การศึกษาเปรียบเทียบการนำก๊าซธรรมชาติมาใช้สำหรับอาคารพาณิชย์เชิงเศรษฐศาสตร์และเทคโนโลยี

A Comparative Study of Natural Gas Application in Commercial Buildings Based on Economic and Technological Criteria

นริศ ลาภสุนทรพิทักษ์ * ปวีณา เชาวลิตวงศ์
ภาควิชาวิศวกรรมอุตสาหการ คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
เขตพญาไท กรุงเทพฯ 10330 โทร 0-2218-6814-6 โทรสาร 0-2251-3969, 0-2218-6813 E-mail: naliz11@hotmail.com
Naris Lapsunthronphithak* Paveena Chaovalitwongse
Department of Industrial Engineering, Faculty of Engineering, Chulalongkorn University
Payathai, Bangkok 10330 Thailand Tel: 0-2218-6814-6 Fax: 0-2251-3969, 0-2218-6813 E-mail: naliz11@hotmail.com

บทคัดย่อ

งานวิจัยนี้เป็นการศึกษานำเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติมาใช้สำหรับอาคารพาณิชย์ โดยอาศัยการศึกษาเปรียบเทียบด้วยเกณฑ์ด้านเทคนิคและด้านเศรษฐศาสตร์ เพื่อช่วยสนับสนุนการพิจารณาเลือกใช้เทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติที่เหมาะสม ซึ่งการใช้พลังงานของอาคารพาณิชย์ในพื้นที่กรุงเทพฯส่วนใหญ่เป็นพลังงานไฟฟ้าคิดเป็นสัดส่วนร้อยละ 91 ของการใช้พลังงานทั้งหมด ซึ่งการนำก๊าซธรรมชาติมาใช้ทดแทนพลังงานความร้อนสามารถทำได้โดยตรง แต่ส่วนการทดแทนพลังงานไฟฟ้ามีความจำเป็นต้องใช้เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม โดยจะนำความร้อนทิ้งจากระบบกลับมาใช้ร่วมกับเครื่องทำน้ำเย็นแบบดูดซึม เพื่อใช้ทดแทนระบบปรับอากาศเดิมของอาคารพาณิชย์

การเลือกใช้เทคโนโลยีต้องสามารถรองรับความต้องการพลังงานไฟฟ้า หรือความต้องการพลังงานความร้อนของอาคารพาณิชย์ ซึ่งเกณฑ์ที่ใช้ในการพิจารณาเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติทางด้านเทคนิคสามารถแบ่งออกเป็น 4 เกณฑ์ คือ 1.ภาระทำความเย็นของอาคาร 2. อัตราความร้อนทิ้งที่ได้จากระบบ CHP 3.ความต้องการพลังงาน 4. อัตราการใช้พลังงานผลิตไฟฟ้า สำหรับเกณฑ์ทางด้านเศรษฐศาสตร์มี 6 เกณฑ์ คือ 1.เงินลงทุน 2.ค่าใช้จ่ายเดินระบบต่อปี 3.ผลประหยัดที่ได้ต่อปี 4.มูลค่าเงินปัจจุบันสุทธิ 5.อัตราผลตอบแทน 6.ระยะเวลาคืนทุน โดยที่ผู้ประกอบการอาคารพาณิชย์สามารถนำหลักเกณฑ์ดังกล่าวไปประยุกต์ใช้ เพื่อวิเคราะห์การเลือกใช้เทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติที่เหมาะสม ซึ่งทำให้ลดค่าใช้จ่ายการดำเนินงานของอาคารพาณิชย์ได้ พร้อมทั้งการเปรียบเทียบความคุ้มค่าของการลงทุนเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติ

Abstract

This paper studies the application of natural gas in commercial buildings by developing the technical and economical criteria in order to support decisions in choosing the suitable natural gas technology. According to the study of energy profile of commercial buildings in Bangkok, it shows that the designated buildings consume electrical energy 91% of total energy. Natural gas can be directly substituted heat energy but not electrical energy where it has to use combined heat and power system (CHP) technology to generate electricity from waste heat energy using absorption chiller so as to compensate electrical chiller in commercial building.

The technologies for natural gas is designed by electrical matching or thermal matching for commercial buildings where the technical criteria for natural gas technologies considered are centralized cooling load, heat recovered rate, energy consumptions and electrical heat rate. Economical criteria considered are investment cost, annual operating and maintenance cost, annual saving cost, Net present value (NPV), internal rate of return (IRR) and Payback periods. Any organization can use these purposed criteria to determine an appropriate technology for using natural gas in commercial buildings in this paper. The result shows that the company suitable the natural gas technologies can save cost.

คำสำคัญ/Keyword: ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (CHP), ระบบผลิตพลังงานร่วม (Cogeneration), ระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม (Absorption Chiller), ก๊าซธรรมชาติ (Natural Gas), อาคาร (Building), เศรษฐศาสตร์ (Economic)

1. บทนำ

ปัจจุบันประเทศไทยมีอัตราการใช้พลังงานเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง จึงต้องมีการจัดหาทรัพยากรพลังงานเพื่อให้เพียงพอต่อความต้องการพลังงานภายในประเทศ ซึ่งโดยส่วนใหญ่ประเทศไทยต้องนำเข้าทรัพยากรพลังงานจากต่างประเทศ แต่ก๊าซธรรมชาติเป็นแหล่งพลังงาน

ที่สามารถผลิตได้มากที่สุดภายในประเทศไทย และเป็นเชื้อเพลิงที่มีคุณสมบัติที่ดีทั้งด้านการใช้งาน และต้นทุนพลังงานต่ำ จึงมีแนวความคิดที่จะนำก๊าซธรรมชาติมาใช้ประโยชน์ ซึ่งในปัจจุบันได้มีการพัฒนาระบบโครงข่ายท่อก๊าซธรรมชาติเข้ามาสู่ในเขตพื้นที่กรุงเทพฯและปริมณฑล [1] ซึ่งเป็นที่ตั้งของอาคารพาณิชย์อย่างหนาแน่น ทำให้สามารถประยุกต์ใช้ประโยชน์จากก๊าซธรรมชาติได้ ดังนั้นจึงทำการศึกษาการนำเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติมาประยุกต์ใช้กับอาคารพาณิชย์ เพื่อช่วยลดค่าใช้จ่ายด้านพลังงานของผู้ประกอบการ ซึ่งงานวิจัยนี้จะช่วยในการสนับสนุนการพิจารณาเลือกใช้เทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติที่เหมาะสมสำหรับอาคารพาณิชย์ทั้งด้านเทคนิคและเศรษฐศาสตร์การลงทุน

2. แนวความคิดและทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

2.1 การใช้พลังงานของอาคารพาณิชย์

งานวิจัยฉบับนี้ทำการศึกษาข้อมูลการใช้พลังงานของอาคารที่มีการใช้พลังงานสูงตามเกณฑ์ของ พ.ร.บ. ส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. 2535 ที่เรียกว่าเป็น “อาคารควบคุม” ซึ่งมีที่ตั้งในพื้นที่กรุงเทพฯ เนื่องจากเป็นเขตพื้นที่มีจำนวนอาคารหนาแน่น โดยอาคารพาณิชย์สามารถแบ่งออกได้ 6 ประเภท คือ โรงแรม โรงพยาบาล ศูนย์การค้า สำนักงาน สถานศึกษา อาคารประเภทอื่นๆ จากข้อมูลการใช้พลังงานของอาคารควบคุมปี พ.ศ. 2550 จำนวนอาคารพาณิชย์ 761 แห่ง พบว่าการใช้พลังงานรวม 21,024 ล้านเมกะจูลต่อปี คิดเป็นสัดส่วนพลังงานไฟฟ้าร้อยละ 91 ก๊าซปิโตรเลียมเหลวร้อยละ 5 น้ำมันเตาร้อยละ 3 และน้ำมันดีเซลร้อยละ 1 สังเกตได้ว่าการใช้พลังงานส่วนใหญ่เป็นไฟฟ้า ซึ่งเป็นระบบปรับอากาศมากกว่าร้อยละ 50 ของพลังงานไฟฟ้าทั้งหมด [2] ดังนั้นจึงมีแนวความคิดที่จะประยุกต์ใช้เทคโนโลยีเพื่อทดแทนพลังงานไฟฟ้า และระบบปรับอากาศเป็นหลัก ส่วนการทดแทนด้านความร้อนก๊าซธรรมชาติสามารถทดแทนได้โดยตรง

ลักษณะการใช้พลังงานของอาคารพาณิชย์สามารถแบ่งออกเป็น 2 กลุ่ม คือ อาคารประเภทใช้พลังงานไฟฟ้าอย่างเดียว (ศูนย์การค้า สำนักงาน สถานศึกษา และอาคารอื่นๆ) และอาคารประเภทใช้พลังงานไฟฟ้าและความร้อน (โรงแรม และโรงพยาบาล)

2.2 เทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติ

การศึกษาเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติจะแบ่งออกเป็น 3 แบบ คือ การใช้ก๊าซธรรมชาติเพื่อผลิตความร้อน การใช้ก๊าซธรรมชาติเพื่อผลิตไฟฟ้า และการใช้ก๊าซธรรมชาติเพื่อผลิตความเย็น ซึ่งสามารถแสดงรายละเอียดดังต่อไปนี้

2.2.1 การใช้ก๊าซธรรมชาติเพื่อผลิตความร้อน

การใช้พลังงานความร้อนในอาคารสำหรับการผลิตไอน้ำ น้ำร้อน หรือลมร้อน โดยส่วนใหญ่จะต้องใช้อุปกรณ์หลัก คือ หัวเผา (Burner) ซึ่งการนำก๊าซธรรมชาติมาใช้ทดแทนสามารถทำได้โดยการปรับเปลี่ยนหัวเผาเป็นแบบเชื้อเพลิงก๊าซ และระบบจ่ายเชื้อเพลิงให้เหมาะสม

การใช้ก๊าซธรรมชาติทดแทนเชื้อเพลิงประเภทอื่นเพื่อผลิตความร้อนจะช่วยลดค่าใช้จ่ายด้านพลังงาน และค่าใช้จ่ายบำรุงรักษาอุปกรณ์ได้ เพราะก๊าซธรรมชาติเผาไหม้สมบูรณ์กว่า และมีต้นทุนพลังงานต่ำกว่า เมื่อเปรียบเทียบกับเชื้อเพลิงหลายประเภทอื่น ซึ่งการประเมินต้นทุนพลังงาน [3] สามารถคำนวณได้ตามสมการที่ (1)

$$\text{ต้นทุนพลังงาน (บาท/MJ)} = \frac{\text{ราคาเชื้อเพลิงบาทต่อหน่วย}}{\text{ค่าความร้อนสุทธิของเชื้อเพลิง}} \quad (1)$$

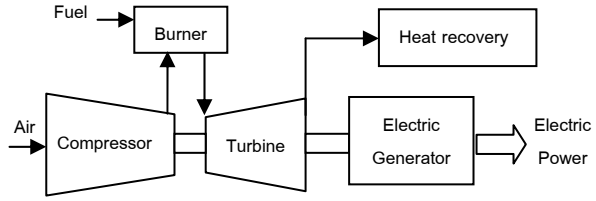
2.2.2 การใช้ก๊าซธรรมชาติเพื่อผลิตไฟฟ้า

การใช้ก๊าซธรรมชาติทดแทนพลังงานไฟฟ้าไม่สามารถทำได้โดยตรงเนื่องจากพลังงานไฟฟ้าเป็นพลังงานขั้นทุติยภูมิ แต่ก๊าซธรรมชาติเป็นพลังงานขั้นปฐมภูมิ ดังนั้นจึงต้องใช้เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (Combined Heat and Power: CHP) ซึ่งมีประสิทธิภาพดีกว่าระบบผลิตไฟฟ้าอย่างเดียว อีกทั้งสามารถนำพลังงานความร้อนทิ้งจากระบบผลิตไฟฟ้ากลับมาใช้ประโยชน์ได้อีกด้วย ซึ่งเทคโนโลยีผลิตไฟฟ้าที่นิยมใช้สามารถแบ่งออกได้เป็น 3 ประเภทหลัก คือ ระบบกังหันก๊าซ ระบบเครื่องยนต์สันดาปภายใน และระบบกังหันไอน้ำ [4],[5]

ระบบกังหันก๊าซ (Gas Turbine)

เทคโนโลยีระบบผลิตไฟฟ้าแบบกังหันก๊าซมีกำลังการผลิตไฟฟ้าตั้งแต่ 500 kW-50 MW [6],[7] ซึ่งระบบขนาดเล็กประสิทธิภาพผลิตไฟฟ้าไม่ดี เพราะจะมีอัตราการใช้เชื้อเพลิงเพื่อผลิตไฟฟ้าสูง แต่ในปัจจุบันผู้ผลิตมีการพัฒนาระบบกังหันก๊าซขนาดเล็ก (Micro-turbine) ขึ้นมาทดแทนจุดด้อยของระบบกังหันก๊าซ ซึ่งมีขนาดกำลังการผลิตไฟฟ้าตั้งแต่ 35-350 kW [7] เหมาะสำหรับการใช้ผลิตไฟฟ้าภายในบ้านหรืออาคารขนาดเล็ก แต่เครื่องจักรยังอยู่ในระหว่างการพัฒนาผลิตภัณฑ์จึงมีราคาเครื่องจักร และค่าใช้จ่ายบำรุงรักษาค่อนข้างสูง

หลักการทำงาน คือ คอมเพรสเซอร์จะอัดอากาศจากภายนอกให้เกิดความดันสูงเมื่อผสมกับเชื้อเพลิงแล้วนำเข้าสู่ห้องเผาไหม้เพื่อจุดระเบิดทำให้เกิดก๊าซร้อน ซึ่งจะขยายตัวผ่านกังหันก๊าซมีแรงขับเคลื่อนแกนกังหันก๊าซที่เชื่อมต่อกับเพลาขับของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า ส่วนไอก๊าซร้อนที่ผ่านกังหันก๊าซมีอุณหภูมิสูงถึง 450-550 องศาเซลเซียส สามารถใช้ผลิตไอน้ำความดันสูง-ต่ำ หรือน้ำร้อน ซึ่งการทำงานของระบบสามารถแสดงดังในรูปที่ 1

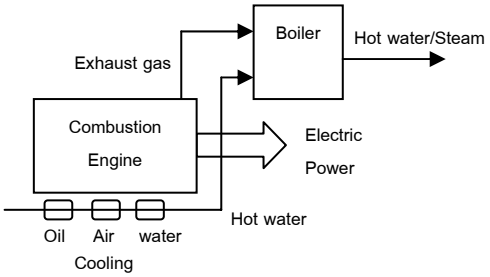


รูปที่ 1 การทำงานของระบบกังหันก๊าซ

ระบบเครื่องยนต์สันดาปภายใน (Internal Combustion Engine)

เครื่องยนต์สันดาปภายในสามารถแบ่งตามประเภทเครื่องยนต์ออกเป็น 2 ประเภท คือ เครื่องยนต์ spark-ignition engines และเครื่องยนต์ compression-ignition engines ซึ่งเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติเหมาะสำหรับใช้กับเครื่องยนต์แบบ spark-ignition engines [6] ส่วนเครื่องยนต์อีกแบบหนึ่งเหมาะสำหรับน้ำมันดีเซลซึ่งไม่ได้นำเสนอในที่นี้ โดยมีขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าตั้งแต่ 100 kW-10 MW [6],[7]

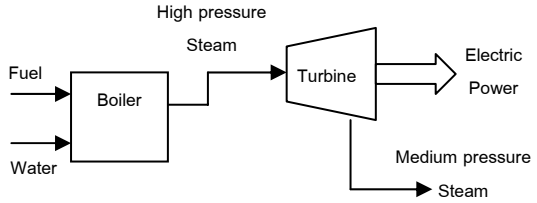
หลักการทำงาน คือ ทำงานตามหลักการของ Otto cycle เริ่มจากป้อนเชื้อเพลิงเข้าผสมกับอากาศที่หัวจุดระเบิด เกิดการเผาไหม้ทำให้อากาศภายในกระบอกสูบขยายตัวเกิดแรงดันลูกสูบเคลื่อนที่หมุนเพลาเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งการทำงานของระบบสามารถแสดงดังในรูปที่ 2



รูปที่ 2 การทำงานของระบบเครื่องยนต์สันดาปภายใน

ระบบกังหันไอน้ำ (Steam Turbine)

ระบบผลิตไฟฟ้าแบบกังหันไอน้ำ ซึ่งส่วนประกอบหลัก คือ หม้อไอน้ำ และกังหันไอน้ำ โดยการทำงานของกังหันไอน้ำจะขับเคลื่อนด้วยไอน้ำความดันสูงที่ผลิตจากหม้อไอน้ำ ซึ่งประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าจะต่ำกว่าเทคโนโลยีประเภทอื่น เพราะพลังงานป้อนเข้าระบบจะถูกลดทอนจากประสิทธิภาพการผลิตไอน้ำ และประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้า อีกทั้งยังเหลือไอน้ำปริมาณมาก ทำให้เหมาะสำหรับระบบที่มีต้องการความร้อนมากกว่าพลังงานไฟฟ้า [8],[10] ดังนั้นกังหันไอน้ำจึงไม่เหมาะสำหรับอาคารพาณิชย์ เนื่องจากอาคารใช้พลังงานไฟฟ้ามากกว่าร้อยละ 90 โดยการทำงานของระบบสามารถแสดงดังในรูปที่ 3



รูปที่ 3 การทำงานของระบบกังหันไอน้ำ

2.2.3 การใช้ก๊าซธรรมชาติเพื่อผลิตความเย็น

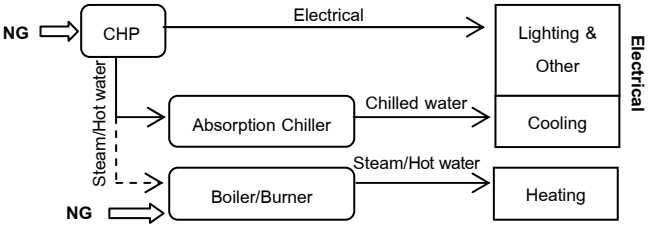
ระบบปรับอากาศภายในอาคารพาณิชย์ส่วนใหญ่เป็นระบบทำน้ำเย็นแบบรวมศูนย์ (Chiller) คือมีเครื่องทำน้ำเย็นผลิตน้ำเย็นจ่ายไปยังชุดจ่ายลมเย็นทั่วอาคาร แต่ในปัจจุบันมีเทคโนโลยีที่สามารถผลิตน้ำเย็นด้วยความร้อน นั่นคือ เครื่องทำน้ำเย็นแบบดูดซึม (Absorption Chiller) โดยสามารถนำมาประยุกต์ใช้ร่วมกับระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมเพื่อทดแทนการใช้พลังงานไฟฟ้าของเครื่องทำน้ำเย็นแบบเดิม

หลักการทำงาน คือ ใช้ความร้อนจากไอน้ำ หรือน้ำร้อน เพื่อเพิ่มอุณหภูมิสารทำความเย็นให้กลายเป็นไอแทนเครื่องอัดไอแบบไฟฟ้า ซึ่งข้อได้เปรียบของเครื่องทำความเย็นแบบดูดซึมคือพลังงานที่นำมาใช้เป็นพลังงานเหลือทิ้ง ซึ่งมีต้นทุนถูกกว่าไฟฟ้า

เครื่องทำน้ำเย็นแบบดูดซึมที่ใช้กันอยู่ในปัจจุบันมี 2 ชนิด คือ

1. Single Effect Absorption Chiller เหมาะสำหรับใช้กับแหล่งความร้อนคุณภาพต่ำ เช่น ไอน้ำความดัน 1 bar หรือน้ำร้อน (90-120 ^{0}C) สามารถใช้ร่วมกับระบบ CHP แบบกังหันก๊าซขนาดเล็ก และระบบเครื่องยนต์สันดาปภายใน ซึ่งระบบแบบนี้มีประสิทธิภาพทำความเย็นค่อนข้างต่ำ มีค่า COP เท่ากับ 0.7 [9]
2. Double Effect Absorption Chiller เหมาะสำหรับใช้กับแหล่งความร้อนคุณภาพสูง เช่น ไอน้ำความดัน 8-10 bar สามารถใช้ร่วมกับระบบ CHP แบบกังหันก๊าซ และกังหันไอน้ำ ซึ่งระบบแบบนี้มีประสิทธิภาพทำความเย็นสูง มีค่า COP เท่ากับ 1.3 [9]

2.3 แนวความคิดการนำเทคโนโลยีมาประยุกต์ใช้



รูปที่ 4 การประยุกต์ใช้เทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติ

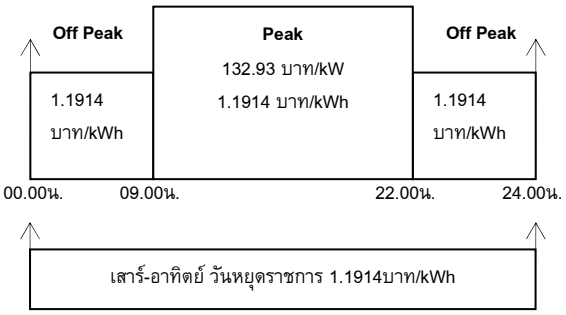
2.4 การออกแบบระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติ

การออกแบบเทคโนโลยีที่สามารถรองรับความต้องการพลังงานของอาคารพาณิชย์จะคำนึงถึงการออกแบบตามความต้องการพลังงานไฟฟ้า (Electricity Matching) เป็นหลัก [10],[11],[12] และสิ่งสำคัญคือการออกแบบระบบ CHP ที่สามารถนำความร้อนทิ้งกลับมาใช้ประโยชน์สูงสุดเพื่อความคุ้มค่า [10] ซึ่งในที่นี้จะมุ่งเน้นการใช้ความร้อนทิ้งสำหรับระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึมเป็นหลักเพื่อลดค่าใช้จ่ายด้านไฟฟ้า เพราะก๊าซธรรมชาติสามารถทดแทนความร้อนได้โดยตรง

ปัญหาของการออกแบบระบบดังกล่าวคือ เมื่อมีการนำความร้อนทิ้งจากระบบ CHP มาใช้ทดแทนพลังงานไฟฟ้าของระบบปรับอากาศเดิม จะทำให้ความต้องการพลังงานไฟฟ้าของอาคารลดลง ซึ่งส่งผลต่อการออกแบบขนาดของระบบ CHP ที่เล็กลงด้วย แต่ทั้งนี้เมื่อระบบ CHP ขนาดเล็กลงจะทำให้มีความร้อนออกมาสำหรับผลิตน้ำเย็นลดลงด้วย ดังนั้นต้องหาจุดที่เหมาะสมทั้งความร้อนที่ได้จากระบบ และสามารถรองรับความต้องการพลังงานไฟฟ้าได้ จึงจะออกแบบขนาดระบบ CHP และขนาดตันความเย็นที่สามารถทดแทนได้อย่างเหมาะสม

เมื่อออกแบบขนาดของระบบที่เหมาะสมได้แล้ว การออกแบบระบบ CHP จะต้องคำนึงถึงรูปแบบการใช้งานด้วย เช่น หากอาคารมีความต้องการพลังงานไฟฟ้าน้อยการเดินเครื่องที่โหลดภาระต่ำ จะทำให้เกิดความสูญเสียในระบบ และมีต้นทุนพลังงานไฟฟ้าที่สูง (4-6 บาท/kWh) ซึ่งอาจจะสูงกว่าการซื้อไฟฟ้าจากระบบสายส่ง (3-4 บาท/kWh) อีกทั้งความร้อนทิ้งที่ได้ไม่สามารถนำไปใช้ประโยชน์ได้อย่างเต็มที่

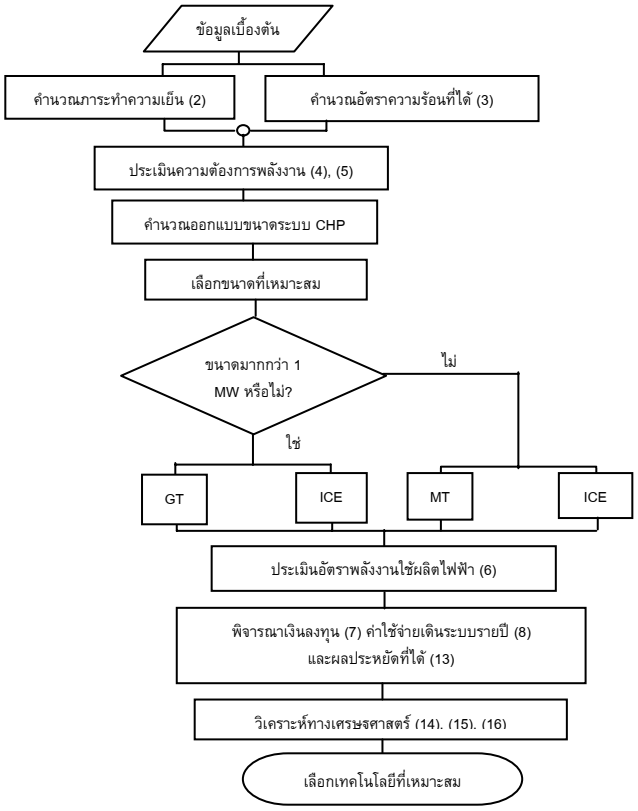
ดังนั้นจึงมีกำหนดเงื่อนไขให้เดินระบบผลิตไฟฟ้าเฉพาะในช่วงเวลา Peak (วันจันทร์-ศุกร์ ในช่วงเวลา 9.00-22.00 น.) ตามอัตราไฟฟ้าแบบ TOU ซึ่งเป็นช่วงค่าไฟฟ้าแพง สามารถแสดงดังในรูปที่ 5 ส่วนนอกเหนือจากเวลาดังกล่าวจะสลับใช้ไฟฟ้าจากระบบสายส่ง เพื่อใช้ประโยชน์จากอัตราค่าไฟฟ้าประเภท TOU สูงสุด [13] สาเหตุที่พิจารณาจากอัตรา TOU เพราะเป็นอัตราไฟฟ้าเดียวในปัจจุบันที่สามารถขอเปลี่ยนได้ เพราะมีการสนับสนุนจากการไฟฟ้า แต่จะไม่สามารถเปลี่ยนกลับได้



รูปที่ 5 อัตราค่าไฟฟ้า TOU

3. การพัฒนาเกณฑ์การเลือกใช้เทคโนโลยีที่เหมาะสม

การเลือกเทคโนโลยีให้เหมาะสมกับการใช้พลังงานของอาคารพาณิชย์ เริ่มจากการศึกษาข้อมูลเบื้องต้นของอาคารที่สำคัญ ได้แก่ กำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ใช้ [5],[11],[12] ปริมาณไฟฟ้าที่ใช้ต่อปี ปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ต่อปี ขนาดพื้นที่ปรับอากาศ [14],[15] ชั่วโมงทำงานต่อปี [15] เป็นต้น เพื่อนำมาสร้างความสัมพันธ์ในการออกแบบขนาดของระบบ CHP ที่เหมาะสม ด้วยเกณฑ์ทางเทคนิค (Technical Criteria) จากนั้นค่าทางเทคนิคที่ได้ของแต่ละเทคโนโลยีนำมาใช้ในการวิเคราะห์ความคุ้มค่าการลงทุน ตามเกณฑ์ทางเศรษฐศาสตร์ (Economic Criteria) จะพบว่าเทคโนโลยีใดที่เหมาะสมกับอาคารพาณิชย์นั้นมากที่สุด โดยพิจารณาจากค่าชี้วัดทางเศรษฐศาสตร์ ซึ่งลำดับการวิเคราะห์แสดงดังในรูปที่ 6



รูปที่ 6 ผังหลักการเลือกเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติที่เหมาะสม

3.1 เกณฑ์ทางเทคนิค (Technical Criteria)

เป็นเกณฑ์ที่สร้างขึ้นเพื่อการออกแบบขนาดระบบ CHP ที่สามารถรองรับความต้องการพลังงานทั้งไฟฟ้าและความร้อนได้อย่างเหมาะสม ซึ่งจากการศึกษาสามารถนำเสนอเกณฑ์ในการพิจารณาได้จำนวน 4 เกณฑ์ ได้แก่ 1.ภาระทำความเย็นของอาคาร 2.อัตราความร้อนทิ้งที่ได้จากระบบ CHP 3.ความต้องการพลังงาน 4.อัตราการใช้เชื้อเพลิงเพื่อผลิตไฟฟ้า

3.1.1 ภาระทำความเย็นของอาคาร

เริ่มจากการพิจารณาภาระทำความเย็นของอาคารเพื่อประเมินพลังงานความร้อนที่ต้องการจากระบบ CHP ซึ่งภาระทำความเย็นของอาคารสามารถพิจารณาได้จากขนาดเครื่องทำน้ำเย็นเดิมเฉพาะที่เปิดใช้งาน หรือประเมินจากขนาดพื้นที่ปรับอากาศของอาคาร ดังนั้นความร้อนที่ต้องการจากระบบ CHP คำนวณได้จากสมการที่ (2) (หน่วยเป็น MMBtu/hr.) โดยค่า R^2 ของสมการมากกว่า 0.9 โดยค่าคงที่ของสมการแสดงดังในตารางที่ 1

$$H_{ab} = a_1 CL + b_1 \quad (2)$$

ตารางที่ 1 ค่าคงที่สมการอัตราความร้อนสำหรับระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม

ประเภทระบบ	ค่า a_1	ค่า b_1
Single Effect Absorption Chiller	0.018	0.290
Double Effect Absorption Chiller	0.009	0.247

ที่มา : ความสัมพันธ์ของข้อมูลจากผู้ผลิต Thermax, Carrier, Broad เป็นต้น

3.1.2 อัตราความร้อนทิ้งที่ได้จากระบบ CHP

ปริมาณความร้อนทิ้งที่ได้จากระบบ CHP (หน่วยเป็น MMBtu/hr.) ขึ้นอยู่กับขนาดกำลังผลิตไฟฟ้า และประเภทเทคโนโลยี หากกำลังผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่จะมีปริมาณความร้อนทิ้งที่นำมาใช้ประโยชน์ได้มาก ซึ่งสามารถคำนวณได้จากสมการที่ (3) โดยมีค่า R^2 ของสมการมากกว่า 0.9 โดยค่าคงที่ของสมการแสดงดังในตารางที่ 2 แต่ทั้งนี้ในการเลือกขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าจะต้องคำนึงถึงการนำความร้อนทิ้งไปใช้ให้ได้ประโยชน์สูงสุดด้วย

$$H_{chp} = a_2 P_{chp} + b_2 \quad (3)$$

ตารางที่ 2 ค่าคงที่สมการอัตราความร้อนทิ้งที่ได้จากระบบ CHP

ประเภทระบบ	ค่า a_2	ค่า b_2
ระบบกังหันก๊าซ	0.0031	8.4775
ระบบกังหันก๊าซขนาดเล็ก	0.0056	0.0076
ระบบเครื่องยนต์ฯ	0.0031	0.5961

ที่มา : ความสัมพันธ์ของข้อมูลจากผู้ผลิต Kawasaki, Solar Turbines, GE เป็นต้น

3.1.3 ความต้องการพลังงาน

ความต้องการพลังงานไฟฟ้าประเมินจากค่ากำลังไฟฟ้าสูงสุดที่ผ่านมาของอาคารหักลบค่ากำลังไฟฟ้าของเครื่องทำน้ำเย็นแบบอัดไอที่ถูกทดแทน (กำหนดให้ค่าประสิทธิภาพเท่ากับ 0.74 กิโลวัตต์ต่อตันความเย็น [16]) ซึ่งการเลือกขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าระบบ CHP จะเลือกให้ขนาดใหญ่กว่ากำลังไฟฟ้าสูงสุดเสมอ การคำนวณแสดงดังสมการที่ (4) และส่วนความต้องการพลังงานความร้อนที่ได้จากระบบ CHP โดยสามารถคำนวณตามสมการที่ (5) เพื่อนำไปใช้สำหรับระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม และกรณีทดแทนการผลิตไอน้ำหรือน้ำร้อน

$$P_{chp} = P_{el} - 0.74CL \quad (4)$$

$$H_{chp} = H_{ab} + \frac{N_f h_f}{O_H} \quad (5)$$

3.1.4 อัตราการใช้พลังงานเพื่อผลิตไฟฟ้า

อัตราการใช้เชื้อเพลิงเพื่อผลิตไฟฟ้าของแต่ละประเภทของระบบ CHP มีความแตกต่างกัน ซึ่งจากข้อมูลของผู้ผลิตสามารถสร้างความสัมพันธ์ระหว่างอัตราการใช้พลังงานเพื่อผลิตไฟฟ้ากับขนาดกำลังผลิตไฟฟ้าดังแสดงตามสมการที่ (6) (หน่วยเป็น MMBtu/kWh) โดยค่า R^2 ของสมการมากกว่า 0.9 ซึ่งมีค่าคงที่ของสมการดังในตารางที่ 3

$$N_{chp} = a_3 P_{chp}^{-b_3} \quad (6)$$

ตารางที่ 3 ค่าคงที่สมการอัตราการใช้เชื้อเพลิงเพื่อผลิตไฟฟ้า

ประเภทระบบ	ค่า a_3	ค่า b_3
ระบบกังหันก๊าซ	0.051	0.16
ระบบกังหันก๊าซขนาดเล็ก	0.019	0.08
ระบบเครื่องยนต์ฯ	0.012	0.05

จากการพิจารณาตามเกณฑ์ทางเทคนิคจะทำให้สามารถเลือกขนาดของระบบที่เหมาะสมได้ ซึ่งจะนำไปใช้ในการพิจารณาต่อไปในเกณฑ์ทางเศรษฐศาสตร์

3.2 เกณฑ์ทางเศรษฐศาสตร์ (Economic Criteria)

เกณฑ์ทางเศรษฐศาสตร์สร้างขึ้นจากการประเมินเงินลงทุน และค่าใช้จ่ายของระบบที่จะเกิดขึ้น โดยเปรียบเทียบกับผลประหยัดที่ได้จากการนำเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติมาประยุกต์ใช้ เพื่อพิจารณาความคุ้มค่าการลงทุนตามหลักเศรษฐศาสตร์ โดยสามารถนำเสนอจำนวน 6 เกณฑ์ ได้แก่ เงินลงทุน ค่าใช้จ่ายเดินระบบต่อปี ผลประหยัดที่ได้ต่อปี มูลค่าเงินปัจจุบันสุทธิ ระยะเวลาคืนทุน [8],[9],[10] อัตราผลตอบแทน [8],[9],[10]

3.2.1 เงินลงทุน

การประเมินเงินลงทุนสำหรับการติดตั้งเครื่องจักรและปรับปรุงอุปกรณ์เพื่อรองรับเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติ ซึ่งจำนวนเงินลงทุนขึ้นอยู่กับขนาดของเครื่องจักรที่เลือกใช้ โดยการคำนวณเงินลงทุน [4] สามารถแสดงดังสมการที่ (7) ซึ่งรายละเอียดแสดงดังนี้

$$I_{total} = I_{chp} + I_{ab} + I_{pipe} + I_{ot} \quad (7)$$

เงินลงทุนระบบ CHP (I_{chp})

เงินลงทุนของระบบ CHP ขึ้นอยู่กับเทคโนโลยีและขนาดกำลังผลิตไฟฟ้า ซึ่งจากข้อมูลของผู้ดำเนินการ [7] มีรายละเอียดการลงทุนที่ดี สามารถสร้างความสัมพันธ์ได้ตามสมการที่ (8) ซึ่งค่า R^2 มากกว่า 0.9 และมีค่าคงที่สมการดังแสดงในตารางที่ 4

$$I_{chp} = (a_4 P_{chp} + b_4) \times US_{rate} \quad (8)$$

ตารางที่ 4 ค่าคงที่สมการเงินลงทุนระบบ CHP

ประเภทระบบ	ค่า a_4	ค่า b_4
ระบบกังหันก๊าซ	764.15	1,655,731
ระบบกังหันก๊าซขนาดเล็ก	1,211.7	43,938
ระบบเครื่องยนต์ฯ	901.2	73,626

หมายเหตุ : เงินลงทุน CHP=เครื่องจักร+อุปกรณ์ไฟฟ้า+ชุด Heat recovery+ค่าแรงติดตั้ง+ค่าบริหารโครงการ

เงินลงทุนระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม (I_{ab})

เงินลงทุนของระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม ขึ้นอยู่กับเทคโนโลยีและขนาดทำความเย็น จากข้อมูลของผู้ผลิตสามารถประเมินเงินลงทุนได้ตามในตารางที่ 5 การคำนวณตามสมการที่ (9) โดยการเลือกใช้ระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึมที่เหมาะสมจะต้องพิจารณาตามความเหมาะสมของแหล่งความร้อนที่ให้แก่ระบบ

$$I_{ab} = prices_{ab} \times CL \times US_{rate} \quad (9)$$

ตารางที่ 5 เงินลงทุนต่อตันความเย็นของระบบทำความเย็น [15]

ประเภทระบบ	เงินลงทุน ($US/TonR)
Single effect Absorption Chiller	365
Double effect Absorption Chiller	625

เงินลงทุนระบบท่อก๊าซธรรมชาติ (I_{pipe})

จากการศึกษาข้อมูลจากผู้ดำเนินการติดตั้งจริง สามารถประเมินค่าใช้จ่ายวางระบบท่อก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยได้ประมาณ 2 ล้านบาท ดังแสดงในตารางที่ 6

ตารางที่ 6 เงินลงทุนระบบท่อก๊าซธรรมชาติ [2]

ผู้ประกอบการ	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

เงินลงทุนปรับปรุงอุปกรณ์อื่นๆ (I_{ot})

การนำก๊าซธรรมชาติมาใช้อาจจะต้องมีปรับปรุงอุปกรณ์อื่นเพิ่มเติมเพื่อความเหมาะสม เช่น การปรับเปลี่ยนหรือติดตั้งหัวเผา การติดตั้งชุดแลกเปลี่ยนความร้อน ถังเก็บน้ำร้อน เป็นต้น ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับสภาพสถานที่ หรือระบบของแต่ละสถานประกอบการ

3.2.2 ค่าใช้จ่ายเดินระบบรายปี

การนำก๊าซธรรมชาติมาใช้จะมีค่าใช้จ่ายรายปีที่เพิ่มขึ้นในส่วนต่างๆ สามารถแสดงได้ดังสมการที่ (10) ซึ่งรายละเอียดแสดงดังนี้

$$C_{total} = C_{NG} + C_{chp} + C_{ab} + C_{el} \quad (10)$$

ค่าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ (C_{NG}) ค่าก๊าซธรรมชาติที่ใช้สำหรับระบบผลิตไฟฟ้า และทดแทนเชื้อเพลิงเพื่อผลิตความร้อนของอาคาร ซึ่งการผลิตไฟฟ้าจะผลิตเฉพาะตอนช่วง Peak (13 ชม./วัน 312 วัน/ปี เท่ากับ 4,056 ชม./ปี) การคำนวณสามารถแสดงดังสมการที่ (11)

$$C_{NG} = \left[4{,}056 N_{chp} P_{chp} + \frac{N_f \times h_f}{1{,}055} \right] \times NG_{rate} \quad (11)$$

ค่าใช้จ่ายบำรุงรักษาระบบ CHP (C_{chp}) โดยค่าใช้จ่ายบำรุงรักษาของระบบ CHP แต่ละประเภท (C_{M1}) ได้แก่ ระบบกังหันก๊าซเท่ากับ 0.007 $US/kWh ระบบกังหันก๊าซขนาดเล็กเท่ากับ 0.01 $US/kWh และระบบเครื่องยนต์ฯ เท่ากับ 0.01 $US/kWh [10] คำนวณตามสมการที่ (12)

$$C_{chp} = C_{M1} \times 4{,}056 P_{chp} \times US_{rate} \quad (12)$$

ค่าใช้จ่ายบำรุงรักษาระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม (C_{ab}) จากข้อมูลการเปรียบเทียบอัตราค่าบำรุงรักษารายปีของระบบทำน้ำเย็นแต่ละชนิดขึ้นกับขนาดทำความเย็น [17] สามารถสร้างความสัมพันธ์ตามสมการที่ (13) มีค่า R^2 มากกว่า 0.9 และค่าคงที่ของสมการแสดงดังในตารางที่ 7

$$C_{ab} = a_5 CL^{1-b_5} \times US_{rate} \quad (13)$$

ตารางที่ 7 ค่าคงที่ค่าบำรุงรักษาของเครื่องทำน้ำเย็นแบบดูดซึม

ประเภทระบบ	a_5	b_5
Single effect Absorption Chiller	165.2	29
Double effect Absorption Chiller	219.6	33

ค่าไฟฟ้าที่ซื้อจากระบบสายส่งรายปี (C_{el}) นั่นคือปริมาณไฟฟ้าที่ใช้ในช่วง Off Peak ต่อปีของอาคาร สังเกตได้จากใบแจ้งหนี้ หากไม่ทราบสามารถคำนวณได้ตามสมการที่ (14) ส่วนอัตราค่าไฟฟ้าที่ซื้อเพิ่มคิดตามอัตราช่วง Off peak บวกภาษีอากร หากอ้างอิงค่า Ft ที่ 0.9 บาทต่อหน่วย จะมีค่าไฟฟ้าเท่ากับ 2.238 บาทต่อหน่วย ดังนั้นค่าไฟฟ้าซื้อเพิ่มสามารถคำนวณได้ตามสมการที่ (15)

$$E_{OP} = E_{el} - 4{,}056 P_{el} \quad (14)$$

$$C_{el} = (1.275 + 1.07 Ft) E_{OP} \quad (15)$$

หมายเหตุ : ค่า Ft มีการเปลี่ยนแปลงอยู่ตลอดขึ้นอยู่กับกำหนดของการไฟฟ้า

3.2.3 ผลประหยัดที่ได้ต่อปี

ผลประหยัดที่ได้จากการนำเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติมาใช้ทั้งด้านไฟฟ้าและความร้อน คือ ค่าใช้จ่ายพลังงานไฟฟ้าที่ลดลงต่อปี ค่าใช้จ่ายเชื้อเพลิงที่ลดลงต่อปี มูลค่าซากของเครื่องจักรที่ลงทุนไป สามารถสรุปได้ดังสมการที่ (16)

$$R_{total} = R_{el} + R_f + S_M \quad (16)$$

3.2.4 มูลค่าเงินปัจจุบันสุทธิ

มูลค่าเงินปัจจุบันสุทธิ หรือ NPV เป็นตัวชี้วัดทางเศรษฐศาสตร์ตัวหนึ่งที่คำนึงถึงการเปลี่ยนแปลงค่าของเงินตามเวลา ซึ่งมีข้อดีคือสามารถบอกถึงจำนวนเงินที่ชัดเจน ทำให้การเปรียบเทียบระหว่างโครงการสามารถบอกความแตกต่างได้ดีการคำนวณทำได้ตามสมการที่ (17)

$$NPV = \left[(R_{total} - C_{tatal}) \frac{(1+i\%)^t - 1}{i\%(1+i\%)^t} \right] - I_{total} \quad (17)$$

3.2.5 อัตราผลตอบแทน

การลงทุนต้องพิจารณาผลตอบแทนที่ได้ว่าคุ้มค่ากับเงินลงทุนหรือไม่ เพื่อช่วยสนับสนุนการตัดสินใจ ซึ่งสามารถคำนวณตามสมการที่ (18) โดยตัวแปร คือ อัตราผลตอบแทน (IRR) อายุการใช้งานของระบบ (t) โดยกำหนดให้อายุการใช้งานของระบบเท่ากับ 20 ปี

$$I_{total} = (R_{total} - C_{tatal}) \frac{(1+IRR)^t - 1}{IRR(1+IRR)^t} \quad (18)$$

3.2.6 ระยะเวลาคืนทุน

ระยะเวลาคืนทุน เป็นตัวชี้วัดทางเศรษฐศาสตร์ตัวหนึ่งที่แสดงถึงระยะเวลาการลงทุนที่ทำให้ผลประหยัดเท่ากับจำนวนเงินลงทุนโดยไม่คำนึงถึงการเปลี่ยนแปลงค่าเงินตามเวลา ซึ่งการคำนวณสามารถแสดงตามสมการที่ (19)

$$n = \frac{I_{total}}{R_{total}} \quad (19)$$

3.3 วิธีการนำเกณฑ์ไปใช้พิจารณาเทคโนโลยี

เกณฑ์ที่นำเสนอใช้เพื่อพิจารณาเลือกเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติที่เหมาะสมจะทำการวิเคราะห์ค่าของเทคโนโลยีแต่ละประเภท เริ่มจากการออกแบบขนาดของระบบ CHP ที่เหมาะสม โดยใช้การกำหนดให้ความร้อนที่ได้จากระบบ CHP เท่ากับความร้อนที่ต้องการนำไปใช้ในระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม ซึ่งจะเป็นการออกแบบที่สามารถนำความร้อนทิ้งไปใช้ประโยชน์ได้พอดี และช่วยลดการใช้พลังงานไฟฟ้าได้ สามารถแสดงหลักการได้ดังนี้

นำสมการที่ (2) แทนในสมการที่ (5) ;

$$H_{chp} = a_1 CL + b_1 + \frac{N_f h_f}{O_H} \quad (20)$$

นำสมการที่ (4) แทนในสมการที่ (3) ;

$$H_{chp} = a_2 \times (P_{el} - 0.74CL) + b_2 \quad (21)$$

นำสมการที่ (20) เท่ากับ สมการที่ (21) ตามหลักการ ;

$$a_2 \times (P_{el} - 0.74CL) + b_2 = a_1 CL + b_1 + \frac{N_f h_f}{O_H} \quad (22)$$

เปลี่ยนรูปสมการที่ (22) ให้อยู่ในรูปสมการที่ (23)

$$CL = \frac{a_2 P_{el} + b_2 - b_1 - \frac{N_f h_f}{O_H}}{a_1 + 0.74a_2} \quad (23)$$

จากสมการที่ (23) ต้องการหาค่า CL หรือภาระทำความเย็นที่ถูกทดแทนอย่างพอดี ส่วนพารามิเตอร์อื่นๆเป็นค่าคงที่ตามข้อมูลเบื้องต้น ซึ่งถ้าค่า CL ที่ได้มีค่ามากกว่าภาระทำความเย็นจริงของอาคารก็ถือว่า “สามารถทดแทนระบบปรับอากาศได้ 100%” แต่ถ้ากรณีค่า CL ที่ได้ต่ำกว่าภาระทำความเย็นจริงนั่นคือความร้อนที่ได้จากระบบ CHP ไม่สามารถทดแทนภาระทำความเย็นทั้งหมด จึงสามารถทดแทนเพียงบางส่วน

จากสมการที่ (23) จะได้ค่าภาระทำความเย็นที่ถูกทดแทน (CL) ด้วยความร้อนที่ได้จากระบบ CHP อย่างเหมาะสม ซึ่งจะนำไปคำนวณเพื่อออกแบบขนาดของระบบ CHP ที่เหมาะสมจากสมการที่ (4) ซึ่งค่าที่ได้จากการคำนวณจะต้องปัดขึ้นเสมอ เพื่อให้เหมาะสมตามขนาดของผู้ผลิต จากนั้นนำขนาดของระบบที่ได้มาประเมินปริมาณพลังงานที่ผลิตจากระบบเพื่อรองรับความต้องการพลังงานของอาคาร รวมถึงปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ต้องใช้สำหรับระบบทั้งหมดด้วย ส่วนทางด้านเศรษฐศาสตร์นำขนาดของระบบมาประเมินเงินลงทุนตามสมการที่ (7) และค่าใช้จ่ายรายปีของระบบตามสมการที่ (10) เปรียบเทียบกับผลประหยัดต่อปีที่คาดว่าจะเกิดขึ้นตามสมการที่ (16) เพื่อวิเคราะห์ความคุ้มค่าการลงทุน โดยค่าชี้วัดในการเลือกเทคโนโลยีที่เหมาะสม คือ มูลค่าเงินปัจจุบันสุทธิเป็นบวก อัตราผลตอบแทนสูง และระยะเวลาคืนทุนต่ำ การคำนวณตามสมการที่ (17) (18) และ (19) ตามลำดับ

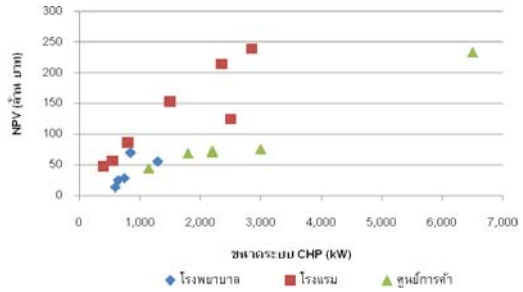
4. การทดสอบเกณฑ์การเลือกเทคโนโลยีที่เหมาะสม

ทำการทดลองนำเกณฑ์มาใช้คำนวณกับข้อมูลเบื้องต้นของอาคารตัวอย่าง เพื่อวิเคราะห์เปรียบเทียบเลือกเทคโนโลยีที่เหมาะสมสำหรับอาคารตัวอย่าง และความคุ้มค่าของการนำเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติมาใช้ในอาคารพาณิชย์ จากการทดสอบวิเคราะห์พบว่าอาคารพาณิชย์ที่มีชั่วโมงการทำงานน้อย (มีชั่วโมงทำงานน้อยกว่า 4,000 ชั่วโมงต่อปี [13] ได้ทดสอบแล้ว) และมีขนาดกำลังไฟฟ้าสูงสุดต่ำ จะไม่คุ้มค่าแก่การลงทุน เนื่องจากเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติมีการลงทุนที่สูง เมื่อมีการใช้พลังงานน้อยทำให้ผลประหยัดที่ได้จากการลดค่าใช้จ่ายน้อยตามไปด้วย ซึ่งส่วนใหญ่ได้แก่ อาคารประเภทสถานศึกษา และอาคารสำนักงาน ส่วนอาคารประเภทอื่นๆไม่ได้นำมาวิเคราะห์ในที่นี้เนื่องจากมีความหลากหลายมากไม่เหมาะแก่การเปรียบเทียบ แต่ไม่ได้หมายถึงไม่มีศักยภาพ

ส่วนอาคารประเภทศูนย์การค้า (7 แห่ง) โรงแรม (6 แห่ง) และโรงพยาบาล (5 แห่ง) ที่ทำการทดสอบพบว่าระบบเทคโนโลยีที่ให้ความคุ้มค่าแก่การลงทุนสูงที่สุดคือระบบ CHP แบบเครื่องยนต์สันดาปภายใน ใช้ร่วมกับระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึมชนิดชั้นเดียว ซึ่งผลลัพธ์ทางเศรษฐศาสตร์แสดงดังในตารางที่ 8 และความสัมพันธ์ระหว่างขนาดของระบบ CHP กับมูลค่าปัจจุบันสุทธิแสดงดังในรูปที่ 7

ตารางที่ 8 ผลการทดสอบเกณฑ์และการออกแบบเทคโนโลยี

ประเภทอาคาร	ขนาดระบบ CHP	NPV (บาท)	IRR (%)	PB (ปี)
โรงแรม	600-1,300 kW	131,466,333	29.94	3.39
โรงพยาบาล	400-2,850 kW	38,386,441	18.00	5.64
ศูนย์การค้า	1,150-6,500 kW	94,214,199	16.40	5.85



รูปที่ 7 ความสัมพันธ์ของผลตอบแทนต่อขนาดของระบบ CHP

5. สรุปผลงานวิจัย

การศึกษานำเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติมาใช้สำหรับอาคารพาณิชย์ มีความเป็นได้สามารถช่วยลดค่าใช้จ่ายด้านพลังงาน และคุ้มค่าแก่การลงทุนสำหรับอาคารพาณิชย์ที่มีจำนวนชั่วโมงการทำงานต่อปีมาก เช่น โรงแรม โรงพยาบาล ศูนย์การค้า เป็นต้น ซึ่งเทคโนโลยีที่เหมาะสมสำหรับอาคารพาณิชย์ คือ ระบบ CHP แบบเครื่องยนต์สันดาปภายในใช้ร่วมกับระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึมชนิดชั้นเดียว เนื่องจากระบบแบบเครื่องยนต์ฯมีประสิทธิภาพการทำงานที่ดีในระบบขนาดเล็กและปานกลาง ซึ่งอาคารพาณิชย์ส่วนใหญ่มีความต้องการกำลังไฟฟ้าไม่สูงนัก แต่ถ้าระบบผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่มากระบบแบบกังหันก๊าซอาจจะเป็นทางเลือกที่ดีเช่นกัน ส่วนระบบแบบกังหันก๊าซขนาดเล็กมีความเหมาะสม แต่เนื่องจากยังเป็นช่วงพัฒนาผลิตภัณฑ์จึงมีเงินลงทุนและค่าใช้จ่ายสูงกว่าระบบเครื่องยนต์ฯ ซึ่งในอนาคตระบบแบบกังหันก๊าซขนาดเล็กอาจจะมีความเหมาะสมมากกว่าระบบแบบเครื่องยนต์ฯ เพราะมีขนาดเครื่องจักรเล็ก เสียงรบกวนน้อย มีน้ำหนักเครื่องเบาเหมาะสำหรับติดตั้งภายในอาคาร

ระบบเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติในอนาคต อาจเป็นทางเลือกหนึ่งที่น่าสนใจมากขึ้น เมื่อราคาค่าไฟฟ้าหรือเชื้อเพลิงมีราคาสูงขึ้น หรือได้รับการสนับสนุนด้านการลงทุนจากรัฐบาล เพราะปัจจุบันราคาค่าไฟฟ้าของประเทศไทยยังถือว่ามีราคาถูกเมื่อเทียบกับต่างประเทศ ดังนั้นผลตอบแทนของการลงทุนจึงอาจจะยังไม่จูงใจเท่าที่ควร อีกทั้งเครื่องจักรเทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติมีราคาสูง ทำให้การลงทุนมีความเสี่ยงสูง และการจัดหาแหล่งเงินทุนทำได้ลำบาก

การทดสอบวิเคราะห์เทคโนโลยีก๊าซธรรมชาติทำการประเมินโดยใช้ค่าคงที่อ้างอิงดังต่อไปนี้

ค่าไฟฟ้าเฉลี่ย	= 3.5 บาท/kWh	อัตราแลกเปลี่ยนเงิน	= 34 บาท/$US
ค่า NG	= 237.76 บาท/MMBtu	ค่าความร้อน NG	= 1,055 MJ/MMBtu
ค่า LPG	= 18.13 บาท/kg	ค่าความร้อน LPG	= 50.22 MJ/kg
ค่าน้ำมันดีเซล	= 26.23 บาท/ลิตร	ค่าความร้อนน้ำมันดีเซล	= 36.42 MJ/ลิตร
ค่าน้ำมันเตา	= 18.02 บาท/ลิตร	ค่าความร้อนน้ำมันเตา	= 39.77 MJ/ลิตร
ค่า MARR (i%)	= 6% ต่อปี		

รายการสัญลักษณ์

CL	ภาระทำความเย็นที่ถูกทดแทน	US_{rate}	อัตราแลกเปลี่ยนเงินตรา
A	พื้นที่ปรับอากาศของอาคาร	NG_{rate}	ราคาก๊าซธรรมชาติต่อหน่วย
P_{chp}	กำลังผลิตไฟฟ้าของระบบ CHP	E_{el}	ปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ต่อปี
P_{el}	กำลังไฟฟ้าสูงสุดของอาคาร	N_{chp}	อัตราการใช้พลังงานผลิตไฟฟ้า
H_{chp}	อัตราความร้อนจากระบบ CHP	S_M	มูลค่าซากคิด10% ของมูลค่าเครื่องจักร
N_f	ปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ต่อปีของอาคาร	E_{OP}	ปริมาณไฟฟ้าที่ต้องซื้อเพิ่มจากสายส่ง
h_f	ค่าความร้อนของเชื้อเพลิง	R_{el}	ผลประหยัดค่าไฟฟ้าที่ลดลง
O_H	ชั่วโมงทำงานต่อปี	R_f	ผลประหยัดค่าเชื้อเพลิงที่ลดลง
E_{chp}	ปริมาณไฟฟ้าที่ผลิตได้จาก CHP	C_{M1}	อัตราค่าซ่อมบำรุงของระบบ CHP
		C_{M2}	ค่าซ่อมระบบทำน้ำเย็นแบบดูดซึม

6. เอกสารอ้างอิง

1. กีรติ โภคะสุวรรณ. การดำเนินงานโครงการ CITY GAS ในเขตกรุงเทพฯ และปริมณฑล. [ออนไลน์] ก๊าซไลน์ ปีที่ 20 ฉบับที่ 74 เดือนมกราคม-มีนาคม 2552: หน้า 6.
2. ฐานข้อมูลอนุรักษ์พลังงาน. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน. www.dede.go.th. (ข้อมูลวันที่ 20 ก.ค. 2552)
3. สถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย. รายงานการศึกษาผลกระทบโครงข่ายท่อก๊าซธรรมชาติในเขตกรุงเทพฯและปริมณฑล (Bangkok City Gas). บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน), 2552
4. 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
5. ปิติพล วังธิยอง. ศักยภาพการใช้ระบบผลิตพลังงานทำงานร่วมกับระบบทำความเย็นแบบดูดกลืนในโรงพยาบาลใหญ่. วิทยานิพนธ์ปริญญามหาบัณฑิต ภาควิชาเครื่องกล คณะวิศวกรรมศาสตร์ มหาวิทยาลัยเชียงใหม่, 2547
6. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน. เอกสารเผยแพร่ หมวดที่ 9, ชุดการแสดงที่ 28 “ระบบพลังงานร่วม (Cogeneration)”, 2548
7. U.S. Environment Protection Agency Combined Heat and Power Partnership. Catalogue of CHP Technologies. www.epa.gov
8. M.H.A.Costa and J.A.P.Balestieri. Comparative study of cogenearation systems in a chemical industry. Applied Thermal Engineering 21 (2001): 523-533
9. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน. เอกสารเผยแพร่ หมวดที่ 10, ชุดการแสดงที่ 30 “ระบบทำความเย็นแบบดูดซึม (Absorption Refrigeration)”, 2548
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 www.cres.gr
11. สมมาส แก้วล้วน และ จุลละพงษ์ จุลโพธิ. ศักยภาพการนำระบบ Cogeneration และ Absorption Chiller มาใช้ในอาคารธุรกิจบางประเภท. วิทยานิพนธ์ปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาเทคโนโลยีอุณหภาพ คณะพลังงานและวัสดุ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี, 2544
12. ฉลอง อุไรรัตน์. ศักยภาพการใช้ระบบผลิตกำลังและความร้อนร่วมที่ใช้ก๊าซธรรมชาติโรงแรมในเขตพัทยา. วิทยานิพนธ์ปริญญาวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต คณะพลังงานและวัสดุ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี, 2537
13. กองการไฟฟ้า. “ทำอย่างไรให้ได้ประโยชน์จากอัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOU”. ฉบับปรับปรุงใหม่ (มกราคม 2545). การไฟฟ้านครหลวง. www.meaor.th, 2545
14. 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
15. William Ryan, John Cuttica, Leslie Ferrar and Clifford Haefke. Cogeration Analysis for Conant High School. Energy Resources Center, the Univesity of Illinois at Chicago.
16. กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน. ประกาศกระทรวงพลังงาน เรื่องการกำหนดค่าสัมประสิทธิ์สมรรถนะขั้นต่ำ ค่าประสิทธิภาพการให้ความเย็น และค่าพลังงานไฟฟ้าต่อความเย็นของระบบปรับอากาศที่ติดตั้งใช้งานในอาคาร พ.ศ. 2552
17. Compare Operating and Maintenance Costs Chiller: http://tristate.apogee.net/