

โครงการศึกษาแนวทาง
การพัฒนาการผลิตและการใช้ไฮโดรเจน
เพื่อส่งเสริมพลังงานหมุนเวียน

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

๒๕๖๔

บทสรุปสำหรับผู้บริหาร

1. บทนำ

1.1 เหตุผลและที่มา

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) กระทรวงพลังงาน เป็นองค์กรหลักในการสร้างสรรค์บริหารจัดการนโยบายและแผนด้านพลังงานเพื่อความยั่งยืนของประเทศ โดย สนพ. ได้มีแนวคิดในการศึกษาการใช้พลังงานทดแทนในรูปแบบต่าง ๆ เพื่อเป็นแนวทางด้านนโยบายพลังงานของประเทศ ซึ่งเทคโนโลยีไฮโดรเจนเป็นหนึ่งในเทคโนโลยีด้านพลังงานทดแทนที่น่าสนใจ สำหรับประเทศไทยได้เริ่มมีการนำไฮโดรเจนมาใช้ร่วมกับการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียน โดยการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ได้ดำเนินงานโครงการกักเก็บผลิตไฟฟ้าลำตะคอง พร้อมนาระบบพัฒนาเสถียรภาพในการผลิตไฟฟ้าจากกังหันลม ซึ่งเป็นเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานไฟฟ้าจากกังหันลมในรูปของก๊าซไฮโดรเจน (wind hydrogen hybrid) และแปลงกลับมาเป็นพลังงานไฟฟ้าเมื่อต้องการใช้ด้วยเซลล์เชื้อเพลิง โครงการดังกล่าวสามารถแสดงให้เห็นว่าไฮโดรเจนสามารถนำมาใช้ส่งเสริมการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนได้

ดังนั้นสถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย และสถาบันวิจัยและพัฒนาพลังงานนครพิงค์ มหาวิทยาลัยเชียงใหม่ จึงได้เล็งเห็นถึงความสำคัญของการเสริมสร้างศักยภาพการผลิตและการใช้ไฮโดรเจนที่สามารถพึ่งพาตนเองภายในประเทศได้ในระดับที่เหมาะสมกับศักยภาพการพัฒนาและความพร้อมในด้านต่าง ๆ ของไทย อย่างเป็นรูปธรรม ดังนั้นจึงได้ดำเนินการ “โครงการศึกษาแนวทางการพัฒนาการผลิตและการใช้ไฮโดรเจนเพื่อส่งเสริมพลังงานหมุนเวียน” เพื่อศึกษาและรวบรวมงานวิจัย นโยบาย มาตรการ หรือแผนงานที่เกี่ยวข้องกับการพัฒนาการผลิตและการใช้ไฮโดรเจนของหน่วยงานต่าง ๆ ทั้งภายในประเทศและต่างประเทศ ที่จะกำหนดเป็นแนวทางการผลิตและการใช้ไฮโดรเจนที่เหมาะสมกับบริบทการใช้พลังงานของประเทศไทย รวมทั้งราคาที่เป็นธรรมและเหมาะสมกับประเทศไทยในการส่งเสริมพลังงานไฮโดรเจนต่อไป

1.2 วัตถุประสงค์

เพื่อศึกษาแนวทางการพัฒนาการผลิตและการใช้ไฮโดรเจนในการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียน มาตรการที่เหมาะสมในการส่งเสริมการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงาน และโครงสร้างราคาเพื่อการซื้อขายไฮโดรเจน

1.3 ขอบเขตการดำเนินงาน

1.3.1 ศึกษาทฤษฎีและงานวิจัยเกี่ยวข้องกับไฮโดรเจน ได้แก่ คุณสมบัติพื้นฐาน แหล่งที่มา การผลิต การจัดเก็บ การขนส่ง การใช้ประโยชน์ไฮโดรเจนในปัจจุบัน ทิศทางการนำไปใช้ในอนาคต และการนำไฮโดรเจนไปใช้ในภาคพลังงาน เช่น การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงาน หรือเป็นเชื้อเพลิงในการคมนาคมขนส่ง เป็นต้น

1.3.2 ศึกษานโยบาย มาตรการ หรือแผนงานที่เกี่ยวข้อง และความก้าวหน้าในการนำไฮโดรเจนไปใช้ในภาคพลังงาน และภาคการขนส่ง รวมถึงการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของประเทศไทย และต่างประเทศอย่างน้อย 3 ประเทศ

1.3.3 ศึกษากฎหมาย ระเบียบ และมาตรฐานที่เกี่ยวข้องในการใช้ไฮโดรเจน ความปลอดภัย การจัดเก็บ การขนส่ง ทั้งในประเทศไทยและต่างประเทศอย่างน้อย 3 ประเทศ

1.3.4 ศึกษา วิเคราะห์ศักยภาพของประเทศไทยในการผลิตและการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงาน เพื่อการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียน ทั้งในด้านการเพิ่มความยืดหยุ่นให้กับระบบไฟฟ้า การกักเก็บพลังงาน การพัฒนาโครงสร้างพื้นฐาน รวมทั้งข้อมูลทางเศรษฐศาสตร์ และความสามารถในการแข่งขันของการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงาน

1.3.5 ศึกษาฐานเทคโนโลยีการนำไฮโดรเจนมาใช้ในภาคพลังงานและแนวทางการส่งเสริมการใช้งานจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้องในประเทศไทย โดยกำหนดให้จัดดูงาน 2 ครั้ง

1.3.6 ศึกษาวิเคราะห์โครงสร้างราคาที่เป็นธรรมและเหมาะสมกับประเทศไทยในการส่งเสริมการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงานให้สามารถแข่งขันได้

1.3.7 จัดประชุมหารือหรือรับฟังความคิดเห็นร่วมกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง โดยให้มีการจัดประชุมไม่น้อยกว่า 1 ครั้ง ให้มีผู้เข้าร่วมสัมมนารวมกันไม่น้อยกว่า 50 คน (ไม่นับรวมทีมงานที่ปรึกษาที่เข้าร่วม) รวมทั้งประชาสัมพันธ์การประชุม

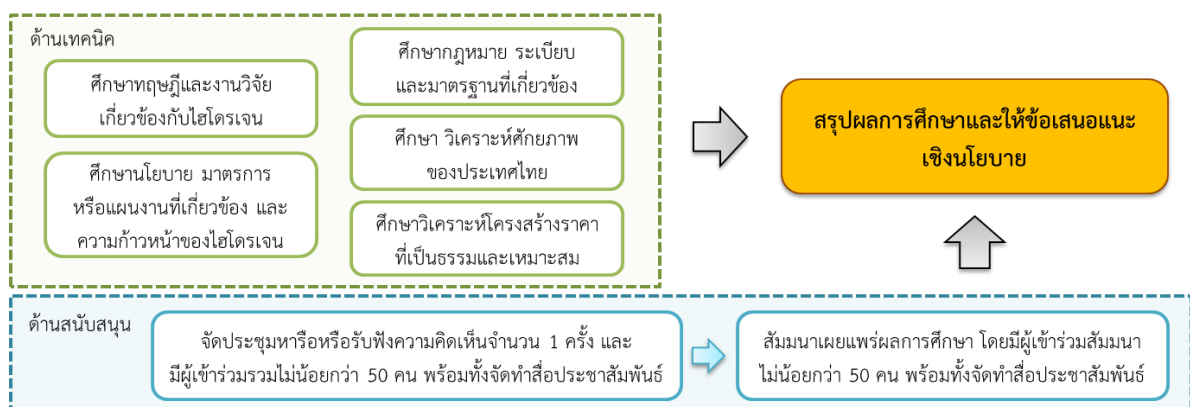
1.3.8 สัมมนาเผยแพร่ผลการศึกษา ให้แก่บุคคลภายนอก โดยให้มีผู้เข้าร่วมสัมมนาไม่น้อยกว่า 50 คน พร้อมทั้งประชาสัมพันธ์ให้ประชาชนรับทราบผลการศึกษา

1.3.9 สรุปผลการศึกษาและให้ข้อเสนอแนะเชิงนโยบายถึงแนวทางการพัฒนาการผลิตและการใช้ไฮโดรเจนเพื่อส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนของประเทศไทย

อย่างไรก็ดี จากสถานการณ์การแพร่ระบาดของเชื้อไวรัส Covid-19 ส่งผลทำให้เกิดข้อจำกัดต่อการดำเนินงาน โดยยกเลิกขอบเขตการดำเนินงานในหัวข้อที่ 1.3.5, 1.3.7 (2), 1.3.8 (1) (2) และเปลี่ยนแปลงรูปแบบการดำเนินงานในหัวข้อ 1.3.7 และ 1.3.8 โดยจัดกิจกรรมในรูปแบบออนไลน์

1.4 วิธีการดำเนินงาน

คณะทำงานร่วมของทั้งสองสถาบันฯ (ที่ปรึกษาฯ) ได้กำหนดวิธีการดำเนินงานภายใต้ระยะเวลา 9 เดือน เพื่อให้สอดคล้องตามวัตถุประสงค์ และขอบเขตการดำเนินงานที่เสนอไว้ ให้สามารถบรรลุตามผลสัมฤทธิ์ของโครงการ สรุปได้ดังนี้



รูปที่ 1: แผนผังวิธีการดำเนินงาน

2. ศึกษาทฤษฎีและงานวิจัยเกี่ยวข้องกับไฮโดรเจน

2.1 คุณสมบัติพื้นฐาน แหล่งที่มา การผลิต การจัดเก็บ และการขนส่งไฮโดรเจน

ก๊าซไฮโดรเจน (H_2) เป็นเชื้อเพลิงสะอาด โดยหลังการเผาไหม้ก๊าซไฮโดรเจนกับออกซิเจนจากอากาศ จะได้ผลผลิต คือ น้ำ และพลังงาน เท่านั้น ไม่มีการปลดปล่อยก๊าซที่จะเป็นผลกระทบต่อสภาพภูมิอากาศ ดังนั้น จึงมีการเสนอใช้พลังงานจากไฮโดรเจน เพื่อให้เกิดเศรษฐกิจสู่ neutral-carbon economy

โดยพลังงานที่ได้ สามารถนำไปใช้งานเป็นพลังงานรูปแบบอื่น ๆ เช่น พลังงานกลและพลังงานไฟฟ้า ตัวอย่างการนำก๊าซไฮโดรเจนมาใช้งาน ได้แก่ การใช้เป็นเชื้อเพลิงในการเผาไหม้ หรือใช้ในเซลล์เชื้อเพลิง (fuel cell) โดยเป็นใช้สารตั้งต้นเกิดในการเกิดปฏิกิริยาทางเคมีแล้วเปลี่ยนไปเป็นกระแสไฟฟ้า (electrochemical) ซึ่งสามารถนำไปใช้ได้ทั้งในการขับเคลื่อนยานยนต์ ผลิตกระแสไฟฟ้า และใช้เป็นแหล่งพลังงานไฟฟ้าให้กับ อุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ขนาดเล็ก

2.1.1 คุณสมบัติพื้นฐาน

ก๊าซไฮโดรเจนประกอบด้วยไฮโดรเจน 2 อะตอม โดยไฮโดรเจนเป็นธาตุที่เบาที่สุด ทั้งนี้ คุณสมบัติทั่วไปของก๊าซไฮโดรเจน คือ เป็นก๊าซไม่มีสี ไม่มีกลิ่น ติดไฟง่าย มีความสะอาดสูงเมื่อเผาไหม้จะได้น้ำเป็นผลิตภัณฑ์ และเป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อม พบได้ทั่วไปตามธรรมชาติ โดยบรรยากาศของโลกมีก๊าซไฮโดรเจน ประมาณ 0.1 ppm

2.1.2 แหล่งที่มา และการผลิตไฮโดรเจน

ไฮโดรเจนสามารถจัดหาได้จาก 1. แหล่งจากสารประกอบไฮโดรคาร์บอนต่าง ๆ ได้แก่ เชื้อเพลิงฟอสซิล และสารอินทรีย์ในชีวมวล และ 2. แหล่งไฮโดรเจนจากน้ำ (H_2O) ซึ่งกระบวนการผลิตไฮโดรเจนสามารถแบ่งได้เป็น 4 เทคโนโลยีหลัก ๆ ได้แก่ กระบวนการความร้อน (thermal process) กระบวนการไฟฟ้าเคมี (electrolysis) กระบวนการทางชีวเคมี (biochemical process) และ กระบวนการสังเคราะห์ด้วยแสง (photocatalytic) โดยรายละเอียดแต่ละเทคโนโลยี มีดังนี้

2.1.2.1 กระบวนการความร้อน (thermal process)

1) การสลายตัวด้วยความร้อน (thermolysis)

การสลายตัวด้วยความร้อนเป็นกระบวนการผลิตไฮโดรเจนจากน้ำ โดยให้พลังงานความร้อนแก่สารตั้งต้น (น้ำ) มีผลผลิตอย่างน้อย 2 ชนิด คือ ไฮโดรเจน และ ออกซิเจน อย่างไรก็ตาม การสลายตัวของน้ำด้วยความร้อนเกิดได้น้อยแม้ว่าที่อุณหภูมิสูงมาก ทั้งนี้ ข้อจำกัดในการประยุกต์ใช้งานเชิงอุตสาหกรรมหรือเชิงพาณิชย์ คือความคงทนของอุปกรณ์หรือวัสดุในกระบวนการที่ต้องทำงานที่อุณหภูมิสูง

2) กระบวนการเคมีความร้อน (thermo chemical process)

กระบวนการเคมีความร้อน เป็นกระบวนการผลิตไฮโดรเจนจากสารประกอบไฮโดรคาร์บอน หรือน้ำ ที่ผ่านการเกิดปฏิกิริยาทางเคมี โดยมีหลายวิธี ได้แก่ (1) การเปลี่ยนรูปด้วยไอน้ำ (steam reforming) เป็นวิธีที่ใช้กันแพร่หลายมากที่สุดในการผลิตก๊าซไฮโดรเจนจากก๊าซธรรมชาติ (2) การออกซิเดชันบางส่วน (partial oxidation) กระบวนการนี้ไม่ได้รับความนิยมเนื่องจากปริมาณก๊าซไฮโดรเจนที่ได้จะน้อยกว่า

กระบวนการเปลี่ยนรูปด้วยไอน้ำ (3) การเปลี่ยนรูปด้วยพลาสมา (plasma reforming) เป็นกระบวนการผลิตก๊าซไฮโดรเจนจากไฮโดรคาร์บอน (4) กระบวนการไอน้ำ-เหล็ก (steam-iron process) เป็นกระบวนการผลิตก๊าซไฮโดรเจนทางการค้าเก่าแก่ที่สุดที่สามารถผลิตก๊าซไฮโดรเจนที่มีความบริสุทธิ์สูง (5) กระบวนการแก๊สซิฟิเคชัน (gasification process) เป็นกระบวนการเปลี่ยนรูปพลังงานจากเชื้อเพลิงแข็งให้เป็นก๊าซเชื้อเพลิงโดยใช้ อากาศ ออกซิเจน หรือไอน้ำในกระบวนการเผาไหม้บางส่วน (6) กระบวนการกลั่นสลาย (pyrolysis process) เป็นกระบวนการทางเคมีความร้อนที่เปลี่ยนรูปของชีวมวล พลาสติก รวมถึงยางที่ใช้แล้วเป็นเชื้อเพลิงที่มีค่าทางความร้อนสูงขึ้น

2.1.2.2 กระบวนการแยกน้ำด้วยไฟฟ้า (electrolysis)

กระบวนการแยกน้ำด้วยไฟฟ้า เป็นกระบวนการใช้ไฟฟ้าเป็นแหล่งพลังงานในการแยกโมเลกุลไฮโดรเจน และ ออกซิเจน จากน้ำ โดยสามารถแบ่งได้ 3 กระบวนการดังนี้

1) กระบวนการแยกสลายด้วยไฟฟ้าแบบอิเล็กโทรไลเซอร์ชนิดสารละลาย (alkaline electrolysis)

การให้ไฟฟ้ากระแสตรงที่ขั้วไฟฟ้าของเซลล์เคมีไฟฟ้าเพื่อให้ไอออนในสารละลายอิเล็กโทรไลต์เคลื่อนที่ไปเกิดปฏิกิริยาที่ขั้วไฟฟ้า โดยกระแสไฟฟ้าที่ให้ออกซิเจนมากกว่าค่าโวลต์มาตรฐานที่ปฏิกิริยาจะเกิดขึ้น ทั้งนี้ ข้อดีของการผลิตก๊าซไฮโดรเจนด้วยวิธีนี้ คือ จะได้ไฮโดรเจนที่มีความบริสุทธิ์สูง หากแต่มีข้อเสียจากค่าใช้จ่ายด้านพลังงาน (กระแสไฟฟ้า) สูง

2) กระบวนการแยกน้ำด้วยไฟฟ้าแบบอิเล็กโทรไลเซอร์ชนิดของแข็ง (solid electrolyzers)

กระบวนการผลิตไฮโดรเจนโดยแยกน้ำด้วยวิธีนี้คล้ายคลึงกับกระบวนการแยกน้ำด้วยไฟฟ้าแบบดั้งเดิมที่อิเล็กโทรไลต์อยู่ในรูปแบบเป็นสารละลาย โดยได้ทำการพัฒนากระบวนการให้มีประสิทธิภาพสูงขึ้นและใช้พลังงานลดลง โดยกระบวนการนี้สามารถผลิตไฮโดรเจนได้มีความบริสุทธิ์สูงถึง 99.99% ในปัจจุบันกระบวนการแยกน้ำด้วยไฟฟ้าที่มีใช้ในระดับอุตสาหกรรมมี 2 ประเภทด้วยกัน คือ (1) แบบเยื่อแลกเปลี่ยนโปรตอน (proton exchange membrane electrolysis; PEM electrolysis) และ (2) แบบเซลล์ออกไซด์แข็ง (solid oxide electrolysis)

3) การแยกกรองด้วยไฟฟ้า (electrodialysis)

การแยกกรองด้วยไฟฟ้า เป็นการผลิตไฮโดรเจนโดยอาศัยแยกไอออนของสารละลายเกลือเท่านั้น โดยไอออนสามารถผ่านเมมเบรนชนิดนี้ได้ โดยอาศัยความต่างของความเข้มข้นของไอออนบวกและลบที่แตกต่างกันในแต่ละช่องเซลล์เคมีไฟฟ้า โดยอาศัยความต่างศักย์หรือกระแสไฟฟ้าที่ให้กับระบบ

2.1.2.3 กระบวนการทางชีวเคมี (biochemical)

การผลิตก๊าซไฮโดรเจนที่มีความบริสุทธิ์สูงด้วยกระบวนการทางชีวภาพผ่านสิ่งมีชีวิตจำพวกจุลินทรีย์ (microorganism) ซึ่งในปัจจุบันยังไม่มีเทคโนโลยีหลักที่ใช้ผลิตไฮโดรเจนชีวภาพเชิงพาณิชย์ เนื่องจากข้อจำกัดด้านความรู้ ความเข้าใจและประสิทธิภาพของกระบวนการต่ำ โดยมีอยู่ 2 กระบวนการ ได้แก่ (1) การสังเคราะห์ด้วยแสง (photosynthesis) เป็นกระบวนการทางชีวเคมีที่เปลี่ยนรูปพลังงานจากพลังงานแสงไปเป็นพลังงานเคมี และ (2) การผลิตไฮโดรเจนด้วยการหมัก (fermentation) เป็นกระบวนการทางชีวเคมีที่ย่อยสลายสารอินทรีย์หรือเกิดการเปลี่ยนแปลงทางเคมี

2.1.2.4 กระบวนการแยกน้ำด้วยแสง (photolysis)

กระบวนการผลิตก๊าซไฮโดรเจนด้วยวิธีการแตกตัวของน้ำ โดยใช้สารกึ่งตัวนำ เป็นตัวเร่งปฏิกิริยาเชิงแสงซึ่งรับโฟตอน (photon) จากแสงอาทิตย์ไปกระตุ้นอิเล็กตรอนจากแถบวาเลนซ์ (valence band)¹ เคลื่อนที่ผ่านแถบพลังงาน (energy band) สู่แถบนำไฟฟ้า (conduction band) และเกิดเป็นหลุม (hole) ทำให้น้ำแตกตัวเป็นก๊าซไฮโดรเจนและก๊าซออกซิเจน จากนั้นผ่านเข้ากระบวนการทำไฮโดรเจนให้บริสุทธิ์

2.1.3 การจัดเก็บ และการขนส่งไฮโดรเจน

2.1.3.1 การจัดเก็บไฮโดรเจน (hydrogen storage)

การจัดเก็บก๊าซไฮโดรเจนสามารถแบ่งได้เป็น 2 กลุ่มใหญ่ ประกอบด้วย

1) การจัดเก็บเชิงกายภาพ (physical-based)

เทคโนโลยีสำหรับเก็บไฮโดรเจนด้วยวิธีทางกายภาพ เช่น การอัดเพิ่มความดันแก๊ส และการทำให้เป็นของเหลว เป็นต้น โดยจะจัดเก็บในรูปแบบ ได้แก่ ไฮโดรเจนอัด (compressed hydrogen: CH_2) ไฮโดรเจนเหลว (liquid hydrogen: LH_2) ไฮโดรเจนอัดเย็นยิ่งยวด (cryo-compressed hydrogen: CCH_2) หรือ สลัชไฮโดรเจน (slush hydrogen: sH_2)

2) การจัดเก็บเชิงวัสดุ หรือ การจัดเก็บเชิงเคมี (material-based or chemical-based)

เทคโนโลยีสำหรับเก็บไฮโดรเจนด้วยวิธีนี้ เมื่อเกิดปฏิกิริยาเคมีให้ไฮโดรเจนออกมาเป็นผลผลิต ได้แก่ การเก็บในรูปโลหะไฮไดรด์ (metal hydrides) และสารประกอบอื่น นอกจากนี้ยังมีการนำไฮโดรเจนเก็บในรูปแบบของสารเคมี (hydrogen carrier) โดยสารเคมีที่ได้รับความนิยมอย่างมาก คือ แอมโมเนีย (ammonia, NH_3) เมทานอล (methanol, CH_3OH) และ เมทิลไซโคลเฮกเซน (methylcyclohexane, $\text{CH}_3\text{C}_6\text{H}_{11}$) โดยในปัจจุบันมีการผลิตแอมโมเนียและเมทานอลอยู่แล้วแต่เพื่อใช้ประโยชน์ในภาคอุตสาหกรรมเท่านั้น ยังไม่ได้มีการผลิตเพื่อนำมาใช้ประโยชน์ด้านพลังงาน

2.1.3.2 การขนส่งไฮโดรเจน (hydrogen transportation)

การขนส่งไฮโดรเจนสามารถขนส่งในสถานะ ก๊าซไฮโดรเจนอัดที่ความดันสูง (compressed gas) ไฮโดรเจนเหลวที่อุณหภูมิต่ำ (cryogenic liquid hydrogen) และ การขนส่งผ่านตัวกักเก็บไฮโดรเจน (สถานะของแข็งและของเหลว) ดังที่กล่าวในหัวข้อที่ผ่านมา โดยรูปแบบการขนส่งสามารถแบ่งได้เป็น 3 รูปแบบ คือ การขนส่งในระบบถนนและระบบราง การขนส่งผ่านระบบท่อก๊าซ และการขนส่งทางทะเล

2.2 การใช้ประโยชน์ไฮโดรเจนในปัจจุบัน

การนำไฮโดรเจนมาใช้ประโยชน์สามารถแบ่งเป็น 2 กลุ่มใหญ่ ได้แก่ (1) ใช้ไฮโดรเจนเป็นสารตั้งต้นในอุตสาหกรรม อาทิ อุตสาหกรรมอาหาร อุตสาหกรรมกรรโมโลหะ อุตสาหกรรมเภสัชกรรม และอุตสาหกรรมเคมี และ (2) ใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงาน โดยส่วนใหญ่จะใช้ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงโดยตรง แต่ก็มีการนำไฮโดรเจนไปปรับปรุงคุณสมบัติเชื้อเพลิงบางประการให้เหมาะสม โดยในปัจจุบันยังไม่ได้มีการใช้เชิงพาณิชย์เต็มรูปแบบ อาทิ ภาคพลังงานไฟฟ้า ภาคพลังงานความร้อน และภาคขนส่ง

¹ แถบวาเลนซ์ (valence band) : แถบที่อยู่ชั้นออร์บิทัลนอกสุดของสาร เป็นแถบที่ว่างหรือมีอิเล็กตรอนบรรจุอยู่.

2.3 การนำไฮโดรเจนไปใช้ในภาคพลังงาน และภาคขนส่ง ในปัจจุบันและทิศทางการนำไปใช้ในอนาคต

ทิศทางการใช้ประโยชน์จากไฮโดรเจนในปัจจุบันและอนาคตนั้น เริ่มต้นการพิจารณาจากแหล่งและกระบวนการผลิตไฮโดรเจน โดยสามารถพิจารณารูปแบบดังกล่าวผ่าน “สีไฮโดรเจน” (colors of hydrogen) โดยการเรียกสีของไฮโดรเจนมาจากแหล่งและกระบวนการผลิต โดยมีรายละเอียดดังนี้

- ไฮโดรเจนสีเทา (grey hydrogen) ใช้เรียกการผลิตไฮโดรเจนจากก๊าซธรรมชาติ
- ไฮโดรเจนสีน้ำตาล (brown hydrogen) ใช้เรียกการผลิตไฮโดรเจนจากถ่านหิน (coal)
- ไฮโดรเจนสีฟ้า (blue hydrogen) เป็นกระบวนการที่ทำให้การผลิตไฮโดรเจนมีความสะอาดมากขึ้นโดยมีการกักเก็บ CO₂ ที่ผ่านการผลิตจากไฮโดรเจนสีเทา
- ไฮโดรเจนสีเขียว (green hydrogen) เป็นกระบวนการแยกไฮโดรเจนจากน้ำด้วยพลังงานไฟฟ้าที่ได้มาจากพลังงานหมุนเวียนโดยนิยมใช้พลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม

นอกจากที่นิยมเรียกตาม 4 สีของไฮโดรเจนดังกล่าวนี้แล้วยังมีการเรียกสีของไฮโดรเจน อื่น ๆ อีกดังนี้

- ไฮโดรเจนสีฟ้าน้ำทะเล (turquoise hydrogen) เป็นกระบวนการแยกไฮโดรเจนจากมีเทนด้วยความร้อน (methane pyrolysis) โดยได้คาร์บอน (ของแข็ง) เป็นผลิตภัณฑ์ร่วม
- ไฮโดรเจนสีชมพู (pink hydrogen) เป็นกระบวนการแยกไฮโดรเจนจากน้ำด้วยพลังงานไฟฟ้าที่ได้มาจากพลังงานนิวเคลียร์
- ไฮโดรเจนสีเหลือง (yellow hydrogen) เป็นกระบวนการแยกไฮโดรเจนจากน้ำด้วยพลังงานไฟฟ้าที่ได้มาจากแหล่งพลังงานหลากหลาย (mixed sources)
- ไฮโดรเจนสีขาว (white hydrogen): เป็นไฮโดรเจนที่ได้เป็น ผลพลอยได้ (byproduct) จากโรงงานอุตสาหกรรมต่าง ๆ

โดยการนำไฮโดรเจนไปใช้ประโยชน์ในด้านพลังงานและขนส่ง มีรายละเอียดดังนี้

2.3.1 การเผาไหม้โดยตรง

ก๊าซไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงทดแทนที่ได้รับความสนใจ โดยใช้กระบวนการเผาไหม้โดยตรง หรือเผาไหม้ในเครื่องยนต์เผาไหม้ภายใน โดยการใชไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงในเครื่องยนต์เผาไหม้ภายในมีประสิทธิภาพสูงถึง 38% สูงกว่าของน้ำมันเบนซินซึ่งอยู่ที่เพียง 30% ในส่วนของอุตสาหกรรมการบินก็มีความตื่นตัวเรื่องการลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เช่นกัน โดยบริษัท Airbus เริ่มพัฒนาอากาศยานที่ใช้ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิง (zero-emission: ZEROe) โดยคาดการณ์ว่าสามารถเริ่มให้บริการได้ภายในปี พ.ศ. 2578 นอกจากนี้ ยังได้มีการพัฒนากังหันก๊าซไฮโดรเจนสำหรับผลิตไฟฟ้า โดยใช้ไฮโดรเจน 100% รวมถึงมีการพัฒนาหัวเผาไฮโดรเจน (hydrogen gas burner) เพื่อใช้ทดแทนหัวเผาจากเชื้อเพลิงฟอสซิลในการลดการปลดปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ โดย Toyota Motor Corporation พัฒนาออกแบบเริ่มในปี พ.ศ. 2561

2.3.2 เซลล์เชื้อเพลิง (fuel cell)

เซลล์เชื้อเพลิงเป็นอุปกรณ์เคมีไฟฟ้าที่เปลี่ยนรูปพลังงานเคมีของสารตั้งต้นหรือเชื้อเพลิงเป็นพลังงานไฟฟ้าโดยตรง โดยไม่ผ่านปฏิกิริยาการเผาไหม้ การทำงานของเซลล์เชื้อเพลิงคล้ายแบตเตอรี่โดยผลิตกระแสไฟฟ้าโดยตรงจากเชื้อเพลิงและตัวออกซิโดซ์ด้วยปฏิกิริยาเคมีไฟฟ้า และมีองค์ประกอบหลักที่เหมือนกัน ได้แก่ ขั้วไฟฟ้า และอิเล็กโทรไลต์ ข้อแตกต่างระหว่างเซลล์เชื้อเพลิงและแบตเตอรี่ คือ แบตเตอรี่เป็นอุปกรณ์

เก็บพลังงาน ในขณะที่เซลล์เชื้อเพลิงทำหน้าที่เป็นเพียงอุปกรณ์เปลี่ยนพลังงาน จึงทำให้อายุการใช้งานของเซลล์เชื้อเพลิงจึงยาวนานกว่า

เซลล์เชื้อเพลิงมีหลายชนิด แต่ชนิดที่ใช้แก๊สไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิง ได้แก่ (1) เซลล์เชื้อเพลิงแบบเมมเบรนแลกเปลี่ยนโปรตอน ที่ใช้พอลิเมอร์เป็นอิเล็กโทรไลต์ (PEMFC) ได้รับความนิยมมาก เนื่องจากมีอุณหภูมิในการทำงานที่ไม่สูงมากนัก และราคาที่ไม่แพง รวมถึงมีประสิทธิภาพที่สูง (35–60%) โดยปัจจุบันได้ถูกนำมาประยุกต์ใช้งานด้านต่าง ๆ อย่างแพร่หลาย (2) เซลล์เชื้อเพลิงแบบแอลคาไลน์ (AFC) มีประสิทธิภาพสูงที่สุด (50–70%) แต่เนื่องจากระบบไวต่อการปนเปื้อนมาก จึงจำเป็นต้องใช้ไฮโดรเจนและออกซิเจนที่บริสุทธิ์เท่านั้น ทำให้มีราคาสูงมาก (3) เซลล์เชื้อเพลิงแบบกรดฟอสฟอริก (PAFC) เป็นชนิดแรกที่สามารถสร้างขึ้นในเชิงพาณิชย์ มีประสิทธิภาพประมาณ 35–50% มักนำไปใช้เป็นแหล่งพลังงานไฟฟ้า ในสถานที่ขนาดเล็กต่าง ๆ (4) เซลล์เชื้อเพลิงแบบออกไซด์แข็ง (SOFC) มีอุณหภูมิในการทำงานที่สูงที่สุด ประมาณ 800–1000 °C เหมาะสำหรับโรงงานไฟฟ้าขนาดใหญ่ (5) เซลล์เชื้อเพลิงแบบคาร์บอนเนตหลอม (MCFC) มีอุณหภูมิการทำงานที่สูงมากประมาณ 650 °C สามารถช่วยผลิตกระแสไฟฟ้าในลักษณะความร้อนร่วม ทำให้ประสิทธิภาพสูงขึ้นถึง 80–85% จึงเหมาะสำหรับโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่สำหรับจำหน่ายไฟฟ้า และเนื่องจากทำงานที่อุณหภูมิที่ต่ำกว่าเซลล์เชื้อเพลิงแบบออกไซด์ของแข็ง จึงทำให้ระบบโดยรวมมีราคาต่ำกว่า

เซลล์เชื้อเพลิงสามารถนำไปใช้ประโยชน์ได้หลายรูปแบบ ขึ้นกับประเภทของเซลล์เชื้อเพลิง เป้าหมายหลักใช้เป็นแหล่งพลังงาน อาจใช้เป็นหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า หรือเป็นแหล่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าสำหรับครัวเรือนที่ระบบสายส่งไฟฟ้าไปไม่ถึง หรือเป็นแหล่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้มอเตอร์ในยานยนต์ ทั้งนี้ เซลล์เชื้อเพลิงในปัจจุบัน ได้รับการพัฒนาให้มีขนาดเล็กลง เพื่อใช้เป็นแหล่งจ่ายพลังงานสำหรับอุปกรณ์ไฟฟ้าพกพาต่าง ๆ อาทิ โทรศัพท์มือถือ คอมพิวเตอร์พกพา เป็นต้น

2.3.3 การกักเก็บพลังงานในรูปแบบไฮโดรเจน (hydrogen energy storage)

การนำไฮโดรเจนมาใช้ประโยชน์ในรูปแบบของการกักเก็บพลังงาน (energy storage) นั้นเป็นการรวมเทคโนโลยี 3 เทคโนโลยี เข้าไว้ด้วยกัน ได้แก่

- การผลิตไฮโดรเจน (hydrogen production) ในการกักเก็บพลังงานรูปแบบนี้เน้นการผลิตไฮโดรเจนด้วยการแยกน้ำด้วยไฟฟ้า (electrolysis) โดยมีประสิทธิภาพ 60–80%
- การกักเก็บไฮโดรเจน (hydrogen storage) จะเน้นเก็บในรูปแบบก๊าซอัด ของเหลว และ ในรูปโลหะไฮไดรด์
- การผลิตพลังงานจากไฮโดรเจน สามารถนำไฮโดรเจนที่ผลิตได้มาใช้ผลิตไฟฟ้า ผ่านเซลล์เชื้อเพลิง (มีประสิทธิภาพรวม 40–60%) และกักเก็บก๊าซไฮโดรเจน นอกจากนี้ ยังมีการนำไฮโดรเจนมาใช้ในรูปแบบพลังงานความร้อนให้กับโรงงานอุตสาหกรรมด้วย

ทั้งนี้ ในส่วนของงานศึกษาวิจัยที่เกี่ยวข้องกับไฮโดรเจนด้านพลังงาน ของ สำนักงานพัฒนาวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยีแห่งชาติ (สวทช.) และ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) มีดังนี้

1) งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับไฮโดรเจนของ สำนักงานพัฒนาวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยีแห่งชาติ (สวทช.)

โครงการพัฒนาเซลล์เชื้อเพลิง หน่วยวิจัยตั้งเป้าไว้ว่าจะพัฒนาเทคโนโลยีเซลล์เชื้อเพลิงที่สามารถ

ทำงานได้ แต่พบอุปสรรคในงานวิจัย ทำให้หลังจากจบโครงการไม่สามารถผลิตในระดับผลิตภัณฑ์ได้ สำหรับประเทศไทยมีศักยภาพก๊าซชีวภาพกับเอทานอลที่สามารถใช้เป็นแหล่งผลิตไฮโดรเจนได้ ซึ่ง สวทช. ได้พัฒนาชุดผลิตก๊าซไฮโดรเจนมาถึงรุ่นที่ 3 แล้ว

โดยในปัจจุบัน สวทช. ผ่านความเห็นชอบจาก คณะรัฐมนตรี ให้จัดตั้ง “ศูนย์เทคโนโลยีพลังงานแห่งชาติ (ENTEC)” หน่วยงานเฉพาะทางสังกัด สวทช. เพื่อทำหน้าที่วิจัยพัฒนาและส่งต่อ ครอบคลุมการวิจัย ตั้งแต่พลังงานหมุนเวียน การจัดการพลังงานจนถึงระบบแบตเตอรี่สมัยใหม่ โดยมีกลุ่มวิจัยซึ่งศึกษาเกี่ยวกับการกักเก็บไฮโดรเจน เซลล์เชื้อเพลิง โดยเฉพาะอยู่ด้วย

2) งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับไฮโดรเจนของ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)

กฟผ. เริ่มโครงการกักเก็บผลิตไฟฟ้าลำตะคอง ระยะที่ 2 บริเวณอ่างพักน้ำตอนบนโรงไฟฟ้าลำตะคองชลภาวัฒนา จ.นครราชสีมา ได้นำระบบ wind hydrogen hybrid ควบคู่กับการใช้เซลล์เชื้อเพลิงมา ใช้กับกังหันลม ที่จะช่วยให้ไฟฟ้าที่ผลิตจากกังหันลม สามารถจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบได้เสถียร ซึ่งนับเป็นประเทศแรกในเอเชียที่ใช้ระบบดังกล่าว ซึ่งการทำงานของระบบ wind hydrogen hybrid คือ ระบบการกักเก็บพลังงานรูปแบบหนึ่ง ซึ่งไม่กักเก็บอยู่ในแบตเตอรี่ หากแต่เก็บอยู่ในรูปแบบของไฮโดรเจน ซึ่งไฟฟ้าที่ได้นี้จะนำจ่ายให้กับศูนย์การเรียนรู้ กฟผ. ลำตะคอง และหากมีปริมาณมากกว่าความต้องการจะนำจ่ายเข้าสู่ระบบไฟฟ้าต่อไป

2.4 สรุปทฤษฎีและงานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับไฮโดรเจน

2.4.1 การผลิตไฮโดรเจน (hydrogen production)

ไฮโดรเจน เป็นตัวหนึ่งในทางออกในการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ โดยเฉพาะภาคการใช้พลังงาน ทั้งภาคพลังงานไฟฟ้า พลังงานความร้อน และภาคขนส่ง เพราะในการใช้ไฮโดรเจนนั้น จะไม่มีการปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ หรือมลภาวะต่าง ๆ ณ บริเวณที่มีกิจกรรมนั้น ๆ แต่กระบวนการผลิตไฮโดรเจนนั้น บางเทคโนโลยียังมีการปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ จึงมีการนิยามการผลิตไฮโดรเจน ในรูปแบบ “สีไฮโดรเจน” โดยมีความมุ่งหมายให้สามารถที่จะผลิต ไฮโดรเจนสีเขียว (green hydrogen) ให้มีสัดส่วนเพิ่มมากขึ้นในอนาคต โดยเมื่อพิจารณาประสิทธิภาพในการผลิตไฮโดรเจน และต้นทุนการผลิตจากเทคโนโลยีต่าง ๆ ดังแสดงในตารางที่ 1

2.4.2 การกักเก็บไฮโดรเจน (hydrogen storage)

การกักเก็บไฮโดรเจนมีความจุในการเก็บและต้นทุนด้านพลังงานในการกักเก็บและพลังงานที่ใช้ในการนำไฮโดรเจนกลับมาใช้ดังแสดงในตารางที่ 2

2.4.3 การใช้ประโยชน์ไฮโดรเจน (hydrogen utilization)

การสรุปประสิทธิภาพในการนำไฮโดรเจนมาใช้ประโยชน์ด้านพลังงานเท่านั้น โดยจะแบ่งตามชนิดของเทคโนโลยี ดังแสดงในตารางที่ 3

ตารางที่ 1: ประสิทธิภาพและต้นทุนการผลิตของไฮโดรเจน จากเทคโนโลยีต่าง ๆ

เทคโนโลยีการผลิตไฮโดรเจน	H ₂ Source / (Energy Source)	ณ ปัจจุบัน		พ.ศ. 2583		พ.ศ. 2593	
		ประสิทธิภาพ (%)	ต้นทุน (\$/kg)	ประสิทธิภาพ (%)	ต้นทุน (\$/kg)	ประสิทธิภาพ (%)	ต้นทุน (\$/kg)
กระบวนการความร้อน (thermal process)							
กระบวนการสลายตัวด้วยความร้อน (thermolysis)		20-45 ^a	7.98-8.40 ^a				
กระบวนการเปลี่ยนรูปด้วยไอน้ำ (steam reforming)		74-85 ^a (average 76)	2.27 ^a			69 ^b (with CCS)	1.2-2.1 ^b (with CCS)
	ก๊าซธรรมชาติ	65 ^c	2.54 ^c	83 ^c	2.10 ^c		
			2.11 ^d		1.73 ^d		
กระบวนการออกซิเดชันบางส่วน (partial oxidation)		60-75 ^a	1.48 ^a				
กระบวนการเปลี่ยนรูปแบบออโตเทอร์มอล (autothermal reforming)		60-75 ^a	1.48 ^a				
กระบวนการแก๊สซิฟิเคชัน (gasification)		30-40 ^a	1.77-2.05 ^a			58 ^b (with CCS)	2.2-2.5 ^b (with CCS)
	ชีวมวล	44 ^c	6.63 ^c	50 ^c	5.97 ^c		
			7.07 ^d		3.63 ^d		
	ลิกไนต์	42 ^c	12.70 ^c	53 ^c	11.29 ^c		
			2.17 ^d		1.63 ^d		
กระบวนการกลั่นสลาย (pyrolysis)		34-50 ^a	1.59-1.70 ^a				

เทคโนโลยีการผลิตไฮโดรเจน	H ₂ Source / (Energy Source)	ณ ปัจจุบัน		พ.ศ. 2583		พ.ศ. 2593	
		ประสิทธิภาพ (%)	ต้นทุน (\$/kg)	ประสิทธิภาพ (%)	ต้นทุน (\$/kg)	ประสิทธิภาพ (%)	ต้นทุน (\$/kg)
กระบวนการแยกน้ำด้วยไฟฟ้า (electrolysis)							
กระบวนการแยกสลายด้วยไฟฟ้าแบบอิเล็กโทรไลต์สารละลาย (alkaline electrolysis)		60-80 ^a (average 64)	10.3 ^a			70-85 ^b (average 74)	1.3-3.3 ^b
กระบวนการแยกสลายด้วยไฟฟ้า แบบเยื่อแลกเปลี่ยนโปรตรอน (proton exchange membrane electrolysis; PEM electrolysis)							
กระบวนการแยกสลายด้วยไฟฟ้า แบบเซลล์ออกไซด์แข็ง (solid oxide electrolysis)							
กระบวนการแยกสลายด้วยไฟฟ้า (electrolysis)	(แสงอาทิตย์ ลม น้ำ ความร้อนใต้พิภพ) (ก๊าซธรรมชาติ)	79 ^c	7.54 ^c	82 ^c	3.74 ^c		
	(Grid-based electricity (USA))		3.86 ^d		2.47 ^d		
	(Wind)		7.36 ^d		3.91 ^d		
	(Solar PV)		6.81-10.69 ^d		2.86-3.50 ^d		
			9.71-28.19 ^d		4.37-6.18 ^d		
กระบวนการทางชีวเคมี (biochemical)							
การสังเคราะห์ด้วยแสง (photosynthesis)		10-11 ^a	2.13 ^a				
การหมักแบบใช้แสง (photo fermentation)		0.1 ^a	2.83 ^a				
การหมักแบบไร้แสง (dark fermentation)		60-80 ^a	2.57 ^a				
กระบวนการแยกน้ำด้วยแสง (photolysis)		0.06 ^a	8-10 ^a				

ที่มา: ^a Kumar and Himabindu, 2562. ^b IEA, 2563. ^c ERIA, 2561 และ. ^d National Academy of Engineering, 2547

ตารางที่ 2: ความสามารถในการกักเก็บไฮโดรเจน และพลังงานที่ใช้ในการกักเก็บและพลังงานที่ใช้ในการนำไฮโดรเจนกลับมาใช้

เทคโนโลยีการกักเก็บไฮโดรเจน	Hydrogen content	ประสิทธิภาพ ณ ปัจจุบัน (%)	พลังงานที่ใช้ในกระบวนการ (kWh/kg _{H₂})	
			การเก็บไฮโดรเจน	การปล่อยไฮโดรเจน
ก๊าซไฮโดรเจนอัด	39.2 kg/m ³ ^a	75% ^b	6.4 (ที่ 700 bar) ^c	-
ไฮโดรเจนเหลว	70.9 kg/m ³ ^a	64% ^b	10-13 (ที่ 7 bar, -253 °C) ^c	-
ไฮโดรเจนอัดเย็นยิ่งยวด	80 kg/m ³ ^a	n.a.	2-8 (ที่ 300 bar -235 °C) ^c	-
โลหะไฮไดรด์ NaAlH ₄	5.60 wt% ^a	50% ^b	2.8 (ที่ 100 bar 125 °C) ^c	2-6 (ที่ 160 °C) ^c
โลหะไฮไดรด์ MgH ₂	6.18 wt% ^a		11.0 (ที่ 30 bar 300 °C) ^c	10.30 (ที่ 300 °C) ^c
เมทานอล (CH ₃ OH)	12.1 wt% ^a	80% ^b	5.4 (ที่ 50 bar 250 °C) ^c	6.7 (ที่ 250 °C) ^c
แอมโมเนีย (NH ₃)	17.65 wt% 107 kg/m ³ ^a	80% ^d	6.3 (ที่ 250 bar 400 °C) ^c	4.25 (ที่ >425 °C) ^c
เมทิลไซโคลเฮกเซน (MCH)	6.2 wt% ^a	60% ^e	11.2 (ที่ 30 bar 150 °C) ^c	11.2 (ที่ 350 °C) ^c

ที่มา: ^a Andersson and Gronkvist, 2019, ^b Ni, 2006, ^c Ustolin et al., 2020, ^d Kadi et al., 2020 และ ^e Obara, 2017

ตารางที่ 3: ประสิทธิภาพในการนำไฮโดรเจนมาใช้ประโยชน์ด้านพลังงาน

เทคโนโลยี	ประสิทธิภาพ ณ ปัจจุบัน (%)
เครื่องยนต์สันดาปภายใน (internal combustion engine; ICE)	38-42%
กังหันก๊าซไฮโดรเจน (H ₂ 30%, NG 70%)	64% (CHP)
เซลล์เชื้อเพลิง (fuel cell)	
Alkaline fuel cell (AFC)	60-70% (electric)
Phosphoric acid fuel cell (PAFC)	80-85% (CHP), 36-42% (electric)
Polymer electrolyte membrane fuel cell (PEMFC)	50-60% (electric)
Molten carbonate fuel cell (MCFC)	85% (CHP), 60% (electric)
Solid oxide fuel cell (SOFC)	85% (CHP), 60% (electric)

ที่มา: Department of Energy , 2549 และ Department of Energy , 2558

3. ศึกษานโยบาย มาตรการ หรือแผนงานที่เกี่ยวข้อง และความก้าวหน้าในการนำไฮโดรเจนไปใช้ในภาคพลังงาน และภาคการขนส่ง รวมถึงการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์

3.1 ภาพรวมด้านนโยบาย และมาตรการส่งเสริมการนำไฮโดรเจนไปใช้ประโยชน์ ประเทศไทย

3.1.1 แผนพัฒนาเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติฉบับที่ 12 พ.ศ. 2560-2564

ในการจัดทำแผนพัฒนาฯ ฉบับที่ 12 นี้ สำนักงานคณะกรรมการพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (สศช.) ได้จัดทำบนพื้นฐานของยุทธศาสตร์ชาติ 20 ปี (พ.ศ. 2561 – 2573) ซึ่งเป็นแผนแม่บทหลักของการพัฒนาประเทศ และเป้าหมายการพัฒนาที่ยั่งยืน (sustainable development goals: SDGs) รวมทั้งการปรับโครงสร้างประเทศไทยไปสู่ประเทศไทย 4.0 ตลอดจนประเด็นการปฏิรูปประเทศ นอกจากนั้นได้ให้ความสำคัญกับการมีส่วนร่วมของภาคีการพัฒนาทุกภาคส่วนทั้งในระดับกลุ่มอาชีพ ระดับภาคและระดับประเทศในทุกขั้นตอนของแผนฯ อย่างกว้างขวางและต่อเนื่องเพื่อร่วมกันกำหนดวิสัยทัศน์และทิศทางการพัฒนาประเทศ รวมทั้งร่วมจัดทำรายละเอียดยุทธศาสตร์ของแผนฯ เพื่อมุ่งสู่ “ความมั่นคง มั่งคั่ง และยั่งยืน”

3.1.2 แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2561 - 2580 (AEDP2018)

ปัจจุบันประเทศไทยต้องพึ่งพาการนำเข้าพลังงานเชิงพาณิชย์จากต่างประเทศหลายประเภท ทั้งน้ำมันดิบ น้ำมันสำเร็จรูป ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน/ลิกไนต์ และไฟฟ้า ดังนั้น การพัฒนาพลังงานทดแทนอย่างจริงจังจะช่วยลดการพึ่งพาและการนำเข้าพลังงานจากต่างประเทศได้ รวมทั้งจะช่วยกระจายความเสี่ยงในการจัดหาพลังงานเพื่อใช้ในประเทศ ซึ่งถือเป็นแนวทางในการแก้ปัญหาด้านพลังงานอย่างยั่งยืน นอกจากนี้ปัญหาภาวะโลกร้อนที่เกิดจากการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเป็นปัญหาที่ทั่วโลกกำลังให้ความสนใจและเร่งหามาตรการเพื่อควบคุม โดยมาตรการกีดกันทางการค้าเป็นมาตรการหนึ่งที่มีแนวโน้มจะนำไปใช้อย่างแพร่หลายในอนาคต ดังนั้น ประเทศไทยควรต้องดำเนินการพัฒนา และส่งเสริมพลังงานทดแทน ซึ่งเป็นหนึ่งในแนวทางลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ยั่งยืน ทั้งนี้ ประเทศไทยได้มีการตั้งเป้าการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก 7-20% ในปี พ.ศ. 2563 โดยแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2561 - 2580 (AEDP2018) มีเป้าหมาย เพิ่มสัดส่วนการใช้พลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือกในรูปของพลังงานไฟฟ้า ความร้อน และเชื้อเพลิงชีวภาพ ต่อการใช้พลังงานขั้นสุดท้ายที่ 30% ในปี พ.ศ. 2580 แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก ให้ความสำคัญในการส่งเสริมการผลิตพลังงานจากวัตถุดิบพลังงานทางเลือกที่มีอยู่ภายในประเทศ การพัฒนาศักยภาพการผลิตการใช้พลังงานทางเลือกด้วยเทคโนโลยีที่เหมาะสม เพื่อสร้างการเติบโตบนคุณภาพชีวิตที่ดีและเป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อม

3.1.3 แผนพลังงานแห่งชาติ

กรอบแผนพลังงานชาติ ซึ่งได้กำหนดแนวนโยบายภาคพลังงาน โดยมีเป้าหมายสนับสนุนให้ประเทศไทยสามารถมุ่งสู่พลังงานสะอาด และลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์สุทธิเป็นศูนย์ (carbon neutrality) ภายในปี พ.ศ. 2608 – 2613 โดยเน้น (1) การเพิ่มสัดส่วนพลังงานหมุนเวียนไม่น้อยกว่าร้อยละ 50 (2) ส่งเสริมการใชยานยนต์ไฟฟ้า (3) ส่งเสริมใช้เทคโนโลยีและนวัตกรรมประหยัพลังงานให้มีประสิทธิภาพมากกว่า ร้อยละ 30 และ (4) ปรับโครงสร้างกิจการพลังงานตามแนวทาง 4D1E โดยเป้าหมายลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์สุทธิเป็นศูนย์ในช่วงดังกล่าว พ.ศ. 2608 – 2613 ขึ้นอยู่กับปัจจัยการเปลี่ยนแปลงด้านเทคโนโลยีและการสนับสนุนทางการเงิน

3.1.4 แผนงานด้านการลดก๊าซเรือนกระจกเพื่อลดผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ

ประเทศไทยเข้าร่วมเป็นรัฐภาคีอนุสัญญาสหประชาชาติว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ (United Nations Framework Convention on Climate Change: UNFCCC) ที่มีเป้าหมายหลักในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกิจกรรมของประเทศต่างๆ จากการเข้าร่วมเป็นรัฐภาคีฯ ดังกล่าว ประเทศไทยได้มีแผนงานด้านการลดก๊าซเรือนกระจกจากภาคเศรษฐกิจที่เกี่ยวข้อง ซึ่งรวมถึงภาคพลังงานที่เป็นภาคเศรษฐกิจที่เป็นแหล่งกำเนิดสำคัญของก๊าซเรือนกระจกซึ่งส่งผลกระทบด้านการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศภายในประเทศ สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม (สผ.) กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม (ทส.) เป็นหน่วยงานหลักของประเทศ (national focal point) ในการดำเนินงานด้านการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในทุกสาขา โดยมุ่งเน้นการเสริมสร้างความรับผิดชอบร่วมกันต่อภัยคุกคามจากการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศเพื่อเสริมสร้างการดำเนินงานและวัตถุประสงค์ของ UNFCCC แผนงานด้านการลดก๊าซเรือนกระจกที่สำคัญของไทยมีดังนี้

1. แผนงานด้านการลดก๊าซเรือนกระจกที่เหมาะสมของประเทศ (NAMA Roadmap) และแผนงานด้านการปรับตัวเพื่อรองรับการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ

- สนับสนุนการดำเนินงานแผนงานด้านการลดก๊าซเรือนกระจกที่เหมาะสมของประเทศ (NAMAs Roadmap) เพื่อทำให้ลดก๊าซเรือนกระจกลงได้ 7% เทียบกับการปล่อยในกรณีปกติ (business as usual) ภายในปี พ.ศ. 2563 บนพื้นฐานการดำเนินการโดยสมัครใจของภาคพลังงานและคมนาคมขนส่ง ด้วยมาตรการต่าง ๆ รวมทั้งการจัดทำฐานข้อมูลด้านการปล่อยก๊าซเรือนกระจก การพัฒนาระบบการตรวจวัด รายงาน และทวนสอบ (MRV) ตลอดจนการพัฒนากลไกทางการเงิน และการตลาดเพื่อสนับสนุนการดำเนินงานลดก๊าซเรือนกระจก
- ส่งเสริมแผนงานด้านการปรับตัวเพื่อรองรับการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ โดยมีการประเมินความเปราะบาง จัดทำแผนที่พื้นที่ที่มีความเปราะบาง พัฒนาทางเลือกในการปรับตัวที่เหมาะสมในสาขาหรือพื้นที่ที่มีความสำคัญหรือเป็นกลุ่มเสี่ยงให้ความสำคัญกับแผนการปรับตัวภาคการเกษตรและเมือง การป้องกันพื้นที่เมืองและชายฝั่ง การป้องกันน้ำท่วม ภาคสาธารณสุข รวมทั้งการจัดทำฐานข้อมูลและองค์ความรู้ที่เกี่ยวข้อง

2. แผนแม่บทรองรับการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศและการมีส่วนร่วมที่ประเทศกำหนด (Nationally Determined Contribution: NDC)

แนวทางการดำเนินงานของแผนแม่บทฯ นั้นประกอบด้วย 3 แนวทาง ได้แก่ 1) การปรับตัวต่อผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ 2) การลดก๊าซเรือนกระจกและส่งเสริมการเติบโตที่ปล่อยคาร์บอนต่ำ และ 3) การสร้างขีดความสามารถด้านการบริหารจัดการการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ ซึ่งมีเป้าหมายแบ่งเป็น 3 ระยะคือ

- เป้าหมายระยะสั้นกำหนดเป้าหมายภายในปี พ.ศ. 2559 เพื่อพัฒนากลไกและสร้างขีดความสามารถในระยะสั้นหลักที่ต้องดำเนินการอย่างเร่งด่วนทั้งด้านการปรับตัว

ต่อสภาพการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศและด้านการลดก๊าซเรือนกระจก พร้อมทั้งด้านการสร้างขีดความสามารถและขับเคลื่อนการดำเนินงาน

- เป้าหมายระยะกลางกำหนดเป้าหมายภายในปี พ.ศ. 2563 เพื่อพัฒนากลไกและสร้างขีดความสามารถในส่วนที่ต้องใช้เวลาในการดำเนินงานรวมถึงผลลัพธ์ของการดำเนินงานทั้งด้านการลดก๊าซเรือนกระจก เช่น การกำหนดเป้าหมายของประเทศ 7-20% ในภาคพลังงานและภาคคมนาคมขนส่ง และด้านการปรับตัวต่อการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ เช่น การพัฒนาระบบพยากรณ์สภาพอากาศและเตือนภัยล่วงหน้าสำหรับภาคเกษตรกรรมและการจัดการภัยพิบัติทางธรรมชาติที่มีประสิทธิภาพ
- เป้าหมายระยะยาวกำหนดเป้าหมายภายในปี พ.ศ. 2593 เพื่อแสดงผลลัพธ์ของการดำเนินงานในระยะยาวรวมถึงเป้าหมายต่อเนื่องในทุกด้านทั้งด้านการปรับตัว การลดก๊าซเรือนกระจกและการสร้างขีดความสามารถและขับเคลื่อนการดำเนินงาน

นอกจากนั้น ได้มีการกำหนดการมีส่วนร่วมที่ประเทศกำหนด (NDC) โดยมีการกำหนดเป้าหมายการลดก๊าซเรือนกระจกของประเทศที่ 20-25% จากกรณีดำเนินการปกติ ภายในปี พ.ศ. 2573 หรือประมาณ 111 ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า (Mt CO₂e) ดังนั้น เพื่อให้เป็นไปตามเป้าหมายการลดก๊าซเรือนกระจกของประเทศที่กำหนดไว้ สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม (สผ.) ได้จัดทำแผนที่นำทางการลดก๊าซเรือนกระจกของประเทศ ปี พ.ศ. 2564 – 2573 (NDC Roadmap 2021 - 2030) ใน 3 สาขาหลักที่มีความพร้อมและมีศักยภาพในการลดก๊าซเรือนกระจก ได้แก่ 1) สาขาพลังงานและขนส่ง 2) สาขากระบวนการทางอุตสาหกรรมและการใช้ผลิตภัณฑ์ และ 3) สาขาการจัดการของเสีย

3. นโยบายการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศและการจัดทำยุทธศาสตร์ระยะยาว

การปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่ำของประเทศไทย

ในการประชุมของภาคีอนุสัญญาว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศครั้งที่ 21 (Conference of Parties 21: COP21) ที่กำหนดให้แต่ละประเทศสมาชิกต้องจัดทำรายงานการมีส่วนร่วมที่ประเทศกำหนด (Nationally Determined Contributions: NDCs) อย่างต่อเนื่องทุก ๆ 5 ปี เพื่อแสดงให้เห็นถึงความพยายามที่เป็นไปได้สูงสุดตามหลักความรับผิดชอบร่วมกันในระดับที่แตกต่างกันในการลดก๊าซเรือนกระจก โดยคำนึงถึงขีดความสามารถของแต่ละประเทศ นอกจากนี้ ยังกำหนดให้ประเทศจัดทำยุทธศาสตร์ระยะยาวในการพัฒนาแบบปล่อยก๊าซเรือนกระจกของประเทศ (long-term low greenhouse gas emission development strategy: LTS) ซึ่งมีจุดประสงค์หลักเพื่อนำเสนอแนวทางนโยบายการควบคุมการเพิ่มขึ้นของอุณหภูมิเฉลี่ยของโลกให้ต่ำกว่า 2 องศาเซลเซียส หรือการตั้งเป้าหมาย net zero GHG emission ภายในสิ้นศตวรรษที่ 21 และหากต้องการควบคุมอุณหภูมิเฉลี่ยของโลกไม่ให้เกิน 1.5 องศาเซลเซียสจะต้องบรรลุเป้าหมาย net zero GHG emission ภายในราวปี พ.ศ. 2613

นโยบายการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศและการจัดทำยุทธศาสตร์ระยะยาวการปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่ำของประเทศไทย (Thailand long-term strategies on climate change mitigation) เกิดขึ้นจากการประชุมร่วมระหว่างกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมและกระทรวงพลังงาน เพื่อหารือแนวทางของนโยบายเพื่อการลดก๊าซเรือนกระจกของประเทศไทยในระยะยาว โดยเฉพาะการลดก๊าซเรือนกระจกในภาคพลังงานซึ่งเป็นสาขาที่มีสัดส่วนการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสูงที่สุดของประเทศ

3.2 นโยบาย มาตรการ หรือแผนงานที่เกี่ยวข้อง และความก้าวหน้าในการนำไฮโดรเจนไปใช้ในภาคพลังงานและขนส่ง ของต่างประเทศ

3.2.1 การรวบรวมผลการศึกษาศึกษาขององค์กรด้านพลังงานในต่างประเทศ

3.2.1.1 การปล่อยก๊าซเรือนกระจกเป็นศูนย์ (net zero by 2050) โดย IEA

รายงาน การปล่อยก๊าซเรือนกระจกเป็นศูนย์ (net zero by 2050) โดย IEA กล่าวว่า การลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (carbon dioxide: CO₂) ให้เป็นศูนย์ ในปี พ.ศ. 2593 นับเป็นเป้าหมายที่ท้าทายอย่างมาก ทั้งนี้ ภาคส่วนได้รับความกดดันมากที่สุดในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก คือ ภาคพลังงาน ซึ่งเป็นภาคส่วนที่มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกประมาณ 3 ใน 4 ส่วนของปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกทั้งหมดในโลก

การผลักดันให้โลกเข้าสู่ “เส้นทางการมุ่งสู่การปล่อยก๊าซเรือนกระจกเป็นศูนย์ (net zero emission: NZE)” นั้น ต้องการความมุ่งมั่นและการประยุกต์ใช้มาตรการและเทคโนโลยีด้านพลังงานทั้งด้านพลังงานทดแทนและประสิทธิภาพพลังงานในวงกว้าง ยิ่งกว่านั้น การบรรลุเป้าหมายเส้นทาง NZE นั้น ยังต้องการเทคโนโลยีด้านพลังงานที่ยังไม่มีอยู่ในตลาดปัจจุบัน โดยการวิเคราะห์ของ IEA ได้ระบุว่าเทคโนโลยีพลังงานที่จะช่วยลดก๊าซเรือนกระจกจากปัจจุบันจนถึงปี พ.ศ. 2573 เป็นเทคโนโลยีที่มีอยู่แล้วในปัจจุบัน หากแต่เทคโนโลยีที่จะช่วยลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในปี พ.ศ. 2593 ยังอยู่ในระดับการพัฒนาหรือเป็นเทคโนโลยีต้นแบบเท่านั้น ดังนั้น มนุษย์จำเป็นต้องเร่งการพัฒนาเทคโนโลยีและนวัตกรรมด้านพลังงานใหม่ ๆ ในระยะเวลา 10 ปีข้างหน้า เพื่อให้เทคโนโลยีพลังงานดังกล่าวสามารถเข้าสู่ตลาดได้ในช่วงระยะเวลาที่ต้องการ โดยเฉพาะเทคโนโลยีที่ต้องใช้ในช่วงระยะเวลาหลังปี พ.ศ. 2573 ซึ่ง เทคโนโลยีไฮโดรเจน เช่น hydrogen electrolyser และการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานของระบบท่อและการขนส่งไฮโดรเจนถือเป็นหนึ่งในเทคโนโลยีที่สำคัญในการบรรลุเป้าหมายการลดก๊าซเรือนกระจกในช่วงปี พ.ศ. 2573 – 2593

3.2.1.2 อนาคตของไฮโดรเจน (The future of hydrogen) โดย IEA

จากการศึกษาของ เรื่อง “The future of hydrogen” ได้ระบุว่าปัจจุบันเป็นช่วงเวลาที่สำคัญที่จะใช้ประโยชน์จากศักยภาพของไฮโดรเจนเพื่อนำไปสู่พลังงานแห่งอนาคตที่สะอาด ปลอดภัย และมีความคุ้มค่าด้านต้นทุน ทั้งนี้ ไฮโดรเจนสะอาดกำลังได้รับแรงผลักดันทางการเมืองและธุรกิจอย่างที่ไม่เคยเกิดขึ้นมาก่อน ด้วยจำนวนนโยบายและโครงการต่าง ๆ ทั่วโลกที่ขยายตัวอย่างรวดเร็ว จึงอาจกล่าวสรุปได้ว่าช่วงเวลานี้เป็นเวลาที่เหมาะสมสำหรับการขยายเทคโนโลยีและลดต้นทุนเพื่อให้ไฮโดรเจนใช้กันอย่างแพร่หลาย ในการนี้ รัฐบาลและภาคอุตสาหกรรมจำเป็นต้องได้รับคำแนะนำที่เป็นประโยชน์และสามารถนำไปปฏิบัติได้จริง เพื่อที่จะสามารถใช้ประโยชน์จากแรงขับเคลื่อนที่เพิ่มขึ้นนี้ได้อย่างเต็มที่

3.2.1.3 การศึกษาของ Economic Research Institute for ASEAN and East Asia (ERIA)

จากผลการศึกษาภาพอนาคตของกลุ่มประเทศเอเชียตะวันออก ประกอบไปด้วย 10 ประเทศ อาเซียน ออสเตรเลีย นิวซีแลนด์ ญี่ปุ่น เกาหลีใต้ จีน อินเดีย และสหรัฐอเมริกา ซึ่งการใช้พลังงานขั้นสุดท้าย (total primary energy supply: TPES) รวมของกลุ่มประเทศนี้เพิ่มขึ้นจาก 7,487 Mtoe (ล้านตันเทียบเท่าน้ำมันดิบ) ในปี พ.ศ. 2558 (ค.ศ. 2015) เป็น 10,931 Mtoe ในปี พ.ศ. 2583 (ค.ศ. 2040) โดยมีอัตราการเติบโต

1.5% ต่อปี (เพิ่มขึ้น 1.46 เท่า เทียบกับปี พ.ศ. 2558 (ค.ศ. 2015)) ส่งผลให้การปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์เพิ่มขึ้น 1.5% ต่อปี

จากผลการศึกษารวบรวมข้อมูลนโยบายด้านพลังงานของกลุ่มประเทศเอเซียตะวันออก พบว่า นโยบายส่วนใหญ่เน้นไปที่การอนุรักษ์พลังงาน (ลดการใช้เชื้อเพลิง) และ การปรับเปลี่ยนไปใช้พลังงานที่มีการปล่อยคาร์บอนต่ำ เช่น พลังงานนิวเคลียร์ พลังงานหมุนเวียน (ลดการปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์) โดย พลังงานไฮโดรเจนเป็นหนึ่งในตัวเลือกที่ได้รับความสนใจสูง จากเหตุผลต่อไปนี้

- มีการปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์เป็นศูนย์ (zero CO₂ emission): ปฏิกิริยาระหว่าง ไฮโดรเจน และ ออกซิเจน (ในอากาศ) สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าและความร้อน โดยมีเพียงน้ำเป็นผลิตภัณฑ์พลอยได้
- มีปริมาณอุปทานไม่จำกัด (unlimited supply): ไฮโดรเจนสามารถผลิตได้จากวัตถุดิบ หลากชนิดไม่ว่าจะเป็นจาก น้ำมัน ก๊าซธรรมชาติ เชื้อเพลิงชีวภาพ และที่สำคัญสามารถ ผลิตจากน้ำได้
- การจัดเก็บและการขนส่ง (storage and transport): ไฮโดรเจนสามารถจัดเก็บได้ยาวนาน และขนส่งได้เป็นระยะทางไกล

โดยรายละเอียดข้อมูลนโยบายด้านพลังงานของประเทศต่าง ๆ แสดงดังตารางที่ 4

ตารางที่ 4: รายละเอียดข้อมูลนโยบายด้านพลังงานของประเทศต่าง ๆ

ประเทศ	นโยบาย ด้านสภาพภูมิอากาศ	นโยบาย ด้านพลังงานหมุนเวียน	นโยบาย ด้านพลังงานไฮโดรเจน
ประเทศบรูไน	- ลดใช้พลังงานของประเทศ 63% ภายในปี พ.ศ. 2578 - ผลิตไฟฟ้าจากพลังงาน ทดแทน 10%	- ออกสมุดปกขาวด้านพลังงาน (energy white paper)	- หน่วยงาน AHEAD ได้เริ่ม โครงการส่งมอบไฮโดรเจนไป ยังประเทศญี่ปุ่น
ประเทศอินโดนีเซีย	- ลดการปล่อยก๊าซเรือน กระจก 29% จากปีฐาน ภายในปี พ.ศ. 2573	- เพิ่มการใช้พลังงานจากพลังงาน หมุนเวียน 23% ภายในปี พ.ศ. 2568 และ เพิ่มขึ้นเป็น 31% ภายในปี พ.ศ. 2593	- ลงนามบันทึกข้อตกลงร่วม (MOU) ระหว่าง Toshiba ESS และ BPPT ในการ ดำเนินการมาตรการพลังงาน หมุนเวียน H2One™ ระบบ พลังงานไฮโดรเจนนอกกริด อิสระ โดยจะเริ่มติดตั้งในปี พ.ศ. 2565
ประเทศมาเลเซีย	- ลดก๊าซเรือนกระจก 45% ภายในปี พ.ศ. 2573 เทียบกับปีฐาน (พ.ศ. 2548)	- เพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าจาก พลังงานหมุนเวียน 25% ในปี พ.ศ. 2568 และเพิ่มเป็น 30% ใน ปี พ.ศ. 2573 จากปีฐานปี พ.ศ. 2560 - ใช้โรงไฟฟ้าถ่านหินประสิทธิภาพ สูง และส่งเสริมการผลิตพลังงาน	- ริเริ่มจัดทำ แผนที่นำทางการ วิจัยและพัฒนาพลังงาน ไฮโดรเจน

ประเทศ	นโยบาย ด้านสภาพภูมิอากาศ	นโยบาย ด้านพลังงานหมุนเวียน	นโยบาย ด้านพลังงานไฮโดรเจน
		ไฟฟ้าจากความร้อนร่วมเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตไฟฟ้า - ลดการใช้พลังงานภาคที่อยู่อาศัยและภาคพาณิชย์ลง 10% ในปี พ.ศ. 2568 และลดลงเป็น 15% ในปี พ.ศ. 2573 จากปี พ.ศ. 2560	
ประเทศฟิลิปปินส์	- ลดก๊าซเรือนกระจกลง 70% ในปี พ.ศ. 2030	- เพิ่มการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน	- มีแผนที่จะติดตั้งระบบพลังงานไฮโดรเจนไร้คาร์บอนบนเกาะห่างไกลของประเทศ - หน่วยงาน National Electrification Administration ร่วมลงนามบันทึกความเข้าใจ (MOU) กับทาง Toshiba ESS
ประเทศสิงคโปร์	- ลดก๊าซเรือนกระจกลง 36% ในปี พ.ศ. 2573	- ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ 350 MW ในปี พ.ศ. 2563 - ขยายการติดตั้งพลังงานแสงอาทิตย์ให้ถึง 1 GW ในปี พ.ศ. 2560	- มีแผนที่จะสร้างระบบกักเก็บพลังงานหมุนเวียนโดยใช้ไฮโดรเจนบนเกาะ Semakau
ประเทศไทย	- ลดก๊าซเรือนกระจกลง 20% จากปีฐาน ภายในปี พ.ศ. 2573	- จัดทำแผนพัฒนาพลังงานทดแทน AEDP2018	- มีการนำไฮโดรเจนไปใช้ประโยชน์ในรูปแบบใช้ในที่อยู่อาศัย (ณ บ้านผีเสื้อ จ. เชียงใหม่)
ประเทศเวียดนาม	- ลดก๊าซเรือนกระจกลง 8% ภายในปี พ.ศ. 2578	- มีการทบทวนแผนพัฒนาพลังงานแห่งชาติในการเพิ่มการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน	
ประเทศออสเตรเลีย	- ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก 26 - 28% จากระดับการปล่อยในปี พ.ศ. 2548 ภายในปี พ.ศ. 2573	- มีการผลิตและใช้พลังงานหมุนเวียน 33 TWh ภายในปี พ.ศ. 2563	- มีแผนการพัฒนาอุตสาหกรรมไฮโดรเจนระดับประเทศ - รัฐบาลออสเตรเลียร่วมกับ Kawasaki Heavy Industries ประเทศญี่ปุ่น ดำเนินโครงการนำร่องเชิงพาณิชย์ในการเปลี่ยนการใช้ถ่านหินเป็นไฮโดรเจน
ประเทศจีน	- ลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่อหน่วย GDP ลง 60% เป็น 65% จากระดับปี พ.ศ. 2548 - เพิ่มส่วนแบ่งของเชื้อเพลิงที่ไม่ใช่ฟอสซิลในการใช้พลังงานขึ้นต้นประมาณ 20%	- China's 13th Five-Year Plan	- ได้มีการประกาศ Energy Technology Revolution & Innovation Initiative (พ.ศ. 2559-2573)

ประเทศ	นโยบาย ด้านสภาพภูมิอากาศ	นโยบาย ด้านพลังงานหมุนเวียน	นโยบาย ด้านพลังงานไฮโดรเจน
ประเทศอินเดีย	- ลดระดับการปล่อยมลพิษ ของต่อ GDP ลงประมาณ 33%-35% ภายในปี พ.ศ. 2573 จากระดับปี พ.ศ. 2548 - เพิ่มกำลังการผลิตติดตั้ง พลังงานไฟฟ้าสะสม 40% มา จากเชื้อเพลิงที่ไม่ใช่ฟอสซิล ภายในปี พ.ศ. 2573	- จัดทำร่าง National Energy Policy ซึ่งจะเพิ่มกำลังการผลิต พลังงานหมุนเวียน 227 GW ภายในเดือนมีนาคม พ.ศ. 2565	- สนับสนุนทุนวิจัย พัฒนา และสาธิต แก่ สถาบันการศึกษา สถาบันวิจัย (ทุน 100%) และ ภาคอุตสาหกรรม (ทุน 50%) ที่เกี่ยวข้องกับไฮโดรเจน
ประเทศเกาหลีใต้	- ลดก๊าซเรือนกระจก 37% ภายในปี พ.ศ. 2573	- เพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจาก พลังงานหมุนเวียนจาก 7% ในปี พ.ศ. 2560 เป็น 20% ในปี พ.ศ. 2573	- ได้มีการประกาศ 2050 Hydrogen Vision
ประเทศนิวซีแลนด์	- ลดก๊าซเรือนกระจกให้ลดลง 30% จากปีฐาน 2548 ภายในปี พ.ศ. 2573	- ตั้งเป้าหมายที่จะผลิตพลังงาน ไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน 100% ในปี พ.ศ. 2578 - มุ่งสู่การปล่อยคาร์บอนสุทธิเป็น ศูนย์ ภายในปี พ.ศ. 2593	- พัฒนาแผนเปลี่ยนผ่านไปสู่ การลดคาร์บอน เพื่อส่งเสริม ไฮโดรเจน - ลงนามความร่วมมือกับ ประเทศญี่ปุ่น ในการร่วม วางแผนกลยุทธ์ให้กับ นิวซีแลนด์ในการเพิ่มความ ต้องการใช้ไฮโดรเจนในประเทศ

3.2.2 นโยบาย มาตรการ หรือแผนงานที่เกี่ยวข้อง และความก้าวหน้าในการนำไฮโดรเจนไปใช้ใน ภาคพลังงานและขนส่ง ของประเทศสหรัฐอเมริกา

แผนที่นำทางเศรษฐกิจไฮโดรเจนของประเทศสหรัฐอเมริกา แบ่งออกเป็นสี่ช่วงสำคัญ ได้แก่
ช่วงที่ 1 พ.ศ. 2563 – 2565 ช่วงที่ 2 พ.ศ. 2566 – 2568 ช่วงที่ 3 พ.ศ. 2569 – 2573 และช่วงที่ 4 หลังปี พ.ศ.
2573 ซึ่งในแต่ละช่วงมีเรื่องสำคัญเฉพาะสำหรับการนำไฮโดรเจนไปใช้ในภาคพลังงานและการขนส่งดังนี้

- ในช่วงที่ 1 พ.ศ. 2563 – 2565 เป้าหมายภาพรวมของช่วงที่ 1 เน้นการรับรู้ของ
สาธารณชนและการยอมรับในการนำไฮโดรเจนไปใช้ที่เพิ่มขึ้น พร้อมกับเริ่มขยายขนาด
การผลิตและจัดหาไฮโดรเจน เพื่อให้ภายในปลายปี พ.ศ. 2565 สามารถบรรลุความ
ต้องการไฮโดรเจนทั้งหมด 12 ล้านเมตริกตัน และสามารถขายรถยนต์ไฟฟ้าเซลล์เชื้อเพลิง
ไฮโดรเจน (fuel cell electric vehicle: FCEV) ได้ประมาณ 30,000 คัน
- ในช่วงที่ 2 พ.ศ. 2566 – 2568 เป้าหมายภาพรวมของช่วงที่ 2 เน้นการผลิตไฮโดรเจน
ขนาดใหญ่และสนับสนุนความต้องการใช้ไฮโดรเจนที่เพิ่มขึ้น เพื่อทำให้ต้นทุนการผลิต
ไฮโดรเจนลดลง โดยในช่วงที่ 2 นี้มีความต้องการไฮโดรเจนทั้งหมด 13 ล้านเมตริกตัน
สามารถขายรถยนต์ไฟฟ้าเซลล์เชื้อเพลิงไฮโดรเจนขนาดเล็กและขนาดใหญ่ได้ 150,000
คัน มีการใช้งานรถยนต์ไฟฟ้าเซลล์เชื้อเพลิงไฮโดรเจนสำหรับขนถ่ายวัสดุ 125,000 คัน
และมีสถานีเติมเชื้อเพลิงไฮโดรเจน 1,000 แห่ง ซึ่งประมาณ 10% ของสถานีเติมเชื้อเพลิง
ไฮโดรเจนนำมาใช้ในกลุ่มรถบรรทุกขนาดกลางและขนาดใหญ่

- ในช่วงที่ 3 พ.ศ. 2569 – 2573 เป้าหมายภาพรวมของช่วงที่ 3 เน้นการขยายตัวการใช้ไฮโดรเจนที่นอกเหนือจากการขนส่งและพลังงานสำรอง พร้อมกับปรับขนาดโครงสร้างพื้นฐานทั่วทั้งประเทศสหรัฐอเมริกา โดยภายในปี พ.ศ. 2573 ความต้องการไฮโดรเจนสูงถึง 17 ล้านเมตริกตันในทุกการใช้งาน สามารถขยายรถยนต์ไฟฟ้าเซลล์เชื้อเพลิงได้ 1.2 ล้านคัน มีการใช้งานรถยนต์ไฟฟ้าเซลล์เชื้อเพลิงสำหรับขนถ่ายวัสดุ 300,000 คัน และมีสถานีเติมเชื้อเพลิงไฮโดรเจน 4,300 แห่ง ที่เปิดให้บริการทั่วประเทศ เศรษฐกิจไฮโดรเจนดึงดูดการลงทุนเพื่อพัฒนาและขยายขนาด ทำให้มีการลงทุนต่อปีอยู่ที่ประมาณ 8 พันล้านดอลลาร์ ในตอนท้ายของช่วงนี้ การผลิตไฮโดรเจนได้ปรับขนาดเพิ่มขึ้น โครงสร้างพื้นฐานที่สำคัญได้ถูกวางไว้พร้อมแล้ว และอุปกรณ์ไฮโดรเจนถูกผลิตตามขนาด
- ช่วงที่ 4 หลังปี พ.ศ. 2573 เป้าหมายภาพรวมของช่วงที่ 4 เน้นการนำไฮโดรเจนไปใช้ในระดับที่ใหญ่ขึ้นในประเทศสหรัฐอเมริกา การจัดหาวิธีการที่ทำให้ต้นทุนต่ำที่สุดในการนำไฮโดรเจนไปใช้ในกลุ่มต่าง ๆ มีความเข้าใจเกี่ยวกับไฮโดรเจนเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว สามารถดึงดูดการลงทุนเกี่ยวกับไฮโดรเจนได้มากขึ้น และเปิดโอกาสในการส่งออกเทคโนโลยีและไฮโดรเจน โดยภายในปี พ.ศ. 2593 ความต้องการไฮโดรเจนสูงถึง 68 ล้านเมตริกตันของการใช้ไฮโดรเจนทุกปี

3.2.3 นโยบาย มาตรการ หรือแผนงานที่เกี่ยวข้อง และความก้าวหน้าในการนำไฮโดรเจนไปใช้ในภาคพลังงานและการขนส่ง ของประเทศเยอรมัน

แผนที่นำทางเศรษฐกิจไฮโดรเจนของประเทศเยอรมัน แบ่งออกเป็นสองภาคส่วนสำคัญที่เกี่ยวข้องกับด้านพลังงาน ได้แก่ ภาคขนส่ง และภาคพลังงานความร้อน ซึ่งในแต่ละภาคมีมาตรการสำคัญเฉพาะสำหรับไฮโดรเจนดังนี้

1) ภาคขนส่ง

- พัฒนาระบบเซลล์เชื้อเพลิงสำหรับยานยนต์ และก่อสร้างโครงสร้างพื้นฐานการเติมเชื้อเพลิงไฮโดรเจนพร้อมกับขยายเครือข่ายสถานีเติมเชื้อเพลิงไฮโดรเจนอย่างรวดเร็วสำหรับรถยนต์ขนาดเล็กและขนาดใหญ่ และรถบรรทุก
- สนับสนุนการใช้เชื้อเพลิงสังเคราะห์ที่ผ่านกระบวนการเติมไฮโดรเจนในการขนส่งทางอากาศและทางเรือ
- สนับสนุนแนวทางการลดอัตราค่าผ่านทางของรถบรรทุกที่มีระบบขับเคลื่อนที่เป็นมิตรต่อสภาพอากาศ

2) ภาคพลังงานความร้อน

- สนับสนุนโครงการระบบทำความร้อนเซลล์เชื้อเพลิง (fuel-cell heating systems) ที่มีประสิทธิภาพสูง

3.2.4 นโยบาย มาตรการ หรือแผนงานที่เกี่ยวข้อง และความก้าวหน้าในการนำไฮโดรเจนไปใช้ในภาคพลังงานและการขนส่ง ของประเทศญี่ปุ่น

แผนที่นำทางไฮโดรเจนของประเทศญี่ปุ่น แบ่งออกเป็นสองภาคส่วนสำคัญด้านพลังงาน ได้แก่ ภาคขนส่ง และภาคพลังงานไฟฟ้า ซึ่งในแต่ละภาคมีเรื่องสำคัญเฉพาะสำหรับไฮโดรเจนดังนี้

1) ภาคขนส่ง

การปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์จากภาคขนส่งประมาณ 20% ของการปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ทั้งหมดของประเทศญี่ปุ่น โดยประมาณ 85% ของการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์มาจากรถยนต์ และรถบรรทุก ดังนั้นประเทศญี่ปุ่นจึงเน้นการส่งเสริมการใช้นยานยนต์คาร์บอนต่ำ (low-carbon vehicles) เพื่อลดการปลดปล่อยคาร์บอนในภาคขนส่ง โดยปัจจุบันมียานยนต์ต่าง ๆ ที่ใช้เชื้อเพลิงไฮโดรเจน ดังนี้ รถยนต์เซลล์เชื้อเพลิง สถานีเติมเชื้อเพลิงไฮโดรเจน รถโดยสารประจำทางเซลล์เชื้อเพลิง รถยกเซลล์เชื้อเพลิง รถบรรทุกเซลล์เชื้อเพลิง เรือเซลล์เชื้อเพลิง

2) ภาคพลังงานไฟฟ้า

สำหรับภาคพลังงานไฟฟ้า ได้มีการสนับสนุนการนำไฮโดรเจนไปใช้ในการผลิตไฟฟ้าแทนการใช้ก๊าซธรรมชาติ เพื่อลดคาร์บอนไดออกไซด์ในภาคการผลิตไฟฟ้า ซึ่งคิดเป็น 40% ของการปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ทั้งหมดของประเทศญี่ปุ่น

3.2.5 นโยบาย มาตรการ หรือแผนงานที่เกี่ยวข้อง และความก้าวหน้าในการนำไฮโดรเจนไปใช้ในภาคพลังงานและการขนส่ง ของประเทศสหราชอาณาจักร

โดยในรายงาน Energy White Paper นี้ได้มีการกำหนดเป้าประสงค์เบื้องต้น ที่เกี่ยวกับพลังงานไฮโดรเจน โดยตั้งเป้าจะผลิตไฮโดรเจนด้วยกำลังการผลิตที่ 5GW ในปี พ.ศ. 2573 โดยนำใช้ประโยชน์ในภาคผลิตไฟฟ้า ภาคพลังงานความร้อน และภาคขนส่ง โดยมีรายละเอียดเบื้องต้นดังนี้

1) ภาคขนส่ง

การนำไฮโดรเจนมาใช้ประโยชน์ในภาคขนส่งนั้นเน้นไป รถบรรทุกขนาดใหญ่และรถโดยสาร โดยมีการให้งบประมาณศึกษาในการสนับสนุน 20 ล้านปอนด์ ในการพัฒนารถบรรทุกให้มีราคาถูกลงสามารถแข่งขันได้ ในปี พ.ศ. 2564 นี้ ส่วนรถโดยสารจะใช้งบลงทุน 120 ล้านปอนด์ โดยให้ส่งมอบรถโดยสารทั้งรถโดยสารไฟฟ้าและรถโดยสารไฮโดรเจน 4000 คัน ในปี พ.ศ. 2564 และ พ.ศ. 2565

การขนส่งทางรางนั้นทางสหราชอาณาจักรใช้รถไฟฟ้ายู่อ่อนแล้ว มีแผนที่นำ ไฮโดรเจนมาใช้ในสถานการณ์ฉุกเฉินเป็นตัวสำรองไฟฟ้าให้กับระบบขนส่งทางราง การขนส่งทางอากาศก็มีการเตรียมการศึกษา นำไฮโดรเจนมาผลิตเป็นเชื้อเพลิงให้กับอากาศยาน และ การขนส่งทางทะเล ได้เริ่มโครงการสาธิตเชื้อเพลิงที่จะใช้สำหรับการเดินทะเลแล้วซึ่งพิจารณารวมไฮโดรเจนไปด้วย

2) ภาคพลังงานไฟฟ้า

การผลิตพลังงานไฟฟ้าในปี พ.ศ. 2573 จะมีการใช้ไฮโดรเจนมาเป็นส่วนหนึ่งในการผลิตไฟฟ้าเพื่อลดการปลดปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ แต่ก็เป็นส่วนน้อยเมื่อเทียบกับแหล่งเชื้อเพลิงชนิดอื่น ๆ

3) ภาคพลังงานความร้อน

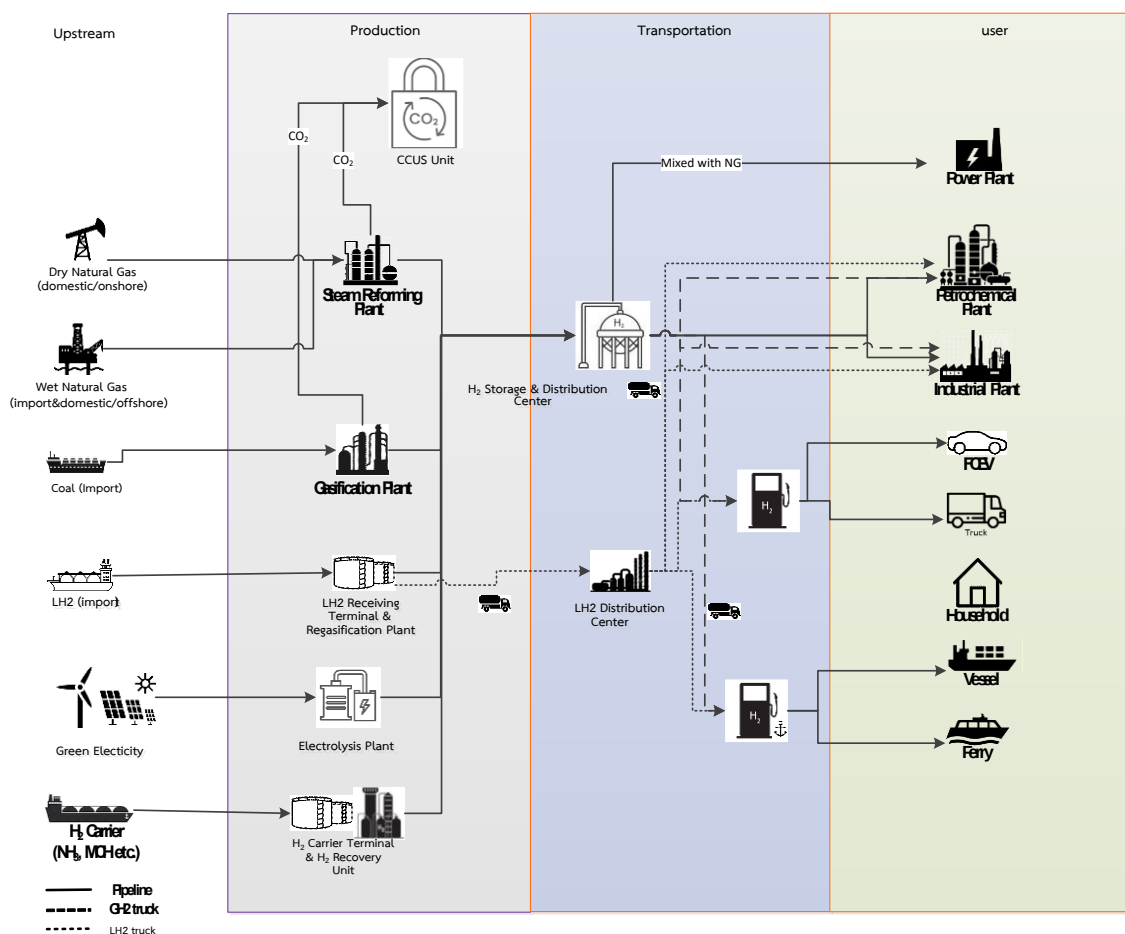
ไฮโดรเจน จะใช้เป็นเชื้อเพลิงผสมสำหรับให้ความร้อนและประกอบอาหาร โดยตั้งเป้าที่ศึกษาด้านความปลอดภัยเพื่อที่จะผสมไฮโดรเจนเข้าสู่ระบบท่อก๊าซได้สูงสุดร้อยละ 20 โดยจะเริ่มในปี พ.ศ. 2566 ซึ่งได้ผ่านการทดลองและทดสอบเรียบร้อยแล้ว และจะศึกษาความเป็นไปได้ในการตั้งชุมชนไฮโดรเจน (hydrogen town) ให้ได้ก่อนปี พ.ศ. 2573 (ค.ศ. 2030)

4. ศึกษากฎหมาย ระเบียบ และมาตรฐานที่เกี่ยวข้องในการใช้ไฮโดรเจน ความปลอดภัย การจัดเก็บ การขนส่ง ทั้งในประเทศไทยและต่างประเทศ

4.1 กฎหมาย ระเบียบ และมาตรฐานที่เกี่ยวข้องในการใช้ไฮโดรเจน ความปลอดภัย การจัดเก็บ การขนส่ง ในต่างประเทศ

ที่ปรึกษาฯ ได้ดำเนินการศึกษากฎหมาย ระเบียบ และมาตรฐานที่เกี่ยวข้องในการใช้ไฮโดรเจน ความปลอดภัย การจัดเก็บ การขนส่ง ในต่างประเทศอย่างน้อย 3 ประเทศ ได้แก่ อเมริกา เยอรมัน ญี่ปุ่น และสหราชอาณาจักร เป็นต้น นอกจากนี้ยังรวมของระหว่างประเทศและประเทศอื่น ๆ มาประกอบเพื่อใช้เป็นแนวทางในการจัดทำกฎหมาย ระเบียบ และมาตรฐานที่เกี่ยวข้องในการใช้ไฮโดรเจน ความปลอดภัย การจัดเก็บ การขนส่งที่เหมาะสมกับบริบทการใช้พลังงานของประเทศไทยต่อไป

โดยผลการศึกษากฎหมาย ระเบียบ และมาตรฐานที่เกี่ยวข้องในการผลิต การใช้ไฮโดรเจน ความปลอดภัย การจัดเก็บ การขนส่ง ในต่างประเทศ ดังแสดงในรูปที่ 2 และตารางที่ 5



รูปที่ 2: แผนผังการผลิต การขนส่ง และการใช้ไฮโดรเจน

ตารางที่ 5: สรุปกฎหมาย ระเบียบ และมาตรฐานที่เกี่ยวข้องในการผลิต การใช้ไฮโดรเจน ความปลอดภัย การจัดเก็บ และการขนส่ง ในต่างประเทศ

ประเภท/ประเทศ	สหรัฐอเมริกา	เยอรมัน	ญี่ปุ่น	สหราชอาณาจักร	ระหว่างประเทศและประเทศอื่น ๆ
1.การผลิตและใช้	CSA/ANSI/ SAE/ EPA	DIN	JIS	BS	ISO/KS/GB/CNS/CAN
2.ความปลอดภัย	CFR/OSHA/AIAA/NFPA	DIN	JIS	BS	ISO/TR/ AS / GB/ IEC/ UN GTR
3.การจัดเก็บ	ANSI/CSA NFPA CGA ASME/CSA	DIN	JIS	BS	ISO AS IEC/KS
4.การขนส่ง	CGA/ASME	DIN	JIS	BS	AS

4.2 กฎหมาย ระเบียบ และมาตรฐานที่เกี่ยวข้องในการใช้ไฮโดรเจน ความปลอดภัย การจัดเก็บ การขนส่ง ในประเทศไทย

เนื่องจากการใช้ไฮโดรเจน ความปลอดภัย การจัดเก็บ การขนส่ง เป็นเรื่องใหม่สำหรับประเทศไทยทำให้มีระเบียบและข้อกำหนดอยู่ไม่มาก ที่ปรึกษา จึงได้ศึกษากฎหมาย ระเบียบและมาตรฐานของก๊าซธรรมชาติ และก๊าซธรรมชาติเหลวควบคู่กับไฮโดรเจนด้วย เพื่อเป็นข้อมูลสำหรับภาครัฐในการพิจารณาจัดทำกฎหมาย ระเบียบและมาตรฐานของไฮโดรเจนต่อไป

โดยที่ปรึกษา ได้ศึกษาเปรียบเทียบกฎหมาย ระเบียบ และมาตรฐานที่เกี่ยวข้องที่ใช้บังคับอยู่ในปัจจุบันของไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติและก๊าซธรรมชาติเหลว ตั้งแต่การผลิตและการใช้ ความปลอดภัย การจัดเก็บ การขนส่ง และรวมถึงการจำหน่ายในกรณีที่มีกฎหมาย ระเบียบ และมาตรฐานที่เกี่ยวข้อง โดยมีรายละเอียดสรุปได้ดังนี้

4.2.1 ด้านการผลิตและการใช้

● ด้านการผลิต

- ไฮโดรเจน ได้แก่ 1) กฎหมายกำกับดูแลการประกอบกิจการโรงงานและกำหนดให้คนงานควบคุมก๊าซ คนงานส่งก๊าซหรือคนงานบรรจุก๊าซต้องผ่านการฝึกอบรมและ ขึ้นทะเบียน และ 2) กฎหมายกำหนดมาตรฐานผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรมไฮโดรเจนภายใต้แรงอัด
- ก๊าซธรรมชาติและก๊าซธรรมชาติเหลว ได้แก่ 1) กฎหมายกำหนดหลักเกณฑ์และวิธีการสำรวจ ผลิต และอนุรักษ์ปิโตรเลียม 2) กฎหมายเกี่ยวกับการประกอบกิจการก๊าซธรรมชาติประเภทใบอนุญาตจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติ 3) กฎหมายกำกับดูแลการประกอบกิจการโรงงาน 4) กฎหมายกำหนดลักษณะและคุณภาพของก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์ 5) กฎหมายเกี่ยวกับการจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม
- ข้อเสนอแนะ ควรมีกฎหมายกำกับดูแลการประกอบกิจการผลิตก๊าซไฮโดรเจนโดยเฉพาะ และควรมีกฎหมายกำหนดลักษณะและคุณภาพของไฮโดรเจนทั้งในสถานะก๊าซและของเหลวรวมถึงตัวกักเก็บไฮโดรเจน เช่น แอมโมเนีย เมทานอลและเมทิลไซโคลเฮกเซน

● ด้านการใช้

- **ไฮโดรเจน** ได้แก่ 1) กฎหมายกำหนดมาตรฐานในการบริหาร จัดการ และดำเนินการด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงานเกี่ยวกับสารเคมีอันตราย
- **ก๊าซธรรมชาติและก๊าซธรรมชาติเหลว** ได้แก่ 1) กฎหมายเกี่ยวกับส่วนควบและเครื่องอุปกรณ์ของรถที่ใช้ในการขนส่งที่ใช้ก๊าซธรรมชาติอัดเป็นเชื้อเพลิง 2) กฎหมายเกี่ยวกับส่วนควบและเครื่องอุปกรณ์ของรถที่ใช้ก๊าซธรรมชาติอัดเป็นเชื้อเพลิง 3) กฎหมายกำหนดมาตรฐานควบคุมการปล่อยทิ้งก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์และก๊าซไฮโดรคาร์บอนของรถยนต์ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง 4) กฎหมายกำหนดมาตรฐานผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรมรถยนต์ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง 5) กฎหมายเกี่ยวกับการครอบครองวัตถุอันตราย
- **ข้อเสนอแนะ** ควรมีกฎหมายกำกับดูแลการใช้ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงทั้งในภาคขนส่งและภาคพลังงาน

4.2.2 ด้านความปลอดภัย

- **ไฮโดรเจน** ได้แก่ 1) กฎหมายกำหนดมาตรการคุ้มครองความปลอดภัยในการประกอบกิจการโรงงานที่เกี่ยวกับการผลิต การเก็บ การบรรจุ การใช้และการขนส่งก๊าซ 2) กฎหมายกำหนดมาตรฐานในการบริหาร จัดการ และดำเนินการด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงานเกี่ยวกับสารเคมีอันตราย และ 3) กฎหมายกำกับดูแลความปลอดภัยในการขนส่งวัตถุอันตรายทางถนน
- **ก๊าซธรรมชาติและก๊าซธรรมชาติเหลว** ได้แก่ 1) กฎหมายกำหนดเขตปลอดภัยและเครื่องหมายในบริเวณที่มีสิ่งติดตั้งและกลอุปกรณ์ที่ใช้ในการสำรวจและผลิตปิโตรเลียม และกฎหมายเกี่ยวกับมาตรการด้านความปลอดภัยในการประกอบกิจการปิโตรเลียม 2) กฎหมายกำหนดมาตรการคุ้มครองความปลอดภัยในการประกอบกิจการโรงงานที่เกี่ยวกับการผลิต การเก็บ การบรรจุ การใช้และการขนส่งก๊าซ 3) กฎหมายกำหนดมาตรฐานในการบริหาร จัดการ และดำเนินการด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงานเกี่ยวกับสารเคมีอันตราย 4) กฎหมายกำหนดหลักเกณฑ์และมาตรฐานความปลอดภัยของสถานที่ใช้ก๊าซธรรมชาติและสถานบริการก๊าซธรรมชาติ 5) กฎหมายเกี่ยวกับการทำให้เกิดอันตรายหรือเป็นอุปสรรคในเขตรบบโครงข่ายก๊าซธรรมชาติ 6) กฎหมายกำกับดูแลความปลอดภัยในการขนส่งวัตถุอันตรายทางถนน 7) กฎหมายเกี่ยวกับการดำเนินการในกรณีเกิดอุบัติเหตุที่มีผลกระทบต่อระบบการขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อ
- **ข้อเสนอแนะ** ควรมีกฎหมายเฉพาะกำกับดูแลความปลอดภัยในการการผลิต การเก็บ การบรรจุ การใช้และการขนส่งไฮโดรเจนรวมถึงตัวกักเก็บไฮโดรเจน ทั้งทางรถ ทางเรือ และทางท่อ

4.2.3 ด้านการจัดเก็บ

- **ไฮโดรเจน** ได้แก่ 1) กฎหมายกำหนดมาตรฐานผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรม ถึงก๊าซไฮโดรเจน 2) กฎหมายเกี่ยวกับการเก็บรักษาสารเคมีและวัตถุอันตราย

- **ก๊าซธรรมชาติและก๊าซธรรมชาติเหลว** ได้แก่ 1) กฎหมายเกี่ยวกับการประกอบกิจการก๊าซธรรมชาติประเภทใบอนุญาตเก็บรักษาและแปรสภาพก๊าซธรรมชาติจากของเหลวเป็นก๊าซ 2) กฎหมายเกี่ยวกับสถานที่เก็บรักษาก๊าซธรรมชาติและร่างกฎหมายเกี่ยวกับคลังก๊าซธรรมชาติเหลว 3) กฎหมายเกี่ยวกับการเก็บรักษาสารเคมีและวัตถุอันตราย
- **ข้อเสนอแนะ** ควรมีกฎหมายเฉพาะเกี่ยวกับการเก็บรักษาไฮโดรเจนรวมถึงตัวกักเก็บไฮโดรเจนในสถานที่เก็บรักษาหรือคลังไฮโดรเจน

4.2.4 ด้านการขนส่ง

- **ไฮโดรเจน** ได้แก่ 1) กฎหมายกำหนดประเภทหรือชนิดและลักษณะการบรรทุกวัตถุอันตรายที่ผู้ขับรถต้องได้รับใบอนุญาตเป็นผู้ขับรถ ชนิดที่ 4 2) กฎหมายเกี่ยวกับการขนส่งวัตถุอันตรายทางบก
- **ก๊าซธรรมชาติและก๊าซธรรมชาติเหลว** ได้แก่ 1) กฎหมายเกี่ยวกับการประกอบกิจการก๊าซธรรมชาติประเภทใบอนุญาตขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อผ่านระบบส่งก๊าซธรรมชาติ 2) กฎหมายกำหนดประเภทหรือชนิดและลักษณะการบรรทุกวัตถุอันตรายที่ผู้ขับรถต้องได้รับใบอนุญาตเป็นผู้ขับรถ ชนิดที่ 4 3) กฎหมายเกี่ยวกับการขนส่งวัตถุอันตรายทางบก 4) กฎหมายเกี่ยวกับถังขนส่งก๊าซธรรมชาติอัดและระบบการขนส่งก๊าซธรรมชาติทางทอ รวมถึงร่างกฎหมายเกี่ยวกับถังขนส่งก๊าซธรรมชาติเหลว 5) กฎหมายเกี่ยวกับการจัดทำรายงานการประเมินผลกระทบสิ่งแวดล้อม
- **ข้อเสนอแนะ** ควรมีกฎหมายเฉพาะเกี่ยวกับการขนส่งไฮโดรเจนรวมถึงตัวกักเก็บไฮโดรเจน ทางรถโดยถังขนส่ง และระบบการขนส่งไฮโดรเจนทางท่อ

4.2.5 ด้านการจำหน่าย

- **ไฮโดรเจน** ได้แก่ 1) กฎหมายกำหนดมาตรฐานในการบริหาร จัดการ และดำเนินการด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงานเกี่ยวกับสารเคมีอันตราย
- **ก๊าซธรรมชาติและก๊าซธรรมชาติเหลว** ได้แก่ 1) กฎหมายเกี่ยวกับการประกอบกิจการก๊าซธรรมชาติประเภทใบอนุญาตจัดหาและค้าส่งก๊าซธรรมชาติและประเภทใบอนุญาตค้าปลีกก๊าซธรรมชาติผ่านระบบจำหน่ายก๊าซธรรมชาติ 2) กฎหมายเกี่ยวกับการครอบครองวัตถุอันตราย 3) กฎหมายเกี่ยวกับสถานบริการก๊าซธรรมชาติ 4) กฎหมายเกี่ยวกับการค้าน้ำมันเชื้อเพลิง
- **ข้อเสนอแนะ** ควรมีกฎหมายเฉพาะเกี่ยวกับการจำหน่ายไฮโดรเจนและสถานบริการไฮโดรเจน

4.3 สรุปกฎหมายไฮโดรเจนของต่างประเทศและในประเทศไทย รวมถึงข้อเสนอแนะที่เหมาะสมกับบริบทการใช้พลังงานของประเทศไทย

จากการดำเนินการศึกษากฎหมาย ระเบียบ และมาตรฐานที่เกี่ยวข้องใน การใช้ ความปลอดภัย การจัดเก็บ และการขนส่งไฮโดรเจนในต่างประเทศและของประเทศไทย สามารถสรุปเปรียบเทียบในแต่ละมิติที่เกี่ยวข้องใน การใช้ ความปลอดภัย การจัดเก็บ และการขนส่งไฮโดรเจน สามารถสรุปได้ดังตารางที่ 6

ตารางที่ 6: การเปรียบเทียบกฎหมาย ระเบียบ และมาตรฐานที่เกี่ยวข้องกับไฮโดรเจนของต่างประเทศและในประเทศไทย

กระบวนการ	ไทย	สหรัฐอเมริกา	เยอรมัน	ญี่ปุ่น	สหราชอาณาจักร	อื่น ๆ
1. การผลิต	- คนงานโรงงานก๊าซต้องมีความรู้เฉพาะ - กำหนด มอก. ไฮโดรเจนภายใต้แรงอัด	- คุณสมบัติของไฮโดรเจนทั่วไป - คุณสมบัติของไฮโดรเจนสำหรับเซลล์เชื้อเพลิง	-	-	-	- คุณสมบัติของไฮโดรเจนทั่วไป - คุณสมบัติของไฮโดรเจนสำหรับเซลล์เชื้อเพลิง
2. การใช้	- ความปลอดภัยของคนงานที่ทำงานกับสารเคมีอันตราย	- สถานีเติมก๊าซไฮโดรเจน - เครื่องอัดก๊าซ วาล์วต่าง ๆ สายเติม Breakaway และหัวจ่ายไฮโดรเจน - ระบบเชื้อเพลิงไฮโดรเจนสำหรับเซลล์เชื้อเพลิงและยานยนต์ไฮโดรเจน	- เซลล์เชื้อเพลิงขนาดเล็กที่ใช้ไฮโดรเจน - วิธีการทดสอบเซลล์เชื้อเพลิงชนิดโพลีเมอร์อิเล็กโตรไลต์ และโซลิดออกไซด์ - การใช้เซลล์เชื้อเพลิงในเรือ	- วิธีการทดสอบเซลล์เชื้อเพลิงแบบอยู่กับที่ทั้งขนาดเล็กและขนาดใหญ่ - การติดตั้งเซลล์เชื้อเพลิงแบบอยู่กับที่ - วิธีการทดสอบการเชื่อมต่อระบบไฟฟ้าของเซลล์เชื้อเพลิงขนาดเล็ก	- อันตรายและการระเบิดของก๊าซ - วิธีการวิเคราะห์สารที่ไม่บริสุทธิ์ในไฮโดรเจนสำหรับการใช้ในเซลล์เชื้อเพลิง - เซลล์เชื้อเพลิง - การติดตั้งสถานีเซลล์เชื้อเพลิงขนาดเล็ก - การเปลี่ยนเชื้อเพลิงสำหรับสถานีเซลล์เชื้อเพลิงขนาดเล็กมาก - การทดสอบสมรรถนะของสถานีเซลล์เชื้อเพลิงขนาดเล็กมาก	- ระบบการเติมไฮโดรเจนเหลว และก๊าซไฮโดรเจนสำหรับยานยนต์ - ระบบการเติมก๊าซไฮโดรเจนสำหรับยานยนต์ - หัวจ่าย สายเติม วาล์วอุปกรณ์สำหรับการเติมไฮโดรเจน - อุปกรณ์ของยานยนต์ที่ใช้ไฮโดรเจน - คุณสมบัติของไฮโดรเจนสำหรับเป็นเชื้อเพลิงให้กับยานยนต์

กระบวนการ	ไทย	สหรัฐอเมริกา	เยอรมัน	ญี่ปุ่น	สหราชอาณาจักร	อื่น ๆ
					ขนาดเล็ก และ ขนาดใหญ่ - การทดสอบ สมรรถนะของเซลล์ เชื้อเพลิงสำหรับรถ ฟอร์คลิฟท์ - การสับเปลี่ยน พลังงานและข้อมูล ของระบบเซลล์ เชื้อเพลิงขนาดเล็ก มาก	
3. ความปลอดภัย	- ความปลอดภัยโรงงาน ก๊าซ - ความปลอดภัยของ คนงานที่ทำงานกับ สารเคมีอันตราย - ความปลอดภัยในการ ขนส่งวัตถุดิบอันตรายทาง ถนน	- ความปลอดภัยของ ไฮโดรเจน - ความปลอดภัยในการ เก็บและใช้ไฮโดรเจน ในสถานะก๊าซและ ของเหลวในถังเก็บ แบบเคลื่อนที่และอยู่ กับที่ - ความปลอดภัยของ ก๊าซไฮโดรเจนอัดและ ไฮโดรเจนเหลว	- ความปลอดภัยของ เซลล์เชื้อเพลิงแบบอยู่ กับที่และแบบเคลื่อนที่ ได้ทั้งขนาดเล็กมาก และขนาดใหญ่ - ความปลอดภัยของ เซลล์เชื้อเพลิงสำหรับ รถฟอร์คลิฟท์ไฟฟ้าที่ ใช้ในอุตสาหกรรม	- ความปลอดภัยของ เซลล์เชื้อเพลิงแบบอยู่ กับที่และแบบ เคลื่อนที่ได้ - ความปลอดภัยของ รถบรรทุกที่ใช้เซลล์ เชื้อเพลิง - ความปลอดภัยของ เซลล์เชื้อเพลิงแบบโพลี เมอร์อิเล็กโทรไลต์ และแบบ โซลิด ออกไซด์ขนาดเล็ก - ความปลอดภัยของ เซลล์เชื้อเพลิงแบบ เคลื่อนที่	- ความปลอดภัยใน การใช้ก๊าซ - ความปลอดภัยของ ท่อส่งก๊าซ - ความปลอดภัยของ เซลล์เชื้อเพลิงขนาด เล็กมา - ความปลอดภัยของ เซลล์เชื้อเพลิง สำหรับรถ ฟอร์คลิฟท์ใน โรงงาน - ความปลอดภัยของ อุปกรณ์เซลล์ เชื้อเพลิง	- ความปลอดภัยของ ระบบไฮโดรเจน - ความปลอดภัยใน การผลิตไฮโดรเจน - ความปลอดภัยใน เชิงเทคนิคสำหรับ การใช้ก๊าซไฮโดรเจน - อุปกรณ์ตรวจจับ ก๊าซไฮโดรเจน รั่วไหลแบบอยู่กับที่ - ความปลอดภัยของ ยานยนต์ไฮโดรเจน และเซลล์เชื้อเพลิง - ความปลอดภัยของ การใช้เรือไฮโดรเจน - อุปกรณ์ระบายก๊าซ

กระบวนการ	ไทย	สหรัฐอเมริกา	เยอรมัน	ญี่ปุ่น	สหราชอาณาจักร	อื่น ๆ
				- การประเมินความปลอดภัยของเซลล์เชื้อเพลิงแบบโพลีเมอร์อิเล็กโตรไลต์ - มาตรฐานความปลอดภัยของยานยนต์ที่ใช้ไฮโดรเจนและเซลล์เชื้อเพลิง - ความปลอดภัยของมอเตอร์ไฮโดรเจนเซลล์เชื้อเพลิง	- ความปลอดภัยแบตเตอรี่สำหรับใช้ในสถานี - ความปลอดภัยของสถานีเซลล์เชื้อเพลิง	ไฮโดรเจนส่วนเกินในถังเก็บของรถยนต์ไฮโดรเจน
4. การจัดเก็บ	- กำหนด มอก. ถังก๊าซไฮโดรเจน - การจัดเก็บสารเคมีอันตราย	- วิธีการทดสอบวัสดุที่ใช้เก็บก๊าซไฮโดรเจนอัด - ถังขนส่งไฮโดรเจน - การเก็บ และใช้ไฮโดรเจนในสถานะก๊าซและของเหลวในถังเก็บแบบเคลื่อนที่และอยู่กับที่ - หลัการของระบบเก็บไฮโดรเจน - การเก็บ และใช้ไฮโดรเจนในสถานะก๊าซและของเหลวในรัฐมิชิแกน	- คุณสมบัติของแบตเตอรี่ที่ใช้สำหรับเซลล์เชื้อเพลิงแบบอยู่กับที่	- วิธีการทดสอบสมรรถนะของชุดเซลล์เชื้อเพลิงแบบอยู่กับที่ชนิดโพลีเมอร์อิเล็กโตรไลต์	- การวางแผนการจัดเก็บก๊าซอันตราย - การควบคุมปัจจัยหลักในการเกิดอุบัติเหตุในการจัดเก็บ - ระบบกักเก็บสำหรับเซลล์เชื้อเพลิงแบบ Solid Oxide และ PEM - ระบบกักเก็บสำหรับสถานีเซลล์เชื้อเพลิง - สมรรถนะ และวิธีการทดสอบของ	- ถังเก็บก๊าซไฮโดรเจน และไฮโดรเจนเหลวของรถยนต์ - การจัดเก็บพลังงานโดยใช้เซลล์เชื้อเพลิงโมดูลแบบย้อนกลับที่เป็นโซลิดออกไซด์และ PEM ที่เป็นเซลล์เดี่ยวและรวม พร้อมกับการใช้งาน - การจัดเก็บพลังงานโดยใช้เซลล์เชื้อเพลิงโมดูลแบบ

กระบวนการ	ไทย	สหรัฐอเมริกา	เยอรมัน	ญี่ปุ่น	สหราชอาณาจักร	อื่น ๆ
		- การออกแบบและการสร้างภาชนะรับแรงดัน - ถังเก็บไฮโดรเจนเหลว - การใช้ถัง LPG หรือโพรเพนมาใช้เป็นถังพักก๊าซไฮโดรเจนอัด - การจำแนกและให้ฉลากของถังเก็บไฮโดรเจนที่ใช้เมทิลไฮโดรด์เป็นตัวดูดซับ - ถังเก็บไฮโดรเจนสำหรับยานยนต์			ระบบกักเก็บสำหรับสถานีเซลล์เชื้อเพลิงและแบบโมดูล	ย้อนกลับระบบพลังงาน - อุปกรณ์ถังขนส่งไฮโดรเจนที่ใช้เมทิลไฮโดรด์เป็นตัวดูดซับแบบย้อนกลับได้
5. การขนส่ง	- ใบขับขี่รถขนส่งวัตถุอันตราย - การขนส่งวัตถุอันตรายทางบก	- การขนส่งไฮโดรเจนทางท่อ - การออกแบบระบบท่อสำหรับขนส่งไฮโดรเจน - ท่อส่งไฮโดรเจน ณ สถานที่ใช้	- เซลล์เชื้อเพลิงสำหรับรถฟอร์คลิฟท์ไฟฟ้าที่ใช้ในอุตสาหกรรม	- ยานยนต์เซลล์เชื้อเพลิงไฮโดรเจนแบบ HFCV ในประเทศญี่ปุ่น	- การขนส่งก๊าซอันตรายระหว่างประเทศบนถนน	- อุปกรณ์ถังขนส่งไฮโดรเจนที่ใช้เมทิลไฮโดรด์เป็นตัวดูดซับแบบย้อนกลับได้

ทั้งนี้ จากการเปรียบเทียบกฎหมาย ระเบียบ และมาตรฐานที่เกี่ยวข้องกับไฮโดรเจนของต่างประเทศ และในประเทศไทย จากตารางที่ 7 สามารถสรุปรายละเอียด ได้ดังนี้

1) ด้านการผลิตและการใช้

● ด้านการผลิต

- ประเทศไทย ได้แก่ 1) กฎหมายกำกับดูแลการประกอบกิจการโรงงานและกำหนดให้คนงานควบคุมก๊าซ คนงานส่งก๊าซหรือคนงานบรรจุก๊าซต้องผ่านการฝึกอบรมและขึ้นทะเบียน และ 2) กฎหมายกำหนดมาตรฐานผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรมไฮโดรเจนภายใต้แรงอัด
- ต่างประเทศและระหว่างประเทศ ได้แก่ 1) กฎหมายกำหนดคุณสมบัติของไฮโดรเจนทั่วไป 2) กฎหมายกำหนดคุณสมบัติของไฮโดรเจนสำหรับเซลล์เชื้อเพลิง
- ข้อเสนอแนะ ประเทศไทยควรมีกฎหมายกำหนดคุณสมบัติของไฮโดรเจนสำหรับเซลล์เชื้อเพลิง

● ด้านการใช้

- ประเทศไทย ได้แก่ 1) กฎหมายกำหนดมาตรฐานในการบริหาร จัดการ และดำเนินการด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงานเกี่ยวกับสารเคมีอันตราย
- ต่างประเทศและระหว่างประเทศ ได้แก่ 1) กฎหมายเกี่ยวกับสถานีเติมก๊าซไฮโดรเจนสำหรับยานยนต์และสถานีเซลล์เชื้อเพลิง 2) กฎหมายเกี่ยวกับระบบเชื้อเพลิงไฮโดรเจนสำหรับเซลล์เชื้อเพลิงและยานยนต์ไฮโดรเจน 3) กฎหมายเกี่ยวกับการใช้เซลล์เชื้อเพลิงในเรือ 4) กฎหมายเกี่ยวกับเซลล์เชื้อเพลิงแบบอยู่กับที่ทั้งขนาดเล็กมาก ขนาดเล็กและขนาดใหญ่
- ข้อเสนอแนะ ประเทศไทยควรมีกฎหมายเกี่ยวกับสถานีเติมก๊าซไฮโดรเจนสำหรับยานยนต์ กฎหมายเกี่ยวกับเซลล์เชื้อเพลิงและยานยนต์ไฮโดรเจนรวมถึงเรือ และกฎหมายเกี่ยวกับเซลล์เชื้อเพลิงแบบอยู่กับที่

2) ด้านความปลอดภัย

- ประเทศไทย ได้แก่ 1) กฎหมายกำหนดมาตรการคุ้มครองความปลอดภัยในการประกอบกิจการโรงงานที่เกี่ยวข้องกับการผลิต การเก็บ การบรรจุ การใช้และการขนส่งก๊าซ 2) กฎหมายกำหนดมาตรฐานในการบริหาร จัดการ และดำเนินการด้านความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงานเกี่ยวกับสารเคมีอันตราย และ 3) กฎหมายกำกับดูแลความปลอดภัยในการขนส่งวัตถุอันตรายทางถนน
- ต่างประเทศและระหว่างประเทศ ได้แก่ 1) กฎหมายเกี่ยวกับความปลอดภัยในการผลิต เก็บและใช้ไฮโดรเจนในสถานะก๊าซและของเหลวในถังเก็บแบบเคลื่อนที่และอยู่กับที่ 2) กฎหมายเกี่ยวกับความปลอดภัยของเซลล์เชื้อเพลิงแบบอยู่กับที่และแบบเคลื่อนที่ได้ และสถานีเซลล์เชื้อเพลิง 3) กฎหมายเกี่ยวกับความปลอดภัยของยานยนต์ที่ใช้ไฮโดรเจน และเซลล์เชื้อเพลิงรวมถึงเรือไฮโดรเจน 4) กฎหมายเกี่ยวกับความปลอดภัยของท่อส่งก๊าซ
- ข้อเสนอแนะ ประเทศไทยควรมีกฎหมายเกี่ยวกับความปลอดภัยในการผลิต เก็บและใช้ไฮโดรเจนโดยเฉพาะทั้งในสถานะก๊าซและของเหลวรวมถึงอยู่ในตัวถังเก็บไฮโดรเจน กฎหมายเกี่ยวกับความปลอดภัยของเซลล์เชื้อเพลิงแบบอยู่กับที่และแบบเคลื่อนที่ได้ และ

กฎหมายเกี่ยวกับความปลอดภัยของยานยนต์ที่ใช้ไฮโดรเจนและเซลล์เชื้อเพลิงรวมถึงเรือไฮโดรเจน

3) ด้านการจัดเก็บ

- **ประเทศไทย** ได้แก่ 1) กฎหมายกำหนดมาตรฐานผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรม แก๊สไฮโดรเจน 2) กฎหมายเกี่ยวกับการเก็บรักษาสารเคมีและวัตถุอันตราย
- **ต่างประเทศและระหว่างประเทศ** ได้แก่ 1) กฎหมายเกี่ยวกับถังเก็บแก๊สไฮโดรเจนอัดและถังเก็บไฮโดรเจนเหลวแบบเคลื่อนที่และอยู่กับที่ 2) กฎหมายเกี่ยวกับแบตเตอรี่ที่ใช้สำหรับเซลล์เชื้อเพลิง 3) กฎหมายเกี่ยวกับการจัดเก็บพลังงานโดยใช้เซลล์เชื้อเพลิง 4) กฎหมายเกี่ยวกับถังขนส่งไฮโดรเจนที่ใช้เมทิลไฮไดรด์เป็นตัวดูดซับแบบย้อนกลับได้
- **ข้อเสนอแนะ** ประเทศไทยควรมีกฎหมายเกี่ยวกับถังเก็บแก๊สไฮโดรเจนอัดและถังเก็บไฮโดรเจนเหลวแบบเคลื่อนที่และอยู่กับที่รวมถึงการจัดเก็บไฮโดรเจนในตัวถังเก็บเช่น แอมโมเนีย เมทานอลและเมทิลไซโคลเฮกเซน

4) ด้านการขนส่ง

- **ประเทศไทย** ได้แก่ 1) กฎหมายกำหนดประเภทหรือชนิดและลักษณะการบรรทุกวัตถุอันตรายที่ผู้ขับรถต้องได้รับใบอนุญาตเป็นผู้ขับรถ ชนิดที่ 4 2) กฎหมายเกี่ยวกับการขนส่งวัตถุอันตรายทางบก
- **ต่างประเทศและระหว่างประเทศ** ได้แก่ 1) กฎหมายเกี่ยวกับการขนส่งไฮโดรเจนทางท่อ 2) กฎหมายเกี่ยวกับยานยนต์เซลล์เชื้อเพลิง 3) การขนส่งแก๊สอันตรายระหว่างประเทศโดยถนน
- **ข้อเสนอแนะ** ประเทศไทยควรมีกฎหมายเกี่ยวกับการขนส่งไฮโดรเจนทางท่อ และกฎหมายเกี่ยวกับยานยนต์เซลล์เชื้อเพลิง

อย่างไรก็ดี จากผลการศึกษากฎหมาย ระเบียบ และมาตรฐานที่เกี่ยวข้องในการใช้ไฮโดรเจน ความปลอดภัย การจัดเก็บ การขนส่งของต่างประเทศและในประเทศไทย ที่ปรึกษา มีข้อเสนอแนะเพื่อกำหนดเป็นแนวทางในการจัดทำกฎหมาย ระเบียบ และมาตรฐานที่เกี่ยวข้องในการใช้ไฮโดรเจน ความปลอดภัย การจัดเก็บการขนส่ง ที่เหมาะสมกับบริบทการใช้พลังงานของประเทศไทย สรุปได้ดังต่อไปนี้

- แม้ว่าในปัจจุบันจะมีกฎหมายที่ใช้บังคับตลอดห่วงโซ่อุปทานของไฮโดรเจนตั้งแต่การผลิตและการใช้ ความปลอดภัย การจัดเก็บ การขนส่ง และรวมถึงการจำหน่าย แต่กฎหมายเหล่านี้มุ่งเน้นในด้านการกำกับดูแลในเรื่องของความปลอดภัยเป็นหลัก ยังขาดการกำกับดูแลในมิติอื่น ๆ และเมื่อเปรียบเทียบกับกฎหมายที่เกี่ยวข้องกับก๊าซธรรมชาติและก๊าซธรรมชาติเหลวแล้วจะเห็นว่าไม่มีกฎหมายกำกับดูแลในทุกมิติ ดังนั้นจึงเห็นได้ชัดว่า กฎหมายที่ใช้บังคับกับการผลิตไปจนถึงการใช้ไฮโดรเจนและตัวถังเก็บไฮโดรเจนนั้นไม่ครอบคลุมทุกด้าน
- ดังนั้นจึงควรมีกฎหมายเฉพาะเพื่อกำกับดูแลการผลิตและการใช้ ความปลอดภัย การจัดเก็บ การขนส่ง และการจำหน่ายไฮโดรเจนโดยอาจจะตราพระราชบัญญัติขึ้นใหม่เพื่อกำกับดูแลให้ครอบคลุมการดำเนินการทุกขั้นตอนที่เกี่ยวข้องกับไฮโดรเจนรวมถึงตัวถังเก็บไฮโดรเจนเช่นเดียวกับก๊าซธรรมชาติ

- นอกจากนั้นรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานอาจอาศัยอำนาจตามมาตรา 4 แห่ง พระราชบัญญัติควบคุมน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ. 2542 ออกประกาศกำหนดให้ไฮโดรเจนเป็นน้ำมันเชื้อเพลิง ซึ่งจะทำให้ไฮโดรเจนเป็นน้ำมันเชื้อเพลิงที่อยู่ภายใต้กำกับดูแลของพระราชบัญญัติควบคุมน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ. 2542 โดยมีกรมธุรกิจพลังงานเป็นหน่วยงานที่รับผิดชอบในการกำกับดูแล
- และรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานอาจอาศัยอำนาจตามมาตรา 4 แห่งพระราชบัญญัติการค้าน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ. 2543 ออกประกาศกำหนดให้ไฮโดรเจนเป็นน้ำมันเชื้อเพลิง ซึ่งจะทำให้ไฮโดรเจนเป็นน้ำมันเชื้อเพลิงที่อยู่ภายใต้กำกับดูแลของพระราชบัญญัติการค้าน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ. 2543 โดยมีกรมธุรกิจพลังงานเป็นหน่วยงานที่รับผิดชอบในการกำกับดูแล
- เมื่อมีการออกประกาศให้ไฮโดรเจนเป็นวัตถุดิบตามพระราชบัญญัติวัตถุดิบ พ.ศ. 2535 และเป็นน้ำมันเชื้อเพลิงตามพระราชบัญญัติควบคุมน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ. 2542 และพระราชบัญญัติการค้าน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ. 2543 แล้ว กระทรวงพลังงานและกรมธุรกิจพลังงานก็อาจอาศัยอำนาจตามกฎหมายทั้ง 3 ฉบับ ออกกฎหมายลำดับรอง เพื่อกำกับดูแลในเรื่องต่าง ๆ ต่อไป ดังนี้
 - 1) ลักษณะและคุณภาพของไฮโดรเจน ทั้งในสถานะก๊าซและของเหลวรวมถึงตัวกักเก็บไฮโดรเจน เช่น แอมโมเนีย เมทานอลและเมทิลไซโคลเฮกเซน และรวมถึงไฮโดรเจนสำหรับเซลล์เชื้อเพลิง
 - 2) คลังไฮโดรเจนและสถานที่เก็บไฮโดรเจน รวมถึงการกักเก็บไฮโดรเจน
 - 3) การขนส่งไฮโดรเจนและตัวกักเก็บไฮโดรเจนทางบก
 - 4) ถังเก็บก๊าซไฮโดรเจนอัดและถังเก็บไฮโดรเจนเหลวแบบเคลื่อนที่และอยู่กับที่รวมถึงการจัดเก็บไฮโดรเจนในตัวกักเก็บ
 - 5) ระบบการขนส่งไฮโดรเจนและตัวกักเก็บไฮโดรเจนทางท่อ
 - 6) การขนส่งไฮโดรเจนและตัวกักเก็บไฮโดรเจนทางเรือ
 - 7) การจำหน่ายไฮโดรเจนและสถานีบริการไฮโดรเจน
 - 8) การใช้ไฮโดรเจนและสถานที่ใช้ไฮโดรเจน
 - 9) เซลล์เชื้อเพลิงแบบอยู่กับที่และแบบเคลื่อนที่ได้
 - 10) ยานยนต์ที่ใช้ไฮโดรเจนและเซลล์เชื้อเพลิง รวมถึงเรือไฮโดรเจน
 - 11) ความปลอดภัยในการการผลิต การเก็บ การบรรจุ การใช้และการขนส่งไฮโดรเจนทั้งในสถานะก๊าซและของเหลวรวมถึงอยู่ในตัวกักเก็บไฮโดรเจนทั้งทางรถ ทางเรือและทางท่อ
- ทั้งนี้ ในส่วนของการกำกับดูแลยานยนต์ที่ใช้ไฮโดรเจนก็ควรมีการออกกฎกระทรวงกำหนดเครื่องอุปกรณ์และส่วนควบของรถที่ใช้ในการขนส่งที่ใช้ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิง ตามพระราชบัญญัติการขนส่งทางบก พ.ศ. 2522 และกฎกระทรวงกำหนดส่วนควบและเครื่องอุปกรณ์ของรถที่ใช้ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิง ตามพระราชบัญญัติรถยนต์ พ.ศ. 2522 และควรมีการกำหนดให้ผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรมรถยนต์ขนาดใหญ่และรถยนต์ขนาดเล็กต้องเป็นไปตามมาตรฐาน ตามพระราชบัญญัติมาตรฐานผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรม พ.ศ. 2511
- นอกจากนั้นก็ยังอาจจะต้องพิจารณาแก้ไขปรับปรุงกฎหมายอื่นที่เกี่ยวข้องเพิ่มเติม อาทิ ข้อกำหนดผังเมืองรวม ตามพระราชบัญญัติการผังเมือง พ.ศ. 2562 เพื่อแก้ไขข้อจำกัดในการใช้ประโยชน์ที่ดินเพื่อประกอบกิจการโรงงานผลิตไฮโดรเจน

5. ศึกษา วิเคราะห์ศักยภาพของประเทศไทยในการผลิตและการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงาน เพื่อการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียน ทั้งในด้านการเพิ่มความยืดหยุ่นให้กับระบบไฟฟ้า การกักเก็บพลังงาน การพัฒนาโครงสร้างพื้นฐาน รวมทั้งข้อมูลทางเศรษฐศาสตร์ และความสามารถในการแข่งขันของการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงาน

5.1 การวิเคราะห์ศักยภาพของประเทศไทยในการผลิตไฮโดรเจนในภาคพลังงาน และภาคขนส่งเพื่อการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียน

ศักยภาพของประเทศไทยในการผลิตไฮโดรเจนจากพลังงานฟอสซิล ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติ และพลังงานหมุนเวียน ซึ่งได้แก่ พลังงานแสงอาทิตย์ ชีวมวล ลม และน้ำ ตามลำดับ นั้น พบว่าในปี พ.ศ. 2561-2580 ศักยภาพการผลิตไฮโดรเจนจากก๊าซธรรมชาติด้วยวิธีการรีฟอร์มมิงแบบมีการดักจับคาร์บอนที่จะสามารถผลิตไฮโดรเจนตั้งแต่ 23.99-31.33 Mtoe ซึ่งเมื่อรวมกับการผลิตจากพลังงานหมุนเวียนที่ 100.98 Mtoe จะทำให้ประเทศไทยมีศักยภาพการผลิตทั้งหมด 124.97-132.31 Mtoe

ในขณะที่แบบที่ไม่มีการดักจับคาร์บอนที่ประสิทธิภาพการผลิตจะสามารถผลิตไฮโดรเจนตั้งแต่ 25.39-33.16 Mtoe ตามลำดับ ซึ่งเมื่อรวมกับการผลิตจากพลังงานหมุนเวียนที่ 100.98 Mtoe จะทำให้ประเทศไทยมีศักยภาพการผลิตทั้งหมด 126.37-134.14 Mtoe ตามลำดับ

ปัจจุบันภาพรวมของอุตสาหกรรมการผลิตไฮโดรเจนของประเทศไทยนั้นพบว่าการผลิตในเชิงพาณิชย์มีจำนวนไม่มากนักโดยส่วนมากปริมาณการใช้ไฮโดรเจนยังจำกัดอยู่ในกลุ่มอุตสาหกรรมบางประเภทเท่านั้น ทั้งนี้ ผู้ผลิตและจำหน่ายในประเทศไทยมี 4 บริษัท ได้แก่ (1) บริษัท บางกอกอินดัสเทรียลแก๊ส จำกัด (2) บริษัท แอร์ลิควิด (ประเทศไทย) จำกัด (3) บริษัท ลินเด (ประเทศไทย) จำกัด (มหาชน) และ (4) บริษัท แอร์โปรดักส์ อินดัสตรี จำกัด

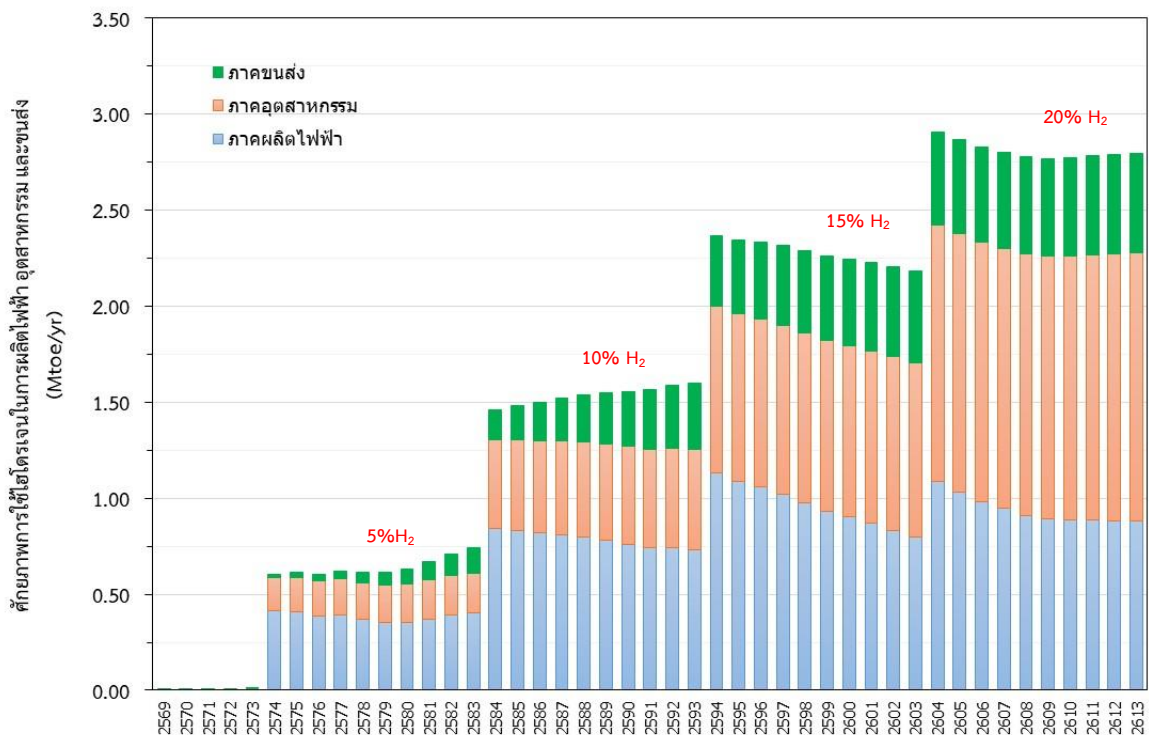
5.2 การวิเคราะห์ศักยภาพของประเทศไทยในการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงานและภาคขนส่งเพื่อการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียน

ภาพรวมของอุตสาหกรรมการใช้ไฮโดรเจนของประเทศไทยนั้นพบว่า ในประเทศไทยยังไม่มีมีการใช้ไฮโดรเจนในภาคขนส่ง ยกเว้นใช้ในโครงการสาธิตและงานวิจัยซึ่งมีปริมาณน้อยมาก ความต้องการและการใช้ไฮโดรเจนในประเทศไทย พบว่ามีการใช้งานในภาคพลังงานอยู่หลายกลุ่มอุตสาหกรรมต่าง ๆ ดังนี้

- อุตสาหกรรมเคมีและปิโตรเคมี (chemicals & petrochemical) ใช้ไฮโดรเจนเป็นสารตั้งต้นในการสังเคราะห์แอมโมเนียและเมทานอล
- อุตสาหกรรมผสมโลหะ ใช้ไฮโดรเจนในการลดออกไซด์ (oxide) ของโลหะเพื่อป้องกันการเกิดออกซิเดชัน (oxidation)
- อุตสาหกรรมงานเชื่อม/ตัดพลาสมา หรือการเชื่อมสแตนเลสแบบ gas metal arc welding (gmaw) และ gas tungsten arc welding (gtaw) ใช้ไฮโดรเจนผสมกับก๊าซชนิดอื่น เช่น อาร์กอน เพื่อเป็นก๊าซปกคลุม
- อุตสาหกรรมสารกึ่งตัวนำ (semiconductors) ใช้ไฮโดรเจนในขั้นตอนลดความดันบรรยากาศ
- อุตสาหกรรมอาหาร ใช้ไฮโดรเจนในกระบวนการไฮโดรจิเนชัน (hydrogenation) เปลี่ยน กรดไขมันไม่อิ่มตัวให้กลายเป็นกรดไขมันอิ่มตัว

- อุตสาหกรรมแก้ว โดยส่วนมากปริมาณการใช้ไฮโดรเจนยังจำกัดอยู่ในกลุ่มอุตสาหกรรมบางประเภท เท่านั้น

จากการวิเคราะห์ศักยภาพของประเทศไทยในการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงานและภาคขนส่ง พบว่าประเทศไทยมีศักยภาพในการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงานไฟฟ้า ภาคอุตสาหกรรม และภาคขนส่งโดยรวมดังนี้ ในช่วงปี พ.ศ. 2569-2573 มีศักยภาพในการใช้ไฮโดรเจน 0.0007 – 0.012 Mtoe ต่อมาในปี พ.ศ. 2574-2583 มีศักยภาพในการใช้รวม 0.60-0.74 Mtoe ส่วนในปี พ.ศ. 2584-2593 มีศักยภาพในการใช้รวม 1.46-1.60 Mtoe ถัดมาในปี พ.ศ. 2594-2603 มีศักยภาพในการใช้รวม 2.18-2.37 Mtoe และในช่วง 10 ปี สุดท้ายในปี พ.ศ. 2604-2613 มีศักยภาพในการใช้รวม 2.80-2.91 Mtoe ดังแสดงในรูปที่ 3 ตามลำดับ



รูปที่ 3: สรุปศักยภาพของประเทศไทยในการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงานไฟฟ้า อุตสาหกรรม และภาคขนส่ง ระหว่างปี พ.ศ. 2569-2613

5.3 การเพิ่มความยืดหยุ่นให้กับระบบไฟฟ้า การกักเก็บพลังงาน การพัฒนาโครงสร้างพื้นฐาน

การศึกษาการนำไฮโดรเจนมาเพิ่มความยืดหยุ่นให้กับระบบไฟฟ้า การกักเก็บพลังงาน และการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานเพื่อการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนพบว่าสามารถทำได้โดยใช้เปลี่ยนไฟฟ้าส่วนเกิน (electricity surplus) จากแหล่งพลังงานหมุนเวียน อาทิ โซลาร์และพลังงานลม โดยเปลี่ยนเป็นก๊าซไฮโดรเจนหรือก๊าซมีเทน ซึ่งเรียกว่ากระบวนการเปลี่ยนพลังงานเป็นก๊าซ (power to gas; PtG) หรือเรียกว่ากระบวนการ PtG จัดว่ามีบทบาทสำคัญของระบบพลังงานในอนาคต ซึ่งคาดว่าพลังงานส่วนใหญ่ในโลกจะผลิตจากพลังงานทดแทนชนิดต่างๆ อาทิ พลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม ซึ่งมีจุดอ่อนคือความไม่แน่นอนในการผลิตพลังงานไฟฟ้าที่ผลิตเป็นช่วงๆ ทำให้มีความต้องการระบบกักเก็บพลังงาน (energy storage) เพื่อให้สามารถใช้งานได้อย่างเต็มประสิทธิภาพ

สำหรับการประเมินศักยภาพการผลิตไฮโดรเจนเพื่อเพิ่มความยืดหยุ่นให้กับระบบไฟฟ้า การกักเก็บพลังงาน และการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานเพื่อการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียน มีความเป็นไปได้ 2 แนวทาง ได้แก่

- 1) แนวทางที่ 1 การใช้พลังงานไฟฟ้าส่วนเกินมาผลิตก๊าซไฮโดรเจนเพื่อกักเก็บพลังงาน โดยสามารถเปลี่ยนเป็นพลังงานไฟฟ้าอีกครั้งได้โดยผ่านเซลล์เชื้อเพลิง (fuel cell)

สำหรับแนวทางที่ 1 หากมีความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงในช่วงเวลาใดก็สามารถนำไฮโดรเจนที่ผลิตได้จากกังหันมาผลิตไฟฟ้าผ่านเซลล์เชื้อเพลิงซึ่งมีประสิทธิภาพโดยรวม 40-60% และจ่ายไฟฟ้าผ่านระบบสายส่งไฟฟ้าได้ ดังตัวอย่างโครงการกังหันลมผลิตไฟฟ้าลำตะคอง ของ กฟผ. ได้นำระบบ wind hydrogen hybrid ควบคู่กับการใช้เซลล์เชื้อเพลิงมาใช้กับกังหันลม ที่จะช่วยให้ไฟฟ้าที่ผลิตจากกังหันลม สามารถจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบได้เสถียร ซึ่งนับเป็นประเทศแรกในเอเชียที่ใช้ระบบดังกล่าว

- 2) แนวทางที่ 2 การใช้พลังงานไฟฟ้าส่วนเกินมาผลิตก๊าซไฮโดรเจนเพื่อฉีดลงท่อก๊าซธรรมชาติ เพื่อเป็นเชื้อเพลิงผสมสำหรับโรงไฟฟ้าและโรงงานอุตสาหกรรม

สำหรับแนวทางที่ 2 การใช้พลังงานไฟฟ้าส่วนเกินมาผลิตก๊าซไฮโดรเจนเพื่อฉีดลงท่อก๊าซธรรมชาติ เพื่อเป็นเชื้อเพลิงผสมสำหรับโรงไฟฟ้าและโรงงานอุตสาหกรรมนั้น จากการวิเคราะห์ปัจจัยเบื้องต้น โดยเปรียบเทียบกับประเทศเยอรมันที่ได้เริ่มมีการใช้พลังงานไฟฟ้าส่วนเกินในการผลิตก๊าซไฮโดรเจน และมีเทน พบว่ามีปัจจัยที่แตกต่างแบบมีนัยสำคัญ ได้แก่ โครงสร้างพื้นฐานที่ประเทศเยอรมันมีแนวท่อส่งก๊าซธรรมชาติครอบคลุมพื้นที่ส่วนใหญ่ของประเทศเป็นระยะทางกว่า 5 แสนกิโลเมตร ในขณะที่ประเทศไทยมีท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบกระยะทางเพียง 2,122 กม. จึงเป็นข้อจำกัดที่สำคัญ ดังแสดงในตารางที่ 7

ตารางที่ 7: การวิเคราะห์ปัจจัยเบื้องต้นในการผลิตก๊าซไฮโดรเจนเพื่อเพิ่มความยืดหยุ่นให้กับระบบไฟฟ้า

ปัจจัย	เยอรมัน	ประเทศไทย
1) พลังงานทดแทนส่วนเกิน (electricity surplus)	สัดส่วนพลังงานทดแทน 45.4% ของการใช้พลังงานไฟฟ้า	สัดส่วนพลังงานทดแทน 22.9% ของการใช้พลังงานไฟฟ้า
2) โครงสร้างพื้นฐาน	มีโครงข่ายก๊าซธรรมชาติทั่วประเทศ ระยะทางกว่า 511,000 กม.	มีโครงข่ายก๊าซธรรมชาติบนบกในพื้นที่จำกัด ระยะทาง 2,122 กม.
3) ศักยภาพการใช้ประโยชน์ก๊าซไฮโดรเจนสีเขียว (green hydrogen)	- energy storage - ความร้อนโดยฉีดลงท่อก๊าซธรรมชาติ - ผลิตพลังงานไฟฟ้าโดยฉีดลงท่อก๊าซธรรมชาติ	- energy storage ในกรณีที่ห่างไกลแนวท่อก๊าซธรรมชาติ - ผลิตพลังงานไฟฟ้า โดยฉีดลงท่อก๊าซธรรมชาติ ในกรณีที่อยู่ใกล้แนวท่อก๊าซธรรมชาติ

ที่มา : สำนักนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน, 2563

ถึงแม้ว่าประเทศไทยจะมีศักยภาพการใช้ไฮโดรเจนในการผลิตไฟฟ้าที่จะใช้เป็นเชื้อเพลิงร่วมกับก๊าซธรรมชาติสำหรับโรงไฟฟ้าที่มีอยู่ในปัจจุบันโดยมีสมมติฐานการใช้ที่ 20% ของโรงไฟฟ้าใหม่และมีสัดส่วนการผลิตที่ 10%-30% นั้น แต่โรงไฟฟ้าพลังงานทดแทนส่วนใหญ่ตั้งอยู่ห่างไกลแนวท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ทำให้ต้องทำการขนส่งไฮโดรเจนในรูปก๊าซอัดความดันสูงจากแหล่งผลิตไปยังแนวท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ซึ่งพบว่าจะมี

ต้นทุนในส่วนการขนส่งที่เพิ่มขึ้นมาทำให้มีผลต่อต้นทุนการผลิตไฟฟ้าที่สูงขึ้นได้ ดังนั้นการผลิตไฮโดรเจนในพื้นที่ที่มีการผลิตพลังงานหมุนเวียน ได้แก่ พลังงานแสงอาทิตย์ ลม เป็นต้น ตามแนวทางที่ 1 จะเหมาะสมกว่าทั้งในด้านพื้นที่ การลงทุน และความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์

5.4 ต้นทุนไฮโดรเจนจากเทคโนโลยีต่าง ๆ

5.4.1 ต้นทุนไฮโดรเจนจากเทคโนโลยีต่าง ๆ

ต้นทุนไฮโดรเจนจากเทคโนโลยีต่าง ๆ มีความแตกต่างกันออกไปตามเงินลงทุนของเทคโนโลยี และต้นทุนของเชื้อเพลิงที่นำมาใช้ อาทิ 1) เทคโนโลยีรีฟอร์มมิ่งขึ้นอยู่กับราคาก๊าซธรรมชาติ 2) รีฟอร์มมิ่งพร้อมชุดดักจับคาร์บอนจะสูงขึ้นมาด้วยเงินลงทุนในการดักจับคาร์บอน 3) แก๊สซิฟิเคชันขึ้นอยู่กับราคาก๊าซหุงต้ม 4) แก๊สซิฟิเคชันพร้อมชุดดักจับคาร์บอนจะสูงขึ้นมาด้วยเงินลงทุนในการดักจับคาร์บอนเช่นเดียวกับข้อ 2) และ 5) อิเล็กโทรไลซิสจะมีต้นทุนที่ขึ้นกับพลังงานทดแทน เช่น แสงอาทิตย์ ลม และน้ำ เป็นต้น

ต้นทุนไฮโดรเจนของทุกเทคโนโลยีจะประกอบด้วย ต้นทุนการผลิต ต้นทุนการทำให้เป็นของเหลว ต้นทุนการขนส่งทางเรือและค่าขนส่ง ต้นทุนการขนส่งทางท่อ ต้นทุนการขนส่งทางรถบรรทุก (tube trailer) เป็นต้น สำหรับการนำไปใช้ในภาคพลังงานและภาคขนส่งโดยยังไม่รวมกรณีที่มีการปรับเปลี่ยนอุปกรณ์ในส่วนของผู้ใช้งาน ทั้งนี้ ต้นทุนหลัก ๆ ของไฮโดรเจนจะเป็นในส่วนของการผลิต การทำให้บริสุทธิ์ รวมไปถึงต้นทุนการทำให้เป็นของเหลว ซึ่งสามารถลดต้นทุนในส่วนเหล่านี้ได้ด้วยการเพิ่มกำลังการผลิตหรือการเพิ่มขนาดระบบ

ตารางที่ 8: ต้นทุนของไฮโดรเจนจากเทคโนโลยีต่าง ๆ

สัญลักษณ์	หน่วย	ไฮโดรเจนสีเทา (Gray)			ไฮโดรเจนสีฟ้า (Blue)			ไฮโดรเจนสีน้ำตาล (Brown)			ไฮโดรเจนสีน้ำตาลอ่อน (Light Brown)			ไฮโดรเจนสีเขียว		
เทคโนโลยี		รีฟอร์มมิ่ง			รีฟอร์มมิ่งพร้อมชุดดักจับคาร์บอน			แก๊สซิฟิเคชัน			แก๊สซิฟิเคชันพร้อมชุดดักจับคาร์บอน			อิเล็กโทรไลซิส		
		ปัจจุบัน	อนาคต	เป้าหมาย*	ปัจจุบัน	อนาคต	เป้าหมาย*	ปัจจุบัน	อนาคต	เป้าหมาย*	ปัจจุบัน	อนาคต	เป้าหมาย*	ปัจจุบัน	อนาคต	เป้าหมาย*
ปี พ.ศ.		2564	2593	2603	2564	2593	2603	2564	2593	2603	2564	2593	2603	2564	2593	2603
ประสิทธิภาพ	%	72.00	78.00	-	61.00	68.00	-	57.00	56.00	-	54.00	61.00	-	30.00	35.00	-
การผลิต	USD/kg-H ₂	1.03	0.92	0.92	1.22	1.02	1.02	0.96	0.71	0.71	1.03	0.77	0.77	4.70	2.30	2.00
การทำไฮโดรเจนเหลว	USD/kg-H ₂	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95
การขนส่งทางเรือ	USD/kg-H ₂	1.80	1.10	-	1.80	1.10	-	1.80	1.10	-	1.80	1.10	-	1.80	1.10	-
การขนส่งทางท่อ	USD/kg-H ₂	0.42	0.31	0.30	0.42	0.31	0.30	0.42	0.31	0.30	0.42	0.31	0.30	1.80	1.10	0.90
การขนส่งทางรถ	USD/kg-H ₂	0.54	0.39	0.38	0.54	0.39	0.38	0.54	0.39	0.38	0.54	0.39	0.38	0.62	0.30	0.20
การดักจับ CO ₂	USD/kg-H ₂	-	-	-	0.09	0.08	0.08	-	-	-	0.16	0.15	0.15	0.00	0.00	0.00
ภาษีคาร์บอน	USD/kg-H ₂	0.13	0.12	0.11	0.02	0.02	0.02	0.26	0.23	0.21	0.04	0.03	0.03	0.24	0.20	0.10
รวม	USD/kg-H ₂	4.87	3.79	2.66	5.04	3.87	2.75	4.93	3.69	2.55	4.94	3.70	2.58	10.11	5.95	4.15

ที่มา : National Academy of Engineering, 2547 [5.2]

* สถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย , 2564 [5.22] ; จากโปรแกรมแบบจำลอง

5.4.2 ต้นทุนการขนส่งก๊าซผสมระหว่างไฮโดรเจนและก๊าซธรรมชาติในประเทศไทย

ต้นทุนการขนส่งก๊าซผสมระหว่างไฮโดรเจนและก๊าซธรรมชาติในประเทศไทยสำหรับในกรณีที่การนำก๊าซผสมไปทดแทนเชื้อเพลิงเดิมในโรงงานอุตสาหกรรมที่มีการใช้ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) และน้ำมันเตา โดยโรงงานเหล่านี้จะต้องตั้งอยู่ภายในรัศมีไม่เกิน 50 กิโลเมตรจากสถานีบริการ NGV แบบสถานีแม่ (mother station) นั้น จะใช้รูปแบบการขนส่งเดียวกับการขนส่งก๊าซธรรมชาติอัดสำหรับยานยนต์ ได้แก่ สถานีบริการ NGV แบบสถานีแม่ (mother station) และ รถบรรทุกขนส่งที่ใช้หัวลากเครื่องยนต์ดีเซล (tube trailer) มาคิดต้นทุนของสถานีแม่ก๊าซ NGV และรถขนส่ง

ภาพรวมการศึกษาครั้งนี้จะได้ต้นทุนสถานีแม่ ทั้งในส่วนที่ ปตท. ลงทุนเอง และกรณี เอกชน ลงทุน และต้นทุนขนส่ง ซึ่งจากการคำนวณต้นทุนค่าใช้จ่ายในการดำเนินการและต้นทุนขนส่ง โดยใช้ค่า WACC เฉลี่ยที่ 9.22% พบว่าสถานีแม่ทั้งในส่วนที่ ปตท. ลงทุนเอง และกรณี เอกชนลงทุน มีต้นทุนเฉลี่ย 1.1324 บาทต่อกิโลกรัมก๊าซผสม (NG&H₂) ในขณะที่ต้นทุนด้านการขนส่งภายในรัศมี 50 กิโลเมตร มีต้นทุนเฉลี่ย 1.0843 บาทต่อกิโลกรัมก๊าซผสม (NG&H₂) ตามลำดับ ดังแสดงในตารางที่ 9

ตารางที่ 9: สรุปต้นทุนเฉลี่ยของสถานีแม่และการขนส่งภายในรัศมี 50 กม. คิดที่ WACC เฉลี่ยที่ 9.22%

รายการ	ต้นทุน	ปริมาณ (กก./ปี)	เฉลี่ย	%ปตท./เอกชน
สถานีแม่				
สถานีแม่ ปตท.	1.0936	819,222,425	1.1324	64.51%
สถานีแม่ เอกชน	1.1930	524,466,040		35.49%
ขนส่งคำนวณ	1.0843	1,507,157,088	1.0843	100%

ที่มา : มหาวิทยาลัยขอนแก่น, 2562 [5.24]

อย่างไรก็ตาม เนื่องจากก๊าซผสม (NG&H₂) มีการกำหนดสัดส่วนผสมไฮโดรเจนเป็นแบบขั้นบันไดใน 4 สัดส่วน ได้แก่ 5, 10, 15 และ 20% โดยปริมาตรนั้น ต้นทุนของสถานีแม่และต้นทุนด้านการขนส่งจึงผันแปรไปตามสัดส่วนดังกล่าว พบว่าต้นทุนสถานีแม่จะมีต้นทุนเพิ่มขึ้นตามสัดส่วนของก๊าซผสมที่เปลี่ยนไปโดยมีต้นทุน 1.1324 1.1850 1.2427 1.3063 1.3768 บาทต่อกิโลกรัมก๊าซผสม (NG&H₂) ตามลำดับ และต้นทุนการขนส่งมีค่า 1.0843 1.1347 1.1899 1.2508 และ 1.3183 บาทต่อกิโลกรัมก๊าซผสม (NG&H₂) ตามลำดับ

5.5 ต้นทุนการปรับเปลี่ยนอุปกรณ์สำหรับการใช้ก๊าซผสม (NG&H₂) มาเป็นเชื้อเพลิงในภาคพลังงานไฟฟ้าและอุตสาหกรรม

ในการนำก๊าซผสม (NG&H₂) มาเป็นเชื้อเพลิงในภาคพลังงานไฟฟ้าและอุตสาหกรรม ปัจจุบันในสหราชอาณาจักร (UK) ได้มีการทดลองผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติในสัดส่วนไม่เกิน 20% โดยปริมาตรทำการส่งผ่านระบบท่อก๊าซธรรมชาติเดิมไปยังผู้ใช้ประเภทต่าง ๆ แล้วพบว่า ผู้ใช้ก๊าซยังไม่รู้สึกถึงความแตกต่างของสมรรถนะการใช้พลังงานโดยไม่ต้องมีการดัดแปลงหรือเปลี่ยนอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้องแต่อย่างใด อย่างไรก็ตาม การผสมไฮโดรเจนในสัดส่วนที่สูงกว่า 20 – 25% จะต้องมีการปรับปรุงระบบท่อก๊าซเนื่องจากไฮโดรเจนสามารถทำปฏิกิริยากับโลหะและสารประกอบโพลีเอทิลีนในท่อได้ ดังนั้นในการศึกษานี้จะพิจารณาการผสมไฮโดรเจนในสัดส่วนที่ไม่เกิน 20% โดยปริมาตร โดยได้ทำการกำหนดส่วนผสมไฮโดรเจนเป็นแบบขั้นบันไดใน 4 สัดส่วน ได้แก่ 5, 10, 15 และ 20% โดยปริมาตร

สำหรับกรณีการนำก๊าซผสม (NG&H₂) มาเป็นเชื้อเพลิงในภาคพลังงานไฟฟ้านั้น โรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติตามแนวท่อก๊าซสามารถใช้ก๊าซผสมนี้ได้ปกติโดยไม่ต้องลงทุนปรับเปลี่ยนอุปกรณ์แต่อย่างใด เช่นเดียวกับกรณีภาคอุตสาหกรรมที่มีการนำก๊าซผสม (NG&H₂) ในสัดส่วนไม่เกิน 20% โดยปริมาตร ไปใช้เป็นเชื้อเพลิงในรูปความร้อนโดยการป้อนให้กับหม้อไอน้ำ (boiler) นั้น สามารถใช้กับระบบหรืออุปกรณ์ได้เหมือนเดิม แต่สำหรับกรณีที่มีการใช้ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) และน้ำมันเตา จะต้องมีการปรับเปลี่ยนอุปกรณ์ที่รับและป้อนเชื้อเพลิงให้กับหม้อไอน้ำ โดยสามารถใช้รูปแบบหรือระบบรวมไปถึงอุปกรณ์เดียวกันกับกรณีที่มีการทดแทนด้วยก๊าซธรรมชาติอัดทุกประการ

ต้นทุนในการปรับเปลี่ยนอุปกรณ์สำหรับโรงงานอุตสาหกรรมที่มีการเปลี่ยนเชื้อเพลิงจากก๊าซปิโตรเลียมเหลว หรือน้ำมันเตา มาเป็นก๊าซผสม (NG&H₂) ในสัดส่วนไม่เกิน 20% โดยปริมาตรนั้นประกอบด้วย ค่าระบบเครื่องมือวัดปริมาณก๊าซพร้อมติดตั้งและสอบเทียบ (mass flow meter) ค่าชุดลดความดัน (pressure reducing system: PRS) หัวเผาเครื่องกำเนิดไอน้ำ ขนาด 3 ตันต่อชั่วโมง (ตัวอย่างขนาดสำหรับการศึกษานี้) แบบใช้กับ mixed gas ค่าระบบท่อ วาล์ว ระบบความปลอดภัย ตั้งแต่รถบรรทุก (tube trailer) ถึง gas train ค่าติดตั้ง ค่าทดสอบ และอื่น ๆ เป็นจำนวนเงิน 4.05 ล้านบาท นอกจากนี้ยังมีค่าอื่นๆ อีก เช่น ค่าตรวจและทดสอบ ค่าใบอนุญาตต่าง ๆ เป็นต้น จำนวน 0.50 ล้านบาท รวมต้นทุนทั้งหมด 4.55 ล้านบาท

ในการเปลี่ยนเชื้อเพลิงจากก๊าซปิโตรเลียมเหลว หรือน้ำมันเตา มาเป็นก๊าซผสม (NG&H₂) อ้างอิงหม้อไอน้ำขนาด 3 ตันต่อชั่วโมง เป็นกรณีศึกษา โดยมีความต้องการปริมาณความร้อนที่ 9,754,538 กิโลจูลต่อชั่วโมง ดังนั้นเมื่อทำการเปลี่ยนเชื้อเพลิงเป็นก๊าซผสมซึ่งจะทำให้ค่าความร้อนลดลง จำเป็นจะต้องทำการปรับความดันหรืออัตราการไหลของก๊าซผสมให้เพิ่มขึ้น ทั้งนี้เพื่อให้ได้ปริมาณความร้อนเท่าเดิม ซึ่งจะพบว่าอัตราการไหลของก๊าซผสม ที่สัดส่วน 5, 10, 15 และ 20% โดยปริมาตรนั้น จะค่อยเพิ่มขึ้นจาก 302 ลูกบาศก์เมตรมาตรฐานต่อชั่วโมง เป็น 337 ลูกบาศก์เมตรมาตรฐานต่อชั่วโมง ดังแสดงในตารางที่ 10

ตารางที่ 10: อัตราการไหลของก๊าซผสม ที่สัดส่วน 5, 10, 15 และ 20%โดยปริมาตร สำหรับหม้อไอน้ำขนาด 3 ตันต่อชั่วโมง

ไฮโดรเจน	ก๊าซธรรมชาติ	ปริมาณความร้อน	ค่าความร้อนต่ำของก๊าซผสม (LHV)	อัตราการไหลก๊าซผสม (HG&H ₂)
(% โดยปริมาตร)		(กิโลจูล/ชั่วโมง)	(กิโลจูล/ลบ.ม.มาตรฐาน)	(ลบ.ม.มาตรฐาน/ชม.)
0	100	9,754,538	33,457	292
5	95	9,754,538	32,336	302
10	90	9,754,538	31,215	312
15	85	9,754,538	30,094	324
20	80	9,754,538	28,972	337

หมายเหตุ ลูกบาศก์เมตรมาตรฐาน (ลบ.ม. มาตรฐาน) เป็นสภาวะที่ 0 องศาเซลเซียส และความดัน 1 บรรยากาศ

5.6 ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับการผลิตไฮโดรเจนด้วยกระบวนการอิเล็กโทรไลซิส

การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับนำไปใช้ในการผลิตไฮโดรเจนด้วยกระบวนการอิเล็กโทรไลซิสหรือไฮโดรเจนสีเขียว (green) นั้น สามารถดำเนินการได้หลายแบบ สำหรับต้นทุนของการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศไทยนั้นจะมีราคาถูกลงเมื่อมีการติดตั้งในขนาดใหญ่ขึ้น โดยตัวอย่างของการลงทุนระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาขนาด 1 MWp มีเงินลงทุนทั้งสิ้น 30-35.50 ล้านบาท สามารถผลิตไฟฟ้าได้ 1,450,000 -1,460,000 kWhต่อปี

ทั้งนี้สำหรับกรณีตัวอย่างของประเทศพบว่าที่ขนาด 1 MWp เท่ากันจะใช้เงินลงทุน 4,780,000 USD และมีต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าอยู่ที่ 0.098 USD/kWh นอกจากนี้ในส่วนระบบไฮโดรเจนจะมีต้นทุน 4.80 USD/SCFD-H₂

6. ศึกษาวิเคราะห์โครงสร้างราคาที่เป็นธรรมและเหมาะสมกับประเทศไทยในการส่งเสริมการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงาน

6.1 แนวคิดของการส่งเสริมการนำไฮโดรเจนไปใช้ในภาคพลังงานและภาคขนส่ง

ปัจจัยหลักที่ภาครัฐควรส่งเสริมให้มีการนำไฮโดรเจนไปใช้ในภาคพลังงานและภาคขนส่ง ได้แก่ ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงที่สะอาดกว่าเชื้อเพลิงความร้อนประเภทอื่น ๆ เนื่องจากในการเผาไหม้ไฮโดรเจนเพื่อเป็นเชื้อเพลิงความร้อนนั้นจะมีเพียงไอน้ำเป็นผลิตภัณฑ์พลอยได้และไม่มีการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ จึงถือได้ว่าไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงที่มีความเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อมสูง และจะมีบทบาทในการเป็นพลังงานทางเลือกให้กับประเทศทั้งในภาคพลังงานและภาคขนส่ง และช่วยผลักดันให้ประเทศก้าวเข้าสู่ความเป็นกลางทางคาร์บอน (carbon neutrality) ได้เร็วยิ่งขึ้น อย่างไรก็ตาม สำหรับภาคเอกชนแล้ว ปัจจัยที่สำคัญที่สุดที่จะทำให้ผู้ใช้ทั้งในภาคพลังงานและภาคขนส่งเปลี่ยนมาใช้ไฮโดรเจน ก็คือ ส่วนต่างราคาเชื้อเพลิงที่มากเพียงพอที่จะทำให้ความคุ้มค่าของการลงทุนปรับเปลี่ยนระบบเชื้อเพลิงในระยะยาว ปัจจัยรองลงมาคือ ความมั่นใจว่าจะมีปริมาณเชื้อเพลิงให้ใช้งานได้อย่างต่อเนื่องไม่ขาดแคลน รวมทั้งต้องเป็นทางเลือกที่คุ้มค่ากว่าเทคโนโลยีประเภทอื่น ๆ ที่อยู่ในกลุ่มทดแทนกันได้

ดังนั้น ในการดำเนินการวิเคราะห์นโยบายการส่งเสริมการใช้ไฮโดรเจนจะต้องมีการประเมินความคุ้มค่าทางการเงิน (financial feasibility) ของการลงทุนในส่วนของภาคเอกชนเป็นลำดับแรกเสมอ โดยจะต้องมีการวิเคราะห์เปรียบเทียบกับผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์ (economic benefit) ที่สังคมโดยรวมจะได้รับ (ทางอ้อม) หากภาครัฐดำเนินนโยบายส่งเสริมการปรับเปลี่ยนเชื้อเพลิงดังกล่าว

6.2 กรอบแนวทางการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์และการเงิน ของการนำไฮโดรเจนไปใช้ในภาคพลังงาน และภาคขนส่ง

6.2.1 รูปแบบการดำเนินธุรกิจภาคพลังงานและขนส่ง

แนวทางการวิเคราะห์ความคุ้มค่า (feasibility analysis) ทางด้านเศรษฐศาสตร์และการเงินในโครงการนี้จะวิเคราะห์แนวโน้มของรูปแบบการดำเนินธุรกิจที่ควรจะเป็นของแต่ละองค์กรที่เกี่ยวข้องในภาพรวมหรือที่ควรจะเป็นเท่านั้น มิได้รวมถึงกรณีที่นักลงทุนที่เกี่ยวข้องในส่วนต่าง ๆ ทั้งนี้ ในการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ทางด้านเทคนิคและด้านเศรษฐศาสตร์เบื้องต้นของการส่งเสริมการนำไฮโดรเจนไปใช้ในภาคพลังงานและภาคขนส่ง พบว่าอาจจะมีการใช้งานไฮโดรเจนที่มีความเป็นไปได้สูงอยู่ 4 รูปแบบ ได้แก่ การใช้ในการผลิตพลังงานไฟฟ้า 2 รูปแบบ การใช้ในภาคพลังงานความร้อนสำหรับโรงงานอุตสาหกรรม 1 รูปแบบ และการใช้ในยานยนต์สำหรับภาคขนส่งอีก 1 รูปแบบ โดยมีรายละเอียดดังนี้

6.2.1.1 รูปแบบการใช้งานภาคพลังงานไฟฟ้า

จากการพิจารณาความเป็นไปได้ในการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงานไฟฟ้า จะพบว่ามีความเป็นไปได้ใน 2 รูปแบบ โดยรูปแบบที่ 1 คือ การนำไฮโดรเจนมาเป็นเชื้อเพลิงในโรงไฟฟ้าประเภทที่สามารถใช้เชื้อเพลิงตั้งแต่สองชนิดขึ้นไป (co-firing power plant) และในส่วนองรูปแบบที่ 2 จะเป็นการนำไฮโดรเจนมาผลิตกระแสไฟฟ้าผ่านเซลล์เชื้อเพลิงในฝั่งผู้ใช้ไฟฟ้าซึ่งไฟฟ้าที่ผลิตได้อาจถูกใช้งานบางส่วนและส่วนที่เหลือจะถูกส่งเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้า (electricity grid)

6.2.1.2 รูปแบบการใช้งานในภาคพลังงานความร้อนในโรงงานอุตสาหกรรม

เป็นการนำไฮโดรเจนประเภทต่าง ๆ มาผสมกับก๊าซธรรมชาติเพื่อเป็นเชื้อเพลิงให้ความร้อนในระบบเผาไหม้หม้อไอน้ำ (boiler) ของโรงงานอุตสาหกรรม ทั้งนี้ จากการศึกษาเบื้องต้นพบว่า การนำไฮโดรเจนผสมกับก๊าซธรรมชาติไปใช้เป็นเชื้อเพลิงในโรงงานอุตสาหกรรมที่ตั้งอยู่บนแนวท่อก๊าซธรรมชาติและบริเวณใกล้เคียงแนวท่อก๊าซ โดยสามารถใช้เชื้อเพลิงได้เหมือนกรณีโรงงานอุตสาหกรรมที่ใช้ก๊าซธรรมชาติโดยทั่วไป ซึ่งในรูปแบบธุรกิจนี้ จะมี NG & H₂ terminal ที่ทำการผสมก๊าซไฮโดรเจนและก๊าซธรรมชาติก่อนนำเข้าสู่ระบบท่อก๊าซต่อไป ดังนั้น ในการศึกษาครั้งนี้ จึงพิจารณาเฉพาะการนำไฮโดรเจนไปใช้ในภาคความร้อนในโรงงานอุตสาหกรรมที่ตั้งอยู่บนแนวท่อก๊าซและตั้งอยู่ในบริเวณใกล้เคียงกับแนวท่อก๊าซเท่านั้น

6.2.1.3 รูปแบบการใช้งานในภาคขนส่ง

เป็นนำไฮโดรเจนไปใช้เป็นเชื้อเพลิงเผาไหม้โดยตรงสำหรับเครื่องยนต์สันดาปภายในแบบใช้ไฮโดรเจน (hydrogen internal combustion engine vehicle: HICEV) หรือใช้กับยานยนต์พลังงานไฮโดรเจนที่ใช้เซลล์เชื้อเพลิงเพื่อผลิตเป็นพลังงานไฟฟ้าสำหรับการขับเคลื่อน (fuel cell electric vehicle: FCEV) อย่างไรก็ตาม ในการศึกษาครั้งนี้ จะพิจารณาเฉพาะรูปแบบ FCEV เป็นหลัก เนื่องจากเมื่อพิจารณาความเป็นไปได้ในการนำเทคโนโลยีมาใช้งานในอนาคตแล้ว และมีแนวโน้มที่ผู้ผลิตรถยนต์จะผลิตรถยนต์ในรูปแบบ FCEV

ทั้งนี้ ในการศึกษาครั้งนี้ จะทำการวิเคราะห์รูปแบบและความคุ้มค่าของการนำไฮโดรเจนไปใช้ในแต่ละภาคส่วน ด้วยแนวคิดที่แตกต่างกันไปตามบริบทของการนำไฮโดรเจนไปใช้ที่แตกต่างกัน

6.2.2 กรอบแนวทางการวิเคราะห์สำหรับภาคพลังงานไฟฟ้า

จากพันธะผูกพันระหว่างประเทศที่แสดงความตั้งใจจะร่วมกันลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกให้เป็นศูนย์ภายในปี ค.ศ. 2100 ประเทศไทยได้ประกาศแผนพลังงานชาติที่ตั้งเป้าลดคาร์บอนสุทธิให้เป็นศูนย์ภายในปี ค.ศ. 2065 – 2070 โดยในระยะ 10 ปี (พ.ศ. 2564 – 2573) จะมุ่งเน้นการใช้พลังงานสะอาดเป็นหลักควบคู่ไปกับระบบกักเก็บพลังงาน ซึ่งในระยะยาว จะยังมีความจำเป็นต้องมีการใช้งานโรงไฟฟ้าหลักควบคู่ไปด้วยโดยเฉพาะโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ เนื่องจากระบบไฟฟ้าจะต้องการโรงไฟฟ้าฐานเพื่อรองรับความมั่นคงของระบบ ดังนั้น การผสมผสานระหว่างก๊าซธรรมชาติและไฮโดรเจนเข้าด้วยกันเพื่อเป็นเชื้อเพลิงสำหรับโรงไฟฟ้าจึงมีความจำเป็นเพื่อให้การปลดปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์น้อยลง

สำหรับการวิเคราะห์การนำไฮโดรเจนมาใช้เป็นเชื้อเพลิงในภาคพลังงานไฟฟ้านั้น ในลำดับแรกควรพิจารณาถึงชนิดของเชื้อเพลิงที่มีความเป็นไปได้ที่จะถูกทดแทน ทั้งนี้ เชื้อเพลิงหลักที่ใช้ในโรงไฟฟ้าประเภท co-firing power plant ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติ และถ่านหิน ซึ่งที่ปรึกษาได้ประเมินแนวโน้มการจัดหาโรงไฟฟ้าในอนาคตว่า การก่อสร้างโรงไฟฟ้าถ่านหินในประเทศไทยเพิ่มเติมน่าจะเป็นไปได้ยาก และโรงไฟฟ้าถ่านหินที่อยู่ในระบบน่าจะทยอยสิ้นสุดการใช้งานในอนาคตอันเนื่องมาจากการเริ่มต้นด้านการยอมรับของภาคประชาชนเป็นหลัก อาจกล่าวโดยสรุปได้ว่าถ่านหินจะถูกลดบทบาทในการเป็นเชื้อเพลิงในภาคพลังงานไฟฟ้า ในขณะที่ก๊าซธรรมชาติเหลว หรือ LNG จะมีบทบาทมากขึ้น ดังนั้น ในการศึกษาการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงานไฟฟ้ารูปแบบที่ 1 นี้ จึงจะพิจารณาเฉพาะการนำไฮโดรเจนมาใช้เป็นเชื้อเพลิงผสมกับก๊าซธรรมชาติและก๊าซธรรมชาติเหลวในระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติหลักของประเทศ แต่อย่างไรก็ดี ไฮโดรเจนถือเป็นเชื้อเพลิงรูปแบบใหม่ จึงสามารถคาดการณ์ได้ว่าราคาไฮโดรเจนจะสูงกว่าราคาเชื้อเพลิงอื่น ๆ ย่อมทำให้อัตราค่าไฟฟ้าสูงขึ้นตามไปด้วย

ดังนั้น ในการวิเคราะห์ในภาคพลังงานไฟฟ้านั้น นอกจากการวิเคราะห์ต้นทุนที่น่าจะเกิดขึ้นจริงกับผู้ประกอบการแล้ว ยังต้องครอบคลุมการจัดเตรียมแนวทางเพื่อบรรเทาผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าอันเนื่องมาจากการเพิ่มขึ้นของอัตราค่าไฟฟ้าด้วย จึงจะสามารถส่งเสริมการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงานไฟฟ้าได้อย่างเป็นรูปธรรม ทั้งนี้ ขั้นตอนการวิเคราะห์การใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงานไฟฟ้าประกอบด้วย การวิเคราะห์ต้นทุนที่จะเกิดขึ้นกับผู้ประกอบการในส่วนต่าง ๆ ตลอดห่วงโซ่อุปทาน การวิเคราะห์ผลกระทบต่ออัตราค่าไฟฟ้า และการวิเคราะห์แนวทางการส่งเสริมการใช้งานไฮโดรเจนที่เป็นไปได้ ซึ่งจะเป็นข้อมูลสำคัญในการกำหนดข้อเสนอแนะเชิงนโยบายต่อไป

6.2.3 กรอบแนวทางการวิเคราะห์สำหรับภาคพลังงานความร้อนในโรงงานอุตสาหกรรม

จากที่ได้กล่าวมาในเบื้องต้นว่าราคาไฮโดรเจนมีแนวโน้มที่จะสูงกว่าราคาเชื้อเพลิงอื่น ๆ ซึ่งรวมถึงน่าจะสูงกว่าก๊าซธรรมชาติเหลวด้วย การนำไฮโดรเจนมาใช้เป็นเชื้อเพลิงเพื่อทดแทนเชื้อเพลิงอื่นจึงอาจยังไม่สร้างแรงจูงใจด้านราคาให้กับผู้ประกอบการ แต่อาจสร้างแรงจูงใจในประเด็นการเพิ่มสัดส่วนเชื้อเพลิงที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อมและช่วยผลักดันให้องค์กรก้าวสู่ความเป็นกลางทางคาร์บอน (carbon-neutrality) ได้ ดังนั้น การนำไฮโดรเจนมาใช้เป็นเชื้อเพลิง จึงอาจนำมาใช้เป็นก๊าซผสมร่วมกับก๊าซธรรมชาติใช้ทดแทนเชื้อเพลิงเดิม เพื่อเพิ่มสัดส่วนเชื้อเพลิงที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อมแต่ไม่สร้างภาระค่าใช้จ่ายให้กับผู้ประกอบการมากเกินไปทั้งในแง่ของราคาเชื้อเพลิงและต้นทุนในการปรับเปลี่ยนอุปกรณ์

ดังนั้น ในการวิเคราะห์ในภาคความร้อนในโรงงานอุตสาหกรรมนั้น จะเน้นไปที่การวิเคราะห์เพื่อเปรียบเทียบความคุ้มค่าในการปรับเปลี่ยนเชื้อเพลิงเมื่อเทียบกับเชื้อเพลิงเดิมที่โรงงานอุตสาหกรรมใช้อยู่ในปัจจุบัน โดยขั้นตอนการวิเคราะห์การใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงานความร้อนในโรงงานอุตสาหกรรมประกอบด้วย การวิเคราะห์ต้นทุนที่จะเกิดขึ้นกับผู้ประกอบการในส่วนต่าง ๆ ตลอดห่วงโซ่อุปทาน การวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการปรับเปลี่ยนเชื้อเพลิงเมื่อเทียบกับเชื้อเพลิงเดิม และการวิเคราะห์แนวทางการส่งเสริมการใช้งานไฮโดรเจนที่เป็นไปได้ ซึ่งจะเป็นข้อมูลสำคัญในการกำหนดข้อเสนอแนะเชิงนโยบายต่อไป

6.2.4 กรอบแนวทางการวิเคราะห์สำหรับภาคขนส่ง

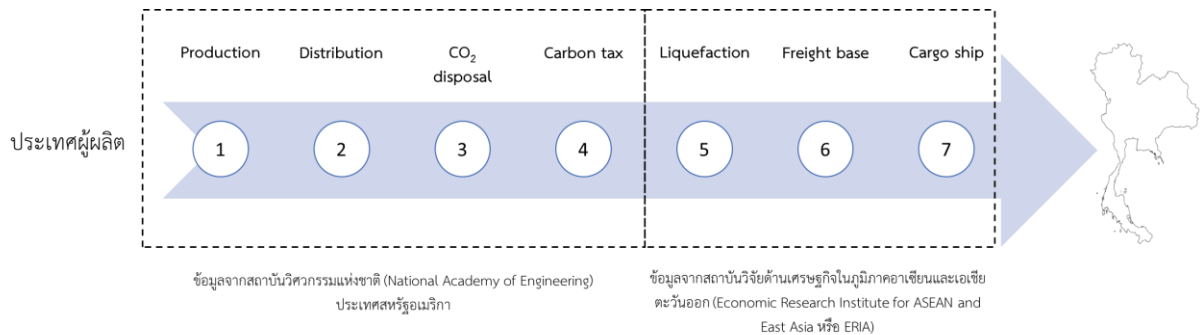
รถยนต์ FCEV นั้นมีคุณสมบัติที่สำคัญคือมีการปล่อยมลพิษที่ท่อเป็นศูนย์ (tailpipe zero emission) ซึ่งมีส่วนสำคัญในการลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมจากการใช้พลังงานในการใช้รถยนต์ อย่างไรก็ตาม ด้วยต้นทุนการผลิตและการขนส่งเชื้อเพลิงไฮโดรเจนที่ยังสูงอยู่ในปัจจุบัน จึงมีคู่แข่งที่สำคัญคือเทคโนโลยียานยนต์ไฟฟ้า (battery electric vehicle: BEV) ดังนั้น ในการศึกษานี้จึงจะวิเคราะห์ต้นทุนของการใช้ไฮโดรเจนในภาคขนส่งเปรียบเทียบกับการใช้รถยนต์ไฟฟ้า โดยจะวิเคราะห์บนพื้นฐานของต้นทุนต่อหน่วยระยะการเดินทางหรือต้นทุนต่อหน่วยพลังงานของรถยนต์ทั้งสองประเภท นอกจากนั้น จะวิเคราะห์แนวทางที่เหมาะสมหากต้องการส่งเสริมให้เกิดการใช้เชื้อเพลิงไฮโดรเจนในภาคขนส่ง

แนวทางวิเคราะห์สำหรับภาคขนส่งจะพิจารณาต้นทุนตลอดวัฏจักรของเชื้อเพลิง (well-to-wheel: WTW) โดยต้นทุนตามวัฏจักรของเชื้อเพลิงนั้นยังแบ่งออกได้เป็น 2 ส่วนคือส่วนต้นทุนการผลิตและขนส่งเชื้อเพลิงไปยังสถานีเติมเชื้อเพลิง (well-to-tank: WTT) และต้นทุนส่วนของการใช้รถยนต์ (tank-to-wheel: TTW) ซึ่งหมายถึงต้นทุนการเป็นเจ้าของยานพาหนะตลอดอายุการใช้งาน

6.3 การวิเคราะห์ราคาเชื้อเพลิงประเภทต่าง ๆ

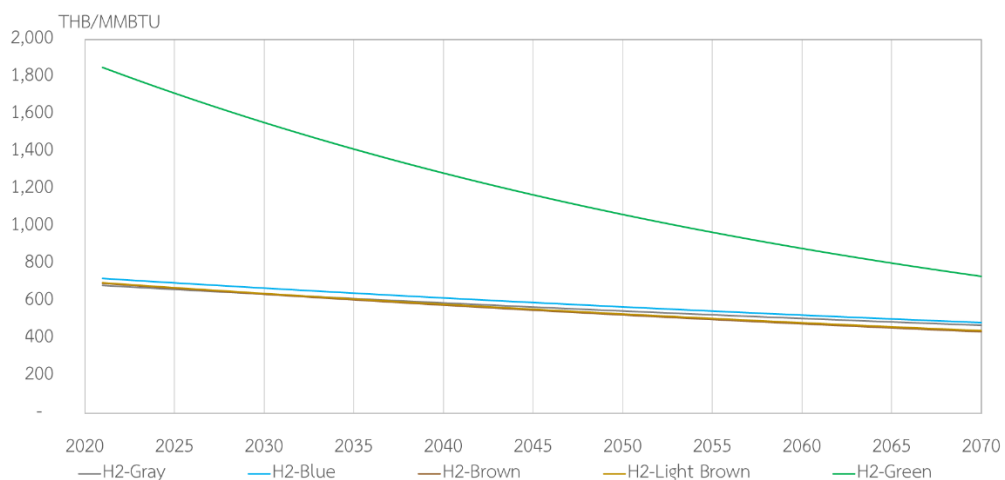
6.3.1 การวิเคราะห์ราคาไฮโดรเจน

เนื่องจากในประเทศไทยยังไม่มีการผลิตไฮโดรเจนเชิงพาณิชย์สำหรับใช้ในภาคพลังงานและการขนส่งอย่างแพร่หลาย การศึกษาครั้งนี้จึงกำหนดสมมติฐานว่าไฮโดรเจนที่นำมาใช้ในภาคพลังงานและการขนส่งนั้นมาจากการนำเข้าเป็นหลัก จะอ้างอิงข้อมูลการวิเคราะห์ต้นทุนไฮโดรเจนจากการศึกษาเรื่อง The Hydrogen Economy: Opportunities, Costs, Barriers, and R&D Needs ของสถาบันวิศวกรรมแห่งชาติ (National Academy of Engineering) ประเทศสหรัฐอเมริกา ที่ได้ทำการศึกษาการผลิตไฮโดรเจนที่ระดับการผลิตและเทคโนโลยีต่าง ๆ ในประเทศสหรัฐอเมริกา ประกอบกับข้อมูล จากสถาบันวิจัยด้านเศรษฐกิจในภูมิภาคอาเซียนและเอเชียตะวันออก (ERIA) ที่ได้แสดงข้อมูลต้นทุนการทำให้เป็นของเหลว (liquefaction) และขนส่งไปต่างประเทศ ทั้งนี้ สามารถแสดงความเชื่อมโยงระหว่างองค์ประกอบต้นทุนของก๊าซไฮโดรเจนและแหล่งข้อมูลที่ใช้ในการศึกษาได้ดังรูปที่ 4

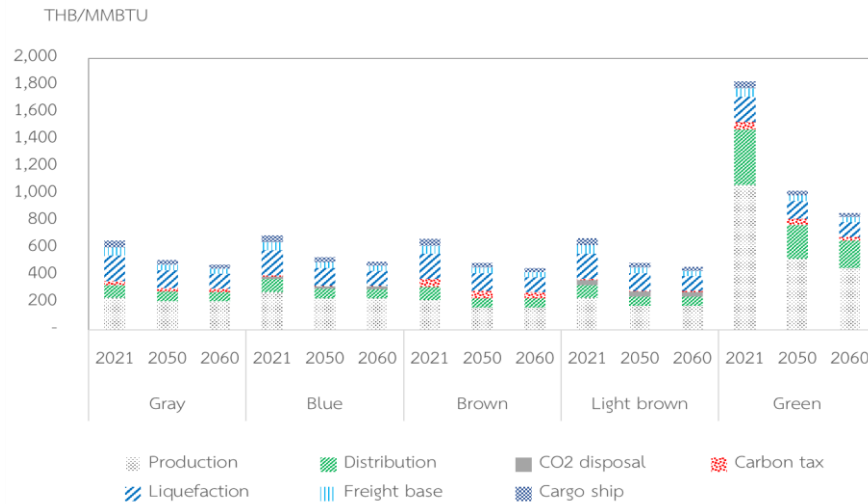


รูปที่ 4: ความเชื่อมโยงระหว่างองค์ประกอบต้นทุนของก๊าซไฮโดรเจนและแหล่งข้อมูลที่ใช้ในการศึกษา

ในการศึกษา ได้ศึกษาต้นทุนแยกตามประเภทไฮโดรเจน ได้แก่ (1) ไฮโดรเจนสีเทา (gray) (2) ไฮโดรเจนสีฟ้า (blue) (3) ไฮโดรเจนสีน้ำตาล (brown) (4) ไฮโดรเจนสีน้ำตาลอ่อน (light brown) และ (5) ไฮโดรเจนสีเขียว (green) โดยราคาไฮโดรเจนที่ประเมินได้และองค์ประกอบต้นทุนดังแสดงในรูปที่ 5-6



รูปที่ 5: การประเมินราคาไฮโดรเจนประเภทต่างๆ ระหว่างปี ค.ศ. 2021 – 2050

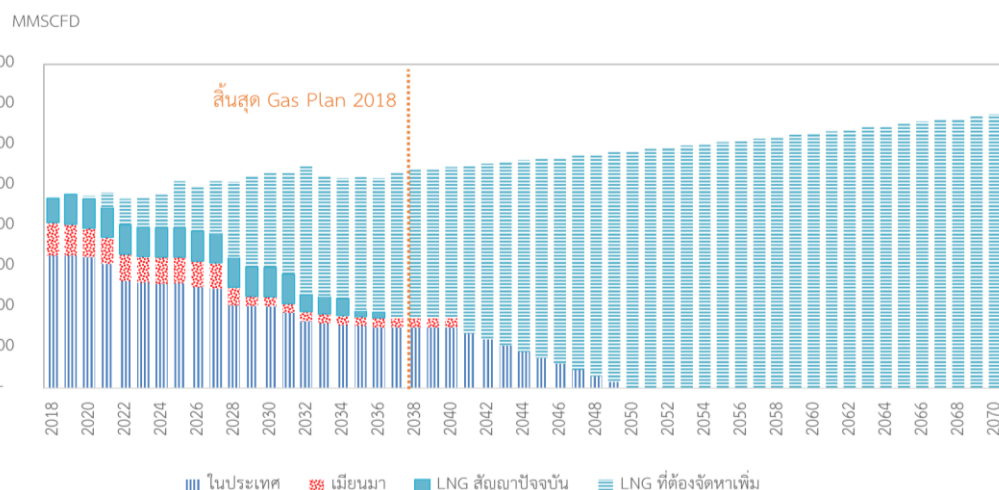


รูปที่ 6: องค์ประกอบต้นทุนของก๊าซไฮโดรเจน ณ ปี ค.ศ. 2021, 2050 และ 2060

6.3.2 การวิเคราะห์ราคาก๊าซธรรมชาติ

เนื่องจากก๊าซธรรมชาติที่นำมาใช้ในประเทศมาจากทั้งแหล่งในประเทศและต่างประเทศ ซึ่งมีโครงสร้างราคาที่แตกต่างกัน ดังนั้นในการวิเคราะห์ราคาก๊าซธรรมชาติในอนาคต จึงจำเป็นต้องมีการวิเคราะห์แนวโน้มการจัดหาก๊าซธรรมชาติในอนาคตก่อน แล้วจึงนำสัดส่วนการจัดหาก๊าซธรรมชาติจากแต่ละแหล่งไปวิเคราะห์ราคาต่อไป ทั้งนี้ การจัดหาก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยในปัจจุบันประกอบด้วย 3 ส่วนหลัก ได้แก่ (1) แหล่งก๊าซภายในประเทศทั้งแหล่งก๊าซบนบก (dry gas from onshore) และแหล่งก๊าซในอ่าวไทย (wet gas from offshore) (2) การนำเข้าก๊าซธรรมชาติทางท่อจากสหภาพเมียนมา (dry gas from Myanmar) และ (3) การนำเข้าในรูปแบบก๊าซธรรมชาติเหลว (liquefied natural gas หรือ LNG) จากต่างประเทศ

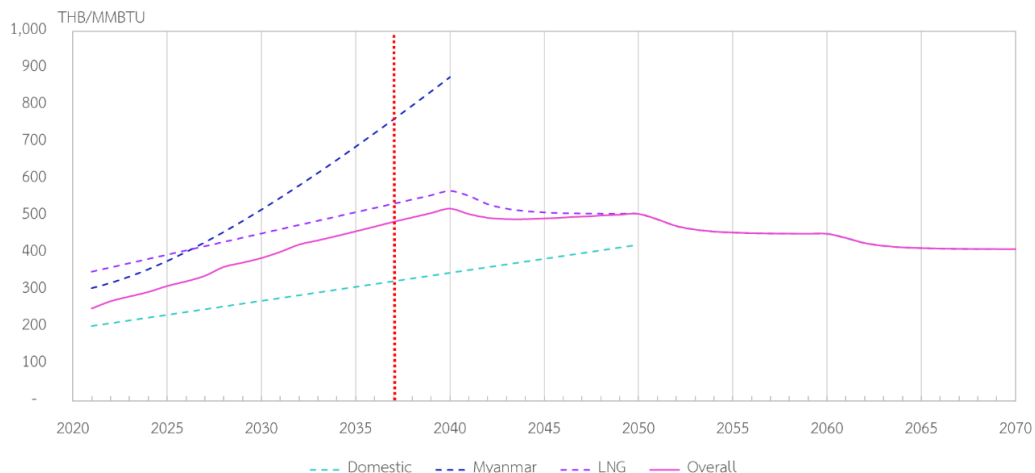
สำหรับปริมาณการจัดหาก๊าซธรรมชาติระหว่างปี ค.ศ. 2021 – 2037 ได้นำมาจากร่าง Gas Plan 2018 ซึ่งได้ประเมินปริมาณการจัดหาก๊าซธรรมชาติไว้จนถึงสิ้นปี ค.ศ. 2037 (พ.ศ. 2580) จากนั้นได้ตั้งสมมติฐานการจัดหาก๊าซธรรมชาติจากแหล่งต่าง ๆ ต่อไปจนถึงปี ค.ศ. 2070 (พ.ศ. 2613) ทั้งนี้ ผลการพยากรณ์การจัดหาก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยระหว่างปี ค.ศ. 2018 – 2070 แสดงดังรูปที่ 7



รูปที่ 7: การพยากรณ์แนวโน้มการจัดหาก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยระหว่างปี ค.ศ. 2018 – 2070

ทั้งนี้ สำหรับการวิเคราะห์ราคาก๊าซธรรมชาติจากทั้ง 3 ส่วนในช่วงปี พ.ศ.2563 – 2613 (ค.ศ. 2020 – 2070) ได้อ้างอิงวิธีการวิเคราะห์ราคาเชื้อเพลิงจาก “โครงการศึกษาเพื่อจัดทำมาตรการส่งเสริมการใช้ ก๊าซธรรมชาติ ก๊าซธรรมชาติเหลว และไบโอมิเทน เพื่อทดแทนน้ำมันเตา ถ่านหิน และก๊าซปิโตรเลียมเหลว” ซึ่งใช้เทคนิคการวิเคราะห์ทางเศรษฐมิติ (econometric) ในรูปแบบกระบวนการอัตโนมัติ (autoregressive process: AR) ซึ่งเป็นรูปแบบหนึ่งของการสร้างแบบจำลองแบบอนุกรมเวลาโดยใช้ข้อมูลสถิติราคาก๊าซธรรมชาติย้อนหลังเป็นตัวกำหนดราคาก๊าซธรรมชาติในอนาคต

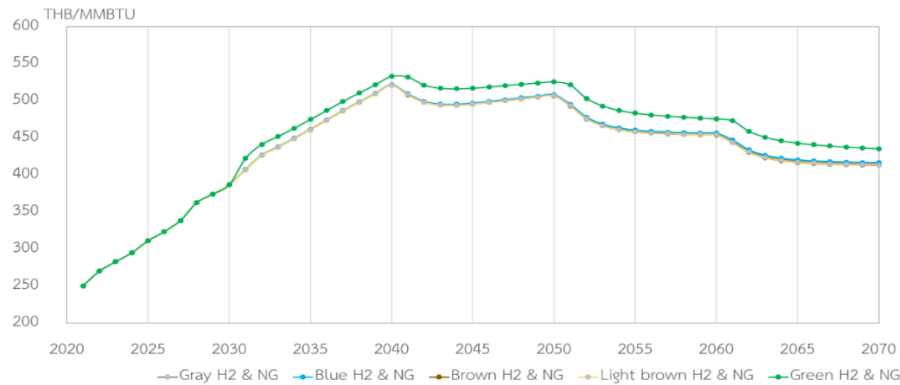
อย่างไรก็ดี เนื่องจากการพยากรณ์ราคาก๊าซธรรมชาติในอนาคตในโครงการนี้ จะพยากรณ์ไปถึงปี 2070 ซึ่งเป็นการพยากรณ์ไปล่วงหน้าถึง 50 ปี ดังนั้น การใช้เพียงเทคนิคอนุกรมเวลาจึงมีโอกาสความคลาดเคลื่อนได้สูงเนื่องจากเป็นการยากที่โครงสร้างของปัจจัยต่าง ๆ ในระดับมหภาคจะไม่เปลี่ยนแปลงตลอดในช่วงของการเปลี่ยนผ่านทางด้านพลังงาน (Energy Transformation) ดังนั้น ที่ปรึกษาจะอาศัยผลการพยากรณ์ภาพอนาคตต่าง ๆ ขององค์กรพลังงานระหว่างประเทศร่วมด้วย โดยจะใช้ผลการศึกษาภาพอนาคตพลังงานของ IEA มาช่วยกำหนดปัจจัยระดับมหภาคแล้วนำมาสร้างแบบจำลองสำหรับพยากรณ์ราคาก๊าซธรรมชาติในระยะยาว ทั้งนี้ ผลการวิเคราะห์ราคาก๊าซธรรมชาติทั้งสามแหล่ง สามารถนำมาวิเคราะห์หาราคาก๊าซธรรมชาติโดยเฉลี่ย ด้วยวิธีเฉลี่ยถ่วงน้ำหนักตามแนวโน้มการจัดหาก๊าซธรรมชาติ ดังรูปที่ 8



รูปที่ 8: การพยากรณ์แนวโน้มราคาก๊าซธรรมชาติจากแหล่งต่าง ๆ และราคาเฉลี่ยก๊าซธรรมชาติ

6.3.3 การวิเคราะห์ราคาเชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนและก๊าซธรรมชาติ

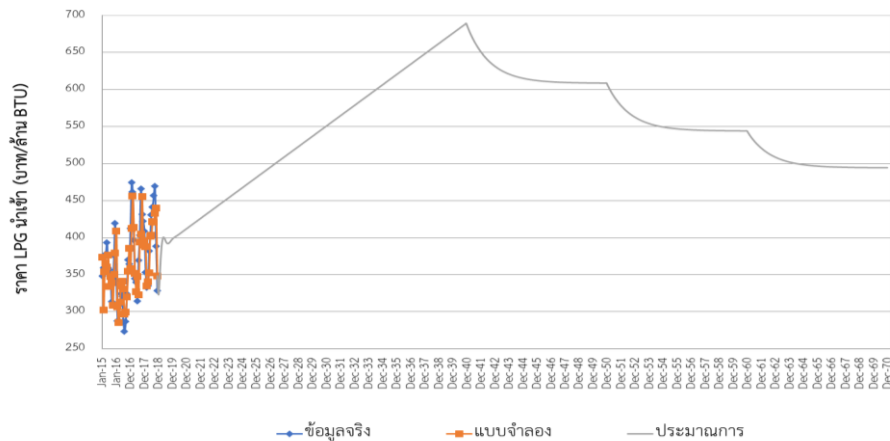
ในการศึกษาได้ตั้งสมมติฐานว่าในอนาคตจะมีการผสมไฮโดรเจนลงในท่อส่งก๊าซธรรมชาติเพื่อส่งให้กับผู้ใช้งานที่สามารถเข้าถึงทั้งหมด โดยเพิ่มสัดส่วนการผสมแบบขั้นบันได โดยเริ่มตั้งแต่ 5% ในปี ค.ศ.2031 – 2040 (พ.ศ.2573 – 2583) ไปจนถึง 20% ในปี ค.ศ.2060 – 2070 (พ.ศ.2603 – 2613) ซึ่งจากราคาไฮโดรเจนและราคาก๊าซธรรมชาติที่วิเคราะห์ได้จากหัวข้อ 6.3.1 และ 6.3.2.6 สามารถนำมาวิเคราะห์ราคาเชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนและก๊าซธรรมชาติแสดงได้ดังรูปที่ 9



รูปที่ 9: การพยากรณ์แนวโน้มราคาเชื้อเพลิงผสมระหว่างก๊าซธรรมชาติและไฮโดรเจนประเภทต่าง ๆ

6.3.4 การวิเคราะห์ราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว

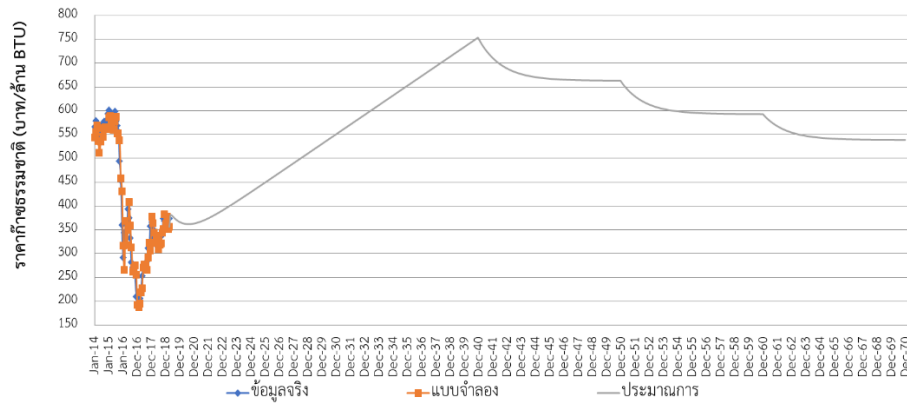
สำหรับการวิเคราะห์ราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว จะใช้หลักการวิเคราะห์เช่นเดียวกันกับการวิเคราะห์ราคา LNG โดยแบ่งออกเป็น 4 ช่วงเวลาและใช้อ้างอิงภาพอนาคตที่ IEA ได้จัดทำไว้และเทียบเคียงกับราคาก๊าซธรรมชาติ จะได้ผลการพยากรณ์เป็นดังแสดงในรูปที่ 10



รูปที่ 10: การพยากรณ์แนวโน้มราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว

6.3.5 การวิเคราะห์ราคาน้ำมันเตา

สำหรับการวิเคราะห์ราคาน้ำมันเตา จะใช้หลักการวิเคราะห์เช่นเดียวกันกับการวิเคราะห์ราคา LNG โดยแบ่งออกเป็น 4 ช่วงเวลาและใช้อ้างอิงภาพอนาคตที่ IEA ได้จัดทำไว้และเทียบเคียงกับราคาก๊าซธรรมชาติ จะได้ผลการพยากรณ์เป็นดังแสดงในรูปที่ 11



รูปที่ 11: การพยากรณ์แนวโน้มราคาน้ำมันเตา

6.4 ดัชนีการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์และการเงิน ของการนำไฮโดรเจนไปใช้ในภาคพลังงาน และภาคขนส่ง

ในการประเมินผลประโยชน์ของแต่ละองค์กรหลักที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินการธุรกิจการปรับเปลี่ยนเชื้อเพลิงความร้อนนั้นจะประกอบด้วยการประเมินผลประโยชน์ทางตรงและผลประโยชน์ทางอ้อมต่อสังคมโดยรวม จากนั้นจะประเมินต้นทุนต่าง ๆ ที่ต้องใช้ในการดำเนินธุรกิจ เนื่องจากการดำเนินธุรกิจการซื้อขายไฮโดรเจนเกี่ยวข้องกับภาคเอกชนเป็นหลัก ดังนั้น ในโครงการนี้จะนำผลตอบแทนทางการเงิน (FIRR) ของแต่ละองค์กรที่เกี่ยวข้องมาทำการวิเคราะห์และช่วยในการตัดสินใจเท่านั้น และจะนำผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ (EIRR) มาช่วยตัดสินใจเฉพาะในกรณีที่มีการดำเนินงานของภาคเอกชนไม่เกิดความคุ้มค่าในการลงทุนและต้องการมาตรการสนับสนุนจากภาครัฐ เช่น มาตรการช่วยเหลือทางการเงิน เป็นต้น

6.4.1 กระแสเงินสดของแต่ละองค์กรที่เกี่ยวข้อง

แบบจำลองทางเศรษฐศาสตร์และการเงิน จะอยู่ในลักษณะของการประเมินมูลค่าของกระแสเงินสด (cash flow) ตลอดอายุโครงการ โดยจะทำการพิจารณากระแสเงินสดรับและกระแสเงินสดจ่ายสำหรับแต่ละองค์กรในโครงสร้างการดำเนินธุรกิจไฮโดรเจน จะมีองค์กรที่เกี่ยวข้อง ประกอบด้วย ผู้ผลิตและจำหน่ายไฮโดรเจนจากก๊าซธรรมชาติทั้งที่มีและไม่มีระบบดักจับและกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ผู้ผลิตและจำหน่ายไฮโดรเจนจากถ่านหินที่ไม่มีระบบดักจับและกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ผู้ผลิตและจำหน่ายไฮโดรเจนจากพลังงานทดแทน ผู้ผลิตไฟฟ้าจากไฮโดรเจนผ่านเซลล์เชื้อเพลิง ผู้ขายปลีกไฮโดรเจนและก๊าซธรรมชาติเหลว โรงไฟฟ้าที่เปลี่ยนมาใช้ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิง โรงงานอุตสาหกรรมที่เปลี่ยนมาใช้ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิง ผู้ให้บริการสถานีเติมไฮโดรเจนสำหรับยานยนต์ และผู้ใช้รถยนต์

ทั้งนี้ หากผู้ผลิตและจำหน่ายไฮโดรเจน รวมถึงผู้ขายปลีกไฮโดรเจนและก๊าซธรรมชาติเหลว และผู้ให้บริการสถานีเติมไฮโดรเจนสำหรับยานยนต์ สามารถกำหนดราคาขายต่อหน่วย จำหน่ายให้กับลูกค้าให้ครอบคลุมต้นทุนทั้งหมดที่เกิดขึ้นได้ ก็จะทำให้มีแรงจูงใจที่จะเข้ามาดำเนินธุรกิจนี้ อย่างไรก็ตาม ราคาขายปลีกไฮโดรเจนในภาคขนส่งต้องไม่สูงกว่าราคาเชื้อเพลิงในภาคขนส่งประเภทอื่นที่ทดแทนกันได้

สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าจากไฮโดรเจนผ่านเซลล์เชื้อเพลิง นั้น หากสามารถขายไฟฟ้าเข้าระบบได้ในราคาที่ครอบคลุมต้นทุนทั้งหมดที่เกิดขึ้นได้ ก็จะทำให้มีแรงจูงใจที่จะเข้ามาดำเนินธุรกิจนี้เช่นกัน และในส่วนของผู้ใช้ไฮโดรเจนภาคพลังงานทั้งไฟฟ้าและความร้อน นั้น หากสามารถจัดหาไฮโดรเจนมาเป็นเชื้อเพลิงความร้อนใน

ราคาที่ถูกลงกว่าเชื้อเพลิงเดิมได้ และผลประโยชน์ที่เกิดขึ้นสามารถทำให้มีระยะเวลาคืนทุนไม่นาน หรือมีเสถียรภาพด้านราคา รวมทั้งผู้ขายสามารถให้ความมั่นใจได้ว่าจะมีเชื้อเพลิงให้ใช้ได้อย่างต่อเนื่อง ก็จะทำให้ผู้ใช้มีแรงจูงใจที่จะตัดสินใจเปลี่ยนมาใช้ไฮโดรเจนทดแทนเชื้อเพลิงเดิม

6.4.2 การประเมินผลตอบแทนการลงทุนของโครงการ

เมื่อทราบกระแสเงินสดของโครงการในแต่ละปีแล้ว จะสามารถประเมินผลตอบแทนจากการลงทุนได้ โดยจะสามารถนำกระแสเงินสดดังกล่าวไปประเมินหาดัชนีชี้วัดความคุ้มค่าของการลงทุน ซึ่งเป็นดัชนีพื้นฐานซึ่งใช้กันทั่วไปในการศึกษาความเป็นไปได้ของการลงทุนโครงการ (feasibility study) ประกอบด้วย (1) มูลค่าปัจจุบันสุทธิของโครงการ (net present value: NPV) (2) อัตราผลตอบแทนภายใน (internal rate of return: IRR) และ (3) ระยะเวลาคืนทุน (payback period: PB)

6.5 สมมติฐานหลักสำหรับการวิเคราะห์ความเป็นไปได้เบื้องต้นในเชิงเศรษฐศาสตร์และการเงินของการนำไฮโดรเจนไปใช้ในภาคพลังงาน และภาคขนส่ง

ในหัวข้อนี้ จะนำเสนอสมมติฐานทั้งทางด้านเทคนิคและสมมติฐานทางการเงินที่ใช้ในการวิเคราะห์ความเป็นไปได้เบื้องต้นในเชิงเศรษฐศาสตร์และการเงินของการนำไฮโดรเจนไปใช้ในภาคพลังงานและภาคขนส่ง โดยจะแบ่งออกเป็น 4 รูปแบบธุรกิจ ได้ดังนี้

(ก) รูปแบบธุรกิจการนำไฮโดรเจนไปใช้ในภาคพลังงานไฟฟ้ารูปแบบที่ 1

เป็นการนำไฮโดรเจนแต่ละประเภทจาก gas terminal ของผู้ผลิตไปจำหน่ายให้กับโรงไฟฟ้าผ่านระบบท่อก๊าซธรรมชาติที่มีอยู่เดิม โดยในการขนส่งทางท่อนี้กำหนดให้มีสัดส่วนไฮโดรเจนไม่เกินร้อยละ 20 โดยปริมาตร (v/v percent) ของก๊าซที่ไหลผ่านท่อ (gas stream) ทั้งหมด

(ข) รูปแบบธุรกิจการนำไฮโดรเจนไปใช้ในภาคพลังงานไฟฟ้ารูปแบบที่ 2

บ้านพักอาศัยทำการผลิตไฮโดรเจนจากพลังงานแสงอาทิตย์ด้วยตนเอง แล้วนำไฮโดรเจนที่ผลิตได้มาผลิตกระแสไฟฟ้าผ่านเซลล์เชื้อเพลิงเพื่อใช้งานเมื่อต้องการ ทั้งนี้ ได้แบ่งการวิเคราะห์ออกเป็นสองกรณีคือ กรณีที่ 1 สำหรับบ้านเดี่ยว และกรณีที่ 2 สำหรับบ้านหลายหลัง

(ค) รูปแบบธุรกิจการนำไฮโดรเจนไปใช้ในภาคพลังงานความร้อนในโรงงานอุตสาหกรรม

เป็นการนำไฮโดรเจนประเภทต่าง ๆ ไปจำหน่ายยังโรงงานอุตสาหกรรม โดยจะใช้ไฮโดรเจนควบคู่กับก๊าซธรรมชาติ เพื่อทดแทนเชื้อเพลิงเดิมโดยมีสัดส่วนไฮโดรเจนไม่เกิน 20% โดยปริมาตร (by volume) โดยไฮโดรเจนที่นำมาใช้มาจากการนำเข้าจากต่างประเทศ ทั้งนี้ เพื่อให้เกิดความคุ้มค่าในการลงทุนทางธุรกิจ จึงได้ตั้งสมมติฐานว่าผู้ค้าปลีกไฮโดรเจนเป็นรายเดียวกับผู้ค้าปลีกก๊าซธรรมชาติเหลว ซึ่งจะทำให้หน้าที่จัดหาเชื้อเพลิงให้ตรงกับความต้องการใช้งานของผู้ใช้ รวมถึงบริหารจัดการการขนส่งได้อย่างมีประสิทธิภาพ

ทั้งนี้ สำหรับโรงงานอุตสาหกรรมที่ตั้งอยู่บนแนวท่อก๊าซธรรมชาติ (ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเดิม) สามารถติดตั้งระบบท่อเพื่อเชื่อมต่อกับระบบท่อหลักในการลำเลียงก๊าซมาใช้ในโรงงานได้โดยตรง และสำหรับโรงงานอุตสาหกรรมที่ตั้งในบริเวณใกล้เคียงแนวท่อก๊าซธรรมชาติ (ใช้ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) และน้ำมันเตาเป็นเชื้อเพลิงเดิม) ผู้ค้าปลีกจะขนส่งก๊าซไฮโดรเจนอัดและก๊าซธรรมชาติอัดจากสถานีกระจายก๊าซบนแนวท่อ (NG & H2 mother station) ด้วยรถบรรทุกขนาด 40 ฟุต ไปยังผู้ใช้งานที่อยู่ภายในรัศมีไม่เกิน 50 กิโลเมตร

(ง) รูปแบบธุรกิจการนำไฮโดรเจนไปใช้ในภาคขนส่ง

เป็นการนำไฮโดรเจนเหลวจากผู้ผลิตไปจำหน่ายให้กับภาคขนส่ง โดยผู้ค้าปลีกจะขนส่งไฮโดรเจนเหลวจากผู้ผลิตด้วยรถบรรทุกขนาด 40 ฟุต ไปยังสถานีกักเก็บและกระจายก๊าซไฮโดรเจน (storage & distribution center) อยู่ห่างออกไปภายในรัศมี 200 กิโลเมตร จากนั้น จะขนส่งไปยังสถานีเติมไฮโดรเจนสำหรับยานยนต์ โดยพิจารณารูปแบบธุรกิจออกเป็น 2 กรณี คือ ขนส่งผ่านระบบท่อก๊าซที่มีอยู่เดิม ไปยังสถานีเติมไฮโดรเจนที่ตั้งอยู่ในแนวท่อก๊าซธรรมชาติ และขนส่งด้วยรถบรรทุกขนาด 40 ฟุต ไปยังสถานีเติมไฮโดรเจนที่อยู่ภายในรัศมีไม่เกิน 50 กิโลเมตรจากศูนย์กระจาย

6.6 ผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์และการเงิน

ในหัวข้อนี้ จะเป็นการนำเสนอผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์และการเงินของการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงานและขนส่งตาม 4 รูปแบบธุรกิจที่นำเสนอ โดยจะใช้ผลการพยากรณ์ราคาเชื้อเพลิงแต่ละประเภทจากหัวข้อ 6.3

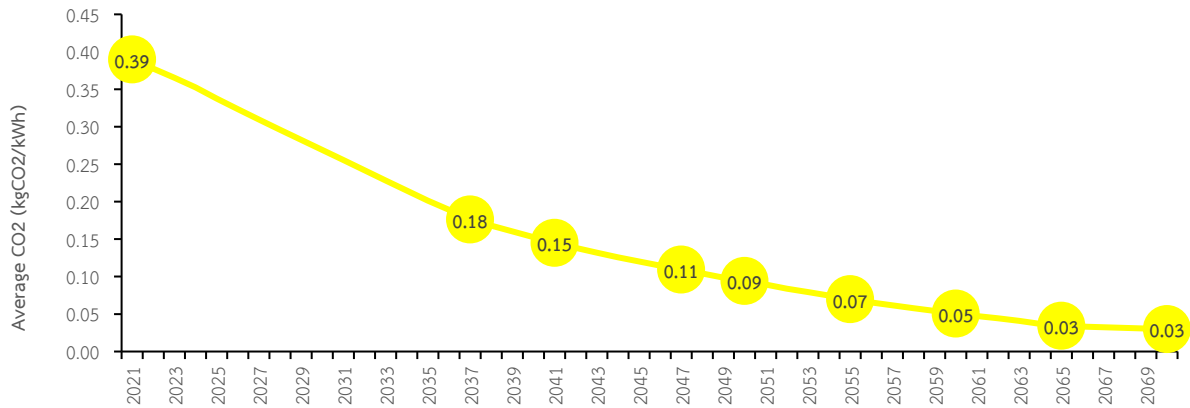
6.6.1 การวิเคราะห์ภาคพลังงานไฟฟ้ารูปแบบที่ 1

จะอาศัยการวิเคราะห์ผลกระทบต่อระบบผลิตไฟฟ้าทั้งหมดโดยจะทำการทดลองการจัดทำตัวอย่างแผนการจัดหากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ (PDP) โดยทีมผู้วิจัย (PDP2022-ERI.rev1) โดยจะกำหนดให้มีการใช้ก๊าซผสมระหว่างไฮโดรเจนและก๊าซธรรมชาติทดแทนก๊าซธรรมชาติเพียงอย่างเดียวในโรงไฟฟ้า ร่วมกับเทคโนโลยีอื่น ๆ เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับระบบกักเก็บพลังงาน โรงไฟฟ้าพลังน้ำ และพลังงานหมุนเวียนประเภทอื่น ๆ โดยมีเป้าหมายเพื่อลดการปล่อยคาร์บอนเป็นศูนย์ภายในปี 2565 – 2570 ตามแผนพลังงานชาติ

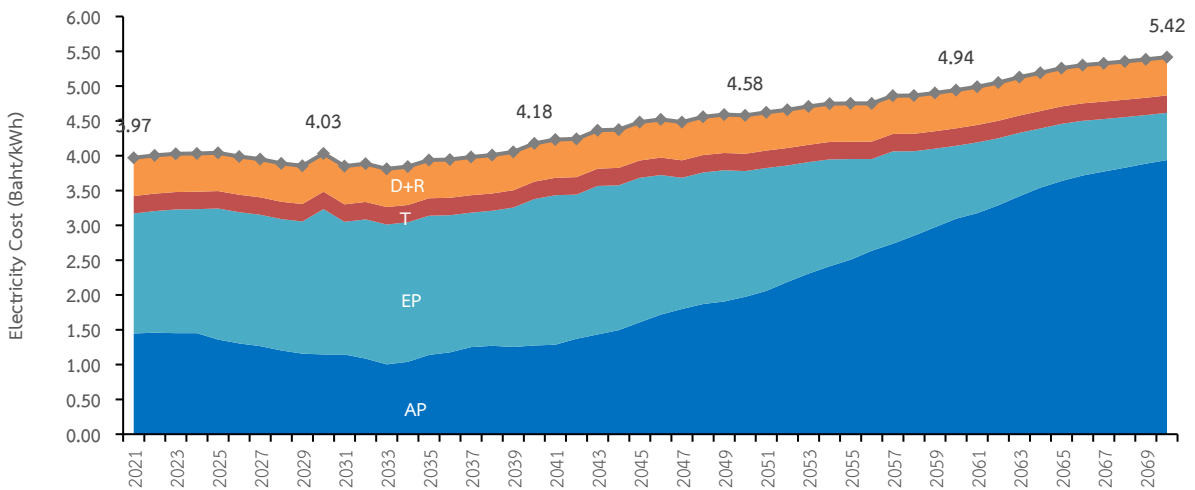
สำหรับตัวอย่างผลการจัดทำแผน PDP ด้วยวิธีการที่นำเสนอในโครงการนี้จะอ้างอิงสมมติฐานและวิธีการจากโครงการศึกษาสัดส่วนโรงไฟฟ้าฐานที่เหมาะสมสำหรับรองรับแนวโน้ม Prosumer ที่จัดทำโดยสถาบันวิจัยพลังงานเสนอต่อ สทพ. ในปี พ.ศ. 2563 โดยจะใช้ฐานข้อมูลของระบบผลิตไฟฟ้าอ้างอิงตามแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2561 ฉบับปรับปรุงครั้งที่ 1 (PDP2018 Rev.1) ร่วมกับการกำหนดสมมติฐานที่จำเป็นเพิ่มเติม โดยจะนำเสนอในรูปแบบของความสัมพันธ์ระหว่างระดับกำลังผลิตไฟฟ้าสำรองและโอกาสเกิดไฟฟ้าดับในแต่ละปี โดยประมาณการสัดส่วนกำลังผลิตติดตั้ง สัดส่วนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า อัตราการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ และแนวโน้มอัตราค่าไฟฟ้าในอนาคต

อย่างไรก็ตาม ผลการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้านี้ เป็นแค่ภาพอนาคตกรณีหนึ่งที่เป็นไปได้เท่านั้น ซึ่งขึ้นกับสมมติฐานที่นำมาประเมินเป็นตัวอย่างเป็นหลัก ในความเป็นจริงการจัดทำแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าจะต้องอาศัยข้อมูลและสมมติฐานที่เป็นที่ตกลงและยอมรับร่วมกันของผู้มีส่วนเกี่ยวข้องทุกฝ่าย ผลการวิเคราะห์ที่นำเสนอในหัวข้อนี้ ที่ปรึกษาฯ เพียงต้องการประเมินให้เห็นถึงแนวโน้มของผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นหากมีการส่งเสริมการใช้งานไฮโดรเจนในภาคการผลิตไฟฟ้าในอนาคตที่เป็นไปได้กรณีหนึ่งเท่านั้น

ซึ่งผลการประเมินจะเห็นว่าพบว่ามีโรงไฟฟ้าที่มีสัดส่วนสูงที่สุดตลอดแผนคือ โรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ร่วมกับระบบกักเก็บพลังงาน โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมที่ใช้ก๊าซผสม และโรงไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ซึ่งส่วนใหญ่จะเป็นแบบติดตั้งบนหลังคาที่เป็น Prosumer เนื่องจากมีความคุ้มค่าในการลงทุนเพื่อช่วยประหยัดค่าไฟฟ้า ซึ่งจะทำให้ไฟฟ้าที่ผลิตได้มีสัดส่วนการปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ต่ำ ดังแสดงในรูปที่ 12 ซึ่งจะช่วยให้ประเทศไทย สามารถบรรลุเป้าหมายการปลดปล่อยคาร์บอนสุทธิได้ในช่วงปี 2065 – 2070



รูปที่ 12: ผลการประเมินภาพอนาคตอัตราการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในแต่ละปี



รูปที่ 13: ผลการประเมินภาพอนาคตอัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ยในแต่ละปี

อย่างไรก็ตาม จะพบว่า ภายใต้การจัดทำแผนดังกล่าว อาจทำให้อัตราค่าไฟฟ้ามีแนวโน้มสูงขึ้น โดยจากรูปที่ 11 โดยมีอัตราค่าไฟฟ้าที่ปี ค.ศ. 2037 จะมีค่าประมาณ 3.98 บาท/หน่วย และจะเพิ่มขึ้นจนถึง 5.42 บาท/หน่วย ในปี ค.ศ. 2070 ซึ่งสูงกว่าอัตราค่าไฟฟ้าตามแผน PDP2018rev.1 ที่ปลายแผนปี ค.ศ. 2037 ซึ่งมีอัตรา 3.66 บาท/หน่วย อยู่ประมาณ 0.32 บาท/หน่วย ทั้งนี้ อัตราค่าไฟฟ้าจากการวางแผนดังกล่าวจะขึ้นอยู่กับสมมติฐานราคาเชื้อเพลิงและเทคโนโลยีในอนาคตอย่างมาก หากภาครัฐต้องการที่จะลดผลกระทบนี้ จำเป็นที่จะต้องทำให้ต้นทุนไฮโดรเจนที่นำมาผสมกับก๊าซธรรมชาติมีค่าลดลง ซึ่งอาจทำได้โดยการส่งเสริมให้มีการผลิตไฮโดรเจนในปริมาณมากในประเทศไทยในบริเวณที่อยู่ในแนวท่อก๊าซเป็นหลัก โดยแหล่งเชื้อเพลิงที่นำมาผลิตไฮโดรเจนภายในประเทศที่เป็นไปได้ อาจมาจากก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยที่อาจมีการสำรวจเพิ่มเติม แต่อย่างไรก็ตาม จะต้องพิจารณาถึงต้นทุนการจัดการกับคาร์บอนไดออกไซด์ที่เกิดจากกระบวนการผลิตไฮโดรเจนจากก๊าซธรรมชาติในประเทศไทยด้วย

นอกจากนี้ หากเทียบอัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ยที่ประเมินได้นี้ กับอัตราค่าไฟฟ้าที่ปลายแผน PDP ฉบับอื่น เช่น PDP2015 ซึ่งมีประมาณการอัตราค่าไฟฟ้าที่ปี ค.ศ. 2036 ที่ 5.55 บาท/หน่วย อาจกล่าวได้ว่าการส่งเสริมการใช้งานไฮโดรเจนภายใต้สมมติฐานนี้ อาจไม่ส่งผลกระทบหรือส่งผลกระทบไม่มากนัก

6.6.2 การวิเคราะห์ภาคพลังงานไฟฟ้ารูปแบบที่ 2

เป็นการวิเคราะห์เพื่อประเมินต้นทุนที่เกี่ยวข้องทั้งหมดภายในระยะเวลา 20 ปี โดยแบ่งเป็น 2 กรณี คือ กรณีปัจจุบัน ที่ใช้ราคา ณ ปีปัจจุบัน (ค.ศ. 2021) ในการวิเคราะห์ และกรณีอนาคต ที่ใช้ราคา ณ ปี ค.ศ. 2040 ในการวิเคราะห์ อย่างไรก็ตาม เนื่องจากการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงานรูปแบบที่ 2 นี้ เป็นการ ใช้แบบ onsite-production and consumption นั่นคือใช้ไฮโดรเจนเป็นส่วนหนึ่งของระบบพลังงานไฟฟ้าที่ ผลิตจากพลังงานทดแทน (ซึ่งในการศึกษานี้ คือพลังงานแสงอาทิตย์) จึงทำการวิเคราะห์ในแง่ของการนำ ไฮโดรเจนเป็นส่วนหนึ่งของระบบผลิตไฟฟ้า เปรียบเทียบกับการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ที่มีแบตเตอรี่แบบ ลิเทียมในการกักเก็บพลังงาน โดยทำการวิเคราะห์เพื่อเปรียบเทียบต้นทุนเฉลี่ยตลอดอายุโครงการ (LCOE) สำหรับโครงการ 20 ปี และทำการวิเคราะห์สองกรณีคือ กรณีที่ 1 สำหรับบ้านเดี่ยว และกรณีที่ 2 สำหรับบ้าน หลายหลัง เพื่อศึกษาว่าหากมีการใช้สาธารณูปโภคสำหรับการผลิตไฟฟ้าร่วมกันจะช่วยให้เกิดความคุ้มค่าในการ ลงทุนมากน้อยเพียงใด ซึ่งผลการวิเคราะห์สรุปได้ดังตารางที่ 11

ตารางที่ 11: สรุปผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางการเงินสำหรับภาคไฟฟ้ารูปแบบที่ 2

	ปี ค.ศ. 2021			
	กรณีบ้านเดี่ยว		กรณีบ้านหลายหลัง	
			จำนวนบ้าน	34 หลัง
	PV + HESS	PV + ESS	PV + HESS	PV + ESS
NPV (MTHB)	26.34	1.28	301.76	41.00
LCOE (THB/kWh)	121.11	5.89	40.80	5.54

	ปี ค.ศ. 2040			
	กรณีบ้านเดี่ยว		กรณีบ้านหลายหลัง	
			จำนวนบ้าน	34 หลัง
	PV + HESS	PV + ESS	PV + HESS	PV + ESS
NPV (MTHB)	6.52	1.00	93.93	31.66
LCOE (THB/kWh)	29.99	4.60	12.70	4.28

หมายเหตุ: ¹⁾จำนวนผู้ใช้ขั้นต่ำสุดที่ช่วยให้สามารถลดค่าใช้จ่ายลงได้

ทั้งนี้ จะเห็นได้ว่า ณ ราคาอุปกรณ์ต่าง ๆ ในปี ค.ศ. 2021 การใช้ไฮโดรเจนเป็นส่วนหนึ่งของ ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ (PV+HESS) ยังไม่ก่อให้เกิดความคุ้มค่าเมื่อเทียบกับการใช้แบตเตอรี่ (PV+ESS) อย่างไรก็ตาม การรวมกลุ่มผู้ใช้งานเพื่อผลิตไฟฟ้าใช้ร่วมกันจะช่วยทำให้ต้นทุนต่อหน่วยลดลงได้ หากแต่ค่าใช้จ่ายที่เกิดขึ้นก็ยังสูงกว่าการใช้แบตเตอรี่ และในทำนองเดียวกันสำหรับกรณีอนาคต ก็พบว่าการใช้ ไฮโดรเจนในระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนยังไม่สามารถแข่งขันด้านราคากับแบตเตอรี่ได้ เพราะแม้ว่า ราคาของระบบไฮโดรเจนจะลดลง หากยังคงสูงกว่าราคาของแบตเตอรี่อยู่นั่นเอง

อย่างไรก็ตาม ผลการวิเคราะห์นี้ขึ้นอยู่กับสมมติฐานและข้อมูลที่มีอยู่ ณ ปัจจุบัน ที่การใช้ ไฮโดรเจนยังเป็นเทคโนโลยีใหม่ จึงยังมีข้อจำกัดด้านประสิทธิภาพและราคา ซึ่งในอนาคตหากมีการพัฒนา เทคโนโลยีอย่างต่อเนื่อง น่าจะทำให้ราคาของเทคโนโลยีต่ำลงและเพิ่มความสามารถด้านการแข่งขันได้ และ เนื่องจากการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงานรูปแบบที่ 2 เป็นการใช้ในบ้านเรือนหรือสถานประกอบการเฉพาะราย ซึ่งมีรูปแบบการใช้งานจำกัด จึงไม่ได้นำไปใช้ในการวิเคราะห์โครงสร้างราคาในภาคพลังงานต่อไป

6.6.3 การวิเคราะห์ภาคพลังงานความร้อนในโรงงานอุตสาหกรรม

โดยทำการวิเคราะห์เพื่อประเมินผลประโยชน์และต้นทุนที่เกี่ยวข้องทั้งหมดภายในระยะเวลา 40 ปี เริ่มตั้งแต่ปี ค.ศ. 2031 – 2070 ซึ่งสามารถแบ่งกลุ่มผู้ใช้เชื้อเพลิงความร้อนตามชนิดเชื้อเพลิงได้เป็น 3 กลุ่ม คือ กลุ่มผู้ใช้ก๊าซธรรมชาติ น้ำมันเตา และก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) เป็นเชื้อเพลิงสำหรับหม้อต้ม (boiler) โดยผู้ใช้ในกลุ่มนี้จะเปลี่ยนมาใช้เชื้อเพลิงใหม่ก็ต่อเมื่อส่วนต่างราคาระหว่างเชื้อเพลิงเดิมและเชื้อเพลิงใหม่มีมากเพียงพอให้เกิดความคุ้มค่าในการลงทุนปรับเปลี่ยนระบบเชื้อเพลิง นอกจากนี้ การที่ผู้ใช้ในภาคอุตสาหกรรมปรับเปลี่ยนมาใช้เชื้อเพลิงเดิมใหม่จะทำให้เกิดผลประโยชน์ต่อสังคมโดยรวมอย่างน้อย 2 ประการ คือ จะทำให้ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (CO₂) และลดการปลดปล่อยฝุ่นจิ๋ว (PM2.5) ซึ่งสามารถนำมาประเมินเป็นผลประโยชน์ทางด้านเศรษฐศาสตร์ได้ อย่างไรก็ตาม ผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์ในส่วนนี้จะถูกนำเสนอเพื่อประกอบการวิเคราะห์เท่านั้น สำหรับการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์และการเงินในภาคความร้อนนี้ จะเน้นที่การพิจารณาความคุ้มค่าที่เกิดขึ้นในกลุ่มผู้ใช้ภาคอุตสาหกรรมเป็นหลัก เพราะเป็นผู้ที่ตัดสินใจว่าจะเปลี่ยนหรือไม่เปลี่ยนมาใช้เชื้อเพลิงใหม่ ซึ่งผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์และการเงินของการส่งเสริมดังกล่าว สรุปได้ดังตารางที่ 12

ตารางที่ 12: สรุปผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์และการเงินสำหรับภาคความร้อนในโรงงานอุตสาหกรรมอุตสาหกรรม

		โรงงานที่ตั้งอยู่บนแนวท่อ	โรงงานที่ตั้งอยู่ในรัศมี 50 กม. จากแนวท่อ	
Hydrogen	ผลการวิเคราะห์	NG	LPG	น้ำมันเตา
Gray	NPV (ล้านบาท)	-4.19	12.23	20.06
	FIRR (%)	Not Feas.!	62%	71%
	EIRR (%)	Not Feas.!	70%	278%
	Payback period (ปี)	-	2.63	2.52
Blue	NPV (ล้านบาท)	-4.34	12.08	19.92
	FIRR (%)	Not Feas.!	61%	71%
	EIRR (%)	Not Feas.!	69%	277%
	Payback period (ปี)	-	2.65	2.53
Brown	NPV (ล้านบาท)	-4.14	12.28	20.12
	FIRR (%)	Not Feas.!	62%	71%
	EIRR (%)	Not Feas.!	70%	278%
	Payback period (ปี)	-	2.63	2.52
Light brown	NPV (ล้านบาท)	-4.16	12.26	20.10
	FIRR (%)	Not Feas.!	62%	71%
	EIRR (%)	Not Feas.!	70%	278%
	Payback period (ปี)	-	2.64	2.52
Green	NPV (ล้านบาท)	-7.98	8.44	16.27
	FIRR (%)	Not Feas.!	50%	61%
	EIRR (%)	Not Feas.!	58%	266%
	Payback period (ปี)	-	3.04	2.85

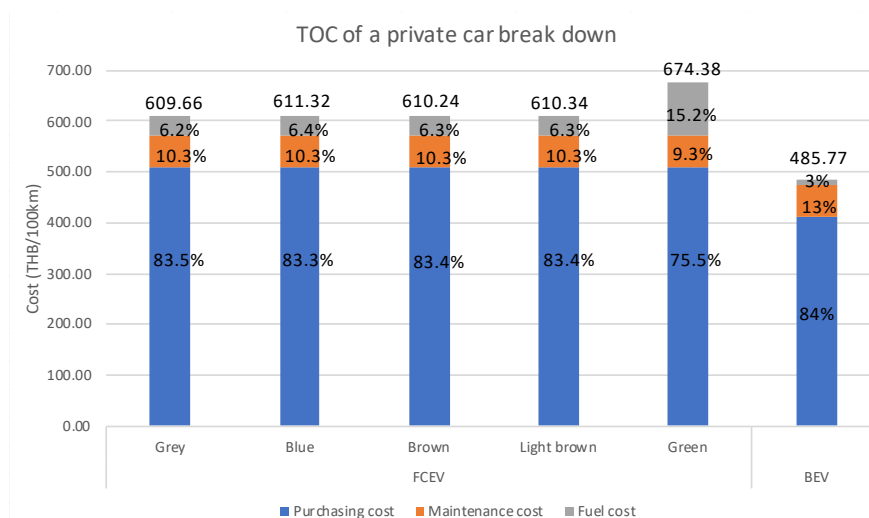
จากผลการวิเคราะห์ จะเห็นได้ว่าการนำเชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนและก๊าซธรรมชาติไปใช้ในโรงงานที่ตั้งอยู่บนแนวท่อก๊าซฯ ซึ่งเดิมใช้ก๊าซปิโตรเลียมเหลวและน้ำมันเตาอยู่นั้น จะเกิดความคุ้มค่าทั้งด้านเศรษฐศาสตร์หรือการเงิน เนื่องจากก๊าซธรรมชาติที่เป็นเชื้อเพลิงเดิมนั้น มีราคาถูกกว่าเชื้อเพลิงใหม่ อีกทั้งมีอัตราการปลดปล่อยมลพิษไม่แตกต่างจากเชื้อเพลิงใหม่มากนัก

แต่เมื่อนำเชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนและก๊าซธรรมชาติไปใช้ในโรงงานที่ตั้งอยู่ในรัศมี 50 กิโลเมตรจากแนวท่อก๊าซฯ ซึ่งเดิมใช้ก๊าซปิโตรเลียมเหลวและน้ำมันเตาอยู่นั้น จะเกิดความคุ้มค่าทั้งด้านเศรษฐศาสตร์และการเงิน อีกทั้งยังใช้ระยะเวลาในการคืนทุนไม่นาน (ระหว่าง 2.52 – 3.04 ปี) จึงกล่าวได้ว่าเชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนและก๊าซธรรมชาติเป็นตัวเลือกที่น่าสนใจสำหรับโรงงานอุตสาหกรรมกลุ่มนี้ในการประหยัดค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิงและลดการปลดปล่อยมลพิษ

6.6.4 การวิเคราะห์ภาคขนส่ง

การวิเคราะห์ครั้งนี้ได้เลือกรถยนต์ในกลุ่ม mid-size car ซึ่งเป็นรถยนต์ที่มีสัดส่วนการใช้งานมากที่สุดในกลุ่มรถยนต์ส่วนบุคคล และเป็นกลุ่มรถยนต์ที่มีการผลิตและจำหน่ายรถ FCEV ในตลาดแล้ว โดยให้ Toyota Mirai เป็นตัวแทนของรถ FCEV และ Tesla Model 3 เป็นตัวแทนของรถ BEV ปัจจุบัน

ซึ่งผลการวิเคราะห์ต้นทุนการเป็นเจ้าของรถ FCEV และ BEV โดยภาพรวมต้นทุน TCO ของการใช้รถ FCEV มีค่าประมาณ 610 บาทต่อ 100 กม. สำหรับรถ FCEV ที่ใช้ไฮโดรเจนจากเชื้อเพลิงฟอสซิล และหากใช้ไฮโดรเจนที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียน จะมีต้นทุนเพิ่มเป็น 674 บาทต่อ 100 กม. โดยเพิ่มจากส่วนเชื้อเพลิงเป็นหลัก และเมื่อเปรียบเทียบกับรถ BEV พบว่ารถ FCEV มีต้นทุนการเป็นเจ้าของและใช้งานสูงกว่าต้นทุนการใช้รถ BEV (486 บาทต่อ 100 กม.) ประมาณร้อยละ 26 และร้อยละ 39 ตามลำดับ



รูปที่ 14: ต้นทุนการใช้รถ FCEV และรถ BEV

จากผลการวิเคราะห์ชี้ให้เห็นว่า รถ FCEV มีต้นทุนการซื้อสูงกว่ารถ BEV ประมาณร้อยละ 20 ในขณะที่ต้นทุนการซ่อมบำรุงไม่ได้แตกต่างกันมากนัก และในส่วนของต้นทุนเชื้อเพลิงนั้น รถ FCEV สูงกว่ารถ BEV ประมาณ 3 และ 8 เท่า จากการใช้ไฮโดรเจนที่ผลิตจากเชื้อเพลิงฟอสซิล และพลังงานทดแทน ตามลำดับ

ดังนั้น หากต้องการส่งเสริมให้มีการใช้ไฮโดรเจนในภาคขนส่งจำเป็นต้องมีมาตรการที่ทำให้ราคารถต่ำลง รวมถึงการสร้างความเชื่อมั่นให้กับผู้บริโภคที่จะเลือกใช้เทคโนโลยียานยนต์ใหม่ จึงจำเป็นต้องมีการวางแผนพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานสำหรับการผลิตไฮโดรเจนที่เหมาะสมสำหรับประเทศ ซึ่งต้องพิจารณา ร่วมกับการใช้ไฮโดรเจนในทุกภาคส่วน นอกจากนี้ การเลือกใช้ไฮโดรเจนที่มีแหล่งผลิตแตกต่างกันก็จะส่งผล ให้ต้นทุนการใช้งานเช่นเดียวกัน ถึงแม้ว่าการใช้ Green hydrogen จะเป็นผลดีต่อสิ่งแวดล้อม แต่ก็จะเป็น เชื้อเพลิงที่มีต้นทุนสูง ดังนั้น จำเป็นต้องมีมาตรการด้านภาษี เช่น ภาษีคาร์บอน เพื่อให้เชื้อเพลิงสะอาดสามารถ แข่งขันได้กับเชื้อเพลิงฟอสซิล

นอกจากรถยนต์ส่วนบุคคลแล้ว ยานพาหนะในกลุ่มรถบรรทุกและรถโดยสารที่เดินทาง ระยะไกล (heavy-duty long-haul segment) เป็นอีกกลุ่มยานพาหนะที่มีศักยภาพในการใช้เชื้อเพลิงไฮโดรเจน และดูเหมือนว่าจะมีศักยภาพที่จะถูกนำมาใช้ทดแทนยานยนต์ไฟฟ้าได้มากกว่ารถยนต์ส่วนบุคคลในระยะเวลา ไม่นาน เนื่องจากเป็นกลุ่มยานพาหนะที่ต้องใช้พลังงานสูงและมีระยะทางการวิ่งในระยะไกล ทั้งนี้ จากการ วิเคราะห์ต้นทุนการใช้รถบรรทุกแยกตามประเภทของเทคโนโลยียานยนต์ จะเห็นได้ว่าปัจจุบันต้นทุนของ รถบรรทุก FCEV มีราคาสูงกว่ารถบรรทุก BEV เพียงเล็กน้อย (ไม่รวมโครงสร้างพื้นฐาน) ซึ่งเป็นผลจากส่วนของ เชื้อเพลิงไฮโดรเจน และในอนาคตเมื่อต้นทุนของเชื้อเพลิงไฮโดรเจนมีราคาลดลง ก็จะทำให้รถบรรทุก FCEV มีต้นทุนที่ต่ำกว่ารถบรรทุก BEV มากขึ้นไปอีก

โครงสร้างพื้นฐานที่มีอัตราการใช้งานต่ำ (low utilization of infrastructure) นั้นเป็นต้นทุนที่ สูงมากสำหรับการใช้รถบรรทุก FCEV และ BEV โดยรวม ซึ่งการลดต้นทุนในส่วนนี้สามารถทำได้โดยการบริหาร จัดการรูปแบบของการใช้งานโครงสร้างพื้นฐานของการเติมเชื้อเพลิงเพื่อการขนส่งแบบ “hub-and-spoke” คือการวางตำแหน่งของสถานีเติมเชื้อเพลิงในจุดที่เหมาะสมเพื่อเป็นศูนย์กลางการเติมเชื้อเพลิงของการขนส่งใน เส้นทางต่าง ๆ จะสามารถลดต้นทุนในส่วนโครงสร้างพื้นฐานลงได้อย่างมีนัยสำคัญ ข้อได้เปรียบสำหรับ รถบรรทุก FCEV คือสามารถวางตำแหน่งสถานีได้ในระยะที่ห่างกันมากกว่าสถานีประจุไฟฟ้าเนื่องจากระยะทาง วิ่งต่อการเติมเชื้อเพลิงหนึ่งครั้งของรถบรรทุก FCEV ไกลกว่ารถบรรทุก BEV จึงทำให้ต้นทุนในส่วนนี้ลดลงได้ มากกว่า และส่งผลให้การใช้รถบรรทุก FCEV มีโอกาสแข่งขันด้านต้นทุนกับรถบรรทุก BEV ได้ในอนาคต

6.7 โครงสร้างราคาในการส่งเสริมการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงาน

ในหัวข้อนี้ จะทำการวิเคราะห์โครงสร้างราคาในการส่งเสริมการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงานที่เป็นธรรม และเหมาะสมกับประเทศไทยในภาคส่วนต่าง ๆ ทั้งในภาคไฟฟ้า ภาคอุตสาหกรรม และภาคขนส่ง ในอนาคตที่ อาจเป็นไปได้ โดยจะนำเสนอข้อเสนอแนะที่อาจเป็นประโยชน์ในการกำหนดนโยบายการส่งเสริมการใช้ ไฮโดรเจนในอนาคตหากมีความคุ้มค่า

6.7.1 โครงสร้างราคาในภาคไฟฟ้า

การส่งเสริมการใช้งานไฮโดรเจนภายใต้สมมติฐานภาพอนาคตที่ได้จัดทำ อาจไม่ส่งผลกระทบ หรือส่งผลกระทบต่อค่าไฟฟ้าไม่มากเมื่อเทียบกับแผน PDP อนาคต อย่างไรก็ดี อัตราค่าไฟฟ้าจากการวางแผนดังกล่าว จะขึ้นอยู่กับสมมติฐานราคาเชื้อเพลิงและเทคโนโลยีต่าง ๆ ในอนาคต โดยผลกระทบดังกล่าว เกิดจากแนวโน้ม ของการขับเคลื่อนสู่สังคมคาร์บอนต่ำ และเป้าหมายที่ต้องการลดการปล่อยคาร์บอนเป็นศูนย์ในปี 2065 – 2070 ซึ่งเป็นพันธะสัญญาของประเทศไทยต่อประชาคมโลก ดังนั้น โครงสร้างราคาไฮโดรเจนในภาคไฟฟ้าซึ่ง

ต้นทุนรวมอยู่ในโครงสร้างราคาเชื้อก๊าซกับก๊าซธรรมชาติ จึงมีความเหมาะสมแล้ว

แต่หากภาครัฐต้องการที่จะลดผลกระทบต่ออัตราค่าไฟฟ้าให้น้อยลง จำเป็นที่จะต้องหามาตรการที่ทำให้ต้นทุนไฮโดรเจนที่นำมาผสมกับก๊าซธรรมชาติมีค่าลดลง ซึ่งอาจทำได้โดยการส่งเสริมให้มีการผลิตไฮโดรเจนในปริมาณมากในประเทศไทยโดยส่งเสริมให้เกิดการผลิตในบริเวณที่อยู่ในแนวท่อก๊าซเป็นหลัก โดยแหล่งเชื้อเพลิงที่นำมาผลิตไฮโดรเจนภายในประเทศที่เป็นไปได้ อาจมาจากก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทยที่อาจมีการสำรวจเพิ่มเติม แต่อย่างไรก็ตาม จะต้องพิจารณาถึงต้นทุนในการจัดการกับคาร์บอนไดออกไซด์ที่เกิดจากกระบวนการผลิตไฮโดรเจนจากก๊าซธรรมชาติในประเทศไทยด้วย

6.7.2 โครงสร้างราคาในภาคอุตสาหกรรม

จากผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าจากกล่าวได้ว่าไฮโดรเจนสามารถนำมาผสมกับก๊าซธรรมชาติ (ในอัตราส่วนไม่เกิน 20% โดยปริมาตร) เพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงในโรงงานอุตสาหกรรมที่ตั้งอยู่ในรัศมีไม่เกิน 50 กิโลเมตรจากแนวท่อส่งก๊าซฯ โดยที่มีส่วนต่างราคาเชื้อเพลิงที่มากเพียงพอที่ทำให้เกิดความคุ้มค่าของการลงทุนปรับเปลี่ยนระบบเชื้อเพลิงในระยะยาว ซึ่งกลไกตลาดจะช่วยขับเคลื่อนการลงทุนในธุรกิจนี้ สิ่งที่ภาครัฐควรดำเนินการหากประสงค์ที่จะส่งเสริมให้เกิดการใช้ไฮโดรเจนในผู้ใช้งานกลุ่มนี้ คือ การกำกวดจัดซื้อจำกัดต่าง ๆ ทางด้านระเบียบและกฎหมายที่เป็นอุปสรรคในการประกอบธุรกิจ ซึ่งโครงสร้างราคาของแสดงได้ดังนี้

$$\begin{aligned} \text{โครงสร้างราคาเชื้อเพลิงผสม} = & \text{ราคาเชื้อก๊าซ (ไฮโดรเจนและก๊าซธรรมชาติ)} + \\ & \text{ค่าใช้จ่ายระบบท่อก๊าซ} + \text{ต้นทุนสถานีกระจายก๊าซ} + \\ & \text{ค่าใช้จ่ายในการขนส่งก๊าซ (ภายใน 50 km)} \end{aligned}$$

6.7.3 โครงสร้างราคาในภาคขนส่ง

จากการวิเคราะห์ พบว่าต้นทุนส่วนใหญ่ของการใช้รถยนต์นั้นเป็นต้นทุนการซื้อรถ รองลงมาเป็นต้นทุนการซ่อมบำรุง และต้นทุนเชื้อเพลิง เมื่อเปรียบเทียบกับต้นทุนการใช้รถ BEV พบว่าต้นทุนของรถ FCEV สูงกว่าประมาณร้อยละ 26 สำหรับการไฮโดรเจนที่ผลิตจากเชื้อเพลิงฟอสซิล และสูงกว่าประมาณร้อยละ 39 สำหรับการไฮโดรเจนที่ผลิตจากพลังงานทดแทน ต้นทุนสำคัญที่ทำให้การใช้รถ FCEV สูงกว่ารถ BEV คือ มูลค่าของรถและต้นทุนเชื้อเพลิง ซึ่งปัจจุบันรถ FCEV มีราคาสูงกว่ารถ BEV ร้อยละ 20 และต้นทุนเชื้อเพลิงไฮโดรเจนเมื่อคิดตามอัตราการใช้ต่อระยะทางวิ่งแล้วมีค่าสูงกว่าการใช้ไฟฟ้าประมาณ 3-8 เท่า ดังนั้นที่ปรึกษาจึงมีความเห็นว่า การส่งเสริมการใช้งานไฮโดรเจนในภาคขนส่งที่มีความเป็นไปได้ได้น้อยมาก และอาจไม่เกิดความคุ้มค่าต่อภาครัฐในการส่งเสริม เนื่องจากผู้ใช้สามารถใช้รถยนต์ไฟฟ้าซึ่งสร้างผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมได้ไม่แตกต่างกันทดแทนได้ นอกจากนี้ ยานพาหนะในกลุ่มรถบรรทุกและรถโดยสารที่เดินทางระยะไกล (heavy-duty long-haul segment) เป็นอีกกลุ่มยานพาหนะที่มีศักยภาพที่จะถูกนำมาใช้ทดแทนยานยนต์ไฟฟ้าได้มากกว่ารถยนต์ส่วนบุคคลในระยะยาวอีกไม่นาน

อย่างไรก็ตาม โครงสร้างพื้นฐานที่มีอัตราการใช้งานต่ำ (low utilization of infrastructure) นั้นเป็นต้นทุนที่สูงมากสำหรับการใช้รถบรรทุก FCEV และ BEV โดยรวม ซึ่งการลดต้นทุนในส่วนนี้สามารถทำได้โดยการบริหารจัดการรูปแบบของการใช้งานโครงสร้างพื้นฐานของการเติมเชื้อเพลิงเพื่อการขนส่งแบบ “hub-and-spoke” คือการวางตำแหน่งของสถานีเติมเชื้อเพลิงในจุดที่เหมาะสมเพื่อเป็นศูนย์กลางการเติมเชื้อเพลิงของการขนส่งในเส้นทางต่าง ๆ

7. การประชุมหารือและสัมมนา

ที่ปรึกษาฯ จะดำเนินการจัดประชุมหารือหรือรับฟังความคิดเห็นร่วมกับหน่วยงานต่างๆ รวมถึงการจัดสัมมนาเผยแพร่ผลการศึกษาให้แก่บุคลากรที่เกี่ยวข้อง เพื่อนำเสนอข้อมูล ผลการดำเนินงานโครงการ ซึ่งสอดคล้องกับ TOR ข้อ 3.7-3.8 โดยมีรายละเอียดดังนี้

7.1 การประชุมหารือหรือรับฟังความคิดเห็นร่วมกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง

ที่ปรึกษาฯ จะดำเนินการจัดประชุมหารือหรือรับฟังความคิดเห็นร่วมกับหน่วยงานต่าง ๆ เพื่อสำรวจรวบรวมข้อมูล รับฟังความคิดเห็น ข้อเสนอแนะและปัญหาอุปสรรคในการพัฒนาการผลิตและการใช้ไฮโดรเจน ซึ่งข้อมูลที่ได้จะนำมาวิเคราะห์เพื่อปรับปรุงแนวทางการพัฒนาต่อไป จำนวน 2 ครั้ง โดยมีผู้เข้าร่วมรวมไม่น้อยกว่า 50 คน (ไม่นับรวมทีมงานที่ปรึกษาที่เข้าร่วม) ซึ่งสอดคล้องกับ TOR ข้อ 3.7

โดยที่ปรึกษาฯ ได้ดำเนินการจัดการประชุมหารือ/รับฟังความคิดเห็นร่วมกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ในรูปแบบออนไลน์ จำนวน 2 ครั้ง โดยมีผู้เข้าร่วมรวมทั้งสิ้น 144 คน (ไม่นับรวมทีมงานที่ปรึกษาที่เข้าร่วม) ประกอบด้วย

- 1) การประชุมหารือ/รับฟังความคิดเห็น ร่วมกับภาคผู้ผลิตเทคโนโลยี (supplier) ในหัวข้อเรื่อง “ทิศทางการขยายการส่งเสริมการนำไฮโดรเจนมาใช้งานในประเทศไทย รวมถึงศักยภาพเทคโนโลยีที่เหมาะสม และแนวทางกำกับดูแลเบื้องต้น” ในวันศุกร์ที่ 20 สิงหาคม 2564 เวลา 09.00 – 12.00 น. ในรูปแบบออนไลน์ผ่านสื่ออิเล็กทรอนิกส์แอปพลิเคชัน zoom meeting โดยมีผู้เข้าร่วมการประชุมหารือ/รับฟังความคิดเห็นรวมทั้งสิ้น 70 คน ทั้งนี้ สามารถสรุปความเห็นและข้อเสนอแนะได้ดังตารางที่ 13

ตารางที่ 13: สรุปผลความคิดเห็นและข้อเสนอแนะผ่านแอปพลิเคชัน miro

ด้านเทคโนโลยี	ด้านต้นทุนและธุรกิจ	3. ด้านนโยบายและโครงสร้างพื้นฐาน
1.1 ท่านคิดว่าเทคโนโลยีไฮโดรเจนจะมีบทบาทด้านพลังงานในประเทศในรูปแบบใด - เป็นพลังงานทางเลือก - ใช้เป็น ESS ในระยะยาว - ภาคขนส่ง ภาคการผลิตไฟฟ้า และภาคความร้อน (ซีเมนต์ เหล็ก)	2.1 ท่านมีความสนใจลงทุนในการผลิตไฮโดรเจนในไทยหรือไม่ เพราะเหตุใด สนใจผลิต green hydrogen ในไทย เพราะต้นทุนราคาพลังงานหมุนเวียนและอุปกรณ์ในระบบผลิตมีแนวโน้มราคาถูกลง นอกจากนี้ยังสอดคล้องกับนโยบายมุ่งลด GHG	3.1 ผลกระทบและโอกาสที่เกิดจากนโยบาย carbon neutrality ในธุรกิจของท่าน ควรจะมีการจัดทำโครงการต้นแบบสำหรับการดำเนินงานในหลาย ๆ ด้าน เพื่อให้ทราบผลกระทบ ประสิทธิภาพ แล้วจะสามารถวางแผนได้ชัดเจนขึ้น
1.2 ท่านคิดว่าเทคโนโลยีการผลิตไฮโดรเจนใดที่น่าจับตามอง และมีศักยภาพใช้งานได้จริงในประเทศไทย - methane SMR, ethanol SMR - การผลิต H₂ ด้วย electrolyzer จากพลังงานหมุนเวียน - เทคโนโลยี steam reform - thermochemical water splitting	2.2 หากการปรับเปลี่ยนเชื้อเพลิงเป็นก๊าซไฮโดรเจน มีผลกระทบต่อต้นทุนกี่ % จึงจะอยู่ในขอบเขตที่ยอมรับได้ เนื่องจากความหลากหลายที่มาของไฮโดรเจน ควรแยกราคาตามแหล่งที่มาเพื่อการแข่งขันได้ในการพัฒนาเทคโนโลยีของผู้ผลิต เพื่อประโยชน์สูงสุดในด้านราคาและความมั่นคงทางพลังงาน	3.2 ภาครัฐควรมีแผนระดับชาติ เพื่อผลักดันการใช้ไฮโดรเจนอย่างไร ควรมีแผนส่งเสริมด้านการพัฒนาการผลิต การใช้ โครงสร้างพื้นฐาน/มาตรฐาน และผลกระทบพลังงานที่ใช้ อยู่เดิม จากการเปลี่ยนมาใช้ไฮโดรเจน
1.3 ทิศทางการพัฒนาเทคโนโลยีไฮโดรเจนสำหรับพลังงานควรเป็นอย่างไร	2.3 โมเดลธุรกิจเกี่ยวกับไฮโดรเจนที่คาดว่าจะเป็นไปได้ เป็นอย่างไร	3.3 ปัจจุบันมีข้อขัด ดัดขัดในการพัฒนาโครงการหรือไม่ อย่างไร

ด้านเทคโนโลยี	ด้านต้นทุนและธุรกิจ	3. ด้านนโยบายและโครงสร้างพื้นฐาน
- การพัฒนา electrolyzer เป็นปัจจัยที่สำคัญที่จะทำให้ในอนาคตมีต้นทุนที่สามารถแข่งขันกับ SMR ได้และนำไปสู่ green hydrogen - ควรเน้นไปในด้านพลังงานทดแทนเพื่อให้ออกแบบกับเทรนด์ zero-emission	- การใช้ hydrogen ในภาคขนส่งสำหรับ long haul หรือ intercity bus - การเปลี่ยน RE energy เพื่อเก็บและใช้ตอน ที่ RE energy น้อยลงหรือไม่สามารถผลิตได้	- ไม่มีนโยบายชัดเจนจากภาครัฐ ทำให้เอกชนไม่กล้าลงทุน และมีต้นทุนการลงทุนสูงมากได้ 3.4 ภาครัฐควรจัดทำโครงสร้างพื้นฐานในส่วนใดบ้าง หากจะผลักดันเพื่อให้มีการใช้ก๊าซไฮโดรเจน - รัฐควรตั้งคณะกรรมการระดับชาติเรื่องการส่งเสริมและพัฒนาพลังงานไฮโดรเจน - ต้องมีนโยบายส่งเสริมการผลิตและการใช้ไฮโดรเจน เช่นเดียวกับพลังงานทดแทนอื่น ๆ

- 2) การประชุมหารือ/รับฟังความคิดเห็น ร่วมกับภาคผู้ใช้งานไฮโดรเจน (demand) ในหัวข้อเรื่อง “ทิศทางนโยบายการส่งเสริมการนำไฮโดรเจนมาใช้งานในประเทศไทย รวมถึงศักยภาพ โครงสร้างราคาที่เหมาะสม และแนวทางกำกับดูแลเบื้องต้น” เมื่อวันพฤหัสบดีที่ 26 สิงหาคม 2564 เวลา 13.30 – 16.30 น. ในรูปแบบออนไลน์ผ่านสื่ออิเล็กทรอนิกส์แอปพลิเคชัน zoom meeting โดยมีผู้เข้าร่วมการประชุมหารือ/รับฟังความคิดเห็นรวมทั้งสิ้น 74 คน ทั้งนี้ สามารถสรุปความเห็นและข้อเสนอแนะได้ดังตารางที่ 14

ตารางที่ 14: สรุปผลความคิดเห็นและข้อเสนอแนะผ่านแอปพลิเคชัน Miro

ด้านการปรับตัวเพื่อก้าวสู่ carbon neutrality	ด้านมาตรการสนับสนุน
1.1 ธุรกิจของท่านได้รับแรงกดดันทางการค้าจากแนวโน้มการพัฒนาของสังคมโลกไปสู่เป้าหมาย carbon neutrality หรือไม่อย่างไร ได้รับแรงกดดันจากนโยบายภาครัฐที่ต้องปรับปรุงระบบโครงข่ายไฟฟ้าให้รองรับการเชื่อมต่อระบบผลิตไฟฟ้าที่ไม่มีการปลดปล่อยคาร์บอน	2.1 มาตรการจากภาครัฐสำหรับผู้ที่จะต้องปรับเปลี่ยนมาใช้ไฮโดรเจนที่ท่านคิดว่าสำคัญที่สุด คือ มาตรการด้านใด - ด้านของราคา อาจจะต้องมีแรงจูงใจในการใช้ เช่น carbon credit และ carbon tax - ด้านของต้นทุน หากมีการกระทบต่อต้นทุนทางภาครัฐอาจจะต้องมีมาตรการในการจูงใจหรือมาตรการในการสนับสนุน - ด้านการพัฒนาการตลาด มีข้อเสนอเกี่ยวกับการส่งเสริมการพัฒนาโครงการ sandbox การทำ ecosystem เพื่อให้ความต้องการทางการตลาดเป็นผู้ตัดสินใจ
1.2 ในอนาคตภาคการผลิตในธุรกิจของท่านมีความจำเป็นต้องปรับเปลี่ยนการใช้พลังงานเพื่อการผลิตไปสู่พลังงานสะอาดมากขึ้น และท่านเห็นด้วยหรือไม่ว่า ไฮโดรเจนจะกลายเป็นหนึ่งในพลังงานหลักของประเทศไทยในอนาคต - มีความกังวลเกี่ยวกับการปรับเปลี่ยนอุปกรณ์สำหรับการเผาไหม้ ทำให้เกิดค่าใช้จ่ายที่ผู้ประกอบการต้องรับภาระ - ไฮโดรเจนอาจจะไม่ใช่พลังงานทดแทนโดยตรงแต่อาจเป็นแหล่งกักเก็บพลังงานมากกว่า - ไฮโดรเจนจะเป็นพลังงานแห่งอนาคตได้จริง แต่มีเงื่อนไขที่ประเทศต้องมีการสนับสนุนใช้พลังงานหมุนเวียนในการผลิตไฟฟ้าที่มากพอด้วยราคาต้นทุนต่ำก่อน เพื่อที่จะสามารถนำไปผลิตเป็น green H₂ ผ่าน electrolyzer แข่งขันกับเชื้อเพลิงอื่น ๆ ได้ ทั้งในภาคไฟฟ้า ขนส่ง และอุตสาหกรรม	2.2 มาตรการในช่วงเปลี่ยนผ่านที่ท่านคิดว่าภาครัฐจำเป็นต้องเร่งดำเนินการเป็นลำดับแรกเพื่อให้ภาคธุรกิจของท่านสามารถดำเนินธุรกิจภายใต้บริบท low carbon ของโลกได้ คือ ด้านใด - ด้านการวิจัยและพัฒนา มีข้อเสนอเกี่ยวกับการสนับสนุนให้ทาง กฟผ. มีโครงการนำร่องเพื่อเป็นตัวอย่างการใช้งานให้กับผู้ที่สนใจ - ด้านการส่งเสริมธุรกิจ ในด้านของ BOI ควรให้การสนับสนุน FCEV เช่นเดียวกับ BEV การให้สิทธิประโยชน์ด้านภาษี การจดทะเบียนร่วมทุนกับบริษัทเทคโนโลยีไฮโดรเจนควรมีเงื่อนไขพิเศษเพื่อเป็นการส่งเสริม เช่น การกู้เงินด้วยดอกเบี้ยที่ต่ำ เป็นต้น การส่งเสริมให้มีการใช้ในกลุ่ม micro grid , smart grid และ private PPA

ด้านการปรับตัวเพื่อก้าวสู่ carbon neutrality	ด้านมาตรการสนับสนุน
1.3 หากภาครัฐมีการปรับเปลี่ยนเชื้อเพลิงในภาคพลังงานเป็นไฮโดรเจนและเกิดผลกระทบต่อต้นทุนพลังงานในการผลิตของท่าน ผลกระทบควรจะไม่เกินกี่ % ท่านจึงจะสามารถยอมรับได้ ไม่ว่าราคาเชื้อเพลิงสะอาดจะแพงขึ้นแค่ไหน ก็คงไม่มีทางเลือก เนื่องจากหากยังคงปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ต่อไป สภาพอากาศจะเลวร้ายจนไม่สามารถดำรงชีวิตอยู่ได้	2.3 ประเด็นด้านกฎหมาย ระเบียบ และมาตรฐาน ประเด็นใดบ้างที่ท่านคิดว่าจำเป็นต้องมีการปรับปรุงเพื่อจูงใจให้ท่านยินดีปรับเปลี่ยนมาใช้ไฮโดรเจนในภาคการผลิตของท่านในอนาคต ต้องมีการให้ความรู้ในประเด็นความปลอดภัยให้ประชาชนและผู้เกี่ยวข้องเกิดความมั่นใจที่จะใช้ และทางภาครัฐควรมีกฎหมายควบคุมที่เกี่ยวข้องอย่างชัดเจน

นอกจากนี้ ที่ปรึกษา ได้ดำเนินการจัดทำสื่อและเอกสารเพื่อประชาสัมพันธ์ ประกอบด้วย

- (1) การออกแบบโลโก้ เพื่อใช้เป็นสัญลักษณ์ในโครงการ
- (2) จัดทำข้อมูล/ข่าวสาร รูปแบบกราฟิกขนาด A5 จำนวน 3 ชิ้น ได้แก่ (1) ไฮโดรเจนพลังงานทางเลือกสำหรับอนาคต (2) ทำความรู้จักกับไฮโดรเจน และ (3) การนำไฮโดรเจนไปใช้ประโยชน์ในภาคพลังงาน

H₂ydrogen

โครงการศึกษาแนวทางการพัฒนาการผลิตและการใช้
ไฮโดรเจนเพื่อส่งเสริมพลังงานหมุนเวียน

รูปที่ 15: โลโก้โครงการ



รูปที่ 16: ข้อมูล/ข่าวสาร รูปแบบกราฟิกขนาด A5

7.2 การสัมมนาเผยแพร่ผลการศึกษา

ที่ปรึกษาฯ จะดำเนินการจัดสัมมนาเผยแพร่ผลการศึกษาให้แก่บุคลากรที่เกี่ยวข้อง โดยมีวัตถุประสงค์เพื่อนำเสนอข้อมูลและผลการดำเนินงานโครงการ จำนวน 1 ครั้ง โดยมีผู้เข้าร่วมสัมมนาไม่น้อยกว่า 50 คน (ไม่นับรวมทีมงานที่ปรึกษาที่เข้าร่วม) ซึ่งสอดคล้องกับ TOR ข้อ 3.8

ที่ปรึกษาฯ ได้ดำเนินการจัดสัมมนาเผยแพร่ผลการศึกษา ให้แก่บุคคลภายนอก ในหัวข้อเรื่อง “สรุปผลการศึกษาและข้อเสนอแนะเชิงนโยบายถึงแนวทางการพัฒนาการผลิตและการใช้ไฮโดรเจนเพื่อส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนของประเทศไทย” ในวันพุธที่ 15 กันยายน 2564 เวลา 09.00 – 12.00 น. ในรูปแบบออนไลน์ผ่านสื่ออิเล็กทรอนิกส์แอปพลิเคชัน zoom meeting โดยมีผู้เข้าร่วมการสัมมนาเผยแพร่ผลการศึกษา รวมทั้งสิ้น 105 คน (ไม่นับรวมทีมงานที่ปรึกษาที่เข้าร่วม) ทั้งนี้ สามารถสรุปความเห็นและข้อเสนอแนะได้ดังนี้

- ประเด็นรถยนต์ที่เติมก๊าซในปัจจุบัน จะสามารถใช้ก๊าซธรรมชาติเดิมผสมกับไฮโดรเจนได้หรือไม่
- ความแตกต่างของการใช้ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงในรถยนต์กับ EV หรือระบบสันดาปเดิม ในด้านประสิทธิภาพ หรือกำลังสูญเสีย
- อาจจะต้องพิจารณากฎหมายด้านสิ่งแวดล้อม กรณีขนส่งไฮโดรเจนทางท่อในเชิงพลังงานเชื้อเพลิง ไม่ว่าจะแบบเชิงเดี่ยว หรือผสมกับก๊าซธรรมชาติ เพราะปัจจุบัน การขนส่งก๊าซธรรมชาติทางท่อ ต้องทำ EIA
- ควรพิจารณา พ.ร.บ. ผังเมืองด้วย เนื่องจากมีแนวโน้มที่จะสามารถผลิตไฮโดรเจน มักตั้งอยู่ในพื้นที่สีเขียว เขียวขาว เป็นส่วนใหญ่ หากไม่คำนึงถึงกฎหมายผังเมือง อาจทำให้ผู้ประกอบการทำผิดกฎหมายและต้องมาแก้ไขปัญหากันภายหลังได้
- สำหรับภาคการขนส่ง รถยนต์จะสามารถเติมไฮโดรเจนจาก H₂ terminal ได้เลยหรือไม่ มีมาตรฐานเฉพาะที่แตกต่างกัน ระหว่างรถขนส่งกระจายไฮโดรเจนให้กับโรงงานอุตสาหกรรม เทียบกับการเติมในรถยนต์
- สำหรับผู้ผลิต green H₂ ผสมในท่อในระยะแรก ๆ จะมี adder ให้เหมือนกับ RE ในระยะแรก ๆ หรือไม่
- ประเด็นเรื่องไฮโดรเจนที่ต่อท่อไปยังโรงงานต่าง ๆ คล้ายท่อก๊าซธรรมดานั้น จะก่อให้เกิดปัญหาสัดส่วนไฮโดรเจนไม่เท่ากันหรือไม่ หรือสัดส่วนไฮโดรเจนนั้นไม่ค่อยสำคัญในทางเทคนิค
- กรณีการส่งไฮโดรเจน ทางท่อส่งก๊าซเดิม ค่าผ่านท่อ จะมีการปรับเปลี่ยนหรือไม่
- จะมี tax incentive สำหรับ การทำ carbon capture เพื่อผลิต blue H₂ หรือไม่

นอกจากนี้ ที่ปรึกษาฯ ได้ดำเนินการจัดทำสื่อและเอกสารเพื่อประชาสัมพันธ์ ประกอบด้วย

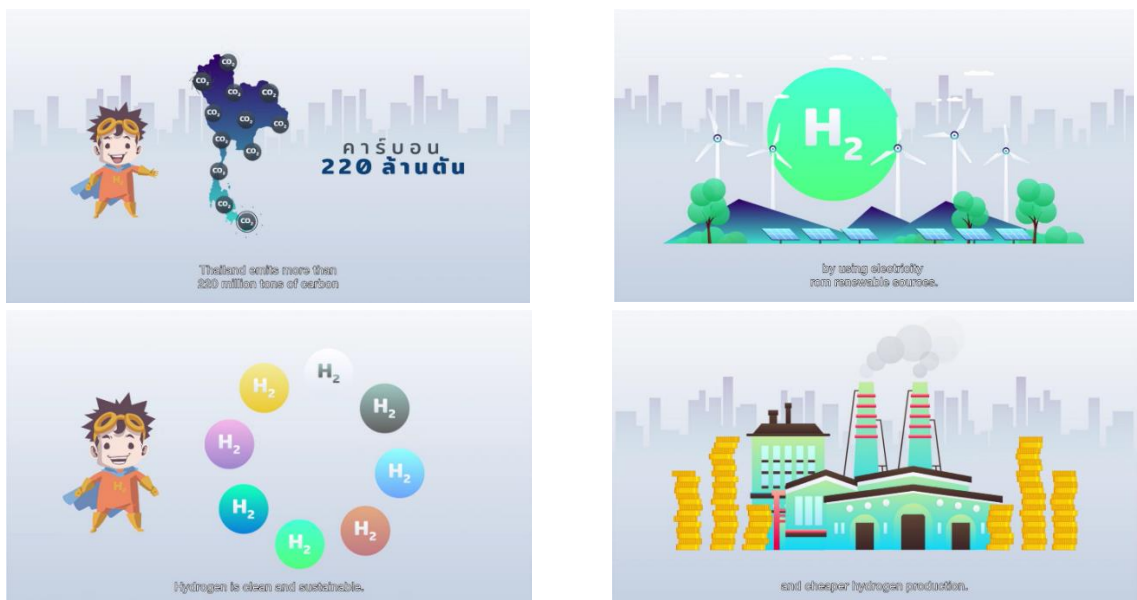
- (1) ออกแบบและผลิตของที่ระลึกสำหรับใช้เป็นสื่อประชาสัมพันธ์ให้กลุ่มเป้าหมาย จำนวน 50 ชิ้น “เครื่องอบฆ่าเชื้อโรค ด้วยรังสียูวี ยี่ห้อ SMARTHOME รุ่น SM-UVS01”
- (2) จัดทำข้อมูล/ข่าวสาร รูปแบบกราฟิกขนาด A5 จำนวน 3 ชิ้น ได้แก่ (1) รูปแบบการขนส่งไฮโดรเจน (2) บทบาทของไฮโดรเจนต่อการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ และ (3) ไฮโดรเจน: ทางลัดสู่ carbon neutrality
- (3) ผลิตคลิปสั้นในรูปแบบแอนิเมชัน เรื่อง “ไฮโดรเจนพลังงานสำหรับอนาคต” ความยาว 3 นาที



รูปที่ 17: ของที่ระลึกสำหรับใช้เป็นสื่อประชาสัมพันธ์



รูปที่ 18: ข้อมูล/ข่าวสาร รูปแบบกราฟฟิคขนาด A5



รูปที่ 19: คลิปสั้นในรูปแบบแอนิเมชั่น เรื่อง “ไฮโดรเจนพลังงานสำหรับอนาคต”

8. สรุปผลการศึกษาและข้อเสนอแนะเชิงนโยบายถึงแนวทางการพัฒนาการผลิตและการใช้ไฮโดรเจนเพื่อส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนของประเทศไทย

ที่ปรึกษาฯ จะดำเนินการสรุปผลการศึกษาและให้ข้อเสนอแนะเชิงนโยบายถึงแนวทางการพัฒนาการผลิตและการใช้ไฮโดรเจนเพื่อส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนของประเทศไทย ซึ่งสอดคล้องกับ TOR ข้อ 3.9 โดยมีรายละเอียดดังนี้

จากกรณีศึกษาในหลายประเทศทั่วโลก รวมถึงทบวงพลังงานระหว่างประเทศ (international energy agency) ได้ระบุถึงความจำเป็นของการใช้ไฮโดรเจนเป็นหนึ่งในทางเลือกสำคัญสำหรับการลดการปล่อยเรือนกระจกระยะยาว โดยได้มีการจำลองสภาพอนาคตและชี้ให้เห็นถึงเงื่อนไขต่าง ๆ ที่ทั่วโลกจำเป็นต้องดำเนินการเพื่อให้สามารถบรรลุเป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ภายในปี ค.ศ. 2050 (พ.ศ. 2593) อย่างไรก็ดี ด้วยระดับการพัฒนาและเงื่อนไขที่แตกต่างกัน ทำให้แต่ละประเทศอาจมีการกำหนดเป้าหมายและแนวทางการดำเนินการที่แตกต่างกันตามพื้นฐานของระบบเศรษฐกิจและความเป็นไปได้ของแต่ละประเทศ สำหรับประเทศไทยได้มีการประกาศแผนพลังงานแห่งชาติได้กำหนดเป้าหมายการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิให้เป็นศูนย์ (carbon neutrality) ภายในปี ค.ศ. 2065-2070 จะเห็นได้ว่าวาระของโลกดังกล่าวถือเป็นปัจจัยขับเคลื่อน (key driving forces) ในระยะยาว ที่ทำให้เกิดความต้องการพัฒนาไฮโดรเจนเป็นทางเลือกของการใช้พลังงาน อย่างไรก็ตาม ภายใต้อุปสรรคที่จะไปสู่เป้าหมายดังกล่าว หลายประเทศก็เริ่มมีมาตรการที่จะสนับสนุนให้เกิดการใช้สินค้าและบริการ รวมถึงห่วงโซ่อุปทานของสินค้าที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม อาทิ มาตรการ carbon border adjustment mechanism (CBAM) จากกลุ่มสหภาพยุโรป ถือเป็นตัวแปรสำคัญที่เกิดขึ้นแล้วในปัจจุบัน และส่งผลกระทบต่อการค้าและการลงทุนของไทยอย่างหลีกเลี่ยงไม่ได้ ทั้งนี้ยังมีการคาดว่าในอนาคตอาจมีมาตรการอื่นๆ ในลักษณะเดียวกันเกิดขึ้นอย่างต่อเนื่อง ภาพดังกล่าวจะเป็นปัจจัยสนับสนุนที่ทำให้การเกิดความจำเป็นที่ต้องมีการพัฒนาการใช้ไฮโดรเจนสำหรับภาคพลังงานในประเทศไทยอย่างหลีกเลี่ยงไม่ได้

จากการประเมินรูปแบบการใช้และการผลิต ศักยภาพ และความคุ้มค่าของการใช้งานไฮโดรเจนในลักษณะต่าง ๆ โดยพิจารณาร่วมกับทางเลือกอื่น ๆ สำหรับการใช้เป็นพลังงานในหัวข้อก่อนหน้านี้ เช่น การผลิตไฟฟ้าจากผลิตหมุนเวียน การส่งเสริมการใชยานยนต์พลังงานไฟฟ้า และอื่นๆ พบว่าประเทศไทยควรจะมีการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงานไม่น้อยกว่าร้อยละ 20 เพื่อบรรลุเป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเป็นศูนย์ (carbon neutrality) ภายในปี ค.ศ. 2065-2070

เป้าหมายการพัฒนา:

มีการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงานไม่น้อยกว่าร้อยละ 20 เพื่อให้ประเทศไทยสามารถบรรลุเป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเป็นศูนย์ (carbon neutrality) ภายในปี ค.ศ. 2065-2070

ทั้งนี้ สามารถสรุปข้อเสนอแนะและแนวการส่งเสริมการใช้และอุตสาหกรรมไฮโดรเจนสำหรับภาคพลังงานข้างต้น สามารถสรุปโดยจำแนกตามกลุ่มมาตรการแสดงดังตารางที่ 15 ถึงตารางที่ 18

ตารางที่ 15: สรุปมาตรการด้านการพัฒนาตลาดและสร้างแรงจูงใจสำหรับผู้ใช้

	ระยะสั้น (ปี ค.ศ. 2020-2030)	ระยะกลาง (ปี ค.ศ. 2031-2040)	ระยะยาว (ปี ค.ศ. 2041-2070)
1.1 มาตรการสนับสนุนด้านการเงินและการลงทุนสำหรับกลุ่มผู้ใช้	จัดทำแผนพัฒนาตลาดผู้ใช้ ที่ให้ภาพทางเลือกอื่น ๆ รวมถึงไฮโดรเจนเพื่อให้เกิดความชัดเจน สร้างความเชื่อมั่นให้ผู้ใช้	- สนับสนุนเงินลงทุนสำหรับการปรับเปลี่ยนอุปกรณ์รองรับการใช้เชื้อเพลิงผสมในระบบท่อก๊าซฯ - ให้สิทธิประโยชน์ทางภาษีสำหรับผู้ใช้งานยนต์ที่เป็น ZEV ตลอดห่วงโซ่คุณค่า	ลดระดับการสนับสนุนทางการเงินและการลงทุน เพื่อให้ตลาดเติบโตอย่างยั่งยืน
1.2 พัฒนากลไกราคาที่มีการพิจารณาเกณฑ์การปล่อย GHG	ส่งสัญญาณการใช้โครงสร้างราคาที่มีการพิจารณาเกณฑ์การปล่อยGHG	กำหนดโครงสร้างราคาที่เหมาะสม ระดับการปล่อย GHG ของเชื้อเพลิงแต่ละประเภท	พิจารณาภาษีคาร์บอนในโครงสร้างราคา
1.3 พัฒนาโครงการนำร่อง	สิทธิพิเศษด้านการลงทุนสำหรับโครงการนำร่อง	สิทธิพิเศษด้านการลงทุนสำหรับโครงการนำร่องบนรูปแบบธุรกิจและเทคโนโลยีใหม่ที่อาจมีความเป็นไปได้ในอนาคต	

ตารางที่ 16: สรุปมาตรการด้านการสนับสนุนอุตสาหกรรมในประเทศและส่งเสริมการวิจัยและพัฒนา

	ระยะสั้น (ปี ค.ศ. 2020-2030)	ระยะกลาง (ปี ค.ศ. 2031-2040)	ระยะยาว (ปี ค.ศ. 2041-2070)
2.1 มาตรการสนับสนุนด้านการเงินและการลงทุนสำหรับผู้ประกอบการ	จัดทำแผนพัฒนาตลาด ที่ให้ภาพทางเลือกอื่น ๆ รวมถึงไฮโดรเจน เพื่อให้เกิดความชัดเจน สร้างความเชื่อมั่นให้ผู้ประกอบการ	สนับสนุนเงินลงทุนและสิทธิประโยชน์ทางภาษีสำหรับผู้ประกอบการที่เกี่ยวข้องตลอดห่วงโซ่คุณค่า เช่น ด้านการผลิต การขนส่ง การจัดเก็บ และอื่น ๆ	- ลดระดับการสนับสนุนทางการเงินและการลงทุน เพื่อให้ตลาดเติบโตอย่างยั่งยืน - ให้น้ำหนักกับการสนับสนุนผู้ประกอบการที่เกี่ยวข้องกับ green hydrogen
2.2 พัฒนาการตลาดและกลไกการซื้อขายคาร์บอน	ศึกษาและจัดทำแผนพัฒนาตลาดและกลไกซื้อขายคาร์บอน	- พัฒนาตลาดและกลไกซื้อขายคาร์บอน พร้อมทั้งกลไก MRV - พัฒนาช่องทางการเข้าถึงตลาดซื้อขายคาร์บอนให้กับผู้ประกอบการ เช่น trading platform	
2.3 ส่งเสริมการวิจัยและพัฒนาในรูปแบบธุรกิจใหม่	สิทธิพิเศษด้านการลงทุนสำหรับโครงการนำร่อง	สิทธิพิเศษด้านการลงทุนสำหรับโครงการนำร่องในรูปแบบธุรกิจใหม่และเทคโนโลยีใหม่ที่อาจมีความเป็นไปได้ในอนาคต	

ตารางที่ 17: สรุปมาตรการด้านการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐาน

	ระยะสั้น (ปี ค.ศ. 2020-2030)	ระยะกลาง (ปี ค.ศ. 2031-2040)	ระยะยาว (ปี ค.ศ. 2041-2070)
3.1 พัฒนาโครงข่ายระบบ ท่อสำหรับเชื้อเพลิงผสม	- ทดสอบและปรับปรุงระบบ - จัดทำแผนปรับเปลี่ยนคุณสมบัติเชื้อเพลิง - จัดทำแผนการลงทุนและศึกษาผลกระทบ	- ดำเนินการตามแผนฯ เพิ่มสัดส่วนการผลิตไฮโดรเจนร้อยละ 5-10 - ขยายพื้นที่ให้บริการ	- ดำเนินการตามแผนฯ เพิ่มสัดส่วนการผลิตไฮโดรเจนร้อยละ 20 - ขยายพื้นที่ให้บริการ
		พัฒนากลไกตรวจติดตาม ประเมิน แก๊ส และบรรเทาผลกระทบ	
3.2 พัฒนาระบบจัดเก็บ ขนส่ง และสถานีเติม ไฮโดรเจน	- จัดทำแผนด้านการจัดเก็บ ขนส่ง และสถานีเติมไฮโดรเจน - โครงการสาธิต	- สนับสนุนเงินลงทุนและสิทธิประโยชน์ทางภาษีสำหรับผู้ประกอบการ - พื้นที่เป้าหมายแนวทางหลวงรองรับรถบรรทุก FCEV	- ลดระดับการสนับสนุนทางการเงิน - ส่งเสริมการแข่งขัน - พื้นที่เป้าหมายรองรับยานยนต์ FCEV ประเภทอื่นๆ
3.3 พัฒนาโครงสร้างพื้นฐานรองรับ green H ₂	โครงการสาธิต	พัฒนาโครงข่ายระบบไฟฟ้าเชื่อมต่อบริษัทผลิตพลังงานหมุนเวียนเพื่อสนับสนุนการผลิต green H₂	พัฒนาโครงข่ายไฟฟ้ารองรับ green H₂ ในระบบจัดการพลังงานแบบกระจายศูนย์

ตารางที่ 18: สรุปมาตรการด้านการปรับปรุงกฎหมาย ระเบียบ และมาตรฐานที่เกี่ยวข้อง

	ระยะสั้น (ปี ค.ศ. 2020-2030)	ระยะกลาง (ปี ค.ศ. 2031-2040)	ระยะยาว (ปี ค.ศ. 2041-2070)
4.1 ปรับปรุงกฎระเบียบ และมาตรฐาน	ปรับปรุง แก้ไข เพิ่มเติม กฎหมายที่เกี่ยวข้องกับการใช้ การผลิต ความปลอดภัย การขนส่ง การจัดเก็บ และการจำหน่าย สำหรับภาคพลังงาน ประเด็นสำคัญ: การเพิ่มไฮโดรเจนเป็นวัตถุดิบอันตราย และการกำหนดให้ไฮโดรเจนเป็นน้ำมันเชื้อเพลิง การขนส่งไฮโดรเจนทางท่อ มาตรฐานการขนส่ง สถานีเติมไฮโดรเจน และอื่น ๆ	ติดตาม ประเมินผล และปรับปรุงแก้ไข ปรับปรุงกฎหมายและมาตรฐานเพิ่มเติม โดยเฉพาะกรณีที่มีการพิจารณารูปแบบธุรกิจใหม่	

สำหรับข้อเสนอแนะสำหรับมาตรการส่งเสริม ในหัวข้อก่อนหน้านี้มีเป้าหมายหลักในการส่งเสริมการใช้ไฮโดรเจน เพื่อบรรลุเป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ (Carbon neutrality) อย่างไรก็ดี การกำหนดมาตรการส่งเสริมในลักษณะต่าง ๆ อาจทำให้ผลลัพธ์ทางอ้อมทั้งประโยชน์ในเชิงบวกและผลกระทบเชิงลบต่อผู้มีส่วนได้เสียที่แตกต่างกัน โดยหากพิจารณาผลกระทบในมิติทางด้านเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม สามารถสรุปได้ดังตารางที่ 19 ในภาพรวมจะเห็นได้ว่ามาตรการส่งเสริมการใช้ไฮโดรเจน นั้น นอกจากจะช่วยลดผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมยังส่งผลเชิงบวกต่อภาคเศรษฐกิจและสังคมโดยรวมอย่างมีนัยสำคัญ ทั้งในเรื่องของการสร้างมูลค่าเพิ่มในระบบเศรษฐกิจจากธุรกิจใหม่ การสร้างทางเลือกใหม่ให้กลุ่มผู้ใช้ การยกระดับคุณภาพชีวิตที่ดีขึ้นของชุมชนโดยรอบ และอื่น ๆ ในขณะที่อาจส่งผลกระทบเชิงลบอยู่บ้างโดยเฉพาะกิจการที่เกี่ยวข้องกับเชื้อเพลิงฟอสซิล รวมถึงกลุ่มผู้ใช้เชื้อเพลิงที่ไม่มีการปรับเปลี่ยนรูปแบบจากเดิม ดังนั้น ข้อเสนอแนะในมาตรการข้างต้นถือเป็นการส่งสัญญาณให้ผู้ประกอบการทั้งผู้จัดหาเชื้อเพลิงและผู้ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล ต้องเตรียมพร้อมสำหรับการปรับตัวให้สอดคล้องกับนโยบายดังกล่าว

ตารางที่ 19: ประโยชน์และผลกระทบของมาตรการส่งเสริมไฮโดรเจน ที่มีต่อเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม

มาตรการส่งเสริม	ประโยชน์	ผลกระทบ
แนวทางที่ 1 พัฒนาลาดและสร้างแรงจูงใจสำหรับผู้ใช้		
มาตรการ 1.1 มาตรการสนับสนุนด้านการเงินและการลงทุนสำหรับกลุ่มผู้ใช้	ด้านเศรษฐกิจ - บรรเทาผลกระทบที่เกิดขึ้นกับโรงไฟฟ้าและโรงงานอุตสาหกรรมอันเกิดจากการนำเชื้อเพลิงผสมมาใช้ในระบบท่อ - สร้างโอกาสทางธุรกิจสำหรับผู้ประกอบการที่เกี่ยวข้องกับยานยนต์ FCEV - บรรเทาผลกระทบจากมาตรการด้านการค้าที่สนับสนุนสินค้าคาร์บอนต่ำ เช่น CBAM	ด้านเศรษฐกิจ - ทำให้ภาครัฐมีภาระค่าใช้จ่ายเพิ่มขึ้น แต่ถูกจำกัดอยู่ภายใต้วงเงินของการสนับสนุนเฉพาะในช่วงแรก - ผู้ประกอบการจัดหาวัตถุดิบและก๊าซปิโตรเลียมเหลวอาจได้รับผลกระทบจากรายได้และการใช้ที่ลดลง
	ด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม - สามารถลดผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมและลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในภาครวม - ทำให้เกิดแรงจูงใจในการเปลี่ยนแปลงรูปแบบการใช้พลังงานที่ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมต่ำ - เพิ่มทางเลือกสำหรับผู้ใช้นานยนต์ที่ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมต่ำ	ด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม - ไม่ก่อให้เกิดผลกระทบเชิงลบด้านสิ่งแวดล้อม
มาตรการ 1.2 พัฒนากลไกราคาที่มีการพิจารณาเกณฑ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจก	ด้านเศรษฐกิจ - ลดภาระทางการเงินทั้งในระยะสั้นและระยะยาวอันเกิดจากการอุดหนุนราคา - ทำให้เกิดการแข่งขันที่เป็นธรรมระหว่างผู้ประกอบการ	ด้านเศรษฐกิจ - ผู้ประกอบการจัดหาวัตถุดิบและก๊าซปิโตรเลียมเหลวอาจได้รับผลกระทบจากรายได้และการใช้ที่ลดลง

มาตรการส่งเสริม	ประโยชน์	ผลกระทบ
	ด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม - ทำให้เกิดแรงจูงใจในการเปลี่ยนแปลงพฤติกรรมและรูปแบบการใช้พลังงานที่มีประสิทธิภาพและเป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อมมากขึ้น - สามารถลดผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมและลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในภาครวม	ด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม - ผลกระทบอาจเกิดกับผู้ที่ไม่มีการปรับเปลี่ยนพฤติกรรมและรูปแบบการใช้พลังงานที่มีประสิทธิภาพและเป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อม - ไม่ก่อให้เกิดผลกระทบเชิงลบด้านสิ่งแวดล้อม
มาตรการ 1.3 พัฒนาโครงการนำร่อง	ด้านเศรษฐกิจ - ลดความเสี่ยงที่อาจเกิดขึ้นจากการพัฒนาธุรกิจและเทคโนโลยีใหม่	ด้านเศรษฐกิจ - ทำให้เกิดภาระค่าใช้จ่ายเพิ่มขึ้น แต่ถูกจำกัดอยู่ภายใต้วงเงินของการสนับสนุนเฉพาะในช่วงแรก
	ด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม - ไม่ก่อให้เกิดผลกระทบเชิงบวกต่อสังคมและสิ่งแวดล้อมอย่างมีนัยสำคัญ	ด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม - ไม่ก่อให้เกิดผลกระทบเชิงลบต่อสังคมและสิ่งแวดล้อมอย่างมีนัยสำคัญ
แนวทางที่ 2 สนับสนุนอุตสาหกรรมในประเทศและส่งเสริมการวิจัยและพัฒนา		
มาตรการ 2.1 มาตรการสนับสนุนด้านการเงินและการลงทุนสำหรับผู้ประกอบการ	ด้านเศรษฐกิจ - เพิ่มศักยภาพการแข่งขันให้ผู้ประกอบการที่เกี่ยวข้องกับอุตสาหกรรมไฮโดรเจน - สร้างโอกาสทางธุรกิจสำหรับผู้ประกอบการที่เกี่ยวข้องกับอุตสาหกรรมไฮโดรเจน	ด้านเศรษฐกิจ - ทำให้ภาครัฐมีภาระค่าใช้จ่ายเพิ่มขึ้น แต่ถูกจำกัดอยู่ภายใต้วงเงินของการสนับสนุนเฉพาะในช่วงแรก - ผู้ประกอบการจัดหาน้ำมันเตาและก๊าซปิโตรเลียมเหลวอาจได้รับผลกระทบจากรายได้และการใช้ที่ลดลง
	ด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม - สามารถลดผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมและลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในภาครวม - สร้างการจ้างงานเพิ่มขึ้นจากอุตสาหกรรมไฮโดรเจน	ด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม - ไม่ก่อให้เกิดผลกระทบเชิงลบด้านสิ่งแวดล้อม

มาตรการส่งเสริม	ประโยชน์	ผลกระทบ
มาตรการ 2.2 พัฒนาตลาดและกลไกการซื้อขายคาร์บอน	ด้านเศรษฐกิจ - ลดภาระทางการเงินทั้งในระยะสั้นและระยะยาวอันเกิดจากการอุดหนุนราคา - ทำให้เกิดแรงจูงใจในการประกอบกิจการที่เกี่ยวข้องกับอุตสาหกรรมไฮโดรเจน - ทำให้เกิดการแข่งขันที่เป็นธรรมระหว่างผู้ประกอบการ	ด้านเศรษฐกิจ - ผู้ประกอบการจัดหาวัตถุดิบสำเร็จรูป เช่น น้ำมันเบนซิน น้ำมันดีเซล น้ำมันเตา และก๊าซปิโตรเลียมเหลว อาจได้รับผลกระทบจากรายได้และการใช้ที่ลดลง
	ด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม - สามารถลดผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมและลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในภาครวม	ด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม - ไม่ก่อให้เกิดผลกระทบเชิงลบด้านสิ่งแวดล้อม
มาตรการ 2.3 ส่งเสริมการวิจัยและพัฒนา รูปแบบธุรกิจและเทคโนโลยีใหม่	ด้านเศรษฐกิจ - สร้างมูลค่าเพิ่มจากอุตสาหกรรมในประเทศและลดมูลค่าการนำเข้าเทคโนโลยี - สร้างโอกาสทางธุรกิจใหม่ (new s-curve)	ด้านเศรษฐกิจ - ทำให้ภาครัฐมีภาระค่าใช้จ่ายเพิ่มขึ้น แต่ถือเป็นการลงทุนระยะยาว
	ด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม - สามารถลดผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมและลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในภาครวมหากสามารถผลักดันให้เกิดการพัฒนาเชิงพาณิชย์ได้	ด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม - ไม่ก่อให้เกิดผลกระทบเชิงลบด้านสิ่งแวดล้อม
แนวทางที่ 3 การพัฒนาโครงสร้างพื้นฐาน		
มาตรการ 3.1 พัฒนาโครงข่ายระบบท่อสำหรับเชื้อเพลิงผสม	ด้านเศรษฐกิจ - ลดภาระการลงทุน จากการนำโครงสร้างพื้นฐานเดิมมาใช้ประโยชน์ เพิ่มศักยภาพการแข่งขันของไฮโดรเจน	ด้านเศรษฐกิจ - ไม่ก่อให้เกิดผลกระทบเชิงลบต่อเศรษฐกิจอย่างมีนัยสำคัญ

มาตรการส่งเสริม	ประโยชน์	ผลกระทบ
	ด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม ลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในภาคการผลิตไฟฟ้าและการใช้เชื้อเพลิงในภาคอุตสาหกรรม	ด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม ผลกระทบยังไม่แน่ชัด จำเป็นต้องทำการศึกษา และทดสอบเพิ่มเติม เช่น การเกิด NOx จากการใช้ไฮโดรเจนเชิงความร้อน เป็นต้น
มาตรการ 3.2 พัฒนาระบบจัดเก็บ ขนส่ง และสถานีเติม ไฮโดรเจน	ด้านเศรษฐกิจ - สร้างโอกาสทางธุรกิจให้ผู้ประกอบการภาคเอกชน - เพื่อทางเลือกให้กับผู้ใช้ยานยนต์	ด้านเศรษฐกิจ ทำให้เกิดภาระค่าใช้จ่ายเพิ่มขึ้น แต่ถูกจำกัดอยู่ภายใต้วงเงินของการสนับสนุนเฉพาะในช่วงแรก
	ด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม คุณภาพชีวิตดีขึ้นจากมลพิษทางอากาศที่ลดลง และยังสามารถลดค่าใช้จ่ายด้านสุขภาพอันเกิดจากมลพิษทางอากาศเป็นเวลานาน	ด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม ไม่ก่อให้เกิดผลกระทบเชิงลบต่อสังคมและสิ่งแวดล้อมอย่างมีนัยสำคัญ
มาตรการ 3.3 พัฒนาโครงสร้างพื้นฐานรองรับ Green hydrogen	ด้านเศรษฐกิจ - สร้างโอกาสทางธุรกิจให้ผู้ประกอบการภาคเอกชน - สร้างความมั่นคงและความยืดหยุ่นสำหรับการบริหารจัดการพลังงานของประเทศ	ด้านเศรษฐกิจ ทำให้เกิดภาระค่าใช้จ่ายเพิ่มขึ้น แต่ถูกจำกัดอยู่ภายใต้วงเงินของการสนับสนุนเฉพาะในช่วงแรก
	ด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม ทำให้ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในภาคการผลิตไฟฟ้าและการใช้เชื้อเพลิงในภาคอุตสาหกรรม	ด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม ไม่ก่อให้เกิดผลกระทบเชิงลบต่อสังคมและสิ่งแวดล้อมอย่างมีนัยสำคัญ
แนวทางที่ 4 ปรับปรุงกฎหมาย ระเบียบ และมาตรฐานที่เกี่ยวข้อง		
มาตรการ 4.1 ปรับปรุงกฎหมาย ระเบียบและมาตรฐาน	ด้านเศรษฐกิจ - ทำให้เกิดความเชื่อมั่นในการลงทุนและการดำเนินกิจการ - ทำให้เกิดการแข่งขันที่เป็นธรรมระหว่างผู้ประกอบการ	ด้านเศรษฐกิจ ไม่ก่อให้เกิดผลกระทบเชิงลบต่อเศรษฐกิจอย่างมีนัยสำคัญ

มาตรการส่งเสริม	ประโยชน์	ผลกระทบ
	ด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม - ผู้ปฏิบัติงานและชุมชนโดยรอบมีความปลอดภัยและมีความเชื่อมั่นในการประกอบกิจการ - ผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมได้รับการควบคุมและมีการกำกับภายใต้เงื่อนไขของการบังคับใช้ที่เข้มงวด	ด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม - ไม่ก่อให้เกิดผลกระทบเชิงลบต่อสังคมและสิ่งแวดล้อมอย่างมีนัยสำคัญ