การวิเคราะห์เงื่อนไขในการลงทุนสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก

นางสาวกุณฑีรา ประทักษ์นุกูล

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมอุตสาหการ ภาควิชาวิศวกรรมอุตสาหการ
คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
ปีการศึกษา 2553
ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

AN ANALYSIS OF INVESTMENT CONDITIONS FOR A SMALL POWER PRODUCER

Miss Kunteera Pratuknukul

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

A Thesis Submitted in Partial Fulfillment of the Requirements

for the Degree of Master of Engineering Program in Industrial Engineering

Department of Industrial Engineering

Faculty of Engineering

Chulalongkorn University

Academic Year 2010

Copyright of Chulalongkorn University

หัวข้อวิทยานิพนธ์	การวิเคราะห์เงื่อนไขในการลงทุนสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก
โดย	นางสาวกุณฑีรา ประทักษ์นุกูล
สาขาวิชา	วิศวกรรมอุตสาหการ
อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก	รองศาสตราจารย์ สุทัศน์ รัตนเกื้อกังวาน

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้นับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญามหาบัณฑิต

..... คณบดีคณะวิศวกรรมศาสตร์
(รองศาสตราจารย์ ดร. บุญสม เลิศหิรัญวงศ์)

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

..... ประธานกรรมการ
(ศาสตราจารย์ ดร.ศิริจันทร์ ทองประเสริฐ)

..... อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก
(รองศาสตราจารย์ สุทัศน์ รัตนเกื้อกังวาน)

..... กรรมการ
(รองศาสตราจารย์ ดร.ปารเมศ ชุติมา)

..... กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย
(รองศาสตราจารย์ ดร.วันชัย วิจิรวนิช)

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

กุณฑีรา ประทักษ์นุกูล : การวิเคราะห์เงื่อนไขในการลงทุนสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก. (AN ANALYSIS OF INVESTMENT CONDITIONS FOR A SMALL POWER PRODUCER) อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก : รศ.สุทัศน์ รัตนเกื้อกังวาน, 195 หน้า.

งานวิจัยนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาโครงสร้างต้นทุนของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก เพื่อดูทิศทางในการแข่งขัน และ เป็นแนวทางในการตัดสินใจในการลงทุนของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กโดยศึกษาตามกลุ่มกระบวนการผลิตไฟฟ้า คือ การผลิตไฟฟ้าด้วยระบบพลังความร้อนร่วมซึ่งประกอบด้วยเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติและถ่านหิน และ การผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียน ประกอบด้วยพลังลม พลังแสงอาทิตย์ และ ชีวมวล

การวิเคราะห์เงื่อนไขในการลงทุนของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กนี้แบ่งออกเป็น 4 ด้าน คือ 1) สถานที่ตั้งของโรงไฟฟ้า 2) ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม 3) ปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้า และ 4) การกำหนดส่วนเพิ่มราคาค่าไฟฟ้า ซึ่งผลที่ได้จากการวิเคราะห์คือ สถานที่ตั้งของโรงไฟฟ้าประเภทต่างๆควรจะมีความเหมาะสมกับโรงไฟฟ้าประเภทนั้นๆ เช่น โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมควรจะอยู่ใกล้แหล่งน้ำ ใกล้แหล่งเชื้อเพลิง อยู่ภายในนิคมอุตสาหกรรม และ อยู่ใกล้สายส่งไฟฟ้า โรงไฟฟ้าพลังงานลม ควรอยู่ในสถานที่ที่มีศักยภาพพลังงานลมที่ดีคือมีความเร็วลมเฉลี่ยทั้งปีมากกว่า 6 เมตรต่อวินาที และ อยู่ใกล้สายส่ง เป็นต้น ในด้านของผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมต้องทำการจัดทำการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมตามกฎเกณฑ์ที่สำนักวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมกำหนดไว้ ในด้านปริมาณกำลังการผลิตไฟฟ้าสรุปได้ว่ายิ่งลงทุนมากความคุ้มค่าก็จะยิ่งมาก และทางด้านการกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า กระบวนการผลิตไฟฟ้าประเภทพลังงานลม พลังงานแสงอาทิตย์ และชีวมวล ควรได้รับส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า 3.34, 7.34 และ 0.84 บาท/หน่วย ตามลำดับ เพื่อเป็นการส่งเสริมให้มีการใช้พลังงานหมุนเวียนในประเทศให้คุ้มค่า และ เป็นประโยชน์มากที่สุด

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ภาควิชา วิศวกรรมอุตสาหการ ลายมือชื่อนิสิต กุณฑีรา ประทักษ์นุกูล

สาขาวิชา วิศวกรรมอุตสาหการ ลายมือชื่อ อ.ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก

ปีการศึกษา 2553

5070660021 : MAJOR INDUSTRIAL ENGINEERING

KEYWORDS : COST STRUCTURE / COST ANALYSIS / CLUSTER ANALYSIS

KUNTEERA PRATUKNUKUL : AN ANALYSIS OF INVESTMENT CONDITIONS FOR A SMALL POWER PRODUCER. THESIS ADVISOR : ASSOC.PROF. SUTHAS RATTANAKUAKANGWAN, 195 pp.

The purpose of the study is to analyze the investment conditions for a small power producer as information for investor's decision making. The analysis is conducted by the type of technologies; natural gas-cogeneration, coal-cogeneration, and renewable technologies, as wind, solar, biomass.

The investment conditions are categorized in to 4 aspects; 1) plant location, 2) environmental effects, 3) plant capacity, and 4) adder. The study can be concluded that the plants should be located nearby their resources, for example, cogeneration plant should be located in the industrial estate; and nearby the water resources, and energy resources. For wind power plants, the plant should be located on where the average wind velocity should exceed 6 meter per second for the whole year period. In addition, the capacity of the transmission and distribution system nearby the plants is another factor concerned. For environmental concerned, the EIA certificate should be acquired according to the regulation. For the capacity of the plant, the study can conclude that the bigger is the better. For adder, 3.34, 7.34 and 0.84 baht per unit are the suitable rate for wind, solar and biomass, respectively in order to promote renewable energies and more economic investment.

Department : Industrial Engineering Student's Signature Kunteera Pratuknukul

Field of Study : Industrial Engineering Advisor's Signature

Academic Year : 2010

กิตติกรรมประกาศ

ในการทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ผู้เขียนขอกราบขอบพระคุณ รศ.สุทัศน์ รัตนเกื้อกังวาน อาจารย์ที่ปรึกษาในการทำวิทยานิพนธ์ และเป็นผู้เสนอแนะแนวทางในการทำวิทยานิพนธ์จนสำเร็จลุล่วงอย่างสมบูรณ์ ขอกราบขอบพระคุณประธานกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ ศ.ดร.ศิริจันทร์ ทองประเสริฐ และคณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ รศ.ดร.ปารเมศ ชุติมา รศ.ดร.วันชัย วิจิรวนิช ที่ให้ความรู้และคำแนะนำอันเป็นประโยชน์ต่อการทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นอย่างมาก

ขอขอบคุณสถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย สำหรับทุนสนับสนุนการจัดทำงานวิจัยนี้

ขอขอบคุณเพื่อนๆ และพี่น้องหน่วยปฏิบัติการวิจัย การบริหารอุตสาหกรรมและเทคโนโลยีทุกคน ที่ช่วยเหลือในด้านเอกสาร การเตือนกำหนดส่งบทความและเตรียมนำเสนอเพื่อให้ทันตามกำหนด รวมไปจนถึงขั้นตอนต่างๆ ในการส่งรูปเล่มจนสำเร็จลุล่วงออกมาด้วยดี ขอขอบพระคุณสถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัยเป็นอย่างสูง ที่ให้ทุนสนับสนุนงานวิจัยในครั้งนี้

ท้ายสุดนี้ ผู้วิจัยใคร่ขอกราบขอบพระคุณ บิดา มารดา และ ครอบครัว ซึ่งสนับสนุนและให้กำลังใจแก่ผู้วิจัยเสมอมาจนวิทยานิพนธ์สามารถสำเร็จลุล่วงด้วยดี

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อภาษาไทย ..... ง
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ ..... จ
กิตติกรรมประกาศ ..... ฉ
สารบัญ ..... ช
สารบัญตาราง ..... ฎ
สารบัญรูป ..... ฐ

บทที่ 1 : บทนำ 1
1.1 ความเป็นมาและเหตุผลในการศึกษาวิจัย 1
1.2 วัตถุประสงค์ของงานวิจัย 10
1.3 ขอบเขตของงานวิจัย 10
1.4 ขั้นตอนการดำเนินงานวิจัย 10
1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ 11

บทที่ 2 : ทฤษฎี และงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง 12
2.1 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง 12
2.1.1 ระบบต้นทุน 12
2.1.2 ทฤษฎีการผลิต 17
2.1.3 ฟังก์ชันต้นทุน 22
2.1.4 การศึกษาทางด้านการเงิน 30
2.1.5 วิธีคิดค่าเสื่อมราคา 35
2.1.6 การวิเคราะห์ผลตอบแทนการลงทุน 38
2.1.7 การถดถอยเชิงเส้น 41
2.2 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง 43

บทที่ 3 : ข้อมูลเบื้องต้นของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก 48
3.1 ข้อมูลเบื้องต้น 48
3.1.1 ความเป็นมาของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก 48

หน้า

3.1.2 วัตถุประสงค์ของการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็ก 51
3.2 การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก 51
3.3 การจัดกลุ่มกระบวนการผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก 53
3.3.1 กระบวนการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบพลังความร้อนร่วม 53
3.3.2 กระบวนการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียน 53
3.4 กระบวนการผลิตไฟฟ้า 56
3.4.1 การผลิตไฟฟ้าโดยกระบวนการพลังความร้อนร่วม 56
3.4.2 การผลิตไฟฟ้าโดยใช้พลังงานหมุนเวียนจากธรรมชาติ 60
3.5 แผนงานในการผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก 65

บทที่ 4 : โครงสร้างต้นทุน และ รายได้ที่เกิดจากการผลิตไฟฟ้า 79
4.1 โครงสร้างต้นทุน 79
4.1.1 การผลิตไฟฟ้าด้วยระบบพลังความร้อนร่วม 79
4.1.2 การผลิตไฟฟ้าโดยใช้พลังงานหมุนเวียน..... 81
4.2 รายได้จากการขายไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก 83
4.2.1 รายได้ของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กสัญญาแบบ Firm 83
4.2.2 รายได้ของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กสัญญาแบบ Non-Firm 86

บทที่ 5 : เงื่อนไขในการลงทุน 88
5.1 สถานที่ตั้งโรงไฟฟ้า 88
5.1.1 กระบวนการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบพลังความร้อนร่วม 88
5.1.2 กระบวนการผลิตไฟฟ้าโดยใช้พลังงานหมุนเวียน..... 90
5.2 ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม 107
5.2.1 กระบวนการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบพลังความร้อนร่วม 118
5.2.2 กระบวนการผลิตไฟฟ้าโดยใช้พลังงานหมุนเวียน..... 120
5.3 ปริมาณการผลิตไฟฟ้า 131
5.4 การกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก 133
5.4.1 ประเภทสัญญา Firm 133

หน้า

5.4.2 ประเภทสัญญา Non-Firm 134

บทที่ 6 : กรณีศึกษา 135
6.1 การคัดเลือกกรณีศึกษา 135
6.2 สมมติฐานของกรณีศึกษา 139
6.3 ปัจจัยที่มีผลต่อการลงทุน 141
6.3.1 ด้านการตลาด 141
6.3.2 ด้านเทคนิค 141
6.3.3 ด้านการเงิน 142
6.4 แบบจำลองที่ใช้ในการวิเคราะห์ 143
6.4.1 ส่วนของรายรับ 143
6.4.2 ส่วนของเงินลงทุน 162
6.4.3 ส่วนของรายจ่าย 163
6.4.4 ตัวชี้วัดทางการเงินที่สำคัญ 164
6.4.5 การสร้างแบบจำลอง 166
6.5 การวิเคราะห์ปัจจัยที่มีผลต่อเงื่อนไขในการลงทุน 171
6.5.1 ด้านการตลาด 172
6.5.2 ด้านเทคนิค 173
6.5.3 ด้านการเงิน 174
6.6 การวิเคราะห์ความไวของปัจจัย 175

บทที่ 7 : สรุปผลการวิจัย และ ข้อเสนอแนะ 180
7.1 สรุปผลการวิจัย 180
7.1.1 การจัดกลุ่มกระบวนการผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก 180
7.1.2 สัดส่วนโครงสร้างต้นทุน 183
7.1.3 รายได้จากการขายไฟฟ้า 185
7.1.4 เงื่อนไขในการลงทุน 187
7.1.5 การศึกษากรณีศึกษา 188

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

หน้า

7.1.6 การวิเคราะห์ความไวของปัจจัย 191
7.2 ข้อเสนอแนะเพิ่มเติม 191

รายการอ้างอิง 193

ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์ 195

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

สารบัญตาราง

ตารางที่ หน้า

1-1 ปริมาณการใช้ไฟฟ้าแยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า ตั้งแต่ปี พ.ศ.2542 - พ.ศ.2552 3
1-2 ความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุดของประเทศไทย ตั้งแต่ปี พ.ศ.2542 – พ.ศ.2552 .. 5
2-1 ข้อมูลปัจจัยการผลิต-ผลผลิต 20
2-2 เงินลงทุนของโครงการ 32
2-3 การประมาณการต้นทุนสินค้าขาย ตั้งแต่ปีแรกจนสิ้นสุดโครงการ (บาท) 33
2-4 การประมาณการงบกำไร – ขาดทุน ตั้งแต่ปีแรกจนสิ้นสุดโครงการ (บาท) 33
2-5 การประมาณการงบกระแสเงินสด (เพื่อใช้วางแผน) ตั้งแต่ปีแรกจนสิ้นสุดโครงการ 34
3-1 ความเป็นมาของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก 48
3-2 แผนงานในการผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กประเภทสัญญา Firm 66
3-3 แผนงานในการผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กประเภทสัญญา Non-Firm... 74
3-2 แผนงานในการผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก ประเภทสัญญา Firm 66
4-1 รายได้ต่อหน่วยของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กประเภทสัญญา Firm 85
4-2 รายได้ต่อหน่วยของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กประเภทสัญญา Non-Firm..... 87
5-1 แหล่งพลังงานลมที่ดีจากแผนที่ศักยภาพพลังงานลม..... 93
5-2 รายละเอียดพื้นที่ปลูกของชีวมวลชนิดต่างๆ..... 98
5-3 ศักยภาพของการผลิตชีวมวลในประเทศไทยปี 2550/2551 99
5-4 มาตรฐานคุณภาพอากาศในบรรยากาศโดยทั่วไป 108
5-5 ค่ามาตรฐานควบคุมการปล่อยทิ้งอากาศเสียจากโรงไฟฟ้า 110
5-6 มาตรฐานคุณภาพน้ำทิ้งจากโรงงานอุตสาหกรรม และ นิคมอุตสาหกรรม 111
5-7 มาตรฐานคุณภาพเสียง 116
5-8 ต้นทุนต่อหน่วยของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก 133
5-9 ราคาขายต่อหน่วยของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กประเภทสัญญา Firm 133
5-10 ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กประเภทสัญญา Firm 134
5-11 ราคาขายต่อหน่วยของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กประเภทสัญญา Non-Firm 134
5-12 ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กประเภทสัญญา Non-Firm 134

ตารางที่ หน้า

6-1 ชนิดของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าด้วยกระบวนการ Cogeneration..... 139
6-2 สมมติฐานของโครงการ..... 140
6-3 เปอร์เซ็นต์ความพร้อมในการเดินโรงไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก..... 145
6-4 การคำนวณหาค่าพลังไฟฟ้า..... 146
6-5 การหาหน่วยการผลิตไฟฟ้า..... 148
6-6 การคำนวณหาอัตราค่าพลังไฟฟ้าต่อหน่วย..... 149
6-7 รายได้ที่เกิดจากการขายไฟฟ้าให้ กฟผ..... 153
6-8 การคำนวณหารายได้ต่อหน่วยจากการขายไฟฟ้าให้ลูกค้าภายในนิคม..... 154
6-9 การหาหน่วยการผลิตไฟฟ้าที่ผลิตไฟฟ้าขายให้กับลูกค้าในนิคม..... 155
6-10 การคำนวณหารายได้จากการขายไฟฟ้าให้ลูกค้าภายในนิคม..... 157
6-11 การหาปริมาณไอน้ำ..... 159
6-12 การคำนวณหารายได้จากการขายไอน้ำให้ลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรม..... 160
6-13 รายได้ของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก..... 161
6-14 ค่าก่อสร้าง ติดตั้ง และทดลอง..... 162
6-15 เงินลงทุนของโครงการ..... 162
6-16 การหาจำนวนหน่วยผลิตไฟฟ้า..... 163
6-17 การหารายจ่ายที่เกิดจากการผลิตไฟฟ้า..... 164
6-18 การวิเคราะห์ NPV IRR และ ระยะเวลาคืนทุน ของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษา..... 168
6-19 มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการในแต่ละช่วงการเปลี่ยนแปลงของปัจจัย..... 177
7-1 สัดส่วนโครงสร้างต้นทุนของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก..... 185
7-2 ส่วนประกอบของรายได้ของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก..... 186
7-3 เงื่อนไขทางด้านสถานที่..... 187
7-4 สรุปเงื่อนไขในการลงทุนที่ทำให้สภาพการณ์เอื้อต่อการลงทุน..... 190

สารบัญรูป

รูปที่		หน้า
1-1	ปริมาณการใช้ไฟฟ้าแยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า ตั้งแต่ปี พ.ศ.2542 - พ.ศ.2552	2
1-2	ความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุดของประเทศไทย ตั้งแต่ปี พ.ศ.2542 – พ.ศ.2552	4
1-3	โครงสร้างระบบไฟฟ้าเบื้องต้น	7
1-4	โครงสร้างอุตสาหกรรมไฟฟ้าของประเทศไทย	8
1-5	สัดส่วนกำลังผลิตไฟฟ้า (ณ ธันวาคม 2552)	9
2-1	ลักษณะของเส้นผลผลิตชนิดต่างๆ	20
2-2	เส้นต้นทุนรวม ต้นทุนผันแปร และต้นทุนคงที่	24
2-3	เส้นต้นทุนการผลิตระยะสั้นประเภทต่างๆ	25
2-4	เส้นต้นทุนเฉลี่ยระยะยาว	26
2-5	ปริมาณการผลิตที่ทำให้กำไรสูงสุดโดยเปรียบเทียบระหว่างค่า TR และ TC	29
2-6	ปริมาณการผลิตที่ทำให้กำไรสูงสุดโดยเปรียบเทียบระหว่างค่า MR และ MC	30
2-7	ตัวอย่างการคำนวณสมการถดถอยเชิงเส้น	43
3-1	สรุปข้อกำหนดของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก SPP	52
3-2	โรงไฟฟ้าประเภทต่างๆของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก	55
3-3	แผนภาพการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมที่ใช้ก๊าซธรรมชาติ	57
3-4	แผนภาพการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง	59
3-5	หลักการทำงานในการผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระ	60
3-6	หลักการทำงานในการผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบต่อกับระบบจำหน่าย	61
3-7	ทำงานในการผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบผสมผสาน	62
3-8	กังหันลมแบบแนวแกนนอน	62
3-9	หลักการทำงานในการผลิตกระแสไฟฟ้าโดยใช้ชีวมวลเป็นเชื้อเพลิง	64
3-10	สัดส่วนของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ประเภทสัญญา Firm และ Non-Firm	65
3-11	สัดส่วนกำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา ประเภทสัญญา Firm	73
3-12	สัดส่วนกำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา ประเภทสัญญา Non-Firm	78

สารบัญรูป

รูปที่		หน้า
4-1	สัดส่วนโครงสร้างต้นทุนของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง	80
4-2	สัดส่วนโครงสร้างต้นทุนของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง	80
4-3	สัดส่วนโครงสร้างต้นทุนของโรงไฟฟ้าพลังลม	81
4-4	สัดส่วนโครงสร้างต้นทุนของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์	82
4-5	สัดส่วนโครงสร้างต้นทุนของโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนที่ใช้ชีวมวลเป็นเชื้อเพลิง	82
5-1	แผนที่ศักยาภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย	91
5-2	แหล่งพลังงานลมที่ดีจากแผนที่ศักยภาพพลังงานลม	94
5-3	อุทยานแห่งชาติวังเจ้า และ ดอยอินทนนท์	96
5-4	อุทยานแห่งชาติใต้ร่มเย็น เขาหลวง เขาปู่-เขาย่า แก่งกรุง และ เขาพนมเบญจา	97
5-5	จังหวัดที่มีศักยภาพการผลิตไฟฟ้าและสถานที่ตั้งของแหล่งวัตถุดิบฟางข้าว	101
5-6	จังหวัดที่มีศักยภาพการผลิตไฟฟ้าและสถานที่ตั้งของแหล่งวัตถุดิบผลผลิตอ้อย	102
5-7	จังหวัดที่มีศักยภาพการผลิตไฟฟ้าและสถานที่ตั้งของแหล่งวัตถุดิบยอดและใบอ้อย	103
5-8	จังหวัดที่มีศักยภาพการผลิตไฟฟ้าและสถานที่ตั้งของแหล่งวัตถุดิบผลผลิตข้าวโพด	104
5-9	จังหวัดที่มีศักยภาพการผลิตไฟฟ้าและสถานที่ตั้งของแหล่งวัตถุดิบชีวมวลข้าวโพด	105
5-10	จังหวัดที่มีศักยภาพการผลิตไฟฟ้าและสถานที่ตั้งของแหล่งวัตถุดิบมันสำปะหลัง	106
5-11	จังหวัดที่มีศักยภาพการผลิตไฟฟ้าและสถานที่ตั้งของแหล่งเหง้ามันและลำต้นมัน	107
5-12	ตัวอย่างมาตรการป้องกันการฟุ้งกระจายของฝุ่นละอองของเชื้อเพลิงชีวมวล	126
5-13	การวิเคราะห์กำลังการผลิตไฟฟ้า	132
6-1	ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในปี พ.ศ. 2553 - พ.ศ. 2568	136
6-2	ปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ และ ถ่านหิน	138
6-3	มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการในแต่ละช่วงการเปลี่ยนแปลงของปัจจัย	178
7-1	สรุปข้อกำหนดของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก	181
7-2	สัดส่วนของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ประเภทสัญญา Firm และ Non-Firm	182
7-3	สัดส่วนกำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา แยกตามประเภทเชื้อเพลิงของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กประเภทสัญญา Firm	182
7-4	สัดส่วนกำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา แยกตามประเภทเชื้อเพลิงของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กประเภทสัญญา Non-Firm	183

สารบัญรูป

รูปที่		หน้า
7-5	กลุ่มกระบวนการผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก	184
7-6	การวิเคราะห์กำลังการผลิต	188

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทที่ 1

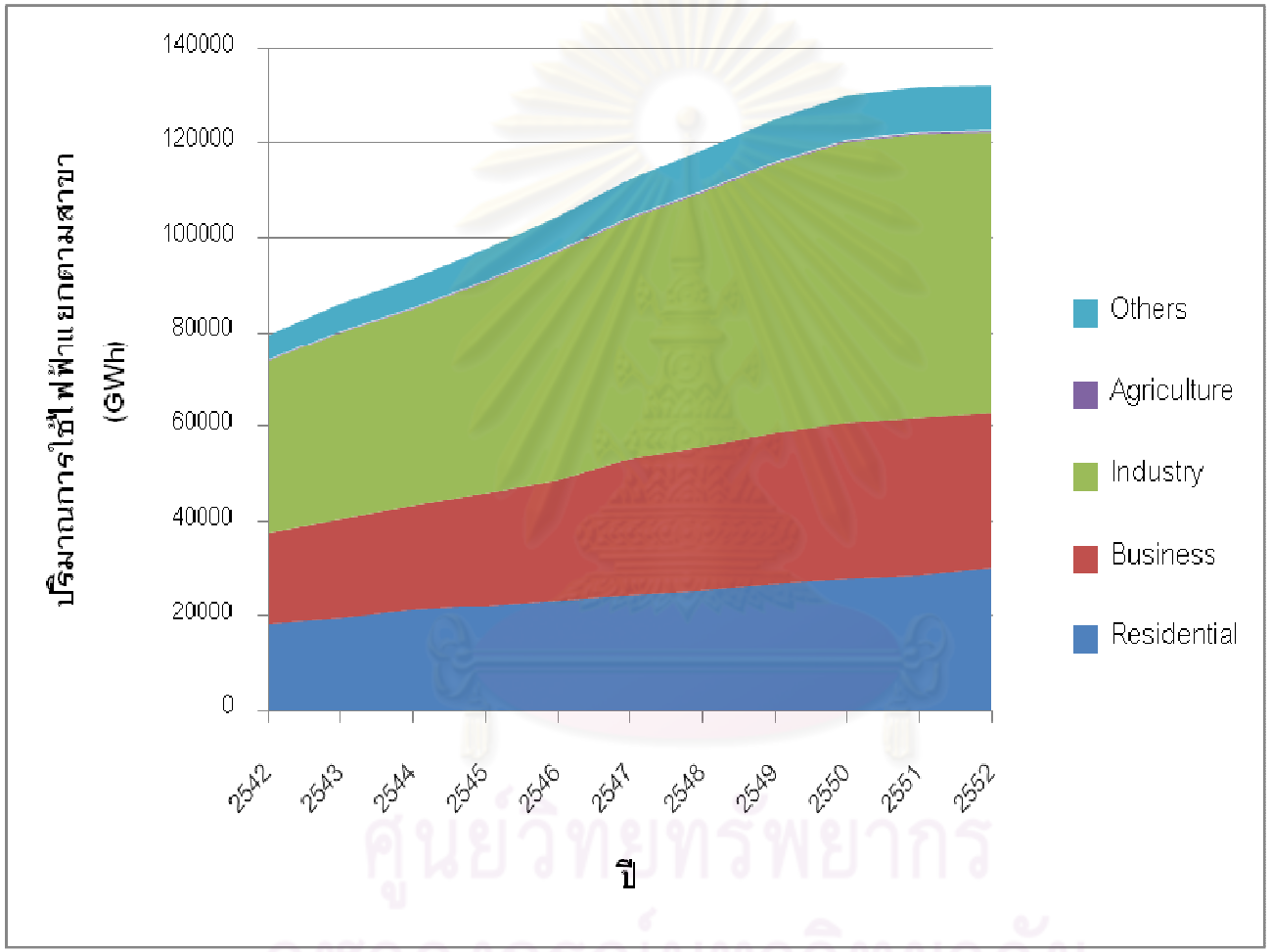
บทนำ

1.1 ความเป็นมาและเหตุผลในการศึกษาวิจัย

พลังงานเป็นสิ่งที่มีบทบาทสำคัญอย่างยิ่งสำหรับการพัฒนาประเทศ เนื่องจากเป็นโครงสร้างพื้นฐานที่สำคัญอย่างหนึ่ง โดยพลังงานที่รู้จักกันดีรูปแบบหนึ่ง คือ “พลังงานไฟฟ้า” ซึ่งเป็นพลังงานที่สะอาด สะดวกสบาย และแพร่หลายในการใช้งานในรูปแบบต่างๆมากที่สุด โดยเฉพาะอย่างยิ่งในสังคมเมืองที่ต้องอาศัยเครื่องใช้ไฟฟ้าต่างๆ เป็นสิ่งอำนวยความสะดวก เช่น หม้อหุงข้าว พัดลม โทรทัศน์ ตู้เย็น เครื่องปรับอากาศ อาจกล่าวได้ว่า ไฟฟ้าเป็นสิ่งจำเป็นพื้นฐานในการดำรงชีวิตของคนในสังคมเมืองไปแล้ว นอกจากนี้ไฟฟ้ายังเป็นปัจจัยที่สำคัญที่สุดอย่างหนึ่งในการขับเคลื่อนระบบเศรษฐกิจและสังคมของประเทศ ทั้งในภาครัฐและภาคเอกชน ทั้งในส่วนการผลิต และการบริการ ดังเช่น ธุรกิจการค้า อุตสาหกรรม เกษตรกรรม กสิกรรม และอื่นๆ

อย่างไรก็ตาม ถึงแม้ว่าไฟฟ้าจะเป็นพลังงานที่สะอาด สะดวกสบาย และแพร่หลายในการใช้งานมากที่สุด แต่การได้มาของไฟฟ้าในปัจจุบันเป็นเรื่องที่ไม่ง่าย และ ไม่สะดวกสบายนัก ด้วยเหตุหลายประการด้วยกัน ประการแรกเกี่ยวกับเรื่องของแหล่งพลังงานขั้นต้น (Primary Energy) ที่นำมาเพื่อผลิตไฟฟ้า (Power Generation) พลังงานขั้นต้นนี้จะถูกนำมาเปลี่ยนแปลงหรือแปรสภาพหรือถ่ายเทเพื่อให้ได้พลังงานเพื่อใช้ในการหมุนกังหัน และต่อไปเพื่อปั่นเครื่องกำเนิดไฟฟ้าให้ได้กระแสไฟฟ้ามาใช้งาน พลังงานขั้นต้นที่ใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้านั้นมีหลายรูปแบบด้วยกัน เช่น พลังงานจากน้ำที่เก็บกักไว้ในเขื่อน พลังงานจากถ่านหิน น้ำมันเตา น้ำมันดีเซล และก๊าซธรรมชาติ ซึ่งพลังงานขั้นต้นเหล่านี้ก็มีข้อจำกัดอยู่ไม่น้อยเช่นกัน ตัวอย่างเช่น ปริมาณที่มีอยู่อย่างจำกัด ราคา สิ่งที่ปล่อยออกมาจากกระบวนการผลิต เป็นต้น ซึ่งสิ่งต่างๆเหล่านี้ถือเป็นปัจจัยสำคัญประการหนึ่ง ในการพิจารณาเลือกพลังงานขั้นต้นสำหรับกระบวนการผลิตไฟฟ้า

ในอดีตที่ผ่านมา การผลิตไฟฟ้านั้นสามารถผลิตเพื่อสนองตอบความต้องการได้อย่างเพียงพอ ทั้งนี้เพราะจำนวนผู้บริโภคยังคงมีไม่มากนัก แต่ต่อมาเมื่อประชากรเพิ่มมากขึ้น ประกอบกับการขยายตัวของเศรษฐกิจ สังคมและเทคโนโลยี รวมทั้งการขยายตัวของภาคอุตสาหกรรมในประเทศ ซึ่งส่งผลให้มีการบริโภคพลังงานไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้น



รูปที่ 1-1 ปริมาณการใช้ไฟฟ้าแยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า ตั้งแต่ปี พ.ศ.2542 - พ.ศ.2552

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

จากรูปที่ 1-1 ปริมาณการใช้ไฟฟ้าของไทยมีแนวโน้มเพิ่มขึ้น โดยมีอัตราเฉลี่ยตั้งแต่ปี พ.ศ.2542 - พ.ศ.2552 อยู่ที่ระดับร้อยละ 5.25 ทั้งนี้ในปี 2552 ปริมาณการใช้ไฟฟ้าอยู่ที่ระดับ 131,898.74 กิกะวัตต์ชั่วโมง โดยมีปริมาณการใช้ไฟฟ้าแยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้าดังตารางที่ 1-1

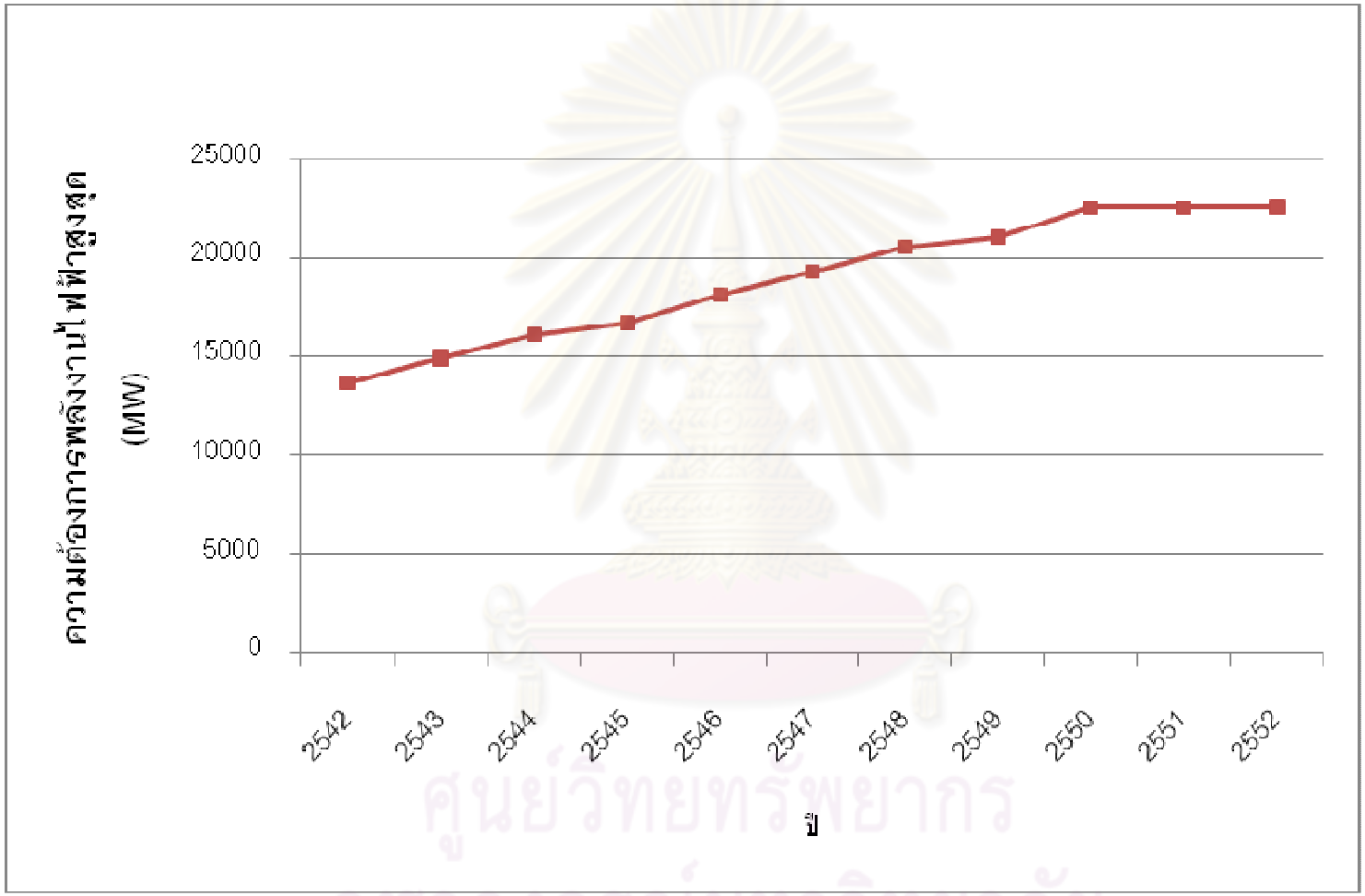
ตารางที่ 1-1 ปริมาณการใช้ไฟฟ้าแยกตามประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า ตั้งแต่ปี พ.ศ.2542 - พ.ศ.2552

หน่วย : กิกะวัตต์ชั่วโมง

ปี	ประเภทผู้ใช้ไฟฟ้า				
	Residential	Business	Industry	Agriculture	Others
2542	18,171.14	19,400.61	36,275.13	164.17	5,308.11
2543	19,392.58	21,115.29	39,546.26	154.15	5,786.99
2544	21,177.91	22,192.23	41,658.51	178.78	6,096.49
2545	22,145.15	23,763.15	44,805.66	192.03	6,557.86
2546	23,329.53	25,336.85	48,293.79	227.88	7,070.52
2547	24,538.33	28,687.23	50,810.54	245.40	7,916.17
2548	25,514.09	30,163.82	53,894.12	249.52	8,406.63
2549	26,914.91	31,702.35	56,994.75	240.24	8,897.76
2550	27,959.57	32,838.93	59,436.12	267.76	9,287.60
2551	28,691.80	33,116.49	60,056.53	287.52	9,386.73
2552	30,258.11	32,633.78	59,401.92	315.90	9,289.03

ที่มา : รายงานสถิติพลังงานของประเทศไทย 2553, สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



รูปที่ 1-2 ความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุดของประเทศไทย ตั้งแต่ปี พ.ศ.2542 – พ.ศ.2552

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ในช่วงปี พ.ศ.2542 – พ.ศ.2552 ความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุดของประเทศไทย มีปริมาณเพิ่มสูงขึ้นทุกปี จะเห็นได้จากรูปที่ 1-2 พบว่าปริมาณความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุดในปี พ.ศ.2542 มีความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุด 13,712 เมกะวัตต์ และ ต่อมาในปี พ.ศ.2543 มีปริมาณความต้องการไฟฟ้าสูงสุดเพิ่มขึ้นเป็น 14,918 เมกะวัตต์ ซึ่งสูงกว่าปริมาณความต้องการพลังงานไฟฟ้าปี พ.ศ.2542 เท่ากับ 1,206 เมกะวัตต์ หรือ ร้อยละ 8.80 และ เพิ่มขึ้นมาจนถึงปี พ.ศ.2552 กล่าวคือมีอัตราความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุดเฉลี่ยตั้งแต่ปี พ.ศ.2542 - พ.ศ.2552 อยู่ที่ระดับร้อยละ 5.17 ทั้งนี้ในปี 2552 มีความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุด 22,596 เมกะวัตต์

เมื่อความต้องการใช้ไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้น ทางการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) จะต้องทำการจัดหาพลังงานไฟฟ้าเพื่อรองรับความต้องการการใช้พลังงานไฟฟ้าของประเทศ ไม่ให้เกิดภาวะขาดแคลนพลังงานไฟฟ้าขึ้น อันจะนำไปสู่ความเสียหายทางเศรษฐกิจของประเทศ

ตารางที่ 1-2 ความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุดของประเทศไทย ตั้งแต่ปี พ.ศ.2542 – พ.ศ.2552

ปี	ความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุด (เมกะวัตต์)
2542	13,712
2543	14,918
2544	16,126
2545	16,681
2546	18,121
2547	19,326
2548	20,538
2549	21,064
2550	22,586
2551	22,568
2552	22,596

ที่มา : รายงานสถิติพลังงานของประเทศไทย 2553, สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

อุตสาหกรรมไฟฟ้า (Electricity Supply Industry: ESI) นั้น นับเป็นอุตสาหกรรมที่สำคัญที่สุดของประเทศต่างๆทั่วโลกเพราะนอกจากจะเป็นอุตสาหกรรมที่ผลิตกระแสไฟฟ้าซึ่งเป็นพลังงานที่เป็นที่แพร่หลายที่สุดที่ทุกภาคส่วนในประเทศจะต้องพึ่งพารวมทั้งมีผลโดยตรงต่อเศรษฐกิจ สังคม และความมั่นคงของประเทศแล้ว ยังเป็นอุตสาหกรรมที่มีการลงทุนสูงและมีรายได้ที่สูงด้วยเช่นกัน ดังนั้น ทุกประเทศทั่วโลกจึงให้ความสำคัญกับอุตสาหกรรมไฟฟ้าเป็นอย่างยิ่ง

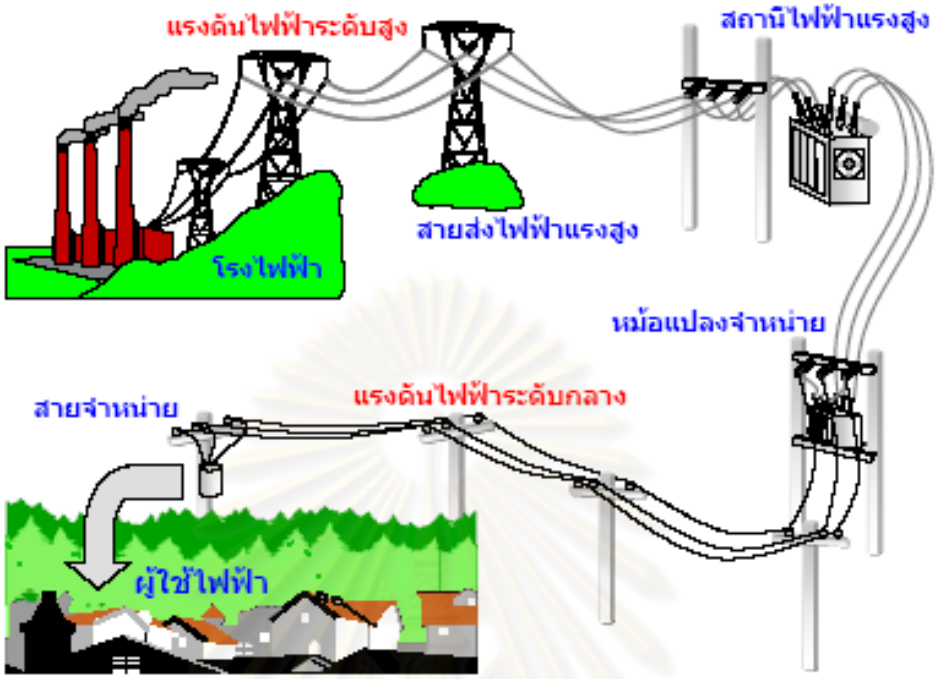
นอกจากนี้ อุตสาหกรรมไฟฟ้ายังมีลักษณะพิเศษที่ต่างจากอุตสาหกรรมอื่นๆ กล่าวคือ ไฟฟ้าจำเป็นต้องมีระบบสายส่ง (Transmission System) เพื่อส่งไฟฟ้าไปยังจุดหมายปลายทางจากระบบผลิต (Generation System) ไปยังระบบจำหน่าย (Distribution System) จนกระทั่งถึงยังลูกค้า ผู้ใช้ไฟฟ้า (Customers) อีกประการหนึ่งไฟฟ้าไม่สามารถเก็บสะสมไว้ในคลังสินค้าเหมือนกับสินค้าประเภทอื่นได้ เมื่อผลิตแล้วต้องส่งออกไปด้วยระบบสายส่งไฟฟ้าทันที นอกจากนี้แล้วการเพิ่มปริมาณการผลิตไม่สามารถทำได้ในระยะเวลาอันสั้น เพราะการก่อสร้างโรงไฟฟ้าโรงหนึ่งใช้เวลาหลายปีบางประเภทอาจจะถึง 10 ปีทีเดียว ในขณะที่ปริมาณความต้องการไฟฟ้าอาจจะแปรเปลี่ยนไปได้ตลอดเวลา

โดยทั่วไปองค์ประกอบของอุตสาหกรรมไฟฟ้าจะประกอบด้วย 4 ระบบหลัก ได้แก่

1. ระบบผลิตไฟฟ้า (Power Generation System)
2. ระบบส่งไฟฟ้า (Power Transmission System) หรือระบบสายส่งไฟฟ้าแรงสูง
3. ระบบจำหน่ายไฟฟ้า (Power Distribution System) หรือระบบสายส่งไฟฟ้าแรงต่ำ
4. ผู้ใช้ไฟฟ้า (End-Users หรือ Customers)

ทั้งนี้ องค์ประกอบทั้ง 4 ระบบหลัก สามารถอธิบายโดยโครงสร้างระบบไฟฟ้าเบื้องต้นดังรูปที่ 1-3 นี้

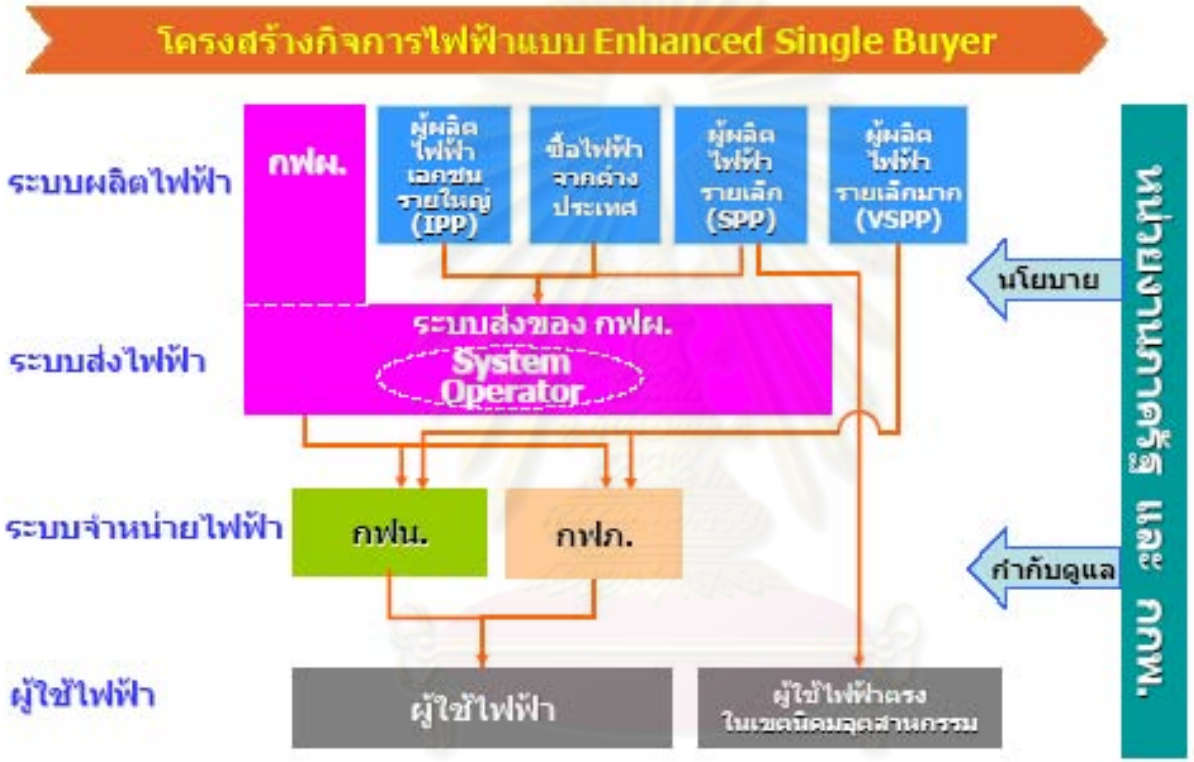
ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



รูปที่ 1-3 โครงสร้างระบบไฟฟ้าเบื้องต้น

(ที่มา : แผนกพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย)

สำหรับโครงสร้างอุตสาหกรรมไฟฟ้าในประเทศไทยนั้นในปัจจุบัน เป็นระบบผู้ซื้อรายเดียวที่มีการกำกับดูแลโดย Regulator (Enhanced Single Buyer Model) โดยรัฐมีการส่งเสริมให้เอกชนเข้ามามีส่วนในระบบผลิตไฟฟ้าในรูปแบบของ ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (Independent Power Producers: IPP) ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (Small Power Producers: SPP) และผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก (Very Small Power Producers: VSPP) ซึ่งสามารถเข้ามามีส่วนร่วมในระบบผลิตไฟฟ้าได้ในขอบเขตและสัดส่วนตามที่รัฐกำหนด โดยมี กฟภ. และ กฟน. ทำหน้าที่จัดจำหน่ายไฟฟ้าให้ผู้ใช้ไฟฟ้า ทั้งประชาชนและผู้บริโภคทั้งรายย่อยและรายใหญ่ ดังแสดงในรูปที่ 1-4



รูปที่ 1-4 โครงสร้างอุตสาหกรรมไฟฟ้าของประเทศไทย

(ที่มา : เอกสารประกอบการบรรยาย ณ สถาบันวิชาการทหารชั้นสูง. 25 กันยายน 2551 หน้า 15)

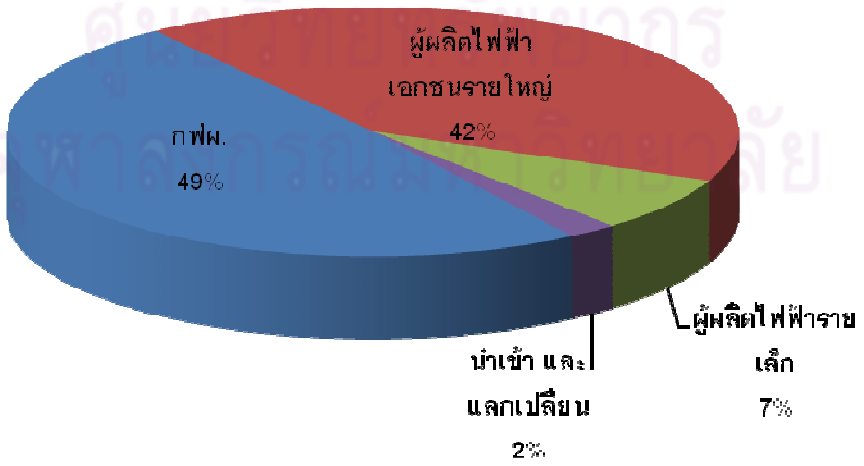
ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP : Independent Power Producer) หมายถึง ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนที่เสนอขายไฟฟ้าให้ กฟผ. ตามข้อกำหนดที่ กฟผ. เชื้อเชิญให้ เอกชนยื่นข้อเสนอ โครงการโรงไฟฟ้า ทั่วไปเป็นโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ใช้แก๊สธรรมชาติ หรือถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง

ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP : Small Power Producer) หมายถึง ผู้ผลิตไฟฟ้าทั้งภาคเอกชน รัฐบาล และรัฐวิสาหกิจ ที่มีลักษณะกระบวนการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบโคเจนเนอเรชั่น (Cogeneration) หรือใช้พลังงานหมุนเวียน และสามารถจำหน่ายไฟฟ้าเข้าระบบของ กฟผ. ไม่เกิน 90 เมกะวัตต์

ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กมาก (VSPP : Very Small Power Producer) คือ ผู้ผลิตไฟฟ้าทั้งภาคเอกชน รัฐบาล รัฐวิสาหกิจ และประชาชนทั่วไปที่มีการจำหน่ายไฟฟ้าให้การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ด้วยการใช้พลังงานหมุนเวียนเป็นหลัก โดยมีปริมาณพลังไฟฟ้าขายเข้าระบบไม่เกิน 1 เมกะวัตต์

เมื่อพิจารณาในส่วนของกำลังผลิตไฟฟ้าในระบบของ กฟผ. ณ สิ้นสุดเดือน ธันวาคม 2552 มีกำลังผลิตไฟฟ้ารวมทั้งสิ้น 29,212 เมกะวัตต์ ประกอบด้วย โรงไฟฟ้าของ กฟผ. 14,328.1 เมกะวัตต์ (ร้อยละ 49.05) การซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ 12,152 เมกะวัตต์ (ร้อยละ 41.60) การซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก 2,092 เมกะวัตต์ (ร้อยละ 7.16) และนำเข้าจาก สปป.ลาว และ แลกเปลี่ยนกับมาเลเซีย 640 เมกะวัตต์ (ร้อยละ 2.19) โดยมีสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าดังรูปที่ 1-5 นี้



รูปที่ 1-5 สัดส่วนกำลังผลิตไฟฟ้า (ณ ธันวาคม 2552)

(ที่มา : ข้อมูลสถานการณ์ปัจจุบัน กองวางแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า)

ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก (SPP) เป็นหนึ่งในผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีความสำคัญกับอุตสาหกรรมการผลิตไฟฟ้า เนื่องจาก การผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กนี้เป็นการแบ่งเบาภาระทางด้านการลงทุนของรัฐในระบบการผลิต และระบบจำหน่ายไฟฟ้า อีกทั้งเป็นการส่งเสริมให้มีการใช้พลังงานในประเทศ และพลังงานนอกรูปแบบในการผลิตไฟฟ้าให้เกิดประโยชน์มากยิ่งขึ้นด้วย เป็นผลทำให้ประเทศไทยมีไฟฟ้าใช้อย่างเพียงพอ และประสิทธิภาพการใช้พลังงานของประเทศมีเพิ่มมากขึ้น เพราะ ระบบ Cogeneration ที่ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กส่วนใหญ่ใช้ คือ ระบบการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำร่วมกัน ซึ่งเป็นระบบที่มีประสิทธิภาพสูงมากอีกทั้งยังตอบสนองความต้องการของโรงงานอุตสาหกรรม หลายประเภทที่ต้องการใช้ทั้งไฟฟ้า และไอน้ำ ในระบบการผลิตของโรงงาน และได้ทำให้การแข่งขันในระบบการผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กเกิดขึ้นด้วย

ดังนั้นจึงมีความสำคัญในการศึกษาถึงต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กเพื่อเสถียรภาพ และความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในประเทศไทย รวมถึงประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก โดยสามารถนำไปใช้เป็นข้อมูลเบื้องต้นในการปรับปรุง และเป็นแนวทางในการพิจารณาเงื่อนไขในการลงทุนของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กในอนาคตได้

1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย

งานวิจัยนี้ จัดทำขึ้นโดยมีวัตถุประสงค์เพื่อ

1. ศึกษาโครงสร้างต้นทุนของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กเพื่อดูทิศทางในการแข่งขันและ เป็นแนวทางในการตัดสินใจในการลงทุนของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก
2. เพื่อวิเคราะห์เงื่อนไขในการลงทุนของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

1.3 ขอบเขตของการวิจัย

ศึกษาโครงสร้างต้นทุน และวิเคราะห์เงื่อนไขในการลงทุนเฉพาะในส่วนของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กเท่านั้น

1.4 ขั้นตอนการดำเนินการวิจัย

ในการจัดทำวิทยานิพนธ์นี้มีขั้นตอนการดำเนินการวิจัย ดังนี้

1. ศึกษาทฤษฎี และงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง
2. รวบรวมข้อมูลแหล่งผลิตไฟฟ้า และระบบส่งจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่มีในปัจจุบัน
3. ศึกษาเกณฑ์ต่างๆเพื่อที่จะนำมาใช้ในการจัดกลุ่มกระบวนการผลิตไฟฟ้าให้เหมาะสม
4. จัดกลุ่มกระบวนการผลิตไฟฟ้าที่เหมาะสม

5. คัดเลือกกลุ่มกระบวนการผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก เพื่อมาเป็นกรณีศึกษา

6. รวบรวมแผนงานในการผลิตไฟฟ้า ที่ทำการผลิตไฟฟ้าด้วยกระบวนการที่ได้คัดเลือกไว้ในขั้นตอนการดำเนินงานที่ 5 ของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่มีในปัจจุบันนี้

7. ศึกษากระบวนการผลิต โครงสร้างต้นทุน และเงื่อนไขในการลงทุนของกระบวนการผลิตไฟฟ้าที่เลือกไว้

8. ศึกษาปัจจัย ที่มีผลกระทบต่อเงื่อนไขการลงทุนของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กนี้

9. ทำการสรุปเงื่อนไข และสภาพการณ์ที่เอื้อต่อการลงทุนของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

10. จัดทำรูปเล่มวิทยานิพนธ์

1.5 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับจากวิทยานิพนธ์เล่มนี้ คือ

1. ได้ทราบถึงกระบวนการผลิต จำนวน และกำลังการผลิตของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กในปัจจุบัน

2. ทราบโครงสร้างต้นทุนของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก และสามารถใช้เป็นแนวทางในการวิเคราะห์โครงสร้างต้นทุน และจัดทำเงื่อนไขในการลงทุนของกระบวนการผลิตไฟฟ้าอื่นๆต่อไปได้

3. ใช้เป็นแนวทางในการตัดสินใจในการลงทุนของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กได้

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทที่ 2

ทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

สืบเนื่องจากในปัจจุบัน ปัญหาวิกฤตการณ์ทางด้านพลังงานได้ทวีความรุนแรงมากขึ้นทุกขณะ แม้แต่ในอุตสาหกรรมธุรกิจผลิตไฟฟ้าก็ได้รับผลกระทบไปด้วย ส่งผลให้ทางรัฐบาลได้ทำการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบโคเจนเนอเรชั่นและการใช้พลังงานนอกรูปแบบ เพื่อช่วยแก้ปัญหาวิกฤติการณ์ที่เกิดขึ้นนี้ ซึ่งในงานวิจัยนี้จะเป็นการศึกษาโครงสร้างต้นทุนของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ซึ่งเป็นผู้ที่มีข้อกำหนดให้ผลิตไฟฟ้าด้วยกระบวนดังที่ได้กล่าวมาข้างต้น และวิเคราะห์เงื่อนไขในการลงทุน เพื่อดูทิศทางในการแข่งขันและ เป็นแนวทางในการตัดสินใจในการลงทุนของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็กต่อไป ดังนั้น ในบทนี้ จะกล่าวถึงการค้นคว้าของผู้วิจัย รวมทั้ง การรวบรวมทฤษฎี และงานวิจัยที่เกี่ยวข้องต่างๆ เพื่อใช้เป็นมาตรฐานอ้างอิงในการดำเนินงานวิจัยดังรายละเอียดต่อไปนี้

2.1 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

ทฤษฎีที่เกี่ยวข้องกับงานวิจัยนี้ ได้แก่ ทฤษฎีการคิดต้นทุน ระบบต้นทุน ฟังก์ชันการผลิต ฟังก์ชันต้นทุน การวิเคราะห์ต้นทุน การศึกษาทางด้านการเงิน วิธีคิดค่าเสื่อมราคา การวิเคราะห์ผลตอบแทนการลงทุน รวมถึงการถดถอยเชิงเส้น ซึ่งมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

2.1.1 ระบบต้นทุน

การวิเคราะห์ต้นทุนเป็นสิ่งที่มีความสำคัญต่อการบริหารการผลิตโดยเฉพาะด้านการลดต้นทุนการผลิตภายใต้สภาวะการแข่งขันทางการตลาดที่ทวีความรุนแรงมากยิ่งขึ้น การวิเคราะห์ต้นทุนเพื่อที่จะได้ทราบถึงโครงสร้างของต้นทุนการผลิตจะช่วยให้สามารถกำหนดนโยบายทางการผลิตและทางการเงินได้ ในอดีต เมื่อการแข่งขันทางการตลาดยังไม่สูงมากนัก การทำกำไรจากการดำเนินธุรกิจทางการผลิตจึงเป็นเรื่องง่ายเนื่องจากผู้ผลิตสามารถกำหนดราคาขายโดยที่ไม่มีคู่แข่งขัน จึงไม่จำเป็นต้องดูแลด้านต้นทุนการผลิต แต่เมื่อมีผู้ผลิตมากรายขึ้น การแข่งขันมีสูงขึ้น ราคาขายลดลง ต้นทุนจึงเป็นส่วนประกอบสำคัญของความอยู่รอดของธุรกิจ ถ้าไม่รู้ต้นทุน ก็ไม่รู้ว่าราคาที่ขายนั้นเป็นราคาที่ทำกำไรหรือไม่ ถ้าไม่รู้ต้นทุน ก็ไม่รู้ว่ามีต้นทุนส่วนใดของต้นทุนการผลิตที่สูงเกินไป ถ้าไม่รู้ต้นทุน ก็ไม่รู้ว่าจะสามารถตัดลดต้นทุนส่วนใดได้บ้าง การ

วิเคราะห์ต้นทุนจึงมีส่วนช่วยให้สามารถกำหนดต้นทุนการผลิตได้ ซึ่งการวิเคราะห์ต้นทุนการผลิตประกอบด้วยการวิเคราะห์ทางด้านค่าแรงงาน ค่าวัสดุ และค่าใช้จ่ายโรงงาน

- **ต้นทุน ค่าใช้จ่าย และความสูญเสีย**

- *ค่าใช้จ่าย (Expense)* หมายถึง ต้นทุนในการให้รายได้สำหรับช่วงระยะเวลาใดๆ เช่น เงินเดือนในสำนักงาน ค่าใช้จ่ายเป็นจำนวนเงินหรือสิ่งแลกเปลี่ยนที่จ่ายไปเพื่อการใช้บริการ ซึ่งลดทอนจากส่วนของรายได้ในงวดบัญชีใดๆ จึงมักจะใช้ในด้านการรายงานทางการเงินมากกว่าใช้ในระบบบัญชีทรัพย์สิน

- *ต้นทุน (Cost)* หมายถึง ค่าใช้จ่ายที่จ่ายไปสำหรับปัจจัยทางการผลิตเพื่อให้เกิดผลผลิต ต้นทุนจึงเป็นส่วนที่ใช้สำหรับการนิยามอัตราผลิตภาพหรือผลิตภาพ (Productivity) ซึ่งเท่ากับผลผลิต (Output) หารด้วยปัจจัยนำเข้า (Input) ต้นทุนจึงเป็นมูลค่าที่วัดได้ในเชิงเศรษฐศาสตร์ของทรัพยากรที่ใช้ และต้นทุนมีลักษณะที่ใช้จ่ายเพื่อให้ได้ผลิตภัณฑ์หรือการบริการที่ถือเป็นสินทรัพย์ได้ เช่น คงคลังของวัสดุ งานระหว่างทำ และสินค้าสำเร็จรูป

- *ความสูญเสีย* หมายถึง ค่าใช้จ่ายที่จ่ายไปแล้วเกิดผลได้น้อยกว่าหรือค่าเสียหายที่ต้องจ่ายโดยไม่มีผลตอบแทน และเป็นค่าใช้จ่ายที่จะถูกตัดออกจากส่วนของผู้ถือหุ้นมากกว่าที่จะหักจากส่วนของการลงทุน ความสูญเสียที่เกิดขึ้นได้จากการตัดสินใจที่ผิดพลาดหรือเกิดจากสิ่งผิดปกติตามธรรมชาติ เช่น ไฟไหม้ ตึกถล่ม

- **องค์ประกอบของต้นทุน**

ต้นทุนโดยทั่วไปจะประกอบไปด้วยค่าใช้จ่าย 3 ส่วนคือ

- ต้นทุนวัสดุ DM

วัสดุเป็นองค์ประกอบสำคัญในกระบวนการผลิต ดังนั้นต้นทุนวัสดุจึงเป็นส่วนของโครงสร้างต้นทุนการผลิตของผลิตภัณฑ์ที่ต้องพิจารณา โดยเฉพาะกรณีอุตสาหกรรมที่มีสัดส่วนของต้นทุนวัสดุสูง จะต้องให้ความสนใจต่อวัสดุมากขึ้น เนื่องจากความสูญเสียที่เกิดจากปัญหาด้านวัสดุจะมีมูลค่าสูงขึ้นถ้าขาดการดูแลอย่างมีประสิทธิภาพ โดยทั่วไปวัสดุที่ใช้ในการผลิตจะประกอบด้วยวัสดุที่สามารถคำนวณได้ทันทีซึ่งถือเป็นต้นทุนวิศวกรรม (Engineering Cost) เรียกว่าวัสดุทางตรง และวัสดุที่ไม่สามารถคำนวณได้ทันทีแต่ต้องอาศัยข้อมูลในอดีตที่ผ่านมาซึ่งถือเป็นต้นทุนทางสถิติ (Statistical Cost) จะถูกตัดเป็นวัสดุทางอ้อม วัสดุอาจจะแบ่งออกเป็น 4 ประเภทคือ

1. วัตถุดิบ หรือ วัสดุการผลิต
2. วัสดุสนับสนุน หรือ ประกอบการผลิต

3. วัสดุส่งเสริมการผลิต

4. วัสดุสิ้นเปลือง หรือ วัสดุใช้สอย

วัตถุดิบเป็นส่วนของวัสดุที่สำคัญที่สุดในการผลิต โดยมีการใช้งานในลักษณะต่อเนื่องและสอดคล้องกับการผลิต การขาดแคลนวัตถุดิบในช่วงเวลาใดก็ตาม จะมีผลต่อการผลิตในช่วงเวลานั้น วัสดุสนับสนุนหรือประกอบการผลิตคือวัสดุส่วนที่จำเป็นต้องใช้ประกอบการผลิต เช่น ลวดเชื่อม มีดกลึง กระดาษทราย ฯลฯ วัสดุส่งเสริมการผลิต คือวัสดุด้านอุปกรณ์ จิ๊กฟิกซ์เจอร์ เครื่องมือต่างๆ ซึ่งมีความจำเป็นในการเพิ่มประสิทธิภาพการผลิต เป็นวัสดุที่ทำให้การผลิตเป็นไปโดยราบรื่น หรือใช้แก้ข้อบกพร่องของผลิตภัณฑ์จากการผลิต จึงเป็นวัสดุส่งเสริมคุณภาพของผลิตภัณฑ์ ส่วนวัสดุสิ้นเปลืองหรือวัสดุใช้สอย คือ วัสดุประเภทใช้แล้วเสียไปเปล่าๆ โดยไม่เกิดผลผลิต เช่น ถุงมือ ผ้าเช็ดมือ กระดาษชำระ ผงซักฟอก ฯลฯ กระบวนการควบคุมวัสดุประกอบด้วย การลดค่าวัสดุสิ้นเปลือง การประหยัดการใช้วัสดุส่งเสริมการผลิต การระวังรักษาวัสดุประกอบการผลิต และการลดความสูญเสียของวัตถุดิบจากการผลิต

วัสดุใช้สอย แบ่งได้เป็น วัสดุใช้สอยในโรงงาน ในสำนักงาน และในงานขาย ค่าวัสดุใช้สอยในโรงงานจะคิดเป็นสัดส่วนของค่าโสหุ้ยการผลิต ซึ่งสามารถนับเป็นต้นทุนคงคลังได้ ขณะที่ค่าใช้จ่ายวัสดุใช้สอยในสำนักงานและงานขายจะถูกจัดไว้เป็นค่าใช้จ่ายทั่วไปหรือบริหาร ซึ่งจะถูกตัดเป็นค่าใช้จ่ายของงวดบัญชีคงคลังของวัสดุแบ่งได้เป็น 3 ระดับคือ

1. วัตถุดิบและวัสดุใช้สอย (Raw Material and Support)

2. งานระหว่างทำ (Work in Process)

3. ชิ้นส่วนประกอบและสินค้าสำเร็จรูป (Part and Finish Product)

