การศึกษาความเป็นไปได้ของโรงงานผลิตไฟฟ้าชีวมวลกากอ้อยขนาด 10 MW

A FEASIBILITY STUDY OF 10 MW BAGASSE BIOMASS POWER PLANTS

นายจิรัฎฐรัฐ์ อัครสินสมบัติ รหัส 50360081

นายฤทธิพร ก้อนคำ รหัส 50363723

ห้องสมุดคณะวิศวกรรมศาสตร์
วันที่รับ - 1 ส.ค. 2555
เลขทะเบียน 1632670
เลขเรียกหนังสือ ฝร.
ว 527 ก 2555

ปริญญานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต

สาขาวิชาวิศวกรรมอุตสาหการ ภาควิชาวิศวกรรมอุตสาหการ

คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยนเรศวร

ปีการศึกษา 2555

ใบรับรองปริญญานิพนธ์

ชื่อหัวข้อโครงงาน	การศึกษาความเป็นไปได้ของโรงงานผลิตไฟฟ้าชีวมวลกากอ้อยขนาด 10 MW	
ผู้ดำเนินโครงงาน	นายจิรัฏฐ์ อัครสินสมบัติ	รหัส 50360081
	นายฤทธิพร ก้อนคำ	รหัส 50363723
ที่ปรึกษาโครงงาน	รองศาสตราจารย์ ดร. กวิน สนธิเพิ่มพูน	
สาขาวิชา	วิศวกรรมอุตสาหการ	
ภาควิชา	วิศวกรรมอุตสาหการ	
ปีการศึกษา	2555	

.....

คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยนเรศวร อนุมัติให้ปริญญานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมอุตสาหการ

.....ที่ปรึกษาโครงงาน
(รองศาสตราจารย์ ดร. กวิน สนธิเพิ่มพูน)

.....กรรมการ
(ดร.สมลักษณ์ วรรณฤมล)

.....กรรมการ
(อาจารย์วิสาข์ เจ่าสกุล)

ชื่อหัวข้อโครงงาน	การศึกษาความเป็นไปได้ของโรงงานผลิตไฟฟ้า ชีวมวลกากอ้อยขนาด 10 MW	
ผู้ดำเนินโครงงาน	นายจิรัฏฐรัฐ์ อัครสินสมบัติ	รหัส 50360081
	นายฤทธิพร ก้อนคำ	รหัส 50363723
ที่ปรึกษาโครงงาน	รองศาสตราจารย์ ดร. กวิน สนธิเพิ่มพูน	
สาขาวิชา	วิศวกรรมอุตสาหการ	
ภาควิชา	วิศวกรรมอุตสาหการ	
ปีการศึกษา	2555	

บทคัดย่อ

โครงงานวิจัยนี้ เป็นการศึกษาความเป็นไปได้ในการสร้างโรงไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวลโดยใช้การเผาไหม้เชื้อเพลิงและแลกเปลี่ยนพลังงานความร้อน เพื่อนำพลังงานความร้อนเปลี่ยนน้ำให้เป็นไอน้ำแล้วนำไปใช้ในการหมุนกังหันพลังงานไอน้ำ โดยวิเคราะห์จากความเป็นไปได้ใน 4 ด้าน คือ ด้านวิศวกรรม ด้านเศรษฐศาสตร์ ด้านการตลาด และด้านสิ่งแวดล้อม และนำข้อมูลทั้งหมดมาศึกษาว่าคุ้มค่ากับทำโครงการนี้หรือไม่

จากผลการวิจัยทำให้ทราบว่าการสร้างโรงงานไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวล มีความเป็นไปได้ในทุกด้าน และสามารถนำโครงการนี้ไปศึกษาในเชิงลึกเพื่อนำไปสร้างจริงได้ นอกจากสถานที่จังหวัดบุรีรัมย์แล้ว จังหวัดอื่นก็สามารถสร้างได้เช่นกันเพียงแค่ต้องอยู่ใกล้กับแหล่งของเชื้อเพลิงนั้นๆ

Project title	Feasibility Analysis for Creating Power Plants 10 MW From Biomass	
Name	Mr. JIRAT AKARASINSOMBAT	ID. 50360081
	Mr. RIDTIPORN GOONKOM	ID. 50363723
Project advisor	Ap.Dr.Kawin Sonthipaumpoon	
Major	Industrial Engineering	
Department	Industrial Engineering	
Academic year	2012	

Abstract

This research is a study and development of an inventory management software that is able to help remainder and also improve document system. A case study of "M.E.D. Engineering Company" is investigated to provide an inventory management system which is efficient in side of order, taking check, defraying, checking count and more manageable checking that in the past had not good inventory management. It makes complication, be late and increasing miscellaneous expenses. The flow of document system is developed. The form of document for using control functions and data test from software are also new designed by developing software from Microsoft Access 2007

The result of this research, software is used to help inventory management to support to look up products for checking its inside warehouse that sufficed with demand in works. The software yields a more efficient system and able to reduce processes. Moreover, using document system and software make conveniently processes in checking data.

กิตติกรรมประกาศ

การจัดทำปริญญานิพนธ์นี้สำเร็จลุล่วงไปด้วยดีเนื่องจากการได้รับความกรุณาของผู้มีพระคุณที่ให้การสนับสนุนส่งเสริม ข้อเสนอแนะนำต่างๆ ทางคณะผู้จัดทำจึงขอโอกาสนี้แสดงความขอบคุณบุคคลผู้มีพระคุณ ดังนี้

ขอกราบขอบพระคุณ รศ.ดร.กวิน สนธิเพิ่มพูน ซึ่งเป็นอาจารย์ที่ปรึกษาโครงงานวิจัยนี้ได้ให้ความรู้และแนะแนวทางอันเป็นประโยชน์ในการทำปริญญานิพนธ์ ทั้งเอาใจใส่ ดูแลตรวจสอบการดำเนินงานเป็นอย่างดี

ขอขอบพระคุณ บริษัท ไทยเทอร์โบ เจนเนอร์เรเตอร์ จำกัด สำหรับการเอื้อเฟื้อข้อมูลและอำนวยการความสะดวกเป็นอย่างดีในการเก็บข้อมูล

ขอขอบพระคุณบิดามารดาที่ให้อุปการะทั้งด้านการเงิน และทางด้านการสนับสนุนส่งเสริมในเรื่องของการศึกษา และขอขอบคุณบุคคลซึ่งไม่อาจกล่าวนามในนี้ได้ทั้งหมด ที่ได้มาให้กำลังใจและแรงใจในการดำเนินงานครั้งนี้ตลอดมา

ผู้ดำเนินโครงงาน
จิรัฏฐ์ อัครสินสมบัติ
ฤทธิพร ก้อนคำ

พฤษภาคม 2555

สารบัญ

หน้า

ใบรับรองปริญญานิพนธ์ ..... ก
บทคัดย่อภาษาไทย ..... ข
กิตติกรรมประกาศ ..... ค
สารบัญ ..... จ
สารบัญตาราง ..... ฌ
สารบัญรูป ..... ญ

บทที่ 1 บทนำ 1
1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของโครงงาน 1
1.2 วัตถุประสงค์ของโครงงาน 1
1.3 เกณฑ์ชี้วัดผลงาน 1
1.4 เกณฑ์ชี้วัดผลสำเร็จ 1
1.5 ขอบเขตการดำเนินโครงงาน 2
1.6 สถานที่ในการดำเนินโครงงาน 2
1.7 ระยะเวลาในการดำเนินโครงงาน 2
1.8 ขั้นตอนและแผนการดำเนินโครงงาน 2

บทที่ 2 หลักการและทฤษฎีเบื้องต้น 3
2.1 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง 3
2.1.1 หม้อไอน้ำแบบเปลวไฟย้อนกลับ 3
2.1.2 หม้อไอน้ำ JAFI 4
2.1.3 หม้อไอน้ำระบบวันทรูช์ 5
2.1.4 หม้อไอน้ำแบบไอเสียควบแน่น 6
2.1.5 หม้อไอน้ำแบบผสม 7
2.1.6 หม้อไอน้ำชนิด Circulating Fluidized Bed 8

สารบัญ (ต่อ)

หน้า

2.1.7 สรุป 9
2.2 การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ในทางเศรษฐศาสตร์ 10
2.2.1 การศึกษาความเป็นไปได้ทางด้านการเงิน 10
2.2.2 การประเมินค่าโครงการลงทุน 11
2.3 เครื่องมือในการประเมินโครงงาน 12
2.3.1 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ 12
2.3.2 อัตราผลตอบแทนภายใน 13
2.3.3 งวดเวลาคืนทุน 14
2.4 พลังงานและทางเลือกการใช้เชื้อเพลิงของประเทศไทย 14
2.4.1 ความสำคัญของพลังงาน 14
2.4.2 คุณสมบัติของพลังงานแต่ละชนิด 15
2.5 ชีวมวล (Biomass) 17
2.5.1 ผลิตภัณฑ์ในอุตสาหกรรมการเกษตร 17
2.5.2 การแปรรูปชีวมวลให้เป็นพลังงาน 17
2.5.3 ชีวมวลที่สามารถนำมาใช้ในการผลิตไฟฟ้า 18
2.5.4 ข้อดีของเชื้อเพลิงชีวมวล 19
2.5.5 ปัญหาการใช้พลังงานจากชีวมวล 19

บทที่ 3 การดำเนินโครงการ 22
3.1 ขั้นตอนการเก็บข้อมูล 22
3.1.1 ศึกษาเกี่ยวกับข้อมูลของการคำนวณทางเศรษฐศาสตร์ 22
3.1.2 ศึกษาข้อมูลระบบการทำงานของโรงไฟฟ้าขนาดเล็กจากหม้อต้มน้ำ 22
3.1.3 ศึกษาเชื้อเพลิงหมุนเวียน 22
3.1.4 ศึกษาการหาค่าทางวิศวกรรมในการทำงานของระบบ 22
3.2 ขั้นตอนการออกแบบโครงสร้างของระบบ 23
3.2.1 เลือกใช้เครื่องจักรที่เหมาะสมกับการนำมาผลิตกระแสไฟขนาด 10 MW 23
3.2.2 เลือกเชื้อเพลิงหมุนเวียนที่จะนำมาใช้ 23

สารบัญ (ต่อ)

หน้า

3.3 ขั้นตอนการหาค่าทางเศรษฐศาสตร์ 23
3.3.1 การหาจุดคุ้มทุน 23
3.3.2 การหาค่าต้นทุนในการสร้างโรงงาน 23
3.3.3 การเลือกใช้สถานที่ 24
3.4 ขั้นตอนการหาค่าทางวิศวกรรม 24
3.4.1 หาค่าแรงดันที่ใช้ในการหมุนของกังหันลม 24
3.4.2 คำนวณอุณหภูมิของไอน้ำแต่ละจุด 24
3.4.3 หาปริมาณของวัตถุดิบที่ใช้ในการทำงาน 24
3.5 ขั้นตอนศึกษาด้านควบคุมสิ่งแวดล้อม 24
3.6 ขั้นตอนการตรวจสอบและปรับปรุง 25
3.6.1 นำค่าที่ได้ไปตรวจสอบกับกระแสไฟที่กำหนดไว้ 25
3.6.2 ปรับปรุงรูปแบบของเครื่องจักรให้เหมาะสม 25
3.7 สรุปผล 25
3.7.1 ทำการสรุปผลการคำนวณทางเศรษฐศาสตร์ 25
3.7.2 ทำการสรุปผลการคำนวณทางวิศวกรรม 25
3.7.3 สรุปความสำคัญของการเลือกใช้สถานที่ 25
3.8 ผังขั้นตอนการปฏิบัติงาน 26

บทที่ 4 ผลการดำเนินโครงงาน 27
4.1 เครื่องมือที่เลือกใช้ในการสร้างโรงไฟฟ้าขนาด 10 MV 27
4.2 หาค่าปริมาณการใช้เชื้อเพลิง 29
4.3 ความเป็นไปได้ในด้านวิศวกรรม 30
4.4 ความเป็นไปได้ด้านการตลาด 32
4.5 ความเป็นไปได้ในด้านเศรษฐศาสตร์และการเงิน 40
4.6 ความเป็นไปได้ในด้านสิ่งแวดล้อม 44

สารบัญ (ต่อ)

หน้า

บทที่ 5 บทสรุปและข้อเสนอแนะ 56
5.1 สรุปผลการดำเนินโครงงาน 56
5.2 ปัญหาและอุปสรรคในการดำเนินโครงงาน 58
5.3 ข้อเสนอแนะ 58
5.4 ประโยชน์ที่ได้รับจากการทำโครงงาน 58

เอกสารอ้างอิง 59
ภาคผนวก ก อัตราค่าไฟฟ้า 60
ภาคผนวก ข ตารางการวิเคราะห์ลงทุน (VSPP) ขนาด 10 MW 71

ประวัติผู้ดำเนินโครงการ 73

สารบัญตาราง

ตารางที่ หน้า

2.1 คุณสมบัติทางเคมีและค่าความร้อนอย่างหยาบๆ 16
4.1 ตารางค่าความชื้นของเชื้อเพลิงแต่ละชนิด 30
4.2 รายละเอียดกำลังการผลิตไฟฟ้า 31
4.3 VSPP ที่ได้รับการตอบรับซื้อไฟฟ้า (ณ เดือนกันยายน 2549) 33
4.4 VSPP ที่ขายไฟฟ้าเข้าระบบแล้ว (ณ เดือนกันยายน 2549) 34
4.5 ค่าส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าตามประเภทเชื้อเพลิง. 35
4.6 แรงดันไฟฟ้าวัดเทียบกับดิน (โวลต์) 36
4.7 แรงดันไฟฟ้าวัดเทียบกับดิน (โวลต์) 37
4.8 ใบอนุญาตต่างๆ ที่เกี่ยวข้อง 40
4.9 สมมติฐานต้นทุนการสร้างโรงงานไฟฟ้า 41
4.10 การคาดการณ์ปริมาณฝุ่นละอองที่ออกจากปล่องโรงไฟฟ้า 46
4.11 มวลสารที่ออกจากปล่อง (มาตรฐานประเทศไทยและค่าควบคุมในโครงการ) 49
4.12 คุณสมบัติขี้เถ้าชานอ้อย 51
4.13 ระดับเสียงเฉลี่ยของชุมชนรอบข้างโรงไฟฟ้า 54
4.14 ค่าใช้จ่ายของการบำบัดกลิ่นด้วยวิธีการต่างๆ 55

สารบัญรูป

รูปที่ หน้า

2.1 หม้อไอน้ำแบบเปลวไฟย้อนกลับมี 3 กลับ 4
2.2 หม้อไอน้ำแบบ JAFI 5
2.3 หม้อไอน้ำแบบวันทรูช์ 6
2.4 หม้อไอน้ำแบบไอเสียควบแน่น 7
2.5 หม้อไอน้ำแบบผสม 8
2.6 หม้อไอน้ำ Circulating Fluidized Bed (CFB) 9
4.1 แผนผังการผลิตไฟฟ้าระบบหม้อไอน้ำและ Condensing Turbine 27
4.2 สัดส่วนการผลิตพลังงานไฟฟ้า 28
4.3 ห้องเผาไหม้ไอน้ำ 29
4.4 ตัวอย่างค่าความดันอุณหภูมิมวลและพลังงาน 29
4.5 กระบวนการทำงานของโรงไฟฟ้าชีวมวล 32
4.8 ลักษณะการใช้ไฟฟ้าในแต่ละวัน 35

บทที่ 1
บทนำ

1.1 ความเป็นมาและความสำคัญของโครงงาน

ในปัจจุบันการใช้พลังงานไอน้ำ เพื่อสร้างพลังงานไฟฟ้าจากกังหันไอน้ำ เริ่มมีคนให้ความสนใจเพิ่มมากขึ้น เนื่องจากเชื้อเพลิงที่ใช้นั้นหาได้ในหลายรูปแบบ เช่น เชื้อเพลิงฟอสซิล เชื้อเพลิงถ่านหิน เชื้อเพลิงหมุนเวียน ซึ่งในแต่ละประเภทก็จะมีข้อดีข้อเสียที่แตกต่างกันไป

สำหรับโครงงานนี้ ต้องการที่จะผลิตไฟฟ้าให้ได้ปริมาณ 10 MW จึงไม่จำเป็นที่ต้องใช้เชื้อเพลิงที่มีราคาสูง ดังนั้นจึงเลือกเชื้อเพลิงที่ประหยัดและหาง่ายซึ่งก็คือ เชื้อเพลิงหมุนเวียนจากธรรมชาติ ซึ่งเชื้อเพลิงประเภทนี้ส่วนใหญ่จะเป็นสิ่งที่เหลือจากขบวนการผลิต เช่น กากอ้อย แกลบ ไม้สับ แต่ที่กล่าวมาเชื้อเพลิงหมุนเวียนที่ประหยัดที่สุด คือ กากอ้อย เพราะกากอ้อยนำไปใช้งานในรูปแบบอื่นได้น้อยและมูลค่าซากก็ต่ำจึงเหมาะกับการนำมาศึกษาความเป็นไปได้ในการสร้างโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก

แต่การที่เราจะสร้างโรงไฟฟ้าจากพลังงานไอน้ำนั้นก็ต้องทราบก่อนว่าการที่เราจะสร้างพลังงานความร้อนให้กลายเป็นไอน้ำนั้นต้องใช้หม้อต้มไอน้ำ จากนั้นเมื่อเราได้ไอน้ำแล้วก็จำเป็นที่จะต้องมาศึกษาว่าค่าความดัน และอุณหภูมิ เท่าไหร่ถึงจะสร้างพลังงานไฟฟ้าที่ 10 MW ได้รวมถึงการคำนวณการวิเคราะห์โครงการ เพื่อหาผลตอบแทนและจุดคุ้มทุน นอกจากนั้นยังต้องมีการวิเคราะห์การเลือกสถานที่ในการสร้างโรงไฟฟ้าขนาด 10 MW

1.2 วัตถุประสงค์ของโครงงาน

1.2.1 เพื่อศึกษาระบบการทำงานของโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก 10 MW จากเชื้อเพลิงหมุนเวียน

1.2.2 เพื่อศึกษาการใช้เชื้อเพลิงหมุนเวียนที่นิยมในประเทศไทย

1.2.3 เพื่อศึกษาความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ในการสร้างโรงไฟฟ้าขนาดเล็ก 10 MW

1.3 เกณฑ์ชี้วัดผลงาน (Output)

ระบบการทำงานของการผลิตกระแสไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงหมุนเวียนและความคุ้มค่าในการสร้างโรงงานไฟฟ้าขนาด 10 MW

1.4 เกณฑ์ชี้วัดผลสำเร็จ (Outcome)

ได้ระบบการทำงานและจุดคุ้มทุนทางเศรษฐศาสตร์ในการสร้างโรงงานไฟฟ้าขนาด 10 MW

1.5 ขอบเขตในการดำเนินงาน

1.5.1 การทำงานจากหม้อต้มไอน้ำเข้ากังหันไอน้ำ ได้พลังงานไฟฟ้าไม่เกิน 10 MW

1.5.2 ใช้เชื้อเพลิงธรรมชาติกากอ้อยในการทำงานของระบบ

1.5.3 หาค่าคำนวณทางเศรษฐศาสตร์และการคำนวณทางวิศวกรรม

1.5.4 ใช้พื้นที่ในการทำโครงการ คือ พื้นที่ตำบลหินเหล็กไฟ อำเภอคูเมือง จังหวัดบุรีรัมย์ ซึ่งตั้งอยู่ใกล้กับโรงน้ำตาลบุรีรัมย์และเสาไฟฟ้ากระแสแรงสูง

1.6 สถานที่ในการดำเนินโครงงาน

ตึกอาคารภาควิชาวิศวกรรมอุตสาหการ คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยนเรศวร

1.7 ระยะเวลาในการดำเนินโครงงาน

ระยะเวลาในการทำโครงงาน เดือน กุมภาพันธ์ – พฤษภาคม พ.ศ. 2555

1.8 ขั้นตอนและแผนการดำเนินการ (Gantt Chart)

ตารางที่ 1.1 ขั้นตอนและแผนการดำเนินงาน

ที่	กิจกรรมและขั้นตอนการดำเนินงานการ	ระยะเวลา (เดือน)							
		ก.พ.		มี.ค.		เม.ย.		พ.ค.	
1.8.1	ศึกษาทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง	←	→						
1.8.2	ขั้นตอนการเก็บข้อมูล	←	→						
1.8.3	ขั้นตอนการออกแบบโครงสร้าง		←	→					
1.8.4	ขั้นตอนการหาค่าทางเศรษฐศาสตร์			←	→				
1.8.5	ขั้นตอนการหาค่าทางวิศวกรรม				←	→			
1.8.6	ขั้นตอนการตรวจสอบและปรับปรุง					←	→		
1.8.7	สรุปผลการดำเนินงาน							←	→
1.8.8	จัดทำรายงานฉบับสมบูรณ์							←	→

บทที่ 2
หลักการและทฤษฎีเบื้องต้น

2.1 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

หม้อไอน้ำ (Boiler) นับเป็นกระบวนการสำคัญชิ้นหนึ่งของกระบวนการผลิตในอุตสาหกรรมที่จำเป็นต้องใช้ไอน้ำ น้ำร้อน ลมร้อน หรือความร้อนในลักษณะต่างๆ หม้อไอน้ำสมัยใหม่นิยมใช้เชื้อเพลิงที่ง่าย และสะดวกต่อการใช้ซึ่งก็คือ น้ำมันเตา น้ำมันดีเซล LPG และคาดว่าอนาคตอาจจะมีการนำเอาก๊าซธรรมชาติมาด้วย

สำหรับประเทศไทยเองแนวโน้มเชื้อเพลิงที่ใช้สำหรับหม้อไอน้ำก็จะเป็นผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมดังที่กล่าวข้างต้น ซึ่งคาดว่าจะมีปริมาณการใช้เพิ่มมากขึ้นอย่างต่อเนื่อง เว้นเสียแต่ในอุตสาหกรรมบางประเภทที่มีเชื้อเพลิงบางอย่างเหลืออยู่จากขบวนการผลิตก็ยังนิยมใช้เชื้อเพลิงนั้นซึ่งประหยัดไปในตัวเชื้อเพลิงเหลือดังกล่าวก็คือ แกลบ กะลา ปาล์ม ชานอ้อย เศษไม้ ฟืน เป็นต้น

ในระยะ 2-3 ปีที่ผ่านมา ได้มีความพยายามที่จะนำลิกไนต์มาใช้ในหม้อไอน้ำที่ผลิตขึ้นเพื่อใช้เชื้อเพลิงแข็งนี้โดยเฉพาะ อย่างไรก็ตามเป็นที่ทราบกันดีว่าผลิตภัณฑ์ปิโตรเลียมนั้นมีราคาค่อนข้างแพงและความผันแปรราคาค่อนข้างสูง แต่เนื่องจากความสะดวก ความสะอาด และความปลอดภัยในการใช้งานจึงยังทำให้เป็นเชื้อเพลิงที่ได้รับความนิยมและมีแนวโน้มการใช้เพิ่มต่อไป

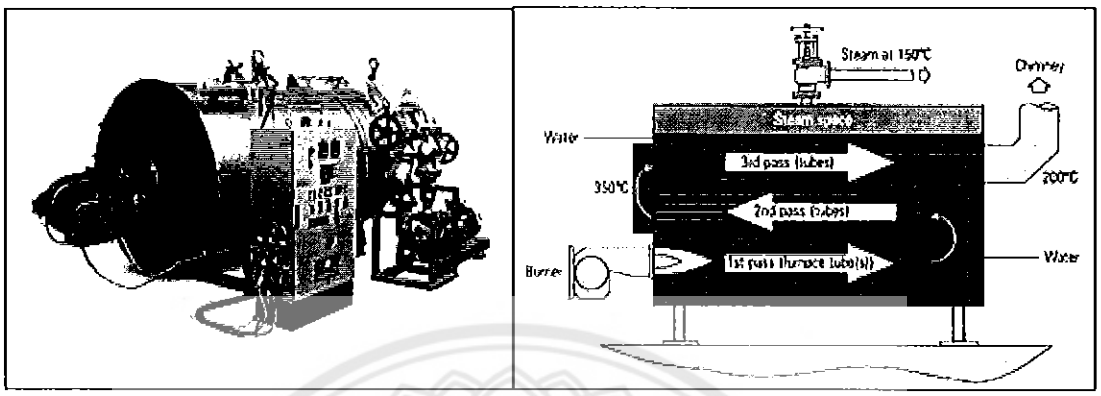
2.1.1 หม้อไอน้ำแบบเปลวไฟย้อนกลับ

หม้อไอน้ำแบบเปลวไฟย้อนกลับหรือทิมเบิล (Reverse Flame of Thimble Boilers) ออกแบบมาเพื่อลดปัญหาในเรื่องการขยายตัวของท่อแตกต่างกัน ซึ่งการขยายตัวของท่อที่ห้องเผาไหม้จะสูงกว่าท่อที่ไม่สัมผัสไฟที่เป็นทางผ่านแรกของแก๊สร้อนที่วนกลับ และก็จะแตกต่างกันมากขึ้นสำหรับทางผ่านของแก๊สร้อนที่วกกลับครั้งที่สองซึ่งอาจจะเกิดแรงเค้นที่แผ่นโลหะของผนังที่ยึดท่อไฟไว้ที่ส่วนปลายของหม้อไอน้ำแต่ละลูกด้วย โดยการใช้ห้องเผาไหม้แบบลอยตัว (Floating Combustion Chamber) ซึ่งห้องเผาไหม้จะสัมผัสแผงของท่อด้านบนพร้อมกัน หม้อไอน้ำเหล่านี้จะจัดให้อยู่ในประเภทหม้อไอน้ำแบบมี 3 กลับ (Three-Pass Units) จะมี 2 กลับที่เกิดขึ้นภายในห้องเผาไหม้ เพราะเปลวไฟ แบบย้อนกลับจะใช้ทางผ่านทางเดียวของท่อที่ใช้ในการพาความร้อน

ข้อดีที่สำคัญอีกอย่างหนึ่งของการย้อนกลับของเปลวไฟก็คือเป็นการลดความยาวของห้องเผาไหม้ให้เหลือเท่าที่จำเป็นทำให้หม้อไอน้ำมีขนาดกะทัดรัด (Package) มากขึ้นเพราะบ่อยครั้งปัญหาการหาพื้นที่ให้ว่างพอที่จะติดตั้งหม้อน้ำร้อนหรือหม้อไอน้ำภายในอาคารแทนหม้อไอน้ำที่มีอยู่เดิมดังนั้นถ้ามีพื้นที่เพียงเล็กน้อยก็สามารถติดตั้งหม้อไอน้ำทิมเบิลได้

ข้อสังเกตเมื่อท่อไฟสั้นลงการถ่ายเทความร้อนจะต่ำลง อุณหภูมิของแก๊สไอเสียจะสูงขึ้นควรแก้ไขด้วยการปรับปรุงการไหลของแก๊สไอเสียให้เป็นแบบปั่นป่วน โดยใช้ท่อที่มีลักษณะเป็นเกลียว

มากขึ้น เพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพให้ดีขึ้น ลักษณะของเปลวไฟที่ต้องการในหม้อไอน้ำเหล่านี้จะขึ้นอยู่กับน้ำมันหรือแก๊สที่ใช้เป็นเชื้อเพลิง และส่วนใหญ่ของหม้อไอน้ำประเภทนี้ก็จะปฏิบัติการได้อย่างมีประสิทธิภาพเมื่อมีการใช้น้ำมันเป็นเชื้อเพลิง

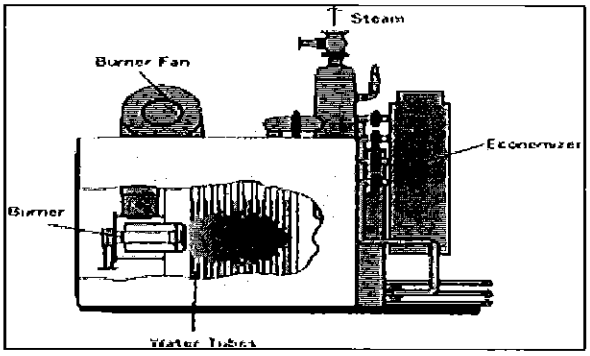


รูปที่ 2.1 หม้อไอน้ำแบบเปลวไฟย้อนกลับมี 3 กลับ
ที่มา : http://www.thailandindustry.com

2.1.2 หม้อไอน้ำ JAFI

หม้อไอน้ำแบบท่อน้ำที่มีลักษณะเด่นคือ มีขนาดเล็กไอเสีย LOW NOX และใช้การสันดาปแบบใหม่ที่เรียกว่า JAFI รูปแบบการสันดาปแบบ JAFI นั้นปฏิกิริยาการสันดาปจะสมบูรณ์ก่อนที่เปลวจะถึงผนังท่อน้ำหรือท่อน้ำ การดำเนินการทดลองศึกษาการสันดาปแบบใหม่ ตามที่กล่าวข้างต้น เพื่อพัฒนาการแข่งขันในส่วนของหม้อไอน้ำที่ไอเสียมีปริมาณ NOX น้อยใช้พื้นที่น้อยและคุ้มค่าไปพร้อมๆ กันตั้งแต่ปี 1987 ในการศึกษานั้นได้รับความร่วมมือและช่วยเหลือเป็นอย่างดีจากศาสตราจารย์ Ishigai และบริษัท Japanese Major Gas รวมทั้ง Tokyo Gas Osaka Gas และ Toho Gas

ผลที่ได้จากทดลองก็คือสามารถที่จะขจัดปัญหาการดับของเปลวไฟ Over heat ที่พื้นผิวถ่ายเทความร้อนด้วยรูปแบบหัวเผาที่เหมาะสม และลดความร้อนบนพื้นผิวถ่ายเทลงได้ โดยการจัดวางท่อน้ำให้เหมาะสมในห้องสันดาป โดยใช้อุณหภูมิและเวลาที่เหมาะสม



รูปที่ 2.2 หม้อไอน้ำแบบ JAFI

ที่มา : http://www.thailandindustry.com

2.1.3 หม้อไอน้ำระบบวันซ์ทรู

ในหม้อผลิตไอน้ำแบบไหลผ่านครั้งเดียว น้ำจะผ่านอีโคโนไมเซอร์เข้าสู่ท่อส่วนที่เป็นหม้อไอน้ำ (Boiler) กลายเป็นไอและเข้าซูเปอร์ฮีตเตอร์โดยไม่ต้องมีดรัมในการแยกน้ำและไอน้ำออกจากกัน เนื่องจากลักษณะของหม้อไอน้ำแบบนี้น้ำที่ใช้ผลิตไอน้ำจะต้องมีความสะอาดมาก หม้อผลิตไอน้ำแบบไหลผ่านครั้งเดียวนี้เป็นชนิดเดียวที่เหมาะจะใช้สำหรับวัฏจักรแบบความดันเกินจุดวิกฤต (Supercritical Pressure Cycle) เพราะว่าที่ความดันสูงกว่าจุดวิกฤตความร้อนแฝงของการกลายเป็นไอจะมีค่าเท่ากับศูนย์และเราไม่สามารถใช้ดรัมแยกไอน้ำและน้ำได้หม้อน้ำแบบวันซ์ทรูมักจะมีโครงสร้างง่ายๆ มีน้ำอยู่ในท่อ โดยมีท่อขดเป็นคอยล์หรืออาจจะเป็นท่อตรง มีปริมาณน้ำน้อย ทำให้การระเหยกลายเป็นไอน้ำเป็นไปอย่างรวดเร็ว ราวกับว่าน้ำที่ป้อนเข้ามาแล้วระเหยไปทันที จึงได้ตั้งชื่อเรียกหม้อน้ำ แบบนี้ว่าวันซ์ทรูบอยเลอร์

ข้อได้เปรียบของหม้อไอน้ำแบบวันซ์ทรูเป็นดังนี้

2.1.3.1 ผลิตไอน้ำได้รวดเร็ว ภายใน 2–3 นาทีเพราะบรรจุน้ำปริมาณน้อย

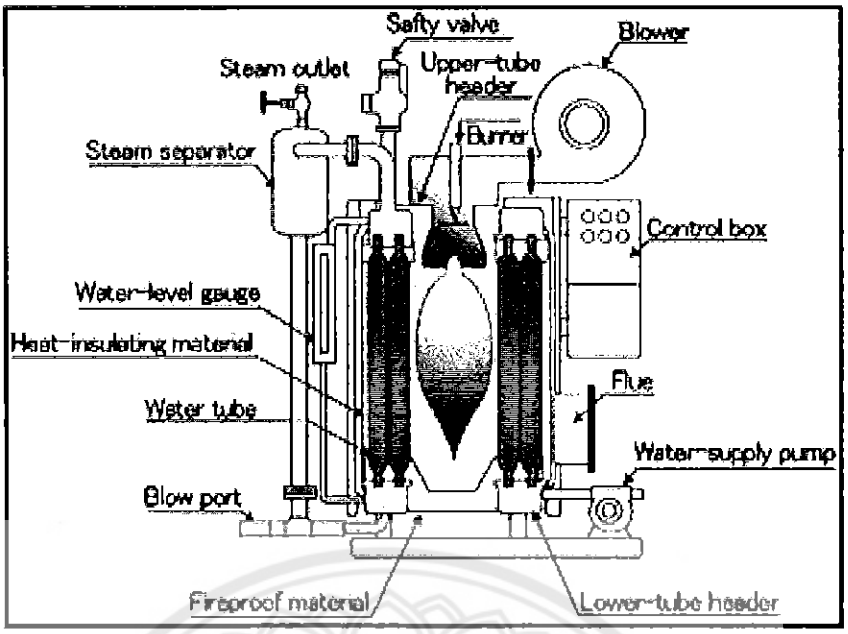
2.1.3.2 ลักษณะเครื่องเล็ก ประหยัดพื้นที่ในการติดตั้งและง่ายสำหรับการติดตั้งและการเดินระบบท่อไอน้ำ

