983	105,927	124,284	124,284	124,284	124,284	124,284	124,284	124,284
กระแสเงินสดสะสม	475,857	564,741	655,724	761,651	885,935	1,010,219	1,134,503	1,258,787	1,383,071	1,507,355	1,631,639

ตารางที่ 14 (ต่อ)

(หน่วย : 1000 บาท)

ปีที่	22	23	24		
พ.ศ.	2575	2576	2577		
รายได้จากการขายไฟฟ้า	190,728	190,728	190,728		
กระแสเงินสดจ่าย					
ค่าจ้างพนักงาน	4,104	4,104	4,104		
ค่าเชื้อเพลิง	38,855	38,855	38,855		
ค่าเคมีภัณฑ์	1,440	1,440	1,440		
ค่าประกันภัยโรงไฟฟ้า	1,885	1,885	1,885		
ค่าซ่อมบำรุง	18,632	18,632	18,632		
ค่าวัสดุสิ้นเปลืองและอื่นๆ	1,528	1,528	1,528		
ดอกเบี้ยเงินกู้					
เงินต้น					
รวมกระแสเงินสดจ่าย	66,444	66,444	66,444	NPV	653,827
เงินสดสุทธิ	124,284	124,284	124,284	B/C	1.42
กระแสเงินสดสะสม	1,755,923	1,880,207	2,004,491	IRR	13%

หมายเหตุ: ดอกเบี้ยที่ปรากฏในปี 2553 มาจากการกู้ยืมเงินมาลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้าในปี 2552

ที่มา: จากการคำนวณ

กล่าวโดยสรุปจะเห็นว่า กรณีที่ขายไฟฟ้าในสัญญาระยะสั้น (VSPP Non Firm Contract) โครงการที่มีความคุ้มค่าต่อการลงทุนมากที่สุดคือในกรณีที่ใช้เหงามันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง สามารถคำนวณหามูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) ที่โครงการฯ ได้รับในเวลา 25 ปี เท่ากับ 1,005,193,00 บาท อัตราผลตอบแทนภายในการลงทุน (IRR) เท่ากับร้อยละ 20 และอัตราส่วนมูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนต่อการลงทุน (BCR) เท่ากับร้อยละ 1.96 เมื่อพิจารณาตัวชี้วัดแต่ละตัว ได้แก่ NPV ซึ่งมีค่าเป็นบวก หมายความว่าในการลงทุนโครงการสามารถให้ผลตอบแทนแก่เกษตรกรเมื่อคิดเป็นมูลค่าปัจจุบันแล้วสูงกว่ามูลค่าปัจจุบันของต้นทุนที่เกิดขึ้นตลอดอายุของโครงการ 25 ปี ซึ่งจะทำให้โครงการมีกำไร สำหรับตัวชี้วัด BCR มีค่าเท่ากับ 1.96 ซึ่งมากกว่า 1 แสดงว่า ต้นทุนในการผลิตกระแสไฟฟ้า 1 บาท จะได้ผลตอบแทนเท่ากับ 1.96 บาท หรือมีกำไร เท่ากับ 0.96 บาท และตัวชี้วัด IRR ที่ได้เท่ากับร้อยละ 20 หมายความว่าอัตราผลตอบแทนที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนตลอดอายุของโครงการ และเมื่อนำไปเปรียบเทียบกับอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ ซึ่งเท่ากับร้อยละ 7 ต่อปี จะพบว่าค่าตัวชี้วัด IRR สูงกว่าอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ประมาณ 3 เท่า และในกรณีที่ขายไฟฟ้าในสัญญาระยะยาว (SPP Firm Contract) โครงการที่มีความคุ้มค่าต่อการลงทุนมากที่สุดคือในกรณีที่ใช้เหงามันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง สามารถคำนวณหามูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) ที่โครงการฯ ได้รับในเวลา 25 ปี เท่ากับ 737,407,000 บาท อัตราผลตอบแทนภายในการลงทุน (IRR) เท่ากับร้อยละ 14 และอัตราส่วนมูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนต่อการลงทุน (BCR) เท่ากับร้อยละ 1.50 เมื่อพิจารณาตัวชี้วัดแต่ละตัว ได้แก่ NPV ซึ่งมีค่าเป็นบวก หมายความว่าในการลงทุนโครงการสามารถให้ผลตอบแทนแก่เกษตรกรเมื่อคิดเป็นมูลค่าปัจจุบันแล้วสูงกว่ามูลค่าปัจจุบันของต้นทุนที่เกิดขึ้นตลอดอายุของโครงการ 25 ปี ซึ่งจะทำให้โครงการมีกำไร สำหรับตัวชี้วัด BCR มีค่าเท่ากับ 1.50 ซึ่งมากกว่า 1 แสดงว่า ต้นทุนในการผลิตกระแสไฟฟ้า 1 บาท จะได้ผลตอบแทนเท่ากับ 1.50 บาท หรือมีกำไร เท่ากับ 0.50 บาท และตัวชี้วัด IRR ที่ได้เท่ากับร้อยละ 14 หมายความว่าอัตราผลตอบแทนที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนตลอดอายุของโครงการ และเมื่อนำไปเปรียบเทียบกับอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ ซึ่งเท่ากับร้อยละ 7 ต่อปี จะพบว่าค่าตัวชี้วัด IRR สูงกว่าอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ประมาณ 2 เท่า (ตารางที่ 15)

ตารางที่ 15 การเปรียบเทียบผลความเป็นไปได้ในการลงทุนทางการเงิน จำแนกตามระยะเวลา
ในการขายไฟฟ้าและวัตถุดิบเชื้อเพลิงประเภทต่างๆ

	การขายไฟฟ้าสัญญาระยะสั้นต่อเนื่อง				การขายไฟฟ้าสัญญาระยะยาว			
	กรณี 1	กรณี 2	กรณี 3	กรณี 4	กรณี 5	กรณี 6	กรณี 7	กรณี 8
NPV	787	1,005	698	921	142	737	430	653
IRR	8	20	14	18	3	14	8	13
BCR	1.19	1.69	1.39	1.60	1.06	1.50	1.24	1.42
ระยะคืน ทุน	12	9	14	10		13	22	15

หมายเหตุ: กรณีที่ 1 คือ กรณีที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง ขายไฟฟ้าในสัญญาระยะสั้น
กรณีที่ 2 คือ กรณีที่ใช้แก๊สธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ขายไฟฟ้าในสัญญาระยะสั้น
กรณีที่ 3 คือ กรณีที่ใช้ถ่านหินและแก๊สธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ในอัตรา 1 ต่อ 1 ขาย
ไฟฟ้าในสัญญาระยะสั้น
กรณีที่ 4 คือ กรณีที่ใช้ถ่านหินและแก๊สธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ในอัตรา 1 ต่อ 2 ขาย
ไฟฟ้าในสัญญาระยะสั้น
กรณีที่ 5 คือ กรณีที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง ขายไฟฟ้าในสัญญาระยะยาว
กรณีที่ 6 คือ กรณีที่ใช้แก๊สธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ขายไฟฟ้าในสัญญาระยะยาว
กรณีที่ 7 คือ กรณีที่ใช้ถ่านหินและแก๊สธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ในอัตรา 1 ต่อ 1 ขาย
ไฟฟ้าในสัญญา ระยะยาว
กรณีที่ 8 คือ กรณีที่ใช้ถ่านหินและแก๊สธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ในอัตรา 1 ต่อ 2 ขาย
ไฟฟ้าในสัญญา ระยะยาว

ส่วนที่ 2 การวิเคราะห์ค่าความแปรเปลี่ยน

ในการลงทุนผลิตไฟฟ้าเป็นการลงทุนระยะยาว ในการดำเนินการผลิตผู้ลงทุนมักประสบปัญหาจากความเสี่ยงและความไม่แน่นอนอยู่เสมอ จึงควรมีการทดสอบค่าความแปรเปลี่ยน (Switching Value Test) เพื่อพิจารณาว่าหากต้นทุนและผลตอบแทนที่ใช้ในการวิเคราะห์เปลี่ยนแปลงไปจากเดิม วิธีนี้จะช่วยประเมินระดับความเสี่ยงและขีดความสามารถในการรับผลกระทบจากการเพิ่มขึ้นของค่าใช้จ่ายหรือการลดลงของผลประโยชน์ สามารถรับผลกระทบได้มากน้อยแค่ไหน โดยที่การลงทุนนั้นยังคงให้ผลตอบแทนทางการเงินคุ้มค่าการลงทุน