เมื่อวัตถุดิบหรือวัสดุที่เกี่ยวข้องกับการผลิตซึ่งเป็นวัสดุทางตรงได้ถูกเบิกจ่ายไป จะตัดโอนย้ายต้นทุนไปเป็นคงคลังของงานระหว่างทำ เมื่องานระหว่างทำผลิตสำเร็จเป็นชิ้นส่วนประกอบหรือผลิตภัณฑ์แล้ว ต้นทุนวัสดุจะถูกโอนต่อไปเป็นคงคลังของสินค้าสำเร็จรูป

การคิดต้นทุนวัสดุคงคลัง การบันทึกต้นทุนวัสดุคงคลัง ทำได้ 2 วิธีคือ

1. วิธีการบันทึกแบบต่อเนื่อง (Perpetual Inventory Method)

2. วิธีการบันทึกแบบสิ้นงวด (Periodic Inventory Method)

การบันทึกต้นทุนวัสดุคงคลังแบบต่อเนื่อง เป็นการบันทึกที่ต้องคิดคำนวณราคาวัสดุที่จ่ายออกไปทำการผลิตทุกครั้ง ส่วนที่เหลือจึงเป็นวัสดุคงคลัง

การบันทึกต้นทุนวัสดุคงคลังแบบสิ้นงวด เป็นการบันทึกที่คำนวณหาราคาวัสดุที่เบิกใช้ในการผลิตและวัสดุคงคลังเมื่อสิ้นงวดการเงินเท่านั้น โดยการตรวจนับยอดวัสดุ

คงเหลือปลายงวด แล้วนำไปหักออกจากวัสดุที่เบิกใช้ ต้นทุนวัสดุดำเนินงาน คือ วัสดุต้นงวดบวกวัสดุที่ซื้อระหว่างงวด โดยเขียนสมการได้ดังนี้

ต้นทุนวัสดุที่เบิกใช้ = วัสดุคงคลังต้นงวด + ซื้อระหว่างงวด – วัสดุคงคลังปลายงวด . สมการที่ 2.1

การคิดต้นทุนแบบเข้าหลัง-ออกก่อน จะให้ต้นทุนวัสดุและต้นทุนวัสดุคงคลังตามวิธีการบันทึกต้นทุนวัสดุคงคลังแบบต่อเนื่องและแบบสิ้นงวดไม่เท่ากัน และขณะเดียวกันเราพบว่าวิธีการคิดต้นทุนแบบเข้าก่อน-ออกหลัง และวิธีเข้าหลัง-ออกก่อน จะมีต้นทุนวัสดุคงคลังไม่เท่ากัน ทำให้ผลกำไรประจำงวดแตกต่างกันด้วย

- ต้นทุนแรงงาน DL

แรงงานเป็นองค์ประกอบในการผลิตที่สำคัญนอกเหนือจากวัสดุ ดังนั้นต้นทุนแรงงานจึงเป็นส่วนต้นทุนที่มีผลต่อต้นทุนของผลิตภัณฑ์ โดยเฉพาะในการผลิตที่มีสัดส่วนของแรงงานในการผลิตสูงกว่าองค์ประกอบอื่น อุตสาหกรรมที่มีสัดส่วนของต้นทุนแรงงานสูง ได้แก่ โรงงานทอผ้า โรงงานแหอวน โรงงานปลาทูน่ากระป๋อง ฯลฯ โรงงานเหล่านี้จะต้องให้ความสนใจด้านการควบคุมต้นทุนแรงงาน เนื่องจากการเปลี่ยนแปลงที่เกี่ยวข้องกับค่าแรงงานจะมีผลต่อต้นทุนการผลิต และปัญหาแรงงานจะต้องได้รับการดูแลจัดการให้มีประสิทธิภาพการทำงานที่สูงขึ้น

โดยทั่วไปต้นทุนแรงงานก็เป็นเช่นเดียวกับต้นทุนวัสดุที่ใช้ในการผลิต คือประกอบด้วยต้นทุนแรงงานทางตรงหรือแรงงานทางอ้อม ต้นทุนแรงงานทางตรงจะเป็นต้นทุนที่แปรผันตามปริมาณการผลิต และต้นทุนแรงงานส่วนที่ไม่ได้แปรผันไปตามปริมาณการผลิตจะถูกจัดเป็นค่าแรงงานทางอ้อมซึ่งถือเป็นค่าโสหุ้ยการผลิต

การจำแนกประเภทแรงงาน จะมีการจำแนกประเภทของแรงงานตามลักษณะกิจกรรมและชนิดของงานที่ทำได้ดังนี้

1. จำแนกตามหน้าที่ในองค์กร เช่น งานโรงงาน งานขาย งานบริหาร
2. จำแนกตามกิจกรรมของแผนก เช่น แผนกผสม แผนกกลึง แผนกเชื่อม
3. จำแนกตามชนิดของงาน เช่น หัวหน้างาน ช่างเชื่อม พนักงานขนย้าย
4. จำแนกตามความสัมพันธ์กับการผลิต เช่น แรงงานทางตรง แรงงานทางอ้อม

การจำแนกต้นทุนแรงงานให้เป็นต้นทุนโรงงาน เพื่อแสดงว่าเป็นต้นทุนที่เกี่ยวข้องกับการผลิต เป็นการทำให้รู้ว่าต้นทุนนั้นๆ เป็นส่วนหนึ่งของต้นทุนต่อหน่วย-ผลผลิต เป็น

ส่วนของมูลค่าวัสดุคงคลังซึ่งถือเป็นสินทรัพย์หมุนเวียน และต้นทุนแรงงานไม่เกี่ยวกับโรงงานจะถือเป็นค่าใช้จ่ายที่ตัดไปในงวดบัญชีหนึ่งๆ

การจำแนกต้นทุนแรงงานตามแผนกหรือหน่วยงาน จะช่วยให้สามารถควบคุมผลการดำเนินงานของแต่ละแผนกโดยพิจารณาจากต้นทุนแรงงานที่เกิดขึ้น ซึ่งจะต้องเป็นภาระของหัวหน้างานในการควบการทำงานคุมคนงาน และควบคุมต้นทุนแรงงานภายในหน่วยงาน

การจำแนกประเภทแรงงานตามลักษณะงาน จะช่วยให้สามารถกำหนดอัตราค่าแรงงานให้เป็นไปตามความสำคัญและความจำเป็นของงาน นอกจากนี้ยังสามารถจัดทำมาตรฐานของงานตามประเภทของงานได้

การจำแนกประเภทแรงงานตามความสัมพันธ์กับการผลิต จะเป็นการจำแนกต้นทุนแรงงานทางตรงและแรงงานทางอ้อม การจำแนกประเภทต้นทุนจะขึ้นกับนโยบายของผู้บริหารในการจัดประเภทค่าแรงงาน เช่น ค่าแรงงานตรวจสอบและการขนย้ายวัสดุอาจจะถูกจัดว่ามีความสัมพันธ์โดยตรงกับการผลิตและเป็นต้นทุนแรงงานทางตรง ทั้งๆ ที่โดยทั่วไปจะถือเป็นค่าแรงงานทางอ้อม

ต้นทุนแรงงานทางตรง จะเป็นต้นทุนที่ผันแปรตามปริมาณการผลิตซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของต้นทุนต่อหน่วยผลผลิตและเป็นส่วนหนึ่งของมูลค่าวัสดุคงคลัง โดยจะทราบต้นทุนแรงงานทางตรงเมื่อสิ้นงวดบัญชี

ต้นทุนแรงงานทางตรงสามารถคำนวณได้จาก

ต้นทุนแรงงานทางตรง = จำนวนชั่วโมงแรงงาน x อัตราค่าจ้าง ..... สมการที่ 2.2

- ค่าใช้จ่ายในการผลิตหรือค่าโสหุ้ยการผลิต (FOH)

ค่าโสหุ้ยการผลิตเป็นต้นทุนซึ่งใช้ในการแปลงสภาพวัตถุดิบให้เป็นผลิตภัณฑ์สำเร็จรูป ถึงแม้ว่าค่าใช้จ่ายบริหารและการขายจะเป็นส่วนของค่าโสหุ้ย แต่ก็ไม่ได้เกี่ยวข้องกับการผลิตและไม่ถือเป็นต้นทุนโสหุ้ยการผลิตด้วย ธรรมชาติของต้นทุนโสหุ้ยการผลิตส่วนมากจะเป็นต้นทุนคงที่ซึ่งไม่ได้แปรเปลี่ยนไปตามปริมาณการผลิตที่เพิ่มขึ้นหรือลดลง ค่าโสหุ้ยมีลักษณะเป็นต้นทุนทางอ้อมที่ต้องมีการจัดสรรค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นเข้าผลิตภัณฑ์ เข้าแผนกผลิต เข้าแผนกผลิต เข้าแผนกบริการใดๆหรือเข้าสู่ศูนย์ต้นทุนต่างๆ การควบคุมต้นทุนจะใช้วิธีการควบคุมโดยงบประมาณ

การจำแนกประเภทต้นทุนค่าโสหุ้ยการผลิต แบ่งได้เป็น 4 ประเภทคือ

1. จำแนกตามวัตถุประสงค์ของต้นทุน
2. จำแนกเป็นค่าโสหุ้ยการผลิตทางตรงและทางอ้อม
3. จำแนกตามค่าใช้จ่ายของโรงงานหรือของแผนกผลิต
4. จำแนกเป็นค่าโสหุ้ยการผลิตคงที่และแปรผัน

วัตถุประสงค์ของต้นทุนโสหุ้ยการผลิตจะแบ่งได้ 3 ประเภทคือ ค่าวัสดุทางอ้อม ค่าแรงงานทางอ้อม และค่าใช้จ่ายทั่วไปของโรงงาน ค่าวัสดุทางอ้อมคือ วัสดุส่งเสริมการผลิตทั้งหลาย เช่น น้ำมันเครื่อง วัสดุทำความสะอาด และวัสดุใช้สอยที่จำเป็นต่อการผลิต แต่เป็นงานจำเป็นจะต้องมีไว้เพื่อช่วยในการผลิต เช่น ค่าแรงงานของหัวหน้าคนงาน คนงานแผนกสินค้า และคนงานแผนกซ่อมบำรุงอาคารสถานที่ ค่าใช้จ่ายทั่วไปของโรงงานประกอบด้วยต้นทุนค่าซ่อมบำรุง ค่าพลังงาน ค่าภาษีอากร ค่าสาธารณูปโภค ค่าประกันภัย ค่าเดินทาง ฯลฯ

การสะสมของต้นทุนโสหุ้ยการผลิต จะถูกสะสมตามวัตถุประสงค์ของการใช้จ่าย เช่น ค่าวัสดุทางอ้อม ค่าแรงงานทางอ้อม ค่าโสหุ้ยการผลิตทั่วไป โดยเก็บบันทึกข้อมูลในบัญชีแยกประเภทและสามารถใช้เป็นข้อมูลสะสมเพื่อการควบคุมต้นทุนค่าโสหุ้ย และเพื่อการคิดต้นทุนผลิตภัณฑ์

การควบคุมต้นทุนค่าโสหุ้ยการผลิตของแต่ละแผนกผลิตและแผนกบริการอาจจะมีการสะสมต้นทุนในบัญชีแยกประเภทของแต่ละหน่วยงานที่แยกย่อยไปจากแผนกผลิตต่างๆเพื่อใช้ในการควบคุมต้นทุนหน่วยงานย่อยซึ่งจะทำให้ง่ายต่อการจัดการมากขึ้น

2.1.2 **ทฤษฎีการผลิต**

การผลิต (Production) หมายถึง ขบวนการหรือขั้นตอนที่เปลี่ยนแปลงปัจจัยการผลิต (Input) ให้เป็นผลผลิต (Output) ซึ่งปัจจัยการผลิตนอกจากจะหมายถึง ที่ดิน แรงงาน ทุนและผู้ประกอบการแล้วยังหมายถึง วัตถุดิบและสินค้าขั้นกลางทุกชนิดที่ใช้ในขบวนการผลิตด้วย

- **ฟังก์ชันการผลิต** (Production Function)

ฟังก์ชันการผลิต คือ สัญลักษณ์ทางคณิตศาสตร์ที่แสดงความสัมพันธ์ระหว่างปัจจัยการผลิตต่างๆ และจำนวนผลผลิตที่เกิดจากปัจจัยการผลิตนั้นๆ ในช่วงระยะเวลาหนึ่ง ดังนี้

Total Product (TP) = $f(V_1, V_2, V_3, \ldots, V_n)$ .....สมการที่ 2.3

โดย

Total Product (TP) คือ จำนวนผลผลิตทั้งหมด

V_n คือ ปัจจัยการผลิตต่างๆ ที่ใช้ในการผลิต

ฟังก์ชันการผลิตจะแสดงถึง จำนวนผลผลิตรวมที่ผลิตขึ้นในระยะเวลาหนึ่งซึ่งขึ้นอยู่กับจำนวนของปัจจัยการผลิตที่ใช้ในการผลิตนั้น หน่วยธุรกิจสามารถเพิ่มหรือลดจำนวนผลผลิตได้ด้วยการเพิ่มหรือลดจำนวนของปัจจัยการผลิตชนิดใดชนิดหนึ่งหรือหลายชนิดที่ใช้อยู่ในขบวนการผลิตนั้น

- **การผลิตในระยะสั้นและระยะยาว** (Short-Run and Long-Run Production)

โดยทั่วไปหน่วยผลิตสามารถปรับขบวนการผลิตเพื่อให้ได้รับผลผลิตในระดับที่ต้องการได้ และเกี่ยวโยงไปถึงการเพิ่มหรือลดจำนวนปัจจัยการผลิต อย่างไรก็ตาม การเปลี่ยนแปลงปริมาณปัจจัยการผลิตบางชนิดสามารถทำได้ทันทีแต่บางชนิดต้องใช้เวลากว่าจะเปลี่ยนแปลงได้ การแบ่งการผลิตเป็นระยะสั้นหรือระยะยาวจึงจะพิจารณาจากความสามารถในการเปลี่ยนแปลงปริมาณหรือขนาดของปัจจัยที่ใช้ หรือการเปลี่ยนแปลงปัจจัยคงที่ให้เป็นปัจจัยผันแปรซึ่งแต่ละหน่วยผลิตใช้เวลาแตกต่างกัน สามารถแบ่งการผลิตออกได้ 2 ระยะ คือ

1. การผลิตในระยะสั้น (Short-Run Production)

การผลิตในระยะสั้น หมายถึง ช่วงเวลาการผลิตที่ในขบวนการผลิตประกอบด้วยปัจจัยที่ไม่สามารถเปลี่ยนแปลงจำนวนได้เรียกว่า ปัจจัยคงที่ (fixed factors) และปัจจัยการผลิตที่สามารถเปลี่ยนแปลงจำนวนได้เมื่อต้องการเรียกว่า ปัจจัยผันแปร (variable factors) การผลิตในระยะสั้นจึงมีการใช้ทั้งปัจจัยผันแปรและปัจจัยคงที่อย่างน้อย 1 ชนิด ร่วมกัน

การผลิตในระยะสั้น ผลผลิตรวมที่ได้อธิบายได้จากกฎผลผลิตที่ได้จากการใช้ปัจจัยการผลิตในสัดส่วนต่างๆ กัน และกฎว่าด้วยการลดน้อยถอยลงของผลผลิตเพิ่ม (Law of Diminishing Marginal Physical Returns) กล่าวคือ การผสมปัจจัยการผลิตจะใช้ปัจจัยคงที่ร่วมกับปัจจัยแปรผัน เมื่อเพิ่มปัจจัยผันแปรขึ้นทีละหน่วยจนถึงจุดหนึ่งการเพิ่มขึ้นของผลผลิตรวมจะมีค่าลดลงเรื่อยๆ จนกระทั่งถึงศูนย์และติดลบในที่สุด ผลผลิตที่ได้รับจากการผลิตในระยะสั้นมีหลายชนิด ดังนี้

- ผลผลิตรวม (Total Product : TP) คือ ผลผลิตทั้งหมดที่เกิดขึ้นจากการใช้ปัจจัยผันแปรร่วมกับปัจจัยคงที่ ปริมาณผลผลิตที่ได้จะเปลี่ยนแปลงไปตามปริมาณปัจจัยผันแปรที่ใช้

- ผลผลิตเฉลี่ย (Average Product : AP) คือ ผลผลิตรวมทั้งหมดคิดเฉลี่ยต่อปัจจัยผันแปร 1 หน่วย ผลผลิตเฉลี่ยคำนวณได้จาก

$$AP = \frac{TP}{L} \quad \text{.....สมการที่ 2.4}$$

โดย

AP = ผลผลิตเฉลี่ย (Average Product)

TP = จำนวนผลผลิตรวมทั้งหมด (Total Product)

L = จำนวนปัจจัยผันแปร

- ผลผลิตเพิ่ม (Marginal Product : MP) คือ ผลผลิตรวมที่เพิ่มขึ้นเมื่อใช้ปัจจัยผันแปรเพิ่มขึ้น 1 หน่วย ในระยะแรกที่เพิ่มปัจจัยผันแปรเข้าไปผลผลิตเพิ่มจะค่อยๆ เพิ่มขึ้นต่อมาผลผลิตเพิ่มจะเริ่มลดลง จนกระทั่งเท่ากับศูนย์และติดลบในที่สุด เป็นไปตามกฎการลดน้อยถอยลงของผลผลิตเพิ่ม (Law of Diminishing Marginal Physical Returns) ผลผลิตเพิ่มคำนวณได้จาก

$$MP = \frac{\Delta TP}{\Delta L} \quad \text{..... สมการที่ 2.5}$$

โดย

MP = ผลผลิตเพิ่ม (Marginal Product)

ΔTP = การเปลี่ยนแปลงในผลผลิตรวมทั้งหมด (Total Product)

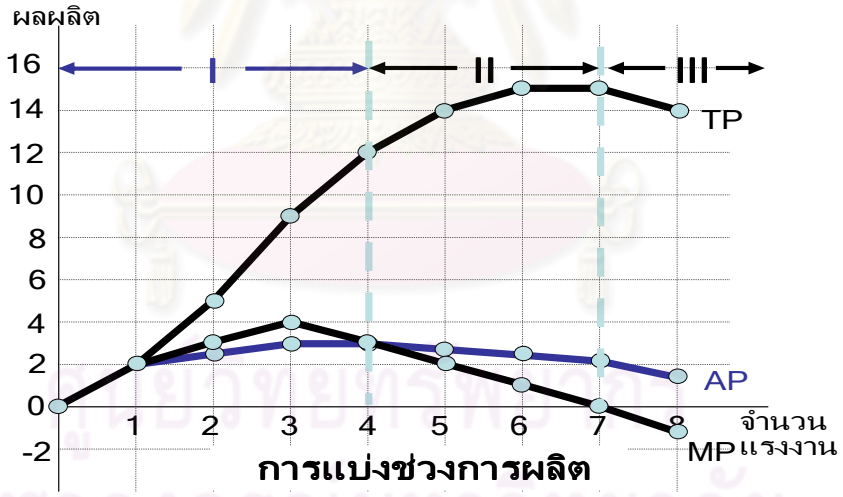
ΔL = การเปลี่ยนแปลงในปริมาณการใช้ปัจจัยผันแปร

- กฎการลดน้อยถอยลงของผลผลิตเพิ่ม (Law of Diminishing Marginal Physical Returns) เป็นสิ่งที่เกิดขึ้นในการผลิตในระยะสั้น เมื่อกระบวนการผลิตใช้ปัจจัยแปรผันชนิดหนึ่งเพิ่มขึ้นทีละหน่วยขณะที่ปัจจัยการผลิตอื่นๆ คงที่ จะทำให้ผลผลิตเพิ่มที่ได้รับมีจำนวนลดน้อยถอยลงตามลำดับจนถึงศูนย์และติดลบในที่สุด สามารถแสดงลักษณะของเส้นผลผลิตชนิดต่างๆ ได้ดังรูปที่ 2-1 นี้

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 2-1 ข้อมูลปัจจัยการผลิต-ผลผลิต

ที่ดิน (ไร่)	แรงงาน (คน)	ผลผลิตรวม (TP)	AP	MP
1	0	0	***	***
1	1	2	2	2
1	2	5	2.5	3
1	3	9	3	4
1	4	12	3	3
1	5	14	2.8	2
1	6	15	2.5	1
1	7	15	2.1	0
1	8	14	1.8	-1



รูปที่ 2-1 ลักษณะของเส้นผลผลิตชนิดต่างๆ

จากความสัมพันธ์ของผลผลิตรวม ผลผลิตเฉลี่ย และผลผลิตเพิ่ม สามารถแบ่งขั้นของการผลิตออกได้ 3 ขั้นคือ

ขั้นที่ 1 เริ่มตั้งแต่จุด 0 จนถึงจุดที่ AP มีค่าสูงสุด เมื่อเพิ่มปัจจัยผันแปรเข้าไป MP จะเพิ่มขึ้นและทำให้ TP เพิ่มขึ้นในอัตราที่เพิ่มขึ้น และเมื่อ MP ลดลงจะทำให้ TP เพิ่มขึ้นใน

อัตราที่ลดลง ขั้นนี้ผู้ผลิตจะยังคงเพิ่มปัจจัยผันแปรเข้าไปอีก สามารถขยายการผลิตและทำกำไรได้อีกเนื่องจาก TP ยังเพิ่มขึ้น

ขั้นที่ 2 เริ่มตั้งแต่จุดที่ AP มีค่าสูงสุดจนถึงจุดที่ MP มีค่าเท่ากับศูนย์และ TP มีค่าสูงสุด ขั้นนี้ MP และ AP จะลดลง แต่ TP ยังเพิ่มขึ้น ดังนั้น ผู้ผลิตจะยังคงเพิ่มปัจจัยผันแปรไปจนกระทั่ง MP เท่ากับศูนย์ ผู้ผลิตควรเลือกทำการผลิต ณ จุดใดจุดหนึ่งในขั้นการผลิตนี้เพราะจะทำให้ผู้ผลิตได้รับ TP สูงสุด

ขั้นที่ 3 เริ่มตั้งแต่จุดที่ MP มีค่าเท่ากับศูนย์และ TP มีค่าสูงสุดเป็นต้นไป ขั้นนี้ TP จะลดลงเรื่อยๆ เมื่อเพิ่มปัจจัยผันแปรเข้าไปอีก ผู้ผลิตไม่ควรทำการผลิตเพราะจะได้รับ TP ที่ลดลง และ MP มีค่าติดลบ

2. **การผลิตในระยะยาว** (Long-Run Production)

การผลิตในระยะยาว หมายถึง ช่วงเวลาการผลิตที่ผู้ผลิตสามารถเปลี่ยนแปลงปัจจัยการผลิตทุกอย่างได้ตามความต้องการ ดังนั้น ขบวนการผลิตในระยะยาวจึงมีแต่ปัจจัยผันแปรเท่านั้น เพราะปัจจัยคงที่จะกลายเป็นปัจจัยผันแปรทันทีเมื่อมีการเปลี่ยนแปลงจำนวนหรือขนาด

การผลิตในระยะยาว (Long-Run Production) หมายถึง การผลิตในระยะเวลาที่สามารถเปลี่ยนแปลงขนาดและปริมาณของปัจจัยการผลิตทุกชนิดได้ตามต้องการ ดังนั้น ปัจจัยการผลิตที่ใช้ในการผลิตมีชนิดเดียวคือ ปัจจัยผันแปร การผลิตในระยะยาวอยู่ภายใต้กฎของกฎผลได้จากการขยายขนาดการผลิต (Law of Returns to Scale) ซึ่งอธิบายการเปลี่ยนแปลงของผลผลิตรวมขณะที่ปัจจัยการผลิตต่างๆ เปลี่ยนแปลงไป แบ่งระยะการเปลี่ยนแปลงผลผลิตรวมได้ 3 ระยะ คือ

ระยะที่ 1 **ระยะผลได้เพิ่มขึ้น** (Increasing Returns to Scale) ผลผลิตรวมที่ได้มีปริมาณเพิ่มขึ้น เมื่อเพิ่มปัจจัยการผลิตเข้าไปในอัตราส่วนหนึ่งจะทำให้ผลผลิตรวมเพิ่มขึ้นในอัตราที่สูงกว่า

ระยะที่ 2 **ระยะผลได้คงที่** (Constant Returns to Scale) ผลผลิตรวมที่ได้มีปริมาณคงที่ เมื่อเพิ่มปัจจัยการผลิตเข้าไปในอัตราส่วนเท่าใดจะทำให้ผลผลิตรวมเพิ่มขึ้นในอัตราส่วนเท่ากันด้วย

ระยะที่ 3 **ระยะผลได้ลดน้อยลง** (Decreasing Returns to Scale) ผลผลิตรวมที่ได้มีปริมาณลดลง เมื่อเพิ่มปัจจัยการผลิตเข้าไปในอัตราส่วนหนึ่งจะทำให้ผลผลิตรวมเพิ่มขึ้นในอัตราที่ต่ำกว่า

ดังนั้น การผลิตในระยะที่หนึ่งและสองจะทำให้ได้รับกำไร แต่ในระยะที่สามซึ่งผลผลิตรวมเพิ่มขึ้นในอัตราที่ลดลง ผู้ผลิตจะไม่เลือกทำการผลิตเพราะเสี่ยงกับการขาดทุน

2.1.3 ฟังก์ชันต้นทุน

ฟังก์ชันต้นทุน (Cost Function : CF) เป็นการแสดงความสัมพันธ์ระหว่างต้นทุนรวมกับปริมาณผลผลิต เขียนเป็นฟังก์ชันต้นทุนได้ ดังนี้

$$TC = f(Q) \quad \text{.....สมการที่ 2.6}$$

โดย

TC = ต้นทุนทั้งหมด

Q = ปริมาณผลผลิต

จากทฤษฎีการผลิต ซึ่งแบ่งการผลิตเป็นระยะสั้น และ ระยะยาว ทำให้แบ่งฟังก์ชันต้นทุนเป็นต้นทุนระยะสั้น และ ต้นทุนระยะยาว ดังนี้ คือ

- ต้นทุนระยะสั้น (Short-Run Cost)

ต้นทุนระยะสั้นเป็นการแสดงความสัมพันธ์ระหว่างต้นทุนการผลิตกับปริมาณผลผลิตซึ่งเกิดจากการใช้ปัจจัยคงที่จำนวนหนึ่ง ร่วมกับปัจจัยแปรผันจำนวนต่างๆกัน โดยต้นทุนคงที่จะไม่เปลี่ยนแปลงตามจำนวนผลผลิต ส่วนต้นทุนผันแปรจะเปลี่ยนแปลงไปตามจำนวนผลผลิต ซึ่งอาจเขียนรูปทั่วไปของสมการต้นทุนรวมระยะสั้น ได้ดังนี้

$$TC = a + bQ - cQ^2 + dQ^3 \quad \text{.....สมการที่ 2.7}$$

โดย

TC = ต้นทุนการผลิตรวม

a = ค่าคงที่ซึ่งแสดงถึงต้นทุนคงที่ทั้งหมด (Total Fixed Cost : TFC)

$bQ - cQ^2 + dQ^3$ = ต้นทุนแปรผันรวม (Total Variable Cost : TVC)

- ต้นทุนระยะยาว (Long-Run Cost)

ต้นทุนระยะยาวเป็นการแสดงความสัมพันธ์ระหว่างต้นทุนการผลิตกับปริมาณผลผลิตซึ่งเกิดจากการใช้ปัจจัยแปรผันจำนวนต่างๆ คือ เป็นการผลิตในระยะเวลาที่ผู้ผลิตสามารถเปลี่ยนแปลงปัจจัยการผลิตทุกชนิดได้ตามต้องการ ดังนั้นต้นทุนในระยะยาวจึงมีเฉพาะต้นทุนแปรผัน (Total Variable Cost : TVC) เพียงอย่างเดียว

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

- การวิเคราะห์ต้นทุน

  - การวิเคราะห์ต้นทุนในระยะสั้น (The Short – Run Cost Analysis)

การผลิตในระยะสั้นใช้ปัจจัยการผลิต 2 ชนิดคือ ปัจจัยคงที่ และปัจจัยผันแปร ดังนั้น ต้นทุนการผลิตในระยะสั้นจึงมี 2 ชนิดคือ ต้นทุนคงที่ (Fixed Cost) และต้นทุนผันแปร (Variable Cost) สามารถคำนวณหาต้นทุนชนิดต่างๆ ได้ดังนี้

ต้นทุนคงที่ *(Fixed Cost : FC)* ต้นทุนชนิดนี้จะมีจำนวนคงที่ตลอดไม่ว่าปริมาณการผลิตจะมากหรือน้อย แม้จะไม่ทำการผลิตเลยก็จะเกิดต้นทุนคงที่ ต้นทุนประเภทนี้ เช่น ค่าเสื่อมของเครื่องจักร เป็นต้น

ต้นทุนผันแปร *(Variable Cost : VC)* ต้นทุนนี้จะเปลี่ยนแปลงไปตามจำนวนสินค้าที่ผลิต ถ้าผลิตมากจะเสียต้นทุนชนิดนี้มาก และถ้าไม่ผลิตก็ไม่เสียเลย ต้นทุนประเภทนี้ เช่น ค่าจ้างแรงงาน เป็นต้น

ต้นทุนรวม *(Total Cost : TC)* เป็นต้นทุนทั้งหมดที่เกิดขึ้นจากการใช้ปัจจัยการผลิตชนิดต่างๆ ในการผลิตสินค้าและบริการจำนวนหนึ่ง ในระยะสั้น ต้นทุนรวมสามารถแสดงได้ดังนี้

$$TC = TFC + TVC \quad \text{..... สมการที่ 2.8}$$

ต้นทุนคงที่เฉลี่ย *(Average Fixed Cost : AFC)* เป็นต้นทุนคงที่ทั้งหมดเฉลี่ยต่อปริมาณผลผลิต 1 หน่วย หรือ

$$AFC = \frac{TFC}{Q} \quad \text{..... สมการที่ 2.9}$$

ต้นทุนผันแปรเฉลี่ย *(Average Variable Cost : AVC)* เป็นต้นทุนผันแปรทั้งหมดเฉลี่ยต่อปริมาณผลผลิต 1 หน่วย หรือ

$$AVC = \frac{TVC}{Q} \quad \text{..... สมการที่ 2.10}$$

ต้นทุนเฉลี่ย *(Average Cost : AC)* เป็นต้นทุนทั้งหมดเฉลี่ยต่อปริมาณผลผลิต 1 หน่วย หรือ

$$AC = \frac{TC}{Q} \quad \text{..... สมการที่ 2.11}$$

นอกจากนี้ยังสามารถหาได้จาก

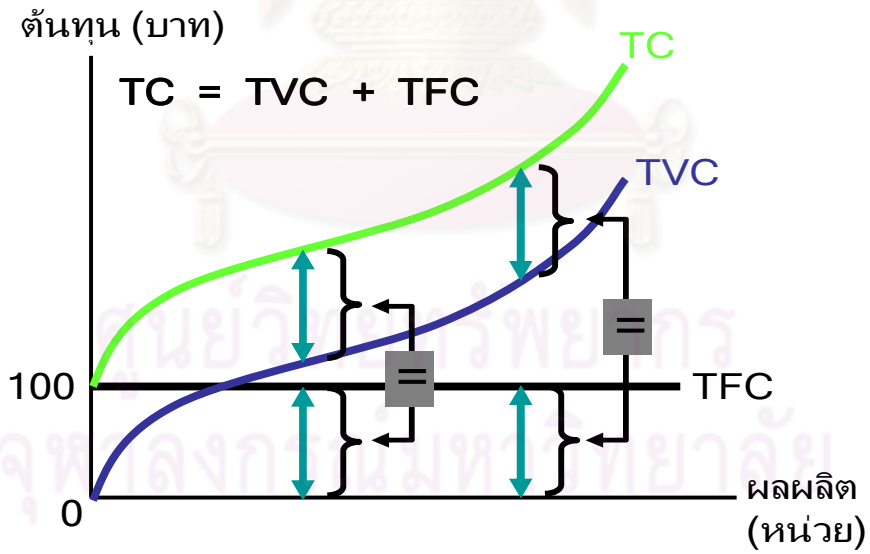
$$AC = AFC + AVC \quad \text{..... สมการที่ 2.12}$$

ต้นทุนเพิ่มหรือต้นทุนหน่วยสุดท้าย *(Marginal Cost : MC)* เป็นการเปลี่ยนแปลงของต้นทุนรวมเมื่อปริมาณผลผลิตเปลี่ยนแปลงไป 1 หน่วย หรือ

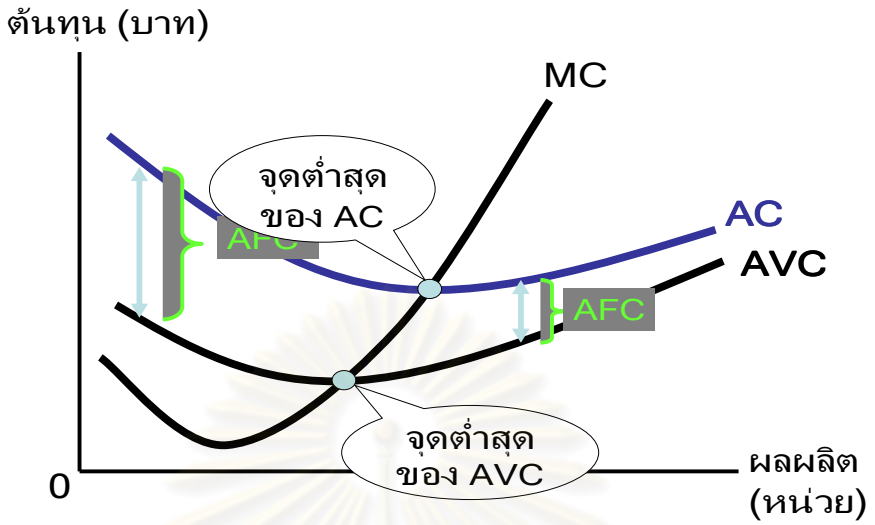
$$MC = \frac{\Delta TC}{\Delta Q} \quad \text{..... สมการที่ 2.13}$$

เส้นต้นทุนในระยะสั้น

ความสัมพันธ์ของต้นทุนประเภทต่างๆ ในการผลิตระยะสั้น แสดงได้ดังนี้



รูปที่ 2-2 เส้นต้นทุนรวม ต้นทุนผันแปร และต้นทุนคงที่



รูปที่ 2-3 เส้นต้นทุนการผลิตระยะสั้นประเภทต่างๆ

ความสัมพันธ์ระหว่างต้นทุนผันแปรเฉลี่ยกับต้นทุนเพิ่มและต้นทุนเพิ่มกับต้นทุนเฉลี่ย

(1) ***ความสัมพันธ์ระหว่างต้นทุนผันแปรเฉลี่ย (AVC) กับต้นทุนเพิ่ม (MC)***

1. ตราบที่ MC มีค่าน้อยกว่า AVC , AVC จะมีค่าลดลงเมื่อผู้ผลิตขยายการผลิตออกไป
2. ตราบที่ MC มีค่ามากกว่า AVC , AVC จะมีค่าสูงขึ้นเมื่อผู้ผลิตขยายการผลิตออกไป
3. MC จะมีค่าเท่ากับ AVC ณ จุดที่ AVC มีค่าต่ำสุด

(2) ***ความสัมพันธ์ระหว่างต้นทุนเพิ่ม (MC) กับต้นทุนเฉลี่ย (AC)***

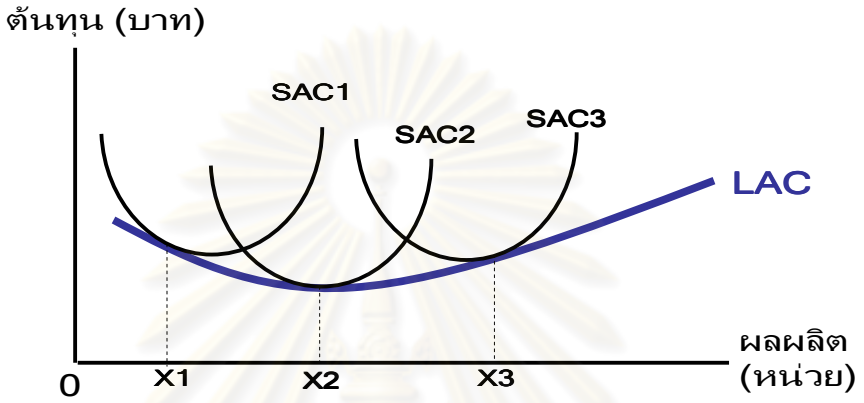
1. ตราบที่ MC มีค่าน้อยกว่า AC , AC จะมีค่าลดลงเมื่อผู้ผลิตขยายการผลิตออกไป
2. ตราบที่ MC มีค่ามากกว่า AC , AC จะมีค่าสูงขึ้นเมื่อผู้ผลิตขยายการผลิตออกไป
3. MC จะมีค่าเท่ากับ AC ณ จุดที่ AC มีค่าต่ำสุด

- การวิเคราะห์ต้นทุนในระยะยาว (The Long – Run Cost Analysis)

ในระยะยาวผู้ผลิตสามารถเปลี่ยนแปลงขนาดการผลิตให้เหมาะสมกับที่ต้องการได้ ปัจจัยทุกชนิดที่ใช้ในการผลิตเป็นปัจจัยผันแปร ดังนั้น ต้นทุนการผลิตในระยะยาวจึงมีเฉพาะแต่ต้นทุนผันแปรเท่านั้น

ต้นทุนเฉลี่ยในระยะยาว (Long-Run Average Cost)

ในระยะยาวผู้ผลิตสามารถปรับปรุงขนาดของโรงงานให้เหมาะสมกับระดับผลผลิตได้ ดังนั้น จึงสามารถเลือกขนาดของโรงงานที่เสียต้นทุนเฉลี่ยต่ำสุดโดยใช้วิธีการสร้างโรงงานใหม่ให้ใหญ่กว่าเดิมหรือสร้างเพิ่มเติมจากโรงงานเดิม



รูปที่ 2-4 เส้นต้นทุนเฉลี่ยระยะยาว

จากรูปที่ 2-4 ให้มีโรงงาน 3 ขนาด แต่ละขนาดเหมาะสมสำหรับการผลิตระดับต่างๆ แต่ละโรงงานมีต้นทุนเฉลี่ยระยะสั้น (Short-Run Average Cost : SAC) คือ SAC1 SAC2 และ SAC3ตามลำดับ ในระยะยาวขนาดของโรงงานที่เหมาะสมในการผลิตจะพิจารณาจากปริมาณผลผลิตที่ต้องการคือ ถ้าต้องจำนวนผลผลิต OX1 ต้องสร้างโรงงานที่มีขนาดของต้นทุน SAC1 เพราะจะเสียค่าใช้จ่ายต่ำกว่าการใช้โรงงานในขนาดอื่นๆ เป็นต้น จะเห็นได้ว่าในโรงงานขนาดต่างๆ นั้นจะมีอยู่ขนาดหนึ่งซึ่งเหมาะสมที่สุด (Optimum Scale of Plant) คือ เสียต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยต่ำสุดเมื่อเปรียบเทียบกับโรงงานในขนาดต่างๆ ขนาดของโรงงานขนาดที่เหมาะสมนี้จะอยู่ ณ จุดต่ำสุดของเส้น SAC ที่สัมผัสกับจุดต่ำสุดของเส้น LAC ดังนั้น โรงงานที่มีต้นทุน SAC2 ผลผลิตที่เหมาะสม (Optimum Output) คือ OX2 หรือเส้นต้นทุนเฉลี่ยในระยะยาว (LAC) ได้มาจากเส้น SAC ของโรงงานขนาดต่างๆ แต่อย่างไรก็ตาม ผู้ผลิตไม่จำเป็นจะต้องสร้างโรงงานที่มีขนาดเหมาะสมที่สุดและทำการผลิต ณ ระดับที่เหมาะสม (Optimum Output) นั้น ยกเว้นในกรณีที่มีการแข่งขันสมบูรณ์ (Perfect Competition)

- รายรับจากการผลิต (Revenues)

การที่ผู้ผลิตจะเปลี่ยนแปลงการผลิตหรือไม่นั้นจะพิจารณาจากผลการดำเนินการ ถ้าผลการดำเนินการได้รับกำไรก็จะขยายการผลิต ผลการดำเนินการเป็นการเปรียบเทียบระหว่างต้นทุนและรายรับจากการผลิต

- รายรับจากการผลิต (Revenues) คือ รายได้ที่ผู้ผลิตได้รับจากการขายผลผลิตในราคาที่กำหนด ซึ่งถ้าราคาสินค้าสูงขึ้นจำนวนสินค้าที่ขายได้มีปริมาณลดลง รายได้จากการผลิตจะลดลงด้วย และเนื่องจากราคาของสินค้าในแต่ละระดับคือ รายรับของผู้ผลิตจากการขายสินค้านั้นๆ ดังนั้น ราคาต่อหน่วยสินค้า ณ ระดับการขายจะเท่ากับรายรับเฉลี่ย (Average Revenue : AR) ของผู้ผลิต ณ ระดับการขายนั่นเอง

- รายรับรวม รายรับเฉลี่ย และรายรับเพิ่ม

รายรับรวม (Total Revenue : TR) หมายถึง รายรับทั้งหมดที่ผู้ผลิตได้รับจากการขายสินค้า รายรับรวมหาได้จาก

$$TR = PxQ \quad \text{..... สมการที่ 2.14}$$

โดย

P = ราคาสินค้าต่อหน่วย

Q = ปริมาณสินค้าที่ขายได้

รายรับเฉลี่ย (Average Revenues : AR) หมายถึง รายรับรวมเฉลี่ยต่อจำนวนสินค้าทั้งหมดที่ขายได้ รายรับเฉลี่ยหาได้จาก

$$AR = \frac{TR}{Q} \quad \text{..... สมการที่ 2.15}$$

รายรับเพิ่ม (Marginal Revenue :MR) หมายถึง รายรับรวมที่เปลี่ยนแปลงไปเมื่อขายสินค้าเปลี่ยนแปลงไป 1 หน่วย รายรับเพิ่มหาได้จาก

$$MR = \frac{\Delta TR}{\Delta Q} \quad \text{..... สมการที่ 2.16}$$

โดย

ΔTR = ส่วนเปลี่ยนแปลงของรายรับรวม

ΔQ = ส่วนเปลี่ยนแปลงของจำนวนสินค้าที่ขายได้

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ความสัมพันธ์ระหว่างรายรับรวม รายรับเฉลี่ย และรายรับเพิ่ม

ความสัมพันธ์ระหว่างรายรับรวม (TR) รายรับเฉลี่ย (AR) และรายรับเพิ่ม (MR) สามารถสรุปได้ดังนี้

1. รายรับเฉลี่ยจะมีค่าลดลงเมื่อขายสินค้าได้เพิ่มขึ้นและมีค่ามากกว่ารายรับเพิ่มเสมอไม่ว่าจะขายสินค้าได้จำนวนเท่าใด
2. ในขณะที่รายรับเพิ่มมีค่าเป็นบวก รายรับรวมจะเพิ่มขึ้นเมื่อขายสินค้าได้เพิ่มขึ้น
3. เมื่อรายรับเพิ่มมีค่าเป็นศูนย์ รายรับรวมจะมีค่าสูงสุด
4. เมื่อรายรับเพิ่มมีค่าเป็นลบ รายรับรวมจะมีค่าลดลงเมื่อขายสินค้าเพิ่มขึ้น
5. ในขณะที่รายรับรวมมีค่าเพิ่มขึ้น รายรับเฉลี่ยและรายรับเพิ่มจะมีค่าลดลง

- **ต้นทุน รายรับ และกำไรสูงสุด**

กำไร (Profit) หมายถึง ผลต่างระหว่างต้นทุนการผลิตทั้งหมด (Total Cost) กับรายรับจากการขายผลผลิตทั้งหมด (Total Revenue) เขียนเป็นสมการได้ดังนี้

$$P = TR - TC \quad \text{..... สมการที่ 2.17}$$

โดย

P = กำไร

TR = รายรับจากการขายผลผลิตทั้งหมด (Total Revenue)

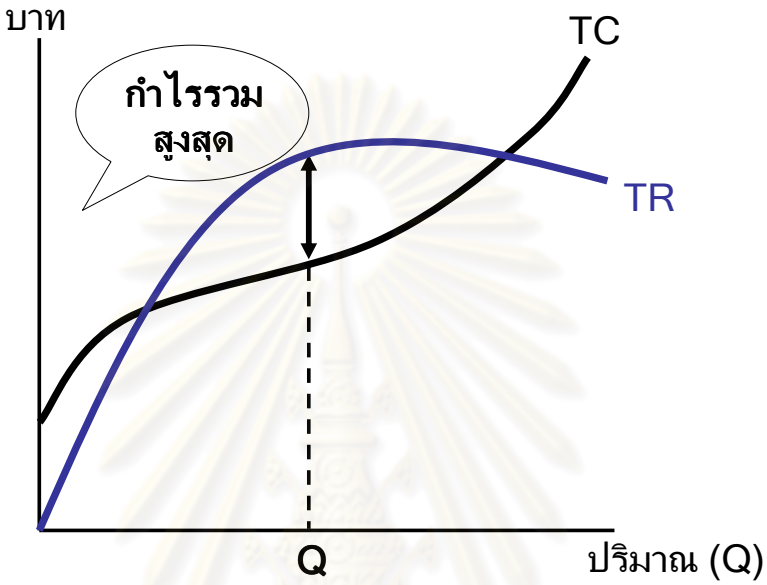
TC = ต้นทุนจากการผลิตทั้งหมด (Total Cost)

ต้นทุนในทางเศรษฐศาสตร์จะคำนวณจากรายจ่ายทั้งที่ได้จ่ายจริงและไม่จ่ายจริง หรือรวมต้นทุนค่าเสียโอกาส (Opportunity Cost) ไว้ด้วยจึงสูงกว่าต้นทุนทางบัญชี หรือในทางเศรษฐศาสตร์ได้รวมกำไรปกติ (Normal Profit) ไว้ในต้นทุนการผลิตด้วย ดังนั้น สามารถสรุปความสัมพันธ์ของรายรับรวม (TR) และต้นทุนรวม (TC) ได้ดังนี้

- ถ้ารายรับรวม (TR) มีค่าเท่ากับต้นทุนรวม (TC) ผู้ผลิตจะได้รับกำไรปกติ (Normal Profit)
- ถ้ารายรับรวม (TR) มีค่ามากกว่าต้นทุนรวม (TC) ผู้ผลิตจะได้รับกำไรเกินปกติหรือกำไรส่วนเกิน (Excess Profit)

ในการผลิตทั่วไป ผู้ผลิตย่อมต้องการได้รับกำไรสูงสุด (Maximized Profit) จากการผลิต การที่จะได้รับกำไรสูงสุดจากการผลิตมีวิธีพิจารณา 2 วิธี คือ

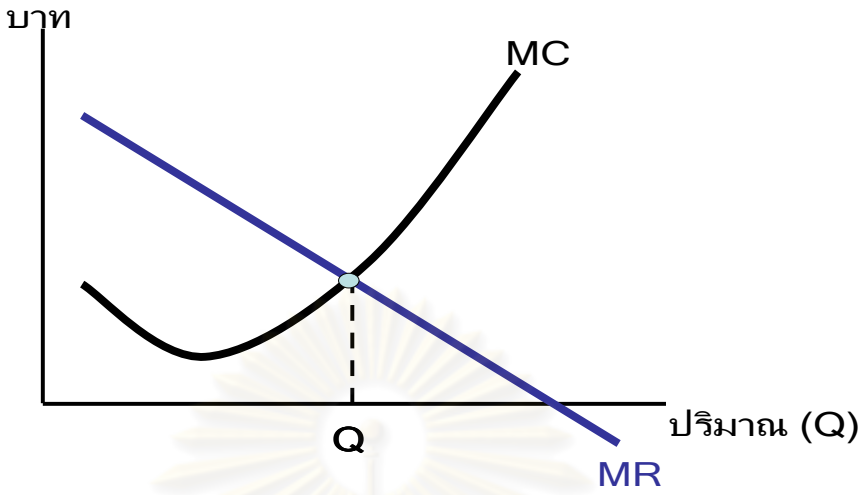
1. เปรียบเทียบระหว่างค่ารายรับรวม (TR) และค่าต้นทุนรวม (TC) ทั้งหมดที่เกิดขึ้นจากการผลิต ปริมาณการผลิตที่จะให้กำไรสูงสุดคือ ปริมาณการผลิตที่ทำให้ค่ารายรับรวม (TR) มากกว่าค่าต้นทุนรวม (TC) มากที่สุด



รูปที่ 2-5 ปริมาณการผลิตที่ทำให้กำไรสูงสุดโดยเปรียบเทียบระหว่างค่า TR และ TC

2. เปรียบเทียบจากค่ารายรับเพิ่ม (MR) และค่าต้นทุนเพิ่ม (MC) โดยตราบใดที่รายรับเพิ่ม (MR) มากกว่าต้นทุนเพิ่ม (MC) ผู้ผลิตจะสามารถขยายการผลิตออกไปได้จนถึงจุดที่มีค่าเท่ากันเพราะจะได้รับกำไรเพิ่มขึ้นจากการขยายการผลิตนั้น

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



รูปที่ 2-6 ปริมาณการผลิตที่ทำให้กำไรสูงสุดโดยเปรียบเทียบระหว่างค่า MR และ MC

2.1.4 การศึกษาทางด้านการเงิน

การศึกษาด้านการเงินของโครงการเกี่ยวข้องกับค่าใช้จ่ายในการลงทุนว่าจะต้องใช้เงินในด้านใดบ้าง เป็นจำนวนเท่าไร จะหาเงินทุนมาจากแหล่งใด โครงการนี้จะให้ผลตอบแทนการลงทุนสูงต่ำอย่างไร

การศึกษาด้านการเงินเป็นการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงินหรือวิเคราะห์ความสามารถในการทำกำไรของโครงการ ทั้งนี้เพื่อประโยชน์สูงสุดต่อเจ้าของโครงการ

องค์ประกอบที่สำคัญ มีดังต่อนี้

1. ประมาณการเงินลงทุนในโครงการ เพื่อดูว่าจะต้องใช้เงินในด้านใดบ้าง เป็นจำนวนเท่าไร ซึ่งเงินลงทุนในโครงการจะประกอบด้วย
   - สินทรัพย์ถาวร และค่าใช้จ่ายก่อนการดำเนินงาน
   - เงินทุนหมุนเวียน
2. การประมาณการด้านการเงินของโครงการ ซึ่งจะประกอบด้วย
   - ประมาณการต้นทุนสินค้าขาย
   - ประมาณการด้านค่าใช้จ่ายในการบริหารงานและอื่นๆ
   - ประมาณการงบกำไรขาดทุน
   - ประมาณการงบกระแสเงินสด

1. **ประมาณการเงินลงทุนในโครงการ**

ค่าใช้จ่ายในการลงทุน จะแบ่งเป็น 2 ส่วนด้วยกัน คือ

1.1 ส่วนที่เป็นต้นทุนสินทรัพย์ถาวร และค่าใช้จ่ายก่อนการดำเนินงาน

- **ต้นทุนสินทรัพย์ถาวร** ได้แก่ ค่าใช้จ่ายดังต่อไปนี้

ก. ที่ดิน และ บริเวณที่ปรับปรุงขึ้นสำหรับโครงการ เช่น ถนน ทางเท้า

ข. ตัวอาคาร และ สิ่งก่อสร้างอื่นๆ เช่น อ่างเก็บน้ำ สถานที่เก็บวัตถุดิบ ท่อระบายน้ำโสโครก

ค. เครื่องจักร และ อุปกรณ์การผลิต

ง. เครื่องมือต่างๆในโรงงาน เครื่องใช้ในสำนักงาน และอุปกรณ์การขนถ่ายวัสดุ

จ. ยานพาหนะ

- **ค่าใช้จ่ายก่อนการดำเนินงาน** หมายถึง ค่าใช้จ่ายทั้งหมดที่เกิดขึ้นนับตั้งแต่เริ่มก่อตั้งกิจการจนถึงวันที่เริ่มดำเนินงานผลิต ได้แก่

ก. เงินเดือนผู้บริหารโครงการ และ เจ้าหน้าที่ในสำนักงาน

ข. ค่าเดินทางติดต่อ

ค. ค่าเช่าสำนักงาน

ง. ค่าธรรมเนียมในการขออนุญาตตั้งบริษัท และ โรงงาน

จ. ค่าใช้จ่ายในการติดต่อขอกู้เงินจากแหล่งเงินทุน

ฉ. ค่าฝึกอบรมพนักงานในต่างประเทศและในประเทศ (ถ้ามี)

ช. ค่าใช้จ่ายในการลองเครื่อง

ซ. ค่าดอกเบี้ยเงินกู้ก่อนเริ่มกิจการ

1.2 ส่วนที่เป็นเงินทุนหมุนเวียน ได้แก่ ค่าใช้จ่ายที่เป็นเงินสดซึ่งประเมินได้จากการดำเนินงานในระยะเวลาหนึ่ง เช่น 3 เดือน หรือ 6 เดือน เป็นต้น เพื่อใช้ในด้าน

ก. วัตถุดิบ

ข. เงินเดือนค่าจ้างแรงงานด้านผลิตรวมทั้งสวัสดิการอื่นๆ เช่น เงินช่วยเหลือค่าครองชีพ ค่ารักษาพยาบาล ฯลฯ

ค. ค่าใช้จ่ายในการผลิตอื่นๆ (ไม่รวมค่าเสื่อมราคา)

ง. เงินเดือนค่าจ้างแรงงานด้านบริหารรวมทั้งสวัสดิการอื่นๆ

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

จ. ค่าใช้จ่ายในการบริหารงาน และอื่นๆ

2. **การประมาณการด้านการเงินของโครงการ**

การประมาณการด้านการเงินเป็นการประมาณการต้นทุนสินค้าขาย ค่าใช้จ่ายในการบริหารงานและอื่นๆ ในการประมาณการนี้จะต้องจำแนกค่าใช้จ่ายต่างๆให้ชัดเจน ได้แก่

ก. ค่าสินทรัพย์ถาวร และ ค่าใช้จ่ายอื่นๆที่เกี่ยวข้อง เช่น ค่าสินทรัพย์ถาวร ค่าเสื่อมราคา ค่าประกัน ค่าบำรุงรักษา ค่าภาษีที่ดิน เป็นต้น

ข. เงินเดือนค่าจ้างแรงงานทั้งฝ่ายบริหาร และ ฝ่ายผลิต

ค. ค่าวัตถุดิบ และ วัสดุนำเข้า

ง. ค่าไฟฟ้า

จ. เงินชำระหนี้แต่ละงวด และ ดอกเบี้ย

ฉ. ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน และ ค่าใช้จ่ายในระยะก่อนการดำเนินงาน

ช. ค่าใช้จ่ายสำรองอื่นๆ

ซ. ค่าภาษี

ตารางที่ 2-2, 2-3, 2-4 และ 2-5 แสดงรายละเอียดของการประมาณการลงทุนของโครงการ และการประมาณการด้านการเงิน

ตารางที่ 2-2 เงินลงทุนของโครงการ

รายการ	**จำนวนเงิน (บาท)**
ค่าใช้จ่ายก่อนการดำเนินงาน	X
ที่ดิน และ การปรับปรุงผิวดิน	X
อาคาร โรงงาน และ สำนักงาน	X
ค่าใช้จ่ายในการติดตั้งไฟฟ้า ท่อน้ำ	
รั้ว ถนน ที่จอดรถ บริเวณเก็บวัตถุดิบ รวมทั้งบ่อน้ำ ถังเก็บน้ำ	X
เครื่องจักร และ อุปกรณ์ในการผลิต	X
ยานพาหนะ	X
ครุภัณฑ์สำนักงาน	X
เงินทุนหมุนเวียน	X
รวม	X

ตารางที่ 2-3 การประมาณการต้นทุนสินค้าขาย ตั้งแต่ปีแรกจนสิ้นสุดโครงการ (บาท)

รายการ	**ปีที่** 1	**ปีที่** 2 – **ปีที่** 25
1. วัตถุดิบ	X	X
2. เงินเดือนค่าจ้างของแรงงานด้านผลิตรวมสวัสดิการอื่นๆ	X	X
3. ค่าใช้จ่ายในการผลิตอื่นๆ		
ก. ค่าเสื่อมราคา		
1. เครื่องจักร และ อุปกรณ์การผลิต	X	X
2. อาคารโรงงาน	X	X
3. ไฟฟ้า ท่อน้ำ	X	X
4. บ่อน้ำบาดาล ถังเก็บน้ำ	X	X
ข. ค่าประกันอัคคีภัย	X	X
ค. ค่าชิ้นส่วนอะไหล่เครื่องจักรอุปกรณ์การผลิต	X	X
ง. ค่าน้ำมันเชื้อเพลิง น้ำมันหล่อลื่น	X	X
จ. ค่าไฟฟ้า	X	X
ฉ. ค่าซ่อมแซมบำรุงรักษา	X	X
รวม	X	X
และ ต้นทุนสินค้าขายที่เป็นเงินสด (เท่ากับต้นทุนสินค้าขายทั้งหมด – ค่าเสื่อมราคา)	X	X

ตารางที่ 2- 4 การประมาณการงบกำไร – ขาดทุน ตั้งแต่ปีแรกจนสิ้นสุดโครงการ (บาท)

ปี / **รายการ**	**ปีที่** 1	**ปีที่** 2	**ปีที่** 3	**ปีที่** 4 – **ปี** **ปีสุดท้าย**
1. มูลค่าการขายสินค้า				
ผลิตภัณฑ์ ก.	X	X	X	X
ผลิตภัณฑ์ ข.	X	X	X	X
ผลิตภัณฑ์ ค.	X	X	X	X
ผลพลอยได้หรือเศษวัสดุในกรณีที่ไม่สามารถนำมาใช้ในการผลิตอีกครั้งต่อไปอีก	X	X	X	X
รวม	X	X	X	X

ปี / รายการ	ปีที่ 1	ปีที่ 2	ปีที่ 3	ปีที่ 4 – ปีปีสุดท้าย
2. ต้นทุนสินค้าขาย	X	X	X	X
กำไรเบื้องต้นในการขาย	X	X	X	X
3. ค่าใช้จ่ายในการบริหารงาน และ อื่นๆ	X	X	X	X
กำไรสุทธิในการดำเนินงาน	X	X	X	X
4. ดอกเบี้ยเงินกู้ชำระ	X	X	X	X
กำไรสุทธิก่อนหักภาษี	X	X	X	X
5. ภาษีเงินได้นิติบุคคล	X	X	X	X
กำไรสุทธิ	X	X	X	X

ตารางที่ 2-5 การประมาณการงบกระแสเงินสด (เพื่อใช้วางแผน) ตั้งแต่ปีแรกจนสิ้นสุดโครงการ

ปี / รายการ	ปีที่ 1	ปีที่ 2	ปีที่ 3	ปีที่ 4	ปีที่ 5 – ปีสุดท้าย
กระแสเงินสดรับ (Inflow)					
1. การขาย					
ก. ผลิตภัณฑ์ ก, ข, ค		X	X	X	X
ข. ผลพลอยได้		X	X	X	X
2. เงินกู้	*				
ทุนของผู้ถือหุ้น	*				
รวม		X	X	X	X
กระแสเงินสดจ่าย (Outflow)					
1. ต้นทุนสินค้าที่เป็นเงินสด		X	X	X	X
2. ค่าใช้จ่ายในด้านการบริหารอื่นๆ ที่เป็นเงินสด		X	X	X	X
3. ค่าใช้จ่ายก่อนการดำเนินการ	*				
4. ค่าที่ดินและการปรับปรุงที่ดิน	*				
5. ค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้า, สำนักงาน	*				
6. ค่าใช้จ่ายในการติดตั้งไฟฟ้า ท่อน้ำ	*				
7. ค่าก่อสร้างรั้ว ถนน ที่จอดรถ บริเวณเก็บวัตถุดิบ					

ปี / รายการ	ปีที่ 1	ปีที่ 2	ปีที่ 3	ปีที่ 4	ปีที่ 5 – ปีสุดท้าย
8. ค่าเครื่องจักรและอุปกรณ์การผลิต					
9. ค่ายานพาหนะ					
10. ค่าครุภัณฑ์สำนักงาน					
11. เงินทุนหมุนเวียน		X	X	X	
12. ภาษีเงินได้นิติบุคคล			X	X	X
13. การชำระเงินต้นและดอกเบี้ย					
ก. ดอกเบี้ย		X	X	X	
ข. เงินต้น		X	X	X	
รวม	X	X	X	X	X
กระแสเงินสดรับสุทธิ (Net Inflow)	X	X	X	X	X

หมายเหตุ * ในกรณีที่เป็นการลงทุนเพียงครั้งเดียว กระแสเงินสดรับและจ่ายจะมีเฉพาะในปีแรกของการลงทุน ในตารางนี้ แสดงว่ามีการผ่อนชำระเงินกู้ภายใน 5 ปีแรกของการผลิต

2.1.5 วิธีคิดค่าเสื่อมราคา

การคิดค่าเสื่อมราคาสินทรัพย์ถาวรมีได้หลายวิธีที่ใช้กัน ค่าเสื่อมราคาที่ได้ในแต่ละวิธีก็จะทำให้มีเงินทุนภายในสะสมเพิ่มขึ้น เป็นจำนวนแตกต่างกัน แต่เมื่อกิจการได้เลือกวิธีการคำนวณค่าเสื่อมราคาวิธีใดแล้ว ก็จำเป็นต้องใช้วิธีนั้นอย่างสม่ำเสมอทุกงวดบัญชีจะเปลี่ยนแปลงวิธีการคำนวณค่าเสื่อมราคาได้ก็ต่อเมื่อได้รับอนุมัติจากอธิบดีกรมสรรพากรเกณฑ์การเริ่มคิดค่าเสื่อมราคานั้น ตามหลักการบัญชี จะเริ่มคิดค่าเสื่อมราคาเมื่อเริ่มใช้ประโยชน์ในสินทรัพย์นั้น ในขณะที่ตามหลักทางภาษีอากร จะเริ่มคิดค่าเสื่อมราคาเมื่อได้สินทรัพย์นั้นมา และตามหลักทางภาษีอากรนั้น การคิดค่าเสื่อมราคามีด้วยกันหลายวิธี เช่น

1. วิธีเส้นตรง (Straight Line Method)
2. วิธีตามอัตราถดถอย (Declining Method)
3. วิธีหักตามอัตราก้าวหน้า (Progressive Rate Method)
4. วิธี Units of Production Method
5. วิธีผลรวมจำนวนปี (Sum of The year Digit)

6. วิธีคำนวณค่าเสื่อมแบบจูงใจ (Incentive Depreciation) ซึ่งเป็นวิธีที่ใช้กับเครื่องจักรและอุปกรณ์ที่ใช้สำหรับการวิจัยและพัฒนา และเครื่องคอมพิวเตอร์ เป็นต้น ซึ่งขอนำเสนอเป็นตัวอย่างพียงบางกรณีเท่านั้น

1. วิธีเส้นตรง (Straight Line Method) เป็นวิธีคิดค่าเสื่อมราคาโดยเฉลี่ยมูลค่าเสื่อมราคาของสินทรัพย์ให้เป็นค่าเสื่อมราคาในแต่ละปีเท่า ๆ กัน ตลอดอายุการใช้งานของสินทรัพย์ถาวรนั้น ๆ สูตรในการคำนวณค่าเสื่อมราคา มีดังนี้

$$\text{ค่าเสื่อมราคาต่อปี} = \frac{(\text{ราคาทุนของสินทรัพย์} - \text{ราคาซาก})}{\text{อายุการใช้งาน}} \quad \text{..... สมการที่ 2.18}$$

นอกจากการคิดค่าเสื่อมราคาแบบเส้นตรงแล้ว ยังมีสินทรัพย์บางประเภทที่ลักษณะการเสื่อมค่านั้นไม่สม่ำเสมอ หรือ ไม่เท่ากันในแต่ละปีที่ผ่านไป อุปกรณ์เฉพาะบางชนิดเสื่อมค่าอย่างรวดเร็วในช่วงปีแรกๆ และน้อยลงในปีหลังๆ หรือกล่าวอีกนัยหนึ่งว่าจะไม่ค่อยมีการเสื่อมค่าในช่วงหลังเพราะได้มีการใช้งานและเสื่อมสภาพลงอย่างรวดเร็วในช่วงเวลาที่ใช้งานในตอนแรก ในกรณีเหล่านี้กิจการอาจคิดค่าเสื่อมราคาโดยใช้วิธีการอื่นเช่น วิธีตามอัตราถดถอย (Declining Method)

2. วิธีตามอัตราถดถอย (Declining Method) คือ การหักค่าเสื่อมราคาในช่วงท้ายของอายุการใช้งานน้อยกว่าในช่วงแรก วิธีนี้เหมาะกับสินทรัพย์ที่ให้ประโยชน์แก่กิจการในช่วงแรกมาก เช่น เครื่องจักรที่เสื่อมประโยชน์ไปจากการเปลี่ยนแปลงของเทคโนโลยีเป็นต้น วิธีหักตามอัตราถดถอยมีวิธีคำนวณได้หลายแบบ เช่น

- วิธีมูลค่าต้นทุนคงเหลือ (Declining Balance Method)
- วิธียอดคงเหลือลดลงทวีคูณ (Double Declining Balance Method)

วิธีมูลค่าต้นทุนคงเหลือ (Declining Balance Method) ใช้มูลค่าสุทธิตามบัญชีของสิ้นปีแรกเป็นตัวตั้งในการคำนวณแทน "ราคาทุน" ของสินทรัพย์ ในการคำนวณปีที่สองและใช้มูลค่าสุทธิตามบัญชีในสิ้นปีที่สองเป็นตัวตั้งในการคำนวณในปีที่สาม

วิธียอดคงเหลือลดลงทวีคูณ (Double Declining Balance Method : DDB) เป็นวิธีคิดค่าเสื่อมราคาอีกวิธีหนึ่ง โดยคิดในปีแรก ๆ สูงกว่าปีหลังๆวิธีนี้เป็นวิธีคิดค่าเสื่อมราคาแบบอัตราเร่ง นั่นคือ คิดเป็น 2 เท่าของวิธี Straight - Line และค่าเสื่อมราคาแต่ละปีก็จะนำจำนวน 2 เท่าของวิธี Straight - Line นี้ไปคูณกับมูลค่าเครื่องจักรที่หักค่าเสื่อมราคาแต่ละปีออกแล้ว

