

บทที่ 1

บทนำ

ความสำคัญของปัญหา

พลังงานไฟฟ้าถือเป็นปัจจัยสำคัญของการพัฒนาเศรษฐกิจ สังคม และความมั่นคงของประเทศ การพัฒนาเศรษฐกิจทำให้ความต้องการใช้พลังงานไฟฟ้าของประเทศไทยมีแนวโน้มเพิ่มขึ้น ในปี พ.ศ.2548 มีความต้องการใช้ไฟฟ้า 135,854.18 กิกะวัตต์ชั่วโมง เพิ่มขึ้นจากปีที่ผ่านมาร้อยละ 5.78 การใช้ไฟฟ้าในภาคอุตสาหกรรม มีสัดส่วนการใช้มากที่สุด คิดเป็นร้อยละ 45 ของการใช้ไฟฟ้าทั้งประเทศ โดยเพิ่มจากปีก่อนร้อยละ 6.5 สาขาธุรกิจ เพิ่มขึ้นร้อยละ 5.6 สาขาบ้านและที่อยู่อาศัยเพิ่มขึ้นร้อยละ 4.8 สาขาเกษตรกรรมเพิ่มขึ้นร้อยละ 7.9 และสาขาอื่นๆ เพิ่มขึ้นร้อยละ 3.7 (รายงานสถานการณ์คุณภาพสิ่งแวดล้อม, 2548)

การพัฒนาแหล่งพลังงานของประเทศเพื่อตอบสนองความต้องการใช้ไฟฟ้า อาจก่อให้เกิดผลกระทบต่อสุขภาพของประชาชน สังคม และสิ่งแวดล้อม ซึ่งรูปแบบการใช้พลังงานส่วนใหญ่จะพึ่งพาเชื้อเพลิงฟอสซิล ได้แก่ ถ่านหิน น้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ ล้วนก่อให้เกิดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม กระบวนการเผาไหม้เชื้อเพลิงที่ใช้ฟอสซิลจะทำให้เกิดก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ออกมาจำนวนมาก ซึ่งเป็นสาเหตุสำคัญของการเกิดสภาวะโลกร้อน และปัญหาการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ ทั้งนี้ นักวิทยาศาสตร์ได้เรียกปัญหาเหล่านี้ว่า “ปรากฏการณ์เรือนกระจก” (The Greenhouse Effect)

ก๊าซเรือนกระจก (Greenhouse Gas) ถือเป็นตัวการสำคัญที่ทำให้เกิดปรากฏการณ์เรือนกระจกที่เป็นสาเหตุของการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศของโลก จากข้อมูลของสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม เมื่อ พ.ศ. 2546 ซึ่งเป็นข้อมูลที่รวบรวมล่าสุด พบว่าประเทศไทยมีปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเท่ากับ 344 ล้านตัน เทียบเท่าคาร์บอนไดออกไซด์ (Million ton CO₂ equivalent) ซึ่งคิดเป็นร้อยละ 0.6 ของโลก โดยมีรายละเอียดดังนี้

ภาคพลังงานมีการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกประมาณร้อยละ 56 ของปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทั้งหมดของประเทศ หรือเท่ากับ 193 ล้านตันเทียบเท่าคาร์บอนไดออกไซด์

ภาคการเกษตรมีการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกประมาณร้อยละ 24 ของปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทั้งหมดของประเทศ หรือเท่ากับ 83 ล้านตันเทียบเท่าคาร์บอนไดออกไซด์

กระบวนการอุตสาหกรรมและภาคของเสียมีการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกประมาณร้อยละ 5 และ 8 ของปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทั้งหมดของประเทศ หรือเท่ากับ 17 และ 27 ล้านตันเทียบเท่าคาร์บอนไดออกไซด์

การเปลี่ยนแปลงการใช้ที่ดินและป่าไม้มีการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกประมาณร้อยละ 7 ของปริมาณการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทั้งหมดของประเทศ หรือเท่ากับ 24 ล้านตันเทียบเท่าคาร์บอนไดออกไซด์

ปรากฏการณ์เรือนกระจกเกิดจากการปล่อยก๊าซเรือนกระจก 6 ประเภท คือ คาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) มีเทน (CH_4) ไนตรัสออกไซด์ (N_2O) ไฮโดรฟลูโอโรคาร์บอน (HFCs) เพอร์ฟลูออโรคาร์บอน (PFCs) และ ซัลเฟอร์เฮกซะฟลูออไรด์ (SF_6) ออกสู่ชั้นบรรยากาศเป็นจำนวนมาก ส่งผลให้ชั้นบรรยากาศที่ทำหน้าที่เหมือนหลังคากระจกของโลกหนาขึ้น เก็บความร้อนบริเวณผิวโลกไว้มากขึ้น ก่อให้เกิดปรากฏการณ์เรือนกระจกที่ทำให้โลกร้อน การที่สภาพภูมิอากาศของโลกเปลี่ยนแปลง ก่อให้เกิดผลกระทบอย่างรุนแรงต่อมนุษย์และสิ่งมีชีวิตอื่นๆ เช่น เมื่ออุณหภูมิสูงมากขึ้นจะส่งผลให้น้ำแข็งในขั้วโลกละลายและทำให้ระดับน้ำทะเลสูงขึ้น พื้นที่ที่เป็นผิวดินของโลกจะถูกแทนที่ด้วยน้ำมากขึ้น หมู่เกาะเล็กๆ อาจหายไป ทะเล ระบบนิเวศน์เปลี่ยนแปลงเสียหาย สูญเสียป่าชายเลนที่เป็นที่อยู่อาศัยของสัตว์น้ำ ชายฝั่งถูกทำลาย น้ำเค็มเข้ามา รุกล้ำเขตน้ำจืดมีผลต่อภาคการเกษตร น้ำทะเลหนุนทำให้เกิดน้ำท่วมบ้านเรือนได้ เป็นต้น ซึ่งผลกระทบที่เกิดขึ้นดังกล่าวไม่เพียงส่งผลต่อสิ่งแวดล้อมและภูมิศาสตร์เท่านั้น ยังส่งผลกระทบด้านสังคม เศรษฐกิจ และที่สำคัญมีผลต่อสิ่งมีชีวิตซึ่งมนุษย์ก็เป็นหนึ่งในสิ่งมีชีวิตนั้น

ถ้ามองกันตามหลักการแล้วปัญหาสิ่งแวดล้อมเป็นปัญหาที่นานาประเทศต้องรับผิดชอบร่วมกันในการแก้ไขหรือลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในประเทศของตน ซึ่งแต่ละประเทศก็มีวิธีแก้ปัญหาแตกต่างกัน แต่ก็มีหลายประเทศที่แสดงเจตจำนงค์ที่จะมีมาตรการรักษาระดับการปล่อยก๊าซเรือนกระจกให้อยู่ในระดับคงที่และทำการจัดตั้งกองทุนสิ่งแวดล้อมโลก (Global Environment Facility) ขึ้น โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อการศึกษาวิจัยและช่วยเหลือในการปรับปรุงประสิทธิภาพการใช้ทรัพยากรธรรมชาติและการรักษาสิ่งแวดล้อมโลก

สำหรับประเทศไทย ได้มีหน่วยงานและสถาบันการศึกษาต่างๆ เข้ามาศึกษาความเป็นไปได้ในการนำเครื่องมือทางเศรษฐศาสตร์ต่างๆ มาใช้ในการแก้ไขปัญหามลพิษสิ่งแวดล้อม เช่น สิทธิในการใช้ประโยชน์ (Property Rights) ซึ่งเปรียบเสมือนการกำหนดสิทธิการเป็นเจ้าของในทรัพยากรนั้น ซึ่งผู้ที่ได้รับสิทธิจะรู้สึกมั่นใจมากขึ้นว่าตนเองเป็นเจ้าของทรัพยากรนั้น และจะใช้ทรัพยากรนั้นในเชิงอนุรักษ์เพื่อที่จะสามารถใช้ได้ต่อไปในอนาคต ตลาดการซื้อขายสิทธิในการใช้ประโยชน์ (Tradable Permit) จะเป็นเครื่องมือที่ใช้เพื่อควบคุมปริมาณการใช้ทรัพยากรหรือการปล่อยมลพิษให้อยู่ในระดับที่ยอมรับได้ ผู้ประกอบการใดที่ปล่อยมลพิษต่ำกว่าปริมาณใบอนุญาตในการปล่อยมลพิษที่ได้รับสามารถที่จะขายหรือโอนกรรมสิทธิการปล่อยมลพิษนั้นไปให้แก่ผู้ประกอบการรายอื่นที่ปล่อยมลพิษเกินกว่าใบอนุญาตที่ตนได้รับ ส่วนระบบมัดจำและคืนเงิน (Deposit-refund System) เป็นระบบที่สร้างแรงจูงใจให้ผู้บริโภคหลีกเลี่ยงพฤติกรรมที่มีผลกระทบต่อทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม โดยกำหนดเงื่อนไขให้ผู้บริโภคจ่ายเงินมัดจำในการซื้อผลิตภัณฑ์บางประเภท เช่น แบตเตอรี่ ยางรถยนต์ ขวดพลาสติกหรือขวดแก้ว เพื่อจูงใจให้ผู้บริโภคนำสินค้ามาคืนเพื่อนำกลับไปใช้ใหม่ เป็นต้น

ในระดับนานาชาติการหาทางป้องกันไม่ให้อุณหภูมิโลกเปลี่ยนแปลงได้เริ่มขึ้นจากอนุสัญญาสหประชาชาติว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงภูมิอากาศ (United Nation Framework Convention on Climate Change, UNFCCC) และพันธกรณีเพิ่มเติมจากอนุสัญญาฯ คือพิธีสารเกียวโต (Kyoto Protocol) มีวัตถุประสงค์หลัก คือลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก 6 ชนิด ซึ่งก่อให้เกิดผลเสียต่อสภาพภูมิอากาศ โดยพิธีสารฯ มีเป้าหมายที่จะให้มีการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกโดยรวมร้อยละ 5.2 จากระดับการปล่อยในปี พ.ศ. 2533 ให้ได้ภายในช่วงปี พ.ศ. 2551-2555 โดยมีกลไกในการลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก 3 กลไกดังนี้

1. กลไกการทำงานร่วมกัน (Joint Implementation: JI) เป็นกลไกที่แต่ละประเทศทำการตกลงดำเนินโครงการลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกร่วมกัน และทำการแบ่งสรรปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ลดได้ให้กันและกัน

2. กลไกในการซื้อขายสิทธิการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Emission Trading: ET) เป็นกลไกทางการตลาดโดยมีสินค้าเป็นปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ลดได้ ประเทศที่ไม่สามารถลดก๊าซเรือนกระจกได้ตามพันธกรณีพิธีสารเกียวโตจะสามารถเข้ามาซื้อสิทธิการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในตลาดได้เพื่อให้มีปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ลดได้เท่ากับในข้อตกลงในพิธีสารเกียวโต

3. กลไกการพัฒนาที่สะอาด (Clean Development Mechanism: CDM) เป็นกลไกที่ผลักดันให้เกิดการใช้เทคโนโลยีที่สะอาดมากขึ้น โดยก๊าซเรือนกระจกที่ลดได้จะต้องผ่านกระบวนการวัด ตรวจสอบ และผ่านการรับรอง (Certified Emission Reduction: CERs) จากหน่วยงานที่เรียกว่า CDM Executive Board (CDM EB) จึงจะสามารถนำไปซื้อขายในตลาดโลกได้

ประเทศไทยได้ให้สัตยาบันต่ออนุสัญญาฯ เมื่อวันที่ 28 ธันวาคม พ.ศ. 2537 และพิธีสารฯ เมื่อวันที่ 28 สิงหาคม พ.ศ. 2545 มีสำนักนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมเป็นหน่วยงานประสานการดำเนินงาน

ในประเทศไทยภาคการผลิตไฟฟ้าถือว่าเป็นภาคการผลิตที่สำคัญต่อความก้าวหน้าของประเทศ เนื่องจากพลังงานไฟฟ้าเป็นส่วนหนึ่งที่ทำให้เกิดการพัฒนาด้านต่างๆ เช่นการพัฒนาชีวิตของคนในประเทศ ความก้าวหน้าทางเทคโนโลยี ซึ่งมีส่วนผลักดันให้เกิดความเจริญเติบโตของประเทศ แต่ทั้งนี้การใช้ประโยชน์จากภาคการผลิตไฟฟ้านั้น ก่อให้เกิดปัญหาสิ่งแวดล้อมตามมา โดยเฉพาะในเรื่องของการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศของโลกที่เกิดจากการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการผลิตไฟฟ้า

ถึงแม้ว่าภาคการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทยจะมีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกน้อยกว่าประเทศอุตสาหกรรมอื่นๆ ของโลก แต่ความเติบโตทางเศรษฐกิจ เทคโนโลยี และการแข่งขันในอนาคตอาจทำให้เกิดการใช้พลังงานไฟฟ้ามากขึ้น ซึ่งสิ่งที่จะเกิดตามมาก็คือการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่มากขึ้นถ้าใช้เชื้อเพลิงประเภทฟอสซิลในการผลิตไฟฟ้า แต่ถ้าสามารถเปลี่ยนแปลงการใช้เชื้อเพลิงเป็นเชื้อเพลิงที่สะอาดแทนก็จะช่วยทำให้ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกลดลงได้ แต่การจะ

เปลี่ยนแปลงเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้านั้นควรคำนึงถึงต้นทุนที่จะตามมาด้วยซึ่งในการวิจัยครั้งนี้ได้เลือกพิจารณาเปรียบเทียบต้นทุนของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมกับโรงไฟฟ้าพลังน้ำเนื่องจากโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลที่ก่อให้เกิดก๊าซเรือนกระจก ซึ่งในการวิจัยนี้คือก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ส่วนโรงไฟฟ้าพลังน้ำใช้น้ำในการผลิตพลังงานไฟฟ้าซึ่งไม่ก่อให้เกิดก๊าซเรือนกระจก แต่ต้นทุนในการสร้างโรงไฟฟ้าทั้ง 2 ประเภทมีความแตกต่างกัน เป็นที่ทราบกันดีว่าโรงไฟฟ้าพลังน้ำนั้นมีต้นทุนในการก่อสร้างสูงกว่าโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม แต่หากนำเรื่องต้นทุนการบำบัดก๊าซเรือนกระจกเข้ามาพิจารณาร่วมด้วย อาจได้ข้อมูลที่เป็นแนวทางในการเลือกลงทุนในอนาคตได้ เพราะโครงการที่เหมาะสมไม่สามารถที่จะมองแต่เพียงต้นทุนในการก่อสร้างแต่เพียงอย่างเดียว แต่ควรจะต้องมองในเรื่องต้นทุนสิ่งแวดล้อมด้วยเช่นกัน

วัตถุประสงค์ของการวิจัย

1. เพื่อศึกษาต้นทุนการบำบัดก๊าซเรือนกระจกของโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมขนาดกำลังการผลิต 725 เมกะวัตต์ชั่วโมง (หรือ 725,000 กิโลวัตต์ชั่วโมง)
2. เพื่อศึกษาโครงการที่มีความเหมาะสมในการผลิตกระแสไฟฟ้าในอนาคตโดยพิจารณาจากต้นทุนของโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำ

ประโยชน์ที่ได้รับ

ผลการวิเคราะห์ที่ได้จากการศึกษาต้นทุนของโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมที่คำนึงถึงต้นทุนการบำบัดก๊าซเรือนกระจก และต้นทุนของโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำ สามารถนำไปใช้เป็นข้อมูลในการตัดสินใจเลือกลงทุนในธุรกิจผลิตกระแสไฟฟ้าได้ในอนาคต

ขอบเขตการวิจัย

1. ศึกษาต้นทุนการบำบัดก๊าซเรือนกระจก โดยการเก็บค่าปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม และใช้กลไกการซื้อขายปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Emission Trading: ET) ซึ่งเป็นกลไกภายใต้พิธีสารเกียวโตในการคำนวณ

2. ศึกษาต้นทุนของโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ขนาดกำลังการผลิต 725 เมกะวัตต์ชั่วโมง (หรือ 725,000 กิโลวัตต์ชั่วโมง) และโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำ ขนาดกำลังการผลิต 1,070 เมกะวัตต์ชั่วโมง (หรือ 1,070,000 กิโลวัตต์ชั่วโมง)

3. ใช้วิธีการวิจัย 2 วิธี คือ วิธีการศึกษาต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วย (Average Cost per Unit) และวิธีการศึกษาต้นทุนสัมฤทธิ์ผล (Cost Effectiveness)

นิยามศัพท์

โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม (Combined Cycle Power Plant) หมายถึง โรงไฟฟ้าที่ใช้เทคโนโลยีโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซและโรงไฟฟ้าพลังไอน้ำมาใช้เป็นระบบร่วมกัน ซึ่งมีความร้อนสูง (ประมาณ 500 องศาเซลเซียส) ไปผ่านหม้อน้ำและถ่ายความร้อนให้กับน้ำทำให้น้ำเดือดกลายเป็นไอน้ำเพื่อขับเคลื่อนกังหันไอน้ำ สำหรับผลิตพลังงานไฟฟ้าต่อไป

โรงไฟฟ้าพลังน้ำ (Hydroelectric Power Plant) หมายถึง โรงไฟฟ้าที่ใช้น้ำในลำน้ำธรรมชาติเป็นพลังงานในการเดินเครื่อง โดยวิธีสร้างเขื่อนปิดกั้นแม่น้ำไว้ เป็นอ่างเก็บน้ำ ให้มีระดับอยู่ในที่สูงจนมีปริมาณน้ำ และแรงดันเพียงพอที่จะนำมาหมุนเครื่องกังหันน้ำและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซึ่งอยู่ในโรงไฟฟ้าท้ายน้ำที่มีระดับต่ำกว่าได้ กำลังผลิตติดตั้งและพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้จากโรงไฟฟ้าชนิดนี้ จะเพิ่มเป็นสัดส่วนโดยตรงกับแรงดันและปริมาณน้ำที่ไหลผ่านเครื่องกังหันน้ำ

พลังงานไฟฟ้า (Energy) หมายถึง กำลังผลิตคูณกับระยะเวลาที่ทำการผลิตหรือในแง่การใช้ไฟฟ้า หมายถึง ความสิ้นเปลืองไฟฟ้าที่ใช้ ซึ่งก็คือ กำลังไฟฟ้าที่ใช้คูณกับระยะเวลาในการใช้พลังงานไฟฟ้าคำนวณได้จากขนาดกำลังผลิต (มีหน่วยเป็น วัตต์, กิโลวัตต์, เมกะวัตต์ หรือ กิกะวัตต์) คูณด้วยเวลาที่ผลิต (มีหน่วยเป็น ชั่วโมง) ทำให้พลังงานไฟฟ้ามีหน่วยเป็นวัตต์ชั่วโมง, กิโลวัตต์ชั่วโมง, เมกะวัตต์ชั่วโมง หรือกิกะวัตต์ชั่วโมง

กิโลวัตต์ (Kilowatt – KW) = 10^3 watt

เมกะวัตต์ (Megawatt-MW) = 10^6 watt

กิกะวัตต์ (Gigawatt-GW) = 10^9 watt

กำลังการผลิตไฟฟ้า (Capacity) หมายถึง ความสามารถที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้าจะผลิตพลังงานไฟฟ้าได้สูงสุด กำลังการผลิตมีหน่วยเป็น “วัตต์” หรือ “กิโลวัตต์” หรือ “เมกะวัตต์”

กำลังการผลิตติดตั้ง (Installed Capacity) หมายถึง ผลรวมของกำลังการผลิตของโรงไฟฟ้าทั้งหมดของระบบไฟฟ้า ในกรณีของ กฟผ. มีกำลังการผลิตติดตั้งมากกว่าความต้องการใช้ไฟฟ้าสูงสุดประมาณร้อยละ 15 ปริมาณการผลิตส่วนนี้คือกำลังการผลิตสำรอง (Reserve Capacity) สำหรับใช้กรณีที่โรงไฟฟ้าขัดข้องหรือหยุดเดินเครื่องเพื่อบำรุงรักษา

Plant Factor (PF) คือประสิทธิภาพของโรงไฟฟ้าที่สามารถเดินเครื่องผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ โดยโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมมีค่า PF เท่ากับร้อยละ 80 หมายความว่าโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมจะผลิตพลังงานไฟฟ้าได้ร้อยละ 80 ของกำลังการผลิตติดตั้ง

บีทียู (BTU) คือ หน่วยวัดค่าความร้อนของเชื้อเพลิงชนิดหนึ่ง ย่อมาจากคำว่า British Thermal Unit สำหรับก๊าซธรรมชาติจะใช้ค่าความร้อนบีทียูเป็นหน่วยวัดมาตรฐานในการซื้อขาย ตัวอย่างเช่น กำหนดราคาขายไว้ 100 บาทต่อความร้อน 1 ล้านบีทียู หรือใช้เป็นหน่วยวัดกลางเพื่อแปลงหน่วยของเชื้อเพลิงชนิดต่างๆ ให้สามารถเทียบปริมาณซึ่งกันและกันได้

ปรากฏการณ์เรือนกระจก (The Greenhouse Effect) หมายถึง ปรากฏการณ์ที่เกิดจากก๊าซเรือนกระจกที่สะสมในบรรยากาศได้เพิ่มสูงขึ้นอย่างมาก ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมโลกโดยการ “ดัก” ความร้อนที่พื้นผิวโลกไม่ให้กลับคืนสู่บรรยากาศ ทำให้อุณหภูมิของโลกสูงขึ้น

ก๊าซเรือนกระจก (Greenhouse Gas) หมายถึง ก๊าซที่มีลักษณะเหมือนกระจกที่ห่อหุ้มโลกไว้ เป็นก๊าซที่เกิดจากกิจกรรมของมนุษย์ เช่น โรงงานอุตสาหกรรม เกษตรกรรม เครื่องจักรกล การทำลายป่า ได้แก่ ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2), ก๊าซมีเทน (CH_4), ก๊าซไนตรัสออกไซด์ (N_2O), ก๊าซไฮโดรฟลูโอโรคาร์บอน (HFCs), ก๊าซเปอร์ฟลูโอโรคาร์บอน (PFCs) และก๊าซซัลเฟอร์เฮกซะฟลูออไรด์ (SF_6)

มลพิษทางอากาศ (Air Pollution) หมายถึง ภาวะอากาศที่มีสิ่งเจือปนอยู่ในปริมาณที่สูงกว่าระดับปกติเป็นเวลานานพอที่จะทำให้เกิดอันตรายต่อมนุษย์ สัตว์ และพืช อาจเกิดขึ้นเองตามธรรมชาติ มลพิษทางอากาศที่เกิดจากการกระทำของมนุษย์ ได้แก่ มลพิษจากท่อไอเสียของรถยนต์

จากกระบวนการผลิตของโรงงานอุตสาหกรรม จากกิจกรรมทางการเกษตรและจากการระเหยของก๊าซบางประเภท เป็นต้น

พลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy) หมายถึง แหล่งพลังงานที่มีอยู่ในธรรมชาติและสามารถหามาทดแทนได้ไม่มีวันหมด เป็นพลังงานที่ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมน้อยกว่าการใช้พลังงานที่ได้จากฟอสซิล จึงเป็นอีกทางเลือกหนึ่งในการนำมาใช้ให้เกิดประโยชน์ ได้แก่ พลังน้ำ พลังงานความร้อนใต้พิภพ พลังงานแสงอาทิตย์ และพลังงานลม ทั้งนี้ ยังรวมถึงพลังงานชีวภาพ ได้แก่ ก๊าซโซฮอลล์ และไบโอดีเซลด้วย

พลังงานจลน์ (Kinetic energy) หมายถึง พลังงานที่มีอยู่ในวัตถุที่กำลังเคลื่อนที่ เช่น รถยนต์ กำลังเล่น เครื่องบินกำลังบิน พัดลมกำลังหมุน น้ำกำลังไหลหรือน้ำตกจากหน้าผา จึงกล่าวได้ว่า "วัตถุที่กำลังเคลื่อนที่ส่วนมีพลังงานจลน์ทั้งสิ้น ปริมาณพลังงานจลน์ในวัตถุจะมีมากหรือน้อยขึ้นอยู่กับมวลและความเร็วของวัตถุนั้น"

พลังงานศักย์ (Potential energy) หมายถึง พลังงานที่สะสมไว้ในสิ่งต่างๆ เนื่องจากที่ตั้งของสิ่งนั้น หรือเพราะสิ่งนั้นถูกกระทำโดยสิ่งอื่น เช่น พลังงานในสิ่งของหนักที่ถูกยกขึ้น พลังงานในคันธนูที่ถูกโก่ง พลังงานในอ่างน้ำที่อยู่สูง

บทที่ 2

การตรวจเอกสาร

ทฤษฎีที่ใช้ในการวิจัย

การวัดความคุ้มค่าของโครงการ

ความหมายของโครงการ

โดยทั่วไปโครงการ หมายถึง สิ่งซึ่งถูกเสนอจัดสร้างขึ้นมาเพื่อให้บรรลุวัตถุประสงค์หนึ่งภายในระยะเวลาและงบประมาณที่กำหนด ขยายความได้ว่าโครงการจะต้องมีอายุเริ่มต้นและสิ้นสุด และจะเป็นเวลาที่ปีนั้นก็ขึ้นอยู่กับลักษณะของโครงการ และอีกประเด็นหนึ่งคือการสร้างโครงการขึ้นมาจะต้องมีต้นทุนเกิดขึ้น ซึ่งจะถูกนำไปเปรียบเทียบกับวัตถุประสงค์ที่สามารถบรรลุได้จากการสร้างโครงการ วัตถุประสงค์นี้เรียกว่า “ประโยชน์ของโครงการ” ดังนั้น การสร้างโครงการขึ้นมาจึงมีทั้งต้นทุนที่เกิดขึ้น (Costs) และผลประโยชน์ที่จะได้รับ (Benefits) (ชูชีพ, 2540)

การประเมินความคุ้มค่าของโครงการ

การตัดสินใจจะเลือกโครงการใดโครงการหนึ่งเพื่อการลงทุน ขึ้นอยู่กับความคุ้มค่าของโครงการนั้นๆ ความคุ้มค่าของโครงการวัดได้จากการเปรียบเทียบกันระหว่างผลประโยชน์กับต้นทุนของโครงการ แต่ประเด็นที่น่าสนใจอยู่ที่ว่าจะนับผลประโยชน์และต้นทุนของโครงการนั้นได้หรือไม่ และอย่างไร ถ้าหากสามารถระบุและวัดผลประโยชน์และต้นทุนของโครงการเป็นค่าเชิงปริมาณได้ การวิเคราะห์โครงการก็จะเป็นไปตามวิธีการวิเคราะห์ต้นทุนและผลประโยชน์ (Cost Benefit Analysis: CBA) แต่ถ้าหากเพียงต้นทุนเท่านั้นที่สามารถระบุและวัดค่าเป็นเชิงปริมาณได้ในขณะที่ผลประโยชน์ของโครงการไม่อาจวัดหรือยากที่จะวัดเป็นตัวเงินได้แล้ว การวิเคราะห์โครงการจะใช้วิธีต้นทุนสัมฤทธิ์ผล (Cost Effectiveness) โดยการวิเคราะห์ค่าใช้จ่ายต่ำสุด (Least-Cost Analysis)

การตัดสินใจที่จะรับหรือปฏิเสธโครงการจะต้องทำการตัดสินใจในปัจจุบันเพื่อผลที่คาดว่าจะเกิดขึ้นในอนาคต เนื่องจากโครงการอาจมีอายุหลายปี และมีกระแสต้นทุนและผลประโยชน์ที่แตกต่างกันในอนาคต วิธีการที่ใช้กันในปัจจุบันคือการหามูลค่าปัจจุบัน (Present Value) ซึ่งมีองค์ประกอบที่สำคัญ 2 ประการคือ

1. อายุโครงการ (Project Cost) กล่าวคือ อายุของโครงการจะเริ่มขึ้นเมื่อโครงการเริ่มการก่อสร้างและสิ้นสุดลงเมื่อโครงการไม่สามารถที่จะให้ผลประโยชน์ได้อีกต่อไป อายุโครงการแบ่งออกเป็น 2 ระยะ คือ ระยะการก่อสร้างและระยะการดำเนินงาน โครงการจะให้ผลประโยชน์รายปีนับตั้งแต่ปีแรกของการดำเนินโครงการจนถึงปีสุดท้ายของระยะเวลาโครงการ

อายุโครงการใช้ในการวิเคราะห์ด้านเศรษฐกิจ โดยทั่วไปจะมีอายุประมาณ 25 ปี เพราะผลตอบแทนใดๆ ต่อการลงทุนที่เกินไปกว่า 25 ปี จะไม่ก่อให้เกิดความแตกต่างในการเลือกโครงการแต่อย่างใด แต่ทางด้านเทคนิคการวิเคราะห์ด้านเศรษฐกิจควรครอบคลุมระยะเวลาที่ยาวนานกว่า 25 ปี ด้วยเหตุผลที่ว่าตัวเชื่อมสามารถที่จะใช้งานได้นานถึง 50 ปี เพื่อแสดงว่าการวิเคราะห์ทางด้านเศรษฐกิจที่เกินกว่า 25 ปี จะให้ผลที่แตกต่างเพียงเล็กน้อยในการเลือกโครงการ เช่น ที่อัตราคิดลดร้อยละ 14 ผลประโยชน์ที่ได้รับในปีที่ 50 จะมีมูลค่าปัจจุบันคิดเป็นเพียง 1 ใน 1,000 ของมูลค่าในอนาคตดังกล่าวเท่านั้น กล่าวคือ เงิน 1,000 บาท ที่ได้รับในปีที่ 50 จะมีเพียง 1 บาทในวันนี้ หรือจากการเพิ่มอายุโครงการขึ้นเท่าตัวจาก 25 ปี เป็น 50 ปี ในการวิเคราะห์จะทำให้มูลค่าปัจจุบันของต้นทุนโครงการเพิ่มขึ้น 1 ใน 4 ของผลประโยชน์สุทธิรายปีในปีที่ 1 เท่านั้น

2. อัตราคิดลด (Discount Rate) กล่าวคือ เงินหนึ่งบาทที่จะได้รับในอนาคต (Future Value) จะมีค่าน้อยกว่าเงิน 1 บาทที่อยู่ในมือในปัจจุบัน ดังนั้น จำนวนรวมในอนาคตจึงมีค่าน้อยกว่าปัจจุบันของเงินตราจำนวนเดียวกัน

การหามูลค่าปัจจุบันของต้นทุนโครงการ

ในการประเมินมูลค่าโครงการเพื่อดูความคุ้มทุนนั้น ทั้งกระแสต้นทุนและกระแสผลประโยชน์ของโครงการจะถูกปรับค่าไว้ที่เวลาเดียวกันก่อนจะนำมาเปรียบเทียบและวิเคราะห์ วิธีการปรับค่านี้นี้รู้จักกันโดยทั่วไปว่า “การคิดลด” (Discounting) กล่าวคือ ต้นทุนของโครงการในอนาคตจะถูกแปลงค่าให้กลายเป็นมูลค่าปัจจุบันของต้นทุนโครงการโดยใช้สูตรดังนี้

มูลค่าปัจจุบันของต้นทุนโครงการ

สูตรการคำนวณ
$$P_0 = F_t \times \frac{1}{(1+r)^t}$$

กำหนดให้	P_0	=	มูลค่าปัจจุบันในปีที่ 0
	F_t	=	จำนวนต้นทุนที่เกิดขึ้นในปีที่ t
	r	=	อัตราคิดลด (Discount Rate)
	t	=	ปีที่ต้นทุนนั้นเกิด

การวิเคราะห์ต้นทุนสัมฤทธิ์ผล (Cost Effectiveness Analysis)

การผลิตสิ่งของในปริมาณใดปริมาณหนึ่งสามารถที่จะดำเนินการได้ในหลายทางเลือก ภายใต้สถานการณ์เดียวกัน โดยแต่ละทางเลือกมีขีดความสามารถในการทำงานได้เท่าเทียมกัน แต่ค่าใช้จ่ายของแต่ละทางเลือกมีความแตกต่างกันออกไป ถ้าหากทางเลือกใดทางเลือกหนึ่งมีค่าใช้จ่ายต่ำสุดจะเลือกทางเลือกนั้น ทางเลือกอื่นๆ ก็ไม่จำเป็นอีกต่อไป ผลประโยชน์ของแต่ละทางเลือกไม่สามารถวัดหรือตีค่าเป็นตัวเลขเชิงปริมาณได้ จึงกำหนดให้ผลประโยชน์ของโครงการมีค่าคงที่สำหรับทุกทางเลือก ดังนั้น การวิเคราะห์โครงการประเภทนี้จะต้องดำเนินการตามวิธีของต้นทุนสัมฤทธิ์ผล

ในการวิเคราะห์ค่าใช้จ่ายต่ำสุดมีความแตกต่างจากการวิเคราะห์ต้นทุนและผลประโยชน์ คือ การวิเคราะห์ค่าใช้จ่ายต่ำสุดจะอาศัยข้อสมมติที่ว่าผลประโยชน์มีค่าคงที่และเท่ากันสำหรับทุกทางเลือก โครงการที่เหมาะสมจะใช้เทคนิคการวิเคราะห์แบบนี้ คือ โครงการสาธารณสุขูปโภคต่างๆ เช่น ไฟฟ้า ประปา โทรศัพท์ เป็นต้น

การวิเคราะห์ต้นทุน

การวิเคราะห์ต้นทุนจะต้องอยู่บนเงื่อนไขที่ว่า การจะบรรลุวัตถุประสงค์ใดวัตถุประสงค์หนึ่งนั้นกระทำได้หลายทางเลือก ทางเลือกใดที่มีต้นทุนต่ำสุดหรือมีประสิทธิภาพทางต้นทุนดีกว่า ทางเลือกอื่น ทางเลือกนั้นควรได้รับเลือก ในการวิเคราะห์ต้นทุนนั้นจะประกอบไปด้วย

1. ต้นทุนตรง (Direct Costs) หมายถึง มูลค่าการใช้ทรัพยากรหรือปัจจัยการผลิตเพื่อการลงทุน เพื่อดำเนินงานและบำรุงรักษาโครงการ ค่าใช้จ่ายประเภทนี้จัดเป็นค่าใช้จ่ายโดยตรงของโครงการ บางครั้งจึงมีการเรียกค่าใช้จ่ายประเภทนี้ว่าต้นทุนทางตรง ซึ่งประกอบด้วย

1.1 ต้นทุนในการลงทุน หมายถึงมูลค่าของการใช้ทรัพยากรไปเพื่อสร้างสิ่งอำนวยความสะดวกถือเป็นฐานการผลิต ต้นทุนประเภทนี้โดยทั่วไปประกอบด้วย ดังนี้

1.1.1 ที่ดินและสิ่งก่อสร้าง

1.1.2 ค่าอาคารและงานโยธา

1.1.3 ค่าเครื่องจักรและอุปกรณ์ เช่นเครื่องจักร เครื่องมือการผลิต อุปกรณ์บำรุงรักษา อุปกรณ์อื่น ๆ ะไหล่

1.2 ค่าดำเนินงานและบำรุงรักษา หมายถึง ค่าดำเนินงานและบำรุงรักษาโครงการ ทั้งนี้เพื่อให้โครงการสามารถดำเนินงานและบำรุงรักษาโครงการ เพื่อให้โครงการดำเนินงานได้ตามปกติ ต้นทุนประเภทนี้โดยทั่วไปประกอบด้วย ดังนี้

1.2.1 ต้นทุนในการผลิต ค่าวัตถุดิบ ค่าแรงงาน ค่าเชื้อเพลิง ค่าบำรุงรักษา ค่าใช้จ่ายเบ็ดเตล็ดต่างๆ

1.2.2 ต้นทุนอื่นๆ เช่น ค่าภาษี ค่าประกัน ค่าเสื่อมราคา และค่าใช้จ่ายอื่นๆ

ในระยะแรกของการดำเนินงาน เมื่อการผลิตยังอยู่ในระดับต่ำต้นทุนส่วนนี้จะมีน้อยและเมื่อระดับการผลิตสูงขึ้นต้นทุนนี้จะเพิ่มขึ้น ดังนั้นในการประเมินต้นทุนในส่วนนี้ มักนิยมประมาณการเป็นแต่ละรายการต้นทุนตามที่คาดว่าจะมี ให้สอดคล้องกับปริมาณการผลิตและการดำเนินงาน

