การศึกษาเปรียบเทียบเชิงเศรษฐศาสตร์และเทคโนโลยีของการนำก๊าซธรรมชาติมาใช้ในอาคารพาณิชย์

นายนริศ ลาภสุนทรพิทักษ์

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

วิทยานิพนธ์นี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต
สาขาวิชาวิศวกรรมอุตสาหการ ภาควิชาวิศวกรรมอุตสาหการ
คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
ปีการศึกษา 2553
ลิขสิทธิ์ของจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

A COMPARATIVE STUDY OF NATURAL GAS APPLICATION IN COMMERCIAL BUILDINGS BASED ON ECONOMIC AND TECHNOLOGICAL CRITERIA

Mr. Naris Lapsunthronphithak

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	การศึกษาเปรียบเทียบเชิงเศรษฐศาสตร์และเทคโนโลยีของการนำก๊าซธรรมชาติมาใช้ในอาคารพาณิชย์
โดย	นายนริศ ลาภสุนทรพิทักษ์
สาขาวิชา	วิศวกรรมอุตสาหการ
ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก	ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ปวีณา เชาวลิตวงศ์

คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อนุมัติให้นับวิทยานิพนธ์ฉบับนี้เป็นส่วนหนึ่งของการศึกษาตามหลักสูตรปริญญามหาบัณฑิต

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

คณะกรรมการสอบวิทยานิพนธ์

..... ประธานกรรมการ
(รองศาสตราจารย์ จันทนา จันทโร)

..... อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. ปวีณา เชาวลิตวงศ์)

..... กรรมการภายนอกมหาวิทยาลัย
(ผู้ช่วยศาตราจารย์ ดร. นิลวรรณ ชุ่มฤทธิ์)

..... กรรมการ
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. วิภาวี ธรรมาภรณ์พิลาศ)

..... กรรมการ
(ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร. สมพงษ์ พุทธิวิสุทธิศักดิ์)

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

นริศ ลาภสุนทรพิทักษ์ : การศึกษาเปรียบเทียบเชิงเศรษฐศาสตร์และเทคโนโลยีของการนำก๊าซธรรมชาติมาใช้ในอาคารพาณิชย์. (A COMPARATIVE STUDY OF NATURAL GAS APPLICATION IN COMMERCIAL BUILDINGS BASED ON ECONOMIC AND TECHNOLOGICAL CRITERIA) ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก : ผศ.ดร.ปวีณา เชาวลิตวงศ์, 177 หน้า.

อาคารพาณิชย์มีการใช้พลังงานไฟฟ้าเป็นส่วนใหญ่ โดยเฉพาะการใช้ในระบบปรับอากาศ และมีการใช้พลังงานความร้อนในอาคารบางประเภท จึงทำให้ค่าใช้จ่ายด้านพลังงานถือว่าเป็นต้นทุนที่สำคัญส่วนหนึ่งในการดำเนินงาน อีกทั้งราคาพลังงานมีแนวโน้มสูงขึ้น จึงทำให้ผู้ประกอบการต้องหาแนวทางเพื่อลดค่าใช้จ่ายทางด้านพลังงาน ในงานวิจัยนี้ได้นำเสนอการนำก๊าซธรรมชาติมาใช้ในอาคารพาณิชย์เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน และลดค่าใช้จ่ายด้านพลังงาน แต่เนื่องจากระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติมีหลักการทำงานซับซ้อนและมีความหลากหลาย จึงต้องอาศัยการวิเคราะห์ทั้งในเชิงเทคนิคและเศรษฐศาสตร์เพื่อประกอบการตัดสินใจ ดังนั้นงานวิจัยนี้จึงทำการศึกษาและพัฒนาหลักเกณฑ์การเลือกใช้ระบบเทคโนโลยีที่เหมาะสม เพื่อใช้ในการสนับสนุนการตัดสินใจของผู้ประกอบการ

ในงานวิจัยนี้ได้ศึกษาระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติที่จะนำมาใช้ในอาคารพาณิชย์ คือ ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม ระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม และหัวเผาแบบเชื้อเพลิงก๊าซ ซึ่งสามารถนำมาใช้ร่วมกันกำหนดได้เป็นรูปแบบเทคโนโลยี 4 รูปแบบ สำหรับเกณฑ์ที่ใช้ในการวิเคราะห์ทางด้านเทคนิค ได้แก่ ประเภทของเทคโนโลยี ขนาดของระบบ ประสิทธิภาพการใช้พลังงาน และรูปแบบการใช้งาน ส่วนเกณฑ์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ ได้แก่ เงินลงทุน ค่าใช้จ่ายเดินระบบ และผลประหยัดที่ได้ โดยพัฒนาหลักเกณฑ์ได้อาศัยหลักสมดุลพลังงาน และสร้างความสัมพันธ์ของปัจจัยด้วยสมการถดถอย เพื่อใช้ในการวิเคราะห์เปรียบเทียบเลือกรูปแบบเทคโนโลยีที่ให้ผลตอบแทนคุ้มค่าที่สุด (NPV, IRR และ Payback period) ซึ่งได้มีการทดสอบหลักเกณฑ์ดังกล่าวด้วยข้อมูลอาคารตัวอย่าง 10 แห่ง พบว่าอาคารที่เหมาะแก่การนำระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติมาใช้มากที่สุด คือ โรงแรม รองลงมาเป็น โรงพยาบาล ศูนย์การค้า สำนักงาน และสถานศึกษา ตามลำดับ ทั้งนี้จากการศึกษาความไวการเปลี่ยนแปลงของปัจจัยพบว่า ราคาพลังงาน และ อัตราแลกเปลี่ยนเงินตรา มีความไวต่อความคุ้มค่าการลงทุนมากที่สุด ดังนั้นผู้ที่นำหลักเกณฑ์ตามงานวิจัยนี้ไปประยุกต์ใช้ควรทำการศึกษาและวิเคราะห์เปรียบเทียบตามสภาวะปัจจุบันเสมอ

ภาควิชา.....วิศวกรรมอุตสาหการ..... ลายมือชื่อนิสิต.....

สาขาวิชา.....วิศวกรรมอุตสาหการ..... ลายมือชื่อที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์หลัก.....

ปีการศึกษา.....2553.....

507 06681 21 : MAJOR INDUSTRIAL ENGINEERING
KEY WORD: CHP / COGENERATION / ABSORPTION CHILLER / BUILDINGS / ECONOMIC

NARIS LAPSUNTHRONPHITHAK : A COMPARATIVE STUDY OF NATURAL GAS APPLICATION IN COMMERCIAL BUILDINGS BASED ON ECONOMIC AND TECHNOLOGICAL CRITERIA. THESIS ADVISOR : ASSISTANT PROFESSOR PAVEENA CHAOVALITWONGSE, PhD., 177 pp.

Energy consumption of commercial building is mainly electricity, especially for air conditioning. Some types of buildings use electrical and heating. The energy cost is important to their business. Moreover energy prices have tendency to increase continuously. Therefore, this research explores the use of natural gas in order to improve energy efficiency and reduce energy costs in commercial buildings. Since the natural gas technologies are complex and diverse types, The comparative study for selecting appropriate technology based on technical analysis and economical criteria for decision support is necessary.

The studies natural gas technologies are combined heat and power (CHP), absorption chiller, and gas burner. These technologies can be combined to be an appropriately used in commercial buildings which results in 4 models. The proposed technical criteria are technology type, installed capacity, energy efficiency, and operation load. The proposed economical criteria are annual capital investment, operating cost, and annual cost saving. Moreover, the criteria of selecting appropriate technology model are based on energy balancing and regression analysis. Then it is selected by economic indicators (NPV, IRR and Payback period). The proposed criteria are tested with sample data of 10 buildings. From the analysis result, the commercial building types which is the best worth for investment is hotel, hospital, department store, office, and educational institute respectively. Furthermore, the sensitivity analysis shows that the worth of investment is sensitive to the change in energy prices and exchange rates. Therefore, the criteria model application should be used with upto-date parameter values especially energy prices and exchange rates.

Department Industrial Engineering Student's signature .....
Field of study Industrial Engineering Advisor's signature Paveena
Academic year 2010

กิตติกรรมประกาศ

การดำเนินงานวิจัยฉบับนี้สำเร็จได้ด้วยความอนุเคราะห์ด้านเงินทุนอุดหนุนการศึกษาในระดับบัณฑิตศึกษาจาก สถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย เพื่อเป็นเงินทุนสำหรับดำเนินงานวิจัย และเป็นขวัญกำลังใจให้สรรค์สร้างผลงานทางวิชาการได้อย่างมีประสิทธิภาพ ในส่วนด้านข้อมูลได้รับความอนุเคราะห์จาก กรมพัฒนาพลังงานและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน และสำนักงานที่ปรึกษาตรวจสอบ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย อีกทั้งได้รับการเอื้อเฟื้อสถานที่ และอุปกรณ์ในการดำเนินงานวิจัยด้วย ซึ่งขอขอบพระคุณหน่วยงานดังกล่าวที่การสนับสนุนจนเป็นผลให้การวิจัยนี้สำเร็จลุล่วงไปได้ด้วยดี

ขอขอบพระคุณ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.ปวีณา เชาวลิตวงศ์ อาจารย์ที่ปรึกษาวิทยานิพนธ์ที่ได้ให้ความรู้ คำแนะนำที่เป็นประโยชน์ต่างๆเกี่ยวกับแนวคิด วิธีการ ตลอดจนแนวทางในการแก้ปัญหาต่างๆ รวมถึงผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.สมพงษ์ พุทธิวิสุทธิศักดิ์ ที่ได้ให้คำแนะนำ และคำปรึกษาในด้านวิชาการเกี่ยวกับทางเทคนิค เพื่อพัฒนาให้งานวิจัยนี้มีประสิทธิภาพยิ่งขึ้น อีกทั้งขอขอบพระคุณ รองศาสตราจารย์ จันทนา จันทโร ประธานกรรมการสอบวิทยานิพนธ์ ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.วิภาวี ธรรมาภรณ์พิลาศ และผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.นิลวรรณ ชุ่มฤทธิ์ กรรมการสอบวิทยานิพนธ์ ที่ได้เล็งเห็นความสำคัญของการทำวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ ยอมเสียสละเวลาอันมีค่าเข้ามามีส่วนร่วมในการแสดงความคิดเห็นที่เป็นประโยชน์ตลอดจนแนวทางการแก้ไขปัญหาจนทำให้ผลของงานวิจัยฉบับนี้ได้รับการปรับปรุงจนเกิดเป็นผลอันดียิ่งขึ้น รวมถึงขอขอบคุณเจ้าหน้าที่ทุกท่านที่ได้อำนวยความสะดวกและประสานงานทำให้การดำเนินการเป็นไปด้วยความเรียบร้อยอย่างดียิ่ง

สุดท้ายนี้ ขอขอบคุณ ทุกคนที่ได้ช่วยให้คำแนะนำ คอยให้ความช่วยเหลือในด้านต่างๆ ให้การสนับสนุนและช่วยเป็นกำลังใจ จนทำให้การวิจัยครั้งนี้สามารถบรรลุตามวัตถุประสงค์โดยสมบูรณ์ และเกิดสัมฤทธิผลเป็นอย่างดีในที่สุด

สารบัญ

หน้า

บทคัดย่อภาษาไทย ..... ง
บทคัดย่อภาษาอังกฤษ ..... จ
กิตติกรรมประกาศ ..... ฉ
สารบัญ ..... ช
สารบัญตาราง ..... ญ
สารบัญภาพ ..... ฏ

บทที่ 1 บทนำ 1
1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา 1
1.2 วัตถุประสงค์ของการวิจัย 2
1.3 ขอบเขตของการวิจัย 2
1.3.1 ขอบเขตการศึกษาข้อมูล 2
1.3.2 ขอบเขตของการทำวิจัย 3
1.4 วิธีดำเนินการวิจัย 4
1.5 ผลที่คาดว่าจะได้รับ 8
1.6 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ 8

บทที่ 2 ทฤษฎีและผลงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง 9
2.1 อาคารพาณิชย์ 9
2.1.1 การใช้พลังงานของอาคารพาณิชย์ 9
2.1.2 ลักษณะการใช้พลังงานไฟฟ้าของอาคารพาณิชย์ 11
2.2 ก๊าซธรรมชาติ 15
2.2.1 ความหมายและคุณสมบัติของก๊าซธรรมชาติ 15
2.2.2 ระบบโครงข่ายท่อก๊าซธรรมชาติในกรุงเทพฯและปริมณฑล 17
2.3 เทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติ 19
2.3.1 การใช้ก๊าซธรรมชาติเพื่อผลิตความร้อน 19
2.3.2 การใช้ก๊าซธรรมชาติเพื่อผลิตไฟฟ้า 21
2.3.3 การใช้ก๊าซธรรมชาติเพื่อผลิตน้ำเย็น 28
2.4 งานวิจัยและบทความที่เกี่ยวข้อง 34

หน้า

บทที่ 3 แนวความคิด และวิธีดำเนินงานวิจัย 46
3.1 หลักการและแนวความคิด 46
3.1.1 แนวความคิดการเลือกใช้ระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติ.....47
3.2 แนวทางการดำเนินงาน.....49
3.2.1 หลักการวิเคราะห์.....50
3.2.2 การศึกษาและรวบรวมข้อมูล 50
3.2.3 การพัฒนาหลักเกณฑ์ 52

บทที่ 4 การรวบรวมและวิเคราะห์ข้อมูล 57
4.1 ปัจจัยด้านเทคนิค.....57
4.1.1 ประเภทของเทคโนโลยี 57
4.1.2 ขนาดของระบบ 58
4.1.3 ประสิทธิภาพการใช้พลังงาน 61
4.1.4 รูปแบบการใช้งาน.....66
4.2 ปัจจัยด้านเศรษฐศาสตร์ 69
4.2.1 เงินลงทุนของระบบ.....69
4.2.2 ค่าใช้จ่ายเดินระบบ 73
4.2.3 ผลประหยัดด้านพลังงาน.....74
4.3 แหล่งเงินทุนสนับสนุนจากภาครัฐ 75

บทที่ 5 การพัฒนาหลักเกณฑ์ที่เหมาะสม.....78
5.1 รูปแบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติสำหรับอาคารพาณิชย์ 78
5.2 แนวทางการวิเคราะห์เปรียบเทียบระบบเทคโนโลยี 79
5.3 การพัฒนาหลักเกณฑ์เลือกใช้เทคโนโลยีที่เหมาะสม.....80
5.3.1 หลักเกณฑ์รูปแบบเทคโนโลยีที่ 1.....80
5.3.2 หลักเกณฑ์รูปแบบเทคโนโลยีที่ 2.....81
5.3.3 หลักเกณฑ์รูปแบบเทคโนโลยีที่ 3.....84
5.3.4 หลักเกณฑ์รูปแบบเทคโนโลยีที่ 4.....90
5.3.5 การวิเคราะห์ตัวชี้วัดทางเศรษฐศาสตร์.....93

หน้า

5.4 การวิเคราะห์ตามหลักเกณฑ์เลือกใช้เทคโนโลยีที่เหมาะสม 95
5.4.1 ขั้นตอนวิเคราะห์ตามหลักเกณฑ์รูปแบบที่ 1 97
5.4.2 ขั้นตอนวิเคราะห์ตามหลักเกณฑ์รูปแบบที่ 2 98
5.4.3 ขั้นตอนวิเคราะห์ตามหลักเกณฑ์รูปแบบที่ 3 99
5.4.4 ขั้นตอนวิเคราะห์ตามหลักเกณฑ์รูปแบบที่ 4 101

บทที่ 6 การทดสอบหลักเกณฑ์ 103
6.1 สมมุติฐานในการทดสอบ 103
6.2 การทดสอบหลักเกณฑ์ 104
6.3 ผลการวิเคราะห์อาคารตัวอย่าง 115
6.4 การวิเคราะห์ความไวของการเปลี่ยนแปลง 123

บทที่ 7 สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ 130
7.1 สรุปผลการดำเนินงานวิจัย 130
7.2 ปัญหาและอุปสรรคในการทำวิจัย 133
7.3 ข้อเสนอแนะในการทำวิจัยเพิ่มเติม 134

รายการอ้างอิง 136

ภาคผนวก 140
ภาคผนวก ก 141
ภาคผนวก ข 157
ภาคผนวก ค 159
ภาคผนวก ง 162

ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์ 177

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

หน้า

ตารางที่ 1.1 แผนการดำเนินงานวิจัย 7
ตารางที่ 2.1 การใช้พลังงานของอาคารพาณิชย์ในพื้นที่กรุงเทพฯปี พ.ศ. 2550 10
ตารางที่ 2.2 สัดส่วนการใช้พลังงานไฟฟ้าของอาคารพาณิชย์ 11
ตารางที่ 2.3 การเปรียบเทียบคุณสมบัติก๊าซธรรมชาติกับเชื้อเพลิงแต่ละประเภท 16
ตารางที่ 2.4 เปรียบเทียบต้นทุนพลังงานของเชื้อเพลิงแต่ละประเภท 17
ตารางที่ 2.5 พื้นที่แนวท่อก๊าซธรรมชาติพาดผ่านในกรุงเทพฯและปริมณฑล 19
ตารางที่ 2.6 การปรับเปลี่ยนอุปกรณ์เพื่อนำก๊าซธรรมชาติมาใช้ทดแทนเชื้อเพลิงประเภทอื่น 20
ตารางที่ 2.7 ข้อเด่น-ข้อด้อยของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมแต่ละประเภท 27
ตารางที่ 2.8 สมการคำนวณค่าของเงินที่เปลี่ยนไปตามเวลา 41
ตารางที่ 3.1 ข้อมูลเบื้องต้นของการใช้พลังงานในอาคารพาณิชย์ 51
ตารางที่ 3.2 แนวความคิดการพัฒนาหลักเกณฑ์เลือกใช้เทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติสำหรับอาคารพาณิชย์ในด้านเทคนิค 53
ตารางที่ 3.3 แนวความคิดการพัฒนาหลักเกณฑ์เลือกใช้เทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติสำหรับอาคารพาณิชย์ในด้านเทคนิค(ต่อ) 54
ตารางที่ 3.4 แนวความคิดการพัฒนาหลักเกณฑ์เลือกใช้เทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติสำหรับอาคารพาณิชย์ในด้านเศรษฐศาสตร์ 55
ตารางที่ 4.1 ประเภทเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติที่สามารถใช้ร่วมกันได้ 58
ตารางที่ 4.2 รายชื่อผู้ผลิตระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมแบบกังหันก๊าซ 59
ตารางที่ 4.3 รายชื่อผู้ผลิตระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมแบบกังหันก๊าซขนาดเล็ก 59
ตารางที่ 4.4 รายชื่อผู้ผลิตระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมแบบเครื่องยนต์ก๊าซ 59
ตารางที่ 4.5 รายชื่อผู้ผลิตระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม 60
ตารางที่ 4.6 รายชื่อผู้ผลิตหัวเผาแบบเชื้อเพลิงก๊าซ 60
ตารางที่ 4.7 ประสิทธิภาพทำความเย็นของระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม 65
ตารางที่ 4.8 ข้อมูลทางเทคนิคภาพรวมของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม 68
ตารางที่ 4.9 กรณีศึกษาเงินลงทุนปรับเปลี่ยนหัวเผาแบบเชื้อเพลิงก๊าซ 72
ตารางที่ 4.10 กรณีศึกษาเงินลงทุนการวางระบบท่อก๊าซธรรมชาติ 73
ตารางที่ 4.11 ค่าใช้จ่ายบำรุงรักษาระบบรายปีของระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม 74

ตารางที่ 4.12 สรุปสมการคณิตศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม 77
ตารางที่ 5.1 รูปแบบการนำเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติไปใช้ในอาคารพาณิชย์ 78

หน้า

ตารางที่ 6.1 ข้อมูลอ้างอิงในการวิเคราะห์ทดสอบหลักเกณฑ์.....104
ตารางที่ 6.2 ข้อมูลเบื้องต้นของอาคารตัวอย่างที่จะทำการวิเคราะห์ตามหลักเกณฑ์การเลือกใช้เทคโนโลยีที่เหมาะสม.....116
ตารางที่ 6.3 สรุปผลการวิเคราะห์อาคารตัวอย่างตามหลักเกณฑ์การเลือกใช้เทคโนโลยีที่เหมาะสม 117
ตารางที่ 6.4 ข้อมูลการใช้พลังงานภาพรวมของอาคารกรณีศึกษา.....121
ตารางที่ 6.5 ข้อมูลเบื้องต้นสำหรับการวิเคราะห์นำเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติมาใช้.....121
ตารางที่ 6.6 ผลการวิเคราะห์เปรียบเทียบด้วยหลักเกณฑ์ที่พัฒนาขึ้น.....122
ตารางที่ 6.7 ข้อมูลเบื้องต้นของอาคารตัวอย่างเพื่อใช้วิเคราะห์ความไวการเปลี่ยนแปลง ...123
ตารางที่ 6.8 ผลการวิเคราะห์เลือกใช้เทคโนโลยีที่เหมาะสม.....124
ตารางที่ 6.9 ค่าของปัจจัยที่ทำการวิเคราะห์ความไวของการเปลี่ยนแปลง.....124
ตารางที่ 6.10 ค่าของเหตุการณ์ที่ทำการวิเคราะห์ความไวการเปลี่ยนแปลงปัจจัยร่วมกัน.....128
ตารางที่ 6.11 ผลตอบแทนการลงทุนเมื่อวิเคราะห์ความไวการเปลี่ยนแปลงของปัจจัยร่วมกัน 129
ตารางที่ ข-1 การลงทุนระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมแบบกังหันก๊าซ.....157
ตารางที่ ข-2 การลงทุนระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมแบบกังหันก๊าซขนาดเล็ก 158
ตารางที่ ข-3 การลงทุนระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมแบบเครื่องยนต์ก๊าซ.....158
ตารางที่ ค-1 สัญลักษณ์พารามิเตอร์ที่ใช้ในการวิเคราะห์ตามหลักเกณฑ์ 159
ตารางที่ ค-2 สัญลักษณ์พารามิเตอร์ที่ใช้ในการวิเคราะห์ตามหลักเกณฑ์ (ต่อ) 160
ตารางที่ ค-1 สัญลักษณ์พารามิเตอร์ที่ใช้ในการวิเคราะห์ตามหลักเกณฑ์ (ต่อ) 161

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

สารบัญภาพ

หน้า

รูปที่ 2.1 ลักษณะการใช้พลังงานของอาคารประเภทโรงแรม 12
รูปที่ 2.2 ลักษณะการใช้พลังงานของอาคารประเภทศูนย์การค้า.....12
รูปที่ 2.3 ลักษณะการใช้พลังงานของอาคารประเภทสถานศึกษา.....13
รูปที่ 2.4 ลักษณะการใช้พลังงานของอาคารประเภทสำนักงาน.....13
รูปที่ 2.5 ระบบโครงข่ายท่อก๊าซธรรมชาติในพื้นที่กรุงเทพฯและปริมณฑล.....18
รูปที่ 2.6 เปรียบเทียบประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าอย่างเดียวกับระบบ CHP 22
รูปที่ 2.7 หลักการทำงานทั่วไปของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (CHP).....22
รูปที่ 2.8 การทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมแบบกังหันก๊าซ 23
รูปที่ 2.9 การทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมแบบเครื่องยนต์ก๊าซ.....25
รูปที่ 2.10 การทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมแบบกังหันไอน้ำ 26
รูปที่ 2.11 วงจรการทำงานของระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม 29
รูปที่ 2.12 การทำงานของระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึมชนิดชั้นเดียว 30
รูปที่ 2.13 การทำงานของระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึมชนิด 2 ชั้น.....30
รูปที่ 2.14 ประเภทของเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติที่ทำการศึกษา 33
รูปที่ 2.15 ค่า Power to Heat ratio ของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม 36
รูปที่ 2.16 แผนผังการนำระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติมาใช้ในอาคาร 38
รูปที่ 3.1 แนวความคิดการนำเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติมาใช้ในอาคารพาณิชย์.....47
รูปที่ 3.2 รูปแบบการเลือกใช้เทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติ 48
รูปที่ 3.3 แนวความคิดการพัฒนาหลักเกณฑ์เลือกใช้เทคโนโลยีที่เหมาะสม 49
รูปที่ 3.4 ขั้นตอนการวิเคราะห์เลือกใช้เทคโนโลยีที่เหมาะสม.....50
รูปที่ 3.5 ปัจจัยที่มีผลต่อการเลือกใช้เทคโนโลยีที่เหมาะสม 52
รูปที่ 4.1 อัตราการใช้พลังงานเพื่อผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซ.....62
รูปที่ 4.2 อัตราการใช้พลังงานเพื่อผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซขนาดเล็ก 62
รูปที่ 4.3 อัตราการใช้พลังงานเพื่อผลิตไฟฟ้าแบบเครื่องยนต์ก๊าซ.....63
รูปที่ 4.4 อัตราความร้อนที่ได้จากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซ 63
รูปที่ 4.5 อัตราความร้อนที่ได้จากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซขนาดเล็ก 64
รูปที่ 4.6 อัตราความร้อนที่ได้จากระบบผลิตไฟฟ้าแบบเครื่องยนต์ก๊าซ.....64
รูปที่ 4.7 อัตราการใช้ความร้อนเพื่อผลิตน้ำเย็นของระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม 65
รูปที่ 4.8 ลักษณะการใช้พลังงานไฟฟ้าของอาคารพาณิชย์ 66
รูปที่ 4.9 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของเทคโนโลยีแต่ละประเภท.....67
รูปที่ 4.10 ค่าไฟฟ้าแบบอัตรา TOU 67

สารบัญภาพ

หน้า

รูปที่ 4.11 มูลค่าเงินลงทุนระบบ CHP แบบกังหันก๊าซ 69
รูปที่ 4.12 มูลค่าเงินลงทุนระบบ CHP แบบกังหันก๊าซขนาดเล็ก 70
รูปที่ 4.13 มูลค่าเงินลงทุนระบบ CHP แบบเครื่องยนต์ก๊าซ....70
รูปที่ 4.14 มูลค่าเงินลงทุนระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึมชนิดชั้นเดียว....71
รูปที่ 4.15 มูลค่าเงินลงทุนระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึมชนิดสองชั้น 71
รูปที่ 4.16 ค่าใช้จ่ายบำรุงรักษาระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึมชนิดชั้นเดียว 71
รูปที่ 4.17 ค่าใช้จ่ายบำรุงรักษาระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึมชนิดสองชั้น....71
รูปที่ 5.1 ขั้นตอนการวิเคราะห์เปรียบเทียบเลือกระบบเทคโนโลยีที่เหมาะสม....79
รูปที่ 5.2 การใช้หัวเผาแบบเชื้อเพลิงก๊าซอย่างเดียว....80
รูปที่ 5.3 การใช้ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมกับหัวเผาแบบเชื้อเพลิงก๊าซ....81
รูปที่ 5.4 การใช้ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมกับระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม 84
รูปที่ 5.5 การใช้ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมกับระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม และหัวเผาแบบก๊าซ....90
รูปที่ 5.6 กระแสเงินสดของการนำระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติมาใช้....93
รูปที่ 5.7 ตัวอย่างใบแจ้งหนี้ค่าไฟรายเดือนจากผู้จำหน่าย....96
รูปที่ 5.8 ตัวอย่างใบเสร็จค่าเชื้อเพลิงรายเดือนจากผู้จำหน่าย 96
รูปที่ 5.9 ขั้นตอนการวิเคราะห์ตามหลักเกณฑ์เทคโนโลยีรูปแบบที่ 1....97
รูปที่ 5.10 ขั้นตอนการวิเคราะห์ตามหลักเกณฑ์เทคโนโลยีรูปแบบที่ 2....98
รูปที่ 5.11 ขั้นตอนการวิเคราะห์ตามหลักเกณฑ์เทคโนโลยีรูปแบบที่ 3 (กลุ่มที่ 1) 99
รูปที่ 5.12 ขั้นตอนการวิเคราะห์ตามหลักเกณฑ์เทคโนโลยีรูปแบบที่ 3 (กลุ่มที่ 2) 100
รูปที่ 5.13 ขั้นตอนการวิเคราะห์ตามหลักเกณฑ์เทคโนโลยีรูปแบบที่ 4....101
รูปที่ 6.1 หน้าจอแสดงข้อมูลเบื้องต้นของอาคารที่ทำการวิเคราะห์....105
รูปที่ 6.2 หน้าจอแสดงค่าสมรรถนะขั้นต่ำของระบบทำน้ำเย็นด้วยไฟฟ้า....106
รูปที่ 6.3 หน้าจอแสดงค่าความร้อนของเชื้อเพลิงแต่ละประเภท....106
รูปที่ 6.4 หน้าจอแสดงข้อมูลที่จำเป็นต่อการวิเคราะห์รูปแบบที่ 1....107
รูปที่ 6.5 หน้าจอแสดงการคำนวณและวิเคราะห์ของรูปแบบที่ 1....107
รูปที่ 6.6 หน้าจอแสดงข้อมูลที่จำเป็นต่อการวิเคราะห์รูปแบบที่ 2....108
รูปที่ 6.7 หน้าจอแสดงการคำนวณและวิเคราะห์ของรูปแบบที่ 2....109

หน้า

รูปที่ 6.8 หน้าจอแสดงข้อมูลที่จำเป็นต่อการวิเคราะห์รูปแบบที่ 3 109
รูปที่ 6.9 หน้าจอแสดงการคำนวณและวิเคราะห์ของรูปแบบที่ 3 (กลุ่มที่ 1)..... 110
รูปที่ 6.10 หน้าจอแสดงการคำนวณและวิเคราะห์ของรูปแบบที่ 3 (กลุ่มที่ 2)..... 111
รูปที่ 6.11 หน้าจอแสดงข้อมูลที่จำเป็นต่อการวิเคราะห์รูปแบบที่ 4 112
รูปที่ 6.12 หน้าจอแสดงการคำนวณและวิเคราะห์ของรูปแบบที่ 4 112
รูปที่ 6.13 การวิเคราะห์เปรียบเทียบเลือกใช้เทคโนโลยีที่เหมาะสมที่สุด 114
รูปที่ 6.14 ความสัมพันธ์ระหว่างค่า IRR กับ ตัวประกอบค่าไฟฟ้า (Load Factor) 119
รูปที่ 6.15 แผนผังระบบผลิตไฟฟ้าและน้ำเย็นของอาคารกรณีศึกษา..... 120
รูปที่ 6.16 การวิเคราะห์ความไวการเปลี่ยนแปลงของปัจจัยต่อมูลค่าเทียบเท่าปัจจุบันสุทธิ 125
รูปที่ 6.17 การวิเคราะห์ความไวการเปลี่ยนแปลงของปัจจัยต่ออัตราผลตอบแทนภายใน 125
รูปที่ 6.18 การวิเคราะห์ความไวการเปลี่ยนแปลงของปัจจัยต่อระยะเวลาคืนทุน 125
รูปที่ 6.19 ข้อมูลย้อนหลังของปัจจัยที่ทำการศึกษาความไวการเปลี่ยนแปลง 127
รูปที่ ก-1 ขั้นตอนการวิเคราะห์สมการถดถอย 142

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทที่ 1

บทนำ

ความต้องการใช้พลังงานของประเทศไทยมีแนวโน้มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่องทุกปี ซึ่งทรัพยากรพลังงานส่วนใหญ่ของประเทศไทยต้องนำเข้ามาจากต่างประเทศส่งผลต่อความมั่นคงทางด้านพลังงานและดุลการค้าของประเทศไทย แต่ทั้งนี้ภายในประเทศไทยมีแหล่งทรัพยากรพลังงานที่ผลิตได้เองมากที่สุด คือ ก๊าซธรรมชาติ ดังนั้นก๊าซธรรมชาติจึงถือว่าเป็นพลังงานทางเลือกหนึ่งที่มีศักยภาพในการนำมาใช้ประโยชน์เพื่อช่วยลดการนำเข้าทรัพยากรพลังงานจากต่างประเทศได้ โดยในภาคธุรกิจอาคารพาณิชย์มีการใช้พลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อน จึงทำให้ค่าใช้จ่ายด้านพลังงานถือว่าเป็นต้นทุนที่สำคัญส่วนหนึ่งในการดำเนินกิจการ ซึ่งในปัจจุบันราคาพลังงานมีแนวโน้มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง ทำให้ผู้ประกอบการต้องหาแนวทางเพื่อลดค่าใช้จ่ายของตนเอง งานวิจัยฉบับนี้จึงมีแนวความคิดที่จะนำก๊าซธรรมชาติมาใช้ประโยชน์ในอาคารพาณิชย์เพื่อช่วยลดค่าใช้จ่ายด้านพลังงานของอาคารพาณิชย์ เนื่องจากก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงที่มีคุณสมบัติที่ดีในด้านการใช้งาน และมีต้นทุนพลังงานที่ถูกเมื่อเปรียบเทียบกับเชื้อเพลิงประเภทอื่น แต่การนำก๊าซธรรมชาติมาใช้ในอาคารพาณิชย์จะต้องอาศัยการศึกษาระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติที่มีความซับซ้อน เพื่อสามารถเลือกใช้ได้อย่างเหมาะสม โดยพิจารณาทั้งทางด้านเทคโนโลยี และเศรษฐศาสตร์

1.1 ที่มาและความสำคัญของปัญหา

ในอดีตแม้ทราบกันดีว่าก๊าซธรรมชาติมีคุณสมบัติที่ดีในการนำมาใช้ประโยชน์ แต่ด้วยข้อจำกัดของระบบโครงข่ายท่อก๊าซธรรมชาติที่ไม่สามารถเข้าถึงในพื้นที่ตัวเมืองชั้นใน ซึ่งเป็นที่ตั้งของอาคารพาณิชย์อย่างหนาแน่น ทำให้ผู้จำหน่ายก๊าซได้มีโครงการศึกษาและพัฒนาการวางระบบท่อก๊าซธรรมชาติเข้ามาในเขตพื้นที่กรุงเทพฯและปริมณฑล โดยโครงการดังกล่าวเริ่มดำเนินงานตั้งแต่ปี พ.ศ. 2550 คาดว่าจะเสร็จสิ้นภายในปี พ.ศ. 2553 ทำให้อาคารพาณิชย์มีโอกาสเลือกใช้ประโยชน์จากก๊าซธรรมชาติได้ จึงมีแนวความคิดที่จะศึกษาการนำก๊าซธรรมชาติมาใช้ในอาคารพาณิชย์เพื่อช่วยลดค่าใช้จ่ายด้านพลังงาน แต่เนื่องด้วยระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติถือว่าเป็นเทคโนโลยีขั้นสูงที่มีความซับซ้อนในหลักการทำงาน และประเภทเทคโนโลยีที่หลากหลาย อีกทั้งต้องใช้เงินลงทุนมูลค่าสูงในการติดตั้งระบบจึงมีความเสี่ยงต่อการลงทุน ทำให้ต้องอาศัยการวิเคราะห์ทั้งทางเทคนิค และเศรษฐศาสตร์ เพื่อช่วยในการสนับสนุนการตัดสินใจของผู้ลงทุน ด้วยการดำเนินการที่ยุ่งยากอาจทำให้ผู้ประกอบการไม่สนใจการลงทุนในลักษณะนี้ งานวิจัยนี้จึงต้องการศึกษาและพัฒนาหลักเกณฑ์เลือกใช้รูปแบบ

เทคโนโลยีที่เหมาะสม โดยพิจารณาในเชิงเทคนิคและเศรษฐศาสตร์ โดยหลักเกณฑ์ดังกล่าวจะทำการรวบรวมข้อมูลทางเทคนิคและเศรษฐศาสตร์ของระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติให้อยู่ในรูปของสมการคณิตศาสตร์ แล้วนำมาวิเคราะห์ตามหลักการเพื่อช่วยสนับสนุนการตัดสินใจของผู้ประกอบการต่อไป

1.2 วัตถุประสงค์ของงานวิจัย

เพื่อศึกษาและพัฒนาหลักเกณฑ์ที่ใช้ในการเปรียบเทียบเชิงเทคโนโลยี และเศรษฐศาสตร์ของการนำก๊าซธรรมชาติมาใช้ในอาคารพาณิชย์

1.3 ขอบเขตของการวิจัย

1.3.1 ขอบเขตการศึกษาข้อมูล

1. กลุ่มอาคารพาณิชย์ที่สนใจทำการศึกษา คือ อาคารที่ตั้งอยู่ในพื้นที่กรุงเทพฯ และเป็นอาคารพาณิชย์ขนาดใหญ่ที่เข้าข่ายการเป็นอาคารควบคุม เพราะถือว่ามีศักยภาพในการนำระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติไปใช้

2. อาคารพาณิชย์ที่ถือว่ามีการใช้พลังงานความร้อน หมายถึง อาคารที่มีการใช้เชื้อเพลิงเพื่อผลิตความร้อน เช่น การผลิตไอน้ำ น้ำร้อน ลมร้อน เป็นต้น จะไม่รวมถึงการใช้เชื้อเพลิงในระบบขนส่ง การประกอบอาหาร หรือการบำรุงรักษาเครื่องจักร เป็นต้น

3. เทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติที่ทำการศึกษาในที่นี้ เป็นการนำระบบผลิตไฟฟ้าความร้อนร่วมมาใช้เพื่อผลิตไฟฟ้า และนำระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึมมาใช้ทดแทนระบบปรับอากาศ เพื่อช่วยลดการใช้พลังงานไฟฟ้าบางส่วน ส่วนด้านเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติสามารถทดแทนได้โดยตรงด้วยการเปลี่ยนหัวเผาเป็นแบบเชื้อเพลิงก๊าซ ซึ่งข้อมูลทางเทคนิคต่างๆจะศึกษาจากข้อมูลของผู้ผลิตเครื่องจักรเป็นหลัก

4. การพิจารณาค่าใช้จ่ายของระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติ ประกอบด้วย เงินลงทุนติดตั้งระบบ เงินลงทุนวางระบบท่อก๊าซธรรมชาติ ค่าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติที่ใช้ ค่าไฟฟ้าที่ซื้อเพิ่ม ค่าใช้จ่ายบำรุงรักษาระบบ ซึ่งข้อมูลในส่วนนี้เป็นค่าประมาณการเบื้องต้น อาจจะมีความคลาดเคลื่อนหรือเปลี่ยนแปลงไปขึ้นอยู่กับเงื่อนไขการดำเนินงาน ค่าใช้จ่ายในที่นี้ไม่รวมถึงการปรับปรุงพื้นที่ หรือการก่อสร้างอาคารใดๆทั้งสิ้น

1.3.2 ขอบเขตของการทำวิจัย

1. การศึกษาอาคารพาณิชย์ตัวอย่างกำหนดให้เสมือนมีการเชื่อมต่อท่อก๊าซธรรมชาติเข้ามาในพื้นที่ของอาคารเรียบร้อยแล้ว โดยเงินลงทุนวางระบบท่อก๊าซธรรมชาติคำนึงถึงเฉพาะภายในพื้นที่อาคารพาณิชย์เท่านั้น เพราะค่าใช้จ่ายในการเชื่อมต่อท่อก๊าซธรรมชาตินอกเขตพื้นที่ของอาคาร ผู้จำหน่ายก๊าซธรรมชาติจะเป็นผู้รับผิดชอบค่าใช้จ่ายและการดำเนินการทั้งหมดหลังจากตกลงสัญญาเรียบร้อยแล้ว

2. การนำระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติมาประยุกต์ใช้จะทำการศึกษาเพื่อรองรับความต้องการพลังงานของอาคารพาณิชย์ที่ทำการศึกษาเท่านั้น โดยไม่คำนึงถึงการออกแบบระบบในเชิงพาณิชย์ เช่น การผลิตเพื่อขายไฟฟ้า หรือขายน้ำเย็น เป็นต้น

3. การพัฒนาหลักเกณฑ์เลือกใช้เทคโนโลยีที่เหมาะสม จะเป็นการพิจารณาพารามิเตอร์ที่มีผลต่อการเลือกใช้ทางด้านเทคนิค ได้แก่ ประเภทเทคโนโลยี ขนาดของระบบ ประสิทธิภาพการใช้พลังงาน และรูปแบบการใช้งานระบบ ในส่วนด้านเศรษฐศาสตร์จะพิจารณาเงินลงทุน ค่าใช้จ่ายเดินระบบรายปี และผลประหยัดที่เกิดขึ้นรายปี โดยการตัดสินเลือกระบบเทคโนโลยีที่เหมาะสมจากผลตอบแทนการลงทุนที่ดีที่สุด ด้วยตัวชี้วัดทางเศรษฐศาสตร์ ได้แก่ NPV, IRR และ Payback period

4. การวิเคราะห์ทางเทคนิคของระบบเทคโนโลยี เป็นการประเมินเบื้องต้นจากข้อมูลของผู้ผลิตเครื่องจักร และหลักสมดุลพลังงาน (Energy balance) เท่านั้น ไม่ได้ศึกษารายละเอียดการคำนวณตามหลักทางกลศาสตร์ และเทอร์โมไดนามิคส์ ซึ่งในการดำเนินงานจริงผู้ดำเนินโครงการต้องทำการประเมินและวิเคราะห์โดยละเอียดอีกครั้งเสมอเพื่อออกแบบระบบที่สามารถใช้งานได้อย่างเหมาะสม

5. การศึกษานี้พิจารณาปัจจัยในการเลือกใช้เทคโนโลยีที่เหมาะสม โดยคำนึงถึงด้านเทคโนโลยี และด้านเศรษฐศาสตร์เป็นหลัก โดยไม่คำนึงถึงปัจจัยด้านอื่น เช่น สิ่งแวดล้อม ความปลอดภัย หรือกฎหมายที่เกี่ยวข้อง เป็นต้น

1.4 วิธีดำเนินการวิจัย

ขั้นตอนการดำเนินงานวิจัยเป็นไปตามตารางดังต่อไปนี้

1. การศึกษาภาพรวมการใช้พลังงานของอาคารพาณิชย์ และการนำก๊าซธรรมชาติมาใช้ในอาคารพาณิชย์

ขั้นตอนการดำเนินงาน	รายละเอียดการดำเนินงาน	ผลลัพธ์
1.1 ศึกษาการใช้พลังงานของอาคารพาณิชย์	- ศึกษาและวิเคราะห์ข้อมูลการใช้พลังงานของอาคารพาณิชย์ - ศึกษาและวิเคราะห์ลักษณะความต้องการใช้พลังงานของอาคารพาณิชย์	- ภาพรวมความต้องการพลังงานของอาคารพาณิชย์ - การจัดกลุ่มศึกษาของอาคารออกเป็น 2 กลุ่ม ตามลักษณะการใช้พลังงาน
1.2 ศึกษาการนำก๊าซธรรมชาติมาใช้ประโยชน์	- ศึกษาคุณสมบัติที่ดีของก๊าซธรรมชาติและระบบโครงข่ายท่อก๊าซธรรมชาติ - ศึกษาเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติที่เหมาะสมแก่อาคารพาณิชย์	- หลักการของเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติ - รูปแบบการนำเทคโนโลยีมาใช้ในอาคารพาณิชย์
1.3 ศึกษางานวิจัยที่เกี่ยวข้อง	- ศึกษาหลักการและผลงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการนำเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติมาใช้ประโยชน์ - หลักการพิจารณาเลือกใช้เทคโนโลยีที่เหมาะสม โดยศึกษาพารามิเตอร์ที่มีผลทางด้านเทคนิค และเศรษฐศาสตร์	- แนวความคิดในการวิเคราะห์และดำเนินงานวิจัย

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

2. กำหนดกรอบแนวความคิด และรวบรวมข้อมูลสำหรับวิเคราะห์และพัฒนางานวิจัย

2.1 กำหนดแนวความคิดการดำเนินงานวิจัย	- วิเคราะห์ข้อมูลเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติร่วมกับการใช้พลังงานของอาคารพาณิชย์ - กำหนดรูปแบบเทคโนโลยีการนำไปใช้ที่เหมาะสมและหลักการวิเคราะห์	- รูปแบบเทคโนโลยีที่เหมาะสมกับอาคารพาณิชย์ - พารามิเตอร์ที่มีผลต่อการเลือกใช้เทคโนโลยีที่เหมาะสม
2.2 รวบรวมข้อมูลสำหรับพัฒนาหลักเกณฑ์การเลือกใช้เทคโนโลยีที่เหมาะสม	- ศึกษาและรวบรวมข้อมูลพารามิเตอร์ทั้งทางเทคนิคและเศรษฐศาสตร์ - สร้างความสัมพันธ์ของพารามิเตอร์เป็นสมการคณิตศาสตร์	- ข้อมูลพารามิเตอร์ที่จำเป็นต่อการวิเคราะห์และพัฒนาหลักเกณฑ์ที่เหมาะสม

3. ศึกษาและวิเคราะห์เพื่อพัฒนาหลักเกณฑ์การเลือกใช้เทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติที่เหมาะสม

3.1 การพัฒนาหลักเกณฑ์เลือกใช้เทคโนโลยีที่เหมาะสม	- เชื่อมโยงความสัมพันธ์พารามิเตอร์เพื่อนำไปสู่การวิเคราะห์ทางด้านเทคนิคและเศรษฐศาสตร์ - วิเคราะห์ด้วยตัวชี้วัดทางเศรษฐศาสตร์ NPV, IRR และ Payback period	- หลักเกณฑ์การเลือกใช้เทคโนโลยีแต่ละรูปแบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติ
3.2 การหลักเกณฑ์เลือกใช้เทคโนโลยีที่เหมาะสมรูปแบบต่างๆ	- สร้างแผนผังขั้นตอนการวิเคราะห์ เพื่ออธิบายหลักการให้ผู้ใช้เข้าใจและสามารถนำไปใช้ได้ง่าย	- ขั้นตอนวิเคราะห์หลักเกณฑ์เทคโนโลยีรูปแบบต่างๆ - ข้อควรพิจารณาในการเลือกใช้เทคโนโลยีที่เหมาะสม

4. การทดสอบหลักเกณฑ์ที่พัฒนาขึ้น และวิเคราะห์ผลลัพธ์

4.1 ทดสอบหลักเกณฑ์การเลือกใช้เทคโนโลยีที่เหมาะสมสำหรับอาคารพาณิชย์	- รวบรวมข้อมูลเบื้องต้นของอาคารตัวอย่างทั้งสิ้นจำนวน 10 แห่ง โดยพิจารณาจากประเภทอาคาร และขนาดกำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ใช้	- ผลลัพธ์การทดสอบอาคารพาณิชย์แต่ละประเภท
4.2 ทำการวิเคราะห์ผลลัพธ์ที่ทำการทดสอบ	- สรุปผลการวิเคราะห์ของการทดสอบอาคารตัวอย่าง	- ข้อสรุปการนำเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติมาใช้ในอาคารพาณิชย์

5. สรุปผลการดำเนินงานวิจัย และข้อเสนอแนะ

5.1 สรุปผลดำเนินงานวิจัย และข้อเสนอแนะ	- สรุปผลการศึกษา และวิเคราะห์การนำก๊าซธรรมชาติมาใช้ในอาคารพาณิชย์ - ปัญหาและอุปสรรคของการดำเนินงานวิจัย - ข้อเสนอแนะเพิ่มเติมสำหรับผู้นำงานวิจัยนี้ไปใช้ประโยชน์	- ข้อสรุปการดำเนินงานวิจัยและข้อเสนอแนะ

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 1.1 แผนการดำเนินงานวิจัย

ขั้นตอนการดำเนินการวิจัย	เดือน พ.ศ. 2552							เดือน พ.ศ. 2553								
	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.	ต.ค.	พ.ย.	ธ.ค.	ม.ค.	ก.พ.	มี.ค.	เม.ย.	พ.ค.	มิ.ย.	ก.ค.	ส.ค.	ก.ย.
1.1 ศึกษาการใช้พลังงานของอาคารพาณิชย์																
1.2 ศึกษาการนำก๊าซธรรมชาติมาใช้ประโยชน์																
1.3 ศึกษางานวิจัยที่เกี่ยวข้อง																
2.1 กำหนดแนวความคิดการดำเนินงานวิจัย																
2.2 รวบรวมข้อมูลสำหรับการพัฒนาหลักเกณฑ์																
3.1 การออกแบบและพัฒนาหลักเกณฑ์																
3.2 การนำไปใช้ของหลักเกณฑ์รูปแบบต่าง ๆ																
4.1 ทดสอบหลักเกณฑ์																
4.2 ทำการวิเคราะห์ผลลัพธ์ที่ทำการทดสอบ																
5.1 สรุปผลดำเนินงานวิจัย และข้อเสนอแนะ																

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

1.5 ผลที่คาดว่าจะได้รับ

1. หลักเกณฑ์การเลือกใช้เทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติที่เหมาะสมที่มีรูปแบบง่ายต่อการนำไปใช้งาน เพื่อใช้วิเคราะห์กับอาคารพาณิชย์หลากหลายประเภท

2. รูปแบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติที่นำมาใช้ร่วมกัน เพื่อประยุกต์ใช้รองรับความต้องการพลังงานของอาคารพาณิชย์ได้อย่างมีประสิทธิภาพ

1.6 ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1. การนำเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติมาใช้ในอาคารพาณิชย์จะช่วยเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน และส่งผลให้ลดค่าใช้จ่ายด้านพลังงานได้ จึงทำให้มีผลกำไรดำเนินธุรกิจสูงขึ้น

2. หลักการพิจารณาเลือกใช้เทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติสามารถนำไปประยุกต์ใช้สำหรับโรงงานอุตสาหกรรม บ้านที่อยู่อาศัย หรือ ร้านอาหาร เป็นต้น เพื่อนำไปสู่การเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน หรือ ลดค่าใช้จ่ายด้านพลังงาน

3. การนำเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติมาใช้ประโยชน์ถือว่าเป็นการสนับสนุนตามนโยบายด้านพลังงานของประเทศ เพื่อลดการนำเข้านำมันดิบจากต่างประเทศ และเมื่อผู้ประกอบการรายย่อยติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าใช้เองมากขึ้นจะช่วยลดการขยายตัวของโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ และลดการสูญเสียไฟฟ้าในระบบสายส่งได้

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทที่ 2

ทฤษฎีและผลงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

เนื้อหาในบทนี้จะเป็นการสรุปเนื้อหาการศึกษาหลักการ และทฤษฎี รวมถึงการศึกษาผลงานวิจัยที่เกี่ยวข้องทั้งในและต่างประเทศ เพื่อเป็นแนวทางในการดำเนินงานวิจัย ส่วนแรกเป็นการศึกษาความต้องการพลังงานของอาคารพาณิชย์ ที่กล่าวถึงการใช้พลังงานของอาคารพาณิชย์ และลักษณะการใช้พลังงานของอาคารพาณิชย์ จากนั้นทำการศึกษาข้อมูลเกี่ยวกับก๊าซธรรมชาติ ได้แก่ คุณสมบัติของก๊าซธรรมชาติ ระบบโครงข่ายท่อก๊าซธรรมชาติ เทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติ และสุดท้ายการศึกษาผลงานวิจัยที่เกี่ยวข้องเพื่อเป็นประโยชน์แก่การพัฒนางานวิจัยต่อไป

2.1 อาคารพาณิชย์

อาคารพาณิชย์ที่จะทำการศึกษาในที่นี้หมายถึงอาคารพาณิชย์ที่มีขนาดใหญ่และมีการใช้พลังงานปริมาณมากตามพระราชกฤษฎีกากำหนดอาคารควบคุม พ.ศ. 2538 มาตรา 3 ข้อ 1 และ 2 โดยหากมีลักษณะตรงตามข้อหนึ่งข้อใดถือว่าเป็น “อาคารควบคุม” ซึ่งเนื้อหากล่าวไว้ดังนี้

1. อาคารพาณิชย์ภายใต้บ้านเลขที่เดียวกันที่มีเครื่องวัดไฟฟ้าขนาดตั้งแต่ 1,000 กิโลวัตต์ขึ้นไป หรือติดตั้งหม้อแปลงไฟฟ้ารวมกันมีขนาดตั้งแต่ 1,175 กิโลโวลต์แอมแปร์ขึ้นไป

2. อาคารพาณิชย์ภายใต้บ้านเลขที่เดียวกันที่ใช้ไฟฟ้าจากระบบของผู้จำหน่าย ความร้อนจากไอน้ำของผู้จำหน่ายหรือพลังงานสิ้นเปลืองอื่นจากผู้จำหน่าย หรือของตนเองอย่างใดอย่างหนึ่ง หรือรวมกันในปีที่ผ่านมามีปริมาณพลังงานทั้งหมดเทียบเท่าพลังงานไฟฟ้าตั้งแต่ 20 ล้านเมกะจูลขึ้นไป

2.1.1 การใช้พลังงานของอาคารพาณิชย์

อาคารพาณิชย์ที่เข้าข่ายเป็นอาคารควบคุม จะต้องดำเนินการปฏิบัติตามพระราชบัญญัติการส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. 2535 มาตรา 11 ข้อ 2 โดยการนำส่งรายงานข้อมูลการใช้พลังงานให้แก่กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน (พพ.) ทุกปี จึงทำให้หน่วยงานดังกล่าวมีฐานข้อมูลการใช้พลังงานของอาคารพาณิชย์ทั้งประเทศไทย ซึ่งถือว่าเป็นแหล่งข้อมูลที่เป็นประโยชน์แก่การดำเนินงานวิจัยอย่างยิ่ง จากการศึกษาฐานข้อมูลของ พพ. พบว่าได้มีการจำแนกอาคารพาณิชย์ออกเป็น 6 ประเภท คือ

โรงแรม โรงพยาบาล ศูนย์การค้า สถานศึกษา สำนักงาน และอาคารอื่นๆ เมื่อทำการพิจารณาข้อมูลการใช้พลังงานของอาคารพาณิชย์พบว่าข้อมูลปี พ.ศ. 2550 ถือว่าเป็นข้อมูลล่าสุด เนื่องจากได้มีการประกาศแก้ไขพระราชบัญญัติการส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. 2535 (ฉบับแก้ไขเพิ่มเติม) ในวันที่ 4 ธันวาคม พ.ศ. 2550 และมีผลบังคับในวันที่ 1 มิถุนายน พ.ศ. 2551 เป็นต้นไป ซึ่งในประกาศฉบับใหม่ได้ยกเลิกข้อปฏิบัติการจัดส่งข้อมูลการใช้พลังงานตามแบบและระยะเวลาที่กำหนด (มาตราที่ 11 ข้อ 2) จึงทำให้การดำเนินการจัดส่งข้อมูลการใช้พลังงานปี พ.ศ. 2550 ถือเป็นปีสุดท้าย จนกว่าพระราชบัญญัติฉบับใหม่จะมีผลบังคับใช้ตามกำหนด

จากข้อมูลการใช้พลังงานของอาคารพาณิชย์ปี พ.ศ. 2550 พบว่าพื้นที่กรุงเทพฯมีจำนวนอาคารพาณิชย์หนาแน่นที่สุด (628 แห่ง) คิดเป็นร้อยละ 32.76 ของจำนวนอาคารพาณิชย์ทั้งประเทศไทย (1,917 แห่ง) ดังนั้นจึงกำหนดขอบเขตการศึกษาข้อมูลการใช้พลังงานอาคารพาณิชย์ในพื้นที่กรุงเทพฯเป็นหลัก โดยสรุปข้อมูลการใช้พลังงานสามารถแสดงได้ดังตารางที่ 2.1

ตารางที่ 2.1 การใช้พลังงานของอาคารพาณิชย์ในพื้นที่กรุงเทพฯปี พ.ศ. 2550

ประเภทอาคาร	จำนวน (แห่ง)	ไฟฟ้า (kWh/ปี)	LPG (kg/ปี)	น้ำมันดีเซล (ลิตร/ปี)	น้ำมันเตา (ลิตร/ปี)
โรงพยาบาล	45	432,578,697	1,220,684	885,916	2,388,267
โรงแรม	88	689,646,666	9,270,214	3,552,074	16,345,032
ศูนย์การค้า	93	1,343,980,073	-	-	-
สถานศึกษา	49	317,861,526	-	-	-
สำนักงาน	309	1,646,128,792	-	-	-
อาคารอื่นๆ	44	145,284,318	-	-	-
รวม	628	4,575,480,073	10,490,898	4,437,990	18,733,299

ที่มาข้อมูลจาก : ฐานข้อมูล พพ.

อาคารพาณิชย์ส่วนใหญ่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าเป็นหลัก จึงทำการศึกษารายละเอียดปลีกย่อยว่าการใช้พลังงานไฟฟ้าอยู่ในส่วนใดบ้างของอาคาร เพื่อเป็นประโยชน์แก่ประเมินศักยภาพการนำก๊าซธรรมชาติมาใช้ประโยชน์ โดยศึกษาจากรายงานประจำปีสถานภาพการใช้และอนุรักษ์พลังงานของอาคารและโรงงานควบคุม ปี พ.ศ. 2546 ของ พพ. ซึ่งได้มีการรวบรวมข้อมูลสัดส่วนการใช้พลังงานไฟฟ้าของอาคารพาณิชย์โดยคิดค่าเฉลี่ยมาจากอาคารพาณิชย์จำนวน 781 แห่ง สามารถจำแนกเป็นระบบแสงสว่าง ระบบปรับอากาศ และระบบอื่นๆ แสดงได้ดังในตารางที่ 2.2

ตารางที่ 2.2 สัดส่วนการใช้พลังงานไฟฟ้าของอาคารพาณิชย์

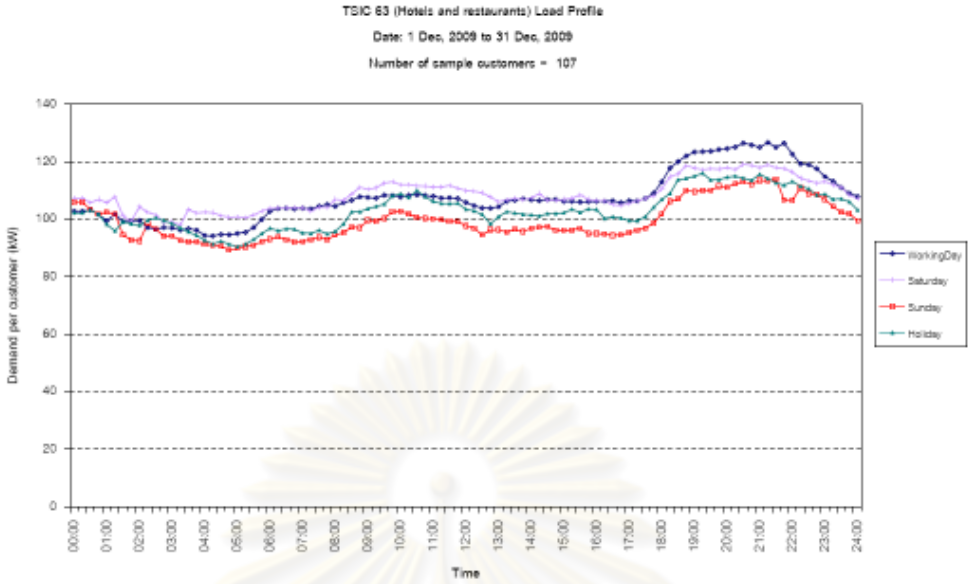
ประเภทอาคาร	ระบบแสงสว่าง	ระบบปรับอากาศ	ระบบอื่นๆ
โรงแรม	20.9%	55.6%	23.5%
โรงพยาบาล	22.5%	58.3%	19.2%
ศูนย์การค้า	20.8%	43.8%	35.4%
สำนักงาน	18.8%	50.2%	31.0%
สถานศึกษา	23.9%	53.5%	22.6%

หมายเหตุ : ประเภทอาคารอื่นๆไม่สามารถจำแนกได้ชัดเจน จึงไม่ได้ระบุค่าที่แน่ชัดในที่นี้

จากตารางที่ 2.2 พบว่าการใช้พลังงานไฟฟ้าของอาคารพาณิชย์ส่วนใหญ่อยู่ในระบบปรับอากาศ ดังนั้น จึงมีแนวความคิดควรประยุกต์ใช้ก๊าซธรรมชาติเพื่อทดแทนพลังงานไฟฟ้าในระบบปรับอากาศ ซึ่งเป็นส่วนที่ถือว่ามีศักยภาพลดการใช้พลังงานไฟฟ้าของอาคารพาณิชย์ส่งผลให้ค่าใช้จ่ายด้านพลังงานไฟฟ้าลดลง ในส่วนของการใช้พลังงานความร้อนแม้จะเป็นส่วนน้อยแต่ถือว่ามีศักยภาพการนำก๊าซธรรมชาติมาใช้ทดแทนเช่นกัน

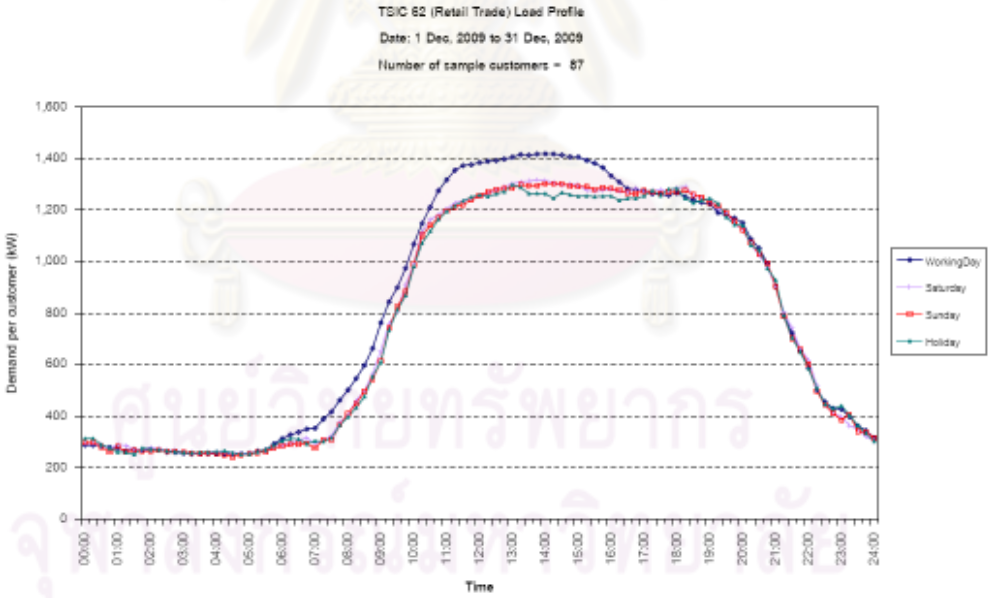
2.1.2 ลักษณะการใช้พลังงานไฟฟ้าของอาคารพาณิชย์

อาคารพาณิชย์มีรูปแบบการให้บริการที่แตกต่างกัน ทำให้มีความต้องการพลังงานในแต่ละช่วงเวลาที่แตกต่างกัน ในส่วนนี้จึงต้องการศึกษาลักษณะการใช้พลังงานไฟฟ้าของอาคารแต่ละประเภท เพื่อทำให้เข้าใจถึงความต้องการพลังงานของอาคารพาณิชย์และสามารถประยุกต์ใช้ก๊าซธรรมชาติได้อย่างเหมาะสม โดยลักษณะการใช้พลังงานไฟฟ้าพิจารณาได้จากค่ากำลังไฟฟ้าที่ใช้ในแต่ละช่วงเวลา อาจได้จากการตรวจวัดด้วยเครื่องมือ หรือเครื่องตรวจวัดของผู้จำหน่ายไฟฟ้า จากการศึกษาพบว่าผู้จำหน่ายไฟฟ้า (การไฟฟ้านครหลวง) ได้มีการรวบรวมข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้าของลูกค้า และจัดทำเป็นรายงาน “ข้อมูลการศึกษาลักษณะการใช้ไฟฟ้า” ประจำทุกเดือน ซึ่งในรายงานแสดงถึงลักษณะการใช้พลังงานไฟฟ้าของอาคารพาณิชย์ประเภทต่างๆที่มีการบันทึกเป็นรายชั่วโมงทุกวัน โดยแบ่งออกเป็นวันจันทร์ถึงศุกร์, วันเสาร์, วันอาทิตย์ และวันหยุดนักขัตฤกษ์ ได้ทำการศึกษาข้อมูลจากรายงานประจำเดือนธันวาคม 2552 สามารถแสดงได้ดังในรูปที่ 2.1 ถึง 2.4



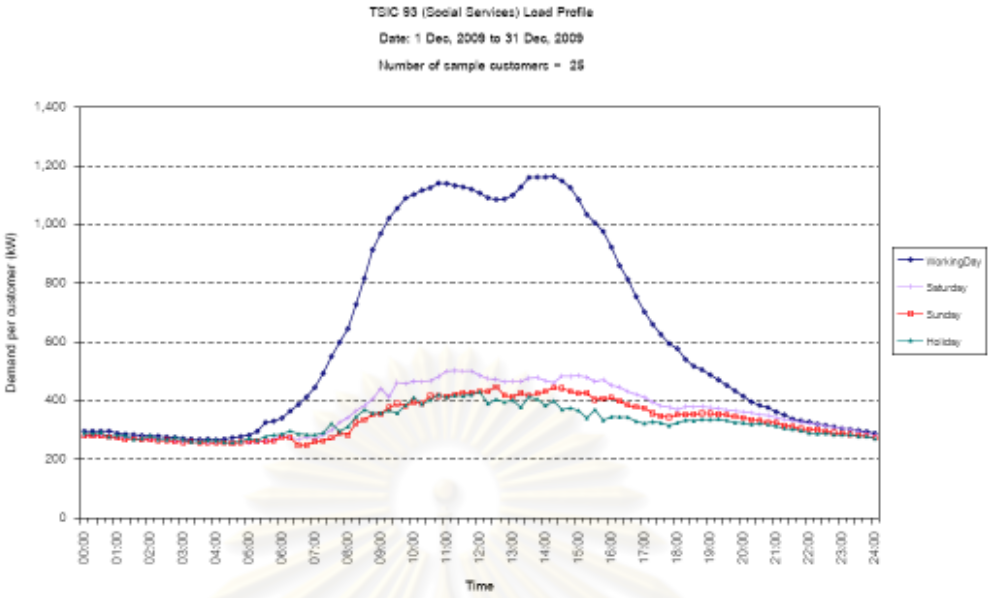
ที่มา : การไฟฟ้านครหลวง (www.mea.or.th)

รูปที่ 2.1 ลักษณะการใช้พลังงานของอาคารประเภทโรงแรม (จำนวนตัวอย่าง 107 แห่ง)



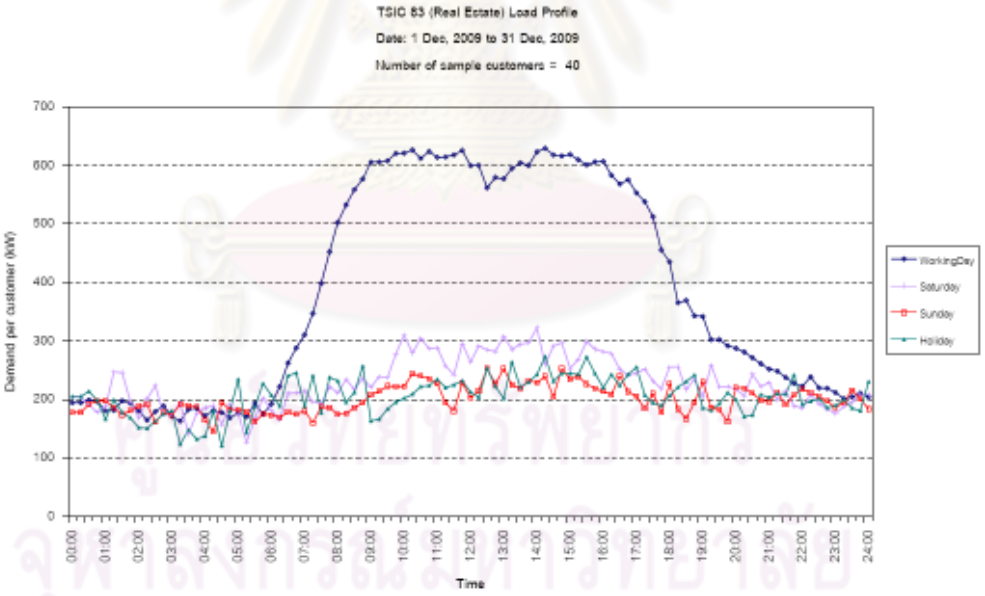
ที่มา : การไฟฟ้านครหลวง (www.mea.or.th)

รูปที่ 2.2 ลักษณะการใช้พลังงานของอาคารประเภทศูนย์การค้า (จำนวนตัวอย่าง 87 แห่ง)



ที่มา : การไฟฟ้านครหลวง (www.mea.or.th)

รูปที่ 2.3 ลักษณะการใช้พลังงานของอาคารประเภทสถานศึกษา (จำนวนตัวอย่าง 25 แห่ง)



ที่มา : การไฟฟ้านครหลวง (www.mea.or.th)

รูปที่ 2.4 ลักษณะการใช้พลังงานของอาคารประเภทสำนักงาน (จำนวนตัวอย่าง 40 แห่ง)

จากรูปที่ 2.1 ถึง 2.4 แสดงให้เห็นว่าลักษณะการใช้พลังงานไฟฟ้าของอาคารพาณิชย์แต่ละประเภทมีความแตกต่างกัน การพิจารณาความต้องการพลังงานไฟฟ้าของอาคารพาณิชย์จะแบ่งออกเป็น 2 ส่วน คือ กำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ใช้ (แกน Y) และปริมาณไฟฟ้าที่ใช้ (พื้นที่ใต้กราฟ) โดยสามารถวิเคราะห์ได้ดังนี้

โรงแรม มีการใช้พลังงานไฟฟ้าอย่างต่อเนื่องเพราะเปิดให้บริการตลอด 24 ชั่วโมงทุกวัน ซึ่งในช่วงเวลา 18.00 ถึง 22.00 น. จะมีความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงเนื่องจากผู้มาใช้บริการห้องพักเป็นส่วนใหญ่ (โรงพยาบาลเปิดให้บริการคล้ายกับโรงแรม จึงกำหนดให้มีลักษณะการใช้พลังงานไฟฟ้าแบบเดียวกัน)

ศูนย์การค้า เปิดให้บริการเป็นช่วงเวลาประมาณ 9.00 น. ถึง 22.00 น. แต่เปิดให้บริการทุกวันตลอดปี จึงทำให้ในช่วงอาคารปิดให้บริการจะมีความต้องการพลังงานไฟฟ้าต่ำ

สถานศึกษา มีความต้อการพลังงานไฟฟ้าสูงในช่วงเวลาประมาณ 8.00 น. จนถึง 18.00 น. วันจันทร์ถึงศุกร์ ที่มีการเรียนการสอน ในส่วนวันเสาร์ อาทิตย์ และวันหยุดนักขัตฤกษ์ จะไม่มีการเรียนการสอนจึงมีความต้องการพลังงานไฟฟ้าต่ำ

สำนักงาน มีความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงในช่วงเวลาประมาณ 7.00 น. จนถึง 19.00 น. ของวันจันทร์ถึงศุกร์เป็นหลัก ลักษณะการใช้พลังงานไฟฟ้าจะคล้ายกับสถานศึกษา แต่สังเกตว่าการใช้พลังงานไฟฟ้ามีความผันแปร เนื่องจากอาคารสำนักงานส่วนใหญ่เป็นอาคารให้เช่าพื้นที่ ซึ่งขึ้นอยู่กับเงื่อนไขของการทำสัญญาเช่าซื้อว่าจะมีการใช้งานพื้นที่ในอาคารเป็นช่วงเวลาใดทำให้ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของอาคารโดยรวมไม่สม่ำเสมอ

โดยสรุปการศึกษาความต้องการพลังงานของอาคารพาณิชย์พบว่าอาคารพาณิชย์มีความต้องการพลังงานไฟฟ้าเป็นหลัก และมีอาคารประเภทโรงแรม และโรงพยาบาลเท่านั้นที่ใช้พลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อน อีกทั้งจากการศึกษาลักษณะการใช้พลังงานไฟฟ้าของอาคารพาณิชย์พบว่าสามารถจำแนกออกเป็น 2 ลักษณะ คือ การใช้พลังงานไฟฟ้าแบบต่อเนื่อง และการใช้พลังงานไฟฟ้าแบบไม่ต่อเนื่อง จึงทำให้สามารถพิจารณาแบ่งกลุ่มอาคารที่ทำการศึกษาได้ดังต่อไปนี้

- กลุ่มที่ 1 อาคารที่ใช้พลังงานไฟฟ้าอย่างเดียว ซึ่งมีลักษณะการใช้พลังงานไฟฟ้าแบบไม่ต่อเนื่อง ได้แก่ ศูนย์การค้า สถานศึกษา และสำนักงาน

- กลุ่มที่ 2 อาคารที่ใช้พลังงานไฟฟ้าและความร้อน ซึ่งมีลักษณะการใช้พลังงานไฟฟ้าแบบต่อเนื่อง ได้แก่ โรงแรม และโรงพยาบาล

2.2 ก๊าซธรรมชาติ

ก๊าซธรรมชาติถือว่าเป็นแหล่งพลังงานที่มีศักยภาพในการนำมาใช้ประโยชน์ ซึ่งมีคุณสมบัติที่ดีในหลายด้าน เช่น ประสิทธิภาพการเผาไหม้สมบูรณ์ มีมลพิษทางอากาศน้อย สามารถใช้งานได้อย่างต่อเนื่อง และมีต้นทุนพลังงานถูกกว่าเชื้อเพลิงหลายประเภท จึงทำให้ก๊าซธรรมชาติเป็นทางเลือกหนึ่งที่น่าสนใจ โดยในปัจจุบันระบบโครงข่ายท่อก๊าซธรรมชาติได้ขยายตัวเข้ามาสู่ในเขตพื้นที่กรุงเทพฯและปริมณฑลแล้ว ทำให้อาคารพาณิชย์ที่ตั้งอยู่ในพื้นที่ใกล้เคียงแนวท่อก๊าซธรรมชาติมีโอกาสนำก๊าซธรรมชาติมาใช้ประโยชน์ได้

2.2.1 ความหมายและคุณสมบัติของก๊าซธรรมชาติ

ก๊าซธรรมชาติ (Natural gas: NG) เป็นก๊าซปิโตรเลียมชนิดหนึ่งที่เกิดจากการทับถมของสิ่งมีชีวิตหลายล้านปี และประกอบไปด้วยสารไฮโดรคาร์บอนหลายชนิด เช่น มีเทน โพรเพน บิวเทน เป็นต้น โดยส่วนใหญ่จะเป็นก๊าซมีเทนประมาณร้อยละ 70 ของน้ำหนักก๊าซทั้งหมด จึงสามารถนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงความร้อนได้ดี ซึ่งก๊าซธรรมชาติมีคุณสมบัติโดยทั่วไปดังต่อไปนี้

- สถานะทางกายภาพเป็นก๊าซ ไม่มีสี ไม่มีกลิ่น เมื่อนำไปใช้งานจึงต้องมีการเติมสารที่มีกลิ่นลงไปเพื่อให้ง่ายต่อการตรวจพบได้ง่ายเมื่อมีการรั่วไหล

- ค่าความถ่วงจำเพาะประมาณ 0.6-0.8 ซึ่งมีน้ำหนักเบากว่าอากาศทำให้เมื่อรั่วไหลจะฟุ้งกระจายในอากาศเจือจางอย่างรวดเร็ว ทำให้มีความปลอดภัยในการใช้งาน

- อุณหภูมิที่ก๊าซธรรมชาติสามารถลุกติดไฟได้เองประมาณ 537-540 องศาเซลเซียส และมีปริมาณความหนาแน่นของก๊าซมากกว่าร้อยละ 5-15 ของปริมาตรในอากาศ ซึ่งถือว่ามีความปลอดภัยสูง (ที่มา : บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน))

- เป็นเชื้อเพลิงที่สะอาด มีการเผาไหม้สมบูรณ์ ทำให้มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อย

ในปัจจุบันพบอาคารพาณิชย์มีการเลือกใช้เชื้อเพลิงที่หลากหลาย เช่น น้ำมันเตา น้ำมันดีเซล และก๊าซปิโตรเลียมเหลว หากกล่าวถึงพลังงานทางเลือกในปัจจุบันเชื้อเพลิงถ่านหินถือว่าเป็นเชื้อเพลิงที่มีต้นทุนพลังงานถูกมาก แต่ด้วยคุณสมบัติทางกายภาพทำให้มีข้อจำกัดในหลายด้านที่ไม่เหมาะสำหรับใช้ในอาคารพาณิชย์ โดยรายละเอียดการเปรียบเทียบคุณสมบัติของก๊าซธรรมชาติกับเชื้อเพลิงแต่ละประเภทสามารถแสดงได้ดังในตารางที่ 2.3

ตารางที่ 2.3 การเปรียบเทียบคุณสมบัติก๊าซธรรมชาติกับเชื้อเพลิงแต่ละประเภท

คุณสมบัติ	ก๊าซธรรมชาติ	ก๊าซปิโตรเลียมเหลว	น้ำมันเตา	ถ่านหิน
1. ความปลอดภัย	มวลเบากว่าอากาศ เมื่อรั่วไหล จะกระจายไปในอากาศ มีโอกาสการจุดติดไฟน้อย	มวลหนักกว่าอากาศ เมื่อรั่วจะสะสมอยู่ระดับพื้น มีโอกาสการจุดติดไฟมากกว่า	เมื่อรั่วไหลจะนองอยู่บนพื้น ซึ่งมีความเสี่ยงในการจุดติดไฟมาก และยากต่อการชำระล้าง	สามารถลุกติดไฟได้เมื่อมีความร้อนสะสมมากพอ และมีผงฝุ่นละอองมากมีผลต่อระบบทางเดินหายใจ
2. ความพร้อมในการใช้งาน	สถานะเป็นก๊าซนำไปใช้ได้เลย	สถานะเป็นของเหลว ต้องทำให้เป็นก๊าซก่อนนำไปใช้งาน	สถานะเป็นของเหลว ต้องอยู่ในสภาพที่เหมาะสมก่อนการเผาไหม้ (การอุ่นด้วยฮีทเตอร์ไฟฟ้า)	สถานะเป็นของแข็ง สามารถเผาได้โดยตรง แต่ต้องระวังความชื้นในถ่านหินจะทำให้เกิดเขม่า
3.ประสิทธิภาพการเผาไหม้	เผาไหม้ได้สมบูรณ์ สถานะเป็นก๊าซ สามารถผสมกับอากาศได้ดีมาก	เผาไหม้ได้สมบูรณ์กว่าเชื้อเพลิงเหลว สามารถผสมกับอากาศได้ดีมาก	เผาไหม้ไม่ค่อยสมบูรณ์ ต้องทำให้น้ำมันเป็นละออง เพื่อผสมกับอากาศได้มากขึ้น	เผาไหม้ไม่สมบูรณ์ ควรจะบดให้ถ่านหินเป็นชิ้นเล็กๆ และลดความชื้นเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการเผาไหม้
4. ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมจากการเผาไหม้	เผาไหม้สมบูรณ์มาก จึงสะอาด ปราศจากเขม่าไม่เกิดมลภาวะ	เผาไหม้สมบูรณ์ ปราศจากเขม่าไม่เกิดมลภาวะ	เผาไหม้สมบูรณ์น้อย มีเขม่าและไอเสียบางส่วน ขึ้นอยู่กับเกรดของน้ำมัน และการปรับตั้งหัวเผา	เผาไหม้ไม่สมบูรณ์ มีกากเป็นผงขี้เถ้า และเกิดก๊าซออกไซด์ต่างๆ เช่น SO_2 NO_2 ซึ่งเป็นมลพิษทางอากาศ ต้องมีการกำจัดที่ดี
5. ความสะดวกในการจัดเก็บ	- ไม่ต้องมีถังเก็บเชื้อเพลิง - ไม่ต้องมีการสำรองเชื้อเพลิง - สะอาดไม่เลอะเทอะบริเวณใช้งาน	- ต้องมีถังเก็บสำรองเชื้อเพลิง - ต้องเสียเนื้อที่ในการสร้างถังเก็บและบริเวณโดยรอบ - ต้องสั่งซื้อเชื้อเพลิงล่วงหน้า	- ต้องมีถังเก็บสำรองน้ำมัน - ต้องมีการสั่งซื้อเชื้อเพลิงล่วงหน้า - พื้นที่สกปรกยากต่อการทำความสะอาด	- ต้องใช้พื้นที่ในการจัดเก็บมาก - ต้องมีการป้องกันฝุ่นละอองบริเวณที่จัดเก็บ - ในการจัดเก็บควรระวังความชื้นมีผลต่อการใช้งานถ่านหินมาก

ที่มา : บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)

ต้นทุนพลังงานที่กล่าวถึงในข้างต้น หมายถึง การพิจารณาราคาต่อหน่วยของเชื้อเพลิงเทียบกับค่าความร้อนของเชื้อเพลิงนั้นสามารถให้ได้ ซึ่งค่าความร้อนของเชื้อเพลิงอ้างอิงมาจากข้อมูลของ พพ. จากการเปรียบเทียบพบว่าก๊าซธรรมชาติมีต้นทุนพลังงานต่ำกว่าเชื้อเพลิงหลายๆประเภท ซึ่งการคำนวณต้นทุนพลังงานสามารถได้ดังสมการ โดยค่าต้นทุนพลังงานของเชื้อเพลิงแต่ละประเภทแสดงได้ดังในตารางที่ 2.4

$$\text{ต้นทุนพลังงาน} = \frac{\text{ราคาเชื้อเพลิงบาทต่อหน่วย}}{\text{ค่าความร้อนสุทธิของเชื้อเพลิง}}$$

ตารางที่ 2.4 เปรียบเทียบต้นทุนพลังงานของเชื้อเพลิงแต่ละประเภท

ประเภทเชื้อเพลิง	หน่วย	ราคาเชื้อเพลิง (บาท/หน่วย)	ค่าความร้อน (เมกะจูลต่อหน่วย)	ต้นทุนพลังงาน (บาทต่อเมกะจูล)
ก๊าซธรรมชาติสำหรับผลิตไฟฟ้า	ล้านบีทียู	251.43*	1,055	0.238
ก๊าซธรรมชาติสำหรับอาคารพาณิชย์	ล้านบีทียู	426.33*	1,055	0.404
ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG)	กิโลกรัม	18.13***	50.22	0.361
น้ำมันเตาเกรด A	ลิตร	23.79**	38.18	0.623
น้ำมันเตาเกรด C	ลิตร	22.24**	41.28	0.539
น้ำมันดีเซล	ลิตร	27.08**	36.42	0.743

หมายเหตุ : * ราคาเฉลี่ยเดือน ม.ค.-ส.ค. 2553 จากบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)

** ราคาเฉลี่ยเดือน ม.ค.-มี.ค. 2553 จากสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

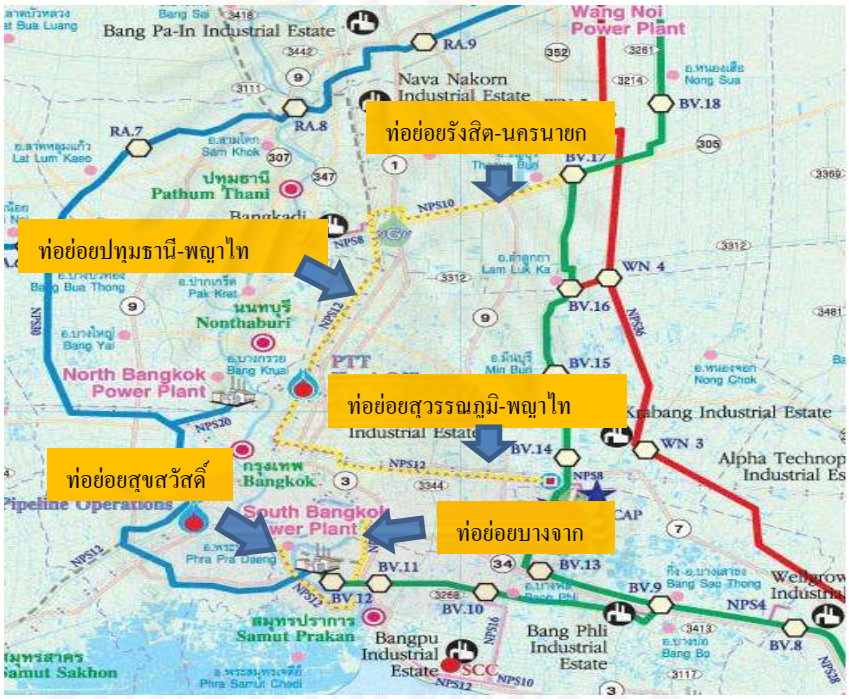
*** ราคา LPG มีการสนับสนุนจากภาครัฐ จึงทำให้ไม่มีการเปลี่ยนแปลงไปตามราคาที่ควรจะเป็น ถ้ามีการลอยตัวราคา LPG เมื่อใดจะทำให้ต้นทุนพลังงานสูงกว่าก๊าซธรรมชาติ

ดังนั้น การนำก๊าซธรรมชาติมาใช้ทดแทนเชื้อเพลิงประเภทอื่นโดยตรงจะก่อให้เกิดผลประหยัดค่าใช้จ่ายด้านพลังงานได้ อย่างไรก็ตามผลประหยัดที่ได้ขึ้นอยู่กับผลต่างของราคาเชื้อเพลิง ซึ่งราคาเชื้อเพลิงมีการเปลี่ยนแปลงตามปัจจัยทางเศรษฐกิจหรือราคาตลาดโลก ทำให้การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์อาจมีความคลาดเคลื่อนไปเมื่อเวลาผ่านไป

2.2.2 ระบบโครงข่ายท่อก๊าซธรรมชาติในกรุงเทพฯและปริมณฑล

การขยายโครงข่ายระบบท่อก๊าซธรรมชาติดำเนินการได้ยากลำบากเนื่องด้วยข้อจำกัดหลายประการ เช่น ลักษณะพื้นที่ การวางตัวของระบบสาธารณูปโภค แหล่งชุมชนที่อยู่อาศัย เป็นต้น จึงทำให้ระบบท่อก๊าซธรรมชาติไม่สามารถเข้าถึงผู้บริโภคได้อย่างทั่วถึง ดังนั้นอาคารพาณิชย์ที่มีโอกาสใช้ประโยชน์จากก๊าซธรรมชาติจำเป็นจะต้องมีที่ตั้งอยู่ใกล้แนวท่อก๊าซ

ซึ่งในปัจจุบันได้มีโครงการขยายระบบโครงข่ายท่อก๊าซธรรมชาติเข้ามาในกรุงเทพฯและปริมณฑลแล้ว จากบทความของ กีรติ โภคะสุวรรณ. (จุลสารก๊าซไลน์. ฉบับที่ 74, 2552) กล่าวถึงการพัฒนาระบบโครงข่ายท่อก๊าซธรรมชาติในพื้นที่กรุงเทพฯและปริมณฑล โดยโครงการเริ่มดำเนินการตั้งแต่ปี พ.ศ. 2550 คาดว่าจะแล้วเสร็จภายในปี พ.ศ. 2553 ซึ่งมีการวางระบบท่อก๊าซธรรมชาติพาดผ่านถนนสายหลักหลายสายที่เป็นพื้นที่เศรษฐกิจ ทั้งนี้เพื่อการเข้าถึงกลุ่มเป้าหมาย เช่น อาคารพาณิชย์ขนาดใหญ่ บ้านที่อยู่อาศัย และสถานีบริการก๊าซธรรมชาติในบริเวณใกล้เคียง เป็นต้น โดยแนวท่อก๊าซดังกล่าวมีจำนวน 5 แนวท่อ คือ ท่อย่อยรังสิต-นครนายก ท่อย่อยปทุมธานี-พญาไท ท่อย่อยสุวรรณภูมิ-พญาไท ท่อย่อยสุขสวัสดิ์ และท่อย่อยบางจาก ซึ่งแผนผังระบบโครงข่ายท่อก๊าซธรรมชาติดังกล่าวแสดงได้ดังในรูปที่ 2.5



ที่มา : บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)

รูปที่ 2.5 ระบบโครงข่ายท่อก๊าซธรรมชาติในพื้นที่กรุงเทพฯและปริมณฑล

ระบบโครงข่ายท่อก๊าซธรรมชาติดังกล่าวได้พาดผ่านครอบคลุมพื้นที่ถนนสายหลักหลายสายในกรุงเทพฯ จังหวัดปทุมธานี และจังหวัดสมุทรปราการ ทำให้อาคารพาณิชย์ที่มีที่ตั้งอยู่ในถนนสายดังกล่าวมีศักยภาพการนำก๊าซธรรมชาติมาใช้ประโยชน์ได้ รายละเอียดแสดงดังในตารางที่ 2.5

ตารางที่ 2.5 พื้นที่แนวท่อก๊าซธรรมชาติพาดผ่านในกรุงเทพฯและปริมณฑล

กรุงเทพฯ	สมุทรปราการ	ปทุมธานี
ถนนวิภาวดีรังสิต	ถนนเทพารักษ์	ถนนรังสิต-นครนายก
ถนนเชิดวุฒากาศ	ถนนกิ่งแก้ว	ถนนรังสิต-ปทุมธานี
ถนนแจ้งวัฒนะช่วงต้น	ถนนสุขสวัสดิ์	ถนนทางหลวงชนบท 3004
ถนนกำแพงเพชร 7	ถนนเทศบาลสำโรงใต้	
ถนนกำแพงเพชร 6		
ถนนกำแพงเพชร 5		
ถนนพระราม 6		
ถนนเทอดดำริ		
สนามบินสุวรรณภูมิ		
ถนนลาดกระบัง		
ถนนอ่อนนุช		
ถนนพัฒนาการ		
ถนนพระราม 9		
ถนนเพชรบุรีตัดใหม่		
ถนนนิคมมักกะสัน		
ถนนศรีอยุธยา		

ที่มา : บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)

2.3 เทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติ

การนำก๊าซธรรมชาติมาใช้ในอาคารพาณิชย์เพื่อรองรับความต้องการพลังงานไฟฟ้าและความร้อน จากการศึกษาความต้องการพลังงานอาคารพาณิชย์ข้างต้นทำให้สามารถกำหนดแนวความคิดการนำก๊าซธรรมชาติมาใช้ประโยชน์แบ่งออกเป็น 3 ประเภทหลัก คือ การใช้ก๊าซธรรมชาติเพื่อผลิตความร้อน การใช้ก๊าซธรรมชาติเพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้า และการใช้ก๊าซธรรมชาติเพื่อผลิตน้ำเย็น

2.3.1 การใช้ก๊าซธรรมชาติเพื่อผลิตความร้อน

การใช้พลังงานความร้อนของอาคารพาณิชย์ในที่นี้หมายถึง การใช้เชื้อเพลิงเพื่อผลิตความร้อนซึ่งอาจจะอยู่ในรูปของไอน้ำ น้ำร้อน หรือลมร้อน เป็นต้น โดยไม่รวมถึงการใช้เพื่อการขนส่ง ประกอบอาหาร และการซ่อมบำรุงเครื่องจักร จากการศึกษาความต้องการพลังงานพบว่ามีเพียงอาคารประเภทโรงแรม และโรงพยาบาลที่มีการใช้พลังงานความร้อน

ดังกล่าว ซึ่งระบบผลิตความร้อนที่พบโดยทั่วไปในอาคารพาณิชย์ คือ หม้อไอน้ำ หม้อต้มน้ำร้อน เครื่องอบผ้า เป็นต้น โดยส่วนประกอบที่สำคัญของระบบผลิตความร้อน คือ หัวเผา (Burner) เป็นอุปกรณ์ทำให้เกิดการเผาไหม้เป็นแหล่งความร้อน ทั้งนี้ ประเภทของหัวเผาสามารถแบ่งได้ตามชนิดของเชื้อเพลิง คือ เชื้อเพลิงเหลว เชื้อเพลิงก๊าซ หรือเชื้อเพลิงแข็ง ดังนั้นการนำก๊าซธรรมชาติมาใช้เพื่อผลิตความร้อน จึงต้องปรับเปลี่ยนหัวเผาให้เหมาะสมกับชนิดเชื้อเพลิงที่ใช้ นั่นคือ หัวเผาแบบเชื้อเพลิงก๊าซ (Gas Burner) ซึ่งการติดตั้งสามารถเปลี่ยนทดแทนกันได้โดยตรง พร้อมทั้งวางระบบท่อก๊าซธรรมชาติแทนระบบส่งจ่ายเชื้อเพลิงแบบเดิม แต่ในกรณีที่ระบบเดิมใช้เชื้อเพลิงก๊าซปิโตรเลียมเหลว อาจจะใช้หัวเผาเดิมได้แต่ต้องปรับแต่งหัวเผาให้เหมาะสม โดยขยายขนาดรูหัวฉีดก๊าซและเพิ่มความดันก๊าซเพื่อให้สามารถผลิตความร้อนได้เท่าเดิม (พร้อมพันธ์ แสงแก้ว, 2547) โดยสรุปการนำก๊าซธรรมชาติมาใช้เพื่อผลิตความร้อนจำเป็นจะต้องปรับเปลี่ยนอุปกรณ์แสดงดังในตารางที่ 2.6

ตารางที่ 2.6 การปรับเปลี่ยนอุปกรณ์เพื่อนำก๊าซธรรมชาติมาใช้ทดแทนเชื้อเพลิงประเภทอื่น

รายการอุปกรณ์	เชื้อเพลิงเหลวชนิดเบา (น้ำมันดีเซล)	เชื้อเพลิงเหลวชนิดหนัก (น้ำมันเตา)	ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG)
หัวเผา	เปลี่ยนหัวเผาเป็นแบบเชื้อเพลิงก๊าซ (Gas Burner)	เปลี่ยนหัวเผาเป็นแบบเชื้อเพลิงก๊าซ (Gas Burner)	ใช้หัวเผาเดิมได้ แต่ต้องปรับแต่งขยายรูหัวฉีด และปรับความดันให้เหมาะสม เพื่อให้ได้ปริมาณความร้อนเท่าเดิม
ถังสำรองเชื้อเพลิง	ยกเลิกการใช้ถังบรรจุเชื้อเพลิง		
ระบบอุ่นเชื้อเพลิง	ระบบเดิมไม่มีการใช้งาน	ยกเลิกการใช้ฮีทเตอร์ไฟฟ้าอุ่นเชื้อเพลิง	ยกเลิกการใช้ฮีทเตอร์ไฟฟ้าอุ่นเชื้อเพลิง
ระบบจ่ายเชื้อเพลิง	ยกเลิกใช้ปั๊มหมุนเวียนน้ำมัน	ยกเลิกใช้ปั๊มหมุนเวียนน้ำมัน	อาจใช้ระบบท่อก๊าซเดิมได้ แต่ต้องตรวจสอบสภาพว่ายังเหมาะสมต่อการใช้งานหรือไม่
อื่นๆ	- สร้างสถานีควบคุมก๊าซธรรมชาติ - ติดตั้งชุดควบคุมความดันก๊าซ - มีแผนการตรวจสอบ บำรุงรักษาท่อก๊าซอย่างสม่ำเสมอ		

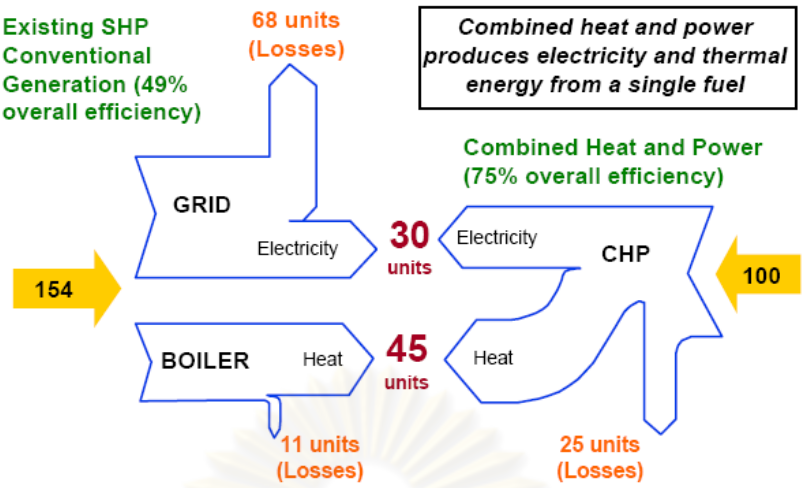
ที่มา : รายงานการศึกษาผลกระทบโครงข่ายท่อก๊าซธรรมชาติในเขตกรุงเทพฯและปริมณฑล (2552)

ประโยชน์ของการนำก๊าซธรรมชาติมาใช้เพื่อผลิตความร้อน

- ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงที่เผาไหม้สมบรูณ์ จึงมีมลภาวะน้อย ทำให้ลดการบำรุงรักษาเครื่องจักรและอุปกรณ์ได้
- ก๊าซธรรมชาติมีต้นทุนพลังงานถูกกว่าเชื้อเพลิงประเภทอื่นๆ จึงทำให้เกิดผลประหยัดค่าใช้จ่ายด้านพลังงาน
- การนำก๊าซธรรมชาติมาใช้เพื่อผลิตความร้อนไม่จำเป็นต้องมีระบบอุ่นเชื้อเพลิง และมอเตอร์ปั๊มขับส่งเชื้อเพลิง ทำให้ลดการใช้พลังงานไฟฟ้าได้บางส่วน แต่ในกรณีที่ก๊าซธรรมชาติจากท่อหลักมีความดันก๊าซไม่เหมาะสมต่อการใช้งาน อาจจะต้องติดตั้งอุปกรณ์เพิ่มความดันหรือลดความดัน
- การใช้ระบบท่อก๊าซธรรมชาติทำให้สามารถใช้งานได้อย่างต่อเนื่องเช่นเดียวกับระบบสาธารณูปโภคทั่วไปโดยไม่ต้องมีการสำรองเชื้อเพลิง

2.3.2 การใช้ก๊าซธรรมชาติเพื่อผลิตไฟฟ้า

การผลิตไฟฟ้าในประเทศไทยส่วนใหญ่มาจากโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติมากกว่าร้อยละ 70 ของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ภายในประเทศไทย ซึ่งการผลิตไฟฟ้าด้วยก๊าซธรรมชาติถือว่าเป็นระบบที่มีประสิทธิภาพสูง และมีมลพิษต่อสิ่งแวดล้อมน้อย ทำให้สามารถตั้งโรงไฟฟ้าในพื้นที่ใกล้เคียงแหล่งชุมชนได้ อีกทั้งก๊าซธรรมชาติสามารถป้อนเข้าระบบผลิตไฟฟ้าได้อย่างต่อเนื่อง โดยหลักการผลิตไฟฟ้าทั่วไป เริ่มจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงในระบบทำให้เกิดความร้อนอาจจะอยู่ในรูปของอากาศร้อน หรือไอน้ำส่งไปขับเคลื่อนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าจ่ายให้แก่ระบบ ซึ่งประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าทั่วไปประมาณ 30-40% แต่ในปัจจุบันได้มีการพัฒนาระบบเทคโนโลยีให้มีการนำความร้อนทิ้งจากระบบผลิตไฟฟ้ากลับมาใช้ประโยชน์ ซึ่งเรียกเทคโนโลยีนี้ว่า “ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (Combined Heat and Power system: CHP)” ซึ่งระบบนี้จะทำให้ประสิทธิภาพการใช้พลังงานของระบบเพิ่มขึ้นกลายเป็น 75-80% เพื่อให้เข้าใจถึงการเปรียบเทียบระหว่างระบบผลิตไฟฟ้าอย่างเดียว กับระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมสามารถแสดงดังในรูปที่ 2.6

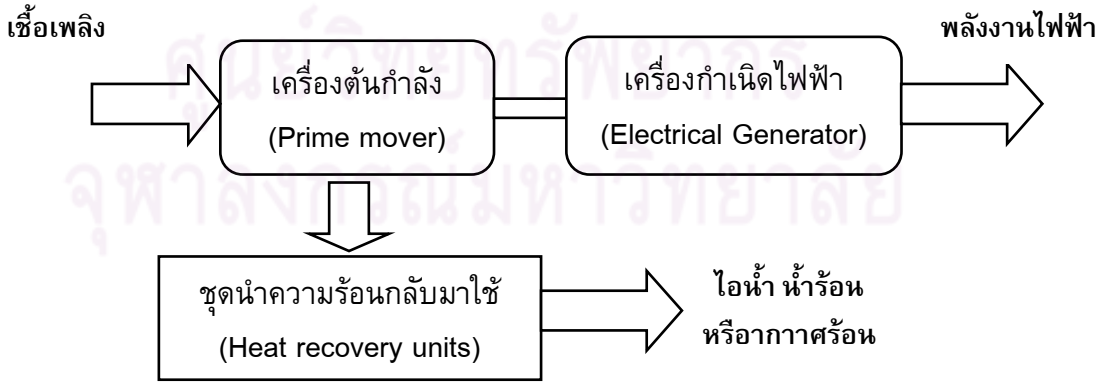


ที่มา : The Center for Renewable Energy Sources (CRES)

รูปที่ 2.6 การเปรียบเทียบประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าอย่างเดียวกับระบบ CHP

ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม

เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม โดยหลักการทำงานเบื้องต้น คือ การเผาไหม้เชื้อเพลิงทำให้เกิดความร้อนเพื่อขับเคลื่อนเครื่องต้นกำลังให้ส่งพลังงานกลไปหมุนแกนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า ในส่วนนี้จะทำให้มีความร้อนทิ้งที่อยู่ในรูปของไอเสียการเผาไหม้ หรือไอก๊าซร้อนที่สามารถนำกลับมาใช้แลกเปลี่ยนความร้อนเพื่อผลิตเป็นไอน้ำ น้ำร้อน หรืออากาศร้อนนำมาใช้ประโยชน์ต่อไป ซึ่งลักษณะการทำงานเช่นนี้จะทำให้ได้ทั้งพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อนจากระบบเทคโนโลยีนี้ โดยหลักการทำงานสามารถแสดงได้ดังรูปที่ 2.7



รูปที่ 2.7 หลักการทำงานทั่วไปของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (CHP)

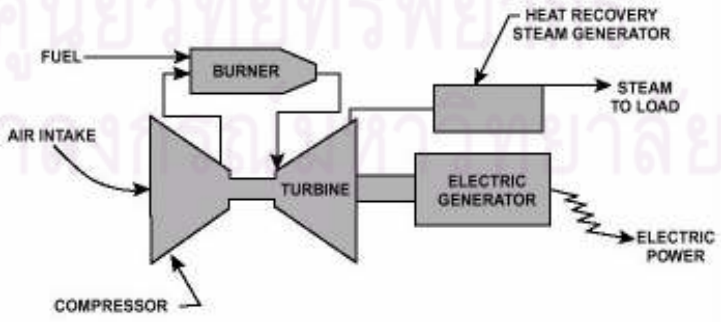
เทคโนโลยีผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมด้วยก๊าซธรรมชาติมีหลากหลายประเภท ขึ้นอยู่กับลักษณะการทำงานของเครื่องต้นกำลัง ซึ่งระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมที่นิยมใช้กันทั่วไปสามารถแสดงได้ดังนี้

- ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซ (Gas Turbine)
- ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซขนาดเล็ก (Micro-Turbine)
- ระบบผลิตไฟฟ้าแบบเครื่องยนต์ก๊าซ (Gas Engine)
- ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกังหันไอน้ำ (Steam Turbine)

<u>ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซ (Gas Turbine)</u>

ระบบเทคโนโลยีผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซมีขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าตั้งแต่ 1,000-40,000 kW ถือว่าเป็นระบบผลิตไฟฟ้าขนาดกลางถึงขนาดใหญ่ เนื่องจากประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าในระบบขนาดเล็กไม่ดีเท่าที่ควร จึงทำให้ผู้ผลิตไม่นิยมจำหน่ายระบบขนาดต่ำกว่า 1,000 kW แต่ในระบบนี้มีข้อดีคือสามารถความร้อนทิ้งที่ได้มาจากไอก๊าซร้อนที่มีอุณหภูมิสูงถึง 580-600 องศาเซลเซียส มาใช้เพื่อผลิตไอน้ำความดันปานกลางประมาณ 10 บาร์ ซึ่งถือว่าเป็นพลังงานความร้อนคุณภาพสูงสามารถนำไปใช้ประโยชน์ได้หลากหลาย

หลักการทำงานของระบบกังหันก๊าซ คือ การบีบอัดอากาศจากภายนอกด้วยเครื่องอัดอากาศให้มีความดันสูง จากนั้นทำการฉีดเข้าไปผสมกับเชื้อเพลิงเพื่อทำให้เกิดการเผาไหม้เป็นไอก๊าซร้อนส่งไปยังเครื่องกังหันก๊าซเมื่อเกิดการขยายตัวของไอก๊าซร้อนจะทำให้เกิดแรงขับเคลื่อนกังหันก๊าซที่เชื่อมต่อกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า ส่วนไอก๊าซร้อนที่ปล่อยจากกังหันก๊าซสามารถนำไปใช้เป็นแหล่งความร้อนทางตรง หรือทางอ้อมต่อไป (เอกสารเผยแพร่ “ระบบพลังงานร่วม” จาก พพ., 2548) ระบบการทำงานสามารถแสดงดังในรูปที่ 2.8



ที่มา : The Center for Renewable Energy Sources (CRES)

รูปที่ 2.8 การทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมแบบกังหันก๊าซ

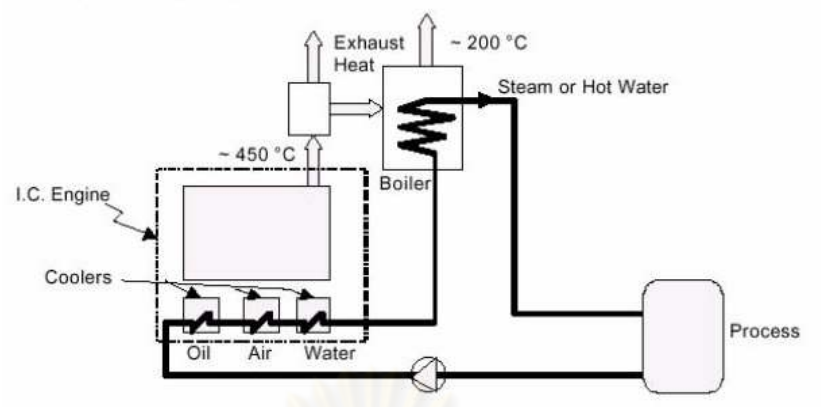
ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซขนาดเล็ก (Micro-turbine)

จากการศึกษาข้างต้นพบว่าระบบกังหันก๊าซไม่เหมาะสำหรับระบบผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก แต่ในปัจจุบันได้มีการพัฒนาระบบกังหันก๊าซเพื่อรองรับระบบผลิตไฟฟ้าขนาดเล็ก เรียกว่า “ระบบกังหันก๊าซขนาดเล็ก (Micro-turbine)” ซึ่งมีขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าตั้งแต่ 35-350 kW อีกทั้งมีประสิทธิภาพการทำงานที่ดี ขนาดเล็กกะทัดรัด น้ำหนักเบา และสามารถปรับความเร็วรอบการผลิตไฟฟ้าตามโหลดภาระได้ดี ทำให้เป็นเทคโนโลยีหนึ่งสามารถนำมาใช้ในอาคารพาณิชย์ได้ แต่เนื่องจากยังอยู่ระหว่างการพัฒนาผลิตภัณฑ์จึงมีราคาเครื่องจักร และค่าใช้จ่ายบำรุงรักษาระบบค่อนข้างสูง จึงต้องอาศัยการวิเคราะห์ความคุ้มค่าการลงทุนต่อไป ในส่วนการนำความร้อนทิ้งกลับมาใช้เนื่องจากเป็นระบบขนาดเล็กจึงมีปริมาณไอก๊าซร้อนอุณหภูมิ 190-300 องศาเซลเซียสทำให้สามารถผลิตได้เพียงไอน้ำความดันต่ำหรือน้ำร้อน (ที่มา : U.S. Environmental Protection Agency : U.S. EPA) ในส่วนหลักการทำงานคล้ายคลึงกับระบบกังหันก๊าซตามรูปที่ 2.8

ระบบผลิตไฟฟ้าแบบเครื่องยนต์ก๊าซ (Gas Engine)

ระบบผลิตไฟฟ้าแบบเครื่องยนต์ก๊าซมีขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าตั้งแต่ 100-10,000 kW และมีประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าสูงกว่าระบบผลิตไฟฟ้าประเภทอื่น แต่ความร้อนทิ้งที่ได้ของระบบนี้มาจากไอเสียเครื่องยนต์ น้ำหล่อเย็นเสื้อสูบ และน้ำมันหล่อลื่นของเครื่องยนต์ ซึ่งสามารถผลิตได้เป็นไอน้ำความดันต่ำประมาณ 0.5-1.0 บาร์ หรือน้ำร้อนอุณหภูมิ 100-120 องศาเซลเซียส ถือว่าเป็นพลังงานความร้อนคุณภาพต่ำการนำไปใช้ประโยชน์ได้น้อยกว่าระบบกังหันก๊าซ

หลักการทำงานของเครื่องยนต์ก๊าซ เป็นระบบเครื่องยนต์ตามหลักการของ Otto cycle คือ ดูด-อัด-ระเบิด-คลาย ซึ่งเริ่มจากการป้อนเชื้อเพลิงเข้าผสมกับอากาศแล้วฉีดเข้าไปที่หัวจุดระเบิดทำให้เกิดการเผาไหม้ เมื่อเกิดการขยายตัวของอากาศร้อนภายในกระบอกสูบทำให้เกิดแรงดันลูกสูบเคลื่อนที่ขับเพลาข้อเหวี่ยงหมุนแกนของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า (เอกสารเผยแพร่ “ระบบพลังงานร่วม” จาก พพ., 2548) ซึ่งการทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมแบบเครื่องยนต์ก๊าซสามารถแสดงดังในรูปที่ 2.9



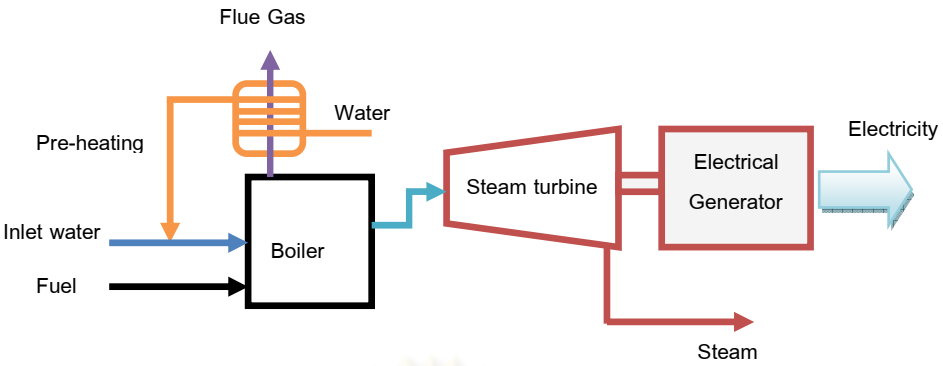
ที่มา : The Center for Renewable Energy Sources (CRES)

รูปที่ 2.9 การทำงานของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมแบบเครื่องยนต์ก๊าซ

<u>ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกังหันไอน้ำ (Steam Turbine)</u>

ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกังหันไอน้ำเป็นเทคโนโลยีที่เก่าแก่ที่สุด โดยระบบสามารถใช้เชื้อเพลิงได้หลากหลายประเภทขึ้นอยู่กับหม้อไอน้ำ การทำงานของกังหันไอน้ำจะขับเคลื่อนด้วยไอน้ำความดันสูงที่ผลิตจากหม้อไอน้ำ ซึ่งมีประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าต่ำกว่าเทคโนโลยีแบบอื่น เนื่องจากประสิทธิภาพการใช้พลังงานของระบบแบ่งออกเป็น 2 ขั้นตอน คือ การใช้เชื้อเพลิงเพื่อผลิตไอน้ำความดันสูง แล้วจึงใช้ไอน้ำความดันสูงส่งไปขับเคลื่อนกังหันไอน้ำเพื่อผลิตไฟฟ้าทำให้ประสิทธิภาพการใช้พลังงานเพื่อผลิตไฟฟ้าถูกลดทอนไปตามแต่ละขั้นตอน ในส่วนความร้อนเหลือทิ้งที่ได้จะเป็นไอน้ำความดันปานกลางปริมาณมาก จึงเหมาะสำหรับผู้ใช้งานที่มีต้องการพลังงานความร้อนมากกว่าพลังงานไฟฟ้า โดยเฉพาะการนำไอน้ำไปใช้ประโยชน์โดยตรงอย่างเช่นโรงงานอุตสาหกรรม

หลักการทำงานของกังหันไอน้ำคือ เชื้อเพลิงจะถูกป้อนเข้าสู่ห้องเผาไหม้ของหม้อไอน้ำเพื่อผลิตไอน้ำความดันสูงที่เรียกว่า ไอน้ำความดันยิ่งยวด (Superheat steam) ซึ่งมีอุณหภูมิและความดันสูง จากนั้นไอน้ำจะถูกส่งไปขับเคลื่อนกังหันไอน้ำเพื่อให้ได้กำลังงานขับเคลื่อนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า ส่วนไอน้ำที่ผ่านกังหันไอน้ำเพื่อผลิตไฟฟ้าจนมีความดันลดลงแล้วสามารถนำไปใช้ประโยชน์ได้ ระบบการทำงานสามารถแสดงได้ดังในรูปที่ 2.10



รูปที่ 2.10 การทำงานระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมแบบกังหันไอน้ำ

โดยสรุปการศึกษาระบบเทคโนโลยีผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมเป็นเทคโนโลยีที่มีศักยภาพการนำก๊าซธรรมชาติมาใช้เพื่อผลิตไฟฟ้า อีกทั้งได้พลังงานความร้อนมาใช้ประโยชน์ด้วย แต่ระบบเทคโนโลยีนี้มีหลากหลายประเภท และมีหลักการทำงานที่แตกต่างกัน จึงทำให้การพิจารณาเลือกนำมาใช้งานจำเป็นต้องพิจารณาทั้งทางด้านเทคนิคเพื่อเลือกระบบที่รองรับความต้องการพลังงาน และลักษณะการใช้พลังงานของอาคารพาณิชย์ได้ อีกด้านหนึ่งคือเศรษฐศาสตร์การลงทุน และค่าใช้จ่ายบำรุงรักษาระบบ จึงทำการศึกษาข้อมูลเบื้องต้นในทางเทคนิค และเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมแต่ละประเภทดังแสดงในตารางที่ 2.7

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 2.7 ข้อเด่น-ข้อด้อยของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมแต่ละประเภท

ประเภทระบบ	ข้อเด่น	ข้อด้อย	ขนาดกำลังผลิตไฟฟ้า
กังหันก๊าซ	- การทำงานมีเสถียรภาพ - ความร้อนทิ้งมีคุณภาพสูง - ไม่ต้องมีระบบหล่อเย็น - ปล่อยมลภาวะน้อย	- ต้องการความดันเชื้อเพลิงก๊าซสูง หรืออาจจะต้องใช้เครื่องอัดก๊าซ - ไม่เหมาะสำหรับภาระงานต่ำ - มีข้อจำกัดขนาดกำลังผลิตไฟฟ้า	1,000 - 40,000 kW
กังหันก๊าซขนาดเล็ก	- มีน้ำหนักเครื่องเบา และขนาดเล็ก - สามารถปรับเปลี่ยนภาระการทำงานได้ดี - ไม่ต้องมีระบบหล่อเย็น - ปล่อยมลภาวะน้อย	- การลงทุนสูง - ประสิทธิภาพทางกลต่ำ - ค่าใช้จ่ายบำรุงรักษาสูง - ความร้อนทิ้งมีคุณภาพต่ำ	35 - 350 kW
เครื่องยนต์ก๊าซ	- ยืดหยุ่นตามความต้องการพลังงาน - ประสิทธิภาพการทำงานดี แม้ในช่วงภาระงานต่ำ - การลงทุนต่ำ - สามารถจ่ายไฟฟ้าได้สม่ำเสมอ - ไม่ต้องการความดันเชื้อเพลิงสูง	- ค่าใช้จ่ายบำรุงรักษาสูง - ปล่อยมลภาวะมากกว่าประเภทอื่น - ต้องมีระบบหล่อเย็นเครื่องยนต์ - การทำงานของเครื่องยนต์มีเสียงดัง - ความร้อนทิ้งมีคุณภาพต่ำ	100 - 10,000 kW
กังหันไอน้ำ	- สามารถใช้เชื้อเพลิงได้หลายประเภท - อายุการใช้งานยาวนาน - การทำงานมีเสถียรภาพ	- ใช้เวลาในการเตรียมเครื่องก่อนใช้งานนาน - มีประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าต่ำ - ระบบมีขนาดใหญ่	50 - 250,000 kW

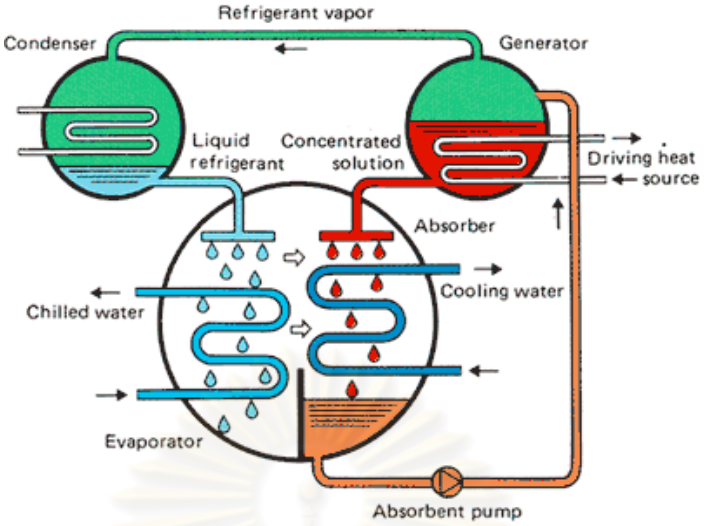
ที่มา : U.S. Environmental Protection Agency (U.S. EPA)

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

2.3.3 การใช้ก๊าซธรรมชาติเพื่อผลิตน้ำเย็น

อาคารพาณิชย์ต้องปรับอากาศเพื่ออำนวยความสะดวกให้แก่ผู้มาใช้บริการ โดยระบบปรับอากาศส่วนใหญ่จะเป็นแบบรวมศูนย์ กล่าวคือ ระบบที่ใช้เครื่องทำน้ำเย็นแบบอัดไอ (Vapour Compression Chiller) เป็นศูนย์กลางผลิตน้ำเย็นแล้วส่งจ่ายไปยังชุดจ่ายลมเย็น (Air handling units) เพื่อปรับอากาศทั่วพื้นที่ในอาคาร ซึ่งเป็นส่วนที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้ามากที่สุดในอาคารพาณิชย์ แสดงถึงค่าใช้จ่ายด้านพลังงานส่วนใหญ่มาจากระบบปรับอากาศ ดังนั้นจึงนำเสนอเทคโนโลยีที่สามารถทดแทนการใช้พลังงานไฟฟ้าได้ด้วยระบบที่ผลิตน้ำเย็นด้วยพลังงานความร้อน เรียกว่า “ระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม (Absorption Chiller)” ในที่นี้แหล่งความร้อนอาจจะมาจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงโดยตรง หรือการนำความร้อนทิ้งจากกระบวนการผลิตกลับมาใช้ได้อาจจะอยู่ในรูปของไอน้ำ น้ำร้อน หรืออากาศร้อน แต่โดยทั่วไปนิยมใช้ความร้อนทิ้งจากกระบวนการผลิตเพื่อลดต้นทุนการผลิตน้ำเย็น จากงานวิจัยของ Gvozdenac et al. (2009) แสดงให้เห็นว่าอาคารพาณิชย์ที่มีศักยภาพการนำก๊าซธรรมชาติมาใช้ต้องมีระบบปรับอากาศแบบรวมศูนย์ หรือระบบปรับอากาศขนาดใหญ่ เนื่องจากระบบปรับอากาศขนาดเล็ก เช่น ระบบปรับอากาศแบบแยกส่วน หรือระบบปรับอากาศแบบแพคเกจ มีการใช้พลังงานน้อยและติดตั้งกระจายตำแหน่งภายในอาคาร ทำให้การนำระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึมมาประยุกต์ใช้ต้องมีการลงทุนสูง และได้ผลประหยัดน้อยอาจทำให้ไม่คุ้มค่าแก่การลงทุน ดังนั้นจึงมุ่งเน้นการนำระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึมมาใช้ทดแทนระบบทำน้ำเย็นแบบรวมศูนย์เป็นหลัก

หลักการทำงานของระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม คือ ใช้สารละลายที่มีคุณสมบัติในการดูดซึมโดยทั่วไปนิยมใช้ลิเธียมโบรไมด์ (LiBr) เป็นสารดูดซึม กับน้ำ เป็นสารทำความเย็น เริ่มจากสารละลายผสมระหว่าง LiBr กับน้ำ รับความร้อนเพื่อทำให้สารทำความเย็นกลายเป็นไอในส่วนระเหย (Generator) ส่งไปกลั่นตัวที่ส่วนควบแน่น (Condenser) และแลกเปลี่ยนความเย็นกับวงจรน้ำเย็นทำให้ได้น้ำเย็นที่ระดับอุณหภูมิประมาณ 6-7 องศาเซลเซียส เพื่อนำไปใช้ในชุดจ่ายลมเย็นภายในอาคาร ส่วนสารทำความเย็นที่กลั่นตัวแล้วจะถูกดูดซึมด้วยสารดูดซึมกลายเป็นสารละลายผสม LiBr กับน้ำในสถานะของเหลว (Evaporator) จากนั้นจะถูกสูบด้วยปั๊มน้ำไปยังส่วนระเหยเพื่อรับความร้อนทำให้สารละลายกลายเป็นไอและแยกสารทำความเย็นเพื่อนำไปใช้ในระบบต่อไป ซึ่งวงจรการทำงานสามารถแสดงได้ดังในรูปที่ 2.11



ที่มา : www.gulfcoastchp.org

รูปที่ 2.11 วงจรการทำงานของระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม

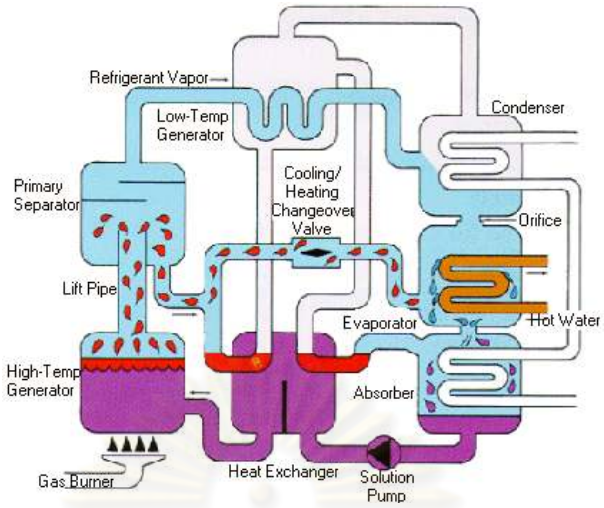
ข้อแตกต่างระหว่างระบบทำน้ำเย็นแบบอัดไอกับระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม คือ ระบบทำน้ำเย็นแบบอัดไอใช้มอเตอร์ไฟฟ้าอัดสารทำความเย็นให้เกิดความดันไอ แต่ระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึมใช้พลังงานความร้อนทำให้สารทำความเย็นเดือดจนเกิดความดันไอ ซึ่งหากเปรียบเทียบด้านประสิทธิภาพทำความเย็น (ค่า COP[1]) กันแล้ว ระบบทำน้ำเย็นแบบอัดไอจะมีประสิทธิภาพทำความเย็นที่ดีกว่าระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม แต่เนื่องจากการนำความร้อนทิ้งกลับมาใช้เพื่อผลิตน้ำเย็นจึงทำให้มีต้นทุนการผลิตน้ำเย็นถูกกว่า จึงทำให้เกิดผลประหยัดค่าใช้จ่ายด้านพลังงานได้ แต่ถ้าระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึมที่ใช้เชื้อเพลิงเพื่อผลิตเป็นแหล่งความร้อนโดยตรงจะมีต้นทุนการผลิตน้ำเย็นสูง อาจทำให้ไม่คุ้มค่าแก่การนำมาใช้ทดแทนระบบทำน้ำเย็นด้วยไฟฟ้า

เทคโนโลยีของระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึมที่นิยมใช้กันในปัจจุบันสามารถจำแนกออกเป็น 2 ชนิดดังต่อไปนี้

1. ระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึมชนิดชั้นเดียว (Single Effect Absorption Chiller) คือ ระบบทำน้ำเย็นแบบทั่วไปที่ใช้แหล่งพลังงานความร้อนที่มีคุณภาพต่ำได้ เช่น น้ำร้อนที่อุณหภูมิ 90 - 120 องศาเซลเซียส หรือไอน้ำความดันต่ำ (0.7 - 1.5 บาร์) ซึ่งประสิทธิภาพการทำความเย็นของระบบนี้ค่อนข้างต่ำ มีค่า COP[1] ประมาณ 0.55 - 0.70 (เอกสารเผยแพร่ “ระบบทำความเย็นแบบดูดซึม” จาก พพ., 2548) ระบบการทำงานสามารถแสดงได้ดังในรูปที่ 2.12

---

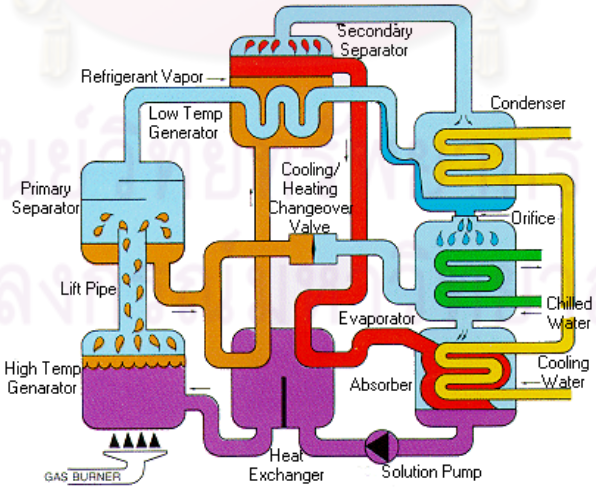
[1] ค่า COP (Coefficient of performance) คือ ค่าที่แสดงถึงประสิทธิภาพทำความเย็น เท่ากับ ภาระทำความเย็นที่ผลิตได้จริงต่อปริมาณพลังงานที่ป้อนเข้าเครื่องทำน้ำเย็น โดยมีหน่วยพลังงานเดียวกัน เช่น บีทียู หรือ กิโลวัตต์ เป็นต้น



ที่มา : www.yazakienergy.com

รูปที่ 2.12 การทำงานของระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึมชนิดชั้นเดียว

2. ระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึมชนิด 2 ชั้น (Double Effect Absorption Chiller) คือ การผลิตน้ำเย็นด้วยระบบการใช้พลังงานความร้อนคุณภาพสูงเป็นไอน้ำความดันปานกลาง (5 - 8 บาร์) หรือ น้ำร้อนที่อุณหภูมิ 180 – 200 องศาเซลเซียส โดยระบบจะใช้พลังงานความร้อนกลับมาวนซ้ำเปรียบเสมือนการผลิตความเย็นได้ 2 เท่า ทำให้ประสิทธิภาพทำความเย็นมีค่า COP ประมาณ 1.00 - 1.35 ซึ่งผู้ใช้ส่วนใหญ่นิยมระบบประเภทนี้ (เอกสารเผยแพร่ “ระบบทำความเย็นแบบดูดซึม” จาก พพ., 2548) โดยระบบการทำงานสามารถแสดงดังในรูปที่ 2.13



ที่มา : www.yazakienergy.com

รูปที่ 2.13 การทำงานของระบบทำความเย็นแบบดูดซึมชนิด 2 ชั้น

ประโยชน์ของระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม

- ระบบผลิตน้ำเย็นได้จากความร้อนทิ้งจากกระบวนการผลิต ทำให้มีต้นทุนผลิตน้ำเย็นต่ำ ก่อให้เกิดผลประหยัดด้านพลังงาน
- การทำงานของระบบมีเสียงรบกวนน้อย เนื่องจากมีระบบทางกลน้อย
- เครื่องจักรมีน้ำหนักเบา สามารถติดตั้งบนพื้นที่รับน้ำหนักน้อยได้
- ลดการปล่อยมลภาวะสู่สิ่งแวดล้อม เพราะไม่ใช้สารทำความเย็นที่เป็นมลพิษต่อชั้นบรรยากาศ (สาร CFC)

การนำก๊าซธรรมชาติมาใช้ประโยชน์ถือว่ามีศักยภาพสามารถรองรับความต้องการพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อนของอาคารพาณิชย์ได้ ซึ่งเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติเป็นระบบที่พัฒนาขึ้นเพื่อให้มีการใช้พลังงานได้อย่างมีประสิทธิภาพ และด้วยต้นทุนพลังงานของก๊าซธรรมชาติจะส่งผลทำให้ลดค่าใช้จ่ายด้านพลังงาน แต่ทั้งนี้ระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติมีทั้งข้อดี และข้อเสีย ซึ่งสามารถแสดงได้ดังต่อไปนี้

ข้อดี ของเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติ

- มีประสิทธิภาพการใช้พลังงานของระบบดีขึ้น เช่น ประสิทธิภาพการเผาไหม้ที่ดี การนำความร้อนทิ้งกลับมาใช้ประโยชน์ เป็นต้น
- มีข้อได้เปรียบทางด้านเศรษฐศาสตร์ ซึ่งก๊าซธรรมชาติมีต้นทุนพลังงานต่ำทำให้ช่วยลดค่าใช้จ่ายด้านพลังงานได้
- มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อยเพราะเป็นเชื้อเพลิงสะอาด สามารถติดตั้งระบบในแหล่งชุมชนได้
- เมื่อผู้ประกอบการรายย่อยผลิตไฟฟ้าใช้เองทำให้หลีกเลี่ยงการขยายโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ในชุมชน และลดการสูญเสียพลังงานไฟฟ้าในระบบสายส่งของประเทศได้

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ข้อเสีย ของเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติ

- การลงทุนและค่าใช้จ่ายบำรุงรักษาระบบมีมูลค่าสูง ทำให้มีความเสี่ยงต่อการลงทุน จึงต้องพิจารณาความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์เพื่อสนับสนุนการตัดสินใจ

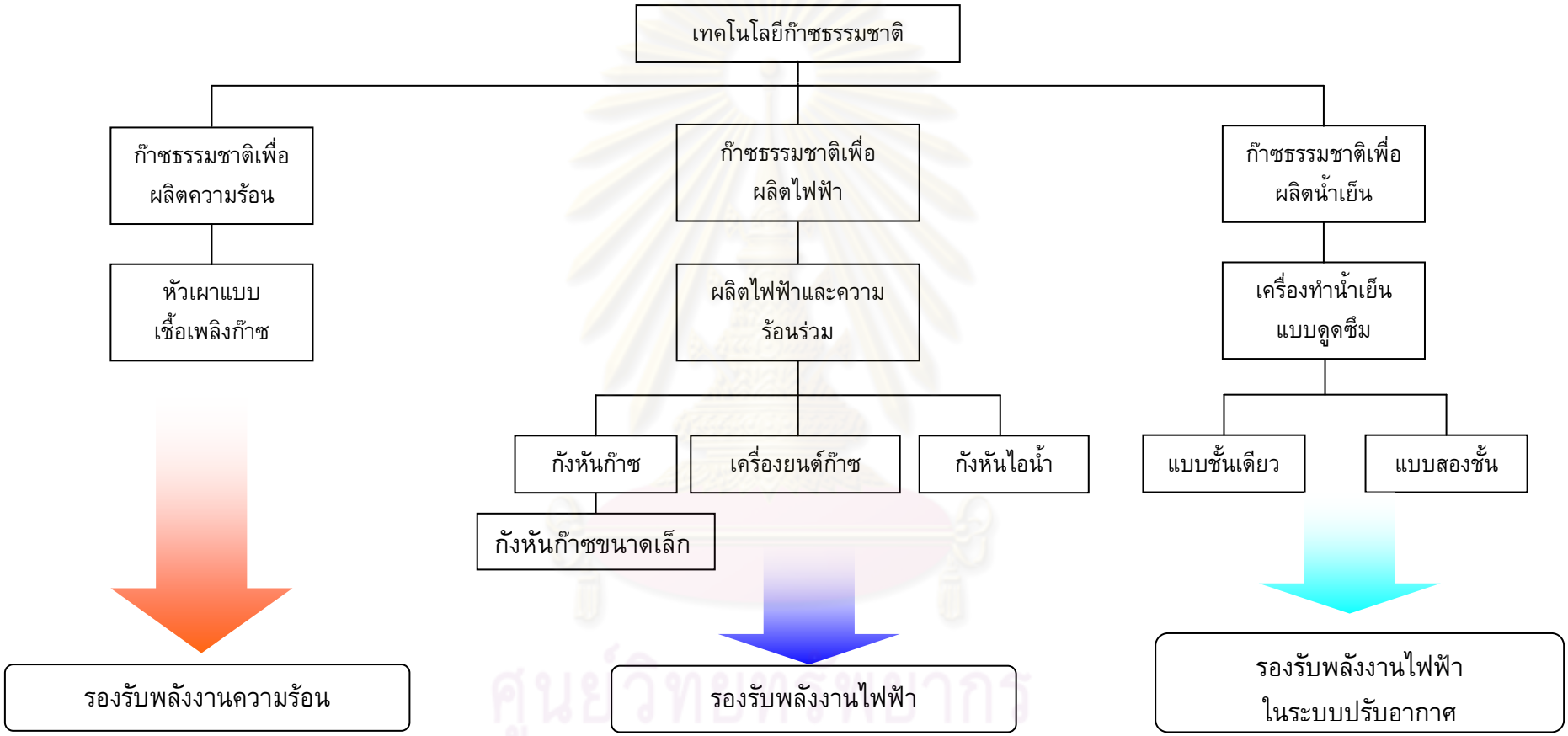
- การออกแบบระบบเทคโนโลยีมีความซับซ้อน และต้องควบคุมการทำงานของระบบอย่างมีประสิทธิภาพจึงจะเกิดประโยชน์สูงสุด

- เทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติในประเทศไทยยังไม่เป็นที่แพร่หลาย ทำให้ไม่มีผู้ผลิตเครื่องจักร หรือผู้ชำนาญการ จึงต้องพึ่งพาการนำเข้าเครื่องจักรและบุคลากรจากต่างประเทศเป็นส่วนใหญ่

เทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติอาจจะยังไม่เป็นที่แพร่หลายในอาคารพาณิชย์ อีกทั้งเป็นเทคโนโลยีที่มีความซับซ้อน และมีการลงทุนสูง จึงทำให้ผู้ประกอบการขาดความสนใจในการนำระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติมาใช้ประโยชน์ แต่หากทำการศึกษาและวิเคราะห์โดยละเอียดจะพบว่าเทคโนโลยีกาซธรรมชาติมีศักยภาพในการนำมาใช้ในอาคารพาณิชย์ สังเกตได้จากงานวิจัยในต่างประเทศที่มีการศึกษาและพัฒนาระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติมาประยุกต์ใช้ในอาคารพาณิชย์อย่างจริงจัง แสดงให้เห็นว่าการนำก๊าซธรรมชาติมาใช้ในอาคารพาณิชย์มีความเป็นไปได้ แต่อาจจะต้องอาศัยการศึกษาข้อมูลในเชิงเทคนิค และเศรษฐศาสตร์เพื่อวิเคราะห์เปรียบเทียบการเลือกใช้ระบบเทคโนโลยีที่เหมาะสม ดังนั้นในเนื้อหาถัดไปจะทำการศึกษาบทความหรืองานวิจัยที่เกี่ยวข้องทั้งในและต่างประเทศเพื่อพัฒนาแนวความคิดและการดำเนินงานวิจัยนี้ โดยจากการศึกษาข้างต้นนี้สามารถสรุปเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติที่ต้องการศึกษาได้ดังในรูปที่ 2.14

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

33



รูปที่ 2.14 ประเภทของเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติที่ทำการศึกษา

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

2.4 งานวิจัยและบทความที่เกี่ยวข้อง

ในส่วนนี้เป็นการสรุปเนื้อหาจากงานวิจัยและบทความที่ทำการศึกษา เพื่อให้เข้าใจและสามารถพัฒนาการดำเนินงานวิจัย โดยมีเนื้อหาทางเทคนิค เช่น ประเภทเทคโนโลยีที่เลือกใช้ หลักการวิเคราะห์และออกแบบระบบ รวมถึงเกณฑ์ที่ใช้ในการพิจารณาเลือกระบบที่เหมาะสม ในส่วนเนื้อหาทางเศรษฐศาสตร์ จะเป็นการคำนึงเงินลงทุน ค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นเมื่อนำระบบมาใช้งาน และการวิเคราะห์ความคุ้มค่าการลงทุนด้วยตัวชี้วัดทางเศรษฐศาสตร์ ซึ่งรายละเอียดการศึกษาสามารถแสดงได้ดังต่อไปนี้

<u>ประเภทเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติ</u>

จากบทความของ Gvozdenac et al. (2009) ได้ศึกษาศักยภาพการนำระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมด้วยก๊าซธรรมชาติมาใช้ในประเทศไทย โดยศึกษากำหนดกลุ่มตัวอย่างการศึกษาเป็นอาคารพาณิชย์ และโรงงานอุตสาหกรรม ซึ่งการนำเสนอระบบเทคโนโลยีได้แสดงความคิดเห็นว่า “ระบบกังหันไอน้ำไม่เหมาะสำหรับอาคารพาณิชย์เนื่องจากสามารถให้พลังงานความร้อนได้มากกว่าพลังงานไฟฟ้า” ซึ่งอาจจะเหมาะกับโรงงานอุตสาหกรรมมากกว่า จึงเลือกทำการศึกษาระบบผลิตไฟฟ้าและและความร้อนร่วมแบบเครื่องยนต์ก๊าซ และแบบกังหันก๊าซ ซึ่งพบว่าระบบเครื่องยนต์ก๊าซเหมาะสำหรับอาคารพาณิชย์ และระบบกังหันก๊าซเหมาะสำหรับโรงงานอุตสาหกรรม และได้นำเสนอด้วยว่าการนำความร้อนเหลือทิ้งกลับมาใช้โดยตรงจะมีประสิทธิภาพมากกว่าการนำไปใช้ในระบบผลิตน้ำเย็นแบบดูดซึม อีกบทความหนึ่ง Dinca et al. (2007) ได้แสดงความคิดเห็นว่า “ระบบกังหันไอน้ำเป็นระบบที่รองรับความต้องการพลังงานความร้อนมากกว่าพลังงานไฟฟ้า เนื่องจากมีค่า Power to Heat ratio (P/H)[2] ต่ำ” อีกทั้งต้องใช้เงินลงทุนและค่าใช้จ่ายบำรุงรักษาระบบสูงกว่าเทคโนโลยีระบบผลิตไฟฟ้าประเภทอื่น

ดังนั้นจึงสามารถสรุปได้ว่าระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมแบบกังหันไอน้ำไม่เหมาะสำหรับอาคารพาณิชย์ เนื่องจากประสิทธิภาพการทำงานของระบบไม่สอดคล้องกับความต้องการพลังงานของอาคารพาณิชย์ เมื่อทำการศึกษางานวิจัยอื่นที่นำระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมมาใช้ในอาคารพาณิชย์ส่วนใหญ่พบว่าจะพิจารณาเลือกใช้ระบบเครื่องยนต์ก๊าซและระบบกังหันก๊าซเป็นหลัก เช่น งานวิจัยของ สมมาส แก้วล้วน (2548) (นำเทคโนโลยีมาใช้ในศูนย์การค้า) งานวิจัยของ ปิติพล วังธิยอง (2549) (นำเทคโนโลยีมาใช้ในโรงพยาบาล) และงานวิจัยของ ฉลอง อุไรรัตน์ (2537) (นำเทคโนโลยีมาใช้ในโรงแรม) แต่จากการศึกษาเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติในหัวข้อ 2.3.2 พบว่ามีเทคโนโลยีระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม

---

[2] ค่า Power to heat ratio (P/H) เป็นการประเมินสัดส่วนระหว่างพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ต่อพลังงานความร้อนทิ้งที่สามารถนำกลับมาใช้ประโยชน์ได้ ค่าที่เหมาะสมขึ้นอยู่กับลักษณะความต้องการพลังงานของผู้ใช้ หากค่า P/H สูงแสดงถึงระบบสามารถใช้ประโยชน์จากพลังงานไฟฟ้าได้มากกว่าพลังงานความร้อน เป็นต้น

อีกประเภทหนึ่งนั่นคือ “ระบบกังหันก๊าซขนาดเล็ก” ที่มีประสิทธิภาพการทำงานที่ดี แต่อยู่ระหว่างการพัฒนาจึงมีราคาสูง และค่าใช้บำรุงรักษาระบบสูง อย่างไรก็ตามในงานวิจัยนี้จะทำการศึกษาเปรียบเทียบต่อไป

การนำเสนอรูปแบบเทคโนโลยีระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมมาใช้ประโยชน์มีทั้งการใช้ร่วมกับระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม และการใช้ร่วมกับระบบผลิตความร้อนขึ้นอยู่กับความต้องการพลังงานของอาคารพาณิชย์ ทั้งนี้เนื่องจากระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึมมี 2 ชนิด ซึ่งการนำเสนอในงานวิจัยส่วนใหญ่จะกำหนดไว้ดังนี้

- ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมแบบกังหันก๊าซใช้ร่วมกับระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึมชนิดสองชั้น
- ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมแบบเครื่องยนต์ก๊าซใช้ร่วมกับระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึมชนิดชั้นเดียว

การศึกษาทางเทคนิคข้างต้นเพื่อสนับสนุนรูปแบบเทคโนโลยีดังกล่าว (ตามหัวข้อ 2.3.3) พบว่า การเลือกใช้ร่วมกันมีข้อจำกัดในส่วนของคุณภาพความร้อนที่ต้องการใช้ในระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม ซึ่งระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึมชนิดสองชั้นต้องการไอน้ำความดันปานกลาง (8-10 บาร์) และระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึมชนิดชั้นเดียวสามารถใช้ไอน้ำความดันต่ำ (0.7-1.5 บาร์) หรือน้ำร้อน (90-120 ^{0}C) จึงทำให้การเลือกใช้ร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมจึงต้องคำนึงถึงคุณภาพความร้อนที่ได้จากระบบผลิตไฟฟ้าด้วย ในส่วนนี้การนำเสนอระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมแบบกังหันก๊าซขนาดเล็กจะเหมาะสำหรับระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึมชนิดชั้นเดียว

จากการศึกษาประเภทเทคโนโลยีสามารถสรุปได้ว่าระบบเทคโนโลยีที่มีศักยภาพสำหรับอาคารพาณิชย์ คือ ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมแบบกังหันก๊าซ กังหันก๊าซขนาดเล็ก และเครื่องยนต์ก๊าซ ซึ่งอาจจะใช้ร่วมกับระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึมชนิดชั้นเดียวหรือสองชั้น หรือใช้ร่วมกับระบบผลิตความร้อนโดยตรงอย่างเช่น หัวเผาแบบเชื้อเพลิงก๊าซ แต่อย่างไรก็ตามการเลือกใช้ระบบที่เหมาะสมสำหรับอาคารพาณิชย์จะต้องอาศัยการพิจารณาปัจจัยในด้านอื่นด้วย

<u>หลักการวิเคราะห์และออกแบบระบบ</u>

การนำระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติมาใช้จำเป็นต้องศึกษาความเป็นไปได้ของการลงทุน โดยต้องพิจารณาทั้งทางด้านเทคนิค และเศรษฐศาสตร์ ซึ่งขั้นตอนในการดำเนินการมีจุดมุ่งหมายเดียวกัน นั่นคือ การเลือกใช้ระบบเทคโนโลยีที่รองรับความต้องการ

พลังงาน และคุ้มค่าแก่การลงทุน แต่ความแตกต่างของแต่ละงานวิจัยคือดัชนีชี้วัดประสิทธิภาพของระบบเทคโนโลยี เนื้อหาจึงรวบรวมหลักการจากงานวิจัยที่เกี่ยวข้องเพื่อเป็นแนวทางในการพัฒนาหลักเกณฑ์การเลือกใช้เทคโนโลยีที่เหมาะสมต่อไป โดยหลักการทำการรวบรวมในที่นี้มี 3 หลักการ ได้แก่ ค่า P/H, ค่า PER และการสร้างสมดุลพลังงาน ซึ่งจะสามารถแสดงรายละเอียดได้ดังนี้

หลักการวิเคราะห์ด้วยค่า Power to Heat ratio (P/H)

หลักการนี้เป็นที่นิยมใช้ในงานวิจัยส่วนใหญ่ที่ทำการศึกษาการนำระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมมาใช้ เนื่องจากเป็นวิธีที่ง่ายและสะดวกต่อการใช้งาน โดยแนวคิดคือการพิจารณาความต้องการพลังงานไฟฟ้าต่อพลังงานความร้อนของกรณีตัวอย่าง เพื่อเปรียบเทียบกับข้อมูลทางเทคนิคของระบบเทคโนโลยี หากมีค่าใกล้เคียงกันจะแสดงถึงระบบเทคโนโลยีนั้นเหมาะสมสำหรับกรณีตัวอย่าง ซึ่งการวิเคราะห์แสดงตัวอย่างได้ดังนี้

ตัวอย่าง : โรงงานอุตสาหกรรมเคมีแห่งหนึ่ง มีความต้องการพลังงานไฟฟ้า 5,500 kW_e และมีความต้องการพลังงานความร้อน 4,000 kW_{th} เมื่อทำการคิดค่า P/H ดังนี้

$$P/H = \frac{5{,}500}{4{,}000} = 1.37$$

จากการคำนวณพบว่ามีค่า P/H เท่ากับ 1.37 นำค่าดังกล่าวไปเปรียบเทียบกับข้อมูลทางเทคนิคของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมดังแสดงในรูปที่ 2.15 เพื่อเลือกประเภทเทคโนโลยีที่เหมาะสม ซึ่งจะพบว่าค่า P/H ของโรงงานใกล้เคียงระบบพลังงานร่วม (Combined) และระบบเครื่องยนต์ก๊าซ (Reciprocating engine) อีกทั้งระบบกังหันไอน้ำ (Steam) สังเกตว่าประเภทเทคโนโลยีที่ได้ยังมีความหลากหลายอยู่ แต่อาจจะสามารถจำกัดทางเลือกให้น้อยลงได้

Steam	Gas	Combined	Reciprocating engine
0.10–0.30[a] 0.40–1.50[b]	0.30–0.80	0.60–1.50	0.80–2.40

[a] With back pressure steam turbine.
[b] With condensing steam turbine.

