บทที่ 2 ทฤษฎีที่เกี่ยวข้อง

สำหรับงานวิจัยนี้ ได้ศึกษาเพื่อหาการดำเนินงานสำหรับการผลิตไฟฟ้าได้สูงสุดของระบบการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมในโรงงานผลิตเยื่อกระดาษ โดยเชื้อเพลิงที่นำมาใช้ในการผลิตไฟฟ้าเป็นผลพลอยได้จากกระบวนการผลิตเยื่อกระดาษ คือ น้ำมันยางดำหรือ Black Liquor (BL) และพลังงานที่ผลิตได้นำมาใช้ใน 2 รูปแบบ คือ นำมาขับกังหันไอน้ำผลิตกระแสไฟฟ้าเพื่อจำหน่ายให้การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย และนำมาใช้ในกระบวนการผลิตเพื่อ หาผลตอบแทนและแนวทางการผลิตไฟฟ้าที่คุ้มค่าเหมาะแก่การดำเนินงาน

2.1 Black Liquor (น้ำมันยางดำ)

Black Liquor หรือ น้ำมันยางดำได้จากกระบวนการผลิตเยื่อกระดาษ โดยกระบวนการซัลเฟตหรือคราฟท์ ใช้สารเคมีในการต้มเยื่อที่มีฤทธิ์เป็นด่าง เรียกว่า White Liquor หรือของเหลวขาว ประกอบด้วย โซเดียมไฮดรอกไซด์และโซเดียมซัลไฟด์ ($NaOH+Na_2S$) เป็นกระบวนการที่ได้รับความนิยมมากที่สุด อุณหภูมิที่ใช้ในการต้มเยื่อประมาณ 150-170 องศาเซลเซียส กระบวนการต้มเยื่อมีจุดประสงค์ เพื่อละลายลิกนินออกมาจากเส้นใยแต่ถ้าลิกนินละลายออกมามาก % ผลผลิต (Yield) ที่ได้จะมีค่าต่ำ เพราะไม่ใช่ลิกนินเท่านั้นที่ถูกแยกออกมา ถ้าต้มเยื่อนานเกินไป % ผลผลิต (Yield) จะลดลงอย่างรวดเร็ว ความแข็งแรงเยื่อก็จะลดลงตามไปด้วย ดังนั้นจึงมีการตรวจสอบระดับของการต้มเยื่อ โดยการตรวจวัดปริมาณสารเคมีที่ทำปฏิกิริยากับลิกนินที่เหลืออยู่ในเยื่อ แต่ในการผลิตจะมีสารจำพวก Total Reduced Sulfur เป็นสารประกอบระหว่าง ซัลเฟอร์และสารอินทรีย์ในเนื้อไม้เป็นกลิ่นเฉพาะตัวจึงมีปัญหาเรื่องกลิ่นมาก

รูปที่ 2.1 Black Liquor ที่ได้จากกระบวนการผลิตเยื่อกระดาษ [25]

2.1.1 ส่วนประกอบของ Black Liquor และ Ultimate Analysis

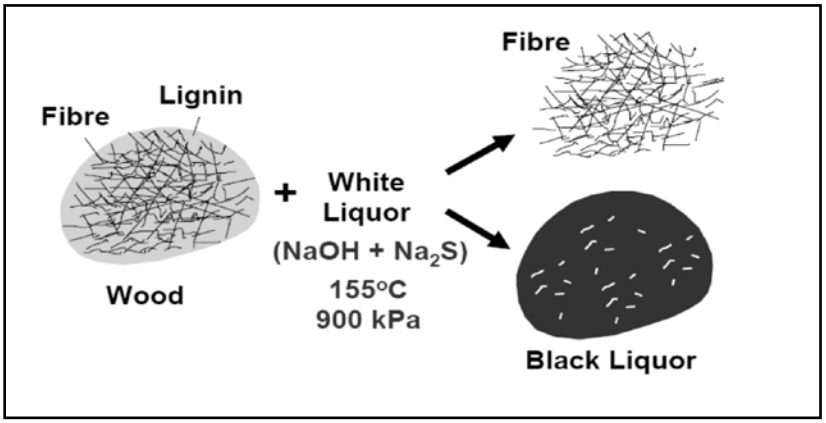
แบ่งออกเป็น 2 ส่วนแสดงในรูปที่ 2.2 คือ

1. Inorganic ประกอบไปด้วย Na_2SO_4 , Na_2CO_3, NaOH, Na_2S
2. Organic ประกอบไปด้วย Lignin, Fibre, Turpentine & red oil

สารเคมีที่อยู่ใน BL จะขึ้นอยู่กับชนิดของไม้ที่นำมาเป็นวัตถุดิบและขบวนการต้มเยื่อ เช่น Kraft, soda-AQ, soda-oxygen

Ultimate Analysis ของ Black Liquor ประกอบด้วย

C	34.55%	H	3.59%
S	4.35%	O	34.7%
Na	18.45%	K	2.96%
Cl	1.40%	N	-



รูปที่ 2.2 ส่วนประกอบของ Black Liquor [25]

2.1.2 ค่าความร้อนสูง (High Heating Value; HHV)

ค่าความร้อนสูงวัดได้จากปริมาณความร้อนที่ปล่อยออกมา โดยปกติจะอยู่ระหว่าง 5,400-6,600 Btu/lb-black liquor solid ซึ่ง HHV นี้มีความสำคัญในการออกแบบและควบคุมหม้อไอน้ำนำสารเคมีกลับคืน HHV นี้จะขึ้นกับปริมาณสารอินทรีย์และ Reduce Sulfur ที่มีอยู่ใน Black Liquor ซึ่งการประมาณค่าความร้อนมีดังนี้

1. ค่าความร้อนต่อน้ำหนักแห้งของ Black Liquor เท่ากับผลรวมของค่าความร้อนของแต่ละส่วนประกอบเทียบกับสัดส่วนโดยมวลของส่วนประกอบนั้น

2. สารประกอบ Sulfur สำหรับ Oxidized Liquor มีประมาณ 85% ของค่าความร้อนของ Sodium Sulfide
3. ปริมาณน้ำหนักแห้งของ Black Liquor และส่วนประกอบต่างๆ นั้นหาได้จากการทำสมดุลมวลของ Digester
4. การเกิด Oxidation จะทำให้ค่าการนำความร้อนของ Black Liquor ลดลงประมาณ 30% ซึ่งมากกว่าความร้อนที่ปลดปล่อยจากการเปลี่ยน Sodium Sulfide ไปเป็น Sodium thiosulfate

2.2 ระบบผลิตไฟฟ้าและพลังงานความร้อนร่วม

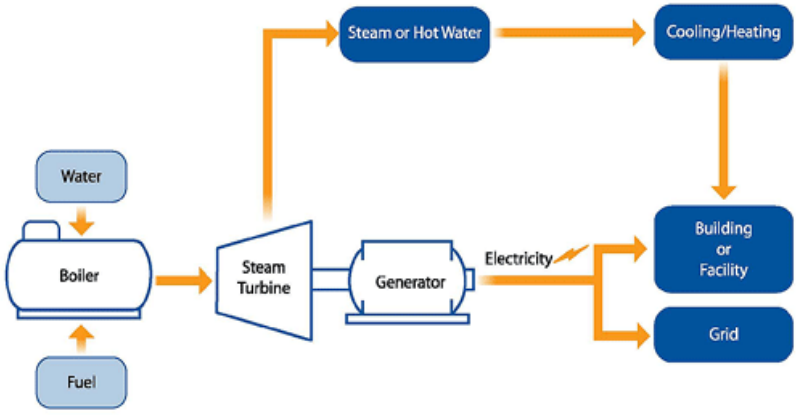
โคเจนเนอร์เรชั่นคือ การผลิตพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อนร่วมกันจากแหล่งเชื้อเพลิงเดียวกัน โดยนำพลังงานความร้อนที่ทิ้งไปจากการผลิตพลังงานความร้อนรูปแบบหนึ่ง กลับมาใช้ผลิตพลังงานในอีกรูปแบบหนึ่ง เช่นการผลิตไฟฟ้าที่ใช้ระบบโคเจนเนอเรชั่น โดยใช้เครื่องยนต์ขับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator) ความร้อนที่ถูกทิ้งไปกับก๊าซไอเสียหรือกับน้ำระบายความร้อนจะถูกนำมาใช้ในการผลิตความร้อน [3]

2.2.1 ระบบที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าและพลังงานความร้อนร่วม [3]

ระบบผลิตไฟฟ้าและพลังงานความร้อนร่วมที่ใช้งานอยู่ในปัจจุบันสามารถผลิตพลังงานกลเพื่อใช้ขับเคลื่อนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าได้จากเครื่องต้นกำลัง 3 ชนิด คือ

1) ระบบกังหันไอน้ำ (Steam Turbine)
2) ระบบกังหันก๊าซ (Gas Turbine)
3) ระบบเครื่องยนต์สันดาปภายใน (Internal combustion engine)

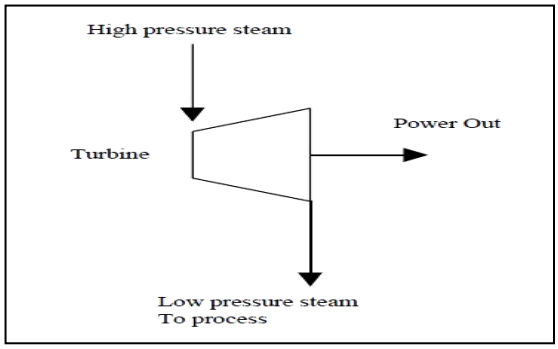
2.2.1.1 ระบบผลิตพลังงานร่วมโดยใช้กังหันไอน้ำ (Steam Turbine Cogeneration) ประกอบด้วยหม้อไอน้ำสำหรับผลิตไอน้ำความดันสูงและ Steam Turbine แบบ Back Pressure หรือ Condensing Extraction แสดงระบบผลิตพลังงานร่วมดังรูปที่ 2.3 เพื่อผลิตงานเพลาที่จะนำไปใช้หมุนเครื่องปั่นไฟ หลักการทำงานของระบบ คือ ไอน้ำความดันสูงจะขยายตัวผ่าน Steam Turbine เพื่อผลิตงานเพลา ซึ่งจะนำไปขับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อผลิตไฟฟ้า ไอน้ำที่ออกจาก Steam Turbine เป็นไอน้ำความดันต่ำพอที่จะนำไปใช้ในกระบวนการต่างๆ ของโรงงาน



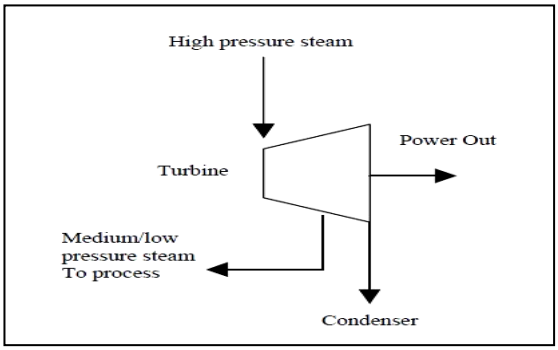
รูปที่ 2.3 ระบบผลิตพลังงานความร้อนร่วมโดยใช้ Steam Turbine [4]

- Back Pressure Turbine เป็นเครื่องต้นกำลังที่นิยมใช้กันอย่างกว้างขวาง หลักการของ Back Pressure Steam Turbine คือ เชื้อเพลิงจะถูกเผาไหม้ในหม้อไอน้ำ เพื่อผลิตไอน้ำที่ความดันสูง (อาจสูงถึง 100 บาร์) แล้วปล่อยไอน้ำขยายตัวผ่าน Steam Turbine ขับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า ไอน้ำที่ขยายตัวผ่าน Steam Turbine จะถูกปล่อยออกจากตัวกังหัน และมีความดันเหลืออยู่ประมาณ 3 ถึง 20 บาร์ ไอน้ำนี้จะถูกใช้ให้พลังงานความร้อนในกระบวนการต่างๆ ของโรงงานต่อไป

- Condensing Extraction Turbine มีลักษณะที่แตกต่างไปจาก Back Pressure คือใน Condensing Extraction Turbine นั้น จะมีไอน้ำบางส่วนถูกปล่อยออกมาในช่วงกลางของกังหัน ไอน้ำที่ปล่อยออกมาระหว่างกลางนี้ จะมีความดันให้เลือกหลายขนาด ซึ่งอาจเลือกใช้ให้เหมาะกับจุดใดจุดหนึ่งของกระบวนการผลิตได้ ส่วนไอน้ำที่เหลือจึงออกจากกังหันไอน้ำจะถูกปล่อยให้ขยายตัวผ่านกังหันจนมีความดันต่ำ ไอน้ำที่มีความดันต่ำเหล่านี้ ยังอาจนำไปใช้กับจุดต่างๆ ในขบวนการที่ต้องการไอน้ำที่ความดันต่ำได้อีกด้วย กังหันแบบ Condensing Extraction Turbine นี้มีราคาสูงกว่ากังหันแบบ Back Pressure Turbine



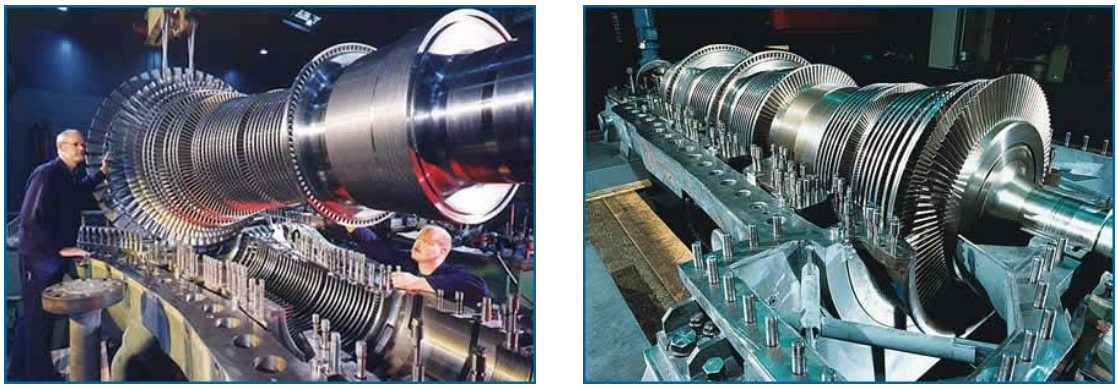
รูปที่ 2.4 Back Pressure Turbine [5]



รูปที่ 2.5 Condensing Extraction Turbine [5]

จากลักษณะการทำงานของระบบดังกล่าว ถ้าผลต่างของความดันที่เข้าและออกของไอน้ำที่ผ่าน

Steam Turbine มีค่ามากก็จะให้งานเพลาออกมาได้มาก ระบบนี้เหมาะสำหรับอุตสาหกรรมที่ต้องการความร้อนมาก ไฟฟ้าน้อย ซึ่งมีอัตราส่วนความต้องการความร้อนต่อไฟฟ้า (Heat to Power Ratio, H/P) ประมาณ 5-20 ประสิทธิภาพของระบบนี้อาจสูงถึง 85% เนื่องจากการสูญเสียพลังงานใน Steam Turbine มีส่วนช่วยเพิ่มค่าความร้อนให้กับกระบวนการ



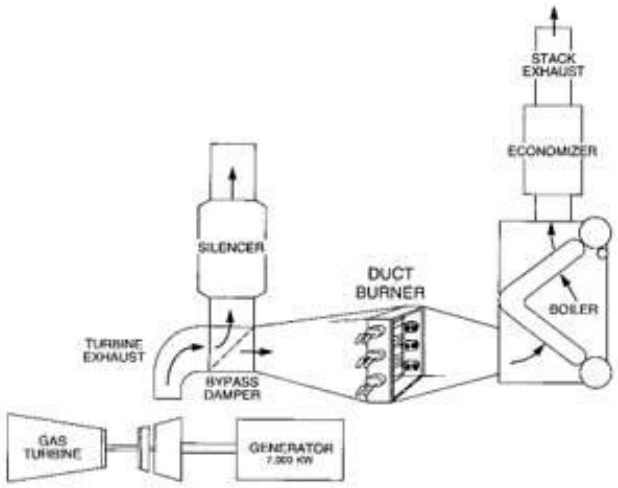
a. Back Pressure Turbine b. Condensing Extraction Turbine

รูปที่ 2.6 Steam Turbine แบบต่างๆ ของระบบผลิตไฟฟ้าและพลังงานความร้อนร่วม **[7]**

2.2.1.2 ระบบผลิตพลังงานร่วมโดยใช้กังหันแก๊ส (Gas Turbine Cogeneration) ส่วนประกอบของระบบผลิตพลังงานร่วมโดยใช้กังหันแก๊ส แสดงในรูปที่ 2.7 หลักการทำงานของระบบ คือ อากาศจะถูกดูดเข้าไปยังเครื่องอัดอากาศ เพื่อเพิ่มความดันให้สูงก่อนผ่านเข้าห้องเผาไหม้เชื้อเพลิงจะถูกฉีดเข้ามาผสมที่ห้องเผาไหม้ และเกิดการเผาไหม้ได้แก๊สร้อน แก๊สร้อนนี้จะขยายตัวผ่านเครื่องกังหันแก๊ส ทำให้กังหันหมุนได้งานเพลา ตามปกติ 3/4 ของงานเพลาที่กังหันแก๊สผลิตได้จะถูกส่งไปขับเครื่องอัดอากาศ ส่วนที่เหลือจึงจะเป็นงานเพลาสุทธิที่ใช้ขับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ไอเสียจากระบบที่มีอุณหภูมิประมาณ 450 ถึง 550 องศาเซลเซียส จะถูกผ่านเข้าไปใน Waste Heat Boiler ใช้ผลิตไอน้ำหรือน้ำร้อนเพื่อใช้ในกระบวนการผลิต โดยทั่วไปอัตราส่วนความต้องการความร้อนต่อไฟฟ้าของระบบจะมีค่าอยู่ระหว่าง 2-5 แต่ถ้าใช้อุปกรณ์เสริมบางอย่าง เช่น Supplement Firing System จะช่วยเพิ่มพลังไฟฟ้าที่ผลิตได้ หรือระบบ By-Pass Valve เพื่อระบายไอเสียบางส่วนทิ้ง ในกรณีที่ต้องการลดปริมาณไอน้ำที่ผลิตได้ ดังนั้นจะทำให้สามารถเดินเครื่องทำงานที่ค่าอัตราส่วนความต้องการความร้อนต่อไฟฟ้ากว้างขวางมากขึ้น ซึ่งจะเป็นประโยชน์มากโดยเฉพาะในช่วงความต้องการสูงสุด (Peak Load) แม้ว่าค่าประสิทธิภาพโดยรวมของระบบจะลดลงไปบ้าง

สำหรับระบบที่มีขนาดตั้งแต่ 3.5 เมกะวัตต์ ขึ้นไป จะมีความได้เปรียบระบบอื่นอยู่หลายประการ เช่น

ราคาติดตั้งต่อ kW ถูกกว่า สั่งซื้อและติดตั้งได้เร็วกว่าไม่ต้องใช้น้ำเย็นหล่อเย็น อีกทั้งค่าประสิทธิภาพโดยรวมของระบบจัดได้ว่าทัดเทียมกับระบบผลิตพลังงานร่วมโดยใช้กังหันไอน้ำที่กล่าวมาแล้ว เนื่องจากแก๊สร้อนที่เกิดจากการเผาไหม้จะต้องผ่านเข้าไปในตัวกังหันแก๊ส ดังนั้น เชื้อเพลิงที่ใช้จะต้องเป็นเชื้อเพลิงที่สะอาด ทั้งนี้เพื่อแก้ปัญหาข้อจำกัดดังกล่าว จึงได้มีการศึกษาถึงการใช้ Indirectly Fired Turbine ซึ่งในระบบนี้แก๊สร้อนที่เกิดจากการเผาไหม้จะไม่ผ่านเข้าตัวกังหันโดยตรง แต่จะถ่ายเทความร้อนให้กับอากาศที่เข้าไปในตัวกังหันอีกต่อหนึ่ง ขนาดของระบบที่ผลิตขายโดยทั่วไปมักจะเริ่มตั้งแต่ 1 เมกะวัตต์ ขึ้นไป โดยมีราคาติดตั้งเฉลี่ยประมาณ 1 ล้าน US ต่อ 1 เมกะวัตต์ สำหรับเครื่องขนาดเล็กราคาจะแพงขึ้น และในทางตรงข้ามถ้าขนาดใหญ่ๆ ราคาต่อ เมกะวัตต์ ก็จะถูกลง

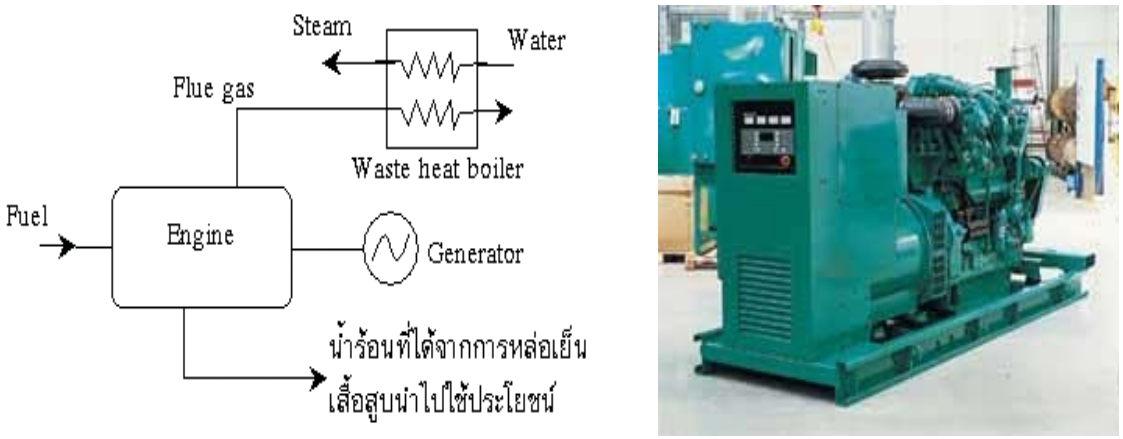


รูปที่ 2.7 ระบบผลิตพลังงานร่วมโดยใช้ Gas Turbine [8]

2.2.1.3 ระบบชนิดเครื่องยนต์สันดาปภายใน มีทั้งชนิดที่เป็น Spark-Ignition (S.I) และ Compression Ignition (C.I) Engines ชนิดที่เป็น S.I มักใช้แก๊สธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ซึ่งต่างจากชนิด C.I เน้นการใช้ที่น้ำมันเตาเป็นหลักเนื่องจากราคาถูก ความเร็วรอบของการทำงานมีตั้งแต่ 1,000 จนถึง 500 รอบต่อนาทีและต่ำกว่า นอกจากตัวเครื่องยนต์แล้วระบบยังประกอบด้วย ระบบน้ำหล่อเย็น เสื้อสูบ และน้ำมันหล่อลื่น กับ Waste Heat Boiler ที่ใช้แปลงพลังงานในไอเสียให้เป็นไอน้ำหรือน้ำร้อนไปใช้ในกระบวนการได้ ดังที่แสดงเป็นแผนภาพในรูปที่ 2.8 พลังงานความร้อนที่ปล่อยออกมาจากเครื่องยนต์สันดาปภายใน มี 2 ลักษณะ คือ

1. อยู่ในรูปของไอเสีย ซึ่งจะมีอุณหภูมิประมาณ 310-430 องศาเซลเซียส ซึ่งอาจใช้ในการผลิตไอน้ำโดยใช้ Waste Heat Boiler ได้ปริมาณความร้อนที่มีอยู่ในไอเสียนี้จะมีค่าประมาณ 50% ของความร้อนที่เครื่องยนต์จะปล่อยออกมาทั้งหมด
2. ปริมาณความร้อนที่เหลือเป็นพลังงานความร้อนที่มีอุณหภูมิต่ำอยู่ในรูปของระบบน้ำระบาย

ความร้อน ระบบน้ำมันหล่อลื่นและระบบลมระบายความร้อน พลังงานความร้อนเหล่านี้เป็นพลังงานที่มีอุณหภูมิต่ำไม่อาจใช้ในกระบวนการผลิตได้ แต่ระบบน้ำระบายความร้อนอาจจะใช้ในการอุ่นน้ำป้อนหรือใช้เป็นน้ำป้อนของระบบ ซึ่งในกรณีนี้จะต้องมีระบบน้ำหล่อเย็นสำรองไว้ใช้ในกรณีฉุกเฉินด้วย



รูปที่ 2.8 ระบบผลิตพลังงานร่วมโดยใช้เครื่องยนต์สันดาปภายใน [9]

2.2.2 วัฏจักรพื้นฐานทางเทอร์โมไดนามิก

ระบบโคเจนเนอเรชั่นแบ่งออกเป็น 2 ชนิดคือ Bottoming Cycle และ Topping Cycle [3]

1. Bottoming Cycle

   ในวัฏจักรนี้พลังงานความร้อนจะผลิตได้โดยตรงจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงในรูปของไอน้ำแล้วจ่ายให้กับกระบวนการที่ต้องการใช้ความร้อน พลังงานความร้อนที่เหลือจะถูกนำกลับมาใช้ผลิตกระแสไฟฟ้าหรือเปลี่ยนให้อยู่ในรูปพลังงานกล ระบบโคเจนเนอเรชั่นที่ใช้วัฏจักรนี้ส่วนใหญ่จะพบในโรงงานอุตสาหกรรมที่ระบบการผลิตต้องการพลังงานความร้อนที่มีอุณหภูมิสูง

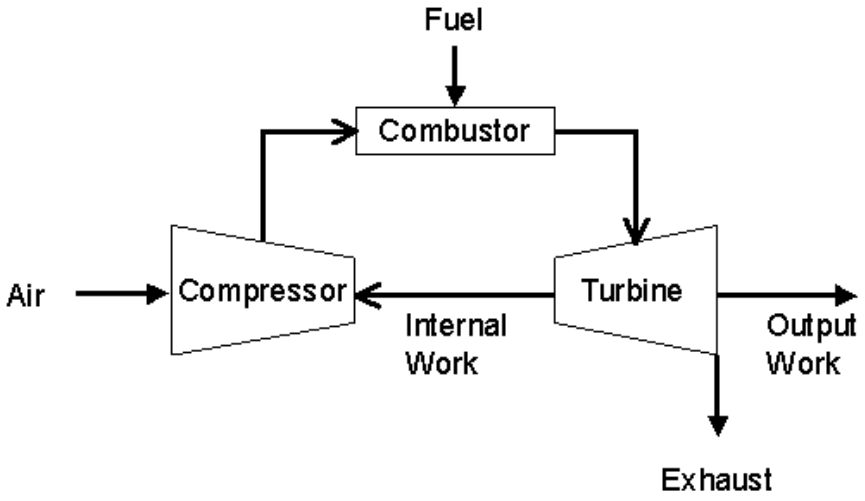
2. Topping Cycle

   ระบบโคเจนเนอเรชั่นที่ใช้ Topping Cycle จะตรงข้ามกับระบบที่ใช้ Bottoming Cycle คือ กระแสไฟฟ้าหรือพลังงานกล จะถูกผลิตก่อนแล้วจึงนำความร้อนที่เหลือกลับมาจ่ายให้กับอุปกรณ์ที่ต้องการความร้อน ระบบนี้จะใช้ทั่วไปกับระบบที่มีอุปกรณ์ที่ต้องการพลังงานความร้อนที่อุณหภูมิไม่สูง

เพื่อให้เข้าใจหลักการพื้นฐานระบบโคเจนเนอเรชั่น ควรทำความเข้าใจวัฏจักรทางเทอร์โมไดนามิกส์ 2 วัฏจักร คือ Brayton Cycle และ Rankine Cycle

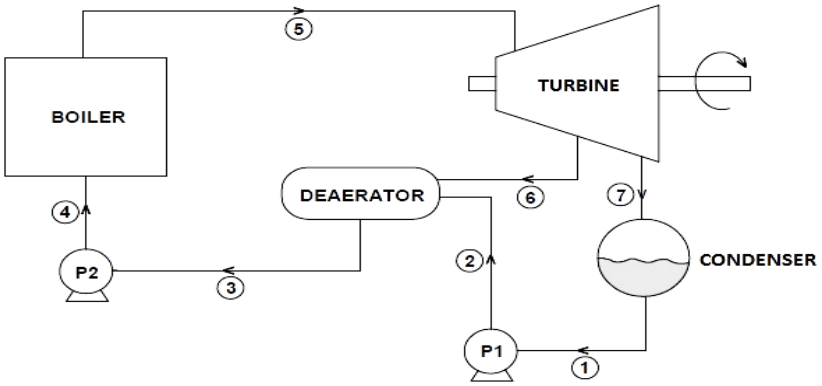
Brayton Cycle เป็นวัฏจักรทางเทอร์โมไดนามิกส์พื้นฐานของโรงงานต้นกำลังกังหันก๊าซ ส่วน Rankine Cycle เป็นวัฏจักรพื้นฐานในระบบไอ ของเหลวทั่วๆ ไปคือ โรงงานต้นกำลังไอน้ำ (Steam Power Plant)

ระบบโคเจนเนอเรชั่นที่ประยุกต์ใช้ในวัฏจักร Brayton ประกอบด้วย กังหันก๊าซ หม้อกำเนิดไอน้ำที่ใช้ความร้อนทิ้งจาก Gas Turbine และกระบวนการผลิตหรือส่วนของระบบที่ใช้ความร้อน แสดงในรูปที่ 2.9 สภาวะการใช้ภาระความร้อนไม่เต็มที่ (Part Load) ประสิทธิภาพของ Gas Turbine จะลดลงอย่างมาก ที่สภาวะใช้ภาระความร้อนอย่างเต็มที่ (Full Load) จึงเป็นข้อดีที่ควรพิจารณามากกว่าการจัดแบบอื่น เพื่อความเหมาะสมและให้ได้วงจรที่สมบูรณ์มีประสิทธิภาพดี ต้องติดตั้งเครื่องลดปริมาณลม (Deaerator) และเครื่องสูบน้ำเพื่อหมุนเวียนน้ำในระบบด้วย



รูปที่ 2.9 ระบบ Brayton Cycle [10]

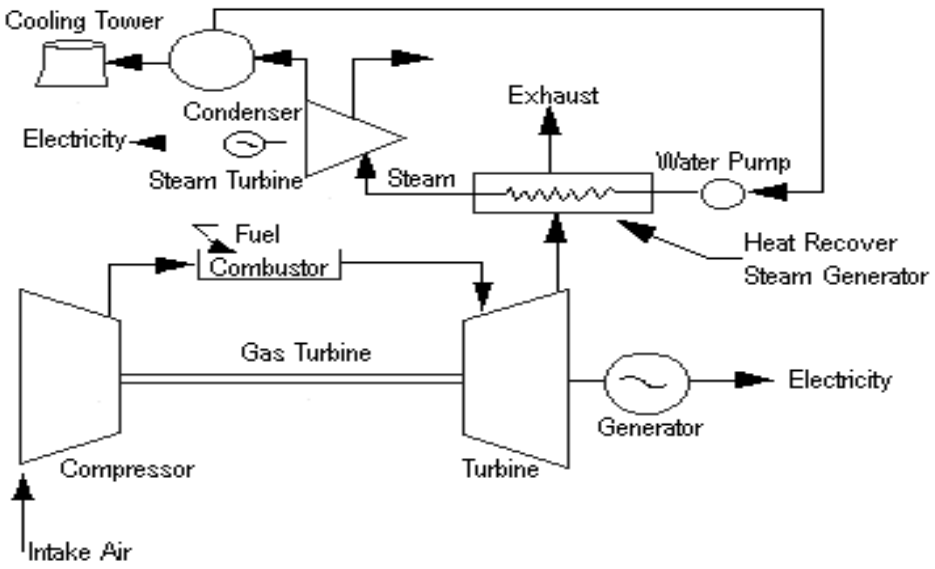
Rankine Cycle แสดงด้วยผังกระบวนการดัง รูปที่ 2.10 ซึ่งเป็นมาตรฐานที่ใช้กันทั่วไป โดยจะใช้หม้อไอน้ำกับกังหันไอน้ำเป็นโรงงานต้นกำลัง เป็นกระบวนการที่สามารถนำความร้อนทิ้งกลับมาใช้ให้เกิดประโยชน์ได้แบบ Topping Cycle



รูปที่ 2.10 ระบบ Rankine Cycle [10]

Combined Cycle ในระบบที่เป็นโรงงานต้นกำลังแบบรวมศูนย์ เป็นการรวมเอา Brayton Cycle และ Rankine Cycle เข้าด้วยกันโดยวัฏจักร Brayton Cycle ไว้ที่ส่วนต้นและจัดวัฏจักร Rankine Cycle ไว้ที่ส่วนท้ายของระบบแสดงในรูป 2.11

Combined Cycle โดยหลักจะเป็นรูปแบบของ Brayton Cycle แต่ยังคงใช้ความรู้ความเข้าใจในทฤษฎีของ Rankine Cycle ด้วย Combined Cycle ในอุดมคติสัดส่วนของกำลังงานที่ได้จาก Brayton Cycle และ Rankine Cycle คือ 70% และ 30% ตามลำดับ แต่ละชุดของ Combine Cycle จะมีความแตกต่างกัน เพื่อทางเลือกที่เหมาะสมกับสภาวะการทำงานที่ต้องการและพื้นที่ที่จะนำไปใช้งาน



รูปที่ 2.11 ระบบ Combined Cycle [11]

2.3 ค่า Primary Energy Saving (PES) สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก

ระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนร่วม (Cogeneration) มีข้อดีกว่าระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนแบบแยกผลิตที่ได้มีการใช้งานมาในอดีต ทั้งในด้านการประหยัดเชื้อเพลิงที่ใช้ และช่วยลดการปลดปล่อยมลพิษออกสู่บรรยากาศโดยทั่วไปประสิทธิภาพโดยรวม (Combined Efficiency) ของระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนร่วม มีค่าประมาณร้อยละ 70 - 90 หรืออาจมากกว่านี้และหากประสิทธิภาพโดยรวมและค่าอัตราส่วนพลังงานไฟฟ้าต่อพลังงานความร้อนที่ผลิตได้ (Power-to-Heat Ratio) ของระบบมีค่าสูงขึ้นก็จะยิ่งทำให้กระบวนการผลิตในระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนร่วม มีประสิทธิผลที่ดีขึ้นด้วย การที่จะทำให้ประสิทธิภาพโดยรวมของระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนร่วม มีค่าสูงได้นั้นพลังงานความร้อนที่ผลิตได้ร่วมกับพลังงานไฟฟ้าจะต้องถูกนำไปใช้ประโยชน์ในกระบวนการอื่นๆ เช่นใช้ในกระบวนการอุตสาหกรรม หรือนำไปใช้ในระบบทำความร้อนและระบบทำความเย็นในอาคาร เป็นต้น [12]

2.3.1 คำนิยามพื้นฐาน

การผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนร่วม (Cogeneration) หมายถึง การผลิตทั้งพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อนในเวลาเดียวกันจากโรงไฟฟ้าหนึ่ง ซึ่งเป็นการแปลงพลังงานปฐมภูมิไปเป็นพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อน ที่สามารถนำไปใช้ประโยชน์ได้ (Useful heat energy) ภายในกระบวนการผลิตเดียวกันตามกระบวนการทางอุณหพลศาสตร์ (Thermodynamics)โรงไฟฟ้าผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนร่วม (Cogeneration Plant) คือโรงไฟฟ้าที่สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าพร้อมกับพลังงานความร้อนซึ่งสามารถนำไปใช้ประโยชน์ได้ถ่วงเวลาที่รายงาน คือช่วงเวลาที่ใช้ในการรายงานผลการตรวจวัดข้อมูลจากโรงไฟฟ้าผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนร่วม

อุปกรณ์หรือระบบระบายความร้อนทิ้ง (Heat Rejection Facilities) คืออุปกรณ์หรือระบบที่ใช้ในการช่วยระบายความร้อนที่เกิดขึ้นจากกระบวนการผลิตไฟฟ้าออกสู่ระบบภายนอกโดยไม่มีการนำความร้อนนั้นไปใช้ประโยชน์ ตัวอย่างเช่น

- เครื่องควบแน่นความร้อนทิ้ง (Waste Heat Condensers)
- เครื่องระบายความร้อนสำหรับระบบอัดอากาศ (Compression Air Coolers) ที่ไม่ได้เชื่อมต่อกับระบบนำความร้อนทิ้งกลับมาใช้ใหม่ (Heat Recovery System)
- เครื่องควบแน่นไอน้ำ (Steam Condensers) ที่ไม่ได้เชื่อมต่อกับระบบนำความร้อนทิ้งกลับมาใช้ใหม่

- อุปกรณ์ส่งผ่านความร้อนทั้งโดยตรง (Bypass Facilities) โดยไม่ผ่านอุปกรณ์ในกระบวนการนำความร้อนทิ้งกลับมาใช้ใหม่ เช่น หม้อน้ำแบบใช้ความร้อนเหลือทิ้ง (Waste Heat Boiler) หรือ เครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนจากไอร้อน (Heat Exchanger) เป็นต้น
- เครื่องระบายความร้อนแบบครีบ (Radiators)
- เครื่องระบายความร้อนเสริมอื่นๆ ที่ไม่ได้เชื่อมต่อกับระบบนำความร้อนทิ้งกลับมาใช้ใหม่ (Auxiliary coolers oot connected to a heat recovery system)

ค่าความร้อนต่ำ (Dry Lower Heating Value: LHV dry) หรือ Net calorific Heating Value คือปริมาณพลังงานความร้อนสุทธิต่อหน่วย ที่เชื้อเพลิงนั้นๆ สามารถให้ได้โดยหักความร้อนที่ต้องสูญเสียไปเพื่อระเหยน้ำที่เกิดขึ้นทันทีจากกระบวนการสันดาปออกแล้ว

พลังงานเชื้อเพลิงรวม (Total FueI Energy: f) หมายถึง พลังงานเชื้อเพลิง คิดที่ค่าความร้อนต่ำ (Lower Heating Value) ทั้งหมดที่ใช้ในโรงไฟฟ้าผลิตพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อนที่นำไปใช้ประโยชน์ได้ ภายในช่วงเวลาที่รายงาน

พลังงานไฟฟ้ารวม (TotaI EIectricaI Energy: p) หมายถึงพลังงานไฟฟ้าร่วมที่ผลิตจากโรงไฟฟ้าผลิตพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อน ภายในช่วงเวลาที่รายงาน โดยคิดจากพลังงานไฟฟ้าทั้งหมดที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าผลิตได้ (Gross Generatlon)

พลังงานความร้อนที่นำไปใช้ประโยชน์รวม (TotaI UsefuI Heat Energy: q) หมายถึง พลังงานความร้อนร่วมที่ผลิตจากโรงไฟฟ้าผลิตพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อน ที่นำไปใช้ประโยชน์ได้นอกเหนือจากการนำไปใช้เพื่อการผลิตไฟฟ้าโดยตรง โดยให้รวมถึงการนำพลังงานความร้อนดังกล่าวไปใช้ประโยชน์ใน รูปของพลังงานกลเพื่อขับเคลื่อนเครื่องจักรในกระบวนการอุตสาหกรรม

พลังงานเชื้อเพลิงที่ใช้ในระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อน (Cogeneration Fuel Energy : f_{COGEN}) หมายถึง พลังงานเชื้อเพลิงคิดที่ค่าความร้อนต่ำ ที่ใช้ในกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อนที่นำไปใช้ประโยชน์ที่ได้จากระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อน

พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อน (Cogeneration Electrical Energy: p_{COGEN}) หมายถึง พลังงานไฟฟ้าร่วมที่ผลิตได้ในกระบวนการเดียวกันกับการผลิตพลังงานความร้อนที่นำไปใช้ประโยชน์ จากระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อน

พลังงานความร้อนที่นำไปใช้ประโยชน์ที่ผลิตจากระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อน (Cogeneration Useful Heat Energy: q_{COGEN}) หมายถึง พลังงานความร้อนที่ผลิตได้จากระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อน และถูกนำไปใช้ประโยชน์ในกระบวนการอื่นๆ ตามที่กล่าวในนิยามข้างต้น

พลังงานเชื้อเพลิงใช้ในระบบ Non-COGENERATION (Non-Combined Fuel Energy : $f_{non\text{-}COGEN} = f_{non\text{-}COGEN,\ q} + f_{non\text{-}COGEN,\ p}$) หมายถึง พลังงานเชื้อเพลิงคิดที่ค่าความร้อนต่อที่ใช้ภายในโรงไฟฟ้าผลิตพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อน ในกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้า และกระบวนการผลิตพลังงาน ความร้อนที่ได้จากกระบวนการที่ไม่ใช่ผลิตพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อน

พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากระบบ Non-Cogeneration (Non-Combined EIectrical Energy : $p_{non\text{-}COGEN}$) หมายถึง พลังงานไฟฟ้าร่วมที่ผลิตได้จากกระบวนการที่ไม่ใช่ Cogeneration

พลังงานความร้อนที่นำไปใช้ประโยชน์ที่ผลิตจากระบบ Non-Cogeneration (Non-Combined Useful Heat Energy: $q_{non\text{-}COGEN}$) หมายถึง พลังงานความร้อนที่ผลิตได้จากกระบวนการที่ไม่ใช่ Cogeneration และได้ถูกนำไปใช้ประโยชน์ในกระบวนการอื่นๆ ตามที่กล่าวในนิยามข้างต้น

ประสิทธิภาพโดยรวมของระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อน (Cogeneration overall Efficiency: $\eta_{non\text{-}COGEN}$) หมายถึง อัตราส่วนระหว่างผลรวมของพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อนที่นำไปใช้ประโยชน์ที่ผลิตจากระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อน ต่อพลังงานเชื้อเพลิงที่ใช้ในระบบ

ประสิทธิภาพการนำความร้อนไปใช้ประโยชน์จากระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อน (Cogeneraton Heat Efficiency : COGEN $H\eta$) หมายถึง อัตราส่วนระหว่างปริมาณพลังงาน ความร้อนที่นำไปใช้ประโยชน์ที่ผลิตจากระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อน ต่อพลังงานเชื้อเพลิงที่ใช้ในระบบ

ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าจากระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อน (Cogeneration Electricity Efficiency : COGEN $E\eta$) หมายถึง อัตราส่วนระหว่างปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อน ต่อพลังงานเชื้อเพลิงที่ใช้ในระบบ

ประสิทธิภาพการนำความร้อนไปใช้ประโยชน์อ้างอิง (Reference Heat Efficiency : Ref $H\eta$) หมายถึง ค่าประสิทธิภาพในการผลิตพลังงานความร้อนเพื่อนำไปใช้ประโยชน์ อ้างอิงจากระบบที่ผลิตพลังงานความร้อนแต่เพียงอย่างเดียว ด้วยเทคโนโลยีปัจจุบัน

ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าอ้างอิง (Reference Electriciy Efficiency : Ref $E\eta$) หมายถึง ค่าประ สิทธิภาพในการผลิตพลังงานไฟฟ้า อ้างอิงจากระบบที่ผลิตพลังงานไฟฟ้าแต่เพียงอย่างเดียวด้วยเทคโนโลยีปัจจุบัน