2. **ต้นทุนทางอ้อม (indirect costs)** จะเกิดขึ้นเมื่อโครงการมีผลกระทบในทางลบต่อสภาพแวดล้อม ผลกระทบด้านนี้ส่วนใหญ่จะเกิดจากปัญหาทางด้านเทคนิคของโครงการ ซึ่งเรียกกันว่า ผลเสียหายภายนอกด้านเทคนิค เช่นการส่งเสริมอุตสาหกรรมอาจมีผลทำให้ปลาต่น้อยลง เนื่องจากเมื่อมีโรงงานอุตสาหกรรมแล้ว โรงงานปล่อยน้ำเสียลงไปในแม่น้ำ เป็นต้น เพื่อนำไปรวมเป็นต้นทุนของโครงการ

ต้นทุนทางอ้อม อาจประกอบด้วย ต้นทุนทั้งในส่วนที่เกี่ยวกับการป้องกันแก้ไขผลกระทบสิ่งแวดล้อม และต้นทุนทางเศรษฐกิจที่ทำให้ทรัพยากรเกิดการสูญเสีย

สำหรับรายการต้นทุนที่ไม่ถือว่าเป็นต้นทุนในการวิเคราะห์โครงการทางเศรษฐกิจ ได้แก่ รายการดังต่อไปนี้

1. **ค่าภาษี (Tax)** ค่าภาษีที่โครงการจ่ายให้แก่รัฐบาลไม่ว่าจะเป็นในรูปแบบภาษีทางตรงหรือภาษีอื่นใดก็ตาม แม้จะมีการจ่ายเป็นภาษีไปจริงก็ตาม แต่สำหรับการวิเคราะห์โครงการไปสู่รัฐบาล มิได้มีส่วนต่อการใช้ทรัพยากรจริงๆ ของโครงการแต่ประการใด ดังนั้นกรณีที่ค่าภาษีได้มีการรวมไว้ในค่าใช้จ่ายทางการเงินของโครงการแล้ว ก็ต้องมีการหักรายการภาษีออก

2. **ค่าชำระหนี้ (Debt Service)** ค่าชำระหนี้เป็นรายการโอนประเภทหนึ่งของโครงการ เมื่อโครงการได้รับเงินกู้มา จะเป็นผลให้โครงการมีทุนหมุนเวียนเพื่อใช้ในการลงทุน และเมื่อต้องการชำระหนี้คืนในรูปดอกเบี้ยและเงินต้น ก็จะทำให้เงินทุนหมุนเวียนของโครงการลดน้อยลง ในทางบัญชีการเงินจึงถือว่าเงินกู้รับเป็นรายได้ ส่วนการชำระหนี้เป็นรายจ่าย แต่สำหรับการวิเคราะห์โครงการโดยส่วนรวมทางเศรษฐกิจแล้ว รายการเงินกู้และการชำระหนี้จะเป็นเพียงรายการโอนกันในรูปแบบกระแสการเงิน หรือในทางบัญชีการเงินเท่านั้น มิได้เกี่ยวกับการใช้ทรัพยากรจริงๆ ไปเพื่อผลิตสินค้าหรือบริการแต่ประการใด และจะต้องหักออกจากค่าใช้จ่ายหากมีรายการนี้

3. **ค่าเสื่อมราคา (Depreciation)** ในการวิเคราะห์ทางเศรษฐกิจ จะไม่รวมค่าเสื่อมราคาไว้เป็นส่วนหนึ่งของค่าใช้จ่ายของโครงการ เมื่อมีการซื้อสินค้าประเภททุนหรือทรัพย์สินถาวรมาใช้กับโครงการในปีใด ก็ได้มีการพิจารณาเป็นค่าใช้จ่ายในปีนั้นไปแล้ว จึงไม่จำเป็นต้องมีการหักค่าเสื่อมราคาของการใช้ในปีต่อๆ มาอีก

4. ต้นทุนจม (Sunk Cost) คือ ต้นทุนที่เกิดขึ้นก่อนที่จะประเมินโครงการ และไม่อาจหลีกเลี่ยงได้ แม้ว่าโครงการจะเกิดหรือไม่เกิดก็ตาม ควรตัดออกจากต้นทุนของโครงการซึ่งเราจะรวมเฉพาะต้นทุนที่สามารถหลีกเลี่ยงได้ เมื่อไม่มีโครงการเกิดขึ้นเท่านั้น

5. เงินสำรองจ่าย (Contingencies) “ในทางเศรษฐศาสตร์” จะคิดเฉพาะเงินสำรองจ่ายที่กันไว้เฉพาะรายการและราคาที่เราคาดว่าจะมีการเปลี่ยนแปลง ไม่รวมถึงเงินสำรองจ่ายสำหรับเงินเพื่อเพราะเงินเพื่อเป็นการเพิ่มราคาให้กับสินค้าโดยทั่วไป โดยกระทบราคาที่ใช้คำนวณต้นทุนและผลประโยชน์ในอัตราเดียวกัน จึงไม่ส่งผลกระทบต่อราคาโดยเปรียบเทียบ (Relative Price) แต่ถ้าการเปลี่ยนแปลงราชนั้น ทำให้ราคาสินค้าแต่ละชนิดขึ้นลงไม่เท่ากัน เป็นผลให้ราคาโดยเปรียบเทียบเพิ่มขึ้น ต้องมีการปรับราคาตามที่คาดคะเนไว้ สำหรับการวิเคราะห์ทางเศรษฐศาสตร์ ราคาที่นำมาวัดต้นทุนและผลประโยชน์ของโครงการจะเป็นราคาที่สะท้อนถึงมูลค่าที่แท้จริงของทรัพยากรนั้นๆ แสดงถึงราคาที่เต็มใจจะจ่ายของผู้บริโภค ราคานี้เรียกว่า ราคาเงา (Shadow Price)

ผลงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

ยิ่งปรารถนา แก้วปลั่ง (2534) ได้ทำการศึกษาความเป็นไปได้ในการสร้างคันดินป้องกันปัญหาน้ำท่วมอันเนื่องมาจากปรากฏการณ์เรือนกระจก กรณีศึกษา พื้นที่เสี่ยงกึ่งกุลาดำ สหกรณ์นิคมประมงกาญจนดิษฐ์ อำเภอกาญจนดิษฐ์ จังหวัดสุราษฎร์ธานี ได้กล่าวในการศึกษาว่า ปัญหาปรากฏการณ์เรือนกระจกเป็นปัญหาที่ทวีความสำคัญมากขึ้นในปัจจุบัน ผลจากปรากฏการณ์เรือนกระจกอย่างหนึ่งคือ การที่บรรยากาศของโลกมีอุณหภูมิสูงขึ้นซึ่งก่อให้เกิดการหลอมละลายของน้ำแข็งบริเวณขั้วโลก ผลที่เกิดขึ้นตามมามีคือ ระดับน้ำทะเลจะเพิ่มสูงขึ้น โดยที่ผู้ได้รับผลกระทบโดยตรงจากปรากฏการณ์นี้คือ ผู้ที่อาศัยและประกอบอาชีพบริเวณชายฝั่ง การศึกษาในครั้งนี้มีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาถึงความเป็นไปได้ในการสร้างคันดินป้องกันปัญหาน้ำทะเลท่วมอันเนื่องมาจากปรากฏการณ์เรือนกระจก รอบพื้นที่เสี่ยงกึ่งกุลาดำบริเวณชายฝั่งสหกรณ์นิคมประมงกาญจนดิษฐ์ โดยใช้ข้อมูลจากการสัมภาษณ์และค้นคว้าในช่วงปี พ.ศ. 2529-2534

ผลการศึกษาและวิเคราะห์พบว่า ด้วยอัตราคิดลด 12% ตลอดอายุโครงการ 25 ปี ผลประโยชน์สุทธิในรูปมูลค่าปัจจุบันของการทำนาเกลือกุลาดำ หลังหักค่าใช้จ่ายในการเสริมสร้างคันดินในรูปมูลค่าปัจจุบันมีมูลค่า 7,294 ล้านบาท เมื่อทำการวิเคราะห์ความอ่อนไหวของโครงการพบว่า ถ้าต้นทุนในการเลี้ยงกุลาดำเพิ่มขึ้นจากเดิมร้อยละ 15 ตลอดอายุโครงการ 25 ปี

ผลประโยชน์สุทธิในรูปมูลค่าปัจจุบันของการทำนาทุ่งกุลาค่าหลังจากหักค่าใช้จ่ายในการเสริมสร้างคันดินในรูปมูลค่าปัจจุบัน มีมูลค่า 5,776 ล้านบาท ถ้าราคาผลผลิตทุ่งกุลาค่าลดลงจากเดิมร้อยละ 10 และร้อยละ 15 ตลอดอายุโครงการ 25 ปี ผลประโยชน์สุทธิในรูปมูลค่าปัจจุบันของการทำนาทุ่งกุลาค่าหลังจากหักค่าใช้จ่ายในการเสริมสร้างคันดินในรูปมูลค่าปัจจุบันมีมูลค่า 5,541 ล้านบาท และ 4,663 ล้านบาท ตามลำดับ และถ้าต้นทุนในการเลี้ยงทุ่งกุลาค่าเพิ่มขึ้นจากเดิมร้อยละ 15 และราคาผลผลิตทุ่งกุลาค่าลดลงจากเดิมร้อยละ 10 และร้อยละ 15 ตลอดอายุโครงการ 25 ปี ผลประโยชน์สุทธิในรูปมูลค่าปัจจุบันของการทำนาทุ่งกุลาค่าหลังจากหักค่าใช้จ่ายในการเสริมสร้างคันดินในรูปมูลค่าปัจจุบันมีมูลค่า 4,020 และ 3,142 ล้านบาท ตามลำดับ แสดงว่ามีความเป็นไปได้ในการสร้างคันดินเพื่อป้องกันปัญหาน้ำทะเลท่วมฉับพลันเนื่องมาจากปัญหาปรากฏการณ์เรือนกระจก

รัชชัย วงพงศธร (2534) ได้ทำการรวบรวมบันทึกผลการค้นคว้าของนักวิทยาศาสตร์ต่างชาติและความขัดแย้งอันเกี่ยวกับปรากฏการณ์เรือนกระจกว่า จิม ไททส์ ผู้จัดการโครงการศึกษาการเปลี่ยนแปลงของโลกแห่งองค์การป้องกันสภาพแวดล้อมของสหรัฐอเมริกา ชี้ว่าในปี พ.ศ. 2693 น้ำทะเลจะสูงขึ้นถึง 50 เซนติเมตร ถึง 2 เมตร ควรมีการวางแผนการใช้ที่ดินในระยะยาว มหาวิทยาลัยเดอร์แฮม ได้ระบุว่า โลกทั้งโลกอาจประสบภัยพิบัติร้ายแรงจากระดับน้ำทะเลที่สูงขึ้น 23 เซนติเมตร ภายใน 2-3 สัปดาห์ และในเวลา 2-3 ปี อาจสูงขึ้นหลายเมตร ไนน์ นิสเซน ศาสตราจารย์ทางธรณีฟิสิกส์ แห่งมหาวิทยาลัยโคเปนเฮเกน ได้ขัดแย้งความคิดเห็นดังกล่าว โดยได้ตรวจสอบระดับน้ำขึ้น น้ำลงจากข้อมูลบันทึกในช่วงศตวรรษที่ผ่านมา พบว่า ระดับน้ำทะเลสูงขึ้นเพียง 10-15 เซนติเมตร และไม่พบดัชนีใดๆ ที่ชี้ว่าการเพิ่มระดับน้ำทะเลจะเกี่ยวข้องกับปรากฏการณ์เรือนกระจก

อรรธรณ ทongsรีนุช (2535) ได้ศึกษาเรื่องผลกระทบของการเปลี่ยนแปลงภูมิอากาศและสิ่งแวดล้อมโลกจากก๊าซเรือนกระจกต่อการทำนาข้าว โดยผลการศึกษาพบว่า ปัจจัยที่เกี่ยวข้องกับการปล่อยก๊าซมีเทนจากการทำนาข้าว ได้แก่ เนื้อดิน ความเป็นกรด-ด่าง (pH) ปริมาณอินทรีย์วัตถุ ปริมาณไนโตรเจน ค่ารีดอกซ์โพเทนเชียล (Eh) สภาพอากาศออกซิเจน อุณหภูมิอากาศ/ดิน รวมทั้งต้นข้าวและพันธุ์ข้าว วิธีการทำนา/วิธีการเพาะปลูก นอกจากนี้แล้ว การเก็บตัวอย่างอากาศเพื่อตรวจวัดก๊าซมีเทนจะมีความสำคัญมาก เพราะผลการศึกษาวิจัยครั้งนี้พบว่า อัตราการปล่อยก๊าซมีเทนสูงสุดเกิดในระหว่างที่ต้นข้าวสร้างเมล็ดของการปลูกข้าวนาสวน/นาปักดำ และในระยะตั้งท้องของการปลูกข้าวนาสวน/นาหว่าน ระยะเวลาในรอบวันที่การปล่อยก๊าซมีเทนมากที่สุด คือ 13.00-15.00 นาฬิกา

การประเมินการปล่อยก๊าซมีเทนของนาข้าวของประเทศไทยน่าจะอยู่ในช่วงของตัวเลข 9.00-20.57 มิลลิกรัมต่อตารางเมตร-ชั่วโมง ของวิธีการปลูกข้าวนาสวน ระยะเวลาปลูกข้าวที่ใช้ในการคำนวณคิดเฉพาะระยะเวลานาข้าวน้ำขัง 95 วัน ดังนั้นหากประเมินขยายพื้นที่ด้วยพื้นที่นาข้าวน้ำขังประมาณ 80,000 ตารางกิโลเมตรของนาข้าวปี และประมาณ 8,000 ตารางกิโลเมตรของนาข้าวปรัง การปล่อยก๊าซมีเทนจากนาข้าวของประเทศไทยจะมีประมาณ 1.81-4.03 ล้านตันต่อปี

ทั้งนี้ได้รวบรวมข้อมูลเกี่ยวกับการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศจากหนังสือพิมพ์ต่างๆ ดังนี้

จากเหตุการณ์เฮอริเคนถล่ม 4 รัฐทางใต้ริมอ่าวเม็กซิโก ได้พ่นนาบี ถล่มชายฝั่งด้านใต้ของญี่ปุ่น พายุไต้ฝุ่นทาลิม ถล่มมณฑลฝูเจี้ยน และเจ้อเจียงทางใต้ของจีน 3 เหตุการณ์ 3 ภัยธรรมชาติ ส่วนหนึ่งเกิดจากพฤติกรรมของมนุษย์ ไม่ใช่เรื่องของธรรมชาติแต่เพียงอย่างเดียว โฆษกกลุ่มสิ่งแวดล้อมโลก โกลบอล 2000 เผยแพร่ข้อมูลระบุว่า ภัยธรรมชาติทั่วโลกจะทวีความรุนแรงมากขึ้นและเกิดขึ้นบ่อยครั้งขึ้นในอนาคต ซึ่งเป็นผลมาจากอุณหภูมิของโลกที่ร้อนขึ้น โดยปัจจุบันระดับคาร์บอนไดออกไซด์ในชั้นบรรยากาศอยู่ที่ 380 ส่วนต่อล้านส่วน สูงกว่าเมื่อล้านปีก่อนประมาณ 30% ผลกระทบจากโลกที่ร้อนขึ้นและปฏิกิริยาเรือนกระจกทำให้อุณหภูมิเฉลี่ยทั่วโลกเพิ่มราว 0.6 องศาเซลเซียส ตั้งแต่ปี 2543 นำไปสู่การก่อตัวของพายุเฮอริเคนที่มีอำนาจทำลายรุนแรงอย่างเฮอริเคน “แคทรินา” ที่สร้างความเสียหายครั้งใหญ่กับสหรัฐอเมริกา (หนังสือพิมพ์ผู้จัดการรายสัปดาห์, 9 กันยายน 2548)

นายจูเลียนเน สโตรเฟว (Julienne Stroeve) นักวิทยาศาสตร์แห่งศูนย์น้ำแข็งและหิมะแห่งสหรัฐอเมริกา เผยการศึกษาร่วมกับมหาวิทยาลัยโคโรลาโด (University of Colorado) และมหาวิทยาลัยวอชิงตัน (University of Washington) ในการสำรวจขั้วโลกด้วยดาวเทียมว่า ปริมาณทะเลน้ำแข็งที่ละลายในปี พ.ศ. 2548 มีมากจนทำให้เหลือแผ่นน้ำแข็งปกคลุมมหาสมุทรอาร์กติกน้อยมากที่สุดในช่วง 100 ปี และอุณหภูมิก็สูงขึ้นอย่างเห็นได้ชัด โดยอุณหภูมิเฉลี่ยของแถบอาร์กติกตั้งแต่เดือนมกราคมถึงเดือนสิงหาคม พ.ศ. 2548 สูงกว่าค่าเฉลี่ย 5.4 องศาเซลเซียสนับได้ว่าสูงสุดในรอบ 50 ปีที่ผ่านมา ซึ่งนายเท็ด สกัมโบส (Ted Scambos) จากมหาลัยโคโรลาโดชี้ว่า การละลายของน้ำแข็งขั้วโลกมีแนวโน้มจะเกิดขึ้นอย่างรวดเร็วจากสัญญาณที่ระบุไว้ชัดเจนก็คือ อุณหภูมิบริเวณขั้วโลกเหนือเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็วในรอบทศวรรษนี้ สัตว์บางสายพันธุ์ไม่สามารถ

ปรับตัวได้ เช่นหมีขั้วโลก และแมวน้ำซึ่งถิ่นที่อยู่ของมันเริ่มที่จะหดไปเนื่องจากอัตราการละลายของน้ำแข็งในมหาสมุทรอาร์กติกที่สูงมาก (ผู้จัดการออนไลน์, 2548)

กลุ่มอนุรักษ์ได้จัดเก็บข้อมูลโดยสำรวจวัดธารน้ำแข็งบนเทือกเขาหิมาลัย ซึ่งใหญ่เป็นอันดับสองของโลกรองจากธารน้ำแข็งบนขั้วโลกเหนือ พบว่ามีอัตราการลดลงโดยเฉลี่ย 10-15 เมตรต่อปี นางเจนนิเฟอร์ มอร์แกน ผู้อำนวยการโครงการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศโลกขององค์การกองทุนสัตว์ป่าโลก กล่าวว่า การละลายตัวของธารน้ำแข็งบนเทือกเขาหิมาลัยอย่างรวดเร็ว อาจทำให้ปริมาณน้ำในแม่น้ำเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว และเป็นสาเหตุของน้ำท่วมเป็นพื้นที่กว้าง แต่หลังจากนั้นอีกไม่กี่สัปดาห์ปริมาณน้ำในแม่น้ำจะลดลงเรื่อยๆ จนถึงระดับแห้งขอดในช่วงปลายน้ำ อาทิ ปริมาณน้ำในแม่น้ำโขงจะลดลงจนไม่เพียงพอสำหรับการล่องเรือ เพาะปลูก เช่นเดียวกับแม่น้ำหลักอื่นๆ ซึ่งมีนัยสำคัญต่อเศรษฐกิจขนาดใหญ่และปัญหาด้านสิ่งแวดล้อม สำหรับประชาชนในตะวันตกของประเทศจีน เนปาล อินเดีย และผู้อาศัยอยู่บริเวณแหล่งน้ำ เมื่อการไหลของน้ำจากธารน้ำแข็งลดลง พลังงานไฟฟ้าที่ได้จากน้ำก็จะลดลงตามไปด้วย และอาจเป็นปัญหาสำหรับอุตสาหกรรม เช่นเดียวกับปัญหาด้านเกษตรกรรม รวมทั้งปริมาณน้ำในชลประทานที่ลดลง ก็ทำให้ผลผลิตลดลงตามไปด้วยเช่นกัน (หนังสือพิมพ์คมชัดลึก, 2548)

สำหรับประเทศไทยนักธรณีวิทยากำลังกังวลเกี่ยวกับปัญหาการเพิ่มขึ้นของระดับน้ำทะเลซึ่งเพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่องหลังจากที่ไม่กี่ที่ผ่านมาแม่น้ำโขงมีอัตราการละลายที่เร็วขึ้นอย่างมากซึ่งหากอัตราการละลายของน้ำแข็งขั้วโลกเป็นเช่นนี้จะส่งผลให้ชายฝั่งบริเวณอ่าวไทยตอนบนซึ่งเป็นชายฝั่งทะเลติดต่อกันของ 5 จังหวัด คือสมุทรสงคราม สมุทรปราการ สมุทรสาคร กรุงเทพมหานคร และฉะเชิงเทราถูกน้ำทะเลกัดเซาะรุนแรงมากเฉลี่ยปีละ 65 เซนติเมตร หากไม่มีการป้องกันการกัดเซาะชายฝั่งภายใน 20 ปีข้างหน้า พื้นที่ชายฝั่งโดยเฉพาะบริเวณคลองด่าน จังหวัดสมุทรปราการจะถูกกัดเซาะเข้าไปมากถึง 1.3 กิโลเมตร ซึ่งบริเวณดังกล่าวนี้ อยู่ห่างจากสนามบินสุวรรณภูมิเพียง 15 กิโลเมตรเท่านั้น และหากเหตุการณ์นี้เกิดขึ้นจริงจะส่งผลกระทบต่อบ้านเรือนประชาชน และโรงงานอุตสาหกรรมที่อยู่ในบริเวณนั้นให้ได้รับความเสียหายจากคลื่นทะเลที่รุนแรงขึ้น และนักวิทยาศาสตร์ทั่วโลกก็ยังยืนยันตรงกันว่าปัญหามหาธารน้ำแข็งโลกร้อนนั้น เป็นสาเหตุสำคัญที่ทำให้ระดับน้ำทะเลทั่วโลกในอนาคตเพิ่มสูงขึ้น โดยสำหรับอ่าวไทยเองในอีก 50 ปีข้างหน้า น้ำทะเลจะสูงขึ้นอีก 50-100 เซนติเมตร (หนังสือพิมพ์กรุงเทพธุรกิจ, 2548)

เซอร์ ริชาร์ด สเติร์น นักเศรษฐศาสตร์ชาวอังกฤษ อดีตเจ้าหน้าที่ธนาคารโลกคำนวณว่า หากมนุษย์ปล่อยให้ปรากฏการณ์โลกร้อนเป็นไปอย่างต่อเนื่องโดยไม่ทำการป้องกัน จะทำให้อัตราการเจริญเติบโตทางเศรษฐกิจของโลกเสียหายมากขึ้นปีละ 5% แม้จะว่านักเศรษฐศาสตร์บางกลุ่มจะไม่เห็นด้วยกับความคิดนี้แต่ก็ไม่มีใครสามารถสรุปได้ว่าปรากฏการณ์โลกร้อนที่ทำให้เกิดความเสียหาย เช่น พายุถล่ม น้ำท่วมฉับพลัน ภาวะแห้งแล้ง ความหนาวเย็น จะส่งผลกระทบต่อระบบเศรษฐกิจมากนักเพียงใด แต่โดยสภาพความเป็นจริงแล้ว สภาพสังคมโลกโดยรวมเปลี่ยนแปลงอย่างรวดเร็ว นับตั้งแต่มีการพัฒนาทางเศรษฐกิจอุตสาหกรรม (มดิชนสุดสัปดาห์, 2550)

จากการตรวจสอบเอกสารงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง ทำให้ทราบถึงผลกระทบที่เกิดขึ้นจากการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกิจกรรมต่างๆ ซึ่งล้วนแล้วแต่เป็นกิจกรรมที่เกิดจากการกระทำของมนุษย์

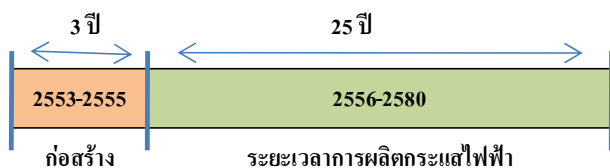
แนวคิดที่ใช้ในการวิจัย

เป้าหมายในการวิจัย

การศึกษาต้นทุนของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและโรงไฟฟ้าพลังน้ำมีเป้าหมายหลักเพื่อหาโครงการที่มีความเหมาะสมในการผลิตกระแสไฟฟ้าในอนาคต โดยโครงการนั้นจะต้องมีต้นทุนของโครงการต่ำที่สุด ซึ่งวิธีการที่ใช้ในการศึกษาแบ่งได้ 2 วิธี ดังนี้

1. วิธีศึกษาต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วย โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมที่ใช้ในการศึกษามีขนาดกำลังการผลิต 725 เมกะวัตต์ชั่วโมง จำนวน 1 โรง มีอายุโครงการ 28 ปี โดยเป็นการก่อสร้างโรงไฟฟ้า 3 ปี และดำเนินการผลิตกระแสไฟฟ้า 25 ปี รายละเอียดดังแสดงในภาพที่ 1 โรงไฟฟ้าพลังน้ำที่ใช้ในการศึกษามีขนาดกำลังการผลิต 1,070 เมกะวัตต์ชั่วโมง จำนวน 1 โรง มีอายุโครงการ 56 ปี เป็นการก่อสร้าง 6 ปี และดำเนินการผลิตกระแสไฟฟ้า 50 ปี รายละเอียดดังแสดงในภาพที่ 2

การคิดต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยทำโดยการนำต้นทุนของโครงการซึ่งประกอบด้วย ต้นทุนค่าก่อสร้าง ต้นทุนการดำเนินงานและบำรุงรักษา ต้นทุนค่าเชื้อเพลิง และต้นทุนการบำบัดก๊าซเรือนกระจกหารด้วยปริมาณกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้ เพื่อหาว่าในการผลิตกระแสไฟฟ้า 1 เมกะวัตต์ชั่วโมงต้องใช้ต้นทุนการผลิตเท่าใด



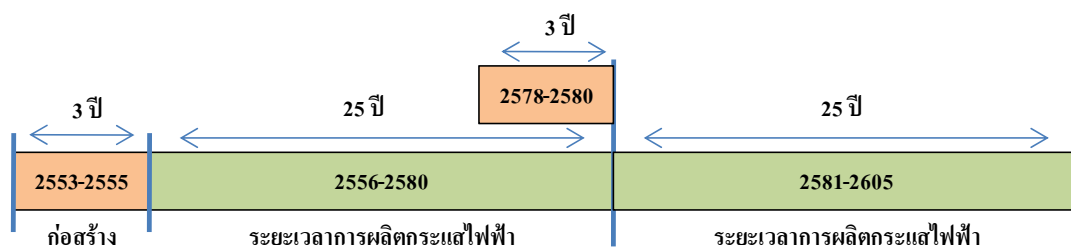
ภาพที่ 1 ระยะเวลาก่อสร้างและเดินเครื่องเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม (กรณีศึกษาต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยของโครงการ)



ภาพที่ 2 ระยะเวลาก่อสร้างและเดินเครื่องเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ (กรณีศึกษาต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยของโครงการ)

2. วิธีศึกษาต้นทุนสัมฤทธิ์ผล เป็นการศึกษาต้นทุนของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ซึ่งประกอบด้วย ต้นทุนค่าก่อสร้าง ต้นทุนการดำเนินงานและบำรุงรักษา ต้นทุนค่าเชื้อเพลิง และต้นทุนการบำบัดก๊าซเรือนกระจก และต้นทุนของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ ซึ่งประกอบด้วย ต้นทุนค่าก่อสร้าง ต้นทุนการดำเนินงานและบำรุงรักษา และต้นทุนค่าสัมปทานที่ดิน โดยการหามูลค่าปัจจุบันของต้นทุนของโครงการทั้ง 2 โครงการ แล้วเลือกโครงการที่มีมูลค่าปัจจุบันของต้นทุนโครงการต่ำที่สุด

ในการศึกษาต้นทุนสัมฤทธิ์ผล จะต้องกำหนดให้ทั้ง 2 โครงการมีอายุของโครงการเท่ากัน และสามารถผลิตกระแสไฟฟ้าออกมาได้เท่ากันหรือใกล้เคียงกัน ทั้งนี้ โรงไฟฟ้าพลังน้ำ 1 โรง สามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้ 50 ปี แต่โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม 1 โรง สามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้เพียง 25 ปี ทำให้ในการศึกษาต้นทุนสัมฤทธิ์ผลนี้จะต้องกำหนดให้ต้องสร้างโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม 2 โรง โดยเมื่อโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมโรงที่ 1 ผลิตกระแสไฟฟ้าครบ 25 ปีแล้วจะหมดอายุการใช้งาน และจะเริ่มผลิตกระแสไฟฟ้าจากโรงที่ 2 ต่อไปจนครบ 25 ปี รวมแล้วจะผลิตกระแสไฟฟ้าทั้ง 50 ปี เท่ากับโรงไฟฟ้าพลังน้ำ รายละเอียดดังแสดงในภาพที่ 3-4



ภาพที่ 3 ระยะเวลาก่อสร้างและเดินเครื่องเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม (กรณีศึกษาต้นทุนสัมฤทธิ์ผลของโครงการ)



ภาพที่ 4 ระยะเวลาก่อสร้างและเดินเครื่องเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ (กรณีศึกษาต้นทุนสัมฤทธิ์ผลของโครงการ)

โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมขนาดกำลังการผลิต 725 เมกะวัตต์ชั่วโมง มีประสิทธิภาพในการเดินเครื่องเพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้า (Plant Factor) เท่ากับร้อยละ 80 ของกำลังการผลิตทั้งหมด ซึ่งใน 1 ปี (7,008 ชั่วโมง) สามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้ 4,064.640 กิกะวัตต์ต่อปี สำหรับโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดกำลังการผลิต 1,070 เมกะวัตต์ชั่วโมง มีประสิทธิภาพในการเดินเครื่องเพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้า (Plant Factor) เท่ากับร้อยละ 50 ของกำลังการผลิตทั้งหมด ซึ่งใน 1 ปี (7,008 ชั่วโมง) สามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้ 3,749.280 กิกะวัตต์ต่อปี ซึ่งกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้จากทั้ง 2 โรง ต่างกัน 315.360 กิกะวัตต์ หรือเท่ากับร้อยละ 8.41 ซึ่งถือว่าปริมาณกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้ใกล้เคียงกันตามหลักวิศวกรรมแล้ว

ในการศึกษาต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วย และต้นทุนสัมฤทธิ์ผลของโครงการจะทำโดยการหามูลค่าปัจจุบันของต้นทุนแต่ละโครงการเพื่อนำมาเปรียบเทียบกับกัน ดังนี้

มูลค่าปัจจุบันของต้นทุนโครงการ: ช่วงการก่อสร้าง (โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมในปี พ.ศ. 2553-2555 และโรงไฟฟ้าพลังน้ำในปี พ.ศ. 2550-2555)

สูตรการคำนวณ

$$P_0 = F_t \times (1+r)^t$$

กำหนดให้

P_0	=	มูลค่าปัจจุบัน ณ ปี พ.ศ. 2556
F_t	=	ต้นทุนที่เกิดขึ้นในแต่ละปี ก่อนปีที่ 0
r	=	อัตราคิดลด กำหนดให้เท่ากับร้อยละ 5 เท่ากับ อัตราผลตอบแทนจากการลงทุนในพันธบัตร รัฐบาล
t	=	ปีที่ก่อสร้าง

มูลค่าปัจจุบันของต้นทุนโครงการ: ช่วงการผลิตกระแสไฟฟ้า (โรงไฟฟ้าพลังความร้อน
รวมในปี พ.ศ. 2556-2580 กรณีศึกษาต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วย และในปี พ.ศ. 2556-2605 กรณีศึกษา
ต้นทุนสัมฤทธิ์ผลของโครงการ และโรงไฟฟ้าพลังน้ำในปี พ.ศ. 2556-2605)

สูตรการคำนวณ

$$P_0 = F_t \times \frac{1}{(1+r)^t}$$

กำหนดให้

P_0	=	มูลค่าปัจจุบัน ณ ปี พ.ศ. 2556
F_t	=	ต้นทุนที่เกิดขึ้นในแต่ละปี หลังปีที่ 0
r	=	อัตราคิดลด กำหนดให้เท่ากับร้อยละ 5 เท่ากับ อัตราผลตอบแทนจากการลงทุนในพันธบัตร รัฐบาล
t	=	ปีที่ต้นทุนเกิด

วิธีการวิจัย

การเก็บรวบรวมข้อมูล

เก็บรวบรวมข้อมูลทุติยภูมิ (Secondary Data) จากหน่วยงานต่างๆ ที่เกี่ยวข้อง ดังนี้

1. ข้อมูลด้านการผลิตไฟฟ้า เป็นการเก็บรวบรวมข้อมูลจากเว็บไซต์ด้านพลังงาน เช่น เว็บไซต์ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย กระทรวงพลังงาน สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม เป็นต้น
2. ข้อมูลเกี่ยวกับโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและโรงไฟฟ้าพลังน้ำ เป็นการเก็บรวบรวมข้อมูลจากบริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรีโฮลดิ้ง จำกัด (มหาชน) บริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรี จำกัด และเว็บไซต์ที่เกี่ยวข้อง เป็นต้น
3. ข้อมูลด้านสิ่งแวดล้อม และพิชิตสารเกิวด เป็นกรเก็บรบรวมข้อมูลจากหนังสือพิมพ์รายวัน วารสารด้านพลังงาน และเว็บไซต์ด้านพลังงานอื่นๆ เป็นต้น

การวิเคราะห์ข้อมูล

การวิเคราะห์เชิงพรรณนา (Descriptive Method) จะทำโดยการนำข้อมูลที่ได้จากการเก็บข้อมูลทุติยภูมิมาสรุปเพื่อให้เกิดความเข้าใจและมีข้อมูลที่สอดคล้องกันในการอธิบายหัวข้อต่างๆ ประกอบการศึกษา

การวิเคราะห์เชิงปริมาณ (Quantitative Method) จะทำโดยการนำข้อมูลที่ได้จากการเก็บข้อมูลทุติยภูมิจากบริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรีโฮลดิ้ง จำกัด (มหาชน) และบริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรี จำกัด มาวิเคราะห์หาต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยของโครงการ และหาต้นทุนสัมฤทธิ์ผลของโครงการเพื่อเลือกโครงการที่มีความรับผิดชอบต่อสิ่งแวดล้อมและมีต้นทุนที่ต่ำที่สุด

ข้อกำหนดในการวิเคราะห์ต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยของโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม

1. โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม มีขนาดกำลังการผลิต 725 เมกะวัตต์ชั่วโมง (725,000 กิโลวัตต์ชั่วโมง) เดินเครื่องเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า 7,008 ชั่วโมงต่อปี มีประสิทธิภาพในการเดินเครื่องเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า (Plant Factor) เท่ากับร้อยละ 80 ของกำลังการผลิตทั้งหมด ดังนั้น ใน 1 ปี จะผลิตกระแสไฟฟ้าได้ 4,064.640 กิกะวัตต์

2. โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม 1 โรง มีอายุโครงการ 28 ปี ประกอบด้วยช่วงระยะเวลาก่อสร้างโครงการ 3 ปี และช่วงดำเนินการผลิตกระแสไฟฟ้า 25 ปี

3. ต้นทุนของโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมประกอบด้วย

3.1 ต้นทุนการก่อสร้าง ประกอบด้วย อาคารโรงไฟฟ้า หม้อต้มน้ำ ชุดกังหันและเครื่องกำเนิดไฟฟ้า อุปกรณ์ควบคุมและอุปกรณ์ไฟฟ้า ระบบลำเลียงก๊าซธรรมชาติ ค่าที่ดิน โดยกำหนดให้มีสัดส่วนการลงทุนในช่วงระยะเวลาก่อสร้าง 3 ปี ในอัตราร้อยละ 50 ร้อยละ 30 และร้อยละ 20 ตามลำดับ

3.2 ต้นทุนการดำเนินงานและบำรุงรักษา กำหนดให้เท่ากับร้อยละ 10 ของต้นทุนค่าก่อสร้าง และกำหนดให้คงที่ตลอดอายุโครงการ

3.3 ต้นทุนค่าเชื้อเพลิง จะอ้างอิงจากวิทยานิพนธ์เรื่องการวิเคราะห์ต้นทุนเปรียบเทียบของการผลิตกระแสไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมราชบุรี: กรณีเปรียบเทียบระหว่างการใช้ น้ำมันและก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงของนายสุรศักดิ์ ปิยะรัตสกุล สำหรับปี พ.ศ. 2571-2580 และกำหนดให้ราคาเชื้อเพลิงเพิ่มขึ้นร้อยละ 6.72 ต่อปี จนถึงปี พ.ศ. 2605 ทั้งนี้ เมื่อโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมดำเนินการผลิตกระแสไฟฟ้าจะเกิดการเสื่อมถอยของค่าความร้อนประมาณร้อยละ 0-2 แต่ในการศึกษานี้จะกำหนดให้ค่าเสื่อมถอยของค่าความร้อนเท่ากับร้อยละ 1 ตลอดอายุของโครงการ

