

ต้นทุนราคาไอน้ำที่ได้จากระบบความร้อนร่วม COST OF COGENERATING STEAM

จุลละพงษ์ จุลละโพธิ์ และ วารุณี เตีย
คณะพลังงานและวัสดุ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี
บางมด ราษฎร์บูรณะ กรุงเทพฯ 10140

C. CHULLABODHI AND W. TIA
School of Energy and Materials
King Mongkut's Institute of Technology Thonburi
Bangkok 10140

บทคัดย่อ

ในการใช้ระบบผลิตความร้อนร่วม (Cogeneration) จำเป็นต้องรู้ต้นทุนราคาพลังงานที่ผลิตได้ เพื่อใช้เป็นข้อมูลสำหรับการกำหนดราคาผลผลิต การบริการ หรือ ราคาขายพลังงานดังกล่าว วิธีการที่ใช้สำหรับการวิเคราะห์มีหลายวิธี ซึ่งมีความแตกต่างกันหลายประการสมควรที่จะมีการศึกษาเปรียบเทียบผลที่ได้จากวิธีการคำนวณแต่ละแบบ เพื่อตรวจสอบดูความแตกต่าง และแนวโน้มตลอดจนการผันแปรกับปัจจัยต่าง ๆ ของระบบ การศึกษานี้จัดดำเนินการขึ้นเพื่อสนองตอบต่อข้อเสนอดังกล่าว การวิเคราะห์เปรียบเทียบได้อาศัยข้อมูลที่ได้จากการศึกษาศักยภาพของการใช้ระบบความร้อนร่วมแบบกังหันไอน้ำในโรงงาน 11 โรง ซึ่งในจำนวนนี้ 6 โรง ใช้ถิกไนต์เป็นเชื้อเพลิง โดยมีขนาดของระบบตั้งแต่ 0.8 ถึง 15.1 MWe ส่วนอีก 5 โรง ซึ่งมีขนาดระบบ 0.9 ถึง 7.4 MWe ใช้ น้ำมันเตาเป็นเชื้อเพลิง การเปรียบเทียบวิธีคำนวณต้นทุนราคาไอน้ำในที่นี้ใช้ 4 วิธีด้วยกันคือ วิธีแรก โดยการให้ไอน้ำเป็นผลผลิตของระบบร่วมที่มีต้นทุนเทียบได้กับผลคูณของราคาระบบร่วมกับอัตราส่วนของ exergy ของไอน้ำที่ผลิตได้กับ exergy รวมของไอน้ำและไฟฟ้า วิธีที่สอง เหมือนวิธีแรก ยกเว้นราคาระบบร่วมให้ใช้ราคาของระบบผลิตไอน้ำ วิธีที่สามและสี่ เป็นวิธีการสมดุลราคาที่เรียกว่า equality และ extraction methods ผลที่ได้จากการศึกษาเปรียบเทียบนี้คาดว่าจะจะเป็นประโยชน์ต่อการเลือกวิธีกำหนดต้นทุนราคาไอน้ำต่อไป

เอกสารประกอบการประชุมทางวิชาการ เรื่อง “การวิจัยและพัฒนาวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี”
20-21 พฤษภาคม 2536, สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้า ธนบุรี

COST OF COGENERATING STEAM

C. CHULLABODHI AND W. TIA

**School of Energy and Materials
King Mongkut's Institute of Technology Thonburi**

ABSTRACT

In cogeneration applications, the cost of generated steam and electricity are usually required for product and service costings. Presently, there are several methods available for the determination of the cogeneration steam cost, four of which are reviewed and compared in this work to investigate the difference, and variations with system parameters. The study employs cogeneration data of eleven factories, which have previously been evaluated for cogeneration viability. Among them, six plants which are lignite fired, have system capacity ranging from 0.8 to 15.1 MWe, whereas the remaining are HFO fired with capacity varying from 0.9 to 7.4 MWe. The four methods in general deal with the allocation of system cost to steam. While the first uses the ratio of process steam exergy to the summation of electricity and process steam exergies, to multiply the cogeneration system cost, the second method employs steam system cost with the exergy ratio remaining the same. The third and fourth methods use exergy costing approach, called equality and extraction methods. The results of this comparative study should provide guidelines for cogeneration operators in the selection of appropriate steam costing method.

ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (Cogeneration) เป็นระบบที่มีประสิทธิภาพสูงกว่าระบบแยกผลิต ระบบนี้ได้รับความสนใจในภาคอุตสาหกรรม เพราะเป็นแนวทางหนึ่ง ที่จะสามารถลดต้นทุนค่าใช้จ่ายทางด้านพลังงานในการผลิตสินค้าได้ [1] เนื่องจากในระบบนี้ผลผลิตที่ได้มี 2 อย่าง คือ ไฟฟ้าและไอน้ำ จึงมีความจำเป็นที่จะต้องหาวิธีคิดต้นทุนราคาพลังงานแต่ละอย่างที่ผลิตได้ สำหรับใช้เป็นข้อมูลในการคำนวณต้นทุนราคาสินค้าของโรงงาน หรือเพื่อกำหนดราคาขายพลังงานดังกล่าวให้แก่โรงงานข้างเคียง หลักการคิดต้นทุนราคาพลังงานที่ผลิตได้นี้มีหลายวิธี ขึ้นอยู่กับระดับการพิจารณาให้ความสำคัญแก่ผลผลิตแต่ละอย่าง [2] เพื่อที่จะได้จัดแบ่งเงินลงทุนของระบบรวม ให้แก่ ไอน้ำ และไฟฟ้าได้อย่างเหมาะสม ในการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ของระบบผลิตร่วม โดยทั่วไปมักจะใช้วิธีคำนวณต้นทุนเพิ่ม (incremental cost method) [3, 4] ซึ่งจะพิจารณาค่าใช้จ่ายของระบบเดิมเทียบกับกรณีที่ใช้ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม เงินลงทุนเพิ่มทั้งหมดนี้จะนำมาคิดเป็นต้นทุนสำหรับคำนวณหาราคาไฟฟ้าที่ผลิตได้ ส่วนต้นทุนราคาไอน้ำนั้นบ่อยครั้งมักจะไม่ได้มีการแสดงไว้ เนื่องจากไม่ได้เกี่ยวข้องกับการซื้อขายกับหน่วยงานอื่นเหมือนไฟฟ้า

เนื่องจากผลผลิตทั้งสองมีรูปแบบและคุณภาพต่างกัน จึงมีผู้เสนอกรรมวิธีการคำนวณต้นทุนราคาของผลผลิตแต่ละชนิด โดยการสร้างเกณฑ์การจัดแบ่งต้นทุนของระบบรวม เพื่อใช้ในการคำนวณข้างต้น ซึ่งสามารถสรุปผลงานที่สำคัญ ๆ ได้ดังนี้ ในการคิดต้นทุนราคาไอน้ำจากระบบผลิตร่วมสำหรับโรงสีข้าวเนิ่ง ปรีดา วิบูลย์สวัสดิ์ [5] ได้ใช้อัตราส่วนของ exergy ของไอน้ำที่ให้แก่กระบวนการผลิต กับ exergy ของไอน้ำที่ได้จากหม้อไอน้ำ เป็นสัดส่วนใน

การหาเงินลงทุนรวมจากเงินลงทุนระบบผลิตไอน้ำทั้งหมด เพื่อใช้เป็นต้นทุนของไอน้ำที่ให้แก่กระบวนการผลิต และสำหรับกรณีที่ไม่รู้เงินลงทุนระบบผลิตไอน้ำ ได้เสนอให้หาต้นทุนราคาไอน้ำจากเงินลงทุนทั้งหมดของระบบผลิตร่วมโดยใช้อัตราส่วนของ exergy ของไอน้ำที่ให้แก่กระบวนการผลิตต่อ exergy ของไอน้ำและไฟฟ้า ของระบบผลิตร่วมที่ได้ และนอกจากนี้ อาษา ประทีปเสน [6] ได้คำนวณหาต้นทุนราคาไอน้ำ จากระบบผลิตร่วมสำหรับโรงงานกระดาษ โดยประยุกต์ใช้อัตราส่วนของ exergy ของไอน้ำที่ใช้ในกระบวนการผลิต ต่อ exergy ของไอน้ำและไฟฟ้าที่ได้เป็นสัดส่วนในการแบ่งเงินลงทุนรวมจากเงินลงทุนระบบผลิตไอน้ำทั้งหมด Kotas [7] ได้เสนอการคิดต้นทุนไอน้ำ และไฟฟ้า โดยอาศัยสมการสมดุล ต้นทุนของระบบที่แยกออกเป็น ส่วน ๆ 2 วิธีด้วยกัน โดยที่วิธีแรก ซึ่งเรียกว่า วิธี equality ได้พิจารณาให้ผลผลิตทั้งสองมีความสำคัญเท่ากัน ในขณะที่วิธีที่สอง กำหนดให้ผลผลิตที่ได้จากกังหันไอน้ำ คืองานกล เป็นผลผลิตหลัก วิธีนี้เรียกว่า วิธี extraction ซึ่งได้มีการทดสอบนำไปใช้ในการคำนวณหาต้นทุน การผลิตไอน้ำและไฟฟ้าของโรงงานย้อมผ้าแห่งหนึ่ง ซึ่งจากการเปรียบเทียบระหว่างวิธีการคิดต้นทุนที่เทียบจากสัดส่วน พลังงาน และ exergy พบว่า การคิดเทียบจากค่า exergy ได้ราคาที่เหมาะสมกว่า [8] จากที่กล่าวมานี้ จะเห็นได้ว่าการคิดต้นทุนราคาไอน้ำ โดยเทียบจากปริมาณ exergy เป็นที่ยอมรับและมีความเหมาะสมมากกว่า แต่เนื่องจากแนววิธีนี้ยังสามารถแบ่งออกได้เป็นหลายวิธีย่อย ซึ่งมีรายละเอียดแตกต่างกันออกไป ดังนั้นเพื่อตรวจสอบดูความแตกต่าง และแนวโน้มของผลที่ได้ของวิธีการคำนวณแต่ละแบบ ตลอดจนศึกษาถึงการผันแปรของเงื่อนไขต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องกับความเหมาะสมและการทำงานของระบบ ในการศึกษาครั้งนี้ จึงได้วิเคราะห์เปรียบเทียบ การคิดต้นทุนราคาไอน้ำตามวิธีต่าง ๆ ที่มีผู้นำเสนอดังที่กล่าวมาแล้ว 4 วิธี โดยอาศัยข้อมูลที่ได้จากการศึกษาศักยภาพของการใช้

ระบบผลิตร่วม แบบกังหันไอน้ำ [4] ในโรงงาน 11 โรง ซึ่งในจำนวนนี้ 6 โรง ใช้ลิกไนต์เป็นเชื้อเพลิง ส่วนอีก 5 โรงที่เหลือใช้น้ำมันเตาเป็นเชื้อเพลิง โดยมีขนาดของระบบตั้งแต่ 0.8 ถึง 15.1 MWe

วิธีการคำนวณต้นทุนราคาไอน้ำ

1. การประมาณค่าจากเงินลงทุนรวมของระบบร่วม [5]

วิธีนี้ คำนวณหาต้นทุนราคาไอน้ำโดยใช้อัตราส่วน exergy ของไอน้ำต่อ exergy ของไอน้ำและไฟฟ้าที่ได้ เป็นอัตราส่วนในการแบ่งเงินลงทุนสำหรับไอน้ำจากเงินลงทุนรวมของระบบผลิตร่วม ซึ่งหาได้จากสมการ

$$Ls (1) = ATC \left[\frac{(Eh)}{m(Eh + Ee)} \right] \quad \text{---- (1)}$$

เมื่อ $Ls (1)$ = ต้นทุนราคาไอน้ำต่อตันปรับเท่ากันตลอดทุกปี (levelized annual cost), บาท/ตัน

