

การศึกษาความเป็นไปได้ทางการเงินของโครงการโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก โดยใช้เหง้ามันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง

The Financial Study of the Small Power Producer (SPP) using Cassava Rhizome

สุวัฒน์ ชิตามระ¹ และ ชัยสิทธิ์ โพธิ์ประยูร²

บทคัดย่อ

การวิจัยนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาความเหมาะสมของรูปแบบสัญญาซื้อขายไฟฟ้าประเภท Firm และประเภท Non-Firm ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) เพื่อเลือกรูปแบบสัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่มีความเหมาะสมทางการเงินสำหรับโครงการโรงไฟฟ้าขนาดเล็กโดยใช้เหง้ามันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง จากผลการศึกษาทางการเงิน พบว่ารูปแบบสัญญาซื้อขายไฟฟ้าประเภท Firm จะให้ผลตอบแทนทางการเงินสูงกว่าประเภท Non-Firm โดยมูลค่าปัจจุบันสุทธิประมาณ 675 และ 441 ล้านบาท ตามลำดับ อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุนเท่ากับ 1.55 และ 1.37 ตามลำดับ และอัตราส่วนผลตอบแทนภายในเท่ากับร้อยละ 16 และ 13 ตามลำดับ เมื่อนำผลการวิเคราะห์ทางการเงินของสัญญาซื้อขายไฟฟ้าประเภท Firm ไปทำการวิเคราะห์ความไว พบว่าปัจจัยที่มีผลต่อความไวมากที่สุด ได้แก่ ราคาเหง้ามันสำปะหลัง ส่วนปัจจัยที่มีผลต่อความไวน้อยที่สุด ได้แก่ ราคาค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้า

คำสำคัญ : สัญญาซื้อขายไฟฟ้า, ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก, เหง้ามันสำปะหลัง

Abstract

The research was aimed to study the types of power purchase contract of the small power producer (SPP) using cassava rhizome. The power generation was sold through the SPP program that implemented by Electricity Generating Authority of Thailand (EGAT). The power purchase contracts of SPP were normally separated into Firm and Non-Firm contracts. The results of the financial study showed that Firm contract provided higher project's return than Non-Firm contract with 675 and 441 million Baht of NPV respectively, 1.55 and 1.37 of B/C respectively and 16% and 13% of IRR respectively. From sensitivity analysis of Firm contract, it found that Cassava Rhizome price was the most sensitive factor and construction price was the least sensitive factor.

Keywords : power purchase contract, small power producer, cassava rhizome

¹ ผู้ช่วยศาสตราจารย์, สาขาวิชาการจัดการงานวิศวกรรม, บัณฑิตวิทยาลัย, มหาวิทยาลัยเอเซียอาคเนย์

² นักศึกษาระดับบัณฑิตศึกษา, สาขาวิชาการจัดการงานวิศวกรรม, บัณฑิตวิทยาลัย, มหาวิทยาลัยเอเซียอาคเนย์

1. บทนำ

พลังงาน ถือเป็นปัจจัยขั้นพื้นฐานในการดำรงชีวิตของประชาชน และเป็นปัจจัยการผลิตที่สำคัญของระบบเศรษฐกิจของประเทศ รัฐบาลจึงจำเป็นต้องมีการจัดหาพลังงานให้มีปริมาณเพียงพอต่อความต้องการ ในระดับราคาที่เหมาะสม มีการกระจายการใช้แหล่งพลังงานหลายชนิด รวมทั้งควบคุมและลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมและสังคม ข้อเท็จจริงอีกประการหนึ่ง คือไทยมิได้มีแหล่งพลังงานเชิงพาณิชย์ เช่น ก๊าซธรรมชาติ น้ำมันเตา น้ำมันดีเซล มากเพียงพอต่อความต้องการและต้องพึ่งพาพลังงานจากต่างประเทศเป็นส่วนใหญ่ ในปี พ.ศ. 2535 คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพข.) เห็นว่าการใช้พลังงานนอกกรอบ เช่น การนำกากวัสดุเหลือใช้จากภาคเกษตรกรรมมาเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตกระแสไฟฟ้า นอกจากจะเป็นการใช้พลังงานนอกกรอบที่มีผลพลอยได้ในประเทศให้เกิดประโยชน์มากยิ่งขึ้นแล้ว ยังเป็นการแบ่งเบาภาระทางการลงทุนของรัฐ ในระบบการผลิตและระบบจำหน่ายไฟฟ้าด้วย ในลำดับต่อมาการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) จึงได้รับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (small power producer : SPP) อย่างเป็นทางการ [1]

ชีวมวลเป็นเชื้อเพลิงจากกากวัสดุเหลือใช้จากภาคเกษตรกรรมที่มีอยู่มาก และสามารถหาได้ง่ายภายในประเทศ เช่น แกลบ ชานอ้อย เหม้ามันสำปะหลัง จึงเป็นอีกทางเลือกหนึ่งในการผลิตไฟฟ้า โดยเฉพาะเหม้ามันสำปะหลัง ซึ่งปัจจุบันยังไม่มีการผลิตไฟฟ้าเพื่อขายในเชิงพาณิชย์ ให้กับ กฟผ. ตามโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ผลิตไฟฟ้าจากกาก หรือเศษวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตร ซึ่งประกอบด้วยรูปแบบสัญญา 2 ประเภท คือ แบบ Firm และแบบ Non-Firm [2]

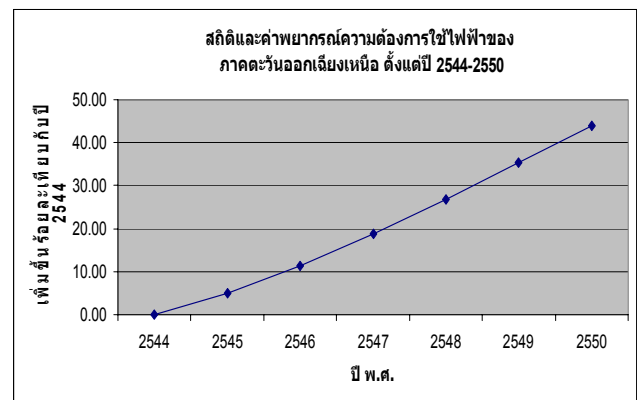
1. สัญญาซื้อขายไฟฟ้าแบบ Firm มีการกำหนดขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้าที่จะขายให้ กฟผ. ระยะเวลาสัญญาตั้งแต่ 5-25 ปี และต้องปฏิบัติตามข้อกำหนดการเดินเครื่องในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า โดยได้รับผลตอบแทนจากการขายไฟ 2 ส่วน ส่วนแรกคือ ค่าพลังไฟฟ้า (capacity payment) เป็นค่าใช้จ่ายที่จะจ่ายให้กับ SPP สัญญาแบบ Firm เท่านั้น โดยพิจารณาจากค่าลงทุนที่ กฟผ. สามารถหลีกเลี่ยงได้จากการที่จะต้องสร้างโรงไฟฟ้าเอง ส่วนที่สองคือ ค่าพลังงานไฟฟ้า (energy payment) โดยกำหนดจากค่าเชื้อเพลิงในการผลิต ค่าดำเนินการและบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า

2. สัญญาซื้อขายไฟฟ้าแบบ Non-Firm จะไม่มีกำหนดขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้าที่จะขายให้ กฟผ. ระยะเวลาสัญญาไม่เกิน 5 ปี โดยได้รับผลตอบแทนจากการขายไฟ คือ ค่าพลังงานไฟฟ้า (energy payment) โดยกำหนดจากค่าเชื้อเพลิงในการผลิต ค่าดำเนินการและบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า