2.1.3.3 ปลอดภัยและไม่เสี่ยงต่อการระเบิดเพราะเป็นแบบท่อน้ำ

2.1.3.4 สูญเสียความร้อนน้อยจึงทำให้ประสิทธิภาพการผลิตไอน้ำสูงร้อยละ 85–95

2.1.3.5 ประหยัดเวลาในการตรวจสอบ (ตรวจสอบการบำรุงรักษา)

2.1.3.6 เชื้อเพลิงมีหลายชนิด น้ำมันดีเซล น้ำมันเตา แก๊ส LPG แก๊สธรรมชาติ



รูปที่ 2.3 หม้อไอน้ำแบบวันทรูซ์

ที่มา : http://www.thailandindustry.com

2.1.4 หม้อไอน้ำแบบไอเสียควบแน่น

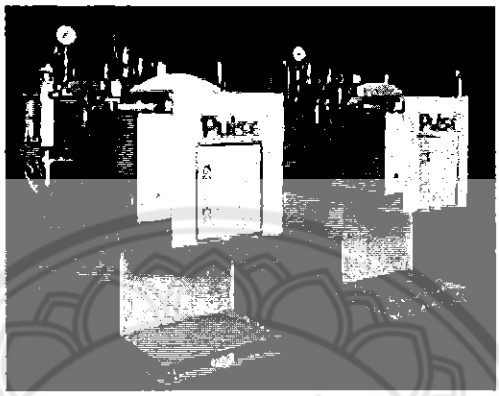
ปัญหาของการกัดกร่อนมีสาเหตุมาจากการควบแน่นของแก๊สไอเสียซึ่งเป็นปัญหาที่ผู้ออกแบบหม้อไอน้ำต้องคำนึงถึงถ้ามองในด้านของพลังงาน แก๊สไอเสียร้อนอาจจะเป็นส่วนที่สิ้นเปลืองการลอยตัวตามธรรมชาติของแก๊สไอเสียในปล่องไฟ จะมีอากาศที่ใช้ในการเผาไหม้สามารถเข้าไปในหม้อไอน้ำได้ สามารถกำจัดแก๊สไอเสียได้โดยไม่ต้องใช้พลังงานไฟฟ้าเพื่อไล่แก๊สไอเสียออกไปจนกระทั่งเมื่อเร็วๆ นี้ได้มีการออกแบบหม้อไอน้ำให้รักษาอุณหภูมิของแก๊สไอเสียให้อยู่ในระดับสูงเพียงพอที่จะหลีกเลี่ยงไม่ให้เกิดการควบแน่นและการกัดกร่อนขึ้น

สำหรับการนำเอาน้ำร้อนที่มีอุณหภูมิต่ำ (LTHW) ไปใช้ประโยชน์นั้นได้มีการพิสูจน์แล้วว่าในทางปฏิบัติไม่สามารถเป็นไปได้ที่จะนำเอาน้ำที่มีอุณหภูมิที่ 80 องศาเซลเซียส และต่ำกว่าไปใช้งานได้ดังได้กล่าวมาแล้วในตอนต้น วิธีแก้ปัญหาก็คือให้มีการใช้หม้อไอน้ำแบบบางส่วนเป็นเหล็กหล่อให้แพร่หลายมากขึ้น

อย่างไรก็ตามสิ่งที่เกิดขึ้นจากการเผาไหม้ของแก๊สธรรมชาติโดยตรงก็ยังทำให้เกิดการกัดกร่อนอยู่บ้าง นั่นก็หมายความว่าการใช้ความร้อนจากความร้อนสัมผัสและความร้อนแฝงของไอน้ำก็ยังคงเกิดขึ้นในระหว่างที่มีการเผาไหม้ ซึ่งยังคงสามารถนำกลับมาใช้ใหม่ได้อย่างปลอดภัย ดังนั้นหม้อไอน้ำแบบแก๊สไอเสียควบแน่น จึงเป็นทางเลือกที่เป็นไปได้ในทางปฏิบัติอีกทางเลือกหนึ่ง

ตามปกติการออกแบบเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนเริ่มแรกจะใช้วัสดุแตกต่างกัน 2 ชนิด ก็คือ เหล็กหล่อและเหล็กไร้สนิม เพราะว่ายังคงมีการกัดกร่อนเกิดขึ้น ปัจจุบันมีการใช้เครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนแบบใช้เหล็กไร้สนิมมากขึ้น เพราะว่าเครื่องจะมีขนาดกะทัดรัดและสามารถติดตั้ง

เข้ากับหม้อไอน้ำที่ขนาดเล็ก ปัจจุบันเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนชนิดนี้มีขนาดกำลังผลิตถึง 600 kW และโดยหลักการก็สามารถนำไปใช้ได้กับหม้อไอน้ำที่มีขนาดกำลังผลิตมากกว่าด้วยและด้วยขนาดกำลังผลิตดังกล่าวทำให้เครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนใช้เป็น "เครื่องอีโคโนไมเซอร์แบบควบแน่น" ได้โดยทั่วไปหม้อไอน้ำประเภทนี้จะใช้แก๊สธรรมชาติหรือแก๊สปิโตรเลียมเหลว เป็นเชื้อเพลิง ทั้งนี้เพราะปริมาณกำมะถันที่มีอยู่ในเชื้อเพลิงเป็นต้นเหตุ ทำให้เกิดการกัดกร่อน

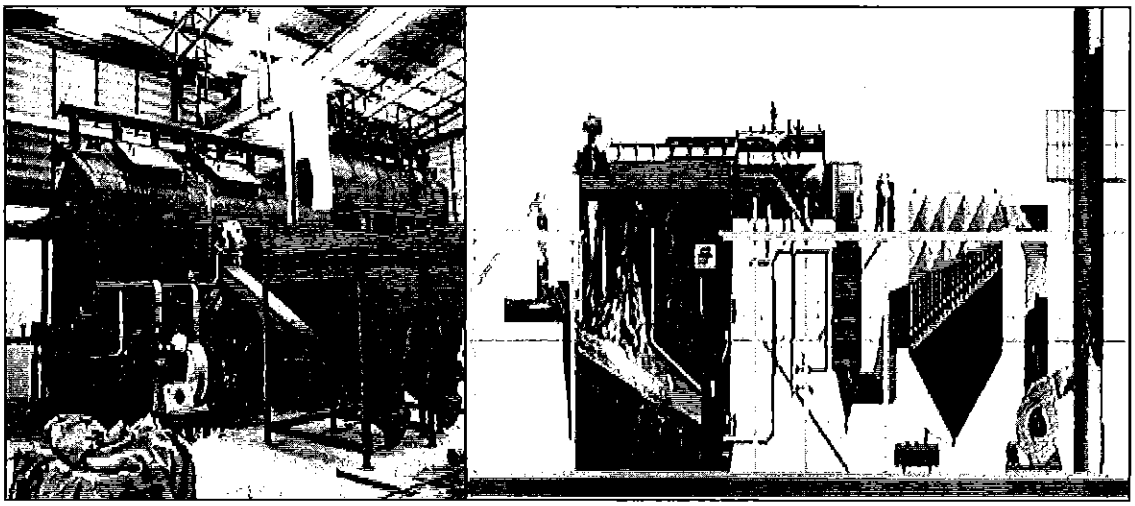


รูปที่ 2.4 หม้อไอน้ำแบบไอเสียควบแน่น
ที่มา : http://www.thailandindustry.com

2.1.5 หม้อไอน้ำแบบผสม

หม้อไอน้ำแบบนี้เป็นลูกผสมระหว่างท่อไฟกับท่อน้ำ สามารถเผาเชื้อเพลิงสองชนิดที่แตกต่างกันได้ ปกติจะใช้ของเสียจากกระบวนการผลิตเป็นเชื้อเพลิงหรือความร้อนที่จะต้องเผาทิ้ง (Waste Heat) และเชื้อเพลิงไฮโดรคาร์บอนที่เป็นปิโตรเลียม ของเสียจากการผลิตหรือเชื้อเพลิงแข็ง เช่น ถ่านหินกะลา ปาล์ม ไม้ท่อน ซังข้าวโพด แกลบ เป็นต้น จะเผาไหม้ในห้องเผาไหม้แรกและความร้อนที่ได้จากการเผาไหม้ผ่านไปยังห้องเผาไหม้ที่ 2 ซึ่งเชื้อเพลิงปกติจะเผาต่อทั้งนี้ขึ้นอยู่กับการออกแบบเช่นเดียวกัน เพราะแก๊สร้อนจากห้องเผาแรกสามารถผ่านไปได้บางส่วนของพื้นผิวถ่ายเทความร้อนก่อนเข้าไปห้องเผาไหม้ที่ 2 หรืออีกทางหนึ่ง แก๊สร้อนอาจผ่านเข้าหม้อไอน้ำโดยตรงหลักจากเผาไหม้สมบูรณ์แล้ว

ปัจจุบันนิยมนำของเสียจากอุตสาหกรรมหรือพาณิชย์กรรมมาใช้เป็นเชื้อเพลิงในกระบวนการผลิตเพิ่มขึ้นและได้ประโยชน์มากกว่าที่จะต้องเสียค่าใช้จ่ายเพื่อนำไปกำจัดทิ้ง โดยการนำเตาเผาขยะ (Incinerators) มาต่อพ่วงกับหม้อไอน้ำที่รับความร้อนทิ้ง (Waste Heat Boiler) แต่ระบบนำความร้อนกลับนี้มีประสิทธิภาพต่ำ ระยะแรกหม้อไอน้ำแบบผสมจึงถูกออกแบบมาเพื่อแก้ปัญหานี้ และในปัจจุบันได้มีการออกแบบพัฒนาผลิตหม้อไอน้ำแบบใช้เชื้อเพลิงหลายชนิดพร้อมกัน รวมทั้งของเสียจากอุตสาหกรรมหรือพาณิชย์กรรมออกมาใช้แล้ว



รูปที่ 2.5 หม้อไอน้ำแบบผสม
ที่มา : http://www.thailandindustry.com

2.1.6 หม้อไอน้ำชนิด Circulating Fluidized Bed (CFB)

การเผาไหม้แบบฟลูอิดไดซ์เบด เป็นการเผาไหม้เชื้อเพลิงขณะลอยตัวและหมุนเวียน โดยจะมีการแยกเอากำมะถันออกระหว่างการเผาไหม้และการเผาไหม้ฟลูอิดไดซ์เบดจะประกอบไปด้วยอนุภาคของแข็งอยู่ในสภาวะผสมเข้ากับของไหลที่ไหลผ่านตัวมันด้วยความเร็วสูงพอที่จะทำให้อนุภาคแยกออกจากกันและสามารถลอยตัวอยู่ได้ด้วยของไหลนั้น

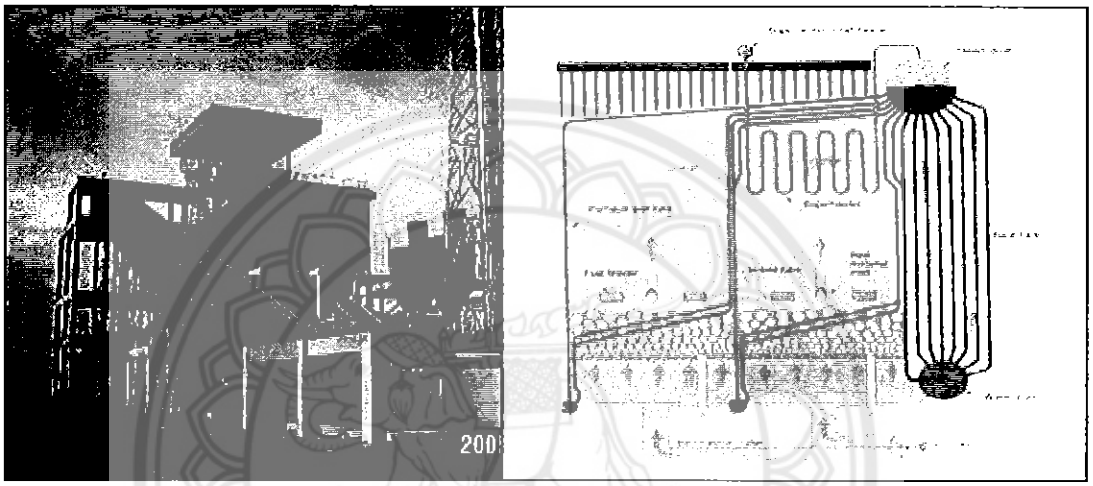
ในการเผาไหม้แบบฟลูอิดไดซ์เบดเชื้อเพลิงก้อนเล็กขนาดระหว่าง 1/4 และ 3/4 นิ้ว จะถูกป้อนเข้าสู่เบดเหนือตะแกรง (Air Distribution Grid) อากาศจะถูกเป่าเข้าสู่ด้านล่างตะแกรง ทำให้เชื้อเพลิงลอยขึ้นมาและทำการเผาไหม้ในก๊าซที่ได้จากการเผาไหม้จะมีคาร์บอนส่วนที่ยังเผาไหม้ไม่หมดปนออกไปจะถูกแยกโดยเครื่องแยกแบบไซโคลนและส่งกลับมายังเบดเพื่อเผาไหม้ต่อให้สมบูรณ์

ข้อดีที่สำคัญของการเผาไหม้แบบฟลูอิดไดซ์เบดก็คือ การเผาไหม้จะมีการแยกเอาซัลเฟอร์ไดออกไซด์ซึ่งมักจะเกิดในการเผาไหม้ทั่วไปและเป็นก๊าซพิษออกได้ การลดซัลเฟอร์ไดออกไซด์ทำได้โดยการเติมหินปูนเข้าไปกับเชื้อเพลิงแข็ง เช่น ถ่านหินโดยตรง หินปูนจะประกอบไปด้วย $CaCO_3$ และในบางครั้งก็มี $MgCO_3$ ซึ่งจะทำหน้าที่ร่วมกับอากาศส่วนที่เหลือจากการเผาไหม้ดูดซับซัลเฟอร์ไดออกไซด์

ส่วนหินปูนเมื่อถูกเผาที่อุณหภูมิประมาณ 800-850 องศาเซลเซียส จะเป็นแคลเซียมมากนั้นจึงทำปฏิกิริยากับซัลเฟอร์ไดออกไซด์เกิดเป็นยิปซั่ม (ที่สัดส่วนที่ใช้ระหว่างแคลเซียม/กำมะถันเท่ากับ 2 และอุณหภูมิของการเผาไหม้ที่ 800 องศาเซลเซียส ประสิทธิภาพการกำจัดกำมะถันอยู่ที่ประมาณร้อยละ 80) ส่วนใหญ่ หม้อไอน้ำที่ใช้ในการปฏิบัติการกับการเผาไหม้ประเภทนี้ จะเป็นประเภทที่มีการเผาไหม้แบบฟลูอิดไดซ์เบดที่ความดันบรรยากาศ หรือหม้อไอน้ำแบบเผาไหม้เชื้อเพลิงขณะลอยตัวและหมุนเวียน ดังเหตุผล ดังกล่าวนี้ มีความต้องการไม่มากก็น้อยที่จะนำเอาการเผาไหม้

แบบฟลูอิดไดซ์เบดเข้าไปร่วมกับการใช้หม้อไอน้ำแบบถังท่อไฟ ระบบเช่นนี้ก็จะคล้ายกับระบบที่มีการติดตั้งมากับหม้อไอน้ำ แบบท่อน้ำ

การติดตั้งระบบในปัจจุบันจะเป็นประเภทของการเผาไหม้แบบฟลูอิดไดซ์เบดแบบใช้ความดัน ซึ่งจะรวมการใช้แก๊สไอเสียที่ร้อนเพื่อเป็นแรงขับดันให้กังหันแก๊สไอน้ำที่ผลิตออกมาจากท่อที่พ่วงกัน 2 ท่อ ท่อหนึ่งอยู่ในเบดอีกท่ออยู่บนเบด การเพิ่มหินปูนแคลเซียมคาร์บอเนตพร้อมกับการป้อนถ่านหินด้วย ก็จะเป็นการช่วยกำจัดกำมะถัน ซึ่งเป็นสาเหตุทำให้เกิดการกัดกร่อนขึ้นที่กังหันแก๊สด้วย



รูปที่ 2.6 หม้อไอน้ำ Circulating Fluidized Bed (CFB)
ที่มา : http://www.thailandindustry.com

2.1.7 สรุป

หม้อไอน้ำแบบเปลวไฟย้อนกลับ ออกแบบมาเพื่อลดปัญหาเรื่องทำให้ท่อเกิดการขยายตัวแตกต่างกันใช้ห้องเผาไหม้แบบ "ลอยตัว" มี 2-4 กลับ เป็นการลดความยาวของห้องเผาไหม้ทำให้หม้อไอน้ำมีขนาดกะทัดรัดมากขึ้น เหมาะที่จะใช้กับเชื้อเพลิงเหลวและก๊าซ

หม้อไอน้ำแบบ JAFI ใช้การสันดาปแบบ JAFI เป็นหม้อไอน้ำท่อน้ำโดยลักษณะเด่นก็คือ มีขนาดเล็กไอเสียมีปริมาณ NOX น้อยและใช้พลังงานไฟฟ้าน้อย ซึ่งเป็นเทคโนโลยีใหม่และเป็นอีกทางเลือกหนึ่งในการนำมาใช้งานเพื่อลดต้นทุนการผลิต

หม้อผลิตไอน้ำแบบไหลผ่านครั้งเดียวผลิตไอน้ำได้รวดเร็ว ภายใน 2–3 นาที เพราะบรรจุน้ำปริมาณน้อยมีลักษณะเครื่องเล็ก ประหยัดพื้นที่ในการติดตั้งและง่ายสำหรับการติดตั้งและการเดินระบบท่อไอน้ำซึ่งปลอดภัยและไม่เสี่ยงต่อการระเบิดเพราะเป็นแบบท่อน้ำ

หม้อไอน้ำแบบเผาไหม้เชื้อเพลิงขณะลอยตัวและหมุนเวียน (CFB) จะเผาไหม้ที่อุณหภูมิไม่สูงมาก ทำให้สามารถใช้โลหะที่มีราคาถูกกว่าเป็นอุปกรณ์ได้และมี NOX ที่เกิดจากการเผาไหม้น้อย

เหมาะกับเชื้อเพลิงที่มีความชื้นสูงและเผาไหม้เชื้อเพลิงได้หลากหลายชนิดพร้อมกัน ประสิทธิภาพในการเผาไหม้สูงกว่าร้อยละ 99.5 ส่วนประสิทธิภาพโดยรวมมากกว่าร้อยละ 85

2.2 การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ในทางเศรษฐศาสตร์

โครงการของรัฐบาลในหลายๆ โครงการนั้นว่ากันว่ายังไม่มีการศึกษาความเป็นไปได้ ทั้งทางด้านเศรษฐศาสตร์และทางด้านการเงิน

การประเมินทางด้านการเงิน (Financial Analysis) เป็นประเด็นสำคัญที่สุดที่เอกชนให้ความสนใจในการตัดสินใจลงทุน โดยพิจารณาถึงเงินที่ให้ผลตอบแทนจากการลงทุน และกำไรที่จะได้รับ โครงการภาครัฐเองก็คงจะหลีกเลี่ยงการประเมินทางด้านนี้ไม่ได้

การประเมินทางด้านเศรษฐศาสตร์ (Economic Analysis) เป็นการประเมินที่ภาคเอกชนไม่ให้ความสนใจ แต่จะเหมาะสมกับโครงการของภาครัฐบาล (หรือรัฐสนับสนุนให้เอกชนทำ) ซึ่งจะวิเคราะห์ว่าทรัพยากรที่จัดสรรจะทำให้เกิดประโยชน์ต่อสังคมอย่างไรบ้าง และมีการใช้อย่างมีประสิทธิภาพหรือไม่ หลายโครงการของรัฐบาลได้ประเมินทางด้านสังคม สิ่งแวดล้อม และการเมือง (Social Political and Environmental Aspects) ด้วย เช่น หลายโครงการเพื่อการหาเสียง หลายโครงการเพื่อแก้ปัญหาทางอาชญากรรม

2.2.1 การศึกษาความเป็นไปได้ทางด้านการเงิน

นอกเหนือจากการวิเคราะห์ทางด้านการตลาดและทางด้านเทคนิคแล้ว การวิเคราะห์ทางการเงินนี้จะเน้นทางด้านโครงการลงทุนทางด้านเอกชนเป็นสำคัญเนื่องจากโครงการจะมุ่งที่ความสามารถในการทำกำไร ในการวิเคราะห์ทางการเงินจะประกอบไปด้วยการวิเคราะห์อัตราส่วนทางการเงินและการประเมินค่าโครงการลงทุน

2.2.1.1 การวิเคราะห์อัตราส่วนทางการเงิน

เป็นการวางแผนทางการเงินเพื่อให้ทราบถึงฐานะทางการเงินของโครงการว่ามีความสามารถในการชำระหนี้ได้ดีเพียงใด รวมถึงศักยภาพในการทำกำไร โดยจะมีอัตราส่วนสำคัญที่ใช้คือ

ก. อัตราส่วนที่แสดงถึงสภาพคล่อง (Liquidity Ratio)

ข. อัตราส่วนที่แสดงถึงโครงสร้างทางการเงิน (Leverage Ratio)

ค. อัตราส่วนที่แสดงถึงศักยภาพในการดำเนินการ (Efficiency Ratio)

ง. อัตราส่วนที่แสดงถึงศักยภาพในการทำกำไร (Profitability Ratio)

จ. อัตราส่วนที่แสดงถึงสภาพคล่อง (Liquidity Ratio)

2.2.1.2 อัตราส่วนที่แสดงถึงโครงสร้างทางการเงิน (Leverage Ratio)

ใช้วัดถึงจำนวนเงินทุนที่ได้นำมาลุงทุนในโครงการเปรียบเทียบกับจำนวนเงินที่ได้จากเจ้าหนี้หรือหนี้สิน หากใช้เงินทุนจากเจ้าหนี้มากเกินไปก็อาจไม่สามารถชำระคืนเงินต้นทำให้โครงการล้มเหลวได้

ก. อัตราส่วนหนี้สินต่อทรัพย์สินรวม (Debt Ratio) แสดงให้เห็นว่าโครงการใช้เงินทุนจากการกู้ยืมเท่าไรเทียบกับสินทรัพย์รวม ถ้าอัตราส่วนต่ำแสดงว่าเงินทุนส่วนใหญ่ของโครงการมาจากส่วนของเจ้าของหรือส่วนของผู้ถือหุ้น

ข. อัตราส่วนหนี้สินต่อสินทรัพย์รวม = หนี้สินรวม/สินทรัพย์รวม

2.2.1.3 อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของเจ้าของ (Debt to Net Worth Ratio)

แสดงให้เห็นว่าโครงการใช้เงินทุนจากหนี้สินเป็นร้อยละเท่าไรของส่วนของเจ้าของอัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของเจ้าของ = หนี้สินรวม/ส่วนของเจ้าของ

2.2.1.4 อัตราส่วนความสามารถในการชำระดอกเบี้ย (Time Interest Earned) = กำไรก่อนหักดอกเบี้ยและภาษี / ดอกเบี้ยจ่าย

2.2.1.5 อัตราส่วนที่แสดงถึงศักยภาพในการดำเนินการ (Efficiency Ratio)

เป็นเครื่องแสดงว่าโครงการได้ใช้ทรัพยากรหรือสินทรัพย์อย่างมีประสิทธิภาพหรือไม่อัตราการหมุนเวียนของสินค้าคงเหลือ (Inventory Turnover) ใช้วัดว่ามีสินค้าคงเหลือมากน้อยเพียงใด

ต้นทุนสินค้าขาย/สินค้าคงเหลือโดยเฉลี่ย

2.2.1.6 อัตราการหมุนเวียนของลูกหนี้ (Account Receivable Turnover)

วัดว่าลูกหนี้สามารถเปลี่ยนสภาพมาเป็นเงินสดได้กี่รอบกี่ปี ถ้าสูงแสดงว่าโครงการเก็บหนี้ได้เร็ว

ก. ยอดขาย/ลูกหนี้

ข. ระยะเวลาในการเก็บหนี้ = 360 / อัตราการหมุนเวียนของลูกหนี้

2.2.1.7 อัตราการหมุนเวียนของสินทรัพย์ถาวร (Fixed Asset Turnover) แสดงว่าสินทรัพย์ถาวรมีประสิทธิภาพเพียงใด ถ้าต่ำแสดงว่ามีประสิทธิภาพ = ค่าขายสุทธิ/สินทรัพย์ถาวรสุทธิ เฉลี่ยอัตราส่วนที่แสดงถึงศักยภาพในการทำกำไร (Profitability Ratio) ใช้วัดผลการดำเนินงานของโครงการว่ามีประสิทธิผลเพียงใดโดยใช้กำไรเป็นตัวชี้วัดอัตราส่วนกำไรสุทธิต่อยอดขาย (Net Profit Margin) ถ้าสูงแสดงว่าโครงการมีผลตอบแทนสูง

2.2.2 การประเมินค่าโครงการลงทุน

พิจารณาว่าโครงการนั้นคุ้มค่าต่อการลงทุนหรือไม่ หรือผลประโยชน์ที่ได้รับสูงกว่าค่าใช้จ่ายที่เสียไป โดยแบ่งได้เป็น

2.2.2.1 ประเมินโครงการโดยไม่คำนึงถึงค่าของเงินกับเวลา

ก. อัตราผลตอบแทนถัวเฉลี่ย = กำไรสุทธิถัวเฉลี่ย / เงินลงทุนเฉลี่ย

ข. ระยะเวลาคืนทุน = เงินสดจ่ายลงทุน / กระแสเงินสดรับสิทธิรายปี

2.2.2.2 ประเมินโครงการโดยคำนึงถึงค่าของเงินกับเวลา

มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value : NPV) ถ้ามากกว่า 0 แสดงว่ามีกำไร ถ้าน้อยกว่า 0 แสดงว่าโครงการนั้นขาดทุน อัตราผลตอบแทนของโครงการ (Internal Rate of Return : IRR) โดยจะได้ IRR เพื่อนำมาเปรียบเทียบกับ Cost of Capital อัตราส่วนผลตอบแทนต่อต้นทุน (Benefit/Cost Ratio) โดยเปรียบเทียบค่าดังกล่าวกับ 1

2.3 เครื่องมือในการประเมินโครงงาน (Feasibility)

2.3.1 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value: NPV)

คือผลต่างระหว่างมูลค่าปัจจุบันของผลการประหยัดต้นทุน พลังงาน จากมาตรการในรูปตัวเงินที่คาดว่าจะได้รับในแต่ละปี ตลอดอายุของโครงการ กับมูลค่าปัจจุบันของเงินที่จ่ายออกไปภายใต้ โครงการที่กำลังพิจารณา ณ อัตราลดค่า (Discount Rate) หรือค่าของทุน (Cost of Capital) ที่กำหนดจากคำนิยามข้างต้น การคำนวณหามูลค่าปัจจุบันสุทธิ จะต้องทราบข้อมูลดังนี้

กระแสเงินสดจ่ายลงทุนสุทธิ

แสเงินสดรับสุทธิรายปีตลอดอายุโครงการ

- ระยะเวลาของโครงการ
- อัตราลดค่าหรือค่าของทุนของธุรกิจ

จากสูตร

$$NPV = \sum_{t=1}^{n} \frac{ES_t}{(1+i)^t} - I_0 \qquad (2.1)$$

N = อายุของโครงการ(ปี)

ESt = ต้นทุนพลังงานที่ประหยัดได้ (Energy Cost Savings) รายปี ตั้งแต่ปลายปีที่ 1 ถึง n

Io = เงินจ่ายลงทุนตอนเริ่มโครงการ(Total Investment)

i = อัตราลดค่า (Discount Rate)

ค่าของทุนที่ใช้เป็นอัตราลดค่าจะมีค่าเดียวกันตลอดอายุโครงการและขึ้นอยู่กับอัตราดอกเบี้ยของตลาดที่ผู้ลงทุนเผชิญอยู่ซึ่งค่าที่เป็น Base Case อย่างน้อยควรมีค่าของทุนเท่ากับอัตราดอกเบี้ยเงินฝากประจำที่ผู้ลงทุนได้รับในการเลือกโครงการค่า NPV จะแสดงให้เห็นว่าโครงการที่กำลัง

พิจารณา มีมูลค่าปัจจุบันสุทธิของการลงทุนเป็นมูลค่าเท่าไรเมื่อสิ้นสุดโครงการถ้าค่า NPV มีค่าเป็นบวกแสดงว่าโครงการดังกล่าว สมควรที่จะลงทุน และเลือกโครงการที่ให้ค่า NPV เป็นบวกสูงที่สุด แต่การใช้ NPV เพียงอย่างเดียวอาจทำให้มีข้อจำกัดในการตัดสินใจ เลือกโครงการได้ ในกรณีที่โครงการมีขนาดต่างกัน แต่ให้ค่า NPV ที่เป็นบวกเท่ากัน ดังนั้นการตัดสินใจให้การสนับสนุน ควรจะต้องนำเครื่องมืออื่นมาประกอบการพิจารณา ควบคู่ไปกับการใช้ค่า NPV

2.3.2 อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return : IRR)

หมายถึงอัตราลดค่า (Discount Rate) ที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดที่คาดว่าจะต้องจ่ายในการลงทุนเท่ากับมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดที่คาดว่าจะได้รับจากการดำเนินการประหยัดพลังงานตลอดอายุโครงการ จากคำนิยามข้างต้น การคำนวณหา อัตราผลตอบแทนลดค่าจะต้องทราบข้อมูลดังนี้

2.3.2.1 กระแสเงินสดจ่ายลงทุนสุทธิ

2.3.2.2 กระแสเงินสดรับสุทธิรายปีตลอดอายุโครงการ

2.3.2.3 ระยะเวลาของโครงการ

จากสูตร

$$I_0 + \sum_{t=1}^{n} \frac{ES_t}{(1+IRR)^t} = 0 \qquad (2.2)$$

n = อายุของโครงการ(ปี)

ESt = ต้นทุนพลังงานที่ประหยัดได้ (energy cost savings) รายปี ตั้งแต่ปลายปีที่ 1 ถึง n

Io = เงินจ่ายลงทุนตอนเริ่มโครงการ(total investment)

IRR = อัตราผลตอบแทนภายใน (internal rate of return)

การคำนวณหาค่า IRR ก็คือการหาค่า Discount Rate ที่ทำให้ NPV มีค่าเท่ากับศูนย์นั่นเอง ถ้าค่า IRR มากกว่า หรือ เท่ากับค่าของทุน Discount Rate (i) ที่ผู้ลงทุนเลือกใช้เป็นจุดตัดสินใจ ก็ถือได้ว่าโครงการดังกล่าวเป็นโครงการที่น่าลงทุนโดยทั่วไปแล้วทั้งวิธีในการประเมินโครงการจากค่า IRR และ NPV จะให้ผลการตัดสินใจรับโครงการ หรือปฏิเสธโครงการ เป็นไปในทำนองเดียวกัน แต่ในบางกรณีที่ใช้ข้อสมมติ เช่น การนำเงินที่ได้ในแต่ละปี ไปลงทุนใหม่ (Reinvestment) หรือการใช้ วิธีหักค่าเสื่อมราคาแบบ Doble-Declining Balance Method แทนแบบ Straight Line Method ก็อาจทำให้คำตอบที่ได้จากทั้ง 2 วิธีขัดแย้งกันได้ ดังนั้นการพิจารณาประเมินโครงการลงทุนจากทั้ง 2 วิธีจึงต้องคำนึงถึงข้อสมมติที่ใช้ในการคำนวณด้วยเช่นกัน

2.3.3 งวดเวลาคืนทุน (Payback Period : PB)

คือ ระยะเวลา (เป็นจำนวนปี/เดือน หรือวัน) ที่กระแสเงินสด รับจากโครงการสามารถชดเชย กระแสเงินสดจ่าย ลงทุนสุทธิตอนเริ่มโครงการพอดี เนื่องจากโครงการที่ขอรับการสนับสนุนจะมีลักษณะการลงทุนเพียงครั้งเดียวในปีแรกและให้ผลตอบแทน ที่เท่ากันทุกปี การหาค่า PB สามารถทำได้ 2 วิธี คือ

2.3.3.1 Static Method

$$\text{งวดเวลาคืนทุน} = \frac{\text{เงินสดจ่ายลงทุนสุทธิ (TotalInvestment)}}{\text{ต้นทุนพลังงานที่ประหยัดได้ต่อปี (Annual Energy cos t Saving)}} \qquad (2.3)$$

2.3.3.2 Dynamic Method

งวดเวลาคืนทุน = จำนวนปีที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันสุทธิมีค่าเท่ากับหรือมากกว่าศูนย์ (2.4)

