รายงานฉบับสมบูรณ์

โครงการศึกษาแนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวภาพด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมาก

เสนอ

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

โดย

มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

สารบัญ

หน้า

1. บทนำ 1
2. วัตถุประสงค์ 2
3. ขอบเขตของการดำเนินงาน 2
4. วิธีการดำเนินงาน 3
   - กิจกรรมที่ 1: รูปแบบการส่งเสริมและสนับสนุนการใช้งานระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมาก (Micro-CHP) ในต่างประเทศ 3
   - กิจกรรมที่ 2: รูปแบบการส่งเสริมและสนับสนุนการใช้งานระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมาก (VSPP-CHP) ในประเทศไทย 46
   - กิจกรรมที่ 3: เทคโนโลยีระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (CHP หรือ Cogeneration) ที่มีศักยภาพ 70
   - กิจกรรมที่ 4: อุปสรรคของการจัดทำระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมาก (VSPP-CHP) ในประเทศไทยสำหรับเชื้อเพลิงชีวภาพ 87
   - กิจกรรมที่ 5: โครงสร้างต้นทุนของการจัดทำระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมาก (VSPP-CHP) ในประเทศไทย 97
   - กิจกรรมที่ 6: แบบจำลองทางการเงิน (Financial Model) 111
   - กิจกรรมที่ 7: มาตรการส่งเสริมการจัดทำระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมาก (VSPP-CHP) ในประเทศไทย 115
   - กิจกรรมที่ 8: สรุปผลการจัดสัมมนากลุ่มย่อยระดมความคิดเห็น 120
   - กิจกรรมที่ 9: สรุปผลการจัดสัมมนารับฟังความคิดเห็นจากผู้มีส่วนเกี่ยวข้องกับแนวทางการส่งเสริมหรือสนับสนุนผ่านทางมาตรการที่นำเสนอ 147
   - กิจกรรมที่ 10: ข้อเสนอแนะเชิงนโยบายในการส่งเสริมการจัดทำระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมาก (VSPP-CHP) ในประเทศไทย 151
5. แผนการดำเนินงานและกำหนดเวลาส่งมอบงาน 164

รายงานฉบับสมบูรณ์
โครงการศึกษาแนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวภาพด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมาก

1. บทนำ

ภาครัฐได้ปรับปรุงนโยบายส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนมาอย่างต่อเนื่อง เพื่อลดการพึ่งพาการนำเข้าพลังงานและเพิ่มความมั่นคงด้านพลังงาน โดย คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เมื่อวันที่ 30 พฤศจิกายน 2554 ได้เห็นชอบแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% ใน 10 ปี (พ.ศ. 2555-พ.ศ. 2564) (Alternative Energy Development Plan: AEDP 2012-2021) ซึ่งพัฒนาจากกรอบนโยบายรัฐบาลตามที่แถลงต่อรัฐสภา ทั้งนี้ แผน AEDP ดังกล่าวมีเป้าหมายให้มีการใช้พลังงานทดแทนเพิ่มขึ้นจากปี 2554 ที่ 7,413 ktoe ไปเป็น 25,000 ktoe ในปี 2564 โดยมีเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนรวมเทียบเท่า 9,198 MW อันประกอบด้วย การส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ 2,000 MW พลังงานลม 1,200 MW พลังงานชีวมวล 3,630 MW พลังงานจากก๊าซชีวภาพ 600 MW พลังงานจากขยะ 160 MW และพลังงานน้ำ 1,608 MW

ต่อมา ในการประชุม กพช. เมื่อวันที่ 16 กรกฎาคม 2556 ที่ประชุม กพช. เห็นชอบการปรับค่าเป้าหมายตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% ใน 10 ปี (พ.ศ. 2555-2564) ให้สอดคล้องตามแผนการบูรณาการยุทธศาสตร์ประเทศ (Country Strategy) เพื่อลดการพึ่งพาพลังงานจากต่างประเทศ เสริมสร้างความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศ เสริมสร้างการใช้พลังงานทดแทนในระดับชุมชนในรูปแบบชุมชนพลังงานสีเขียว ตลอดจนสนับสนุนอุตสาหกรรมการผลิตเทคโนโลยีพลังงานทดแทนในประเทศ โดยเป้าหมายการส่งเสริมพลังงานทดแทนใหม่นี้ ประกอบด้วย พลังงานแสงอาทิตย์ 3,000 MW พลังงานลม 1,800 MW พลังงานชีวมวล 4,800 MW พลังงานจากก๊าซชีวภาพ 3,600 MW พลังงานจากขยะ 400 MW และพลังงานน้ำ 324 MW ซึ่งจะเห็นว่า พลังงานจากพลังงานชีวภาพ ได้แก่ การผลิตไฟฟ้าก๊าซชีวภาพ ชีวมวล และขยะ มีการปรับเป้าหมายเพิ่มขึ้นจากเดิมอย่างมาก เช่น พลังงานจากก๊าซชีวภาพมีการปรับเป้าหมายเพิ่มขึ้นจากเดิมมากที่สุดถึง 3,000 เมกะวัตต์ ทั้งนี้ เป็นการปรับเพิ่มจากพืชพลังงานโดยเฉพาะหญ้าเนเปียร์ ซึ่งกระทรวงพลังงานได้ดำเนินการจัดตั้งต้นแบบโรงไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพขนาด 1 MW จำนวน 12 โรง กระจายอยู่ตามภูมิภาคต่างๆ เพื่อเป็นต้นแบบในการขยายผลไปสู่เป้าหมายต่อไป

อย่างไรก็ดี จากข้อจำกัดทางด้านวิศวกรรม จะพบว่า การผลิตไฟฟ้าเพียงอย่างเดียวจากโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพขนาดเล็กมาก (ระดับ Very Small Power Producer; VSPP) จะมีประสิทธิภาพของการใช้เชื้อเพลิงพลังงานความร้อน (Thermal Efficiency) ต่ำกว่าการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมขนาดใหญ่ (Large-scale Combined Cycle Power Plant) มาก ซึ่งทำให้นโยบายการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพขนาดเล็กเป็นจำนวนมากขัดแย้งกับนโยบายของรัฐบาลที่ต้องการจะเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานปฐมภูมิ (Primary Energy) ของประเทศ

แนวทางหนึ่งที่จะช่วยเพิ่มประสิทธิภาพของการใช้พลังงานปฐมภูมิในการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าก๊าซชีวภาพขนาดเล็กมาก คือ การส่งเสริมให้นำความร้อนจากกระบวนการผลิตไฟฟ้าไปใช้ประโยชน์ ในรูปแบบของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (Cogeneration; COGEN หรือ Combined Heat and Power; CHP) ซึ่งอาจเรียกรวมได้เป็นโครงสร้างการส่งเสริมระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมาก (VSPP-COGEN หรือ VSPP-CHP) อย่างไรก็ดี เมื่อมีการนำความร้อนจากการผลิตไฟฟ้าส่วนหนึ่งไปใช้ แม้จะทำให้ประสิทธิภาพการใช้พลังงานปฐมภูมิโดยรวมสูงขึ้นแต่จะทำให้โรงไฟฟ้าผลิตไฟฟ้าได้น้อยลง ดังนั้น ภาครัฐจึงจำเป็นต้องมีมาตรการสนับสนุนเพื่อให้เกิดแรงจูงใจต่อผู้ประกอบการเหล่านี้ ให้ช่วยเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานปฐมภูมิ (Primary Energy) ของประเทศภายใต้โครงสร้างการส่งเสริมแบบ VSPP-CHP

สำหรับแนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก ที่ผ่านมาภาครัฐได้เปิดให้มีการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิต VSPP ประเภทพลังงานหมุนเวียน พร้อมทั้งออกมาตรการส่งเสริมทางการเงิน ได้แก่ รูปแบบการสนับสนุนการรับซื้อไฟฟ้าตามโครงสร้าง Feed-in tariff (FIT) โดยกำหนดเงินสนับสนุนไว้ในโครงสร้างค่าไฟฟ้าฐาน และให้ทำการศึกษาอัตราค่าไฟฟ้าแบบ FIT ตามประเภทเชื้อเพลิงและเทคโนโลยี พร้อมทั้งทบทวนรูปแบบและอัตราการส่งเสริมการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนทุกปี และประกาศรับซื้อเป็นรอบๆ เพื่อให้นโยบายมีความยืดหยุ่น สามารถปรับได้ตามสถานการณ์ที่เปลี่ยนไป โดยการรับซื้อในรูปแบบ FIT ดังกล่าว จะทำให้อัตราการรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตลอดอายุโครงการมีความสอดคล้องกับต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของผู้ประกอบการมากขึ้น และเป็นภาระกับผู้ใช้ไฟฟ้าน้อยลง

อย่างไรก็ดี จากที่กล่าวข้างต้น เนื่องจากการผลิตไฟฟ้าในรูปแบบ VSPP-CHP จำเป็นจะต้องได้รับมาตรการสนับสนุนเพิ่มเติม และเนื่องจากเจ้าหน้าที่สนพ. มีจำนวนจำกัด และการดำเนินการดังกล่าวจำเป็นต้องใช้ความรู้ความสามารถในหลากหลายด้าน เช่น ความรู้ทางด้านเศรษฐศาสตร์การเงินการลงทุนและด้านเทคนิควิศวกรรม ด้วยเหตุนี้ ศูนย์ความเป็นเลิศทางชีวมวล มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารีซึ่งมีประสบการณ์และความรู้ความเชี่ยวชาญในการศึกษาและพัฒนาเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าและความร้อนจากพลังงานชีวภาพ จึงมีความยินดีที่จะทำหน้าที่ ที่ปรึกษาเพื่อดำเนินการศึกษาและวิเคราะห์ข้อมูลด้านวิชาการของโครงการฯเพื่อสนับสนุนนโยบายพลังงานหมุนเวียนของไทยควบคู่ไปกับการส่งเสริมการใช้พลังงานปฐมภูมิของประเทศอย่างมีประสิทธิภาพ เพื่อรองรับการพัฒนาทางด้านพลังงานที่ยั่งยืนต่อไป

2. วัตถุประสงค์

2.1 ศึกษาแนวทางที่เป็นไปได้ในการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวภาพด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมาก

2.2 ศึกษาและวิเคราะห์ และนำเสนอรูปแบบการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวภาพด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมากเพื่อสนับสนุนนโยบายพลังงานหมุนเวียนของไทย

3. ขอบเขตของการดำเนินงาน

3.1วิเคราะห์โครงสร้างต้นทุนของการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมากด้วยระบบ VSPP-CHP หากมีการส่งเสริมขึ้นในประเทศไทย

3.2รวบรวมข้อมูล รูปแบบการส่งเสริมและสนับสนุนการใช้งาน CHP ในต่างประเทศ พร้อมทั้งนำเสนอแนวทางการส่งเสริมหรือสนับสนุนผ่านทางมาตรการต่างๆ เช่น รูปแบบโครงสร้างราคารับซื้อพลังงานไฟฟ้าแบบ Feed-in Tariff อัตราส่งเสริมจากการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง (Fuel Saving; FS) พร้อมทั้งกำหนดข้อกำหนดทางเทคนิคสำหรับการคำนวณผลประหยัดการใช้พลังงานปฐมภูมิ (Primary Energy Saving; PES) เป็นต้น

3.3จัดทำข้อเสนอแนะเชิงนโยบายในการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมากภายใต้โครงสร้าง VSPP-CHP ตามแนวทางที่นำเสนอ

3.4จัดสัมมนารับฟังความคิดเห็นจากผู้มีส่วนเกี่ยวข้องเกี่ยวกับแนวทางการส่งเสริมหรือสนับสนุนผ่านทางมาตรการที่นำเสนอ

4. วิธีการดำเนินงาน

ในการดำเนินโครงการศึกษาแนวทางส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวภาพด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมาก ทางที่ปรึกษาจะดำเนินการศึกษาและวิเคราะห์เทคโนโลยีตลอดจนรูปแบบการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมากด้วยระบบ VSPP-CHP ของต่างประเทศ และทำการวิเคราะห์โครงสร้างต้นทุนของระบบฯ และจัดให้มีการสัมมนารับฟังความคิดเห็นจากผู้มีส่วนเกี่ยวข้องเกี่ยวกับแนวทางการส่งเสริมหรือสนับสนุนผ่านทางมาตรการที่นำเสนอ รายละเอียดขั้นตอนงานต่างๆ ของโครงการ มีดังต่อไปนี้

กิจกรรมที่ 1: รูปแบบการส่งเสริมและสนับสนุนการใช้งานระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมาก (Micro-CHP) ในต่างประเทศ

การศึกษารูปแบบการส่งเสริมและสนับสนุนการใช้งานระบบ CHP ของต่างประเทศจึงแบ่งการศึกษาออกเป็น 2 กลุ่มประเทศหลักๆ ได้แก่

1. กลุ่มประเทศองค์การเพื่อความร่วมมือทางเศรษฐกิจและการพัฒนา (Organization for Economic Co-operation and Development; OECD) โดยเลือกศึกษา 4 ประเทศ ได้แก่ ประเทศเดนมาร์ก เยอรมัน สหรัฐอเมริกา และญี่ปุ่น
2. ประเทศนอกกลุ่มสมาชิกองค์การเพื่อความร่วมมือทางเศรษฐกิจและการพัฒนา (Non- Organization for Economic Co-operation and Development; Non-OECD) โดยเลือกศึกษา 2 ประเทศ ได้แก่ ประเทศมาเลเซีย และอินเดีย

วัตถุประสงค์ในการแบ่งการศึกษาออกเป็น 2 กลุ่มประเทศ เพื่อให้ทราบถึงรูปแบบสนับสนุนการใช้ระบบ CHP ในประเทศที่พัฒนาแล้ว ตลอดจนเป็นประเทศที่มีความต้องการใช้พลังงานความร้อนสูง ในส่วนกลุ่มประเทศ Non-OECD ที่ทำการศึกษาเนื่องจากมีลักษณะภูมิอากาศใกล้เคียงกับประเทศไทย

กลุ่มประเทศองค์การเพื่อความร่วมมือทางเศรษฐกิจและการพัฒนา (Organization for Economic Co-operation and Development; OECD)

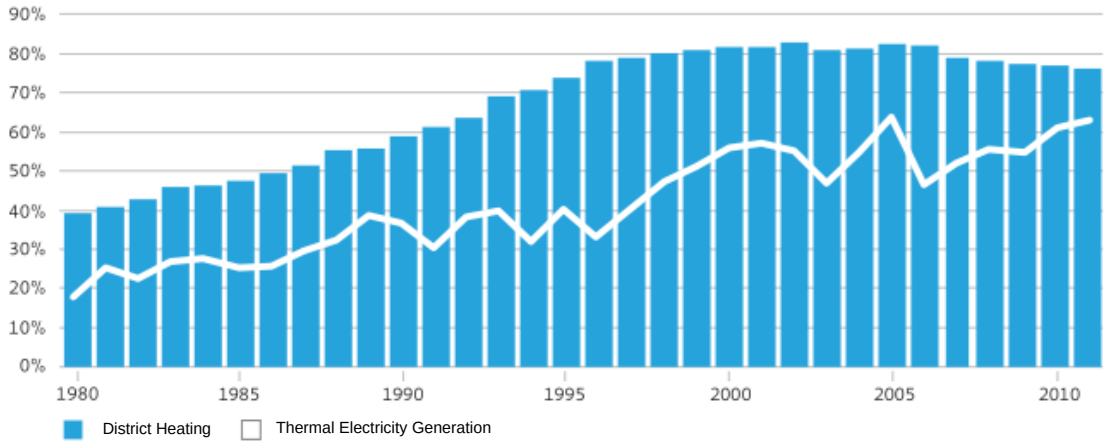
ประเทศเดนมาร์ก

การใช้ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมหรือ Combined Heat and Power (CHP) ในประเทศเดนมาร์กมีการพัฒนามากที่สุดในกลุ่มสหภาพยุโรป

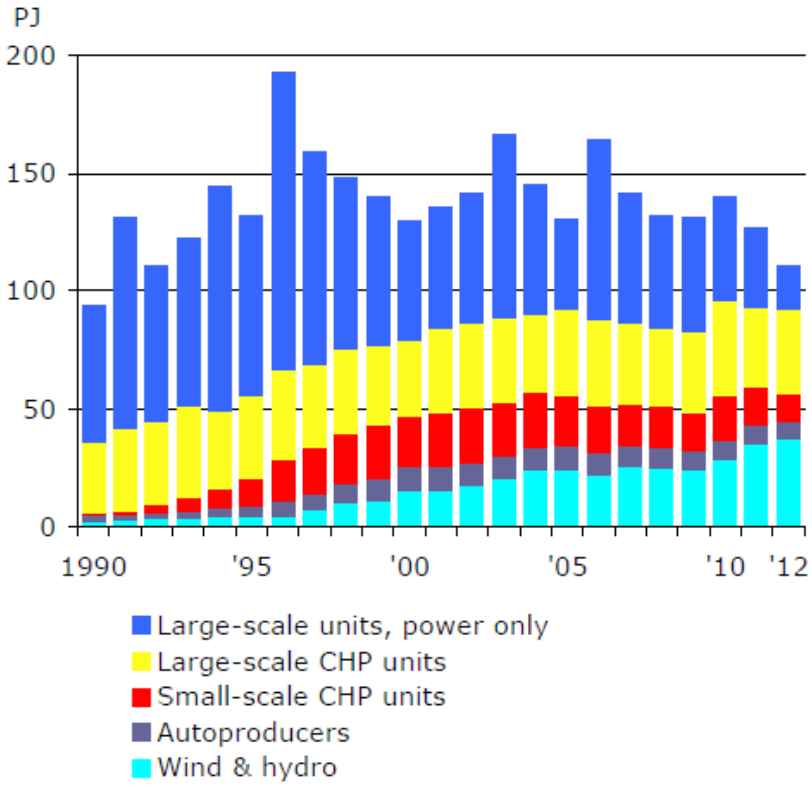
เนื่องจากเดนมาร์กเป็นหนึ่งในประเทศที่ใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพมากที่สุดของโลก และยังเป็นผู้นำเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าประเภท CHP จากการศึกษาพบว่า สัดส่วนไฟฟ้าในประเทศเดนมาร์กเกินกว่าครึ่งเป็นระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม

วัตถุประสงค์ในการส่งเสริมระบบ CHP ของประเทศเดนมาร์ก เพื่อลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกและปรับปรุงความมั่นคงทางด้านพลังงานในระยะยาว โดยการใช้งานระบบ CHP ในประเทศเดนมาร์กมีการผลิตความร้อนและไฟฟ้า เพียงพอกับความต้องการใช้งานในภาคส่วนต่างๆ ซึ่งสัดส่วนของระบบผลิตความร้อนและไฟฟ้าที่ผลิตจากระบบ CHP กับระบบผลิตและกระจายน้ำร้อนจากศูนย์กลางไปยังบ้านเรือนต่างๆ (District Heating; DH) คือ 47% และ 82% ในปี 2006 ตามลำดับ[1] โดยสัดส่วนดังกล่าวเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญในช่วงปี ค.ศ. 1980-2011 ดังรูปที่ 1 สำหรับปริมาณการใช้งานของเทคโนโลยี CHP ในช่วงปี ค.ศ. 1990-2010 มีปริมาณเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องโดยเฉพาะระบบ CHP ขนาดเล็กดังแสดงในรูปที่ 2

[1] The International CHP/DHC Collaborative Advancing Near-Term Low Carbon Technology, CHP/DHC Country Scorecard: Denmark, March 2007



รูปที่ 1 สัดส่วนระบบ CHP ของการผลิตความร้อนและไฟฟ้า กับระบบผลิตความร้อนแบบ District Heating (DH) ในประเทศเดนมาร์ก [2]



รูปที่ 2 สัดส่วนการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ CHP ในประเทศเดนมาร์กแบ่งตามขนาดผู้ผลิต [3]

[2] Energy Policy in Denmark, December 2012
[3] Energy Statistics 2012

นโยบายการสนับสนุนระบบ CHP

ประเทศเดนมาร์กมีการสนับสนุนการใช้ระบบ CHP มาเป็นระยะเวลานาน โดยในอดีตจะมุ่งเน้นไปที่การพัฒนาระบบ District Heating แบบรวมศูนย์ขนาดใหญ่ หรือ แบบโรงแยกศูนย์ที่มีขนาดเล็ก ประกอบกับในปี ค.ศ. 2012 รัฐสภาเดนมาร์กมีการกำหนดเป้าหมายให้ระบบการจัดหาพลังงานมาจากพลังงานหมุนเวียนทั้งหมดภายในปี ค.ศ. 2030 จึงส่งผลให้ระบบ CHP ที่ใช้พลังงานชีวภาพ (Bio-energy) มีบทบาทสำคัญในระบบพลังงานของประเทศเดนมาร์ก

อีกทั้งได้มีการร่วมมือของกลุ่มสมาชิกสหภาพยุโรป 27 ประเทศ โดยการจัดตั้งโครงการ CODE Project (Cogeneration Observatory and Dissemination Europe) ซึ่งมีวัตถุประสงค์เพื่อสร้างโครงสร้างและสนับสนุนการกำหนดแผนกลยุทธ์ของระบบ Cogeneration หรือ CHP ซึ่งโครงการดังกล่าวได้เสร็จสิ้นไปเมื่อปี ค.ศ. 2011 และเกิดโครงการต่อเนื่องที่มีชื่อว่า "The CODE2 Project" โดยเริ่มโครงการเมื่อวันที่ 1 กรกฎาคม ค.ศ. 2012 และสิ้นสุดโครงการไปเมื่อ 31 ธันวาคม ค.ศ. 2014 โดยเน้นถึงความเข้าใจเกี่ยวกับตัวกฎหมายตลอดจนการเริ่มธุรกิจเกี่ยวกับระบบ Cogeneration สำหรับผู้เข้าร่วมโครงการรายใหม่ และมุ่งเน้นโครงการนำร่อง 7 โครงการในกลุ่มประเทศสมาชิกที่มีการพัฒนาแผนกลยุทธ์

รูปแบบการสนับสนุนระบบ CHP ในอดีต

วัตถุประสงค์หลักในการกำหนดนโยบายสนับสนุนระบบ CHP ของประเทศเดนมาร์ก เพื่อลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก และการจัดหาพลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ รูปแบบการสนับสนุนระบบ CHP ที่ได้จัดทำในอดีตแสดงดังตารางที่ 1

ตารางที่ 1 รูปแบบการสนับสนุนระบบ CHP ในประเทศเดนมาร์ก [4]

นโยบายและกฎหมายสนับสนุนระบบ CHP	รายละเอียด
- The First Heat Supply Law (ปี ค.ศ. 1979)	มีวัตถุประสงค์เพื่อลำดับความสำคัญของพื้นที่ที่ต้องการจัดหาพลังงานความร้อน และระบุตำแหน่งการวางแนวท่อในอนาคตและการติดตั้งการจัดหาความร้อน (Heat supply)
- Financial Support Policy 1. Taxation on fuel for heat	1. มีการจัดเก็บภาษีเชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตความร้อน แต่ยกเว้นภาษีเชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตไฟฟ้า ดังนั้นจึงเป็นเหตุให้เกิดการใช้งานระบบ CHP มากขึ้น ซึ่งระดับภาษีของเชื้อเพลิงประเภทต่างๆ มีรายละเอียด ดังนี้ - น้ำมันเชื้อเพลิง 223 €/ตัน - ถ่านหิน 139 €/ตัน - ก๊าซธรรมชาติ €c 0.13 /ตัน
2. CHP electricity production subsidy (feed-in-tariffs)	2. เป็นการให้เงินสนับสนุนสำหรับการผลิตไฟฟ้าด้วยเทคโนโลยีที่ใช้พลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy) รวมถึงระบบที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง

[4] The International CHP/DHC Collaborative Advancing Near-Term Low Carbon Technology, CHP/DHC Country Scorecard: Denmark, March 2007

นโยบายและกฎหมายสนับสนุนระบบ CHP	รายละเอียด
3. Biomass and Biogas CHP Premium	3. โรง CHP รวมศูนย์ (Centralized CHP) ที่ผลิตไฟฟ้าเป็นหลัก ซึ่งใช้เชื้อเพลิงชีวมวล (ไม้สับ,ฟาง) และก๊าซชีวภาพ จะได้รับเงินค่าธรรมเนียม (Premium) จากผู้ใช้งานทั้งหมด

สถานการณ์ระบบ CHP ของประเทศเดนมาร์กในปัจจุบัน [5]

การพัฒนาระบบ CHP และ DH ของเดนมาร์กในช่วงทศวรรษที่ 1980 และ 1990 เป็นผลมาจากวิกฤตการณ์น้ำมัน ส่งผลให้ตลาด CHP/DH ในประเทศเดนมาร์กเติบโตขึ้นมาก อีกทั้งการพึ่งพาการจัดหาถ่านหินและน้ำมันลดลง ต่อมาในปี ค.ศ. 1997 ประเทศเดนมาร์กสามารถจัดหาพลังงานได้อย่างมีประสิทธิภาพและเพียงพอกับความต้องการเป็นผลมาจากจำนวนระบบ CHP ที่เพิ่มสูงขึ้น รวมถึงความสามารถในการจัดหาพลังงานอื่นๆ อย่างมีประสิทธิภาพ ตลอดจนการได้รับสิทธิ์ในการจัดหาน้ำมันและก๊าซเพิ่มขึ้นที่ทะเลเหนือ ดังนั้นปัจจุบันในสหภาพยุโรป เดนมาร์กจึงเป็นประเทศที่มีการใช้งานระบบการผลิตความร้อนและไฟฟ้าควบคู่กันอย่างกว้างขวาง โดยตารางที่ 2 แสดงกำลังการผลิตพลังงานทั้งหมดด้วยระบบ CHP ของประเทศเดนมาร์กในปี ค.ศ. 2005 และ 2010 ตลอดจนแสดงสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากระบบ CHP

ตารางที่ 2 การพัฒนาระบบ CHP ในประเทศเดนมาร์ก

	Installed CHP electrical capacity (GW)	Total CHP electricity gen. (TWh)	CHP electricity from autoproducers (TWh)	Total electricity generated (TWh)	Total CHP share on electricity	CHP Heat Production (TWh)
2005	5.7	18.9	2.9	36.3	52.1%	30.5
2010	5.8	19.1	2.3	38.8	49.2%	34.6

สำหรับตารางที่ 3 แสดงถึงสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าและความร้อนด้วยระบบ CHP ซึ่งเพิ่มขึ้นตั้งแต่ปี ค.ศ. 2005 แต่สัดส่วนของระบบ CHP ที่ใช้ผลิต DH ลดลง

ตารางที่ 3 สัดส่วนระบบ CHP ในประเทศเดนมาร์ก ตั้งแต่ปี ค.ศ. 2005 ถึง 2012

ประเทศเดนมาร์ก	2005	2010	2011	2012
สัดส่วนระบบ CHP ในการผลิตไฟฟ้าและความร้อน	64%	61%	63%	75%
สัดส่วนระบบ CHP ในการผลิตระบบ District Heating	82%	77%	77%	73%

[5] CODE2 Cogeneration Observatory and Dissemination Europe, D5.1 Final Cogeneration Roadmap Member State: Denmark, October 2014, p.4-5

<u>การประเมินความเป็นไปได้จากการกำหนดแผนกลยุทธ์การสนับสนุนการใช้ระบบ CHP, Micro-CHP และ Bio-Energy CHP</u> [6]

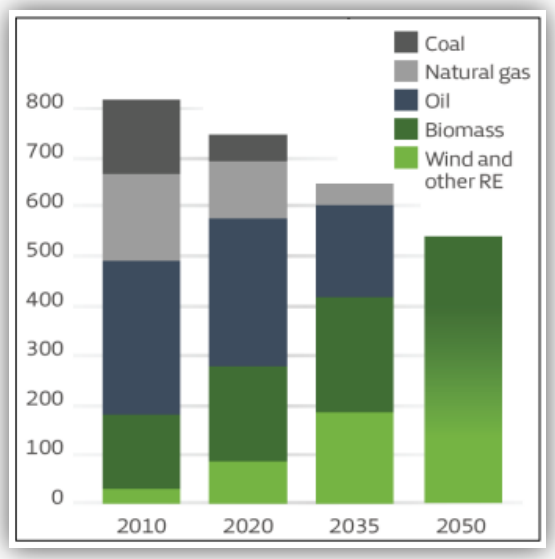
ตามที่ได้กล่าวในเบื้องต้นสำหรับโครงการ CODE2 ซึ่งเกิดจากหน่วยงาน Cogeneration Observatory and Dissemination Europe (CODE) ได้กำหนดแผนกลยุทธ์ระบบ CHP (CHP roadmap) ในโครงการ CODE2 ที่ใช้งานกับประเทศเดนมาร์ก โดยมีวัตถุประสงค์ให้รัฐบาลประเทศเดนมาร์กนำ EU-Energy Efficiency Directive มาเป็นสิ่งจูงใจและแนวทางผลักดันให้เกิดนโยบายสนับสนุนการใช้งานระบบ CHP ตลอดจนช่วยแก้ปัญหาอุปสรรคของการเกิดระบบ CHP ของประเทศเดนมาร์ก

ในการดำเนินตามกลยุทธ์ดังกล่าวประกอบกับแผนพลังงานของรัฐบาลเดนมาร์ก สามารถประเมินศักยภาพของระบบ CHP ในอนาคตตามหัวข้อต่างๆ ดังนี้

- **ปริมาณการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ CHP เพิ่มขึ้น 10% จากเดิมที่ 19TWh/ปี ในปี ค.ศ. 2012 เป็น 21TWh/ปี ในปี ค.ศ. 2030**

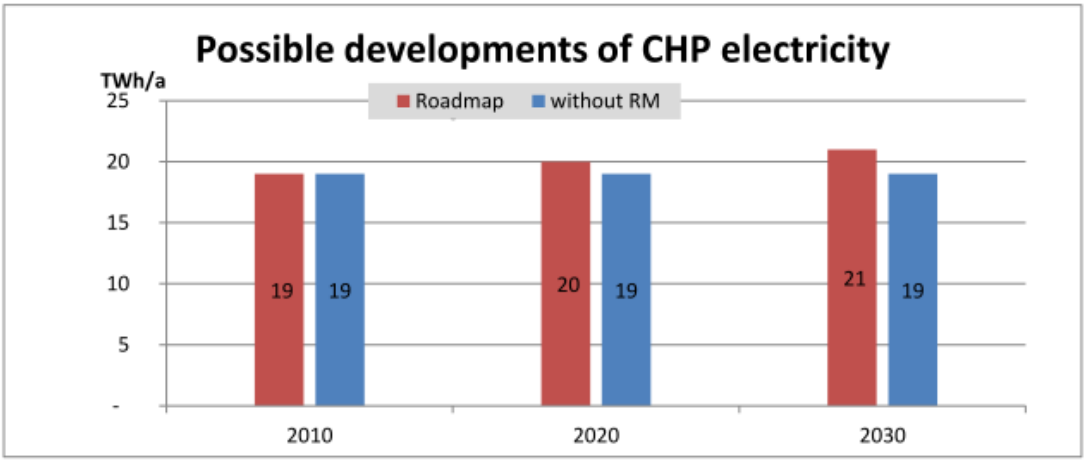
ภายใต้แผนพลังงานของรัฐบาลประเทศเดนมาร์ก กำหนดสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล (Fossil Fuel) และพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy) ในปี ค.ศ. 2050 โดยตั้งเป้าหมายว่า สัดส่วนการใช้พลังงานปฐมภูมิของประเทศเดนมาร์กจะเป็นการใช้เชื้อเพลิงชีวมวล พลังงานลมและพลังงานหมุนเวียนทั้งหมด ซึ่งสัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงพาณิชย์จะหมดไป แสดงดังรูปที่ 3

สำหรับรูปที่ 4 แสดงถึงปริมาณความแตกต่างของการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ CHP ระหว่างการดำเนินการตามแผนกลยุทธ์ของโครงการ CODE2



รูปที่ 3 การพัฒนาสัดส่วนการใช้พลังงานหมุนเวียนแทนที่เชื้อเพลิงฟอสซิลตามแผนพลังงานของรัฐบาลเดนมาร์ก [7]

[6] CODE2 Cogeneration Observatory and Dissemination Europe, D5.1 Final Cogeneration Roadmap Member State: Denmark, October 2014



รูปที่ 4 ความแตกต่างของปริมาณการผลิตไฟฟ้าช่วงปี ค.ศ. 2020 และ 2030 โดยเปรียบเทียบระหว่างการดำเนินตามแผนกลยุทธ์ (CHP Roadmap) และไม่ดำเนินตามแผนกลยุทธ์ (without RM) [7]

- **ลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) 3-4 ล้านตันต่อปี ในปี ค.ศ. 2030 ซึ่งสอดคล้องกับการลดการใช้พลังงานปฐมภูมิ (Primary Energy Saving: PES) ลง 4-5 TWh ต่อปี**

  ดำเนินตามแผนกลยุทธ์ของโครงการ CODE2 ใช้วิธีการหลัก 2 วิธี ได้แก่

  1. **EED Method หรือวิธีการตามภาคผนวกที่ 1 และ 2 (Annex I and II) ใน Eu-Energy Efficiency Directive 2012 (Directive 2012/27/EU) ของคณะกรรมาธิการยุโรป (European Commission)**

     วิธีการตามภาคผนวกที่ 1 (Annex I) คือ General principles for the calculation of electricity from cogeneration และวิธีการตามภาคผนวกที่ 2 (Annex II) คือ Methodology for determining the efficiency of the cogeneration process ซึ่งวิธีการนี้ใช้กับประเทศที่เป็นสมาชิก 27 ประเทศ โดยค่าประสิทธิภาพของโรง Cogeneration แต่ละโรงได้จากการเปรียบเทียบข้อมูลศักยภาพในการเดินเครื่องโดยใช้เทคโนโลยีที่ดีที่สุด (Best Available Technology: BAT) ในการแยกการผลิตไฟฟ้าและความร้อนโดยใช้เชื้อเพลิงชนิดเดียวกันและปีการก่อสร้างโรง Cogeneration ปีเดียวกัน

  2. **วิธีการแทนที่ (Substitute Method)**

     เป็นวิธีการที่ถูกพัฒนาขึ้นในโครงการ CODE2 โดยเป็นการคาดการณ์ปริมาณไฟฟ้า ความร้อนและเชื้อเพลิงเมื่อเปลี่ยนเป็น CHP ระบบใหม่ เมื่อปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากระบบ Cogeneration เพิ่มมากขึ้นจึงสามารถคาดการณ์ปริมาณ CO_2 และ การใช้เชื้อเพลิงปฐมภูมิที่ลดลงได้ ซึ่งปริมาณที่ประหยัดได้เกิดจากการเพิ่มปริมาณการใช้งานระบบ CHP เทียบจากปีฐานคือ ปี ค.ศ. 2010 โดยการประหยัดที่เกิดขึ้นจะส่งผลต่อ 3 ส่วนหลักๆ ได้แก่

[7] CODE2 Cogeneration Observatory and Dissemination Europe, D5.1 Final Cogeneration Roadmap Member State: Denmark, October 2014, p.17

- ระบบ CHP
- ด้านเทคโนโลยี (การพัฒนาเทคโนโลยี CHP)
- การเปลี่ยนประเภทเชื้อเพลิง เช่น การใช้ก๊าซธรรมชาติ (NG) หรือพลังงานชีวภาพ (Bio-energy) ซึ่งมีองค์ประกอบคาร์บอนต่ำกว่าการใช้ถ่านหิน (Coal)

การประมาณการผลการประหยัดพลังงานปฐมภูมิ (Primary Energy) และปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่อปี ในปี ค.ศ. 2030 จากการปฏิบัติตามแผนกลยุทธ์ CHP ของประเทศเดนมาร์กแสดงดังตารางที่ 4

ตารางที่ 4 การประหยัดพลังงานปฐมภูมิและปริมาณ CO_2 ที่ลดลงในปี ค.ศ. 2030 ตามแผนกลยุทธ์ CHP ในเดนมาร์ก [8]

Details	Unit	Substitute Method		EED Method	
		Low Case	High Case	Low Case	High Case
PE Saving	TWh/a	4	5	6	7
CO2 saving	Mio t/a	3	4		
- per kWh el*	Kg/kWh el	1,51	1,97		

* This value represents the CO_2 reduction of the power generation. It includes the avoided CO_2 emission from fuel savings for separate heat generation in boilers; it must not be confused with the considerably lower CO_2 emissions of the substituted condensation electricity or with even lower emissions of compared power production according to the BAT approach in accordance with the EU CHP directive reference values.

- **สำหรับ Micro CHP**

การดำเนินการตามโครงการ CODE2 สำหรับ Micro CHP ใช้การประเมินจาก Score card ที่จัดทำขึ้นตามภาคเศรษฐกิจ, การออกกฎหมายสิ่งแวดล้อม, ข้อตระหนักและกำลังการจัดซื้อของแต่ละประเทศสมาชิก เป็นตัวชี้วัด ซึ่งการคาดการณ์ศักยภาพของตลาดในปี ค.ศ. 2030 สำหรับ Micro CHP ในประเทศเดนมาร์กที่ใช้ในบ้านพักอาศัยขนาด 1 kW_{el} จะถูกติดตั้ง 5,000 หน่วยต่อปี หรือคิดเป็น 29% ของตลาดหม้อไอน้ำ สำหรับภาคธุรกิจจะถูกติดตั้ง 50 หน่วยต่อปี โดยมีขนาดถึง 40 kW_{el} หรือคิดเป็น 9% ของตลาดหม้อไอน้ำ

- **สำหรับ Bio-energy CHP**

การดำเนินการตามโครงการ CODE2 สำหรับ Bio-energy CHP โดยใช้การประเมินด้วยวิธี Score card แสดงให้เห็นถึงสัดส่วนที่เพิ่มขึ้นถึง 83% จากปี ค.ศ. 2009 ถึงปี ค.ศ. 2030 และอัตราส่วนแบ่งตลาดถูกประมาณการเพิ่มขึ้นจาก 16% ในปี ค.ศ. 2009 เป็น 28% ในปี ค.ศ. 2030 โดยแสดงดังตารางที่ 5 สำหรับตารางที่ 6 แสดงถึงกรอบการประเมิน Bio-energy CHP ด้านต่างๆ ด้วยการให้คะแนน อาทิเช่น ด้านสิ่งแวดล้อม, ความเหมาะสมของตลาดความร้อน (heat market) ในการเปลี่ยนเป็น Bio-CHP เป็นต้น สำหรับรูปที่ 5 แสดงถึงการประเมินศักยภาพของ CHP ที่ใช้พลังงานชีวภาพ (Bio-energy CHP) ในประเทศเดนมาร์ก

[8] CODE2 Cogeneration Observatory and Dissemination Europe, D5.1 Final Cogeneration Roadmap Member State: Denmark, October 2014, p.18

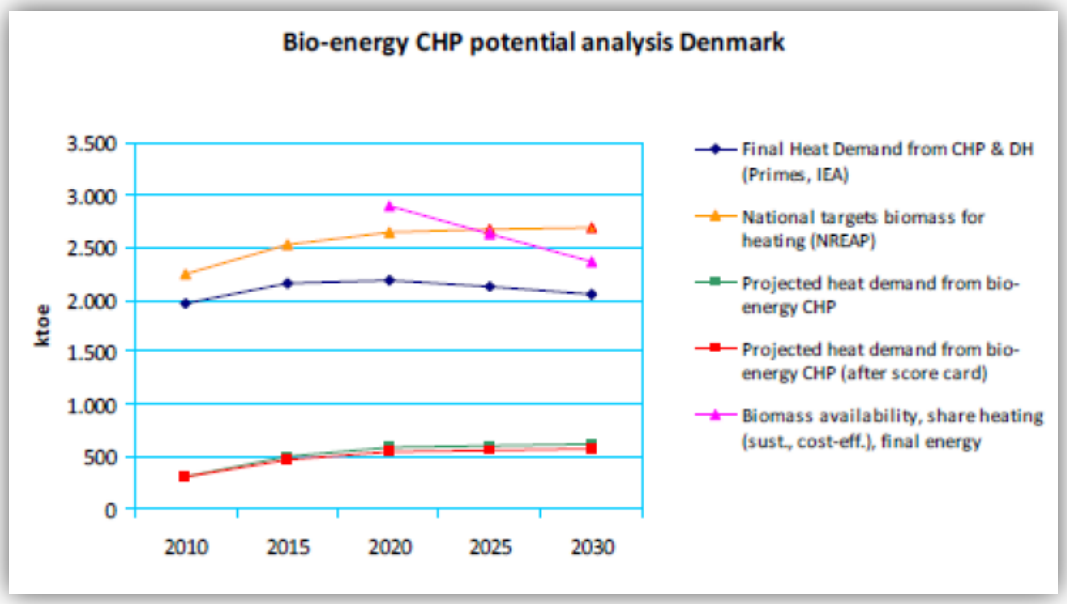
ตารางที่ 5 ตัวเลขประมาณการของระบบ Bio-energy CHP ในปี ค.ศ. 2020 และ 2030 [9]

Figures (Projection)	2010	2020	2030
Final heat demand from CHP and DH (PRIMES, IEA), ktoe	1.965	2.182	2.051
(Projected) Heat demand from bio-energy CHP and DH (after score card), ktoe	314	545	574
Bio-energy penetration rate in CHP markets (2009: EEA, Eurostat)	16,0%*	25,0%	28,0%
Biomass availability, share heating (sust., cost-eff.) final energy (Biom. Futures), ktoe		2.899	2.356

Remark : FY 2009

ตารางที่ 6 กรอบการประเมินระบบ Bio-energy CHP ในด้านต่างๆ [9]

Framework Assessment (Score card)	Score	Short Analysis
Legislative Environment	++ 3 (of 3)	Large political support, high priority in the national energy plan
Suitable of heat market for swithch to bio-energy CHP	++ 3 (of 3)	High interest of consumers for bio-fuel in all market segments
Share of Citizens served by DH	++ 3 (of 3)	44% share in the room heating market
National supply chain for biomas for energy	++ 2 (of 3)	
Awareness for DH and CHP	++ 3 (of 3)	



รูปที่ 5 ศักยภาพของ CHP ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวภาพของเดนมาร์ก [9]

[9] CODE2 Cogeneration Observatory and Dissemination Europe, D5.1 Final Cogeneration Roadmap Member State: Denmark, October 2014, p.22

<u>แผนกลยุทธ์ (CHP Roadmap) และการกำจัดอุปสรรคต่างๆ ภายใต้โครงการ CODE2 เพื่อกำหนดกรอบในการดำเนินงานและให้ได้ผลตามที่ระบุข้างต้น สามารถแบ่งออกเป็นด้านต่างๆ ดังนี้</u> [10]

- **ด้านการเงิน (Financial)**

  <u>ค่าใช้จ่ายเพื่อการดำเนินงาน (Operational Expenditure)</u>

  รัฐบาลควรปรับปรุงระบบภาษีพลังงาน ตลอดจนกำหนดเป้าหมายเพื่อส่งเสริมการใช้ระบบ CHP ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติ โดยควรยกเลิกหรือลดการยกเว้นภาษีพลังงานของระบบผลิตความร้อนด้วยหม้อไอน้ำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติ หรือหาทางเลือกอื่นๆ ในการสนับสนุนระบบ CHP เป็นพิเศษ

  <u>เงินลงทุน (Capital Expenditure)</u>

  เนื่องจากภายหลังปี ค.ศ. 2017 การจ่ายค่าพลังงานไฟฟ้า (Capacity Payments) จะครบกำหนด และยังอยู่ในระหว่างการพิจารณาการต่ออายุเพิ่ม ดังนั้นจึงควรเร่งให้มีการพิจารณาต่ออายุข้อกำหนดดังกล่าวเพิ่มภายหลังปี ค.ศ. 2017 เพื่อขจัดความไม่แน่นอนด้านเศรษฐกิจในการลงทุนระบบ CHP ซึ่งการจ่ายค่าพลังงานไฟฟ้าของระบบ CHP ขนาดเล็กและเล็กมาก (Small and Micro CHP) ที่มีเสถียรภาพจะถูกพิจารณาด้วย

- **ด้านเทคโนโลยีและความรู้ (Technical and Knowledge)**

  1. สนับสนุนให้มีการใช้งาน Electric Heat Pump ควบคู่กับระบบ District Heating และระบบ CHP ขนาดเล็ก เพื่อเป็นส่วนประกอบสำคัญของระบบการจัดหาไฟฟ้าในอนาคต โดยปัจจุบันหม้อไอน้ำไฟฟ้ากำลังถูกติดตั้งตามโรง District Heating CHP ซึ่งในความเป็นจริงการใช้ Electric Heat Pump ควบคู่กับระบบดังกล่าวนั้นมีประสิทธิภาพสูงกว่า
  2. ควรมีการตั้งเกณฑ์หรือบรรทัดฐานเพื่อให้การใช้งานพลังงานชีวภาพ (Bio-energy) มีความยั่งยืน โดยให้ความรู้และความเข้าใจที่ถูกต้องเกี่ยวกับพลังงานชีวภาพ ว่าเป็นพลังงานที่มีความยั่งยืน จากเดิมที่มีความเข้าใจว่าพลังงานชีวภาพจะมีปริมาณไม่เพียงพอ เนื่องจากอาจถูกนำไปผลิตเป็นอาหาร ตลอดจนเป็นวัตถุดิบสำหรับการเผาไหม้ เป็นต้น

- **ด้านภาคธุรกิจ (Commercial)**

  1. รัฐบาลควรพิจารณาวิธีการส่งเสริมที่เหมาะสมเพื่อกระตุ้นให้เกิดการลงทุนของระบบ CHP ใหม่ๆ หรือการเปลี่ยนระบบ CHP ที่ติดตั้งอยู่เดิมให้ทันสมัย เพื่อแก้ไขปัญหาการบิดเบือนราคาแลกเปลี่ยนของพลังงานจากโครงสร้างการตลาดในอดีตที่ไม่ตอบสนองถึงความต้องการที่แท้จริง ซึ่งส่งผลกับความมั่นคงทางด้านการจัดหาไฟฟ้าของประเทศ
  2. รัฐบาลเดนมาร์กและภาคอุตสาหกรรม ควรสนับสนุนการพัฒนาตลาด Biomass Gasification สำหรับใช้ในระบบ CHP เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการใช้งานพลังงานชีวภาพแข็ง (Solid Bio-energy) และขยะในระบบ CHP โดยการหามาตรการที่เหมาะสม ตลอดจนการแนะนำระบบ Thermal

[10] CODE2 Cogeneration Observatory and Dissemination Europe, D5.1 Final Cogeneration Roadmap Member State: Denmark, October 2014, p.14-16

Biomass Gasification อาทิเช่น ระบบ CHP ที่ใช้เครื่องยนต์ (Engine), กังหันก๊าซ (Gas Turbine) หรือระบบ Combined Cycle Gas Turbine สู่ตลาด

3. สำหรับพื้นที่ที่มีก๊าซธรรมชาติรองรับ ควรสนับสนุนให้มีการติดตั้งระบบ CHP ขนาดเล็กและเล็กมาก (Small scale and micro CHP) เพื่อให้เกิดการผลิตที่ยืดหยุ่นสามารถปรับตามความเหมาะสมได้ ซึ่งเป็นที่ต้องการของระบบสำรองด้านไฟฟ้าในอนาคตอันใกล้ ตลอดจนถึงการลดปริมาณคาร์บอนด้วยการสำรองระบบ CHP ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติแทนที่ถ่านหิน
4. สนับสนุนและส่งเสริมการปฏิบัติงานระบบ CHP โดยบริษัทจัดการพลังงานหรือ Energy Service Company (ESCOs) โดยเฉพาะอย่างยิ่งในภาคอุตสาหกรรมและภาคการค้า ตลอดจนทั่วทุกภาคส่วนที่มีการใช้งานพลังงานความร้อน โดยการที่ ESCOs เข้ามาบริหารจัดการพลังงานจะส่งผลให้ระยะเวลาการคืนทุนสั้นลง จากการแนะนำใช้ระบบ Cogeneration แทนการผลิตไฟฟ้าและความร้อนแยกกันโดยใช้หม้อไอน้ำประกอบกับ ESCOs มีประสบการณ์และความรู้ทั้งด้านเทคนิคและด้านกฎหมาย

- **ด้านแผนมาตรการ**

ควรใช้ European Energy Efficient Directive 2012 (EED 2012) เป็นตัวกระตุ้นในการสนับสนุนการพัฒนานโยบาย CHP ที่มีการใช้งานอยู่ ตลอดจนขจัดปัญหาและอุปสรรคในการสนับสนุนระบบ CHP โดย EED 2012 เป็นการกำหนดมาตรการเพื่อช่วยให้กลุ่มสหภาพยุโรปบรรลุเป้าหมายประสิทธิภาพพลังงานที่ 20% ภายในปี ค.ศ. 2020

ประเทศเยอรมัน

ประเทศเยอรมันเป็นตลาดพลังงานที่ใหญ่ที่สุดของสหภาพยุโรป การผลิตไฟฟ้าในอดีตส่วนใหญ่ใช้ถ่านหินและพลังงานนิวเคลียร์เป็นหลัก ซึ่งปัจจุบันกำลังเกิดการเปลี่ยนแปลง โดยในปี ค.ศ. 2006 สัดส่วนการผลิตไฟฟ้าโดยใช้ก๊าซธรรมชาติคิดเป็น 11% ด้านการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนกำลังมีสัดส่วนที่เพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็วซึ่งทำให้เพิ่มสมดุลด้านการจัดหาพลังงานมากขึ้น สำหรับการใช้พลังงานขั้นสุดท้ายของประเทศเยอรมัน ภาคครัวเรือนมีสัดส่วนการใช้งาน 29% โดย 89% ของการใช้พลังงานขั้นสุดท้ายในภาคครัวเรือนเป็นการผลิตความร้อนและน้ำร้อน [11]

ประเทศเยอรมันได้มีการออกนโยบายการสนับสนุนระบบ CHP อย่างหลากหลายรูปแบบตั้งแต่ในอดีตที่ผ่านมา แต่โดยหลักจะเป็นการให้การสนับสนุนทางด้านการเงิน (Financial Support) และปัจจุบันได้มีการกำหนดเป้าหมายให้มีสัดส่วนของการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ CHP เพิ่มขึ้นสองเท่าเป็น 25% ภายในปี ค.ศ. 2020 ซึ่งรายละเอียดการให้การสนับสนุนระบบ CHP ตั้งแต่อดีตที่ผ่านมาแสดงดังตารางที่ 7

ตารางที่ 7 รูปแบบนโยบายการสนับสนุนระบบ CHP ในประเทศเยอรมัน [12]

นโยบายสนับสนุนระบบ CHP	รายละเอียด
นโยบายการยกเว้นภาษี แบ่งเป็น 3 ส่วนหลัก	
1. Eco Tax Reform (1999)	ระบบ CHP ที่ใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ (Natural Gas) หรือน้ำมันให้ความร้อน (Heating Oil) ได้รับการยกเว้นภาษีจาก มีการให้ incentive สำหรับภาคอุตสาหกรรมที่เปลี่ยนระบบหม้อไอน้ำที่ผลิตความร้อนเพียงอย่างเดียวเป็นระบบ CHP
2. การยกเว้นภาษีไฟฟ้า	ไฟฟ้าผลิตที่ได้จาก CHP ขนาดเล็ก (Small Scale CHP) จนถึงขนาด 2 MW_{el} ได้รับการยกเว้นภาษีไฟฟ้า 2.05 Cent/kWh

[11] The International CHP/DHC Collaborative Advancing Near-Term Low Carbon Technologies, CHP/DHC Country Scorecard: Germany, March 2007

[12] CODE2 Cogeneration Observatory and Dissemination Europe, D2.3f Cogeneration Roadmap Member State: Germany, November 2014

นโยบายสนับสนุนระบบ CHP	รายละเอียด
3. การปรับโครงสร้างการยกเว้นภาษีเชื้อเพลิง (มกราคม 2013)	มีการปรับโครงสร้างการยกเว้นภาษีเชื้อเพลิง จากเดิมที่เคยได้รับการยกเว้นทั้งหมด จะถูกจำกัดให้มีเกณฑ์การยกเว้นภาษีขั้นต่ำ (EU-minimum fuel taxation) อาทิเช่น แต่เดิมก๊าซธรรมชาติถูกยกเว้นภาษีที่ 5.5 €/MWh เมื่อมีการกำหนดใช้เกณฑ์ขั้นต่ำขึ้นการยกเว้นภาษีก๊าซธรรมชาติจึงเป็น 1.08 €/MWh
การให้เงินสนับสนุนพิเศษ (Bonus Payments)	
- **การสนับสนุนใน Bonus Payments ในปี ค.ศ. 2001**	ในปี ค.ศ. 2001 มีการบังคับใช้กฎหมายเบื้องต้น (A Preliminary Law) ซึ่งกฎหมายดังกล่าวได้ระบุถึงการสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าเข้าสู่ระบบเชื่อมโยงไฟฟ้าสาธารณะ (Public Grid) จากโรง Cogeneration (CHP) ที่มีการติดตั้งใช้งานอยู่เดิม ด้วยการให้ Bonus Payments
- **การสนับสนุนใน Bonus Payments ในปี ค.ศ. 2002**	ในปี ค.ศ. 2002 มีการบังคับใช้กฎหมายที่มีชื่อว่า "Cogeneration Modernisation Law" ซึ่งระบุถึงการสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าเข้าระบบด้วยการให้ Bonus Payments จากโรง Cogeneration (CHP) ที่มีการติดตั้งใช้งานอยู่เดิม รวมถึงโรง Cogeneration (CHP) ขนาดไม่เกิน 2 MW_{el} ที่จะทำการติดตั้งใหม่ ตลอดจนการลงทุนการขยายขนาดโรง Cogeneration ให้มีกำลังการผลิตเพิ่มขึ้น
- **การสนับสนุนใน Bonus Payments ในปี ค.ศ. 2009 ภายใต้กฎหมาย Cogeneration Law**	<u>ด้านไฟฟ้า</u> มีการแก้ไขกฎหมาย "Cogeneration Law" โดยเพิ่มขอบเขตการสนับสนุนการให้ Bonus Payments สำหรับโรง Cogeneration ที่มีกำลังการผลิตเกิน 2 MW_{el} รวมไปถึงไฟฟ้าที่ผลิตจากโรง Cogeneration ประสิทธิภาพสูงที่ไม่ได้เชื่อมเข้าสู่ระบบ Public Grid <u>ด้านความร้อน</u> มีการออกมาตรการให้เงินสนับสนุนให้เปล่า (Grant) สำหรับการลงทุน Cogeneration Heat Grid
การแก้ไขกฎหมาย Cogeneration Law	
- **ปี ค.ศ. 2011**	มีการประเมินถึงผลกระทบของกฎหมาย Cogeneration Law ปี ค.ศ. 2009 แต่ไม่ได้มีการแก้ไขปรับปรุงเพิ่มเติมเพียงแต่มีการกำหนดเป้าหมายให้ภายในปี ค.ศ. 2020 มีสัดส่วนโรง Cogeneration มากที่สุดที่ 20% <u>ด้านความร้อน</u> มีการออกมาตรการให้เงินช่วยเหลือเพิ่มเติมในการลงทุนสำหรับ Cogeneration Heat Grid
- **ปี ค.ศ. 2012**	สำหรับกฎหมาย Cogeneration Law 2012 ได้มีการปรับปรุงการให้ Incentive ในการลงทุนระบบ Cogeneration ตลอดจนการปรับปรุงโรง Cogeneration เก่าให้ทันสมัยขึ้น และมีกลไกการสนับสนุนเพิ่มเติมสำหรับ "Mini CHP" ขนาดไม่เกิน 20 kW_{el}

สถานการณ์ระบบ CHP ของประเทศเยอรมันในปัจจุบัน [13]

การผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration หรือ CHP ในประเทศเยอรมันมีมาตั้งแต่อดีต และมีปริมาณเพิ่มสูงขึ้นจากเดิม 76 TWh ในปี ค.ศ. 2003 เป็น 91 TWh ในปี ค.ศ. 2011 โดยข้อมูลจาก Eurostat 2010 ได้ระบุถึงขนาดกำลังการติดตั้งโรงไฟฟ้าประเภท Cogeneration ของประเทศเยอรมันในปี ค.ศ. 2008 มีค่าอยู่ที่ 21.99 GW สำหรับการผลิตไฟฟ้าอยู่ที่ 79.49 TWh และการผลิตความร้อนอยู่ที่ 178.278 TWh ดังตารางที่ 8

ตารางที่ 8 ข้อมูล CHP ของประเทศเยอรมันในปี ค.ศ. 2008 จาก Eurostat 7/2010 [13]

	Installed CHP capacity el (GW)	Total CHP electricity gen. (TWh)	Total CHP heat supplied (TWh)	Total electricity generated (TWh)	Total CHP share on electricity
2008	21.99	79.49	178.278	635.9	12.5%

ในปี ค.ศ. 2009 ที่ได้มีการประเมินผลกระทบของกฎหมาย Cogeneration และได้มีการกำหนดเป้าหมายเพิ่มเติมในปี ค.ศ. 2011 ดังที่ระบุไว้ในตารางที่ 7 ส่งผลให้กำลังการติดตั้งโรงไฟฟ้าระบบ CHP เพิ่มขึ้นเป็น 2 เท่าเมื่อเทียบกับข้อมูลจาก Eurostat 2010 (ข้อมูล CHP ประจำปี ค.ศ. 2008) โดยมีขนาดอยู่ที่ 40.736 GW ซึ่งตัวเลขกำลังการติดตั้งดังกล่าวเป็นผลจากกฎหมาย Cogeneration Law เท่านั้น ไม่รวมถึงการสนับสนุนจากกฎหมายพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy Law) และโรง Cogeneration ที่ไม่ได้ขึ้นทะเบียนกับโปรแกรมสนับสนุนอื่นๆ ซึ่งในปี ค.ศ. 2010 กำลังการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ CHP มีค่าอยู่ที่ 89.9 TWh หรือคิดเป็นสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าที่ 15.4%

ในปี ค.ศ. 2013 กระทรวงสิ่งแวดล้อมประเทศเยอรมัน (Federal Environment Agency) ได้มีการสรุปตัวเลขการผลิตไฟฟ้าและความร้อนด้วยระบบ CHP ตั้งแต่ปี ค.ศ. 2003-2011 โดยแบ่งเป็นภาคส่วนต่างๆ อาทิเช่น ภาคอุตสาหกรรม, ระบบ Cogeneration ขนาดเล็กที่ใช้ก๊าซธรรมชาติ (Other fossil CHP) และระบบ CHP ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวภาพ (bio-energy) ซึ่งพบว่ามีปริมาณการผลิตที่เพิ่มขึ้นทุกปี ยกเว้นในช่วงปี ค.ศ. 2010 ถึง 2011 มีค่าลดลงเนื่องจากการลดลงของราคา Power Exchange ดังแสดงในตารางที่ 9 สำหรับรูปที่ 6 และ 7 แสดงถึงสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าและความร้อนในแต่ละภาคส่วนตามลำดับ

[13] CODE2 Cogeneration Observatory and Dissemination Europe, D2.3f Cogeneration Roadmap Member State: Germany, November 2014, p.4-5

ตารางที่ 9 ปริมาณการผลิตไฟฟ้าและความร้อนด้วยระบบ CHP ในประเทศเยอรมันในปี ค.ศ. 2003-2011[14]

CHP Electricity Generation: Unit TWh

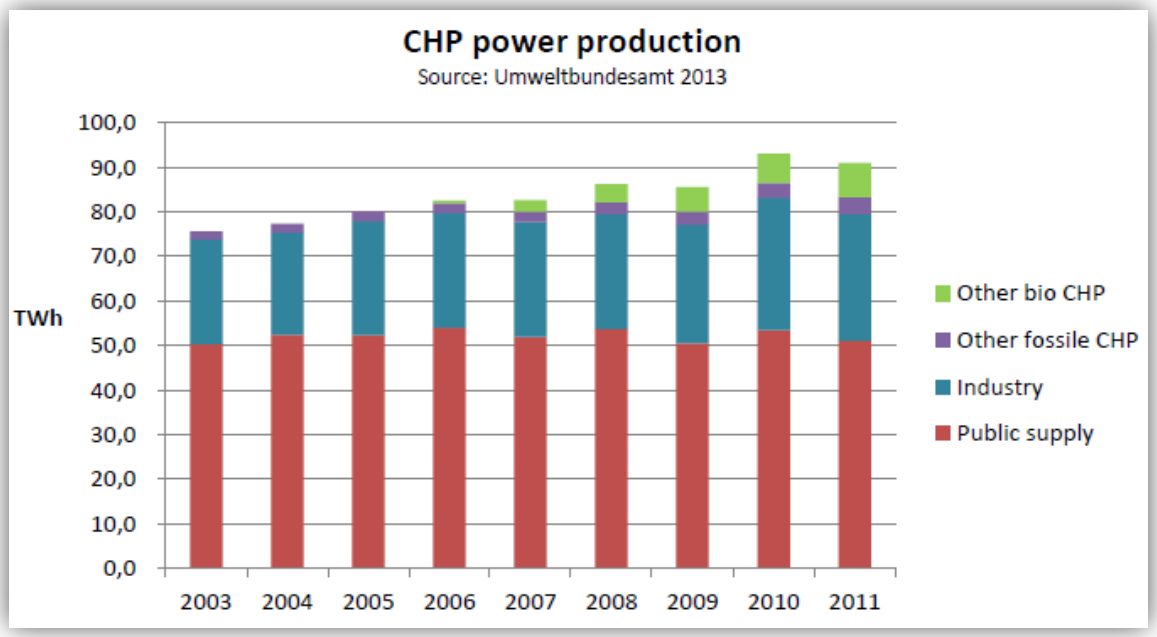
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Public supply	50,3	52,4	52,3	54,0	51,9	53,8	50,5	53,4	51,1
Industry	23,5	22,9	25,6	25,8	25,8	25,7	26,6	29,8	28,4
Other fossile CHP	1,8	2,0	2,1	2,2	2,4	2,7	2,9	3,3	3,8
Other bio CHP	0,0	0,0	0,0	0,5	2,5	4,0	5,5	6,6	7,6
Total	75,6	77,2	80,0	82,5	82,6	86,2	85,4	93,1	91,0
Bio CHP	1,1	1,8	2,4	3,3	5,2	6,9	9,1	10,5	11,7
Fossile CHP	74,6	75,5	77,6	79,2	77,4	79,3	76,3	82,6	79,3

CHP Heat : Unit TWh

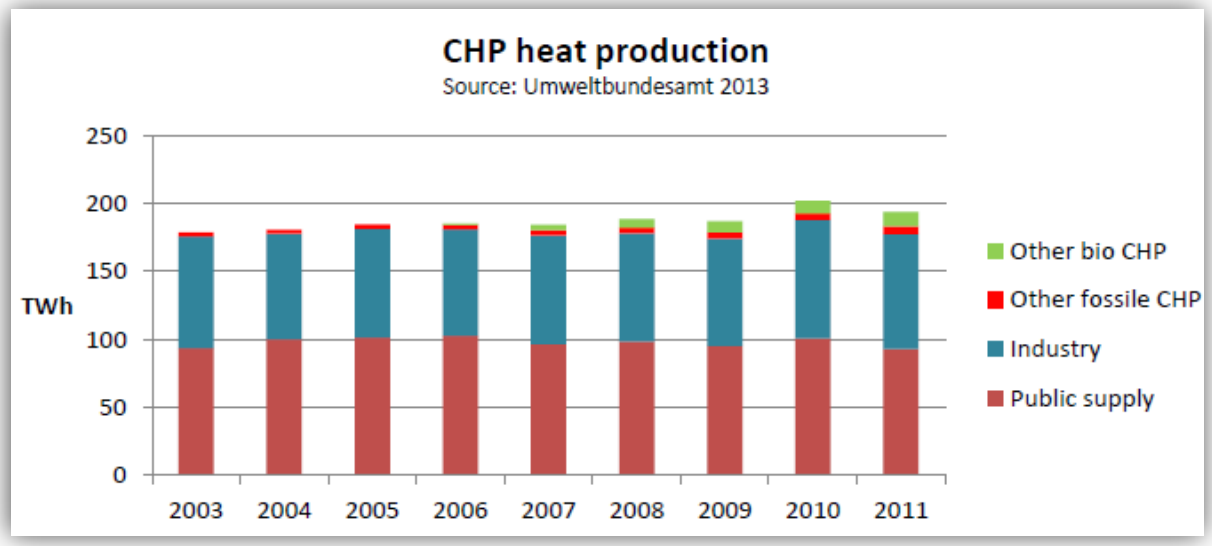
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Public supply	94	100	101	103	97	99	95	101	93
Industry	82	78	80	78	80	79	79	87	84
Other fossile CHP	3	3	3	3	4	4	4	5	6
Other bio CHP	0	0	0	1	4	6	8	9	10
Total	179	181	185	186	184	188	187	202	194

Source : Umweltbundesamt 2013

[14] CODE2 Cogeneration Observatory and Dissemination Europe, D2.3f Cogeneration Roadmap Member State: Germany, November 2014, p.6



รูปที่ 6 สัดส่วนการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ CHP ในปี ค.ศ. 2003-2011 [15]

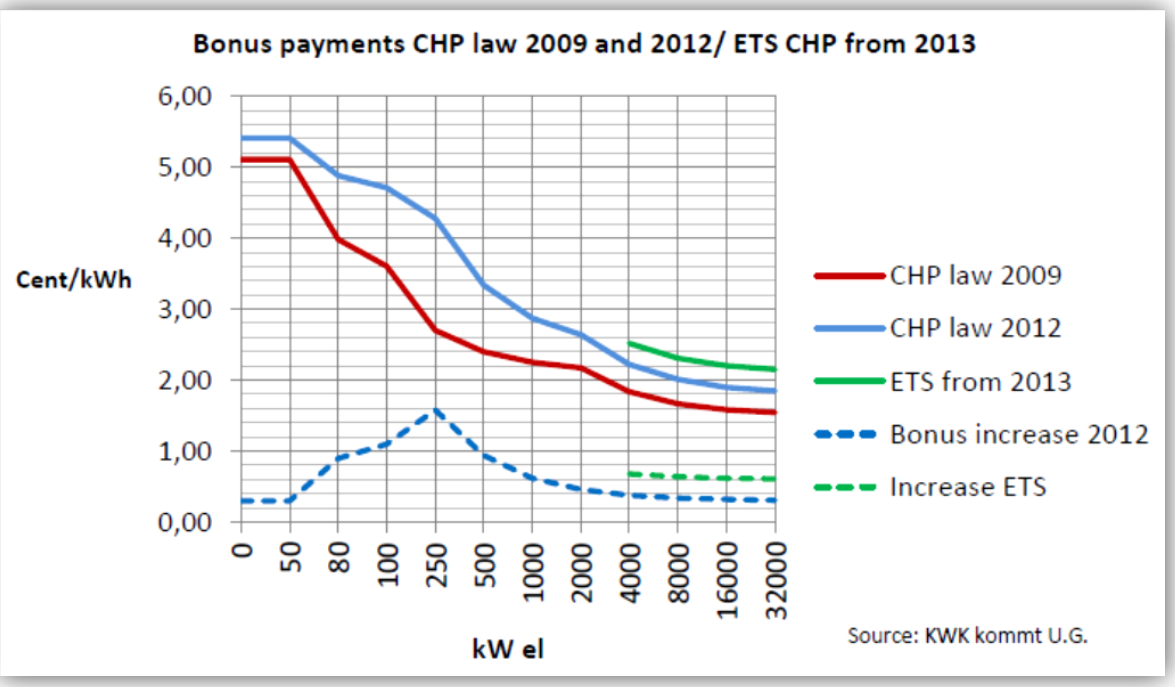


รูปที่ 7 สัดส่วนการผลิตความร้อนด้วยระบบ CHP ในปี ค.ศ. 2003-2011 [16]

[15] CODE2 Cogeneration Observatory and Dissemination Europe, D2.3f Cogeneration Roadmap Member State: Germany, November 2014, p.6

[16] CODE2 Cogeneration Observatory and Dissemination Europe, D2.3f Cogeneration Roadmap Member State: Germany, November 2014, p.7

จากการกำหนดกฎหมาย CHP Law 2012 ตามที่ได้ระบุในตารางที่ 7 เกี่ยวกับการสนับสนุนโดยการให้ Bonus Payments สำหรับระบบ Micro-CHP ขนาดไม่เกิน 50 kW_{el} เป็นระยะเวลา 10 ปี หรือสำหรับโรงที่การเดินเครื่องเต็ม 30,000 ชั่วโมง ซึ่งมีเป้าหมายให้เกิดรูปแบบการสนับสนุนสำหรับการใช้งานระบบ Private Cogeneration ที่มีขนาดไม่เกิน 2 MW_{el} โดยมีการแนะนำทางเลือกการสนับสนุนสำหรับการเดินเครื่อง 30,000 ชั่วโมง ด้วยการจ่ายเงินกลับทันทีตั้งแต่เริ่มเดินระบบ สำหรับรูปที่ 8 แสดงถึง ปริมาณ Bonus Payments ตามกฎหมาย CHP Law 2009 และ 2012 รวมถึง ราคาของตลาดการค้าคาร์บอน (Emission Trading Scheme: ETS) ปี ค.ศ. 2013



รูปที่ 8 ปริมาณ Bonus Payments ตามกฎหมาย CHP Law 2009, 2012 และ ETS 2013 [17]

[17] CODE2 Cogeneration Observatory and Dissemination Europe, D2.3f Cogeneration Roadmap Member State: Germany, November 2014, p.9

สำหรับสถานการณ์ทางเศรษฐกิจของระบบ Cogeneration ที่ใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ (NG) และพลังงานหมุนเวียน (RES) ในตลาดช่วงครึ่งปีแรก (ค.ศ. 2013) โดยแบ่งตามภาคส่วนต่างๆ แสดงดังตารางที่ 10

ตารางที่ 10 ตารางเปรียบเทียบสถานการณ์ทางเศรษฐกิจของระบบ CHP [18]

Germany	Micro		Small & Medium		Large		
	Up to 50 kW		Up to 10 MW		More than 10 MW		
	NG	RES	NG	RES	NG	Coal	RES
Industry							
District heating							
Service							
Households							

หมายเหตุ

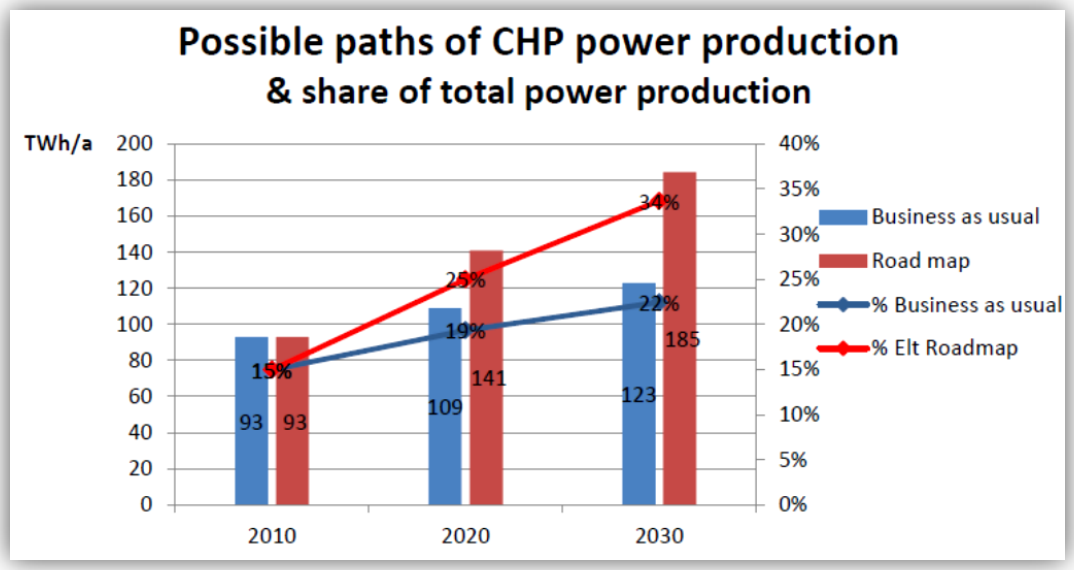
"ปกติ"	มีผลการตอบแทนในการลงทุน CHP อยู่ในระดับดี เป็นที่ยอมรับสำหรับนักลงทุน มีผลประโยชน์สำหรับนักลงทุนรายใหม่ ตลอดจนไม่มีข้อจำกัดทางด้านเศรษฐกิจเกิดขึ้น
"ปานกลาง"	มีผลการตอบแทนการลงทุน CHP อยู่ในระดับปานกลางถึงค่อนข้างจำกัด และมีข้อจำกัดด้านผลประโยชน์การลงทุนสำหรับนักลงทุนรายใหม่
"ต่ำ"	มีผลการตอบแทนการลงทุน CHP อยู่ในระดับต่ำ และไม่มีผลประโยชน์สำหรับนักลงทุนรายใหม่
	ไม่มีการใช้งานในภาคส่วนดังกล่าว

<u>การประเมินความเป็นไปได้จากการกำหนดแผนกลยุทธ์การสนับสนุนการใช้ระบบ CHP และ Micro-CHP</u>

- **สัดส่วนการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ CHP เพิ่มขึ้น 25% ในปี ค.ศ. 2020 เป็น 140 TWh**

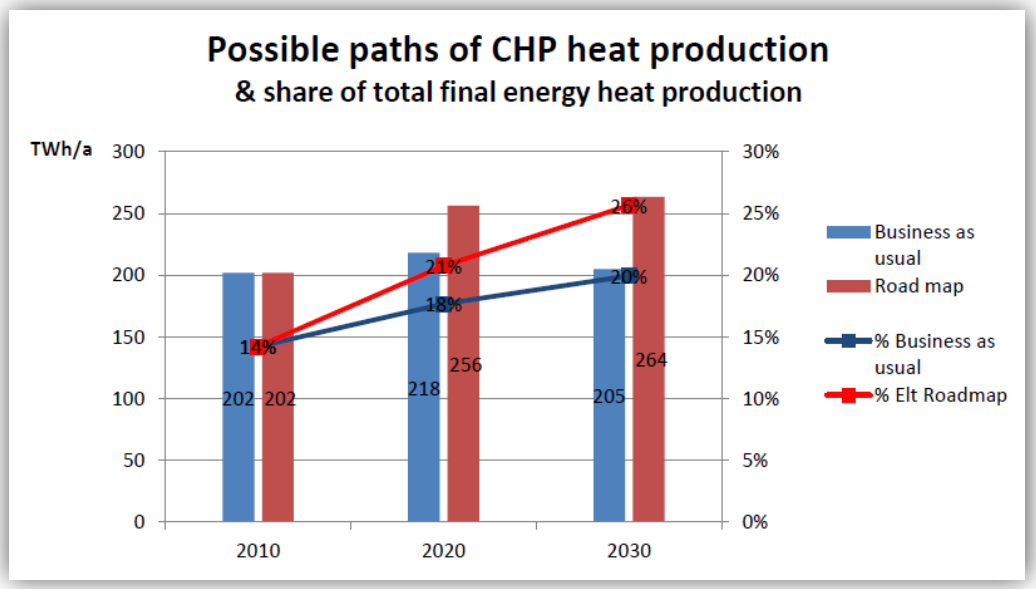
หากดำเนินการตามกลไกการสนับสนุนระบบ CHP ที่มีอยู่ปัจจุบัน สัดส่วนการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบดังกล่าวนั้นมีแนวโน้มเพิ่มขึ้น แต่ยังไม่บรรลุเป้าหมายสัดส่วน 25% ในปี ค.ศ. 2020 ตามที่รัฐบาลเยอรมันกำหนดเป้าหมายไว้ ดังนั้นเพื่อให้บรรลุเป้าหมายการประเมินศักยภาพของระบบ CHP ของประเทศเยอรมัน จึงมีการกำหนดแผนกลยุทธ์การสนับสนุนการใช้ระบบ micro-CHP ภายใต้โครงการ CODE2 ซึ่งถ้าดำเนินการตามแผนกลยุทธ์ดังกล่าว สัดส่วนการผลิตไฟฟ้าของประเทศจะเพิ่มเป็น 34% ณ ปี ค.ศ. 2030 ซึ่งคิดเป็นสัดส่วน 1 ใน 3 ของการผลิตไฟฟ้าทั้งประเทศ และการดำเนินการตามแผนกลยุทธ์ดังกล่าวจะส่งผลให้บรรลุเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ซึ่งในปี ค.ศ. 2030 รัฐบาลเยอรมันได้ตั้งเป้าไว้ว่า 50% ของไฟฟ้าที่ผลิตได้มากจากการใช้พลังงานหมุนเวียน โดยรูปที่ 9 และ 10 แสดงถึงแนวโน้มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าและความร้อนด้วยระบบ CHP ในอนาคต (ปี ค.ศ. 2020 และ 2030) ตามลำดับ

[18] CODE2 Cogeneration Observatory and Dissemination Europe, D2.3f Cogeneration Roadmap Member State: Germany, November 2014, p.14



รูปที่ 9 แนวโน้มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ CHP จากการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดของเยอรมัน [19]

จากการดำเนินการตามแผนกลยุทธ์การสนับสนุนระบบ CHP ในปัจจุบัน สำหรับการผลิตความร้อนด้วยระบบ CHP ของประเทศเยอรมันมีสัดส่วนเพิ่มขึ้นในทุกๆ ภาคส่วน แต่ภายหลังปี ค.ศ. 2020 ในกรณีที่ไม่ได้ดำเนินการตามแผนกลยุทธ์หรือที่เป็นสถานการณ์ปกติ (Business-as-usual) แนวโน้มการผลิตความร้อนจากระบบ CHP จะลดลงดังรูปที่ 10



รูปที่ 10 แนวโน้มสัดส่วนการผลิตความร้อนด้วยระบบ CHP จากการผลิตความร้อนทั้งหมดของเยอรมัน [20]

[19] CODE2 Cogeneration Observatory and Dissemination Europe, D2.3f Cogeneration Roadmap Member State: Germany, November 2014, p.32

[20] CODE2 Cogeneration Observatory and Dissemination Europe, D2.3f Cogeneration Roadmap Member State: Germany, November 2014, p.33

- **ลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) ซึ่งสอดคล้องกับการลดการใช้พลังงานปฐมภูมิ (Primary Energy Saving: PES)** [21]

ดำเนินตามแผนกลยุทธ์ของโครงการ CODE2 ใช้วิธีการหลัก 2 วิธี ได้แก่

1. **EED Method หรือวิธีการตามภาคผนวกที่ 1 และ 2 (Annex I and II) ใน Energy Efficiency Directive 2012 (Directive 2012/27/EU) ของคณะกรรมาธิการยุโรป (European Commission)**

   วิธีการตามภาคผนวกที่ 1 (Annex I) คือ General principles for the calculation of electricity from cogeneration และวิธีการตามภาคผนวกที่ 2 (Annex II) คือ Methodology for determining the efficiency of the cogeneration process ซึ่งวิธีการนี้ใช้กับประเทศที่เป็นสมาชิก 27 ประเทศ โดยค่าประสิทธิภาพของโรง Cogeneration แต่ละโรงได้จากการเปรียบเทียบข้อมูลศักยภาพในการเดินเครื่องโดยใช้เทคโนโลยีที่ดีที่สุด (Best Available Technology: BAT) ในการแยกการผลิตไฟฟ้าและความร้อนโดยใช้เชื้อเพลิงชนิดเดียวกันและปีการก่อสร้างโรง Cogeneration ปีเดียวกัน

2. **วิธีการแทนที่ (Substitute Method)**

   เป็นวิธีการที่ถูกพัฒนาขึ้นในโครงการ CODE2 โดยเป็นการคาดการณ์ปริมาณไฟฟ้า ความร้อนและเชื้อเพลิงเมื่อเปลี่ยนเป็น CHP ระบบใหม่ เมื่อปริมาณการผลิตไฟฟ้าจากระบบ Cogeneration เพิ่มมากขึ้นจึงสามารถคาดการณ์ปริมาณ CO_2 และ การใช้เชื้อเพลิงปฐมภูมิที่ลดลงได้ ซึ่งปริมาณที่ประหยัดได้เกิดจากการเพิ่มปริมาณการใช้งานระบบ CHP เทียบจากปีฐานคือ ปี ค.ศ. 2010 โดยการประหยัดที่เกิดขึ้นจะส่งผลต่อ 3 ส่วนหลักๆ ได้แก่

   - ระบบ CHP
   - ด้านเทคโนโลยี (การพัฒนาเทคโนโลยี CHP)
   - การเปลี่ยนประเภทเชื้อเพลิง เช่น การใช้ก๊าซธรรมชาติ (Natural Gas) หรือพลังงานชีวภาพ (Bio-energy) ซึ่งมีองค์ประกอบคาร์บอนต่ำกว่าการใช้ถ่านหิน (Coal)

ผลการประหยัดพลังงานปฐมภูมิ (Primary Energy) และปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่อปีในปี ค.ศ. 2030 จากการปฏิบัติตามแผนกลยุทธ์ CHP ของประเทศเยอรมันแสดงดังตารางที่ 11

[21] CODE2 Cogeneration Observatory and Dissemination Europe, D2.3f Cogeneration Roadmap Member State: Germany, November 2014, p.34-35

ตารางที่ 11 การประหยัดพลังงานปฐมภูมิและปริมาณ CO_2 ที่ลดลงในปี ค.ศ. 2030 ตามแผนกลยุทธ์ CHP ในประเทศเยอรมัน

Details	Unit	Substitute Method		EED Method	
		Low Case	High Case	Low Case	High Case
PE Saving	TWh/a	203	202	182	182
CO2 saving	Mio t/a	104	123	11	11
- per kWh el*	Kg/kWh el	1,13	1,34	0.12	0.12

* This value represents the CO_2 reduction of the power generation. It includes the avoided CO_2 emission from fuel savings for separate heat generation in boilers; it must not be confused with the considerably lower CO_2 emissions of the substituted condensation electricity or with even lower emissions of compared power production according to the BAT approach in accordance with the EU CHP directive reference values.

- **สำหรับ Micro CHP** [22]

การดำเนินการตามโครงการ CODE2 สำหรับ Micro CHP ซึ่งการคาดการณ์ศักยภาพของตลาด Micro CHP ในปี ค.ศ. 2030 จะมีสัดส่วนเป็น 41% ในตลาดสำหรับภาคการใช้งานในประเทศ และมีสัดส่วนเป็น 23% สำหรับภาคธุรกิจขนาดเล็กและขนาดกลาง ด้านการคาดการณ์ปริมาณการขาย Micro CHP ประเภทบ้านพักอาศัย (ขนาด ±1 kW_{el}) ในปี ค.ศ. 2020 มีปริมาณ 3,800 หน่วย และมีปริมาณ 250,000 หน่วยในปี ค.ศ. 2030 ซึ่งส่งผลให้มีศักยภาพในการประหยัดพลังงานปฐมภูมิในปี 2030 เป็น 22 PJ/ปี หรือคิดเป็น 530 ktoe/ปี และมีการลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก โดยรายละเอียดดังตารางที่ 12

ตารางที่ 12 การประหยัดพลังงานปฐมภูมิและปริมาณ CO_2 ที่ลดลงในปี ค.ศ. 2030 ตามแผนกลยุทธ์ CHP ในประเทศเยอรมัน สำหรับ Micro-CHP

	Micro-CHP ภาคครัวเรือน (ขนาด ±1 kW_{el})	Micro-CHP ภาค SME (ขนาด ±40 kW_{el})
PE Saving	22 PJ/ปี หรือ 530 ktoe/ปี	59 PJ/ปี หรือ 1,400 ktoe/ปี
GHG-emission reduction	1.6 Mton $CO_{2,eq}$/ปี	4.1 Mton $CO_{2,eq}$/ปี

- **สำหรับ Bio-energy CHP** [23]

การดำเนินการตามโครงการ CODE2 สำหรับ Bio-energy CHP โดยใช้การประเมินด้วยวิธี Scorecard โดยตารางที่ 13 แสดงถึงการคาดการณ์ปริมาณความต้องการความร้อนจากระบบ CHP/DH ที่ใช้พลังงานชีวภาพ (Bio-energy CHP/DH) ที่เพิ่มขึ้นในปีที่ 2020 และ 2030 สำหรับตารางที่ 14 แสดงถึงกรอบการประเมิน Bio-energy CHP ด้านต่างๆ ด้วยการให้คะแนน อาทิเช่น ด้านสิ่งแวดล้อม, ความเหมาะสมของตลาดความร้อน (heat market) ในการเปลี่ยนเป็น Bio-CHP เป็นต้น สำหรับรูปที่ 11 แสดงถึงการประเมินศักยภาพของ CHP ที่ใช้พลังงานชีวภาพ (Bio-energy CHP) ในประเทศเยอรมัน

[22] CODE2 Cogeneration Observatory and Dissemination Europe, D2.3f Cogeneration Roadmap Member State: Germany, November 2014, p.39
[23] CODE2 Cogeneration Observatory and Dissemination Europe, D2.3f Cogeneration Roadmap Member State: Germany, November 2014, p.26

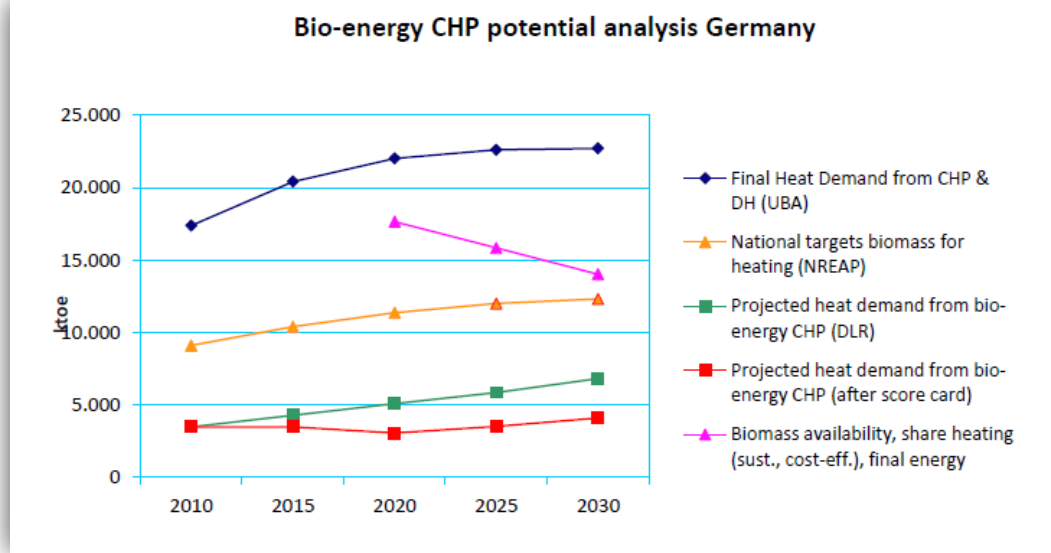
ตารางที่ 13 ตัวเลขประมาณการของระบบ Bio-energy CHP ในปี ค.ศ. 2020 และ 2030 ของประเทศเยอรมัน [24]

Figures (Projection)	2010	2020	2030
Final heat demand from CHP and DH (UBA), ktoe	17.369	22.012	22.700
(Projected) Heat demand from bio-energy CHP and DH (after score card), ktoe	3.474	3.044	4.086
Bio-energy penetration rate in CHP markets (DLR)	20,0%	13,8%	18,0%
Biomass availability, share heating (sust., cost-eff.) final energy (Biom. Futures), ktoe		17.643	14.014

ตารางที่ 14 กรอบการประเมินระบบ Bio-energy CHP ในด้านต่างๆ ของประเทศเยอรมัน [25]

Framework Assessment (Score card)	Score	Short Analysis
Legislative Environment	o 1 (of 3)	After long time favorable conditions with a strong increase of bio CHP since 2004, the conditions have substantially worsened with the new RES law 2012 with the effect of a sharp decrease in investments.
Suitable of heat market for swithch to bio-energy CHP	++ 3 (of 3)	High interest on bio-fuel in all market segments
Share of Citizens served by DH	o 1 (of 3)	14% of End Energy Heat cosumption
National supply chain for biomas for energy	o 1 (of 3)	High population density
Awareness for DH and CHP	++ 3 (of 3)	

[24] CODE2 Cogeneration Observatory and Dissemination Europe, D2.3f Cogeneration Roadmap Member State: Germany, November 2014, p.41
[25] CODE2 Cogeneration Observatory and Dissemination Europe, D2.3f Cogeneration Roadmap Member State: Germany, November 2014, p.42



รูปที่ 11 ศักยภาพของ CHP ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวภาพของเยอรมัน [24]

<u>แผนกลยุทธ์ด้านพลังงาน และสภาพภูมิอากาศของประเทศเยอรมัน</u>

เนื่องด้วยเหตุการณ์ภัยพิบัติโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ฟุกุชิมะ ไดอิชิ ในปี ค.ศ. 2011 ส่งผลให้เกิดการตระหนักถึงการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้านิวเคลียร์และรัฐบาลเยอรมันมีแผนที่จะยกเลิกให้หมดภายในปี ค.ศ. 2020 โดยสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าด้วยโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ของประเทศเยอรมันอยู่ที่ 20% ของการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดในปี ค.ศ. 2010 ดังนั้นจึงเป็นอีกเหตุผลหนึ่งที่ทำให้เกิดการพัฒนาด้านพลังงานหมุนเวียนเพิ่มมากขึ้น ประกอบกับมีการรวมแผนกลยุทธ์ด้านอื่นๆ เพื่อยุติการใช้โรงไฟฟ้าพลังงานนิวเคลียร์และเพื่อการลดการปลดปล่อยคาร์บอนสู่บรรยากาศจากระบบพลังงาน โดยรัฐบาลเยอรมันได้กำหนดวัตถุประสงค์และเป้าหมายแผนกลยุทธ์ด้านพลังงานและสภาพภูมิอากาศของประเทศเยอรมันรายละเอียดดังตารางที่ 15

ตารางที่ 15 เป้าหมายด้านนโยบายพลังงานและสภาพภูมิอากาศของรัฐบาลเยอรมัน [26]

	2010	2020	2030
Phasing out of nuclear power by the end of 2022			
Decreasing greenhouse gas emissions compared to 1990	23%	40%	55%
Renewable energy share of electricity production	17%	35%	50%
CHP share of electricity Production (include Bio-CHP)	15%	25%	

Source: BMU 2012

[24] CODE2 Cogeneration Observatory and Dissemination Europe, D2.3f Cogeneration Roadmap Member State: Germany, November 2014, p.41
[26] CODE2 Cogeneration Observatory and Dissemination Europe, D2.3f Cogeneration Roadmap Member State: Germany, November 2014, p.7

เพื่อให้บรรลุเป้าหมายการยกเลิกการใช้งานโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ให้หมดภายในปี ค.ศ. 2020 ประกอบกับเพื่อให้บรรลุเป้าหมายนโยบายพลังงานของเยอรมัน "Energiewende goals" ที่ระบุว่าให้ใช้พลังงานหมุนเวียนทั้งหมดภายในปี ค.ศ. 2050 ดังนั้นเครื่องมือสำคัญในการผลักดันให้บรรลุเป้าหมายแสดงดังตารางที่ 16 [27]

ตารางที่ 16 เครื่องมือสนับสนุนระบบ CHP ที่ช่วยผลักดันให้บรรลุเป้าหมายพลังงาน [27]

	Operational Support				CAPEX	Full/ Partial fuel input tax exemption	Demonstration project (Fuel cell micro-CHP)
	Feed-in premium	ETS plant bonus	Feed-in tariff	Avoided grid losses bonus			
Fossil CHP	✓	✓		✓		✓	
Renewable CHP			✓			✓	
Micro CHP	✓			✓	✓	✓	✓
CHP & DHC					✓		

<u>แผนกลยุทธ์ (CHP Roadmap) และการกำจัดอุปสรรคต่างๆ ภายใต้โครงการ CODE2 เพื่อกำหนดกรอบในการดำเนินงานและให้ได้ผลตามที่ระบุข้างต้น</u> [28]

วัตถุประสงค์และเป้าหมาย

1. ทำให้ค่าประสิทธิภาพพลังงานสูงที่สุด โดยใช้มาตรการการอนุรักษ์พลังงานปฐมภูมิ Primary Energy Saving (PES) เปรียบเทียบกับ Best Available Technology (BAT)
2. มีการจัดหาพลังงานที่มั่นคง เพื่อแก้ไขปัญหาความไม่แน่นอนของพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy Sources: RES) ได้แก่ พลังงานลม และพลังงานแสงอาทิตย์
3. เป้าหมายด้านเศรษฐกิจ เช่น ความสัมพันธ์ระหว่างต้นทุนและผลกำไร
4. การยอมรับทางสังคม และการศึกษาความเป็นไปได้ของรัฐบาล

การกำหนดกรอบแบ่งออกเป็นด้านต่างๆ ดังนี้

- **ด้านเศรษฐกิจ (Economics)**

  รัฐบาลควรเพิ่มผลตอบแทนด้านเศรษฐกิจสำหรับระบบ CHP ให้มากขึ้น ตลอดจนควรเพิ่มความปลอดภัยทางการลงทุน เพื่อให้ช่วยบรรลุเป้าหมายสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ CHP 25% ในปี ค.ศ. 2020 โดยต้องดำเนินการควบคู่กับนโยบายพลังงานด้านการจัดหาพลังงานไฟฟ้าที่คงที่และยั่งยืน *(Steadiness and reliability of electricity supply)* โดยพิจารณาถึงสถานการณ์ต่างๆ ในพื้นที่การใช้งานที่ต่างกัน ซึ่งมีความจำเป็นอย่างยิ่งในการเพิ่มผลตอบแทนดังกล่าว ดังนั้นนักลงทุนจะได้ผลตอบแทนจากความปลอดภัยทางการลงทุนที่ดีขึ้น

[27] Cogeneration Country Fact Sheet Germany, April 2014

[28] CODE2 Cogeneration Observatory and Dissemination Europe, D2.3f Cogeneration Roadmap Member State: Germany, November 2014, p.26-31

ด้านผลการตอบแทนสำหรับการลงทุนระบบ CHP ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวภาพ (CHP-Bioenergy) ต้องเพิ่มค่าลิขสิทธิ์ในกฎหมายพลังงานหมุนเวียนของเยอรมัน (EEG) สำหรับระบบที่มีการติดตั้งแล้วควรได้รับจัดการให้บรรลุเป้าหมายความยืดหยุ่นของกำลังการผลิตในอนาคต และมีการให้เงินอุดหนุน (repower incentive) สำหรับระบบที่ติดตั้งที่มีกำลังผลิตขนาดใหญ่ขึ้น และมีการผลิตที่คงที่

- **ด้านเทคโนโลยีและความรู้ (Technical and Knowledge)**

1. ควรให้ความรู้และข้อมูลของCHP อย่างเป็นระบบให้มากขึ้น โดยมีการรณรงค์การให้ข้อมูลระยะยาวทั่วประเทศเกี่ยวกับระบบ Cogeneration และประโยชน์สำหรับผู้ใช้งาน ตลอดจนสำหรับสิ่งแวดล้อมและระบบเศรษฐกิจของประเทศ ซึ่งการรณรงค์ดังกล่าวอ้างอิงถึงมาตรา 17 ใน European Energy Efficient Directive 2012 (EED 2012) เกี่ยวกับด้านข้อมูลและการฝึกอบรม (information and training) ตัวอย่างการรณรงค์ของการร่าง RES Campaign ระบุว่า "Germany has endless energy" ซึ่งสนับสนุนโดยบริษัทร่วมกับสมาคมกลุ่มอุตสาหกรรมพลังงานหมุนเวียน กระทรวงสิ่งแวดล้อม คุ้มครองธรรมชาติและความปลอดภัยทางปรมาณูแห่งสหพันธ์ สาธารณรัฐเยอรมนี และ กระทรวงอาหารและเกษตร โดยหน้าที่หลักของหน่วยงานดังกล่าวคือการบอกแจ้งถึงข้อได้เปรียบที่สำคัญของการจัดหาไฟฟ้าที่ยั่งยืนด้วยพลังงานหมุนเวียนตามหัวข้อต่อไปนี้
    - ความมั่นคงในการจัดหาพลังงาน
    - ด้านนวัตกรรม
    - การเพิ่มการจ้างงาน และเพิ่มศักยภาพการส่งออก
    - การลดรายจ่ายถาวรด้านการจัดหาไฟฟ้า
    - การอนุรักษ์สภาพภูมิอากาศ และการอนุรักษ์ทรัพยากร

2. รัฐบาลควรส่งเสริมและสนับสนุนการพัฒนา, การรับรอง และการสำรวจเกณฑ์มาตรฐานของแผนการ สำหรับนักวางแผน, บริษัทจัดการพลังงานหรือ Energy Service Company (ESCOs), ผู้จัดการพลังงาน ตลอดจนผู้ติดตั้งระบบ CHP โดยการเพิ่มการสนับสนุนให้มีโปรแกรมการจัดอบรมและให้หนังสือรับรองสำหรับการวางแผนและติดตั้งโรง CHP ซึ่งการให้หนังสือรับรองดังกล่าวจะถูกนำมาเป็นเงื่อนไขการให้เงินสนับสนุนด้านข้อมูลพลังงาน และมาตรการดังกล่าวจะสามารถทำให้บรรลุถึงวัตถุประสงค์ของมาตรการที่ 17 ใน EED 2012 ด้านมหาวิทยาลัยและวิทยาลัยควรปรับปรุงให้เกิดหลักสูตรการเรียนการสอนเกี่ยวกับระบบ Cogeneration

- **ด้านสิ่งแวดล้อม (Environment)**

  ควรมีการจำกัดค่าการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ CO_2 ต่อ kWh ความร้อน สำหรับระบบความร้อนใหม่ที่ใช้ระบบ CHP เชื้อเพลิงฟอสซิล ส่งผลให้ค่า CO_2 ลดลงอย่างรวดเร็วในช่วง 2-3 ปีที่จะถึงนี้ ซึ่งเมื่อปฏิบัติตามกลยุทธ์ดังกล่าว ประกอบกับการก่อสร้างอาคารที่พักอาศัยใหม่ ตลอดจนการกำหนดเป้าหมายลดการปลดปล่อยก๊าซ CO_2 อย่างน้อย 80% ในปี ค.ศ. 2050 ส่งผลให้การปลดปล่อย CO2 มีค่าเป็นศูนย์ และจะถูกนำมาเป็นเกณฑ์มาตรฐานในอนาคต

- **ด้านภาคธุรกิจ (Commercial)**

  ควรให้การสนับสนุนองค์กรหรือบริษัทที่เดินระบบ CHP โดยบริษัทจัดการพลังงานหรือ Energy Service Company (ESCOs) ซึ่งจากการดำเนินการตาม EED ในมาตราที่ 18 โดยระบุว่า **"ประเทศสมาชิกควรให้การส่งเสริมตลาดการบริการด้านพลังงาน"** ซึ่งเป็นองค์ประกอบสำคัญที่จะส่งผลต่อศักยภาพโรง CHP ในภาคอุตสาหกรรมให้เกิดขึ้นจริง

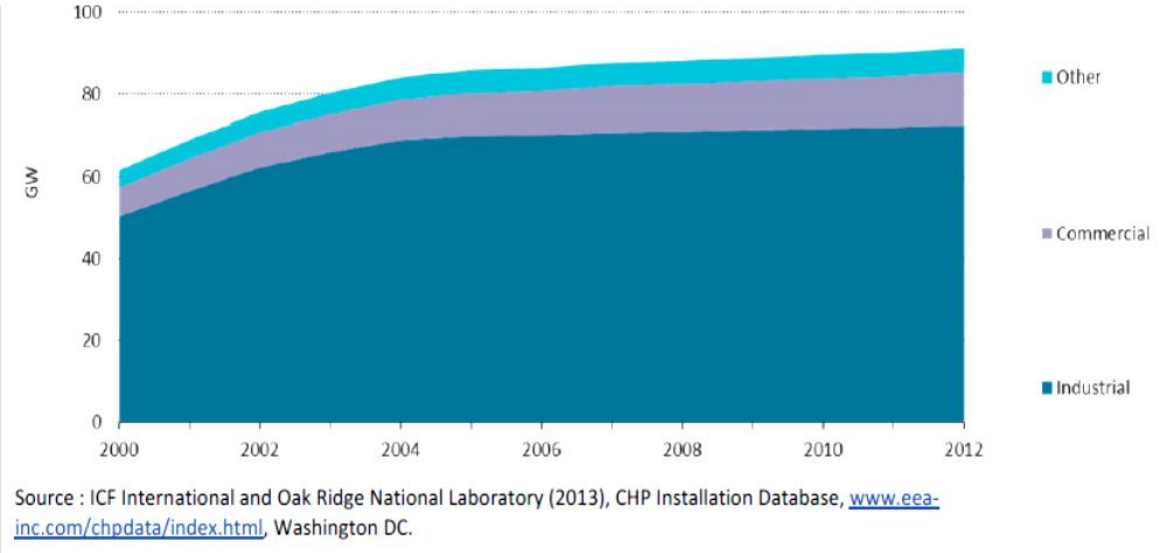
- **ด้านสังคม (Social)**

  การมีส่วนร่วมของประชาชนถือเป็นส่วนที่มีความสำคัญเป็นอย่างยิ่ง โดยเฉพาะด้านแผนกลยุทธ์พลังงาน ในมุมด้านสังคมจะส่งผลถึงการว่าจ้างงาน, การศึกษา ตลอดจนการฝึกอบรม การมีส่วนร่วมของสังคมทุกชนชั้นถือเป็นส่วนสำคัญในองค์ประกอบที่เหมาะสมในการดำเนินงาน

ประเทศสหรัฐอเมริกา

ประเทศสหรัฐอเมริกาเป็นประเทศที่มีปริมาณการใช้พลังงานสูงเป็นอันดับที่ 2 ของโลกรองจากประเทศจีน ซึ่งในปี ค.ศ. 2013 พลังงานหลักที่ใช้ เป็นพลังงานฟอสซิลโดยคิดเป็นสัดส่วนประมาณ 84% ของปริมาณพลังงานปฐมภูมิที่จัดหาได้ทั้งหมด ขณะที่การใช้พลังงานนิวเคลียร์และพลังงานหมุนเวียนมีสัดส่วน 10% และ 6% ตามลำดับ

ด้านการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration มีกำลังการผลิตอยู่ที่ 82.4 GW ซึ่งมีจำนวนโรงมากกว่า 4,200 โรง คิดเป็น 8% ของกำลังการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดของประเทศ โดยระบบ CHP ของสหรัฐอเมริกาจะอยู่ในกลุ่มภาคอุตสาหกรรมเป็นส่วนใหญ่คิดเป็น 86% ของกำลังการติดตั้ง อีก 14% จะอยู่ในกลุ่มภาคธุรกิจและบริการ ซึ่งรูปที่ 12 แสดงกำลังการติดตั้งระบบ CHP ของประเทศสหรัฐอเมริกาตั้งแต่ปี ค.ศ. 2000-2012 โดยแบ่งเป็น 3 ภาคส่วนหลัก ได้แก่ ภาคอุตสาหกรรม ภาคธุรกิจ และภาคอื่นๆ

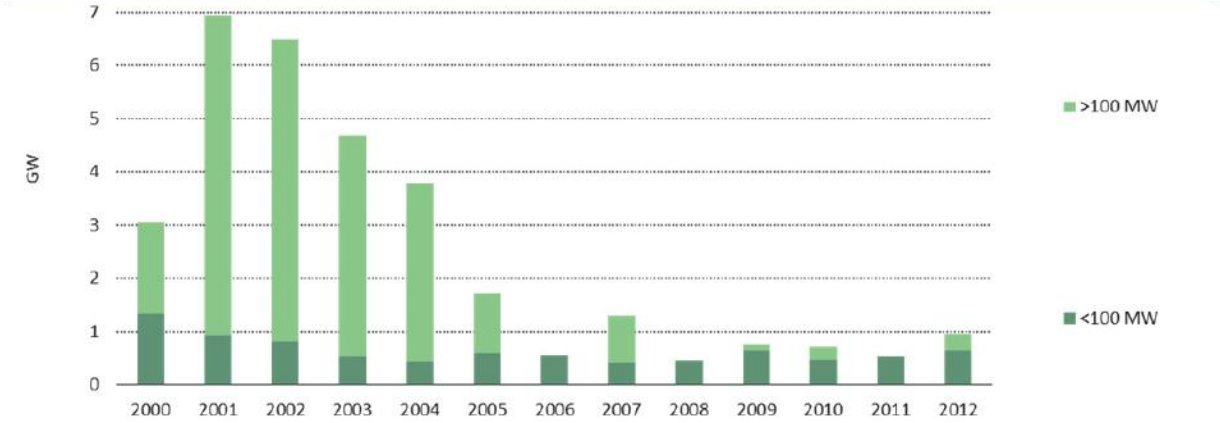


รูปที่ 12 กำลังการติดตั้งระบบ CHP ที่เพิ่มสูงขึ้นแบ่งตามภาคธุรกิจของสหรัฐอเมริกา ปี ค.ศ. 2000-2012 [29]

จากรูปจะเห็นได้ว่าในช่วงหลังคริสตทศวรรษที่ 2000 ปริมาณการเติบโตของการติดตั้ง CHP เริ่มช้าลงและกลับมามีปริมาณการติดตั้งสูงขึ้นในปี ค.ศ. 2012 ซึ่งสูงขึ้นมากที่สุดนับตั้งแต่ปี ค.ศ. 2007 แต่ก็ยังต่ำกว่าปริมาณการติดตั้งในช่วงปี ค.ศ. 2000-2004 โดยเฉพาะในภาคบริการ แต่ภาคอุตสาหกรรมยังถือเป็นสัดส่วน

[29] The IEA CHP and DHC Collaborative, CHP/DHC Country Scorecard: United States, 2014

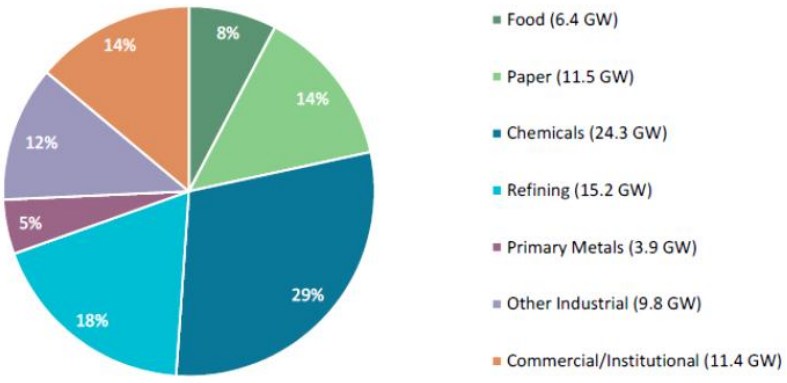
หลักในการใช้ที่มีการใช้งานระบบ CHP รูปที่ 13 แสดงถึงกำลัง CHP ที่ติดตั้งในแต่ละปีโดยแยกขนาดออกเป็น 2 ช่วง ได้แก่ ต่ำกว่า 100 MW และ สูงกว่า 100 MW



Source : ICF International and Oak Ridge National Laboratory (2013), CHP Installation Database, www.eea-inc.com/chpdata/index.html, Washington DC.

รูปที่ 13 กำลัง CHP ที่ติดตั้งในแต่ละปี ตั้งแต่ ปี ค.ศ. 2000-2012 [30]

ตามที่ได้กล่าวไว้ในเบื้องต้นว่าในปี ค.ศ. 2012 ภาคอุตสาหกรรมมีสัดส่วนการใช้งานเป็น 86% ของระบบ CHP ทั้งหมด สามารถแยกออกเป็นส่วนต่างๆ ดังรูปที่ 14 ซึ่งเห็นได้ว่าอุตสาหกรรมเคมีมีสัดส่วนการใช้งานสูงถึง 29% ของระบบ CHP ทั้งประเทศ หรือคิดเป็น 24.3 GW จากกำลังผลิตทั้งหมด 82.4 GW

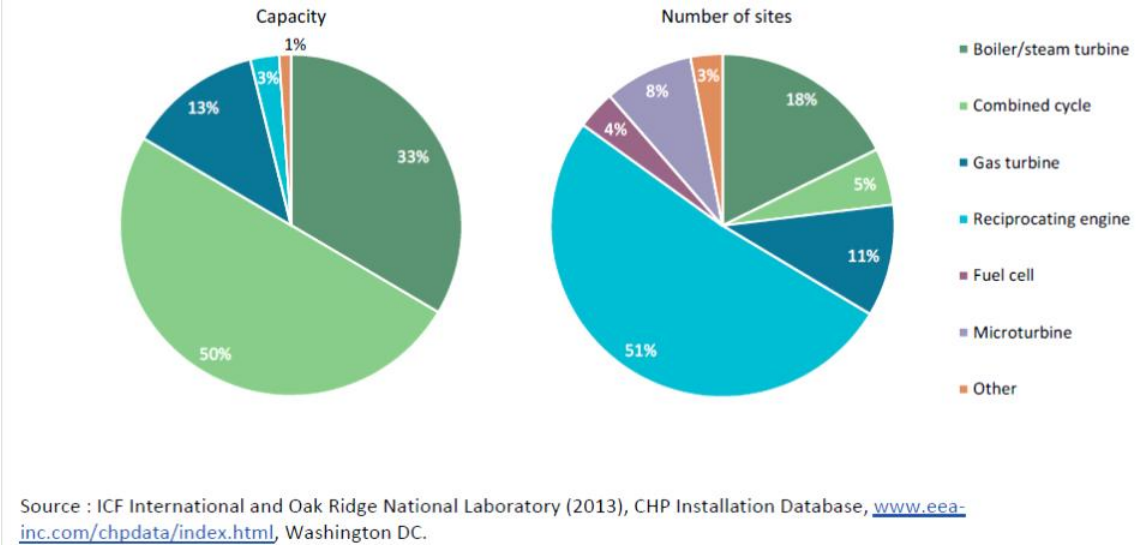


Source: ICF International and Oak Ridge National Laboratory (2013), CHP Installation Database, www.eea-inc.com/chpdata/index.html, Washington DC.

รูปที่ 14 สัดส่วนกำลังการผลิตของระบบ CHP ในปี ค.ศ. 2012 โดยแบ่งตามภาคส่วนต่างๆ [30]

[30] The IEA CHP and DHC Collaborative, CHP/DHC Country Scorecard: United States, 2014, p.10

รูปที่ 15 แสดงถึงขนาดกำลังการผลิตของระบบ CHP และจำนวนโรง CHP แบ่งตามประเภทเทคโนโลยี ในปี ค.ศ. 2013 ซึ่งเห็นได้ว่าระบบ Combined Cycle และ หม้อไอน้ำ/กังหันไอน้ำ มีสัดส่วนมากที่สุดของขนาดกำลังการผลิตด้วยระบบ CHP ทั้งหมด โดยเชื้อเพลิงที่ใช้กับ หม้อไอน้ำ/กังหันไอน้ำ เป็นเชื้อเพลิงแข็ง อาทิเช่น ถ่านหิน และเศษไม้ เป็นต้น สำหรับโรง CHP ที่ใช้ระบบ Reciprocating engine มีจำนวนโรงที่ติดตั้งมากที่สุด ถึง 51% ของระบบ CHP ทั้งหมดในสหรัฐอเมริกา



รูปที่ 15 กำลังการผลิตและจำนวนโรงของระบบ CHP แยกตามประเภทเทคโนโลยีในปี ค.ศ. 2013 [31]

[31] The IEA CHP and DHC Collaborative, CHP/DHC Country Scorecard: United States, 2014, p.11

ในการส่งเสริมระบบ CHP และ DHC ในประเทศสหรัฐอเมริกาตั้งแต่อดีตจนถึงปัจจุบันสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 17

ตารางที่ 17 รูปแบบนโยบายการสนับสนุนระบบ CHP และ DHC ในประเทศสหรัฐอเมริกา [32]

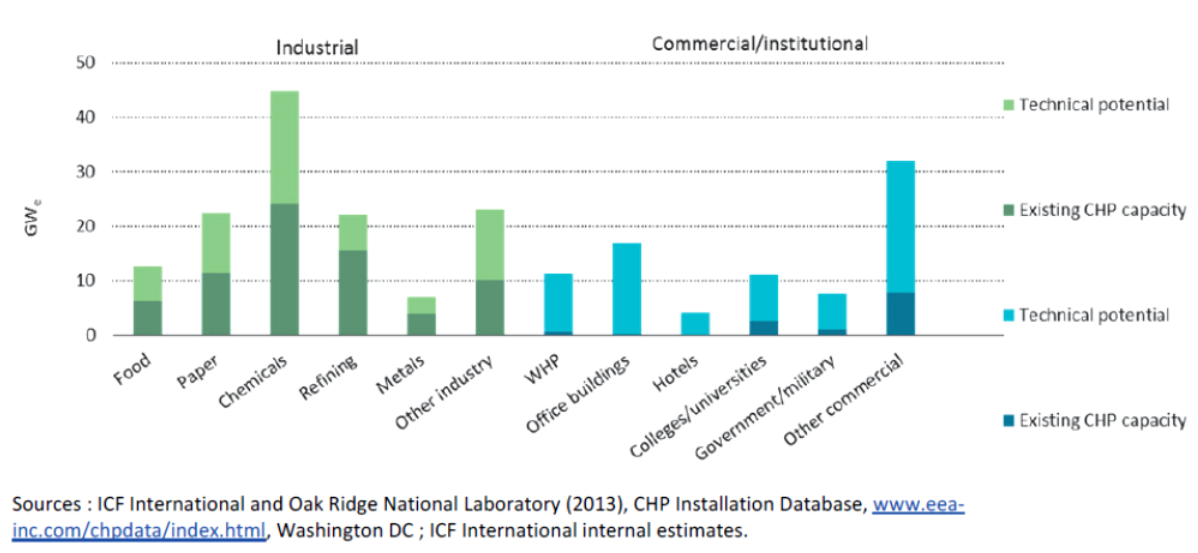
นโยบายสนับสนุนระบบ CHP และ DHC	รายละเอียด
กฎหมายพลังงานของประเทศสหรัฐอเมริกา	
1. The Public Utilities Regulatory Policies Act (PURPA) 1978	กำหนดมาตรการเกี่ยวกับพลังงานหมุนเวียนและการอนุรักษ์พลังงาน เพื่อผลักดันและส่งเสริมระบบ CHP ซึ่งมีประสิทธิภาพด้านพลังงาน และส่งเสริมให้เกิดการผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กจากพลังงานหมุนเวียน ส่งผลให้การพัฒนาระบบ CHP เพิ่มสูงขึ้นจาก 12 GW ในปี ค.ศ. 1980 เป็น สูงกว่า 60 GW ในปี ค.ศ. 2000
2. The Energy Policy Act of 2005 (เน้นด้านภาษี)	มาตรการจูงใจทางภาษีอากร (การจำกัดภาษี) สำหรับเทคโนโลยี CHP 2 ประเภท (fuel cells และ microturbine) โดยมาตรการดังกล่าวจะใช้งานถึง 31 ธันวาคม ปี ค.ศ. 2016
3. The Energy Independence and Security Act of 2007 (เน้นด้านเงินช่วยเหลือ)	อนุมัติโปรแกรมที่ให้เงินช่วยเหลือและสิ่งจูงใจสำหรับการใช้งานระบบ CHP และ การนำพลังงานที่เหลือทิ้งกลับมาใช้ใหม่
4. The American Recovery and Reinvestment Act of 2009 (เน้นด้านเงินช่วยเหลือ)	อนุมัติซ้ำเกี่ยวกับจำนวนโครงการให้เงินช่วยเหลือและโครงการเงินกู้สำหรับระบบ CHP ที่ความเหมาะสม
5. Executive Order 13624 (ปี ค.ศ. 2012)	ประธานาธิบดีบารัค โอบามา ได้กำหนดเป้าหมายเพื่อเร่งให้เกิดการลงทุนในภาคอุตสาหกรรมให้มีการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ โดยมีเป้าหมายให้มีการติดตั้งระบบ CHP เพิ่มขึ้นจากเดิม (สิงหาคม ค.ศ. 2012) 40 GW ภายในปี ค.ศ. 2020 และได้ประกาศให้เงินสนับสนุนในการส่งเสริมการติดตั้งระบบ CHP ซึ่งถ้าบรรลุเป้าหมายดังกล่าวสามารถช่วยประหยัดพลังงานถึง 1.055 EJ ซึ่งคิดเป็น 1% ของการใช้พลังงานทั้งหมดของประเทศ

[32] The IEA CHP and DHC Collaborative, CHP/DHC Country Scorecard: United States, 2014, p.9 and 21

ศักยภาพและการใช้ประโยชน์ในการใช้งาน CHP/DHC ปัจจัยอื่นๆ ในการใช้งานระบบ CHP/DHC

การคงราคาก๊าซธรรมชาติถือเป็นการสนับสนุนหลักสำหรับการพัฒนาตลาด CHP ซึ่งระบบ CHP ส่วนใหญ่ที่ติดตั้งในปัจจุบันใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นหลัก คิดเป็น 72% ของปริมาณ CHP ทั้งหมด ประกอบกับเป้าหมายของรัฐบาลสหรัฐที่จะเพิ่มปริมาณการติดตั้งระบบ CHP และเป้าหมายที่จะลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกทำให้ส่งผลที่ดีต่อการพัฒนาระบบ CHP ของประเทศสหรัฐอเมริกาในอนาคต

ด้านประสิทธิภาพพลังงาน ระบบ CHP ซึ่งถือเป็นตัวแทนของแหล่งพลังงานที่ยังไม่ได้รับการใช้ประโยชน์ในแต่ละภาคส่วนอย่างเต็มที่ อาทิเช่น ภาคอุตสาหกรรม, ภาคการศึกษา และภาคธุรกิจพาณิชย์ เป็นต้น โดยรูปที่16 แสดงถึงการประเมินล่าสุดเกี่ยวกับการเพิ่มศักยภาพทางเทคนิคของระบบ CHP ทั้งในภาคอุตสาหกรรมและภาคบริการ โดยเพิ่มกำลังการผลิต 60 GW และ 65 GW ตามลำดับ



รูปที่ 16 ศักยภาพทางเทคนิคของ Cogeneration ที่คงอยู่ สำหรับภาคอุตสาหกรรมและภาคบริการในประเทศสหรัฐอเมริกา [33]

ด้านการช่วยเหลือในการเปรียบเทียบศักยภาพของระบบ CHP ในแต่ละประเทศ ทางองค์กร International Energy Agency (IEA) ได้พัฒนาการให้คะแนน Score Card ของนโยบาย CHP/DHC ของกลุ่มประเทศที่เข้าร่วมกับองค์กรเพื่อวัดประสิทธิผลของกรอบนโยบายตลอดจนเพื่อช่วยให้เกิดการใช้พลังงานและสิ่งแวดล้อมอย่างมีประสิทธิภาพโดยสะท้อนถึงต้นทุนของระบบ CHP/DHC ในการให้ Score Card ได้มีการเปรียบเทียบโดยการให้คะแนนออกเป็น 5 หัวข้อหลัก โดยเรียงหัวข้อตั้งแต่น้อยที่สุดถึงมากที่สุด หรือ 1 คะแนนถึง 5 คะแนน ซึ่งผล Score Card ของประเทศสหรัฐอเมริกาสรุปได้ดังตารางที่ 18

[33] The IEA CHP and DHC Collaborative, CHP/DHC Country Scorecard: United States, 2014, p.29

ตารางที่ 18 ผลสรุป Score Card ศักยภาพระบบ CHP/DHC ของประเทศสหรัฐอเมริกา [34]

รายละเอียด 5 หัวข้อ	เรียงลำดับคะแนน (1-5)
ไม่มีนโยบายหรือเครื่องมือในการสนับสนุนการใช้งานระบบ CHP/DHC สำหรับในด้านการตลาดไม่มีการคาดหวังว่าจะเติบโตในอนาคต	1 คะแนน
มีการรับรองด้านประโยชน์ของระบบ CHP/DHC ที่มีประสิทธิภาพบางส่วน แต่นโยบายมีประสิทธิผลไม่เต็มที่ หรืออาจขาดแคลนการสนับสนุนการใช้งานระบบ CHP/DHC	2 คะแนน
มีการรับรองถึงประโยชน์ของระบบ CHP/DHC ที่มีประสิทธิภาพ ประกอบกับมีการแนะนำถึงมาตรการบางส่วนที่ช่วยผลักดันการพัฒนาของระบบ CHP/DHC แต่ยังไม่สัมฤทธิผลเป็นอันดับต้นๆ เมื่อเทียบกับการแก้ปัญหาด้านพลังงานด้วยวิธีอื่น อีกทั้งยังขาดการรวบรวมยุทธศาสตร์ของระบบ CHP/DHC ดังนั้นจึงสรุปได้ว่าศักยภาพของระบบ CHP/DHC อยู่ในระดับปานกลาง	3 คะแนน
ระบบ CHP/DHC มีประสิทธิภาพ และมีการให้เงินช่วยเหลือที่สะท้อนถึงต้นทุนการผลิตทั้งด้านความร้อนและไฟฟ้าเป็นนโยบายพลังงานอันดับต้นๆ ตลอดจนกลุ่มนโยบายที่ใช้ให้สอดคล้องกับยุทธศาสตร์ทางด้านพลังงานเพื่อช่วยให้มีการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ โดยคาดหมายให้อัตราการเติบโตของการใช้งานระบบ CHP/DHC เพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ	4 คะแนน
มีการอ้างอิงถึงศักยภาพการใช้งานระบบ CHP/DHC ระดับโลก โดยมีกลยุทธ์ที่สามารถพิสูจน์ถึงการส่งเสริมการใช้งานระบบ CHP/DHC ที่มีประสิทธิภาพได้ ตลอดจนกำหนดให้เพิ่มระบบ CHP/DHC เป็นนโยบายหรือยุทธศาสตร์หลักเพื่อที่จะหาโอกาสในการพัฒนาต่อไปในอนาคต	5 คะแนน
การให้คะแนนนโยบาย CHP ตามเกณฑ์มาตรฐานเทียบกับ Global Best Practice ของสหรัฐอเมริกา	3 คะแนน

[34] The IEA CHP and DHC Collaborative, CHP/DHC Country Scorecard: United States, 2014, p.34

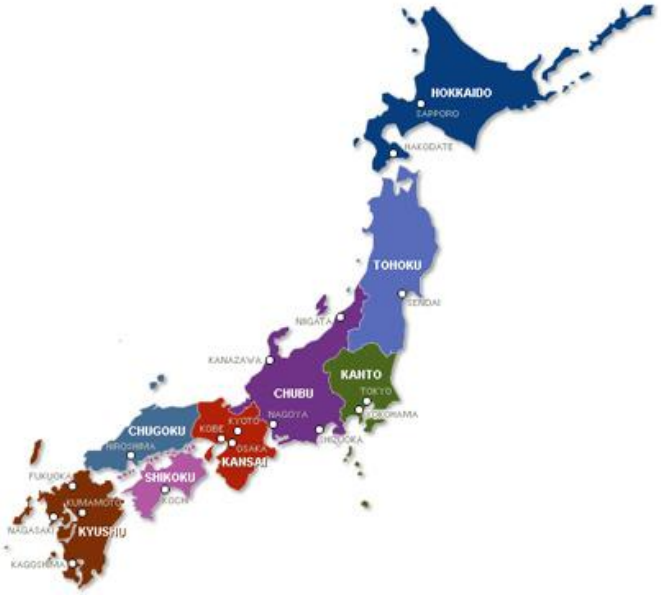
ข้อแนะนำเพิ่มเติมด้านนโยบายส่งเสริมการใช้งานระบบ CHP ในประเทศสหรัฐอเมริกา [35]

"The IEA CHP and DHC Collaborative (CHP/DHC Country Scorecard)" ได้จัดตั้งขึ้นเมื่อปี ค.ศ. 2007 โดยมีวัตถุประสงค์ที่จะเร่งผลักดันให้เกิดการใช้งานเทคโนโลยี CHP/DHC ที่มีประสิทธิภาพ สะท้อนถึงต้นทุนที่แท้จริงตลอดจนเป็นเทคโนโลยีที่สะอาดช่วยลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ CO_2 และช่วยเพิ่มประสิทธิภาพระบบการใช้พลังงานทั้งหมดด้วยการนำความร้อนเหลือทิ้งมาใช้ให้เป็นประโยชน์ และใช้แหล่งพลังงานหมุนเวียนที่มีปริมาณคาร์บอนต่ำ นอกเหนือจากกฎหมายและนโยบายในการสนับสนุนการใช้ CHP ดังตารางที่ 17 ของประเทศสหรัฐอเมริกา ทาง IEA ได้มีข้อแนะนำเพิ่มเติมเกี่ยวกับนโยบายดังกล่าวเพื่อสามารถผลักดันการใช้งานระบบ CHP ที่มีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น อย่างไรก็ตามประโยชน์ด้านสิ่งแวดล้อมของเทคโนโลยีทั้งหลาย สามารถช่วยในการลดต้นทุนมีอย่างมีประสิทธิภาพ ตลอดจนการตระหนักถึงประโยชน์เพิ่มเติมสำหรับ CHP ขนาดใหญ่ โดยตัวอย่างข้อเสนอแนะจาก IEA มีรายละเอียดดังนี้

- **การสนับสนุนจากรัฐบาล**
  1. การตระหนักถึงประโยชน์ที่ได้จากการผลิตอย่างมีประสิทธิภาพ ตลอดจนมุ่งเน้นในด้านการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก
  2. ช่วยเพิ่มการส่งเสริมระบบ CHP/DHC ในด้านนโยบายตลอดจนมาตรการที่เป็นมาตรฐานในระดับประเทศ
  3. พิจารณาถึงทางเลือกอื่นๆ เพื่อแก้ไขอุปสรรคด้านการตลาด
  4. ส่งเสริมนโยบายเกี่ยวกับสิ่งแวดล้อมที่จะช่วยให้เกิดการลงทุนระบบ CHP และ DHC ในระยะยาว
  5. ขยายการสนับสนุนด้านการศึกษาวิจัยตลอดจนการพัฒนาการใช้งานเทคโนโลยี CHP/DHC ที่ใช้พลังงานชีวภาพ และการใช้งานในขนาดเล็กถึงกลาง
- **การริเริ่มสำหรับภาคเอกชน**
  1. การพัฒนาและส่งเสริมการใช้งานร่วมกันระหว่างอาคารที่ใช้พลังงานต่ำกับระบบ Distribution ที่ทันสมัย เพื่อที่จะนำ Low-Carbon heat and cooling มาสู่บริเวณชานเมือง
  2. จัดทำและพัฒนา Business Model เพื่อเพิ่มผู้ลงทุน
  3. จัดทำระบบ Independent System Operators (ISOs)
  4. ส่งเสริมการใช้ระบบ CHP/DHC ซึ่งเป็นการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพให้กับผู้ด้อยโอกาสตลอดจนทำการประชาสัมพันธ์ถึงตัวอย่างที่ประสบความสำเร็จ
  5. สนับสนุนการทำ Knowledge Sharing อย่างต่อเนื่อง

[35] The IEA CHP and DHC Collaborative, CHP/DHC Country Scorecard: United States, 2014, p.32

ประเทศญี่ปุ่น



ประเทศญี่ปุ่นถือเป็นหนึ่งในประเทศที่มีการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพที่สุดในโลก ซึ่งรัฐบาลได้มีการสนับสนุนให้เกิดเป้าหมายการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพโดยมีกลยุทธ์ในการลดการนำเข้าพลังงาน

โดยคำนึงถึงสภาพภูมิอากาศที่เปลี่ยนแปลงตลอดจนลดผลกระทบในการขาดแคลนไฟฟ้าจากอุบัติเหตุโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ฟุกุชิมะ

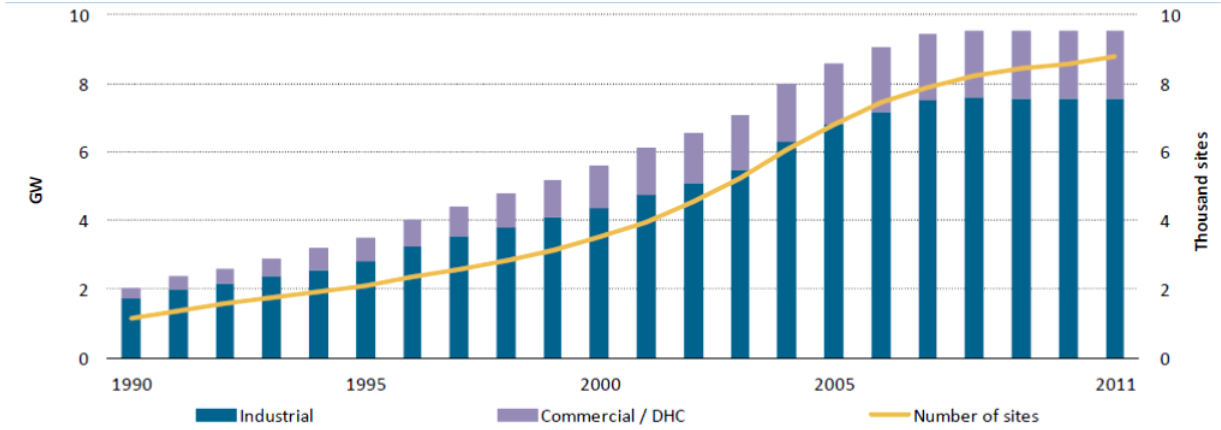
การใช้งานระบบ CHP ในประเทศญี่ปุ่น มีมาไม่ต่ำกว่า 20 ปี ซึ่งในเดือนมีนาคม ปี ค.ศ. 2012 กำลังผลิตของระบบ CHP มากกว่า 9.5 GW (8,783 โรง) ผลิตไฟฟ้าประมาณ 3.5% ของการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดของประเทศ รูปที่ 17 แสดงถึงกำลังการติดตั้งของระบบ CHP และจำนวนโรง CHP ในประเทศญี่ปุ่นตั้งแต่ปี ค.ศ. 1990-2011 จะเห็นได้ว่ากำลังการติดตั้งระบบ CHP ในปี ค.ศ. 2007 เริ่มคงที่อันเนื่องมาจากการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (Liquefied Natural Gas ; LNG) มีราคาสูงมาก และค่าไฟฟ้าในช่วงก่อนเดือนมีนาคม 2011 มีราคาต่ำ จึงส่งผลให้ปริมาณการติดตั้ง CHP ที่ใช้เชื้อเพลิงก๊าซลดลง สำหรับกำลังการผลิตเฉลี่ยในแต่ละโปรเจคมีขนาดลดลงจาก 2.4 MW_e ในปี ค.ศ. 1996 เหลือประมาณ 0.25 MW_e ในปี 2008 ส่งผลให้แนวโน้มของระบบ CHP ในประเทศญี่ปุ่นเปลี่ยนจากโปรเจคภาคอุตสาหกรรมขนาดใหญ่เป็นโปรเจคภาคธุรกิจขนาดเล็ก

สำหรับเทคโนโลยีระบบ CHP หลักๆ ที่ใช้ในประเทศญี่ปุ่นประกอบด้วย 3 เทคโนโลยี ได้แก่

- กังหันแก๊ส (Gas Turbine) คิดเป็น 43% ใช้งานหลักในภาคอุตสาหกรรม
- เครื่องยนต์ดีเซล (Diesel Engines) คิดเป็น 31% ใช้งานในภาคธุรกิจ
- เครื่องยนต์ก๊าซ (Gas Engines) คิดเป็น 25% ใช้งานในภาคธุรกิจ

ด้านเชื้อเพลิงที่ใช้กับระบบ CHP ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติ (49%) และ น้ำมัน (35%) [36]

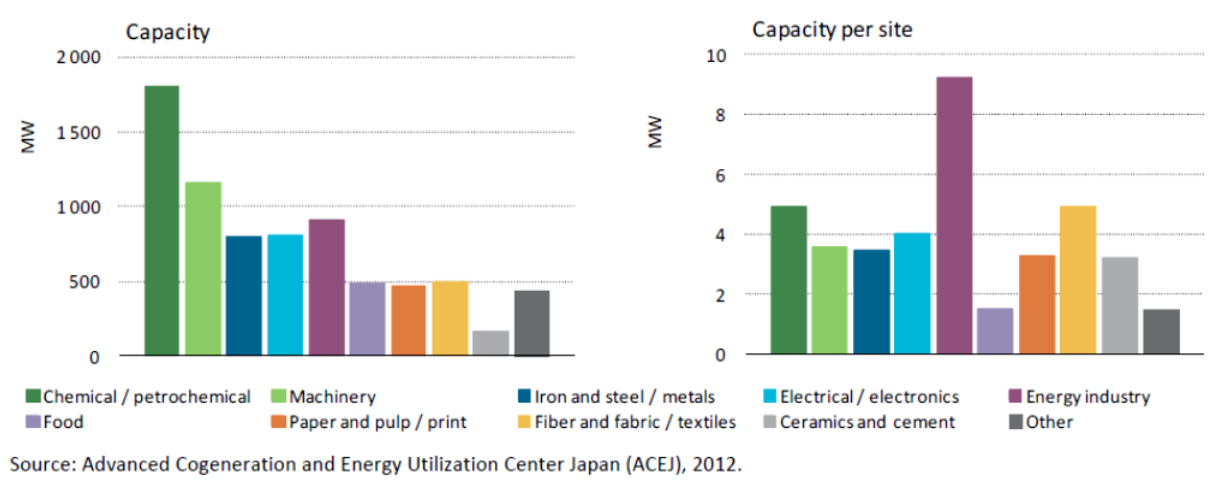
[36] The IEA CHP and DHC Collaborative, CHP/DHC Country Scorecard: Japan, 2013, p.8



Source: Advanced Cogeneration and Energy Utilization Center Japan (ACEJ), 2012.
Note: CHP installed in DHC schemes has been added to the total accumulated commercial installed capacity.

รูปที่ 17 กำลังการติดตั้งสะสมของระบบ CHP และจำนวนโรง CHP ของประเทศญี่ปุ่นในช่วงปี ค.ศ. 1990 ถึง ค.ศ. 2011 [36]

สำหรับการใช้งานระบบ CHP ในภาคอุตสาหกรรมมีสัดส่วนถึง 79% ของปริมาณการติดตั้ง CHP ทั้งหมดของประเทศ (ปี ค.ศ. 2012) โดยรูปที่ 18 แสดงถึงกำลังการติดตั้งระบบ CHP และกำลังการผลิตต่อโรงของภาคอุตสาหกรรม ซึ่งภาคอุตสาหกรรมเคมีและปิโตรเคมีมีกำลังการติดตั้งระบบ CHP สูงที่สุดในภาคอุตสาหกรรม สำหรับกำลังการผลิตต่อโรงของอุตสาหกรรมด้านพลังงานมีปริมาณสูงที่สุด

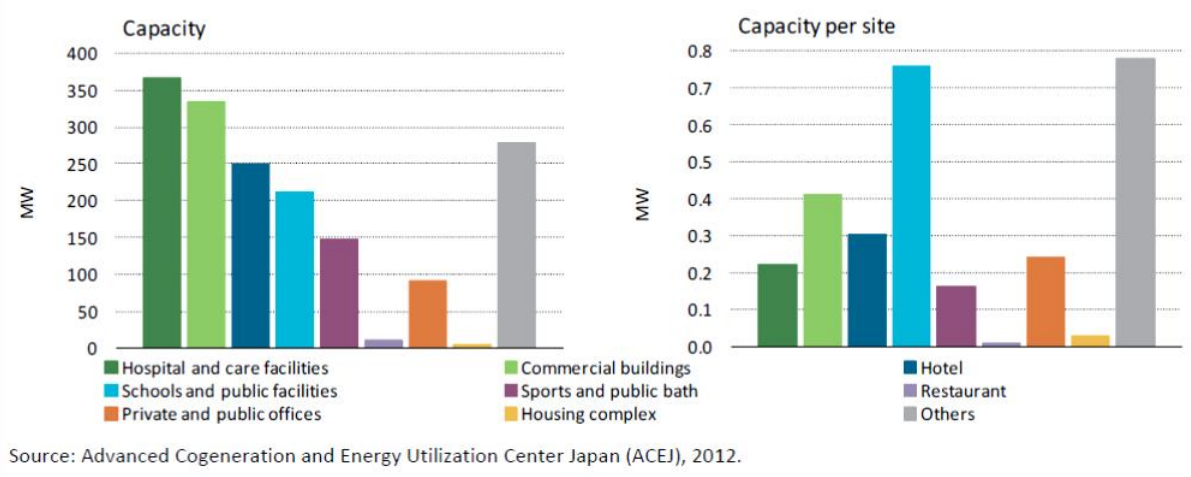


Source: Advanced Cogeneration and Energy Utilization Center Japan (ACEJ), 2012.

รูปที่ 18 สถานการณ์การติดตั้งระบบ CHP ในภาคอุตสาหกรรม ปี ค.ศ. 2012 [37]

ด้านการใช้งานระบบ CHP ในภาคธุรกิจและที่พักอาศัย พบว่ามีจำนวนโรง CHP (CHP Site) มากกว่าภาคอุตสาหกรรม ซึ่งโรงพยาบาลและเฮลท์แคร์มีการใช้งาน CHP มากที่สุดในภาคธุรกิจ (367 MW) ดังรูปที่ 19 ประกอบกับเหตุการณ์แผ่นดินไหวเมื่อเดือนมีนาคม 2011 ส่งผลให้ภาคธุรกิจและประชาชนผู้บริโภคไฟฟ้าต้องหาแหล่งพลังงานสำรองอื่นๆ เพื่อรับมือในอนาคต ดังนั้น CHP ถือเป็นยุทธศาสตร์สำคัญในการช่วยแก้ไขปัญหาดังกล่าว

[36] The IEA CHP and DHC Collaborative, CHP/DHC Country Scorecard: Japan, 2013, p.8
[37] The IEA CHP and DHC Collaborative, CHP/DHC Country Scorecard: Japan, 2013, p.9



รูปที่ 19 สถานการณ์การติดตั้งระบบ CHP ในภาคธุรกิจ (1,696 MW_e ในปี ค.ศ. 2012) [38]

สำหรับ Micro CHP ในประเทศญี่ปุ่นได้มีการพัฒนาและมีการใช้งานเทคโนโลยีดังกล่าวในระดับครัวเรือน ซึ่ง Micro CHP ถูกออกแบบมาให้ใช้งานกับต่อ 1 บ้านพักอาศัยและมีขนาดเล็กกว่า 5 kW_e โดยเป็น CHP ประเภท Gas Engines CHP และ Fuel Cell CHP สำหรับตารางที่ 19 ได้ระบุถึงปริมาณหน่วยติดตั้งของ Micro CHP ตามบ้านพักอาศัยที่มีจำนวนมากกว่า 170,000 หน่วย ซึ่งคิดเป็นกำลังการผลิตทั้งหมด 200 MW_e

ตารางที่ 19 จำนวนหน่วยติดตั้ง Micro CHP ช่วงสิ้นปี ค.ศ. 2012 [38]

CHP Technology type	Quantity (in units)	Average unit purchase price (USD)
1 kW Gas Engine	126,000	8,000 to 10,000
(0.70 – 0.75 kW) Residential polymer electrolyte fuel cell (PEFC)	50,000	20,000 to 25,000
(0.70 – 0.75 kW) Residential solid oxide fuel cell (PEFC)	> 5,000	28,000

Source: Delta – Energy & Enviroment, 2013

[38] The IEA CHP and DHC Collaborative, CHP/DHC Country Scorecard: Japan, 2013, p.9-10

การสนับสนุนระบบ CHP ในประเทศญี่ปุ่น

นโยบายทางด้านพลังงานของประเทศญี่ปุ่นเน้นใน 3 ส่วนหลักๆ ได้แก่ ด้านการจัดหา ประสิทธิภาพ และความยั่งยืน โดยยุทธศาสตร์แผนพลังงานที่แถลงเมื่อมิถุนายน 2010 ได้ระบุถึงมาตรการด้านการจัดหาและความต้องการพลังงานเพื่อให้บรรลุเป้าหมายการจัดหาพลังงานภายในประเทศโดยกำหนดให้มีสัดส่วน 36% ภายในปี ค.ศ. 2030 (เทียบจากเดิม 18% ในปี ค.ศ. 2010) ในการที่จะให้บรรลุเป้าหมายดังกล่าวนั้นรวมถึงการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานตามอาคารและที่อยู่อาศัยตลอดจนภาคธุรกิจ (ซึ่งเป็นภาคส่วนที่สามารถใช้งานระบบ Micro CHP ได้)

หลังการเกิดอุบัติภัยโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ฟุกุชิมะเมื่อเดือนมีนาคม 2011 รัฐบาลญี่ปุ่นได้ออกคำสั่งให้ภาคธุรกิจทั้งหมดยกเว้นธุรกิจขนาดเล็กสุดลดปริมาณการใช้พลังงานลง 15% ในพื้นที่ที่ถูกควบคุมด้านพลังงาน (energy-constrained area) ตลอดจนมีการรณรงค์การประหยัดไฟฟ้าหรือมีชื่อว่า "Setsuden" เพื่อลดการใช้พลังงานในช่วง Peak ในฤดูร้อนและฤดูหนาวอีกด้วย

การสนับสนุนการใช้งานระบบ CHP ในอดีตจะเน้นทางด้านการลงทุนมากกว่าค่าใช้จ่ายในการเดินเครื่อง อาทิเช่น การให้เงินสนับสนุนในการลงทุน การให้เงินอุดหนุนตลอดจนการให้เงินกู้ดอกเบี้ยต่ำสำหรับเทคโนโลยี CHP ถูกใช้เป็นกลไกหลักมากกว่าระบบ Feed-in-Tariff (FiT) แต่ปัจจุบันได้มีการส่งเสริมด้านการผลิตไฟฟ้าโดยใช้กลไล FiT ซึ่งประกาศใช้เมื่อปี ค.ศ. 2012 เพื่อผลักดันให้ใช้พลังงานหมุนเวียนมากขึ้น อีกทั้งยังเป็นตัวกระตุ้นตลาด CHP ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล (Biomass) อีกด้วย โดยอัตรา FiT ของประเทศญี่ปุ่น มีรายละเอียดดังนี้ [39]

1. 0.4 USD/kWh สำหรับ CHP ระบบ Gasification
2. 0.1 USD/kWh สำหรับเชื้อเพลิงไม้รีไซเคิล
3. 0.3 USD/kWh สำหรับเชื้อเพลิงชีวมวลประเภทอื่น

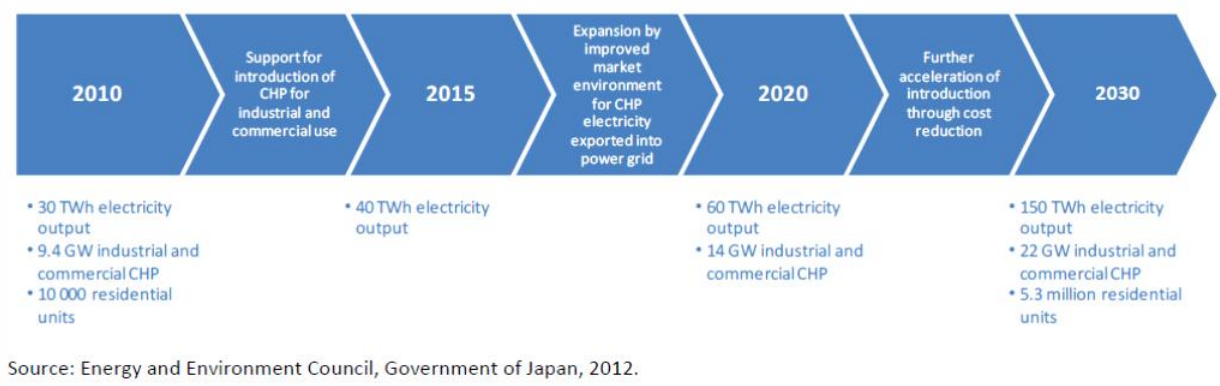
ในช่วงเดือนตุลาคม 2012 ได้มีการแก้ไขกฎหมายพลังงานไฟฟ้าของญี่ปุ่น โดยมีการอนุญาตให้โรง CHP ขนาดใหญ่สามารถขายไฟฟ้าที่ผลิตได้สู่ผู้ใช้งานอื่น (Third party) โดยต้องสามารถส่งกำลังไฟฟ้าได้ เกิน 50% ของกำลังความต้องการของผู้ใช้งาน ซึ่งก่อนหน้านี้โรงไฟฟ้าเหล่านั้นทำการขายไฟฟ้าได้ถ้าสามารถผลิตไฟฟ้าให้เพียงพอต่อความต้องการใช้งานทั้งหมดของผู้ใช้งาน สำหรับการสนับสนุน CHP ในรูปแบบอื่นๆ มีรายละเอียดดังนี้ [39]

- โครงการพัฒนาระบบ Distributed Power System
- การกระตุ้นการลงทุนเกี่ยวกับการอนุรักษ์พลังงาน โดยการให้การสนับสนุนด้านภาษี
- การค้นคว้าและพัฒนาประสิทธิภาพของระบบเทคโนโลยี CHP ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติ และ Fuel cell
- กระบวนการแบบพิเศษในการดำเนินการเชื่อมต่อเข้าสู่ Grid สำหรับระบบ CHP
- เงินกู้ดอกเบี้ยต่ำสำหรับระบบ District energy เพื่อลดต้นทุนและส่งเสริมระบบ DHC
- ปฏิรูปภาคการผลิตไฟฟ้าให้มีประสิทธิภาพ

[39] The IEA CHP and DHC Collaborative, CHP/DHC Country Scorecard: Japan, 2013, p.14-15

แผนกลยุทธ์ (CHP Roadmap) และการกำจัดอุปสรรคต่างๆ ของประเทศญี่ปุ่น

สภาพลังงานและสิ่งแวดล้อม (The Energy and Environment Council) ได้กำหนด CHP Roadmap สำหรับปี ค.ศ. 2030 ซึ่งมีวัตถุประสงค์ที่จะเพิ่มการติดตั้งระบบ CHP เป็น 22 GW ภายในปี 2030 และเพิ่มปริมาณการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ CHP ขึ้นเป็น 5 เท่า โดยรายละเอียด Roadmap แสดงดังรูปที่ 20



รูปที่ 20 CHP Roadmap สำหรับปี ค.ศ. 2010-2030 [40]

ข้อแนะนำเพิ่มเติมด้านนโยบายส่งเสริมการใช้งานระบบ CHP ในประเทศญี่ปุ่น

"The IEA CHP and DHC Collaborative (CHP/DHC Country Scorecard)" ได้จัดตั้งขึ้นเมื่อปี ค.ศ. 2007 โดยมีวัตถุประสงค์ที่จะเร่งผลักดันให้เกิดการใช้งานเทคโนโลยี CHP/DHC ที่มีประสิทธิภาพ สะท้อนถึงต้นทุนที่แท้จริงตลอดจนเป็นเทคโนโลยีที่สะอาดช่วยลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ CO_2 และช่วยเพิ่มประสิทธิภาพระบบการใช้พลังงานทั้งหมดด้วยการนำความร้อนเหลือทิ้งมาใช้ให้เป็นประโยชน์ และใช้แหล่งพลังงานหมุนเวียนที่มีปริมาณคาร์บอนต่ำ นอกเหนือจากกฎหมายและนโยบายในการสนับสนุนการใช้ CHP ดังที่กล่าวข้างต้น ทาง IEA ได้มีข้อแนะนำเพิ่มเติมเกี่ยวกับนโยบายดังกล่าวเพื่อสามารถผลักดันการใช้งานระบบ CHP ที่มีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น โดยตัวอย่างข้อเสนอแนะจาก IEA มีรายละเอียดดังนี้ [41]

- เพิ่มราคาส่งออกไฟฟ้าที่ผลิตจากระบบ CHP ให้สูงขึ้น
- ระบบ CHP ยังคงสามารถเติบโตต่อไป แม้ว่ามีการปฏิรูปด้านไฟฟ้าและก๊าซ
- การประเมิน FiT สำหรับระบบ CHP ที่มีประสิทธิภาพสูง ให้คล้ายคลึงกับ FiT ของประเทศเยอรมัน
- สนับสนุนการศึกษาพัฒนาระบบ fuel cell และ Micro CHP เพื่อลดต้นทุนการผลิต
- เร่งพัฒนาระบบ "SMART" CHP

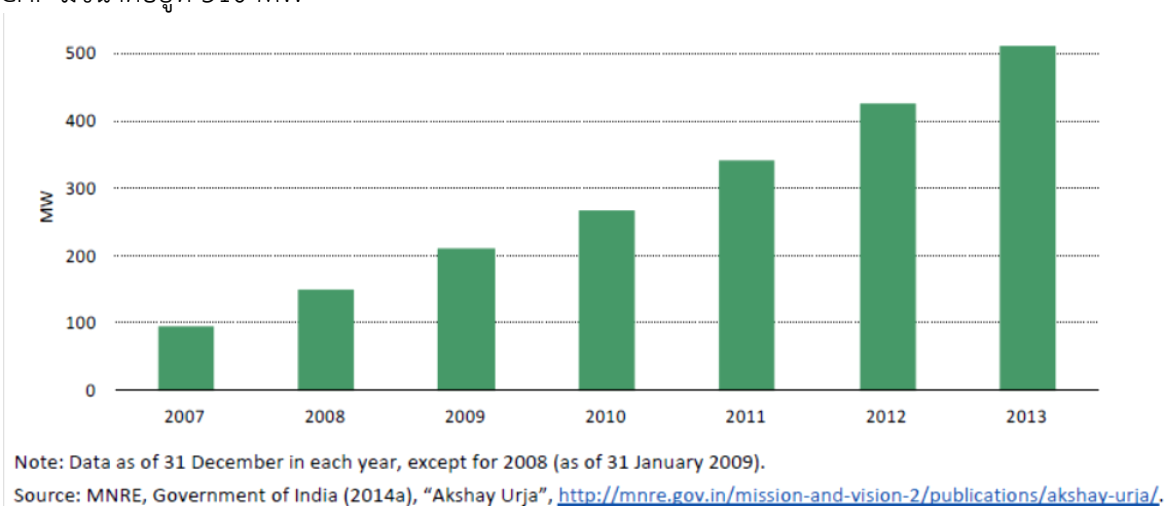
[40] The IEA CHP and DHC Collaborative, CHP/DHC Country Scorecard: Japan, 2013, p.15
[41] The IEA CHP and DHC Collaborative, CHP/DHC Country Scorecard: Japan, 2013, p.22

ประเทศนอกกลุ่มสมาชิกองค์การเพื่อความร่วมมือทางเศรษฐกิจและการพัฒนา (Non-Organization for Economic Co-operation and Development; Non-OECD)

ประเทศอินเดีย

การใช้ CHP ในประเทศอินเดียส่วนใหญ่อยู่ในอุตสาหกรรมน้ำตาลเป็นหลัก ซึ่งในช่วงปี ค.ศ. 2010-2011 ประเทศอินเดียเป็นผู้ผลิตน้ำตาลรายใหญ่อันดับ 2 ของโลก สามารถผลิตชานอ้อยเปียกได้ประมาณ 80 Mt และนำไปใช้ผลิตความร้อนและไฟฟ้า ซึ่งในเดือนมีนาคม 2013 โรงน้ำตาล 213 โรงมีการติดตั้งระบบ CHP ที่ใช้ชานอ้อยประมาณ 2.3 GW ซึ่งสามารถผลิตไฟฟ้าได้ 4 GWh ต่อ Capacity 1 MW อย่างไรก็ตาม อุตสาหกรรมน้ำตาลยังคงมีสัดส่วนน้อยในการใช้พลังงานสำหรับภาคอุตสาหกรรมของอินเดีย

นอกเหนือจากอุตสาหกรรมน้ำตาล ระบบ CHP ยังถูกใช้งานกับภาคอุตสาหกรรมอื่นๆ อาทิเช่น อุตสาหกรรมเคมีและสิ่งทอ เป็นต้น [42] สำหรับรูปที่ 21 แสดงถึงกำลังการผลิตสะสมของระบบ CHP ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวลที่ไม่ใช่ชานอ้อย (non-bagasse) ของประเทศอินเดีย ซึ่งในปี 2013 กำลังการผลิตด้วยระบบ CHP มีขนาดอยู่ที่ 510 MW



รูปที่ 21 กำลังการผลิตสะสมของระบบ CHP ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล (non-bagasse) ปี 2007-2013 [43]

สำหรับการใช้งานระบบ CHP ขนาดเล็ก (Small-scale CHP) ในการทำความเย็นในประเทศอินเดียมีจำนวนเพิ่มมากขึ้นในอาคารธุรกิจ โดยมีวัตถุประสงค์ที่จะเพิ่มประสิทธิภาพพลังงานตลอดจนลดต้นทุนในการทำ

[42] The IEA CHP and DHC Collaborative, CHP/DHC Country Scorecard: India, 2014, p.9
[43] The IEA CHP and DHC Collaborative, CHP/DHC Country Scorecard: India, 2014, p.10

ความเย็นอีกด้วย ซึ่งในปี ค.ศ. 2010 ได้มีการประมาณการศักยภาพของระบบ CHP ขนาดเล็กที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้น 6 GW ซึ่งใช้งานตามอาคารต่างๆ

นโยบายส่งเสริมระบบ CHP และ DC ในประเทศอินเดีย

ด้านนโยบายและการสนับสนุนระบบ CHP และ DC ในประเทศอินเดียตั้งแต่อดีตจนปัจจุบันสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 20 ซึ่งการส่งเสริมระบบ CHP มีหลายระดับทั้งระดับประเทศและระดับท้องถิ่น

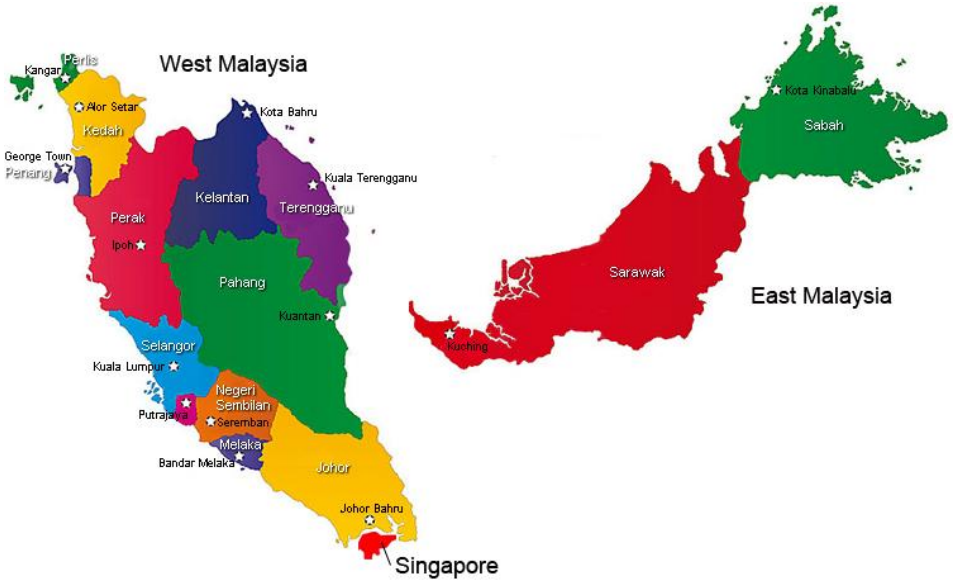
ตารางที่ 20 สรุปนโยบายส่งเสริม CHP ในประเทศอินเดีย [44]

ปี ค.ศ.	นโยบาย
2005	Programme of Biomass Energy and Cogeneration (non-bagasse) in Industry ● จัดเตรียมเงินชดเชย 5-25% ของต้นทุนโครงการที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวลและพลังงานเหลือทิ้ง ● ส่งเสริมให้ใช้ระบบพลังงานชีวมวลในภาคอุตสาหกรรม ● ส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าแบบ Decentralised เพื่อรองรับการใช้งานอย่างต่ำ 50% ของกำลังการผลิตในโรงงานนั้นๆ ● ส่งเสริมเทคโนโลยี CHP ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวภาพขนาดกลางถึงขนาดใหญ่ในภาคอุตสาหกรรม เช่น ระบบ Biomass Gasifiers และระบบ non-bagasse biomass cogeneration ● ทำการติดตั้งแทนที่ระบบ Cogeneration ที่ใช้เชื้อเพลิงพาณิชย์ และของเสียจากภาคอุตสาหกรรม Biomass Power and Bagasse Cogeneration Programme ● จัดหาผู้ให้ความช่วยเหลือด้านการเงินสำหรับโครงการ Cogeneration ที่ใช้ชานอ้อย รวมถึงการอัพเกรด หม้อไอน้ำ โดยการใช้ BOOT model ได้แก่ the Build, Own, Operate and Transfer ในระบบ ● จัดหาผู้ช่วยทางการเงินส่วนกลางในการให้เงินอุดหนุน ● จัดหาเงินช่วยเหลือสำหรับโครงการที่เชื้อเพลิงชีวมวล ซึ่งรวมถึงการให้ประโยชน์ทางภาษีสำหรับอุปกรณ์
2008	Central Electricity Regulatory Commission (CERC) discussion paper on "Promotion of Cogeneration and Generation of Electricity from Renewable Sources of Energy" ● ให้คำปรึกษาในการจัดเตรียมแหล่งพลังงานหมุนเวียนเป็นพิเศษ เพื่อเตรียมพร้อมสำหรับการส่งผ่านระบบไฟฟ้าระหว่างรัฐ เมื่อมีการเปิดใช้งานอย่างเสรี ● ให้คำปรึกษาในการส่งเสริมระบบ Cogeneration และการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนให้กับ State Electricity Regulatory Commissions (SERCs) โดยใช้มาตรการที่เหมาะสมเพื่อเชื่อมเข้าระบบ Grid National Action Plan on Climate Change (NAPCC) ● มีวัตถุประสงค์เพื่อต่อสู้กับสภาพอากาศที่เปลี่ยนแปลงไป และปรับปรุงประสิทธิภาพพลังงานให้ดีขึ้น โดยให้เงินช่วยเหลือสำหรับโครงการเพิ่มประสิทธิภาพพลังงาน
2011	Perform, Achieve and Trade (PAT) of the Bureau of Energy Efficiency (BEE) ● PAT เป็นเครื่องมือที่ช่วยลดการค่าดัชนีการใช้พลังงานต่อหน่วยผลิต (Specific Energy Consumption: SEC) ในภาคอุตสาหกรรม เพื่อให้บริษัทสามารถซื้อขาย energy saving certificates ได้

[44] The IEA CHP and DHC Collaborative, CHP/DHC Country Scorecard: India, 2014, p.17

ปี ค.ศ.	นโยบาย
2012	**CERC Renewable Energy Tariff Regulation** ● จัดเตรียมแนวทางในการคำนวณ Feed-in-Tariff (FiT) ทั้งหมด สำหรับเทคโนโลยีที่ใช้พลังงานหมุนเวียน รวมถึงระบบ Cogeneration ที่ไม่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล ● ให้คำปรึกษาแก่ SERCs สำหรับเครื่องมือในการคำนวณ Tariff โดยเฉพาะตัวแปรด้านเทคนิคและด้านการเงิน
2013	**Sugar Industry, Cogeneration and Distillery Promotion Policy, 2013 (Uttar Pradesh State)** ● ส่งเสริมระบบ Cogeneration ในโรงงานน้ำตาลและโรงกลั่นสุรา โดยการยกเว้นภาษีเป็นระยะเวลาเกิน 5 ปี ● จัดเตรียมการชำระเงินคืน 5% ของเงินกู้สำหรับก่อสร้างโรง ● จัดเตรียมการยกเว้นอากรแสตมป์และค่าธรรมเนียมลงทะเบียนที่ดิน สำหรับการจัดซื้อที่ดินเพื่อใช้สร้างโรง Cogeneration ● จัดเตรียมการยกเว้นการเก็บค่าธรรมเนียมในการจัดการกากน้ำตาลสำหรับโรง Cogeneration ใหม่หรือโรงน้ำตาลที่ติดตั้งอยู่แล้ว **State-level Incentives from State Electricity Regulatory Commission (SERCs)** ● SERCs ในบางรัฐจัดเตรียม Feed-in-Tariffs แบบคงที่สำหรับระบบ CHP ที่ใช้ชีวมวล ● บางรัฐกำหนดข้อจำกัดในการซื้อพลังงานหมุนเวียน (Renewable Purchase Obligation: RPO) ซึ่งมีคำสั่งบังคับให้ซื้อไฟฟ้าของรัฐเทียบเป็นเปอร์เซ็นต์ตามแต่ละรัฐกำหนดไว้จากแหล่งพลังงานหมุนเวียน (รวมถึงระบบ CHP ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล)

ประเทศมาเลเซีย



นโยบายพลังงานของประเทศมาเลเซียเน้นไปที่การสนับสนุนทางด้านการเงินสำหรับผลักดันให้ใช้พลังงานหมุนเวียน และการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ ซึ่งมีองค์ประกอบโดยสรุปได้ดังตารางที่ 21

ตารางที่ 21 สรุปองค์ประกอบหลักสำหรับนโยบายการเพิ่มประสิทธิภาพพลังงานของประเทศมาเลเซีย [45]

มาตรการที่มีประสิทธิภาพฝั่ง Demand Side	มาตรการที่มีประสิทธิภาพฝั่ง Supply Side
ประเภทมาตรการ: ● ลดปริมาณการใช้พลังงานที่ไม่จำเป็น เช่น ปิดเครื่องปรับอากาศเมื่อไม่มีการใช้งาน ● มีการติดตั้งฉนวนกันความร้อน ● ใช้เครื่องใช้ไฟฟ้าที่มีประสิทธิภาพ	ประเภทมาตรการ: ● ผลิตไฟฟ้าและความร้อนด้วยระบบ Cogeneration ● เพิ่มประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้า ● ลด loss สำหรับสายส่ง
ประเภทนโยบาย: ● ตระหนักถึงปริมาณการใช้พลังงานที่มากขึ้น ● มีการติดฉลากปริมาณการใช้พลังงาน ● มีการกำหนดมาตรฐานปริมาณการใช้พลังงาน ● มีการให้การสนับสนุนรวมไปถึงเรื่องภาษี	ประเภทนโยบาย: ● มีการกำหนดมาตรฐานของศักยภาพในการเพิ่มประสิทธิภาพพลังงาน ● Best Available Technology (BAT) ● การให้การสนับสนุนรวมไปถึงเรื่องภาษี

สำหรับกรอบนโยบายพลังงานของประเทศมาเลเซีย ซึ่งรัฐบาลให้การสนับสนุนระบบการใช้พลังงานที่มีประสิทธิภาพโดยเน้นการใช้แหล่งพลังงานหมุนเวียน ตลอดจนเพิ่มความสมดุลระหว่างระบบ Cogeneration และระบบ Grid ทั้งนี้การสนับสนุนระบบ Cogeneration ในประเทศมาเลเซียต้องไม่ส่งผลกระทบต่อระบบไฟฟ้าที่มีอยู่เดิม

[45] Overview of Policy Instruments for the Promotion of Renewable Energy and Energy Efficiency in Malaysia, Background Report, p.28

ระบบ Cogeneration ในประเทศมาเลเซียมีการใช้งานมาเป็นเวลานาน โดยเฉพาะในภาคอุตสาหกรรมที่ต้องใช้พลังงานความร้อนอาทิเช่น อุตสาหกรรมกระดาษ, อุตสาหกรรมเคมี ตลอดจนอุตสาหกรรมอาหาร ซึ่งระบบ CHP ขนาดเล็กถึงขนาดกลางที่ได้รับอนุญาตในประเทศมาเลเซียมีกำลังการติดตั้งประมาณ 900 MW

ด้านโปรแกรมสนับสนุนระบบ CHP ในประเทศมาเลเซีย [46]

การสนับสนุนระบบ CHP ในประเทศมาเลเซียเป็นรูปแบบการสนับสนุนทางอ้อมโดยใช้มาตรการเพิ่มประสิทธิภาพพลังงานและการใช้เชื้อเพลิงชีวภาพ ซึ่งเกี่ยวโยงกับแผนพลังงานที่มีชื่อว่า "The Eight Malaysian Plan 2001-2005" โดยมียุทธศาสตร์หลักในการพัฒนาระบบพลังงานหมุนเวียนซึ่งมีการระบุถึงการส่งเสริมระบบ Cogeneration ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวลในการผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้เองภายใน Plant เป็นหลัก

สำหรับการสนับสนุนทางด้านการเงินหลักๆ สำหรับการใช้งานระบบพลังงานหมุนเวียน ได้แก่ การยกเว้นภาษี, การให้เงินกู้ดอกเบี้ยต่ำในระยะยาว ตลอดจนการลดเงินช่วยเหลือสำหรับพลังงานพาณิชย์ เป็นต้น

[46] Overview of Policy Instruments for the Promotion of Renewable Energy and Energy Efficiency in Malaysia, Background Report, p.21

กิจกรรมที่ 2: รูปแบบการส่งเสริมและสนับสนุนการใช้งานระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมาก (VSPP-CHP) ในประเทศไทย

นโยบายพลังงานของประเทศไทยมีเป้าหมายให้ลดปริมาณการใช้พลังงาน ตลอดจนสนับสนุนให้เกิดการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ เนื่องจากประเทศไทยต้องพึ่งพาการนำเข้าพลังงานจากต่างประเทศเป็นหลัก โดยในปี พ.ศ. 2554 พบว่าความต้องการพลังงานเชิงพาณิชย์กว่าร้อยละ 60 มาจากการนำเข้า โดยมีสัดส่วนการนำเข้าน้ำมันสูงถึงร้อยละ 80 ของปริมาณการใช้น้ำมันทั้งหมดภายในประเทศ

ความต้องการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น (Primary Commercial Energy Consumption) ช่วง 9 เดือนแรกของปี 2557 อยู่ที่ระดับ 2,026 เทียบเท่าพันบาร์เรลน้ำมันดิบต่อวัน เพิ่มขึ้นจากช่วงเดียวกันของปีก่อนร้อยละ 0.7 โดยการใช้น้ำมัน ซึ่งมีสัดส่วนร้อยละ 36 มีการใช้เพิ่มขึ้นร้อยละ 0.3 การใช้ถ่านหินนำเข้าเพิ่มขึ้นร้อยละ 8.6 และการใช้ไฟฟ้าพลังน้ำไฟฟ้านำเข้า เพิ่มขึ้นร้อยละ 1.2 ขณะที่การใช้ก๊าซธรรมชาติซึ่งคิดเป็นสัดส่วนการใช้สูงสุดร้อยละ 45 ของการใช้พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้นทั้งหมดมีการใช้ลดลงร้อยละ 0.6 ตามการจัดหาก๊าซธรรมชาติที่ลดลงเนื่องจากการหยุดจ่ายก๊าซของประเทศพม่าในเดือนมกราคม และมีนาคม ประกอบกับการปิดซ่อมท่อก๊าซธรรมชาติแหล่งบงกชในอ่าวไทย ช่วงเดือนเมษายน และปิดซ่อมท่อก๊าซ ธรรมชาติพื้นที่พัฒนาร่วมไทย-มาเลเซีย (เจดีเอ) บริเวณแหล่ง A18 ช่วงเดือนมิถุนายน – กรกฎาคม เช่นเดียวกับการใช้ลิกไนต์ที่ลดลงร้อยละ 1.6

การนำเข้า (สุทธิ) พลังงานเชิงพาณิชย์ขั้นต้น (Primary Commercial Energy Import (Net)) อยู่ที่ระดับ 1,190 เทียบเท่าพันบาร์เรลน้ำมันดิบต่อวัน เพิ่มขึ้นร้อยละ 5.3 โดยเป็นการเพิ่มขึ้นของการนำเข้า ถ่านหินและไฟฟ้า ซึ่งมีการนำเข้าสุทธิเพิ่มขึ้นร้อยละ 24.9 และร้อยละ 1.7 ตามล้าดับ ขณะที่การนำเข้าน้ำมันดิบ และการนำเข้าก๊าซธรรมชาติและก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) มีการนำเข้าสุทธิลดลงร้อยละ 5.4 และ ร้อยละ 1.2 ตามลำดับ โดยระหว่างวันที่ 31 ธันวาคม 2556 – 14 มกราคม 2557 แหล่งก๊าซเยตากุนหยุดซ่อมบำรุง และวันที่ 1-2 มีนาคม 2557 แหล่งยาดานาหยุดซ่อมบำรุง ส่งผลให้การน้าเข้าก๊าซธรรมชาติจากประเทศพม่าลดลง ด้านการส่งออกน้ำมันสำเร็จรูปสุทธิลดลงร้อยละ 43.0 ทั้งนี้ ประเทศไทยมีอัตราการพึ่งพาพลังงานจากต่างประเทศต่อความต้องการใช้ในช่วง 9 เดือนแรกของปี 2557 ที่ระดับร้อยละ 59 ซึ่งเพิ่มขึ้นจากช่วงเดียวกันของปีก่อนซึ่งอยู่ที่ระดับร้อยละ 56

ดังนั้นการหาแหล่งพลังงานทดแทนประกอบกับการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานปฐมภูมิเป็นปัจจัยสำคัญเพื่อบรรลุเป้าหมายเกี่ยวกับพลังงาน กระทรวงพลังงานได้พยากรณ์ความต้องการพลังงานในอนาคตของประเทศ ซึ่งในปี พ.ศ. 2564 ได้มีการคาดหมายความต้องการพลังงานทั้งหมดอยู่ที่ 99,838 ktoe จากปัจจุบัน (พ.ศ. 2555) 71,728 ktoe เพื่อกำหนดสัดส่วนการใช้พลังงานทดแทนเพิ่มขึ้นจาก 7,413 ktoe ในปี พ.ศ. 2555 เป็น 25,000 ktoe ในปี พ.ศ. 2564 ซึ่งคิดเป็น 25% ใน 10 ปี ของการใช้พลังงานรวมทั้งหมด [47]

[47] แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% ใน 10 ปี พ.ศ. 2555-2564 (AEDP 2012-2021)

เพื่อเป็นการส่งเสริมการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ ตลอดจนให้ผู้ใช้ไฟฟ้าได้รับบริการและคุณภาพไฟฟ้าที่ดีขึ้น รัฐบาลจึงได้มีการกำหนดนโยบายส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration หรือ Combined Heat and Power (CHP) ผ่านโครงการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (Small Power Producer; SPP) โดยให้เอกชนเข้ามามีบทบาทในการผลิตไฟฟ้าตั้งแต่ปี พ.ศ. 2535 เป็นต้นมา โดยขยายปริมาณรับซื้ออย่างต่อเนื่อง จนกระทั่งเกิดวิกฤตเศรษฐกิจปี พ.ศ. 2540 ทำให้ความต้องการใช้ไฟฟ้าลดลงจึงต้องยุติการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP ระบบ Cogeneration เชื้อเพลิงพาณิชย์ประเภทสัญญา Firm

อย่างไรก็ดี รัฐบาลมีการส่งเสริมการรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้ารายเล็ก (SPP) ระบบ Cogeneration เชื้อเพลิงพาณิชย์ประเภทสัญญา Firm อีกครั้งเมื่อปี พ.ศ. 2549 ควบคู่กับส่งเสริมการรับซื้อไฟฟ้ารับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP สำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานเชิงพาณิชย์ด้วยระบบ Cogeneration สำหรับปริมาณพลังไฟฟ้าเสนอขายเข้าระบบไม่เกิน 10 MW

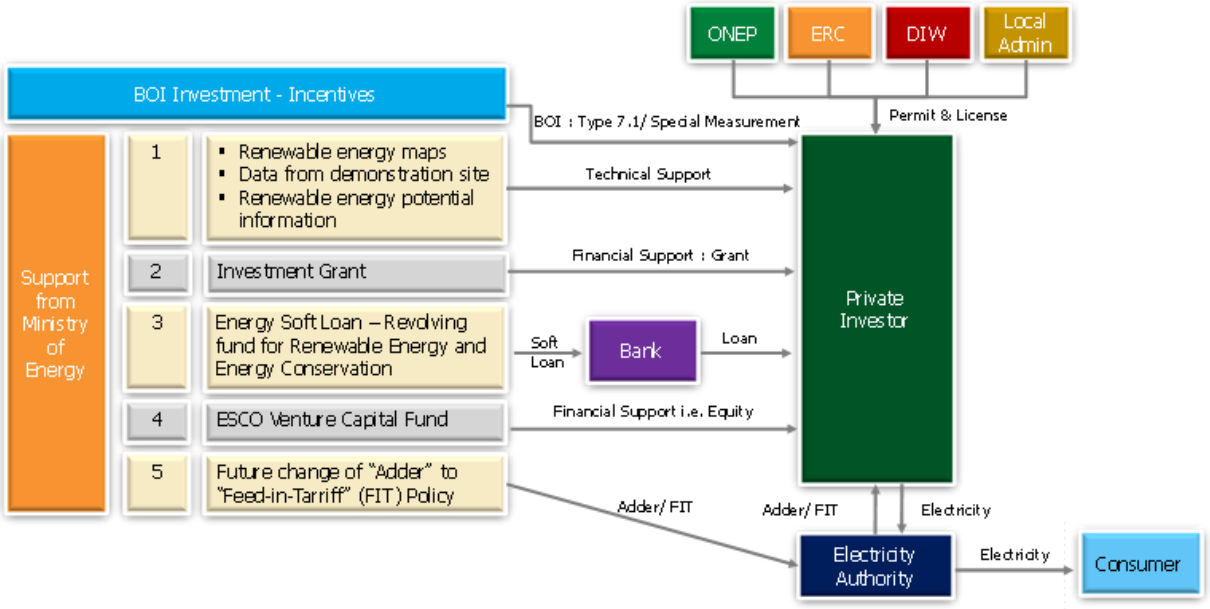
ด้านมาตรการสนับสนุนที่ประเทศไทยมีใช้ในปัจจุบัน ตลอดจนรูปแบบการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานความร้อนร่วมในประเทศไทยแบ่งออกเป็นทางตรง และทางอ้อม ดังรายละเอียดดังนี้

รูปแบบการส่งเสริมทางตรง

1. สิทธิประโยชน์ทางภาษีและที่ไม่เกี่ยวกับภาษี ตามเงื่อนไขที่กำหนดโดยคณะกรรมการการส่งเสริมการลงทุน (Board of Investment; BOI)
2. การให้การสนับสนุนจากกระทรวงพลังงาน ในลักษณะต่างๆ ดังนี้
    1) ความช่วยเหลือทางเทคนิคต่างๆ เช่น การจัดทำแผนที่ศักยภาพพลังงานหมุนเวียน และการประเมินศักยภาพชีวมวล เป็นต้น
    2) การให้เงินสนับสนุนการพัฒนาโครงการในรูปแบบของเงินช่วยเหลือการพัฒนาโครงการ (Investment Grant)
    3) การให้เงินสนับสนุนการพัฒนาโครงการในรูปแบบของโครงการเงินกู้ดอกเบี้ยต่ำ เช่น โครงการเงินหมุนเวียนเพื่อการอนุรักษ์พลังงาน ซึ่งเป็นโครงการระหว่างรัฐบาล โดยกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงานกับธนาคารพาณิชย์ที่เข้าร่วมโครงการ
    4) โครงการส่งเสริมการลงทุนด้านอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน (ESCO Fund) ซึ่งให้การสนับสนุนโครงการในลักษณะต่างๆ หลายประการ
3. รูปแบบการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้า ซึ่งเกี่ยวข้องกับ เงื่อนไขการรับซื้อไฟฟ้า โครงสร้างสัญญา อัตรารับซื้อ เป็นต้น
4. การกำหนดอัตราค่าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติในอัตรา NG Cogeneration Rate

รูปแบบการส่งเสริมทางอ้อม

1. การกำหนดค่าความต้องการพลังงานไฟฟ้าสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้า (Demand Charge)
2. การปรับปรุงแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย
3. การปรับปรุงกระบวนการออกใบอนุญาต และการควบคุมการดำเนินงานของโรงไฟฟ้า

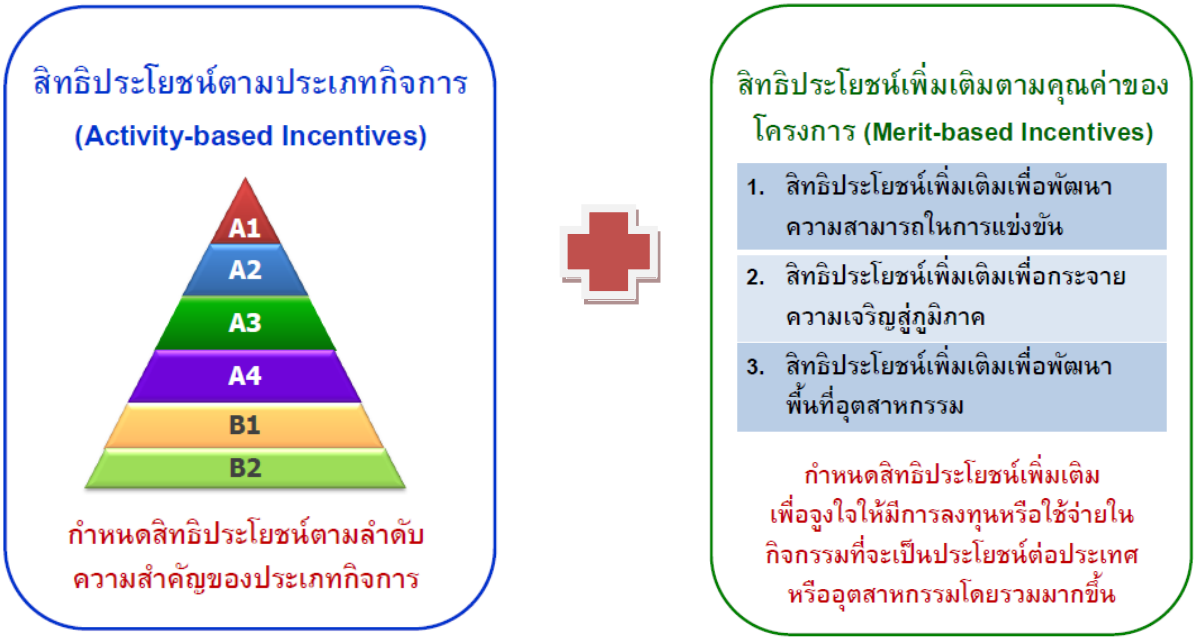


รูปที่ 22 การส่งเสริม VSPP รูปแบบต่างๆ ในประเทศไทย

รูปแบบการส่งเสริมทางตรง

1. **<u>สิทธิประโยชน์ทางภาษีและที่ไม่เกี่ยวกับภาษี ตามเงื่อนไขที่กำหนดโดยคณะกรรมการการส่งเสริมการลงทุน (Board of Investment; BOI)</u>** [48]

ด้านนโยบายและหลักเกณฑ์การส่งเสริมการลงทุน ตามประกาศคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุนที่ 2/2557 ซึ่งเห็นสมควรให้ปรับปรุงนโยบายและหลักเกณฑ์การส่งเสริมการลงทุนให้มีความเหมาะสมกับสถานการณ์ในปัจจุบันและแนวโน้มในอนาคต ซึ่งได้กำหนดหลักการให้สิทธิและประโยชน์เป็น 2 ประเภท ได้แก่ ด้านสิทธิและประโยชน์ตามประเภทกิจการ (Activity-based Incentives) และ สิทธิและประโยชน์เพิ่มเติมตามคุณค่าของโครงการ (Merit-based Incentives) โดยแสดงดังรูปที่ 23



รูปที่ 23 หลักการให้สิทธิประโยชน์ BOI ตามยุทธศาสตร์ใหม่

[48] ประกาศคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุนที่ 2/2557

สำหรับรายละเอียดของการให้สิทธิประโยชน์ตามประเภทกิจการ (Activity-based Incentives) ซึ่งแสดงดังรูปที่ 24 ทางคณะกรรมการกำหนดสิทธิและประโยชน์ตามลำดับความสำคัญของประเภทกิจการ 2 กลุ่ม ได้แก่ กลุ่ม A และ กลุ่ม B รายละเอียด ดังนี้

- <u>กลุ่ม A</u> ได้แก่ กลุ่มกิจการที่จะได้รับสิทธิและประโยชน์ด้านภาษีเงินได้นิติบุคคล เครื่องจักร วัตถุดิบ และสิทธิและประโยชน์ที่มิใช่ภาษีอากรโดยแบ่งออก เป็น 4 กลุ่ม ดังนี้

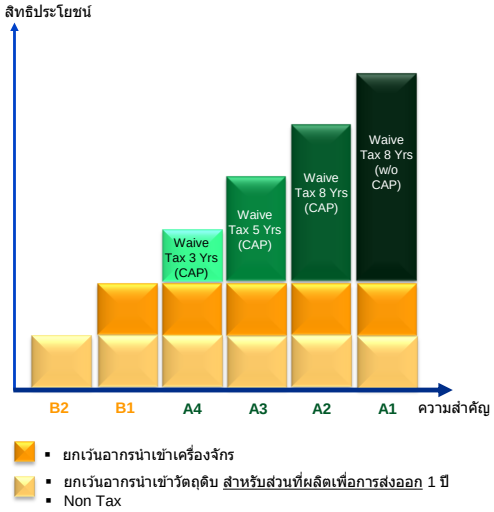
  A 1 กิจการโครงสร้างอุตสาหกรรมฐานความรู้ เน้นการออกแบบ ทำ R&D เพื่อเพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขันของประเทศ

  A 2 กิจการโครงสร้างพื้นฐานเพื่อพัฒนาประเทศ กิจการที่ใช้เทคโนโลยีขั้นสูงเพื่อสร้างมูลค่าเพิ่ม แต่มีการลงทุนในประเทศน้อยหรือยังไม่มีการลงทุน

  A 3 กิจการที่ใช้เทคโนโลยีขั้นสูงซึ่งมีความสำคัญต่อการพัฒนาประเทศโดยมีฐานการผลิตอยู่บ้างเล็กน้อย

  A 4 กิจการที่มีระดับเทคโนโลยี ไม่เท่ากลุ่ม A1-A3 แต่ช่วย สร้างมูลค่าเพิ่มแก่วัตถุดิบในประเทศ และเสริม Supply Chain

- <u>กลุ่ม B</u> ได้แก่ กลุ่มกิจการที่จะได้รับสิทธิและประโยชน์เฉพาะด้านเครื่องจักร วัตถุดิบ และสิทธิและประโยชน์ที่มิใช่ภาษีอากร แบ่งออกเป็น 2 กลุ่ม คือ B1/B2: ซึ่งเป็นอุตสาหกรรมสนับสนุนที่ใช้เทคโนโลยีไม่สูง แต่ยังสำคัญต่อ Value chain



สิทธิประโยชน์	B2	B1	A4	A3	A2	A1
สิทธิประโยชน์ทางภาษี	-	-	3 ปี (CAP)	5 ปี (CAP)	8 ปี (CAP)	8 ปี (w/o CAP)
ยกเว้นอากรขาเข้าเครื่องจักร	-	✓	✓	✓	✓	✓
ยกเว้นอากรขาเข้าวัตถุดิบนำเข้า (เพื่อการส่งออก)	1 ปี	1 ปี	1 ปี	1 ปี	1 ปี	1 ปี
Non Tax Benefit	✓	✓	✓	✓	✓	✓

รูปที่ 24 สิทธิประโยชน์ตามประเภทกิจการ (Activity-based Incentives)

ด้านสิทธิและประโยชน์เพิ่มเติมตามคุณค่าของโครงการ Merit-based Incentive แบ่งออกเป็นหัวข้อหลัก 3 หัวข้อ ดังต่อไปนี้

1. **Merit เพื่อพัฒนาความสามารถในการแข่งขัน**

   จำนวนภาษีเงินได้จะได้รับยกเว้นเพิ่มเติม ให้คำนวณจากเงินลงทุนหรือค่าใช้จ่ายตามสัดส่วนที่กำหนด (%) และให้สิทธิประโยชน์เพิ่มเติมตามสัดส่วนเงินลงทุนหรือค่าใช้จ่าย ดังตารางที่ 22 และ 23

ตารางที่ 22 Merit เพื่อพัฒนาความสามารถในการแข่งขัน - คำนวณจากเงินลงทุนหรือค่าใช้จ่ายตามสัดส่วนที่กำหนด

ประเภทเงินลงทุน/ค่าใช้จ่าย	วงเงินเพิ่มเติม
1. R&D ทั้งทำเองว่าจ้างผู้อื่นในประเทศ หรือร่วมวิจัยกับองค์กรในต่างประเทศ	200%
2. การสนับสนุนกองทุนพัฒนาเทคโนโลยีและบุคลากร สถาบันการศึกษา ศูนย์ฝึกอบรมเฉพาะทาง สถาบันวิจัย หน่วยงานรัฐ ด้านวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยี ตามที่คณะกรรมการเห็นชอบ	100%
3. ค่าธรรมเนียมการใช้สิทธิเทคโนโลยีที่พัฒนาจากแหล่งในประเทศ	100%
4. การฝึกอบรมด้านเทคโนโลยีขั้นสูง	100%
5. การพัฒนา Local Supplier ที่มีหุ้นไทยไม่น้อยกว่า 51% ในการฝึกอบรมด้านเทคโนโลยีขั้นสูง และการให้ความช่วยเหลือทางเทคนิค	100%
6. การออกแบบผลิตภัณฑ์และบรรจุภัณฑ์ ทั้งทำเองหรือว่าจ้างผู้อื่นในประเทศ ตามที่คณะกรรมการเห็นชอบ	100%

ตารางที่ 23 Merit เพื่อพัฒนาความสามารถในการแข่งขัน - คำนวณจากสัดส่วนเงินลงทุนหรือค่าใช้จ่าย

เงินลงทุน/ค่าใช้จ่ายต่อยอดขายรวม ใน 3 ปีแรก	ระยะเวลายกเว้นภาษีเงินได้นิติบุคคลเพิ่มเติม (พร้อมวงเงินเพิ่มเติม)
1% หรือ ≥ 200 ลบ.	1 ปี
2% หรือ ≥ 400 ลบ.	2 ปี
3% หรือ ≥ 600 ลบ.	3 ปี

2. **Merit เพื่อกระจายความเจริญสู่ภูมิภาค**

   - ตั้งสถานประกอบการในพื้นที่มีรายได้ต่อหัวต่ำ 20 จังหวัด ยกเว้นภาษีเงินได้นิติบุคคลเพิ่ม 3 ปี กิจการในกลุ่ม A1, A2 ซึ่งได้รับยกเว้นภาษีเงินได้ 8 ปีแล้ว จะให้ได้รับการลดหย่อนภาษีเงินได้ 50% เพิ่มอีก 5 ปี

     <u>หมายเหตุ</u>

     กาฬสินธุ์ ชัยภูมิ นครพนม น่าน บึงกาฬ บุรีรัมย์ แพร่ มหาสารคาม มุกดาหาร แม่ฮ่องสอน ยโสธร ร้อยเอ็ด ศรีสะเกษ สกลนคร สระแก้ว สุโขทัย สุรินทร์ หนองบัวลำภู อุบลราชธานี และอำนาจเจริญ (ไม่รวมพื้นที่ชายแดนภาคใต้และเขตพัฒนาเศรษฐกิจพิเศษ ซึ่งเป็นมาตรการพิเศษต่างหาก)

- ได้รับสิทธิหักค่าขนส่ง ค่าไฟฟ้า ค่าประปา ได้ 2 เท่า เป็นเวลา 10 ปี และหักค่าติดตั้งหรือก่อสร้างสิ่งอำนวยความสะดวก ร้อยละ 25 ของเงินลงทุน

3. **Merit เพื่อพัฒนาพื้นที่อุตสาหกรรม**
   ตั้งสถานประกอบการในเขตนิคมอุตสาหกรรม หรือเขตอุตสาหกรรมที่ได้รับการส่งเสริม ยกเว้นภาษีเงินได้นิติบุคคลเพิ่ม 1 ปี

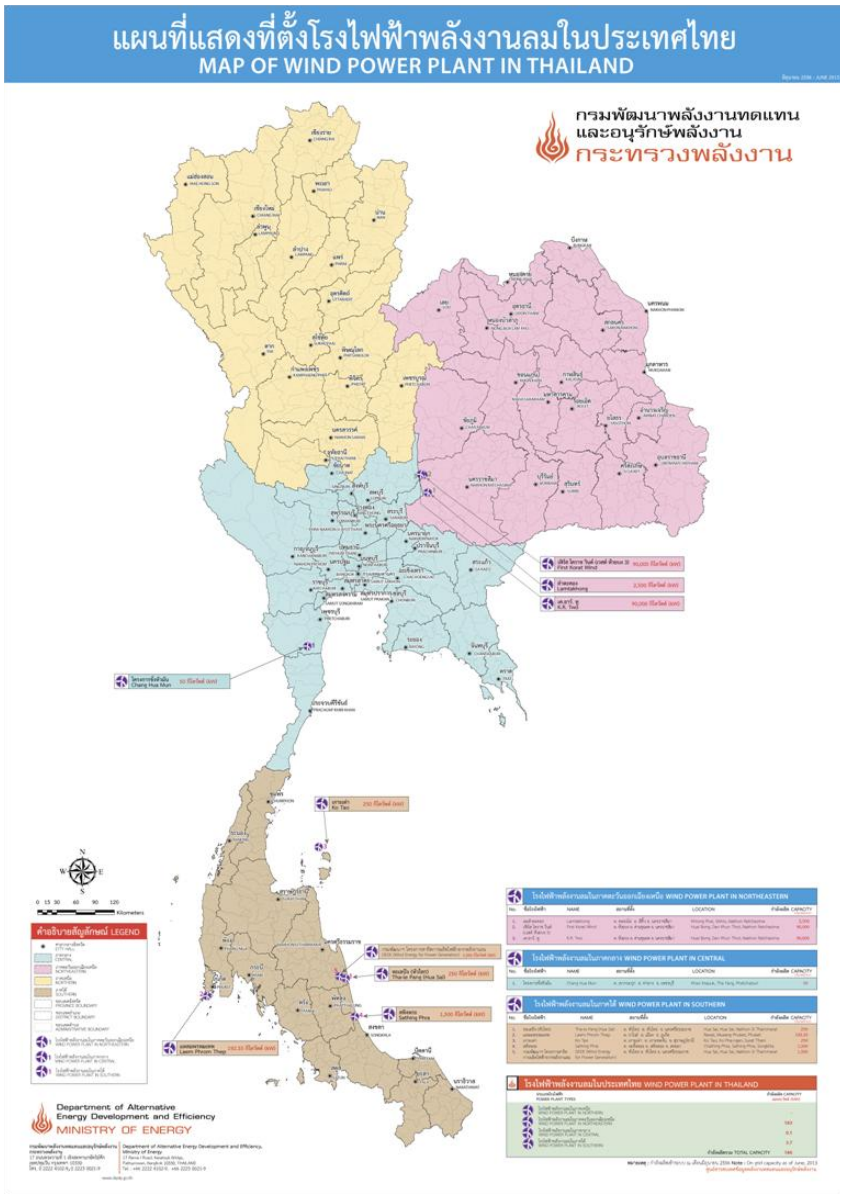
สำหรับโครงการในกลุ่มการผลิตพลังงานไฟฟ้า หรือ พลังงานไฟฟ้าและไอน้ำ จัดอยู่ในกิจการหมวดที่ 7 ประเภทกิจการบริการและสาธารณูปโภค โดยสรุปสาระสำคัญ ดังแสดงในตารางที่ 24

ตารางที่ 24 หมวด 7 กิจการบริการและสาธารณูปโภคด้านการผลิตพลังงานไฟฟ้าหรือพลังงานไฟฟ้าและไอน้ำ

ประเภทกิจการ	เงื่อนไข	ประเภท
7.1 กิจการสาธารณูปโภคและบริการพื้นฐาน **7.1.1 กิจการผลิตพลังงานไฟฟ้า หรือ พลังงานไฟฟ้า และไอน้ำ**	ต้องได้รับความเห็นชอบจากหน่วยงานของรัฐที่เกี่ยวข้อง	
7.1.1.1 กิจการผลิตพลังงานไฟฟ้า หรือ พลังงานไฟฟ้าและไอน้ำจากขยะ หรือ เชื้อเพลิงจากขยะ (Refused Derived Fuel)		**A1**
7.1.1.2 กิจการผลิตพลังงานไฟฟ้า หรือ พลังงานไฟฟ้าและไอน้ำจากพลังงานหมุนเวียน เช่น แสงอาทิตย์ ลม ชีวมวล ก๊าซชีวภาพ เป็นต้น <u>ยกเว้น</u> ขยะ หรือ ชื้อเพลิงจากขยะ		**A2**
7.1.1.3 กิจการผลิตพลังงานไฟฟ้า หรือ พลังงานไฟฟ้าและไอน้ำจากพลังงานอื่นๆ	1. กรณีใช้ระบบ Cogeneration 2. กรณีใช้ถ่านหินต้องเป็นประเภทเทคโนโลยีถ่านหินสะอาด (Clean Coal Technology) เท่านั้น	**A4** **A4**
7.1.2 กิจการผลิตน้ำประปา น้ำเพื่ออุตสาหกรรม หรือไอน้ำ		**A3**

2. การให้การสนับสนุนจากกระทรวงพลังงาน

1) ความช่วยเหลือทางเทคนิคต่างๆ เช่น การจัดทำแผนที่ศักยภาพพลังงานหมุนเวียน และการประเมินศักยภาพชีวมวล เป็นต้น ซึ่งกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงานได้นำเทคโนโลยีภูมิสารสนเทศ มาใช้ในการวิคราะห์ข้อมูลด้านพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน เพื่อช่วยในการจัดเก็บข้อมูลปริมาณมากให้เป็นระบบ ทำให้ง่ายต่อการสืบค้นข้อมูล และจัดทำแผนที่ศักยภาพพลังงานหมุนเวียน เผยแพร่ให้แก่นักลงทุนและผู้สนใจ ผ่านช่องทางต่างๆ เช่น Website ของกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน เป็นต้น



รูปที่ 25 ตัวอย่างแผนที่แสดงที่ตั้งโรงไฟฟ้าพลังงานลมในประเทศไทย ที่จัดทำโดยกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน [49]

[49] http://www.dede.go.th/dede/images/stories/file/filemap_re/2556/renewableenergy13.png

2) การให้เงินสนับสนุนการพัฒนาโครงการในรูปแบบของเงินช่วยเหลือการพัฒนาโครงการ (Investment Grant) ซึ่งเป็นการสนับสนุนเงินลงทุนแบบให้เปล่า เช่น โครงการส่งเสริมเทคโนโลยีการผลิตก๊าซชีวภาพจากมูลสัตว์ น้ำเสีย และขยะ โครงการส่งเสริมเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าและความร้อนจากพลังงานแสงอาทิตย์ เป็นต้น

3) การให้เงินสนับสนุนการพัฒนาโครงการในรูปแบบของโครงการเงินกู้ดอกเบี้ยต่ำ เช่น โครงการเงินหมุนเวียนเพื่อการอนุรักษ์พลังงาน ซึ่งเป็นโครงการระหว่างรัฐบาล โดยกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงานกับธนาคารพาณิชย์ที่เข้าร่วมโครงการ โดยสรุปสาระสำคัญ ดังนี้

โครงการเงินหมุนเวียนเพื่อการอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน ได้ดำเนินการมาตั้งแต่ปี พ.ศ. 2546 จนถึงปัจจุบัน ทั้งนี้สาเหตุที่ดำเนินโครงการเนื่องจากสถาบันการเงินในประเทศไม่มั่นใจในการให้สินเชื่อทางด้านพลังงาน ทั้งที่โครงการอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทนจะก่อให้เกิดผลดีต่อประเทศทั้งทางตรงและทางอ้อม เช่น การประหยัดค่าใช้จ่ายด้านพลังงาน การลดการนำเข้าเชื้อเพลิง การลดภาวะเรือนกระจก เป็นต้น ดังนั้น กระทรวงพลังงาน โดยกรมพัฒนาพลังงานหมุนเวียนและอนุรักษ์พลังงานจึงได้รับการจัดสรรจากเงินกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน มาเป็นทุนหมุนเวียนในการปล่อยผ่านสถาบันการเงินที่เข้าร่วมโครงการ ไปยังผู้ประกอบการที่ประสงค์จะลงทุนทางด้านการอนุรักษ์พลังงานหรือพลังงานทดแทน ในอัตราดอกเบี้ยต่ำ โดยสถาบันการเงินจะต้องนำเงินต้นที่ได้รับคืนแก่กองทุนฯ ตามระยะเวลาที่กำหนดไม่เกิน 7 ปี โดยมีรอบระยะเวลาในการปล่อยสินเชื่อแต่ละระยะไม่เกิน 3 ปี

ทั้งนี้ กองทุนได้อนุมัติวงเงินมาให้ดำเนินงานอย่างต่อเนื่อง รวม 6 ครั้ง

1. โครงการเงินหมุนเวียนเพื่อการอนุรักษ์พลังงาน ระยะที่ 1 จำนวน 2,000 ล้านบาท
2. โครงการเงินหมุนเวียนเพื่อการอนุรักษ์พลังงาน ระยะที่ 2 จำนวน 2,000 ล้านบาท
3. โครงการเงินหมุนเวียนเพื่อการอนุรักษ์พลังงาน ระยะที่ 3 จำนวน 1,000 ล้าน
4. โครงการเงินหมุนเวียนเพื่อส่งเสริมการใช้พลังงานทดแทน ระยะที่ 1 จำนวน 1,000 ล้านบาท
5. โครงการเงินหมุนเวียนเพื่อการอนุรักษ์พลังงาน ระยะที่ 3 เพิ่มเติม จำนวน 942.50 ล้านบาท
6. โครงการเงินหมุนเวียนเพื่อการอนุรักษ์พลังงาน ระยะที่ 4 จำนวน 400 ล้านบาท

หลักเกณฑ์และเงื่อนไข

อายุเงินกู้	ไม่เกิน 7 ปี (มีระยะเวลาปลอดการชำระคืนเงินต้น (Grace Period) ไม่เกิน 12 เดือน)
ช่องทางปล่อยกู้	ผ่านสถาบันการเงินที่เข้าร่วมโครงการโดยต้องรับผิดชอบเงินที่ปล่อยกู้ทั้งหมด
ผู้มีสิทธิ์กู้	1. อาคารควบคุมและโรงงานควบคุมตาม พรบ.ส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน พ.ศ. 2535 2. โรงงาน/อาคารทั่วไป 3. บริษัทจัดการพลังงาน (ESCO)
วงเงินกู้	ไม่เกิน 50 ล้านบาทต่อโครงการ
อัตราดอกเบี้ย	ไม่เกินร้อยละ 4 ต่อปี (ระหว่างสถาบันการเงินกับผู้กู้)

วัตถุประสงค์

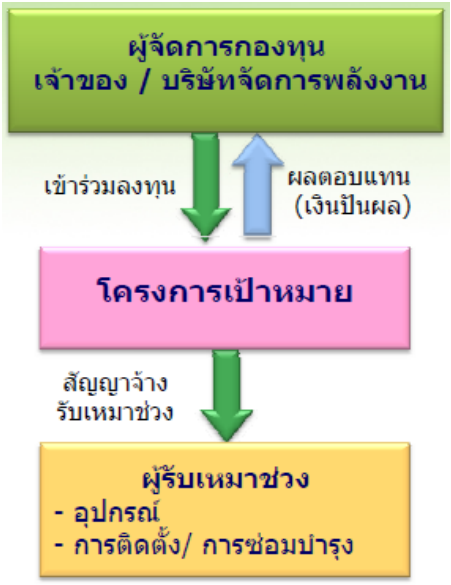
1. กระตุ้น ส่งเสริม และผลักดันให้เกิดการลงทุนด้านอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน
2. สร้างความมั่นใจ และความคุ้นเคยให้กับสถาบันการเงินที่เข้าร่วมโครงการในการปล่อยสินเชื่อในโครงการด้านพลังงาน

สถาบันการเงินที่เข้าร่วมโครงการ รวมทั้งสิ้น 11 แห่ง ได้แก่ ธนาคารกรุงเทพ ธนาคารกรุงไทย ธนาคารกรุงศรีอยุธยา ธนาคารกสิกรไทย ธนาคารทหารไทย ธนาคารซีไอเอ็มบี ไทย ธนาคารไทยพาณิชย์ ธนาคารนครหลวงไทย ธนาคารพัฒนาวิสาหกิจขนาดกลางและขนาดย่อมแห่งประเทศไทย ธนาคารสินเอเซีย ธนาคารเพื่อการส่งออกและนำเข้าแห่งประเทศไทย

4) โครงการส่งเสริมการลงทุนด้านอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน (ESCO Fund) [50] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน ได้นำเงินจากกองทุนอนุรักษ์พลังงานจำนวน 500 ล้านบาท จัดตั้งกองทุน ESCO Venture Capital Fund เพื่อกระตุ้นและส่งเสริมการลงทุนด้านอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทนในภาคเอกชน และเพิ่มความเชื่อมั่นในการพัฒนาโครงการด้านอนุรักษ์พลังงาน (EE) และพลังงานทดแทน (RE) สำหรับผู้ประกอบการ/สถาบันการเงิน โดยผู้บริหารกองทุน คือ มูลนิธิพลังงานเพื่อสิ่งแวดล้อม และ มูลนิธิอนุรักษ์พลังงาน โดยมีรูปแบบการส่งเสริมรวมทั้งสิ้น 6 แบบ ดังนี้

[50] http://www2.dede.go.th/km_berc/project_03.html

- **รูปแบบการส่งเสริมแบบ Equity Investment** สรุปหลักการที่สำคัญ ดังนี้



รูปที่ 26 Equity Investment

- ร่วมลงทุนในสัดส่วน 10-50% ของโครงการแต่ไม่เกิน 50 ล้านบาท
- ไม่เป็นผู้ถือหุ้นหลัก (Major Shareholder)
- ระยะเวลาเข้าร่วมลงทุนประมาณ 5 - 7 ปีหรือจนกว่าผู้ประกอบการจะมีความพร้อมในการซื้อหุ้นคืน
- ผลตอบแทนในรูปเงินปันผลตามสัดส่วนการลงทุน
- การถอนการลงทุน
  - ให้สิทธิ (Call Option) ผู้ประกอบการซื้อหุ้นคืน แบบทยอยซื้อ หรือครั้งเดียว
  - ใช้สิทธิ (Put Option) เสนอขายผู้ถือหุ้นรายใหม่
  - การเข้าตลาดหลักทรัพย์ SET / MAI
- ราคาซื้อขาย (Exit Price) ตามแต่จะตกลงกัน

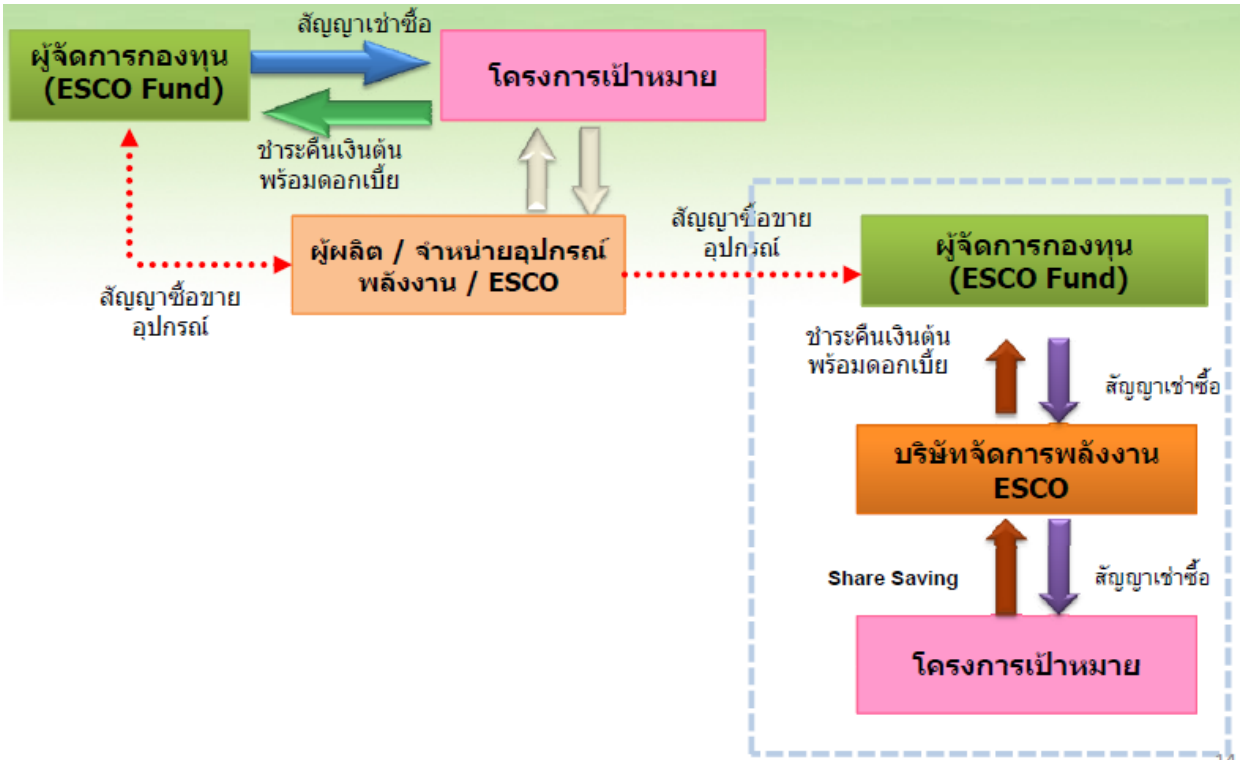
- **รูปแบบการส่งเสริมแบบ ESCO Venture Capital** สรุปหลักการที่สำคัญ ดังนี้

- เข้าร่วมทุนกับบริษัทจัดการพลังงาน (ESCO) ไม่เกินร้อยละ 30 ของทุนจดทะเบียน หรือไม่เกิน 50 ล้านบาท
- ไม่เป็นผู้ถือหุ้นหลัก (Major Shareholder)
- ระยะเวลาเข้าร่วมลงทุนประมาณ 5 - 7 ปีหรือจนกว่า ESCO จะมีความพร้อมในการซื้อหุ้นคืน
- ผลตอบแทนในรูปเงินปันผลตามสัดส่วนการลงทุน
- การถอนการลงทุน
  - ให้สิทธิ (Call Option) ESCO ซื้อหุ้นคืน แบบทยอยซื้อ หรือครั้งเดียว
  - ใช้สิทธิ (Put Option) เสนอขายผู้ถือหุ้นรายใหม่
  - การเข้าตลาดหลักทรัพย์ SET / MAI
- ราคาซื้อขาย (Exit Price) ตามแต่จะตกลงกัน

รูปที่ 27 ESCO Venture Capital

- **รูปแบบการส่งเสริมแบบ Equipment Leasing** สรุปหลักการที่สำคัญ ดังนี้

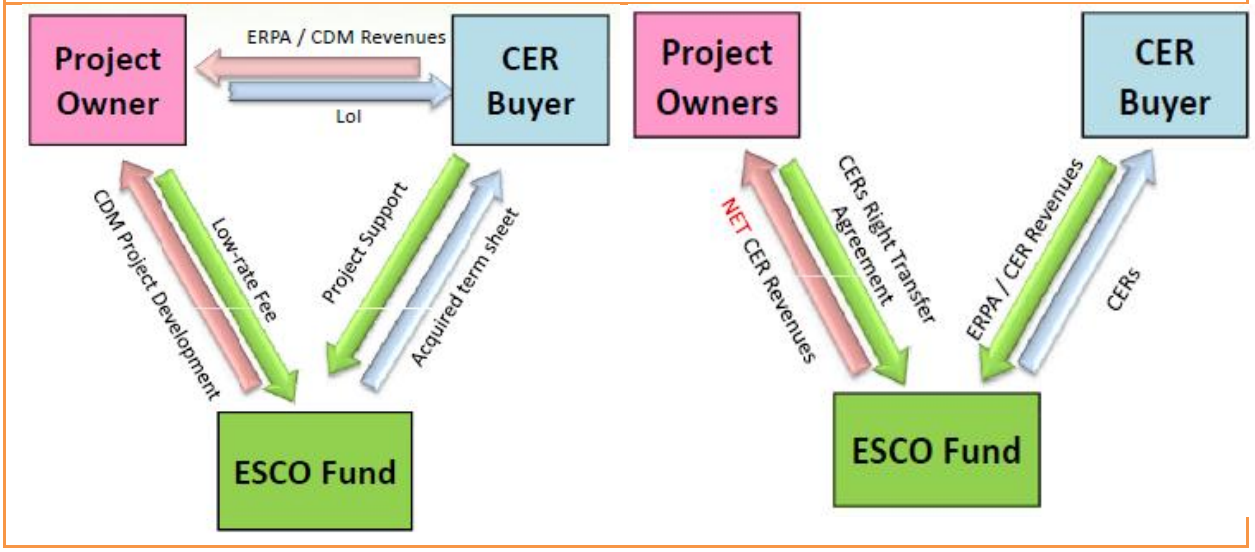
  - สนับสนุนการเช่าซื้ออุปกรณ์ประหยัดพลังงาน/พลังงานทดแทน
  - เช่าซื้ออุปกรณ์ได้ 100% ของราคาอุปกรณ์นั้น แต่ไม่เกิน 10 ล้านบาท
  - ระยะเวลาผ่อนชำระคืนภายใน 5 ปี โดยคิดอัตราดอกเบี้ยต่ำ 4% ต่อปี
  - บริษัทจัดการพลังงานสามารถใช้โครงสร้างการเช่าซื้อแบบแบ่งผลประหยัดพลังงาน (Shared Saving)
  - ยึดหลักให้ผู้เช่าซื้อนำผลประหยัดพลังงาน(Energy Saving) ที่ได้มาผ่อนชำระคืน



รูปที่ 28 Equipment Leasing

- **รูปแบบการส่งเสริมแบบ Carbon Credit Market** สรุปหลักการที่สำคัญ ดังนี้

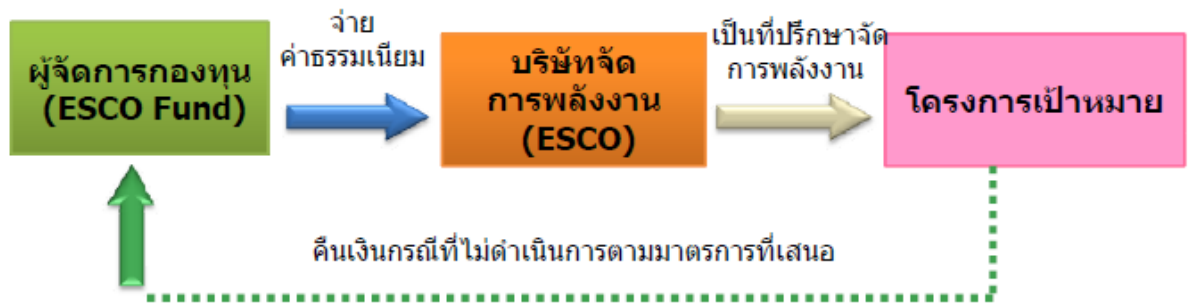
แบบที่ 1	แบบที่ 2
สำหรับโครงการที่สามารถพัฒนาได้โดยลำพัง ผู้บริหารโครงการจะช่วยเหลือผู้ระกอบการในการพัฒนา PIN / PDD รวมถึงหาผู้ซื้อในอัตราค่าบริการที่ต่ำกว่าท้องตลาด	**สำหรับโครงการขนาดเล็กมาก** ผู้บริหารโครงการ จะเป็นตัวกลางในการรวบรวมคาร์บอนเครดิตและนำไปขายให้กับผู้ซื้อ (Coordinating/ Operating Entity: CME) พัฒนาโครงการในลักษณะ PROGRAMMATIC CDM



รูปที่ 29 Carbon Credit Market

- **รูปแบบการส่งเสริมแบบ Technical Assistance** สรุปหลักการที่สำคัญ ดังนี้

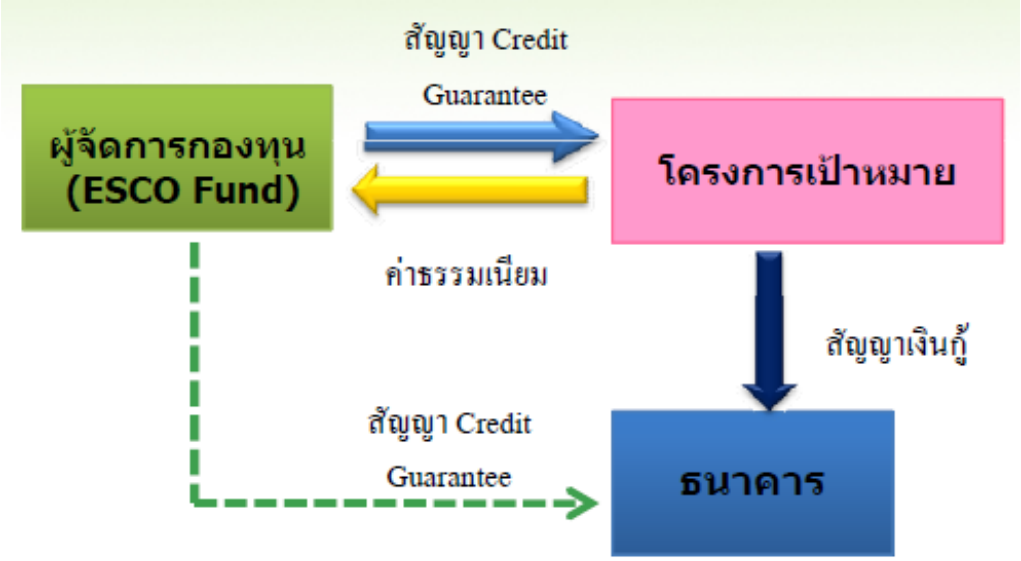
กองทุนให้ความช่วยเหลือโดยออกค่าใช้จ่ายในการตรวจสอบการใช้พลังงาน (Energy Audit) เป็นเงินจำนวน 100,000 บาทต่อโครงการ แต่หากผู้ประกอบการไม่ดำเนินการตามมาตรการในการอนุรักษ์พลังงานจะต้องจ่ายเงินคืนแก่กองทุน



รูปที่ 30 Technical Assistance

- **รูปแบบการส่งเสริมแบบ Credit Guarantee Facility** สรุปหลักการที่สำคัญ ดังนี้

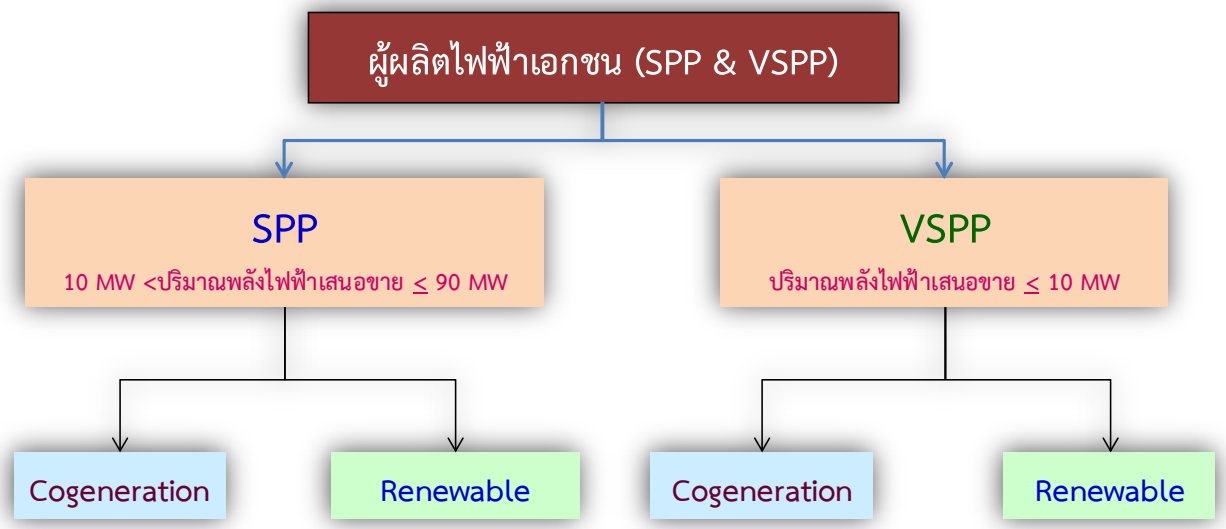
  - กองทุนค้ำประกันเงินกู้ของผู้ประกอบการ กับ สถาบันการเงินในวงเงินไม่เกิน 10 ล้านบาท
  - ผู้ประกอบการจ่ายค่าธรรมเนียมในอัตรา 1.75% ของมูลค่าค้ำประกัน
  - ค้ำประกันเงินกู้ไม่เกิน 5 ปี



รูปที่ 31 Credit Guarantee Facility

3. รูปแบบการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้า

ภายใต้แผนการรับซื้อไฟฟ้าจากระบบ Cogeneration สำหรับรูปที่ 32 แสดงถึงแผนผังผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชนประเภท SPP และ VSPP โดยเป้าหมายปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP และ VSPP มีรายละเอียดดังตารางที่ 25



รูปที่ 32 แผนผังผู้ผลิตไฟฟ้าเอกชน SPP และ VSPP

ตารางที่ 25 เป้าหมายปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP และ VSPP [51,52]

Small Power Producer (SPP)	
ช่วงปี พ.ศ.	**เป้าหมายปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าเข้าระบบ SPP – Firm - Cogeneration**
2538-2557	กำหนดการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP รวมประมาณ 4,000 MW
2557-2562	กำหนดการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP Cogeneration เพิ่มอีก 3,500 MW
หลังปี 2563	กำหนดการรับซื้อไฟฟ้าเพิ่มจาก SPP Cogeneration ประเภท Firm เพิ่มขึ้น 1,350 MW

Very Small Power Producer (VSPP)	
ปี พ.ศ.	**เป้าหมายปริมาณการรับซื้อไฟฟ้าเข้าระบบ VSPP – Non Firm - Cogeneration**
2553 – 2573	กำหนดการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP 103 MW

[51] http://www.eppo.go.th/power/powerN/PICP/File/(1).pdf
[52] สรุปแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ พ.ศ. 2555-2573

สำหรับรูปแบบการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าในประเทศไทย สรุปได้ดังรายละเอียดในตารางที่ 26 และอัตราส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) สำหรับโรงไฟฟ้า SPP และ VSPP ประเภทพลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy) ที่ทางคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เห็นชอบในการประชุมครั้งที่ 2/2552 (ครั้งที่ 124) มีรายละเอียดดังตารางที่ 27

ตารางที่ 26 รูปแบบการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าโดยแบ่งตามประเภทโรงไฟฟ้า [53]

ประเภทโรงไฟฟ้า	รูปแบบการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้า
SPP Renewable	- ส่งเสริมโดยการรับซื้อประเภทสัญญา Firm/Non Firm - การสนับสนุนการลงทุนและพัฒนาด้านพลังงานหมุนเวียนใน 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้ ได้แก่ ยะลา, ปัตตานี, นราธิวาส โดยกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าเพิ่มเติมจากเดิม
SPP Cogeneration เชื้อเพลิงพาณิชย์	- ส่งเสริมโดยการรับซื้อประเภทสัญญา Firm/Non Firm - เห็นควรรับซื้อไฟฟ้าจากผู้ผลิตไฟฟ้า SPP Cogeneration ที่มีการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำหรือความเย็น ณ จุดใช้งาน โดยไม่กำหนดระยะเวลาและปริมาณ - การส่งเสริมโดยการรับซื้อไฟฟ้าจาก SPP Cogeneration ที่ใช้เชื้อเพลิงพาณิชย์ ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติ, ถ่านหิน และน้ำมัน ซึ่งต้องดำเนินการผลิตพลังงานอย่างมีประสิทธิภาพตามเป้าหมายการลดการใช้พลังงานปฐมภูมิของประเทศหรือ Primary Energy Saving (PES) โดยมีสัดส่วนการประหยัดเชื้อเพลิงไม่น้อยกว่า 10% ซึ่งถ้าทำได้น้อยกว่าจะ “ไม่ได้รับ” ค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง (Fuel Saving : FS) ในอัตรา 0.36 บาท/ kWh
VSPP Renewable	- ก่อนหน้าปี 2558 การส่งเสริมโดยการจูงใจด้านราคา โดยกำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้า (Adder) จากราคารับซื้อไฟฟ้า - การสนับสนุนการลงทุนและพัฒนาด้านพลังงานหมุนเวียนใน 3 จังหวัดชายแดนภาคใต้โดย กำหนดส่วนเพิ่มราคารับซื้อไฟฟ้าเพิ่มเติมจากเดิม - ตั้งแต่ปี 2558 การส่งเสริมโดยการให้อัตรารับซื้อไฟฟ้าแบบ Feed-in-Tariff (FiT) ตลอดอายุโครงการ และมีการกำหนดอัตรารับซื้อไฟฟ้าในรูปแบบ FiT พิเศษ (FiT Premium) เพิ่มเติม
VSPP Cogeneration เชื้อเพลิงพาณิชย์	- การส่งเสริมโดยการรับซื้อไฟฟ้าจาก VSPP Cogeneration ที่ใช้เชื้อเพลิงพาณิชย์ ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติ, ถ่านหิน และน้ำมัน ซึ่งต้องดำเนินการผลิตพลังงานอย่างมีประสิทธิภาพตามเป้าหมายการลดการใช้พลังงานปฐมภูมิของประเทศหรือ Primary Energy Saving (PES) โดยมีสัดส่วนการประหยัดเชื้อเพลิงไม่น้อยกว่า 10% ซึ่งถ้าทำได้ต่ำกว่าสัดส่วนประหยัดเชื้อเพลิง การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะเรียกคืนเงินรายได้ค่าพลังงานไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้ชำระให้แก่ผู้ผลิตไฟฟ้าในรอบปีนั้นๆ ตามผลต่างของค่า PES แม้ว่าทำได้มากกว่า 10% ก็จะ “ไม่ได้รับ” ค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง (Fuel Saving : FS) แต่อย่างใด

[53] ระเบียบการรับซื้อไฟฟ้า

ตารางที่ 27 อัตราส่วนเพิ่มรับซื้อไฟฟ้า (Adder) ของโรงไฟฟ้า SPP และ VSPP ที่บังคับใช้ก่อนหน้าปี 2558 [54]

เชื้อเพลิง	ส่วนเพิ่มฯ เดิม (บาท/kWh)	ส่วนเพิ่มฯ ใหม่ (บาท/kWh)	ส่วนเพิ่มฯ พิเศษ* (บาท/skWh)	ส่วนเพิ่มฯ พิเศษ สำหรับ 3 จว. ชายแดนภาคใต้	ระยะเวลาสนับสนุน (ปี)	เหตุผล
1. ชีวมวล						
- กำลังผลิตติดตั้ง <= 1 MW	0.3	0.5	1	1	7	เพิ่มขึ้นเพื่อส่งเสริมโรงไฟฟ้าระดับชุมชน
- กำลังผลิตติดตั้ง > 1 MW	0.3	0.3	1	1	7	
2. ก๊าซชีวภาพ (จากทุกประเภทแหล่งผลิต)						
- กำลังผลิตติดตั้ง <= 1 MW	0.3	0.5	1	1	7	เพิ่มขึ้นเพื่อส่งเสริมโครงการขนาดเล็กที่มีการจัดการด้านสิ่งแวดล้อมในระดับชุมชน
- กำลังผลิตติดตั้ง > 1 MW	0.3	0.3	1	1	7	
3. ขยะ (ขยะชุมชน และขยะอุตสาหกรรมที่ไม่ใช่ขยะอันตราย และไม่เป็นขยะที่เป็นอินทรียวัตถุ)						
- ระบบหมักหรือหลุมฝังกลบ	2.5	2.5	1	1	7	
- พลังความร้อน (Thermal Process)	2.5	3.5	1	1	7	เพิ่มขึ้นเพราะมีต้นทุนการคัดแยกสูงกว่า
4. พลังงานลม						
- กำลังผลิตติดตั้ง <= 50 kW	3.5	4.5	1.5	1.5	10	เพิ่มขึ้นเพื่อส่งเสริมการพัฒนาเทคโนโลยีในประเทศ
- กำลังผลิตติดตั้ง > 50 kW	3.5	3.5	1.5	1.5	10	
5. พลังน้ำขนาดเล็ก						
- กำลังผลิตติดตั้ง 50 - <200 kW	0.4	0.8	1	1	7	เพิ่มขึ้นเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์ป่าและต้นน้ำและการพัฒนาเทคโนโลยีในประเทศ
- กำลังผลิตติดตั้ง > 50 kW	0.8	1.5	1	1	7	
6. พลังงานแสงอาทิตย์						
พลังงานแสงอาทิตย์	8	8	1.5	1.5	10	

หมายเหตุ: *สำหรับ VSPP ที่ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ในพื้นที่ที่มีการผลิตไฟฟ้าจากน้ำมันดีเซล

[54] มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ครั้งที่ 2/2552 (ครั้งที่ 124)

ด้านอัตรารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนในแบบ Feed-in Tariff สำหรับปี พ.ศ. 2558 คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) ได้มีการพิจารณาในการประชุมครั้งที่ 2/2557 (ครั้งที่ 147) [55] เรื่องการเห็นชอบแนวทางการดำเนินการในช่วงเปลี่ยนผ่านจากแบบ Adder เป็น Feed-in Tariff (FiT) โดยให้ใช้บังคับกับโครงการที่ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (ที่ไม่รวมพลังงานแสงอาทิตย์) ที่ได้ยื่นคำขอขายไฟฟ้าในแบบ Adder แล้วมีประสงค์จะเข้าร่วมโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนภายใต้ FiT โดยอัตรา Feed-in Tariff (FiT) สำหรับโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนประเภท VSPP แสดงดังตารางที่ 28

ตารางที่ 28 อัตรา Feed-in Tariff (FiT) สำหรับโครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนขนาดเล็กมาก (VSPP) [55]

กำลังการผลิต	FiT (บาท/ kWh)			Tenor (ปี)	FiT Premium	
	FiT_F	$FiT_{V,2560}$	$FiT^{(1)}$		โครงการชีวภาพ(2)	โครงการพื้นที่ชายแดนภาคใต้(3)
1) ขยะ (การจัดการแบบผสมผสาน)						
- กำลังผลิตติดตั้ง ≤ 1 MW	3.13	3.21	6.34	20	0.70	0.50
- กำลังผลิตติดตั้ง >1 – 3 MW	2.61	3.21	5.82	20	0.70	0.50
- กำลังผลิตติดตั้ง > 3 MW	2.39	2.69	5.08	20	0.70	0.50
2) ขยะหลุมฝังกลบ	5.60	-	5.60	10	-	0.50
3) ชีวมวล						
- กำลังผลิตติดตั้ง ≤ 1 MW	3.13	2.21	5.34	20	0.50	0.50
- กำลังผลิตติดตั้ง >1 – 3 MW	2.61	2.21	4.82	20	0.40	0.50
- กำลังผลิตติดตั้ง > 3 MW	2.39	1.85	4.24	20	0.30	0.50
4) ก๊าซชีวภาพ (น้ำเสีย/ของเสีย)	3.76	-	3.76	20	0.50	0.50
5) ก๊าซชีวภาพ (พืชพลังงาน)	2.79	2.55	5.34	20	0.50	0.50
6) พลังงานน้ำ						
- กำลังผลิตติดตั้ง ≤ 200 kW	4.90	-	4.90	20	-	0.50
7) พลังงานลม	6.06	-	6.06	20	-	0.50

หมายเหตุ

(1.) อัตรา FiT จะใช้สำหรับโครงการที่จ่ายไฟฟ้าเข้าระบบภายในปี 2560 โดยภายหลังจากปี 2560 นั้น อัตรา FiTv จะเพิ่มขึ้นต่อเนื่องตามอัตราเงินเฟ้อขั้นพื้นฐาน (Core Inflation) สำหรับประเภทเชื้อเพลิงขยะ (การจัดการขยะแบบผสมผสาน), ชีวมวล, ก๊าซชีวภาพ (พืชพลังงาน) เท่านั้น

(2.) โครงการที่ใช้เชื้อเพลิงชีวภาพ ได้แก่ ชีวมวล ก๊าซชีวภาพ และขยะ ได้รับ FiT Premium ในช่วง 8 ปีแรก

(3.) โครงการในพื้นที่จังหวัดยะลา ปัตตานี นราธิวาส และ 4 อำเภอในจังหวัดสงขลา ได้แก่ อ.จะนะ, อ.เทพา, อ. สะบ้าย้อย และ อ.นาทวี ซึ่งจะได้รับ FiT Premium ตลอดอายุโครงการ

[55] มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ครั้งที่ 2/2557 (ครั้งที่ 147)

ด้าน VSPP ประเภท Cogeneration ต้องมีการดำเนินการผลิตพลังงานอย่างมีประสิทธิภาพตามเป้าหมายการลดการใช้พลังงานปฐมภูมิของประเทศหรือ Primary Energy Saving (PES) โดยมีสัดส่วนการประหยัดเชื้อเพลิงไม่น้อยกว่า 10% ซึ่งถ้าทำได้ต่ำกว่าค่าดังกล่าว การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะเรียกคืนเงินรายได้ค่าพลังงานไฟฟ้าที่การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายได้ชำระให้แก่ผู้ผลิตไฟฟ้าในรอบปีนั้นๆ ตามผลต่างของค่าสัดส่วนการประหยัดเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า (PES) ที่กำหนดตามระเบียบ คือ 10% กับค่าสัดส่วนการประหยัดเชื้อเพลิงที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้าที่คำนวณได้จริง ซึ่งกฎเกณฑ์การตรวจวัด VSPP Cogeneration ที่ใช้เชื้อเพลิงพาณิชย์ในประเทศไทยตามระเบียบตรวจวัดสามารถคำนวณจากสมการดังนี้ [56]

$$PES = \left(1 - \frac{1}{\frac{COGEN\ Heat\ Eff.}{ref.Heat\ Eff.} + \frac{COGEN\ Electricity\ Eff.}{ref.\ Electricity\ Eff.}}\right) \times 100\%$$

โดยที่

COGEN Heat Eff.	=	ประสิทธิภาพการนำความร้อนไปใช้ประโยชน์จากระบบ Cogeneration สัดส่วนของปริมาณพลังงานความร้อน (ไอน้ำ) ที่นำไปใช้ให้เกิดประโยชน์ (รายปี) ต่อปริมาณความร้อนของเชื้อเพลิงที่ใช้ทั้งหมด (โดยคิดจากค่าความร้อนต่ำ)
COGEN Elect. Eff.	=	ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าจากระบบ Cogeneration สัดส่วนของปริมาณพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตได้ (รายปี) ต่อปริมาณความร้อนของเชื้อเพลิงที่ใช้ทั้งหมด (โดยคิดจากค่าความร้อนต่ำ)
Ref. Heat Eff.	=	ประสิทธิภาพการนำความร้อนไปใช้ประโยชน์ อ้างอิงของระบบผลิตความร้อนแต่เพียงอย่างเดียว
Ref. Elect. Eff.	=	ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้า อ้างอิงจากระบบที่ผลิตพลังงานไฟฟ้าแต่เพียงอย่างเดียว

[55] มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ครั้งที่ 2/2557 (ครั้งที่ 147)
[56] การตรวจวัดประสิทธิภาพกระบวนการผลิต Cogeneration สำหรับ SPP และ VSPP, มีนาคม 2550

ทั้งนี้กำหนดค่าประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าและการนำความร้อนไปใช้ประโยชน์อ้างอิงของ VSPP ตามชนิดเชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตไฟฟ้า ดังนี้

ชนิดเชื้อเพลิง	Ref. Elec. Eff	Ref. Heat. Eff.
ก๊าซธรรมชาติ	45 %	85 %
ถ่านหิน	40 %	80 %
น้ำมัน	40 %	80 %

โดยสมการข้างต้นเป็นการคำนวณปริมาณเชื้อเพลิงที่ประหยัดได้เมื่อใช้ระบบ Cogeneration แทนที่จะใช้ แยกโรงไฟฟ้ากับหน่วยผลิตไอน้ำจากกัน เพื่อผลิตไฟฟ้าและความร้อนที่ผลผลิตเท่ากัน

สำหรับการคำนวณค่าปรับสำหรับ VSPP ที่ผลิตไฟฟ้าด้วยเชื้อเพลิงพาณิชย์ระบบ Cogeneration สามารถคำนวณตามสมการด้านล่าง

$$\text{ค่าปรับ} = [(PES_{\text{ที่กำหนด}} - PES_{\text{จริง}})] \times \text{รายได้ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อในรอบปีนั้นๆ}$$

โดยที่ $PES_{\text{ที่กำหนด}}$ = ค่า PES เท่ากับ 10%

$PES_{\text{จริง}}$ = ค่า PES ที่คำนวณได้ตามสูตรสมการในหน้าที่ 64

ทั้งนี้ ค่าปรับที่เรียกเก็บจาก VSPP ดังกล่าว การไฟฟ้าฝ่ายจำหน่ายจะนำไปลดค่าไฟฟ้าให้กับประชาชนผ่านสูตร F_t

4. **<u>การกำหนดอัตราค่าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติในอัตรา NG Cogeneration Rate</u>** [57]

แนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration ตามมติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติมีมติครั้งที่ 5/2552 (ครั้งที่ 127) ได้ระบุถึงการกำหนดอัตราค่าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติในอัตรา NG Cogeneration Rate โดยให้กระทรวงพลังงานรับไปเจราจากับ ปตท. อีกครั้งหนึ่งเพื่อปรับลดค่าดำเนินการ (Margin) ในโครงสร้างราคาก๊าซธรรมชาติสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าระบบ Cogeneration สอดคล้องกับแนวทางปฏิบัติในต่างประเทศที่มีการกำหนดราคาพิเศษ เพื่อจูงใจให้ภาคเอกชนดำเนินการจัดทำระบบ Cogeneration มากขึ้น ด้วยต้นทุนที่ต่ำลง ส่งผลให้การกำหนดราคารับซื้อไฟฟ้าลดลง และเป็นการช่วยลดภาระค่าไฟฟ้าของทุกภาคส่วนลงได้

[57] มติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ครั้งที่ 5/2552 (ครั้งที่ 127)

รูปแบบการส่งเสริมทางอ้อม

1. การกำหนดค่าความต้องการพลังงานไฟฟ้าสำหรับผู้ใช้ไฟฟ้า (Demand Charge) [58]

สำหรับการสนับสนุนทางอ้อมในรูปแบบค่าความต้องการพลังงานไฟฟ้า (Demand Charge) มีวัตถุประสงค์เพื่อลดความต้องการพลังงานไฟฟ้าในช่วงที่มีความต้องการไฟฟ้าสูงสุด (On Peak) และเป็นการสนับสนุนให้ภาคเอกชนมาลงทุนโรงไฟฟ้าซึ่งเป็นประโยชน์ต่อกันในทุกๆ ฝ่าย ดังแสดงในรูปที่ 33 โดยมีรายละเอียดดังนี้

1) ประโยชน์ในมุมของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

เป็นการช่วยลดต้นทุนในการจัดหาและการผลิตไฟฟ้าในช่วง On Peak ทำให้ภาระ Peak ลดลง จึงไม่ต้องเพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าในช่วง Peak ตลอดจนช่วยชะลอการลงทุนทำให้ไม่เกิดปัญหาต่อชุมชน อีกทั้งยังช่วยลดปริมาณความร้อนทิ้งจากการผลิตไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตได้อีกด้วย

2) ประโยชน์ในมุมของ VSPP ภาคเอกชน

เป็นการช่วยใช้พลังงานอย่างคุ้มค่า และได้ผลตอบแทนการลงทุนที่ดีโดยมีความเสี่ยงน้อย

3) ประโยชน์ในมุมของผู้ใช้งาน

มุมผู้ใช้งาน หมายถึงผู้ใช้ไฟฟ้ารายย่อย รวมถึงโรงงานอุตสาหกรรมต่างๆ เป็นการช่วยลดภาระค่าไฟฟ้าแก่ผู้ใช้ไฟฟ้า สำหรับประโยชน์ของโรงงานอุตสาหกรรมหากผู้ประกอบการนั้นดำเนินการจัดทำระบบ CHP เอง ก็จะทำให้มีการยืดหยุ่นในการออกแบบกระบวนการผลิตสำหรับโรงงานอุตสาหกรรม ไม่จำเป็นต้องหลบช่วงการใช้ไฟฟ้าสูงสุด (Peak Operating Hour) ส่งผลให้การทำงานมีความยืดหยุ่น (Flexible) มากขึ้น อีกทั้งยังมีการใช้ประโยชน์จากความร้อนเหลือทิ้งได้อีกด้วย

รูปที่ 33 ประโยชน์ในการสร้างโรงไฟฟ้า VSPP ในรูปแบบ Demand Charge

[58] ทำอย่างไรให้ได้ประโยชน์จากอัตราค่าไฟฟ้าแบบ TOU

2. การปรับปรุงแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2555-2573 (PDP 2010 Rev.3) [59]

หลังเหตุการณ์แผ่นดินไหวและเกิดคลื่นสึนามิทางชายฝั่งทะเลตะวันออกของประเทศญี่ปุ่นเมื่อวันที่ 11 มีนาคม พ.ศ. 2554 ทำให้เกิดปัญหาอย่างรุนแรงต่อเตาปฏิกรณ์ของโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ฟูกุชิมะไดอิจิ (Fukushima Daiichi) จึงเกิดการรั่วไหลของสารกัมมันตรังสี เหตุการณ์ดังกล่าวส่งผลต่อความเชื่อมั่นในการพัฒนาโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ในประเทศไทย โดยเมื่อวันที่ 3 พฤษภาคม พ.ศ. 2554 คณะรัฐมนตรีมีมติเห็นชอบการปรับปรุงแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2553-2573 (PDP2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 2) ตามมติ กพช. เมื่อวันที่ 27 เมษายน พ.ศ. 2554 โดยเห็นชอบให้ปรับเลื่อนกำหนดการเข้าระบบของโครงการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์ออกไป 3 ปี จากแผนเดิมโครงการโรงไฟฟ้านิวเคลียร์โรงแรกซึ่งจะเข้าระบบในปี พ.ศ. 2563 ให้เลื่อนออกไปเป็นปี พ.ศ. 2566 เพื่อให้มีการทบทวนมาตรการความปลอดภัยทางนิวเคลียร์ (Nuclear Safety) และการเตรียมพร้อมในด้านต่างๆ ส่งผลให้มีการปรับปรุงแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2555-2573 (PDP2010 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3) ซึ่งมีประเด็นสำคัญ คือ ใช้พลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือกเพื่อทดแทนเชื้อเพลิงฟอสซิลตามกรอบแผนการพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (ร้อยละ 25 ใน 10 ปี) พ.ศ. 2555-2564 (Alternative Energy Development Plan; AEDP 2012-2021) ทำให้จำนวนโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลบางส่วนถูกทดแทนด้วยโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน ซึ่งเป็นอีกช่องทางหนึ่งที่ช่วยส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานหมุนเวียนในประเทศไทยให้มากขึ้น เพื่อให้ประเทศไทยมีกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองในระดับที่เหมาะสม

ทั้งนี้ สาระสำคัญของแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย ในส่วนที่เกี่ยวข้องกับการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration สรุปดังตารางที่ 29

ตารางที่ 29 สรุปกำลังผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ Cogeneration ของประเทศไทย

กำลังการผลิตด้วยระบบ Cogeneration	6,476 MW
SPP ปี 2553-2557	~ 1,513 MW
SPP ปี 2557-2562	3,500 MW
SPP หลังปี 2563	1,350 MW
VSPP ปี 2553 – 2573	113 MW

[59] สรุปแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ พ.ศ. 2555-2573 (ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 3)

3. การปรับปรุงกระบวนการออกใบอนุญาต และการควบคุมการดำเนินงานของโรงไฟฟ้า

ในการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้านั้น ภาครัฐได้กำหนดกลไกการควบคุมผ่านการให้ใบอนุญาตต่างๆ รวมถึงการติดตามผลการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าอย่างใกล้ชิด ซึ่งในช่วงหลายปีที่ผ่านมาภาครัฐได้ปรับปรุงกฎหมาย ระเบียบปฏิบัติ และขั้นตอนต่างๆ มากมาย เพื่อให้กระบวนการพิจารณาอนุมัติใบอนุญาตเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพสูงสุด

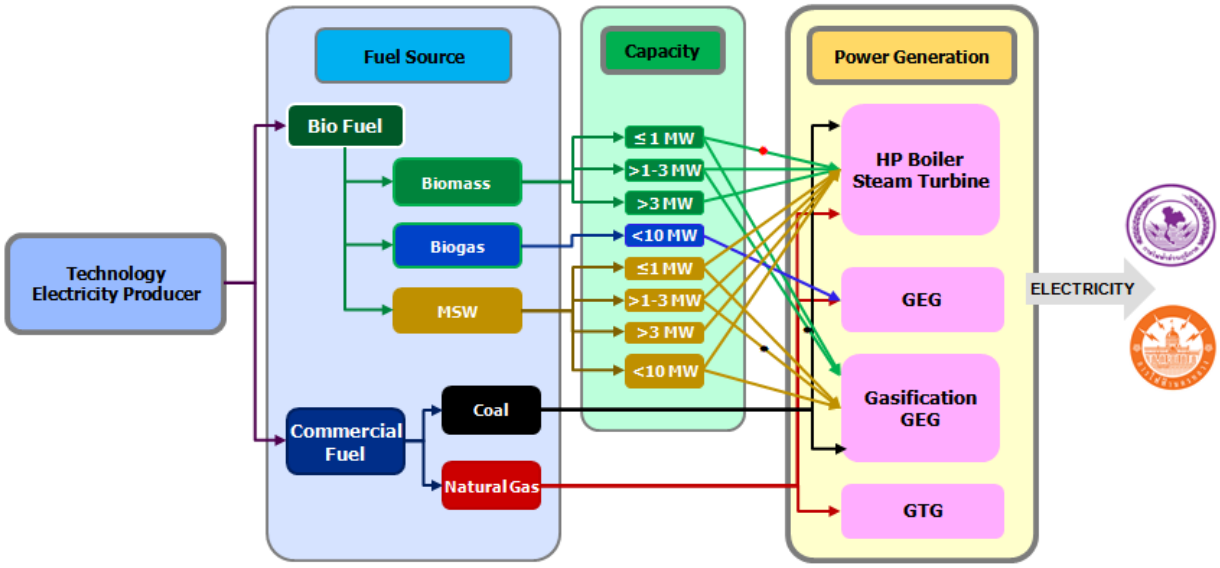
ปัจจุบัน คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน อยู่ระหว่างพัฒนากระบวนการออกใบอนุญาตการประกอบกิจการพลังงานแบบบูรณาการและบริการแบบจุดเดียวเบ็ดเสร็จ (One Stop Service - OSS) ซึ่งมีการจัดทำข้อตกลงร่วมกับหน่วยงานอนุญาตที่เกี่ยวข้อง และนำระบบ e-Licensing เป็นเครื่องมือเพิ่มประสิทธิภาพและความสะดวกรวดเร็ว โดยสรุปข้อตกลงร่วมกับหน่วยงานอนุญาตที่เกี่ยวข้อง เช่น

- บันทึกข้อตกลงความร่วมมือระหว่างคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานและกระทรวงมหาดไทย เรื่อง แนวทางและขั้นตอนการอนุญาตปลูกสร้างอาคารและการอื่นเพื่อประกอบกิจการพลังงาน ฉบับลงวันที่ 5 กันยายน 2555
- บันทึกข้อตกลงความร่วมมือระหว่างคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานและกระทรวงอุตสาหกรรม ฉบับลงวันที่ 28 ตุลาคม 2552 และ ฉบับลงวันที่ 15 ตุลาคม 2557

นอกจากนี้ คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน ยังออกระเบียบและประกาศแนวทางการปฏิบัติ (Code of Practice; CoP) สำหรับการประกอบกิจการผลิตไฟฟ้าที่มีกำลังการผลิตต่ำกว่า 10 MW จำแนกตามประเภทเชื้อเพลิง เพื่อปิดช่องว่างการรักษาและส่งเสริมคุณภาพสิ่งแวดล้อม ปัจจุบันได้ประกาศใช้แนวทางการปฏิบัติสำหรับโรงไฟฟ้าชีวมวลเชื้อเพลิงแข็งแล้ว

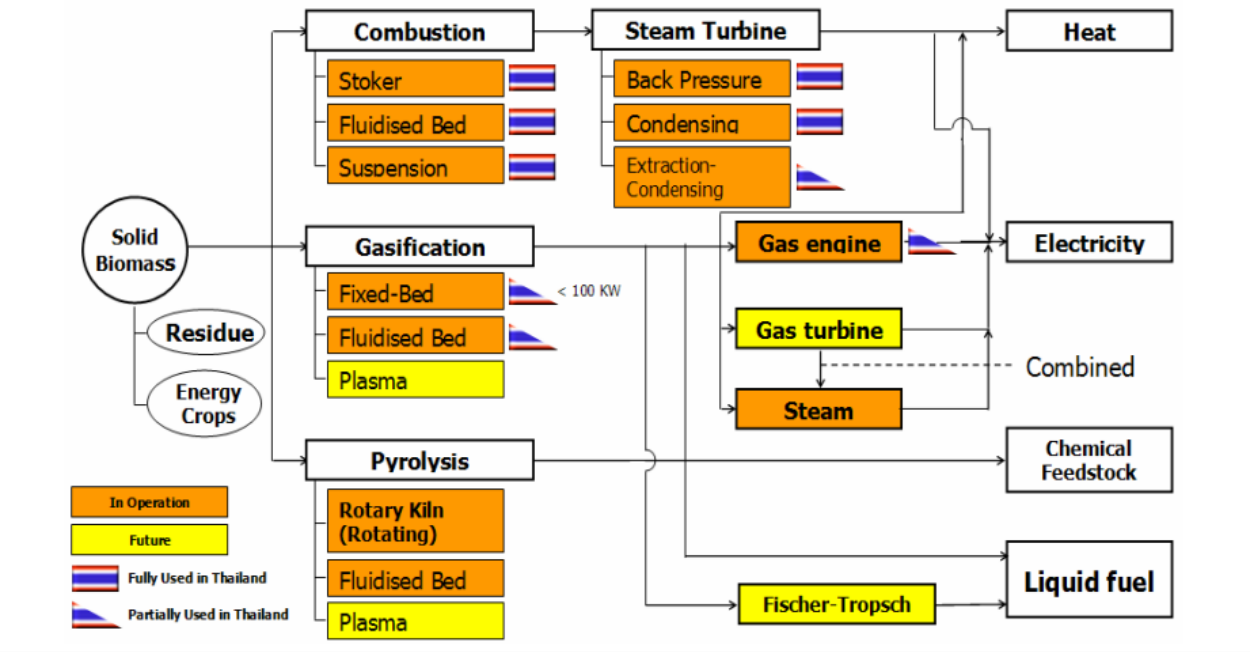
กิจกรรมที่ 3: เทคโนโลยีระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (CHP หรือ Cogeneration) ที่มีศักยภาพ

ระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนร่วม CHP (Combined heat and power หรือ Cogeneration) เป็นระบบการผลิตพลังงานไฟฟ้า และมีการใช้ประโยชน์จากพลังงานความร้อนของกระบวนการผลิตควบคู่ไปด้วยขณะเดียวกัน ซึ่งจุดเด่นของระบบ CHP คือ มีประสิทธิภาพเหนือกว่าระบบการผลิตไฟฟ้าและความร้อนที่แยกกันค่อนข้างมาก ประสิทธิภาพโดยรวมของระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนร่วมนั้นสูงได้ถึง 85% เมื่อเทียบกับระบบผลิตไฟฟ้าอย่างเดียวของการไฟฟ้าฝ่ายผลิต ที่มีประสิทธิภาพเพียง 40% เนื่องจากพลังงานความร้อนที่เหลือจากการผลิตไฟฟ้าจะถูกปล่อยทิ้งให้กับบรรยากาศโดยไม่ได้นำไปใช้งาน ซึ่งรูปที่ 34 แสดงถึงภาพรวมของเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าโดยแยกตามประเภทเชื้อเพลิง และรูปที่ 35 แสดงถึงเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าที่ใช้สำหรับเผาไหม้เชื้อเพลิงชีวมวลแข็งโดยตรง ซึ่งมีระบบหลักอยู่ 4 ระบบ คือ การเผาไหม้โดยตรง (Direct-Fired), การเผาไหม้โดยใช้เชื้อเพลิงสองชนิดขึ้นไป (Cofiring) แก๊สซิฟิเคชั่น (Gasification) และไพโรไลซิส (Pyrolysis)



Remark: ●เป็นเทคโนโลยีหม้อไอน้ำแรงดันสูง & กังหันไอน้ำ ประเภท Back Pressure
●จำกัดขนาดที่ 1.5 MWe/Unit

รูปที่ 34 ภาพรวมเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าโดยแยกตามประเภทเชื้อเพลิงในประเทศไทย



รูปที่ 35 การสรุปภาพรวมเทคโนโลยี CHP ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวลแข็งในประเทศไทย [60]

สำหรับระบบผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อนร่วมที่ใช้งานในปัจจุบันสามารถแบ่งออกเป็น 4 ระบบหลักๆ ได้แก่

1. ระบบหม้อไอน้ำแรงดันสูงและกังหันไอน้ำ (High Pressure Boiler and Steam Turbine)
2. ระบบเครื่องยนต์สันดาปภายใน (Gas Engine)
3. ระบบ Gasification & Gas Engine
4. ระบบกังหันก๊าซ (Gas Turbine)

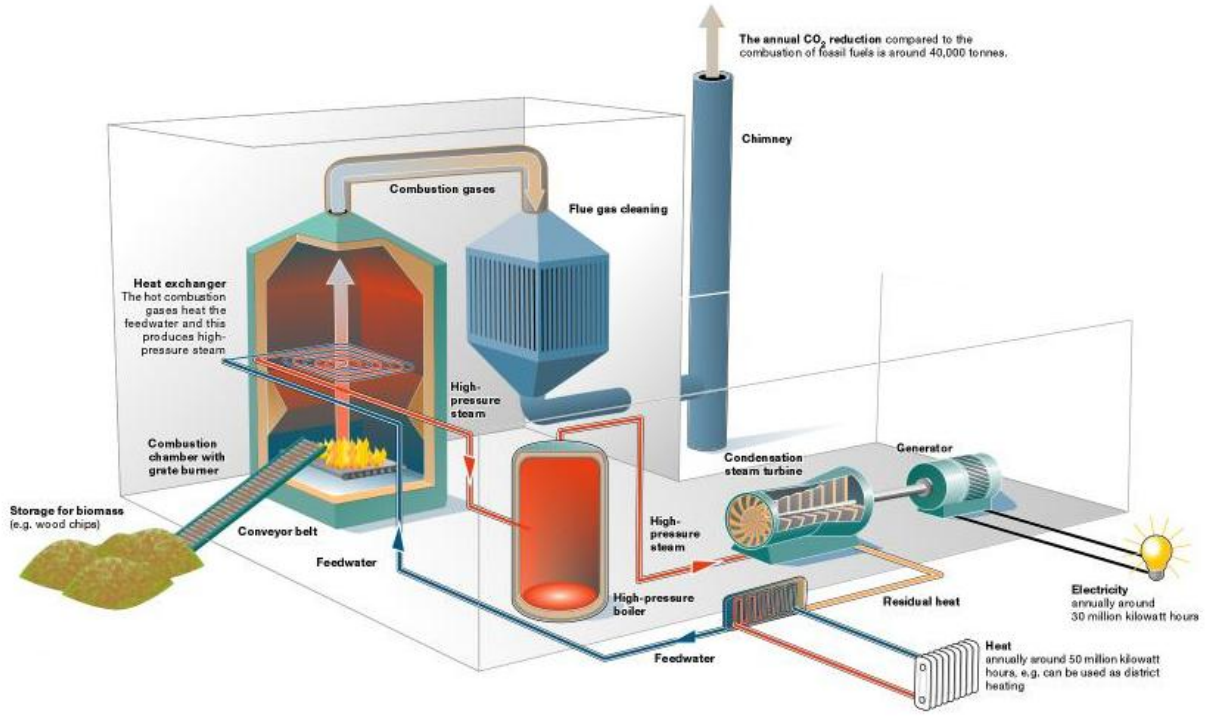
[60] รายงานฉบับสมบูรณ์โครงการวิจัยเชิงยโยบายเพื่อสนับสนุนการพัฒนาและการใช้พลังงานหมุนเวียนและการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานในประเทศไทย โดย สำนักงานกองทุนสนับสนุนงานวิจัย (สกว.), หน้า 4-49

<u>เทคโนโลยีหม้อไอน้ำและกังหันไอน้ำ</u> (High Pressure Boiler and Steam Turbine)

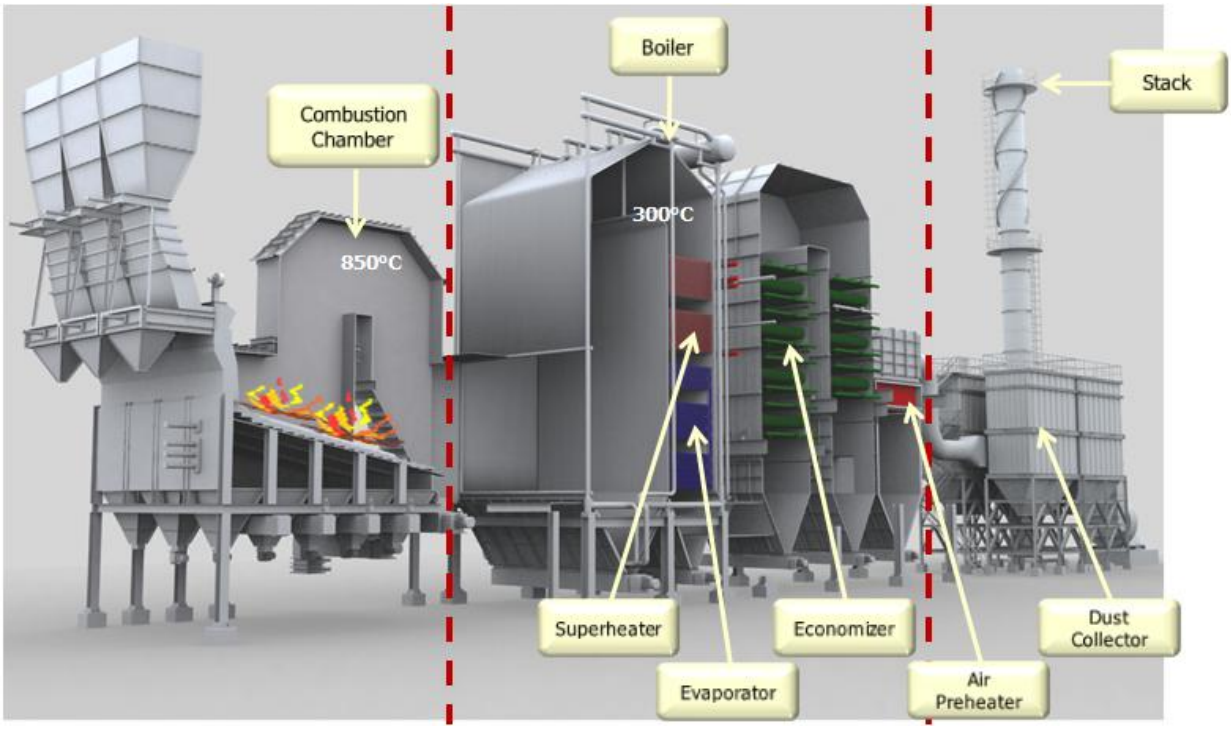
หม้อไอน้ำ (Boiler) เป็นระบบเผาไหม้โดยตรงซึ่งเป็นขบวนการที่เกิดขึ้นภายใต้สภาวะที่มีอากาศเพียงพอเพื่อให้เกิดการสันดาปอย่างสมบูรณ์ และนำความร้อนซึ่งเกิดขึ้นจากการเผาไหม้ไปใช้ประโยชน์โดยตรงหรือถ่ายเทให้กับน้ำใน หม้อไอน้ำ เพื่อเปลี่ยนสถานะเป็นไอน้ำที่มีความดันและอุณหภูมิสูง ไอน้ำที่ได้สามารถนำไปใช้ประโยชน์สำหรับการให้ความร้อนในกระบวนการผลิต หรือใช้ปั่น กังหันไอน้ำ เพื่อหมุนเครื่องกำเนิดไฟฟ้า (Generator)

เทคโนโลยีการใช้ หม้อไอน้ำ เพื่อผลิตไอน้ำส่งเข้า กังหันไอน้ำ เพื่อผลิตไฟฟ้าเป็นเทคโนโลยีพื้นฐานของโรงไฟฟ้าทั่วไปทั้งในประเทศและระดับสากล โดยราคาค่าก่อสร้างแปรผกผันตามกำลังการผลิต กล่าวคือ ยิ่งหม้อไอน้ำ มีขนาดใหญ่จะส่งผลให้ราคาต่อเมกะวัตต์น้อยลงเพราะเกิดส่วนประหยัดต่อขนาด (Economy of Scale) ซึ่งกระบวนการผลิตไฟฟ้าโดย หม้อไอน้ำ และ กังหันไอน้ำ มีหลักการทำงานในทำนองเดียวกับโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนทั่วไป เริ่มด้วยการสูบน้ำดิบซึ่งผ่านการกรองแล้วเข้าสู่ หม้อไอน้ำ ขณะที่เชื้อเพลิงควรจะมีขนาด ความชื้นและค่าความร้อนใกล้เคียงกัน จะถูกลำเลียงเข้าห้องเผา (Combustion Chamber) เพื่อให้เกิดความร้อนในระดับสูงประมาณ 850-1,000°C ความร้อนที่ได้จะทำให้น้ำใน หม้อไอน้ำ มีความร้อนเพิ่มขึ้น และส่งเข้าไปยังเครื่องทวีความร้อนไอน้ำยิ่งยวด (Superheater) ไอน้ำดังกล่าวจะกลายสภาพเป็นไอน้ำยิ่งยวด (Superheated Steam) แรงดันสูงเพื่อหมุน กังหันไอน้ำ ทำให้เกิดกระแสไฟฟ้าขึ้น โดยที่ไอน้ำออกจาก กังหันไอน้ำ จะผ่านกระบวนการควบแน่นให้กลับมาเป็นน้ำและนำมาใช้หมุนเวียนหลายครั้ง จนสุดท้ายจึงถูกปรับคุณภาพให้อยู่ในเกณฑ์มาตรฐานซึ่งไม่เป็นพิษต่อสิ่งแวดล้อมแล้วปล่อยลงสู่บ่อพักน้ำขนาดใหญ่ เพื่อให้ระเหยหายไปเองตามธรรมชาติ น้ำที่ผ่านกระบวนผลิตของโรงไฟฟ้าจึงไม่สร้างผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม โดยรูปที่ 36 แสดงกระบวนการผลิตไฟฟ้าประเภท หม้อไอน้ำ และ กังหันไอน้ำ สำหรับรูปที่ 37 แสดงถึงโครงสร้างของหม้อไอน้ำ (Boiler)

สำหรับฝุ่นผงซึ่งเกิดจากขั้นตอนการเผาไหม้จะผ่านกระบวนการบำบัด เช่น การใช้ถุงกรองอากาศ การใช้เครื่องดักจับฝุ่นแบบไฟฟ้าสถิตแรงสูง เป็นต้น ส่วนขี้เถ้าที่ได้ยังสามารถนำไปใช้ประโยชน์ได้อีกมากมาย เช่น ใช้เป็นวัสดุปรับคุณภาพดิน เป็นต้น



รูปที่ 36 กระบวนการผลิตไฟฟ้า-Direct Combustion (Boiler & Steam Turbine)



รูปที่ 37 โครงสร้างหม้อไอน้ำ (Boiler)

หม้อไอน้ำ (Boiler) [61]

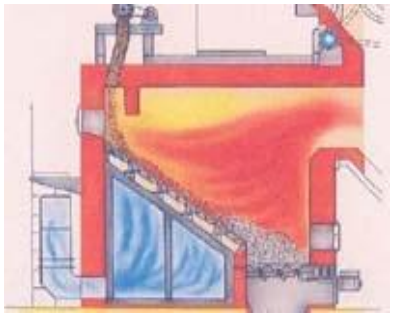
หม้อไอน้ำเป็นอุปกรณ์ที่เปลี่ยนน้ำให้เป็นไอน้ำ จากนั้นจ่ายป้อนให้กับกังหันไอน้ำในโรงไฟฟ้า การไหลของน้ำและไอน้ำในหม้อไอน้ำจะเป็นวงจร เพื่อที่จะทำให้ได้ปริมาณไอน้ำที่มีความดันและอุณหภูมิตามต้องการ การไหลของน้ำและไอน้ำอย่างต่อเนื่องจะทำให้เกิดตัวกลางในท่อตลอดเวลา ทำให้ท่อที่จุดใดจุดหนึ่งไม่ร้อนจัดจนเกินไป

โครงสร้างห้องเผาไหม้ของ หม้อไอน้ำ

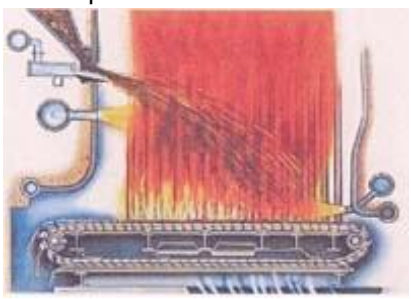
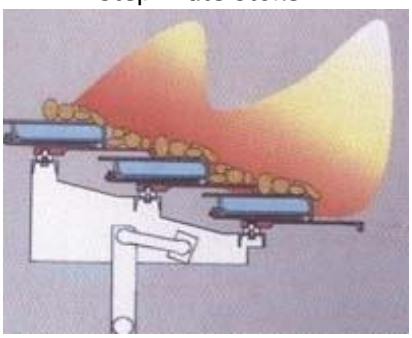
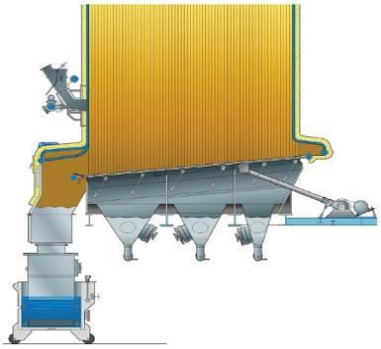
การจะเลือกใช้หม้อไอน้ำแบบใดและระบบการเผาไหม้แบบไหนขึ้นกับเงินลงทุน ชนิดของเชื้อเพลิง และราคาของเชื้อเพลิงเป็นหลัก โครงสร้างห้องเผาไหม้ที่ใช้ในประเทศไทย มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

- **การเผาไหม้แบบเชื้อเพลิงกอง (Stoker)**
  การเผาไหม้แบบนี้เป็นการเผาเชื้อเพลิงแข็งบนตะกรับ (Grate) โดยจะเคลื่อนที่อย่างช้าๆ จากข้างหนึ่งไปยังอีกข้างหนึ่งของเตาเผาไหม้ โดยเชื้อเพลิงจะป้อนเข้าทางด้านบนของตะกรับและจะถูกทำให้กระจายสม่ำเสมอทั่วตะกรับ โดย Stoker ประเภทต่างๆ มีรายละเอียดดังตารางที่ 30

ตารางที่ 30 ประเภทของ Stoker

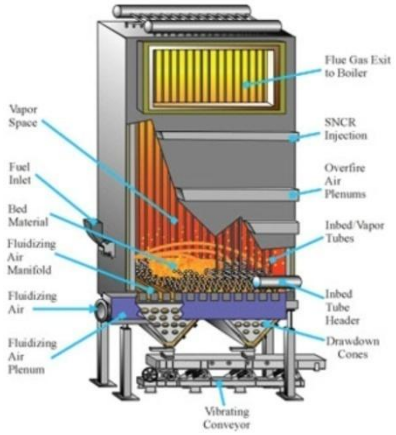
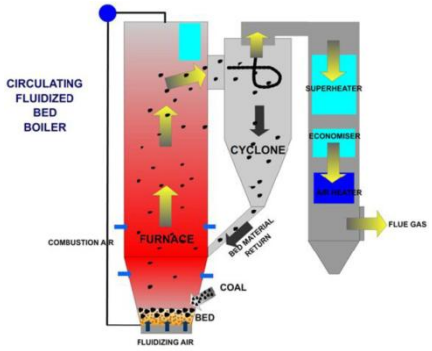
Stoker **ประเภทต่างๆ**	
Fixed Grate Stoker 	Fixed grate stoker มีโครงสร้างตะกรับยึดติดอยู่กับที่ ต้นทุนค่าก่อสร้างค่อนข้างถูก แต่มีข้อเสีย คือ ประสิทธิภาพต่ำ นำขี้เถ้าออกยากและบางครั้งเชื้อเพลิงค้างอยู่กลางตะกรับ ทำให้ประสิทธิภาพการเผาไหม้ลดลง โครงสร้างนี้ส่วนใหญ่ใช้ในโรงงานน้ำตาล โรงงานน้ำมันปาล์ม และโรงสีข้าวเช่น โรงไฟฟ้าปทุมไรซ์มิลล์
Traveling Grate Stoker	Traveling grate stoker โครงสร้างของตะกรับจะเคลื่อนที่ตลอดเวลาคล้ายตีนตะขาบรถถังเหมาะสำหรับเชื้อเพลิงที่มีขนาดใกล้เคียงกันและมีสัดส่วนขี้เถ้ามาก เช่น แกลบ โรงไฟฟ้าที่ใช้ระบบนี้มีหลายแห่ง เช่น ร้อยเอ็ดกรีน อู่ทองไบโอแมส บัวสมหมาย กัลฟ์ยะลากรีนและโรงงานน้ำตาลบางแห่ง อย่างไรก็ตามโครงสร้างนี้ไม่เหมาะกับการเผาไหม้เชื้อเพลิงหลายชนิดพร้อมกัน เพราะเชื้อเพลิงจะถูกเผาไหม้หมดไม่พร้อมกัน

[61] http://www.boilerthailand.com/

Stoker **ประเภทต่างๆ**	
Spreader Fired Stoker 	Spreader fired stoker โครงสร้างนี้พัฒนามาจาก Traveling grate stoker โดยนำเชื้อเพลิงมาบดให้ละเอียดและพ่นเข้าเตา มีประสิทธิภาพการเผาไหม้สูงขึ้นเพราะเชื้อเพลิงสัมผัสอากาศทั่วถึง แต่ต้นทุนค่าก่อสร้างสูงเช่นกัน โรงไฟฟ้าที่ใช้ระบบนี้มีใช้อยู่ที่เดียวคือ บ. เอทีไบโอพาวเวอร์ (พิจิตร)
Step Grate Stoker 	Step grate stoker มีโครงสร้างคล้ายกับขั้นบันได เชื้อเพลิงจะถูกผลักลงทีละขั้นทำให้มีโอกาสพลิกไปมา ประสิทธิภาพการเผาไหม้ดีขึ้น เหมาะกับการใช้เชื้อเพลิงหลายชนิด โรงไฟฟ้าที่ใช้ระบบนี้ เช่น โรงไฟฟ้ามุ่งเจริญพร และบัวใหญ่ไบโอพาวเวอร์
Vibrating Grate Stoker 	Vibrating grate stoker ตะกรับจะสั่นเพื่อให้ขี้เถ้าไหลลงสะดวก เป็นการเพิ่มประสิทธิภาพการเผาไหม้ โรงไฟฟ้าระบบนี้มีใช้อยู่ 3 โรงคือ บ.ภูเขียวไบโอ-เอ็นเนอร์ยี บ.ด่านช้างไบโอ-เอ็นเนอร์ยี และโรงงานน้ำตาลขอนแก่น ซึ่งทั้งสามโรงเป็นโรงงานน้ำตาลทั้งหมด

- **การเผาแบบเชื้อเพลิงลอยตัวเป็นของไหล (Fluidized-Bed)**
  การเผาแบบนี้จะมีข้อดีถ้าเชื้อเพลิงที่เผาไหม้เป็นเชื้อเพลิงแข็ง และใช้เพื่อการผลิตไอน้ำเป็นการผสมระหว่างอากาศและเชื้อเพลิง ทำให้เกิดการลอยตัวไปในทิศทางการไหลของแก๊ส เชื้อเพลิงกับอากาศที่ผสมกันอยู่จะมีคุณสมบัติเหมือนของเหลว การเผาไหม้จะเกิดขึ้นในเบด (Bed) มีการถ่ายเทความร้อนที่สูงมากให้แก่เตา แต่มีอุณหภูมิการเผาไหม้ต่ำ การเผาแบบลักษณะนี้สามารถใช้เชื้อเพลิงได้หลากหลาย และปริมาณแก๊สเสียที่เกิดขึ้นลดลง โดยประเภท Fluidized-Bed สามารถแบ่งออกได้ดังตารางที่ 31

ตารางที่ 31 ประเภทของ Fluidized Bed

ประเภทของ Fluidized Bed	
Bubbling Fluidized Bed Boilers (BFB) 	BFB เป็นรุ่นแรกของเทคโนโลยี Pressurized fluidized bed combustor ใช้ขนาดเชื้อเพลิง 1 – 10 mm และความเร็วลมในเตา 1.2 - 3.7 m /sec ขนาดหม้อไอน้ำโดยทั่วไป 102-318 ตัน/ชม. **ข้อได้เปรียบ :** - ตอบสนองไวต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลดใช้งาน - ประสิทธิภาพมากกว่า 95% - ใช้ได้กับเชื้อเพลิงหลากหลายประเภท - มลพิษทางอากาศต่ำ
Circulating Fluidized Bed Boiler (CFB) 	CFB เป็นรุ่นที่ 2 ของเทคโนโลยี Pressurized fluidized bed combustor ใช้ขนาดเชื้อเพลิง 6 –12 mm. และความเร็วลมในof 3.7 to 9 m/sec. ขนาดหม้อไอน้ำโดยทั่วไปได้ถึง 680 ตัน/ชม. **ข้อได้เปรียบ :** - ตอบสนองไวต่อการเปลี่ยนแปลงของโหลดใช้งาน - ประสิทธิภาพมากกว่า 95% - ใช้ได้กับเชื้อเพลิงหลากหลายประเภท - มลพิษทางอากาศต่ำ

ความดันไอน้ำใน หม้อไอน้ำ

ความดันไอน้ำใน หม้อไอน้ำ แบ่งออกเป็น 3 ระดับ ตามความดันไอน้ำ ดังนี้

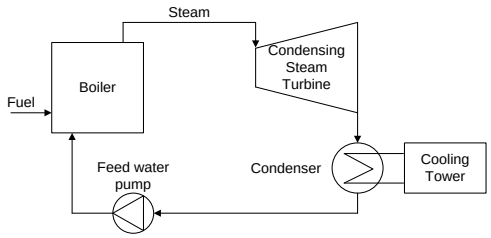
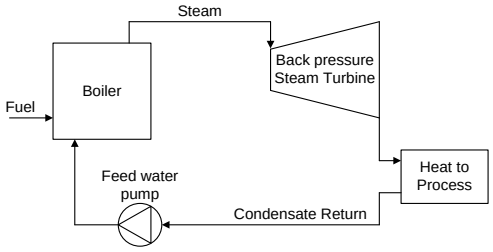
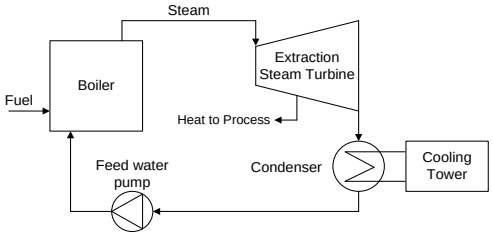
- ความดันต่ำไม่เกิน 20 บาร์ มีต้นทุนก่อสร้างต่ำ นิยมใช้ในโรงงานน้ำตาลและโรงงานสกัดน้ำมันปาล์มดิบ ส่วนใหญ่เป็นระบบผลิตพลังงานร่วม (Cogeneration) กล่าวคือ มีการนำไอน้ำใช้ในกระบวนการผลิต ประสิทธิภาพเฉพาะการผลิตไฟฟ้าประมาณ 5%
- ความดันปานกลางระหว่าง 20 – 40 บาร์ เป็นขนาดที่โรงไฟฟ้าส่วนใหญ่นิยมใช้ ประสิทธิภาพรวมประมาณ 20 - 23%
- ความดันสูงมากว่า 60 บาร์ขึ้นไป เช่น โรงไฟฟ้าเศษไม้ยะลากรีนพาวเวอร์ และโรงไฟฟ้าแกลบเอทีไบโอพาวเวอร์ ประสิทธิภาพรวมประมาณ 25 - 28%

ปัจจุบันมีผู้ผลิตบางรายที่สามารถผลิต หม้อไอน้ำ ที่ความดันไอน้ำได้สูงกว่า 90 บาร์

กังหันไอน้ำ (Steam Turbine)

เป็นการนำไอน้ำที่มีความดันและอุณหภูมิสูงจากหม้อไอน้ำมาใช้ให้เกิดประโยชน์ โดยหลักการทำงาน คือ ไอน้ำจากหม้อไอน้ำจะไปขับกังหันไอน้ำได้กำลังเพลา ซึ่งสามารถนำไปขับเครื่องกำเนิดไฟฟ้า ส่วนไอน้ำที่ออกจากเครื่องสามารถนำไปใช้ในกระบวนการผลิตต่อไป โครงสร้างกังหันไอน้ำแบ่งได้ดังตารางที่ 32

ตารางที่ 32 กังหันไอน้ำ แบบต่างๆ

โครงสร้าง กังหันไอน้ำ	
Condensing Steam Turbine 	<u>แบบ Condensing Turbine</u> การทำงานเริ่มจากนำน้ำดิบมาบำบัดให้ได้คุณภาพตามที่กำหนด เพื่อส่งน้ำที่บำบัดแล้วเข้า หม้อไอน้ำ น้ำที่ร้อนจะเปลี่ยนสถานะกลายเป็นไอน้ำ ผ่านไปยัง Condensing turbine เพื่อให้เกิดการหมุนและได้กระแสไฟฟ้า ไอน้ำที่ออกจาก กังหันไอน้ำ มีความดันต่ำมากและยังคงมีสภาพเป็นไอน้ำ ต้องทำให้กลับคืนเป็นน้ำโดยผ่านเครื่องควบแน่น (Condenser) และหอระบายความร้อน (Cooling tower) และหมุนเวียนกลับมาใช้ต่อไป ประสิทธิภาพของระบบโดยรวมอยู่ระหว่าง 15 -20 %
Back pressure Steam Turbine 	<u>แบบ Back Pressure Turbine</u> หลักการทำงานของระบบนี้จะแตกต่างจากระบบแรกเล็กน้อย กล่าวคือ ไม่มีเครื่องควบแน่นและหอระบายความร้อน และไอน้ำที่ออกจากกังหันไอน้ำจะมีความดันสูงเพื่อนำไปใช้ในกระบวนการผลิต ระบบนี้สามารถควบคุมความดันของไอน้ำที่ออกมาตามที่กระบวนการผลิตต้องการแต่ไฟฟ้าที่ผลิตได้จะน้อยลง เทคโนโลยีนี้เหมาะสำหรับโรงงานที่ต้องใช้ไอน้ำจำนวนมากในกระบวนการผลิต เช่น โรงงานผลิตน้ำตาล โรงงานสกัดน้ำมันปาล์ม เป็นต้น ประสิทธิภาพของระบบในภาพรวมมากกว่า 50%
Extraction Steam Turbine 	<u>แบบ Extraction Turbine</u> Extraction Turbine จะต่างจาก Back Pressure Turbine ตรงที่มีไอน้ำบางส่วนถูกปล่อยออกมาในช่วงกลางของกังหัน ไอน้ำที่ปล่อยออกมานี้จะมีความดันหลายขนาดให้เลือกตามความเหมาะสมกับจุดใดจุดหนึ่งของ Process ไอน้ำที่เหลือจะถูกปล่อยให้ขยายตัวผ่านกังหันเพื่อผลิตไฟฟ้าจนมีความดันต่ำจึงออกจากกังหัน

ประเภทเชื้อเพลิงที่สามารถใช้กับเทคโนโลยี High Pressure หม้อไอน้ำ กังหันไอน้ำ มีดังต่อไปนี้

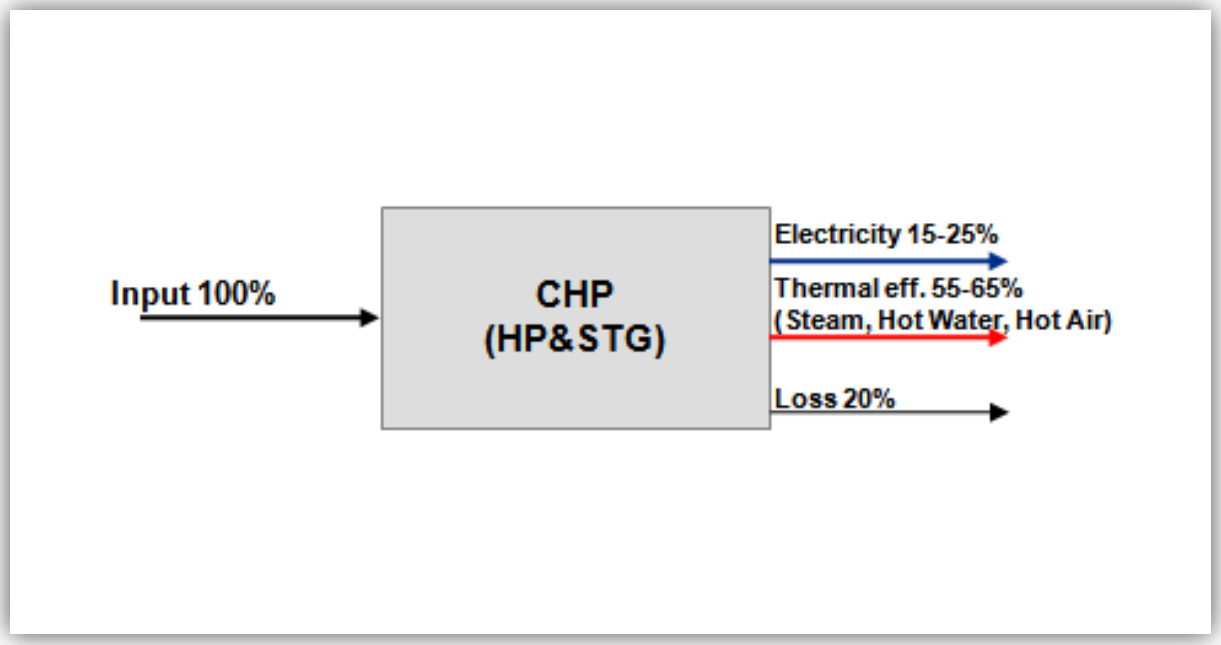
- ชีวมวล (Biomass)
- ขยะ (MSW)
- ถ่านหิน (Coal)
- ก๊าซธรรมชาติ (Natural Gas)

กรณีศึกษาของเทคโนโลยีระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (CHP) จากการดำเนินงานโครงการโรงไฟฟ้าแกลบ จังหวัดนครราชสีมา ประเภท High Pressure หม้อไอน้ำ & กังหันไอน้ำ Generator (HP&STG) ประสิทธิภาพ 80-85% พบว่า

Output: - มีประสิทธิภาพที่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ประมาณ 15-25% โดยแสดงดังรูปที่ 38

- สามารถผลิตพลังงานไอน้ำได้ประมาณ 12-12.5 ตันไอน้ำ/MWe/hr

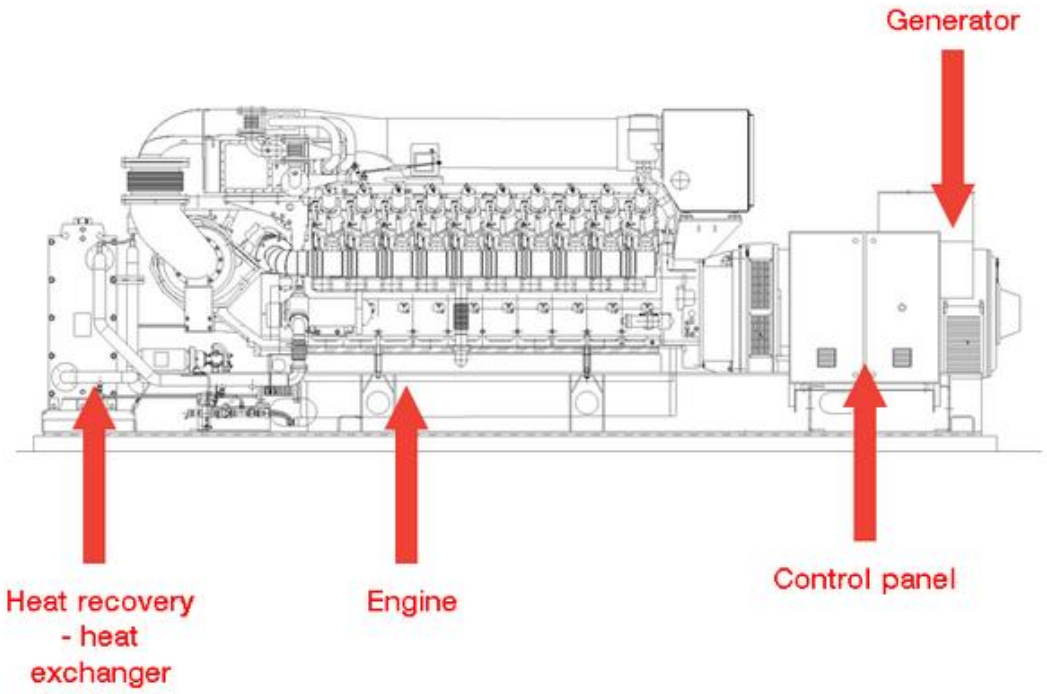
Loss: 20% จากระบบระบายความร้อนและประสิทธิภาพของอุปกรณ์ต่างๆ



รูปที่ 38 ประสิทธิภาพของระบบ CHP ประเภท HP&STG

<u>เทคโนโลยีเครื่องยนต์สันดาปภายใน</u> (Gas Engine)

เครื่องยนต์สันดาปภายในที่ใช้ก๊าซชีวภาพ (Biogas) มีหลักการทำงานของเครื่องยนต์มีเหมือนกับการทำงานของรถยนต์ที่ใช้น้ำมันเบนซิน ซึ่งต้องมีการจุดระเบิดโดยใช้หัวเทียนโดยการเผาไหม้ในกระบอกสูบของเครื่องยนต์สันดาปภายในที่จุดศูนย์กลางอาจมีอุณหภูมิสูงถึง 1,400°C ซึ่งมีประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าเฉลี่ยอยู่ที่ 35% สำหรับองค์ประกอบของเครื่องยนต์สันดาปภายในแสดงดังรูปที่ 39



รูปที่ 39 ส่วนประกอบของเครื่องยนต์สันดาปภายใน [62]

ประเภทเชื้อเพลิงที่สามารถใช้กับเทคโนโลยี High Pressure หม้อไอน้ำ กังหันไอน้ำ มีดังต่อไปนี้

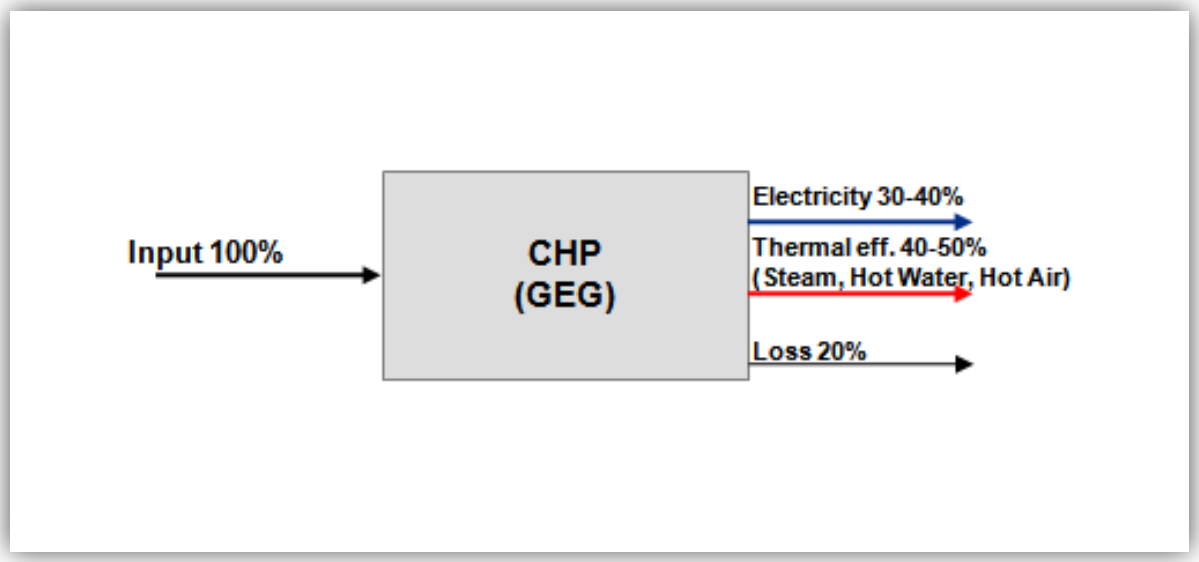
- ก๊าซธรรมชาติ (Natural Gas)
- ก๊าซชีวภาพ (Biogas)

[62] http://www.clarke-energy.com/2013/chp-cogen-efficiency-biogas/

สำหรับกรณีศึกษาของเทคโนโลยีระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (CHP) จากการดำเนินงานโครงการโรงงานแปรรูปอาหาร จังหวัดกรุงเทพมหานครและสระบุรี ประเภท Gas Engine Generator (GEG) ประสิทธิภาพ 80-85%

Output: - มีประสิทธิภาพที่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ 35-40% โดยแสดงดังรูปที่ 40

- พลังงานความร้อนออกมาในรูปก๊าซไอเสีย (Exhaust Gas) น้ำหล่อเย็นเสื้อสูบ (Jacket Water) โดยก๊าซไอเสียเมื่อนำไปผ่าน Heat Recovery Steam Generator (HRSG) เพื่อแลกเปลี่ยนความร้อนจะสามารถผลิตไอน้ำที่อุณหภูมิ 164°C ได้ปริมาณประมาณ 0.7 ตันไอน้ำ/MWe/hr สำหรับน้ำหล่อเย็นเสื้อสูบสามารถนำไปแลกเปลี่ยนความร้อนผ่าน Plate Heat Exchanger ซึ่งสามารถผลิตน้ำร้อนที่อุณหภูมิ 80-90°C ได้ปริมาณ 5-6 m^3/MWe/hr



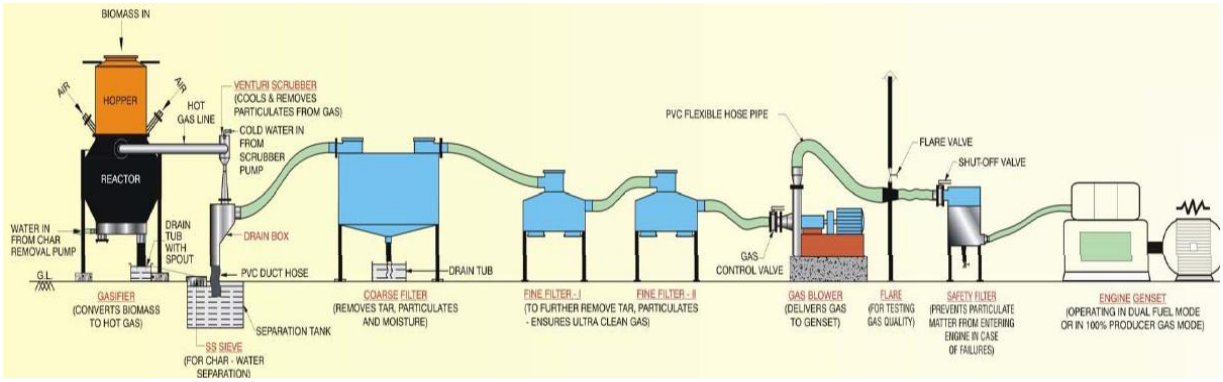
รูปที่ 40 ประสิทธิภาพของระบบ CHP ประเภท GEG

<u>เทคโนโลยีแก๊สซิฟิเคชั่น</u> (Gasification)

เทคโนโลยีแก๊สซิฟิเคชั่น (Gasification) เป็นการควบคุมอากาศในห้องเผาไหม้ในปริมาณจำกัดที่อุณหภูมิเผาไหม้ประมาณ 900-1,000°C ทำให้เกิดการเผาไหม้ที่ไม่สมบูรณ์และเกิดก๊าซเชื้อเพลิงสังเคราะห์ (Producer gas) ที่มีองค์ประกอบของก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ (CO) ไฮโดรเจน (H_2) และเกิดมีเทน (CH_4) เล็กน้อย โดย Producer gas ที่เกิดขึ้นสามารถนำไปให้ความร้อนโดยตรงหรือนำไปเป็นเชื้อเพลิงสำหรับเครื่องยนต์สันดาปภายในเพื่อผลิตไฟฟ้า (Gas Engine)

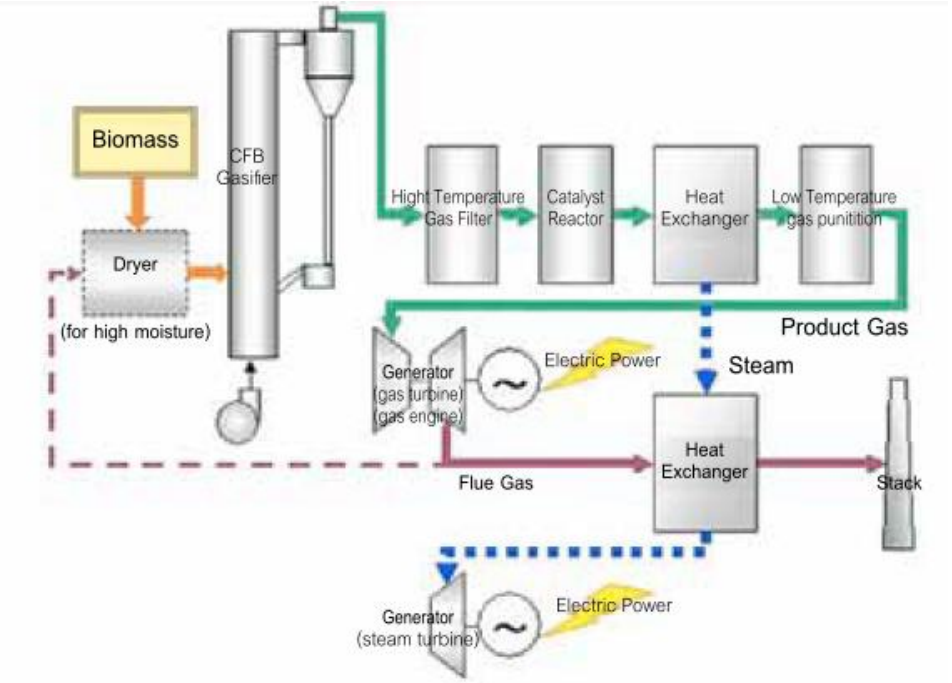
แก๊สซิฟิเคชั่นแบ่งได้หลายประเภท เช่น แบบอากาศไหลลง (Down Draft) แบบอากาศไหลขึ้น (Up Draft) แบบฟลูอิดไดซ์เบด (Fluidized Bed) ประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าของระบบมีความหลากหลายอยู่

ระหว่าง 20-30% ขึ้นกับการออกแบบและประสิทธิภาพของอุปกรณ์ที่ใช้ รูปที่ 41 แสดงถึงระบบแก๊สซิฟิเคชั่นที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า



รูปที่ 41 ระบบแก๊สซิฟิเคชั่นที่ใช้ในการผลิตไฟฟ้า [63]

การผลิตก๊าซเชื้อเพลิงสังเคราะห์ (Producer Gas) จากชีวมวลโดยวิธีแก๊สซิฟิเคชั่น (Biomass Gasification) เป็นหนึ่งในระบบร่วมกับเทคโนโลยีระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (CHP) ซึ่งสารชีวมวลที่เป็นของแข็งเมื่อนำไปผ่านกระบวนการการเผาไหม้ที่ไม่สมบูรณ์ ก็จะสามารถผลิต Producer Gas ได้ ซึ่ง Producer Gas ดังกล่าวจะถูกนำไปเป็นก๊าซเชื้อเพลิงให้แก่เครื่องยนต์ผลิตไฟฟ้า (Gas Engine Generator) ต่อไปดังรูปที่ 42



รูปที่ 42 ตัวอย่างกระบวนการผลิตก๊าซเชื้อเพลิงสังเคราะห์ (Producer Gas) เพื่อนำไปเป็นก๊าซเชื้อเพลิงให้แก่เครื่องยนต์ผลิตไฟฟ้า (Gas Engine Generator) [64]

[63] Ankur Scientific
[64] นิตยาสารเทคโนโลยี โปรโมชั่น เรื่องการเลือกใช้ชีวมวลเป็นเชื้อเพลิง (biomass as a fuels)

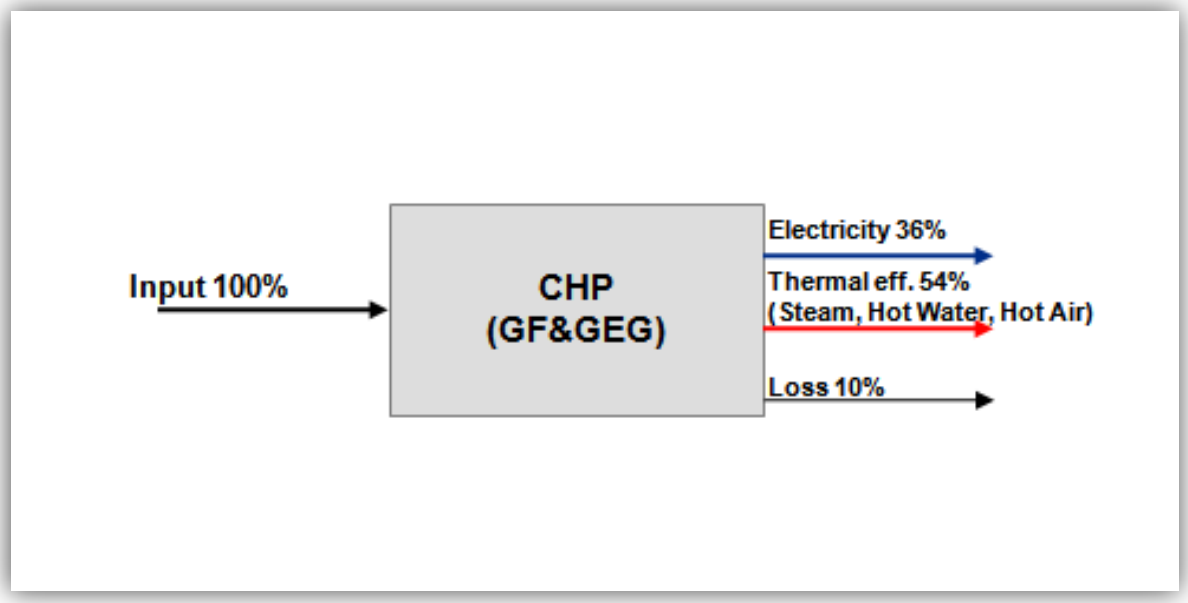
ประเภทเชื้อเพลิงที่สามารถใช้กับเทคโนโลยี Gasification และ Gas Engine มีดังต่อไปนี้

- ชีวมวล (Biomass)
- ขยะ (MSW)
- ถ่านหิน (Coal)

กรณีศึกษาของเทคโนโลยีระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (CHP) จากการดำเนินงานโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานชีวมวล จังหวัดตรัง ประเภท Gasification และ Gas engine ซึ่งใช้เชื้อเพลิงประเภทชีวมวลและเชื้อเพลิงพาณิชย์ที่เป็นเชื้อเพลิงแข็งผ่านเข้าระบบ Gasification ให้เกิดกระบวนการเผาไหม้ที่ไม่สมบูรณ์ทำให้เชื้อเพลิงแข็งดังกล่าวเปลี่ยนรูปพลังงานเป็นเชื้อเพลิงก๊าซ (Producer Gas) เพื่อนำไปแหล่งพลังงานเข้าสู่ระบบ Gas Engine Generator เพื่อผลิตไฟฟ้าต่อไป

Output: - มีประสิทธิภาพที่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ประมาณ 36% โดยแสดงดังรูปที่ 43

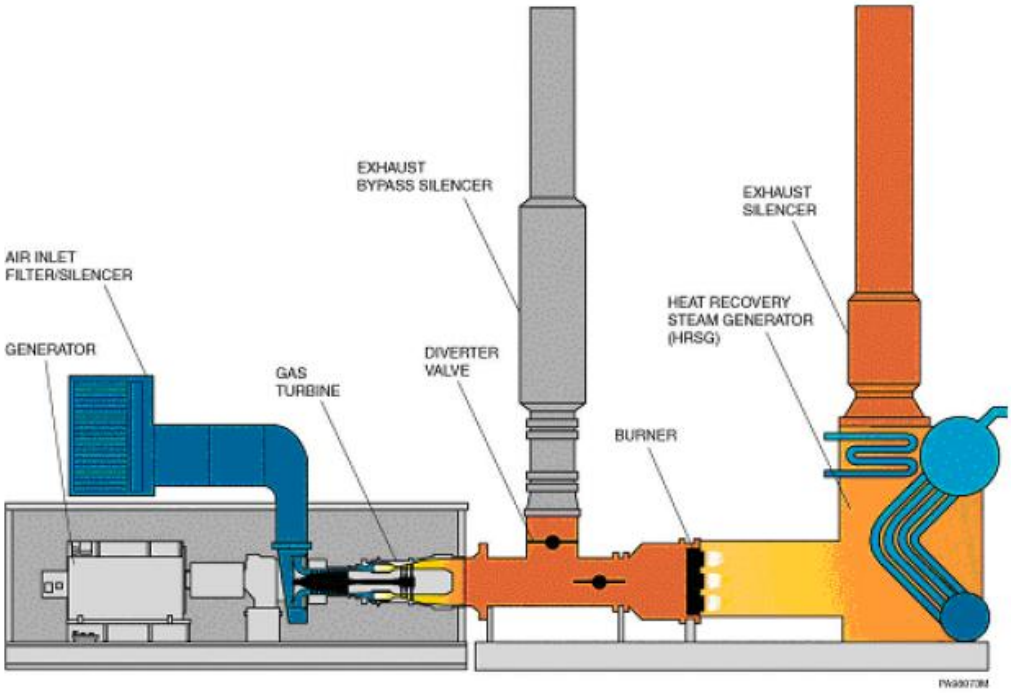
- พลังงานความร้อนออกมาในรูปก๊าซไอเสีย (Exhaust Gas) น้ำหล่อเย็นเสื้อสูบ (Jacket Water) โดยก๊าซไอเสียเมื่อนำไปผ่าน Heat Recovery Steam Generator (HRSG) เพื่อแลกเปลี่ยนความร้อนจะสามารถผลิตไอน้ำที่อุณหภูมิ 164°C ได้ปริมาณประมาณ 0.7 ตันไอน้ำ/MWe/hr สำหรับน้ำหล่อเย็นเสื้อสูบสามารถนำไปแลกเปลี่ยนความร้อนผ่าน Plate Heat Exchanger ซึ่งสามารถผลิตน้ำร้อนที่อุณหภูมิ 80-90°C ได้ปริมาณ 5-6 m^3/MWe/hr



รูปที่ 43 ประสิทธิภาพของระบบ CHP ประเภท GF&GEG

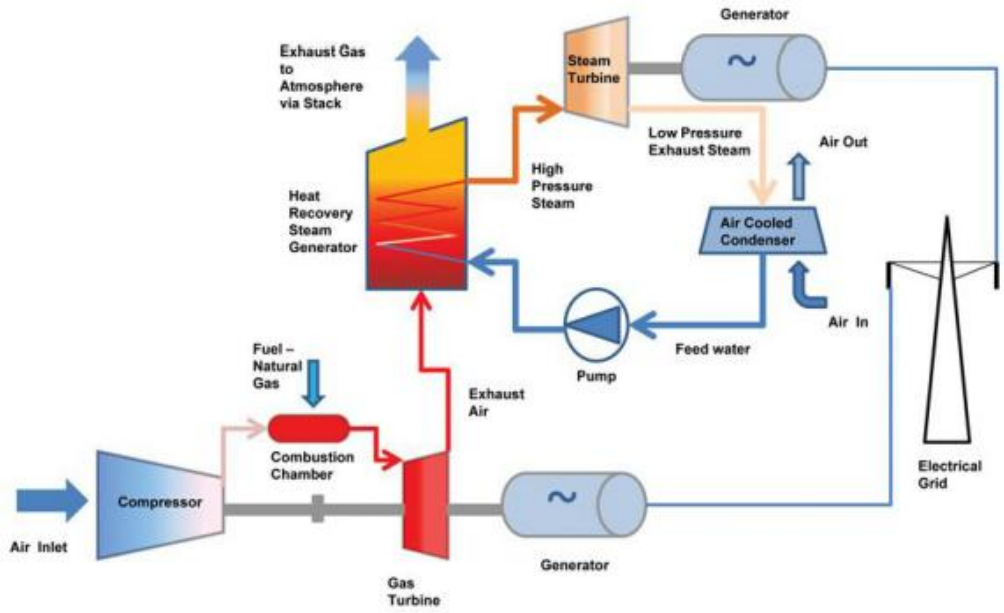
<u>เทคโนโลยีกังหันก๊าซ</u> (Gas Turbine) [65]

หลักการทำงานของระบบกังหันก๊าซ คือคอมเพรสเซอร์จะอัดอากาศจากภายนอก และนำเข้าสู่ห้องเผาไหม้ เชื้อเพลิงจะถูกฉีดเข้ามาผสมกับอากาศและจุดระเบิด เกิดก๊าซร้อนจากการเผาไหม้ขึ้น ซึ่งจะไปขยายตัวผ่านเครื่องกังหันก๊าซ ทำให้กังหันก๊าซหมุน แกนของเครื่องกังหันก๊าซจะต่อไปขับเครื่องกำเนิดไฟฟ้าเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า ส่วนก๊าซร้อนที่ปล่อยจากกังหันก๊าซจะมีอุณหภูมิประมาณ 450-550°C ก๊าซร้อนนี้สามารถนำไปใช้เป็นแหล่งให้ความร้อน โดยใช้อุปกรณ์เสริมคือ Waste Heat หม้อไอน้ำ เพื่อผลิตไอน้ำที่ความดันต่ำๆ หรือนำไปใช้ในกระบวนการผลิตโดยตรง โดยรูปที่ 44 และ 45 แสดงถึงระบบผลิตพลังงานร่วมชนิดกังหันก๊าซและแผนภาพระบบกังหันก๊าซร่วมกับ HRSG



รูปที่ 44 ระบบผลิตพลังงานร่วมชนิดกังหันก๊าซ [65]

[65] เอกสารเผยแพร่ ภาคอุตสาหกรรม หมวดที่ 9: ระบบผลิตพลังงานร่วม (Cogeneration)



รูปที่ 45 แผนภาพระบบกังหันก๊าซร่วมกับ HRSG [66]

กังหันก๊าซประกอบด้วย 5 ส่วน ได้แก่

1. เครื่องอัดอากาศ (Air Compressor)
2. ห้องเผาไหม้ (Combustion Chamber)
3. เครื่องกังหัน (Turbine)
4. ชุดเพลา และ gearbox
5. Exhaust

ประเภทเชื้อเพลิงที่สามารถใช้กับเทคโนโลยี Gas Turbine คือ ก๊าซธรรมชาติ (Natural Gas)

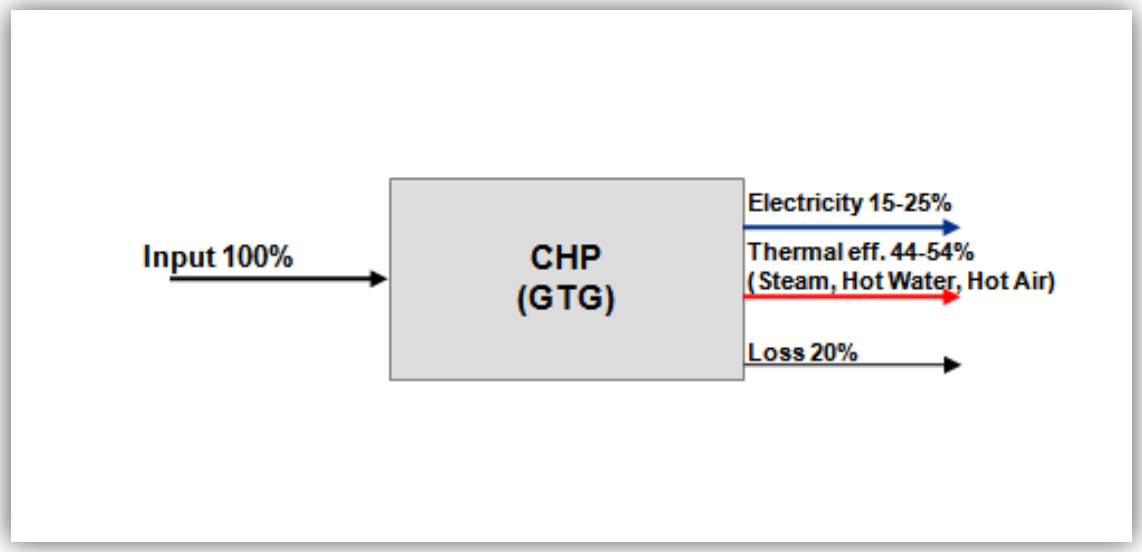
สำหรับกรณีศึกษาของเทคโนโลยีระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (CHP) จากการดำเนินงานโครงการโรงงานแปรรูปอาหาร จังหวัดสระบุรี ประเภท Gas Turbine Generator (GTG) ประสิทธิภาพ 80-85%

Output: - มีประสิทธิภาพที่สามารถผลิตไฟฟ้าได้ประมาณ 26-33% โดยแสดงดังรูปที่ 46

- พลังงานความร้อนออกมาในรูปก๊าซไอเสีย (Exhaust Gas) เมื่อนำไปผ่าน Heat Recovery Steam Generator (HRSG) เพื่อแลกเปลี่ยนความร้อนจะสามารถผลิตไอน้ำที่อุณหภูมิ 164°C ได้ปริมาณประมาณ 2.3-2.6 ตันไอน้ำ/MWe/hr

Loss: 20% จากระบบระบายความร้อนและประสิทธิภาพของอุปกรณ์ต่างๆ

[66] http://www.bios-bioenergy.at/en/electricity-from-biomass/steam-turbine.html



รูปที่ 46 ประสิทธิภาพของระบบ CHP ประเภท GTG

กิจกรรมที่ 4: อุปสรรคของการจัดทำระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมาก (VSPP-CHP) ในประเทศไทยสำหรับเชื้อเพลิงชีวภาพ

การศึกษาด้านอุปสรรคในการจัดทำระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม CHP ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวภาพในประเทศไทยเมื่อมองในด้านต่างๆ ตามหลักในการวิเคราะห์ปัจจัยภายนอก ซึ่งเป็นการประเมินสภาพแวดล้อมที่ผู้ประกอบการไม่สามารถควบคุมหรือเปลี่ยนแปลงได้ในสถานการณ์ปัจจุบัน โดยทั่วไปปัจจัยภายนอกที่มีความสำคัญที่ต้องให้ความสนใจมี 7 ประการ หรือเรียกว่า MC-STEPS ดังรายละเอียดด้านล่าง

1) ด้านการตลาด (Market)
2) ด้านสถานการณ์การแข่งขัน (Competition)
3) ด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม (Social and Environment)
4) ด้านเทคโนโลยีและขนาดของระบบ (Technology and Installment Capacity)
5) ด้านเศรษฐกิจ (Economic)
6) ด้านการเมืองและกฎหมาย (Political & Legal)
7) ด้านการจัดหาวัตถุดิบ (Fuel Suppliers)

โดยอุปสรรคในด้านต่างๆ ตามหลัก MC-STEPS จะถูกนำมาพิจารณาเพื่อหาแนวทางแก้ไขและส่งเสริมให้มีการสนับสนุนการผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ CHP ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

ด้านการตลาด (Market)

การวิเคราะห์ด้านการตลาดเกี่ยวข้องกับการวิเคราะห์ผู้ซื้อหรือกลุ่มลูกค้าเป้าหมาย ซึ่งกระบวนการวิเคราะห์กลุ่มเป้าหมาย จะมุ่งเน้นที่การแบ่งตลาดออกเป็นส่วนๆ (Market Segmentation) ให้กลุ่มลูกค้าเป้าหมายที่มีพฤติกรรม และการตอบสนองต่อกระบวนการทางการตลาดที่คล้ายคลึงกัน อยู่ในกลุ่มเดียวกัน แต่ให้มีความแตกต่างกันอย่างชัดเจนในระหว่างกลุ่ม เพื่อกำหนดเป้าหมาย (Target Market Selection) และการกำหนดตำแหน่งของผลิตภัณฑ์ (Product Positioning)

โดยทั่วไปแล้วกลุ่มผู้ซื้อหรือกลุ่มเป้าหมายของ VSPP CHP จำแนกตามรูปแบบผลผลิตของโรงไฟฟ้าระบบพลังงานความร้อนร่วมหรือ CHP แบ่งออกเป็น 2 ส่วนหลักๆ ได้แก่ กลุ่มผู้ซื้อพลังงานไฟฟ้า และ กลุ่มผู้ซื้อพลังงานความร้อน/ความเย็น ซึ่งในการวิเคราะห์อุปสรรคของการส่งเสริมให้เกิดโรงไฟฟ้า CHP ในด้านการตลาดจึงมีรายละเอียดดังนี้

- **อุปสรรคด้านการตลาดในส่วนไฟฟ้า**

กลุ่มผู้ซื้อไฟฟ้าจาก VSPP CHP จำแนกได้เป็น 2 กลุ่ม คือ

1. การไฟฟ้าส่วนภูมิภาค หรือ การไฟฟ้านครหลวง ซึ่งจำแนกปัจจัยสำคัญที่ต้องพิจารณา ดังนี้

- ปริมาณการรับซื้อ แม้ว่าในแผน PDP 2010 ได้เคยมีการกำหนดแผนการรับซื้อ VSPP ระบบ Cogeneration ตามประมาณการการรับซื้อของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ช่วงปี 2553 – 2573 รวมทั้งสิ้น 113 MW แต่จะเห็นได้ว่าแผนการรับซื้อดังกล่าวไม่ได้สะท้อนไว้ในแผน AEDP ซึ่งมุ่งเน้นการส่งเสริมการรับซื้อพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภทไว้ชัดเจน แต่ไม่มีการระบุเป้าหมายสำหรับ VSPP CHP ไว้
- ราคารับซื้อ : ปัจจุบันคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) ได้ประกาศหลักเกณฑ์การซื้อไฟฟ้าใหม่สำหรับพลังงานหมุนเวียนเป็นแบบ Feed-in Tariff ซึ่งเป็นสัญญาระยะยาว ทำให้ช่วยลดความเสี่ยงด้านการตลาดในส่วนไฟฟ้าได้มาก โดยมีการแยกประเภทการให้ Feed-in Tariff เป็นแบบคงที่ และแบบแปรผันสำหรับกลุ่มพลังงานชีวภาพโดยที่ Feed-in Tariff สำหรับกลุ่มพลังงานธรรมชาติ ได้แก่ พลังงานน้ำ ลม แสงอาทิตย์ เป็นแบบคงที่ตลอดอายุโครงการ ซึ่งถือเป็นความเสี่ยงประการหนึ่งในการรับซื้อระยะยาวเนื่องจากสำหรับกฎระเบียบของ VSPP ที่สามารถซื้อขายไฟฟ้าได้ตลอดเวลา ตามโครงสร้างราคาและขนาดพิกัดที่ VSPP ได้ทำสัญญากับการไฟฟ้าไว้ จึงถือว่ากฎระเบียบดังกล่าวมีประโยชน์มาก และสามารถลดอุปสรรคด้านการตลาดในส่วนไฟฟ้าได้ดี

แต่เป็นที่น่าสังเกตว่า นโยบายดังกล่าวไม่มีรายละเอียดถึงการสนับสุนด้านราคาสำหรับกลุ่มโรงไฟฟ้า VSPP CHP โดยเฉพาะกลุ่มที่ใช้เชื้อเพลิงเชิงพาณิชย์ เช่น ก๊าซธรรมชาติ น้ำมัน และถ่านหิน นอกจากนี้กลุ่ม VSPP CHP นี้มีข้อกำหนดเรื่องการวัดสัดส่วนการประหยัดเชื้อเพลิง (Primary Energy Saving หรือ PES) ไม่น้อยกว่า 10% หากทำได้น้อยกว่าจะต้องเสียค่าปรับ ในขณะที่ข้อกำหนดเรื่องบทปรับดังกล่าวไม่บังคับใช้สำหรับกลุ่ม SPP Cogeneration โดยที่สูตรการคำนวณค่า PES ของ SPP และ VSPP เป็นสูตรเดียวกันนี้ที่ได้ระบุไว้ในกิจกรรมที่ 2 ได้แก่

$$PES = \left(1 - \frac{1}{\frac{COGEN\ Heat\ Eff.}{ref.Heat\ Eff.} + \frac{COGEN\ Electricity\ Eff.}{ref.\ Electricity\ Eff.}}\right) \times 100\%$$

โดยกำหนดค่าประสิทธิภาพผลิตไฟฟ้าและการนำความร้อนไปใช้ประโยชน์อ้างอิงของ VSPP ตามชนิดเชื้อเพลิงที่ใช้ผลิตไฟฟ้า ดังนี้

ชนิดเชื้อเพลิง	Ref. Elec. Eff	Ref. Heat. Eff.
ก๊าซธรรมชาติ	45 %	85 %
ถ่านหิน	40 %	80 %
น้ำมัน	40 %	80 %

สำหรับค่าประสิทธิภาพผลิตไฟฟ้าและการนำความร้อนไปใช้ประโยชน์ของ SPP อ้างอิงตามชนิดเชื้อเพลิงที่ผลิตไฟฟ้า ดังนี้

ชนิดเชื้อเพลิง	Ref. Elec. Eff	Ref. Heat. Eff.
ก๊าซธรรมชาติ	45.28 %	85 %
ถ่านหิน	40 %	80 %

ดังนั้น จะเห็นได้ว่า VSPP CHP ต้องบริหารโครงการให้ได้มาตรฐานทางเทคนิคเทียบเท่ากับ SPP CHP แต่กลับไม่ได้รับการส่งเสริมอย่างเป็นรูปธรรมทั้งในส่วนของการผลักดันด้านนโยบายและการสนับสนุนทางการเงินในรูปของค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง

	SPP CHP	VSPP CHP
PES ≥ 10%	ได้รับค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง (Fuel Saving : FS) ในอัตรา 0.36 บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง	ไม่ได้รับค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง (Fuel Saving : FS)
PES < 10%	ไม่มีบทปรับ แต่ไม่ได้รับค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง (Fuel Saving : FS)	มีบทปรับ คำนวณจากสมการดังนี้ ค่าปรับ = [$PES_{ที่กำหนด} - PES_{จริง}$] * รายได้ค่าพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อในรอบปีนั้นๆ

2. ผู้ประกอบการทั่วไป ซึ่งโดยส่วนใหญ่จะเป็นโรงงานที่อยู่ติดกัน หรือ ในบริเวณเดียวกับที่ตั้งของโครงการ VSPP CHP ซึ่งส่วนใหญ่ การตั้งราคาขายไฟฟ้าสำหรับกลุ่มนี้ จะมีข้อจำกัด เรื่องการตั้งราคา คือ ตั้งได้ไม่เกินราคาขายที่ประกาศโดยการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค หรือ การไฟฟ้านครหลวง และในบางกรณีอาจจำเป็นต้องมีการให้ส่วนลด (Discount) เพื่อเป็นการสร้างแรงจูงใจให้ผู้ประกอบการเหล่านั้นตัดสินใจซื้อไฟฟ้าจากโครงการ ในขณะที่โครงการจะต้องมีภาระในการลงทุนเพิ่มเติมเรื่องระบบการจำหน่ายเชื่อมโยงไปยังโรงงานของผู้ซื้อเหล่านั้นด้วย ซึ่งจะทำให้การลงทุนในลักษณะสถานีผลิตพลังงาน (Distributed Generation: DG) เพื่อกระจายการลงทุนไปยังพื้นที่ที่ยังคงมีปัญหาเรื่องความเสถียรของพลังงานไฟฟ้ามีข้อจำกัด เพราะความไม่คุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์

- **อุปสรรคด้านการตลาดในส่วนความร้อน**

แม้ว่าการจำหน่ายไอน้ำจะไม่มีข้อจำกัดเรื่องเพดานราคาดังเช่นในกรณีของการจำหน่ายพลังงานไฟฟ้าดังกล่าวถึงข้างต้น แต่การตลาดในส่วนความร้อน มีอุปสรรคสำคัญในเรื่องการเข้าถึงกลุ่มเป้าหมาย เพราะโดยทั่วไปโครงการจะสามารถจำหน่ายจ่ายความร้อนออกให้กับผู้ซื้อที่อยู่ใกล้กับโรงไฟฟ้าเท่านั้น เพื่อลดความสูญเสียในระบบ (Trasmission Loss) ดังนั้นจำนวนกลุ่มผู้ซื้อจึงจำกัดเพียงรายเดียว หรือไม่กี่ราย จึงถือว่ามีความเสี่ยงเพราะสัดส่วนการซื้อของผู้ซื้อรายดังกล่าวจะค่อนข้างสูงเมื่อเทียบกับปริมาณพลังงานความร้อนที่โรงไฟฟ้าผลิตได้ทั้งหมด ในขณะที่ปริมาณความต้องการมีความไม่แน่นอน เพราะลูกค้าประเภทโรงงานอุตสาหกรรมที่มีการใช้พลังงานความร้อนไม่คงที่ ในระดับช่วงเวลาต่างๆ ทั้งช่วงสั้น คือ ระหว่างชั่วโมง ระหว่างวัน อีกทั้งยังขึ้นกับฤดูกาลของช่วงระหว่างปีอีกด้วย ตลอดจนสถานการณ์ตลาดขั้นทุติยภูมิคือการตลาดของสินค้าหรืออุตสาหกรรมนั้นๆ มีผลโดยตรงต่อการเดินเครื่องและกำลังการผลิต ซึ่งเกี่ยวเนื่องกับการใช้ปริมาณความร้อนโดยความร้อนที่ไม่ได้ใช้งานจะถูกปล่อยทิ้งซึ่งเป็นการเสียพลังงานโดยไม่ได้ใช้ประโยชน์อะไร

<u>ด้านสถานการณ์การแข่งขัน (Competition)</u>

ในการวิเคราะห์คู่แข่งขันนั้นจำเป็นต้องคำนึงถึงคู่แข่งทางตรง ซึ่งได้แก่กิจการที่นำเสนอบริการประเภทเดียวกัน และคู่แข่งทางอ้อม ซึ่งได้แก่บริการหรือสินค้าทดแทนในรูปแบบต่างๆ โดยในกลุ่มของคู่แข่งทางตรงจะต้องวิเคราะห์ถึง จำนวนของคู่แข่ง ขนาดของคู่แข่ง ตลอดจนความรุนแรงของสถานการณ์การแข่งขันในปัจจุบัน ข้อมูลดังกล่าวจะต้องนำไปเชื่อมโยงกับการกำหนดกิจกรรมทางการตลาด เพื่อให้กิจการสามารถแข่งขันได้อย่างมีประสิทธิภาพ และปรับตัวให้ทันต่อเหตุการณ์และการเปลี่ยนแปลงของคู่แข่งได้ตลอดเวลา

ในการวิเคราะห์สถานะการแข่งขัน จึงแยกพิจารณาตามผลผลิตหลักของโครงการ ดังนี้

- กลุ่มคู่แข่งที่ผลิตและจำหน่ายไฟฟ้า ประกอบด้วย IPP SPP ซึ่งทั้งสองกลุ่ม มีความได้เปรียบทางการแข่งขัน (Competitive Advantage) ในเรื่องต้นทุนการผลิตที่เกิดจากการประหยัดต่อขนาด (Economy of Scale) ในการลดต้นทุนการผลิตต่อหน่วยมากกว่า VSPP
- กลุ่มคู่แข่งที่ผลิตความร้อน หรือ ไอน้ำ คือ SPP ที่ตั้งอยู่ในบริเวณใกล้เคียง ซึ่งเป็นกลุ่มที่นอกจากจะได้เปรียบในเรื่องของการประหยัดต่อขนาดแล้ว ยังได้เปรียบในเรื่องของนโยบายราคาในส่วนของค่าการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง (Fuel Saving : FS) ในอัตรา 0.36 บาทต่อกิโลวัตต์ชั่วโมง ดังกล่าวถึงข้างต้น

ทั้งนี้ ในส่วนของการวิเคราะห์ความรุนแรงของสภาพการแข่งขันระหว่างผู้ผลิตไฟฟ้า จำเป็นต้องคำนึงถึงเรื่องการแย่งชิงที่ตั้งโครงการด้วย เพราะที่ตั้งโครงการที่เหมาะสมจะมีผลต่อการเข้าถึงแหล่งเชื้อเพลิง การเข้าถึงกลุ่มลูกค้า และการจำหน่ายไฟฟ้าเข้าระบบของการไฟฟ้าฝ่ายจำหน่าย ซึ่งเกี่ยวเนื่องกับข้อจำกัดของสายส่ง ปริมาณการใช้ไฟฟ้า (Load) ของผู้ใช้ไฟฟ้าในสายส่ง (Feeder) หรือสถานีไฟฟ้าย่อย (Sub station) ในเขตพื้นที่นั้นด้วย

นอกจากนี้ ปัจจัยสำคัญที่มีผลต่อการขยายตลาด VSPP CHP ยังเกี่ยวเนื่องกับประสิทธิภาพการใช้พลังงานความร้อนของกลุ่มผู้ซื้อ กล่าวคือ ถ้าการใช้พลังงานเดิมมีประสิทธิภาพต่ำ ส่งผลให้การส่งเสริม VSPP CHP ทำได้ง่ายกว่า

ด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม (Social and Environment)

ในการวิเคราะห์ด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม โครงการควรต้องเข้าใจในกฎระเบียบต่างๆ ค่านิยม และความสนใจของกลุ่มผู้เกี่ยวข้องในการดำเนินธุรกิจด้วย เพราะปัจจัยดังกล่าวจะกำหนดรูปแบบการดำเนินโครงการและความสัมพันธ์ระหว่างโครงการ และผู้เกี่ยวข้อง

แม้ว่าปัจจุบันประเทศไทยมีกระบวนการจัดการ กฎระเบียบราชการ ตลอดจนกฎกระทรวงที่เข้มงวด ตลอดจนมีกระบวนการตรวจสอบโดยประชาชนอย่างเข้มงวดอยู่แล้ว อีกทั้งความสามารถของเทคโนโลยีปัจจุบัน ซึ่งถ้ามีการบริหารจัดการอย่างถูกต้อง แต่ปรากฏการณ์ที่เกิดขึ้นในสังคม คือ ทัศนคติด้านลบของสังคมที่มีต่อโรงไฟฟ้า และกระแสการต่อต้านโรงไฟฟ้าทวีความรุนแรงมากขึ้นในเกือบทุกพื้นที่ จนนำไปสู่ข้อขัดแย้งในท้องถิ่นระหว่างชุมชนกับผู้พัฒนาโครงการ จนทำให้การพัฒนาโครงการ VSPP หลายโครงการหยุดชะงัก หรือรุนแรงถึงขั้นยกเลิกโครงการไปในที่สุด ทั้งๆ ที่ในความเป็นจริงการเกิดขึ้นของโรงไฟฟ้าในเขตพื้นที่ดังกล่าวจะมีส่วนช่วยยกระดับความเป็นอยู่ของประชาชนในพื้นที่ เสริมสร้างความพร้อมด้านระบบสาธารณูปโภค และเป็นส่วนส่งเสริมให้เกิดการกระจายการลงทุนไปยังพื้นที่ห่างไกลมากขึ้นก็ตาม

ด้านเทคโนโลยีและขนาดของระบบ (Technology and Capacity)

ในการวิเคราะห์ด้านเทคโนโลยี จะครอบคลุมถึงเทคโนโลยีที่มีในปัจจุบัน และแนวโน้มการเปลี่ยนแปลงในอนาคตของเทคโนโลยีที่มีบทบาทต่อรูปแบบการผลิตของโรงไฟฟ้า ซึ่งโดยทั่วไปแล้วเทคโนโลยีที่ทันสมัยจะช่วยลดขั้นตอน ระยะเวลา และข้อผิดพลาดต่างๆ ซึ่งย่อมหมายถึงประสิทธิภาพที่เพิ่มขึ้น และต้นทุนการผลิตต่อหน่วยที่ลดลง

สำหรับด้านเทคโนโลยีและขนาดของระบบถือเป็นหัวใจสำคัญมากอีกด้านหนึ่งเนื่องจากถ้าเกิดความผิดพลาดจะมีผลกระทบกับส่วนอื่นๆ เป็นอย่างมาก ด้านการคัดเลือกเทคโนโลยีและกำหนดขนาดของระบบต้องอาศัยความแม่นยำทางวิศวกรรม โดยเฉพาะอย่างยิ่งสำหรับการพัฒนา VSPP CHP ภายในโรงงานเดิม เพื่อลดต้นทุนพลังงานของโรงงานในภาพรวม งานด้านต่างๆ ได้แก่ Detailed Energy Audit, Process and Energy Data Analysis, Design and Engineering ซึ่งข้อมูลที่สำคัญดังกล่าวจะสามารถกำหนดความถูกต้องแม่นยำในการคัดเลือกเทคโนโลยีและการคัดเลือกขนาดของระบบได้ โดยถือว่าในส่วนที่กล่าวมาข้างต้นเป็นอุปสรรคและความเสี่ยงที่สามารถควบคุมได้ถ้ามีการดำเนินงานที่รอบคอบและรัดกุม แต่ข้อจำกัดที่พบคือ ความพร้อมด้านอุปกรณ์และบุคลากรที่มีทักษะความชำนาญในการตรวจวัด และออกแบบระบบ

แม้ว่าปัจจุบันเทคโนโลยีด้านการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนหรือการผลิตไฟฟ้าโดยระบบโคเจนเนอเรชั่นขนาดเล็กจะมีการพัฒนาอย่างมากในกลุ่มประเทศแถบยุโรปแล้วก็ตาม แต่ตลาด VSPP-CHP ใน

ประเทศไทยยังมีขนาดค่อนข้างเล็ก ตลอดจนมีจำนวนโครงการเกิดขึ้นในแต่ละปีน้อยมาก ผู้ผลิตและผู้ขายเทคโนโลยีต่างๆ ซึ่งส่วนใหญ่มาจากต่างประเทศ เข้ามาให้ความสนใจไม่มากนัก ทำให้ผู้พัฒนาโครงการมีทางเลือกในการจัดซื้อจัดหาน้อยลงตาม รวมถึงการแข่งขันด้านราคาก็น้อยลงไปด้วย อีกทั้งปัญหาที่สำคัญ คือ คุณภาพการบริการหลังการขาย และราคาอะไหล่เครื่องจักร (Spare Parts) ที่มีราคาสูง ตลอดจนการแข่งขันในการให้บริการยังคงมีน้อยรายเช่นกัน

อย่างไรก็ดี การส่งเสริมการพัฒนา District Heating (DH) ในประเทศไทย อาจแก้ไขอุปสรรคที่ได้กล่าวไปข้างต้นได้ เนื่องจากถ้ามีการรวมกลุ่มเป็นระบบ DH เพื่อเพิ่มอำนาจการต่อรอง (Bargaining Power) กับผู้ขายเทคโนโลยีเพิ่มมากขึ้น

ดังนั้น ในภาพรวมจึงกล่าวได้ว่า อุปสรรคที่สำคัญของการพัฒนาโครงการ VSPP-CHP คือ ต้นทุนด้านเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนซึ่งเป็นต้นทุนที่สูงมาก และมีข้อเสียเปรียบทางการแข่งขัน (Competitie Disadvantage) เมื่อเทียบกับ SPP CHP ในเรื่องการประหยัดต่อขนาด (Economy of Scale) โดยที่ภาครัฐไม่มีนโยบายการสนับสนุนด้านราคารับซื้อหรือการลดต้นทุนทางการเงินสำหรับกลุ่ม VSPP CHP โดยเฉพาะ ทำให้ในภาพรวมจะพบว่าผลตอบแทนทางเศรษฐกิจของโครงการจะค่อนข้างต่ำ ตลอดจนมีระยะเวลาคืนทุนนาน

<u>ด้านเศรษฐกิจ (Economic)</u>

สภาพการเติบโตทางเศรษฐกิจเป็นปัจจัยมหภาคที่เป็นเสมือนดัชนีที่ชี้ถึงการตัดสินใจลงทุนพัฒนาโครงการ VSPP CHP ด้วย ซึ่งแยกวิเคราะห์กลุ่มผู้พัฒนาโครงการ VSPP CHP เป็น 2 กลุ่ม คือ กลุ่มที่พัฒนาโครงการเพื่อใช้ภายในสถานประกอบการเดิม และกลุ่มที่พัฒนาโครงการเชิงพาณิชย์เพื่อจำหน่ายไฟฟ้าและความร้อน หรือ ไอน้ำ เนื่องจากรูปแบบการตัดสินใจลงทุนเพื่อพัฒนาโครงการจะมีความแตกต่างกันตามความจำเป็นและมุมมองต่อแนวโน้มการเปลี่ยนแปลงของพลังงาน

ในสถานการณ์เศรษฐกิจที่อยู่ในช่วงขาขึ้น และ แนวโน้มต้นทุนพลังงานปรับตัวเพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่องในช่วงที่ผ่านมา จะเห็นได้ชัดว่า รูปแบบการตัดสินใจลงทุนของผู้พัฒนาโครงการทั้งสองกลุ่มแปรผันตรงกับสถานการณ์ กล่าวคือ มีการลงทุนเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ

อย่างไรก็ดีในสถานการณ์เศรษฐกิจที่อยู่ในช่วงขาลง และ แนวโน้มต้นทุนพลังงานปรับตัวเพิ่มสูงขึ้นอย่างต่อเนื่อง จะเห็นได้ชัดว่า กลุ่มที่พัฒนาโครงการเพื่อใช้ภายในสถานประกอบการเดิม ยังคงพัฒนาโครงการ VSPP CHP เพราะในขณะที่ศักยภาพในการสร้างยอดขายถูกจำกัดลงโดยการหดตัวของภาวะเศรษฐกิจซึ่งเป็นปัจจัยภายนอก แนวทางที่จะรักษากำไรสุทธิให้ได้ในระดับเดิม จำเป็นต้องมุ่งเน้นที่การลดต้นทุนพลังงานลง ซึ่งการพัฒนาโครงการ VSPP CHP จะเป็นมาตรการสำคัญ ในขณะที่กลุ่มผู้พัฒนาโครงการ VSPP CHP เชิงพาณิชย์อาจพิจารณาชะลอการลงทุน ตามแนวโน้มการชะลอตัวของกำลังซื้อ

อย่างไรก็ดี ปัจจัยสำคัญที่มีผลต่อการผลักดันให้เกิดการลงทุนในโครงการ VSPP CHP คือ การสนับสนุนทางการเงินจากภาครัฐ และธนาคารพาณิชย์ ซึ่งมีประเด็นที่จะกล่าวถึง โดยสังเขป ดังนี้

- การสนับสนุนทางการเงินจากภาครัฐ แม้ว่าภาครัฐจะมีนโยบายต่างๆ มากมาย สำหรับการส่งเสริมโครงการผลิตไฟฟ้าของผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากก็ตาม แต่เห็นได้ชัดเจนว่า โครงการเหล่านั้น เช่น การให้ส่วนเพิ่มค่าไฟฟ้า (Adder) สนับสนุนการพัฒนาด้านพลังงานทดแทน เป็นสำคัญ ไม่ได้มุ่งเน้นที่การพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้า VSPP CHP อีกทั้งสิทธิประโยชน์ทางภาษีต่างๆ ในกรณีที่เป็นการลงทุนในโครงการ CHP เพื่อการผลิตพลังงานใช้ภายในสถานประกอบการเดิม ก็ได้รับสิทธิประโยชน์ทางภาษีที่น้อยกว่าอีกด้วย
- ในการจัดหาแหล่งเงินทุนจากธนาคารพาณิชย์นั้น เห็นได้ชัดเจนว่ากลุ่มผู้พัฒนาโครงการ VSPP CHP ประสบปัญหาในการจัดหาเงินทุนจากธนาคารพาณิชย์มาก โดยมีสัดส่วนโครงการที่ได้รับการอนุมัติสินเชื่อน้อยกว่าโครงการของ SPP CHP อย่างมีนัยสำคัญ ในขณะที่ต้องแบกรับต้นทุนทางการเงินทั้งดอกเบี้ยและค่าธรรมเนียมที่แพงกว่าโครงการของ SPP CHP เนื่องจากธนาคารพาณิชย์โดยส่วนใหญ่ประเมินว่าความเสี่ยงของโครงการ VSPP CHP มีความเสี่ยงมากกว่าทั้งในเรื่องของความน่าเชื่อถือของกลุ่มผู้พัฒนาโครงการ ในเรื่องของความพร้อมด้านเงินทุน ประสบการณ์ในการพัฒนาโครงการ และความน่าเชื่อถือของโครงการ ในเรื่องของการเลือกเทคโนโลยีที่เหมาะสมและการควบคุมดูแลการดำเนินงานของโรงไฟฟ้า

<u>ด้านการเมืองและกฎหมาย (Political and Legal)</u>

ในการวิเคราะห์เรื่องการเมืองและกฎหมาย จะครอบคลุมถึง กฎหมาย นโยบายของรัฐบาล และระเบียบต่างๆ ที่เกี่ยวข้องในการพัฒนาโครงการ ทั้งทางตรงและทางอ้อม ซึ่งเป็นประเด็นที่สำคัญ เพราะสิ่งดังกล่าวเป็นที่มาของทั้งโอกาส และอุปสรรคที่สำคัญในการดำเนินธุรกิจ ซึ่งในการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้านั้น ภาครัฐได้กำหนดกลไกการควบคุมผ่านการให้ใบอนุญาตต่างๆ รวมถึงการติดตามผลการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าอย่างใกล้ชิด โดยในช่วงหลายปีที่ผ่านมาภาครัฐได้ปรับปรุงกฎหมาย ระเบียบปฏิบัติ และขั้นตอนต่างๆ มากมาย

เมื่อพิจารณาในมุมมองของภาครัฐก็จะเป็นที่ชัดเจนว่าวัตถุประสงค์หลักของในการดำเนินการดังกล่าวเพื่อเพิ่มความรัดกุมในการออกใบอนุญาต แต่ถ้าเป็นในมุมมองของภาคเอกชนอาจจะเห็นว่ากลไกดังกล่าวเป็นอุปสรรคที่สำคัญในการพัฒนาโครงการ แต่ไม่ว่ากลไกนี้จะถูกสร้างขึ้นมาด้วยเหตุผลอะไรก็ตาม แต่นับเป็น “ต้นทุน” แก่ผู้พัฒนาโครงการ ไม่ว่าจะอยู่ในรูปของเงินทอง เวลา หรือทรัพยากรอื่นๆ ที่ต้องใช้เพื่อให้ได้มาซึ่งใบอนุญาตนั้น

แม้ว่าต้นทุนทางการเงินของใบอนุญาตเหล่านี้ จะดูเล็กน้อย แต่ในความเป็นจริง ความซับซ้อนของขั้นตอนการขอใบอนุญาตตั้งแต่ช่วงเริ่มดำเนินโครงการและการต่ออายุใบอนุญาตต่างๆ จะส่งผลกระทบโดยตรงต่อการโครงการ โดยเฉพาะอย่างยิ่งการที่ภาคประชาชนมีความเข้มแข็งมากขึ้น ทำให้บทบาทในการสอดส่องความครบถ้วน ถูกต้องในการดำเนินงานของโรงไฟฟ้าตามกฎหมายที่เกี่ยวข้องมีความชัดเจนมากขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ

ในช่วงปี 2557 ที่ผ่านมา รัฐบาลได้ผลักดันนโยบายต่างๆ ในการแก้ไขปัญหาพลังงาน ควบคู่กับการปรับมาตรการส่งเสริมการลงทุน และการอนุมัติใบอนุญาตต่างๆ เพื่อเร่งรัดให้เกิดการลงทุน และการแก้ไขปัญหาให้แล้วเสร็จในกรอบเวลาที่กำหนด ซึ่งภายใต้ช่วงเวลาของการเปลี่ยนผ่านนี้ การเข้าใจพลวัตรของปัจจัยที่เกี่ยวข้องจึงเป็นสิ่งสำคัญของการบริหารโครงการ เพื่อให้ผู้พัฒนาโครงการสามารถวางแผนในการขอใบอนุญาตที่เกี่ยวข้องในช่วงเวลาที่เหมาะสม รวมถึงต้องปฏิบัติตามระเบียบที่เกี่ยวข้องอย่างเคร่งครัด โดยสรุปประเด็นทางกฎหมายที่อยู่ในช่วงเปลี่ยนผ่านและมีความสำคัญต่อการพัฒนาโครงการด้านพลังงาน โดยสังเขปดังนี้

- กฎหมายผังเมืองและข้อกำหนดการใช้ประโยชน์ในที่ดิน สืบเนื่องจากการที่กรมโยธาธิการและผังเมือง ได้กำหนดนโยบายปฏิรูปผังเมืองทั่วประเทศ จะพบว่าหลายพื้นที่ยังมีข้อจำกัดในการใช้ประโยชน์จากที่ดินเพื่อการพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้า
- บทบาทของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน ในการอนุญาตก่อสร้างและประกอบกิจการโรงงาน ซึ่งในช่วงหลายปีที่ผ่านมาจะเห็นได้ว่ากระบวนการอนุมัติใบอนุญาตก่อสร้างและใบอนุญาตประกอบกิจการโรงงาน มีความคาบเกี่ยวระหว่างอำนาจหน้าที่ของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน และกระทรวงที่รับผิดชอบเรื่องดังกล่าวโดยตรง คือ กระทรวงมหาดไทย และกระทรวงอุตสาหกรรมตามลำดับ ซึ่งทำให้กระบวนการขออนุมัติใบอนุญาตดังกล่าวมีความสับสนในทางปฏิบัติ มีขั้นตอนการพิจารณาที่ซ้ำซ้อน และไม่สามารถตรวจสอบสถานะการพิจารณาคำขอได้

อย่างไรก็ดี รัฐบาลได้พยายามแก้ไขปัญหาดังกล่าว โดยการขยายของเขตอำนาจของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานให้เป็นไปตามแนวทางที่ระบุไว้ในพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. 2550 ซึ่งสรุปสาระสำคัญ ดังนี้

1) การอนุญาตก่อสร้าง : อ้างอิงแนวปฏิบัติตามบันทึกข้อตกลงความร่วมมือระหว่างคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานและกระทรวงมหาดไทย เรื่อง แนวทางและขั้นตอนการอนุญาตปลูกสร้างอาคารและการอื่นเพื่อประกอบกิจการพลังงาน ฉบับลงวันที่ 5 กันยายน 2555 โดยกำหนดหลักการที่สำคัญ ดังนี้

- คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน เป็นผู้อนุมัติใบอนุญาตก่อสร้างทุกประเภทอาคารสำหรับโรงไฟฟ้าที่กำลังการผลิตติดตั้งเกินกว่า 150 MW หรือ มีวัตถุประสงค์เพื่อการจำหน่าย และในกรณีของโรงไฟฟ้าที่มีวัตถุประสงค์เพื่อการจำหน่ายและใช้เอง คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน จะพิจารณาอนุญาตสำหรับอาคารที่อยู่ภายใต้นิยามของ “อาคารประกอบกิจการพลังงาน” ตามที่ระบุในข้อตกลงร่วมฯ
- หน่วยงาน องค์การบริหารส่วนตำบล กระทรวงมหาดไทย เป็นผู้อนุมัติสำหรับอาคารอื่นที่ไม่ใช่ “อาคารประกอบกิจการพลังงาน” ในกรณีของโรงไฟฟ้าที่มีวัตถุประสงค์เพื่อการจำหน่ายและใช้เอง และอนุญาตก่อสร้างอาคารทุกประเภท สำหรับโรงไฟฟ้าที่มีวัตถุประสงค์เพื่อใช้ภายในการผลิตเท่านั้น

2) การอนุญาตประกอบกิจการโรงงาน อ้างอิงแนวปฏิบัติตามบันทึกข้อตกลงความร่วมมือระหว่างคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานและกระทรวงอุตสาหกรรม ฉบับลงวันที่ 28 ตุลาคม 2552 และ ฉบับลงวันที่ 15 ตุลาคม 2557 โดยกำหนดหลักการที่สำคัญ ดังนี้

- คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน เป็นผู้อนุมัติใบอนุญาตประกอบกิจการ โรงงานลำดับที่ 88 (โรงงานผลิตไฟฟ้า) สำหรับโรงไฟฟ้าที่มีวัตถุประสงค์เพื่อการจำหน่าย และ โรงไฟฟ้าที่มีวัตถุประสงค์เพื่อการจำหน่ายและใช้เอง
- สำนักงานอุตสาหกรรมจังหวัด กระทรวงอุตสาหกรรม เป็นผู้อนุมัติใบอนุญาตประกอบกิจการสำหรับโรงงานลำดับอื่น ซึ่งหมายถึง โรงงานประเภทหรือชนิดของโรงงานที่มีการผลิตพลังงานไฟฟ้าเพื่อใช้ในกระบวนการประกอบกิจการโรงงานของตนเองและมิได้มีการจำหน่าย โดยมีหลักการดำเนินการดังนี้

  - กรณีที่ “ไม่มี” รายการเครื่องจักรเพื่อผลิตไฟฟ้าอยู่แต่เดิม – พิจารณาประกอบกิจการโรงงานและขยายโรงงาน โดยไม่ระบุประเภทหรือชนิดในลำดับที่ 88
  - กรณีที่ “มี” รายการเครื่องจักรเพื่อผลิตไฟฟ้าอยู่แต่เดิม และ มีความประสงค์ที่จะขอเพิ่มลำดับที่ 88 ในใบอนุญาตฉบับเดิม – พิจารณา เพิ่มประเภทหรือลำดับการผลิตพลังงานไฟฟ้า (ลำดับที่ 88) ในใบอนุญาตฉบับเดิม

- โดยในการมีคำสั่งอนุญาตโรงงานลำดับอื่นที่ผลิตไฟฟ้าเพื่อใช้เอง ที่มีการเผาไหม้เชื้อเพลิง กระทรวงอุตสาหกรรม จะกำหนดเงื่อนไขประกอบการอนุญาตที่ต้องปฏิบัติเป็นพิเศษเพิ่มเติมด้านสิ่งแวดล้อมและความปลอดภัยว่าต้องควบคุมค่าการระบายสารมลพิษทางอากาศจากปล่องให้อยู่ในระดับเทียบเท่ามาตรฐานโรงไฟฟ้าหรือตามความเหมาะสม

แม้ว่าในระดับนโยบาย (Policy) จะมีการปรับปรุงเพื่อให้การพิจารณาออกใบอนุญาตข้างต้น รวมศูนย์อยู่ที่คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน แต่ในทางปฏิบัติ (Process & Procedure) จะพบว่า มีความทับซ้อนระหว่างการดำเนินการของหน่วยงานต้นกระทรวงที่เกี่ยวข้องเดิม และคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน อยู่มาก ซึ่งสร้างความสับสนแก่ผู้พัฒนาโครงการ และยากต่อการติดตามสถานการณ์พิจารณาใบอนุญาตได้

<u>ด้านการจัดหาวัตถุดิบ (Fuel Supply)</u>

ในการวิเคราะห์ปัจจัยด้านการจัดหาวัตถุดิบ จะครอบคลุมถึง การจัดหาเชื้อเพลิงเพื่อให้ได้ปริมาณ ราคา และคุณภาพตามที่กำหนด ซึ่งทั้ง 3 ปัจจัย เป็นองค์ประกอบที่มีความสำคัญอย่างยิ่งต่อความเสถียรของการเดินระบบการผลิตของโรงไฟฟ้า และส่งผลกระทบต่ออัตราผลตอบแทนทางการเงินแก่ผู้พัฒนาโครงการด้วย

ในกลุ่มของพลังงานทางเลือก โดยเฉพาะพลังงานชีวมวลที่ได้จากการนำเศษที่เหลือจากวัสดุการเกษตร เช่น เศษไม้ยางพารา แกลบ กะลาปาล์ม มาใช้แปรรูปเป็นพลังงานนั้น ซึ่งปริมาณเศษวัสดุดังกล่าว แปรผันตรงกับปริมาณสินค้าเกษตรในพื้นที่ ซึ่งปัญหาที่พบได้ชัดเจนในช่วงหลายปีที่ผ่านมา คือ การขาดนโยบายโซนนิ่งในภาคเกษตรที่เชื่อมโยงกับแผนพัฒนาพลังงานทดแทนของประเทศ และการขาดฐานข้อมูลปริมาณผลผลิตในภาคเกษตรที่ครบถ้วน และทันสมัย ทำให้ผู้พัฒนาโครงการไม่สามารถประเมินศักยภาพของชีวมวลในพื้นที่ที่จะไปลงทุนพัฒนาโครงการได้ นอกจากนี้ ปัญหาสำคัญยังเกี่ยวเนื่องกับพฤติกรรมของเกษตรกร ผู้ผลิตสินค้าเกษตร

เหล่านั้น ที่จะปรับเปลี่ยนการปลูกพืชไปตามแนวโน้มราคาสินค้าเกษตร ทำให้ปริมาณสินค้าเกษตรในพื้นที่มีความผันผวนเพิ่มขึ้นไปจากความผันผวนตามฤดูกาลอยู่แล้ว และการซื้อวัตถุดิบที่เป็นสินค้าเกษตรจากเกษตรกรจำเป็นต้องใช้เงินสดเท่านั้น ไม่สามารถใช้เครดิตได้ ดังนั้นผู้พัฒนาโครงการจึงต้องมีเงินทุนหมุนเวียนที่สูงมากในการกักตุนวัตถุดิบเพื่อลดความเสี่ยงเรื่องปริมาณและราคาที่จะผันผวนในแต่ละฤดูกาล และต้องมีความสัมพันธ์กับเกษตรกรในท้องถิ่นในการจัดซื้อวัตถุดิบให้ได้ปริมาณ ราคา และคุณภาพที่เหมาะสม

สำหรับกลุ่มของพลังงานขยะนั้น แม้ว่ามีแนวโน้มที่จะเป็นไปได้ดี ตามนโยบายการจัดการขยะมูลฝอยของประเทศไทย แต่มีข้อสังเกตว่า การพัฒนาโครงการผลิตพลังงานจากขยะ มักจะต้องตั้งอยู่ในพื้นที่ที่เป็นแหล่งกำจัดมูลฝอย ที่ห่างไกลจากผู้ประกอบการที่ใช้พลังงานความร้อน ดังนั้นการผลิตพลังงานจากขยะ จึงมุ่งเน้นที่การผลิตไฟฟ้ามากกว่าการผลิตความร้อน

ในกลุ่มของโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงประเภทก๊าซธรรมชาติ จะพบว่านโยบายการกำหนดราคาขายโดย บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ซึ่งแม้ว่าจะมีการกำหนดราคาขายก๊าซธรรมชาติในอัตราผู้ซื้อประเภท Cogeneration เพื่อการผลิตไฟฟ้า ในอัตราที่ต่ำกว่าราคาขายให้กับผู้ประกอบการอุตสาหกรรมทั่วไป แต่พบว่าอัตราราคาขายที่ให้กับกลุ่มผู้ผลิตไฟฟ้า IPP, SPP, Cogeneration ต่ำกว่า VSPP เนื่องจากประมาณซื้อที่มีสูงกว่าอย่างมีนัยสำคัญ ทำให้ได้รับอัตราขายที่มีส่วนลดทางการค้า (Discount Rate) ทำให้ VSPP CHP ต้องแบกรับภาระต้นทุนเชื้อเพลิงที่สูงกว่า ทั้งๆ ที่หากพิจารณาถึงนโยบายของรัฐในภาพรวมที่ริเริ่มให้มีการกำหนดอัตราค่าก๊าซธรรมชาติสำหรับผู้ซื้อประเภท Cogeneration เพื่อการผลิตไฟฟ้านั้น มุ่งเน้นถึงประสิทธิภาพการผลิตพลังงานเป็นสำคัญ ซึ่งในเมื่อ SPP และ VSPP ต่างก็ถูกตรวจวัดด้วยสัดส่วนการประหยัดเชื้อเพลิง (Primary Energy Saving หรือ PES) ด้วยเกณฑ์เดียวกัน โดยหลักการแล้ว VSPP CHP ก็ควรมีสิทธิได้รับอัตราค่าก๊าซธรรมชาติสำหรับผู้ซื้อประเภท Cogeneration อัตราเดียวกับ IPP หรือ SPP เช่นกัน

กิจกรรมที่ 5: โครงสร้างต้นทุนของการจัดทำระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมาก (VSPP-CHP) ในประเทศไทย

ในการจัดทำโครงสร้างต้นทุนของการจัดทำระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมาก (VSPP-CHP) ในประเทศไทยครั้งนี้ มีวัตถุประสงค์ในการจัดทำเพื่อนำเสนอและเพื่อให้สะท้อนถึงต้นทุนของระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วมที่แท้จริง โดยข้อมูลดังกล่าวนั้นสามารถนำไปประกอบการพิจารณาการให้มาตรการสนับสนุนเพื่อให้เกิดแรงจูงใจในจัดทำระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมาก เนื่องจากการผลิตไฟฟ้าจากระบบดังกล่าวมีส่วนช่วยให้ประสิทธิภาพการใช้พลังงานปฐมภูมิโดยรวมของประเทศสูงขึ้น โดยโครงสร้างต้นทุนของระบบผลิตไฟฟ้า VSPP-CHP มีรายละเอียดแบ่งเป็น 4 ส่วนหลัก ดังนี้

1. โครงสร้างต้นทุนระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (CHP Cost Structure) ซึ่งประกอบด้วย
    - ต้นทุนในช่วงพัฒนาโครงการ หรือ Development Phase ของโครงการ CHP ซึ่งเป็นต้นทุนในส่วนการจัดทำการศึกษาความเป็นไปได้ของโครงการฯ (Feasibility Study) และต้นทุนในส่วนการดำเนินการขออนุญาตต่างๆ (Permission)
    - ต้นทุนในช่วง Implement Phase (หรือ Construction Phase) เป็นต้นทุนในส่วนของการจัดซื้ออุปกรณ์หลักต่างๆ (Major Equipment Cost) รวมถึงการจัดซื้อจัดจ้างระบบสนับสนุนต่างๆ ของโครงการ ได้แก่ Balance of Plant Cost, System Integration Service, Financial Cost และอื่นๆ
    - ต้นทุนในช่วง Operation Phase เป็นต้นทุนในส่วนของเชื้อเพลิงเป็นหลัก (Fuel Cost) รวมถึงค่าใช้จ่ายทางด้านการดำเนินโครงการ (Operation Expenses) เช่น ค่าจ้างพนักงานฯ และค่าใช้จ่ายสำหรับการบำรุงรักษาระบบฯ (Maintenance Cost)
2. ประสิทธิภาพของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมาก (Power Plant Efficiency) ประกอบด้วย
    - ชั่วโมงการทำงานของโครงการฯ (Plant Availability) นำเสนอเป็นร้อยละของชั่วโมงการทำงานสูงสุดที่ 8,760 ชม. (365 วันต่อปี, 24 ชม. ต่อวัน)
    - ปริมาณการใช้พลังงานความร้อนที่ผลิตจากโครงการฯ (Load Factor) โดยสมมติฐานที่ดำเนินการศึกษาสำหรับเทคโนโลยี High Pressure Boiler Steam Turbine ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล (Biomass) ใช้ค่า Load Factor ที่ 60% ในการคำนวณ สำหรับเทคโนโลยี Gas Engine Generator ที่ใช้เชื้อเพลิงก๊าซชีวภาพ (Biogas) ใช้ค่า Load Factor ที่ 50%
    - Plant Factor ค่าตัวประกอบโรงไฟฟ้า

- ประสิทธิภาพทางไฟฟ้าของระบบฯ (Electricity Efficiency)
- ประสิทธิภาพทางความร้อนของระบบฯ (Thermal Efficiency)
- ประสิทธิภาพโดยรวมของระบบฯ (Cogeneration Efficiency)

3. สมมติฐานทางการเงิน (Financial Assumption)
    - อัตราส่วนหนี้สินต่อส่วนของผู้ถือหุ้น (D/E ratio) แสดงให้เห็นถึงเงินลงทุนของโครงการมาจากสัดส่วนการกู้ยืม หรือจากทุนของเจ้าของโครงการเอง
    - ดอกเบี้ยโครงการ (Interest Expense)
    - ระยะเวลาปลอดการชำระเงินต้น (Grace Period)
    - ระยะเวลาการกู้ยืมของโครงการ (Load Period)
4. ผลตอบแทนทางการเงิน (Financial Return)
    - Project IRR (20years)
    - Equity IRR (20years)
    - Payback Period (Years)
    - DSCR

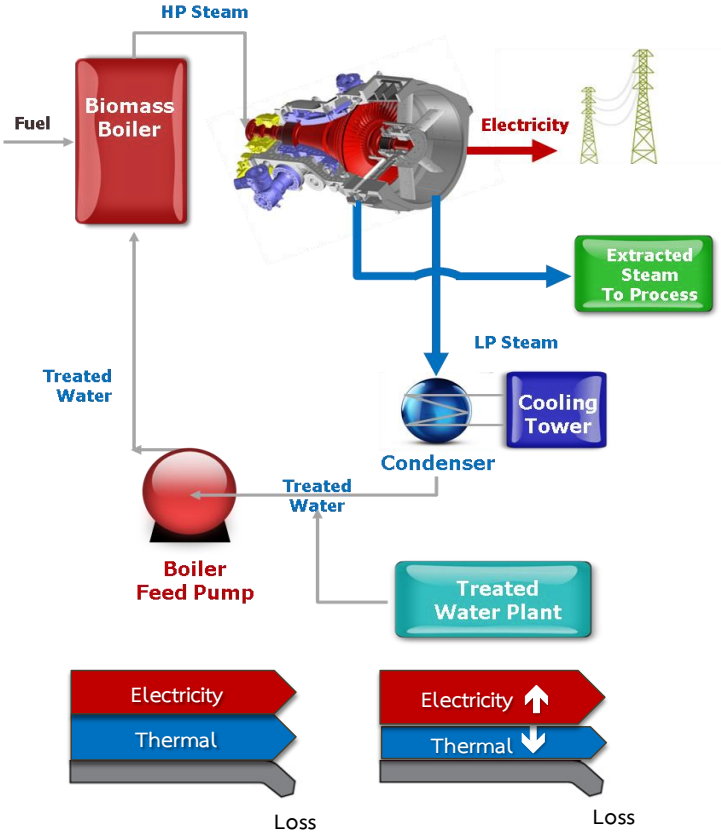
<u>สมมติฐานในการวิเคราะห์โครงสร้างต้นทุนในการจัดทำระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมาก (VSPP-CHP) ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวภาพ มีรายละเอียดดังนี้</u>

- พลังงานไฟฟ้าที่โครงการฯ ผลิตได้ สามารถจ่ายเพื่อใช้งานได้ 100% ตลอดทุกกำลังไฟฟ้า
- พลังงานความร้อนที่โครงการฯ เลือกผลิตคือ พลังงานไอน้ำ (Steam) โดยคิดต้นทุนการผลิตพลังงานไอน้ำเดิม (Steam Cost) แบ่งตามเชื้อเพลิง ดังนี้
    a. กรณีเชื้อเพลิงชีวมวล (Biomass) ต้นทุนการผลิตพลังงานไอน้ำเดิม (Steam Cost) ที่ ราคา 188 บาทต่อ MMBTU คิด Baseline จากการผลิตไอน้ำด้วยหม้อไอน้ำ (Boiler) ที่มีประสิทธิภาพ 68% ซึ่งใช้เชื้อเพลิงชีวมวล (Biomass) ที่ราคา 121 บาท/GJ

b. กรณีเชื้อเพลิงก๊าซชีวภาพ (Biogas) ต้นทุนการผลิตพลังงานไอน้ำเดิม (Steam Cost) ที่ ราคา 318 บาทต่อ MMBTU คิด Baseline จากการผลิตไอน้ำด้วยหม้อไอน้ำ (Boiler) ที่มีประสิทธิภาพ 68% ซึ่งใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ (Natural Gas) ที่ราคา 205 บาท/GJ

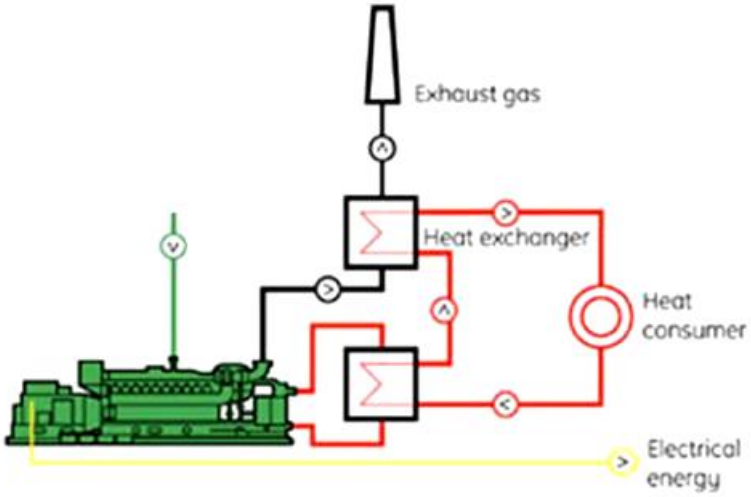
- เทคโนโลยี High Pressure Boiler & Steam Turbine Generator (HB&STG) ได้เลือกใช้เชื้อเพลิงชีวมวล (Biomass) ที่ราคา 121 บาท/GJ และใช้ค่า Heat Rate 26,239 kJ/kWh สำหรับ Turbine เลือกใช้ประเภท Extraction Condensing Turbine ในการคำนวน โดยอยู่บนสมมติฐานของการปฏิบัติจริงในการใช้พลังงานความร้อนที่ 60% ของความสามารถในการผลิตพลังงานจากโครงการ เนื่องจากความต้องการปริมาณพลังงานความร้อนในการปฏิบัติจริงนั้นจะไม่คงที่ ซึ่งจะทำให้งบประมาณการลงทุนในส่วนของ Steam Turbine Generator สูงขึ้นด้วย

- หลักการทำงานของ Steam Turbine ประเภท Extraction Condensing Turbine ดังแสดงในรูปที่ 47 ซึ่งไอน้ำบางส่วนจะถูกปล่อยช่วงกลางกังหัน ซึ่งมีความดันหลายขนาดตามความเหมาะสมในการใช้งานของ Process สำหรับไอน้ำที่เหลือจะถูกให้ขยายตัวผ่านกังหันเพื่อผลิตไฟฟ้าจนมีความดันต่ำจึงออกจากกังหัน ดังนั้นเมื่อ Load Factor ความร้อนลดลง จะส่งผลให้ปริมาณไฟฟ้าเพิ่มสูงขึ้น



รูปที่ 47 หลักการทำงาน Extraction Condensing Turbine

- เทคโนโลยี Biogas Gas Engine Generator (Biogas-GEG) ใช้เชื้อเพลิงก๊าซชีวภาพ (Biogas) และไม่มีต้นทุนเชื้อเพลิง (Fuel Price) สำหรับการดำเนินงาน จะมีเพียงต้นทุนในส่วนงบประมาณการลงทุนระบบผลิตก๊าซชีวภาพเท่านั้น และใช้ค่า Heat Rate 9,184 kJ/kWh สำหรับการผลิตพลังงานความร้อน ซึ่งในที่นี้ได้แก่ไอน้ำ ของเทคโนโลยี Gas Engine Generator จะนำในส่วน Exhuast มาผลิต ดังรูปที่ 48 ซึ่งเมื่อ Load Factor ความร้อนลดลง จะไม่ส่งผลกระทบต่อปริมาณไฟฟ้า



รูปที่ 48 การนำ Exhaust ไปผลิตพลังงานความร้อนของเทคโนโลยี Gas Engine Generator

- เชื้อเพลิงขยะ (MSW) จะไม่ได้แสดงไว้ เนื่องจากโครงการแปรรูปขยะเป็นพลังงานในปัจจุบันไม่สามารถนำพลังงานความร้อนมาใช้งานได้ เพราะข้อจำกัดด้านสถานที่ตั้งของโครงการโรงไฟฟ้าจะอยู่บริเวณหลุมฝังกลบขยะ ซึ่งไม่มีโรงงานหรือแหล่งที่ใช้พลังงานความร้อนอยู่ใกล้เคียง

- การแบ่งช่วงขนาดของเทคโนโลยี จะแบ่งตามโครงสร้างของอัตรา Feed-in Tariff (FiT) ฉบับล่าสุด และราคาขายไฟฟ้าเข้าระบบสายส่งอิงตามประกาศอัตรา Feed-in Tariff (FiT) ของเชื้อเพลิงชีวภาพ ดังตารางที่ 28 ในกิจกรรมที่ 2 ดังนี้

    a. เทคโนโลยี High Pressure Boiler and Steam Turbine แบ่งเป็น 3 ขนาด ได้แก่ ต่ำกว่า 1 MW, ระหว่าง 1-3 MW และ มากกว่า 3 MW

    b. เทคโนโลยี Biogas Gas Engine Generator ขนาดต่ำกว่า 10 MW

- โครงการฯ มีการดำเนินงานที่ 6,800 ชม.ต่อปี ซึ่งเป็นการดำเนินงานของโรงงานที่ใช้พลังงานในการผลิตโดยทั่วไป

- ปริมาณการใช้พลังงานความร้อนที่ผลิตจากโครงการฯ (Load Factor) เท่ากับ 60% ของความสามารถในการผลิตพลังงานจากโครงการ

- การจัดทำโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม VSPP-CHP ขนาดเล็กมากใช้เกณฑ์การใช้พลังงานปฐมภูมิ Primary Energy Saving (PES) เป็นเครื่องมือชี้วัดการใช้พลังงานปฐมภูมิอย่างมีประสิทธิภาพ โดยกำหนดสมมติฐานค่า PES ในการจัดทำโรง VSPP-CHP ต้องมีค่าไม่ต่ำกว่า 10% จึงจะได้รับการสนับสนุนค่าประหยัดเชื้อเพลิง Fuel Saving (FS) เพิ่มเติมจากราคารับซื้อไฟฟ้า Adder/Feed-in Tariff ซึ่งเป็นหนึ่งในมาตรการสนับสนุนด้านการเงินแก่โรงไฟฟ้า VSPP-CHP ที่ดำเนินการศึกษาในโครงการนี้

- การคิดเกณฑ์การใช้พลังงานปฐมภูมิ Primary Energy Saving (PES) มีตัวแปรหลัก 2 ตัวแปรสำคัญที่ส่งผลต่อค่าดังกล่าว ได้แก่ ค่าประสิทธิภาพการนำความร้อนไปใช้ประโยชน์ อ้างอิงของความร้อนแต่เพียงอย่างเดียว (Ref. Heat Efficiency) และค่าประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้า อ้างอิงจากระบบที่ผลิตพลังงานไฟฟ้าเพียงอย่างเดียว (Ref. Electricity Efficiency) ซึ่งสมมติฐานในการศึกษาของโครงการฯ มีรายละเอียดดังตารางที่ 33

ตารางที่ 33 ค่า Ref. Electricity Efficiency และค่า Ref. Heat Efficiency ของเชื้อเพลิงชีวภาพที่ศึกษาในโครงการฯ

ชนิดเชื้อเพลิง	Ref. Electricity Efficiency	Ref. Heat Efficiency
Biofuel (Biomass)		
≤ 1 MW	20%	80%
> 1-3 MW	20%	80%
> 3 MW	22.5%	80%
Biofuel (Biogas)	37.8%	80%

- อัตราส่วน D/E ที่ใช้คือ 66%/34%

- อัตราดอกเบี้ย ที่ใช้คือ 6.75% (อ้างอิงอัตราดอกเบี้ย MLR ธนาคารพาณิชย์)

- ระยะเวลาปลอดการชำระเงินต้น (Grace Period) เป็นระยะเวลาในการก่อสร้างโครงการ (Implement Period) ซึ่งแล้วแต่เทคโนโลยีที่เลือกใช้ สำหรับเทคโนโลยี HP&STG และ GF&GEG ใช้เวลา 18 เดือน และเทคโนโลยี Biogas Gas Engine

- ระยะเวลาการกู้ยืมของโครงการ (Load Period) ที่ใช้คือ 84 เดือน (7 ปี) ซึ่งเป็นระยะเวลาโดยทั่วไปที่ทางธนาคารต่างๆ ให้กู้ยืม

จากสมมติฐานต่างๆ ข้างต้น สามารถสรุปรายละเอียดโครงสร้างต้นทุน Interface Cost Structure ของการจัดทำโรงไฟฟ้า VSPP-CHP ตามกรอบการศึกษาของโครงการได้ดังตารางที่ 34 โดยประกอบด้วยประเภทของโรงไฟฟ้า รายละเอียดดังนี้

1. เทคโนโลยี High Pressure Boiler and Steam Turbine ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล

   ขนาด 1-3 MW ซึ่งกำหนดให้โรงไฟฟ้า VSPP-CHP ขนาด 3 MW เป็นตัวแทนในกลุ่มนี้
   ขนาดมากกว่า 3 MW กำหนดให้โรงไฟฟ้า VSPP-CHP ขนาด 10 MW เป็นตัวแทนในกลุ่มนี้

2. เทคโนโลยี Biogas Gas Engine Generator ที่ใช้เชื้อเพลิงก๊าซชีวภาพ กำหนดให้ขนาด 1.95 MW เป็นตัวแทนในกลุ่มนี้

   สำหรับรายละเอียดเงินลงทุน Total Investment Cost (TIC) ของโรงไฟฟ้า VSPP-CHP ประเภท High Pressure Boiler Steam Turbine ขนาด 3 MW, ขนาด 10 MW และ ประเภท Biogas Gas Engine Generator ขนาด 1.95 MW แสดงดังตารางที่ 35-37 ตามลำดับ

ตารางที่ 34 Interface Cost Structure ของระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมที่ทำการศึกษา

CHP Cost Structure

Fuel Type	Technology and Sizing (Gross	Technology	Development Phase / Proceeding Cost: Feasibility Study	Development Phase / Proceeding Cost: Permission	Implement Phase / Equipment Cost: Major Equipment Cost		Implement Phase / Equipment Cost: Balance of Plant		Implement Phase / Equipment Cost: System Integration Service		Implement Phase / Proceeding Cost: Financial Cost	Implement Phase / Proceeding Cost: Others	Total Investment Cost
			Initial Investment Cost (CAPEX)										
			(MB/MWe+th)	(MB/MWe+th)	(MB/MWe)	(MB/MWe+th)	(MB/MWe)	(MB/MWe+th)	(MB/MWe)	(MB/MWe+th)	(MB/MWe+th)	(MB/MWe+th)	(MB/MW)
Biomass	between 1 and 3 MW (3 MW)	HP&STG	0.52	0.15	55.41	15.02	38.30	10.38	8.90	2.41	1.53	1.66	117
	greater than 3 MW (10 MW)	HP&STG	0.22	0.12	42.44	11.51	21.07	5.71	6.17	1.67	1.03	1.08	79
Biogas (Waste)	Less than 10 MW (1.95 MW)	GEG	2.24	0.73	17.90	15.00	78.66	65.95	2.43	2.04	3.13	6.85	114

Operation Phase – Operating Cost (OPEX) and **Power Plant Efficiency**

Fuel Type	Technology and Sizing	Fuel Cost: LHV	Fuel Cost: Fuel Price	O&M Cost	Plant Factor: Plant Availability	Plant Factor: Load Factor	Plant Factor: Plant Factor	Electricity Eff.: Utilized	Thermal Eff.: Utilized	Cogen Eff.: Utilized
		(kJ/kg) (MJ/m3)	(Baht/GJ)		(% of Op. hr) max 8,760hrs/yr	(%)	(%)	(%)	(%)	(%)
Biomass	between 1 and 3 MW (3 MW)	8,500 (between 1 and 3 MW)	121	7.5% ของ TIC	78%	60%	70%	13.7%	41.0%	54.7%
	greater than 3 MW (10 MW)	8,500 (greater than 3 MW)	121	9.1% ของ TIC	78%	60%	70%	13.7%	41.0%	54.7%
Biogas (Waste)	Less than 10 MW (1.95 MW)	18.55 (MJ/m3)	[redacted]	4.2% ของ TIC	78%	60%	50%	39.2%	15.6%	54.8%

Financial Assumption and **Financial Return**

Fuel Type	Technology and Sizing	D/E	Interest	Grace Period	Loan Period	Project IRR 20years	Equity IRR 20years	Payback Period	DSCR
			(%)	(Months)	(Months)	(%)	(%)	(Years)	
Biomass	between 1 and 3 MW (3 MW)	1.94	6.75%	18	84	8.52%	9.41%	7.92	1.26
	greater than 3 MW (10 MW)	1.94	6.75%	18	84	11.78%	15.06%	6.46	1.52
Biogas (Waste)	Less than 10 MW (1.95 MW)	1.94	6.75%	12	84	9.55%	11.03%	7.62	1.30

Fuel for producing Biogas as free of charge (Waste from production)

Note:
HP&STG: High Pressure Boiler & Steam Turbine Generator
GEG: Gas Engine Generator

ตารางที่ 35 เงินลงทุน Total Investment Cost (TIC) ของโรงไฟฟ้า VSPP-CHP เทคโนโลยี High Pressure Boiler Steam Turbine ขนาด 3 MW

Total Investment Cost (TIC)	**THB**
Boiler (Complete set)	96,471,950
Steam Turbine & Generator set (Complete set)	69,750,000
Civil Work	36,000,000
Mechanical Work	28,676,981
Electrical Work	30,000,000
PMS (Plant Monitoring System)	6,111,111
Engineering & Integration	26,701,004
Total Equipment Cost (TEC)	**293,711,046**
Feasibility Study (FS) & Procurement (Development phase)	4,562,266
Project Management Consultancy (PMC) - Implement phase	13,124,533
O&M Development (4 months)	1,200,000
O&M On-site Supervision	1,000,000
PP#1 Cost (Optional for IEE, ESA)	200,000
IEE (Optional)	500,000
ESA Cost (>5MW) (include PP#1)	-
EIA Cost (> 10MW) (include PP#2)	-
PEA Synchronization and Coordination	1,000,000
ERC: Community Improvement Fund	225,000
Contingencies 5% of TEC	14,690,000
O&M Mobilization (6 months) (Additional)	2,160,000
Construction & All Risk Insurance 0.3% p.a.	1,321,700
Land Cost	-
IDC (Interest During Construction)	16,900,000
Total Investment Cost (TIC)	**350,594,545**

ตารางที่ 36 เงินลงทุน Total Investment Cost (TIC) ของโรงไฟฟ้า VSPP-CHP เทคโนโลยี High Pressure Boiler Steam Turbine ขนาด 10 MW

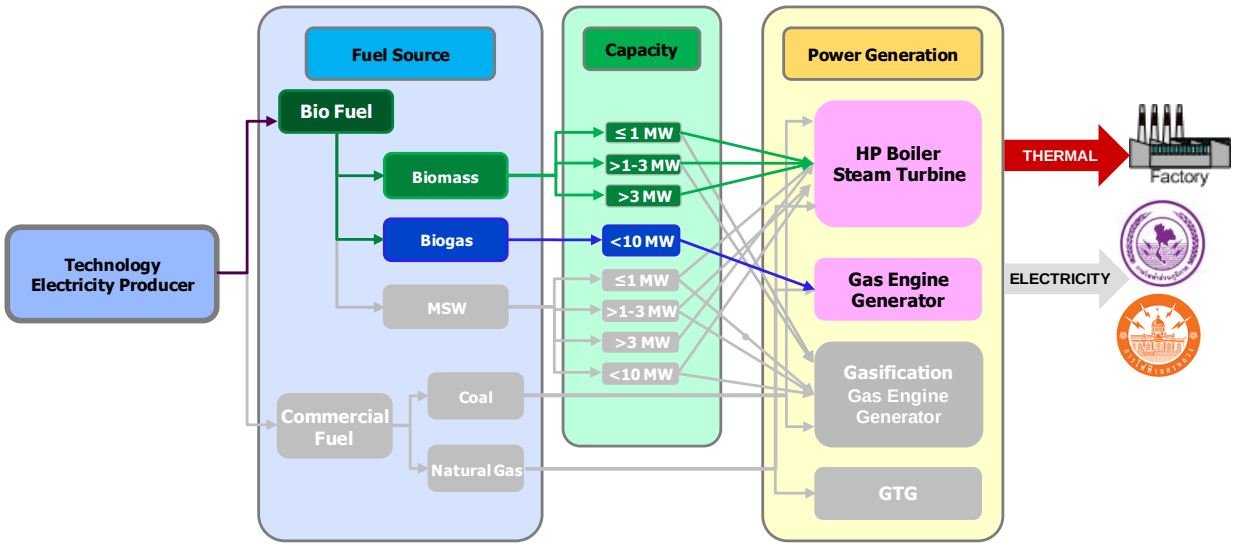
Total Investment Cost (TIC)	**THB**
Boiler (Complete set)	282,545,192
Steam Turbine & Generator set (Complete set)	154,608,623
Civil Work	50,599,333
Mechanical Work	98,454,447
Electrical Work	38,759,600
PMS (Plant Monitoring System)	10,166,481
Engineering & Integration	63,513,368
Total Equipment Cost (TEC)	**698,647,044**
Feasibility Study (FS) & Procurement (Development phase)	6,991,882
Project Management Consultancy (PMC) - Implement phase	17,983,765
O&M Development (4 months)	1,200,000
O&M On-site Supervision	1,000,000
PP#1 Cost (Optional for IEE, ESA)	200,000
IEE (Optional)	500,000
ESA Cost (>5MW) (include PP#1)	800,000
EIA Cost (> 10MW) (include PP#2)	2,000,000
PEA Synchronization and Coordination	1,000,000
ERC: Community Improvement Fund	772,475
Contingencies 5% of TEC	34,940,000
O&M Mobilization (6 months) (Additional)	2,160,000
Construction & All Risk Insurance 0.3% p.a.	3,143,912
Land Cost	-
IDC (Interest During Construction)	39,050,000
Total Investment Cost (TIC)	**810,389,077**

ตารางที่ 37 เงินลงทุน Total Investment Cost (TIC) ของโรงไฟฟ้า VSPP-CHP เทคโนโลยี Biogas Gas Engine Generator ขนาด 1.95 MW

Total Investment Cost (TIC)	**THB**
Civil Work (Biogas)	80,324,395
Gas Engine Generator (GEG)	26,103,200
Gas Compressor	-
GEG Balance of Plant (BoP)	13,149,000
Gas Station + Piping *(300m)*	-
Civil Work	10,000,000
Electrical Work	28,737,600
Steam: Heat Recovery Steam Generator (HRSG) & its BoP	8,761,628
Steam Piping - *Assume 100m*	2,500,000
Hot Water Piping - *Assume 800m*	-
Absorption Chiller	-
PMS (Plant Monitoring System)	5,526,667
Engineering & Integration	4,738,905
Total Equipment Cost (TEC)	**179,841,395**
Feasibility Study (FS) & Procurement (Development phase)	4,000,000
Project Management Consultancy (PMC) - Implement phase	12,000,000
O&M Development (4 months)	1,200,000
O&M On-site Supervision	1,000,000
PP#1 Cost (Optional for IEE, ESA)	200,000
IEE (Optional)	500,000
ESA Cost (>5MW) (include PP#1)	-
EIA Cost (> 10MW) (include PP#2)	-
PEA Synchronization and Coordination	1,000,000
ERC: Community Improvement Fund	97,400
Contingencies 7.5% of TEC	13,490,000
O&M Mobilization (6 months)	1,800,000
Construction & All Risk Insurance 0.3% p.a.	539,524
Land Cost	-
IDC (Interest During Construction)	7,280,000
Total Investment Cost (TIC)	**222,948,319**

สรุปผลการวิเคราะห์โครงสร้างต้นทุนในการจัดทำระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมาก (VSPP-CHP) ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวภาพ[D1]

จากรายละเอียดสมมติฐานที่ได้กล่าวมาข้างต้นสามารถนำไปวิเคราะห์โครงสร้างต้นทุนตลอดจนผลตอบแทนการลงทุนเมื่อจัดทำระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมาก (VSPP-CHP) ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวภาพ ซึ่งพบว่าเทคโนโลยีที่เหมาะสมและสามารถนำไปเป็นกรอบในการศึกษาวิเคราะห์ผลตอบแทนการลงทุนตลอดจนการให้การสนับสนุนทางการเงินจากภาครัฐต่อไป ได้แก่ เทคโนโลยี High Pressure Boiler and Steam Turbine ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล (Biomass) และเทคโนโลยี Biogas Gas Engine Generator ที่ใช้เชื้อเพลิงก๊าซชีวภาพ (Biogas) ดังแสดงในรูปที่ 49



รูปที่ 49 สรุปกรอบเทคโนโลยีที่ทำการศึกษาในโครงการ

1. **เทคโนโลยี High Pressure Boiler & Steam Turbine Generator (HP&STG) ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวภาพ (Biofuel) ใช้การพิจารณาในแต่ละขนาดของโครงการฯ ซึ่งแบ่งตามสมมติฐาน FiT 3 ขนาด ได้แก่ ขนาดต่ำกว่า 1 MW, ขนาดระหว่าง 1-3 MW และ ขนาดมากกว่า 3 MW**

ผลการวิเคราะห์ด้านเงินลงทุน TIC (Total Investment Cost)

ผลการวิเคราะห์พบว่าโรงไฟฟ้า VSPP-CHP ประเภท HP&STG ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวภาพของขนาดต่ำกว่า 1 MW ไม่เหมาะกับการลงทุนเนื่องจากต้องใช้เงินลงทุนสูงมาก ซึ่งไม่เหมาะสมต่อการประหยัดต่อขนาด (Economic of Scale) ดังนั้นจึงไม่นำไปพิจารณาต่อ สำหรับโรงไฟฟ้า VSPP-CHP ขนาดระหว่าง 1-3 MW ซึ่งในการศึกษาได้ใช้ขนาด 3 MW เป็นตัวแทนของโรงไฟฟ้าใน Scheme นี้พบว่าสัดส่วนงบประมาณการลงทุน Total Investment Cost (TIC) ของโรงไฟฟ้า VSPP-CHP เมื่อเปรียบเทียบกับกำลังไฟฟ้าและความร้อนที่ผลิตและสามารถจ่ายได้ หน่วย: ล้านบาทต่อเมกกะวัตต์

(MB/MW) เท่ากับ 117 MB/MW มีค่าสูงกว่าโรงไฟฟ้า VSPP-CHP Scheme ขนาดมากกว่า 3 MW ซึ่งในการศึกษานี้ใช้ขนาด 10 MW เป็นตัวแทนโรงไฟฟ้าใน Scheme ดังกล่าว ซึ่งมีมูลค่า 75 MB/MW อันเป็นผลมาจากการประหยัดต่อขนาด (Economic of Scale)

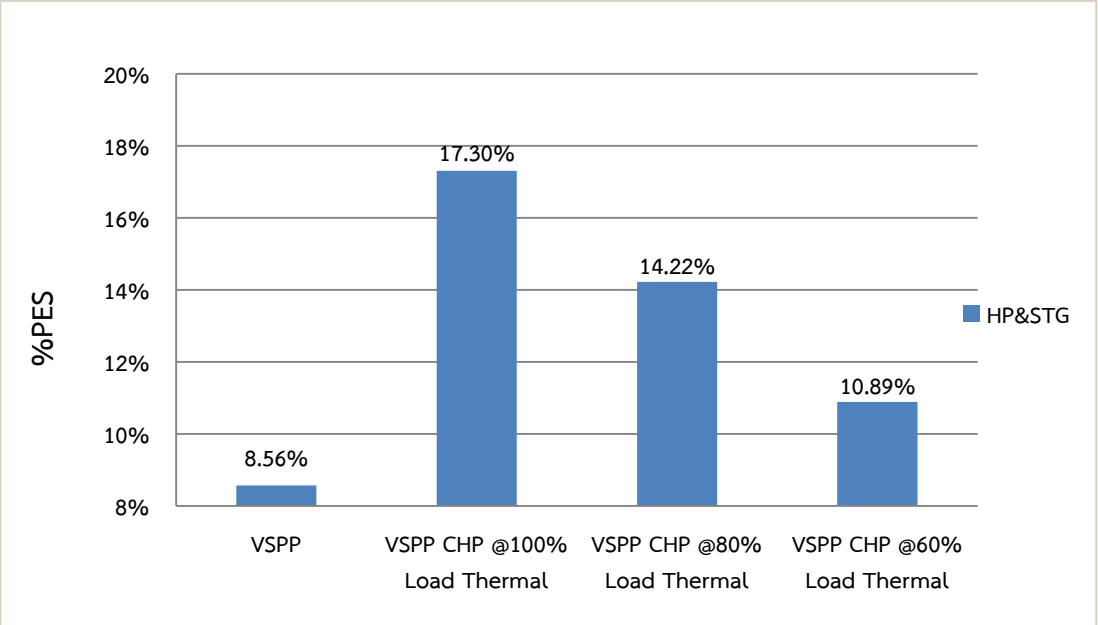
ผลการวิเคราะห์ต้นทุนด้าน O&M (Operation and Maintenance Cost)

ผลการวิเคราะห์พบว่าโรงไฟฟ้า VSPP-CHP ประเภท HP&STG ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวภาพของขนาดมากกว่า 3 MW มีต้นทุนด้าน O&M โดยเมื่อคิดเป็นสัดส่วนร้อยละของ TIC จะอยู่ที่ 9.1% ซึ่งสูงกว่าโรงไฟฟ้า VSPP-CHP ประเภท HP&STG ขนาดระหว่าง 1-3 MW ที่มีค่า O&M อยู่ที่ 7.2% แต่เมื่อคิดเป็นมูลค่าเงินแล้ว พบว่าโรงไฟฟ้า VSPP-CHP ประเภท HP&STG ที่ขนาดมากกว่า 3 MW จะมีค่า O&M ที่ต่ำกว่าขนาดระหว่าง 1-3 MW

2. เทคโนโลยี Biogas & Gas Engine Generator (Biogas & GEG) จากระบบผลิตก๊าซชีวภาพ

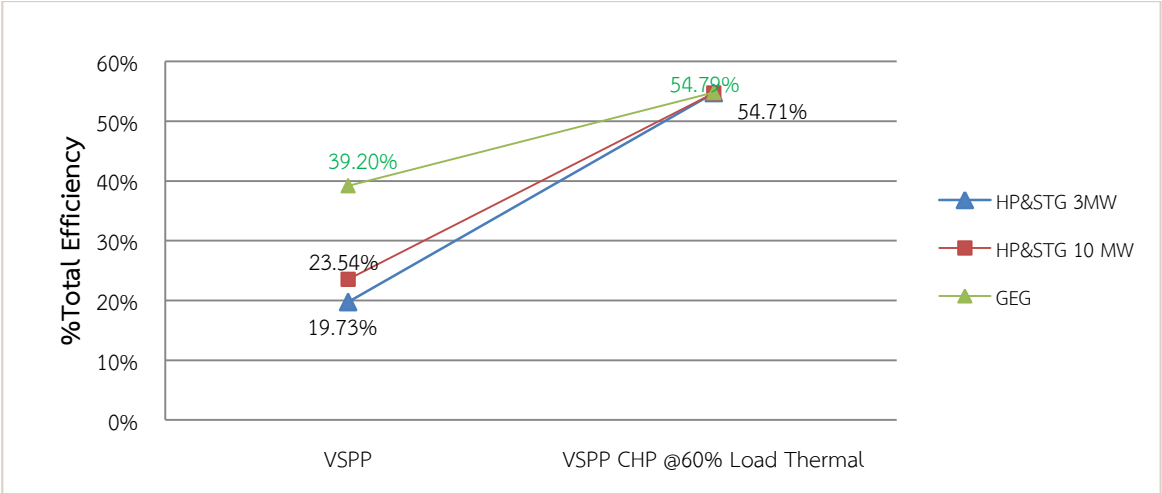
เมื่อพิจารณาสัดส่วนงบประมาณการลงทุนในส่วนต่างๆ เมื่อเปรียบเทียบกับกำลังไฟฟ้าที่ผลิตและสามารถจ่ายได้ หน่วย: ล้านบาทต่อเมกกะวัตต์ไฟฟ้า (MB/MWe) จะพบว่ามีค่าเท่ากันแม้ว่าจะมีการลดการใช้พลังงานความร้อนลง เนื่องจากงบประมาณการลงทุนจะไม่เปลี่ยนแปลงจากการปรับปริมาณการผลิตไฟฟ้าและปริมาณการผลิตพลังงานความร้อนที่ลดลง

การเปรียบเทียบค่า Primary Energy Saving (PES) ระหว่างโรงไฟฟ้า VSPP กับ โรงไฟฟ้า VSPP-CHP ที่ Load Thermal 3 ระดับ ได้แก่ 100%, 80% และ 60% พบว่าค่า PES ของโรงไฟฟ้า VSPP ที่ผลิตเพียงไฟฟ้าอย่างเดียวมีค่าต่ำกว่าเกณฑ์สมมติฐานที่ตั้งไว้ (เกณฑ์ PES 10%) ได้แก่ 8.56% แต่เมื่อจัดทำโรงไฟฟ้า VSPP-CHP พบว่า ค่า PES ที่คำนวณได้สูงกว่าเกณฑ์สมมติฐาน ได้แก่ 17.30%, 14.22% และ 10.89% ตามลำดับ Load Thermal ที่กล่าวในเบื้องต้น แสดงดังรูปที่ 50



รูปที่ 50 การเปรียบเทียบค่า PES ระหว่างโรงไฟฟ้า VSPP และ โรงไฟฟ้า VSPP-CHP ที่ % Load Thermal ต่างๆ

สำหรับประสิทธิภาพไฟฟ้า, ประสิทธิภาพความร้อน และประสิทธิภาพรวมเมื่อเปรียบเทียบระหว่างโรงไฟฟ้า VSPP และโรงไฟฟ้า VSPP-CHP ที่ 60% Load Thermal ซึ่งเป็นสมมติฐานที่ได้กำหนดไว้พบว่าการจัดทำโรงไฟฟ้า VSPP-CHP ส่งผลให้ค่าประสิทธิภาพรวมของโรงไฟฟ้าสูงขึ้น ซึ่งเดิมค่าประสิทธิภาพรวมของโรงไฟฟ้า VSPP ของเทคโนโลยี HP&STG ขนาด 3 MW, 10 MW และ เทคโนโลยี Biogas GEG ขนาด 1.95 MW มีค่า 19.73%, 23.54% และ 39.20% ตามลำดับ แต่เมื่อดำเนินการเป็นโรงไฟฟ้า VSPP-CHP พบว่าค่าประสิทธิภาพรวมของโรงไฟฟ้ามีค่าสูงขึ้นเป็น 54.71% สำหรับเทคโนโลยี HP&STG ทั้ง 2 ขนาด และ 54.79% สำหรับเทคโนโลยี Biogas GEG โดยแสดงดังรูปที่ 51 และตารางที่ 38



รูปที่ 51 การเปรียบเทียบค่าประสิทธิภาพรวมของโรงไฟฟ้าระหว่างโรงไฟฟ้า VSPP กับ VSPP-CHP

ตารางที่ 38 เปรียบเทียบประสิทธิภาพไฟฟ้า ประสิทธิภาพความร้อน และประสิทธิภาพรวมของโรงไฟฟ้า VSPP และ VSPP-CHP แบ่งตามประเภทเทคโนโลยี

	HP&STG 3 MW		HP&STG 10 MW		GEG 1.95 MW	
	VSPP	VSPP-CHP	VSPP	VSPP-CHP	VSPP	VSPP-CHP
Eff_Elec	19.73%	13.71%	23.54%	13.71%	39.20%	39.20%
Eff_Thermal	-	41.00%	-	41.00%	-	15.59%
Eff_Total	19.73%	54.71%	23.54%	54.71%	39.20%	54.79%

ด้านผลตอบแทนการลงทุนของโรงไฟฟ้า VSPP-CHP ในแต่ละเทคโนโลยีที่ทำการศึกษาของโครงการโดยการนำสมมติฐานที่ได้ระบุไว้ข้างต้นมาประกอบการพิจารณาพบว่า โรงไฟฟ้า VSPP-CHP ประเภท HP&STG ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวลขนาด 3 MW และ 10 MW มีผลตอบแทนการลงทุน (IRR) คือ 8.5% และ 11.8% ตามลำดับ ซึ่งเห็นได้ว่าโรงไฟฟ้า VSPP-CHP ที่มีขนาดใหญ่จะให้ผลตอบแทนการลงทุนสูงว่าขนาดเล็กอันเนื่องมาจากการประหยัดต่อขนาด (Economics of Scale) สำหรับโรงไฟฟ้า VSPP-CHP ประเภท Biogas GEG ขนาด 1.95 MW มีผลตอบแทนการลงทุนเท่ากับ 7.5% ซึ่งเห็นได้ว่าผลตอบแทนการลงทุนยังไม่น่าจูงใจนักลงทุนเพียงพอ ดังนั้นแนวทางการสนับสนุนการจัดทำ VSPP-CHP ทางด้านการเงินจากภาครัฐจึงเป็นปัจจัยหลักในการช่วยให้เกิดโครงการ VSPP-CHP เพื่อให้เกิดความจูงใจในการลงทุน โดยในโครงการนี้ได้ศึกษาการสนับสนุนทางการเงินผ่านค่า Fuel Saving; FS เสริมให้แก่ผู้ประกอบการที่สนใจจะทำการลงทุน จากผลการวิเคราะห์โครงสร้างต้นทุนพบว่าควรมีการส่งเสริมค่า FS เพื่อให้อัตราผลตอบแทนทางการเงินอยู่ในช่วง 11-15% ซึ่งสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 39

ตารางที่ 39 การสนับสนุนทางการเงินผ่านทางค่าการประหยัดเชื้อเพลิง Fuel Saving

Scheme VSPP-CHP ที่ศึกษา	ประเภทเชื้อเพลิง	Fuel Saving Subsidy Range	Project IRR
HP&STG >1-3 MW	Biomass	0.36 - 1 Baht/kWh	11% - 15%
HP&STG > 3 MW	Biomass	0 – 0.36 Baht/kWh	
GEG	Biogas	1 - 1.50 Baht/kWh	

กิจกรรมที่ 6: แบบจำลองทางการเงิน (Financial Model)[D2]

แบบจำลองทางการเงิน (Financial Model) ในรายงานฉบับนี้ได้นำเสนอตัวอย่างแบบจำลองทางการเงินโดยแบ่งออกเป็น 2 เทคโนโลยีหลัก ดังที่ได้ระบุในกิจกรรมที่ 5 โดยมีรายละเอียด ดังนี้

1. โรงไฟฟ้า VSPP-CHP High Pressure Boiler & Steam Turbine ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวภาพ (Biofuel) ซึ่งขนาดที่ทำการศึกษา ได้แก่ ขนาดระหว่าง 1-3 MW และขนาดมากกว่า 3 MW แสดงดังรูปที่ 52-53
2. โรงไฟฟ้า VSPP-CHP Gas Engine Generator ที่ใช้เชื้อเพลิงก๊าซชีวภาพ (Biogas) แสดงดังรูปที่ 54

ซึ่งแบบจำลองทางการเงินที่นำเสนอดังกล่าวเป็นการนำเสนอแบบจำลองของโรงไฟฟ้า VSPP-CHP โดยโครงสร้างของแบบจำลองทางการเงินที่ประกอบไปด้วย 2 ส่วนหลัก ดังนี้

- Assumption ซึ่งจะแสดงกำหนดตัวแปรต่างๆ ไว้ทั้งในด้านเทคนิคในส่วนของการผลิตไฟฟ้าและความร้อนขนาด, การกำหนดเงินลงทุนทั้งในส่วน Total Investment Cost หรือ CAPEX ตลอดจนต้นทุนด้าน Operating and Maintenance Cost (OPEX), การกำหนดในส่วนของ Finance เพื่อใช้ในการวิเคราะห์ผลตอบแทนการลงทุนของโครงการ อัตราค่าไฟฟ้า (Electricity Energy Cost), อัตราค่าต้นทุนเชื้อเพลิง (Solid Fuel Price), อัตรา Inflation Rate, การกำหนดอัตรา FiT (Feed-in Tariff) ที่ภาครัฐให้การสนับสนุนเดิม เป็นต้น
- ผลตอบแทนการลงทุน ระยะเวลาการคืนทุน และการคำนวณหาค่า Fuel Saving เพื่อเป็นการสนับสนุนเพิ่มเติมสำหรับโครงการ VSPP-CHP เพื่อให้ได้ผลตอบแทนการลงทุนอยู่ในระดับ 11-15%

โดยในการวิเคราะห์โครงสร้างต้นทุนของการจัดทำระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมาก (VSPP-CHP) ในประเทศไทย ตามที่ระบุไว้ในกิจกรรมที่ 5 ใช้แบบจำลองทางการเงินที่นำเสนอในกิจกรรมที่ 6 เป็นเครื่องมือในการวิเคราะห์ถึงต้นทุนตามสมมติฐานต่างๆ ที่ได้กำหนดไว้

Model Finance - Micro CHP

CHP CASE				Parasitic Load
1. Assumption				10%
Technical - Elec				Elec Load Factor
Installed Capacity	3,000	kW		100%
Plant Factor	70%	%		Operating Hour
Electricity exported (E1)	18,360.0	MWh(net)		6,800
Life project time	20	yr.		
Technical - Heat				
Eff_Elec_ref	22.5%	%(net)		
Eff_Heat_ref	80.0%	%(net)		
Heat rate VSPP CHP	26,239	kJ/kWh(net)	Eff_Total	
Eff_Elec	13.7%	%(net)	54.7%	
PES	10.89%	%(net)	Eff_Heat	
Heat exported	54,857.9	MWh(net)	41.0%	
Ton/hr 10.46	187,175	MMBTU(net)		
Investment&Expenditure				
- CAPEX-1	351	MTHB		
- OPEX-1 7.2%	25.36	MTHB		
- Fuel Cost	58.29	MTHB		
Finance				
D/E	60%			
Debt	210.60			
Equity	140.40			
Interest rate	7.0%			
Debt term	8	yr.		
Income tax Y 1-8	0%			
Y 9-30	30%			
Inflation rate	2.5%			
Discount rate	12.0%			

CHP CASE			
2. Result			
Policy Subsidy		THB/kWh	Yr.
FIT Rate	Step1	5.22	8
	Step2	4.82	12
	Step3		
		THB/kWh	Yr.
Fuel Savin	Step1	-	20
(FS)	Step2		
	Step3		
	NPV	37.99	
		THB/MMBTU	%Growth
Price_Steam		188	
		IRR	***Payback***
Project IRR		8.5%	7.92
Equity IRR		9.4%	10.40
	DSCR	1.26	
Ft Impact			
Installed Capacity		100	MW
Max Ft impact		**1.4296**	**st./kWh**

Unit : MTHB

CHP CASE	***0***	***1***	***2***	***3***	***4***	***5***	***6***	***7***	***8***	***9***	***10***	***11***	***12***	***13***	***14***	***15***	***16***	***17***	***18***	***19***	***20***
Initial Cost	- 351.00																				
Annual Cost		- 84.29	- 84.94	- 85.60	- 86.29	- 86.99	- 87.70	- 88.44	- 89.19	- 89.97	- 90.76	- 91.57	- 92.40	- 93.25	- 94.13	- 95.02	- 95.94	- 96.88	- 97.85	- 98.84	- 99.85
- O&M (MTHB)		- 26.00	- 26.65	- 27.31	- 28.00	- 28.70	- 29.41	- 30.15	- 30.90	- 31.67	- 32.47	- 33.28	- 34.11	- 34.96	- 35.84	- 36.73	- 37.65	- 38.59	- 39.56	- 40.55	- 41.56
- Fuel Costs (MTHB)		- 58.29	- 58.29	- 58.29	- 58.29	- 58.29	- 58.29	- 58.29	- 58.29	- 58.29	- 58.29	- 58.29	- 58.29	- 58.29	- 58.29	- 58.29	- 58.29	- 58.29	- 58.29	- 58.29	- 58.29
Annual Benefit		**130.98**	**130.98**	**130.98**	**130.98**	**130.98**	**130.98**	**130.98**	**130.98**	**123.64**	**123.64**	**123.64**	**123.64**	**123.64**	**123.64**	**123.64**	**123.64**	**123.64**	**123.64**	**123.64**	**123.64**
Electricity Benefit (MTHB)		95.84	95.84	95.84	95.84	95.84	95.84	95.84	95.84	88.50	88.50	88.50	88.50	88.50	88.50	88.50	88.50	88.50	88.50	88.50	88.50
- Electricity exported (MWh)		18,360	18,360	18,360	18,360	18,360	18,360	18,360	18,360	18,360	18,360	18,360	18,360	18,360	18,360	18,360	18,360	18,360	18,360	18,360	18,360
- FIT Rate (THB/kWh)		5.22	5.22	5.22	5.22	5.22	5.22	5.22	5.22	4.82	4.82	4.82	4.82	4.82	4.82	4.82	4.82	4.82	4.82	4.82	4.82
- FS (THB/kWh)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Heat Benefit (MTHB)		**35.14**	**35.14**	**35.14**	**35.14**	**35.14**	**35.14**	**35.14**	**35.14**	**35.14**	**35.14**	**35.14**	**35.14**	**35.14**	**35.14**	**35.14**	**35.14**	**35.14**	**35.14**	**35.14**	**35.14**
- Heat exported (MMBTU)		187,175	187,175	187,175	187,175	187,175	187,175	187,175	187,175	187,175	187,175	187,175	187,175	187,175	187,175	187,175	187,175	187,175	187,175	187,175	187,175
- Price_Steam (THB/MMBTU)		187.74	187.74	187.74	187.74	187.74	187.74	187.74	187.74	187.74	187.74	187.74	187.74	187.74	187.74	187.74	187.74	187.74	187.74	187.74	187.74
Finance																					
- Loan	- 210.60	- 190.07	- 168.11	- 144.61	- 119.46	- 92.56	- 63.77	- 32.96	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Interest+Loan payment		- 35.27	- 35.27	- 35.27	- 35.27	- 35.27	- 35.27	- 35.27	- 35.27	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Interest payment		- 14.74	- 13.31	- 11.77	- 10.12	- 8.36	- 6.48	- 4.46	- 2.31	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Loan payment		- 20.53	- 21.96	- 23.50	- 25.15	- 26.91	- 28.79	- 30.81	- 32.96	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Income Tax																					
- Income Tax rate		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%
- Income Tax payment (Project)		-	-	-	-	-	-	-	-	- 4.84	- 4.60	- 4.35	- 4.10	- 3.85	- 3.59	- 3.32	- 3.04	- 2.76	- 2.47	- 2.17	- 1.87
- Income Tax payment (Equity)		-	-	-	-	-	-	-	-	- 4.84	- 4.60	- 4.35	- 4.10	- 3.85	- 3.59	- 3.32	- 3.04	- 2.76	- 2.47	- 2.17	- 1.87
DSCR		1.32	1.31	1.31	1.30	1.29	1.28	1.27	1.26	1.34	1.43	1.51	1.59	1.67	1.75	1.83	1.90	1.98	2.05	2.12	2.20
Cash Flow Summary																					
- Project Net Cash Flow	- 351.00	46.69	46.04	45.37	44.69	43.99	43.27	42.54	41.79	28.83	28.28	27.71	27.13	26.53	25.92	25.29	24.65	23.99	23.32	22.62	21.91
- Equity Net Cash Flow	- 140.40	11.42	10.77	10.11	9.42	8.72	8.01	7.27	6.52	28.83	28.28	27.71	27.13	26.53	25.92	25.29	24.65	23.99	23.32	22.62	21.91
Year	***0***	***1***	***2***	***3***	***4***	***5***	***6***	***7***	***8***	***9***	***10***	***11***	***12***	***13***	***14***	***15***	***16***	***17***	***18***	***19***	***20***
Base tariff (WH_PDP2010 Rev.3)	**3.31**	**3.51**	**3.60**	**3.68**	**3.80**	**3.99**	**4.16**	**4.29**	**4.31**	**4.42**	**4.44**	**4.46**	**4.43**	**4.46**	**4.52**	**4.58**	**4.64**	**4.70**	**4.76**	**4.82**	**4.88**
Electricity Subsidy cost																					
CHP CASE		31.40	29.74	28.27	26.07	22.58	19.46	17.07	16.71	7.34	6.98	6.61	7.16	6.61	5.51	4.41	3.30	2.20	1.10	0.00	- 1.10
Ft impact																					
CHP CASE		1.4296	1.3059	1.1960	1.0591	0.8836	0.7343	0.6216	0.5870	0.2494	0.2291	0.2099	0.2200	0.1968	0.1588						
หน่วยจำหน่ายไฟฟ้า	210,619	219,616	227,760	236,408	246,164	255,591	265,039	274,672	284,640	294,508	304,548	314,925	325,470	335,787	346,767						
yr.	*2559*	*2560*	*2561*	*2562*	*2563*	*2564*	*2565*	*2566*	*2567*	*2568*	*2569*	*2570*	*2571*	*2572*	*2573*						

รูปที่ 52 แบบจำลองทางการเงินของโรงไฟฟ้า VSPP-CHP High Pressure Boiler & Steam Turbine Generator ขนาด 3 MW ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล (Biomass)

Model Finance - Micro CHP

CHP CASE				Parasitic Load
1. Assumption				10%
Technical - Elec				Elec Load Factor
Installed Capacity	10,300	kW		100%
Plant Factor	70%	%		Operating Hour
Electricity exported (E1)	63,036.0	MWh(net)		6,800
Life project time	20	yr.		
Technical - Heat				
Eff_Elec_ref	22.5%	%(net)		
Eff_Heat_ref	80.0%	%(net)		
Heat rate VSPP CHP	26,239	kJ/kWh(net)	Eff_Total	
Eff_Elec	13.7%	%(net)	54.7%	
PES	10.89%	%(net)	Eff_Heat	
Heat exported	188,345.5	MWh(net)	41.0%	
Ton/hr 35.92	642,635	MMBTU(net)		
Investment&Expenditure				
- CAPEX-1	811	MTHB		
- OPEX-1 9.1%	73.84	MTHB		
- Fuel Cost	200.14	MTHB		
Finance				
D/E	60%			
Debt	486.60			
Equity	324.40			
Interest rate	7.0%			
Debt term	8	yr.		
Income tax Y 1-8	0%			
Y 9-30	30%			
Inflation rate	2.5%			
Discount rate	12.0%			

CHP CASE			
2. Result			
Policy Subsidy		THB/kWh	Yr.
FIT Rate	Step1	4.54	8
	Step2	4.24	12
	Step3		
		THB/kWh	Yr.
Fuel Savin	Step1	-	20
(FS)	Step2		
	Step3		
	NPV	33.16	
		THB/MMBTU	%Growth
Price_Steam		188	
		IRR	***Payback***
Project IRR		11.8%	6.46
Equity IRR		15.1%	7.55
	DSCR	1.52	
Ft Impact			
Installed Capacity		100	MW
Max Ft impact		**2.9564**	**st./kWh**

Unit : MTHB

CHP CASE	***0***	***1***	***2***	***3***	***4***	***5***	***6***	***7***	***8***	***9***	***10***	***11***	***12***	***13***	***14***	***15***	***16***	***17***	***18***	***19***	***20***
Initial Cost	- 811.00																				
Annual Cost		- 275.82	- 277.71	- 279.65	- 281.64	- 283.68	- 285.77	- 287.91	- 290.10	- 292.35	- 294.66	- 297.02	- 299.44	- 301.93	- 304.47	- 307.08	- 309.75	- 312.49	- 315.30	- 318.18	- 321.13
- O&M (MTHB)		- 75.69	- 77.58	- 79.52	- 81.51	- 83.54	- 85.63	- 87.77	- 89.97	- 92.22	- 94.52	- 96.89	- 99.31	- 101.79	- 104.34	- 106.94	- 109.62	- 112.36	- 115.17	- 118.05	- 121.00
- Fuel Costs (MTHB)		- 200.14	- 200.14	- 200.14	- 200.14	- 200.14	- 200.14	- 200.14	- 200.14	- 200.14	- 200.14	- 200.14	- 200.14	- 200.14	- 200.14	- 200.14	- 200.14	- 200.14	- 200.14	- 200.14	- 200.14
Annual Benefit		**406.83**	**406.83**	**406.83**	**406.83**	**406.83**	**406.83**	**406.83**	**406.83**	**387.92**	**387.92**	**387.92**	**387.92**	**387.92**	**387.92**	**387.92**	**387.92**	**387.92**	**387.92**	**387.92**	**387.92**
Electricity Benefit (MTHB)		**286.18**	**286.18**	**286.18**	**286.18**	**286.18**	**286.18**	**286.18**	**286.18**	**267.27**	**267.27**	**267.27**	**267.27**	**267.27**	**267.27**	**267.27**	**267.27**	**267.27**	**267.27**	**267.27**	**267.27**
- Electricity exported (MWh)		63,036	63,036	63,036	63,036	63,036	63,036	63,036	63,036	63,036	63,036	63,036	63,036	63,036	63,036	63,036	63,036	63,036	63,036	63,036	63,036
- FIT Rate (THB/kWh)		4.54	4.54	4.54	4.54	4.54	4.54	4.54	4.54	4.24	4.24	4.24	4.24	4.24	4.24	4.24	4.24	4.24	4.24	4.24	4.24
- FS (THB/kWh)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Heat Benefit (MTHB)		**120.65**	**120.65**	**120.65**	**120.65**	**120.65**	**120.65**	**120.65**	**120.65**	**120.65**	**120.65**	**120.65**	**120.65**	**120.65**	**120.65**	**120.65**	**120.65**	**120.65**	**120.65**	**120.65**	**120.65**
- Heat exported (MMBTU)		642,635	642,635	642,635	642,635	642,635	642,635	642,635	642,635	642,635	642,635	642,635	642,635	642,635	642,635	642,635	642,635	642,635	642,635	642,635	642,635
- Price_Steam (THB/MMBTU)		187.74	187.74	187.74	187.74	187.74	187.74	187.74	187.74	187.74	187.74	187.74	187.74	187.74	187.74	187.74	187.74	187.74	187.74	187.74	187.74
Finance																					
- Loan	- 486.60	- 439.17	- 388.42	- 334.12	- 276.02	- 213.86	- 147.34	- 76.16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Interest+Loan payment		- 81.49	- 81.49	- 81.49	- 81.49	- 81.49	- 81.49	- 81.49	- 81.49	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Interest payment		- 34.06	- 30.74	- 27.19	- 23.39	- 19.32	- 14.97	- 10.31	- 5.33	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Loan payment		- 47.43	- 50.75	- 54.30	- 58.10	- 62.17	- 66.52	- 71.18	- 76.16	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Income Tax																					
- Income Tax rate		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%
- Income Tax payment (Project)		-	-	-	-	-	-	-	-	- 16.51	- 15.81	- 15.10	- 14.38	- 13.63	- 12.87	- 12.09	- 11.28	- 10.46	- 9.62	- 8.76	- 7.87
- Income Tax payment (Equity)		-	-	-	-	-	-	-	-	- 16.51	- 15.81	- 15.10	- 14.38	- 13.63	- 12.87	- 12.09	- 11.28	- 10.46	- 9.62	- 8.76	- 7.87
DSCR		1.61	1.60	1.58	1.57	1.56	1.55	1.54	1.52	1.62	1.71	1.81	1.90	1.99	2.08	2.16	2.25	2.33	2.41	2.49	2.57
Cash Flow Summary																					
- Project Net Cash Flow	- 811.00	131.01	129.12	127.18	125.19	123.15	121.06	118.92	116.73	79.06	77.45	75.79	74.10	72.36	70.58	68.75	66.88	64.96	63.00	60.98	58.92
- Equity Net Cash Flow	- 324.40	49.52	47.63	45.69	43.70	41.66	39.57	37.43	35.24	79.06	77.45	75.79	74.10	72.36	70.58	68.75	66.88	64.96	63.00	60.98	58.92
Year	***0***	***1***	***2***	***3***	***4***	***5***	***6***	***7***	***8***	***9***	***10***	***11***	***12***	***13***	***14***	***15***	***16***	***17***	***18***	***19***	***20***
Base tariff (WH_PDP2010 Rev.3)	**3.31**	**3.51**	**3.60**	**3.68**	**3.80**	**3.99**	**4.16**	**4.29**	**4.31**	**4.42**	**4.44**	**4.46**	**4.43**	**4.46**	**4.52**	**4.58**	**4.64**	**4.70**	**4.76**	**4.82**	**4.88**
Electricity Subsidy cost																					
CHP CASE		64.93	59.25	54.21	46.65	34.67	23.95	15.76	14.50	- 11.35	- 12.61	- 13.87	- 11.98	- 13.87	- 17.65	- 21.43	- 25.21	- 29.00	- 32.78	- 36.56	- 40.34
Ft impact																					
CHP CASE		2.9564	2.6016	2.2931	1.8949	1.3565	0.9038	0.5737	0.5094	- 0.3853	- 0.4140	- 0.4404	- 0.3680	- 0.4130	- 0.5090						
หน่วยจำหน่ายไฟฟ้า	210,619	219,616	227,760	236,408	246,164	255,591	265,039	274,672	284,640	294,508	304,548	314,925	325,470	335,787	346,767						
yr.	*2559*	*2560*	*2561*	*2562*	*2563*	*2564*	*2565*	*2566*	*2567*	*2568*	*2569*	*2570*	*2571*	*2572*	*2573*						

รูปที่ 53 แบบจำลองทางการเงินของโรงไฟฟ้า VSPP-CHP High Pressure Boiler & Steam Turbine Generator ขนาด 10 MW ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวล (Biomass)

Model Finance - Micro CHP

CHP CASE					
1. Assumption				arasitic Load	3%
Technical - Elec				Elec Load Factor	
Installed Capacity	1,948	kW			66%
Plant Factor	50%	%		erating Hour	
Electricity exported (E1)	8,480.3	MWh(net)			6,800
Life project time	20	yr.			
Technical - Heat					
Eff_Elec_ref	37.8%	%(net)			
Eff_Heat_ref	80.0%	%(net)			
Heat rate VSPP CHP	9,184	kJ/kWh(net		Eff_Total	
Eff_Elec	39.2%	%(net)			54.8%
PES	18.82%	%(net)		Eff_Heat	
Heat exported	3,372.1	MWh(net)			15.6%
Ton/hr 0.64	11,506	MMBTU(net)			
Investment&Expenditure					
- CAPEX-1	223	MTHB			
- OPEX-1 4.2%	9.43	MTHB			
- Fuel Cost	0.00	MTHB			
Finance					
D/E	60%				
Debt	133.80				
Equity	89.20				
Interest rate	7.0%				
Debt term	8	yr.			
Income tax Y 1-8	0%				
Y 9-30	30%				
Inflation rate	2.5%				
Discount rate	12.0%				

CHP CASE			
2. Result			
Policy Subsidy		THB/kWh	Yr.
FIT Rate	Step1	4.26	8
	Step2	3.76	12
	Step3		
		THB/kWh	Yr.
Fuel Savin	Step1	-	20
(FS)	Step2		
	Step3		
	NPV	30.57	
		THB/MMBTU	%Growth
Price_Steam		318	
		IRR	***Payback***
Project IRR		9.5%	7.62
Equity IRR		11.0%	9.74
	DSCR	1.30	
Ft Impact			
Installed Capacity		100	MW
Max Ft impact		**0.2896**	**st./kWh**

Unit : MTHB

CHP CASE	***0***	***1***	***2***	***3***	***4***	***5***	***6***	***7***	***8***	***9***	***10***	***11***	***12***	***13***	***14***	***15***	***16***	***17***	***18***	***19***	***20***
Initial Cost	- 223.00																				
Annual Cost		- 9.67	- 9.91	- 10.16	- 10.41	- 10.67	- 10.94	- 11.21	- 11.49	- 11.78	- 12.07	- 12.38	- 12.69	- 13.00	- 13.33	- 13.66	- 14.00	- 14.35	- 14.71	- 15.08	- 15.46
- O&M (MTHB)		- 9.67	- 9.91	- 10.16	- 10.41	- 10.67	- 10.94	- 11.21	- 11.49	- 11.78	- 12.07	- 12.38	- 12.69	- 13.00	- 13.33	- 13.66	- 14.00	- 14.35	- 14.71	- 15.08	- 15.46
- Fuel Costs (MTHB)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Annual Benefit		**39.79**	**39.79**	**39.79**	**39.79**	**39.79**	**39.79**	**39.79**	**39.79**	**35.55**	**35.55**	**35.55**	**35.55**	**35.55**	**35.55**	**35.55**	**35.55**	**35.55**	**35.55**	**35.55**	**35.55**
Electricity Benefit (MTHB)		36.13	36.13	36.13	36.13	36.13	36.13	36.13	36.13	31.89	31.89	31.89	31.89	31.89	31.89	31.89	31.89	31.89	31.89	31.89	31.89
- Electricity exported (MWh)		8,480	8,480	8,480	8,480	8,480	8,480	8,480	8,480	8,480	8,480	8,480	8,480	8,480	8,480	8,480	8,480	8,480	8,480	8,480	8,480
- FIT Rate (THB/kWh)		4.26	4.26	4.26	4.26	4.26	4.26	4.26	4.26	3.76	3.76	3.76	3.76	3.76	3.76	3.76	3.76	3.76	3.76	3.76	3.76
- FS (THB/kWh)		-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Heat Benefit (MTHB)		3.66	3.66	3.66	3.66	3.66	3.66	3.66	3.66	3.66	3.66	3.66	3.66	3.66	3.66	3.66	3.66	3.66	3.66	3.66	3.66
- Heat exported (MMBTU)		11,506	11,506	11,506	11,506	11,506	11,506	11,506	11,506	11,506	11,506	11,506	11,506	11,506	11,506	11,506	11,506	11,506	11,506	11,506	11,506
- Price_Steam (THB/MMBTU)		318.07	318.07	318.07	318.07	318.07	318.07	318.07	318.07	318.07	318.07	318.07	318.07	318.07	318.07	318.07	318.07	318.07	318.07	318.07	318.07
Finance																					
- Loan	- 133.80	- 120.76	- 106.80	- 91.87	- 75.90	- 58.80	- 40.51	- 20.94	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Interest+Loan payment		- 22.41	- 22.41	- 22.41	- 22.41	- 22.41	- 22.41	- 22.41	- 22.41	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Interest payment		- 9.37	- 8.45	- 7.48	- 6.43	- 5.31	- 4.12	- 2.84	- 1.47	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
- Loan payment		- 13.04	- 13.95	- 14.93	- 15.98	- 17.09	- 18.29	- 19.57	- 20.94	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Income Tax																					
- Income Tax rate		0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%	30%
- Income Tax payment (Project)		-	-	-	-	-	-	-	-	- 3.78	- 3.70	- 3.61	- 3.51	- 3.42	- 3.32	- 3.22	- 3.12	- 3.01	- 2.91	- 2.79	- 2.68
- Income Tax payment (Equity)		-	-	-	-	-	-	-	-	- 3.78	- 3.70	- 3.61	- 3.51	- 3.42	- 3.32	- 3.22	- 3.12	- 3.01	- 2.91	- 2.79	- 2.68
DSCR		1.34	1.34	1.33	1.33	1.32	1.32	1.31	1.30	1.39	1.48	1.57	1.66	1.75	1.84	1.92	2.01	2.09	2.18	2.26	2.34
Cash Flow Summary																					
- Project Net Cash Flow	- 223.00	30.12	29.88	29.63	29.37	29.11	28.85	28.57	28.29	19.98	19.77	19.56	19.35	19.12	18.90	18.66	18.42	18.18	17.93	17.67	17.41
- Equity Net Cash Flow	- 89.20	7.71	7.47	7.22	6.97	6.71	6.44	6.17	5.89	19.98	19.77	19.56	19.35	19.12	18.90	18.66	18.42	18.18	17.93	17.67	17.41
Year	***0***	***1***	***2***	***3***	***4***	***5***	***6***	***7***	***8***	***9***	***10***	***11***	***12***	***13***	***14***	***15***	***16***	***17***	***18***	***19***	***20***
Base tariff (WH_PDP2010 Rev.3)	**3.31**	**3.51**	**3.60**	**3.68**	**3.80**	**3.99**	**4.16**	**4.29**	**4.31**	**4.42**	**4.44**	**4.46**	**4.43**	**4.46**	**4.52**	**4.58**	**4.64**	**4.70**	**4.76**	**4.82**	**4.88**
Electricity Subsidy cost																					
CHP CASE		6.36	5.60	4.92	3.90	2.29	0.85	- 0.25	- 0.42	- 5.60	- 5.77	- 5.94	- 5.68	- 5.94	- 6.45	- 6.95	- 7.46	- 7.97	- 8.48	- 8.99	- 9.50
Ft impact																					
CHP CASE		0.2896	0.2457	0.2081	0.1585	0.0896	0.0320	- 0.0093	- 0.0149	- 0.1900	- 0.1894	- 0.1885	- 0.1746	- 0.1768	- 0.1859						
หน่วยจำหน่ายไฟฟ้า	210,619	219,616	227,760	236,408	246,164	255,591	265,039	274,672	284,640	294,508	304,548	314,925	325,470	335,787	346,767						
yr.	*2559*	*2560*	*2561*	*2562*	*2563*	*2564*	*2565*	*2566*	*2567*	*2568*	*2569*	*2570*	*2571*	*2572*	*2573*						

รูปที่ 54 แบบจำลองทางการเงินของโรงไฟฟ้า VSPP-CHP Biogas Gas Engine Generator ขนาด 1.95 MW ที่ใช้เชื้อเพลิงก๊าซชีวภาพ (Biogas)

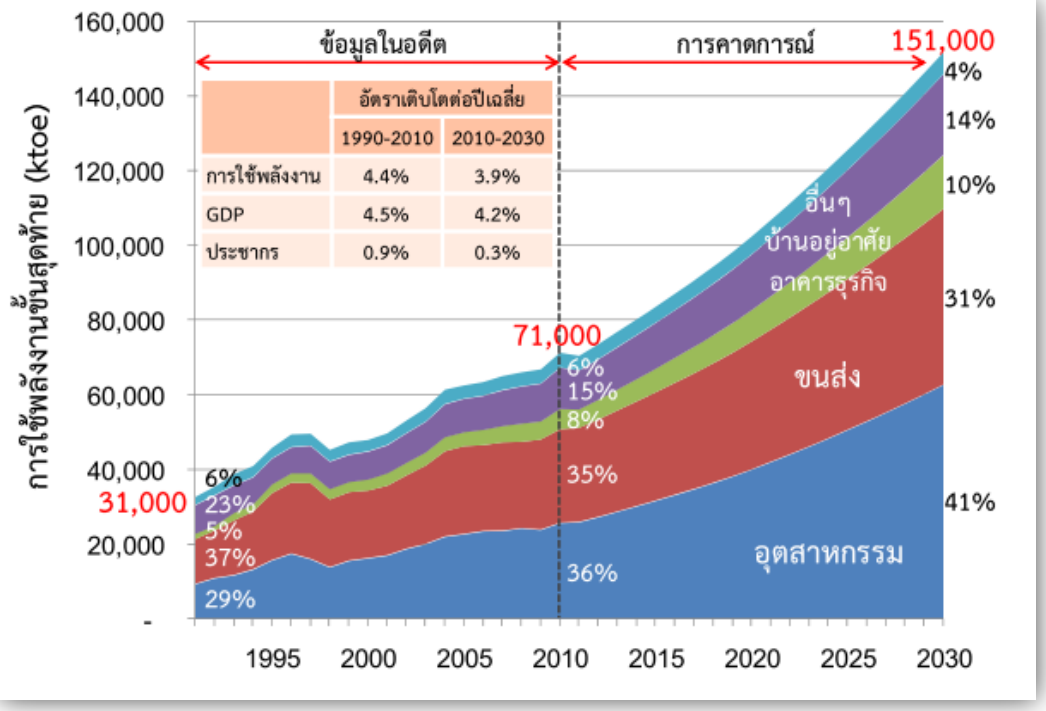
กิจกรรมที่ 7: มาตรการส่งเสริมการจัดทำระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมาก (VSPP-CHP) ในประเทศไทย

ตามที่ภาครัฐได้มีการปรับปรุงนโยบายการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน โดยได้มีการเห็นชอบแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก 25% ใน 10 ปี (พ.ศ. 2555-2564) หรือ Alternative Energy Development Plan (ADEP 2012-2021) ประกอบกับในแผน AEDP ดังกล่าวมีเป้าหมายให้มีการใช้พลังงานทดแทนเพิ่มขึ้นจากปี พ.ศ. 2554 ที่ 7,413 ktoe ไปเป็น 25,000 ktoe ในปี พ.ศ. 2564 ดังนั้นแนวทางหนึ่งที่ช่วยเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานปฐมภูมิ (Primary Energy) ของประเทศ ได้แก่ การส่งเสริมการใช้งานระบบการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมากที่ใช้เชื้อเพลิงชีวภาพ

กลุ่มเป้าหมายที่มีศักยภาพในการจัดทำระบบผลิตไฟฟ้าและพลังงานความร้อนร่วมขนาดเล็กมาก (VSPP-CHP)

ด้านการใช้ความร้อนของภาคธุรกิจและกลุ่มอุตสาหกรรมของประเทศไทย เพื่อศึกษาถึงศักยภาพและความเป็นไปได้ในการดำเนินการส่งเสริมระบบผลิตไฟฟ้าและพลังงานความร้อนร่วมขนาดเล็กมาก (VSPP-CHP) เนื่องจากภาคอุตสาหกรรม (ประกอบด้วย เหมืองแร่ อุตสาหกรรมการผลิต และก่อสร้าง) มีการใช้พลังงานมากที่สุด คิดเป็นร้อยละ 36.2 หรือ 27,193 ktoe จากข้อมูลความต้องการใช้พลังงานขั้นสุดท้าย ปี พ.ศ. 2556 [67] ประกอบกับแนวโน้มความต้องการพลังงานในอนาคตซึ่งแบ่งตามภาคส่วนต่างๆ ที่ได้คาดการณ์ถึงปี พ.ศ. 2573 (ค.ศ. 2030) พบว่าภาคอุตสาหกรรมมีสัดส่วนเพิ่มขึ้นเป็น 41% ดังรูปที่ 55

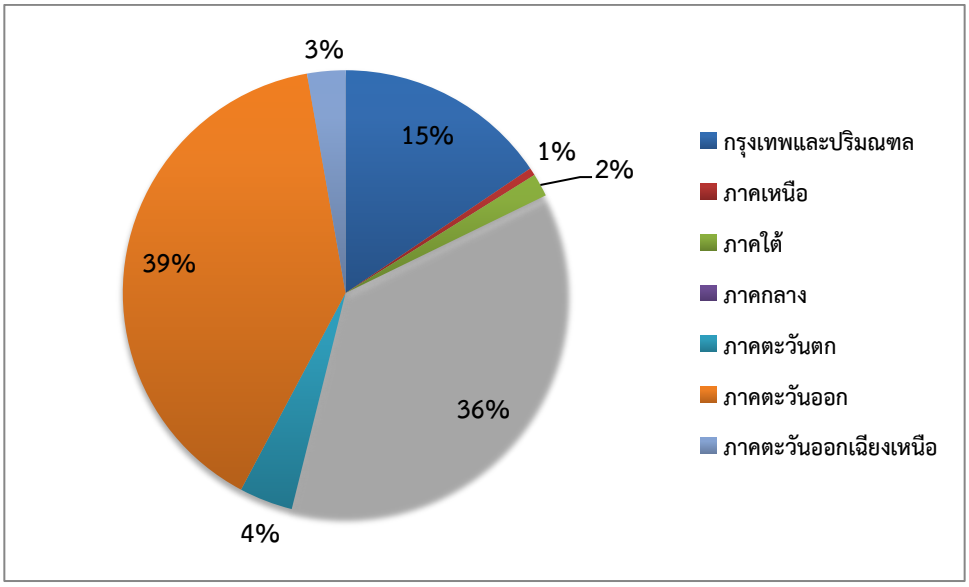
[67] Energy Overview 2013, Final Energy Consumption



รูปที่ 55 แนวโน้มความต้องการในอนาคตกรณีปกติ (BAU) [68]

ดังนั้นวิธีการหนึ่งในการผลักดันให้บรรลุแผน AEDP 2012-2021 อีกทั้งช่วยเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานปฐมภูมิของประเทศ ได้แก่การส่งเสริมการใช้ระบบ CHP ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวภาพกับกลุ่มเป้าหมายดังกล่าว โดยมุ่งเน้นกับกิจการหรือโรงงานที่มีการใช้พลังงานสูงและมีการใช้ทั้งพลังงานไฟฟ้าและความร้อนควบคู่กัน โดยชั่วโมงการทำงาน (Operating Hour) ของสถานประกอบการที่เหมาะสมในการจัดทำระบบ CHP ควรมีชั่วโมงการทำงาน 24 ชั่วโมงต่อวัน และควรดำเนินงานไม่ต่ำกว่า 6 วันต่อสัปดาห์ และกำหนดให้เกณฑ์ด้านการใช้พลังงานสิ้นเปลืองขั้นต่ำอยู่ที่ 77,875,800 MJ ต่อปี โดยตัวเลขดังกล่าวมาจากอัตราการใช้ไอน้ำขั้นต่ำ 4 ตันต่อชั่วโมง และใช้เชื้อเพลิง HFO ซึ่งข้อมูลศักยภาพในการดำเนินการจัดทำระบบ CHP สำหรับกลุ่มโรงงานและอาคารควบคุมโดยเป็นข้อมูล ตามสมมติฐานที่กล่าวไว้ในเบื้องต้น โดยแบ่งตามภาคต่างๆ ในประเทศไทย มีรายละเอียดดังรูปที่ 56

[68] แผนอนุรักษ์พลังงาน 20ปี (พ.ศ. 2554-2557) กระทรวงพลังงาน พฤษภาคม 2554



รูปที่ 56 ศักยภาพในการจัดทำระบบ CHP แบ่งตามภูมิภาค

หมายเหตุ: ข้อมูลข้างต้นเป็นข้อมูลในปี 2554 ซึ่งเป็นข้อมูลล่าสุดที่สามารถสืบค้นได้ ดังนั้นในปัจจุบันศักยภาพการจัดทำระบบ CHP อาจเปลี่ยนแปลงเพิ่มขึ้นมากกว่าที่ได้กล่าวไว้ในรายงาน

การสนับสนุนให้เกิดการใช้งานระบบ VSPP-CHP ภาครัฐควรมีการจัดทำมาตรการเพื่อส่งเสริมและจูงใจให้เกิดการจัดทำระบบดังกล่าว โดยแบ่งออกเป็นมาตรการส่งเสริมระยะสั้น (Quick-win) และ มาตรการส่งเสริมระยะยาว (Long-Term) เพื่อนำไปเสนอให้แก่ที่ประชุมผู้มีส่วนได้ส่วนเสียกับโครงการดังกล่าว โดยเบื้องต้นมีรายละเอียดดังนี้

มาตรการส่งเสริมระยะสั้น (Quick-win) ซึ่งมีระยะเวลาดำเนินการไม่เกิน 3 ปี ได้แก่

1. การแก้ไขปัญหาและอุปสรรคในการจัดทำระบบ VSPP-CHP
2. มีการจัดทำโครงการนำร่อง Pilot Project

มาตรการส่งเสริมระยะยาว (Long-Term) ซึ่งมีระยะเวลาตั้งแต่ 3 ปีขึ้นไป ได้แก่

1. ด้านการเงิน
    - การให้ Feed-in Tariff ให้เหมาะสมกับธุรกิจแต่ละประเภท
    - การส่งเสริมการลงทุน BOI ด้าน maintenance sparepart
    - Primary Energy Saving (PES) และ Fuel Saving (FS) สำหรับ VSPP-CHP
2. ด้านเทคโนโลยีและความรู้
    - การจัดทำหลักสูตรเกี่ยวกับ Cogeneration ในสถานศึกษา
    - มาตรการการถ่ายโอนเทคโนโลยีสำหรับผู้ประกอบการจากต่างชาติ

3. ด้านสิ่งแวดล้อม

สำหรับมาตรการส่งเสริมการจัดทำระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมากของประเทศไทยปัจจุบันในด้านการเงินสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 40

ตารางที่ 40 มาตรการส่งเสริมการจัดทำโรงไฟฟ้าประเภท VSPP และ VSPP-CHP ด้านการเงิน

	Feed-in Tariff		BOI (Tax exemption)		NG Cogeneration Rate	Benefit from Primary Energy Saving (PES)		Fuel Saving (FS)	
	Commercial Fuel	Bio Fuel	Commercial Fuel	Bio Fuel	Commercial Fuel	Commercial Fuel	Bio Fuel	Commercial Fuel	Bio Fuel
VSPP (Electrical)	✗	✓	✓	✓	✓	✗	✗	✗	✗
VSPP-CHP (Electrical + Thermal)	✗	✗	✓	✓	✓	✗	✗	✗	✗

จากตารางข้างต้นประกอบกับการกำหนดเป้าหมายในการผลิตไฟฟ้าตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2555-2573 (PDP 2010 Rev.3) และเป้าหมายตามแผน AEDP 2012-2021 ดังนั้นเพื่อเป็นช่วยให้บรรลุตามเป้าหมายดังกล่าว จึงได้มีการจัดทำมาตรการส่งเสริมการจัดทำ VSPP-CHP โดยสรุปเป็นด้านต่างๆ ได้แก่ มาตรการสนับสนุนการเงิน, มาตรการส่งเสริมด้านเทคโนโลยีและความรู้, มาตรการด้านสิ่งแวดล้อม

- **มาตรการสนับสนุน VSPP-CHP (Bio Energy) ทางการเงิน**

1. Feed-in Tariff

ควรพิจารณาถึงมาตรการการสนับสนุนอัตรา Feed-in Tariff (FiT) สำหรับ VSPP-CHP โดยเน้นไปที่เชื้อเพลิงชีวภาพ โดยการนำโครงสร้างต้นทุน และแบบจำลองทางการเงินจากกิจกรรมที่ 5 และ 6 มาเป็นตัวกำหนดกรอบในการให้เงินอุดหนุน เพื่อให้อัตราผลตอบแทนการลงทุน หรือ IRR เหมาะสมและผ่านเกณฑ์สำหรับธุรกิจนั้นๆ

2. Primary Energy Saving

ดัชนีชี้วัด PES สำหรับโรง Cogeneration ขนาดเล็กมาก (VSPP-CHP) ปัจจุบันมีการกำหนดค่าประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้าและการนำความร้อนไปใช้ประโยชน์ ได้แก่ Ref. Electric Eff. และ Ref. Thermal Eff. ของเชื้อเพลิงพาณิชย์ ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติ, ถ่านหิน และ น้ำมัน แต่ยังไม่มีการกำหนดค่าดังกล่าวตามชนิดเชื้อเพลิงชีวภาพ (Bio Fuel) ซึ่งอาจจำแนกเป็น เชื้อเพลิงชีวมวล, ก๊าซชีวภาพ และขยะ เพื่อคำนวณหาค่าดัชนี PES ด้านค่าประหยัดเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า (Fuel

Saving: FS) ซึ่งกำหนดจากประโยชน์ที่ได้รับจากการประหยัดเชื้อเพลิงที่สามารถประหยัดได้ จากการผลิตพลังงานความร้อนและพลังงานไฟฟ้าร่วมกันด้วยระบบ Cogeneration ควรมีการใช้งานสำหรับโรง Cogeneration ที่มีขนาดต่ำกว่า 10 MW (VSPP-CHP) เช่นเดียวกับโรง Cogeneration ประเภท SPP เพื่อเป็นการจูงใจให้มีการลงทุนจัดทำระบบดังกล่าวเพิ่มมากขึ้น

3. การส่งเสริมการลงทุน BOI (การให้สิทธิประโยชน์ด้านภาษีอากร โดยสำนักงานคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน)

   ปัจจุบันประเทศไทยมีมาตรการส่งเสริมการลงทุนด้านการยกเว้นภาษีเงินได้นิติบุคคล ตลอดจนยกเว้นอากรขาเข้าสำหรับเครื่องจักร สำหรับหมวด 7 กิจการสาธารณูปโภคและบริการขึ้นพื้นฐานซึ่งรวมถึง กิจการผลิตพลังงานไฟฟ้า หรือพลังงานไฟฟ้าและไอน้ำ ในหมวด 7.1.1 แต่ยังไม่มีการยกเว้นภาษีสำหรับการนำเข้าอะไหล่ของเครื่องจักรสำหรับหมวดกิจการดังกล่าว ดังนั้นเพื่อเป็นการสนับสนุนในการจัดทำระบบดังกล่าว ควรให้การส่งเสริมครอบคลุมไปจนถึงฝั่งการซ่อมบำรุงระบบ (Maintenance Cost) ที่ประกอบด้วยส่วนของอะไหล่ Spare Part เพื่อเป็นการสร้างความเชื่อมั่นและจูงใจในการจัดทำระบบ VSPP-CHP ซึ่งอาจให้การส่งเสริมโดยลำดับความสำคัญตามประเภทกิจการและเป็นประโยชน์ต่อประเทศเป็นพิเศษ

- **มาตรการส่งเสริม VSPP-CHP (Bio Energy) ด้านเทคโนโลยีและความรู้**

1. ควรมีการจัดหลักสูตรให้ความรู้ ในเรื่องระบบ Cogeneration ตลอดจนเทคโนโลยีที่มีศักยภาพในการจัดทำระบบดังกล่าวโดยอาจเพิ่มเป็นหลักสูตรการเรียนการสอนในสถานศึกษาหรือมหาวิทยาลัย โดยให้มีความครอบคลุมกับและแพร่หลายกับสถานศึกษาต่างๆ อีกทั้งสนับสนุนให้มีโปรแกรมการจัดอบรมและให้หนังสือรับรองสำหรับการวางแผนและติดตั้งโรง CHP

2. ภาครัฐบาลควรมีมาตรการด้านการถ่ายโอนเทคโนโลยี (Technology Transfer) อย่างชัดเจนและบังคับใช้อย่างจริงจัง สำหรับผู้ประกอบการจากต่างชาติที่จะเข้ามาทำการลงทุนเพื่อผลิตและจำหน่ายในประเทศไทย

- **มาตรการส่งเสริม VSPP-CHP (Bio Energy) ด้านสิ่งแวดล้อม**

การผลิตไฟฟ้าด้วยระบบ VSPP-CHP จากพลังงานชีวภาพ มีส่วนช่วยลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกของประเทศไทย ดังนั้นในการกำหนดมาตรการส่งเสริมระบบ VSPP-CHP ด้านสิ่งแวดล้อม อาจร่วมมือกับองค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (TGO) เพื่อให้สิ่งจูงใจในการจัดทำระบบดังกล่าวขึ้น

กิจกรรมที่ 8: สรุปผลการจัดสัมมนากลุ่มย่อยระดมความคิดเห็น

ที่ปรึกษาฯ ได้สนับสนุนงานโครงการศึกษาแนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวภาพด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมาก โดยการจัดสัมมนากลุ่มย่อยเพื่อระดมความคิดเห็นเกี่ยวกับแนวทางการส่งเสริมหรือสนับสนุนผ่านทางมาตรการที่นำเสนอจำนวน 10 ครั้ง เพื่อประกอบการวิเคราะห์และสรุปแนวทางการส่งเสริมผ่านทางมาตรการที่นำเสนอ โดยรายละเอียดการจัดสัมมนาแต่ละครั้ง มีดังนี้

1) การสัมมนากลุ่มย่อย ครั้งที่ 1

~~3.~~ **การจัดสัมมนาให้ความรู้ เรื่อง “เทคโนโลยีที่เหมาะสมกับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวภาพด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมาก (Technology for Micro CHP)”**

ที่ปรึกษาฯ ได้จัดงานสัมมนาให้ความรู้ ในหัวข้อเรื่อง “เทคโนโลยีที่เหมาะสมกับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวภาพด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมาก (Technology for Micro CHP)” เมื่อวันที่ 10 เดือนมิถุนายน พ.ศ. 2558 ณ ห้องประชุม 2 ชั้น 2 สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน มีจำนวนผู้เข้าร่วมสัมมนา~~จำนวน~~ทั้งสิ้น 36 ท่าน โดยมีหน่วยงานที่เข้าร่วมสัมมนา ประกอบด้วย ผู้แทนจากสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน จำนวน 30 ท่าน และผู้แทนจากภาคเอกชนต่างๆ จำนวน 6 ท่าน ทั้งนี้ ที่ปรึกษาฯ ได้รวบรวมประเด็นสำคัญจากงานสัมมนาให้ความรู้ สามารถสรุปได้ดังนี้

เริ่มสัมมนาให้ความรู้ 13.30 น.

คุณวัฒนพงษ์ คุโรวาท ผู้อำนวยสำนักนโยบายไฟฟ้า สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน กล่าวเปิดงานสัมมนาให้ความรู้โครงการศึกษาแนวทางส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวภาพด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมาก ในหัวข้อเรื่อง "เทคโนโลยีที่เหมาะสมสำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวภาพด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมาก" (Technology for Micro CHP) ต่อเจ้าหน้าที่และผู้แทนจากสำนักงานนโยบายพลังงานและแผนพลังงาน

โดยมีหัวข้อในการสัมมนาให้ความรู้ และแลกเปลี่ยนความคิดเห็นโครงการศึกษาแนวทางส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมาก ในหัวข้อเทคโนโลยีที่เหมาะสมสำหรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวภาพด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมาก (Technology for Micro CHP) อันประกอบด้วย

1. บรรยายสรุป หัวข้อ "เทคโนโลยีที่เหมาะสมสำหรับเชื้อเพลิงชีวมวล" สำหรับขนาด น้อยกว่า 1 MW, ขนาด 1-3 MW, ขนาด 3-10 MW โดยคุณวีร์กฤติ บวรอัศวกุล ผู้อำนวยการฝ่ายวิศวกรรม บริษัทเอ็นไลน์ อะโกร อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด
2. บรรยายสรุป หัวข้อ "เทคโนโลยีที่เหมาะสมสำหรับเชื้อเพลิงก๊าซชีวภาพ" สำหรับขนาดน้อยกว่า 1 MW และขนาด 1-3 MW โดยคุณวีร์กฤติ บวรอัศวกุล ผู้อำนวยการฝ่ายวิศวกรรม บริษัทเอ็นไลน์ อะโกร อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด

ประเด็นข้อคิดเห็นและข้อเสนอแนะที่สำคัญจากการงานสัมมนากลุ่มย่อย ~~Focus Group~~ ครั้งที่ 1

- การกำจัด Dioxin ที่เป็นสารก่อมะเร็งนั้นต้องอาศัยอุณหภูมิ และ Activated Carbon เป็นตัวกำจัด ในส่วนของระบบเครื่องตกตะกอนไฟฟ้าสถิต (Electrostatic Precipitators; ESP) กำจัดได้แต่ฝุ่นเท่านั้น
- น้ำมันดิน (TAR) สามารถเกิดได้จากเชื้อเพลิงหลายประเภท เพียงแต่เชื้อเพลิงชีวมวล (Biomass) บางประเภทสามารถเกิด TAR สูง โดยเฉพาะ เชื้อเพลิงชีวมวลประเภทไม้จะมี TAR สูง
- ในโรงปูนซีเมนต์มีการนำความร้อนกลับมาใช้ในลักษณะ Combined Cycle ซึ่งเชื้อเพลิงหลักของโรงปูนซีเมนต์คือ ความร้อนทิ้ง (Waste Heat) และอุตสาหกรรมที่มี Waste Heat สูงๆ คล้ายโรงปูน ได้แก่ อุตสาหกรรมประเภทโรงกลั่นน้ำมัน และอุตสาหกรรมโรงเหล็ก เป็นต้น
- ธรรมชาติของโรงไฟฟ้า IPP หรือ Independent Power Producer ผลิตไฟฟ้าเป็นหลักและเป็นเทคโนโลยีประเภท Combined Cycle โดยเน้นรีดพลังงานให้ได้มากที่สุด แต่ถ้านำ Condensate ใน Stage 2 ที่ออกจาก Steam Turbine ซึ่งในความเป็นจริงไอน้ำที่ผ่าน Turbine ในการผลิตไฟฟ้าเป็นพลังงานที่มีกำลังต่ำแล้วไปใช้ต่อ ยกตัวอย่างเช่น การนำน้ำร้อนไปใช้โดยการเอาเข้า Absorbtion Chiller เป็นลักษณะกึ่งๆ Trigen แต่เนื่องจากเป็นพลังงานความร้อนที่มีอุณหภูมิไม่สูงมาก เพราะฉะนั้นการลงทุนเพื่อให้เป็นระบบ Cogeneration ผลตอบแทนการลงทุนอาจไม่คุ้มค่า
- การดำเนินการพัฒนาโรงไฟฟ้าจากขยะ ที่ไม่สำเร็จลุล่วงเนื่องจากปัจจัยต่างๆ ดังนี้
    - การต่อต้านจากชุมชนและมวลชน
    - ด้วยตัวเทคโนโลยีเองสามารถเกิดได้ แต่ในการปฏิบัติงานจริงล้วนมีปัจจัยอื่นๆ ประกอบ ที่ส่งผลต่อการดำเนินการโรงไฟฟ้าขยะ อาทิเช่น ค่าความร้อนของเชื้อเพลิงที่ Sampling ตอนทำการศึกษาความเป็นไปได้ สูงกว่าตอนดำเนินการจริง
    - Technology Provider ในไทยมองข้าม Pollution Management และ Waste Water Treatment แต่ถ้าเป็น Technology Provider จากต่างประเทศเข้ามาจัดการ จะส่งผลให้ต้นทุนสูงขึ้น
    - ผู้พัฒนาโครงการต้องมีการเก็บขยะให้ได้จำนวนมากพอ เพื่อความต่อเนื่องในการผลิตไฟฟ้า
    - เรื่องการ Sorting ขยะ ซึ่งเป็นอีกประเด็นหนึ่งที่สำคัญในการพัฒนาโรงไฟฟ้าจากขยะของประเทศไทย โดยแตกต่างกับในต่างประเทศที่มีการ Sorting ที่ดีตั้งแต่ต้นทาง ทำให้ทราบค่าความร้อนของเชื้อเพลิงที่มีความแม่นยำทั้งในช่วงระยะเวลาที่ทำการศึกษาและการดำเนินการจริง

รายละเอียดเอกสารแนบการสัมมนาให้ความรู้แก่ทางสำนักงานนโยบายและแผนพลังงานครั้งที่ 1 มีดังนี้

1) กำหนดการสัมมนา
2) สแกนใบเซ็นชื่อผู้เข้าร่วมสัมมนา
3) Presentation Handout
4) ภาพถ่ายงานสัมมนา

(รายละเอียดปรากฏตามเอกสารแนบ ก)

2) การสัมมนากลุ่มย่อย ครั้งที่ 2

การจัดสัมมนาให้ความรู้ เรื่อง “การประยุกต์ใช้ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมในภาคอุตสาหกรรม”

ที่ปรึกษาฯ ได้จัดงานสัมมนาให้ความรู้ ในหัวข้อเรื่อง “การประยุกต์ใช้ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมในภาคอุตสาหกรรม” เมื่อวันที่ 15 เดือนมิถุนายน พ.ศ. 2558 ณ ห้องประชุม 2 ชั้น 2 สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน มีจำนวนผู้เข้าร่วมสัมมนาทั้งสิ้น 48 ท่าน โดยมีหน่วยงานที่เข้าร่วมสัมมนา ประกอบด้วย ผู้แทนจากสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน จำนวน 43 ท่าน และผู้แทนจากภาคเอกชนต่างๆ 5 ท่าน ทั้งนี้ ที่ปรึกษาฯ ได้รวบรวมประเด็นสำคัญจากงานสัมมนาให้ความรู้ สามารถสรุปได้ดังนี้

เริ่มสัมมนาให้ความรู้ 9.30 น.

คุณวัฒนพงษ์ คุโรวาท ผู้อำนวยสำนักนโยบายไฟฟ้า สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน กล่าวเปิดงานสัมมนาให้ความรู้ครั้งที่ 2 ของโครงการศึกษาแนวทางส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวภาพด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมากในหัวข้อเรื่อง "การประยุกต์ใช้ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมในภาคอุตสาหกรรม" ต่อเจ้าหน้าที่และผู้แทนจากสำนักงานนโยบายพลังงานและแผนพลังงาน

โดยมีหัวข้อในการสัมมนาให้ความรู้ และแลกเปลี่ยนความคิดเห็นโครงการศึกษาแนวทางส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมาก ในหัวข้อการประยุกต์ใช้ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมในภาคอุตสาหกรรมอันประกอบด้วย

1. การบรรยายสรุปหัวข้อ "หลักการและประโยชน์ในภาพรวมของระบบ CHP" โดยคุณสุวัฒน์ กมลพนัส กรรมการผู้จัดการธุรกิจ Alternative Power บริษัท มิตรผล ไบโอ-เพาเวอร์ จำกัด
2. การบรรยายสรุปหัวข้อ "การประยุกต์ใช้ CHP ในภาคอุตสาหกรรม" โดยคุณสุวัฒน์ กมลพนัส กรรมการผู้จัดการธุรกิจ Alternative Power บริษัท มิตรผล ไบโอ-เพาเวอร์ จำกัด

ประเด็นข้อคิดเห็นและข้อเสนอแนะที่สำคัญจากการสัมมนากลุ่มย่อย ครั้งที่ 2

ประเด็นข้อเสนอแนะจากวิทยากรเกี่ยวกับระบบ CHP มีดังนี้

- ควรมีการสร้าง Infrastructure ทั้งในส่วนของระบบสายส่ง (Grid) และระบบท่อก๊าซให้[D3]มีคุณภาพ เนื่องจากโรง Combined Heat and Power (CHP) ควรเป็นแบบ Distributed Generation (DG) เพื่ออยู่ใกล้ Load ไฟฟ้าและความร้อน อีกทั้งบางช่วงเวลา Load ไฟฟ้า และ Load ความร้อนของโรงไฟฟ้า CHP ไม่ได้เกิดพร้อมกันเสมอไป ดังนั้นการเชื่อมต่อกับระบบสายส่งเพื่อขาย Unbalance Load กลับเข้าไปในระบบเสมือนเป็นการ Back Up Power และอนาคตอาจเป็นการเปลี่ยนบทบาทของการไฟฟ้าฯ ซึ่งเดิมเป็นผู้จ่ายไฟให้เสมือนเป็นผู้ให้บริการ Back Up Power

- ภาครัฐควรมีการสนับสนุนค่าใช้จ่ายสำหรับผู้เชี่ยวชาญหรือที่ปรึกษาด้าน CHP ให้กับสำหรับผู้สนใจลงทุนระดับ SMEs เนื่องจากต้นทุนในส่วนที่ปรึกษาการจัดทำระบบดังกล่าว มีราคาค่อนข้างสูง อีกทั้งควรจัดให้มีมาตรการส่งเสริมด้านภาษีและมีการปรับปรุงกระบวนการขอใบอนุญาตให้มีความสะดวกมากขึ้นและลดความซับซ้อนลง ให้แก่โครงการ VSPP-CHP เพื่อจูงใจให้เกิดการลงทุน เนื่องจากผู้ที่สนใจลงทุนบางรายที่ไม่มีประสบการณ์เกี่ยวกับโรงไฟฟ้ามาก่อนมักประสบปัญหาความซับซ้อนในกระบวนการขอใบอนุญาตดังกล่าว

- ปัจจุบันมีการส่งเสริมให้มีการใช้พลังงานหมุนเวียน (Renewable Energy) ในการผลิตความร้อน และผลิตไฟฟ้า แต่ไม่มีการส่งเสริมให้ทำระบบ CHP จากพลังงานหมุนเวียน ซึ่งเป็นการขัดแย้งในการพัฒนาประสิทธิภาพการใช้พลังงานรวมของประเทศ ดังนั้นควรออกกฎเกณฑ์ให้ชัดเจนในการสนับสนุนให้ใช้ Renewable CHP โดยไม่ยึดติดกับเทคโนโลยีเดิม

- ปรับบทบาทของผู้ให้บริการด้านพลังงานของประเทศ หรือโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่รวมถึงระบบสายส่งให้เป็นเพียง Back Up Power ตลอดจนสนับสนุนให้ภาครัฐหรือการไฟฟ้าฯ เป็นผู้จัดทำ Energy Storage หรือ Battery Storage ในอนาคต เพื่อสำรองไฟฟ้าในช่วงเวลาที่ไฟฟ้าขาดแคลน สำหรับโรงไฟฟ้า CHP ประเภท Distributed Generation (DG) อีกทั้งเพื่อช่วยส่งเสริมให้เกิดระบบ DG เพิ่มมากขึ้น

- อยากให้ทบทวนโครงสร้างราคารับซื้อไฟฟ้าใหม่ เนื่องจากโครงสร้างราคารับซื้อไฟฟ้าและการให้ผลตอบแทนการลงทุนสำหรับโรงไฟฟ้าชีวมวลขนาดเล็ก ประเภท Firm ไม่จูงใจในการลงทุน ซึ่งขายไฟฟ้าได้ราคาต่ำกว่า โรงไฟฟ้าชีวมวลขนาดเล็ก ประเภท non-Firm[D4]

ประเด็นข้อเสนอแนะและข้อคิดเห็นอื่นๆ มีดังนี้

- การส่งเสริมการทำระบบ Combined Heat and Power (CHP) ในต่างประเทศ ไม่เพียงแต่ใช้เชื้อเพลิงชีวมวลและ ก๊าซชีวภาพ แต่มีการทำระบบ CHP จากพลังงานแสงอาทิตย์ (Solar) ร่วมกับเชื้อเพลิงชีวมวล เนื่องจากเทคโนโลยีแผง Solar Cell ในต่างประเทศมีราคาต่ำ แต่สำหรับประเทศไทยในปัจจุบันเชื้อเพลิงที่ใช้กับระบบ CHP ที่เป็นชีวมวล และก๊าซชีวภาพรวมถึงขยะ น่าจะเพียงพอ ไม่จำเป็นต้องร่วมกับ Solar แต่ในอนาคตถ้าประเทศไทยต้องการผลักดันให้เกิดระบบ CHP จาก Solar ราคาของเทคโนโลยี Solar ต้องมีราคาลดลงเท่า Grid Parity ถึงจะสามารถดำเนินการได้ แต่ก็ยังถือว่าไม่เหมาะสม

- เนื่องจาก Load Profile ของการใช้ไฟฟ้าตามชุมชนนั้นไม่แน่นอนและไม่คงที่ ดังนั้นในการออกแบบระบบ DG CHP ในกรณีที่ไม่มีการเชื่อมโยงกับระบบสายส่งจึงต้องออกแบบให้ระบบมีขนาดใหญ่เพื่อรองรับ Peak ได้ทั้งหมด แต่การออกแบบระบบ CHP ให้มีการ Operate อย่างเหมาะสมที่สุดนั้น ต้องออกแบบให้โรง CHP เดินที่ Based Load สำหรับช่วง Peak ให้นำเข้าจากระบบสายส่งแทน จะส่งผล

ให้การออกแบบระบบ DG CHP มีขนาดเล็กลง ไม่ต้องเพิ่มปริมาณการลงทุนให้มีขนาดใหญ่เพื่อรองรับช่วง Peak

- ประเทศเยอรมันมีการแก้ไขปัญหาอุปสรรคการพัฒนาระบบการจ่ายไฟฟ้าโดยใช้ระบบโรงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะ (SMART Grid) เพื่อ Balance Load แต่ละแห่ง อย่างไรก็ตามปัจจุบันเยอรมันก็ยังประสบปัญหาเกี่ยวกับพลังงานลมที่มีปริมาณมากในช่วงเวลาที่ความต้องการใช้ไฟต่ำ ดังนั้นจึงมีการแก้ปัญหาโดยใช้ Battery Storage เพื่อปล่อยพลังงานไปใช้เวลามี Load ความต้องการใช้งาน ซึ่งเป็นหนึ่งในระบบ SMART Grid ที่มีศักยภาพมาก แต่ระบบดังกล่าวมีมูลค่าสูงมาก สำหรับประเทศไทยโรงไฟฟ้าขนาดเล็กยังไม่มีการนำระบบ SMART Grid มาใช้งาน ยังคงเป็นระบบ Manual

- การส่งเสริมให้เกิดระบบ CHP ในโรงปาล์มที่มีการใช้หม้อไอน้ำ (Boiler) และ Turbine ประเภท Fully Condensing อยู่เดิม อาจแบ่งทำเป็น Phase เนื่องจากระบบ CHP ใช้เงินลงทุนสูงมาก โดยเริ่มจากการเปลี่ยนประเภท Turbine ให้เป็นประเภท Extraction Condensing ให้กับโรงปาล์มที่มีความพร้อมก่อน จากนั้นจึงลงทุนเปลี่ยน Boiler เป็น phase ถัดไป เพราะฉะนั้นนโยบายที่เกิดขึ้น จึงควรให้ Incentive แก่ผู้ลงทุนเพื่อเป็นการจูงใจให้ผู้ประกอบการตัดสินใจที่จะลงทุน

- การส่งเสริมการทำ CHP รวมถึง mini CHP ที่นำไปใช้กับตามอาคาร อาจส่งผลให้โรงไฟฟ้าอยู่ใกล้ชุมชนมากขึ้น ซึ่งในปัจจุบันการจัดทำผังเมืองส่งผลให้โรงไฟฟ้าไม่สามารถตั้งอยู่ใกล้ชุมชนได้ ดังนั้นภาครัฐควรมีการแก้กฎหมายผังเมือง เนื่องจากโรง CHP ที่ใช้เชื้อเพลิง Biomass ต้องอยู่ใกล้กับแหล่งเชื้อเพลิงและการใช้งาน รวมไปถึงระบบ mini CHP ขนาดประมาณ 1-2 MW สำหรับใช้ตามอาคาร (ใช้ทำความเย็นในระบบปรับอากาศ) ซึ่งประเทศไทยยังไม่มีการใช้งานระบบ mini CHP ดังกล่าว ดังนั้นอาจต้องมีการแก้กฎหมายสำหรับระบบ CHP ที่นำความร้อนไปใช้ตามอาคาร

- ภาครัฐควรคำนึงถึงความเหมาะสมและศักยภาพเชิงพื้นที่ (Regional PDP) ในการจัดตั้งโรงไฟฟ้า CHP เนื่องจากประเทศไทยมีแหล่งเชื้อเพลิงชีวมวลที่สามารถใช้งานได้ อาทิเช่น ไม้ยางพาราในภาคใต้ แต่ตัวเลขศักยภาพเชื้อเพลิงชีวมวลควรเป็นตัวเลขจริงที่แม่นยำ อีกทั้งขนาดของโรงไฟฟ้า CHP เชื้อเพลิงชีวมวลไม่ควรใหญ่เกิน 10 MW เนื่องจากโรงใหญ่ อาจมีปัญหาเรื่องการขนส่งเชื้อเพลิง และการจัดหาเชื้อเพลิง อีกทั้งข้อจำกัดเรื่อง Load ความร้อน ซึ่งควรจัดโซนนิ่งโรงไฟฟ้าและกำหนดรัศมีการส่งเชื้อเพลิง เนื่องจากการขนส่งเชื้อเพลิงจะมีค่าใช้จ่ายด้านน้ำมันดีเซลสำหรับใช้ในการขนส่งเพิ่มเติมเข้ามาและเพื่อแก้ปัญหาการแย่งชิงเชื้อเพลิงชีวมวลอีกด้วย

- ปัจจุบันประเทศไทยไม่สามารถสร้างโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ (เชื้อเพลิงฟอสซิล) ได้ จึงควรมองศักยภาพพลังงานหมุนเวียนของประเทศ อาทิเช่น พลังงานลม พลังงานแสงอาทิตย์ ตลอดจนการจัดทำระบบ CHP ที่ใช้พลังงานหมุนเวียนขนาดเพียงพอสำหรับการบริการชุมชน และเปลี่ยนแปลงบทบาทโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ที่มีอยู่เป็นการให้บริการ Back Up Power แทน ดังนั้นภาครัฐควรออกนโยบายส่งเสริม

ศักยภาพการผลิตไฟฟ้าของชุมชนโดยใช้พลังงานหมุนเวียน สำหรับ Load ส่วนเกินให้ดึงจากโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่ที่ให้บริการ Back Up Power (ผลิตโดยเชื้อเพลิงฟอสซิล)

- การดำเนินการโรงไฟฟ้าชีวมวลขนาดเล็ก (Biomass CHP) ในการยื่นเป็นโรงไฟฟ้า Renewable เกรงว่าอาจมีนักลงทุนหลายรายมีความตั้งใจแยกเป็น Single Power Plant และมีการจัดหาเชื้อเพลิงแยก ดังนั้นจึงต้องใช้กลไลตลาดเป็นตัวควบคุม และต้องทำความเข้าใจกับผู้ประกอบการให้ยอมรับความเสี่ยงในเรื่องแหล่งเชื้อเพลิงวัตถุดิบตั้งแต่เริ่มต้นตลอดจนความเสี่ยงด้านราคาเชื้อเพลิงชีวมวล โดยมีการพิสูจน์ความเป็นเจ้าของแหล่งเชื้อเพลิงตั้งแต่แรกเพื่อเป็นการคัดกรองผู้ลงทุน ซึ่งทางวิทยากรกังวลในเรื่องการหาประโยชน์จากตลาดหลักทรัพย์

- การผลักดันให้เกิดระบบ CHP ในผู้ประกอบการที่มีการใช้พลังงานความร้อน (Heat Demand) เดิมอยู่ อาทิเช่น โรงอบไม้, โรงอบลำใย ที่ดำเนินการมีโรงไฟฟ้าเดิมอยู่ให้เป็นระบบ CHP น่าจะเป็นไปได้ยาก เนื่องจาก ไม่มีรายละเอียดข้อมูลการใช้งานแต่ละโรงที่แท้จริง ดังนั้นอาจออกกฎเกณฑ์แนวกว้างแทน หรือกำหนดเป้าหมายว่าเพิ่มประสิทธิภาพการใช้ความร้อนของประเทศ เช่น มีการกำหนดว่าต้องมีการใช้พลังงานความร้อนอย่างน้อย 25-30% กลไกตลาดจะเป็นตัวคิดแทนว่าต้องมีการปรับอย่างไร สำหรับการให้ Incentive อาจมีการกำหนดว่าทุกเปอร์เซ็นต์ ที่มีการใช้พลังงานความร้อนเพิ่มขึ้น ทางผู้ประกอบการจะได้อะไรเป็นผลตอบแทน แต่ต้องมีการเสียค่าใช้จ่ายในการตรวจวัดพิสูจน์การใช้พลังงานความร้อน (การตรวจ Primary Energy Saving; PES) ซึ่งการให้ Incentive ควรจะผูกกับหน่วยความร้อน ไม่ควรผูกกับหน่วยไฟฟ้า

- การส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพืชพลังงาน (หญ้าเนเปียร์) ควรเปลี่ยนนโยบายที่ไม่จำกัดการส่งเสริมเฉพาะหญ้าเนเปียร์ อีกทั้งหญ้าเนเปียร์ยังไม่ถือเป็นพืชพลังงานชนิดที่ดีที่สุด (Best Energy Crop) ในการผลิตไฟฟ้า เนื่องจากมีปริมาณความชื้นสูง ส่งผลให้มีค่าความร้อนต่ำ ดังนั้นการใช้หญ้าเนเปียร์เข้าระบบเผาตรงแข่งกับเชื้อเพลิงชีวมวลอื่น อาทิเช่น แกลบ ปาล์ม ชานอ้อย อาจไม่เหมาะสม เนื่องจากพืชปลูกใหม่เช่นหญ้าเนเปียร์ จะมีค่าเก็บเกี่ยว (collection) รวมถึงค่าขนส่ง ดังนั้นการให้ Incentive ควรแยกตามเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้า จะส่งผลให้กลไกตลาดสามารถหาสมดุลได้เองว่าพืชพลังงานประเภทใดเหมาะสมที่สุดในการผลิตไฟฟ้าตามประเภทเทคโนโลยีนั้นๆ

รายละเอียดเอกสารแนบการสัมมนาให้ความรู้แก่ทางสำนักงานนโยบายและแผนพลังงานครั้งที่ 2 มีดังนี้

1) กำหนดการสัมมนา
2) สแกนใบเซ็นชื่อผู้เข้าร่วมสัมมนา
3) Presentation Handout
4) ภาพถ่ายงานสัมมนา

(รายละเอียดปรากฏตามเอกสารแนบ ข)

3) การสัมมนากลุ่มย่อย ครั้งที่ 3

การจัดสัมมนาให้ความรู้ เรื่อง "มุมมองด้านสังคม เศรษฐกิจและสิ่งแวดล้อมต่อการพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมาก"

ที่ปรึกษาฯ ได้จัดงานสัมมนาให้ความรู้ ในหัวข้อเรื่อง "การประยุกต์ใช้ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมในภาคอุตสาหกรรม" เมื่อวันที่ 17 เดือนมิถุนายน พ.ศ. 2558 ณ ห้องประชุม 2 ชั้น 2 สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน จำนวนทั้งสิ้น 51 ท่าน โดยมีหน่วยงานที่เข้าร่วมสัมมนา ประกอบด้วย ผู้แทนจากสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน จำนวน 46 ท่าน และผู้แทนจากหน่วยงานอื่น 6 ท่าน ทั้งนี้ ที่ปรึกษาฯ ได้รวบรวมประเด็นสำคัญจากงานสัมมนาให้ความรู้ สามารถสรุปได้ดังนี้

เริ่มสัมมนาให้ความรู้ 9.30 น.

คุณวัฒนพงษ์ คุโรวาท ผู้อำนวยสำนักนโยบายไฟฟ้า สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน กล่าวเปิดงานสัมมนาให้ความรู้ครั้งที่ 3 ของโครงการศึกษาแนวทางส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวภาพด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมากในหัวข้อเรื่อง "มุมมองด้านสังคม เศรษฐกิจและสิ่งแวดล้อมต่อการพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมาก" ต่อเจ้าหน้าที่และผู้แทนจากสำนักงานนโยบายพลังงานและแผนพลังงาน

โดยมีหัวข้อในการสัมมนาให้ความรู้ และแลกเปลี่ยนความคิดเห็นโครงการศึกษาแนวทางส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมาก ในหัวข้อการประยุกต์ใช้ระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมในภาคอุตสาหกรรมอันประกอบด้วย

1. การบรรยายสรุปหัวข้อ "ภาพรวมด้านความเข้าใจของชุมชนกับการพัฒนาพลังงานไฟฟ้า" โดยคุณสรศักดิ์ ธรรมาพิทักษ์พร กรรมการผู้จัดการบริษัท กรีนเนอร์ คอนซัลแทนท์ จำกัด
2. การบรรยายสรุปหัวข้อ "การพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมากต่อปัจจัยด้านต่างๆ ได้แก่ ด้านสิ่งแวดล้อม, ด้านสังคมและเศรษฐกิจ, ด้านสุขภาพ" โดยคุณสรศักดิ์ ธรรมาพิทักษ์พร กรรมการผู้จัดการบริษัท กรีนเนอร์ คอนซัลแทนท์ จำกัด

ประเด็นข้อคิดเห็นและข้อเสนอแนะที่สำคัญจากการสัมมนากลุ่มย่อย ครั้งที่ 3

- โรงไฟฟ้าที่ดำเนินการมาและสามารถอยู่ร่วมกับชุมชนได้โดยไม่มีการประท้วง ได้แก่ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ และโรงไฟฟ้าพลังงานลม เนื่องจากเมื่อดำเนินการแล้วไม่เกิดปัญหาที่รุนแรง สำหรับโรงไฟฟ้าที่มีการประท้วงเล็กน้อยจากชุมชน มีรายละเอียดดังนี้

  (a) โรงไฟฟ้าที่เป็นระบบ Cogeneration (CHP) ที่มีกระบวนการเผาไหม้เชื้อเพลิง อาทิเช่น โรงน้ำตาลซึ่งมีโรงไฟฟ้าที่ใช้กากอ้อยเป็นวัตถุดิบ แต่ชาวบ้านและชุมชนได้ผลประโยชน์

ร่วม เนื่องจากมีหน่วยงานให้ความรู้เกี่ยวกับการวิจัยและพัฒนาให้กับชาวบ้านเพื่อส่งเสริมการปลูกอ้อยเพื่อส่งขายให้กับโรงน้ำตาล โดยมีสำนักงานคณะกรรมการอ้อยและน้ำตาลทราย (สนอ.) เข้าไปทำความเข้าใจและให้ความรู้เกี่ยวกับการวิจัยและพัฒนาการปลูกอ้อยให้แก่ชุมชน จึงเป็นการสร้างรายได้ให้กับชุมชน อีกทั้งมีการทำ CSR (Coporate Social Responsibility) อีกด้วย

(b) โรงไฟฟ้าที่ตั้งอยู่ในนิคมอุตสาหกรรมเนื่องจากใช้กรอบกฎหมายของนิคมอุตสาหกรรมที่มีการจัดการอยู่ ดังนั้นโรงงานหรือโรงไฟฟ้าในนิคมจึงอิงกับกฎหมายดังกล่าว อีกทั้งมีกองทุนของนิคมรองรับอีกส่วนหนึ่ง

(c) โรงไฟฟ้าของบริษัทขนาดใหญ่ มีภาพลักษณ์ขององค์กรที่ดี มีการออกสื่อโฆษณา ส่งผลให้ประชาชน ชุมชนคล้อยตาม (เป็นหลักจิตวิทยา) อีกทั้งมีการจัดทำ CSR ซึ่งมีการกำหนดงบ CSR เป็นจำนวนมาก

- การพัฒนาโรงไฟฟ้าระบบ micro CHP ที่เป็น Distributed Generation (DG) ที่เหมาะสมควรเป็นคนในชุมชนนั้นๆ เนื่องจากเป็นการผลักดันชุมชนนั้นๆ ได้รับประโยชน์จากโรงไฟฟ้าดังกล่าวอย่างแท้จริง

- โรงไฟฟ้าในประเทศออสเตรเลีย ใช้เชื้อเพลิงถ่านหินเป็นส่วนใหญ่ แต่เกิดการประท้วงต่อต้านจากชุมชนน้อยมากยกเว้นกลุ่ม NGO เนื่องจากทางภาครัฐมีการให้ความรู้ความเข้าใจพื้นฐานแก่ชาวบ้านและชุมชนมากพอ อีกทั้งประเทศออสเตรเลียมีสิทธิประโยชน์ชุมชนขั้นพื้นฐานค่อนข้างดี และภาครัฐสามารถแก้ไขปัญหาต่างๆ ได้ดี เมื่อเปรียบเทียบกับโรงไฟฟ้าถ่านหินในประเทศไทย ยังมีการต่อต้านชุมชน

- สาเหตุการต่อต้านโรงไฟฟ้าถ่านหินในประเทศไทย เนื่องจากคนไทยยังคิดภาพปัญหาการใช้ถ่านหินจากโรงไฟฟ้าแม่เมาะ ดังนั้นการแก้ไขปัญหาดังกล่าว คือ ภาครัฐควรมีการประชาสัมพันธ์ให้ความรู้แก่ประชาชนอย่างต่อเนื่อง พร้อมทั้งเปิดให้ชุมชนสามารถเข้าเยี่ยมโรงไฟฟ้าได้ตลอดเวลา แต่ต้องเป็นโรงไฟฟ้าที่มีการจัดการที่ดี หรืออาจจัดทำเป็นโปรแกรมการท่องเที่ยวเยี่ยมชมโรงไฟฟ้าเพิ่มเติม เพื่อเป็นการปลูกฝังให้กับประชาชนรุ่นหลังต่อไปว่าโรงไฟฟ้าเป็นมิตรไม่ได้เป็นศัตรูต่อชุมชน ต้องทำให้ชุมชนเห็นภาพว่าโรงไฟฟ้าเป็นสิ่งที่มีการใช้ในชีวิตประจำวัน อีกทั้งต้องมีการประชาสัมพันธ์อย่างต่อเนื่องเพื่อลบภาพลักษณ์ความอคติของชุมชนในอดีต หรืออาจมีนโยบายจัดทำให้มีโรงไฟฟ้าต้นแบบที่เป็นขนาดเล็กมาก (VSPP) ที่มีการจัดการที่ดี 1 โรง ต่อ 1 จังหวัด เพื่อเป็นการพัฒนาอย่างยั่งยืน

รายละเอียดเอกสารแนบการสัมมนาให้ความรู้แก่ทางสำนักงานนโยบายและแผนพลังงานครั้งที่ 3 มีดังนี้

1) กำหนดการสัมมนา
2) สแกนใบเซ็นชื่อผู้เข้าร่วมสัมมนา
3) Presentation Handout
4) ภาพถ่ายงานสัมมนา

(รายละเอียดปรากฏตามเอกสารแนบ ค)

4) การสัมมนากลุ่มย่อย ครั้งที่ 4

การจัดสัมมนาให้ความรู้ เรื่อง “การพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมากในประเทศไทย”

ที่ปรึกษาฯ ได้จัดงานสัมมนาให้ความรู้ ในหัวข้อเรื่อง “การพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมากในประเทศไทย” เมื่อวันที่ 23 เดือนมิถุนายน พ.ศ. 2558 ณ ห้องประชุม 2 ชั้น 2 สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน จำนวนทั้งสิ้น 44 ท่าน โดยมีหน่วยงานที่เข้าร่วมสัมมนา ประกอบด้วย ผู้แทนจากสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน จำนวน 40 ท่าน และผู้แทนจากหน่วยงานอื่น 3 ท่าน ทั้งนี้ ที่ปรึกษาฯ ได้รวบรวมประเด็นสำคัญจากงานสัมมนาให้ความรู้ สามารถสรุปได้ดังนี้

เริ่มสัมมนาให้ความรู้ 9.30 น.

คุณวัฒนพงษ์ คุโรวาท ผู้อำนวยสำนักนโยบายไฟฟ้า สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน กล่าวเปิดงานสัมมนาให้ความรู้ครั้งที่ 4 ของโครงการศึกษาแนวทางส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวภาพด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมากในหัวข้อเรื่อง "การพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมากในประเทศไทย" ต่อเจ้าหน้าที่และผู้แทนจากสำนักงานนโยบายพลังงานและแผนพลังงาน

โดยมีหัวข้อในการสัมมนาให้ความรู้ และแลกเปลี่ยนความคิดเห็นโครงการศึกษาแนวทางส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมาก อันประกอบด้วย

1. [DS]การบรรยายสรุปหัวข้อ "การพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมากในประเทศไทย กรณีศึกษาโครงการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมาก ≤10 MW และมุมมองเทคโนโลยี" โดยคุณรวมลาภ อนันตศานต์ รองกรรมการผู้จัดการด้านบริหารโครงการและการพาณิชย์ บริษัท เอ็กเซลเลนท์ เอ็นเนอร์ยี่ อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด

2. การบรรยายสรุปหัวข้อ "การพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมากในประเทศไทย ในมุมมองด้านการเงิน มุมมองด้านใบอนุญาต และกฎระเบียบข้อบังคับ" โดยคุณรวมลาภ อนันตศานต์ รองกรรมการผู้จัดการด้านบริหารโครงการและการพาณิชย์ บริษัท เอ็กเซลเลนท์ เอ็นเนอร์ยี่ อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด

ประเด็นข้อคิดเห็นและข้อเสนอแนะที่สำคัญจากการสัมมนากลุ่มย่อย ครั้งที่ 4

- พลังงานความร้อนเหลือทิ้งกำลังอยู่ในขั้นตอนที่มีแผนผลักดันจากคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน
- อุปสรรคและปัญหาของการวางผังเมืองของกรมโยธาธิการและผังเมือง ซึ่งปัจจุบันกำลังมีการปรับปรุงแก้ไขกฎระเบียบ อาทิเช่น การแก้ระเบียบของโรงไฟฟ้าประเภท Solar Rooftop ขนาดไม่เกิน 1 MW

ไม่ถือว่าเป็นโรงไฟฟ้า จึงไม่ต้องทำ รง. 4 หรือโรงไฟฟ้าที่ผลิตเพื่อใช้ภายในโรงงานไม่ต้องจัดทำ รง. 4 ลำดับที่ 88 เป็นต้น ซึ่งกฎหมายผังเมืองในแต่ละพื้นที่ประกอบไปด้วยกฎหมายผังเมืองเฉพาะและผังเมืองรวม ดังนั้นควรแก้ไขปรับปรุงกฎหมายดังกล่าวให้เร็วที่สุดเพื่อที่โรงไฟฟ้าจะสามารถเกิดได้

- ปัจจุบันมีโรงงานที่จัดทำระบบ CHP ควบคู่กับการผลิตไฟฟ้าจาก Solar Rooftop ได้แก่ โรงงานปูนซีเมนต์
- การปรับปรุงการออกใบอนุญาต ตลอดจนกฎหมายผังเมืองให้เกิดรวดเร็วขึ้นยิ่งส่งผลที่ดีต่อประเทศ รวมถึงการผลักดันให้เกิด CHP ที่เป็น Distributed Generation (DG) จะส่งผลดีต่อประเทศชาติเป็นอย่างมาก
- เนื่องจากไม่ใช่ทุกโรงงานที่มีศักยภาพในการทำระบบ CHP ใช้เองภายในได้ จึงเกิดโรง CHP ส่วนกลางหรือโรงไฟฟ้า SPP-CHP ในนิคมเพื่อขายไอน้ำให้กับโรงงานที่ไม่สามารถจัดทำ CHP เองได้ แต่อย่างไรก็ดีการจัดทำ CHP ขึ้นเองนั้นดีกว่าเนื่องจากเป็นการลด Loss ในท่อส่ง (ในกรณีที่มีศักยภาพในการจัดทำเอง)
- โครงการส่งเสริมการลงทุนด้านอนุรักษ์พลังงานและพลังงานทดแทน (ESCO Fund) มีการสนับสนุนเงินลงทุนให้กับโครงการ CHP หลายประเภท เช่น Co-Investment ไม่เกิน 50%, Equipment Leasing เป็นต้น
- ในมุมของที่ปรึกษาการผลักดันโครงการ CHP ควรเน้นกลุ่มอุตสาหกรรมที่ใช้เชื้อเพลิงความร้อน อาทิ เช่น โรงงานปาล์ม โรงงานแป้งมันสำปะหลัง โรงงานน้ำตาล เป็นต้น โดยเน้นการให้การ Subsidy หรือการจัดทำ Pilot Project เพื่อผลักดันให้เกิดโครงการดังกล่าวขึ้น อีกทั้งควรแก้ไขปรับปรุงกฎหมายผังเมืองและกระบวนการออกใบอนุญาตให้รวดเร็วขึ้น

รายละเอียดเอกสารแนบการสัมมนาให้ความรู้แก่ทางสำนักงานนโยบายและแผนพลังงานครั้งที่ 4 มีดังนี้

1) กำหนดการสัมมนา
2) สแกนใบเซ็นชื่อผู้เข้าร่วมสัมมนา
3) Presentation Handout
4) ภาพถ่ายงานสัมมนา

(รายละเอียดปรากฏตามเอกสารแนบ ง)

5) การสัมมนากลุ่มย่อย ครั้งที่ 5

การจัดสัมมนาให้ความรู้ เรื่อง “การอนุมัติสินเชื่อโครงการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมากในมุมมองภาคธนาคาร”

ที่ปรึกษาฯ ได้จัดงานสัมมนาให้ความรู้ ในหัวข้อเรื่อง “การพัฒนาโครงการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมากในประเทศไทย” เมื่อวันที่ 29 เดือนมิถุนายน พ.ศ. 2558 ณ ห้องประชุม 2 ชั้น 2 สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน จำนวนทั้งสิ้น 26 ท่าน โดยมีหน่วยงานที่เข้าร่วมสัมมนา ประกอบด้วย ผู้แทนจากสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน จำนวน 18 ท่าน และผู้แทนจากหน่วยงานอื่น 8 ท่าน ทั้งนี้ ที่ปรึกษาฯ ได้รวบรวมประเด็นสำคัญจากงานสัมมนาให้ความรู้ สามารถสรุปได้ดังนี้

เริ่มสัมมนาให้ความรู้ 14.30 น.

คุณวัฒนพงษ์ คุโรวาท ผู้อำนวยสำนักนโยบายไฟฟ้า สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน กล่าวเปิดงานสัมมนาให้ความรู้ครั้งที่ 5 ของโครงการศึกษาแนวทางส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวภาพด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมากในหัวข้อเรื่อง "การอนุมัติสินเชื่อโครงการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมากในมุมมองภาคธนาคาร" ต่อเจ้าหน้าที่และผู้แทนจากสำนักงานนโยบายพลังงานและแผนพลังงาน

โดยมีหัวข้อในการสัมมนาให้ความรู้ และแลกเปลี่ยนความคิดเห็นโครงการศึกษาแนวทางส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมาก อันประกอบด้วย การบรรยายสรุป หัวข้อ “การอนุมัติสินเชื่อโครงการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมากในมุมมองภาคธนาคาร” โดยเป็นการเสวนาถามตอบในมุมมองของภาคธนาคาร โดย คุณอิทธิพล เลิศศักดิ์ธนกุล ผู้อำนวยการฝ่ายส่งเสริมธุรกิจ ๑ ธนาคารเพื่อการส่งออกและนำเข้าแห่งประเทศไทย, คุณนนท์ กิตกำธร ผู้จัดการส่วนสินเชื่อ 2 ฝ่ายส่งเสริมธุรกิจ 1 ธนาคารเพื่อการส่งออกและนำเข้าแห่งประเทศไทย และคุณรวมลาภ อนันตศานต์ (ผู้ดำเนินการเสวนา) รองกรรมการผู้จัดการด้านการตลาดและพัฒนาธุรกิจ บริษัท เอ็กซ์เซลเลนท์ เอ็นเนอร์ยี่ อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด

ประเด็นข้อคิดเห็นและข้อเสนอแนะที่สำคัญจากการสัมมนากลุ่มย่อย ครั้งที่ 5

- การพิจารณาความเสี่ยงในการปล่อยเงินกู้สำหรับโครงการโรงไฟฟ้าของธนาคารในปัจจุบัน ธนาคารจะพิจารณาความเสี่ยงด้านวัตถุดิบเชื้อเพลิง (Raw Material Cycle Risk) เป็นอันดับแรก ในบรรดาความเสี่ยง 4 ประเภทหลัก ที่เป็นเงื่อนไขในการตั้งวงเงินกู้ของธนาคาร ได้แก่ ความเสี่ยงด้านการออกแบบทางวิศวกรรม ความเสี่ยงด้านความต้องการของตลาด ความเสี่ยงที่เกิดจากชุมชน และความเสี่ยงด้านวัตถุดิบเชื้อเพลิง

- ประกันภัยสำหรับการจัดทำโรงไฟฟ้าทั้งประเภทโรงไฟฟ้า VSPP และ VSPP-CHP แบ่งออกเป็น 2 ช่วงหลัก ได้แก่ ช่วงก่อสร้าง และช่วงหลังก่อสร้าง โดยประกันภัยที่ควรจัดทำในช่วงหลังก่อสร้าง มีดังนี้

Property Damage (อาคารหรือโรงงานเกิดความเสียหาย), Machinery Breakdown (เครื่องจักรชำรุด) และ Business Interuption (กรณีธุรกิจหยุดชะงักไม่สามารถประกอบธุรกิจได้) ซึ่งประกันภัย 2 ประเภทแรกมีลักษณะคล้ายคลึงกันคือ เมื่ออาคารหรือทรัพท์สินเกิดความเสียหาย ผู้ประกอบการจะได้รับสินไหมทดแทนเพื่อนำไปซ่อมแซมทรัพท์สินที่เสียหาย สำหรับประกันกรณี Business Interuption แตกต่างจากประกันภัย 2 ประเภทแรก เนื่องจากยังมีต้นทุนคงที่อยู่ ไม่ว่าจะเป็น ดอกเบี้ยเงินกู้ที่ต้องชำระแก่ธนาคาร ตลอดจนค่าแรงพนักงาน สำหรับการทำประกันเรื่องอุทกภัยเข้าข่ายประกันภัย 2 ประเภทแรก และการทำประกันลักษณะดังกล่าวส่วนใหญ่จัดทำเป็นปีต่อปี

- ธนาคารมีการพิจารณาอนุมัติเงินกู้สำหรับโครงการบางโครงการ ที่ไม่สามารถทำประกันภัยกับบริษัทประกันได้ เนื่องจากมีองค์ประกอบอื่นๆ ที่จูงใจธนาคารในการอนุมัติเงินกู้ อีกทั้งอาจมีการทำสัญญาตกลงกันระหว่างธนาคารและผู้กู้หรือเจ้าของโครงการที่เรียกว่า "Sponser Support Agreement" เป็นสัญญาที่ระบุเจาะจงว่า ในกรณีที่ไม่โครงการสามารถทำประกันได้และเกิดความเสียหายขึ้น เจ้าของโครงการต้องเป็นผู้รับผิดชอบ เป็นต้น

- Legal Support และ Technical Support ต้องเป็นหน่วยงานที่ธนาคารยอมรับ เนื่องจากต้องทำหน้าที่แทนธนาคาร ถึงแม้ว่าเป็นหน่วยงานที่เจ้าของโครงการผู้ขอสินเชื่อเป็นผู้จัดหามาก็ตาม

- ความคาดหวังผลตอบแทนการลงทุนในมุมนักลงทุนตลอดจนนักพัฒนาโครงการ ส่วนใหญ่มักเปรียบเทียบกับ สถิติผลตอบแทนการลงทุนประเภทอื่นๆ เกี่ยวกับพลังงาน เช่น ผลตอบแทนของหุ้นกลุ่มพลังงาน เป็นต้น

- ปกติการขอสินเชื่อจากธนาคาร ผู้ลงทุนหรือผู้พัฒนาโครงการขอสินเชื่อจากธนาคารในสัดส่วน 3:1 หรือ Debt/Equity Ratio ที่ 75%

- ในการพิจารณาการอนุมัติสินเชื่อของธนาคารนั้น จะมีการพิจารณาข้อมูลต่างๆ ดังนี้ คือ
    - ผู้พัฒนาโครงการ
    - ผู้รับเหมา
    - ที่ปรึกษาทางด้านเทคนิค
    - หน่วยงานจัดหาวัตถุดิบ
    - ผู้รับซื้อ
    - การทำประกันภัยของโครงการ
    - การดูแลและการบำรุงรักษา
    - การให้เครดิตผู้กู้จากธนาคาร

- การลงทุนสูง ผลตอบแทนการลงทุนจะสูงตาม แต่การลงทุนสูงมักมาพร้อมกับความเสี่ยงที่สูงตาม (Risk&Return ควรคู่กันไป)
- ผลตอบแทนการลงทุนของโครงการ (Project IRR) ที่ธนาคารตัดสินใจอนุมัติสินเชื่อให้กับผู้ลงทุน ขึ้นอยู่กับการพิจารณาความเสี่ยงเป็นหลัก ยกตัวอย่างเช่น
    - ธนาคารอนุมัติสินเชื่อให้แต่โครงการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ Project IRR ประมาณ 9% ขึ้นไป เนื่องจากไม่มีความเสี่ยงรุนแรงในการจัดหาวัตถุดิบเชื้อเพลิง มีเพียงเรื่อง Rediation ในพื้นที่นั้นๆ
    - ธนาคารอนุมัติสินเชื่อให้แต่โครงการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวล Project IRR ประมาณ 16-19% ขึ้นไป ซึ่งธนาคารจะพิจารณาความเสี่ยงหลายมุมว่าจะกระทบต่อผลตอบแทนการลงทุนหรือไม่ ซึ่งในการพิจารณาผลตอบแทนการลงทุนในแต่ละ case ของธนาคารจะเน้นที่ราคาขายและต้นทุน
- การวิเคราะห์สินเชื่อแก่โครงการ VSPP-CHP ภาคธนาคารเน้นในเรื่องของนโยบายจากภาครัฐ และการจัดหาเชื้อเพลิงเป็นหลัก ไม่ว่าจะเป็นเชื้อเพลิงชีวมวล หรือขยะ โดยเฉพาะขยะยังคงมีความเสี่ยงในการจัดหา เนื่องจากภาครัฐยังมีการจัดการที่ไม่ดีพอ รวมถึงนโยบายของภาครัฐที่ยังไม่ชัดเจน
- การจัดทำระบบ CHP ต้องมีการตรวจวัดพิสูจน์การใช้ความร้อนประกอบด้วย
- สำหรับความเสี่ยงทางเทคโนโลยีนั้น ทางผู้พัฒนาโครงการจะต้องทำการทดสอบการใช้เทคโนโลยีที่เสนอมาในเมืองไทยด้วย ว่าสามารถทำการผลิตโดยใช้วัตถุดิบภายในประเทศได้
- ธนาคารอยากให้ภาครัฐให้ Subsidy เพื่อให้โครงการ VSPP-CHP เกิดขึ้นได้ และให้ตลาดสามารถเดินได้หลังจากนั้นจึงค่อยปรับนโยบายใหม่

รายละเอียดเอกสารแนบการสัมมนาให้ความรู้แก่ทางสำนักงานนโยบายและแผนพลังงานครั้งที่ 5 มีดังนี้

1) กำหนดการสัมมนา
2) สแกนใบเซ็นชื่อผู้เข้าร่วมสัมมนา
3) Presentation Handout
4) ภาพถ่ายงานสัมมนา

(รายละเอียดปรากฏตามเอกสารแนบ จ)

6) การสัมมนากลุ่มย่อย ครั้งที่ 6

การจัดสัมมนารับฟังความคิดเห็น เรื่อง "แนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวภาพด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (CHP) ขนาดเล็กมาก ในมุมมองของผู้ประกอบการกลุ่มสมาคมแป้งมันสำปะหลังไทย"

ที่ปรึกษาฯ ได้จัดงานสัมมนารับฟังความคิดเห็น เรื่อง "แนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวภาพด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (CHP) ขนาดเล็กมาก ในมุมมองของผู้ประกอบการกลุ่มสมาคมแป้งมันสำปะหลังไทย" เมื่อวันอังคารที่ 14 กรกฎาคม พ.ศ. 2558 ณ ห้องประชุมสมาคมแป้งมันสำปะหลังไทย ชั้น 7 อาคาร L.P.N. Tower โดยทางทีมที่ปรึกษาขอความอนุเคราะห์เข้าร่วมในการประชุมของสมาคมแป้งมันสำปะหลังไทย เพื่อนำเสนอแนวทางการศึกษาการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวภาพด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (CHP) ขนาดเล็กมาก ซึ่งมีจำนวนผู้เข้าร่วมสัมมนาทั้งสิ้น 31 ท่าน ประกอบด้วยสมาชิกผู้ประกอบการสมาคมแป้งมันสำปะหลังไทย 28 ท่าน และทีมทีปรึกษาฯ 3 ท่าน ทั้งนี้ ที่ปรึกษาฯ ได้รวบรวมประเด็นสำคัญจากงานสัมมนาให้ความรู้ สามารถสรุปได้ดังนี้

เริ่มสัมมนารับฟังความคิดเห็น 17.00 น.

นายกสมาคมแป้งมันสำปะหลังไทย กล่าวเปิดการประชุมของกลุ่มสมาคมฯ จากนั้นทีมที่ปรึกษาฯ ได้บรรยายสรุปหัวข้อ "ภาพรวมของการศึกษาแนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวภาพด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (CHP) ขนาดเล็กมาก" จะกล่าวถึง ความเป็นมาของโครงการฯ หลักการเบื้องต้นของเทคโนโลยี CHP และแนวทางการส่งเสริม CHP ที่ผ่านมา โดย คุณอนุพนธ์ โรจน์กาญจนรักษ์ ที่ปรึกษามหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ประเด็นข้อคิดเห็นและข้อเสนอแนะที่สำคัญจากการสัมมนากลุ่มย่อย ครั้งที่ 6

- ผู้ประกอบการกลุ่มแป้งมันสำปะหลังมีประเด็นเรื่องราคารับซื้อไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพ ซึ่งมีความเห็นว่าไม่เป็นธรรมเมื่อเปรียบเทียบกับราคารับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ซึ่งได้ราคาดีกว่า (ราคา Adder) ซึ่งทางทีมที่ปรึกษาฯ ได้ชี้แจงว่าการส่งเสริมด้วยการรับซื้อไฟฟ้าในปัจจุบันได้เปลี่ยนแปลงเป็นแบบ Feed-in Tariff (FiT) แล้ว และนำเสนอแนวทางการศึกษาเบื้องต้นของโครงการฯ เกี่ยวกับการส่งเสริมในรูปแบบการให้ผลประหยัดเชื้อเพลิง FS (Fuel Saving) ให้แก่ผู้ประกอบการที่มีการใช้ระบบ CHP เพื่อเป็นการผลักดันให้เกิดโครงการดังกล่าวขึ้น

- ผู้ประกอบการต้องการให้ภาครัฐสนับสนุนโครงการ VSPP-CHP ที่มีการใช้งานอยู่เดิมด้วย เนื่องจากปัจจุบันกลุ่มผู้ประกอบการแป้งมันสำปะหลังส่วนใหญ่มีการจัดทำระบบ CHP โดยการนำ Waste Heat จาก Gas Engine Generator มาใช้

- จากผลการศึกษาเบื้องต้นของกรณี VSPP Cogeneration เดิมที่ระบุว่า PES ต่ำกว่า 10% จะถูกปรับ ผู้ประกอบการเห็นว่า ไม่ควรกำหนดให้บทปรับในช่วงการดำเนินโครงการปีแรกๆ

- การออกนโยบายของภาครัฐมีความคัดแย้งกันเองและไม่ชัดเจน อาทิเช่น หน่วยงานภาครัฐหน่วยหนึ่งต้องการผลักดันส่งเสริมให้เกิดโรงไฟฟ้าขนาดเล็กมากขึ้น แต่ถ้าผู้ประกอบการทำได้ไม่ถึงเกณฑ์ที่กำหนดก็จะถูกปรับหรือถูกกำหนดบทลงโทษโดยหน่วยงานภาครัฐอีกหน่วยงานหนึ่ง ส่งผลให้ผู้ประกอบการเกิดความกังวลในส่วนนี้

- ผู้ประกอบการชี้ให้เห็นว่าสำหรับเทคโนโลยี HP&STG (High Pressure Boiler and Steam Turbine) สามารถใช้ก๊าซชีวภาพ (Biogas) จากน้ำเสียเป็นเชื้อเพลิงได้แต่ต้องใช้ปริมาณมาก นอกเหนือจากเชื้อเพลิงชีวมวล แต่เป็นเทคโนโลยีที่ต้องใช้เงินลงทุนสูงมาก ผู้ประกอบการจึงไม่กล้าลงทุน ประกอบกับชั่วโมงการ Operate ของโรงแป้งไม่ต่อเนื่องเพราะต้องตามฤดูกาลทางการเกษตร อาจไม่คุ้มที่จะลงทุน

- ปัญหาสายส่งไม่เพียงพอเป็นอีกอุปสรรคหนึ่งในการจัดทำโรงไฟฟ้าของโรงแป้งมันสำปะหลัง เนื่องจากเกิดการแย่งสายส่งกับโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์

- ปัญหาความยุ่งยากในการขอใบอนุญาต โดยเฉพาะ รง.4 ลำดับที่ 88 ในการจัดทำโรงไฟฟ้า ประกอบกับมีค่าใช้จ่ายในการดำเนินการสูง จึงเป็นอุปสรรคสำคัญในการจัดทำโรงไฟฟ้า อีกทั้งข้อจำกัดทางสายส่งที่ไม่เพียงพอเป็นอุปสรรคหลักในการจัดทำ

- อาจมีปัญหาและอุปสรรคด้านการจัดหาวัตถุดิบเชื้อเพลิง ในกรณีที่หัวมันขาดตลาดจากภัยแล้งและโรคระบาด

- ผู้ประกอบการให้ความคิดเห็นเพิ่มเติมว่าภาครัฐควรลดการซื้อไฟฟ้าจากประเทศเพื่อนบ้าน และหันมาจัดหาการผลิตไฟฟ้าที่ยั่งยืนในประเทศแทน

รายละเอียดเอกสารแนบการสัมมนากลุ่มย่อย ครั้งที่ 6 มีดังนี้

1) สแกนใบเซ็นชื่อผู้เข้าร่วมสัมมนา
2) Presentation Handout
3) ภาพถ่ายงานสัมมนา

(รายละเอียดปรากฏตามเอกสารแนบ ฉ)

7) การสัมมนากลุ่มย่อย ครั้งที่ 7

การจัดสัมมนารับฟังความคิดเห็น เรื่อง "แนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวภาพด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (CHP) ขนาดเล็กมาก ในมุมมองของผู้มีส่วนได้ส่วนเสียกลุ่มสมาคมบริษัทจัดการพลังงานไทย"

ที่ปรึกษาฯ ได้จัดงานสัมมนารับฟังความคิดเห็น เรื่อง "แนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวภาพด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (CHP) ขนาดเล็กมาก ในมุมมองของผู้ประกอบการกลุ่มสมาคมแป้งมันสำปะหลังไทย" เมื่อวันพฤหัสบดีที่ 23 กรกฎาคม พ.ศ. 2558 ณ ห้องกมลฤดี ชั้น 2 โรงแรมเดอะสุโกศล โดยทางทีมที่ปรึกษาขอความอนุเคราะห์เข้าร่วมในการประชุมของสมาคมบริษัทจัดการพลังงานไทย เพื่อนำเสนอแนวทางการศึกษาการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวภาพด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (CHP) ขนาดเล็กมาก ซึ่งมีจำนวนผู้เข้าร่วมสัมมนาทั้งสิ้น 28 ท่าน ประกอบด้วยสมาชิกสมาคมบริษัทจัดการพลังงานไทย 26 ท่าน และทีมทีปรึกษาฯ 2 ท่านทั้งนี้ ที่ปรึกษาฯ ได้รวบรวมประเด็นสำคัญจากงานสัมมนาให้ความรู้สามารถสรุปได้ดังนี้

เริ่มสัมมนารับฟังความคิดเห็น 09:00 น.

นายกสมาคมบริษัทจัดการพลังงานไทย กล่าวเปิดการประชุมของกลุ่มสมาคมฯ จากนั้นทีมที่ปรึกษาฯ ได้บรรยายสรุปหัวข้อ "ภาพรวมของการศึกษาแนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวภาพด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (CHP) ขนาดเล็กมาก" จะกล่าวถึง ความเป็นมาของโครงการฯ หลักการเบื้องต้นของเทคโนโลยี CHP และแนวทางการส่งเสริม CHP ที่ผ่านมา โดย คุณอนุพนธ์ โรจน์กาญจนรักษ์ ที่ปรึกษามหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ประเด็นข้อคิดเห็นและข้อเสนอแนะที่สำคัญจากการสัมมนากลุ่มย่อย ครั้งที่ 7

- การนำ Thermal Waste ที่มีอุณหภูมิต่ำประมาณ 90°C ผ่านเทคโนโลยี ORC (การเปลี่ยนความร้อนออกเป็นไฟฟ้าอีกครั้ง) ถือว่าเข้าข่ายว่าเป็นระบบ VSPP-CHP หรือไม่
- ควรรวมเชื้อเพลิง Industrial Waste ให้อยู่ในกรอบการศึกษาด้วย เนื่องจากเชื้อเพลิงดังกล่าวมีศักยภาพในการจัดทำโรงไฟฟ้า VSPP-CHP ได้อีกค่อนข้างมาก อีกทั้งยังเป็นการช่วยกำจัดขยะกากอุตสาหกรรมอีกด้วย
- การกำหนด Reference Efficiency Heat ที่ 80% สำหรับเทคโนโลยี HP&STG หรือ HRSG ถือว่าเหมาะสม แต่ในกรณีที่นำความร้อนไปทำความเย็น เช่น Absorbtion Chiller เกรงว่าจะเป็นการกำหนดค่าที่สูงเกินไป ควรกำหนดค่าให้ต่ำกว่านี้เพื่อเป็นการเปิดให้สามารถนำไปใช้งานได้กว้างขวางขึ้น

- ต้องการการขยายกรอบการศึกษาให้รวมถึงเชื้อเพลิง Conventional ร่วมด้วย เนื่องจากเป็นการนำความร้อนไปใช้เช่นกัน เป็นการใช้พลังงานอย่างคุ้มค่าเช่นกันจึงอยากให้ภาครัฐส่งเสริมในส่วนนี้เพิ่มเติมด้วย

- อยากให้รวมเทคโนโลยี CPG ที่ติดตั้งใช้งานตาม Landfill Plant อยู่ในขอบข่ายการศึกษานี้ด้วย

รายละเอียดเอกสารแนบการสัมมนากลุ่มย่อย ครั้งที่ 7 มีดังนี้

1) สแกนใบเซ็นชื่อผู้เข้าร่วมสัมมนา
2) Presentation Handout
3) ภาพถ่ายงานสัมมนา

(รายละเอียดปรากฏตามเอกสารแนบ ช)

8) การสัมมนากลุ่มย่อย ครั้งที่ 8

การจัดสัมมนารับฟังความคิดเห็น เรื่อง "แนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวภาพด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (CHP) ขนาดเล็กมาก ในมุมมองของผู้ประกอบการกลุ่มอุตสาหกรรมน้ำมันปาล์ม"

ที่ปรึกษาฯ ได้จัดงานสัมมนารับฟังความคิดเห็น เรื่อง "แนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวภาพด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (CHP) ขนาดเล็กมาก ในมุมมองของผู้ประกอบการกลุ่มสมาคมแป้งมันสำปะหลังไทย" เมื่อวันจันทร์ที่ 27 กรกฎาคม พ.ศ. 2558 ณ ห้องเหลืองกระบี่ โรงแรมมารีไทม์ ปาร์ค แอนด์สปา รีสอร์ท อำเภอเมือง จังหวัดกระบี่ โดยทางทีมที่ปรึกษาขอความอนุเคราะห์เข้าร่วมในการประชุมของกลุ่มอุตสาหกรรมปาล์ม เพื่อนำเสนอแนวทางการศึกษาการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวภาพด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (CHP) ขนาดเล็กมาก ซึ่งมีจำนวนผู้เข้าร่วมสัมมนาทั้งสิ้น 31 ท่าน ประกอบด้วยสมาชิกกลุ่มอุตสาหกรรมน้ำมันปาล์ม 28 ท่าน และทีมทีปรึกษาฯ 3 ท่านทั้งนี้ ที่ปรึกษาฯ ได้รวบรวมประเด็นสำคัญจากงานสัมมนาให้ความรู้ สามารถสรุปได้ดังนี้

เริ่มสัมมนารับฟังความคิดเห็น 13:00 น.

นายกสมาคมบริษัทจัดการพลังงานไทย กล่าวเปิดการประชุมของกลุ่มสมาคมฯ จากนั้นทีมที่ปรึกษาฯ ได้บรรยายสรุปหัวข้อ "ภาพรวมของการศึกษาแนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวภาพด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (CHP) ขนาดเล็กมาก" จะกล่าวถึง ความเป็นมาของโครงการฯ หลักการเบื้องต้นของเทคโนโลยี CHP และแนวทางการส่งเสริม CHP ที่ผ่านมา โดย คุณอนุพนธ์ โรจน์กาญจนรักษ์ ที่ปรึกษามหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

ประเด็นข้อคิดเห็นและข้อเสนอแนะที่สำคัญจากการสัมมนากลุ่มย่อย ครั้งที่ 8

- เนื่องจากเชื้อเพลิงชีวภาพมีความเสถียรน้อยกว่าเชื้อเพลิง Conventional อีกทั้งเชื้อเพลิงชีวภาพยังส่งผลไปถึงภาคเกษตรกรรม ดังนั้นจึงอยากให้ภาครัฐเน้นให้การสนับสนุนการใช้งานเชื้อเพลิงชีวภาพในรูปแบบการให้ Incentive และเห็นควรให้ภาครัฐผลักดันการส่งเสริมดังกล่าวแก่โรงงานหรือโรงไฟฟ้าที่มีการใช้พลังงานความร้อน ไม่ว่าจะเป็นโรงที่ติดตั้งอยู่ปัจจุบันหรือโรงที่จะเกิดขึ้นใหม่ก็ตาม

- สำหรับอุตสาหกรรมโรงปาล์มที่มีการผลิตทั้งพลังงานไฟฟ้าและความร้อน เคยประสบปัญหาเกี่ยวกับการจัดหาLoad ความต้องการใช้งานความร้อน

- นิยามคำว่า Cogeneration หรือ CHP ต้องมีการใช้ทั้งพลังงานไฟฟ้าและพลังงานความร้อน ดังนั้นสิ่งสำคัญประการหนึ่งที่ควรคำนึงถึง ได้แก่ กลุ่มอุตสาหกรรมที่มีศักยภาพในการใช้งานระบบดังกล่าวว่ามีอุตสาหกรรมใดบ้าง และทางที่ประชุมมีข้อกังวลว่าการส่งเสริมเฉพาะระบบ CHP หรือ Cogeneration อาจเป็นการจำกัดกรอบเกินไป เนื่องจากโครงการที่สามารถได้รับการส่งเสริมจะลดลง โดยในที่ประชุม

กลุ่มอุตสาหกรรมปาล์มให้ความเห็นเพิ่มเติมว่า การนำพลังงานความร้อนที่ผลิตได้มาทำให้ระบบสามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าให้มีประสิทธิภาพสูงขึ้น ควรได้รับการสนับสนุนเช่นกัน เนื่องจากเป็นการนำ Waste Heat มาใช้งานโดยเพิ่ม Efficiency ของระบบโรงไฟฟ้าให้มีประสิทธิภาพสูงขึ้น

- ข้อกังวลสำคัญอีกประการของที่ประชุมกลุ่มฯ คือ ภาครัฐควรให้ความสำคัญกับโรงไฟฟ้า หรือโรงปาล์มที่มีการ Operate อยู่เดิม เนื่องจากเครื่องจักรที่ใช้งานอยู่เดิมประสิทธิภาพต่ำลงเรื่อยๆ เมื่อครบรอบการซ่อมบำรุงจะเกิดค่าใช้จ่ายจำนวนสูงมาก ซึ่งไม่คุ้มค่าในการซ่อม บางผู้ประกอบการอาจทำการเปลี่ยนเครื่องจักรเป็นเครื่องจักรราคาถูก ประสิทธิภาพต่ำจากประเทศจีนแทนการซ่อม ด้วยเหตุนี้ส่งผลให้ก๊าซชีวภาพที่มีอยู่ไม่ถูกนำไปผลิตไฟฟ้าแต่ต้องนำไปเผาทิ้งแทน เนื่องจากก๊าซชีวภาพกลายเป็นภาระที่ต้องกำจัดทิ้ง

- สมัยก่อนโรงปาล์มถูกออกแบบโดยมีเจตนาให้ระบบมีประสิทธิภาพต่ำ เนื่องจากถ้าออกแบบให้มีประสิทธิภาพสูง ส่งผลให้ waste เหลือเยอะและเป็นภาระในการกำจัด ดังนั้นทางที่ประชุมมีข้อเสนอแก่ภาครัฐว่าควรสนับสนุนเพิ่มเติมให้กับโรงงานที่มีการใช้ Heat และไฟฟ้าเองภายใน เพื่อเป็นการจูงใจให้โรงปาล์มที่มีการผลิตไฟฟ้าและไอน้ำมีการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพมากยิ่งขึ้น เนื่องจากเป็นการช่วยประเทศให้ลดการนำเข้าพลังงานเช่นกัน

- การให้ Subsidy ในรูปแบบ Fuel Saving (FS) เป็นแนวทางการศึกษาที่ดี แต่มีประเด็นเสริมจากที่ประชุมฯ ว่าต้องให้ Subsidy ในจำนวนที่เพียงพอและเป็นธรรมต่อผู้พัฒนาโครงการหรือนักลงทุน อีกทั้งควนให้การ Subsidy เป็นลำดับตามประสิทธิภาพของระบบที่สามารถทำได้

- มุมมองผู้ประกอบการเห็นว่า ภาครัฐให้ความสำคัญในส่วนก๊าซชีวภาพเป็นอันดับท้ายๆ อยากให้ภาครัฐปรับแก้ในส่วนนี้ และไม่ต้องการให้เกิดการ Bidding Biogas แต่คิดว่าคงเป็นไปได้ยาก

- ประเด็นเรื่องสัญญา PPA ได้รับยากมาก

- ประเด็นปัญหาเรื่องการซ่อมบำรุงเครื่องจักร โดยเฉพาะ Gas Engine Generator ที่มีราคาสูง และราคาอะไหล่สูง ดังนั้นผู้ประกอบการต้องการทราบถึงจำนวนเงินที่จะให้การสนับสนุนระบบ CHP ผ่าน FS เพื่อใช้ประกอบการตัดสินใจว่าจะซ่อมเครื่องเดิมหรือลงทุนเปลี่ยนเครื่องจักรใหม่ เนื่องจากในประเทศไทยผู้ผลิต GE มีจำนวนน้อย ต้องนำเข้าจากต่างประเทศ

- ภาครัฐหรือหน่วยงานที่เกี่ยวข้องควรพิจารณาประเด็นเรื่องพิกัดกำแพงภาษี ของอะไหล่ Gas Engine Generator โดยดูที่กำลังลูกสูบ อาจตั้งภาษีให้เป็นศูนย์

รายละเอียดเอกสารแนบการสัมมนากลุ่มย่อย ครั้งที่ 8 มีดังนี้

1) สแกนใบเซ็นชื่อผู้เข้าร่วมสัมมนาของโครงการ
2) สแกนใบเซ็นชื่อผู้เข้าร่วมสัมมนาของที่ประชุมกลุ่มฯ
3) Presentation Handout
4) ภาพถ่ายงานสัมมนา

(รายละเอียดปรากฏตามเอกสารแนบ ซ)

9) การสัมมนากลุ่มย่อย ครั้งที่ 9

การจัดสัมมนารับฟังความคิดเห็น เรื่อง “แนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวภาพด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (CHP) ขนาดเล็กมาก ในมุมมองหน่วยงานราชการ”

ที่ปรึกษาฯ ได้จัดงานสัมมนารับฟังความคิดเห็น เรื่อง “แนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวภาพด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (CHP) ขนาดเล็กมาก ในมุมมองหน่วยงานราชการ” เมื่อวันพุธที่ 5 สิงหาคม พ.ศ. 2558 ณ ห้อง Connections 1 ชั้น 9 โรงแรมอมารี วอเตอร์เกท กรุงเทพฯ มีจำนวนผู้เข้าร่วมสัมมนาทั้งสิ้น 32 ท่าน โดยมีหน่วยงานที่เข้าร่วมสัมมนา ประกอบด้วย ผู้แทนจากสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน จำนวน 12 ท่าน ผู้แทนจากกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน จำนวน 2 ท่าน ผู้แทนจากสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน จำนวน 2 ท่าน ผู้แทนจากการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย จำนวน 3 ท่าน ผู้แทนจากการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จำนวน 1 ท่าน ผู้แทนจากสถาบันการศึกษา จำนวน 5 ท่าน และทีมงานที่ปรึกษาฯ จำนวน 7 ทั้งนี้ ที่ปรึกษาฯ ได้รวบรวมประเด็นสำคัญจากงานสัมมนาให้ความรู้ สามารถสรุปได้ดังนี้

<u>เริ่มสัมมนารับฟังความคิดเห็น 09.00 น.</u>

คุณวัฒนพงษ์ คุโรวาท ผู้อำนวยสำนักนโยบายไฟฟ้า สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน กล่าวเปิดงานสัมมนารับฟังความคิดเห็นโครงการศึกษาแนวทางส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวภาพด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมาก ในหัวข้อเรื่อง “แนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวภาพด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (CHP) ขนาดเล็กมาก ในมุมมองหน่วยงานราชการ”

โดยมีหัวข้อในการสัมมนารับฟังความคิดเห็น โครงการศึกษาแนวทางส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวภาพด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมาก ในหัวข้อเรื่อง “แนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวภาพด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (CHP) ขนาดเล็กมาก ในมุมมองหน่วยงานราชการ” อันประกอบด้วย

1. บรรยายสรุป หัวข้อ “ภาพรวมของการศึกษาแนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวภาพด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (CHP) ขนาดเล็กมาก” จะกล่าวถึง ความเป็นมาของโครงการฯ หลักการเบื้องต้นของเทคโนโลยี CHP และแนวทางการส่งเสริม CHP ที่ผ่านมา โดย คุณศุภสิทธิ์ อัมราลิขิต และคุณอนุพนธ์ โรจน์กาญจนรักษ์ ที่ปรึกษา มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี
2. บรรยายสรุป หัวข้อ “ผลการศึกษาเบื้องต้นสำหรับแนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวภาพด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (CHP) ขนาดเล็กมาก” จะกล่าวถึง หลักการและโครงสร้างแนวทางการส่งเสริม สมมติฐานหลักในการวิเคราะห์ ปัญหาและอุปสรรคเบื้องต้นของการส่งเสริม โดย คุณอนุพนธ์ โรจน์กาญจนรักษ์ ที่ปรึกษา มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

<u>ประเด็นข้อคิดเห็นและข้อเสนอแนะที่สำคัญจากการสัมมนากลุ่มย่อย ครั้งที่ 9</u>

- การส่งเสริมระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (CHP) เป็นนโยบายที่เน้นให้เกิดการใช้พลังงานปฐมภูมิของประเทศอย่างคุ้มค่าและมีประสิทธิภาพมากที่สุด ซึ่งการออกนโยบายดังกล่าวที่ใช้เชื้อเพลิงชีวภาพสำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าขนาดเล็กมากนั้น จึงควรพิจารณาให้รอบคอบและเหมาะสม เพื่อให้การส่งเสริมบรรลุวัตถุประสงค์ตามเป้าหมายที่กำหนด และไม่เป็นภาระต่อภาคประชาชน

- ประเด็นการส่งเสริม CHP ผ่านโครงสร้างค่า FS (Fuel Saving) อาจไม่สะท้อนวัตถุประสงค์หรือเป้าหมายที่กำหนดไว้ เนื่องจาก ราคาค่าไฟฟ้าที่ได้รับสูงขึ้น ผู้ประกอบการจะเข้าร่วมโครงการ CHP เป็นจำนวนมาก แต่จะเน้นการผลิตไฟฟ้าเพื่อขายเท่านั้น โดยไม่ให้ความสำคัญกับการขายไอน้ำ ซึ่งในลักษณะนี้ก็สามารถผ่านข้อกำหนดของ PES ได้

- ควรมีการส่งเสริมในกลุ่มอุตสาหกรรมที่เกี่ยวข้องที่มีการใช้ไอน้ำจำนวนมาก อาทิเช่น อุตสาหกรรมแป้งและอุตสาหกรรมปาล์ม เป็นต้น โดยเฉพาะรายเล็กมากที่ไม่สามารถดำเนินการด้วยตนเองได้ เพื่อไม่ให้กลุ่มที่สามารถดำเนินการได้เอง (กลุ่มโรงน้ำตาล) หรือกลุ่มที่ไม่ได้มีการใช้ไอน้ำ เข้ามามีส่วนร่วมในการรับผลประโยชน์จากนโยบายส่งเสริมนี้

- ภาครัฐควรมีมาตรการส่งเสริมในรูปแบบอื่นๆ นอกเหนือจากการให้ค่า FS อาทิเช่น การสนับสนุนผ่านราคาขายไอน้ำ การสนับสนุนเงินลงทุนในส่วนของไอน้ำ เป็นต้น ควรมีการจัดทำ Zoning ในการส่งเสริมเพื่อไม่ให้เกิดการแย่งชิงเชื้อเพลิงชีวภาพ ควรมีการจัดทำข้อกำหนด/ระเบียบให้เข้มงวดมากกว่าเดิม โดยเฉพาะในส่วนของค่า PES รวมถึงควรให้ผู้พัฒนาโครงการจัดทำรายงานผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมเบื้องต้น (ไม่ต้องถึงกับการทำ EIA)

- ภายหลังการออกนโยบายดังกล่าวแล้ว หน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ประกอบด้วย สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน และการไฟฟ้าส่วนภูมิภาค จะต้องกำกับ ตรวจสอบและติดตาม การดำเนินโครงการต่างๆ ให้เข้มงวด ไม่ว่าจะเป็นการใช้เชื้อเพลิงชีวภาพ (ไม่มีการใช้เชื้อเพลิงเชิงพาณิชย์) ปริมาณการผลิตไอน้ำ เพื่อให้บรรลุเป้าหมายของนโยบายที่จะส่งเสริมให้ประเทศใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพสูงขึ้น

รายละเอียดเอกสารแนบการสัมมนากลุ่มย่อย ครั้งที่ 9 มีดังนี้

1) กำหนดการสัมมนา
2) สแกนใบเซ็นชื่อผู้เข้าร่วมสัมมนา
3) Presentation Handout
4) ภาพถ่ายงานสัมมนา

(รายละเอียดปรากฏตามเอกสารแนบ ฌ)

10) การสัมมนากลุ่มย่อย ครั้งที่ 10

การจัดสัมมนารับฟังความคิดเห็น เรื่อง “แนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวภาพด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (CHP) ขนาดเล็กมาก ในมุมมองภาคเอกชน”

ที่ปรึกษาฯ ได้จัดงานสัมมนารับฟังความคิดเห็น เรื่อง “แนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวภาพด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (CHP) ขนาดเล็กมาก ในมุมมองหน่วยงานราชการ” เมื่อวันพุธที่ 5 สิงหาคม พ.ศ. 2558 ณ ห้อง Connections 1 ชั้น 9 โรงแรมอมารี วอเตอร์เกท กรุงเทพฯ มีจำนวนผู้เข้าร่วมสัมมนาทั้งสิ้น 35 ท่าน โดยมีหน่วยงานที่เข้าร่วมสัมมนา ประกอบด้วย ผู้แทนจากสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน จำนวน 6 ท่าน ผู้แทนจากสถาบันการเงินต่างๆ จำนวน 5 ท่าน ผู้แทนจากภาคเอกชนต่างๆ จำนวน 17 ท่าน และทีมงานที่ปรึกษาฯ จำนวน 7 ทั้งนี้ ที่ปรึกษาฯ ได้รวบรวมประเด็นสำคัญจากงานสัมมนาให้ความรู้สามารถสรุปได้ดังนี้

<u>เริ่มสัมมนารับฟังความคิดเห็น 13.30 น.</u>

คุณวัฒนพงษ์ คุโรวาท ผู้อำนวยสำนักนโยบายไฟฟ้า สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน กล่าวเปิดงานสัมมนารับฟังความคิดเห็นโครงการศึกษาแนวทางส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวภาพด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมาก ในหัวข้อเรื่อง “แนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวภาพด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (CHP) ขนาดเล็กมาก ในมุมมองภาคเอกชน”

โดยมีหัวข้อในการสัมมนารับฟังความคิดเห็น โครงการศึกษาแนวทางส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวภาพด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมาก ในหัวข้อเรื่อง “แนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวภาพด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (CHP) ขนาดเล็กมาก ในมุมมองภาคเอกชน” อันประกอบด้วย

1. บรรยายสรุป หัวข้อ “ภาพรวมของการศึกษาแนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวภาพด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (CHP) ขนาดเล็กมาก” จะกล่าวถึง ความเป็นมาของโครงการฯ หลักการเบื้องต้นของเทคโนโลยี CHP และแนวทางการส่งเสริม CHP ที่ผ่านมา โดย คุณศุภสิทธิ์ อัมราลิขิต และคุณอนุพนธ์ โรจน์กาญจนรักษ์ ที่ปรึกษา มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี
2. บรรยายสรุป หัวข้อ “ผลการศึกษาเบื้องต้นสำหรับแนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวภาพด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (CHP) ขนาดเล็กมาก” จะกล่าวถึง หลักการและโครงสร้างแนวทางการส่งเสริม สมมติฐานหลักในการวิเคราะห์ ปัญหาและอุปสรรคเบื้องต้นของการส่งเสริม โดย คุณอนุพนธ์ โรจน์กาญจนรักษ์ ที่ปรึกษา มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

<u>ประเด็นข้อคิดเห็นและข้อเสนอแนะที่สำคัญจากการสัมมนากลุ่มย่อย ครั้งที่ 10</u>

- ผู้แทนสถาบันการเงิน ได้กล่าวถึงความกังวลถึงความสามารถในการชำระคืนเงินต้นและดอกเบี้ยสำหรับกลุ่มโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงชีวภาพ ซึ่งประสบการณ์ที่ผ่านมาว่ามีโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงชีวภาพจำนวนมากไม่สามารถใช้คืนเงินต้นได้ตามแผนที่วางไว้ จึงต้องมีการหารือเพื่อแก้ไขปัญหาร่วมกัน เนื่องจากเกิดปัญหาการเดินระบบ ปัญหา Plant Shutdown ปัญหา Feeder จากการไฟฟ้า ปัญหาการจัดซื้อเชื้อเพลิงตามฤดูกาล ปัญหารายได้จากการขายไอน้ำไม่เป็นไปตามแผน เป็นต้น ดังนั้น โดยปกติสถาบันการเงินจะวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของโครงการในกรณีแย่สุด คือ ไม่มีรายได้จากการขายไอน้ำ กล่าวคือโรงไฟฟ้าจะต้องมีรายได้จากการขายไฟฟ้าเพียงพอในการดำเนินโครงการและชำระคืนเงินต้นและดอกเบี้ย ทั้งนี้จะประเมินความสามารถในการชำระหนี้ (DSCR) ประมาณ 1.3-1.4 อีกด้วย

- ภาครัฐควรพิจารณาว่าการให้ Incentive สำหรับกลุ่มดังกล่าวมีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์หรือไม่ และหากมีใช้นโยบายดังกล่าวแล้วจะต้องมีการผลักดันให้บรรลุวัตถุประสงค์และเป้าหมายที่วางไว้ให้ได้

- ผู้แทนโรงไฟฟ้าเอกชน ได้กล่าวถึงว่า โดยทั่วไปโรงไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงปาล์มทางภาคใต้ มีการผลิตไฟฟ้าร่วมกับการผลิตความร้อนเพื่อใช้ในกระบวนการผลิตอยู่แล้ว หากภาครัฐมีนโยบายส่งเสริมในลักษณะนี้จะเป็นการส่งสัญญาณที่ดีให้ผู้พัฒนาโรงไฟฟ้าปรับเปลี่ยนเทคโนโลยีที่ใช้อยู่เดิม เพื่อช่วยประเทศให้เกิดการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพที่สูงขึ้น เพียงแต่ขอความชัดเจนในเรื่องนโยบายส่งเสริมเท่านั้น

รายละเอียดเอกสารแนบการสัมมนากลุ่มย่อย ครั้งที่ 10 มีดังนี้

1) กำหนดการสัมมนา
2) สแกนใบเซ็นชื่อผู้เข้าร่วมสัมมนา
3) Presentation Handout
4) ภาพถ่ายงานสัมมนา

(รายละเอียดปรากฏตามเอกสารแนบ ญ)

กิจกรรมที่ 9: สรุปผลการจัดสัมมนารับฟังความคิดเห็นจากผู้มีส่วนเกี่ยวข้องกับแนวทางการส่งเสริมหรือสนับสนุนผ่านทางมาตรการที่นำเสนอ

ที่ปรึกษาฯ ได้สนับสนุนงานโครงการศึกษาแนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวภาพด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมาก โดยการจัดสัมมนารับฟังความคิดเห็นจากผู้มีส่วนเกี่ยวข้องเพื่อประกอบการวิเคราะห์และสรุปแนวทางการส่งเสริมหรือสนับสนุนผ่านทางมาตรการที่นำเสนอ

โดยที่ปรึกษาฯ ได้จัดงานสัมมนาเพื่อนำเสนอผลการศึกษา “โครงการศึกษาแนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวภาพด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (CHP) ขนาดเล็กมาก” เมื่อวันอังคารที่ 11 สิงหาคม พ.ศ. 2558 ณ ห้องบางลำภู ชั้น 6 โรงแรมอมารี วอเตอร์เกท กรุงเทพฯ มีจำนวนผู้เข้าร่วมสัมมนาทั้งสิ้น 111 ท่าน โดยมีหน่วยงานที่เข้าร่วมสัมมนา ประกอบด้วย ผู้แทนจากสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน จำนวน 24 ท่าน ผู้แทนการไฟฟ้าฝ่ายผลิตและฝ่ายจำหน่าย จำนวน 8 ท่าน ผู้แทนจากสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน จำนวน 4 ท่าน ผู้แทนจากสถาบันการศึกษา จำนวน 4 ท่าน ผู้แทนจากสถาบันการเงิน จำนวน 2 ท่าน ผู้แทนจากบริษัทที่ปรึกษาด้านพลังงาน จำนวน 7 ท่าน ผู้แทนจากภาคเอกชน จำนวน 53 ท่าน วิทยากรรับเชิญ จำนวน 4 ท่าน และทีมงานมหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี จำนวน 5 ท่าน ทั้งนี้ ที่ปรึกษาฯ ได้รวบรวมประเด็นสำคัญจากงานสัมมนาให้ความรู้ สามารถสรุปได้ดังนี้

เริ่มสัมมนารับฟังความคิดเห็น 09.00 น.

ผศ.ดร.วีระชัย อาจหาญ หัวหน้าโครงการ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี กล่าวรายงานวัตถุประสงค์การสัมมนาเพื่อนำเสนอผลการศึกษาโครงการศึกษาแนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวภาพด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (CHP) ขนาดเล็กมาก

ดร.ประเสริฐ สินสุขประเสริฐ รองผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน กล่าวเปิดงานสัมมนาเพื่อนำเสนอผลการศึกษา “โครงการศึกษาแนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวภาพด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (CHP) ขนาดเล็กมาก”

โดยมีหัวข้อในการสัมมนาเพื่อนำเสนอผลการศึกษา “โครงการศึกษาแนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวภาพด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (CHP) ขนาดเล็กมาก” อันประกอบด้วย

1. บรรยายความเป็นมาของโครงการศึกษาแนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวภาพด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (CHP) ขนาดเล็กมาก โดย ผศ.ดร.วีระชัย อาจหาญ หัวหน้าโครงการ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี
2. บรรยายสรุป หัวข้อ “ภาพรวมของการศึกษาแนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวภาพด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (CHP) ขนาดเล็กมาก” จะกล่าวถึง หลักการเบื้องต้นของเทคโนโลยี CHP แนวทางการส่งเสริม CHP ที่ผ่านมา และหลักการและโครงสร้างแนวทางการส่งเสริม โดย คุณอนุพนธ์ โรจน์กาญจนรักษ์ ที่ปรึกษา มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี

3. บรรยายสรุป หัวข้อ “ผลการศึกษาสำหรับแนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวภาพด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (CHP) ขนาดเล็กมาก” จะกล่าวถึง สมมติฐานหลักในการวิเคราะห์และผลการศึกษา ปัญหาและอุปสรรคของการส่งเสริม และข้อเสนอแนวทางการส่งเสริม โดย คุณอนุพนธ์ โรจน์กาญจนรักษ์ ที่ปรึกษา มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี
4. เสวนาแลกเปลี่ยนความคิดเห็นในหัวข้อ “มุมมองสำหรับแนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวภาพด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (CHP) ขนาดเล็กมาก” โดย
    a. คุณสุวัฒน์ กมลพนัส กรรมการผู้จัดการ
       ธุรกิจ Alternative Power บริษัท มิตรผล ไบโอ-เพาเวอร์ จำกัด
    b. คุณรวมลาภ อนันตศานต์ รองกรรมการผู้จัดการ
       บริษัท เอ็กเซลเลนท์ เอ็นเนอร์ยี่ อินเตอร์เนชั่นแนล จำกัด
    c. ผศ.ดร.วีระชัย อาจหาญ หัวหน้าโครงการ มหาวิทยาลัยเทคโนโลยีสุรนารี
    d. คุณศุภสิทธิ์ อัมราลิขิต ผู้ดำเนินรายการรับเชิญ

<u>ประเด็นข้อคิดเห็นและข้อเสนอแนะที่สำคัญจากการสัมมนารับฟังความคิดเห็น</u>

- <u>ด้านปัญหาและอุปสรรค</u>
    - ความคุ้มค่าของการลงทุนระบบ CHP ซึ่งขึ้นอยู่กับขนาดที่มีผลจาก Economy of Scale ซึ่ง Micro CHP นั้นจะมีต้นทุนที่สูงกว่า จึงต้องมีการเลือกเทคโนโลยีให้เหมาะสมกับ Heat Load
    - ความไม่แน่นอนของ Heat Load จะส่งผลต่อการออกแบบระบบ CHP ซึ่งอาจต้องใช้เทคนิคทางวิศวกรรมหรือประสบการณ์ทั้งในและต่างประเทศ ในการแก้ไขปัญหาดังกล่าว เพื่อให้การก่อสร้างระบบ CHP มีความเหมาะสมและคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์มากที่สุด ไม่ให้เกิดปัญหาเมื่อมี Heat Load แล้วส่งผลให้ผลิตไฟฟ้ามากเกินไปและไม่สามารถขายเข้าระบบได้
    - ภาครัฐควรจะต้องให้การสนับสนุนด้านความรู้และให้คำแนะนำสำหรับเทคโนโลยี CHP ที่เหมาะสม หรือทำโมเดล CHP ตัวอย่าง (Free Model) ที่สามารถนำไปใช้เชิงพาณิชย์ได้จริง ในแต่ละอุตสาหกรรม ซึ่งอาจส่งผลดีและเป็นที่มั่นใจสำหรับสถาบันการเงินในการปล่อยเงินกู้ให้ผู้ประกอบการอีกด้วย
    - ปัญหาเรื่องสายส่งไฟฟ้าไม่สามารถรองรับพลังงานหมุนเวียนได้ ก็เป็นปัญหาหลักเนื่องจากระบบ CHP จะต้องมีการขายไอน้ำควบคู่ไปกับการขายไฟฟ้าเข้าระบบ
    - นโยบายที่ผ่านมาไม่เหมาะสมและจูงใจให้พัฒนาระบบ CHP เนื่องจากไม่คุ้มค่าการลงทุนหรือผลตอบแทนที่ได้รับไม่จูงใจ ซึ่งการก่อสร้างโรงไฟฟ้าเพียงอย่างเดียวจะมีการลงทุนน้อยกว่า ส่งผลให้โครงการคืนทุนเร็วกว่า ถึงแม้ว่าระบบ CHP จะส่งผลให้ประสิทธิภาพการใช้พลังงานโดยรวมของประเทศดีกว่าก็ตาม
    - ขาดความร่วมมือกันระหว่างโรงงานที่ผลิตไฟฟ้าที่อยู่ติดกับโรงงานที่ใช้ไอน้ำ แต่ไม่ได้มีการร่วมกันทำระบบ CHP (แยกระบบอิสระต่อกัน)

- <u>ด้านการเงิน</u>
  - การสนับสนุนทางการเงินของภาครัฐ จะมีความสำคัญเป็นอันดับแรกๆ ที่จะทำให้เกิดการพัฒนาระบบ CHP ซึ่งจะช่วยพัฒนาประสิทธิภาพการใช้พลังงานของประเทศให้มีความคุ้มค่ามากที่สุด
  - การสนับสนุนระบบ CHP ผ่านโครงสร้างราคาค่าไฟฟ้านั้น (Cross Subsidy) ในเชิงหลักการแล้วไม่ควรใช้ค่าไฟฟ้าเป็นตัวกระตุ้นและจูงใจให้เกิดการพัฒนาระบบ CHP เนื่องจากเป็นการนำเงินด้านการผลิตไฟฟ้ามาสนับสนุนด้านการผลิตไอน้ำ ซึ่งควรจะเป็นการสนับสนุนเฉพาะด้านโดยตรง
  - ภาครัฐควรมีการจัดทำนโยบายสนับสนุนทางการเงินให้เกิดประโยชน์และเหมาะสมกับทุกฝ่าย ไม่ว่าจะเป็น ผู้ประกอบการโรงไฟฟ้า ลูกค้าความร้อน ประชาชนผู้ที่ได้รับผลกระทบ รวมถึงภาพรวมของประเทศ โดยอาจมีการสนับสนุนมากหรือน้อยขึ้นอยู่กับประสิทธิภาพของ CHP ที่ได้ ซึ่งเป็นแนวทางหนึ่งที่จะส่งเสริมผู้ประกอบการดำเนินการจริงตามเป้าหมายของภาครัฐ
  - ควรมีมาตรการสนับสนุนทางการเงินเพิ่มเติม เช่น การลดหย่อนภาษี (BOI) สำหรับอุปกรณ์หรือเครื่องจักรที่ใช้ในการซ่อมบำรุงระหว่างการเดินเครื่องโรงไฟฟ้า เพื่อส่งเสริมให้ธุรกิจเกิดความยั่งยืน รวมถึง ควรยกเว้นภาษีเงินได้สำหรับรายได้จากการขายไอน้ำตลอดอายุโครงการ หรือสำหรับโรงงานที่ซื้อไอน้ำจากระบบ CHP สามารถนำไปหักเป็นค่าใช้จ่ายได้ 2 เท่าหรือมากกว่า เพื่อกระตุ้นให้ผู้ที่มีความต้องการไอน้ำ (Heat Load) สนใจในการซื้อไอน้ำจากระบบ CHP (เป็นการส่งผลประโยชน์ถึง End User)
  - ภาครัฐควรมีการจัดทำ Solf loan สำหรับผู้ประกอบการรายเล็กที่ไม่สามารถหาเงินกู้ดอกเบี้ยต่ำได้

- <u>ด้านกฎระเบียบและข้อบังคับ</u>
  - ปัจจุบันมีการปรับปรุงกฎระเบียบ ข้อบังคับ รวมถึงขั้นตอนการยื่นข้อเสนอโครงการ ให้ดีขึ้นและมีความรวดเร็วมากขึ้นแล้วจากในอดีตที่มีความยุ่งยากทั้งด้านขั้นตอนและเอกสารต่างๆ แต่ในอนาคต ควรมีการจัดลำดับความสำคัญให้กับระบบ CHP ได้รับการพิจารณาก่อนหรือมีขั้นตอนที่สั้นและรวบรัดกว่า (Fast track) เพื่อให้ง่ายต่อการพัฒนาระบบ CHP
  - รวมถึง ควรมีการอธิบายขั้นตอนต่างๆ ในการยื่นสมัคร ขอใบประกอบหรือใบอนุญาตต่างๆให้ชัดเจนเพื่อเป็นการอำนวยความสะดวกอีกทางหนึ่งให้ผู้ประกอบการ
  - ทั้งนี้ หากภาครัฐนโยบายสนับสนุนทางการเงินที่ดีและจูงใจภาคเอกชนมาก ถึงแม้ว่าขั้นตอนหรือเอกสารจะมีความยุ่งยาก ซับซ้อนมากแค่ไหน ผู้ประกอบการก็จะสามารถทำได้
  - ควรพิจารณาความเหมาะสมของการกำหนดค่า PES ที่เป็นมาตรฐาน เพื่อให้เกิดการพัฒนาระบบ CHP อย่างจริงจังและเป็นไปตามจุดประสงค์หลักของการทำระบบ CHP ส่วนในเรื่องแนวทางสนับสนุนควรมีการขยายกรอบออกไปให้ครอบคลุมทุกๆประเภทเชื้อเพลิง
  - อย่างไรก็ดี การตรวจวัดค่า PES ควรทำอย่างเข้มงวดให้เป็นไปตามเป้าหมายของ CHP ซึ่งที่ผ่านมาจะมีการวัดแค่ 1 ครั้งต่อปีเท่านั้น โดยเสนอให้มีการตรวจวัดผลแบบออนไลน์ตลอดทั้งปี

- ภาครัฐไม่ควรออกกฎระเบียบหรือข้อบังคับใหม่ เพื่อไปจัดการกับกลุ่มผู้ประกอบการที่พยายามหลีกเลี่ยงหรือลักลอบกระทำผิด เห็นควรให้กำหนดบทลงโทษให้เข้มงวดมากกว่า เนื่องจากการปรับเปลี่ยนกฎระเบียบหรือข้อบังคับ จะไปกระทบต่อผู้ประกอบการที่ปฏิบัติตามระเบียบหรือข้อบังคับทุกประการแล้ว

- <u>ประเด็นอื่นๆ</u>
  - ดร.ประเสริฐ สินสุขประเสริฐ รองผู้อำนวยการสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน เสนอว่าในการศึกษาวิจัยนี้ ควรมีการพิจารณาผลประโยชน์ที่ประเทศจะได้รับ (อาจมองเป็นตัวเงิน) ว่าถ้ามีการส่งเสริม FS สำหรับผู้ประกอบการไปแล้ว ประเทศชาติจะเกิดความคุ้มค่าอย่างไร ถ้าหากมีความคุ้มค่ามากจริง ภาครัฐจะสนับสนุนเป็นจำนวนมากก็สามารถทำได้
  - วิทยากรรับเชิญ มีความเห็นร่วมกันว่า การส่งเสริมระบบ CHP ระยะแรกควรเริ่มต้นที่กลุ่มอุตสาหกรรมที่มีความต้องการใช้ความร้อนและไม่สามารถพัฒนาระบบได้ด้วยตนเอง อย่างเช่น อุตสาหกรรมแป้งมันสำปะหลัง อุตสาหกรรมปาล์มน้ำมัน เป็นต้น เนื่องจากอุตสาหกรรมประเภทเหล่านี้ง่ายต่อการประเมินความต้องการความร้อน (Heat Load) รวมถึงควรส่งเสริมระบบ CHP ที่มีลักษณะ Stand alone กระจายอยู่ตามภูมิภาคต่างๆ นอกจากนี้ระยะถัดไป เห็นควรให้มีการส่งเสริมต่อเนื่องในกลุ่มโรงไม้สับ โรงเลื่อย หรือกลุ่มอุตสาหกรรมอาหาร (ทำห้องเย็นได้)
  - ผู้เข้าร่วมสัมมนา มีความเห็นเพิ่มเติมดังนี้
    - การสนับสนุนทางด้านภาษีของ BOI ควรพิจารณาตามเทคโนโลยี รวมถึง Local Content เพื่อช่วยเหลือผู้ผลิตหรืออุตสาหกรรมในประเทศ
    - ที่ผ่านมาอัตราสนับสนุน Adder เดิมสำหรับก๊าซชีวภาพ 0.30 บาท/หน่วย ไม่เพียงพอต่อการพัฒนาโครงการ เนื่องจากความผันผวนในการเดินเครื่องจักร รวมถึงมีค่าใช้จ่ายในการซ่อมบำรุงมากมายที่เพิ่มขึ้นมาจากตอนคิดความคุ้มค่าของโครงการเริ่มแรก
    - อัตรา FiT ในปัจจุบัน กับอัตรา Adder ในอดีตมีความแตกต่างกันเยอะมาก ทั้งนี้ในการศึกษาวิจัยได้อ้างอิงจากการคิด FiT เป็นหลักแล้วกลุ่มโรงไฟฟ้าที่ได้รับ Adder จะได้รับการสนับสนุนด้วยหรือไม่ นอกจากนี้ค่า FS ที่กำหนดอ้างอิงจาก FiT นั้นจะมีความเพียงพอสำหรับกลุ่มที่ได้ Adder หรือไม่ ควรจะพิจารณาให้รอบด้านสำหรับการส่งเสริม

รายละเอียดเอกสารแนบการสัมมนารับฟังความคิดเห็น มีดังนี้

1) กำหนดการสัมมนา
2) สแกนใบเซ็นชื่อผู้เข้าร่วมสัมมนา
3) Presentation Handout
4) ภาพถ่ายงานสัมมนา

(รายละเอียดปรากฏตามเอกสารแนบ ฎ)

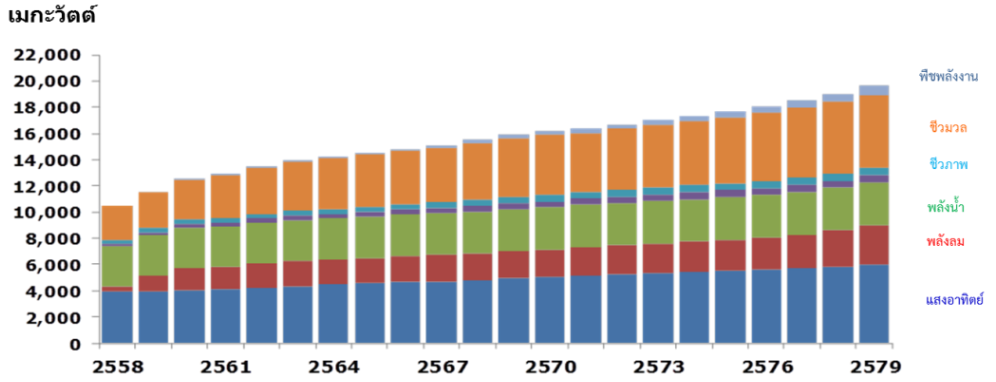
กิจกรรมที่ 10: ข้อเสนอแนะเชิงนโยบายในการส่งเสริมการจัดทำระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมาก (VSPP-CHP) ในประเทศไทย

10.1 แรงขับเคลื่อนของรัฐในการส่งเสริม VSPP CHP

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของไทย พ.ศ. 2558-2579 หรือ PDP2015 ได้กำหนดเป้าหมายการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนระยะยาวจนถึงปี 2579 โดยเพิ่มเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนของไทยเป็น 19,635 MW ดังแสดงในรูปที่ 57 ซึ่งมีเป้าหมายในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนรวมกว่า 65,463 ล้านหน่วย/ปี คิดเป็นสัดส่วนถึงร้อยละ 20 ของการผลิตไฟฟ้าทั้งหมดในปี 2579 ทั้งนี้การส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนดังกล่าวนั้น เป็นการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนประเภทเชื้อเพลิงชีวภาพ อันได้แก่ พลังงานชีวมวล ขยะ และพลังงานจากก๊าซชีวภาพกว่า 7,400 MW สามารถผลิตไฟฟ้าได้รวมกว่า 45,438 ล้านหน่วย/ปี

เป้าหมายปริมาณรับซื้อไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน (PDP2015)

ประเภท	แสงอาทิตย์	พลังลม	พลังน้ำ	ขยะ	ก๊าซชีวภาพ	ชีวมวล	พืชพลังงาน	รวม
กำลังผลิต ปี 2557	1,570	220	3,016	48	226	2,199	-	7,279
กำลังผลิต ปี 2579	6,000	3,002	3,282	500	600	5,570	680	19,635



รูปที่ 57 แผน AEDP2015 ที่บรรจุอยู่ในแผน PDP2015

จะเห็นได้ว่า พลังงานจากเชื้อเพลิงชีวภาพนั้น มีบทบาทสำคัญต่อความสำเร็จในการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนตามเป้าหมายที่ภาครัฐได้กำหนดไว้อย่างมาก อย่างไรก็ดีการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าขนาดเล็กและเล็กมากจากเชื้อเพลิงชีวภาพนั้น จะมีประสิทธิภาพของการใช้เชื้อเพลิงพลังงานปฐมภูมิเชิงความร้อน หรือ Thermal Efficiency ค่อนข้างต่ำเมื่อเทียบกับการผลิตไฟฟ้าจากโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมขนาดใหญ่ ส่งผลให้ต้องจัดหาเชื้อเพลิงจำนวนมากเพื่อรองรับความต้องการในการผลิตไฟฟ้าและความร้อนตามแผน AEDP ที่รัฐกำหนดไว้ ดังนั้นการส่งเสริมแรงจูงใจระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมากดังกล่าว

ให้ช่วยเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน ปฐมภูมิ (Primary Energy) ของประเทศเพิ่มมากขึ้นและลดปัญหาในการจัดหาและแย่งชิงการใช้เชื้อเพลิงชีวภาพไปพร้อมกัน

จากเป้าหมายในแผนการผลิตไฟฟ้าใน AEDP 2015 พบว่ามีเป้าหมายการผลิตไฟฟ้าแต่เพียงอย่างเดียว ยังไม่ได้มีแนวทางในการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมอย่างชัดเจน (ปัจจุบันแผน AEDP2015 ยังไม่ได้มีการอนุมัติจาก กพช. อย่างเป็นทางการ จึงไม่ได้มีแผนส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนในส่วนของความร้อนและเชื้อเพลิงชีวภาพ) ทั้งนี้ หากตั้งสมมุติฐานในเบื้องต้นว่าสามารถมีการเพิ่มประสิทธิภาพโดยการประหยัดเชื้อเพลิงปฐมภูมิและนำไปใช้เป็นความร้อนด้วยเทคโนโลยี CHP อีกร้อยละ 10 (เพื่อให้สอดคล้องกับเกณฑ์ PES 10%) จะพบว่ามีศักยภาพในการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าด้วยเทคโนโลยี CHP ใน 3 ประเภทเชื้อเพลิงที่บรรจุในแผน AEDP ได้แก่ เชื้อเพลิงชีวมวล ก๊าซชีวภาพ(น้ำเสีย) และก๊าซชีวภาพ(พืชพลังงาน) (เชื้อเพลิงขยะมีศักยภาพแต่มีข้อจำกัดเรื่องพื้นที่ที่ไม่สามารถปรับเปลี่ยนที่ตั้งให้หลุมขยะไปใกล้แหล่งความร้อนได้ จึงไม่ได้นำมาวิเคราะห์ในรายงานนี้) ซึ่งสรุปได้ดังรูปที่ 58 และ 59 ทั้งนี้เมื่อพิจารณาเป้าหมายเชื้อเพลิง 3 ประเภทดังกล่าวพบว่าการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าด้วยเทคโนโลยี CHP สำหรับเชื้อเพลิงชีวภาพประโยชน์ต่อภาครัฐในด้านเศรษฐกิจ สังคมและสิ่งแวดล้อม อันได้แก่

(1) การประหยัดเชื้อเพลิงความร้อนทางตรง

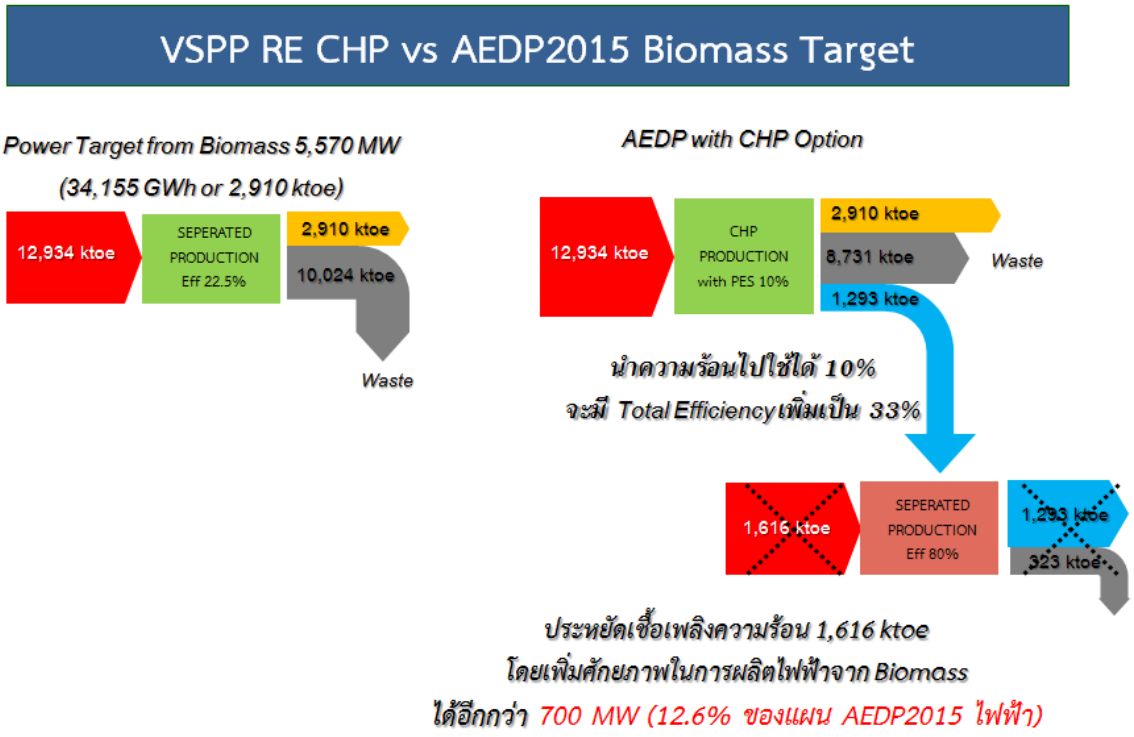
การส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าด้วยเทคโนโลยี CHP สำหรับเชื้อเพลิงชีวภาพมีศักยภาพในการช่วยให้ประเทศประหยัดเชื้อเพลิงได้รวมกว่า 1,837 ktoe คิดเป็นมูลค่าต่ำสุดไม่น้อยกว่า 9,000 ล้านบาท/ปี (กรณีนำความร้อนดังกล่าวไปทดแทนชีวมวล) และสูงสุดกว่า 37,800 ล้านบาท/ปี (กรณีนำความร้อนดังกล่าวไปทดแทนเชื้อเพลิงน้ำมันเตา) โดยภาครัฐจากได้ประโยชน์จากการประหยัดเชื้อเพลิงความร้อนคิดเป็นมูลค่าต่อหน่วยการผลิตไฟฟ้าในแผน AEDP จากเชื้อเพลิงชีวภาพ ได้แก่ เชื้อเพลิงชีวมวล ก๊าซชีวภาพ (น้ำเสีย) และก๊าซชีวภาพ(พืชพลังงาน) เฉลี่ย 0.22-0.92 บาท/kWh

(2) เกิดการนำเชื้อเพลิงความร้อนที่ประหยัดไปผลิตไฟฟ้าที่มูลค่าเพิ่มสูงกว่า

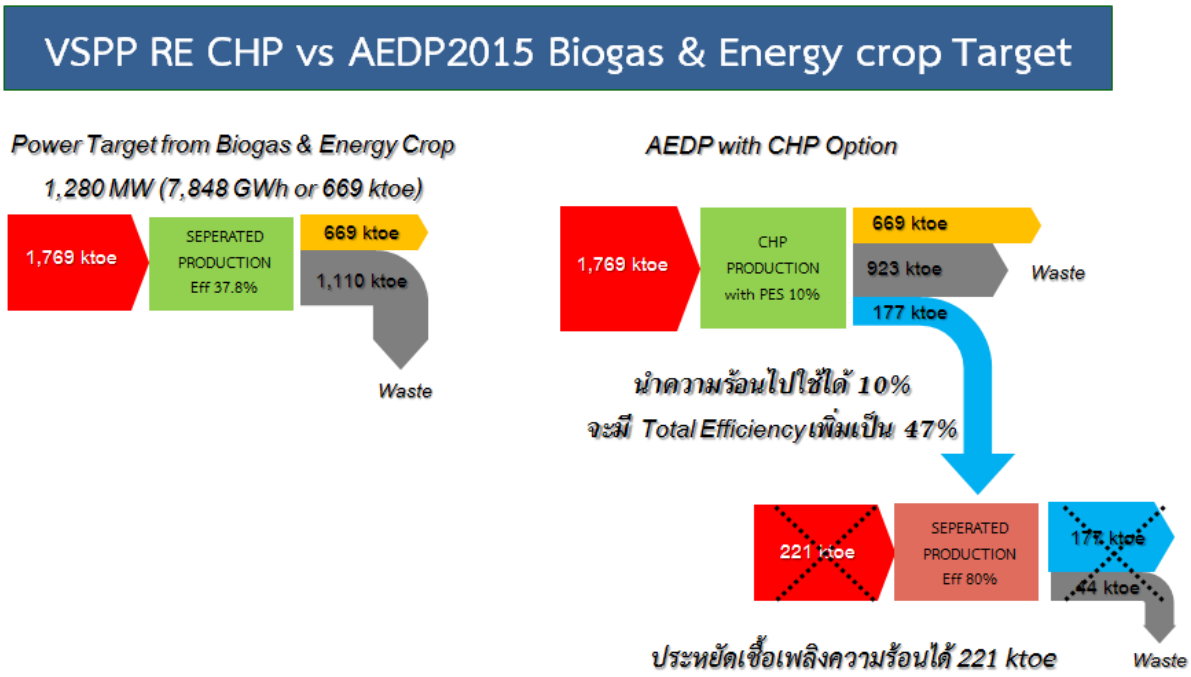
การประหยัดการใช้เชื้อเพลิงชีวมวลจากการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าด้วยเทคโนโลยี CHP ยังช่วยส่งเสริมให้สามารถนำชีวมวลที่ประหยัดได้ดังกล่าว จำหน่ายออกสู่ตลาดซื้อขายเชื้อเพลิง และสามารถนำไปทำการผลิตไฟฟ้าที่มีมูลค่าเพิ่มสูงกว่าและลดปัญหาการขาดแคลนเชื้อเพลิงชีวมวล และช่วยส่งเสริมเชื้อเพลิงสำหรับการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลได้เพิ่มเติมอีกกว่า 700 MW สามารถผลิตไฟฟ้าได้กว่า 4,270 ล้านหน่วย คิดเป็นมูลค่าทางเศรษฐกิจที่เพิ่มขึ้นจากการปรับเปลี่ยนเชื้อเพลิงความร้อนดังกล่าวที่มีมูลค่าต่ำไปสู่การผลิตไฟฟ้าที่มีมูลค่าสูงกว่าเป็นเงิน 10,965 ล้านบาท/ปี หรือคิดเป็นประโยชน์ที่ภาครัฐได้รับต่อหน่วยการผลิตไฟฟ้าในแผน AEDP จากเชื้อเพลิงชีวภาพเฉลี่ย 0.26 บาท/kWh

(3) ลดการปลดปล่อย CO2

การประหยัดการใช้เชื้อเพลิงชีวมวลจากการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าด้วยเทคโนโลยี CHP เป็นการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ จึงช่วยในการลดการปลดปล่อย CO2 ได้ โดยการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าด้วยเทคโนโลยี CHP สำหรับเชื้อเพลิงชีวภาพมีศักยภาพในการช่วยให้ประเทศประหยัดเชื้อเพลิงได้รวมกว่า 1,837 ktoe นั้น จะช่วยให้เกิดการลดการปลดปล่อย CO2 ได้กว่า 7.3 ล้านตัน CO2/ปี คิดเป็นมูลค่า 2,546 ล้านบาท/ปี (คิดมูลค่าการลดการปลดปล่อย CO2 ที่ 10 USD/ตัน CO2)



รูปที่ 58 การประหยัดเชื้อเพลิงความร้อนชีวมวลด้วยเทคโนโลยี CHP ในแผน AEDP2015



รูปที่ 59 การประหยัดเชื้อเพลิงความร้อนจากก๊าซชีวภาพด้วยเทคโนโลยี CHP ในแผน AEDP2015

ผลประโยชน์จากการส่งเสริมการจัดทำโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม VSPP-CHP ภายใต้การกำหนดเกณฑ์ Primary Energy Saving (PES) 10% จากแผน ADEP 2015 สำหรับภาครัฐ ซึ่งแบ่งตามประเภทเชื้อเพลิงชีวภาพ 2 ประเภท ได้แก่ กรณีผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวมวลในรูปแบบ CHP, กรณีผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงก๊าซชีวภาพ สรุปได้ดังตารางที่ 41

ตารางที่ 41 ประโยชน์จากการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวภาพด้วยเทคโนโลยี CHP

ผลประโยชน์ภาครัฐ	จำนวน		มูลค่า		มูลค่าเทียบกับการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยตามแผนAEDP	
กรณีการผลิตไฟฟ้าจากชีวมวลในรูปแบบ CHP 5,570 MW						
1. ด้านเศรษฐกิจ						
- การประหยัดเชื้อเพลิงความร้อนได้	1,616	ktoe				
1) กรณีทดแทนชีวมวล	6.8	ล้านตัน/ปี	8,124	ล้านบาท/ปี	0.24	บาท/kWh
2) กรณีทดแทนก๊าซธรรมชาติ	64	ล้านMMBTU/ปี	13,154	ล้านบาท/ปี	0.39	บาท/kWh
3) กรณีทดแทนLPG	1,373	ล้านกิโลกรัม/ปี	27,467	ล้านบาท/ปี	0.80	บาท/kWh
4) กรณีทดแทนน้ำมันเตา	1,702	ล้านลิตร/ปี	34,046	ล้านบาท/ปี	1.00	บาท/kWh
5) กรณีไฟฟ้าในการทำความเย็น	3,795	ล้านหน่วย/ปี	14,422	ล้านบาท/ปี	0.42	บาท/kWh
- มูลค่าเพิ่มจากการผลิตไฟฟ้าแทนความร้อน	4,270	GWh	10,965	ล้านบาท/ปี	0.32	บาท/kWh
	696	MW				
2. ด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม						
-ลดการปลดปล่อยCO2	6.8	ล้านตันCO2	2,370	ล้านบาท/ปี	0.07	บาท/kWh
กรณีการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซชีวภาพในรูปแบบ CHP 1,280 MW						
1. ด้านเศรษฐกิจ						
- การประหยัดเชื้อเพลิงความร้อนได้	221	ktoe				
1) กรณีทดแทนชีวมวล	0.9	ล้านตัน/ปี	1,110	ล้านบาท/ปี	0.14	บาท/kWh
2) กรณีทดแทนก๊าซธรรมชาติ	9	ล้านMMBTU/ปี	1,798	ล้านบาท/ปี	0.23	บาท/kWh
3) กรณีทดแทนLPG	188	ล้านกิโลกรัม/ปี	3,754	ล้านบาท/ปี	0.48	บาท/kWh
4) กรณีทดแทนน้ำมันเตา	233	ล้านลิตร/ปี	4,653	ล้านบาท/ปี	0.59	บาท/kWh
5) กรณีไฟฟ้าในการทำความเย็น	519	ล้านหน่วย/ปี	1,971	ล้านบาท/ปี	0.25	บาท/kWh
2. ด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม						
- ลดการปลดปล่อยCO2	0.51	ล้านตันCO2	177	ล้านบาท/ปี	0.02	บาท/kWh
กรณีการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงชีวภาพในรูปแบบ CHP 6,850 MW (ชีวมวล ก๊าซชีวภาพ (น้ำเสีย) และก๊าซชีวภาพ (พืชพลังงาน))						
1.ด้านเศรษฐกิจ						
- การประหยัดเชื้อเพลิงความร้อนได้	1,838	ktoe				
1) กรณีทดแทนชีวมวล	7.7	ล้านตัน/ปี	9,234	ล้านบาท/ปี	0.22	บาท/kWh
2) กรณีทดแทนก๊าซธรรมชาติ	73	ล้านMMBTU/ปี	14,952	ล้านบาท/ปี	0.36	บาท/kWh
3) กรณีทดแทนLPG	1,561	ล้านกิโลกรัม/ปี	31,221	ล้านบาท/ปี	0.74	บาท/kWh
4) กรณีทดแทนน้ำมันเตา	1,935	ล้านลิตร/ปี	38,699	ล้านบาท/ปี	0.92	บาท/kWh
5) กรณีไฟฟ้าในการทำความเย็น	4,314	ล้านหน่วย/ปี	16,393	ล้านบาท/ปี	0.39	บาท/kWh
- มูลค่าเพิ่มจากการผลิตไฟฟ้าแทนความร้อน	4,270	GWh	10,965	ล้านบาท/ปี	0.26	บาท/kWh
	696	MW				
2.ด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม						
-ลดการปลดปล่อยCO2	7.3	ล้านตันCO2	2,546	ล้านบาท/ปี	0.06	บาท/kWh

10.2 ข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย

ที่ผ่านมาภาครัฐมีมาตรการที่สำคัญในการส่งเสริมการพัฒนาโครงการพลังงานหมุนเวียน อันประกอบด้วย มาตรการทางภาษี มาตรการทางการเงิน เช่น เงินช่วยเหลือการพัฒนาโครงการ (Investment Grant) เงินสนับสนุนในรูปของอัตรารับซื้อไฟฟ้า Adder/FiT รวมถึง Bonus หรือ Premium สำหรับการผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ซึ่งมาตรการของประเทศไทยนั้นจะเน้นที่การพัฒนาโครงการโรงไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนเท่านั้น โดยยังไม่มีมาตรการพิเศษสำหรับโครงการโรงไฟฟ้า CHP ที่สามารถยกระดับประสิทธิภาพการใช้ Primary Energy ของประเทศให้สูงขึ้นได้ ทั้งนี้การสนับสนุนให้เกิดการใช้งานระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมาก (VSPP-CHP) สำหรับเชื้อเพลิงชีวภาพในประเทศไทย นั้นจำเป็นต้องได้รับการส่งเสริมจากภาครัฐและการสนับสนุนจากทุกภาคส่วน ที่ปรึกษาจึงได้จัดทำข้อเสนอแนะเชิงนโยบายในการส่งเสริมการจัดทำระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมาก (VSPP-CHP) ในประเทศไทย สรุปได้ดังนี้

1) ด้านนโยบาย กฎหมายและระเบียบ

- **การกำหนดเป้าหมายการส่งเสริมพลังงงานหมุนเวียนประเภท VSPP-CHP**
  - กำหนดเป้าหมายการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนประเภท VSPP-CHP ที่มีความชัดเจนเพื่อเป็นการส่งสัญญาให้นักลงทุน โดยในระยะแรกเน้นขยายผลในกลุ่มเฉพาะสำหรับอุตสาหกรรมที่มีศักยภาพในการใช้ความร้อนและผลิตไฟฟ้าร่วมสูง (ไม่ทำการเปิดเป็นการทั่วไป) เช่น โรงงานผลิตน้ำมันปาล์มดิบ โรงงานผลิตแป้งมันสำปะหลัง โรงงานอุตสาหกรรมอาหาร โรงงานอุตสาหกรรมไม้ (ขี้เลื่อย) เป็นต้น
  - กำหนดลำดับความสำคัญในการรับซื้อไฟฟ้าสำหรับผู้ประกอบการพลังงงานหมุนเวียนประเภท VSPP-CHP ให้มีความสำคัญมากกว่าผู้ประกอบการพลังงงานหมุนเวียนแบบปกติ
- **ระเบียบรับซื้อไฟฟ้าสำหรับพลังงงานหมุนเวียนประเภท VSPP-CHP ที่มีความเหมาะสม**
  - จัดทำระเบียบรับซื้อไฟฟ้าสำหรับพลังงงานหมุนเวียนประเภท VSPP-CHP จากพลังงานหมุนเวียนโดยเฉพาะ เพื่อใช้ร่วมกับระเบียบการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนที่ใช้อยู่ในปัจจุบันทั้งในรูปแบบ Adder และ FIT
  - ปรับปรุงกฎเกณฑ์บางอย่างเช่น PES และแนวทางการกำกับติดตาม เพื่อให้นโยบายบรรลุวัตถุประสงค์ของ Cogen ที่แท้จริง โดยเน้นประเด็นที่มีผลต่อการติดตามให้เกิดการใช้ความร้อนอย่างจริงจังและเหมาะสมกับ VSPP ขนาดเล็กมาก ได้แก่

1) พิจารณากำหนดค่าประสิทธิภาพอ้างอิงที่มีความเหมาะสมกับโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงชีวภาพแต่ละประเภทและขนาด และทบทวนอย่างสม่ำเสมอ

2) ปรับเปลี่ยนกระบวนการตรวจวัด PES จากระบบ SPP ที่มีการตรวจวัดผ่าน Third party ปีละครั้ง เป็นการติดตั้งมิเตอร์วัดไอน้ำและทำการติดตามการตรวจวัดเรียลไทม์ผ่านระบบสื่อสาร

- **การแก้ไขปัญหาอุปสรรคเพื่อช่วยส่งเสริมระบบ VSPP-CHP จากพลังงานหมุนเวียน**
  - การกำหนดมาตรฐานสิ่งแวดล้อมควรแบ่งให้เหมาะสมตามขนาดของโรงไฟฟ้า
  - การจัดทำ One Stop Service ในการขอใบอนุญาต และการแก้ไขข้อกฎหมายต่างๆ ให้กระชับ ชัดเจน จากหน่วยงานกลางเพียงหน่วยเดียว เพื่อให้สะดวกและรวดเร็วในการพัฒนาโครงการ
  - การพิจารณา Scheme สิทธิประโยชน์ (กฎเกณฑ์ต่างๆ) สำหรับระบบ Cogeneration ของ VSPP-CHP ให้สามารถแข่งขันกับ SPP ได้
  - การกำหนดราคาเชื้อเพลิง สำหรับ IPP/SPP/COGEN ให้เหมาะสม เนื่องจากถ้าราคาแตกต่างอย่างมีนัยสำคัญอาจกระทบต่อการพัฒนา VSPP-CHP ที่มีขนาดเล็ก ซึ่งจะมีต้นทุนและความเสี่ยงที่สูงกว่า

2) ด้านมาตรการทางการเงิน

2.1) การอุดหนุนการเงินสำหรับโครงการผ่านการอัตรารับซื้อไฟฟ้า

- การสนับสนุนค่าประหยัดเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า (Fuel Saving: FS) เพิ่มเติมจากราคารับซื้อไฟฟ้า Adder/Feed-in Tariff โดยพิจารณาผลตอบแทนการลงทุน IRR ที่จูงใจมากกว่า VSPP แบบปกติ เพื่อเป็นการจูงใจให้ผู้ประกอบการลงทุนด้าน CHP เพิ่มเติม เนื่องจากธุรกิจประเภท CHP ไม่ใช่ Line Business แต่เป็น Supporting Business
- จากผลการศึกษาพบว่า อัตราการสนับสนุน (FS) ที่เหมาะสมจะอยู่ในช่วง 0.36-1.50 บาท/หน่วย ตามขนาดและประเภทเชื้อเพลิง ทั้งนี้ การอุดหนุนไม่ควรเกินกว่าผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์ที่ภาครัฐพึงได้รับ โดยเฉลี่ยทั้งกลุ่มเชื้อเพลิงชีวภาพไม่ควรเกิน 0.65 บาท/หน่วย (คิดจากผลประโยชน์จากการประหยัดเชื้อเพลิงความร้อนทางตรง 0.39 บาท/หน่วย (เลือกกรณีไฟฟ้าในการทำความเย็น ซึ่งมีระดับผลประโยชน์เป็นค่ากลาง) และมูลค่าเพิ่มจากการนำเชื้อเพลิงที่ประหยัดได้ไปผลิตไฟฟ้า 0.26 บาท/หน่วย)

2.2) การสนับสนุนสิทธิประโยชน์ทางด้านภาษีสำหรับ VSPP-CHP

- ควรให้การส่งเสริมการยกเว้นภาษีของ VSPP-CHP ในส่วนของ BOI เพิ่มเติมจาก VSPP แบบปกติ เช่น การจัดกลุ่มการให้สิทธิประโยชน์สำหรับ VSPP-CHP ที่มีลำดับความสำคัญสูง การเพิ่มขอบข่ายการลดภาษีนำเข้าของ VSPP-CHP ที่ครอบคลุมค่าใช้จ่ายในการซ่อมบำรุงระบบ (Maintenance Cost) ที่ประกอบด้วยส่วนของอะไหล่ Spare Part เพื่อเป็นการสร้างความเชื่อมั่น และจูงใจในการจัดทำระบบ VSPP-CHP เป็นต้น

2.3) การสนับสนุนการปล่อยเงินกู้ (ดอกเบี้ยต่ำ) สำหรับ VSPP-CHP

- สำหรับโครงการ VSPP-CHP นั้น สถาบันการเงินมักจะไม่พิจารณารายได้จากการขายไอน้ำ ในการคิด Feasibility เนื่องจากมีความไม่แน่นอนสูง จึงควรมีกลไกการสนับสนุนการปล่อยเงินกู้โดยภาครัฐจัดสรรงบประมาณให้แก่ภาคธนาคารเพื่อให้ผู้ประกอบการที่ต้องการลงทุนเพิ่มในการจัดทำ CHP สามารถกู้เงินเพื่อใช้ในการลงทุนโดยคิดดอกเบี้ยต่ำอัตราไม่เกิน MLR สำหรับการลงทุนส่วนเพิ่มด้าน CHP เพื่อสนับสนุนภาระการลงทุนส่วนเงินกู้อันเกิดจากการลงทุน CHP และเป็นการสร้างความมั่นใจให้กับสถาบันการเงินในการดำเนินงานด้าน CHP

3) ด้านเทคโนโลยีและความรู้เพื่อการพัฒนา CHP

3.1) พัฒนาระบบฐานข้อมูลเพื่อการพัฒนา CHP

- พัฒนา และเผยแพร่ระบบข้อมูลปริมาณผลผลิตในภาคเกษตรที่ครบถ้วน รวมถึงศักยภาพเชื้อเพลิงชีวมวลให้ชัดเจน พร้อมทั้งเชื่อมโยงข้อมูลจากแต่ละหน่วยงานที่เกี่ยวข้องเพื่อให้เป็นข้อมูลล่าสุด และสามารถนำไปใช้ได้จริง ทั้งนี้เพื่อให้ผู้พัฒนาโครงการหรือผู้ประกอบการสามารถนำไปเป็นข้อมูลในการวิเคราะห์ศักยภาพเชื้อเพลิงที่นำมาใช้ในโรงไฟฟ้า CHP ได้

- พัฒนาและเผยแพร่ระบบฐานข้อมูลการใช้ไฟฟ้าและความร้อนในอุตสาหกรรม อาคาร และชุมชนเพื่อส่งเสริมการ Matching ระหว่างความต้องการ (Demand) การใช้ไฟฟ้าและความร้อนอย่างมีประสิทธิภาพ

3.2) ส่งเสริมการวิจัยและสาธิต

- มีการจัดทำโครงการสาธิตด้าน CHP เช่น โครงการสาธิตการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม CHP โครงการวิจัยเพื่อจัดทำการพัฒนา CHP Template โดยบริษัทจัดการพลังงาน (ESCO) ที่มีศักยภาพในประเทศ ในการพัฒนา CHP ในแต่ละอุตสาหกรรมเฉพาะ เช่น ปาล์ม แป้ง อาหาร เป็นต้น

- มีการจัดทำโครงการสาธิตด้าน CHP เช่น โครงการสาธิตการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดจิ๋ว (Micro CHP)

- การวิจัยพัฒนาเทคโนโลยีใหม่ๆ เพื่อพัฒนารูปแบบการใช้ประโยชน์เชิงความร้อน สำหรับ CHP

- สนับสนุนการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยี CHP รวมถึงอุปกรณ์ในระบบ CHP ของไทย โดยอาจครอบคลุมเป็นถึงผู้ประกอบการในไทยที่ร่วมมือกับต่างประเทศ เช่น โรงงาน Fabricate High Pressure Boiler ในไทย เป็นต้น
- สนับสนุนการถ่ายโอนเทคโนโลยี (Technology Transfer) จากผู้ประกอบการจากต่างชาติที่จะเข้ามาทำการลงทุนเพื่อผลิตและจำหน่ายในประเทศไทย

3.3) สนับสนุนองค์ความรู้ และการพัฒนาความรู้และบุคลากรด้าน CHP

- การสนับสนุนผู้เชี่ยวชาญในการพัฒนา CHP อาทิเช่น ภาครัฐให้การสนับสนุนบริษัทที่ปรึกษาที่มีศักยภาพในการจัดทำโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม (CHP) ในการแนะนำผู้ประกอบการมือใหม่ (New Player) อาจส่งเสริมในรูปแบบเงินสนับสนุนด้านค่าใช้จ่ายในการว่าจ้างที่ปรึกษา เป็นต้น

- ควรมีการจัดหลักสูตรให้ความรู้ ในเรื่องการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม รวมถึงเทคโนโลยีที่มีศักยภาพในการจัดทำระบบดังกล่าว ทั้งในรูปแบบหลักสูตรการเรียนการสอนในสถานศึกษาหรือมหาวิทยาลัย ทั้งภาคทฤษฎีและภาคปฏิบัติ

- สนับสนุนให้มีโปรแกรมการจัดอบรมแก่ผู้ประกอบการสำหรับการวางแผนและติดตั้งโรงงานผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม

3.4) การสนับสนุนบริษัทจัดการพลังงาน ESCO สำหรับโครงการ VSPP-CHP

- ภาครัฐควรให้การสนับสนุนให้มีการว่าจ้างบริษัทจัดการพลังงาน ESCO โดยสอดคล้องกับแผนกลยุทธ์การอนุรักษ์พลังงานด้วยการบริการของธุรกิจ ESCO ทั้งนี้บริษัทจัดการพลังงาน ESCO ต้องมีศักยภาพที่สามารถให้คำปรึกษาทั้งด้านเทคนิคและความเสี่ยงในการจัดทำโครงการครอบคลุมทุกด้าน ตลอดจนสามารถให้คำแนะนำเรื่องกระบวนการออกใบอนุญาตต่างๆ ได้ เพื่อเป็นการช่วยผู้ประกอบการไม่ต้องแบกรับความเสี่ยงในการจัดทำโรงไฟฟ้า เนื่องจากบริษัทจัดการพลังงานสามารถให้ Performance Guarantee Contract, การทำ O&M, อีกทั้งสามารถตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงานได้ โดยภาครัฐเป็นผู้สนับสนุนค่าใช้จ่ายในการว่าจ้างบริษัทจัดการพลังงาน เพื่อเป็นการแบ่งเบาภาระผู้ประกอบการ

- ภาครัฐสนับสนุนการจัดตั้ง ศูนย์ให้บริการข้อมูลการบริหารจัดการโรงไฟฟ้า CHP โดย ESCO (CHP Information Service Center) โดยให้หน่วยงานที่เป็นกลาง และเป็นตัวแทนของกลุ่มผู้ประกอบการเป็นศูนย์กลางในการให้ข้อมูล อาทิเช่น สมาคมบริษัทจัดการพลังงานไทย เป็นต้น เพื่อให้ข้อมูลเกี่ยวกับ ESCO อย่างถูกต้อง

ทั้งนี้สามารถสรุปข้อเสนอแนะในการสนับสนุนให้เกิดการใช้งานระบบ VSPP-CHP โดยแบ่งออกเป็นมาตรการส่งเสริมระยะสั้น (Quick-win) มาตรการระยะกลาง (Mid-Term) และ มาตรการส่งเสริมระยะยาว (Long-Term) โดยมีรายละเอียดดังตารางที่ 42

ตารางที่ 42 สรุปข้อเสนอแนะเชิงนโยบายในการสนับสนุนการจัดทำโรงไฟฟ้า VSPP-CHP

ข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย/มาตรการ	ระยะสั้น (1-2 ปี)	ระยะกลาง (3-5 ปี)	ระยะยาว (มากกว่า 5 ปี)
1) ด้านนโยบาย กฎหมายและระเบียบ			
1.1) การกำหนดเป้าหมาย RE VSPP-CHP			
- กำหนดเป้าหมาย RE VSPP-CHP ที่มีความชัดเจนเพื่อเป็นการส่งสัญญาให้นักลงทุน โดยกำหนดเป็นแผนงานเป้าหมายร้อยละในการส่งเสริม CHP สำหรับการผลิตไฟฟ้า	เน้นกลุ่มเฉพาะ - โรงงานปาล์ม - โรงงานแป้งมัน - โรงงานอาหาร - โรงงานอุตสาหกรรมไม้ (เลื่อยไม้)	ขยายผลสู่อุตสาหกรรมอื่นและกลุ่มอาคาร	ขยายผลสู่ชุมชน
- กำหนดลำดับความสำคัญการรับซื้อไฟฟ้า RE VSPP-CHP ก่อน	✓	✓	✓
1.2) ระเบียบรับซื้อไฟฟ้าสำหรับพลังงานหมุนเวียนประเภท VSPP-CHP ที่มีความเหมาะสม			
- จัดทำระเบียบรับซื้อไฟฟ้า RE VSPP-CHP	✓	ดำเนินการปรับปรุงให้ทันสมัย	
- ปรับปรุงกฎเกณฑ์ PES และแนวทางการกำกับติดตาม โดยเน้นประเด็นที่มีผลต่อการติดตามให้เกิดการใช้ความร้อนอย่างจริงจังและเหมาะสมกับ VSPP ขนาดเล็ก ได้แก่ i. พิจารณากำหนดค่าประสิทธิภาพอ้างอิงที่มีความเหมาะสมกับโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงชีวภาพแต่ละประเภทและขนาด และทบทวนอย่างสม่ำเสมอ ii. ปรับเปลี่ยนกระบวนการตรวจวัด PES จากระบบ SPP ที่มีการตรวจวัดผ่าน Third party ปีละครั้ง เป็นการติดตั้งมิเตอร์วัดไอน้ำและทำการติดตามการตรวจวัดเรียลไทม์ผ่านระบบสื่อสาร	✓		

ข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย/มาตรการ	ระยะสั้น (1-2 ปี)	ระยะกลาง (3-5 ปี)	ระยะยาว (มากกว่า 5 ปี)
1.3) การแก้ไขปัญหาอุปสรรคเพื่อช่วยส่งเสริมระบบ VSPP-CHP จากพลังงานหมุนเวียน			
- การกำหนดมาตรฐานสิ่งแวดล้อมควรแบ่งตามขนาดของโรงไฟฟ้า	✓		
- การจัดทำ One Stop Service ในการขอใบอนุญาต และการแก้ไขข้อกฎหมายต่างๆ	✓	✓	✓
- ปรับปรุง Scheme สิทธิประโยชน์ (กฎเกณฑ์ต่างๆ) สำหรับ VSPP-CHP ให้สามารถแข่งขันกับ SPP ได้	✓		
- กำหนดราคาเชื้อเพลิงสำหรับ IPP/SPP/COGEN ให้เหมาะสม		✓	
2) ด้านมาตรการทางการเงิน			
2.1) การอุดหนุนการเงินสำหรับโครงการผ่านการอัตรารับซื้อไฟฟ้า			
- การสนับสนุนค่า Fuel Saving: FS เพิ่มเติมจาก Adder/FiT ที่ทำให้เกิดการจูงใจมากกว่า VSPP แบบปกติ	✓	ทบทวนการสนับสนุนอย่างต่อเนื่อง	
2.2) การสนับสนุนสิทธิประโยชน์ทางด้านภาษีสำหรับ VSPP-CHP			
- จัดกลุ่มการให้สิทธิประโยชน์สำหรับ VSPP CHP ที่มีลำดับความสำคัญสูง	✓	✓	
- การเพิ่มขอบข่ายการลดภาษีนำเข้าของ VSPP CHP ที่ครอบคลุมค่าใช้จ่ายในการซ่อมบำรุง อะไหล่ และ Spare part	✓	✓	
2.3) การสนับสนุนการปล่อยเงินกู้ (ดอกเบี้ยต่ำ) สำหรับ VSPP CHP			
- จัดทำโปรแกรมสนับสนุนเงินกู้สำหรับการลงทุนส่วนเพิ่มด้าน CHP	✓	✓	
3) ด้านเทคโนโลยีและความรู้เพื่อการพัฒนา CHP			
3.1) พัฒนาระบบฐานข้อมูลเพื่อการพัฒนา CHP			
- พัฒนาและเผยแพร่ระบบข้อมูลปริมาณผลผลิตในภาคเกษตรที่ครบถ้วน และเป็นข้อมูลที่เป็นปัจจุบันเพื่อให้ผู้ประกอบการสามารถนำไปวิเคราะห์ถึงศักยภาพปริมาณเชื้อเพลิงชีวมวลได้อย่างแท้จริง	✓	ดำเนินการปรับปรุงให้ทันสมัย	
- พัฒนาและเผยแพร่ระบบฐานข้อมูลการใช้ไฟฟ้าและความร้อนในอุตสาหกรรม อาคาร และชุมชน	✓		

ข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย/มาตรการ	ระยะสั้น (1-2 ปี)	ระยะกลาง (3-5 ปี)	ระยะยาว (มากกว่า 5 ปี)
3.2) ส่งเสริมการวิจัยและสาธิต			
- จัดทำโครงการสาธิตด้าน CHP เช่น a. โครงการวิจัยเพื่อจัดทำการพัฒนา CHP Template โดยบริษัทจัดการพลังงาน (ESCO) ที่มีศักยภาพในประเทศ ในการพัฒนา CHP ในแต่ละอุตสหากรรมเฉพาะ เช่น ปาล์ม แป้ง อาหาร เป็นต้น b. โครงการสาธิตการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดจิ๋ว (Micro CHP)	✓	✓	
- การวิจัยพัฒนาเทคโนโลยีใหม่ๆ เพื่อพัฒนารูปแบบการใช้ประโยชน์เชิงความร้อน สำหรับ CHP	✓	✓	✓
- สนับสนุนการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยี CHP รวมถึงอุปกรณ์ในระบบ CHP ของไทย โดยอาจครอบคลุมเป็นถึงผู้ประกอบการในไทยที่ร่วมมือกับต่างประเทศ เช่น โรงงาน Fabicate High Pressure Boiler ในไทย เป็นต้น		✓	✓
- สนับสนุนการถ่ายโอนเทคโนโลยี (Technology Transfer) จากต่างประเทศ		✓	✓
3.3) สนับสนุนองค์ความรู้ และการพัฒนาความรู้และบุคลากรด้าน CHP			
- การสนับสนุนผู้เชี่ยวชาญในการพัฒนา CHP อาทิเช่น ภาครัฐให้การสนับสนุนบริษัทที่ปรึกษาที่มีศักยภาพในการจัดทำโรงไฟฟ้าพลังงานความร้อนร่วม (CHP) ในการแนะนำผู้ประกอบการมือใหม่ (New Player) อาจส่งเสริมในรูปแบบเงินสนับสนุนด้านค่าใช้จ่ายในการว่าจ้างที่ปรึกษา เป็นต้น	✓	✓	
- จัดหลักสูตรการเรียนการสอนในสถานศึกษาหรือมหาวิทยาลัย ให้ความรู้ ในเรื่องการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม โดยเน้นทั้งภาคทฤษฎีและภาคปฏิบัติ		✓	✓
- สนับสนุนให้มีโปรแกรมการจัดอบรมแก่ผู้ประกอบการสำหรับการวางแผนและติดตั้งโรงงานผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม		✓	✓

ข้อเสนอแนะเชิงนโยบาย/มาตรการ	ระยะสั้น (1-2 ปี)	ระยะกลาง (3-5 ปี)	ระยะยาว (มากกว่า 5 ปี)
3.4) การสนับสนุนบริษัทจัดการพลังงาน ESCO			
- ภาครัฐควรให้การสนับสนุนให้มีการว่าจ้างบริษัทจัดการพลังงาน ESCO โดยสอดคล้องกับแผนกลยุทธ์การอนุรักษ์พลังงานด้วยการบริการของธุรกิจ ESCO ทั้งนี้บริษัทจัดการพลังงาน ESCO ต้องมีศักยภาพที่สามารถให้คำปรึกษาทั้งด้านเทคนิคและความเสี่ยงในการจัดทำโครงการครอบคลุมทุกด้าน ตลอดจนสามารถให้คำแนะนำเรื่องกระบวนการออกใบอนุญาตต่างๆ ได้ เพื่อเป็นการช่วยผู้ประกอบการไม่ต้องแบกรับความเสี่ยงในการจัดทำโรงไฟฟ้า เนื่องจากบริษัทจัดการพลังงานสามารถให้ Performance Guarantee Contract, การทำ O&M, อีกทั้งสามารถตรวจวัดและพิสูจน์ผลการประหยัดพลังงานได้ โดยภาครัฐเป็นผู้สนับสนุนค่าใช้จ่ายในการว่าจ้างบริษัทจัดการพลังงาน เพื่อเป็นการแบ่งเบาภาระผู้ประกอบการ		✓	
- ภาครัฐสนับสนุนการจัดตั้ง ศูนย์ให้บริการข้อมูลการบริหารจัดการโรงไฟฟ้า CHP โดย ESCO (CHP Information Service Center) โดยให้หน่วยงานที่เป็นกลาง และเป็นตัวแทนของกลุ่มผู้ประกอบการเป็นศูนย์กลางในการให้ข้อมูล อาทิเช่น สมาคมบริษัทจัดการพลังงานไทย เป็นต้น เพื่อให้ข้อมูลเกี่ยวกับ ESCO อย่างถูกต้อง		✓	

5. แผนการดำเนินงานและกำหนดเวลาส่งมอบงาน

5.1 แผนการดำเนินงาน

ระยะเวลาการดำเนินโครงการทั้งหมด 12 เดือนนับตั้งแต่วันที่ลงนามในสัญญา มหาวิทยาลัยฯ กำหนดที่จะดำเนินกิจกรรมภายใต้กรอบเวลา โดยการดำเนินงานก่อนหน้าเป็นรายงานสรุปแนวทางการศึกษาเบื้องต้นสำหรับการดำเนินงานในปัจจุบัน เป็นในส่วนของรายงานผลการดำเนินงานฉบับที่ 1 โครงการศึกษาแนวทางการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานชีวภาพด้วยระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมาก โดยแผนการดำเนินงานของโครงการ โดยรายละเอียดในตารางสรุปตามหัวข้อ TOR ซึ่งแสดงดังตารางที่ 43

ตารางที่ 43 แผนการดำเนินงานโครงการ

แผนการดำเนินงาน		เดือนที่											
หัวข้อการดำเนินงานใน TOR	**หัวข้อกิจกรรมในรายงานสรุปแนวทางการศึกษาเบื้องต้น**	**ต.ค.**	**พ.ย.**	**ธ.ค.**	**ม.ค.**	**ก.พ.**	**มี.ค.**	**เม.ย.**	**พ.ค.**	**มิ.ย.**	**ก.ค.**	**ส.ค.**	**ก.ย.**
3.1 วิเคราะห์โครงสร้างต้นทุนของการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมากด้วยระบบ VSPP-CHP	**กิจกรรมที่ 5:** โครงสร้างต้นทุนของการจัดทำระบบผลิตไฟฟ้า และความร้อนร่วมขนาดเล็กมาก (VSPP-CHP) ในประเทศไทย												
	กิจกรรมที่ 6: แบบจำลองทางการเงิน												
3.2 รวบรวมข้อมูล รูปแบบการส่งเสริมและสนับสนุนการใช้งาน CHP ในต่างประเทศ พร้อมทั้งนำเสนอแนวทางการส่งเสริมหรือสนับสนุนผ่านทางมาตรการต่างๆ เช่น รูปแบบโครงสร้างราคารับซื้อพลังงานไฟฟ้าแบบ Feed-in Tariff อัตราการส่งเสริมจากการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง (Fuel Saving; FS) พร้อมทั้งกำหนดข้อกำหนดทางเทคนิคสำหรับการคำนวณผลประหยัดการใช้พลังงานปฐมภูมิ (Primary Energy Saving; PES) เป็นต้น	**กิจกรรมที่ 1:** รูปแบบการส่งเสริมและสนับสนุนการใช้งานระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมาก (VSPP-CHP) ในต่างประเทศ												
	กิจกรรมที่ 2: รูปแบบการส่งเสริมและสนับสนุนการใช้งานระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมาก (VSPP-CHP) ในประเทศไทย												
	กิจกรรมที่ 3: เทคโนโลยีระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วม (CHP หรือ Cogeneration) ที่มีศักยภาพ												
	กิจกรรมที่ 4: อุปสรรคของการจัดทำระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมาก (VSPP-CHP) ในประเทศไทย												
	กิจกรรมที่ 7: มาตรการส่งเสริมการจัดทำระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมาก (VSPP-CHP) ในประเทศไทย												
3.3 จัดทำข้อเสนอแนะเชิงนโยบายในการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมากภายใต้โครงสร้าง VSPP-CHP ตามแนวทางที่นำเสนอ	**กิจกรรมที่ 4:** อุปสรรคของการจัดทำระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมาก (VSPP-CHP) ในประเทศไทยในอดีต												
	กิจกรรมที่ 10: ข้อเสนอแนะเชิงนโยบายในการส่งเสริมการจัดทำระบบผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมาก (VSPP-CHP) ในประเทศไทย												
3.4 จัดสัมมนารับฟังความคิดเห็นจากผู้มีส่วนเกี่ยวข้องเกี่ยวกับแนวทางการส่งเสริมหรือสนับสนุนผ่านทางมาตรการที่นำเสนอ จำนวนไม่น้อยกว่า 1 ครั้ง โดยมีผู้เข้าร่วมสัมมนาไม่น้อยกว่า 100 ท่าน	**กิจกรรม 9:** สรุปผลการจัดสัมมนารับฟังความคิดเห็นจากผู้มีส่วนเกี่ยวข้องกับแนวทางการส่งเสริมหรือสนับสนุนผ่านทางมาตรการที่นำเสนอ												
3.5 จัดสัมมนากลุ่มย่อยระดมความคิดเห็น จำนวนไม่น้อยกว่า 10 ครั้ง	**กิจกรรม 8:** สรุปผลการจัดสัมมนากลุ่มย่อยระดมความคิดเห็น												
ผลลัพธ์ที่ได้													
รายงานสรุปแนวทางการศึกษาเบื้องต้น (ภายในเดือนที่ 1)													
รายงานผลการดำเนินงาน (ภายในเดือนที่ 6)													
รายงานสรุปผลการดำเนินงาน (ภายในเดือนที่ 12)													

5.2 กำหนดเวลาส่งมอบงาน

5.2.1 กำหนดระยะเวลาภายใน *12* เดือน นับตั้งแต่วันที่ลงนามในสัญญา ทั้งนี้ ไม่รวมถึงระยะเวลาที่ สนพ. ใช้ไปในการพิจารณาผลการดำเนินงาน ร่างรายงาน หรือรายงานแต่ละฉบับที่ที่ปรึกษานำเสนองานต่อ สนพ.

5.2.2 ที่ปรึกษาจะเสนอแผนการจัดส่งรายงานให้ สนพ. พิจารณา โดยแบ่งออกเป็นดังนี้

(*1*) รายงานสรุปแนวทางการศึกษาเบื้องต้น *: ภายใน 1* เดือน นับตั้งแต่วันที่ลงนามในสัญญา เสนอรายงานพร้อมทั้งบทสรุปสำหรับผู้บริหาร จำนวน *6* ชุด และ CD จำนวน *1* ชุด

ซึ่งมีเนื้อหาของรายงาน ดังนี้

สรุปแผนการดำเนินงานทั้งหมดของโครงการที่ระบุไว้ตามข้อ *3* ของขอบเขตการดำเนินงาน

(*2*) รายงานผลการดำเนินงาน ฉบับที่ *1* *: ภายใน 6* เดือน นับตั้งแต่วันที่ลงนามในสัญญา เสนอรายงานพร้อมทั้งบทสรุปสำหรับผู้บริหาร จำนวน *6* ชุด และ CD จำนวน *1* ชุด

ซึ่งมีเนื้อหาของรายงาน ดังนี้

- สรุปผลวิเคราะห์โครงสร้างต้นทุนของการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมากด้วยระบบ *VSPP-CHP* หากมีการส่งเสริมขึ้นในประเทศไทย
- ความก้าวหน้าในการรวบรวมข้อมูล รูปแบบการส่งเสริมและสนับสนุนการใช้งาน *Micro-CHP* ในต่างประเทศ

(*3*) รายงานฉบับสมบูรณ์ *: ภายใน 12* เดือน นับตั้งแต่วันที่ลงนามในสัญญา เสนอรายงานพร้อมทั้งบทสรุปสำหรับผู้บริหาร จำนวน *6* ชุด และ CD จำนวน *1* ชุด

ซึ่งมีเนื้อหาของรายงาน ดังนี้

- สรุปการนำเสนอแนวทางการส่งเสริมหรือสนับสนุนผ่านทางมาตรการต่างๆ เช่น รูปแบบโครงสร้างราคารับซื้อพลังงานไฟฟ้าแบบ Feed-in Tariff อัตราส่งเสริมจากการประหยัดการใช้เชื้อเพลิง (Fuel Saving; FS) พร้อมทั้งกำหนดข้อกำหนดทางเทคนิคสำหรับการคำนวณผลประหยัดการใช้พลังงานปฐมภูมิ (Primary Energy Saving; PES)
- สรุปการจัดทำข้อเสนอแนะเชิงนโยบายในการส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าและความร้อนร่วมขนาดเล็กมากภายใต้โครงสร้าง VSPP-CHP ตามแนวทางที่นำเสนอ
- สรุปการจัดสัมมนารับฟังความคิดเห็นจากผู้มีส่วนเกี่ยวข้องเกี่ยวกับแนวทางการส่งเสริมหรือสนับสนุนผ่านทางมาตรการที่นำเสนอ