เนื่องจากสัญญาแต่ละรูปแบบจะมีข้อเด่นชัดต่างกัน ดังนั้นในการทำสัญญาขายไฟฟ้าให้กับ กฟผ. จึงต้องเลือกรูปแบบสัญญาซื้อขายไฟฟ้าให้มีความเหมาะสมสำหรับโครงการโรงไฟฟ้าแต่ละแห่ง เพื่อให้ได้ผลตอบแทนสำหรับการผลิตไฟฟ้าสูงสุด

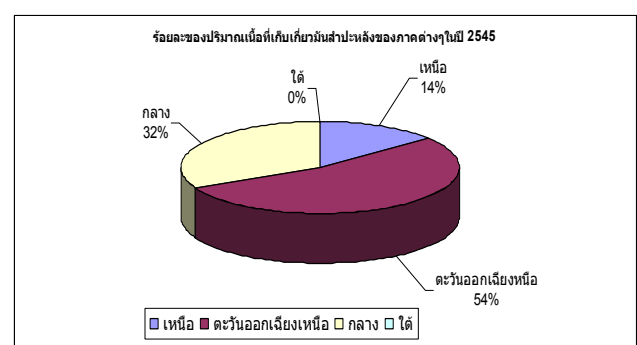
2. วิธีการศึกษาวิจัย

แนวโน้มความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศไทยเพิ่มขึ้นโดยตลอด ในปี พ.ศ. 2547 ความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดทั้งประเทศมีค่า 19,326 เมกะวัตต์ เพิ่มขึ้นจากปีที่ผ่านมาร้อยละ 6.64 และค่าพยากรณ์แนวโน้มความต้องการใช้ไฟฟ้าของภาคตะวันออกเฉียงเหนือในปี พ.ศ. 2546-2550 เพิ่มขึ้นร้อยละ 11.34 โดยสอดคล้องกับค่าพยากรณ์แนวโน้มความต้องการใช้ไฟฟ้าทั้งประเทศที่เพิ่มขึ้นร้อยละ 6.66[3] ดังแสดงรูปที่ 1



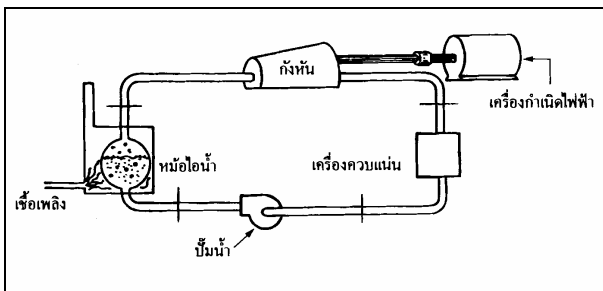
รูปที่ 1 สถิติและค่าพยากรณ์การใช้ไฟฟ้าของภาคตะวันออกเฉียงเหนือ

การก่อสร้างโรงไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือจึงมีความจำเป็นเพื่อให้มีปริมาณไฟฟ้าเพียงพอกับความต้องการใช้ไฟฟ้าในพื้นที่ โดยเชื้อเพลิงที่ใช้เพื่อผลิตไฟฟ้าที่มีความเหมาะสมและหาได้ง่ายในพื้นที่ คือ เหม้ามันสำปะหลัง เนื่องจากมีคุณสมบัติในการให้พลังงานสูง โดยเหม้ามันสำปะหลังตากแห้งมีค่าความร้อน 3,500 ถึง 4,500 กิโลแคลอรีต่อน้ำหนักหนึ่งกิโลกรัม [4] และมีการเพาะปลูกอยู่มากในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ โดยในปี พ.ศ. 2545 ปริมาณเนื้อที่เก็บเกี่ยวมันสำปะหลังประมาณ 3.3 ล้านไร่ หรือร้อยละ 54 ของเนื้อที่เก็บเกี่ยวมันสำปะหลังทั้งประเทศ [5] ดังแสดงรูปที่ 2 ดังนั้นโครงการก่อสร้างโรงไฟฟ้าในภาคตะวันออกเฉียงเหนือจึงมีความเหมาะสมที่จะดำเนินการโดยใช้เหม้ามันสำปะหลังเป็นเชื้อเพลิง



รูปที่ 2 เนื้อที่เก็บเกี่ยวมันสำปะหลังของภาคต่างๆในปี พ.ศ. 2545

โรงไฟฟ้าที่ใช้กังหันน้ำพลังเป็นเชื้อเพลิงจะเป็นโรงไฟฟ้าประเภทพลังความร้อนกังหันน้ำ โดยมีหลักการทำงานเบื้องต้น คือ น้ำจะถูกต้มให้เดือดอยู่ภายในหม้อไอน้ำ โดยใช้เชื้อเพลิงจากกังหันน้ำพลัง น้ำเดือดจะกลายเป็นไอน้ำที่มีอุณหภูมิและความดันสูง ไอน้ำจะมีความดันไปขับเคลื่อนเครื่องกังหันให้หมุน และเพลลาของกังหันต่อเข้ากับเพลลาของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทำให้เครื่องกำเนิดไฟฟ้าหมุนผลิตแรงดันและกระแสไฟฟ้าออกมา ส่วนไอน้ำที่ขับเคลื่อนเครื่องกังหันแล้วจะผ่านออกไปยังเครื่องควบแน่น และทำให้เย็นลงโดยใช้น้ำระบายความร้อนไอน้ำเมื่อถูกระบายความร้อนจะกลั่นตัวเป็นน้ำและถูกปั๊มเข้าระบบไปต้มต่อหม้อไอน้ำต่อไป [6] ดังแสดงรูปที่ 3



รูปที่ 3 โรงไฟฟ้ากังหันน้ำอย่างง่าย

เทคโนโลยีในการเผาไหม้เชื้อเพลิงชีวมวลในโรงไฟฟ้าพลังความร้อนเพื่อใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้าที่เป็นที่นิยมและใช้อย่างกว้างขวาง มี 2 ชนิด คือ แบบสโตเกอร์ (stoker) และแบบฟลูอิดไดซ์เบด (fluidized bed) [7] ซึ่งเทคโนโลยีในการเผาไหม้เชื้อเพลิงแบบฟลูอิดไดซ์เบด เป็นเทคโนโลยีในการเผาไหม้เชื้อเพลิงประเภทชีวมวลที่ได้รับการพัฒนาในรูปแบบใหม่ของการเผาไหม้เชื้อเพลิงประเภทของแข็ง ซึ่งมีลักษณะการทำงานโดยการบดเชื้อเพลิงของแข็งให้เป็นชิ้นเล็ก ๆ และทำการฉีดหรือพ่นเชื้อเพลิงเข้าสู่เตาเผาไหม้ ซึ่งจะเกิดขึ้นบนเบด (bed) ในห้องเผาไหม้เป็นผลให้เชื้อเพลิงเกิดการเคลื่อนที่ฟุ้งกระจายแบบอลวนคล้ายกับของเหลวที่กำลังเดือดภายในห้องเผาไหม้ จากนั้นจึงทำการจุดไฟในห้องเผาไหม้ทำให้น้ำในหม้อไอน้ำเดือด เพื่อเกิดไอน้ำนำไปใช้ในกระบวนการผลิตไฟฟ้า

2.1 วัตถุประสงค์ของการวิจัย

เพื่อศึกษารูปแบบสัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่มีความเหมาะสมทางการเงินสำหรับโครงการโรงไฟฟ้าขนาดเล็กโดยใช้กังหันน้ำพลังเป็นเชื้อเพลิง