กรณีการ ขายไฟฟ้าสัญญาระยะสั้นต่อเนื่อง (VSPP Non Firm Contract)

กรณีที่ 1. ที่ใช้เกลบเป็นเชื้อเพลิง ขายไฟฟ้าในสัญญาระยะสั้น (VSPP Non Firm Contract) จากการวิเคราะห์ค่าความแปรเปลี่ยน พบว่าค่าใช้จ่ายสามารถเพิ่มขึ้นได้ไม่เกินร้อยละ 38.26 ของค่าใช้จ่ายทั้งหมด หรือผลประโยชน์สามารถลดลงได้ไม่เกินร้อยละ 32.08 ของผลประโยชน์ทั้งหมด พบว่าผลประโยชน์มีผลทำให้โครงการมีความอ่อนไหวมากกว่าทางด้านต้นทุน โครงการมีความเสี่ยงสูง (ตารางที่ 16)

กรณีที่ 2. ใช้เห้งน้ำมันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง ขายไฟฟ้าในสัญญาระยะสั้น (VSPP Non Firm Contract) จากการวิเคราะห์ค่าความแปรเปลี่ยน พบว่าค่าใช้จ่ายสามารถเพิ่มขึ้นได้ไม่เกินร้อยละ 69.28 ของค่าใช้จ่ายทั้งหมด หรือผลประโยชน์สามารถลดลงได้ไม่เกินร้อยละ 40.94 ของผลประโยชน์ทั้งหมด พบว่าผลประโยชน์มีผลทำให้โครงการมีความอ่อนไหวมากกว่าทางด้านต้นทุน โครงการมีความเสี่ยงต่ำ (ตารางที่ 16)

กรณีที่ 3. ใช้เกลบและเห้งน้ำมันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง ในอัตรา 1 ต่อ 1 ขายไฟฟ้าในสัญญาระยะสั้น (VSPP Non Firm Contract) จากการวิเคราะห์ค่าความแปรเปลี่ยน พบว่าค่าใช้จ่ายสามารถเพิ่มขึ้นได้ไม่เกินร้อยละ 39.76 ของค่าใช้จ่ายทั้งหมด หรือผลประโยชน์สามารถลดลงได้ไม่เกินร้อยละ 28.46 ของผลประโยชน์ทั้งหมด พบว่าผลประโยชน์มีผลทำให้โครงการมีความอ่อนไหวมากกว่าทางด้านต้นทุน โครงการมีความเสี่ยงสูง (ตารางที่ 16)

กรณีที่ 4. ใช้เกลบและเห้ง้ำมันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง ในอัตรา 1 ต่อ 2 ขายไฟฟ้าในสัญญาระยะสั้น (VSPP Non Firm Contract) จากการวิเคราะห์ค่าความแปรเปลี่ยน พบว่าค่าใช้จ่ายสามารถเพิ่มขึ้นได้ไม่เกินร้อยละ 60.06 ของค่าใช้จ่ายทั้งหมด หรือผลประโยชน์สามารถลดลงได้ไม่เกินร้อยละ 37.54 ของผลประโยชน์ทั้งหมด พบว่าผลประโยชน์มีผลทำให้โครงการมีความอ่อนไหวมากกว่าทางด้านต้นทุน โครงการมีความเสี่ยงต่ำ (ตารางที่ 16)

กรณีการ ขายไฟฟ้าสัญญาระยะยาว (SPP Firm Contract)

กรณีที่ 5. ใช้เห้ง้ำมันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง ขายไฟฟ้าในสัญญาระยะยาว (SPP Firm Contract) จากการวิเคราะห์ค่าความแปรเปลี่ยน พบว่าค่าใช้จ่ายสามารถเพิ่มขึ้นได้ไม่เกินร้อยละ 50.82 ของค่าใช้จ่ายทั้งหมด หรือผลประโยชน์สามารถลดลงได้ไม่เกินร้อยละ 33.71 ของผลประโยชน์ทั้งหมด พบว่าผลประโยชน์มีผลทำให้โครงการมีความอ่อนไหวมากกว่าทางด้านต้นทุน โครงการมีความเสี่ยงต่ำ (ตารางที่ 16)

กรณีที่ 6. ใช้เกลบและเห้ง้ำมันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง ในอัตรา 1 ต่อ 1 ขายไฟฟ้าในสัญญาระยะยาว (SPP Firm Contract) จากการวิเคราะห์ค่าความแปรเปลี่ยน พบว่าค่าใช้จ่ายสามารถเพิ่มขึ้นได้ไม่เกินร้อยละ 24.52 ของค่าใช้จ่ายทั้งหมด หรือผลประโยชน์สามารถลดลงได้ไม่เกินร้อยละ 19.70 ของผลประโยชน์ทั้งหมด พบว่าผลประโยชน์มีผลทำให้โครงการมีความอ่อนไหวมากกว่าทางด้านต้นทุน โครงการมีความเสี่ยงสูง (ตารางที่ 16)

กรณีที่ 7. ใช้เกลบและเห้ง้ำมันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง ในอัตรา 1 ต่อ 2 ขายไฟฟ้าในสัญญาระยะยาว (SPP Firm Contract) จากการวิเคราะห์ค่าความแปรเปลี่ยน พบว่าค่าใช้จ่ายสามารถเพิ่มขึ้นได้ไม่เกินร้อยละ 42.61 ของค่าใช้จ่ายทั้งหมด หรือผลประโยชน์สามารถลดลงได้ไม่เกินร้อยละ 29.89 ของผลประโยชน์ทั้งหมด พบว่าผลประโยชน์มีผลทำให้โครงการมีความอ่อนไหวมากกว่าทางด้านต้นทุนโครงการมีความเสี่ยงสูง (ตารางที่ 16)

ตารางที่ 16 การวิเคราะห์ค่าความแปรเปลี่ยนของโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลจากแกลบและ
 เหมืองแร่ลําปะหลังเป็นเชื้อเพลิง ในกรณีที่ใช้เชื้อเพลิงแตกต่างกัน

กรณีที่ใช้	SVT_C	SVT_B	ความเสี่ยง ของโครงการ
แกลบเป็นเชื้อเพลิง ขายไฟฟ้าในสัญญาระยะสั้น	38.26	32.08	สูง
เหมืองแร่ลําปะหลังเป็นเชื้อเพลิง ขายไฟฟ้าใน สัญญาระยะสั้น	69.28	40.94	ต่ำ
แกลบและเหมืองแร่ลําปะหลังเป็นเชื้อเพลิง ใน อัตรา 1 ต่อ 1 ไฟฟ้าในสัญญาระยะสั้น	39.76	28.46	สูง
แกลบและเหมืองแร่ลําปะหลังเป็นเชื้อเพลิง ใน อัตรา 1 ต่อ 2 ไฟฟ้าในสัญญาระยะสั้น	60.06	37.54	ต่ำ
เหมืองแร่ลําปะหลังเป็นเชื้อเพลิง ขายไฟฟ้าใน สัญญาระยะยาว	50.82	33.71	ต่ำ
แกลบและเหมืองแร่ลําปะหลังเป็นเชื้อเพลิง ใน อัตรา 1 ต่อ 1 ไฟฟ้าในสัญญาระยะยาว	24.52	19.70	สูง
แกลบและเหมืองแร่ลําปะหลังเป็นเชื้อเพลิง ใน อัตรา 1 ต่อ 2 ไฟฟ้าในสัญญาระยะยาว	42.61	29.89	สูง