ที่มา : Costa และ Balestieri (2001)

รูปที่ 2.15 ค่า Power to Heat ratio ของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม

จากนั้นในหลักการวิเคราะห์นี้จะทำการออกแบบขนาดของระบบโดยแบ่งออกเป็น 2 วิธีคือ ออกแบบตามความต้องการพลังงานไฟฟ้า หรือออกแบบตามความต้องการพลังงานความร้อน วิธีดังกล่าวหมายถึง การกำหนดค่าความต้องการพลังงานตั้งแล้วคำนวณค่า P/H ของระบบเทคโนโลยีนั้นๆเพื่อให้ได้ค่าพลังงานที่ได้จากระบบ ซึ่งการทำลักษณะนี้จะทำให้ได้การรองรับความต้องการพลังงานในด้านใดด้านหนึ่ง และจะเกิดความสูญเสียหรือไม่เพียงพอในอีกด้านหนึ่ง อีกทั้งค่า P/H มีช่วงกว้างทำให้การเลือกใช้ค่าที่เหมาะสมทำได้ยากลำบาก ดังนั้นจึงคิดว่าการวิเคราะห์ด้วยลักษณะนี้อาจทำให้เกิดผลเสียต่อระบบในการดำเนินการจริง เนื่องจากความคลาดเคลื่อนของการวิเคราะห์

หลักการวิเคราะห์ด้วยค่า PER (Primary energy rate)

หลักการนี้มาจากงานวิจัยของ Sun (2008) ซึ่งเป็นการพิจารณาเปรียบเทียบด้านประสิทธิภาพของระบบเทคโนโลยีกับระบบเดิม ถ้าระบบใดมีประสิทธิภาพที่ดีกว่าจึงเลือกใช้ระบบนั้น โดยคำนึงถึงพลังงานที่ได้จากระบบเทคโนโลยีด้านความเย็น ความร้อน และพลังงานไฟฟ้า เปรียบเทียบกับพลังงานความร้อนจากเชื้อเพลิงที่ป้อนเข้าระบบ การคำนวณสามารถแสดงได้ดังนี้

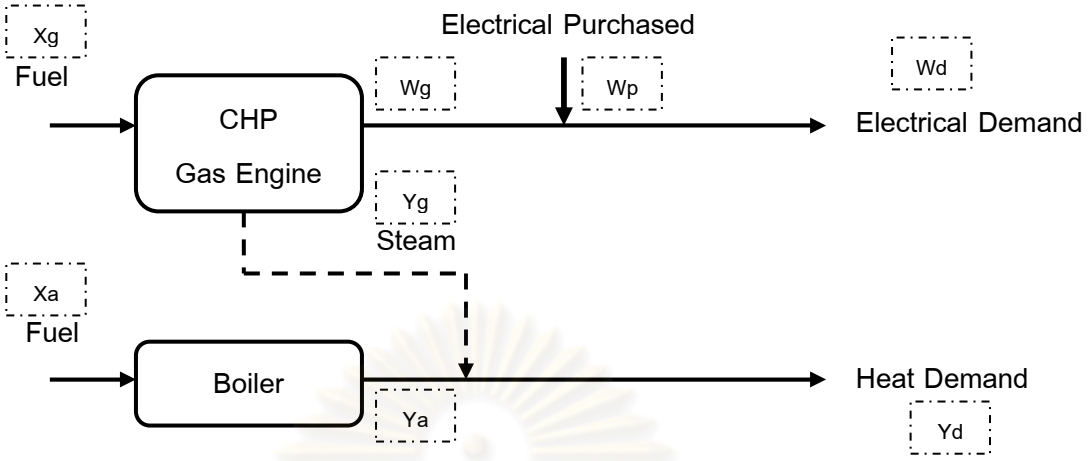
$$PER = \frac{Q_c + Q_h + P}{Q_D} = \frac{Energy\ outlet}{Energy\ inlet}$$

$$\Delta Q = 1 - \frac{PER_s}{PER_c}$$

เมื่อทำการเปรียบเทียบกันหากมีค่ามากกว่า 1 แสดงว่าระบบเทคโนโลยีมีความเป็นไปได้ในเชิงเทคนิค จากนั้นในการศึกษานี้จึงทำการวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ตามประเภทเทคโนโลยีและขนาดของระบบที่ได้กำหนดไว้แล้ว โดยคำนึงถึงเงินลงทุน และค่าใช้จ่ายด้านพลังงาน รวมถึงการพิจารณาระยะเวลาคืนทุนพบว่ามีค่าประมาณ 4-5 ปี

หลักการวิเคราะห์ด้วยสมดุลพลังงาน (Energy Balance)

หลักการนี้มาจากงานวิจัยของ Seao et al. (2008) ได้ใช้การวาดแผนผังของระบบและสร้างความสัมพันธ์ของพารามิเตอร์แต่ละส่วนเพื่อพัฒนาเป็นสมการคณิตศาสตร์เพื่อใช้ในการคำนวณออกแบบระบบที่เหมาะสมรองรับกับความต้องการพลังงาน โดยแผนผังของระบบสามารถแสดงได้ดังในรูปที่ 2.16



ที่มา : Seo et al. (2008)

รูปที่ 2.16 แผนผังการนำระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติมาใช้ในอาคาร

การพัฒนาสมการคณิตศาสตร์เพื่อใช้ในการออกแบบขนาดของระบบที่รองรับความต้องการพลังงานของอาคารกรณีศึกษาได้ ซึ่งในงานวิจัยดังกล่าวต้องการศึกษาเพื่อออกแบบขนาดของระบบที่เหมาะสมกับอาคารห้องเช่าที่มีขนาดแตกต่างกัน ทำให้สมการที่พัฒนาขึ้นสามารถใช้แก้ปัญหาได้สะดวกยิ่งขึ้น อีกทั้งเป็นการออกแบบระบบที่คำนึงถึงทั้งความต้องการพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อน โดยตัวอย่างความสัมพันธ์ของพารามิเตอร์สามารถแสดงได้ดังนี้

ประสิทธิภาพของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (CHP)

$$W_g = aX_g + \eta_{CHP} P_{CHP}$$

$$Y_g = cX_g + \eta_h P_{CHP}$$

ประสิทธิภาพของระบบผลิตไอน้ำ (Boiler)

$$Y_a = eX_a + \eta_b B$$

สมดุลพลังงาน (Energy Balance)

$$W_d = W_g + W_p$$

$$Y_d = Y_g + Y_a$$

นำสมการประสิทธิภาพของระบบมาแทนในสมการสมดุลพลังงาน ได้สมการดังนี้

$$W_d = aX_g + \eta_{CHP}P_{CHP} + W_p$$

$$Y_d = (cX_g + \eta_h P_{CHP}) + (eX_a + \eta_b B)$$

จากหลักการวิเคราะห์ที่ทำการศึกษาสังเกตว่าจะเป็นการพิจารณาที่ประสิทธิภาพการใช้พลังงานของระบบเทคโนโลยีเป็นหลัก และการพิจารณารองรับความต้องการพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อน ซึ่งหลักการวิเคราะห์ด้วยค่า P/H เป็นการเลือกใช้เทคโนโลยีจากค่าประมาณการทางเทคนิคที่มีช่วงกว้าง อาจทำให้เกิดความคลาดเคลื่อนเมื่อนำไปดำเนินการจริง ในส่วนหลักการวิเคราะห์ด้วยค่า PER เป็นการเปรียบเทียบประสิทธิภาพรวมของระบบตามที่กำหนดไว้แล้ว ไม่ได้คำนึงถึงการเลือกใช้ระบบ หรือการออกแบบระบบ แต่สำหรับหลักการสมดุลพลังงานเป็นที่น่าสนใจ เพราะเป็นการวิเคราะห์ที่คำนึงถึงประสิทธิภาพของระบบย่อย และออกแบบขนาดของระบบที่เหมาะสมกับความต้องการพลังงาน อีกทั้งการพัฒนาด้วยสมการคณิตศาสตร์ทำให้มีความยืดหยุ่นในการแก้ปัญหา และกรณีศึกษาที่หลากหลาย เหมาะสำหรับงานวิจัยนี้ที่อาคารพาณิชย์มีหลากหลายประเภท และระบบเทคโนโลยีที่มีความซับซ้อน จึงมีแนวความคิดที่จะนำหลักการสมดุลพลังงานมาประยุกต์ใช้เพื่อพัฒนาหลักเกณฑ์เลือกใช้เทคโนโลยีที่เหมาะสม ซึ่งจะทำการพัฒนาหลักเกณฑ์ที่สามารถวิเคราะห์ได้กับอาคารพาณิชย์แต่ละประเภท โดยการเลือกใช้รูปแบบเทคโนโลยีที่หลากหลาย

<u>เกณฑ์การพิจารณาเลือกใช้เทคโนโลยี</u>

การเลือกใช้เทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติต้องอาศัยการวิเคราะห์ทั้งในเชิงเทคนิคและเศรษฐศาสตร์ จึงทำการศึกษาเพื่อรวบรวมปัจจัยที่มีผลต่อการเลือกใช้เทคโนโลยี เริ่มจากงานวิจัยของ อุษา แพนพันธ์อ้วน (2543) ได้ศึกษาการเลือกใช้ระบบปรับอากาศที่เหมาะสมสำหรับโรงงานอุตสาหกรรม ซึ่งระบบปรับอากาศมีหลากหลายประเภท เช่น แบบแยกส่วน แบบแพคเกจ แบบรวมศูนย์ แบบดูดซึม เป็นต้น โดยระบบปรับอากาศแต่ละประเภทมีศักยภาพการนำไปใช้งานแตกต่างกัน จึงทำการศึกษาพิจารณาการเลือกใช้ที่เหมาะสมตามเกณฑ์ดังต่อไปนี้

ด้านวิศวกรรม ประกอบด้วย เทคนิค ประสิทธิภาพ และการใช้พลังงาน

ด้านการจัดการ ประกอบด้วย การควบคุมระบบ และซ่อมบำรุง

ด้านเศรษฐศาสตร์ ประกอบด้วย การลงทุน และค่าใช้จ่ายในการใช้งาน

ด้านพลังงาน ประกอบด้วย การประหยัดพลังงาน

งานวิจัยของ Costa และ Balestieri (2001) ได้กล่าวถึงปัจจัยที่ต้องคำนึงถึงเมื่อนำระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมมาใช้ เช่น ขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าและความร้อน (Capacity of electrical and thermal generation) อัตราการใช้พลังงานของระบบ (fuel consumption) การเดินระบบรองรับโหลดภาระ (Load Operation) เป็นต้น จากการศึกษางานวิจัยข้างต้นสังเกตว่ามีการคำนึงถึงปัจจัยที่คล้ายคลึงกัน โดยปัจจัยทางเทคนิค ได้แก่ ขนาดกำลังผลิตของระบบ ประสิทธิภาพการใช้พลังงาน รูปแบบการใช้งาน ในส่วนปัจจัยทางเศรษฐศาสตร์ ได้แก่ เงินลงทุน ค่าใช้จ่ายซ่อมบำรุง ค่าใช้จ่ายด้านพลังงาน เป็นต้น แต่อย่างไรก็ตามสิ่งที่สำคัญสำหรับการตัดสินใจ คือ ความคุ้มค่าการลงทุน ในที่นี้ผู้ประกอบการหรือผู้ลงทุนจะเลือกนำระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติมาใช้หรือไม่ ต้องพิจารณาจากตัวชี้วัดทางเศรษฐศาสตร์ ซึ่งจากงานวิจัยที่ทำการศึกษาส่วนใหญ่พบว่าใช้ อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) และระยะเวลาคืนทุน (Payback period) ในการสนับสนุนการตัดสินใจการลงทุน

<u>การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์</u>

หลักทางเศรษฐศาสตร์มูลค่าของเงินจะเปลี่ยนแปลงเมื่อเวลาเปลี่ยนไป ทำให้ในการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์จะต้องคำนึงถึงอัตราดอกเบี้ย หรือช่วงเวลาการใช้งาน หรือการดำเนินโครงการ โดยในที่นี้จะแสดงสมการที่ใช้ในการเทียบเท่ามูลค่าเงินในอนาคต และเงินปัจจุบัน ซึ่งตัวแปรที่สำคัญในการวิเคราะห์มูลค่าของเงินในที่นี้แสดงได้ดังต่อไปนี้

P = มูลค่าของเงินที่กำหนดให้เป็นช่วงเวลาปัจจุบัน หรือที่เวลา t = 0 หน่วย : บาท

F = มูลค่าของเงินในอนาคตที่ ณ ช่วงเวลาใดๆ หรือ t = n หน่วย : บาท

A = มูลค่าของเงินรายเดือน หรือรายปีที่มีค่าสม่ำเสมอเท่ากัน หน่วย : บาทต่อเดือน หรือ ต่อปี

n = ระยะเวลาสำหรับการวิเคราะห์เทียบเท่ามูลค่าของเงิน หน่วย : เดือน หรือปี

i = อัตราดอกเบี้ย หรืออัตราตอบแทนต่อช่วงเวลา หน่วย : ร้อยละต่อเดือน หรือร้อยละต่อปี

โดยการวิเคราะห์เทียบเท่ามูลค่าของเงินตามเวลาที่เปลี่ยนไปสามารถคำนวณได้ตามสมการที่แสดงในตารางที่ 2.8

ตารางที่ 2.8 สมการคำนวณค่าของเงินที่เปลี่ยนไปตามเวลา

ชื่อสมการ	สัญลักษณ์	ต้องการหา	ค่าที่ทราบ	สมการ
Single-sum compound amount factor	*(F/P, i%, n)*	F	P	$F = P(1+i)^n$
Single-sum Present worth factor	*(P/F, i%, n)*	P	F	$P = F\left[\frac{1}{(1+i)^n}\right]$
Uniform series present worth factor	*(P/A, i%, n)*	P	A	$P = A\left[\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n}\right]$
Capital recovery factor	*(A/P, i%, n)*	A	P	$A = P\left[\frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1}\right]$
Sinking fund factor	*(A/F, i%, n)*	A	F	$A = F\left[\frac{i}{(1+i)^n - 1}\right]$
Uniform series compound amount factor	*(F/A, i%, n)*	F	A	$F = A\left[\frac{(1+i)^n - 1}{i}\right]$

การวิเคราะห์เปรียบเทียบเพื่อเลือกโครงการทางเศรษฐศาสตร์ โดยการพิจารณาจากผลตอบแทนการลงทุน หรือตัวชี้วัดทางเศรษฐศาสตร์ ได้แก่ มูลค่าเทียบเท่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value) อัตราผลตอบแทนภายใน (Interest rate of return) และระยะเวลาคืนทุน (Payback period) เป็นต้น

<u>มูลค่าเทียบเท่าปัจจุบันสุทธิ (Net Present Value, NPV)</u>

มูลค่าเทียบเท่าปัจจุบันสุทธิ เป็นการประเมินรายรับและรายจ่ายในปีใดๆ (C_t) ให้เทียบเท่ามูลค่าเงินในปัจจุบันโดยคำนึงถึงการเปลี่ยนแปลงค่าของเงินตามเวลา ซึ่งตัวชี้วัดนี้มีข้อดีคือสามารถแสดงการเปรียบเทียบเป็นจำนวนเงินที่ชัดเจน ทำให้ทราบได้ว่าโครงการใดมีผลตอบแทนมากกว่ากัน ซึ่งการคำนวณสามารถแสดงได้ดังต่อไปนี้

$$NPV = \sum_{n=0}^{n} \frac{F_t}{(i+1)^n} - P_0$$

<u>เกณฑ์ในการตัดสินใจ</u>

NPV เท่ากับ 0 หมายความว่า การลงทุนที่มีรายรับเท่ากับรายจ่าย

NPV มากกว่า 0 หมายความว่า การลงทุนมีผลกำไร หรือทำให้มูลค่าของกิจการเพิ่มขึ้น

NPV น้อยกว่า 0 หมายความว่า การลงทุนขาดทุนถือว่าไม่น่าลงทุน

อัตราผลตอบแทนภายใน (Internal Rate of Return: IRR)

การลงทุนระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติ มักเป็นการลงทุนโครงการใหญ่ที่มีการใช้เงินจำนวนมาก จึงจำเป็นที่ผู้ลงทุนจะต้องคำนวณอัตราผลตอบแทนของโครงการ เพื่อนำไปเปรียบเทียบกับอัตราผลตอบแทนต่ำสุดที่สามารถตอบสนองความพึงพอใจ (Minimum attractive rate of return, MARR) ซึ่งเป็นอัตราผลตอบแทนที่ผู้ลงทุนพึงพอใจที่จะเลือกลงทุน อาจจะมาจากการประเมินหรือกำหนดขึ้นจากอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ หรือเงินฝาก รวมกับผลตอบแทนที่ผู้ลงทุนคาดหวังจากการลงทุน เป็นต้น ตัวอย่างเช่น กำหนดให้อัตราผลตอบแทนต่ำสุดของโครงการ (MARR) เท่ากับ 12% ต่อปี โครงการใดที่ลงทุนแล้วให้ผลตอบแทนมากกว่า 12% ต่อปี โครงการนั้นก็สมควรได้รับการพิจารณาเลือกลงทุน โดยการคำนวณเป็นการหาอัตราผลตอบแทนโครงการ (i) ที่ทำให้ค่า NPV เท่ากับศูนย์ หรือมีรายรับเท่ากับรายจ่าย ซึ่งการคำนวณสามารถแสดงได้ดังต่อไปนี้

$$0 = NPV = \sum_{n=0}^{n} \frac{F_t}{(i+1)^n} - P_0 \; ; find\ i\%$$

เกณฑ์ในการตัดสินใจ

อัตราผลตอบแทน (IRR) > อัตราผลตอบแทนขั้นต่ำ (MARR) คุ้มค่าแก่การลงทุน

อัตราผลตอบแทน (IRR) < อัตราผลตอบแทนขั้นต่ำ (MARR) ไม่น่าลงทุน

การวิเคราะห์เพื่อเลือกโครงการโดยทั่วไป จะสามารถแบ่งออกเป็นการพิจารณาทางเลือกของโครงการได้ 2 ประเภท คือดังนี้

1. Independent alternatives คือ การเลือกโครงการที่เป็นอิสระต่อกัน สามารถเลือกลงทุนในหลายโครงการพร้อมกันได้ เช่น ลงทุนในตลาดหลักทรัพย์ หรือกองทุนเงินตรา ที่อาจจะมีอัตราผลตอบแทนเท่ากัน

2. Mutually exclusive alternatives คือ การเลือกโครงการที่ต้องเลือกลงทุนในโครงการที่ดีที่สุดเพียงโครงการเดียวเท่านั้น เช่น เลือกซื้อสิ่งปลูกสร้างหรือเครื่องจักร เพราะต้องใช้เงินลงทุนสูงและขายคืนไม่ได้ราคา ในการนำระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติมาใช้ถือว่าเป็นเลือกลงทุนแบบนี้เช่นเดียวกัน

การเลือกโครงการแบบ Mutually exclusive alternatives ต้องอาศัยการวิเคราะห์เปรียบเทียบเลือกระบบเทคโนโลยีที่ให้ผลตอบแทนเหมาะสมที่สุด แต่กรณีที่มีจำนวนเงินลงทุนแตกต่างกัน ทำให้ไม่สามารถเปรียบเทียบอัตราผลตอบแทน (IRR) ของโครงการได้

โดยตรง จะต้องทำการวิเคราะห์อัตราส่วนเพิ่มของการลงทุน (Incremental investment) เพื่อประเมินว่าการเพิ่มเงินลงทุนในส่วนนั้นสามารถก่อให้เกิดผลตอบแทนที่คุ้มค่าหรือไม่ หากไม่คุ้มค่าก็ไม่จำเป็นต้องเลือกโครงการที่มีเงินลงทุนสูง โดยการวิเคราะห์เปรียบเทียบสามารถแสดงขั้นตอนได้ดังนี้

1. ทำการวิเคราะห์อัตราผลตอบแทน (IRR) ของโครงการ หากโครงการใดที่มีค่า IRR ต่ำกว่าค่า MARR ให้ตัดทางเลือกโครงการนั้นออก เพราะถือว่าโครงการนั้นไม่น่าลงทุน

2. นำโครงการที่เหลือมาเรียงลำดับจำนวนเงินลงทุนจากน้อยไปหามาก

3. ทำการวิเคราะห์อัตราส่วนเพิ่มการลงทุนด้วยการใช้โครงการที่มีเงินลงทุนน้อยที่สุดเปรียบเทียบกับโครงการที่มีเงินลงทุนสูงขึ้นมา เพื่อประเมินผลต่างของเงินลงทุน และผลกำไรของโครงการ

4. จากนำค่าผลต่างของแต่ละส่วนมาวิเคราะห์ค่า IRR อีกครั้ง ถ้าค่า IRR ของผลต่างมากกว่า MARR จะถือว่าโครงการที่นำมาเปรียบเทียบน่าลงทุนมากกว่า (โครงการที่มีเงินลงทุนสูง) แต่หากค่า IRR ที่ได้มีค่าต่ำกว่าค่า MARR จะถือโครงการที่มีเงินลงทุนต่ำน่าลงทุนกว่า

5. ทำการวิเคราะห์ลักษณะนี้ไปเรื่อย ๆจนกว่าจะเหลือโครงการสุดท้ายที่ให้ผลตอบแทนเหมาะสมที่สุด นั่นคือโครงการที่น่าลงทุนที่สุด

<u>ระยะเวลาคืนทุน (Payback Period)</u>

ระยะเวลาคืนทุน หมายถึง ช่วงเวลาดำเนินการที่ได้รับรายรับเท่ากับรายจ่ายของโครงการ ซึ่งระยะเวลาคืนทุนแบบคิดอัตราส่วนลด (Discount Payback period) จะคำนึงถึงการเปลี่ยนแปลงค่าของเงินตามเวลา โดยการคำนวณหาระยะเวลา (n) ที่จะทำให้รายรับและรายจ่ายเท่ากัน หรือ NPV เท่าศูนย์ การคำนวณแสดงได้ดังนี้

$$0 = NPV = \sum_{n=0}^{n} \frac{F_t}{(i+1)^n} - P_0 \; ; find \;\; n$$

<u>เกณฑ์การตัดสินใจ</u>

ระยะเวลาคืนทุน < อายุของโครงการ ถือว่าโครงการมีความเสี่ยงต่ำ

ระยะเวลาคืนทุน > อายุของโครงการ ถือว่าโครงการมีความเสี่ยงสูง

โดยหลักการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์จะมีตัวชี้วัดมากกว่าที่นำเสนอในที่นี้ แต่ในงานวิจัยนี้ต้องการเลือกใช้ตัวชี้วัดดังแสดงข้างต้น เนื่องจากการเปรียบเทียบค่าของเงินเทียบเท่าปัจจุบันทำให้มีความชัดเจนในการเปรียบเทียบที่สุด (NPV) และอัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) และระยะเวลาคืนทุน (Payback Period) เป็นที่นิยมใช้กันอย่างแพร่หลายอยู่แล้ว แต่จากงานวิจัยที่ทำการศึกษาส่วนใหญ่จะมีความเข้าใจผิดในการนำค่า IRR มาเปรียบเทียบกันโดยตรง โดยไม่คำนึงถึงเงินลงทุนของโครงการที่แตกต่างกัน และการคิดระยะเวลาคืนทุนอย่างง่ายโดยไม่คำนึงถึงอัตราดอกเบี้ยที่เกิดขึ้นในระหว่างโครงการ จึงอาจทำให้การพิจารณาทางด้านเศรษฐศาสตร์มีความคลาดเคลื่อนได้ งานวิจัยนี้จึงต้องการนำเสนอการวิเคราะห์ด้วยค่า NPV, IRR (โดยทำการวิเคราะห์อัตราส่วนเพิ่มของการลงทุน) และระยะเวลาคืนทุนแบบคิดอัตราส่วนลด เพื่อช่วยสนับสนุนการตัดสินใจเลือกลงทุนระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติ แต่ทั้งนี้ปัจจัยที่มีผลต่อผลตอบแทนการลงทุนมีทั้งปัจจัยที่ควบคุมได้ เช่น ปริมาณการใช้พลังงาน ชั่วโมงการทำงาน เป็นต้น และปัจจัยที่ควบคุมไม่ได้ เช่น ราคาพลังงาน อัตราดอกเบี้ย อัตราแลกเปลี่ยนเงินตรา เป็นต้น แต่เนื่องจากปัจจัยที่ควบคุมไม่ได้ยากต่อการคาดการณ์การเปลี่ยนแปลงไป และอาจจะก่อให้เกิดความเสี่ยงต่อเหตุการณ์นั้น จึงนำเสนอให้มีการวิเคราะห์ความไวของปัจจัยควบคุมไม่ได้ที่เปลี่ยนไป เพื่อให้ทราบว่าปัจจัยใดมีความไวต่อผลตอบแทนที่สุด และคาดการณ์ว่าเมื่อปัจจัยต่างๆเปลี่ยนไปเท่าใด จึงทำให้การตัดสินใจเปลี่ยนเป็นไม่น่าลงทุน หรือเกิดความเสี่ยงต่อการลงทุน

การวิเคราะห์ความไว (Sensitivity Analysis)

การวิเคราะห์ความไวเป็นการศึกษาการเปลี่ยนแปลงของปัจจัยต่างๆที่มีผลต่อปัจจัยหลัก ถือเป็นการประเมินความเสี่ยงของการลงทุนเมื่อเวลาผ่านไปจากปัจจัยที่ไม่แน่นอน เช่น ราคาพลังงาน อัตราแลกเปลี่ยนเงินตรา อัตราดอกเบี้ย เป็นต้น ซึ่งในการศึกษาจะตั้งสมมุติฐานช่วงค่าการเปลี่ยนแปลงไปของปัจจัยที่ทำการศึกษา เช่น ราคาเพิ่มขึ้น 20% และลดลง 20% เป็นต้น ในความเป็นจริงอัตราการเปลี่ยนแปลงไม่จำเป็นจะต้องเท่ากันก็ได้ขึ้นอยู่กับการคาดการณ์ของผู้วิเคราะห์ การวิเคราะห์ความไวของปัจจัยทั่วไปสามารถแบ่งออกเป็น 2 แบบหลัก ดังนี้

1. การวิเคราะห์ความไวแบบปัจจัยเดี่ยว (Single factor sensitivity analysis) เป็นการวิเคราะห์ความเปลี่ยนแปลงของปัจจัยทีละตัว โดยในการวิเคราะห์จะกำหนดให้ปัจจัยอื่นมีค่าเท่าเดิม แล้วจึงเปลี่ยนการพิจารณาปัจจัยไปเรื่อยๆ ซึ่งการทำในลักษณะนี้จะทำให้ทราบถึงปัจจัยที่มีความไวต่อการเปลี่ยนแปลงมากที่สุด แต่ในความเป็นจริงเหตุการณ์ที่เกิดขึ้นมีโอกาสน้อยมากที่ปัจจัยจะเปลี่ยนเพียงตัวเดียว
2. การวิเคราะห์ความไวแบบร่วมกัน (Combined factor sensitivity analysis) เป็นการวิเคราะห์ความเปลี่ยนแปลงของปัจจัยพร้อมกัน โดยสร้างเป็นเหตุการณ์ที่ดีที่สุด

(Optimisstic) เหตุการณ์ปัจจุบัน (Most Likely) และเหตุการณ์ที่แย่ที่สุด (Pessimistic) การวิเคราะห์ลักษณะนี้จะทราบถึงปัจจัยที่มีผลกระทบแล้ว และต้องการเจาะจงพิจารณาความเปลี่ยนแปลงไปของปัจจัยร่วมกัน เพื่อคาดการณ์ผลลัพธ์ที่จะเกิดขึ้นต่อปัจจัยหลัก

<u>สรุปเนื้อหาบทนี้</u>

ในบทนี้ได้ทำการศึกษาความต้องการพลังงานของอาคารพาณิชย์ ซึ่งพบว่าการใช้พลังงานในอาคารพาณิชย์ส่วนใหญ่เป็นพลังงานไฟฟ้าโดยเฉพาะในระบบปรับอากาศของอาคาร และมีเพียงอาคารประเภทโรงแรม และโรงพยาบาลที่มีการใช้ทั้งพลังงานไฟฟ้าและความร้อน เมื่อทำการศึกษาพิจารณาลักษณะการใช้พลังงานไฟฟ้าพบว่าสามารถแบ่งออกเป็น 2 แบบ คือ แบบใช้พลังงานไฟฟ้าแบบไม่ต่อเนื่อง และแบบใช้พลังงานไฟฟ้าแบบต่อเนื่อง ซึ่งจากการศึกษาความต้องการพลังงานของอาคารพาณิชย์ดังกล่าวทำให้สามารถจำแนกอาคารพาณิชย์ออกเป็น 2 กลุ่มหลัก คือกลุ่มที่ 1 ใช้พลังงานไฟฟ้าอย่างเดียวและเป็นแบบไม่ต่อเนื่อง และกลุ่มที่ 2 ใช้พลังงานไฟฟ้าและความร้อนและเป็นแบบต่อเนื่อง

จากนั้นทำการศึกษาระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติที่มีศักยภาพนำมาใช้ในอาคารพาณิชย์เพื่อลดค่าใช้จ่ายด้านพลังงาน จึงมีแนวความคิดว่าการนำก๊าซธรรมชาติมาใช้ทดแทนพลังงานไฟฟ้า และระบบปรับอากาศจะได้ศักยภาพมากที่สุด รวมถึงการใช้ก๊าซธรรมชาติทดแทนพลังงานความร้อน จึงนำเสนอระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติ ได้แก่ ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม ระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม และหัวเผาแบบเชื้อเพลิงก๊าซ แต่ทั้งนี้การนำมาใช้ต้องอาศัยการวิเคราะห์ทางด้านเทคนิค และเศรษฐศาสตร์ จึงได้ทำการศึกษาหลักการวิเคราะห์จากงานวิจัยที่เกี่ยวข้องทั้งในและต่างประเทศ ซึ่งพบว่าหลักการวิเคราะห์ที่สนใจนำมาประยุกต์ใช้คือหลักการสมดุลพลังงาน (Energy Balance) ที่เป็นการสร้างแผนผังของระบบแล้วพัฒนาความสัมพันธ์ของปัจจัยต่างๆให้อยู่ในรูปของสมการคณิตศาสตร์เพื่อใช้ในการวิเคราะห์ออกแบบระบบที่เหมาะสมกับความต้องการพลังงาน จึงมีแนวความคิดที่จะนำหลักการดังกล่าวมาใช้ในการพัฒนาหลักเกณฑ์การเลือกใช้ระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติต่อไป

ปัจจัยที่มีผลต่อการวิเคราะห์ทางเทคนิค และเศรษฐศาสตร์ที่รวบรวมมาจากงานวิจัยต่างๆที่ใช้ในพิจารณาเลือกใช้ระบบเทคโนโลยี สามารถสรุปได้ว่าปัจจัยด้านเทคนิค ได้แก่ ประเภทเทคโนโลยี ขนาดของระบบ ประสิทธิภาพการใช้พลังงาน และรูปแบบการใช้งาน ในส่วนปัจจัยด้านเศรษฐศาสตร์ ได้แก่ เงินลงทุน ค่าใช้จ่ายเดินระบบ และผลประหยัดที่เกิดขึ้น อย่างไรก็ตามการวิเคราะห์ต้องอาศัยการรวบรวมข้อมูลทางเทคนิคและเศรษฐศาสตร์ของระบบเทคโนโลยีเพื่อสนับสนุนการวิเคราะห์ซึ่งจะทำการศึกษาต่อไป ในการตัดสินใจเลือกใช้ระบบเทคโนโลยีจะพิจารณาจากระบบที่ให้ผลตอบแทนคุ้มค่าที่สุด โดยพิจารณาจากตัวชี้วัดทางเศรษฐศาสตร์ ได้แก่ NPV, IRR และ Payback period

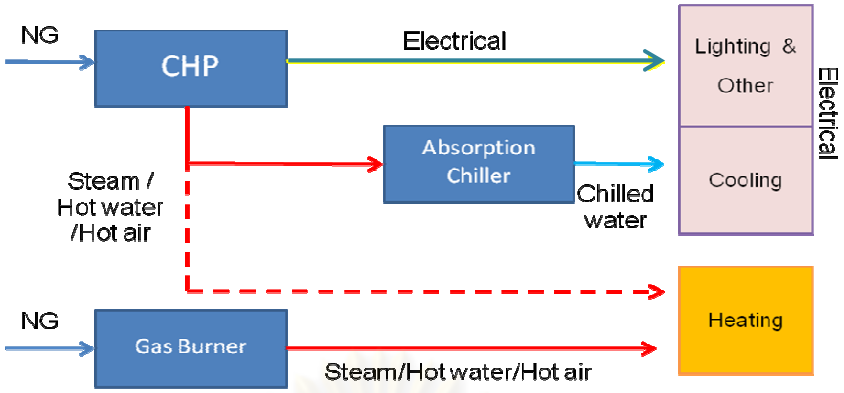
บทที่ 3

แนวความคิด และวิธีดำเนินงานวิจัย

จากหลักการและทฤษฎี รวมถึงหลักการวิเคราะห์ที่ได้ศึกษาจากงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง ทำให้สามารถนำมาพัฒนาแนวความคิด และการดำเนินงานวิจัย เพื่อให้ได้มาซึ่งหลักเกณฑ์ในการเลือกใช้เทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติสำหรับอาคารพาณิชย์ ซึ่งเป็นหลักเกณฑ์ที่สามารถใช้ในการวิเคราะห์เลือกใช้รูปแบบเทคโนโลยีที่หลากหลายให้เหมาะสมกับอาคารพาณิชย์แต่ละประเภท โดยใช้หลักการวิเคราะห์ด้วยสมการคณิตศาสตร์ทำให้ใช้งานได้ง่ายขึ้น เริ่มจากการป้อนข้อมูลเบื้องต้นของอาคารพาณิชย์เข้าสู่การประมวลผลตามหลักเกณฑ์ที่วิเคราะห์ข้อมูลทางเทคนิคและเศรษฐศาสตร์ ซึ่งผลลัพธ์ที่ได้จะทราบถึงประเภทเทคโนโลยีใดที่เหมาะสม ขนาดของระบบที่รองรับความต้องการพลังงาน และผลตอบแทนการลงทุนเพื่อสนับสนุนการตัดสินใจของผู้ประกอบการ โดยเนื้อหาในบทนี้จะกล่าวถึง หลักการและแนวความคิด รวมถึงแนวทางการศึกษาข้อมูลในเชิงเทคนิคและเศรษฐศาสตร์

3.1 หลักการและแนวความคิด

การนำก๊าซธรรมชาติมาใช้ในอาคารพาณิชย์สำหรับประเทศไทยอาจยังไม่เป็นที่แพร่หลาย แต่สำหรับในต่างประเทศ เช่น ญี่ปุ่น สิงคโปร์ มาเลเซีย สหราชอาณาจักร เป็นต้น ได้มีการนำก๊าซธรรมชาติมาใช้ประโยชน์กันอย่างแพร่หลายแล้ว จากบทความและงานวิจัยในต่างประเทศได้มีการศึกษานำระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติมาใช้มากที่สุด นั่นคือ “ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อน (CHP) หรือระบบพลังงานร่วม (Cogeneration)” ซึ่งเป็นเทคโนโลยีที่ใช้ก๊าซธรรมชาติผลิตได้ทั้งพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อน จึงมีประสิทธิภาพการทำงานที่ดี อีกทั้งสามารถนำความร้อนทิ้งที่ได้จากระบบผลิตไฟฟ้ามาประยุกต์ใช้ในระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึมเพื่อผลิตน้ำเย็นใช้ในระบบปรับอากาศทดแทนการใช้พลังงานไฟฟ้า ซึ่งระบบเทคโนโลยีที่ใช้กันร่วมลักษณะนี้เรียกว่า “Tri-generation” ซึ่งเป็นระบบที่นิยมนำมาใช้ในอาคารพาณิชย์มาก หรือเรียกระบบนี้ได้ว่า “Building Cooling Heating and Power : BCHP” จากการนำระบบเทคโนโลยีดังกล่าวทำให้เกิดแนวความคิดการนำระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม ระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม และหัวเผาแบบเชื้อเพลิงก๊าซมาประยุกต์ใช้ร่วมกันในอาคารพาณิชย์ เพื่อรองรับความต้องการพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อน สามารถแสดงรายละเอียดได้ดังรูปที่ 3.1



รูปที่ 3.1 แนวความคิดการนำเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติมาใช้ในอาคารพาณิชย์

จากผลงานวิจัยที่เกี่ยวข้องในประเทศไทยจะนำเสนอการเลือกใช้ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมโดยนำความร้อนทิ้งมาใช้ในระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม เพื่อรองรับความต้องการพลังงานไฟฟ้าเป็นหลัก แต่สำหรับงานวิจัยในต่างประเทศส่วนใหญ่จะนำเสนอให้นำความร้อนทิ้งจากระบบผลิตไฟฟ้ามาใช้ในระบบผลิตความร้อนโดยตรง อันเนื่องมาจากลักษณะภูมิอากาศที่แตกต่างกัน จึงทำให้การเลือกใช้รูปแบบระบบเทคโนโลยีที่แตกต่างกันด้วย แต่อย่างไรก็ตามการนำระบบเทคโนโลยีดังกล่าวมาใช้เพื่อนำไปสู่การเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน และลดค่าใช้จ่ายด้านพลังงานได้ ดังนั้นงานวิจัยนี้จึงต้องการนำเสนอรูปแบบเทคโนโลยีที่หลากหลาย เพื่อรองรับความต้องการพลังงานของอาคารพาณิชย์ที่แตกต่างกัน โดยการเลือกใช้ระบบเทคโนโลยีแบบระบบเดี่ยว และแบบระบบร่วมกัน โดยทำการศึกษาดังต่อไปนี้

3.1.1 แนวความคิดการเลือกใช้ระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติ

จากการศึกษาหลักการทำงานและข้อมูลทางเทคนิคของระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติในบทที่ 2 ทำให้พบข้อจำกัดในการเลือกใช้ระบบเทคโนโลยีร่วมกัน ซึ่งจากเนื้อหาข้างต้นระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติที่ทำการศึกษาแบ่งออกเป็น 3 ประเภท คือ ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม ระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม และหัวเผาแบบเชื้อเพลิงก๊าซ โดยข้อจำกัดที่ต้องพิจารณาในการเลือกใช้ระบบเทคโนโลยีมีดังนี้

ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม

ระบบนี้เป็นเทคโนโลยีที่ได้รับการพัฒนาขึ้นเพื่อให้มีประสิทธิภาพการใช้พลังงานที่สูงกว่าระบบผลิตไฟฟ้าอย่างเดียว โดยการนำความร้อนทิ้งจากระบบผลิตไฟฟ้ากลับมาใช้ประโยชน์ให้เกิดประโยชน์สูงสุด (ที่มา : เอกสารความรู้ของ U.S. EPA) ดังนั้นเพื่อความคุ้มค่าการนำระบบนี้มาใช้ *ไม่ควร*เลือกใช้เพียงระบบเดียว

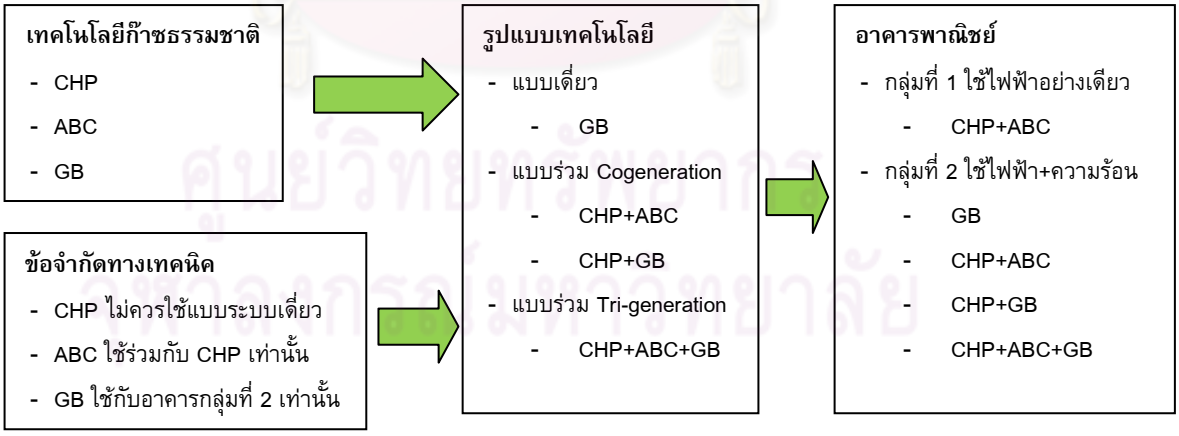
ระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม

ระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึมเป็นการผลิตน้ำเย็นจากแหล่งความร้อน ซึ่งมีประสิทธิภาพทำความเย็น (ค่า COP) ต่ำกว่าระบบทำน้ำเย็นด้วยไฟฟ้า แต่การนำความร้อนทิ้งจากกระบวนการผลิตมาใช้ผลิตน้ำเย็น จึงทำให้มีต้นทุนการผลิตน้ำเย็นต่ำกว่าการใช้พลังงานไฟฟ้า โดยทั่วไปจึงนิยมใช้ระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึมร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม หรือใช้ในโรงงานอุตสาหกรรมที่มีความร้อนเหลือทิ้งจากกระบวนการผลิต

หัวเผาแบบเชื้อเพลิงก๊าซ

หัวเผาเป็นอุปกรณ์หลักในระบบผลิตความร้อนที่พบได้ในหม้อไอน้ำ หรือเครื่องอบผ้า เป็นต้น ซึ่งอาคารพาณิชย์ที่มีการใช้งานระบบดังกล่าวส่วนใหญ่ คือ โรงแรม และโรงพยาบาล (กลุ่มที่ 2) ดังนั้นการเลือกใช้หัวเผาแบบเชื้อเพลิงก๊าซเข้ามาทดแทน จึงเหมาะสำหรับอาคารพาณิชย์กลุ่มที่ 2

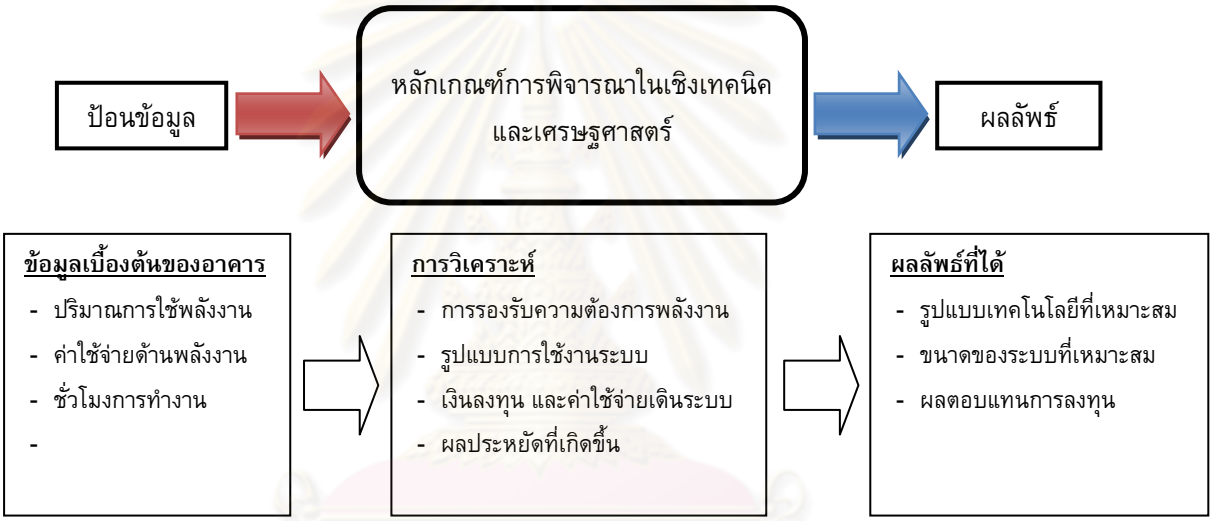
ระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติแต่ละประเภทสามารถนำไปสู่การลดค่าใช้จ่ายด้านพลังงานของอาคารพาณิชย์ได้ทั้งสิ้น หากนำระบบเทคโนโลยีมาใช้ร่วมกันจะยิ่งทำให้ประสิทธิภาพการทำงานดีขึ้น แต่ทั้งนี้การลงทุนและค่าใช้จ่ายของระบบจะเพิ่มขึ้นด้วย จึงต้องทำการศึกษาด้านเศรษฐศาสตร์เพื่อสนับสนุนการตัดสินใจต่อไป จากข้อจำกัดทางเทคนิคข้างต้นสามารถกำหนดทางเลือกของระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติสำหรับอาคารพาณิชย์ได้ดังรูปที่ 3.2



หมายเหตุ : CHP คือ ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (Combined heat and power)
ABC คือ ระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม (Absorption Chiller)
GB คือ หัวเผาแบบเชื้อเพลิงก๊าซ (Gas Burner)

รูปที่ 3.2 รูปแบบการเลือกใช้เทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติ

การนำระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติมาใช้ในอาคารพาณิชย์ต้องอาศัยการวิเคราะห์ในเชิงเทคนิค และเศรษฐศาสตร์ งานวิจัยนี้จึงต้องการพัฒนาหลักเกณฑ์ที่ช่วยให้ผู้ใช้สามารถวิเคราะห์เพื่อเลือกใช้ระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติได้อย่างเหมาะสม ซึ่งหลักเกณฑ์ดังกล่าวจะช่วยในการออกแบบขนาดของระบบเทคโนโลยีที่เหมาะสมกับความต้องการพลังงานของอาคารพาณิชย์ และมีการวิเคราะห์เปรียบเทียบทางด้านเศรษฐศาสตร์เพื่อสนับสนุนการตัดสินใจเลือกใช้รูปแบบเทคโนโลยีที่คุ้มค่าแก่การลงทุน โดยผู้ใช้งานนำข้อมูลเบื้องต้นของอาคารพาณิชย์มาทำการประมวลผลตามหลักเกณฑ์ที่นำเสนอ แล้วนำผลลัพธ์การวิเคราะห์มาเปรียบเทียบเพื่อสนับสนุนการตัดสินใจได้ โดยแนวความคิดของการพัฒนาหลักเกณฑ์เลือกใช้เทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติที่เหมาะสม สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 3.3



รูปที่ 3.3 แนวความคิดการพัฒนาหลักเกณฑ์เลือกใช้เทคโนโลยีที่เหมาะสม

3.2 แนวทางการดำเนินงาน

การพัฒนาหลักเกณฑ์ต้องอาศัยการรวบรวมข้อมูลทางด้านเทคนิค และด้านเศรษฐศาสตร์ของระบบเทคโนโลยีเพื่อสนับสนุนการวิเคราะห์ โดยหลักการวิเคราะห์ที่นำมาประยุกต์ใช้ในการออกแบบระบบที่เหมาะสม คือ หลักสมดุลพลังงาน (Seo et al., 2008) ซึ่งเป็นการพัฒนาความสัมพันธ์ของปัจจัยให้อยู่ในรูปของสมการคณิตศาสตร์ ในที่นี้จะทำการพัฒนาหลักเกณฑ์ทั้ง 4 รูปแบบเทคโนโลยี เพื่อทำให้ทราบถึงขนาดของระบบที่เหมาะสม และรูปแบบเทคโนโลยีที่ให้ผลตอบแทนดีที่สุด จากนั้นจัดทำการคำนวณตามหลักเกณฑ์ให้อยู่ในรูปของโปรแกรม Microsoft Office Excel 2007 เพื่อช่วยในการคำนวณและทดสอบหลักเกณฑ์กับข้อมูลอาคารตัวอย่าง รายละเอียดการดำเนินงานวิจัยสามารถแสดงได้ดังต่อไปนี้

3.2.1 หลักการวิเคราะห์

ขั้นตอนการวิเคราะห์นำระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติมาใช้ตามหลักการทั่วไป สามารถแสดงได้ดังในรูปที่ 3.4 ซึ่งจากการศึกษางานวิจัยที่เกี่ยวข้องทำให้มีแนวความคิดที่จะนำหลักการสมดุลพลังงานมาประยุกต์ใช้ในการออกแบบขนาดของระบบที่เหมาะสม และวิเคราะห์การรองรับความต้องการพลังงานด้วยระบบเทคโนโลยี เมื่อทราบถึงขนาดของระบบที่เหมาะสมแล้วจะทำให้สามารถประเมินเงินลงทุน ค่าใช้จ่ายเดินระบบ และผลประหยัดที่เกิดขึ้นได้ จากนั้นจึงทำการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์เพื่อใช้ในการเปรียบเทียบเลือกระบบเทคโนโลยีที่ให้ผลตอบแทนคุ้มค่าที่สุด ถือว่าเป็นระบบเทคโนโลยีที่เหมาะสมสำหรับอาคารพาณิชย์ที่ทำการศึกษา

รูปที่ 3.4 ขั้นตอนการวิเคราะห์เลือกใช้เทคโนโลยีที่เหมาะสม

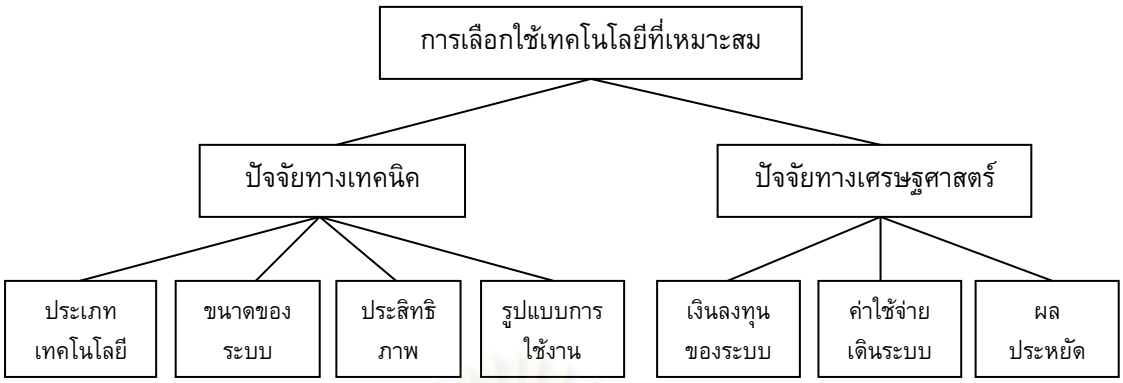
3.2.2 การศึกษาและรวบรวมข้อมูล

เริ่มจากทำการศึกษาข้อมูลการใช้พลังงานของอาคารพาณิชย์จากฐานข้อมูลของ พพ. เพื่อทำให้ทราบถึงความต้องการพลังงานของอาคารพาณิชย์ ได้แก่ ค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุด ปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าและเชื้อเพลิงรายปี ค่าใช้จ่ายด้านพลังงานไฟฟ้าและเชื้อเพลิงรายปี ชั่วโมงการทำงาน เป็นต้น ซึ่งข้อมูลเหล่านี้จะเป็นข้อมูลเบื้องต้นที่ใช้ในการวิเคราะห์ตามหลักเกณฑ์เพื่อเลือกใช้ระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติที่เหมาะสมต่อไป ซึ่งรายละเอียดความสำคัญของข้อมูลในที่นี้สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 3.1

ตารางที่ 3.1 ข้อมูลเบื้องต้นของการใช้พลังงานในอาคารพาณิชย์

ข้อมูล	รายละเอียด	เพื่อนำไปใช้
ค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุด	ค่าความต้องการพลังงานสูงสุดในช่วงเวลาใดๆ ซึ่งมิเตอร์ไฟฟ้าจะบันทึกค่าเฉลี่ยทุกๆ 15 นาที ในส่วนนี้จะนำค่าที่สูงที่สุดในข้อมูลปีที่ผ่านมา	ออกแบบขนาดของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม
ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ต่อปี	ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ใช้จะมีการบันทึกในใบแจ้งหนี้ของการไฟฟ้าทุกเดือน นำข้อมูลมารวมกันแต่ละเดือนในข้อมูลปีที่ผ่านมา	ประเมินปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ต้องการจากระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม
ปริมาณความร้อนที่ใช้ต่อปี	ปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้เพื่อผลิตความร้อนจะพิจารณาตามประเภทของเชื้อเพลิงที่ใช้ ซึ่งการเปรียบเทียบกันโดยทั่วไปจะแปลงให้อยู่ในรูปของพลังงานความร้อนด้วยค่าความร้อนของเชื้อเพลิงนั้นๆ	คำนวณความต้องการพลังงานความร้อน
ชั่วโมงการทำงานต่อปี	ชั่วโมงการทำงานจะแสดงถึงความต่อเนื่องของการใช้พลังงาน ซึ่งการใช้พลังงานแบบต่อเนื่องจะมีชั่วโมงทำงาน 24 ชม./วัน 365 วัน/ปี เท่ากับ 8,760 ชม./ปี	ประกอบการพิจารณาความต่อเนื่องของการใช้พลังงาน
ค่าใช้จ่ายด้านพลังงานไฟฟ้าต่อปี	ค่าใช้จ่ายด้านพลังงานไฟฟ้าขึ้นอยู่กับอัตราค่าไฟฟ้า และลักษณะการใช้พลังงานที่แตกต่างกัน จึงทำให้ราคาค่าไฟฟ้าแตกต่างกัน	คำนวณเปรียบเทียบผลประหยัดที่คาดว่าจะได้รับ
ค่าใช้จ่ายด้านพลังงาน	ค่าใช้จ่ายด้านพลังงานความร้อน ขึ้นอยู่กับประเภทของเชื้อเพลิงที่ใช้ ซึ่งมีต้นทุนพลังงานที่แตกต่างกัน กรณีที่มีต้นทุนพลังงานสูงเมื่อนำก๊าซธรรมชาติมาทดแทนจะก่อให้เกิดผลประหยัดสูง	คำนวณเปรียบเทียบผลประหยัดที่คาดว่าจะได้รับ

หลักการวิเคราะห์และการเลือกใช้ระบบเทคโนโลยีจากงานวิจัยที่เกี่ยวข้องพบว่ามีข้อมูลทางเทคนิคที่นำมาใช้ขึ้นอยู่กับประเภทของเทคโนโลยี และประสิทธิภาพการทำงานเปลี่ยนไปตามขนาดของระบบ เมื่อได้ระบบที่เหมาะสมแล้วรูปแบบการใช้งานก็มีผลต่อความคุ้มค่าการลงทุนด้วย อีกทั้งการวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ จึงสามารถสรุปได้ว่าปัจจัยที่ต้องทำการศึกษาเพื่อสนับสนุนการเลือกใช้ระบบเทคโนโลยีแสดงได้ตามรูปที่ 3.5



รูปที่ 3.5 ปัจจัยที่มีผลต่อการเลือกใช้เทคโนโลยีที่เหมาะสม

ข้อมูลทางเทคนิคและเศรษฐศาสตร์ของระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติที่นำเสนอในงานวิจัยที่เกี่ยวข้องเป็นเฉพาะกรณีศึกษาซึ่งผู้ประกอบการนำไปประยุกต์ใช้ได้ยาก และข้อมูลแต่ละผู้ผลิตแตกต่างกัน ข้อมูลจึงมีจำนวนมากอาจทำให้เกิดความสับสนในการนำไปใช้วิเคราะห์ งานวิจัยนี้จึงต้องการรวบรวมข้อมูลจากผู้ผลิตต่าง ๆ เพื่อสนับสนุนให้ผู้ประกอบการสามารถนำไปใช้ วิเคราะห์ ได้ง่ายขึ้น โดยมีแนวความคิดที่จะสร้างความสัมพันธ์ของข้อมูลด้วยการวิเคราะห์สมการถดถอย (Regression Analysis) เพื่อให้อยู่ในรูปของสมการความสัมพันธ์ โดยกำหนดให้ค่าสัมประสิทธิ์ของการตัดสินใจ (R^2) มากกว่า 0.85 ขึ้นไป จึงจะถือว่าสมการความสัมพันธ์ดังกล่าวมีความน่าเชื่อถือระดับหนึ่ง จากนั้นนำความสัมพันธ์แต่ละปัจจัยมาพัฒนาหลักเกณฑ์ด้วยหลักสมดุลพลังงานตามรูปแบบเทคโนโลยีที่กำหนดไว้

3.2.3 การพัฒนาหลักเกณฑ์

การพัฒนาหลักเกณฑ์ด้วยหลักสมดุลพลังงานเริ่มจากการสร้างแผนผังของระบบเทคโนโลยีตามรูปแบบที่กำหนดไว้ เพื่อทำการสร้างความสัมพันธ์ของปัจจัยที่เกี่ยวข้องให้นำไปสู่การวิเคราะห์ตามขั้นตอนที่แสดงไว้แล้วข้างต้น ซึ่งสามารถสรุปเป็นขั้นตอนได้ดังนี้

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 3.2 แนวความคิดการพัฒนาหลักเกณฑ์เลือกใช้เทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติสำหรับอาคารพาณิชย์ในด้านเทคนิค

ปัจจัย	เงื่อนไข	รูปแบบที่ 1 GB	รูปแบบที่ 2 CHP+GB	รูปแบบที่ 3 CHP+ABC	รูปแบบที่ 4 CHP+ABC+GB
ประเภทเทคโนโลยี	การเลือกใช้ระบบ CHP+ABC - Gas turbine + Double effect - Micro-Turbine + Single effect - Gas Engine + Single effect	เลือกใช้ GB อย่างเดียว	ระบบ CHP นำความร้อนทิ้งที่ได้กลับมาใช้ในระบบผลิตความร้อน โดยใช้ GB สนับสนุนการผลิตความร้อนด้วย	ระบบ CHP นำความร้อนทิ้งกลับมาใช้ในระบบ ABC พิจารณาการเลือกใช้ตามเงื่อนไข	ระบบ CHP นำความร้อนทิ้งกลับมาใช้ในระบบ ABC พิจารณาการเลือกใช้ตามเงื่อนไข และใช้ GB ทดแทนระบบผลิตความร้อนโดยตรง
ขนาดของระบบ	การเปรียบเทียบระบบ CHP - ขนาดระบบต่ำกว่า 1,000 kW เลือก Micro-Turbine หรือ Gas Engine - ขนาดระบบมากกว่า 1,000 kW เลือก Gas turbine หรือ Gas Engine	ออกแบบขนาด GB เทียบเท่าระบบเดิม เนื่องจากเป็นการเปลี่ยนทดแทน	- ออกแบบขนาดระบบ CHP ตามค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุดของอาคารพาณิชย์ - ขนาด GB กำหนดให้เท่ากับระบบเดิม	- ออกแบบขนาดระบบ CHP ตามค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุดที่หักลบกำลังไฟฟ้าของระบบปรับอากาศที่ถูกทดแทน - ออกแบบขนาดระบบ ABC ตามอัตราความร้อนที่ได้จากระบบผลิตไฟฟ้า	- ออกแบบขนาดระบบ CHP ตามค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุดที่หักลบกำลังไฟฟ้าของระบบปรับอากาศที่ถูกทดแทน - ออกแบบขนาดระบบ ABC ตามอัตราความร้อนที่ได้จากระบบผลิตไฟฟ้า - ขนาด GB กำหนดให้เท่ากับระบบเดิม

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 3.3 แนวความคิดการพัฒนาหลักเกณฑ์เลือกใช้เทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติสำหรับอาคารพาณิชย์ในด้านเทคนิค(ต่อ)

ปัจจัย	เงื่อนไข	รูปแบบที่ 1 GB	รูปแบบที่ 2 CHP+GB	รูปแบบที่ 3 CHP+ABC	รูปแบบที่ 4 CHP+ABC+GB
ประสิทธิภาพการใช้พลังงาน	พิจารณาการนำพลังงานมาใช้ประโยชน์สูงสุด เพื่อความคุ้มค่าในการนำมาใช้ - นำความร้อนทิ้งมาใช้ประโยชน์ก่อน สนับสนุนด้วยแหล่งพลังงานอื่น	ระบบผลิตความร้อนประเมินเทียบเท่าพลังงานความร้อนของเชื้อเพลิงเดิมที่ใช้	- ระบบ CHP พิจารณาอัตราการใช้พลังงานเพื่อผลิตไฟฟ้า และอัตราการให้พลังงานความร้อน - ใช้ GB ผลิตความร้อนเพิ่มเติม กรณีความร้อนทิ้งจากระบบผลิตไฟฟ้าไม่เพียงพอความต้องการ	- ระบบ CHP พิจารณาอัตราการใช้พลังงานเพื่อผลิตไฟฟ้า และอัตราการให้พลังงานความร้อน - ระบบ ABC พิจารณาอัตราพลังงานความร้อนที่ป้อนเข้าระบบ	- ระบบ CHP พิจารณาอัตราการใช้พลังงานเพื่อผลิตไฟฟ้า และอัตราการให้พลังงานความร้อน - ระบบ ABC พิจารณาอัตราพลังงานความร้อนที่ป้อนเข้าระบบ - ระบบผลิตความร้อนประเมินเทียบเท่าพลังงานความร้อนของเชื้อเพลิงเดิมที่ใช้
รูปแบบการใช้งาน	เดินระบบผลิตไฟฟ้าตามลักษณะการใช้พลังงานไฟฟ้า - การใช้พลังงานไฟฟ้าแบบไม่ต่อเนื่อง - การใช้พลังงานไฟฟ้าแบบต่อเนื่อง	เดินระบบตามความต้องการของอาคารพาณิชย์	เดินระบบตามความต้องการของอาคารพาณิชย์	- เดินระบบผลิตไฟฟ้าสลับซื้อไฟฟ้าจากระบบสายส่ง - เดินระบบตามความต้องการของอาคารพาณิชย์	เดินระบบตามความต้องการของอาคารพาณิชย์

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 3.4 แนวความคิดการพัฒนาหลักเกณฑ์เลือกใช้เทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติสำหรับอาคารพาณิชย์ในด้านเศรษฐศาสตร์

ปัจจัย	เงื่อนไข	รูปแบบที่ 1 GB	รูปแบบที่ 2 CHP+GB	รูปแบบที่ 3 CHP+ABC	รูปแบบที่ 4 CHP+ABC+GB
เงินลงทุนระบบ	การนำก๊าซธรรมชาติมาใช้จะต้องลงทุนวางระบบท่อก๊าซธรรมชาติทุกรูปแบบ	- ปรับเปลี่ยนหัวเผาเป็นแบบเชื้อเพลิงก๊าซ	- ติดตั้งระบบ CHP - เปลี่ยนหัวเผาเป็นแบบเชื้อเพลิงก๊าซ	- ติดตั้งระบบ CHP - ติดตั้งระบบ ABC	- ติดตั้งระบบ CHP - ติดตั้งระบบ ABC - เปลี่ยนหัวเผาเป็นแบบเชื้อเพลิงก๊าซ
ค่าใช้จ่ายเดินระบบ	กรณีอาคารที่ใช้พลังงานไฟฟ้าแบบไม่ต่อเนื่อง จะมีค่าใช้จ่ายเพิ่มเติม คือ - ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อเพิ่มจากระบบ	- ค่าก๊าซธรรมชาติที่ใช้ - เป็นการทดแทนระบบเดิมจึงถือว่าไม่มีค่าบำรุงรักษาระบบ	- ค่าก๊าซธรรมชาติที่ใช้รวม - ค่าใช้จ่ายบำรุงรักษาระบบ CHP	- ค่าก๊าซธรรมชาติที่ใช้รวม - ค่าใช้จ่ายบำรุงรักษาระบบ CHP - ค่าใช้จ่ายบำรุงรักษาระบบ ABC	- ค่าก๊าซธรรมชาติที่ใช้รวม - ค่าใช้จ่ายบำรุงรักษาระบบ CHP - ค่าใช้จ่ายบำรุงรักษาระบบ ABC - เปลี่ยน GB ทดแทนระบบเดิมจึงถือว่าไม่มีค่าบำรุงรักษาระบบ
ผลประหยัดที่ได้	ผลประหยัดที่ได้มาจากค่าใช้จ่ายด้านพลังงานที่ลดลง	- ค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิงที่ลดลง	- ค่าใช้จ่ายพลังงานไฟฟ้าที่ลดลง - ค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิงที่ลดลง	- ค่าใช้จ่ายพลังงานไฟฟ้าที่ลดลง	- ค่าใช้จ่ายพลังงานไฟฟ้าที่ลดลง - ค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิงที่ลดลง

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

การนำเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติมาใช้จะต้องมีการติดตั้งและปรับเปลี่ยนระบบเครื่องจักรใหม่จึงต้องใช้เงินลงทุนสูง อาจทำให้มีความเสี่ยงต่อการลงทุนได้ โดยในการวิเคราะห์ตัวชี้วัดทางเศรษฐศาสตร์ด้วยตัวชี้วัด คือ มูลค่าเงินปัจจุบันสุทธิ (NPV) อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) และระยะเวลาคืนทุน (Payback Period) ซึ่งเป็นตัวชี้วัดทางเศรษฐศาสตร์ที่นิยมใช้เปรียบเทียบการลงทุนโครงการ แต่ทั้งนี้การตัดสินใจจากผลการวิเคราะห์อาจเปลี่ยนไป เมื่อมีการเปลี่ยนแปลงของปัจจัยที่ควบคุมไม่ได้ไปตามเวลา เช่น ราคาพลังงานไฟฟ้า ราคาเชื้อเพลิง อัตราแลกเปลี่ยนเงินตรา เป็นต้น ซึ่งเป็นปัจจัยที่ยากต่อการพยากรณ์จึงนำเสนอการวิเคราะห์ความไวของปัจจัยดังกล่าวว่าเมื่อมีการเปลี่ยนไปเท่าใดจะทำให้การตัดสินใจลงทุนเปลี่ยนไป

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทที่ 4

การรวบรวมและวิเคราะห์ข้อมูล

การพัฒนาหลักเกณฑ์เลือกใช้เทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติที่เหมาะสม ต้องอาศัยข้อมูลทางด้านเทคนิค และเศรษฐศาสตร์ของระบบเทคโนโลยีเพื่อใช้ในการวิเคราะห์ ในบทนี้จึงทำการรวบรวมข้อมูลดังกล่าวตามปัจจัยที่มีผลต่อการวิเคราะห์นั่นคือ ปัจจัยด้านเทคนิค ได้แก่ ประเภทของเทคโนโลยี ขนาดของระบบ ประสิทธิภาพการใช้พลังงาน และรูปแบบการใช้งาน ในส่วนปัจจัยด้านเศรษฐศาสตร์ ได้แก่ เงินลงทุน ค่าใช้จ่ายเดินระบบ และผลประหยัดด้านพลังงานตามแนวความคิดข้างต้น แต่ข้อมูลทางเทคนิคและเศรษฐศาสตร์มีจำนวนมากอาจทำให้ผู้นำไปใช้เกิดความสับสน อีกทั้งเทคโนโลยีมีความหลากหลาย จึงดำเนินการรวบรวมข้อมูลมาสร้างความสัมพันธ์ให้อยู่ในรูปของสมการคณิตศาสตร์ เพื่อให้สะดวกต่อการนำไปใช้วิเคราะห์

4.1 ปัจจัยด้านเทคนิค

4.1.1 ประเภทของเทคโนโลยี

จากการศึกษาเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติสามารถจำแนกเป็นการใช้ก๊าซธรรมชาติเพื่อผลิตไฟฟ้า น้ำเย็น และความร้อน ซึ่งระบบเทคโนโลยีดังกล่าวสามารถช่วยลดค่าใช้จ่ายด้านพลังงานได้ทั้งสิ้นไม่ว่าจะเป็นการติดตั้งระบบเดี่ยวหรือระบบร่วม แต่ในการใช้งานร่วมกันของระบบเทคโนโลยีพบว่ามีข้อจำกัดทางเทคนิคในหลายๆด้านจากเนื้อหาในบทที่ 2 เช่น คุณภาพความร้อน ขนาดกำลังผลิตไฟฟ้า ลักษณะการใช้พลังงาน เป็นต้น ดังนั้นการเลือกใช้ระบบเทคโนโลยีที่เหมาะสม จึงต้องพิจารณาถึงข้อจำกัดของประเภทของระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติด้วย ซึ่งสามารถสรุปรูปแบบการเลือกใช้ระบบเทคโนโลยีร่วมกันได้ดังในตารางที่ 4.1

ตารางที่ 4.1 ประเภทของเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติที่สามารถใช้ร่วมกันได้

ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม	ระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึมชนิดชั้นเดียว	ระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึมชนิดสองชั้น	หัวเผาแบบเชื้อเพลิงก๊าซ
ระบบกังหันก๊าซ	✓	✓	✓
ระบบกังหันก๊าซขนาดเล็ก	✓	✗	✓
ระบบเครื่องยนต์ก๊าซ	✓	✗	✓

ที่มาข้อมูล : เอกสารเผยแพร่ความรู้ ของ พพ.

4.1.2 ขนาดของระบบ

การนำระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติมาใช้ในอาคารพาณิชย์จะต้องออกแบบขนาดของระบบที่สามารถรองรับความต้องการพลังงานได้ ซึ่งการเลือกขนาดของระบบมีผลต่อความคุ้มค่าของการลงทุน เนื่องจากถ้าเลือกใช้ระบบที่มีขนาดใหญ่เกินไป จะทำให้มีเงินลงทุนสูงแต่ใช้งานได้ไม่เต็มประสิทธิภาพ แต่หากเลือกขนาดของระบบเล็กเกินไปจะทำให้ไม่สามารถรองรับความต้องการพลังงาน หรืออาจจะมีปัญหาขณะใช้งานได้ งานวิจัยนี้จึงมีการนำเสนอหลักการออกแบบขนาดของระบบที่เหมาะสมด้วยหลักสมดุลพลังงาน ซึ่งจะกล่าวต่อไปในบทที่ 5 จากนั้นเมื่อคำนวณขนาดของระบบที่เหมาะสมได้แล้ว แต่ต้องพิจารณาเลือกขนาดเครื่องจักรตามผลิตภัณฑ์ที่มีจำหน่ายจากผู้ผลิตด้วยว่ามีขนาดตามที่ต้องการหรือไม่ เช่น ระบบกังหันก๊าซจะมีขนาดกำลังผลิตไฟฟ้ามากกว่า 1,000 kW ขึ้นไปเท่านั้น ถ้าคำนวณออกแบบขนาดของระบบมีกำลังผลิตไฟฟ้าต่ำกว่า 1,000 kW จะไม่สามารถเลือกใช้ระบบกังหันก๊าซได้ ดังนั้นจึงทำการศึกษาขนาดของระบบเทคโนโลยีต่าง ๆที่มีจำหน่ายตามข้อมูลของผู้ผลิตซึ่งสามารถแสดงได้ดังต่อไปนี้

<u>ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม</u>

ขนาดของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขึ้นอยู่กับกำลังผลิตไฟฟ้า ซึ่งในแต่ละประเภทมีขนาดให้เลือกแตกต่างกัน ซึ่งผู้ผลิตและจำหน่ายที่มีอยู่ในปัจจุบันโดยส่วนใหญ่เป็นผู้ผลิตจากต่างประเทศ ทำให้ต้องนำเข้าเครื่องจักร หรือสั่งซื้อผ่านตัวแทนจำหน่ายของบริษัท โดยรายชื่อผู้ผลิตสามารถแสดงได้ดังในตารางที่ 4.2 ถึง 4.4

ตารางที่ 4.2 รายชื่อผู้ผลิตระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมแบบกังหันก๊าซ

รายชื่อผู้ผลิต	ขนาดกำลังผลิตไฟฟ้า (kW_e)
Alston	มากกว่า 23,000 ขึ้นไป
FiatAvio	20,000-23,000
General Electric	มากกว่า 14,000 ขึ้นไป
Kawasaki Motor Corp.	1,500-7,000
Solar Turbines	1,000-50,000

ที่มา : Midwest CHP Application Center; www.chpcentermw.org

ตารางที่ 4.3 รายชื่อผู้ผลิตระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมแบบกังหันก๊าซขนาดเล็ก

รายชื่อผู้ผลิต	ขนาดกำลังผลิตไฟฟ้า (kW_e)
Capstone Turbine	30-60
Ingersoll-Rand Company	30-250
Elliott/Bowman	45-65

ที่มา : Midwest CHP Application Center; www.chpcentermw.org

ตารางที่ 4.4 รายชื่อผู้ผลิตระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมแบบเครื่องยนต์ก๊าซ

รายชื่อผู้ผลิต	ขนาดกำลังผลิตไฟฟ้า (kW_e)
Caterpillar	100-3,000
Cooper Energy Services	350-6,500
Fairbanks Morse Engine Division	1,200-21,400
Genergy Power Solutions	60-2,000
Hess Microgen	85-450
International Power Technology	มากกว่า 15,000 ขึ้นไป
Jenbracher Energiesysteme	250-2,000
Mieeless Blackstone,Inc.	600-10,000
Rolls-Royce Energy	3,000-51,000
Wabash Power Equipment	60-100,000
Wartsila Diesel	300-16,000

ที่มา : Midwest CHP Application Center; www.chpcentermw.org

ระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม

ระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึมในประเทศไทยยังไม่เป็นที่แพร่หลายมากนัก จึงยังไม่มีผู้ผลิตเครื่องจักรโดยตรงทำให้ต้องนำเข้าเครื่องจักรจากต่างประเทศ ซึ่งรายชื่อผู้ผลิตสามารถแสดงได้ดังในตารางที่ 4.5

ตารางที่ 4.5 รายชื่อผู้ผลิตระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม

รายชื่อผู้ผลิต	ขนาดทำความเย็น (TonR)
Broad USA	100-2,600
Carrier Corporation	100-1,700
Trane Co.	400-2,000
Dunham-Bush, Inc.	100-1,400
McQuay International	100-1,500
Yazaki Energy Systems	10-100
York International	120-1,500

ที่มา : Midwest CHP Application Center; www.chpcentermw.org

หัวเผาแบบเชื้อเพลิงก๊าซ

หัวเผาแบบเชื้อเพลิงก๊าซ มีทั้งจำหน่ายในประเทศ และนำเข้าจากต่างประเทศ ซึ่งการเลือกใช้ขึ้นอยู่กับการออกแบบระบบผลิตความร้อนว่าต้องการอัตราการให้ความร้อนเท่าใด เพื่อประเมินเป็นขนาดของหัวเผา แต่ในการนำหัวเผาแบบเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติถือว่าเป็นการเปลี่ยนทดแทนระบบเดิม ดังนั้นกำหนดให้เลือกใช้ขนาดหัวเผาตามความต้องการพลังงานความร้อน หรือพิจารณาตามขนาดพิกัดความร้อนของหัวเผาเดิม ซึ่งรายชื่อผู้ผลิตสามารถแสดงได้ดังในตารางที่ 4.6

ตารางที่ 4.6 รายชื่อผู้ผลิตหัวเผาแบบเชื้อเพลิงก๊าซ

รายชื่อผู้ผลิต	ขนาดพิกัดทำความร้อน (kW_{th})
Olympia	20-4,200
Baltur	10-300
Weishaupt	55-5,700
Riello	16-1,279
SAACKE	24-5,100
Lamborghini	35-4,275

ที่มาข้อมูล : www.burnerandboiler.com

4.1.3 ประสิทธิภาพการใช้พลังงาน

เทคโนโลยีแต่ละประเภทมีประสิทธิภาพการทำงานที่แตกต่างกัน คำว่าประสิทธิภาพการใช้พลังงานในที่นี้ หมายถึง การประเมินจากอัตราการพลังงานป้อนเข้าระบบกับอัตราพลังงานที่ได้จากระบบ ซึ่งพลังงานที่ได้อาจจะอยู่ในรูปของภาระทำความเย็น พลังงานความร้อน หรือพลังงานไฟฟ้า โดยข้อมูลประสิทธิภาพของระบบจะอ้างอิงจากผู้ผลิต แต่เนื่องจากข้อมูลแต่ละผู้ผลิตมีค่าแตกต่างกัน จึงทำการรวบรวมข้อมูลและทำการวิเคราะห์ด้วยสมการถดถอย (Regression Analysis) เพื่อให้ทราบถึงรูปแบบความสัมพันธ์ของพารามิเตอร์โดยการทดสอบสมมุติฐานด้วยความเชื่อมั่น 95% โดยพิจารณาความน่าเชื่อถือของสมการความสัมพันธ์ที่ได้ต้องมีค่าสัมประสิทธิ์การตัดสินใจ (R^2) มากกว่า 0.85 ขึ้นไป รายละเอียดการวิเคราะห์สามารถแสดงได้ดังภาคผนวก ก. ดังนั้นประสิทธิภาพการใช้พลังงานของแต่ละระบบสามารถแสดงได้ดังต่อไปนี้

<u>ประสิทธิภาพของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม</u>

ประสิทธิภาพการใช้พลังงานของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมสามารถคำนวณได้จากการพิจารณาพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้และการนำความร้อนทิ้งกลับมาใช้ประโยชน์เปรียบเทียบกับพลังงานความร้อนของเชื้อเพลิงที่ป้อนเข้าระบบ โดยทั่วไปจะพบว่าประสิทธิภาพการใช้พลังงานของระบบนี้มีค่าประมาณ 70-80% ซึ่งการคำนวณสามารถแสดงได้ดังสมการนี้

$$Eff_{CHP} = \frac{P + H}{F} \times 100$$

Eff_{CHP} = ประสิทธิภาพของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม

P = พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม

H = พลังงานความร้อนที่นำกลับมาใช้ประโยชน์

F = พลังงานความร้อนจากเชื้อเพลิงที่ป้อนเข้าระบบ

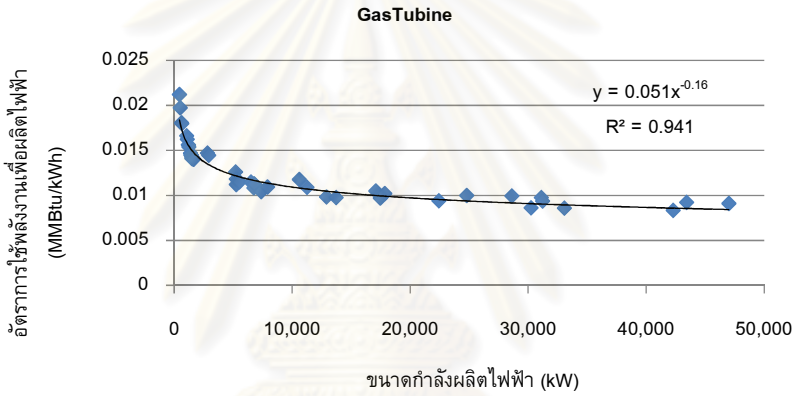
ที่มา : U.S. Environment Protection Agency

ประสิทธิภาพการใช้พลังงานของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมสามารถพิจารณาได้ด้วยตัวชี้วัดอีกค่าหนึ่ง คือ ค่า Power to heat ratio (P/H) เป็นค่าอัตราส่วนระหว่างพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ และพลังงานความร้อนที่นำกลับมาใช้ประโยชน์ เป็นการพิจารณาด้านการนำพลังงานไปใช้ประโยชน์ อย่างไรก็ตามตัวชี้วัดทั้ง 2 ต้องการแสดงให้เห็นว่าควรพิจารณา

การนำพลังงานไฟฟ้าและความร้อนมาใช้ให้ได้ประโยชน์สูงสุด ซึ่งสามารถแสดงด้วยค่าอัตราการใช้พลังงานเพื่อผลิตไฟฟ้า และอัตราการให้ความร้อนทิ้งจากระบบ เพื่อใช้เป็นข้อมูลสำหรับวิเคราะห์ตามหลักเกณฑ์ที่เหมาะสมต่อไป

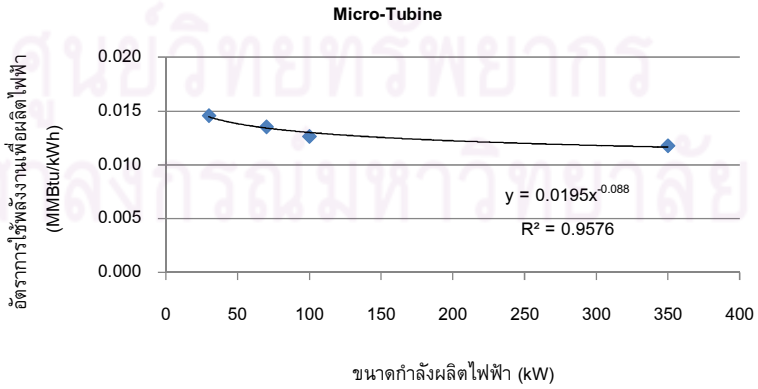
อัตราการใช้พลังงานเพื่อผลิตไฟฟ้า

จากข้อมูลอัตราการใช้ก๊าซธรรมชาติเพื่อผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตหลายรายซึ่งแสดงอยู่ในหน่วยล้านบีทียูต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง (MMBtu/kWh) เมื่อนำค่ามาวิเคราะห์ด้วยสมการถดถอย (Regression Analysis) เพื่อพิจารณาความสัมพันธ์ของพารามิเตอร์ พบว่ามีความสัมพันพันธ์เป็นสมการแบบยกกำลัง ซึ่งมีค่า R^2 มากกว่า 0.85 ขึ้นไป จึงถือว่าสมการที่ได้มีความน่าเชื่อถือระดับหนึ่ง ดังแสดงในรูปที่ 4.1 ถึง 4.3



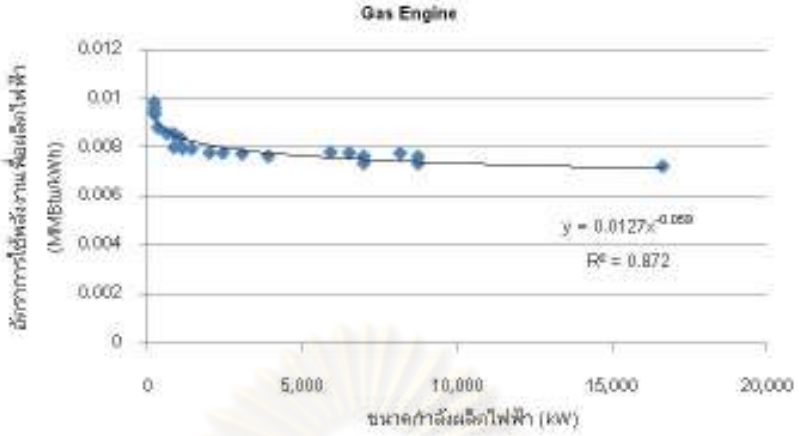
ที่มาข้อมูล : ผู้ผลิต Kawasaki, Solar Turbines, Siemens, GE

รูปที่ 4.1 อัตราการใช้พลังงานเพื่อผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซ



ที่มาข้อมูล : ผู้ผลิต Capstone, Tubec, DTE, Ingersoll-Rand

รูปที่ 4.2 อัตราการใช้พลังงานเพื่อผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซขนาดเล็ก

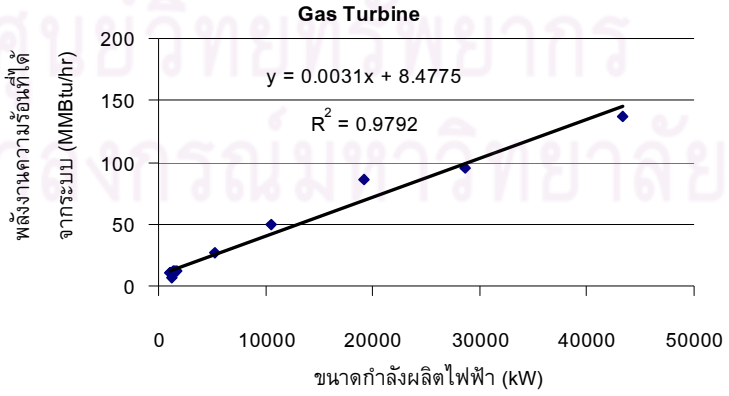


ที่มาข้อมูล : ผู้ผลิต Caterpillar, GE Janbacher, Wartsila

รูปที่ 4.3 อัตราการใช้พลังงานเพื่อผลิตไฟฟ้าแบบเครื่องยนต์ก๊าซ

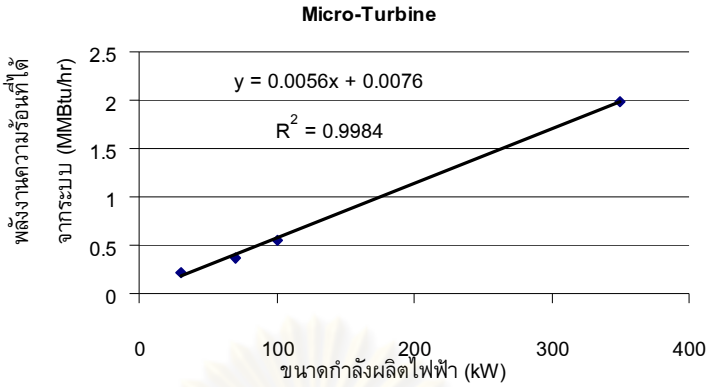
<u>อัตราการให้ความร้อนทิ้งจากระบบผลิตไฟฟ้า</u>

การนำความร้อนทิ้งที่ได้จากระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมกลับมาใช้ประโยชน์ ซึ่งอาจจะอยู่ในรูปของไอน้ำ หรือน้ำร้อนขึ้นอยู่กับประเภทของเทคโนโลยี โดยความร้อนที่นำกลับมาใช้ของระบบกังหันก๊าซจะอยู่ในรูปของไอน้ำความดันประมาณ 8 บาร์ ในส่วนระบบกังหันก๊าซขนาดเล็ก และระบบเครื่องยนต์ก๊าซจะอยู่ในรูปของไอน้ำความดัน 1 บาร์ หรือน้ำร้อนอุณหภูมิประมาณ 100-150 องศาเซลเซียส จากข้อมูลของผู้ผลิตหลายรายสามารถแสดงอัตราความร้อนที่ได้อยู่ในหน่วยล้านบีทียูต่อชั่วโมง (MMBtu/hr) เมื่อนำค่ามาสร้างความสัมพันธ์กับขนาดของระบบได้เป็นสมการเส้นตรง ซึ่งมีค่า R^2 มากกว่า 0.85 ขึ้นไป จึงถือว่าสมการที่ได้มีความน่าเชื่อถือระดับหนึ่ง ดังแสดงในรูปที่ 4.4 ถึง 4.6



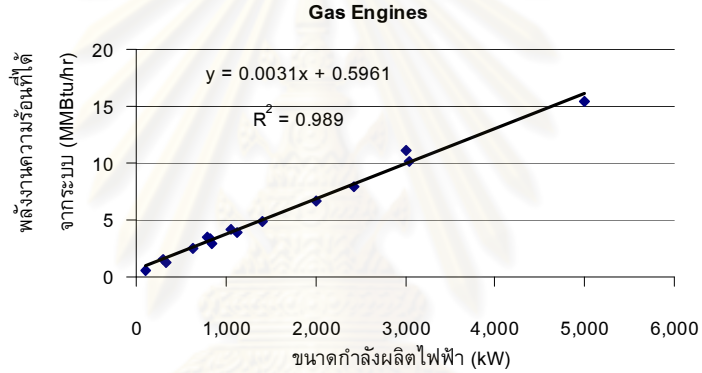
ที่มาข้อมูล : ผู้ผลิต Kawasaki, Solar Turbines, GE

รูปที่ 4.4 อัตราความร้อนที่ได้จากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซ



ที่มาข้อมูล : ผู้ผลิต Capstone, Tubec, DTE, Ingersoll-Rand

รูปที่ 4.5 อัตราความร้อนที่ได้จากระบบผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซขนาดเล็ก



ที่มาข้อมูล : ผู้ผลิต MAN, Cummins, Caterpillar, GE Janbacher, Wartsila

รูปที่ 4.6 อัตราความร้อนที่ได้จากระบบผลิตไฟฟ้าแบบเครื่องยนต์ก๊าซ

<u>ประสิทธิภาพทำความเย็น</u>

ระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึมที่นิยมใช้กันในปัจจุบันมี 2 ชนิด คือ ชนิดชั้นเดียว (Single effect) และ ชนิดสองชั้น (Double effect) ซึ่งมีประสิทธิภาพทำความเย็น (ค่า COP) ที่แตกต่างกัน และการเลือกใช้ขึ้นอยู่กับคุณภาพความร้อนที่ป้อนเข้าระบบ โดยสามารถแสดงรายละเอียดได้ดังในตารางที่ 4.7

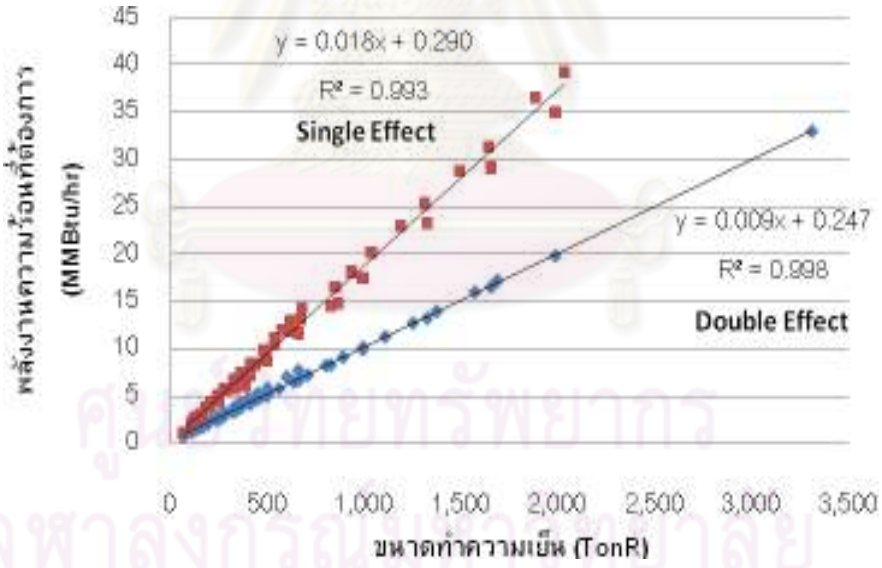
ตารางที่ 4.7 ประสิทธิภาพทำความเย็นของระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม

ระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม	รูปแบบความร้อนที่ใช้	ค่า COP
Double Effect	ไอน้ำความดันสูง	1.38
Single Effect	ไอน้ำความดันต่ำ หรือ น้ำร้อน	0.70

ที่มา : สมมาส แก้วล้วน, 2544

<u>อัตราการใช้ความร้อนเพื่อผลิตน้ำเย็น</u>

อัตราการใช้พลังงานความร้อนเพื่อผลิตน้ำเย็นแสดงอยู่ในหน่วยล้านบีทียูต่อชั่วโมง (MMBtu/hr) สังเกตว่าจะเป็นหน่วยเดียวกับอัตราความร้อนที่ได้จากระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม เพื่อที่จะสามารถเปรียบเทียบกันได้ง่ายเมื่อนำมาใช้เป็นระบบร่วมกัน ซึ่งจากข้อมูลของผู้ผลิตระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึมหลายราย โดยทำการรวบรวมข้อมูลทั้ง 2 ชนิด เมื่อนำค่ามาสร้างความสัมพันธ์กับขนาดภาระทำความเย็นของระบบ ได้เป็นสมการเส้นตรงที่มีค่า R^2 มากกว่า 0.85 จึงแสดงถึงสมการมีความน่าเชื่อถือระดับหนึ่ง ดังแสดงในรูปที่ 4.7

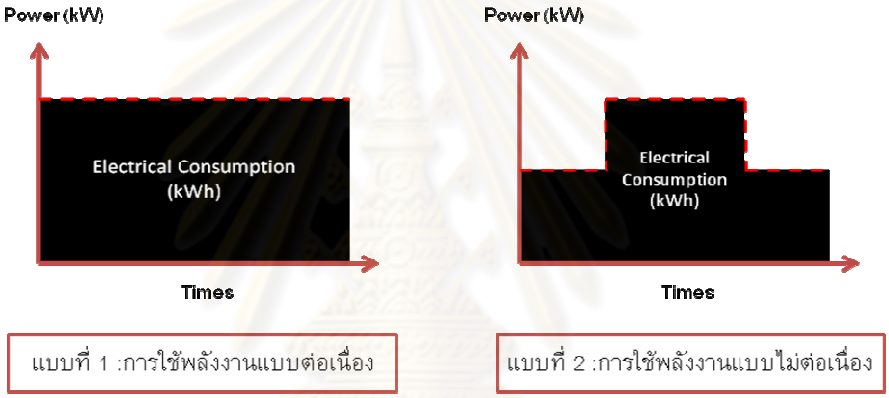


ที่มาข้อมูล : ผู้ผลิต Broad, Thermax, Carrier

รูปที่ 4.7 อัตราการใช้ความร้อนเพื่อผลิตน้ำเย็นของระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม

4.1.4 รูปแบบการใช้งาน

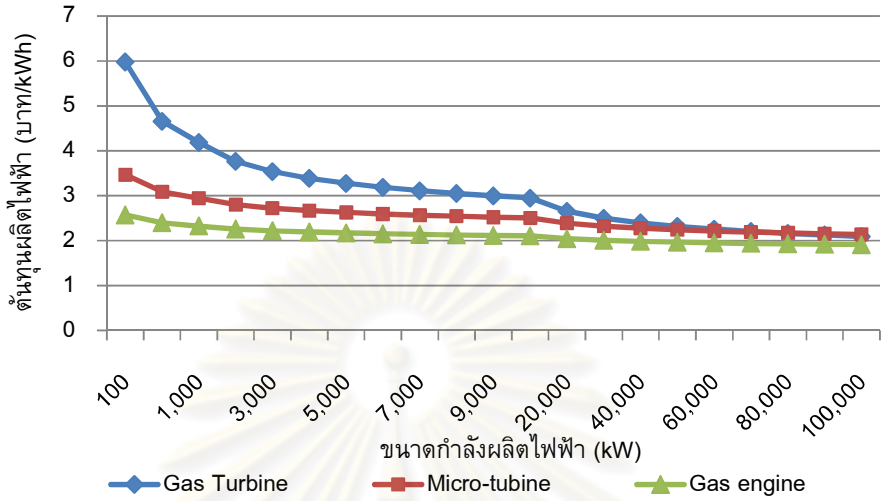
การวิเคราะห์ระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติเมื่อออกแบบขนาดของระบบแล้ว อีกส่วนที่ต้องคำนึงถึงรูปแบบการเดินระบบอย่างไรเพื่อทำให้เกิดความคุ้มค่าที่สุด เนื่องจากระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึมจะต้องใช้พลังงานความร้อนจากระบบผลิตไฟฟ้า จึงจำเป็นที่ต้องเดินระบบให้สอดคล้องกัน ส่วนระบบผลิตความร้อนเป็นระบบเดี่ยวที่สามารถเดินใช้งานได้อย่างอิสระ แต่ในส่วนของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมเป็นระบบที่เหมาะกับการเดินระบบอย่างต่อเนื่อง ซึ่งการเปิด-ปิดการใช้งานบ่อยครั้ง หรือการเดินระบบผลิตไฟฟ้าที่โหลดภาระต่ำมากอาจทำให้เกิดความเสียหายต่อระบบได้ ทั้งนี้ จากการศึกษาลักษณะการใช้พลังงานไฟฟ้าของอาคารพาณิชย์พบว่าสามารถจำแนกออกเป็น 2 แบบ คือ การใช้พลังงานไฟฟ้าแบบต่อเนื่องและแบบไม่ต่อเนื่อง ดังแสดงในรูปที่ 4.8



รูปที่ 4.8 ลักษณะการใช้พลังงานไฟฟ้าของอาคารพาณิชย์

จากลักษณะการใช้พลังงานไฟฟ้าของอาคารพาณิชย์มีผลต่อรูปแบบการเดินระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม เพื่อรองรับการใช้พลังงานไฟฟ้าแบบไม่ต่อเนื่อง อาจจะทำให้เกิดการสูญเสียหรือระบบมีประสิทธิภาพการทำงานต่ำในช่วงความต้องการพลังงานไฟฟ้าน้อย หรือเกิดความเสียหายต่อเครื่องจักรและระบบอื่นที่ทำงานร่วมกันได้ ดังนั้นจึงทำการศึกษาเพื่อหารูปแบบการเดินระบบอย่างมีประสิทธิภาพ ซึ่งพบว่ามีงานวิจัยของ ปิติพล วังธียอง (2549) นำเสนอให้มีการขายไฟฟ้าคืนให้แก่การไฟฟ้าในส่วนที่ผลิตเกินความจำเป็น จากงานวิจัยดังกล่าวจึงนำมาทำศึกษาการขายไฟฟ้าคืนให้แก่การไฟฟ้า พบว่า กรณีผู้ผลิตไฟฟ้ารายย่อยมีขนาดต่ำกว่า 10 เมกะวัตต์ เรียกว่า “โครงการ VSPP (Very Small Power Producer)” ซึ่งเป็นการสนับสนุนให้ผู้ประกอบการรายย่อยผลิตไฟฟ้าใช้เอง โดยกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าคืนในช่วง Off Peak ตามระบบอัตราไฟฟ้าแบบ TOU ในราคาเพียง 1.1154 บาท/kWh (การไฟฟ้านครหลวง www.mea.or.th) ซึ่งเป็นช่วงเวลาเดียวกับที่อาคารพาณิชย์มีความต้องการพลังงานไฟฟ้าต่ำ แต่จากการวิเคราะห์ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าด้วยก๊าซธรรมชาติ โดยประเมินค่าก๊าซธรรมชาติเพื่อผลิตไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายบำรุงรักษาระบบดัง

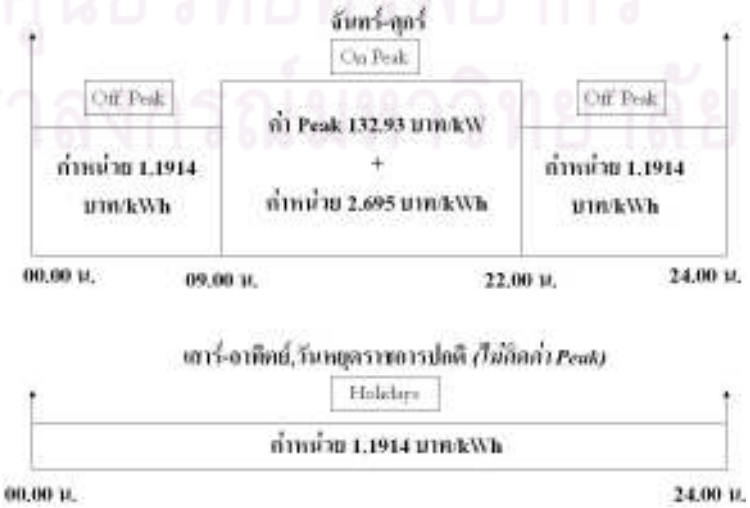
แสดงในรูปที่ 4.9 พบว่าต้นทุนการผลิตไฟฟ้าด้วยก๊าซธรรมชาติสูงกว่าราคาซื้อคืนไฟฟ้าของการไฟฟ้า จึงถือว่าแนวความคิดการขายไฟฟ้าคืนในช่วงเวลาดังกล่าวไม่เหมาะสม



อ้างอิงสมมุติฐาน : ราคาก๊าซธรรมชาติเท่ากับ 237.36 บาท/MMBtu
ค่าใช้จ่ายบำรุงรักษาระบบ 0.39-0.49 บาท/kWh

รูปที่ 4.9 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของเทคโนโลยีแต่ละประเภท

จากการศึกษาข้างต้นทำให้มีแนวความคิดว่าการเดินระบบผลิตไฟฟ้าในช่วงความต้องการต่ำไม่เหมาะสม จึงพิจารณาจะหยุดการเดินระบบผลิตไฟฟ้าในช่วงเวลาดังกล่าวแล้วสลับใช้พลังงานไฟฟ้าจากระบบสายส่ง ซึ่งการคิดอัตราค่าไฟฟ้าจากระบบสายส่งในช่วง Off peak ตามแบบอัตรา TOU (อัตราค่าไฟฟ้าที่มีจำนวนผู้ใช้มากที่สุด) มีราคาค่าไฟฟ้าต่อหน่วยต่ำจึงสามารถใช้ประโยชน์จากอัตราค่าไฟฟ้านี้ได้ (กองการไฟฟ้า, การไฟฟ้านครหลวง 2545) ซึ่งสามารถแสดงการคิดอัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOU ได้ดังในรูปที่ 4.10



รูปที่ 4.10 ค่าไฟฟ้าแบบอัตรา TOU

ดังนั้นจึงนำเสนอรูปแบบการเดินระบบผลิตไฟฟ้าในกรณีอาคารพาณิชย์ที่ใช้พลังงานไฟฟ้าแบบไม่ต่อเนื่อง โดยเดินระบบผลิตไฟฟ้าใช้เองในช่วง On Peak และสลับใช้ไฟฟ้าจากระบบสายส่งในช่วง Off Peak การเดินระบบลักษณะนี้จะทำให้สามารถลดค่าใช้จ่ายด้านพลังงานไฟฟ้าของอาคารพาณิชย์ได้ จากการศึกษาและสอบถามผู้เชี่ยวชาญด้านไฟฟ้าพบว่ามีความเป็นได้ในทางเทคนิคสำหรับการผลิตไฟฟ้าใช้เองสลับกับซื้อไฟฟ้าจากระบบสายส่ง แต่ผู้ดำเนินการต้องทำการศึกษารายละเอียดทางเทคนิคของการติดตั้งระบบเพิ่มเติมด้วย

นอกจากข้อมูลทางเทคนิคที่นำเสนอในที่นี้แล้ว ยังมีข้อมูลทางเทคนิคที่น่าสนใจของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมที่ควรทราบเพื่อใช้ประกอบการศึกษาและพัฒนาหลักเกณฑ์ที่เหมาะสม แต่ข้อมูลเหล่านี้จะไม่ได้นำมาใช้ในการคำนวณหลัก ซึ่งสามารถแสดงรายละเอียดได้ดังในตารางที่ 4.8

ตารางที่ 4.8 ข้อมูลทางเทคนิคภาพรวมของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม

รายละเอียด	หน่วย	Gas turbine	Micro-turbine	Gas Engine
ประสิทธิภาพผลิตไฟฟ้า	%	22-36	18-27	22-40
ประสิทธิภาพของระบบ CHP	%	70-75	65-75	70-80
ขนาดกำลังผลิตไฟฟ้า	MW_e	0.5-500	0.03-0.35	0.05-5
อุณหภูมิความร้อนทิ้ง	^0C	100-300	100-300	85-95
Power to Heat ratio (P/H)	-	0.5-2	0.4-0.7	0.5-1
การเดินเครื่อง Part-load	-	ไม่ดี	ดี	ดี
เงินลงทุนระบบ CHP	$\$/kW_e$	800-1,800	1,300-2,500	900-1,500
ค่าใช้จ่ายบำรุงรักษา	$\$/kWh_e$	0.003-0.0096	0.01	0.007-0.015
ชั่วโมงการซ่อมบำรุงเริ่มต้น	ชม.	30,000-50,000	5,000-40,000	24,000-60,000
ช่วงเวลา Start-up time	-	10 นาที-1 ชม.	1 นาที	10 วินาที
ความดันเชื้อเพลิงที่ต้องการ	psi	120-500	40-100	1-45
เสียงรบกวน	-	ปานกลาง	ปานกลาง	มาก
รูปแบบของความร้อนที่ได้จากระบบ	-	อากาศร้อน, น้ำร้อน, ไอน้ำความดันต่ำ-สูง	อากาศร้อน, น้ำร้อน, ไอน้ำความดันต่ำ-สูง	น้ำร้อน, ไอน้ำความดันต่ำ
การปล่อยก๊าซ NOx	lb/MMBtu	0.05	0.03	0.18
อายุการใช้งาน	ปี	15-20	15-20	15-20

ที่มาข้อมูล : U.S. EPA

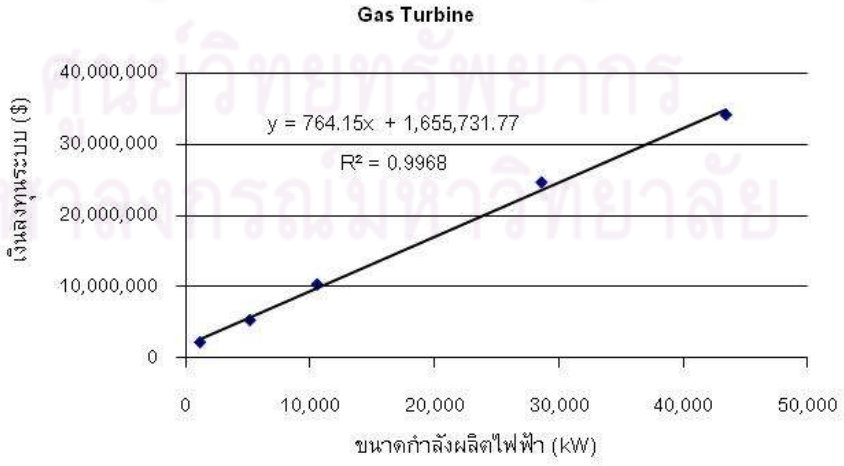
4.2 ปัจจัยด้านเศรษฐศาสตร์

4.2.1 เงินลงทุนของระบบ

การนำระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติมาใช้ต้องมีการลงทุนติดตั้ง หรือการปรับปรุงเครื่องจักรและอุปกรณ์ให้เหมาะสม อีกทั้งต้องนำเข้าเครื่องจักรจากต่างประเทศ จึงทำให้ข้อมูลที่ทำการศึกษาส่วนใหญ่จะเป็นข้อมูลจากต่างประเทศอยู่ในหน่วยค่าของเงินเหรียญสหรัฐ (US$) โดยการศึกษาจะพิจารณาการลงทุนของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม ระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม หัวเผาแบบเชื้อเพลิงก๊าซ และการวางระบบท่อก๊าซธรรมชาติ ซึ่งสามารถแสดงรายละเอียดได้ดังต่อไปนี้

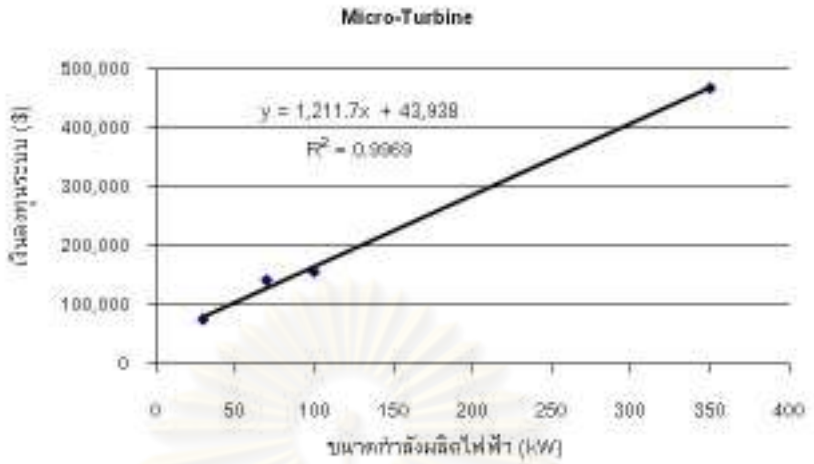
<u>ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม</u>

เงินลงทุนของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขึ้นอยู่กับขนาดกำลังผลิตไฟฟ้า ซึ่งค่าใช้จ่ายในการดำเนินการแสดงรายละเอียดดังในภาคผนวก ข. ประกอบด้วยราคาเครื่องจักรและอุปกรณ์ เช่น เครื่องผลิตไฟฟ้า ชุดแลกเปลี่ยนความร้อน และอุปกรณ์เชื่อมต่อทางด้านไฟฟ้า เป็นต้น รวมถึงค่าแรงติดตั้ง ค่าดำเนินการทางวิศวกรรม และค่าใช้จ่ายดำเนินโครงการ ซึ่งจะทำให้เข้าใจถึงรายละเอียดการลงทุนมากขึ้น (ที่มาข้อมูล : U.S. EPA) ซึ่งเป็นการรวบรวมข้อมูลจากโครงการที่ดำเนินการจริง จากนั้นได้นำข้อมูลเงินลงทุนมาวิเคราะห์สมการถดถอยเพื่อสร้างความสัมพันธ์ของเงินลงทุนระบบ (ล้านเหรียญสหรัฐ) กับขนาดกำลังผลิตไฟฟ้า (กิโลวัตต์) ซึ่งได้เป็นสมการเส้นตรงที่มีค่า R^2 มากกว่า 0.85 ขึ้นไป จึงถือว่าสมการมีความน่าเชื่อถือระดับหนึ่ง สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 4.11 ถึง 4.13



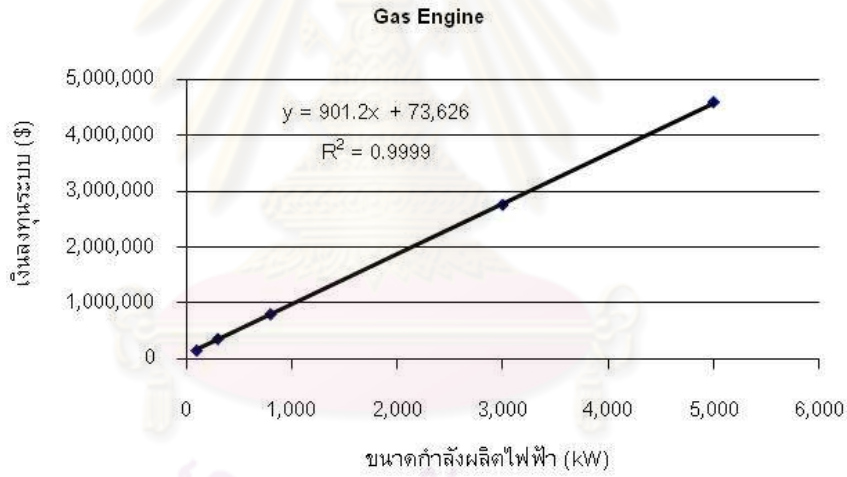
ที่มา : U.S. EPA

รูปที่ 4.11 มูลค่าเงินลงทุนของระบบ CHP แบบกังหันก๊าซ



ที่มา : U.S. EPA

รูปที่ 4.12 มูลค่าเงินลงทุนของระบบ CHP แบบกังหันก๊าซขนาดเล็ก



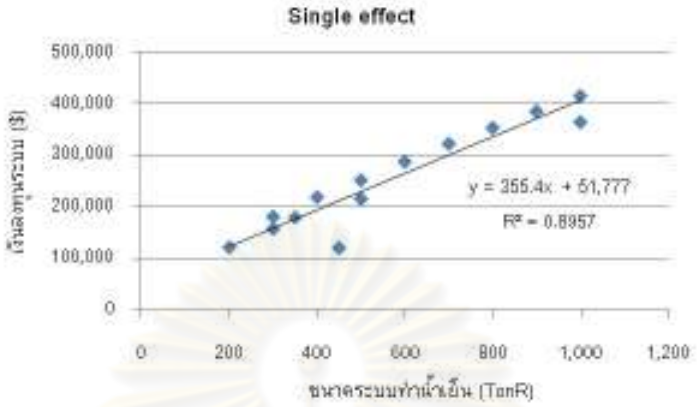
ที่มา : U.S. EPA

รูปที่ 4.13 มูลค่าเงินลงทุนของระบบ CHP แบบเครื่องยนต์ก๊าซ

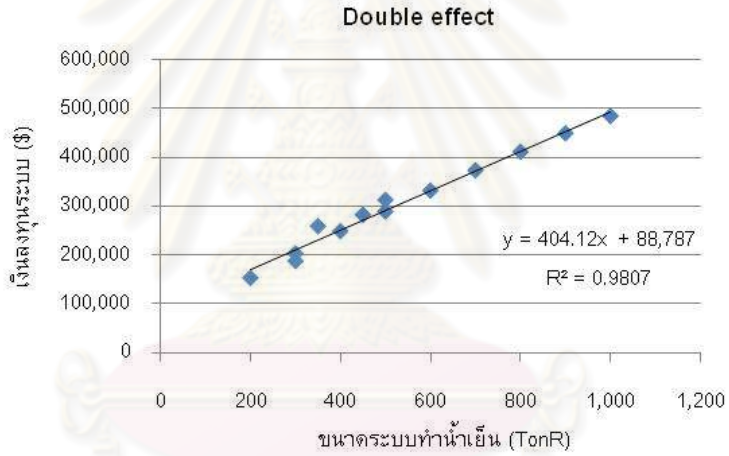
<u>ระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม</u>

การลงทุนระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึมขึ้นอยู่กับขนาดของระบบทำความเย็น ซึ่งในการนำระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึมมาใช้ในอาคารพาณิชย์เป็นการทดแทนเฉพาะชุดเครื่องทำน้ำเย็นแบบไฟฟ้า ส่วนระบบสนับสนุนอื่นๆ เช่น ปั๊มน้ำเย็น ชุดจ่ายลมเย็น หอผึ่งน้ำ เป็นต้น สามารถใช้ชุดเดิมได้ เพราะฉะนั้นในการประเมินเงินลงทุนในที่นี้จะเป็นราคาของเครื่องทำน้ำเย็นแบบดูดซึมเท่านั้น จากการศึกษาเงินลงทุนของเครื่องทำเย็นแบบดูดซึมจากแหล่งข้อมูลหลายๆแห่ง ซึ่งมีข้อมูลที่แตกต่างกันจึงนำมาสร้างความสัมพันธ์กันระหว่างเงินลงทุนกับขนาด

ระบบทำความเย็นเพื่อให้ได้ค่าเฉลี่ยที่เหมาะสม จึงได้เป็นสมการเส้นตรงที่มีค่า R^2 มากกว่า 0.85 ขึ้นไป สามารถแสดงได้ดังในรูปที่ 4.14 และ 4.15



รูปที่ 4.14 เงินลงทุนของระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึมชนิดชั้นเดียว



ที่มา: - Tri-State Generation and Transmission Association Inc.

- New Buildings Institute
- DOE Midwest CHP Application center

รูปที่ 4.15 เงินลงทุนของระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึมชนิดสองชั้น

<u>หัวเผาแบบเชื้อเพลิงก๊าซ</u>

การนำก๊าซธรรมชาติมาใช้เพื่อผลิตความร้อนโดยตรงจะต้องปรับเปลี่ยนหัวเผาให้เป็นแบบเชื้อเพลิงก๊าซ ซึ่งจากการสอบถามราคาหัวเผาแบบเชื้อเพลิงก๊าซ ยี่ห้อ Olympia รุ่น LTG เมื่อเดือนกันยายน พ.ศ. 2553 เพื่อใช้ในการประเมินร่วมกับกรณีศึกษาของโรงงานอุตสาหกรรมที่ดำเนินการติดตั้งจริง สามารถสรุปได้ว่าราคาหัวเผาแบบเชื้อเพลิงก๊าซประมาณ 258 บาทต่อกิโลวัตต์ และมีค่าดำเนินการประมาณ 360,000 บาท ซึ่งรายละเอียดสามารถแสดงได้ดังตารางที่ 4.9

ตารางที่ 4.9 กรณีศึกษาเงินลงทุนปรับเปลี่ยนหัวเผาแบบเชื้อเพลิงก๊าซ

สถานประกอบการ	ขนาดหม้อไอน้ำ (ตัน/ชั่วโมง)	ขนาดหัวเผา (kW_{th})	ราคาหัวเผา (บาท)	ค่าดำเนินการ (บาท)	รวมเงินลงทุน (บาท)
a	4.5 (1.5+3.0)	4,181	1,075,350	374,650	1,450,000
b	5.5 (2.5+3.0)	4,600	1,153,460	376,140	1,529,600
c	2.0	1,881	498,620	334,843	833,463
d	2.0	1,881	498,620	337,589	836,209
e	3.0	2,300	576,730	364,148	940,878
ค่าเฉลี่ย		258 บาท/kW_{th}		357,474	1,701,221

ที่มา : ฐานข้อมูลอนุรักษ์พลังงาน (พพ.)

<u>การวางระบบท่อก๊าซธรรมชาติ</u>

การนำก๊าซธรรมชาติมาใช้ประโยชน์จะต้องเชื่อมต่อท่อก๊าซเข้ามาสู่พื้นที่ใช้งาน ซึ่งผู้จำหน่ายก๊าซจะเป็นผู้ดำเนินการวางระบบท่อก๊าซในบริเวณนอกเขตพื้นที่รั้วของอาคารพาณิชย์ และรับผิดชอบค่าใช้จ่ายในการดำเนินการทั้งหมด แต่ในส่วนการวางระบบท่อก๊าซและติดตั้งอุปกรณ์ภายในเขตพื้นที่ของอาคารพาณิชย์ผู้ประกอบการจะต้องรับผิดชอบค่าใช้จ่ายในการติดตั้งสถานีตรวจวัดก๊าซธรรมชาติ และระบบท่อก๊าซธรรมชาติ ในส่วนการดำเนินการติดตั้งผู้จำหน่ายก๊าซจะให้คำปรึกษาและควบคุมการดำเนินงานให้เป็นไปตามมาตรฐานความปลอดภัย ซึ่งปัจจัยที่มีผลต่อค่าใช้จ่ายการวางระบบท่อก๊าซธรรมชาติ สามารถแสดงได้ดังนี้

- ลักษณะพื้นที่ก่อสร้าง หากสามารถวางระบบท่อก๊าซแบบเปิดหน้าดินได้ จะมีค่าใช้จ่ายต่ำกว่าแบบลอดท่อใต้ดินมาก เนื่องจากมีความซับซ้อนในการก่อสร้างที่แตกต่างกัน
- ความดันของก๊าซธรรมชาติที่บริเวณจุดเชื่อมต่อไม่เหมาะสมกับการใช้งาน อาจจะต้องติดตั้งอุปกรณ์ปรับเพิ่มหรือลดความดัน
- ระยะทางเดินท่อระหว่างจุดเชื่อมต่อท่อก๊าซกับจุดใช้งาน มีผลต่อความยาวท่อก๊าซที่ต้องใช้จึงทำให้มีเงินลงทุนสูงขึ้น

อย่างไรก็ตามความเป็นไปได้ของการนำก๊าซธรรมชาติมาใช้ขึ้นอยู่กับพื้นที่ตั้งของอาคารพาณิชย์ และความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติที่มีปริมาณมากพอให้ผู้จำหน่ายก๊าซพิจารณายอมรับการลงทุนเชื่อมต่อระบบท่อก๊าซจากท่อหลักเข้ามาสู่พื้นที่ใช้งาน จากการศึกษาการวางระบบท่อก๊าซธรรมชาติจะประกอบด้วย การตั้งสถานีก๊าซธรรมชาติ และเดินระบบท่อก๊าซ จากการสอบถามผู้ดำเนินการเงินลงทุนสถานีก๊าซประมาณ 1.5-2.5 ล้านบาทขึ้นอยู่กับความดันก๊าซ ซึ่งการเชื่อมต่อจากท่อย่อย (ในเขตเมือง) ที่ความดันประมาณ 60 psig จะมีเงินลงทุนต่ำกว่าการเชื่อมต่อจากท่อหลักที่มีความดันสูงประมาณ 120-150 psig ในส่วนเงินลงทุน

การวางระบบท่อก๊าซจะขึ้นอยู่กับวิธีการวางท่อตามลักษณะพื้นที่ รวมถึงขนาดและความยาวของท่อ โดยทั่วไปท่อก๊าซจะใช้ท่อเหล็กขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 4-6 นิ้ว ยาวท่อนละ 6 เมตร ราคาโดยประมาณของท่อขนาด 4 นิ้ว ท่อนละ 800 บาท และท่อขนาด 6 นิ้ว ท่อนละ 1,300 บาท ข้อมูลดังกล่าวเพื่อช่วยในการวิเคราะห์เบื้องต้นของผู้ลงทุนต่อไป ทั้งนี้งานวิจัยนี้ได้ทำการศึกษากรณีตัวอย่าง ซึ่งเป็นโรงงานอุตสาหกรรมที่ดำเนินการวางระบบท่อก๊าซธรรมชาติเรียบร้อยแล้วในโครงการอนุรักษ์พลังงาน ดังแสดงในตารางที่ 4.10 ซึ่งเงินลงทุนอาจจะมีการเปลี่ยนแปลงไปตามปัจจัยที่กล่าวมาแล้ว สังเกตว่าสถานประกอบการ B มีเงินลงทุนค่าสถานีก๊าซสูง เนื่องจากเป็นโรงงานอุตสาหกรรมหลอมแก้วที่มีความต้องการความดันก๊าซสูง จากการศึกษาข้อมูลในการนำค่าไปใช้วิเคราะห์ผู้ลงทุนควรจะศึกษาตามลักษณะของอาคารพาณิชย์นั้นๆ แต่เพื่อให้ง่ายต่อการยกตัวอย่างการวิเคราะห์จะเลือกใช้เงินลงทุนประมาณ 2 ล้านบาท

ตารางที่ 4.10 กรณีศึกษาเงินลงทุนการวางระบบท่อก๊าซธรรมชาติ

สถานประกอบการ	ค่าสถานีก๊าซ	ค่าเดินท่อก๊าซฯ	รวมเงินลงทุน
A	1,029,597	326,656	1,356,253
B	2,522,000	355,200	2,877,200
C	1,473,300	368,080	1,841,380
D	1,115,796	449,400	1,565,196

ที่มา : ฐานข้อมูลอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) พ.ศ. 2549

4.2.2 ค่าใช้จ่ายเดินระบบ

การนำระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติมาใช้จะมีค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นเมื่อเดินระบบใช้งาน เช่น ค่าก๊าซธรรมชาติที่ใช้ ค่าใช้จ่ายบำรุงรักษาเครื่องจักร ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อจากระบบสายส่ง เป็นต้น สามารถแสดงรายละเอียดได้ดังต่อไปนี้

<u>ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม</u>

ค่าใช้จ่ายบำรุงรักษารายปี ประกอบด้วย ค่าตรวจสอบตามตาราง การซ่อมบำรุงรักษา และค่าดำเนินการต่างๆ ซึ่งค่าใช้จ่ายบำรุงรักษาระบบขึ้นอยู่กับปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบมีหน่วยเป็นเหรียญสหรัฐต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมง ($/kWh) จากการศึกษาพบว่าค่าใช้จ่ายบำรุงรักษาของระบบมีหลากหลาย ในกรณีการนำไปวิเคราะห์จะพิจารณาอัตราค่าใช้จ่ายสูงสุดที่มีการอ้างถึง เพื่อคิดเป็นกรณีที่อาจเกิดขึ้นได้ ซึ่งค่าใช้จ่ายบำรุงรักษาระบบรายปีสามารถแสดงได้ดังนี้

ระบบกังหันก๊าซ	0.003-0.012	$/kWh
ระบบกังหันก๊าซขนาดเล็ก	0.015	$/kWh
ระบบเครื่องยนต์ก๊าซ	0.007-0.015	$/kWh

ที่มาข้อมูล : U.S. EPA

<u>ระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม</u>

ค่าใช้จ่ายบำรุงรักษาระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึมมีค่าสูงกว่าระบบทำน้ำเย็นด้วยไฟฟ้า แต่เนื่องจากระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึมมีต้นทุนผลิตน้ำเย็นต่ำกว่าจึงคุ้มค่าในการนำมาใช้ทดแทน ข้อมูลจากหน่วยงาน Tri-state Generation and Transmission Association Inc. มีการรวบรวมข้อมูลค่าใช้จ่ายบำรุงรักษาระบบรายปีในหน่วยเหรียญสหรัฐต่อตันความเย็น ($/TonR) ซึ่งสามารถแสดงได้ดังในรูปที่ 4.16 และ 4.17

ตารางที่ 4.11 ค่าใช้จ่ายบำรุงรักษาระบบรายปีของระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม

หน่วย : $/TonR

ประเภท	ขนาดระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม (ตันความเย็น)								
	200	**300**	**400**	**500**	**600**	**700**	**800**	**900**	**1,000**
Single effect Absorption Chiller	36.4	32	27.6	24.8	24.8	24.3	23.7	23.2	22.6
Double effect Absorption Chiller	38.6	33.6	28.7	25.4	25.4	24.3	23.7	23.2	22.6

ที่มา : Tri-state Generation and Transmission Association Inc.

4.2.3 ผลประหยัดด้านพลังงาน

ผลประหยัดที่เกิดขึ้นมาจากค่าใช้จ่ายด้านพลังงานที่ลดลงของอาคารพาณิชย์เมื่อนำระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติมาใช้ ซึ่งขึ้นอยู่กับรูปแบบเทคโนโลยีที่จะทดแทนด้านพลังงานไฟฟ้า หรือพลังงานความร้อน การคำนวณผลประหยัดมาจากค่าใช้จ่ายด้านพลังงานรายปีของอาคารพาณิชย์ลบด้วยค่าใช้จ่ายเดินระบบรายปีของระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติ เมื่อได้ผลประหยัดที่เกิดขึ้นแล้วนำมาวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ด้วยตัวชี้วัดทางเศรษฐศาสตร์ คือ NPV, IRR และ Payback Period

สังเกตว่าการลงทุนระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติต้องใช้เงินลงทุนจำนวนมาก หากผู้ประกอบการที่ยังไม่ได้ทำการวิเคราะห์ อาจจะตัดสินใจไม่สนใจลงทุนตั้งแต่การประเมินเงินลงทุนและค่าใช้จ่ายดำเนินการ เนื่องจากไม่มีแหล่งเงินทุนเพียงพอก็เป็นได้ งานวิจัยนี้จึงนำเสนอแหล่งเงินทุนสนับสนุนจากภาครัฐ เพื่อสนับสนุนการตัดสินใจของผู้ลงทุน โดยโครงการดังกล่าวนี้จะเป็นการสนับสนุนให้สถานประกอบการดำเนินการประหยัดพลังงานตามนโยบายพลังงานของประเทศ

4.3 แหล่งเงินทุนสนับสนุนจากภาครัฐ

แหล่งเงินทุนสนับสนุนจาก กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงานได้ร่วมกับมูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม จัดทำโครงการส่งเสริมการลงทุนด้านอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทนแก่สถานประกอบการ โดยมีการสนับสนุนหลากหลายรูปแบบ เช่น การร่วมกันลงทุนกับผู้ประกอบการ เงินกู้ดอกเบี้ยต่ำ หรือการช่วยลดหย่อนภาษีต่างๆ เป็นต้น ซึ่งผู้ประกอบการที่จะสามารถเข้าร่วมโครงการได้จะต้องมีการอนุรักษ์พลังงานภายในสถานประกอบการ ที่เป็นไปตาม พ.ร.บ. ส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. 2535 มาตรตรา 7 และมาตรตรา 17 กล่าวคือ มาตรการอนุรักษ์พลังงานที่นำไปสู่การปรับปรุงประสิทธิภาพการใช้พลังงาน หรือลดการใช้พลังงาน ซึ่งมาตรการการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าใช้เองด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม มาตรการใช้ระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม หรือมาตรการเปลี่ยนชนิดเชื้อเพลิง ถือว่าเป็นส่วนหนึ่งของการสนับสนุนตาม พ.ร.บ. ดังกล่าว จึงสามารถเข้าร่วมใช้สิทธิประโยชน์ในส่วนนี้ได้

โครงการสนับสนุนจากภาครัฐที่เป็นประโยชน์แก่งานวิจัยนี้ นำเสนอจำนวน 2 โครงการ แสดงรายละเอียดดังต่อไปนี้

1. โครงการส่งเสริมการลงทุน (BOI) เป็นโครงการสนับสนุนให้มีการนำเข้าเครื่องจักรจากต่างประเทศที่มีประสิทธิภาพสูงเป็นไปตามมาตรฐานของ BOI นั่นคือ ต้องเป็นเครื่องจักรที่ไม่มีผลิตในประเทศไทย และมีประสิทธิภาพสูงกว่าเครื่องจักรที่มีจำหน่ายในประเทศไทย

ผลประโยชน์ที่ได้ : ได้รับการยกเว้นภาษีอากรนำเข้าเครื่องจักร

2. โครงการเงินทุนหมุนเวียนดอกเบี้ยต่ำ (Soft Loan) เป็นการนำเงินกองทุนของหน่วยงานรัฐมาให้กู้เพื่อลงทุนปรับปรุงประสิทธิภาพการใช้พลังงานให้ดีขึ้น โดยการทำสัญญากู้ยืมผ่านธนาคารที่เข้าร่วมโครงการ ซึ่งเงินกู้นี้จะมีดอกเบี้ยต่ำกว่าดอกเบี้ยเงินกู้ธนาคาร แต่ต้องเป็นไปตามเงื่อนไขและระยะเวลาในการชำระคืน

ผลประโยชน์ที่ได้ : เงินกู้ดอกเบี้ย 4% ต่อปี ระยะเวลาการชำระหนี้ภายใน 5 ปี วงเงินกู้ได้สูงสุด 50 ล้านบาทต่อแห่ง

จากโครงการสนับสนุนเงินทุนดังกล่าวจะช่วยให้ผู้ประกอบการ หรือผู้สนใจลงทุนได้มีโอกาสลงทุนเพิ่มขึ้น แต่กรณีที่เงินลงทุนโครงการมากกว่า 50 ล้านบาทขึ้นไป ทางผู้ประกอบการสามารถกู้กับทางธนาคารเพิ่มเติม โดยจากอ้างอิงอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ของธนาคาร อัตรา MLR จากธนาคารแห่งประเทศไทย (www.bot.or.th) ณ วันที่ 29 มิถุนายน 2553 เท่ากับ 5.85% ต่อปี

<u>สรุปเนื้อหาบทนี้</u>

จากการศึกษาและรวบรวมข้อมูลทางเทคนิคและเศรษฐศาสตร์ของระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติ ข้อมูลส่วนใหญ่จะมาจากผู้ผลิตที่หลากหลายทำให้ข้อมูลมีจำนวนมาก จึงใช้การวิเคราะห์ความสัมพันธ์ของข้อมูลด้วยสมการถดถอย (Regression Analysis) ซึ่งมีการทดสอบความสัมพันธ์ตามหลักทางสถิติด้วยความเชื่อมั่นที่ 95% รายละเอียดแสดงได้ดังภาคผนวก ก. จากการวิเคราะห์ทำให้ได้สมการคณิตศาสตร์ที่สามารถนำไปใช้ในการพัฒนาหลักเกณฑ์เลือกใช้เทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติที่เหมาะสมต่อไป โดยได้ทำการรวบรวมสมการคณิตศาสตร์ตามปัจจัยทางเทคนิคและปัจจัยทางเศรษฐศาสตร์ แสดงได้ดังในตารางที่ 4.12 และ 4.13

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 4.12 สรุปสมการคณิตศาสตร์ของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม

ปัจจัย	ข้อมูล	ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม			หน่วย
		Gas Turbine	Micro-Turbine	Gas Engine	
ประสิทธิภาพการใช้พลังงาน	อัตราการใช้พลังงานเพื่อผลิตไฟฟ้า	$N_{chp}=0.051P_{chp}^{-0.16}$	$N_{chp}=0.019P_{chp}^{-0.088}$	$N_{chp}=0.0127P_{chp}^{-0.059}$	MMBtu/kWh
	อัตราการให้ความร้อน	$H_{chp}=0.0031P_{chp}+8.4775$	$H_{chp}=0.0056P_{chp}+0.0076$	$H_{chp}=0.0031P_{chp}+0.5961$	MMBtu/hr
เงินลงทุน	เงินลงทุนระบบ CHP	$I_{chp}=764.15P_{chp}+1,655,732$	$I_{chp}=1,211.7P_{chp}+43,938$	$I_{chp}=901.2P_{chp}+73,626$	US $
ค่าใช้จ่ายเดินระบบ	ค่าใช้จ่ายบำรุงรักษารายปี	$C_{chp}=0.012\ E_{chp}$	$C_{chp}=0.015\ E_{chp}$	$C_{chp}=0.015\ E_{chp}$	US $

หมายเหตุ : ความหมายของสัญลักษณ์แสดงรายละเอียดดังในภาคผนวก ค.

ตารางที่ 4.13 สรุปสมการคณิตศาสตร์ของระบบผลิตน้ำเย็นแบบดูดซึม

ปัจจัย	ข้อมูล	ระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม		หน่วย
		Single Effect	Double Effect	
ประสิทธิภาพการใช้พลังงาน	อัตราความร้อนทำน้ำเย็น	$H_{ab}=0.018CL+0.290$	$H_{ab}=0.009CL+0.247$	MMBtu/hr
เงินลงทุน	เงินลงทุนระบบ ABC	$I_{ab}=355.4CL+51,777$	$I_{ab}=404.12CL+88,787$	US $
ค่าใช้จ่ายเดินระบบ	ค่าใช้จ่ายบำรุงรักษารายปี (ปรับค่าคงที่ตามขนาดของระบบ)	$C_{ab}=36.4CL$	$C_{ab}=38.6CL$	US $

หมายเหตุ : ความหมายของสัญลักษณ์แสดงรายละเอียดดังในภาคผนวก ค.

บทที่ 5

การพัฒนาหลักเกณฑ์ที่เหมาะสม

จากการศึกษาความต้องการพลังงานของอาคารพาณิชย์ และข้อมูลทางเทคนิคและเศรษฐศาสตร์ของระบบเทคโนโลยีก๊าซ เพื่อสนับสนุนการพัฒนาหลักเกณฑ์ที่ใช้ในวิเคราะห์ออกแบบระบบที่รองรับความต้องการพลังงานของอาคารพาณิชย์ได้อย่างเหมาะสม และมีความคุ้มค่าแก่การลงทุน โดยใช้หลักการสมดุลพลังงานในระบบซึ่งจะอยู่ในรูปของสมการคณิตศาสตร์ เพื่อให้ผู้ประกอบการสามารถนำไปใช้ได้ง่าย และหลักเกณฑ์ที่พัฒนาขึ้นนี้จะสามารถช่วยสนับสนุนการตัดสินใจลงทุน อีกทั้งช่วยลดค่าใช้จ่ายด้านพลังงานของอาคารพาณิชย์ต่อไป

5.1 รูปแบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติสำหรับอาคารพาณิชย์

จากการศึกษาความต้องการพลังงานและลักษณะการใช้พลังงานไฟฟ้าของอาคารพาณิชย์ ทำให้สามารถแบ่งอาคารพาณิชย์ออกเป็น 2 กลุ่ม คือ กลุ่มที่ 1 อาคารที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าอย่างเดียว และกลุ่มที่ 2 อาคารที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าและความร้อน เมื่อนำมาพิจารณาเลือกใช้ร่วมกับรูปแบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติ โดยพิจารณาตามความต้องการพลังงานของอาคารพาณิชย์เป็นหลัก จึงทำให้สามารถสรุปการเลือกใช้ระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติได้ดังแสดงในตารางที่ 5.1

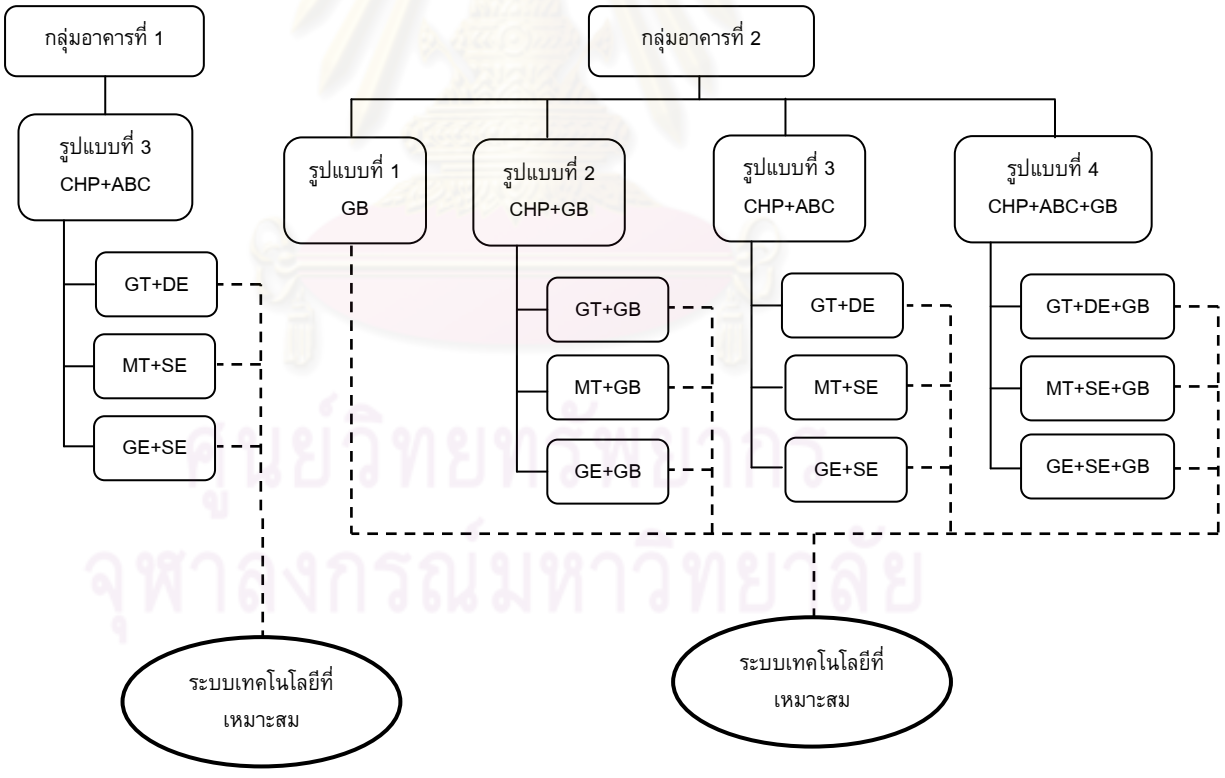
ตารางที่ 5.1 รูปแบบการนำเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติมาใช้ในอาคารพาณิชย์

รูปแบบที่	ระบบเทคโนโลยี	รายละเอียด	กลุ่มอาคาร
รูปแบบที่ 1	หัวเผาแบบเชื้อเพลิงก๊าซอย่างเดียว	รองรับความต้องการพลังงานความร้อนอย่างเดียว	กลุ่มที่ 2
รูปแบบที่ 2	ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมกับหัวเผาแบบเชื้อเพลิงก๊าซ	รองรับความต้องการพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อน	กลุ่มที่ 2
รูปแบบที่ 3	ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมกับระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม	รองรับความต้องการพลังงานไฟฟ้าอย่างเดียว	กลุ่มที่ 1 และกลุ่มที่ 2
รูปแบบที่ 4	ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมกับระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม และใช้หัวเผาแบบเชื้อเพลิงก๊าซ	รองรับความต้องการพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อน	กลุ่มที่ 2

จากการเลือกใช้รูปแบบเทคโนโลยีดังกล่าวเป็นเพียงการพิจารณาเบื้องต้น แต่ในการเลือกใช้ระบบเทคโนโลยีที่เหมาะสมจะต้องทำการวิเคราะห์เพื่อเปรียบเทียบประเภทของเทคโนโลยี และขนาดของระบบ รวมถึงความคุ้มค่าการลงทุนด้วย ซึ่งในการวิเคราะห์เปรียบเทียบจะพิจารณาในรูปแบบเทคโนโลยีเดียวกันก่อน เมื่อพบว่าประเภทเทคโนโลยีใดที่มีความคุ้มค่าที่สุด แล้วจึงนำไปเปรียบเทียบกับรูปแบบเทคโนโลยีอื่น

5.2 แนวทางการวิเคราะห์เปรียบเทียบระบบเทคโนโลยี

การนำรูปแบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติมาใช้ในอาคารพาณิชย์ในเบื้องต้นต้องถือว่าทุกรูปแบบมีศักยภาพในการนำไปใช้ประโยชน์ แต่รูปแบบเทคโนโลยี และประเภทเทคโนโลยีใดที่เหมาะสมที่สุด ขึ้นอยู่กับการวิเคราะห์เปรียบเทียบโดยการพิจารณาจากผลตอบแทนการลงทุนเป็นหลัก ซึ่งจะมาจากการวิเคราะห์ทางเทคนิคและเศรษฐศาสตร์ ในส่วนนี้จึงต้องการแสดงถึงขั้นตอนการพิจารณาเปรียบเทียบเลือกระบบเทคโนโลยีที่เหมาะสม สามารถสรุปได้ดังในรูปที่ 5.1



CHP = ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม GT = กังหันก๊าซ MT = กังหันก๊าซขนาดเล็ก GE = เครื่องยนต์ก๊าซ
ABC = ระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม SE = ชนิดชั้นเดียว DE = ชนิดสองชั้น GB = หัวเผาแบบก๊าซ

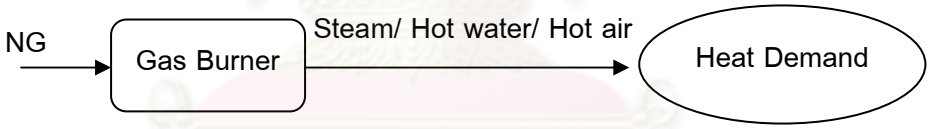
รูปที่ 5.1 ขั้นตอนการวิเคราะห์เปรียบเทียบเลือกระบบเทคโนโลยีที่เหมาะสม

5.3 การพัฒนาหลักเกณฑ์เลือกใช้เทคโนโลยีที่เหมาะสม

การพัฒนาหลักเกณฑ์การวิเคราะห์ของแต่ละรูปแบบเทคโนโลยีจะใช้หลักการและขั้นตอนการวิเคราะห์เดียวกัน โดยใช้หลักสมดุลพลังงานภายในระบบเทคโนโลยี และพิจารณาปัจจัยทางเทคนิค และปัจจัยทางเศรษฐศาสตร์ จากการหลักเกณฑ์ที่ได้นี้จะสามารถช่วยให้ผู้ประกอบการทราบถึงขนาดของระบบและประเภทเทคโนโลยีที่เหมาะสม อีกทั้งผลตอบแทนของการลงทุนที่สนับสนุนการตัดสินใจ โดยรายละเอียดการพัฒนาหลักเกณฑ์แต่ละรูปแบบเทคโนโลยีสามารถแสดงได้ดังนี้ (ความหมายของสัญลักษณ์ต่าง ๆในสมการคณิตศาสตร์แสดงดังในภาคผนวก ค.)

5.3.1 หลักเกณฑ์รูปแบบเทคโนโลยีที่ 1

การเลือกใช้หัวเผาแบบเชื้อเพลิงก๊าซอย่างเดียว เป็นการใช้ก๊าซธรรมชาติเพื่อผลิตความร้อนโดยตรง ในการพัฒนาหลักเกณฑ์ทางด้านเทคนิคเป็นการประเมินการใช้ก๊าซธรรมชาติเทียบเท่าความต้องการพลังงานความร้อนเดิมของอาคารพาณิชย์ ส่วนหลักเกณฑ์ทางเศรษฐศาสตร์จะประเมินเงินลงทุน ค่าใช้จ่ายเดินระบบ และผลประหยัด โดยแผนผังของระบบรูปแบบนี้แสดงได้ดังรูปที่ 5.2



รูปที่ 5.2 การใช้หัวเผาแบบเชื้อเพลิงก๊าซอย่างเดียว

การวิเคราะห์ทางเทคนิค โดยนำปริมาณการใช้เชื้อเพลิงรายปีของอาคารพาณิชย์ (N_f) คูณค่าความร้อนของเชื้อเพลิงที่ใช้ (h_f) เพื่อแปลงให้เป็นปริมาณพลังงานความร้อนที่ใช้เทียบเท่ากับ จากนั้นหารด้วยค่าความร้อนของก๊าซธรรมชาติ (1,055 เมกะจูลต่อล้านบีทียู) จะทำให้สามารถประเมินปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ต้องใช้ (N_{GB}) ซึ่งจะอยู่ในหน่วยของล้านบีทียูต่อปี การคำนวณแสดงได้ตามสมการที่ 1.1

$$N_{GB} = \frac{N_f \times h_f}{1{,}055} \qquad (1.1)$$

จากนั้นประเมินค่าใช้จ่ายเดินระบบ (C_{total}) คือ ค่าก๊าซธรรมชาติที่ใช้ โดยคำนวณจากปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ (N_{GB}) คูณกับราคาก๊าซธรรมชาติ (V_{NG}) ในการศึกษาควรจะ

ตรวจสอบราคาเชื้อเพลิง ณ เวลาที่ทำการประเมินด้วย ถ้าผลต่างของต้นทุนพลังงานน้อย จะทำให้ผลประหยัดลดลง ซึ่งการคำนวณแสดงตามสมการที่ 1.2

$$C_{total} = N_{GB} \times V_{NG} \qquad (1.2)$$

การประเมินเงินลงทุน (I_{total}) ประกอบด้วย เงินลงทุนปรับเปลี่ยนหัวเผา (I_{GB}) และเงินลงทุนวางระบบท่อก๊าซธรรมชาติ (I_{pipe}) ในส่วนนี้ถ้าผู้ลงทุนสามารถใช้ข้อมูลตามจริงของท่านจะทำให้การวิเคราะห์มีความแม่นยำมากขึ้น การคำนวณตามสมการที่ 1.3

$$I_{total} = I_{GB} + I_{pipe} \qquad (1.3)$$

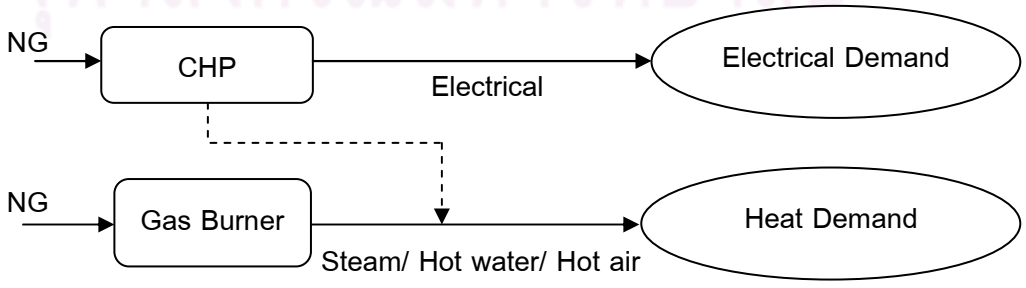
การประเมินผลประหยัดที่เกิดขึ้นต่อปี (R_{total}) ประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงที่ลดลง โดยคำนวณจากค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิงที่ใช้รายปีของอาคารพาณิชย์ (C_b) ลบกับค่าใช้จ่ายเดินระบบรายปีของระบบเทคโนโลยี การคำนวณตามสมการที่ 1.4

$$R_{total} = C_b - C_{total} \qquad (1.4)$$

การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์โดยการเปรียบเทียบระหว่างผลประหยัดที่เกิดขึ้นกับเงินลงทุน กำหนดให้อายุการใช้งานระบบเท่ากับ 20 ปี สามารถคำนวณตัวชี้วัดทางเศรษฐศาสตร์ คือ NPV, IRR และ Payback Period ได้

5.3.2 หลักเกณฑ์รูปแบบเทคโนโลยีที่ 2

การเลือกใช้เทคโนโลยีระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมกับหัวเผาแบบเชื้อเพลิงก๊าซ เป็นการรองรับความต้องการทั้งพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อนของอาคารพาณิชย์ โดยการนำความร้อนทิ้งจากการผลิตไฟฟ้าที่อาจอยู่ในรูปของไอน้ำ หรือน้ำร้อน มาใช้ทดแทนในระบบผลิตความร้อนโดยตรง แต่หากไม่เพียงพอต่อความต้องการพลังงานจะใช้ก๊าซธรรมชาติผลิตความร้อนสนับสนุน ซึ่งการใช้รูปแบบเทคโนโลยีนี้จะสามารถลดค่าใช้จ่ายได้ทั้งด้านพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อน โดยแผนผังของระบบรูปแบบนี้แสดงได้ดังรูปที่ 5.3



รูปที่ 5.3 การใช้ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อมร่วมกับหัวเผาแบบเชื้อเพลิงก๊าซ

การวิเคราะห์เริ่มจากการออกแบบขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (P_{chp}) เทียบเท่ากับค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุดของอาคารพาณิชย์ (P_{el}) โดยพิจารณาจากข้อมูลการใช้พลังงานย้อนหลัง 1 ปี เมื่อคำนวณขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าได้แล้วให้ปัดเศษขึ้นเสมอ เพื่อให้สอดคล้องตามขนาดที่มีจำหน่ายทั่วไป (c) ซึ่งการคำนวณแสดงได้ตามสมการที่ 2.1

$$P_{chp} = P_{el} + c \qquad (2.1)$$

รูปแบบการใช้งานระบบนี้เหมาะสำหรับอาคารพาณิชย์กลุ่มที่ 2 ที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าแบบต่อเนื่อง จึงกำหนดให้เดินระบบผลิตไฟฟ้าอย่างต่อเนื่องเพื่อรองรับรับความต้องการพลังงานไฟฟ้าของอาคารพาณิชย์ โดยถือว่าปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ได้จากระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (E_{chp}) เทียบเท่ากับปริมาณพลังงานที่ใช้ต่อปีของอาคารพาณิชย์ (E_{el}) ดังแสดงตามสมการที่ 2.2

$$E_{chp} = E_{el} \qquad (2.2)$$

จากนั้นนำขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าที่ได้มาพิจารณาปริมาณพลังงานความร้อนที่ได้จากการผลิตไฟฟ้า (H_{chp}) ตามข้อมูลที่ทำการศึกษาปัจจัยด้านเทคนิค (อัตราการให้ความร้อน) ดังแสดงในตารางที่ 4.12 แล้วนำอัตราการให้ความร้อนที่ได้คูณกับชั่วโมงการทำงานต่อปีของระบบผลิตไฟฟ้า หรือชั่วโมงการทำงานของอาคารพาณิชย์ (hr) การคำนวณแสดงตามสมการที่ 2.3

$$H_{chp} = \left(a_2 P_{chp} + b_2\right) \times hr \qquad (2.3)$$

หมายเหตุ : a_2, b_2 เป็นค่าคงที่ ของสมการคณิตศาสตร์ โดยเลือกใช้ตามประเภทเทคโนโลยีที่ทำการวิเคราะห์ ซึ่งสามารถแสดงค่าได้ดังนี้

ค่าคงที่	Gas Turbine	Micro-Turbine	Gas engine
a_2	0.0031	0.0056	0.0031
b_2	8.4775	0.0076	0.5961

จากการนำความร้อนทิ้งกลับมาใช้ในระบบผลิตความร้อนทำให้การใช้เชื้อเพลิงเพื่อผลิตความร้อนลดลง โดยอัตราการให้ความร้อนจากระบบผลิตไฟฟ้า (H_{chp}) ที่ได้จากการคำนวณมีค่ามากกว่าความต้องการพลังงานความร้อนของอาคารพาณิชย์ จะถือได้ว่าระบบ

ดังกล่าวสามารถรองรับความต้องการได้ทั้งหมด จึงไม่ต้องใช้ก๊าซธรรมชาติเพื่อผลิตความร้อนสนับสนุน (N_{GB}) ซึ่งปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ต้องใช้สนับสนุน คำนวณได้ตามสมการที่ 2.4

$$N_{GB} = \frac{\left(N_f \times h_f\right)}{1{,}055} - H_{chp} \qquad (2.4)$$

การใช้ก๊าซธรรมชาติเพื่อผลิตไฟฟ้า (N_{chp}) สามารถพิจารณาได้จากข้อมูลที่ทำการศึกษาปัจจัยด้านเทคนิค (อัตราการใช้พลังงานเพื่อผลิตไฟฟ้า) ดังแสดงในตารางที่ 4.12 ดังนั้นปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ต้องใช้ทั้งหมดต่อปี (N_{total}) คือ ปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ใช้เพื่อผลิตไฟฟ้า รวมกับปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ใช้ผลิตความร้อนสนับสนุน คำนวณตามสมการที่ 2.6

$$N_{chp} = a_1 P_{chp}^{-b_1} \times E_{chp} \qquad (2.5)$$

$$N_{total} = N_{GB} + N_{chp} \qquad (2.6)$$

หมายเหตุ : a_1, b_1 เป็นค่าคงที่ ของสมการคณิตศาสตร์ โดยเลือกใช้ตามประเภทเทคโนโลยีที่ทำการวิเคราะห์ ซึ่งสามารถแสดงค่าได้ดังนี้

ค่าคงที่	Gas Turbine	Micro-Turbine	Gas engine
a_1	0.0510	0.0190	0.0127
b_1	0.16	0.088	0.059

การประเมินค่าใช้จ่ายเดินระบบรายปี (I_{total}) ของรูปแบบเทคโนโลยีนี้ประกอบด้วย ค่าก๊าซธรรมชาติที่ใช้ทั้งหมด (C_{NG}) และค่าใช้จ่ายบำรุงรักษาระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (C_{chp}) ซึ่งค่าก๊าซธรรมชาติคำนวณได้จากปริมาณที่ใช้คูณด้วยราคาของก๊าซธรรมชาติ ส่วนค่าใช้จ่ายบำรุงรักษาระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขึ้นอยู่กับประเภทของเทคโนโลยีดังในตารางที่ 4.12 โดยสรุปค่าใช้จ่ายเดินระบบรายปี คำนวณได้ตามสมการที่ 2.7

$$C_{total} = (C_{chp} \times US\$) + C_{NG} \qquad (2.7)$$

ค่าใช้จ่ายบำรุงรักษาระบบ	Gas Turbine	Micro-Turbine	Gas engine
C_{chp}	$C_{chp}=0.012\ E_{chp}$	$C_{chp}=0.015\ E_{chp}$	$C_{chp}=0.015\ E_{chp}$

การประเมินเงินลงทุน (I_{total}) ของรูปแบบเทคโนโลยีนี้ ประกอบด้วย เงินลงทุนระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (I_{chp}) เงินลงทุนหัวเผาแบบเชื้อเพลิงก๊าซ (I_{GB}) และเงินลงทุนวางระบบท่อก๊าซธรรมชาติ (I_{pipe}) ในส่วนนี้สามารถประเมินเงินลงทุนเบื้องต้นตามรายละเอียดในบทที่ 4 แต่ถ้าผู้ลงทุนสามารถใช้ข้อมูลจริงของท่านจะทำให้การวิเคราะห์มีความแม่นยำมากขึ้น การคำนวณตามสมการที่ 2.8

$$I_{total} = (I_{chp} \times US\$) + I_{GB} + I_{pipe} \qquad (2.8)$$

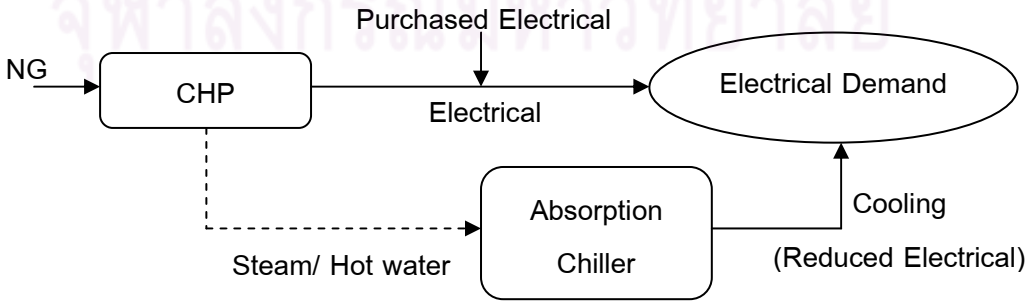
การประเมินผลประหยัดที่เกิดขึ้นต่อปี (R_{total}) ของการใช้รูปแบบเทคโนโลยีนี้ ประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายด้านพลังงานไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายของเชื้อเพลิงที่ลดลง โดยคำนวณจากค่าใช้จ่ายด้านพลังงานรายปีของอาคารพาณิชย์ (C_b) ลบกับค่าใช้จ่ายเดินระบบรายปี (C_{total}) ของเทคโนโลยีนี้ การคำนวณแสดงตามสมการที่ 2.9

$$R_{total} = C_b - C_{total} \qquad (2.9)$$

การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์โดยการเปรียบเทียบระหว่างผลประหยัดที่เกิดขึ้นกับเงินลงทุน กำหนดให้อายุการใช้งานระบบเท่ากับ 20 ปี สามารถคำนวณตัวชี้วัดทางเศรษฐศาสตร์ คือ NPV, IRR และ Payback Period ได้

5.3.3 หลักเกณฑ์รูปแบบเทคโนโลยีที่ 3

การเลือกใช้เทคโนโลยีระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมกับระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม เป็นการผลิตไฟฟ้าแล้วนำความร้อนทิ้งกลับมาใช้ในระบบผลิตน้ำเย็นแบบดูดซึมเพื่อทดแทนการใช้พลังงานไฟฟ้าในระบบปรับอากาศ ซึ่งรูปแบบเทคโนโลยีนี้จะรองรับความต้องการพลังงานไฟฟ้าเท่านั้น จึงสามารถเลือกใช้ได้กับอาคารพาณิชย์ทุกประเภท โดยแผนผังของระบบรูปแบบนี้แสดงได้ดังรูปที่ 5.4



รูปที่ 5.4 การใช้ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมกับระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม

การวิเคราะห์ทางเทคนิคของรูปแบบเทคโนโลยีนี้ถือว่ามีความซับซ้อนมากกว่ารูปแบบอื่น เนื่องจากจะต้องออกแบบระบบที่คำนึงถึงขนาดของระบบผลิตไฟฟ้า และขนาดของระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม ซึ่งทั้ง 2 ระบบมีความสอดคล้องกันในส่วนของอัตราการให้ความร้อนจากระบบผลิตไฟฟ้าต้องเหมาะสมกับอัตราการใช้ความร้อนเพื่อผลิตน้ำเย็น ดังนั้นการออกแบบขนาดของระบบที่เหมาะสมของรูปแบบเทคโนโลยีนี้ จึงต้องอาศัยการแก้ปัญหาด้วยสมการคณิตศาสตร์ เพื่อหาขนาดของระบบที่รองรับพลังงานไฟฟ้า และสามารถนำความร้อนทิ้งกลับมาใช้ให้ได้ประโยชน์สูงสุด โดยเริ่มจากพิจารณาการออกแบบขนาดของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมจะมีค่าเท่ากับค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุดของอาคารพาณิชย์ (P_{el}) ลบด้วยกำลังไฟฟ้าของระบบปรับอากาศที่ถูกทดแทนด้วยระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม (P_{CL}) การคำนวณแสดงตามสมการที่ 3.1

$$P_{chp} = P_{el} - P_{CL} \qquad (3.1)$$

โดยค่ากำลังไฟฟ้าของระบบทำน้ำเย็นด้วยไฟฟ้าที่ลดลงควรมาจากการตรวจวัดด้วยเครื่องมือ แต่ถ้าไม่มีเครื่องมือสามารถประเมินในเบื้องต้นด้วยค่าสมรรถนะทำความเย็น ซึ่งมีหน่วยเป็น กิโลวัตต์ต่อตันความเย็น (kW/TonR) ค่านี้สามารถอ้างอิงค่ามาตรฐานได้จากประกาศกระทรวงพลังงาน เรื่อง การกำหนดค่าสัมประสิทธิ์สมรรถนะขั้นต่ำ พ.ศ. 2552 ซึ่งมีค่าเฉลี่ยเท่ากับ 0.70-1.18 kW/TonR ทั้งนี้ค่าสมรรถนะทำความเย็นอาจมีความแตกต่างกันขึ้นอยู่กับประเภทของระบบทำน้ำเย็น และประสิทธิภาพของระบบ แต่ในที่นี้จะกำหนดให้ใช้ค่าเฉลี่ยเท่ากับ 0.76 kW/TonR เพื่อใช้ในการวิเคราะห์ ดังนั้นกำลังไฟฟ้าของระบบทำน้ำเย็น (P_{CL}) จะคำนวณได้ตามสมการที่ 3.2 จากนั้นนำไปแทนในสมการที่ 3.1 จะได้เป็นสมการที่ 3.3 เพื่อใช้ในการคำนวณขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าของระบบ (P_{chp})

$$P_{CL} = 0.76CL \qquad (3.2)$$

$$P_{chp} = P_{el} - 0.76CL \qquad (3.3)$$

ประสิทธิภาพการใช้พลังงานของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขึ้นอยู่กับการนำความร้อนทิ้งกลับมาใช้ให้ได้ประโยชน์สูงสุด จึงกำหนดให้อัตราความร้อนที่ได้จากระบบผลิตไฟฟ้า (H_{chp}) เท่ากับอัตราความร้อนที่ป้อนเข้าระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม (H_{ab}) ตามสมการที่ 3.4 ซึ่งจากข้อมูลที่ทำศึกษาปัจจัยทางเทคนิค (อัตราการให้ความร้อน) ดังแสดงในตารางที่ 4.12 และ (อัตราการใช้ความร้อนทำน้ำเย็น) ดังแสดงในตารางที่ 4.13 จึงสามารถแสดงการคำนวณได้ตามสมการที่ 3.5

$$H_{chp} = H_{ab} \qquad (3.4)$$

$$a_2 P_{chp} + b_2 = a_5 CL + b_5 \qquad (3.5)$$

หมายเหตุ : a_2, b_2 และ a_5, b_5 เป็นค่าคงที่ของสมการคณิตศาสตร์ โดยเลือกใช้ตามประเภทเทคโนโลยีที่ทำการวิเคราะห์ ซึ่งสามารถแสดงค่าได้ดังนี้

ค่าคงที่	Gas Turbine	Micro-Turbine	Gas engine
a_2	0.0031	0.0056	0.0031
b_2	8.4775	0.0076	0.5961

ค่าคงที่	Single effect	Double effect
a_5	0.018	0.009
b_5	0.290	0.247

จากสมการที่ 3.3 และ 3.5 ใช้การแก้ปัญหาด้วยการนำสมการที่ 3.3 มาแทนในสมการที่ 3.5 เพื่อหาขนาดของระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึมที่เหมาะสม แล้วจัดรูปสมการได้ตามสมการที่ 3.6

$$a_2 (P_{el} - 0.76CL) + b_2 = a_5 CL + b_5$$

$$CL = \frac{a_2 P_{el} + b_2 - b_5}{a_5 + 0.76 a_2} \qquad (3.6)$$

จากสมการที่ 3.6 ทำให้ทราบถึงขนาดของระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึมที่เหมาะสม (CL) ซึ่งถ้ามีค่าต่ำกว่าขนาดทำความเย็นเดิมของอาคารพาณิชย์ แสดงว่าระบบเทคโนโลยีดังกล่าวสามารถทดแทนระบบปรับอากาศได้บางส่วน ในส่วนความต้องการภาระทำความเย็นที่เหลือจะใช้ระบบทำน้ำเย็นด้วยไฟฟ้าสนับสนุน สังเกตว่าในสมการดังกล่าวได้หักลบกำลังไฟฟ้าของระบบทำน้ำเย็นด้วยไฟฟ้าที่ถูกทดแทนเท่านั้น จากนั้นนำขนาดของระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึมที่คำนวณได้มาแทนลงในสมการที่ 3.3 เพื่อหาขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมที่เหมาะสม

จากการศึกษาลักษณะการใช้พลังงานไฟฟ้าของอาคารพาณิชย์พบว่าค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุดแสดงถึงความต้องการพลังงานไฟฟ้ามากที่สุด แต่ไม่ได้หมายถึงมีความต้องการดังกล่าวตลอดเวลา การที่แสดงว่ามีการใช้กำลังไฟฟ้าสูงสุดต่อเนื่องหรือไม่สามารถคำนวณได้จาก “ค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้า (Load Factor)” ซึ่งค่าตัวแปรนี้เข้าใกล้ 1 จะแสดงถึงมีความต้องการพลังงานไฟฟ้าสม่ำเสมอ แต่หากมีค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าต่ำมากจะทำให้ระบบผลิตไฟฟ้ามีความคุ้มค่าการลงทุนลดลง เนื่องจากต้องติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่แต่เดินการผลิตไฟฟ้าได้ไม่เต็มที่ โดยการคำนวณพิจารณาจากปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ใช่ต่อปี (E_{el}) เปรียบเทียบกับกำลังไฟฟ้าสูงสุด (P_{el}) คูณชั่วโมงการทำงานตลอดปี การคำนวณแสดงได้ดังสมการที่ 3.7

$$LF = \frac{E_{el}}{P_{el} \times 8,760} \qquad (3.7)$$

ในการพัฒนาหลักเกณฑ์ของรูปแบบเทคโนโลยีนี้จะแบ่งออกเป็น 2 กรณี คือ การออกแบบเพื่อรองรับการใช้พลังงานไฟฟ้าแบบไม่ต่อเนื่อง (กลุ่มที่ 1) และการออกแบบเพื่อรองรับการใช้พลังงานไฟฟ้าแบบต่อเนื่อง (กลุ่มที่ 2) จากแนวความคิดที่ได้นำเสนอไปแล้วในบทที่ 3 นั่นคือ การเดินระบบผลิตไฟฟ้าสลับกับการซื้อไฟฟ้าจากระบบสายส่งสำหรับอาคารที่ใช้พลังงานไฟฟ้าแบบไม่ต่อเนื่อง ซึ่งรายละเอียดการพัฒนาหลักเกณฑ์สามารถแสดงได้ดังนี้

<u>กรณีสำหรับกลุ่มที่ 1</u>

จากการวิเคราะห์ออกแบบขนาดของระบบที่เหมาะสมแล้ว ในส่วนนี้จะเป็นการประเมินพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบ โดยรูปแบบนี้จะกำหนดให้เดินระบบผลิตไฟฟ้าเฉพาะในช่วง On peak (วันจันทร์ถึงศุกร์ เวลา 9.00 – 22.00 น.) คิดเป็นชั่วโมงทำงาน 13 ชั่วโมงต่อวัน วันทำงาน 313 วันต่อปี ดังนั้นคิดเป็นชั่วโมงการเดินระบบเท่ากับ 4,069 ชั่วโมงต่อปี ซึ่งปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าความร้อนร่วม (E_{chp}) คำนวณจากขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าคูณกับชั่วโมงการเดินระบบต่อปี และคูณกับตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าของอาคารพาณิชย์ (LF) ซึ่งคำนวณได้ตามสมการที่ 3.8

$$E_{chp} = P_{chp} \times 4,069 \times LF \qquad (3.8)$$

การใช้ระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึมสามารถช่วยลดปริมาณพลังงานไฟฟ้าได้บางส่วน ซึ่งคำนวณได้จากกำลังไฟฟ้าของระบบปรับอากาศที่ถูกทดแทนด้วยระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม (P_{CL}) คูณกับชั่วโมงการเดินระบบผลิตไฟฟ้าเท่ากับ 4,069 ชั่วโมงต่อปี คูณกับค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้า (LF) โดยค่ากำลังไฟฟ้าของระบบทำน้ำเย็นอาจจะมาจากการคำนวณตามสมการที่ (3.2) หรือทำการตรวจวัดด้วยเครื่องมือจะทำให้มีความแม่นยำมากขึ้น ดังนั้นปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ลดลงสามารถคำนวณได้ตามสมการที่ (3.9)

$$E_{CL} = P_{CL} \times 4,069 \times LF \qquad (3.9)$$

ในรูปแบบนี้จะเป็นการเดินระบบผลิตไฟฟ้าสลับกับซื้อไฟฟ้าจากระบบสายส่งในช่วงที่มีความต้องการพลังงานไฟฟ้าต่ำ (E_p) ประเมินได้จากปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ใช้เดิม (E_{el}) หักลบด้วยปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ (E_{chp}) และปริมาณไฟฟ้าที่ลดลงของระบบปรับอากาศ (E_{CL}) ซึ่งแสดงการคำนวณได้ตามสมการที่ (3.10)

$$E_p = E_{el} - E_{chp} - E_{CL} \qquad (3.10)$$

กรณีสำหรับกลุ่มที่ 2

ในรูปแบบนี้กำหนดให้เดินระบบผลิตไฟฟ้าแบบต่อเนื่องเพื่อรองรับตามความต้องการพลังงานของอาคารพาณิชย์ แต่ต้องหักลบปริมาณไฟฟ้าของระบบปรับอากาศที่ถูกทดแทนด้วยระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม โดยปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ลดลงคำนวณได้จากกำลังไฟฟ้าของระบบปรับอากาศที่ลดลง (P_{CL}) คูณชั่วโมงทำงานต่อปีของอาคารพาณิชย์ (hr) และตัวประกอบการใช้พลังงานไฟฟ้า (LF) ตามสมการที่ 3.11 จากนั้นจึงคำนวณปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมตามสมการที่ 3.12

$$E_{CL} = P_{CL} \times hr \times LF \qquad (3.11)$$

$$E_{chp} = E_{el} - E_{CL} \qquad (3.12)$$

เมื่อทราบถึงปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมจะสามารถประเมินการใช้ก๊าซธรรมชาติเพื่อผลิตไฟฟ้า (N_{chp}) จากข้อมูลที่ทำการศึกษาปัจจัยทางเทคนิค (อัตราการใช้พลังงานเพื่อผลิตไฟฟ้า) ดังแสดงในตารางที่ 4.12 ตามสมการที่ 3.13

$$N_{chp} = a_1 P_{chp}^{-b_1} \times E_{chp} \qquad (3.13)$$

หมายเหตุ : a_1, b_1 เป็นค่าคงที่ของสมการคณิตศาสตร์ โดยเลือกใช้ตามประเภทเทคโนโลยีที่ทำการวิเคราะห์ ซึ่งสามารถแสดงค่าได้ดังนี้

ค่าคงที่	Gas Turbine	Micro-Turbine	Gas engine
a_1	0.0510	0.0190	0.0127
b_1	0.16	0.088	0.059

การประเมินค่าใช้จ่ายเดินระบบรายปีของรูปแบบเทคโนโลยีนี้ สามารถแบ่งออกเป็น 2 กรณีตามรูปแบบการเดินระบบผลิตไฟฟ้า ดังต่อไปนี้

กรณีสำหรับกลุ่มที่ 1

การประเมินค่าใช้จ่ายเดินระบบรายปี (C_{total}) ของกรณีนี้ ประกอบด้วย ค่าก๊าซธรรมชาติที่ใช้ (C_{NG}) ค่าใช้จ่ายบำรุงรักษาระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (C_{chp}) ค่าใช้จ่ายบำรุงรักษาระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม (C_{ab}) และค่าไฟฟ้าที่ซื้อจากระบบสายส่ง (C_p) ซึ่งค่าก๊าซธรรมชาติที่ใช้ และค่าไฟฟ้าที่ซื้อเพิ่มคำนวณได้จากปริมาณที่ใช้คูณด้วยราคาพลังงาน ในส่วนค่าไฟฟ้าที่ซื้อคิดตามอัตราไฟฟ้าแบบ TOU ในช่วง Off Peak เท่ากับ 2.175 บาท/kWh (รวม

ภาษีอากร และคิดที่ค่า Ft เท่ากับ 0.9) ในส่วนค่าใช้จ่ายบำรุงรักษาระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม และระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึมขึ้นอยู่กับประเภทของเทคโนโลยีดังในตารางที่ 4.12 และ 4.13 โดยสรุปค่าใช้จ่ายเดินระบบรายปีคำนวณตามสมการที่ 3.14

$$C_{total} = \left[(C_{chp} + C_{ab}) \times US\$\right] + C_{NG} + C_p \qquad (3.14)$$

<u>กรณีสำหรับกลุ่มที่ 2</u>

การประเมินค่าใช้จ่ายเดินระบบรายปี (C_{total}) ของกรณีนี้ ประกอบด้วย ค่าก๊าซธรรมชาติที่ใช้ (C_{NG}) ค่าใช้จ่ายบำรุงรักษาระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (C_{chp}) และระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม (C_{ab}) ซึ่งค่าก๊าซธรรมชาติที่ใช้คำนวณได้จากปริมาณที่ใช้คูณด้วยราคาก๊าซธรรมชาติ ในส่วนค่าใช้จ่ายบำรุงรักษาระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม และระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึมขึ้นอยู่กับประเภทของเทคโนโลยีดังในตารางที่ 4.12 และ 4.13 โดยสรุปการคำนวณตามสมการที่ 3.15

$$C_{total} = \left[(C_{chp} + C_{ab}) \times US\$\right] + C_{NG} \qquad (3.15)$$

การประเมินเงินลงทุน (I_{total}) ของรูปแบบเทคโนโลยีนี้ ประกอบด้วย เงินลงทุนระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (I_{chp}) เงินลงทุนระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม (I_{ab}) และเงินลงทุนวางระบบท่อก๊าซธรรมชาติ (I_{pipe}) ในส่วนนี้สามารถประเมินเงินลงทุนเบื้องต้นได้ตามรายละเอียดในบทที่ 4 แต่ถ้าผู้ลงทุนสามารถใช้ข้อมูลจริงของท่านจะทำให้การวิเคราะห์มีความแม่นยำมากขึ้น การคำนวณตามสมการที่ 3.16

$$I_{total} = \left[(I_{chp} + I_{ab}) \times US\$\right] + I_{pipe} \qquad (3.16)$$

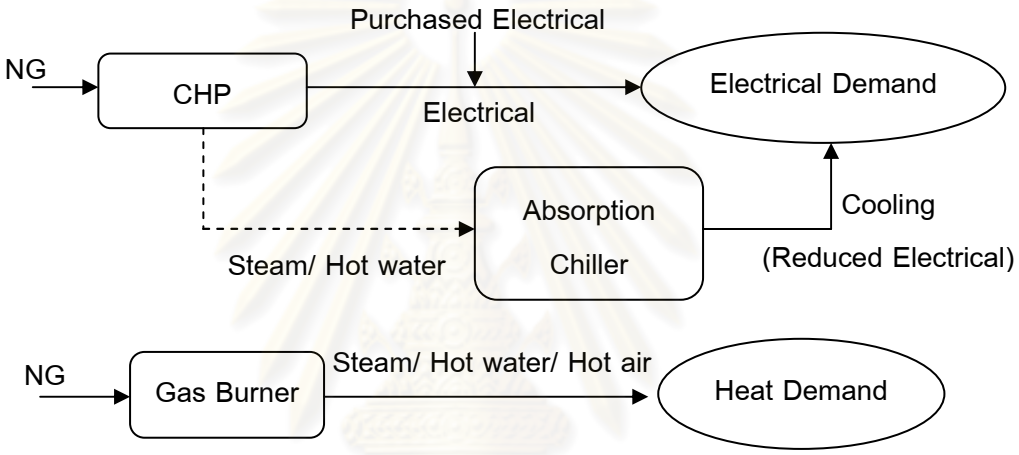
การประเมินผลประหยัดที่เกิดขึ้นต่อปี (R_{total}) ของการใช้รูปแบบเทคโนโลยีนี้ ประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายด้านพลังงานไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายของเชื้อเพลิงที่ลดลง โดยคำนวณจากค่าใช้จ่ายด้านพลังงานรายปีของอาคารพาณิชย์ (C_b) ลบกับค่าใช้จ่ายเดินระบบรายปี (C_{total}) ของรูปแบบเทคโนโลยีนี้ ตามสมการที่ (3.17)

$$R_{total} = C_b - C_{total} \qquad (3.17)$$

การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์โดยการเปรียบเทียบระหว่างผลประหยัดที่เกิดขึ้นกับเงินลงทุน กำหนดให้อายุการใช้งานระบบเท่ากับ 20 ปี สามารถคำนวณตัวชี้วัดทางเศรษฐศาสตร์ คือ NPV, IRR และ Payback Period ได้

5.3.4 หลักเกณฑ์รูปแบบเทคโนโลยีที่ 4

การเลือกใช้ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมกับระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม และใช้หัวเผาแบบเชื้อเพลิงก๊าซผลิตความร้อนโดยตรง รูปแบบของเทคโนโลยีนี้เหมาะสำหรับอาคารพาณิชย์กลุ่มที่ 2 ที่มีการใช้พลังงานทั้งไฟฟ้าและความร้อน โดยเป็นการประยุกต์ใช้แบบผสมผสานระหว่างรูปแบบเทคโนโลยีที่ 1 และรูปแบบเทคโนโลยีที่ 3 เข้าด้วยกัน การดำเนินการลักษณะนี้จะทำให้ได้ลดค่าใช้จ่ายด้านพลังงานได้มากแต่มีการลงทุนสูง จึงต้องทำการศึกษาและเปรียบเทียบต่อไปว่ารูปแบบใดจะเหมาะสมกว่ากัน โดยแผนผังของระบบรูปแบบนี้แสดงได้ดังรูปที่ 5.5



รูปที่ 5.5 การใช้ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมกับระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม และหัวเผาแบบก๊าซ

การวิเคราะห์ทางเทคนิคเริ่มจากการออกแบบขนาดของระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม (CL) ตามการวิเคราะห์ตามรูปแบบเทคโนโลยีที่ 3 สามารถคำนวณได้ตามสมการที่ 4.1

$$CL = \frac{a_2 P_{el} + b_2 - b_5}{a_5 + 0.76 a_2} \qquad (4.1)$$

หมายเหตุ : a_2, b_2 และ a_5, b_5 เป็นค่าคงที่ของสมการคณิตศาสตร์ โดยเลือกใช้ตามประเภทเทคโนโลยีที่ทำการวิเคราะห์ ซึ่งสามารถแสดงค่าได้ดังนี้

ค่าคงที่	Gas Turbine	Micro-Turbine	Gas engine
a_2	0.0031	0.0056	0.0031
b_2	8.4775	0.0076	0.5961

ค่าคงที่	Single effect	Double effect
a_5	0.018	0.009
b_5	0.290	0.247

จากนั้นเมื่อทราบขนาดของระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึมที่เหมาะสมแล้ว นำค่ามาใช้ในการคำนวณขนาดของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (P_{chp}) ดังแสดงตามสมการที่ 4.2

$$P_{chp} = P_{el} - 0.76CL \qquad (4.2)$$

ในการวิเคราะห์ทางเทคนิคต้องคำนึงถึงค่าตัวประกอบการใช้พลังงานไฟฟ้าของอาคารพาณิชย์ เพื่อเป็นประโยชน์ต่อการพิจารณาออกแบบระบบที่เหมาะสมต่อไป โดยการคำนวณตามสมการที่ 4.3

$$LF = \frac{E_{el}}{P_{el} \times 8{,}760} \qquad (4.3)$$

การนำระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึมมาใช้ในอาคารพาณิชย์จะทำให้ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ลดลงบางส่วน ซึ่งสามารถคำนวณได้จากกำลังไฟฟ้าของระบบปรับอากาศที่ถูกทดแทนด้วยระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม (P_{CL}) คูณกับชั่วโมงการทำงานต่อปีของอาคารพาณิชย์ (hr) และค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าด้วย (LF) โดยค่ากำลังไฟฟ้าของระบบทำน้ำเย็นที่ลดลงอาจมาจากการคำนวณ หรือการตรวจวัดด้วยเครื่องมือ ดังนั้นปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ลดลงสามารถคำนวณได้ตามสมการที่ 4.4 ซึ่งในรูปแบบเทคโนโลยีนี้จะกำหนดให้เดินระบบผลิตไฟฟ้าแบบต่อเนื่อง จึงสามารถคำนวณปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมตามสมการที่ 4.5

$$E_{CL} = P_{CL} \times hr \times LF \qquad (4.4)$$

$$E_{chp} = E_{el} - E_{CL} \qquad (4.5)$$

เมื่อทราบถึงปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมจะสามารถประเมินการใช้ก๊าซธรรมชาติเพื่อผลิตไฟฟ้า (N_{chp}) จากข้อมูลที่ทำการศึกษาปัจจัยทางเทคนิค (อัตราการใช้พลังงานเพื่อผลิตไฟฟ้า) ดังแสดงในตารางที่ 4.12 ตามสมการที่ 4.6

$$N_{chp} = a_1 P_{chp}^{-b_1} \times E_{chp} \qquad (4.6)$$

หมายเหตุ : a_1, b_1 เป็นค่าคงที่ของสมการคณิตศาสตร์ โดยเลือกใช้ตามประเภทเทคโนโลยีที่ทำการวิเคราะห์ ซึ่งสามารถแสดงค่าได้ดังนี้

ค่าคงที่	Gas Turbine	Micro-Turbine	Gas engine
a_1	0.0510	0.0190	0.0127
b_1	0.16	0.088	0.059

ในส่วนของระบบผลิตความร้อนด้วยหัวเผาแบบเชื้อเพลิงก๊าซ จะใช้ก๊าซธรรมชาติทดแทนโดยตรง ซึ่งปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ใช้ผลิตความร้อน (N_{GB}) คำนวณได้จากการประเมินเทียบเท่าการใช้พลังงานความร้อนของเชื้อเพลิงเดิม ดังแสดงตามสมการที่ 4.7

$$N_{GB} = \frac{N_f \times h_f}{1{,}055} \qquad (4.7)$$

ดังนั้นปริมาณก๊าซธรรมชาติทั้งหมดที่ใช้ต่อปี (N_{total}) ในรูปแบบเทคโนโลยีนี้ คือ ปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ใช้เพื่อผลิตไฟฟ้า และปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ใช้เพื่อผลิตความร้อน สามารถคำนวณได้ตามสมการที่ 4.8

$$N_{total} = N_{GB} + N_{chp} \qquad (4.8)$$

การประเมินค่าใช้จ่ายเดินระบบรายปี (C_{total}) ของรูปแบบเทคโนโลยีนี้ ประกอบด้วย ค่าก๊าซธรรมชาติที่ใช้ (C_{NG}) ค่าใช้จ่ายบำรุงรักษาระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (C_{chp}) และระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม (C_{ab}) ซึ่งค่าก๊าซธรรมชาติที่ใช้มาจากปริมาณที่ใช้คูณด้วยราคาก๊าซธรรมชาติ ในส่วนค่าใช้จ่ายบำรุงรักษาระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม และระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึมขึ้นอยู่กับประเภทของเทคโนโลยีดังในตารางที่ 4.12 และ 4.13 คำนวณตามสมการที่ 4.9

$$C_{total} = \lfloor (C_{chp} + C_{ab}) \times US\$ \rfloor + C_{NG} \qquad (4.9)$$

การประเมินเงินลงทุน (I_{total}) ของรูปแบบเทคโนโลยีนี้ ประกอบด้วย เงินลงทุนระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (I_{chp}) เงินลงทุนระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม (I_{ab}) เงิลงทุนปรับเปลี่ยนหัวเผาเชื้อเพลิงแบบก๊าซ (I_{GB}) และเงินลงทุนวางระบบท่อก๊าซธรรมชาติ (I_{pipe}) ในส่วนนี้สามารถประเมินเงินลงทุนเบื้องต้นได้ตามรายละเอียดในบทที่ 4 แต่ถ้าผู้ลงทุนสามารถใช้ข้อมูลจริงของท่านจะทำให้การวิเคราะห์มีความแม่นยำมากขึ้น การคำนวณตามสมการที่ 4.10

$$I_{total} = \lfloor (I_{chp} + I_{ab}) \times US\$ \rfloor + I_{GB} + I_{pipe} \qquad (4.10)$$

การประเมินผลประหยัดที่เกิดขึ้นต่อปี (R_{total}) ของรูปแบบเทคโนโลยีนี้ ประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายด้านพลังงานไฟฟ้า และค่าใช้จ่ายของเชื้อเพลิงที่ลดลง โดยคำนวณจาก

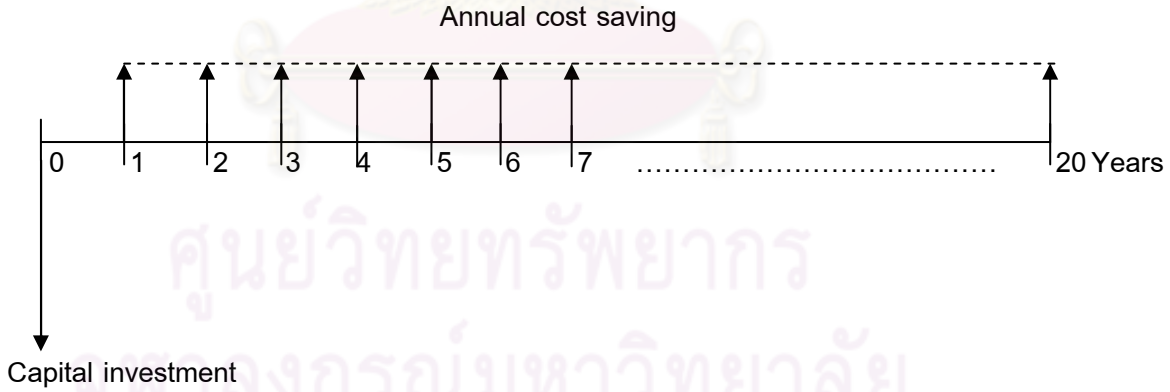
ค่าใช้จ่ายด้านพลังงานรายปีของอาคารพาณิชย์ (C_b) ลบกับค่าใช้จ่ายเดินระบบรายปี (C_{total}) ของรูปแบบเทคโนโลยีนี้ ตามสมการที่ 4.11

$$R_{total} = C_b - C_{total} \qquad (4.11)$$

การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์โดยการเปรียบเทียบระหว่างผลประหยัดที่เกิดขึ้นกับเงินลงทุน กำหนดให้อายุการใช้งานระบบเท่ากับ 20 ปี สามารถคำนวณตัวชี้วัดทางเศรษฐศาสตร์ คือ NPV, IRR และ Payback Period ได้

5.3.5 การวิเคราะห์ตัวชี้วัดทางเศรษฐศาสตร์

หลักเกณฑ์การเลือกใช้เทคโนโลยีรูปแบบต่างๆ เมื่อทำการวิเคราะห์ทางด้านเทคนิคและเศรษฐศาสตร์แล้ว การที่จะตัดสินได้ว่ารูปแบบเทคโนโลยีใดมีความเหมาะสมที่สุด จะพิจารณาจากความคุ้มค่าการลงทุนด้วยตัวชี้วัดทางเศรษฐศาสตร์ ได้แก่ NPV, IRR และ Payback period เมื่อทำการวิเคราะห์แล้วรูปแบบเทคโนโลยีใดที่มีค่า NPV สูง ค่า IRR สูง และ Payback period ต่ำ จะถือว่ารูปแบบเทคโนโลยีนั้นมีความเหมาะสมแก่อาคารที่ทำการวิเคราะห์ ซึ่งการวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์สามารถสรุปออกมาในรูปแผนผังการไหลของกระแสเงินสด (Cash Flow) ที่ประกอบด้วย เงินลงทุนแรกเริ่ม (Capital investment) และ ผลประหยัดที่ได้รายปี (Annual cost saving) ดังแสดงในรูปที่ 5.6



รูปที่ 5.6 กระแสเงินสดของการนำระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติมาใช้

การลงทุนในระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติมีมูลค่าสูง จึงทำให้ผู้ประกอบการอาจจะต้องพึ่งหาแหล่งเงินทุนจากภายนอก เช่น การกู้ยืม หรือการออกหุ้นกู้ เป็นต้น ในที่นี้จะคิดอัตราดอกเบี้ยเงินกู้จากธนาคารแบบ MLR 5.85% ต่อปี โดยการชำระหนี้จะคิดแบบทบต้นทบดอก ซึ่งกำหนดให้ยอดการชำระต่องวดเท่ากับผลประหยัดที่ได้จากค่าใช้จ่ายด้านพลังงานที่ลดลง เพื่อไม่ให้เป็นการกระทบต่อผลประกอบการ หรือการดำเนินธุรกิจของอาคารพาณิชย์ ซึ่งการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์จะต้องกำหนดอัตราผลตอบแทนขั้นต่ำที่พึงพอใจ (MARR) ของผู้

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ลงทุนเพื่อใช้ในการพิจารณาเลือกโครงการลงทุน โดยทั่วไปการกำหนดอัตราดังกล่าวอย่างน้อยควรจะเท่ากับอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ของแหล่งเงินทุน รวมถึงความคาดหวังผลกำไรต่อการลงทุนของแต่ละผู้ประกอบการ ในที่นี้จะกำหนดอัตราผลตอบแทนขั้นต่ำที่พึงพอใจเพื่อใช้ในการวิเคราะห์นี้เท่ากับ 8% ต่อปี โดยคิดมาจากอัตราดอกเบี้ยเงินกู้ รวมกับอัตราดอกเบี้ยเงินฝากโดยประมาณ ซึ่งการกำหนดค่า MARR ในที่นี้เป็นเพียงการกำหนดเพื่อใช้ในการวิเคราะห์เบื้องต้น แต่อาจจะมีการเปลี่ยนแปลงไปตามนโยบายการลงทุนของผู้ประกอบการแต่ละแห่ง เมื่อกำหนดอัตราผลตอบแทนขั้นต่ำได้แล้ว นำไปวิเคราะห์ตัวชี้วัดทางเศรษฐศาสตร์ดังต่อไปนี้

<u>มูลค่าเทียบเท่าปัจจุบันสุทธิ (NPV)</u>

การประเมินผลตอบแทนการลงทุนด้วยมูลค่าเทียบเท่าปัจจุบันสุทธิเป็นการแปลงค่าของเงินรายรับและรายจ่ายให้มาอยู่ในปัจจุบันโดยคำนึงถึงอัตราดอกเบี้ย ในการเปรียบเทียบโครงการในรูปแบบนี้จะมีความชัดเจนมากกว่ารูปแบบอื่น เนื่องจากแสดงอยู่ในรูปจำนวนเงิน โดยการคำนวณสามารถแสดงได้ดังนี้

กำหนดให้ :
n = อายุการใช้งานเครื่องจักรเท่ากับ 20 ปี
i = อัตราผลตอบแทนขั้นต่ำ MARR เท่ากับ 8% ต่อปี

$$NPV = R_{total}\left[\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n}\right] - I_{total}$$

<u>อัตราผลตอบแทนภายใน (IRR)</u>

การวิเคราะห์ผลตอบแทนในรูปของร้อยละต่อปี โดยพิจารณาว่าค่า IRR ของโครงการสูงกว่าอัตราผลตอบแทนขั้นต่ำ (MARR) จึงถือว่าน่าสนใจลงทุน แต่หากโครงการทางเลือกน่าสนใจมากกว่า 2 โครงการ ต้องทำการเปรียบเทียบเพื่อเลือกโครงการที่ดีที่สุดซึ่งกรณีที่โครงการมีเงินลงทุนไม่เท่ากัน จะต้องทำการวิเคราะห์อัตราส่วนเพิ่มของเงินลงทุน (Incremental investment) ซึ่งมีรายละเอียดกล่าวไว้แล้วในบทที่ 2 ดังนั้นการคำนวณค่า IRR สามารถแสดงได้ดังนี้

กำหนดให้ :
n = อายุการใช้งานเครื่องจักรเท่ากับ 20 ปี
ต้องการหาค่าอัตราผลตอบแทน (IRR) ที่ทำให้ NPV = 0

$$0 = NPV = R_{total}\left[\frac{(1+IRR)^n - 1}{IRR(1+IRR)^n}\right] - I_{total}$$

ระยะเวลาคืนทุน

การวิเคราะห์ระยะเวลาคืนทุนในที่นี้จะพิจารณาถึงการเปลี่ยนแปลงค่าของเงินตามเวลาด้วย โดยคิดระยะเวลาคืนทุนแบบคิดอัตราส่วนลด ซึ่งการลงทุนที่ดีควรมีระยะเวลาคืนทุนต่ำ ทำให้คืนทุนได้เร็วเพื่อลดความเสี่ยงที่อาจเกิดขึ้นในอนาคต โดยสามารถแสดงการคำนวณได้ดังนี้

กำหนดให้ :
i = อัตราผลตอบแทนขั้นต่ำ MARR เท่ากับ 8% ต่อปี
ต้องการหาค่าระยะเวลา (n) ที่ทำให้ NPV = 0

$$0 = NPV = R_{total}\left[\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n}\right] - I_{total}$$

5.4 การวิเคราะห์ตามหลักเกณฑ์เลือกใช้เทคโนโลยีที่เหมาะสม

จากหลักเกณฑ์ที่พัฒนาขึ้นนี้สามารถนำไปใช้ในการวิเคราะห์เพื่อช่วยสนับสนุนการตัดสินใจนำระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติมาใช้ในอาคารพาณิชย์ โดยในขั้นต้นของการวิเคราะห์คือต้องพิจารณาศักยภาพการนำก๊าซธรรมชาติมาใช้ประโยชน์ ซึ่งมีข้อจำกัดดังนี้

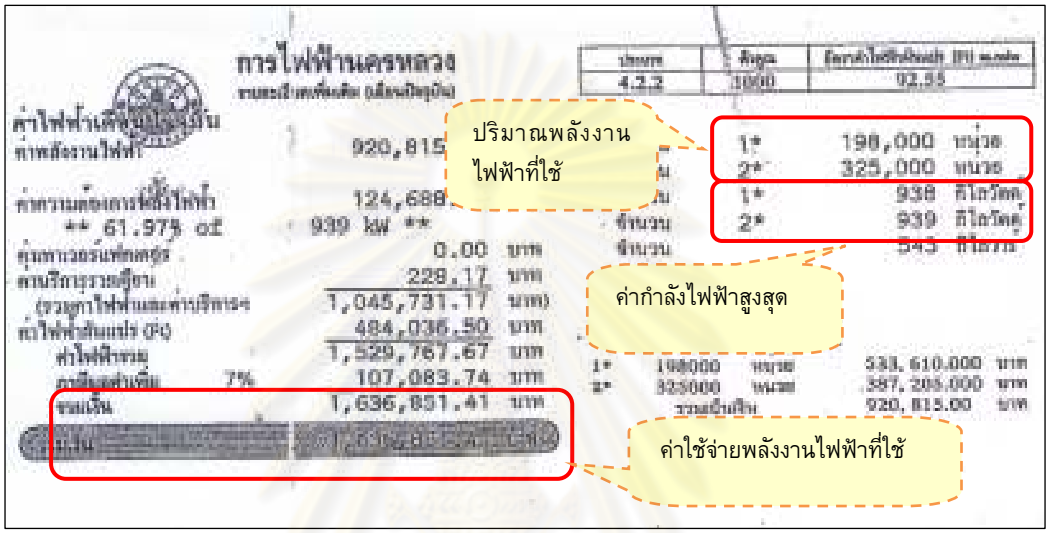
1. อาคารพาณิชย์มีที่ตั้งอยู่ใกล้แนวท่อก๊าซธรรมชาติ
2. มีระบบปรับอากาศแบบรวมศูนย์ หมายถึง มีระบบทำน้ำเย็นด้วยไฟฟ้าจ่ายน้ำเย็นไปยังชุดจ่ายลมเย็นตามพื้นที่ต่างๆในอาคารพาณิชย์

จากนั้นพิจารณาการจัดกลุ่มอาคารพาณิชย์ตามความต้องการพลังงาน เพื่อสามารถเลือกทำการวิเคราะห์รูปแบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติที่มีศักยภาพได้ โดยสามารถแบ่งออกเป็น 2 กลุ่ม แสดงได้ดังต่อไปนี้

1. กลุ่มที่ 1 อาคารที่ใช้พลังงานไฟฟ้าอย่างเดียว และใช้ไฟฟ้าแบบไม่ต่อเนื่อง ได้แก่ ศูนย์การค้า สำนักงาน สถานศึกษา เป็นต้น
2. กลุ่มที่ 2 อาคารที่ใช้พลังงานไฟฟ้าและความร้อน อีกทั้งใช้ไฟฟ้าแบบต่อเนื่อง ได้แก่ โรงพยาบาล และโรงแรม เป็นต้น

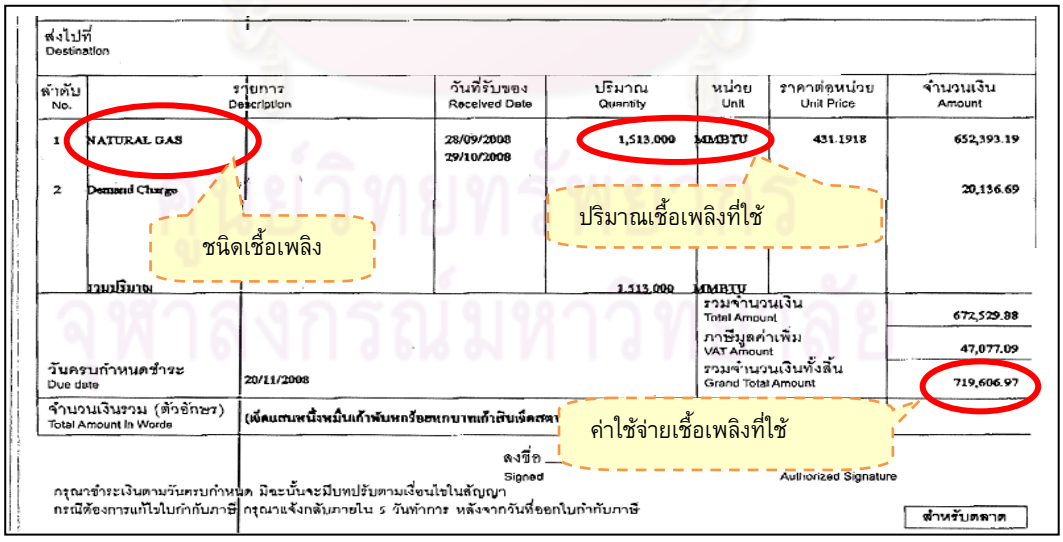
จากการพิจารณาเบื้องต้นทำให้ทราบรูปแบบเทคโนโลยีที่ต้องทำการวิเคราะห์ ซึ่งจำเป็นต้องใช้ข้อมูลเบื้องต้นของอาคารพาณิชย์ เช่น ค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุด ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ต่อปี ราคาค่าไฟฟ้าต่อหน่วย ค่าใช้จ่ายด้านพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ต่อปี ชนิดเชื้อเพลิง

ปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ต่อปี ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงต่อปี รวมถึงข้อมูลของปัจจัยภายนอกที่เกี่ยวข้อง เช่น ราคาก๊าซธรรมชาติ อัตราดอกเบี้ย อัตราแลกเปลี่ยนเงินตรา เป็นต้น โดยข้อมูลเบื้องต้นดังกล่าวส่วนใหญ่เป็นข้อมูลที่อาคารพาณิชย์มีการบันทึกเพื่อจัดส่งข้อมูลให้แก่ พพ. เป็นประจำอยู่แล้ว หรือหากไม่เคยดำเนินการข้อมูลเหล่านี้สามารถรวบรวมได้จากเอกสารใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้า และใบเสร็จค่าเชื้อเพลิง ดังแสดงตัวอย่างในรูปที่ 5.7 และ 5.8 ตามลำดับ



หมายเหตุ : 1* คือ ช่วง On peak และ 2* คือ ช่วง Off Peak ตามอัตาค่าไฟฟ้าแบบ TOU

รูปที่ 5.7 ตัวอย่างใบแจ้งหนี้ค่าไฟฟ้ารายเดือนจากผู้จำหน่าย



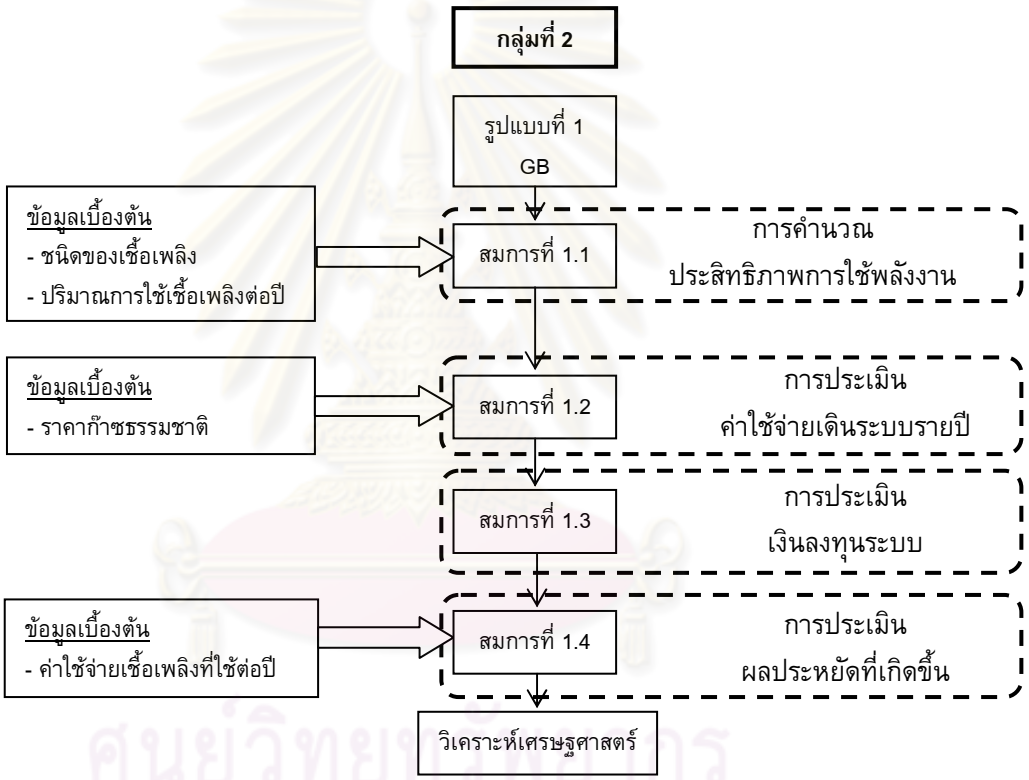
รูปที่ 5.8 ตัวอย่างใบเสร็จค่าเชื้อเพลิงรายเดือนจากผู้จำหน่าย

เมื่อทำการรวบรวมข้อมูลเบื้องต้นแล้วเริ่มทำการวิเคราะห์ตามหลักเกณฑ์การเลือกใช้เทคโนโลยีแต่ละรูปแบบ โดยในการวิเคราะห์ต้องคำนึงถึงหลักการและข้อจำกัดของ

ระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติที่นำเสนอตามแนวความคิดในตารางที่ 3.2 ถึง 3.4 ในการพัฒนาหลักเกณฑ์มีข้อมูลจำนวนมาก จึงสามารถสรุปขั้นตอนการวิเคราะห์แต่ละรูปแบบเทคโนโลยีเป็นแผนผังเพื่อให้เข้าใจง่ายดังแสดงต่อไปนี้

5.4.2 ขั้นตอนวิเคราะห์ตามหลักเกณฑ์รูปแบบที่ 1

การเลือกใช้ระบบเทคโนโลยีเดี่ยว คือ หัวเผาแบบเชื้อเพลิงก๊าซ เหมาะสำหรับอาคารกลุ่มที่ 2 ที่มีการใช้เชื้อเพลิงเพื่อผลิตความร้อนใช้ในอาคารพาณิชย์ รูปแบบเทคโนโลยีนี้จะช่วยลดค่าใช้จ่ายของเชื้อเพลิงได้ ซึ่งขั้นตอนการวิเคราะห์สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 5.9

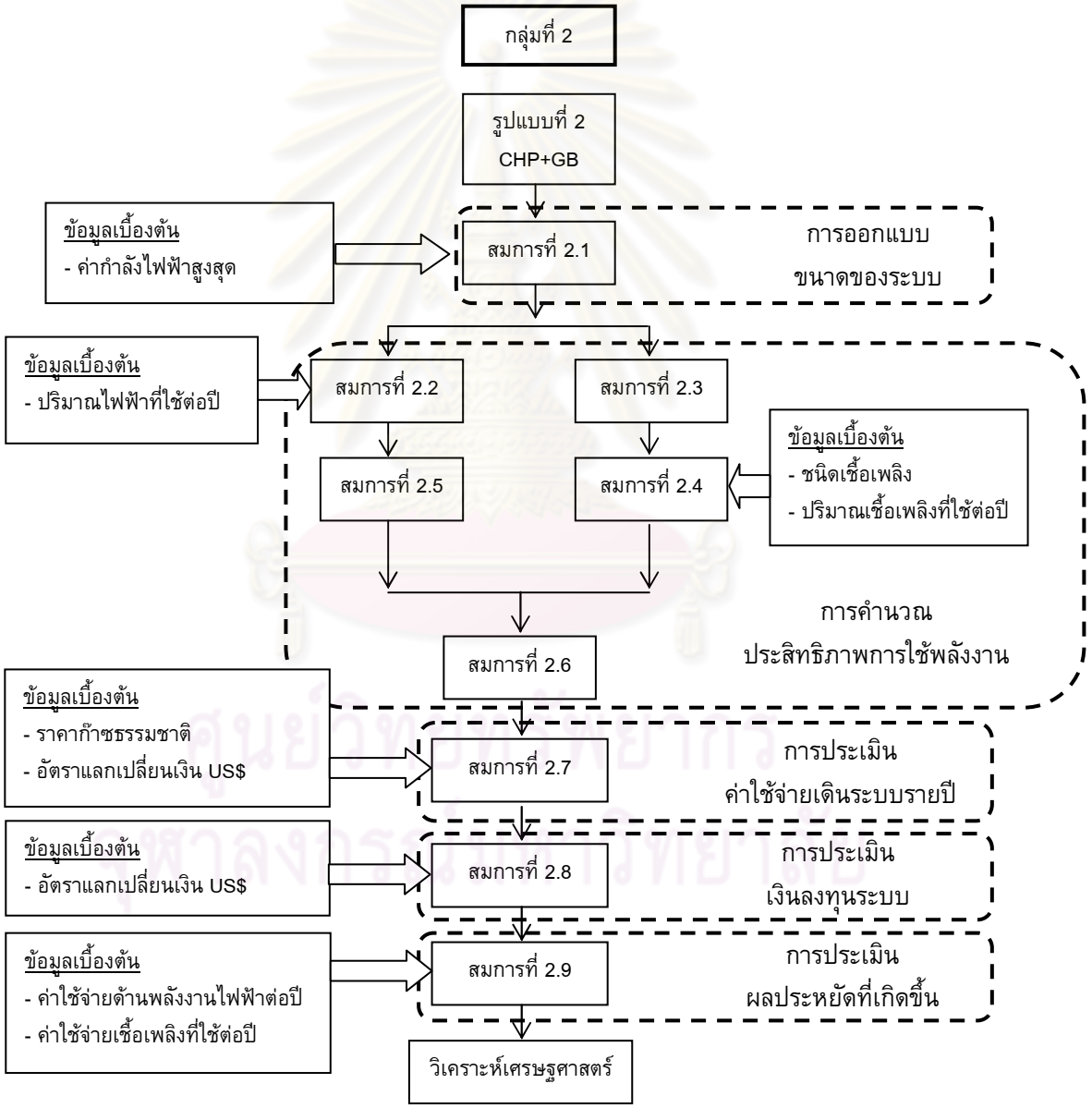


รูปที่ 5.9 ขั้นตอนการวิเคราะห์ตามหลักเกณฑ์เทคโนโลยีรูปแบบที่ 1

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

5.4.3 ขั้นตอนวิเคราะห์ตามหลักเกณฑ์รูปแบบที่ 2

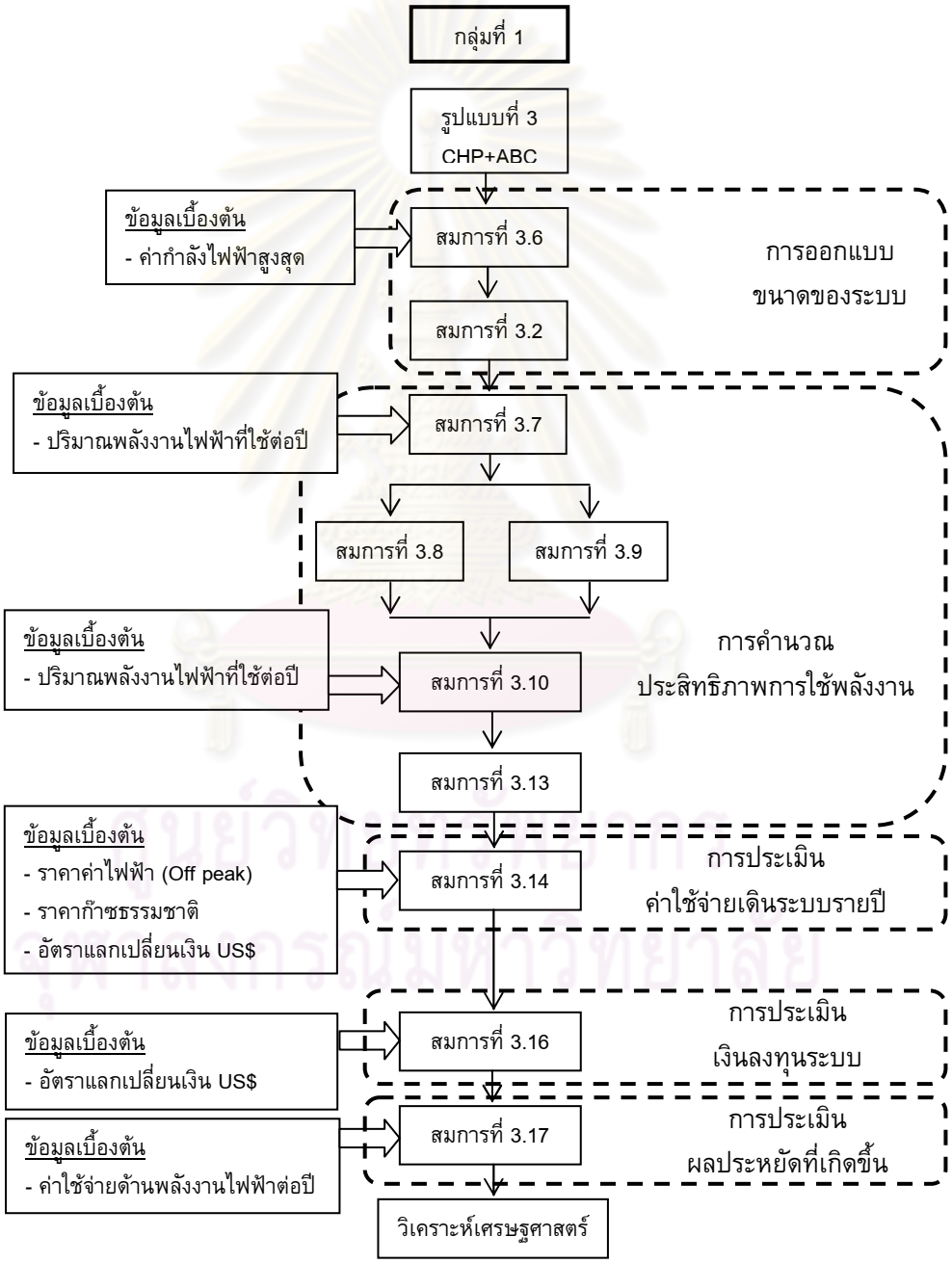
การเลือกใช้เทคโนโลยีรูปนี้เหมาะสำหรับอาคารกลุ่มที่ 2 ที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าและความร้อน เพราะการนำระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมกับหัวเผาแบบเชื้อเพลิงก๊าซ โดยการนำความร้อนทิ้งที่ได้จากระบบผลิตไฟฟ้ากลับมาใช้สนับสนุนระบบผลิตความร้อนจะทำให้การใช้เชื้อเพลิงลดลงได้ ซึ่งการนำความร้อนทิ้งกลับมาใช้ในระบบผลิตความร้อนจะทำให้ได้ประสิทธิภาพสูงสุด ดังนั้นรูปแบบเทคโนโลยีนี้จึงช่วยลดค่าใช้จ่ายทั้งด้านพลังงานไฟฟ้าและความร้อน ซึ่งขั้นตอนการวิเคราะห์สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 5.10



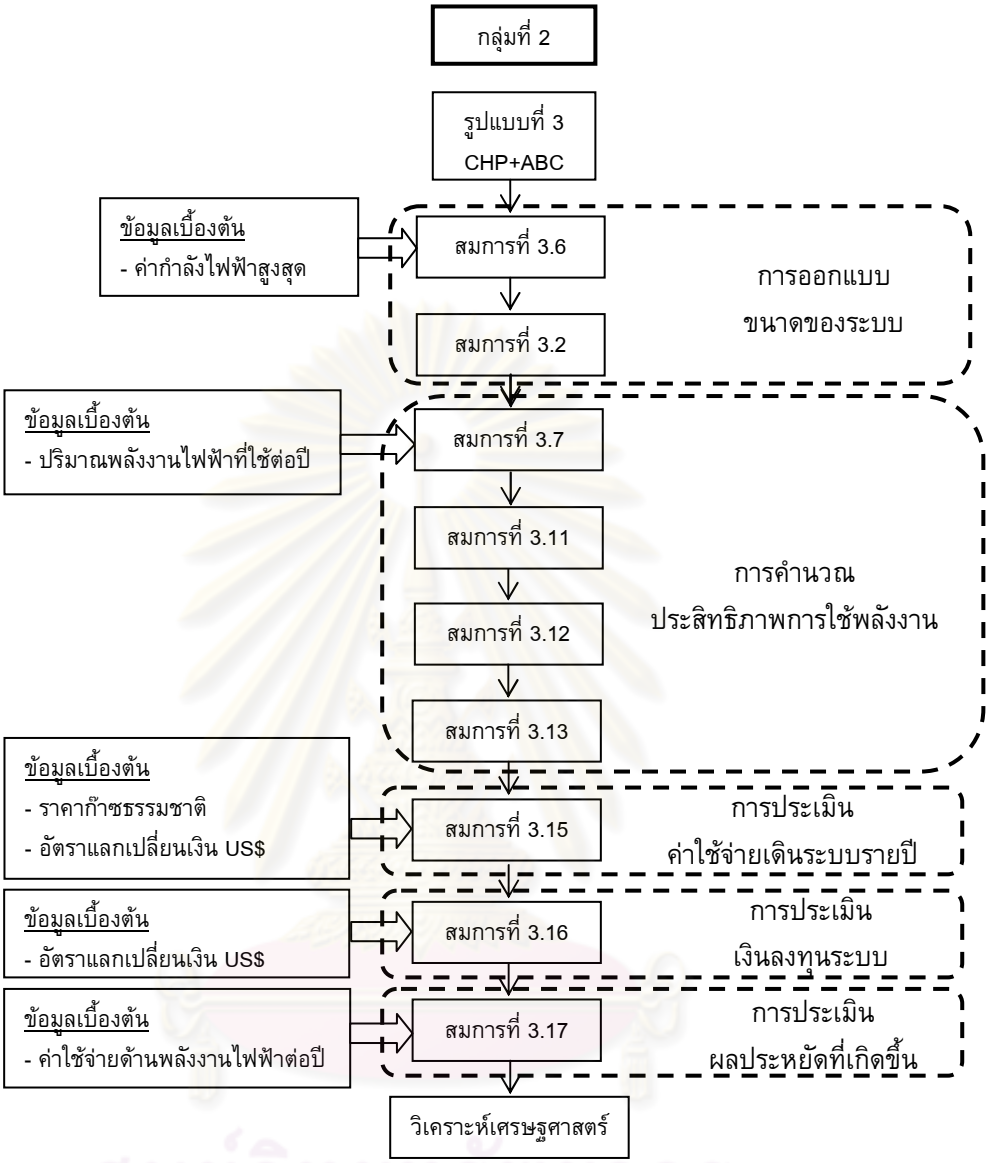
รูปที่ 5.10 ขั้นตอนการวิเคราะห์หลักเกณฑ์เทคโนโลยีรูปแบบที่ 2

5.4.4 ขั้นตอนวิเคราะห์ตามหลักเกณฑ์รูปแบบที่ 3

การเลือกใช้ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมกับระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึมมาใช้ในอาคารพาณิชย์ ซึ่งเทคโนโลยีรูปแบบนี้จะรองรับความต้องการพลังงานไฟฟ้า ซึ่งจะแบ่งออกเป็น 2 กรณี คือ แบบใช้พลังงานไฟฟ้าแบบไม่ต่อเนื่อง และแบบใช้พลังงานไฟฟ้าแบบต่อเนื่อง โดยจะมีขั้นตอนการวิเคราะห์แตกต่างกันดังแสดงดังในรูปที่ 5.11 และ 5.12 ตามลำดับ



รูปที่ 5.11 ขั้นตอนการวิเคราะห์หลักเกณฑ์เทคโนโลยีรูปแบบที่ 3 (กลุ่มที่ 1)

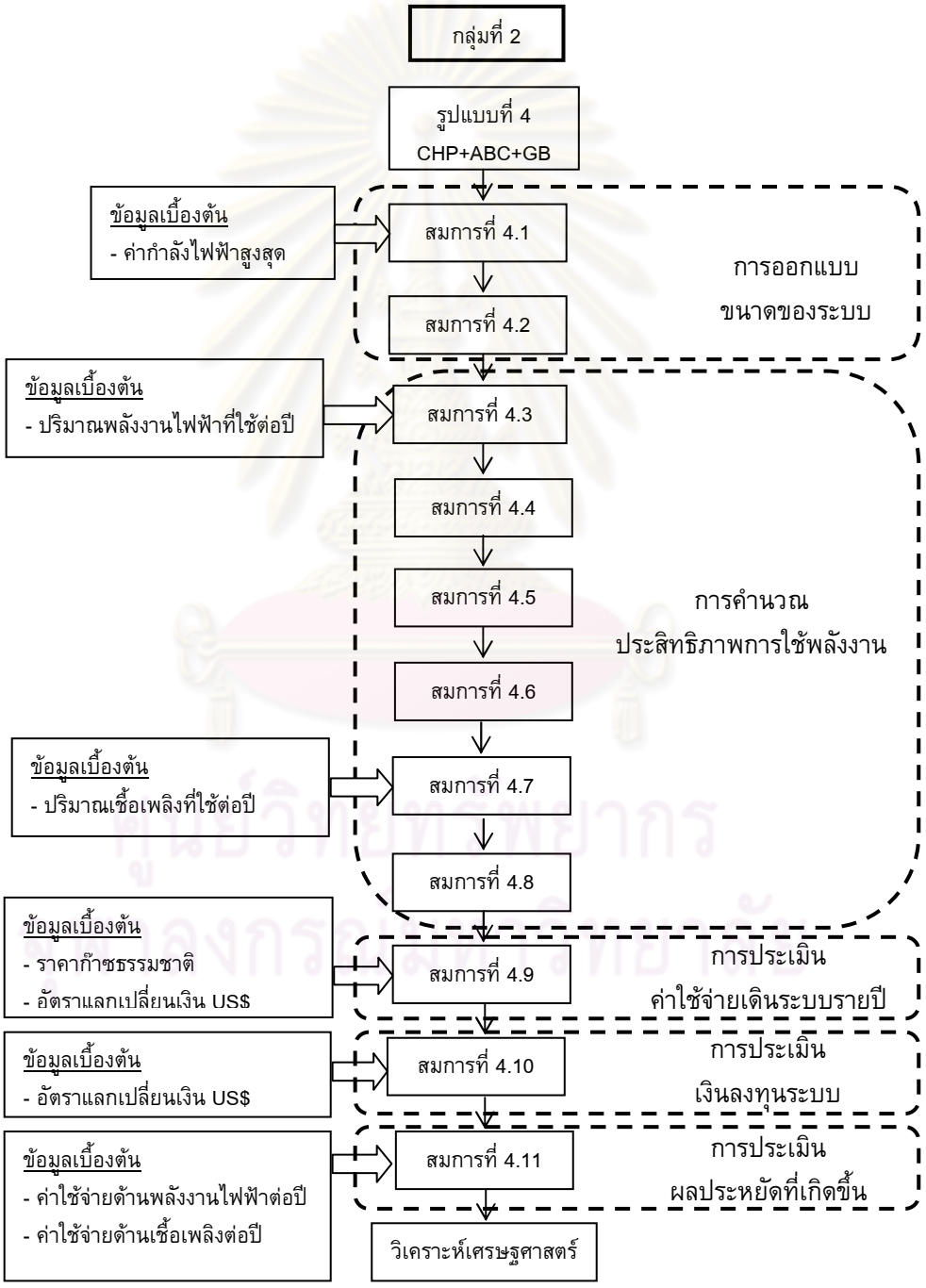


รูปที่ 5.12 ขั้นตอนการวิเคราะห์หลักเกณฑ์เทคโนโลยีรูปแบบที่ 3 (กลุ่มที่ 2)

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

5.4.5 ขั้นตอนวิเคราะห์ตามหลักเกณฑ์รูปแบบที่ 4

การเลือกใช้รูปแบบเทคโนโลยีนี้เหมาะสำหรับอาคารพาณิชย์กลุ่มที่ 2 ที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าและความร้อน ซึ่งสามารถรองรับความต้องการพลังงานไฟฟ้าและความร้อน แต่รูปแบบเทคโนโลยีนี้จะมีการลงทุนสูง แต่สามารถลดค่าใช้จ่ายพลังงานได้มากเช่นกัน อย่างไรก็ตามต้องทำการวิเคราะห์เปรียบเทียบกับรูปแบบอื่นๆต่อไป ซึ่งขั้นตอนการวิเคราะห์สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 5.13



รูปที่ 5.13 ขั้นตอนการวิเคราะห์หลักเกณฑ์เทคโนโลยีรูปแบบที่ 4

สรุปเนื้อหาบทนี้

จากการพัฒนาหลักเกณฑ์ที่ใช้ในการวิเคราะห์ทั้งทางเทคนิค และเศรษฐศาสตร์เพื่อเลือกใช้เทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติ ซึ่งแบ่งออกเป็นรูปแบบเทคโนโลยี 4 รูปแบบที่นำมาใช้ในอาคารพาณิชย์ ในการวิเคราะห์เริ่มจากการพิจารณาศักยภาพการนำก๊าซธรรมชาติมาใช้ คือ มีที่ตั้งอยู่ใกล้แนวท่อก๊าซ และมีระบบปรับอากาศแบบรวมศูนย์ จากนั้นพิจารณาจัดกลุ่มอาคารตามความต้องการพลังงานเพื่อเลือกทำการวิเคราะห์รูปแบบเทคโนโลยีต่างๆ เพื่อนำมาเปรียบเทียบเลือกรูปแบบเทคโนโลยีที่รองรับรับความต้องการพลังงานได้ และให้ผลตอบแทนการลงทุนดีที่สุด ซึ่งจากหลักเกณฑ์ที่พัฒนาขึ้นในงานวิจัยนี้ มีข้อแตกต่างจากงานวิจัยอื่นที่ทำการศึกษามาในด้านความหลากหลายของรูปแบบเทคโนโลยีที่นำไปใช้ และสามารถใช้ในการวิเคราะห์อาคารได้หลากหลายประเภท อีกทั้งมีการรวบรวมข้อมูลของระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติไว้เพื่อการวิเคราะห์ได้ง่าย เพียงแค่ผู้ประกอบการนำข้อมูลเบื้องต้นของอาคารพาณิชย์ที่สนใจมาพิจารณาตามหลักเกณฑ์ จะทำให้ทราบถึงขนาดของระบบและประเภทเทคโนโลยีที่เหมาะสม รวมถึงผลตอบแทนการลงทุนที่สนับสนุนการตัดสินใจของผู้ลงทุนต่อไป

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

บทที่ 6

การทดสอบหลักเกณฑ์

การดำเนินงานวิจัยที่ผ่านมาเพื่อพัฒนาเป็นหลักเกณฑ์การเลือกใช้เทคโนโลยีที่เหมาะสมสำหรับอาคารพาณิชย์ ซึ่งจะช่วยสนับสนุนการตัดสินใจของผู้ลงทุนในเชิงเทคนิค และเศรษฐศาสตร์ ทั้งนี้เพื่อสร้างความเชื่อมั่นให้แก่หลักเกณฑ์ที่พัฒนาขึ้น และต้องการวิเคราะห์ผลลัพธ์ของการนำระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติมาใช้ในอาคารตัวอย่าง จึงรวบรวมข้อมูลเบื้องต้นของอาคารพาณิชย์ 5 ประเภท ได้แก่ โรงแรม โรงพยาบาล ศูนย์การค้า สำนักงาน และสถานศึกษา จำนวนอาคารตัวอย่างประเภทละ 2 แห่ง โดยจะเลือกอาคารขนาดเล็ก และขนาดใหญ่ ซึ่งพิจารณาจากค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุดน้อยกว่า 1,000 kW และมากกว่า 1,000 kW ตามลำดับ ดังนั้นจะทำทดสอบกับอาคารตัวอย่างทั้งสิ้นจำนวน 10 แห่ง เพื่อให้ทราบถึงประสิทธิภาพการใช้งานของหลักเกณฑ์ที่พัฒนาขึ้น และผลลัพธ์การนำเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติมาใช้ในอาคารพาณิชย์ แต่อย่างไรก็ตามการทดสอบวิเคราะห์อาคารตัวอย่างเพื่อเป็นแนวทางการนำไปใช้เท่านั้น เนื่องจากผลลัพธ์ของการวิเคราะห์ขึ้นอยู่กับปัจจัยในหลายส่วนอาจทำให้เปลี่ยนแปลงไปตามความต้องการพลังงานของอาคารพาณิชย์ที่แตกต่างกัน

6.1 สมมุติฐานในการทดสอบ

การทดสอบนี้เป็นการทดสอบการใช้งานของหลักเกณฑ์ที่พัฒนาขึ้นด้วยข้อมูลเบื้องต้นของอาคารตัวอย่าง โดยข้อมูลด้านเทคนิคและเศรษฐศาสตร์ของระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติที่นำมาใช้ในการวิเคราะห์ทดสอบ ส่วนใหญ่จะเป็นข้อมูลจากผู้ผลิต และกรณีศึกษาต่างๆ ตามที่ได้แสดงรายละเอียดในบทที่ 4 ในส่วนข้อมูลปัจจัยภายนอก เช่น ราคาค่าไฟฟ้า ราคาก๊าซธรรมชาติ ราคาเชื้อเพลิง อัตราดอกเบี้ย อัตราแลกเปลี่ยนเงินตรา เป็นต้น โดยรายละเอียดข้อมูลดังกล่าวแสดงได้ดังตารางที่ 6.1

ตารางที่ 6.1 ข้อมูลอ้างอิงในการวิเคราะห์ทดสอบหลักเกณฑ์

ข้อมูล	รายละเอียด	ค่าอ้างอิง	แหล่งอ้างอิง
อัตราดอกเบี้ยเงินกู้	อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ แบบ MLR	5.85% ต่อปี	ธนาคารแห่งประเทศไทย (26 มิ.ย. 2553)
อัตราผลตอบแทนขั้นต่ำ (MARR)	คิดอัตราดอกเบี้ยเงินกู้รวมกับความคาดหวังผลกำไรจากโครงการ	8% ต่อปี	สมมุติฐานการวิจัย
อัตราแลกเปลี่ยนเงินตรา	บาทต่อเหรียญสหรัฐ	32.59 บาท/$	ธนาคารไทยพาณิชย์ (7 ก.ค. 2553)
ค่า Ft	การปรับราคาค่าไฟฟ้าขึ้นอยู่กับค่า Ft	0.9255 บาท/kWh	การไฟฟ้าฝ่ายผลิต (ส.ค. 2553)
ราคา NG สำหรับผลิตไฟฟ้า	กรณีใช้ก๊าซธรรมชาติในระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมเท่านั้น	251.43 บาท/MMBtu	บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) (ราคาเฉลี่ย ม.ค.-ส.ค. 2553)
ราคา NG สำหรับอาคารพาณิชย์	กรณีใช้ก๊าซธรรมชาติเพื่อผลิตความร้อนในอาคารพาณิชย์	426.33 บาท/MMBtu	บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) (ราคาเฉลี่ย ม.ค.-ส.ค. 2553)
ราคา LPG	ภาครัฐมีการสนับสนุนราคา	18.13 บาท/กิโลกรัม	สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (ราคาเฉลี่ย ม.ค.-มี.ค. 2553)
ราคาน้ำมันเตา A	ราคาผันแปรตามราคาน้ำมันดิบ	23.79 บาท/ลิตร	สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (ราคาเฉลี่ย ม.ค.-มี.ค. 2553)
ราคาน้ำมันเตา C	ราคาผันแปรตามราคาน้ำมันดิบ	22.24 บาท/ลิตร	สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (ราคาเฉลี่ย ม.ค.-มี.ค. 2553)
ราคาน้ำมันดีเซล	ราคาผันแปรตามราคาน้ำมันดิบ	27.08 บาท/ลิตร	สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (ราคาเฉลี่ย ม.ค.-มี.ค. 2553)

6.2 การทดสอบหลักเกณฑ์

หลักเกณฑ์การเลือกใช้เทคโนโลยีที่เหมาะสมตามที่นำเสนอไว้ในบทที่ 5 มีขั้นตอนในการวิเคราะห์หลากหลายรูปแบบเทคโนโลยี เพื่อให้ง่ายและสะดวกต่อการคำนวณจึงใช้โปรแกรม Microsoft Office Excel 2007 ช่วยสนับสนุนการคำนวณ และวิเคราะห์แต่ละขั้นตอน เพื่อเชื่อมโยงกับข้อมูลเบื้องต้นของอาคารพาณิชย์กับหลักเกณฑ์การวิเคราะห์ ทำให้

สามารถทดสอบข้อมูลอาคารตัวอย่างได้สะดวกขึ้น และผู้ใช้งานสามารถนำไปใช้ได้ง่ายขึ้น ซึ่งในส่วนต่าง ๆของโปรแกรมที่พัฒนาขึ้นสามารถแสดงได้ดังต่อไปนี้

<u>ส่วนที่ 1 ข้อมูลเบื้องต้น</u>

ในส่วนนี้จะเป็นการกรอกข้อมูลเบื้องต้นที่จำเป็นต่อการวิเคราะห์ โดยข้อมูลที่นำมาใช้ในการวิเคราะห์ ได้แก่ ประเภทอาคาร ชั่วโมงการทำงานต่อปี ค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุด ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ต่อปี ชนิดของเชื้อเพลิง ปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ต่อปี ค่าใช้จ่ายด้านไฟฟ้าต่อปี ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงต่อปี เป็นต้น และข้อมูลปัจจัยภายนอก เช่น ราคาก๊าซธรรมชาติ อัตราแลกเปลี่ยนเงินตรา อัตราดอกเบี้ยเงินกู้ เป็นต้น ซึ่งข้อมูลเหล่านี้จะถูกนำไปใช้ในการคำนวณและวิเคราะห์ตามหลักเกณฑ์ของรูปแบบเทคโนโลยีต่าง ๆ สามารถแสดงหน้าจอข้อมูลเบื้องต้นได้ดังรูปที่ 6.1

ข้อมูล	สัญลักษณ์	สูตร	ค่า	หน่วย
ข้อมูลเบื้องต้น				
ชื่ออาคาร	-	-	โรงแรมแพนแปซิฟิก	-
ประเภทของอาคาร	-	-	โรงแรม	-
ชั่วโมงการทำงาน	hr	ค่าเฉลี่ยชั่วโมงทำงานทั้งปี	8,760.00	ชม./ปี
ราคาก๊าซธรรมชาติเพื่อผลิตไฟฟ้า	V_{NG4}	ค่า ณ เวลาที่ทำการวิเคราะห์	251.43	บาท/MMBtu
ราคาก๊าซธรรมชาติเพื่ออาคารพาณิชย์	V_{NG5}	ค่า ณ เวลาที่ทำการวิเคราะห์	426.33	บาท/MMBtu
อัตราแลกเปลี่ยนเงินตรา US$	US	ค่า ณ เวลาที่ทำการวิเคราะห์	32.59	บาท/$
อัตราผลตอบแทนขั้นต่ำ	$MARR$	ค่า ณ เวลาที่ทำการวิเคราะห์	8.00	%ต่อปี
ข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้า				
อัตราค่าไฟฟ้าแบบ	-		TOU	-
กำลังไฟฟ้าสูงสุด	P_{el}	ค่าสูงสุดในปีที่ผ่านมา	2,760.00	kW
ปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าต่อปี	E_{el}	รวบรวมข้อมูลปีที่ผ่านมา	13,015,000.00	kWh/ปี
ราคาค่าไฟฟ้าเฉลี่ย	V_{el}	$V_{el}=C_{el}/E_{el}$	3.63	บาท/kWh
ค่าใช้จ่ายพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ต่อปี	C_{el}	รวบรวมข้อมูลปีที่ผ่านมา	47,244,450.00	บาท/ปี
ข้อมูลการใช้เชื้อเพลิงความร้อน				
ชนิดเชื้อเพลิง 1	-		น้ำมันเตา A	-
รูปแบบการใช้เชื้อเพลิง	-	ไอน้ำ / น้ำร้อน / อากาศร้อน	ไอน้ำ	-
ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงต่อปี	N_f	รวบรวมข้อมูลปีที่ผ่านมา	306,000.00	ลิตร/ปี
ค่าความร้อนของเชื้อเพลิง	h_f	อ้างอิงค่าจาก ตารางที่ 1.2	38.18	MJ/ลิตร
ปริมาณพลังงานความร้อนที่ใช้ต่อปี	H_f	$H_f = N_f \times h_f$	11,683,080.00	MJ/ปี
ราคาค่าเชื้อเพลิงต่อหน่วย	V_f	$V_f = C_f / N_f$	23.79	บาท/หน่วย
ค่าใช้จ่ายของเชื้อเพลิงที่ใช้ต่อปี	C_f	รวบรวมข้อมูลปีที่ผ่านมา	7,279,740.00	บาท/ปี
ค่าใช้จ่ายด้านพลังงานรวมทั้งหมด	C_b	$C_b = C_{el} + C_f$	54,524,190.00	บาท/ปี

รูปที่ 6.1 หน้าจอแสดงข้อมูลเบื้องต้นของอาคารที่จะทำการวิเคราะห์

ในการวิเคราะห์จะต้องมีการอ้างอิงค่าสมรรถนะขั้นต่ำของระบบปรับอากาศเพื่อใช้ประเมินกำลังไฟฟ้าของระบบปรับอากาศเดิม แต่ถ้าสามารถตรวจวัดได้ด้วยเครื่องมือจะทำให้มีความแม่นยำมากขึ้น ซึ่งค่าสมรรถนะขั้นต่ำสามารถแสดงได้ดังในรูปที่ 6.2 และค่าความร้อนสุทธิของเชื้อเพลิงสามารถแสดงดังในรูปที่ 6.3