2.2 สมมุติฐานการวิจัย

รูปแบบสัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่มีความเหมาะสมทางการเงิน คือ รูปแบบสัญญาซื้อขายไฟฟ้าประเภท Firm

2.3 ขอบเขตการวิจัย

การวิจัยนี้เป็นการวิเคราะห์ด้านการเงินจากเอกสารที่เกี่ยวข้องกับสัญญาซื้อขายไฟฟ้า ได้แก่ ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็ก

ของ กฟผ. ใช้ฉบับปรับปรุง 2545 [2] ต้นแบบสัญญาซื้อขายไฟฟ้าประเภท Firm ตุลาคม 2544 [8] และประเภท Non-Firm ตุลาคม 2544 [9] โดยจำกัดขอบเขตการศึกษาเฉพาะโรงไฟฟ้าที่จะก่อสร้างขึ้นมาใหม่ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือ โดยใช้เทคโนโลยีในการเผาไหม้เชื้อเพลิงแบบฟลูอิดไดซ์เบด และมีอายุการดำเนินงาน 25 ปี

2.4 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

2.4.1 ทราบถึงรูปแบบสัญญาซื้อขายไฟฟ้าที่มีความเหมาะสมทางการเงิน

2.4.2 ประโยชน์ของกังหันน้ำพลัง ซึ่งเป็นกาก หรือเศษวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตร สามารถผลิตไฟฟ้าเพื่อขายในเชิงพาณิชย์ได้

2.4.3 กังหันน้ำพลังสามารถนำมาใช้เป็นพลังงานทดแทนเพื่อผลิตไฟฟ้า ทำให้อัตราการนำเข้าเชื้อเพลิงจากต่างประเทศ

2.5 การดำเนินการวิจัย

การเก็บรวบรวมข้อมูลของงานวิจัยนี้จะใช้แหล่งข้อมูลจาก เอกสาร วารสาร บทความ หนังสือ อินเทอร์เน็ต โดยใช้แหล่งข้อมูลของ กฟผ. กระทรวงพลังงาน และข้อมูลของนักวิจัยอื่น ๆ เพื่อวิเคราะห์ข้อมูลด้านการเงินของโครงการที่มีรูปแบบสัญญาซื้อขายไฟฟ้าประเภท Firm และประเภท Non-Firm โดยวิธีการวิเคราะห์ผลตอบแทนการลงทุน

2.6 ผลการวิจัย

การวิเคราะห์ด้านการเงินจะทำการเปรียบเทียบผลตอบแทนการลงทุนของโครงการที่มีรูปแบบสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแบบ Firm แบบ Non-Firm การเปรียบเทียบรูปแบบสัญญาซื้อขายไฟฟ้าในด้านการเงินแสดงดังตารางที่ 1

ตารางที่ 1 เปรียบเทียบรูปแบบสัญญาซื้อขายไฟฟ้าในด้านการเงิน

สัญญาแบบ Firm	สัญญาแบบ Non-Firm
อายุสัญญา 25 ปี	อายุสัญญาปีต่อปีต่อเนื่องถึง 25 ปี
ปฏิบัติตามข้อกำหนดการเดินเครื่องในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า	ไม่มีข้อกำหนดการเดินเครื่องในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า
กำหนดให้ลดปริมาณพลังไฟฟ้าในช่วง off peak ลงเหลือ 65%	กำหนดให้ปริมาณพลังไฟฟ้าในช่วง off peak จ่ายได้ 100%
รายได้จากเงินค่าพลังไฟฟ้า และค่าพลังงานไฟฟ้า	รายได้จากเงินค่าพลังงานไฟฟ้าอย่างเดียว

2.6.1 การประมาณการด้านการเงินของโครงการ

จากการศึกษาข้อมูลด้านการเงินของการผลิตกระแสไฟฟ้าจากกังหันน้ำพลัง ประกอบกับข้อมูลจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้องกับโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลอื่น ๆ สามารถนำมาประมาณการด้านการเงินของรูปแบบสัญญาซื้อขายไฟฟ้าโครงการโรงไฟฟ้าขนาดเล็กโดยใช้กังหันน้ำพลังเป็นเชื้อเพลิงได้ดังนี้

2.6.1.1 การกำหนดข้อสมมุติฐานในการวิเคราะห์ทางการเงิน**2.6.1.1.1 ขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้า**

- กำหนดขนาดกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้า 10 เมกะวัตต์
- กำลังไฟฟ้าส่วนหนึ่งประมาณ 12% ของขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้งจะใช้ภายในโรงไฟฟ้าเอง [10] โดยสำหรับโครงการนี้จะใช้ประมาณ 1.2 เมกะวัตต์
- ดังนั้นขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้าเพื่อขายกระแสไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าของโครงการนี้ประมาณ 8.8 เมกะวัตต์

2.6.1.1.2 ปริมาณการใช้เชื้อเพลิง

โรงไฟฟ้าขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้ง 10 เมกะวัตต์ จะใช้เหง้ำมันสาปะหลังเป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้า ปีละ 92,275 ตัน หรือประมาณ 253 ตันต่อวัน โดยสามารถใช้วัตถุดิบจากอำเภอสีคิ้ว จังหวัดนครราชสีมา และจากอำเภอใกล้เคียง เช่น อำเภอด่านขุนทด จึงจะเพียงพอต่อการผลิตไฟฟ้าขนาด 10 เมกะวัตต์ในหนึ่งปี โดยระยะทางขนส่งทั้งหมดไม่เกิน 40 กิโลเมตร [11]

2.6.1.1.3 ชั่วโมงการทำงานของโรงไฟฟ้า

โครงการโรงไฟฟ้าสำหรับงานวิจัยนี้จะกำหนดระยะเวลาโครงการ 27 ปี โดยแบ่งระยะเวลาโครงการออกเป็น 2 ส่วน คือ ส่วนที่หนึ่งเป็นระยะเวลาในการก่อสร้าง 2 ปี และส่วนที่สองเป็นระยะเวลาในการดำเนินการผลิตไฟฟ้า 25 ปี เพื่อให้โรงไฟฟ้าสามารถผลิตไฟฟ้าได้อย่างมีประสิทธิภาพตลอดอายุการใช้งานของโรงไฟฟ้าจึงได้กำหนดทำแผนการหยุดทำงานเพื่อบำรุงรักษาเป็นประจำทุกปี ได้ดังนี้

- การหยุดซ่อมบำรุงรักษาทั่วไปทุก ๆ ปีที่ 1-3 จะมีจำนวนชั่วโมงหยุดซ่อม 168 ชั่วโมงต่อปี
- การหยุดซ่อมบำรุงรักษาใหญ่ทุก ๆ ปีที่ 4 จะมีจำนวนชั่วโมงหยุดซ่อม 360 ชั่วโมงต่อปี

นอกจากนี้อาจมีการหยุดทำงานเนื่องจากข้อผิดพลาดหรือเหตุขัดข้องที่ไม่เป็นไปตามแผนงาน โดยกำหนดจำนวนชั่วโมงที่จะยอมให้หยุดทำงานไม่เกิน 3% ของชั่วโมงทำงานจริงที่เหลือ [12] จำนวนชั่วโมงทำงานจริงในการผลิตไฟฟ้าแต่ละปีแสดงได้ดังนี้