3. วิธีหักตามอัตราก้าวหน้า (Progressive Rate Method) ใช้กับสินทรัพย์ที่ก่อให้เกิดรายได้น้อยในระยะแรก และมีแนวโน้มที่จะสามารถให้ประโยชน์ตอบแทนสูงในอนาคต

4. วิธี Units of Production Method เป็นวิธีคิดค่าเสื่อมราคาตามความเป็นจริงคือถ้าเครื่องจักรผลิต 1,000 ก็คือค่าเสื่อมราคา 1,000 ถ้าปีต่อมาผลิต 2,000 ก็แสดงว่าใช้เครื่องจักรมากขึ้น ก็ต้องคิดค่าเสื่อมราคามากขึ้น เป็นวิธีคิดค่าเสื่อมราคาตามจำนวนหน่วยที่ผลิตได้ (หน่วยของสินค้าที่ผลิตโดยใช้เครื่องจักรนั้น) ในแต่ละงวดดังนั้น จึงต้องคำนวณว่าเครื่องจักรนี้ ตลอดอายุจะสามารถผลิตผลผลิตได้ รวมทั้งหมดกี่หน่วย และแต่ละหน่วยของผลผลิตจะทำให้เครื่องจักรเสื่อมราคาเท่าใด จากนั้นจะสามารถหาได้ว่าแต่ละงวดการผลิต จะเกิดค่าเสื่อมราคาของเครื่องจักรนี้เท่าใด

5. วิธีคำนวณค่าเสื่อมแบบจูงใจ (Incentive Depreciation) ในทางภาษีอากรได้ให้สิทธิในการหักค่าเสื่อมราคาเป็นกรณีพิเศษสำหรับสินทรัพย์บางชนิดที่เห็นว่ามีผลกระตุ้นการพัฒนาและเพิ่มความสามารถในการแข่งขันตามนโยบายของรัฐ โดยให้กิจการสามารถคำนวณค่าเสื่อมราคาตาม " วิธียอดคงเหลือลดลงทวีคูณ " (Double Declining Balance Method) สำหรับสินทรัพย์ดังต่อไปนี้

เครื่องจักรและอุปกรณ์ที่ใช้สำหรับการวิจัยและพัฒนา จะมีวิธีการหักโดยทันทีที่ได้รับสินทรัพย์มาก็สามารถหักได้ร้อยละ 40 ของมูลค่าต้นทุน และในปีแรกที่ใช้งานให้หักได้อีกร้อยละ 20 ของมูลค่าต้นทุน ผลก็คือ สามารถหักค่าเสื่อมราคาได้สูงถึงร้อยละ 60 ในปีแรก ปีต่อๆ มาก็ให้หักค่าเสื่อมราคาได้ร้อยละ 20 ของมูลค่าต้นทุนตามปกติ ทำให้หักค่าเสื่อมราคาได้ทั้งหมดภายในเวลา 3 ปี สินทรัพย์อย่างอื่นที่สามารถหักค่าเสื่อมราคาในลักษณะคล้ายคลึงกัน ได้แก่ เครื่องบันทึกการเก็บเงิน ซึ่งสามารถเลือกหักตามปกติในอัตราร้อยละ 20 ต่อปีเป็นเวลา 5 ปี หรือ โดยวิธีพิเศษในลักษณะเดียวกับเครื่องจักรที่ใช้ในการวิจัยและพัฒนาเครื่องคอมพิวเตอร์และอุปกรณ์คอมพิวเตอร์ สามารถหักค่าเสื่อมราคาได้ภายใน 3 ปี หรือจะใช้วิธีพิเศษในลักษณะเดียวกับเครื่องจักรที่ใช้ในการวิจัยและพัฒนาอาคารโรงงาน สามารถหักในทันทีที่ได้รับสินทรัพย์นั้นมาร้อยละ 25 ของมูลค่าต้นทุน และหักเพิ่มเติมในปีแรกได้อีกร้อยละ 5 ทำให้ปีแรกสามารถหักได้รวมร้อยละ 30ปีต่อๆ มาหักในอัตราร้อยละ 5 ของมูลค่าต้นทุนตามปกติ รวมทั้งสิ้นหักค่าเสื่อมได้ทั้งหมดภายในเวลา 14 ปี

เครื่องจักรและอุปกรณ์ที่ใช้ในกิจการทั่วไป สามารถหักได้ในทันทีที่ได้รับสินทรัพย์มาร้อยละ 40 ของมูลค่าต้นทุน และหักเพิ่มเติมในปีแรกได้อีกร้อยละ 20 ทำให้ปีแรกหักได้รวมร้อยละ 60 ปีต่อๆมาหักในอัตราร้อยละ 20 รวมทั้งสิ้นหักค่าเสื่อมได้ทั้งหมดภายในเวลา 3 ปี

สำหรับอาคารโรงงานและเครื่องจักรและอุปกรณ์ที่ใช้ในกิจการทั่วไปนั้น เป็นเงื่อนไขที่ให้สิทธิการหักค่าเสื่อมแก่กิจการที่มีสินทรัพย์ถาวรไม่รวมที่ดินไม่เกิน 200 ล้านบาท และมีพนักงานไม่เกิน 200 คน กล่าวคือเป็นแรงจูงใจแก่กิจการที่เรียกว่าขนาดกลางและขนาดย่อม (SMEs)

อย่างไรก็ตาม ต้องศึกษารายละเอียดเพิ่มเติมว่า เครื่องจักรที่ใช้ในการวิจัยและพัฒนาดังกล่าวมีข้อกำหนด และเงื่อนไขอย่างไรจึงจะสามารถใช้สิทธินี้ได้วิธีคำนวณค่าเสื่อมแบบจูงใจนั้นไม่ได้เป็นวิธีการคำนวณตามมาตรฐานการบัญชีที่รับรองทั่วไป แต่เป็นเรื่องซึ่งกรมสรรพากรกำหนดขึ้นเพื่อเป็นสิทธิประโยชน์แก่ผู้ประกอบกิจการที่เข้าเงื่อนไขควรส่งเสริม โดยการใช้วิธีการคำนวณที่น่าสนใจ ทำให้กิจการสามารถนำไปเป็นข้อพิจารณาก่อนจะตัดสินใจลงทุนในสินทรัพย์ถาวร ที่จะช่วยประหยัดภาษีได้พอสมควร

เรื่องการวิธีการคิดค่าเสื่อมราคาแบบเส้นตรงนั้นมีผลทำให้ค่าเสื่อมราคามีจำนวนเท่ากันตลอดอายุการใช้งาน ส่วนวิธียอดคงเหลือลดลงมีผลให้ค่าเสื่อมราคาลดลงตลอดอายุการใช้งานของสินทรัพย์ และวิธีจำนวนผลผลิต ทำให้ค่าเสื่อมราคาขึ้นลงตามผลผลิตที่คาดว่าจะได้รับจากสินทรัพย์นั้น

วิธีเส้นตรง เป็นวิธีที่เป็นที่รู้จักและนิยมมากที่สุด เพราะเข้าใจง่าย และการคำนวณทำได้ไม่ซับซ้อน โดยอาคารให้คำนวณได้ไม่เกินร้อยละ 5 ต่อปี ต้นทุนการได้มาซึ่งสิทธิการเช่า ไม่เกินร้อยละ 10 ต่อปี และสินทรัพย์ถาวรประเภทอุปกรณ์ เครื่องตกแต่งและติดตั้งไม่เกินร้อยละ 20 ต่อปี เป็นต้น ตามหลักทางภาษีอากรนั้น การคิดค่าเสื่อมราคาจะยึดตามหลักการบัญชีที่รับรองทั่วไปเป็นเกณฑ์ แต่มีเงื่อนไขว่าเมื่อใช้เกณฑ์ใดแล้ว ก็ต้องใช้เกณฑ์นั้นอย่างสม่ำเสมอและด้วยอัตรานั้นตลอดไป

2.1.6 การวิเคราะห์ผลตอบแทนการลงทุน

จุดประสงค์สำคัญในการศึกษาด้านการเงิน คือ ต้องการทราบว่าโครงการลงทุนมีความเหมาะสมด้านการเงินอย่างไร (Financial Viable) โดยพิจารณาจากผลตอบแทนการลงทุนว่าเป็นอย่างไร ผลการดำเนินงานสามารถคืนทุนได้ในระยะเวลากี่ปี ฯลฯ ในเรื่องนี้ โดยทั่วไป จะมีการวิเคราะห์ผลการตอบแทนการลงทุน 3 ประการด้วยกันคือ

1. มูลค่าปัจจุบันสุทธิ
2. อัตราผลตอบแทนการลงทุน
3. ระยะเวลาคืนทุน

1. **มูลค่าปัจจุบันสุทธิ** (Net Present Value : NPV)

มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการ ได้จากการนำค่ากระแสเงินสดสุทธิของแต่ละปี (ตลอดอายุโครงการ) มาเทียบให้เป็นมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิโดยใช้อัตราส่วนลดที่กำหนดขึ้น กระแสเงินสดสุทธิที่จะนำมาเทียบเป็นมูลค่าปัจจุบันจะคำนวณตั้งแต่ปีที่คาดว่าจะเริ่มดำเนินการ โดยคำนวณได้จากสูตรต่อไปนี้

$$NPV = \sum_{i=1}^{n} (NCF_i \times a_i)$$

นั่นคือ

$$NPV = (NCF_1 \times a_1) + (NCF_2 \times a_2) + (NCF_3 \times a_3) + \ldots + (NCF_n \times a_n)$$

โดยที่

NCF_i = กระแสเงินสดสุทธิของโครงการในปีที่ 1, 2, 3, … n

a_i = แฟกเตอร์ส่วนลด ในปีที่ 1, 2, 3 … n

อัตราส่วนลดควรมีค่าเท่ากับดอกเบี้ยเงินกู้ระยะยาว หรือเท่ากับดอกเบี้ยที่ได้จากการให้กู้ยืม หรือ เท่ากับดอกเบี้ยสูงสุดของเงินฝาก เป็นต้น แต่เนื่องจากดอกเบี้ยจำนวนนี้ไม่คงที่ อัตราส่วนลดจะเป็นตัวชี้ให้เห็นถึงโอกาสของการลงทุน นั่นก็คือความสามารถที่เงินลงทุนในโครงการจะคืนทุนมาให้ผู้ลงทุนได้ เมื่อเทียบกับการนำเงินไปลงทุนในแหล่งต่างๆกัน หรือ อาจสรุปได้ว่าอัตราส่วนลดควรจะมีค่าอย่างน้อยที่สุดมากกว่าอัตราดอกเบี้ยที่ผู้ลงทุนคิดว่าถ้าได้ดอกเบี้ยเท่าจำนวนนี้ก็ไม่มีประโยชน์ที่จะลงทุนในโครงการ

เกณฑ์การตัดสินใจ ในกรณีที่มูลค่าปัจจุบันสุทธิเท่ากับ 0 หรือมากกว่า จะรับโครงการลงทุนนั้น หรือ กล่าวอีกนัยหนึ่ง คือ จะรับโครงการลงทุนที่มีมูลค่าปัจจุบันของเงินสดรับเท่ากับหรือมากกว่ามูลค่าปัจจุบันของเงินสดจ่าย ถ้ามูลค่าปัจจุบันสุทธิเป็นลบ แสดงว่าโครงการนั้นไม่คุ้มกับการลงทุน

2. **อัตราผลตอบแทนการลงทุน** (Internal Rate of Return : IRR)

อัตราผลตอบแทนการลงทุน เป็นอัตราส่วนลดที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดรับเท่ากับมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดจ่าย หรือ IRR เป็นอัตราส่วนลดที่ทำให้มูลค่า

ปัจจุบันของรายรับจากโครงการเท่ากับมูลค่าปัจจุบันของการลงทุน ดังนั้นมูลค่าปัจจุบันสุทธิจึงเท่ากับศูนย์

ขั้นตอนการคำนวณหา IRR เหมือนกับการคำนวณหา NPV เราใช้สมการในการคำนวณเหมือนเดิม แต่แทนที่จะกำหนดอัตราดอกเบี้ยขึ้นมา เราจะหาอัตราดอกเบี้ยที่ทำให้ NPV เป็นศูนย์ อัตราดอกเบี้ยหรืออัตราส่วนลดตัวนี้ เรียกว่า IRR และ จะเป็นตัวเลขที่บอกผลกำไรของโครงการ

การคำนวณหาค่า IRR นี้ให้ใช้วิธี trial and error โดยการเลือกอัตราส่วนลดอัตราหนึ่งมาคำนวณ ถ้าอัตราส่วนลดดังกล่าวทำให้มูลค่าปัจจุบันสุทธิเป็น (-) แสดงว่าอัตราส่วนลดที่เลือกมามีค่าสูงเกินไป ในทางตรงกันข้ามหากมูลค่าปัจจุบันสุทธิเป็น (+) แสดงว่าอัตราส่วนลดนั้นมีค่าต่ำไป

เกณฑ์การตัดสินใจ จากอัตราผลตอบแทนการลงทุนที่คำนวณได้ ให้นำไปเปรียบเทียบกับอัตราผลตอบแทนขั้นต่ำที่ธุรกิจจะยอมรับการลงทุนได้ หรือ อัตราดอกเบี้ยของสถาบันการเงิน ถ้าอัตราผลตอบแทนการลงทุนที่คำนวณได้สูงกว่า ถือเป็นโครงการที่คุ้มค่าต่อการลงทุน เช่น ควรจะสูงกว่าอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ของบริษัทเงินทุน หรือ สถาบันการเงินต่างๆ หรือ สูงกว่าหรือเท่ากับอัตราผลตอบแทนการลงทุนตามที่กฎหมายกำหนดไว้

3. **ระยะเวลาคืนทุน** (Payback Period : PP)

เป็นที่ทราบกันดีว่า หากการดำเนินงานได้รับผลตอบแทนคุ้มกับจำนวนเงินที่ลงทุนได้รวดเร็วเท่าไรก็จะเป็นการดีมากขึ้นเท่านั้น เพราะโอกาสเสี่ยงต่อการขาดทุนในอนาคตจะมีน้อยลง และอีกประการหนึ่งผู้ลงทุนสามารถนำเงินทุนที่ถอนคืนมาได้นี้ไปลงทุนหาประโยชน์ในกิจการอย่างอื่นต่อไป

ดังนั้นระยะเวลาคืนทุน คือ จำนวนปีในการดำเนินการ ซึ่งจะทำให้มูลค่าการลงทุนสะสม (อย่างน้อยที่สุด) เท่ากับมูลค่าผลตอบแทนเงินสดสุทธิสะสม

หรืออาจกล่าวได้ว่า ระยะเวลาคืนทุน คือ จำนวนปีในการดำเนินการ ซึ่งทำให้ผลกำไรที่ได้รับในแต่ละปีรวมกันแล้วมีค่าเท่ากับจำนวนเงินลงทุนเริ่มแรก “ผลกำไร” ในที่นี้ คือ กำไรสุทธิหลังหักภาษี + ดอกเบี้ย + ค่าเสื่อมราคา

การทราบระยะเวลาคืนทุน จะเป็นประโยชน์ในด้านการวิเคราะห์ความเสี่ยง ซึ่งมีส่วนเกี่ยวข้องกับสถานการณ์ทางการเมืองในประเทศที่จะลงทุน หรือ ในอุตสาหกรรมซึ่งเทคโนโลยีใหม่ๆ เกิดขึ้นเร็วมาก ระยะเวลาคืนทุนไม่ได้เป็นตัววัดความสามารถในการสร้างกำไรของโครงการแต่จะชี้ให้เห็นสภาพคล่องของโครงการเท่านั้น

2.1.7 การถดถอยเชิงเส้น

การวิเคราะห์การถดถอยเป็นวิธีการทางสถิติอย่างหนึ่งที่ใช้ในการตรวจสอบลักษณะของความสัมพันธ์ระหว่างตัวแปร ตั้งแต่ 2 ตัวขึ้นไป โดยแบ่งเป็นตัวแปรอิสระ (Independent variable) และตัวแปรตาม (Dependent variable)

ผลของการศึกษาจะให้ทราบถึง

1. ขนาดของความสัมพันธ์ระหว่างตัวแปรอิสระ ที่มีต่อตัวแปรตาม และ
2. แบบจำลองความสัมพันธ์ระหว่างตัวแปรอิสระ และตัวแปรตาม

ในการวิเคราะห์การถดถอย มักเรียกตัวแปรอิสระ ว่า ตัวทำนาย (predictor) หรือตัวแปรกระตุ้น (stimulus variable) ส่วนตัวแปรตาม มักเรียกว่า ตัวแปรตอบสนอง (response variable) หรือตัวแปรเกณฑ์ (criterion variable)

<u>วัตถุประสงค์ของการประยุกต์ใช้การวิเคราะห์การถดถอย</u>

1. ต้องการศึกษาความสัมพันธ์ระหว่างตัวแปรอิสระ และตัวแปรตามว่ามีความสัมพันธ์กันหรือไม่ และมีความสัมพันธ์กันอย่างไร ในกลุ่มตัวแปรอิสระหลายๆ ตัวนั้น ตัวใดบ้างที่มีความสัมพันธ์กับตัวแปรตาม ตัวใดมีความสัมพันธ์สูง ตัวใดมีความสัมพันธ์น้อย หรือไม่มีความสัมพันธ์ เพื่อที่จะสามารถคาดการณ์ได้ว่าตัวแปรอิสระตัวใดมีอิทธิพลต่อตัวแปรตามมากที่สุดเช่น ศึกษาความสัมพันธ์ระหว่างน้ำหนักทารกแรกเกิด กับอายุ น้ำหนัก และส่วนสูงของมารดา

2. ต้องการสร้างแบบจำลองเพื่อใช้ทำนายตัวแปรตาม โดยรูปแบบจำลองดังกล่าวอยู่ในลักษณะสมการทางคณิตศาสตร์ เช่น ศึกษาปริมาณการใช้ยาที่ส่งผลต่อความดันโลหิต

3. ต้องการทราบความสัมพันธ์ระหว่างตัวแปรอิสระบางตัวที่มีผลต่อตัวแปรตาม โดยควบคุมอิทธิพลของตัวแปรอิสระตัวอื่นๆ ให้คงที่ เช่น ศึกษาอิทธิพลของความวิตกกังวลที่มีต่อประสิทธิภาพการทำงาน เมื่อควบคุมระยะเวลาในการทำงานติดต่อกันให้คงที่

4. ต้องการสร้างแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ที่ดีที่สุด เพื่อนำไปใช้ในการทำนายตัวแปรตาม โดยอาจมีแบบจำลองจำนวนมากให้ตัดสินใจ

5. ต้องการทราบว่าแบบจำลองที่พัฒนาขึ้นมาสำหรับทำนายนั้นจะมีประสิทธิภาพในการทำนายได้อย่างคงเส้นคงวาหรือไม่ เมื่อนำไปใช้กับกลุ่มเป้าหมายต่างๆ กัน

ชนิดของการวิเคราะห์การถดถอย

การวิเคราะห์การถดถอย มีหลายชนิด ขึ้นกับลักษณะของตัวแปรตาม รูปแบบความสัมพันธ์ และการกำหนดตัวแปรอิสระ (ตัวแปรต้น) ซึ่งโดยทั่วไปแบ่งการวิเคราะห์การถดถอยได้เป็น 2 ประเภท คือ

- การวิเคราะห์การถดถอยเชิงเส้น (Linear regression analysis) เป็นการวิเคราะห์การถดถอยที่ตัวแปรอิสระส่วนใหญ่เป็นตัวแปรเชิงปริมาณ ส่วนตัวแปรตามเป็นจะต้องเป็นตัวแปรเชิงปริมาณเท่านั้น รูปแบบของความสัมพันธ์ระหว่างตัวแปรอิสระและตัวแปรตาม สามารถแทนได้ด้วยสมการทางคณิตศาสตร์ที่เป็นเชิงเส้น (Linear model)

- การวิเคราะห์การถดถอยแบบไม่เป็นเชิงเส้น (Non linear regression) เป็นการวิเคราะห์การถดถอย ที่รูปแบบของความสัมพันธ์ระหว่างตัวแปรอิสระและตัวแปรตาม สามารถแทนได้ด้วยสมการทางคณิตศาสตร์ที่ไม่เป็นเชิงเส้น (non – Linear model)

ในที่นี้จะกล่าวถึงเฉพาะการวิเคราะห์การถดถอยเชิงเส้น เท่านั้น

การวิเคราะห์การถดถอยเชิงเส้น มี 2 แบบ คือ

1. การวิเคราะห์การถดถอยเชิงเส้นอย่างง่าย (Simple Linear Regression)

การวิเคราะห์การถดถอยเชิงเส้นอย่างง่าย จะประกอบด้วยตัวแปรตาม 1 ตัว และตัวแปรอิสระ เพียง 1 ตัว การวิเคราะห์เป็นการหาความสัมพันธ์ของตัวแปรทั้งสอง และสร้างรูปแบบสมการทางคณิตศาสตร์ที่เป็นการพยากรณ์ค่าของตัวแปรตาม เช่น การพยากรณ์ระดับ Carbon monoxide ในผู้สูบบุหรี่ เมื่อทราบปริมาณการสูบบุหรี่ต่อวัน การพยากรณ์น้ำหนักของทารก เมื่อทราบอายุของมารดา และ การพยากรณ์ผลการสอบปลายภาค เมื่อทราบผลการสอบกลางภาค เป็นต้น

2. การวิเคราะห์การถดถอยเชิงเส้นแบบพหุ (Multiple Linear Regression)

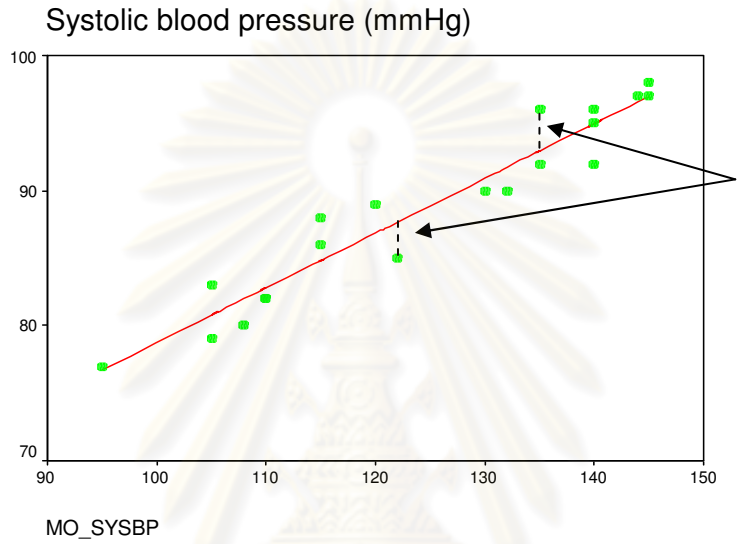
จะประกอบด้วยตัวแปรตาม 1 ตัว และ ตัวแปรอิสระตั้งแต่ 2 ตัวขึ้นไป การวิเคราะห์เป็นการหาขนาดของความสัมพันธ์ และสร้างรูปแบบสมการทางคณิตศาสตร์ที่เป็นการพยากรณ์ค่าของตัวแปรตาม โดยใช้ตัวแปรอิสระที่ศึกษา เช่น ศึกษาความสัมพันธ์ระหว่างอายุ เพศ ปัญหาในการทำงาน ความขัดแย้งในครอบครัว กับความรู้สึกเก็บกดของผู้ป่วยในโรงพยาบาลแห่งหนึ่ง เป็นต้น

แนวคิดของการวิเคราะห์การถดถอยเชิงเส้น

ในการวิเคราะห์การถดถอยเชิงเส้น (กรณีการวิเคราะห์การถดถอยเชิงเส้นอย่างง่าย) จะเป็นการนำข้อมูลจากตัวแปรที่ทำการศึกษามาวิเคราะห์หาความสัมพันธ์ที่สามารถบอกแนวโน้ม

ของความสัมพันธ์โดยใช้แผนภาพเส้นตรงแทนได้ และจะทำการหาเส้นตรงที่ดีที่สุดเพื่อเป็นตัวแทนของรูปแบบความสัมพันธ์ของตัวแปรที่ศึกษา

เส้นตรงที่ดีที่สุดจะมีเพียงเส้นเดียวโดยถือหลักการว่าจะต้องมีผลรวมของระยะห่างกำลังสอง จากเส้นกราฟถึงทุกๆจุดนั้น มีค่าน้อยที่สุด เราเรียกหลักการนี้ว่า วิธีกำลังสองน้อยที่สุด (Method of Least Squares)



รูปที่ 2-7 ตัวอย่างการคำนวณสมการถดถอยเชิงเส้น

จากเส้นตรงดังกล่าว ใช้กระบวนการทางสถิติเพื่อหาค่าคงที่และสัมประสิทธิ์สมการสร้างเป็นแบบจำลองในรูปสมการทางคณิตศาสตร์ เรียก สมการถดถอยเชิงเส้น หรือสมการพยากรณ์

2.2 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

วันเพ็ญ กฤตผล, จินตนา บุญบงการ และ ดนุชา คุณพนิชกิจ : การวิเคราะห์ต้นทุนการใช้บรรจุสินค้าเพื่อการตั้งราคาสำหรับกิจการเดินเรือสินค้า รายงานผลการวิจัย, 2530.

กล่าวถึงการศึกษาข้อมูลปฐมภูมิ และข้อมูลทุติยภูมิ โดยศึกษาเอกสารที่เกี่ยวข้อง ทำการรวบรวมข้อมูลโดยการสัมภาษณ์ผู้ประกอบการ บริษัทเรือ ผู้นำเข้าและส่งออก อีกทั้งออกแบบสอบถามเพื่อยืนยันข้อสัมภาษณ์ และนำข้อมูลมาทำการวิเคราะห์ต้นทุน พบว่า ปัจจัยที่มีผลกระทบต่อต้นทุนการใช้ตู้บรรจุสินค้าอาจแบ่งได้เป็น 2 ประการใหญ่ ๆ คือ 1. ประสิทธิภาพของท่าเรือกรุงเทพฯ 2. ปัญหาด้านการจราจร ต้นทุนการใช้ตู้บรรจุสินค้าอาจแบ่งออกได้เป็น 3 ส่วนใหญ่ ๆ คือ 1. ต้นทุนหรือค่าใช้จ่ายอันเกี่ยวข้องกับตัวเรือโดยตรง ซึ่งคำนวณได้จากค่าใช้จ่ายส่วน

ที่จ่ายให้ทางท่าเรือรวมกับค่าใช้จ่ายส่วนที่เกี่ยวกับการปฏิบัติการบนเรือที่ท่าเรือ 2. ค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับการใช้ตู้บรรจุสินค้าด้านการนำเข้า 3. ค่าใช้จ่ายเกี่ยวกับการใช้ตู้บรรจุสินค้าด้านการส่งออก นอกจากนี้ยังมีค่าใช้จ่ายเพิ่มขึ้นอันเนื่องมาจากความแออัดหน้าท่าด้วย เพื่อลดต้นทุนการใช้ตู้บรรจุสินค้าลง ผู้วิจัยได้เสนอแนะวิธีการ 3 ประการ คือ 1. ให้บริษัทเรือมีสถานที่บรรจุสินค้าของตนเอง 2. ใช้ระบบคอมพิวเตอร์ควบคุมตู้บรรจุสินค้า 3. ควบคุมระบบการจ่ายเงินที่ไม่ใช่อัตราทางการหรืออัตราใต้โต๊ะ

วันเพ็ญ กฤตผล, ดวงสมร อรพินท์ และ ดนุชา คุณพนิชกิจ : การกำหนดตัวแบบโครงสร้างต้นทุนสำหรับสินค้าเกษตรกรรมที่มีการส่งออก รายงานผลการวิจัย, 2533.

เป็นรายงานผลการวิจัย โดยกล่าวถึงการกำหนดตัวแบบโครงสร้างต้นทุนสำหรับสินค้าเกษตรกรรมที่มีการส่งออก จัดทำขึ้นเพื่อให้กิจการที่ประกอบธุรกิจทำสัญญาซื้อขายล่วงหน้าสินค้าเกษตรกรรมมีฐานข้อมูลอันเกี่ยวกับต้นทุนสินค้า เพื่อช่วยในการพิจารณาตกลงราคา ซึ่งจะช่วยให้ทราบต้นทุนโดยประมาณและคาดคะเนได้ว่า ณ ระดับราคาที่มีการประกาศซื้อขายล่วงหน้านั้นธุรกิจมีความเสี่ยงในผลขาดทุน หรือมีโอกาสได้รับกำไรมากน้อยเพียงใด จากการสุ่มตัวอย่างสินค้าเกษตรกรรมจำนวน 20 รายการ พบว่า โครงสร้างต้นทุนสำหรับสินค้าประเภทกสิกรรมมีต้นทุนส่วนใหญ่เป็นต้นทุนผันแปรอยู่ระหว่าง 53.77%-96.07% โดยมีค่าแรงเป็นต้นทุนที่มีค่าสูงสุด และได้เสนอแนวทางในการประยุกต์โครงสร้างต้นทุนสำหรับสินค้าเกษตรกรรมโดยคำนวณต้นทุนเป็นร้อยละของรายได้ต่อหน่วย ก็จะทราบรายละเอียดต้นทุนว่าต่ำกว่ารายได้ในอัตราใดบ้าง

สุนี ชลาภิรมย์ และคณะ : การศึกษาต้นทุนต่อหน่วยการให้บริการโรงพยาบาลสมเด็จเจ้าพระยา รายงานผลการวิจัย, 2535.

เป็นงานวิจัยโดยศึกษาโครงสร้างต้นทุน โดยต้นทุนในการศึกษานี้ หมายถึงต้นทุนในการดำเนินการ (ยกเว้นค่าลงทุน) เป็นการศึกษาย้อนหลังในปีงบประมาณ 2533 โดยแบ่งหน่วยงานต่าง ๆ ในโรงพยาบาลสมเด็จเจ้าพระยาเป็นหน่วยต้นทุน 4 กลุ่ม คือ กลุ่มไม่ก่อให้เกิดรายได้ กลุ่มก่อให้เกิดรายได้ กลุ่มบริการผู้ป่วยโดยตรง และกลุ่มบริการที่ไม่เกี่ยวกับผู้ป่วย ต้นทุนรวมโดยตรงคำนวณได้จาก ต้นทุนค่าแรงและค่าวัสดุของแต่ละกลุ่มต้นทุน ต้นทุนทางอ้อมได้จากการใช้สมการเส้นตรงกระจายต้นทุนของหน่วยงานกลุ่มไม่ก่อให้เกิดรายได้และกลุ่มก่อให้เกิดรายได้ ไปยังกลุ่มบริการผู้ป่วยโดยตรงและกลุ่มบริการที่ไม่เกี่ยวกับผู้ป่วย โดยใช้เกณฑ์การกระจายที่เหมาะสม ผลรวมของต้นทุนรวมโดยตรงและต้นทุนทางอ้อมของแต่ละกลุ่มต้นทุน

เรียกว่าต้นทุนทั้งหมด ซึ่งเมื่อนำต้นทุนทั้งหมดของกลุ่มบริการผู้ป่วยนอก และกลุ่มบริการผู้ป่วยในหารด้วย จำนวนครั้งของการมารับบริการตรวจรักษาและจำนวนวันป่วย ก็จะได้ต้นทุนต่อหน่วยการให้บริการผู้ป่วยนอกและผู้ป่วยในตามลำดับ ผลการศึกษาพบว่าต้นทุนค่าแรงต่อต้นทุนค่าวัสดุเป็น 86:50 ต้นทุนต่อหน่วยการให้บริการของผู้ป่วยนอกจิตเวชและประสาทวิทยาศาสตร์เท่ากับ 198.65 บาท และ 567.05 บาท ตามลำดับ ส่วนต้นทุนต่อหน่วยการให้บริการ (ต่อวันป่วย) ของผู้ป่วยในของทั้งสองแผนก เท่ากับ 123.41 บาท และ 652.96 บาท ตามลำดับ

จุมพล ศุภผล, วิทยานิพนธ์ วิทยาศาสตร์มหาบัณฑิต วิทยาลัยนวัตกรรมอุดมศึกษา มหาลิทยาลัยธรรมศาสตร์, 2544

เป็นงานวิจัยโดยศึกษานโยบายส่งเสริมผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กในประเทศไทย โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อติดตามความก้าวหน้าของการดำเนินนโยบายส่งเสริมผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กในประเทศไทย, ศึกษาประเด็นปัญหา และอุปสรรคที่อาจมีผลกระทบต่อการดำเนินนโยบายส่งเสริมผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กในประเทศไทย และ เพื่อเสนอแนะความคิดเห็นเกี่ยวกับการดำเนินนโยบายส่งเสริมผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กในประเทศไทย ซึ่งได้ทำการวิจัยโดยวิเคราะห์ข้อมูลทุติยภูมิที่ได้จากการค้นคว้าจากแหล่งข้อมูลต่างๆ และ ทำการวิจัยเชิงสำรวจเพื่อศึกษาความเห็นของผู้เชี่ยวชาญต่อนโยบายส่งเสริมผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กโดยใช้การสัมภาษณ์เป็นวิธีการเก็บรวบรวมข้อมูล ซึ่งผลที่ได้จากการทำวิจัย คือ เห็นควรให้มีการดำเนินนโยบายส่งเสริมผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กต่อไป โดยมุ่งเน้นที่ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้พลังงานนอกรูปแบบ

กังวาน ชยุติมันต์กุล, วิทยานิพนธ์ ปริญญามหาบัณฑิต จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2545.

เป็นงานวิจัย มีวัตถุประสงค์เพื่อจัดตั้งระบบต้นทุนคุณภาพและศึกษาค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นในโรงงานเฉพาะส่วนของโรงหล่อโลหะที่ใช้เตาไฟฟ้า และเน้นในส่วนของต้นทุนที่เกิดจากคุณภาพของสินค้า โดยใช้ต้นทุนคุณภาพเป็นตัววัดผลทางการเงิน ทำการวิเคราะห์กิจกรรม และค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นแยกประเภทค่าใช้จ่าย พร้อมทั้งทำการจัดทำระบบต้นทุนคุณภาพ การคำนวณต้นทุนคุณภาพ และการรายงานผลที่เกิดขึ้น นำไปสู่วิเคราะห์ต้นทุนคุณภาพที่เกิดขึ้นตามแต่ละประเภทของต้นทุนคุณภาพ และแต่ละผลิตภัณฑ์ที่ทำการศึกษา ผลที่ได้คือ โรงงานสามารถจัดตั้งระบบต้นทุนคุณภาพ เพื่อให้เข้าใจถึงต้นทุนที่เกิดขึ้นในระบบคุณภาพ และสามารถจัดการควบคุมคุณภาพให้เป็นระบบและสามารถวัดผลได้โดยใช้ต้นทุนคุณภาพเป็นตัวชี้วัด ซึ่งจากชิ้นงาน

ตัวอย่างพบว่าต้นทุนอยู่ที่ 35.82 บาท/กิโลกรัม พบต้นทุนคุณภาพที่ได้อยู่ที่ 8.22 บาท/กิโลกรัม คิดเป็น 222.95% และพบต้นทุนที่ซ่อนเร้นอยู่ 3.06 บาท คิดเป็น 8.54%

เสาวลักษณ์ ช่างสมบูรณ์, วิทยานิพนธ์ ปริญญามหาบัณฑิต จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2545.

เป็นงานวิจัยเพื่อวิเคราะห์ต้นทุนต่อหน่วยบริการผู้ที่มีความบกพร่องทางสติปัญญา ศูนย์ฝึกอาชีพบางพูน โรงพยาบาลราชานุกูล ในทัศนะของผู้ให้บริการ วิเคราะห์สัดส่วนของต้นทุนค่าแรง ค่าวัสดุและค่าลงทุน ในต้นทุนต่อหน่วยบริการ การศึกษาแบ่งหน่วยงานออกเป็น 3 หน่วยต้นทุน คือ หน่วยงานสนับสนุน, หน่วยงานพยาบาล และหน่วยงานหลัก การจัดสรรต้นทุนจากหน่วยงานต้นทุนชั่วคราว (หน่วยงานสนับสนุน และหน่วยงานพยาบาล) ไปยังหน่วยต้นทุนที่ให้บริการหน่วยงานหลัก โดยวิธี Simultaneous equation ตามเกณฑ์การจัดสรรต้นทุนที่เหมาะสมกับแต่ละหน่วยงาน พบว่า ต้นทุนต่อหน่วยบริการผู้ที่มีความบกพร่องทางสติปัญญา ต้นทุนรวมทั้งหมดของการดำเนินงานเท่ากับ 7,354,212.04 บาท ส่วนต้นทุนบริการแต่ละหน่วยงานหลัก ได้แก่ งานเกษตรกรรม-สัตวบาล งานศิลปกรรม และงานอุตสาหกรรม มีค่าเท่ากับ 1,910.00, 1,462.55 และ 1,201.01 บาทต่อวันฝึก (วันเรียน) ตามลำดับ ต้นทุนรวมโดยตรงประกอบด้วยต้นทุน ค่าแรง ค่าวัสดุและค่าลงทุน ในสัดส่วน 4.9 7 : 1.05 : 1 โดยมูลค่าต้นทุนสูงสุดของทุกกลุ่มหน่วยต้นทุนคือต้นทุนค่าแรง ผลการวิจัยนี้ทำให้ได้รูปแบบการจัดเก็บข้อมูล เพื่อประโยชน์ในการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์ สาธารณสุขของศูนย์ฝึกอาชีพบางพูน

เกรียงศักดิ์ คูสุวรรณ์, วิทยานิพนธ์ เศรษฐศาสตร์มหาบัณฑิต คณะเศรษฐศาสตร์ มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์, 2545

เป็นงานวิจัยเพื่อศึกษาผลตอบแทนทั้งทางด้านการเงิน และด้านเศรษฐศาสตร์ของโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน และไฟฟ้าร่วมกันแบบที่ใช้ก๊าซธรรมชาติ และชีวมวล (เศษไม้) เป็นเชื้อเพลิง ของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก โดยใช้ข้อมูลปฐมภูมิ และทุติยภูมิ มาศึกษาโดยข้อมูลที่ได้รับเป็นข้อมูลทางด้านการเงิน ซึ่งผลการศึกษาพบว่าโรงไฟฟ้าแบบใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นโครงการที่เหมาะสมสำหรับการลงทุนทั้งทางด้านการเงิน และเศรษฐศาสตร์ โดยมีอัตราผลตอบแทนภายในโครงการทางด้านการเงินร้อยละ 13.41 และทางด้านเศรษฐศาสตร์ร้อยละ 15.3 ส่วนโครงการโรงไฟฟ้าแบบใช้เศษไม้เป็นเชื้อเพลิงพบว่ามีความเหมาะสมสำหรับการลงทุนทั้งทางด้านการเงินและเศรษฐศาสตร์ โดยมีอัตราผลตอบแทนภายในโครงการทางด้านการเงินร้อยละ 14.09 และทางด้านเศรษฐศาสตร์ร้อยละ 16.51

ชัยศรี ภูธิวุฒิ, วิทยานิพนธ์ บัญชีมหาบัณฑิต คณะพาณิชยศาสตร์และการบัญชี มหาวิทยาลัยเชียงใหม่, 2545

เป็นงานวิจัยที่ได้ศึกษาถึงองค์ประกอบของต้นทุนการผลิตไฟฟ้าและต้นทุนต่อหน่วยของโรงไฟฟ้าพลังงานน้ำเขื่อนภูมิพล โดยจัดเก็บข้อมูลที่มีรายละเอียดต้นทุนการผลิตจากเอกสารบัญชีต้นทุนการผลิตของแผนกบัญชีและการเงินของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเขื่อนภูมิพล โดยใช้วิธีวิเคราะห์ข้อมูลเชิงพรรณาเพื่อหาต้นทุนต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้าพบว่าต้นทุนด้านการบริหารทั่วไปมีต้นทุนต่อหน่วยพลังงานไฟฟ้าสูงสุดเท่ากับ 1.09811 บาท รองลงมาต้นทุนด้านการบำรุงรักษาเท่ากับ 0.42610 บาท และต้นทุนด้านการผลิตต่ำสุดเท่ากับ 0.18272 บาท

พรชัย ท้วมปาน, วิทยานิพนธ์ ปริญญามหาบัณฑิต จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2546.

เป็นงานวิจัย มีวัตถุประสงค์เพื่อวิเคราะห์โครงสร้างต้นทุนและคุณค่ากิจกรรม ในกระบวนการขนส่งอ้อยจากไร่ไปยังโรงงานน้ำตาลแห่งหนึ่งซึ่งวิเคราะห์ทั้งต้นทุนและเวลาที่ใช้ในการทำกิจกรรม โดยเปรียบเทียบแต่ละวิธีการเก็บเกี่ยว ซึ่งผลการศึกษาโครงสร้างต้นทุนการขนส่งพบว่า ต้นทุนในการตัดและลำเลียงอ้อยขึ้นรถมีสัดส่วนสูงที่สุด รองลงมาคือการขนส่งอ้อยไปยังโรงงาน การขนส่งเที่ยวกลับ และการรับอ้อยเข้าสู่กระบวนการผลิต ตามลำดับ กระบวนการที่จะต้องมีการปรับปรุงด้านค่าใช้จ่าย คือ การตัดอ้อย การลำเลียงอ้อยขึ้นรถ และการขนส่งอ้อย สามารถสรุปแนวทางการแก้ไข และปรับปรุงกระบวนการขนส่งและจัดส่งอ้อยได้ โดยปรับปรุงกระบวนการเก็บเกี่ยวอ้อย ปรับลดความสูญเสียในกระบวนการขนส่งอ้อย และลดเวลาที่ใช้ในการเก็บเกี่ยวและขนส่ง

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทที่ 3

ข้อมูลเบื้องต้นของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

ในบทนี้ จะกล่าวถึงลักษณะโดยทั่วไปของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก และความต้องการพลังงานไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก รวมถึงรายละเอียดต่างๆของผู้ผลิตไฟฟ้าประเภทนี้ด้วย

3.1 ข้อมูลเบื้องต้น

หัวข้อนี้จะประกอบไปด้วยเรื่อง ความเป็นมาของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก และ วัตถุประสงค์ของการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

3.1.1 ความเป็นมาของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

ตามที่รัฐบาลได้มีนโยบายสนับสนุนให้เอกชนเข้ามามีบทบาทและร่วมลงทุนในการผลิตไฟฟ้าและจำหน่ายไฟฟ้า ทั้งในรูปแบบผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) และผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายใหญ่ (IPP) นั้น คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ได้พิจารณาเห็นว่าการผลิตไฟฟ้าโดยใช้พลังงานนอกรูปแบบ กากเศษวัสดุเหลือใช้เป็นเชื้อเพลิง และการผลิตไฟฟ้าระบบ Cogeneration เป็นการใช้พลังงานให้เกิดประโยชน์มากยิ่งขึ้นอีกทั้งเป็นการช่วยแบ่งเบาภาระทางด้านการลงทุนของรัฐบาลในระบบการผลิตและจำหน่ายไฟฟ้า โดยผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมีความเป็นมาดังตารางที่ 3-1

ตารางที่ 3-1 ความเป็นมาของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

ปี	เหตุการณ์สำคัญ
2535	17 มีนาคม คณะรัฐมนตรีได้มีมติให้ความเห็นชอบตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ในคราวประชุมครั้งที่ 2/2535 (ครั้งที่ 36) เมื่อวันที่ 12 มีนาคม 2535 เรื่องระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็ก
	30 มีนาคม กฟผ. ได้ประกาศรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็ก (SPP) งวดที่ 1 ปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อไม่เกิน 300 เมกะวัตต์ โดยกำหนดปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อรายละไม่เกิน 50 เมกะวัตต์
2536	27 ตุลาคม กพช. ได้มีมติในคราวประชุมครั้งที่ 4/2536 (ครั้งที่ 43) เรื่องแก้ไขระเบียบ

ปี	เหตุการณ์สำคัญ
	การรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP โดยให้เพิ่มปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อแต่ละรายจากเดิม 50 เมกะวัตต์ เป็น 60 เมกะวัตต์ แต่ไม่เกิน 90 เมกะวัตต์ หากสภาพระบบไฟฟ้าสามารถรับได้
2538	28 พฤศจิกายน คณะรัฐมนตรีได้มีมติอนุมัติตามมติ กพช. ในคราวประชุมครั้งที่ 6/2538 (ครั้งที่ 53) เมื่อวันที่ 8 พฤศจิกายน 2538 เรื่องให้ขยายปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อจาก SPP จาก 300 เมกะวัตต์ เป็น 1,444 เมกะวัตต์
	1 ธันวาคม กฟผ. ได้มีประกาศเรื่องการขยายปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อจาก SPP จากเดิมที่ประกาศไว้ 300 เมกะวัตต์ เป็น 1,440 เมกะวัตต์ โดยปิดรับคำร้องเมื่อวันที่ 29 ธันวาคม 2538
2539	9 กรกฎาคม คณะรัฐมนตรีได้มีมติอนุมัติตามมติ กพช. ในคราวประชุมครั้งที่ 3/2539 (ครั้งที่ 57) เมื่อวันที่ 14 มิถุนายน 2539 เรื่องให้ขยายปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP จาก 1,444 เมกะวัตต์ เป็น 3,200 เมกะวัตต์ ณ จุดเชื่อมโยงระบบไฟฟ้า โดยคัดเลือกจาก SPP เดิมที่ยื่นคำร้องขายไฟฟ้าไว้แล้วก่อนวันที่ 29 ธันวาคม 2538 และยังมิได้รับการคัดเลือก ให้มีการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ที่ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานนอกรูปแบบ กาก หรือ เศษวัสดุเหลือใช้ เป็นเชื้อเพลิงต่อไป โดยไม่กำหนดปริมาณในการรับซื้อไฟฟ้า และระยะเวลาในการรับซื้อไฟฟ้า
	3 กันยายน 2539 กฟผ. ได้มีประกาศตามมติคณะรัฐมนตรีเมื่อวันที่ 9 กรกฎาคม 2539 ดังนี้ ▪ ประกาศเรื่องการขยายปริมาณพลังไฟฟ้ารับซื้อจาก SPP และหลักเกณฑ์ในการคัดเลือก SPP โดยปิดรับคำร้องเมื่อวันที่ 20 กันยายน 2539 ▪ ประกาศเรื่องการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ประเภทพลังงานนอกรูปแบบเชื้อเพลิง กาก เศษวัสดุเหลือใช้ ขยะมูลฝอยหรือไม้ โดยรับคำร้องการขายไฟฟ้าตั้งแต่วันที่ 1 พฤศจิกายน 2539 เป็นต้นมา

ปี	เหตุการณ์สำคัญ
2540	2 กรกฎาคม รัฐบาลประกาศเปลี่ยนแปลงระบบอัตราแลกเปลี่ยนเงินตรา เป็นระบบอัตราแลกเปลี่ยนลอยตัว มีผลทำให้ SPP ได้รับผลกระทบอย่างมากทางด้านการจัดหาเงินกู้ในส่วนที่เป็นเงินตราต่างประเทศ และ การนำเข้าเครื่องจักรและอุปกรณ์จากต่างประเทศ SPP จึงได้ร้องขอ ให้พิจารณาปรับปรุงราคารับซื้อไฟฟ้าและเงื่อนไขในสัญญา
	4 พฤศจิกายน คณะรัฐมนตรีได้มีมติอนุมัติตามมติ กพช. ในคราวประชุมครั้งที่ 5/2540 (ครั้งที่ 66) เมื่อวันที่ 24 ตุลาคม 2540 เรื่องมาตรการในการแก้ไขปัญหาผู้ผลิตรายเล็ก (SPP) สรุปได้ดังนี้ ▪ แก้ไขสัญญาซื้อขายไฟฟ้าระหว่าง กฟผ. กับ SPP ให้มีความชัดเจนยิ่งขึ้น และสามารถจัดหาเงินกู้ได้ ▪ ปรับอัตราค่าไฟฟ้าเพื่อบรรเทาผลกระทบของอัตราแลกเปลี่ยนลอยตัว โดยปรับให้เฉพาะค่าพลังไฟฟ้าบางส่วน และใช้ฐานของอัตราแลกเปลี่ยนเหมือนกับโครงการ IPP คือใช้เท่ากับ 27 บาท/เหรียญสหรัฐอเมริกา ▪ เลื่อนวันเริ่มต้นจำหน่ายกระแสไฟฟ้าเข้าระบบ (ไม่เกิน 12 เดือนจากกำหนดเดิม) หาก SPP ไม่ประสงค์จะดำเนินโครงการต่อ ให้ กฟผ. คืนเงินค้ำประกันแก่ SPP ดังกล่าว ▪ รับซื้อพลังไฟฟ้าเพิ่มเติม ซึ่ง กฟผ. และ สพช. จะพิจารณาผ่อนผันให้ตามความเหมาะสม และ กฟผ. จะจ่ายเฉพาะค่าพลังงานไฟฟ้าตามสัญญาประเภท Firm ▪ ผ่อนผันคุณสมบัติของ SPP บางประการ
2541	กรกฎาคม เนื่องจาก SPP ได้รับผลกระทบจากเศรษฐกิจตกต่ำอย่างต่อเนื่อง สพช. กฟผ. และ SPP ได้เจรจาถึงปัญหาและอุปสรรคในการดำเนินโครงการ โดยเปิดโอกาสให้ SPP ขอเลื่อนหรือเลิกโครงการได้อีกครั้ง
2542	16 กุมภาพันธ์ คณะรัฐมนตรีได้มีมติอนุมัติตามมติ กพช. ในคราวประชุมครั้งที่ 1/2542 (ครั้งที่ 67) เมื่อวันที่ 10 กุมภาพันธ์ 2542 เรื่องการเลื่อนกำหนดวันเริ่มต้นจำหน่ายกระแสไฟฟ้าเข้าระบบของ SPP ดังปรากฏในแผนพัฒนากำลังผลิต PDP 99-01 ฉบับปรับปรุง และมอบหมายให้ สพช. และ กฟผ. ติดตามความคืบหน้าของ SPP อย่างใกล้ชิด และให้ สพช. และ กฟผ. ร่วมกันพิจารณาเลื่อนวันเริ่มต้นจำหน่ายกระแสไฟฟ้าเข้าระบบได้เป็นรายๆ ไป ตามความเหมาะสม

3.1.2 วัตถุประสงค์ของการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็ก

การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมีวัตถุประสงค์ ดังนี้

1. เพื่อส่งเสริมให้ผู้ผลิตรายเล็กเข้ามามีส่วนร่วมในการผลิตไฟฟ้า
2. เพื่อส่งเสริมให้มีการใช้ต้นพลังงานพลอยได้ในประเทศและพลังงานนอกรูปแบบในการผลิตไฟฟ้า
3. เพื่อส่งเสริมให้มีการใช้ต้นพลังงานในการผลิตไฟฟ้าให้เกิดประโยชน์มากยิ่งขึ้น
4. เพื่อช่วยแบ่งเบาภาระทางด้านการลงทุนของรัฐในระบบการผลิตและระบบจำหน่ายไฟฟ้า

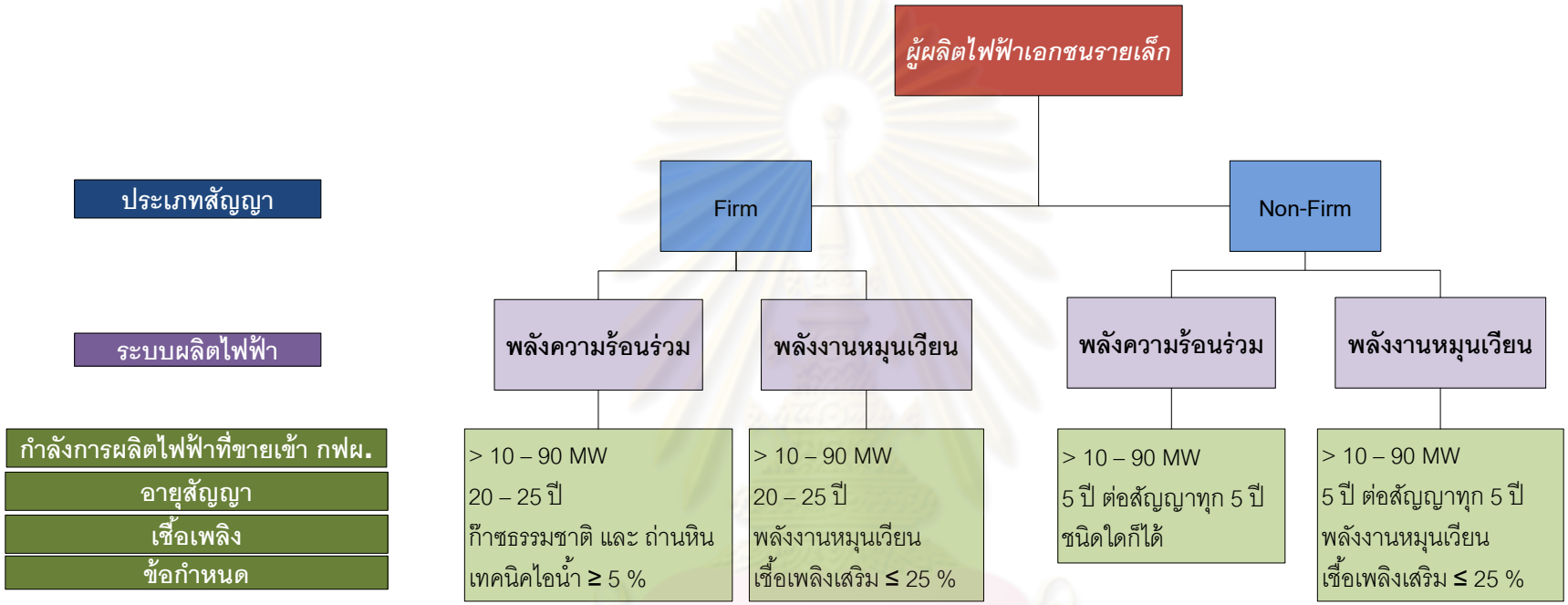
3.2 การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กได้มีสัญญาซื้อขายไฟฟ้ากับ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย แบ่งเป็น 2 ประเภท ดังนี้

1. ประเภทสัญญา Non-Firm
   - มีอายุสัญญาในการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. เป็นระยะเวลา 5 ปี และต่อเนื่อง
   - ไม่ได้รับเงินค่าพลังไฟฟ้า (Availability Payment)
   - ได้รับเงินเฉพาะค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment) โดยคิดตามหน่วยไฟฟ้าที่ขาย
   - ไม่มีเงื่อนไขในการสั่งเดินเครื่อง
2. ประเภทสัญญา Firm
   - มีอายุสัญญาในการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. เป็นระยะเวลา 20 - 25 ปี
   - ได้รับเงินทั้งค่าพลังไฟฟ้า และค่าพลังงานไฟฟ้าตามอัตรารับซื้อไฟฟ้า
   - มีเงื่อนไขในการสั่งการเดินเครื่อง
   - มีการกำหนดปริมาณพลังไฟฟ้าที่จะขายตลอดอายุสัญญา

โดยข้อกำหนดนี้สามารถเขียนเป็นแผนภาพ ดังรูปที่ 3-1

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



รูปที่ 3-1 สรุปข้อกำหนดของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

3.3 การจัดกลุ่มกระบวนการผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

การผลิตไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก สามารถแยกกระบวนการผลิตซึ่งแบ่งตามเทคโนโลยีการผลิต ได้ดังต่อไปนี้

3.3.1 กระบวนการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบพลังความร้อนร่วม

กระบวนการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration คือ กระบวนการผลิตไฟฟ้าทั้งพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อนในเวลาเดียวกันจากโรงไฟฟ้าหนึ่ง ซึ่งเป็นการแปลงพลังงานปฐมภูมิไปเป็นพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อน ที่สามารถนำไปใช้ประโยชน์ได้ (useful heat energy) ภายในกระบวนการผลิตเดียวกันตามกระบวนการทางอุณหพลศาสตร์ (Thermodynamics) ของโรงไฟฟ้านั้นโดยมีเงื่อนไข คือ ต้องใช้ก๊าซธรรมชาติหรือถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงและมีสัดส่วนของพลังงานความร้อนที่จะนำไปใช้ในกระบวนการอุณหภาพนอกจากการผลิตไฟฟ้าต่อการผลิตพลังงานทั้งหมด $\geq 5\%$

ในปัจจุบัน ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้ระบบการผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้าร่วมกัน ที่ดำเนินโครงการมีจำนวนทั้งหมด 50 ราย มีกำลังการผลิตไฟฟ้ารวม 3,600 เมกะวัตต์ โดยแบ่งเป็นสัญญาประเภท Firm จำนวน 43 ราย รวม 3,391 เมกะวัตต์ และสัญญาประเภท Non-Firm จำนวน 7 ราย รวม 209 เมกะวัตต์ ซึ่ง SPP ที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบแล้วมีจำนวน 31 ราย รวม 1,956 เมกะวัตต์ แบ่งเป็นสัญญาประเภท Firm จำนวน 25 ราย รวม 1,787 เมกะวัตต์ และประเภท Non-Firm อีก 6 ราย รวม 169 เมกะวัตต์ นอกจากนี้ ยังมี SPP ที่ยังไม่จำหน่ายไฟฟ้าเข้าระบบอีก 19 ราย รวม 1,644 เมกะวัตต์ โดยแบ่งเป็นสัญญาประเภท Firm จำนวน 18 ราย รวม 1,604 เมกะวัตต์ และสัญญาประเภท Non-Firm จำนวน 1 ราย รวม 40 เมกะวัตต์

3.3.2 กระบวนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน

กระบวนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนนี้สามารถจำแนกออกได้เป็น 2 ประเภท คือ

1. พลังงานหมุนเวียนแบบไม่ใช้เชื้อเพลิงเสริม หรือ พลังงานนอกรูปแบบ (Non-Conventional Energy) เช่น พลังลม พลังแสงอาทิตย์ พลังน้ำขนาดเล็ก (Mini Hydro) เป็นต้น ซึ่งต้องไม่ใช่การใช้น้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน และพลังนิวเคลียร์

2. พลังงานหมุนเวียนโดยใช้เชื้อเพลิงเสริม ซึ่งเป็นการผลิตไฟฟ้าโดยใช้เชื้อเพลิงดังต่อไปนี้

- กากหรือเศษวัสดุเหลือใช้ในการเกษตร หรือกากจากการผลิตผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรมหรือการเกษตร

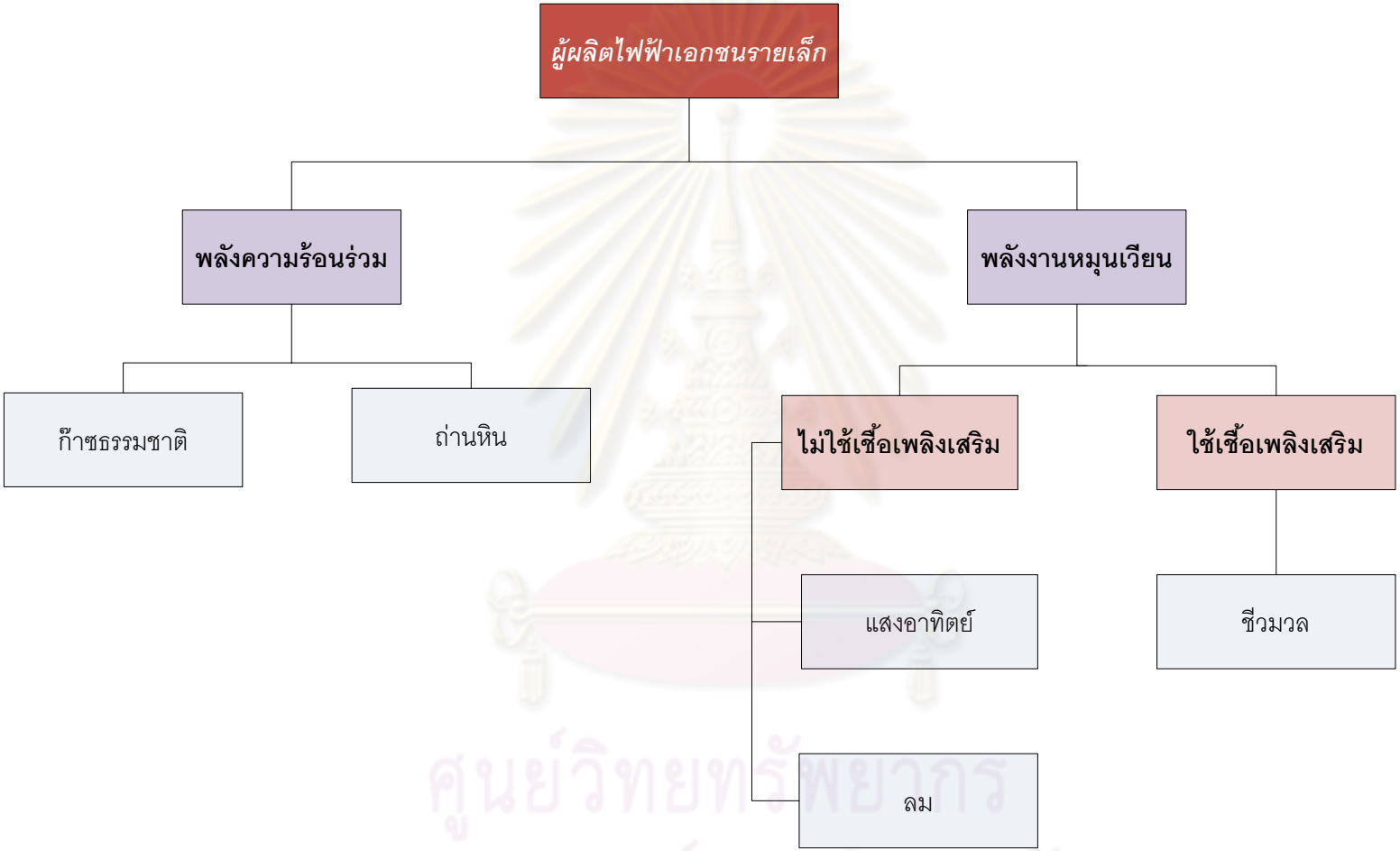
- ผลิตภัณฑ์ที่แปรรูปมาจากกากหรือเศษวัสดุเหลือใช้จากการเกษตร หรือจากการผลิตผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรมหรือการเกษตร
- ขยะมูลฝอย
- ไม้จากการปลูกป่าเป็นเชื้อเพลิง

ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้เชื้อเพลิงดังกล่าวข้างต้นสามารถใช้เชื้อเพลิงในเชิงพาณิชย์ เช่น น้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ และถ่านหิน เป็นเชื้อเพลิงเสริมได้ แต่ทั้งนี้พลังงานความร้อนที่ได้จากการใช้เชื้อเพลิงเสริมในแต่ละรอบปีต้องไม่เกินร้อยละ 25 ของพลังงานความร้อนทั้งหมดที่ใช้ในกระบวนการผลิตในรอบปีนั้นๆ

ในปัจจุบัน ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้เชื้อเพลิงจากพลังงานหมุนเวียนที่ดำเนินโครงการมีจำนวนทั้งหมด 35 ราย มีกำลังการผลิตไฟฟ้ารวม 902.92 เมกะวัตต์ โดยแบ่งเป็นสัญญาประเภท Firm จำนวน 18 ราย รวม 395.3 เมกะวัตต์ และสัญญาประเภท Non-Firm จำนวน 17 ราย รวม 507.62 เมกะวัตต์ ซึ่ง SPP ที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบแล้วมีจำนวน 26 ราย รวม 384.92 เมกะวัตต์ แบ่งเป็นสัญญาประเภท Firm จำนวน 17 ราย รวม 305.3 เมกะวัตต์ และประเภท Non-Firm อีก 9 ราย รวม 79.62 เมกะวัตต์ นอกจากนี้ ยังมี SPP ที่ยังไม่จำหน่ายไฟฟ้าเข้าระบบอีก 9 ราย รวม 518 เมกะวัตต์ โดยแบ่งเป็นสัญญาประเภท Firm จำนวน 1 ราย รวม 90 เมกะวัตต์ และสัญญาประเภท Non-Firm จำนวน 8 ราย รวม 428 เมกะวัตต์

จากกระบวนการผลิตไฟฟ้าที่ได้กล่าวมาข้างต้นนั้น สามารถสรุปประเภทของโรงไฟฟ้าที่จะนำมาศึกษาได้ 5 ประเภท คือ

1. โรงไฟฟ้าประเภทพลังความร้อนร่วมที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง
2. โรงไฟฟ้าประเภทพลังความร้อนร่วมที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง
3. โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนประเภทพลังงานลม
4. โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนประเภทพลังงานแสงอาทิตย์
5. โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนประเภทที่ใช้ชีวมวลเป็นเชื้อเพลิง



รูปที่ 3-2 โรงไฟฟ้าประเภทต่างๆของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

3.4 กระบวนการผลิตไฟฟ้า

ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กมีกระบวนการผลิตไฟฟ้าแยกตามเทคโนโลยีการผลิต โดยจะแบ่งเป็น 2 หัวข้อใหญ่ คือ การผลิตไฟฟ้าโดยใช้กระบวนการพลังความร้อนร่วม และ การผลิตไฟฟ้าโดยใช้พลังงานหมุนเวียน ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