ค่า PB ที่ได้จากทั้ง 2 วิธี จะมีความแตกต่างกัน โดยค่าจาก Static Method จะให้งวดเวลาคืนทุน เร็วกว่า Dynamic Method เนื่องจาก Dynamic Method จะใช้การคำนวณค่าแบบสะสมจากมูลค่าปัจจุบันของต้นทุนพลังงานที่ประหยัดได้ ซึ่งคิดอัตราลดค่า (Discount Rate) ในการเลือก โครงการ ค่า PB จะแสดงให้เห็นว่าต้องใช้เวลานานเพียงใดในการได้ทุนคืน ถ้าสามารถได้ทุนคืนเร็ว โครงการก็จะน่าสนใจ วิธีดังกล่าวจะมีข้อเสียในการเลือกโครงการ คือ วิธีนี้จะไม่ให้ความสนใจถึงเงินเข้าสุทธิในส่วนที่ได้หลังจากช่วงเวลาคืนทุนแล้ว ซึ่งอาจจะมีผลตอบแทนภายหลังมากกว่าโครงการที่มี PB เร็วก็ได้ แต่ PB สำหรับการประเมินโครงการของกองทุนฯสามารถนำมาใช้พิจารณาได้เนื่องจากลักษณะโครงการที่ขอการสนับสนุน จะให้ผลการประหยัดพลังงาน ที่เท่ากันตลอดอายุ ของโครงการ

2.4 พลังงานและทางเลือกการใช้เชื้อเพลิงของประเทศไทย

2.4.1 ความสำคัญของพลังงาน

พลังงานเป็นปัจจัยพื้นฐานที่สำคัญในการตอบสนองความต้องการขั้นพื้นฐานของประชาชน และเป็นปัจจัยพื้นฐานการผลิตในภาคธุรกิจและอุตสาหกรรม ดังนั้นจึงต้องมีการจัดหาพลังงานให้มีปริมาณที่เพียงพอมีราคาที่เหมาะสม และมีคุณภาพที่ดีสอดคล้องกับความต้องการของผู้ใช้ เพื่อให้สามารถตอบสนอง ความต้องการขั้นพื้นฐานของประชาชน และสามารถตอบสนองความต้องการใช้ ในกิจกรรมการผลิตต่างๆ ได้อย่างเพียงพอพลังงานที่เราใช้อยู่ในปัจจุบัน อาจแบ่งออกได้เป็น 2 ประเภทใหญ่ๆ คือ พลังงานสิ้นเปลือง และพลังงานหมุนเวียนโดยพลังงานสิ้นเปลือง คือ พลังงานที่ใช้แล้วหมดไป ซึ่งรวมถึงถ่านหิน หินน้ำมัน ทรายน้ำมัน น้ำมันดิบ น้ำมันเชื้อเพลิง และก๊าซธรรมชาติ

ส่วนพลังงานหมุนเวียน หมายความรวมถึง พลังงานที่ได้จากไม้ ฟืน แกลบ กากอ้อย ชีวมวล น้ำ แสงอาทิตย์ ลม และคลื่น

2.4.2 คุณสมบัติของพลังงานแต่ละชนิด

2.4.2.1 น้ำมันดิบ

มีสถานะตามธรรมชาติ เป็นของเหลวประกอบด้วย สารไฮโดรคาร์บอน ชนิดระเหยง่าย เป็นส่วนใหญ่ และส่วนที่เหลือประกอบด้วย สารกำมะถัน ไนโตรเจน และสารประกอบออกไซด์อื่นๆ ซึ่งมักเรียกว่าเป็นสิ่งปฏิกูล ซึ่งจะมีอิทธิพลต่อคุณภาพ ของผลิตภัณฑ์ที่กลั่นได้ ราคาของน้ำมันดิบ จะถูกหรือแพง ขึ้นอยู่กับคุณภาพของน้ำมันดิบว่า มีสิ่งปฏิกูลเจือปนมากน้อยเพียงใด ผลิตภัณฑ์ที่กลั่นได้จากน้ำมันดิบ ได้แก่ ก๊าซปิโตรเลียมเหลว น้ำมันเบนซิน น้ำมันก๊าด น้ำมันเครื่องบิน น้ำมันดีเซล น้ำมันเตา และยางมะตอย โดยก๊าซปิโตรเลียมเหลวจะใช้เป็นเชื้อเพลิงในการหุงต้ม ในยานพาหนะ และในภาคอุตสาหกรรม น้ำมันเบนซิน ดีเซล และน้ำมันเครื่องบิน จะใช้เป็นเชื้อเพลิง ในภาคคมนาคมขนส่ง ส่วนน้ำมันเตา จะใช้เป็นเชื้อเพลิง ในการผลิตไฟฟ้า ในภาคอุตสาหกรรม และในการขนส่งทางน้ำ เมื่อมีการนำน้ำมันเชื้อเพลิง ไปเผาไหม้ ก็จะมีฝุ่นละออง เขม่า และก๊าซที่ถูกปล่อยออกมา ระหว่างขบวนการเผาไหม้ เช่น คาร์บอนมอนอกไซด์ คาร์บอนไดออกไซด์ ไนโตรเจนออกไซด์ ซัลเฟอร์ไดออกไซด์ เป็นต้น ดังนั้นจึงต้องมีการควบคุมในเรื่องของคุณภาพน้ำมัน และการใช้เทคโนโลยีต่างๆ มาช่วยในการควบคุมเพื่อลดปริมาณ ฝุ่นละออง และก๊าซดังกล่าวไม่ให้เป็นอันตรายต่อสุขภาพของประชาชน และสิ่งแวดล้อม

2.4.2.2 ก๊าซธรรมชาติ

ประกอบด้วย สารไฮโดรคาร์บอนประเภทต่างๆ เป็นส่วนใหญ่ส่วนที่เหลือประกอบด้วยก๊าซประเภทอื่นๆ โดยเฉพาะไนโตรเจน คาร์บอนไดออกไซด์ โดยมีไฮโดรเจนซัลไฟด์ปนอยู่ด้วยในระดับหนึ่ง การซื้อขายก๊าซธรรมชาติจะคิดราคาตามค่าความร้อนของเชื้อเพลิง ส่วนข้อกำหนดอื่นๆ จะเป็นส่วนประกอบที่ช่วยให้ความมั่นใจ ในความสะอาดว่าจะไม่มีปัญหาในการใช้ ซึ่งปัญหาสิ่งแวดล้อมจากการใช้ก๊าซธรรมชาติ มีค่อนข้างน้อย เนื่องจากในขบวนการ เผาไหม้ก๊าซธรรมชาติ จะถูกเผาไหม้อย่างสมบูรณ์ ได้เป็นคาร์บอนไดออกไซด์ และน้ำ เพื่อให้มีการใช้ประโยชน์ ได้อย่างสูงสุด ก๊าซธรรมชาติจะถูกนำไปแยกก่อนการใช้ โดยส่วนที่เป็น ก๊าซมีเทน มักจะนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิง ในการผลิตไฟฟ้า และในอุตสาหกรรม รวมทั้ง ใช้เป็น เชื้อเพลิงในยานพาหนะ ส่วนที่เป็นอีเทน และโพรเพน จะนำไปใช้เป็นวัตถุดิบ ในอุตสาหกรรมปิโตรเคมี และส่วนที่เป็นโพรเพนและบิวเทนจะนำไปใช้เป็นก๊าซหุงต้ม ใช้เป็นเชื้อเพลิงในโรงงานอุตสาหกรรม และยานพาหนะ

2.4.2.3 ถ่านหิน

หินตะกอนชนิดหนึ่งซึ่งสามารถติดไฟได้ และมีส่วนประกอบ ที่เป็นสารประกอบของคาร์บอนไม่น้อยกว่าร้อยละ 50 โดยน้ำหนัก หรือ ร้อยละ 70 โดยปริมาตร และยังมีสารประกอบอื่นๆ เช่น ไฮโดรเจน อ๊อกซิเจน ไนโตรเจน และกำมะถัน เป็นต้น การจำแนกคุณสมบัติของถ่านหินตามคุณสมบัติทางเคมี และค่าความร้อนอย่างหยาบๆ สามารถแบ่งออกได้เป็น 4 ชนิด คือ

ตารางที่ 2.1 คุณสมบัติทางเคมี และค่าความร้อนอย่างหยาบๆ

	ค่าความร้อน	ค่าความชื้น	ปริมาณขี้เถ้า	ปริมาณกำมะถัน
1) แอนทราไซท์	สูง	ต่ำ	ต่ำ	ต่ำ
2) บิทูมินัส	สูง	ต่ำ	ต่ำ	ต่ำ
3) ซับบิทูมินัส	ปานกลาง-สูง	ปานกลาง	ปานกลาง	ปานกลาง
4) ลิกไนต์	ต่ำ-ปานกลาง	สูง	สูง	ต่ำ-สูง

ที่มา : คณะ. วิทยาศาสตร์ ม. 1. พิมพ์ครั้งที่ 1. กรุงเทพฯ : อักษรเจริญทัศน์

ส่วนใหญ่มีการใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า อุตสาหกรรมปูนซีเมนต์ และอุตสาหกรรมที่ใช้หม้อไอน้ำ เช่น โรงงานกระดาษ และโรงงานชูรส เป็นต้น อย่างไรก็ตามในการเผาไหม้ ถ่านหิน จะมีการปล่อยก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ ออกไซด์ของไนโตรเจน คาร์บอนไดออกไซด์ คาร์บอนมอนอกไซด์ ฝุ่นละออง และควัน ดังนั้น ก่อนนำเชื้อเพลิงไปใช้จะต้องหาวิธีการจัดการกับมลพิษ โดยอาจเลือกใช้ถ่านหินคุณภาพดี หรืออาจลดปริมาณสารมลพิษในเชื้อเพลิง ก่อนนำไปใช้ หรือใช้เทคโนโลยี ในการกำจัดมลพิษที่เกิดขึ้น ก่อนปล่อยออกสู่สิ่งแวดล้อม

2.4.2.4 เชื้อเพลิงชีวมวล

เป็นสสารทุกรูปแบบที่ได้จากสิ่งมีชีวิต รวมทั้งการผลิตจากการเกษตรและป่าไม้ เช่น ไม้ฟืน แกลบ กากอ้อย วัสดุเหลือใช้ทางการเกษตรอื่นๆ รวมถึงของเสียจากสัตว์ เช่นมูลสัตว์และของเสีย จากโรงงานแปรรูปทางเกษตร และขยะมาผลิตก๊าซชีวภาพ ในการผลิตพลังงานจำนวนเท่าๆ กันต้องใช้ไม้ฟืน ในปริมาตรที่มากกว่าน้ำมันและถ่าน ดังนั้นจึงเหมาะที่จะใช้ใน ครัวเรือน

2.4.2.5 พลังน้ำ

เป็นพลังงานที่ได้มาจากแรงอัดดันของน้ำ ที่ปล่อยจากอ่างเก็บน้ำเหนือเขื่อน น้ำที่ปล่อยไปนี้ จะได้รับการทดแทนทุกปีโดยฝนหรือการละลายของหิมะ แต่ในการก่อสร้างอ่างเก็บน้ำจะมีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม โดยต้องสูญเสียพื้นที่ป่าไม้ ต้องมีการอพยพสัตว์ป่า และชาวบ้านที่อาศัยอยู่ในบริเวณนั้น ทำให้ชีวิตความเป็นอยู่ และสภาพแวดล้อม บริเวณดังกล่าวเปลี่ยนแปลงไป

2.4.2.6 พลังงานแสงอาทิตย์

ได้มาจากการแผ่รังสีของดวงอาทิตย์ ซึ่งนำมาใช้เป็นพลังงานความร้อน และการสังเคราะห์แสง หรือโดยผ่านอุปกรณ์รับแสง เช่น เซลล์แสงอาทิตย์ เพื่อเปลี่ยนเป็น พลังงานไฟฟ้า และความร้อน เพื่อนำไปใช้งานต่อไป

2.4.2.7 พลังงานลม

เกิดจากการเคลื่อนตัวของอากาศ ถ้าอากาศเคลื่อนที่ด้วยความเร็วสูง จะทำให้มีพลังงานมาก ซึ่งสามารถนำมาใช้หมุนกังหันลม เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า

2.4.2.8 พลังงานความร้อนใต้พิภพ

เป็นการนำน้ำร้อนที่มีอยู่ใต้พื้นดิน มาใช้ให้เกิดประโยชน์ในการผลิตกระแสไฟฟ้า กลุ่มประเทศที่มีการพัฒนาพลังงานความร้อนใต้พิภพ มาใช้ประโยชน์อย่างเด่นชัดมักเป็นกลุ่มประเทศที่มีสภาพทางธรณีวิทยา เอื้ออำนวยต่อศักยภาพ ทางพลังงานความร้อนใต้พิภพ ซึ่งได้แก่บริเวณที่เปลือกโลกมีการเคลื่อนไหว และมีแนวของภูเขาไฟอย่างต่อเนื่อง เช่น ประเทศอิตาลี ไอร์แลนด์ สหรัฐอเมริกา (แถบตะวันตก) เม็กซิโก ญี่ปุ่น ฟิลิปปินส์อินโดนีเซีย นิวซีแลนด์ เป็นต้น

2.4.2.9 พลังงานนิวเคลียร์

เป็นพลังงานที่ได้มาจากปฏิกิริยานิวเคลียร์ ซึ่งเกิดจากการแตกตัวของนิวเคลียสของธาตุเชื้อเพลิง เช่น ยูเรเนียม และให้พลังงานความร้อนมหาศาล จึงใช้ในการผลิตไฟฟ้า ปฏิกิริยานิวเคลียร์ สามารถขจัดปัญหา การปล่อยมลพิษทางอากาศ รวมทั้งการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ที่เป็นปัญหาหลักของเชื้อเพลิงฟอสซิลได้ แต่ก็มีปัญหาสิ่งแวดล้อมอื่นที่อาจเกิดจาก การใช้สารรังสี ซึ่งหากมีเทคโนโลยีควบคุมที่ดี ก็จะป้องกันการรั่วไหลของสารรังสีได้ นอกจากนี้ ยังมีปัญหาเรื่องการกำจัดกากนิวเคลียร์ ซึ่งจะต้องมีมาตรการควบคุมดูแลไม่ให้การกำจัดกาก ของเสียส่งผลต่อสิ่งแวดล้อมโดยรอบ เนื่องจากสารเหล่านี้มีค่าทางรังสีสูงมาก และจะคงสภาพอยู่เป็นเวลานับพันๆ ล้านปี

2.5 ชีวมวล (Biomass)

คือ วัสดุหรือสารอินทรีย์ซึ่งสามารถเปลี่ยนแปลงเป็นพลังงานได้ชีวมวลนับรวมถึงวัสดุทิ้งทางการเกษตร เศษไม้ ปลายไม้จากอุตสาหกรรมไม้ มูลสัตว์ ของเสียจากโรงงานแปรรูปทางการเกษตร และของเสียจากชุมชนหรือกากจากกระบวนการผลิตในอุตสาหกรรมเกษตร ดังนี้

2.5.1 ผลิตภัณฑ์ในอุตสาหกรรมเกษตร

2.5.1.1 แกลบ ได้จากการสีข้าวเปลือก

2.5.1.2 ชานอ้อย ได้จากการผลิตน้ำตาล

2.5.1.3 เศษไม้ ได้จากการแปรรูปไม้ยางพาราหรือไม้ยูคาลิปตัน

2.5.1.4 กากปาล์ม ได้จากการสกัดน้ำมันปาล์มดิบที่ได้จากปาล์มสด

2.5.1.5 กากมันสำปะหลัง ได้จากแป้งมันสำปะหลัง

2.5.1.6 ซังข้าวโพด ได้จากการสีข้าวโพดเพื่อนำเมล็ดออก

2.5.1.7 กาบและกะลามะพร้าว ได้จากการนำมะพร้าวมาปลกเปลือกออกเพื่อนำมาผลิตกะทิ

2.5.1.8 ส่าเหล้า ได้จากการผลิตแอลกอฮอล์ เป็นต้น

เราสามารถนำชีวมวลมาใช้ในการทำเป็นพลังงาน ได้แก่ การเผาเพื่อผลิตความร้อนและไฟฟ้า การแปรรูปเป็นเชื้อเพลิงประเภทแก๊ส เช่น มีเทน การแปรรูปเป็นเชื้อเพลิงเหลว หรืออาจเรียกว่า น้ำมันเชื้อเพลิงชีวภาพ

2.5.2 การแปรรูปชีวมวลให้เป็นพลังงาน

การแปรรูปชีวมวลให้เป็นพลังงาน ทำได้หลายวิธีดังนี้

2.5.2.1 การเผาไหม้โดยตรง (Combustion) เมื่อนำชีวมวลมาเผาจะได้ความร้อนออกมาตามค่าความร้อนของชนิดชีวมวล ความร้อนที่ได้จากการเผาสามารถนำไปใช้ในการผลิตไอน้ำที่มีอุณหภูมิและความดันสูง ไอน้ำนี้จะถูกนำไปขับกังหันไอน้ำเพื่อผลิตไฟฟ้าต่อไป ตัวอย่างชีวมวลประเภทนี้คือ เศษวัสดุทางการเกษตรและเศษไม้

2.5.2.2 การผลิตแก๊ส (Gasification) เป็นกระบวนการเปลี่ยนเชื้อเพลิงแข็งหรือชีวมวล ให้เป็นแก๊สเชื้อเพลิง เรียกว่า แก๊สชีวมวล (Biogas) มีองค์ประกอบของแก๊สมีเทน ไฮโดรเจน และคาร์บอนมอนนอกไซด์ สามารถนำไปใช้กับกังหันแก๊ส (Gas Turbine)

2.5.2.3 การหมัก (Fermentation) เป็นการนำชีวมวลมาหมักด้วยแบคทีเรียในสภาวะไร้อากาศชีวมวลจะถูกย่อยสลายและแตกตัวเกิดแก๊สชีวภาพ (Biogas) ที่มีองค์ประกอบของแก๊สมีเทนและคาร์บอนไดออกไซด์ แก๊สมีเทนที่ได้สามารถนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงในเครื่องรถยนต์สำหรับผลิตไฟฟ้า

2.5.2.4 การผลิตเชื้อเพลิงเหลวจากพืช มีกระบวนการที่ใช้ผลิต ดังนี้

ก. กระบวนการทางชีวภาพ ทำการย่อยสลายแป้ง น้ำตาล และเซลลูโลสจากพืชทางการเกษตร เช่น อ้อย มันสำปะหลัง ให้เป็นเอทานอล เพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงเหลวในเครื่องยนต์เบนซิน

ข. กระบวนการทางฟิสิกส์และเคมีโดยสกัดน้ำมันออกจากพืชน้ำมันจากนั้นนำน้ำมันที่ได้ไปผ่านกระบวนการทางเคมี เช่น ทรานส์เอสเทอร์ฟิเคชั่น (Transesterification) เพื่อผลิตเป็นไบโอดีเซล

ค. กระบวนการใช้ความร้อนสูง เช่น กระบวนการไพโรไลซิส (Pyrolysis) เมื่อวัสดุ ทางการเกษตรได้รับความร้อนสูงในสภาพไร้ออกซิเจนจะเกิดการสลายตัวเกิดเป็นเชื้อเพลิงในรูปของเหลว และแก๊สผสมกัน

2.5.3 ชีวมวลที่สามารถนำมาใช้ในการผลิตไฟฟ้า

2.5.3.1 กากอ้อย โรงงานน้ำตาลที่มีเครื่องจักรที่ผลิตไฟฟ้าอยู่แล้ว หากมีการดัดแปลงเครื่องจักรเพื่อผิตไฟฟ้าขายนอกฤดูกาล กากอ้อยจึงเป็นการลงทุนค่อนข้างดีแต่ปริมาณกากอ้อยที่เหลือจากการผลิตน้ำตาลต้องมีปริมาณเพียงพอที่จะผลิตกระแสไฟฟ้านอกฤดูกาล หรือหากเครื่องจักรที่มีอยู่ (โดยเฉพาะหม้อน้ำ) ถ้ามีขนาดใหญ่เกินไปก็ควรหาเชื้อเพลิงอื่นมาเสริมเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพหม้อน้ำให้ทำงานได้มากขึ้น

2.5.3.2 แกลบ ถือว่าเป็นเชื้อเพลิงที่ดีที่สุด ในบรรดาชีวมวลทั้งหมดเพราะมีความชื้นต่ำไม่ต้องผ่านเครื่องย่อยก่อนนำไปเผาไหม้ มีสัดส่วนขี้เถ้ามากกว่าชีวมวลชนิดอื่น สามารถนำไปทดแทนดินเพื่อปลูกพันธุ์ไม้ต่างๆ ได้ดี และยังส่งขายต่างประเทศได้อีกด้วย ทำให้ผลตอบแทนของโครงการดีขึ้น

การนำแกลบมาเป็นเชื้อเพลิงผลิตกระแสไฟฟ้าจะมีปัญหาในการรวบรวมแกลบจากโรงสีที่มีแหล่งอยู่กระจัดกระจายทั่วไปหลายๆ แห่ง เมื่อนำมารวมกันจำทำให้มีกำลังการผลิตเพิ่มขึ้นและเงินลงทุนต่อเมกะวัตต์จะลดลง

2.5.3.3 กากปาล์ม โดยทั่วไปโรงงานสกัดน้ำมันปาล์มดิบมีเครื่องจักรที่ผลิตไฟฟ้าอยู่แล้ว แต่ส่วนใหญ่จะออกแบบขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้าไว้เพียงให้พอดีกับความต้องการใช้ภายในโรงงานจึงทำให้มีกากปาล์มเหลืออยู่เป็นจำนวนมาก แนวทางหนึ่งในการบรรเทาปัญหาของโรงงานในการกำจัดกากปาล์มที่เหลือก็คือ การเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าให้สูงขึ้นเพื่อนำพลังงานไฟฟ้าส่วนเกินขายภายนอกสำหรับในกรณีที่เป็นโรงงานตั้งใหม่เจ้าของโรงงานควรออกแบบระบบผลิตไฟฟ้าให้สามารถใช้งานได้พอดีกับปริมาณเชื้อเพลิงที่มีอยู่

2.5.3.4 เศษไม้ ส่วนใหญ่จะเป็นไม้ยางพาราซึ่งมีมากในภาคใต้ของประเทศแต่เนื่องจากเศษไม้มีความชื้นสูงมาก และมีแหล่งที่อยู่กระจัดกระจาย ต้นทุนของเศษไม้จึงสูงกว่าเชื้อเพลิงอื่นๆ เช่น ถ้าต้อง นำปลายไม้จากสวนยางพารามาเป็นเชื้อเพลิงในขนาดเส้นผ่าศูนย์กลางไม่เกิน 4 นิ้ว ยาว 1 เมตร จะมีต้นทุนในการรวบรวมและจัดส่ง 250/ต้น เมื่อเทียบเท่าเป็นไม้แห้ง โดยหักความชื้นออกจากราคาจะสูงขึ้นเป็น 3 เท่า หรือ 750/ต้น ทั้งนี้ ยังไม่รวมต้นทุนในการย่อยให้เป็นชิ้นเล็กๆ ดังนั้นผลตอบแทนของการลงทุนจึงน้อยกว่าโรงงานไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวลชนิดอื่น

2.5.3.5 ซังข้าวโพดและกาบมะพร้าวชีวมวลทั้ง 2 ชนิด นี้มีปริมาณไม่มากและอยู่กระจัดกระจายเหมาะที่จะนำมาเป็นเชื้อเพลิงเสริมมากกว่าใช้เป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้า

2.5.4 ข้อดีของเชื้อเพลิงชีวมวล

2.5.4.1 มีปริมาณกำมะถันต่ำ

2.5.4.2 ราคาถูกกว่าพลังงานเชิงพาณิชย์อื่นๆ โดยเปรียบเทียบต่อหน่วยความร้อนที่เท่ากัน

2.5.4.3 มีแหล่งที่ผลิตอยู่ภายในประเทศ

2.5.4.4 พลังงานจากชีวมวลจะไม่ก่อให้เกิดสภาวะเรือนกระจก และแทบจะไม่ทำให้เกิดมลภาวะทางอากาศหรือทำให้อากาศเป็นพิษเลยในกรณีมีการปลูกทดแทน

2.5.5 ปัญหาการใช้พลังงานจากชีวมวล

พลังงานจากชีวมวลมีข้อเสีย เมื่อเปรียบเทียบกับเชื้อเพลิงประเภทถ่านหิน แก๊สธรรมชาติ และน้ำมันเตา และเป็นเหตุผลที่ทำให้การผลิตไฟฟ้าโดยใช้พลังงานหมุนเวียนไม่แพร่หลายเท่าที่ควร คือ

2.5.5.1 ชีวมวลมีปริมาณไม่แน่นอน เนื่องจาก

ก. ชีวมวลแต่ละชนิดปลูกเพียงตามฤดูกาลเท่านั้นและผลผลิตที่ได้ขึ้นอยู่กับสภาพอากาศเกษตรกรเปลี่ยนชนิดของผลผลิตไปตามความต้องการของตลาด

ข. พื้นที่การเกษตรลดลง เนื่องจากการเปลี่ยนแปลงสภาพเกษตรกรรมไปสู่เมืองชีวมวลมีอยู่มากแต่อยู่อย่างกระจัดกระจายทำให้รวบรวมได้ยาก เช่น เศษไม้ ซังข้าวโพด กะลามะพร้าว ยอดอ้อย ที่อยู่ตามท้องไร่ท้องนา และแกลบตามโรงสีต่างๆ

2.5.5.2 ปริมาณชีวมวลที่มีใช้ในโรงงาน และพื้นที่ใกล้เคียงมีไม่เพียงพอที่จะผลิตไฟฟ้าที่ให้ผลตอบแทนในการลงทุนดีพอ และเมื่อต้องหาชีวมวลประเภทอื่น หรือจากแหล่งอื่นมาเสริมก็จะมีปัญหาในเรื่องต่างๆ ดังนี้

ข. ค่าขนส่งจากแหล่งชีวมวลมาสู่โรงงานถ้ายิ่งไกลพื้นที่ตั้งก็ยิ่งทำให้มีค่าใช้จ่ายสูง

ค. เทคโนโลยีที่สามารถใช้ได้กับเชื้อเพลิงชีวมวลหลายๆ ชนิดมีราคาแพง

ง. มีความเสี่ยงสูงในการรวบรวมชีวมวลจากแหล่งต่างๆ ให้ได้ปริมาณตามต้องการ

2.5.5.3 ค่าใช้จ่ายสูงที่จะลงทุนเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าระหว่างโรงงานสู่ระบบสายส่งของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค เช่น ค่าอุปกรณ์เชื่อมต่อ ค่าก่อสร้างระบบสายส่ง เป็นต้น

2.5.5.4 โรงงานขาดความเชื่อมั่นที่จะลงทุน เนื่องจาก

ก. ขาดการสนับสนุนการลงทุนจากสถาบันการเงินเพราะความไม่แน่นอนของปริมาณชีวมวล

ข. ขาดความมั่นใจด้านเทคโนโลยีเพราะไม่มีการสาธิตเทคโนโลยีเพราะไม่มีการสาธิตเทคโนโลยีและไม่มีที่ปรึกษาทางเทคนิค

ค. ขาดบุคลากรที่เป็นผู้ดำเนินการและบำรุงรักษาโรงไฟฟ้า

2.5.5.5 ราคารับซื้อและราคาขายของไฟฟ้า ที่ผลิตจากพลังงานสิ้นเปลืองยังต่ำมาก จึงไม่ทำให้ เกิดแรงจูงใจในการผลิตแต่ถ้าราคาไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานที่สิ้นเปลืองสูงขึ้น ในอนาคตก็จะเป็นแรงจูงใจให้มีการปรับปรุงประสิทธิภาพการผลิตกระแสไฟฟ้าของโรงสีข้าวและโรงงานน้ำตาลจนทำให้มีไฟฟ้าเหลือมากพอและสามารถจำหน่ายคืนเข้าระบบของการไฟฟ้าได้

ปัจจัยในการพิจารณาเลือกใช้เชื้อเพลิงของประเทศจะต้องคำนึงถึงปัจจัยสำคัญๆ คือ การกระจาย ของแหล่งเชื้อเพลิง ราคาและต้นทุนในการผลิต ความมั่นคงในการจัดหา ผลกระทบที่จะมีต่อสิ่งแวดล้อม และประสิทธิภาพในการใช้ทรัพยากรประเทศไทยมีแหล่งพลังงานของตนเองน้อยมากต้องพึ่งพาพลังงานจากต่างประเทศถึงร้อยละ 60 ของความต้องการพลังงานพาณิชย์ทั้งหมด และก๊าซธรรมชาติที่มีอยู่ในประเทศก็มีอยู่ ไม่เพียงพอกับความต้องการใช้ภายในประเทศในระยะยาว ดังนั้น การใช้ทรัพยากรพลังงานที่มีอยู่ อย่างจำกัด ควรให้มีการใช้อย่างมีประสิทธิภาพมากที่สุด และหากพิจารณาปริมาณเชื้อเพลิงที่มี อยู่ทั่วโลก ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงที่มีปริมาณสำรองมากกว่าก๊าซธรรมชาติและน้ำมัน กล่าวคือ หากมีการใช้ถ่านหินในระดับปัจจุบันและไม่มีการค้นพบเพิ่มเติม โลกเราสามารถใช้ถ่านหินต่อ ไปได้อีกถึง 220 ปี ในขณะที่ก๊าซธรรมชาติมีเหลือใช้ได้ 64 ปี ส่วนน้ำมันนั้นมีเหลือใช้อีกเพียง 42 ปี เท่านั้น ดังนั้นราคาถ่านหินจึงค่อนข้างต่ำและมีเสถียรภาพค่อนข้างมากการใช้พลังงานสิ้นเปลือง ได้แก่ น้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ และถ่านหิน ย่อมก่อให้เกิดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม ไม่ทาง

ใดก็ทางหนึ่ง แนวทางที่ดีที่สุด คือ ให้มีการใช้พลังงานอย่างประหยัดและมีประสิทธิภาพ นอกจากนี้จะต้องมีมาตรการกำกับดูแลการดำเนินการ ให้เป็นไปตามมาตรฐานทางด้านสิ่งแวดล้อม และการใช้เทคโนโลยีในการควบคุมมลพิษ จากเชื้อเพลิงให้เข้มงวดมากขึ้น เพื่อให้เกิดผลในทางปฏิบัติอย่างจริงจัง ในขณะเดียวกัน ก็จะต้องหามาตรการที่เหมาะสม เพื่อลดผลกระทบให้เหลือน้อยที่สุด และอยู่ในระดับที่จะไม่เป็นอันตราย ต่อชุมชนและสภาพแวดล้อมหากพิจารณาด้วยเหตุผลจะพบว่าในการพัฒนาสิ่งใดก็ตาม ย่อมก่อให้เกิดผลกระทบ หรือการเปลี่ยนแปลง ทั้งในส่วนที่ดี และไม่ดีควบคู่กันไป ซึ่งจะต้องนำทั้งสองส่วน มาเปรียบเทียบว่าน้ำหนักส่วนใดมากกว่ากัน หากส่วนดีมีมากกว่า ก็ควรที่จะส่งเสริม ให้มีการพัฒนาเกิดขึ้น และพยายามหามาตรการ ในการลดส่วนที่ไม่ดีนั้น ให้มีผลกระทบน้อยที่สุด ในการก่อสร้างโรงไฟฟ้า ก็เช่นเดียวกัน ย่อมมีทั้งส่วนดีและส่วนไม่ดี แต่เมื่อชั่งน้ำหนักแล้วเห็นว่าจะเป็นประโยชน์ต่อเศรษฐกิจและสังคมโดยรวม ก็ควรที่จะส่งเสริมให้มีการดำเนินการต่อไป ในขณะเดียวกันก็จะ ต้องหามาตรการที่เหมาะสม เพื่อลดผลกระทบให้เหลือน้อยที่สุด

บทที่ 3
ดำเนินโครงงาน

3.1 ขั้นตอนการเก็บข้อมูล

เป็นการค้นหาข้อมูลของการคำนวณในด้านต่างๆ รวมถึงการศึกษาระบบการทำงานของโรงไฟฟ้าขนาดเล็กที่ใช้หม้อต้มน้ำในการผลิตไอน้ำเพื่อส่งผ่านไปยังเครื่องจักรต่างๆ ทำให้สามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้

3.1.1 ศึกษาเกี่ยวกับข้อมูลของการคำนวณทางเศรษฐศาสตร์ (Feasibility)

เป็นข้อมูลที่เราจะสามารถนำมาหาค่าเพื่อประเมินราคาที่จะสร้างโรงไฟฟ้าขนาดเล็กจากพลังงานไอน้ำ ซึ่งก็มีทั้งต้นทุนและจุดคุ้มทุนว่าจะใช้ระยะเวลาเท่าไรรวมถึงการศึกษาด้านค่าการขายกำลังไฟฟ้าให้กับหน่วยงานภาครัฐบาล

3.1.2 ศึกษาข้อมูลระบบการทำงานของโรงไฟฟ้าขนาดเล็กจากหม้อต้มน้ำ (Boiler)