- การดำเนินการผลิตไฟฟ้าปีที่ 1-3, 5-7, ..., 25
 - กำหนดจำนวนชั่วโมงการทำงานตลอดปีของโรงไฟฟ้าประมาณ 90% ของจำนวนชั่วโมงทั้งหมดใน 1 ปี หรือเท่ากับ 7,884 ชั่วโมง
 - จำนวนชั่วโมงหยุดซ่อมประจำปี 168 ชั่วโมง
 - ดังนั้นจำนวนชั่วโมงทำงานจริงที่เหลือ 7,716 ชั่วโมง
 - จำนวนชั่วโมงที่ยอมให้หยุดทำงานเนื่องจากข้อผิดพลาดไม่เกิน 3% ของชั่วโมงทำงานที่เหลือ หรือเท่ากับ 231 ชั่วโมง
 - ดังนั้นจำนวนชั่วโมงทำงานจริงที่เหลือ 7,485 ชั่วโมง หรือความพร้อมจ่ายสุทธิโรงไฟฟ้า 95% ของชั่วโมงทำงานตลอดปี
- การดำเนินการผลิตไฟฟ้าปีที่ 4, 8, ..., 24
 - กำหนดจำนวนชั่วโมงการทำงานตลอดปี 7,884 ชั่วโมง
 - จำนวนชั่วโมงหยุดซ่อมประจำปี 360 ชั่วโมง
 - ดังนั้นจำนวนชั่วโมงทำงานจริงที่เหลือ 7,524 ชั่วโมง

- จำนวนชั่วโมงที่จะยอมให้หยุดทำงานเนื่องจากข้อผิดพลาดไม่เกิน 3% ของชั่วโมงทำงานจริงที่เหลือ หรือ 226 ชั่วโมง

- ดังนั้นจำนวนชั่วโมงทำงานจริงที่เหลือ 7,298 ชั่วโมง หรือความพร้อมจ่ายสุทธิโรงไฟฟ้า 93% ของชั่วโมงทำงานตลอดปี

ในการดำเนินการผลิตไฟฟ้าตลอดทั้ง 25 ปี จะมีความพร้อมจ่ายสุทธิโรงไฟฟ้าที่คาดว่าจะเฉลี่ยประมาณ 94.4% และมีจำนวนชั่วโมงทำงานเฉลี่ยของโรงไฟฟ้ารายปี ประมาณ $7,884 \times 94.4\% = 7,443$ ชั่วโมงต่อปี

2.6.1.1.4 การจัดหาแหล่งเงินทุน

แหล่งเงินทุนของโครงการจะมาจาก 2 แหล่ง คือ ส่วนของผู้ถือหุ้น และส่วนของเงินทุน

- สัดส่วนอัตราเงินกู้ต่อเงินทุนของโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลโดยทั่วไปจะอยู่ที่ประมาณ 2.3 เท่า หรือ 70% : 30% ของค่าใช้จ่ายในการลงทุน [12]
- กำหนดอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ที่เรียกเก็บจากลูกค้ารายใหญ่ชั้นดีแบบมีระยะเวลา (MLR) เท่ากับ 5.75% ต่อปี ในปีแรก และเพิ่มขึ้นในปีต่อไปโดยมีระยะเวลาจ่ายเงินกู้ 10 ปีหลังจากก่อสร้างเสร็จ

ในการกำหนดข้อสมมุติฐานทางการเงินของโครงการ สามารถสรุปแสดงในตารางที่ 2

ตารางที่ 2 สมมุติฐานทางการเงินของโครงการ

รายการ	ค่าสมมุติ *	หน่วย
ขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้า	10	เมกะวัตต์
ขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้าเพื่อขาย	8.8	เมกะวัตต์
ปริมาณการใช้เชื้อเพลิง	9,227.5	ตันต่อปี
จำนวนชั่วโมงตลอดทั้งปี	7,884	ชั่วโมงต่อปี
ค่าความพร้อมจ่ายของโรงไฟฟ้าเฉลี่ย	94.4	%
จำนวนชั่วโมงการทำงานเฉลี่ย	7,443	ชั่วโมงต่อปี
ระยะเวลาในการก่อสร้าง	2	ปี
ระยะเวลาการดำเนินการผลิตไฟฟ้า	25	ปี
อัตราเงินเฟ้อ	3	%
อัตราคิดลด	6	%
อัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ	38	บาท/เหรียญสหรัฐ
อัตราส่วนเงินกู้ : เงินทุน	70 : 30	
อัตราดอกเบี้ยเงินกู้เริ่มต้น	5.75	%
ระยะเวลาในการกู้	10	ปี

หมายเหตุ * ค่าสมมุติของสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแบบ Firm และแบบ Non-Firm จะเหมือนกัน

2.6.1.2 การประมาณต้นทุนของโครงการ

2.6.1.2.1 ค่าใช้จ่ายในการลงทุน

การประมาณค่าใช้จ่ายในการลงทุนประกอบไปด้วย ค่าที่ดินส่วนของโรงไฟฟ้า ค่าใช้จ่ายในการก่อสร้าง และค่าใช้จ่ายในการสำรองวัตถุดิบ

1. ค่าที่ดินส่วนของโรงไฟฟ้า

- ที่ดินส่วนของโรงไฟฟ้าขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้าติดตั้ง 10 เมกะวัตต์ ซึ่งจะใช้พื้นที่ประมาณ 8 ไร่ หรือ 3,200 ตารางวา [11]
- ราคาที่ดินของไร่มันสำปะหลังในอำเภอสีคิ้ว จังหวัดนครราชสีมาโดยเฉลี่ยตารางวาละ 70.8 บาท [13] ดังนั้นค่าที่ดินส่วนของโรงไฟฟ้าประมาณ 226,560 บาท

2. ค่าใช้จ่ายในการก่อสร้าง

- การประมาณราคาค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้าชีวมวล โดยใช้เทคโนโลยีในการเผาไหม้เชื้อเพลิงแบบฟลูอิดไธซ์เบด ขนาดกำลังการผลิต 10 เมกะวัตต์ เท่ากับ 12.217 ล้านบาทสหรัฐ [10,11]
- กำหนดอัตราแลกเปลี่ยนเงินต่างประเทศ เท่ากับ 38 บาท/เหรียญสหรัฐ ดังนั้นราคาค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้าประมาณ 464,231,000 บาท

3. ค่าใช้จ่ายในการสำรองวัตถุดิบ จะแยกเป็นสัญญาแบบ Firm และแบบ Non-Firm ดังนี้

3.1 ค่าใช้จ่ายในการสำรองวัตถุดิบสำหรับโครงการที่มีรูปแบบสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแบบ Firm กำหนดให้มีการสำรองวัตถุดิบเป็นเวลา 90 วัน [14] เนื่องจากต้องการให้ระบบการผลิตไฟฟ้าสามารถเดินเครื่องได้อย่างต่อเนื่องตามข้อกำหนดการเดินเครื่องในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า [2,8]

3.1.1 ค่าที่ดินส่วนของลานเก็บสำรองวัตถุดิบ

- ที่ดินส่วนของลานเก็บสำรองวัตถุดิบ จะใช้พื้นที่ประมาณ 30 ไร่ หรือ 12,000 ตารางวา [14]
- ราคาที่ดินของไร่มันสำปะหลังในอำเภอสีคิ้ว จังหวัดนครราชสีมาโดยเฉลี่ยตารางวาละ 70.8 บาท ดังนั้นค่าที่ดินส่วนของลานเก็บสำรองวัตถุดิบประมาณ 849,600 บาท

3.1.2 ค่าใช้จ่ายในการสร้างลานเก็บสำรองวัตถุดิบ

- การสร้างลานเก็บสำรองวัตถุดิบขนาดพื้นที่ประมาณ 30 ไร่ หรือ 48,000 ตารางเมตร จะทำเป็นพื้นซีเมนต์ โดยมีราคาประมาณ 430 บาทต่อตารางเมตร