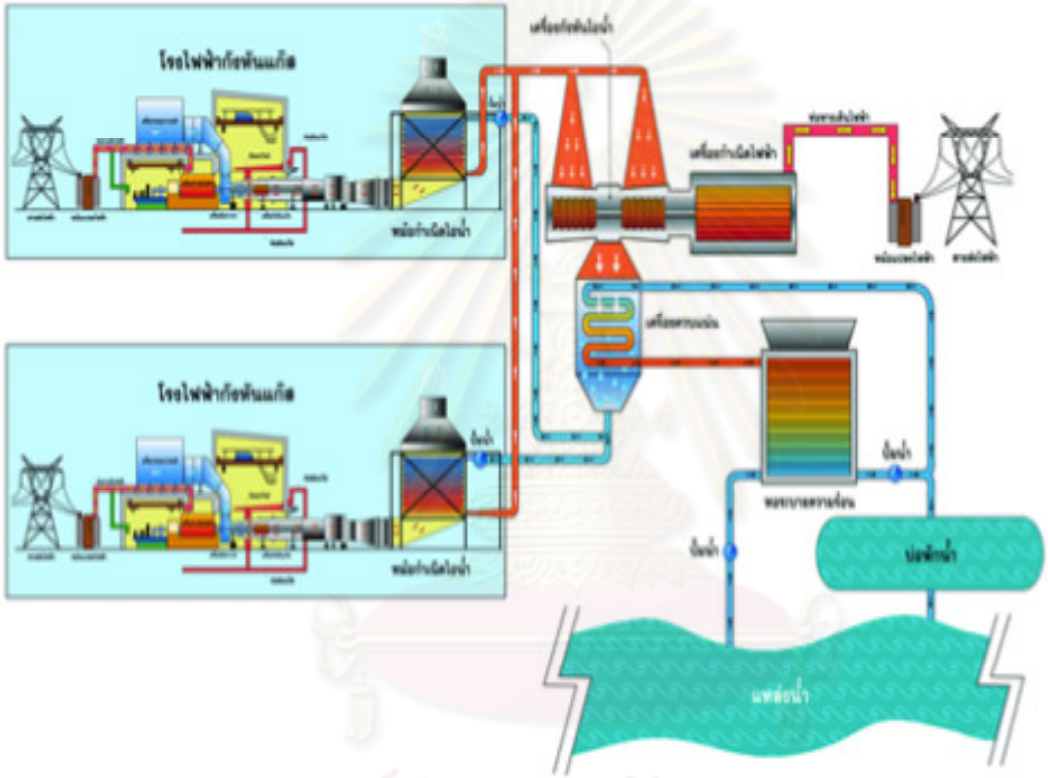
3.4.1 การผลิตไฟฟ้าโดยกระบวนการพลังความร้อนร่วม

ในส่วนการผลิตไฟฟ้าโดยกระบวนการพลังความร้อนร่วม มี 2 ประเภท คือ โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง และ โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง โดยมีรายละเอียดคือ

- โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง

โรงไฟฟ้าประเภทพลังความร้อนร่วม คือ โรงไฟฟ้าที่ใช้เครื่องกังหันก๊าซ (Gas Turbine) เป็นเครื่องต้นกำลัง ซึ่งมีหลักการทำงาน คือ คอมเพรสเซอร์ทำหน้าที่อัดอากาศจากภายนอกเข้าสู่ห้องเผาไหม้ ขณะนั้นเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติจะถูกฉีดเข้ามาผสมกับอากาศเพื่อจุดระเบิดทำให้เกิดเป็นก๊าซร้อนจากการเผาไหม้ขึ้น ซึ่งจะไปขยายตัวผ่านเครื่องกังหันก๊าซ ทำให้แกนของเครื่องกังหันก๊าซหมุนไปขับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า ส่วนก๊าซร้อนที่ปล่อยออกจากเครื่องกังหันก๊าซจะมีอุณหภูมิประมาณ 400 – 550 องศาเซลเซียส จะถูกนำไปเข้าเครื่องผลิตไอน้ำแบบใช้ไอเสีย (Heat Recovery Steam Generator : HRSG) เพื่อผลิตไอน้ำแรงดันสูงไปขับเครื่องกำเนิดไฟฟ้ากังหันไอน้ำต่อไป

ไอน้ำที่ผ่านการใช้งานแล้วในเครื่องผลิตไฟฟ้ากังหันไอน้ำ จะถูกเปลี่ยนสภาพให้กลายเป็นน้ำเพื่อนำกลับไปใช้ในกระบวนการผลิตไอน้ำอีกครั้งหนึ่ง โดยผ่านไอน้ำเข้าสู่เครื่องควบแน่น (Condenser) ซึ่งจะใช้เป็นตัวหล่อเย็น น้ำหล่อเย็นที่ออกจากเครื่องควบแน่นที่มีอุณหภูมิสูงจะถูกทำให้เย็นลงโดยผ่านหอระบายความร้อน (Wet Cooling Tower) ส่วนก๊าซร้อนที่ผ่านเครื่องผลิตไอน้ำจะถูกระบายออกทางปล่องของโรงไฟฟ้า โดยจะถูกควบคุมไม่ให้ปริมาณก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO_2) ออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_2) และฝุ่นละอองสูงเกินกว่าค่ามาตรฐานที่กำหนดไว้ โดยกระบวนการผลิตข้างต้น สามารถแสดงเป็นแผนผังการผลิตได้ดังรูปที่ 3-3 นี้



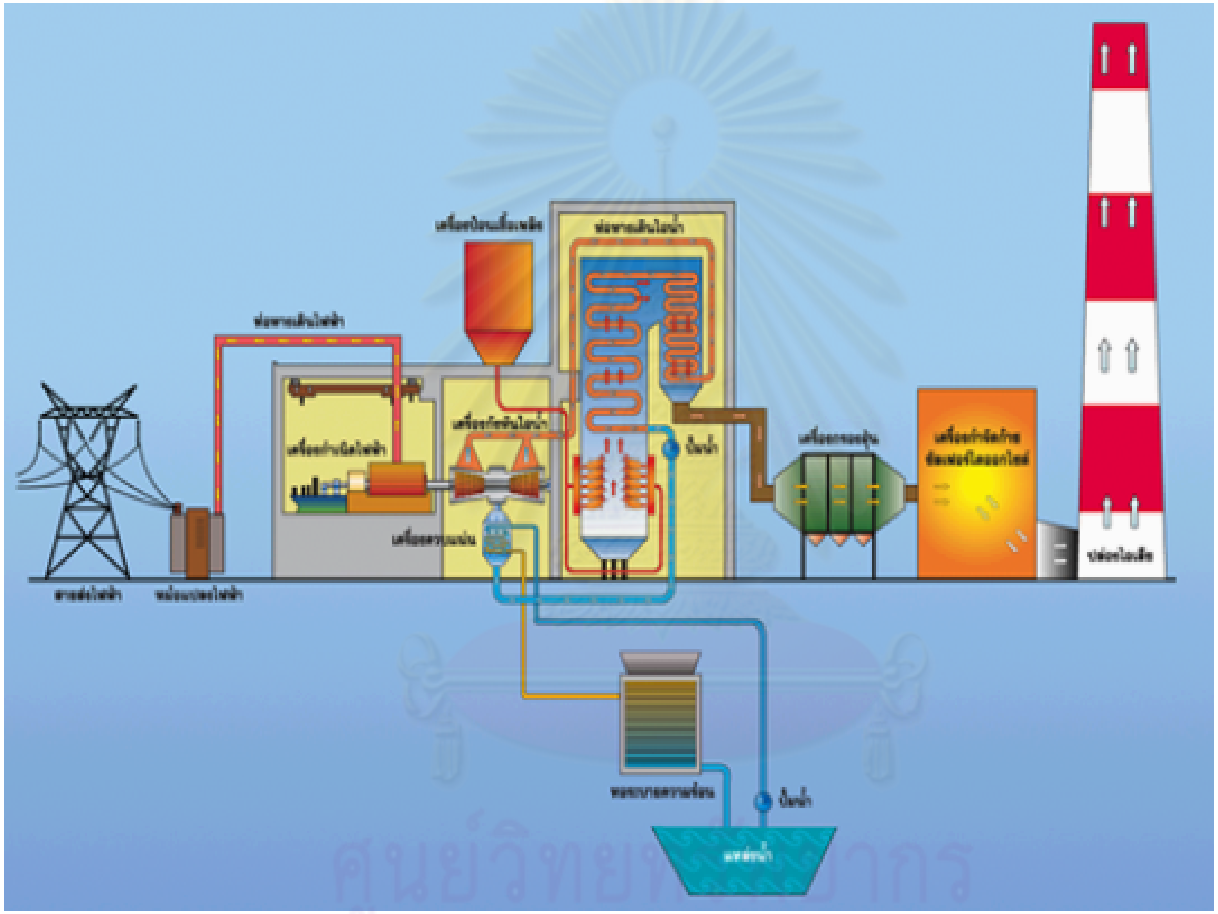
รูปที่ 3-3 แผนภาพการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

- โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง

โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง จะประกอบด้วยอุปกรณ์หลัก ได้แก่ หม้อไอน้ำ (Boiler) และกังหันไอน้ำ-เครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Steam Turbine-Generator) โดยเชื้อเพลิงซึ่งเป็นแหล่งพลังงานในการผลิตไฟฟ้า จะถูกเผาไหม้โดยตรงภายในเตาเผาหม้อไอน้ำ เพื่อนำพลังงานความร้อนที่ได้จากการเผาไหม้ไปใช้ผลิตไอน้ำที่มีอุณหภูมิและความดันสูง ไอน้ำที่ผลิตได้นี้จะถูกนำไปใช้ขับกังหันไอน้ำ (Steam Turbine) ซึ่งต่อกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator) เพื่อผลิตไฟฟ้า ไอน้ำที่ออกจากกังหันไอน้ำจะมีความดันลดลง และจะถูกนำไปใช้งานในลักษณะ Process Steam ในกระบวนการผลิตต่างๆ ในรูปแบบของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม (Cogeneration) ไอน้ำส่วนที่เหลือจะไหลเข้าสู่เครื่องควบแน่น (Condenser) เพื่อทำให้เย็นลงจนกลั่นตัวกลายเป็นน้ำ จากนั้นน้ำกลั่นตัวที่เหลืออยู่ทั้งหมดจะถูกส่งกลับไปยังเครื่องสูบน้ำแรงดันสูง (Boiler Feed Pump) เพื่อป้อนน้ำแรงดันสูงเข้าหม้อไอน้ำเพื่อผลิตไอน้ำใช้ในกระบวนการผลิตไฟฟ้าต่อไป โดยกระบวนการผลิตข้างต้น สามารถแสดงเป็นแผนผังการผลิตได้ดังรูปที่ 3-4 นี้

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



รูปที่ 3-4 แผนภาพการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

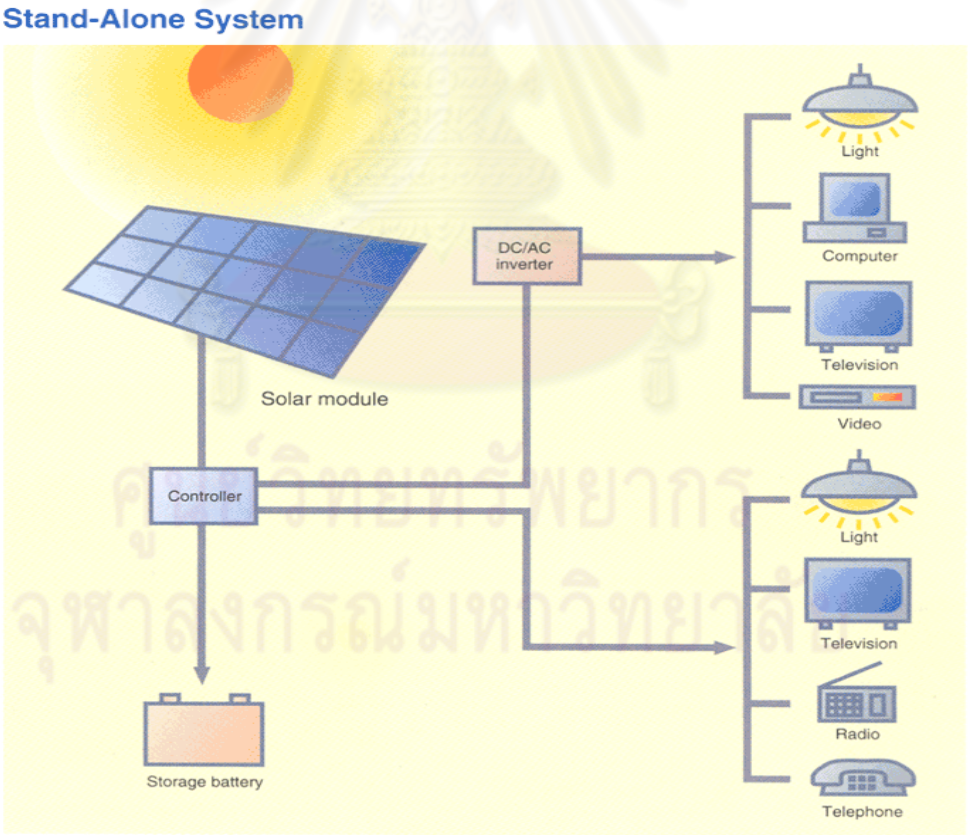
3.4.2 การผลิตไฟฟ้าโดยใช้พลังงานหมุนเวียนจากธรรมชาติ

ในส่วนการผลิตไฟฟ้าโดยใช้พลังงานหมุนเวียนจากธรรมชาติในการผลิตนั้น มี 3 ประเภท คือ โรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ โรงไฟฟ้าพลังลม และ โรงไฟฟ้าพลังความร้อนที่ใช้ชีวมวลเป็นเชื้อเพลิง โดยมีรายละเอียดดังนี้

- โรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์

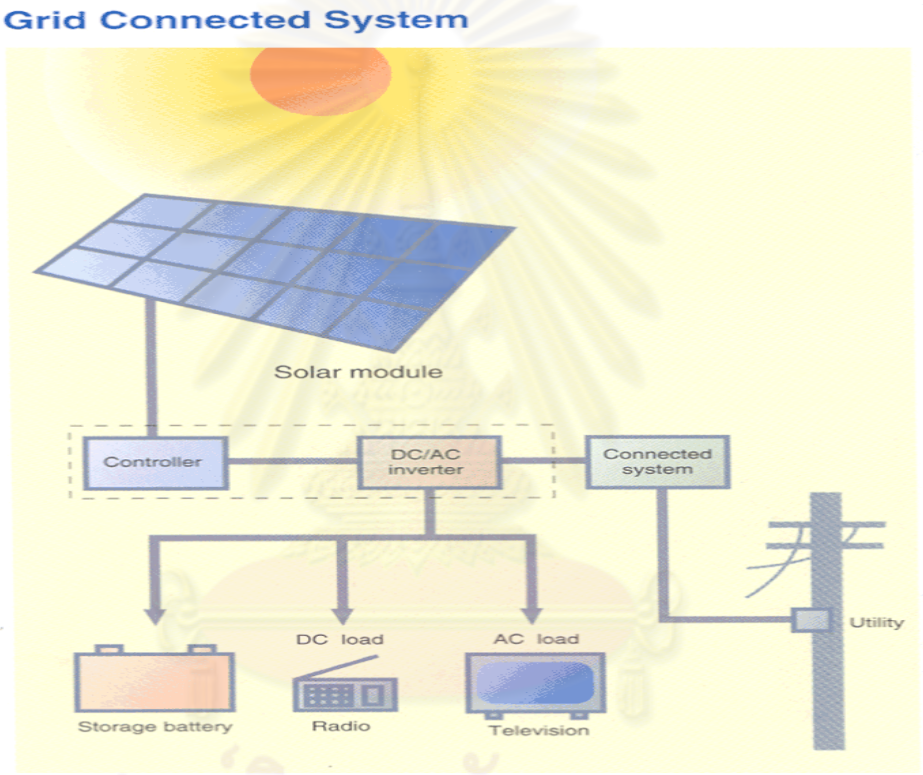
การผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์ แบ่งออกเป็น 3 ระบบ คือ

- การผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระ (PV Stand Alone System) เป็นระบบผลิตไฟฟ้าที่ได้รับการออกแบบสำหรับใช้งานในพื้นที่ชนบทที่ไม่มีระบบสายส่งไฟฟ้า อุปกรณ์ระบบที่สำคัญประกอบด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์ อุปกรณ์ควบคุมการประจุแบตเตอรี่ แบตเตอรี่ และอุปกรณ์เปลี่ยนระบบไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับแบบอิสระ แสดงดังรูปที่ 3-5



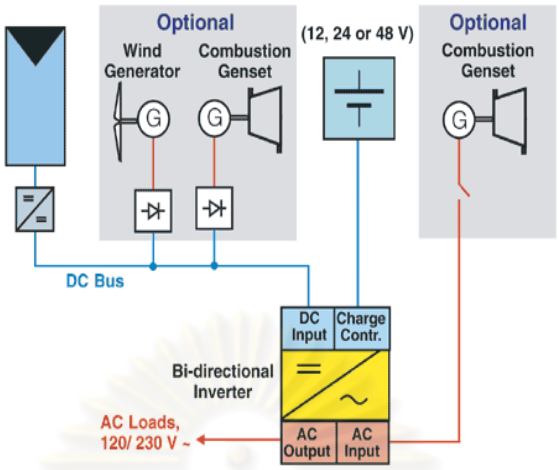
รูปที่ 3-5 หลักการทำงานในการผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบอิสระ

- การผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบต่อกับระบบจำหน่าย (PV Grid Connected System) เป็นระบบผลิตไฟฟ้าที่ถูกออกแบบสำหรับผลิตไฟฟ้าผ่านอุปกรณ์เปลี่ยนระบบไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ เข้าสู่ระบบสายส่งไฟฟ้าโดยตรง ใช้ผลิตไฟฟ้าในเขตเมือง หรือพื้นที่ที่มีระบบจำหน่ายไฟฟ้าเข้าถึง อุปกรณ์ระบบที่สำคัญประกอบด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์ อุปกรณ์เปลี่ยนระบบไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับชนิดต่อกับระบบจำหน่ายไฟฟ้า แสดงดังรูปที่ 3-6



รูปที่ 3-6 หลักการทำงานในการผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบต่อกับระบบจำหน่าย

- การผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบผสมผสาน (PV Hybrid System) เป็นระบบผลิตไฟฟ้าที่ถูกออกแบบสำหรับทำงานร่วมกับอุปกรณ์ผลิตไฟฟ้าอื่นๆ เช่น ระบบเซลล์แสงอาทิตย์กับพลังงานลม และเครื่องยนต์ดีเซล ระบบเซลล์แสงอาทิตย์กับพลังงานลมและไฟฟ้าพลังน้ำ เป็นต้น โดยรูปแบบระบบจะขึ้นอยู่กับการออกแบบตามวัตถุประสงค์โครงการเป็นกรณีเฉพาะ แสดงดังรูปที่ 3-7



รูปที่ 3-7 หลักการทำงานในการผลิตกระแสไฟฟ้าโดยด้วยเซลล์แสงอาทิตย์แบบผสมผสาน

- โรงไฟฟ้าพลังลม

โรงไฟฟ้าพลังลม เป็นโรงไฟฟ้าที่ใช้พลังงานจากธรรมชาติที่เกิดจากความแตกต่างของอุณหภูมิ 2 ที่ โดยมีกังหันลมเป็นอุปกรณ์ที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า หลักการทำงานคือ เมื่อมีลมพัดผ่านใบกังหัน พลังงานจลน์ที่เกิดจากลมจะ ทำให้ใบพัดของกังหันเกิดการหมุน และได้เป็นพลังงานกลออกมา พลังงานกลจากแกนหมุนของกังหันลมจะถูกเปลี่ยนรูปไปเป็นพลังงานไฟฟ้า โดยเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่เชื่อมต่ออยู่กับแกนหมุนของกังหันลม จ่ายกระแสไฟฟ้าผ่านระบบควบคุมไฟฟ้า และจ่ายกระแสไฟฟ้าเข้าสู่ระบบต่อไป โดยปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จะขึ้นอยู่กับความเร็วของลม ความยาวของใบพัด และสถานที่ติดตั้งกังหันลม

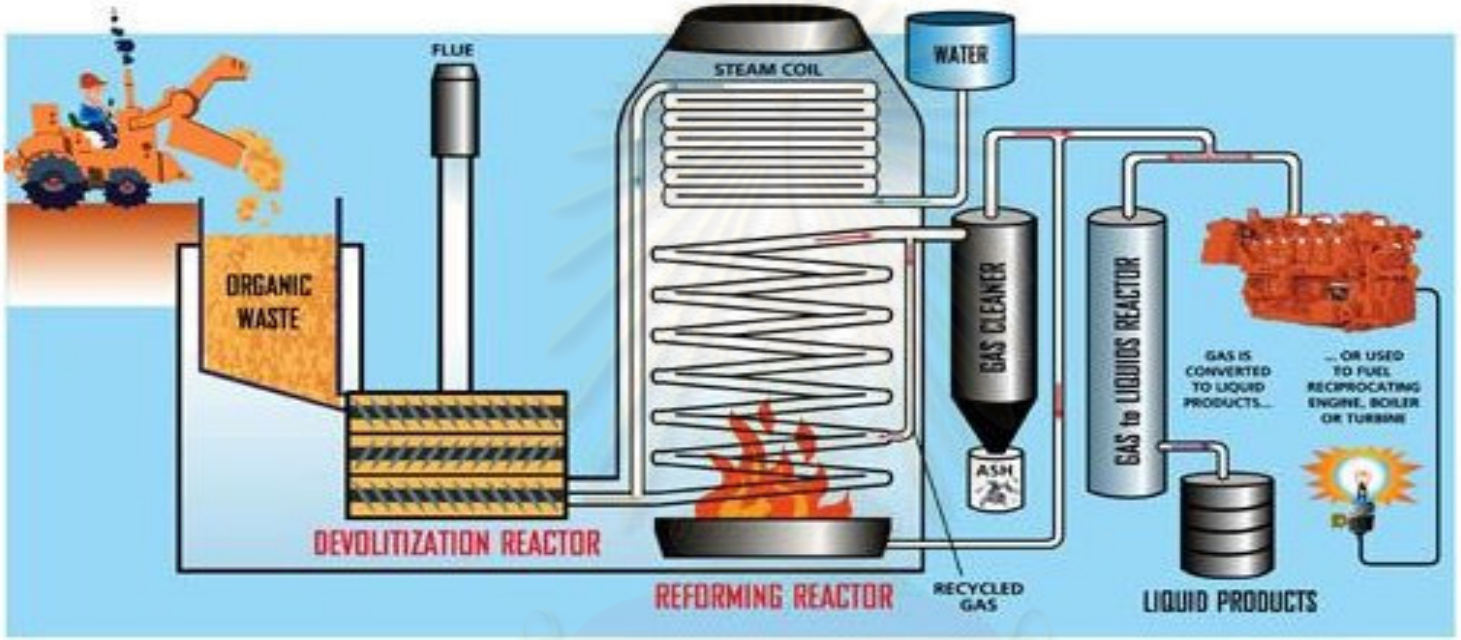
รูปที่ 3-8 กังหันลมแบบแนวแกนนอน

- โรงไฟฟ้าพลังความร้อน ที่ใช้ชีวมวลเป็นเชื้อเพลิง

การนำพลังงานจากชีวมวลมาผลิตไฟฟ้านั้น สามารถทำได้จากวัตถุดิบที่หลากหลาย เช่น แกลบ กากอ้อย กากปาล์ม เศษไม้ กาบมะพร้าว ซังข้าวโพด ส่าเหล้า กากมันสำปะหลัง ขี้เลื่อย เป็นต้น โรงไฟฟ้าประเภทนี้จะมีลักษณะคล้ายกับโรงไฟฟ้าพลังความร้อนทั่วไป โดยมีหลักการทำงาน คือ เชื้อเพลิงชีวมวลจะถูกลำเลียงต่อเนื่องจากลานกองด้วยสายพานเข้าสู่เครื่องบดละเอียด ภายในโรงงานที่ปิดมิดชิด ต่อจากนั้นเชื้อเพลิงชีวมวลที่บดละเอียดแล้วจะถูกลำเลียงด้วยลมส่งเข้าเก็บในเครื่องบดไซโล และส่งด้วยลมเข้าสู่เตาเผา เชื้อเพลิงที่พ่นเข้าเตาเผาจะติดไฟและไหม้ทันที จะได้ความร้อนเพื่อใช้ ในการผลิตไอน้ำ

ไอน้ำที่ได้จะมีแรงดันสูงจะหมุนกังหันของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อผลิตไฟฟ้า ไอน้ำที่ผ่านเครื่องกังหันแล้วยังคงมีความร้อนเหลืออยู่จะถูกนำไปผ่านเครื่องควบแน่นเพื่อให้เย็นลงและนำกลับไปใช้อีกโดยรวบรวมหยดน้ำ แล้วส่งด้วยปั๊มน้ำไปเติมให้กับหม้อต้มน้ำ น้ำหล่อเย็นที่รับความร้อนมาจากเครื่องควบแน่นจะไหลไปยังหอหล่อเย็นเพื่อระบายความร้อน น้ำหล่อเย็นที่ใช้แล้ว 5 รอบจะถูกปรับสภาพน้ำให้อยู่ในเกณฑ์มาตรฐานน้ำทิ้งอุตสาหกรรมก่อนนำไปรดต้นไม้และปล่อยลงสู่บ่อระเหยขนาดใหญ่ในบริเวณโรงงานเพื่อให้น้ำระเหยตามธรรมชาติโดยไม่ปล่อยออกนอกโรงงาน ส่วนน้ำที่อุณหภูมิลดลงแล้วจะถูกนำมาใช้อีกในระบบปิด ไอร้อนและขี้เถ้าลอยจะถูกนำไปผ่าน เครื่องดักจับฝุ่นแบบไฟฟ้าสถิตแรงสูง และนำขี้เถ้าที่ได้ไปส่งต่อให้กับอุตสาหกรรมอื่นๆไปใช้ประโยชน์ต่อไป โดยกระบวนการผลิตข้างต้น สามารถแสดงเป็นแผนผังการผลิตได้ดังรูปที่ 3-9 นี้

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

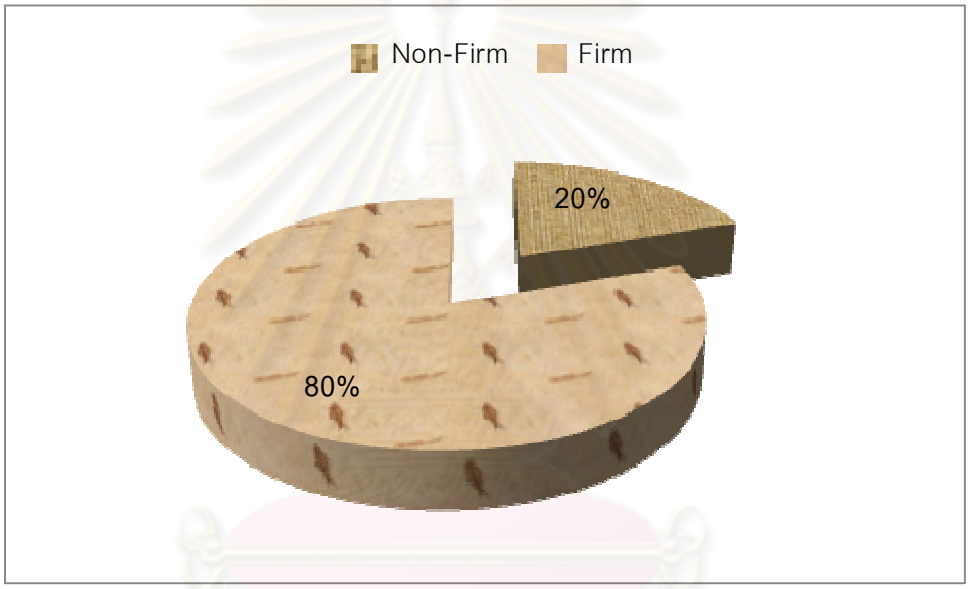


รูปที่ 3-9 หลักการทำงานในการผลิตกระแสไฟฟ้าโดยใช้ชีวมวลเป็นเชื้อเพลิง

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

3.5 แผนงานในการผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

การผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก มีสัดส่วนของผู้ผลิตประเภทสัญญา Firm และ Non-Firm ดังรูปที่ 3-10 และมีรายละเอียดของ ผู้ผลิตไฟฟ้า กำลังการผลิตติดตั้ง ปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา ประเภทโรงไฟฟ้า ประเภทเชื้อเพลิง และ อายุสัญญา โดยจะแบ่งเป็น 2 ประเภท คือ ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กประเภทสัญญา Firm ดังตารางที่ 3-2 และ รูปที่ 3-11 และ ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กประเภทสัญญา Non-Firm ดังตารางที่ 3-3 และ รูปที่ 3-12



รูปที่ 3-10 สัดส่วนของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ประเภทสัญญา Firm และ Non-Firm

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 3-2 แผนงานในการผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก ประเภทสัญญา Firm ณ วันที่ 31 มกราคม พ.ศ.2554

ลำดับที่	ผู้ผลิตไฟฟ้า	กำลังผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)	ปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา (เมกะวัตต์)	ประเภทโรงไฟฟ้า	ประเภทเชื้อเพลิง	อายุสัญญา (ปี)
1	บริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน) โครงการ 1	150.00	90.00	cogeneration	ก๊าซธรรมชาติ	21
2	บริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (มหาชน) โครงการ 2	150.00	90.00	cogeneration	ก๊าซธรรมชาติ	21
3	บริษัท ทีพีที ปิโตรเคมิคอลส์ จำกัด	55.00	9.50	พลังความร้อน	ถ่านหิน	21
4	บริษัท ปตท. เคมิคอล จำกัด (มหาชน)	171.10	32.00	cogeneration	ก๊าซธรรมชาติ	21
5	บริษัท โกลว์ เอสพีพี 1 จำกัด # 1	67.68	55.00	cogeneration	ก๊าซธรรมชาติ	23
6	บริษัท ไทยออยล์ เพาเวอร์ จำกัด	138.88	41.00	cogeneration	ก๊าซธรรมชาติ	25
7	กรมการพลังงานทหาร	10.40	4.50	พลังงานร่วมดีเซล	น้ำมันเตา	21
8	บริษัท กัลฟ์ โคเจนเนอเรชั่น จำกัด	111.00	90.00	cogeneration	ก๊าซธรรมชาติ	21
9	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ 1 จำกัด	168.00	90.00	cogeneration	ก๊าซธรรมชาติ	21
10	บริษัท โกลว์ เอสพีพี 1 จำกัด # 2	66.35	55.00	cogeneration	ก๊าซธรรมชาติ	23
11	บริษัท บางกอก โคเจนเนอเรชั่น จำกัด	115.30	90.00	cogeneration	ก๊าซธรรมชาติ	21

ลำดับที่	ผู้ผลิตไฟฟ้า	กำลังผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)	ปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา (เมกะวัตต์)	ประเภทโรงไฟฟ้า	ประเภทเชื้อเพลิง	อายุสัญญา (ปี)
12	บริษัท เนชั่นแนล เพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด (มหาชน) โครงการ 1	164.00	90.00	พลังความร้อน	ถ่านหิน, เศษไม้	25
13	บริษัท โกลว์ เอสพีพี 2 จำกัด # 1	70.00	60.00	กังหันก๊าซ	ก๊าซธรรมชาติ	25
14	บริษัท สหโคเจน (ชลบุรี) จำกัด	139.00	90.00	cogeneration	ก๊าซธรรมชาติ	25
15	บริษัท ไทยพาวเวอร์ ซัพพลาย จำกัด	47.40	41.00	พลังความร้อน	แกลบ, เศษไม้	25
16	บริษัท โกลว์ เอสพีพี 2 จำกัด # 2	70.00	60.00	กังหันก๊าซ	ก๊าซธรรมชาติ	25
17	บริษัท บีพีเค เพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด	10.40	8.00	พลังความร้อน	แกลบ, เศษไม้	21
18	บริษัท โรจนะเพาเวอร์ จำกัด # 1	131.50	90.00	cogeneration	ก๊าซธรรมชาติ	25
19	บริษัท เนชั่นแนล เพาเวอร์ ซัพพลาย จำกัด (มหาชน) โครงการ 2	164.00	90.00	พลังความร้อน	ถ่านหิน, เศษไม้	25
20	บริษัท สมุทรปราการ โคเจนเนอเรชั่น จำกัด	128.00	90.00	cogeneration	ก๊าซธรรมชาติ	21
21	บริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด # 1	160.00	90.00	พลังความร้อน	ถ่านหิน	25
22	บริษัท โกลว์ เอสพีพี 3 จำกัด # 2	160.00	90.00	พลังความร้อน	ถ่านหิน	25

ลำดับที่	ผู้ผลิตไฟฟ้า	กำลังผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)	ปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา (เมกะวัตต์)	ประเภทโรงไฟฟ้า	ประเภทเชื้อเพลิง	อายุสัญญา (ปี)
23	บริษัท ไทย เนชั่นแนล พาวเวอร์ จำกัด	120.00	90.00	cogeneration	ก๊าซธรรมชาติ	25
24	บริษัท หนองแค โคเจนเนอเรชั่น จำกัด	131.00	90.00	cogeneration	ก๊าซธรรมชาติ	21
25	บริษัท ไซม์ ดาร์บี้ เพาเวอร์ จำกัด	105.00	60.00	cogeneration	ก๊าซธรรมชาติ	21
26	บริษัท ไบโอ-แมส เพาเวอร์ จำกัด	6.00	5.00	พลังความร้อน	แกลบ	25
27	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ 2 จำกัด	108.00	90.00	cogeneration	ก๊าซธรรมชาติ	21
28	บริษัท เอ็กโก โคเจนเนอเรชั่น จำกัด	120.00	60.00	cogeneration	ก๊าซธรรมชาติ	21
29	บริษัท ร้อยเอ็ด กรีน จำกัด	9.90	8.80	พลังความร้อน	แกลบ	21
30	บริษัท เนชั่นแนล เพาเวอร์ แพลนท์ 5 จำกัด	75.00	50.00	พลังความร้อน	เปลือกไม้, เศษไม้ และน้ำมันยางดำ	25
31	บริษัท เนชั่นแนล เพาเวอร์ แพลนท์ 11 จำกัด	32.90	25.00	พลังความร้อน	น้ำมันยางดำ	25
32	บริษัท ด่านช้าง ไบโอ-เอ็นเนอร์ยี จำกัด	41.00	27.00	พลังความร้อน	ชานอ้อย, เปลือกไม้ และแกลบ	21

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ลำดับที่	ผู้ผลิตไฟฟ้า	กำลังผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)	ปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา (เมกะวัตต์)	ประเภทโรงไฟฟ้า	ประเภทเชื้อเพลิง	อายุสัญญา (ปี)
33	บริษัท ภูเขียว ไบโอ-เอ็นเนอร์ยี จำกัด โครงการ 1	41.00	29.00	พลังความร้อน	ชานอ้อย, เปลือกไม้ และแกลบ	21
34	บริษัท น้ำตาลมิตรกาฬสินธุ์ จำกัด	25.70	8.00	พลังความร้อน	ชานอ้อย, แกลบ, ฟางข้าว และ เปลือกไม้	21
35	บริษัท เอ.ที.ไบโอพาวเวอร์ จำกัด	22.50	20.00	พลังความร้อน	แกลบ	25
36	บริษัท สตึกไบโอแมส จำกัด	7.50	6.50	พลังความร้อน	แกลบ และ ชีวมวลอื่นๆ	21
37	บริษัท กัลฟ์ ยะลา กรีน จำกัด	23.00	20.20	พลังความร้อน	เศษไม้ยางพารา	25
38	บริษัท โรงไฟฟ้าน้ำตาลขอนแก่น จำกัด โครงการ 1	30.00	20.00	พลังความร้อน	กากอ้อย และ ชีวมวลอื่นๆ	21
39	บริษัท มุ่งเจริญกรีนพาวเวอร์ จำกัด	9.90	8.00	พลังความร้อน	แกลบ	21
40	บริษัท สุราษฎร์ธานี กรีน เอ็นเนอยี่ จำกัด	9.90	8.80	พลังความร้อน	ทะลายปาล์ม, ใยปาล์ม และกะลาปาล์ม	25
41	บริษัท ด่านช้าง ไบโอ-เอ็นเนอร์ยี จำกัด โครงการ 2	11.40	10.00	พลังความร้อน	กากอ้อย	25

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

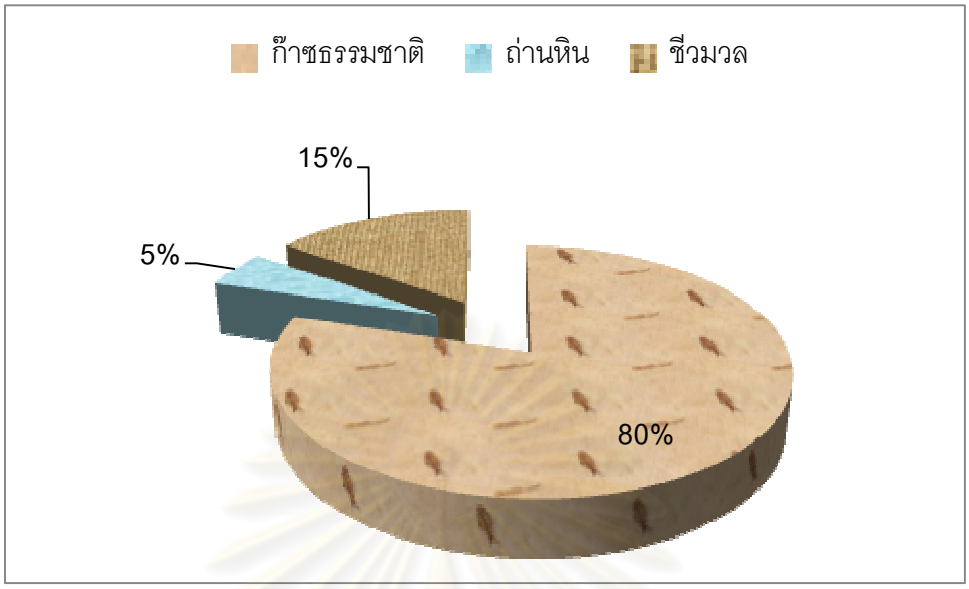
ลำดับที่	ผู้ผลิตไฟฟ้า	กำลังผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)	ปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา (เมกะวัตต์)	ประเภทโรงไฟฟ้า	ประเภทเชื้อเพลิง	อายุสัญญา (ปี)
42	บริษัท ภูเขียว ไบโอ-เอ็นเนอร์ยี จำกัด โครงการ 2	11.40	10.00	พลังความร้อน	กากอ้อย	25
43	บริษัท สยามพาวเวอร์เจนเนอเรชั่น จำกัด (มหาชน) โครงการ 1	168.43	90.00	cogeneration	ก๊าซธรรมชาติ	25
44	บริษัท โกลว์ พลังงาน จำกัด (หมาชน) โครงการ 3	77.00	74.00	cogeneration	ก๊าซธรรมชาติ	25
45	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ 3 จำกัด	165.82	90.00	cogeneration	ก๊าซธรรมชาติ	25
46	บริษัท นวนครการไฟฟ้า จำกัด	118.50	90.00	cogeneration	ก๊าซธรรมชาติ	25
47	บริษัท บี.กริม เพาเวอร์ (ระยอง) 1 จำกัด	165.82	90.00	cogeneration	ก๊าซธรรมชาติ	25
48	บริษัท ไทย เนชั่นแนล พาวเวอร์ 2 จำกัด	101.18	90.00	cogeneration	ก๊าซธรรมชาติ	25
49	บริษัท สระบุรี บี โคเจนเนอเรชั่น จำกัด	106.20	90.00	cogeneration	ก๊าซธรรมชาติ	25
50	บริษัท อินดัสเทรียล โคเจน จำกัด	113.30	90.00	cogeneration	ก๊าซธรรมชาติ	25

ลำดับที่	ผู้ผลิตไฟฟ้า	กำลังผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)	ปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา (เมกะวัตต์)	ประเภทโรงไฟฟ้า	ประเภทเชื้อเพลิง	อายุสัญญา (ปี)
51	บริษัท สระบุรี เอ โคเจนเนอเรชั่น จำกัด	106.20	90.00	cogeneration	ก๊าซธรรมชาติ	25
52	บรัษัท ฉะเชิงเทรา โคเจนเนอเรชั่น จำกัด	107.79	90.00	cogeneration	ก๊าซธรรมชาติ	25
53	บรัษัท อาร์ไอแอล โคเจนเนอเรชั่น จำกัด	124.13	90.00	cogeneration	ก๊าซธรรมชาติ	25
54	บริษัท บางปะอิน โคเจนเนอเรชั่น จำกัด	106.25	90.00	cogeneration	ก๊าซธรรมชาติ	25
55	บริษัท โรจนะเพาเวอร์ จำกัด # 2	131.46	90.00	cogeneration	ก๊าซธรรมชาติ	25
56	บริษัท อมตะ บี.กริม เพาเวอร์ (ระยอง) 2 จำกัด	108.74	90.00	cogeneration	ก๊าซธรรมชาติ	25
57	บริษัท ปทุม โคเจนเนอเรชั่น จำกัด	118.89	90.00	cogeneration	ก๊าซธรรมชาติ	25
58	บริษัท คอมไบน์ ฮีท แอนด์ พาวเวอร์ จำกัด	109.10	90.00	cogeneration	ก๊าซธรรมชาติ	25
59	บริษัท บี.กริม บีไอพี เพาเวอร์ จำกัด	112.00	90.00	cogeneration	ก๊าซธรรมชาติ	25

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ลำดับที่	ผู้ผลิตไฟฟ้า	กำลังผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)	ปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา (เมกะวัตต์)	ประเภทโรงไฟฟ้า	ประเภทเชื้อเพลิง	อายุสัญญา (ปี)
60	บริษัท ไฟฟ้าชีวมวล จำกัด	165.00	90.00	พลังความร้อน	แกลบ, ไม้ยูคาลิปตัส และชิ้นไม้สับ	25
61	บริษัท สยามเพาเวอร์ เจนเนอเรชั่น จำกัด (มหาชน) โครงการ 2	166.53	90.00	cogeneration	ก๊าซธรรมชาติ	25
	รวม	**5,761.45**	**3,786.30**			

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



รูปที่ 3-11 สัดส่วนกำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา แยกตามประเภทเชื้อเพลิงของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ประเภทสัญญา Firm

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 3-3 แผนงานในการผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก ประเภทสัญญา Non-Firm ณ วันที่ 31 มกราคม พ.ศ.2554

ลำดับที่	ผู้ผลิตไฟฟ้า	กำลังผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)	ปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา (เมกะวัตต์)	ประเภทโรงไฟฟ้า	ประเภทเชื้อเพลิง	อายุสัญญา (ปี)
1	บริษัท ไออาร์พีซี จำกัด (มหาชน)	108.00	45.00	พลังความร้อน	น้ำมันเตา และ ถ่านหิน	5 ปี และต่อเนื่อง
2	บริษัท ไทยอคริลิคไฟเบอร์ จำกัด	17.20	6.00	พลังความร้อน	ลิกไนต์	5 ปี และต่อเนื่อง
3	บริษัท ปัญจพล พัลพ์ อินดัสตรี้ จำกัด (มหาชน)	40.00	8.00	พลังความร้อน	ถ่านหิน	5 ปี และต่อเนื่อง
4	บริษัท น้ำตาลมิตรภูเวียง จำกัด	27.00	8.00	พลังความร้อน	กากอ้อย	5 ปี และต่อเนื่อง
5	บริษัท น้ำตาลรีไฟน์ชัยมงคล จำกัด	18.00	7.00	พลังความร้อน	กากอ้อย	5 ปี และต่อเนื่อง
6	บริษัท น้ำตาลสระบุรี จำกัด	29.50	8.00	พลังความร้อน	กากอ้อย	1 ปี และต่อเนื่อง
7	บริษัท พีอาร์จี พืชผล จำกัด	9.00	5.90	พลังความร้อน	แกลบ	5 ปี และต่อเนื่อง

ลำดับที่	ผู้ผลิตไฟฟ้า	กำลังผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)	ปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา (เมกะวัตต์)	ประเภทโรงไฟฟ้า	ประเภทเชื้อเพลิง	อายุสัญญา (ปี)
8	บริษัท ไทยรุ่งเรืองอุตสาหกรรม จำกัด	29.50	8.00	พลังความร้อน	กากอ้อย	5 ปี และต่อเนื่อง
9	บริษัท น้ำตาลราชสีมา จำกัด	34.00	30.00	พลังความร้อน	กากอ้อย	5 ปี และต่อเนื่อง
10	บริษัท น้ำตาลกุมภวาปี จำกัด	19.60	6.00	พลังความร้อน	กากอ้อย	5 ปี และต่อเนื่อง
11	บริษัท ผลิตไฟฟ้าและน้ำเย็น จำกัด	55.00	50.00	กังหันก๊าซ	ก๊าซธรรมชาติ	1 ปี และต่อเนื่อง
12	บริษัท ไทยคาร์บอนแบล็ค จำกัด (มหาชน)	19.00	12.00	พลังความร้อน	Waste Gas	5 ปี และต่อเนื่อง
13	บริษัท ราชบุรี พลังงาน จำกัด # 2	1.95	1.72	พลังความร้อน	ก๊าซธรรมชาติที่เป็นผลพลอยได้จากการผลิตน้ำมันดิบ	5 ปี และต่อเนื่อง
14	บริษัท พีทีที ยูทิลิตี้ส์ จำกัด โครงการ 1	300.00	60.00	พลังความร้อน	ก๊าซธรรมชาติ	5 ปี และต่อเนื่อง

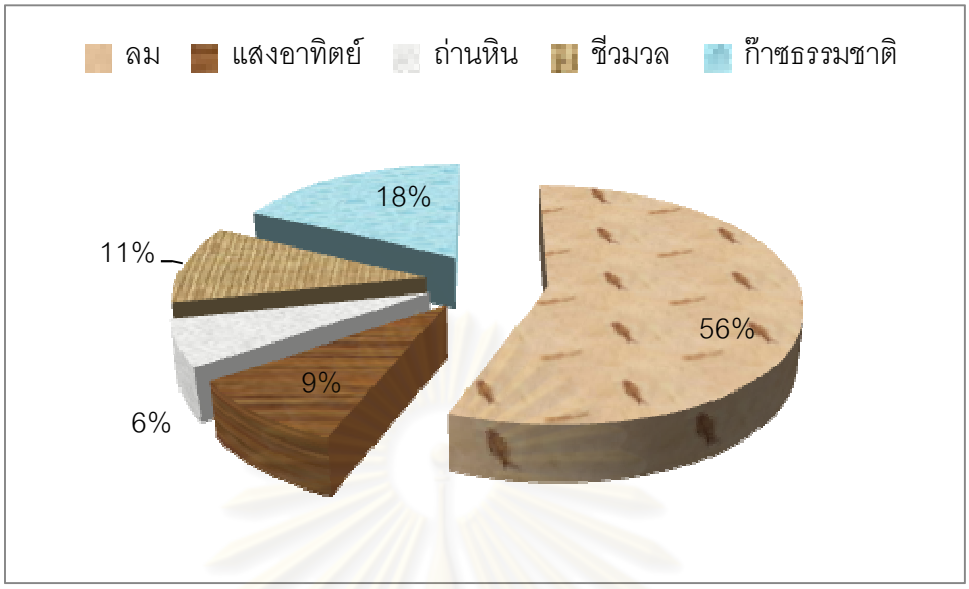
ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ลำดับที่	ผู้ผลิตไฟฟ้า	กำลังผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)	ปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา (เมกะวัตต์)	ประเภทโรงไฟฟ้า	ประเภทเชื้อเพลิง	อายุสัญญา (ปี)
15	บริษัท พีทีที ยูทิลิตี้ส์ จำกัด โครงการ 2	150.00	40.00	พลังความร้อน	ก๊าซธรรมชาติ	5 ปี และต่อเนื่อง
16	บริษัท โรงไฟฟ้าน้ำตาลขอนแก่น จำกัด โครงการ 2	65.00	22.00	พลังความร้อน	กากอ้อย	5 ปี และต่อเนื่อง
17	บริษัท สยามโมเดิร์นปาล์ม จำกัด	4.80	4.00	พลังความร้อน	เศษไม้ยางพารา	1 ปี และต่อเนื่อง
18	บริษัท พัฒนาพลังงานธรรมชาติ จำกัด	60.00	55.00	พลังงานแสงอาทิตย์	พลังงานแสงอาทิตย์	5 ปี และต่อเนื่อง
19	บริษัท บางจากปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน)	30.41	30.00	พลังงานแสงอาทิตย์	พลังงานแสงอาทิตย์	5 ปี และต่อเนื่อง
20	บริษัท เค.อาร์.ทู จำกัด	103.50	90.00	พลังลม	พลังลม	5 ปี และต่อเนื่อง
21	บริษัท ซัสเทนเอเบิล เอนเนอยี คอร์ปอเรชั่น จำกัด	60.00	60.00	พลังลม	พลังลม	5 ปี และต่อเนื่อง

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ลำดับที่	ผู้ผลิตไฟฟ้า	กำลังผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)	ปริมาณพลังไฟฟ้าตามสัญญา (เมกะวัตต์)	ประเภทโรงไฟฟ้า	ประเภทเชื้อเพลิง	อายุสัญญา (ปี)
22	บริษัท เฟิร์ส โคราช วินด์ จำกัด	103.50	90.00	พลังลม	พลังลม	5 ปี และต่อเนื่อง
23	บริษัท เทพสถิต วินด์ฟาร์ม จำกัด	90.00	90.00	พลังลม	พลังลม	5 ปี และต่อเนื่อง
24	บริษัท ชัยภูมิ วินด์ฟาร์ม จำกัด 1	90.00	90.00	พลังลม	พลังลม	5 ปี และต่อเนื่อง
25	บริษัท ชัยภูมิ วินด์ฟาร์ม จำกัด 2	50.40	50.00	พลังลม	พลังลม	5 ปี และต่อเนื่อง
26	บริษัท ชัยภูมิ วินด์ฟาร์ม จำกัด 3	50.40	50.00	พลังลม	พลังลม	5 ปี และต่อเนื่อง
	รวม	1565.76	926.62			

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



รูปที่ 3-12 สัดส่วนกำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา แยกตามประเภทเชื้อเพลิงของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ประเภทสัญญา Non-Firm

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทที่ 4

โครงสร้างต้นทุน และ รายได้ที่เกิดจากการผลิตไฟฟ้า

ในบทนี้ จะกล่าวถึง โครงสร้างต้นทุน สัดส่วนโครงสร้างต้นทุน รวมถึงรายได้ที่ได้จากการผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กประเภทต่างๆ

4.1 โครงสร้างต้นทุน

ในการวิเคราะห์โครงสร้างต้นทุนของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก จะพิจารณาถึงองค์ประกอบต้นทุนต่างๆที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าแบ่งตามกระบวนการผลิตไฟฟ้า ซึ่งทางผู้วิจัยจำแนกออกเป็น 2 ประเภท คือ การผลิตไฟฟ้าด้วยระบบพลังความร้อนร่วม และ การผลิตไฟฟ้าโดยใช้พลังงานหมุนเวียน ดังนี้

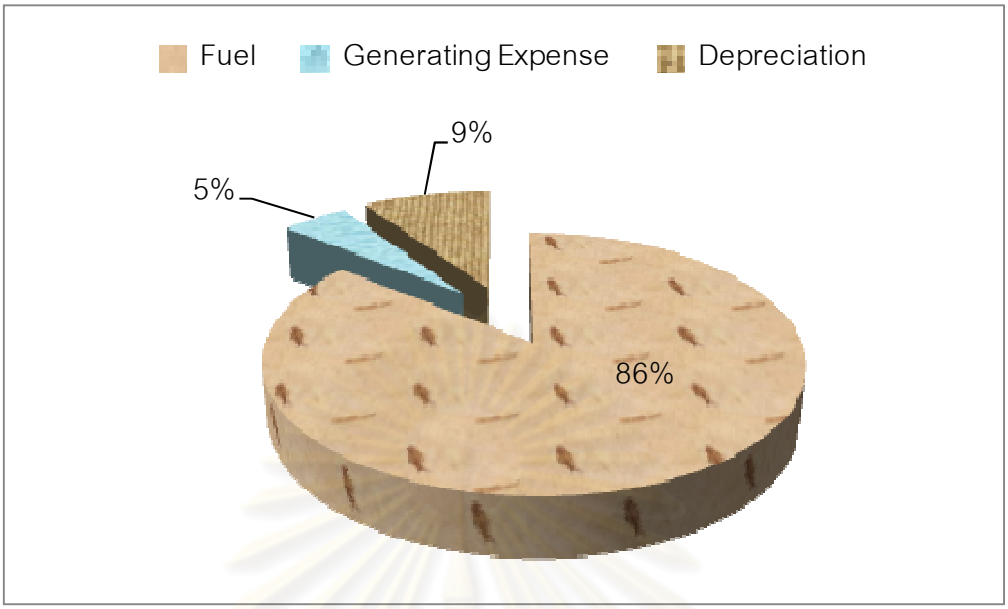
4.1.1 การผลิตไฟฟ้าด้วยระบบพลังความร้อนร่วม

ในส่วนของการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบพลังความร้อนร่วมนี้ มีโครงสร้างต้นทุนที่ประกอบไปด้วย ค่าใช้จ่ายทางด้านเชื้อเพลิง ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า และ ค่าเสื่อมราคา ซึ่งในแต่ละประเภทของโรงไฟฟ้าจะมีสัดส่วนที่แตกต่างกัน ดังนี้

- โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง

โรงไฟฟ้าประเภทนี้มีสัดส่วนโครงสร้างต้นทุนอันประกอบไปด้วยค่าเชื้อเพลิง คือค่าก๊าซธรรมชาติ ค่าเสื่อมราคา และ ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า เป็น 86%, 9% และ 5% ตามลำดับ แสดงดังรูปที่ 4-1

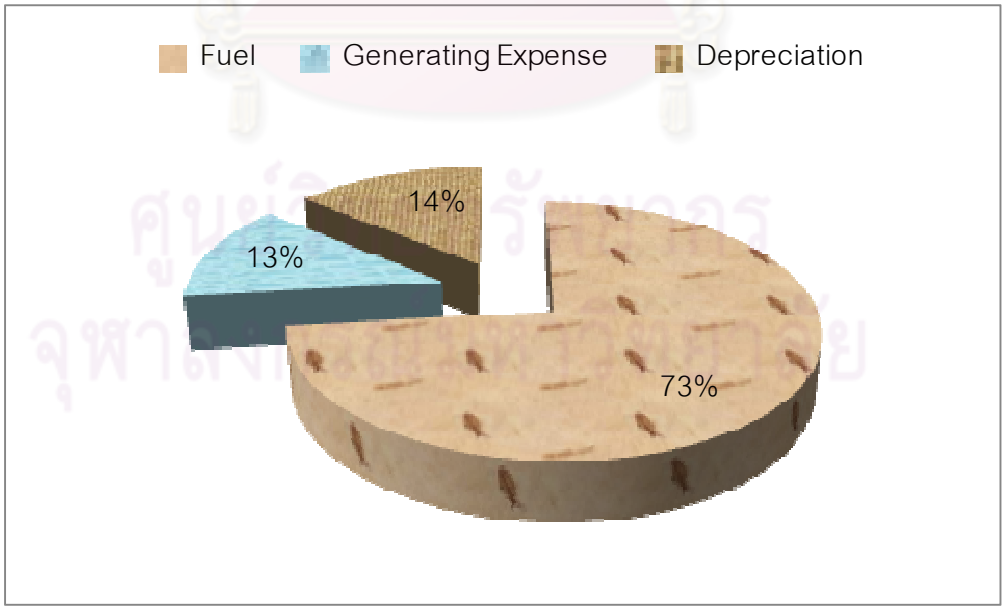
ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



รูปที่ 4-1 สัดส่วนโครงสร้างต้นทุนของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง

- โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง

โรงไฟฟ้าประเภทนี้มีสัดส่วนโครงสร้างต้นทุนอันประกอบไปด้วยค่าเชื้อเพลิง คือค่าถ่านหินนำเข้า ค่าเสื่อมราคา และ ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า เป็น 73%, 14% และ 13% ตามลำดับ แสดงดังรูปที่ 4-2



รูปที่ 4-2 สัดส่วนโครงสร้างต้นทุนของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง

4.1.2 การผลิตไฟฟ้าโดยใช้พลังงานหมุนเวียน

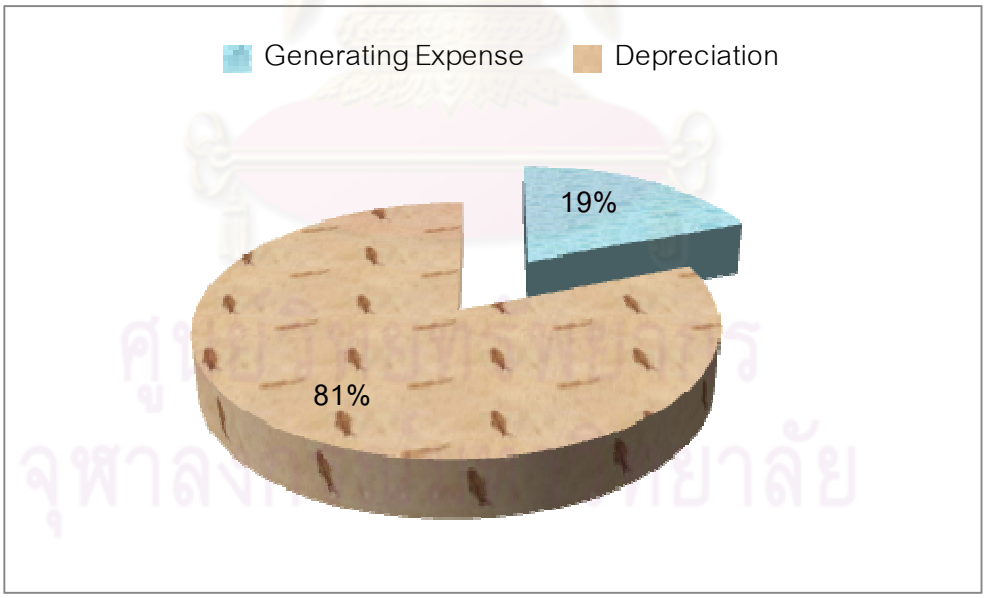
ในส่วนของการผลิตไฟฟ้าโดยใช้พลังงานหมุนเวียนนั้นได้แบ่งกลุ่มเป็น 2 ชนิด คือ การผลิตไฟฟ้าโดยใช้พลังงานหมุนเวียนจากธรรมชาติ (ไม่ใช้เชื้อเพลิงเสริม) และ การผลิตไฟฟ้าโดยใช้พลังงานหมุนเวียนที่สามารถมีเชื้อเพลิงเสริมได้ ในที่นี้คือการผลิตไฟฟ้าด้วยชีวมวล โดยโครงสร้างต้นทุนของการผลิตไฟฟ้าโดยใช้พลังงานหมุนเวียนจากธรรมชาติ จะประกอบไปด้วย 2 ส่วน คือ ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า และ ค่าเสื่อมราคา และ ในส่วนของการผลิตไฟฟ้าด้วยชีวมวลนั้นจะมีโครงสร้างต้นทุนที่เหมือนกับการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบพลังความร้อนร่วม ซึ่งในแต่ละประเภทของโรงไฟฟ้าจะมีสัดส่วน ดังนี้

- การผลิตไฟฟ้าโดยใช้พลังงานหมุนเวียนจากธรรมชาติ

ในส่วนนี้จะประกอบด้วยโรงไฟฟ้าพลังงานลม และ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ ดังนี้

- โรงไฟฟ้าพลังงานลม

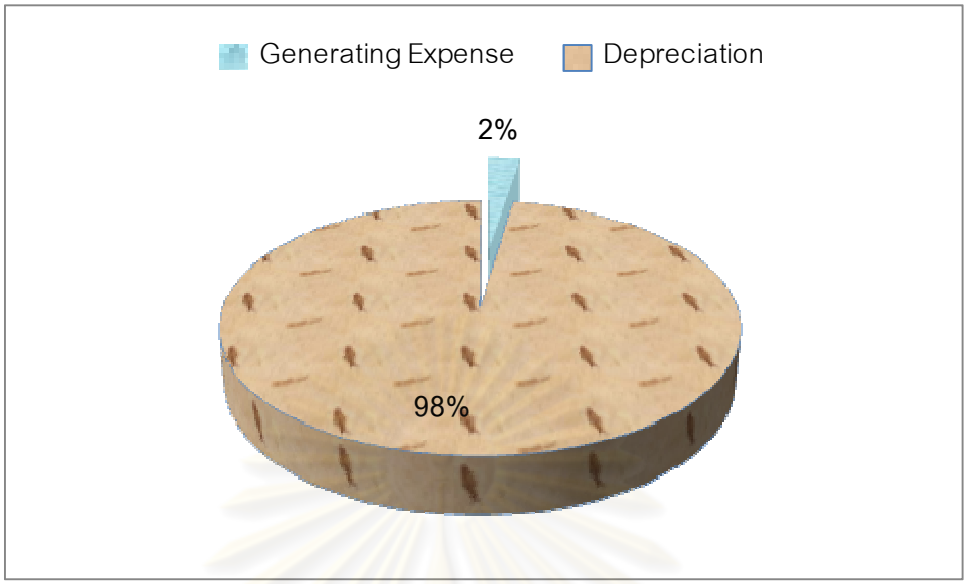
โรงไฟฟ้าประเภทนี้มีสัดส่วนโครงสร้างต้นทุนอันประกอบไปด้วยค่าเสื่อมราคา 81% และ ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า 19% แสดงดังรูปที่ 4-3



รูปที่ 4-3 สัดส่วนโครงสร้างต้นทุนของโรงไฟฟ้าพลังลม

- โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

โรงไฟฟ้าประเภทนี้มีสัดส่วนโครงสร้างต้นทุนอันประกอบไปด้วยค่าเสื่อมราคา 98% และ ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า 2% ตามลำดับ แสดงดังรูปที่ 4-4



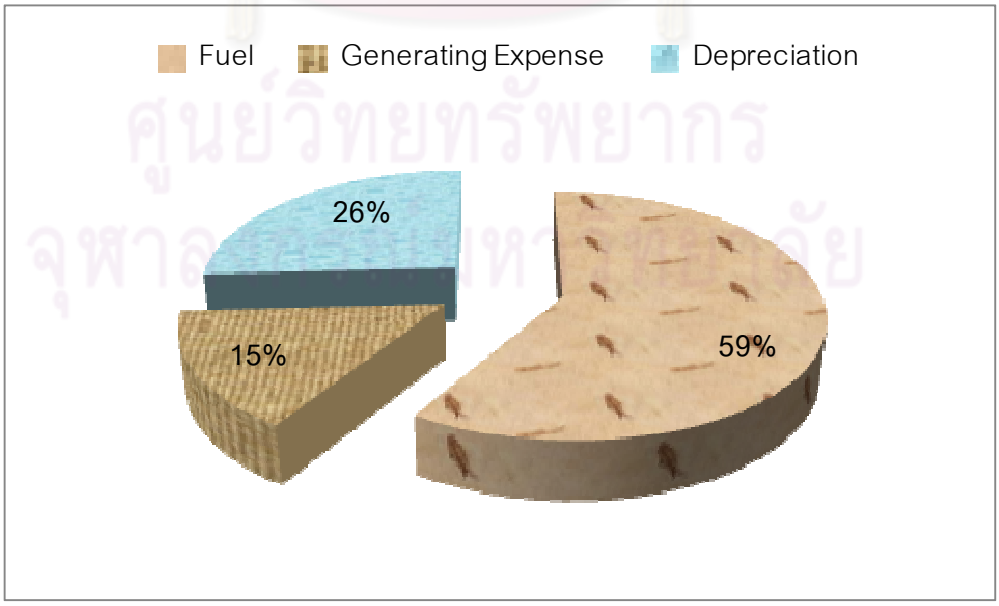
รูปที่ 4-4 สัดส่วนโครงสร้างต้นทุนของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

- การผลิตไฟฟ้าโดยใช้พลังงานหมุนเวียนโดยมีเชื้อเพลิงเสริม

  ในส่วนนี้จะประกอบด้วยโรงไฟฟ้าที่มีเชื้อเพลิงคือชีวมวล ดังมีรายละเอียดดังนี้

  - โรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนประเภทที่ใช้ชีวมวลเป็นเชื้อเพลิง

    โรงไฟฟ้าประเภทนี้มีสัดส่วนโครงสร้างต้นทุนอันประกอบไปด้วยค่าเชื้อเพลิงซึ่งก็คือค่าวัตถุดิบชีวมวลต่างๆ ค่าเสื่อมราคา และ ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า เป็น 59%, 26% และ 15% ตามลำดับ แสดงดังรูปที่ 4-5



รูปที่ 4-5 สัดส่วนโครงสร้างต้นทุนของโรงไฟฟ้าพลังหมุนเวียนชีวมวล

4.2 รายได้จากการขายไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

ในการพิจารณาทางด้านรายได้ของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กนี้ จะแยกพิจารณาตามประเภทสัญญาคือ สัญญาประเภท Firm และ สัญญาประเภท Non-Firm เนื่องจากแต่ละสัญญาผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจะได้รับรายได้ไม่เท่ากัน

ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กนี้โครงสร้างราคาจะถูกกำหนดโดยรัฐบาล ทั้งนี้ ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่มีความสนใจจะขายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยจะต้องดำเนินตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าเพื่อดำเนินการร้องขอต่อการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยและจัดทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าต่อไป โดยอัตราค่าไฟฟ้าในการรับซื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก จะอยู่ในประกาศการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็กแต่ละงวด

4.2.1 รายได้ของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กสัญญาแบบ Firm

รายได้ของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กประเภทนี้ประกอบด้วย ค่าพลังไฟฟ้า ค่าพลังงานไฟฟ้า และ ค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง นอกจากนี้ถ้าเป็นการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียนผู้ผลิตไฟฟ้าจะได้รับค่าการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียน และ ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าเมื่อผลิตด้วยพลังงานหมุนเวียนอีกด้วย โดยค่าต่างๆที่กล่าวมามีความสำคัญดังนี้

- อัตราค่าพลังไฟฟ้า (Capacity Payment)