เป็นการศึกษาระบบแรงดันของไอน้ำ และอุปกรณ์การทำงานที่จะต้องใช้ในการทำงานของระบบ จะเริ่มจากการได้ไอน้ำที่เป็นไอแห้งออกมาจากหม้อต้มน้ำแล้ว ซึ่งจะมีอุปกรณ์หลักๆ ที่ต้องศึกษาดังนี้

3.1.2.1 เครื่องกำเนิดไอน้ำ
3.1.2.2 อุปกรณ์จ่ายเชื้อเพลิง
3.1.2.3 เครื่องกังหันไอน้ำ
3.1.2.4 เครื่องกำเนิดไฟฟ้า
3.1.2.5 ระบบควบคุมและอุปกรณ์
3.1.2.6 ระบบหล่อเย็น

3.1.3 ศึกษาเชื้อเพลิงหมุนเวียน (Biomass)

เป็นการศึกษาข้อมูลของเชื้อเพลิงหมุนเวียนที่นิยมใช้ในประเทศไทย เชื้อเพลิงหมุนเวียนจะมีอยู่หลายอย่างที่นำมาใช้ได้ แต่จะใช้ตามความเหมาะสมและส่วนมากจะใช้เชื้อเพลิงหมุนเวียนที่ทำประโยชน์ได้น้อย

3.1.4 ศึกษาการหาค่าทางวิศวกรรมในการทำงานของระบบ

ในการผลิตกำลังไฟฟ้านั้นจำเป็นต้องมีการคำนวณแรงดันและกำลังของกังหันพลังงานไอน้ำว่าในการผลิตกระแสไฟนั้นจำเป็นต้องใช้แรงดันเท่าไหร่เพื่อที่จะได้ผลิตไฟฟ้าได้ 10 MW

3.2 ขั้นตอนการออกแบบโครงสร้างของระบบ

3.2.1 เลือกใช้เครื่องจักรที่เหมาะสมกับการนำมาผลิตกระแสไฟขนาด 10 MW

จากการที่ได้ศึกษาระบบของการสร้างโรงไฟฟ้าขนาดเล็กแล้ว เราก็จำเป็นต้องเลือกเครื่องจักรที่จะนำมาใช้งาน เพราะเครื่องจักรแต่ละตัวจะมีหลายแบบ แต่ละแบบก็ราคาต้นทุนแตกต่างกัน การใช้งานก็จะต่างกันไปด้วย จึงต้องมีการเลือกใช้เครื่องจักที่รูปแบบเหมาะสมกับปริมาณของความดันและกระแสไฟฟ้าที่ต้องการ

ในเรื่องราคาต้นทุนก็ต้องเลือกให้คุ้มค่าที่สุด ถึงแม้ว่าเครื่องจักรบางแบบจะดีมาก แต่ถ้าต้นทุนสูงเกินก็จะได้ระยะจุดคุ้มทุนที่นานออกไปอีก หรือบางแบบที่ราคาสูงอาจจะไม่ได้ใช้งานอย่างเต็มที่ เราจะเลือกเครื่องจักรที่ใช้งานได้เฉพาะความต้องการเท่านั้นเพื่อประหยัดต้นทุน

3.2.2 เลือกเชื้อเพลิงหมุนเวียนที่จะนำมาใช้

ในด้านเชื้อเพลิง จะเลือกใช้ชานอ้อยเป็นหลักเพราะว่าชานอ้อยนำไปใช้ประโยชน์อย่างอื่นได้ค่อนข้างน้อย ถ้านำเอามาใช้เป็นเชื้อเพลิงก็จะได้ประโยชน์มากกว่า และต้นทุนของชานอ้อยก็ต่ำ สามารถนำชานอ้อยที่เหลือจากการทำน้ำตาลที่โรงงานผลิตน้ำตาลได้ ซึ่งมีปริมาณมากพอที่จะนำมาเป็นเชื้อเพลิงได้ตลอดทั้งปี

3.3 ขั้นตอนการหาค่าทางเศรษฐศาสตร์

3.3.1 การหาจุดคุ้มทุน

ถ้าตามการผลิตโรงงานทั่วไป การคิดจุดคุ้มทุนเพื่อเสนอขายนั้นมีความสำคัญมาก ทางลูกค้าที่ต้องการสร้างโรงงานจะได้รู้ถึงระยะเวลาที่เหมาะสม และสามารถเลือกได้ว่าควรจะลงทุนหรือไม่และจำเป็นต้องกู้เงินมาในระยะเวลาเท่าไหร่

สำหรับโครงงานนี้ จะทำงานหาจุดคุ้มทุนเพื่อให้ทราบว่าความเป็นไปได้ในการสร้างโรงงานไฟฟ้าขนาดเล็กนั้นคุ้มค่ามากน้อยแค่ไหนกับการลงทุน และยังมองถึงสภาพแวดล้อมทั่วๆ ไปของการสร้างโรงงานไฟฟ้าด้วย

3.3.2 การหาค่าต้นทุนในการสร้างโรงงาน

จากการเลือกเครื่องจักรและอุปกรณ์ต่างๆ ในขั้นตอนการเลือกใช้เครื่องจักรแล้วเราก็จะสามารถทราบถึงต้นทุนของเครื่องจักรแล้ว จากนั้นต้องมาศึกษาเพิ่มเติมในเรื่องของสถานที่อีกด้วยว่าต้องใช้พื้นที่เท่าไหร่ในการสร้าง เพื่อนำไปหาค่าจุดคุ้มทุน

บทที่ 3
ดำเนินโครงงาน

3.1 ขั้นตอนการเก็บข้อมูล

เป็นการค้นหาข้อมูลของการคำนวณในด้านต่างๆ รวมถึงการศึกษาระบบการทำงานของโรงไฟฟ้าขนาดเล็กที่ใช้หม้อต้มน้ำในการผลิตไอน้ำเพื่อส่งผ่านไปยังเครื่องจักรต่างๆ ทำให้สามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้

3.1.1 ศึกษาเกี่ยวกับข้อมูลของการคำนวณทางเศรษฐศาสตร์ (Feasibility)

เป็นข้อมูลที่เราจะสามารถนำมาหาค่าเพื่อประเมินราคาที่จะสร้างโรงไฟฟ้าขนาดเล็กจากพลังงานไอน้ำ ซึ่งก็มีทั้งต้นทุนและจุดคุ้มทุนว่าจะใช้ระยะเวลาเท่าไรรวมถึงการศึกษาด้านค่าการขายกำลังไฟฟ้าให้กับหน่วยงานภาครัฐบาล

3.1.2 ศึกษาข้อมูลระบบการทำงานของโรงไฟฟ้าขนาดเล็กจากหม้อต้มน้ำ (Boiler)

เป็นการศึกษาระบบแรงดันของไอน้ำ และอุปกรณ์การทำงานที่จะต้องใช้ในการทำงานของระบบ จะเริ่มจากการได้ไอน้ำที่เป็นไอแห้งออกมาจากหม้อต้มน้ำแล้ว ซึ่งจะมีอุปกรณ์หลักๆ ที่ต้องศึกษาดังนี้

3.1.2.1 เครื่องกำเนิดไอน้ำ
3.1.2.2 อุปกรณ์จ่ายเชื้อเพลิง
3.1.2.3 เครื่องกังหันไอน้ำ
3.1.2.4 เครื่องกำเนิดไฟฟ้า
3.1.2.5 ระบบควบคุมและอุปกรณ์
3.1.2.6 ระบบหล่อเย็น

3.1.3 ศึกษาเชื้อเพลิงหมุนเวียน (Biomass)

เป็นการศึกษาข้อมูลของเชื้อเพลิงหมุนเวียนที่นิยมใช้ในประเทศไทย เชื้อเพลิงหมุนเวียนจะมีอยู่หลายอย่างที่นำมาใช้ได้ แต่จะใช้ตามความเหมาะสมและส่วนมากจะใช้เชื้อเพลิงหมุนเวียนที่ทำประโยชน์ได้น้อย

3.1.4 ศึกษาการหาค่าทางวิศวกรรมในการทำงานของระบบ

ในการผลิตกำลังไฟฟ้านั้นจำเป็นต้องมีการคำนวณแรงดันและกำลังของกังหันพลังงานไอน้ำว่าในการผลิตกระแสไฟนั้นจำเป็นต้องใช้แรงดันเท่าไหร่เพื่อที่จะได้ผลิตไฟฟ้าได้ 10 MW

3.2 ขั้นตอนการออกแบบโครงสร้างของระบบ

3.2.1 เลือกใช้เครื่องจักรที่เหมาะสมกับการนำมาผลิตกระแสไฟขนาด 10 MW

จากการที่ได้ศึกษาระบบของการสร้างโรงไฟฟ้าขนาดเล็กแล้ว เราก็จำเป็นต้องเลือกเครื่องจักรที่จะนำมาใช้งาน เพราะเครื่องจักรแต่ละตัวจะมีหลายแบบ แต่ละแบบก็ราคาต้นทุนแตกต่างกัน การใช้งานก็จะต่างกันไปด้วย จึงต้องมีการเลือกใช้เครื่องจักที่รูปแบบเหมาะสมกับปริมาณของความดันและกระแสไฟฟ้าที่ต้องการ

ในเรื่องราคาต้นทุนก็ต้องเลือกให้คุ้มค่าที่สุด ถึงแม้ว่าเครื่องจักรบางแบบจะดีมาก แต่ถ้าต้นทุนสูงเกินก็จะได้ระยะจุดคุ้มทุนที่นานออกไปอีก หรือบางแบบที่ราคาสูงอาจจะไม่ได้ใช้งานอย่างเต็มที่ เราจะเลือกเครื่องจักรที่ใช้งานได้เฉพาะความต้องการเท่านั้นเพื่อประหยัดต้นทุน

3.2.2 เลือกเชื้อเพลิงหมุนเวียนที่จะนำมาใช้

ในด้านเชื้อเพลิง จะเลือกใช้ชานอ้อยเป็นหลักเพราะว่าชานอ้อยนำไปใช้ประโยชน์อย่างอื่นได้ค่อนข้างน้อย ถ้านำเอามาใช้เป็นเชื้อเพลิงก็จะได้ประโยชน์มากกว่า และต้นทุนของชานอ้อยก็ต่ำ สามารถนำชานอ้อยที่เหลือจากการทำน้ำตาลที่โรงงานผลิตน้ำตาลได้ ซึ่งมีปริมาณมากพอที่จะนำมาเป็นเชื้อเพลิงได้ตลอดทั้งปี

3.3 ขั้นตอนการหาค่าทางเศรษฐศาสตร์

3.3.1 การหาจุดคุ้มทุน

ถ้าตามการผลิตโรงงานทั่วไป การคิดจุดคุ้มทุนเพื่อเสนอขายนั้นมีความสำคัญมากทางลูกค้าที่ต้องการสร้างโรงงานจะได้รู้ถึงระยะเวลาที่เหมาะสม และสามารถเลือกได้ว่าควรจะลงทุนหรือไม่และจำเป็นต้องกู้เงินมาในระยะเวลาเท่าไหร่

สำหรับโครงงานนี้ จะทำงานหาจุดคุ้มทุนเพื่อให้ทราบว่าความเป็นไปได้ในการสร้างโรงงานไฟฟ้าขนาดเล็กนั้นคุ้มค่ามากน้อยแค่ไหนกับการลงทุน และยังมองถึงสภาพแวดล้อมทั่วๆ ไปของการสร้างโรงงานไฟฟ้าด้วย

3.3.2 การหาค่าต้นทุนในการสร้างโรงงาน

จากการเลือกเครื่องจักรและอุปกรณ์ต่างๆ ในขั้นตอนการเลือกใช้เครื่องจักรแล้วเราก็จะสามารถทราบถึงต้นทุนของเครื่องจักรแล้ว จากนั้นต้องมาศึกษาเพิ่มเติมในเรื่องของสถานที่อีกด้วยว่าต้องใช้พื้นที่เท่าไหร่ในการสร้าง เพื่อนำไปหาค่าจุดคุ้มทุน

3.3.3 การเลือกใช้สถานที่

การเลือกใช้สถานที่นั้น อย่างแรกจะเลือกที่ใกล้โรงงานน้ำตาลให้ได้มากที่สุด เพื่อประหยัดค่าขนส่งของชานอ้อย เพราะในปัจจุบันค่าขนส่งนั้นมีต้นทุนค่อนข้างสูง

อย่างที่สอง จำเป็นต้องเลือกใกล้กับเสาไฟฟ้ากระแสแรงสูงเพื่อประหยัดสายไฟที่ใช้ส่งกระแสไฟฟ้า ซึ่งสายไฟขนาดใหญ่นี้มีราคาค่อนข้างสูงเช่นกัน จึงควรเลือกใช้สายไฟให้น้อยที่สุด

3.4 ขั้นตอนการหาค่าทางวิศวกรรม

3.4.1 หาค่าแรงดันที่ใช้ในการหมุนของกังหันลม

เมื่อเราได้เลือกเครื่องจักรกังหันลมพลังงานไอน้ำแล้ว ก็ต้องมาหาค่าความดันที่ใช้ให้เพียงพอต่อการสร้างกระแสไฟฟ้าที่ 10 MW แต่แรงดันที่ได้อาจจะไม่ตรงตามที่คำนวณแต่ เราสามารถจะเลือกใช้แรงดันที่สูงกว่าได้เพราะเมื่อกังหันหมุนได้ความเร็วรอบที่มากกว่า เราสามารถนำมาลดความเร็วรอบได้โดยใช้ Gear Bank

3.4.2 คำนวณอุณหภูมิของไอน้ำแต่ละจุด

เราจะคำนวณหาอุณหภูมิของไอน้ำเพื่อตรวจสอบว่าเมื่อไอน้ำใช้พลังงานจากการหมุนกังหันลมพลังงานไอน้ำแล้ว จะเหลือไอน้ำที่สามารถนำไปใช้งานอะไรต่อได้บ้าง

3.4.3 หาปริมาณของวัตถุดิบที่ใช้ในการทำงาน

ในข้อนี้เราจะหาปริมาณเชื้อเพลิงว่าในแต่ละวันต้องการเชื้อเพลิงในปริมาณเท่าไหร่ หลังจากนั้นจะหาโรงงานน้ำตาลมาอ้างอิงเปรียบเทียบว่าเพียงพอต่อการผลิตกระแสไฟฟ้าในแต่ละปีหรือไม่

3.5 ขั้นตอนศึกษาด้านควบคุมสิ่งแวดล้อม

เนื่องจากการใช้เชื้อเพลิงชีวมวลในการให้พลังงาน โดยการเผาไหม้ทำให้เกิดมลภาวะขึ้น สิ่งจำเป็นที่สุด ต้องมีระบบที่ควบคุมเพื่อให้เกิดผลเสียต่อสิ่งแวดล้อมน้อยที่สุด

สิ่งที่จำเป็นต้องศึกษาในการทำงานของหม้อต้มไอน้ำมี ดังนี้

3.5.1 ระบบดักจับฝุ่น

3.5.2 ระบบกำจัดขี้เถ้าจากการเผาไหม้กากอ้อย

3.5.2 ระบบน้ำมันหล่อลื่นที่ใช้กับเครื่องจักร

3.5.3 ระบบน้ำเสียจากการชำระคาบสิ่งสกปรก

ห้องสมุดคณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยนเรศวร

3.6 ขั้นตอนการตรวจสอบและปรับปรุง

3.6.1 นำค่าที่ได้ไปตรวจสอบกับกระแสไฟที่กำหนดไว้

3.6.2 ปรับปรุงรูปแบบของเครื่องจักรให้เหมาะสม

3.7 สรุปผล

3.7.1 ทำการสรุปผลการคำนวณทางเศรษฐศาสตร์

3.7.2 ทำการสรุปผลการคำนวณทางวิศวกรรม

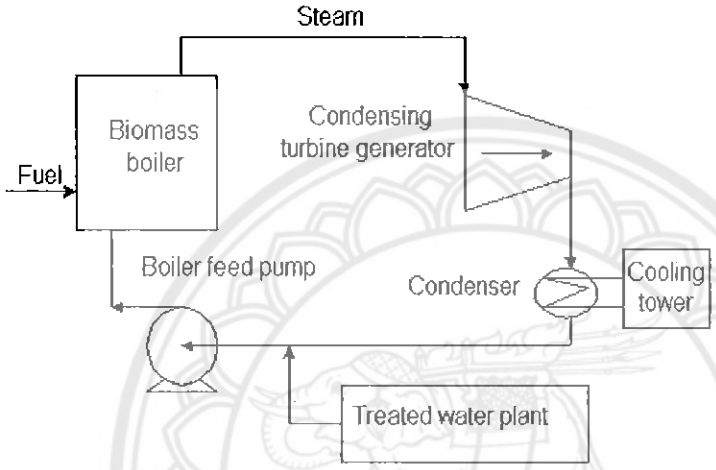
3.7.3 สรุปความสำคัญของการเลือกใช้สถานที่

3.8 ผังขั้นตอนการปฏิบัติงาน

บทที่ 4
ผลการทดลองและการวิเคราะห์

4.1 เครื่องมือที่เลือกใช้ในการสร้างโรงไฟฟ้าขนาด 10 MW

4.1.1 เลือกใช้กังหันพลังงานไอน้ำแบบ Condensing Turbine



รูปที่ 4.1 แผนผังการผลิตไฟฟ้าระบบหม้อไอน้ำและ Condensing Turbine
ที่มา : http://www.thailandindustry.com

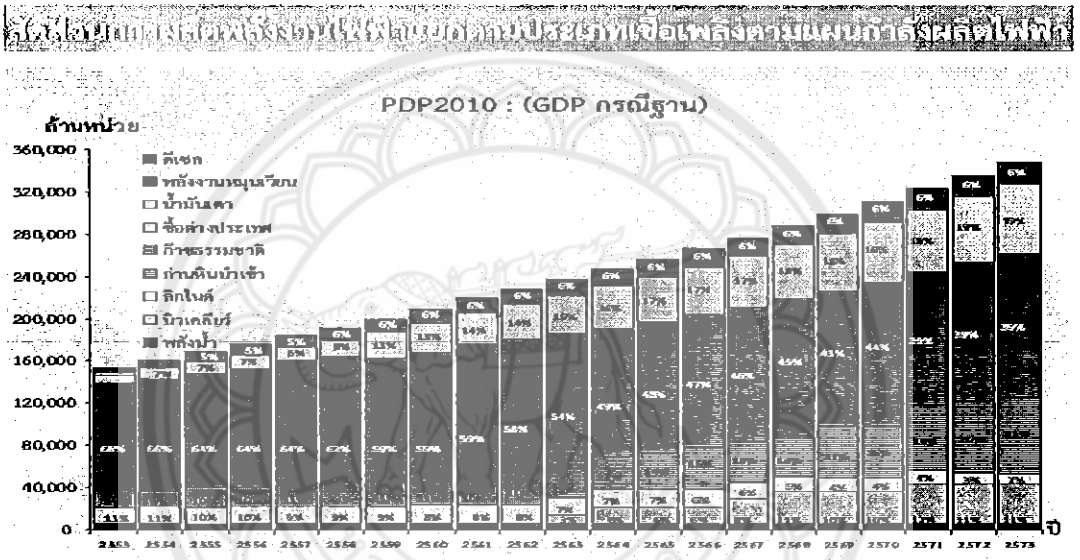
การทำงานเริ่มจากการนำน้ำดิบมาบำบัดให้ได้ตามคุณภาพที่กำหนด จากนั้นใช้ปั๊มน้ำส่งน้ำที่บำบัดแล้วเข้าไปในหม้อผลิตไอน้ำซึ่งจะถูกทำให้ร้อนโดยเชื้อเพลิงชีวมวล น้ำที่ร้อนจะเปลี่ยนสภาพกลายเป็นไอน้ำ ผ่านไปยังกังหันไอน้ำแบบ Condensing Turbine เพื่อให้เกิดการหมุนได้กระแสไฟฟ้าในส่วนของไอน้ำที่ออกจากกังหันไอน้ำจะมีความดันต่ำมากและยังคงเป็นสภาพไอน้ำ ต้องทำให้กลับคืนเป็นน้ำ โดยผ่านเครื่องควบแน่นและหอระบายความร้อน จากนั้นน้ำดังกล่าวจะถูกปั๊มกลับเข้าไปในหม้อผลิตไอน้ำอีกครั้ง หมุนเวียนเช่นนี้เรื่อยไป ประสิทธิภาพของระบบโดยรวมอยู่ระหว่างร้อยละ 15-20

4.1.2 เลือกใช้เชื้อเพลิงชานอ้อยในการดำเนินงาน

จากฐานข้อมูลกรมโรงงานอุตสาหกรรม มีโรงงานผลิตน้ำตาลจำนวน 192 โรง ในประเทศไทย ซึ่งจากการประมาณการณ์พบว่า ปริมาณชานอ้อยสูงถึงประมาณ 20 ล้านตันต่อปี อย่างไรก็ตามในปัจจุบันเกือบร้อยละ 100 ของปริมาณชานอ้อยที่เกิดขึ้นทั้งหมดได้ถูกใช้เป็นเชื้อเพลิง

เพื่อผลิตพลังงานที่จำเป็นสำหรับกระบวนการผลิตน้ำตาล ไม่เพียงเพราะสามารถใช้เชื้อเพลิงที่ทางโรงงานน้ำตาลมีอยู่แล้ว

แต่ชานอ้อยเป็นชีวมวลอีกประเภทหนึ่งที่มีคุณสมบัติเหมาะสมสำหรับการเผาไหม้ คือ ให้ค่าความร้อนค่อนข้างสูง เช่นเดียวกับชานอ้อยและไม่มีส่วนผสมของโลหะอัลคาไลน์ เช่น โซเดียม โปแตสเซียม เป็นต้น ในปริมาณที่ก่อให้เกิดปัญหาเถ้าหลอมและตะกรันในระหว่างการเผาไหม้ เทคโนโลยีการเผาไหม้ที่ใช้โดยทั่วไปเป็นแบบตะกรับ ขี้เถ้าสามารถนำไปใช้ประโยชน์ต่างๆ ได้ เช่น สามารถนำไปทำอิฐทนไฟหรือใช้ปรับปรุงสภาพดินเพื่อเพาะปลูก ราคาของชานอ้อยยังอยู่ในราคาที่ต่ำ สามารถหาได้ง่ายจากโรงงานน้ำตาลในประเทศ สามารถนำมาใช้ในการผลิตได้อย่างเพียงพอ

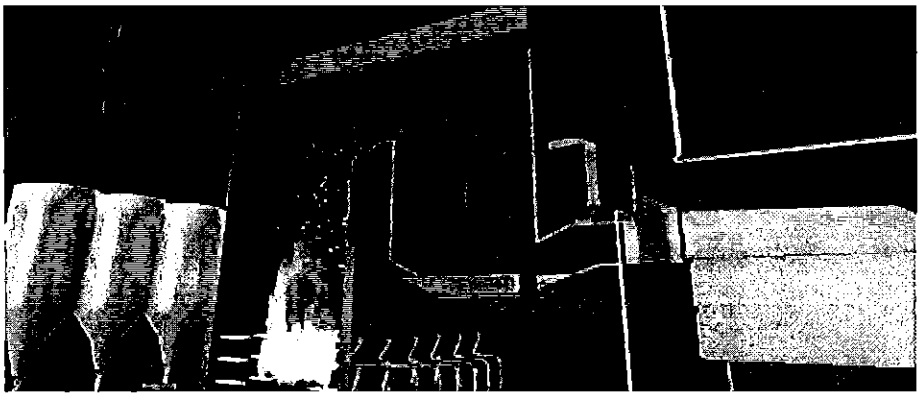


รูปที่ 4.2 สัดส่วนการผลิตพลังงานไฟฟ้า

ที่มา : http://www.thailandindustry.com

4.1.3 เลือกใช้หม้อไอน้ำชนิด Circulating Fluidized Bed (CFB)

หม้อไอน้ำแบบเผาไหม้เชื้อเพลิงขณะลอยตัวและหมุนวนจะเผาไหม้ที่อุณหภูมิไม่สูงมากนัก ทำให้สามารถใช้โลหะที่มีราคาถูกกว่าเป็นอุปกรณ์ได้และมี NOX ที่เกิดจากการเผาไหม้น้อย เหมาะกับเชื้อเพลิงที่มีความชื้นสูงและเผาไหม้เชื้อเพลิงได้หลายชนิดพร้อมกันประสิทธิภาพในการเผาไหม้สูงกว่าร้อยละ 85

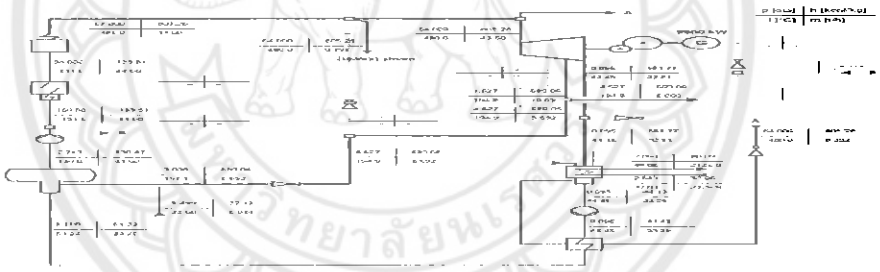


รูปที่ 4.3 ห้องเผาไหม้ไอน้ำ

ที่มา : http://www.thailandindustry.com

4.2 หาค่าปริมาณการใช้เชื้อเพลิง

เนื่องจากกังหันพลังงานไอน้ำที่ผลิตกระแสไฟฟ้าต้องใช้หม้อไอน้ำขนาด 85 ตันไอน้ำ/ชั่วโมง ใช้ไอน้ำที่ความดัน 42 บาร์จ และอุณหภูมิ 460 องศาเซลเซียส หม้อไอน้ำต้องรับน้ำที่มีอุณหภูมิ 105 องศาเซลเซียส เพื่อนำไปใช้งาน



รูปที่ 4.4 ตัวอย่างค่าความดัน อุณหภูมิ มวล และพลังงาน

ที่มา : http://www.thailandindustry.com

ตารางที่ 4.1 ตารางค่าความชื้นของเชื้อเพลิงแต่ละชนิด

คุณสมบัติชีวมวลต่าง ๆ	ร้อยละ Moisture	ร้อยละ Ash	ร้อยละ Volatile Matter	ร้อยละ Fixed Carbon	Higher Heating Value kJ/kg	Lower Heating Value kJ/kg
แกลบ (Rice Husk)	12.00	12.65	56.46	18.88	14,755	13,517
ฟางข้าว (Rice Straw)	10.00	10.39	60.70	18.90	13,650	12,330
ชานอ้อย (Bagasse)	50.73	1.43	41.98	5.86	9,243	7,368
ใบอ้อย (Cane Trash)	9.20	6.10	67.80	16.90	16,794	15,479

ตารางที่ 4.1 (ต่อ) ตารางค่าความชื้นของเชื้อเพลิงแต่ละชนิด

คุณสมบัติชีวมวลต่าง ๆ	ร้อยละ Moisture	ร้อยละ Ash	ร้อยละ Volatile Matter	ร้อยละ Fixed Carbon	Higher Heating Value kJ/kg	Lower Heating Value kJ/kg
ไม้ยางพารา (Parawood)	45.00	1.59	45.70	7.71	10,365	8,600
เส้นใยปาล์ม (Palm Fiber)	38.50	4.42	42.68	14.39	13,127	11,400
กะลาปาล์ม (Palm Shell)	12.00	3.50	68.20	16.30	18,267	16,900
ทะลายปาล์ม (Empty Fruit Bunch)	58.60	2.03	30.46	8.90	9,196	7,240
ต้นปาล์ม (Palm Trunk)	48.40	1.20	38.70	11.70	9,370	7,556
ทางปาล์ม (Palm Leaf)	78.40	0.70	16.30	4.60	3,908	1,760
ซังข้าวโพด (Corncob)	40.00	0.90	45.42	13.68	11,298	9,615
ลำต้นข้าวโพด (Corn Stalk)	41.70	3.70	46.46	8.14	11,704	9,830
เหง้ามันสำปะหลัง (Tapioca Rhizome)	59.40	1.50	31.00	8.10	7,451	5,494

4.3 ความเป็นไปได้ในด้านวิศวกรรม

4.3.1 กำลังการผลิต

ดำเนินการก่อสร้างโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงชานอ้อย ซึ่งมีกำลังการผลิตติดตั้ง 10 MW และกำลังการผลิตไฟฟ้าสุทธิ 8.0 MW รายละเอียดกำลังการผลิตไฟฟ้าของโครงการ ดังแสดงในตารางที่ 4.2

ตารางที่ 4.2 รายละเอียดกำลังการผลิตไฟฟ้า

รายการ	ปริมาณ
กำลังการผลิตติดตั้งโรงไฟฟ้า (Gross Power Generation) กำลังการผลิตไฟฟ้าสุทธิ (Net Power Generation) พลังไฟฟ้าจ่ายเข้าระบบการไฟฟ้า (ขาย กฟน.) พลังไฟฟ้าจ่ายแก่โรงงานน้ำตาลบุรีรัมย์	10,000 กิโลวัตต์ 9,000 กิโลวัตต์ 8,000 กิโลวัตต์ 1,000 กิโลวัตต์
พลังไฟฟ้าจ่ายเข้าระบบการไฟฟ้า (ขาย กฟน.) (ชั่วโมงดำเนินงาน 8,000 ช.ม./ปี ที่ Plant Factor)	54,400,000 กิโลวัตต์-ชั่วโมง/ปี

4.3.2 กระบวนการผลิต

4.3.2.1 สถานที่ติดตั้งเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานไอน้ำ จะดำเนินการก่อสร้างขึ้นบริเวณ ตำบลหินเหล็กไฟ อำเภอคูเมือง จังหวัดบุรีรัมย์ บริเวณด้านข้างพื้นที่ติดกับโรงงานน้ำตาลบุรีรัมย์ และมีระยะทางห่างจากอำเภอเมืองบุรีรัมย์ประมาณ 20 กิโลเมตร รายละเอียดการจัดวางแผนผังอาคาร การติดตั้งเครื่องจักร-อุปกรณ์ต่างๆ (Plant Layout) ของโรงไฟฟ้า ประกอบด้วย

ก. อาคารหม้อไอน้ำ (Boiler Plant)

ข. เครื่องดับจับฝุ่นแบบไซโคลน (Muliti-Cyclone)

ค. เครื่องดับจับฝุ่นแบบไฟฟ้าสถิต (Electrostatic Precipitator)

ง. อาคารเก็บขี้เถ้า (Ash Pit and Silo)

จ. อาคารเครื่องกังหันไอน้ำและเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (STG House)

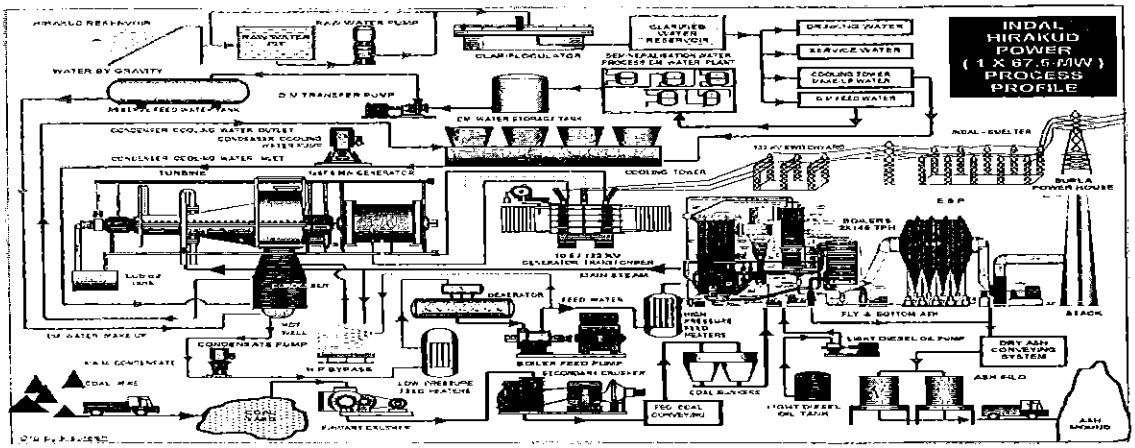
ฉ. ห้องควบคุม (Plant Control Room) และห้องไฟฟ้า (Electrical Room)

ช. อาคารสำนักงาน (Office Building)

ซ. หอระบายความร้อน (Cooling Tower)

ฌ. โรงบำบัดน้ำดิบและน้ำทิ้ง (Raw Water and Discharged Water Treatment Plant)

ญ. บ่อน้ำทิ้ง (Discharged Water Storage Pond)



รูปที่ 4.5 กระบวนการทำงานของโรงไฟฟ้าชีวมวล
ที่มา : http://www.thailandindustry.com

4.3.2.2 กระบวนการผลิตไฟฟ้า

โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานไอน้ำ เป็นโรงไฟฟ้าขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าสุทธิ 9 MW และมีกำลังผลิตติดตั้งไม่เกิน 10 MW (กำหนดให้โรงไฟฟ้ามีความต้องการใช้ไฟฟ้าประมาณร้อยละ 11) โดยโรงไฟฟ้าดังกล่าวจะจำหน่ายไฟฟ้าแบบ Firm แก่ กฟผ. ตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็ก (SPP) ผ่านระบบสายส่งของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ขนาดแรงดัน 22 kw (Feeder #5) เป็นปริมาณพลังไฟฟ้า 9 MW และมีกำลังไฟฟ้าเหลือ 1 MW เพื่อป้อนโรงงานน้ำตาลบุรีรัมย์

โครงการโรงไฟฟ้าพลังงานไอน้ำ มีลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้า ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าพลังความร้อน (Thermal Power Plant) ที่ผลิตไอน้ำความดันสูง (42 บาร์จ, 460 องศาเซลเซียส) อัตราการผลิต ประมาณ 85 ตันไอน้ำ/ชั่วโมง ด้วยหม้อไอน้ำที่ใช้เชื้อชานอ้อย และผ่านไอน้ำความดันสูงไปยังกังหันไอน้ำแบบ Condensing Steam Turbine ที่ต่อเข้ากับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้าเข้าสู่ระบบการไฟฟ้า โดยน้ำดิบที่ใช้ในการผลิตไอน้ำและหล่อเย็น (ทดแทนการ Blow-Down และระเหยในห่อหล่อเย็น) จะใช้ปริมาณ 1,217 ลบ.ม./วัน ซึ่งจะมาจากบ่อเก็บน้ำดิบในพื้นที่โครงการฯ ขนาดความจุรวมประมาณ 700,000 ลบ.ม.

โรงไฟฟ้าในโครงการฯ ถูกออกแบบให้มีความพร้อมจ่ายไฟฟ้าอย่างน้อย 8,000 ชั่วโมง/ปี และมีอัตราการใช้เชื้อเพลิงชานอ้อยประมาณ 948.96 ตัน/วัน ที่ Plant Capacity Factor ร้อยละ 85 ตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็ก โดยในโครงการฯ ตั้งเป้าหมายที่จะใช้ชานซึ่งเหลือจากการหีบอ้อยเพื่อทำน้ำตาล จากโรงงานน้ำตาลบุรีรัมย์ ซึ่งมีกำลังการหีบอ้อยรวมประมาณ 468,000 ตัน/ปี และคาดว่าจะสามารถป้อนชานอ้อยให้กับโรงไฟฟ้าได้ประมาณ 316,320 ตัน/ปี

4.4 ความเป็นไปได้ด้านการตลาด

4.4.1 การขอจำหน่ายไฟฟ้า สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก 10 MW (VSPP)

VSPP ย่อมาจาก Very Small Power Producer หรือ ผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก ความหมาย VSPP หมายถึง ผู้ผลิตไฟฟ้า ทั้งภาคเอกชน รัฐบาล รัฐวิสาหกิจ และประชาชนทั่วไปที่มีจำหน่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย โดยมีปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบไม่เกิน 1 MW เมื่อปี พ.ศ.2543 คณะรัฐมนตรีได้มีมติเห็นควรให้มีการออกระเบียบเพิ่มเติมเป็นกรณีพิเศษ สำหรับการรับซื้อไฟฟ้าจากโครงการ SPP ขนาดเล็ก เพื่อส่งเสริมให้มีการผลิตไฟฟ้า โดยใช้พลังงานนอกรูปแบบ กากหรือเศษวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตร ก๊าซชีวภาพจากฟาร์มเลี้ยงสัตว์เป็นเชื้อเพลิง และปี 2545 การไฟฟ้านครหลวง (กฟน.) และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (กฟภ.) ได้ออกระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก

โดยวัตถุประสงค์ของการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP ก็เพื่อส่งเสริมให้มีการใช้ทรัพยากรภายในประเทศอย่างมีประสิทธิภาพ ลดการพึ่งพาการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานเชิงพาณิชย์ ซึ่งเป็นการลดค่าใช้จ่ายการนำเข้าเชื้อเพลิงจากต่างประเทศและลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม และช่วยแบ่งเบาภาระด้านการลงทุนของรัฐในระบบการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้า

ตารางที่ 4.3 VSPP ที่ได้รับการตอบรับซื้อไฟฟ้า (ณ เดือนกันยายน 2549)

เชื้อเพลิง	กฟน.		กฟภ.		รวม	
	จำนวน (ราย)	ปริมาณพลังไฟฟ้าสูงสุดที่จะจ่ายเข้าระบบ (kw)	จำนวน (ราย)	ปริมาณพลังไฟฟ้าสูงสุดที่จะจ่ายเข้าระบบ (kw)	จำนวน (ราย)	ปริมาณพลังไฟฟ้าสูงสุดที่จะจ่ายเข้าระบบ (kw)
1. แสงอาทิตย์	44	6.50	22	59.80	66	66.30
2. เศษไม้	-	-	1	400.00	1	400.00
3. แกลบ	-	-	5	3,235.00	5	3,235.00
4. ทะลายปาล์ม	-	-	3	3,000.00	3	3,000.00
5. ฟาง	-	-	6	1,030.00	6	1,030.00
6. ก๊าซชีวภาพ	1	950.00	15	8,180.00	16	9,130.00
รวม	45	956.50	52	15,904.80	97	16,861.30

ที่มา : http://www.กฟภ.com

ตารางที่ 4.4 VSPP ที่ขายไฟฟ้าเข้าระบบแล้ว (ณ เดือนกันยายน 2549)

VSPP	ประเภทเชื้อเพลิง	ปริมาณพลังไฟฟ้าสูงสุด (kw)
VSPP ที่ขายไฟฟ้าเข้าระบบ กฟน. แล้ว	ก๊าซชีวภาพ	950
	แสงอาทิตย์	6.5
รวม VSPP ที่ขายไฟฟ้าเข้าระบบ กฟน. แล้ว		956.5
VSPP ที่ขายไฟฟ้าเข้าระบบ กฟภ. แล้ว	แกลบ	2,500
	กะลาปาล์ม	4,000
	ก๊าซชีวภาพ	3,420
	ฟาง	150
รวม VSPP ที่ขายไฟฟ้าเข้าระบบ กฟภ. แล้ว		10,070.00
รวม VSPP ที่ขายไฟฟ้าเข้าระบบแล้ว		11,026.50

ที่มา : http://www.กฟภ.com

มาตรการจูงใจด้านราคาแก่ผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน

มติคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) ซึ่งมี ดร.ปิยสวัสดิ์ อัมระนันท์ รัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานเป็นประธาน ได้อนุมัติการประกาศการขยายการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก (VSPP) และเห็นชอบมาตรการจูงใจทางด้านราคา โดยภาครัฐจะให้การสนับสนุน VSPP รายใหม่ เป็นเวลา 7 ปี นับตั้งแต่วันเริ่มต้นซื้อขายไฟฟ้าตามสัญญา และผู้ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน จะได้ส่วนเพิ่ม (Adder) ดังตารางที่ 1 ซึ่งหาก VSPP ที่ใช้พลังงานชีวมวล และขายไฟฟ้าเข้าระบบไฟฟ้าจำหน่าย ราคาค่าไฟฟ้าต่อหน่วยที่ขายได้จากพลังงานชีวมวลจะเท่ากับค่าไฟฟ้าฐาน + ส่วนเพิ่ม 0.30 บาท ซึ่งค่าไฟฟ้าฐานปัจจุบันอยู่ที่ประมาณ 2.50 บาทต่อหน่วย ดังนั้น ราคาค่าไฟฟ้าที่ขายได้จะเท่ากับ 2.80 บาทต่อหน่วย

4.4.2 พิจารณามูลค่าไฟที่ขายได้ต่อปี

4.4.2.1 ค่าไฟฟ้าอัตโนมัติ หรือค่าไฟฟ้าแปรผัน (Ft)

ค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ หรือค่าไฟฟ้าผันแปร หรือที่เรียกกันสั้นๆ ว่าค่า Ft เป็นค่าไฟฟ้าที่ปรับเปลี่ยนเพิ่มขึ้นหรือลดลง ตามการเปลี่ยนแปลงของต้นทุนค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้า ที่อยู่นอกเหนือการควบคุมของการไฟฟ้า สูตร Ft มีการปรับปรุงสูตรหลายครั้ง เพื่อให้เกิดความเหมาะสมกับสภาวการณ์ของต้นทุนการผลิตไฟฟ้า ณ ขณะนั้นๆ ล่าสุดเมื่อเดือนตุลาคม 2548 ได้มีการปรับปรุงสูตร Ft โดยให้คงเหลือเฉพาะการเปลี่ยนแปลงของค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าเท่านั้น การปรับค่าไฟฟ้า Ft เดิมดำเนินการโดยคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้าซึ่งเห็นชอบตามข้อเสนอของคณะอนุกรรมการกำกับดูแลอัตราค่าไฟฟ้าและค่าบริการ ซึ่งต่อมา กพช. ได้ยกเลิกคณะกรรมการกำกับดูแลกิจการไฟฟ้า และคณะกรรมการบริหารนโยบายพลังงาน (กบง.) ได้แต่งตั้ง

คณะอนุกรรมการกำกับดูแลอัตราค่าไฟฟ้าและค่าบริการ เพื่อทำหน้าที่พิจารณาและให้ความเห็นชอบค่าไฟฟ้า ล่าสุดในการประชุม ครม. เมื่อวันที่ 22 มกราคม 2551 ได้มีมติเห็นชอบตามที่กระทรวงพลังงานเสนอให้แต่งตั้งคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ตั้งแต่วันที่ 22 มกราคม 2551 เป็นต้นไป ทั้งนี้คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน ทำหน้าที่กำกับดูแลการประกอบกิจการไฟฟ้าและก๊าซธรรมชาติ ซึ่งรวมถึงการปรับค่าไฟฟ้าตามสูตรการปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติ

4.4.2.2 ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) แยกตามประเภทเชื้อเพลิง

ตารางที่ 4.5 ค่าส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าตามประเภทเชื้อเพลิง

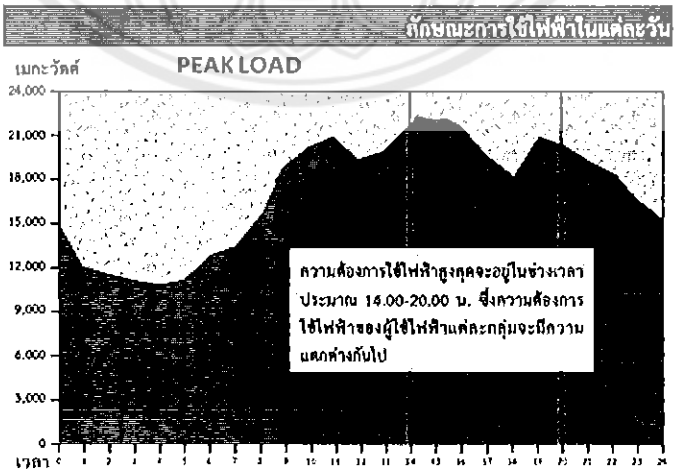
เชื้อเพลิง	อัตราส่วนเพิ่ม(บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)
ชีวมวล	0.30
พลังน้ำขนาดเล็ก (50-200 kw)	0.40
พลังน้ำขนาดเล็ก (<50 kw)	0.80
ขยะ	2.50
พลังงานลม	2.50
พลังงานแสงอาทิตย์	8.00

4.4.2.3 ช่วงเวลาในการขายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้า

ช่วง On Peak วันจันทร์-เสาร์ ระหว่างเวลา 09.00-22.00 น. เป็นเวลา 13 ชั่วโมง

ช่วง Off Peak วันจันทร์-เสาร์ ระหว่างเวลา 22.00-09.00 น. เป็นเวลา 11 ชั่วโมง

ช่วง Off Peak วันอาทิตย์ทั้งวัน เป็นเวลา 24 ชั่วโมง



รูปที่ 4.8 ลักษณะการใช้ไฟฟ้าในแต่ละวัน

ที่มา : http://www.thailandindustry.com

4.4.2.3 ค่าเฉลี่ยไฟฟ้าที่ขายได้ต่อปี

ช่วงระยะเวลา On Peak (Bath/kW.hr)	=	2.93	บาท/หน่วย
ช่วงระยะเวลา Off Peak (Bath/kW.hr)	=	1.16	บาท/หน่วย
ค่าไฟฟ้าแปรผัน (Ft)	=	0.78	บาท/หน่วย
ค่า Adder	=	0.30	บาท/หน่วย
เฉลี่ยค่าไฟที่ขายได้	=	2.8993	บาท/หน่วย
ระยะเวลาที่ขายไฟฟ้า	=	8,000	ชั่วโมง/ปี
Electric sale average	=	8,000	kW/ชั่วโมง

ค่าเฉลี่ยไฟฟ้าที่ขายได้ต่อปี = 2.8993 x 8000 x 8000 = 185,555,507 บาท/ปี

4.4.3 การเดินสายและติดตั้งอุปกรณ์ไฟฟ้า

แนวปฏิบัติในการเดินสายและติดตั้งอุปกรณ์ไฟฟ้า

ข้อกำหนดสำหรับสถานที่ติดตั้งเครื่องอุปกรณ์

4.4.3.1 ที่ว่างเพื่อการปฏิบัติงาน

ต้องมีที่ว่างเพื่อการปฏิบัติงานสำหรับเครื่องอุปกรณ์อย่างเพียงพอรวมทั้งมีทางเข้าไปได้ด้วย ทั้งนี้ เพื่อความปลอดภัยในการปฏิบัติงานและบำรุงรักษาเครื่องอุปกรณ์

4.4.3.2 ระบบแรงต่ำ

ก. ต้องมีที่ว่างเพื่อการปฏิบัติงานอย่างเพียงพอ ที่จะปฏิบัติงานได้สะดวกและปลอดภัยในการบำรุงรักษาเครื่องอุปกณ์ ที่ว่างเพื่อการปฏิบัติงานต้องมีความสูง ไม่น้อยกว่า 2 เมตร ความกว้างไม่น้อยกว่า 75 เซนติเมตร และความลึกต้องเป็นไปตาม ที่กำหนดในตารางที่ 4.4

ตารางที่ 4.6 แรงดันไฟฟ้าวัดเทียบกับดิน (โวลต์)

แรงดันไฟฟ้าวัดเทียบกับดิน (โวลต์)	ความลึกต่ำสุด (ซ.ม.)		
	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3
0 - 150	90	90	90
151 - 750	90	106	120

ข. ความลึกให้วัดจากส่วนที่มีไฟฟ้าเปิดโล่งอยู่ หรือวัดจากด้านหน้าของเครื่องห่อหุ้มที่ว่าง เพื่อปฏิบัติงานต้องพอเพียง สำหรับการเปิดประตูตู้ หรือฝาตู้ได้อย่างน้อย 90 องศา ในทุกกรณี

ค. ทางเข้าถึงที่ว่างเพื่อการปฏิบัติงาน ต้องมีอย่างน้อย 1 ทาง

ง. แผงสวิตช์และแผงควบคุมที่มีพิกัดกระแส ตั้งแต่ 1,200 แอมแปร์ ขึ้นไป และมีความกว้างของแผงเกิน 180 เซนติเมตร ที่ว่างเพื่อการปฏิบัติงานต้องมีทางเข้าทั้งสองด้าน ทางเข้าต้องมีความกว้างไม่น้อยกว่า 60 เซนติเมตร และมีความสูงไม่น้อยกว่า 2 เมตร ยกเว้นเมื่อด้านหน้าของตู้อุปกรณ์จนถึงทางเข้า ไม่มีสิ่งกีดขวาง หรือมีที่ว่างเพื่อการปฏิบัติงานเป็นสองเท่าของที่กำหนดไว้ยอมให้มีทางเข้าทางเดียวได้

จ. ส่วนที่มีไฟฟ้าเปิดโล่ง และอยู่ใกล้กับทางเข้า ต้องมีการกั้นอย่างเหมาะสม ที่ว่างเพื่อการปฏิบัติงาน ต้องจัดให้ได้รับแสงสว่างอย่างเพียงพอที่จะปฏิบัติงานได้ ยกเว้น เมนสวิตช์หรือแผงจ่ายไฟในที่อยู่อาศัย ที่มีขนาดรวมกันไม่เกิน 100 แอมแปร์

ฉ. ห้ามใช้ที่ว่างเพื่อการปฏิบัติงานเป็นที่เก็บของ ถ้าที่ว่างเพื่อการปฏิบัติงานเป็นที่โล่ง หรือเป็นทางผ่าน ต้องกั้นที่ว่างนั้นด้วยวิธีการที่เหมาะสม ในขณะที่มีการเปิดเครื่องห่อหุ้มเครื่องอุปกรณ์ เพื่อการปฏิบัติงาน

4.4.4 ระบบแรงสูง

ต้องมีที่ว่างเพื่อปฏิบัติงานอย่างเพียงพอ ที่จะปฏิบัติงานได้สะดวกและปลอดภัยในการบำรุงรักษาเครื่องอุปกรณ์ ในที่ซึ่งมีไฟฟ้าเปิดโล่งอยู่ ที่ว่างเพื่อการปฏิบัติงาน ต้องมีความสูงไม่น้อยกว่า 2 เมตร ความกว้างไม่น้อยกว่า 90 เซนติเมตร และความลึกต้องเป็นไปตามที่กำหนดใน ที่ว่างเพื่อการปฏิบัติงาน ต้องพอเพียงสำหรับการเปิดประตูตู้ หรือฝาตู้ได้อย่างน้อย 90 องศาในทุกกรณี

ตารางที่ 4.7 แรงดันไฟฟ้าวัดเทียบกับดิน (โวลต์)

แรงดันไฟฟ้าวัดเทียบกับดิน (โวลต์)	ความลึกต่ำสุด (ซ.ม.)		
	กรณีที่ 1	กรณีที่ 2	กรณีที่ 3
751 - 2,500	90	120	150
2,501 - 9,000	120	150	180
9,001 - 25,000	150	180	270
25,001 - 75,000	180	240	300
เกิน 75,000	240	300	360

4.4.5 ความหมายของเงินทุนและประเภทของเงินทุน

เงินทุน (Money) เป็นปัจจัยสำคัญสำหรับการลงทุน เพราะหลายๆ ปัจจัยที่นำมาใช้ในการลงทุน จำเป็นต้องจัดหามาได้ด้วยเงิน ซึ่งเงินทุนในที่นี้อาจมีความหมายได้หลายลักษณะ ซึ่งอาจจะหมายถึง

4.4.5.1 เงินทุน เป็นเงินที่ใช้ในการลงทุนที่ก่อให้เกิดผลตอบแทน

4.4.5.2 เงินสด มีความจำเป็นในแง่ของความคล่องตัว ราบรื่น และต่อเนื่อง

4.4.5.3 เงินทุนหมุนเวียน มีความหมายกว้างกว่าเงินสด เพราะจะมองในแง่ความคล่องตัวอื่น ๆ ด้วย

4.4.5.4 ทรัพย์สินทั้งหมด เป็นเงินทุนที่มีความหมายกว้างที่สุด เพราะเป็นการพิจารณาเกี่ยวกับการเปลี่ยนแปลงฐานะทางการเงินทั้งหมดของกิจการ

4.4.5.5 ประเภทของเงินทุน

ก. เงินทุนระยะสั้น เป็นเงินทุนหมุนเวียนสำหรับการใช้จ่ายของธุรกิจในรอบระยะเวลาของงวดบัญชีเดียวกันปกติไม่เกิน 1 ปี ได้แก่ เงินสด หลักทรัพย์ที่มีความคล่องตัวสูง เช่น ตั๋วเงินระยะสั้น และตั๋วเงินคลัง เป็นต้น

ข. เงินทุนระยะยาว เป็นเงินที่มีไว้เพื่อซื้อทรัพย์สินถาวรต่างๆ เมื่อเริ่มตั้งกิจการเพื่อขยายกิจการ เช่น การซื้อที่ดิน การก่อสร้างอาคารสำนักงานหรือโรงงาน รวมทั้งอุปกรณ์เครื่องจักรต่าง ๆ

4.4.5.6 แหล่งที่มาของเงินทุน

ก. แหล่งเงินทุนจากภายในธุรกิจเอง ได้แก่เงินทุนของเจ้าของกิจการ กำไรสะสม และค่าเสื่อมราคา

ข. แหล่งเงินทุนจากภายนอกธุรกิจ ได้แก่เงินทุนที่มาจากการระดมทุน เงินทุนจากเจ้าหนี้ของกิจการ และเงินทุนที่ได้รับจากการสนับสนุน

4.4.5.7 การสนับสนุนการดำเนินธุรกิจและหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง

รูปแบบการให้ความช่วยเหลือและสนับสนุนการดำเนินธุรกิจของหน่วยงานต่าง ๆ อาจแบ่งออกได้เป็น 2 ประเภท คือ

ก. หน่วยงานที่เข้ามาช่วยเหลือในการพัฒนาความเข้มแข็งของผู้ประกอบการโดยเฉพาะการให้ความรู้ ให้คำปรึกษาแนะนะ เช่น กรมส่งเสริมอุตสาหกรรม สถาบันเพื่อการศึกษาทางด้านการจัดการและสถาบันการศึกษาต่างๆ

ข.1 หน่วยงานที่ให้การบริการด้านการเงิน เช่น

ข.2. บรรษัทเงินทุนอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย (IFCT)

ข.3. บรรษัทประกันสินเชื่ออุตสาหกรรมขนาดย่อม

ข.4 ธนาคารแห่งประเทศไทย

ข.5. ธนาคารเพื่อการส่งออกและนำเข้าแห่งประเทศไทย

ข.6. ธนาคารพัฒนาวิสาหกิจขนาดกลางและขนาดย่อม

ข.7 ธนาคารออมสิน

ข.8. ธนาคารเพื่อการเกษตรและสหกรณ์การเกษตร

ข.9. ธนาคารพาณิชย์อื่น ๆ

ค. หน่วยงานที่ให้บริการด้านวิชาการ และการบริหารจัดการ ให้การสนับสนุนความรู้ทางวิชาการ ให้คำแนะนำปรึกษา การติดตามและประเมินผล ให้บริการข้อมูลทางธุรกิจ เช่น

ค.1 กรมส่งเสริมอุตสาหกรรม กระทรวงอุตสาหกรรม

ค.2 คณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน (BOI)

ค.3 สภาหอการค้าแห่งประเทศไทย

ค.4 สมาคมส่งเสริมผู้ประกอบการวิสาหกิจขนาดกลางและขนาดย่อม

4.4.6 ธนาคาร

ประเภทของธนาคาร

กิจการธนาคารของประเทศไทย แบ่งออกได้ 3 ประเภท คือ

4.4.6.1 ธนาคารแห่งประเทศไทย หรือธนาคารกลาง หรือธนาคารชาติ (Central Bank) เป็นธนาคารของรัฐทำหน้าที่ควบคุมการเงินการคลังของประเทศ

4.4.6.2 ธนาคารเฉพาะ (Special Bank) เป็นธนาคารของรัฐเช่นเดียวกับธนาคารแห่งประเทศไทย ทำหน้าที่ตามวัตถุประสงค์เฉพาะของการจัดตั้ง ประกอบด้วย

ก. ธนาคารออมสิน

ข. ธนาคารอาคารสงเคราะห์

ค. ธนาคารเพื่อการเกษตรและสหกรณ์การเกษตร

ง. ธนาคารเพื่อการส่งออกและนำเข้าแห่งประเทศไทย

จ. ธนาคารพัฒนาวิสาหกิจขนาดกลางและขนาดย่อม

ฉ. บรรษัทประกันสินเชื่ออุตสาหกรรมขนาดย่อม

ช. บรรษัทเงินทุนอุตสาหกรรมแห่งประเทศไทย

4.4.6.3 ธนาคารพาณิชย์ (Commercial Bank) คือการประกอบธุรกิจประเภทรับฝากเงินที่ต้องจ่ายคืนเมื่อทวงถาม หรือเมื่อสิ้นระยะเวลาที่กำหนดไว้ ประกอบด้วย

ก. ธนาคารกรุงไทย จำกัด (มหาชน)

ข. ธนาคารกรุงเทพ จำกัด (มหาชน)

ค. ธนาคารกรุงศรีอยุธยา จำกัด (มหาชน)

ง. ธนาคารกสิกรไทย จำกัด (มหาชน)

จ. ธนาคารไทยพาณิชย์ จำกัด (มหาชน)

ฉ. ธนาคารไทยธนาคาร จำกัด (มหาชน)

ช. ธนาคารทหารไทย จำกัด (มหาชน)

ซ. ธนาคารธนชาติ จำกัด (มหาชน)

ฌ. ธนาคารดีบีเอสไทยทนุ จำกัด (มหาชน)

ญ. ธนาคารนครหลวงไทย จำกัด (มหาชน)

ฎ. ธนาคารยูบีโอ รัตนสิน จำกัด (มหาชน)

ฏ. ธนาคารเอเซีย จำกัด (มหาชน)

ฐ. ธนาคารสแตนดาร์ด ชาร์เตอร์ นครธน จำกัด (มหาชน)

ฑ. ธนาคารศรีนคร จำกัด (มหาชน)

4.4.6.4 ความสำคัญของธนาคารที่มีต่อเศรษฐกิจและสังคม

เป็นแหล่งระดมเงินออมที่มีความสำคัญมากที่สุด เป็นแหล่งเงินกู้ที่มีความสำคัญที่สุด ลดความเสี่ยงภัยทางด้านธุรกิจให้กับผู้ประกอบการ เป็นแหล่งข้อมูลข่าวสารทางด้านเศรษฐกิจ เงินทุนถือได้ว่าเป็นปัจจัยหนึ่งในหลายๆ ปัจจัยที่มีความสำคัญต่อการดำเนินงานของธุรกิจ มีอิทธิพลและมีผลต่อความสำเร็จหรือล้มเหลวของกิจการ การมีเงินทุนที่เพียงพอทำให้ธุรกิจมีสภาพที่คล่องตัว การดำเนินงานสะดวกและเป็นไปอย่างราบรื่น รวมทั้งสามารถที่จะขยายกิจการเพิ่มขึ้นในอนาคตได้ แหล่งเงินทุนทางธุรกิจมาจาก 2 แหล่งใหญ่ๆ ได้แก่ เงินทุนที่มาจากภายในกิจการเอง และเงินทุนที่มาจากภายนอกกิจการ การระดมทุนสามารถกระทำได้หลายวิธี ไม่ว่าจะเป็นการกู้ยืมจากสถาบันการเงินต่างๆ ทั้งของภาครัฐและภาคเอกชน ปัจจุบันมีสถาบันต่างๆ ทั้งของภาครัฐและเอกชนที่ให้การสนับสนุนการประกอบธุรกิจ ไม่ว่าจะเป็นการให้คำปรึกษา การฝึกอบรม ให้คำแนะนำในการลงทุน รวมถึงการให้กู้ยืมเงินทุนสำหรับการลงทุน ซึ่งผู้ประกอบการที่สนใจสามารถขอความช่วยเหลือในด้านต่างๆ ที่กิจการของตนต้องการได้

4.5 ความเป็นไปได้ในด้านเศรษฐศาสตร์และการเงิน

4.5.1 ระยะเวลาการขออนุญาตของโครงการจากหน่วยงานต่างๆ ที่เกี่ยวข้อง

ตารางที่ 4.8 แสดงรายการใบอนุญาตต่างๆ ที่จำเป็นในการก่อสร้างและประกอบกิจการโรงไฟฟ้าในโครงการโรงไฟฟ้ามุ่งเจริญกรีนเพาเวอร์ ประกอบหน่วยงานราชการที่รับผิดชอบ ระยะเวลาที่ต้องใช้ในการขอใบอนุญาต และสถานภาพปัจจุบันของการได้รับใบอนุญาตต่างๆ

ตารางที่ 4.8 ใบอนุญาตต่างๆ ที่เกี่ยวข้อง

ใบอนุญาต	หน่วยงานที่เกี่ยวข้อง	ระยะเวลาที่ใช้ในการพิจารณา	สถานภาพการได้รับใบอนุญาตในปัจจุบัน
สัญญาซื้อขายไฟฟ้า	การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)	12 เดือน	-
ใบสัมปทานประกอบกิจการไฟฟ้า1	กรมธุรกิจพลังงาน กระทรวงพลังงาน	4 เดือน	-

ตารางที่ 4.8 (ต่อ) ใบอนุญาตต่างๆ ที่เกี่ยวข้อง

ใบอนุญาต	หน่วยงานที่เกี่ยวข้อง	ระยะเวลาที่ใช้ในการพิจารณา	สถานภาพการได้รับใบอนุญาตในปัจจุบัน
ใบอนุญาตประกอบกิจการโรงงาน	กรมโรงงานอุตสาหกรรม กระทรวงอุตสาหกรรม	2 เดือน	-
ใบอนุญาตก่อสร้างอาคาร	องค์การบริหารส่วนต.บุฤาษี	1 เดือน	-
ใบอนุญาตผลิตพลังงานควบคุม2	กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.)	2 เดือน นับจากวันที่ พพ. ไปตรวจสอบพื้นที่โครงการ	-
การจดทะเบียนเครื่องจักร3	กรมโรงงานอุตสาหกรรม กระทรวงอุตสาหกรรม	2 เดือน	-
เอกสารรับรองความปลอดภัยการใช้หม้อไอน้ำ	กรมโรงงานอุตสาหกรรม กระทรวงอุตสาหกรรม	-	-
บัตรส่งเสริมการลงทุน 4	คณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน (BOI)	5 เดือน	-

4.5.2 วิเคราะห์ผลตอบแทนการลงทุนของการสร้างโรงไฟฟ้าขนากเล็กมาก 10MW

4.5.2.1 สมมุติฐานต้นทุนการสร้างโรงงานไฟฟ้า

ตารางที่ 4.9 สมมุติฐานต้นทุนการสร้างโรงงานไฟฟ้า

Investment Cost	Bath
Fuel Handling , Storage and Feeding System	5,000,000
Boiler Proper 85 ton/hr	160,000,000
Ash Removal System	10,000,000
Steam Turbine and Generator (10 MW)	40,000,000
System Pipe Work and Accessories	15,000,000
Cooling Water System	10,000,000
Water Treatment System	15,000,000

ตารางที่ 4.9 (ต่อ) สมมุติฐานต้นทุนการสร้างโรงงานไฟฟ้า

Investment cost	Bath
Electrical System	47,000,000
Intrument and cotrol System	20,000,000
Balance of Plant	20,000,000
Shipment and Delivery	20,000,000
Civil Constrution and Building Work	40,000,000
Post Clearance of Imported Equipment	10,000,000
Other	10,000,000
Grand total	422,000,000

การลงทุนนี้ใช้เงินลงทุนของเจ้าของกิจการร้อยละ 30 และเงินกู้จากธนาคารอีกร้อยละ 70 ตามระบบเงินกู้ของธนาคารเพื่อการสร้างโรงงาน รวมใช้เงินในการสร้างโรงไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวลเป็นเงิน 440,000,000 บาท

4.5.2.2 ต้นทุนส่วนเพิ่ม

ในส่วนนี้ต้นทุนส่วนเพิ่มจะมีเฉพาะค่าจ้างของวิศวกรและเจ้าหน้าที่ในการดูแลโรงไฟฟ้าและค่าสารเคมีที่ต้องใช้ในกระบวนการเท่านั้น ค่าใช้จ่ายอื่น ๆ เป็นเพียงส่วนเล็กน้อยจึงไม่นำมาคิด และค่าซ่อมบำรุงจะคิดเป็นร้อยละ 2 ต่อปีของค่าลงทุนในส่วนของการสร้างโรงไฟฟ้า

ก. Plant Manager 1 คน	50,000 ต่อเดือน
ข. Machanic Engineering 1 คน	30,000 ต่อเดือน
ค. Electrical Engineering 1 คน	30,000 ต่อเดือน
ง. Operators 6 คน	10,000 ต่อเดือน
จ. Labors 6 คน	6,000 ต่อเดือน
ฉ. Admin 1 คน	7,000 ต่อเดือน
ช. Store 1 คน	5,000 ต่อเดือน
ซ. ค่าสารเคมี	968,000 ต่อปี
ฌ. ค่าขานอ้อย	250 บาทต่อตัน
ญ. ค่าซ่อมบำรุง	7,800,000 ต่อปี

รวมทั้งหมด จะต้องเสียค่าใช้จ่าส่วนเพิ่มในปีแรก 11,602,000 บาท และในปีต่อ ๆ ไปจะเสียค่าใช้จ่าย 90,682,000 บาทต่อปี และค่าเสื่อมราคา 21,500,000 ต่อปี ตั้งแต่ปีแรกจนถึงปีสุดท้ายของอายุโครงการ ประเมินระยะเวลาอายุโครงการทั้งหมด 20 ปี อัตราผลตอบแทนที่คาดว่าจะได้รับร้อยละ 10 ถ้าราคาขานอ้อยมากกว่า 500 บาทต่อตันจะทำให้ราคาค่าใช้จ่ายต่อปีเพิ่มมากขึ้น

และไม่คุ้มกับรายรับของโรงงาน ค่าใช้จ่ายต่อปีจะเพิ่มเป็น 169,762,000 ต่อปี ซึ่งค่าเฉลี่ยไฟฟ้าที่ขายได้ต่อปี 185,555,507 บาท จะทำให้ไม่คุ้มทุนในระยะเวลาของโครงการที่ 20 ปี

4.5.3 วิเคราะห์ผลตอบแทนการลงทุน VSPP 10 MW

4.5.3.1 ระยะเวลาคืนทุน (Payback period)

Payback period = ((0-17,157,027) / (112,030,534-17,157,027)) + 4

Payback period = 3.82 ปี

4.5.3.2 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (Net present value)

Net present value = PV-I (ที่อัตราดอกเบี้ยร้อยละ 7.25 ต่อปี)

PV = ยอดรายได้เข้ารวมทั้งโครงการที่คิดมูลค่าปัจจุบัน

I = เงินลงทุนเริ่มต้น

Net present value = 576,383,510 บาท

4.5.3.3 อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return)

IRR จะคิดที่ค่า Net present value = 0 และเปรียบเทียบค่ากับอัตราดอกเบี้ย อัตราดอกเบี้ยคือร้อยละ 7.25 ต่อปี

IRR = ร้อยละ 24.80

4.5.3.4 ระยะเวลาคืนทุนคิดลด (Discounted Payback Period)

DPB = ((0+6,010,438) / (84,015,808+6,010438))+4

DPB = 4.07 ปี

4.5.4 ค่าเสื่อมราคา

การคิดค่าเสื่อมราคามีวิธีการคิดมากมายหลายวิธี แต่ไม่ว่าจะใช้วิธีใดก็จะต้องทราบข้อมูล ดังนี้

4.5.4.1 ราคาทุนของสินทรัพย์ถาวร (Cost of Assets) คือ ต้นทุนทั้งหมดที่กิจการ จ่ายไปเพื่อที่จะได้มาซึ่งสินทรัพย์ถาวรนั้นในสภาพที่พร้อมจะใช้งาน ดังนั้น ราคาทุนก็จะประกอบด้วยราคาซื้อ และค่าใช้จ่ายอื่น ๆ ที่จะทำให้สินทรัพย์นั้นอยู่ในสภาพที่พร้อมจะใช้งาน เช่น ค่าขนส่ง ค่าติดตั้ง เป็นต้น

4.5.4.2 อายุการใช้งานโดยประมาณ (Estimated Life) คือ ระยะเวลาที่กิจการประมาณว่าสินทรัพย์ถาวรนั้นจะใช้ได้

4.5.4.3 มูลค่าซาก (Salvage Value) คือ จำนวนเงินที่คาดว่าจะได้รับจากการขายสินทรัพย์นั้นเมื่อหมดอายุการใช้งาน

วิธีการคิดค่าเสื่อมราคาแบบเส้นตรง (Straight Line Method) คือ การคิดค่าเสื่อมราคาของสินทรัพย์ให้เท่ากันทุก ๆ ปีตลอดอายุการใช้งาน โดยค่าเสื่อมราคาต่อปีตามวิธีเส้นตรงคำนวณได้จากสูตรดังนี้

$$\text{ค่าเสื่อมราคาต่อปี} = \frac{\text{ราคาทุน} - \text{มูลค่าซาก}}{\text{อายุการใช้งาน}} \qquad (4.1)$$

$$\text{ค่าเสื่อมราคาต่อปี} = \frac{440,000,000 - 10,000,000}{20}$$

$$\text{ค่าเสื่อมราคา} = 21,500,000 \text{ บาท}$$

4.6 ความเป็นไปได้ในด้านสิ่งแวดล้อม

มลพิษและการควบคุม

ในโครงการได้เลือกใช้เชื้อชายอ้อย ซึ่งเป็นเชื้อเพลิงที่มีปริมาณกำมะถันน้อยมาก (น้อยกว่าร้อยละ 0.04) จึงทำให้การเผาไหม้เชื้อเพลิงดังกล่าว มีปริมาณก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO_2) ต่ำมาก ผ่านเกณฑ์มาตรฐานของค่าปริมาณก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ที่ออกจากปล่องโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงชีวมวลตามประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม โดยไม่จำเป็นต้องติดตั้งอุปกรณ์ดักจับก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (Desulphurization Unit) สำหรับระบบจัดการและควบคุมปริมาณฝุ่นละออง (Total Solid Particle, TSP) และออกไซด์ของไนโตรเจน หรือ NOX ทางโครงการฯ ได้เตรียมอุปกรณ์ และมาตรการต่างๆ เพื่อควบคุมค่ามลสารต่างๆ ให้อยู่ในเกณฑ์มาตรฐาน

4.6.1 ระบบดักจับฝุ่น

ในการออกแบบโรงไฟฟ้าในโครงการได้กำหนดให้ใช้อุปกรณ์ดักจับฝุ่น 2 ระบบควบคู่กัน ได้แก่ ระบบดักจับฝุ่นแบบหมุนวน (Multi-Cyclone System) และระบบดักจับฝุ่นด้วยไฟฟ้าสถิต (Electrostatic Precipitator, ESP) โดยก๊าซร้อนและฝุ่นที่ออกจากเตาเผาหม้อไอน้ำ จะถูกดูดด้วยพัดลมดูดอากาศให้ไหลผ่านเข้าไปใน Multi-Cyclone เพื่อดักจับอนุภาคฝุ่นที่มีขนาดใหญ่ก่อน (สามารถดักอนุภาคที่มีขนาดมากกว่า 10 µm ขึ้นไปได้ดี) โดยไอเสียจากการเผาไหม้จะถูกบังคับให้หมุนวนไปโดยรอบผนังไซโคลน (Cyclone) และทำให้ฝุ่นละอองที่มีน้ำหนักมากกว่าก๊าซ วิ่งกระทบผนังและตกไปอยู่ด้านล่างตามแรงหนีศูนย์กลางของการหมุน (Centrifugal Force) ส่วนก๊าซร้อนและฝุ่นละอองขนาดเล็กที่เหลือจะถูกส่งผ่านไปยังเครื่องดักจับฝุ่นแบบไฟฟ้าสถิต (Electrostatic Precipitator, ESP) ซึ่งดักจับฝุ่นโดยอาศัยหลักการสร้างสนามไฟฟ้าเพื่อทำให้อนุภาคของฝุ่นเกิดประจุ (Ionize) และทำให้ฝุ่นถูกจับที่แผ่นอิเล็คโทรด (Electrode) ที่มีประจุตรงกันข้าม และเมื่อสามารถดักจับฝุ่นได้ในปริมาณที่เพียงพอ ก็จะทำความสะอาดแผ่นอิเล็คโทรดด้วยการเคาะฝุ่นให้ตกลงมาด้านล่าง โดยการติดตั้งระบบดักจับฝุ่นทั้ง 2 ระบบดังกล่าว เป็นวิธีการดักจับฝุ่นที่มีประสิทธิภาพมากที่สุดในปัจจุบัน

และสามารถดักจับฝุ่นที่มีขนาดใหญ่จนถึงฝุ่นที่มีขนาดเล็กมากได้ (ประมาณ 0.1-0.01 µm) ซึ่งในโครงการฯ นี้เมื่อใช้ทั้ง Multi-Cyclone และ ESP ในการดักจับฝุ่นที่ปล่องแล้วจะทำให้มีประสิทธิภาพในการดักจับฝุ่นรวมมากกว่าร้อยละ 99.60 และทำให้มีความเข้มข้นของฝุ่นที่ออกจากปล่องโรงไฟฟ้าผ่านเกณฑ์มาตรฐานประเทศไทยที่กำหนดไว้ รายละเอียดระบบดักจับฝุ่นที่ใช้ในโครงการฯ

4.6.2 รายละเอียด Multi-Cyclones

ไซโคลนเป็นเครื่องมือสำหรับแยกอนุภาคขนาดใหญ่ออกจากกระแสก๊าซ โดยอาศัยแรงหนีศูนย์กลาง ซึ่งเกิดจากการทำให้กระแสก๊าซหมุนวน (Vortex) โดยแรงหนีศูนย์กลางจะทำหน้าที่เหวี่ยงอนุภาคฝุ่นไปยังผนังของไซโคลน และอนุภาคดังกล่าวจะตกลงบริเวณด้านล่างไซโคลนเนื่องจากแรงโน้มถ่วง ก่อนที่จะถูกดึงออกไปด้วย Screw Conveyor ที่ด้านล่าง

โดยทั่วไปไซโคลนสามารถดักจับฝุ่นที่มีขนาดอนุภาค 10 ไมครอน (µm) ขึ้นไป ได้อย่างมีประสิทธิภาพ ซึ่งจากข้อมูลการกระจายขนาดของชานอ้อย พบว่าขนาดขี้เถ้าที่เกิดจากการเผาไหม้ชานอ้อยส่วนใหญ่ ประมาณ ร้อยละ 99.50 เป็นขี้เถ้าที่มีขนาดตั้งแต่ 25 ไมครอน ขึ้นไป ดังนั้น Multi-Cyclones ที่จะติดตั้งในโครงการฯ จึงสามารถนำมาใช้งานได้อย่างมีประสิทธิภาพ ทั้งนี้โครงการฯ ได้เลือกใช้ Multi-Cyclones ที่มีประสิทธิภาพในการดักจับฝุ่นรวมมากกว่าร้อยละ 60

4.6.3 รายละเอียดเครื่องดักจับฝุ่นแบบไฟฟ้าสถิต (Electrostatic Precipitator, ESP)

เครื่องดักจับฝุ่นแบบไฟฟ้าสถิตเป็นเครื่องมือที่อาศัยแรงจากสนามไฟฟ้า ในการแยกอนุภาคออกจากกระแสก๊าซร้อน โดยการใส่ประจุไฟฟ้าให้อนุภาค แล้วปล่อยให้อนุภาคผ่านเข้าไปในสนามไฟฟ้าสถิต อนุภาคที่มีประจุดังกล่าวจะเคลื่อนที่เข้าไปหา และเกาะติดบนแผ่นเก็บที่มีศักย์ไฟฟ้าตรงข้ามกับศักย์ไฟฟ้าของอนุภาค โดยทั่วไป ESP จะมีประสิทธิภาพสูงในการดักจับฝุ่นที่มีขนาดเล็กกว่า 1 ไมครอน และมีประสิทธิภาพในการดักจับฝุ่นได้ตั้งแต่ร้อยละ 99.60 ขึ้นไป หลักการทำงานของ ESP แบ่งได้เป็น 3 ขั้นตอน ประกอบด้วย การดักจับอนุภาคที่มีประจุโดยใช้แรงไฟฟ้าจากสนามไฟฟ้าสถิต การแยกฝุ่นออกจากขั้วเก็บในเครื่อง ESP ไปยังถังพัก ด้วยการเคาะ (Rapping) หรือสั่น (Vibrating) เครื่องดักจับฝุ่นแบบไฟฟ้าสถิต (ESP) ในโครงการฯ ได้ออกแบบให้มีประสิทธิภาพในการดักจับฝุ่นตั้งแต่ร้อยละ 99.6 ขึ้นไปรายละเอียดข้อมูลเฉพาะของ Electrostatic Precipitator โดยส่วนประกอบหลักของ ESP ประกอบด้วย 4 ส่วนสำคัญ ได้แก่

4.6.3.1 ขั้วปล่อยประจุ (Discharge Electrode) มีลักษณะเป็นเส้นลวดกลม เรียงเป็นแนวตรง ขึงพาดระหว่างโครงเหล็กและปล่อยแรงดันไฟฟ้าสูง (High Voltage) ให้แก่ขั้วปล่อยประจุ เพื่อให้อากาศที่อยู่รอบเส้นลวดเกิดการแตกตัวเป็นโคโรนา และอิออนของก๊าซที่เกิดการแตกตัวและมีประจุลบจะชนกับอนุภาคและทำให้อนุภาคมีประจุลบ ระบบจ่ายแรงดันไฟฟ้าสูง (TR Set) จะประกอบด้วยหม้อแปลง (Transformer) และตัวแปลงไฟฟ้ากระแสสลับเป็นกระแสตรง (Rectifier)

โดยจะทำการแปลงไฟฟ้าจากแรงดัน 400 โวลต์ ให้เป็น 75,000 โวลต์ และเปลี่ยนไฟฟ้ากระแสสลับเป็นกระแสตรง เพื่อจ่ายให้กับขั้วปล่อยประจุ

4.6.3.2 ขั้วดักจับอนุภาค (Collection Electrode) มีลักษณะเป็นแผ่น (Plate) เพื่อให้สามารถรับปริมาณก๊าซได้มาก และได้ประสิทธิภาพสูงในการกักเก็บฝุ่น

ก. ถังพัก (Hopper) ออกแบบให้มีความชันค่อนข้างมากเพื่อให้ฝุ่นไหลลงไปที่วาล์วระบายด้านล่าง ก่อนที่จะถูกดึงออกไปด้วย Screw Conveyor

ข. เครื่องเคาะแยกฝุ่น (Rapper) ใช้สำหรับเคาะเอาฝุ่นออกจากแผ่นเก็บ (Collection Electrode) โดยจะทำการติดตั้งที่บริเวณหลังคาของเครื่อง ESP การคาดการณ์ปริมาณฝุ่นละอองที่ออกจากปล่องโรงไฟฟ้าในการคำนวณปริมาณฝุ่นละอองที่ออกจากห้องเผาไหม้ และฝุ่นละอองที่ถูกดักจับด้วยเครื่องดักจับฝุ่นแบบ Multi-Cyclones และ ESP ได้ใช้สมมติฐานและค่าในการคำนวณ

ตารางที่ 4.10 การคาดการณ์ปริมาณฝุ่นละอองที่ออกจากปล่องโรงไฟฟ้า

ตัวแปร (Parameter)	ปริมาณ	หน่วย	หมายเหตุ
1. อัตราการใช้เชื้อเพลิง (ชานอ้อย)	13.8	tons/hr	
2. สัดส่วนขี้เถ้า (ต่อน้ำหนักเชื้อเพลิง)	0.20	-	คุณสมบัติเชื้อเพลิงชานอ้อย ระบุสัดส่วนขี้เถ้าชานอ้อยประมาณร้อยละ 18
3. สัดส่วนขี้เถ้าเบา (Fly ash) ต่อขี้เถ้าทั้งหมด	0.30	-	จากข้อมูลของผู้ออกแบบ Boiler ในกรณีใช้ระบบเผาไหม้แบบ Step Grate Combustion จะมีสัดส่วนขี้เถ้าเบาต่อขี้เถ้าทั้งหมดไม่เกินร้อยละ 10-20
4. อัตราการไหลของก๊าซร้อน (MCR)	64,704	Nm3/hr	
5. ปริมาณขี้เถ้า (Ash) ที่เกิดขึ้นทั้งหมด	2.76	tons/hr	
6. ปริมาณขี้เถ้าเบา (Fly ash) ที่ออกจากห้องเผาไหม้	0.828	tons/hr	
7. ความเข้มข้นของฝุ่นในก๊าซร้อนที่ออกจากเผาไหม้	12,797	mg/Nm3	
8. ประสิทธิภาพการดักจับฝุ่นของ Multi-cyclones ที่ใช้ในการคำนวณ	0.60	-	Technical Specification ของ Multi-cyclones มีประสิทธิภาพ > ร้อยละ60

ตารางที่ 4.10 (ต่อ) การคาดการณ์ปริมาณฝุ่นละอองที่ออกจากปล่องโรงไฟฟ้า

ตัวแปร (Parameter)	ปริมาณ	หน่วย	หมายเหตุ
9. ความเข้มข้นฝุ่นในก๊าซร้อนที่ออกจาก Multi-cyclones	5,119	mg/Nm^3	
10. ประสิทธิภาพการดักจับฝุ่นของ ESP ที่ใช้ในการคำนวณ	0.98	-	Technical Specification ของ ESP มีประสิทธิภาพร้อยละ 99.6

จากการคาดการณ์ปริมาณฝุ่นละอองที่จะออกจากปล่องคาดว่า มีค่าความเข้มข้นฝุ่นละอองที่ออกจากปล่องไม่เกิน 102.37 mg/Nm^3 หรือคำนวณเป็นอัตราการระบายฝุ่นละอองที่ออกจากปล่องไม่เกิน 1.84 กรัม/วินาที ทั้งนี้ในการปฏิบัติงานจริง ประสิทธิภาพของเครื่องดักจับฝุ่นอาจมีค่าลดลงระหว่างการใช้งานไปได้บ้าง ซึ่งทางโรงไฟฟ้าได้มีแผนที่จะดำเนินการติดตาม ตรวจสอบประสิทธิภาพเครื่องจักรต่างๆ อย่างสม่ำเสมอ และมีแผนการบำรุงรักษาเครื่องจักรอุปกรณ์เป็นระยะๆ ดังนั้นค่าคาดการณ์ของปริมาณฝุ่นละอองที่ออกจากปล่องโรงไฟฟ้า จึงมีค่าไม่เกิน 108 mg/Nm^3 หรือคิดเป็นอัตราระบายฝุ่นละอองประมาณ 1.94 กรัม/วินาที ซึ่งได้ใช้เป็นค่าควบคุมปริมาณฝุ่นละอองที่ออกจากปล่องโรงไฟฟ้าในโครงการ

ค. การควบคุม NOX ที่เกิดจากการเผาไหม้

กลไกการเกิดออกไซด์ของไนโตรเจน หรือ NOX นั้น แบ่งได้เป็น 3 ประเภทหลักๆ คือ

ค.1 Fuel NOX เกิดจากการที่ Nitrogen ในเชื้อเพลิงทำปฏิกิริยากับ Oxygen ที่อยู่ในอากาศ กลายเป็นกรดไนตริกออกไซด์ (NO) และ ไนโตรเจนไดออกไซด์ (NO_2) โดยมีปัจจัยสำคัญที่มีอิทธิพลต่อการเกิด NOX คือ อุณหภูมิของการเผาไหม้ (เปลวไฟ) ระยะเวลาที่ก๊าซจากการเผาไหม้จะอยู่ในบริเวณที่มีอุณหภูมิสูง และปริมาณของออกซิเจนที่อยู่ในบริเวณที่เกิดการเผาไหม้

ค.2 Thermal NOX เกิดจากการที่ Oxygen และ Nitrogen ที่อยู่ในอากาศบางส่วนรวมตัวกันเป็น NO และ NO_2 และมีปัจจัยสำคัญต่อการเกิด NOX เหมือนกับ Fuel NOX

ค.3 Prompt NOX เกิดขึ้นจากปฏิกิริยาของ Nitrogen กับอนุมูลอิสระของสาร HCN, NH และ N ที่มีอยู่ในเปลวไฟ ส่วนใหญ่เกิดขึ้นน้อยมาก และมักไม่ขึ้นกับอุณหภูมิของก๊าซขณะเผาไหม้ ดังนั้นการใช้เทคนิคการปรับปรุงระบบเผาไหม้จึงมักไม่มีผลต่อการลดค่า Prompt NOX

โดยทั่วไปปริมาณ NOX ที่เกิดขึ้นจากการเผาไหม้เชื้อเพลิง จะเป็น Fuel NOX เป็นส่วนใหญ่ (ประมาณร้อยละ 75) ที่เหลือจะเป็น Thermal NOX (ประมาณร้อยละ 25) และมี Prompt NOX เป็นส่วนน้อย ดังนั้นในการควบคุมอัตราการปลดปล่อย NOX ที่เกิดจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงชานอ้อยของเตาเผาหม้อไอน้ำในโครงการ ได้เลือกใช้วิธีการควบคุมระบบการเผาไหม้ให้เกิด Fuel NOX และ Thermal NOX น้อยที่สุด ดังนี้

ควบคุมสัดส่วนอากาศส่วนเกินให้อยู่ในช่วงร้อยละ 2.5-3.0 excess O_2 เพื่อลดโอกาสในการมี Oxygen Rich Environment เข้าไปทำปฏิกิริยากับ Nitrogen ให้เป็น NOX ลดสัดส่วนอากาศปฐมภูมิ (Primary Air) เหลือไม่เกินร้อยละ 35 ของปริมาณอากาศทั้งหมดที่ต้องใช้ในการเผาไหม้ เนื่องจากในสภาวะ Air Rich Environment ชั้นเชื้อเพลิงที่ตะกรับ (Grate) จะเกิดการออกซิไดซ์สารระเหยประเภทแอมโมเนีย (NH_3) ให้กลายเป็น NO สร้างสภาวะการไหลแบบปั่นป่วน (Turbulence) ที่บริเวณเหนือตะกรับ เพื่อทำให้เกิดการผสมระหว่างสารระเหย (Oxidize Volatile and Gasified Gases from Grate) ให้เกิดการเผาไหม้ที่สมบูรณ์ ทั้งนี้หม้อไอน้ำในโครงการฯ ได้ออกแบบให้มีชั้นของท่อเป่าอากาศทุติยภูมิ (Secondary Air Nozzle) จำนวน 2 ชั้น เพื่อช่วยให้เกิดการกระจายตัวของอากาศในการเผาไหม้ได้ดีขึ้น และช่วยให้มีการผสมของอากาศกับเชื้อเพลิงในการเผาไหม้ได้ดียิ่งขึ้น

ทั้งนี้คาดว่าปริมาณ NOX ที่ออกจากปล่องโรงไฟฟ้าจะมีค่าไม่เกิน 180 ppm หรือปริมาณ 2.74 g/s ซึ่งเป็นค่าที่ผ่านเกณฑ์มาตรฐานตามประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม เรื่อง กำหนดค่าปริมาณของสารเจือปนในอากาศที่ระบายออกจากโรงงานผลิต ส่ง หรือจำหน่ายพลังงานไฟฟ้า พ.ศ. 2547 ประเภทโรงไฟฟ้าใหม่ทุกขนาดที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวลเป็นเชื้อเพลิง

ง. มวลสารที่ออกจากปล่องระหว่างเดินระบบโรงไฟฟ้า

เนื่องจากเชื้อเพลิงที่เลือกใช้ในโครงการคือซานอ้อย ซึ่งเป็นเชื้อเพลิงที่มีปริมาณกำมะถันน้อยมาก (น้อยกว่าร้อยละ 0.05) ทำให้การเผาไหม้เชื้อเพลิงดังกล่าวมีปริมาณก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO_2) ต่ำมาก จึงไม่จำเป็นต้องติดตั้งอุปกรณ์กำจัดก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์เพิ่มเติม แต่เนื่องจากเชื้อเพลิงซานอ้อยเป็นเชื้อเพลิงที่มีสัดส่วนของขี้เถ้าสูงกว่าเชื้อเพลิงประเภทน้ำมันและก๊าซ ดังนั้นโครงการฯ จึงได้ออกแบบให้ติดตั้งอุปกรณ์ดักจับฝุ่น 2 ระบบควบคู่กัน ได้แก่ ระบบดักจับฝุ่นแบบหมุนวน (Multi-Cyclones) และระบบดักจับฝุ่นด้วยไฟฟ้าสถิต (Electrostatic Precipitator)

ทั้งนี้ในระหว่างดำเนินงาน โรงไฟฟ้าจะควบคุมค่าความเข้มข้นมวลสารที่ออกจากปล่อง (TSP, NOX และ SO_2) ให้มีค่าไม่เกินร้อยละ 90 ของค่ามาตรฐานความเข้มข้นมลสารที่ปล่องโรงไฟฟ้า ตามประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม เรื่องกำหนดค่าปริมาณของสารเจือปนในอากาศที่ระบายออกจากโรงงานผลิตส่ง หรือจำหน่ายพลังงานไฟฟ้า พ.ศ. 2547 ประเภทโรงไฟฟ้าใหม่ทุกขนาดที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวลเป็นเชื้อเพลิง โดยมีค่าแสดงตามตารางที่ 4.11

ตารางที่ 4.11 มลสารที่ออกจากปล่อง มาตรฐานประเทศไทยและค่าควบคุมในโครงการฯ

ชนิดมลสาร	มาตรฐานความเข้มข้นมลสารที่ออกจากปล่องโรงไฟฟ้า	ค่าควบคุมความเข้มข้นมลสารที่ออกจากปล่องโรงไฟฟ้าในโครงการฯ
ซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO2)	60	< 54 ppm หรือประมาณ 2.74 g/s
ออกไซด์ของไนโตรเจนในรูปไนโตรเจนไดออกไซด์ (NOX as NO2)	200	< 180 ppm หรือประมาณ 6.56 g/s
ฝุ่นละออง (Particulate Matter)	120	< 108 mg/m3 หรือประมาณ 1.94 g/s

4.6.4 ระบบการจัดการกากของเสีย

4.6.4.1 แหล่งกำเนิด

กากของเสียที่เกิดขึ้นในกระบวนการผลิตไฟฟ้า จะประกอบด้วย ขี้เถ้าจากการเผาไหม้ชานอ้อย กากตะกอนสารอินทรีย์ที่เกิดขึ้นจากระบบเตรียมน้ำดิบ น้ำมันหล่อลื่นที่ไม่ใช้แล้ว และมูลฝอยจากสำนักงานและครัวเรือน

ขี้เถ้าชานอ้อยที่เกิดขึ้นจะมี 2 ประเภท ได้แก่ ขี้เถ้าหนัก (Bottom Ash) ซึ่งแยกได้ที่บริเวณใต้ตะกรับเตาเผาของหม้อไอน้ำ มีปริมาณเป็นสัดส่วนประมาณร้อยละ 80 ของขี้เถ้าทั้งหมดและ ขี้เถ้าเบา (Fly Ash) ซึ่งถูกดักจับด้วยเครื่องดักจับฝุ่นแบบหมุนวน (Multi-Cyclones) และเครื่องดักจับฝุ่นแบบไฟฟ้าสถิต (ESP) ทั้งขี้เถ้าหนักและขี้เถ้าเบาซึ่งมีปริมาณ 55 ตันต่อวัน หรือประมาณ 137.5 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน จะถูกลำเลียงไปเก็บรวมกันที่ถังเก็บขี้เถ้าซึ่งสามารถจุขี้เถ้าได้ 1 วัน เพื่อรอจำหน่าย กากตะกอนสารอินทรีย์ที่เกิดขึ้นจากระบบเตรียมน้ำดิบ (การตกตะกอนและกรองน้ำ) สำหรับกากตะกอนอินทรีย์ที่เกิดขึ้นจากการบำบัดน้ำดิบในโรงไฟฟ้าได้จากการคัดลอกเป็นครั้งคราวจากบ่อตกตะกอน

น้ำมันหล่อลื่นที่ไม่ใช้แล้วซึ่งได้จากการเปลี่ยนถ่ายทิ้งน้ำมันหล่อลื่นของอุปกรณ์ต่างๆ หรือดักได้จากการปนเปื้อนของน้ำล้างพื้น

มูลฝอยจากสำนักงานและครัวเรือน เป็นมูลฝอยจำพวกเศษอาหาร ถุงพลาสติก กระดาษหรือเศษวัสดุ ซึ่งเป็นมูลฝอยจากสำนักงานและพนักงานฝ่ายต่างๆ

4.6.4.2 การจัดการกากของเสีย

ก. ขี้เถ้าจากการเผาไหม้ชานอ้อย

การจัดการขี้เถ้าในโครงการฯ มี 4 วิธี ดังนี้

ก.1 การจำหน่ายไปยังโรงงานอุตสาหกรรมปูนซีเมนต์ หรือส่งขายต่างประเทศ โดยเตาเผาหม้อไอน้ำที่ใช้ในโครงการฯ ได้ระบุให้สามารถเผาไหม้ให้ได้ขี้เถ้าที่มีคุณสมบัติเหมาะสมต่อ

การจำหน่ายไปยังต่างประเทศ (กำหนดให้ขี้เถ้าต้องมีปริมาณร้อยละ Unburnt Carbon < 0.05, Bulk Density 150-400 kg/m^3, Grain size 2-4 mm และความชื้นไม่เกินร้อยละ 0.03) โดยโครงการฯ จะดำเนินการสร้างอาคารบรรจุขี้เถ้า (Ash Packing House) เพื่อทำการติดตั้งไซโลเก็บขี้เถ้า และระบบบรรจุขี้เถ้าลงถุง ซึ่งการเก็บและบรรจุจะเป็นระบบปิดทั้งหมดเพื่อไม่ให้มีการฟุ้งกระจายของขี้เถ้าสู่บรรยากาศ

ก.2 การแจกจ่ายเกษตรกรเพื่อนำไปใช้ในการปรับปรุงดิน และใช้เป็นวัตถุดิบเพื่อผลิตปุ๋ยอินทรีย์ ในกรณีที่ความต้องการซื้อขี้เถ้าในช่วงเวลานั้นๆ มีน้อยกว่าปริมาณขี้เถ้าที่ได้จากการเผาไหม้ชานอ้อยของโรงไฟฟ้า จะทำการแจกจ่ายขี้เถ้าดังกล่าวไปยังเกษตรกรหรือผู้ที่ต้องการนำขี้เถ้าชานอ้อยไปใช้เพื่อปรับปรุงดิน หรือนำไปเป็นวัตถุดิบผลิตปุ๋ยอินทรีย์ ซึ่งจากผลการศึกษาที่สถานีทดลองข้าวสุรินทร์ 2 พบว่าการใส่ขี้เถ้าชานอ้อยในแปลงปลูกข้าวในอัตราส่วน 500-1,000 กิโลกรัม/ไร่/ปี สามารถเพิ่มผลผลิตข้าวได้ และมีผลต่อการเพิ่มอินทรียวัตถุในดิน ซึ่งเมื่อคำนวณโดยใช้อัตราการใส่ขี้เถ้าชานอ้อยในพื้นที่นาปลูกข้าวที่ 0.5 ตัน/ไร่/ปี เทียบกับปริมาณขี้เถ้าชานอ้อยทั้งหมดที่ได้จากโรงไฟฟ้าประมาณ 18,300 ตัน/ปี จะต้องใช้พื้นที่นาข้าวเพื่อใส่ขี้เถ้าชานอ้อยทั้งหมดเพื่อปรับปรุงดินประมาณ 36,600 ไร่ หรือคิดเป็นพื้นที่เพียงร้อยละ 1.2 ของพื้นที่นาข้าว

ก.3 การว่าจ้างบริษัทรับกำจัดกากของเสียเพื่อนำไปกำจัดอย่างถูกวิธี ในกรณีที่ปริมาณขี้เถ้ามีมากกว่าความต้องการใช้ของโรงงานอุตสาหกรรม และมากกว่าความต้องการใช้เพื่อปรับปรุงดินหรือผลิตปุ๋ยอินทรีย์ของเกษตรกร โครงการฯ ได้มีแผนที่จะว่าจ้างบริษัทรับกำจัดของเสียที่ได้รับใบอนุญาตจากกระทรวงอุตสาหกรรม ให้รับขี้เถ้าไปกำจัด เช่น บริษัท เบตเตอร์เวิลด์กรีน จำกัด บริษัท ซิตร้าไทย จำกัด บริษัท และบริหารและพัฒนาเพื่อการอนุรักษ์สิ่งแวดล้อม จำกัด (GENCO) เป็นต้น

ก.4 การฝังกลบขี้เถ้า เพื่อใช้ฝังกลบขี้เถ้าในกรณีฉุกเฉิน ถ้าปริมาณขี้เถ้าที่ออกจากเตาเผาหม้อไอน้ำมีมากกว่าความสามารถในการบรรจุถุงเพื่อรอการจำหน่าย หรือมีพื้นที่เก็บสำรองขี้เถ้าไม่เพียงพอ และไม่สามารถแจกจ่ายเกษตรกร หรือว่าจ้างบริษัทใดๆ มารับขี้เถ้าไปกำจัดได้ ทางโครงการฯ ได้เตรียมพื้นที่ขนาด 1,120 ตารางเมตร บรรจุขี้เถ้าได้ 6,700 ลูกบาศก์เมตร สามารถพักขี้เถ้าชานอ้อยได้ 49 วัน เพื่อรอการติดต่อให้บริษัทฯ มารับไปกำจัด หรือรอจำหน่าย โดยจะใช้วิธีการฝังกลบแบบถูกสุขลักษณะ ทั้งนี้จากการพิจารณาองค์ประกอบของขี้เถ้าชานอ้อยตามประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม เรื่องการกำจัดสิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้ว พ.ศ. 2548 พบว่า ไม่มีองค์ประกอบใดที่เข้าข่ายของเสียอันตราย (Hazardous Waste) โดยคุณสมบัติขี้เถ้าชานอ้อยแสดงตามตารางที่ 4.12

ตารางที่ 4.12 คุณสมบัติขี้เถ้าชานอ้อย

Ash Compositions	ร้อยละ (By Weight Dry Basis)
SiO_2, Silica Dioxide	92.7
AlO_3, Aluminum Trioxide	0.14
FeO_3, Iron Trioxide	2.0
CaO, Calcium Oxide	0.54
TiO_2, Titanium Dioxide	0.02
MgO, Magnesium Oxide	0.35
SO_3, Sulfur Trioxide	0.37

กากตะกอนสารอินทรีย์ที่เกิดขึ้นจากระบบเตรียมน้ำดิบ (การตกตะกอนและกรองน้ำ) ทางโครงการฯ จะทำการเก็บรวบรวมและว่าจ้างให้บริษัทรับกำจัดของเสียโรงงานที่ได้รับใบอนุญาตจากกระทรวงอุตสาหกรรมให้มารับไปกำจัดตามกฎหมาย

4.6.4.3 น้ำมันหล่อลื่นที่ไม่ใช้แล้ว

ทางโครงการ จะทำการเก็บรวบรวมและว่าจ้างให้บริษัทรับกำจัดของเสียโรงงานที่ได้รับใบอนุญาตจากกระทรวงอุตสาหกรรมให้มารับไปกำจัดตามกฎหมาย

4.6.4.4 มูลฝอยจากสำนักงานและครัวเรือน

มูลฝอยจากสำนักงานและครัวเรือนจะทำการรวบรวมใส่ถุงปิดมิดชิด และติดต่อเทศบาลเมืองบุรีรัมย์ หรือ องค์การบริหารส่วนตำบลในพื้นที่ให้มารับและเก็บขนโดยรถเก็บขนมูลฝอยไปยังที่กำจัดขยะขององค์การปกครองส่วนท้องถิ่น

ทั้งนี้ ในการจัดการขี้เถ้าจากการเผาไหม้ชานอ้อย กากตะกอนสารอินทรีย์ที่เกิดขึ้นจากระบบเตรียมน้ำดิบ น้ำมันหล่อลื่นที่ไม่ใช้แล้ว และมูลฝอยจากสำนักงานและครัวเรือน จะเป็นไปตามประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม เรื่อง การกำจัดสิ่งปฏิกูลหรือวัสดุไม่ใช้แล้ว พ.ศ. 2548

4.6.5 สรุปผลประเมินคุณภาพอากาศ เนื่องจากมลสารที่ออกจากปล่องโรงไฟฟ้า

4.6.5.1 ฝุ่นละอองรวม (TSP) เฉลี่ย 24 ชม.

ค่าความเข้มข้นของฝุ่นละอองรวมในบรรยากาศเฉลี่ย 24 ชั่วโมง (TSP-Average 24 hours) เมื่อรวมกับค่าความเข้มข้นของมลสารในพื้นที่ชุมชนใกล้เคียงที่ดำเนินการตรวจวัด (2 สถานี) มีค่าระหว่าง 126.66- 318.66 g/Nm^3 ผ่านเกณฑ์มาตรฐานคุณภาพอากาศของประเทศไทย

4.6.5.2 ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO_2 เฉลี่ย 1 ชม. และ 24 ชม.)

ค่าความเข้มข้นของก๊าซ SO_2 เฉลี่ยสูงสุด 1 ชม. เมื่อรวมกับค่าความเข้มข้นของมลสารในพื้นที่ชุมชนใกล้เคียงที่ดำเนินการตรวจวัด (2 สถานี) มีค่าระหว่าง 59.37-66.02 g/Nm^3 ผ่านเกณฑ์มาตรฐานคุณภาพอากาศของประเทศไทย

4.6.5.3 ก๊าซไนโตรเจนไดออกไซด์ (NO_2 เฉลี่ย 1 ชม.)

ค่าความเข้มข้นของ NO_2 เฉลี่ยสูงสุด 1 ชม. เมื่อรวมกับค่าความเข้มข้นของมลสารในพื้นที่ชุมชนใกล้เคียงที่ดำเนินการตรวจวัด (2 สถานี) มีค่าระหว่าง 130.69–137.19 g/Nm^3 ผ่านเกณฑ์มาตรฐานคุณภาพอากาศของประเทศไทย

4.6.5.4 ก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ (CO เฉลี่ย 1 ชม.)

ค่าความเข้มข้นของ CO เฉลี่ยสูงสุด 1 ชม. เมื่อรวมกับค่าความเข้มข้นของมลสารในพื้นที่ชุมชนใกล้เคียงที่ดำเนินการตรวจวัด (2 สถานี) มีค่าระหว่าง 302.47–1,051.89 g/Nm^3 ผ่านเกณฑ์มาตรฐานคุณภาพอากาศของประเทศไทย

สรุปจากการประเมินผลกระทบด้านคุณภาพอากาศ อันเนื่องมาจากการปลดปล่อย มลสารจากปล่องโรงไฟฟ้า ที่มาจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงชานอ้อย ได้แก่ ฝุ่นละอองรวม ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ ก๊าซไนโตรเจนไดออกไซด์ และก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ ในช่วงระหว่างดำเนินการโรงไฟฟ้า พบว่าผลกระทบอันเนื่องจากโครงการ ต่อสภาพบรรยากาศในพื้นที่ชุมชนรอบข้างมีน้อยมาก

นอกจากนี้จากการพิจารณาชนิดของมลสารที่ออกจากปล่องโรงไฟฟ้า พบว่ามลสารหลักที่อาจส่งผลกระทบต่อสภาพบรรยากาศโดยรอบโรงไฟฟ้า คือ ความเข้มข้นของฝุ่นละอองของก๊าซร้อนที่ปล่องซึ่งเกิดขึ้นจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงชานอ้อย ดังนั้นเพื่อควบคุม และตรวจสอบติดตามให้ปริมาณฝุ่นละอองที่ปล่องโรงไฟฟ้า มีค่าอยู่ในค่าควบคุมของโครงการ คือมีค่าไม่เกิน 108 mg/Nm^3 (ไม่เกินร้อยละ 90 ของค่าความเข้มข้นมาตรฐานประเทศไทย) โรงไฟฟ้าจะดำเนินการติดตั้งเครื่องวัดความเข้มข้นฝุ่นละอองที่ปล่องโรงไฟฟ้าแบบต่อเนื่อง (Continuous Opacity Monitoring) เพื่อให้สามารถตรวจสอบการทำงานของอุปกรณ์ดักจับฝุ่น (ทั้ง Multi-Cyclones และ ESP) ได้ตลอดเวลา โดยจะทำการติดตั้ง Opacity Meter ที่บริเวณปล่องโรงไฟฟ้า และทำการวัดความหนาแน่น ของฝุ่นควัน (Smoke Density) ที่ไหลในปล่องดังกล่าว เพื่อส่งสัญญาณแสดงค่า Smoke Density ไปยังห้องควบคุมโรงไฟฟ้า เพื่อให้เจ้าหน้าที่โรงไฟฟ้าสามารถตรวจสอบการทำงานของอุปกรณ์ดักจับฝุ่น และความหนาแน่นของฝุ่นละอองของก๊าซร้อน (Flue Gas) ที่ออกจากปล่องได้ตลอดเวลา รายละเอียด หลักการทำงานของ Opacity Meter และ Specifications

4.6.5.5 การประเมินผลกระทบเรื่องฝุ่นละอองจากปล่อง ในกรณีที่มีการเป่าเขม่า (Soot Blow)

เพื่อไม่ให้เกิดการสะสมของขี้เถ้าบนท่อไอน้ำส่วนต่างๆ (Economizer Membrane -Evaporating Wall, Super Heater Tube) โรงไฟฟ้าจะดำเนินการให้ทำการเป่าเขม่า (Soot Blow) เป็นประจำทุกวัน เป็นระยะเวลาประมาณ 10-15 นาทีต่อครั้ง โดยจะมีการเป่าเขม่า 2 ครั้งต่อวัน โดย

ควบคุมฝุ่นละอองที่ระบายในช่วงเป่าเขม่าไม่ให้เกิน 120 mg/Nm^3 ตามค่ามาตรฐานการระบายมลสารที่ปล่องโรงไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า

เพื่อควบคุมฝุ่นละอองที่ออกจากปล่องไฟฟ้าที่ระบายในช่วงการเป่าเขม่า (Soot blow) ไม่ให้เกินค่ามาตรฐาน การดำเนินการดังกล่าวจะทำการ Soot Blow ในช่วงต้นและช่วงท้ายของช่วงเวลาที่ลดกำลังการผลิตลง (ในขณะที่เดินเครื่องร้อยละ 65 MCR ในช่วง Off-Peak) หรือระหว่าง 21.30-08.30 น. ซึ่งโรงไฟฟ้าต้องดำเนินการลดกำลังการผลิตลงตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้าแบบ Firm กับ กฟผ. โดยจะทำการ Soot Blow วันละ 2 ครั้ง คือ หลังเวลา 21.30 น. หนึ่งครั้ง และก่อนเวลา 08.00 น. อีกหนึ่งครั้ง เพื่อควบคุมไม่ให้มีฝุ่นขี้เถ้าเกาะจับกับท่อน้ำมากเกินไป ซึ่งจะทำให้การถ่ายเทความร้อนจากการเผาไหม้ไปยังน้ำ-ไอน้ำ มีประสิทธิภาพลดลง ทำให้ประสิทธิภาพหม้อไอน้ำลดลง และส่งผลให้ต้องป้อนเชื้อเพลิงชานอ้อยมากขึ้น และเกิดขี้เถ้าจากการเผาไหม้มากขึ้น

การดำเนินงานช่วงที่มีการเป่าเขม่า (Soot Blow) ที่สะสมตามท่อน้ำ ภายในหม้อไอน้ำ มีดังนี้

บริเวณที่เป่าไล่ฝุ่น ระยะเวลาการทำงาน คาบการทำงาน
Economizer Tubes 4 นาที วันละครั้ง (หลัง 21.30 น. และก่อน 08.00 น.)
Membrane Wall 2 นาที วันละ 2 ครั้ง (หลัง 21.30 น. และก่อน 08.00 น.)
Super Heater Tubes 6 นาที วันละ 2 ครั้ง (หลัง 21.30 น. และก่อน 08.00 น.)

การประเมินผลกระทบเรื่องฝุ่นละอองจากระบบลำเลียง เก็บสำรองชานอ้อยและขี้เถ้า สำหรับฝุ่นละอองซึ่งสามารถเกิดขึ้นได้จากการฟุ้งกระจายระหว่างการขนถ่ายชานอ้อยจากรถบรรทุกลงบริเวณที่เก็บสำรองชานอ้อย การลำเลียงชานอ้อยเข้าสู่เตาเผาหม้อไอน้ำ และการลำเลียงขี้เถ้าเพื่อบรรจุในรถบรรทุกหรือบรรจุลงถุงเพื่อรอการจำหน่ายนั้น โครงการฯ จะควบคุมและป้องกันด้วยการใช้ระบบการลำเลียงชานอ้อยและขี้เถ้าที่เป็นระบบปิดทั้งหมด และได้สร้างอาคารปิดเพื่อเก็บสำรองชานอ้อย จำนวน 2 อาคาร (สำรองชานอ้อยได้ 45 วัน และ 2 วัน ตามลำดับ) โดยไม่มีการกองชานอ้อยและเทชานอ้อยจากรถบรรทุกลงในที่โล่ง ซึ่งสามารถป้องกันการฟุ้งกระจายของชานอ้อยได้ รวมทั้งยังมีมาตรการป้องกันปัญหาการฟุ้งกระจายของฝุ่นละอองจากโรงไฟฟ้าด้วยการจัดเตรียมพื้นที่สีเขียวไว้โดยรอบพื้นที่โรงไฟฟ้า ดังนั้นจึงคาดการณ์ได้ว่าผลกระทบจากฝุ่นละอองต่อชุมชนในบริเวณใกล้เคียง จึงมีน้อยมาก

4.6.5.6 ผลกระทบด้านคุณภาพน้ำ

น้ำทิ้งจากโรงไฟฟ้าประกอบไปด้วย น้ำทิ้งจากการอุปโภคและบริโภคภายในโรงไฟฟ้า น้ำทิ้งจากการทำความสะอาดเครื่องจักร น้ำทิ้งจากหอหล่อเย็น น้ำทิ้งจากหม้อไอน้ำ และน้ำทิ้งจากโรงบำบัดน้ำ โดยน้ำทิ้งในโครงการ จะถูกบำบัดให้ได้คุณสมบัติผ่านเกณฑ์มาตรฐานน้ำทิ้งจากโรงงานอุตสาหกรรมตาม (1) ประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม ฉบับที่ 2 พ.ศ. 2539 เรื่อง กำหนดคุณลักษณะของน้ำทิ้งที่ระบายออกจากโรงงาน และ (2) มาตรฐานการระบายน้ำลงทางน้ำชลประทานและทางน้ำที่เชื่อมกับทางน้ำชลประทาน คำสั่งกรมชลประทานที่ 883/2532 ลงวันที่ 19 ธันวาคม

2532 ก่อนที่จะนำมาหมุนเวียนใช้ในพื้นที่สีเขียวของโรงไฟฟ้า โดยไม่มีการปล่อยออกจากพื้นที่ (Zero Discharged Water)

น้ำทิ้งทั้งหมดจากโรงไฟฟ้ามีปริมาณ 200 ลูกบาศก์เมตรต่อวัน ส่วนใหญ่ประมาณร้อยละ 65 จะเป็นน้ำที่ผ่านการหมุนเวียนจนมีการสะสมของแร่ธาตุและไม่เหมาะสมที่จะใช้ในหม้อไอน้ำและหอหล่อเย็น ที่เหลือประมาณร้อยละ 30-35 จะเป็นน้ำที่มีการปนเปื้อนสารเคมีประเภทกรด-ด่าง ซึ่งสามารถบำบัดโดยการปรับสภาพ pH ให้เป็นกลาง และสามารถนำไปใช้ประโยชน์ต่อเพื่อการเกษตรได้

4.6.5.7 การเกษตรรอบข้าง

ผลกระทบด้านเสียงรบกวน เสียงรบกวนที่อาจเกิดขึ้นในโครงการฯ แบ่งได้เป็น

ก. เสียงรบกวนที่อาจเกิดขึ้นระหว่างการก่อสร้าง ได้แก่ การทำงานของเครื่องจักรหลัก เช่น รถตัก เครื่องบดอัดดิน เครื่องผสมคอนกรีต เครื่องตอกเสาเข็ม ซึ่งกิจกรรมที่ก่อให้เกิดเสียงดังมากที่สุด คือ เสียงจากปั้นจั่นตอกเสาเข็ม โดยจะเกิดขึ้นเป็นครั้งคราว และอยู่ในระยะต้นของงานก่อสร้างเท่านั้น ไม่เกิน 2-3 เดือน ดังนั้นคาดว่าผลกระทบเรื่องเสียงระหว่างการก่อสร้างโรงไฟฟ้าต่อชุมชนจึงมีน้อยมาก

ข. เสียงรบกวนระหว่างการเดินเครื่องจักรเพื่อผลิตไฟฟ้า แหล่งกำเนิดเสียงจากเครื่องจักรในกระบวนการผลิตกระแสไฟฟ้า ได้แก่ กังหันไอน้ำ พัดลมหม้อไอน้ำ พัดลมหอระบายความร้อน (Cooling Tower) ปั๊มน้ำต่าง ๆ และ เสียงจากเครื่องยนต์ดีเซลของรถดักที่ปฏิบัติงานในพื้นที่อื่น จากผลการตรวจวัดระดับความดังของเสียงบริเวณภายในชุมชนใกล้เคียงรอบข้างพื้นที่บริเวณหมู่บ้านเสม็ดน้อย (วัดชัยประโคม) และบริเวณหมู่บ้านรัตนะ ระหว่างวันที่ 1-6 กุมภาพันธ์ 2549 ได้ว่าระดับเสียงเฉลี่ย 24 ชั่วโมง (Leq 24 ชม.) อยู่ในระดับ 44.2 – 63.1 เดซิเบล (เอ)

ตารางที่ 4.13 ระดับเสียงเฉลี่ยของชุมชนรอบข้างโรงไฟฟ้า

บริเวณจุดตรวจวัด	ระดับเสียงเฉลี่ย (24 ชม.)
บริเวณหมู่บ้านเสม็ดน้อย (วัดชัยประโคม)	44.2-47.0
บริเวณหมู่บ้านรัตนะ	49.6-63.1

จากการประเมินโดยให้ระดับเสียงรบกวนที่ออกจากรั้วโรงไฟฟ้า (ประมาณ 0.5 เมตร ห่างจากรั้ว) มีระดับเสียงดังออกมาไม่เกิน 70 เดซิเบล (เอ) ซึ่งเป็นค่ารับประกันจากผู้รับเหมาก่อสร้าง ติดตั้งเครื่องจักรภายในโรงไฟฟ้า คาดว่าระดับเสียงดังกล่าวจะลดลงจนมีค่าเหลือไม่เกิน 4 เดซิเบล (เอ) ที่บริเวณชุมชนที่อยู่ใกล้ที่สุด (ประมาณ 1,000 เมตร จากที่ตั้งโรงไฟฟ้า) ดังนั้นเมื่อรวมระดับเสียงจากโรงไฟฟ้ากับระดับเสียงรบกวนในปัจจุบันของชุมชนบริเวณหมู่บ้านเสม็ดน้อยและหมู่บ้านรัตนะ จะได้ว่าระดับเสียงเฉลี่ย 24 ชั่วโมง จะมีค่าระหว่าง 48–67 เดซิเบล (เอ) มีค่าไม่เกินค่ากำหนดมาตรฐานระดับเสียงทั่วไป ตามประกาศคณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติฉบับที่ 14 (พ.ศ.

2540) ซึ่งกำหนดให้มีค่าเท่ากับ 70 เดซิเบล (เอ) ดังนั้นจึงคาดว่าผลกระทบเรื่องเสียงจากโรงไฟฟ้ารบกวนชุมชน จึงมีน้อยมาก

4.6.5.8 ระบบกลิ่น

กลิ่นที่ส่งผลต่อคนโดยรอบที่มาจากโรงงานนั้นเกิดขึ้นจากกากที่ได้จากกากอ้อย และเราสามารถควบคุมได้โดยการนำไปพักที่บ่อดักกากอ้อยเมื่อได้กากอ้อยแล้วก็นำไปพักที่บ่อดักกากอ้อย ที่คล้ายบ่อดักไขมันเพื่อที่ไม่ให้ของเสียนั้นออกนอกโรงงาน

หลักการเลือกระบบจะขึ้นกับข้อมูลต่อไปนี้

ก. ปริมาณและอัตราการไหลของอากาศที่มีกลิ่น

ข. องค์ประกอบทางเคมีของสารที่มีกลิ่น

ค. อุณหภูมิ และความชื้นของอากาศนั้น

ง. กลิ่นที่มากับฝุ่นหรือละอองที่มองเห็นได้ ควรดักด้วยที่กรอง

ตารางที่ 4.14 ค่าใช้จ่ายของการบำบัดกลิ่นด้วยวิธีการต่าง ๆ

ระบบ	ค่าใช้จ่ายลงทุน	ค่าใช้จ่ายดำเนินการ	ค่าไฟฟ้าหรือเชื้อเพลิง	สารเคมีที่ใช้	ประสิทธิภาพ
1. ระงับกลิ่น	ปานกลาง	การใช้งาน	ต่ำ	มีราคาสูง	ขึ้นอยู่กับการใช้งาน
2. ควบแน่น	ปานกลาง	ปานกลาง	ปานกลาง	ปานกลาง	ใช้กับจำพวกสารเหย
3. เผาไหม้	สูง	สูง	สูงมาก	น้ำมัน	ใช้กับจำพวกสารอินทรีย์
4. ออกซิเดชั่น	ปานกลาง	ปานกลาง	ต่ำ	มีราคาสูง	ขึ้นกับการใช้งาน
5. สคับบิง	สูง	สูง	สูง	สารเคมี	ใช้สำหรับไฮโดรคาร์บอน
6. ดูดซับ	สูง	สูง	ปานกลาง	มีราคาสูง	ใช้ได้เฉพาะสารระเหย
7. ชีวภาพ	ปานกลาง	ปานกลาง	ต่ำ	สารอาหาร	กลิ่นต้องมีความเข้มข้น
8. ปล่อยทิ้ง	ต่ำ	ต่ำ	ต่ำ	ไม่มี	ขึ้นอยู่ระยะทางที่ได้กลิ่น

บทที่ 5
บทสรุปและข้อเสนอแนะ

5.1 สรุปผลการดำเนินโครงงาน

5.1.1 ความเป็นไปได้ในด้านวิศวกรรม

ในด้านวิศวกรรม ได้ทำการเลือกเครื่องจักรที่เหมาะสมกับการใช้งานในการสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานไอน้ำ 10 MW โดยใช้ระบบแบบ Condensing Turbine ใช้ชานอ้อยเป็นเชื้อเพลิงในการสร้างความร้อนเพื่อให้เกิดการแลกเปลี่ยนความร้อนกับน้ำ เมื่ออุณหภูมิมากกว่า 260 องศาเซลเซียส จะทำให้น้ำระเหยกลายเป็นไอน้ำที่แรงดัน 42 Barg จากนั้นไอน้ำที่มีแรงดันจะไปผลักใบพัด Turbine ให้หมุนตามรอบที่ต้องการของตัว Generator ที่สามารถปั่นไฟได้ 10 MW เพื่อส่งเข้าไปยัง Tranformer ที่เป็นตัวจ่ายไฟเพื่อส่งไปขนานกับกระแสไฟฟ้าของ กฟภ. และทำการจ่ายไฟต่อไป ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงชานอ้อยต่อปีใช้ปริมาณ 316,320 ตัน/ปี ซึ่งได้รับชานอ้อยมาจากโรงงานน้ำตาลบุรีรัมย์เพียงพอต่อการใช้งาน และถ้าไม่พอยังสามารถรับซื้อชานอ้อยจากโรงน้ำตาลที่ใกล้เคียงได้ในราคา 250 บาท/ตัน เช่น โรงน้ำตาลพิมาย โรงน้ำตาลสุรินทร์ ในด้านการหาความดันและอุณหภูมินั้น ได้ข้อมูลจากการดูอุปกรณ์ Condensing Turbine ว่าจำเป็นต้องใช้ความดันเท่าไหร่ในการหมุนใบพัดเพื่อให้ได้รอบตามที่ต้องการ เป็นการกำหนดเงื่อนไขมาจาก Condensing Turbine เราจึงนำค่าความดันและอุณหภูมิ มาหาปริมาณการใช้เชื้อเพลิงได้ การทำงานของ Plant ทั้งหมด ได้กำหนดให้ประสิทธิภาพการทำงานของโรงงานไฟฟ้าที่ร้อยละ 85 แต่ตามความเป็นจริงนั้นขึ้นอยู่กับคนควบคุมโรงงานซึ่งอาจะทำให้โรงงานไฟฟ้าทำงานได้ประสิทธิภาพมากกว่าหรือน้อยกว่านั้นก็ได้

5.1.2 ความเป็นไปได้ด้านการตลาด

ในด้านการตลาดนั้นถือว่าทำได้ร้อยละ 100 เพราะทางการไฟฟ้า กฟภ. รับซื้อได้ทั้งหมดเต็มจำนวนตามที่โรงไฟฟ้าพลังงานไอน้ำสามารถทำได้ และยังสนับสนุนการใช้เชื้อเพลิงชีวมวลในการให้พลังงานอีกด้วยแต่การทำเรื่องเพื่อขอเปิดโรงไฟฟ้านั้นค่อนข้างจะมีความยุ่งยากพอสมควร เพราะการทำงาน กฟภ. นั้นต้องใช้หลักฐานในการทำงานที่มั่งคงและแน่นอนจึงใช้เวลาในการทำเรื่องขอเปิดโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวลรวมทั้งหมดเป็นเวลาประมาณ 28 เดือน และยังไม่ได้รวมถึงการก่อสร้างโรงไฟฟ้าที่ใช้ระยะเวลาอีกประมาณ 12 เดือน รวมทั้งหมดจำเป็นต้องใช้เวลาในการดำเนินงานสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานไอน้ำเป็นเวลา 40 เดือน โรงไฟฟ้าพลังงานไอน้ำจะใช้งานได้ประมาณ 8,000 ชั่วโมง/ปี และที่เหลือคือระยะเวลาในการหยุดเดินเครื่องเพิ่มบำรุงรักษาหม้อไอน้ำและอุปกรณ์ในการทำงาน

5.1.3 ความเป็นไปได้ด้านเศรษฐศาสตร์

ในทางการคำนวณเพื่อวิเคราะห์หาค่าตอบแทนผลการลงทุนนั้นถือว่าคุ้มค่าทั้งในด้านระยะเวลาและด้านการเงินคือ

5.1.3.1 ระยะเวลาคืนทุน (Payback period)

นั้นใช้ระยะเวลาเพียงประมาณ 3.82 ปีหรือ 3 ปี 9 เดือนเท่านั้น ทำให้การลงทุนนี้เป็นที่น่าสนใจในปัจจุบัน อาจจะมากกว่านั้นหรือน้อยกว่านั้น เพราะขึ้นอยู่กับอัตราดอกเบี้ยต่อปีด้วย

5.1.3.2 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV)

ที่ 24 ปีตามระยะเวลาโครงการคือ 649,868,255 บาท นับเป็นผลกำไรที่คุ้มค่ากับการลงทุน

5.1.3.3 อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR)

ค่า IRR นั้นได้มากกว่าอัตราดอกเบี้ยที่ร้อยละ 7.25 ต่อปี ทำให้เหมาะสมต่อการลงทุน จากการวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ทั้ง 3 อย่าง การสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานไอน้ำจากเชื้อเพลิงชีวมวลคุ้มค่ากับการลงทุน แต่อัตราเสี่ยงนั้นขึ้นอยู่กับการควบคุมโรงไฟฟ้าพลังงานไอน้ำให้สามารถใช้งานได้ตามระยะเวลาโครงการ 24 ปี โดยที่ไม่เกิดความเสียหายที่รุนแรง เช่น หม้อไอน้ำระเบิดซึ่งในกรณีนี้จะต้องเสียค่าใช้จ่ายเพิ่มเป็นจำนวนมากเพื่อการซื้ออุปกรณ์มาใหม่ และอาจจะต้องใช้ระยะเวลาในการคืนทุนที่นานมากยิ่งขึ้นไปอีกด้วย

5.1.4 ความเป็นไปได้ด้านสิ่งแวดล้อม

5.1.4.1 ในด้านสิ่งแวดล้อมนี้ถือเป็นตัวปัญหาในการสร้างโรงงานไฟฟ้าเชื้อเพลิงชีวมวลเป็นอย่างมาก เพราะชาวบ้านยังไม่เข้าใจถึงการกำจัดฝุ่นละอองของระบบ จึงคิดว่าจะเป็นปัญหาในการทำให้มลภาวะเป็นพิษ แต่ทางระบบนั้น มีการกำจัดฝุ่นละอองขี้เถ้าและระบบควันได้ในปริมาณที่ผ่านเกณฑ์มาตรฐานคุณภาพอากาศของประเทศไทย

5.1.4.2 ระบบทิ้งน้ำเสียจะมีการบำบัดให้ได้คุณสมบัติผ่านเกณฑ์มาตรฐานน้ำทิ้งจากโรงงานอุตสาหกรรมตามประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม ฉบับที่ 2 พ.ศ. 2539 เรื่อง กำหนดคุณลักษณะของน้ำทิ้งที่ระบายออกจากโรงงาน และมาตรฐานการระบายน้ำลงทางน้ำชลประทาน และทางน้ำที่เชื่อมกับทางน้ำชลประทาน คำสั่งกรมชลประทานที่ 883/2532 ลงวันที่ 19 ธันวาคม 2532 ก่อนที่จะนำมาหมุนเวียนใช้ในพื้นที่สีเขียวของโรงไฟฟ้า

5.1.4.3 ด้านเสียงรบกวนจะมีเฉพาะตอนสร้างโรงงานในระยะเวลาประมาณ 12 เดือน แต่ในช่วงระยะเวลาการทำงานของโรงไฟฟ้าฟ้าพลังงานไอน้ำนั้นจะมีการติดระบบการป้องกันเสียงรบกวนไว้ตามจุดที่เกิดเสียงจึงทำให้มีระดับเสียงดังที่ไม่เกิน 70 เดซิเบล ตามประกาศคณะกรรมการสิ่งแวดล้อมแห่งชาติฉบับที่ 14 (พ.ศ. 2540)

5.1.4.4 กลิ่นที่ส่งผลต่อคนโดยรอบที่มาจากโรงงานนั้นเกิดขึ้นจากกากที่ได้จากกากอ้อย และเราสามารถควบคุมได้โดยการนำไปพักที่บ่อดักกากอ้อยเมื่อได้กากอ้อยแล้วก็นำไปพักที่บ่อดักกากอ้อย ที่คล้ายบ่อดักไขมันเพื่อที่ไม่ให้ของเสียนั้นออกนอกโรงงาน

5.2 ปัญหาและอุปสรรคในการดำเนินโครงงาน

5.2.1 เนื่องจากสถานที่ที่เลือกใช้ในการจัดทำโครงงาน ตั้งอยู่ไกลจากคณะของผู้จัดทำเป็นอย่างมากทำให้ระยะเวลาการเดินทางไปจัดเก็บข้อมูล ต้องใช้ระยะเวลาพอสมควร

5.2.2 การค้นหางานวิจัยที่เกี่ยวข้อง ไม่ค่อยเพียงพอต่อความต้องการในการจัดทำโครงงาน

5.2.3 การติดต่อระหว่างผู้จัดทำ กับโรงงานไม่ค่อยได้รับความสะดวก

5.2.4 ไม่มีเงินทุนค่าจัดทำโครงงานให้ดังนั้นจึงจำเป็นต้องออกค่าเดินทาง ค่าดำเนินงาน จึงเกิดความล่าช้าเนื่องจากขาดแคลนทรัพยากรด้านเงินทุน

5.3 ข้อเสนอแนะ

5.3.1 โครงงานนี้สามารถเป็นต้นแบบ ให้นำไปศึกษาต่อยอดสำหรับผู้ที่สนใจในด้านนี้

5.3.2 เนื่องจากชานอ้อย เป็นผลิตภัณฑ์ที่เหลือใช้จากการผลิตเป็นจำนวนมาก น่าจะมีการศึกษาการนำไปใช้ให้ได้ประโยชน์สูงสุด ต่อเศรษฐกิจของประเทศ

5.4 ประโยชน์ที่ได้รับจากการทำโครงงาน

5.4.1 ได้เรียนรู้ถึงกระบวนการผลิตกระแสไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวลและการพัฒนาเชื้อเพลิงมวล ในรูปแบบต่าง ๆ

5.4.2 ได้รู้จักการแบ่งงานหน้าที่ความรับผิดชอบและการทำงานเป็นทีม

5.4.3 ได้รู้จักการวางแผนเป็นนักคิดที่ดีสำหรับการเตรียมการล่วงหน้า ในการแก้ไขปัญหาเฉพาะหน้าเมื่อเกิดเหตุการณ์ไม่คาดคิด เช่น ข้อมูลในการผลิตกระแสไฟฟ้า อัตราตัวแปรชี้วัดผลกำไร

เอกสารอ้างอิง

ผศ.แสวง กะระณา และคณะ.(2547). เอกสารประกอบการฝึกอบรมหลักสูตร **การผลิตและการใช้ไอน้ำอย่างมีประสิทธิภาพ.** รายงานการวิจัย. คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยขอนแก่น.

คู่มือประกอบ.(2545). การฝึกฝนอบรมด้านอนุรักษ์พลังงาน **การปรับปรุงการเผาไหม้เชื้อเพลิง.** รายงานการวิจัย. กรมพัฒนาและส่งเริมพลังงาน กระทรวงวิทยาศาสตร์.

เอกสารกรณีศึกษา 019. (2547). **การนำความร้อนทิ้งกลับมาใช้โดยอุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อนระหว่างก๊าซกับของเหลว.** รายงานการวิจัย. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กรุงเทพมหานคร.

ภาคผนวก ก

อัตราค่าไฟฟ้า

อัตราค่าไฟฟ้า

ประเภทที่ 1 บ้านอยู่อาศัย

สำหรับการใช้ไฟฟ้าภายในบ้านเรือนที่อยู่อาศัย รวมทั้งวัด สำนักสงฆ์ และสถานประกอบศาสนกิจของทุกศาสนา ตลอดจนบริเวณที่เกี่ยวข้องโดยต่อผ่านเครื่องวัดไฟฟ้าเครื่องเดียว

1.1 อัตราปกติ	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/เดือน)	ค่าบริการ (บาท/หน่วย)
1.1.1 ใช้พลังงานไฟฟ้าไม่เกิน 150 หน่วยต่อเดือน		8.19
15 หน่วยแรก (หน่วยที่ 0 – 15)	1.8632	
10 หน่วยต่อไป (หน่วยที่ 16 – 25)	2.5026	
10 หน่วยต่อไป (หน่วยที่ 26 – 35)	2.7549	
65 หน่วยต่อไป (หน่วยที่ 36 - 100)	3.1381	
50 หน่วยต่อไป (หน่วยที่ 101 – 150)	3.2315	
250 หน่วยต่อไป (หน่วยที่ 151 – 400)	3.7362	
เกิน 400 หน่วยขึ้นไป (หน่วยที่ 401 เป็นต้นไป)	3.9361	

ผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 1.1.1 ที่ใช้ไฟฟ้าไม่เกิน 50 หน่วยต่อเดือน ได้รับสิทธิค่าไฟฟ้าฟรีในเดือนนั้น

1.1.2 ใช้พลังงานไฟฟ้าเกิน 150 หน่วยต่อเดือน			38.22
150 หน่วยแรก (หน่วยที่ 0 – 150)	2.7628		
250 หน่วยต่อไป (หน่วยที่ 151 – 400)	3.7362		
เกิน 400 หน่วยขึ้นไป (หน่วยที่ 401 เป็นต้นไป)	3.9361		

1.2 อัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Rate : TOU)	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/เดือน)		ค่าบริการ (บาท/หน่วย)
	Peak	Off Peak	
1.2.1 แรงดัน 22 – 33 กิโลโวลท์	4.5827	2.1495	312.24
1.2.2 แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลท์	5.2674	2.1827	38.22

หมายเหตุ 1. ผู้ใช้ไฟฟ้าที่ติดตั้งเครื่องวัดไฟฟ้าไม่เกิน 5 แอมป์ 220 โวลท์ 1 เฟส 2 สาย จะจัดเข้าประเภทที่ 1.1.1 แต่หากมีการใช้ไฟฟ้าเกิน 150 หน่วยติดต่อกัน 3 เดือน ในเดือนถัดไปจะจัดเข้าประเภทที่ 1.1.2 และเมื่อใดที่การใช้ไฟฟ้าไม่เกิน 150 หน่วยติดต่อกัน 3 เดือน ในเดือนถัดไปจะจัดเข้าประเภทที่ 1.1.1

2. ผู้ใช้ไฟฟ้าที่ติดตั้งเครื่องวัดไฟฟ้าเกิน 5 แอมป์ 220 โวลท์ 1 เฟส 2 สาย จะจัดเข้าประเภทที่ 1.1.2

3. ประเภทที่ 1.2 กรณีติดตั้งเครื่องวัดไฟฟ้าทางด้านแรงต่ำของหม้อแปลงซึ่งเป็นสมบัติของผู้ใช้ไฟฟ้า ให้คำนวณหน่วยคิดเงินเพิ่มขึ้นอีกร้อยละ 2 เพื่อครอบคลุมการสูญเสียในหม้อแปลงไฟฟ้าซึ่งมิได้วัดรวมไว้ด้วย

4. ประเภทที่ 1.2 เป็นอัตราเลือก ทั้งนี้ ผู้ใช้ไฟฟ้าจะต้องชำระค่าเครื่องวัด TOU และหรือค่าใช้จ่ายอื่นตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด และหากเลือกใช้ไปแล้วไม่น้อยกว่า 12 เดือน สามารถแจ้งความประสงค์ขอเปลี่ยนกลับไปใช้อัตราประเภทที่ 1.1 ตามเดิมได้

ประเภทที่ 2 กิจการขนาดเล็ก

สำหรับการใช้ไฟฟ้าเพื่อประกอบธุรกิจ ธุรกิจรวมกับบ้านอยู่อาศัย อุตสาหกรรม หน่วยราชการ สำนักงาน หรือหน่วยงานอื่นใดของรัฐ องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น รัฐวิสาหกิจ สถานทูต สถานที่ทำการของหน่วยงานราชการต่างประเทศ และสถานที่ทำการขององค์การระหว่างประเทศ หรืออื่นๆ ตลอดจนบริเวณที่เกี่ยวข้อง ซึ่งมีความต้องการพลังไฟฟ้าเฉลี่ยใน 15 นาทีสูงสุดต่ำกว่า 30 กิโลวัตต์ โดยต่อผ่านเครื่องวัดไฟฟ้าเครื่องเดียว

2.1 อัตราปกติ	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/เดือน)	ค่าบริการ (บาท/หน่วย)
2.1.1 แรงดัน 22 – 33 กิโลโวลท์	3.4230	312.24
2.1.2 แรงดันต่ ากว่า 22 กิโลโวลท์		46.16
150 หน่วยแรก (หน่วยที่ 0 – 150)	2.7628	
250 หน่วยต่อไป (หน่วยที่ 151 – 400)	3.7362	
เกิน 400 หน่วยขึ้นไป (หน่วยที่ 401 เป็นต้นไป)	3.9361	

2.2 อัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Rate : TOU)	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/เดือน)		ค่าบริการ (บาท/หน่วย)
	Peak	Off Peak	
2.2.1 แรงดัน 22 – 33 กิโลโวลท์	4.5827	2.1495	312.24
2.2.2 แรงดันต่ ากว่า 22 กิโลโวลท์	5.2674	2.1827	46.16

หมายเหตุ 1. ประเภทที่ 2.2 กรณีติดตั้งเครื่องวัดไฟฟ้าทางด้านแรงต่ำของหม้อแปลงซึ่งเป็นสมบัติของผู้ใช้ไฟฟ้า ให้คำนวณหน่วยคิดเงินเพิ่มขึ้นอีกร้อยละ 2 เพื่อครอบคลุมการสูญเสียในหม้อแปลงไฟฟ้าซึ่งมิได้วัดรวมไว้ด้วย

2. ประเภทที่ 2.2 เป็นอัตราเลือก ทั้งนี้ ผู้ใช้ไฟฟ้าจะต้องชำระค่าเครื่องวัด TOU และหรือค่าใช้จ่ายอื่นตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด และหากเลือกใช้ไปแล้วไม่น้อยกว่า 12 เดือน สามารถแจ้งความประสงค์ขอเปลี่ยนกลับไปใช้อัตราประเภทที่ 2.1 ตามเดิมได้

3. เดือนใดมีความต้องการพลังไฟฟ้าตั้งแต่ 30 กิโลวัตต์ขึ้นไป ให้เปลี่ยนประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าเป็นประเภทที่ 3 หรือ 4 หรือ 5 แล้วแต่กรณี

ประเภทที่ 3 กิจการขนาดกลาง

สำหรับการใช้ไฟฟ้าเพื่อประกอบธุรกิจ อุตสาหกรรม หน่วยราชการ สำนักงาน หรือหน่วยงานอื่นใดของรัฐ องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น รัฐวิสาหกิจ สถานทูต สถานที่ทำการของหน่วยงานราชการต่างประเทศ และสถานที่ทำการขององค์การระหว่างประเทศ ตลอดจนบริเวณที่เกี่ยวข้อง ซึ่งมีความต้องการพลังไฟฟ้าเฉลี่ยใน 15 นาทีสูงสุด ตั้งแต่ 30 กิโลวัตต์ แต่ไม่ถึง 1,000 กิโลวัตต์ และมีปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ย 3 เดือนก่อนหน้าไม่เกิน 250,000 หน่วยต่อเดือน โดยต่อผ่านเครื่องวัดไฟฟ้าเครื่องเดียว

3.1 อัตราปกติ	ค่าความต้องการพลังงานไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์)	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/เดือน)	ค่าบริการ (บาท/หน่วย)
3.1.1 แรงดันตั้งแต่ 69 กิโลโวลท์ขึ้นไป	175.70	2.6506	312.24
3.1.2 แรงดัน 22 – 33 กิโลโวลท์	196.26	2.6880	312.24
3.1.3 แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลท์	221.50	2.7160	312.24

2.2 อัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Rate : TOU)		ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/เดือน)		ค่าบริการ (บาท/ หน่วย)
		Peak	Off Peak	
3.2.1 แรงดันตั้งแต่ 69 กิโลโวลท์ขึ้นไป	74.14	3.5982	2.1572	312.24
3.2.2 แรงดัน 22 – 33 กิโลโวลท์	132.93	3.6796	2.1760	312.24
3.2.3 แรงดันต่ ากว่า 22 กิโลโวลท์	210.00	3.8254	2.2092	312.24

อัตราขั้นต่ำ: ค่าไฟฟ้าต่ำสุดต้องไม่ต่ำกว่าร้อยละ 70 ของค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดในรอบ 12 เดือน ที่ผ่านมาสิ้นสุดในเดือนปัจจุบัน

หมายเหตุ 1. กรณีติดตั้งเครื่องวัดไฟฟ้าทางด้านแรงต่ำของหม้อแปลงซึ่งเป็นสมบัติของผู้ใช้ไฟฟ้า ให้คำนวณกิโลวัตต์ และหน่วยคิดเงินเพิ่มขึ้นอีกร้อยละ 2 เพื่อครอบคลุมการสูญเสียในหม้อแปลงไฟฟ้าซึ่งมิได้วัดรวมไว้ด้วย

2. ประเภทที่ 3.2 กำหนดเป็นอัตราสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 3 เป็นครั้งแรก ตั้งแต่ค่าไฟฟ้าประจำเดือน ตุลาคม 2543

3. ประเภทที่ 3.2 เป็นอัตราเลือกสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายเดิม เมื่อใช้แล้วจะกลับไปใช้อัตราประเภทที่ 3.1 ไม่ได้ ทั้งนี้ผู้ใช้ไฟฟ้าจะต้องชำระค่าเครื่องวัด TOU และหรือค่าใช้จ่ายอื่นตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด

4. เดือนใดความต้องการพลังไฟฟ้าไม่ถึง 30 กิโลวัตต์ ค่าไฟฟ้ายังคงคำนวณตามอัตราดังกล่าว หากความต้องการพลังไฟฟ้าไม่ถึง 30 กิโลวัตต์ ติดต่อกันเป็นเวลา 12 เดือน และในเดือนถัดไปก็ยังไม่ถึง 30 กิโลวัตต์อีก ให้เปลี่ยนประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าเป็นประเภทที่ 2.1

ประเภทที่ 4 กิจการขนาดใหญ่

สำหรับการใช้ไฟฟ้าเพื่อประกอบธุรกิจ อุตสาหกรรม หน่วยราชการ สำนักงาน หรือหน่วยงานอื่นใดของรัฐ องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น รัฐวิสาหกิจ สถานทูต สถานที่ทำการของหน่วยงานราชการต่างประเทศ และสถานที่ทำการขององค์การระหว่างประเทศ ตลอดจนบริเวณที่เกี่ยวข้อง ซึ่งมีความต้องการพลังไฟฟ้าเฉลี่ยใน 15 นาทีสูงสุดตั้งแต่ 1,000 กิโลวัตต์ขึ้นไป หรือมีปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ย 3 เดือนก่อนหน้าเกิน 250,000 หน่วยต่อเดือน โดยต่อผ่านเครื่องวัดไฟฟ้าเครื่องเดียว

4.1 อัตราตามช่วงเวลาของวัน (Time of Day Rate : TOD)

	ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์)			ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/เดือน)	ค่าบริการ (บาท/หน่วย)
	Peak	Partail	Off Peak		
4.1.1 แรงดันตั้งแต่ 69 กิโลโวลท์ขึ้นไป	224.30	29.91	0	2.6506	312.24
4.1.2 แรงดัน 22 – 33 กิโลโวลท์	285.05	58.88	0	2.6880	312.24
4.1.3 แรงดันต่ ากว่า 22 กิโลโวลท์	332.71	68.22	0	2.7160	312.24

Peak : เวลา 18.30 – 21.30 น. ของทุกวัน

Partial : เวลา 08.00 – 18.30 น. ของทุกวัน (ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า คิดเฉพาะส่วนที่เกิน Peak)

Off Peak : เวลา 21.30 – 08.00 น. ของทุกวัน

4.2 อัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Rate : TOU)

	ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์)	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/เดือน)		ค่าบริการ (บาท/หน่วย)
	Peak	peak	Off Peak	
4.2.1 แรงดันตั้งแต่ 69 กิโลโวลท์ขึ้นไป	74.14	3.5982	2.1572	312.24
4.2.2 แรงดัน 22 – 33 กิโลโวลท์	132.9	3.7731	2.2695	312.24
4.2.3 แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลท์	210.00	3.9189	2.3027	312.24

อัตราขั้นต่ำ: ค่าไฟฟ้าต่ำสุดต้องไม่ต่ำกว่าร้อยละ 70 ของค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดในรอบ 12 เดือน ที่ผ่านมาสิ้นสุดในเดือนปัจจุบัน

หมายเหตุ 1. ประเภทที่ 4.2 กำหนดเป็นอัตราสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายใหม่ หรือผู้ใช้ไฟฟ้ารายเดิมที่เคยใช้ TOU แล้ว

2. ประเภทที่ 4.2 เป็นอัตราเลือกสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้ารายเดิมประเภทที่ 4.1 เมื่อใช้แล้วจะกลับไปใช้อัตราประเภทที่ 4.1 ไม่ได้ทั้งนี้ ผู้ใช้ไฟฟ้าจะต้องชำระค่าเครื่องวัด TOU และหรือค่าใช้จ่ายอื่นตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด

3. เดือนใดความต้องการพลังไฟฟ้าไม่ถึง 1,000 กิโลวัตต์ หรือการใช้ไฟฟ้าไม่เกิน 250,000 หน่วยต่อเดือน ค่าไฟฟ้ายังคงคำนวณตามอัตราดังกล่าว หากความต้องการพลังไฟฟ้าไม่ถึง 30 กิโลวัตต์ ติดต่อกันเป็นเวลา 12 เดือน และในเดือนถัดไปยังไม่ถึง 30 กิโลวัตต์อีก ให้เปลี่ยนประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าเป็นประเภทที่ 2.1

ประเภทที่ 5 กิจการเฉพาะอย่าง

สำหรับการใช้ไฟฟ้าเพื่อประกอบกิจการโรงแรม และ กิจการให้เช่าพักอาศัย ตลอดจนบริเวณที่เกี่ยวข้อง ซึ่งมีความต้องการพลังไฟฟ้าเฉลี่ยใน 15 นาที สูงสุด ตั้งแต่ 30 กิโลวัตต์ขึ้นไป โดยต่อผ่านเครื่องวัดไฟฟ้าเครื่องเดียว

5.1 อัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Rate : TOU)

	ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์)	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/เดือน)		ค่าบริการ (บาท/หน่วย)
	Peak	peak	Off Peak	
5.1.1 แรงดันตั้งแต่ 69 กิโลโวลท์ขึ้นไป	74.14	3.6917	2.2507	312.24
5.1.2 แรงดัน 22 – 33 กิโลโวลท์	132.93	3.7731	2.2695	312.24
5.1.3 แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลท์	210.00	3.9189	2.3027	312.24

5.2 อัตราสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าที่อยู่ระหว่างการติดมิเตอร์ TOU

	ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์)	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/เดือน)	ค่าบริการ (บาท/หน่วย)
5.2.1 แรงดันตั้งแต่ 69 กิโลโวลท์ขึ้นไป	220.56	2.7441	312.24
5.2.2 แรงดัน 22 – 33 กิโลโวลท์	256.07	2.7815	312.24
5.2.3 แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลท์	276.64	2.8095	312.24

อัตราขั้นต่ำ: ค่าไฟฟ้าต่ำสุดต้องไม่ต่ำกว่าร้อยละ 70 ของค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดในรอบ 12 เดือน ที่ผ่านมาสิ้นสุดในเดือนปัจจุบัน

หมายเหตุ 1. กรณีติดตั้งเครื่องวัดไฟฟ้าทางด้านแรงต่ำของหม้อแปลงซึ่งเป็นสมบัติของผู้ใช้ไฟฟ้า ให้คำนวณกิโลวัตต์ และหน่วยคิดเงิน เพิ่มขึ้นอีกร้อยละ 2 เพื่อครอบคลุมการสูญเสียในหม้อแปลงไฟฟ้าซึ่งมิได้วัดรวมไว้ด้วย

2. ประเภทที่ 5.1 กำหนดเป็นอัตราสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 5 ทุกราย ผู้ใช้ไฟฟ้าที่อยู่ระหว่างการติดตั้งมิเตอร์ TOU ให้คิดประเภทที่ 5.2 ไปก่อน

3. เดือนใดความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดไม่ถึง 30 กิโลวัตต์ ค่าไฟฟ้ายังคงคำนวณตามอัตราดังกล่าว หากความต้องการพลังไฟฟ้าไม่ถึง 30 กิโลวัตต์ ติดต่อกันเป็นเวลา 12 เดือน และในเดือนถัดไปก็ยังไม่ถึง 30 กิโลวัตต์อีก ให้เปลี่ยนประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าเป็นประเภทที่ 2.1

ประเภทที่ 6 องค์กรที่ไม่แสวงหากำไร

สำหรับการใช้ไฟฟ้าขององค์กรที่ไม่ใช่ส่วนราชการแต่มีวัตถุประสงค์ในการให้บริการโดยไม่คิดค่าตอบแทน โดยต่อผ่านเครื่องวัดไฟฟ้าเครื่องเดียว

6.1 อัตราปกติ

	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/เดือน)	ค่าบริการ (บาท/หน่วย)
6.1.1 แรงดันตั้งแต่ 69 กิโลโวลท์ขึ้นไป	3.0493	312.24
6.1.2 แรงดัน 22 – 33 กิโลโวลท์	3.2193	312.24
6.1.3 แรงดันต่ ากว่า 22 กิโลโวลท์		312.24
10 หน่วยแรก (หน่วยที่ 0 – 10)	2.4357	
เกิน 10 หน่วยขึ้นไป (หน่วยที่ 11 เป็นต้นไป)	3.5263	

6.2 อัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Rate : TOU)

	ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์)	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/เดือน)		ค่าบริการ (บาท/หน่วย)
	Peak	Peak	Off Peak	
6.2.1 แรงดันตั้งแต่ 69 กิโลโวลท์ขึ้นไป	74.14	3.6917	2.207	312.24
6.2.2 แรงดัน 22 – 33 กิโลโวลท์	132.93	3.7731	2.2695	312.24
6.2.3 แรงดันต่ ากว่า 22 กิโลโวลท์	210.00	3.9189	2.3027	312.24

อัตราขั้นต่ำ: ประเภทที่ 6.2 ค่าไฟฟ้าต่ำสุดต้องไม่ต่ำกว่าร้อยละ 70 ของค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดในรอบ 12 เดือน ที่ผ่านมาสิ้นสุดในเดือนปัจจุบัน

หมายเหตุ 1. ผู้ใช้ไฟฟ้าหน่วยราชการ สำนักงาน หรือหน่วยงานอื่นใดของรัฐ องค์กรปกครองส่วนท้องถิ่น ซึ่งมีปริมาณการใช้พลังงาน ไฟฟ้าเฉลี่ย 3 เดือน ก่อนหน้าไม่เกิน 250,000 หน่วยต่อเดือน ยังคงคิดอัตราค่าไฟฟ้าประเภทที่ 6 องค์กรที่ไม่แสวงหากำไร ถึงค่าไฟฟ้าประจำเดือน กันยายน

2555 และตั้งแต่ค่าไฟฟ้าประจำเดือน ตุลาคม 2555 เป็นต้นไป จะจัดเข้าประเภทที่ 2 หรือ 3 หรือ 4 แล้วแต่กรณี

2. กรณีติดตั้งเครื่องวัดไฟฟ้าทางด้านแรงต่ำของหม้อแปลงซึ่งเป็นสมบัติของผู้ใช้ไฟฟ้า ให้คำนวณกิโลวัตต์ และหน่วยคิดเงิน เพิ่มขึ้นอีกร้อยละ 2 เพื่อครอบคลุมการสูญเสียในหม้อแปลงไฟฟ้าซึ่งมิได้วัดรวมไว้ด้วย

3. ประเภทที่ 6.2 เป็นอัตราเลือก เมื่อใช้แล้วจะกลับไปใช้อัตราประเภทที่ 6.1 ไม่ได้ ทั้งนี้ผู้ใช้ไฟฟ้าจะต้องชำระค่าไฟฟ้าเครื่องวัด TOU และหรือค่าใช้จ่ายอื่นตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนดประเภทที่ 5 กิจการเฉพาะอย่าง

ประเภทที่ 7 สูบน้ำเพื่อการเกษตร

สำหรับการใช้ไฟฟ้ากับเครื่องสูบน้ำเพื่อการเกษตรของหน่วยราชการ สหกรณ์เพื่อการเกษตร กลุ่มเกษตรกรที่จดทะเบียนจัดตั้งกลุ่มเกษตรกร กลุ่มเกษตรกรที่หน่วยราชการรับรอง โดยต่อผ่านเครื่องวัดไฟฟ้าเครื่องเดียว

7.1 อัตราปกติ

	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/เดือน)	ค่าบริการ (บาท/หน่วย)
		115.16
100 หน่วยแรก (หน่วยที่ 0 – 100)	1.6033	
เกิน 100 หน่วยขึ้นไป (หน่วยที่ 101 เป็นต้นไป)	2.7549	

7.2 อัตราตามช่วงเวลาของการใช้ (Time of Use Rate : TOU)

	ค่าความต้องการพลังไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์)	ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/เดือน)		ค่าบริการ (บาท/หน่วย)
	Peak	Peak	Off Peak	
7.2.1 แรงดัน 22 – 33 กิโลโวลท์	132.93	3.6531	2.1495	228.17
7.2.2 แรงดันต่ำกว่า 22 กิโลโวลท์	210.00	3.7989	2.1827	228.17

อัตราขั้นต่ำ: ประเภทที่ 7.2 ค่าไฟฟ้าต่ าสุดต้องไม่ต่ ากว่าร้อยละ 70 ของค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุดในรอบ 12 เดือน ที่ผ่านมาสิ้นสุดในเดือนปัจจุบัน

หมายเหตุ 1. กรณีติดตั้งเครื่องวัดไฟฟ้าทางด้านแรงต่ำของหม้อแปลงซึ่งเป็นสมบัติของผู้ใช้ไฟฟ้าหรือหม้อแปลงของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค (เฉพาะที่ติดตั้งเครื่องวัดไฟฟ้าทางด้านแรงต่ำประกอบ ซี.

ที.) ให้คำนวณกิโลวัตต์ และหน่วยคิดเงินเพิ่มขึ้นอีกร้อยละ 2 เพื่อครอบคลุมการสูญเสียในหม้อแปลงไฟฟ้าซึ่งมิได้วัดรวมไว้ด้วย

2. ประเภทที่ 7.2 เป็นอัตราเลือก เมื่อใช้แล้วจะกลับไปใช้อัตราประเภทที่ 7.1 ไม่ได้ ทั้งนี้ ผู้ใช้ไฟฟ้าจะต้องชำระค่าเครื่องวัด TOU และหรือค่าใช้จ่ายอื่นตามที่การไฟฟ้าส่วนภูมิภาคกำหนด

ประเภทที่ 8 ไฟฟ้าชั่วคราว

สำหรับการใช้ไฟฟ้าเพื่องานก่อสร้าง งานที่จัดขึ้นเป็นพิเศษชั่วคราว สถานที่ที่ไม่มีทะเบียนบ้านของสำนักงานทะเบียนส่วนท้องถิ่น และการใช้ไฟฟ้าที่ยังปฏิบัติไม่ถูกต้องตามระเบียบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค โดยต่อผ่านเครื่องวัดไฟฟ้าเครื่องเดียว

ค่าพลังงานไฟฟ้า (ทุกระดับแรงดัน) หน่วยละ 6.3434 บาท

หมายเหตุ ผู้ใช้ไฟฟ้าที่ใช้อัตราประเภทนี้ หากมีความประสงค์จะขอเปลี่ยนแปลงการใช้ไฟฟ้าเป็นอย่างอื่น หรือการไฟฟ้า ส่วนภูมิภาคตรวจพบว่าได้เปลี่ยนแปลงการใช้ไฟฟ้าเป็นอย่างอื่นแล้ว เช่น เพื่อประกอบธุรกิจ หรืออุตสาหกรรม หรือบ้านอยู่อาศัย ฯลฯ เมื่อได้ยื่นคำร้องขอใช้ไฟฟ้าถาวรต่อการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคในท้องถิ่นนั้น พร้อมกับเดินสาย และติดตั้งอุปกรณ์ภายในให้เรียบร้อยถูกต้องตามมาตรฐาน และชำระเงินค่าธรรมเนียมการใช้ไฟฟ้าแบบถาวรให้ครบถ้วน ตามหลักเกณฑ์ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคแล้ว ค่าไฟฟ้าจะคิดตามอัตราประเภทที่ 1 – 7 แล้วแต่กรณี

ข้อกำหนดช่วงเวลาอัตรา TOU	
Peak : เวลา 09.00 น. – 22.00 น. วันจันทร์ – ศุกร์ และวันพืชมงคล	Off Peak : เวลา 22.00 น.– 09.00 น. วันจันทร์ – ศุกร์ และวันพืชมงคล : เวลา 00.00 น.– 24.00 น. วันเสาร์ – อาทิตย์, วันแรงงานแห่งชาติ, วันพืชมงคลที่ตรงกับวันเสาร์– อาทิตย์และวันหยุดราชการตามปกติ (ไม่รวมวันหยุดชดเชย)

ข้อกำหนดเกี่ยวกับอัตราค่าไฟฟ้า

1. ค่าเพาเวอร์แฟคเตอร์จะเรียกเก็บกับผู้ใช้ไฟฟ้าที่คิดค่าความต้องการพลังไฟฟ้า ซึ่งมีเพาเวอร์แฟคเตอร์แลค (Lag) เฉพาะเดือนที่มีความต้องการพลังไฟฟ้ารีแอคตีฟเฉลี่ยใน 15 นาทีที่สูงสุดเกินกว่าร้อยละ 61.97 ของความต้องการพลังไฟฟ้าแอคตีฟเฉลี่ย ใน 15 นาทีที่สูงสุด เมื่อคิดเป็นกิโลวัตต์แล้ว โดยส่วนที่เกินจะต้องเสียค่าเพาเวอร์แฟคเตอร์ในอัตรากิโลวาร์ (KVAR) ละ 56.07 บาท (เศษของกิโลวาร์ ถ้าไม่ถึง 0.5 กิโลวาร์ตัดทิ้ง ตั้งแต่ 0.5 กิโลวาร์ขึ้นไปคิดเป็น 1 กิโลวาร์)

2. อัตราค่าไฟฟ้าข้างต้น ยังไม่รวมภาษีมูลค่าเพิ่ม

3. ค่าไฟฟ้าที่เรียกเก็บในแต่ละเดือน ประกอบด้วย ค่าไฟฟ้าตามอัตราข้างต้น ค่าไฟฟ้าผันแปร (Ft) และภาษีมูลค่าเพิ่ม

อัตราค่าไฟฟ้าข้างต้น เริ่มใช้ตั้งแต่ ค่าไฟฟ้าประจำเดือนกรกฎาคม 2554 **เป็นต้นไป**

ภาคผนวก ข

ตารางการวิเคราะห์ลงทุน (VSPP) ขนาด 10 MW

วิเคราะห์ผลตอบแทนการลงทุน (VSPP 3.0 MW)

ปีที่	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
ผลตอบแทนที่ได้รับ																									
รายได้จากElecuic Sale		185,555,507	185,555,507	185,555,507	185,555,507	185,555,507	185,555,507	185,555,507	185,555,507	185,555,507	185,555,507	185,555,507	185,555,507	185,555,507	185,555,507	185,555,507	185,555,507	185,555,507	185,555,507	185,555,507	185,555,507	185,555,507	185,555,507	185,555,507	185,555,507
ผลตอบแทนรับ		185,555,507	185,555,507	185,555,507	185,555,507	185,555,507	185,555,507	185,555,507	185,555,507	185,555,507	185,555,507	185,555,507	185,555,507	185,555,507	185,555,507	185,555,507	185,555,507	185,555,507	185,555,507	185,555,507	185,555,507	185,555,507	185,555,507	185,555,507	185,555,507
ค่าใช้จ่ายที่เพิ่มขึ้น																									
เงินทุนค่าบเพิ่ม	1,417,000	11,602,000	90,682,000	90,682,000	90,682,000	90,682,000	90,682,000	90,682,000	90,682,000	90,682,000	90,682,000	90,682,000	90,682,000	90,682,000	90,682,000	90,682,000	90,682,000	90,682,000	90,682,000	90,682,000	90,682,000	90,682,000	90,682,000	90,682,000	90,682,000
ค่าใช้จ่ายในการขาย		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ดอกเบี้ยจ่าย	0	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ค่าเสื่อมราคา		27,666,667	27,666,667	27,666,667	27,666,667	27,666,667	27,666,667	27,666,667	27,666,667	27,666,667	27,666,667	27,666,667	27,666,667	27,666,667	27,666,667	27,666,667	27,666,667	1,666,667	1,666,667	1,666,667	1,666,667	1,666,667	1,666,667	1,666,667	1,666,667
ผลตอบแทนสุทธิก่อนหักภาษี	**-1,417,000**	**146,286,840**	**67,206,840**	**67,206,840**	**67,206,840**	**67,206,840**	**67,206,840**	**67,206,840**	**67,206,840**	**67,206,840**	**67,206,840**	**67,206,840**	**67,206,840**	**67,206,840**	**67,206,840**	**67,206,840**	**67,206,840**	**93,206,840**	**93,206,840**	**93,206,840**	**93,206,840**	**93,206,840**	**93,206,840**	**93,206,840**	**93,206,840**
ภาษีเงินได้นิติบุคคล	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
บวก ค่าเสื่อมราคา		27,666,667	27,666,667	27,666,667	27,666,667	27,666,667	27,666,667	27,666,667	27,666,667	27,666,667	27,666,667	27,666,667	27,666,667	27,666,667	27,666,667	27,666,667	27,666,667	1,666,667	1,666,667	1,666,667	1,666,667	1,666,667	1,666,667	1,666,667	1,666,667
กระแสเงินสดสุทธิก่อนภาระหนี้พิน	**-1,417,000**	**173,953,507**	**94,873,507**	**94,873,507**	**94,873,507**	**94,873,507**	**94,873,507**	**94,873,507**	**94,873,507**	**94,873,507**	**94,873,507**	**94,873,507**	**94,873,507**	**94,873,507**	**94,873,507**	**94,873,507**	**94,873,507**	**94,873,507**	**94,873,507**	**94,873,507**	**94,873,507**	**94,873,507**	**94,873,507**	**94,873,507**	**94,873,507**
เงินทุน	-440,000,000																								
เงินกู้ -L-T	308,000,000																								
ทุน	132,000,000																								
ยอดกระแสเงินสดสะสม		-1,417,000	128,536,507	179,410,014	230,283,521	281,157,027	332,030,534	382,904,041	433,777,548	528,651,055	623,524,562	718,398,068	813,271,575	908,145,082	1,003,018,589	1,097,892,096	1,192,765,603	1,287,639,110	1,382,512,616	1,477,386,123	1,572,259,630	1,667,133,137	1,762,006,644	1,856,880,151	1,951,753,658
จ่ายเงินกู้		-44,000,000	-44,000,000	-44,000,000	-44,000,000	-44,000,000	-44,000,000	-44,000,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
กระแสเงินสดสุทธิ	**-1,417,000**	**129,536,507**	**178,410,014**	**230,283,521**	**281,157,027**	**332,030,534**	**382,904,041**	**433,777,548**	**528,651,055**	**623,524,562**	**718,398,068**	**813,271,575**	**908,145,082**	**1,003,018,589**	**1,097,892,096**	**1,192,765,603**	**1,287,639,110**	**1,382,512,616**	**1,477,386,123**	**1,572,259,630**	**1,667,133,137**	**1,762,006,644**	**1,856,880,151**	**1,951,753,658**	**2,046,627,164**
กระแสเงินสด	308,000,000	264,000,000	220,000,000	176,000,000	132,000,000	88,000,000	44,000,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Cash Flow For IRR																									
PATAT	-1,417,000	173,953,507	94,873,507	94,873,507	94,873,507	94,873,507	94,873,507	94,873,507	94,873,507	94,873,507	94,873,507	94,873,507	94,873,507	94,873,507	94,873,507	94,873,507	94,873,507	94,873,507	94,873,507	94,873,507	94,873,507	94,873,507	94,873,507	94,873,507	94,873,507
Income Tax Provision	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Net Operating Profit After Tax	-1,417,000	146,286,840	67,206,840	67,206,840	67,206,840	67,206,840	67,206,840	67,206,840	67,206,840	67,206,840	67,206,840	67,206,840	67,206,840	67,206,840	67,206,840	67,206,840	67,206,840	93,206,840	93,206,840	93,206,840	93,206,840	93,206,840	93,206,840	93,206,840	93,206,840
Depreciation	0	27,666,667	27,666,667	27,666,667	27,666,667	27,666,667	27,666,667	27,666,667	27,666,667	27,666,667	27,666,667	27,666,667	27,666,667	27,666,667	27,666,667	27,666,667	27,666,667	1,666,667	1,666,667	1,666,667	1,666,667	1,666,667	1,666,667	1,666,667	1,666,667
Working Capital Changed	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Capital Expenditure	-440,000,000	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Free Cash Flow	**-441,417,000**	**173,953,507**	**94,873,507**	**94,873,507**	**94,873,507**	**94,873,507**	**94,873,507**	**94,873,507**	**94,873,507**	**94,873,507**	**94,873,507**	**94,873,507**	**94,873,507**	**94,873,507**	**94,873,507**	**94,873,507**	**94,873,507**	**94,873,507**	**94,873,507**	**94,873,507**	**94,873,507**	**94,873,507**	**94,873,507**	**94,873,507**	**94,873,507**

IRR	24.07%			
NPV	640,868,255 Bath	Discount 7.25%	ผลตอบแทนสุทธิก่อนหักภาษี(Total)	952,788,922 Baht
PAYBACK	3.82 ปี		Net Cashflow(Total)	1,407,309,086 Baht
B/C Ratio	2.07			

ประวัติผู้วิจัย

ชื่อ นายจิรัฏฐ์ อัครสินสมบัติ

ภูมิลำเนา 278 หมู่ 1 ตำบลนาปรัง อ.ปง
จ.พะเยา 56140

ประวัติการศึกษา

- จบการศึกษาระดับมัธยมศึกษาตอนปลาย
  โรงเรียนตากพิทยาคม จ.ตาก
- ปัจจุบันกำลังศึกษาอยู่ในระดับปริญญาตรี
  ชั้นปีที่ 4 สาขาวิศวกรรมอุตสาหการ

คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยนเรศวร

E-mail: noperboy@hotmail.com

ชื่อ นายฤทธิพร ก้อนคำ

ภูมิลำเนา 33/1 หมู่ 2 ตำบลบ้านคลอง
อ.เมือง จ.พิษณุโลก 65000

ประวัติการศึกษา

- จบการการศึกษาระดับมัธยมศึกษาตอนปลาย
  โรงเรียนพิษณุโลกพิทยาคม จ.พิษณุโลก
- ปัจจุบันกำลังศึกษาอยู่ในระดับปริญาตรี
  ชั้นปีที่ 4 สาขาวิศวกรรมศาสตร์
  คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยนเรศวร

E-mail: jangwarstar@hotmail.com