- ดังนั้นค่าสร้างลานเก็บสำรองวัตถุดิบประมาณ 20,640,000 บาท

3.1.3 ค่าใช้จ่ายด้านวัตถุดิบสำรอง

- ปริมาณเหง้ามันสำปะหลังที่ใช้เป็นเชื้อเพลิงประมาณวันละ 253 ตัน ถ้าต้องการสำรองวัตถุดิบได้เป็นเวลา 90 วัน จะมีปริมาณเหง้ามันสำปะหลังประมาณ 22,770 ตัน
- ในการรวบรวมวัตถุดิบจากไร่ขนส่งมาที่โรงไฟฟ้าจะเสียค่าใช้จ่ายในการรวบรวมวัตถุดิบที่ไร่ประมาณตันละ 150 บาท [14]
- การขนส่งภายในอำเภอสีคิ้วมีระยะทางไม่เกิน 30 กิโลเมตร สามารถขนส่งเหง้ามันสำปะหลังจำนวน 65,773 ตันต่อปี และมีค่าขนส่งตันละ 110 บาท [11]

- ดังนั้นค่าวัตถุดิบสำรองประมาณ 5,920,200 บาท

3.2 ค่าใช้จ่ายในการสำรองวัตถุดิบสำหรับโครงการที่มีรูปแบบสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแบบ Non-Firm กำหนดให้มีการสำรองวัตถุดิบเป็นเวลา 30 วัน เนื่องจากหากมีระยะเวลาการเก็บสำรองเหมือนสัญญาแบบ Firm จะทำให้ต้นทุนสูงเกินความจำเป็น เพราะสัญญาแบบ Non-Firm ไม่มีบทปรับจากข้อกำหนดการเดินเครื่องเหมือนสัญญาแบบ Firm [2,9]

3.2.1 ค่าที่ดินส่วนของลานเก็บสำรองวัตถุดิบ

- ที่ดินส่วนของลานเก็บสำรองวัตถุดิบ จะใช้พื้นที่ประมาณ 10 ไร่ หรือ 4,000 ตารางวา
- ราคาที่ดินของไร่มันสำปะหลังในอำเภอสีคิ้ว จังหวัดนครราชสีมาโดยเฉลี่ยตารางวาละ 70.8 บาท

- ดังนั้นค่าที่ดินส่วนของลานเก็บสำรองวัตถุดิบประมาณ 283,200 บาท

3.2.2 ค่าใช้จ่ายในการสร้างลานเก็บสำรองวัตถุดิบ

- การสร้างลานเก็บสำรองวัตถุดิบขนาดพื้นที่ประมาณ 10 ไร่ หรือ 16,000 ตารางเมตร จะทำเป็นพื้นซีเมนต์ โดยมีราคาประมาณ 430 บาทต่อตารางเมตร

- ดังนั้นค่าสร้างลานเก็บสำรองวัตถุดิบ 6,880,000 บาท

3.2.3 ค่าใช้จ่ายด้านวัตถุดิบสำรอง

- ปริมาณเหง้ามันสำปะหลังที่ใช้เป็นเชื้อเพลิงประมาณวันละ 253 ตัน ถ้าต้องการสำรองวัตถุดิบได้เป็นเวลา 30 วัน จะมีปริมาณเหง้ามันสำปะหลังประมาณ 7,590 ตัน
- ในการรวบรวมวัตถุดิบจากไร่ขนส่งมาที่โรงไฟฟ้าจะเสียค่าใช้จ่ายในการรวบรวมวัตถุดิบที่ไร่ตันละ 150 บาท
- การขนส่งภายในอำเภอสีคิ้วมีระยะทางไม่เกิน 30 กิโลเมตร สามารถขนส่งเหง้ามันสำปะหลังจำนวน 65,773 ตันต่อปี และมีค่าขนส่งตันละ 110 บาท

- ดังนั้นค่าวัตถุดิบสำรองประมาณ 1,973,400 บาท

ค่าใช้จ่ายในการลงทุนของโครงการสำหรับรูปแบบสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแบบ Firm และแบบ Non-Firm สามารถแสดงดังตารางที่ 3

ตารางที่ 3 ค่าใช้จ่ายในการลงทุน

รายการ	Firm	Non-Firm
1. ค่าที่ดินส่วนของโรงไฟฟ้า	0.23	0.23
2. ค่าใช้จ่ายในการก่อสร้าง	464.23	464.23
3. ค่าใช้จ่ายในการสำรองวัตถุดิบ	27.41	9.14
รวมค่าใช้จ่ายในการลงทุน	491.87	473.59

หมายเหตุ หน่วย : ล้านบาท

2.6.1.2.1.1 แหล่งเงินทุนของโครงการในกรณีที่มีเงินทุนภายนอก**1. ค่าใช้จ่ายในการลงทุน**

- ค่าใช้จ่ายในการลงทุนสำหรับสัญญาแบบ Firm และแบบ Non-Firm เท่ากับ 491.87 และ 473.59 ล้านบาทตามลำดับ โดยแบ่งสัดส่วนเงินลงทุนในปีที่ 1 และปีที่ 2 ในระหว่างก่อสร้าง เท่ากับ 60% : 40% ของค่าใช้จ่ายในการลงทุน

2. ทุนส่วนของเงินกู้

- กำหนดที่ 70% ของค่าใช้จ่ายในการลงทุน หรือเท่ากับ 344.31 ล้านบาทสำหรับสัญญาแบบ Firm และ 331.51 ล้านบาทสำหรับสัญญาแบบ Non-Firm

2.1 ดอกเบี้ยเงินกู้

- กำหนดอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ ในปีแรกเท่ากับ 5.75% ต่อปี โดยเพิ่มขึ้น 1% ทุกปี และกำหนดอัตราดอกเบี้ยเงินกู้คงที่ 8% ต่อปี ตั้งแต่วันที่ 4 เป็นต้นไป โดยระยะเวลาจ่ายคืนเงินกู้ 10 ปีหลังจากก่อสร้างเสร็จ สัดส่วนในการลงทุนและการชำระดอกเบี้ยเงินกู้ของโครงการสำหรับรูปแบบสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแบบ Firm และแบบ Non-Firm สามารถแสดงดังตารางที่ 4

ตารางที่ 4 สัดส่วนในการลงทุนและการชำระดอกเบี้ยเงินกู้

รายการ	Firm	Non-Firm
ค่าใช้จ่ายในการลงทุน	491.87	473.59
ค่าใช้จ่ายในการลงทุนของปีที่ 1	295.12	284.16
ค่าใช้จ่ายในการลงทุนของปีที่ 2	196.75	189.44
ทุนส่วนของเงินกู้	344.31	331.52
ปีที่ 1 ดอกเบี้ย 5.75% ต่อปี	19.11	18.40
ปีที่ 2 ดอกเบี้ย 6.75% ต่อปี	20.66	19.89
ปีที่ 3 ดอกเบี้ย 7.75% ต่อปี	21.63	20.83
ปีที่ 4 ดอกเบี้ย 8% ต่อปี	20.07	19.33
ปีที่ 5 ดอกเบี้ย 8% ต่อปี	17.63	16.99
ปีที่ 6 ดอกเบี้ย 8% ต่อปี	14.99	14.45
ปีที่ 7 ดอกเบี้ย 8% ต่อปี	12.13	11.71
ปีที่ 8 ดอกเบี้ย 8% ต่อปี	9.03	8.74
ปีที่ 9 ดอกเบี้ย 8% ต่อปี	5.68	5.52
ปีที่ 10 ดอกเบี้ย 8% ต่อปี	2.05	2.03

หมายเหตุ หน่วย : ล้านบาทต่อปี

2.6.1.2.2 ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน

การประมาณค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานจะประกอบไปด้วย ค่าบุคลากร ค่าปฏิบัติการและบำรุงรักษา ค่ารวบรวมวัตถุดิบ ค่าขนส่งวัตถุดิบ

1. ค่าบุคลากร

ค่าใช้จ่ายด้านบุคลากร หมายถึง เงินเดือนค่าจ้างพนักงานของโครงการโรงไฟฟ้า โดยมีการจ้างพนักงานทั้งหมด 65 คน ประมาณค่าใช้จ่ายด้านบุคลากร 1,019,000 บาทต่อเดือน หรือ 12,288,000 บาทต่อปี และกำหนดให้มีอัตราจ่ายเพิ่มขึ้นทุกปี เท่ากับ 3%

2. ค่าปฏิบัติการและบำรุงรักษา

ค่าใช้จ่ายจากการปฏิบัติการและบำรุงรักษาแบ่งออกเป็น 3 ช่วง [11]

- ปีที่ 1 ถึงปีที่ 5 ประมาณรายจ่ายเท่ากับร้อยละ 1 ของค่าการลงทุน หรือเท่ากับ 4,220,000 บาทต่อปี
- ปีที่ 6 ถึงปีที่ 10 ประมาณรายจ่ายเท่ากับร้อยละ 1.5 ของค่าการลงทุน หรือเท่ากับ 6,330,000 บาทต่อปี
- ปีที่ 11 ถึงปีที่ 23 ประมาณรายจ่ายเท่ากับร้อยละ 2 ของค่าการลงทุน หรือเท่ากับ 8,440,000 บาทต่อปี

3. ค่ารวบรวมวัตถุดิบ

- ในการรวบรวมวัตถุดิบจากไร่จะเสียค่าใช้จ่ายในการรวบรวมวัตถุดิบที่ไร่ประมาณตันละ 150 บาท [14]

- ปริมาณเหง้ามันสำปะหลังที่ใช้เป็นเชื้อเพลิงประมาณปีละ 92,275 ตัน ดังนั้นราคาค่าใช้จ่ายในการรวบรวมวัตถุดิบจากไร่ เท่ากับ 13,841,250 บาทต่อปี และกำหนดให้มีอัตราจ่ายเพิ่มขึ้นทุกปี เท่ากับ 3%

4. ค่าขนส่งวัตถุดิบ

- ปริมาณเหง้ามันสำปะหลังที่ใช้เป็นเชื้อเพลิงประมาณปีละ 92,275 ตัน

- การขนส่งภายในอำเภอสี่คิ้วมีระยะทางไม่เกิน 30 กิโลเมตร สามารถขนส่งเหง้ามันสำปะหลังจำนวน 65,773 ตันต่อปี และมีค่าขนส่งตันละ 110 บาท [11] ดังนั้นราคาค่าใช้จ่ายในการขนส่งวัตถุดิบ เท่ากับ 7,235,030 บาท

- ส่วนเหง้ามันสำปะหลังที่เหลืออีก 26,502 ตันต่อปี จะมาจากอำเภอใกล้เคียงซึ่งมีระยะทางประมาณ 31-100 กิโลเมตร และมีค่าขนส่งตันละ 150 บาท [11] ดังนั้นราคาค่าใช้จ่ายในการขนส่งวัตถุดิบ เท่ากับ 3,975,300 บาท

- รวมราคาค่าใช้จ่ายในการขนส่งวัตถุดิบจากไร่ไปยังโรงไฟฟ้า เท่ากับ 11,210,330 บาทต่อปี และกำหนดให้มีอัตราจ่ายเพิ่มขึ้นทุกปี เท่ากับ 3%

5. ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการอื่น ๆ

- ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการอื่น ๆ ที่นอกเหนือจากค่าใช้จ่ายในหัวข้อ 1-4 จะประมาณรายจ่ายเท่ากับร้อยละ 0.5 ของค่าการลงทุน [14] และกำหนดให้มีอัตราจ่ายเพิ่มขึ้นทุกปี เท่ากับ 3%

ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานสำหรับรูปแบบสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแบบ Firm และแบบ Non-Firm สามารถสรุปแสดงดังตารางที่ 5

ตารางที่ 5 ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน

รายการ	ล้านบาทต่อปี *
ค่าใช้จ่ายด้านบุคลากร	12.23
ค่าปฏิบัติการและบำรุงรักษา	
ปีที่ 1- ปีที่ 5	4.22
ปีที่ 6- ปีที่ 10	6.33
ปีที่ 11- ปีที่ 25	8.44
ค่ารวบรวมวัตถุดิบ	13.84
ค่าขนส่งวัตถุดิบ	11.21
ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการอื่นๆ	2.11
อัตรารายจ่ายที่เพิ่มขึ้น (% ต่อปี)	3.00

หมายเหตุ * ค่าสมมุติของสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแบบ Firm และแบบ Non-Firm จะเหมือนกัน

2.6.1.3 การประมาณรายได้ของโครงการ

2.6.1.3.1 รายได้จากการผลิตไฟฟ้าสำหรับสัญญาแบบ Firm

รายได้จากการผลิตไฟฟ้าจะประกอบไปด้วย รายได้จากค่าพลังไฟฟ้า (capacity payment) และรายได้จากค่าพลังงานไฟฟ้า (energy payment)

1. รายได้จากค่าพลังไฟฟ้า (capacity payment)

- อัตรากำลังไฟฟ้า (CP) มีสูตรดังนี้ $CP_t = CP_o (0.8(FX_t / 38) + 0.20)$ [2,8]
- เนื่องจากการดำเนินการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าเท่ากับ 25 ปี อัตรากำลังไฟฟ้าฐาน (CP_o) แบบมากกว่า 20 ปี แต่ไม่เกิน 25 ปี มีค่าเท่ากับ 400 บาท/กิโลวัตต์/เดือน [2,8]
- กำหนดอัตราแลกเปลี่ยนเงินเหรียญสหรัฐ (FX_t) เท่ากับ 38 บาท/เหรียญสหรัฐ
- ดังนั้นอัตรากำลังไฟฟ้า (CP) เท่ากับ 400 บาทต่อกิโลวัตต์ต่อเดือน และขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้าเพื่อขายกระแสไฟฟ้าให้กับ กฟผ. ตามสัญญา เท่ากับ 8,800 กิโลวัตต์ ดังนั้นรายได้จากค่าพลังไฟฟ้าในแต่ละรอบเดือน เท่ากับ 3,520,000 บาท
- กำหนดจำนวนเดือนที่ผลิตไฟฟ้าเพื่อขายกระแสไฟฟ้าให้กับ กฟผ. เท่ากับ 12 เดือนใน 1 ปี ดังนั้นรายได้จากค่าพลังไฟฟ้าใน 1 ปี เท่ากับ 42,240,000 บาท

2. รายได้จากค่าพลังงานไฟฟ้า (energy payment)

- อัตรากำลังงานไฟฟ้า (EP) มีสูตรดังนี้ $EP_t = EP_o + ESt$ [2,8]
- อัตรากำลังงานไฟฟ้าฐาน (EP_o) ซึ่งกำหนดในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า มีค่าเท่ากับ 1.49 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง [2,8]
- ค่าตัวประกอบการปรับอัตรากำลังงานไฟฟ้า (ESt) มีสูตรดังนี้ $ESt = (1/10^6) * (Pt - 151,4518) * 8600$ [2,8] โดยกำหนดราคา

ธรรมชาติที่ ปตท. จำหน่ายให้แก่ผู้ผลิตรายเล็ก เท่ากับ 165.5641 บาท/ล้านบาท ดังนั้น ESt เท่ากับ 0.12 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