3.4 ต้นทุนบำบัดก๊าซเรือนกระจก จะอ้างอิงตัวเลขการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากการเผาไหม้เชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม โดยเป็นการเก็บตัวเลขจากเครื่องตรวจวัดคุณภาพอากาศที่ปล่องของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม (Continuous Emission Monitoring

System: CEM) และจากการคำนวณ ทั้งนี้ การคำนวณต้นทุนการบำบัดก๊าซเรือนกระจกจะใช้ราคาเฉลี่ยการซื้อขายสิทธิการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากบทความเรื่อง The Pollution Boom ของ Mr. Mike Faden ดังแสดงในบทที่ 4 ตารางที่ 9

ข้อกำหนดในการวิเคราะห์ต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยของโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำ

1. โรงไฟฟ้าพลังน้ำ มีขนาดกำลังการผลิต 1,070 เมกะวัตต์ชั่วโมง (1,070,000 กิโลวัตต์ชั่วโมง) เดินเครื่องเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า 7,008 ชั่วโมงต่อปี มีประสิทธิภาพในการเดินเครื่องเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า (Plant Factor) เท่ากับร้อยละ 50 ของกำลังการผลิตทั้งหมด ดังนั้น ใน 1 ปี จะผลิตกระแสไฟฟ้าได้ 3,749,280 กิโลวัตต์

2. โรงไฟฟ้าพลังน้ำ 1 โรง มีอายุโครงการ 56 ปี ประกอบด้วยช่วงระยะเวลาก่อสร้างโครงการ 6 ปี และช่วงดำเนินการผลิตไฟฟ้า 50 ปี

3. ต้นทุนของโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำประกอบด้วย

3.1 ต้นทุนค่าก่อสร้าง ประกอบด้วย ค่าก่อสร้างและงานโยธา อุปกรณ์กังหันไอน้ำ อุปกรณ์ในการผลิตไฟฟ้าและระบบควบคุม ค่าใช้จ่ายด้านวิศวกรรม โดยมีสัดส่วนเงินลงทุนเท่ากับร้อยละ 75 ของต้นทุนค่าก่อสร้างทั้งหมด

3.2 ต้นทุนค่าก่อสร้างเกี่ยวกับการดำเนินงานด้านอื่นๆ ประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายในการพัฒนาโครงการ ต้นทุนในการบริหารและประกันภัย และต้นทุนอื่นๆ โดยมีสัดส่วนเงินลงทุนเท่ากับร้อยละ 25 ของต้นทุนค่าก่อสร้างทั้งหมด

3.3 ต้นทุนการดำเนินงานและบำรุงรักษา กำหนดให้เท่ากับร้อยละ 1 ของต้นทุนค่าก่อสร้าง และกำหนดให้คงที่ตลอดอายุโครงการ

3.4 ต้นทุนค่าสัมปทานที่ดินในการก่อสร้าง กำหนดให้เท่ากับส่วนต่างระหว่างรายได้จากการดำเนินโครงการกับผลตอบแทนที่โครงการควรจะได้รับจากการลงทุนนี้ รายละเอียดดังแสดงในข้อกำหนดในการคิดค่าสัมปทานของโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำในบทที่ 4

ข้อกำหนดในการวิเคราะห์ต้นทุนสัมฤทธิ์ผลของโครงการ

1. โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำจะต้องมีระยะเวลาในการผลิตกระแสไฟฟ้าเท่ากัน โดยในการศึกษานี้กำหนดให้มีระยะเวลาผลิตกระแสไฟฟ้าเท่ากับ 50 ปี ทั้งนี้ โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม 1 โรง จะสามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้เพียง 25 ปี เท่านั้น ดังนั้น เพื่อให้เป็นไปตามข้อกำหนดจึงต้องมีการสร้างโรงไฟฟ้าโรงที่ 2 ขึ้น เพื่อใช้ผลิตกระแสไฟฟ้าต่อจากโรงไฟฟ้าโรงที่ 1 เมื่อโรงไฟฟ้าโรงที่ 1 หมดอายุการใช้งาน ส่วนโรงไฟฟ้าพลังน้ำจะสร้างเพียง 1 โรง เพราะอายุการใช้งานของโรงไฟฟ้าพลังน้ำเท่ากับ 50 ปี

2. โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำจะต้องมีปริมาณการผลิตกระแสไฟฟ้าออกมาได้เท่ากันหรือใกล้เคียงกัน โดยในการศึกษานี้กำหนดให้ปริมาณกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้ใกล้เคียงกัน

3. ในการเปรียบเทียบต้นทุนตามวิธีต้นทุนสัมฤทธิ์ผลของโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำจะต้องทำการปรับค่าของเวลาให้เป็นปีปัจจุบัน ซึ่งในการศึกษานี้คือปีแรกของการดำเนินการผลิตกระแสไฟฟ้า คือในปี พ.ศ. 2556 ดังแสดงในภาพที่ 3-4 โดยการปรับค่าของเวลาของแต่ละโครงการจะทำทั้งหมด 2 ช่วง คือ ช่วงของการก่อสร้างในปี พ.ศ. 2553-2555 และในปีพ.ศ. 2550-2555 ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและโรงไฟฟ้าพลังน้ำตามลำดับ โดยปรับมูลค่าของต้นทุนโครงการให้เป็นมูลค่าปัจจุบันในปี พ.ศ. 2556 ส่วนอีกช่วงคือช่วงดำเนินการผลิตกระแสไฟฟ้าในปี พ.ศ. 2556-2605 ของโรงไฟฟ้าทั้ง 2 ประเภทก็ต้องปรับมูลค่าต้นทุนของโครงการให้เป็นมูลค่าปัจจุบันในปี พ.ศ. 2556 เช่นเดียวกัน ถึงจะสามารถเปรียบเทียบโครงการสองโครงการได้

การพิจารณาคัดเลือกโครงการ

โครงการที่ใช้ในการศึกษาประกอบด้วยโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำ ผู้ศึกษาจะเลือกโครงการที่มีต้นทุนของโครงการต่ำที่สุด โดยใช้วิธีวิเคราะห์จากโครงการที่มีต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยต่ำที่สุด และวิธีต้นทุนสัมฤทธิ์ผลของโครงการเพื่อเปรียบเทียบโครงการที่มีมูลค่าปัจจุบันของต้นทุนโครงการต่ำที่สุด

เลือกลงทุนในโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม เมื่อ

มูลค่าปัจจุบันของต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยของโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม
น้อยกว่า มูลค่าปัจจุบันของต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยของโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำ และ

มูลค่าปัจจุบันของต้นทุนของโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม
น้อยกว่า มูลค่าปัจจุบันของต้นทุนของโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำ

เลือกลงทุนในโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำ เมื่อ

มูลค่าปัจจุบันของต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยของโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำ
น้อยกว่า มูลค่าปัจจุบันของต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยของโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม
และ

มูลค่าปัจจุบันของต้นทุนของโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำ
น้อยกว่า มูลค่าปัจจุบันของต้นทุนของโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม

บทที่ 3

ข้อมูลของโรงไฟฟ้าที่ใช้ในการศึกษา

การผลิตไฟฟ้า

ปัจจุบันไฟฟ้าได้กลายเป็นปัจจัยสำคัญในการดำเนินชีวิต เป็นสิ่งจำเป็นในการประกอบกิจการ อุตสาหกรรมและพาณิชยกรรมต่างๆ นับวันการใช้ไฟฟ้าจะเพิ่มปริมาณมากขึ้นตามลำดับตามจำนวนประชากร และการขยายตัวทางเศรษฐกิจของประเทศ ประเทศไทยจัดเป็นประเทศในกลุ่มประเทศกำลังพัฒนา การขยายตัวทางเศรษฐกิจเป็นไปอย่างต่อเนื่องโดยมีอัตราการเพิ่มขึ้นเฉลี่ยของการผลิตกระแสไฟฟ้าร้อยละ 6.47 ต่อปี โดยกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้ในปี พ.ศ. 2544 – 2549 เพิ่มขึ้นเท่ากับร้อยละ 7.71 6.34 7.72 5.78 และ 5.36 ตามลำดับโดยมีรายละเอียดแสดงในตาราง 1

ตารางที่ 1 ปริมาณกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้ ในปี พ.ศ. 2544-2549

(หน่วย: กิกะวัตต์ต่อชั่วโมง)

ปริมาณกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้						
เดือน	2544	2545	2546	2547	2548	2549
ม.ค.	8,125.60	8,263.77	8,977.38	9,586.19	10,227.56	10,766.74
ก.พ.	7,914.30	8,187.95	8,819.92	9,565.52	10,361.44	10,795.23
มี.ค.	8,927.40	9,687.18	10,215.11	11,201.64	11,863.73	12,730.05
เม.ย.	8,981.70	9,381.81	9,963.10	10,776.63	11,313.79	11,644.28
พ.ค.	9,090.10	9,654.74	10,540.07	11,176.69	12,334.07	12,466.11
มิ.ย.	8,897.50	9,484.30	10,011.53	10,648.43	11,629.65	12,191.00
ก.ค.	9,013.40	9,752.20	10,052.41	11,107.65	11,423.60	12,283.50
ส.ค.	9,057.50	9,620.63	10,263.59	10,922.96	11,501.30	12,233.18
ก.ย.	8,833.60	9,341.83	9,958.24	10,780.24	11,266.04	11,908.37
ต.ค.	8,846.60	9,574.50	10,266.44	11,058.53	11,560.11	12,037.11
พ.ย.	8,071.75	9,198.55	9,985.14	10,752.96	11,028.68	11,895.84
ธ.ค.	8,096.52	9,152.40	9,304.46	9,912.56	10,344.21	11136.20
รวม	103,855.97	111,299.86	118,357.39	127,490.00	135,854.18	142,087.61
%	-	7.71	6.34	7.72	5.78	5.36

ที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (2550)

ทั้งนี้ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ได้พยากรณ์ความต้องการใช้ไฟฟ้าเมื่อเดือนมกราคม 2550 ว่าในปีพ.ศ. 2550-2554 ความต้องการใช้ไฟฟ้าจะเพิ่มขึ้นประมาณ 1,412 เมกะวัตต์ ในปี พ.ศ. 2555-2559 ความต้องการใช้ไฟฟ้าจะเพิ่มขึ้นประมาณ 1,903 เมกะวัตต์ และในปี พ.ศ. 2560-2564 ความต้องการใช้ไฟฟ้าจะเพิ่มขึ้นประมาณ 2,315 เมกะวัตต์ หรือคิดเป็นการเพิ่มขึ้นของการใช้ไฟฟ้าร้อยละ 5.95 6.00 และ 5.51 ตามลำดับ

โรงไฟฟ้าในประเทศไทยมีอยู่หลายแห่งด้วยกัน ซึ่งส่วนใหญ่แล้วจะเป็นโรงไฟฟ้าที่ดำเนินการโดย กฟผ. โรงไฟฟ้าแต่ละแห่งมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหลายเครื่อง แต่ละเครื่องมีความสามารถในการผลิตกำลังไฟฟ้าไม่เท่ากัน ผลรวมของกำลังการผลิตติดตั้งของโรงไฟฟ้าทั้งหมดจะเรียกว่า กำลังการผลิตติดตั้งรวมของระบบไฟฟ้า (Installed Capacity) โดยในเดือนมกราคม พ.ศ. 2550 กำลังการผลิตติดตั้งรวมของระบบไฟฟ้ามีทั้งสิ้น 27,107.20 เมกะวัตต์ โดยเป็นของ กฟผ. 15,794.56 เมกะวัตต์ ที่เหลือเป็นการรับซื้อจากต่างประเทศและในประเทศเป็นจำนวน 640 และ 10,672.64 เมกะวัตต์ ตามลำดับ ดังแสดงในตารางที่ 2

ตารางที่ 2 กำลังการผลิตติดตั้งกระแสไฟฟ้ารวมทั้งประเทศ (Installed Capacity)

ประเภทโรงไฟฟ้า	เมกะวัตต์	ร้อยละ
<u>กำลังการผลิตติดตั้งของ กฟผ.</u>		
พลังน้ำ	3,424.18	12.63
พลังความร้อน	6,370.00	23.50
พลังความร้อนรวม	5,146.95	18.99
กังหันก๊าซ	847.00	3.12
ดีเซล	5.40	0.02
พลังงานทดแทน	1.03	n.a
รวมกำลังการผลิตติดตั้งของ กฟผ.	15,794.56	58.27
<u>รับซื้อจากต่างประเทศ</u>		
เทิน-หิโนน (ลาว)	214.00	0.78
ห้วยเฮาะ (ลาว)	126.00	0.46
สายส่งเชื่อมโยงไทย-มาเลเซีย (ระยะที่ 2)	300.00	1.11
รวมกำลังการผลิตที่รับซื้อจากต่างประเทศ	640.00	2.36

ตารางที่ 2 (ต่อ)

ประเภทโรงไฟฟ้า	เมกะวัตต์	ร้อยละ
<u>รับซื้อจากในประเทศ</u>		
บริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรีโฮลดิ้ง จำกัด (มหาชน)	3,481.00	12.84
บริษัท ผลิตไฟฟ้า จำกัด	1,993.09	7.35
บริษัท ผลิตไฟฟ้าอิสระ (ประเทศไทย) จำกัด	700.00	2.58
บริษัท ไตร เอนเนอจี จำกัด	700.00	2.58
บริษัท โกลว์ ไอพีพี จำกัด (บ่อวิน)	713.00	2.63
บริษัท อีสเทิร์น เพาเวอร์ จำกัด	350.00	1.29
บริษัท บีแอลซีพี เพาเวอร์ จำกัด	673.25	2.48
ผู้ผลิตรายเล็ก	2,062.30	7.61
รวมกำลังการผลิตที่รับซื้อภายในประเทศ	10,672.09	39.37
รวมทั้งสิ้น	27,107.20	100.00

ที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (2550)

เชื้อเพลิงที่สำคัญในการผลิตกระแสไฟฟ้าส่วนใหญ่คือเชื้อเพลิงประเภทฟอสซิล ซึ่งได้แก่ ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน น้ำมันเตา และดีเซล เมื่อเศรษฐกิจขยายตัวมากขึ้น การใช้เชื้อเพลิงก็จะมีปริมาณมากขึ้นตามลำดับ ดังตารางที่ 3

ตารางที่ 3 ปริมาณการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า

ประเภทเชื้อเพลิง	2545	2546	2547	2548
ดีเซล (ล้านลิตร)	41.26	22.62	54.98	49.19
น้ำมันเตา (ล้านลิตร)	499.42	604.94	1,295.94	1,850.70
ก๊าซธรรมชาติ (ล้าน ลบ.ฟุต)	595,565.49	592,668.57	611,501.78	635,263.56
ถ่านหิน (ล้านตัน)	15.04	15.41	16.54	16.57

ที่มา: สำนักนโยบายและแผนพลังงาน (2548)

กระบวนการผลิตกระแสไฟฟ้าถือว่าเป็นกระบวนการสำคัญในการปล่อยก๊าซเรือนกระจก เนื่องจากปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ซึ่งเกิดจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงฟอสซิล เช่น น้ำมันและ ก๊าซธรรมชาติ จากข้อมูลสำนักงานวิเคราะห์ผลกระทบสิ่งแวดล้อม (Environment Impact Evaluation Bureau: EIEB) กระทรวงพลังงาน ระบุว่า ประเทศไทยมีการบริโภคพลังงานในปี พ.ศ. 2545 อยู่ที่ 0.7 ของการบริโภคพลังงานของโลก ซึ่งก่อให้เกิดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก 188.60 ล้าน เมตริกตันของก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ โดยสัดส่วนของการบริโภคพลังงานประกอบด้วย น้ำมัน 55.8% ก๊าซธรรมชาติ 28.4% และถ่านหิน 12.6% (เอ็นจีเนียริง ทูเดย์, กรกฎาคม 2548)

แหล่งพลังงาน

แหล่งพลังงานของโลกมีอยู่หลายชนิด และหากวิเคราะห์ในเชิงลึกแล้วจะพบว่าต้นกำเนิดของพลังงานที่ใช้ในชีวิตประจำวันส่วนใหญ่ล้วนมาจากพลังงานจากดวงอาทิตย์ทั้งทางตรงและทางอ้อม เนื่องจากพลังงานแสงอาทิตย์สามารถให้แสงสว่าง ให้ความร้อน และสามารถใช้ในการ ตากแห้งอาหารได้ และยังสามารถก่อให้เกิดพลังงานอื่นๆ อีกมากมาย เช่น พลังงานลมในรูปของ พลังงานจลน์ของลม พลังงานน้ำในรูปพลังงานศักย์ของน้ำฝนที่ตกลงมาและถูกกักเก็บไว้ในสูง พลังงานชีวมวล ในรูปของพลังงานเคมีของชีวมวล พลังงานฟอสซิล ในรูปของพลังงานเคมีของ ถ่านหิน น้ำมัน และก๊าซธรรมชาติ แหล่งพลังงานดังกล่าวนี้ อาจกล่าวเป็นอีกนัยว่าเป็นแหล่ง พลังงานทางอ้อมของดวงอาทิตย์ ซึ่งแหล่งพลังงานเหล่านี้สามารถนำมาผลิตกระแสไฟฟ้าและ พลังงานให้เราใช้ทุกวันนี้

แหล่งกำเนิดไฟฟ้าพลังงานฟอสซิล

เชื้อเพลิงฟอสซิลเกิดจากการย่อยสลายของสิ่งมีชีวิตภายใต้สิ่งแวดล้อมที่เหมาะสม เมื่อพืช และสัตว์สมัยดึกดำบรรพ์เสียชีวิตลง จะถูกย่อยสลายและทับถมกันเป็นชั้นๆ อยู่ใต้ดินหรือใต้พิภพ ซึ่งใช้เวลาหลายล้านปีกว่าที่จะเปลี่ยนซากเหล่านี้ให้กลายเป็นเชื้อเพลิงฟอสซิล

พลังงานจากเชื้อเพลิงประเภทฟอสซิลที่ถูกกักเก็บไว้เมื่อหลายล้านปีก่อนจะถูกปลดปล่อย ออกมาได้หรือเอามาใช้ทำงานได้มีอยู่วิธีเดียวคือ การเผาไหม้ซึ่งทำให้คาร์บอนและไฮโดรเจนที่อยู่ในเชื้อเพลิงรวมกับออกซิเจนในอากาศกลายเป็นคาร์บอนไดออกไซด์และน้ำ นอกจากนี้ยังมีสาร อื่นๆ อันเป็นองค์ประกอบของสิ่งมีชีวิตที่เจือปนอยู่ในเชื้อเพลิงอีก เช่น ซัลเฟอร์และไนโตรเจน ก็

จะถูกปลดปล่อยออกมาเป็นก๊าซซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO_x) และไนโตรเจนออกไซด์ (NO_x) เมื่อทำปฏิกิริยากับอากาศ

เชื้อเพลิงจากฟอสซิลที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้ามีอยู่ 3 ประเภท ดังนี้

1. ถ่านหิน เป็นเชื้อเพลิงที่เกิดจากการทับถมของซากพืชและสัตว์เป็นเวลานานหลายล้านปี มีส่วนประกอบของคาร์บอนไม่น้อยกว่าร้อยละ 50 โดยน้ำหนัก หรือร้อยละ 70 โดยปริมาตร และยังมีสารประกอบอื่นๆ เช่น ไฮโดรเจน ออกซิเจน กำมะถัน และแร่ธาตุบางชนิดสะสมอยู่ นิยมใช้เป็นเชื้อเพลิงในเตาเผา และหม้อไอน้ำในโรงงานอุตสาหกรรม แต่การเผาไหม้ถ่านหินจะมีฝุ่นละออง เขม่าควัน และก๊าซพิษ
2. น้ำมันเตา เป็นเชื้อเพลิงเหลวที่เป็นผลผลิตมาจากการกลั่นน้ำมันปิโตรเลียม ให้ความร้อนและอุณหภูมิสูง เหมาะสมสำหรับใช้กับเตาเผา และหม้อไอน้ำ ในอุตสาหกรรม รวมทั้งในโรงไฟฟ้า
3. ก๊าซธรรมชาติ เป็นก๊าซที่เกิดจากการทับถมของซากสิ่งมีชีวิตตามชั้นหิน ดิน และทะเลทรายมาหลายร้อยล้านปี องค์ประกอบหลักของก๊าซธรรมชาติ คือ มีเทน อีเทน โพรเพน และบิวเทน ดังนั้นเพื่อให้เกิดการใช้ประโยชน์อย่างเต็มที่ จึงนิยมแยกแต่ละองค์ประกอบออกตามลักษณะการใช้งาน

ปัจจุบันมีการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลเพื่อการทำงานเป็นสัดส่วนที่สูงมาก เช่น การขนส่ง การผลิตไฟฟ้า โรงงานอุตสาหกรรม โดยเฉพาะในส่วนของการผลิตไฟฟ้านั้น สามารถแบ่งประเภทของโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลได้อีกหลายประเภท เช่น โรงไฟฟ้าพลังความร้อน โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ โรงไฟฟ้าดีเซล เป็นต้น ดังแสดงในตารางที่ 4

ตารางที่ 4 โรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงประเภทฟอสซิลและกำลังการผลิตติดตั้ง

โรงไฟฟ้า	จำนวนเครื่อง (จำนวนเครื่อง x กำลังผลิต)	กำลังการผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)
โรงไฟฟ้าพลังความร้อน		
1. พระนครใต้	(2x200) + (3x310)	1,330.000
2. บางประกง	(2x550) + (6x600)	2,300.000
3. แม่เมาะ	(4x150) + (6x300)	2,400.000
4. กระบี่	(1x340)	340.000
รวม		6,370.000
โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม		
1. บางประกง ชุดที่ 1-2	(8x62.2) + (2x137.5)	772.600
ชุดที่ 3-4	(4x109.31) + (2x109.92)	657.080
2. น้ำพอง ชุดที่ 1-2	(1x124.96) + (2x121.89) + (1x123.71) + (1x120.73) + (1x123.98X	737.160
3. พระนครใต้ ชุดที่ 1	(2x110) (1x115)	335.000
4. วังน้อย ชุดที่ 1-2-3	(4x223.37) + (2x205.55) + (2x232.98X + (1x256.79)	2,041.520
5. พระนครใต้ ชุดที่ 2	(2x200) + (1x218)	618.000
รวม		5,146.950
โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ		
1. ลานกระบือ	(2x14) + (1x13) + (2x16) + (2x22) + (1x120)	237.000
2. หนองจอก	3x122	366.000
3. สุราษฎร์ธานี	2x122	244.000
รวม		847.000
โรงไฟฟ้าดีเซล		
1. แม่ฮ่องสอน	(3x1.000) + (3x0.800)	5.400
รวม		5.400
รวมกำลังการผลิตทั้งสิ้น		12,369.350

ที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (2550)

แหล่งกำเนิดไฟฟ้าพลังงานน้ำ

น้ำ เป็นทรัพยากรธรรมชาติที่ถือว่าเป็นสิ่งจำเป็นต่อชีวิตของมนุษย์อย่างยิ่ง พลังงานน้ำ ถือว่าเป็นอีกทางเลือกหนึ่งที่จะนำมาผลิตกระแสไฟฟ้าในอนาคตให้มากที่สุดเท่าที่จะทำได้ ปัจจุบันประเทศไทย โดย กฟผ. ได้มีการสร้างเขื่อนหลายแห่งทั่วประเทศ โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อกักเก็บน้ำไว้ใช้ในภาคการเกษตร และในการผลิตกระแสไฟฟ้าตามภูมิภาคต่างๆ โดยเขื่อนที่สำคัญๆ ในการนำมาผลิตกระแสไฟฟ้าในประเทศไทยมีอยู่ 21 แห่ง ดังแสดงในตารางที่ 5

ตารางที่ 5 โรงไฟฟ้าพลังน้ำและกำลังการผลิตติดตั้ง

โรงไฟฟ้า	จำนวนเครื่อง (จำนวนเครื่อง x กำลังผลิต)	กำลังการผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)
โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดใหญ่		
1. เขื่อนภูมิพล	$(6 \times 82.2) + (1 \times 115) + (1 \times 171)$	779.2000
2. เขื่อนสิริกิติ์	4×125	500.00
3. เขื่อนอุบลรัตน์	3×8.40	25.200
4. เขื่อนสิรินธร	3×12	36.000
5. เขื่อนจุฬาภรณ์	2×20	40.000
6. เขื่อนน้ำพุง	2×3	6.000
7. เขื่อนศรีนครินทร์	$(3 \times 120) + (2 \times 180)$	720.000
8. เขื่อนวชิราลงกรณ์	3×100	300.000
9. เขื่อนท่าทุ่งนา	2×19.5	39.000
10. เขื่อนแก่งกระจาน	1×19	19.000
11. เขื่อนบางลาง	3×24	72.000
12. เขื่อนบ้านสันติ	1×1.275	1.275
13. เขื่อนห้วยกุ่ม	1×1.06	1.060
14. เขื่อนแม่จันทน์สมบูรณ์ชล	2×4.50	9.000
15. เขื่อนรัชชประภา	3×80	240.000
16. เขื่อนปากมูล	4×34	136.000
17. เขื่อนลำตะคอง	2×250	500.00
รวม		3,423.735

ตารางที่ 5 (ต่อ)

โรงไฟฟ้า	จำนวนเครื่อง (จำนวนเครื่อง x กำลังผลิต)	กำลังการผลิตติดตั้ง (เมกะวัตต์)
โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก		
18. เขื่อนบ้านขุนกลาง	$(2 \times 0.09) + (1 \times 0.02)$	0.200
19. เขื่อนคลองช่องกล้า	1×0.02	0.020
20. เขื่อนบ้านยาง	$(2 \times 0.056) + (1 \times 0.0125)$	0.125
21. เขื่อนห้วยกุ่มมั่ง	1×0.10	0.100
รวม		0.445
รวมทั้งหมด		3,424.180

ที่มา: การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (2550)

อย่างไรก็ตามในการสร้างเขื่อนกักเก็บน้ำเพื่อผลิตไฟฟ้านั้น จะสูญเสียพื้นที่ป่าเป็นจำนวนมาก เป็นการทำลายระบบนิเวศน์ทั้งบริเวณ รวมทั้งชีวิตความเป็นอยู่ของคนในท้องถิ่นที่ต้องเปลี่ยนแปลงไปจากเดิมด้วย ปัจจุบันจึงไม่นิยมสร้างเขื่อนขนาดใหญ่เพื่อการผลิตไฟฟ้าเพิ่มอีก แต่หันมา สร้างฝายหรืออ่างเก็บน้ำขนาดเล็ก (Mini-Hydro) เพื่อตั้งเป็นโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็กแทน

โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม

ลักษณะของโรงไฟฟ้าราชบุรี

โรงไฟฟ้าราชบุรีตั้งอยู่ห่างจากกรุงเทพมหานครไปทางทิศตะวันตกเฉียงใต้ประมาณ 80 กิโลเมตร บนพื้นที่ 2,158 ไร่ ในเขตพื้นที่ตำบลพิบูลทอง ตำบลสามเรือน อำเภอเมือง ตำบลบ้านไร่ อำเภอดำเนินสะดวก และตำบลบางสิงห์ อำเภอโพธาราม จังหวัดราชบุรี

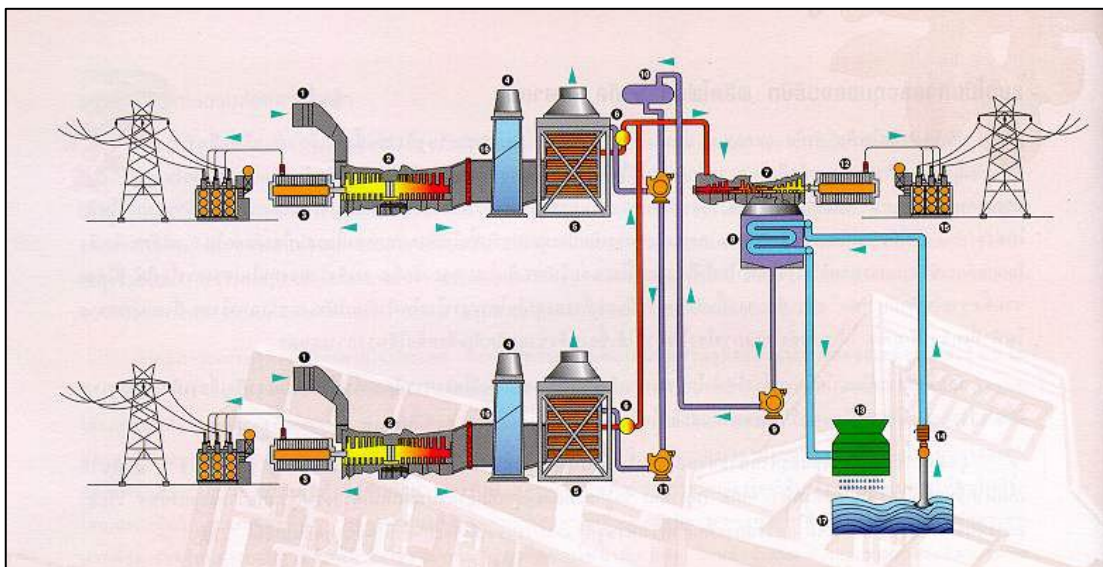
การเลือกสถานที่ตั้งโครงการโรงไฟฟ้าราชบุรีนั้น การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ได้พิจารณาเปรียบเทียบลักษณะทางด้านวิศวกรรม สิ่งแวดล้อม และเศรษฐศาสตร์ในพื้นที่ที่เหมาะสม เช่น ความจำเป็นด้านระบบสายส่งไฟฟ้าแรงสูง แนวท่อที่จะใช้ลำเลียงเชื้อเพลิง แหล่งน้ำที่จะนำมาใช้ในการผลิต ผลกระทบด้านคุณภาพอากาศ ทรัพยากรสัตว์น้ำ ปริมาณการใช้น้ำของชุมชน ลักษณะการใช้ที่ดินของชุมชน เป็นต้น อีกทั้งนโยบายของรัฐบาลขณะนั้นได้กำหนดให้

จังหวัดราชบุรีเป็นจังหวัดยุทธศาสตร์ทางด้านเศรษฐกิจของประเทศ โดยจะมีการพัฒนาอุตสาหกรรมเพื่อเป็นประตูสู่ภาคใต้ ซึ่งจากการพิจารณาปัจจัยต่างๆ พบว่า พื้นที่ตำบลพิบูลทอง มีความเหมาะสมที่จะเป็นที่ตั้งโครงการโรงไฟฟ้าราชบุรีมากที่สุด

โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม (Combine Cycle Power Plant) เป็นโรงไฟฟ้าที่มีหน่วยผลิตไฟฟ้า 2 ระบบ ทำงานร่วมกัน คือ โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม 1 ชุด จะประกอบด้วยหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันก๊าซ (Gas Turbines) จำนวน 2 เครื่อง เดินเครื่องร่วมกับหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันไอน้ำ (Steam Turbine) 1 เครื่อง

ปัจจุบันโรงไฟฟ้าราชบุรีมีโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมจำนวน 3 ชุด กำลังการผลิตชุดละ 725 เมกะวัตต์ โดยโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม 1 ชุด จะประกอบไปด้วยกังหันก๊าซขนาด 230 เมกะวัตต์ จำนวน 2 เครื่อง และกังหันไอน้ำ ขนาด 265 เมกะวัตต์ จำนวน 1 เครื่อง รวมคิดเป็นกำลังการผลิตทั้งหมดของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมทั้งสิ้น 2,175 เมกะวัตต์

โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมนี้ได้ออกแบบมาให้ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลักและน้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิงสำรองสำหรับเป็นวัตถุดิบป้อนให้กับเครื่องกังหันก๊าซทั้ง 2 เครื่องเพื่อผลิตพลังงานไฟฟ้าเป็นขั้นตอนแรก และไอร้อนจากการเผาไหม้เชื้อเพลิงที่เกิดจากเครื่องกังหันก๊าซที่ยังมีอุณหภูมิสูงจะถูกนำมาใช้ค้ำน้ำให้เป็นไอน้ำที่มีแรงดันและอุณหภูมิสูง เพื่อไปดันกังหันไอน้ำให้หมุนไปขับเคลื่อนเครื่องกำเนิดไฟฟ้าซึ่งต่อรวมบนเพลาดียวกันให้หมุนเพื่อให้เกิดไฟฟ้าขึ้น โดยขั้นตอนในการผลิตกระแสไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมจะแสดงในภาพที่ 5 สำหรับรายละเอียดเกี่ยวกับกระบวนการผลิตกระแสไฟฟ้าในภาพที่ 5 จะแสดงอยู่ในภาคผนวก ก.



ภาพที่ 5 ขั้นตอนการผลิตกระแสไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม
ที่มา: บริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรี จำกัด

เชื้อเพลิงในการผลิตกระแสไฟฟ้า

กฟผ. ได้กำหนดให้โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมราชบุรีใช้เชื้อเพลิงได้มากกว่า 1 ชนิด ซึ่งประกอบด้วย ก๊าซธรรมชาติและน้ำมันดีเซล ซึ่งปัจจุบันโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมราชบุรีได้ใช้ก๊าซธรรมชาติในการผลิตพลังงานไฟฟ้าเป็นส่วนใหญ่ เนื่องจากราคาน้ำมันปรับตัวสูงขึ้น ทั้งนี้ราคาก๊าซธรรมชาติที่ใช้ในการศึกษานี้จะแสดงอยู่ในตารางที่ 17

ค่าเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตพลังงานไฟฟ้า ที่ กฟผ. จ่ายให้โรงไฟฟ้าราชบุรีนั้น อยู่บนพื้นฐานของ Contracted Heat Rate ซึ่งเป็นสัญญาที่กำหนดให้ค่าความร้อนของก๊าซธรรมชาติที่ถูกส่งมาจากแหล่งก๊าซธรรมชาติมีค่าความร้อนเท่ากับที่ตกลงกันไว้ในสัญญา ซึ่งโดยปกติแล้ว คือค่าเฉลี่ยของ Guaranteed Heat Rate เป็นค่าความร้อนตามสัญญาที่อยู่ในระดับที่สามารถนำมาผลิตพลังงานไฟฟ้าได้

โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมจะมีอัตราการเสื่อมถอยของค่าความร้อนเพิ่มขึ้นร้อยละ 2 โดยจะมีค่าการเสื่อมถอยเพิ่มขึ้นร้อยละ 0-2 ตลอดอายุโครงการ 25 ปี ดังนั้นโดยเฉลี่ยแล้วค่าความร้อนจะมีค่าการเสื่อมถอยเพิ่มขึ้นเฉลี่ยร้อยละ 1 ดังแสดงในตารางที่ 18

การเสื่อมถอยของค่าความร้อนเกิดขึ้นเมื่อโรงไฟฟ้ามีอายุการใช้งานมากขึ้น หรืออาจกล่าวได้ว่าเมื่อโรงไฟฟ้ามีอายุการใช้งานมากขึ้นจะทำให้ศักยภาพในการเผาผลาญเชื้อเพลิงลดลง

ต้นทุนของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม

ในการศึกษาต้นทุนของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมจะพิจารณาจากต้นทุน 3 ประเภทหลัก คือ

1. ต้นทุนค่าก่อสร้าง
2. ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า
3. ต้นทุนในการบำบัดก๊าซเรือนกระจก

1. ต้นทุนค่าก่อสร้าง ประกอบด้วย

- 1.1 อาคารโรงไฟฟ้า
- 1.2 หม้อต้มน้ำ
- 1.3 ชุดกังหันและเครื่องกำเนิดไฟฟ้า
- 1.4 อุปกรณ์ระบบควบคุม และอุปกรณ์ไฟฟ้า
- 1.5 ระบบลำเลียงก๊าซธรรมชาติ
- 1.6 ค่าสัมปทานที่ดิน

2. ต้นทุนการผลิตไฟฟ้า ประกอบด้วย ต้นทุนค่าเชื้อเพลิง ในการคำนวณหาต้นทุนค่าเชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม แสดงอยู่ในหัวข้อการคำนวณหาต้นทุนด้านเชื้อเพลิงในภาคผนวก ก.

โรงไฟฟ้าพลังน้ำ

ลักษณะของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ

โรงไฟฟ้าพลังน้ำ เป็นโรงไฟฟ้าที่ใช้น้ำในการผลิตพลังงานไฟฟ้า การก่อสร้างโรงไฟฟ้าประเภทนี้ประกอบไปด้วยเขื่อนกั้นน้ำและอุปกรณ์ผลิตไฟฟ้า โดยต้นทุนที่ใช้ในการก่อสร้างเขื่อนมีค่าประมาณร้อยละ 60 ของต้นทุนทั้งหมด ส่วนต้นทุนอุปกรณ์ไฟฟ้านั้นมีค่าน้อยและมีค่าลงทุนในการติดตั้งถูก

องค์ประกอบสำคัญของโรงไฟฟ้าพลังน้ำประกอบด้วย เขื่อน และอุปกรณ์ผลิตไฟฟ้า ซึ่งอธิบายได้ ดังนี้

1. ตัวเขื่อน (Main Dam) กำหนดให้ ตัวเขื่อนเป็นแบบเขื่อนหินถมลาดผิวหน้าด้วยคอนกรีต มีความสูง 39 เมตร และมีความยาว 437 เมตร และมีทางน้ำล้น (Spillway) ขนาดความกว้าง 18 เมตร และสูง 15 เมตร 5 ช่องทาง
2. กังหันน้ำ (Turbine) กำหนดให้ เป็นแบบฟรานซิส (Francis Turbine) 4 ชุด ชุดละ 250 เมกะวัตต์ และแบบเพลตัน (Pelton Turbine) 2 ชุด ชุดละ 43 เมกะวัตต์
3. หม้อแปลงไฟฟ้า (Transformers) กำหนดให้ เป็นหม้อแปลงไฟฟ้าขนาด GV/500 kV ของกังหันฟรานซิส (Francis Units: 3 x 1- phase per unit) และหม้อแปลงไฟฟ้าขนาด GV/115 kV ของกังหันเพลตัน (Pelton: 1 x 3 - phase per unit)
4. อาคารโรงไฟฟ้า (Power Station) กำหนดให้ เป็นแบบอาคารปิดหรือแบบในร่ม (Indoor Power Station) ขนาดยาว 128 เมตร กว้าง 35 เมตร และสูง 50 เมตร
5. แหล่งน้ำ (Reservoir) กำหนดให้ มีบริเวณพื้นที่รับน้ำฝนของแม่น้ำ 4,013 ตารางกิโลเมตร รองรับน้ำฝนได้เฉลี่ยทั้งปี 7,527 ล้านลูกบาศก์เมตร

ต้นทุนของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ

ในการศึกษาต้นทุนของโรงไฟฟ้าพลังน้ำนั้น มีความคล้ายคลึงกับการศึกษาต้นทุนของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม จะแตกต่างกันเพียงที่โรงไฟฟ้าพลังน้ำไม่มีต้นทุนด้านเชื้อเพลิง ในการวิเคราะห์ต้นทุนในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังน้ำจะพิจารณาจากค่าใช้จ่าย ดังต่อไปนี้

1) ต้นทุนในการก่อสร้างโรงไฟฟ้า ประกอบไปด้วย

1.1) ค่าก่อสร้างเขื่อนและโรงไฟฟ้า ประกอบด้วย

- 1.1.1) ค่าสิ่งปลูกสร้างและงานโยธา
- 1.1.2) กังหันไอน้ำ
- 1.1.3) อุปกรณ์ในการผลิตไฟฟ้าและระบบควบคุม
- 1.1.4) งานบริการด้านวิศวกรรม

1.2) ต้นทุนด้านการดำเนินงานอื่นๆ

- 1.2.1) ค่าใช้จ่ายในการพัฒนาโครงการ
- 1.2.2) ต้นทุนการบริหารและประกันภัย
- 1.2.3) อื่นๆ

2) ต้นทุนดำเนินงานและบำรุงรักษา

3) ค่าสัมปทานที่ดิน

พิธีสารเกียวโต

พิธีสารเกียวโต เป็นพิธีสารที่ร่างขึ้นมาเพื่อเร่งรัดให้ประเทศพัฒนาแล้วดำเนินการลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกให้บรรลุเป้าหมายตามพันธกรณีอย่างเป็นรูปธรรม โดยการลดปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ได้ผลมากที่สุดคือการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากแหล่งพลังงานฟอสซิลในประเทศของตน ซึ่งสามารถทำได้โดยการลดการใช้ถ่านหิน น้ำมัน และก๊าซธรรมชาติ หรือโดยการกำจัดก๊าซเรือนกระจกที่เกิดจากการใช้น้ำมัน การดำเนินการดังกล่าวมีต้นทุนที่สูง ซึ่งทำให้เป็นไปได้ยากในการปฏิบัติ พิธีสารเกียวโตซึ่งมีจุดประสงค์ให้ประเทศพัฒนาแล้วทำการลดปริมาณก๊าซเรือนกระจกจึงได้กำหนดกลไกสำคัญที่มีความยืดหยุ่นในทางปฏิบัติในการช่วยให้ประเทศพัฒนาแล้วบรรลุเป้าหมายการลดได้

สาระสำคัญของพิธีสารเกียวโตสามารถแจกแจงได้ ดังนี้

- ประเทศภาคีในภาคผนวก 1 (Annex 1) ต้องดำเนินการลดก๊าซเรือนกระจกเฉลี่ย 5.2% ต่อปีของปริมาณการปล่อยในปี พ.ศ. 2533 ในช่วงพันธกรณีแรก (First Commitment คือในระหว่างช่วงปี พ.ศ. 2551-2555) แม้ว่าการรักษาสมดุลของระบบภูมิอากาศโลก ต้องลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก 60-70% ก็ตาม
- ประเทศภาคีนอกเหนือจากภาคผนวกที่ 1 (Non-Annex 1) ยังไม่มีพันธกรณีในการลดปริมาณก๊าซเรือนกระจกในช่วงระยะแรก
- ประเทศภาคีทุกประเทศต้องจัดทำทำเนียบการปล่อยก๊าซเรือนกระจก การจัดทำแผนแห่งชาติในการลดก๊าซเรือนกระจก และการปรับตัวต่อการเปลี่ยนแปลง (Mitigation & Adaptation Programs) และต้องจัดส่งรายงานแห่งชาติเกี่ยวกับการดำเนินงานตามพิธีสารเกียวโต (National Communication)

สำหรับก๊าซเรือนกระจกที่มีการเจรจาให้มีการกำหนดเป้าหมายการปล่อยออกสู่บรรยากาศประกอบด้วย

- ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ : Carbon Dioxide (CO₂)
- ก๊าซมีเทน : Methane (CH₄)
- ก๊าซไนตรัสออกไซด์ : Nitrous Oxide (N₂O)
- ก๊าซไฮโดรฟลูออโรคาร์บอน : Hydrofluorocarbons (HFCs)
- ก๊าซเพอร์ฟลูออโรคาร์บอน : Perfluorocarbons (PFCs)
- ก๊าซซัลเฟอร์เฮกซะฟลูออไรด์ : Sulphur Hexafluoride (SF₆)

ภายใต้พิธีสารเกียวโตที่มีข้อตกลงให้มีการลดระดับการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสู่บรรยากาศ มีอยู่ 6 ประเภทด้วยกัน แต่ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂) เป็นก๊าซที่มีปริมาณมากที่สุด มากกว่า 80% ดังนั้นในการดำเนินการของประเทศต่างๆ จึงเรียกการลดก๊าซเรือนกระจกว่า เป็นการลดก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ และมีการเปลี่ยนปริมาณของก๊าซตัวอื่นไปเป็นปริมาณเทียบเท่าของก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂ Equivalent) เช่นก๊าซมีเทน (CH₄) ซึ่งมีความรุนแรงในการสร้างความ เป็นเรือนกระจก 21 เท่าของก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ดังนั้น หนึ่งตันของมีเทนจึงมีค่าเป็น 21 ตันของก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์

พิธีสารเกียวโต ได้กำหนดกลไกที่มีความยืดหยุ่นเพื่อช่วยเพิ่มความเป็นไปได้ในการ ดำเนินการตามพิธีสารของประเทศที่พัฒนาแล้ว ในช่วงของการยกร่างพิธีสารฯ และการเจรจา ต่อรองนั้น ประเด็นที่มีการเจรจาเข้มข้นที่สุดคือ เรื่องของปริมาณที่กำหนดให้ประเทศที่พัฒนาแล้ว หรือประเทศในภาคผนวก 1 ต้องลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก และกลไกที่จะนำมาใช้ในการ ดำเนินการเพื่อให้เกิดการลดดังกล่าว ประเทศในภาคผนวก 1 ได้พยายามที่จะลดภาระของตนใน การดำเนินการลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกให้มากที่สุด ขณะเดียวกันก็พยายามผลักดัน ประเทศนอกภาคผนวก 1 ให้เข้ามามีส่วนร่วมด้วยเช่นกัน

กลไกการดำเนินการลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก

ในพิธีสารเกียวโตประกอบด้วยมาตราทั้งหมด 28 มาตรา ซึ่งมีบางมาตราได้กล่าวถึงกลไก ในการดำเนินการลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ดังนี้ (สำนักงานนโยบายและแผน ทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม, 2548)

กลไกที่ดำเนินการร่วมกัน (Joint Implementation: JI)

เป็นกลไกที่กำหนดขึ้นตามมาตราที่ 6 ของพิธีสารเกียวโตซึ่งจำกัดให้มีการดำเนินการได้เฉพาะในระหว่างประเทศในภาคผนวก 1 การดำเนินการร่วมกันก็คือ ประเทศที่เกี่ยวข้องทำการตกลงดำเนินโครงการลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกร่วมกัน และแบ่งสรรปริมาณการลดนั้น ปริมาณการลดดังกล่าวสามารถนำไปคิดร่วมกับปริมาณการลดที่ประเทศนั้นๆ ต้องดำเนินการตามพันธกรณีได้ แต่ไม่เกินตามที่กำหนดในพิธีสารฯ อย่างไรก็ตาม ความเป็นไปได้ว่า กลไกการดำเนินการร่วมกันจะเป็นการดำเนินการระหว่างประเทศในภาคผนวก 1 กับประเทศที่อยู่ระหว่างการเปลี่ยนแปลงโครงสร้างเศรษฐกิจเป็นตลาดเสรี (Economic in Transition) เป็นส่วนใหญ่ เนื่องจากประเทศที่อยู่ระหว่างการเปลี่ยนแปลงโครงสร้างเศรษฐกิจเป็นระบบตลาดเสรีเหล่านี้มีทางเลือกในการพัฒนาโครงการลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกอยู่มาก

กลไกการซื้อขายก๊าซเรือนกระจก (Emission Trading: ET)

เป็นกลไกที่กำหนดขึ้นตามมาตรา 17 โดยมีวัตถุประสงค์ที่จะใช้ระบบการตลาดแข่งขัน ซึ่งเป็นเครื่องมือทางเศรษฐศาสตร์ในการทำให้เกิดการลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกอย่างมีประสิทธิภาพ มาตรา 17 จึงได้กำหนดให้กลไกนี้เป็นส่วนเสริมเพิ่มเติมจากมาตรการลดปริมาณการปล่อยก๊าซที่ดำเนินการภายในแต่ละประเทศ กลไกนี้จำกัดให้ดำเนินการได้เฉพาะกับประเทศในภาคผนวก 1 เท่านั้น ประเทศเหล่านี้สามารถซื้อขายแลกเปลี่ยนปริมาณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกระหว่างกันเพื่อนำมาเสริมปริมาณการลดในประเทศของตนได้ การใช้กลไกทางการตลาดนี้ทำให้ก๊าซเรือนกระจกเปรียบเสมือนสินค้าขึ้นหนึ่ง เพียงแต่ในกรณีนี้ สินค้าที่ซื้อขายก็คือปริมาณก๊าซที่ลดได้ ดังนั้น ประเทศที่ได้ทำการลดก๊าซเรือนกระจกก็จะมีปริมาณก๊าซที่ลดได้ (ซึ่งก็เป็นสินค้า) หรือที่คิดว่าตนเองจะลดได้ในเวลาที่กำหนด (ซึ่งเป็นสินค้าที่คิดว่าจะผลิตได้) ก็สามารถนำมาซื้อขายในตลาดซื้อขายปริมาณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกนี้ได้ การค้าขายปริมาณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจะทำให้ประเทศที่มีพันธกรณีสามารถลดต้นทุนในการลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของตนเองได้ระดับหนึ่ง เนื่องจากประเทศเหล่านั้นสามารถตัดสินใจว่าจะทำการลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเองหรือซื้อเอาจากตลาดดังกล่าวข้างต้นได้

กลไกการพัฒนาที่สะอาด (Clean Development Mechanism: CDM)

เป็นกลไกที่กำหนดขึ้นตามมาตราที่ 12 มีวัตถุประสงค์เพื่อช่วยให้เกิดการพัฒนาที่ยั่งยืนในประเทศกำลังพัฒนา ในขณะที่เดียวกันก็เป็นการช่วยให้ประเทศที่พัฒนาแล้วสามารถดำเนินการตามพันธกรณีที่กำหนดไว้ในมาตรา 3 ของพิธีสารเกียวโต (มาตรา 3 การจำกัดการปล่อยที่วัดได้และการลดตามพันธกรณี) ได้ การดำเนินการตามกลไกการพัฒนาที่สะอาดมีขั้นตอนที่สำคัญหลายประการ ซึ่งรายละเอียดขั้นตอนในการดำเนินงานทั้งหมดจะต้องขึ้นอยู่กับภาระจากรองในการประชุมสมัชชาประเทศภาคีอนุสัญญาฯ และ/หรือ การประชุมประเทศภาคีพิธีสารฯ (COP/MOP) อย่างไรก็ตาม พิธีสารเกียวโตได้กำหนดไว้อย่างกว้างๆ ว่า การดำเนินงานทั้งหมดจะต้องอยู่ภายใต้การควบคุม ดูแล และการให้คำแนะนำของที่ประชุมประเทศภาคีพิธีสารฯ โดยต้องมีองค์กรภายใต้ที่ประชุมประเทศภาคีพิธีสารฯ ที่เรียกว่า คณะกรรมการบริหารโครงการพัฒนาที่สะอาด กำกับดูแลในรายละเอียดต่อไป

สำหรับประเด็นการอนุญาตให้นำโครงการในสาขาการเปลี่ยนแปลงการใช้ประโยชน์ที่ดินและป่าไม้มาเป็นกิจกรรมภายใต้กลไกการพัฒนาที่สะอาดนั้น เป็นประเด็นที่ประเทศพัฒนาแล้วหลายประเทศโดยเฉพาะประเทศสหรัฐอเมริกา แคนาดา ญี่ปุ่น และออสเตรเลีย มีความต้องการที่จะให้มีการอนุญาตดังกล่าว แต่ก็มีอีกหลายประเทศที่ไม่เห็นด้วย โดยเฉพาะกลุ่มประเทศสหภาพยุโรป และประเทศกำลังพัฒนาอีกหลายประเทศ เช่น ประเทศบราซิล และจีน เป็นต้น ทั้งนี้เนื่องจากการเห็นว่าการดำเนินการดังกล่าว ไม่ก่อให้เกิดการลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่แท้จริง และอาจจะทำให้ส่วนแบ่งการตลาดของโครงการประเภทอื่นๆ ภายใต้กลไกลดลง การพัฒนาและการถ่ายทอดเทคโนโลยีต่างๆ ก็จะลดลงจากที่ควรจะเป็นด้วย

ส่วนเรื่องของปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ลดได้นั้น จะต้องผ่านกระบวนการวัด ตรวจสอบ และผ่านการรับรอง (Certified Emission Reduction: CERs) จากหน่วยงานที่เรียกว่า CDM Executive Board (CDM EB) และก๊าซเรือนกระจกที่ลดได้นั้นต้องเป็นการดำเนินการด้วยความสมัครใจที่ได้รับความเห็นชอบจากประเทศภาคีพิธีสารฯ ที่เกี่ยวข้อง ต้องเป็นการลดที่แท้จริง และเป็นประโยชน์ในระยะยาวในการลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก นอกจากนี้ การดำเนินการดังกล่าวจะต้องก่อให้เกิดการลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้เพิ่มเติมจากปริมาณการลดที่จะเกิดขึ้นหากไม่มีการดำเนินโครงการนั้นภายใต้กลไกการพัฒนาที่สะอาด

CDM เปรียบเสมือนแรงจูงใจให้ประเทศกำลังพัฒนา หันมาใช้เทคโนโลยีที่สะอาดมากขึ้น อันจะส่งผลให้การปล่อยก๊าซเรือนกระจกลดลง ซึ่งหากไม่มีแรงจูงใจในการใช้กลไก CDM แล้ว ประเทศนอกภาคผนวกที่ 1 จะยังคงใช้เทคโนโลยีแบบเดิมที่มีต้นทุนต่ำและมีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในปริมาณมาก โดยแรงจูงใจที่กล่าวถึงคือ Certified Emission Reduction: CERs ที่ผู้ดำเนินโครงการจะได้รับ และสามารถนำไปขายให้กับประเทศอุตสาหกรรม

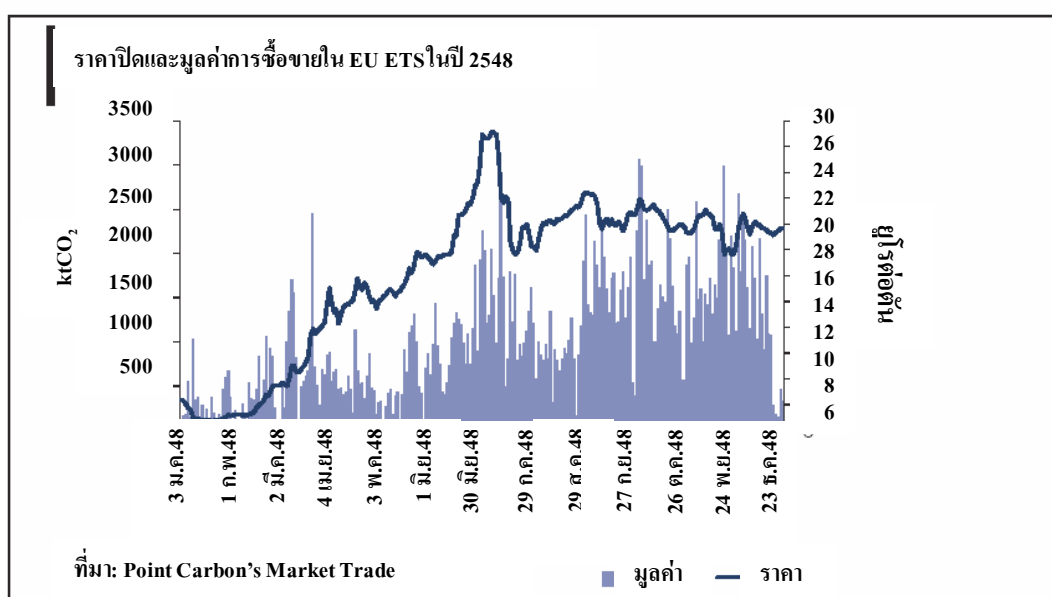
(1 CERs = 1 ton co2 equivalent)

อาจกล่าวได้ว่ากลไกภายใต้พิธีสารเกียวโตนั้นมีความเกี่ยวเนื่องกันอย่างเช่น กลไกการซื้อขายก๊าซเรือนกระจก และกลไกการพัฒนาที่สะอาด เนื่องจากในพิธีสารเกียวโตได้เปิดช่องทางให้กลไก CDM เข้ามามีบทบาทในการลดและเลิกการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกลุ่มประเทศกำลังพัฒนาได้ และนำปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่ลดได้เป็น “คาร์บอนเครดิต” ไปหักออกจากจำนวนก๊าซเรือนกระจกที่มีพันธกรณีจะต้องลดลงในประเทศของตนเอง ในขณะที่กลไกการพัฒนาที่สะอาด ซึ่งเป็นกลไกที่ใช้ในประเทศที่กำลังพัฒนา สิ่งที่ได้จากการดำเนินโครงการนี้คือ CERs ซึ่งประเทศที่พัฒนาแล้วบางประเทศไม่สามารถจะลดปริมาณก๊าซเรือนกระจกได้ตามพิธีสารฯ อาจเข้ามาซื้อ CERs จากประเทศที่กำลังพัฒนาเพื่อลดปริมาณก๊าซเรือนกระจกในประเทศของตนแทน

การกำหนดราคาซื้อขายสิทธิการปล่อยก๊าซเรือนกระจก

การกำหนดสิทธิการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเกิดขึ้นภายใต้ชื่อ “กฎการค้าสิทธิการปล่อยมลพิษในสหภาพยุโรป” (EU Emissions Trading Scheme: EU ETS) เป็นนโยบายด้านอุตสาหกรรมหนึ่งของสหภาพยุโรปที่สื่อถึงความเอาใจใส่ด้านสิ่งแวดล้อม โดยเฉพาะอย่างยิ่งการเพิ่มขึ้นของอุณหภูมิของโลกหรือปัญหาโลกร้อนขึ้นซึ่งเกิดจากปรากฏการณ์เรือนกระจก EU ETS ถือเป็นเครื่องมือสำคัญในการควบคุมและลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์โดยผู้ประกอบการอุตสาหกรรมใดที่มีการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เกินกว่าข้อกำหนดที่ได้รับอนุญาตจะต้องซื้อสิทธิการปล่อยมลพิษจากบริษัทที่มีการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์น้อยกว่า สหภาพยุโรปไม่ได้มีการบังคับในแนวทางปฏิบัติเพื่อลดก๊าซเรือนกระจกหากแต่เปิดโอกาสให้ผู้ประกอบการอุตสาหกรรมมีสิทธิเลือกแนวทางปฏิบัติที่ต้องการ และจากกฎดังกล่าวจะทำให้มีการลงทุนทางด้านเทคโนโลยีการรักษาสิ่งแวดล้อมให้สามารถถูกเปลี่ยนเป็นผลกำไรได้ และจากการควบคุมการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของภาคอุตสาหกรรมจะช่วยให้ประเทศนั้นๆ ประสบความสำเร็จในการปฏิบัติตามข้อตกลงในพิธีสารเกียวโต

ในปี พ.ศ. 2548 ตลาดซื้อขายสิทธิก๊าซเรือนกระจกในตลาด EU มีปริมาณการซื้อขายอยู่ที่ 799 ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์ (Mt CO₂e) หรือประมาณ 9.40 พันล้านยูโร ในขณะที่ปี พ.ศ. 2547 มีปริมาณการซื้อขายอยู่ที่ 94 ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์ (Mt CO₂e) หรือประมาณ 377 ล้านยูโร สำหรับราคาซื้อขายสิทธิในปี พ.ศ. 2548 ในครึ่งปีแรกของปีราคาอยู่ที่ 7 ยูโรต่อตันในเดือนกุมภาพันธ์ และสูงสุดถึง 30 ยูโรต่อตันในเดือนกรกฎาคม พ.ศ. 2548 และในครึ่งปีหลังราคาอยู่ระหว่าง 20-24 ยูโรต่อตัน ดังแสดงในภาพที่ 6

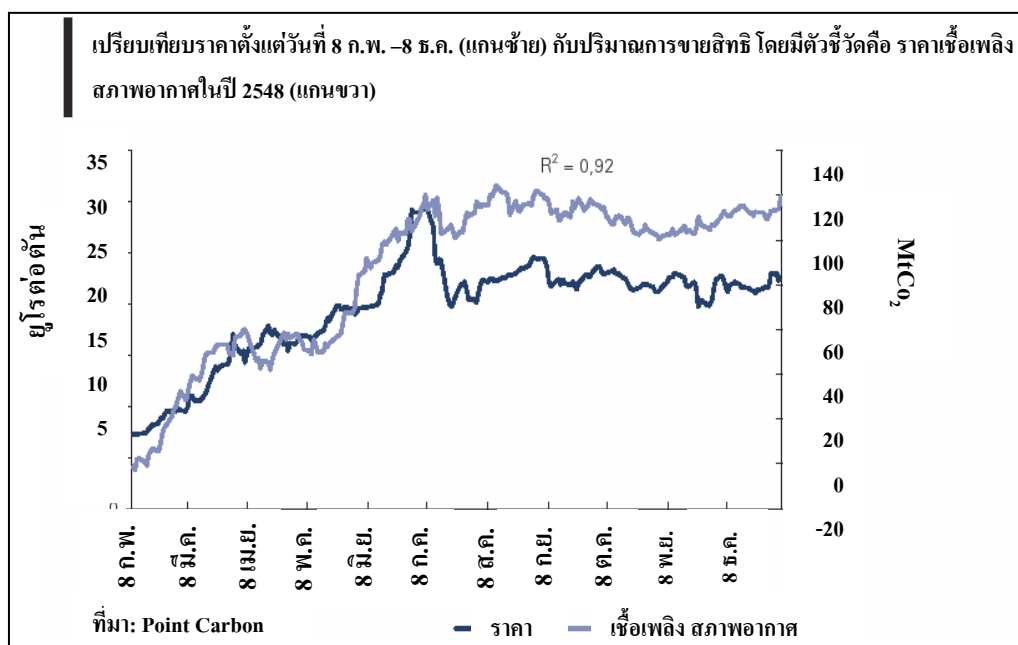


ภาพที่ 6 ราคาปิดการซื้อขายสิทธิประจำวันของปี พ.ศ. 2548

ที่มา: Point Carbon's Market Trade

ราคาซื้อขายสิทธิจะถูกกำหนดจากความต้องการซื้อ (Demand) และความต้องการขาย (Supply) ของตลาด โดยปัจจัยที่สำคัญที่มีผลทำให้ราคาซื้อขายสิทธิเปลี่ยนแปลงคือ สภาพอากาศที่มีผลต่อความต้องการใช้พลังงาน และราคาเชื้อเพลิง ดังภาพที่ 7 โดยเฉพาะเชื้อเพลิงถ่านหินและก๊าซธรรมชาติ ที่เป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตพลังงานไฟฟ้า ในช่วงฤดูหนาว ของทวีปยุโรป หรือช่วงฤดูร้อนของภูมิภาคเอเชีย จะเป็นช่วงที่มีความต้องการใช้พลังงานเป็นจำนวนมาก การเผาไหม้เชื้อเพลิงเพื่อผลิตพลังงานก็จะมากขึ้นไปด้วยทำให้ผู้ประกอบการมีต้นทุนในการบำบัดก๊าซเรือนกระจกมากขึ้น หรือจำเป็นต้องซื้อสิทธิในการปล่อยมลพิษมากขึ้นเพื่อให้มีปริมาณก๊าซเรือนกระจก

อยู่ในเกณฑ์ตามข้อตกลงในพิธีสารเกียวโต จากภาพที่ 6 และภาพที่ 7 จะเห็นว่าราคาเชื้อเพลิงกับราคาการซื้อขายสิทธิมีความสัมพันธ์ไปในทิศทางเดียวกัน



ภาพที่ 7 ราคาเชื้อเพลิง

ที่มา: Point Carbon

Mr. Mike Faden ได้เขียนบทความเกี่ยวกับกลไกการซื้อขายสิทธิการปล่อยก๊าซเรือนกระจกไว้ในบทความเรื่อง The Pollution Boom ในปี พ.ศ. 2548 โดยได้ประมาณปริมาณและราคาก๊าซเรือนกระจกที่ซื้อขายตั้งปี พ.ศ. 2547-2553 รายละเอียดแสดงอยู่ในตารางที่ 9 ซึ่งพบว่าปริมาณการซื้อขายสิทธิในตลาดเพิ่มขึ้นในทุกๆ ปี และราคาซื้อขายสิทธิก็มีความผันผวนอยู่มาก ทั้งนี้ Mr. Mike Faden กล่าวว่า การผันผวนของราคาอาจเกี่ยวเนื่องกับความไม่ชัดเจนเรื่องของกฎเกณฑ์การซื้อขายสิทธิ แต่เมื่อกฎเกณฑ์เริ่มชัดเจนขึ้นราคาซื้อขายสิทธิจะอยู่ในระดับที่คงที่มากขึ้น

ในการศึกษานี้ นอกจากหาข้อมูลเกี่ยวกับราคาการซื้อขายสิทธิแล้ว ยังต้องเก็บข้อมูลปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมเพื่อนำมาหาต้นทุนการบำบัดก๊าซเรือนกระจกต่อไป ทั้งนี้ ปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่เก็บได้จะเลือกเฉพาะก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่ถูกปล่อยออกมาจากการผลิตพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมราชบุรีเท่านั้น รายละเอียดแสดงอยู่ในตารางผนวกที่ 1 หัวข้อปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในภาคผนวก ก.

บทที่ 4

ผลการวิเคราะห์

ต้นทุนของโครงการ

การศึกษานี้ มุ่งศึกษาโครงการของโรงไฟฟ้า 2 ประเภท คือโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม และโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำ โดยโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมจะใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตกระแสไฟฟ้า โดยในกระบวนการผลิตก่อให้เกิดก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ซึ่งเป็นก๊าซเรือนกระจกประเภทหนึ่งที่ส่งผลต่อการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศของโลก แต่ทั้งนี้ผู้ดำเนินโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมจะต้องทำการบำบัดก๊าซเรือนกระจกดังกล่าว ซึ่งถือว่าเป็นต้นทุนหนึ่งของการดำเนินโครงการผลิตกระแสไฟฟ้าไปพร้อมๆ กับการรักษาสีเขียวสำหรับโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำ ใช้พลังงานในกระบวนการผลิตกระแสไฟฟ้าซึ่งเป็นพลังงานตามธรรมชาติไม่ก่อให้เกิดก๊าซเรือนกระจกในระหว่างการผลิต

วัตถุประสงค์ในการศึกษา จะให้ความสำคัญกับต้นทุนของโครงการทั้ง 2 โครงการ โดยจะพิจารณาโครงการที่มีต้นทุนของโครงการต่ำที่สุด โดยใช้วิธีการศึกษา 2 วิธี คือ การหาต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยของทั้ง 2 โครงการ และการหาต้นทุนต่ำสุดโดยใช้วิธีต้นทุนสัมฤทธิ์ผล

ในการศึกษาต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยของทั้ง 2 โครงการ จะทำการศึกษาโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม 1 โรง ที่มีอายุการดำเนินโครงการเท่ากับ 25 ปี มีกำลังการผลิต 725 เมกะวัตต์ ชั่วโมง หรือ 4,064.640 กิกะวัตต์ต่อปี โดยตลอดอายุการดำเนินโครงการจะผลิตกระแสไฟฟ้าได้เท่ากับ 101,616 กิกะวัตต์ และโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำ 1 โรง ที่มีอายุการดำเนินโครงการเท่ากับ 50 ปี มีกำลังการผลิต 1,070 เมกะวัตต์ ชั่วโมง หรือ 3,749.280 กิกะวัตต์ต่อปี โดยตลอดอายุการดำเนินโครงการจะผลิตกระแสไฟฟ้าได้เท่ากับ 187,464 กิกะวัตต์

ทั้งนี้ การศึกษาต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยของโครงการ ปริมาณกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้ไม่จำเป็นต้องเท่ากันทั้ง 2 โครงการ เพราะเป็นการศึกษาต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยของโครงการว่าจะเป็นเท่าใด ถ้าทั้ง 2 โครงการที่ต้นทุนของโครงการใกล้เคียงกัน โครงการที่มีอายุโครงการที่ยาวนานกว่าจะมีต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยของโครงการที่ต่ำกว่าโครงการที่มีอายุสั้นกว่า และสามารถผลิต

กระแสไฟฟ้าได้ในปริมาณที่มากกว่าด้วย แต่ในการศึกษานี้โครงการทั้ง 2 โครงการมีต้นทุนที่แตกต่างกัน ดังนั้น การศึกษาต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยจะทำให้ทราบว่าโครงการใดมีต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยต่ำที่สุด ซึ่งโครงการนั้นจะมีความเหมาะสมมากกว่า

การศึกษาต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยของทั้ง 2 โครงการจะทำได้ดังนี้

1. หามูลค่าปัจจุบันของต้นทุนของโครงการที่เกิดขึ้นทั้งหมด
2. รวมปริมาณกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้ตั้งแต่ปีแรกจนถึงปีสุดท้ายของโครงการ
3. นำมูลค่าปัจจุบันของต้นทุนของโครงการทั้งหมดหารด้วยปริมาณกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้ทั้งหมดตลอดอายุของโครงการ เพื่อหาว่าในการผลิตกระแสไฟฟ้า 1 กิกะวัตต์ จะใช้ต้นทุนเฉลี่ยในการผลิตเท่าใด
4. นำมูลค่าปัจจุบันของต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยของโครงการ ทั้ง 2 โครงการมาเปรียบเทียบเพื่อหาโครงการที่มีมูลค่าปัจจุบันของต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยของโครงการต่ำที่สุด

ในการศึกษาต้นทุนต่ำสุดโดยใช้วิธีต้นทุนสัมฤทธิ์ผล จะทำการศึกษาโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม 2 โรง โดยโรงที่ 1 มีอายุการดำเนินโครงการ 25 ปี และโรงที่ 2 มีอายุการดำเนินโครงการ 25 ปี รวมมีอายุการดำเนินโครงการเท่ากับ 50 ปี มีกำลังการผลิต 725 เมกะวัตต์ชั่วโมง หรือ 4,064.640 กิกะวัตต์ต่อปี โดยตลอดอายุการดำเนินโครงการจะผลิตกระแสไฟฟ้าได้เท่ากับ 203,232 กิกะวัตต์ และโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำ ที่มีอายุการดำเนินโครงการเท่ากับ 50 ปี มีกำลังการผลิต 1,070 เมกะวัตต์ชั่วโมง หรือ 3,749.280 กิกะวัตต์ต่อปี โดยตลอดอายุการดำเนินโครงการจะผลิตกระแสไฟฟ้าได้เท่ากับ 187,464 กิกะวัตต์ โดยทั้ง 2 โครงการผลิตกระแสไฟฟ้าได้ในปริมาณที่ต่างกัน 15,768 กิกะวัตต์ หรือต่างกันร้อยละ 8.41

ทั้งนี้ การศึกษาต้นทุนสัมฤทธิ์ผลของโครงการ อายุของโครงการและปริมาณกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้ของทั้ง 2 โครงการจำเป็นต้องเท่ากันและใกล้เคียงกันที่สุด เนื่องจากการศึกษาต้นทุนสัมฤทธิ์ผลนี้เป็นการวิเคราะห์โครงการที่มีปริมาณกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้ใกล้เคียงกันในระยะเวลา

ที่เท่ากัน แต่โครงการใดที่ใช้ต้นทุนในการผลิตต่ำที่สุด โครงการนั้นถือว่าเป็นโครงการที่ดีที่สุดต่อการลงทุนในอนาคต

การศึกษาต้นทุนสัมฤทธิ์ผลของโครงการจะทำได้ดังนี้

1. หามูลค่าปัจจุบันของต้นทุนทั้งหมดของโครงการ ทั้ง 2 โครงการ
2. นำมูลค่าปัจจุบันของต้นทุนทั้ง 2 โครงการมาเปรียบเทียบเพื่อหาโครงการที่มีมูลค่าปัจจุบันของต้นทุนของโครงการต่ำที่สุด

กรณีศึกษาต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยของโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและโรงไฟฟ้าพลังน้ำ

ข้อกำหนดในการศึกษาต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยของโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม

1. โครงการมีอายุโครงการเท่ากับ 28 ปี แบ่งออกเป็น 2 ช่วงเวลา ดังนี้

ช่วงที่ 1 ในปี พ.ศ. 2553-2555 เป็นช่วงการก่อสร้างใช้ระยะเวลา 3 ปี

ช่วงที่ 2 ในปี พ.ศ. 2556-2580 เป็นช่วงการดำเนินโครงการ ใช้ระยะเวลา 25 ปี

2. ต้นทุนของโครงการจะประกอบด้วย ต้นทุนค่าก่อสร้าง ต้นทุนค่าที่ดิน ต้นทุนการดำเนินงานและบำรุงรักษา ต้นทุนค่าเชื้อเพลิง และต้นทุนการบำบัดก๊าซเรือนกระจก

3. สัดส่วนเงินลงทุนในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมในปี พ.ศ. 2553-2555 เท่ากับร้อยละ 50 ร้อยละ 30 และร้อยละ 20 ตามลำดับ ทั้งนี้ ต้นทุนค่าที่ดินจะรวมอยู่ในต้นทุนค่าก่อสร้างในปีแรก ดังแสดงในตารางที่ 6

ตารางที่ 6 รายละเอียดต้นทุนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมในปี พ.ศ. 2553-2555

รายละเอียด	กังหันก๊าซ ชุดที่ 1 ^{1/}	กังหันก๊าซ ชุดที่ 2 ^{1/}	กังหันไอน้ำ ชุดที่ 1
อาคารโรงไฟฟ้า	328.483	317.717	288.285
หม้อต้มน้ำ	-	-	1,416.064
ชุดกังหันและเครื่องกำเนิดไฟฟ้า	1,911.212	1,728.385	1,012.806
อุปกรณ์ระบบควบคุม และ	278.167	269.215	175.179
อุปกรณ์ไฟฟ้า			
รวมต้นทุน	2,522.535	2,319.139	2,892.334
รวมต้นทุนทั้งหมด	7,734.008 ล้านบาท		
ค่าที่ดิน	24.306 ล้านบาท		
สัดส่วนต้นทุนค่าก่อสร้าง			
ปี พ.ศ. 2553 (50%) รวมค่าที่ดิน	3,891.310 ล้านบาท		
ปี พ.ศ. 2554 (30%)	2,320.202 ล้านบาท		
ปี พ.ศ. 2555 (20%)	1,546.802 ล้านบาท		
รวมต้นทุนค่าก่อสร้างทั้งหมด	7,758.314 ล้านบาท		

หมายเหตุ: ^{1/} ต้นทุนของกังหันก๊าซ ชุดที่ 1 และชุดที่ 2 ไม่เท่ากัน เนื่องจากอุปกรณ์บางอย่างในการก่อสร้างสามารถใช้ร่วมกันได้ (รายละเอียดเกี่ยวกับอุปกรณ์ภายในโรงไฟฟ้าแสดงอยู่ในภาคผนวก ก.)

^{2/} ค่าที่ดินในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมจำนวน 24.306 ล้านบาท รวมอยู่ในต้นทุนค่าก่อสร้างในปีแรก คือปี พ.ศ. 2553

ที่มา: บริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรี จำกัด และจากการคำนวณ

4. ต้นทุนการดำเนินงานและบำรุงรักษากำหนดให้เท่ากับร้อยละ 10 ของต้นทุนค่าก่อสร้างที่รวมค่าที่ดิน ซึ่งเท่ากับ 775.831 ล้านบาทต่อปี และกำหนดให้คงที่ตลอดอายุของโครงการ

5. ราคาก๊าซธรรมชาติในปี พ.ศ. 2556-2570 จะอ้างอิงจากวิทยานิพนธ์เรื่องการวิเคราะห์ต้นทุนเปรียบเทียบของการผลิตกระแสไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนราชบุรี: กรณีเปรียบเทียบระหว่างการใช้ถ่านหินเตาและก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงของนายสุรศักดิ์ ปิยะรักสกุล สำหรับในปี พ.ศ. 2571-2580 จะกำหนดให้เพิ่มขึ้นร้อยละ 6.72 ต่อปีซึ่งเป็นอัตราการเพิ่มขึ้นเฉลี่ยของราคาก๊าซธรรมชาติในปี พ.ศ. 2556-2570 ดังแสดงในตารางที่ 7

ตารางที่ 7 ราคาก๊าซธรรมชาติระหว่างปี พ.ศ. 2556-2580

ปี พ.ศ.	ราคาก๊าซธรรมชาติ (บาท/ล้านบีทียู)	ปี พ.ศ.	ราคาก๊าซธรรมชาติ (เพิ่มขึ้น 6.72%) (บาท/ล้านบีทียู)
2556	381.000	2571	1,010.382
2557	411.940	2572	1,078.280
2558	444.310	2573	1,150.740
2559	478.110	2574	1,228.070
2560	513.330	2575	1,310.596
2561	549.990	2576	1,398.669
2562	588.080	2577	1,492.659
2563	627.590	2578	1,592.966
2564	668.540	2579	1,700.013
2565	710.910	2580	1,814.254
2566	754.710		
2567	799.940		
2568	846.600		
2569	895.280		
2570	946.760		

ที่มา: (สุรศักดิ์ ปิยะรักสกุล (2548: 110-111 อ้างถึง การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, 2547)
และจากการคำนวณ

6. การผลิตกระแสไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมขนาดกำลังการผลิต 725 เมกะวัตต์ชั่วโมง (725,000 กิโลวัตต์ชั่วโมง) จะใช้ค่าพลังงานความร้อนในการผลิตเท่ากับ 34.193 ล้านล้านบีทียูต่อปี (รายละเอียดแสดงอยู่ให้หัวข้อการคำนวณหาต้นทุนด้านเชื้อเพลิงในตารางผนวก ก.) แต่เมื่อดำเนินการผลิตกระแสไฟฟ้าในปีต่อไปจะเกิดการเสื่อมถอยของค่าความร้อน โดยปกติแล้วจะเพิ่มขึ้นร้อยละ 0-2 หรือเฉลี่ยร้อยละ 1 ต่อปี กล่าวคือ ถ้าค่าพลังงานความร้อน 1 บีทียู ผลิตกระแสไฟฟ้าได้ 1 หน่วย เมื่อเกิดค่าเสื่อมถอยของค่าความร้อนร้อยละ 1 จะทำให้ค่าพลังงานความร้อน 1 บีทียู ผลิตกระแสไฟฟ้าได้ 0.99 หน่วย ดังนั้น ถ้าต้องผลิตกระแสไฟฟ้าได้ 1 หน่วย ต้องใช้

พลังงานความร้อนเพิ่มขึ้นเป็น 1.01 ปีทฤษฎี รายละเอียดต้นทุนค่าเชื้อเพลิงกรณีมีค่าเสื่อมถอยของค่าความร้อน ดังแสดงในตารางที่ 8

ตารางที่ 8 ต้นทุนค่าเชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนรวม กรณีมีค่าเสื่อมถอยของค่าความร้อนเพิ่มขึ้นร้อยละ 1 ตลอดอายุโครงการ

ปี พ.ศ.	ก๊าซธรรมชาติ		
	ราคาก๊าซธรรมชาติ (บาท/ล้านบีทียู)	ค่าพลังงานความร้อน (ล้านล้านบีทียูต่อปี)	ต้นทุนค่าเชื้อเพลิง (ล้านบาทต่อล้านบีทียูต่อปี)
2556	381.000	34.193	13,027.533
2557	411.940	34.535	14,226.348
2558	444.310	34.880	15,497.533
2559	478.110	35.229	16,843.337
2560	513.330	35.581	18,264.794
2561	549.990	35.937	19,765.991
2562	588.080	36.297	21,345.540
2563	627.590	36.660	23,007.449
2564	668.540	37.026	24,753.362
2565	710.910	37.396	26,585.190
2566	754.710	37.770	28,505.397
2567	799.940	38.148	30,516.111
2568	846.600	38.530	32,619.498
2569	895.280	38.915	34,839.821
2570	946.760	39.304	37,211.455
2571	1,010.382	39.697	30,109.134
2572	1,078.280	40.094	43,232.558
2573	1,150.740	40.495	46,599.216
2574	1,228.070	40.900	50,228.063
2575	1,310.596	41.309	54,139.410
2576	1,398.669	41.722	58,355.268

ตารางที่ 8 (ต่อ)

ปี พ.ศ.	ก๊าซธรรมชาติ		
	ราคาก๊าซธรรมชาติ (บาท/ล้านบีทียู)	ค่าพลังงานความร้อน (ล้านล้านบีทียูต่อปี)	ต้นทุนค่าเชื้อเพลิง (ล้านบาทต่อล้านบีทียูต่อปี)
2577	1,492.659	42.139	62,899.158
2578	1,592.966	42.561	67,798.226
2579	1,700.013	42.986	73,076.759
2580	1,814.254	43.416	78,767.652
รวม			922,214.803

ที่มา: จากการคำนวณ

7. ต้นทุนการบำบัดก๊าซเรือนกระจกเป็นอีกต้นทุนหนึ่งของต้นทุนทั้งหมดของโครงการที่มีความสำคัญต่อการศึกษา โดยข้อกำหนดของการศึกษาด้านทุนการบำบัดก๊าซเรือนกระจกมีดังนี้

7.1 ศึกษากลไกการซื้อขายสิทธิการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของพิธีสารเกียวโต ในการหาต้นทุนการบำบัดก๊าซเรือนกระจก

7.2 ก๊าซเรือนกระจกที่ทำการศึกษาคือ ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่เกิดจากกระบวนการผลิตกระแสไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม

7.3 ราคาซื้อขายสิทธิการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจะกำหนดให้คงที่ตลอดอายุโครงการคือมีราคาเท่ากับ 8.60 ดอลลาร์ต่อตัน ทั้งนี้ ในการกำหนดราคาซื้อขายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกดังกล่าว เกิดจากการหาค่าเฉลี่ยของราคาการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในปี พ.ศ. 2547-2553 จากบทความเรื่อง The Pollution Boom ของ Mr. Mike Faden รายละเอียดดังแสดงในตารางที่ 9

ตารางที่ 9 ประมาณการปริมาณและราคาซื้อขายสิทธิการปล่อยก๊าซเรือนกระจก

ปี	ปริมาณ (ตัน)	ราคา (ดอลลาร์สหรัฐฯ)
2547	55.63	7.19
2548	401.38	8.72
2549	1,045.85	6.98
2550	1,257.49	6.68
2551	2,877.05	12.20
2552	3,591.79	8.77
2553	4,575.57	9.66
เฉลี่ย		8.60

ที่มา : The Pollution Boom, 2548

7.4 ในการคำนวณหาอัตราแลกเปลี่ยนเพื่อใช้หาต้นทุนการบำบัดก๊าซเรือนกระจก จะกำหนดให้ใช้อัตราแลกเปลี่ยนเฉลี่ยในปี พ.ศ. 2541-2549 เป็นอัตราแลกเปลี่ยนคงที่ตลอดอายุโครงการ รายละเอียดการหาค่าเฉลี่ยอัตราแลกเปลี่ยน แสดงในตารางที่ 10

ตารางที่ 10 อัตราแลกเปลี่ยนเงินบาทต่อเงินดอลลาร์สหรัฐฯ

ปี พ.ศ.	อัตราแลกเปลี่ยน
2541	41.585
2542	37.962
2543	40.269
2544	44.583
2545	43.108
2546	42.229
2547	40.366
2548	40.364
2549	38.856
เฉลี่ย	41.036

ที่มา : ธนาคารแห่งประเทศไทย และจากการคำนวณ

ข้อกำหนดในการศึกษาต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยของโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำ

1. โครงการมีอายุโครงการเท่ากับ 56 ปี โดยมีรายละเอียดดังนี้

1.1 โครงการใช้เวลาก่อสร้าง 6 ปี ในปี พ.ศ. 2550-2555

1.2 หลังการก่อสร้าง โครงการจะเริ่มดำเนินการผลิตกระแสไฟฟ้าเป็นระยะเวลา 50 ปี ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2556-2605

2. ต้นทุนของโครงการจะประกอบด้วย ต้นทุนค่าก่อสร้าง ต้นทุนการดำเนินงานและบำรุงรักษา และต้นทุนค่าสัมปทานที่ดิน

3. สัดส่วนเงินลงทุนในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังน้ำมีดังนี้

3.1 ต้นทุนในการก่อสร้าง คิดเป็นร้อยละ 75 ของต้นทุนค่าก่อสร้างทั้งหมด ประกอบด้วย ค่าก่อสร้างและงานโยธา อุปกรณ์กังหันไอน้ำ อุปกรณ์ในการผลิตไฟฟ้าและระบบควบคุม และค่าใช้จ่ายด้านวิศวกรรม

3.2 ต้นทุนในการดำเนินงานอื่นๆ คิดเป็นร้อยละ 25 ของต้นทุนค่าก่อสร้างทั้งหมด ประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายในการพัฒนาโครงการ ต้นทุนในการบริหารและประกันภัย และต้นทุนอื่นๆ รายละเอียดแสดงอยู่ในตารางที่ 11

ตารางที่ 11 รายละเอียดต้นทุนการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังน้ำ

(หน่วย : ล้านบาท)

รายละเอียด	2550	2551	2552	2553	2554	2555	รวม
ต้นทุนในการก่อสร้าง	5,089.024	6,654.878	7,829.268	7,437.805	10,178.049	1,957.317	39,146.341
- ค่าก่อสร้างและงานโยธา	3,392.683	4,436.585	5,219.512	4,958.537	6,785.366	1,304.878	26,097.561
(50%)							
- กังหันไอน้ำ (5%)	339.268	443.659	521.951	495.854	678.537	130.488	2,609.756
- อุปกรณ์ในการผลิตไฟฟ้าและ	1,017.805	1,330.976	1,565.854	1,487.561	2,035.610	391.463	7,829.268
ระบบควบคุม (15%)							
- ค่าใช้จ่ายด้านวิศวกรรม (5%)	339.268	443.659	521.951	495.854	678.537	130.488	2,609.756
ต้นทุนในการดำเนินงานอื่นๆ	1,696.342	2,218.293	2,609.756	2,479.268	3,392.683	652.439	13,048.781
- ค่าใช้จ่ายในการพัฒนา	678.537	887.317	1,043.902	991.707	1,357.073	260.976	5,219.512
โครงการ (10%)							
- ต้นทุนในการบริหารและ	678.537	887.317	1,043.902	991.707	1,357.073	260.976	5,219.512
ประกันภัย (10%)							
- อื่นๆ (5%)	339.268	443.659	521.951	495.854	678.537	130.488	2,609.756
ต้นทุนค่าก่อสร้างทั้งหมด	6,785.366	8,873.171	10,439.024	9,917.073	13,570.732	2,609.756	52,195.122

ที่มา: จากการอ้างอิงราคาโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดกำลังการผลิต 1,070 และ 615 เมกะวัตต์ และโดยการคำนวณทางวิศวกรรม

4. ต้นทุนการดำเนินงานและบำรุงรักษาจะกำหนดให้เท่ากับร้อยละ 1 ของต้นทุนค่าก่อสร้าง ซึ่งเท่ากับ 521.951 ล้านบาทต่อปี และกำหนดให้คงที่ตลอดอายุของโครงการ

ข้อกำหนดในการศึกษาต้นทุนค่าสัมปทานที่ดินของโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำ

ต้นทุนค่าสัมปทานที่ดินในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังน้ำถือเป็นค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานที่มักใช้กับโครงการของรัฐบาลที่ต้องการจัดสรรให้เอกชนเข้ามาดำเนินการโดยเอกชนต้องจ่ายค่าสัมปทานตั้งแต่ได้รับสิทธิ และอาจมีค่าใช้จ่ายอื่นๆ อีกตามแต่ระเบียบ

ผู้ทำการศึกษาได้ทำการศึกษาข้อมูลของโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดกำลังการผลิตประมาณ 600 เมกะวัตต์ โดยมีผลตอบแทนที่โครงการควรจะได้รับจากการลงทุนนี้ประมาณร้อยละ 15 ต่อปีของต้นทุนการดำเนินงาน (โดยปกติแล้วโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำควรให้ผลตอบแทนของโครงการประมาณร้อยละ 15 ต่อปี ถึงจะมีความน่าสนใจลงทุน) และมีการจ่ายค่าสัมปทานที่ดินเท่ากับส่วนเกินของผลตอบแทนของโครงการ เช่น ถ้ากำหนดให้โครงการมีต้นทุนการดำเนินงานเท่ากับ 100 ล้านบาท และมีรายได้จากการขายกระแสไฟฟ้ามากกว่าต้นทุนการดำเนินงานเท่ากับร้อยละ 20 หรือมีรายได้จากการขายกระแสไฟฟ้าเท่ากับ 120 ล้านบาท และโครงการจะมีความน่าสนใจลงทุนเมื่อโครงการให้ผลตอบแทนเท่ากับร้อยละ 15 ของต้นทุนการดำเนินงาน ซึ่งเท่ากับ 115 ล้านบาท ค่าสัมปทานที่ดินของโครงการนี้จะเท่ากับส่วนต่างของรายได้จากการขายกระแสไฟฟ้ากับผลตอบแทนของโครงการซึ่งเท่ากับ 5 ล้านบาท

ดังนั้น ในการคำนวณหาต้นทุนของโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดกำลังการผลิต 1,070 เมกะวัตต์ จะใช้แนวคิดเดียวกับโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำที่กล่าวไว้ข้างต้น โดยมีข้อกำหนดดังนี้

1. ต้นทุนการดำเนินโครงการ คือ ต้นทุนการดำเนินโครงการและบำรุงรักษาที่กำหนดไว้เท่ากับร้อยละ 1 ของต้นทุนค่าก่อสร้าง ซึ่งเท่ากับ 521.951 ล้านบาทต่อปี
2. ผลตอบแทนของโครงการเท่ากับร้อยละ 15 ของต้นทุนการดำเนินโครงการ
3. รายได้จากการดำเนินโครงการและค่าสัมปทานดังแสดงในตารางที่ 12

ตารางที่ 12 ค่าสัมปทานที่ดินของโรงไฟฟ้าพลังน้ำ

ปี	ต้นทุนจากการ ดำเนิน โครงการ (ล้านบาท)	รายได้จากการ ขายกระแส ไฟฟ้า (ล้านบาท)	รายได้จาก การขาย กระแสไฟฟ้า สุทธิ (ล้านบาท)	รายได้ที่เป็น % จากต้นทุน การดำเนินงาน	ผลตอบแทน จากการดำ เนินโครงการ 15% (ล้านบาท)	ค่าสัมปทาน ที่ดิน (ล้านบาท)
(1)	(2)	(3)	(3)-(2) = (4)	(4) / (2) = (5)	(6)	(3)-(6) = (7)
2556	521.951	626.341	104.390	20%	600.244	26.098
2557	521.951	652.439	130.488	25%	600.244	52.195
2558	521.951	678.536	156.585	30%	600.244	78.293
2559	521.951	704.634	182.683	35%	600.244	104.390
2560	521.951	730.731	208.780	40%	600.244	130.488
2561	521.951	756.829	234.878	45%	600.244	156.585
2562	521.951	765.546	243.595	47%	600.244	165.302
2563	521.951	774.210	252.259	48%	600.244	173.966
2564	521.951	782.927	260.976	50%	600.244	182.683
2565	521.951	791.643	269.692	52%	600.244	191.399
2566	521.951	800.307	278.356	53%	600.244	200.064
2567	521.951	809.024	287.073	55%	600.244	208.780
2568	521.951	817.741	295.790	57%	600.244	217.497
2569	521.951	826.405	304.454	58%	600.244	226.161
2570	521.951	835.122	313.171	60%	600.244	234.878
2571	521.951	827.292	305.341	59%	600.244	227.049
2572	521.951	819.463	297.512	57%	600.244	219.219
2573	521.951	811.634	289.683	56%	600.244	211.390
2574	521.951	803.805	281.854	54%	600.244	203.561
2575	521.951	795.975	274.024	53%	600.244	195.732
2576	521.951	788.146	266.195	51%	600.244	187.902
2577	521.951	780.317	258.366	50%	600.244	180.073
2578	521.951	772.487	250.536	48%	600.244	172.244
2579	521.951	764.658	242.707	47%	600.244	164.415
2580	521.951	756.829	234.878	45%	600.244	156.585
2581	521.951	756.829	234.878	45%	600.244	156.585
2582	521.951	756.829	234.878	45%	600.244	156.585

ตารางที่ 12 (ต่อ)

ปี	ต้นทุนจากการ ดำเนินโครงการ (ล้านบาท)	รายได้จากการ ขายกระแส ไฟฟ้า (ล้านบาท)	รายได้จาก การขาย กระแสไฟฟ้า สุทธิ (ล้านบาท)	รายได้ที่เป็น % จากต้นทุนการ ดำเนินงาน	ผลตอบแทน จากการดำ เนินโครงการ 15% (ล้านบาท)	ค่าสัมปทาน ที่ดิน (ล้านบาท)
(1)	(2)	(3)	(3)-(2) = (4)	(4) / (2) = (5)	(6)	(3)-(6) = (7)
2583	521.951	756.829	234.878	45%	600.244	156.585
2584	521.951	756.829	234.878	45%	600.244	156.585
2585	521.951	756.829	234.878	45%	600.244	156.585
2586	521.951	756.829	234.878	45%	600.244	156.585
2587	521.951	756.829	234.878	45%	600.244	156.585
2588	521.951	756.829	234.878	45%	600.244	156.585
2589	521.951	756.829	234.878	45%	600.244	156.585
2590	521.951	756.829	234.878	45%	600.244	156.585
2591	521.951	756.829	234.878	45%	600.244	156.585
2592	521.951	756.829	234.878	45%	600.244	156.585
2593	521.951	756.829	234.878	45%	600.244	156.585
2594	521.951	756.829	234.878	45%	600.244	156.585
2595	521.951	756.829	234.878	45%	600.244	156.585
2596	521.951	756.829	234.878	45%	600.244	156.585
2597	521.951	756.829	234.878	45%	600.244	156.585
2598	521.951	756.829	234.878	45%	600.244	156.585
2599	521.951	756.829	234.878	45%	600.244	156.585
2600	521.951	756.829	234.878	45%	600.244	156.585
2601	521.951	756.829	234.878	45%	600.244	156.585
2602	521.951	756.829	234.878	45%	600.244	156.585
2603	521.951	756.829	234.878	45%	600.244	156.585
2604	521.951	756.829	234.878	45%	600.244	156.585
2605	521.951	756.829	234.878	45%	600.244	156.585
รวม	26,097.550	38,193.764	12,096.214		30,012.183	8,181.582

ที่มา: อ้างอิงจากข้อมูลโครงการ โรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดกำลังการผลิต 600 เมกะวัตต์ และการ
คำนวณ

ผลการวิเคราะห์กรณีศึกษาต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยของโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม

ในการดำเนินโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมขนาดกำลังการผลิต 725 เมกะวัตต์ ชั่วโมง หรือ 725,000 กิโลวัตต์ชั่วโมง โดยใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง จะประกอบด้วยต้นทุนหลัก คือ ต้นทุนในการก่อสร้าง ต้นทุนในการดำเนินงานและบำรุงรักษา ต้นทุนค่าเชื้อเพลิง และต้นทุนการบำบัดก๊าซเรือนกระจก

ต้นทุนในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม 1 โรง เท่ากับ 7,758.314 ล้านบาท ดังแสดงรายละเอียดไว้ในตารางที่ 6 ต้นทุนในการดำเนินงานและบำรุงรักษากำหนดให้เท่ากับร้อยละ 10 ของต้นทุนค่าก่อสร้างหรือเท่ากับ 775.831 ล้านบาทตลอดอายุของโครงการ สำหรับต้นทุนค่าเชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมไม่ได้คำนวณจากปริมาณการใช้เชื้อเพลิงกับราคาเชื้อเพลิง แต่คำนวณจากพลังงานความร้อนที่ใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้า ซึ่งรายละเอียดในการคำนวณพลังงานความร้อนที่ใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้าจะแสดงไว้ในหัวข้อการคำนวณต้นทุนด้านเชื้อเพลิงในภาคผนวก ก.

จากข้อมูลและข้อกำหนดในการศึกษาโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม พบว่าโครงการมีต้นทุนในการก่อสร้างเท่ากับ 7,758.314 ล้านบาท ต้นทุนในการดำเนินงานและบำรุงรักษาเท่ากับ 19,395.775 ล้านบาท และต้นทุนค่าเชื้อเพลิงเท่ากับ 922,214.803 ล้านบาท รวมมีต้นทุนของโครงการทั้งหมดเท่ากับ 959,367.299 ล้านบาท ทั้งนี้ เมื่อนำต้นทุนทั้งหมดข้างต้นมาหามูลค่าปัจจุบันของต้นทุนโครงการ ซึ่งกำหนดให้มูลค่าปัจจุบันของต้นทุนโครงการมีอัตราคิดลดเท่ากับร้อยละ 5 เท่ากับอัตราผลตอบแทนจากการลงทุนในพันธบัตรรัฐบาล พบว่าโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม อายุการดำเนินโครงการ 25 ปี มีมูลค่าปัจจุบันของต้นทุนโครงการเท่ากับ 475,689.115 ล้านบาท รายละเอียดดังแสดงในตารางที่ 13

ในการหาต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยของต้นทุนโครงการจะทำโดยนำมูลค่าปัจจุบันของต้นทุนโครงการซึ่งเท่ากับ 475,689.115 ล้านบาทหารด้วยกระแสไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมผลิตได้ทั้งหมด 25 ปี ซึ่งเท่ากับ 101,616 กิกะวัตต์ (1 ปี ผลิตได้เท่ากับ 4,064.640 กิกะวัตต์) ดังนั้นต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยของการผลิตกระแสไฟฟ้าจะเท่ากับ 4.681 บาทต่อกิกะวัตต์

หากโครงการนำต้นทุนการบำบัดก๊าซเรือนกระจกเข้ามาพิจารณาไปด้วย พบว่าโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม อายุการดำเนินโครงการ 25 ปี มีปริมาณก๊าซเรือนกระจกเท่ากับ 2,227,837.559 ตัน โดยมีราคาซื้อขายสิทธิการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเฉลี่ย 8.60 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน ดังแสดงในตารางที่ 9 ซึ่งในการคำนวณหาต้นทุนการบำบัดก๊าซเรือนกระจกในการศึกษานี้ จะต้องแปลงเงินดอลลาร์สหรัฐให้เป็นเงินบาท ซึ่งเท่ากับ 41.036 บาทต่อดอลลาร์สหรัฐ ต่อตัน ดังแสดงในตารางที่ 10 ดังนั้น ราคาซื้อขายสิทธิการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่นำมาคำนวณหาต้นทุนการบำบัดก๊าซเรือนกระจกจะเท่ากับ 352.910 บาทต่อตัน ทำให้โครงการมีต้นทุนการบำบัดก๊าซเรือนกระจกเท่ากับ 786.225 ล้านบาท โดยมีมูลค่าปัจจุบันของต้นทุนการบำบัดก๊าซเรือนกระจกเท่ากับ 465.287 ล้านบาท รายละเอียดดังแสดงในตารางที่ 14

จากการศึกษาข้างต้นพบว่ามูลค่าปัจจุบันของต้นทุนโครงการที่รวมต้นทุนการบำบัดก๊าซเรือนกระจกจะเท่ากับ 476,154.402 ล้านบาท รายละเอียดแสดงในตารางที่ 15

ในการหาต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยของต้นทุนโครงการที่รวมต้นทุนการบำบัดก๊าซเรือนกระจก จะทำโดยนำมูลค่าปัจจุบันของต้นทุนโครงการซึ่งเท่ากับ 476,154.402 ล้านบาท หารด้วยกระแสไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมผลิตได้ทั้งหมด 25 ปี ซึ่งเท่ากับ 101,616 กิกะวัตต์ (1 ปีผลิตได้เท่ากับ 4,064.640 กิกะวัตต์) ดังนั้น ต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยของการผลิตกระแสไฟฟ้าจะเท่ากับ 4.686 บาทต่อกิกะวัตต์

ตารางที่ 13 ต้นทุนโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม อายุโครงการ 28 ปี
(ปี พ.ศ. 2556 เป็นปีฐาน)

ปี พ.ศ.	ต้นทุนโครงการ (ล้านบาท)				มูลค่าปัจจุบันของ ต้นทุนโครงการ (ล้านบาท)
	ค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้า (ล้านบาท)	ค่าดำเนินงาน และบำรุงรักษา (ล้านบาท)	ค่าเชื้อเพลิง (ล้านบาท)	ต้นทุนรวม (ล้านบาท)	
2553	3,891.310	0.000	0.000	3,891.310	4,504.678
2554	2,320.202	0.000	0.000	2,320.202	2,558.023
2555	1,546.802	0.000	0.000	1,546.802	1,624.142
2556	0.000	775.831	13,027.533	13,803.364	13,803.364
2557	0.000	775.831	14,226.348	15,002.150	14,287.790
2558	0.000	775.831	15,497.533	16,273.488	14,760.421
2559	0.000	775.831	16,843.337	17,619.207	15,220.100
2560	0.000	775.831	18,264.794	19,040.817	15,664.769
2561	0.000	775.831	19,765.991	20,540.924	16,095.055
2562	0.000	775.831	21,345.540	22,121.111	16,507.308
2563	0.000	775.831	23,007.449	23,782.982	16,902.333
2564	0.000	775.831	24,753.362	25,529.273	17,279.163
2565	0.000	775.831	26,585.190	27,361.292	17,637.158
2566	0.000	775.831	28,505.397	29,281.488	17,976.134
2567	0.000	775.831	30,516.111	31,291.980	18,295.750
2568	0.000	775.831	32,619.498	33,394.930	18,595.769
2569	0.000	775.831	34,839.821	35,615.494	18,887.741
2570	0.000	775.831	37,211.455	37,987.259	19,186.161
2571	0.000	775.831	30,109.134	40,884.988	14,856.196
2572	0.000	775.831	43,232.558	44,008.368	20,160.750
2573	0.000	775.831	46,599.216	47,374.972	20,669.576
2574	0.000	775.831	50,228.063	51,003.740	21,193.171
2575	0.000	775.831	54,139.410	54,915.088	21,731.826
2576	0.000	775.831	58,355.268	59,131.020	22,285.889
2577	0.000	775.831	62,899.158	63,675.256	22,855.651
2578	0.000	775.831	67,798.226	68,573.360	23,442.033
2579	0.000	775.831	73,076.759	73,852.889	24,044.284
2580	0.000	775.831	78,767.652	79,543.545	24,663.882
รวม	7,758.314	19,395.775	922,214.803	959,367.299	475,689.115

ที่มา: ตารางที่ 6-8 และจากการคำนวณ

ตารางที่ 14 ต้นทุนการบำบัดก๊าซเรือนกระจกของโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม
อายุโครงการ 28 ปี (ปี พ.ศ. 2556 เป็นปีฐาน)

ปี พ.ศ.	ต้นทุนการบำบัดก๊าซเรือนกระจก (ล้านบาท)					
	ปริมาณก๊าซ เรือนกระจก (ตัน)	ราคาต่อตัน (ดอลลาร์ต่อตัน)	อัตราแลกเปลี่ยน (บาทต่อดอลลาร์)	ราคาซื้อขายก๊าซ เรือนกระจก (บาทต่อตัน)	ต้นทุนการ บำบัดก๊าซเรือน กระจก (ล้านบาท)	มูลค่าปัจจุบันของ ต้นทุนการบำบัด ก๊าซเรือนกระจก (ล้านบาท)
(1)	(2)	(3)	(4)	(3)x(4) =(5)	(2)x(5)=(6)	(7)
2553	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2554	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2555	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2556	89,006.613	8.600	41.036	352.910	31.411	31.411
2557	89,015.513	8.600	41.036	352.910	31.414	29.919
2558	89,024.415	8.600	41.036	352.910	31.418	28.497
2559	89,033.317	8.600	41.036	352.910	31.421	27.142
2560	89,042.220	8.600	41.036	352.910	31.424	25.852
2561	89,051.125	8.600	41.036	352.910	31.427	24.624
2562	89,060.030	8.600	41.036	352.910	31.430	23.454
2563	89,068.936	8.600	41.036	352.910	31.433	22.339
2564	89,077.843	8.600	41.036	352.910	31.436	21.277
2565	89,086.751	8.600	41.036	352.910	31.440	20.266
2566	89,095.659	8.600	41.036	352.910	31.443	19.303
2567	89,104.569	8.600	41.036	352.910	31.446	18.386
2568	89,113.479	8.600	41.036	352.910	31.449	17.512
2569	89,122.391	8.600	41.036	352.910	31.452	16.680
2570	89,131.303	8.600	41.036	352.910	31.455	15.887
2571	89,140.216	8.600	41.036	352.910	31.458	15.132
2572	89,149.130	8.600	41.036	352.910	31.462	14.413
2573	89,158.045	8.600	41.036	352.910	31.465	13.728
2574	89,166.961	8.600	41.036	352.910	31.468	13.076
2575	89,175.877	8.600	41.036	352.910	31.471	12.454
2576	89,184.795	8.600	41.036	352.910	31.474	11.862
2577	89,193.713	8.600	41.036	352.910	31.477	11.299
2578	89,202.633	8.600	41.036	352.910	31.480	10.762
2579	89,211.553	8.600	41.036	352.910	31.484	10.250
2580	89,220.474	8.600	41.036	352.910	31.487	9.763
รวม	2,227,837.559				786.225	465.287

ที่มา: ตารางที่ 9-10 และจากการคำนวณ

ตารางที่ 15 มูลค่าปัจจุบันของต้นทุนโครงการ โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมที่รวมต้นทุนการบำบัด
ก๊าซเรือนกระจก อายุโครงการ 28 ปี

ปี พ.ศ.	มูลค่าปัจจุบันของต้นทุนโครงการ (ล้านบาท)		
	มูลค่าปัจจุบันของต้นทุนโครงการที่ยังไม่ รวมต้นทุนการบำบัดก๊าซเรือนกระจก (ล้านบาท)	มูลค่าปัจจุบันของต้นทุน การบำบัดก๊าซเรือนกระจก (ล้านบาท)	มูลค่าปัจจุบันของต้นทุนโครงการที่ รวมต้นทุนการบำบัดก๊าซเรือนกระจก (ล้านบาท)
2553	4,504.678	0.000	4,504.678
2554	2,558.023	0.000	2,558.023
2555	1,624.142	0.000	1,624.142
2556	13,803.364	31.411	13,834.775
2557	14,287.790	29.919	14,317.708
2558	14,760.421	28.497	14,788.918
2559	15,220.100	27.142	15,247.242
2560	15,664.769	25.852	15,690.622
2561	16,095.055	24.624	16,119.679
2562	16,507.308	23.454	16,530.761
2563	16,902.333	22.339	16,924.672
2564	17,279.163	21.277	17,300.440
2565	17,637.158	20.266	17,657.424
2566	17,976.134	19.303	17,995.437
2567	18,295.750	18.386	18,314.136
2568	18,595.769	17.512	18,613.281
2569	18,887.741	16.680	18,904.420
2570	19,186.161	15.887	19,202.048
2571	14,856.196	15.132	14,871.328
2572	20,160.750	14.413	20,175.163
2573	20,669.576	13.728	20,683.304
2574	21,193.171	13.076	21,206.247
2575	21,731.826	12.454	21,744.280
2576	22,285.889	11.862	22,297.752
2577	22,855.651	11.299	22,866.950
2578	23,442.033	10.762	23,452.794
2579	24,044.284	10.250	24,054.534
2580	24,663.882	9.763	24,673.645
รวม	475,689.115	465.287	476,154.402

ที่มา: ตารางที่ 13-14 และจากการคำนวณ

ผลการวิเคราะห์การศึกษาต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยของโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำ

ในการดำเนินโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดกำลังการผลิต 1,070 เมกะวัตต์ชั่วโมง หรือ 1,070,000 กิโลวัตต์ชั่วโมง จะประกอบด้วยต้นทุนหลัก คือ ต้นทุนในการก่อสร้าง ต้นทุนในการดำเนินงานและบำรุงรักษา และต้นทุนค่าสัมปทานที่ดิน

ต้นทุนในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังน้ำ 1 โรง เท่ากับ 52,195.122 ล้านบาท ดังแสดงรายละเอียดไว้ในตารางที่ 11 ต้นทุนในการดำเนินงานและบำรุงรักษาได้กำหนดให้เท่ากับร้อยละ 1 ของต้นทุนค่าก่อสร้างหรือเท่ากับ 521.951 ล้านบาท ต้นทุนค่าสัมปทานที่ดินตามที่กำหนดไว้ในตารางที่ 12

จากข้อมูลและข้อกำหนดในการศึกษาโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำพบว่า โครงการมีต้นทุนในการก่อสร้างเท่ากับ 52,195.122 ล้านบาท ต้นทุนในการดำเนินงานและบำรุงรักษาเท่ากับ 26,097.550 ล้านบาท และต้นทุนค่าสัมปทานที่ดินเท่ากับ 8,181.582 ล้านบาท รวมมีต้นทุนของโครงการทั้งหมดเท่ากับ 86,474.254 ล้านบาท ทั้งนี้ เมื่อนำต้นทุนทั้งหมดข้างต้นมาหามูลค่าปัจจุบันของต้นทุนโครงการ ซึ่งกำหนดให้มูลค่าปัจจุบันของต้นทุนโครงการมีอัตราคิดลดเท่ากับร้อยละ 5 เท่ากับอัตราผลตอบแทนจากการลงทุนในพันธบัตรรัฐบาล พบว่าโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำ อายุการดำเนินโครงการ 50 ปี มีมูลค่าปัจจุบันของต้นทุนโครงการเท่ากับ 75,304.000 ล้านบาท รายละเอียดดังแสดงในตารางที่ 16

ในการหาต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยของต้นทุนโครงการจะทำโดยนำมูลค่าปัจจุบันของต้นทุนโครงการซึ่งเท่ากับ 75,304.000 ล้านบาท หารด้วยกระแสไฟฟ้าที่โรงไฟฟ้าพลังน้ำผลิตได้ทั้งหมด 50 ปี ซึ่งเท่ากับ 187,464 กิกะวัตต์ (1 ปี ผลิตได้เท่ากับ 3,749.280 กิกะวัตต์) ดังนั้น ต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยของการผลิตกระแสไฟฟ้าจะเท่ากับ 0.402 บาทต่อกิกะวัตต์

ตารางที่ 16 ต้นทุนโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำ อายุโครงการ 56 ปี (ปี พ.ศ. 2556 เป็นปีฐาน)

ปี พ.ศ.	ต้นทุนโครงการ (ล้านบาท)				มูลค่าปัจจุบันของ ต้นทุนโครงการ (ล้านบาท)
	ค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้า (ล้านบาท)	ค่าดำเนินงานและ บำรุงรักษา (ล้านบาท)	ค่าสัมปทานที่ดิน (ล้านบาท)	ต้นทุนรวม (ล้านบาท)	
2550	6,785.366	0.000	0.000	6,785.366	9,093.039
2551	8,873.171	0.000	0.000	8,873.171	11,324.665
2552	10,439.024	0.000	0.000	10,439.024	12,688.699
2553	9,917.073	0.000	0.000	9,917.073	11,480.252
2554	13,570.732	0.000	0.000	13,570.732	14,961.732
2555	2,609.756	0.000	0.000	2,609.756	2,740.244
2556	0.000	521.951	26.098	548.049	548.049
2557	0.000	521.951	52.195	574.146	546.806
2558	0.000	521.951	78.293	600.244	544.439
2559	0.000	521.951	104.390	626.341	541.057
2560	0.000	521.951	130.488	652.439	536.763
2561	0.000	521.951	156.585	678.536	531.651
2562	0.000	521.951	165.302	687.253	512.839
2563	0.000	521.951	173.966	695.917	494.575
2564	0.000	521.951	182.683	704.634	476.924
2565	0.000	521.951	191.399	713.350	459.832
2566	0.000	521.951	200.064	722.015	443.254
2567	0.000	521.951	208.780	730.731	427.244
2568	0.000	521.951	217.497	739.448	411.752
2569	0.000	521.951	226.161	748.112	396.740
2570	0.000	521.951	234.878	756.829	382.250
2571	0.000	521.951	227.049	749.000	360.282
2572	0.000	521.951	219.219	741.170	339.539
2573	0.000	521.951	211.390	733.341	319.954
2574	0.000	521.951	203.561	725.512	301.465
2575	0.000	521.951	195.732	717.683	284.011
2576	0.000	521.951	187.902	709.853	267.536
2577	0.000	521.951	180.073	702.024	251.986
2578	0.000	521.951	172.244	694.195	237.310

ตารางที่ 16 (ต่อ)

ปี พ.ศ.	ต้นทุนโครงการ (ล้านบาท)				มูลค่าปัจจุบันของ ต้นทุนโครงการ (ล้านบาท)
	ค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้า (ล้านบาท)	ค่าดำเนินงานและ บำรุงรักษา (ล้านบาท)	ค่าสัมปทานที่ดิน (ล้านบาท)	ต้นทุนรวม (ล้านบาท)	
2579	0.000	521.951	164.415	686.366	223.461
2580	0.000	521.951	156.585	678.536	210.392
2581	0.000	521.951	156.585	678.536	200.374
2582	0.000	521.951	156.585	678.536	190.832
2583	0.000	521.951	156.585	678.536	181.745
2584	0.000	521.951	156.585	678.536	173.090
2585	0.000	521.951	156.585	678.536	164.848
2586	0.000	521.951	156.585	678.536	156.998
2587	0.000	521.951	156.585	678.536	149.522
2588	0.000	521.951	156.585	678.536	142.402
2589	0.000	521.951	156.585	678.536	135.621
2590	0.000	521.951	156.585	678.536	129.163
2591	0.000	521.951	156.585	678.536	123.012
2592	0.000	521.951	156.585	678.536	117.154
2593	0.000	521.951	156.585	678.536	111.576
2594	0.000	521.951	156.585	678.536	106.262
2595	0.000	521.951	156.585	678.536	101.202
2596	0.000	521.951	156.585	678.536	96.383
2597	0.000	521.951	156.585	678.536	91.793
2598	0.000	521.951	156.585	678.536	87.422
2599	0.000	521.951	156.585	678.536	83.259
2600	0.000	521.951	156.585	678.536	79.295
2601	0.000	521.951	156.585	678.536	75.519
2602	0.000	521.951	156.585	678.536	71.923
2603	0.000	521.951	156.585	678.536	68.498
2604	0.000	521.951	156.585	678.536	65.236
2605	0.000	521.951	156.585	678.536	62.129
รวม	52,195.122	26,097.550	8,181.582	86,474.254	75,304.000

ที่มา: ตารางที่ 11-12 และจากการคำนวณ

ในการหาต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยของโครงการทั้ง 2 โครงการดังที่กล่าวไว้ข้างต้น สรุปได้ดังนี้

1. มูลค่าปัจจุบันต้นทุนโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม อายุการดำเนินโครงการ 25 ปี ที่ยังไม่รวมต้นทุนการบำบัดก๊าซเรือนกระจก มีมูลค่าปัจจุบันของต้นทุนโครงการทั้งหมด 475,689.115 ล้านบาท และมีต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยเท่ากับ 4.681 บาทต่อกิกะวัตต์
2. มูลค่าปัจจุบันต้นทุนโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม อายุการดำเนินโครงการ 25 ปี ที่รวมต้นทุนการบำบัดก๊าซเรือนกระจก มีมูลค่าปัจจุบันของต้นทุนโครงการทั้งหมด 476,154.402 ล้านบาท และมีต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยเท่ากับ 4.686 บาทต่อกิกะวัตต์
3. มูลค่าปัจจุบันของต้นทุนโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำ อายุการดำเนินโครงการ 50 ปี มีมูลค่าปัจจุบันของต้นทุนโครงการเท่ากับ 75,304.000 ล้านบาท และมีต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยเท่ากับ 0.402 บาทต่อกิกะวัตต์
4. ต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยของโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำ น้อยกว่า ต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยของโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม

ในการศึกษาต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยของทั้ง 2 โครงการ เพื่อเปรียบเทียบกันนั้น ได้ข้อสรุปที่ชัดเจนว่าโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำมีต้นทุนเฉลี่ยต่อน้อยกว่า ซึ่งหมายความว่าในการผลิตกระแสไฟฟ้า 1 หน่วยของโรงไฟฟ้าทั้ง 2 ประเภท โรงไฟฟ้าพลังน้ำสามารถผลิตไฟฟ้า 1 หน่วยได้ในต้นทุนที่ต่ำกว่าโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ดังนั้นจึงสรุปได้ว่า โครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำมีความเหมาะสมมากกว่า

กรณีศึกษาต้นทุนสัมฤทธิ์ผลของโครงการ

ในการศึกษาต้นทุนสัมฤทธิ์ผลเพื่อหาโครงการที่ดีที่สุดนั้น มีข้อกำหนดที่สำคัญคือทั้ง 2 โครงการจะต้องมีอายุการดำเนินโครงการที่เท่ากัน และผลิตกระแสไฟฟ้าออกมาได้ปริมาณเท่ากัน หรือใกล้เคียงกัน เพื่อให้สามารถเปรียบเทียบได้ว่าโครงการใดมีต้นทุนของโครงการต่ำที่สุด

ข้อกำหนดในการเปรียบเทียบโครงการ : โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม

1. โครงการจะมีอายุโครงการเท่ากับ 53 ปี โดยมีรายละเอียดดังนี้

1.1 โครงการใช้เวลาก่อสร้างโรงไฟฟ้าโรงแรก 3 ปี ในปี พ.ศ. 2553-2555

1.2 หลังการก่อสร้าง โครงการจะเริ่มดำเนินการผลิตกระแสไฟฟ้าเป็นระยะเวลา 25 ปี ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2556-2580

1.3 ในช่วงปี พ.ศ. 2578-2580 จะทำการก่อสร้างโรงไฟฟ้าโรงที่ 2 แทนโรงไฟฟ้าที่ก่อสร้างในครั้งแรก เนื่องจากศักยภาพในการผลิตกระแสไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมมีอายุประมาณ 25 ปี หลังจากนั้นโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมจะหมดสภาพ

1.4 หลังการก่อสร้างโรงไฟฟ้าครั้งที่ 2 โครงการจะเริ่มดำเนินการผลิตกระแสไฟฟ้าเป็นระยะเวลา 25 ปี ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2581-2606

2. ต้นทุนของโครงการจะประกอบด้วย ต้นทุนค่าก่อสร้าง ต้นทุนค่าที่ดิน ต้นทุนการดำเนินงานและบำรุงรักษา ต้นทุนค่าเชื้อเพลิง และต้นทุนการบำบัดก๊าซเรือนกระจก

3. ต้นทุนการดำเนินงานและบำรุงรักษาจะกำหนดให้เท่ากับร้อยละ 10 ของต้นทุนค่าก่อสร้าง ซึ่งเท่ากับ 775.831 ล้านบาทต่อปี และกำหนดให้คงที่ตลอดอายุของโครงการ

4. ราคาก๊าซธรรมชาติในปี พ.ศ. 2556-2570 จะอ้างอิงจากวิทยานิพนธ์เรื่องการวิเคราะห์ต้นทุนเปรียบเทียบของการผลิตกระแสไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนราชบุรี: กรณีเปรียบเทียบ

ระหว่างการใช้น้ำมันเตาและก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงของนายสุรศักดิ์ ปิยะรักสกุล สำหรับในปี พ.ศ. 2571-2605 จะกำหนดให้เพิ่มขึ้นร้อยละ 6.72 ต่อปี ซึ่งเป็นอัตราการเพิ่มขึ้นเฉลี่ยของราคาก๊าซธรรมชาติในปี พ.ศ. 2556-2570 ดังแสดงในตารางที่ 17

ตารางที่ 17 ราคาก๊าซธรรมชาติระหว่างปี พ.ศ. 2556-2605

ปี พ.ศ.	ก๊าซธรรมชาติ (บาท/ล้านบีทียู)	ปี พ.ศ.	ก๊าซธรรมชาติ (เพิ่มขึ้น 6.72%) (บาท/ล้านบีทียู)
2556	381.000	2571	1,010.382
2557	411.940	2572	1,078.280
2558	444.310	2573	1,150.740
2559	478.110	2574	1,228.070
2560	513.330	2575	1,310.596
2561	549.990	2576	1,398.669
2562	588.080	2577	1,492.659
2563	627.590	2578	1,592.966
2564	668.540	2579	1,700.013
2565	710.910	2580	1,814.254
2566	754.710	2581	1,936.172
2567	799.940	2582	2,066.283
2568	846.600	2583	2,205.137
2569	895.280	2584	2,353.322
2570	946.760	2585	2,511.465
		2586	2,680.236
		2587	2,860.347
		2588	3,052.563
		2589	3,257.695
		2590	3,476.612

ตารางที่ 17 (ต่อ)

ปี พ.ศ.	ก๊าซธรรมชาติ (บาท/ล้านบีทียู)	ปี พ.ศ.	ก๊าซธรรมชาติ (เพิ่มขึ้น 6.72%) (บาท/ล้านบีทียู)
		2591	3,710.240
		2592	3,959.569
		2593	4,225.652
		2594	4,509.615
		2595	4,812.661
		2596	5,136.072
		2597	5,481.216
		2598	5,849.554
		2599	6,242.644
		2600	6,662.150
		2601	7,109.846
		2602	7,587.628
		2603	8,097.517
		2604	8,641.670
		2605	9,222.390

ที่มา: (สุรศักดิ์ ปิยะรักสกุล (2548: 110-111 อ้างถึง การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย, 2547)

และจากการคำนวณ

6. การผลิตกระแสไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมขนาดกำลังการผลิต 725 เมกะวัตต์ชั่วโมง (725,000 กิโลวัตต์ชั่วโมง) จะใช้ค่าพลังงานความร้อนในการผลิตเท่ากับ 34.193 ล้านล้านบีทียูต่อปี (รายละเอียดแสดงอยู่ให้หัวข้อการคำนวณหาต้นทุนด้านเชื้อเพลิงในตารางผนวก ก.) แต่เมื่อดำเนินการผลิตกระแสไฟฟ้าในปีต่อไป จะเกิดค่าเสื่อมถอยของค่าความร้อน ซึ่งโดยปกติแล้วค่าเสื่อมของค่าความร้อนจะเพิ่มขึ้นประมาณร้อยละ 0-2 แต่ในการศึกษานี้จะกำหนดให้เพิ่มขึ้นร้อยละ 1 ตลอดอายุของโครงการซึ่งค่าเสื่อมถอยดังกล่าวจะส่งผลให้ต้นทุนค่าเชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมสูงขึ้นรายละเอียดดังแสดงในตารางที่ 18

ตารางที่ 18 ต้นทุนค่าเชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม กรณีมีค่าเสื่อมถอยของค่าความร้อนเพิ่มขึ้นร้อยละ 1 ตลอดอายุโครงการ

ปี พ.ศ.	ก๊าซธรรมชาติ		
	ราคาก๊าซธรรมชาติ (บาท/ล้านบีทียู)	ค่าพลังงานความร้อน (ล้านล้านบีทียูต่อปี)	ต้นทุนค่าเชื้อเพลิง (ล้านบาทต่อล้านบีทียูต่อปี)
2556	381.000	34.193	13,027.533
2557	411.940	34.535	14,226.348
2558	444.310	34.880	15,497.533
2559	478.110	35.229	16,843.337
2560	513.330	35.581	18,264.794
2561	549.990	35.937	19,765.991
2562	588.080	36.297	21,345.540
2563	627.590	36.660	23,007.449
2564	668.540	37.026	24,753.362
2565	710.910	37.396	26,585.190
2566	754.710	37.770	28,505.397
2567	799.940	38.148	30,516.111
2568	846.600	38.530	32,619.498
2569	895.280	38.915	34,839.821
2570	946.760	39.304	37,211.455
2571	1,010.382	39.697	30,109.134
2572	1,078.280	40.094	43,232.558
2573	1,150.740	40.495	46,599.216
2574	1,228.070	40.900	50,228.063
2575	1,310.596	41.309	54,139.410
2576	1,398.669	41.722	58,355.268
2577	1,492.659	42.139	62,899.158
2578	1,592.966	42.561	67,798.226
2579	1,700.013	42.986	73,076.759
2580	1,814.254	43.416	78,767.652
2581	1,936.172	43.850	84,901.142

ตารางที่ 18 (ต่อ)

ปี พ.ศ.	ก๊าซธรรมชาติ		
	ราคาก๊าซธรรมชาติ (บาท/ล้านบีทียู)	ค่าพลังงานความร้อน (ล้านล้านบีทียูต่อปี)	ต้นทุนค่าเชื้อเพลิง (ล้านบาทต่อล้านบีทียูต่อปี)
2582	2,066.283	44.289	91,513.608
2583	2,205.137	44.732	98,630.188
2584	2,353.322	45.179	106,320.735
2585	2,511.465	45.631	114,600.659
2586	2,680.236	46.087	123,524.037
2587	2,860.347	46.548	133,143.432
2588	3,052.563	47.013	143,510.144
2589	3,257.695	47.483	154,685.132
2590	3,476.612	47.958	166,732.358
2591	3,710.240	48.438	179,716.605
2592	3,959.569	48.922	193,710.035
2593	4,225.652	49.411	208,793.691
2594	4,509.615	49.906	225,056.846
2595	4,812.661	50.405	242,582.178
2596	5,136.072	50.909	261,472.289
2597	5,481.216	51.418	281,833.164
2598	5,849.554	51.932	303,779.038
2599	6,242.644	52.451	327,432.920
2600	6,662.150	52.976	352,934.058
2601	7,109.846	53.506	380,419.420
2602	7,587.628	54.041	410,043.005
2603	8,097.517	54.581	441,970.575
2604	8,641.670	55.127	476,389.342
2605	9,222.390	55.678	513,484.230
รวม			6,939,393.634

ที่มา: จากการคำนวณ

ข้อกำหนดในการเปรียบเทียบโครงการ : โครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำ

1. โครงการมีอายุโครงการเท่ากับ 56 ปี โดยมีรายละเอียดดังนี้

1.1 โครงการใช้เวลาก่อสร้าง 6 ปี ในปี พ.ศ. 2550-2555

1.2 หลังการก่อสร้าง โครงการจะเริ่มดำเนินการผลิตกระแสไฟฟ้าเป็นระยะเวลา 50 ปี ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2556-2605

2. ต้นทุนของโครงการจะประกอบด้วย ต้นทุนค่าก่อสร้าง ต้นทุนการดำเนินงานและบำรุงรักษา และต้นทุนค่าสัมปทานที่ดิน

3. สัดส่วนเงินลงทุนในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังน้ำมีดังนี้

3.1 ต้นทุนในการก่อสร้าง คิดเป็นร้อยละ 75 ของต้นทุนค่าก่อสร้างทั้งหมด ประกอบด้วย ค่าก่อสร้างและงานโยธา อุปกรณ์กักเก็บน้ำ อุปกรณ์ในการผลิตไฟฟ้าและระบบควบคุม และค่าใช้จ่ายด้านวิศวกรรม

3.2 ต้นทุนในการดำเนินงานอื่นๆ คิดเป็นร้อยละ 25 ของต้นทุนค่าก่อสร้างทั้งหมด ประกอบด้วย ค่าใช้จ่ายในการพัฒนาโครงการ ต้นทุนในการบริหารและประกันภัย และต้นทุนอื่นๆ รายละเอียดแสดงอยู่ในตารางที่ 11

4. ต้นทุนการดำเนินงานและบำรุงรักษาจะกำหนดให้เท่ากับร้อยละ 1 ของต้นทุนค่าก่อสร้าง ซึ่งเท่ากับ 521.951 ล้านบาทต่อปี และกำหนดให้คงที่ตลอดอายุของโครงการ

5. ต้นทุนค่าสัมปทานที่ดินของโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำ รายละเอียดแสดงในตารางที่ 12

ในการวิเคราะห์ต้นทุนสัมฤทธิ์ผลของโครงการจะทำการหามูลค่าปัจจุบัน (Present Value) ของทั้ง 2 โครงการ เพื่อเปรียบเทียบว่าโครงการใดที่มีต้นทุนต่ำที่สุด ทั้งนี้ กำหนดให้ปี พ.ศ. 2556 เป็นปีปัจจุบัน ดังนั้น ต้นทุนที่เกิดขึ้นของทั้ง 2 โครงการจะแบ่งออกเป็น 2 ช่วง ดังนี้

ช่วงที่ 1 เป็นช่วงการก่อสร้างโรงไฟฟ้าทั้ง 2 ประเภท กล่าวคือ โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมเริ่มก่อสร้างตั้งแต่ปี พ.ศ.2553-2555 และโรงไฟฟ้าพลังน้ำเริ่มก่อสร้างตั้งแต่ปี พ.ศ. 2550-2555

ช่วงที่ 2 เป็นช่วงดำเนินการผลิตกระแสไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าทั้ง 2 ประเภท กล่าวคือ โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและโรงไฟฟ้าพลังน้ำจะเริ่มผลิตกระแสไฟฟ้าตั้งแต่ปี พ.ศ. 2556-2605

ดังนั้น จึงต้องทำการหาแปลงค่ามูลค่าของโครงการทั้ง 2 ช่วงให้เป็นมูลค่าปัจจุบันเสียก่อน จึงจะทำการเปรียบเทียบได้

ผลการวิเคราะห์กรณีศึกษาต้นทุนสัมฤทธิ์ผลของโครงการ

ในการดำเนินโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมขนาดกำลังการผลิต 725 เมกะวัตต์ ชั่วโมง หรือ 725,000 กิโลวัตต์ชั่วโมง โดยใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง จะประกอบด้วยต้นทุนหลัก คือ ต้นทุนในการก่อสร้าง ต้นทุนในการดำเนินงานและบำรุงรักษา ต้นทุนค่าเชื้อเพลิง และต้นทุนการบำบัดก๊าซเรือนกระจก

ต้นทุนในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม 1 โรง เท่ากับ 7,758.314 ล้านบาท ดังแสดงรายละเอียดไว้ในตารางที่ 6 แต่ในกรณีศึกษาต้นทุนสัมฤทธิ์ผลของโครงการ จะทำการศึกษาโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม 2 โรง โดยโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมโรงที่ 2 จะมีต้นทุนในการก่อสร้างเท่ากับโรงที่ 1 คือ 7,758.314 ล้านบาท เนื่องจากไม่สามารถประมาณการการเปลี่ยนแปลงของเทคโนโลยีในอนาคตได้ จึงทำให้ต้นทุนในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าทั้ง 2 โรงเท่ากับ 15,516.628 ล้านบาท ต้นทุนในการดำเนินงานและบำรุงรักษากำหนดให้เท่ากับร้อยละ 10 ของต้นทุนค่าก่อสร้างหรือเท่ากับ 775.831 ล้านบาทตลอดอายุของโครงการ สำหรับต้นทุนค่าเชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมไม่ได้คำนวณจากปริมาณการใช้เชื้อเพลิงกับราคาเชื้อเพลิง แต่คำนวณจากพลังงานความร้อนที่ใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้า ซึ่งรายละเอียดในการคำนวณพลังงานความร้อนที่ใช้ในการผลิตกระแสไฟฟ้าจะแสดงไว้ในหัวข้อการคำนวณต้นทุนด้านเชื้อเพลิงในภาคผนวก ก.

จากข้อมูลและข้อกำหนดในการศึกษาโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม พบว่าโครงการมีต้นทุนในการก่อสร้างเท่ากับ 15,516.628 ล้านบาท ต้นทุนในการดำเนินงานและบำรุงรักษาเท่ากับ 38,791.550 ล้านบาท และต้นทุนค่าเชื้อเพลิงเท่ากับ 6,939,393.634 ล้านบาท รวมมีต้นทุนของโครงการทั้งหมดเท่ากับ 6,993,701.812 ล้านบาท ทั้งนี้ เมื่อนำต้นทุนทั้งหมดข้างต้นมาหามูลค่าปัจจุบันของต้นทุนโครงการ ซึ่งกำหนดให้มูลค่าปัจจุบันของต้นทุนโครงการมีอัตราคิดลดเท่ากับร้อยละ 5 เท่ากับอัตราผลตอบแทนจากการลงทุนในพันธบัตรรัฐบาล พบว่าโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม อายุโครงการ 50 ปี มีมูลค่าปัจจุบันของต้นทุนโครงการเท่ากับ 1,355,379.303 ล้านบาท รายละเอียดดังแสดงในตารางที่ 19

หากโครงการนำต้นทุนการบำบัดก๊าซเรือนกระจกเข้ามาพิจารณาด้วย พบว่าโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม อายุการดำเนินโครงการ 50 ปี มีปริมาณก๊าซเรือนกระจกเท่ากับ 4,455,675.118 ตัน โดยมีราคาซื้อขายสิทธิการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเฉลี่ย 8.60 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน ดังแสดงในตารางที่ 9 ซึ่งในการคำนวณหาต้นทุนการบำบัดก๊าซเรือนกระจกในการศึกษานี้ จะต้องแปลงเงินดอลลาร์สหรัฐให้เป็นเงินบาท ซึ่งเท่ากับ 41.036 บาทต่อดอลลาร์สหรัฐ ต่อตัน ดังแสดงในตารางที่ 10 ดังนั้น ราคาซื้อขายสิทธิการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่นำมาคำนวณหาต้นทุนการบำบัดก๊าซเรือนกระจกจะเท่ากับ 352.910 บาทต่อตัน ทำให้โครงการมีต้นทุนการบำบัดก๊าซเรือนกระจกเท่ากับ 1,572.451 ล้านบาท โดยมีมูลค่าปัจจุบันของต้นทุนการบำบัดก๊าซเรือนกระจกเท่ากับ 602.688 ล้านบาท รายละเอียดดังแสดงในตารางที่ 20

จากการศึกษาข้างต้นพบว่ามูลค่าปัจจุบันของต้นทุนโครงการที่รวมต้นทุนการบำบัดก๊าซเรือนกระจกจะเท่ากับ 1,355,981.991 ล้านบาท รายละเอียดแสดงในตารางที่ 21

ในการดำเนินโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดกำลังการผลิต 1,070 เมกะวัตต์ชั่วโมง หรือ 1,070,000 กิโลวัตต์ชั่วโมง จะประกอบด้วยต้นทุนหลัก คือ ต้นทุนในการก่อสร้าง ต้นทุนในการดำเนินงานและบำรุงรักษา และต้นทุนค่าสัมปทานที่ดิน

ต้นทุนในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังน้ำ 1 โรง เท่ากับ 52,195.122 ล้านบาท ดังแสดงรายละเอียดไว้ในตารางที่ 11 ต้นทุนในการดำเนินงานและบำรุงรักษาได้กำหนดให้เท่ากับร้อยละ 1 ของต้นทุนค่าก่อสร้างหรือเท่ากับ 521.951 ล้านบาท ต้นทุนค่าสัมปทานที่ดินตามที่กำหนดไว้ในตารางที่ 12

จากข้อมูลและข้อกำหนดในการศึกษาโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำพบว่า โครงการมีต้นทุนในการก่อสร้างเท่ากับ 52,195.122 ล้านบาท ต้นทุนในการดำเนินงานและบำรุงรักษาเท่ากับ 26,097.550 ล้านบาท และต้นทุนค่าสัมปทานที่ดินเท่ากับ 8,181.582 ล้านบาท รวมมีต้นทุนของโครงการทั้งหมดเท่ากับ 86,474.254 ล้านบาท ทั้งนี้ เมื่อนำต้นทุนทั้งหมดข้างต้นมาหามูลค่าปัจจุบันของต้นทุนโครงการ ซึ่งกำหนดให้มูลค่าปัจจุบันของต้นทุนโครงการมีอัตราคิดลดเท่ากับร้อยละ 5 เท่ากับอัตราผลตอบแทนจากการลงทุนในพันธบัตรรัฐบาล พบว่าโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำ อายุการดำเนินโครงการ 50 ปี มีมูลค่าปัจจุบันของต้นทุนโครงการเท่ากับ 75,304.000 ล้านบาท รายละเอียดดังแสดงในตารางที่ 16

ตารางที่ 19 มูลค่าปัจจุบันของต้นทุนโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม อายุโครงการ 53 ปี
(ปี พ.ศ. 2556 เป็นปีฐาน)

ปี พ.ศ.	ต้นทุนโครงการ (ล้านบาท)				มูลค่าปัจจุบัน ของต้นทุนโครงการ (ล้านบาท)
	ค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้า (ล้านบาท)	ค่าดำเนินงาน และบำรุงรักษา (ล้านบาท)	ค่าเชื้อเพลิง (ล้านบาท)	ต้นทุนรวม (ล้านบาท)	
2553	3,891.310	0.000	0.000	3,891.310	4,504.678
2554	2,320.202	0.000	0.000	2,320.202	2,558.023
2555	1,546.802	0.000	0.000	1,546.802	1,624.142
2556	0.000	775.831	13,027.533	13,027.533	13,803.364
2557	0.000	775.831	14,226.348	14,226.348	14,287.790
2558	0.000	775.831	15,497.533	15,497.533	14,760.421
2559	0.000	775.831	16,843.337	16,843.337	15,220.100
2560	0.000	775.831	18,264.794	18,264.794	15,664.769
2561	0.000	775.831	19,765.991	19,765.991	16,095.055
2562	0.000	775.831	21,345.540	21,345.540	16,507.308
2563	0.000	775.831	23,007.449	23,007.449	16,902.333
2564	0.000	775.831	24,753.362	24,753.362	17,279.163
2565	0.000	775.831	26,585.190	26,585.190	17,637.158
2566	0.000	775.831	28,505.397	28,505.397	17,976.134
2567	0.000	775.831	30,516.111	30,516.111	18,295.750
2568	0.000	775.831	32,619.498	32,619.498	18,595.769
2569	0.000	775.831	34,839.821	34,839.821	18,887.741
2570	0.000	775.831	37,211.455	37,211.455	19,186.161
2571	0.000	775.831	30,109.134	30,109.134	14,856.196
2572	0.000	775.831	43,232.558	43,232.558	20,160.750
2573	0.000	775.831	46,599.216	46,599.216	20,669.576
2574	0.000	775.831	50,228.063	50,228.063	21,193.171
2575	0.000	775.831	54,139.410	54,139.410	21,731.826
2576	0.000	775.831	58,355.268	58,355.268	22,285.889
2577	0.000	775.831	62,899.158	62,899.158	22,855.651
2578	3,891.310	775.831	67,798.226	67,798.226	24,772.276
2579	2,320.202	775.831	73,076.759	73,076.759	24,799.675
2580	1,546.802	775.831	78,767.652	78,767.652	25,143.495
2581	0.000	775.831	84,901.142	84,901.142	25,300.648

ตารางที่ 19 (ต่อ)

ปี พ.ศ.	ต้นทุนโครงการ (ล้านบาท)				มูลค่าปัจจุบัน ของต้นทุนโครงการ (ล้านบาท)
	ค่าก่อสร้างโรงไฟฟ้า (ล้านบาท)	ค่าดำเนินงาน และบำรุงรักษา (ล้านบาท)	ค่าเชื้อเพลิง (ล้านบาท)	ต้นทุนรวม (ล้านบาท)	
2582	0.000	775.831	91,513.608	91,513.608	25,955.550
2583	0.000	775.831	98,630.188	98,630.188	26,625.735
2584	0.000	775.831	106,320.735	106,320.735	27,319.653
2585	0.000	775.831	114,600.659	114,600.659	28,030.294
2586	0.000	775.831	123,524.037	123,524.037	28,760.186
2587	0.000	775.831	133,143.432	133,143.432	29,510.378
2588	0.000	775.831	143,510.144	143,510.144	30,280.744
2589	0.000	775.831	154,685.132	154,685.132	31,072.377
2590	0.000	775.831	166,732.358	166,732.358	31,885.988
2591	0.000	775.831	179,716.605	179,716.605	32,721.525
2592	0.000	775.831	193,710.035	193,710.035	33,579.427
2593	0.000	775.831	208,793.691	208,793.691	34,460.697
2594	0.000	775.831	225,056.846	225,056.846	35,366.609
2595	0.000	775.831	242,582.178	242,582.178	36,296.352
2596	0.000	775.831	261,472.289	261,472.289	37,251.213
2597	0.000	775.831	281,833.164	281,833.164	38,231.798
2598	0.000	775.831	303,779.038	303,779.038	39,238.734
2599	0.000	775.831	327,432.920	327,432.920	40,272.658
2600	0.000	775.831	352,934.058	352,934.058	41,335.010
2601	0.000	775.831	380,419.420	380,419.420	42,425.701
2602	0.000	775.831	410,043.005	410,043.005	43,545.431
2603	0.000	775.831	441,970.575	441,970.575	44,694.902
2604	0.000	775.831	476,389.342	476,389.342	45,875.666
2605	0.000	775.831	513,484.230	513,484.230	47,087.664
รวม	15,516.628	38,791.550	6,939,393.634	6,993,701.812	1,355,379.303

ที่มา: ตารางที่ 6, 17 และ 18 และจากการคำนวณ

ตารางที่ 20 ต้นทุนการบำบัดก๊าซเรือนกระจกของโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม
อายุโครงการ 53 ปี (ปี พ.ศ. 2556 เป็นปีฐาน)

ปี พ.ศ.	ต้นทุนการบำบัดก๊าซเรือนกระจก (ล้านบาท)					
	ปริมาณก๊าซ เรือนกระจก (ตัน)	ราคาต่อต้าน (ดอลลาร์ต่อตัน)	อัตราแลกเปลี่ยน (บาทต่อดอลลาร์)	ราคาซื้อขาย ก๊าซเรือน กระจก (บาทต่อตัน)	ต้นทุนการบำบัด ก๊าซเรือนกระจก (ล้านบาท)	มูลค่าปัจจุบันของ ต้นทุนการบำบัด ก๊าซเรือนกระจก (ล้านบาท)
	(1)	(2)	(3)	(3) x (4)=(5)	(2) x (5)=(6)	(7)
2553	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2554	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2555	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000	0.000
2556	89,006.613	8.600	41.036	352.910	31.411	31.411
2557	89,015.513	8.600	41.036	352.910	31.414	29.919
2558	89,024.415	8.600	41.036	352.910	31.418	28.497
2559	89,033.317	8.600	41.036	352.910	31.421	27.142
2560	89,042.220	8.600	41.036	352.910	31.424	25.852
2561	89,051.125	8.600	41.036	352.910	31.427	24.624
2562	89,060.030	8.600	41.036	352.910	31.430	23.454
2563	89,068.936	8.600	41.036	352.910	31.433	22.339
2564	89,077.843	8.600	41.036	352.910	31.436	21.277
2565	89,086.751	8.600	41.036	352.910	31.440	20.266
2566	89,095.659	8.600	41.036	352.910	31.443	19.303
2567	89,104.569	8.600	41.036	352.910	31.446	18.386
2568	89,113.479	8.600	41.036	352.910	31.449	17.512
2569	89,122.391	8.600	41.036	352.910	31.452	16.680
2570	89,131.303	8.600	41.036	352.910	31.455	15.887
2571	89,140.216	8.600	41.036	352.910	31.458	15.132
2572	89,149.130	8.600	41.036	352.910	31.462	14.413
2573	89,158.045	8.600	41.036	352.910	31.465	13.728
2574	89,166.961	8.600	41.036	352.910	31.468	13.076
2575	89,175.877	8.600	41.036	352.910	31.471	12.454
2576	89,184.795	8.600	41.036	352.910	31.474	11.862
2577	89,193.713	8.600	41.036	352.910	31.477	11.299
2578	89,202.633	8.600	41.036	352.910	31.480	10.762
2579	89,211.553	8.600	41.036	352.910	31.484	10.250
2580	89,220.474	8.600	41.036	352.910	31.487	9.763
2581	89,006.613	8.600	41.036	352.910	31.411	9.276
2582	89,015.513	8.600	41.036	352.910	31.414	8.835

ตารางที่ 20 (ต่อ)

ปี พ.ศ.	ต้นทุนการบำบัดก๊าซเรือนกระจก (ล้านบาท)					
	ปริมาณก๊าซ เรือนกระจก (ตัน)	ราคาต่อต้าน (ดอลลาร์ต่อตัน)	อัตราแลกเปลี่ยน (บาทต่อดอลลาร์)	ราคาซื้อขาย ก๊าซเรือน กระจก (บาทต่อตัน)	ต้นทุนการบำบัด ก๊าซเรือนกระจก (ล้านบาท)	มูลค่าปัจจุบันของ ต้นทุนการบำบัด ก๊าซเรือนกระจก (ล้านบาท)
	(1)	(2)	(3)	(4)	(3)x(4)=(5)	(2)x(5)=(6)
2583	89,024.415	8.600	41.036	352.910	31.418	8.415
2584	89,033.317	8.600	41.036	352.910	31.421	8.015
2585	89,042.220	8.600	41.036	352.910	31.424	7.634
2586	89,051.125	8.600	41.036	352.910	31.427	7.271
2587	89,060.030	8.600	41.036	352.910	31.430	6.926
2588	89,068.936	8.600	41.036	352.910	31.433	6.597
2589	89,077.843	8.600	41.036	352.910	31.436	6.283
2590	89,086.751	8.600	41.036	352.910	31.440	5.985
2591	89,095.659	8.600	41.036	352.910	31.443	5.700
2592	89,104.569	8.600	41.036	352.910	31.446	5.429
2593	89,113.479	8.600	41.036	352.910	31.449	5.171
2594	89,122.391	8.600	41.036	352.910	31.452	4.926
2595	89,131.303	8.600	41.036	352.910	31.455	4.691
2596	89,140.216	8.600	41.036	352.910	31.458	4.469
2597	89,149.130	8.600	41.036	352.910	31.462	4.256
2598	89,158.045	8.600	41.036	352.910	31.465	4.054
2599	89,166.961	8.600	41.036	352.910	31.468	3.861
2600	89,175.877	8.600	41.036	352.910	31.471	3.678
2601	89,184.795	8.600	41.036	352.910	31.474	3.503
2602	89,193.713	8.600	41.036	352.910	31.477	3.336
2603	89,202.633	8.600	41.036	352.910	31.480	3.178
2604	89,211.553	8.600	41.036	352.910	31.484	3.027
2605	89,220.474	8.600	41.036	352.910	31.487	2.883
รวม	4,455,675.118				1,572.451	602.688

ที่มา: ตารางที่ 9-10 และจากการคำนวณ

ตารางที่ 21 มูลค่าปัจจุบันของต้นทุนโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมที่รวมต้นทุนการบำบัด
ก๊าซเรือนกระจก อายุโครงการ 50 ปี

ปี พ.ศ.	มูลค่าปัจจุบันของต้นทุนโครงการ (ล้านบาท)		
	มูลค่าปัจจุบันของต้นทุนโครงการที่ยังไม่ รวมต้นทุนการบำบัดก๊าซเรือนกระจก (ล้านบาท)	มูลค่าปัจจุบันของต้นทุน การบำบัดก๊าซเรือนกระจก (ล้านบาท)	มูลค่าปัจจุบันของต้นทุนโครงการที่ รวมต้นทุนการบำบัดก๊าซเรือนกระจก (ล้านบาท)
2553	4,504.678	0.000	4,504.678
2554	2,558.023	0.000	2,558.023
2555	1,624.142	0.000	1,624.142
2556	13,803.364	31.411	13,834.775
2557	14,287.790	29.919	14,317.708
2558	14,760.421	28.497	14,788.918
2559	15,220.100	27.142	15,247.242
2560	15,664.769	25.852	15,690.622
2561	16,095.055	24.624	16,119.679
2562	16,507.308	23.454	16,530.761
2563	16,902.333	22.339	16,924.672
2564	17,279.163	21.277	17,300.440
2565	17,637.158	20.266	17,657.424
2566	17,976.134	19.303	17,995.437
2567	18,295.750	18.386	18,314.136
2568	18,595.769	17.512	18,613.281
2569	18,887.741	16.680	18,904.420
2570	19,186.161	15.887	19,202.048
2571	14,856.196	15.132	14,871.328
2572	20,160.750	14.413	20,175.163
2573	20,669.576	13.728	20,683.304
2574	21,193.171	13.076	21,206.247
2575	21,731.826	12.454	21,744.280
2576	22,285.889	11.862	22,297.752
2577	22,855.651	11.299	22,866.950
2578	24,772.276	10.762	24,783.038
2579	24,799.675	10.250	24,809.926
2580	25,143.495	9.763	25,153.258
2581	25,300.648	9.276	25,309.923

ตารางที่ 21 (ต่อ)

ปี พ.ศ.	มูลค่าปัจจุบันของต้นทุนโครงการ (ล้านบาท)		
	มูลค่าปัจจุบันของต้นทุนโครงการที่ยังไม่ รวมต้นทุนการบำบัดก๊าซเรือนกระจก (ล้านบาท)	มูลค่าปัจจุบันของต้นทุน การบำบัดก๊าซเรือนกระจก (ล้านบาท)	มูลค่าปัจจุบันของต้นทุนโครงการที่ รวมต้นทุนการบำบัดก๊าซเรือนกระจก (ล้านบาท)
2582	25,955.550	8.835	25,964.385
2583	26,625.735	8.415	26,634.150
2584	27,319.653	8.015	27,327.668
2585	28,030.294	7.634	28,037.928
2586	28,760.186	7.271	28,767.458
2587	29,510.378	6.926	29,517.304
2588	30,280.744	6.597	30,287.341
2589	31,072.377	6.283	31,078.661
2590	31,885.988	5.985	31,891.972
2591	32,721.525	5.700	32,727.225
2592	33,579.427	5.429	33,584.856
2593	34,460.697	5.171	34,465.868
2594	35,366.609	4.926	35,371.534
2595	36,296.352	4.691	36,301.044
2596	37,251.213	4.469	37,255.682
2597	38,231.798	4.256	38,236.054
2598	39,238.734	4.054	39,242.788
2599	40,272.658	3.861	40,276.519
2600	41,335.010	3.678	41,338.687
2601	42,425.701	3.503	42,429.204
2602	43,545.431	3.336	43,548.767
2603	44,694.902	3.178	44,698.080
2604	45,875.666	3.027	45,878.693
2605	47,087.664	2.883	47,090.547
รวม	1,355,379.303	602.688	1,355,981.991

ที่มา: ตารางที่ 19-20 และจากการคำนวณ

ในการหาต้นทุนสัมฤทธิ์ผลของโครงการดังที่กล่าวไว้ข้างต้น สรุปได้ดังนี้

1. มูลค่าปัจจุบันต้นทุนโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม อายุการดำเนินโครงการ 50 ปี ที่ยังไม่รวมต้นทุนการบำบัดก๊าซเรือนกระจก มีมูลค่าปัจจุบันของต้นทุนโครงการทั้งหมด 1,355,379.303 ล้านบาท
2. มูลค่าปัจจุบันต้นทุนโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม อายุการดำเนินโครงการ 50 ปี ที่รวมต้นทุนการบำบัดก๊าซเรือนกระจก มีมูลค่าปัจจุบันของต้นทุนโครงการทั้งหมด 1,355,981.991 ล้านบาท
3. มูลค่าปัจจุบันของต้นทุนโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำ อายุการดำเนินโครงการ 50 ปี มีมูลค่าปัจจุบันของต้นทุนโครงการเท่ากับ 75,304.000 ล้านบาท
4. มูลค่าปัจจุบันของต้นทุนโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำ น้อยกว่า มูลค่าปัจจุบันของต้นทุนโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม

ในการศึกษาต้นทุนของโครงการโดยใช้วิธีต้นทุนสัมฤทธิ์ผล เพื่อเปรียบเทียบต้นทุนของโครงการที่มีอายุของโครงการและปริมาณกระแสไฟฟ้าที่ผลิตได้ เท่ากันหรือใกล้เคียงกันนั้น ได้ข้อสรุปที่ชัดเจนว่าโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำมีมูลค่าปัจจุบันของต้นทุนโครงการน้อยกว่า ซึ่งหมายความว่าโครงการที่มีอายุโครงการใกล้เคียงกัน และสามารถผลิตกระแสไฟฟ้าได้ในปริมาณที่ใกล้เคียงกัน โครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำมีต้นทุนของโครงการต่ำกว่าโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ดังนั้น จึงสรุปได้ว่า โครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำมีความเหมาะสมมากกว่า

บทที่ 5

สรุปและข้อเสนอแนะ

สรุป

การศึกษานี้ ผู้ทำการศึกษาทำการเปรียบเทียบโครงการ โรงไฟฟ้า 2 โครงการ คือ

1. โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ขนาดกำลังการผลิต 725 เมกะวัตต์ชั่วโมง ใน 1 ปี จะผลิตกระแสไฟฟ้าได้ 4,064.640 กิกะวัตต์ โดยใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการผลิต ซึ่งในกระบวนการผลิตจะทำให้เกิดก๊าซเรือนกระจก ดังนั้น ผู้ดำเนินโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมจะต้องรับผิดชอบต่อด้านทุนการบำบัดก๊าซเรือนกระจกดังกล่าว

2. โครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำ ขนาดกำลังการผลิต 1,070 เมกะวัตต์ชั่วโมง ใน 1 ปี จะผลิตกระแสไฟฟ้าได้ 3,749.280 กิกะวัตต์ โดยในกระบวนการผลิตจะไม่ก่อให้เกิดก๊าซเรือนกระจก เหมือนกันโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม เนื่องจากใช้พลังงานจากน้ำในการผลิตกระแสไฟฟ้า

ในการศึกษาเพื่อเปรียบเทียบโครงการโรงไฟฟ้าทั้ง 2 โครงการ ใช้วิธีการ ดังนี้

1. วิธีการศึกษาด้านทุนเฉลี่ยต่อหน่วยของโครงการทั้ง 2 โครงการ ทำโดยการนำมูลค่าปัจจุบันของต้นทุนโครงการหารด้วยปริมาณกระแสไฟฟ้าทั้งหมดที่ผลิตได้ทั้งหมดตลอดอายุโครงการ แล้วเปรียบเทียบว่าโครงการใดมีต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยน้อยที่สุด ซึ่งโครงการนั้นจะมีความน่าสนใจลงทุนมากกว่า

2. วิธีการศึกษาด้านสมรรถนะของโครงการ ทำโดยการนำมูลค่าปัจจุบันของต้นทุนโครงการทั้ง 2 โครงการมาเปรียบเทียบ เพื่อเลือกโครงการที่มีมูลค่าปัจจุบันของต้นทุนโครงการน้อยที่สุด ซึ่งโครงการนั้นจะมีความน่าสนใจลงทุนมากกว่า

จากวิธีการดังกล่าวสามารถสรุปได้ ดังนี้

1. วิธีการศึกษาต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยของโครงการทั้ง 2 โครงการ พบว่า โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม อายุการดำเนินโครงการ 25 ปี รวมต้นทุนการบำบัดก๊าซเรือนกระจกมีต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยเท่ากับ 4.686 บาทต่อกิกะวัตต์ และโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำ อายุการดำเนินโครงการ 50 ปี มีต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยเท่ากับ 0.402 บาทต่อกิกะวัตต์ จึงสรุปได้ว่าโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำมีต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยน้อยกว่าโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ทำให้โครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำมีความเหมาะสมต่อการลงทุนในอนาคต

2. วิธีการศึกษาต้นทุนสัมฤทธิ์ผลของโครงการ พบว่า โครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม อายุการดำเนินโครงการ 50 ปี รวมต้นทุนการบำบัดก๊าซเรือนกระจกมีมูลค่าปัจจุบันของต้นทุนโครงการเท่ากับ 1,355,981.991 ล้านบาท และโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำ อายุการดำเนินโครงการ 50 ปี มีมูลค่าปัจจุบันของต้นทุนโครงการเท่ากับ 75,304.000 ล้านบาท จึงสรุปได้ว่าโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำมีมูลค่าปัจจุบันของต้นทุนโครงการน้อยกว่าโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ทำให้โครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำมีความเหมาะสมต่อการลงทุนในอนาคต

ดังนั้น จากข้อสรุปดังกล่าว ผู้ทำการศึกษาจะเลือกลงทุนในโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำ เนื่องจากมีต้นทุนเฉลี่ยต่อหน่วยของโครงการและมีมูลค่าปัจจุบันของต้นทุนโครงการน้อยกว่าโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม

ข้อเสนอแนะ

1. จากผลของการศึกษาต้นทุนของโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมโดยคำนึงถึงต้นทุนการบำบัดก๊าซเรือนกระจกและต้นทุนของโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำ ทำให้ทราบว่าต้นทุนของโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำต่ำกว่าต้นทุนของโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ซึ่งข้อมูลที่ได้จากการศึกษานี้สามารถนำไปใช้ประกอบการพิจารณาในการตัดสินใจเลือกลงทุนในธุรกิจผลิตกระแสไฟฟ้าในอนาคตได้

2. จากผลการศึกษาข้างต้นเป็นการศึกษาเฉพาะต้นทุนทางตรงทางเศรษฐศาสตร์เท่านั้น และเพื่อให้เกิดความสมบูรณ์ยิ่งขึ้นควรทำการศึกษาด้านทุนอื่นๆ ร่วมด้วย เช่น ต้นทุนทางการเงิน และ/หรือต้นทุนด้านสิ่งแวดล้อมจากการดำเนินโครงการโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมและโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำ

3. ควรทำการศึกษาด้านทุนของโรงไฟฟ้าพลังงานทางเลือกประเภทอื่นๆ นอกเหนือจากโรงไฟฟ้าพลังน้ำ เพื่อใช้เป็นข้อมูลทางเลือกในการพิจารณาลงทุนต่อไป

4. ควรศึกษาเปรียบเทียบผลดีและผลเสียของพิธีสารเกียวโตที่มีต่อกลุ่มประเทศพัฒนาแล้วและกลุ่มประเทศกำลังพัฒนา

เอกสารและสิ่งอ้างอิง

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย. 2528. เชื้อนกเขาแหลมและโรงไฟฟ้าพลังน้ำ. ที่ระลึกเนื่องในวโรกาสเสด็จพระราชดำเนินทรงประกอบพิธีเปิดเชื้อนกเขาแหลมและโรงไฟฟ้าพลังน้ำอำเภอทองผาภูมิ จังหวัดกาญจนบุรี วันที่ 9 มกราคม พ.ศ. 2529.

โครงการสหวิทยาการบัณฑิตศึกษา สาขาวิทยาศาสตร์สิ่งแวดล้อม. เอกสารประกอบการสัมมนา เรื่อง การเปลี่ยนแปลงของโลก กรณีศึกษา: การปลดปล่อยก๊าซที่ก่อให้เกิดการเปลี่ยนแปลงองค์ประกอบในชั้นบรรยากาศ และการควบคุมในประเทศไทย. 2541.

จิรพล สันธุนาวา. 2548. ภาวะโลกร้อนกับทางออกของการแก้ปัญหา. (Online). Available: <http://www.thaienvironment.org/a01.html>

ชูชีพ พิพัฒน์ศิริ. 2544. เศรษฐศาสตร์การวิเคราะห์โครงการ. พิมพ์ครั้งที่ 4. กรุงเทพมหานคร: เท็กซ์ แอนด์ เจอร์นัล พับลิเคชั่น

ณัฐวัฒน์ หารยาภิพัฒน์. 2544. การวิเคราะห์การใช้ทรัพยากรในประเทศเพื่อการผลิตไฟฟ้า. วิทยานิพนธ์วิทยาศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาเศรษฐศาสตร์, มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์.

ดาวัลย์ วิวรรณะเดช. 2545. “พิธีสารเกียวโตกับอนาคตพลังงานไทย”. นวัตกรรมพลังงาน 2003-2004. สถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย.

ถาวร วิศิษฐ์เกียรติชัย. 2548. การวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางการเงินและเศรษฐศาสตร์โครงการลงทุนตั้งโรงไฟฟ้าพลังน้ำขนาดเล็ก: กรณีศึกษา เขื่อนแม่กลอง. การศึกษาค้นคว้าอิสระ เศรษฐศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาเศรษฐศาสตร์ธุรกิจ, มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์.

ทิมมพร จอนเจดสิน. 2539. การวิเคราะห์โครงการด้านเศรษฐศาสตร์ กรณีโรงไฟฟ้าพลังความร้อนกระบี่เปรียบเทียบกับน้ำมันและถ่านหิน. วิทยานิพนธ์วิทยาศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาเศรษฐศาสตร์, มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์.

ธนาคารแห่งประเทศไทย. เงินเฟ้อ เงินฝืด. (Online). Available: <http://www.bot.or.th>

รัชชัย วงพวงศธร. 2534. การเขียนอ้างอิงในรายงานวิจัย. ภาควิชาชีวสถิติ คณะสาธารณสุขศาสตร์ มหาวิทยาลัยมหิดล

บุระศักดิ์ มาดหมาย. 2548. **Industry Tecnology Review**. กันยายน 2548: 164-170.

ประพันธ์ ธนาปียกุล. 2547. วิธีการคำนวณค่าความร้อน (Heating Value) ของเชื้อเพลิงกัน
อย่างไร. (Online). Available: www.mitr.com/Article/HowToCal.pdf

เขาวเรศ ทับพันธุ์. 2541. การประเมินโครงการตามแนวทางเศรษฐศาสตร์. พิมพ์ครั้งที่ 1.
กรุงเทพมหานคร: สำนักพิมพ์มหาวิทยาลัยธรรมศาสตร์

ยิ่งปรารณา แก้วปลั่ง. 2534. ความเป็นไปได้ในการสร้างคันดินป้องกันปัญหาน้ำทะเลท่วมอัน
เนื่องจากปรากฏการณ์เรือนกระจก กรณีศึกษา: พื้นที่เลี้ยงกุ้งกุลาดำ สหกรณ์นิคมประมง
กาญจนดิษฐ์ อำเภอกาญจนดิษฐ์. การศึกษาค้นคว้าด้วยตนเองวิทยาศาสตร์มหาบัณฑิต
สาขาวิชาเศรษฐศาสตร์, มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์.

รัฐพงศ์ พันธุ์ติยะ. 2544. การศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานมันสำปะหลัง
ในภาคตะวันออกเฉียงเหนือของประเทศไทย. การศึกษาค้นคว้าด้วยตนเองวิทยาศาสตร์
มหาบัณฑิต สาขาวิชาเศรษฐศาสตร์ธุรกิจ, มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์.

ศิริจันทร์ ทองประเสริฐ และ มานิจ ทองประเสริฐ. 2548. การลดก๊าซเรือนกระจกภายใต้พิธีสาร
เกียวโต (1). **Engineering Today** มิถุนายน 2548: 75-80.

_____. 2548. การลดก๊าซเรือนกระจกภายใต้พิธีสาร เกียวโต (ตอนจบ). **Engineering Today**
กรกฎาคม 2548: 76-80.

สมเกียรติ บุญณะ. วิศวกรรมโรงจักรต้นกำลัง. พิมพ์ครั้งที่ 3 ปี 2547. โรงพิมพ์พิทักษ์อักษร

สุริย์พร พานิชอัตรา. 2540. การศึกษาความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการโรงไฟฟ้าพลังน้ำลัทธิธารแบบสูบกลับ. วิทยานิพนธ์วิทยาศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาเศรษฐศาสตร์, มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์.

สุรัก ปิยะรักสกุล. 2548. การวิเคราะห์ต้นทุนเปรียบเทียบของการผลิตกระแสไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนราชบุรี: กรณีเปรียบเทียบระหว่างการใช้ถ่านหินเตาและก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง. วิทยานิพนธ์วิทยาศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาเศรษฐศาสตร์, มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์.

สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม. รายงานสถานการณ์คุณภาพสิ่งแวดล้อม พ.ศ. 2548. (Online). Available:
http://www.onep.go.th/what_new/news_item.asp?NewsID=92

_____. พินิจสารเกียวโตของอนุสัญญาสหประชาชาติว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ. (Online). Available: www.onep.go.th/CDM/KyotoProtocolText_Thai.pdf

_____. CDM. (Online). Available: <http://www.onep.go.th/CDM/cdm.html>

_____. 2548. แนวทางการดำเนินงานกลไกการพัฒนาที่สะอาดในประเทศไทยภายใต้พินิจสารเกียวโต. (Online). Available:
http://www.iges.or.jp/en/cdm/pdf/thailand/02/050906_07.pdf

_____. 2548. สถานการณ์พลังงานไทยในปี 2548 และแนวโน้มปี 2549. (Online). Available:
<http://www.eppo.go.th/info/press2/489.pdf>

หนังสือพิมพ์ประชาชาติธุรกิจ. 2548. กระทรวงอุตสาหกรรมจับตาเอกชนแห่ขายคาร์บอนเครดิต เคนมาร์กใช้ช่องพินิจสารเกียวโตซื้อจากไทย. (Online). Available:
<http://www.winbookclub.com/viewanswer.php?qid=1356>

อรรณพ ทองศรีนุช. 2535. การศึกษาผลการพัฒนาพื้นที่ในเขตทุ่งกุลาร้องไห้ต่อการผลิตข้าวนาปี
ปีเพาะปลูก 2532/33. วิทยานิพนธ์วิทยาศาสตรมหาบัณฑิต สาขาวิชาเศรษฐศาสตร์เกษตร,
มหาวิทยาลัยเกษตรศาสตร์.

อุสาร์ตัน ภัคดีสุข. 2548. ปรากฏการณ์เรือนกระจกดีหรือร้ายกับโลก. เคมีน่ารู้

Point Carbon. 2006. Carbon 2006: Towards a truly global market on February 28, 2006.

(Online). Available:

http://www.pointcabon.com/getfile.php/fileelement_74094/carbom_2006_final_point.pdf

The Pollution Boom. 2005. (Online). Available:

http://www.ghgx.org/html/news_archive/GHG_emissions_trading.PDF

ภาคผนวก

ภาคผนวก ก
ข้อมูลโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม

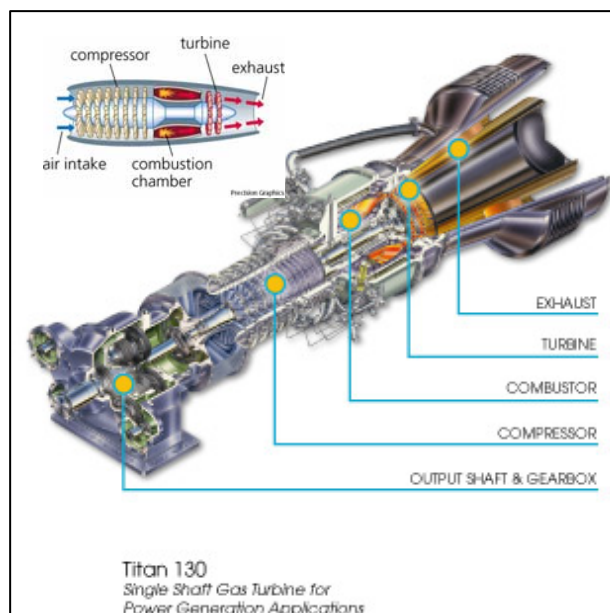
โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม

โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม 1 ชุด จะประกอบไปด้วยกังหันก๊าซขนาด 230 เมกะวัตต์ จำนวน 2 เครื่อง และกังหันไอน้ำ ขนาด 265 เมกะวัตต์ จำนวน 1 เครื่อง รวมคิดเป็นกำลังการผลิตทั้งหมดของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมทั้งสิ้น 2,175 เมกะวัตต์

กระบวนการผลิตกระแสไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม

โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมนี้ได้ออกแบบมาให้ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลักและน้ำมันดีเซลเป็นเชื้อเพลิงสำรอง สำหรับเป็นวัตถุดิบป้อนให้กับเครื่องกังหันก๊าซทั้ง 2 เครื่อง เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า และอาศัยความร้อนของก๊าซไอเสียที่ออกจากเครื่องกังหันก๊าซดังกล่าว เป็นวัตถุดิบสำหรับต้มน้ำให้กลายเป็นไอน้ำ เพื่อป้อนให้กับเครื่องกังหันไอน้ำ แล้วผลิตกระแสไฟฟ้าออกมาอีกส่วนหนึ่ง

เครื่องยนต์กังหันก๊าซของหน่วยผลิตไฟฟ้าจะมีลักษณะและหลักการทำงานคล้ายคลึงกับเครื่องยนต์ของเครื่องบินไอพ่นแต่มีขนาดใหญ่กว่า โดยจะมีคอมเพรสเซอร์ทำหน้าที่ดูดอากาศและอัดอากาศให้มีความดันและอุณหภูมิสูงขึ้น เพื่อส่งเข้าไปสู่ห้องเผาไหม้ของเครื่องยนต์กังหันก๊าซ ที่ห้องเผาไหม้จะมีการฉีดพ่นเชื้อเพลิงเข้าไป เพื่อให้เกิดการจุดระเบิด เกิดขบวนการเผาไหม้ ทำให้เกิดการขยายตัวของก๊าซไอเสียที่มีความดันและอุณหภูมิสูง ก๊าซไอเสียที่มีความดันสูงนี้จะถูกส่งไปยังส่วนขับของเครื่องยนต์กังหันก๊าซ ทำให้เพลลาของกังหันก๊าซหมุน และเมื่อเพลลาของกังหันก๊าซหมุน ก็จะทำให้เพลลาของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหมุนด้วย เนื่องจากเพลลาของกังหันก๊าซและเครื่องกำเนิดไฟฟ้าต่ออยู่ด้วยกัน ทำให้เกิดการเคลื่อนที่ของสนามแม่เหล็กที่เครื่องกำเนิดไฟฟ้า เกิดการเหนี่ยวนำกระแสไฟฟ้า ทำให้ได้กระแสไฟฟ้าออกมา



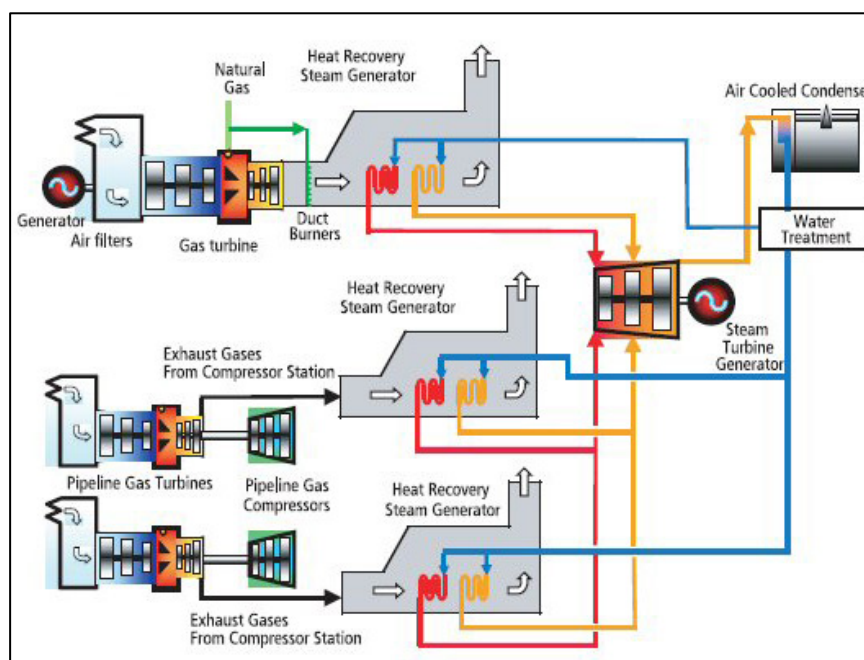
ภาพผนวกที่ 1 เครื่องยนต์กังหันก๊าซ (Gas Turbine)

ที่มา: บริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรี จำกัด

จากนั้นก๊าซไอเสียที่ผ่านออกมาจากกังหันก๊าซหลังจากถ่ายเทพลังงานส่วนหนึ่งจากการขยายตัวให้กับกังหันก๊าซแล้ว ความดันก็จะลดลง แต่อุณหภูมิยังคงสูงอยู่ประมาณ 600 องศาเซลเซียส ซึ่งสามารถที่จะนำความร้อนดังกล่าวไปต้มน้ำ เพื่อให้เกิดไอน้ำ แล้วนำไปใช้ในหน่วยผลิตไฟฟ้ากังหันไอน้ำได้ โดยอาศัยชุดผลิตไอน้ำจากก๊าซไอเสีย ในการนำความร้อนดังกล่าวมาผลิตไอน้ำ หรือเรียกว่า Heat Recovery Steam Generator (HRSG) ทำหน้าที่เก็บความร้อนจากไอเสีย เพื่อมาต้มน้ำให้เดือด แล้วกลายเป็นไอน้ำ ไอน้ำที่ได้ก็จะถูกส่งไปขับเคลื่อนของเครื่องกังหันไอน้ำให้หมุน ซึ่งก็จะทำให้เพลลาของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าหมุนด้วย ทำให้เกิดการเคลื่อนที่ของสนามแม่เหล็ก เกิดการเหนี่ยวนำกระแสไฟฟ้า ทำให้ได้กระแสไฟฟ้าออกมาอีกส่วนหนึ่ง

โดยส่วนใหญ่พลังงานของก๊าซไอเสียที่ออกมาจากเครื่องกังหันก๊าซ จะมีพลังงานหลงเหลืออยู่ประมาณครึ่งหนึ่งของพลังงานที่ถ่ายเทให้กับกังหันก๊าซ เช่น ถ้าติดตั้งเครื่องยนต์กังหันก๊าซขนาด 200 เมกะวัตต์ 1 เครื่อง ก๊าซไอเสียที่ออกจากเครื่องยนต์ดังกล่าวจะมีพลังงานหลงเหลือเพียงพอที่จะให้พลังงานกับกังหันไอน้ำประมาณครึ่งหนึ่งของพลังงานที่ถ่ายเทให้กับกังหันก๊าซ คือ ประมาณ 100 เมกะวัตต์นั่นเอง

ทั้งนี้ จังขึ้นอยู่กับการออกแบบระบบว่า ต้องการให้ขนาดของกังหันไอน้ำมีขนาดใหญ่หรือเล็กอย่างไร ซึ่งก็จะเป็นผลให้ต้องมีจำนวนเครื่องยนต์กังหันก๊าซสัมพันธ์กับขนาดของกังหันไอน้ำ เพื่อให้สามารถผลิตไอน้ำได้เพียงพอกับการใช้งาน ในการออกแบบนั้นมีทั้ง กังหันก๊าซ 4 เครื่องต่อกังหันไอน้ำ 1 เครื่อง หรือ กังหันก๊าซ 3 เครื่องต่อกังหันไอน้ำ 1 เครื่อง หรือ กังหันก๊าซ 2 เครื่องต่อกังหันไอน้ำ 1 เครื่อง หรือ กังหันก๊าซ 1 เครื่องต่อกังหันไอน้ำ 1 เครื่องก็มี ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับพิจารณาเงื่อนไขความต้องการ พื้นที่ที่ใช้ในการก่อสร้าง โดยส่วนใหญ่จะนิยมก่อสร้างแบบกังหันก๊าซ 2 เครื่องต่อกังหันไอน้ำ 1 เครื่อง ซึ่งมีความยืดหยุ่นในการซ่อมบำรุงและเดินเครื่องดีกว่า และมีความคุ้มค่ากับการลงทุน ซึ่งโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมของโรงไฟฟ้าราชบุรีทั้ง 3 ชุด ก็เป็นแบบกังหันก๊าซ 2 เครื่องต่อกังหันไอน้ำ 1 เครื่อง



ภาพผนวกที่ 2 กังหันก๊าซ 2 เครื่องต่อกับกังหันไอน้ำ 1 เครื่อง

ที่มา: บริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรี จำกัด

ในการก่อสร้างโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมราชบุรีนั้น กฟผ. ได้ดำเนินการว่าจ้างบริษัท Raytheon Engineers Oversea Limited เป็นผู้ออกแบบ โดยมี กฟผ. เป็นผู้ดำเนินการก่อสร้างและบริษัท Stone & Webster (Thailand) Limited ทำหน้าที่เป็นวิศวกรที่ปรึกษาโครงการของ กฟผ. เครื่องจักรและอุปกรณ์ส่วนใหญ่เป็นของบริษัท Mutsui & Company และบริษัท General Electric International Company Incorporated

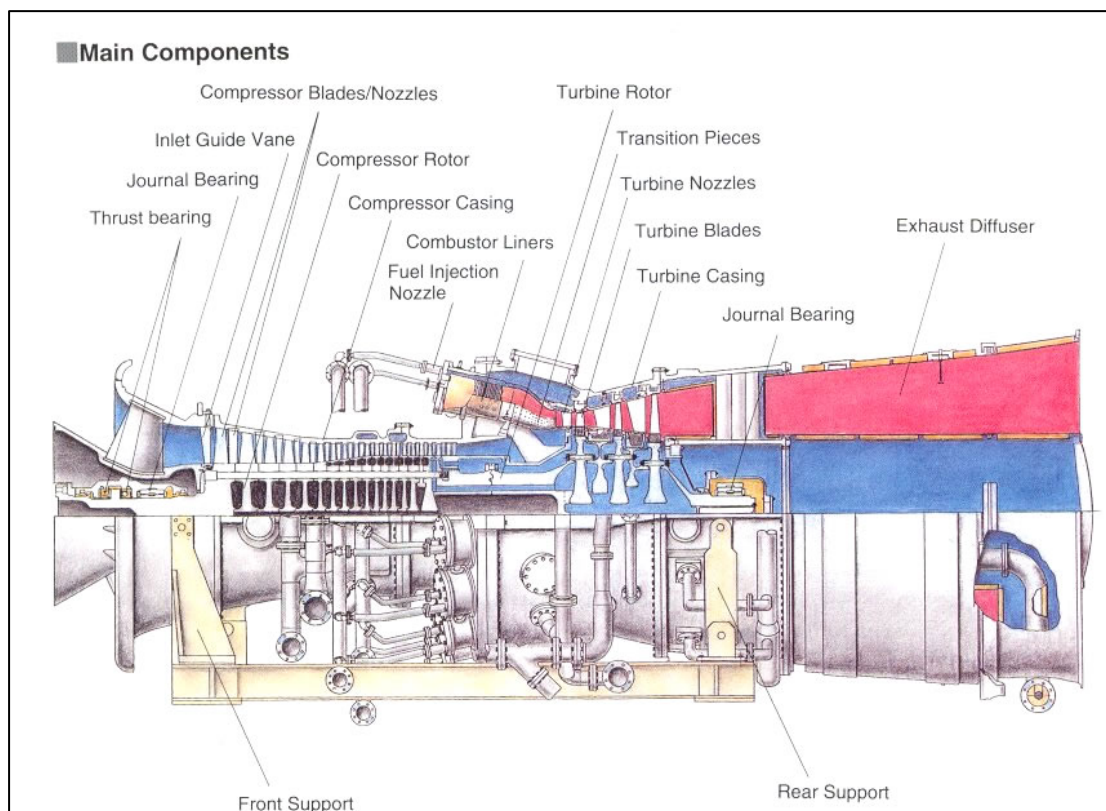
โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมจะประกอบด้วยอุปกรณ์หลักที่ใช้ในการผลิตพลังงานไฟฟ้า ดังนี้

1. เครื่องกรองอากาศ (Air Filter) เป็นอุปกรณ์ที่ทำหน้าที่คล้ายกับไส้กรองอากาศในรถยนต์ คือ มีหน้าที่ในการกรองฝุ่นละอองต่างๆ ที่ปนมากับอากาศ เพื่อให้อากาศที่เข้าไปในห้องเผาไหม้มีความบริสุทธิ์ ส่งผลให้ขบวนการเผาไหม้ที่เกิดขึ้นมีประสิทธิภาพดี อีกทั้งยังเป็นการช่วยลดการเกิดเขม่าจากการเผาไหม้ที่เกิดจากสิ่งเจือปนนั้นๆ นอกจากนี้เครื่องกรองอากาศยังช่วยลดปัญหาในเรื่องของฝุ่นละอองไปเกาะติดตามผนังของเครื่องอัดอากาศหรือคอมเพรสเซอร์ (Compressor) ซึ่งจะมีผลทำให้ประสิทธิภาพของคอมเพรสเซอร์ลดลงอย่างรวดเร็ว และส่งผลต่อประสิทธิภาพในการผลิตกระแสไฟฟ้า

2. เครื่องอัดอากาศหรือคอมเพรสเซอร์ (Compressor) เป็นอุปกรณ์หลักที่มีหน้าที่อัดอากาศที่ผ่านมาจากเครื่องกรองอากาศ ให้มีความดันและอุณหภูมิสูงขึ้น เพื่อส่งอากาศนั้นเข้าสู่ห้องเผาไหม้ โดยอาศัยหลักการบีบอัดและลดปริมาตรของอากาศที่เข้ามาด้วยชุดใบพัดของคอมเพรสเซอร์ ซึ่งในส่วนนี้ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมราชบุรีได้ถูกออกแบบมาให้คอมเพรสเซอร์ทำการอัดอากาศให้มีความดันเพิ่มขึ้นเป็น 13 เท่าของความดันบรรยากาศปกติ ด้วยชุดใบพัดจำนวน 17 ชุด

3. ห้องเผาไหม้ (Combustion Chamber) ที่ห้องเผาไหม้จะมีอุปกรณ์เรียกว่าหัวเผาหรือ Burner ประกอบอยู่ ซึ่งมีหน้าที่ในการควบคุมปริมาณเชื้อเพลิงและปริมาณอากาศที่ถูกส่งเข้ามาเผาไหม้ ให้มีการผสมกันในสัดส่วนที่เหมาะสม เพื่อให้เกิดการเผาไหม้ที่สมบูรณ์ ทำให้ได้ก๊าซไอเสียที่มีพลังงานสูง เพื่อนำไปขับเพลลาของกังหันก๊าซต่อไป

4. กังหันก๊าซ (Gas Turbine) เป็นอุปกรณ์หลักที่ทำหน้าที่ในการเปลี่ยนพลังงานของก๊าซไอเสียให้ไปอยู่ในรูปของพลังงานกล โดยก๊าซไอเสียที่ถูกส่งออกมาจากห้องเผาไหม้จะมีแรงดันและความร้อนจากขบวนการเผาไหม้สูง ซึ่งก๊าซไอเสียดังกล่าวจะถ่ายทอดพลังงานเพื่อขับเพลลาของกังหันก๊าซให้หมุน โดยอาศัยแรงดันจากขบวนการเผาไหม้นั้น ส่งผลทำให้ก๊าซไอเสียมีแรงดันและอุณหภูมิลดลงเมื่อออกจากกังหันก๊าซ แต่ทั้งนี้อุณหภูมิดังกล่าวก็ยังคงสูงอยู่ประมาณ 600 องศาเซลเซียส



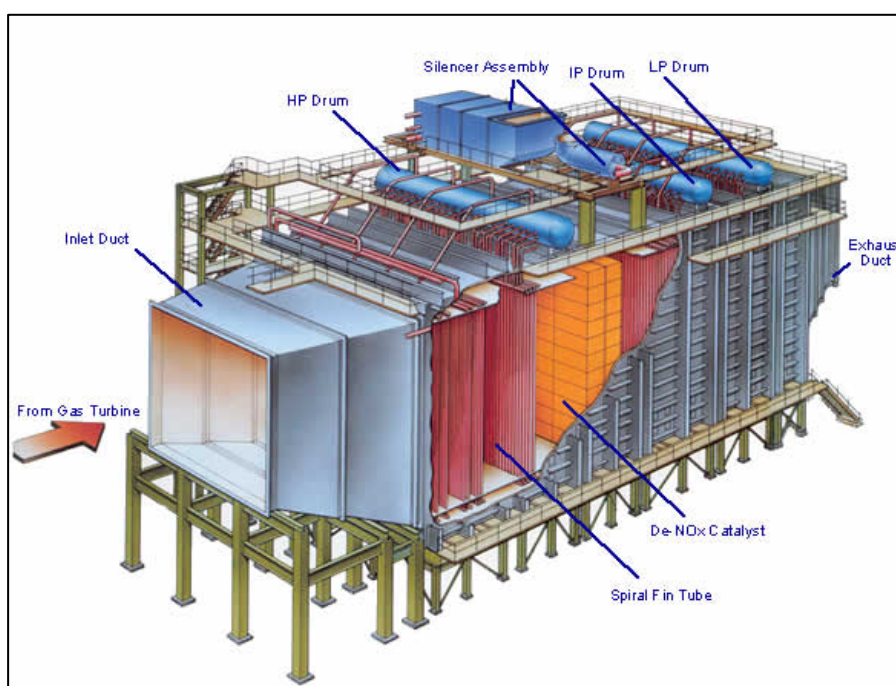
ภาพผนวกที่ 3 องค์ประกอบของเครื่องกังหันก๊าซ

ที่มา: บริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรี จำกัด

5. เครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator) ในโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมราชบุรี 1 ชุด นี้จะมีเครื่องกำเนิดไฟฟ้าอยู่ทั้งหมด 3 เครื่อง โดยเป็นเครื่องที่มีกังหันก๊าซเป็นเครื่องต้นกำลังอยู่ 2 เครื่อง และเป็นเครื่องที่มีกังหันไอน้ำเป็นเครื่องต้นกำลังอีก 1 เครื่อง ซึ่งหลักการทำงานของเครื่องกำเนิดไฟฟ้าทั้ง 3 เครื่องมีลักษณะการทำงานเหมือนกับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนที่ได้กล่าวไปแล้วข้างต้น

6. ชุดผลิตไอน้ำจากก๊าซไอเสีย หรือ Heat Recovery Steam Generator (HRSG) หรือ Waste Heat Boiler ทำหน้าที่คล้ายกับหม้อต้มน้ำของโรงไฟฟ้าพลังความร้อน แต่ต่างกันตรงที่หม้อต้มน้ำของโรงไฟฟ้าพลังความร้อน จะอาศัยความร้อนจากขบวนการเผาไหม้ของเชื้อเพลิงกับอากาศ ในการถ่ายเทพลังงานให้กับน้ำโดยตรงจนน้ำเดือดกลายเป็นไอน้ำที่สภาวะเหมาะสม ส่วน HRSG ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม จะอาศัยความร้อนหลงเหลือของก๊าซไอเสีย ที่ออกมาจาก

การถ่ายเทพลังงานให้กับกังหันก๊าซ โดยอาศัยหลักการทำงานเหมือนกับเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อนคือ ให้น้ำที่รับความร้อนจากก๊าซไอเสียวิ่งอยู่ภายในท่อ และให้ก๊าซไอเสียซึ่งมีอุณหภูมิสูงนี้วิ่งอยู่รอบนอก แล้วถ่ายเทความร้อนให้กับท่อน้ำ ทำให้น้ำที่วิ่งอยู่ภายในร้อนขึ้นจนเดือดกลายเป็นไอน้ำที่สภาวะเหมาะสม โดยท่อของ HRSG นี้จะมีความพิเศษต่างจากท่อทั่วไปคือ จะมีครีบริบหรือเรียกว่า Fins ปะอยู่โดยรอบของผิวท่อด้านนอก เพื่อเป็นการเพิ่มพื้นที่ผิวในการแลกเปลี่ยนความร้อน ทำให้ประสิทธิภาพในการแลกเปลี่ยนความร้อนมีประสิทธิภาพสูงขึ้น



ภาพผนวกที่ 4 ชุดผลิตไอน้ำจากก๊าซไอเสีย (HRSG)

ที่มา: บริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรี จำกัด

7. กังหันไอน้ำ (Steam Turbine) มีลักษณะการทำงานเหมือนกับของโรงไฟฟ้าพลังความร้อน คือจะให้ไอน้ำที่มีสภาวะเหมาะสมที่มาจาก HRSG เข้าไปขับเคลื่อนกังหันไอน้ำให้หมุนนั่นเอง

8. เครื่องควบแน่นหรือคอนเดนเซอร์ (Condenser) มีลักษณะและหลักการทำงานเช่นเดียวกับของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนที่ได้กล่าวมาแล้ว

9. หอหล่อเย็น (Cooling Tower) ก็เช่นเดียวกันมีลักษณะและหลักการทำงานเช่นเดียวกับของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนที่ได้กล่าวมาแล้ว

นอกจากอุปกรณ์ที่ได้กล่าวมาแล้ว ยังคงมีอุปกรณ์เสริมอื่นๆ อีกที่ทำงานร่วมกันกับอุปกรณ์ที่กล่าวมา เพื่อให้การผลิตกระแสไฟฟ้าสามารถดำเนินการได้อย่างเป็นขบวนการเป็นวงจร เช่น Condensate Pump, Cooling Water Pump, Close Cycle Cooling Water Pump, Boiler Feed Pump, Exhauster Pump, Vent and Drain System, Lube Oil System, Control Valves, Control System, Transformer, Fire Protection, Fuel Control System เป็นต้น และต้องมีระบบสนับสนุนอื่นอีก เช่น ระบบผลิตน้ำบริสุทธิ์ (Demineralization Water) เพื่อป้อนให้กับขบวนการผลิตกระแสไฟฟ้า, ระบบผลิตน้ำหล่อเย็น, ระบบบำบัดน้ำ, ระบบลำเลียงและขนส่งเชื้อเพลิง, ระบบตรวจวัดคุณภาพก๊าซไอเสียที่ปล่อยออก เป็นต้น

เชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม

โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ได้ถูกออกแบบให้ใช้เชื้อเพลิงได้มากกว่า 1 ชนิด ด้วยเหตุผลดังนี้

1. เพื่อความมั่นคงในระบบผลิตไฟฟ้าของประเทศ กล่าวคือไม่ให้เกิดไฟฟ้าตกหรือดับเกิดขึ้น กรณีที่เชื้อเพลิงหลักขาดแคลน
2. เพื่อให้สามารถเลือกใช้เชื้อเพลิงที่มีราคาถูกกว่า ซึ่งจะเป็นประโยชน์ต่อการกำหนดค่าไฟฟ้า และภาระค่าไฟฟ้าของประชาชน
3. เพื่อลดความเสี่ยงต่อการขาดแคลนเชื้อเพลิงชนิดใดชนิดหนึ่ง

โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมจะใช้เชื้อเพลิง 2 ประเภทในการผลิตพลังงานไฟฟ้า คือ

1. ก๊าซธรรมชาติ
2. น้ำมันดีเซล

ก๊าซธรรมชาติ ถือเป็นเชื้อเพลิงหลักที่โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมใช้ในการผลิตไฟฟ้า ขณะที่น้ำมันดีเซลจะใช้เป็นเชื้อเพลิงสำรองของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม กรณีที่ปริมาณก๊าซธรรมชาติมีไม่เพียงพอ เพราะแท่นผลิตและระบบท่อส่งก๊าซของ ปตท.หยุดซ่อมบำรุง

การคำนวณต้นทุนด้านเชื้อเพลิง

ในการคำนวณหาต้นทุนด้านเชื้อเพลิงจะมีตัวแปรที่สำคัญที่ใช้ในการคำนวณ ดังนี้

1. อัตราการใช้ความร้อน (Heat Rate)
2. ค่าความร้อนของเชื้อเพลิง (Heating Value)
3. กำลังการผลิตของโรงไฟฟ้า (Capacity)
4. ชั่วโมงการผลิต (Hour)

ตัวแปรต่างๆ อธิบายได้ ดังนี้

1. อัตราการใช้ความร้อน (Heat Rate) คือค่าความสิ้นเปลืองในการใช้เชื้อเพลิงเฉลี่ยเพื่อการผลิตพลังงานไฟฟ้า ทั้งนี้ โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม มีอัตราการใช้ความร้อนเท่ากับ 7,100 กิโลวัตต์ต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง

2. ค่าความร้อนของเชื้อเพลิง (Heating Value) คือ ปริมาณความร้อนที่ถ่ายเทหรือคายออกจากปฏิกิริยาเผาไหม้ของเชื้อเพลิงที่เกิดขึ้นอย่างสมบูรณ์ (Complete Combustion) และจะเย็นตัวลงจนมีอุณหภูมิเริ่มต้นที่สภาวะมาตรฐานของเชื้อเพลิงและอากาศที่เผาไหม้ ซึ่งคำว่าสภาวะมาตรฐานในที่นี้คือ ความดันสมบูรณ์ 1 บรรยากาศ (atm) และอุณหภูมิ 25 องศาเซลเซียส ทั้งนี้ Heating Value เป็นค่าความร้อนของเชื้อเพลิงเมื่อเทียบต่อ 1 หน่วยน้ำหนักหรือปริมาตรของเชื้อเพลิง โดยมีหน่วยเป็น kJ/kg , kcal/kg, Btu/lb หรือ kcal/liter เป็นต้น ทั้งนี้ โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมราชบุรี มีค่าความร้อนของเชื้อเพลิงเท่ากับ 834 บีทียูต่อลูกบาศก์ฟุต

3. กำลังการผลิตของโรงไฟฟ้า (Capacity) คือ ความสามารถของโรงไฟฟ้าในการผลิตพลังงานไฟฟ้า ทั้งนี้ โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมมีกำลังการผลิตพลังงานไฟฟ้าเท่ากับ 725 เมกะวัตต์ชั่วโมง

4. ชั่วโมงการผลิต (Hour) โดยสูตรการหาอัตราการใช้เชื้อเพลิง จะเป็นการหาอัตราการใช้เชื้อเพลิงต่อ 1 ชั่วโมง

อัตราการใช้ความร้อน	=	7,100 กิโลจูลต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง
ค่าความร้อนของเชื้อเพลิง	=	834 บีทียูต่อกิโลกรัม
กำลังการผลิตของโรงไฟฟ้า	=	725 เมกะวัตต์ หรือ 725,000 กิโลวัตต์
ชั่วโมงการผลิต	=	1 ชั่วโมง หรือ 7,008 ชั่วโมงต่อปี

โดยที่

ราคาก๊าซธรรมชาติ ปี 2556	=	381.00 บาทต่อล้านบีทียู
1 เมกะวัตต์ชั่วโมง	=	1,000 กิโลวัตต์ชั่วโมง
1 กิโลวัตต์ชั่วโมง	=	7,100 กิโลจูลต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง (W)
1 บีทียู	=	1.055 กิโลจูล

ในการผลิตพลังงานไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนรวมขนาด 725 เมกะวัตต์ จะใช้ค่าพลังงานความร้อนในการผลิตพลังงานไฟฟ้าใน 1 ปี เท่ากับ 4,879.150 ล้านบีทียูต่อชั่วโมง และ 34.193 ล้านล้านบีทียูต่อปี รายละเอียดการคำนวณ ดังนี้

5,147,500,000 กิโลจูลชั่วโมง	=	725,000 X 7,100
4,879.150 ล้านบีทียูต่อชั่วโมง	=	(5,147,500,000 / 1.055)
34.193 ล้านล้านบีทียูต่อปี	=	4,879.150 X 7,008

ในการคำนวณหาต้นทุนค่าเชื้อเพลิงในการผลิตพลังงานไฟฟ้านั้น จะคำนวณจากการใช้ค่าพลังงานความร้อนในการผลิตพลังงานไฟฟ้า ดังนั้น ในการผลิตพลังงานไฟฟ้าขนาดกำลังการผลิต 725 เมกะวัตต์ ใน 1 ปี จะมีต้นทุนค่าเชื้อเพลิงเท่ากับ 1,858,956.150 บาทต่อชั่วโมง และ 13,027.533 ล้านบาทปี รายละเอียดการคำนวณ ดังนี้

$$1,858,956.150 \text{ บาทต่อชั่วโมง} = 4,879.150 \times 381.00$$

$$13,027.533 \text{ ล้านบาทต่อปี} = 34.193 \times 381.00$$

ปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์

ปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนในปี พ.ศ. 2556-2605 กำหนดให้เพิ่มขึ้นร้อยละ 0.01 ทั้งนี้ เนื่องจากโรงไฟฟ้าพลังความร้อนราชบุรีมีระบบการตรวจวัดและควบคุมมลพิษที่มีประสิทธิภาพทำให้การปล่อยก๊าซเรือนกระจกคาร์บอนไดออกไซด์ ออกจากตัวเครื่องเป็นไปได้น้อยมาก รายละเอียดตามตารางผนวกที่ 1

ตารางผนวกที่ 1 ปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม ปี พ.ศ. 2556 - 2605

ปี พ.ศ.	ปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (ตัน)	ปี พ.ศ.	ปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (ตัน)
2556	89,006.613	2581	89,229.397
2557	89,015.514	2582	89,238.320
2558	89,024.415	2583	89,247.244
2559	89,033.318	2584	89,256.168
2560	89,042.221	2585	89,265.094
2561	89,051.125	2586	89,274.020
2562	89,060.030	2587	89,282.948
2563	89,068.936	2588	89,291.876

ตารางผนวกที่ 1 (ต่อ)

ปี พ.ศ.	ปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (ตัน)	ปี พ.ศ.	ปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (ตัน)
2564	89,077.843	2589	89,300.805
2565	89,086.751	2590	89,309.735
2566	89,095.660	2591	89,318.666
2567	89,104.569	2592	89,327.598
2568	89,113.480	2593	89,336.531
2569	89,122.391	2594	89,345.465
2570	89,131.303	2595	89,354.399
2571	89,140.216	2596	89,363.335
2572	89,149.130	2597	89,372.271
2573	89,158.045	2598	89,381.208
2574	89,166.961	2599	89,390.146
2575	89,175.878	2600	89,399.085
2576	89,184.795	2601	89,408.025
2577	89,193.714	2602	89,416.966
2578	89,202.633	2603	89,425.908
2579	89,211.554	2604	89,434.850
2580	89,220.475	2605	89,443.794

ที่มา: บริษัท ผลิตไฟฟ้าราชบุรี จำกัด และจากการคำนวณ

ภาคผนวก ข

ปรากฏการณ์เรือนกระจก และพิธีสารเกียวโต

ปรากฏการณ์เรือนกระจก

ภาวะโลกร้อน (Global Warming) หรือภาวะภูมิอากาศเปลี่ยนแปลง (Climate Change) เป็นปรากฏการณ์ที่อุณหภูมิเฉลี่ยของพื้นผิวโลกสูงขึ้น โดยมีสาเหตุทั้งจากปัจจัยธรรมชาติและกิจกรรมของมนุษย์ แต่จากผลการศึกษาวิจัยเกี่ยวกับภาวะโลกร้อน นักวิทยาศาสตร์ส่วนใหญ่เห็นพ้องกันว่าปรากฏการณ์นี้มีสาเหตุหลักมาจากกิจกรรมของมนุษย์ที่ได้ปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Greenhouse Gas) สู่บรรยากาศเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง ซึ่งก๊าซเหล่านี้จะเป็นตัวการกักเก็บความร้อนจากแสงอาทิตย์ไว้ไม่ให้คายออกสู่บรรยากาศ ทำให้อุณหภูมิของโลกสูงขึ้น

ผลจากการศึกษาวิจัยพบว่าอุณหภูมิเฉลี่ยของโลกได้เพิ่มสูงขึ้นเรื่อยๆ ในช่วง 100 ปีที่ผ่านมา นับตั้งแต่ปี ค.ศ.1900 เมื่อโลกเข้าสู่ยุคการปฏิวัติอุตสาหกรรม ที่มนุษย์นำเทคโนโลยีเครื่องจักรกลเข้ามาทุนแรง เพิ่มกำลังการผลิต และอำนวยความสะดวกต่างๆ โดยมีการนำพลังงานหลายชนิด เช่น น้ำมัน ถ่านหิน และก๊าซธรรมชาติมาใช้ ทำให้เกิดการขยายตัวของเมืองและการเปลี่ยนแปลงวิถีความเป็นอยู่มาเป็นสังคมอุตสาหกรรม นำไปสู่การปล่อยก๊าซเรือนกระจกเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องในที่สุด

ก๊าซเรือนกระจกที่มีการสำรวจและศึกษาวิจัยกันมาก ได้แก่ ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ก๊าซมีเทน และก๊าซไนตรัสออกไซด์ โดยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เป็นก๊าซเรือนกระจกที่มีความสำคัญที่สุดเนื่องจากมีแหล่งกำเนิดมาจากกิจกรรมทางเศรษฐกิจที่เกี่ยวข้องกับผลประโยชน์ของแต่ละประเทศ โดยเฉพาะประเทศอุตสาหกรรมที่มีการใช้พลังงานมากกว่าประเทศกำลังพัฒนา

ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) เป็นก๊าซที่มีปริมาณมากที่สุดในบรรดาก๊าซเรือนกระจกทั้งหมด โดยเป็นผลจากการเผาไหม้ของเชื้อเพลิงจากกระบวนการผลิตในภาคอุตสาหกรรม การคมนาคมขนส่ง การผลิตพลังงานไฟฟ้า เป็นต้น ปัจจุบันก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ได้ถูกปล่อยเข้าสู่บรรยากาศโลกรวมกว่า 30,000 ล้านตันต่อปี

ก๊าซมีเทน (CH_4) เป็นก๊าซที่เกิดจากการย่อยสลายสารอินทรีย์โดยแบคทีเรียที่ไม่ใช้ออกซิเจน หรือการหมักในสภาพไร้อากาศ เหมือนถ่านหิน การขุดเจาะแหล่งน้ำมันและก๊าซธรรมชาติ การทำนาข้าวและการฝังกลบขยะมูลฝอย เป็นต้น ก๊าซมีเทนสามารถคงอยู่ในบรรยากาศ

ได้ประมาณ 10 ปี และมีศักยภาพในการกักเก็บความร้อนได้มากกว่าก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ถึง 20 เท่า

ก๊าซไนตรัสออกไซด์ (N_2O) เกิดจากการย่อยสลายในดิน ปุ๋ยที่มีไนโตรเจนเป็นส่วนประกอบ การกำจัดสิ่งปฏิกูลของมนุษย์และสัตว์ ไอเสียจากยานยนต์ เป็นต้น

ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของประเทศไทยและการคาดการณ์ปี พ.ศ. 2543-2563 มีรายละเอียด ดังนี้

ตารางผนวกที่ 2 ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของประเทศไทยและการคาดการณ์
ปี พ.ศ. 2543-2563

(หน่วย : พันตันของคาร์บอนไดออกไซด์)

ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก	ปี พ.ศ.			
	พ.ศ. 2541	พ.ศ. 2543	พ.ศ. 2553	พ.ศ. 2563
ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์	204,292	202,610	298,722	414,938
ก๊าซมีเทน	79,537	79,070	88,726	100,584
ก๊าซไนตรัสออกไซด์	13,646	15,063	17,771	18,507

ที่มา: Global Warming, 2550

ผลกระทบจากภาวะโลกร้อน

การเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศจากภาวะโลกร้อนถือเป็นปัญหาสำคัญอย่างยิ่งในระดับโลก เพราะทุกคนบนโลกได้รับผลกระทบเพียงแต่แตกต่างกันที่รูปแบบและระดับความรุนแรงเท่านั้น โดยผลกระทบที่เกิดขึ้นมีดังนี้

1. ผลกระทบต่อระบบนิเวศ : การที่โลกมีอุณหภูมิสูงขึ้นจะทำให้สัตว์หลายชนิดที่ไม่สามารถปรับตัวได้ต้องสูญพันธุ์ และการสูญหายไปของสิ่งมีชีวิตแม้เพียงแค่ชนิดเดียวย่อมมีผลกระทบต่อห่วงโซ่อาหารในระบบนิเวศ และการที่อุณหภูมิของน้ำทะเลที่สูงขึ้นจากภาวะโลกร้อนยังทำให้สิ่งมีชีวิตในท้องทะเลจำนวนมากได้รับผลกระทบอย่างหลีกเลี่ยงไม่ได้ เช่น ในปี พ.ศ. 2541 ปะการังในแถบมหาสมุทรอินเดียเกิดปรากฏการณ์ฟอกขาวและตายประมาณ 80% เป็นต้น

2. ผลกระทบต่อแหล่งน้ำและแหล่งอาหาร: การที่โลกมีอุณหภูมิสูงขึ้นทำให้อัตราการระเหยของน้ำจากแหล่งน้ำผิวดินเพิ่มสูงขึ้น ปริมาณน้ำในแหล่งน้ำจึงลดลงหรือแห้งหายไป ส่งผลต่อสิ่งมีชีวิตที่ต้องอาศัยแหล่งน้ำ และยังทำให้ปริมาณน้ำฝนลดน้อยลงหรือทิ้งช่วงเป็นเวลานานทำให้เกิดความแห้งแล้งส่งผลกระทบต่อการเพาะปลูก

3. ผลกระทบต่อระดับน้ำทะเลและพื้นที่ชายฝั่ง: การที่โลกมีอุณหภูมิสูงขึ้นทำให้น้ำแข็งบริเวณขั้วโลกละลายมากขึ้นอย่างต่อเนื่อง ระดับน้ำทะเลทั่วโลกจึงเพิ่มสูงขึ้น ทำให้พื้นที่บริเวณชายฝั่งทะเลถูกน้ำท่วมและกัดเซาะ หมู่เกาะบางแห่งต้องจมหายไป เช่น เกาะ Whale Skate ในเกาะฮาวาย มหาสมุทรแปซิฟิก และบางแห่งที่กำลังจะจมหายไป เช่น เกาะมัลดีฟส์ในมหาสมุทรอินเดีย และเกาะคูวาลูในมหาสมุทรแปซิฟิก

สำหรับในประเทศไทย ชายฝั่งบริเวณอ่าวไทยตั้งแต่กรุงเทพมหานคร สมุทรปราการ ระยอง เพชรบุรี ลงไปถึงนราธิวาส กำลังประสบปัญหาชายฝั่งที่ถูกกัดเซาะและน้ำท่วมพื้นที่ที่อยู่อาศัยอย่างรุนแรง โดยชายฝั่งบริเวณปากแม่น้ำเจ้าพระยาฝั่งตะวันตกและชายหาดหัวหินได้ถูกกัดเซาะเข้าไปเป็นระยะทางหลายร้อยเมตร

4. ผลกระทบต่อการเกิดภัยพิบัติทางธรรมชาติ: เมื่อสภาพอากาศเปลี่ยนแปลงไปจึงเกิดภัยธรรมชาติบ่อยครั้งขึ้น โดยเฉพาะวาตภัยและอุทกภัยที่เกิดขึ้นอย่างรุนแรงทั่วโลก เช่น ในปี พ.ศ. 2541 เกิดพายุเฮอริเคนมิดซ์ทำให้ประชาชนในประเทศแถบอเมริกากลาง ต้องเสียชีวิตกว่า 75,000 คน

สำหรับประเทศไทยต้องประสบปัญหากับเหตุการณ์น้ำท่วมฉับพลันและโคลนถล่มที่บ้านน้ำก้อ จังหวัดเพชรบูรณ์ในปี พ.ศ. 2544 และที่บ้านแม่ระนาด จังหวัดตากในปี พ.ศ. 2547 รวมทั้งภavnน้ำท่วมหนักใน 47 จังหวัดในปี พ.ศ. 2549

5. ผลกระทบต่อสุขภาพอนามัยของมนุษย์: การที่โลกมีอุณหภูมิสูงขึ้นทำให้เกิดการแพร่ระบาดของโรคติดต่อ โดยเฉพาะอย่างยิ่งโรคที่มียุงเป็นพาหะ เช่น ไข้เลือดออก มาเลเรีย ไข้เหลือง ไข้สมองอักเสบและเท้าช้าง อากาศที่ร้อนทำให้เกิดมลพิษทางอากาศและทางน้ำสูงขึ้น

จากผลกระทบที่กล่าวมาข้างต้น สามารถนำมาสรุปเปรียบเทียบความเปลี่ยนแปลงของ
ภูมิอากาศและระบบชีวกายภาพของโลกในศตวรรษที่ 20 ถึง ปัจจุบัน ได้ดังแสดงในตารางผนวกที่
3

ตารางผนวกที่ 3 ความเปลี่ยนแปลงของภูมิอากาศและระบบชีวกายภาพของโลก ในศตวรรษที่ 20

ดัชนี	ความเปลี่ยนแปลง
- ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในบรรยากาศ	เพิ่มจาก 280 ppm ในช่วงปี พ.ศ. 1543-2293 เป็น 368 ppm ในปี พ.ศ. 2543
- ก๊าซมีเทนในบรรยากาศ	เพิ่มจาก 700 ppb ในช่วงปี พ.ศ. 1543-2293 เป็น 1,750 ppb ในปี พ.ศ. 2543
- ก๊าซไนตรัสออกไซด์ในบรรยากาศ	เพิ่มจาก 270 ppb ในช่วงปี พ.ศ. 1543-2293 เป็น 316 ppb ในปี พ.ศ. 2543
- อุณหภูมิผิวโลก (เฉลี่ย)	เพิ่มขึ้น 0.6 บวกลบ 0.2 องศาเซลเซียส ในศตวรรษที่ 20 โดยพื้นผิวดินจะอุ่นมากกว่าทะเลและมหาสมุทร
- จำนวนวันที่มีความหนาวเย็นในรอบปี	ลดลงทั่วโลกอย่างมีนัยสำคัญทางสถิติ
- เหตุการณ์รุนแรงของพายุฝน	เพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญในพื้นที่เขตรละติจูดตอนกลางและสูง
- ความถี่และความรุนแรงของภัยแล้ง	เพิ่มความแห้งแล้งในฤดูร้อนเพิ่มขึ้นโดยเฉพาะในพื้นที่บางแห่งของเอเชียและแอฟริกา
- ระดับน้ำทะเลของโลก	เพิ่มขึ้นเฉลี่ย 1-2 มิลลิเมตร/ปี ในศตวรรษที่ 20
- ระยะเวลาที่แหล่งน้ำเป็นน้ำแข็ง	ลดลงประมาณ 2 สัปดาห์ในเขตรละติจูดสูงของซีกโลกตอนเหนือ
- ความหนาของน้ำแข็งในขั้วโลกเหนือ (Arctic sea-ice)	มีความหนาลดลงประมาณร้อยละ 40 ในช่วงเดือนสิงหาคม – กันยายน ตลอดระยะ 2-3 ทศวรรษที่ผ่านมา
- ปรากฏการณ์เอลนีโญ	เกิดขึ้น รุนแรงขึ้น และคงอยู่เป็นเวลานานขึ้นในช่วง 2-3 ทศวรรษที่ผ่านมา เมื่อเปรียบเทียบกับระยะ 100 ปีที่แล้ว
- การฟอกขาวของปะการัง	เกิดขึ้นมากขึ้น โดยเฉพาะในระหว่างที่เกิดปรากฏการณ์เอลนีโญ
- พืช สัตว์ และการอพยพ	พืชออกดอกก่อนฤดูหรือเร็วขึ้น การอพยพของนกเร็วขึ้น และฤดูผสมพันธุ์ของสัตว์เลื่อนมาเร็วขึ้น การระบาดของฝูงแมลงมาเร็วขึ้นในพื้นที่การเกษตรของซีกโลกตอนเหนือ
- การสูญเสียทางเศรษฐกิจจากเหตุการณ์ภัยพิบัติเกี่ยวกับภูมิอากาศ	เพิ่มขึ้น 10 เท่าอย่างมีนัยสำคัญ โดยเฉพาะจากสถิติการประกันภัย ในระยะ 40 ปีที่ผ่านมา

ที่มา: รายงานสถานการณ์คุณภาพสิ่งแวดล้อม พ.ศ. 2548

พิธีสารเกียวโต

องค์การอุตุนิยมวิทยาโลก (World Meteorological Organization: WMO) และโครงการสิ่งแวดล้อมแห่งสหประชาชาติ (United Nations Environment Programme: UNEP) ได้ร่วมกันจัดตั้งคณะกรรมการระหว่างรัฐบาลว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ (Intergovernmental Panel on Climate Change: IPCC) ขึ้นในปี พ.ศ. 2531 ด้วยความห่วงใยเกี่ยวกับผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงภูมิอากาศโลกที่อาจมีต่อมนุษยชาติซึ่งเป็นผลมาจากปรากฏการณ์เรือนกระจก และปัญหาช่องว่างในบรรยากาศชั้นโอโซนที่ได้มีการศึกษาและอยู่ในความสนใจในวงการวิทยาศาสตร์มากกว่า 50 ปีแล้ว ปัจจุบัน IPCC มีประเทศสมาชิกกว่า 184 ประเทศ ประกอบด้วยทุกประเทศที่เป็นสมาชิก WMO และ UNEP โดยมีสำนักงานเลขาธิการมีหน้าที่รวบรวม ประมวลข้อมูลและศึกษาประเมินผลทางวิทยาศาสตร์เกี่ยวกับงานศึกษาวิจัยหรือข้อมูลติดตามตรวจสอบสภาพภูมิอากาศที่มีการดำเนินงานอยู่ทั่วโลก เพื่อให้เกิดความเข้าใจที่ตรงกัน เผยแพร่ต่อสาธารณะและใช้ข้อมูลประกอบการตัดสินใจในระดับนโยบายได้ IPCC จะประชุมผู้แทนรัฐบาลของประเทศสมาชิกปีละครั้ง รวมทั้งได้ตั้งคณะทำงานศึกษาประเด็นสำคัญๆ ตามวาระหรือเหตุการณ์ที่เกิดขึ้น คณะทำงานจะประกอบด้วยผู้เชี่ยวชาญสาขาต่างๆ ทั่วโลก

การกำเนิด IPCC จึงคล้ายกับเป็นจุดเริ่มต้นอย่างเป็นทางการของเวทีโลกว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศโลก โดยทำให้ทั้งข้อมูล ความคิดเห็น และความห่วงใยต่อสถานการณ์ภูมิอากาศโลกหลั่งไหลจากทั่วโลกสู่การพิจารณาของ IPCC จนเป็นที่มาของการร่างอนุสัญญาสหประชาชาติว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ (United Nation Framework Convention on Climate Change: UNFCCC) ที่มีหลักการให้ประเทศต่างๆ ทั่วโลกต้องร่วมกันลดก๊าซเรือนกระจกอันเป็นสาเหตุสำคัญของการเกิดภาวะโลกร้อนหรือปรากฏการณ์เรือนกระจกที่ก่อให้เกิดการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ โดยได้มีการเปิดให้ประเทศต่างๆ ลงนามในระหว่างการประชุมสุดยอดด้านสิ่งแวดล้อมเมื่อปี พ.ศ. 2535 (1992 World Summit) ซึ่งประเทศไทยได้ลงนามในอนุสัญญาฯ ดังกล่าวในการประชุมครั้งนั้นด้วย และได้ให้สัตยาบันต่ออนุสัญญาฯ เมื่อเดือนธันวาคม พ.ศ. 2537 โดยที่อนุสัญญาฯ มีผลใช้บังคับเมื่อวันที่ 28 มีนาคม พ.ศ. 2538 จะเห็นว่าความเคลื่อนไหวระดับโลกที่พยายามจะควบคุมก๊าซเรือนกระจกนั้น อยู่ภายใต้กิจกรรมของ IPCC และ UNFCCC ซึ่งจะมีการประชุมประเทศภาคี (Conference of the Parties: COP) ทุกปี เพื่อทบทวนการดำเนินงานหรือตัดสินใจดำเนินมาตรการต่างๆ อย่างไรก็ดีตาม อนุสัญญาฯ เป็นกรอบของหลักการพื้นฐานแห่งความร่วมมือ และการสนับสนุนให้ความช่วยเหลือด้านต่างๆ ระหว่างประเทศภาคี ยังไม่สามารถมี

ผลในทางปฏิบัติได้มากนัก จึงได้มีการร่างพิธีสาร (Protocol) ที่เป็นกฎหมายระหว่างประเทศ เพื่อให้เกิดพันธกรณีที่จะทำให้การลดก๊าซเรือนกระจกเป็นจริงได้มากขึ้น พิธีสารดังกล่าวคือ พิธีสารเกียวโต (Kyoto Protocol)

การแบ่งกลุ่มประเทศในพิธีสารเกียวโตอยู่ภายใต้หลักการความรับผิดชอบในระดับที่แตกต่างกัน โดยกลุ่มประเทศในภาคผนวก 1 (Annex I) เป็นประเทศในกลุ่ม OECD (Overseas Economic Cooperation and Development) ที่เป็นประเทศอุตสาหกรรมหรือประเทศพัฒนาแล้ว โดยรวมประเทศในยุโรปกลางและยุโรปตะวันออกที่กำลังปรับโครงสร้างทางเศรษฐกิจด้วย และกลุ่มประเทศในภาคผนวก 2 (Annex II) ได้แก่ประเทศในกลุ่ม OECD ในภาคผนวก 1 แต่ไม่รวมประเทศในยุโรปกลางและยุโรปตะวันออก ส่วนกลุ่มประเทศนอกภาคผนวก 1 (Non-Annex I) ได้แก่ ประเทศกำลังพัฒนาหรือประเทศยากจนที่ยังไม่ต้องมีเป้าหมายในการลดก๊าซเรือนกระจกตามพันธกรณี ประเทศไทยจึงถูกจัดอยู่ในกลุ่มนอกภาคผนวก 1

ประเทศไทยได้ร่วมลงนามและให้สัตยาบันต่อพิธีสารเกียวโตเมื่อเดือนกุมภาพันธ์ พ.ศ. 2542 และเดือนสิงหาคม พ.ศ. 2545 ตามลำดับ พิธีสารดังกล่าวมีผลบังคับใช้เมื่อวันที่ 16 กุมภาพันธ์ พ.ศ. 2548 หลังจากที่มิมีจำนวนประเทศได้ให้สัตยาบันตามข้อกำหนด คือ มีไม่ต่ำกว่า 55 ประเทศ ในปี พ.ศ. 2548 สหรัฐอเมริกาและออสเตรเลียยังไม่ร่วมในสัตยาบันจนเป็นที่วิพากษ์วิจารณ์อย่างกว้างขวางเนื่องจากเป็นประเทศมหาอำนาจทางเศรษฐกิจที่มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในปริมาณสูง อย่างไรก็ตาม การประชุมสุดยอดผู้นำประเทศอุตสาหกรรมชั้นนำ 8 ประเทศ (จี-8) ที่ประเทศสกอตแลนด์ เมื่อวันที่ 7-8 กรกฎาคม พ.ศ. 2548 ได้รับความเห็นชอบร่วมกันให้มีการจัดการปัญหาภาวะโลกร้อนเป็นการด่วน โดยยอมรับว่าเป็นปัญหาระยะยาวที่ทำลายและจะส่งผลกระทบต่อทุกส่วนของโลก

ประวัติการศึกษาและการทำงาน

ชื่อ-นามสกุล: นางสาวชนวรรณ ใจบุญมา
วัน เดือน ปีที่เกิด: 30 กรกฎาคม 2522
สถานที่เกิด: จังหวัดกรุงเทพมหานคร
ประวัติการศึกษา: ปริญญาตรี เศรษฐศาสตร์ มหาวิทยาลัยหอการค้าไทย (2544)
ตำแหน่งปัจจุบัน: พนักงานนักลงทุนสัมพันธ์
สถานที่ทำงาน: บริษัท ไฟฟ้าราชบุรีโฮลดิ้ง จำกัด (มหาชน)