ที่มา: มาจากการคำนวณ

ส่วนที่ 3 การวิเคราะห์ราคาปัจจัยการผลิต ณ จุดคุ้มทุนของโครงการฯ

การวิเคราะห์ราคาปัจจัยการผลิต ณ จุดคุ้มทุนของโครงการโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงแกลบ
 และเหมืองแร่ลําปะหลัง ในกรณีที่ราคาเชื้อเพลิงแกลบและเหมืองแร่ลําปะหลังมีราคาเพิ่มสูงขึ้น โดย
 สมมติให้ต้นทุนตัวอื่นๆคงที่ จนกระทั่งโครงการฯมีกำไรเท่ากับศูนย์ หรือไม่มีกำไร เพื่อศึกษาว่า
 แกลบและเหมืองแร่ลําปะหลังมีราคาเพิ่มสูงขึ้นเป็นเท่าไรจึงจะทำให้โครงการเท่าทุนหรือขาดทุน

กรณีที่ ขายไฟฟ้าสัญญาระยะสั้นต่อเนื่อง (VSPP Non Firm Contract)

1. จุดคุ้มทุนของโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลฯ กรณีที่ใช้เกลบเป็นเชื้อเพลิง ขายไฟฟ้าในสัญญาระยะสั้น (VSPP Non Firm Contract) มีค่าจ้างพนักงาน ปีละ 4 ล้านบาท ค่าเคมีภัณฑ์ปีละ 1 ล้านบาท ค่าประกันภัยปีละ 1 ล้านบาท และค่าซ่อมบำรุงประมาณปีละ 18 ล้านบาท รวมค่าใช้จ่ายในการเดินเครื่องประมาณปีละ 213 ล้านบาท และมีรายได้รวมทั้งหมดปีละ 180 ล้านบาท ทำให้รายได้เข้าใกล้รายจ่ายที่ราคาเกลบสูงสุดจะอยู่ที่ประมาณ 2,200 บาท/ตัน(ตารางที่ 17) ราคานี้ทำให้โครงการเท่าทุน คือเป็นจุดที่คุ้มทุนพอดี

ตารางที่ 17 การวิเคราะห์จุดคุ้มทุนของโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลฯ กรณีที่ใช้เกลบเป็นเชื้อเพลิงขายไฟฟ้าในสัญญาระยะสั้น

(หน่วย : 1000 บาท)

ราคาเกลบ	1.8	1.9	2	2.1	2.2
กระแสเงินสดรับ					
ผลประโยชน์จากการขายไฟฟ้าให้					
กฟผ.	214,076	214,076	214,076	214,076	214,076
กระแสเงินสดจ่าย					
ค่าจ้างพนักงาน	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104
ค่าเชื้อเพลิง(เกลบ)	153,000	161,500	170,000	178,500	187,000
ค่าเคมีภัณฑ์	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440
ค่าประกันภัยโรงไฟฟ้า	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885
ค่าซ่อมบำรุง	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632
ค่าวัสดุสิ้นเปลืองและอื่นๆ	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528
รวมกระแสเงินสดจ่าย	180,589	189,089	197,589	206,089	214,589
เงินสดสุทธิ	33,487	24,987	16,487	7,987	-513

ที่มา : จากการคำนวณ

2. จุดคุ้มทุนของโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลฯ กรณีที่ใช้เหง้ำมันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง ขายไฟฟ้าในสัญญาระยะสั้น (VSPP Non Firm Contract) มีค่าจ้างพนักงาน ปีละ 4 ล้านบาท ค่าเคมีภัณฑ์ปีละ 1 ล้านบาท ค่าประกันภัยปีละ 1 ล้านบาท และค่าซ่อมบำรุงประมาณปีละ 18 ล้านบาท รวมค่าใช้จ่ายในการเดินเครื่องประมาณปีละ 174 ล้านบาท และมีรายได้รวมทั้งหมดปีละ 214 ล้านบาท ทำให้รายได้เข้าใกล้รายจ่ายที่ราคาเหง้ำมันสำปะหลังสูงสุดจะอยู่ที่ประมาณ 1,700 บาท/ตัน(ตารางที่ 18) ราคานี้ทำให้โครงการเท่าทุน คือเป็นจุดที่คุ้มทุนพอดี

ตารางที่ 18 การวิเคราะห์จุดคุ้มทุนของโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลฯ กรณีที่ใช้เหง้ำมัน
สำปะหลัง เป็นเชื้อเพลิง ขายไฟฟ้าในสัญญาระยะสั้น

(หน่วย : 1000 บาท)

ราคามันสำปะหลัง	1.4	1.5	1.6	1.7	1.8
กระแสเงินสดรับ					
ผลประโยชน์จากการขายไฟฟ้าให้					
กฟผ.	214,076	214,076	214,076	214,076	214,076
กระแสเงินสดจ่าย					
ค่าจ้างพนักงาน	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104
ค่าเชื้อเพลิง(มันสำปะหลัง)	147,319	157,842	168,365	178,888	189,410
ค่าเคมีภัณฑ์	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440
ค่าประกันภัยโรงไฟฟ้า	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885
ค่าซ่อมบำรุง	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632
ค่าวัสดุสิ้นเปลืองและอื่นๆ	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528
รวมกระแสเงินสดจ่าย	174,908	185,431	195,954	206,477	216,999
เงินสดสุทธิ	39,168	28,645	18,122	7,599	-2,923

ที่มา : จากการคำนวณ

3. จุดคุ้มทุนของโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลฯ กรณีที่ใช้เกลบและเห้ง้ำมันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง ในอัตรา 1 ต่อ 1 ขายไฟฟ้าในสัญญาระยะสั้น (VSPP Non Firm Contract) มีค่าจ้างพนักงาน ปีละ 4 ล้านบาท ค่าเคมีภัณฑ์ปีละ 1 ล้านบาท ค่าประกันภัยปีละ 1 ล้านบาท และค่าซ่อมบำรุงประมาณปีละ 18 ล้านบาท รวมค่าใช้จ่ายในการเดินเครื่องประมาณปีละ 190 ล้านบาท และมีรายได้รวมทั้งหมดปีละ 214 ล้านบาท

3.1 ในกรณีที่ราคาเกลบและราคาเห้ง้ำมันสำปะหลังเพิ่มขึ้นพร้อมกันทำให้รายได้เข้าใกล้รายจ่ายที่ราคาเกลบสูงสุดจะอยู่ที่ประมาณ 3,100 บาท/ตัน และราคาเห้ง้ำมันสำปะหลังสูงสุดจะอยู่ที่ประมาณ 930 บาท/ตัน (ตารางที่ 19) ราคานี้ทำให้โครงการเท่าทุน คือเป็นจุดที่คุ้มทุนพอดี

3.2 ในกรณีที่ราคาเกลบเพิ่มขึ้นแต่ราคาเห้งน้ำมันสำปะหลังคงที่ ทำให้รายได้เข้าใกล้รายจ่ายที่ราคาเกลบสูงสุดจะอยู่ที่ประมาณ 4,000 บาท/ตัน ราคานี้ทำให้โครงการเท่าทุน คือเป็นจุดคุ้มทุนพอดี

3.3 ในกรณีที่ราคาเห้งน้ำมันสำปะหลังเพิ่มขึ้นแต่ราคาเกลบคงที่ ทำให้รายได้เข้าใกล้รายจ่ายที่ราคาเห้งน้ำมันสำปะหลังสูงสุดจะอยู่ที่ประมาณ 2,700 บาท/ตัน ราคานี้ทำให้โครงการเท่าทุน คือเป็นจุดคุ้มทุนพอดี

ตารางที่ 19 การวิเคราะห์จุดคุ้มทุนของโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลฯ กรณีที่ใช้เกลบและเหง้า
มันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง ในอัตรา 1 ต่อ 1 ขายไฟฟ้าในสัญญาระยะสั้น

(หน่วย : 1000 บาท)

ราคาเกลบ	2.8	2.9	3	3.1	3.2
ราคาเหง้ามันสำปะหลัง	0.84	0.87	0.9	0.93	0.96
กระแสเงินสดรับ					
ผลประโยชน์จากการขายไฟฟ้าให้					
กฟผ.	214,076	214,076	214,076	214,076	214,076
กระแสเงินสดจ่าย					
ค่าจ้างพนักงาน	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104
ค่าเชื้อเพลิง	163,196	169,024	174,853	180,681	186,509
ค่าเคมีภัณฑ์	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440
ค่าประกันภัยโรงไฟฟ้า	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885
ค่าซ่อมบำรุง	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632
ค่าวัสดุสิ้นเปลืองและอื่นๆ	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528
รวมกระแสเงินสดจ่าย	190,785	196,613	202,442	208,270	214,098
เงินสดสุทธิ	23,291	17,463	11,634	5,806	-22

ที่มา : จากการคำนวณ

4. จุดคุ้มทุนของโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลฯ กรณีที่ใช้เกลบและเหง้ามันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง ในอัตรา 1 ต่อ 2 ขายไฟฟ้าในสัญญาระยะสั้น (VSPP Non Firm Contract) มีค่าจ้างพนักงาน ปีละ 4 ล้านบาท ค่าเคมีภัณฑ์ปีละ 1 ล้านบาท ค่าประกันภัยปีละ 1 ล้านบาท และค่าซ่อมบำรุงประมาณปีละ 18 ล้านบาท รวมค่าใช้จ่ายในการเดินเครื่องประมาณปีละ 175 ล้านบาท และมีรายได้รวมทั้งหมดปีละ 214 ล้านบาท

4.1 ในกรณีที่ราคาเกลบและเหง้ามันสำปะหลังเพิ่มขึ้นพร้อมกัน ทำให้รายได้เข้าใกล้รายจ่ายที่ราคาเกลบสูงสุดจะอยู่ที่ประมาณ 3,700 บาท/ตัน และราคาเหง้ามันสำปะหลังสูงสุดจะอยู่ที่ประมาณ 1,100 บาท/ตัน (ตารางที่ 20) ราคานี้ทำให้โครงการเท่าทุน คือเป็นจุดที่คุ้มทุนพอดี

4.2 ในกรณีที่ราคาแลกเปลี่ยนเพิ่มขึ้นแต่ราคาเหมืองแร่ลดลงที่ทำให้รายได้เข้าใกล้เคียงกับที่ราคาแลกเปลี่ยนสูงสุดจะอยู่ที่ประมาณ 5,800 บาท ราคานี้ทำให้โครงการทำทุน ถือเป็นจุดที่คุ้มทุนพอดี

4.3 ในกรณีที่ราคาเหมืองแร่ลดลงแต่ราคาแลกเปลี่ยนเพิ่มขึ้นแต่ราคาแลกเปลี่ยนคงที่ ทำให้รายได้เข้าใกล้เคียงกับที่ราคาเหมืองแร่ลดลงจะอยู่ที่ประมาณ 4,500 บาท/ตัน ราคานี้ทำให้โครงการทำทุน ถือเป็นจุดคุ้มทุนพอดี

ตารางที่ 20 การวิเคราะห์จุดคุ้มทุนของโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลฯ กรณีที่ใช้แลกเปลี่ยนและเหมืองแร่เป็นเชื้อเพลิง ในอัตรา 1 ต่อ 2 ขายไฟฟ้าในสัญญาระยะสั้น

(หน่วย : 1000 บาท)

ราคาแลกเปลี่ยน	3	3.5	3.6	3.7	3.8
ราคาเหมืองแร่	0.9	1.05	1.08	1.11	1.14
กระแสเงินสดรับ					
ผลประโยชน์จากการขายไฟฟ้าให้					
กฟผ.	214,076	214,076	214,076	214,076	214,076
กระแสเงินสดจ่าย					
ค่าจ้างพนักงาน	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104
ค่าเชื้อเพลิง	148,137	172,826	177,764	182,702	187,640
ค่าเคมีภัณฑ์	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440
ค่าประกันภัยโรงไฟฟ้า	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885
ค่าซ่อมบำรุง	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632
ค่าวัสดุสิ้นเปลืองและอื่นๆ	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528
รวมกระแสเงินสดจ่าย	175,726	200,415	205,353	210,291	215,229
เงินสดสุทธิ	38,350	13,661	8,723	3,785	-1,153

ที่มา : จากการคำนวณ

กรณีที่ ขายไฟฟ้าสัญญาระยะยาว (SPP Firm Contract)

5. จุดคุ้มทุนของโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลฯ กรณีที่ใช้เหงามันลำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง ขายไฟฟ้าในสัญญาระยะยาว (SPP Firm Contract) มีค่าจ้างพนักงาน ปีละ 4 ล้านบาท ค่าเคมีภัณฑ์ปีละ 1 ล้านบาท ค่าประกันภัยปีละ 1 ล้านบาท และค่าซ่อมบำรุงประมาณปีละ 18 ล้านบาท รวมค่าใช้จ่ายในการเดินเครื่องประมาณปีละ 153 ล้านบาท และมีรายได้รวมทั้งหมดปีละ 173 ล้านบาท ทำให้รายได้เข้าใกล้รายจ่ายที่ราคาแลกเปลี่ยนสูงสุดจะอยู่ที่ประมาณ 1,500 บาท/ตัน(ตารางที่ 21) ราคานี้ทำให้โครงการเท่าทุน คือเป็นจุดที่คุ้มทุนพอดี

ตารางที่ 21 การวิเคราะห์จุดคุ้มทุนของโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลฯ กรณีที่ใช้เหงามันลำปะหลัง เป็นเชื้อเพลิง ขายไฟฟ้าในสัญญาระยะยาว

(หน่วย : 1000 บาท)

ราคามันลำปะหลัง	1.2	1.3	1.4	1.5	1.6
กระแสเงินสดรับ					
ผลประโยชน์จากการขายไฟฟ้าให้					
กฟผ.	190,728	190,728	190,728	190,728	190,728
กระแสเงินสดจ่าย					
ค่าจ้างพนักงาน	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104
ค่าเชื้อเพลิง(เหงามันลำปะหลัง)	126,274	136,796	147,319	157,842	168,365
ค่าเคมีภัณฑ์	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440
ค่าประกันภัยโรงไฟฟ้า	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885
ค่าซ่อมบำรุง	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632
ค่าวัสดุสิ้นเปลืองและอื่นๆ	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528
รวมกระแสเงินสดจ่าย	153,863	164,385	174,908	185,431	195,954
เงินสดสุทธิ	36,865	26,343	15,820	5,297	-5,226

ที่มา : จากการคำนวณ

6. จุดคุ้มทุนของโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลฯ กรณีที่ใช้เกลบและเห้ง้ำมันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง ในอัตรา 1 ต่อ 1 ขายไฟฟ้าในสัญญาระยะยาว (SPP Firm Contract) มีค่าจ้างพนักงาน ปีละ 4 ล้านบาท ค่าเคมีภัณฑ์ปีละ 1 ล้านบาท ค่าประกันภัยปีละ 1 ล้านบาท และค่าซ่อมบำรุงประมาณปีละ 18 ล้านบาท รวมค่าใช้จ่ายในการเดินเครื่องประมาณปีละ 173 ล้านบาท และมีรายได้รวมทั้งหมดปีละ 173 ล้านบาท

6.1 ในกรณีที่ราคาเกลบและเห้ง้ำมันสำปะหลังเพิ่มขึ้นพร้อมกัน ทำให้รายได้เข้าใกล้รายจ่ายที่ราคาเกลบสูงสุดจะอยู่ที่ประมาณ 3,200 บาท/ตัน และราคาเห้ง้ำมันสำปะหลังสูงสุดจะอยู่ที่ประมาณ 480 บาท/ตัน (ตารางที่ 22) ราคานี้ทำให้โครงการเท่าทุน คือเป็นจุดที่คุ้มทุนพอดี

6.2 ในกรณีที่ราคาเกลบเพิ่มขึ้นแต่ราคาเห้งน้ำมันสำปะหลังคงที่ ทำให้รายได้เข้าใกล้รายจ่ายที่ราคาเกลบสูงสุดจะอยู่ที่ประมาณ 3,450 บาท ราคานี้ทำให้โครงการเท่าทุน คือเป็นจุดที่คุ้มทุนพอดี

6.3 ในกรณีที่ราคาเห้งน้ำมันสำปะหลังเพิ่มขึ้นแต่ราคาเกลบคงที่ ทำให้รายได้เข้าใกล้รายจ่ายที่ราคาเห้งน้ำมันสำปะหลังสูงสุดจะอยู่ที่ประมาณ 2,200 บาท/ตัน ราคานี้ทำให้โครงการเท่าทุน คือเป็นจุดคุ้มทุนพอดี