- ดังนั้นอัตรากำลังงานไฟฟ้า (EP) เท่ากับ $1.4 + 0.12 = 1.61$ บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง
- ตามข้อกำหนดในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า [2,8] กำหนดให้ปริมาณพลังไฟฟ้าในช่วง peak + partial peak (08.00 น. – 21.30 น.) จ่าย 100% ของปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา ดังนั้นปริมาณพลังไฟฟ้า เท่ากับ 8,800 กิโลวัตต์
- ตามข้อกำหนดในสัญญาซื้อขายไฟฟ้า [2,8] กำหนดให้ลดปริมาณพลังไฟฟ้าในช่วง off peak (21.30 น. – 08.00 น.) ลงเหลือ 65% ของปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา ดังนั้นปริมาณพลังไฟฟ้า เท่ากับ 5,720 กิโลวัตต์
- ดังนั้นปริมาณพลังไฟฟ้าเฉลี่ยจากการถ่วงน้ำหนักตาม ชม. การทำงาน เท่ากับ 7,450 กิโลวัตต์
- จำนวนชั่วโมงการทำงานจริงของโรงไฟฟ้า เท่ากับ 7,443 ชั่วโมงต่อปี ดังนั้นปริมาณพลังงานไฟฟ้าตลอดทั้งปี เท่ากับ 55,450,350 กิโลวัตต์-ชั่วโมง ดังนั้นรายได้จากค่าพลังงานไฟฟ้าใน 1 ปี เท่ากับ 89,275,063 บาท

2.6.1.3.2 รายได้จากการผลิตไฟฟ้าสำหรับสัญญาแบบ Non-Firm

รายได้จากการผลิตไฟฟ้าจะมีรายได้จากค่าพลังงานไฟฟ้า (energy payment) เพียงอย่างเดียว

1. รายได้จากค่าพลังงานไฟฟ้า (energy payment)

- อัตรากำลังงานไฟฟ้า (EP) มีสูตรดังนี้ $EP_t = ((Pt * \text{heat rate} / 10^6) + O\&M / 2) * (1 + T) / (1 - L)$ [2,9]
- ในกรณีที่ราคาซื้อขายธรรมชาติที่ ปตท. จำหน่ายให้แก่ผู้ผลิตรายเล็ก เปลี่ยนแปลงจากราคาฐาน (151.4518 บาท/ล้านบาท) ไม่เกิน 1.0000 บาท/ล้านบาท อัตรากำลังงานไฟฟ้า (EP) จะมีค่าเท่ากับ 1.59 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง
- แต่เนื่องจากการกำหนดราคาซื้อขายธรรมชาติที่ ปตท. จำหน่ายให้แก่ผู้ผลิตรายเล็ก เท่ากับ 165.5641 บาท/ล้านบาท ซึ่งเปลี่ยนแปลงมากกว่าราคาฐาน (151.4518 บาท/ล้านบาท) ประมาณ 14 บาท/ล้านบาท
- ดังนั้นอัตรากำลังงานไฟฟ้า (EP) ในแต่ละรอบเดือน เท่ากับ 1.74 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง
- ขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้าเพื่อขายกระแสไฟฟ้าให้กับ กฟผ. ตามสัญญา เท่ากับ 8,800 กิโลวัตต์ กำหนดให้ปริมาณพลังไฟฟ้าที่ผลิตได้จริงเท่ากับปริมาณไฟฟ้าตามสัญญา
- สัญญาแบบ Non-Firm ไม่ต้องลดปริมาณพลังไฟฟ้าในช่วง off peak (21.30 น. – 08.00 น.) ลงเหลือ 65% เหมือนแบบ Firm ดังนั้นจึงสามารถจ่ายได้ 100% ของปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา
- จำนวนชั่วโมงที่ผลิตไฟฟ้าเพื่อขายกระแสไฟฟ้าให้กับ กฟผ. เท่ากับ 7,443 ชั่วโมงต่อปี ดังนั้นปริมาณพลังงานไฟฟ้าตลอดทั้งปี เท่ากับ 65,498,400 กิโลวัตต์-ชั่วโมง ดังนั้นรายได้จากค่าพลังงานไฟฟ้าใน 1 ปี เท่ากับ 113,967,216 บาท

รายได้จากการผลิตไฟฟ้าสำหรับรูปแบบสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแบบ Firm และแบบ Non-Firm สามารถสรุปแสดงดังตารางที่ 6 และกำหนดให้มีอัตรารายได้เพิ่มขึ้นทุกปี เท่ากับ 2.5%

ตารางที่ 6 รายได้จากการผลิตไฟฟ้า

รายการ	Firm	Non-Firm
รายได้จากค่าพลังไฟฟ้า	42.24	-
รายได้จากค่าพลังงานไฟฟ้า	89.35	113.97
อัตรารายได้ที่เพิ่มขึ้น (% ต่อปี)	2.50	2.50

หมายเหตุ หน่วย : ล้านบาทต่อปี

2.6.2 การวิเคราะห์ผลตอบแทนการลงทุนของโครงการ

การหาผลตอบแทนการลงทุน จะนำข้อมูลค่าใช้จ่ายในการลงทุน ดอกเบี้ยเงินกู้ ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน และรายได้จากการผลิตไฟฟ้า มาวิเคราะห์เปรียบเทียบรูปแบบสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแบบ Firm ที่มีอายุสัญญา 25 ปี และแบบ Non-Firm ที่มีอายุสัญญาปีต่อปีต่อเนื่องจนถึง 25 ปี โดยใช้ตัวชี้วัดผลตอบแทนการลงทุน 3 ตัว คือ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (B/C) และอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) ผลการวิเคราะห์ด้านการเงินแสดงตารางที่ 7

ตารางที่ 7 ผลการวิเคราะห์ด้านการเงินของรูปแบบสัญญาซื้อขายไฟฟ้า

โครงการโรงไฟฟ้า	อัตราผลตอบแทนด้านการเงิน		
	NPV (ล้านบาท)	B/C	IRR (%)
สัญญาแบบ Firm	675.67	1.55	16
สัญญาแบบ Non-Firm	441.29	1.37	13

สรุปผลการวิเคราะห์จากตารางที่ 7 พบว่า โครงการโรงไฟฟ้าที่ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแบบ Firm มีค่า NPV เท่ากับ 675 ล้านบาท B/C เท่ากับ 1.55 และ IRR เท่ากับ 16% ส่วนโครงการโรงไฟฟ้าที่ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแบบ Non-Firm มีค่า NPV เท่ากับ 441 ล้านบาท B/C เท่ากับ 1.37 และ IRR เท่ากับ 13% ดังนั้นโครงการโรงไฟฟ้าที่ทำรูปแบบสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแบบ Firm จะให้ผลตอบแทนการลงทุนสูงกว่าแบบ Non-Firm เนื่องจากมีค่า NPV, B/C และ IRR มากกว่า จากนั้นนำผลการวิเคราะห์รูปแบบสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแบบ Firm ไปทำการวิเคราะห์ความไวโดยเลือกปัจจัยดังนี้

- ปัจจัยที่ 1: จำนวนชั่วโมงการทำงานตลอดปีของโรงไฟฟ้าลดลงเหลือ 80% ของจำนวนชั่วโมงทั้งหมดใน 1 ปี
- ปัจจัยที่ 2: ราคาเหมาจ่ายสำหรับค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 10% ทุกปี
- ปัจจัยที่ 3: ราคาต้นทุนเชื้อเพลิงสำหรับค่าไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 10% ทุกปี
- ปัจจัยที่ 4: ราคาต้นทุนค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้าเพิ่มขึ้น 10%
- ปัจจัยที่ 5: รวมปัจจัยข้อ 1 ถึงข้อ 4 เกิดขึ้นพร้อมกัน

ผลการวิเคราะห์ความไวสามารถสรุปผลโดยใช้ตัวชี้วัดผลตอบแทนการลงทุน 3 ตัว คือ มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) อัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (B/C) และอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) ดังแสดงตารางที่ 8 ถึง 10 โดยปัจจัยที่มีผลต่อความไวมากที่สุด ได้แก่ ปัจจัยที่ 2: ราคาเหมาจ่ายสำหรับค่าไฟฟ้า ส่วนปัจจัยที่มีผลต่อความไวน้อยที่สุด ได้แก่ ปัจจัยที่ 4: ราคาต้นทุนค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้า และเมื่อให้ปัจจัยข้อ 1 ถึงข้อ 4 เกิดขึ้นพร้อมกัน พบว่าค่า IRR เปลี่ยนแปลงลดลงประมาณ 62%

ตารางที่ 8 สรุปผลการวิเคราะห์ความไวโดยใช้ตัวชี้วัดมูลค่าปัจจุบันสุทธิ

หัวข้อในการวิเคราะห์ความไว	อัตราผลตอบแทนด้านการเงิน	
	NPV (ล้านบาท)	% ที่เปลี่ยนแปลง
ปัจจัยที่ 1	523.28	-22.55
ปัจจัยที่ 2	416.48	-38.36
ปัจจัยที่ 3	465.75	-31.07
ปัจจัยที่ 4	612.74	-9.31
ปัจจัยที่ 5	-8.67	-101.30

ตารางที่ 9 สรุปผลการวิเคราะห์ความไวโดยใช้ตัวชี้วัดอัตราส่วนผลประโยชน์ต่อต้นทุน (B/C)

หัวข้อในการวิเคราะห์ความไว	อัตราผลตอบแทนด้านการเงิน	
	B/C	% ที่เปลี่ยนแปลง
ปัจจัยที่ 1	1.43	-7.74
ปัจจัยที่ 2	1.28	-17.42
ปัจจัยที่ 3	1.32	-14.84
ปัจจัยที่ 4	1.48	-4.52
ปัจจัยที่ 5	1.00	-35.48

ตารางที่ 10 สรุปผลการวิเคราะห์ความไวโดยใช้ตัวชี้วัดอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR)

หัวข้อในการวิเคราะห์ความไว	อัตราผลตอบแทนด้านการเงิน	
	IRR (%)	% ที่เปลี่ยนแปลง
ปัจจัยที่ 1	13.8	-13.75
ปัจจัยที่ 2	13.7	-14.38
ปัจจัยที่ 3	14.1	-11.88
ปัจจัยที่ 4	14.5	-9.38
ปัจจัยที่ 5	6.0	-62.50

3. สรุป

จากผลการวิเคราะห์ด้านการเงิน พบว่า รูปแบบสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแบบ Firm จะให้ผลตอบแทนทางการเงินสูงกว่าสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแบบ Non-Firm ในทุกตัวชี้วัดผลตอบแทนการลงทุนโดยมีค่า NPV เท่ากับ 675 ล้านบาท B/C เท่ากับ 1.55 และ IRR เท่ากับ 16% และในการวิเคราะห์ความไวของโครงการที่มีรูปแบบสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแบบ Firm พบว่า ปัจจัยที่มีผลต่อความไวมากที่สุด ได้แก่ ราคาเหมาจ่ายสำหรับส่วนปัจจัยที่มีผลต่อความไวน้อยที่สุด ได้แก่ ราคาค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้า และเมื่อให้ทุกปัจจัยเกิดขึ้นพร้อมกันจะทำให้ค่า NPV เท่ากับ -8.76 ล้านบาท ค่า IRR ลดลงเหลือ 6% ทำให้โครงการไม่คุ้มทุนด้านการเงินต่อการลงทุน ดังนั้นสรุปได้ว่า รูปแบบสัญญาซื้อขายไฟฟ้าสำหรับโครงการโรงไฟฟ้าขนาดเล็กโดยใช้เหมาจ่ายสำหรับเป็นเชื้อเพลิงที่มีความเหมาะสมทางการเงิน คือ รูปแบบสัญญาซื้อขายไฟฟ้าประเภท Firm

เอกสารอ้างอิง

- [1] สำนักงานคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ 2547, “การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน,” วารสารนโยบายพลังงาน, ฉบับที่ 63, มกราคม – มีนาคม 2547, หน้า 12.
- [2] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็ก, มกราคม พ.ศ. 2541 (ฉบับปรับปรุง 2545), 2545.
- [3] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, 2545, รายงานประจำปี 2545.
- [4] สุวรรณ แสงเพชร, “การผลิตไฟฟ้าด้วยเหมาจ่ายสำหรับ,” สารความรู้เกี่ยวกับพลังงานไฟฟ้า, โครงการเฉลิมพระเกียรติพระบาทสมเด็จพระเจ้าอยู่หัวเนื่องในโอกาสพระราชพิธีมหามงคลเฉลิมพระชนมพรรษา 6 รอบ 5 ธันวาคม 2542, ภาควิชาวิศวกรรมไฟฟ้า, คณะวิศวกรรมศาสตร์, จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2542, หน้า 27-48.
- [5] สำนักงานเศรษฐกิจการเกษตร, “สถิติเนื้อที่ปลูก เนื้อที่เก็บเกี่ยวและผลผลิตมันสำปะหลังของจังหวัดนครราชสีมาในช่วงปี พ.ศ. 2537 – 2545,” แหล่งที่มา: <http://www.oae.or.th/>, 2546.
- [6] วัฒนา ถาวร, “โรงต้นกำลังไฟฟ้า,” กรุงเทพมหานคร : สำนักพิมพ์สมาคมส่งเสริมเทคโนโลยี (ไทย-ญี่ปุ่น), 2546.
- [7] อรรถพล พันธวิวัฒน์ศิริ, “เทคโนโลยีการเผาไหม้สำหรับโรงไฟฟ้าชีวมวล,” วารสารประสิทธิภาพพลังงาน, ตุลาคม – ธันวาคม 2543.
- [8] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, ต้นแบบสัญญาซื้อขายไฟฟ้าประเภท Firm กรณีใช้เชื้อเพลิงประเภทพลังงานหมุนเวียน, ตุลาคม พ.ศ. 2544.
- [9] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, ต้นแบบสัญญาซื้อขายไฟฟ้าประเภท Non-Firm, ตุลาคม พ.ศ. 2544.
- [10] Black and Veatch, “Thailand Biomass-Based Power Generation and Cogeneration within Small Rural Industries,” Report to The National Energy Policy Office, November, 2000.
- [11] ยิ่งลักษณ์ กาญจนฤกษ์, “การศึกษาความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์โครงการผลิตกระแสไฟฟ้าจากเหมาจ่ายสำหรับ,” วิทยานิพนธ์ปริญญาโทบริหารธุรกิจ ภาควิชาโครงการสหวิทยาการระดับบัณฑิตศึกษา, คณะวิทยาศาสตร์มหาบัณฑิต (การจัดการทรัพยากร), มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์, 2545.
- [12] การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, คำร้องการขายไฟฟ้า ของบริษัท ไฟฟ้าชนบท จำกัด, 2545.
- [13] สำนักงานธนารักษ์พื้นที่จังหวัดนครราชสีมา, 2547, บัญชีประเมินทุนทรัพย์ที่ดิน พ.ศ. 2547-2550.
- [14] Finpro, “Feasibility Study of Power Generation in Combined Heat and Power Mode (CHP) from Cassava Rhizome and Other Agriculture Biomass Residues in Rural Thailand,” Report to the National Energy Policy Office, February, 2002.