

การลดการใช้พลังงานในการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม กรณีศึกษา โรงไฟฟ้า อ่างทอง เพาเวอร์

Reduction of Energy Usage in the operation of the Combined Cycle Power Plant: A Case Study of Angthong Power Plant

จิรากร อิ่มทอง¹

ผู้ช่วยศาสตราจารย์ ดร.อำนาจ ผดุงศิลป์²

บทคัดย่อ

งานวิจัยเรื่อง การลดการใช้พลังงานในการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมกรณีศึกษา โรงไฟฟ้า อ่างทอง เพาเวอร์ มีวัตถุประสงค์เพื่อลดการใช้พลังงานในกระบวนการผลิตไฟฟ้าและเพิ่มประสิทธิภาพโดยรวมระบบโคเจนเนอเรชัน (Cogeneration Overall Efficiency) ของ โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ในการศึกษาครั้งนี้ ได้นำเครื่องมือผังแสดงเหตุและผล (Cause-and-Effect Diagram) มาเป็นเครื่องมือที่ช่วยในการค้นหาปัจจัยที่ส่งผลต่อการสิ้นเปลืองการใช้พลังงาน และเครื่องมือควบคุมคุณภาพทั้ง 7 ชนิด (7 QC Tools) เพื่อช่วยพัฒนาและแก้ไขปัญหาดังกล่าว รวบรวมและประยุกต์ใช้วิธีการทางสถิติและเปรียบเทียบข้อมูลก่อนและหลังปรับปรุง และปัจจัยที่ส่งผลต่อการสิ้นเปลืองการใช้พลังงานมากที่สุดคือ ระบบเครื่องอัดและเพิ่มความดันก๊าซธรรมชาติ (Gas Compressor System) ซึ่งมีการใช้พลังงานไฟฟ้าเฉลี่ยต่อวัน อยู่ที่ประมาณ 28,800 kWh การใช้พลังงานไฟฟ้า 10,368,000 kWh/ปี ทางผู้วิจัยจึงได้เสนอแนวทางปรับปรุงและพัฒนาเพื่อลดการใช้พลังงาน โดยการเดินเครื่องกังหันก๊าซ ในแบบที่ไม่ใช้ชุดเครื่องอัดและเพิ่มความดันก๊าซธรรมชาติ โดยจะต้องไม่เกิดผลกระทบต่อกระบวนการผลิตไฟฟ้าหลักของโรงไฟฟ้าและจะต้องคำนึงถึงความเสถียรของระบบและความปลอดภัยในการปฏิบัติงาน

ผลจากการศึกษาพบว่า การเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมโดยไม่ใช้ชุดเครื่องอัดและเพิ่มความดันก๊าซธรรมชาติ สามารถลดการใช้พลังงานไฟฟ้าได้ประมาณ 9,467,640 kWh/ปี ซึ่งสามารถคิดเป็นเงินประมาณ 22,936,304.664 บาทต่อปี สามารถลดการใช้ปริมาณเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ ในกระบวนการผลิตกระแสไฟฟ้าและไอน้ำของ โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ได้ประมาณ 222,541.80 MMBTU/ปี ซึ่งสามารถคิดเป็นเงินประมาณ 53,410,032 บาทต่อปี และ ประสิทธิภาพโดยรวมระบบโคเจนเนอเรชัน (Cogeneration Overall Efficiency) ของ โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม มีประสิทธิภาพเพิ่มขึ้นเท่ากับ 0.36 %

¹ นักศึกษาหลักสูตรวิศวกรรมศาสตรมหาบัณฑิต สาขาการจัดการทางวิศวกรรม มหาวิทยาลัยธุรกิจบัณฑิตย์

² ที่ปรึกษาสารนิพนธ์หลัก

ABSTRACT

Research reduction of Energy Usage in the operation of the Combined Cycle Power Plant: A Case Study of Angthong Power Plant aims to reduce energy consumption in the power generation process and increase overall efficiency of the cogeneration system. (Cogeneration Overall Efficiency) of Combined Cycle Power Plant In this study Has brought the chart of the cause and effect (Cause-and-Effect Diagram) is a tool that helps to find factors that affect energy consumption. And 7 quality control tools (7 QC Tools) to help develop and solve various problems Collect and apply statistical methods and compare data before and after adjustment. And the factors that affect the consumption of the most energy are the compressors and gas pressure boosting systems with average daily electricity consumption at approximately 28,800 kWh, electricity consumption is 10,368,000 kWh / year. The researcher therefore proposed ways to improve and develop to reduce energy consumption. By walking the gas turbine In a way that does not use compressors and natural gas pressure Which must not affect the main power generation process of the power plant and must take into account the risk of the system and operational safety

The results of the study showed that Operation of a combined cycle power plant without using a set of compressors and increasing natural gas pressure Can reduce electricity consumption by approximately 9,467,640 kWh / year which can be accounted for approximately 22,936,304.664 baht per year can reduce the use of natural gas fuel In the process of generating electricity and steam of Combined thermal power plants can be estimated at 222,541.80 MMBTU/year, which can be accounted for approximately 53,410,032 baht per year and overall cogeneration system efficiency. (Cogeneration Overall Efficiency) of Combined Cycle Power Plant Increased efficiency by 0.36%

ความสำคัญและความเป็นมาของปัญหา

ปัจจุบันประเทศไทยมีความต้องการในการใช้ไฟฟ้าในปริมาณที่สูงมากขึ้นทุกปี ซึ่งไฟฟ้าเป็นปัจจัยหลักที่ใช้ในการพัฒนาเศรษฐกิจและการเติบโตของประเทศ การทำให้โรงไฟฟ้าสามารถผลิตไฟฟ้าได้อย่างเต็มประสิทธิภาพจึงเป็นสิ่งจำเป็นที่ช่วยในการชะลอการสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ซึ่งจะเห็นได้ว่าการสร้างโรงไฟฟ้าใหม่ในปัจจุบันนั้นค่อนข้างเป็นไปได้ยาก เนื่องจากต้องคำนึงถึงผลกระทบต่อประชาชนและสิ่งแวดล้อมเป็นหลัก โรงไฟฟ้าที่มีผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อยและมีการผลิตไฟฟ้าโดยส่วนมากในประเทศไทยมาจากโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม (Combined Cycle Power Plant) โดยกังหันก๊าซ (Gas Turbine) เป็นอุปกรณ์สำคัญที่ส่งผลต่อกำลังการผลิตไฟฟ้า ซึ่งการทำให้กังหันก๊าซมีกำลังการผลิตอยู่ในเกณฑ์ปกติ จะทำให้โรงไฟฟ้ามีส่วนการใช้พลังงานสำหรับการผลิตไฟฟ้าเป็นปกติได้ กระบวนการผลิต

ไฟฟ้าและไอน้ำของโรงไฟฟ้าอ่างทอง เพาเวอร์ ซึ่งเป็นโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมโดยใช้ก๊าซธรรมชาติ จาก ปตท. เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตหลัก เนื่องด้วยการผลิตที่มีต้นทุนที่สูงอยู่แล้วนั้น ทำให้เกิดแนวความคิดที่จะปรับปรุงกระบวนการผลิตให้เกิดการใช้พลังงานที่คุ้มค่าที่สุด ประหยัดพลังงานที่สุด และมีประสิทธิภาพกับโรงไฟฟ้าอ่างทอง เพาเวอร์ มากที่สุด

วัตถุประสงค์ของการวิจัย

1. เพื่อลดการใช้พลังงานในกระบวนการผลิตไฟฟ้าของ โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม
2. เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพโดยรวมระบบ โคเจนเนอเรชัน (Cogeneration Overall Efficiency) ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม

ขอบเขตของการวิจัย

1. ศึกษาการใช้พลังงานไฟฟ้าของชุดเครื่องอัดและเพิ่มความดันของก๊าซธรรมชาติ (Gas Compressor System) ในช่วงก่อนปรับปรุงและหลังปรับปรุง
2. เปรียบเทียบค่าการใช้พลังงานไฟฟ้าในกระบวนการผลิตไฟฟ้าของ โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ก่อนปรับปรุงและหลังปรับปรุง
3. เปรียบเทียบประสิทธิภาพการเดินเครื่องในกระบวนการผลิตไฟฟ้าของ โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ก่อนปรับปรุงและหลังปรับปรุง
4. เปรียบเทียบการใช้ปริมาณเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ ในกระบวนการผลิตไฟฟ้าของ โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ก่อนปรับปรุงและหลังปรับปรุง

ประโยชน์ที่คาดว่าจะได้รับ

1. สามารถลดการใช้พลังงานไฟฟ้าในกระบวนการผลิตกระแสไฟฟ้า ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ได้
2. ไม่มีผลกระทบต่อสถานการณ์การเดินเครื่องของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและประสิทธิภาพโดยรวมระบบโคเจนเนอเรชัน (Cogeneration Overall Efficiency) ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม
3. เป็นการเพิ่มองค์ความรู้ให้กับองค์กรและในภาคอุตสาหกรรม ทั้งในด้านการอนุรักษ์พลังงานและสามารถนำไปประยุกต์ใช้เพื่อปรับปรุงกับโรงไฟฟ้าหรืออุตสาหกรรมอื่นๆได้ต่อไป
4. ลดค่าใช้จ่ายต้นทุนของเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ ในกระบวนการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม

งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

สาณัฐ อุตศาสตร์ (2553) ได้ศึกษาความเป็นไปได้ทางด้านเทคนิคและทางการเงินในการนำความร้อนทิ้งจากไอเสียของแก๊สเทอร์ไบน์มาใช้ในสถานีเพิ่มความดันแก๊สไทรโยค โดยเป็นการนำความร้อนทิ้งมาใช้ในกระบวนการผลิตกระแสไฟฟ้า นำไฟฟ้าที่ผลิตได้มาใช้งานในสถานีเพิ่มความดันแก๊สไทรโยคและขายไฟฟ้าส่วนที่เหลือให้กับการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค ในการวิจัยได้เข้าศึกษาและเก็บข้อมูลในสถานีเพิ่มความดันแก๊สไทรโยค โดยพบว่าแก๊สเทอร์ไบน์มีการทำงานเฉลี่ย 6,745 ชั่วโมงต่อปี อุณหภูมิของแก๊สไอเสียมีค่าเฉลี่ย 577 °C คิดเป็นอัตราการนำความร้อนจากไอเสียมาใช้ได้ 29,388 kW การศึกษาศักยภาพของระบบผลิตไฟฟ้าได้เลือกระบบผลิตไฟฟ้าแบบ Organic Turbine Generator มาใช้ โดยพิจารณาจากปัจจัยหลักที่ระบบนี้ไม่ต้องใช้น้ำในการผลิตกระแสไฟฟ้า เนื่องจากสถานีเพิ่มความดันแก๊สไทรโยคขาดแคลนแหล่งน้ำดิบที่พอเพียง โดยผลการศึกษาพบว่าสามารถผลิตกำลังไฟฟ้า ได้ 11.17 MW คิดเป็นพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ 75,650,786 kWh/year มีระยะเวลาคืนทุนคือ 6.9 ปี และอัตราผลตอบแทนการลงทุน (IRR) คือ 14%

อัครพันธ์ ธรรมไพศาล (2554) งานวิจัยนี้เป็นการศึกษาหาปริมาณการใช้พลังงานต่อหนึ่งหน่วยการผลิต (Specific Energy Consumption) ของโรงงานผลิตไฟฟ้าประเภทโคเจนเนอเรชันหรือในทางการผลิตไฟฟ้าจะเรียกว่าค่า Heat Rate ซึ่งจะเป็นดัชนีชี้วัดประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้านั้นๆหรือเป็นอัตราส่วนระหว่างปริมาณผลผลิต (ไฟฟ้า + ไอ้่น้ำ) ต่อปริมาณก๊าซธรรมชาติที่ใช้รวมถึงการหาต้นทุนค่าก๊าซธรรมชาติต่อหน่วยการผลิตโดยทำการเปรียบเทียบระหว่างแต่ละเทคโนโลยีการผลิต (กำหนดตามเครื่องกังหันก๊าซที่ใช้) ที่มีผลผลิตเป็นไฟฟ้าและไอ้่น้ำเมื่อกำหนดให้ค่า Heat Rate ของโรงไฟฟ้าตัวอย่างตาม Specification ที่กำลังการผลิตสูงสุด โดยมีผลผลิตไฟฟ้าเพียงอย่างเดียวคือ 6,369.56 BTU / kWh มีต้นทุน 1.93 บาท / kWh เป็นเกณฑ์จะพบว่า Heat Rate ของโรงไฟฟ้าตัวอย่างที่กำลังการผลิตตามสัญญาซื้อขายทั้งไฟฟ้าและไอ้่น้ำนั้นสูงกว่า 16.3% แต่จะต่ำกว่าค่าจากการใช้งานจริงที่ 8,553.60 BTU / kWh ต้นทุน 2.59 บาท / kWh 15.63% ได้มีการนำเสนอแนวทางการปรับปรุงให้ดีขึ้นจากการใช้การจัดการในการเพิ่มผลผลิตและการประหยัดพลังงานทำให้สามารถลดค่า Heat Rate ของโรงไฟฟ้าตัวอย่างที่กำลังการผลิตตามสัญญาซื้อขายทั้งไฟฟ้าและไอ้่น้ำจาก 7,397.13 BTU / kWh หรือมีต้นทุน 2.24 บาทเป็น 6,691.67 BTU / kWh ต้นทุนลดลง 0.21 บาท / kWh และหากเลือก Best Technology จากการวิจัยนี้คือ Rows-Royce RB211-H63จะให้ค่า Heat Rate ที่ดีที่สุดคือ 5,778.66 BTU / kWh หรือดีขึ้นกว่าเกณฑ์ 9.27% ต้นทุนลดลง 0.18 บาท / kWh

กรเทวินทร์ บุญช่วย (2559) ความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศไทยมีแนวโน้มสูงขึ้นทุกปีเนื่องมาจากการเติบโตทางเศรษฐกิจและพลังงานประกอบกับปัญหาที่สำคัญในด้านพลังงานของประเทศไทยคือก๊าซธรรมชาติที่ได้จากการขุดเจาะที่อ่าวไทยและจากพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซียกำลังจะหมดลงในอีก 4-5 ปีทำให้ปี พ.ศ. 2560-2566 จำเป็นต้องนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวซึ่งมีราคาแพงและมีราคาที่สูงก่อนข้างพื้นผวนดังนั้นสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) และคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) จึงได้เล็งเห็นถึงความสำคัญของมาตรการความร่วมมือลดการใช้ไฟฟ้าซึ่งจะเข้ามามีบทบาทใน

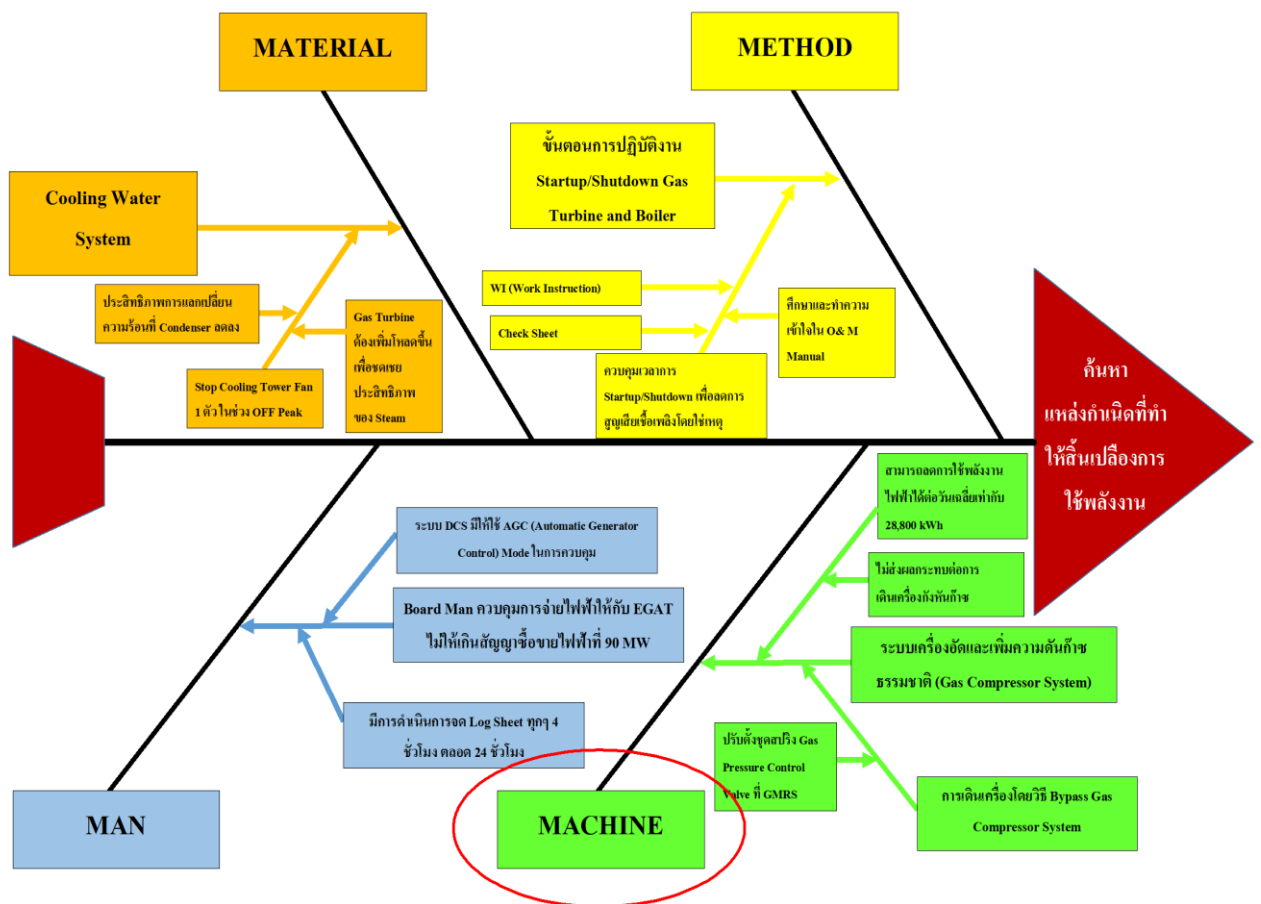
กิจการพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทยในอนาคตเพื่อลดต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่มีราคาสูงวิทยานิพนธ์ฉบับนี้ นำเสนอเกณฑ์ในการเรียกใช้มาตรการอัตราค่าไฟฟ้าช่วงวิกฤติที่เหมาะสมและวิธีการคำนวณอัตราค่าชดเชยที่เหมาะสมที่สุดของมาตรการค่าไฟฟ้าช่วงวิกฤติโดยพิจารณาต้นทุนการผลิตไฟฟ้าหน่วยสุดท้ายอัตราค่าไฟฟ้าช่วงวิกฤติจะถูกคำนวณโดยมีวัตถุประสงค์เพื่อให้สวัสดิการสังคม (Social Welfare) สูงสุดด้วยวิธี Quadratic Programming โดยพิจารณาถึงต้นทุนการผลิตไฟฟ้าหน่วยสุดท้ายของระบบผลิตไฟฟ้าในประเทศไทยและพิจารณาการจ่ายกำลังไฟฟ้าในช่วงความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงของเขื่อนในประเทศไทยเพื่อช่วยลดต้นทุนการผลิตไฟฟ้าหน่วยสุดท้ายของระบบไฟฟ้าระบบทดสอบที่ใช้ในวิทยานิพนธ์ฉบับนี้คือระบบผลิตไฟฟ้าในประเทศไทยความต้องการใช้ไฟฟ้าของประเทศไทยและความต้องการใช้ไฟฟ้าของผู้ใช้ไฟฟ้าประเภทที่ 3 และ 4 ของปีพ. ศ. 2560 ผลการคำนวณอัตราค่าไฟฟ้าช่วงวิกฤติจะพบว่าหากมีการเรียกใช้มาตรการอัตราค่าไฟฟ้าช่วงวิกฤติจะทำให้สวัสดิการสังคมหรือผลประโยชน์ของประเทศโดยรวมมีค่าสูงขึ้นเป็นที่น่าพอใจ และปัจจัยหลักที่มีผลต่อการคำนวณคือประเภทของผู้เข้าร่วมมาตรการและต้นทุนการผลิตไฟฟ้าหน่วยสุดท้ายในระบบไฟฟ้า

ซึ่งจากการศึกษาทบทวนวรรณกรรมที่ผ่านมาพบว่ายังไม่มีผู้ที่ทำการศึกษาในด้านของการหยุดใช้ระบบชุดเครื่องอัดและเพิ่มความดันของก๊าซธรรมชาติ ในกระบวนการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำ เพื่อลดการใช้พลังงาน ของ โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ดังนั้นการศึกษานี้สามารถนำไปดำเนินการศึกษาและเป็นแนวทางแก่โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม เท่านั้น ที่มีการใช้ระบบชุดเครื่องอัดและเพิ่มความดันของก๊าซธรรมชาติ ได้เช่นกัน

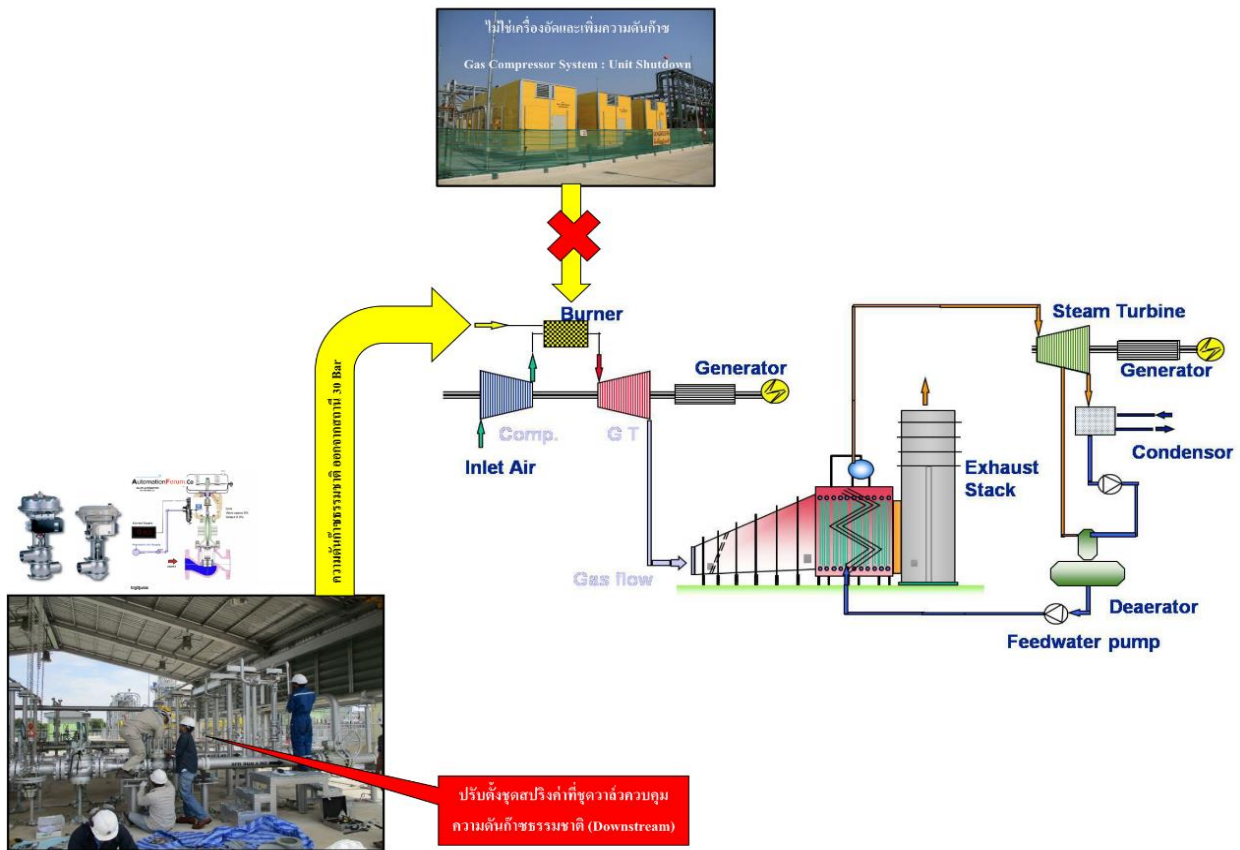
วิธีดำเนินการวิจัย

ดำเนินการค้นหาปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อการใช้งานและคัดเลือกปัจจัยที่ส่งผลกระทบต่อการใช้งานใช้พลังงาน โดยใช้เครื่องมือ ผังแสดงเหตุและผล (Cause-and-Effect Diagram) หรือผังก้างปลา (Fishbone Diagram) ดังภาพที่ 1 รวมถึงดำเนินการทดสอบและเก็บรวบรวมบันทึกข้อมูลจากหน้างานทั้งก่อนและหลังการปรับปรุง ก่อนทำการปรับปรุง ในช่วงเวลา 6 เดือนแรก คือ เดือน มิ.ย. 2559 – พ.ย. 2559 และ หลังทำการปรับปรุงในช่วงเวลา 6 เดือนหลัง คือ เดือน ม.ค. 2560 – มิ.ย. 2560 โดยได้ดำเนินการปรับตั้งชุดสปริงของชุดวาล์วควบคุมความดันก๊าซธรรมชาติขาออก (Downstream) ที่สถานีควบคุมความดันและวัดปริมาณก๊าซธรรมชาติจาก ปตท. ในเขตพื้นที่โรงไฟฟ้าอ่างทอง เพาเวอร์ จากเดิมที่แรงดัน 20 Bar(a) ไปที่แรงดัน 30 Bar(a) (ตามที่คุณผลิตได้ออกแบบ (SIEMENS SGT-800)) คือ 27-30 Bar(a)) เพื่อให้ค่าความดันดังกล่าวผ่านไปยังห้องเผาไหม้ของเครื่องกังหันก๊าซได้โดยตรง โดยที่ไม่จำเป็นต้องผ่านไปยังระบบชุดเครื่องอัดและเพิ่มความดันก๊าซธรรมชาติ (Gas Compressor System) ในช่วงเวลาของการเดินเครื่องกังหันก๊าซ ในรูปแบบการเดินเครื่องกังหันก๊าซ แบบที่ใช้และไม่ใช้ชุดเครื่องอัดและเพิ่มความดันของก๊าซธรรมชาติ เพื่อดำเนินการวิเคราะห์เปรียบเทียบข้อมูลการใช้พลังงาน โดยมีปัจจัยหลักที่ดำเนินการวิเคราะห์

และเปรียบเทียบ คือ สถิติการใช้พลังงานไฟฟ้า (Plant Station Service Energy (kWh)) สถิติการใช้ปริมาณเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ (Fuel Gas Consumption (MMBTU)) และประสิทธิภาพโดยรวมระบบโคเจนเนอเรชัน (Cogeneration Overall Efficiency) เพื่อให้บรรลุวัตถุประสงค์หลักของลดการใช้พลังงานในกระบวนการผลิตไฟฟ้าและเพิ่มประสิทธิภาพโดยรวมระบบโคเจนเนอเรชัน (Cogeneration Overall Efficiency) ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ซึ่งวงจรการทำงานของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม หลังการปรับปรุง จะแสดงดังภาพที่ 2



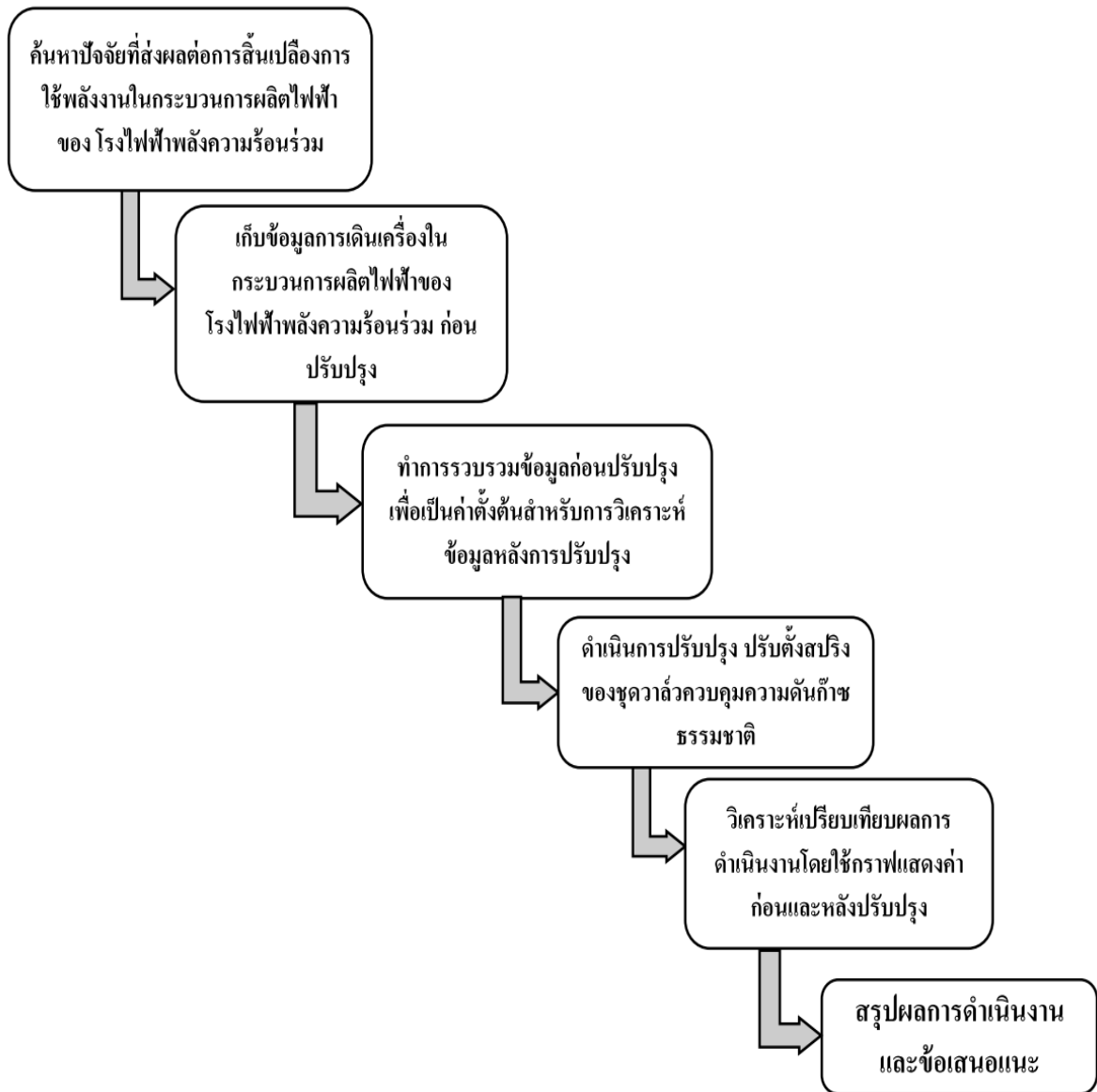
ภาพที่ 1 แสดงผังก้างปลาการค้นหาปัจจัยที่ส่งผลต่อการสิ้นเปลืองการใช้พลังงาน



ภาพที่ 2 ภาพแสดงตำแหน่งของการปรับตั้งชุดสปริงที่ชุดวาล์วควบคุมความดันก๊าซธรรมชาติ (Downstream) ที่สถานีควบคุมความดันและวัดปริมาณก๊าซธรรมชาติจาก ปตท. ในเขตพื้นที่โรงไฟฟ้า อ่างทอง เพาเวอร์ และวงจรถางงานของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม หลังการปรับปรุง

แผนผังขั้นตอนการดำเนินงานวิจัย

ขั้นตอนการดำเนินงานวิจัย การลดการใช้พลังงานในการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม กรณีศึกษา โรงไฟฟ้า อ่างทอง เพาเวอร์ เพื่อลดการใช้พลังงานในกระบวนการผลิตไฟฟ้าและเพิ่ม ประสิทธิภาพโดยรวมระบบ โคนเจนเนอเรชัน (Cogeneration Overall Efficiency) ของ โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม โดยมีลำดับขั้นตอนดังภาพที่ 3

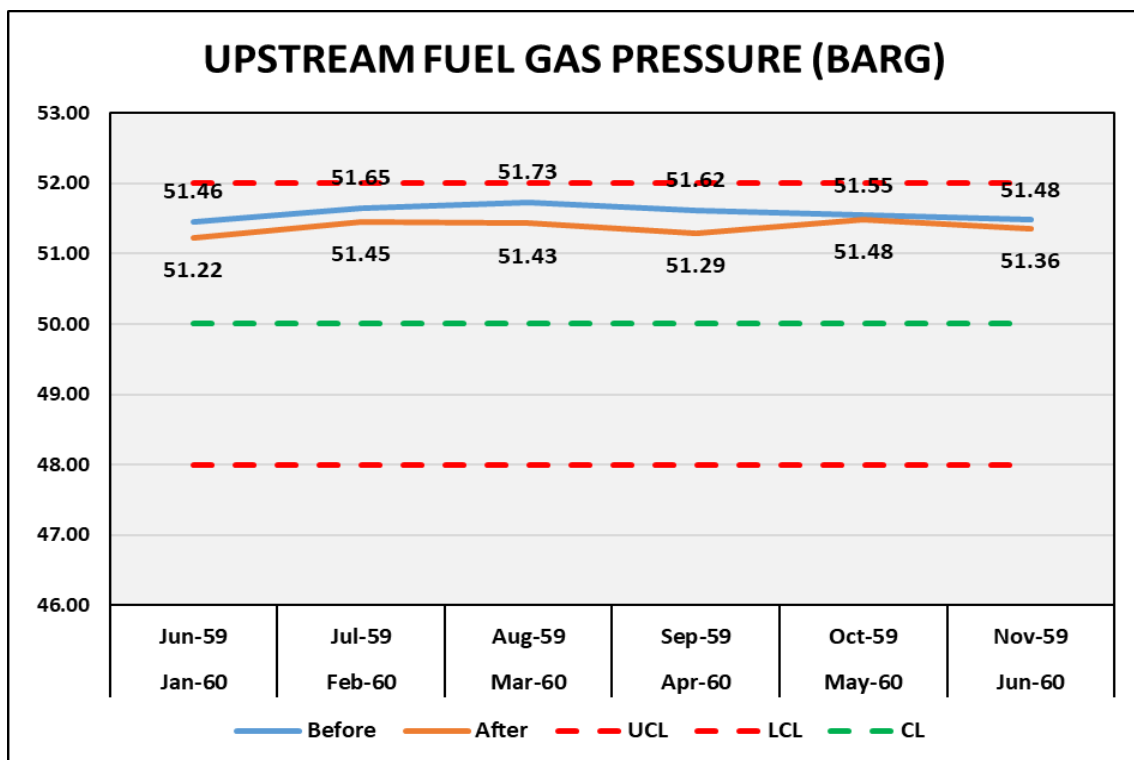


ภาพที่ 3 แผนผังขั้นตอนการดำเนินงานวิจัย

ผลการวิจัย

จากการวิจัยผลของการดำเนินการตามแนวทางการลดการใช้พลังงานในการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม กรณีศึกษา โรงไฟฟ้า อ่างทอง เพาเวอร์ ในส่วนของการเดินเครื่องกังหันก๊าซโดยไม่ใช้เครื่องอัดและเพิ่มความดันก๊าซธรรมชาติ เพื่อลดการใช้พลังงานด้านพลังงานไฟฟ้าและเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพโดยรวมระบบโคเจนเนอเรชัน ผู้วิจัยขอสรุปผลการศึกษาดังนี้

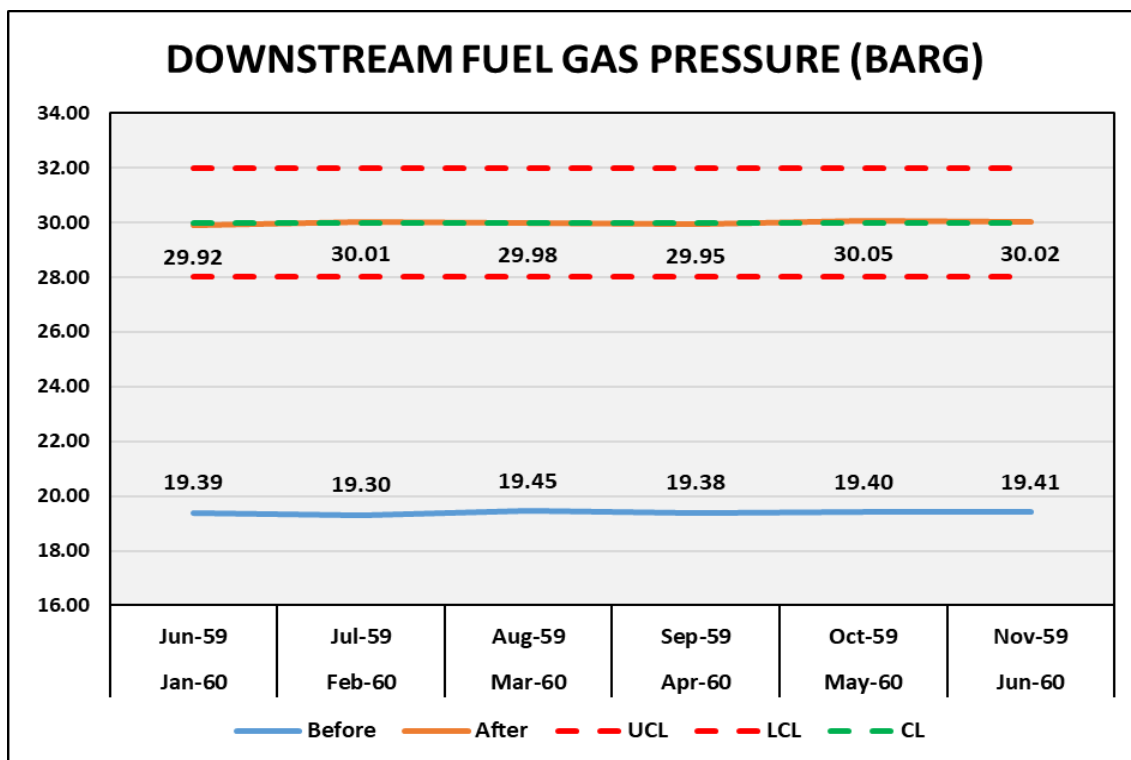
1. รวบรวมข้อมูลค่าความดันเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติที่ต้นทาง (Upstream) ก่อนทำการปรับปรุง ในช่วงเวลา 6 เดือนแรก คือ เดือน มิ.ย. 2559 – พ.ย. 2559 และ หลังทำการปรับปรุงในช่วงเวลา 6 เดือนหลัง คือ เดือน ม.ค. 2560 – มิ.ย. 2560 เพื่อให้แน่ใจว่า ค่าความดันเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติที่ผ่านเข้ามายังสถานี ควบคุมความดันและวัดปริมาณก๊าซธรรมชาติจาก ปตท. ในเขตพื้นที่โรงไฟฟ้า อ่างทอง เพาเวอร์ มีความ ปกติและค่าความดันเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติมีความเสถียร ไม่มีการแปรผันหรือผกผัน แต่อย่างใด รวมถึงอยู่ในเกณฑ์การควบคุม โดยได้กำหนดค่าควบคุม (CL = Control Limit) ไว้ที่ 50 Barg และ ค่าควบคุมต่ำสุดที่ยอมรับได้ (LCL = Lower Control Limit) คือ 48 Barg และ ค่าควบคุมสูงสุดที่ยอมรับได้ (UCL = Upper Control Limit) คือ 52 Barg จากการเก็บรวบรวมข้อมูลค่าความดันเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติที่ต้นทาง (Upstream) ทั้งก่อน-หลังทำการปรับปรุง ในช่วงขณะที่เดินเครื่องกังหันก๊าซ แบบที่ใช้ (ก่อน) และ ไม่ใช้ (หลัง) เครื่องอัดและเพิ่มความดันก๊าซธรรมชาติ จะเห็นได้ว่า ค่าความดันเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ อยู่ในเกณฑ์ การควบคุม จึงมั่นใจได้ว่า ความดันเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติที่รับเข้ามา มีความเสถียรอย่างมีนัยสำคัญ แสดง ดังภาพที่ 4



ภาพที่ 4 แสดงค่าเฉลี่ยค่าความดันเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติที่ต้นทาง (Upstream) ขาเข้า ก่อน-หลังทำการปรับปรุง

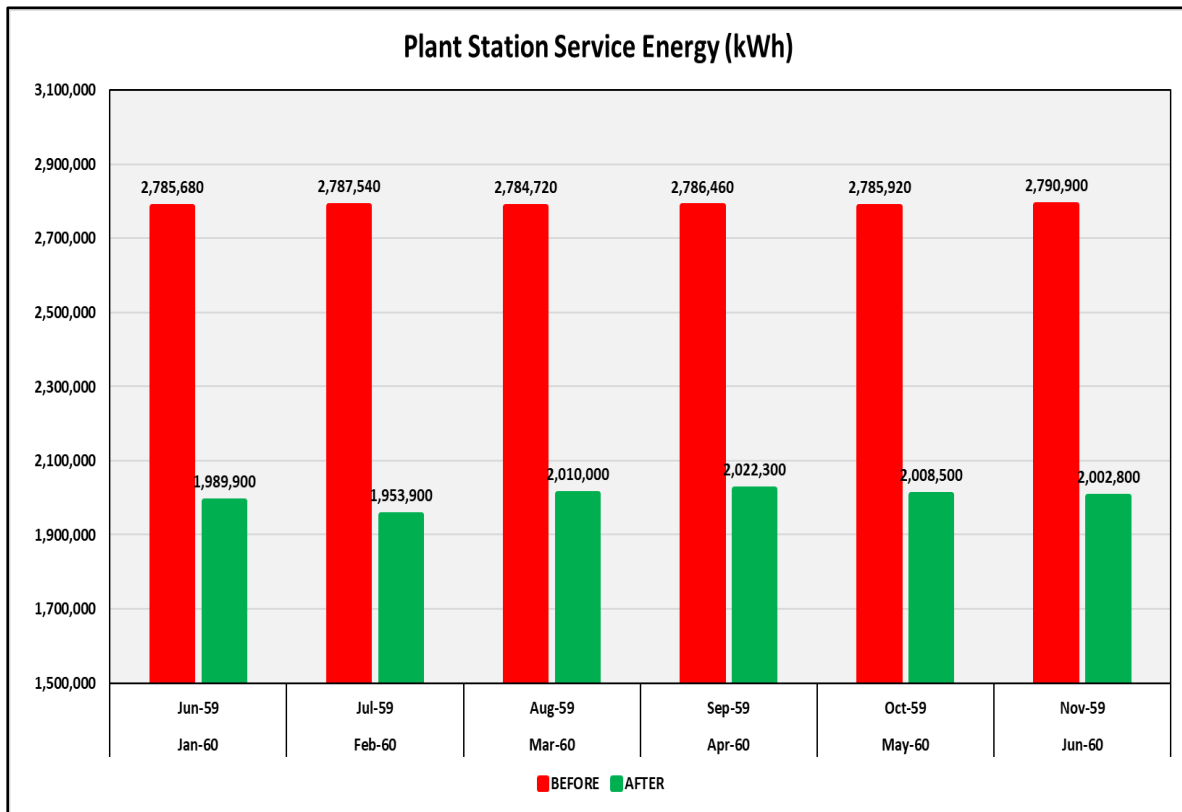
2. รวบรวมข้อมูลค่าความดันเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติที่ขาออก ของชุดควาล์วควบคุมความดันก๊าซธรรมชาติ (Downstream) ก่อนทำการปรับปรุง ในช่วงเวลา 6 เดือนแรก คือ เดือน มิ.ย. 2559 – พ.ย. 2559 และ หลังทำการปรับปรุงในช่วงเวลา 6 เดือนหลัง คือ เดือน ม.ค. 2560 – มิ.ย. 2560 เพื่อให้แน่ใจว่า ค่าความดันเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติที่ผ่านชุดควาล์วควบคุมความดันก๊าซธรรมชาติ (Downstream) ที่สถานีควบคุมความดันและวัดปริมาณก๊าซธรรมชาติจาก ปตท. ในเขตพื้นที่โรงไฟฟ้า อ่างทอง เพาเวอร์ และชุดควาล์วควบคุมความดัน สามารถควบคุมได้อย่างเป็นปกติและค่าความดันมีความเสถียร รวมถึงค่าความดันเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ หลังทำการปรับปรุง อยู่ในเกณฑ์การควบคุม โดยได้กำหนดค่าควบคุม (CL = Control Limit) ไว้ที่ 30 Barg และ ค่าควบคุมต่ำสุดที่ยอมรับได้ (LCL = Lower Control Limit) คือ 28 Barg และ ค่าควบคุมสูงสุดที่ยอมรับได้ (UCL = Upper Control Limit) คือ 32 Barg จากการเก็บรวบรวมข้อมูลค่าความดันเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติที่ขาออก ของชุดควาล์วควบคุมความดันก๊าซธรรมชาติ (Downstream) ทั้งก่อน-หลังทำการปรับปรุง ในช่วงขณะที่เดินเครื่องกังหันก๊าซ แบบที่ใช่ (ก่อน) และไม่ใช่ (หลัง) เครื่องอัดและเพิ่มความดันก๊าซธรรมชาติ จะเห็นได้ว่า ค่าความดันเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ อยู่ในเกณฑ์การควบคุม จึงมั่นใจได้ว่า ความดันเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติที่ผ่านชุดควาล์วควบคุมความดัน มีความเสถียรอย่างมีนัยสำคัญ ดังภาพที่ 5

ค่าความดันเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติขาออก ของชุดควาล์วควบคุมความดันก๊าซธรรมชาติ (Downstream) หลังจากที่ได้ดำเนินการปรับตั้งชุดสปริงของชุดควาล์วควบคุมความดันก๊าซธรรมชาติขาออก (Downstream) ที่สถานีควบคุมความดันและวัดปริมาณก๊าซธรรมชาติจาก ปตท. ในเขตพื้นที่โรงไฟฟ้า อ่างทอง เพาเวอร์ จากเดิมที่แรงดัน 20Bar(a) ไปที่แรงดัน 30 Bar(a) (ตามที่คุณผลิตได้ออกแบบ (SIEMENS SGT-800 คือ ที่แรงดันระหว่าง 27-30 Bar(a)) เพื่อให้ค่าความดันดังกล่าวผ่านไปยังห้องเผาไหม้ของเครื่องกังหันก๊าซได้โดยตรง โดยที่ไม่จำเป็นต้องผ่านไปยังชุดเครื่องอัดและเพิ่มความดันก๊าซธรรมชาติ (Gas Compressor System) แสดงดังภาพที่ 5 จากภาพจะเห็นได้ว่าค่าความดันขาออกมีความเสถียรภาพมาก หลังจากที่ได้ปรับตั้งชุดสปริงของชุดควาล์วควบคุมความดันก๊าซธรรมชาติขาออก ซึ่งอยู่ในเกณฑ์การควบคุมของค่าความดันที่ได้กำหนดไว้ ในช่วงขณะที่เดินเครื่องกังหันก๊าซ ในแบบที่ไม่ใช่เครื่องอัดและเพิ่มความดันก๊าซธรรมชาติ



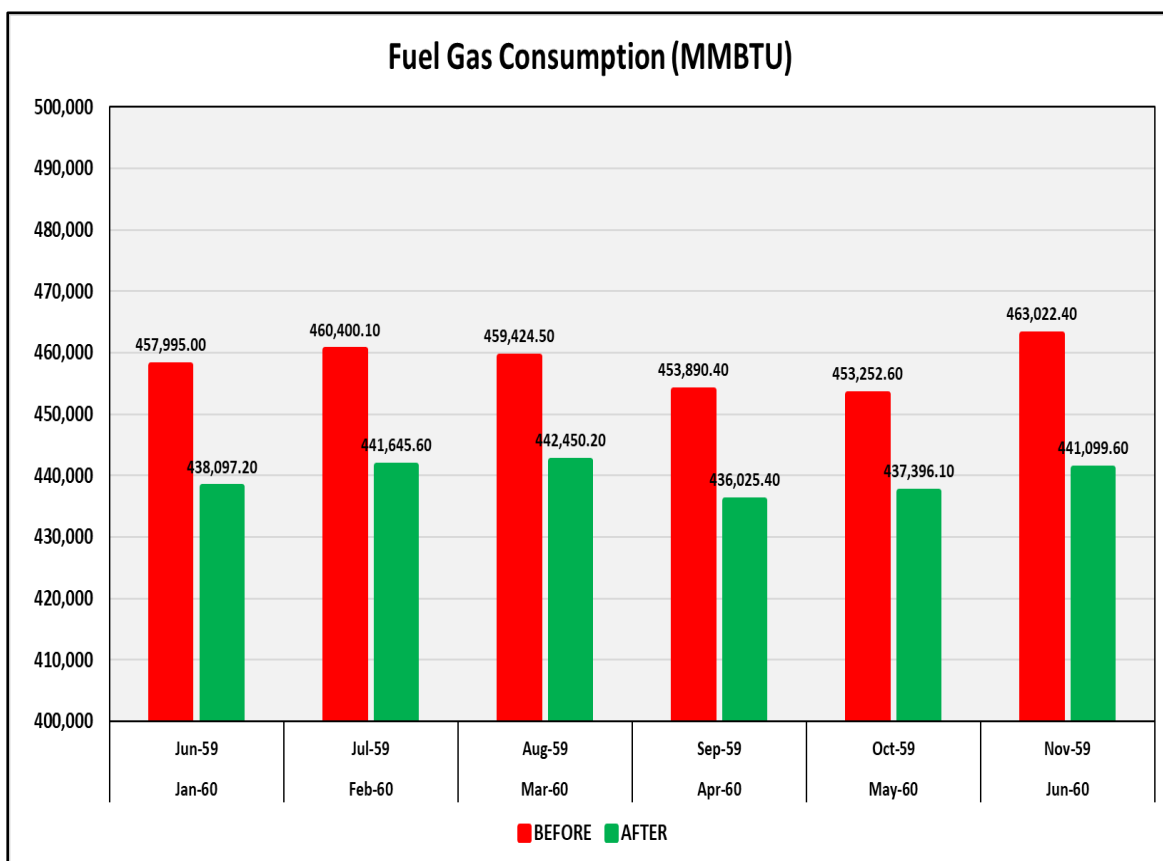
ภาพที่ 5 แสดงค่าเฉลี่ยค่าความดันเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติที่ขาออก ของชุดควาล์วควบคุมความดันก๊าซธรรมชาติ (Downstream) ก่อน-หลังทำการปรับปรุง

3. สถิติการใช้พลังงานไฟฟ้า (Plant Station Service Energy (kWh)) ค่าเฉลี่ยการใช้พลังงานไฟฟ้า ก่อนทำการปรับปรุง ในช่วงเวลา 6 เดือนแรก คือ เดือน มิ.ย. 2559 – พ.ย. 2559 อยู่ที่ประมาณ 2,786,870.00 kWh/เดือน หรือ 33,442,440 kWh/ปี และหลังทำการปรับปรุงในช่วงเวลา 6 เดือนหลัง คือ เดือน ม.ค. 2560 – มิ.ย. 2560 อยู่ที่ประมาณ 1,997,900.00 kWh/เดือน หรือ 23,974,800 kWh/ปี ในช่วงขณะที่เดินเครื่องกักหน้ำก๊าซ แบบที่ใช้ (ก่อน) และไม่ใช้ (หลัง) เครื่องอัดและเพิ่มความดันก๊าซธรรมชาติ โดยรวบรวมและวิเคราะห์ข้อมูลทางสถิติของค่าเฉลี่ยต่อเดือน ของการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมสามารถสรุปได้ดังภาพที่ 6



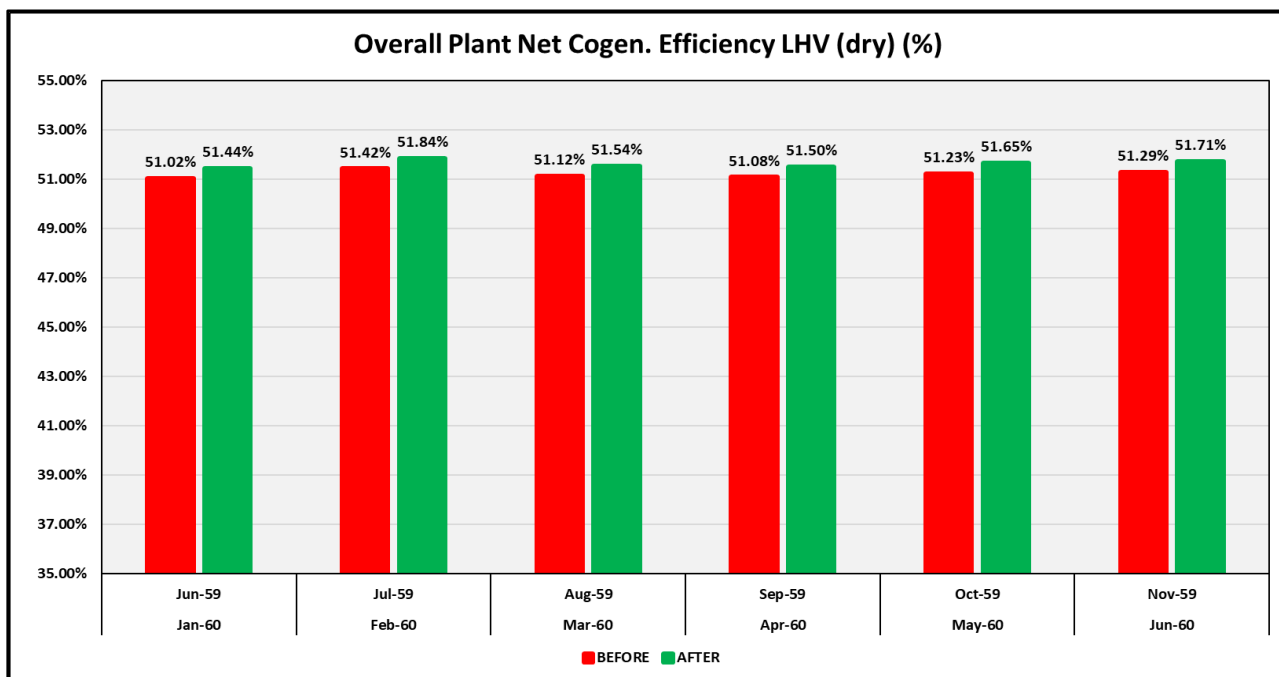
ภาพที่ 6 แสดงค่าเฉลี่ยสถิติการใช้พลังงานไฟฟ้า ก่อน-หลังทำการปรับปรุง

4. สถิติการใช้ปริมาณเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ (Fuel Gas Consumption (MMBTU)) ในการผลิตกระแสไฟฟ้า ค่าเฉลี่ยการใช้ปริมาณเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ ก่อนทำการปรับปรุง ในช่วงเวลา 6 เดือนแรก คือ เดือน มิ.ย. 2559 – พ.ย. 2559 อยู่ที่ประมาณ 457,997.50 MMBTU/เดือน หรือ 5,495,970.00 MMBTU/ปี และหลังทำการปรับปรุงในช่วงเวลา 6 เดือนหลัง คือ เดือน ม.ค. 2560 – มิ.ย. 2560 อยู่ที่ประมาณ 439,452.35 MMBTU/เดือน หรือ 5,273,428.20 MMBTU/ปี ในช่วงขณะที่เดินเครื่องกักหน้ำก๊าซแบบที่ใช้ (ก่อน) และไม่ใช่ (หลัง) เครื่องอัดและเพิ่มความดันก๊าซธรรมชาติ โดยรวบรวมและวิเคราะห์ข้อมูลทางสถิติของค่าเฉลี่ยต่อเดือน ของการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม สามารถสรุปได้ดังภาพที่ 7



ภาพที่ 7 แสดงค่าเฉลี่ยสถิติการใช้ปริมาณเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ ก่อน-หลังทำการปรับปรุง

5. ประสิทธิภาพโดยรวมระบบ โคเจนเนอเรชัน (Cogeneration Overall Efficiency) ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ก่อนทำการปรับปรุง ในช่วงเวลา 6 เดือนแรก คือ เดือน มิ.ย. 2559 – พ.ย. 2559 ค่าเฉลี่ยอยู่ที่ประมาณ 51.26 % และ หลังทำการปรับปรุงในช่วงเวลา 6 เดือนหลัง คือ เดือน ม.ค. 2560 – มิ.ย. 2560 ค่าเฉลี่ยอยู่ที่ประมาณ 51.61 % ช่วงขณะที่เดินเครื่องกังหันก๊าซ แบบที่ใช้ (ก่อน) และไม่ใช่ (หลัง) เครื่องอัด และเพิ่มความดันก๊าซธรรมชาติ โดยรวบรวมและวิเคราะห์ข้อมูลทางสถิติของค่าเฉลี่ยต่อเดือน ของการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม สามารถสรุปได้ดังภาพที่ 8



ภาพที่ 8 แสดงค่าเฉลี่ยประสิทธิภาพการเดินเครื่องโดยรวมระบบโคเจนเนอเรชัน (Cogeneration Overall Efficiency) ก่อน-หลังทำการปรับปรุง

สรุปผลงานวิจัย

ผลจากการวิจัยพบว่า การเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมโดยไม่ใช้ชุดเครื่องอัดและเพิ่มความดันก๊าซธรรมชาติ เพื่อลดการใช้พลังงานในการเดินเครื่องโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมกรณีศึกษา โรงไฟฟ้า อ่างทอง เพาเวอร์ สามารถลดการใช้พลังงานในกระบวนการผลิตกระแสไฟฟ้าและเพิ่มประสิทธิภาพโดยรวมระบบโคเจนเนอเรชัน (Cogeneration Overall Efficiency) จากผลการวิจัยทั้งหมดสามารถสรุปได้ดังนี้

1. สามารถลดการใช้พลังงานไฟฟ้าได้ประมาณ 9,467,640 kWh/ปี ซึ่งสามารถคิดเป็นเงินประมาณ 22,936,304.664 บาทต่อปี¹ เมื่อเทียบกับค่าเฉลี่ยการใช้พลังงานไฟฟ้าก่อนการปรับปรุงในช่วงเวลา 6 เดือนแรก คือ เดือน มิ.ย. 2559 – พ.ย. 2559 อยู่ที่ประมาณ 2,786,870.00 kWh/เดือน หรือ 33,442,440 kWh/ปี และหลังทำการปรับปรุงในช่วงเวลา 6 เดือนหลัง คือ เดือน ม.ค. 2560 – มิ.ย. 2560 อยู่ที่ประมาณ 1,997,900.00 kWh/เดือน หรือ 23,974,800 kWh/ปี ซึ่งสามารถประหยัดพลังงานไฟฟ้าลงได้ถึง 28.31 %

2. สามารถลดการใช้ปริมาณเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ ในกระบวนการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ได้ประมาณ 222,541.80 MMBTU/ปี ซึ่งสามารถคิดเป็นเงินประมาณ

53,410,032 บาทต่อปี² เมื่อเทียบกับค่าเฉลี่ยการใช้ปริมาณเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ ก่อนการปรับปรุง ในช่วงเวลา 6 เดือนแรก คือ เดือน มิ.ย. 2559 – พ.ย. 2559 อยู่ที่ประมาณ 457,997.50 MMBTU/เดือน หรือ 5,495,970.00 MMBTU/ปี และหลังทำการปรับปรุงในช่วงเวลา 6 เดือนหลัง คือ เดือน ม.ค. 2560 – มิ.ย. 2560 อยู่ที่ประมาณ 439,452.35 MMBTU/เดือน หรือ 5,273,428.20 MMBTU/ปี ซึ่งสามารถประหยัดการใช้ปริมาณเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติลงได้ถึง 4.05 %

3. ประสิทธิภาพโดยรวมระบบโคเจนเนอเรชัน (Cogeneration Overall Efficiency) ของ โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม มีประสิทธิภาพเพิ่มขึ้น 0.36 % เมื่อเทียบกับค่าเฉลี่ยประสิทธิภาพโดยรวมระบบโคเจนเนอเรชัน ก่อนการปรับปรุง ในช่วงเวลา 6 เดือนแรก คือ เดือน มิ.ย. 2559 – พ.ย. 2559 อยู่ที่ประมาณ 51.26 % และหลังทำการปรับปรุงในช่วงเวลา 6 เดือนหลัง คือ เดือน ม.ค. 2560 – มิ.ย. 2560 อยู่ที่ประมาณ 51.61 %

หมายเหตุ

¹ Assumption PEA Rate charge ประเภทการใช้พลังงานไฟฟ้าเกินกว่า 400 หน่วย (kWh) คิดที่อัตรา หน่วยละ 2.4226 บาท (อ้างอิง ปี พ.ศ. 2559)

² Assumptions การซื้อขายเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ ระหว่าง ปตท. กับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP)

Natural Fuel Gas Capacity Rate Charge from PTT price 240 Baht/MMBTU (อ้างอิง ปี พ.ศ. 2559)

บรรณานุกรม

ภาษาไทย

- สถานี อุตสาหกรรม. (2553). การศึกษาความเป็นไปได้ในการนำความร้อนทิ้งของแก๊สเทอร์ไบน์มาใช้งาน ใน
สถานี่เพิ่มความดันแก๊สธรรมชาติ. กรุงเทพฯ : มหาวิทยาลัยศรีนครินทรวิโรฒ
- ชลวิทย์ เพ็ญผาสุก. (2554). การจัดการพลังงานไฟฟ้าในอาคารแบบบูรณาการ กรณีศึกษาอาคาร กรมการ
กงสุล. กรุงเทพฯ : มหาวิทยาลัยธุรกิจบัณฑิต
- สุรินทร์ จันทสุริยวิช. (2546). การจัดการด้านการใช้ไฟฟ้า คณะแพทยศาสตร์ มหาวิทยาลัยเชียงใหม่.
เชียงใหม่ : มหาวิทยาลัยเชียงใหม่
- ชัชชัย จันทะลีลา. (2549). ศึกษาการใช้พลังงาน และหาค่าดัชนีการใช้พลังงานไฟฟ้า ในอาคารสิรินธร
โรงพยาบาลขอนแก่น. กรุงเทพฯ : มหาวิทยาลัยราชภัฏสวนสุนันทา
- วัชรระ จำปาดิษฐ์. (2550). การพัฒนาระบบสารสนเทศเพื่อการจัดการพลังงาน ในอาคาร โรงแรม โดยวิธีแผน
ที่พลังงาน. กรุงเทพฯ : มหาวิทยาลัยธุรกิจบัณฑิต
- สุวเดช แก้วช่วย. (2552). ศึกษาการจัดการใช้พลังงานในอาคารหอสมุดสุรัตน์ โอทยานุเคราะห์ ที่มหาวิทยาลัย
กรุงเทพ วิทยาเขตรังสิต. กรุงเทพฯ : มหาวิทยาลัยธุรกิจบัณฑิต
- อัครพันธ์ ธรรมไพศาล (2554). เภมท์การใช้พลังงานในโรงไฟฟ้าประเภทโคเจนเนอเรชั่น โรงงานตัวอย่าง
สมุทรปราการ. กรุงเทพฯ : จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
- กรเทวินทร์ บุญช่วย (2559). มาตรการค่าไฟฟ้าช่วงวิกฤติที่เหมาะสมสำหรับการตอบสนองของความ
ต้องการใช้ไฟฟ้าโดยการ พิจารณาดัชนีการผลิตไฟฟ้าหน่วยสุดท้ายในประเทศไทย. กรุงเทพฯ
: จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย
- สุธี เหลืองรัตนเจริญ (2552). การลดต้นทุนพลังงานในกระบวนการผลิตของ โรงงานประเภทการฉีดขึ้นรูป.
กรุงเทพฯ : จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย

ภาษาอังกฤษ

- Yogesh S Pednekar. (2016). SPR-DI-JE-M-0022_Rev 0_Gas Turbine & Auxiliaries - Instruction Manual.
Siemens Industrial Turbomachinery AB.
- Technical Asia Pte Ltd. (2015). SPR-DI-JE-M-0010_Rev 1_Installation, O&M Instruction Manual for
Gas Compressor. Technical Asia at 19 Tuas View Close Singapore 637483.
- Invensys Process Systems (S) Pte Ltd. (2015). DCS-Operation and Maintenance Manual. foxboro by
schneider electric.

Thai Jurong Engineering Limited (TJEL). (2014). SPR-10-AAA-PN-M8603_Rev 1_Process Description - Natural Gas System. Jurong Engineering Limited.

Thai Jurong Engineering Limited (TJEL). (2014). Heat & Mass Balance Diagram (Sheet 1-8). Jurong Engineering Limited.

Thai Jurong Engineering Limited (TJEL). (2014). SPR-10-AAA-PB-M8605_Rev 1_Process Flow Diagram Case-1 (East Gas). Jurong Engineering Limited.

PTT DISTRIBUTION SERVICE CENTER (2555). สถานีควบคุมและวัดปริมาตรก๊าซธรรมชาติ หรือ สถานีก๊าซธรรมชาติ (Metering and Regulation Station; MRS) สืบค้น จาก [https://dscng.pttplc.com/\(S\(sw4d31d4mlfau5gtb3y4lt\)\)/Home/Home.aspx](https://dscng.pttplc.com/(S(sw4d31d4mlfau5gtb3y4lt))/Home/Home.aspx)