ค่าความสามารถในการประหยัดเชื้อเพลิง (Primary Energy Savings: PES) หมายถึง ร้อยละของพลังงานปฐมภูมิที่ประหยัดได้ อันเนื่องมาจากกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อนโดยคิดเทียบจากปริมาณพลังงานปฐมภูมิที่ต้องใช้จริง หากต้องทำการผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนในปริมาณที่เท่ากันด้วยกระบวนการผลิตที่แยกจากกัน ที่ค่าประลิทธิภาพของการผลิตไฟฟ้าและการผลิตความร้อนอ้างอิงตามที่กำหนด

อัตราส่วนพลังงานไฟฟ้าต่อพลังงานความร้อน (EIectrical Power-to-Heat Ratio: σ_{COGEN}) หมายถึง อัตราส่วนระหว่างพลังงานไฟฟ้าร่วมที่ผลิตได้จากระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อนต่อพลังงานความร้อนที่นำไปใช้ประโยชน์ที่ผลิตได้จากระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อน

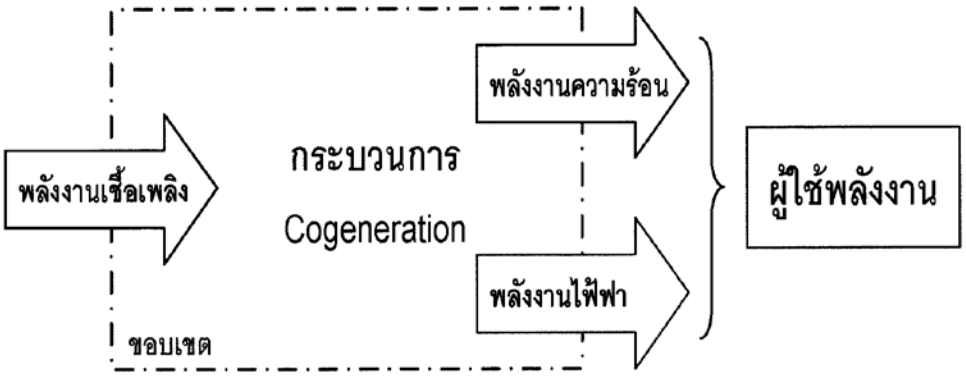
ข้อมูลการตรวจวัดรายเดือน หมายถึง ข้อมูลที่บันทึกผลของการตรวจวัดปริมาณพลังงานความร้อนของเชื้อเพลิงที่ใช้ ปริมาณพลังงานความร้อนที่นำไปใช้ให้เกิดประโยชน์นอกเหนือจากการผลิตไฟฟ้าและปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าในเดือนนั้นๆ เพื่อใช้ในการคำนวณค่าประสิทธิภาพโดยรวมของระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อน และค่า PES

หน่วยงานกลาง หมายถึง หน่วยงานที่ได้รับการแต่งตั้งจากคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน(กกพ.) ให้เป็นผู้ดำเนินการตรวจสอบค่า PES ของโรงไฟฟ้าตามสัญญา

เชื้อเพลิงผสม (Mix Fuel: f_m) หมายถึง เชื้อเพลิงที่ได้จากการผสมระหว่าง เชื้อเพลิงชีวมวลกับเชื้อเพลิงเชิงพาณิชย์ เช่น ถ่านหิน เป็นต้น

2.3.2 การกำหนดขอบเขตของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม

การกำหนดขอบเขตของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม ถือเป็นขั้นตอนเริ่มต้นที่สำคัญเพื่อใช้กำหนดจุดติดตั้งเครื่องมือวัดพลังงานต่างๆ ที่เกี่ยวข้องในการคำนวณหาประสิทธิภาพและค่า PES ของระบบ โดยมีหลักการกำหนดขอบเขตตาม ดังรูปที่



รูปที่ 2.12 การกำหนดขอบเขตของระบบ CO-Generation [12]

2.3.2.1 ส่วนของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม ภายในระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม จะประกอบด้วยเครื่องต้นกำลังหลัก (Cogeneration Prime Mover) และอุปกรณ์นำความร้อนทิ้งกลับมาใช้ใหม่ (Heat Recovery Equipment) ที่เกี่ยวข้อง เครื่องต้นกำลังทั้งหมดในโรงไฟฟ้า เช่น กังหันไอน้ำที่ใช้ในการขับเคลื่อนปั๊มหรือเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ซึ่งจ่ายพลังงานความร้อนและพลังงานไฟฟ้าให้แก่ผู้ใช้พลังงาน จะถูกจัดอยู่ภายในขอบเขตของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม และการใช้พลังงานความร้อนและพลังงานกลภายในระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม จะต้องไม่นำมาคิดรวมอยู่ในส่วนของพลังงานที่ผลิตได้จากระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม

นอกจากนี้ อุปกรณ์ผลิตพลังงานความร้อนหรือพลังงานไฟฟ้าเสริมอื่นๆ ที่เป็นการผลิตพลังงานความร้อน หรือผลิตไฟฟ้าแต่เพียงอย่างเดียว ซึ่งไม่จัดว่าเป็นกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนร่วมจะต้องไม่ถูกรวมอยู่ภายในขอบเขตของกระบวนการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม ดังนั้น หม้อไอน้ำเสริม หม้อไอน้ำสำรองกระบวนการผลิตที่มีการปล่อยพลังงานความร้อนทั้งนี้รวมถึงเครื่องกำเนิดไฟฟ้าสำรอง จึงอยู่นอกขอบเขตของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม ทั้งนี้ หากมีความคลุมเครือในเรื่องการกำหนดขอบเขตของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม ให้ขอคำปรึกษาจากหน่วยงานกลาง

2.4.2.2 ส่วนของผู้ใช้พลังงาน จะรับพลังงานที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมซึ่งอาจเป็นกระบวนการผลิตในโรงงานอุตสาหกรรมที่ต้องการใช้ทั้งพลังงานไฟฟ้า พลังงานความร้อนและพลังงานกล โครงข่ายระบบผลิตความร้อนหรือความเย็นแบบรวมศูนย์ท้องถิ่น (District Heating/ cooling system) รวมถึงการส่งพลังงานไฟฟ้าเข้าสู่ระบบของการไฟฟ้า เป็นต้น

2.3.3 การหาค่าพลังงานเชื้อเพลิงและพลังงานที่ผลิตได้

2.3.3.1 ข้อกำหนดเกี่ยวกับวิธีการคำนวณ ในการคำนวณหาพลังงานเชื้อเพลิงให้นำปริมาณเชื้อเพลิงที่วัดได้คูณด้วยค่าความร้อนต่ำของเชื้อ เพลิงนั้นๆ และให้แสดงค่าความร้อนต่ำที่ใช้ไว้ในแบบแสดงรายงาน รวมถึงที่มาของค่าดังกล่าวทั้งนี้ เพื่อประโยชน์ในกรณีที่ต้องมีการตรวจสอบ

พลังงานเชื้อเพลิงทั้งหมดที่ได้ให้เทียบและรายงานในหน่วยเมกะวัตต์ชั่วโมง (MWh) รวมทั้งรายงานปริมาณเชื้อเพลิง และค่าความร้อนต่ำ (Dry Lower Heating Value: LHV dry) ในกรณีที่มีการนำพลังงานความร้อนที่เกิดจากปฏิกิริยาเคมีในกระบวนการผลิต หมุนเวียนกลับมาใช้ใหม่ร่วมกับพลังงานป้อนเข้าอื่นๆ ไม่ต้องนำพลังงานจากปฏิกิริยาเคมีในส่วนนั้นมาคิดรวมเป็นพลังงานเชื้อเพลิงป้อนเข้าได้ ในกรณีที่มีการนำไอน้ำ, น้ำร้อน, หรือก๊าซร้อน จากกระบวนการอื่นมาใช้เป็นพลังงานป้อนเข้าสำหรับระบบ Cogeneration จะต้องนำพลังงานส่วนนั้นมาคิดเป็นส่วนหนึ่งของพลังงานเชื้อเพลิง การนำพลังงานความร้อนที่ถูกนำไปใช้ประโยชน์และควบแน่นแล้วกลับเข้ามาสู่ระบบ Cogenerationใหม่ไม่ถือว่าพลังงานส่วนนั้นเป็นพลังงานเชื้อเพลิง

2.3.3.2 การหาค่าพลังงานไฟฟ้ารวม (q) พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมดในช่วงเวลาที่รายงาน คิดจากผลรวมของพลังงานไฟฟ้าโดยรวมถึงในขณะเริ่มเดินเครื่อง ระหว่างเดินเครื่อง และขณะหยุดเดินเครื่องวัดจากเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหลัก โดยไม่หักลบพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ภายในโรงไฟฟ้าออก (Gross Generation)

2.3.3.3 การหาค่าพลังงานความร้อนที่นำไปใช้ประโยชน์รวม (q) พลังงานความร้อนที่นำไปใช้ประโยชน์รวมในช่วงเวลาที่รายงานคือ พลังงานความร้อนที่ผลิตจากโรงไฟฟ้า Cogeneration ซึ่งโดยปกติจะอยู่ในรูปของไอน้ำหรือน้ำร้อน อาจนำไปใช้ประโยชน์โดยการป้อนเข้าสู่โครงข่ายระบบผลิตความร้อนหรือความเย็นแบบรวมศูนย์ การนำความร้อนไปใช้ในรูปของพลังงานกลเพื่อขับเคลื่อนเครื่องจักรในกระบวนการผลิต หรือนำไปใช้ในกระบวนการผลิตอื่นๆ ก๊าซร้อนที่ปล่อยจากเครื่องยนต์หรือกังหันก๊าซ สามารถนำไปใช้ในกระบวนการผลิตบางอย่างที่ต้องการความร้อนโดยตรง (Direct Heating) หรือกระบวนการอบแห้ง เป็นต้น

พลังงานความร้อนที่ผลิตจากโรงไฟฟ้าผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม นี้ อาจมีความดัน อุณหภูมิ และอัตราการไหลของไอน้ำที่ค่าต่างๆ กันได้หลายระดับ ตามแต่ความต้องการ ซึ่งพลังงานความร้อนที่

นำไปใช้ประโยชน์ร่วมให้คิดจากผลรวมของพลังงานความร้อนที่ตรวจวัดได้จากเครื่องมือวัด การนำความร้อนไปใช้ประโยชน์ในกระบวนการต่างๆ ดังกล่าวทั้งหมดข้างต้น

พลังงานความร้อนที่นำไปใช้ประโยชน์จะต้องไม่รวมพลังงานความร้อนที่ปล่อยทิ้งออกสู่บรรยากาศโดยไม่ได้นำไปใช้ประโยชน์ ซึ่งได้แก่ พลังงานความร้อนสูญเสียในระบบ หรือพลังงานความร้อนที่ปล่อยสู่อุปกรณ์จำพวกเครื่องควบแน่นหรือเครื่องระบายความร้อน ส่วนการนำพลังงานความร้อนไปใช้ในกระบวนการผลิตไฟฟ้าร่วม จะถือเป็นการถ่ายโอนพลังงานความร้อนภายในโรงไฟฟ้าผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม ซึ่งไม่นับเป็นพลังงานความร้อนที่ถ่ายออกสู่ภายนอก

2.3.4 การคิดผลของพลังงานความร้อนที่นำไปใช้ประโยชน์ที่ผลิตจากกระบวนการ Non-Cogeneration และพลังงานเชื้อเพลิง Non-Cogeneration ที่เกี่ยวข้อง

ในกรณีที่โรงไฟฟ้าผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม มีการผลิตพลังงานความร้อนเพื่อนำไปใช้ประโยชน์โดยตรงจากกระบวนการ Non-cogeneration ผู้ประกอบการจะต้องนำพลังงานความร้อนในส่วนนี้ ($q_{non\text{-}COGEN}$) และพลังงานเชื้อเพลิงป้อนเข้าที่ใช้ในกระบวนการ Non-cogeneration ($f_{non\text{-}COGEN,q}$) ดังกล่าวมาหักออกจากพลังงานความร้อนที่นำไปใช้ประโยชน์รวม และพลังงานเชื้อเพลิงตามลำดับ เพื่อหาค่าพลังงานความร้อนที่ผลิตได้จากกระบวนการ Cogeneration และพลังงานเชื้อเพลิงที่ใช้ในระบบ Cogeneration สำหรับการคำนวณหาค่า PES ต่อไป ดังแสดงตามสมการ

$$q_{COGEN} = q - q_{non\text{-}CO\ GEN}$$

$$f_{COGEN} = f - f_{non\text{-}CO\ GEN,q}$$

โดยผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) จะต้องชี้แจงที่มาของค่า $q_{non\text{-}COGEN}$ และ $f_{non\text{-}COGEN,q}$ ดังกล่าวสำหรับระบบผลิตพลังงานร่วมที่ใช้งานอยู่ ณ สถานประกอบ ให้กับหน่วยงานกลางทราบด้วย

2.3.5 การคำนวณค่า PES ของระบบ

PES เป็นดัชนีที่ใช้ชี้วัดความสามารถในการใช้พลังงานปฐมภูมิในกระบวนการผลิตพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อนร่วมกัน (Cogeneration) ว่ามีประสิทธิภาพดีเพียงใด เมื่อเทียบกับประสิทธิภาพการผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนแยกต่างหากจากกัน (Separate Generation) ด้วยเทคโนโลยีที่สามารถจัดหาได้ในปัจจุบัน

สูตรในการคำนวณ PES เป็นตามสมการ ดังนี้

$$PES(\%) = \left(1 - \frac{1}{\frac{COGEN\ H_{\eta}}{Ref\ H\eta} + \frac{COGEN\ E_{\eta}}{Ref\ E\eta}} \right) \times 100\%$$

โดยที่

$COGEN\ H\eta = \frac{q}{f}$ หมายถึง ประสิทธิภาพการนำความร้อนจากกระบวนการ Cogeneration ไปใช้ประโยชน์ คิดจากปริมาณพลังงานความร้อนที่นำไปใช้ให้เกิดประโยชน์นอกเหนือจากการผลิตไฟฟ้าโดยตรง (Useful Heat Output: q) หารด้วยปริมาณพลังงานปฐมภูมิ (f) ที่ป้อนให้โรงไฟฟ้าในช่วงเวลาที่รายงาน

$COGEN\ E\eta = \frac{p}{f}$ หมายถึง ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้า Cogeneration คิดจากปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ (p) หารด้วยปริมาณพลังงานปฐมภูมิ (f) ที่ป้อนให้กับโรงไฟฟ้าในช่วงเวลาที่รายงาน

Ref Hη หมายถึง ประสิทธิภาพการนำความร้อนไปใช้ประโยชน์ อ้างอิงจากระบบที่ผลิตพลังงานความร้อนแต่เพียงอย่างเดียว ด้วยเทคโนโลยีปัจจุบัน

Ref Eη หมายถึง ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้า อ้างอิงจากระบบที่ผลิตพลังงานไฟฟ้าแต่เพียงอย่างเดียว ด้วยเทคโนโลยีปัจจุบัน

ตารางที่ 2.1 ค่า Ref Hη และ Ref Eη แยกตามชนิดของเชื้อเพลิง

ชนิดของเชื้อเพลิง	**Ref Eη**	**Ref Hη**
ก๊าซธรรมชาติ	45%	85%
ถ่านหิน	40%	80%

จากสูตรการคำนวณข้างต้น แปลความหมายของ PES ได้ว่า คือ ร้อยละของพลังงานปฐมภูมิที่ประหยัดได้อันเนื่องมาจากกระบวนการผลิตและใช้งานพลังงานร่วมที่มีประสิทธิภาพสูงขึ้น โดยคิดเทียบจากปริมาณพลังงานปฐมภูมิที่ต้องใช้จริง หากต้องทำการผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนในปริมาณที่เท่ากันด้วยกระบวนการผลิตที่แยกออกจากกัน ที่ค่าประสิทธิภาพของการผลิตไฟฟ้าและผลิตความร้อนอ้างอิงตามที่กำหนด ซึ่งสามารถแสดงในรูปของสมการอีกแบบหนึ่งได้ ดังนี้

$$PES = \frac{\text{Primary Energy}_{\text{Separate}-\text{Gen}} - \text{Primary Energy}_{\text{Co}-\text{Gen}}}{\text{Primary Energy}_{\text{Separate}-\text{Gen}}} \times 100\ \%$$

ในกรณีที่ผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็กต้องหักผลของ $q_{\text{non-COGEN}}$ และ $f_{\text{non-COGEN},q}$ การคำนวณหาค่า PES ค่า COGEN Hη และ COGEN Eη คำนวณได้จากสูตร ดังนี้

$$\text{COGEN H}\eta = \frac{q_{\text{Co}-\text{Gen}}}{f_{\text{Co - gen}}}$$

$$\text{COGEN E}\eta = \frac{p}{f_{\text{Co - Gen}}}$$

2.3.6 การหาประสิทธิภาพโดยรวมของระบบ (η)

การหาค่าประสิทธิภาพโดยรวม (η) ในที่นี้ จะใช้เพื่อเป็นดัชนีชี้วัดสมรรถนะของระบบ Cogeneration ในการพิจารณาร่วมกับค่า PES ที่คำนวณได้

ประสิทธิภาพโดยรวมของกระบวนการ Cogeneration ในช่วงเวลาที่รายงาน คำนวณได้จากสมการ

$$\eta = \frac{p + q_{\text{Co Gen}}}{f - f_{\text{non-Co Gen},q}}$$

2.4 การวิเคราะห์ผลตอบแทนการลงทุน

ในการวิเคราะห์การลงทุนทางด้านการเงิน มีจุดประสงค์เพื่อต้องการหาว่าโครงการที่ลงทุนนี้มีความเหมาะสมด้านการเงินอย่างไร โดยพิจารณาจากผลตอบแทนการลงทุนและผลการดำเนินโครงการนี้สามารถคืนทุนได้ภายในระยะเวลาเท่าไหร่ [13] โดยทั่วไปเกณฑ์ที่ใช้ในการวิเคราะห์ได้แก่

1. ระยะเวลาคืนทุน
2. มูลค่าปัจจัยสุทธิ
3. อัตราผลตอบแทนการลงทุน

2.4.1 ระยะเวลาคืนทุน (Simple Payback period)

ระยะเวลาคืนทุน คือ ระยะเวลาที่ผลตอบแทนสุทธิสะสมจากการดำเนินงานมีค่าเท่ากับค่าเงินลงทุน ผลที่ได้รับจากการประเมินการลงทุนโดยวิธีนี้ก็คือ จะทำให้ทราบว่าจะได้รับเงินคืนทุนช้าหรือเร็วเท่าใด ถ้าคืนทุนได้เร็วเท่าใดก็จะดีมากขึ้นเท่านั้นเพราะโอกาสเสี่ยงต่อการขาดทุนในอนาคตมีน้อยลง และสามารถนำเงินที่คืนทุนไปลงทุนในกิจการอื่นได้ วิธีระยะเวลาคืนทุนเบื้องต้น (Simple Payback period) เป็นวิธีที่คิดแบบง่ายๆและเป็นที่นิยมใช้ แต่มีข้อเสียคือ ไม่ได้พิจารณาถึงผลตอบแทนที่ได้รับหลังระยะเวลาคืนทุนแล้ว และไม่พิจารณาการปรับมูลค่าเงินตามเวลาซึ่งสามารถหาได้ [14] ดังนี้ สำหรับในกรณีที่ผลตอบแทนและค่าใช้จ่ายในแต่ละปีมีค่าเท่ากันทุกปี ระยะเวลาคืนทุนหาได้ดังนี้

$$\text{ระยะเวลาคืนทุน} = \frac{\text{เงินลงทุน}}{\text{กระแสเงินสดสุทธิต่อปี}}$$

โดยที่ กระแสเงินสดสุทธิต่อปี (net annual cash flow) = กระแสเงินสดที่ได้รับต่อปี – กระแสเงินสดที่จ่ายต่อปี

กรณีที่ผลตอบแทนสุทธิที่ได้รับต่อปีไม่เท่ากัน จะรวมผลตอบแทนสุทธิที่ได้รับแต่ละปีจนกระทั่งถึงปีที่ผลสะสมของผลตอบแทนสุทธิเท่ากับจำนวนเงินลงทุน จำนวนปีนี้ คือ ระยะเวลาคืนทุน

2.4.2 มูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV)

มูลค่าปัจจุบันสุทธิหมายถึง ผลต่างระหว่างมูลค่าปัจจุบันของรายรับและค่าใช้จ่ายตลอดอายุโครงการ ซึ่งหาได้จากการนำค่ากระแสเงินสดสุทธิของแต่ละปีตลอดอายุโครงการมาปรับให้เป็นมูลค่าปัจจุบัน โดยใช้ค่าอัตราผลตอบแทนต่ำสุดที่ยอมรับได้เป็นอัตราส่วนลดในการปรับมูลค่าเงิน เกณฑ์ในการตัดสินใจที่จะลงทุนหรือไม่คือ NPV มีค่าเป็นบวกก็น่าสนใจที่จะลงทุนแต่ถ้า NPV มีค่าเป็นลบก็ไม่ควรจะลงทุน [14] วิธีนี้คำนวนหาได้ง่ายดังสมการต่อไปนี้ R_n

$$\text{NPV} = \sum_{n=0}^{n} \frac{R_n - C_n}{(1+i)^n} = \sum_{n=0}^{N} \frac{NCF_n}{(1+i)^n}$$

หรือ

$$\text{NPV} = \sum_{n=0}^{N} \frac{NCF_n}{(1+i)^n} - TIC$$

เมื่อ TIC = เงินลงทุนทั้งหมด, (บาท)

NCF_n = กระแสเงินสดสุทธิในปีที่ n, (บาท/ปี)

i = อัตราส่วนลด

R_n = ผลตอบแทนที่ได้รับ ณ ปีที่ n

C_n = ค่าใช้จ่ายทั้งหมด ณ ปีที่ n

N = economic life, ปี

2.4.3 อัตราผลตอบแทนการลงทุน (IRR)

อัตราผลตอบแทนการลงทุนหมายถึง อัตราส่วนลดที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนจากการลงทุนเท่ากับมูลค่าปัจจุบันของค่าใช้จ่ายจากการลงทุน วิธีการหาอัตราผลตอบแทนการลงทุนนี้เป็นการหาโดยใช้วิธีการลองผิดลองถูก โดยหาอัตราส่วนลดที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดที่ได้รับเท่ากับมูลค่าปัจจุบันของกระแสเงินสดที่จ่ายหรือกล่าวอีกนัยหนึ่งคือหาอัตราส่วนลดที่ทำให้มูลค่าเงินปัจจุบันสุทธิในการลงทุน (Net Present Value) เท่ากับศูนย์ หรือเข้าใกล้ศูนย์ ค่าอัตราส่วนลดที่หาได้นี้คือ ค่า IRR

เกณฑ์ในการตัดสินใจ คือ ถ้า IRR มีค่ามากกว่าอัตราขั้นต่ำของผลตอบแทนที่ยอมรับได้ก็คุ้มค่าที่จะลงทุน อย่างไรก็ดีถึงแม้ว่า IRR จะเป็นเกณฑ์การตัดสินใจที่ดีและเป็นที่ยอมรับกันทั่วไป แต่ก็มีจุดอ่อน คืออาจจะมีค่าของอัตราส่วนลดมากกว่าหนึ่งค่าที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันเป็นสุทธิเป็นศูนย์ ซึ่งอาจจะเกิดขึ้นได้กับโครงการที่ผลตอบแทนสุทธิเปลี่ยนจากบวกเป็นลบ [14]

IRR คือ i ที่ทำให้ NPV (i) ~ 0

จะได้ $$\mathrm{NPV} = \sum_{n=1}^{N} \frac{\mathrm{NCF_n}}{(1+i)^n} - TCI = 0$$

หรือ $$\mathrm{TIC} = \sum_{n=1}^{N} \frac{\mathrm{NCF_n}}{(1+i)^n}$$

เมื่อ TIC = เงินลงทุนทั้งหมด,(บาท)

NCF_n = กระแสเงินสดสุทธิในปีที่ n, (บาท/ปี)

i = อัตราส่วนลด

N = economic life, ปี

2.5 ต้นทุนค่าไฟฟ้า (Cost of Electric)

มีปัจจัยหลายอย่างที่มีอิทธิพลต่อราคาไฟฟ้าเช่นเดียวกับราคาสินค้าอื่น ต้นทุนค่าไฟฟ้าประกอบด้วยค่าใช้จ่ายคงที่(Fixed Costs) และค่าใช้จ่ายแปรผัน(Variable Costs) ค่าใช้จ่ายคงที่จะมีค่าคงที่ไม่ขึ้นกับ

จำนวนชั่วโมงการเดินเครื่องผลิตไฟฟ้า ส่วนค่าใช้จ่ายแปรผันขึ้นอยู่กับระดับการผลิต ค่าใช้จ่ายคงที่ที่ขึ้นกับจำนวนเงินลงทุนติดตั้งโรงไฟฟ้าทั้งหมดซึ่งประกอบด้วย ค่าที่ดิน อาคาร เครื่องจักร อุปกรณ์ระบบส่งและระบบจ่าย (Transmission and Distribution) ค่าวางแผนออกแบบ สถานีไฟฟ้าย่อย (Substations) ค่าดอกเบี้ยของเงินลงทุน ค่าเสื่อมราคา ค่าประกัน ภาษีและค่าใช้จ่ายในการบริหารจัดการ (Administration and General Costs) โดยค่าที่ดินและอาคาร สำหรับโรงไฟฟ้าชนิดต่างๆจะมีค่าไม่แตกต่างกันมากนัก แต่ราคาเครื่องจักรอุปกรณ์จะขึ้นกับชนิดโรงไฟฟ้า ราคาเครื่องจักร อุปกรณ์หรือเงินลงทุนสำหรับหน่วยผลิตทั้งหมด มักแสดงราคาต่อพิกัด kW ติดตั้ง ราคานี้ไม่เปลี่ยนแปลงมากสำหรับโรงไฟฟ้าพลังความร้อน แต่จะเปลี่ยนแปลงมากกรณีโรงไฟฟ้าพลังน้ำ เพราะขึ้นอยู่กับพื้นที่และฐานรากที่ใช้ก่อสร้าง ชนิดของเขื่อน ความสูง และอื่นๆ โดยเฉลี่ยเงินลงทุนในโรงไฟฟ้าพลังน้ำมักสูงกว่าโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อน