ตารางที่ 22 การวิเคราะห์จุดคุ้มทุนของโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลฯ กรณีที่ใช้เกลบและเหง้า
มันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง ในอัตรา 1 ต่อ 1 ขายไฟฟ้าในสัญญาระยะยาว

(หน่วย : 1000 บาท)

ราคาเกลบ	2.9	3	3.1	3.2	3.3
ราคาเหง้ามันสำปะหลัง	0.435	0.45	0.465	0.48	0.495
กระแสเงินสดรับ					
ผลประโยชน์จากการขายไฟฟ้าให้					
กฟผ.	190,728	190,728	190,728	190,728	190,728
กระแสเงินสดจ่าย					
ค่าจ้างพนักงาน	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104
ค่าเชื้อเพลิง	146,137	151,176	156,216	161,255	166,294
ค่าเคมีภัณฑ์	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440
ค่าประกันภัยโรงไฟฟ้า	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885
ค่าซ่อมบำรุง	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632
ค่าวัสดุสิ้นเปลืองและอื่นๆ	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528
รวมกระแสเงินสดจ่าย	173,726	178,765	183,805	188,844	193,883
เงินสดสุทธิ	17,002	11,963	6,923	1,884	-3,155

ที่มา : จากการคำนวณ

7. จุดคุ้มทุนของโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลฯ กรณีที่ใช้เกลบและเหง้ามันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง ในอัตรา 1 ต่อ 2 ขายไฟฟ้าในสัญญาระยะยาว (SPP Firm Contract) มีค่าจ้างพนักงาน ปีละ 4 ล้านบาท ค่าเคมีภัณฑ์ปีละ 1 ล้านบาท ค่าประกันภัยปีละ 1 ล้านบาท และค่าซ่อมบำรุงประมาณปีละ 18 ล้านบาท รวมค่าใช้จ่ายในการเดินเครื่องประมาณปีละ 175 ล้านบาท และมีรายได้รวมทั้งหมดปีละ 173 ล้านบาท

7.1 ในกรณีที่ราคาเกลบและเหง้ามันสำปะหลังเพิ่มขึ้นพร้อมกัน ทำให้รายได้เข้าใกล้รายจ่ายที่ราคาเกลบสูงสุดจะอยู่ที่ประมาณ 3,300 บาท/ตัน และราคาเหง้ามันสำปะหลังสูงสุดจะอยู่ที่ประมาณ 990 บาท/ตัน (ตารางที่ 23) ราคานี้ทำให้โครงการเท่าทุน คือเป็นจุดที่คุ้มทุนพอดี

7.2 ในกรณีที่ราคาแกลบเพิ่มขึ้นแต่ราคาเหง้ำมันสำปะหลังคงที่ ทำให้รายได้เข้าใกล้เคียงจ่ายที่ราคาแกลบสูงสุดจะอยู่ที่ประมาณ 5,000 บาท ราคานี้ทำให้โครงการเท่าทุน คือเป็นจุดที่คุ้มทุนพอดี

7.3 ในกรณีที่ราคาเหง้ำมันสำปะหลังเพิ่มขึ้นแต่ราคาแกลบคงที่ ทำให้รายได้เข้าใกล้เคียงจ่ายที่ราคาเหง้ำมันสำปะหลังสูงสุดจะอยู่ที่ประมาณ 1,900 บาท/ตัน ราคานี้ทำให้โครงการเท่าทุน คือเป็นจุดคุ้มทุนพอดี

ตารางที่ 23 การวิเคราะห์จุดคุ้มทุนของโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลฯ กรณีที่ใช้แกลบและเหง้ำมันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง ในอัตรา 1 ต่อ 2 ขายไฟฟ้าในสัญญาระยะยาว
(หน่วย : 1000 บาท)

ราคาแกลบ	3	3.1	3.2	3.3	3.4
ราคาเหง้ำมันสำปะหลัง	0.9	0.93	0.96	0.99	1.02
กระแสเงินสดรับ					
ผลประโยชน์จากการขายไฟฟ้าให้					
กฟผ.	190,728	190,728	190,728	190,728	190,728
กระแสเงินสดจ่าย					
ค่าจ้างพนักงาน	4,104	4,104	4,104	4,104	4,104
ค่าเชื้อเพลิง	148,137	153,075	158,013	162,950	167,888
ค่าเคมีภัณฑ์	1,440	1,440	1,440	1,440	1,440
ค่าประกันภัยโรงไฟฟ้า	1,885	1,885	1,885	1,885	1,885
ค่าซ่อมบำรุง	18,632	18,632	18,632	18,632	18,632
ค่าวัสดุสิ้นเปลืองและอื่นๆ	1,528	1,528	1,528	1,528	1,528
รวมกระแสเงินสดจ่าย	175,726	180,664	185,602	190,539	195,477
เงินสดสุทธิ	15,002	10,064	5,126	189	-4,749

ที่มา: จากการคำนวณ

กล่าวโดยสรุปจะเห็นว่า จากการวิเคราะห์ราคาปัจจัยการผลิต ณ จุดคุ้มทุนของโครงการโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงแกลบและเหง้ำมันสำปะหลัง โดยมีสมมุติฐานที่ต้นทุนค่าใช้จ่ายตัวอื่นๆคงที่ และเพิ่มราคาแกลบและราคาเหง้ำมันสำปะหลัง จากการศึกษาพบว่ากรณีจุดคุ้มทุน ในกรณีการขาย

ไฟฟ้าในสัญญาระยะสั้น (VSPP Non Firm Contract) ราคาซื้อเพลิงเพิ่มสูงสุด คือ กรณีที่ใช้กรณีที่
ใช้เกลบและเหงามันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง ในอัตรา 1 ต่อ 2 ราคาเกลบ ณ จุดกุ่มทุนต้นละ
3,700 บาท และราคาเหงามันสำปะหลัง ณ จุดกุ่มทุนต้นละ 1,100 บาท และในกรณีที่ขายไฟฟ้าใน
สัญญาระยะยาว (SPP Firm Contract) ราคาซื้อเพลิงเพิ่มสูงสุด คือ กรณีที่ใช้กรณีที่
ใช้เกลบและเหงามันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง ในอัตรา 1 ต่อ 2 ราคาเกลบ ณ จุดกุ่มทุนต้นละ 3,300 บาท และ
ราคาเหงามันสำปะหลัง ณ จุดกุ่มทุนต้นละ 990 บาท (ตารางที่ 24)

ตารางที่ 24 การเปรียบเทียบราคาปัจจัยการผลิต ณ จุดกุ่มทุนของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงาน
ชีวมวล จำแนกตามระยะเวลาในการขายไฟฟ้าและวัตถุดิบเชื้อเพลิงประเภทต่างๆ

	การขายไฟฟ้าสัญญาระยะสั้นต่อเนื่อง				การขายไฟฟ้าสัญญาระยะยาว		
	กรณี 1	กรณี 2	กรณี 3	กรณี 4	กรณี 5	กรณี 6	กรณี 7
เกลบ	2,200		3,100	3,700		3,200	3,300
เหงามันสำปะหลัง		1,700	930	1,110	1,500	480	990

หมายเหตุ: กรณีที่ 1 คือ กรณีที่ใช้กรณีที่ใช้เกลบเป็นเชื้อเพลิง ขายไฟฟ้าในสัญญาระยะสั้น
กรณีที่ 2 คือ กรณีที่ใช้เหงามันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง ขายไฟฟ้าในสัญญาระยะสั้น
กรณีที่ 3 คือ กรณีที่ใช้เกลบและเหงามันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง ในอัตรา 1 ต่อ 1 ขาย
ไฟฟ้าในสัญญาระยะสั้น
กรณีที่ 4 คือ กรณีที่ใช้เกลบและเหงามันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง ในอัตรา 1 ต่อ 2 ขาย
ไฟฟ้าในสัญญาระยะสั้น
กรณีที่ 5 คือ กรณีที่ใช้เหงามันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง ขายไฟฟ้าในสัญญาระยะยาว
กรณีที่ 6 คือ กรณีที่ใช้เกลบและเหงามันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง ในอัตรา 1 ต่อ 1 ขาย
ไฟฟ้าในสัญญาระยะยาว
กรณีที่ 7 คือ กรณีที่ใช้เกลบและเหงามันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง ในอัตรา 1 ต่อ 2 ขาย
ไฟฟ้าในสัญญาระยะยาว

ส่วนที่ 4 ประเมินความเป็นไปได้ของโครงการการลงทุนที่ได้จากการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางการเงินเมื่อพิจารณาจากปริมาณวัตถุดิบเชื้อเพลิงที่ผลิตได้ในจังหวัดศรีสะเกษ

จากการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ในการลงทุนทางการเงินของโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลจากแกลบและเห้งมันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิงพบว่าโครงการที่มีความคุ้มค่าต่อการลงทุนมากที่สุด

1. จากการขายไฟฟ้าในสัญญาระยะสั้นคือ กรณีที่ใช้เห้งมันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง และใช้ปริมาณเห้งมันสำปะหลัง 105,228 ตัน/ปี
2. จากในการขายไฟฟ้าในสัญญาระยะยาว คือ กรณีที่ใช้เห้งมันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง และใช้ปริมาณเห้งมันสำปะหลัง 105,228 ตัน/ปี

ซึ่งในจังหวัดศรีสะเกษมีพื้นที่ปลูกพะยอมสำปะหลังในปี 2550 เท่ากับ 81,485 ไร่ มีผลผลิต 261,173 ตัน และมีปริมาณเห้งมันสำปะหลัง 72,873 ตัน/ปี แต่ในปี 2552 พื้นที่เก็บเกี่ยว ผลผลิต และผลผลิตต่อไร่มีแนวโน้มเพิ่มขึ้น จังหวัดศรีสะเกษมีพื้นที่ปลูกมันสำปะหลัง 83,696 ไร่ และมีผลผลิต 284,944 ตัน และมีปริมาณเห้งมันสำปะหลัง 76,934 ตัน/ปี (ตารางที่ 3) ทำให้เชื้อเพลิงเห้งมันสำปะหลังเพียงพออย่างเดียวไม่เพียงพอ ในการผลิตไฟฟ้า กรณีที่ใช้เห้งมันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง แต่กรณีที่ใช้แกลบและเห้งมันสำปะหลังในอัตราส่วน 1:2 จะใช้แกลบ 28,333 ตัน/ปี และใช้เห้งมันสำปะหลัง 70,152 ตัน/ปี จะมีเชื้อเพลิงวัตถุดิบเพียงพอต่อความต้องการใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้าตลอดทั้งปี

ปัญหาและอุปสรรคของการดำเนินโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลฯ

จากการศึกษาพบว่าการดำเนินโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลอาจจะประสบปัญหาใน 3 ด้านคือ

1. ปัญหาทางด้านเงินลงทุนของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลฯ เนื่องจากโรงไฟฟ้าใช้เงินลงทุนสูงมาก เพราะเครื่องจักรต้องสั่งนำเข้าจากต่างประเทศ หากมีการใช้เครื่องจักรที่ผลิตในประเทศ จะทำให้ต้นทุนค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้าลดลง

2. ปัญหาทางด้านเชื้อเพลิงแกลบและเห้งมันสำปะหลัง มีที่อยู่จัดกระจายตามแหล่งต่างๆ จึงต้องอาศัยการจัดการเรื่องการขนส่งที่มีประสิทธิภาพ เพื่อเป็นการลดต้นทุนของการขนส่งเชื้อเพลิง และที่จัดตั้งโรงไฟฟ้าต้องอยู่ใกล้วัตถุดิบ ไม่มีแย่งเชื้อเพลิงกันระหว่างโรงไฟฟ้าหรือผู้ใช้แกลบรายอื่น

3. ปัญหาด้านราคารับซื้อไฟฟ้า เนื่องจากราคารับซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายรับซื้อโดยใช้ตัวแปรอัตราแลกเปลี่ยน และราคาเชื้อเพลิงถ่านหิน ซึ่งไม่เกี่ยวข้องกับราคาของแกลบและเห้งมันสำปะหลัง ทำให้ราคาขายไฟฟ้าไม่สอดคล้องกับราคาต้นทุน ในกรณีที่ราคาแกลบและเห้งมันสำปะหลังมีราคาเพิ่มสูงขึ้น

บทที่ 5

สรุปและข้อเสนอแนะ

สรุปผลการศึกษา

การศึกษาความเป็นไปได้ในการลงทุนโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลจากแกลบและเห้งมันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิงในจังหวัดศรีสะเกษ ได้แบ่งการศึกษาเป็น 4 ส่วนคือ ส่วนที่ 1 ศึกษาเทคโนโลยีและระบบการจัดการโรงไฟฟ้าชีวมวลจากแกลบและเห้งมันสำปะหลัง ส่วนที่ 2 วิเคราะห์ความเป็นไปได้ในการลงทุนทางการเงินของโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลจากแกลบและเห้งมันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง ส่วนที่ 3 วิเคราะห์ความแปรเปลี่ยนของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลจากแกลบและเห้งมันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง ส่วนที่ 4 เพื่อศึกษาปัญหาและอุปสรรคของการดำเนินโครงการก่อสร้างโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงแกลบและเห้งมันสำปะหลัง ในจังหวัดศรีสะเกษ

จากผลการศึกษา เทคโนโลยีที่เลือกนำมาใช้ในโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลจากแกลบและเห้งมันสำปะหลัง คือ การเผาไหม้แบบลอยตัว (Suspension firing) มีข้อดีปรับอัตราการป้อนเชื้อเพลิงง่าย และมีการตอบสนองเร็ว การเผาไหม้สมบูรณ์โดยไม่จำเป็นต้องใช้อากาศเกินพอ มีชั่วโมงการทำงานสูง ใช้ปริมาณเชื้อเพลิงน้อย ได้แก๊สคุณภาพสูง เป็นที่ที่ได้รับความนิยมทั้งในและต่างประเทศ เนื่องจากใช้เชื้อเพลิงในอัตราต่ำกว่าระบบเผาไหม้แบบอื่นๆ และสามารถควบคุมคุณภาพได้ตามต้องการ

จากผลการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงินของโครงการ โดยใช้หลักการวิเคราะห์ต้นทุน-ผลประโยชน์ของโครงการ กำหนดให้อายุโครงการเท่ากับ 25 ปี และกำหนดอัตราคิดลดเท่ากับร้อยละ 7 ต่อปี สามารถสรุปได้ดังนี้ ต้นทุนและค่าใช้จ่ายของโครงการ พบว่า มีค่าใช้จ่ายในการลงทุนสร้างโรงไฟฟ้า คิดเป็นมูลค่าเท่ากับ 377,656,190 บาท และต้นทุนที่ดินเท่ากับ 4,500,000 บาท และเมื่อโครงการเปิดดำเนินการ ก็จะมีค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานและบำรุงรักษาเท่ากับ 41,845,000 บาท โดยแบ่งออกเป็นค่าใช้จ่ายในการซ่อมแซมและบำรุงรักษาเครื่องจักรและอุปกรณ์ผลิตไฟฟ้า เท่ากับ 18,632,000 บาท ค่าใช้จ่ายในการบริหารและควบคุมงานเท่ากับ 4,104,000 บาท ค่าใช้จ่ายด้านเคมีภัณฑ์ 1,440,000 บาท ค่าประกันภัยโรงไฟฟ้า เท่ากับ 1,885,000 บาท และต้นทุนค่าเชื้อเพลิงเท่ากับ 15,784,000 บาทต่อปี ผลประโยชน์ของโครงการ ในการศึกษา

รายได้จะนำเสนอเป็น 2 กรณี คือรายได้จากการขายไฟฟ้า โรงไฟฟ้าใช้เกลบและเหมืองมัน
ลำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง ขายไฟฟ้าสัญญาระยะสั้น (VSPP Non Firm Contract) เท่ากับ 214,075,910
บาท/ปี และรายได้จากการขายไฟฟ้า โรงไฟฟ้าใช้เกลบและเหมืองมันลำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง ขาย
ไฟฟ้าสัญญาระยะยาว (SPP Firm Contract) เท่ากับ 190,728,954 บาท/ปี

ผลการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงิน พบว่ากรณีที่ขายไฟฟ้าในสัญญาระยะสั้น (VSPP Non Firm Contract) โครงการที่มีความคุ้มค่าต่อการลงทุนมากที่สุดคือในกรณีที่ใช้เหมืองมัน
ลำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง สามารถคำนวณหามูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) ที่โครงการฯได้รับในเวลา 25
ปี เท่ากับ 1,005,193,000 บาท อัตราผลตอบแทนภายในการลงทุน(IRR) เท่ากับร้อยละ 20 และ
อัตราส่วนมูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนต่อการลงทุน(BCR) เท่ากับร้อยละ 1.96 เมื่อพิจารณา
ตัวชี้วัดแต่ละตัว ได้แก่ NPV ซึ่งมีค่าเป็นบวก หมายความว่าในการลงทุนโครงการสามารถให้
ผลตอบแทนแก่เกษตรกรเมื่อคิดเป็นมูลค่าปัจจุบันแล้วสูงกว่ามูลค่าปัจจุบันของต้นทุนที่เกิดขึ้น
ตลอดอายุของโครงการ 25 ปี ซึ่งจะทำให้โครงการมีกำไร สำหรับตัวชี้วัด BCR มีค่าเท่ากับ 1.96 ซึ่ง
มีค่ามากกว่า 1 แสดงว่า ต้นทุนในการผลิตกระแสไฟฟ้า 1 บาท จะได้ผลตอบแทนเท่ากับ 1.96 บาท
หรือมีกำไร เท่ากับ 0.96 บาท และตัวชี้วัด IRR ที่ได้เท่ากับร้อยละ 20 หมายความว่าอัตรา
ผลตอบแทนที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนตลอดอายุของโครงการ และเมื่อนำไปเปรียบเทีย
บกับอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ ซึ่งเท่ากับร้อยละ 7 ต่อปี จะพบว่าค่าตัวชี้วัด IRR สูงกว่าอัตราดอกเบี้ยเงินกู้
ประมาณ 3 เท่า และในกรณีที่ขายไฟฟ้าในสัญญาระยะยาว(SPP Firm Contract)โครงการที่มีความ
คุ้มค่าต่อการลงทุนมากที่สุดคือในกรณีที่ใช้เหมืองมันลำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง สามารถคำนวณหา
มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) ที่โครงการฯได้รับในเวลา 25 ปี เท่ากับ 737,407,000 บาท อัตรา
ผลตอบแทนภายในการลงทุน(IRR) เท่ากับร้อยละ 14 และอัตราส่วนมูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทน
ต่อการลงทุน(BCR) เท่ากับร้อยละ 1.50 เมื่อพิจารณาตัวชี้วัดแต่ละตัว ได้แก่ NPV ซึ่งมีค่าเป็นบวก
หมายความว่าในการลงทุนโครงการสามารถให้ผลตอบแทนแก่เกษตรกรเมื่อคิดเป็นมูลค่าปัจจุบัน
แล้วสูงกว่ามูลค่าปัจจุบันของต้นทุนที่เกิดขึ้นตลอดอายุของโครงการ 25 ปี ซึ่งจะทำให้โครงการมี
กำไร สำหรับตัวชี้วัด BCR มีค่าเท่ากับ 1.50 ซึ่งมีค่ามากกว่า 1 แสดงว่า ต้นทุนในการผลิต
กระแสไฟฟ้า 1 บาท จะได้ผลตอบแทนเท่ากับ 1.50 บาท หรือมีกำไร เท่ากับ 0.50 บาท และตัวชี้วัด
IRR ที่ได้เท่ากับร้อยละ 15 หมายความว่าอัตราผลตอบแทนที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทน
ตลอดอายุของโครงการ และเมื่อนำไปเปรียบเทีย บกับอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ ซึ่งเท่ากับร้อยละ 7 ต่อปี
จะพบว่าค่าตัวชี้วัด IRR สูงกว่าอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ประมาณ 2 เท่า

ผลการวิเคราะห์ค่าความแปรเปลี่ยนจากการทดสอบค่าความแปรเปลี่ยนด้านต้นทุน(SVT_C) และทดสอบค่าความแปรเปลี่ยนด้านผลตอบแทน(SVT_B) ณ อัตราคิดลดร้อยละ 7 ต่อปี กรณีที่มีความเสี่ยงต่ำที่สุด คือ กรณีที่ใช้เหงามันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง ขายไฟฟ้าในสัญญาระยะสั้น (VSPP Non Firm Contract) จากการวิเคราะห์ค่าความแปรเปลี่ยน พบว่าค่าใช้จ่ายสามารถเพิ่มขึ้นได้ถึงร้อยละ 69.28 ของค่าใช้จ่ายทั้งหมด หรือผลประโยชน์สามารถลดลงได้ถึงร้อยละ 40.94 ของผลประโยชน์ทั้งหมด จึงจะทำให้มูลค่าปัจจุบันของต้นทุนเท่ากับมูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนพอดี แสดงว่าความเสี่ยงภายในโครงการอยู่ในระดับต่ำ

ผลการวิเคราะห์ราคาปัจจัยการผลิต ณ จุดคุ้มทุนของโครงการโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงแกลบและเหงามันสำปะหลัง โดยมีสมมุติฐานที่ต้นทุนค่าใช้จ่ายตัวอื่นๆคงที่ และเพิ่มราคาแกลบและราคาเหงามันสำปะหลัง จากการศึกษาพบว่ากรณีจุดคุ้มทุน ในกรณีการขายไฟฟ้าในสัญญาระยะสั้น (VSPP Non Firm Contract) ราคาเชื้อเพลิงเพิ่มสูงสุด คือ กรณีที่ใช้กรณีที่ใช้แกลบและเหงามันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง ในอัตรา 1 ต่อ 2 ราคาแกลบ ณ จุดคุ้มทุนต้นละ 3,700 บาท และราคาเหงามันสำปะหลัง ณ จุดคุ้มทุนต้นละ 1,100 บาท และในกรณีที่ขายไฟฟ้าในสัญญาระยะยาว (SPP Firm Contract) ราคาเชื้อเพลิงเพิ่มสูงสุด คือ กรณีที่ใช้กรณีที่ใช้แกลบและเหงามันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง ในอัตรา 1 ต่อ 2 ราคาแกลบ ณ จุดคุ้มทุนต้นละ 3,300 บาท และราคาเหงามันสำปะหลัง ณ จุดคุ้มทุนต้นละ 990 บาท

จากการศึกษาพบว่า การดำเนินโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลอาจประสบปัญหาใน 3 ด้านคือ ปัญหาทางด้านเงินลงทุนของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลฯ ปัญหาทางด้านเชื้อเพลิงแกลบและเหงามันสำปะหลัง มีที่อยู่กระจัดกระจายตามแหล่งต่างๆ และปัญหาด้านการรับซื้อไฟฟ้า เนื่องจากราคารับซื้อไฟฟ้าจากการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายรับซื้อโดยใช้ตัวแปรอัตราแลกเปลี่ยน และราคาเชื้อเพลิงถ่านหินซึ่งไม่เกี่ยวข้องกับราคาเชื้อเพลิงวัตถุดิบ

ข้อเสนอแนะ

จากการศึกษาความเป็นไปได้ในการลงทุนทางการเงินของโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลจากแกลบและเหงามันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง ทำให้ได้ข้อเสนอแนะอันเป็นประโยชน์ต่อนักลงทุนผู้สนใจลงทุนก่อสร้างโรงไฟฟ้า ดังนี้