อัตราค่าพลังไฟฟ้านี้กำหนดจากค่าลงทุนของโรงไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยสามารถหลีกเลี่ยงได้ในอนาคต (Long Run Avoided Capacity Cost) จากการที่รับซื้อพลังงานไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ซึ่งการกำหนดค่าพลังไฟฟ้าจะขึ้นกับระยะเวลาสัญญาที่ผู้ผลิตรายเล็กผลิตและจำหน่ายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

- อัตราค่าพลังงานไฟฟ้า (Energy Payment)

อัตราค่าพลังงานไฟฟ้ากำหนดจากค่าเชื้อเพลิงในการผลิตพลังงานไฟฟ้า ค่าดำเนินการ ค่าบำรุงรักษาของโรงไฟฟ้า และ ค่าใช้จ่ายในการเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าที่ กฟผ. สามารถหลีกเลี่ยงได้ในอนาคตจากการรับซื้อพลังงานไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration

- อัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง (Fuel Saving)

อัตราค่าการประหยัดเชื้อเพลิงกำหนดจากประโยชน์ที่ได้รับจากการประหยัดเชื้อเพลิงที่ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กสามารถประหยัดได้จากการผลิตพลังงานความร้อนและพลังงานไฟฟ้าร่วมกันโดยใช้ระบบ Cogeneration

- ค่าการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy Promotion)

ค่าการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียนเป็นค่าการส่งเสริมสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ใช้เชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียน

- ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder)

การกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าจะเป็นไปตามหลักเกณฑ์ และเงื่อนไขที่จะประกาศเป็นครั้งๆไป

โดยโรงไฟฟ้าแต่ละประเภทจะมีโครงสร้างราคาที่แตกต่างกัน ดังสมการที่ 4.1 และ 4.2 นี้

โรงไฟฟ้าประเภทพลังความร้อนร่วม = $CP_t + EP_t + FS_t$ ..... สมการที่ 4.1

โรงไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน = $CP_t + EP_t + FS_0 + REP + Adder$ ..... สมการที่ 4.2

โดย

CP (Capacity Payment) = ค่าพลังไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์/เดือน)

EP (Energy Payment) = ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)

FS (Fuel Saving) = ค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง (บาท/หน่วย)

REP (Renewable Energy Promotion) = ค่าการส่งเสริมการใช้พลังงานหมุนเวียน (บาท/หน่วย)

Adder = ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (บาท/หน่วย)

ซึ่งรายได้ต่อหน่วยของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กประเภทสัญญา Firm แสดงดังตารางที่ 4-1 นี้

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 4-1 รายได้ต่อหน่วยของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กประเภทสัญญา Firm

กระบวนการผลิตไฟฟ้า	CP บาท/kW/เดือน	CP ต่อหน่วย บาท/kWh (1)	EP_0 บาท/kWh (2)	ES_t บาท/kWh (3)	EP_t บาท/kWh (4)=(2)+(3)	FS_0 บาท/kWh (5)	REP บาท/kWh (6)	ADDER บาท/kWh (7)	Total บาท/kWh (1)+(4)+(5)+(6)+(7)
พลังความร้อนร่วมเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ	396.65	0.6792	1.85	-0.0543	1.7957	0.3600	-	-	2.8349
พลังความร้อนร่วมเชื้อเพลิงถ่านหิน	644.08	1.1029	1.04	0.2310	1.2710	0.3600	-	-	2.7339
พลังงานหมุนเวียนอิงเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ	334.48	0.5727	1.49	0.6392	2.1292	-	-	1.0000	3.7019
พลังงานหมุนเวียนอิงเชื้อเพลิงถ่านหิน	567.13	0.9711	0.88	0.3723	1.2523	0.3600	0.3900	0.2950	3.2684

หมายเหตุ :

1. การคิดค่า CP เฉลี่ยต่อหน่วยคิดที่ค่า Plant Factor 80%
2. REP คือ อัตราค่าการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy Promotion) ได้รับตลอดอายุสัญญาตามเงื่อนไขการใช้เชื้อเพลิงเสริมเชิงพาณิชย์ไม่เกิน 25%
3. ADDER คือ ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าตามหลักเกณฑ์ และเงื่อนไขที่จะประกาศเป็นครั้งๆไป

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

4.2.2 รายได้ของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กสัญญาแบบ Non-Firm

ผู้ผลิตไฟฟ้าประเภทสัญญา Non-Firm นี้โครงสร้างราคาจะแตกต่างจากผู้ผลิตไฟฟ้าประเภทสัญญา Firm คือ ผู้ผลิตไฟฟ้าแบบ Non-Firm จะไม่ได้รับค่าพลังไฟฟ้า ดังนั้นโครงสร้างราคาของผู้ผลิตไฟฟ้าที่ทำสัญญาประเภทนี้ คือ ค่าพลังงานไฟฟ้า และ ค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง นอกจากนี้ถ้าเป็นการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียนผู้ผลิตไฟฟ้าจะได้รับค่าการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงพลังงานหมุนเวียนอีกด้วย โดยมีสมการดังนี้

- การผลิตไฟฟ้าโดยกระบวนการ Cogeneration
  - $EP^{Peak} = k^{Peak} \times EP_t^{NF}$ ..... สมการที่ 4.3
  - $EP^{Off\ Peak} = k^{Off\ Peak} \times EP_t^{NF}$ ..... สมการที่ 4.4
- การผลิตไฟฟ้าโดยใช้พลังงานหมุนเวียน

  EP = ราคาขายส่ง 11-33 kV (TOU) + Ft ขายส่งเฉลี่ย + Adder .. สมการที่ 4.5

โดย

EP (Energy Payment) = ค่าพลังงานไฟฟ้า (บาท/หน่วย)

Adder = ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (บาท/หน่วย)

k^{Peak} = ค่าตัวประกอบการคูณ EP^{Peak} = 1.13

$k^{Off\ Peak}$ = ค่าตัวประกอบการคูณ $EP^{Off\ Peak}$ = 0.85

ทั้งนี้ค่า k^{Peak} และ $k^{Off\ Peak}$ จะเปลี่ยนแปลงเมื่อ marginal cost ของ กฟผ. ในช่วง Peak และ Off Peak เปลี่ยนแปลงไปโดย กฟผ. จะประกาศให้ SPP ทราบล่วงหน้าไม่น้อยกว่า 3 เดือนก่อนเริ่มต้นปีปฏิทินใดๆ

ซึ่งรายได้ต่อหน่วยของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กประเภทสัญญา Non-Firm แสดงดังตารางที่ 4-2 นี้

ตารางที่ 4-2 รายได้ต่อหน่วยของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กประเภทสัญญา Non-Firm

กระบวนการผลิตไฟฟ้า	EP บาท/kWh	EP^{Peak} บาท/kWh	$EP^{Off\ Peak}$ บาท/kWh	EP Average บาท/kWh	Ft บาท/kWh	ADDER จังหวัดอื่น ๆ/ 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้บาท/kWh	Total จังหวัดอื่น ๆ/3 จังหวัดชายแดนภาคใต้ บาท/kWh
พลังความร้อนร่วม เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ	2.3812	2.5931	1.9238	2.2450	-	-	2.2450
พลังงานหมุนเวียน ประเภทพลังงานลม	-	2.9278	1.1154	1.7488	0.9158	3.50/5.00	6.16/7.66
พลังงานหมุนเวียน ประเภทพลังงาน แสงอาทิตย์	-	2.9278	1.1154	1.7488	0.9158	8.00/9.50	10.66/12.16
พลังงานหมุนเวียน ประเภทพลังงาน หมุนเวียนอื่นๆ	-	2.9278	1.1154	1.7488	0.9158	0.30/1.30	2.96/3.96

หมายเหตุ :

1. อัตราค่า EP ของสัญญา Non-Firm Cogeneration ตามระเบียบ 2550 มีค่าเปลี่ยนแปลงตามอัตราราคาก๊าซธรรมชาติที่ประกาศประจำเดือน
2. อัตราค่า $EP_{Average}$ หาค่าโดยการเฉลี่ยราคาตามช่วงเวลา Peak และ Off Peak จริง ในเดือนนั้น

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทที่ 5

เงื่อนไขในการลงทุน

ในบทนี้ จะกล่าวถึงเงื่อนไขในการลงทุนของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กแต่ละประเภท กระบวนการผลิตที่มีผลทำให้สภาพการณ์เอื้อต่อการลงทุน โดยเงื่อนไขที่พิจารณาแบ่งเป็น 4 ด้าน คือ ด้านสถานที่ตั้งโรงไฟฟ้า ด้านผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม ด้านปริมาณการผลิตไฟฟ้า และ ด้านการกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

5.1 สถานที่ตั้งโรงไฟฟ้า

การวิเคราะห์เงื่อนไขการลงทุนในด้านนี้ จะพิจารณาแยกตามกระบวนการผลิตไฟฟ้าที่แบ่งออกเป็น 2 ประเภท คือ กระบวนการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบพลังความร้อนร่วม และกระบวนการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียน ดังรายละเอียดต่อไปนี้

5.1.1 กระบวนการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบพลังความร้อนร่วม

โรงไฟฟ้าที่มีกระบวนการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบพลังความร้อนร่วมมี 2 ประเภท คือ โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง และ โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง โดยมีรายละเอียดในเงื่อนไขทางด้านสถานที่ตั้งของโรงไฟฟ้า ดังนี้

- โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง

  โรงไฟฟ้าประเภทนี้มีเงื่อนไขทางด้านสถานที่ คือ

  1. โรงไฟฟ้าประเภทนี้ควรจะอยู่ใกล้แหล่งน้ำ
  2. โรงไฟฟ้าประเภทนี้ควรจะอยู่ใกล้แนวท่อส่งก๊าซธรรมชาติ
  3. โรงไฟฟ้าประเภทนี้ควรจะอยู่ใกล้ หรือ อยู่ภายในนิคมอุตสาหกรรม
  4. โรงไฟฟ้าประเภทนี้ควรจะอยู่ใกล้แนวสายส่งไฟฟ้า

ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงฟอสซิลในลำดับต้นๆในโลกปัจจุบัน และถือเป็นเชื้อเพลิงที่ปลอดภัย และสะอาด ซึ่งโดยธรรมชาติ ไม่มีสี ไม่มีกลิ่น และไม่มีรูปแบบ การขนส่งก๊าซธรรมชาติทำได้ 2 วิธี คือ การลำเลียงโดยท่อส่งก๊าซ ซึ่งเป็นช่องทางในการลำเลียงก๊าซที่ผลิตขึ้นมาจากแท่นขุดเจาะ และ การทำให้ก๊าซธรรมชาติการเป็นของเหลว ที่เรียกว่า Liquefied Natural Gas (LNG) เพื่อความสะดวกในการขนย้าย

การใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตกระแสไฟฟ้าในปัจจุบันได้รับความนิยมอย่างแพร่หลายในโลก โดยเฉพาะการใช้ก๊าซเป็นเชื้อเพลิงสำหรับโรงไฟฟ้าความร้อนร่วม (Gas Turbine Combined Cycle) เพราะโรงไฟฟ้าประเภทนี้ได้นำความร้อนในลักษณะที่ไม่ใช้แล้ว (Waste Heat) นำกลับมาใช้ใหม่เพื่อผลิตไฟฟ้า ส่งผลให้ประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้าเพิ่มมากขึ้น

ก๊าซธรรมชาติในประเทศไทยมีในอ่าวไทย เช่น แหล่งเอราวัณ แหล่งเบญจมาศ แหล่งทานตะวัน แหล่งบงกช แหล่งปลาทอง และ แหล่งไพลิน เป็นต้น นอกจากนี้ยังมีการผลิตก๊าซธรรมชาติจากแหล่งที่อยู่บนบก คือ แหล่งน้ำพอง จังหวัดขอนแก่น และแหล่งสิริกิตติ์ อำเภอลานกระบือ จังหวัดกำแพงเพชร อย่างไรก็ตามปริมาณการผลิตก๊าซในประเทศไทยยังไม่เพียงพอกับความต้องการใช้ ดังนั้นจึงต้องนำเข้าก๊าซธรรมชาติจากแหล่งยาดานาและแหล่งเยตากุนของประเทศพม่า

- โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง

  โรงไฟฟ้าประเภทนี้มีเงื่อนไขทางด้านสถานที่ คือ

  1. โรงไฟฟ้าประเภทนี้ควรจะอยู่ใกล้แหล่งน้ำ
  2. โรงไฟฟ้าประเภทนี้ควรจะอยู่ใกล้แหล่งขนส่งถ่านหิน เช่น อยู่ใกล้ทะเลเพื่อให้เรือขนส่งถ่านหินเข้ามาได้
  3. โรงไฟฟ้าประเภทนี้ควรจะอยู่ใกล้ หรือ อยู่ภายในนิคมอุตสาหกรรม
  4. โรงไฟฟ้าประเภทนี้ควรจะอยู่ใกล้สายส่งไฟฟ้า

ถ่านหินส่วนใหญ่ที่พบในประเทศไทยเป็นลิกไนต์ที่มีคุณภาพค่อนข้างต่ำ คือ มีค่าความร้อนต่ำ ความชื้นสูง เถ้าสูง และบางแหล่งมีปริมาณซัลเฟอร์สูง โดยมีแหล่งที่ใหญ่ที่สุดอยู่ที่ อ.แม่เมาะ จ.ลำปาง นอกจากนั้นแล้วยังมีถ่านหินที่มีคุณภาพสูงขึ้น คือ ซับบิทูมินัส และแอนทราไซต์ อยู่เพียงเล็กน้อยอยู่ที่จังหวัดเลย สำหรับปริมาณสำรองถ่านหินของประเทศไทยแบ่งเป็นลิกไนต์สำหรับผลิตไฟฟ้า มีปริมาณ 1,140 ล้านตัน และซับบิทูมินัส ที่ใช้สำหรับอุตสาหกรรมประมาณ 200 ล้านตัน

ปัจจุบันประชาชนชาวไทยยังไม่ยอมรับเชื้อเพลิงถ่านหินเนื่องจากประสบการณ์ในอดีตของโรงไฟฟ้าแม่เมาะ ซึ่งเทคโนโลยีในสมัยนั้นยังไม่ทันสมัย และการลงทุนติดตั้งเครื่องมืออุปกรณ์ควบคุมมลภาวะอาจยังไม่คุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ ประกอบกับแหล่งถ่านหินในประเทศเป็นถ่านหินที่คุณภาพไม่ดีนัก ถึงแม้ภายหลังจะได้รับการบริหารจัดการเป็นอย่างดีทั้งด้าน

เทคโนโลยีที่สะอาด และ การได้รับการยอมรับในพื้นที่ แต่ก็ยังเป็นที่กังวลของหลายฝ่าย จึงทำให้ความรู้เกี่ยวกับเทคโนโลยีถ่านหินยังไม่แพร่หลายมากนักในประเทศไทย

5.1.2 กระบวนการผลิตไฟฟ้าโดยใช้พลังงานหมุนเวียน

ในส่วนการผลิตไฟฟ้าโดยใช้พลังงานหมุนเวียนในการผลิตนั้น มี 3 ประเภท คือ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โรงไฟฟ้าพลังงานลม และ โรงไฟฟ้าชีวมวล โดยมีรายละเอียดเงื่อนไขทางด้านสถานที่ตั้งของโรงไฟฟ้า ดังนี้

- โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

  โรงไฟฟ้าประเภทนี้มีเงื่อนไขทางด้านสถานที่ คือ

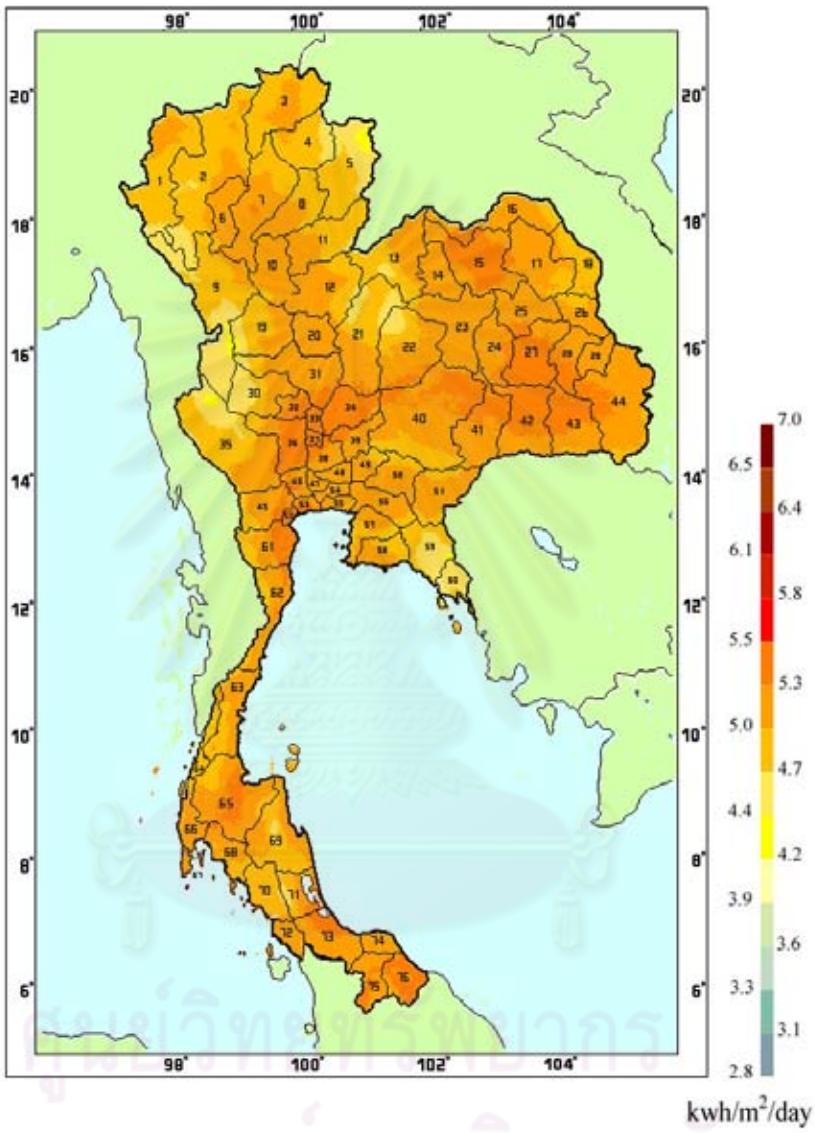
  1. โรงไฟฟ้าประเภทนี้ควรจะอยู่ในแหล่งที่มีศักยภาพพลังแสงอาทิตย์ที่ดี
  2. โรงไฟฟ้าประเภทนี้ควรจะอยู่ในพื้นที่กว้างพอที่จะวางเซลล์แสงอาทิตย์
  3. โรงไฟฟ้าประเภทนี้ควรจะอยู่ใกล้สายส่งไฟฟ้า

ในการเลือกพื้นที่เพื่อพัฒนาระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ ได้พิจารณาพื้นที่ที่มีศักยภาพพลังแสงอาทิตย์ที่ดี มีพื้นที่ในการวางเซลล์แสงอาทิตย์ และ ใกล้สายส่งไฟฟ้า โดยศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของพื้นที่แห่งหนึ่งจะสูงหรือต่ำ ขึ้นอยู่กับปริมาณรังสีดวงอาทิตย์ที่ตกกระทบพื้นที่นั้น โดยบริเวณที่ได้รับรังสีดวงอาทิตย์มากจะมีศักยภาพในการนำพลังงานแสงอาทิตย์มาใช้งานสูง

จากแผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย (พ.ศ. 2542) พบว่า การกระจายของความเข้ม รังสีดวงอาทิตย์ตามบริเวณต่างๆ ในแต่ละเดือนของประเทศ ได้รับอิทธิพลสำคัญจากลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือ และลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้ และพื้นที่ส่วนใหญ่ของประเทศได้รับรังสีดวงอาทิตย์สูงสุดระหว่างเดือนเมษายน และพฤษภาคม โดยมีค่าอยู่ในช่วง 20 ถึง 24 เมกะจูล/ตารางเมตร-วัน เมื่อพิจารณาแผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อปีพบว่าบริเวณที่ได้รับรังสีดวงอาทิตย์สูงสุดเฉลี่ยทั้งปีอยู่ที่ภาคตะวันออกเฉียงเหนือ โดยครอบคลุมบางส่วนของ จังหวัดนครราชสีมา บุรีรัมย์ สุรินทร์ ศรีสะเกษ ร้อยเอ็ด ยโสธร อุบลราชธานี และอุดรธานี และบางส่วนของภาคกลางที่จังหวัดสุพรรณบุรี ชัยนาท อยุธยา และลพบุรี โดยได้รับรังสีดวงอาทิตย์ เฉลี่ยทั้งปี 19 ถึง 20 เมกะจูล/ตารางเมตร-วัน พื้นที่ดังกล่าวคิดเป็น 14.3% ของพื้นที่ทั้งหมดของประเทศ นอกจากนี้ยังพบว่า 50.2% ของพื้นที่ทั้งหมดได้รับรังสีดวงอาทิตย์เฉลี่ยทั้งปี ในช่วง 18-19 เมกะจูล/ตารางเมตร-วัน

จากการคำนวณรังสีรวมของดวงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อปีของพื้นที่ทั่วประเทศ พบว่า มีค่าเท่ากับ 18.2 เมกะจูล/ตารางเมตร-วัน จากผลที่ได้นี้แสดงให้เห็นว่าประเทศไทยมี

ศักยภาพพลังงาน แสงอาทิตย์ค่อนข้างสูง โดยแผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทยแสดงดังรูป 5-1



รูปที่ 5-1 แผนที่ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย (พ.ศ. 2542)

- โรงไฟฟ้าพลังลม

  โรงไฟฟ้าประเภทนี้มีเงื่อนไขทางด้านสถานที่ คือ

  1. โรงไฟฟ้าประเภทนี้ควรจะอยู่ในแหล่งที่มีศักยภาพพลังงานลมที่ดี
  2. โรงไฟฟ้าประเภทนี้ควรจะอยู่ใกล้สายส่งไฟฟ้า

ในการเลือกพื้นที่เพื่อพัฒนาระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม ได้พิจารณาพื้นที่ที่มีศักยภาพพลังงานลมที่ดี โดยเบื้องต้นหากพื้นที่นั้นมีความเร็วลมเฉลี่ยทั้งปีมากกว่า 6 เมตรต่อวินาทีขึ้นไปก็สามารถนำมาพัฒนาระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมได้ โดยพิจารณาปัจจัยอื่นๆที่เกี่ยวข้องว่ามีความเหมาะสมหรือไม่ เช่น เส้นทางการขนส่งอุปกรณ์กังหันลม การเชื่อมโยงระบบส่งไฟฟ้า เป็นต้น

พลังงานลม เป็นพลังงานธรรมชาติที่สะอาดและบริสุทธิ์ ใช้แล้วไม่มีวันหมดสิ้นไปจากโลก จึงทำให้พลังงานลมได้รับความสนใจในการศึกษาและพัฒนาให้เกิดประโยชน์กันอย่างกว้างขวาง ในขณะเดียวกัน กังหันลม ก็เป็นอุปกรณ์ชนิดหนึ่งที่สามารถนำพลังงานลมมาใช้ให้เป็นประโยชน์ได้โดยเฉพาะในการผลิตกระแสไฟฟ้าและการสูบน้ำ ซึ่งมีการใช้งานกันมาแล้วอย่างแพร่หลายในอดีตที่ผ่านมา

จากแผนที่ศักยภาพพลังงานลมพบว่ามีแหล่งศักยภาพพลังงานลมที่ดีจำนวน 11 แห่ง ดังตารางที่ 5-1

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 5-1 แหล่งพลังงานลมที่ดีจากแผนที่ศักยภาพพลังงานลม

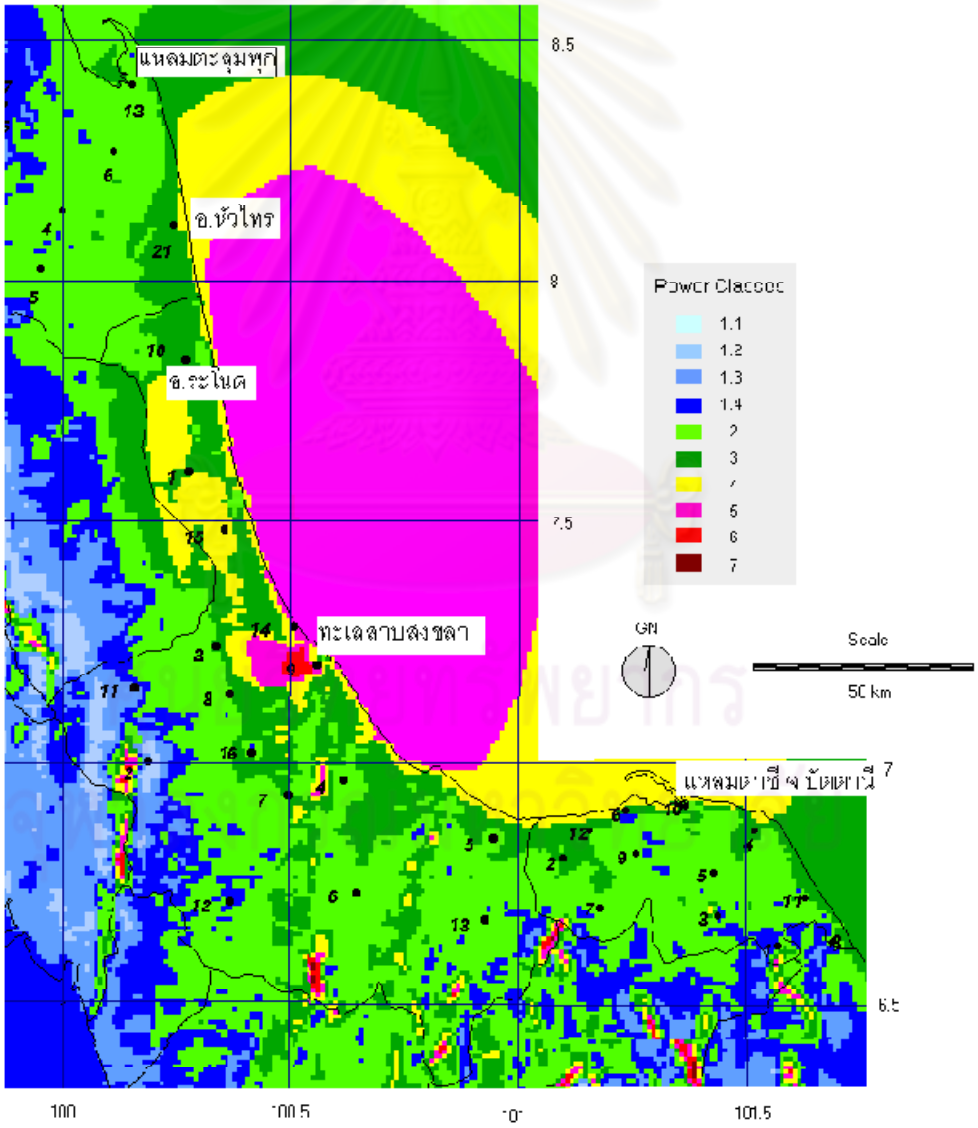
พื้นที่		จังหวัด	ระดับกำลังลม	ความเร็วลม (m/s)ที่ 50 เมตร	กำลังลม (W/m2) ที่ 50 เมตร
1	อุทยานแห่งชาติใต้ร่มเย็น	นครศรีธรรมราช	6-7	8.00 – 11.90	600 – 2,000
2	อุทยานแห่งชาติ เขาหลวง	นครศรีธรรมราช	6-7	8.00 – 11.90	600 – 2,000
3	อุทยานแห่งชาติ เขาปู่-เขาย่า	พัทลุง	6-7	8.00 – 11.90	600 – 2,000
4	อุทยานแห่งชาติ วังเจ้า	ตาก	6	8.00 – 8.80	600 – 800
5	อุทยานแห่งชาติ ดอยอินทนนท์	เชียงใหม่	4	7.00 – 7.50	400 – 500
6	อุทยานแห่งชาติ แก่งกรุง	สุราษฎร์ธานี	4-5	7.00 – 8.00	400 – 600
7	เขาพนมเบญจา	กระบี่	6	8.00 – 8.80	600 – 800
8	อ.ระโนด	สงขลา	4	7.00 – 7.50	400 – 500
9	ทะเลสาบสงขลา	สงขลา	5-6	7.50 – 8.00	500 – 700
10	แหลมตาชี	ปัตตานี	4	7.00 – 7.50	400 – 500
11	อ.หัวไทร	นครศรีธรรมราช	3	6.40 – 7.00	300 – 400

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

จากตารางที่ 5-1 จะเห็นว่าแหล่งศักยภาพพลังงานลมที่ดี สามารถแบ่งเป็น 2 กลุ่ม คือ แหล่งศักยภาพพลังงานลมแนวชายฝั่งทะเล และ แหล่งศักยภาพพลังงานลมบริเวณยอดเขาสูง ดังรายละเอียดต่อไปนี้

1. แหล่งศักยภาพพลังงานลมแนวชายฝั่งทะเล

จากแผนที่ศักยภาพพลังงานลมพบว่าแหล่งพลังงานลมที่ดี อยู่ที่ภาคใต้บริเวณแนวชายฝั่งทะเลของอ่าวไทยเริ่มตั้งแต่ อำเภอ หัวไทร จังหวัด นครศรีธรรมราช ผ่าน อำเภอระโนด อำเภอ สทิงพระ ทะเลสาบสงขลา จังหวัด สงขลา จรดจนถึงแหลมตาชี จังหวัดปัตตานี ดังรูปที่ 5-2



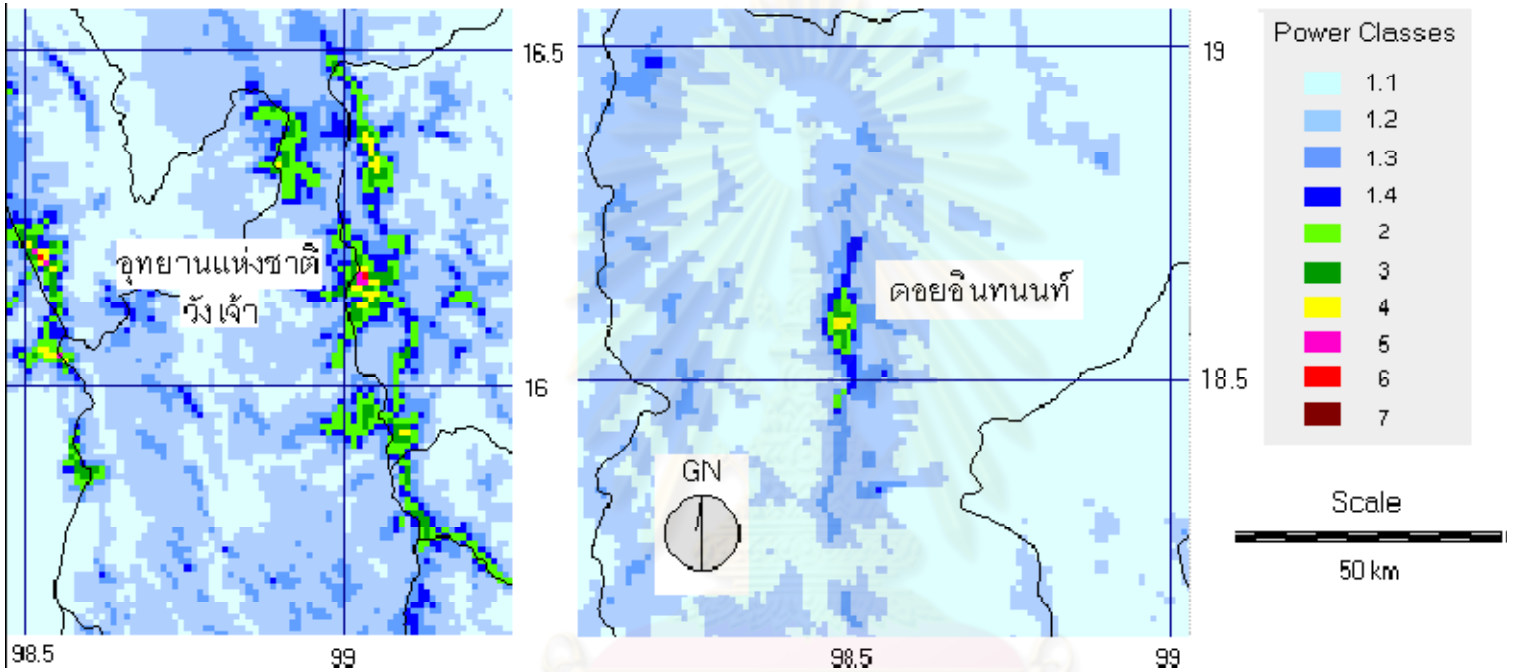
รูปที่ 5-2 แหล่งพลังงานลมที่ดีจากแผนที่ศักยภาพพลังงานลม

พื้นที่บริเวณดังกล่าวมีความเร็วลมเฉลี่ยทั้งปีที่ระดับ 3 (Class 3) ขึ้นไปและมีถนนสายหลักของกรมทางหลวงผ่าน และมีระบบจำหน่ายไฟฟ้าแรงสูงระดับ 33 kV ของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาคผ่านตลอด ลักษณะภูมิประเทศเป็นที่ราบโล่งชายฝั่งทะเลไม่มีสิ่งกีดขวางทางลมมาก ลมที่มีอิทธิพลต่อการผลิตไฟฟ้าจากกังหันลมคือลมมรสุมตะวันออกเฉียงเหนือพัดจากอ่าวไทยในเดือนพฤศจิกายน ธันวาคม มกราคม และ กุมภาพันธ์ ซึ่งมีลมแรงมากกว่าเดือนอื่นๆ พัดจากทะเลสู่ฝั่งที่มีลักษณะพื้นของแผ่นดินคล้ายด้ามขวานที่อยู่ในแนวตั้งฉากกับทิศทางลม ดังนั้นบริเวณดังกล่าวจึงได้รับลมแรงมากกว่าแผ่นดินส่วนอื่นๆของภาคใต้ของประเทศไทย ในขณะเดียวกันเมื่อถึงเดือน มีนาคม เมษายน พฤษภาคม มิถุนายน กรกฎาคม สิงหาคม จะมีลมมรสุมตะวันตกเฉียงใต้ และลมใต้พัดผ่านซึ่งสามารถพัดผ่านได้โดยสะดวกเนื่องจากไม่มีภูเขาสูงกีดขวางทางลม ในขณะเดียวกันที่พื้นที่แหลมตะลุมพุก อำเภอปากพนัง จังหวัด นครศรีธรรมราช เคยมีประวัติพายุโซนร้อนฮาเรียต (Harriet) เคลื่อนที่ผ่านเมื่อปี พ.ศ. 2505 ก่อให้เกิดความเสียหายต่อชีวิตและทรัพย์สินเป็นอย่างมาก ดังนั้นการออกแบบกังหันลมและโครงสร้างได้แก่ฐานรากและเสารวมถึงตำแหน่งติดตั้งกังหันลม ที่ อำเภอ หัวไทร ซึ่งอยู่ในจังหวัดเดียวกัน และบริเวณ อำเภอระโนด จังหวัดสงขลา ซึ่งอยู่ใกล้เคียง จะต้องคำนึงถึงความแข็งแรงและปลอดภัยจากโอกาสที่พายุขนาดใหญ่เช่น พายุโซนร้อน หรือพายุไต้ฝุ่น อาจ เคลื่อนที่ผ่านด้วย

2. แหล่งศักยภาพพลังงานลมบริเวณยอดเขาสูง

   แหล่งพลังงานลมของประเทศไทยที่เป็นยอดเขาสูงได้แก่

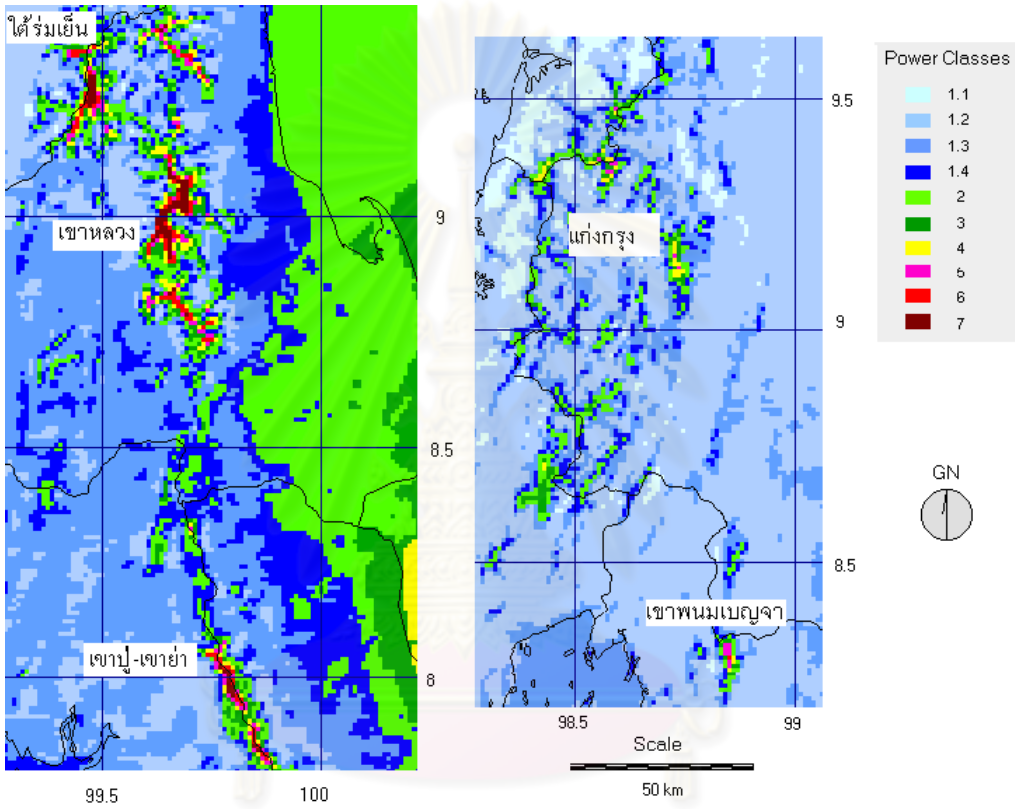
   - อุทยานแห่งชาติวังเจ้า จังหวัดตาก
   - อุทยานแห่งชาติดอยอินทนนท์ จังหวัดเชียงใหม่
   - อุทยานแห่งชาติใต้ร่มเย็น จังหวัด นครศรีธรรมราช
   - อุทยานแห่งชาติเขาหลวง จังหวัด นครศรีธรรมราช
   - อุทยานแห่งชาติเขาปู่ - เขาย่า จังหวัดพัทลุง
   - อุทยานแห่งชาติ แก่งกรุง จังหวัด สุราษฎร์ธานี
   - เขาพนมเบญจา จังหวัด กระบี่



รูปที่ 5-3 อุทยานแห่งชาติวังเจ้า และ ดอยอินทนนท์

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

เนื่องจากในบริเวณดังกล่าวมีภูมิประเทศทุรกันดารเป็นเทือกเขาสูงและไม่มีถนนตัดผ่าน ยกเว้นที่ดอยอินทนนท์ จึงอาจมีอุปสรรคในการพัฒนาเป็นกังหันลมผลิตไฟฟ้าเข้าสู่ระบบของการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ในพื้นที่บริเวณดังกล่าวจึงเหมาะสมสำหรับผลิตกระแสไฟฟ้าใช้ในท้องถิ่นและเนื่องจากเป็นเขตอุทยานแห่งชาติ และ เขตป่า ซึ่งต้องได้รับอนุญาตจากหน่วยราชการที่เกี่ยวข้องด้วย



รูปที่ 5-4 อุทยานแห่งชาติใต้ร่มเย็น เขาหลวง เขาปู่-เขาย่า อุทยานแห่งชาติแก่งกรุง และ เขาพนมเบญจา

- โรงไฟฟ้าพลังความร้อน ที่ใช้ชีวมวลเป็นเชื้อเพลิง

โรงไฟฟ้าประเภทนี้ควรจะตั้งอยู่ในสถานที่ คือ

1. โรงไฟฟ้าประเภทนี้ควรจะอยู่ใกล้แหล่งน้ำ
2. โรงไฟฟ้าประเภทนี้ควรจะอยู่ใกล้แหล่งวัตถุดิบ เพื่อความสะดวกในการขนส่งเชื้อเพลิง
3. โรงไฟฟ้าประเภทนี้ควรจะอยู่ใกล้สายส่งไฟฟ้า

ประเทศไทยนับเป็นประเทศเกษตรกรรมที่สำคัญแห่งหนึ่งของโลก ประชาชนมากกว่าร้อยละ 50 ประกอบอาชีพเกษตรกรรม ผลพลอยได้ที่สำคัญนอกเหนือจากผลผลิต

การเกษตรก็คือ วัสดุเหลือทิ้งทางการเกษตร เช่น ฟางข้าว แกลบ กากอ้อย กาก ใย และทะลายปาล์ม ซึ่งรวมเรียกว่า ชีวมวล

ชีวมวล (Biomass) หมายถึง วัสดุหรือสารอินทรีย์ซึ่งสามารถเปลี่ยนแปลงเป็นพลังงานได้ ชีวมวลนับรวมถึงวัสดุเหลือทิ้งทางการเกษตร เศษไม้ ปลายไม้จากอุตสาหกรรมไม้ มูลสัตว์ ของเสียจากโรงงานแปรรูปทางการเกษตร และของเสียจากชุมชน

ปริมาณชีวมวลจากเศษวัสดุเหลือใช้ทางการเกษตร ที่ผลิตภายในประเทศจะแปรผันและขึ้นอยู่กับปริมาณผลผลิตทางการเกษตรของประเทศ ตารางข้างล่างแสดงรายละเอียดพื้นที่ปลูก ผลผลิตพืชหลัก

ตารางที่ 5-2 รายละเอียดพื้นที่ปลูกของชีวมวลชนิดต่างๆ

(หน่วย: พันไร่ / พันตัน)

ชนิดชีวมวล	2549/50		2550/51	
	พื้นที่เก็บเกี่ยว	**ผลผลิต**	**พื้นที่เก็บเกี่ยว**	**ผลผลิต**
อ้อย	6,314	64,365	6,588	73,501
ข้าว	67,610	29,640	66,950	29,900
ข้าวฟาง	208	57	205	55
ข้าวโพด	5,969	3,602	6,517	4,249
น้ำมันปาล์ม	2,663	6,613	2,873	9,264
มันสำปะหลัง	7,338	26,915	7,397	25,155
สับปะรด	597	2,305	581	2,278
ไม้ยางพารา	10,939	5,700	11,371	3,166

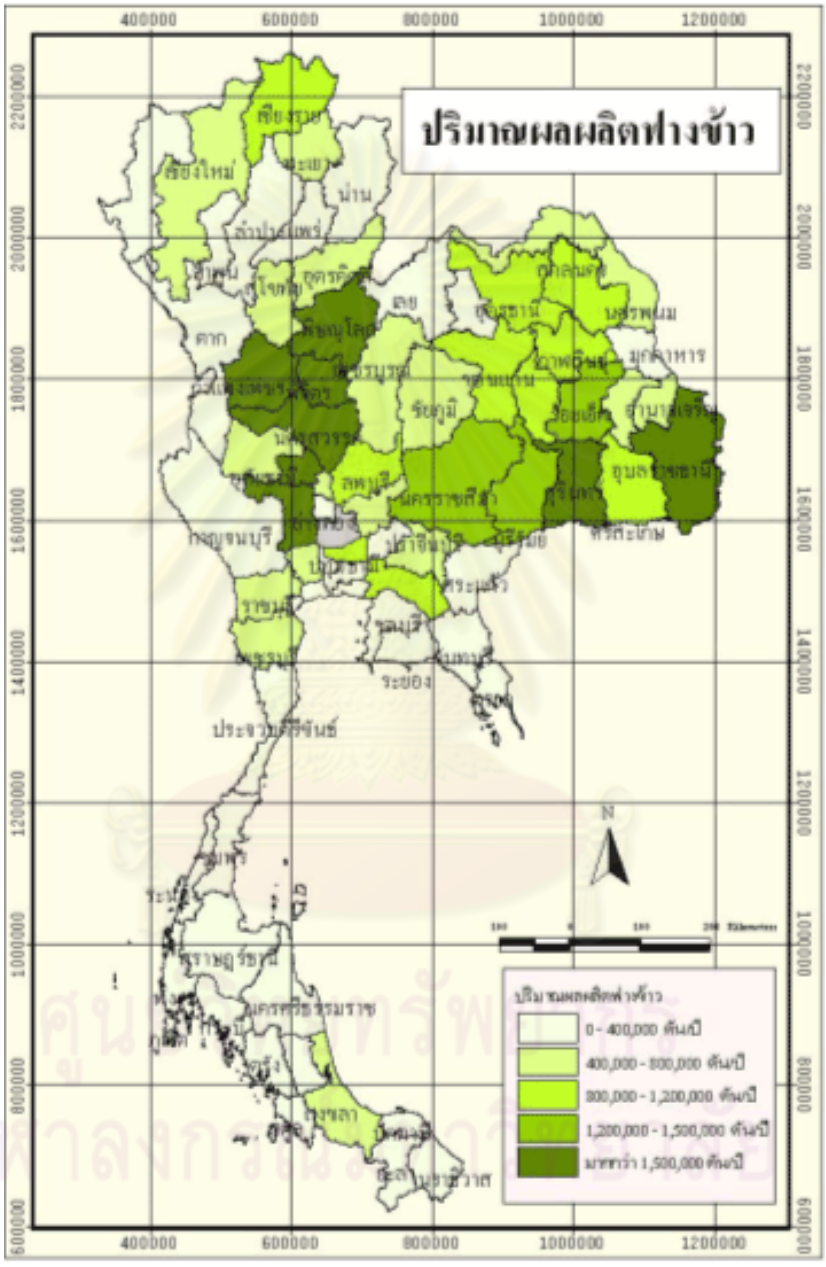
สำหรับศักยภาพของการผลิตชีวมวลในประเทศไทยจะประเมินจากผลคูณของปริมาณผลผลิตทางการเกษตรที่ก่อให้เกิดชีวมวลนั้นๆ กับสัดส่วนของการเปลี่ยนแปลงปริมาณผลผลิตเป็นปริมาณชีวมวล ดังตารางที่ 5-3 นี้

ตารางที่ 5-3 ศักยภาพของการผลิตชีวมวลในประเทศไทยปี 2550/2551

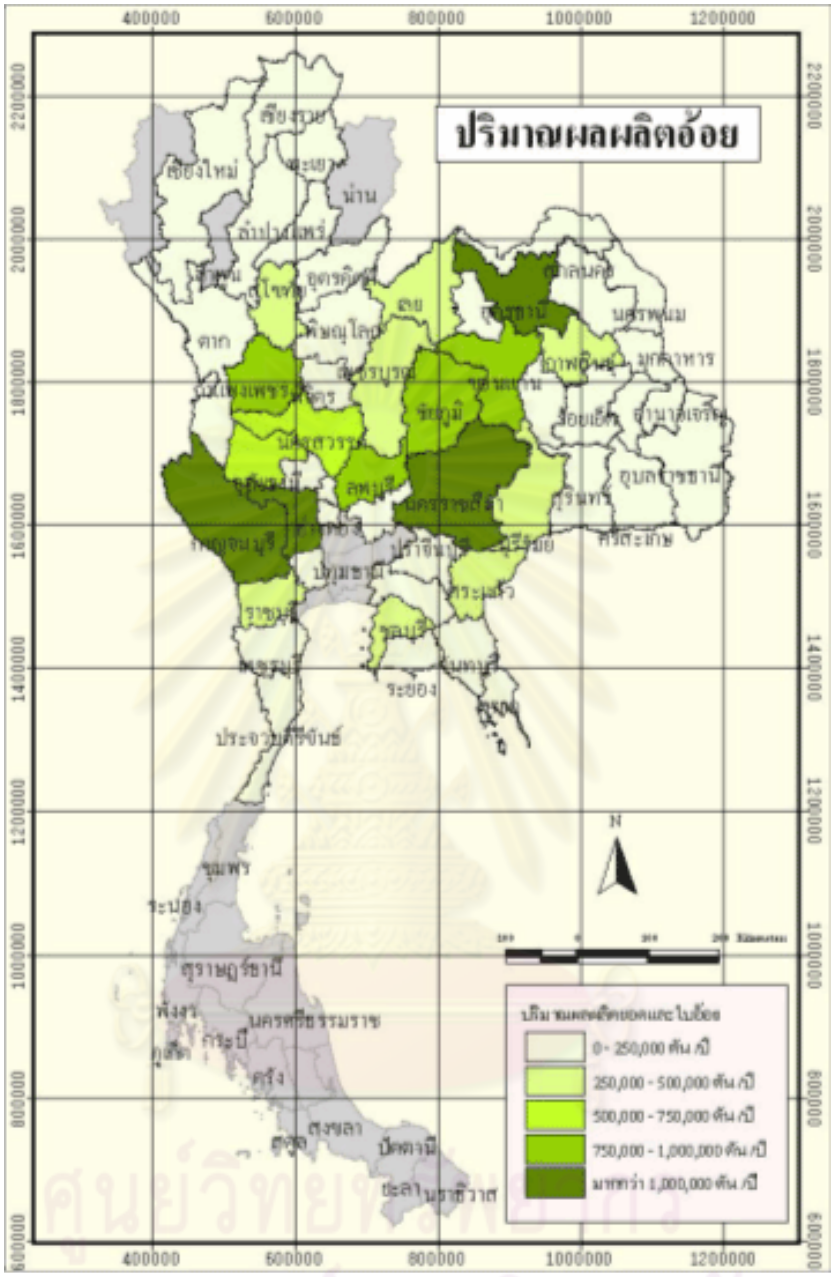
ชนิด	ผลผลิต (ตัน)	ชีวมวล	ค่าเปลี่ยนเป็นชีวมวล	ปริมาณชีวมวลที่ได้ (ตัน)	ค่าความร้อน (MJ/kg)	พลังงาน (GJ)	เทียบเท่าน้ำมันดิบ (ktoe)	กำลังไฟฟ้า (MW)
อ้อย	73,501,000	ชานอ้อย	0.30	22,050,300	16.21	357,435,363	8,461	97.2
		ยอดและใบ	0.24	17,640,240	16.42	289,652,741	6,857	79
ข้าว	29,900,000	แกลบ	0.23	6,877,000	15.56	107,006,120	2,533	2.5
		ฟางข้าว	1.19	35,581,000	15.51	551,810,992	13,064	152.3
ข้าวโพด	4,249,000	ซัง	0.19	807,310	16.63	13,425,565	318	3.7
น้ำมันปาล์ม	9,264,000	ทะลายเปล่า	0.23	2,130,720	19.41	37,221,547	881	10.2
		กากใย	0.15	1,389,600	19.94	27,708,624	656	7.5
		กะลา	0.06	555,840	21.13	11,744,899	278	3.1

ชนิด	ผลผลิต (ตัน)	ชีวมวล	ค่าเปลี่ยนเป็นชีวมวล	ปริมาณชีวมวลที่ได้ (ตัน)	ค่าความร้อน (MJ/kg)	พลังงาน (GJ)	เทียบเท่าน้ำมันดิบ (ktoe)	กำลังไฟฟ้า (MW)
		ทางใบ/ก้าน	0.27	2,501,280	17.87	44,697,873	1,058	0.5
มันสำปะหลัง	25,155,000	ลำต้น	0.12	301,860	13.38	4,038,887	96	1
		เหง้า	0.10	251,550	10.61	2,668,945	63	0.6
ยางพารา	3,166,000	ขี้เลื่อย	0.03	940,980	16.65	1,581,417	37	0.3
		เศษไม้	0.10	316,600	16.85	5,334,710	126	1.3
ยูคาลิปตัส	6,800,000	ไม้ฟืน	0.20	1,360,000	16.85	22,916,000	542	6.2
		เปลือกไม้	0.10	680,000	17.30	11,764,000	278	3.1
ไม้จากสวนป่า	6,000,000	เศษไม้	0.10	600,000	16.85	10,110,000	239	2.6
รวม	**158,035,000**			**98,118,970**		**1,499,168,000**	**35,488**	**363.4**

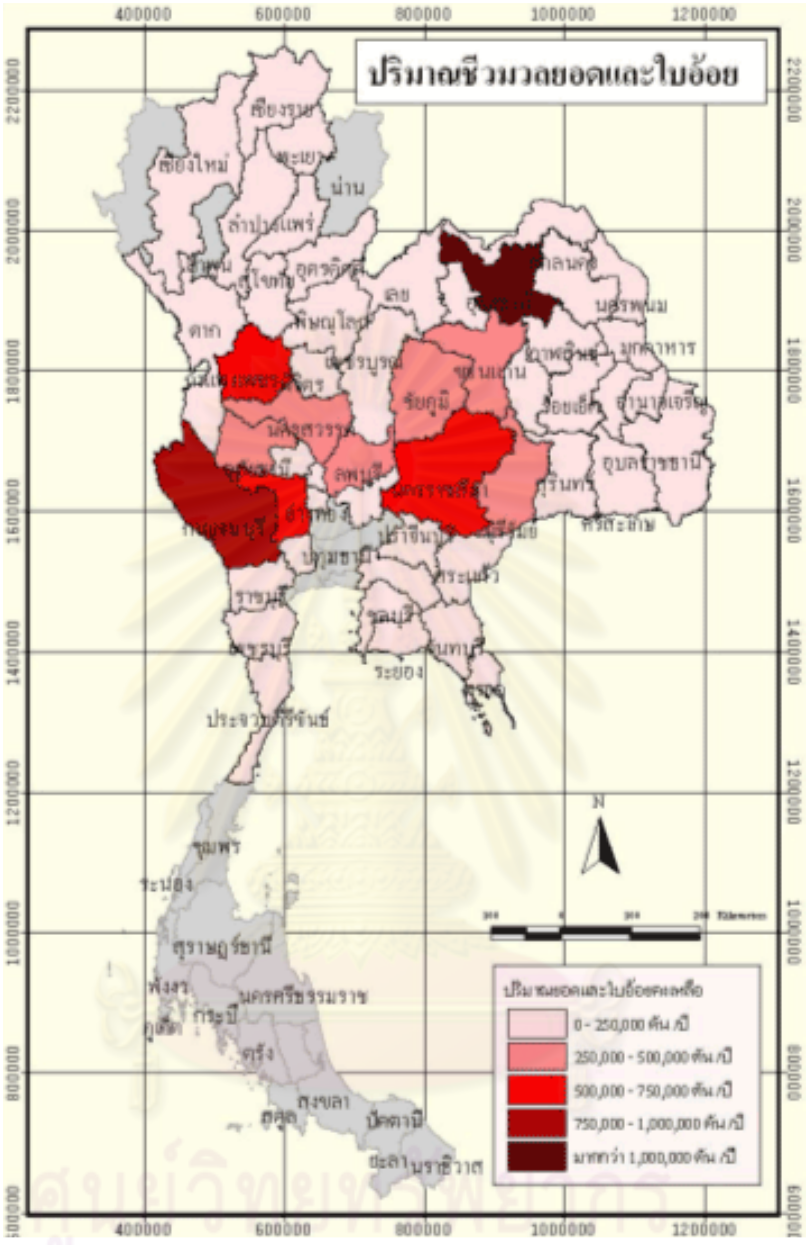
โดยพื้นที่ที่เหมาะกับการสร้างโรงไฟฟ้าประเภทชีวมวลนี้ คือ พื้นที่ที่มีแหล่งของวัตถุดิบอยู่ ดังรูปที่ 5-5 ถึง 5-11 ซึ่งแสดงให้เห็นถึงพื้นที่ที่มีแหล่งวัตถุดิบแต่ละประเภทอยู่



รูปที่ 5-5 จังหวัดที่มีศักยภาพการผลิตไฟฟ้าและสถานที่ตั้งของแหล่งวัตถุดิบฟางข้าว

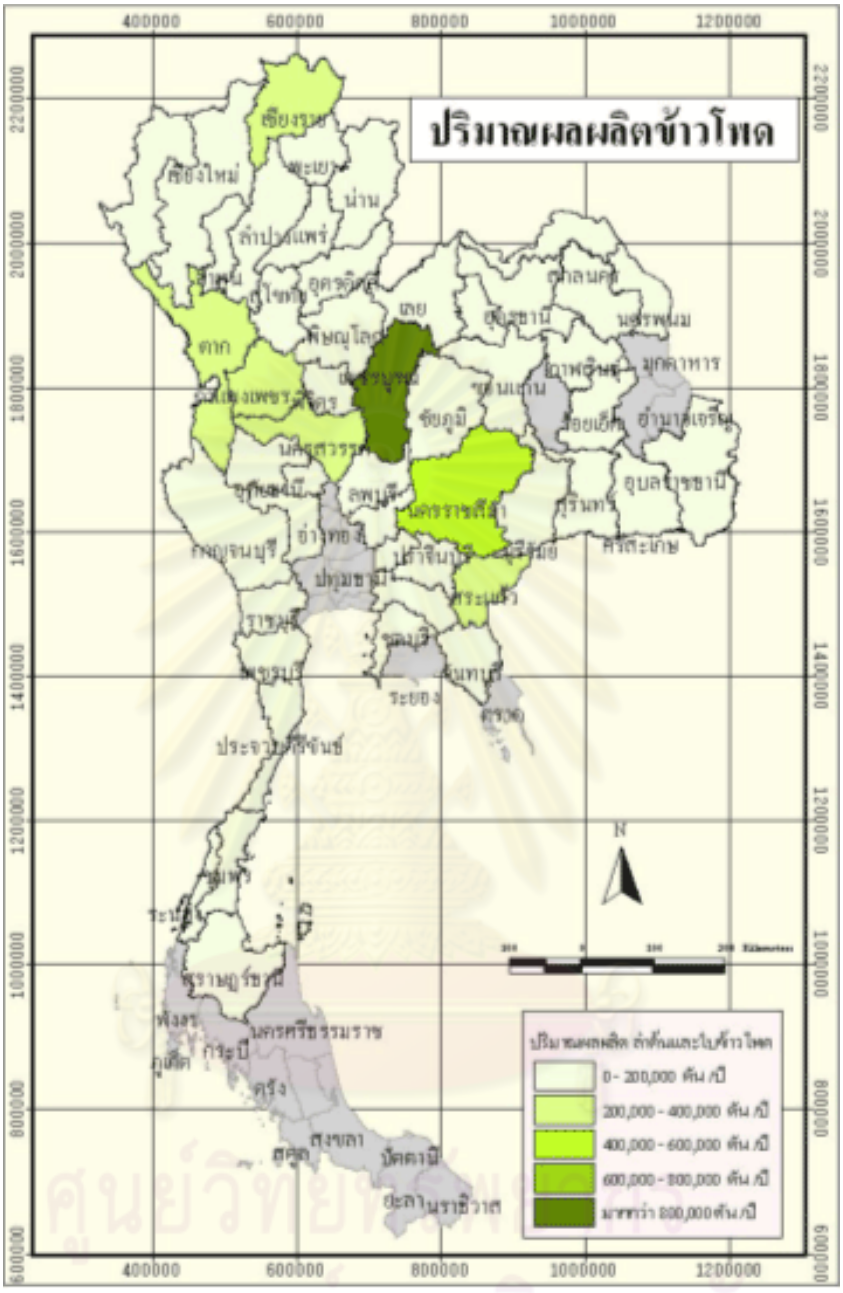


รูปที่ 5-6 จังหวัดที่มีศักยภาพการผลิตไฟฟ้าและสถานที่ตั้งของแหล่งวัตถุดิบผลผลิตอ้อย

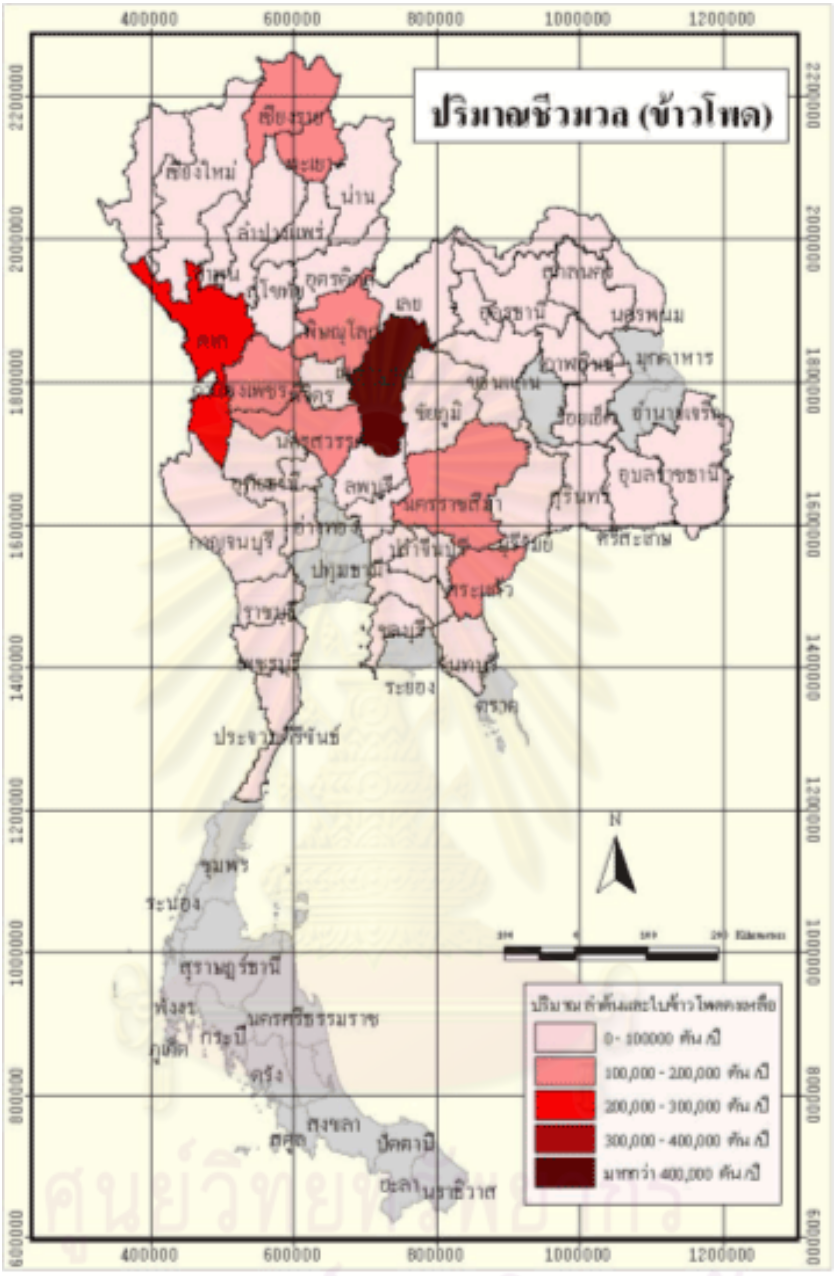


รูปที่ 5-7 จังหวัดที่มีศักยภาพการผลิตไฟฟ้าและสถานที่ตั้งของแหล่งวัตถุดิบยอดและใบอ้อย

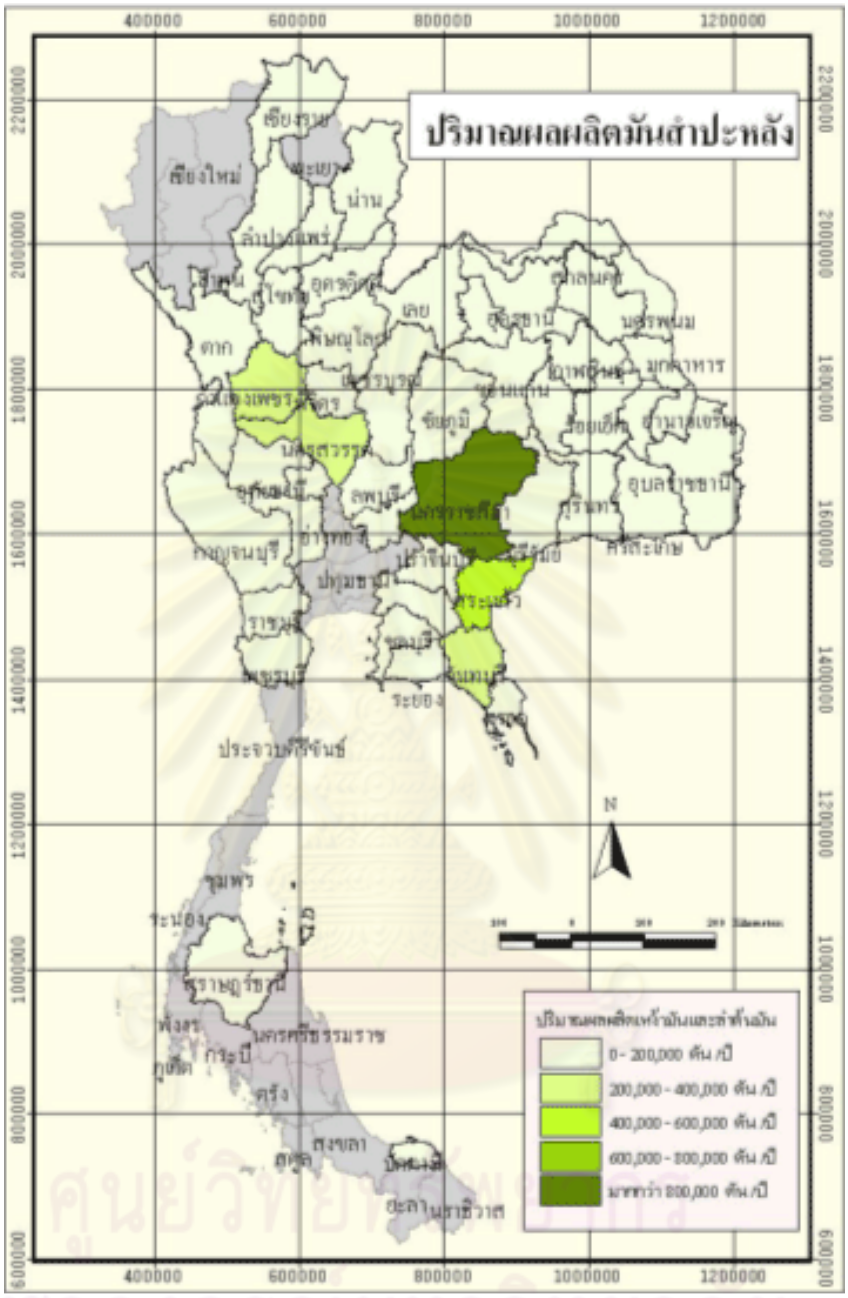
ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



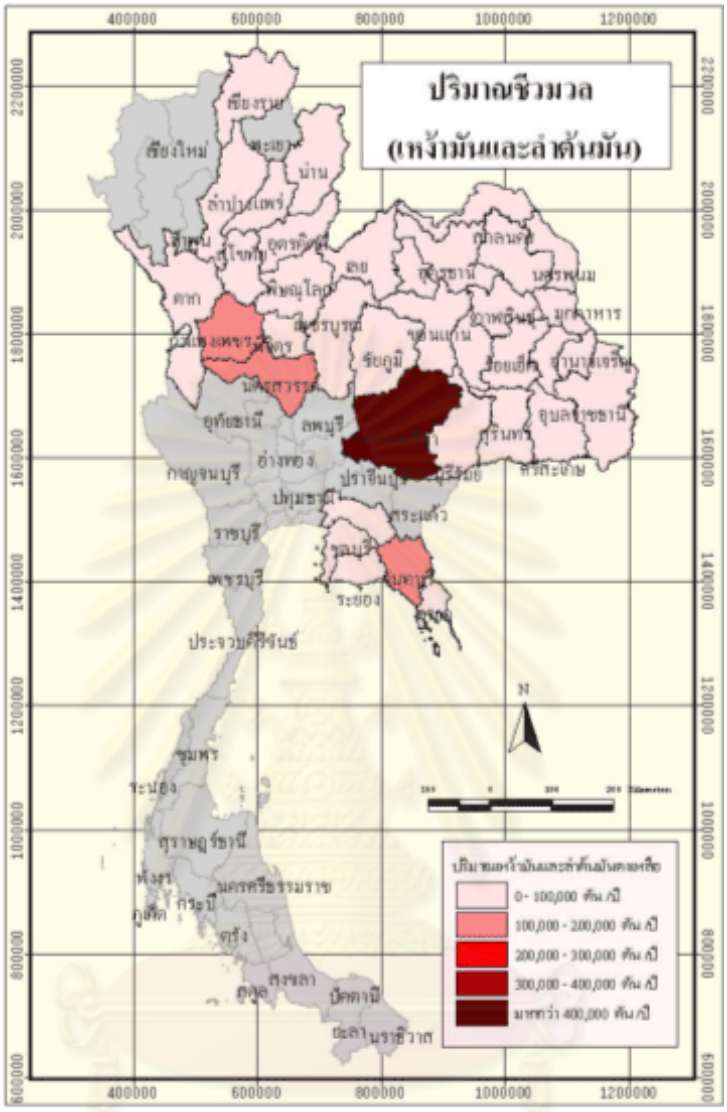
รูปที่ 5-8 จังหวัดที่มีศักยภาพการผลิตไฟฟ้าและสถานที่ตั้งของแหล่งวัตถุดิบผลผลิตข้าวโพด



รูปที่ 5-9 จังหวัดที่มีศักยภาพการผลิตไฟฟ้าและสถานที่ตั้งของแหล่งวัตถุดิบชีวมวลข้าวโพด



รูปที่ 5-10 จังหวัดที่มีศักยภาพการผลิตไฟฟ้าและสถานที่ตั้งของแหล่งวัตถุดิบมันสำปะหลัง



รูปที่ 5-11 จังหวัดที่มีศักยภาพการผลิตไฟฟ้าและสถานที่ตั้งของแหล่งเหง้ามันและลำต้นมัน

5.2 ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม

การวิเคราะห์เงื่อนไขการลงทุนในด้านผลกระทบสิ่งแวดล้อมนี้ จะพิจารณาตามสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม (สผ,) โดยผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมของแต่ละประเภทกระบวนการผลิตไฟฟ้านั้นจะต้องพิจารณาเงื่อนไขหลักๆด้วยกัน 3 ด้านตามพระราชบัญญัติโรงงานและกรมควบคุมมลพิษ กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม ดังนี้

1. มลพิษทางอากาศ

มลสารทางอากาศที่ปล่อยจากโรงไฟฟ้าที่สำคัญ ได้แก่ ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO_2) ไนโตรเจนไดออกไซด์ (NOx) และ ฝุ่นละออง (TSP) ดังนั้น เงื่อนไขของปัจจัยทางด้านมลพิษทางอากาศดังแสดงตารางที่ 5-4 และ ตารางที่ 5-5 นี้

ตารางที่ 5-4 มาตรฐานคุณภาพอากาศในบรรยากาศโดยทั่วไป (Ambient Air Quality Standards)

สารมลพิษ	ค่าเฉลี่ย 1 ชั่วโมง		ค่าเฉลี่ย 8 ชั่วโมง		ค่าเฉลี่ย 24 ชั่วโมง		ค่าเฉลี่ย 1 เดือน		ค่าเฉลี่ย 1 ปี		วิธีการตรวจวัด
	mg/m^3	ppm	mg/m^3	ppm	mg/m^3	ppm	mg/m^3	ppm	mg/m^3	ppm	
คาร์บอนมอนอกไซด์ (CO)	34.20	30	10.26	9	-	-	-	-	-	-	Non-Dispersive Infrared Detection
ไนโตรเจนไดออกไซด์ (NO_2)	0.32	0.17	-	-	-	-	-	-	-	-	Chemiluminescence
ซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO_2)	- 0.78	- 0.30	- -	- -	0.30 -	0.12 -	- -	- -	0.10 -	0.04 -	Pararosaniline UV-Fluorescence
ฝุ่นละอองรวม (TSP)	-	-	-	-	0.33	-	-	-	0.10	-	Gravimetric-High Volume
ฝุ่นขนาดเล็กกว่า 10 ไมครอน (PM10)	-	-	-	-	0.12	-	-	-	0.05	-	Gravimetric-High Volume

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

สารมลพิษ	ค่าเฉลี่ย 1 ชั่วโมง		ค่าเฉลี่ย 8 ชั่วโมง		ค่าเฉลี่ย 24 ชั่วโมง		ค่าเฉลี่ย 1 เดือน		ค่าเฉลี่ย 1 ปี		วิธีการตรวจวัด
	mg/m^3	ppm	mg/m^3	ppm	mg/m^3	ppm	mg/m^3	ppm	mg/m^3	ppm	
โอโซน (O_3)	0.20	0.10	-	-	-	-	-	-	-	-	Chemiluminescence
ตะกั่ว (Pb)	-	-	-	-	-	-	1.5	-	-	-	Atomic Absorption Spectrometer

ที่มา : กระทรวงอุตสาหกรรม และ กระทรวงวิทยาศาสตร์เทคโนโลยีสิ่งแวดล้อม

หมายเหตุ : การคำนวณค่าความเข้มข้นของก๊าซแต่ละชนิดในบรรยากาศโดยทั่วไปให้คำนวณเทียบเท่าที่ความดัน 1 บรรยากาศ และ อุณหภูมิ 25 องศาเซลเซียส

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 5-5 ค่ามาตรฐานควบคุมการปล่อยทิ้งอากาศเสียจากโรงไฟฟ้า

รายละเอียด	หน่วย	มาตรฐานการปล่อยมลพิษทางอากาศของไทย		
		ก๊าซ	น้ำมัน	ถ่านหิน
ไนโตรเจนไดออกไซด์ (NOx)	ppmVd*	120	180	350
ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO_2)				
■ ขนาดกำลังผลิต > 500 MW	ppmVd	20	320	320
■ ขนาดกำลังผลิต 300 - 500 MW	ppmVd	20	450	450
■ ขนาดกำลังผลิต < 300 MW	ppmVd	20	640	640
ฝุ่นละออง	mg/m^3	60	120	120

ที่มา : กระทรวงอุตสาหกรรม และ กระทรวงวิทยาศาสตร์เทคโนโลยีสิ่งแวดล้อม

หมายเหตุ : การวัดค่าสารเจือปนในอากาศให้คำนวณเทียบที่ความดัน 1 บรรยากาศ หรือ 760 มิลลิเมตรปรอท อุณหภูมิ 25 องศาเซลเซียส สภาวะแห้ง และมีปริมาตรอากาศส่วนเกินในการเผาไหม้ร้อยละ 50 หรือ มีปริมาณออกซิเจนส่วนเกินในการเผาไหม้ร้อยละ 7

* Part per Million Volume dry

2. มลพิษทางน้ำ

มลพิษทางน้ำ ได้แก่ น้ำทิ้งจากเครื่องผลิตไอน้ำ น้ำทิ้งจากหอหล่อเย็น น้ำทิ้งจากกระบวนการเตรียมสารเคมี และน้ำอุปโภคบริโภคทั่วไป โดยเงื่อนไขของปัจจัยทางด้านมลพิษทางน้ำดังตารางที่ 5-6 นี้

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 5-6 มาตรฐานคุณภาพน้ำทิ้งจากโรงงานอุตสาหกรรม และ นิคมอุตสาหกรรม

พารามิเตอร์	ค่ามาตรฐาน	วิธีวิเคราะห์
1. ค่าความเป็นกรด และ ด่าง (pH)	5.5 – 9.0	pH Meter
2. ค่าทีดีเอส (TDS หรือ Total Dissolved Solids)	■ ไม่เกิน 3,000 mg/l หรือ อาจแตกต่างตามแต่ประเภทของแหล่งรองรับน้ำทิ้ง หรือประเภทของโรงงานอุตสาหกรรมตามที่คณะกรรมการควบคุมมลพิษเห็นสมควร แต่ไม่เกิน 5,000 mg/l ■ น้ำทิ้งที่ระบายลงแหล่งน้ำกร่อยที่มีความเค็ม (Salinity) เกิน 2,000 mg/l หรือลงสู่ทะเล ค่าทีดีเอสในน้ำทิ้งจะมีค่ามากกว่าค่าทีดีเอสที่มีอยู่ในแหล่งน้ำกร่อยหรือน้ำทะเลได้ไม่เกิน 5,000 mg/l	ระเหยแห้งที่อุณหภูมิ 103-105 องศาเซลเซียส เป็นเวลา 1 ชั่วโมง
3. สารแขวนลอย (Suspended Solids)	ไม่เกิน 50 mg/l หรือ อาจแตกต่างแล้วแต่ประเภทของแหล่งรองรับน้ำทิ้ง หรือประเภทของโรงงานอุตสาหกรรมตามที่คณะกรรมการควบคุมมลพิษเห็นสมควร แต่ไม่เกิน 150 mg/l	กรองผ่านกระดาษกรองใยแก้ว (Glass Fiber Filter Disc)
4. อุณหภูมิ (Temperature)	ไม่เกิน 40 องศาเซลเซียส	เครื่องวัดอุณหภูมิ (วัดขณะทำการเก็บตัวอย่างน้ำ)
5. สี หรือ กลิ่น (Color & Odor)	ไม่เป็นที่พึงรังเกียจ	ไม่ได้กำหนด
6. ซัลไฟด์ (Sulfide as H_2S)	ไม่เกิน 1 mg/l	Titrate

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

พารามิเตอร์	ค่ามาตรฐาน	วิธีวิเคราะห์
7. ไซยาไนด์ (Cyanide as HCN)	ไม่เกิน 0.2 mg/l	กลั่นและตามด้วยวิธี Pyridine Barbituric Acid
8. น้ำมันและไขมัน (Fat, Oil and Grease)	ไม่เกิน 5 mg/l หรือ อาจแตกต่างแล้วแต่ละประเภทของแหล่งรองรับน้ำทิ้งหรือประเภทของโรงงานอุตสาหกรรม ตามที่คณะกรรมการควบคุมมลพิษเห็นสมควร แต่ไม่เกิน 15 mg/l	สกัดด้วยตัวทำละลายและแยกหาน้ำนักของน้ำและไขมัน
9. ฟอร์มาลดีไฮด์ (Formaldehyde)	ไม่เกิน 1 mg/l	Spectrophotometry
10. สารประกอบฟีนอล (Phenols)	ไม่เกิน 1 mg/l	กลั่นและตามด้วยวิธี 4-Aminoantipyrine
11. คลอรีนอิสระ (Free Chlorine)	ไม่เกิน 1 mg/l	Iodometric Method
12. สารที่ใช้ป้องกันหรือกำจัดศัตรูพืชหรือสัตว์ (Pesticides)	ต้องตรวจไม่พบตามวิธีตรวจสอบที่กำหนด	Gas-Chromatography
13. ค่าบีโอดี (BOD หรือ Biochemical Oxygen Demand)	ไม่เกิน 20 mg/l หรือ อาจแตกต่างแล้วแต่ละประเภทของแหล่งรองรับน้ำทิ้งหรือประเภทของโรงงานอุตสาหกรรมตามที่คณะกรรมการควบคุมมลพิษเห็นสมควร แต่ไม่เกิน 60 mg/l	Azide Modification ที่อุณหภูมิ 20 องศาเซลเซียส เป็นเวลา 5 วัน

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

พารามิเตอร์	ค่ามาตรฐาน	วิธีวิเคราะห์
14. ค่าทีเคเอ็น (TKN หรือ Total kjeldahl Nitrogen)	ไม่เกิน 100 mg/l หรือ อาจแตกต่างแล้วแต่ละประเภทของแหล่งรองรับน้ำทิ้งหรือประเภทของโรงงานอุตสาหกรรมตามที่คณะกรรมการควบคุมมลพิษเห็นสมควร แต่ไม่เกิน 200 mg/l	Kjeldahl
15. ค่าซีโอดี (COD หรือ Chemical Oxygen Demand)	ไม่เกิน 120 mg/l หรืออาจแตกต่างแล้วแต่ละประเภทของแหล่งรองรับน้ำทิ้งหรือประเภทของโรงงานอุตสาหกรรมตามที่คณะกรรมการควบคุมมลพิษเห็นสมควร แต่ไม่เกิน 400 mg/l	Potassium Dichromate Digestion
16. โลหะหนัก (Heavy Metals)		
1) สังกะสี (Zn)	ไม่เกิน 5 mg/l	Atomic Absorption Spectrophotometry ชนิด Direct Aspiration หรือวิธี Plasma Emission Spectroscopy ชนิด Inductively Coupled Plasma : ICP
2) โครเมียมชนิดเฮ็กซาวาเล้นท์ (Hexavalent Chromium)	ไม่เกิน 0.25 mg/l	
3) โครเมียมชนิดไตรวาเลนท์ (Trivalent Chromium)	ไม่เกิน 0.75 mg/l	
4) ทองแดง (Cu)	ไม่เกิน 2 mg/l	
5) แคดเมียม (Cd)	ไม่เกิน 0.03 mg/l	

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

พารามิเตอร์	ค่ามาตรฐาน	วิธีวิเคราะห์
6) แบเรียม (Ba) 7) ตะกั่ว (Pb) 8) นิกเกิล (Ni) 9) แมงกานีส (Mn)	ไม่เกิน 1 mg/l ไม่เกิน 0.2 mg/l ไม่เกิน 1 mg/l ไม่เกิน 5 mg/l	Atomic Absorption Spectrophotometry ชนิด Direct Aspiration หรือวิธี Plasma Emission Spectroscopy ชนิด Inductively Coupled Plasma : ICP
10) อาร์เซนิค (As) 11) เซเลเนียม (Se)	ไม่เกิน 0.25 mg/l ไม่เกิน 0.02 mg/l	Atomic Absorption Spectrophotometry ชนิด Hydride Generation หรือวิธี Plasma Emission Spectroscopy ชนิด Inductively Coupled Plasma : ICP

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

พารามิเตอร์	ค่ามาตรฐาน	วิธีวิเคราะห์
12) ปรอท (Hg)	ไม่เกิน 0.005 mg/l	Atomic Absorption Cold Vapour Technique

ที่มา : กระทรวงอุตสาหกรรม กรมเจ้าท่า และ กระทรวงวิทยาศาสตร์เทคโนโลยีสิ่งแวดล้อม

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

น้ำเสียทั้งหมดที่เกิดขึ้นภายในโรงไฟฟ้า จากกิจกรรมต่างๆในโรงไฟฟ้า ควรจะนำมาบำบัดให้มีคุณสมบัติอยู่ในเกณฑ์มาตรฐานสิ่งแวดล้อมก่อนที่จะปล่อยลงสู่แหล่งน้ำธรรมชาติต่อไป

3. มลพิษทางเสียง

ระดับของเสียงที่เกิดจากโรงไฟฟ้าต้องถูกควบคุมให้เป็นไปตามมาตรฐานสิ่งแวดล้อมของประเทศไทยที่ออกโดยกระทรวงอุตสาหกรรม ภายใต้พระราชบัญญัติโรงงานและกรมควบคุมมลพิษ กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม มาตรฐานระดับเสียงโดยทั่วไปในโรงงานอุตสาหกรรม แสดงดังตารางที่ 5-7

ตารางที่ 5-7 มาตรฐานคุณภาพเสียง

ค่ามาตรฐานระดับเสียง	การตรวจวัดระดับเสียงโดยทั่วไป
1. ค่าระดับเสียงสูงสุดไม่เกิน 115 เดซิเบลเอ 2. ค่าระดับเสียงเฉลี่ย 24 ชั่วโมง ไม่เกิน 70 เดซิเบลเอ	1. การตรวจวัดค่าระดับเสียงสูงสุด ให้ใช้มาตรระดับเสียงตรวจวัดระดับเสียงในบริเวณที่มีคนอยู่ หรือ อาศัยอยู่ 2. การตรวจวัดค่าระดับเสียงเฉลี่ย 24 ชั่วโมง ให้ใช้มาตรระดับเสียงตรวจวัดระดับเสียงอย่างต่อเนื่องตลอดเวลา 24 ชั่วโมงใดๆ 3. การตั้งไมโครโฟนของมาตรระดับเสียงที่บริเวณภายนอกอาคาร ให้ตั้งสูงจากพื้นไม่น้อยกว่า 1.20 เมตร โดยในรัศมี 3.50 เมตร ตามแนวราบรอบไมโครโฟน ต้องไม่มีกำแพงหรือสิ่งอื่นใดที่มีคุณสมบัติในการสะท้อนเสียงกีดขวางอยู่

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ค่ามาตรฐานระดับเสียง	การตรวจวัดระดับเสียงโดยทั่วไป
	4. การตั้งไมโครโฟนของมาตรระดับเสียงที่บริเวณภายในอาคาร ให้ตั้งสูงจากพื้นไม่น้อยกว่า 1.20 เมตร โดยในรัศมี 1.00 เมตร ตามแนวราบรอบไมโครโฟน ต้องไม่มีกำแพงสิ่งอื่นใดที่มีคุณสมบัติในการสะท้อนเสียงกีดขวางอยู่ และต้องห่างจากช่องหน้าต่างหรือช่องทางที่เปิดออกนอกอาคารอย่างน้อย 1.50 เมตร

ที่มา : กรมควบคุมมลพิษ (มกราคม 2551)

มาตรฐานระดับเสียงรบกวนได้มีเงื่อนไขกำหนดไว้ที่ 10 dB(A) หากระดับความแตกต่างของระดับเสียงที่ตรวจวัดหรือคำนวณจากแหล่งกำเนิดขณะเกิดเสียงรบกวนกับระดับเสียงที่ตรวจวัดในสิ่งแวดล้อมเดิมขณะไม่มีเสียงรบกวนจากแหล่งกำเนิดเป็นระดับเสียงเปอร์เซ็นต์ไทล์ที่ 90 (Percentile Level 90, L_{90}, ระดับเสียงมาตรฐาน) มีค่ามากกว่าค่าระดับเสียงรบกวนซึ่งกำหนดไว้ที่ 10 dB(A) ให้ถือว่าเป็นเสียงรบกวน

จากเงื่อนไขทั้ง 3 ด้านที่กล่าวมานั้นเป็นสิ่งที่โรงไฟฟ้าทุกประเภทการผลิตที่เป็นผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจะต้องพิจารณาเนื่องจากหากโครงการโรงไฟฟ้ามีกำลังการผลิตกระแสไฟฟ้าตั้งแต่ 10 เมกกะวัตต์ ขึ้นไป จะเข้าข่ายประเภทและขนาดโครงการที่ต้องจัดทำรายงาน EIA นอกจากนี้แล้วยังมีผลกระทบด้านอื่นๆอีกในแต่ละประเภทการผลิตที่แตกต่างกันออกไปแต่เนื่องจากผลกระทบด้านอื่นนั้นไม่ใช่เงื่อนไขที่เป็นข้อกำหนดแต่ก็ต้องพิจารณาผลกระทบด้านนั้นด้วย โดยจะบอกถึงผลกระทบด้านต่างๆตามกระบวนการผลิตดังต่อไปนี้

5.2.1 กระบวนการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบพลังความร้อนร่วม

กระบวนการผลิตไฟฟ้าที่มีการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตนั้น มี 2 ประเภท คือ โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง และ โรงไฟฟ้าพลังความร้อนที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง โดยมีรายละเอียดในเงื่อนไขทางด้านผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมของโรงไฟฟ้า ดังนี้

- โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง

ผลกระทบทางด้านสิ่งแวดล้อมของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงประกอบด้วย

- ด้านมลพิษทางอากาศ
- ด้านมลพิษทางน้ำ
- ด้านมลพิษทางเสียง

<u>เพิ่มเติม</u>

ปัจจุบันระบบการเผาไหม้เชื้อเพลิงของเครื่องยนต์กังหันก๊าซได้พัฒนามาสู่เทคโนโลยี Dry Low NOx Burner ซึ่งมีประสิทธิภาพสูง สามารถลดการปล่อย NOx ได้อย่างมีประสิทธิภาพ ทั้งนี้โครงการควรพิจารณาเลือกเครื่องกังหันก๊าซที่ติดตั้งระบบ Dry Low NOx Burner ซึ่งมลพิษที่เกิดจากระบบการเผาไหม้นี้สามารถควบคุมการปล่อยไนโตรเจนไดออกไซด์ ให้เป็นไปข้อกำหนดในตารางที่ 5-4 และ 5-5 ได้

- โรงไฟฟ้าพลังความร้อนที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง

ผลกระทบทางด้านสิ่งแวดล้อมของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงประกอบด้วย

- ด้านมลพิษทางอากาศ
- ด้านมลพิษทางน้ำ
- ด้านมลพิษทางเสียง

<u>เพิ่มเติม</u>

ปัจจุบันประชาชนชาวไทยยังไม่ยอมรับเชื้อเพลิงถ่านหินเนื่องจากประสบการณ์ในอดีตของโรงไฟฟ้าแม่เมาะ ซึ่งเทคโนโลยีในสมัยนั้นยังไม่ทันสมัย และ การลงทุนติดตั้งเครื่องมืออุปกรณ์ควบคุมมลภาวะอาจยังไม่คุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ ประกอบกับแหล่งถ่านหินในประเทศเป็นถ่านหินที่คุณภาพไม่ดีนัก ถึงแม้ภายหลังจะได้รับการบริหารจัดการเป็นอย่างดีทั้งด้านเทคโนโลยีที่สะอาดและการได้รับความยอมรับในพื้นที่แต่ก็ยังเป็นที่กังวลของหลายฝ่าย จึงทำให้ความรู้เกี่ยวกับเทคโนโลยีถ่านหินยังไม่แพร่หลายมากนักในประเทศไทย

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ความตระหนักเรื่องสิ่งแวดล้อม การพัฒนาของเทคโนโลยีและกฎหมายด้านสิ่งแวดล้อมทำให้ผลกระทบจากการใช้ประโยชน์ถ่านหินลดลง ปัจจุบันมีการฟื้นฟูสภาพเหมืองถ่านหิน ส่วนโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล เช่น น้ำมันและถ่านหิน เมื่อเผาไหม้เชื้อเพลิงเพื่อผลิตพลังงานแล้วจะมีมลภาวะเกิดขึ้น ได้แก่ ฝุ่นละออง ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ ไนโตรเจนออกไซด์ และ น้ำเสีย ซึ่งมลภาวะต่างๆ สามารถควบคุมได้โดยการเลือกใช้ถ่านหินคุณภาพดีร่วมกับใช้เทคโนโลยี และ การบริหารจัดการที่เหมาะสม

การควบคุมฝุ่นละอองในโรงไฟฟ้าโดยทั่วไปใช้ อุปกรณ์ดักฝุ่น ซึ่งเป็นแบบใช้ไฟฟ้าสถิต (Electrostatic Precipitator) หรือ แบบกรองด้วยวัสดุกรอง (Fabric Filter หรือ Baghouse) โดยแบบที่ใช้ไฟฟ้าสถิตดักจับฝุ่นโดยวิธีส่งก๊าซผ่านแผงวัสดุที่มีประจุไฟฟ้าสถิตอยู่ ฝุ่นละอองขนาดเล็กจะถูกดูดไว้ด้วยแรงดึงดูดทางไฟฟ้า ฝุ่นที่ดักได้จะตกตะกอนลงก่อนปล่อยออกทางด้านล่างส่วนอุปกรณ์ดักฝุ่นแบบที่ใช้ถุงกรองจะส่งก๊าซผ่านวัสดุกรองที่ทำจากเส้นใยสังเคราะห์เพื่อดักฝุ่นไว้ ฝุ่นที่ถูกดักอยู่กับผิววัสดุกรองจะถูกทำให้หลุดออกโดยการใช้ลมดันผ่านผิววัสดุกรองอีกด้านหนึ่งหรือใช้การสั่น ขึ้นอยู่กับการออกแบบ ซึ่งอุปกรณ์ดักฝุ่นทั้งสองแบบสามารถดักฝุ่นได้มากกว่าร้อยละ 99

การดักจับก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ในโรงไฟฟ้าถ่านหินที่นิยมที่สุดจะใช้ปูนขาว หรือหินปูนที่บดละเอียดผสมกับน้ำ ฉีดพ่นเป็นละอองเพื่อให้น้ำปูนทำหน้าที่เป็นสารดูดจับก๊าซซัลเฟอร์ที่เกิดขึ้นหลังการเผาไหม้ และ ทำปฏิกิริยากลายเป็นสารแคลเซียมซัลเฟต หรือ ยิปซัมที่นำไปใช้ประโยชน์ต่อในการทำวัสดุก่อสร้างได้

ในด้านการจัดการของเหลือทิ้งจากกระบวนการผลิตไฟฟ้า เมื่อถ่านหินได้เปลี่ยนรูปเป็นพลังงานไฟฟ้าโดยโรงไฟฟ้าแล้ว สิ่งที่เหลือจากกระบวนการผลิตไฟฟ้า ได้แก่ เถ้าลอยจากระบบดักฝุ่น และ ยิปซัมสังเคราะห์จากการดักจับก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ ในโรงไฟฟ้านั้นสามารถนำมาใช้เป็นสารผสมในคอนกรีตผสมเสร็จสำหรับงานก่อสร้างและเป็นวัตถุดิบเสริมปูนซีเมนต์ในการผลิตวัสดุก่อสร้าง เช่น กระเบื้องมุงหลังคา เสาเข็มท่อ พื้นสำเร็จรูป เป็นต้น นอกจากนี้ยังใช้เป็นส่วนผสมหลักในการก่อสร้างเขื่อนคอนกรีตบดอัด ส่วนกรณีที่มีของเสียในปริมาณมากจะต้องฝังกลบตามหลักวิชาการ

5.2.2 กระบวนการผลิตไฟฟ้าโดยใช้พลังงานหมุนเวียน

ในส่วนการผลิตไฟฟ้าโดยใช้พลังงานหมุนเวียนจากธรรมชาติในการผลิตนั้น มี 3 ประเภท คือ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ โรงไฟฟ้าพลังงานลม และ โรงไฟฟ้าชีวมวล โดยมีรายละเอียดในเงื่อนไขทางด้านผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม ดังนี้

- โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

  ผลกระทบทางด้านสิ่งแวดล้อมของโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ประกอบด้วย

  - ด้านสภาพภูมิทัศน์
  - ด้านระบบนิเวศน์

<u>เพิ่มเติม</u>

พลังงานแสงอาทิตย์ จัดเป็นพลังงานหมุนเวียนประเภทหนึ่ง แม้ในปัจจุบันต้นทุนในการผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์ยังสูงกว่าการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลอยู่มาก แต่คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ได้มีมติเห็นชอบการให้ส่วนเพิ่มราคาการรับซื้อไฟฟ้า (Adder) สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก ที่มีการผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยพลังงานแสงอาทิตย์เท่ากับ 8 บาทต่อหน่วย จึงเป็นปัจจัยหนึ่งที่กระตุ้นให้มีผู้ประกอบการในประเทศไทยหลายรายให้ความสนใจในการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานอาทิตย์มากขึ้น

การผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยแสงอาทิตย์ ปัจจุบันแบ่งเป็น 2 ระบบใหญ่ ๆ ด้วยกัน ดังนี้

1. โรงไฟฟ้าที่ใช้แผงโซล่าเซลล์ทำหน้าที่ผลิตกระแสไฟฟ้า เซลล์แสงอาทิตย์เป็นอุปกรณ์ที่เปลี่ยนพลังงานแสงอาทิตย์ให้กลายเป็นพลังงานไฟฟ้า โดยปรากฏการณ์โฟโตโวลตาอิค (Photovoltaic effect) ส่วนใหญ่แล้วเซลล์แสงอาทิตย์จะประกอบด้วยรอยต่อของสารกึ่งตัวนำชนิดพี (p-type semiconductor) และชนิดเอ็น (n-type semiconductor) ซึ่งเป็นการนำสารกึ่งตัวนำชนิดเอ็นที่มีอิเล็กตรอนเป็นพาหะส่วนมากมาต่อเข้ากับสารกึ่งตัวนำชนิดพีซึ่งมีโฮลเป็นพาหะส่วนมากด้วยเทคโนโลยีที่เหมาะสมเมื่อมีแสงอาทิตย์ตกกระทบสารกึ่งตัวนำใกล้บริเวณร่อยต่อพี-เอ็นนี้ ก็จะเกิดอิเล็กตรอนและโฮลไหลแยกออกจากบริเวณรอยต่อในทิศทางตรงกันข้ามกันทำให้เกิดกระแสไฟฟ้าขึ้นในวงจร ซึ่งโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์นี้ ไม่จัดเป็นโรงไฟฟ้าพลังความร้อน

2. โรงไฟฟ้าที่ใช้ความร้อนในการผลิตกระแสไฟฟ้า (Solar thermal power plant) มีหลักการทำงานคือนำความร้อนที่ได้จากแสงอาทิตย์ไปขับเคลื่อน turbine เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า

โรงไฟฟ้าที่ใช้ความร้อนจากแสงอาทิตย์ในการผลิตกระแสไฟฟ้า (Solar thermal power plant) ประเภทนี้จัดเป็นโรงไฟฟ้าพลังความร้อน ดังนั้น หากโครงการโรงไฟฟ้าประเภทนี้มี

กำลังการผลิตกระแสไฟฟ้าตั้งแต่ 10 เมกกะวัตต์ ขึ้นไป จะเข้าข่ายประเภทและขนาดโครงการที่ต้องจัดทำรายงาน EIA

สรุปคือหากเป็นโรงไฟฟ้าที่ใช้ความร้อนในการผลิตกระแสไฟฟ้า (Solar thermal power plant) โดยนำความร้อนที่ได้จากแสงอาทิตย์ไปขับเคลื่อน turbine เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า จะจัดเป็นโรงไฟฟ้าพลังความร้อนซึ่งถ้ามีกำลังการผลิตกระแสไฟฟ้าตั้งแต่ 10 เมกกะวัตต์ขึ้นไป จะเข้าข่ายประเภทโครงการที่จะต้องจัดทำรายงาน EIA ตามประกาศกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม แต่ถ้าเป็นโรงไฟฟ้าเซลล์แสงอาทิตย์ก็จะไม่เข้าข่ายประเภทโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนที่ต้องจัดทำรายงาน EIA

อย่างไรก็ตาม เนื่องจากประกาศกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม ฉบับดังกล่าว ในลำดับที่ 34 ได้กำหนดให้โครงการทุกประเภทที่อยู่ในพื้นที่ที่คณะรัฐมนตรี ได้มีมติเห็นชอบกำหนดให้เป็นพื้นที่ชั้นคุณภาพลุ่มน้ำชั้น 1 ทุกขนาด ต้องจัดทำรายงาน EIA ดังนั้น แม้โรงไฟฟ้าพลังแสงอาทิตย์ ไม่ว่าจะใช้เทคโนโลยีชนิดใดและมีกำลังการผลิตเท่าใดก็ตาม หากโครงการตั้งอยู่ในพื้นที่ชั้นคุณภาพลุ่มน้ำชั้น 1 จะเข้าข่ายประเภทโครงการที่ต้องจัดทำรายงาน EIA

อีกทั้งการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์นี้ มักต้องใช้พื้นที่ขนาดใหญ่ในการก่อสร้างโครงการ ซึ่งการก่อสร้างโครงการดังกล่าวอาจก่อให้เกิดการเปลี่ยนแปลงสภาพการใช้ประโยชน์ที่ดินในบริเวณพื้นที่ดังกล่าว ดังนั้น ในการจัดทำโครงการผู้ประกอบการควรมีการประชาสัมพันธ์ข้อมูลโครงการให้กับประชาชนในพื้นที่ใกล้เคียงก่อนการก่อสร้างโครงการ รวมทั้งพิจารณาการจัดสภาพภูมิทัศน์บริเวณพื้นที่โครงการให้เหมาะสม รวมทั้งเปิดโอกาสให้ชุมชนได้มีโอกาสเข้าเยี่ยมชมโครงการ จะทำให้ประชาชนเกิดความรู้ความเข้าใจโครงการและอยู่ร่วมกันได้อย่างยั่งยืนต่อไป

- โรงไฟฟ้าพลังงานลม

  ผลกระทบทางด้านสิ่งแวดล้อมของโรงไฟฟ้าพลังงานลมประกอบด้วย

  - ด้านมลพิษทางเสียง
  - ด้านสภาพภูมิทัศน์
  - ด้านระบบนิเวศน์
  - ด้านสังคม

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

<u>เพิ่มเติม</u>

การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม ถือเป็นการผลิตกระแสไฟฟ้าจากพลังงานที่สะอาด (Green Energy) และเป็นพลังงานทดแทน (Renewable Energy) ที่มีความยั่งยืนทั้งในด้านสิ่งแวดล้อม และการทดแทนแบบไม่สิ้นสุด การดำเนินการผลิตกระแสไฟฟ้าจากพลังงานลมสามารถทำได้โดยที่เกิดผลกระทบสิ่งแวดล้อมน้อยกว่าการใช้พลังงานอื่นๆ ทั้งในกระบวนการก่อสร้างและในระยะเปิดดำเนินการหลายๆ พื้นที่ในประเทศไทยได้ดำเนินการผลิตกระแสไฟฟ้าจากพลังงานลมตามความเหมาะสมและความสามารถในการให้กำลังลมของแต่ละพื้นที่ โดยที่มีเอกชนหลายรายลงทุนผลิตไฟฟ้าขายจากพลังงานลม โดยมีความคุ้มในการลงทุนของธุรกิจผลิตไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer, SPP) เนื่องจากการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมจะมีต้นทุนในการลงทุนสูงกว่าการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล แต่ก็มีต้นทุนในการดำเนินการต่ำมาก เนื่องจากอาศัยพลังงานลมเป็นตัวหมุนใบพัด การดำเนินการภาครัฐเพื่อส่งเสริมให้ความสำคัญจากการผลิตกระแสไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน (Renewable Energy) ซึ่งรวมถึงการผลิตกระแสไฟฟ้าจากพลังงานลม โดยที่คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ได้พิจารณาในการกำหนดส่วนเพิ่ม (ADDER) ราคารับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนตามระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กและผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมาก โดยผู้ผลิตสามารถขายไฟฟ้าให้กับการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย หรือการไฟฟ้าภูมิภาคในราคาส่วนเพิ่มที่สูงกว่าราคารับซื้อตามปกติ การสนับสนุนราคาส่วนเพิ่มจะมีระยะเวลา 10 ปีนับจากวันที่ได้จ่ายไฟเข้าระบบตามสัญญาซื้อขายไฟฟ้า และสำหรับในพื้นที่ 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้จะได้รับค่าการรับซื้อส่วนเพิ่มสูงเป็นพิเศษซึ่งเป็นการส่งเสริมอย่างมากในเชิงนโยบาย

ถึงแม้ว่าการผลิตกระแสไฟฟ้าพลังงานลมซึ่งเป็นพลังงานทดแทนที่สะอาด มีการหมุนเวียนอยู่ตลอดเวลาโดยไม่มีจำกัด ไม่มีการปล่อยก๊าซ CO_2 และก๊าซพิษอื่นๆ เหมือนกับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานความร้อนจากฟอสซิล การดำเนินการผลิตไฟฟ้าที่สะอาดด้วยพลังงานลมจึงเป็นผลบวกอย่างมากต่อสิ่งแวดล้อมทั้งในพื้นที่ที่ตั้งกังหันลมจนถึงภาพรวมของพื้นที่ขนาดใหญ่ในระดับภูมิภาค การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมไม่มีผลกระทบด้านคุณภาพอากาศที่เคยส่งผลกระทบต่อสุขภาพอนามัยของประชาชนโดยรอบ ทำให้เกิดการยอมรับการพัฒนาโครงการในหลายๆ พื้นที่ แต่อย่างไรก็ตาม การดำเนินการกังหันลมขนาดใหญ่ที่สามารถผลิตไฟฟ้าในปริมาณมากก็ย่อมมีผลกระทบในการดำเนินการอยู่บ้าง และต้องนำมาพิจารณาในการดำเนินการเพื่อป้องกันและลดผลกระทบสิ่งแวดล้อม โดยเฉพาะการดำเนินการในลักษณะที่มีกังหันลมหลายตัวในพื้นที่เดียวกันหรือเรียกว่าทุ่งกังหันลม (Wind farm) ซึ่งอาจจะมีผลกระทบสิ่งแวดล้อมในบาง

ประเด็นต่อพื้นที่โดยรอบที่ผู้ดำเนินการอาจจะต้องมีค่าใช้จ่ายในการบรรเทาหรือชดเชยผลกระทบต่อชุมชนที่ใกล้เคียงเพื่อให้เกิดการอยู่ร่วมกันได้ระหว่างกิจการและประชาชน

ในกรณีที่มีการสร้างกังหันลมบนบกผลกระทบสิ่งแวดล้อมประเด็นหลักที่ต้องคำนึงถึงในการดำเนินการกังหันลมผลิตไฟฟ้า ได้แก่

1. ผลกระทบด้านเสียง เนื่องจากการหมุนของใบพัดกังหันลมจะส่งผลกระทบให้มีเสียงดังในระดับที่เกิดการรบกวนได้ เสียงดังกล่าวเกิดจากใบพัดที่มีการหมุนตัดลมอยู่ตลอดเวลา อันที่จริงแล้วระดับของเสียงจากใบพัดของกังหันลมอาจจะมีระดับเสียงพอๆ กับกิจกรรมต่างๆ ที่เกิดขึ้นในเมืองใหญ่ๆ แต่เนื่องจากสถานที่ตั้งกังหันลมส่วนใหญ่อยู่ในพื้นที่ชนบทที่มีระดับเสียงพื้นฐานที่ต่ำทำให้เกิดการเพิ่มขึ้นของระดับเสียงจากที่เป็นอยู่เดิม โดยปกติหากในช่วงเวลากลางวันอาจจะมีเสียงจากกิจกรรมต่างๆ มากลมกลืนเสียงจากกังหันลมไปบ้าง หรือในกรณีที่มีลมแรงอาจจะมีเสียงอื่นๆ ร่วม เช่น เสียงลมกระทบต้นไม้ และอาคารทำให้เสียงจากกังหันลมอาจจะลดความเด่นลงไปบ้าง แต่อย่างไรก็ตาม ผลกระทบด้านเสียงส่วนใหญ่มักเกิดในเวลากลางคืนที่ระดับเสียงพื้นฐานมีระดับต่ำจึงทำให้เสียงจากกังหันมีความเด่น และเกิดการรบกวนต่อชุมชนที่อยู่ท้ายลมที่ต้องการความเงียบสงบในการพักผ่อนในช่วงกลางคืน ผลกระทบในลักษณะนี้เป็นผลกระทบที่ไม่รุนแรง แต่จะเกิดแบบสะสมในกรณีที่เกิดซ้ำๆ ทุกๆ วัน ประชาชนอาจจะปฏิเสธโครงการเมื่อดำเนินการไประยะเวลาหนึ่ง การทำความเข้าใจกับประชาชนในพื้นที่ที่อยู่ใกล้กังหันลมจึงควรดำเนินการก่อนที่จะมีโครงการอย่างรอบคอบ

2. ผลกระทบด้านทัศนียภาพ แสงและเงา โครงสร้างของกังกันลมเป็นโครงสร้างที่ใหญ่ มักจะอยู่ในพื้นที่เปิดโล่ง สามารถมองเห็นได้จากระยะทางที่ไกลออกไป เรื่องของทัศนียภาพเป็นมุมมองที่แตกต่างกันออกไปของแต่ละบุคคลขึ้นกับปัจจัยที่นำมาประกอบการมองเห็นอาจจะมีประเด็นด้านบวกและลบมาร่วมตัดสินใจว่าจะรู้สึกอย่างไรต่อทัศนียภาพที่มองเห็น เช่น บางคนที่มีความต้องการในด้านพลังงานที่สะอาด การท่องเที่ยว ความแปลกใหม่ อาจจะมีความชอบในทัศนียภาพที่มองเห็น หรือบางคนที่มีการรับรู้สึกถึงผลกระทบด้านลบบางประการ เช่น เสียงรบกวน จึงตอบสนองถึงกังหันลมว่าเป็นทัศนียภาพที่ไม่ต้องการ อย่างไรก็ตาม ผู้พัฒนาโครงการก็มีความพยายามในการออกแบบกังหันลมให้มีความกลมกลืนกับความเป็นธรรมชาติให้มากที่สุด โดยเฉพาะตำแหน่งที่จะตั้งกังหันลมทำให้เกิดจุดตกกระทบของเงากังหันที่เกิดขึ้น จะต้องมีการออกแบบที่ตั้งของกังหันให้มีการตกกระทบของเงาให้ไกลชุมชนหรือสถานที่สำคัญอื่นให้มากที่สุด

3. ผลกระทบต่อนก และสัตว์ป่า หากมีการดำเนินโครงการในพื้นที่ป่า ผลกระทบต่อระบบนิเวศบนบกอาจจะอยู่ในพื้นที่ตั้งของกังหันลมและพื้นที่โดยรอบ การศึกษาให้ชัดเจนถึง

ผลกระทบต่อสัตว์พื้นถิ่นที่เคยอยู่มาก่อนเป็นสิ่งที่ควรพิจารณา และผลกระทบทางอ้อมที่อาจจะมีการทำให้สัตว์ต้องปรับเปลี่ยนพฤติกรรมในการอยู่อาศัยกับระดับเสียงที่เพิ่มขึ้น ส่วนผลกระทบต่อเส้นทางบินของนกบางชนิดในแต่ละพื้นที่ อาจจะมีบ้างแต่ก็ต้องมีการศึกษาให้ชัดเจน จากที่มีการเก็บรวบรวมสถิติจากต่างประเทศในการที่นกบินชนกังหันลมมีน้อยมากจนไม่ถือว่าเป็นนัยสำคัญ

4. ผลกระทบด้านสังคม กังหันลมผลิตกระแสไฟฟ้ายังนับเป็นของใหม่ในประเทศไทยที่เริ่มมีการทดลองใช้และดำเนินการมาในระยะ 10 ปีที่ผ่านมา การรับรู้ของชุมชนต่อผลกระทบที่เกิดขึ้นยังไม่มากและนานพอที่จะระบุถึงระดับของผลกระทบ และการติดตั้งกังหันลมโดยส่วนมากมักจะตั้งอยู่นอกเขตพื้นที่ชุมชนทำให้ผลกระทบลดน้อยลง แต่อย่างไรก็ตามผลกระทบในระยะยาวจากโครงการกังหันลมผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่ต่อชุมชนของประเทศไทยยังไม่ปรากฏ เนื่องจากเป็นช่วงที่เริ่มดำเนินการ และเป็นจุดเริ่มต้นที่ยังต้องมีการเฝ้าระวังผลกระทบในด้านต่างๆ ในปัจจุบันเริ่มนำกังหันลมขนาดเล็กเข้ามาติดตั้งในเขตชุมชนมากขึ้น โดยเฉพาะพื้นที่ริมชายฝั่งทะเล ซึ่งโดยส่วนมากเป็นกังหันขนาดเล็กที่ไม่ต้องมีการพิจารณาผลกระทบต่อชุมชนในการดำเนินการ

สำหรับกรณีที่สร้างกังหันลมในทะเล มีหลายประเทศได้สร้างเพื่อผลิตไฟฟ้าอยู่บริเวณทะเลเปิด เช่น ประเทศในแถบยุโรป ซึ่งดำเนินการในลักษณะทุ่งกังหันลมในทะเล (Wind Farm) สามารถผลิตไฟฟ้าได้ในปริมาณมาก และไม่มีผลกระทบต่อชุมชน จุดเด่นของกังหันลมในทะเลก็คือพลังงานลมที่มากและมีความต่อเนื่อง สำหรับในพื้นที่ชายฝั่งภาคใต้ของประเทศได้ทดลองตั้งกังหันลมในบางพื้นที่เพื่อทดสอบถึงความต่อเนื่องของกระแสลมต่อปริมาณกระแสไฟฟ้าที่ได้ และหลายหน่วยงานเริ่มมีการทดลองใช้ในหลายพื้นที่แล้ว แต่การดำเนินการกังหันลมในทะเลยังไม่มีการดำเนินการเนื่องจากยังติดขัดเรื่องกฎระเบียบต่างๆ ของทางราชการ

ผลกระทบสิ่งแวดล้อมของการติดตั้งกังหันลมผลิตไฟฟ้าในทะเลโดยส่วนมากจะเป็นผลกระทบที่เกิดในขั้นตอนของการก่อสร้าง ได้แก่ ผลกระทบด้านคุณภาพน้ำและการฟุ้งกระจายของตะกอนดิน ระบบนิเวศทางทะเลและการเพาะเลี้ยงชายฝั่ง ซึ่งเกิดจากกิจกรรมการก่อสร้างฐานรากกังหัน ส่วนผลกระทบในระยะดำเนินการก็ต้องพิจารณาเรื่องการกีดขวางทางเดินเรือ ทั้งเรือขนาดใหญ่ และเรือขนาดเล็กของชาวประมง และพิจารณาถึงผลกระทบของเสียงหากมีการติดตั้งกังหันบริเวณใกล้ชายฝั่งทะเลที่มีชุมชน

- โรงไฟฟ้าพลังความร้อนที่ใช้ชีวมวลเป็นเชื้อเพลิง

  ผลกระทบทางด้านสิ่งแวดล้อมของโรงไฟฟ้าพลังงานลมประกอบด้วย

  - ด้านมลพิษทางอากาศ
  - ด้านมลพิษทางน้ำ
  - ด้านมลพิษทางเสียง
  - ด้านกากของเสีย
  - ด้านการคมนาคม
  - ด้านสุขภาพ อาชีวอนามัยและความปลอดภัย

<u>เพิ่มเติม</u>

แม้โรงไฟฟ้าชีวมวลส่วนใหญ่จะใช้ของเหลือใช้จากภาคการเกษตรในท้องถิ่นหรือพื้นที่ใกล้เคียงเป็นหลัก แต่การก่อสร้างโรงไฟฟ้าชีวมวลในพื้นที่ต่าง ๆ ของประเทศไทยในปัจจุบันไม่ได้เป็นเรื่องง่าย โรงไฟฟ้าชีวมวลหลายแห่งทั้งขนาดเล็กและขนาดใหญ่ถูกคัดค้านจากประชาชนในพื้นที่ใกล้เคียงโครงการ โดยมีประเด็นที่คัดค้าน เช่น พื้นที่ตั้งโครงการไม่เหมาะสมเพราะอยู่ใกล้ชุมชน กลัวผลกระทบสิ่งแวดล้อมจากโครงการทั้งทางด้านคุณภาพอากาศ เสียง น้ำเสีย กลัวผลกระทบต่อการประกอบอาชีพ และกลัวการแย่งน้ำใช้ของชุมชน เป็นต้น

โครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลที่เสนอรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมให้ สผ. พิจารณาที่ผ่านมา ส่วนใหญ่จะใช้เชื้อเพลิงประเภทชานอ้อย แกลบ เปลือกไม้หรือชิ้นไม้สับ ซึ่งมีประเด็นสำคัญที่มีการพิจารณาเกี่ยวกับเชื้อเพลิงและการใช้น้ำ ดังนี้

1. ด้านเชื้อเพลิง

มีประเด็นการพิจารณาด้านความเพียงพอของเชื้อเพลิง ทั้งนี้ ต้องเสนอแหล่งที่มาของเชื้อเพลิงและปริมาณการใช้ที่ชัดเจน เพื่อสร้างความมั่นใจว่าการดำเนินการของโครงการจะไม่มีการใช้เชื้อเพลิงแตกต่างจากที่คาดการณ์ไว้ เช่น ใช้ถ่านหิน เป็นต้น ทั้งนี้ ในกรณีมีการใช้ชิ้นไม้ หรือเปลือกไม้เป็นเชื้อเพลิง โครงการจะต้องมีแหล่งเชื้อเพลิงที่แน่นอน และมีมาตรการการจัดหาเชื้อเพลิงที่มั่นใจได้ว่าการรับซื้อหรือได้มาของชิ้นไม้หรือเปลือกไม้ดังกล่าวจะไม่เป็นการส่งเสริมให้มีการตัดไม้ทำลายป่าเพิ่มขึ้น สำหรับการจัดการเชื้อเพลิงชีวมวล จะมีการพิจารณาตั้งแต่กิจกรรมการขนส่ง การกักเก็บและการลำเลียงเชื้อพลิงเข้าสู่กระบวนการเผาไหม้ ซึ่งทุกขั้นตอนจำเป็นต้องมีมาตรการในการป้องกันการฟุ้งกระจายหรือการตกหกหล่นของเชื้อเพลิงที่อาจก่อให้เกิดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม และชุมชน รวมทั้งพนักงานของโครงการเอง โดยหากโครงการมีการขนส่งเชื้อเพลิงด้วยรถบรรทุก ระหว่างการขนส่งจะต้องมีการปิดคลุมรถบรรทุกให้

มิดชิดเพื่อป้องกันการตกหกหล่นของเชื้อเพลิง และหากโครงการมีการขนส่งหรือลำเลียงเชื้อเพลิงด้วยระบบสายพาน สายพานลำเลียงดังกล่าวจะต้องเป็นระบบปิด รวมทั้งต้องมีมาตรการป้องกันการฟุ้งกระจายของฝุ่นละอองขณะมีการโปรยเชื้อเพลิงลงกอง หรือช่วงเปลี่ยนระดับของสายพานด้วย

ด้านการเก็บกองเชื้อเพลิงไว้ใช้ในโครงการ ประเด็นสำคัญในการพิจารณา คือ โครงการต้องมีรายละเอียดลักษณะของพื้นที่เก็บกอง เช่น เป็นลานกอง หรืออาคารกักเก็บ เป็นต้น และมีขนาดพื้นที่ลานกองหรืออาคารที่ชัดเจน นอกจากนี้ ต้องมีข้อมูลรูปแบบและความสูงในการเก็บกอง รวมทั้งมาตรการในการป้องกันการฟุ้งกระจายของฝุ่นละอองจากเชื้อเพลิง โดยในการกำหนดมาตรการดังกล่าวควรมีการพิจารณาทิศทางลมหลักในพื้นที่ ชุมชนและพื้นที่อ่อนไหวต่อผลกระทบที่อยู่ใกล้เคียง

ตัวอย่างมาตรการที่เคยมีการดำเนินการ เช่น การติดตั้งตาข่ายล้อมรอบลานกองที่มีความถี่ที่สามารถชะลอลมได้และมีความสูงมากกว่ากองเชื้อเพลิง และเสริมด้วยการปลูกแนวต้นไม้ทรงสูง เช่น อโศกอินเดีย และสนประดิพัทธิ์ เป็นต้น อย่างน้อย 3 แถวสลับฟันปลา การปิดคลุมกองส่วนที่ไม่ใช้งานด้วยผ้าใบ และอาจมีระบบฉีดพ่นน้ำที่มีรัศมีครอบคลุมพื้นที่ลานกองทั้งหมดช่วยเสริมในช่วงที่มีอากาศแห้ง และช่วยป้องกันอัคคีภัยในพื้นที่กองเก็บเชื้อเพลิง นอกจากนี้ พื้นที่การเก็บกองควรมีการคำนึงถึงมาตรการด้านอาชีวอนามัยและความปลอดภัย เช่น พื้นที่ให้รถดับเพลิงเข้าถึง เป็นต้น

รูปที่ 5-12 ตัวอย่างมาตรการป้องกันการฟุ้งกระจายของฝุ่นละอองของเชื้อเพลิงชีวมวล

ในกรณีที่มีการเก็บกองเชื้อเพลิงภายในอาคาร โครงการควรมีรายละเอียดลักษณะของตัวอาคารดังกล่าวด้วย เนื่องจากหากเป็นอาคารที่ไม่มีผนังหรือเป็นอาคารเปิด โครงการควรเพิ่มเติมมาตรการป้องกันการฟุ้งกระจายของฝุ่นละอองคล้ายกับการเก็บกองเชื้อเพลิงในพื้นที่ลานกอง และหากเป็นอาคารปิดจะพิจารณาถึงมาตรการด้านอาชีวอนามัยและความปลอดภัย เช่น ระบบระบายอากาศ และการติดตั้งอุปกรณ์ด้านความปลอดภัยและการระงับอัคคีภัยที่เพียงพอเหมาะสม เป็นต้น

2. ด้านการใช้น้ำ

ประเด็นหลักการพิจารณา คือ แหล่งน้ำใช้ของโครงการ และปริมาณการใช้น้ำของโครงการ โดยจะต้องไม่เป็นการแย่งน้ำใช้ของชุมชน ในกรณีที่มีการสูบน้ำใช้จากแหล่งน้ำสาธารณะ โครงการจะต้องมีการประเมินปริมาณน้ำในแหล่งน้ำดังกล่าวในฤดูกาลต่าง ๆ และประเมินผลกระทบจากการใช้น้ำของโครงการร่วมกับการใช้น้ำในภาคส่วนต่าง ๆ ของชุมชน ทั้งนี้หากพบว่าการสูบน้ำใช้ในช่วงฤดูแล้งอาจมีผลกระทบต่อปริมาณน้ำในแหล่งน้ำและการใช้น้ำของชุมชน หรือการดำรงอยู่ของทรัพยากรในแหล่งน้ำ โครงการต้องเสนอมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบดังกล่าว โดยอาจจัดทำบ่อกักเก็บน้ำดิบไว้ใช้โดยไม่จำเป็นต้องสูบน้ำจากแหล่งน้ำในช่วงเวลาดังกล่าว เป็นต้น ซึ่งการใช้น้ำดังกล่าวควรพิจารณาประเด็นการใช้น้ำอย่างมีประสิทธิภาพ โดยใช้เทคโนโลยีที่ประหยัดการใช้น้ำ และการนำน้ำกลับมาใช้ใหม่ให้มากที่สุดเพื่อประหยัดทรัพยากรน้ำด้วย

ผลกระทบที่สำคัญ และมาตรการป้องกัน และแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อมจากการดำเนินการโรงไฟฟ้าชีวมวล นอกจากประเด็นการจัดการเชื้อเพลิงและการใช้น้ำของโรงไฟฟ้าชีวมวลแล้ว การดำเนินการโรงไฟฟ้าชีวมวลอาจก่อให้เกิดผลกระทบสิ่งแวดล้อมด้านต่าง ๆ ซึ่งจำเป็นต้องกำหนดมาตรการเพื่อป้องกันและแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม รวมทั้งมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบสิ่งแวดล้อมเพื่อการเฝ้าระวังผลกระทบจากโครงการ และเป็นข้อมูลในการปรับปรุงการดำเนินงานของโครงการในอนาคต ซึ่งผลกระทบสิ่งแวดล้อมที่สำคัญและมาตรการที่มีการพิจารณา

1. ด้านคุณภาพอากาศ

สารมลพิษทางอากาศที่สำคัญที่เกิดจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงชีวมวล มี 3 ชนิดหลัก เช่นเดียวกับการเผาไหม้เชื้อเพลิงทั่วไป ได้แก่ ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์, ก๊าซไนโตรเจนไดออกไซด์ และฝุ่นละออง ดังนี้

- ก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ ซึ่งจะเกิดขึ้นมากหรือน้อยจะขึ้นกับเชื้อเพลิงที่ใช้ว่ามีซัลเฟอร์เป็นองค์ประกอบอยู่มากน้อยเพียงใด
- ก๊าซไนโตรเจนไดออกไซด์ ซึ่งจะเกิดขึ้นมากหรือน้อยขึ้นกับเทคโนโลยีที่โครงการเลือกใช้และการควบคุมการเผาไหม้ของโครงการ
- ฝุ่นละออง ซึ่งเป็นมลพิษหลักที่โรงไฟฟ้าชีวมวลจะต้องมีการควบคุมโดยพิจารณาเลือกเทคโนโลยีการเผาไหม้และระบบกำจัดฝุ่นละอองจากปล่องให้เหมาะสมกับชนิดเชื้อเพลิง สำหรับโรงไฟฟ้าชีวมวลที่เสนอรายงาน EIA ให้ สผ. พิจารณา ระบบดักฝุ่นที่โครงการเลือกใช้ส่วนใหญ่จะเป็นระบบ Multicyclones ร่วมกับระบบ Wet scrubber และระบบ Electrostatic Precipitators ซึ่งจะมีการควบคุมระบายสารมลพิษทางอากาศจากปล่องของโครงการให้ดีกว่าค่ามาตรฐานที่กำหนด ตามประกาศกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม เรื่อง กำหนดมาตรฐานควบคุมการปล่อยทิ้งอากาศเสียจากโรงไฟฟ้าใหม่ ประเภทโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล รวมทั้งเมื่อนำค่าการระบายสารมลพิษทางอากาศดังกล่าวมาประเมินผลกระทบต่อคุณภาพอากาศในบรรยากาศด้วยแบบจำลองทางคณิตศาสตร์ในทุกกรณีการดำเนินการของโครงการแล้ว ผลการประเมินดังกล่าวต้องมีค่าไม่เกินค่ามาตรฐานคุณภาพอากาศในบรรยากาศทั่วไป

นอกจากนี้ โครงการต้องมีมาตรการในการบำรุงรักษาระบบควบคุมมลพิษของโครงการและมีแผนหรือขั้นตอนการดำเนินการกรณีระบบบำบัดมลพิษของโครงการขัดข้องที่ชัดเจน รวมทั้งมีมาตรการติดตามตรวจสอบคุณภาพอากาศจากปล่อง ซึ่งจะมีการตรวจวัดอย่างน้อยปีละ 2 ครั้ง และหากเป็นโครงการขนาดใหญ่อาจมีการติดตั้งระบบติดตามตรวจสอบคุณภาพอากาศจากปล่องอย่างต่อเนื่อง (Continuous Emission monitoring System : CEMs) เพื่อติดตามตรวจสอบคุณภาพอากาศจากปล่องอย่างต่อเนื่องและเป็นการเฝ้าระวังผลกระทบด้านคุณภาพอากาศจากโครงการ ซึ่งหากผลการตรวจวัดดังกล่าวผิดปกติจะต้องดำเนินการแก้ไขทันที รวมทั้งมีมาตรการตรวจวัดคุณภาพอากาศในบรรยากาศในพื้นที่ที่คาดว่าจะได้รับผลกระทบจากโครงการมากที่สุดหรือพื้นที่อ่อนไหวด้านสิ่งแวดล้อมของโครงการ เป็นประจำอย่างน้อยปีละ 2 ครั้ง เป็นเวลา 7 วันต่อเนื่อง ตลอดการดำเนินโครงการ

2. ด้านน้ำ

นอกจากโรงไฟฟ้าจะเป็นประเภทโครงการที่มีการใช้น้ำค่อนข้างมากแล้ว ซึ่งจำเป็นต้องมีการศึกษาถึงแหล่งน้ำใช้และปริมาณน้ำใช้ตามที่กล่าวมาแล้ว ประเด็นการจัดการน้ำทิ้งที่เกิดจากโครงการก็เป็นอีกประเด็นหนึ่งที่ต้องคำนึงถึง โดยโครงการจะต้องพิจารณา

กระบวนการผลิตของโครงการทั้งหมดว่าในขั้นตอนต่าง ๆ จะมีน้ำเสียเกิดขึ้นตรงไหน มีปริมาณเท่าใด และมีคุณสมบัติเป็นอย่างไร เพื่อที่จะได้จัดทำระบบบำบัดน้ำเสียให้เหมาะสมกับลักษณะน้ำเสียทั้งหมดของโครงการ โดยคุณภาพน้ำทิ้งที่ผ่านการบำบัดแล้วต้องเป็นไปตามมาตรฐานคุณภาพน้ำทิ้งจากโรงงานอุตสาหกรรมและนิคมอุตสาหกรรม และ ในกรณีที่มีการระบายน้ำทิ้งลงแหล่งน้ำสาธารณะ ต้องมีการประเมินผลกระทบต่อแหล่งน้ำดังกล่าวและเสนอมาตรการป้องกันและแก้ไขผลกระทบต่อแหล่งน้ำ รวมทั้งเสนอมาตรการติดตามตรวจสอบคุณภาพน้ำทิ้งของโครงการ และคุณภาพน้ำในแหล่งรองรับน้ำทิ้งของโครงการเป็นประจำตลอดการดำเนินโครงการ หากผลการตรวจวัดผิดปกติต้องดำเนินการแก้ไขทันที

3. ด้านเสียง

ผลกระทบด้านเสียงเป็นผลกระทบอีกด้านหนึ่งที่โครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลต้องคำนึงถึงโดยเฉพาะหากโครงการตั้งอยู่ใกล้กับชุมชน เนื่องจากในกิจกรรมการขนส่ง การลำเลียงวัตถุดิบ และเสียงจากเครื่องจักร อุปกรณ์ในกระบวนการผลิตกระแสไฟฟ้าอาจก่อให้เกิดผลกระทบด้านเสียงต่อชุมชนหรือผู้ปฏิบัติงานของโครงการได้ รวมทั้งอาจเป็นประเด็นข้อร้องเรียนของชุมชนต่อโครงการได้ด้วย ดังนั้น การออกแบบเครื่องจักร อุปกรณ์ต่าง ๆ ของโครงการต้องมีการออกแบบให้มีระดับเสียงดังไม่มาก รวมทั้งมีมาตรการในการป้องกันและแก้ไขผลกระทบด้านเสียง เช่น การติดตั้งอุปกรณ์ลดความดังของเสียง (Silencer) การติดตั้งเครื่องจักรไว้ในอาคารปิดคลุม และการบำรุงรักษาเครื่องจักรเป็นประจำ เป็นต้น และต้องมีการประเมินผลกระทบด้านเสียงจากอุปกรณ์เครื่องจักรของโครงการต่อชุมชน ทั้งนี้ หากพบว่าผลกระทบด้านเสียงเกินค่ามาตรฐาน โครงการจะต้องเสนอมาตรการเป็นการเฉพาะเพื่อป้องกันผลกระทบด้านเสียงต่อชุมชน เช่น การติดตั้งกำแพงกันเสียง และการปลูกแนวต้นไม้เป็นมาตรการในระยะยาว เป็นต้น นอกจากนี้ ต้องมีมาตรการติดตามตรวจสอบผลกระทบด้านเสียงในบริเวณพื้นที่โครงการและบริเวณชุมชนใกล้เคียงเพื่อเป็นข้อมูลในการป้องกันและแก้ไขผลกระทบด้านนี้สำหรับโครงการต่อไป

4. ด้านกากของเสีย

กากของเสียที่สำคัญของโรงไฟฟ้าชีวมวล คือ เถ้า ซึ่งจะมีทั้งเถ้าหนักและเถ้าเบา ในการจัดการเถ้าควรมีการวิเคราะห์องค์ประกอบเถ้า เพื่อพิจารณาวิธีการจัดการที่เหมาะสม ซึ่งประเด็นการพิจารณาด้านการจัดการเถ้าที่สำคัญ คือ ปริมาณเถ้า และลักษณะเถ้าที่เกิดขึ้นของโครงการ รวมทั้งมาตรการป้องกันการฟุ้งกระจายจากการลำเลียง จัดเก็บและการนำเถ้าไปกำจัดที่ชัดเจน เช่น สายพานลำเลียงเถ้าต้องเป็นระบบปิด มีการฉีดพรมน้ำให้เถ้าเปียกชื้น และรถที่ใช้ขนส่งเถ้าต้องมีการปิดคลุมมิดชิด เป็นต้น ทั้งนี้ การจัดการเถ้าต้องไม่มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม

และสอดคล้องกับกฎหมาย เช่น ประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม เรื่อง การกำจัดสิ่งปฏิกูลหรือวัสดุที่ไม่ใช้แล้ว พ.ศ. 2548

5. ด้านคมนาคม

โรงไฟฟ้าชีวมวลส่วนใหญ่มักมีกิจกรรมที่เกี่ยวข้องกับการคมนาคมขนส่งค่อนข้างมาก ทั้งการขนส่งวัตถุดิบและปัจจัยในผลิต เช่น เชื้อเพลิง สารเคมี กากของเสียที่เกิดจากโครงการ และพนักงาน เป็นต้น โดยเฉพาะหากต้องมีการขนส่งเชื้อเพลิงทางรถยนต์ ดังนั้น จึงจำเป็นต้องการวางแผนการจราจรและมีมาตรการในการป้องกันปัญหาด้านคมนาคมทั้งในบริเวณพื้นที่โครงการ และถนนภายนอกที่เป็นเส้นทางการขนส่งของโครงการ เพื่อป้องกันปัญหาการกีดขวางเส้นทางการจราจรของชุมชน เช่น การจัดเวลาการขนส่งให้เหมาะสม การจัดพื้นที่ลานจอดรถภายในพื้นที่โครงการให้เพียงพอ และการปิดคลุมรถบรรทุกขณะทำการขนส่ง เป็นต้น

6. ด้านสุขภาพ อาชีวอนามัยและความปลอดภัย

ปัจจุบันโครงการโรงไฟฟ้าชีวมวลที่เสนอรายงาน EIA ให้ สผ. พิจารณา จะมีการศึกษาผลกระทบด้านสุขภาพตามแนวทางการประเมินผลกระทบทางสุขภาพในรายงานการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมของ สผ. แล้ว สำหรับประเด็นด้านอาชีวอนามัยและความปลอดภัย โครงการจะต้องพิจารณากระบวนการผลิตของโครงการว่าบริเวณใดบ้างที่อาจมีความเสี่ยงที่จะเกิดอันตรายได้ และมีการประเมินความเสี่ยงของโครงการพร้อมเสนอมาตรการป้องกันและแก้ไขที่เหมาะสม เช่น การติดตั้งระบบควบคุมเพิ่มเติม การติดตั้งอุปกรณ์ด้านความปลอดภัยและระงับอัคคีภัย รวมทั้งการจัดทำแผนฉุกเฉิน และการฝึกซ้อมแผนเพื่อเตรียมความพร้อมในการรองรับเหตุฉุกเฉินที่อาจเกิดขึ้นกับโครงการ เป็นต้น

7. การมีส่วนร่วมของประชาชนต่อโครงการ

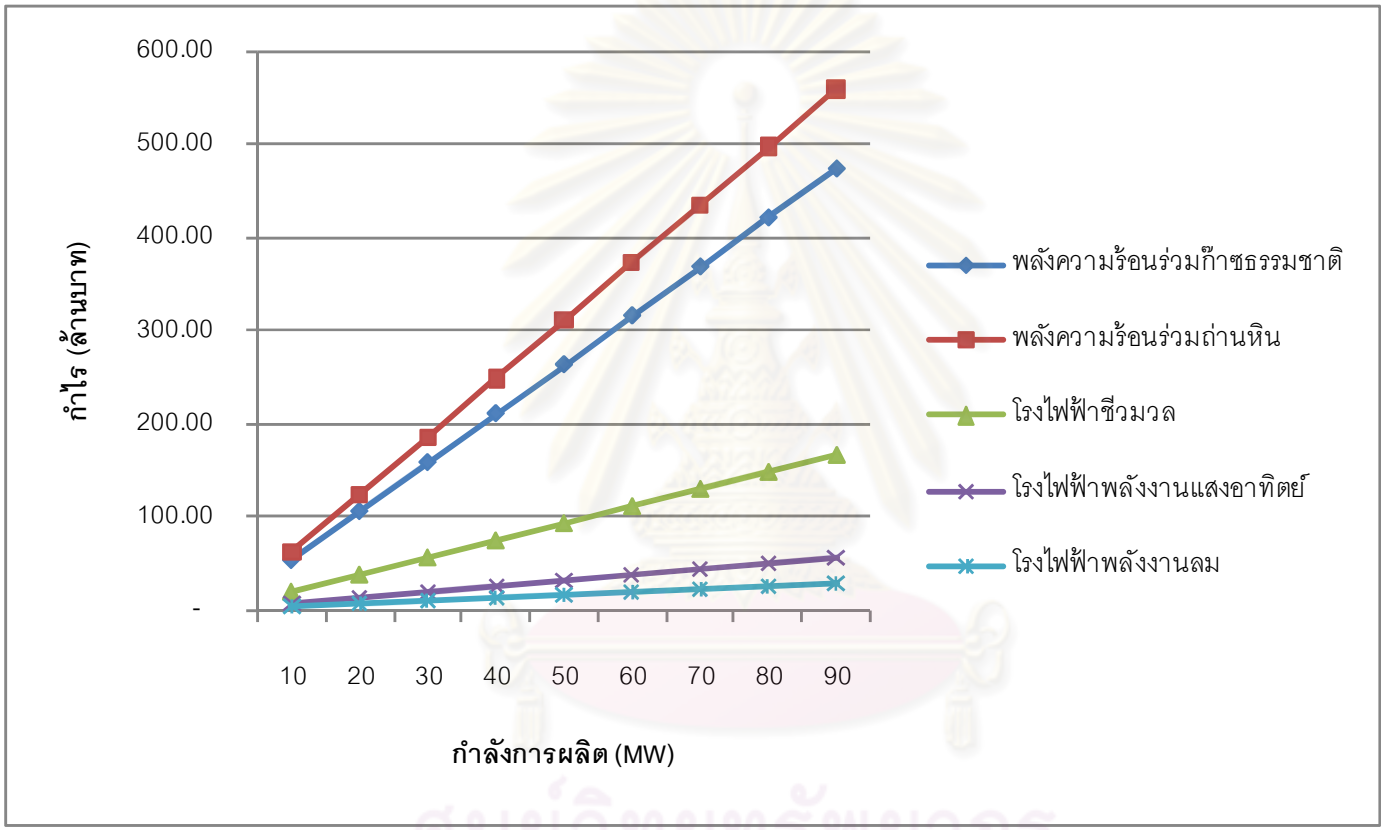
กระบวนการมีส่วนร่วมของประชาชนปัจจุบันเป็นเรื่องสำคัญมากในการพัฒนาโครงการต่าง ๆ ไม่ว่าทั้งโครงการขนาดเล็กหรือโครงการขนาดใหญ่ สำหรับโรงไฟฟ้าชีวมวลที่ต้องจัดทำรายงาน EIA โครงการจะต้องดำเนินการด้านมีส่วนร่วมของประชาชน ให้สอดคล้องกับแนวทางการมีส่วนร่วมของประชาชน และการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อมทางสังคมในกระบวนการวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อมของสำนักวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม และนำข้อคิดเห็น ข้อวิตกกังวล และข้อเสนอแนะที่ได้จากการดำเนินการดังกล่าวมาทำการศึกษาข้อมูลเพิ่มเติม หรือพิจารณากำหนดมาตรการให้สอดคล้องกับข้อคิดเห็นของชุมชน นอกจากนี้ ในระหว่างการก่อสร้างและตลอดระยะเวลาการดำเนินการ โครงการควรเปิดโอกาสให้ชุมชนมีส่วนร่วมในการดำเนินงานของโครงการ โดยมีการจัดตั้งคณะกรรมการไตรภาคีหรือคณะกรรมการพหุภาคี ซึ่งมีองค์ประกอบ

หลักอย่างน้อย 3 ฝ่าย ได้แก่ ฝ่ายประชาชน ฝ่ายหน่วยงานภาครัฐที่เกี่ยวข้อง และฝ่ายโครงการ เพื่อทำหน้าที่ในการติดตามตรวจสอบการดำเนินงานของโครงการหรือจัดการข้อร้องเรียนในกรณีที่โครงการได้รับเรื่องร้องเรียน และควรมีการสำรวจข้อมูลความคิดเห็นของประชาชน ผู้นำชุมชนและหน่วยงานที่เกี่ยวข้องที่มีต่อโครงการปีละครั้ง เพื่อเป็นข้อมูลในการปรับปรุงการดำเนินงานของโครงการให้สามารถอยู่ร่วมกับชุมชนได้อย่างยั่งยืนตลอดไป

5.3 ปริมาณการผลิตไฟฟ้า

การผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กนี้ ต้องผลิตไฟฟ้าเพื่อเสนอขายให้กับ กฟผ, อยู่ในช่วง 10-90 เมกะวัตต์ เนื่องจากเหตุผลทางด้านสายส่งไฟฟ้าคือ สายส่งของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายมีขนาด 22 kV ซึ่งสามารถรับพลังงานไฟฟ้าได้ 10 เมกะวัตต์ ดังนั้น ถ้าจะขายไฟฟ้าให้กับ กฟผ. โดยตรงต้องผลิตไฟฟ้าเพื่อส่งเข้าสายส่งของ กฟผ. ซึ่งสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กนี้ เป็นสายที่มีขนาด 115 kV คือต้องมีการผลิตไฟฟ้ามากกว่า 10 เมกะวัตต์ และ ในทางเดียวกันเพื่อจะให้เกิดความคุ้มค่ามากที่สุด ผู้ลงทุนก็ควรจะผลิตไฟฟ้าเพื่อขายให้ กฟผ. ให้ได้มากที่สุดอีกด้วย ดังรูปที่ 5-13

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



รูปที่ 5-13 การวิเคราะห์กำลังการผลิตไฟฟ้า

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

5.4 การกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

การวิเคราะห์เงื่อนไขการลงทุนในด้านนี้ จะพิจารณาจากต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วย และ ราคาขายไฟฟ้าต่อหน่วย โดยมีเงื่อนไขว่าถ้าต้นทุนต่อหน่วยมีค่ามากกว่าราคาขายต่อหน่วยแล้วนั้น จำเป็นต้องมีส่วนเพิ่มราคาการรับซื้อไฟฟ้าขึ้นมาเพื่อส่งเสริมการลงทุนของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กนี้ ซึ่งต้นทุนต่อหน่วยในการผลิตไฟฟ้าแสดงดังตารางที่ 5-8 นี้ และในการพิจารณาการกำหนดส่วนเพิ่มนี้จะพิจารณาแยกตามประเภทของสัญญา และประเภทกระบวนการผลิตไฟฟ้า ดังนี้

ตารางที่ 5-8 ต้นทุนต่อหน่วยของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

ลำดับที่	กระบวนการผลิตไฟฟ้า	ต้นทุนต่อหน่วย (บาท/kWh)
1	พลังความร้อนร่วมเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ	1.94
2	พลังความร้อนร่วมเชื้อเพลิงถ่านหิน	1.52
3	พลังงานหมุนเวียนเชื้อเพลิงชีวมวล	2.90
4	พลังงานหมุนเวียนพลังแสงอาทิตย์	10.00
5	พลังงานหมุนเวียนพลังลม	5.60

หมายเหตุ : ราคาเชื้อเพลิงมีผลต่อต้นทุนต่อหน่วย

5.4.1 ประเภทสัญญา Firm

จากสัญญาประเภทนี้ เมื่อพิจารณาในด้านราคาขายต่อหน่วยของผู้ผลิตไฟฟ้าแต่ละประเภท ได้ค่าออกมาดังตารางที่ 5-9 นี้

ตารางที่ 5-9 ราคาขายต่อหน่วยของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กประเภทสัญญา Firm

กระบวนการผลิตไฟฟ้า	ราคาขายต่อหน่วย (บาท/kWh)
พลังความร้อนร่วมเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ	2.83
พลังความร้อนร่วมเชื้อเพลิงถ่านหิน	2.73
พลังงานหมุนเวียนอิงเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ	2.70
พลังงานหมุนเวียนอิงเชื้อเพลิงถ่านหิน	2.97

จากการพิจารณาทำให้ทราบว่า ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าของผู้ผลิตรายเล็กประเภทสัญญา Firm ควรจะเป็น ดังตารางที่ 5-10 นี้

ตารางที่ 5-10 ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กประเภทสัญญา Firm

กระบวนการผลิตไฟฟ้า	ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (บาท/kWh)
พลังความร้อนร่วมเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ	-
พลังความร้อนร่วมเชื้อเพลิงถ่านหิน	-
พลังงานหมุนเวียนอิงเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ*	0.80
พลังงานหมุนเวียนอิงเชื้อเพลิงถ่านหิน*	0.53

หมายเหตุ : * พิจารณาจาก Renewable ที่ผลิตด้วยเชื้อเพลิงชีวมวล

5.4.2 **ประเภทสัญญา** Non-Firm

จากสัญญาประเภทนี้ เมื่อพิจารณาในด้านราคาขายต่อหน่วยของผู้ผลิตไฟฟ้าแต่ละประเภท ได้ค่าออกมาดังตารางที่ 5-11 นี้

ตารางที่ 5-11 ราคาขายต่อหน่วยของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กประเภทสัญญา Non-Firm

กระบวนการผลิตไฟฟ้า	ราคาขายต่อหน่วย (บาท/kWh)
พลังความร้อนร่วมเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ	2.25
พลังงานหมุนเวียนพลังงานลม	2.66
พลังงานหมุนเวียนพลังงานแสงอาทิตย์	2.66
พลังงานหมุนเวียนอื่นๆ	2.66

จากการพิจารณาทำให้ทราบว่า ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าของผู้ผลิตรายเล็กประเภทสัญญา Non-Firm ควรจะเป็น ดังตารางที่ 5-12 นี้

ตารางที่ 5-12 ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กประเภทสัญญา Non-Firm

กระบวนการผลิตไฟฟ้า	ส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (บาท/kWh)
พลังความร้อนร่วมเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ	-
พลังงานหมุนเวียนพลังงานลม	2.94
พลังงานหมุนเวียนพลังงานแสงอาทิตย์	7.34
พลังงานหมุนเวียนอื่นๆ*	0.24

หมายเหตุ : * พิจารณาจาก Renewable ที่ผลิตด้วยเชื้อเพลิงชีวมวล

บทที่ 6

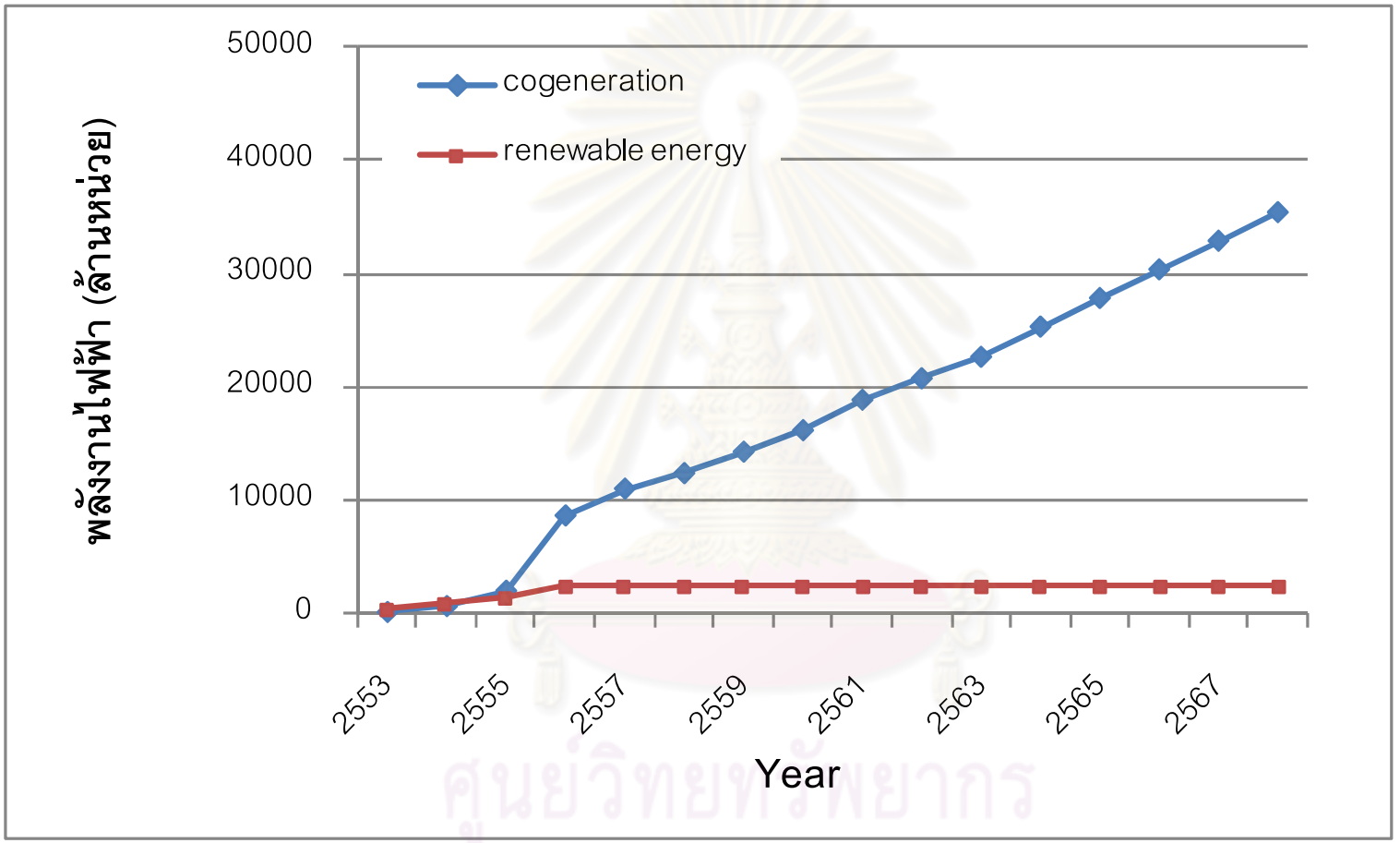
กรณีศึกษา

ในบทนี้ จะกล่าวถึงการพิจารณาคัดเลือกกรณีศึกษา สมมติฐานของกรณีศึกษา ปัจจัยที่มีผลต่อการลงทุน แบบจำลองที่ใช้ในการวิเคราะห์ การวิเคราะห์เงื่อนไขในการลงทุนของแต่ละปัจจัยที่ส่งผลต่อสภาพการณ์ที่เอื้อต่อการลงทุน รวมถึงการวิเคราะห์ความไวของปัจจัยต่างๆ ของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ได้คัดเลือกเอาไว้

6.1 การคัดเลือกกรณีศึกษา

จากความต้องการผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กในอนาคตตามแผนพัฒนากำลังการผลิตพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ.2553-2573 นั้น ทางผู้วิจัยทำการคัดเลือกกรณีศึกษาโดยพิจารณาจากกลุ่มกระบวนการผลิตเป็นอันดับแรก ซึ่งทำโดยวิเคราะห์มาจากประมาณการการผลิตพลังงานไฟฟ้า (การรับซื้อเพิ่ม) ของแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ.2553 – 2573 แสดงดังกราฟในรูปที่ 6-1 นี้

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



รูปที่ 6-1 ความต้องการพลังงานไฟฟ้าในปี พ.ศ.2553 – พ.ศ.2568

(ที่มา : แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ.2553 – 2573)

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

จากรูปที่ 6-1 แสดงให้เห็นว่า การผลิตไฟฟ้าจากกระบวนการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมกัน (ระบบ Cogeneration) ในช่วง 2-3 ปีแรก ความต้องการพลังงานไฟฟ้าจากกระบวนการนี้เพิ่มขึ้นอย่างช้าๆ และเพิ่มขึ้นอย่างมากในปีที่ 4 หลังจากนั้นก็เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง ในขณะที่ การผลิตไฟฟ้าด้วยกระบวนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนนั้น มีความต้องการพลังงานไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้นเล็กน้อย และคงที่หลังจากนั้น ดังนั้น เมื่อเปรียบเทียบ ระหว่างการผลิตไฟฟ้าทั้ง 2 กระบวนการดังกล่าว จะเห็นว่า การผลิตไฟฟ้าจากระบบ Cogeneration มีแนวโน้มความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงกว่า การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเป็นอย่างมาก เพราะฉะนั้น จึงเลือกการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration เป็นกรณีศึกษา

หลังจากเลือกกระบวนการผลิตไฟฟ้าแล้ว ลำดับต่อมาจะพิจารณาเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าซึ่งจะนำมาเป็นกรณีศึกษา โดยวิเคราะห์มาจากประมาณการการผลิตพลังงานไฟฟ้า (แยกตามชนิดเชื้อเพลิง) ของแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ.2553 – 2573 ซึ่งจะพิจารณาการใช้เชื้อเพลิงที่ใช้ในกระบวนการผลิตไฟฟ้าระบบ Cogeneration เท่านั้น คือ พิจารณาระหว่างเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ และ เชื้อเพลิงถ่านหิน แสดงดังรูปที่ 6-2 และ ตารางที่ 6-1 นี้

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

โรงไฟฟ้า			
จนวม	เครื่องที่ 1	ก๊าซธรรมชาติ/น้ำมันเตา	49.9
	เครื่องที่ 2	ก๊าซธรรมชาติ/น้ำมันเตา	70.2
	ชุดที่ 1	ก๊าซธรรมชาติ	678.0
		รวม	818.1
ราชบุรี	เครื่องที่ 1	ก๊าซธรรมชาติ/น้ำมันเตา	720.0
	เครื่องที่ 2	ก๊าซธรรมชาติ/น้ำมันเตา	720.0
	ชุดที่ 1	ก๊าซธรรมชาติ	685.0
	ชุดที่ 2	ก๊าซธรรมชาติ	675.0
	ชุดที่ 3	ก๊าซธรรมชาติ	681.0
		รวม	3,481.0
บริษัท อีเอจซีซี เพาเวอร์ จำกัด	เครื่องที่ 1	ถ่านหินบิทูมินัส	673.3
	เครื่องที่ 2	ถ่านหินบิทูมินัส	673.3
		รวม	1,346.5
ระยอง	ชุดที่ 1	ก๊าซธรรมชาติ	294.7
	ชุดที่ 2	ก๊าซธรรมชาติ	287.7
	ชุดที่ 3	ก๊าซธรรมชาติ	289.8
	ชุดที่ 4	ก๊าซธรรมชาติ	302.9
		รวม	1,175.0
บริษัทไทยแอนเนวี่ จำกัด	ชุดที่ 1	ก๊าซธรรมชาติ	700.0
		รวม	700.0
บริษัท เอ็กโกไฟฟ้าวิยอง จำกัด	ชุดที่ 1	ก๊าซธรรมชาติ	700.0
		รวม	700.0
บริษัท ไทวา ไอพีพี จำกัด	ชุดที่ 1	ก๊าซธรรมชาติ	356.5
	ชุดที่ 2	ก๊าซธรรมชาติ	356.5
		รวม	713.0
บริษัทอีสเทิร์น เพาเวอร์ แอนด์ อินดัสตรี จำกัด	ชุดที่ 1	ก๊าซธรรมชาติ	350.0
		รวม	350.0
บริษัทคัมมิ เพาเวอร์ เจอเนอเรชั่น จำกัด	ชุดที่ 1	ก๊าซธรรมชาติ	734.0
	ชุดที่ 2	ก๊าซธรรมชาติ	734.0
		รวม	1,468.0
บริษัท ราชบุรีเพาเวอร์ จำกัด	[illegible]	[illegible]	700.0
	ชุดที่ 2	ก๊าซธรรมชาติ	700.0
		รวม	1,400.0
ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก		ถ่านหิน	349.5
		น้ำมันเตา	4.5
		ก๊าซธรรมชาติ	1,293.0
		รวม	1,647.0

รูปที่ 6-2 ปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ และ ถ่านหิน

(ที่มา : แผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ.2553 – 2573)

ตารางที่ 6-1 ชนิดของเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าด้วยกระบวนการ Cogeneration ของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

โรงไฟฟ้า	เชื้อเพลิง	กำลังการผลิตตามสัญญา (เมกะวัตต์)
ผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก	ถ่านหิน	369.5
	น้ำมันเตา	4.5
	ก๊าซธรรมชาติ	1,293.0
	รวม	***1,667.0***

จากตารางที่ 6-2 จะเห็นว่ากำลังการผลิตไฟฟ้าด้วยเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติมีมากกว่าการผลิตไฟฟ้าด้วยเชื้อเพลิงถ่านหิน 923.5 เมกะวัตต์ หรือ คิดเป็น 55.40 % ดังนั้นผู้จัดทำจึงเลือกเชื้อเพลิงจากก๊าซธรรมชาติเป็นกรณีศึกษา

จากการคัดเลือกวิเคราะห์ในหัวข้อที่ได้กล่าวมาแล้วนั้น ทำให้สามารถสรุปได้ว่ากรณีศึกษาของวิทยานิพนธ์เล่มนี้ คือ กระบวนการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบโคเจนเนอเรชั่น ประเภทสัญญา Firm ซึ่งมีก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า

6.2 สมมติฐานของกรณีศึกษา

ในการวิเคราะห์เงื่อนไขการลงทุนในด้านต่างๆ ทางผู้วิจัยได้ตั้งสมมติฐาน เพื่อที่จะพิจารณาโรงไฟฟ้ากรณีศึกษา โดยกำหนดให้โครงการกรณีศึกษานี้ เป็นโครงการโรงไฟฟ้าประเภท Cogeneration ซึ่งประกอบด้วยโรงไฟฟ้าจำนวน 1 ชุด ที่มีขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าสุทธิ 110 เมกะวัตต์ และมีปริมาณการผลิตไอน้ำ 15 ตันต่อชั่วโมง โดยโรงไฟฟ้าจะขายไฟฟ้าให้แก่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ในปริมาณ 90 เมกะวัตต์ ขายให้ลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรม 15 เมกะวัตต์ และที่เหลืออีก 5 เมกะวัตต์ จะผลิตใช้เองในโรงไฟฟ้า

ตารางที่ 6-2 สมมติฐานของโครงการ

ลำดับ	รายละเอียด	จำนวน	หน่วย
1	กำลังผลิตสุทธิ	110	เมกะวัตต์
	ขายให้ กฟผ.	90	เมกะวัตต์
	ขายให้ลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรม	15	เมกะวัตต์
	ใช้เองในโรงไฟฟ้า	5	เมกะวัตต์
2	อัตราการเดินเครื่องผลิตไฟฟ้า	80	% ของความพร้อมของโรงไฟฟ้า
	ปริมาณการผลิตไอน้ำ	15	ตันต่อชั่วโมง
	อัตราการเดินเครื่องผลิตไอน้ำ	65	% ของอัตราการเดินเครื่องผลิตไฟฟ้า
3	ราคาขายไอน้ำ	550	บาทต่อตัน
4	อายุการใช้งานโรงไฟฟ้า	25	ปี
5	เงินลงทุน (5.1 + 5.2)	3,924,663,771	บาท
5.1	ค่าเครื่องจักร และ อุปกรณ์	2,624,663,771**	บาท
	■ เงินตราต่างประเทศ	63.31	%
	■ เงินบาท	36.69	%
5.2	ค่าก่อสร้าง ติดตั้ง และทดลอง	1,300	ล้านบาท
6	ราคาก๊าซธรรมชาติ*	237.36	บาทต่อล้านบีทียู
7	ค่าเสื่อมราคา	25 ปี (คิดแบบวิธีเส้นตรง)	
8	อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น	75 : 25	
9	ต้นทุนเงินกู้หลังหักภาษี	6.5	%
10	ต้นทุนส่วนของผู้ถือหุ้น	10	%
11	อัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศ*	33	บาทต่อเหรียญสหรัฐ

หมายเหตุ :

* กำหนดให้ ปีฐานของกรณีศึกษานี้คือ พ.ศ.2552

** ขึ้นอยู่กับอัตราแลกเปลี่ยน (ในที่นี้คิดที่กรณีฐาน)

6.3 ปัจจัยที่มีผลต่อการลงทุน

เงื่อนไขที่ใช้พิจารณาหลังจากพิจารณาทางด้านสถานที่ตั้ง แหล่งเชื้อเพลิง และผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม แล้วนั้น ในหัวข้อนี้จะกล่าวถึง ปัจจัยต่างๆของแต่ละเงื่อนไขที่มีผลต่อสภาพการณ์ที่เอื้อต่อการลงทุน ซึ่งจะเน้นไปในด้านการหากำลังการผลิตที่เหมาะสม และ ทางด้านต้นทุน/ราคาขาย โดยแบ่งเป็น 3 ด้านคือ ด้านการตลาด ด้านเทคนิค และ ด้านการเงิน ซึ่งแสดงรายละเอียดดังนี้

6.3.1 ด้านการตลาด

การศึกษาทางด้านการตลาดนั้น มีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาดูว่าตลาดของสินค้าที่เราจะลงทุนผลิตขึ้นในขณะนี้มีขนาดกว้างใหญ่เพียงไหน และมีส่วนแบ่งทางการตลาดอย่างไร ซึ่งเมื่อพิจารณาทางด้านการตลาดแล้ว ขั้นตอนต่อไปควรจะพิจารณาถึงรายรับที่จะเกิดขึ้นจากการก่อตั้งโครงการนี้ โดยปัจจัยที่ทางผู้วิจัยพิจารณามีดังนี้

1. ราคาจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ.
2. ราคาจำหน่ายไฟฟ้าให้ลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรม
3. ปริมาณที่ผลิตไฟฟ้าให้ กฟผ.
4. ปริมาณที่ผลิตไฟฟ้าให้ลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรม

6.3.2 ด้านเทคนิค

การศึกษาทางด้านเทคนิคนั้น มีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาดูความเป็นไปได้ของโครงการ โดยปัจจัยทางด้านเทคนิคนั้นๆ จะเป็นเครื่องบ่งชี้ขนาดของงบประมาณที่ต้องใช้สำหรับการลงทุน และ สำหรับดำเนินการผลิต เพื่อนำไปวิเคราะห์ด้านการเงินต่อไป โดยปัจจัยที่ผู้วิจัยพิจารณามีดังนี้

1. อัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศในด้านเงินลงทุน
2. ค่าเสื่อมราคาของโรงไฟฟ้า
3. ต้นทุนต่อหน่วย

ทั้งนี้การเลือกปัจจัยดังกล่าว ไม่ได้เป็นไปเพื่อให้ได้มาซึ่งโครงการที่ทันสมัยที่สุด แต่เป็นไปเพื่อให้ได้มาซึ่งอัตราผลตอบแทนการลงทุนที่เหมาะสมที่สุดตามที่ได้ตั้งสมมติฐานไว้

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

6.3.3 ด้านการเงิน

ในการพิจารณาเงื่อนไขทางด้านการเงิน จะเกี่ยวข้องกับค่าใช้จ่ายในการลงทุนว่าจะต้องใช้เงินด้านใดบ้าง เป็นจำนวนเท่าไร จะหาแหล่งเงินทุนจากแหล่งใด โครงการนี้จะให้ผลตอบแทนการลงทุนสูงต่ำอย่างไร โดยการศึกษาด้านการเงินนี้เป็นการวิเคราะห์ความสามารถในการทำกำไรของโครงการ ทั้งนี้เพื่อประโยชน์สูงสุดต่อเจ้าของโครงการ ซึ่งปัจจัยที่ใช้ในการพิจารณามีดังนี้

1. โครงสร้างเงินทุน

อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (Debt to Equity ratio : D/E) คือ อัตราส่วนที่นำหนี้สินรวมหารด้วยส่วนของผู้ถือหุ้น อัตราส่วนนี้จะแสดงโครงสร้างเงินทุนของกิจการว่าสินทรัพย์ของกิจการมาจากการกู้ยืม หรือมาจากทุนของกิจการ ถ้าอัตราส่วนนี้สูงมีโอกาสที่กิจการจะไม่สามารถชำระดอกเบี้ยได้สูงตามไปด้วย เนื่องจากหนี้สินที่มากทำให้กิจการมีภาระผูกพันที่ต้องชำระดอกเบี้ยทุกงวดไม่ว่ากิจการนั้นจะกำไรหรือขาดทุน ซึ่งต่างจากส่วนของผู้ถือหุ้นที่หากกิจการขาดทุนอาจจะพิจารณาไม่จ่ายเงินปันผลก็ได้ ดังนั้นในส่วนของการวิเคราะห์ปัจจัยโครงสร้างเงินทุน เราจะพิจารณาที่อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น

2. ต้นทุนเงินทุน

ต้นทุนของเงินทุนนี้จะใช้เป็นอัตราส่วนลด ใช้เพื่อเปรียบเทียบในการตัดสินใจจัดหาแหล่งเงินทุนต่างๆ เนื่องจากโครงการจัดหาเงินทุนมาจากแหล่งต่างๆ ที่มีต้นทุนไม่เท่ากัน จึงต้องใช้ต้นทุนถัวเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักของเงินทุนจากแหล่งเงินทุนต่างๆ ที่จัดหามา โดยไม่ต้องสนใจว่าโครงการลงทุนใด จะใช้เงินทุนจากแหล่งใดโดยเฉพาะ ดังนั้นจึงต้องมีการเฉลี่ยต้นทุนของเงินทุนทั้งจำนวนนั้น โดยการคำนวณต้นทุนของเงินทุนถัวเฉลี่ย WACC (Weighted Average Cost of Capital) ดังนั้นในส่วนของการวิเคราะห์ปัจจัยต้นทุนเงินทุน เราจะพิจารณาต้นทุนของเงินทุนถัวเฉลี่ย ดังนี้คือ

$$WACC = [(1\text{-}Tax) \times \frac{K_d \times D}{(D + E)}] + [\frac{K_e \times E}{(D + E)}] \quad \text{..... สมการที่ 6.1}$$

โดย

WACC = ต้นทุนของเงินทุนถัวเฉลี่ย

Tax = อัตราภาษี

K_d = อัตราต้นทุนเงินทุนของผู้ให้กู้

K_e = อัตราต้นทุนเงินทุนของผู้ถือหุ้น

D = ส่วนของหนี้สิน

E = ส่วนของผู้ถือหุ้น

กำหนดให้

$(1\text{-Tax}) \times K_d$ แทนด้วย C_d

K_e แทนด้วย C_e

แทนลงในสมการที่ 6.1 จะได้

$$WACC = \frac{(C_d \times D)}{(D + E)} + \frac{(C_e \times E)}{(D + E)} \quad \text{..... สมการที่ 6.2}$$

โดย

C_d = ต้นทุนเงินกู้หลังหักภาษี (After Tax Cost of Debt)

C_e = ต้นทุนส่วนของผู้ถือหุ้น (Cost of Equity)

ดังนั้น ปัจจัยที่ใช้วิเคราะห์หาเงื่อนไขทางการเงินนี้ คือ

1. อัตราส่วนหนี้ต่อส่วนของผู้ถือหุ้น
2. ต้นทุนเงินกู้หลังหักภาษี
3. ต้นทุนส่วนของผู้ถือหุ้น

6.4 แบบจำลองที่ใช้ในการวิเคราะห์

ในการวิเคราะห์เงื่อนไขการลงทุนของกรณีศึกษานี้ มีวัตถุประสงค์เพื่อให้ทราบถึงสภาพการณ์ และ ปัจจัยที่เอื้อต่อการลงทุน ที่ส่งผลต่อการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ดังนั้นเพื่อความสะดวกและง่ายต่อการวิเคราะห์ทางผู้วิจัยได้จัดทำแบบจำลองเพื่อคำนวณหาค่าของปัจจัยต่างๆที่ผู้วิจัยศึกษา ณ เงื่อนไขที่ทำให้สภาพการณ์นั้นเอื้อต่อการลงทุน โดยในการจัดทำได้แบ่งส่วนของการคำนวณไว้ 3 ส่วน คือ ส่วนของรายรับ, ส่วนของเงินลงทุน และ ส่วนของรายจ่าย ดังนี้

6.4.1 ส่วนของรายรับ

ในส่วนรายรับของโครงการนี้จะแบ่งออกเป็น 3 ส่วน คือ รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. รายได้จากการขายไฟฟ้าให้ลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรม และรายได้จากการขายไอน้ำ โดยมีรายละเอียดดังนี้

1. รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ.

จากที่ได้กล่าวไปแล้วนั้นว่ารายได้จากการขายไฟฟ้าให้ กฟผ. เกิดจาก ค่าพลังไฟฟ้า ค่าพลังงานไฟฟ้า และ ค่าการประหยัดเชื้อเพลิง ซึ่งสามารถคำนวณได้ดังรายละเอียดต่อไปนี้

- อัตราค่าพลังไฟฟ้า (Capacity Payment)

อัตราค่าพลังไฟฟ้าในเดือน t (CP_t) จะเปลี่ยนแปลงไปจากอัตราค่าพลังไฟฟ้าฐาน (CP_0) ตามการเปลี่ยนแปลงของอัตราแลกเปลี่ยนเงินเหรียญสหรัฐในเดือน t ที่เปลี่ยนแปลงไปจากอัตราแลกเปลี่ยนฐาน (34 บาท/เหรียญสหรัฐ) ตามสูตรดังนี้

$$CP_t = CP_0 [0.50 (FX_t/34)+0.50] \quad \text{..... สมการที่ 6.3}$$

โดย

CP_t = อัตราค่าพลังไฟฟ้าในเดือน t (บาท/กิโลวัตต์/เดือน)

CP_0 = อัตราค่าพลังไฟฟ้าฐาน (บาท/กิโลวัตต์/เดือน)

FX_t = อัตราแลกเปลี่ยนเงินเหรียญสหรัฐถัวเฉลี่ยของอัตราซื้อ และ อัตราขายทางโทรเลข ณ วันทำการสุดท้ายของเดือน t ที่ธนาคารพาณิชย์ใช้ซื้อขายกับลูกค้า ซึ่งประกาศโดยธนาคารแห่งประเทศไทย (บาท/เหรียญสหรัฐ)

สมมติฐาน

ค่าอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศเท่ากันตลอดทุกปีในระยะเวลาโครงการ (ในการวิเคราะห์ทางด้านรายรับ)

กำหนดให้

CP_0 = 420 บาท/กิโลวัตต์/เดือน

FX_{2552} = 33 บาทต่อเหรียญสหรัฐ (ปีฐาน คือ ปี พ.ศ.2552)

ทำการแทนค่าในสมการที่ 5.1 จะได้ว่า

$CP_{2552} = 420 \times [0.50 (33/34) + 0.50]$

CP_{2552} = 413.82 บาท/กิโลวัตต์/เดือน

จากการคำนวณจะได้ว่าอัตราค่าพลังไฟฟ้าที่ใช้ในกรณีศึกษามีค่าเท่ากับ 413.82 บาท/กิโลวัตต์/เดือน

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ลำดับต่อไปจะทำการคำนวณอัตราค่าพลังไฟฟ้าต่อหน่วยของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ซึ่งจะต้องคำนวณมาจากค่าพลังไฟฟ้า ดังนี้

ค่าพลังไฟฟ้า คือ รายรับที่ผู้ผลิตไฟฟ้าจะได้รับรายเดือนเมื่อมีความพร้อมในการเดินเครื่องผลิตไฟฟ้าตามข้อกำหนดตามสัญญาที่ทำไว้กับ กฟผ. โดยมีสมมติฐานในเรื่องแผนในการตรวจซ่อมบำรุง คือ

1. แผนการซ่อมบำรุงนี้ใช้ตลอดอายุโครงการ (25 ปี)
2. แผนการซ่อมบำรุงที่ 2 เป็นการซ่อมบำรุงครั้งใหญ่ ซึ่งจะเกิดทุกๆ 5 ปี

กำหนดให้

แผนการซ่อมบำรุงที่ 1 โรงไฟฟ้าหยุดซ่อมโรงไฟฟ้าไม่เกิน 840 ชั่วโมงใน 1 ปี
แผนการซ่อมบำรุงที่ 2 โรงไฟฟ้าหยุดซ่อมโรงไฟฟ้าไม่เกิน 1080 ชั่วโมงใน 1 ปี

ตารางที่ 6-3 เปอร์เซ็นต์ความพร้อมในการเดินโรงไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

แผนการซ่อมบำรุงที่	ชั่วโมงใน 1 ปี (ชั่วโมง)	ชั่วโมงการหยุดซ่อมบำรุง (ชั่วโมง)	ชั่วโมงความพร้อมในการเดินโรงไฟฟ้า (ชั่วโมง)	% ความพร้อมในการเดินโรงไฟฟ้า
1	8,760	840	7,920	90.41
2*	8,760	1,080	7,680	87.67

หมายเหตุ : * จะเกิดในปีที่ 5, 10, 15, 20 และ 25

การหาค่าพลังไฟฟ้า สามารถหาได้จาก การนำอัตราค่าพลังไฟฟ้ามาคูณด้วยกำลังการผลิตไฟฟ้าในปีนั้นๆ โดยอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ในกรณีศึกษานี้มีค่าเท่ากับ 413.82 บาท/กิโลวัตต์/เดือน ซึ่ง สามารถนำมาคำนวณหาอัตราค่าพลังงานไฟฟ้ารายปี และค่าพลังไฟฟ้าได้ ดังตารางที่ 6-4

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 6-4 การคำนวณหาค่าพลังไฟฟ้า

ปีที่	ความพร้อมในการเดินโรงไฟฟ้าใน 1 ปี	กำลังการผลิตไฟฟ้าที่ผลิตขายให้ กฟผ. (กิโลวัตต์)	อัตราค่าพลังไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์/เดือน)	อัตราค่าพลังไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์/ปี)	ค่าพลังไฟฟ้า (บาท)
1-4	90.41 %	90,000	413.82	4,965.88	404,073,166.80
6-9					
11-14					
16-19					
21-24					
5	87.67 %	90,000	413.82	4,965.88	391,828,525.38
10					
15					
20					
25					

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

หลังจากนั้น ทำการคำนวณหาอัตราค่าพลังไฟฟ้าต่อหน่วยการผลิตของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กนี้ โดย นำค่าพลังไฟฟ้ารายปีมาหารด้วยจำนวนหน่วยการผลิตไฟฟ้ารายปี ดังนั้นก่อนอื่นเราต้องรู้จำนวนหน่วยที่ผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษานี้ก่อน โดยกำหนดให้โรงไฟฟ้ากรณีศึกษานี้ผลิตไฟฟ้าตามการรับประกันซื้อไฟฟ้าขั้นต่ำที่ 80% ของความพร้อมของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ดังแสดงในตารางที่ 6-5 นี้

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 6-5 การหาหน่วยการผลิตไฟฟ้า

ปีที่	ความพร้อมในการเดินโรงไฟฟ้าใน 1 ปี (ชั่วโมง)	กำลังการผลิตไฟฟ้าที่ผลิตขายให้ กฟผ. (กิโลวัตต์)	การสั่งเดินเครื่องผลิตไฟฟ้า	จำนวนหน่วยที่ผลิตไฟฟ้า (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)
1-4	7920	90,000	80 %	570,240,000
6-9				
11-14				
16-19				
21-24				
5	7680	90,000	80 %	552,960,000
10				
15				
20				
25				

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

หลังจากได้หน่วยการผลิตไฟฟ้ามาแล้ว เราสามารถคำนวณหาอัตราค่าพลังไฟฟ้าต่อหน่วยต่อไปได้ ดังตารางที่ 6-6

ตารางที่ 6-6 การคำนวณหาอัตราค่าพลังไฟฟ้าต่อหน่วย

ปีที่	ค่าพลังไฟฟ้า (บาท)	จำนวนหน่วยที่ผลิตไฟฟ้า (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	อัตราค่าพลังไฟฟ้าต่อหน่วย (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)
1-4	404,073,166.80	570,240,000	0.71
6-9			
11-14			
16-19			
21-24			
5	391,828,525.38	552,960,000	0.71
10			
15			
20			
25			

จากการคำนวณจะได้ว่าอัตราค่าพลังไฟฟ้าต่อหน่วยที่ใช้ในกรณีศึกษามีค่าเท่ากับ 0.71 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

- อัตราค่าพลังงานไฟฟ้า

อัตราค่าพลังงานไฟฟ้า ในเดือน t (EP_t) จะเปลี่ยนแปลงเมื่อราคาเชื้อเพลิงในเดือน t เปลี่ยนแปลงไปจากราคาเชื้อเพลิงฐาน (ราคาเดือนกุมภาพันธ์ 2553) ตามสูตรดังนี้

$$EP_t = EP_0 + ES_t \quad \text{..... สมการที่ 6.4}$$

ซึ่ง

$$ES_t = 1/10^6 \times [P_t - P_0] \times \text{Heat Rate} \quad \text{..... สมการที่ 6.5}$$

ดังนั้น จะได้ว่า

$$EP_t = EP_0 + [1/10^6 \times [P_t - P_0] \times \text{Heat Rate}] \quad \text{..... สมการที่ 6.6}$$

โดย

EP_t = อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าในเดือน t (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

EP_0 = อัตราค่าพลังงานไฟฟ้าฐาน (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

ES_t = ค่าตัวประกอบการปรับอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าในเดือน t (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

P_t = ราคาก๊าซธรรมชาติ ที่บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) จำหน่ายให้แก่ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ในเดือน t (บาท/ล้านบีทียู)

P_0 = ราคาก๊าซธรรมชาติ ที่บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) จำหน่ายให้แก่ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ในกุมภาพันธ์ 2553 ซึ่งใช้เป็นราคาฐาน

Heat Rate = อัตราการใช้ความร้อนเฉลี่ย เพื่อการผลิตพลังงานไฟฟ้า

สมมติฐาน

ราคาก๊าซธรรมชาติเท่ากันตลอดทุกปีในระยะเวลาโครงการ (ในการวิเคราะห์ทางด้านรายรับ)

กำหนดให้

EP_0 = 1.85 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

P_0 = 232.61 บาท/ล้านบีทียู

P_{2552} = 237.36 บาท/ล้านบีทียู

Heat Rate = 7950 บีทียู/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

ทำการแทนค่าลงในสมการที่ 6.4

$EP_{2552} = 1.85 + [1/10^6 \times [237.36 - 232.6116] \times 7950]$

$EP_{2552} = 1.89$ บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

จากการคำนวณจะได้ว่าอัตราค่าพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ในกรณีศึกษามีค่าเท่ากับ 1.89 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

- อัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง (Fuel Saving)

อัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง ในเดือน t (FS_t) จะเปลี่ยนแปลงไปจากอัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิงฐาน ตามการเปลี่ยนแปลงของค่าดัชนีที่ใช้ชี้วัดความสามารถในการใช้พลังงานปฐมภูมิในกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อนร่วมกัน ที่ใช้สำหรับเดือน t (PES_t) ตามสูตรดังนี้

$$FS_t = FS_0 \times [PES_t/10] \quad \text{..... สมการที่ 6.7}$$

โดย

FS_t = อัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิงในเดือน t (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

FS_0 = อัตราค่าการประหยัดเชื้อเพลิงฐาน (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)

PES_t = ดัชนีที่ใช้ชี้วัดความสามารถในการใช้พลังงานปฐมภูมิในกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้าและ พลังงานความร้อนร่วมกัน ที่ใช้สำหรับเดือน t

กำหนดให้

FS_0 = 0.36 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

PES_t = ร้อยละ 10*

หมายเหตุ : * ค่า PES สำหรับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่างๆมีค่าที่แตกต่างกัน

ทำการแทนค่าลงในสมการ

FS_{2552} = 0.36 × [10/10]

FS_{2552} = 0.36 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

ดังนั้น อัตราค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิงที่ใช้ในกรณีศึกษามีค่าเท่ากับ 0.36 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

จากหลักการกำหนดอัตราค่าไฟฟ้าในการรับซื้อจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ได้กล่าวมาข้างต้น ลำดับต่อไปจะกล่าวถึงโครงสร้างการรับซื้อไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยรับซื้อ หรือ ในอีกมุมมองหนึ่งก็คือราคาขายไฟฟ้าต่อหน่วยของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กนั่นเอง

$$\text{โครงสร้างราคารับซื้อไฟฟ้า} = CP_t + EP_t + FS_t \quad \text{..... สมการที่ 6.8}$$

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

จาก

CP_{2552} = 0.71 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

EP_{2552} = 1.89 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

FS_{2552} = 0.36 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

ดังนั้นจะได้ว่า

โครงสร้างราคารับซื้อไฟฟ้า = 0.71 + 1.89 + 0.36

= 2.96 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

จากการคำนวณทำให้ทราบว่า โครงสร้างการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ประเภทสัญญา Firm ระบบ Cogeneration ตามข้อกำหนด และ สมมติฐานต่างๆ ของกรณีศึกษานี้ คือ 2.96 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

หลังจากการคำนวณราคารับซื้อไฟฟ้าต่อหน่วยที่ กฟผ. จะรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กนี้แล้ว ลำดับต่อไปจะคำนวณรายได้ที่เกิดจากการรับซื้อไฟฟ้านี้ โดยหาได้จากราคารับซื้อไฟฟ้าต่อหน่วยคูณกับจำนวนหน่วยไฟฟ้าที่ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กผลิตให้กับ กฟผ. รายปี ซึ่งตั้งอยู่บนสมมติฐานว่า ศูนย์ควบคุมระบบกำลังไฟฟ้า ของ กฟผ. ต้องสั่งเดินเครื่องโรงไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กไม่ต่ำกว่า 80% ของความพร้อมของการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (จากระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก) โดยรายได้ที่เกิดจากขายไฟฟ้าให้ กฟผ. แสดงดังตารางที่ 6-7 นี้

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 6-7 รายได้ที่เกิดจากขายไฟฟ้าให้ กฟผ.

ปีที่	ราคารับซื้อไฟฟ้าต่อหน่วย (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	จำนวนหน่วยที่ผลิตไฟฟ้า (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	รายได้จากการขายไฟฟ้าให้ กฟผ. (บาท)
1-4	2.96	570,240,000	1,685,796,670.82
6-9			
11-14			
16-19			
21-24			
5		552,960,000	1,634,711,923.22
10			
15			
20			
25			

2. รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรม

รายได้ในส่วนนี้จะคิดคำนวณมาจาก ค่าไฟฟ้าต่อหน่วยที่ได้ตกลงทำสัญญาไว้กับลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรมนั้นๆ

สมมติฐาน

(1) ค่าไฟฟ้าต่อหน่วยที่ได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรมคิดคำนวณจากรายได้ต่อหน่วยที่ขายให้แก่ กฟผ.

(2) การผลิตไฟฟ้าให้กับลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรมจะทำการผลิตไปพร้อมๆกับการผลิตไฟฟ้าขายให้แก่ กฟผ. ดังนั้น สมมติฐานในเรื่องการผลิตไฟฟ้าจึงใช้เช่นเดียวกับที่ใช้กับ กฟผ.

จากสมมติฐานที่ว่า ค่าไฟฟ้าต่อหน่วยที่ได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรมคิดคำนวณจากรายได้ต่อหน่วยที่ขายให้แก่ กฟผ. ดังนั้น สามารถคำนวณหาค่าไฟฟ้าต่อหน่วยจากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรมได้ดังแสดงในตารางที่ 6-8 นี้

ตารางที่ 6-8 การคำนวณหารายได้ต่อหน่วยจากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าภายในนิคม

ปีที่	รายได้จากการขายไฟฟ้าให้ กฟผ. (บาท)	จำนวนหน่วยที่ผลิตไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	รายได้ต่อหน่วยจากการขายไฟฟ้าให้ กฟผ. (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)
1-4	1,685,796,670.82	570,240,000	2.96
6-9			
11-14			
16-19			
21-24			
5	1,634,711,923.22	552,960,000	2.96
10			
15			
20			
25			

จากการคำนวณทำให้ทราบว่า ค่าไฟฟ้าต่อหน่วยจากการขายไฟฟ้าให้แก่ลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรม คือ 2.96 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง

และ จากสมมติฐานที่ว่า การผลิตไฟฟ้าให้กับลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรมจะทำการผลิตไปพร้อมๆกับการผลิตไฟฟ้าขายให้แก่ กฟผ. ดังนั้น สามารถคำนวณหาหน่วยการผลิตไฟฟ้าที่ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจะผลิตให้แก่ลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรม ดังแสดงในตารางที่ 6-9 นี้

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 6-9 การหาหน่วยการผลิตไฟฟ้าที่ผลิตไฟฟ้าขายให้กับลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรม

ปีที่	ความพร้อมในการเดินโรงไฟฟ้าใน 1 ปี* (ชั่วโมง)	กำลังการผลิตไฟฟ้าที่ผลิตขายให้ลูกค้า (กิโลวัตต์)	การสั่งเดินเครื่องผลิตไฟฟ้า *	จำนวนหน่วยที่ผลิตไฟฟ้า (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)
1-4	7920	15,000	80 %	95,040,000
6-9				
11-14				
16-19				
21-24				
5	7680	15,000	80 %	92,160,000
10				
15				
20				
25				

หมายเหตุ : * สมมติฐานเดียวกันกับการผลิตไฟฟ้าขายไฟฟ้าให้ กฟผ.

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

หลังจากการคำนวณได้ค่าไฟฟ้าต่อหน่วยจากการขายไฟฟ้าให้ลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรม และ หน่วยการผลิตไฟฟ้ามาแล้ว เราสามารถคำนวณหารายได้จากการขายไฟฟ้าให้ลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรมต่อไปได้ ดังตารางที่ 6-10

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 6- 10 การคำนวณหารายได้จากการขายไฟฟ้าให้ลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรม

ปีที่	ค่าไฟฟ้าต่อหน่วยจากการขายไฟฟ้าให้ลูกค้าภายในนิคม (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	จำนวนหน่วยที่ผลิตไฟฟ้า (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	รายได้จากการผลิตไฟฟ้าให้กับลูกค้าภายในนิคม (บาท)
1-4	2.96	95,040,000	280,966,111.80
6-9			
11-14			
16-19			
21-24			
5		92,160,000	272,451,987.20
10			
15			
20			
25			

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

3. รายได้จากการขายไอน้ำ

รายได้ในส่วนนี้จะคิดคำนวณมาจาก ปริมาณการขายไอน้ำให้แก่ลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรม โดยมีสมมติฐาน คือปริมาณไอน้ำที่ผลิตมาเพื่อขายให้กับลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรมเป็นผลพลอยได้จากการผลิตไฟฟ้า ซึ่งมีอัตราการเดินเครื่องผลิตไอน้ำเป็น 65% ของอัตราการเดินเครื่องผลิตไฟฟ้า ซึ่งแสดงการคำนวณปริมาณไอน้ำที่ผลิตได้ดัง ตารางที่ 6-11

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 6-11 การหาปริมาณไอน้ำ

ปีที่	ความพร้อมในการเดินโรงไฟฟ้าใน 1 ปี* (ชั่วโมง)	อัตราการเดินเครื่องผลิตไฟฟ้า*	ชั่วโมงในการผลิตไฟฟ้า (ชั่วโมง)	อัตราการเดินเครื่องผลิตไอน้ำ	ชั่วโมงในการผลิตไอน้ำ (ชั่วโมง)	ปริมาณไอน้ำที่ผลิตได้ (ตัน)
1-4	7,920	80 %	6,336	65%	4,118.40	61,776.00
6-9						
11-14						
16-19						
21-24						
5	7,680	80 %	6,144	65%	3,993.60	59,904.00
10						
15						
20						
25						

หมายเหตุ : * สมมติฐานเดียวกันกับการผลิตไฟฟ้าขายไฟฟ้าให้ กฟผ.

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

หลังจากการคำนวณปริมาณการผลิตไอน้ำได้แล้วนั้น เราสามารถคำนวณหารายได้จากการขายไอน้ำให้ลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรมต่อไปได้ ดังตารางที่ 6-12

ตารางที่ 6-12 การคำนวณหารายได้จากการขายไอน้ำให้ลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรม

ปีที่	**ราคาขายไอน้ำ (บาท/ตัน)**	**ปริมาณไอน้ำที่ผลิตได้ (ตัน)**	**รายได้จากการผลิตไอน้ำให้กับลูกค้าภายในนิคม (บาท)**
1-4	550	61,776.00	33,976,800.00
6-9			
11-14			
16-19			
21-24			
5		59,904.00	32,947,200.00
10			
15			
20			
25			

ดังที่ได้กล่าวเอาไว้ว่ารายได้ของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก เกิดจาก 3 ส่วน คือ รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ., รายได้จากการขายไฟฟ้าให้ลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรม และรายได้จากการขายไอน้ำ ตารางที่ 6-13 นี้ จะแสดงถึงรายได้ที่ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กนี้ได้รับ

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 6-13 รายได้ของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

ปีที่	รายได้จากการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. (บาท)	รายได้จากการผลิตไฟฟ้าให้กับลูกค้าภายในนิคม (บาท)	รายได้จากการผลิตไอน้ำให้กับลูกค้าภายในนิคม (บาท)	รายได้ของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (บาท)
1-4	1,685,796,670.82	280,966,111.80	33,976,800.00	2,000,739,583.00
6-9				
11-14				
16-19				
21-24				
5	1,634,711,923.22	272,451,987.20	32,947,200.00	1,940,111,110.00
10				
15				
20				
25				

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

6.4.2 **ส่วนของเงินลงทุน**

ในส่วนเงินลงทุนของโครงการกรณีศึกษานี้จะแบ่งออกเป็น 2 ส่วน คือ ค่าเครื่องจักรและอุปกรณ์ และ ค่าก่อสร้าง ติดตั้ง และทดลอง ดังนี้

1. ค่าเครื่องจักร และ อุปกรณ์

ในวิทยานิพนธ์นี้ ส่วนของค่าเครื่องจักร และอุปกรณ์คิดคำนวณมาจากค่าเสื่อมราคาของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษา (ซึ่งในปีฐานมีค่าเสื่อมราคา คือ 0.12 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง) คูณกับจำนวนหน่วยการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษานี้ ซึ่งมีค่าเท่ากับ 21,648,000,000 กิโลวัตต์-ชั่วโมง ดังนั้นจะได้ค่าการลงทุน ในส่วนของค่าเครื่องจักรและอุปกรณ์ คือ 2,624,663,771.35 บาท โดยแบ่งเป็นเงินตราต่างประเทศ 1,661,549,986 บาท (63.31 %) และเงินบาท 963,113,786 บาท (36.69 %)

2. ค่าก่อสร้าง ติดตั้ง และทดลอง

ในส่วนนี้ทางผู้วิจัยตั้งสมมติฐานให้เป็นเงินบาท ไม่มีส่วนของเงินตราต่างประเทศเข้ามาเกี่ยวข้อง ซึ่งมีค่าใช้จ่ายดังตารางที่ 6-14 ดังนี้

ตารางที่ 6-14 ค่าก่อสร้าง ติดตั้ง และทดลอง

ค่าใช้จ่าย	**ล้านบาท**
ค่าใช้จ่ายในการก่อสร้างโยธา	400
ค่าติดตั้งและทดสอบอุปกรณ์	400
ค่าออกแบบวางแผน และ ควบคุมงาน	100
เงินสำรองเผื่อขาด	200
เงินสำรองเผื่ออัตราเงินเฟ้อ	200
รวม	**1,300**

ดังนั้น เงินลงทุนรวมของโครงการโรงไฟฟ้ากรณีศึกษานี้เป็นดังตารางที่ 6-15 นี้

ตารางที่ 6-15 **เงินลงทุนของโครงการ**

ค่าเครื่องจักร และ อุปกรณ์ (บาท)	**ค่าก่อสร้าง ติดตั้ง และทดลอง (บาท)**	**เงินลงทุน (บาท)**
2,624,663,771.35	1,300,000,000.00	3,924,663,771

6.4.3 ส่วนของรายจ่าย

ในส่วนนี้จะมีต้นทุนต่อหน่วยการผลิตไฟฟ้าเท่ากับ 1.99 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง (ยกมาจากตารางที่ 5-8 ต้นทุนของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กแยกตามกระบวนการผลิตไฟฟ้า) เมื่อเราหาค่าต้นทุนต่อหน่วยของการผลิตไฟฟ้าได้แล้ว เราสามารถหาค่ารายจ่ายที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าได้ดังนี้

- หาจำนวนหน่วยไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้ากรณีศึกษานี้ต้องผลิตทั้งหมด

ตารางที่ 6-16 การหาจำนวนหน่วยผลิตไฟฟ้า

ปีที่	ผลิตไฟฟ้าขายให้กับ กฟผ. (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	ผลิตไฟฟ้าขายให้กับลูกค้าในนิคมฯ (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	ผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้เองในโรงไฟฟ้า (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	รวมหน่วยผลิตไฟฟ้าทั้งหมด (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)
1-4	570,240,000	95,040,000	31,680,000	696,960,000
6-9				
11-14				
16-19				
21-24				
5	552,960,000	92,160,000	30,720,000	675,840,000
10				
15				
20				
25				

หมายเหตุ : ใช้สมมติฐานเดียวกับการคำนวณทางด้านรายรับ

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

- นำต้นทุนต่อหน่วยมาคูณกับจำนวนหน่วยผลิตไฟฟ้าทั้งหมด

ตารางที่ 6-17 การหารายจ่ายที่เกิดจากการผลิตไฟฟ้า

ปีที่	ต้นทุนต่อหน่วย (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	รวมหน่วยผลิตไฟฟ้า (กิโลวัตต์-ชั่วโมง)	รายจ่ายที่เกิดจากการผลิตไฟฟ้า (บาท)
1-4	1.99	696,960,000	1,282,000,896
6-9			
11-14			
16-19			
21-24			
5		675,840,000	1,239,972,096
10			
15			
20			
25			

ดังที่ได้กล่าวไว้ตอนต้นว่าส่วนการคำนวณของแบบจำลองนี้ประกอบด้วย 3 ส่วน คือ รายรับ เงินลงทุน และ รายจ่าย เมื่อทำการคำนวณทั้ง 3 ส่วนนี้สำเร็จแล้ว จะทำการสร้างแบบจำลองโดยใช้ตัวชี้วัดทางการเงินมาเป็นเกณฑ์เพื่อวิเคราะห์เงื่อนไขในการลงทุน

6.4.4 ตัวชี้วัดทางการเงินที่สำคัญ

ในการตัดสินใจว่าจะเลือกลงทุนในโครงการลงทุนใหม่หรือไม่นั้น จะเน้นกระแสเงินสดของโครงการลงทุน ซึ่งกระแสเงินสดของโครงการลงทุนนั้นจะเป็นสิ่งที่แสดงให้เห็นถึงประโยชน์ที่จะได้รับจากการตัดสินใจของโครงการลงทุนนั้น ซึ่งวิธีการที่ใช้เป็นตัวชี้วัดทางการเงินเพื่อประเมินโครงการลงทุนประกอบด้วย การคำนวณมูลค่าของเงินสุทธิ (Net Present Value : NPV) วิธีระยะเวลาคืนทุน (Payback Period : PB) และ อัตราผลตอบแทนโครงการ (Internal Rate of Return : IRR) ดังนี้

1. มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการ (Net Present Value ; NPV)

คือ มูลค่าที่เหลืออยู่หลังจากโครงการได้คืนต้นทุนเชิงเศรษฐศาสตร์ทั้งหมดแล้ว คำนวณได้จากการนำค่ากระแสเงินสดสุทธิของแต่ละปี (ตลอดอายุโครงการ) มาเทียบให้เป็น

มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดสุทธิโดยใช้อัตราส่วนลดที่กำหนดขึ้น ในที่นี้ใช้ต้นทุนของเงินทุนถัวเฉลี่ย (WACC) กระแสเงินสดสุทธิที่จะนำมาเทียบเป็นมูลค่าปัจจุบันจะคำนวณตั้งแต่ปีที่คาดว่าจะเริ่มดำเนินการ ซึ่งสามารถคำนวณได้ดังนี้

$$NPV = -\text{Net Initial Investment} + \frac{FCF_1}{(1+r)^1} + \frac{FCF_2}{(1+r)^2} + \ldots + \frac{FCF_3}{(1+r)^t} \quad \text{สมการที่ 6.9}$$

โดย

r = ต้นทุนของเงินทุนถัวเฉลี่ย (WACC)

t = อายุของโครงการ (ปี)

FCF = กระแสเงินสดสุทธิ (บาท)

เกณฑ์ในการตัดสินใจ ของวิธีนี้คือ ถ้าในกรณีที่มูลค่าปัจจุบันสุทธิเท่ากับ 0 หรือมากกว่า จะรับโครงการลงทุนนั้น หรือ กล่าวอีกนัยหนึ่ง คือ จะรับโครงการลงทุนที่มีมูลค่าปัจจุบันของเงินสดรับเท่ากับหรือมากกว่ามูลค่าปัจจุบันของเงินสดจ่ายนั่นเอง แต่ถ้ามูลค่าปัจจุบันสุทธิเป็นลบแล้ว แสดงว่าโครงการนั้นไม่คุ้มกับการลงทุน

2. อัตราผลตอบแทนการลงทุน (Internal Rate of Return ; IRR)

คือ อัตราผลตอบแทนการลงทุน เป็นอัตราส่วนลดที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดรับ เท่ากับ มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดจ่าย ซึ่งหมายถึงมูลค่าปัจจุบันสุทธิเท่ากับศูนย์ โดยที่ผลลัพธ์ที่ได้จะมีหน่วยเป็นเปอร์เซ็นต์

ขั้นตอนในการคำนวณหาอัตราผลตอบแทนการลงทุนนี้ เหมือนกับการคำนวณหามูลค่าปัจจุบันสุทธิ เราจะใช้สมการในการคำนวณเหมือนที่ได้กล่าวไปในหัวข้อมูลค่าปัจจุบันสุทธิ แต่แทนที่จะกำหนดอัตราดอกเบี้ยขึ้นมา เราจะหาอัตราดอกเบี้ยที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันสุทธิเป็นศูนย์ อัตราดอกเบี้ยที่เราหาได้นี้ เรียกว่าอัตราผลตอบแทนการลงทุน หรือ IRR นั่นเอง และจะเป็นตัวเลขที่สามารถบอกผลกำไรของโครงการได้อีกด้วย

$$NPV = 0 = -\text{Net Initial Investment} + \frac{FCF_1}{(1+IRR)^1} + \frac{FCF_2}{(1+IRR)^2} + \ldots + \frac{FCF_3}{(1+IRR)^t} \quad \text{สมการที่ 6.10}$$

โดย

IRR = อัตราผลตอบแทนของโครงการ (%)

t = อายุของโครงการ (ปี)

FCF = กระแสเงินสดสุทธิ (บาท)

เกณฑ์ในการตัดสินใจ จากอัตราผลตอบแทนการลงทุนที่คำนวณได้ ให้นำไปเปรียบเทียบกับอัตราผลตอบแทนขั้นต่ำที่โครงการจะยอมรับการลงทุนได้ หรือ อัตราดอกเบี้ยของสถาบันการเงิน ถ้าอัตราผลตอบแทนการลงทุนที่คำนวณได้มีค่ามากกว่า ถือเป็นโครงการที่คุ้มค่าต่อการลงทุน กล่าวอีกนัยหนึ่งคือ เลือกโครงการลงทุนที่ให้ค่า IRR สูงสุด และ มีค่ามากกว่าค่า WACC

3. ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period : PB)

คือ จำนวนปีในการดำเนินการ ซึ่งจะทำให้ผลกำไรที่ได้รับในแต่ละปีรวมกันรวมแล้วมีค่าเท่ากับจำนวนเงินลงทุนเริ่มแรก (ผลกำไร ในที่นี้ คือ กำไรสุทธิหลังหักภาษี + ดอกเบี้ย + ค่าเสื่อมราคา)

การทราบระยะเวลาคืนทุน จะเป็นประโยชน์ในด้านการวิเคราะห์ความเสี่ยง ซึ่งมีส่วนเกี่ยวข้องกับสถานการณ์ทางการเมืองในประเทศที่จะลงทุน หรือ ในอุตสาหกรรมซึ่งเทคโนโลยีใหม่ๆเกิดขึ้นเร็วมาก ระยะเวลาคืนทุนไม่ได้เป็นตัววัดความสามารถในการสร้างกำไรของโครงการ แต่จะชี้ให้เห็นถึงสภาพคล่องของโครงการเท่านั้น

6.4.5 การสร้างแบบจำลอง

ในการสร้างแบบจำลองนี้ทำโดยสร้างความสัมพันธ์ระหว่างรายรับ, เงินลงทุน และรายจ่าย โดยใช้มูลค่าปัจจุบันสุทธิในการวิเคราะห์ และอัตราผลตอบแทนการลงทุนเป็นเงื่อนไขที่ใช้พิจารณา ค่าปัจจัยต่างๆที่สามารถวิเคราะห์ได้จากแบบจำลองนี้ มีดังนี้

1. ราคาจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. (P_{EGAT}) : การตลาด
2. ราคาจำหน่ายไฟฟ้าให้ลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรม ($P_{นิคม}$) : การตลาด
3. ปริมาณที่ผลิตไฟฟ้าให้ กฟผ. (Q_{EGAT}) : การตลาด
4. ปริมาณที่ผลิตไฟฟ้าให้ลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรม ($Q_{นิคม}$) : การตลาด
5. อัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศในด้านเงินลงทุน (FX_{INV}) : เทคนิค
6. ต้นทุนต่อหน่วย (U_{cost}) : เทคนิค
7. ค่าเสื่อมราคาของโรงไฟฟ้า (DP) : เทคนิค
8. อัตราส่วนหนี้ต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (D/E) : การเงิน
9. ต้นทุนเงินกู้หลังหักภาษี (C_d) : การเงิน
10. ต้นทุนส่วนของผู้ถือหุ้น (C_e) : การเงิน

จากกรณีโรงไฟฟ้าตัวอย่างนี้ เมื่อใส่ค่าปัจจัยต่างๆในปีฐานเข้าไปในแบบจำลองให้ค่าออกมาดังตารางที่ 6-18 นี้

กำหนดให้

1. P_{EGAT} ณ ปี 2552 = 2.96 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง
2. $P_{นิคม}$ ณ ปี 2552 = 2.96 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง
3. Q_{EGAT} ณ ปี 2552 = 90 เมกะวัตต์
4. $Q_{นิคม}$ ณ ปี 2552 = 15 เมกะวัตต์
5. FX_{INV} ณ ปี 2552 = 33 บาท/เหรียญสหรัฐ
6. U_{cost} ณ ปี 2552 = 1.94 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง
7. DP ณ ปี 2552 = 0.12 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง
8. D/E ณ ปี 2552 = 75 : 25
9. C_d ณ ปี 2552 = 6.5 %
10. C_e ณ ปี 2552 = 10 %

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 6-18 การวิเคราะห์ NPV IRR และ ระยะเวลาคืนทุน ของโรงไฟฟ้ากรณีศึกษา

หน่วย : ล้านบาท

ปีที่	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
In Cash Flow	-	2,000.74	2,000.74	2,000.74	2,000.74	1,940.11	2,000.74	2,000.74	2,000.74	2,000.74
Out Cash Flow	3,923.74	1,352.10	1,352.10	1,352.10	1,352.10	1,311.13	1,352.10	1,352.10	1,352.10	1,352.10
Net Cash Flow	(3,923.74)	648.64	648.64	648.64	648.64	628.98	648.64	648.64	648.64	648.64
Net Present Value (NPV)	(3,923.74)	604.09	562.59	523.95	487.97	440.68	423.24	394.17	367.09	341.88
NPV สะสม	(3,923.74)	(3,319.65)	(2,757.06)	(2,233.10)	(1,745.14)	(1,304.46)	(881.22)	(487.06)	(119.96)	221.92
IRR (%)	16.13 %									

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

หน่วย : ล้านบาท

ปีที่	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19
In Cash Flow	1,940.11	2,000.74	2,000.74	2,000.74	2,000.74	1,940.11	2,000.74	2,000.74	2,000.74	2,000.74
Out Cash Flow	1,311.13	1,352.10	1,352.10	1,352.10	1,352.10	1,311.13	1,352.10	1,352.10	1,352.10	1,352.10
Net Cash Flow	628.98	648.64	648.64	648.64	648.64	628.98	648.64	648.64	648.64	648.64
Net Present Value (NPV)	308.75	296.53	276.16	257.19	239.53	216.32	207.75	193.49	180.20	167.82
NPV สะสม	530.66	827.19	1,103.36	1,360.55	1,600.08	1,816.39	2,024.15	2,217.63	2,397.83	2,565.65
IRR (%)	16.13 %									

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

หน่วย : ล้านบาท

ปีที่	20	21	22	23	24	25
In Cash Flow	1,940.11	2,000.74	2,000.74	2,000.74	2,000.74	1,940.11
Out Cash Flow	1,311.13	1,352.10	1,352.10	1,352.10	1,352.10	1,311.13
Net Cash Flow	628.98	648.64	648.64	648.64	648.64	628.98
Net Present Value (NPV)	151.56	145.56	135.56	126.25	117.58	106.18
NPV สะสม	2,717.21	2,862.76	2,998.32	3,124.57	3,242.15	3,348.33
IRR (%)	16.13 %					

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

จากตาราง 6-18 สามารถสรุปได้ว่า โครงการโรงไฟฟ้ากรณีศึกษานี้คุ้มค่ากับการลงทุน เนื่องจาก

- มูลค่าปัจจุบันของโครงการ 3,348.33 ล้านบาท
- อัตราผลตอบแทนขั้นต่ำ 16.13 %
- ระยะเวลาคืนทุน 9 ปี

ซึ่งตรงตามเกณฑ์การตัดสินใจของดัชนีชี้วัดทางการเงินที่สำคัญที่ได้กล่าวไว้

และจากกรณีศึกษานี้ได้กำหนดให้ ต้นทุนเงินกู้ลังหักภาษี มีค่าเท่ากับ 6.5% และ ต้นทุนส่วนของผู้ถือหุ้น มีค่าเท่ากับ 10% ดังนั้น จะสามารถคำนวณค่า WACC ได้ดังต่อไปนี้

จากสมการ 6.2 แทนค่า ได้

$$WACC = \frac{(6.5\% \times 75)}{100} + \frac{(10\% \times 25)}{100}$$

$$= 7.38\ \%$$

ซึ่งตรงตามเกณฑ์การตัดสินใจของดัชนีชี้วัดทางการเงินที่สำคัญที่ได้กล่าวไว้เช่นกัน และ ค่าของต้นทุนของเงินทุนถัวเฉลี่ย WACC ที่คำนวณได้ คือ 7.38% ซึ่งเราจะใช้ในการหามูลค่าของตัวชี้วัดทางการเงินที่สำคัญต่อไป

6.5 การวิเคราะห์ปัจจัยที่มีผลต่อเงื่อนไขในการลงทุน

เงื่อนไขของกรณีศึกษานี้ คือ โครงการที่ทำขึ้นมาแล้วมีอัตราผลตอบแทนการลงทุนขั้นต่ำมากกว่าอัตราผลตอบแทนการลงทุนของโรงไฟฟ้าตัวอย่าง ซึ่งมีค่าเท่ากับ 9.53 % (จากโรงไฟฟ้าตัวอย่าง : เป็นโรงไฟฟ้าแห่งหนึ่งที่ผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration โดยใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง) โดยมีขั้นตอนการวิเคราะห์แบ่งเป็น 2 กรณี ดังนี้

กรณีที่ 1 ขั้นตอนในการวิเคราะห์ปัจจัยทางด้านการตลาด และ ปัจจัยทางด้านเทคนิค

กรณีที่ 2 ขั้นตอนในการวิเคราะห์ปัจจัยทางด้านการเงิน

กรณีที่ 1 ขั้นตอนในการวิเคราะห์ปัจจัยทางด้านการตลาด และ ปัจจัยทางด้านเทคนิค

1. กำหนดเงื่อนไขเบื้องต้น คือ ให้อัตราผลตอบแทนการลงทุนขั้นต่ำของโครงการกรณีศึกษามากกว่าหรือเท่ากับอัตราผลตอบแทนการลงทุนของโรงไฟฟ้าตัวอย่าง

IRR ของโครงการกรณีศึกษา > IRR ของโรงไฟฟ้าตัวอย่าง

IRR ของโครงการกรณีศึกษา > 9.53 % .....สมการที่ 6.11

2. จากสมการที่ 6.11 จะได้สมการที่เป็นเงื่อนไขเบื้องต้นในการลงทุน ซึ่งสามารถนำไปใช้สำหรับกรณีพิจารณาปัจจัยด้านการตลาด และ ปัจจัยทางด้านเทคนิค ได้โดยทำการหาค่า IRR ของโครงการในกรณีต่างๆ จาก แบบจำลอง และ ตรวจสอบดูว่ามีค่ามากกว่า 9.53 % หรือไม่ ถ้ามากกว่า หมายความว่า สภาพการณ์ ณ สถานการณ์นั้นสามารถลงทุนได้
3. ทำการวิเคราะห์หา IRR ของโครงการในแต่ละปัจจัยเพื่อหาเงื่อนไขในการลงทุนของแต่ละตัวโดย กำหนดปีฐานเป็นปี 2552 (สามารถเปลี่ยนปีฐานเป็นปีอื่นได้ตามแต่สถานการณ์ที่เหมาะสม)

ในการวิเคราะห์ปัจจัยทางด้านการตลาด และ ปัจจัยทางด้านเทคนิค ทำได้โดยการแทนค่าปัจจัยตัวอื่นๆ ที่นอกเหนือจากปัจจัยที่เราสนใจ เป็นค่าในปีฐาน (ปี พ.ศ.2552) ส่วนทางด้านปัจจัยตัวที่สนใจให้ทำการเปลี่ยนแปลงค่าของปัจจัยนั้นๆจนกระทั่งตรงตามเงื่อนไขในสมการที่ 6.11 ซึ่งจากการวิเคราะห์ และ คำนวณ สามารถสรุปเงื่อนไขการลงทุนทางด้านต่างๆที่ทำให้สภาพการณ์เอื้อต่อการลงทุน ได้ดังนี้

6.5.1 ด้านการตลาด

ในการพิจารณาเงื่อนไขการลงทุนทางด้านการตลาด ของโครงการโรงไฟฟ้ากรณีศึกษา จะแยกพิจารณาเป็น 4 ปัจจัย คือ ราคาจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ., ราคาจำหน่วยไฟฟ้าให้ลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรม, ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตเพื่อขายให้กับ กฟผ. และ ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตเพื่อขายให้กับลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรม มีรายละเอียดดังนี้

1. ราคาจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ.

จากการวิเคราะห์ราคาจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. ทำให้ทราบว่าราคาจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. ที่ทำให้สภาพการณ์เอื้อต่อการลงทุน ณ ค่าอ้างอิงที่ IRR เท่ากับ 9.53% คือ ราคาจำหน่ายต้องมากกว่า 2.38 บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ถึงจะทำให้โครงการมีค่า IRR > 9.53%

2. ราคาจำหน่ายไฟฟ้าให้ลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรม

จากการวิเคราะห์ราคาจำหน่ายไฟฟ้าให้ลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรมทำให้ทราบว่าราคาจำหน่ายไฟฟ้าให้ลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรมมีผลกระทบน้อยมากกับค่า IRR ส่งผลให้ปัจจัยนี้ไม่เป็นเงื่อนไขต่อสภาพการณ์ที่เอื้อต่อการลงทุน ณ ค่าอ้างอิงที่ IRR เท่ากับ 9.53%

3. ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตเพื่อขายให้กับ กฟผ.

จากข้อกำหนดของการผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กที่ว่า จะสามารถขายไฟฟ้าให้กับ กฟผ. ได้ไม่เกิน 90 เมกะวัตต์ ดังนั้น จะทำการเปลี่ยนแปลงค่าปริมาณการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. ให้อยู่ในช่วงที่ไม่เกิน 90 เมกะวัตต์ ซึ่งจากการวิเคราะห์ทำให้ทราบว่าปริมาณการขายไฟฟ้าที่ขายแก่ กฟผ. ที่ทำให้สภาพการณ์เอื้อต่อการลงทุน ณ ค่าอ้างอิงที่ IRR เท่ากับ 9.53%ของกรณีศึกษานี้ คือ ต้องทำการขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. ต้องมากกว่า 45.13 เมกะวัตต์ ถึงจะทำให้โครงการมีค่า IRR > 9.53%

4. ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตเพื่อขายให้กับลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรม

จากการวิเคราะห์ทำให้ทราบว่าปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตเพื่อขายให้กับลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรมมีผลกระทบน้อยมากกับค่า IRR ส่งผลให้ปัจจัยนี้ไม่เป็นเงื่อนไขต่อสภาพการณ์ที่เอื้อต่อการลงทุน ณ ค่าอ้างอิงที่ IRR เท่ากับ 9.53%

เนื่องจาก โครงการกรณีศึกษานี้ได้กำหนดให้เป็นโรงไฟฟ้าขนาด 110 เมกะวัตต์ ถ้าผลิตไฟฟ้าขายให้แก่ กฟผ. 90 เมกะวัตต์ แล้ว จะทำให้สามารถผลิตไฟฟ้าให้กับลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรมได้ไม่เกิน 15 เมกะวัตต์ ดังนั้น จะทำการเปลี่ยนแปลงค่าปริมาณการขายไฟฟ้าให้กับลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรม ให้อยู่ในช่วงที่ไม่เกิน 15 เมกะวัตต์ ซึ่งเมื่อแทนค่าปัจจัยปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตเพื่อขายให้กับลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรม เท่ากับ 0 เมกะวัตต์ เพื่อหาค่า IRR ของโครงการกรณีศึกษา IRR ที่เกิดจากการคำนวณนี้มีค่าเท่ากับ 15.78% ซึ่งเมื่อเทียบกับ IRR ของโรงไฟฟ้าตัวอย่าง (9.53%) ยังเป็นสภาพการณ์ที่เอื้อต่อการลงทุนอยู่ดี

6.5.2 ด้านเทคนิค

ในด้านการเทคนิคนี้ มีตัวแปรที่สำคัญต่อการพิจารณาแบ่งย่อยลงไปอีก 6 ปัจจัย คือ อัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศในด้านเงินลงทุน (FX_{INV}) ต้นทุนต่อหน่วย (U_{cost}) และ ค่าเสื่อมราคาของโรงไฟฟ้า (DP) ดังนี้

1. อัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศในด้านเงินลงทุน

อัตราแลกเปลี่ยนเงินเหรียญสหรัฐถัวเฉลี่ยของอัตราซื้อ และ อัตราขายทางโทรเลข ณ วันทำการสุดท้ายของเดือน t ที่ธนาคารพาณิชย์ใช้ซื้อขายกับลูกค้า ซึ่งประกาศโดยธนาคารแห่งประเทศไทย หรือ FX_t ซึ่ง จากการวิเคราะห์ทำให้ทราบว่าอัตราแลกเปลี่ยนที่ทำให้สภาพการณ์เอื้อต่อการลงทุน ณ ค่าอ้างอิงที่ IRR เท่ากับ 9.53% คือ ค่าอัตราแลกเปลี่ยนต้องไม่เกิน 94.56 บาทต่อเหรียญสหรัฐ ถึงจะทำให้โครงการมีค่า IRR > 9.53%

2. ต้นทุนต่อหน่วย

จากการวิเคราะห์ทำให้ทราบว่าต้นทุนต่อหน่วย ที่ทำให้สภาพการณ์เอื้อต่อการลงทุน ณ ค่าอ้างอิงที่ IRR เท่ากับ 9.53% ของกรณีศึกษานี้ คือ ค่าการผลิตไฟฟ้าต้องมีค่าไม่เกิน 2.27 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง ถึงจะทำให้โครงการมีค่า IRR > 9.53%

3. ค่าเสื่อมราคาของโรงไฟฟ้า

จากการวิเคราะห์ทำให้ทราบว่าค่าเสื่อมราคา ที่ทำให้สภาพการณ์เอื้อต่อการลงทุน ณ ค่าอ้างอิงที่ IRR เท่ากับ 9.53% ของกรณีศึกษานี้ คือ ค่าเสื่อมราคาต้องมีค่าไม่เกิน 0.27 บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง ถึงจะทำให้โครงการมีค่า IRR > 9.53%

6.5.3 ด้านการเงิน

ในการพิจารณาเงื่อนไขการลงทุนทางด้านการเงิน ของโครงการโรงไฟฟ้ากรณีศึกษา จะแยกพิจารณาเป็น 3 ปัจจัย คือ อัตราส่วนหนี้ต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (D/E), ต้นทุนเงินกู้หลังหักภาษี (C_d), ต้นทุนส่วนของผู้ถือหุ้น (C_e)

ทางด้านการเงินนี้มีวิธีวิเคราะห์ที่แตกต่างจากการวิเคราะห์ทางด้านการตลาด และการวิเคราะห์ทางด้านเทคนิค ดังขั้นตอนต่อไปนี้

กรณีที่ 2 ขั้นตอนในการวิเคราะห์ปัจจัยทางด้านการเงิน

1. เนื่องจาก เกณฑ์การตัดสินใจเลือกลงทุนโครงการใดๆตามวิธีการหาอัตราการลงทุนขั้นต่ำกล่าวไว้ว่า จะเลือกลงทุนโครงการลงทุนที่ให้ค่า IRR สูงสุด และ มีค่ามากกว่าค่าต้นทุนของเงินทุนถัวเฉลี่ย (WACC) ดังนั้น จึงสามารถกำหนดเงื่อนไขเบื้องต้นได้ คือ ให้ WACC ของโครงการกรณีศึกษา มีค่าน้อยกว่าอัตราผลตอบแทนการลงทุนของโรงไฟฟ้าตัวอย่าง

WACC ของโครงการกรณีศึกษา ? IRR ของโรงไฟฟ้าตัวอย่าง

WACC ของโครงการกรณีศึกษา ? 9.53 % .....สมการที่ 6.12

2. จากสมการที่ 6.12 จะได้สมการที่เป็นเงื่อนไขเบื้องต้นในการลงทุน ซึ่งสามารถนำไปใช้สำหรับกรณีพิจารณาปัจจัยด้านการเงิน ได้โดยทำการหาค่า WACC ของโครงการในกรณีต่างๆ จากแบบจำลอง และ ตรวจสอบดูว่ามีน้อยกว่า 9.53% หรือไม่ ถ้าน้อยกว่าหมายความว่าสภาพการณ์ ณ สถานการณ์นั้นสามารถลงทุนได้
3. ทำการวิเคราะห์หา WACC ของโครงการในแต่ละปัจจัยเพื่อหาเงื่อนไขในการลงทุนของแต่ละตัว โดย กำหนดปีฐานเป็นปี 2552 (สามารถเปลี่ยนปีฐานเป็นปีอื่นได้ตามแต่สถานการณ์ที่เหมาะสม)

ในการวิเคราะห์ปัจจัยทางด้านการเงิน ทำได้โดยการแทนค่าปัจจัยตัวอื่นๆ ที่นอกเหนือจากปัจจัยที่เราสนใจ เป็นค่าในปีฐาน (ปี พ.ศ.2552) ส่วนทางด้านปัจจัยตัวที่สนใจให้ทำการเปลี่ยนแปลงค่าของปัจจัยนั้นๆจนกระทั่งตรงตามเงื่อนไขในสมการที่ 6.12 ซึ่งจากการวิเคราะห์และ คำนวณ สามารถสรุปเงื่อนไขการลงทุนทางด้านต่างๆที่ทำให้สภาพการณ์เอื้อต่อการลงทุน ได้ดังนี้

1. อัตราส่วนของผู้ถือหุ้น (Debt to Equity ratio : D/E)

จากการวิเคราะห์ทำให้ทราบว่าอัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น ที่ทำให้สภาพการณ์เอื้อต่อการลงทุน ณ ค่าอ้างอิงที่ IRR เท่ากับ 9.53% ของกรณีศึกษานี้ คือ ส่วนหนี้สินต้องมากกว่า 13.50 % ถึงโครงการจะมีสภาพการณ์น่าลงทุน

2. ต้นทุนเงินกู้หลังหักภาษี (After Tax Cost of Debt ; C_d)

จากการวิเคราะห์ทำให้ทราบว่าต้นทุนเงินกู้หลังหักภาษี ที่ทำให้สภาพการณ์เอื้อต่อการลงทุน ณ ค่าอ้างอิงที่ IRR เท่ากับ 9.53% ของกรณีศึกษานี้ คือ ต้นทุนเงินกู้หลังหักภาษีต้องไม่เกิน 9.37 %

3. และ ต้นทุนส่วนของผู้ถือหุ้น (Cost of Equity ; C_e) ดังนี้

จากการวิเคราะห์ทำให้ทราบว่าต้นทุนส่วนของผู้ถือหุ้น ที่ทำให้สภาพการณ์เอื้อต่อการลงทุน ณ ค่าอ้างอิงที่ IRR เท่ากับ 9.53% ของกรณีศึกษานี้ คือ ต้นทุนเงินกู้หลังหักภาษีต้องไม่เกิน 18.60 %

6.6 การวิเคราะห์ความไวของปัจจัย

ในการวิเคราะห์ความไวของแต่ละปัจจัย มีวัตถุประสงค์เพื่อพิจารณาถึงผลกระทบที่มีต่อโครงการ ในกรณีที่ปัจจัยมีความสำคัญต่อผลตอบแทนโครงการเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นและลดลง ซึ่งปัจจัยที่จะพิจารณาของโครงการกรณีตัวอย่างนี้ประกอบด้วย

1. ราคาจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. (P_{EGAT})

2. ราคาจำหน่ายไฟฟ้าให้ลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรม ($P_{นิคม}$)
3. ปริมาณที่ผลิตไฟฟ้าให้ กฟผ. (Q_{EGAT})
4. ปริมาณที่ผลิตไฟฟ้าให้ลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรม ($Q_{นิคม}$)
5. อัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศในด้านเงินลงทุน (FX_{INV})
6. ต้นทุนต่อหน่วย (U_{cost})
7. ค่าเสื่อมราคาของโรงไฟฟ้า (DP)
8. อัตราส่วนหนี้ต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (D/E)
9. ต้นทุนเงินกู้หลังหักภาษี (C_d)
10. ต้นทุนส่วนของผู้ถือหุ้น (C_e)

ในการวิเคราะห์ความไวมีหลักการคือ เปลี่ยนค่าของปัจจัยที่ต้องการพิจารณาทีละตัว ขณะที่ปัจจัยตัวอื่นที่ยังไม่พิจารณามีค่าคงที่ จากนั้นคำนวณมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) ในแต่ละช่วงของปัจจัยที่เปลี่ยนแปลง แล้วดูปัจจัยตัวไหนที่เปลี่ยนค่าแล้วส่งผลกระทบต่อโครงการมากที่สุด (มีผลทำให้ค่า NPV เปลี่ยนแปลงมากที่สุด) แสดงว่าปัจจัยนั้นมีความไวต่อการเปลี่ยนแปลงของโครงการมากที่สุด ผลการคำนวณแสดงดังตารางที่ 6-19 และ รูปที่ 6-3

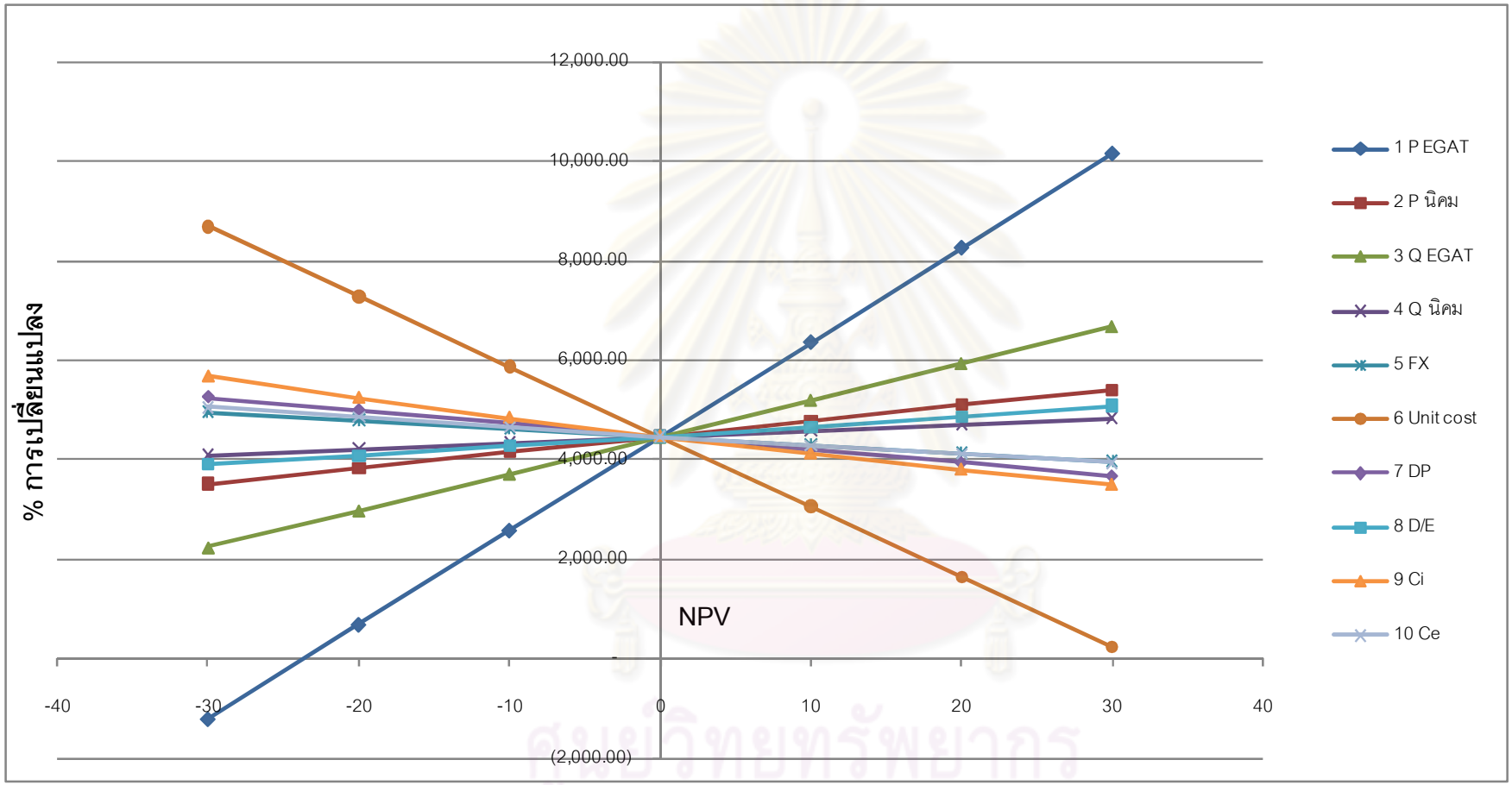
ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 6-19 มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการในแต่ละช่วงการเปลี่ยนแปลงของปัจจัย

หน่วย : ล้านบาท

เปอร์เซ็นต์การเปลี่ยนแปลงของปัจจัยจากปีฐาน		30 %	20 %	10 %	ปีฐาน	-10 %	-20 %	-30 %
1	ราคาจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ.	10,147.02	8,254.66	6,362.29	4,469.92	2,577.55	685.18	(1,207.19)
2	ราคาจำหน่ายไฟฟ้าให้ลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรม	5,416.10	5,100.71	4,785.31	4,469.92	4,154.52	3,839.13	3,523.73
3	ปริมาณที่ผลิตไฟฟ้าให้ กฟผ.	6,694.73	5,953.13	5,211.52	4,469.92	3,728.31	2,986.71	2,245.11
4	ปริมาณที่ผลิตไฟฟ้าให้ลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรม	4,840.72	4,717.12	4,593.52	4,469.92	4,346.32	4,222.72	4,099.12
5	อัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศในด้านเงินลงทุน	3,971.63	4,137.73	4,303.82	4,469.92	4,636.02	4,802.11	4,968.21
6	ต้นทุนต่อหน่วย	250.45	1,656.94	3,063.43	4,469.92	5,876.41	7,282.90	8,689.39
7	ค่าเสื่อมราคาของโรงไฟฟ้า	3,682.80	3,945.17	4,207.55	4,469.92	4,732.29	4,994.67	5,257.04
8	อัตราส่วนหนี้ต่อส่วนของผู้ถือหุ้น	5,086.95	4,873.47	4,667.92	4,469.92	4,279.14	4,095.25	3,917.95
9	ต้นทุนเงินกู้หลังหักภาษี	3,490.24	3,795.17	4,121.11	4,469.92	4,843.63	5,244.50	5,675.00
10	ต้นทุนส่วนของผู้ถือหุ้น	3,942.88	4,112.48	4,288.07	4,469.92	4,658.32	4,853.56	5,055.95

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



รูปที่ 6-3 มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการในแต่ละช่วงการเปลี่ยนแปลงของปัจจัย

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

จากรูปที่ 6-3 จะเห็นว่าเส้นกราฟของหมายเลข 1 ราคาขายไฟฟ้าที่ขายให้แก่ กฟผ. มีความชันมากที่สุด แสดงว่าราคาขายไฟฟ้าที่ขายให้แก่ กฟผ. มีความไวต่อการเปลี่ยนแปลงมาก อธิบายได้ว่ามูลค่าปัจจุบันสุทธิจะเพิ่มขึ้นทันทีที่ราคาขายไฟฟ้าที่ขายให้แก่ กฟผ.เพิ่มขึ้น และจะมีค่าลดลงทันทีที่ราคาขายไฟฟ้าที่ขายให้แก่ กฟผ.ลดลง

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทที่ 7

สรุปผลการวิจัย และข้อเสนอแนะ

ในงานวิจัยนี้ได้ทำการศึกษาโครงสร้างต้นทุน และ วิเคราะห์เงื่อนไขในการลงทุน ของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก เพื่อใช้เป็นแนวทางในการตัดสินใจในการลงทุนของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กรวมถึงใช้เป็นแนวทางในการวิเคราะห์โครงสร้างต้นทุน และจัดทำเงื่อนไขในการลงทุนของกระบวนการผลิตไฟฟ้าประเภทอื่นๆต่อไปได้

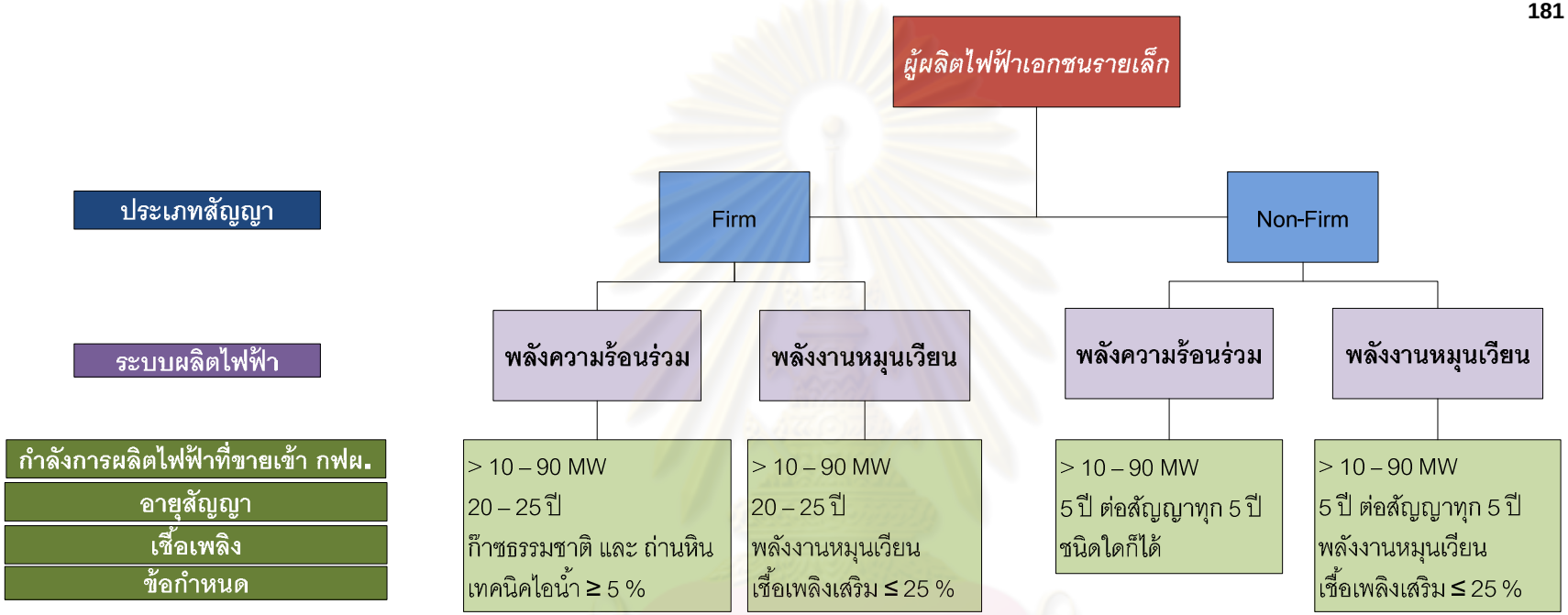
7.1 สรุปผลการวิจัย

ในการศึกษางานวิจัยนี้ ได้ทำการศึกษาสัดส่วนโครงสร้างต้นทุน รายได้จากการขายไฟฟ้า เงื่อนไขในการลงทุน รวมถึงการจัดทำกรณีศึกษาพร้อมทั้งวิเคราะห์ค่าความไวของปัจจัยดังต่อไปนี้

7.1.1 การจัดกลุ่มกระบวนการผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

การรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยนั้น ได้แบ่งสัญญาออกเป็น 2 ประเภท คือ สัญญาประเภท Firm และ สัญญาประเภท Non-Firm โดยการผลิตไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กนี้สามารถแยกกระบวนการผลิตซึ่งแบ่งตามเทคโนโลยีการผลิตได้ออกเป็น 2 ชนิด คือ กระบวนการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบพลังความร้อนร่วม และกระบวนการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียน ซึ่งมีข้อกำหนดต่างๆดังรูปที่ 7-1 นี้

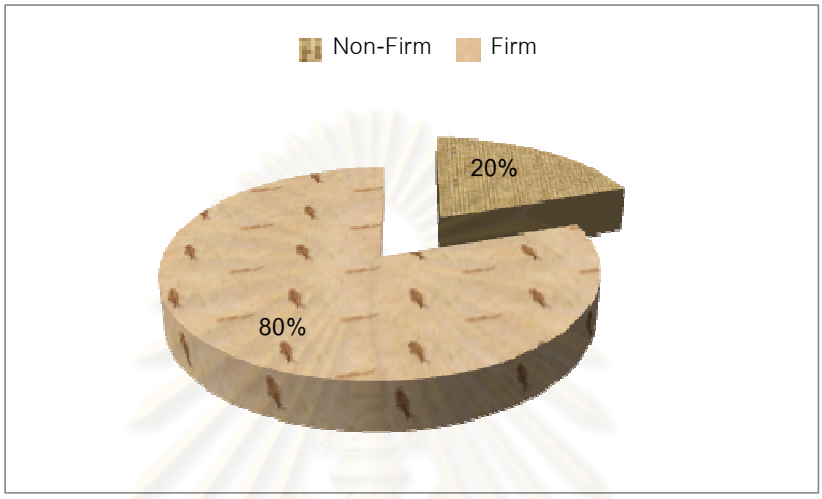
ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย



รูปที่ 7-1 สรุปข้อกำหนดของผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนรายเล็ก

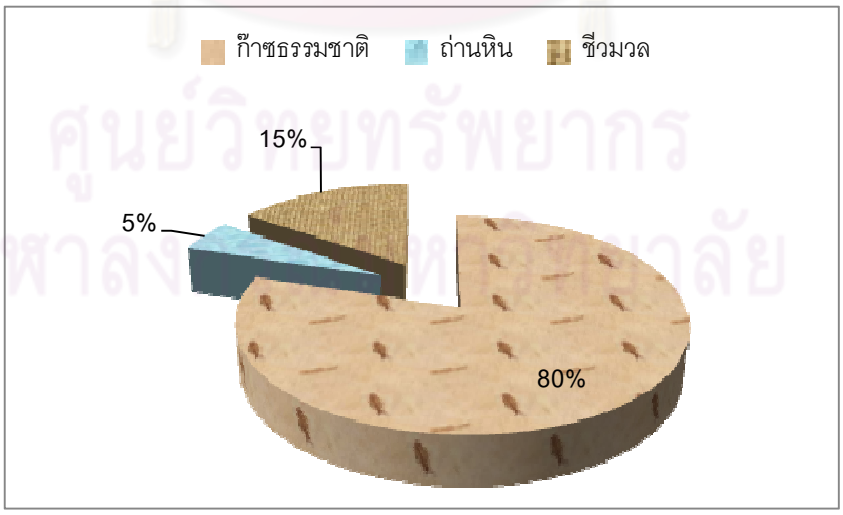
ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

โดยการผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก มีสัดส่วนของผู้ผลิตที่ทำสัญญาซื้อขายไฟฟ้าไว้กับ กฟผ. ซึ่งแบ่งเป็นประเภทสัญญา Firm และ Non-Firm คือ 80% และ 20% ตามลำดับ ดังรูปที่ 7-2



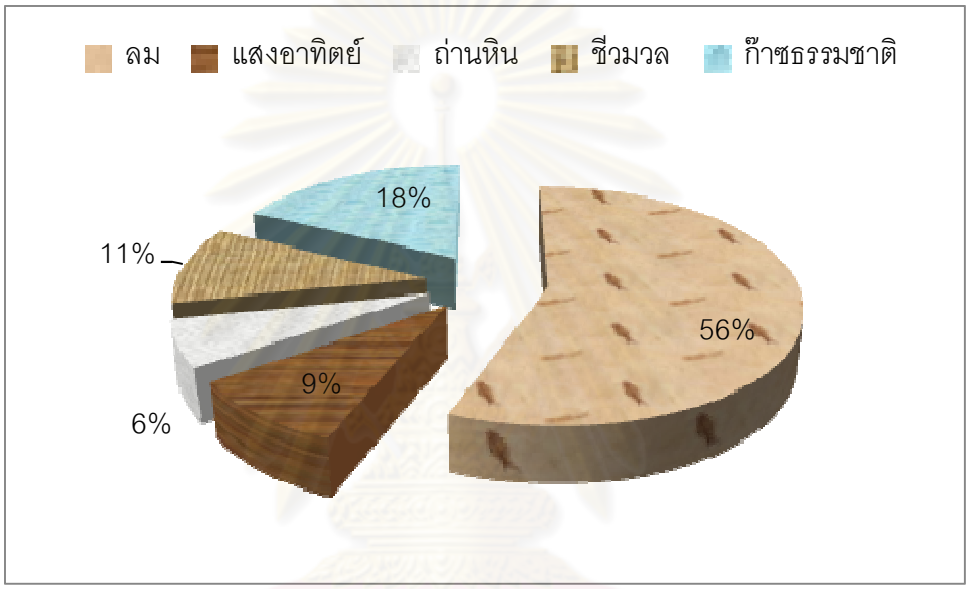
รูปที่ 7-2 สัดส่วนของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ประเภทสัญญา Firm และ Non-Firm

ในปัจจุบันผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กประเภทสัญญา Firm ได้มีผู้ผลิตที่ประกอบไปด้วยผู้ผลิตไฟฟ้าด้วยระบบพลังความร้อนร่วมโดยใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการผลิต 80% ผู้ผลิตไฟฟ้าโดยใช้พลังงานหมุนเวียนชีวมวล 15% และ ผู้ผลิตไฟฟ้าด้วยระบบพลังงานความร้อนร่วมโดยใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง 5% ดังรูปที่ 7-3



รูปที่ 7-3 สัดส่วนกำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา แยกตามประเภทเชื้อเพลิงของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ประเภทสัญญา Firm

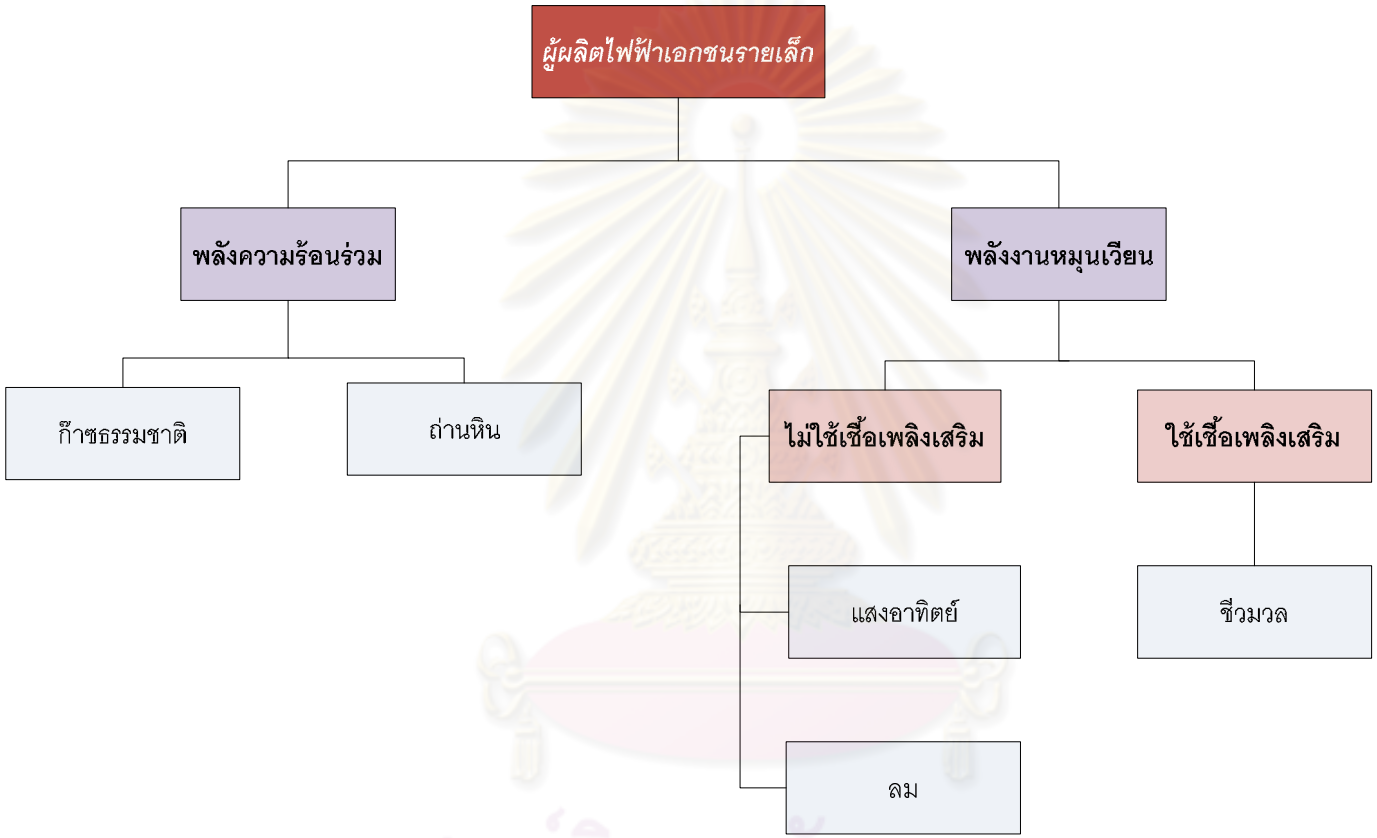
ส่วนผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กประเภทสัญญา Firm ในปัจจุบันมีผู้ผลิตที่ประกอบไปด้วยผู้ผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนประเภทลม 56% ผู้ผลิตไฟฟ้าด้วยระบบพลังความร้อนร่วมโดยใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการผลิต 18% ผู้ผลิตไฟฟ้าโดยใช้พลังงานหมุนเวียนชีวมวล 11% ผู้ผลิตไฟฟ้าด้วยระบบพลังงานความร้อนร่วมโดยใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง 5% ผู้ผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียนประเภทแสงอาทิตย์ 9% และ ผู้ผลิตไฟฟ้าด้วยระบบพลังงานความร้อนร่วมโดยใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง 6% ดังรูปที่ 7-4



รูปที่ 7-4 สัดส่วนกำลังการผลิตไฟฟ้าตามสัญญา แยกตามประเภทเชื้อเพลิงของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก ประเภทสัญญา Non-Firm

7.1.2 **สัดส่วนโครงสร้างต้นทุน**

งานวิจัยนี้จะเรียงลำดับการวิเคราะห์ตามกลุ่มกระบวนการผลิตไฟฟ้าที่ได้จัดไว้ดังรูปที่ 7-5



รูปที่ 7-5 กลุ่มกระบวนการผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ในการวิเคราะห์โครงสร้างต้นทุนของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก จะพิจารณาถึงองค์ประกอบต้นทุนต่างๆที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าแบ่งตามกระบวนการผลิตไฟฟ้า ซึ่งประกอบด้วย ค่าเชื้อเพลิง ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า และ ค่าเสื่อมราคา ดังตารางที่ 7-1 นี้

ตารางที่ 7-1 สัดส่วนโครงสร้างต้นทุนของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

กระบวนการผลิตไฟฟ้า	**ค่าเชื้อเพลิง (%)**	**ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า (%)**	**ค่าเสื่อมราคา (%)**
พลังความร้อนร่วมก๊าซธรรมชาติ	86	5	9
พลังความร้อนร่วมถ่านหิน	73	13	14
พลังงานหมุนเวียน ลม	-	19	81
พลังงานหมุนเวียน แสงอาทิตย์	-	2	98
พลังงานหมุนเวียน ชีวมวล	59	15	26

7.1.3 **รายได้จากการขายไฟฟ้า**

ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กจะได้รับรายได้จากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย แตกต่างกันไปตามแต่สัญญาที่ได้ทำไว้ โดย แต่ละประเภทสัญญา และ แต่ละกระบวนการผลิตไฟฟ้าได้รับผลตอบแทน ดังตารางที่ 7-2 นี้

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 7-2 ส่วนประกอบของรายได้ของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

กระบวนการผลิตไฟฟ้า	CP	EP	FS	REP	Adder
ประเภทสัญญา *Firm*					
พลังความร้อนร่วมก๊าซธรรมชาติ	✓	✓	✓	-	-
พลังความร้อนร่วมถ่านหิน	✓	✓	✓	-	-
พลังงานหมุนเวียน ชีวมวล	✓	✓	✓	✓	✓
ประเภทสัญญา *Non-Firm*					
พลังความร้อนร่วมก๊าซธรรมชาติ	-	✓	✓	-	-
พลังงานหมุนเวียน ลม	-	✓	✓	✓	✓
พลังงานหมุนเวียน แสงอาทิตย์	-	✓	✓	✓	✓
พลังงานหมุนเวียนชีวมวล	-	✓	✓	✓	✓

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

7.1.4 เงื่อนไขในการลงทุน

เงื่อนไขในการลงทุนของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กแต่ละประเภทกระบวนการผลิตไฟฟ้าที่พิจารณาแบ่งเป็น 4 ด้านคือ ด้านสถานที่ตั้งโรงไฟฟ้า ด้านผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม ด้านปริมาณการผลิตไฟฟ้า และ ด้านการกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

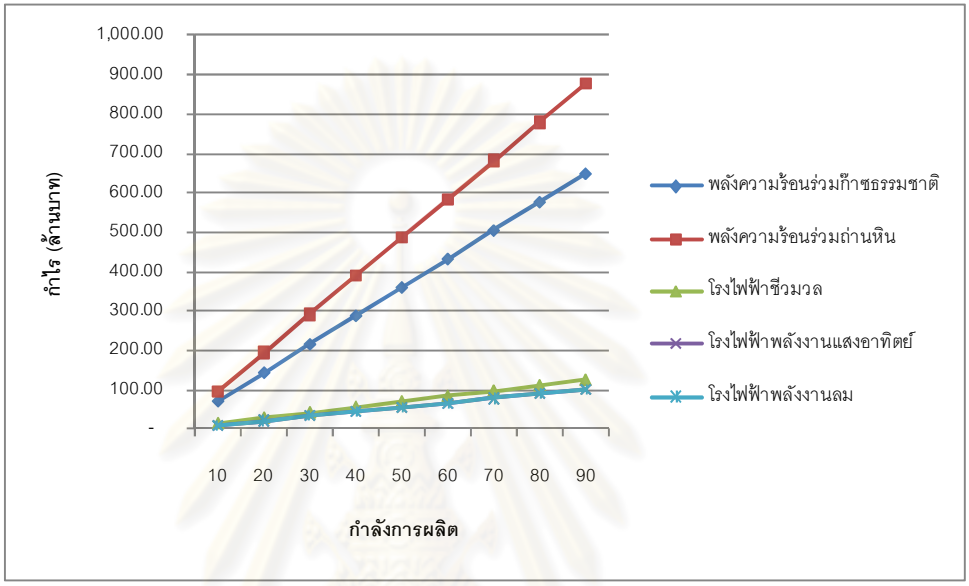
ในด้านของสถานที่ตั้งของโรงไฟฟ้าแยกตามประเภทการผลิตไฟฟ้าประเภทต่างๆ มีเงื่อนไขในด้านต่างๆ ซึ่งสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 7-3 นี้

ตารางที่ 7-3 เงื่อนไขทางด้านสถานที่

ลำดับที่	เงื่อนไขทางด้านสถานที่	พลังงานชีวมวล	พลังงานขยะชุมชน	พลังงานลม	พลังงานแสงอาทิตย์	พลังงานน้ำขนาดเล็ก
1	ใกล้แหล่งน้ำ	✓	✓	-	-	✓
2	ใกล้แหล่งเชื้อเพลิง	✓	✓	-	-	✓
3	ใกล้ หรือ ภายในนิคมอุตสาหกรรม	✓	✓	-	-	-
4	การคมนาคมขนส่งสะดวก	✓	✓	-	-	✓
5	ใกล้แนวสายส่งไฟฟ้า	✓	✓	✓	✓	✓
6	ศักยภาพพลังงานลมดี	-	-	✓	-	-
7	ศักยภาพพลังงานแสงอาทิตย์ดี	-	-	-	✓	-

ในด้านของผลกระทบของสิ่งแวดล้อมแยกตามประเภทการผลิตไฟฟ้าประเภทต่างๆ มีเงื่อนไขโดยการจัดทำ EIA หรือ Environmental Impact Assessment เพื่อส่งให้สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมเพื่อตรวจสอบและอนุมัติ

ในด้านกำลังการผลิตไฟฟ้า ได้ทำการวิเคราะห์ที่กำลังการผลิตในช่วง 10-90 เมกะวัตต์ เนื่องจากรายได้หลักของการขายไฟฟ้านี้จะอยู่ที่การขายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. จากการวิเคราะห์สรุปได้ว่าการจะลงทุนสร้างโรงไฟฟ้าชนิดใดนั้นควรจะลงทุนสร้างที่กำลังการผลิตสูงที่สุดที่สามารถเป็นไปได้เนื่องจากผลตอบแทนที่ได้รับจะมากที่สุดด้วย



รูปที่ 7-6 การวิเคราะห์กำลังการผลิต

ส่วนในด้านการกำหนดราคาส่วนเพิ่มนั้นประเภทกระบวนการผลิตไฟฟ้าที่สมควรจะได้รับส่วนเพิ่มนี้ คือ ผู้ผลิตไฟฟ้าที่มีกระบวนการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียนทั้ง ประเภทพลังงานลม พลังงานแสงอาทิตย์ และ ชีวมวล

7.1.5 **การศึกษากรณีศึกษา**

ผู้วิจัยได้ทำการคัดเลือกกระบวนการผลิตไฟฟ้าชนิดหนึ่งเพื่อมาจัดทำเป็นกรณีศึกษาเพื่อหาเงื่อนไขในการลงทุน โดยผลจากการคัดเลือกได้ว่าทำการศึกษาผู้ผลิตรายเล็กที่ผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration ประเภทสัญญา Firm ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง

ในการวิเคราะห์เงื่อนไขการลงทุนของกรณีศึกษานี้ จะพิจารณา 3 หัวข้อใหญ่ คือ ด้านการตลาด ด้านเทคนิค และ ด้านการเงิน โดยมีเงื่อนไขคือ อัตราผลตอบแทนการลงทุนขั้นต่ำของโครงการกรณีศึกษาจะต้องมากกว่าหรือเท่ากับอัตราผลตอบแทนการลงทุนของโรงไฟฟ้าตัวอย่าง (9.53 %) ซึ่งจากการวิเคราะห์ และคำนวณ ได้ข้อสรุปเงื่อนไขการลงทุนที่ทำให้สภาพการณ์เอื้อต่อการลงทุนโดยปัจจัยที่ทำการวิเคราะห์มีดังนี้

1. ราคาจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. (P_{EGAT}) : การตลาด
2. ราคาจำหน่ายไฟฟ้าให้ลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรม ($P_{นิคม}$) : การตลาด
3. ปริมาณที่ผลิตไฟฟ้าให้ กฟผ. (Q_{EGAT}) : การตลาด
4. ปริมาณที่ผลิตไฟฟ้าให้ลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรม ($Q_{นิคม}$) : การตลาด
5. อัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่างประเทศในด้านเงินลงทุน (FX_{INV}) : เทคนิค
6. ต้นทุนต่อหน่วย (U_{cost}) : เทคนิค
7. ค่าเสื่อมราคาของโรงไฟฟ้า (DP) : เทคนิค
8. อัตราส่วนหนี้ต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (D/E) : การเงิน
9. ต้นทุนเงินกู้หลังหักภาษี (C_d) : การเงิน
10. ต้นทุนส่วนของผู้ถือหุ้น (C_e) : การเงิน

โดยผลจากการวิเคราะห์โดยใช้แบบจำลองที่ทางผู้วิจัยจัดทำ ดังตารางที่ 7-4 นี้

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 7-4 สรุปเงื่อนไขในการลงทุนที่ทำให้สภาพการณ์เอื้อต่อการลงทุน

ปัจจัย	หน่วย	โรงไฟฟ้ากรณีศึกษา	เงื่อนไขในการลงทุน*	
1. ราคาจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ.	บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง	2.96	มากกว่า	2.38
2. ราคาจำหน่ายไฟฟ้าให้ลูกค้าภายในนิคมอุตสาหกรรม	บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง	2.96	ไม่ส่งผลกระทบต่อสภาพเอื้อ	
3. ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตขายให้ กฟผ.	เมกะวัตต์	90	มากกว่า	45.13
4. ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตขายให้ลูกค้าภายในนิคมฯ	เมกะวัตต์	15	ไม่ส่งผลกระทบต่อสภาพเอื้อ	
5. อัตราแลกเปลี่ยนเงิน	บาทต่อเหรียญสหรัฐ	33	ไม่เกิน	94.56
6. ต้นทุนต่อหน่วย	บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง	1.80	ไม่เกิน	2.27
7. ค่าเสื่อมราคา	บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง	0.12	ไม่เกิน	0.27
8. อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น				
ส่วนของหนี้สิน	%	75	มากกว่า	13.50
ส่วนของผู้ถือหุ้น	%	25	ไม่เกิน	86.50
9. ต้นทุนเงินกู้หลังหักภาษี	%	6.50	ไม่เกิน	9.37
10. ต้นทุนส่วนของผู้ถือหุ้น	%	10.00	ไม่เกิน	18.60

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

7.1.6 การวิเคราะห์ความไวของปัจจัย

การวิเคราะห์ความไวของปัจจัยต่างๆ จากการศึกษาสามารถสรุปได้ว่าเส้นกราฟราคาจำหน่ายไฟฟ้าให้แก่ กฟผ. มีความชันมากที่สุด (รูปที่ 6-3) ส่งผลให้ปัจจัยราคาจำหน่ายนี้เป็นปัจจัยที่มีความไวมากที่สุด นั่นคือ หากเกิดการเปลี่ยนแปลงของราคาขายไฟฟ้าให้ กฟผ. เพียงเล็กน้อยก็จะส่งผลกระทบต่อค่า NPV ของโครงการอย่างมาก

7.2 ข้อเสนอแนะเพิ่มเติม

1. จากงานวิจัยนี้เป็นการวิเคราะห์สภาพการณ์ และ เงื่อนไขในการลงทุนของผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กอย่างคร่าวๆเท่านั้น ไม่ได้เจาะจงเรื่องใดเรื่องหนึ่งเป็นพิเศษ ดังนั้น ผู้สนใจสามารถนำงานวิจัยนี้ไปศึกษา และ วิเคราะห์ต่อได้

2. ทางภาครัฐควรส่งเสริมให้เกิดการลงทุนผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียนเนื่องจากพลังงานหมุนเวียนจากธรรมชาติเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม อีกทั้งการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียนซึ่งหาได้จากธรรมชาติของประเทศนั้นจะทำให้เราสามารถพึ่งพาตนเองได้ ไม่ต้องพึ่งพาเชื้อเพลิงที่ต้องนำเข้ามาเพื่อผลิตไฟฟ้ามากนัก โดยควรมีการสนับสนุนดังนี้

- มีการให้ส่วนเพิ่มราคาค่าไฟฟ้า
- ส่งเสริมให้มีผู้ผลิตอุปกรณ์ที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าภายในประเทศ เนื่องจาก ต้นทุนของอุปกรณ์ที่ใช้ผลิตไฟฟ้า เช่น กังหันลม แผงเซลล์แสงอาทิตย์ ยังมีราคาสูง ดังนั้น ถ้ามีการส่งเสริมให้มีผู้ผลิตนี้เกิดขึ้นต้นทุนก็จะต่ำลง ส่งผลให้มีผู้ที่สนใจเข้ามาผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียนประเภทนั้นๆมีมากขึ้น
- ส่งเสริมอุตสาหกรรมการผลิตและสร้างมาตรฐานเทคโนโลยีพลังงานทดแทนพร้อมทั้งถ่ายทอดความรู้และตัวอย่างโครงการพลังงานทดแทนที่ประสบความสำเร็จ
- มีการส่งเสริมการวิจัยและพัฒนาพลังงานทดแทน
- มีการรณรงค์และสร้างจิตสำนึกให้ประชาชนตระหนักถึงความสำคัญและมีส่วนร่วมในการพัฒนาพลังงานหมุนเวียน

3. ในส่วนของการมีอยู่อย่างจำกัดของทรัพยากรที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าเป็นเรื่องที่น่าสนใจในเชิงลึกเป็นอย่างมาก ดังนั้น ผู้ที่สนใจสามารถนำงานวิจัยนี้ไปศึกษาต่อได้ เชื่อ ในเรื่องการมีอยู่อย่างจำกัดของเชื้อเพลิงชีวมวล ความเป็นไปได้ที่จะก่อสร้างโรงไฟฟ้าชีวมวล ทรัพยากรชีวมวลมีแนวโน้มเพิ่มขึ้น หรือ ลดลงอย่างไร เพื่อเป็นประโยชน์ต่อการวางแผนในการจัดหาพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทยต่อไป

4. ในส่วนของกรณีศึกษาหากต้องการจะนำแบบจำลองนี้ไปใช้เพื่อทำการวิเคราะห์การลงทุนในอนาคต ควรมีการปรับข้อมูลที่ใช้ในการสร้างแบบจำลองทั้งทางด้านรายรับ รายจ่าย เงินลงทุน ดอกเบี้ย ฯลฯ ให้สอดคล้องกับสภาพในช่วงเวลานั้นๆ เพื่อให้ผลที่วิเคราะห์ออกมามีความแม่นยำมากยิ่งขึ้น เพราะปัจจัยต่างๆอาจมีการเปลี่ยนแปลงแล้วส่งผลกระทบต่อแบบจำลองที่งานวิจัยนี้จัดทำขึ้น

5. ปัจจัยต่างๆที่เป็นเงื่อนไขในการลงทุนจากงานวิจัยนี้เป็นปัจจัยที่ทางผู้วิจัยพิจารณาแล้วว่าส่งผลกระทบต่อการลงทุนแต่อาจจะยังไม่ครอบคลุมครบทุกปัจจัย หากผู้ที่สนใจจะนำงานวิจัยนี้ไปพัฒนาสามารถพิจารณาปัจจัยอื่นเพิ่มขึ้นมาจากปัจจัยที่มีอยู่ในงานวิจัยนี้เพื่อให้เกิดความละเอียดของปัจจัยมากยิ่งขึ้น

6. งานวิจัยนี้สามารถนำไปประยุกต์ใช้ได้กับการวิเคราะห์เงื่อนไขการลงทุนในกิจการประเภทอื่นๆได้โดยอาศัยขั้นตอนในการวิเคราะห์ตามอย่างงานวิจัยนี้

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

รายการอ้างอิง

ภาษาไทย

กังวาน ชยุติมันต์กุล. การวิเคราะห์ต้นทุนคุณภาพสำหรับโรงงานหล่อโลหะ. วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต, สาขาวิชาวิศวกรรมอุตสาหการ คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2545.

เกรียงศักดิ์ คูสุวรรณ์. ผลตอบแทนทางด้านการเงินและเศรษฐศาสตร์ของโครงการผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กกรณีระบบผลิตพลังงานความร้อนและไฟฟ้าร่วมกันโดยใช้ก๊าซธรรมชาติและชีวมวลเป็นเชื้อเพลิง. วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต คณะเศรษฐศาสตร์ มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์, 2545

จันทนา จันทโร และศิริจันทร์ ทองประเสริฐ. การศึกษาความเป็นไปได้โครงการด้านธุรกิจและอุตสาหกรรม : โรงพิมพ์แห่งจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย. 2545

จุมพล ศุภผล. การศึกษานโยบายส่งเสริมผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP). วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต, สาขาวิชาวิทยาศาสตร์ วิทยาลัยนวัตกรรมอุดมศึกษา มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์, 2544

ธนิต โสรัตน์. การจัดการห่วงโซ่อุปทาน ในยุคโลกาภิวัฒน์ : ซีเอ็ดยูเคชั่น, 2550.

พรชัย ท้วมปาน. โครงสร้างต้นทุนการขนส่งอ้อย. วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2545.

แผนกพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. “การพยากรณ์ความต้องการไฟฟ้า”. (เอกสารประกอบการบรรยายหลักสูตร Overview of Power Generation & Transmission System Expansion Plan - Module 3: Load Forecasting. 14 มีนาคม – 11 เมษายน2551). หน้า 19.

ฝ่ายวางแผนระบบไฟฟ้า การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. “แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553–2573 (PDP 2010)” หน้า 44

วันชัย ริจิรวนิช และสุทัศน์ รัตนเกื้อกังวาน. การวิเคราะห์ต้นทุนอุตสาหกรรมและงบประมาณ : โรงพิมพ์แห่งจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2540.

วันเพ็ญ กฤตผล, จินตนา บุญบงการ และ ดนุชา คุณพนิชกิจ. การวิเคราะห์ต้นทุนการใช้บรรจุสินค้าเพื่อการตั้งราคาสำหรับกิจการเดินเรือสินค้า. รายงานผลการวิจัย จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2530.

วันเพ็ญ กฤตผล, ดวงสมร อรพินท์ และ ดนุชา คุณพนิชกิจ. การกำหนดตัวแบบโครงสร้างต้นทุนสำหรับสินค้าเกษตรกรรมที่มีการส่งออก. รายงานผลการวิจัย จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2533.

สหัส ประทักษ์นุกูล. "วิสัยทัศน์และนโยบายด้านพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทย". (เอกสารประกอบการบรรยาย ณ สถาบันวิชาการทหารชั้นสูง. 25 กันยายน 2551). หน้า 15.

สุนี ชลาภิรมย์ และคณะ. การศึกษาต้นทุนต่อหน่วยการให้บริการโรงพยาบาลสมเด็จเจ้าพระยา. รายงานผลการวิจัย โรงพยาบาลสมเด็จเจ้าพระยา กรมสุขภาพจิต กระทรวงสาธารณสุข, 2535.

เสาวลักษณ์ ช่างสมบูรณ์. การวิเคราะห์ต้นทุนต่อหน่วยบริการผู้ที่มีความบกพร่องทางสติปัญญา ศูนย์ฝึกอาชีพบางพูน โรงพยาบาลราชานุกูล. วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต คณะวิทยาศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2545.

ภาษาอังกฤษ

Charles, T. H., Gary, L. S., and William, O.S. Introduction to management Accounting. Tenth edition. Prentice-Hall International, Inc.1996.

Donald, J. B., Dvid, J., Closs, M., and Bixby, C. Supply Chain Management. McGraw-HILL, 2002.

Fereidoon, P. S., and Wolfgang, f. "Why Restructuring Electricity Markets?", Electricity Market Reform: An International Perspective. (Walnut Creek, CA : Elsevier, 2006). p.35-40.

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

นางสาวกุณฑีรา ประทักษ์นุกูล เกิดเมื่อวันที่ 27 ตุลาคม พ.ศ.2528 โรงพยาบาลหัวเฉียว กรุงเทพมหานคร เข้ารับการศึกษาในระดับมัธยมศึกษาที่โรงเรียนเซนต์โยเซฟ บางนา สำเร็จการศึกษาระดับปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต สาขาวิชาวิศวกรรมสิ่งแวดล้อม คณะวิศวกรรมศาสตร์ จากจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในปีการศึกษา 2550 และได้เข้าศึกษาต่อในระดับปริญญามหาบัณฑิต หลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต ภาควิชาวิศวกรรมอุตสาหการ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ในปีการศึกษา 2550

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย