ศักยภาพการใช้ระบบ gas turbine cogeneration ในโรงงานปิโตรเคมี

จุลละพงษ์ จุลละโพธิ
วารุณี เตีย
สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี

บทคัดย่อ

บทความนี้เป็นการศึกษาศักยภาพของการใช้ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมแบบกังหันแก๊สในโรงงานปิโตรเคมีแห่งหนึ่ง จากข้อมูลการใช้ไอน้ำและไฟฟ้าของโรงงานสามารถออกแบบระบบการผลิตร่วมที่เหมาะสมได้ โดยใช้หลักของการออกแบบให้ผลิตไอน้ำได้พอเหมาะกับความต้องการระบบที่ได้มีลักษณะคล้ายกับวัฏจักรลูกผสม ขนาด 60 เมกกะวัตต์ กังหันไอน้ำที่ใช้เป็นแบบ back pressure ที่มีการนำเอาไอน้ำออก 2 ตำแหน่ง ที่ความดันและอัตราการไหล ที่โรงงานต้องการ ไฟฟ้าที่ผลิตได้มีปริมาณมากกว่าที่โรงงานต้องการ สามารถนำส่วนเกินไปขายให้การไฟฟ้าได้ การประเมินผลตอบแทนการลงทุนทั้งโครงการ ได้ระยะเวลาคืนทุน 5-6 ปี โดยมีอัตราผลตอบแทนทรัพย์สิน 23.47 % และต้นทุนค่าไฟฟ้าที่ผลิตได้ 1.04 บาทต่อหน่วย ค่าต่าง ๆ เหล่านี้จะดีขึ้น ถ้านำเอารายรับที่ได้จากการขายหม้อไอน้ำและค่าความเสียหายเนื่องจากไฟฟ้าดับที่ลดลง มาคิดรวมด้วย

ABSTRACT

The potential of using gas turbine cogeneration system in a petrochemical factory is investigated in this work. With the steam and electricity demand of the factory being known, a cogeneration system was then designed, based on heat - matched method. The unit is basically a combined cycle of 60 MW_e size, using a back - pressure turbine with 2 steam

---

เสนอในการสัมมนา เรื่อง พลังงาน ซึ่งจัดโดย สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี
ที่ โรงแรม S.D. อะเวนิว กรุงเทพฯ 26 - 27 ตุลาคม 2535

extraction points at the pressures and flowrates required by the factory. The amount of generated electricity is greater than what is needed, and the surplus can be sold to the grid. The financial analysis yields a payback period of 5-6 ปี for this project, with an ROE of 23.47 %. The generated electricity would have a levelized annual cost of 1.04 Baht/kWh. These figures will improve, if the revenue obtained from selling the existing boilers, and the reduced damage cost imposed by power failures, are taken into account.

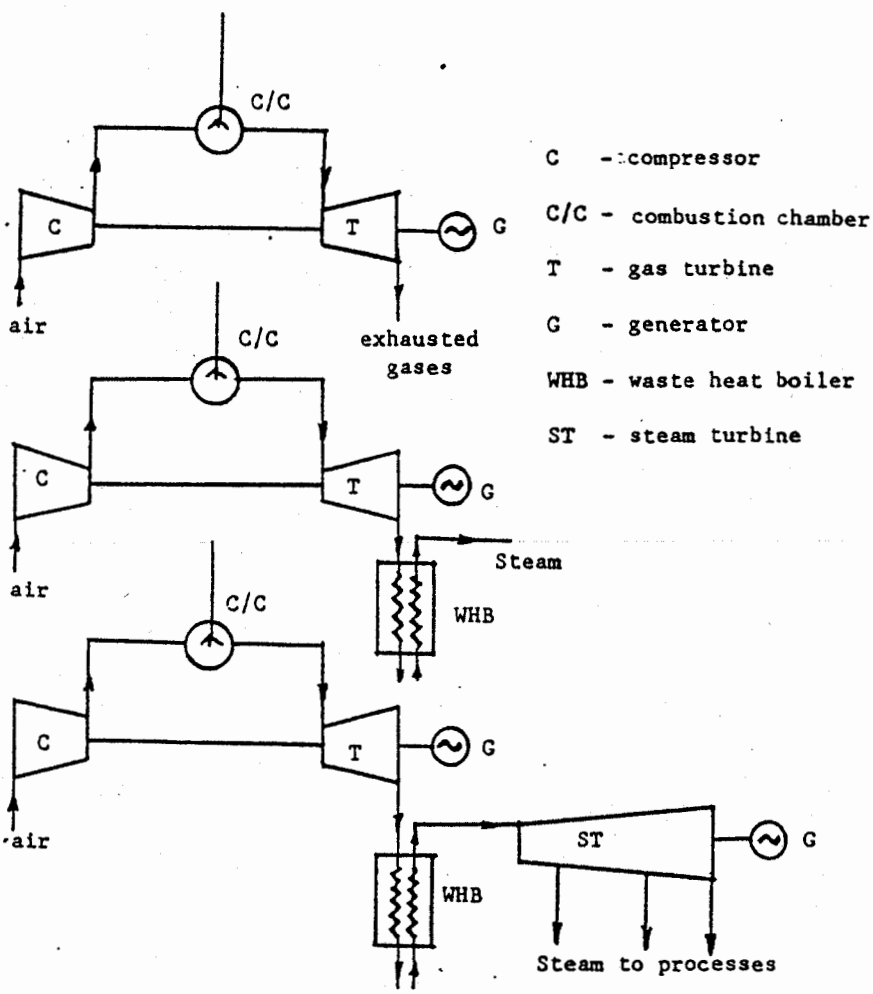
บทนำ

ในระยะ 3-4 ปีที่ผ่านมา เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (cogeneration technology) ได้รับความสนใจ จากผู้ประกอบการอุตสาหกรรม และผู้รับผิดชอบด้านนโยบายพลังงานของประเทศมาก ต้นเหตุสำคัญคงจะมาจากการที่เทคโนโลยีชนิดนี้ มีศักยภาพที่จะช่วยประหยัดพลังงานได้มากประการหนึ่ง และประกอบกับในระยะหลัง ๆ อุตสาหกรรมได้มีการขยายตัวอย่างรวดเร็วหลาย ๆ แห่งมีความต้องการพลังงานไฟฟ้าคุณภาพดี สำหรับการดำเนินงาน เพื่อลดปัญหาการสูญเสียเนื่องจาก ไฟดับ ไฟตก ไฟกระพริบ ฯลฯ ด้วยเหตุนี้ การใช้จึงได้แพร่หลายมากยิ่งขึ้น ซึ่งจากการประเมินของผู้เขียนโดยใช้ข้อมูลจาก [1,4] ประกอบ ได้ว่า ตั้งแต่ปี 2534 เป็นต้นมา มีการใช้เพิ่มขึ้นเกือบ 10 ราย นอกจากเหตุผล 2 ข้อข้างต้น นโยบายสนับสนุนของรัฐบาล ที่กำหนดให้การไฟฟ้าฯ รับซื้อไฟจากผู้ใช้ระบบการผลิตร่วม ที่มีไฟฟ้าเหลือใช้ [2] ตลอดจนมาตรการลดภาษีศุลกากรนำเข้าอุปกรณ์ และวัสดุ ที่ช่วยประหยัดพลังงาน [3] ก็มีส่วนส่งเสริมให้มีการใช้เพิ่มมากขึ้นเช่นกัน แต่ก็เป็นที่สังเกตว่า ระบบที่ใช้กันทั่วไปมักจะเป็นแบบที่ใช้ steam turbine เกือบทั้งหมดในปัจจุบันมีเพียง 2 แห่งเท่านั้น ที่ใช้ระบบ gas turbine cogeneration [4] ทั้ง ๆ ที่จากการสำรวจ [1] ให้ผลว่ามีโรงงานหลายแห่งที่มีค่าอัตราความร้อนต่อไฟฟ้า (heat to power ratio) เหมาะสม ที่จะใช้ระบบดังกล่าว อีกทั้งราคาติดตั้งต่อ kW ก็ต่ำกว่าระบบที่ใช้ steam turbine โดยเฉพาะ ในกรณีที่ใช้เชื้อเพลิงแข็ง [5] นอกจากนี้แล้ว การที่มีการสร้างเครือข่ายท่อส่งแก๊สธรรมชาติ ครอบคลุมบริเวณกว้างขวางมากขึ้น ก็จะช่วยเพิ่มโอกาสและความเป็นไปได้ที่จะใช้ระบบนี้มากยิ่งขึ้น

ด้วยสาเหตุต่างๆ ดังกล่าว จึงเป็นที่คาดได้ว่า น่าจะมีโรงงานหลาย ๆ แห่ง ที่มีศักยภาพที่จะใช้ gas turbine cogeneration ได้คุ้มค่า จึงได้เสนอการวิเคราะห์หาศักยภาพ ในโรงงานปิโตรเคมีแห่งหนึ่งเป็นกรณีศึกษา เพื่อเป็นแบบอย่างและแนวทางสำหรับผู้สนใจต่อไป

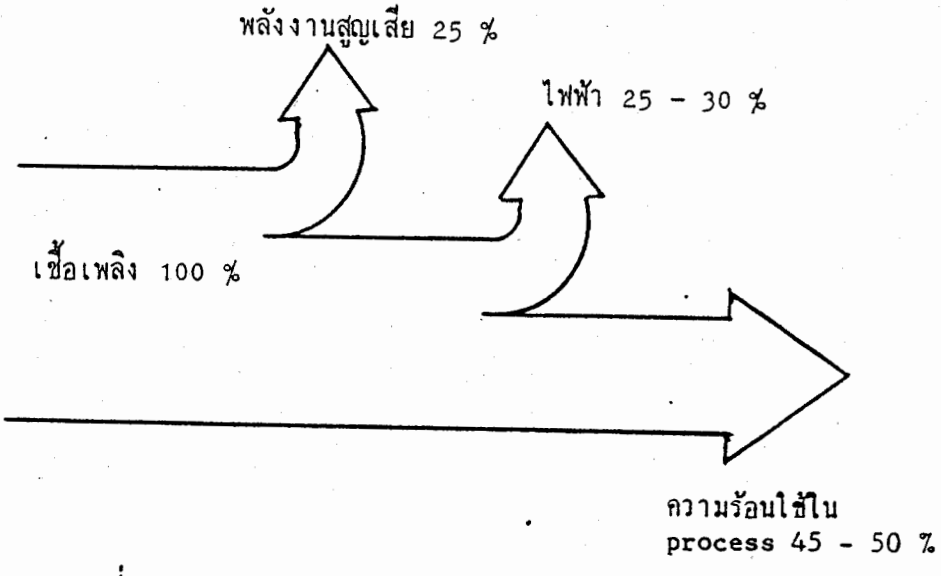
ระบบ gas turbine cogeneration

ระบบนี้ประกอบด้วยอุปกรณ์หลักคือ เครื่องอัด (compressor) ห้องเผาไหม้ (combustion chamber) และตัวกังหันแก๊ส (gas turbine) ซึ่งเป็นตัวขับเครื่องปั่นไฟ (generator) ไอเสียจากกังหันแก๊ส ซึ่งมีอุณหภูมิอยู่ระหว่าง 320 - 600 °C [6] สามารถนำไปใช้เป็น process heat โดยตรงหรือโดยอ้อม ก็ได้ ในการใช้ลักษณะหลังอาจใช้ heat exchanger แปลงเป็นลมร้อน หรือ waste heat boiler แปลงเป็นไอน้ำไปใช้โดยตรง หรือไปใช้ภายหลังจากการขยายตัวผ่าน steam turbine ก่อนก็ได้ ในรูปที่ 1. ได้แสดงรูปแบบการใช้งาน 3 ลักษณะ ที่กล่าวข้างต้น



รูปที่ 1. รูปแบบการใช้ gas turbine cogeneration system

โดยทั่วไป ระบบที่มีขนาดเล็ก (0.8 - 1.2 MW) จะให้ไฟฟ้าได้ประมาณ 25 % ของพลังงานที่ใส่เข้าระบบ ในขณะที่ระบบขนาดใหญ่ประมาณ 10 MW อาจให้ได้มากกว่า 30% ส่วนความร้อนที่สามารถนำไปใช้ประโยชน์ อาจมีสัดส่วนมากถึง 50 % ซึ่งจะให้ค่าประสิทธิภาพรวมของระบบใกล้เคียงกับ 80 % [7] รูปที่ 2 เป็น Sankey Diagram แสดงการไหลของพลังงานในระบบ



รูปที่ 2 Sankey Diagram ของระบบ

ลักษณะการใช้พลังงานของโรงงาน

โรงงานปิโตรเคมีที่ศึกษา ดำเนินกิจการเกี่ยวกับการนปรรูปแก๊สธรรมชาติ ตั้งอยู่ที่จังหวัดระยอง ทำงานปีละ 7,920 ชั่วโมง ในการดำเนินงาน มีความต้องการไอน้ำที่ความดัน 3 ระดับ ดังนี้

ที่ 41 บาร์ 450 °C ต้องการ 18 ตัน/ชม.

ที่ 19 บาร์ 212 °C 47 ตัน/ชม.

ที่ 5.5 บาร์ 153 °C 35 ตัน/ชม.

ปัจจุบัน ใช้หม้อไอน้ำ 2 ลูก ซึ่งมีพิกัดขนาดและพิกัดทำงาน ดังนี้

ลูกแรก

พิกัด 48 บาร์ 455 °C ผลิตไอน้ำได้ 65 ตัน/ชม.

ทำงานที่ 41 บาร์ 450 °C อัตราการผลิตไอน้ำ 64 ตัน/ชม.

ลูกที่สอง

พิกัด 49 บาร์ 455 °C ผลิตไอน้ำได้ 70 ตัน/ชม.

ทำงานที่ 41 บาร์ 450 °C อัตราการผลิตไอน้ำ 36 ตัน/ชม.

ทั้งสองลูก ใช้แก๊สธรรมชาติ เป็นเชื้อเพลิง

สำหรับพลังงานไฟฟ้า โรงงานแห่งนี้ใช้ 57.6 ล้านหน่วยต่อปี โดยมีค่าความต้องการพลังไฟฟ้าสูงสุด 7.27 MW ค่าไฟฟ้าต่อปีประมาณ 80.64 ล้านบาท ซึ่งจะทำให้อัตราค่าไฟฟ้าจริงมีค่า 1.4 บาทต่อหน่วย

การวิเคราะห์ศักยภาพ

สมมุติฐาน และกรอบสำหรับการวิเคราะห์ มีดังต่อไปนี้

ระบบเดิม

ประสิทธิภาพหม้อไอน้ำ ทั้ง 2 ลูก	85 %
อุณหภูมิน้ำป้อน	70 °C
ราคาหม้อไอน้ำ ทั้ง 2 ลูก	40 ล้านบาท
ค่า O & M สำหรับระบบไอน้ำ	3 % ของราคาหม้อไอน้ำ
ค่าความร้อนสูงของแก๊สธรรมชาติ	48.4 GJ/kg
ราคาแก๊สธรรมชาติ	85.3 บาท/GJ

ระบบ Cogeneration

การออกแบบระบบ cogeneration ที่จะใช้กับโรงงานนี้ ได้ยึดถือเอารูปแบบการใช้งานลักษณะที่สามดังที่แสดงในรูปที่ 1 โดยที่ steam turbine ที่ใช้ เป็นแบบ extraction - back pressure turbine ซึ่งทำงานที่ 80 bar, 520 °C โดยมีการนำเอาไอน้ำออกไปใช้ใน process ที่ 2 จุด คือ ที่ค่าความดัน 41 และ 19 bar ส่วนความดันออกจาก turbine ให้เป็น 5.5 bar ตามที่ process ต้องการ

อุณหภูมิไอน้ำที่นำออกจาก turbine อาจไม่ตรงกับความต้องการ โดยเฉพาะที่ระดับ 19 บาร์ และ 5.5 บาร์ อุณหภูมิจะสูงกว่าที่ต้องการซึ่งสามารถปรับให้ได้ตามที่ต้องการได้ โดยใช้ desuperheater ในการวิเคราะห์ระบบ ได้อาศัยสมมุติฐานต่าง ๆ ดังต่อไปนี้

ให้หม้อไอน้ำความร้อนทิ้ง สามารถแปลงพลังงานใน

ไอเสียเป็นไอน้ำ เทียบได้เป็น 45 % ของพลังงานจากเชื้อเพลิง

ประสิทธิภาพของ gas และ steam turbines (รวม generator ด้วย)	80 %
ประสิทธิภาพของระบบ gas turbine	25 %
เงินลงทุนทั้งหมด	1,300 ล้านบาท
ค่า O & M	3 % ของเงินลงทุน
Debt/equity ratio	75 : 25
Cost of debt	15 %
Repayment	10 ปี
ผลตอบแทนทรัพย์สินที่ต้องการ	25 %
Marginal tax rate	30 %
Depreciation	10 ปี เป็นเส้นตรง
อายุการใช้งาน	20 ปี
อัตราส่วนลด	17.5 %
มูลค่าซาก	5 %
อัตราการรับซื้อไฟฟ้าคืน	1.10 บาท/kWh
ค่าไฟฟ้าสำรอง	900 บาท/kW/ปี

อัตราการเพิ่มของค่าต่าง ๆ

ราคาแก๊สธรรมชาติ

ปี 1992/1991	6.00 %
ปี 1993/1992	5.00 %
ตั้งแต่ 1994 เป็นต้นไป	4.83 %

อัตราเงินเฟ้อ

ปี 1992/1991	6.00 %
ปี 1993/1992	5.00 %
ตั้งแต่ 1994 เป็นต้นไป	4.00 %

อัตราการรับซื้อไฟฟ้าคืน

ปี 1992/1991	7.06 %
ปี 1993/1992	6.05 %
ตั้งแต่ปี 1994 เป็นต้นไป	5.04 %

โดยการใช้ทฤษฎีทั่วไปทาง power plant engineering ผนวกกับหลักการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงินและอัตราค่าไฟฟ้าที่ผลิตไป [8]. สามารถวิเคราะห์หาค่าต่าง ได้ดังนี้

อัตราส่วนความร้อนต่อไฟฟ้าของโรงงาน	11.00
พิกัดขนาดพลังไฟฟ้าที่ระบบ Cogeneration ผลิตได้	60 MW
ปริมาณกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้	475.2 ล้าน kWh/ปี
ปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้กับระบบ Cogeneration	5.7 ล้าน GJ/ปี
ปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้กับ boiler เดิม 2 ลูก	2.828 ล้าน GJ/ปี
ระยะเวลาคืนทุนของโครงการนี้	5 - 6 ปี
อัตราผลตอบแทนทรัพย์สิน	23.47 %
ค่า Levelized annual cost (1991) ของกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้	1.04 บาท/kwh

สรุปและวิจารณ์ผล

โดยการออกแบบขนาดระบบ gas turbine cogeneration ให้รับกับความต้องการไอน้ำของโรงงาน ผลปรากฏว่า ได้ขนาดของระบบเท่ากับ 60 MW ซึ่งจะทำให้โรงงานแห่งนี้มีไฟฟ้าเหลือใช้ปีละ 417.6 ล้านหน่วย สามารถทำสัญญาขายให้แก่การไฟฟ้า ได้ จากรายได้สำคัญประการนี้ ผนวกกับผลการประหยัดที่ได้จากการใช้ระบบ cogeneration ทำให้โครงการนี้มีผลตอบแทนการลงทุนอยู่ในระดับที่น่าพอใจ คือ 23.47% โดยที่ยังไม่ได้นำเอามูลค่าของ boilers ที่เลิกใช้ และรายได้แฝงจากการที่โรงงานไม่ต้องเสียค่าใช้จ่ายต่าง ๆ เนื่องจากไฟฟ้าจากการไฟฟ้ามีอาการผิดปกติมาคิดด้วย ซึ่งถ้าหากนำมาพิจารณาด้วย ค่าผลตอบแทนการลงทุนจะสูงขึ้นแน่นอน

สำหรับระบบ gas turbine cogeneration ที่พิจารณา ปัญหาที่อาจจะเกิดขึ้นได้ ก็คือ waste heat boiler ไม่สามารถผลิตไอน้ำที่ระดับความดันและอุณหภูมิที่กำหนดได้ ในบางสถานการณ์ ในกรณีเช่นนี้อาจจัดให้มี supplement firing เพื่อความยืดหยุ่นของระบบ ในส่วนของ steam turbine ที่ให้มีประสิทธิภาพ 80% ตลอดนั้น ตามความเป็นจริง ค่าในแต่ละช่วงอาจแตกต่างกันได้ เช่นนี้จะทำให้ระดับอุณหภูมิไอน้ำที่ได้เปลี่ยนแปลงไปจากค่าที่คำนวณ แต่ก็สามารถปรับแก้ให้อยู่ในระดับที่ต้องการได้โดยใช้ desuperheater หรือวิธีควบคุมอื่น ๆ

ในการศึกษากรณีนี้ ไม่ได้วิเคราะห์เปรียบเทียบกับระบบ steam turbine cogeneration ทั้ง ๆ ที่โดยหลักการแล้ว ระบบหลังนี้น่าจะมีประสิทธิภาพดีกว่า เมื่อพิจารณาจากค่า อัตราส่วนความร้อนต่อไฟฟ้าของโรงงานที่เท่ากับ 11 เป็นเกณฑ์ แต่อย่างไรก็ดี เมื่อพิจารณาถึงข้อได้เปรียบของ gas turbine ทางด้านขนาด น้ำหนัก การสตาร์ท และ รับ load ได้เร็วกว่า และราคาที่ถูกกว่าเล็กน้อย ผนวกกับการมีไฟฟ้าเหลือขายมาก สิ่งต่าง ๆ เหล่านี้น่าจะช่วยชดเชยข้อเสียเปรียบในตอนแรกได้

เอกสารอ้างอิง

1. Monenco Consultants & KMITT, "Cogeneration and Waste Fuel Utilization", Research Report, National Energy Policy Office, Bangkok, May 1991.

2. ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตรายเล็ก เฉพาะการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานนอกรูปแบบ กากหรือเศษวัสดุเหลือใช้เป็นเชื้อเพลิง และระบบ cogeneration, การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย การไฟฟ้านครหลวง และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค กรุงเทพ, 2535

3. ประกาศกระทรวงการคลัง ที่ ศก.1/2531 เรื่อง การลดอัตราอากรศุลกากรและการกำหนดให้ของได้รับการยกเว้นอากร, กระทรวงการคลัง มกราคม 2531

4. จุลละพงษ์ จุลละโพธิ, "การใช้ระบบ cogeneration ในประเทศไทย", การสัมมนาทางวิชาการ เรื่อง เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม, จัดโดยวิศวกรรมสถานแห่งประเทศไทย และ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี, โรงแรมเอเชีย กรุงเทพฯ 25-26 สิงหาคม 2535

5. Par Hollertz, "หลักการวิเคราะห์ออกแบบ gas turbine cogeneration" การสัมมนาทางวิชาการ เรื่อง เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม, จัดโดยวิศวกรรมสถานแห่งประเทศไทย และ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี, โรงแรมเอเชีย กรุงเทพฯ 25-26 สิงหาคม 2535

6. Balding, J. A., Industrial Energy Conservation Manual, MIT Press, Cambridge, Mass., 1982

7. National Energy Conservation Center of Pakistan, Cogeneration, October 1989.

8. วารุณี เตีย, "หลักการวิเคราะห์ผลตอบแทนทางการเงินและอัตราค่าไฟฟ้าที่ผลิตได้, การสัมมนาทางวิชาการ เรื่อง เทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม, จัดโดยวิศวกรรมสถานแห่งประเทศไทย และ สถาบันเทคโนโลยีพระจอมเกล้าธนบุรี, โรงแรมเอเชีย กรุงเทพฯ 25-26 สิงหาคม 2535