ATC = เงินลงทุนรวมเท่ากันรายปีของระบบผลิตร่วม, บาท/ปี
(รวมค่าเชื้อเพลิง, ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและค่าบำรุงรักษา)

m = ปริมาณไอน้ำที่ผลิตได้รายปี, ตัน/ปี

Eh = ปริมาณ exergy ของไอน้ำที่ให้แก่กระบวนการผลิตต่อปี MJ/ปี

Ee = ปริมาณ exergy ของไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปี, MJ/ปี

2. การประมาณค่าจากต้นทุนรวมของระบบผลิตไอน้ำ
กรณีที่รู้เงินลงทุนรวมของระบบผลิตไอน้ำสามารถหาต้นทุนราคาไอน้ำได้ โดยใช้อัตราส่วนของ exergy ในการแบ่งเงินลงทุนรวมของระบบผลิตไอน้ำ ซึ่งมีแนววิธีการคำนวณ 2 แบบ ด้วยกัน คือ

ก. ใช้อัตราส่วนเช่นเดียวกับแบบที่ 1 ซึ่งหาได้จากสมการ [6]

$$Ls (2a) = ATB \times \left[\frac{Eh}{m(Eh + Ee)} \right] \quad \text{----(2)}$$

เมื่อ ATB = เงินลงทุนรวมเท่ากันรายปีของระบบผลิตไอน้ำ, บาท/ปี (รวมค่าเชื้อเพลิง, ค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและค่าบำรุงรักษา)

ข. ใช้อัตราส่วนของ exergy ของไอน้ำสำหรับกระบวนการผลิตต่อ exergy ของไอน้ำจากหม้อไอน้ำ ซึ่งหาได้จากสมการ [5]

$$Ls (2b) = ATB \times \left[\frac{Eh}{m.Eb} \right] \quad \text{----(3)}$$

เมื่อ Eb = ปริมาณ exergy ของไอน้ำจากหม้อไอน้ำที่ผลิตได้รายปี, MJ/ปี

3. วิธี Equality [7]

จากสมการทั่วไปในการหาต้นทุนของผลผลิตให้ต้นทุนผลผลิตต่อหน่วย คูณด้วยปริมาณผลผลิตจะเท่ากับเงินลงทุนทั้งหมดที่ใช้จ่ายในการผลิต ถ้าพิจารณาแยกระบบผลิตร่วมแบบกังหันไอน้ำ ออกเป็น 2 ส่วนหลัก ๆ ได้แก่ ระบบผลิตไอน้ำ และระบบกังหันไอน้ำและเครื่องกำเนิดไฟฟ้า สามารถเขียนในรูปสมการสมดุลต้นทุนได้ 2 สมการ ดังนี้ สำหรับระบบผลิตไอน้ำ

$$Cb \times Eb = Cf \times Ef + Zb \quad \text{---- (4)}$$

เมื่อ Ef = ปริมาณ exergy ของเชื้อเพลิงที่ใช้รายปี, MJ/ปี

Cb, Cf = ต้นทุนราคาไอน้ำและเชื้อเพลิงต่อหน่วย exergy, บาท/MJ

Zb = เงินลงทุนระบบผลิตไอน้ำ และค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ และบำรุงรักษา รายปี, บาท/ปี (ไม่รวมค่าเชื้อเพลิง)

เทอม $Cf \times Ef$ คือค่าเชื้อเพลิงรายปีของระบบ และผลบวกทั้งหมดของเทอมทางด้านขวามือของ

สมการ คือ เงินลงทุนรวมเท่ากันรายปี ของระบบ
ไอน้ำ

สำหรับระบบกังหันไอน้ำและเครื่องกำเนิดไฟฟ้า

$$Cs \times Eh + Ce \times Ee = Cb \times Eb + Zt \quad \text{---- (5)}$$

เมื่อ Ce และ Cs = ต้นทุนราคาไฟฟ้าและไอน้ำ
ที่ให้แก่กระบวนการผลิตต่อ
หน่วย exergy, บาท/MJ

Zt = เงินลงทุนรวมเท่ากันรายปี ของ
ระบบกังหันไอน้ำ และเครื่อง
กำเนิดไฟฟ้า, บาท/ปี
(รวมค่าใช้จ่ายในการดำเนิน
การ และค่าบำรุงรักษา)

จากสมการที่ (5) ทางด้านซ้ายมือ มีตัวแปร
ที่ไม่รู้ค่า 2 ตัว คือ Cs และ Ce ในการวิเคราะห์
หาค่า Kotas [7] อาศัย สมมติฐาน 2 ประการ
ด้วยกัน โดยที่ เงื่อนไขประการแรก กำหนดให้ไฟฟ้า
และไอน้ำต่างก็เป็นผลผลิตหลักของระบบ วิธีนี้เรียกว่า
equality เพราะเป็นการให้ความสำคัญต่อผลผลิต
ทั้งสองเท่ากัน นั่นคือ ต้นทุนราคาไฟฟ้าและไอน้ำ
ต่อหน่วย exergy มีค่าเท่ากัน

$$Cs = Ce \quad \text{---- (6)}$$

แทนในสมการที่ (5) จะได้

$$Cs (Eh + Ee) = Cb \times Eb + Zt$$

ซึ่งเมื่อนำผลในสมการ (4) มาใช้ จะได้

$$Cs = \frac{(Cf \times Ef) + Zb + Zt}{Eh + Ee}$$

$$= \frac{ATC}{Eh + Ee}$$

ปริมาณไอน้ำที่ผลิตได้ m ตัน/ปี โดยมี exergy
 Eh MJ/ปี ดังนั้น

$$Ls (3) = \frac{ATC \times Eh}{m (Eh + Ee)} \quad \text{---- (7)}$$

ซึ่งจะเห็นว่า ต้นทุนราคาไอน้ำที่ทำได้ โดย
วิธีนี้ มีค่าเท่ากับที่หาได้จากสมการที่ 1

4. วิธี Extraction [7]

สมมติฐานประการที่สอง ให้ระดับความสำคัญ
ของผลผลิตไม่เท่ากัน ตามกรอบการพิจารณาใน
เงื่อนไขนี้ ถือว่ากังหันไอน้ำมีหน้าที่อย่างเดียว คือ
สร้างงานเพลลาเพื่อใช้ผลิตไฟฟ้า ดังนั้น เงินลงทุนของ
ระบบกังหันไอน้ำ และชุดกำเนิดไฟฟ้า จะไม่นำมาคิด
เป็นต้นทุน ของไอน้ำที่ใช้ในกระบวนการผลิต นั่นคือ
ต้นทุนราคาไอน้ำต่อหน่วย exergy ก่อนและหลัง
กังหันไอน้ำจะมีค่าเท่ากัน

$$Cs = Cb \quad \text{---- (8)}$$

จากสมการที่ (4)

$$Cs = \frac{Cf \times Ef + Zb}{Eb}$$

$$= \frac{ATB}{Eb}$$

$$Ls (4) = ATB \times \left[\frac{Eh}{m \times Eb} \right] \quad \text{---- (9)}$$

ซึ่งจะเห็นว่าค่าต้นทุนราคาไอน้ำที่ทำได้ โดยวิธีนี้
มีค่าเท่ากับที่หาได้ จากสมการที่ 3

ข้อมูลระบบการผลิตร่วมที่ใช้ศึกษา

ในการศึกษาเปรียบเทียบต้นทุนราคาไอน้ำ
ที่ได้จากระบบการผลิตร่วมนี้ ได้ใช้ข้อมูลการศึกษา
ศักยภาพการใช้ระบบผลิตร่วม ในโรงงานอุตสาหกรรม
ในประเทศไทย [4] เป็นสำคัญ โรงงานที่ใช้เป็นกรณี
ศึกษา ได้แก่ โรงงานทางด้านเคมี อาหาร สิ่งทอ
และกระดาษ จำนวนทั้งสิ้น 11 โรงงาน ซึ่งใช้น้ำมัน
เตาและลิกไนต์เป็นเชื้อเพลิง โดยมีขนาดระบบตั้งแต่
0.8 ถึง 15.1 MWe สรุปข้อมูลทางเทคนิคและราคา
ระบบผลิตร่วม ได้แสดงไว้ใน ตารางที่ 1 และ 2
สำหรับโรงงานที่ใช้น้ำมันเตา และลิกไนต์ เป็นเชื้อ
เพลิงตามลำดับ

ตารางที่ 1 ข้อมูลทางเทคนิคและราคาระบบผลิตร่วมแบบกังหันไอน้ำที่ใช้น้ำมันเตาเป็นเชื้อเพลิง [4]

Case name	ENO	DOL	TTL	AFC	BYK
Cogeneration capacity, (kWe)	900	1,700	1,800	2,600	7,400
Steam mass flow rate, (kg/hr)	12,400	12,000	14,000	20,000	70,000
Operating hour, (hr/yr)	8,640	6,000	7,200	8,640	8,640
Fuel consumption, (l/hr)	1,139	1,102	1,335	1,908	6,428
Generated electricity, (kWh/yr)	7,445,170	9,664,430	12,873,563	22,068,966	63,932,347
Inlet steam pressure, (bar)	59.6	59.6	125.0	125.0	59.6
Inlet steam temperature, (C)	441	441	520	520	441
Outlet steam pressure (bar)	14.0	7.5	7.0	7.0	5.0
Total installed cost (Baht)*	44,815,196	66,641,792	69,369,979	83,034,000	222,156,147

หมายเหตุ *ราคาที่แสดงเป็นราคา ณ ปี 2536 ซึ่งได้จากการปรับเพิ่มราคา ณ ปี 2534 ด้วยอัตรา 4.8% ต่อปี

ตารางที่ 2 ข้อมูลทางเทคนิคและราคาระบบผลิตร่วมแบบกังหันไอน้ำที่ใช้ลิกไนต์เป็นเชื้อเพลิง [4]

Case name	RBI	TPK	SHT	PNP	HSP	SCP
Cogeneration capacity, (kWe)	800	1,200	2,700	8,200	8,300	15,100
Steam mass flow rate, (kg/hr)	10,000	20,000	31,000	80,000	90,000	138,000
Operating hour, (hr/yr)	7,000	8,640	7,920	8,520	8,640	7,920
Fuel consumption, (kg/hr)	3,134	6,119	9,716	26,045	28,208	44,928
Generated electricity, (kWh/yr)	5,498,822	10,134,897	21,020,548	69,057,751	71,602,210	119,579,869
Inlet steam pressure, (bar)	59.6	42.4	59.6	125.0	59.6	125.0
Inlet steam temperature, (C)	441	399	441	520	441	520
Outlet steam pressure (bar)	11.0	12.0	9.0	15.0	7.5	12.0
Total installed cost (Baht)*	52,608,762	66,250,796	117,406,501	304,978,153	308,388,387	540,294,178

หมายเหตุ *เช่นเดียวกับในตารางที่ 1

การคำนวณต้นทุนราคาไอน้ำ

ในที่นี้จะเสนอการคำนวณเปรียบเทียบต้นทุนราคาไอน้ำโดยคิดเทียบจาก exergy ที่ได้ ตามกรรมวิธี 4 แบบ ที่ได้กล่าวมาแล้ว สำหรับเงินลงทุนรวมของระบบ จะประกอบด้วยเงินลงทุน ค่าระบบ ค่าเชื้อเพลิง ค่าดำเนินการและบำรุงรักษา การคำนวณต้นทุนราคาไอน้ำจะพิจารณาจากค่าใช้จ่ายตลอดอายุการใช้งานของระบบ โดยคำนวณเป็นต้นทุนราคาไอน้ำต่อตันที่เท่ากันตลอดทุกปี จากนั้น ทำการปรับค่าให้เป็นมูลค่าเทียบเท่า ณ ปี 2536 สมมุติฐานที่ใช้ในการวิเคราะห์ต้นทุนได้แก่

1. อายุการใช้งานของระบบ 20 ปี
2. discounted rate 12% ต่อปี
3. ไม่คิดมูลค่าซาก
4. ราคาน้ำมันเตาเกรดซี 3.79 บาท/ลิตร
5. ราคาถ่านหิน 0.803 บาท/กก.
6. ค่าดำเนินการและบำรุงรักษาของระบบผลิตรวม 3% ของราคาระบบ
7. escalation rate ของค่าเชื้อเพลิง และค่าใช้จ่ายในการดำเนินการ และบำรุงรักษา 4.8% ต่อปี
8. เงินลงทุนรวมของระบบผลิตไอน้ำ ให้มีค่าเป็น 50% และ 75% ของเงินลงทุนในระบบผลิตรวมทั้งหมด ในกรณีที่ใช้น้ำมันเตา และถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงตามลำดับ [6, 10]
9. ค่า exergy ของไอน้ำความดันสูง ให้คำนวณจาก $E_b = m [(h_g - h_o) - T_o (s_g - s_o)]$
เมื่อ ค่า h_g, h_o = enthalpy ของไอน้ำที่ทางออกหม้อไอน้ำและที่สภาวะแวดล้อม ตามลำดับ
 s_g, s_o = entropy ของไอน้ำที่ทางออกหม้อไอน้ำและที่สภาวะแวดล้อม ตามลำดับ
โดยที่ $T_o = 305 \text{ K}$

10. ค่า exergy ของไอน้ำที่ส่งให้กระบวนการผลิตให้หาจากสมการ

$$E_s = m [h_{fg} - T_o s_{fg}]$$

เมื่อ h_{fg} = ค่าความร้อนแฝง

s_{fg} = entropy ของการเปลี่ยนสภาวะจากไอเป็นของเหลว

11. ค่า $E_e = kWh$ ของไฟฟ้าที่ผลิตได้รายปี $\times 3.6$

นอกจากการคำนวณเปรียบเทียบต้นทุนราคาไอน้ำ โดยวิธีต่าง ๆ ดังกล่าวข้างต้นแล้ว ยังได้ศึกษาวิเคราะห์ถึงการผันแปรของค่าที่ได้กับการเปลี่ยนแปลงต่าง ๆ ของระบบ เช่น ขนาด จำนวนชั่วโมงการทำงานของระบบ ระดับความดันที่เข้าและออกจากกังหันไอน้ำอีกด้วย โดยใช้ข้อมูลของโรงงาน 1 แห่ง เป็นกรณีศึกษา ดังจะกล่าวต่อไป

ผลและวิจารณ์

การวิเคราะห์หาต้นทุนราคาไอน้ำที่ได้จากระบบผลิตร่วมแบบกังหันไอน้ำของโรงงาน 11 แห่ง โดยใช้วิธีการวิเคราะห์ 4 วิธี ได้ผลสรุปดังที่แสดงในตารางที่ 3 และ 4 สำหรับระบบที่ใช้ถ่านหินและน้ำมันเตา เป็นเชื้อเพลิงตามลำดับ ซึ่งสามารถสรุปประเด็นสำคัญ ๆ ได้ดังนี้

1. ต้นทุนราคาที่คำนวณ โดยใช้วิธีที่ 1 และ 2b ได้ผลเหมือนกับการคำนวณด้วยวิธีที่ 3 และ 4 ตามลำดับ ประการนี้แสดงว่า ถึงแม้ต้นทุนราคาไอน้ำที่หาโดยวิธีที่ 1 เป็นการวิเคราะห์จากเงินลงทุนรวมของระบบผลิตร่วม ซึ่งแตกต่างจากวิธีที่ 3 ที่วิเคราะห์จากเงินลงทุนแต่ละส่วนก็ตาม แต่การใช้อัตราส่วน exergy ของไอน้ำต่อ exergy ของไฟฟ้าและไอน้ำที่ผลิตได้เป็นเกณฑ์ในการแบ่งซึ่งเป็นการให้ความสำคัญแก่ผลผลิตแต่ละอย่างทัดเทียมกันเหมือนกับเงื่อนไขของวิธีที่ 3 ทำให้ได้ผลอย่างเดียวกัน สำหรับวิธีที่ 2b เป็นการคำนวณหาค่าโดยใช้อัตราส่วน exergy ของไอน้ำที่ให้แก่กระบวนการผลิต ต่อ exergy ของไอน้ำ

จากระบบผลิตไอน้ำ ซึ่งเป็นการพิจารณาให้ต้นทุนราคาไอน้ำ ต่อ exergy ที่ให้แก่กระบวนการผลิตเท่ากับต้นทุนราคาไอน้ำต่อ exergy ของระบบผลิตไอน้ำเช่นเดียวกับสมมุติฐานของวิธีที่ 4

2. ต้นทุนราคาไอน้ำที่หาโดยวิธี ที่ 2a มีราคาต่ำกว่าวิธีที่ 1 และวิธีที่ 3 เล็กน้อย แต่มีราคาสูงกว่าวิธีที่ 2b และวิธีที่ 4 ทั้งนี้เพราะ วิธีที่ 2a ใช้อัตราส่วนของ exergy เหมือนกับวิธีที่ 1 ในการหาต้นทุนราคาไอน้ำ ซึ่งเป็นการพิจารณาให้ความ

สำคัญต่อไอน้ำ และไฟฟ้าเท่ากัน แต่เวลานำไปคูณกับเงินลงทุนของระบบ วิธี 2a จะใช้เงินลงทุนเฉพาะระบบผลิตไอน้ำ ซึ่งจะทำให้ผลที่ได้ต่างจากวิธีที่ 1 และ 3 มาก แต่ค่าเชื้อเพลิงของระบบจะช่วยทำให้ความแตกต่างดังกล่าวลดน้อยลง ส่วนวิธีที่ 2b ใช้อัตราส่วนของ exergy ระหว่างไอน้ำที่ให้แก่กระบวนการผลิตกับไอน้ำจากระบบผลิตไอน้ำ ซึ่งมีค่าน้อยกว่าอัตราส่วนที่ใช้ในวิธีแรก

ตารางที่ 3 ต้นทุนราคาไอน้ำต่อตันที่ได้จากระบบผลิตร่วมแบบกังหันไอน้ำในโรงงาน 6 โรงที่ใช้ลิกลินด์เป็นเชื้อเพลิง

Case	System Capacity kWe	Steam flow rate ton/hr	Op.hour hrs/yr	Boiler steam conditions		Process steam pressure bar	Eh/ (Eh + Ee)	Ls(1), Ls(3) B/ton	Ls(2a) B/ton	Eh/Eb	Ls(2b), Ls(4) B/ton
				bar	C						
RBI	800	10	7,000	59.6	441	11	0.702	346.308 241.712	322.987 225.434	0.534	245.973 171.681
TPK	1,200	20	8,640	42.4	399	12	0.761	319.412 222.939	306.511 213.935	0.580	233.445 162.937
SHT	2,700	31	7,920	59.6	441	9	0.678	301.874 210.698	287.534 200.689	0.522	221.156 154:360
PNP	8,200	80	8,520	125	520	15	0.653	296.363 206.852	283.438 197.830	0.488	212.602 147.691
HSP	8,300	90	8,640	59.6	441	7.5	0.657	282.808 197.391	271.293 189.354	0.509	210.338 146.809
SCP	15,100	138	7,920	125	520	12	0.631	291.286 203.308	277.503 193.688	0.477	209.957 146.543

หมายเหตุ ตัวเลขที่แสดงต้นทุนราคาไอน้ำต่อตันในตารางประกอบด้วย ตัวเลขข้างบนเป็นค่าเทียบเท่ารายปี (levelized annual cost) ตัวเลขล่างเป็นค่าที่ปรับเป็นปีปัจจุบัน (2536)

ตารางที่ 4 ต้นทุนราคาไอน้ำต่อตันที่ได้จากระบบผลิตร่วมแบบกังหันไอน้ำ ในโรงงาน 5 โรง ที่ใช้น้ำมันเตาเป็นเชื้อเพลิง

Case	System Capacity kWe	Steam flow rate ton/hr	Op.hour hrs/yr	Boiler steam conditions		Process steam pressure bar	Eh/ (Eh + Ee)	Ls(1), Ls(3) B/ton	Ls(2a) B/ton	Eh/Eb	Ls(2b), Ls(4) B/ton
				bar	C						
ENO	900	12.4	8,640	59.6	441	14	0.732	419.186	392.106	0.549	293.992
								292.578	273.677		205.197
DOL	1,700	12	6,000	59.6	441	7.5	0.568	375.868	329.418	0.509	295.538
								262.343	229.923		206.276
TTL	1,800	14	7,200	125	520	7	0.577	369.370	334.228	0.446	258.057
								257.808	233.280		180.115
AFC	2,600	20	8,640	125	520	7	0.562	352.985	326.036	0.446	251.731
								246.372	227.562		175.700
BYK	7,400	70	8,640	59.6	441	5	0.577	343.869	324.050	0.478	253.995
								240.009	226.176		177.280

หมายเหตุ ตัวเลขที่แสดงราคาต้นทุนไอน้ำต่อตันในตารางประกอบด้วย ตัวเลขข้างบนเป็นค่าเทียบเท่ารายปี (levelized annual cost) ตัวเลขล่างเป็นค่าที่ปรับเป็นปีปัจจุบัน (2536)

ประการนี้ส่งผลให้ต้นทุนราคาไอน้ำที่คำนวณได้ มีราคาต่ำกว่าวิธีที่ 2a

3. ต้นทุนราคาไอน้ำสำหรับกระบวนการผลิตที่ได้จากทั้ง 4 วิธี มีแนวโน้มลดลง เมื่อขนาดของระบบใหญ่มากขึ้น
4. ต้นทุนราคาไอน้ำที่ใช้ลิคไนต์เป็นเชื้อเพลิงมีราคาต่ำกว่าที่ใช้น้ำมันเตาเป็นเชื้อเพลิง ถึงแม้เงินลงทุนค่าอุปกรณ์ติดตั้งระบบ และค่าใช้จ่ายในการดำเนินการตลอดจนค่าบำรุงรักษามีค่าสูงกว่าก็ตาม แต่ค่าใช้จ่ายของระบบส่วนใหญ่จะเป็นค่าเชื้อเพลิง ซึ่งน้ำมันเตาจะมีราคาสูงกว่ามาก

สำหรับการพิจารณาการผันแปรของต้นทุนราคาไอน้ำกับขนาดและสภาวะการทำงานต่าง ๆ โดยใช้ข้อมูลของโรงงานแห่งหนึ่ง (BYK) เป็นฐาน

นั้น ได้ผลดังที่แสดงในตารางที่ 5-9 ซึ่งมีข้อสรุปสำคัญ ๆ ดังนี้

1. ต้นทุนราคาไอน้ำ ไม่ว่าจะคำนวณโดยวิธีใดก็ตาม จะมีค่าถูกลง เมื่อระบบมีขนาดโตขึ้น ซึ่งจะได้ชัดเจน ในตารางที่ 5 ประการนี้สอดคล้องกับเงินลงทุนของระบบ ที่มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นด้วยอัตราที่ต่ำลง เมื่อระบบมีขนาดใหญ่มากขึ้น
2. กรณีที่จำนวนชั่วโมงการทำงานต่อปีลดลง ต้นทุนราคาไอน้ำจะมีค่าสูงขึ้น ดังที่แสดงในตารางที่ 6 ประการนี้เป็นเพราะอัตราส่วน exergy มีค่าสูงขึ้น
3. ต้นทุนราคาไอน้ำจะแพงขึ้น เมื่อความดันไอน้ำที่ส่งให้กระบวนการผลิตมีค่าสูงขึ้น ในขณะที่ความดันและอัตราการผลิตไอน้ำคงที่ดังจะเห็น

ตารางที่ 5 การผันแปรของต้นทุนราคาไอน้ำ กับขนาดของระบบผลิตร่วม เมื่อกำหนดให้ความดันไอน้ำที่ทางเข้าและออกกังหันมีค่าคงที่

System Capacity kWe	Steam flow rate ton/hr	Ls(1), Ls(3) B/ton	Ls(2a) B/ton	Ls(2b), Ls(4) B/ton
7,400	70	343.869	324.05	253.995
		240.009	226.176	177.28
6,000	56	345.26	324.745	254.54
		240.98	226.662	177.661
5,000	47	345.866	325.049	254.778
		241.403	226.873	177.827
4,000	37	347.909	326.07	255.579
		242.829	227.586	178.386
3,000	28	349.779	327.005	256.311
		244.134	228.239	178.897
2,000	18	356.152	330.192	258.809
		248.582	230.463	180.64
1,500	14	358.816	331.524	259.853
		250.442	231.393	181.369
1,000	9	370.211	337.221	264.319
		258.395	235.369	184.486
500	4.7	394.323	349.277	273.769
		275.225	243.784	191.082

หมายเหตุ ตัวเลขที่แสดงราคาต้นทุนไอน้ำต่อตันในตารางประกอบด้วย ตัวเลขบนเป็นค่าเทียบเท่ารายปี (levelized annual cost) ตัวเลขล่างเป็นค่าที่ปรับเป็นปีปัจจุบัน (2536)

ตารางที่ 6 การผันแปรของต้นทุนราคาไอน้ำ กับจำนวนชั่วโมงการทำงานต่อปี ของระบบเมื่อให้ขนาดและสภาวะการทำงานอย่างอื่นคงที่

Op.hour hrs/yr	Ls(1), Ls(2) B/ton	Ls(2a) B/ton	Ls(2b), Ls(4) B/ton
8,640	343.869	324.05	253.995
	240.009	226.176	177.28
7,920	347.473	325.852	255.408
	242.525	227.434	178.266
7,200	351.797	328.014	257.102
	245.543	228.943	179.449
6,480	357.082	330.657	259.174
	249.231	230.787	180.895
6,000	361.31	332.771	260.831
	252.183	232.263	182.051

หมายเหตุ ตัวเลขที่แสดงราคาต้นทุนไอน้ำต่อตันในตารางประกอบด้วย ตัวเลขบนเป็นค่าเทียบเท่ารายปี (levelized annual cost) ตัวเลขล่างเป็นค่าที่ปรับเป็นปีปัจจุบัน (2536)

ตารางที่ 7 การผันแปรของต้นทุนราคาไอน้ำกับระดับความดันที่ใช้ในกระบวนการผลิต เมื่อให้อัตราการผลิตไอน้ำและความดันเข้ามีค่าคงที่

Process steam pressure bar	Capacity kWe	Ls(1),Ls(3) B/ton	Ls(2a) B/ton	Ls(2b),Ls(4) B/ton
3	8,600	316.25	295.686	232.835
		220.732	206.379	162.511
5	7,400	343.869	324.05	253.995
		240.009	226.176	177.28
6	7,000	353.624	334.134	260.996
		246.818	233.215	182.167
7	6,700	362.212	342.939	266.542
		252.812	239.36	186.038
8	6,300	368.622	349.956	270.601
		257.286	244.258	188.871
9	6,000	374.661	356.418	274.139
		261.501	248.768	191.34
10	5,800	380.537	362.506	277.39
		265.602	253.017	193.609

หมายเหตุ ตัวเลขที่แสดงราคาค่าต้นทุนไอน้ำต่อตันในตารางประกอบด้วย ตัวเลขบนเป็นค่าเทียบเท่ารายปี (levelized annual cost) ตัวเลขล่างเป็นค่าที่ปรับเป็นปีปัจจุบัน (2536)

ตารางที่ 8 การผันแปรของต้นทุนราคาไอน้ำกับภาวะไอน้ำที่ผลิตได้ เมื่อให้อัตราการผลิตและความดันที่ส่งให้กระบวนการผลิตมีค่าคงที่

Boiler steam conditions		Capacity	Ls(1),Ls(3)	Ls(2a)	Ls(2b),Ls(4)
bar	C	kWe	B/ton	B/ton	B/ton
42.4	399	6300	352.604	334.357	264.312
			246.106	233.37	184.481
59.6	441	7400	343.869	324.05	253.995
			240.009	226.176	177.28
80	520	9100	340.276	318.204	243.405
			237.501	222.096	169.889
125	520	9800	327.5	304.622	236.67
			228.584	212.616	165.188

หมายเหตุ ตัวเลขที่แสดงราคาค่าต้นทุนไอน้ำต่อตันในตารางประกอบด้วย ตัวเลขบนเป็นค่าเทียบเท่ารายปี (levelized annual cost) ตัวเลขล่างเป็นค่าที่ปรับเป็นปีปัจจุบัน (2536)

ตารางที่ 9 การผันแปรของต้นทุนราคาไอน้ำกับอัตราการผลิตไอน้ำ และความดันของไอน้ำที่ส่งให้กระบวนการผลิต เมื่อให้ความดันในหม้อไอน้ำ และขนาดของระบบมีค่าคงที่

Process steam pressure bar	Steam flow rate ton/hr	Ls(1), Ls(3) B/ton	Ls(2a) B/ton	Ls(2b), Ls(4) B/ton
3	60	316.942	296.032	233.108
		221.215	206.621	162.701
5	70	343.869	324.05	253.995
		240.009	226.176	177.28
8	82	368.136	349.713	270.413
		256.947	244.088	188.74
10	90	379.383	361.929	276.948
		264.797	252.614	193.301

หมายเหตุ ตัวเลขที่แสดงราคาต้นทุนไอน้ำต่อตันในตารางประกอบด้วย ตัวเลขบนเป็นค่าเทียบเท่ารายปี (levelied annual cost) ตัวเลขล่างเป็นค่าที่ปรับเป็นปีปัจจุบัน (2536)

- ได้ในตารางที่ 7 ซึ่งอธิบายได้จากการที่ระบบจะมีขนาดเล็กลง เมื่อเพิ่มความดันของไอน้ำที่ส่งให้กระบวนการผลิต เป็นผลให้ต้นทุนราคาสูงขึ้น
- กรณีที่เพิ่มความดันในหม้อไอน้ำ โดยที่อัตราการผลิตไอน้ำ และความดันที่ส่งให้กระบวนการผลิตคงที่ ระบบจะมีขนาดใหญ่มากขึ้นเป็นผลให้ต้นทุนราคาไอน้ำถูกลง ดังที่แสดงในตาราง ที่ 8
 - กรณีที่ขนาดระบบและความดันในหม้อไอน้ำคงที่ แต่อัตราการผลิตไอน้ำและความดันที่กระบวนการผลิตมีค่าเปลี่ยนไป ต้นทุนราคาไอน้ำจะถูกลงเมื่ออัตราการไหลของไอน้ำ และความดันที่กระบวนการผลิตมีค่าลดต่ำลง ดังจะเห็นได้ในตารางที่ 9 ปัจจัยที่ทำให้เกิดผลดังกล่าวคือ ค่าเชื้อเพลิงที่ใช้จ่ายลดลง เมื่อปริมาณไอน้ำที่ผลิตได้มีค่าน้อยลง

สรุป

การวิเคราะห์หาต้นทุนราคาไอน้ำจากระบบผลิตความร้อน และไฟฟ้ารวม แบบกังหัน ไอน้ำของโรงงาน จำนวน 11 โรง ที่ใช้น้ำมันเตาและลิกไนต์

เป็นเชื้อเพลิง และมีขนาดระบบตั้งแต่ 0.8 ถึง 15.1 MWe โดยใช้วิธีเทียบส่วนจากค่า exergy ที่ได้ 4 วิธี พบว่า ต้นทุนราคาไอน้ำที่หาโดยวิธีที่ 1 มีค่าเท่ากับการคำนวณโดยวิธีที่ 3 เพราะเป็นการพิจารณาให้เงินลงทุนไอน้ำต่อหน่วย exergy เท่ากับเงินลงทุนไฟฟ้าต่อหน่วย exergy ส่วนต้นทุนราคาไอน้ำที่คำนวณได้ โดยวิธีที่ 2b ให้ผลเหมือนกับ วิธีที่ 4 เพราะเป็นการพิจารณาให้เงินลงทุนไอน้ำสำหรับกระบวนการผลิตต่อหน่วย exergy เท่ากับเงินลงทุนไอน้ำจากระบบผลิตไอน้ำต่อหน่วย exergy เหมือนกัน ซึ่งจะให้ผลการคำนวณค่าต้นทุนไอน้ำต่ำกว่าวิธีที่ 1 และ 3 ส่วนวิธีที่ 2a ให้ผลการคำนวณต่ำกว่าวิธีที่ 1 และ 3 เล็กน้อย ทั้งนี้เพราะใช้อัตราส่วน exergy เช่นเดียวกับวิธีที่ 1 แต่คิดเงินลงทุนเฉพาะระบบผลิตไอน้ำเท่านั้น นอกจากนี้ยังพบว่าต้นทุนราคาไอน้ำแปรผกผันกับขนาดของระบบ และต้นทุนราคาไอน้ำที่ใช้ลิกไนต์เป็นเชื้อเพลิง จะถูกกว่าที่ใช้ น้ำมันเตา

สำหรับการศึกษาการผันแปรของต้นทุนราคาไอน้ำ กับสภาวะต่าง ๆ ของระบบพบว่าเมื่อจำนวน

ชั่วโมงการทำงานลดลงต้นทุนราคาไอน้ำจะแพงขึ้น และจะถูกกลืนเมื่อระบบมีขนาดใหญ่ขึ้น การผลิตไอน้ำ มีอัตราลดลง และความดันที่ใช้ในกระบวนการผลิต มีค่าต่ำลง

เอกสารอ้างอิง

1. จุลละพงษ์ จุลละโพธิ, การใช้ระบบ Cogeneration ในประเทศไทย, การสัมมนาทางวิชาการ เรื่อง "เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม", วสท. - สจ.ธ., 25 - 26 สิงหาคม 2535, โรงแรมเอเชีย, กรุงเทพฯ
2. S. David Hu, Cogeneration, Reston Pub. Co., Virginia, 1985.
3. National Energy Conservation Centre of Pakistan, Cogeneration, RCG/Hagler, Bailly Inc., October 1989.
4. KMITT - MONENCO - NEPO, Study of the Potential for Cogeneration and Waste Fuel Utilization, Bangkok, 1992.
5. Prida Wibulswas, Feasibility of Cogeneration in Par-Boiled, Rice Mills: Levelized Cost Analysis Based on Exergy, Asia Energy' 91 Conference, ESCAP, 17 - 20 October 1991.
6. อาษา ประทีปเสน, การวิเคราะห์ระบบการผลิตร่วมในโรงงานกระดาษ, วิทยานิพนธ์, วิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต คณะวิศวกรรมศาสตร์ สจ.ธ., 2535
7. T.J. Kotas, The Exergy Method of Thermal Plant Analysis, Butterworths, London, 1985.
8. Warunee Tia, Thermoeconomic Analysis of Small Scale Cogeneration System in a Dying Factory, Seventh Asian School on Energy: Industrial Power Production, AIT, 17 - 26 January 1990.
9. Economic Review, In Bangkok Post, mid-year, 1992.
10. J.A. Belding, Cogeneration, Manual 15 in Industrial Energy Conservation Manual, M.I.T. Press, Cambridge, Mass., 1982. (E.P. Gyftopoulos - editor - in - chief)