1. กรณีที่ใช้เหงามันสำปะหลังเพียงอย่างเดียวทั้งการขายไฟฟ้าในสัญญาระยะสั้นและสัญญาระยะยาว ผู้ประกอบการควรจะไปปรับซื้อเหงามันสำปะหลังในจังหวัดใกล้เคียงเนื่องจากในจังหวัดศรีสะเกษมีปริมาณเหงามันสำปะหลังไม่เพียงพอต่อการผลิตกระแสไฟฟ้าตลอดทั้งปี
2. กรณีที่โครงการไม่สามารถหาซื้อเหงามันสำปะหลังในจังหวัดใกล้เคียงได้ โครงการควรเลือกใช้เกลบและเหงามันสำปะหลังในอัตราส่วน 1:2 ขายไฟฟ้าในสัญญาระยะสั้น ซึ่งเป็นโครงการที่มีความคุ้มค่าเป็นอันดับ 2 และสามารถเลือกใช้เกลบและเหงามันสำปะหลังในจังหวัดได้อย่างเพียงพอ
3. รัฐบาลควรให้การสนับสนุนด้านการเงินลงทุน ดังเช่น หาแหล่งเงินทุนที่มีอัตราดอกเบี้ยต่ำกว่าการให้กู้เงินมาลงทุนปกติ หรือรัฐให้เงินสนับสนุนค่าพลังงานไฟฟ้า จะมีส่วนช่วยให้โรงไฟฟ้าชีวมวลมีระยะเวลาคืนทุนเร็วขึ้น หรือรัฐอาจมีส่วนร่วมในการลงทุนโรงไฟฟ้าชีวมวล เพื่อเป็นการลดการนำเข้าพลังงานจากต่างประเทศ
4. รัฐไม่ควรสนับสนุนให้มีการตั้งโรงไฟฟ้าเกินกว่าศักยภาพวัตถุดิบที่มีอยู่ในจังหวัดที่มีการจัดตั้งโรงไฟฟ้าชีวมวลแล้ว เพราะจะทำให้เกิดการแย่งใช้วัตถุดิบเชื้อเพลิงในการผลิตกระแสไฟฟ้า
5. ในด้านสิ่งแวดล้อม ควรคำนึงถึงผลกระทบภายนอกด้วย ดังนั้นรัฐควรมีการพิจารณาเก็บภาษีก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่เป็นมาตรฐานจากการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงประเภทที่ใช้แล้วหมดไป แล้วนำมาสนับสนุนการลงทุนโรงไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวลเนื่องจากการใช้เชื้อเพลิงชีวมวล จะไม่ก่อให้เกิดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์

ข้อเสนอแนะสำหรับผู้ที่จะทำการศึกษาต่อไป

ในการศึกษารั้งนี้ ทำการศึกษาการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าขนาด 9 เมกะวัตต์เท่านั้น ดังนั้นในการศึกษารั้งต่อไปควรจะมีการเปรียบเทียบขนาดโรงไฟฟ้า เพื่อเป็นข้อมูลในการเปรียบเทียบในทางเลือกการผลิตไฟฟ้า เพื่อหาขนาดที่เหมาะสมที่สุดในพื้นที่ที่ทำการศึกษาและในกระบวนการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวล จะมีผลพลอยได้คือขี้เถ้า โดยเฉพาะขี้เถ้าเกลบจะมี

ส่วนประกอบของชิลิกาอยู่ในปริมาณสูงมาก ซึ่งสามารถจำหน่ายและรวมเป็นรายได้ของโครงการได้ ดังนั้นจึงควรนำรายได้จากการขายนี้เข้ามารวมในการวิเคราะห์ด้วยในครั้งต่อไป



เอกสารและสิ่งอ้างอิง

กรมโรงงานอุตสาหกรรม. 2550. ข้อมูลโรงงานอุตสาหกรรม. (Online).

www.diw.go.th/web/htm/visrionthai/data/Otheruse.asp. 12 พฤศจิกายน 2551

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. รายงานประจำปี 2550. (Online).

www.pr.egat.co.th/all_work/annual2007/th/index.html 1 ธันวาคม 2551

ชูชีพ พิพัฒน์ศิริ. 2538. เศรษฐศาสตร์การวิเคราะห์โครงการ. สำนักส่งเสริมและฝึกอบรม, มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์.

ณัฐวัฒน์ ธรรมาภิพัฒน์. 2544. การวิเคราะห์การใช้ทรัพยากรในประเทศเพื่อการผลิตกระแสไฟฟ้า. วิทยานิพนธ์วิทยาศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาเศรษฐศาสตร์เกษตร, มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์.

ประสิทธิ์ ตงยิ่งเจริญ. 2540. การวิเคราะห์และประเมินโครงการ. กรุงเทพฯ: ซีเอ็ดดูเคชั่น.

_____. 2542. การวางแผนและการวิเคราะห์โครงการ. กรุงเทพฯ: ซีเอ็ดดูเคชั่น.

ยิ่งลักษณ์ กาญจนฤกษ์. 2545. การศึกษาความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์โครงการผลิตกระแสไฟฟ้าจากแก๊สธรรมชาติ. วิทยานิพนธ์วิทยาศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาเศรษฐศาสตร์เกษตร, มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์.

รุ่งรัตน์ เรืองสังข์. 2549. การวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงินในการลงทุนผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าชีวมวล: กรณีของ บริษัท ด่านช้าง ไบโอ-เอ็นเนอร์ยี. วิทยานิพนธ์วิทยาศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาเศรษฐศาสตร์เกษตร, มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์.

วีนันท์ พรหมายน. 2548. การวิเคราะห์ต้นทุนการใช้ทรัพยากรภายในประเทศในการผลิตกระแสไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือของไทยและต้นทุนการรับซื้อไฟฟ้าจาก สปป. ลาว. วิทยานิพนธ์วิทยาศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาเศรษฐศาสตร์เกษตร, มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์.

ศลิธ พัทธรัตน์โชติ. 2548. การศึกษาความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ ของการผลิตไฟฟ้าจากการใช้แกลบเป็นเชื้อเพลิง. วิทยานิพนธ์วิทยาศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาเศรษฐศาสตร์เกษตร, มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์

ศูนย์อนุรักษ์พลังงานแห่งประเทศไทย. 2542. รายงานฉบับสมบูรณ์ การศึกษาจัดทำแผนแม่บทการผลิตไฟฟ้าโดยใช้ชีวมวลเป็นเชื้อเพลิง เล่ม 1-4 . ม.ป.ท.

สุวรรณ แสงเพชร. 2542. “การผลิตพลังงานไฟฟ้าด้วยเหง้ามันสำปะหลัง”. สารานุกรมเกี่ยวกับพลังงานไฟฟ้า. กรุงเทพฯ : ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า, คณะวิศวกรรมศาสตร์, จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย. (โครงการเฉลิมพระเกียรติพระบาทสมเด็จพระเจ้าอยู่หัวเนื่องในโอกาสพระราชพิธีมหามงคลเฉลิมพระชนมพรรษา 6 รอบ 5 ธันวาคม 2542). 27-28

สงกรานต์ เทียงธรรม. 2550. การศึกษาความเป็นไปได้ทางการเงินของโครงการโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงแกลบในจังหวัดสุพรรณบุรี. วิทยานิพนธ์วิทยาศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาเศรษฐศาสตร์เกษตร, มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์.

สมเกียรติ บุญชนะ. 2545. วิศวกรรมโรงจักรต้นกำลัง. กรุงเทพมหานคร: โรงพิมพ์ห้างหุ้นส่วนจำกัด วิ.เจ.พรินต์.

สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร. 2550. รายงานสถิติการเกษตรของประเทศไทย. (Online).
http://www.oae.go.th/main.php?filename=agri_production , 8 ตุลาคม 2551.

สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร. 2552. รายงานสถิติการเกษตรของประเทศไทย. (Online).
http://www.oae.go.th/main.php?filename=agri_production , 20 มีนาคม 2553.

หฤทัย มินะพันธ์. 2544. หลักการวิเคราะห์โครงการ:ทฤษฎีและวิธีปฏิบัติเพื่อศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการ. กรุงเทพมหานคร: สำนักพิมพ์แห่งจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย.



ประวัติการศึกษา และการทำงาน

ชื่อ –นามสกุล

นางสาวเก็จไพลิน คำเพราะ

วัน เดือน ปี ที่เกิด

วันที่ 25 เดือนมกราคม พ.ศ. 2527

สถานที่เกิด

กรุงเทพมหานคร

ประวัติการศึกษา

ปี 2546 – 2549

วิทยาศาสตร์บัณฑิต (เศรษฐศาสตร์การเกษตร)

มหาวิทยาลัยขอนแก่น จังหวัดขอนแก่น

