

การวิเคราะห์การตัดสินใจเลือกระบบผลิตน้ำเย็นสำหรับระบบปรับอากาศ:

โครงการโรงแรมแอร์พอร์ต

Decision Analysis in Selecting Chilled Water Generation System for Air

Conditioning System: Airport Hotel Project

เชิดพันธ์ วิฑูราภรณ์

ภาควิชาวิศวกรรมเครื่องกล คณะวิศวกรรมศาสตร์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ปทุมวัน กรุงเทพฯ ๑๐๓๓๐

*E-mail: chirdpun@gmail.com

Chirdpun Vitooraporn

Department of Mechanical Engineering, Faculty of Engineering, Chulalongkorn University, Phatumwan, Bangkok 10330

*E-mail: chirdpun@gmail.com

บทคัดย่อ

โครงการ โรงแรมแอร์พอร์ต เป็นโครงการขนาดใหญ่ที่ตั้งอยู่ภายในบริเวณเดียวกับสนามบินสุวรรณภูมิ ระบบปรับอากาศที่ใช้ในโครงการเป็นระบบที่ใช้น้ำเย็นในการทำมาความเย็น จากการที่ภายในบริเวณสนามบินสุวรรณภูมิมีการผลิตน้ำเย็นซึ่งเป็นผลมาจากความพยายามที่จะใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพให้มากที่สุดในส่วนของการผลิตกระแสไฟฟ้าใช้ในโครงการ ดังนั้น จึงมีการเสนอขายน้ำเย็นที่ผลิตได้ไปยังโครงการอื่น ๆ ที่เกิดขึ้นภายในสนามบิน โครงการโรงแรมแอร์พอร์ต เป็นหนึ่งในลูกค้าเป้าหมายที่จะรับน้ำเย็นเข้ามาใช้ในโครงการด้วย ดังนั้น จึงจำเป็นต้องศึกษาความเป็นไปได้ในการซื้อน้ำเย็น ว่ามีความเหมาะสมมากน้อยเพียงใดในการนำมาใช้ในโครงการ

บทความฉบับนี้ศึกษาถึงความเหมาะสมในการเลือกซื้อน้ำเย็นเข้ามาใช้ในระบบปรับอากาศภายในโครงการ โดยชี้ให้เห็นถึงข้อดีและข้อเสียทางด้านเทคนิค และการวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ในการเลือกรับน้ำเย็นจากภายนอกและการเลือกที่จะผลิตน้ำเย็นขึ้นใช้เองภายในโครงการ การวิเคราะห์ชี้ให้เห็นว่าการเลือกรับซื้อน้ำเย็นหรือไม่นั้นจะขึ้นอยู่กับภาระการทำมาความเย็นโดยเฉลี่ยต่อชั่วโมงที่เกิดขึ้นในโครงการ

Abstract

Airport hotel project is one of the big projects situated in the same area as Suvarnabhumi airport. The air conditioning system used in the project is the chilled water system. Since there is a chilled water generation plant established inside the airport area which is the result from the effort in maximizing the efficient utilization of the power generated inside the airport area, this generated chilled water is then offered to all of the projects inside the airport area. The Airport hotel project is one of the target customers in using the chilled water for its air conditioning system. Therefore a feasibility study in buying this chilled water is

needed in order to justify how appropriate it is to outsource this chilled water.

This paper studies on the appropriateness of buying chilled water to use in the air conditioning system in the project. It indicates the technical advantages and disadvantages as well as the economic analysis in outsourcing chilled water and self generated chilled water inside the project. The analysis indicates that the decision whether or not to outsource chilled water depends on the average cooling load per hour occurred inside the project.

Keyword: Air Conditioning, Cogeneration, Economics, Investment

1. บทนำ

โครงการโรงแรมแอร์พอร์ตเป็นโครงการขนาดใหญ่ที่ตั้งอยู่ภายในบริเวณเดียวกับสนามบินสุวรรณภูมิ ซึ่งภายในบริเวณดังกล่าวมีการเดินระบบท่อส่งจ่ายน้ำเย็นให้กับตัวสนามบิน ทั้งนี้ การผลิตน้ำเย็นดังกล่าวมาจากการที่มีการจัดตั้งโรงไฟฟ้าและสถานีไฟฟ้าย่อยซึ่งจะทำหน้าที่จ่ายพลังงานไฟฟ้าให้กับสนามบิน โดยโรงไฟฟ้าที่จัดตั้งขึ้นจะเป็นโรงไฟฟ้าที่เรียกว่า ระบบ Cogeneration กล่าวคือเป็นโรงไฟฟ้าที่ใช้กังหันแก๊สเป็นเครื่องต้นกำลังหลักในการผลิตไฟฟ้า และเพื่อให้ระบบต้นกำลังดังกล่าวมีประสิทธิภาพในการใช้พลังงานให้ดียิ่งขึ้น จึงได้นำเอาไอเสียจากกังหันแก๊สมาใช้ให้เป็นประโยชน์ โดยใช้เป็นพลังงานในส่วนของการผลิตไอน้ำ น้ำร้อน และน้ำเย็น โดยผ่านระบบหม้อน้ำและเครื่องทำน้ำเย็นระบบดูดซึม ทั้งไอน้ำ น้ำร้อนและน้ำเย็นที่ผลิตได้จะขายต่อไปให้กับโครงการต่าง ๆ ที่จะขึ้นมารายล้อมรอบสนามบิน

โครงการโรงแรมแอร์พอร์ตถือว่าเป็นหนึ่งในลูกค้าเป้าหมายที่จะรับน้ำเย็น น้ำร้อน และไอน้ำเข้ามาใช้ในโครงการด้วย ดังนั้น จึงจำเป็นต้องศึกษาความเป็นไปได้ในการซื้อน้ำเย็น น้ำร้อน และไอน้ำว่ามีความเหมาะสมมากน้อยเพียงใดในการนำมาใช้ในโครงการ

บทความฉบับนี้จะศึกษาถึงความเหมาะสมในการเลือกใช้น้ำเย็นเข้ามาใช้ในระบบปรับอากาศภายในโครงการ ว่ามีความเหมาะสมมากน้อยเพียงใด โดยจะชี้ให้เห็นถึงข้อดีและข้อเสียทางด้านเทคนิคในการเลือกรับน้ำเย็นจากภายนอกและการเลือกที่จะผลิตน้ำเย็นขึ้นใช้เองภายในโครงการ (จัดหาเครื่องผลิตน้ำเย็นแบบใช้ไฟฟ้ามาใช้ในโครงการ) รวมทั้งทำการวิเคราะห์การเปรียบเทียบดังกล่าวในมุมมองของการลงทุนซึ่งจะดูจากต้นทุนที่เกิดขึ้นจากการผลิตน้ำเย็นหรือได้รับน้ำเย็นมาใช้ในระบบปรับอากาศ ทั้งนี้ทำการวิเคราะห์โดยอาศัยอายุของโครงการในภาพรวมเป็นหลัก

2.การวิเคราะห์ในส่วนของการเลือกผลิตน้ำเย็นขึ้นใช้เองในโครงการ

ในกรณีนี้โครงการจะเป็นผู้ลงทุนในส่วนของการผลิตน้ำเย็น โดยออกแบบระบบปรับอากาศให้เป็นระบบทำน้ำเย็นจากส่วนกลางชนิดระบายความร้อนด้วยน้ำ (Central Water Cooled Water Chiller) ซึ่งเป็นระบบที่ใช้พลังงานในการทำน้ำเย็นต่ำสุดเมื่อเทียบกับระบบอื่น ๆ ที่ขนาดทำความเย็นที่ได้ประมาณไว้ในเบื้องต้น โดยจำนวนเครื่องทำน้ำเย็นที่ใช้ในระบบจะมีมากกว่าหนึ่งตัวเพื่อรักษาระดับการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพของระบบตลอดระยะเวลาการทำงานทั้งหมด ในส่วนของระบบจ่ายน้ำเย็นจะทำเป็น 2 วงจร กล่าวคือ ด้าน Primary Loop และ Secondary Loop ทั้งนี้ ในส่วนของ Secondary Loop จะทำการออกแบบให้เป็นระบบที่สามารถควบคุมการจ่ายปริมาณน้ำเย็นให้เหมาะสมกับภาระความร้อนที่แปรผันตามช่วงเวลาและการทำงานของอาคาร ซึ่งจะช่วยลดการใช้พลังงานส่วนเกินในการผลิตน้ำเย็นและการส่งน้ำเย็นไปยังจุดต่าง ๆ ในอาคาร โดยการเลือกใช้มอเตอร์เครื่องสูบน้ำเย็นเป็นแบบชนิดปรับความเร็วรอบมอเตอร์ได้

ผลจากการวิเคราะห์ได้สรุปเป็นข้อดีข้อเสียทางเทคนิคของกรณีดังกล่าวไว้ดังนี้

ข้อดี

- เป็นระบบที่สามารถเดินเครื่องตามความต้องการของโครงการได้ภายใต้ภาระการทำความเย็นที่คำนวณไว้ในเบื้องต้น โดยประมาณ 2600 ตันความเย็น
- เป็นระบบที่มีระบบสำรองของตนเองไม่ต้องพึ่งพาระบบภายนอก (ยกเว้นระบบไฟฟ้า)
- หากต้องการปรับปรุงหรือขยายระบบสามารถดำเนินการได้เลยโดยไม่ต้องประสานงานกับหน่วยงานภายนอก
- ความน่าเชื่อถือของระบบจะอยู่ภายใต้การรับผิดชอบของโครงการเอง

ข้อเสีย

- ต้องมีการลงทุนในส่วนจากระบบสำรองไว้เพื่อความมั่นคงของระบบ
- ต้องลงทุนติดตั้งเครื่องทำน้ำเย็นให้มีขนาดภาระการทำความเย็นโดยรวมอย่างน้อยเท่ากับภาระการทำความเย็นสูงสุดของอาคารซึ่งอาจจะเกิดขึ้นประมาณ 2.5% ของระยะเวลาการทำงานทั้งหมดในหนึ่งปี (ตามมาตรฐานการคำนวณภาระการทำความ

เย็น) ทำให้เงินลงทุนส่วนใหญ่จะสูญเสียไปกับการเตรียมพร้อมสำหรับการการทำความเย็นสูงสุด

- ต้องจัดเตรียมพื้นที่สำหรับเครื่องทำน้ำเย็นและอุปกรณ์อื่น ๆ เช่น เครื่องสูบน้ำเย็น หอไฟฟ้า ทำให้สูญเสียพื้นที่ของโครงการหรือลดประโยชน์ใช้สอยของพื้นที่ในโครงการที่อาจจะมีผลต่อรายได้ของโครงการ อันจะมีผลกระทบต่อการลงทุนของโครงการโดยตรง

- เพิ่มภาระค่าลงทุนในส่วนจากระบบไฟฟ้าที่เกี่ยวข้อง (ค่าลงทุนแผง) กล่าวคือ โหลดทางไฟฟ้าจะสูงมากขึ้น จากการเดินเครื่องผลิตน้ำเย็น ส่งผลให้ระบบไฟฟ้าโดยรวมของโครงการมีขนาดสูงขึ้น รวมทั้งในส่วนจากระบบโครงสร้างที่จะต้องมารองรับน้ำหนักของเครื่องทำน้ำเย็น

- ต้องมีบุคลากรที่ชำนาญการและมีประสบการณ์เข้ามาดูแลระบบนี้โดยตรง เพื่อให้ระบบมีอายุการทำงานนานอย่างที่ควรจะเป็น ลดการลงทุนซ้ำก่อนถึงเวลาอันควร

- มีภาระค่าใช้จ่ายการบำรุงรักษาระบบตลอดอายุการใช้งาน นอกจากนี้แล้ว โดยทั่วไป อายุการใช้งานของเครื่องทำน้ำเย็นจะอยู่ที่ประมาณ 15 – 20 ปี ขึ้นอยู่กับความสามารถในการบำรุงรักษาระบบ หลังจากนั้นจะต้องทำการซ่อมใหญ่หรือเปลี่ยนเครื่องใหม่ ซึ่งทำให้เกิดการลงทุนซ้ำ

3.การวิเคราะห์ในส่วนของการเลือกใช้น้ำเย็นเข้ามาใช้ในโครงการ

โดยพิจารณาให้โครงการเป็นผู้รับน้ำเย็นจากบริษัทผู้ผลิตน้ำเย็นภายในท่าอากาศยานสุวรรณภูมิโดยตรง กล่าวคือ โครงการไม่ต้องเป็นผู้ลงทุนในส่วนของการผลิตน้ำเย็น แต่ยังคงลงทุนในส่วนจากระบบจ่ายน้ำเย็น ซึ่งจะออกแบบเป็น 1 วงจร โดยมีลักษณะเช่นเดียวกับ Secondary Loop ตามที่กล่าวไว้ในเบื้องต้น ทั้งนี้ ในกรณีนี้ จะมีทางเลือกในการออกแบบไว้ 2 แนวทางด้วยกันคือ การเลือกใช้น้ำเย็นมาใช้ในการทำความเย็นโดยตรง และ/หรือเลือกใช้น้ำเย็นเพื่อใช้เป็นระบบสำรองให้กับโครงการในการขยายงานในอนาคตและเพื่อสร้างความมั่นคงและความมีเสถียรภาพให้กับตัวระบบ

ผลการวิเคราะห์ได้สรุปเป็นข้อดีและข้อเสียของกรณีนี้ไว้ดังนี้

ข้อดี

- โครงการไม่ต้องลงทุนในส่วนจากระบบเครื่องทำน้ำเย็น
- การทำงานของระบบจะเท่ากับภาระการทำความเย็นที่เกิดขึ้นจริง ณ เวลานั้น ทำให้สามารถเลือกใช้น้ำเย็นได้ตามปริมาณที่แท้จริง
- ใช้พลังงานในการเดินระบบน้อยกว่า เนื่องจากมีเพียงเครื่องสูบน้ำเย็นเท่านั้นที่ใช้ในระบบ
- ทำให้ประหยัดจากระบบไฟฟ้าตลอดจนโครงสร้างของอาคาร
- ประหยัดพื้นที่ของโครงการที่ไม่ต้องเสียไปกับเครื่องทำน้ำเย็นและอุปกรณ์อื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง เช่น เครื่องสูบน้ำระบายความร้อน หอผึ่งน้ำและอื่น ๆ ทำให้ลดค่าก่อสร้างลงได้

- ลดภาระงานเดินเครื่อง เนื่องจากเดินเพียงเครื่องสูบน้ำเย็นเท่านั้น รวมทั้งไม่ต้องจัดเตรียมบุคลากรที่ชำนาญการทางด้านนี้ไว้
- ไม่ต้องมีการบำรุงรักษาอุปกรณ์และระบบ
- ไม่ต้องมีการลงทุนใหม่ตลอดอายุสัมปทานของบริษัทผู้ผลิต 25 ปี

ข้อเสีย

- เนื่องจากเป็นการรับซื้อจากภายนอก จึงต้องมีการประสานงานกันระหว่างหน่วยงานตลอดอายุการใช้งาน
- ต้องเดินท่อจ่ายน้ำเย็นใหม่ ในกรณีที่ต้องการขยายอาคาร เนื่องจากขนาดท่อเดิมที่วางไว้ไม่พอ ทำให้การตัดสินใจขยายโครงการขึ้นอยู่กับปัจจัยภายนอก
- ปัญหาการรั่วซึมของระบบท่อจ่ายน้ำเย็นซึ่งส่งผลให้ปริมาณน้ำเย็นลดลง ความดันในระบบท่อที่ส่งมาเปลี่ยนแปลง เกิดการเปลี่ยนแปลงอุณหภูมิของน้ำเย็นที่ส่งมา ทำให้เกิดผลกระทบต่อความสามารถในการปรับอากาศภายในบริเวณของโครงการ
- ปัญหาการซ่อมแซมท่อส่งน้ำเย็นซึ่งอาจจะส่งผลกระทบต่อการทำงานของโครงการ เนื่องจากการปิดซ่อมท่อที่อาจเกิดขึ้นในอนาคต
- อำนาจในการแก้ปัญหาด้วยตนเองในกรณีที่เกิดการขัดข้องในงานระบบลดน้อยลง
- ค่าใช้จ่ายในการรับซื้อน้ำเย็นอาจเพิ่มขึ้นได้ในอนาคต จากการปรับขึ้นราคาน้ำเย็น อันเนื่องมาจากราคาของเชื้อเพลิง

จากที่กล่าวมาทั้งหมด เป็นการสรุปให้เห็นถึงข้อดีข้อเสียทางเทคนิคเพื่อใช้ประกอบการตัดสินใจ อย่างไรก็ตาม การตัดสินใจเลือกแนวทางใดแนวทางหนึ่ง จะต้องทำการศึกษาวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์ของระบบปรับอากาศทั้ง 2 รูปแบบที่กล่าวมาว่ารูปแบบใดจะให้ผลตอบแทนการลงทุนได้ดีที่สุด โดยตัวแปรที่สำคัญคือภาระการทำความเย็นที่แปรเปลี่ยนตามช่วงเวลาในแต่ละวัน การใช้พลังงานไฟฟ้าที่เกิดขึ้นกับระบบทั้งหมด ค่าใช้จ่ายในการรับซื้อน้ำเย็นจากบริษัทผู้ผลิต การบำรุงรักษาระบบ ซึ่งข้อดีข้อเสียดังกล่าวข้างต้นจะต้องนำมาประมวลเข้ากับการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์ด้วย จึงจะสามารถสรุปข้อตัดสินใจในขั้นสุดท้าย

4. การวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐศาสตร์

การวิเคราะห์ที่ได้กล่าวมาข้างต้นเป็นการวิเคราะห์ในมุมมองของการบริหารจัดการที่อาศัยแนวทางด้านวิศวกรรมมาเป็นหลัก ซึ่งได้ชี้ให้เห็นถึงปัญหาและความได้เปรียบเสียเปรียบระหว่างแนวทางทั้งสองในหัวข้อนี้จะทำการวิเคราะห์การเปรียบเทียบดังกล่าวในมุมมองของการลงทุนซึ่งจะดูจากต้นทุนที่เกิดขึ้นจากการผลิตน้ำเย็นหรือได้รับน้ำเย็นมาใช้ในระบบปรับอากาศ ทั้งนี้จะทำการวิเคราะห์โดยอาศัยอายุของโครงการในภาพรวมเป็นหลัก

สมมติฐานที่ใช้ในการวิเคราะห์

1. อายุของโครงการ = 25 ปี
2. โครงการเริ่มรับลูกค้า ในเดือน มกราคม ปี 2005
3. ภาระการทำความเย็นสูงสุดของโครงการ = 2600 ตันความเย็น
4. เครื่องทำน้ำเย็นสำรอง = 780 ตันความเย็น
5. ค่าลงทุนในการติดตั้งระบบปรับอากาศสุทธิ = 33,000 บาทต่อตันความเย็น*

* หมายเหตุ ค่าดังกล่าวข้างต้นเป็นค่าใช้จ่ายที่คิดรวมเครื่องทำน้ำเย็นหอผึ่งน้ำ เครื่องสูบน้ำระบายความร้อนและระบบไฟฟ้าที่ต้องใช้ในกรณีที่ติดตั้งเครื่องทำน้ำเย็นในโครงการเอง โดยไม่คิดในส่วนเครื่องเป่าลมเย็น เครื่องสูบน้ำเย็น ระบบท่อน้ำเย็น ซึ่งทั้งสองแนวทางจะมีค่าใช้จ่ายในส่วนนี้เท่ากัน ดังนั้นจึงไม่ต้องนำมาคิด

6. พลังงานไฟฟ้าที่ใช้ในระบบสุทธิ = 1 kW/ตันความเย็น*

* หมายเหตุ ค่าดังกล่าวข้างต้นเป็นค่าไฟฟ้าที่คิดรวมของเครื่องทำน้ำเย็นหอผึ่งน้ำ เครื่องสูบน้ำระบายความร้อนที่ต้องใช้ในกรณีที่ติดตั้งเครื่องทำน้ำเย็นในโครงการเอง โดยไม่คิดในส่วนพลังงานไฟฟ้าของเครื่องเป่าลมเย็นและเครื่องสูบน้ำเย็น ซึ่งทั้งสองแนวทางจะมีการใช้พลังงานไฟฟ้าในส่วนนี้เท่ากัน ดังนั้นจึงไม่ต้องนำมาคิด

7. ค่าใช้จ่ายทางด้านไฟฟ้า คิดในอัตรา TOU ที่แรงดันไฟฟ้า < 69 kV ดังนี้

7.1 ค่า Demand Charge = 132.93 B/kW/เดือน

7.2 ค่า Energy Charge (On Peak) = 2.695 B/kWh

7.3 ค่า Energy Charge (Off Peak) = 1.1914 B/kWh

7.4 ค่า Monthly Charge = 228.17 B/เดือน

7.5 ค่า Ft Charge = 0.2612 B/kWh

7.6 ค่า Energy Charge (On Peak) Growth/ 5 ปี = 5 %

7.7 ค่า Demand Charge Growth/ 5 ปี = 5 %

8. ค่าดำเนินการและบำรุงรักษา = 2 % ของเงินลงทุน

ค่าดำเนินการและบำรุงรักษาเพิ่มขึ้น = 3 % ต่อปี

9. ค่าจัดการและปรับเตรียมสภาพน้ำเย็น = 2 ล้านบาทต่อปี

10. ชั่วโมงการทำงาน = 24 ชั่วโมงต่อปี

จำนวนชั่วโมงการทำงานทั้งปี = 8640 ชั่วโมง

11. ค่าน้ำเย็นที่รับซื้อจาก DCAP

Demand Charge (ลด 5% จาก 2.9832 B/RT) = 2.8340 B/RT

Energy Charge (ลด 5% จาก 2.3266 B/RT) = 2.2103 B/RT

12. Discount Rate = 10 %

13. อายุการใช้งานของเครื่องทำน้ำเย็นหอผึ่งน้ำและเครื่องสูบน้ำระบายความร้อน = 15 ปี

14. ต้นทุนของเครื่องทำน้ำเย็นหอผึ่งน้ำและเครื่องสูบน้ำระบายความร้อนเพิ่มขึ้นในอัตราเฉลี่ย = 6 % ต่อปี

15. ค่าน้ำเย็นจาก DCAP เพิ่มขึ้น 1.5 % ต่อปี

5. การวิเคราะห์

ทำการวิเคราะห์โดยการสร้างภาระการทำความเย็นหลาย ๆ รูปแบบจากค่าตัวประกอบความต้องการทั้งในเวลากลางวันและ

กลางคืน ที่ค่าต่าง ๆ กัน เพื่อสร้างภาระการทำความเย็นโดยเฉลี่ยตามความเย็นต่อชั่วโมงในรอบ 1 ปี ซึ่งจะนำมาใช้เป็นค่าเริ่มต้นของการวิเคราะห์ ผลลัพธ์ของการวิเคราะห์จะคิดเป็นค่าปัจจุบันสุทธิ ของอายุโครงการ 25 ปี โดยอยู่ในรูปของค่าใช้จ่ายในการผลิตน้ำเย็นต่อตันความเย็น

6. ผลลัพธ์ของการวิเคราะห์

ตัวอย่างการวิเคราะห์ได้แสดงอยู่ในภาคผนวก ท้ายบทความ

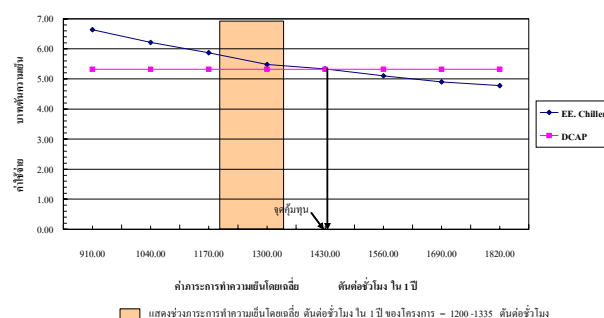
7. ผลการวิเคราะห์

จากกราฟเปรียบเทียบค่าใช้จ่ายในรูปที่ 1 จะเห็นว่า การรับซื้อน้ำเย็นจาก DCAP จะมีต้นทุนที่ต่ำกว่าการผลิตน้ำเย็นขึ้นใช้เองในโครงการที่ระดับภาระการทำความเย็นโดยเฉลี่ย ต่ำกว่า 1500 ตันต่อชั่วโมงในรอบ 1 ปีที่เกิดขึ้นภายในโครงการ สำหรับที่ระดับภาระการทำความเย็นโดยเฉลี่ยที่สูงกว่านั้น การผลิตน้ำเย็นขึ้นใช้เองในโครงการจะได้เปรียบกว่า

หมายเหตุ

1. ค่าน้ำเย็นจาก DCAP ในปัจจุบันคิดอยู่ที่ 5.32 บาทต่อตันความเย็น
2. ค่าภาระการทำความเย็นโดยเฉลี่ยที่ 1500 ตันต่อชั่วโมงในรอบ 1 ปี คิดที่ Demand Factor สูงถึง 70% ในเวลากลางวัน และ 40 % ในเวลากลางคืน ซึ่งค่อนข้างจะสูงกว่าค่าภาระการทำความเย็นโดยเฉลี่ยของโครงการที่คาดว่าจะอยู่ที่ประมาณ 1200 - 1300 ตันต่อชั่วโมงในรอบ 1 ปี

กราฟเปรียบเทียบค่าใช้จ่ายในการผลิตน้ำเย็นระหว่างการทำน้ำเย็นกับการรับซื้อน้ำเย็นจาก DCAP ที่ค่าภาระการทำความเย็นโดยเฉลี่ย ตันต่อชั่วโมง ใน 1 ปี



รูปที่ 1 กราฟเปรียบเทียบค่าใช้จ่าย

เอกสารอ้างอิง

- [1] Stoecker W.F., "Design of Thermal Systems," McGraw-Hill Publication, 1989.
- [2] Stephen B. Austin, P.E., "Regression Analysis for Saving Verification," ASHRAE Journal, October, 1997, pp. 57-63.
- [3] George Polimeros, "Energy Cogeneration Handbook," New York, Industrial Press Inc., 1981.
- [4] Derek W. Bunn, "Applied decision analysis," McGraw-Hill, 1984.
- [5] กัลยา วานิชย์บัญชา, "การวิเคราะห์สถิติเพื่อการตัดสินใจ," พิมพ์ครั้งที่ 2, กรุงเทพมหานคร, โรงพิมพ์ จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย, 2539.

ภาคผนวก

ตัวอย่างตารางการคำนวณ

Project : Chilled Water Supply To NBIA Hotel Comparison of Production Cost Between Electric Chiller & Purchased Chilled Water From DCS PP												
YEAR	ELECTRIC CHILLER							CHILLED WATER FROM DCS PP				
	CHILLED WATER DEMAND (M. RT/YR)	INVESTMENT COST (M\$)	MAINTENANCE COST	OPERATING COST (M\$)				TOTAL COST (M\$)	DEMAND (M\$)	COMMODITY (M\$)	TOTAL COST (M\$)	PURCHASE (M\$)
				ELECTRICITY COST	WATER COST	MONTHLY	MONTHLY					
2003	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2004	0.00	111.54	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	111.54	0.00	0.00	0.00	0.00
2005	7.86	0.00	2.30	4.15	21.31	0.00	2.00	29.76	22.28	17.38	39.66	
2006	7.86	0.00	2.37	4.35	22.15	0.00	2.00	30.87	22.28	17.64	39.92	
2007	7.86	0.00	2.44	4.35	22.15	0.00	2.00	30.94	22.28	17.90	40.19	
2008	7.86	0.00	2.51	4.35	22.15	0.00	2.00	31.02	22.28	18.17	40.45	
2009	7.86	0.00	2.59	4.35	22.15	0.00	2.00	31.09	22.28	18.44	40.73	
2010	7.86	0.00	2.66	4.35	22.15	0.00	2.00	31.17	22.28	18.72	41.00	
2011	7.86	0.00	2.74	4.57	23.03	0.00	2.00	32.35	22.28	19.00	41.28	
2012	7.86	0.00	2.83	4.57	23.03	0.00	2.00	32.43	22.28	19.29	41.57	
2013	7.86	0.00	2.91	4.57	23.03	0.00	2.00	32.52	22.28	19.58	41.86	
2014	7.86	0.00	3.00	4.57	23.03	0.00	2.00	32.60	22.28	19.87	42.15	
2015	7.86	0.00	3.09	4.57	23.03	0.00	2.00	32.69	22.28	20.17	42.45	
2016	7.86	0.00	3.18	4.80	23.96	0.00	2.00	34.04	22.28	20.78	43.06	
2017	7.86	0.00	3.28	4.80	23.96	0.00	2.00	34.13	22.28	21.09	43.37	
2018	7.86	0.00	3.37	4.80	23.96	0.00	2.00	303.42	22.28	21.41	43.69	
2019	7.86	267.31	5.35	4.80	23.96	0.00	2.00	35.27	22.28	21.73	44.01	
2020	7.86	0.00	5.51	4.80	23.96	0.00	2.00	37.64	22.28	22.05	44.33	
2021	7.86	0.00	5.67	5.04	24.93	0.00	2.00	37.81	22.28	22.38	44.67	
2022	7.86	0.00	5.84	5.04	24.93	0.00	2.00	37.99	22.28	22.72	45.00	
2023	7.86	0.00	6.02	5.04	24.93	0.00	2.00	38.17	22.28	23.06	45.34	
2024	7.86	0.00	6.20	5.04	24.93	0.00	2.00	38.35	22.28	23.41	45.69	
2025	7.86	0.00	6.38	5.04	24.93	0.00	2.00	39.82	22.28	23.76	46.04	
2026	7.86	0.00	6.58	5.29	25.95	0.00	2.00	40.02	22.28	24.11	46.40	
2027	7.86	0.00	6.77	5.29	25.95	0.00	2.00	40.22	22.28	24.48	46.76	
2028	7.86	0.00	6.98	5.29	25.95	0.00	2.00	40.43	22.28	24.84	47.12	
2029	7.86	0.00	7.18	5.29	25.95	0.00	2.00	40.63	22.28	25.21	47.49	
SUM	196.56	378.85	107.73	119.17	595.41	0.07	50.00	1251.23	557.05	522.44	1079.49	
NPV	58.98	145.07	24.88	34.19	172.31	0.02	15.00	391.47	167.15	146.34	313.49	
B/RT	2.46	0.42	0.58	0.28	2.92	0.00	0.25	6.64	2.83	2.48	5.32	
B/Month (M\$)	1.61	0.28	0.38	1.91	0.00	0.17	4.35	1.86	1.63	3.48		

ASSUMPTION												
1. Designed Capacity (Electric Chiller)	2600.00	RT										
Spare Capacity (Electric Chiller)	780.00	RT										
Installed Capacity (Electric Chiller)	3380.00	RT										
2. Investment Cost (Electric Chiller)	33000.00	B/RT										
Total Investment Cost Per RT	33000.00	B/RT										
Total Investment Cost	111.54	M\$										
3. Demand Load Factor (Day Time)	40.00	%										
Demand Load Factor (Night Time)	30.00	%										
Chilled Water Demand (Day Time)	1040.00	RT/hr										
Chilled Water Demand (Night Time)	780.00	RT/hr										
Average Chilled Water Demand	910.00	RT/hr										
Electric Power Consumption	1.00	kw/RT										
4. Electric Price (TOU Rate < 69 kV)												
Demand Charge	132.93	B/kWh/month										
Energy Charge (On Peak)	2.6950	B/kWh										
Energy Charge (Off Peak)	1.1914	B/kWh										
Monthly Charge	228.17	B/month										
Pt Charge (Year 2003)	0.2612	B/kWh										
Energy Charge (On Peak) Growth/5 yrs.	5.00	%										
Demand Charge Growth/ 5 yrs	5.00	%										
5. O & M Cost Electric Chiller	2.00	% of Investment										
Escalation	3.00	% per year										
6. Water Treatment Cost	2.00	M\$/year										
7. Commercial Operation	2005	hours/year										
8. Constant Operating Hour	24	hours/year										
Constant Operating Hour	6640	hours/year										
9. Chilled Water Price from DCS PP (@2001)												
Demand Charge (Disc 5% from 2.9832 B/RT)	2.8340	0										
Energy Charge (Disc. 5% from 2.3266 B/RT)	2.2103	1.5										
10 Discount Rate	10.00	%										

LEVELIZED COST		
ELECTRIC CHILLER	6.64	B/RT
PURCHASE FROM DCS PP	5.32	B/RT

NOTE 1. Electric Chiller Replacement Time = 15 years
2. Electric Chiller Price Increase 6 % per year

Project : Chilled Water Supply To NBIA Hotel

Comparison of Production Cost Between Electric Chiller & Purchased Chilled Water From DSC PP

YEAR	ELECTRIC CHILLER								CHILLED WATER FROM DCS PP			
	CHILLED WATER DEMAND (M. RT/YR)	INVESTMENT COST (MB)	MAINTENANCE COST	OPERATING COST (MB)				TOTAL COST (MB)	PAYMENT		TOTAL COST PURCHASE (MB)	
				ELECTRICITY COST			WATER COST		DEMAND (MB)	COMMODITY (MB)		
				DEMAND	ENERGY	MONTHLY					COST (MB)	
2003	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	
2004	0.00	111.54	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	111.54	0.00	0.00	0.00	
2005	13.48	0.00	2.30	4.15	36.63	0.00	2.00	45.08	38.20	29.79	67.99	
2006	13.48	0.00	2.37	4.35	38.07	0.00	2.00	46.80	38.20	30.24	68.44	
2007	13.48	0.00	2.44	4.35	38.07	0.00	2.00	46.87	38.20	30.69	68.89	
2008	13.48	0.00	2.51	4.35	38.07	0.00	2.00	46.94	38.20	31.15	69.35	
2009	13.48	0.00	2.59	4.35	38.07	0.00	2.00	47.02	38.20	31.62	69.82	
2010	13.48	0.00	2.66	4.35	38.07	0.00	2.00	47.09	38.20	32.09	70.29	
2011	13.48	0.00	2.74	4.57	39.59	0.00	2.00	48.91	38.20	32.58	70.77	
2012	13.48	0.00	2.83	4.57	39.59	0.00	2.00	48.99	38.20	33.06	71.26	
2013	13.48	0.00	2.91	4.57	39.59	0.00	2.00	49.07	38.20	33.56	71.76	
2014	13.48	0.00	3.00	4.57	39.59	0.00	2.00	49.16	38.20	34.06	72.26	
2015	13.48	0.00	3.09	4.57	39.59	0.00	2.00	49.25	38.20	34.57	72.77	
2016	13.48	0.00	3.18	4.80	41.18	0.00	2.00	51.16	38.20	35.09	73.29	
2017	13.48	0.00	3.28	4.80	41.18	0.00	2.00	51.26	38.20	35.62	73.82	
2018	13.48	0.00	3.37	4.80	41.18	0.00	2.00	51.36	38.20	36.15	74.35	
2019	13.48	267.31	5.35	4.80	41.18	0.00	2.00	320.64	38.20	36.70	74.89	
2020	13.48	0.00	5.51	4.80	41.18	0.00	2.00	53.49	38.20	37.25	75.44	
2021	13.48	0.00	5.67	5.04	42.85	0.00	2.00	55.56	38.20	37.80	76.00	
2022	13.48	0.00	5.84	5.04	42.85	0.00	2.00	55.73	38.20	38.37	76.57	
2023	13.48	0.00	6.02	5.04	42.85	0.00	2.00	55.91	38.20	38.95	77.15	
2024	13.48	0.00	6.20	5.04	42.85	0.00	2.00	56.09	38.20	39.53	77.73	
2025	13.48	0.00	6.38	5.04	42.85	0.00	2.00	56.28	38.20	40.12	78.32	
2026	13.48	0.00	6.58	5.29	44.60	0.00	2.00	58.47	38.20	40.73	78.92	
2027	13.48	0.00	6.77	5.29	44.60	0.00	2.00	58.67	38.20	41.34	79.54	
2028	13.48	0.00	6.98	5.29	44.60	0.00	2.00	58.87	38.20	41.96	80.16	
2029	13.48	0.00	7.18	5.29	44.60	0.00	2.00	59.08	38.20	42.59	80.78	
SUM	336.96	378.85	107.73	119.17	1023.47	0.07	50.00	1679.29	954.94	895.62	1850.56	
NPV	101.11	145.07	24.88	34.19	296.18	0.02	15.00	515.34	286.55	250.87	537.42	
B/RT		1.43	0.25	0.34	2.93	0.00	0.15	5.10	2.83	2.48	5.32	
B/Month (MB)		1.61	0.28	0.38	3.29	0.00	0.17	5.72	3.18	2.79	5.97	

ASSUMPTION		
1. Designed Capacity (Electric Chiller)	2500.00	RT
Spare Capacity (Electric Chiller)	780.00	RT
Installed Capacity (Electric Chiller)	3380.00	RT
2. Investment Cost (Electric Chiller)	33000.00	B/RT
Total Investment Cost Per RT	33000.00	B/RT
Total Investment Cost	111.54	MB
3. Demand Load Factor (Day Time)	70.00	%
Demand Load Factor (Night Time)	50.00	%
Chilled Water Demand (Day Time)	1820.00	RT/hr
Chilled Water (Night Time)	1300.00	RT/hr
Average Chilled Water Demand	1560.00	RT/hr
Electric Power Consumption	1.00	kW/RT
4. Electric Price (TOU Rate < 69 KV)		
Demand Charge	132.93	B/kW/month
Energy Charge (On Peak)	2.6950	B/kWh
Energy Charge (Off Peak)	1.1914	B/kWh
Monthly Charge	228.17	B/month
Pt Charge (Year 2003)	0.2612	B/kWh
Energy Charge (On Peak) Growth/5 yrs.	5.00	%
Demand Charge Growth/5 yrs	5.00	%
5. O & M Cost Electric Chiller	2.00	% of Investment
Escalation	3.00	% per year
6. Water Treatment Cost	2.00	MB/year
7. Commercial Operation	2005	(Jan.)
8. Constant Operating Hour	24	hours/year
Constant Operating Hour	8640	hours/year
9. Chilled Water Proce from DCS PP (@2001)		Esc.(%) p.a.
Demand Charge (Disc 5% from 2.9832 B/RT,	2.8340	0
Energy Charge (Disc. 5% from 2.3266 B/RT)	2.2103	1.5
10 Discount Rate	10.00	%

LEVELIZED COST			
ELECTRIC CHILLER	5.10	B/RT	
PURCHASE FROM DCS PP	5.32	B/RT	

NOTE 1. Electric Chiller Replacement Time = 15 years
2. Electric Chiller Price Increase 6 % per year

ASSUMPTION

1. Designed Capacity (Electric Chiller)	2500.00	RT
Spare Capacity (Electric Chiller)	780.00	RT
Installed Capacity (Electric Chiller)	3380.00	RT
2. Investment Cost (Electric Chiller)	33000.00	B/RT
Total Investment Cost Per RT	33000.00	B/RT
Total Investment Cost	111.54	MB
3. Demand Load Factor (Day Time)	70.00	%
Demand Load Factor (Night Time)	50.00	%
Chilled Water Demand (Day Time)	1820.00	RT/hr
Chilled Water (Night Time)	1300.00	RT/hr
Average Chilled Water Demand	1560.00	RT/hr
Electric Power Consumption	1.00	KW/RT
4. Electric Price (TOU Rate < 69 kV)		
Demand Charge	132.93	B/kW/month
Energy Charge (On Peak)	2.6950	B/kWh
Energy Charge (Off Peak)	1.1914	B/kWh
Monthly Charge	228.17	B/month
Rt Charge (Year 2003)	0.2612	B/kWh
Energy Charge (On Peak) Growth/5 yrs.	5.00	%
Demand Charge Growth/ 5 yrs	5.00	%
5. O & M Cost Electric Chiller	2.00	% of Investment
Escalation	3.00	% per year
6. Water Treatment Cost	2.00	MB/year
7. Commercial Operation	2005	(Jan.)
8. Constant Operating Hour	24	hours/year
Constant Operating Hour	8640	hours/year
9. Chilled Water Price from DCS PP (@2001)		Esc.(%) p.a.
Demand Charge (Disc 5% from 2.9832 B/RT)	2.8340	0
Energy Charge (Disc. 5% from 2.3266 B/RT)	2.2103	1.5
10 Discount Rate	10.00	%

LEVELIZED COST

ELECTRIC CHILLER	5.10	B/RT
PURCHASE FROM DCS PP	5.32	B/RT