ตารางที่ 1.1 ค่าสมรรถนะทำความความเย็น (Chp) ของระบบทำน้ำเย็นด้วยไฟฟ้า

ประเภทเครื่องทำน้ำเย็นสำหรับระบบทำน้ำเย็น		ขนาดทำความเย็น (TonR)	ค่าพลังงานไฟฟ้าต่อตันความเย็น (kW/TonR)
ชนิดการระบายความร้อน	แบบเครื่องอัดไอ		
ระบายความร้อนด้วยอากาศ	ทุกชนิด	น้อยกว่า 300	1.33
		มากกว่า 300	1.31
ระบายความร้อนด้วยน้ำ	แบบลูกสูบ	ทุกขนาด	1.24
	แบบสกรู	น้อยกว่า 150	0.89
		มากกว่า 150	0.78
	แบบแรงเหวี่ยง	น้อยกว่า 500	0.76
		มากกว่า 500	0.62

รูปที่ 6.2 หน้าจอแสดงค่าสมรรถนะขั้นต่ำของระบบทำน้ำเย็นด้วยไฟฟ้า

ตารางที่ 1.2 ค่าความร้อนสุทธิของเชื้อเพลิงแต่ละประเภท

ประเภทเชื้อเพลิง	หน่วย	ค่าความร้อน (MJ/หน่วย)
ก๊าซธรรมชาติ	ล้านบีทียู	1,055
ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG)	กิโลกรัม	50.22
ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG)	ลิตร	26.62
น้ำมันเตาเกรด A	ลิตร	38.18
น้ำมันเตาเกรด C	ลิตร	41.28
น้ำมันดีเซล	ลิตร	36.42
น้ำมันเบนซิน	ลิตร	31.48
น้ำมันก๊าด	ลิตร	34.53

รูปที่ 6.3 หน้าจอแสดงค่าความร้อนของเชื้อเพลิงแต่ละประเภท

ส่วนที่ 2 การวิเคราะห์รูปแบบเทคโนโลยีที่ 1

ข้อมูลเบื้องต้นในหน้าจอที่ 1 จะถูกนำมาใช้ในการวิเคราะห์โดยอัตโนมัติ ซึ่งในส่วนของเงินลงทุน เนื่องจากงานวิจัยนี้ได้นำเสนอเป็นค่าประมาณการเบื้องต้น แต่ผู้ใช้สามารถปรับแก้ให้เหมาะสมกับความเป็นจริงได้ จะทำให้การวิเคราะห์มีความแม่นยำมากขึ้น ในส่วนนี้จะมีการแสดงถึงข้อมูลเบื้องต้นที่นำมาใช้ในการวิเคราะห์ในรูปแบบเทคโนโลยีนี้ หน้าจอการแสดงผลตามในรูปที่ 6.4 และ 6.5

ข้อมูล	สัญลักษณ์	สูตร	ค่า	หน่วย
ข้อมูลการใช้เชื้อเพลิงความร้อน				
ชนิดเชื้อเพลิง 1	-		น้ำมันเตา A	-
ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงต่อปี	N_f	รวบรวมข้อมูลปีที่ผ่านมา	306,000.00	หน่วย/ปี
ค่าความร้อนของเชื้อเพลิง	h_f	อ้างอิงค่าจาก ตารางที่ 1.2	38.18	MJ/หน่วย
ค่าใช้จ่ายของเชื้อเพลิงที่ใช้ต่อปี	C_f	รวบรวมข้อมูลปีที่ผ่านมา	7,279,740.00	บาท/ปี
ราคาก๊าซธรรมชาติเพื่ออาคารพาณิชย์	V_{NGb}	ค่า ณ เวลาที่ทำการวิเคราะห์	426.33	บาท/MMBtu
อัตราผลตอบแทนขั้นต่ำ	$MARR$	-	8.00	%ต่อปี

รูปที่ 6.4 หน้าจอแสดงข้อมูลที่จำเป็นต่อการวิเคราะห์รูปแบบที่ 1

การวิเคราะห์ทางเทคนิค				
ขนาดของหัวเผา	B	เทียบเท่าขนาดเดิม	1,100.00	kW
ปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ต้องการต่อปี	N_{GB}	$N_{GB}=\frac{N_f \times h_f}{1,055}$	11,074	MMBtu/ปี
การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์				
ค่าก๊าซธรรมชาติที่ใช้	C_{NG}	$C_{NG}=N_{GB} \times V_{NGb}$	4,721,182	บาท/ปี
เงินลงทุนติดตั้งระบบหัวเผา	I_{GB}	$I_{GB}=258B+357,474$	641,274	บาท
เงินลงทุนวางระบบท่อก๊าซ	I_{pipe}	ค่าประมาณการ	2,000,000	บาท
รวมเงินลงทุนระบบ	I_{total}	$I_{total}=I_{GB}+I_{pipe}$	2,641,274	บาท
ผลประหยัดที่คาดว่าจะได้รับ	R_{total}	$R_{total}=C_i-C_{NG}$	2,558,558	บาท/ปี
ตัวชี้วัดทางเศรษฐศาสตร์				
NPV	NPV	$NPV=R_{total}\left[\frac{(1+i)^n-1}{i(1+i)^n}\right]-I_{total}$	20,813,908	บาท
IRR	IRR	$0=R_{total}\left[\frac{(1+IRR)^n-1}{IRR(1+IRR)^n}\right]-I_{total}$	96.87%	%ต่อปี
Payback period	PB	$0=NPV=R_{total}\left[\frac{(1+i)^n-1}{i(1+i)^n}\right]-I_{total}$	1.12	ปี

รูปที่ 6.5 หน้าจอแสดงการคำนวณและวิเคราะห์ของรูปแบบที่ 1

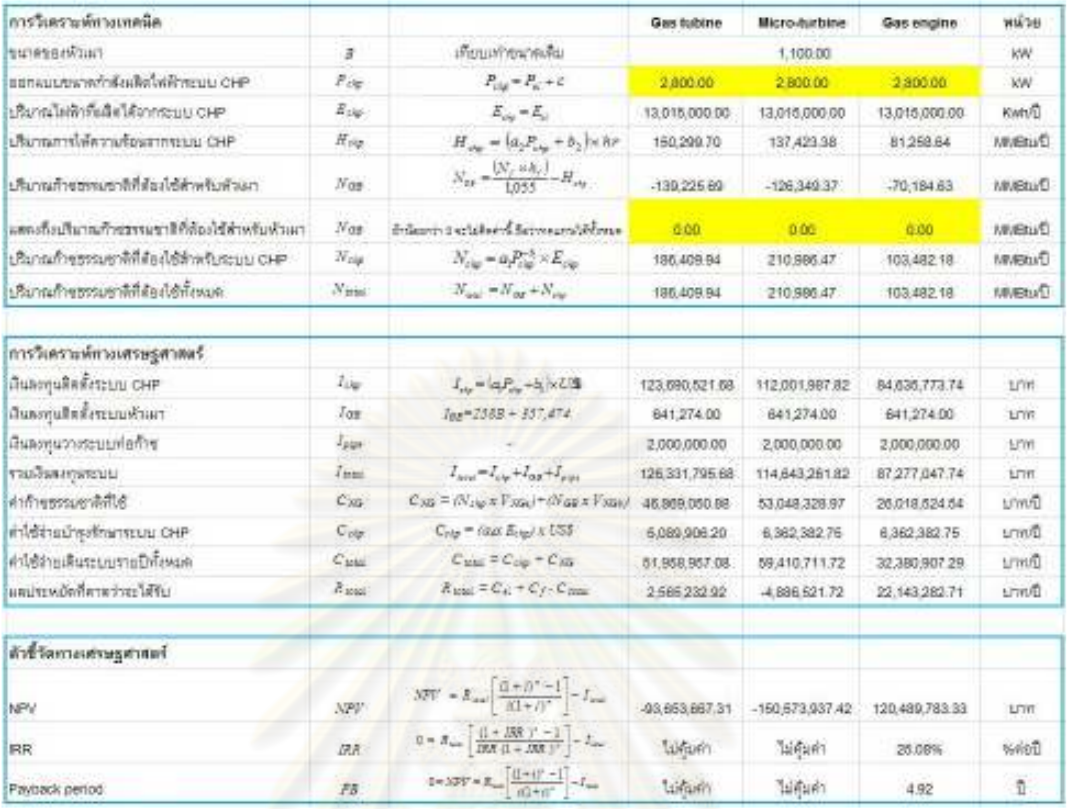
ส่วนที่ 3 การวิเคราะห์รูปแบบเทคโนโลยีที่ 2

จากข้อมูลเบื้องต้นจะถูกนำมาใช้ในการวิเคราะส่วนนี้โดยอัตโนมัติเช่นเดียวกัน โดยในการวิเคราะห์จะพิจารณาระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมทั้ง 3 ประเภท คือ ระบบกังหันก๊าซ ระบบกังหันก๊าซขนาดเล็ก และระบบเครื่องยนต์ก๊าซ ซึ่งข้อมูลเบื้องต้นจะใช้ชุดข้อมูลเดียวกัน ซึ่งข้อมูลที่จำเป็นต่อการวิเคราะห์รูปแบบเทคโนโลยีที่ 2 แสดงได้ดังในรูปที่ 6.6

ข้อมูล	สัญลักษณ์	สูตร	ค่า	หน่วย
ข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้า				
กำลังไฟฟ้าสูงสุด	P_{el}	ค่าสูงสุดในปีที่ผ่านมา	2,760.00	kW
ปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าต่อปี	E_{el}	รวบรวมข้อมูลปีที่ผ่านมา	13,015,000.00	kWh/ปี
ค่าใช้จ่ายพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ต่อปี	C_{el}	รวบรวมข้อมูลปีที่ผ่านมา	47,244,450.00	บาท/ปี
ข้อมูลการใช้เชื้อเพลิงความร้อน				
ชนิดเชื้อเพลิง 1	-	-	น้ำมันเตา A	-
ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงต่อปี	N_f	รวบรวมข้อมูลปีที่ผ่านมา	306,000.00	หน่วย/ปี
ค่าความร้อนของเชื้อเพลิง	θ_f	อ้างอิงค่าจาก ตารางที่ 1.2	38.18	MJ/หน่วย
ค่าใช้จ่ายของเชื้อเพลิงที่ใช้ต่อปี	C_f	รวบรวมข้อมูลปีที่ผ่านมา	7,278,740.00	บาท/ปี
ชั่วโมงการทำงาน	h_r	ค่าเฉลี่ยชั่วโมงทำงานทั้งปี	8,760.00	ชม./ปี
ราคาก๊าซธรรมชาติเพื่อผลิตไฟฟ้า	$P_{NG,e}$	ค่า ณ เวลาที่ทำการวิเคราะห์	251.43	บาท/MMBtu
ราคาก๊าซธรรมชาติเพื่ออาคารพาณิชย์	$P_{NG,c}$	ค่า ณ เวลาที่ทำการวิเคราะห์	426.33	บาท/MMBtu
อัตราแลกเปลี่ยนเงินตรา US$	CS	ค่า ณ เวลาที่ทำการวิเคราะห์	32.59	บาท/$
อัตราผลตอบแทนขั้นต่ำ	$MARR$	-	8.00	%ต่อปี

รูปที่ 6.6 หน้าจอแสดงข้อมูลที่จำเป็นต่อการวิเคราะห์รูปแบบที่ 2

ในส่วนการวิเคราะห์ทางด้านเทคนิค เริ่มจากการคำนวณออกแบบขนาดของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมทั้ง 3 ประเภท แล้วจึงเลือกเปรียบเทียบระบบตามข้อจำกัดขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าที่คำนวณได้ว่ามากกว่าหรือน้อยกว่า 1,000 kW แต่การแสดงผลการคำนวณของโปรแกรมในหน้าจอนี้จะแสดงการคำนวณทั้ง 3 ประเภท เพื่อให้สามารถเลือกพิจารณาการคำนวณได้อย่างเหมาะสม เมื่อทราบขนาดของระบบผลิตไฟฟ้าแล้วจะสามารถประเมินอัตราการให้ความร้อนทิ้งมาใช้ประโยชน์ในระบบผลิตความร้อนได้ ซึ่งถ้าการคำนวณมีอัตราการให้ความร้อนมากกว่าความต้องการพลังงานความร้อนของอาคารพาณิชย์ จะถือว่าไม่ต้องใช้ก๊าซธรรมชาติสำหรับหัวเผาแบบเชื้อเพลิงก๊าซ แต่ในการลงทุนปรับเปลี่ยนหัวเผาจะต้องดำเนินการต่อไป เพื่อสนับสนุนในกรณีที่ความร้อนไม่เพียงพอต่อการใช้งาน ดังนั้นหน้าจอการวิเคราะห์สามารถแสดงได้ดังในรูปที่ 6.7



การวิเคราะห์ทางเทคนิค			Gas turbine	Micro-turbine	Gas engine	หน่วย
ขนาดของหัวเผา	B	เทียบเท่าขนาดเดิม		1,100.00		kW
ขนาดระบบผลิตไฟฟ้าระบบ CHP	P_{chp}	$P_{chp} = P_{ac} + c$	2,800.00	2,800.00	2,800.00	kW
ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบ CHP	E_{chp}	$E_{chp} = E_{ac}$	13,016,000.00	13,016,000.00	13,016,000.00	Kwh/ปี
ปริมาณการใช้ความร้อนจากระบบ CHP	H_{chp}	$H_{chp} = (a_2 P_{chp} + b_2) \times hr$	150,299.70	137,423.38	81,258.64	MMBtu/ปี
ปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ต้องใช้สำหรับหัวเผา	N_{OB}	$N_{OB} = \frac{(N_{ac} \times h_{ac})}{0.055} - H_{chp}$	-139,225.69	-126,349.37	-70,184.63	MMBtu/ปี
ผลต่างปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ต้องใช้สำหรับหัวเผา	N_{OB}	ถ้าน้อยกว่า 0 จะไม่คิดค่าใช้จ่ายและถือให้เท่ากับ 0	0.00	0.00	0.00	MMBtu/ปี
ปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ต้องใช้สำหรับระบบ CHP	N_{chp}	$N_{chp} = a_1 P_{chp}^{b_1} \times E_{chp}$	186,409.94	210,986.47	103,482.18	MMBtu/ปี
ปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ต้องใช้ทั้งหมด	N_{total}	$N_{total} = N_{OB} + N_{chp}$	186,409.94	210,986.47	103,482.18	MMBtu/ปี

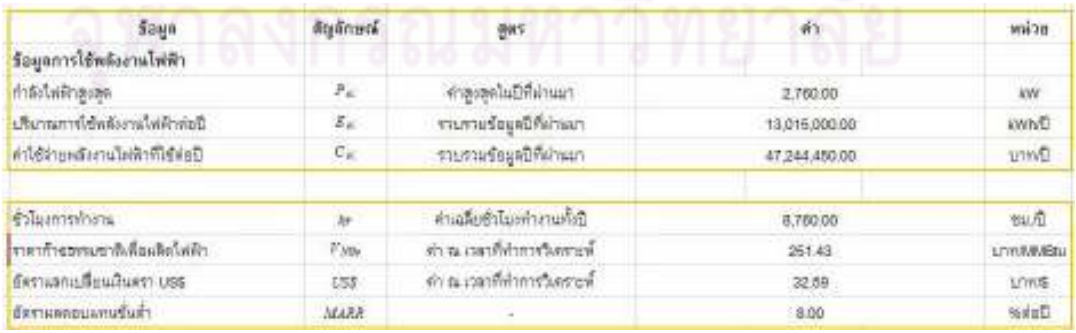
การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์						
เงินลงทุนติดตั้งระบบ CHP	I_{chp}	$I_{chp} = (a_3 P_{chp} + b_3) \times US$	123,690,521.68	112,001,987.82	84,636,773.74	บาท
เงินลงทุนติดตั้งระบบหัวเผา	I_{OB}	$I_{OB} = 238B + 337,474$	641,274.00	641,274.00	641,274.00	บาท
เงินลงทุนวางระบบท่อก๊าซ	I_{gas}	-	2,000,000.00	2,000,000.00	2,000,000.00	บาท
รวมเงินลงทุนระบบ	I_{total}	$I_{total} = I_{chp} + I_{OB} + I_{gas}$	126,331,795.68	114,643,261.82	87,277,047.74	บาท
ค่าก๊าซธรรมชาติที่ใช้	C_{NG}	$C_{NG} = (N_{chp} \times V_{NG,t}) + (N_{OB} \times V_{NG,t})$	46,869,050.88	53,048,328.97	26,018,524.64	บาท/ปี
ค่าใช้จ่ายบำรุงรักษาระบบ CHP	C_{chp}	$C_{chp} = (a_4 \times E_{chp}) \times US$	6,089,906.20	6,362,382.75	6,362,382.75	บาท/ปี
ค่าใช้จ่ายเดินระบบรายปีทั้งหมด	C_{total}	$C_{total} = C_{chp} + C_{NG}$	51,958,957.08	59,410,711.72	32,380,907.29	บาท/ปี
ผลประหยัดที่คาดว่าจะได้รับ	R_{total}	$R_{total} = C_{el} + C_{ff} - C_{total}$	2,566,232.92	-4,886,521.72	22,143,282.71	บาท/ปี

ตัวชี้วัดทางเศรษฐศาสตร์						
NPV	NPV	$NPV = R_{total}\left[\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n}\right] - I_{total}$	-93,663,667.31	-150,573,937.42	120,489,783.33	บาท
IRR	IRR	$0 = R_{total}\left[\frac{(1+IRR)^n - 1}{IRR(1+IRR)^n}\right] - I_{total}$	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	26.08%	%ต่อปี
Payback period	PB	$0 = NPV = R_{total}\left[\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n}\right] - I_{total}$	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	4.92	ปี

รูปที่ 6.7 หน้าจอแสดงการคำนวณและวิเคราะห์ของรูปแบบที่ 2

<u>ส่วนที่ 4 การวิเคราะห์รูปแบบเทคโนโลยีที่ 3</u>

ในรูปแบบเทคโนโลยีที่ 3 สามารถแบ่งออกเป็น 2 กรณี คือการพิจารณาเลือกใช้สำหรับอาคารกลุ่มที่ 1 และกลุ่มที่ 2 ซึ่งมีขั้นตอนการวิเคราะห์แตกต่างกัน ในที่นี้จะแสดงการวิเคราะห์ทั้ง 2 กรณี ซึ่งผู้ใช้งานสามารถเลือกนำผลลัพธ์จากการวิเคราะห์ไปใช้พิจารณาให้เหมาะสมตามประเภทอาคารที่ทำการศึกษา ทั้งนี้ข้อมูลที่ใช้ในการวิเคราะห์จะเป็นข้อมูลชุดเดียวกัน ซึ่งแสดงได้ดังในรูปที่ 6.8



ข้อมูล	สัญลักษณ์	สูตร	ค่า	หน่วย
ข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้า				
กำลังไฟฟ้าสูงสุด	P_{ac}	ค่าสูงสุดในปีที่ผ่านมา	2,760.00	kW
ปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าต่อปี	E_{ac}	รวบรวมข้อมูลปีที่ผ่านมา	13,016,000.00	kWh/ปี
ค่าใช้จ่ายพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ต่อปี	C_{ac}	รวบรวมข้อมูลปีที่ผ่านมา	47,244,460.00	บาท/ปี
ชั่วโมงการทำงาน	hr	ค่าเฉลี่ยชั่วโมงทำงานทั้งปี	8,760.00	ชม./ปี
ราคาก๊าซธรรมชาติเพื่อผลิตไฟฟ้า	V_{NG}	ค่า ณ เวลาที่ทำการวิเคราะห์	251.43	บาท/MMBtu
อัตราแลกเปลี่ยนเงินตรา US$	US	ค่า ณ เวลาที่ทำการวิเคราะห์	32.59	บาท/$
อัตราผลตอบแทนขั้นต่ำ	$MARR$	-	8.00	%ต่อปี

รูปที่ 6.8 หน้าจอแสดงข้อมูลที่จำเป็นต่อการวิเคราะห์รูปแบบที่ 3

ส่วนวิเคราะห์ทางเทคนิคและเศรษฐศาสตร์ของรูปแบบเทคโนโลยีที่ 3 กรณีอาคารที่ใช้พลังงานไฟฟ้าแบบไม่ต่อเนื่อง ซึ่งในการวิเคราะห์จะเปรียบเทียบระบบผลิตไฟฟ้าทั้ง 3 ประเภท โดยการออกแบบขนาดของระบบที่ได้จากการคำนวณจะต้องปัดเศษขึ้นให้สอดคล้องกับขนาดของระบบที่มีจำหน่าย จากนั้นจึงนำค่าที่ได้ไปใช้วิเคราะห์ในขั้นตอนต่อไป ซึ่งการวิเคราะห์รูปแบบเทคโนโลยีที่ 3 กรณีอาคารกลุ่มที่ 1 แสดงได้ดังในรูปที่ 6.9

การวิเคราะห์ทางเทคนิค			Gas tubine	Micro-turbine	Gas engine	หน่วย
ออกแบบขนาดระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม	CL	$CL = \frac{a_2 P_{el} + b_2 - b_3}{a_3 + (chp \times a_2)}$	1,478.21	681.78	435.36	TonR
ออกแบบขนาดระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม	CL	ปัดขึ้นเลมอ	1,500.00	700.00	450.00	TonR
กำลังไฟฟ้าของคอมเพรชเซอร์	P_{CL}	$P_{CL} = chp \times CL$	1,123.44	518.15	330.87	kW
ออกแบบขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าระบบ CHP	P_{chp}	$P_{chp} = P_{el} - P_{CL}$	1,636.56	2,241.85	2,429.13	kW
ออกแบบขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าระบบ CHP	P_{chp}	ปัดขึ้นเลมอ	1,700.00	2,300.00	2,500.00	kW
ตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าของอาคารพาณิชย์	LF	$LF = \frac{E_{el}}{P_{el} \times 8,760}$	0.54	0.54	0.54	-
ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบ CHP	E_{chp}	$E_{chp} = P_{chp} \times 4,069 \times LF$	3,723,639.22	5,037,864.82	5,475,940.02	kWh/ปี
ปริมาณไฟฟ้าที่ลดลงของระบบปรับอากาศ	E_{CL}	$E_{CL} = P_{CL} \times 4,069 \times LF$	2,460,747.41	1,134,942.31	724,730.39	kWh/ปี
ปริมาณไฟฟ้าที่ต้องซื้อเพิ่มจากการไฟฟ้า	E_p	$E_p = E_{el} - E_{chp} - E_{CL}$	6,830,613.37	6,842,192.87	6,814,329.59	kWh/ปี
ปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ต้องใช้สำหรับระบบ CHP	N_{chp}	$N_{chp} = a_1 P_{chp}^{-b_1} \times E_{chp}$	57,765.16	81,990.88	43,831.26	MMBtu/ปี
การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์						
เงินลงทุนติดตั้งระบบ CHP	I_{chp}	$I_{chp} = (a_3 P_{chp} + b_3) \times US\ \$$	96,296,508.33	92,257,336.32	75,824,741.34	บาท
เงินลงทุนติดตั้งระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม	I_{ab}	$I_{ab} = (a_6 CL + b_6) \times US\ \$$	22,648,974.53	9,795,152.63	6,899,531.13	บาท
เงินลงทุนวางระบบท่อก๊าซ	I_{pipe}	-	2,000,000.00	2,000,000.00	2,000,000.00	บาท
รวมเงินลงทุนระบบ	I_{total}	$I_{total} = I_{chp} + I_{ab} + I_{pipe}$	120,945,482.86	104,052,488.95	84,724,272.47	บาท
ค่าก๊าซธรรมชาติที่ใช้	C_{NG}	$C_{NG} = N_{chp} \times V_{NG}$	14,523,892.96	20,614,967.27	11,020,493.39	บาท/ปี
ค่าใช้จ่ายบำรุงรักษาระบบ CHP	C_{chp}	$C_{chp} = (a_4 \times E_{chp}) \times US\$$	1,456,240.82	2,462,760.22	2,676,913.28	บาท/ปี
ค่าใช้จ่ายบำรุงรักษาระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม	C_{ab}	$C_{ab} = (a_5 CL + b_5) \times US\$$	1,038,467.31	550,363.63	393,426.48	บาท/ปี
ค่าไฟฟ้าที่ซื้อเพิ่มจากการไฟฟ้า	C_p	$C_p = E_p \times 2.175$	14,856,584.08	14,881,769.50	14,821,166.86	บาท/ปี
ค่าใช้จ่ายเดินระบบรายปีทั้งหมด	C_{total}	$C_{total} = C_{chp} + C_{ab} + C_{NG} + C_p$	31,875,185.18	38,509,860.62	28,912,000.01	บาท/ปี
ผลประหยัดที่คาดว่าจะได้รับ	R_{total}	$R_{total} = C_{el} - C_{total}$	15,369,264.82	8,734,589.38	18,332,449.99	บาท/ปี
ตัวชี้วัดทางเศรษฐศาสตร์						
NPV	NPV	$NPV = R_{total}\left[\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n}\right] - I_{total}$	27,733,541.39	-16,939,817.44	88,209,651.69	บาท
IRR	IRR	$0 = R_{ave}\left[\frac{(1+IRR)^n - 1}{IRR\,(1+IRR)^n}\right] - I_{ave}$	11.18%	5.54%	21.17%	%ต่อปี
Payback period	PB	$0 = NPV = R_{ave}\left[\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n}\right] - I_{ave}$	12.90	39.73	6.00	ปี

รูปที่ 6.9 หน้าจอแสดงการคำนวณและวิเคราะห์ของรูปแบบที่ 3 (กลุ่มที่ 1)

ส่วนวิเคราะห์ของรูปแบบเทคโนโลยีที่ 3 กรณีอาคารที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าแบบต่อเนื่อง จะมีการวิเคราะห์คล้ายกับกรณีข้างต้นแต่จะแตกต่างกันที่การประเมินรูปแบบการเดินระบบผลิตไฟฟ้า และการคำนวณปริมาณพลังงานที่ผลิตได้จากระบบ ซึ่งการวิเคราะห์แสดงได้ดังในรูปที่ 6.10

การวิเคราะห์ทางเทคนิค			Gas tubine	Micro-turbine	Gas engine	หน่วย
ออกแบบขนาดระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม	CL	$CL = \frac{a_2 P_{el} + b_2 - b_5}{a_5 + (chp \times a_2)}$	1,478.21	681.78	435.36	TonR
ออกแบบขนาดระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม	CL	ปัดขึ้นเลขม	1,500.00	700.00	450.00	TonR
กำลังไฟฟ้าของคอมเพรชเซอร์	P_{CL}	$P_{CL} = chp \times CL$	1,123.44	518.15	330.87	kW
ออกแบบขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าระบบ CHP	P_{chp}	$P_{chp} = P_{el} - P_{CL}$	1,636.56	2,241.85	2,429.13	kW
ออกแบบขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าระบบ CHP	P_{chp}	ปัดขึ้นเลขม	1,700.00	2,300.00	2,500.00	kW
ตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าของอาคารพาณิชย์	LF	$LF = \frac{E_{el}}{P_{el} \times 8,760}$	0.54	0.54	0.54	-
ปริมาณไฟฟ้าที่ลดลงของระบบปรับอากาศ	E_{CL}	$E_{CL} = P_{CL} \times hr$	5,297,652.33	2,443,375.42	1,560,245.31	kWh/ปี
ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบ CHP	E_{chp}	$E_{chp} = E_{el} - E_{CL}$	7,717,347.67	10,571,624.58	11,454,754.69	kWh/ปี
ปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ต้องใช้สำหรับระบบ CHP	N_{chp}	$N_{chp} = a_1 P_{chp}^{\,a_1} \times E_{chp}$	119,719.92	172,052.42	91,687.69	MMBtu/ปี
การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์						
เงินลงทุนติดตั้งระบบ CHP	I_{chp}	$I_{chp} = (a_3 P_{chp} + b_3) \times US\ \$$	96,296,508.33	92,257,336.32	75,824,741.34	บาท
เงินลงทุนติดตั้งระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม	I_{ab}	$I_{ab} = (a_4 CL + b_4) \times US\ \$$	22,648,974.53	9,795,152.63	6,899,531.13	บาท
เงินลงทุนวางระบบท่อก๊าซ	I_{pipe}	-	2,000,000.00	2,000,000.00	2,000,000.00	บาท
รวมเงินลงทุนระบบ	I_{total}	$I_{total} = I_{chp} + I_{ab} + I_{pipe}$	120,945,482.86	104,052,488.95	84,724,272.47	บาท
ค่าก๊าซธรรมชาติที่ใช้	C_{NG}	$C_{NG} = N_{chp} \times V_{NGe}$	30,101,179.24	43,259,139.02	23,053,037.07	บาท/ปี
ค่าใช้จ่ายบำรุงรักษาระบบ CHP	C_{chp}	$C_{chp} = (a_4 \times E_{chp}) \times US\$$	3,018,100.33	5,167,938.67	5,599,656.83	บาท/ปี
ค่าใช้จ่ายบำรุงรักษาระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม	C_{ab}	$C_{ab} = (a_5 CL + b_5) \times US\$$	1,038,467.31	550,363.63	393,426.48	บาท/ปี
ค่าใช้จ่ายเดินระบบรายปีทั้งหมด	C_{total}	$C_{total} = C_{chp} + C_{ab} + C_{NG}$	34,157,746.88	48,977,441.32	29,046,120.38	บาท/ปี
ผลประหยัดที่คาดว่าจะได้รับ	R_{total}	$R_{total} = C_{el} - C_{total}$	13,086,703.12	-1,732,991.32	18,198,329.62	บาท/ปี
ตัวชี้วัดทางเศรษฐศาสตร์						
NPV	NPV	$NPV = R_{total}\left[\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n}\right] - I_{total}$	6,983,053	-112,099,309	86,990,380	บาท
IRR	IRR	$0 = R_{...}\left[\frac{(1+IRR)^n - 1}{IRR\,(1+IRR)^n}\right] - I_{...}$	8.83%	ไม่คุ้มค่า	21.01%	%ต่อปี
Payback period	PB	$0 = NPV = R_{...}\left[\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n}\right] - I_{...}$	17.47	ไม่คุ้มค่า	6.05	ปี

รูปที่ 6.10 หน้าจอแสดงการคำนวณและวิเคราะห์ของรูปแบบที่ 3 (กลุ่มที่ 2)

<u>ส่วนที่ 5 การวิเคราะห์รูปแบบเทคโนโลยีที่ 4</u>

การวิเคราะห์ในรูปแบบนี้เป็นการนำเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติทั้งหมดมาใช้ร่วมกันเพื่อทดแทนทั้งด้านพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อน ซึ่งข้อมูลที่จำเป็นต่อการวิเคราะห์แสดงได้ดังรูปที่ 6.11 และในส่วนการคำนวณและวิเคราะห์ สามารถแสดงการวิเคราะห์ได้ดังในรูปที่ 6.12

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ข้อมูล	สัญลักษณ์	สูตร	ค่า	หน่วย
ข้อมูลการใช้พลังงานไฟฟ้า				
กำลังไฟฟ้าสูงสุด	P_{el}	ค่าสูงสุดในปีที่ผ่านมา	2,760.00	kW
ปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าต่อปี	E_{el}	รวบรวมข้อมูลปีที่ผ่านมา	13,016,000.00	kWh/ปี
ค่าใช้จ่ายพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ต่อปี	C_{el}	รวบรวมข้อมูลปีที่ผ่านมา	47,244,460.00	บาท/ปี
ข้อมูลการใช้เชื้อเพลิงความร้อน				
ชนิดเชื้อเพลิง 1	-	-	น้ำมันเตา A	-
ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงต่อปี	N_f	รวบรวมข้อมูลปีที่ผ่านมา	306,000.00	หน่วย/ปี
ค่าความร้อนของเชื้อเพลิง	h_f	อ้างอิงค่าจาก ตารางที่ 1.2	38.18	MJ/หน่วย
ค่าใช้จ่ายของเชื้อเพลิงที่ใช้ต่อปี	C_f	รวบรวมข้อมูลปีที่ผ่านมา	7,279,740.00	บาท/ปี
ชั่วโมงการทำงาน	hr	ค่าเฉลี่ยชั่วโมงทำงานทั้งปี	8,760.00	ชม./ปี
ราคาก๊าซธรรมชาติเพื่อผลิตไฟฟ้า	V_{NGe}	ค่า ณ เวลาที่ทำการวิเคราะห์	251.43	บาท/MMBtu
ราคาก๊าซธรรมชาติเพื่ออาคารพาณิชย์	V_{NGc}	ค่า ณ เวลาที่ทำการวิเคราะห์	426.33	บาท/MMBtu
อัตราแลกเปลี่ยนเงินตรา US$	US$	ค่า ณ เวลาที่ทำการวิเคราะห์	32.69	บาท/$
อัตราผลตอบแทนขั้นต่ำ	MARR	-	8.00	%ต่อปี

รูปที่ 6.11 หน้าจอแสดงข้อมูลที่จำเป็นต่อการวิเคราะห์รูปแบบที่ 4

การวิเคราะห์ทางเทคนิค			Gas tubine	Micro-turbine	Gas engine	หน่วย
ออกแบบขนาดระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม	CL	$CL = \frac{a_2 P_{el} + b_2 - b_3}{a_3 + (chp \times a_2)}$	1,478.21	681.78	435.36	TonR
ออกแบบขนาดระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม	CL	ปัดขึ้นเลขม	1,500.00	700.00	450.00	TonR
กำลังไฟฟ้าของคอมเพรซเซอร์	P_{CL}	$P_{CL} = chp \times CL$	1,123.44	518.15	330.87	kW
ออกแบบขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าระบบ CHP	P_{chp}	$P_{chp} = P_{el} - P_{CL}$	1,636.56	2,241.85	2,429.13	kW
ออกแบบขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าระบบ CHP	P_{chp}	ปัดขึ้นเลขม	1,700.00	2,300.00	2,500.00	kW
ตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าของอาคารพาณิชย์	LF	$LF = \frac{E_{el}}{P_{el} \times 8,760}$	0.54	0.54	0.54	-
ปริมาณไฟฟ้าที่ลดลงของระบบปรับอากาศ	E_{CL}	$E_{CL} = P_{CL} \times hr \times LF$	5,297,652.33	2,443,375.42	1,560,245.31	kWh/ปี
ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบ CHP	E_{chp}	$E_{chp} = E_{el} - E_{CL}$	7,717,347.67	10,571,624.58	11,454,754.69	kWh/ปี
ปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ต้องใช้สำหรับระบบ CHP	N_{chp}	$N_{chp} = a_1 P_{chp}^{-b_1} \times E_{chp}$	119,719.92	172,052.42	91,687.69	MMBtu/ปี
ปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ต้องใช้สำหรับหัวเผา	N_{GB}	$N_{GB} = \frac{(N_f \times h_f)}{1,055}$	11,074	11,074	11,074	MMBtu/ปี
ปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ต้องใช้ทั้งหมด	N_{total}	$N_{total} = N_{chp} + N_{GB}$	130,793.93	183,126.43	102,761.70	MMBtu/ปี
การวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์						
เงินลงทุนติดตั้งระบบ CHP	I_{chp}	$I_{chp} = (a_1 P_{chp} + b_1) \times US\ \$$	96,296,508.33	92,257,336.32	75,824,741.34	บาท
เงินลงทุนติดตั้งระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม	I_{ab}	$I_{ab} = (a_1 CL + b_1) \times US\ \$$	22,648,974.53	9,795,152.63	6,899,531.13	บาท
เงินลงทุนติดตั้งระบบหัวเผา	I_{GB}	$I_{GB} = 258B + 357,474$	641,274.00	641,274.00	641,274.00	บาท
เงินลงทุนวางระบบท่อก๊าซ	I_{pipe}	-	2,000,000.00	2,000,000.00	2,000,000.00	บาท
รวมเงินลงทุนระบบ	I_{total}	$I_{total} = I_{chp} + I_{ab} + I_{GB} + I_{pipe}$	121,586,756.86	104,693,762.95	85,365,546.47	บาท
ค่าก๊าซธรรมชาติที่ใช้	C_{NG}	$C_{NG} = (N_{chp} \times V_{NGe}) + (N_{GB} \times V_{NGc})$	34,822,361.70	47,980,321.48	27,774,219.53	บาท/ปี
ค่าใช้จ่ายบำรุงรักษาระบบ CHP	C_{chp}	$C_{chp} = (a_4 \times E_{chp}) \times US\$$	3,018,100.33	5,167,938.67	5,599,656.83	บาท/ปี
ค่าใช้จ่ายบำรุงรักษาระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม	C_{ab}	$C_{ab} = (a \cdot CL + b_1) \times US\ \$$	1,038,467.31	550,363.63	393,426.48	บาท/ปี
ค่าใช้จ่ายเดินระบบรายปีทั้งหมด	C_{total}	$C_{total} = C_{chp} + C_{ab} + C_{NG}$	38,878,929.34	53,698,623.78	33,767,302.84	บาท/ปี
ผลประหยัดที่คาดว่าจะได้รับ	R_{total}	$R_{total} = C_{el} - C_{total}$	15,645,260.66	825,566.22	20,756,887.16	บาท/ปี
ตัวชี้วัดทางเศรษฐศาสตร์						
NPV	NPV	$NPV = R_{total}\left[\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n}\right] - I_{total}$	29,648,813.47	-89,433,548.28	109,656,140.17	บาท
IRR	IRR	$0 = R_{ave}\left[\frac{(1+IRR)^n - 1}{IRR(1+IRR)^n}\right] - I_{ave}$	11.38%	ไม่คุ้มค่า	23.99%	%ต่อปี
Payback period	PB	$0 = NPV = R_{ave}\left[\frac{(1+i)^n - 1}{i(1+i)^n}\right] - I_{ave}$	12.63	ไม่คุ้มค่า	5.18	ปี

รูปที่ 6.12 หน้าจอแสดงการคำนวณและการวิเคราะห์ของรูปแบบที่ 4

จากการวิเคราะห์ข้อมูลของอาคารที่ทำการศึกษาตามรูปแบบเทคโนโลยีต่างๆ ทำให้ทราบถึงขนาดของระบบที่เหมาะสมกับการใช้พลังงานของอาคารพาณิชย์ และผลตอบแทนการลงทุนของแต่ละรูปแบบเทคโนโลยี การตัดสินใจเลือกใช้รูปแบบเทคโนโลยีที่เหมาะสมต้องพิจารณาเปรียบเทียบด้วยตัวชี้วัดทางด้านเศรษฐศาสตร์ ในกรณีรูปแบบที่มีการใช้ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมจะต้องพิจารณาเปรียบเทียบตามประเภทของระบบผลิตไฟฟ้าก่อน แล้วนำมาเปรียบเทียบกับรูปแบบเทคโนโลยีอื่นๆ

ตัวอย่างเช่น โรงแรม A เป็นอาคารกลุ่มที่ 2 มีการวิเคราะห์ตามหลักเกณฑ์ของรูปแบบเทคโนโลยีที่ 4 ซึ่งเป็นการใช้ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมกับระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม และหัวเผาแบบเชื้อเพลิงก๊าซ จากการออกแบบขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าได้มากกว่า 1,000 kW นั่นหมายถึงจะต้องทำการวิเคราะห์เปรียบเทียบระหว่างระบบกังหันก๊าซ และระบบเครื่องยนต์ก๊าซ ตามเงื่อนไขที่ได้กล่าวมาแล้วข้างต้น เมื่อทำการวิเคราะห์ทั้งทางเทคนิค และเศรษฐศาสตร์เสร็จสิ้นพบว่าได้ผลการวิเคราะห์ดังต่อไปนี้

ผลการวิเคราะห์ทางเทคนิค	**Gas Tubine**	**Gas Engine**
ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม	1,700 kW	2,500 kW
ระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม	1,500 TonR	450 TonR
ผลการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์		
เงินลงทุนรวม	121,586,756 บาท	85,365,546 บาท
ค่าใช้จ่ายเดินการระบบรายปี	38,878,929 บาท/ปี	33,767,303 บาท/ปี
ผลประหยัดที่คาดว่าจะได้รับ	15,645,260 บาท/ปี	20,756,887 บาท/ปี
ตัวชี้วัดทางเศรษฐศาสตร์		
NPV	29,648,813 บาท	109,656,140 บาท
IRR	11.38%	23.99%
Payback period	12.63 ปี	5.18 ปี

จากผลการวิเคราะห์เมื่อทำการเปรียบเทียบจะพบว่าระบบผลิตไฟฟ้าแบบเครื่องยนต์ก๊าซให้ผลตอบแทนดีกว่าระบบกังหันก๊าซ จึงเลือกให้ระบบเครื่องยนต์ก๊าซเป็นตัวแทนของรูปแบบเทคโนโลยีที่ 4 เพื่อนำไปวิเคราะห์เปรียบเทียบกับรูปแบบเทคโนโลยีที่ 1, 2 และ 3 ต่อไป ซึ่งในการวิเคราะห์รูปแบบที่ 2 และ 3 ก็ต้องมีการแข่งขันภายในรูปแบบเทคโนโลยีก่อนเช่นเดียวกัน ซึ่งในโปรแกรมนี้จะรวบรวมผลสรุปการวิเคราะห์มาอยู่ในหน้าสรุปเพื่อให้ง่ายต่อการวิเคราะห์เปรียบเทียบ ในที่นี้จะมีการวิเคราะห์อัตราส่วนเพิ่มการลงทุนด้วย เพื่อพิจารณาเลือกโครงการที่มีค่า IRR ดีที่สุด ซึ่งผลลัพธ์การวิเคราะห์ที่ได้จะแสดงได้ดังในรูปที่ 6.13

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ผลการวิเคราะห์	รูปแบบที่ 1	รูปแบบที่ 2	รูปแบบที่ 3	รูปแบบที่ 4
ประเภทเทคโนโลยี	GB	GE+GB	GE+ABC	GE+ABC+GB
ขนาดกำลังผลิตไฟฟ้า	-	2,800	2,500	2,500
ขนาดระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม	-	-	450	450
ขนาดหัวเผาแบบเชื้อเพลิงก๊าซ	1,100	1,100	-	1,100
เงินลงทุนรวม	2,641,274	87,277,048	84,724,272	85,365,546
ผลประหยัดที่ได้	2,558,558	22,143,283	18,198,330	20,756,887
NPV	20,813,908	120,489,783	86,990,380	109,656,140
IRR	96.87%	25.08%	21.01%	23.99%
PB	1.12	4.92	6.05	5.18

รูปที่ 6.13 การวิเคราะห์เปรียบเทียบเลือกใช้เทคโนโลยีที่เหมาะสมที่สุด

จากผลการวิเคราะห์สามารถสรุปได้ว่ารูปแบบเทคโนโลยีที่เหมาะสมที่สุดคือ “เทคโนโลยีรูปแบบที่ 2” ซึ่งการวิเคราะห์เปรียบเทียบแสดงได้ดังนี้

ค่า NPV ของเทคโนโลยีรูปแบบที่ 2 มีค่ามากที่สุด แสดงว่าการลงทุนนี้ให้ผลประโยชน์ในรูปจำนวนเงินตอบแทนสูงที่สุดเมื่อเทียบเท่ามูลค่าเงินปัจจุบัน

แม้ว่า ค่า IRR ของเทคโนโลยีรูปแบบที่ 1 สูงที่สุด แต่ถ้าโครงการมีเงินลงทุนไม่เท่ากันจะต้องทำการเปรียบด้วยหลักการคิดอัตราส่วนเพิ่มของการลงทุน (Incremental investment) โดยในโปรแกรมนี้จะมีการวิเคราะห์เปรียบเทียบในส่วนนี้ด้วย พบว่าผลลัพธ์แสดงว่าเทคโนโลยีรูปแบบที่ 2 ให้อัตราผลตอบแทนเหมาะสมที่สุด

ระยะเวลาคืนทุนของเทคโนโลยีรูปแบบที่ 1 สามารถคืนทุนได้เร็วที่สุด รองลงมาเป็นเทคโนโลยีรูปแบบที่ 2 ในส่วนนี้จะแสดงถึงความเสี่ยงของการลงทุน ถ้าโครงการที่มีระยะเวลาคืนทุนน้อยแสดงถึงการลงทุนที่มีความเสี่ยงต่ำ แต่เนื่องจากเงินลงทุนที่แตกต่างกันทำให้ขึ้นอยู่กับสภาพคล่องทางการเงินของผู้ลงทุน ถ้าสภาพคล่องของแหล่งเงินทุนต่ำควรจะเลือกใช้เทคโนโลยีรูปแบบที่ 1 แต่ถ้ามีสภาพคล่องแหล่งเงินทุนเพียงพอแนะนำให้ลงทุนตามเทคโนโลยีรูปแบบที่ 2 ซึ่งเป็นโครงการที่ให้ผลตอบแทนสูงสุด

6.3 ผลการวิเคราะห์อาคารตัวอย่าง

จากการพัฒนาหลักเกณฑ์การวิคเราะห์ให้อยู่ในรูปของโปรแกรมช่วยคำนวณ Microsoft Office Excel 2007 จึงนำมาใช้เพื่อการทดสอบวิเคราะห์ข้อมูลของอาคารตัวอย่าง เพื่อเป็นการทดสอบการใช้งานของหลักเกณฑ์เพื่อสร้างความเชื่อมั่นให้แก่งานวิจัยนี้ และทำให้ทราบถึงแนวทางการเลือกใช้เทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติสำหรับอาคารพาณิชย์ โดยเริ่มจากรวบรวมข้อมูลเบื้องต้นของอาคารตัวอย่างจำนวนทั้งสิ้น 10 แห่ง ซึ่งการพิจารณาคัดเลือกอาคารตัวอย่างตามเงื่อนไขดังต่อไปนี้

- อาคารที่มีที่ตั้งอยู่ใกล้เคียงเขตแนวท่อก๊าซธรรมชาติในเขตพื้นที่กรุงเทพฯ และมีระบบปรับอากาศแบบรวมศูนย์
- อาคารพาณิชย์จำนวน 5 ประเภท คือ โรงแรม โรงพยาบาล ศูนย์การค้า สำนักงาน และสถานศึกษา
- อาคารพาณิชย์ที่มีการใช้ค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุดมากกว่า 1,000 kW ถือว่าเป็นอาคารขนาดใหญ่ และน้อยกว่า 1,000 kW ถือว่าเป็นอาคารขนาดเล็ก จำนวนอย่างละ 1 แห่ง

จากการรวบรวมข้อมูลเบื้องต้นของอาคารตัวอย่าง สามารถสรุปข้อมูลที่ใช้ในการวิเคราะห์ได้ดังตารางที่ 6.2 จากนั้นนำข้อมูลดังกล่าวมาทำการทดสอบและวิเคราะห์ด้วยโปรแกรมช่วยคำนวณตามหลักเกณฑ์ของรูปแบบเทคโนโลยีต่าง ๆ ทำให้ได้ผลการวิเคราะห์ทางด้านเทคนิค และเศรษฐศาสตร์ เพื่อสามารถตัดสินใจเลือกใช้เทคโนโลยีที่เหมาะสมแก่อาคารที่ทำการวิเคราะห์ได้ โดยรายละเอียดผลการวิเคราะห์เปรียบเทียบสามารถแสดงได้ในภาคผนวก ง. และสรุปผลการวิเคราะห์ได้ดังแสดงในตารางที่ 6.3

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 6.2 ข้อมูลเบื้องต้นของอาคารตัวอย่างที่ทำการวิเคราะห์ตามหลักเกณฑ์การเลือกใช้เทคโนโลยีที่เหมาะสม

กลุ่มที่	ประเภทอาคาร	ชื่ออาคาร	ชม.ทำงานต่อปี	ค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุด (kW)	ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ (kWh/ปี)	ตัวประกอบการใช้ไฟฟ้า (LF%)	ค่าใช้จ่ายด้านพลังงานไฟฟ้า (บาท/ปี)	คิดเป็นร้อยละของค่าใช้จ่ายด้านพลังงานทั้งหมด	ชนิดเชื้อเพลิง	หน่วย	ปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ (หน่วย/ปี)	ค่าใช้จ่ายด้านพลังงานความร้อน (บาท/ปี)	คิดเป็นร้อยละของค่าใช้จ่ายด้านพลังงานทั้งหมด
1	ศูนย์การค้า	A	4,015	3,973	12,811,310	36.81%	48,170,526	100.00%	-	-	-	-	-
		B	5,110	1,942	9,004,000	52.93%	30,883,720	100.00%	-	-	-	-	-
	สำนักงาน	C	2,940	7,124	29,095,000	46.62%	97,759,200	100.00%	-	-	-	-	-
		D	3,000	982	1,859,205	21.61%	6,786,098	100.00%	-	-	-	-	-
	สถานศึกษา	E	3,848	4,282	8,141,182	21.70%	34,274,376	100.00%	-	-	-	-	-
		F	2,450	1,127	2,324,000	23.54%	8,970,640	100.00%	-	-	-	-	-
2	โรงแรม	G	8,760	4,444	23,913,000	61.43%	86,325,930	84.88%	น้ำมันเตา A	ลิตร	646,604	15,382,709	15.12%
		H	8,760	645	3,951,000	69.93%	13,617,630	80.32%	LPG	kg	197,280	3,336,005	19.68%
	โรงพยาบาล	I	8,760	2,209	11,952,000	61.76%	38,485,440	99.53%	LPG	kg	99,977	180,883	0.47%
		J	8,760	820	4,106,000	57.16%	15,397,500	93.12%	น้ำมันดีเซล	ลิตร	42,000	1,137,360	6.88%

หมายเหตุ : จากข้อมูลที่ทำการศึกษาของอาคารประเภทศูนย์การค้า และสถานศึกษา ส่วนใหญ่มีความต้องการพลังงานไฟฟ้ามากกว่า 1,000 kW จึงพิจารณาเลือกเป็นอาคารที่มีเป็นขนาดเล็ก และขนาดใหญ่มาทำการวิเคราะห์

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

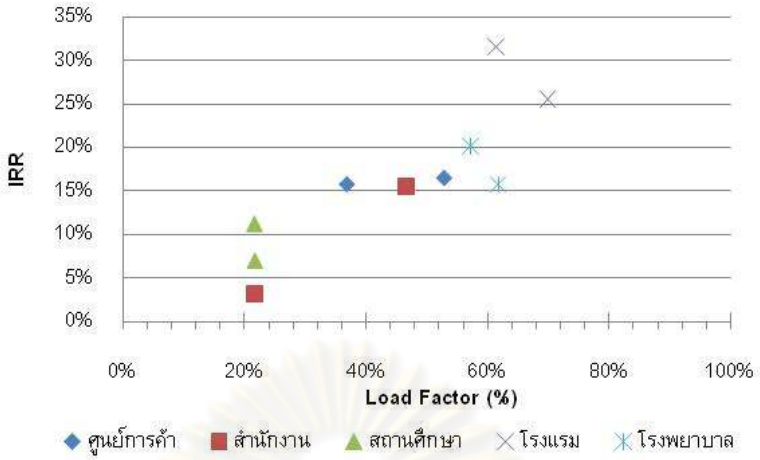
ตารางที่ 6.3 สรุปผลการวิเคราะห์อาคารตัวอย่างตามหลักเกณฑ์การเลือกใช้เทคโนโลยีที่เหมาะสม

กลุ่มที่	ประเภทอาคาร	ชื่ออาคาร	ขนาดระบบ CHP (kW_e)	ขนาดระบบ ABC (TonR)	ขนาดหัวเผา GB (kW_{th})	เงินลงทุน (บาท)	ผลประหยัดที่ได้ (บาท/ปี)	NPV (บาท)	IRR (%)	Payback period (ปี)	ประเภทของเทคโนโลยีที่เหมาะสม
1	ศูนย์การค้า	A	3,550	700	-	118,458,507	19,774,494	70,083,697	15.81%	8.48	GE+ABC
		B	1,750	350	-	61,538,443	10,684,356	40,150,132	16.55%	8.03	GE+ABC
	สำนักงาน	C	6,500	1,100	-	209,733,320	34,461,124	119,084,327	15.51%	8.67	GE+ABC
		D	900	200	-	34,836,478	2,387,802	-10,548,781	3.21%	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า
	สถานศึกษา	E	3,800	700	-	125,801,034	16,060,347	29,520,208	11.25%	12.80	GE+ABC
		F	1,000	200	-	37,773,489	3,555,301	-2,654,647	6.96%	24.65	ไม่คุ้มค่า
2	โรงแรม	G	4,500	-	2,400	137,541,631	43,533,501	268,404,349	31.52%	3.79	GE+GB
		H	650	-	1,000	24,105,516	6,236,847	34,378,492	25.60%	4.81	GE+GB
	โรงพยาบาล	I	2,000	400	-	69,460,094	11,561,565	40,789,864	15.75%	8.51	GE+ABC
		J	750	150	150	30,248,012	6,243,084	28,747,688	20.11%	6.37	GE+ABC+GB

หมายเหตุ : อาคาร D และ F ไม่คุ้มค่าแก่การลงทุน เนื่องจากมีค่า NPV น้อยกว่า 0 และค่า IRR ต่ำกว่าอัตราผลตอบแทนขั้นต่ำ (MARR 8% ต่อปี)

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

จากการทดสอบวิเคราะห์ด้วยหลักเกณฑ์เลือกใช้เทคโนโลยีที่เหมาะสมนี้ แสดงให้เห็นว่าหลักเกณฑ์ที่พัฒนาขึ้นสามารถใช้วิเคราะห์ได้กับอาคารพาณิชย์แต่ละประเภท โดยที่มีการพิจารณาเลือกระบบเทคโนโลยีที่หลากหลายตามความเหมาะสมแต่ละอาคารที่ทำการศึกษาได้ สังเกตว่าการนำระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติมาใช้ในอาคารประเภทโรงแรม ให้ผลตอบแทนการลงทุนมากที่สุด รองลงมาเป็น โรงพยาบาล และศูนย์การค้า แต่ในส่วนอาคารประเภทสำนักงาน และสถานศึกษา มีผลตอบแทนการลงทุนน้อยจนกระทั่งอาคารบางแห่งไม่คุ้มค่าแก่การลงทุน อันเนื่องมาจากอาคารดังกล่าวมีชั่วโมงการทำงานต่อปีน้อยกว่าอาคารประเภทอื่นๆ และมีตัวประกอบการใช้ไฟฟ้า (Load factor) ต่ำ ซึ่งแสดงถึงอาคารพาณิชย์มีความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงสุดไม่สอดคล้องกับปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ ทำให้จะต้องลงทุนติดตั้งระบบเทคโนโลยีขนาดใหญ่ แต่เดินใช้งานระบบได้ไม่เต็มประสิทธิภาพ สังเกตจากการวิเคราะห์ข้อมูลอาคารตัวอย่าง D, E และ F ในตารางที่ 6.2 และ 6.3 ซึ่งพบว่าเป็นอาคารที่ไม่เหมาะแก่การนำระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติมาใช้ เนื่องจากตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าต่ำประมาณ 20-25% ดังนั้นจึงพิจารณาว่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้า เป็นตัวแปรที่สำคัญสำหรับการพิจารณาความเป็นไปได้ในการนำก๊าซธรรมชาติมาใช้ในเบื้องต้น ซึ่งสอดคล้องกับงานวิจัยของ Gvozdenac et al. (2009) ที่กล่าวไว้ว่าการนำระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมมาใช้ควรคำนึงถึงค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้า (Load Factor) และได้มีการกำหนดเงื่อนไขการพิจารณาศักยภาพการนำก๊าซธรรมชาติมาใช้ในอาคารพาณิชย์ว่าจะต้องมีชั่วโมงการทำงานมากกว่า 4,000 ชั่วโมงต่อปี ซึ่งในส่วนของชั่วโมงการทำงานถือว่าเป็นตัวแปรหนึ่งที่แสดงถึงความต้องการพลังงานของอาคารพาณิชย์ได้ แต่เนื่องด้วยข้อจำกัดของจำนวนข้อมูลตัวอย่างที่นำมาทดสอบยังมีจำนวนไม่มากพอที่จะสรุปได้ว่า 4,000 ชั่วโมงต่อปีเป็นตัวเลขที่มีนัยสำคัญ แต่จากการพิจารณาจากข้อมูลตัวอย่างพบว่าเห็นสอดคล้องตามงานวิจัยดังกล่าว ในที่นี้ต้องการแสดงให้เห็นถึงจะทำการสร้างความสัมพันธ์ระหว่างค่า IRR กับ ตัวประกอบการใช้ไฟฟ้า ดังแสดงในรูปที่ 6.14 สังเกตว่าเมื่อตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าสูงขึ้น จะทำให้อัตราผลตอบแทนสูงขึ้นด้วย ถ้ากำหนดให้อัตราผลตอบแทนขั้นต่ำเท่ากับ 8% จะแสดงได้ว่าเมื่อตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าต่ำกว่า 20% จะถือว่าไม่น่าสนใจลงทุน



รูปที่ 6.14 ความสัมพันธ์ระหว่างค่า IRR กับ ตัวประกอบค่าไฟฟ้า (Load Factor)

จากผลการทดสอบวิเคราะห์ข้อมูลอาคารตัวอย่างตามหลักเกณฑ์ที่พัฒนาขึ้น พบว่าการเลือกใช้ระบบเทคโนโลยีสำหรับอาคารกลุ่มที่ 1 ที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าอย่างเดียว จะเหมาะสำหรับรูปแบบที่ 3 โดยมีการใช้ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมแบบเครื่องยนต์ก๊าซร่วมกับระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม แต่ในส่วนอาคารกลุ่มที่ 2 ที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าและความร้อน พบว่าการเลือกใช้ระบบเทคโนโลยีมีหลากหลายรูปแบบแม้ว่าจะเป็นอาคารประเภทเดียวกัน เนื่องจากรูปแบบเทคโนโลยีแต่ละแบบมีศักยภาพในการรองรับความต้องการพลังงานแตกต่างกัน ซึ่งจากข้อมูลตัวอย่าง I มีค่าใช้จ่ายด้านพลังงานความร้อนน้อยจึงไม่คุ้มค่าที่จะลงทุนในระบบผลิตความร้อน ทำให้เลือกใช้รูปแบบเทคโนโลยีที่ 3 ที่รองรับความต้องการพลังงานไฟฟ้ามากกว่า และในส่วนข้อมูลอาคารตัวอย่าง G และ H มีค่าใช้จ่ายด้านพลังงานความร้อนมากขึ้น ทำให้เหมาะกับการเลือกใช้รูปแบบเทคโนโลยีที่ 2 ที่รองรับทั้งด้านพลังงานไฟฟ้าและความร้อน โดยสรุปการพิจารณาค่าใช้จ่ายด้านพลังงานเป็นส่วนหนึ่งที่ช่วยในการเลือกใช้รูปแบบเทคโนโลยีในเบื้องต้น แต่อย่างไรก็ตามการพิจารณาเลือกใช้เทคโนโลยีที่เหมาะสมต้องอาศัยการศึกษาและวิเคราะห์ปัจจัยในหลายส่วนประกอบกัน

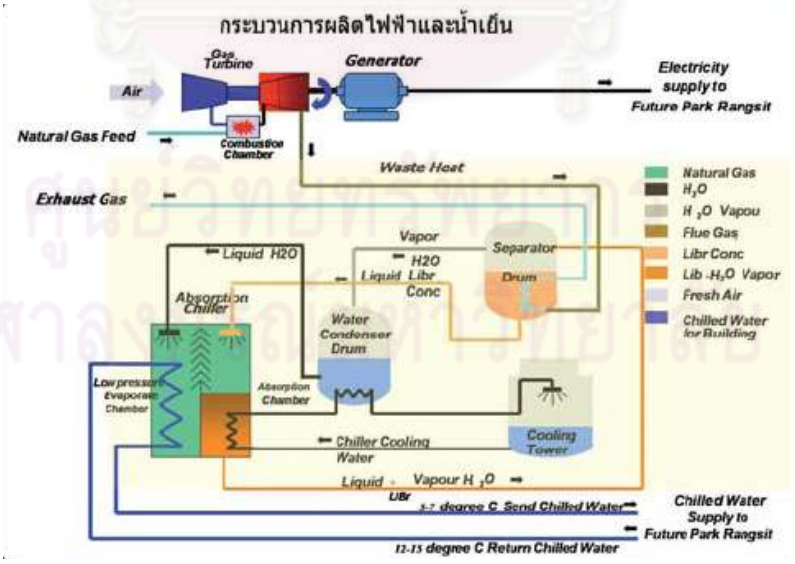
การทดสอบหลักเกณฑ์ข้างต้นเป็นการทดสอบการประมวลผลแก้ปัญหาด้วยสมการคณิตศาสตร์ที่พัฒนามาจากความสัมพันธ์ของปัจจัยทางเทคนิค และเศรษฐศาสตร์ พบว่ามีประสิทธิภาพที่ดีระดับหนึ่ง แต่ในที่นี้จะทำการทดสอบผลการวิเคราะห์ที่ได้จากหลักเกณฑ์ที่พัฒนาขึ้นว่ามีความเป็นไปได้ และใกล้เคียงความเป็นจริงมากน้อยเพียงใด เพื่อสร้างความเชื่อมั่นให้แก่ผู้นำไปใช้และพัฒนาระบบต่อไป โดยทำการศึกษาเปรียบเทียบผลลัพธ์ที่ได้จากการหลักเกณฑ์ที่พัฒนาขึ้นกับโครงการที่ดำเนินการจริง ซึ่งจากบทความของ อรุณวรรณ ปัญญาภรณ์ (จุลสารก๊าซไลน์ ฉบับที่ 63, 2549) กล่าวถึงโครงการลงทุนระบบผลิตไฟฟ้าและน้ำเย็นสำหรับอาคารศูนย์การค้า ฟิวเจอร์พาร์ค รังสิต โดยร่วมดำเนินการกับบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) และบริษัท อีอีซี จำกัด

ความเป็นมาของโครงการ

อาคารศูนย์การค้าฟิวเจอร์ พาร์ค รังสิต เป็นศูนย์สรรพสินค้าขนาดใหญ่ที่ตั้งอยู่บนถนนพหลโยธิน ซึ่งอยู่ใกล้แนวท่อก๊าซธรรมชาติในพื้นที่กรุงเทพฯ โดยมีการใช้พลังงานไฟฟ้าและความเย็นมาก ซึ่งมีความต้องการไฟฟ้าประมาณ 20,000 กิโลวัตต์ และมีแนวโน้มสูงขึ้นเรื่อยๆ ส่วนความต้องการความเย็น 4,200 ตันต่อชั่วโมง จึงต้องการนำระบบผลิตไฟฟ้าและน้ำเย็นด้วยก๊าซธรรมชาติ (Gas District Cooling and Co-Generation) มาใช้เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน และตอบสนองนโยบายการประหยัดพลังงานของภาครัฐ อีกทั้งเป็นต้นแบบให้แก่การนำก๊าซธรรมชาติมาใช้ในอาคารพาณิชย์ต่อไป

รายละเอียดโครงการ

การติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าด้วยก๊าซธรรมชาติแบบกังหันก๊าซ (Gas Turbine Generator) ขนาดกำลังผลิตไฟฟ้า 4,900 kW โดยนำความร้อนทิ้งที่ได้จากระบบผลิตไฟฟ้ากลับมาใช้ในระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม ขนาดทำความเย็น 2,150 ตันต่อชั่วโมง เพื่อใช้ในระบบปรับอากาศภายในอาคาร จากการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าและน้ำเย็นนี้สามารถลดความต้องการไฟฟ้าไปได้ถึง 6,900 kW เนื่องในการออกแบบระบบนี้เป็นการประเมินให้ระบบรองรับความต้องการพลังงานไฟฟ้าฐาน (Based Load) จึงเป็นการทดแทนเพื่อลดการใช้ไฟฟ้าบางส่วนทำให้ค่าใช้จ่ายด้านพลังงานไฟฟ้าลดลง 20-30 ล้านบาทต่อปี ในการลงทุนโครงการนี้มีมูลค่าประมาณ 182 ล้านบาท โดยแผนผังระบบดังกล่าวสามารถแสดงได้ดังแผนผังในรูปที่ 6.15



ที่มา : บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)

รูปที่ 6.15 แผนผังระบบผลิตไฟฟ้าและน้ำเย็นของอาคารกรณีศึกษา

จากนั้นในงานวิจัยนี้จึงทำการศึกษาข้อมูลการใช้พลังงานปี พ.ศ. 2550 ของอาคารศูนย์การค้าฟิวเจอร์ พาร์ค รังสิต จากฐานข้อมูลของ พพ. เพื่อนำมาใช้ในการวิเคราะห์ตามหลักเกณฑ์ที่พัฒนาขึ้น ซึ่งข้อมูลเบื้องต้นของอาคารกรณีศึกษาในตารางที่ 6.4 นี้แสดงถึงการใช้พลังงานภาพรวมของทั้งอาคารพาณิชย์

ตารางที่ 6.4 ข้อมูลการใช้พลังงานภาพรวมของอาคารกรณีศึกษา

ชื่ออาคาร	ฟิวเจอร์ พาร์ค รังสิต	
ประเภทอาคาร	ศูนย์การค้า	
ค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุด	20,928.00	kW
ปริมาณไฟฟ้าที่ใช้ต่อปี	84,525,120.00	kWh/ปี
ค่าใช้จ่ายด้านพลังงานไฟฟ้าต่อปี	266,270,051.31	บาท/ปี
Load Factor	46.11	%
ค่าใช้จ่ายด้านพลังงานรวมต่อปี	266,270,051.31	บาท/ปี

แต่ในกรณีโครงการลงทุนติดตั้งผลิตไฟฟ้าและน้ำเย็นเป็นการรองรับความต้องการพลังงานไฟฟ้าเพียงบางส่วน คือ 6,900 kW จึงใช้ค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าของข้อมูลเบื้องต้นมาใช้ในการเทียบเท่าปริมาณการใช้พลังงานไฟฟ้าของอาคารที่ทำการศึกษา และใช้ราคาค่าไฟฟ้าเฉลี่ยเท่ากัน จึงได้เป็นข้อมูลเบื้องต้นที่ต้องการนำไปใช้วิเคราะห์ดังแสดงในตารางที่ 6.5

ตารางที่ 6.5 ข้อมูลเบื้องต้นสำหรับวิเคราะห์นำเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติมาใช้

ชื่ออาคาร	ฟิวเจอร์ พาร์ค รังสิต	
ประเภทอาคาร	ศูนย์การค้า	
ค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุด	6,900.00	kW
ปริมาณไฟฟ้าที่ใช้ต่อปี	27,870,728.40	kWh/ปี
ค่าใช้จ่ายด้านพลังงานไฟฟ้าต่อปี	87,792,794.46	บาท/ปี
Load Factor	46.11	%
ค่าใช้จ่ายด้านพลังงานรวมต่อปี	87,792,794.46	บาท/ปี

เมื่อทำการวิเคราะห์ตามหลักเกณฑ์การเลือกใช้เทคโนโลยีที่เหมาะสม ทำให้ได้ผลการเปรียบเทียบตามรูปแบบเทคโนโลยีที่ 3 คือ การเลือกใช้ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมกับระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม แต่ประเด็นที่ต้องการเปรียบเทียบคือ การเลือกใช้ประเภทเทคโนโลยีและขนาดของระบบที่เหมาะสม รวมทั้งการประเมินเงินลงทุน และผลประหยัดที่ได้ ซึ่งจากผลการวิเคราะห์ด้วยหลักเกณฑ์สามารถแสดงได้ดังตารางที่ 6.6

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ตารางที่ 6.6 ผลการวิเคราะห์เปรียบเทียบด้วยหลักเกณฑ์ที่พัฒนาขึ้น

วิเคราะห์การเปรียบเทียบ	รูปแบบเทคโนโลยีที่เลือกใช้ในกรณีศึกษา	รูปแบบเทคโนโลยีที่หลักเกณฑ์นำเสนอ	หน่วย
	Gas Turbine + Absorption Chiller	Gas Engine + Absorption Chiller	
ผลการวิเคราะห์ทางเทคนิค			
ขนาดระบบผลิตไฟฟ้า	4,900	6,100	kW
ขนาดระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม	2,600	1,100	TonR
ผลการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์			
เงินลงทุนรวม	215,124,455	197,985,277	บาท
ค่าใช้จ่ายเดินการระบบรายปี	66,409,308	59,446,426	บาท/ปี
ผลประหยัดที่คาดว่าจะได้รับ	21,383,485	28,346,367	บาท/ปี
ตัวชี้วัดทางเศรษฐศาสตร์			
NPV	31,324,730	123,893,991	บาท
IRR	7.67%	13.10%	%ต่อปี
Payback period	15.06	7.08	ปี

จากการศึกษาเปรียบเทียบสามารถสรุปได้ว่าถ้าพิจารณาระบบผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซเช่นเดียวกัน จะได้ขนาดของระบบผลิตไฟฟ้าเท่ากัน และขนาดของระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึมใกล้เคียงกัน ความแตกต่างที่เกิดขึ้นอาจเกิดจากค่าประสิทธิภาพของระบบที่นำมาใช้ในการคำนวณ หรือมีการประเมินตัวประกอบความปลอดภัย (Safety factor) ในส่วนเงินลงทุนระบบจากการประเมินด้วยหลักเกณฑ์มีค่าสูงกว่าประมาณ 15% ซึ่งในส่วนนี้มีปัจจัยที่เกี่ยวข้องหลายส่วน ผลประหยัดที่ได้จากการวิเคราะห์อยู่ในช่วงค่าที่ประเมินจากโครงการดำเนินการจริง ดังนั้นโดยสรุปการวิเคราะห์ทางเทคนิคด้วยหลักเกณฑ์มีค่าใกล้เคียงกับกรณีศึกษาระดับหนึ่ง แต่ในส่วนการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์อาจมีความคลาดเคลื่อนอยู่บ้าง เนื่องจากข้อมูลปัจจัยที่ใช้อ้างอิงในขณะทำการวิเคราะห์อาจจะแตกต่างกัน เช่น ราคาก๊าซธรรมชาติ อัตราดอกเบี้ย ราคาเครื่องจักรและอุปกรณ์ เป็นต้น

จากการวิเคราะห์เปรียบเทียบด้วยหลักเกณฑ์ที่พัฒนาขึ้นจะแสดงให้เห็นว่าระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมแบบเครื่องยนต์ก๊าซให้ผลตอบแทนสูงกว่า แต่เหตุผลที่โครงการเลือกใช้ระบบกังหันก๊าซ เนื่องจากผู้ออกแบบโครงการต้องการให้เดินระบบรองรับพลังงานไฟฟ้าฐาน (Based Load) จึงเลือกใช้ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซที่เหมาะแก่การเดินระบบอย่างต่อเนื่อง และมีเสียงรบกวนน้อยกว่า ระบบเครื่องยนต์ก๊าซ ซึ่งเป็นปัจจัยในด้านสิ่งแวดล้อม หรือความปลอดภัยที่ควรจะมีการศึกษาถึงผลกระทบเหล่านี้ต่อไป

6.4 การวิเคราะห์ความไวของการเปลี่ยนแปลง

จากการทดสอบการวิเคราะห์ตามหลักเกณฑ์การเลือกใช้เทคโนโลยีที่เหมาะสมสำหรับอาคารพาณิชย์ พบว่าการวิเคราะห์ในเชิงเทคนิคเป็นไปตามหลักการ และปัจจัยที่ควบคุมได้ เช่น ความต้องการพลังงาน ประสิทธิภาพของระบบ ประเภทเทคโนโลยี เป็นต้น ซึ่งสามารถจะเลือกใช้ หรือควบคุมให้อยู่ในความเหมาะสมได้ แต่ในการวิเคราะห์ในเชิงเศรษฐศาสตร์ขึ้นอยู่กับปัจจัยหลายส่วนที่ไม่สามารถควบคุมได้ เช่น ราคาพลังงาน อัตราดอกเบี้ย อัตราแลกเปลี่ยนเงินตรา เป็นต้น ซึ่งปัจจัยดังกล่าวมีผลต่อการวิเคราะห์เพื่อเลือกระบบเทคโนโลยีที่เหมาะสม ในส่วนนี้จึงต้องการศึกษาและวิเคราะห์ความไวของการเปลี่ยนแปลง (Sensitivity Analysis) กับปัจจัยที่ควบคุมไม่ได้ เพื่อเป็นการคาดการณ์ว่าถ้าปัจจัยดังกล่าวเพิ่มขึ้นหรือลดลงไปเท่าใด จะทำให้การตัดสินใจเลือกลงทุนในระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติเปลี่ยนไป โดยจะทำการศึกษาจากข้อมูลอาคารประเภทโรงแรม ซึ่งเป็นประเภทของอาคารที่ให้ผลตอบแทนสูงที่สุดเมื่อนำระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติมาใช้ จึงนำข้อมูลเบื้องต้นมาใช้ในการวิเคราะห์ดังแสดงในตารางที่ 6.7

ตารางที่ 6.7 ข้อมูลเบื้องต้นของอาคารตัวอย่างเพื่อใช้วิเคราะห์ความไวการเปลี่ยนแปลง

ชื่ออาคาร	โรงแรมแพนแปซิฟิก		ชนิดเชื้อเพลิง 1	น้ำมันเตา A	
ประเภทอาคาร	โรงแรม		ปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ต่อปี	306,000	ลิตร/ปี
ค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุด	2,760	kW	ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงต่อปี	7,279,740	บาท/ปี
ปริมาณไฟฟ้าที่ใช้ต่อปี	13,015,000	kWh/ปี	ชนิดเชื้อเพลิง 2	-	
ค่าใช้จ่ายด้านพลังงานไฟฟ้าต่อปี	44,641,450	บาท/ปี	ปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ต่อปี	-	หน่วย/ปี
			ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงต่อปี	-	บาท/ปี
ค่าใช้จ่ายด้านพลังงานรวมต่อปี	51,921,190	บาท/ปี			

เมื่อทำการวิเคราะห์ตามหลักเกณฑ์ที่พัฒนาขึ้น โดยเงื่อนไขและสมมุติฐานอ้างอิงตามข้างต้น ได้ผลการวิเคราะห์พบว่ารูปแบบเทคโนโลยีที่ให้ผลตอบแทนมากที่สุด คือ “รูปแบบที่ 2” รายละเอียดผลการวิเคราะห์เปรียบเทียบสามารถแสดงได้ดังในตารางที่ 6.8

ตารางที่ 6.8 ผลการวิเคราะห์เลือกใช้เทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติที่เหมาะสม

ผลการวิเคราะห์	รูปแบบที่ 1	รูปแบบที่ 2	รูปแบบที่ 3	รูปแบบที่ 4
ประเภทเทคโนโลยี	GB	GE+GB	GE+ABC	GE+ABC+GB
ขนาดกำลังผลิตไฟฟ้า	-	2,800.00	2,500.00	2,500.00
ขนาดระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม	-	-	450.00	450.00
ขนาดหัวเผาแบบเชื้อเพลิงก๊าซ	1,100	1,100	-	1,100
เงินลงทุน	2,641,274	87,277,047.74	84,724,272.47	85,365,546.47
ผลประหยัดที่ได้	2,558,558	19,540,282.71	15,595,329.62	18,153,887.16
NPV	20,813,908.40	96,826,229.90	63,326,826.49	85,992,586.74
IRR	96.87%	21.97%	17.70%	20.78%
PB	1.12	5.74	7.41	6.13

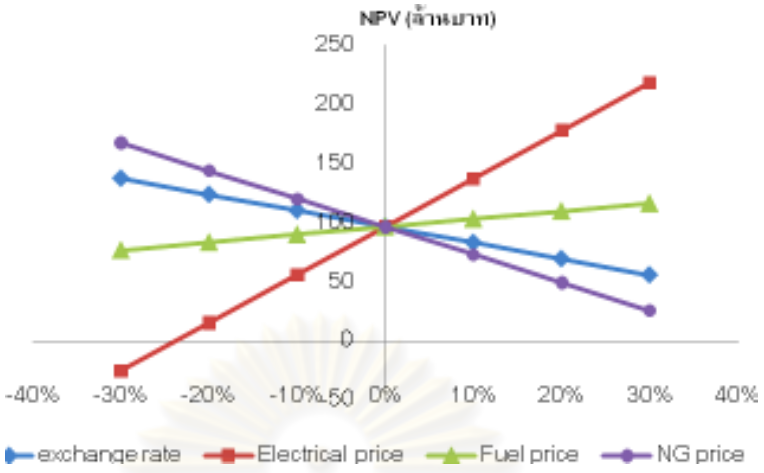
ในการวิเคราะห์นี้ต้องการศึกษาการเปลี่ยนแปลงไปของปัจจัยที่ควบคุมไม่ได้ ได้แก่ ราคาค่าไฟฟ้า ราคาเชื้อเพลิง (น้ำมันเตา A) ราคาก๊าซธรรมชาติ อัตราแลกเปลี่ยนเงินตรา โดยพิจารณาการเปลี่ยนแปลงของปัจจัยเพิ่มขึ้นและลดลง ±30% จากค่าอ้างอิงที่ใช้ในการวิเคราะห์นี้ โดยปัจจัยที่ทำการวิเคราะห์ความไวของการเปลี่ยนแปลงแสดงได้ดังตารางที่ 6.9

ตารางที่ 6.9 ค่าของปัจจัยที่ทำการวิเคราะห์ความไวของการเปลี่ยนแปลง

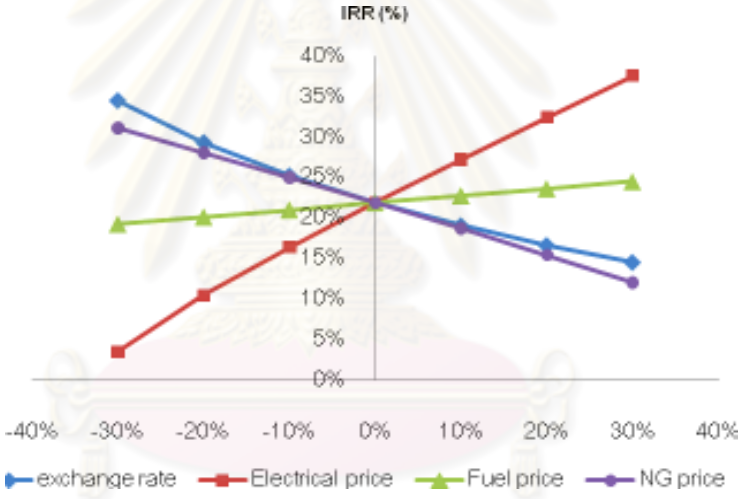
ปัจจัย	หน่วย	การเปลี่ยนแปลงไปของปัจจัย						
		-30%	-20%	-10%	0	+10%	+20%	+30%
ราคาค่าไฟฟ้า	บาท/kWh	2.40	2.74	3.09	3.43	3.77	4.12	4.46
ราคาน้ำมันเตา A	บาท/ลิตร	16.65	19.03	21.41	23.79	26.17	28.55	30.93
ราคาก๊าซธรรมชาติ เพื่อผลิตไฟฟ้า	บาท/MMBtu	176.00	201.14	226.29	251.43	276.57	301.72	326.86
ราคาก๊าซธรรมชาติ สำหรับอาคารพาณิชย์	บาท/MMBtu	298.43	341.06	383.70	426.33	468.96	511.60	554.23
อัตราแลกเปลี่ยนเงินตรา	บาท/$	22.81	26.07	29.33	32.59	35.85	39.11	42.37
อัตราดอกเบี้ย	% ต่อปี	5.60	6.40	7.20	8.00	8.80	9.60	10.40

หมายเหตุ : การวิเคราะห์ความไวของราคาก๊าซธรรมชาติ จะคิดทั้งราคาก๊าซธรรมชาติเพื่อผลิตไฟฟ้า และราคาก๊าซธรรมชาติสำหรับอาคารพาณิชย์เปลี่ยนแปลงไปพร้อมกัน

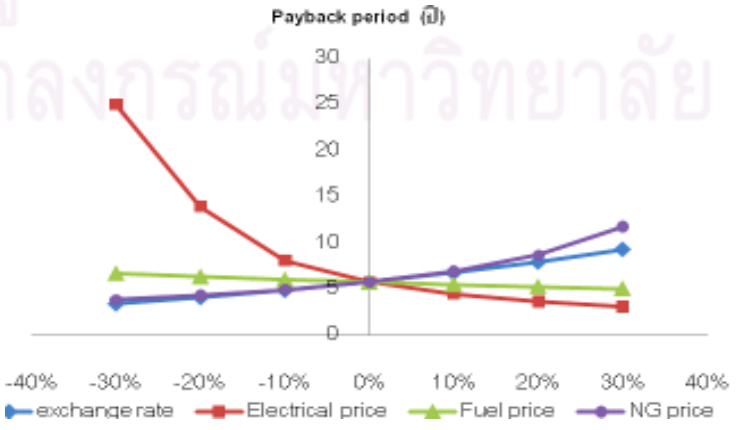
เมื่อทำการวิเคราะห์ความไวการเปลี่ยนแปลงของปัจจัยที่ทำการศึกษาแล้ว นำมาสร้างความสัมพันธ์กับตัวชี้วัดทางเศรษฐศาสตร์ ทำให้ทราบว่าปัจจัยใดมีความไวการเปลี่ยนแปลงต่อผลตอบแทนการลงทุนมากที่สุด โดยนำมาสร้างเป็นแผนภูมิดังแสดงในรูปที่ 6.16 ถึง 6.18



รูปที่ 6.16 การวิเคราะห์ความไวการเปลี่ยนแปลงของปัจจัยต่อมูลค่าเทียบเท่าปัจจุบันสุทธิ



รูปที่ 6.17 การวิเคราะห์ความไวการเปลี่ยนแปลงของปัจจัยต่ออัตราผลตอบแทนภายใน



รูปที่ 6.18 การวิเคราะห์ความไวการเปลี่ยนแปลงของปัจจัยต่อระยะเวลาคืนทุน

จากการวิเคราะห์ความไวการเปลี่ยนแปลงดังแสดงในรูปที่ 6.16 ถึง 6.18 ทำให้ทราบว่าปัจจัยที่มีความไวต่อผลตอบแทนการลงทุนมากที่สุด คือ ราคาค่าไฟฟ้า รองลงมาเป็นราคาก๊าซธรรมชาติ และอัตราแลกเปลี่ยนเงินตรา และเมื่อราคาค่าไฟฟ้าลดลงต่ำกว่า 20% หรือมีราคาค่าไฟฟ้าต่อหน่วยต่ำกว่า 2.74 บาท/kWh จะทำให้การตัดสินใจลงทุนในระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติเปลี่ยนเป็นไม่น่าลงทุน เนื่องจากไม่คุ้มค่าแก่การลงทุน ในส่วนของปัจจัยอื่นถ้ามีการเปลี่ยนแปลงอยู่ในช่วง ±30% ถือว่าการนำระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติมาใช้ยังคุ้มค่าแก่การลงทุน แต่ทั้งนี้การวิเคราะห์ความไวการเปลี่ยนแปลงที่แสดงข้างต้นเป็นการวิเคราะห์แบบปัจจัยเดี่ยว (Single of factor sensitivity analysis) ซึ่งเป็นการวิเคราะห์โดยเปลี่ยนค่าของปัจจัยเฉพาะตัวที่สนใจศึกษา ในส่วนปัจจัยอื่นที่เกี่ยวข้องกำหนดให้คงที่ไม่เปลี่ยนแปลง โดยความเป็นจริงแล้วปัจจัยต่างๆเป็นอิสระต่อกันจึงอาจจะมีเหตุการณ์ที่ปัจจัยที่เกี่ยวข้องมีการเปลี่ยนแปลงพร้อมกันได้ ในที่นี้จึงจะทำการศึกษาความไวการเปลี่ยนแปลงของปัจจัยร่วมกัน (Combination of factors sensitivity analysis) โดยทำการพิจารณาปัจจัยที่มีความไวมากที่สุด 3 ตัว คือ ราคาค่าไฟฟ้า ราคาก๊าซธรรมชาติ และอัตราแลกเปลี่ยนเงินตรา ซึ่งในเชิงความสัมพันธ์ของปัจจัยดังกล่าวตามความเป็นจริงได้ศึกษาจากข้อมูลการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยพบว่า ราคาค่าไฟฟ้าต่อหน่วยจะเพิ่มขึ้น หรือลดลงขึ้นอยู่กับการเปลี่ยนแปลงของตัวประกอบค่าไฟฟ้าผันแปรที่เรียกว่า “ค่า Ft” ซึ่งการคำนวณค่าไฟฟ้าผันแปรมาจากการคิดค่าดำเนินกิจการผลิต ระบบสายส่ง และระบบจำหน่ายของผู้จำหน่ายไฟฟ้า สามารถเขียนเป็นสมการได้ดังนี้

$$Ft = Ft^{G} + Ft^{T} + Ft^{D} + \Delta Ft^{G}$$

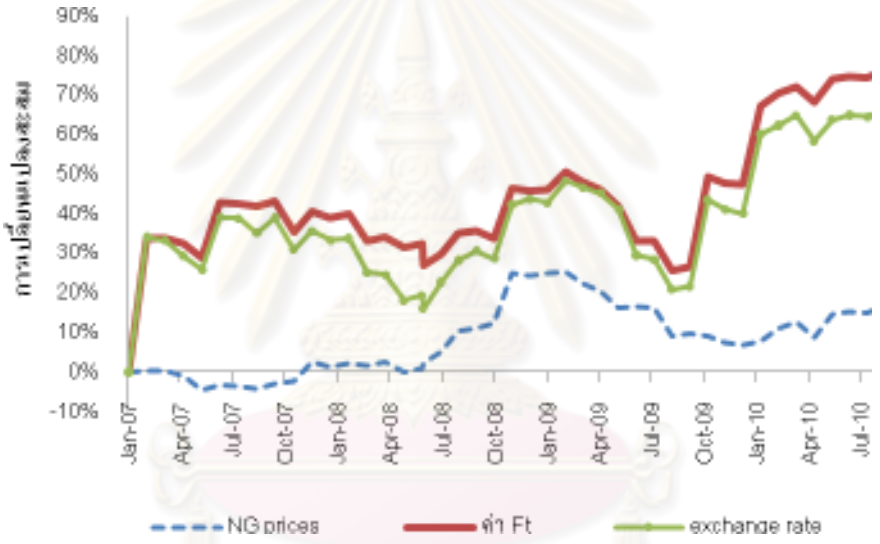
Ft^{G} = การปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติของกิจการผลิต (Generation) ซึ่งที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ในช่วงเดือนกันยายน-ธันวาคม 2553 เท่ากับ 53.05 สตางค์/หน่วย

Ft^{T} = การปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติของกิจการระบบส่ง (Transmision) ซึ่งที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ในช่วงเดือนกันยายน-ธันวาคม 2553 เท่ากับ -2.41 สตางค์/หน่วย

Ft^{D} = การปรับอัตราค่าไฟฟ้าโดยอัตโนมัติของกิจการระบบจำหน่ายและค้าปลีกไฟฟ้า (Distribution and Retial) ซึ่งที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ในช่วงเดือนกันยายน-ธันวาคม 2553 เท่ากับ -4.11 สตางค์/หน่วย

$\triangle Ft^{G}$ = การเปลี่ยนแปลงของค่าเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าของกิจการผลิตที่เปลี่ยนไป ซึ่งที่เรียกเก็บจากผู้ใช้ในช่วงเดือนกันยายน-ธันวาคม 2553 เท่ากับ 45.72 สตางค์/หน่วย

จากการศึกษาการปรับอัตราค่าไฟฟ้าอัตโนมัติโดยส่วนใหญ่จะขึ้นอยู่กับค่าการเปลี่ยนแปลงของเชื้อเพลิงและค่าซื้อไฟฟ้าของกิจการผลิต $(\triangle Ft^{G})$ ซึ่งการประมาณการราคาเชื้อเพลิงของการไฟฟ้าจะคำนึงถึง ได้แก่ น้ำมันเตา น้ำมันดีเซล ก๊าซธรรมชาติ ลิกไนต์ ถ่านหินนำเข้า และอื่นๆ รวมถึงการซื้อไฟฟ้าจากต่างประเทศ (ลาว มาเลเซีย และอื่นๆ) แม้ว่าประเทศไทยจะมีการผลิตไฟฟ้าด้วยก๊าซธรรมชาติมากถึงร้อยละ 70 ของพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ภายในประเทศไทย แต่ค่า Ft ขึ้นอยู่กับการประเมินการจากหลายส่วน จึงไม่ได้ขึ้นกับราคาก๊าซธรรมชาติโดยตรง แต่กลับขึ้นกับอัตราแลกเปลี่ยนเงินตรา เนื่องจากประเทศไทยนำเข้าทรัพยากรพลังงานเป็นส่วนใหญ่ ดังแสดงในรูปที่ 6.19 ซึ่งมาจากการรวบรวมข้อมูลย้อนหลังของค่า Ft ราคาก๊าซธรรมชาติ และอัตราแลกเปลี่ยนเงินตรา เพื่อศึกษาการเปลี่ยนแปลงโดยนำข้อมูลย้อนหลังตั้งแต่เดือนมกราคม 2549 ถึงเดือนสิงหาคม 2553 รวมทั้งสิ้น 44 เดือน



รูปที่ 6.19 ข้อมูลย้อนหลังของปัจจัยที่ทำการศึกษาความไวการเปลี่ยนแปลง

ปัจจัยของราคาค่าไฟฟ้า ราคาก๊าซธรรมชาติ และอัตราแลกเปลี่ยนเงินตรามีผลต่อความคุ้มค่าการนำระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติมาใช้ในอาคารพาณิชย์ โดยถ้าราคาค่าไฟฟ้าสูงขึ้นจะทำให้เกิดผลประหยัดมากขึ้น ถ้าราคาก๊าซธรรมชาติลดลงจะทำให้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าต่ำลง และหากอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่ำลงจะทำให้เงินลงทุนระบบลดลง ซึ่งเหตุการณ์ที่กล่าวมานี้ล้วนเป็นผลดีแก่การลงทุนระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติทั้งสิ้น แต่เมื่อพิจารณาความสัมพันธ์ของปัจจัยพบว่าอัตราแลกเปลี่ยนเป็นปัจจัยหลักที่มีผลต่อปัจจัยอื่น เนื่องจากประเทศต้องนำเข้าทรัพยากรพลังงาน ไม่ว่าจะเป็นพลังงานไฟฟ้า หรือก๊าซธรรมชาติเช่นกัน จึงทำให้สามารถสรุปได้ว่าราคาค่าไฟฟ้าแปรผันตามกับอัตราแลกเปลี่ยนเงินตรา ในส่วนราคาก๊าซธรรมชาติจะสอดคล้องตามอัตราแลกเปลี่ยนเงินตราแต่มีผลกระทบน้อย เนื่องจากก๊าซธรรมชาติ

ผลิตได้เองภายในประเทศเป็นส่วนใหญ่จึงสามารถควบคุมราคาได้ ดังนั้นสามารถสรุปเหตุการณ์ที่มีความเป็นไปได้แบ่งเป็น 2 กรณี ดังต่อไปนี้

- กรณีเหตุการณ์ที่เป็นผลดีแก่การลงทุน (Optimictic Scenario) คือ อัตราแลกเปลี่ยนเงินตราสูง ราคาค่าไฟฟ้าสูง แต่ราคาก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นเล็กน้อย

- กรณีเหตุการณ์ที่เป็นผลเสียแก่การลงทุน (Pessimistic Scenario) คือ อัตราแลกเปลี่ยนเงินตราต่ำ ส่งผลให้ราคาค่าไฟฟ้าต่ำ และราคาก๊าซธรรมชาติไม่เปลี่ยนแปลง

จากการวิเคราะห์เหตุการณ์ดังกล่าวทำให้สามารถกำหนดเป็นการวิเคราะห์ความไวของปัจจัยร่วมกันตามกรณีที่เกิดผลดีต่อการลงทุน และเกิดผลเสียต่อการลงทุน โดยช่วงของค่าการเปลี่ยนแปลงจะพิจารณาจากข้อมูลย้อนหลังที่ทำการศึกษาสามารถสรุปค่าปัจจัยที่จะทำการวิเคราะห์ได้ดังในตารางที่ 6.10

ตารางที่ 6.10 ค่าของเหตุการณ์ที่ทำการวิเคราะห์ความไวการเปลี่ยนแปลงปัจจัยร่วมกัน

เหตุการณ์	ราคาค่าไฟฟ้า (บาท/kWh)	ราคาก๊าซธรรมชาติ (บาท/MMBtu)	อัตราแลกเปลี่ยนเงินตรา (บาท/$)
เกิดผลดีต่อการลงทุน (Optimistic Scenario)	4.80 (+40%)	276.57 (+20%)	44.02 (+35%)
ปัจจุบัน (Most Likely)	3.43	251.43	32.59
เกิดผลเสียต่อการลงทุน (Pessimistic Scenario)	2.40 (-30%)	251.43 (0%)	22.81 (-30%)

จากนั้นนำค่าของปัจจัยแต่ละเหตุการณ์ไปวิเคราะห์ตามหลักเกณฑ์ที่พัฒนาขึ้นเพื่อพิจารณาความเปลี่ยนแปลงของผลตอบแทน ในที่นี้จะใช้มูลค่าเทียบเท่าเงินปัจจุบันสุทธิเป็นตัวชี้วัดที่เปลี่ยนแปลงไป เนื่องจากการคิดเทียบเท่าปัจจุบันทำให้มีความเสี่ยงความผันแปรของปัจจัยการลงทุนน้อยที่สุด และสามารถเปรียบเทียบผลตอบแทนกันได้โดยตรงเพราะแสดงเป็นจำนวนเงินตอบแทนการลงทุนที่ชัดเจน ซึ่งจากการศึกษาได้ผลการวิเคราะห์แสดงดังในตารางที่ 6.11

ตารางที่ 6.11 ผลตอบแทนการลงทุนเมื่อวิเคราะห์ความไวการเปลี่ยนแปลงของปัจจัยร่วมกัน

เหตุการณ์	NPV (ล้านบาท)	IRR (%ต่อปี)	Payback period (ปี)
เกิดผลดีต่อการลงทุน (Optimistic Scenario)	187.50	27.61	4.41
ปัจจุบัน (Most Likely)	96.83	21.97	5.74
เกิดผลเสียต่อการลงทุน (Pessimistic Scenario)	15.83	11.54	12.42

ผลการวิเคราะห์กรณีเหตุการณ์ที่มีความเป็นไปได้โดยพิจารณาตามข้อมูลย้อนหลัง แม้ว่าเหตุการณ์ที่แย่ที่สุดจะมีผลตอบแทนลดลง แต่ยังถือว่าอยู่ในช่วงความยอมรับได้ตามสมมุติฐาน คือ มีค่า IRR มากกว่าอัตราผลตอบแทนขั้นต่ำ (MARR 8% ต่อปี) แต่อย่างไรก็ตามการวิเคราะห์นี้เป็นเพียงการคาดการณ์จากความเป็นไปได้ของเหตุการณ์ที่เกิดขึ้น ซึ่งถ้าการเปลี่ยนแปลงของปัจจัยไม่เป็นตามที่คาดการณ์นี้ ควรทำการวิเคราะห์ตามหลักเกณฑ์เพื่อประเมินความเป็นไปได้ของการนำระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติมาใช้ในอาคารพาณิชย์ต่อไป

<u>สรุปเนื้อหาบทนี้</u>

ในบทนี้เป็นการนำหลักเกณฑ์ที่พัฒนาขึ้นมาทำการทดสอบด้วยข้อมูลเบื้องต้นของอาคารตัวอย่าง ทำให้ทราบว่าหลักเกณฑ์ที่พัฒนาขึ้นนี้สามารถช่วยวิเคราะห์ในเชิงเทคนิคและเศรษฐศาสตร์ได้ ซึ่งแสดงถึงการเลือกใช้ขนาดของระบบและประเภทเทคโนโลยีที่ให้ผลตอบแทนคุ้มค่าแก่การลงทุน จากนั้นได้มีการทดสอบเปรียบเทียบผลการวิเคราะห์กับโครงการที่ดำเนินการจริง เพื่อสร้างความเชื่อมั่นว่าหลักเกณฑ์ที่นำเสนอนี้มีความเป็นไปได้ในการนำไปใช้ประโยชน์ พบว่าในการวิเคราะห์เชิงเทคนิคถือว่ามีความใกล้เคียงกับกรณีศึกษาระดับหนึ่ง แต่ในส่วนการวิเคราะห์เชิงเศรษฐศาสตร์มีความคลาดเคลื่อนกันบ้าง อาจเกิดได้จากข้อมูลอ้างอิงที่ใช้ในการวิเคราะห์แตกต่างกันจึงทำให้ผลทางเศรษฐศาสตร์แตกต่างกันด้วย เช่น การประเมินเงินลงทุนของระบบจากหลักเกณฑ์นี้มีค่าสูงกว่าการดำเนินการจริงประมาณ 15% เป็นต้น จากนั้นได้ทำการศึกษาความไวของการเปลี่ยนแปลงของปัจจัยที่ควบคุมไม่ได้ เช่น ราคาค่าไฟฟ้า ราคาก๊าซธรรมชาติ อัตราแลกเปลี่ยนเงินตรา เป็นต้น ซึ่งพบว่าราคาค่าไฟฟ้ามีความไวต่อการเปลี่ยนแปลงมากที่สุด รองลงมาเป็นราคาก๊าซธรรมชาติ และอัตราแลกเปลี่ยนเงินตรา จึงได้ทำการศึกษาเหตุการณ์ที่ปัจจัยดังกล่าวเปลี่ยนแปลงร่วมกันว่าจะทำให้ผลตอบแทนการลงทุนเปลี่ยนไปอย่างไร ซึ่งพบว่าแม้ว่าเหตุการณ์ที่แย่ที่สุดที่ทำการศึกษามีผลตอบแทนการลงทุนลดลงแต่ยังถือว่าน่าลงทุน นั่นคือ มีค่า NPV มากกว่า 0 และค่า IRR มากกว่าค่า MARR 8% ต่อปี

บทที่ 7

สรุปผลการวิจัยและข้อเสนอแนะ

จากการดำเนินงานวิจัยตั้งแต่การศึกษาข้อมูลการใช้พลังงานของอาคารพาณิชย์ และการศึกษาเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติเพื่อประยุกต์ใช้ในอาคารพาณิชย์ เนื่องจากความซับซ้อนของการวิเคราะห์ จึงต้องอาศัยความเข้าใจทั้งทางด้านเทคนิค และเศรษฐศาสตร์เพื่อเลือกใช้เทคโนโลยีที่เหมาะสม ในงานวิจัยนี้จึงต้องการพัฒนาหลักเกณฑ์ที่ช่วยในการวิเคราะห์และสนับสนุนการตัดสินใจเลือกใช้ระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติสำหรับอาคารพาณิชย์ โดยใช้หลักการสมดุลพลังงานและการแก้ปัญหาด้วยสมการคณิตศาสตร์ แล้วพัฒนาหลักเกณฑ์ให้อยู่ในรูปของโปรแกรม Microsoft Office Excel 2007 เพื่อทำให้ผู้ประกอบการสามารถนำไปใช้ได้ง่ายขึ้น ทั้งนี้ได้มีการทดสอบหลักเกณฑ์ด้วยข้อมูลอาคารตัวอย่างเพื่อเป็นการทดสอบการประมวลผล และทดสอบเปรียบเทียบผลการวิเคราะห์กับข้อมูลโครงการที่ดำเนินการจริง เพื่อสร้างความเชื่อมั่นให้แก่ผู้นำหลักเกณฑ์ไปใช้ประโยชน์ต่อไป ซึ่งพบว่าในการวิเคราะห์ทางเทคนิคมีความใกล้เคียงกับโครงการที่ทำการศึกษา แต่ในการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์มีความคลาดเคลื่อนกันบ้าง เนื่องจากปัจจัยที่ใช้อ้างอิงในการวิเคราะห์อาจจะแตกต่างกัน ดังนั้นโดยรายละเอียดการสรุปเนื้อหาจะกล่าวถึงสรุปผลการดำเนินงานวิจัย ปัญหาและอุปสรรคในการดำเนินงานวิจัย และข้อเสนอแนะในการนำผลการศึกษานี้ไปพัฒนาต่อไป

7.1 สรุปผลการดำเนินงานวิจัย

การดำเนินงานวิจัยนี้เพื่อศึกษาการนำระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติมาใช้ในอาคารพาณิชย์ แต่เนื่องจากต้องอาศัยการวิเคราะห์ทางด้านเทคนิค และเศรษฐศาสตร์งานวิจัยนี้จึงต้องการพัฒนาหลักเกณฑ์ที่ช่วยให้ผู้ประกอบการสามารถนำไปใช้ในการวิเคราะห์เลือกใช้ระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติที่เหมาะสมแก่อาคารพาณิชย์ได้ โดยเริ่มจากการศึกษาการใช้พลังงานของอาคารพาณิชย์พบว่าสามารถแบ่งอาคารพาณิชย์ออกเป็น 2 กลุ่ม คือ กลุ่มที่ 1 อาคารที่ใช้พลังงานไฟฟ้าอย่างเดียว ได้แก่ ศูนย์การค้า สำนักงาน และสถานศึกษา ในส่วนกลุ่มที่ 2 อาคารที่มีการใช้พลังงานไฟฟ้าและความร้อน ได้แก่ โรงแรม และโรงพยาบาล ซึ่งอาคารพาณิชย์มีการใช้พลังงานไฟฟ้าเป็นส่วนใหญ่ โดยเฉพาะในระบบปรับอากาศ จึงมีแนวความคิดที่จะนำก๊าซธรรมชาติมาใช้ในผลิตไฟฟ้า ผลิตน้ำเย็น และผลิตความร้อนเพื่อรองรับความต้องการพลังงานของอาคารพาณิชย์ โดยได้นำเสนอระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติ ได้แก่ ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม ระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม และหัวเผาแบบเชื้อเพลิงก๊าซ ตามลำดับ

ซึ่งในการนำระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติมาใช้สามารถช่วยลดค่าใช้จ่ายด้านพลังงานของอาคารพาณิชย์ได้

<u>การพัฒนาหลักเกณฑ์</u>

การพัฒนาหลักเกณฑ์เลือกใช้เทคโนโลยีที่เหมาะสม โดยใช้หลักการสมดุลพลังงาน ซึ่งเป็นการสร้างแผนผังระบบเทคโนโลยีแล้วพิจารณาความสัมพันธ์ของพารามิเตอร์ให้อยู่ในรูปของสมการคณิตศาสตร์ หลักเกณฑ์ที่ใช้จะพิจารณาประสิทธิภาพการใช้พลังงานของระบบย่อยร่วมกันเพื่อออกแบบระบบเทคโนโลยีที่รองรับความต้องการพลังงานของอาคารพาณิชย์ได้อย่างเหมาะสม โดยหลักเกณฑ์ดังกล่าวจะพิจารณาปัจจัยที่เกี่ยวข้อง 2 ส่วน คือ ปัจจัยทางเทคนิค ได้แก่ ประเภทเทคโนโลยี ขนาดของระบบ ประสิทธิภาพการใช้พลังงาน และรูปแบบการใช้งาน ในส่วนปัจจัยทางเศรษฐศาสตร์ ได้แก่ เงินลงทุนระบบ ค่าใช้จ่ายเดินระบบ และผลประหยัดที่เกิดขึ้น ทั้งนี้ ในงานวิจัยนี้ได้รวบรวมข้อมูลทางเทคนิคและเศรษฐศาสตร์ของระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติจำนวนมากให้อยู่ในรูปของสมการถดถอย (Regression Analysis) เพื่อสนับสนุนการวิเคราะห์ตามหลักเกณฑ์ จึงทำให้หลักเกณฑ์ที่พัฒนาขึ้นสามารถใช้วิเคราะห์ได้หลากหลายกรณีศึกษามากกว่างานวิจัยอื่น อีกทั้งได้พัฒนาหลักเกณฑ์ที่เลือกใช้ระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติร่วมกัน สามารถแบ่งออกเป็น 4 รูปแบบ ได้แก่

รูปแบบที่ 1 หัวเผาแบบเชื้อเพลิงก๊าซอย่างเดียว

รูปแบบที่ 2 ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมกับหัวเผาแบบเชื้อเพลิงก๊าซ

รูปแบบที่ 3 ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมกับระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม

รูปแบบที่ 4 ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมกับระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึมและระบบหัวเผาแบบเชื้อเพลิงก๊าซ

การนำเสนอรูปแบบเทคโนโลยีที่หลากหลายจะทำให้การวิเคราะห์สามารถรองรับความต้องการพลังงานของอาคารพาณิชย์ได้หลากหลายประเภท ดังนั้นหลักเกณฑ์ที่พัฒนาขึ้นนี้จะเลือกใช้รูปแบบเทคโนโลยีที่เหมาะกับอาคารพาณิชย์แต่ละประเภท จากนั้นได้นำหลักเกณฑ์ที่พัฒนาได้มาทำการทดสอบด้วยข้อมูลอาคารตัวอย่างจำนวน 10 แห่ง โดยพิจารณาตามประเภทของอาคาร และขนาดความต้องการพลังงานไฟฟ้าเป็นหลัก ซึ่งในการทดสอบวิเคราะห์ตามหลักเกณฑ์ได้ใช้โปรแกรม Microsoft Office Excel 2007 ช่วยในการคำนวณทำให้สามารถใช้งานได้ง่ายขึ้น

ผลการทดสอบหลักเกณฑ์

จากผลการทดสอบข้อมูลอาคารตัวอย่างทำให้สามารถสรุปได้ว่าการนำระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติมาใช้ในอาคารพาณิชย์ส่วนใหญ่มีความเป็นไปได้ทั้งในเชิงเทคนิคและเศรษฐศาสตร์ ซึ่งการเลือกใช้รูปแบบเทคโนโลยีที่เหมาะสมกับอาคารแต่ละประเภทสามารถแสดงได้ดังต่อไปนี้

อาคารประเภทโรงแรม และโรงพยาบาล เหมาะกับการนำก๊าซธรรมชาติมาใช้ในระบบผลิตความร้อนโดยตรงด้วยหัวเผาแบบเชื้อเพลิงก๊าซ ตามรูปแบบที่ 1 ซึ่งมีระยะเวลาคืนทุนอย่างรวดเร็วประมาณ 1-2 ปี จากนั้นจึงขยายการลงทุนเมื่อมีความพร้อมในการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมตามรูปแบบที่ 2 โดยเลือกใช้ระบบผลิตไฟฟ้าแบบเครื่องยนต์ก๊าซ เนื่องจากระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมต้องใช้เงินลงทุนสูง แต่เมื่อทำการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์จะพบว่าให้ผลตอบแทนที่คุ้มค่า ซึ่งมีระยะเวลาคืนทุนประมาณ 4-7 ปี

อาคารประเภทศูนย์การค้า สำนักงาน และสถานศึกษา เหมาะสำหรับการติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมกับระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม ตามรูปแบบที่ 3 โดยเลือกใช้ระบบผลิตไฟฟ้าแบบเครื่องยนต์ก๊าซและระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึมชนิดชั้นเดียว ซึ่งเป็นรูปแบบเทคโนโลยีที่รองรับความต้องการพลังงานไฟฟ้าได้เป็นอย่างดี มีระยะเวลาคืนทุนประมาณ 8-9 ปี แต่ในการพิจารณานำมาใช้ต้องคำนึงถึงค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าของอาคาร (Load Factor) กรณีที่มีค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าต่ำ แสดงถึงมีการใช้พลังงานไฟฟ้าน้อยทำให้ไม่คุ้มค่าแก่การลงทุน จากการศึกษาในงานวิจัยนี้สามารถประมาณการเบื้องต้นได้ว่าอาคารที่มีค่าตัวประกอบการใช้ไฟฟ้าต่ำกว่า 20% ถือว่าไม่คุ้มค่าแก่การนำระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติมาใช้ในอาคารพาณิชย์

อย่างไรก็ตามการพิจารณาเลือกใช้เทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติสำหรับอาคารพาณิชย์ต้องอาศัยการวิเคราะห์ตามหลักเกณฑ์เพื่อพิจารณาปัจจัยร่วมกันจึงจะสามารถแสดงได้ว่าระบบเทคโนโลยีใดให้ผลตอบแทนการลงทุนเหมาะสมที่สุด จากหลักเกณฑ์ที่พัฒนาขึ้นได้มีการทดสอบเปรียบเทียบผลการวิเคราะห์กับโครงการดำเนินงานจริง ซึ่งพบว่าการวิเคราะห์ทางเทคนิคสามารถออกแบบขนาดระบบได้ใกล้เคียงกัน แต่ในส่วนการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์มีความคลาดเคลื่อนกันบ้าง เนื่องจากข้อมูลที่ใช้อ้างอิงในการวิเคราะห์อาจจะแตกต่างกัน จึงได้มีการศึกษาความไวการเปลี่ยนแปลงของปัจจัยที่ควบคุมไม่ได้ ได้แก่ ราคาค่าไฟฟ้า ราคาเชื้อเพลิง ราคาก๊าซธรรมชาติ และอัตราแลกเปลี่ยนเงินตรา จากผลการวิเคราะห์ทำให้ทราบว่าราคาค่าไฟฟ้ามีความไวต่อผลตอบแทนการลงทุนมากที่สุด รองลงมาเป็นราคาก๊าซธรรมชาติและอัตราแลกเปลี่ยนเงินตรา ซึ่งในความเป็นจริงปัจจัยทั้ง 3 ที่กล่าวมานี้มีความสัมพันธ์กันโดยราคาก๊าซธรรมชาติเป็นส่วนหนึ่งของการเปลี่ยนแปลงราคาค่าไฟฟ้า เนื่องจากประเทศไทยมีการผลิตไฟฟ้าด้วยก๊าซธรรมชาติมากกว่าร้อยละ 70 ของการใช้พลังงานไฟฟ้าภายในประเทศ และ

ส่วนสำคัญอีกส่วนหนึ่งที่มีผลต่อการเปลี่ยนแปลงของราคาค่าไฟฟ้า คือ อัตราแลกเปลี่ยนเงินตรา เนื่องจากประเทศไทยต้องนำเข้าทรัพยากรพลังงานเป็นส่วนใหญ่ ดังนั้นในการวิเคราะห์นำระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติขึ้นอยู่กับการพิจารณาปัจจัยในหลายๆด้านร่วมกัน ซึ่งงานวิจัยนี้ได้ทำการศึกษาและรวบรวมมาพัฒนาเป็นหลักเกณฑ์ในการวิเคราะห์เพื่อช่วยให้ผู้ประกอบการ หรือผู้ที่สนใจสามารถนำไปประยุกต์ใช้ได้ ซึ่งจากการทดสอบทำให้มั่นใจได้ระดับหนึ่งว่าหลักเกณฑ์ที่พัฒนาขึ้นจะสามารถนำไปใช้ประโยชน์ได้ เช่น การนำไปใช้เพื่อสนับสนุนการตัดสินใจของผู้ประกอบการในการนำก๊าซธรรมชาติมาใช้ในอาคารพาณิชย์ หรือนำไปใช้เพื่อวิเคราะห์เปรียบเทียบกับข้อมูลของผู้จำหน่ายระบบหรือผู้แนะนำระบบ เป็นต้น

7.2 ปัญหาและอุปสรรคในการทำวิจัย

1. การรวบรวมข้อมูลเบื้องต้นของอาคารพาณิชย์ เป็นข้อมูลการใช้พลังงานภาพรวมซึ่งได้มีการรวบรวมไว้อยู่แล้วจากฐานข้อมูลของ พพ. อาจทำให้ขาดรายละเอียดในระบบการทำงานของเครื่องจักรที่ติดตั้งเดิมในอาคารพาณิชย์ เช่น ขนาดของเครื่องจักร ชั่วโมงการทำงานของเครื่องจักร ประสิทธิภาพของระบบ เป็นต้น หากสามารถรวบรวมข้อมูลดังกล่าวมาใช้ในการวิเคราะห์ได้จะทำให้ผลการวิเคราะห์มีความแม่นยำมากขึ้น หรือควรมีการตรวจวัดด้วยเครื่องมือ เพื่อให้ได้ค่าการใช้พลังงานที่แท้จริง

2. การประเมินเงินลงทุนของระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติในงานวิจัยนี้ได้พยายามรวบรวมข้อมูลจากผู้ผลิต และกรณีศึกษาที่มีการดำเนินการจริงเพื่อให้ได้ข้อมูลที่มีความใกล้เคียงความเป็นจริงมากที่สุด แต่อย่างไรก็ตามในการประเมินเงินลงทุนโครงการมีปัจจัยภายนอกหลายส่วนที่ไม่สามารถประมาณการได้โดยง่าย จึงอาจทำให้ข้อมูลที่นำเสนอมีความคลาดเคลื่อน และแตกต่างจากความเป็นจริงไปบ้าง แนะนำว่าผู้ทำการวิเคราะห์ หรือนำข้อมูลไปใช้ควรจะศึกษาเปรียบเทียบตามสภาพของผู้ใช้งานเอง

3. การวิเคราะห์ทางเทคนิคของหลักเกณฑ์ที่พัฒนาขึ้นนี้เป็นการคำนวณจากขนาดพิกัดของเครื่องจักร และประสิทธิภาพการทำงานที่ได้จากผู้ผลิต เพื่อประมาณค่าการออกแบบระบบที่รองรับกับความต้องการพลังงานของอาคารพาณิชย์ ซึ่งเมื่อมีการนำระบบเทคโนโลยีไปใช้จริง อาจจะมีความคลาดเคลื่อนไปจากค่าที่คำนวณได้

4. จากการทดสอบหลักเกณฑ์ด้วยข้อมูลอาคารตัวอย่าง เนื่องจากข้อมูลที่ได้รับการอนุเคราะห์มามีจำนวนจำกัด ทำให้ผลการวิเคราะห์ที่ได้ไม่สามารถสรุปได้อย่างชัดเจนว่ารูปแบบเทคโนโลยีใดที่เหมาะสมที่สุดกับอาคารแต่ละประเภท แต่จากข้อมูลที่ทำการทดสอบก็สามารถสรุปในเบื้องต้นได้ว่าอาคารประเภทใดมีศักยภาพในการนำระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติไปใช้

7.3 ข้อเสนอแนะในการทำวิจัยเพิ่มเติม

1. อาคารพาณิชย์ที่ทำการศึกษาส่วนใหญ่จะมีความต้องการพลังงานสอดคล้องกับระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมแบบเครื่องยนต์ก๊าซ เพราะมีประสิทธิภาพการใช้พลังงานที่ดีในระบบขนาดเล็กจนถึงขนาดกลาง แต่เมื่อขนาดระบบผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่ขึ้น ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมแบบกังหันก๊าซจะมีประสิทธิภาพ และผลตอบแทนที่ดีขึ้น แต่จากข้อมูลตัวอย่างที่นำมาวิเคราะห์ส่วนใหญ่เป็นอาคารขนาดเล็ก และขนาดกลาง จึงไม่มีการทดสอบระบบผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่ ซึ่งคาดว่าระบบกังหันก๊าซน่าจะเป็นทางเลือกหนึ่งที่เหมาะสำหรับอาคารพาณิชย์ขนาดใหญ่

2. ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมแบบกังหันก๊าซขนาดเล็กเป็นเทคโนโลยีที่มีราคาเครื่องจักรและค่าใช้จ่ายบำรุงรักษาระบบสูง เมื่อนำมาเปรียบเทียบกับระบบแบบเครื่องยนต์ก๊าซจึงมีผลตอบแทนการลงทุนต่ำกว่า แต่ถ้าในอนาคตสามารถพัฒนาให้มีต้นทุนการผลิตเครื่องจักร และค่าใช้จ่ายบำรุงรักษาระบบลดลงได้จนคุ้มค่าแก่การลงทุน ระบบเทคโนโลยีนี้ถือว่าเหมาะสำหรับติดตั้งในอาคารพาณิชย์เป็นอย่างยิ่ง เนื่องจากมีประสิทธิภาพการทำงานที่ดี เครื่องจักรมีขนาดเล็ก น้ำหนักเครื่องเบา และมีเสียงรบกวนขณะทำงานน้อย

3. การพัฒนาหลักเกณฑ์วิเคราะห์ในที่นี้ เป็นการออกแบบเพื่อรองรับกับความต้องการพลังงานภายในอาคารพาณิชย์เท่านั้น ทั้งนี้ในต่างประเทศได้มีการนำระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติมาใช้ในเชิงพาณิชย์ โดยการตั้งหน่วยงานกลางผลิตไฟฟ้าและน้ำเย็นขายให้แก่ลูกค้าในบริเวณโดยรอบ จากการศึกษาเบื้องต้นพบว่าในประเทศไทยมีโครงการลักษณะเดียวกัน คือ บริษัท ผลิตไฟฟ้าและน้ำเย็น จำกัด ที่ขายไฟฟ้าและน้ำเย็นให้แก่สนามบินสุวรรณภูมิและอาคารในบริเวณใกล้เคียง ดังนั้นแนวความคิดนี้สามารถนำไปศึกษาเพิ่มเติมถึงความเป็นไปได้ และความคุ้มค่าของการนำมาใช้สำหรับกลุ่มอาคารพาณิชย์ในเมืองได้ แต่มีข้อเสนอแนะว่าควรพิจารณาปัจจัยในเรื่องของ รูปแบบการเดินระบบ และค่าใช้จ่ายในการเดินระบบ เนื่องจากเมื่อมีกลุ่มลูกค้าที่มีความต้องการพลังงานหลากหลายรูปแบบ จะทำให้การเดินระบบให้รองรับกับความต้องการและคุ้มค่าแก่การลงทุนต้องอาศัยระบบการจัดการที่ดี

4. หลักเกณฑ์ที่พัฒนาขึ้นได้ใช้โปรแกรมคอมพิวเตอร์ช่วยในการคำนวณเบื้องต้น แต่อาจจะมีรูปแบบที่ยังไม่มีประสิทธิภาพในการนำไปใช้งาน จึงแนะนำสำหรับผู้ที่สนใจในหลักเกณฑ์ที่นำเสนอนี้นำไปพัฒนาด้วยระบบคอมพิวเตอร์ที่สามารถประมวลผลได้ง่ายและเชื่อมต่อกับผู้ใช้งานระบบได้สะดวกมากยิ่งขึ้น

5. งานวิจัยนี้ได้ศึกษาการนำก๊าซธรรมชาติมาใช้ในอาคารพาณิชย์ในเชิงเทคโนโลยี และเศรษฐศาสตร์ แต่ในการพิจารณานำก๊าซธรรมชาติมาใช้จำเป็นที่จะต้องทำการศึกษาผลกระทบในด้านอื่นประกอบด้วย เช่น ด้านสิ่งแวดล้อม ด้านกฎหมาย และด้านความปลอดภัย เป็นต้น

6. อาคารพาณิชย์ที่สนใจนำเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติมาใช้เพื่อให้ได้ประสิทธิภาพสูงสุด ในเบื้องต้นควรดำเนินการจัดการพลังงานภายในอาคารพาณิชย์เสียก่อน เพื่อลดการใช้พลังงาน และค่าใช้จ่ายบางส่วนที่เกินความจำเป็น เช่น ลดการเดินระบบสูญเปล่า ยกเลิกการใช้เครื่องจักรและอุปกรณ์เกินความจำเป็น เป็นต้น ซึ่งการดำเนินการดังกล่าวจะทำให้การเลือกใช้ระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติมีขนาดเล็กลงได้

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

รายการอ้างอิง

ภาษาไทย

การไฟฟ้านครหลวง. ข้อมูลการศึกษาลักษณะการใช้ไฟฟ้า [ออนไลน์]. ธันวาคม 2552. ฝ่ายเศรษฐกิจพลังงานไฟฟ้า. แหล่งที่มา : www.mea.or.th [2552, สิงหาคม 28].

การไฟฟ้านครหลวง. ทำอย่างไรให้ได้ประโยชน์จากอัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOU [ออนไลน์]. ฉบับปรับปรุงใหม่ (มกราคม 2545). กองการไฟฟ้า. แหล่งที่มา : www.mea.or.th [2552, สิงหาคม 28].

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. ค่าไฟฟ้าอัตโนมัติ (Ft) [ออนไลน์]. ตุลาคม 2548. ฝ่ายเศรษฐกิจพลังงาน. แหล่งที่มา : www2.egat.co.th/ft/, [2553, กันยายน 25].

กีรติ โภคะสุวรรณ. การดำเนินงานโครงการ CITY GAS ในเขตกรุงเทพฯและปริมณฑล [ออนไลน์]. ก๊าซไลน์ ปีที่ 20 ฉบับที่ 74 เดือนมกราคม-มีนาคม 2552 : หน้า 6. แหล่งที่มา : https://pttweb.pttplc.com/ [2552, มิถุนายน 11].

ฉลอง อุไรรัตน์. ศักยภาพการใช้ระบบผลิตกำลังและความร้อนร่วมที่ใช้ก๊าซธรรมชาติโรงแรมในเขตพัทยา. วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต. คณะพลังงานและวัสดุ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี, 2537.

เชฎฐ์ ทับทอง. ศักยภาพการใช้ระบบ Cogeneration ในนิคมอุตสาหกรรม. วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต. คณะพลังงานและวัสดุ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี, 2537.

พลังงาน, กระทรวง. ราคาเชื้อเพลิงวันนี้ [ออนไลน์]. สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน, 2552. แหล่งที่มา : www.eppo.go.th [2552, มิถุนายน 8].

พลังงาน, กระทรวง. ระบบพลังงานร่วม (Cogeneration) [เอกสารเผยแพร่]. หมวดที่ 9 ชุดการแสดงที่ 28, 2548 : หน้า 1-10. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน.

พลังงาน, กระทรวง. ระบบทำความเย็นแบบดูดซึม (Absorption Refrigeration) [เอกสารเผยแพร่]. หมวดที่ 10 ชุดการแสดงที่ 30, 2548 : หน้า 1-17. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน.

พลังงาน, กระทรวง. รายงานประจำปีสถานภาพการใช้และอนุรักษ์พลังงานในอาคารและโรงงานควบคุมปี 2546 [ออนไลน์]. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน, 2546. : หน้า 61-83. แหล่งที่มา : www.dede.go.th [2552, กรกฎาคม 22].

พลังงาน, กระทรวง. ฐานข้อมูลอนุรักษ์พลังงาน. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน. แหล่งที่มา : www.dede.go.th [2552, สิงหาคม 10].

พร้อมพันธ์ แสงแก้ว. การศึกษาการใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติในเตาหลอมทองแดง. วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต. คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2547

ปิติพล วังธิยอง. ศักยภาพการใช้ระบบผลิตพลังงานทำงานร่วมกับระบบทำความเย็นแบบดูดกลืนในโรงพยาบาลใหญ่. วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต. ภาควิชาเครื่องกล คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเชียงใหม่, 2547.

บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน). คุณสมบัติทั่วไปของก๊าซธรรมชาติ [ออนไลน์]. ศูนย์บริการลูกค้าก๊าซธรรมชาติ, 2549. แหล่งที่มา : https://pttweb.pttplc.com/ [2552, มิถุนายน 14].

สันติ ยุกตจรงค์. ระบบผลิตพลังงานร่วมในโรงงานอาหารกระป๋อง. วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต. คณะพลังงานและวัสดุ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี, 2533.

สันติภาพ ธรรมวิวัฒนุกูร. ศักยภาพการใช้ระบบ Cogeneration ในโรงพยาบาล. วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต. คณะพลังงานและวัสดุ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี, 2535.

สมมาส แก้วล้วน. ศักยภาพการนำระบบ Cogeneration และ Absorption Chiller มาใช้ในอาคารธุรกิจบางประเภท. วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต. สาขาวิชาเทคโนโลยีอุณหภาพ คณะพลังงานและวัสดุ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี, 2544.

สถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย. รายงานการศึกษาผลกระทบโครงข่ายท่อก๊าซธรรมชาติในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล (Bangkok City Gas). บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน), 2552 : หน้า 7-17.

สุรเมศวร์ พิริยะวัฒน์. บทที่ 6 เศรษฐศาสตร์วิศวกรรม (Engineering Economics) [ออนไลน์]. ภาควิชาวิศวกรรมโยธา คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยบูรพา. : หน้า 245-274. แหล่งที่มา : www.surames.com [2552, กันยายน 4]

สายชล สินสมบูรณ์ทอง. จำนวน 1,000 เล่ม. พิมพ์ครั้งที่ 1. สถิติวิศวกรรม. กรุงเทพฯ : จามจุรี โปรดักส์, 2547.

วันชัย ริจิรวนิช และ ชอุ่ม พลอยมีค่า. พิมพ์ครั้งที่ 5. เศรษฐศาสตร์วิศวกรรม. กรุงเทพฯ : จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2541.

ศิริจันทร์ ทองประเสริฐ และ จันทนา จันทโร. สถิติสำหรับงานวิศวกรรม. กรุงเทพฯ : โรงพิมพ์จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2540.

อุษา แพนพันธ์อ้วน. การเลือกระบบปรับอากาศที่เหมาะสมในเชิงการอนุรักษ์ และประหยัดพลังงาน สำหรับโรงงานอุตสาหกรรม. วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต. คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2543.

อรุณวรรณ ปัญญาภรณ์. โครงการติดตั้งระบบผลิพลังงานทำความเย็นร่วมกับไฟฟ้าด้วยก๊าซธรรมชาติสำหรับศูนย์การค้าฟิวเจอร์ พาร์ค รังสิต [ออนไลน์]. ก๊าซไลน์ ปีที่ 17 ฉบับที่ 63 เดือนเมษายน-มิถุนายน 2549 : หน้า 2. แหล่งที่มา : https://pttweb.pttplc.com/ [2553, กันยายน 3].

ภาษาอังกฤษ

Christien Dinca, Andrian Badea, Patrick Rousseaux and Tiberiu Apostol. A multi-criteria approach to evaluate the natural gas energy systems. Energy Policy 35 (2007) : 5754-5765.

Dusan Gvozdenac, Christoph Menke, Pumyos Vallikul, Jovan Petrovic and Branka Gvozdenac. Assessment of potential for natural gas-based cogeneration in Thailand. Energy 34 (2009) : 465-475.

DOE Midwest CHP Application Center. Cogeneration Analysis for Conant High School. Energy Resource Center, University of Illinois at Chicago. Available from : www.chpcentermw.org. [2009, September 12].

GE Jenbacher. Specifications of Gas Engines [Online]. Available from : www.gepower.com. [2010, January 10].

Ho-Young Kwak, Hyonuk Seo, Jinil Sung, Si-Doek Oh and Hoo-suk Oh. Economic optimization of a cogeneration system for apartment houses in Korea. Energy and Buildings 40 (2008) : 961-967.

Kawasaki. Specifications of Gas Turbines [Online]. Available from : www.kawasakigasturbines.com. [2010, January 10].

Costa and Balestieri. Comparative study of cogeneration systems in a chemical industry. Applied Thermal Engineering 21 (2001) : 523-533.

New Building Institute. Absorption Chiller [Online]. Advance Design Guideline. November (1998) : 86. Available from : www.newbuilding.org [2009, July 5].

Siemens. Specifications of Gas Turbines [Online]. Available from : www.siemens.com [2010, January 10].

The Centre for Renewable Energy Source and Saving (CRES) and the Zentrum füre retionelle Energieanwendung und Umwelt Gmbh (ZREU). Training Guide on Combined Heat & Power Systems [Online]. Available from : www.cres.gr. [2009, July 5].

Tri-state Generation and Transmission Association Inc. Cooling systems alternative [Online]. Available from : http://tristate.apogee.net/cool/cmnch.asp. [2009, August 3]

U.S. Environment Protection Agency Combined Heat and Power Partnership. Catalogue of CHP Technologies [Online]. Available from : www.epa.gov. [2009, July 5].

William Ryan, John Cuttica, Leslie Ferrar and Clifford Haefke. Cogeneration Analysis for Conant High School [Online]. Energy Resources Center, the University of Illinois at Chicago. Available from : www.chpcentermw.org. [2009, December 14].

Zhi-Gao Sun. Energy efficiency and economic feasibility analysis of cogeneration system driven by gas engine. Energy and Buildings 40 (2008) : 126-130.

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ภาคผนวก

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ภาคผนวก ก.

รายละเอียดการวิเคราะห์สมการถดถอย (Regression Analysis)

ของข้อมูลระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติ

การพัฒนาหลักเกณฑ์เลือกใช้เทคโนโลยีทีที่เหมาะสมต้องอาศัยข้อมูลทางเทคนิคและเศรษฐศาสตร์เพื่อใช้ในการวิเคราะห์ เนื่องจากข้อมูลมีจำนวนมากและมีความผันแปรเมื่อขนาดของระบบเปลี่ยนไป เช่น ประสิทธิภาพการทำงานของระบบ เงินลงทุนของระบบ เป็นต้น ดังนั้นจึงทำการรวบรวมข้อมูลจากผู้ผลิต และแหล่งข้อมูลที่เกี่ยวข้องเพื่อนำมาวิเคราะห์ความสัมพันธ์จัดให้อยู่ในรูปสมการถอถอย หรือสมการคณิตศาสตร์ที่สามารถนำไปใช้ในการวิเคราะห์และพัฒนาเป็นหลักเกณฑ์ต่อไป ซึ่งในที่นี้จะแสดงถึงการรวบรวมข้อมูลและวิเคราะห์ความสัมพันธ์ของตัวแปรด้วยสมการถดถอย (Regression Analysis) โดยปัจจัยที่จะทำการวิเคราะห์ในที่นี้ ได้แก่ อัตราการใช้พลังงานเพื่อผลิตไฟฟ้า อัตราการให้ความร้อนจากระบบผลิตไฟฟ้า อัตราการใช้ความร้อนเพื่อผลิตน้ำเย็น เงินลงทุนระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม เงินลงทุนระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม ซึ่งการวิเคราะห์จะใช้โปรแกรม MINITAB 14 ช่วยทำการทดสอบความสัมพันธ์สมการถดถอย รายละเอียดสามารถแสดงได้ดังต่อไปนี้

<u>หลักการวิเคราะห์สมการถดถอย</u>

การวิเคราะห์นี้เป็นหลักการเทคนิคทางสถิติที่ใช้ในการหาความสัมพันธ์ของตัวแปรเป็นสมการเส้นตรง หรือเส้นโค้ง ระหว่างตัวแปรตาม (Y) และตัวแปรอิสระ (X) หนึ่งตัว ซึ่งในการวิเคราะห์ทั่วไปจะทดสอบก่อนในเบื้องต้นว่ามีลักษณะความสัมพันธ์ในเชิงเส้นตรงหรือไม่ ถ้าผลการวิเคราะห์พบว่าตัวแปร X และตัวแปร Y ไม่สัมพันธ์กันในเชิงเส้นตรง อาจจะทำการพิจารณาทดสอบเป็นแบบ Exponential หรือแบบ Power หรือแบบ Hyperbolic ในที่นี้จะนำเสนอการทดสอบแบบสมการเชิงเส้นตรง โดยมีขั้นตอนในการวิเคราะห์ดังต่อไปนี้

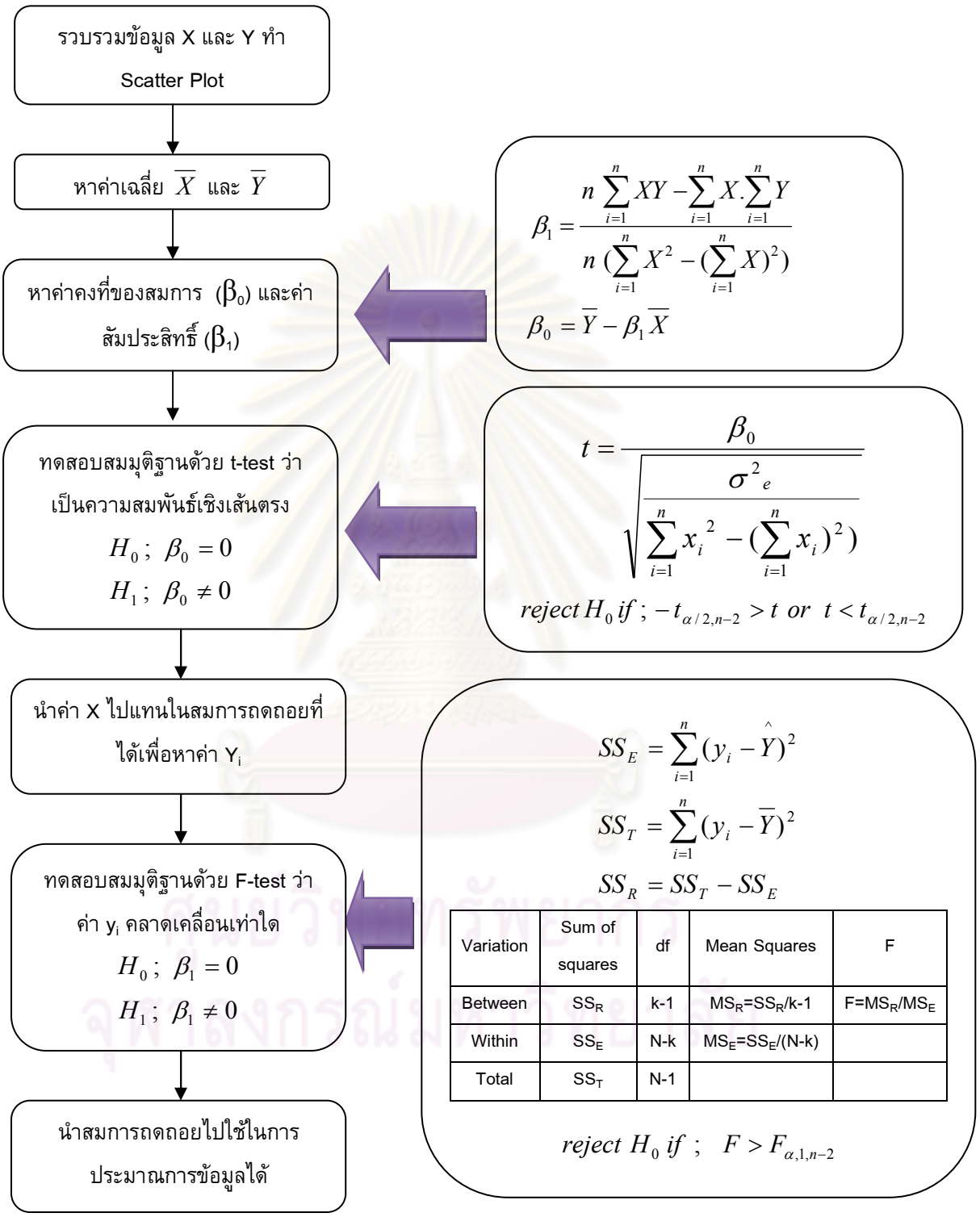
<u>สมการเส้นตรง</u>

$$y = \beta_0 + \beta_1 x$$

โดยที่ β_0 คือ ค่าคงที่เท่ากับจุดตัดแกน y เมื่อกำหนดให้ x=0

β_1 คือ ความชันของเส้นตรง

ขั้นตอนการวิเคราะห์สมการถดถอย



รูปที่ ก-1 ขั้นตอนการวิเคราะห์สมการถดถอย

จากขั้นตอนการคำนวณเป็นการวิเคราะห์ตามหลักการซึ่งในปัจจุบันได้มีการพัฒนาโปรแกรมคอมพิวเตอร์ MINITAB 14 เพื่อช่วยวิเคราะห์ในการดำเนินงานวิจัยนี้ ยกตัวอย่างผลการวิเคราะห์สมการถดถอยจากโปรแกรมดังกล่าว ดังแสดงต่อไปนี้

ผลการวิเคราะห์

```
Regression Analysis: Heat input rate versus Capacity

The regression equation is
Heat input rate = 0.290 + 0.0185 Capacity

Predictor       Coef     SE Coef        T        P
Constant      0.2901      0.1905     1.52    0.134
Capacity   0.0185439   0.0002266    81.85    0.000

S = 0.834248   R-Sq = 99.3%   R-Sq(adj) = 99.3%

Analysis of Variance

Source           DF       SS       MS        F        P
Regression        1   4662.4   4662.4  6699.17    0.000
Residual Error   47     32.7      0.7
Total            48   4695.1
```

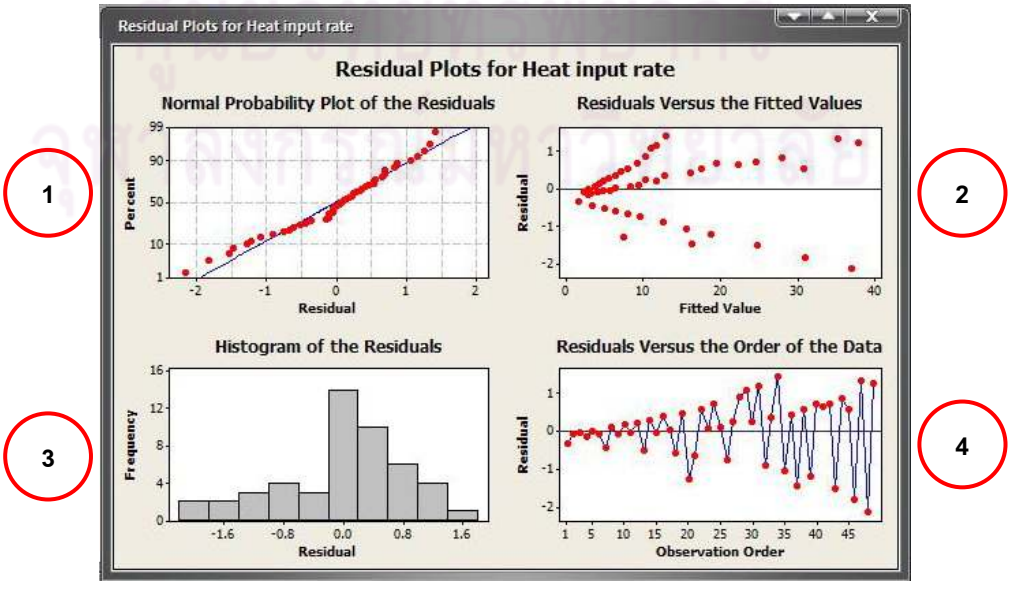
สามารถแสดงค่า β_0 และ β_1 เป็นสมการถดถอยเพื่อนำไปใช้ต่อไป

การทดสอบสมมุติฐานด้วย t-test ของ β_0 ถ้าค่า P-value ต่ำกว่าค่าระดับนัยสำสัญที่ 0.05 ที่ตั้งไว้ จะปฏิเสธ H_0 ถือว่ามีตัวแปรความสัมพันธ์เชิงเส้นตรง

สัมประสิทธิ์การพยากรณ์ (R^2) ดัชนีที่บอกตัวแปรอิสระสามารถอธิบายความผันแปรของตัวแปรตามได้ร้อยละเท่าใด ยิ่งสูงยิ่งดี

การทดสอบสมมุติฐานด้วย F-test ของ β_1 ถ้าค่า P-value ต่ำกว่าค่าระดับนัยสำสัญที่ 0.05 ที่ตั้งไว้ จะปฏิเสธ H_0 ถือว่ามีตัวแปรความสัมพันธ์เชิงเส้นตรง

การวิเคราะห์กราฟ



กราฟ Residual Plots ใช้ในการตรวจสอบสมมุติฐานทางสถิติ ซึ่งเป็นกราฟที่แสดงถึงข้อมูลที่เก็บรวบรวมมาวิเคราะห์มีคุณสมบัติตามหลักทางสถิติหรือไม่ โดยลักษณะกราฟที่ได้เป็นไปตามคำอธิบายดังต่อไปนี้ จะแสดงถึงข้อมูลมีการรวบรวมมาเป็นอย่างดี แต่ถ้าไม่อาจจะต้องพิจารณาเก็บข้อมูลเพิ่มเติม

1. Normality Probability Plot เพื่อตรวจดูลักษณะการกระจายที่ไม่เป็นแบบปกติ (non-normality) การที่จุดบนกราฟเรียงตัวกันเป็นลักษณะเส้นตรงแสดงว่าเศษเหลือ (residuals) มีการกระจายแบบปกติ

2. Histogram of the Residuals เพื่อตรวจดูจุดโด่งหลายๆจุด และลักษณะการกระจายที่ไม่เป็นแบบปกติ ฮิสโตแกรมควรจะมีรูปทรงสมมาตรและเป็นรูประฆังคว่ำ

3. Residuals Versus the Fitted Values เพื่อตรวจดูการกระจายตัวของค่าเศษเหลือในแต่ละย่านของข้อมูล ความสัมพันธ์ในเชิงเส้นโค้ง (higher-order terms) และลักษณะของกราฟควรมีการกระจายแบบสุ่มรอบค่า 0

4. Residuals versus order เพื่อตรวจดูว่าค่าเศษเหลือขึ้นอยู่กับเวลาที่เปลี่ยนไปในการเก็บข้อมูลหรือไม่ บนกราฟนี้ไม่ควรปรากฏลักษณะของแนวโน้มหรือรูปแบบใดๆอย่างชัดเจน

อัตราการใช้พลังงานเพื่อผลิตไฟฟ้า

ข้อมูลในส่วนนี้เป็นการแสดงถึงประสิทธิภาพการใช้พลังงานของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม ซึ่งจะแบ่งออกเป็นการศึกษา 3 ประเภท ได้แก่ ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซ กังหันก๊าซขนาดเล็ก และเครื่องยนต์ก๊าซ โดยข้อมูลที่ได้มาจากผู้ผลิตและจำหน่ายแต่ละราย เนื่องจากข้อมูลจำนวนมากที่มีความหลากหลายเมื่อนำมาวิเคราะห์ความสัมพันธ์ด้วยสมการเชิงเส้น โดยพิจารณาตัวแปรอิสระ คือ อัตราการใช้พลังงานเพื่อผลิตไฟฟ้า (MMBtu/kWh) มีค่าแปรผันตามขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าของระบบ (kW) โดยในการทดสอบด้วยโปรแกรมคอมพิวเตอร์ด้วยสมมุติฐานเป็นความสัมพันธ์เชิงเส้นตรง ที่ระดับความเชื่อมั่น 0.95 ซึ่งสามารถแสดงผลการวิเคราะห์ได้ดังนี้

ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมแบบกังหันก๊าซ

Regression Analysis: Heat rate versus Capacity

The regression equation is
Heat rate = 0.0145 - 0.000000 Capacity

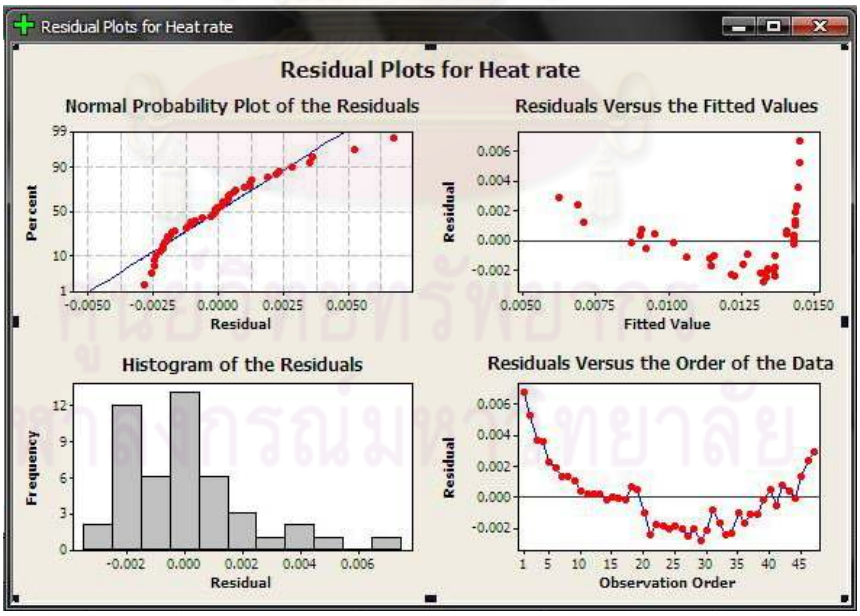
Predictor	Coef	SE Coef	T	P
Constant	0.0145418	0.0004094	35.52	0.000
Capacity	-0.00000018	0.00000002	-7.39	0.000

S = 0.00211242 R-Sq = 54.8% R-Sq(adj) = 53.8%

Analysis of Variance

Source	DF	SS	MS	F	P
Regression	1	0.00024378	0.00024378	54.63	0.000
Residual Error	45	0.00020081	0.00000446		
Total	46	0.00044459			

จากผลการวิเคราะห์ทดสอบว่าตัวแปรมีความสัมพันธ์กันในเชิงเส้นตรงหรือไม่ สังเกตจากค่า P-Value ของ t-test และ F-test พบว่ามีค่าต่ำกว่าระดับนัยสำคัญ 0.05 ถือว่าปฏิเสธสมมุติฐานนั่นคือ β_0 และ β_1 มีค่าไม่เท่ากับ 0 แต่เมื่อพิจารณาค่าความชันของสมการเส้นตรงพบว่ามีค่าเข้าใกล้ศูนย์มาก และเมื่อพิจารณาค่าสัมประสิทธิ์การพยากรณ์ (R^2) มีค่าเท่ากับ 54.8% ซึ่งแสดงถึงสมการถดถอยที่ได้สามารถใช้ในการอธิบายความสัมพันธ์ของตัวแปรได้เพียงร้อยละ 54.8 ทำให้สมการถดถอยนี้มีความน่าเชื่อถือน้อย



จากกราฟแสดงให้เห็นว่าข้อมูลเศษเหลือคือค่าที่ได้จากสมการถดถอยแล้วเปรียบเทียบกับค่าความเป็นจริง พบว่ามีการกระจายตัวแบบปกติ การกระจายตัวของเศษเหลือแบบสุ่มรอบค่า 0 ยังมีความผิดปกติ และเมื่อเวลาผ่านไปค่าเศษเหลือมีการเปลี่ยนแปลงในลักษณะที่ชัดเจนเกินไป โดยสรุปสมการเส้นตรงที่ได้นี้ยังไม่น่าเชื่อถือ จึงได้ทำการทดสอบเป็น

แบบสมการเส้นโค้งหลายแบบแต่พบว่าสมการแบบ Power ให้ค่าน่าเชื่อถือมากที่สุดพิจารณาจากค่า R^2 ในการวิเคราะห์ในที่นี้จะทำการนำค่า X และค่า Y มาใส่ log เพื่อพิจารณาให้อยู่ในรูปสมการเส้นตรงนำไปใช้โปรแกรมวิเคราะห์เช่นเดิมได้ รายละเอียดดังแสดงต่อไปนี้

<u>สมการ Power</u>

$$y = \beta_0 x^{\beta_1}$$

ใส่ค่า log ; $$\log y = \log \beta_0 + \beta_1 \log x$$

โดยที่ $\log \beta_0$ คือ ค่าคงที่เท่ากับจุดตัดแกน y เมื่อกำหนดให้ x=0

β_1 คือ ความชันของเส้นตรง

<u>ผลการวิเคราะห์</u>

Regression Analysis: Heat rate versus Capacity

The regression equation is
Heat rate = - 1.29 - 0.167 Capacity

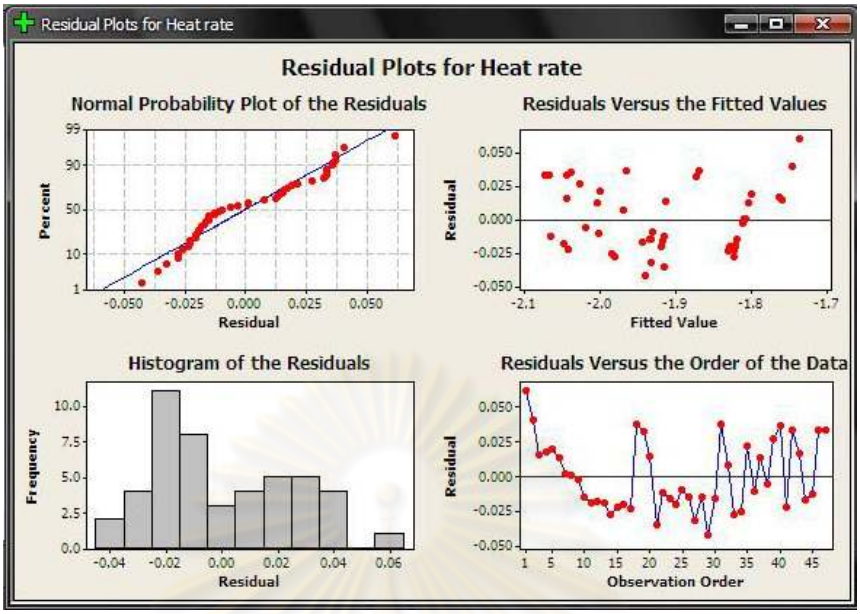
Predictor	Coef	SE Coef	T	P
Constant	-1.29225	0.02345	-55.11	0.000
Capacity	-0.167415	0.006239	-26.83	0.000

S = 0.0252517 R-Sq = 94.1% R-Sq(adj) = 94.0%

Analysis of Variance

Source	DF	SS	MS	F	P
Regression	1	0.45917	0.45917	720.11	0.000
Residual Error	45	0.02869	0.00064		
Total	46	0.48787			

จากการวิเคราะห์โดยการนำค่า log X และ log Y มาทดสอบความสัมพันธ์ในรูปสมการเส้นตรงอีกครั้งสังเกตว่าจากค่า P-Value ของ t-test และ F-test พบว่ามีค่าต่ำกว่าระดับนัยสำคัญ 0.05 ถือว่าปฏิเสธสมมุติฐานนั่นคือ β_0 และ β_1 มีค่าไม่เท่ากับ 0 และเมื่อพิจารณาค่าสัมประสิทธิ์การพยากรณ์ (R^2) มีค่าสูงขึ้นเป็น 94.1% ซึ่งแสดงถึงสมการถดถอยที่ได้สามารถใช้ในการอธิบายความสัมพันธ์ของตัวแปรได้ร้อยละ 94.1 ทำให้สมการถดถอยนี้มีความน่าเชื่อถือมากขึ้น โดยการนำสัมประสิทธิ์และค่าคงที่ของสมการถดถอยที่ได้นี้ไปแปลงให้อยู่ในรูปของความสัมพันธ์ที่แท้จริงด้วยการถอด log จึงได้เป็นเป็นสมการ $y = 0.051x^{-0.167}$



จากกราฟแสดงให้เห็นว่าข้อมูลเศษเหลือมีการกระจายตัวของเศษเหลือแบบสุ่มรอบค่า 0 ดีขึ้น และเมื่อเวลาผ่านไปค่าเศษเหลือมีการเปลี่ยนแปลงในลักษณะที่การกระจายเป็นแบบไม่แน่นอน โดยสรุปสมการเส้นตรงที่ได้นี้มีความน่าเชื่อถือเพิ่มมากขึ้นเมื่อทดสอบในรูปแบบสมการ Power แล้ว

<u>ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมแบบกังหันก๊าซขนาดเล็ก</u>

Regression Analysis: Heat rate versus Capacity

The regression equation is
Heat rate = 0.0141 - 0.000007 Capacity

Predictor	Coef	SE Coef	T	P
Constant	0.0141292	0.0005442	25.96	0.001
Capacity	-0.00000726	0.00000293	-2.48	0.131

S = 0.000732667 R-Sq = 75.5% R-Sq(adj) = 63.2%

Analysis of Variance

Source	DF	SS	MS	F	P
Regression	1	3.30344E-06	3.30344E-06	6.15	0.131
Residual Error	2	1.07360E-06	5.36800E-07		
Total	3	4.37704E-06			

จากผลการวิเคราะห์ทดสอบว่าตัวแปรมีความสัมพันธ์กันในเชิงเส้นตรงหรือไม่ สังเกตจากการทดสอบด้วย t-test กับค่า β_1 พบว่าค่า P-Value มีค่าสูงกว่าระดับนัยสำคัญ 0.05 ถือว่ายอมรับสมมุติฐานนั่นคือ β_1 เท่ากับ 0 แสดงถึงตัวแปรไม่มีความสัมพันธ์ในเชิงเส้นตรง ซึ่งค่าความชันของสมการเส้นตรงพบว่ามีค่าเข้าใกล้ศูนย์มาก และค่าสัมประสิทธิ์การพยากรณ์ (R^2) เท่ากับ 75.5% เนื่องจากจำนวนข้อมูลมีจำนวนน้อยจึงไม่สามารถแสดงแสดงผลการวิเคราะห์ได้ดีเท่าที่ควร แต่เมื่อได้ทำการทดสอบด้วยสมการเส้นโค้งแบบ Power ได้ผลดังนี้

Regression Analysis: Heat rate versus Capacity

The regression equation is
Heat rate = - 1.71 - 0.0882 Capacity

Predictor	Coef	SE Coef	T	P
Constant	-1.70955	0.02631	-64.98	0.000
Capacity	-0.08824	0.01313	-6.72	0.021

S = 0.0100769 R-Sq = 95.8% R-Sq(adj) = 93.6%

Analysis of Variance

Source	DF	SS	MS	F	P
Regression	1	0.0045857	0.0045857	45.16	0.021
Residual Error	2	0.0002031	0.0001015		
Total	3	0.0047888			

จากการวิเคราะห์โดยการนำค่า log X และ log Y มาทดสอบความสัมพันธ์ในรูปสมการเส้นตรงอีกครั้งสังเกตว่าจากค่า P-Value ของการทดสอบด้วย t-test กับค่า β_1 มีค่าลดลงต่ำกว่าระดับนัยสำคัญ 0.05 ถือว่าปฏิเสธสมมุติฐานนั่นคือ β_1 ไม่เท่ากับ 0 แสดงถึงตัวแปรไม่มีความสัมพันธ์ตามสมมุติฐาน และเมื่อพิจารณาค่าสัมประสิทธิ์การพยากรณ์ (R^2) มีค่าสูงขึ้นเป็น 95.8% ซึ่งแสดงถึงสมการถดถอยที่ได้สามารถใช้ในการอธิบายความสัมพันธ์ของตัวแปรได้ร้อยละ 95.8 ทำให้สมการถดถอยนี้มีความน่าเชื่อถือมากขึ้น โดยการนำสัมประสิทธิ์และค่าคงที่ของสมการถดถอยที่ได้นี้ไปแปลงให้อยู่ในรูปของความสัมพันธ์ที่แท้จริงด้วยการถอด log จึงได้เป็นเป็นสมการ $y = 0.019x^{-0.088}$

<u>ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมแบบเครื่องยนต์ก๊าซ</u>

Regression Analysis: Heat rate versus Capacity

The regression equation is
Heat rate = 0.00864 - 0.000000 Capacity

Predictor	Coef	SE Coef	T	P
Constant	0.0086402	0.0001575	54.85	0.000
Capacity	-0.00000013	0.00000003	-4.49	0.000

S = 0.000553195 R-Sq = 49.0% R-Sq(adj) = 46.5%

Analysis of Variance

Source	DF	SS	MS	F	P
Regression	1	6.16446E-06	6.16446E-06	20.14	0.000
Residual Error	21	6.42652E-06	3.06025E-07		
Total	22	1.25910E-05			

จากผลการวิเคราะห์ทดสอบว่าตัวแปรมีความสัมพันธ์กันในเชิงเส้นตรงหรือไม่เช่นเดียวกับที่แสดงในระบบกังหันก๊าซ คือมีค่าความชันของสมการเส้นตรงเข้าใกล้ศูนย์มากและค่าสัมประสิทธิ์การพยากรณ์ (R^2) มีค่าต่ำ ซึ่งมีค่าเท่ากับ 49.0% ทำให้สมการถดถอยนี้มีความน่าเชื่อถือน้อย จึงทำการทดสอบด้วยสมการแบบ Power ทำให้ได้ผลการวิเคราะห์แสดงได้ดังต่อไปนี้

Regression Analysis: Heat rate versus Capacity

The regression equation is
Heat rate = - 1.90 - 0.0594 Capacity

Predictor	Coef	SE Coef	T	P
Constant	-1.89679	0.01643	-115.42	0.000
Capacity	-0.059448	0.004971	-11.96	0.000

S = 0.0142380 R-Sq = 87.2% R-Sq(adj) = 86.6%

Analysis of Variance

Source	DF	SS	MS	F	P
Regression	1	0.028991	0.028991	143.01	0.000
Residual Error	21	0.004257	0.000203		
Total	22	0.033248			

จากการวิเคราะห์โดยการนำค่า log X และ log Y มาทดสอบความสัมพันธ์ในรูปสมการเส้นตรงอีกครั้งสังเกตว่าจากค่า P-Value ของ t-test และ F-test พบว่ามีค่าต่ำกว่าระดับนัยสำคัญ 0.05 ถือว่าปฏิเสธสมมุติฐานนั่นคือ β_0 และ β_1 มีค่าไม่เท่ากับ 0 และเมื่อพิจารณาค่าสัมประสิทธิ์การพยากรณ์ (R^2) มีค่าสูงขึ้นเป็น 94.1% ซึ่งแสดงถึงสมการถดถอยที่ได้สามารถใช้ในการอธิบายความสัมพันธ์ของตัวแปรได้ร้อยละ 87.2 ทำให้สมการถดถอยนี้มีความน่าเชื่อถือมากขึ้น โดยการนำสัมประสิทธิ์และค่าคงที่ของสมการถดถอยที่ได้นี้ไปแปลงให้อยู่ในรูปของความสัมพันธ์ที่แท้จริงด้วยการถอด log จึงได้เป็นเป็นสมการ $y = 0.0127x^{-0.167}$

อัตราการให้ความร้อนทิ้งจากระบบผลิตไฟฟ้า

ข้อมูลในส่วนนี้เป็นการแสดงถึงพลังงานความร้อนทิ้งที่สามารถนำไปใช้ประโยชน์ได้ของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม ซึ่งจะแบ่งออกเป็นการศึกษา 3 ประเภท ได้แก่ ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซ กังหันก๊าซขนาดเล็ก และเครื่องยนต์ก๊าซ โดยข้อมูลที่ได้มาจากผู้ผลิตและจำหน่ายแต่ละราย เนื่องจากข้อมูลจำนวนมากที่มีความหลากหลายเมื่อนำมาวิเคราะห์ความสัมพันธ์ด้วยสมการเชิงเส้น โดยพิจารณาตัวแปรอิสระ คือ อัตราการให้ความร้อน (MMBtu/hr) มีค่าแปรผันตามขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าของระบบ (kW) โดยในการทดสอบด้วยโปรแกรมคอมพิวเตอร์ด้วยสมมุติฐานเป็นความสัมพันธ์เชิงเส้นตรง ที่ระดับความเชื่อมั่น 0.95 ซึ่งสามารถแสดงผลการวิเคราะห์ได้ดังนี้

ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมแบบกังหันก๊าซ

Regression Analysis: Heat recovery rate versus Capacity

The regression equation is
Heat recovery rate = 8.48 + 0.00313 Capacity

Predictor	Coef	SE Coef	T	P
Constant	8.477	1.996	4.25	0.001
Capacity	0.0031303	0.0001316	23.79	0.000

S = 6.19204 R-Sq = 97.9% R-Sq(adj) = 97.8%

Analysis of Variance

Source	DF	SS	MS	F	P
Regression	1	21701	21701	565.99	0.000
Residual Error	12	460	38		
Total	13	22161			

จากผลการวิเคราะห์ทดสอบว่าตัวแปรมีความสัมพันธ์กันในเชิงเส้นตรงหรือไม่ สังเกตจากค่า P-Value ของ t-test และ F-test พบว่ามีค่าต่ำกว่าระดับนัยสำคัญ 0.05 ถือว่าปฏิเสธสมมุติฐานนั่นคือ β_0 และ β_1 มีค่าไม่เท่ากับ 0 และเมื่อพิจารณาค่าสัมประสิทธิ์การพยากรณ์ (R^2) มีค่าเท่ากับ 97.9% ซึ่งแสดงถึงสมการถดถอยที่ได้สามารถใช้ในการอธิบายความสัมพันธ์ของตัวแปรได้ร้อยละ 97.9 ทำให้สมการถดถอยนี้มีความน่าเชื่อถือระดับหนึ่ง โดยสรุปได้เป็นสมการถดถอยเพื่อไปใช้ในการวิเคราะห์ คือ $y = 0.0313x + 8.48$

ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมแบบกังหันก๊าซขนาดเล็ก

Regression Analysis: Heat recovery rate versus Capacity

The regression equation is
Heat recovery rate = 0.0076 + 0.00563 Capacity

Predictor	Coef	SE Coef	T	P
Constant	0.00764	0.02930	0.26	0.819
Capacity	0.0056335	0.0001576	35.75	0.001

S = 0.0394476 R-Sq = 99.8% R-Sq(adj) = 99.8%

Analysis of Variance

Source	DF	SS	MS	F	P
Regression	1	1.9891	1.9891	1278.26	0.001
Residual Error	2	0.0031	0.0016		
Total	3	1.9922			

จากผลการวิเคราะห์ทดสอบว่าตัวแปรมีความสัมพันธ์กันในเชิงเส้นตรงหรือไม่ สังเกตจากการทดสอบด้วย t-test กับค่า β_0 พบว่าค่า P-Value มีค่าสูงกว่าระดับนัยสำคัญ 0.05 ถือว่ายอมรับสมมุติฐานนั่นคือ β_0 เท่ากับ 0 แสดงถึงสมการเส้นตรงที่ได้นี้ลากผ่านใกล้จุดกำเนิด (X=0, Y=0) และค่าสัมประสิทธิ์การพยากรณ์ (R^2) เท่ากับ 99.8% ในกรณีนี้เนื่องจากจำนวนข้อมูลมีจำนวนน้อยจึงไม่สามารถแสดงผลการวิเคราะห์ได้ดีเท่าที่ควร แต่ในเบื้องต้นค่า

R^2 มีค่าสูง จึงเชื่อมั่นระดับหนึ่งว่าเป็นความสัมพันธ์ในเชิงเส้นตรง แต่อาจจะต้องรวบรวมข้อมูลเพิ่มเติมเพื่อให้ได้มาซึ่งสมการที่ความชัดเจนมากขึ้น โดยสรุปได้เป็นสมการถดถอยเพื่อไปใช้ในการวิเคราะห์ คือ $y = 0.0556x + 0.0076$

<u>ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมแบบเครื่องยนต์ก๊าซ</u>

Regression Analysis: Heat recovery rate versus Capacity

The regression equation is
Heat recovery rate = 0.596 + 0.00310 Capacity

Predictor	Coef	SE Coef	T	P
Constant	0.5961	0.1815	3.28	0.006
Capacity	0.00309588	0.00009060	34.17	0.000

S = 0.454869 R-Sq = 98.9% R-Sq(adj) = 98.8%

Analysis of Variance

Source	DF	SS	MS	F	P
Regression	1	241.61	241.61	1167.74	0.000
Residual Error	13	2.69	0.21		
Total	14	244.30			

จากผลการวิเคราะห์ทดสอบว่าตัวแปรมีความสัมพันธ์กันในเชิงเส้นตรงหรือไม่ สังเกตจากการทดสอบด้วย t-test กับค่า β_0 พบว่าค่า P-Value มีค่าสูงกว่าระดับนัยสำคัญ 0.05 เล็กน้อย ถือว่ายอมรับสมมุติฐานนั่นคือ β_0 เท่ากับ 0 แสดงถึงสมการเส้นตรงที่ได้นี้ลากผ่านใกล้จุดกำเนิด (X=0, Y=0) และค่าสัมประสิทธิ์การพยากรณ์ (R^2) เท่ากับ 98.9% ซึ่งแสดงถึงสมการถดถอยที่ได้สามารถใช้ในการอธิบายความสัมพันธ์ของตัวแปรได้ร้อยละ 97.9 ทำให้สมการถดถอยนี้มีความน่าเชื่อถือระดับหนึ่ง โดยสรุปได้เป็นสมการถดถอยเพื่อไปใช้ในการวิเคราะห์ คือ $y = 0.0031x + 0.596$

อัตราการใช้ความร้อนเพื่อผลิตน้ำเย็น

ข้อมูลในส่วนนี้เป็นการแสดงถึงการนำความร้อนทิ้งที่ได้จากระบบผลิตไฟฟ้ามาใช้ในระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม ที่สามารถนำไปใช้ประโยชน์ได้ของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม ซึ่งจะแบ่งออกเป็นการศึกษา 2 ประเภท ได้แก่ ระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึมชนิดชั้นเดียว และระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึมชนิดสองชั้น โดยข้อมูลที่ได้มาจากผู้ผลิตและจำหน่ายแต่ละราย เนื่องจากข้อมูลจำนวนมากที่มีความหลากหลายเมื่อนำมาวิเคราะห์ความสัมพันธ์ด้วยสมการเชิงเส้น โดยพิจารณาตัวแปรอิสระ คือ อัตราความต้องการพลังงานความร้อน (MMBtu/hr) มีค่าแปรผันตามขนาดทำความเย็นของระบบ (TonR) โดยในการทดสอบด้วยโปรแกรมคอมพิวเตอร์ด้วยสมมุติฐานเป็นความสัมพันธ์เชิงเส้นตรง ที่ระดับความเชื่อมั่น 0.95 ซึ่งสามารถแสดงผลการวิเคราะห์ได้ดังนี้

ระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึมชนิดชั้นเดียว

Regression Analysis: Cooling heat rate versus Capacity

The regression equation is
Cooling heat rate = 0.290 + 0.0185 Capacity

Predictor	Coef	SE Coef	T	P
Constant	0.2901	0.1905	1.52	0.134
Capacity	0.0185439	0.0002266	81.85	0.000

S = 0.834248 R-Sq = 99.3% R-Sq(adj) = 99.3%

Analysis of Variance

Source	DF	SS	MS	F	P
Regression	1	4662.4	4662.4	6699.17	0.000
Residual Error	47	32.7	0.7		
Total	48	4695.1			

จากผลการวิเคราะห์ทดสอบว่าตัวแปรมีความสัมพันธ์กันในเชิงเส้นตรงหรือไม่ สังเกตจากการทดสอบด้วย t-test กับค่า β_0 พบว่าค่า P-Value มีค่าสูงกว่าระดับนัยสำคัญ 0.05 ถือว่ายอมรับสมมุติฐานนั่นคือ β_0 เท่ากับ 0 แสดงถึงสมการเส้นตรงที่ได้นี้ลากผ่านใกล้จุดกำเนิด (X=0, Y=0) และค่าสัมประสิทธิ์การพยากรณ์ (R^2) เท่ากับ 99.3% ซึ่งแสดงถึงสมการถดถอยที่ได้สามารถใช้ในการอธิบายความสัมพันธ์ของตัวแปรได้ร้อยละ 99.3 ทำให้สมการถดถอยนี้มีความน่าเชื่อถือระดับหนึ่ง โดยสรุปได้เป็นสมการถดถอยเพื่อไปใช้ในการวิเคราะห์ คือ $y = 0.0185x + 0.290$

ระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึมชนิดสองชั้น

Regression Analysis: Cooling heat rate versus Capacity

The regression equation is
Cooling heat rate = 0.248 + 0.00992 Capacity

Predictor	Coef	SE Coef	T	P
Constant	0.24753	0.06028	4.11	0.000
Capacity	0.00991558	0.00006646	149.19	0.000

S = 0.277859 R-Sq = 99.8% R-Sq(adj) = 99.8%

Analysis of Variance

Source	DF	SS	MS	F	P
Regression	1	1718.5	1718.5	22258.83	0.000
Residual Error	45	3.5	0.1		
Total	46	1722.0			

จากผลการวิเคราะห์ทดสอบว่าตัวแปรมีความสัมพันธ์กันในเชิงเส้นตรงหรือไม่ สังเกตจากค่า P-Value ของ t-test และ F-test พบว่ามีค่าต่ำกว่าระดับนัยสำคัญ 0.05 ถือว่าปฏิเสธสมมุติฐานนั่นคือ β_0 และ β_1 มีค่าไม่เท่ากับ 0 และเมื่อพิจารณาค่าสัมประสิทธิ์การพยากรณ์ (R^2) มีค่าเท่ากับ 99.8% ซึ่งแสดงถึงสมการถดถอยที่ได้สามารถใช้ในการอธิบาย

ความสัมพันธ์ของตัวแปรได้ร้อยละ 99.8 ทำให้สมการถดถอยนี้มีความน่าเชื่อถือระดับหนึ่ง โดยสรุปได้เป็นสมการถดถอยเพื่อไปใช้ในการวิเคราะห์ คือ $y = 0.0099x + 0.248$

เงินลงทุนของระบบ

ข้อมูลในส่วนนี้เป็นการแสดงถึงเงินลงทุนติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม และระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม ซึ่งจะแสดงการวิเคราะห์ข้อมูลตามแต่ละประเภทเทคโนโลยี โดยข้อมูลที่ได้มาจากโครงการดำเนินการจริง และจากหน่วยงานที่มีการประเมินเงินลงทุนไว้ เนื่องจากข้อมูลมีความหลากหลายเมื่อนำมาวิเคราะห์ความสัมพันธ์ด้วยสมการเชิงเส้น โดยพิจารณาตัวแปรอิสระ คือ เงินลงทุนของระบบ (เหรียญสหรัฐ) มีค่าแปรผันตามขนาดของระบบ (kW หรือ TonR) โดยในการทดสอบด้วยโปรแกรมคอมพิวเตอร์ด้วยสมมุติฐานเป็นความสัมพันธ์เชิงเส้นตรง ที่ระดับความเชื่อมั่น 0.95 ซึ่งสามารถแสดงผลการวิเคราะห์ได้ดังนี้

<u>ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมแบบกังหันก๊าซ</u>

Regression Analysis: Capital Investment versus Capacity

The regression equation is
Capital Investment = 1655732 + 764 Capacity

Predictor	Coef	SE Coef	T	P
Constant	1655732	592017	2.80	0.043
Capacity	764.15	24.83	30.78	0.000

S = 880619 R-Sq = 99.7% R-Sq(adj) = 99.6%

Analysis of Variance

Source	DF	SS	MS	F	P
Regression	1	7.34485E+14	7.34485E+14	947.12	0.000
Residual Error	3	2.32647E+12	7.75490E+11		
Total	4	7.36812E+14			

จากผลการวิเคราะห์ทดสอบว่าตัวแปรมีความสัมพันธ์กันในเชิงเส้นตรงหรือไม่ สังเกตจากค่า P-Value ของ t-test และ F-test พบว่ามีค่าต่ำกว่าระดับนัยสำคัญ 0.05 ถือว่าปฏิเสธสมมุติฐานนั่นคือ β_0 และ β_1 มีค่าไม่เท่ากับ 0 และเมื่อพิจารณาค่าสัมประสิทธิ์การพยากรณ์ (R^2) มีค่าเท่ากับ 99.7% ซึ่งแสดงถึงสมการถดถอยที่ได้สามารถใช้ในการอธิบายความสัมพันธ์ของตัวแปรได้ร้อยละ 99.7 ทำให้สมการถดถอยนี้มีความน่าเชื่อถือระดับหนึ่ง แต่เนื่องจากข้อมูลมีจำนวนน้อย อาจจะต้องมีการรวบรวมข้อมูลเพิ่มเติมเพื่อการวิเคราะห์ความสัมพันธ์ที่ชัดเจนมากขึ้น โดยสรุปได้เป็นสมการถดถอยเพื่อไปใช้ในการวิเคราะห์ คือ $y = 764x + 1{,}655{,}732$

ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมแบบกังหันก๊าซขนาดเล็ก

Regression Analysis: Capital Investment versus Capacity

The regression equation is
Capital Investment = 43938 + 1212 Capacity

Predictor	Coef	SE Coef	T	P
Constant	43938	8822	4.98	0.038
Capacity	1211.69	47.45	25.54	0.002

S = 11877.9 R-Sq = 99.7% R-Sq(adj) = 99.5%

Analysis of Variance

Source	DF	SS	MS	F	P
Regression	1	92018439761	92018439761	652.22	0.002
Residual Error	2	282171139	141085570		
Total	3	92300610900			

จากผลการวิเคราะห์ทดสอบว่าตัวแปรมีความสัมพันธ์กันในเชิงเส้นตรงหรือไม่ สังเกตจากค่า P-Value ของ t-test และ F-test พบว่ามีค่าต่ำกว่าระดับนัยสำคัญ 0.05 ถือว่าปฏิเสธสมมุติฐานนั่นคือ β_0 และ β_1 มีค่าไม่เท่ากับ 0 และเมื่อพิจารณาค่าสัมประสิทธิ์การพยากรณ์ (R^2) มีค่าเท่ากับ 99.7% ซึ่งแสดงถึงสมการถดถอยที่ได้สามารถใช้ในการอธิบายความสัมพันธ์ของตัวแปรได้ร้อยละ 99.7 ทำให้สมการถดถอยนี้มีความน่าเชื่อถือระดับหนึ่ง แต่เนื่องจากข้อมูลมีจำนวนน้อย อาจจะต้องมีการรวบรวมข้อมูลเพิ่มเติมเพื่อการวิเคราะห์ความสัมพันธ์ที่ชัดเจนมากขึ้น โดยสรุปได้เป็นสมการถดถอยเพื่อไปใช้ในการวิเคราะห์ คือ $y = 1{,}212x + 43{,}938$

ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมแบบเครื่องยนต์ก๊าซ

Regression Analysis: Capital Investment versus Capacity

The regression equation is
Capital Investment = 73626 + 901 Capacity

Predictor	Coef	SE Coef	T	P
Constant	73626	11081	6.64	0.007
Capacity	901.203	4.204	214.38	0.000

S = 17741.7 R-Sq = 99.6% R-Sq(adj) = 99.6%

Analysis of Variance

Source	DF	SS	MS	F	P
Regression	1	1.44663E+13	1.44663E+13	45958.67	0.000
Residual Error	3	944304294	314768098		
Total	4	1.44673E+13			

จากผลการวิเคราะห์ทดสอบว่าตัวแปรมีความสัมพันธ์กันในเชิงเส้นตรงหรือไม่ สังเกตจากค่า P-Value ของ t-test และ F-test พบว่ามีค่าต่ำกว่าระดับนัยสำคัญ 0.05 ถือว่าปฏิเสธสมมุติฐานนั่นคือ β_0 และ β_1 มีค่าไม่เท่ากับ 0 และเมื่อพิจารณาค่าสัมประสิทธิ์การพยากรณ์ (R^2) มีค่าเท่ากับ 99.6% ซึ่งแสดงถึงสมการถดถอยที่ได้สามารถใช้ในการอธิบาย

ความสัมพันธ์ของตัวแปรได้ร้อยละ 99.6 ทำให้สมการถดถอยนี้มีความน่าเชื่อถือระดับหนึ่ง แต่เนื่องจากข้อมูลมีจำนวนน้อย อาจจะต้องมีการรวบรวมข้อมูลเพิ่มเติมเพื่อการวิเคราะห์ความสัมพันธ์ที่ชัดเจนมากขึ้น โดยสรุปได้เป็นสมการถดถอยเพื่อไปใช้ในการวิเคราะห์ คือ $y = 901x + 73{,}626$

<u>ระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึมชนิดชั้นเดียว</u>

Regression Analysis: Capital Investment versus Capacity

The regression equation is
Capital Investment = 51777 + 355 Capacity

Predictor	Coef	SE Coef	T	P
Constant	51777	21955	2.36	0.036
Capacity	355.40	35.01	10.15	0.000

S = 33829.4 R-Sq = 89.6% R-Sq(adj) = 88.7%

Analysis of Variance

Source	DF	SS	MS	F	P
Regression	1	1.17919E+11	1.17919E+11	103.04	0.000
Residual Error	12	13733135685	1144427974		
Total	13	1.31652E+11			

จากผลการวิเคราะห์ทดสอบว่าตัวแปรมีความสัมพันธ์กันในเชิงเส้นตรงหรือไม่ สังเกตจากค่า P-Value ของ t-test และ F-test พบว่ามีค่าต่ำกว่าระดับนัยสำคัญ 0.05 ถือว่าปฏิเสธสมมุติฐานนั่นคือ β_0 และ β_1 มีค่าไม่เท่ากับ 0 และเมื่อพิจารณาค่าสัมประสิทธิ์การพยากรณ์ (R^2) มีค่าเท่ากับ 89.6% ซึ่งแสดงถึงสมการถดถอยที่ได้สามารถใช้ในการอธิบายความสัมพันธ์ของตัวแปรได้ร้อยละ 89.6 ทำให้สมการถดถอยนี้มีความน่าเชื่อถือระดับหนึ่ง แต่เนื่องจากข้อมูลมีจำนวนน้อย อาจจะต้องมีการรวบรวมข้อมูลเพิ่มเติมเพื่อการวิเคราะห์ความสัมพันธ์ที่ชัดเจนมากขึ้น โดยสรุปได้เป็นสมการถดถอยเพื่อไปใช้ในการวิเคราะห์ คือ $y = 355x + 51{,}777$

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึมชนิดสองชั้น

Regression Analysis: Capital Investment versus Capacity

The regression equation is
Capital Investment = 88787 + 404 Capacity

Predictor	Coef	SE Coef	T	P
Constant	88787	10051	8.83	0.000
Capacity	404.12	17.07	23.67	0.000

S = 14645.2 R-Sq = 98.1% R-Sq(adj) = 97.9%

Analysis of Variance

Source	DF	SS	MS	F	P
Regression	1	1.20161E+11	1.20161E+11	560.24	0.000
Residual Error	11	2359303669	214482152		
Total	12	1.22520E+11			

จากผลการวิเคราะห์ทดสอบว่าตัวแปรมีความสัมพันธ์กันในเชิงเส้นตรงหรือไม่ สังเกตจากค่า P-Value ของ t-test และ F-test พบว่ามีค่าต่ำกว่าระดับนัยสำคัญ 0.05 ถือว่าปฏิเสธสมมุติฐานนั่นคือ β_0 และ β_1 มีค่าไม่เท่ากับ 0 และเมื่อพิจารณาค่าสัมประสิทธิ์การพยากรณ์ (R^2) มีค่าเท่ากับ 98.1% ซึ่งแสดงถึงสมการถดถอยที่ได้สามารถใช้ในการอธิบายความสัมพันธ์ของตัวแปรได้ร้อยละ 98.1 ทำให้สมการถดถอยนี้มีความน่าเชื่อถือระดับหนึ่ง แต่เนื่องจากข้อมูลมีจำนวนน้อย อาจจะต้องมีการรวบรวมข้อมูลเพิ่มเติมเพื่อการวิเคราะห์ความสัมพันธ์ที่ชัดเจนมากขึ้น โดยสรุปได้เป็นสมการถดถอยเพื่อไปใช้ในการวิเคราะห์ คือ $y = 404x + 88{,}787$

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ภาคผนวก ข.

รายละเอียดการลงทุนระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม

จากการศึกษาข้อมูลการลงทุนของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (CHP) ถือว่าเป็นส่วนที่ต้องใช้มูลค่าเงินลงทุนสูงที่สุดในระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติ ซึ่งพบแหล่งข้อมูลหนึ่งที่มีการจำแนกค่าใช้จ่ายในการดำเนินการลงทุนแต่ละโดยละเอียด จึงนำเสนอไว้ในที่นี้เพื่อเป็นประโยชน์แก่ผู้ที่สนใจลงทุนใช้วิเคราะห์ในเชิงลึก หรือการเปรียบเทียบค่าดำเนินการต่อไป รายละเอียดการลงทุนระบบ CHP แต่ละประเภทเทคโนโลยีสามารถแสดงได้ดังตารางที่ ข-1 ถึง ข-3

ตารางที่ ข-1 การลงทุนระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมแบบกังหันก๊าซ

Cost Component	A	B	C	D	E
Normal Capacity (kW)	1,210	5,200	10,600	28,600	43,400
Equipment					
Turbine Genset	$675	$1,800	$4,000	$11,500	$15,800
Heat Recovery Steam Generators	$250	$450	$590	$1,020	$1,655
Water Treatment System	$30	$100	$150	$200	$225
Electrical Equipment	$150	$375	$625	$990	$1,500
Other Equipment	$145	$315	$575	$1,150	$1,875
Total Equipment	$1,250	$3,040	$5,940	$14,860	$21,055
Materials	$144	$346	$689	$1,490	$2,054
Labor	$348	$879	$1,752	$3,715	$4,723
Total Process Capital	$1,742	$4,265	$8,381	$20,065	$27,832
Project/Construction Management	$125	$304	$594	$1,486	$2,105
Engineering	$63	$153	$260	$537	$672
Project Contingency	$87	$215	$419	$1,005	$1,392
Project Financing	$129	$316	$618	$1,483	$2,048
Total Plant Cost	$2,146	$5,253	$10,272	$24,576	$34,049
Total Plant Cost per kW	**$1,773.55**	**$1,010.19**	**$969.06**	**$859.30**	**$784.54**

ที่มา : U.S. Environmental Protection Agency (EPA)

ตารางที่ ข-2 การลงทุนระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมแบบกังหันก๊าซขนาดเล็ก

Cost Component	F	I	J	K
Normal Capacity (kW)	30	70	100	350
Equipment				
Micro-Turbine set	$30.00	$72.10	$80.00	$262.50
Gas Booster Compressor	incl.	incl.	incl.	incl.
Heat Recovery	$6.75	incl.	incl.	incl.
Controls/Monitoring	$5.37	$10.01	$12.00	$19.95
Total Equipment	$42.12	$82.11	$92.00	$282.45
Materials/Labor	$12.87	$20.02	$20.00	$56.00
Total Process Capital	$54.99	$102.13	$112.00	$338.45
Project/Construction Management	$12.54	$23.52	$26.00	$79.10
Engineering and Fees	$4.62	$10.22	$11.20	$30.10
Project Contingency	$2.16	$4.06	$4.50	$13.30
Project Financing	$1.20	$2.24	$2.50	$7.35
Total Plant Cost	$75.51	$142.17	$156.20	$468.30
Total Plant Cost per kW	**$2,517.00**	**$2,031.00**	**$1,562.00**	**$1,338.00**

ที่มา : U.S. Environmental Protection Agency (EPA)

ตารางที่ ข-3 การลงทุนระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมแบบเครื่องยนต์ก๊าซ

Cost Component	L	M	N	O	P
Normal Capacity (kW)	100	300	800	3,000	5,000
Equipment					
Gen Set Package	$26.00	$69.00	$215.20	$1,200.00	$2,250.00
Heat Recovery	$20.50	$53.70	$71.20	$195.00	$200.00
Interconnect/Electrical	$26.00	$27.00	$32.00	$66.00	$60.00
Total Equipment	$72.50	$149.70	$318.40	$1,461.00	$2,510.00
Materials/Labor	$35.90	$120.00	$303.20	$648.00	$1,000.00
Total Process Capital	$108.40	$269.70	$621.60	$2,109.00	$3,510.00
Project/Construction Management	$23.50	$47.40	$96.80	$285.00	$475.00
Engineering and Fees	$12.90	$24.30	$36.00	$123.00	$205.00
Project Contingency	$4.30	$10.20	$22.40	$75.00	$125.00
Project Financing	$2.40	$7.50	$24.80	$165.00	$275.00
Total Plant Cost	$151.50	$359.10	$801.60	$2,757.00	$4,590.00
Total Plant Cost per kW	**$1,515.00**	**$1,197.00**	**$1,002.00**	**$919.00**	**$918.00**

ที่มา : U.S. Environmental Protection Agency (EPA)

ภาคผนวก ค.

สัญลักษณ์แสดงพารามิเตอร์ที่ใช้ในการวิเคราะห์ตามหลักเกณฑ์

ในส่วนนี้เป็นการแสดงสัญลักษณ์ของพารามิเตอร์ที่มีการกำหนดไว้ในสมการทางคณิตศาสตร์ เพื่อวิเคราะห์ตามหลักเกณฑ์การเลือกใช้เทคโนโลยีที่เหมาะสมสำหรับอาคารพาณิชย์ เพื่อให้ผู้ใช้งานสามารถเข้าใจได้ง่าย ซึ่งรายละเอียดแสดงได้ดังตารางที่ ข-1 ถึง ข-3

ตารางที่ ค-1 สัญลักษณ์พารามิเตอร์ที่ใช้ในการวิเคราะห์ตามหลักเกณฑ์

สัญลักษณ์	ความหมายของพารามิเตอร์	หน่วย
C_{ab}	ค่าใช้จ่ายบำรุงรักษาระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึมรายปี	US $/ปี
C_b	ค่าใช้จ่ายพลังงานไฟฟ้าและเชื้อเพลิงที่ใช้ของอาคารรายปี	บาท/ปี
C_{chp}	ค่าใช้จ่ายบำรุงรักษาระบบ CHP รายปี	US $/ปี
CL	ขนาดภาระทำความเย็นของระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม	TonR
C_{NG}	ค่าใช้จ่ายก๊าซธรรมชาติที่ใช้ต่อปี	บาท/ปี
C_p	ค่าใช้จ่ายพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อเพิ่มจากระบบสายส่งต่อปี	บาท/ปี
C_{total}	ค่าใช้จ่ายเดินระบบรายปี	บาท
E_{chp}	ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากระบบ CHP ต่อปี	kWh/ปี
E_{CL}	ปริมาณพลังงานไฟฟ้าของระบบปรับอากาศที่ลดลงต่อปี เมื่อถูกทดแทนด้วยระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม	kWh/ปี
E_{el}	ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ของอาคารพาณิชย์ต่อปี	kWh/ปี
E_p	ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อเพิ่มจากระบบสายส่งต่อปี	kWh/ปี
H_{ab}	อัตราความร้อนที่ต้องการสำหรับระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม	MMBtu/hr
H_{chp}	อัตราการความร้อนทิ้งที่ได้จากระบบ CHP	MMBtu/hr

ตารางที่ ค-2 สัญลักษณ์พารามิเตอร์ที่ใช้ในการวิเคราะห์ตามหลักเกณฑ์ (ต่อ)

สัญลักษณ์	ความหมายของพารามิเตอร์	หน่วย
h_f	ค่าความร้อนสุทธิของเชื้อเพลิง	MJ/หน่วย
hr	ชั่วโมงการทำงานของระบบเทคโนโลยี	ชม./ปี
i	อัตราดอกเบี้ยขั้นต่ำ	%ต่อปี
IRR	อัตราผลตอบแทนภายใน	%ต่อปี
I_{ab}	เงินลงทุนของระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม	US $
I_{chp}	เงินลงทุนของระบบ CHP	US $
I_{GB}	เงินลงทุนของหัวเผาแบบเชื้อเพลิงก๊าซ	บาท
I_{pipe}	เงินลงทุนวางระบบท่อก๊าซธรรมชาติ	บาท
I_{total}	เงินลงทุนของระบบทั้งหมด	บาท
LF	ค่าตัวประกอบการใช้พลังงานไฟฟ้าของอาคารพาณิชย์	-
n	อายุการใช้งานของระบบเทคโนโลยี	ปี
N_{chp}	ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติเพื่อผลิตไฟฟ้าต่อปี	MMBtu/ปี
N_f	ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงของอาคารพาณิชย์ต่อปี	MMBtu/ปี
N_{GB}	ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติเพื่อผลิตความร้อนต่อปี	MMBtu/ปี
NPV	มูลค่าเงินปัจจุบันสุทธิ	บาท
N_{total}	ปริมาณการใช้ก๊าซธรรมชาติทั้งระบบต่อปี	MMBtu/ปี
Payback period	ระยะเวลาคืนทุนอย่างง่าย	ปี
P_{chp}	ขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าของระบบ CHP	kW

ตารางที่ ค-3 สัญลักษณ์พารามิเตอร์ที่ใช้ในการวิเคราะห์ตามหลักเกณฑ์ (ต่อ)

สัญลักษณ์	ความหมายของพารามิเตอร์	หน่วย
P_{CL}	กำลังไฟฟ้าของระบบปรับอากาศที่ลดลงเมื่อถูกทดแทนด้วยระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม	kW
P_{el}	กำลังไฟฟ้าสูงสุดของอาคารพาณิชย์	kW
$price_{NG}$	ราคาก๊าซธรรมชาติต่อหน่วย	บาท/MMBtu
R_{total}	ผลประหยัดที่คาดว่าจะได้รับต่อปี	บาท/ปี
US $	อัตราแลกเปลี่ยนเงินตราเหรียญดอลล่าห์สหรัฐ	บาท/ US $

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ภาคผนวก ง.

ผลการทดสอบหลักเกณฑ์เลือกใช้เทคโนโลยีที่เหมาะสมของอาคารตัวอย่าง

จากการพัฒนาหลักเกณฑ์เลือกใช้เทคโนโลยีที่เหมาะสมแล้ว เพื่อการทดสอบประสิทธิภาพการวิเคราะห์ของหลักเกณฑ์ดังกล่าว จึงได้ทดสอบการวิเคราะห์ตามหลักเกณฑ์ด้วยข้อมูลเบื้องต้นของอาคารตัวอย่าง 5 ประเภท รวมทั้งสิ้นจำนวน 10 แห่ง เพื่อพิจารณาทั้งประสิทธิภาพการใช้งานของหลักเกณฑ์ที่พัฒนาขึ้น และทำให้ทราบในเบื้องต้นว่าอาคารแต่ละประเภทมีการเลือกใช้เทคโนโลยีที่เหมาะสมอย่างไร รายละเอียดผลจากการวิเคราะห์สามารถแสดงได้ดังต่อไปนี้

ตารางที่ ค-1 ข้อมูลอ้างอิงในการวิเคราะห์ทดสอบหลักเกณฑ์

ข้อมูล	รายละเอียด	ค่าอ้างอิง	แหล่งอ้างอิง
อัตราผลตอบแทนขั้นต่ำ (MARR)	คิดอัตราดอกเบี้ยเงินกู้รวมกับความคาดหวังผลกำไรจากโครงการ	8% ต่อปี	สมมุติฐานการวิจัย
อัตราแลกเปลี่ยนเงินตรา	บาทต่อเหรียญสหรัฐ	32.59 บาท/$	ธนาคารไทยพาณิชย์ (7 ก.ค. 2553)
ราคา NG สำหรับผลิตไฟฟ้า	กรณีใช้ก๊าซธรรมชาติในระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมเท่านั้น	251.43 บาท/MMBtu	บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) (ราคาเฉลี่ย ม.ค.-ส.ค. 2553)
ราคา NG สำหรับอาคารพาณิชย์	กรณีใช้ก๊าซธรรมชาติเพื่อผลิตความร้อนในอาคารพาณิชย์	426.33 บาท/MMBtu	บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) (ราคาเฉลี่ย ม.ค.-ส.ค. 2553)
ราคา LPG	ภาครัฐมีการสนับสนุนราคา	18.13 บาท/กิโลกรัม	สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (ราคาเฉลี่ย ม.ค.-มี.ค. 2553)
ราคาน้ำมันเตา A	ราคาผันแปรตามราคาน้ำมันดิบ	23.79 บาท/ลิตร	สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (ราคาเฉลี่ย ม.ค.-มี.ค. 2553)
ราคาน้ำมันเตา C	ราคาผันแปรตามราคาน้ำมันดิบ	22.24 บาท/ลิตร	สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (ราคาเฉลี่ย ม.ค.-มี.ค. 2553)
ราคาน้ำมันดีเซล	ราคาผันแปรตามราคาน้ำมันดิบ	27.08 บาท/ลิตร	สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (ราคาเฉลี่ย ม.ค.-มี.ค. 2553)

อาคารประเภท : ศูนย์การค้า

ข้อมูลเบื้องต้นของศูนย์การค้า A

ชื่ออาคาร	อิมพิเรียลเวิร์ด ลาดพร้าว		ชนิดเชื้อเพลิง 1	-	
ประเภทอาคาร	ศูนย์การค้า		ปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ต่อปี	-	kg/ปี
ค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุด	3,973	kW	ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงต่อปี	-	บาท/ปี
ปริมาณไฟฟ้าที่ใช้ต่อปี	12,811,310	kWh/ปี	ชนิดเชื้อเพลิง 2	-	
ค่าใช้จ่ายด้านพลังงานไฟฟ้าต่อปี	48,170,526	บาท/ปี	ปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ต่อปี	-	หน่วย/ปี
			ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงต่อปี	-	บาท/ปี
ค่าใช้จ่ายด้านพลังงานรวมต่อปี	48,170,526	บาท/ปี			

สรุปผลการวิเคราะห์

วิเคราะห์การเปรียบเทียบ	รูปแบบที่ 3		หน่วย
	GT+ABC	GE+ABC	
ผลการวิเคราะห์ทางเทคนิค			
ขนาดระบบผลิตไฟฟ้า	3,000	3,550	kW
ขนาดระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม	1,850	700	TonR
ผลการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์			
เงินลงทุนรวม	157,929,821	118,458,507	บาท
ค่าใช้จ่ายเดินการระบบรายปี	32,622,753	28,396,031	บาท/ปี
ผลประหยัดที่คาดว่าจะได้รับ	15,547,772	19,774,494	บาท/ปี
ตัวชี้วัดทางเศรษฐศาสตร์			
NPV	-4,888,427	70,083,697	บาท
IRR	7.55%	15.81%	%ต่อปี
Payback period	21.76	8.48	ปี

จากการวิเคราะห์เปรียบเทียบพบว่ารูปแบบเทคโนโลยีที่ 3 “ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมแบบเครื่องยนต์ก๊าซใช้กับระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึมชนิดชั้นเดียว” สามารถให้ผลตอบแทนการลงทุนเหมาะสมที่สุด

ข้อมูลเบื้องต้นของศูนย์การค้า B

ชื่ออาคาร	เทสโก้ โลตัส สาขาลาดพร้าว		ชนิดเชื้อเพลิง 1	-	
ประเภทอาคาร	ศูนย์การค้า		ปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ต่อปี	-	kg/ปี
ค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุด	1,942	kW	ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงต่อปี	-	บาท/ปี
ปริมาณไฟฟ้าที่ใช้ต่อปี	9,004,000	kWh/ปี	ชนิดเชื้อเพลิง 2	-	
ค่าใช้จ่ายด้านพลังงานไฟฟ้าต่อปี	30,883,720	บาท/ปี	ปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ต่อปี	-	หน่วย/ปี
			ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงต่อปี	-	บาท/ปี
ค่าใช้จ่ายด้านพลังงานรวมต่อปี	30,883,720	บาท/ปี			

สรุปผลการวิเคราะห์

การวิเคราะห์เปรียบเทียบ	รูปแบบที่ 3		หน่วย
	GT+ABC	GE+ABC	
ผลการวิเคราะห์ทางเทคนิค			
ขนาดระบบผลิตไฟฟ้า	1,000	1,750	kW
ขนาดระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม	1,100	350	TonR
ผลการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์			
เงินลงทุนรวม	98,244,821	61,538,443	บาท
ค่าใช้จ่ายเดินการระบบรายปี	21,215,745	20,199,364	บาท/ปี
ผลประหยัดที่คาดว่าจะได้รับ	9,667,975	10,684,356	บาท/ปี
ตัวชี้วัดทางเศรษฐศาสตร์			
NPV	-3,077,055	40,150,132	บาท
IRR	7.54%	16.55%	%ต่อปี
Payback period	21.78	8.03	ปี

จากการวิเคราะห์เปรียบเทียบพบว่ารูปแบบเทคโนโลยีที่ 3 “ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมแบบเครื่องยนต์ก๊าซใช้กับระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึมชนิดชั้นเดียว” สามารถให้ผลตอบแทนการลงทุนเหมาะสมที่สุด

อาคารประเภท : สำนักงาน

ข้อมูลเบื้องต้นของสำนักงาน C

ชื่ออาคาร	ธนาคารไทยพาณิชย์ สำนักงานใหญ่		ชนิดเชื้อเพลิง 1	-	
ประเภทอาคาร	สำนักงาน		ปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ต่อปี	-	kg/ปี
ค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุด	7,124	kW	ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงต่อปี	-	บาท/ปี
ปริมาณไฟฟ้าที่ใช้ต่อปี	29,095,000	kWh/ปี	ชนิดเชื้อเพลิง 2	-	
ค่าใช้จ่ายด้านพลังงานไฟฟ้าต่อปี	97,759,200	บาท/ปี	ปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ต่อปี	-	หน่วย/ปี
			ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงต่อปี	-	บาท/ปี
ค่าใช้จ่ายด้านพลังงานรวมต่อปี	97,759,200	บาท/ปี			

สรุปผลการวิเคราะห์

การวิเคราะห์เปรียบเทียบ	รูปแบบที่ 3		หน่วย
	GT+ABC	GE+ABC	
ผลการวิเคราะห์ทางเทคนิค			
ขนาดระบบผลิตไฟฟ้า	5,100	6,500	kW
ขนาดระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม	3,000	1,100	TonR
ผลการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์			
เงินลงทุนรวม	225,373,294	209,733,320	บาท
ค่าใช้จ่ายเดินการระบบรายปี	71,249,313	63,298,076	บาท/ปี
ผลประหยัดที่คาดว่าจะได้รับ	26,509,887	34,461,124	บาท/ปี
ตัวชี้วัดทางเศรษฐศาสตร์			
NPV	32,319,149	119,084,327	บาท
IRR	10.02%	15.51%	%ต่อปี
Payback period	14.81	8.67	ปี

จากการวิเคราะห์เปรียบเทียบพบว่ารูปแบบเทคโนโลยีที่ 3 “ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมแบบเครื่องยนต์ก๊าซใช้กับระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึมชนิดชั้นเดียว” สามารถให้ผลตอบแทนการลงทุนเหมาะสมที่สุด

ข้อมูลเบื้องต้นของสำนักงาน D

ชื่ออาคาร	อาคารไทยพาณิชย์สามัคคีประกันภัย		ชนิดเชื้อเพลิง 1	-	
ประเภทอาคาร	สำนักงาน		ปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ต่อปี	-	kg/ปี
ค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุด	982	kW	ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงต่อปี	-	บาท/ปี
ปริมาณไฟฟ้าที่ใช้ต่อปี	1,859,205	kWh/ปี	ชนิดเชื้อเพลิง 2	-	
ค่าใช้จ่ายด้านพลังงานไฟฟ้าต่อปี	6,786,098	บาท/ปี	ปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ต่อปี	-	หน่วย/ปี
			ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงต่อปี	-	บาท/ปี
ค่าใช้จ่ายด้านพลังงานรวมต่อปี	6,786,098	บาท/ปี			

สรุปผลการวิเคราะห์

การวิเคราะห์เปรียบเทียบ	รูปแบบที่ 3		หน่วย
	MT+ABC	GE+ABC	
ผลการวิเคราะห์ทางเทคนิค			
ขนาดระบบผลิตไฟฟ้า	850	900	kW
ขนาดระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม	250	200	TonR
ผลการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์			
เงินลงทุนรวม	41,580,881	34,836,478	บาท
ค่าใช้จ่ายเดินการระบบรายปี	5,830,816	4,398,296	บาท/ปี
ผลประหยัดที่คาดว่าจะได้รับ	955,283	2,387,802	บาท/ปี
ตัวชี้วัดทางเศรษฐศาสตร์			
NPV	-29,816,459	-10,548,781	บาท
IRR	ไม่คุ้มค่า	3.21%	%ต่อปี
Payback period	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	ปี

จากการวิเคราะห์เปรียบเทียบพบว่าไม่มีรูปแบบเทคโนโลยีใดที่เหมาะสมแก่อาคารนี้ อันเนื่องมาจากอาคารสำนักงานนี้มีการใช้พลังงานน้อยจึงสามารถประหยัดค่าใช้จ่ายไม่มากนัก เมื่อเปรียบเทียบกับการลงทุนระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติที่มีมูลค่าสูง ทำให้สรุปได้ว่าไม่คุ้มค่าแก่การลงทุน

อาคารประเภท : สถานศึกษา

ข้อมูลเบื้องต้นของสถานศึกษา E

ชื่ออาคาร	มหาลัยธุรกิจบัณฑิตย์		ชนิดเชื้อเพลิง 1	-	
ประเภทอาคาร	สถานศึกษา		ปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ต่อปี	-	kg/ปี
ค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุด	4,282	kW	ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงต่อปี	-	บาท/ปี
ปริมาณไฟฟ้าที่ใช้ต่อปี	8,141,182	kWh/ปี	ชนิดเชื้อเพลิง 2	-	
ค่าใช้จ่ายด้านพลังงานไฟฟ้าต่อปี	34,274,376	บาท/ปี	ปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ต่อปี	-	หน่วย/ปี
			ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงต่อปี	-	บาท/ปี
ค่าใช้จ่ายด้านพลังงานรวมต่อปี	34,274,376	บาท/ปี			

สรุปผลการวิเคราะห์

การวิเคราะห์เปรียบเทียบ	รูปแบบที่ 3		หน่วย
	GT+ABC	GE+ABC	
ผลการวิเคราะห์ทางเทคนิค			
ขนาดระบบผลิตไฟฟ้า	3,000	3,800	kW
ขนาดระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม	2,000	700	TonR
ผลการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์			
เงินลงทุนรวม	159,905,361	125,801,034	บาท
ค่าใช้จ่ายเดินการระบบรายปี	20,992,914	18,214,029	บาท/ปี
ผลประหยัดที่คาดว่าจะได้รับ	13,281,463	16,060,347	บาท/ปี
ตัวชี้วัดทางเศรษฐศาสตร์			
NPV	-27,320,373	29,520,208	บาท
IRR	5.41%	11.25%	%ต่อปี
Payback period	42.90	12.80	ปี

จากการวิเคราะห์เปรียบเทียบพบว่ารูปแบบเทคโนโลยีที่ 3 “ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมแบบเครื่องยนต์ก๊าซใช้กับระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึมชนิดชั้นเดียว” สามารถให้ผลตอบแทนการลงทุนเหมาะสมที่สุด แต่อย่างไรก็ตามสังเกตว่าระยะเวลาคืนทุนมากกว่า 10 ปี แสดงถึงมีความเสี่ยงในการลงทุนผู้ลงทุนควรพิจารณาเลือกลงทุนหรือไม่ตามความเหมาะสม

ข้อมูลเบื้องต้นของสถานศึกษา F

ชื่ออาคาร	โรงเรียนนานาชาติใหม่แห่งประเทศไทย		ชนิดเชื้อเพลิง 1	-	
ประเภทอาคาร	สถานศึกษา		ปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ต่อปี	-	kg/ปี
ค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุด	1,127	kW	ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงต่อปี	-	บาท/ปี
ปริมาณไฟฟ้าที่ใช้ต่อปี	2,324,000	kWh/ปี	ชนิดเชื้อเพลิง 2	-	
ค่าใช้จ่ายด้านพลังงานไฟฟ้าต่อปี	8,970,640	บาท/ปี	ปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ต่อปี	-	หน่วย/ปี
			ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงต่อปี	-	บาท/ปี
ค่าใช้จ่ายด้านพลังงานรวมต่อปี	8,970,640	บาท/ปี			

สรุปผลการวิเคราะห์

การวิเคราะห์เปรียบเทียบ	รูปแบบที่ 3		หน่วย
	MT+ABC	GE+ABC	
ผลการวิเคราะห์ทางเทคนิค			
ขนาดระบบผลิตไฟฟ้า	950	1,000	kW
ขนาดระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม	300	200	TonR
ผลการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์			
เงินลงทุนรวม	46,108,936	37,773,489	บาท
ค่าใช้จ่ายเดินการระบบรายปี	7,180,718	5,415,339	บาท/ปี
ผลประหยัดที่คาดว่าจะได้รับ	1,789,922	3,555,301	บาท/ปี
ตัวชี้วัดทางเศรษฐศาสตร์			
NPV	-26,421,495	-2,654,647	บาท
IRR	-2.30%	6.96%	%ต่อปี
Payback period	ไม่คุ้มค่า	24.65	ปี

จากการวิเคราะห์เปรียบเทียบพบว่าไม่มีรูปแบบเทคโนโลยีใดที่เหมาะสมแก่อาคารนี้ อันเนื่องมาจากอาคารสถานศึกษานี้มีการใช้พลังงานน้อยจึงสามารถประหยัดค่าใช้จ่ายไม่มากนัก เมื่อเปรียบเทียบกับการลงทุนระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติที่มีมูลค่าสูง ทำให้สรุปได้ว่าไม่คุ้มค่าแก่การลงทุน

อาคารประเภท : โรงแรม

ข้อมูลเบื้องต้นของโรงแรม G

ชื่ออาคาร	โรงแรมอินเตอร์คอนติเนนตัล		ชนิดเชื้อเพลิง 1	น้ำมันเตา A	
ประเภทอาคาร	โรงแรม		ปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ต่อปี	646,604	ลิตร/ปี
ค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุด	4,444	kW	ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงต่อปี	15,382,709	บาท/ปี
ปริมาณไฟฟ้าที่ใช้ต่อปี	23,913,000	kWh/ปี	ชนิดเชื้อเพลิง 2	-	
ค่าใช้จ่ายด้านพลังงานไฟฟ้าต่อปี	86,325,930	บาท/ปี	ปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ต่อปี	-	หน่วย/ปี
			ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงต่อปี	-	บาท/ปี
ค่าใช้จ่ายด้านพลังงานรวมต่อปี	101,708,639	บาท/ปี			

การวิเคราะห์เปรียบเทียบรูปแบบเทคโนโลยีต่าง ๆ

การวิเคราะห์เปรียบเทียบ	รูปแบบที่ 1	รูปแบบที่ 2		รูปแบบที่ 3		รูปแบบที่ 4		หน่วย
	GB	GT+GB	GE+GB	GT+ABC	GE+ABC	GT+ABC+GB	GE+ABC+GB	
ผลการวิเคราะห์ทางเทคนิค								
ขนาดระบบผลิตไฟฟ้า	-	4,500	4,500	3,000	4,000	3,000	4,000	kW_e
ขนาดระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม	-	-	-	1,950	700	1,950	700	TonR
ขนาดหัวเผาแบบเชื้อเพลิงก๊าซ	2,400	2,400	2,400	-	-	2,400	2,400	kW_{th}
ผลการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์								
เงินลงทุนรวม	2,976,674	169,003,398	137,541,631	159,246,848	131,675,056	160,223,522	132,651,730	บาท
ค่าใช้จ่ายเดินการระบบรายปี	9,976,260	89,171,089	58,175,138	64,505,490	52,128,524	74,481,749	62,104,784	บาท/ปี
ผลประหยัดที่คาดว่าจะได้รับ	5,406,449	12,537,550	43,533,501	21,820,440	34,197,406	27,226,890	39,603,855	บาท/ปี
ตัวชี้วัดทางเศรษฐศาสตร์								
NPV	46,393,189	-42,507,300	268,404,349	50,916,158	188,963,070	99,161,199	237,208,110	บาท
IRR	181.63%	4.09%	31.52%	12.37%	25.70%	16.14%	29.69%	%ต่อปี
Payback period	0.59	ไม่คุ้มค่า	3.79	11.39	4.78	8.27	4.05	ปี

จากการวิเคราะห์ตามหลักเกณฑ์ของรูปแบบเทคโนโลยีทั้ง 4 แบบ โดยการวิเคราะห์จะเป็นการเลือกระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมแบบกังหันก๊าซ เปรียบเทียบกับแบบเครื่องยนต์ก๊าซ เนื่องจากขนาดของระบบผลิตไฟฟ้ามากกว่า 1,000 kW แต่เมื่อเปรียบเทียบผลตอบแทนการลงทุนกัน พบว่าการเลือกใช้ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมแบบกังหันก๊าซให้ผลตอบแทนน้อยกว่าระบบแบบเครื่องยนต์ก๊าซ จึงเลือกพิจารณาใช้ระบบเครื่องยนต์ก๊าซตามรูปแบบเทคโนโลยีต่างๆ เพื่อนำไปวิเคราะห์เปรียบเทียบต่อไป

สรุปผลการวิเคราะห์

ผลการวิเคราะห์	รูปแบบที่ 1	รูปแบบที่ 2	รูปแบบที่ 3	รูปแบบที่ 4	หน่วย
ประเภทของเทคโนโลยี	GB	GE+GB	GE+ABC	GE+ABC+GB	
ขนาดกำลังผลิตไฟฟ้า	-	4,500	4,000	4,000	kW_e
ขนาดระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม	-	-	700	700	TonR
ขนาดหัวเผาแบบเชื้อเพลิงก๊าซ	2,400	2,400	-	2,400	kW_{th}
เงินลงทุน	2,976,674	137,541,631	131,675,056	132,651,730	บาท
ผลประหยัดที่ได้	5,406,449	43,533,501	34,197,406	39,603,855	บาท/ปี
NPV	46,393,189	268,404,349	188,963,070	237,208,110	บาท
IRR	181.63%	31.52%	25.70%	29.69%	% ต่อปี
PB	0.59	3.79	4.78	4.05	ปี

จากการวิเคราะห์เปรียบเทียบพบว่ารูปแบบที่ 1 “ใช้หัวเผาแบบเชื้อเพลิงก๊าซอย่างเดียว” มีอัตราผลตอบแทนสูงที่สุด และระยะเวลาคืนทุนน้อยที่สุด แต่เมื่อทำการวิเคราะห์อัตราส่วนเพิ่มการลงทุน (Incremental investment) จะพบว่ารูปแบบเทคโนโลยีที่ 2 “ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมแบบเครื่องยนต์ก๊าซใช้กับหัวเผาแบบเชื้อเพลิงก๊าซ” สามารถให้ผลตอบแทนการลงทุนสูงที่สุด แต่อย่างไรก็ตามการเลือกใช้ระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติที่เหมาะสมขึ้นอยู่กับสภาพคล่องทางการเงินของผู้ลงทุน อาจจะเริ่มดำเนินการปรับเปลี่ยนหัวเผาแบบเชื้อเพลิงก๊าซก่อนในเบื้องต้นตามรูปแบบที่ 1 แล้วจึงขยายการลงทุนเมื่อมีความพร้อมทางการลงทุน โดยติดตั้งระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมแบบเครื่องยนต์ก๊าซเพิ่มเติม

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ข้อมูลเบื้องต้นของโรงแรม H

ชื่ออาคาร	โรงแรมเฟิสท์		ชนิดเชื้อเพลิง 1	LPG	
ประเภทอาคาร	โรงแรม		ปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ต่อปี	197,280	kg/ปี
ค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุด	605	kW	ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงต่อปี	3,336,005	บาท/ปี
ปริมาณไฟฟ้าที่ใช้ต่อปี	4,017,000	kWh/ปี	ชนิดเชื้อเพลิง 2	-	
ค่าใช้จ่ายด้านพลังงานไฟฟ้าต่อปี	13,617,630	บาท/ปี	ปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ต่อปี	-	หน่วย/ปี
			ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงต่อปี	-	บาท/ปี
ค่าใช้จ่ายด้านพลังงานรวมต่อปี	16,953,635	บาท/ปี			

การวิเคราะห์เปรียบเทียบรูปแบบเทคโนโลยีต่าง ๆ

การวิเคราะห์เปรียบเทียบ	รูปแบบที่ 1	รูปแบบที่ 2		รูปแบบที่ 3		รูปแบบที่ 4		หน่วย
	GB	MT+GB	GE+GB	MT+ABC	GE+ABC	MT+ABC+GB	GE+ABC+GB	
ผลการวิเคราะห์ทางเทคนิค								
ขนาดระบบผลิตไฟฟ้า	-	650	650	500	550	500	550	kW_e
ขนาดระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม	-	-	-	150	150	150	150	TonR
ขนาดหัวเผาแบบเชื้อเพลิงก๊าซ	1,000	1,000	1,000	-	-	1,000	1,000	kW_{th}
ผลการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์								
เงินลงทุนรวม	2,615,474	29,715,460	24,105,516	26,601,376	23,977,816	27,216,850	24,593,290	บาท
ค่าใช้จ่ายเดินการระบบรายปี	4,003,623	18,822,029	10,716,788	15,800,967	9,554,118	19,804,591	13,557,741	บาท/ปี
ผลประหยัดที่คาดว่าจะได้รับ	-667,618	-1,868,394	6,236,847	-2,183,337	4,063,512	-2,850,956	3,395,894	บาท/ปี
ตัวชี้วัดทางเศรษฐศาสตร์								
NPV	-8,490,971	-44,499,657	34,378,492	-44,479,357	14,739,208	-51,118,476	8,100,089	บาท
IRR	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	25.60%	ไม่คุ้มค่า	16.09%	ไม่คุ้มค่า	12.50%	%ต่อปี
Payback period	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ้มค่า	4.81	ไม่คุ้มค่า	8.30	ไม่คุ้มค่า	11.25	ปี

จากการวิเคราะห์ตามหลักเกณฑ์ของรูปแบบเทคโนโลยีทั้ง 4 แบบ โดยการวิเคราะห์จะเป็นการเลือกระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมแบบกังหันก๊าซขนาดเล็กเปรียบเทียบกับแบบเครื่องยนต์ก๊าซ เนื่องจากขนาดของระบบผลิตไฟฟ้าต่ำกว่า 1,000 kW แต่เมื่อเปรียบเทียบผลตอบแทนการลงทุนกัน พบว่าการเลือกใช้ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมแบบกังหันก๊าซขนาดเล็กไม่คุ้มค่าแก่การลงทุน จึงเลือกพิจารณาใช้ระบบเครื่องยนต์ก๊าซตามรูปแบบเทคโนโลยีต่างๆ เพื่อนำไปวิเคราะห์เปรียบเทียบต่อไป

สรุปผลการวิเคราะห์

ผลการวิเคราะห์	รูปแบบที่ 1	รูปแบบที่ 2	รูปแบบที่ 3	รูปแบบที่ 4	หน่วย
ประเภทของเทคโนโลยี	GB	GE+GB	GE+ABC	GE+ABC+GB	
ขนาดกำลังผลิตไฟฟ้า	-	650	550	550	kW_e
ขนาดระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม	-	-	150	150	TonR
ขนาดหัวเผาแบบเชื้อเพลิงก๊าซ	1,000	1,000	-	1,000	kW_{th}
เงินลงทุน	2,615,474	24,105,516	23,977,816	24,593,290	บาท
ผลประหยัดที่ได้	-667,618	6,236,847	4,063,512	3,395,894	บาท/ปี
NPV	-8,490,971	34,378,492	14,739,208	8,100,089	บาท
IRR	ไม่คุ้มค่า	25.60%	16.09%	12.50%	% ต่อปี
PB	ไม่คุ้มค่า	4.81	8.30	11.25	ปี

จากการวิเคราะห์เปรียบเทียบพบว่ารูปแบบที่ 2 “ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมแบบเครื่องยนต์ก๊าซใช้กับหัวเผาแบบเชื้อเพลิงก๊าซ” สามารถให้ผลตอบแทนการลงทุนดีที่สุด สังเกตว่ารูปแบบที่ 1 การนำ “หัวเผาแบบเชื้อเพลิงก๊าซมาใช้อย่างเดียว” ไม่คุ้มค่าแก่การลงทุน เนื่องจากอาคารที่ทำการศึกษานี้มีการใช้พลังงานความร้อนไม่มากนัก ทำให้ไม่คุ้มค่าที่ต้องลงทุนปรับเปลี่ยนหัวเผาและวางระบบท่อก๊าซธรรมชาติ แต่ในส่วนรูปแบบที่ 2 มีการนำความร้อนทิ้งจากระบบผลิตไฟฟ้ามาใช้ทดแทนในระบบผลิตความร้อนได้ จึงทำให้ลดการใช้เชื้อเพลิงไปได้ ดังนั้นระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติที่เหมาะสมจึงเป็นรูปแบบที่ 2 เท่านั้น

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

อาคารประเภท : โรงพยาบาล

ข้อมูลเบื้องต้นของโรงพยาบาล I

ชื่ออาคาร	โรงพยาบาลพญาไท 2		ชนิดเชื้อเพลิง 1	LPG	
ประเภทอาคาร	โรงพยาบาล		ปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ต่อปี	9,977	kg/ปี
ค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุด	2,209	kW	ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงต่อปี	180,883	บาท/ปี
ปริมาณไฟฟ้าที่ใช้ต่อปี	11,952,000	kWh/ปี	ชนิดเชื้อเพลิง 2	-	
ค่าใช้จ่ายด้านพลังงานไฟฟ้าต่อปี	38,485,440	บาท/ปี	ปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ต่อปี	-	หน่วย/ปี
			ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงต่อปี	-	บาท/ปี
ค่าใช้จ่ายด้านพลังงานรวมต่อปี	38,666,323	บาท/ปี			

การวิเคราะห์เปรียบเทียบรูปแบบเทคโนโลยีต่าง ๆ

การวิเคราะห์เปรียบเทียบ	รูปแบบที่ 1	รูปแบบที่ 2		รูปแบบที่ 3		รูปแบบที่ 4		หน่วย
	GB	GT+GB	GE+GB	GT+ABC	GE+ABC	GT+ABC+GB	GE+ABC+GB	
ผลการวิเคราะห์ทางเทคนิค								
ขนาดระบบผลิตไฟฟ้า	-	2,250	2,250	1,200	2,000	1,200	2,000	kW_e
ขนาดระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม	-	-	-	1,400	400	1,400	400	TonR
ขนาดหัวเผาแบบเชื้อเพลิงก๊าซ	50	50	50	-	-	50	50	kW_{th}
ผลการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์								
เงินลงทุนรวม	2,370,374	112,363,889	70,852,588	107,176,632	69,460,094	107,547,006	69,830,468	บาท
ค่าใช้จ่ายเดินการระบบรายปี	202,515	49,247,885	30,046,484	30,290,192	26,923,875	30,492,706	27,126,390	บาท/ปี
ผลประหยัดที่คาดว่าจะได้รับ	-21,632	-10,581,562	8,619,839	8,195,248	11,561,565	8,173,617	11,539,933	บาท/ปี
ตัวชี้วัดทางเศรษฐศาสตร์								
NPV	-2,391,442	-200,236,317	12,757,652	-24,735,625	40,789,864	-25,275,215	40,250,274	บาท
IRR	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ่มค่า	10.52%	4.44%	15.75%	4.37%	15.62%	%ต่อปี
Payback period	ไม่คุ้มค่า	ไม่คุ่มค่า	13.93	ไม่คุ้มค่า	8.51	ไม่คุ้มค่า	8.60	ปี

จากการวิเคราะห์ตามหลักเกณฑ์ของรูปแบบเทคโนโลยีทั้ง 4 แบบ โดยการวิเคราะห์จะเป็นการเลือกระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมแบบกังหันก๊าซ เปรียบเทียบกับแบบเครื่องยนต์ก๊าซ เนื่องจากขนาดของระบบผลิตไฟฟ้ามากกว่า 1,000 kW แต่เมื่อเปรียบเทียบผลตอบแทนการลงทุนกัน พบว่าการเลือกใช้ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมแบบกังหันก๊าซไม่คุ้มค่าแก่การลงทุน จึงเลือกพิจารณาใช้ระบบเครื่องยนต์ก๊าซตามรูปแบบเทคโนโลยีต่างๆ เพื่อนำไปวิเคราะห์เปรียบเทียบต่อไป

สรุปผลการวิเคราะห์

ผลลัพธ์การวิเคราะห์	รูปแบบที่ 1	รูปแบบที่ 2	รูปแบบที่ 3	รูปแบบที่ 4	หน่วย
ประเภทของเทคโนโลยี	GB	GE+GB	GE+ABC	GE+ABC+GB	
ขนาดกำลังผลิตไฟฟ้า	-	2,250	2,000	2,000	kW_e
ขนาดระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม	-	-	400	400	TonR
ขนาดหัวเผาแบบเชื้อเพลิงก๊าซ	50	50	-	50	kW_{th}
เงินลงทุน	2,370,374	70,852,588	69,460,094	69,830,468	บาท
ผลประหยัดที่ได้	-21,632	8,619,839	11,561,565	11,539,933	บาท/ปี
NPV	-2,391,442	12,757,652	40,789,864	40,250,274	บาท
IRR	ไม่คุ้มค่า	10.52%	15.75%	15.62%	% ต่อปี
PB	ไม่คุ้มค่า	13.93	8.51	8.60	ปี

จากการวิเคราะห์เปรียบเทียบพบว่ารูปแบบที่ 3 “ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมแบบเครื่องยนต์ก๊าซใช้กับระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม” สามารถให้ผลตอบแทนการลงทุนดีที่สุด ผลการวิเคราะห์พบว่าอาคารที่ทำการศึกษานี้เหมาะสำหรับรูปแบบเทคโนโลยีที่รองรับด้านพลังงานไฟฟ้าเท่านั้น เนื่องจากอาคารนี้มีความต้องการพลังงานไฟฟ้าเป็นส่วนใหญ่ มีการใช้พลังงานความร้อนน้อยมาก จึงไม่คุ้มค่าที่จะลงทุนในระบบผลิตความร้อน ดังนั้นจึงสรุปได้ว่ารูปแบบเทคโนโลยีที่ 3 เหมาะสำหรับอาคารที่ทำการศึกษานี้

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ข้อมูลเบื้องต้นของโรงพยาบาล J

ชื่ออาคาร	โรงพยาบาลวิภาราม		ชนิดเชื้อเพลิง 1	น้ำมันดีเซล	
ประเภทอาคาร	โรงพยาบาล		ปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ต่อปี	42,000	ลิตร/ปี
ค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุด	820	kW	ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงต่อปี	1,137,360	บาท/ปี
ปริมาณไฟฟ้าที่ใช้ต่อปี	4,106,000	kWh/ปี	ชนิดเชื้อเพลิง 2	-	
ค่าใช้จ่ายด้านพลังงานไฟฟ้าต่อปี	15,397,500	บาท/ปี	ปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ต่อปี	-	หน่วย/ปี
			ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงต่อปี	-	บาท/ปี
ค่าใช้จ่ายด้านพลังงานรวมต่อปี	16,534,860	บาท/ปี			

การวิเคราะห์เปรียบเทียบรูปแบบเทคโนโลยีต่าง ๆ

การวิเคราะห์เปรียบเทียบ	รูปแบบที่ 1	รูปแบบที่ 2		รูปแบบที่ 3		รูปแบบที่ 4		หน่วย
	GB	MT+GB	GE+GB	MT+ABC	GE+ABC	MT+ABC+GB	GE+ABC+GB	
ผลการวิเคราะห์ทางเทคนิค								
ขนาดระบบผลิตไฟฟ้า	-	900	900	700	750	700	750	kW_e
ขนาดระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม	-	-	-	200	150	200	150	TonR
ขนาดหัวเผาแบบเชื้อเพลิงก๊าซ	150	150	150	-	-	150	150	kW_{th}
ผลการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์								
เงินลงทุนรวม	2,396,174	39,368,486	31,228,743	35,078,361	29,851,838	35,474,535	30,248,012	บาท
ค่าใช้จ่ายเดินการระบบรายปี	618,134	19,127,259	10,784,084	16,001,782	9,673,352	16,620,206	10,291,776	บาท/ปี
ผลประหยัดที่คาดว่าจะได้รับ	519,226	-2,592,399	5,750,776	-604,282	5,724,148	-85,346	6,243,084	บาท/ปี
ตัวชี้วัดทางเศรษฐศาสตร์								
NPV	2,501,540	-60,019,481	23,364,098	-37,973,413	24,396,933	-33,622,658	28,747,688	บาท
IRR	21.21%	ไม่คุ้มค่า	17.71%	ไม่คุ้มค่า	18.54%	ไม่คุ้มค่า	20.11%	%ต่อปี
Payback period	5.99	ไม่คุ้มค่า	7.41	ไม่คุ้มค่า	7.02	ไม่คุ้มค่า	6.37	ปี

จากการวิเคราะห์ตามหลักเกณฑ์ของรูปแบบเทคโนโลยีทั้ง 4 แบบ โดยการวิเคราะห์จะเป็นการเลือกระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมแบบกังหันก๊าซขนาดเล็กเปรียบเทียบกับแบบเครื่องยนต์ก๊าซ เนื่องจากขนาดของระบบผลิตไฟฟ้าต่ำกว่า 1,000 kW แต่เมื่อเปรียบเทียบผลตอบแทนการลงทุนกัน พบว่าการเลือกใช้ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมแบบกังหันก๊าซขนาดเล็กไม่คุ้มค่าแก่การลงทุน จึงเลือกพิจารณาใช้ระบบเครื่องยนต์ก๊าซตามรูปแบบเทคโนโลยีต่างๆ เพื่อนำไปวิเคราะห์เปรียบเทียบต่อไป

สรุปผลการวิเคราะห์

ผลลัพธ์การวิเคราะห์	รูปแบบที่ 1	รูปแบบที่ 2	รูปแบบที่ 3	รูปแบบที่ 4	หน่วย
ประเภทของเทคโนโลยี	GB	GE+GB	GE+ABC	GE+ABC+GB	
ขนาดกำลังผลิตไฟฟ้า	-	900	750	750	kW_e
ขนาดระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม	-	-	150	150	TonR
ขนาดหัวเผาแบบเชื้อเพลิงก๊าซ	150	150	-	150	kW_{th}
เงินลงทุน	2,396,174	31,228,743	29,851,838	30,248,012	บาท
ผลประหยัดที่ได้	519,226	5,750,776	5,724,148	6,243,084	บาท/ปี
NPV	2,501,540	23,364,098	24,396,933	28,747,688	บาท
IRR	21.21%	17.71%	18.54%	20.11%	% ต่อปี
PB	5.99	7.41	7.02	6.37	ปี

จากการวิเคราะห์เปรียบเทียบพบว่ารูปแบบที่ 1 “ใช้หัวเผาแบบเชื้อเพลิงก๊าซอย่างเดียว” มีอัตราผลตอบแทนสูงที่สุด และระยะเวลาคืนทุนน้อยที่สุด แต่เมื่อทำการวิเคราะห์อัตราส่วนเพิ่มการลงทุน (Incremental investment) จะพบว่ารูปแบบที่ 4 “ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมแบบเครื่องยนต์ก๊าซใช้กับระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม และหัวเผาแบบเชื้อเพลิงก๊าซ” สามารถให้ผลตอบแทนการลงทุนสูงที่สุด สังเกตว่าเทคโนโลยีรูปแบบอื่นก็ให้ผลตอบแทนใกล้เคียงกัน แต่อย่างไรก็ตามการเลือกใช้ระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติที่เหมาะสมขึ้นอยู่กับสภาพคล่องทางการเงินของผู้ลงทุนด้วย ในกรณีนี้อาจจะเริ่มดำเนินการจากตามรูปแบบที่ 3 เพื่อทดแทนด้านพลังงานไฟฟ้าก่อน เนื่องจากมีระยะเวลาคืนทุนใกล้เคียงกัน แต่มีผลตอบแทนการลงทุนสูงกว่ารูปแบบที่ 1 แล้วจึงขยายการลงทุนเมื่อมีความพร้อมทางการลงทุน โดยปรับเปลี่ยนหัวแบบเชื้อเพลิงก๊าซเพิ่มเติม

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ประวัติผู้เขียนวิทยานิพนธ์

ผู้เขียนวิทยานิพนธ์ชื่อ นายนริศ ลาภสุนทรพิทักษ์ สถานที่เกิด กรุงเทพมหานคร เมื่อวันที่ 30 กรกฎาคม พุทธศักราช 2526 สำเร็จการศึกษาปริญญาวิศวกรรมศาสตรบัณฑิต ภาควิชาวิศวกรรมเคมี คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒ ในปีการศึกษา พุทธศักราช 2548 เข้ารับการศึกษาต่อในระดับปริญญามหาบัณฑิต ภาควิชาวิศวกรรมอุตสาหการ คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มาวิทยาลัย ในปีการศึกษาพุทธศักราช 2550 และระหว่างศึกษาในหลักสูตรปริญญามหาบัณฑิต ได้รับหน้าที่เป็นวิศวกรโครงการ สำนักงานที่ปรึกษาตรวจสอบด้านพลังงาน (ACs Chula) คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ซึ่งเป็นหน่วยงานให้คำปรึกษาและแนะนำเกี่ยวกับการปฏิบัติตามพระราชบัญญัติส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงานสำหรับโรงงานควบคุม พ.ศ. 2535 รวมถึงการดำเนินโครงการวิจัยร่วมกับกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน เพื่อพัฒนาการอนุรักษ์พลังงานภายในโรงงานอุตสาหกรรมและอาคารพาณิชย์

บทความที่ได้รับการเผยแพร่ในงานประชุมวิชาการเครือข่ายพลังงานแห่งประเทศไทย ครั้งที่ 6 ด้วยบทความเรื่อง “การศึกษาเปรียบเทียบเชิงเศรษฐศาสตร์และเทคโนโลยีของการนำก๊าซธรรมชาติมาใช้ในอาคารพาณิชย์ (A Comparative Study of Natural Gas Application in Commercial Buildings Based on Economic and Technological Criteria)” และได้เข้าร่วมนำเสนอผลงานด้วยวาจาในวันที่ 5 พฤษภาคม พ.ศ. 2553 ณ โรงแรมฮอลิเดย์อินน์ รีสอร์ท รีเจ้นท์ บีช ชะอำ จังหวัดเพชรบุรี

ศูนย์วิทยทรัพยากร
จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย