สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน

ENERGY RESEARCH INSTITUTE

ERDI-CMU
สถาบันพลังงาน มช.

โครงการศึกษาข้อเสนอแนะเชิงนโยบายในการส่งเสริมการใช้ไฮโดรเจนเชิงพาณิชย์ในประเทศไทย

สิงหาคม 2565

Hydrogen
โครงการศึกษาข้อเสนอแนะเชิงนโยบายในการส่งเสริมการใช้ไฮโดรเจนเชิงพาณิชย์ในประเทศไทย

สารบัญ

1. หลักการและเหตุผล 3

2. ข้อมูลเบื้องต้นสำหรับไฮโดรเจน 5
   - 2.1 คุณสมบัติพื้นฐาน 5
   - 2.2 แหล่งที่มาและกระบวนการผลิตไฮโดรเจน 6
     - 2.2.1 กระบวนการความร้อน (thermal process) 6
     - 2.2.2 กระบวนการแยกน้ำด้วยไฟฟ้า (electrolysis) 6
     - 2.2.3 กระบวนการทางชีวเคมี (biochemical) 7
     - 2.2.4 กระบวนการแยกน้ำด้วยแสง (photolysis) 7
   - 2.3 การจัดเก็บไฮโดรเจน 9
   - 2.4 การขนส่งไฮโดรเจน 10
   - 2.5 การใช้ประโยชน์ไฮโดรเจน 11
   - 2.6 เทคโนโลยีการนำไฮโดรเจนไปใช้ในภาคพลังงาน 12

3. ความคืบหน้าของการพัฒนาไฮโดรเจนในต่างประเทศ 14
   - 3.1 บทบาทของไฮโดรเจนต่ออนาคตพลังงานโลก 14
   - 3.2 นโยบายและแผนการพัฒนาไฮโดรเจนของประเทศตัวอย่าง 16
   - 3.3 โครงสร้างพื้นฐานสำหรับไฮโดรเจนของประเทศตัวอย่าง 22

4. สถานภาพปัจจุบันของไฮโดรเจนในประเทศไทย 25
   - 4.1 ด้านการผลิต 25
   - 4.2 ด้านการใช้งาน 27
   - 4.3 ด้านการวิจัยและพัฒนา 27

5. ศักยภาพการผลิตและการใช้ไฮโดรเจนในประเทศไทย 28
   - 5.1 ศักยภาพด้านการผลิต 28
   - 5.2 ศักยภาพด้านเทคนิคสำหรับการใช้ในภาคพลังงาน 30
   - 5.3 ศักยภาพการผลิตไฮโดรเจนเพื่อเพิ่มความยืดหยุ่นให้กับระบบไฟฟ้า การกักเก็บพลังงาน เพื่อส่งเสริมพลังงานหมุนเวียน 35

6. การใช้งานและรูปแบบธุรกิจที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทย 36
   - 6.1 การใช้ในภาคพลังงานไฟฟ้า 37
   - 6.2 การใช้ในเชิงความร้อนในภาคอุตสาหกรรม 40
   - 6.3 การใช้ในภาคขนส่ง 42

สารบัญ

7. แผนการส่งเสริมไฮโดรเจนสำหรับประเทศไทย 43

7.1 ยุทธศาสตร์ที่ 1 พัฒนาตลาดและสร้างจูงใจให้กับผู้ใช้ 45

7.2 ยุทธศาสตร์ที่ 2 ส่งเสริมการวิจัยและพัฒนาอุตสาหกรรมในประเทศ 50

7.3 ยุทธศาสตร์ที่ 3 พัฒนาโครงสร้างพื้นฐาน 54

7.4 ยุทธศาสตร์ที่ 4 ปรับปรุงกฎระเบียบและมาตรฐาน 61

8. ผลกระทบด้านเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม 66

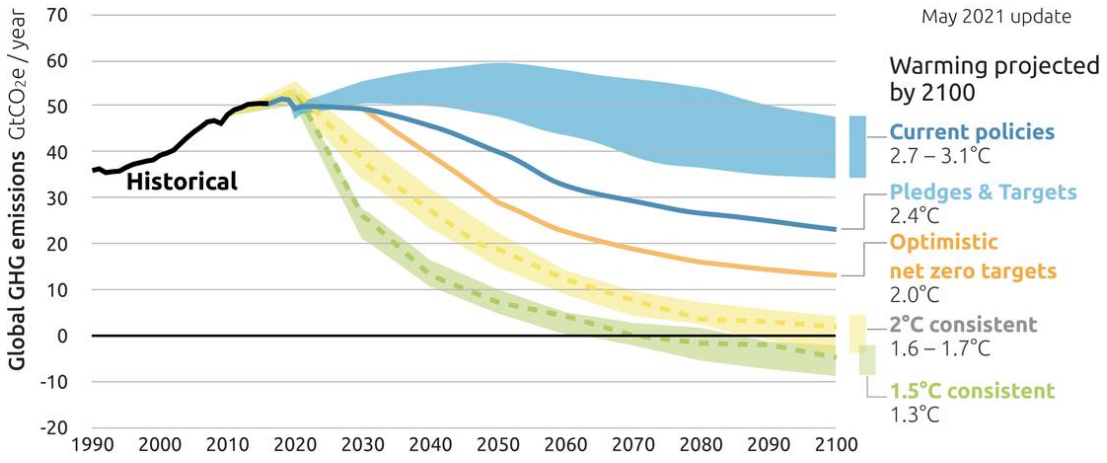
สรุปสาระสำคัญ

โครงการศึกษาข้อเสนอแนะเชิงนโยบายในการส่งเสริมการใช้ไฮโดรเจนเชิงพาณิชย์ในประเทศไทย

1. หลักการและเหตุผล

ข้อตกลงด้านการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศจากการประชุมภาคีสมาชิกของ United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) ครั้งที่ 21 ณ กรุงปารีส ประเทศฝรั่งเศส ได้ระบุถึงความจำเป็นในการควบคุมอุณหภูมิเฉลี่ยของโลกไม่ให้เพิ่มขึ้นเกิน 2 องศาเซลเซียสจากระดับอุณหภูมิช่วงก่อนยุคอุตสาหกรรม และพยายามจำกัดการเพิ่มขึ้นของอุณหภูมิ 1.5 องศาเซลเซียสจากระดับอุณหภูมิช่วงก่อนยุคอุตสาหกรรม โดยตระหนักว่า ความพยายามนี้จะช่วยลดความเสี่ยงและผลกระทบของการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศลงอย่างมีนัยสำคัญ ทั้งนี้ได้ IPCC ยังชี้ให้เห็นถึงทางเลือกของเส้นทางที่สามารถบรรลุเป้าหมายข้างต้น (รูปที่ 1) ส่งผลให้หลายประเทศทั่วโลกมีนโยบายอย่างเข้มข้นในการดำเนินการเพื่อบรรลุเป้าหมายการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกร่วมกัน

การประชุมสมัชชาประเทศภาคีอนุสัญญาสหประชาชาติว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ (Conference of the Parties) ครั้งที่ 26 หรือ COP26 เมื่อเดือนพฤศจิกายน พ.ศ. 2564 (ค.ศ. 2021) ประเทศภาคีสมาชิกจำนวน 197 ประเทศมีมติเห็นชอบในข้อตกลง Glasgow Climate Pact ที่จะช่วยเร่งการดำเนินการด้านสภาพภูมิอากาศในทศวรรษนี้ เพื่อสนับสนุนเป้าหมายในการควบคุมอุณหภูมิโลกไม่ให้เพิ่มขึ้นเกิน 1.5 องศาเซลเซียส ประกอบด้วย การลดก๊าซเรือนกระจก (mitigation) การปรับตัว (adaptation) การเงิน (finance) และการทำงานร่วมกัน (collaboration) ตัวอย่างถ้อยแถลงของผู้นำประเทศต่าง ๆ ต่อการบรรลุเป้าหมายดังกล่าวแสดงดังตารางที่ 1



รูปที่ 1: ฉากทัศน์การจำลองสถานการณ์ที่แสดงเป้าหมายการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของโลก

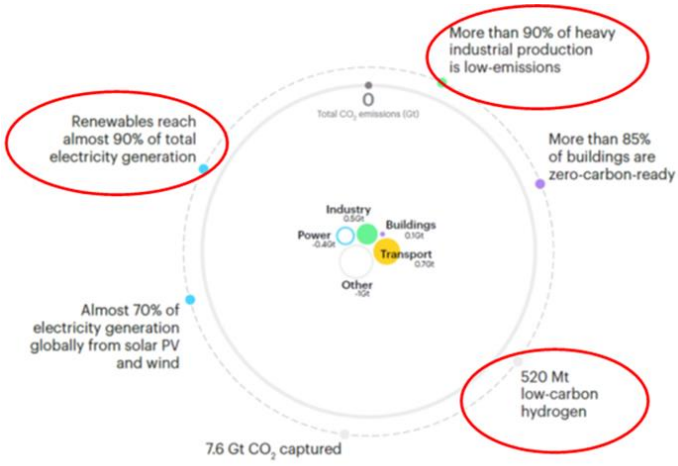
(ที่มา: climate action tracker)

ตารางที่ 1: ใจความสำคัญของถ้อยแถลงของผู้นำประเทศต่าง ๆ ต่อที่ประชุม COP26[1]

ประเทศ	ใจความสำคัญของถ้อยแถลงต่อที่ประชุม COP26
จีน	แสดงแผนงานมุ่งสู่การปล่อยคาร์บอนสูงสุดก่อนปี ค.ศ. 2030 และมุ่งสู่การเป็นกลางทางคาร์บอนภายในปี ค.ศ. 2060
เวียดนาม	ประกาศเป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ภายในปี ค.ศ. 2050 โดยใช้ทรัพยากรในประเทศร่วมกับการสนับสนุนและความร่วมมือทางเทคโนโลยีและการเงินจากต่างประเทศ
สหรัฐอเมริกา	จะสนับสนุนให้ประเทศกำลังพัฒนาเร่งเปลี่ยนผ่านไปสู่พลังงานสะอาด และสนับสนุนทางการเงินในการดำเนินงานด้านการปรับตัวต่อผลกระทบจากการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ และเรียกร้องให้มีการยกระดับการดำเนินงานร่วมกับการพัฒนานวัตกรรมใหม่ ๆ
สหราชอาณาจักร	มีแผนยกเลิกรถยนต์ที่ใช้น้ำมันภายในปี ค.ศ. 2035 และยกเลิกการขายรถยนต์ดังกล่าวในปี ค.ศ. 2030 รวมถึงยุติการทำลายป่าภายในปี ค.ศ. 2030
ออสเตรเลีย	จะลดก๊าซเรือนกระจกร้อยละ 35 ภายในปี ค.ศ. 2030 เมื่อเทียบกับปี ค.ศ. 2005
อินเดีย	ประกาศเป้าหมายการเป็นกลางทางคาร์บอนภายในปี ค.ศ. 2070 รวมถึงจะลดการปล่อยคาร์บอนลง 1,000 ล้านตัน ภายในปี ค.ศ. 2030 เมื่อเทียบกับปัจจุบัน จะลดความเข้มข้นของคาร์บอน (carbon intensity) ให้น้อยกว่าร้อยละ 45 ภายในปี ค.ศ. 2030
อินโดนีเซีย	ประกาศเป้าหมายในภาคป่าไม้และการใช้ประโยชน์ที่ดิน โดยจะมีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ภายในปี ค.ศ. 2030

ทบวงพลังงานระหว่างประเทศ (International Energy Agency) ได้ระบุถึงความจำเป็นของการใช้ไฮโดรเจนเป็นหนึ่งในทางเลือกสำคัญสำหรับการลดการปล่อยเรือนกระจกระยะยาวสำหรับภาคพลังงาน โดยได้มีการจำลองภาพอนาคตและชี้ให้เห็นถึงเงื่อนไขต่าง ๆ ที่ทั่วโลกจำเป็นต้องดำเนินการเพื่อให้สามารถบรรลุเป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ภายในปี ค.ศ. 2050 (พ.ศ. 2593) (รูปที่ 2) อย่างไรก็ดีด้วยระดับการพัฒนาและเงื่อนไขที่แตกต่างกัน ทำให้แต่ละประเทศอาจมีการกำหนดเป้าหมายและแนวทางการดำเนินการที่แตกต่างกันตามพื้นฐานของระบบเศรษฐกิจและความเป็นไปได้ของแต่ละประเทศ สำหรับ **“ประเทศไทยได้มีการประกาศแผนพลังงานแห่งชาติได้กำหนดเป้าหมายการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิให้เป็นศูนย์ (Carbon neutrality) ภายในปี พ.ศ. 2565-2570”** วาระของโลกดังกล่าวถือเป็นปัจจัยขับเคลื่อน (Key driving forces) ในระยะยาว ที่ทำให้เกิดความต้องการพัฒนาไฮโดรเจนเป็นทางเลือกของการใช้พลังงาน อย่างไรก็ดีระหว่างทางที่จะไปสู่เป้าหมายดังกล่าว หลายประเทศก็เริ่มมีมาตรการที่จะสนับสนุนให้เกิดการใช้สินค้าและบริการ รวมถึงห่วงโซ่อุปทานของสินค้าที่เป็นมิตรแวดล้อม อาทิ เช่น มาตรการ Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM) จากกลุ่มสหภาพยุโรป ถือเป็นตัวแปรสำคัญที่เกิดขึ้นแล้วในปัจจุบัน และส่งผลกระทบต่อการค้าและการลงทุนของไทยอย่างหลีกเลี่ยงไม่ได้ ทั้งนี้ยังมีการคาดว่าในอนาคตอาจมีมาตรการอื่น ๆ ในลักษณะเดียวกันเกิดขึ้นอย่างต่อเนื่อง ภาพดังกล่าวจะเป็นปัจจัยสนับสนุนที่ทำให้การเกิดความจำเป็นที่ต้องมีการพัฒนาการใช้ไฮโดรเจนสำหรับภาคพลังงานในประเทศไทยอย่างหลีกเลี่ยงไม่ได้

[1] ทส., สรุปผลการประชุมรัฐภาคีกรอบอนุสัญญาสหประชาชาติว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ สมัยที่ 26 (COP26) การประชุมรัฐภาคีพิธีสารเกียวโต สมัยที่ 16 (CMP16) การประชุมรัฐภาคีความตกลงปารีส สมัยที่ 3 (CMA3) และการประชุมอื่นที่เกี่ยวข้อง, กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม, 2564.



รูปที่ 2: องค์ประกอบสำคัญเพื่อบรรลุเป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ภายในปี ค.ศ. 2050 (ที่มา: IEA Net Zero by 2050)

2. ข้อมูลเบื้องต้นสำหรับไฮโดรเจน

2.1 คุณสมบัติพื้นฐาน

ก๊าซไฮโดรเจน (H_2) เป็นเชื้อเพลิงสะอาด โดยหลังการเผาไหม้ก๊าซไฮโดรเจนกับออกซิเจนจากอากาศจะได้ผลผลิต คือ น้ำ และพลังงาน เท่านั้น ไม่มีการปลดปล่อยก๊าซที่จะเป็นผลกระทบต่อสภาพภูมิอากาศ ดังนั้น จึงมีการเสนอใช้พลังงานจากไฮโดรเจนเพื่อให้เกิดเศรษฐกิจสู่ neutral-carbon economy

ก๊าซไฮโดรเจนประกอบด้วยไฮโดรเจน 2 อะตอม โดยไฮโดรเจนเป็นธาตุที่เบาที่สุด ทั้งนี้ คุณสมบัติทั่วไปของก๊าซไฮโดรเจน คือ เป็นก๊าซไม่มีสี ไม่มีกลิ่น ติดไฟง่าย มีความสะอาดสูงเมื่อเผาไหม้จะได้น้ำเป็นผลิตภัณฑ์ และเป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อม พบได้ทั่วไปตามธรรมชาติ โดยบรรยากาศของโลกมีก๊าซไฮโดรเจนประมาณ 0.1 ppm เมื่อเปรียบเทียบกับเชื้อเพลิงอื่น ๆ ดังแสดงในตารางที่ 2 พบว่าก๊าซไฮโดรเจนมีความหนาแน่นทางพลังงานโดยน้ำหนักสูงที่สุด อย่างไรก็ตาม ในการพิจารณาถึงการขนส่ง “ความหนาแน่นพลังงานโดยปริมาตร” เป็นตัวแปรที่นิยมใช้ในการพิจารณามากกว่า ดังนั้นเมื่อพิจารณาการนำก๊าซไฮโดรเจนมาใช้ประโยชน์ต้องคำนึงถึงปัจจัยด้านการขนส่งด้วย

ตารางที่ 2: เปรียบเทียบคุณสมบัติด้านพลังงานระหว่างก๊าซไฮโดรเจนและเชื้อเพลิงชนิดต่าง ๆ

	ก๊าซไฮโดรเจน	เมทานอล	เอทานอล	โพรพานอล
มวลโมเลกุล (kg mol^{-1})	2.016	32.04	46.06	44.10
ความหนาแน่นที่ 101.33 kPa และ 298 K (kg m^{-3})	0.084	791	789	1.865
ค่าความร้อน HHV/LHV (MJ kg^{-1})	142/120	22.9/20.1	29.8/27.0	50.2/46.3
ความหนาแน่นพลังงานโดยปริมาตร (Wh L^{-1})	405_g	$4,600_l$	$6,100_l$	$6,600_l$
ความหนาแน่นพลังงานโดยน้ำหนัก (Wh kg^{-1})	39,000	6,400	7,850	13,900

หมายเหตุ ตัวห้อย : g หมายถึง สถานะก๊าซ (gas phase), l หมายถึง สถานะของเหลว (liquid phase)

2.2 แหล่งที่มาและกระบวนการผลิตไฮโดรเจน

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

2.2.1 กระบวนการความร้อน (thermal process)

1) **การสลายตัวด้วยความร้อน (thermolysis)** การสลายตัวด้วยความร้อนเป็นกระบวนการผลิตไฮโดรเจนจากน้ำ โดยให้พลังงานความร้อนแก่สารตั้งต้น (น้ำ) มีผลผลิตอย่างน้อย 2 ชนิด คือ ไฮโดรเจน และ ออกซิเจน อย่างไรก็ตาม การสลายตัวของน้ำด้วยความร้อนเกิดได้น้อย แม้ว่าที่อุณหภูมิสูงมาก ทั้งนี้ ข้อจำกัดในการประยุกต์ใช้งานเชิงอุตสาหกรรมหรือเชิงพาณิชย์ คือความคงทนของอุปกรณ์หรือวัสดุในกระบวนการที่ต้องทำงานที่อุณหภูมิสูง
2) **กระบวนการเคมีความร้อน (thermo chemical process)** กระบวนการเคมีความร้อนเป็นกระบวนการผลิตไฮโดรเจนจากสารประกอบไฮโดรคาร์บอน หรือ น้ำ ที่ผ่านการเกิดปฏิกิริยาทางเคมี โดยมีหลายวิธี ได้แก่ (1) การเปลี่ยนรูปด้วยไอน้ำ (steam reforming) เป็นวิธีที่ใช้กันแพร่หลายมากที่สุดในการผลิตก๊าซไฮโดรเจนจากก๊าซธรรมชาติ (2) การออกซิเดชันบางส่วน (partial oxidation) กระบวนการนี้ไม่ได้รับความนิยมเนื่องจากปริมาณก๊าซไฮโดรเจนที่ได้จะน้อยกว่ากระบวนการเปลี่ยนรูปด้วยไอน้ำ (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 รวมถึงยางที่ใช้แล้ว เป็นเชื้อเพลิงที่มีค่าทางความร้อนสูงขึ้น

2.2.2 กระบวนการแยกน้ำด้วยไฟฟ้า (electrolysis)

กระบวนการแยกน้ำด้วยไฟฟ้า เป็นกระบวนการใช้ไฟฟ้าเป็นแหล่งพลังงานในการแยกโมเลกุลไฮโดรเจน และ ออกซิเจน จากน้ำ โดยสามารถแบ่งได้ 3 กระบวนการดังนี้

1) **กระบวนการแยกสลายด้วยไฟฟ้าแบบอิเล็กทรอไลเซอร์ชนิดสารละลาย (alkaline electrolysis)** การให้ไฟฟ้ากระแสตรงที่ขั้วไฟฟ้าของเซลล์เคมีไฟฟ้าเพื่อให้ไอออนในสารละลายอิเล็กทรอไลต์เคลื่อนที่ไปเกิดปฏิกิริยาที่ขั้วไฟฟ้า โดยกระแสไฟฟ้าที่ให้จะต้องให้มากกว่าค่าโวลต์มาตรฐานที่ปฏิกิริยาจะเกิดขึ้น ทั้งนี้ ข้อดีของการผลิตก๊าซไฮโดรเจนด้วยวิธีนี้ คือ จะได้ไฮโดรเจนที่มีความบริสุทธิ์สูง หากแต่มีข้อเสียจากค่าใช้จ่ายด้านพลังงาน (กระแสไฟฟ้า) สูง
2) **กระบวนการแยกน้ำด้วยไฟฟ้าแบบอิเล็กทรอไลเซอร์ชนิดของแข็ง (solid electrolyzers)** กระบวนการผลิตไฮโดรเจนโดยแยกน้ำด้วยวิธีนี้คล้ายคลึงกับกระบวนการแยกน้ำด้วยไฟฟ้าแบบดังเดิมที่อิเล็กทรอไลต์อยู่ในรูปแบบเป็นสารละลาย โดยได้ทำการพัฒนากระบวนการให้มีประสิทธิภาพสูงขึ้นและใช้พลังงานลดลง โดยกระบวนการนี้สามารถผลิตไฮโดรเจนได้มีความบริสุทธิ์สูงถึง 99.99% ในปัจจุบันกระบวนการแยกน้ำด้วยไฟฟ้าที่มีใช้ในระดับอุตสาหกรรมมี 2 ประเภทด้วยกัน คือ (1) แบบเยื่อแลกเปลี่ยนโปรตรอน (proton exchange membrane electrolysis; PEM electrolysis) และ (2) แบบเซลล์ออกไซด์แข็ง (solid oxide electrolysis)
3) **การแยกกรองด้วยไฟฟ้า (electrodialysis)** การแยกกรองด้วยไฟฟ้า เป็นการผลิตไฮโดรเจนโดยอาศัยแยกไอออนของสารละลายเกลือเท่านั้น โดยไอออนสามารถผ่านเมมเบรนชนิดนี้ได้โดยอาศัยความต่างของความเข้มข้นของไอออนบวกและลบที่แตกต่างกันในแต่ละช่องเซลล์เคมีไฟฟ้า โดยอาศัยความต่างศักย์หรือกระแสไฟฟ้าที่ให้กับระบบ

2.2.3 กระบวนการทางชีวเคมี (biochemical)

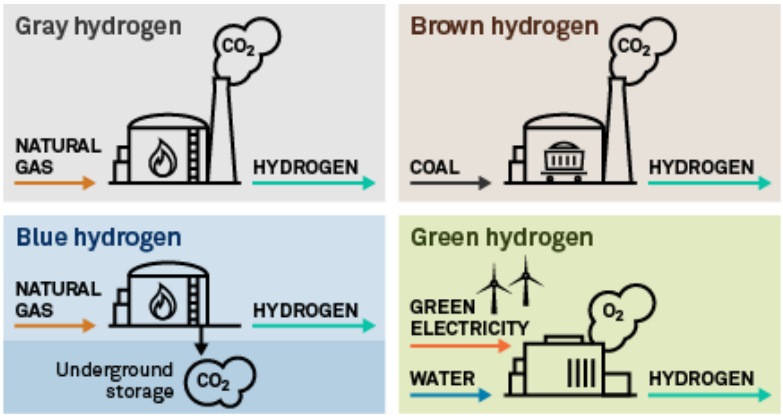
การผลิตก๊าซไฮโดรเจนที่มีความบริสุทธิ์สูงด้วยกระบวนการทางชีวภาพผ่านสิ่งมีชีวิตจำพวกจุลินทรีย์ (microorganism) ซึ่งในปัจจุบันยังไม่มีเทคโนโลยีหลักที่ใช้ผลิตไฮโดรเจนชีวภาพเชิงพาณิชย์ เนื่องจากข้อจำกัดด้านความรู้ ความเข้าใจและประสิทธิภาพของกระบวนการต่ำ โดยมีอยู่ 2 กระบวนการ ได้แก่ (1) การสังเคราะห์ด้วยแสง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

2.2.4 กระบวนการแยกน้ำด้วยแสง (photolysis)

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

รูปแบบการผลิตไฮโดรเจน ยังสามารถจำแนกตามแหล่งและกระบวนการผลิตไฮโดรเจน โดยสามารถนำเสนอรูปแบบดังกล่าวผ่าน **“สีไฮโดรเจน (color of hydrogen)”** ได้ดังแสดงรูปที่ 3 ประกอบไปด้วย

- **ไฮโดรเจนสีเทา (grey hydrogen):** ใช้เรียกการผลิตไฮโดรเจนจากก๊าซธรรมชาติ (natural gas) ผ่านกระบวนการเปลี่ยนรูปด้วยไอน้ำ (steam reforming) ซึ่งได้ผลิตภัณฑ์เป็นก๊าซไฮโดรเจน และ ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2)
- **ไฮโดรเจนสีน้ำตาล (brown hydrogen):** ใช้เรียกการผลิตไฮโดรเจนจากถ่านหิน (coal) ผ่านกระบวนการแก๊สซิฟิเคชัน (gasification) ซึ่งได้ผลิตภัณฑ์เป็นก๊าซไฮโดรเจน และก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) โดยมีสัดส่วนก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่อไฮโดรเจนที่ผลิตได้สูงกว่า ไฮโดรเจนสีเทา จึงนิยมเรียกว่า ไฮโดรเจนสีน้ำตาล
- **ไฮโดรเจนสีฟ้า (blue hydrogen)**: เป็นกระบวนการที่ทำให้การผลิตไฮโดรเจนมีความสะอาดมากขึ้นโดยมีการกักเก็บ CO_2 ที่ผ่านการผลิตจากไฮโดรเจนสีเทา
- **ไฮโดรเจนสีเขียว (green hydrogen):** เป็นกระบวนการแยกไฮโดรเจนจากน้ำด้วยพลังงานไฟฟ้าที่ได้มาจากพลังงานหมุนเวียนโดยนิยมใช้พลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม



รูปที่ 3: สีของไฮโดรเจน (colors of hydrogen)
(ที่มา: https://www.spglobal.com/marketintelligence/en/news-insights/latest-news-headlines/hydrogen-era-no-longer-a-distant-mirage-61216416)

นอกจากที่นิยมเรียกตาม สี 4 ของไฮโดรเจนดังกล่าวนี้แล้วยังมีการเรียกสีของไฮโดรเจนอื่น ๆ อีกดังนี้

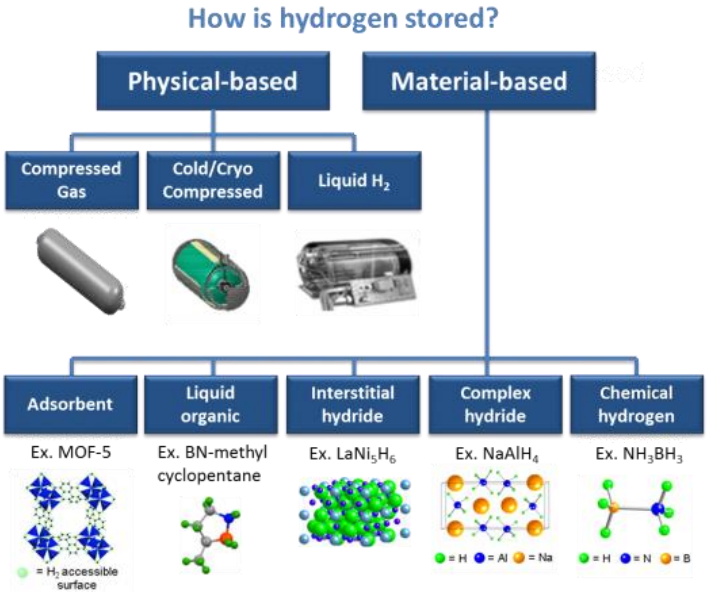
- **ไฮโดรเจนสีฟ้าน้ำทะเล (turquoise hydrogen)**: เป็นกระบวนการแยกไฮโดรเจนจากมีเทนด้วยความร้อน (methane pyrolysis) โดยได้คาร์บอน (ของแข็ง) เป็นผลิตภัณฑ์ร่วม แต่ใจความสำคัญของ ไฮโดรเจนสีฟ้าน้ำทะเล อยู่ที่การพิจารณาแบบ carbon-neutral ดังนั้นในสีฟ้าน้ำทะเลนี้น่าจะหมายรวมไปถึงการผลิตไฮโดรเจนจากพลังงานชีวภาพด้วย

- **ไฮโดรเจนสีชมพู (pink hydrogen)**: เป็นกระบวนการแยกไฮโดรเจนจากน้ำด้วยพลังงานไฟฟ้าที่ได้มาจากพลังงานนิวเคลียร์
- **ไฮโดรเจนสีเหลือง (yellow hydrogen)**: เป็นกระบวนการแยกไฮโดรเจนจากน้ำด้วยพลังงานไฟฟ้าที่ได้มาจากแหล่งพลังงานหลากหลาย (mixed sources)
- **ไฮโดรเจนสีขาว (white hydrogen)**: เป็นไฮโดรเจนที่เป็นผลพลอยได้ (byproduct) จากโรงงานอุตสาหกรรมต่าง ๆ

2.3 การจัดเก็บไฮโดรเจน

การจัดเก็บก๊าซไฮโดรเจน (hydrogen storage) สามารถแบ่งได้เป็น 2 กลุ่มใหญ่ ประกอบด้วย

1) **การจัดเก็บเชิงกายภาพ (physical-based)** เทคโนโลยีสำหรับเก็บไฮโดรเจนด้วยวิธีทางกายภาพ เช่น การอัดเพิ่มความดันแก๊ส และการทำให้เป็นของเหลว เป็นต้น โดยมีรูปแบบการจัดเก็บ ได้แก่ ไฮโดรเจนอัด (compressed hydrogen: cH_2) ไฮโดรเจนเหลว (liquid hydrogen: LH_2) ไฮโดรเจนอัดเย็นยิ่งยวด (cryo-compressed hydrogen: CcH_2) หรือ สลัชไฮโดรเจน (slush hydrogen: sH_2) ดังรูปที่ 4
2) **การจัดเก็บเชิงวัสดุ หรือ การจัดเก็บเชิงเคมี (material-based or chemical-based)** เทคโนโลยีสำหรับเก็บไฮโดรเจนด้วยวิธีนี้ เมื่อเกิดปฏิกิริยาเคมีให้ไฮโดรเจนออกมาเป็นผลผลิต ได้แก่ การเก็บในรูปแบบโลหะไฮไดรด์ (metal hydrides) และสารประกอบอื่น นอกจากนี้ยังมีการนำไฮโดรเจนเก็บในรูปแบบของสารเคมี (hydrogen carrier) โดยสารเคมีที่ได้รับความสนใจอย่างมาก คือ แอมโมเนีย (ammonia, NH_3) เมทานอล (methanol, CH_3OH) และ เมทิลไซโคลเฮคเซน (methylcyclohexane, $CH_3C_6H_{11}$) โดยในปัจจุบันมีการผลิตแอมโมเนียและเมทานอลอยู่แล้วแต่เพื่อใช้ประโยชน์ในภาคอุตสาหกรรมเท่านั้น ยังไม่ได้มีการผลิตเพื่อนำมาใช้ประโยชน์ด้านพลังงาน

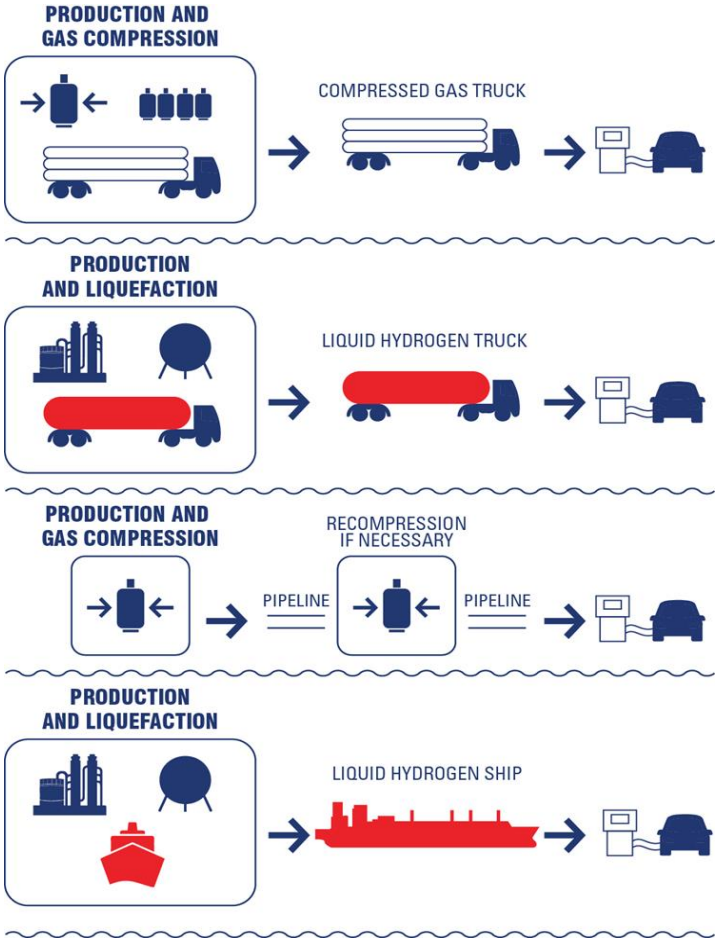


รูปที่ 4: รูปแบบการจัดเก็บไฮโดรเจนทางกายภาพและทางวัสดุ
(ที่มา : https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-storage)

2.4 การขนส่งไฮโดรเจน

การขนส่งไฮโดรเจนสามารถขนส่งในสถานะก๊าซไฮโดรเจนอัดที่ความดันสูง (compressed gas) ไฮโดรเจนเหลวที่อุณหภูมิต่ำ (cryogenic liquid hydrogen) และการขนส่งผ่านตัวกักเก็บไฮโดรเจน (สถานะของแข็งและของเหลว) ดังที่กล่าวในหัวข้อที่ผ่านมา โดยรูปแบบการขนส่งสามารถแบ่งได้เป็น 3 รูปแบบ ประกอบด้วย

1) **การขนส่งในระบบถนนและระบบราง** โดยการขนส่งรูปแบบนี้จะเหมาะสมสำหรับการขนส่งไฮโดรเจนได้ทั้ง 3 สถานะ โดยมีความสามารถในการขนส่งก๊าซอัด ประมาณ 2,000 ลิตร ต่อ 1 เทลเลอร์บรรทุก ที่ความดัน 180-250 bar และ ในรูปแบบของเหลวอุณหภูมิต่ำ ประมาณ 20,000-50,000 ลิตร ต่อ 1 เทลเลอร์บรรทุก ที่ความดัน 6-10 bar อุณหูมิ -252.8 °C
2) **การขนส่งผ่านระบบท่อก๊าซ** เป็นการขนส่งผ่านระบบท่อก๊าซโดยใช้ก๊าซอัดที่ความดันสูง ลักษณะเดียวกันกับการขนส่งผ่านระบบท่อก๊าซของก๊าซธรรมชาติ แต่มีข้อควรระวังสำหรับชิ้นส่วนและอุปกรณ์ที่เป็นโลหะ เพราะไฮโดรเจนอัดที่ความดันสูงมีการกัดกร่อนโลหะในระดับสูง ซึ่งต่างจากระบบท่อก๊าซธรรมชาติอัดในปัจจุบันซึ่งมีวัสดุโลหะร่วมด้วย โดยการขนส่งผ่านระบบท่อก๊าซนั้น จะต้องมีการลงทุนปรับโครงสร้างพื้นฐานของท่อก๊าซธรรมชาติด้วย
3) **การขนส่งทางทะเล** เป็นการขนส่งไฮโดรเจนในลักษณะของเหลวที่อุณหภูมิต่ำ บริษัท Kawasaki Heavy Industries กำลังพัฒนาถังกักเก็บ โดยมีความสามารถในการขนส่งประมาณ 1,250,000 ลิตร/ถังกักเก็บ โดยเรือขนส่งขนาด 116 เมตร 1 ลำ สามารถบรรทุกได้ 2 ถังกักเก็บรวมความจุ 2,500,000 ลิตร และในอนาคตจะพัฒนาให้สามารถมีความจุ 16,000,000 ลิตร



รูปที่ 5: รูปแบบการขนส่งไฮโดรเจน

(ที่มา: http://hydroville.be/en/waterstof/hoe-transporteer-je-waterstof/)

2.5 การใช้ประโยชน์ไฮโดรเจน

การนำไฮโดรเจนมาใช้ประโยชน์สามารถแบ่งเป็น 2 กลุ่มได้แก่

1) **การใช้เป็นสารตั้งต้นในอุตสาหกรรม** อาทิเช่น

- **อุตสาหกรรมอาหาร:** ไฮโดรเจนถูกใช้เป็นสารเติมแต่ง (hydrogenating agent) เพื่อเปลี่ยนโครงสร้างของกรดไขมันไม่อิ่มตัวเป็นกรดไขมันอิ่มตัวสำหรับไขมันสัตว์และน้ำมันพืชเพื่อใช้สำหรับการผลิตเนยขาวเนยเทียม และเนยถั่ว เป็นต้น
- **อุตสาหกรรมกรรมโลหะ**: ไฮโดรเจนถูกใช้ในกระบวนการเตรียมโลหะที่มีความบริสุทธิ์สูง การถลุงโลหะ และนอกจากนี้ไฮโดรเจนยังถูกใช้เป็นก๊าซป้องกันในการเชื่อม เช่น ผสมกับอาร์กอนสำหรับการเชื่อมสแตนเลส นอกจากนี้ยังใช้เพื่อเป็นตัวสนับสนุนการเชื่อมพลาสมาและกระบวนการตัดโลหะต่าง ๆ

- **อุตสาหกรรมเภสัชกรรม:** ใช้ไฮโดรเจนเป็นสารตั้งต้นเพื่อผลิตซอร์บิทอล (sorbitol) ซึ่งเป็นน้ำตาลแอลกอฮอล์หรือสารให้ความหวานที่ใช้เป็นสารตั้งต้นในการผลิตเครื่องสำอาง วัสดุประสาน สารตึงผิว และ วิตามิน เอ และซี
- **อุตสาหกรรมเคมี:** ใช้เป็นสารตั้งต้นในการผลิตแอมโมเนีย เมทานอล รวมทั้งเป็นสารเติมแต่งในการผลิตสบู่ ฉนวน พลาสติก และขี้ผึ้ง เป็นต้น

2) **การใช้ในภาคพลังงาน** โดยส่วนใหญ่จะใช้ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงโดยตรง แต่ก็มีนำไฮโดรเจนไปปรับปรุงคุณสมบัติเชื้อเพลิงบางประการให้เหมาะสม โดยในปัจจุบันยังไม่ได้มีการใช้เชิงพาณิชย์เต็มรูปแบบ การใช้ในภาคพลังงานประกอบไปด้วย

- **ภาคพลังงานไฟฟ้า:** ใช้ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงโดยตรง หรือ นำไปผสมกับก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้าด้วย กังหันก๊าซไฮโดรเจน (hydrogen gas turbine) ผ่านกระบวนการเผาไหม้โดยตรง และ ผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเทคโนโลยีเซลล์เชื้อเพลิง (fuel cell technology)
- **ภาคพลังงานความร้อน:** เช่นเดียวกับภาคพลังงานไฟฟ้า คือใช้ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงโดยตรงหรือ นำไปผสมกับก๊าซธรรมชาติ หรือน้ำมันเตา
- **ภาคขนส่ง**: ไฮโดรเจนถูกใช้ในการสังเคราะห์ และปรับปรุงน้ำมันปิโตรเลียมและน้ำมันไบโอดีเซล นอกจากนี้จะสามารถใช้ไฮโดรเจนได้หลากหลายรูปแบบ ไม่ว่าจะใช้ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงโดยผ่านเครื่องยนต์สันดาปภายใน (internal combustion engine: ICE) หรือผ่านเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าไปขับเคลื่อนมอเตอร์ไฟฟ้าในรถยนต์

2.6 เทคโนโลยีการนำไฮโดรเจนไปใช้ในภาคพลังงาน

เทคโนโลยีการนำไฮโดรเจนไปใช้ประโยชน์ในด้านพลังงาน ประกอบไปด้วย

1) **การเผาไหม้โดยตรง** ก๊าซไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงทดแทนที่ได้รับความสนใจ โดยใช้กระบวนการเผาไหมโดยตรง หรือ เผาไหมในเครื่องยนต์เผาไหมภายใน โดยการใช้ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงในเครื่องยนต์เผาไหมภายในให้ประสิทธิภาพสูงถึง 38% สูงกวาของน้ำมันเบนซินซึ่งอยู่ที่เพียง 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

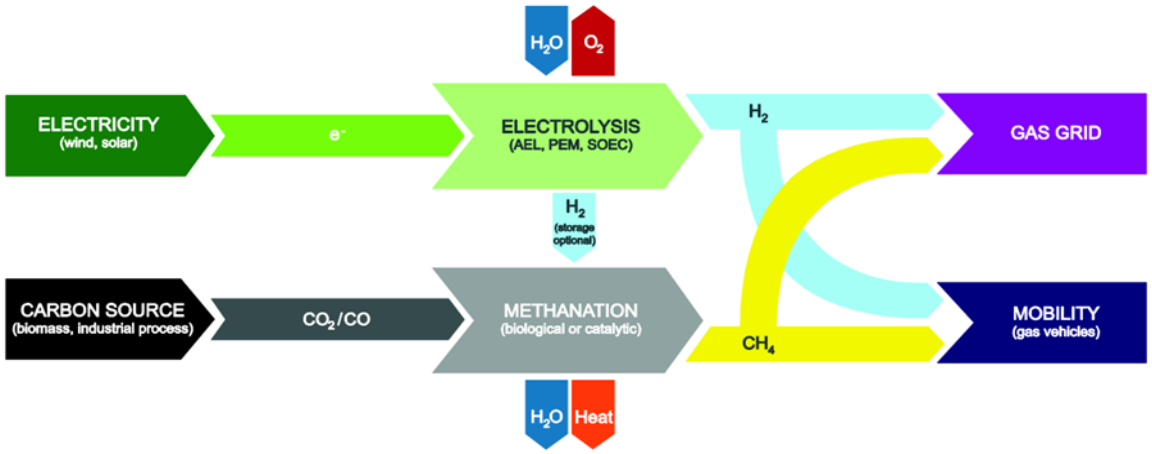
2) **เซลล์เชื้อเพลิง (fuel cell)** เป็นอุปกรณ์เคมีไฟฟ้าที่เปลี่ยนรูปพลังงานเคมีของสารตั้งต้นหรือเชื้อเพลิงเป็นพลังงานไฟฟ้าโดยตรง โดยไม่ผ่านปฏิกิริยาการเผาไหม้ การทำงานของเซลล์เชื้อเพลิงคล้ายแบตเตอรี่โดยผลิตกระแสไฟฟ้าโดยตรงจากเชื้อเพลิงและตัวออกซิไดซ์ด้วยปฏิกิริยาเคมีไฟฟ้า และมีองค์ประกอบหลักที่เหมือนกันได้แก่ ขั้วไฟฟ้า และอิเล็กทรอไลต์ ข้อแตกต่างระหว่างเซลล์เชื้อเพลิงและแบตเตอรี่ คือ แบตเตอรี่เป็นอุปกรณ์เก็บพลังงาน ในขณะที่เซลล์เชื้อเพลิงทำหน้าที่เป็นเพียงอุปกรณ์เปลี่ยนพลังงาน จึงทำให้อายุการใช้งานของเซลล์เชื้อเพลิงจึงยาวนานกว่า เซลล์เชื้อเพลิงมีหลายชนิด แต่ชนิดที่ใช้แก๊สไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิง ได้แก่ **(1) เซลล์เชื้อเพลิงแบบเมมเบรนแลกเปลี่ยนโปรตอน** ที่ใช้พอลิเมอร์เป็นอิเล็กโทรไลต์ (PEMFC) ได้รับความนิยมเป็นอย่างมาก เนื่องจากมีอุณหภูมิในการทำงานที่ไม่สูงมากนัก และราคาที่ไม่แพง รวมถึงมีประสิทธิภาพที่สูง (35-60%) โดยปัจจุบันได้ถูกนำมาประยุกต์ใช้งานด้านต่าง ๆ อย่างแพร่หลาย **(2) เซลล์เชื้อเพลิงแบบแอลคาไลน์** (AFC) มีประสิทธิภาพสูงที่สุด (50-70%) แต่เนื่องจากระบบไวต่อการปนเปื้อนมาก จึงจำเป็นต้องใช้ไฮโดรเจนและออกซิเจนที่บริสุทธิ์เท่านั้น ทำให้มีราคาสูงมาก **(3) เซลล์เชื้อเพลิงแบบกรดฟอสฟอริก** (PAFC) เป็นชนิดแรกที่สามารถสร้างขึ้นในเชิงพาณิชย์ มีประสิทธิภาพประมาณ 35-50% มักนำไปใช้เป็นแหล่งพลังงานไฟฟ้าในสถานที่ขนาดเล็กต่าง ๆ **(4) เซลล์เชื้อเพลิงแบบออกไซด์แข็ง** (SOFC) มีอุณหภูมิในการทำงานที่สูงที่สุด ประมาณ 800-1000 °C เหมาะสำหรับโรงงานไฟฟ้าขนาดใหญ่ และ **(5) เซลล์เชื้อเพลิงแบบคาร์บอเนตหลอม** (MCFC) มีอุณหภูมิการทำงานที่สูงมากประมาณ 650 °C สามารถช่วยผลิตกระแสไฟฟ้าในลักษณะความร้อนร่วม ทำให้ประสิทธิภาพสูงขึ้นถึง 80-85% จึงเหมาะสำหรับโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่สำหรับจำหน่ายไฟฟ้า และเนื่องจากการทำงานที่อุณหภูมิที่ต่ำกว่าเซลล์เชื้อเพลิงแบบออกไซด์ของแข็ง จึงทำให้ระบบโดยรวมมีราคาที่ต่ำกว่า เซลล์เชื้อเพลิงสามารถนำไปใช้ประโยชนได้หลายรูปแบบ ขึ้นอยู่กับประเภทของเซลล์เชื้อเพลิง เป้าหมายหลักใช้เป็นแหล่งพลังงาน อาจใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า หรือเป็นแหล่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าสำหรับครัวเรือนที่ระบบสายส่งไฟฟ้าไปไม่ถึง หรือเป็นแหล่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้มอเตอร์ในยานยนต์ ทั้งนี้เซลล์เชื้อเพลิงในปัจจุบัน ได้รับการพัฒนาให้มีขนาดเล็กลงเพื่อใช้เป็นแหล่งจ่ายพลังงานสำหรับอุปกรณ์ไฟฟ้าพกพาต่าง ๆ อาทิ โทรศัพท์มือถือ คอมพิวเตอร์พกพา เป็นต้น

3) **การกักเก็บพลังงานในรูปแบบไฮโดรเจน (hydrogen energy storage)** การนำไฮโดรเจนมาใช้ประโยชน์ในรูปแบบของการกักเก็บพลังงาน (energy storage) นั้นเป็นการรวมเทคโนโลยี 3 เทคโนโลยีเข้าไว้ด้วยกัน ได้แก่

- การผลิตไฮโดรเจน (hydrogen production) ในการกักเก็บพลังงานรูปแบบนี้เน้นการผลิตไฮโดรเจนด้วยการแยกน้ำด้วยไฟฟ้า (electrolysis) โดยมีประสิทธิภาพ 60-80%
- การกักเก็บไฮโดรเจน (hydrogen storage) จะเน้นเก็บในรูปแบบก๊าซอัด ของเหลว และ ในรูปแบบโลหะไฮไดด์

- การผลิตพลังงานจากไฮโดรเจน สามารถนำไฮโดรเจนที่ผลิตได้มาใช้ผลิตไฟฟ้า ผ่านเซลล์เชื้อเพลิง (มีประสิทธิภาพรวม 40-60%) และกังหันก๊าซไฮโดรเจน นอกจากนี้ ยังมีการนำไฮโดรเจนมาใช้ในรูปแบบพลังงานความร้อนให้กับโรงงานอุตสาหกรรมด้วย

ตัวอย่างกรณีศึกษาของการกักเก็บพลังงานในรูปแบบไฮโดรเจนเป็นลักษณะของการเปลี่ยนไฟฟ้าส่วนเกิน (electricity surplus) จากแหล่งพลังงานหมุนเวียน อาทิ โซลาร์และพลังงานลม เป็นก๊าซไฮโดรเจนหรือก๊าซมีเทน ซึ่งเรียกว่ากระบวนการเปลี่ยนพลังงานไฟฟ้าเป็นก๊าซ (power to gas; PtG) ดังรูปที่ 6 เพื่อนำไปใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงาน (energy storage) สร้างความยืดหยุ่นให้กับระบบไฟฟ้า รองรับความผันผวนของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน



รูปที่ 6: แนวคิดของกระบวนการเปลี่ยนพลังงานเป็นก๊าซ (power to gas; PtG)
(ที่มา :Gotz et al., 2016[2])

3. ความคืบหน้าของการพัฒนาไฮโดรเจนในต่างประเทศ

3.1 บทบาทของไฮโดรเจนต่ออนาคตพลังงานโลก

จากการศึกษาของ เรื่อง “The future of hydrogen[3]” ได้ระบุว่าปัจจุบันเป็นช่วงเวลาที่สำคัญที่จะใช้ประโยชน์จากศักยภาพของไฮโดรเจนเพื่อนำไปสู่พลังงานแห่งอนาคตที่สะอาด ปลอดภัย และมีความคุ้มค่าด้านต้นทุน ทั้งนี้ ไฮโดรเจนสะอาดกำลังได้รับแรงผลักดันทางการเมืองและธุรกิจอย่างที่ไม่เคยเกิดขึ้นมาก่อน ด้วยจำนวนนโยบายและโครงการต่าง ๆ ทั่วโลกที่ขยายตัวอย่างรวดเร็วแสดงให้เห็นถึงเป้าหมายการใช้ไฮโดรเจนในสาขาต่าง ๆ และงบประมาณภาครัฐในการสนับสนุนการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีไฮโดรเจนและเซลล์เชื้อเพลิง (fuel cell) จึงอาจกล่าวสรุปได้ว่าช่วงเวลานี้เป็นเวลาที่เหมาะสมสำหรับการขยายเทคโนโลยีและลดต้นทุนเพื่อให้ไฮโดรเจน

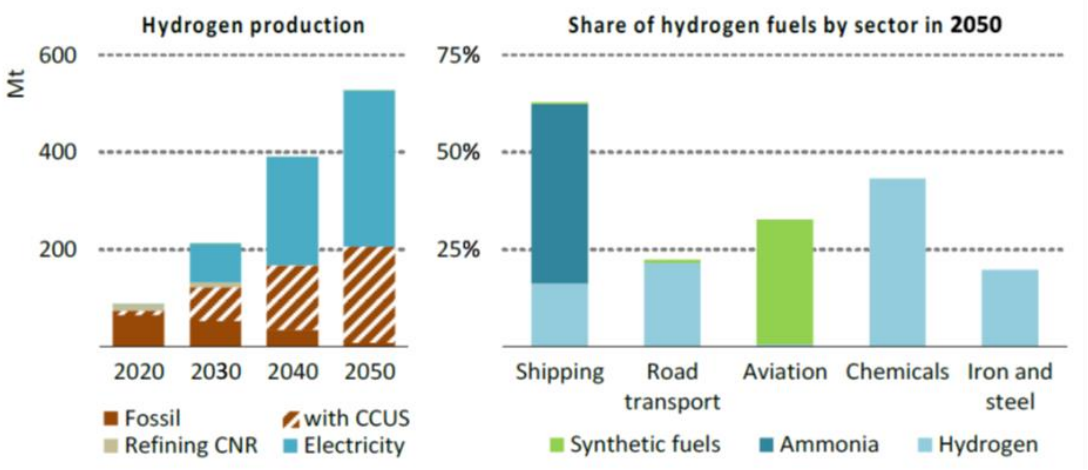
[2] Manuel Gotz, Jonathan Lefebvre, Friedemann Mors, Amy McDaniel Koch, Frank Graf, Siegfried Bajohr, Rainer Reimert and Thomas Kolb (2016), Renewable Power-to-Gas: A technological and economic review, Int. J. Renewable Energy 85 (2015) 1371-1390.
[3] International Energy Agency : IEA (2564). Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector.

ใช้กันอย่างแพร่หลาย ในการนี้ รัฐบาลและภาคอุตสาหกรรมจำเป็นต้องได้รับคำแนะนำที่เป็นประโยชน์และสามารถนำไปปฏิบัติได้จริง เพื่อที่จะสามารถใช้ประโยชน์จากแรงขับเคลื่อนที่เพิ่มขึ้นนี้ได้อย่างเต็มที่ โดยประเด็นสำคัญที่ช่วยสนับสนุนให้ไฮโดรเจนจะกลายเป็นหนึ่งในแหล่งพลังงานที่มีบทบาทสำคัญของอนาคตพลังงานโลก ประกอบด้วย

- **ไฮโดรเจนช่วยเสริมสร้างความมั่นคงด้านพลังงาน** รวมถึงช่วยจัดการกับความท้าทายด้านพลังงานที่สำคัญต่าง ๆ โดยเฉพาะการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานในหลายสาขาที่มีความต้องการพลังงานมาก (energy intensive) เช่น การขนส่งทางไกล อุตสาหกรรมเคมี และอุตสาหกรรมเหล็กและเหล็กกล้า ซึ่งการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากภาคพลังงานนี้ยังคงเป็นความท้าทายอย่างมากในปัจจุบัน เพราะแม้จะมีเป้าหมายด้านการลดก๊าซเรือนกระจกหรือด้านมลพิษทางอากาศ แต่การปล่อย CO_2 ที่เกี่ยวข้องกับพลังงานทั่วโลกก็ยังอยู่ในระดับสูง นอกจากนี้การใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงานยังช่วยลดมลพิษและปรับปรุงคุณภาพอากาศซึ่งยังคงเป็นปัญหาเร่งด่วนในหลาย ๆ ประเทศ
- **ไฮโดรเจนสามารถประยุกต์ใช้งานได้หลากหลาย** ทั้งนี้ เทคโนโลยีที่มีอยู่ในปัจจุบันช่วยให้สามารถผลิต จัดเก็บ และเคลื่อนย้ายไฮโดรเจน รวมถึงใช้เป็นพลังงานในรูปแบบต่าง ๆ กล่าวคือ เทคโนโลยีในปัจจุบันสามารถผลิตไฮโดรเจนจากเชื้อเพลิง/พลังงานหลายชนิด เช่น พลังงานหมุนเวียน นิวเคลียร์ ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน และน้ำมัน ซึ่งไฮโดรเจนที่ผลิตได้นี้สามารถขนส่งในรูปก๊าซผ่านระบบท่อหรือขนส่งในรูปของเหลวทางเรือเช่นเดียวกับก๊าซธรรมชาติเหลว (liquefied natural gas: LNG) นอกจากนี้ ยังสามารถแปลงไฮโดรเจนเป็นไฟฟ้าและมีเทนเพื่อเป็นพลังงานให้กับบ้านเรือน อุตสาหกรรม และเป็นเชื้อเพลิงสำหรับรถยนต์ รถบรรทุก เรือและเครื่องบิน
- **ไฮโดรเจนช่วยสนับสนุนการเติบโตของพลังงานหมุนเวียน** กล่าวคือ ไฮโดรเจนสามารถผลิตได้จากการใช้พลังงานหมุนเวียน เช่น เซลล์แสงอาทิตย์ (photo voltaic: PV) และพลังงานลม ซึ่งโดยปกติแล้วช่วงเวลาที่ผลิตกระแสไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเหล่านี้มักไม่ตรงกับความต้องการใช้เสมอไป ไฮโดรเจนเป็นหนึ่งในทางเลือกลำดับต้น ๆ ในการจัดเก็บพลังงานจากพลังงานหมุนเวียน ซึ่งน่าจะเป็นตัวเลือกที่มีต้นทุนต่ำที่สุดสำหรับการจัดเก็บไฟฟ้าได้ นอกจากนี้ ไฮโดรเจนรวมถึงเชื้อเพลิงที่ผลิตจากไฮโดรเจน (hydrogen-based fuels) ยังสามารถใช้เป็นตัวกลางในการขนส่งพลังงานในระยะทางไกลจากแหล่งพลังงานหมุนเวียน เช่น ขนส่งจากภูมิภาคที่มีแหล่งพลังงานแสงอาทิตย์และลมจำนวนมาก (เช่น ออสเตรเลียหรือละตินอเมริกา) ไปยังพื้นที่ที่ต้องการใช้พลังงานมากซึ่งอยู่ห่างออกไปหลายพันกิโลเมตร

ในปัจจุบัน (ข้อมูลปี พ.ศ. 2563) ความต้องการไฮโดรเจนของโลกอยู่ที่ประมาณ 90 ล้านตัน โดยไฮโดรเจนส่วนใหญ่ผลิตจากก๊าซธรรมชาติและมีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกประมาณ 900 ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์ ($MtCO_2$) ทั้งนี้ ในการดำเนินการเพื่อให้บรรลุเป้าหมาย **“การมุ่งสู่การปล่อยก๊าซเรือนกระจกเป็นศูนย์ (net zero emission: NZE)”** ได้นั้น จะต้องการไฮโดรเจนปริมาณสูงถึง 530 ล้านตันในปี พ.ศ. 2593 โดยกว่าครึ่งหนึ่งจะถูกใช้

ในอุตสาหกรรมหนัก เช่น อุตสาหกรรมเหล็กและอุตสาหกรรมเคมี และถูกใช้ในภาคขนส่งประมาณ 30% ซึ่งไฮโดรเจนจะถูกเปลี่ยนเป็นเชื้อเพลิง (hydrogen-based fuels) เช่น แอมโมเนีย (ammonia) สำหรับใช้ในการขนส่งทางเรือและการผลิตไฟฟ้า สำหรับไฮโดรเจนอีก 17% ที่เหลือ จะถูกใช้ในโรงไฟฟ้าก๊าซเพื่อบริหารจัดการการผลิตไฟฟ้าร่วมกับการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์และลม นั่นหมายความว่า hydrogen-based fuels จะมีสัดส่วนเป็น 13% ของปริมาณความต้องการใช้พลังงานขั้นสุดท้าย (final energy demand) ทั้งหมดของโลกในปี พ.ศ. 2593 (รูปที่ 7)



รูปที่ 7: แนวโน้มการผลิตและความต้องการไฮโดรเจนในสาขาต่าง ๆ ในภาพอนาคต NZE

3.2 นโยบายและแผนการพัฒนาไฮโดรเจนของประเทศตัวอย่าง

1) **สหรัฐอเมริกา** มีการกำหนดเป้าหมายและแผนที่นำทางเศรษฐกิจไฮโดรเจนในระยะยาว โดยแบ่งออกเป็นสี่ช่วงสำคัญ ประกอบไปด้วย

   - **ในช่วงที่ 1 พ.ศ. 2563 – 2565** เน้นการรับรู้ของสาธารณชนและการยอมรับในการนำไฮโดรเจนไปใช้ที่เพิ่มขึ้น พร้อมกับเริ่มขยายขนาดการผลิตและจัดหาไฮโดรเจน เพื่อให้ภายในปลายปี พ.ศ. 2565 สามารถบรรลุความต้องการไฮโดรเจนทั้งหมด 12 ล้านเมตริกตัน และสามารถขายรถยนต์ไฟฟ้าเซลล์เชื้อเพลิงไฮโดรเจน (fuel cell electric vehicle: FCEV) ได้ประมาณ 30,000 คัน
   - **ในช่วงที่ 2 พ.ศ. 2566 – 2568** เป้าหมายภาพรวมของช่วงที่ 2 เน้นการผลิตไฮโดรเจนขนาดใหญ่และสนับสนุนความต้องการใช้ไฮโดรเจนที่เพิ่มขึ้น เพื่อทำให้ต้นทุนการผลิตไฮโดรเจนลดลง โดยในช่วงที่ 2 นี้มีความต้องการไฮโดรเจนทั้งหมด 13 ล้านเมตริกตัน สามารถขายรถยนต์ไฟฟ้าเซลล์เชื้อเพลิงไฮโดรเจนขนาดเล็กและขนาดใหญ่ได้ 150,000 คัน มีการใช้งานรถยนต์ไฟฟ้าเซลล์เชื้อเพลิงไฮโดรเจนสำหรับขนถ่ายวัสดุ 125,000 คัน และมีสถานีเติมเชื้อเพลิงไฮโดรเจน

1,000 แห่ง ซึ่งประมาณ 10% ของสถานีเติมเชื้อเพลิงไฮโดรเจนนำมาใช้ในกลุ่มรถบรรทุกขนาดกลางและขนาดใหญ่

- **ในช่วงที่ 3 พ.ศ. 2569 – 2573** เน้นการขยายตัวการใช้ไฮโดรเจนที่นอกเหนือจากการขนส่งและพลังงานสำรอง พร้อมกับปรับขนาดโครงสร้างพื้นฐานทั่วทั้งประเทศสหรัฐอเมริกา โดยภายในปี พ.ศ. 2573 ความต้องการไฮโดรเจนสูงถึง 17 ล้านเมตริกตันในทุกการใช้งาน สามารถขายรถยนต์ไฟฟ้าเซลล์เชื้อเพลิงได้ 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** เน้นการนำไฮโดรเจนไปใช้ในระดับที่ใหญ่ขึ้นในประเทศสหรัฐอเมริกา การจัดหาวิธีการที่ทำให้ต้นทุนต่ำที่สุดในการนำไฮโดรเจนไปใช้ในกลุ่มต่าง ๆ มีความเข้าใจเกี่ยวกับไฮโดรเจนเพิ่มขึ้นอย่างรวดเร็ว สามารถดึงดูดการลงทุนที่เกี่ยวกับไฮโดรเจนได้มากขึ้น และเปิดโอกาสในการส่งออกเทคโนโลยีและไฮโดรเจน โดยภายในปี พ.ศ. 2593 ความต้องการไฮโดรเจนสูงถึง 68 ล้านเมตริกตันของการใช้ไฮโดรเจนทุกปี

2) **สหราชอาณาจักร** ได้มีการจัดทำ Energy White Paper โดยตั้งเป้าจะผลิตไฮโดรเจนด้วยกำลังการผลิตที่ 5GW ในปี พ.ศ. 2573 โดยนำใช้ประโยชน์ในภาคผลิตไฟฟ้า ภาคพลังงานความร้อน และภาคขนส่ง โดยสามารถสรุปเนื้อหาโดยสังเขปดังนี้

- **ภาคขนส่ง** เน้นไปที่รถบรรทุกขนาดใหญ่และรถโดยสาร โดยมีการให้งบประมาณศึกษาในการสนับสนุน 20 ล้านปอนด์ ในการพัฒนารถบรรทุกให้มีราคาถูกลงสามารถแข่งขันได้ ในปี พ.ศ. 2564 นี้ ส่วนรถโดยสารจะให้งบลงทุน 120 ล้านปอนด์ โดยให้ส่งมอบรถโดยสารทั้งรถโดยสารไฟฟ้าและรถโดยสารไฮโดรเจน 4000 คัน ในปี พ.ศ. 2564 และ พ.ศ. 2565 ในขณะที่การขนส่งทางรางนั้นทางสหราชอาณาจักรใช้รถไฟฟ้าอยู่ก่อนแล้ว จึงมีแผนที่นำไฮโดรเจนมาใช้ในสถานการณ์ฉุกเฉินเป็นตัวสำรองไฟฟ้าให้กับระบบขนส่งทางราง การขนส่งทางอากาศก็มีการเตรียมการศึกษานำไฮโดรเจนมาผลิตเป็นเชื้อเพลิงให้กับอากาศยาน และการขนส่งทางทะเลได้เริ่มโครงการสาธิตเชื้อเพลิงที่จะใช้สำหรับการเดินทะเลแล้วซึ่งพิจารณารวมไฮโดรเจนไปด้วย
- **ภาคพลังงานความร้อน** ไฮโดรเจนจะใช้เป็นเชื้อเพลิงผสมสำหรับให้ความร้อนและประกอบอาหาร โดยตั้งเป้าที่ศึกษาด้านความปลอดภัยเพื่อที่จะผสมไฮโดรเจนเข้าสู่ระบบท่อก๊าซได้สูงสุดร้อยละ 20 โดยจะเริ่มในปี พ.ศ. 2566 ซึ่งได้ผ่านการทดลองและทดสอบเรียบร้อยแล้ว และจะ

ศึกษาความเป็นไปได้ในการตั้งชุมชนไฮโดรเจน (hydrogen town) ให้ได้ก่อนปี พ.ศ. 2573 (ค.ศ. 2030)

- **ภาคพลังงานไฟฟ้า** การผลิตพลังงานไฟฟ้าในปี พ.ศ. 2573 จะมีการใช้ไฮโดรเจนมาเป็นส่วนหนึ่งในการผลิตไฟฟ้าเพื่อลดการปลดปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ แต่ยังเป็นส่วนน้อยเมื่อเทียบกับแหล่งเชื้อเพลิงชนิดอื่น ๆ

3) **ประเทศเยอรมัน** ได้จัดทำแผนที่นำทางเศรษฐกิจไฮโดรเจนของประเทศเยอรมัน แบ่งออกเป็นสองภาคส่วนสำคัญที่เกี่ยวข้องกับด้านพลังงาน ได้แก่ ภาคขนส่ง และภาคพลังงานความร้อน ซึ่งในแต่ละภาคมีมาตรการสำคัญเฉพาะสำหรับไฮโดรเจนดังนี้

- **ภาคขนส่ง** พัฒนาระบบเซลล์เชื้อเพลิงสำหรับยานยนต์ และก่อสร้างโครงสร้างพื้นฐานการเติมเชื้อเพลิงไฮโดรเจนพร้อมกับขยายเครือข่ายสถานีเติมเชื้อเพลิงไฮโดรเจนอย่างรวดเร็วสำหรับรถยนต์ขนาดเล็กและขนาดใหญ่ และรถบรรทุก สนับสนุนการใช้เชื้อเพลิงสังเคราะห์ที่ผ่านกระบวนการเติมไฮโดรเจนในการขนส่งทางอากาศและทางเรือ สนับสนุนแนวทางการลดอัตราค่าผ่านทางของรถบรรทุกที่มีระบบขับเคลื่อนที่เป็นมิตรต่อสภาพอากาศ
- **ภาคพลังงานความร้อน** สนับสนุนโครงการระบบทำความร้อนเซลล์เชื้อเพลิง (fuel-cell heating systems) ที่มีประสิทธิภาพสูง

4) **ประเทศญี่ปุ่น** มีการประกาศแผนที่นำทางไฮโดรเจน โดยแบ่งออกเป็นสองภาคส่วนสำคัญด้านพลังงาน ได้แก่ ภาคขนส่ง และภาคพลังงานไฟฟ้า ซึ่งในแต่ละภาคมีเรื่องสำคัญเฉพาะสำหรับไฮโดรเจนดังนี้

- **ภาคพลังงานไฟฟ้า** ได้มีการสนับสนุนการนำไฮโดรเจนไปใช้ในการผลิตไฟฟ้าแทนการใช้ก๊าซธรรมชาติ เพื่อลดคาร์บอนไดออกไซด์ในภาคการผลิตไฟฟ้า ซึ่งคิดเป็น 40% ของการปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ทั้งหมดของประเทศญี่ปุ่น โดยมีเป้าหมายการใช้พลังงานไฮโดรเจนสำหรับการผลิตไฟฟ้า (hydrogen power generation) ในเชิงพาณิชย์ภายในปี พ.ศ. 2573 (ค.ศ. 2030) ขยายตลาดเซลล์เชื้อเพลิงในครัวเรือน (household fuel cell) เป็น 5.3 ล้านเครื่องภายในปี พ.ศ. 2573 (ค.ศ. 2030)
- **ภาคขนส่ง** เนื่องจากภาคขนส่งการปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์จากภาคขนส่งประมาณ 20% ของการปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ทั้งหมดของประเทศญี่ปุ่น โดยประมาณ 85% ของการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์มาจากรถยนต์ และรถบรรทุก ดังนั้นประเทศญี่ปุ่นจึงเน้นการส่งเสริมการใช้ยานยนต์คาร์บอนต่ำ (low-carbon vehicles) เพื่อลดการปลดปล่อยคาร์บอนใน

ภาคขนส่ง โดยมีเป้าหมาย[4]เพิ่มจำนวนการใช้รถ FCEV เป็น 40,000 คัน ภายในปี พ.ศ. 2563 (ค.ศ. 2020) แล้วเพิ่มเป็น 200,000 คัน และ 800,000 คัน ภายในปี พ.ศ. 2568 (ค.ศ. 2025) และ พ.ศ. 2573 (ค.ศ. 2030) ตามลำดับ ขยายสถานีเติมไฮโดรเจนเป็น 160 และ 320 แห่ง ภายในปี พ.ศ. 2563 (ค.ศ. 2020) และ พ.ศ. 2568 (ค.ศ. 2025) ตามลำดับ โดยมีจุดมุ่งหมายเพื่อสร้างอุตสาหกรรมสถานีเติมเชื้อเพลิงไฮโดรเจนที่พึ่งพาตนเองได้หลังปี พ.ศ. 2568 (ค.ศ. 2025) เพิ่มจำนวนรถโดยสารประจำทางเซลล์เชื้อเพลิง เป็น 100 และ 1,200 คัน ภายในปี พ.ศ. 2563 (ค.ศ. 2020) และ พ.ศ. 2573 (ค.ศ. 2030) ตามลำดับ เพิ่มจำนวนรถยกเซลล์เชื้อเพลิง เป็น 500 คัน และ 10,000 คัน ภายในปี พ.ศ. 2563 (ค.ศ. 2020) และ พ.ศ. 2573 (ค.ศ. 2030) ตามลำดับ และมีแผนวางจำหน่ายในตลาดต่างประเทศ มีแผนพัฒนารถบรรทุกเซลล์เชื้อเพลิง (fuel cell truck) และเรือเซลล์เชื้อเพลิงไฮโดรเจน (hydrogen fuel cell ship)

5) **กลุ่มประเทศในเอเชีย** จากการรวบรวมข้อมูลโดย Economic Research Institute for ASEAN and East Asia (ERIA) สำหรับประเทศในกลุ่ม APEC ประกอบไปด้วย 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 ตัวเลขดังกล่าวชี้ให้เห็นถึงความจำเป็นสำหรับทางเลือกในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกอย่างเข้มข้นเพื่อบรรลุเป้าหมาย NZE ทั้งนี้ในแต่ละประเทศก็ได้เริ่มมีการกำหนดนโยบายและกิจกรรมเพื่อสนับสนุนการใช้ไฮโดรเจนมากขึ้นในระยะยาว โดยสามารถสรุปได้ดังตารางที่ 3

ตารางที่ 3: รายละเอียดข้อมูลนโยบายด้านพลังงานของประเทศต่าง ๆ

ประเทศ	เป้าหมายการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก	นโยบายด้านพลังงานหมุนเวียน	นโยบายด้านพลังงานไฮโดรเจน
ประเทศบรูไน	- ลดใช้พลังงานของประเทศ 63% ภายในปี พ.ศ. 2578 - ผลิตไฟฟ้าจากพลังงานทดแทน 10%	- ออกสมุดปกขาวด้านพลังงาน (energy white paper)	- หน่วยงาน AHEAD ได้เริ่มโครงการส่งมอบไฮโดรเจนไปยังประเทศญี่ปุ่น

[4] FuelCellsWorks, "Japan: Government to build small hydrogen stations,"] .พฤศจิกายน 2564 1Online]. Available: https://fuelcellsworks.com/news/japan-government-to-build-small-hydrogen-stations/#:~:text=There%20are%20169%20hydrogen%20stations,build%20one%20such%20hydrogen%20station.. [Accessed มิถุนายน .[2565

ประเทศ	เป้าหมายการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก	นโยบายด้านพลังงานหมุนเวียน	นโยบายด้านพลังงานไฮโดรเจน
ประเทศอินโดนีเซีย	- ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก 29% จากปีฐานภายในปี พ.ศ. 2573	- เพิ่มการใช้พลังงานจากพลังงานหมุนเวียน 23% ภายในปี พ.ศ. 2568 และเพิ่มขึ้นเป็น 31% ภายในปี พ.ศ. 2593	- ลงนามบันทึกข้อตกลงร่วม (MOU) ระหว่าง Toshiba ESS และ BPPT ในการดำเนินการมาตรการพลังงานหมุนเวียน H2One™ ระบบพลังงานไฮโดรเจนนอกกริดอิสระ โดยจะเริ่มติดตั้งในปี พ.ศ. 2565
ประเทศมาเลเซีย	- ลดก๊าซเรือนกระจกลง 45% ภายในปี พ.ศ. 2573 เทียบกับปีฐาน (พ.ศ. 2548)	- เพิ่มกำลังการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน 25% ในปี พ.ศ. 2568 และเพิ่มเป็น 30% ในปี พ.ศ. 2573 จากปีฐานปี พ.ศ. 2560	- ริเริ่มจัดทำ แผนที่นำทางการวิจัยและพัฒนาพลังงานไฮโดรเจน
ประเทศฟิลิปปินส์	- ลดก๊าซเรือนกระจกลง 70% ในปี พ.ศ. 2030	- เพิ่มการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน	- มีแผนที่จะติดตั้งระบบพลังงานไฮโดรเจนไร้คาร์บอน บนเกาะห่างไกลของประเทศ - 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	-

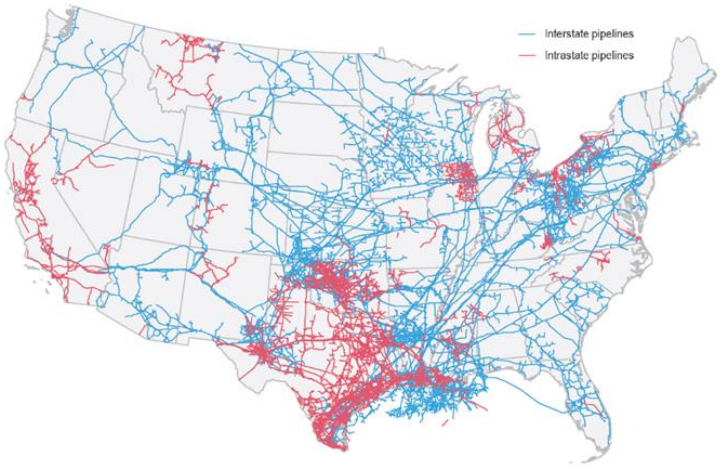
ประเทศ	เป้าหมายการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก	นโยบายด้านพลังงานหมุนเวียน	นโยบายด้านพลังงานไฮโดรเจน
ประเทศออสเตรเลีย	- ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกลง 26-28% จากระดับการปล่อยในปี พ.ศ. 2548 ภายในปี พ.ศ. 2573	- มีการผลิตและใช้พลังงานหมุนเวียน 33 TWh ภายในปี พ.ศ. 2563	- มีแผนการพัฒนายุทธศาสตร์ไฮโดรเจนระดับประเทศ - รัฐบาลออสเตรเลียร่วมกับ Kawasaki Heavy Industries ประเทศญี่ปุ่น ดำเนินโครงการนำร่องเชิงพาณิชย์ในการเปลี่ยน การใช้ถ่านหินเป็นไฮโดรเจน
ประเทศจีน	- ลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่อหน่วย GDP ลง 60% เป็น 65% จากระดับปี พ.ศ. 2548 - เพิ่มส่วนแบ่งของเชื้อเพลิงที่ไม่ใช่ฟอสซิลในการใช้พลังงานขั้นต้นประมาณ 20%	- แผนพัฒนาฉบับที่ 13 (China's 13th Five-Year Plan)	- ได้มีการประกาศ Energy Technology Revolution & Innovation Initiative (พ.ศ. 2559-2573)
ประเทศอินเดีย	- ลดระดับการปล่อยมลพิษของต่อ GDP ลงประมาณ 33%-35% ภายในปี พ.ศ. 2573 จากระดับปี พ.ศ. 2548 - เพิ่มกำลังการผลิตติดตั้งพลังงานไฟฟ้าสะสม 40% มาจากเชื้อเพลิงที่ไม่ใช่ฟอสซิลภายในปี พ.ศ. 2573	- จัดทำร่าง National Energy Policy ซึ่งจะเพิ่มกำลังการผลิตพลังงานหมุนเวียน 227 GW ภายในเดือนมีนาคม พ.ศ. 2565	- สนับสนุนทุนวิจัย พัฒนา และสาธิต แก่ สถาบันการศึกษา สถาบันวิจัย (ทุน 100%) และภาคอุตสาหกรรม (ทุน 50%) ที่เกี่ยวข้องกับไฮโดรเจน
ประเทศเกาหลีใต้	- ลดก๊าซเรือนกระจกลง 37% ภายในปี พ.ศ. 2573	- เพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนจาก 7% ในปี พ.ศ. 2560 เป็น 20% ในปี พ.ศ.2573	- ได้มีการประกาศ 2050 Hydrogen Vision
ประเทศนิวซีแลนด์	- ลดก๊าซเรือนกระจกให้ลดลง 30% จากปีฐาน 2548 ภายในปี พ.ศ. 2573	- ตั้งเป้าหมายที่จะผลิตพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน 100% ในปี พ.ศ. 2578	- พัฒนาแผนเปลี่ยนผ่านไปสู่การลดคาร์บอน เพื่อส่งเสริมไฮโดรเจน - ลงนามความร่วมมือกับ ประเทศญี่ปุ่น ในการร่วมวางแผนกลยุทธ์

ประเทศ	เป้าหมายการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก	นโยบายด้านพลังงานหมุนเวียน	นโยบายด้านพลังงานไฮโดรเจน
		- มุ่งสู่การปล่อยคาร์บอนสุทธิเป็นศูนย์ ภายในปี พ.ศ. 2593	ให้กับนิวซีแลนด์ในการเพิ่มความต้องการใช้ไฮโดรเจนในประเทศ

3.3 โครงสร้างพื้นฐานสำหรับไฮโดรเจนของประเทศตัวอย่าง

1) **สหรัฐอเมริกา** การพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานสำหรับไฮโดรเจนในสหรัฐฯ เป็นส่วนหนึ่งของกรอบการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานและการสร้างงาน (Infrastructure Investment and Jobs Act: Infrastructure Bill) โดยในส่วนที่เกี่ยวข้องกับการพัฒนาไฮโดรเจนประกอบไปด้วย

   - ระบบท่อส่งก๊าซไฮโดรเจน เพื่อรองรับความต้องการสำหรับการผลิตไฟฟ้า โดยมีระยะทางรวม 1,600 ไมล์ เพิ่มเติมจากระบบท่อก๊าซธรรมชาติในปัจจุบัน (รูปที่ 8) ซึ่งมีความยาวรวมกันมากกว่า 3 ล้านไมล์ รองรับการผสมไฮโดรเจนได้สูงสุดถึงร้อยละ 30 และมีแผนที่จะมีการพัฒนาระบบท่อก๊าซธรรมชาติให้มีความสามารถในการรองรับไฮโดรเจนได้ร้อยละ 100 หลังจากปี พ.ศ. 2573 (ค.ศ. 2050)
   - โครงสร้างพื้นฐานของการผลิต การจัดเก็บ การใช้งาน การขนส่ง รองรับการเป็นศูนย์กลางไฮโดรเจนสะอาดระดับภูมิภาค (Regional Clean Hydrogen Hubs) โดยมีงบประมาณรวม 8 พันล้านเหรียญสหรัฐ ในการพัฒนาอย่างน้อย 4 ภูมิภาคเริ่มดำเนินการรับข้อเสนอโครงการภายในเดือน พฤษภาคม พ.ศ. 2565 นี้ และจะมีการพิจารณาแล้วเสร็จภายในเดือน พฤษภาคม พ.ศ. 2566
   - โครงสร้างพื้นฐานสถานีเติมเชื้อเพลิงไฮโดรเจน (Hydrogen Fueling Infrastructure) มีงบประมาณรวม 2.5 พันล้านเหรียญสหรัฐ โดยเน้นไปที่การรองรับกลุ่มรถเพื่อการพาณิชย์ขนาดใหญ่ (heavy-duty vehicles) เช่น รถบรรทุกและรถโดยสาร รวมทั้งการต่อยอดขยายไปสู่กลุ่มรถยนต์ขนาดเล็ก (light-duty vehicles หรือ light commercial vehicles) โดยมีเป้าหมาย 4,300 สถานีภายในปี ค.ศ. 2030 รองรับจำนวนรถ FCEV ใช้งานอยู่ประมาณ 1.2 ล้านคัน



รูปที่ 8: ระบบท่อก๊าซธรรมชาติของประเทศสหรัฐอเมริกา
(ที่มา: ROAD MAP TO A US HYDROGEN ECONOMY, Fuel Cell and Hydrogen Energy Association[5])

รูปที่ 9: เป้าหมายจำนวนสถานีเติมไฮโดรเจนในประเทศสหรัฐอเมริกา
(ที่มา: ROAD MAP TO A US HYDROGEN ECONOMY, Fuel Cell and Hydrogen Energy Association)

2) **สหราชอาณาจักร** การพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานมีเป้าหมายเพื่อรองรับการใช้ไฮโดรเจนเป็นแหล่งพลังงานในภาคการผลิตไฟฟ้า การใช้ในเชิงความร้อนในภาคอุตสาหกรรมและอาคาร รวมถึงภาคขนส่ง ประกอบไปด้วยการพัฒนาระบบท่อส่งก๊าซไฮโดรเจน ระบบการกักเก็บและขนส่ง รวมถึงสถานีเติมไฮโดรเจน โดยแบ่งช่วงเวลาของการพัฒนาออกเป็น 4 ระยะ ประกอบไปด้วย

- **ช่วงปี พ.ศ. 2565 - 2567** เน้นการเชื่อมต่อโดยตรงจากผู้ผลิตไปถึงผู้ใช้ โดยมีการนำส่งทั้งแบบเชื่อมต่อท่อส่งไฮโดรเจน รถบรรทุก หรือสามารถเรียกได้ว่าเป็นแบบการใช้งานในสถานที่ผลิต (onsite use) ในระยะเวลาเริ่มต้นจะเน้นไปยังภาคขนส่ง และโรงงานสาธิต และกลุ่มครัวเรือนที่ใกล้เคียงแหล่งผลิตไฮโดรเจน

[5] Fuel Cell & Hydrogen Energy Association , "Road Map to a US Hydrogen Economy," 2563.

- **ช่วงปี พ.ศ. 2568 – 2570** เริ่มพัฒนาระบบท่อส่งก๊าซไฮโดรเจนเป็นกลุ่มขนาดเล็ก (small-scale cluster) และยังมีการขนส่งด้วยรถบรรทุกรวมทั้งมีการติดตั้ง ระบบกักเก็บไฮโดรเจนขนาดเล็ก โดยกลุ่มผู้ใช้งานจะเน้นไปในกลุ่มอุตสาหกรรม ขนส่ง และภาคครัวเรือน รวมไปถึงการผสมไฮโดรเจนลงในระบบท่อก๊าซธรรมชาติด้วย
- **ช่วงปี พ.ศ. 2571 - 2573** เริ่มพัฒนาระบบท่อส่งก๊าซขนาดใหญ่ แหล่งกักเก็บไฮโดรเจนขนาดใหญ่ และการรวมเข้ากับระบบก๊าซธรรมชาติ ในระยะเวลานี้ จะเริ่มมีการใช้ในภาคอุตสาหกรรมที่หลากหลายขึ้น รวมทั้งภาคการผลิตไฟฟ้า ภาคขนส่ง และภาคครัวเรือนระดับชุมชนเมือง
- **ช่วงปี พ.ศ. 2578 เป็นต้นไป** มีการพัฒนาระบบเครือข่ายท่อส่งก๊าซไฮโดรเจนระดับภูมิภาคหรือระดับชาติ พร้อมทั้งมีระบบกักเก็บไฮโดรเจนขนาดใหญ่ที่รวมการกักเก็บคาร์บอนด้วย ในช่วงเวลานี้จะมีการใช้งานไฮโดรเจนอย่างเต็มระบบทั้งอุตสาหกรรม และระบบผลิตไฟฟ้าที่เชื่อมต่อกับระบบไฟฟ้าของประเทศ

3) **ประเทศญี่ปุ่น** การพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานของญี่ปุ่นอยู่ภายใต้กรอบของแผนที่นำทางการพัฒนาไฮโดรเจน (The Strategic Road Map for Hydrogen and Fuel Cells) โดย Ministry of Economy, Trade and Industry (METI)[6] รองรับเป้าหมายการใช้ในภาคการผลิตไฟฟ้า เซลล์เชื้อเพลิงในภาคครัวเรือน และภาคการขนส่ง

- **ภาคการผลิตไฟฟ้า** การพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานจะเน้นปรับปรุงระบบของโรงไฟฟ้าในกลุ่มโรงไฟฟ้าพลังความร้อน (thermal power plant) และโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วม (combined cycle power plant) ส่วนใหญ่ตั้งอยู่ตามแนวชายฝั่ง ปัจจุบันใช้ LNG เป็นเชื้อเพลิง โดยมีแผนที่จะเปลี่ยนเป็นการใช้ไฮโดรเจนร้อยละ 100 ในอนาคต โดยในระยะเริ่มต้นจะมีการผสมไฮโดรเจนในสัดส่วนร้อยละ 10 โดยปริมาตร
- **สถานีเติมไฮโดรเจน** เป็นการพัฒนาเพื่อรองรับตลาดในกลุ่มรถยนต์ส่วนบุคคล และรถโดยสาร โดยจะเริ่มต้นจากในพื้นที่เมืองหลักของประเทศที่เป็นศูนย์กลางของโครงข่ายการคมนาคมขนส่ง และการเลือกทำเลการก่อสร้างจะเลือกพื้นที่ที่ทำให้เกิดความสะดวกและมีปริมาณการใช้งานให้สูงที่สุดของผู้ที่ใช้รถ FCEV เช่น ที่ตั้งในบริเวณเดียวกับสถานีบริการน้ำมันที่มีอยู่ในปัจจุบัน นอกจากนั้น ยังมีการกำหนดมาตรฐานและเป้าหมายการลงทุนและพัฒนาเทคโนโลยีในสถานีเติมไฮโดรเจนเพื่อลดต้นทุนค่าก่อสร้างและค่าดำเนินการดังแสดงในรูปที่ 10

[6] METI, "The Strategic Road Map for Hydrogen and Fuel Cells," Ministry of Energy, Trade and Industry, Japan, 2019.

	Initial rollout phase	2016	Around 2025
Compressor	140 million yen	90 million yen	50 million yen (100 units/year per company)
Pressure accumulator	50 million yen	50 million yen	10 million yen (500 units/year per company)
Pre-coolers	30 million yen	20 million yen	10 million yen (100 units/year per company)
Dispenser	60 million yen	20 million yen	20 million yen (100 units/year per company)
Other installation costs	180 million yen	170 million yen	110 million yen
Total construction costs	**460 million yen** →	**350 million yen** →	**200 million yen**
Operating costs	**40 to 50 million yen** →	**34 million yen** →	**15 million yen**

รูปที่ 10: เป้าหมายการลดต้นทุนค่าก่อสร้างและการดำเนินงานสถานีเติมไฮโดรเจน

4. สถานภาพปัจจุบันของไฮโดรเจนในประเทศไทย

4.1 ด้านการผลิต

ปัจจุบันภาพรวมของอุตสาหกรรมการผลิตไฮโดรเจนของประเทศไทยนั้นพบว่าการผลิตในเชิงพาณิชย์มีจำนวนไม่มากนักโดยส่วนมากปริมาณการใช้ไฮโดรเจนยังจำกัดอยู่ในกลุ่มอุตสาหกรรมบางประเภทเท่านั้น ทั้งนี้ผู้ผลิตและจำหน่ายในประเทศมี 6 บริษัท ประกอบไปด้วย

1) **บริษัท บางกอกอินดัสเทรียลแก๊ส จำกัด** เป็นบริษัทร่วมทุนระหวาง Air Products and Chemicals, Inc. จากประเทศสหรัฐอเมริกาและนักลงทุนไทยซึ่งรวมทั้งธนาคารกรุงเทพ จำกัด (มหาชน) ผลิตและจำหน่าย ก๊าซประเภทต่าง ๆ ป้อนให้กับอุตสาหกรรมรวมทั้งการผลิตไฮโดรเจน โดยจัดส่งไนโตรเจนและออกซิเจนให้กับลูกค้าในกลุ่มอุตสาหกรรมโรงกลั่นน้ำมันและอุตสาหกรรมปิโตรเคมีในนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุดและโรงรีดเหล็กในจังหวัดชลบุรี สำหรับไฮโดรเจนและคาร์บอนมอนอกไซด์หรือ Syngas หรือ HyCO จะว่าจ้างบริษัทภายนอกในการผลิตเพื่อป้อนให้กับอุตสาหกรรมโรงกลั่นน้ำมันและอุตสาหกรรมปิโตรเคมีเพื่อลดต้นทุนการผลิต โดย บริษัท บางกอกอินดัสเตรียลก๊าซ จำกัด จะมีคู่ค้าที่มีหน่วยการผลิต HyCO ด้วยวิธีการรีฟอรมมิ่งด้วยไอน้ำและปฏิกิริยาออกซิเดชั่นบางส่วน จำนวน 35 หน่วยผลิตทั่วโลกเช่น ที่ Rotterdam ประเทศ Netherlands, Texas และ Louisiana ประเทศสหรัฐอเมริกา Gulf Coast; Los Angeles Basin, California จากการสำรวจของที่ปรึกษาพบว่า บริษัทฯ มีโรงงานจำนวน 3 แห่ง ซึ่งทั้งหมดตั้งอยู่ที่นิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด จ.ระยอง มีกำลังการผลิตรวม 25,100 ตัน/ปี โดยใช้เทคโนโลยี Pressure Swing Adsorbtion จำหน่ายให้กับ 3 กลุ่มหลัก ๆ ได้แก่ 1) โรงงานปิโตรเคมีร้อยละ 47 2) โรงกลั่นน้ำมันร้อยละ 38 และ 3) โรงงานอื่น ๆ รวมถึงรายย่อย ตามลำดับ โดยคุณภาพของก๊าซไฮโดรเจน มี 3 เกรด ได้แก่ เกรดอุตสาหกรรม 99.8%

เกรดความบริสุทธิ์สูง 99.99% และ เกรดความบริสุทธิ์สูงมาก 99.999% สำหรับการจำหน่ายไฮโดรเจนของบริษัทฯ มีทั้งหมด 3 รูปแบบ ได้แก่ 1) ระบบท่อ (gas pipeline) สัดส่วนร้อยละ 94 2) รถบรรทุก (tube trailer) สัดส่วนร้อยละ 4 และ 3) ทางถังก๊าซขนาดเล็กอัดความดันสูง (cylinders/cylinders pack) สัดส่วนร้อยละ 2 ตามลำดับ

2) **บริษัท แอร์ลิควิด (ประเทศไทย) จำกัด** เป็นส่วนหนึ่งของกลุ่มบริษัท แอร์ลิควิด ซึ่งจำหน่ายก๊าซอุตสาหกรรมและทางการแพทย์มีโรงงานผลิตก๊าซประเภทต่าง ๆ รวมทั้งก๊าซไฮโดรเจน โดยในปี พ.ศ. 2536 ก่อตั้งศูนย์อัดก๊าซ (ไฮโดรเจน อาร์กอน ไนโตรเจน/ก๊าซผสม ก๊าซพิเศษ และก๊าซคุณภาพสูง) ต่อมาในปี พ.ศ. 2542 โรงงานที่มาบตาพุด จ.ระยอง ทำการผลิตคาร์บอนมอนอกไซด์ ไฮโดรเจน ไอน้ำความดันสูงและน้ำปราศจากแร่ธาตุ (demineralized water) และในช่วงปี พ.ศ. 2543-2544 มีการพัฒนาโรงงานผลิต คาร์บอนมอนอกไซด์ ไฮโดรเจน ไอน้ำความดันสูง และน้ำปราศจากแร่ธาตุ การจัดเก็บและการขนส่งไฮโดรเจนของบริษัทฯ มี 3 รูปแบบ ได้แก่ 1) การใช้ก๊าซถังขนาดใหญ่ ผลิตและเก็บออกซิเจนเหลว ไนโตรเจนเหลว และอาร์กอนเหลว จากโรงงานแยกก๊าซที่มีถังเก็บ และการรักษาอุณหภูมิ 2) ก๊าซทอ บรรจุอาร์กอน ไนโตรเจน ออกซิเจน ไฮโดรเจน ฮีเลียม และ ก๊าซผสม สำหรับงานอุตสาหกรรม ห้องทดลอง และการประยุกต์ทางการแพทย์ก๊าซความบริสุทธิ์สูง เช่น อาร์กอน ไนโตรเจน ไฮโดรเจน รวมทั้งก๊าซผสมผลิตได้จากโรงงานที่สระบุรี ระบบการผลิต และศูนย์การบรรจุ และ 3) ก๊าซท่อลำเลียง การจัดส่งด้วยท่อลำเลียงให้ความไว้วางใจได้อย างสูงกับการใช้ไนโตรเจน ออกซิเจน ไฮโดรเจน คารบอนมอนอกไซดหรือไอน้ำ จำนวนมากและต่อเนื่อง

3) **บริษัท ลินเด้ (ประเทศไทย) จำกัด (มหาชน)** เป็นผู้ผลิตก๊าซประเภทต่าง ๆ ป้อนให้กับอุตสาหกรรม เชน ไนโตรเจน (nitrogen, N2) ออกซิเจน (oxygen, O2) อาร์กอน (argon, Ar) เพียวชิลด์อาร์กอน (pureshield argon) คาร์บอนไดออกไซด (carbondioxide, CO2) ไฮโดรเจน (hydrogen, H2) อะเซทิลีน (acetylene, C2H2) ก๊าซปกคลุมอาร์โกชิลด์ (argoshield) ปัจจุบันบริษัทฯ มีโรงงานจำนวน 1 โรงงาน ซึ่งตั้งอยู่ที่ จ.ระยอง จำหน่ายให้กับกลุ่มโรงงานอุตสาหกรรมในพื้นที่เป็นหลัก คุณภาพของก๊าซไฮโดรเจน มีความความบริสุทธิ์ >99.8% โดยมีการนำไปใช้งานเปนสารตั้งต้น ในการผลิตแอมโมเนียและเมทานอลเป็นหลัก มีการนำไฮโดรเจนไปใช้สำหรับกระบวนการไฮโดรจีเนชั่น เพื่อสกัดน้ำมันประกอบด้วยอาหารอีกด้วย ในอุตสาหกรรมงานเชื่อม ตัดพลาสมา หรือการเชื่อมสแตนเลสแบบ GMAW และ GTAW มักจะใช้ไฮโดรเจนผสมกับก๊าซชนิดอื่น เช่น อาร์กอน เพื่อเป็นก๊าซปกคลุม การจัดเก็บ สำหรับการจำหน่ายไฮโดรเจนของบริษัทฯ มีทั้งหมด 2 รูปแบบ ได้แก่ 1) ระบบท่อ (gas pipeline) และ 2) รถบรรทุก (tube trailer)

4) **บริษัท แอร์โปรดัคส์ อินดัสตรีย์ จำกัด** มีการจัดจำหน่ายไฮโดรเจนใน 2 รูปแบบ ได้แก่ 1) รถบรรทุก (tube trailer) และ 2) ท่อก๊าซอัดความดันสูง (cylinders และ cylinders pack) โดยคุณภาพของ

ก๊าซไฮโดรเจน มี 3 เกรด ได้แก่ เกรดอุตสาหกรรม 99.8% เกรดความบริสุทธิ์สูง 99.99% และเกรดความบริสุทธิ์สูงมาก 99.999%

5) **บริษัท แพรกซ์แอร์ (ประเทศไทย) จำกัด** เป็นบริษัทเดียวกันกับ บริษัท ลินเด้ (ประเทศไทย) จำกัด (มหาชน) โดยจัดจำหน่ายก๊าซไฮโดรเจนในรูปแบบท่อ

6) **บริษัท ไทยออยล์ จำกัด (มหาชน)** ทำการผลิตไฮโดรเจนด้วยกระบวนการ steam-methane reforming และ steam-naphtha reforming

4.2 ด้านการใช้งาน

สำหรับการใช้งานไฮโดรเจนประเทศไทยนั้นพบว่า ยังไม่มีการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงานและภาคขนส่งในเชิงพาณิชย์ มีเพียงใช้ในโครงการสาธิตและงานวิจัยซึ่งมีปริมาณน้อยมาก ความต้องการและการใช้ไฮโดรเจนในประเทศไทยในปัจจุบันเกือบทั้งหมดเป็นการใช้ไฮโดรเจนเป็นสารตั้งต้นและองค์ประกอบในกระบวนการผลิตในภาคอุตสาหกรรม ประกอบไปด้วย

- **อุตสาหกรรมเคมีและปิโตรเคมี** มีการใช้ไฮโดรเจนเป็นสารตั้งต้นในการสังเคราะห์แอมโมเนียและเมทานอล
- **อุตสาหกรรมผสมโลหะ** ใช้ไฮโดรเจนในการลดออกไซด์ (oxide) ของโลหะเพื่อป้องกันการเกิดออกซิเดชั่น (oxidation)
- **อุตสาหกรรมงานเชื่อม/ตัดพลาสมา** หรือการเชื่อมแสตนเลสแบบ gas metal arc welding (gmaw) และ gas tungsten arc welding (gtaw) ใช้ไฮโดรเจนผสมกับก๊าซชนิดอื่น เชน อาร์กอน เพื่อเป็นก๊าซปกคลุม
- **อุตสาหกรรมสารกึ่งตัวนำ** มีการใช้ไฮโดรเจนในขั้นตอนลดความดันบรรยากาศ
- **อุตสาหกรรมอาหาร** มีการใช้ไฮโดรเจนในกระบวนการไฮโดรจีเนชั่น (hydrogenation) เปลี่ยนกรดไขมันไม่อิ่มตัวให้กลายเป็นกรดไขมันอิ่มตัว
- **อุตสาหกรรมแก้ว** โดยส่วนมากปริมาณการใช้ไฮโดรเจนยังจำกัดอยู่ในกลุ่มอุตสาหกรรมบางประเภทเท่านั้น

4.3 ด้านการวิจัยและพัฒนา

แม้ว่าในปัจจุบันยังไม่มีการนำไฮโดรเจนมาใช้ในภาคพลังงานในเชิงพาณิชย์ แต่ก็มีหลายหน่วยงานที่มีกิจกรรมด้านการวิจัยและพัฒนาไฮโดรเจน โดยเฉพาะในด้านการใช้งานในลักษณะต่าง ๆ โดยตัวอย่างดังต่อไปนี้

1) **สำนักงานพัฒนาวิทยาศาสตร์และเทคโนโลยีแห่งชาติ (สวทช.)** อยู่ระหว่างการดำเนินการโครงการพัฒนาเซลล์เชื้อเพลิง หน่วยวิจัยตั้งเป้าไว้ว่าจะพัฒนาเทคโนโลยีเซลล์เชื้อเพลิงที่สามารถทำงานได้

แต่พบอุปสรรคในงานวิจัย ทำให้หลังจากจบโครงการไม่สามารถผลิตในระดับผลิตภัณฑ์ได้ สำหรับประเทศไทยมีศักยภาพก๊าซชีวภาพกับเอทานอลที่สามารถใช้เป็นแหล่งผลิตไฮโดรเจนได้ ซึ่ง สวทช. ได้พัฒนาชุดผลิตก๊าซไฮโดรเจนมาถึงรุ่นที่ 3 แล้ว โดยในปัจจุบัน สวทช. ผ่านความเห็นชอบจากคณะรัฐมนตรี ให้จัดตั้ง **"ศูนย์เทคโนโลยีพลังงานแห่งชาติ (ENTEC)"** หน่วยงานเฉพาะทางสังกัด สวทช. เพื่อทำหน้าที่วิจัยพัฒนาและส่งต่อ ครอบคลุมการวิจัยตั้งแต่พลังงานหมุนเวียน การจัดการพลังงานจนถึงระบบแบตเตอรี่สมัยใหม่ โดยมีกลุ่มวิจัยซึ่งศึกษาเกี่ยวกับ การกักเก็บไฮโดรเจน เซลล์เชื้อเพลิง โดยเฉพาะอยู่ด้วย

2) **การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.)** ได้เริ่มโครงการกังหันลมผลิตไฟฟ้าลำตะคอง ระยะที่ 2 บริเวณอ่างพักน้ำตอนบนโรงไฟฟ้า ลำตะคองชลภาวัฒนา จ.นครราชสีมา ได้นำระบบ wind hydrogen hybrid ควบคู่กับการใช้เซลล์เชื้อเพลิงมาใช้กับกังหันลม ที่จะช่วยให้ไฟฟ้าที่ผลิตจากกังหันลม สามารถจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบได้เสถียร ซึ่งนับเป็นประเทศแรกในเอเชียที่ใช้ระบบดังกล่าว ซึ่งการทำงานของระบบ wind hydrogen hybrid คือ ระบบการกักเก็บพลังงานรูปแบบหนึ่ง ซึ่งไม่กักเก็บอยู่ในแบตเตอรี่ หากแต่เก็บอยู่ในรูปแบบของไฮโดรเจน ซึ่งไฟฟ้าที่ได้นี้จะนำจ่ายให้กับศูนย์การเรียนรู้ กฟผ. ลำตะคอง และหากมีปริมาณมากกว่าความต้องการจะนำจ่ายเข้าสู่ระบบไฟฟ้าต่อไป

5. ศักยภาพการผลิตและการใช้ไฮโดรเจนในประเทศไทย

5.1 ศักยภาพด้านการผลิต

1) ศักยภาพการผลิตไฮโดรเจนจากเชื้อเพลิงฟอสซิล

ในการศึกษานี้จะทำการวิเคราะห์ศักยภาพการผลิตไฮโดรเจนจากก๊าซธรรมชาติเป็นหลัก เนื่องจากแนวโน้มการพัฒนาโรงไฟฟ้าใหม่มีความเป็นไปได้ที่ไม่ใช้ถ่านหินอันเนื่องมาจากประเด็นด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม รวมถึงความต้องการการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกประกอบกับปริมาณการจัดหาถ่านหินในประเทศก็มีแนวโน้มลดลง และมีแนวโน้มว่าโรงไฟฟ้าถ่านหินที่มีอยู่น่าจะทยอยสิ้นสุดการใช้งานโดยไม่มีการต่ออายุ

ด้วยสมมติฐานสำหรับการวิเคราะห์ศักยภาพการผลิตไฮโดรเจนจากก๊าซธรรมชาติด้วยกระบวนการรีฟอร์มมิ่งใน 2 รูปแบบ ได้แก่ รูปแบบที่มีและไม่มีการดักจับคาร์บอน โดยมีประสิทธิภาพในการผลิต 72% และ 76.2% ตามลำดับ ร่วมกับข้อมูลการจัดหาก๊าซธรรมชาติจากแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2561-2580 (Gas Plan 2018) และสมมติฐานการเติบโตของของการจัดหาก๊าซธรรมชาติในระยะยาวที่อัตราร้อยละ 1.6 ต่อปี พบว่าในปี พ.ศ. 2613 ประเทศไทยจะมีศักยภาพในการผลิตไฮโดรเจนจากก๊าซธรรมชาติด้วยวิธีการรีฟอร์มิ่งแบบมีการดักจับคาร์บอน (blue hydrogen) ที่ประสิทธิภาพการผลิต 72% นี้ จะสามารถผลิตไฮโดรเจนตั้งแต่ 5.87-22.62 Mtoe ภายในปี ค.ศ. 2593 ในขณะที่แบบที่ไม่การดักจับคาร์บอน (gray hydrogen) ที่ประสิทธิภาพการผลิต 76.20% จะสามารถผลิตไฮโดรเจนตั้งแต่ 6.22-23.92 Mtoe ภายในปี ค.ศ. 2593

2) ศักยภาพการผลิตไฮโดรเจนจากพลังงานหมุนเวียน

การวิเคราะห์ศักยภาพการผลิตไฮโดรเจนจากพลังงานหมุนเวียนนี้ครอบคลุมพลังงานหมุนเวียนในกลุ่มพลังงานแสงอาทิตย์ ชีวมวล ลม และพลังน้ำ โดยใช้เทคโนโลยีอิเล็คทรอไลซิสสำหรับการผลิตไฮโดรเจน ทั้งนี้ด้วยวิธีการประเมินศักยภาพที่แตกต่างกันสำหรับพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภท จึงสามารถสรุปสมมติฐานสำหรับการประเมินศักยภาพการผลิตไฮโดรเจนจากพลังงานหมุนเวียนแต่ละประเภทดังต่อไปนี้

- **พลังงานแสงอาทิตย์** บนสมมติฐานใช้แผงเซลล์แสงอาทิตย์แบบคริสตัลไลน์มาทำการผลิตไฟฟ้าอ้างอิงความเข้มรังสีรวมของดวงอาทิตย์รายวันเฉลี่ยต่อปีของพื้นที่ทั่วประเทศซึ่งมีค่าเท่ากับ 18 $MJ/m^2/day$ หรือ 5.0 $kWh/m^2/day$ และคิดประสิทธิภาพแผงเซลล์แสงอาทิตย์เฉลี่ยที่ 13% กำหนดให้ทำงานวันละ 5 ชั่วโมง และมี plant factor ที่ 0.2 ทั้งนี้กำหนดให้ประเทศไทยมีศักยภาพการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ที่ติดตั้งบนพื้นดินทั่วประเทศอยู่ที่ 16,652 GW และบนหลังคาโรงงานประมาณ 5,983 MW[7] ทั้งนี้กำหนดให้มีการนำพลังงานไฟฟ้าจากกรณีนี้ประมาณ 10% มาป้อนให้กับกระบวนการอิเล็กทรอไลซิส[8]
- **พลังงานชีวมวล** ซึ่งประกอบไปด้วยพืชเศรษฐกิจ 5 ชนิด ได้แก่ ข้าว อ้อย ข้าวโพด มันสำปะหลัง และปาล์มน้ำมันนั้นกำหนดให้มีศักยภาพในการผลิตพลังงานไฟฟ้ารวมทั้งสิ้น 8,747 MW[9]
- **พลังงานลม** กำหนดให้มีศักยภาพทั่วทั้งประเทศที่ 11,550 MW[10] และพลังงานน้ำกำหนดให้มีศักยภาพในการผลิตไฟฟ้ารวม 3,044.37 MW[11] ซึ่งในส่วนชุดอิเล็คทรอไลซิส จะมีประสิทธิภาพในการผลิตไฮโดรเจน 75% โดยมีอัตราการผลิตไฮโดรเจน 52.49 kWh ต่อ 1 กิโลกรัมของไฮโดรเจน ทั้งนี้ไฮโดรเจนที่ผลิตได้จะเป็นไฮโดรเจนสีเขียว (green)[12]

จากสมมติฐานข้างต้นพบว่าในปี พ.ศ. 2564 การผลิตไฮโดรเจนจากพลังงานแสงอาทิตย์ ชีวมวล ลม และน้ำ มีศักยภาพในการผลิตอยู่ที่ 95.68, 3.77, 1.11, 0.42 Mtoe ซึ่งมีกำลังการผลิตรวมอยู่ที่ 100.98 Mtoe ตามลำดับ ดังแสดงในตารางที่ 4

[7] มหาวิทยาลัยศิลปากร.(2560).โครงการศึกษาศักยภาพพื้นที่ที่เหมาะสมในการพัฒนาระบบผลิตไฟฟ้าพลังงานแสงอาทิตย์ของประเทศไทย.สืบค้น 15 สิงหาคม 2564, จาก https://www.dede.go.th/more_news.php?cid=126&filename=index

[8] Economic Research Institute for ASEAN and East Asia: ERIA. (2562). Demand and Supply Potential of Hydrogen Energy in East Asia. Retrieved from https://www.eria.org/publications/demand-and-supply-potential-of-hydrogen-energy-in-east-asia

[9] พุฒิชาติ คิดหาทอง, วีรินทร์ หวังจิรนิรันดร์ และ อัจฉริยา สุริยะวงค.(2557).การศึกษาศักยภาพเชิงพื้นที่ของชีวมวลสำหรับผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย.สืบค้น 15 สิงหาคม 2564, จาก https://so02.tci-thaijo.org/index.php/energy-research/article/view/48919

[10] ชนะ จันทร์ฉ่ำ, จอมภพ แวาศักดิ์ และ ธเนศ ไชยชนะ.(2556).ศักภาพการผลิตไฟฟ้าด้วยพลังงานลมของประเทศไทย.สืบค้น 15 สิงหาคม 2564, จาก http://www.tsme.org/home/phocadownload/MENETT27/wind%20power%20potential%20in%20thailand%20aec-2044.pdf

[11] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน.(2564).กำลังการผลิตรวมไฟฟ้าพลังงานน้ำของประเทศไทย.สืบค้น 15 สิงหาคม 2564, จาก https://www.dede.go.th/ewt_w3c/ewt_news.php?nid=520

[12] National Academy of Engineering.2004. The Hydrogen Economy: Opportunities, Costs, Barriers, and R&D Needs. Washington, DC: The National Academies Press. https://doi.org/10.17226/10922.

ตารางที่ 4: สรุปศักยภาพของประเทศไทยในการผลิตไฮโดรเจนจากพลังงานหมุนเวียน

สรุปศักยภาพของประเทศไทยในการผลิตไฮโดรเจนจากพลังงานหมุนเวียนด้วยกระบวนการอิเล็กโทรลิซิส				
แสงอาทิตย์	ชีวมวล	ลม	น้ำ	รวมทั้งหมด
Mtoe/yr				
95.68	3.77	1.11	0.42	100.98

ที่มา: โครงการศึกษาแนวทางการพัฒนาการผลิตและการใช้ไฮโดรเจนเพื่อส่งเสริมพลังงานหมุนเวียน :, 2564[13]

5.2 ศักยภาพด้านเทคนิคสำหรับการใช้ในภาคพลังงาน

การประเมินศักยภาพด้านการใช้ไฮโดรเจนสำหรับภาคพลังงานอยู่บนพื้นฐานของ **“ความเป็นไปได้ทางเทคนิค (Technical potential)”** ของการนำไฮโดรเจนมาใช้สำหรับกลุ่มผู้ใช้ที่มีศักยภาพ ประกอบไปด้วยภาคการผลิตไฟฟ้า การใช้เป็นความร้อนในภาคอุตสาหกรรม และการใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับยานยนต์ในภาคขนส่ง

สำหรับการประเมินศักยภาพการใช้พลังงานในกลุ่มที่ใช้ไฮโดรเจนใน “ภาคการผลิตไฟฟ้า” และ “การใช้เป็นความร้อนในภาคอุตสาหกรรม” อยู่บนสมมติฐานของปริมาณการใช้ไฮโดรเจนเพื่อเป็นเชื้อเพลิงผสมร่วมกับก๊าซธรรมชาติ (NG & H2) ในสัดส่วนสูงสุดร้อยละ 25-75 โดยปริมาตร ผ่านระบบท่อก๊าซธรรมชาติ[14] ภายในปี ค.ศ. 2070 โดยมีการปรับเพิ่มสัดส่วนการผสมของไฮโดรเจนในแต่ละช่วงเวลา ทำให้พื้นที่เป้าหมายในการใช้ไฮโดรเจนครอบคลุมโรงไฟฟ้าและโรงงานอุตสาหกรรมที่ใช้ก๊าซธรรมชาติในบริเวณแนวท่อก๊าซธรรมชาติ (รูปที่ 11) นอกจากนี้ยังได้มีการพิจารณาศักยภาพจากปริมาณการใช้ไฮโดรเจนเพื่อนำไปทดแทนการใช้เชื้อเพลิงอื่น ๆ เช่น น้ำมันเตา และก๊าซปิโตรเลียมเหลว สำหรับโรงงานอุตสาหกรรมที่อยู่ห่างจากแนวท่อก๊าซธรรมชาติไม่เกินรัศมี 50 กิโลเมตร[15] โรงงานที่ตั้งอยู่ใน จ.กรุงเทพฯ ปทุมธานี สมุทรปราการ สระบุรี ราชบุรี ชลบุรี ระยอง ขอนแก่น กำแพงเพชร สงขลา พระนครศรีอยุธยา สมุทรสงคราม สมุทรสาคร นครนายก นครปฐม และฉะเชิงเทรา ดังรูปที่ 12 ภายใต้สมมติฐานข้างต้นร่วมกับข้อมูลการคาดการณ์ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในอนาคตตามการจัดหาก๊าซธรรมชาติที่สอดคล้องตามการศึกษาการคาดการณ์กำลังการผลิตไฟฟ้าในอนาคต[16]ที่มีเป้าหมายสู่ความเป็นกลางทางคาร์บอนภายในปี ค.ศ. 2050 และการปล่อยคาร์บอนสุทธิเป็นศูนย์ภายในปี ค.ศ. 2070 ทำให้สามารถประเมินศักยภาพทางเทคนิคของการใช้ไฮโดรเจนดังแสดงในดังแสดงในตารางที่ 5 จะเห็นได้ว่าประเทศไทยมีศักยภาพด้านเทคนิคสำหรับการใช้ในการผลิตไฟฟ้าและเชิงความร้อนในภาคอุตสาหกรรมสูงสุดอยู่ที่ราว 1.35-11.44 Mtoe ในปี ภายในปี ค.ศ. 2070 โดยมีการเพิ่มขึ้นในแต่ละช่วงเวลาตามสัดส่วนการผสมไฮโดรเจนที่เพิ่มขึ้น

[13] กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน กระทรวงพลังงาน. สืบค้น 20 กุมภาพันธ์ 2565, http://www2.dede.go.th/hydronet/04PartnerLinks/02HydrogenFac/HydrogenFac.html

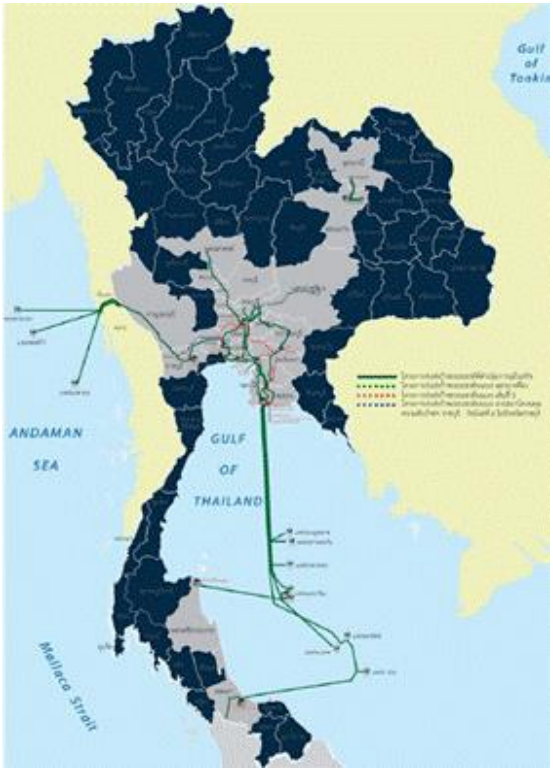
[14] อ้างอิงจากกรณีศึกษาการนำไฮโดรเจนมาใช้เป็นเชื้อเพลิงผสมกับก๊าซธรรมชาติผ่านระบบท่อก๊าซในสหราชอาณาจักร ญี่ปุ่น และสหรัฐอเมริกา

[15] อ้างอิงจากความเป็นไปได้ในการขนส่งเชื้อเพลิงผสม (NG & H2) โดยเทียบเคียงจากการขนส่งก๊าซธรรมชาติด้วยรถบรรทุก (tube trailer) ภายใต้โครงการ “โครงการศึกษาเพื่อจัดทำมาตรการส่งเสริมการใช้ก๊าซธรรมชาติ ก๊าซธรรมชาติเหลว และไบโอมีเทน เพื่อทดแทนน้ำมันเตา ถ่านหิน และก๊าซปิโตรเลียมเหลว”

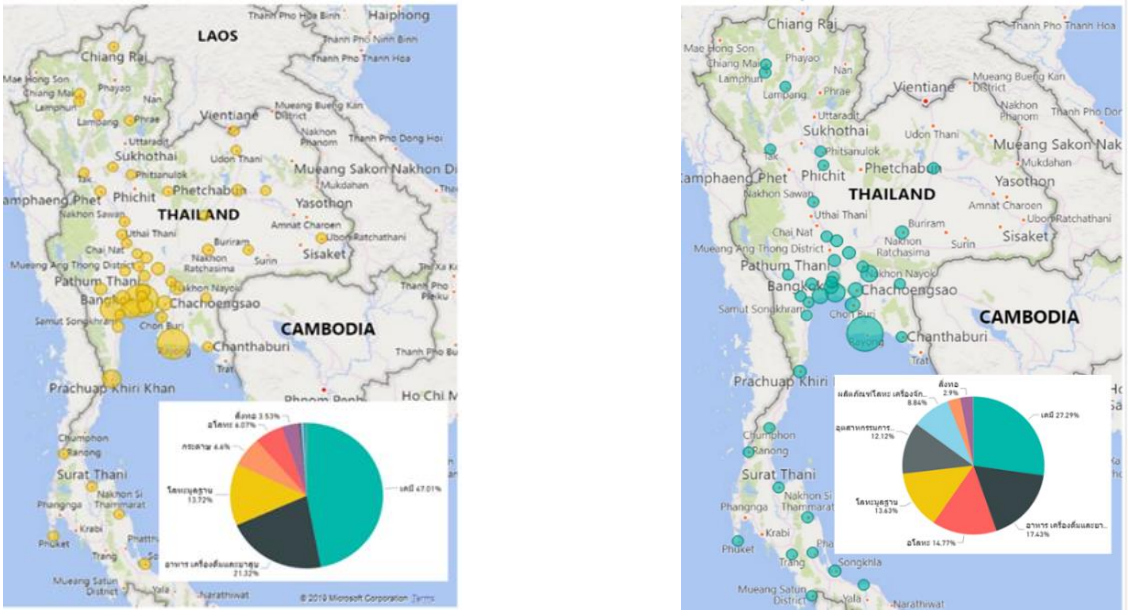
[16] R. Deawvilai, K, Audomvongseree, (2022), Possible Pathways toward Carbon Neutrality in Thailand’sElectricity Sector by 2050 through the Introduction of H2 Blending in Natural Gas and Solar PV with BESS, Energies, Vol. 15, 3979.

ตารางที่ 5: สมมติฐานในการใช้ไฮโดรเจนผสมกับก๊าซธรรมชาติในระบบโครงข่ายท่อก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยในสัดส่วนสูงสุดร้อยละ 25-75 โดยปริมาตร

ปี พ.ศ. ที่เริ่ม	ปี พ.ศ. ที่สิ้นสุด	กรณีที่ 1 สัดส่วนการผสมไฮโดรเจนสูงสุด ร้อยละ 25 โดยปริมาตร		กรณีที่ 2 สัดส่วนการผสมไฮโดรเจนสูงสุด ร้อยละ 50 โดยปริมาตร		กรณีที่ 3 สัดส่วนการผสมไฮโดรเจนสูงสุด ร้อยละ 75 โดยปริมาตร	
		สัดส่วนการผสม (ร้อยละ)	ศักยภาพ (Mtoe/yr)	สัดส่วนการผสม (ร้อยละ)	ศักยภาพ (Mtoe/yr)	สัดส่วนการผสม (ร้อยละ)	ศักยภาพ (Mtoe/yr)
2569	2573	5	0.36-0.38	10	0.74-0.81	15	1.15-1.26
2574	2578	10	0.72-0.78	20	1.58-1.71	30	2.58-2.78
2579	2583	15	0.97-1.10	30	2.31-2.56	45	4.11-4.45
2584	2588	20	1.10-1.18	40	3.05-3.26	60	6.25-6.57
2589	2593	25	1.18-1.35	50	3.81-4.11	75	9.35-11.44



รูปที่ 11: ข้อมูลระบบโครงข่ายก๊าซธรรมชาติในปัจจุบัน
(ที่มา: ปตท. 2562)



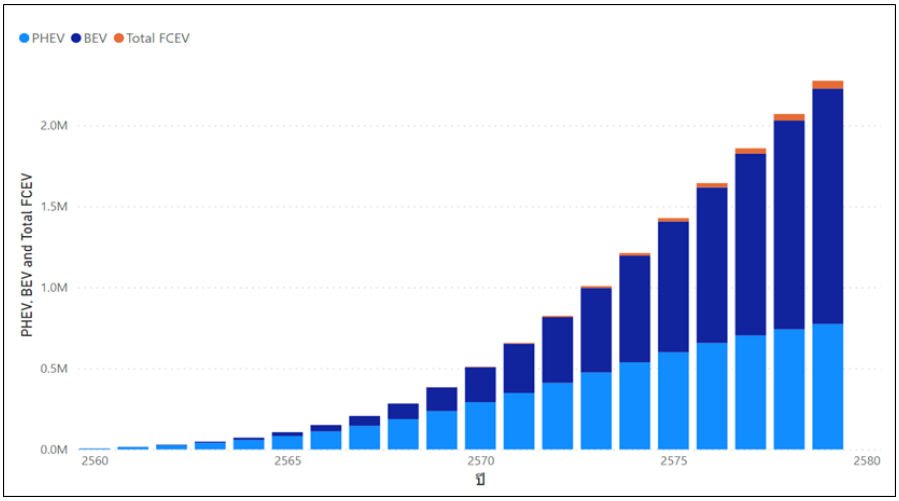
(ก) น้ำมันเตา (ข) LPG

รูปที่ 12: ข้อมูลตำแหน่งที่ตั้งของโรงงานควบคุมที่ใช้เชื้อเพลิงน้ำมันเตา LPG ในปัจจุบัน
(ที่มา: กระทรวงพลังงาน 2562)

ในขณะที่การประเมินศักยภาพการใช้พลังงานในกลุ่มที่ใช้ไฮโดรเจนสำหรับ **“การใช้ในยานยนต์”** จะอยู่บนหลักการของการใช้ไฮโดรเจนเพื่อเป็นทางเลือกสำหรับ Zero Emission Vehicle (ZEV) ร่วมกับยานยนต์พลังงานไฟฟ้าเนื่องจากทั้ง 2 กลุ่มต่างเป็นเป้าหมายสำคัญของประเทศไทยสำหรับการพัฒนายานยนต์ทางเลือกในอนาคตที่ไม่มีการปล่อยมลพิษและก๊าซเรือนกระจกตามเป้าหมายของแผนการพัฒนายานยนต์ไฟฟ้า (EV) ของประเทศของคณะกรรมการนโยบายยานยนต์ไฟฟ้าแห่งชาติ (ตารางที่ 6) ดังนั้นศักยภาพทางเทคนิคของการใช้ไฮโดรเจนในยานยนต์จะพิจารณาจากสัดส่วนของยานยนต์ (fuel cell electric vehicle: FCEV) และยานยนต์พลังงานไฟฟ้า (battery electric vehicle: BEV) เทียบกับเป้าหมายการส่งเสริมการใช้ ZEV สำหรับประเทศไทยดังแสดงในรูปที่ 13 โดยคาดว่าในช่วงเวลาของแผนพัฒนา ZEV (พ.ศ. 2564-2579) คาดว่าจะเป็นการสนับสนุนเพื่อใช้ BEV เป็นหลักจากแนวโน้มตลาด BEV ที่กำลังขยายตัวอย่างรวดเร็วทั่วโลก ในขณะที่ตลาด FCEV ยังอยู่ในวงจำกัดและยังไม่สามารถพัฒนาในเชิงพาณิชย์ได้ ทำให้สัดส่วนการใช้ FCEV ในช่วงแรกจะยังมีสัดส่วนไม่มากนัก อย่างไรก็ดี ความไม่แน่นอนของการพัฒนาเทคโนโลยีในอนาคตเป็นปัจจัยที่ต้องมีการติดตามอย่างใกล้ชิด โดยคาดว่าประเทศไทยจะมีจำนวนยานยนต์ FCEV สะสมที่ราว 10,000 คันภายในปี พ.ศ. 2583 (ค.ศ. 2040) หรือคิดเป็นความต้องการไฮโดรเจนราว 45.6 พันตันต่อปี และเพิ่มขึ้นจนถึง 27,000 คนในปี พ.ศ. 2593 (ค.ศ. 2050)

ตารางที่ 6: เป้าหมายตามแผนการพัฒนายานยนต์ไฟฟ้า (EV) ของไทย

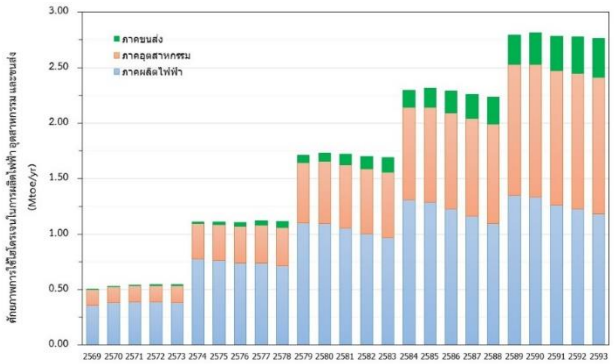
เป้าหมาย	ประเภทยานยนต์	จำนวน ZEV ต่อปี		
		ปี 2568	ปี 2573	ปี 2578
การใช้	รถยนต์นั่ง/รถกระบะ (คัน)	225,000 (30%)	440,000 (50%)	1,154,000 (100%)
	รถจักรยานยนต์ (คัน)	360,000 (20%)	650,000 (40%)	1,800,000 (100%)
	รถบัส/รถบรรทุก (คัน)	18,000 (20%)	33,000 (35%)	83,000 (100%)
	สามล้อ (คัน)	500 (85%)	2,200 (100%)	2,800 (100%)
	เรือโดยสาร (ลำ)	130 (12%)	480 (35%)	1,800 (100%)
	รถไฟระบบราง (ตู้)	620 (70%)	850 (85%)	1,170 (100%)
การผลิต	รถยนต์นั่ง/รถกระบะ (คัน)	225,000 (10%)	725,000 (30%)	1,350,000 (50%)
	รถจักรยานยนต์ (คัน)	360,000 (20%)	675,000 (30%)	1,850,000 (70%)
	รถบัส/รถบรรทุก (คัน)	18,000 (35%)	34,000 (50%)	84,000 (85%)
	สามล้อ (คัน)	500 (85%)	2,200 (100%)	2,800 (100%)
	เรือโดยสาร (ลำ)	130 (12%)	480 (35%)	1,800 (100%)
	รถไฟระบบราง (ตู้)	620 (100%)	850 (100%)	1,170 (100%)



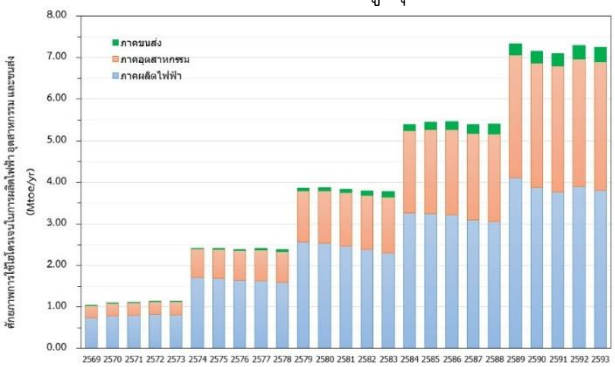
รูปที่ 13: การคาดการณ์ปริมาณยานยนต์ไฟฟ้าระหว่างปี พ.ศ. 2560-2579
(ที่มา: โครงการศึกษาแนวทางการพัฒนาการผลิตและการใช้ไฮโดรเจนเพื่อส่งเสริมพลังงานหมุนเวียน, 2564)

จากการวิเคราะห์ศักยภาพด้านเทคนิคสำหรับการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงานพบว่าประเทศไทยจะเริ่มมีการใช้ไฮโดรเจนเชิงพาณิชย์ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2574 (ค.ศ. 2030) และมีศักยภาพในการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงานไฟฟ้า ภาคอุตสาหกรรม และภาคขนส่งโดยรวมสูงสุดราว 2.79-18 Mtoe ในช่วงปี พ.ศ. 2604-2613 (ค.ศ. 2561-2070) ดังแสดงในรูปที่ 14

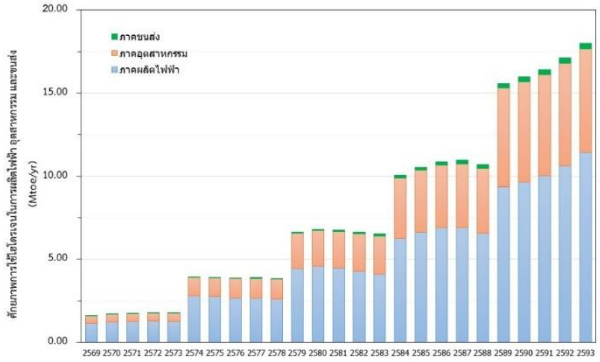
เมื่อพิจารณาแนวโน้มความต้องการไฮโดรเจนในอนาคตร่วมกับศักยภาพในการจัดหาไฮโดเจนในรูปแบบต่าง ๆ ประกอบกัน สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 15 จะเห็นได้ว่าในช่วงแรกของการพัฒนา การผลิตไฮโดรเจนจากฟอสซิล (blue hydrogen) จากส่วนเกินที่เหลือจากการจัดหาก๊าซธรรมชาติ จะสามารถรองรับความต้องการไฮโดรเจนในช่วงแรกได้ อย่างไรก็ดี ในระยะยาวการผลิตไฮโดรเจนจากพลังงานหมุนเวียน (green hydrogen) จะมีส่วนสำคัญสำหรับการจัดหาไฮโดรเจนในระยะยาว ทั้งนี้หากปริมาณการผลิตไฮโดรเจนจากพลังงานหมุนเวียนไม่เพียงพอ อาจจำเป็นต้องมีการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานเพื่อรองรับการนำเข้าไฮโดรเจนเพื่อรองรับความต้องการที่เพิ่มสูงขึ้น รวมถึงการส่งออกไฮโดรเจนในกรณีที่การจัดหาเกินกว่าความต้องการในบางช่วงเวลา



(ก) กรณีสัดส่วนการผสมไฮโดรเจนสูงสุดร้อยละ 25 โดยปริมาตร

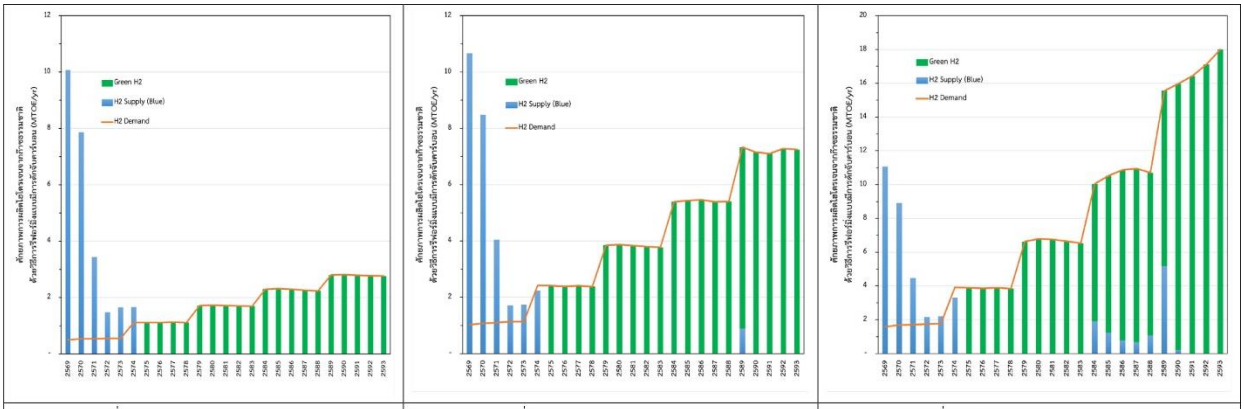


(ข) กรณีสัดส่วนการผสมไฮโดรเจนสูงสุดร้อยละ 50 โดยปริมาตร



(ค) กรณีสัดส่วนการผสมไฮโดรเจนสูงสุดร้อยละ 75 โดยปริมาตร

รูปที่ 14: สรุปศักยภาพของประเทศไทยในการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงานไฟฟ้าอุตสาหกรรมและภาคขนส่ง



(ก) กรณีที่ผสมไฮโดรเจนในสัดส่วนสูงสุด 25% โดยปริมาตร | (ข) กรณีที่ผสมไฮโดรเจนในสัดส่วนสูงสุด 50% โดยปริมาตร | (ค) กรณีที่ผสมไฮโดรเจนในสัดส่วนสูงสุด 75% โดยปริมาตร

รูปที่ 15: สรุปศักยภาพการจัดหาและแนวโน้มความต้องการไฮโดรเจนในอนาคต

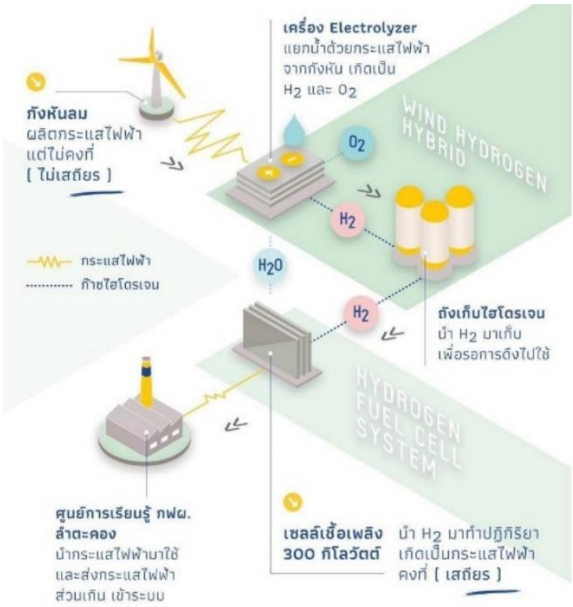
5.3 ศักยภาพการผลิตไฮโดรเจนเพื่อเพิ่มความยืดหยุ่นให้กับระบบไฟฟ้า การกักเก็บพลังงาน เพื่อส่งเสริมพลังงานหมุนเวียน

การประเมินศักยภาพดังกล่าวอยู่บนหลักการของการเปลี่ยนไฟฟ้าส่วนเกิน (electricity surplus) จากแหล่งพลังงานหมุนเวียน อาทิ โซลาร์และพลังงานลม เป็นก๊าซไฮโดรเจนหรือก๊าซมีเทน ซึ่งเรียกว่ากระบวนการเปลี่ยนพลังงานไฟฟ้าเป็นก๊าซ (power to gas; PtG) เพื่อนำไปใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงาน (energy storage) สร้างความยืดหยุ่นให้กับระบบไฟฟ้า รองรับความผันผวนของการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน การประเมินศักยภาพสำหรับประเทศไทย มีความเป็นไปได้ 2 แนวทาง ได้แก่

1) **แนวทางที่ 1 การใช้พลังงานไฟฟ้าส่วนเกินมาผลิตก๊าซไฮโดรเจนเพื่อกักเก็บพลังงาน** โดยสามารถเปลี่ยนเป็นพลังงานไฟฟ้าอีกครั้งได้โดยผ่านเซลล์เชื้อเพลิง (fuel cell) โดยหากมีความต้องการพลังงานไฟฟ้าสูงในช่วงเวลาใดก็สามารถนำไฮโดรเจนที่ผลิตได้จากถังเก็บมาใช้ผลิตไฟฟ้าผ่านเซลล์เชื้อเพลิงซึ่งมีประสิทธิภาพโดยรวม 40-60% และจ่ายไฟฟ้าผ่านระบบสายส่งไฟฟ้าได้ ดังตัวอย่างโครงการกังหันลมผลิตไฟฟ้าลำตะคอง ของ กฟผ. (รูปที่ 16) ได้นำระบบ wind hydrogen hybrid ควบคู่กับการใช้เซลล์เชื้อเพลิงมาใช้กับกังหันลม ที่จะช่วยให้ไฟฟ้าที่ผลิตจากกังหันลม สามารถจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบได้เสถียร ซึ่งนับเป็นประเทศแรกในเอเชียที่ใช้ระบบดังกล่าว

2) **แนวทางที่ 2 การใช้พลังงานไฟฟ้าส่วนเกินมาผลิตก๊าซไฮโดรเจนเพื่อฉีดลงท่อก๊าซธรรมชาติ เพื่อเป็นเชื้อเพลิงผสมสำหรับโรงไฟฟ้าและโรงงานอุตสาหกรรม** แนวทางดังกล่าวมีตัวอย่างกรณีศึกษาในประเทศเยอรมัน อย่างไรก็ดีเมื่อเปรียบเทียบกับบริบทของไทยพบว่า ด้วยโครงข่ายท่อก๊าซธรรมชาติของไทย (ระบบท่อยาวประมาณ 2,122 กิโลเมตร) ที่มีความครอบคลุมน้อยกว่าประเทศเยอรมัน (ระบบท่อยาวประมาณ 5 แสนกิโลเมตร) ทำให้เกิดข้อจำกัดในการขนส่งไฮโดรเจนที่ผลิตได้จากแหล่งผลิตพลังงานหมุนเวียนซึ่งมักกระจายตัวในพื้นที่ต่าง ๆ ระยะทางที่ไกลจากระบบโครงข่ายท่อ

จะทำให้จำเป็นต้องมีการขนส่งไฮโดรเจนในรูปของก๊าซอัดความดันทางถนนซึ่งจะทำให้ต้นทุนเพิ่มขึ้นอย่างมาก ดังนั้นจึงอาจกล่าวได้ว่าแนวทางที่ 2 เป็นมีความเป็นไปได้น้อยกว่าแนวทางที่ 1



รูปที่ 16: การทำงานของระบบ wind hydrogen hybrid ควบคู่กับเซลล์เชื้อเพลิง ภายใต้โครงการโรงไฟฟ้ากังหันลม ลำตะคอง ระยะที่ 2
(ที่มา: กฟผ., 2564[17])

6. การใช้งานและรูปแบบธุรกิจที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทย

การประเมินรูปแบบการใช้งานและรูปแบบธุรกิจที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทยอยู่บนพื้นฐานของศักยภาพและความเป็นไปได้ทางเศรษฐกิจและการเงินควบคู่กัน โดยในการประเมินความเป็นไปได้ทางเศรษฐกิจและการเงินนั้นอยู่บนพื้นฐานของการวิเคราะห์จากแบบจำลองทางเศรษฐศาสตร์และการเงิน จะอยู่ในลักษณะของการประเมินมูลค่าของกระแสเงินสด (cash flow) ตลอดอายุโครงการ โดยจะทำการพิจารณากระแสเงินสดรับและกระแสเงินสดจ่ายสำหรับแต่ละองค์กรในโครงสร้างการดำเนินธุรกิจไฮโดรเจน ทั้งนี้ หากผู้ผลิตและจำหน่ายไฮโดรเจน รวมถึงผู้ขายปลีกไฮโดรเจนและก๊าซธรรมชาติเหลว และ ผู้ให้บริการสถานีเติมไฮโดรเจนสำหรับยานยนต์ สามารถกำหนดราคาขายต่อหน่วย จำหน่ายให้กับคู่ค้าให้ครอบคลุมต้นทุนทั้งหมดที่เกิดขึ้นได้ ก็จะทำให้มีแรงจูงใจที่จะเข้ามาดำเนินธุรกิจนี้ อย่างไรก็ตาม ราคาขายปลีกไฮโดรเจนในภาคขนส่งต้องไม่สูงกว่าราคาเชื้อเพลิงในภาคขนส่งประเภทอื่นที่ทดแทนกันได้ สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าจากไฮโดรเจนผ่านเซลล์เชื้อเพลิง นั้น หากสามารถขายไฟฟ้าเข้าระบบได้ในราคาที่ครอบคลุมต้นทุนทั้งหมดที่เกิดขึ้นได้ ก็จะทำให้มีแรงจูงใจที่จะเข้ามาดำเนินธุรกิจนี้เช่นกัน และในส่วนของผู้ใช้ไฮโดรเจนภาคพลังงานทั้งไฟฟ้าและความร้อน นั้น หากสามารถจัดหาไฮโดรเจนมาเป็นเชื้อเพลิงความร้อนในราคาที่

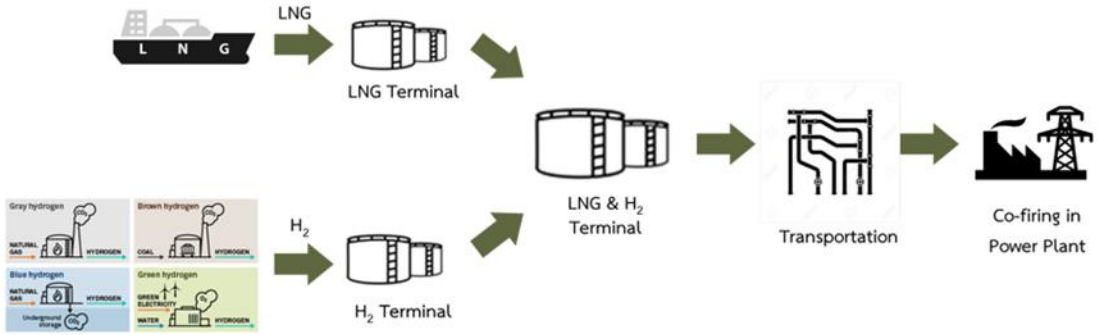
[17] Shiva Kumar and Vurimindi Himabindu (2562). Hydrogen production by PEM water electrolysis – A review. Materials Science for Energy Technologies. 2(3). pp 442-454.

ถูกกว่าเชื้อเพลิงเดิมได้ และผลประหยัดที่เกิดขึ้นสามารถทำให้มีระยะเวลาคืนทุนไม่นาน หรือมีเสถียรภาพด้านราคา รวมทั้งผู้ขายสามารถให้ความมั่นใจได้ว่าจะมีเชื้อเพลิงให้ใช้ได้อย่างต่อเนื่อง ก็จะทำให้ผู้ใช้มีแรงจูงใจที่จะตัดสินใจเปลี่ยนมาใช้ไฮโดรเจนทดแทนเชื้อเพลิงเดิม ผลการประเมินความเป็นไปได้ด้านเศรษฐศาสตร์และการเงินทำให้สามารถสรุปรูปแบบธุรกิจที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทย ได้ดังต่อไปนี้

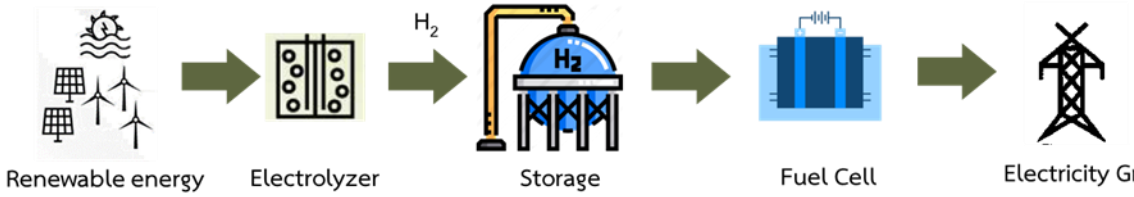
6.1 การใช้ในภาคพลังงานไฟฟ้า

จากการพิจารณาความเป็นไปได้ในการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงานไฟฟ้าจะพบว่ามีความไปได้ใน 2 รูปแบบคือ **รูปแบบที่ 1** เป็นการนำไฮโดรเจนมาเป็นเชื้อเพลิงในโรงไฟฟ้าประเภทที่สามารถใช้เชื้อเพลิงตั้งแต่สองชนิดขึ้นไป (co-firing power plant) และในส่วนของ**รูปแบบที่ 2** เป็นการนำไฮโดรเจนมาผลิตกระแสไฟฟ้าผ่านเซลล์เชื้อเพลิงในฝั่งผู้ใช้ไฟฟ้าซึ่งไฟฟ้าที่ผลิตได้อาจถูกใช้งานบางส่วนและส่วนที่เหลือจะถูกส่งเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้า (electricity grid) ดังรูปที่ 17

สำหรับการวิเคราะห์การนำไฮโดรเจนมาใช้เป็นเชื้อเพลิงในภาคพลังงานไฟฟ้านั้น ในลำดับแรกควรพิจารณาถึงชนิดของเชื้อเพลิงที่มีความเป็นไปได้ที่จะถูกทดแทน ทั้งนี้ เชื้อเพลิงหลักที่ใช้ในโรงไฟฟ้าประเภท co-firing power plant ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติ และถ่านหิน ซึ่งที่ปรึกษาได้ประเมินแนวโน้มการจัดหาโรงไฟฟ้าในอนาคตว่า การก่อสร้างโรงไฟฟ้าถ่านหินในประเทศไทยเพิ่มเติมน่าจะเป็นไปได้ยาก และโรงไฟฟ้าถ่านหินที่อยู่ในระบบน่าจะทยอยสิ้นสุดการใช้งานในอนาคตอันเนื่องมาจากประเด็นด้านการยอมรับของภาคประชาชนเป็นหลัก อาจกล่าวโดยสรุปได้ว่าถ่านหินจะถูกลดบทบาทในการเป็นเชื้อเพลิงในภาคพลังงานไฟฟ้า ในขณะที่ก๊าซธรรมชาติเหลว หรือ LNG จะมีบทบาทมากขึ้น ดังนั้น ในการศึกษาการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงานไฟฟ้ารูปแบบที่ 1 นี้ จึงจะพิจารณาเฉพาะการนำไฮโดรเจนมาใช้เป็นเชื้อเพลิงผสมกับก๊าซธรรมชาติและก๊าซธรรมชาติเหลวในระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติหลักของประเทศ



(ก) รูปแบบการนำไฮโดรเจนมาเป็นเชื้อเพลิงในโรงไฟฟ้าประเภทที่สามารถใช้เชื้อเพลิงตั้งแต่สองชนิดขึ้นไป (co-firing power plant) ผ่านระบบท่อก๊าซธรรมชาติ



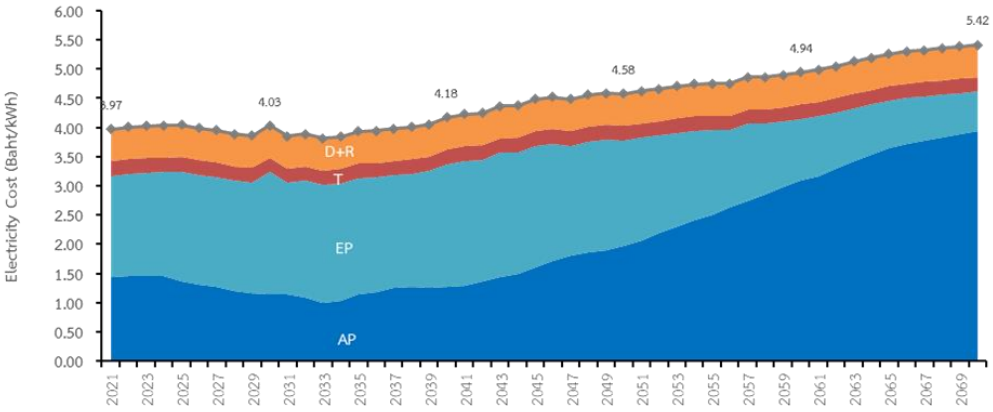
(ข) การนำไฮโดรเจนมาผลิตกระแสไฟฟ้าผ่านเซลล์เชื้อเพลิงในฝั่งผู้ใช้ไฟฟ้าซึ่งไฟฟ้าที่ผลิตได้อาจถูกใช้งานบางส่วนและส่วนที่เหลือจะถูกส่งเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้า (PV+HESS)

หมายเหตุ: ในการศึกษาครั้งนี้ จะวิเคราะห์แนวโน้มของรูปแบบการดำเนินธุรกิจที่ควรจะเป็นของแต่ละองค์กรที่เกี่ยวข้องในภาพรวมหรือที่ควรจะเป็นเท่านั้น ไม่ได้รวมถึงกรณีที่นักลงทุนที่เกี่ยวข้องในส่วนต่าง ๆ เสนออาจนำเสนอผลิตภัณฑ์และบริการอื่น ๆ ที่ซับซ้อนเพื่อสร้างความแตกต่างและสร้างแรงจูงใจต่อคู่ค้าหรือเพื่อเพิ่มความสามารถในการแข่งขันมากขึ้นในธุรกิจจริง ๆ

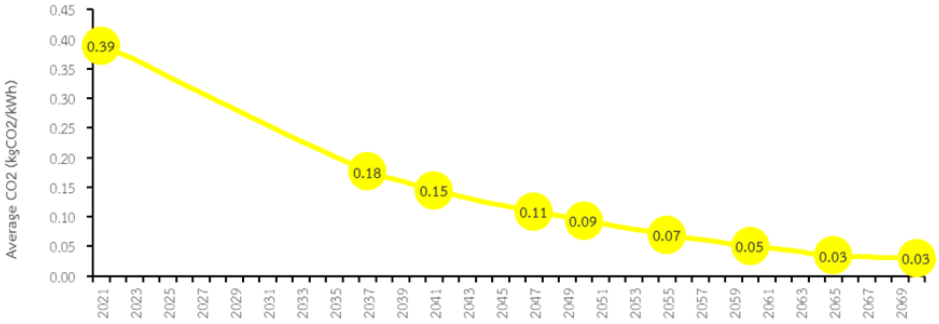
รูปที่ 17: รูปแบบการนำไฮโดรเจนมาใช้ในการผลิตไฟฟ้า

ผลการวิเคราะห์พบว่ารูปแบบที่ 1 ที่มีการนำไฮโดรเจนมาเป็นเชื้อเพลิงในโรงไฟฟ้าประเภทที่สามารถใช้เชื้อเพลิงตั้งแต่สองชนิดขึ้นไป (co-firing power plant) ผ่านระบบท่อก๊าซธรรมชาติ ทำให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยเพิ่มขึ้นประมาณร้อยละ 8.74 เมื่อเปรียบเทียบกับแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้าในปี ค.ศ. 2037 (รูปที่ 18) โดยสามารถทำให้ระดับการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในภาคการผลิตไฟฟ้าลดลงจนถึงระดับเป้าหมายที่สามารถบรรลุเป้าหมาย Carbon neutrality ภายในปี พ.ศ. 2070 (รูปที่ 19) โดยคาดว่าหากมีการพัฒนาเทคโนโลยีในอนาคตและมีการพัฒนากลไกซื้อขายคาร์บอนในวงกว้าง รูปแบบธุรกิจดังกล่าวน่าจะมีศักยภาพที่จะสามารถแข่งขันในตลาดได้ ในขณะที่ รูปแบบที่ 2 ที่เป็นการนำไฮโดรเจนมาผลิตกระแสไฟฟ้าผ่านเซลล์เชื้อเพลิงในฝั่งผู้ใช้ไฟฟ้าซึ่งไฟฟ้าที่ผลิตได้อาจถูกใช้งานบางส่วนและส่วนที่เหลือจะถูกส่งเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้า (PV+HESS) พบว่ายังมีต้นทุนเฉลี่ยตลอดอายุโครงการ (LCOE) สูงกว่าการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ที่มีแบตเตอรี่แบบลิเทียมในการกักเก็บพลังงาน (PV+ESS) อย่างมีนัยสำคัญ (ตารางที่ 7) ทำให้สามารถสรุปได้ว่ารูปแบบที่ 1 น่าจะมีความเป็นไปได้สำหรับการผลักดันให้เกิดการใช้ไฮโดรเจนสำหรับภาคพลังงานไฟฟ้าในประเทศไทยบนพื้นฐานของข้อมูลคาดการณ์ในปัจจุบัน อย่างไรก็ดีในอนาคตหากมีข้อมูลเพิ่มเติมก็มีความเป็นไปได้สำหรับการสนับสนุนให้เกิดการใช้งานในรูปแบบที่ 2 ในอนาคต

ดังนั้น ในการวิเคราะห์ในภาคพลังงานไฟฟ้านั้น นอกจากการวิเคราะห์ต้นทุนที่น่าจะเกิดขึ้นจริงกับผู้ประกอบการแล้ว ยังต้องครอบคลุมการจัดเตรียมแนวทางเพื่อบรรเทาผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าอันเนื่องมาจากการเพิ่มขึ้นของอัตราค่าไฟฟ้าด้วย จึงจะสามารถส่งเสริมการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงานไฟฟ้าได้อย่างเป็นรูปธรรม ทั้งนี้ ขั้นตอนการวิเคราะห์การใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงานไฟฟ้าประกอบด้วย การวิเคราะห์ต้นทุนตลอดห่วงโซ่อุปทาน การวิเคราะห์ผลกระทบต่ออัตราค่าไฟฟ้า และการวิเคราะห์แนวทางการส่งเสริมการใช้งานไฮโดรเจนที่เป็นไปได้ ซึ่งจะเป็นข้อมูลสำคัญในการกำหนดข้อเสนอแนะเชิงนโยบายถึงแนวทางการพัฒนาการผลิตและการใช้ไฮโดรเจนเพื่อส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนของประเทศไทยในลำดับต่อไป



รูปที่ 18: ผลการประเมินภาพอนาคตอัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ยในแต่ละปี



รูปที่ 19: ผลการประเมินภาพอนาคตอัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในแต่ละปี

ตารางที่ 7: สรุปผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางการเงินสำหรับภาคไฟฟ้ารูปแบบที่ 2

	ปี ค.ศ. 2021			
	กรณีบ้านเดี่ยว		กรณีบ้านหลายหลัง	
			จำนวนบ้าน	34 หลัง[1)]
	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[1)]
	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

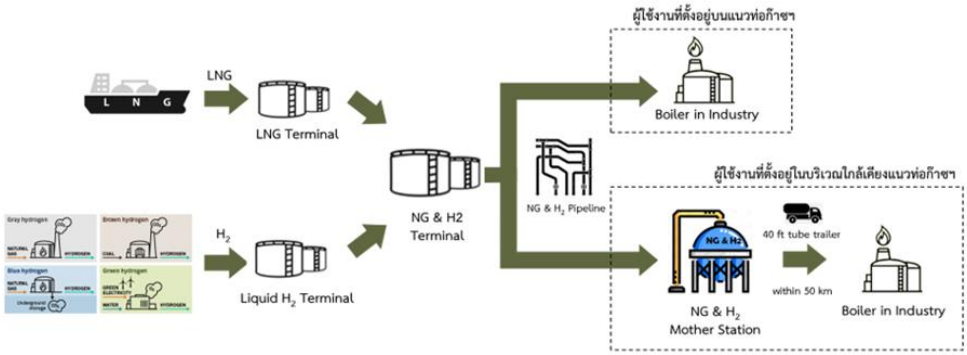
หมายเหตุ: [1)] จำนวนผู้ใช้ขั้นต่ำสุดที่ช่วยให้สามารถลดค่าใช้จ่ายลงได้

6.2 การใช้ในเชิงความร้อนในภาคอุตสาหกรรม

เป็นการนำไฮโดรเจนประเภทต่าง ๆ มาผสมกับก๊าซธรรมชาติเพื่อเป็นเชื้อเพลิงให้ความร้อนในระบบเผาไหม้หม้อไอน้ำ (boiler) ของโรงงานอุตสาหกรรมดังแสดงในรูปที่ 20 ทั้งนี้ จากการศึกษาเบื้องต้นพบว่า การนำไฮโดรเจนผสมกับก๊าซธรรมชาติไปใช้เป็นเชื้อเพลิงในโรงงานอุตสาหกรรมที่ตั้งอยู่บนแนวท่อก๊าซธรรมชาติและบริเวณใกล้เคียงแนวท่อก๊าซ โดยสามารถใช้เชื้อเพลิงได้เหมือนกรณีโรงงานอุตสาหกรรมที่ใช้ก๊าซธรรมชาติโดยทั่วไป ซึ่งในรูปแบบธุรกิจนี้ จะมี NG & H_2 terminal ที่ทำการผสมก๊าซไฮโดรเจนและก๊าซธรรมชาติก่อนนำเข้าสู่ระบบท่อก๊าซต่อไป

โดยทั่วไปราคาไฮโดรเจนมีแนวโน้มที่จะสูงกว่าราคาเชื้อเพลิงอื่น ๆ ซึ่งรวมถึงน่าจะสูงกว่าก๊าซธรรมชาติเหลวด้วย การนำไฮโดรเจนมาใช้เป็นเชื้อเพลิงเพื่อทดแทนเชื้อเพลิงอื่นจึงอาจยังไม่สร้างแรงจูงใจด้านราคาให้กับผู้ประกอบการ แต่อาจสร้างแรงจูงใจในประเด็นการเพิ่มสัดส่วนเชื้อเพลิงที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อมและช่วยผลักดันให้องค์กรก้าวสู่ความเป็นกลางทางคาร์บอน (carbon-neutrality) ได้ ดังนั้น การนำไฮโดรเจนมาใช้เป็นเชื้อเพลิงจึงอาจนำมาใช้เป็นก๊าซผสมร่วมกับก๊าซธรรมชาติใช้ทดแทนเชื้อเพลิงเดิม เพื่อเพิ่มสัดส่วนเชื้อเพลิงที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อมแต่ไม่สร้างภาระค่าใช้จ่ายให้กับผู้ประกอบการมากเกินไปทั้งในแง่ของราคาเชื้อเพลิงและต้นทุนในการปรับเปลี่ยนอุปกรณ์

ดังนั้น ในการวิเคราะห์ในภาคความร้อนในโรงงานอุตสาหกรรมนั้น จะเน้นไปที่การวิเคราะห์เพื่อเปรียบเทียบความคุ้มค่าในการปรับเปลี่ยนเชื้อเพลิงเมื่อเทียบกับเชื้อเพลิงเดิมที่โรงงานอุตสาหกรรมใช้อยู่ในปัจจุบัน โดยขั้นตอนการวิเคราะห์การใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงานความร้อนในโรงงานอุตสาหกรรมประกอบด้วย การวิเคราะห์ต้นทุนที่จะเกิดขึ้นกับผู้ประกอบการในส่วนต่าง ๆ ตลอดห่วงโซ่อุปทาน การวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการปรับเปลี่ยนเชื้อเพลิงเมื่อเทียบกับเชื้อเพลิงเดิม และการวิเคราะห์แนวทางการส่งเสริมการใช้งานไฮโดรเจนที่เป็นไปได้



หมายเหตุ: สำหรับโรงงานอุตสาหกรรมที่ตั้งอยู่นอกแนวท่อก๊าซ การขนส่งก๊าซไฮโดรเจนแยกจากก๊าซธรรมชาติจะเป็นการเพิ่มต้นทุนให้กับผู้ประกอบการทั้งต้นทุนค่าขนส่ง และต้นทุนการจัดตั้งระบบกักเก็บและแปลงเป็นก๊าซ (storage & regasification) ซึ่งเมื่อนำมาพิจารณารวมกับต้นทุนเนื้อก๊าซไฮโดรเจนแล้วจะเป็นการสร้างภาระค่าใช้จ่ายให้ผู้ประกอบการมากเกินไป จึงไม่มีความคุ้มค่าทางการเงิน

รูปที่ 20: รูปแบบการนำไฮโดรเจนมาใช้ในความร้อนในภาคอุตสาหกรรม

ผลการวิเคราะห์แสดงดังตารางที่ 8 ชี้ให้เห็นว่าการนำเชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนและก๊าซธรรมชาติไปใช้ในโรงงานที่ตั้งอยู่บนแนวท่อก๊าซฯ ซึ่งเดิมใช้ก๊าซธรรมชาติอยู่นั้นจะไม่มีความคุ้มค่าไม่ว่าจะเป็นในแง่ทางเศรษฐศาสตร์หรือการเงิน เนื่องจากก๊าซธรรมชาติที่เป็นเชื้อเพลิงเดิมนั้น มีราคาถูกกว่าเชื้อเพลิงใหม่ อีกทั้งมีอัตราการปลดปล่อยมลพิษไม่แตกต่างจากเชื้อเพลิงใหม่มากนัก แต่เมื่อนำเชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนและก๊าซธรรมชาติไปใช้ในโรงงานที่ตั้งอยู่ในรัศมี 50 กิโลเมตรจากแนวท่อก๊าซฯ ซึ่งเดิมใช้ก๊าซปิโตรเลียมเหลวและน้ำมันเตาอยู่นั้น จะเกิดความคุ้มค่าทั้งด้านเศรษฐศาสตร์และการเงิน อีกทั้งยังใช้ระยะเวลาในการคืนทุนไม่นาน (ระหว่าง 2.52- 3.04 ปี) จึงกล่าวได้ว่าเชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนและก๊าซธรรมชาติเพื่อทดแทนการใช้ก๊าซปิโตรเลียมเหลวและน้ำมันเตาเป็นตัวเลือกที่น่าสนใจสำหรับการใช้ไฮโดรเจนสำหรับกลุ่มโรงงานอุตสาหกรรมในประเทศไทย

ตารางที่ 8: สรุปผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์และการเงินสำหรับภาคความร้อนในโรงงานอุตสาหกรรม

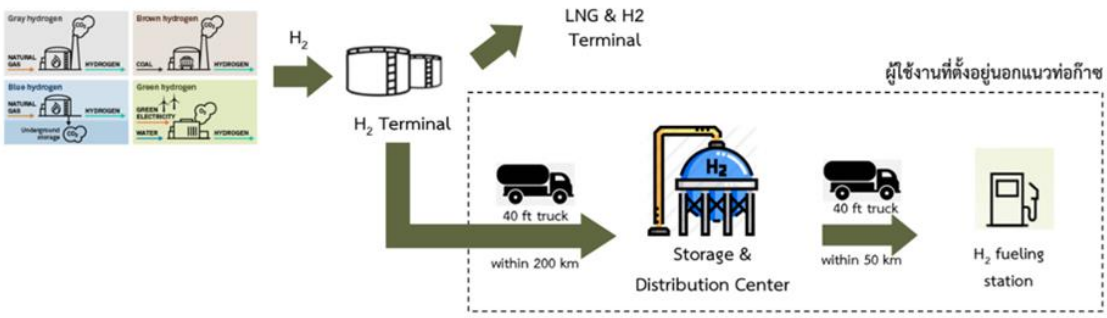
		โรงงานที่ตั้งอยู่บนแนวท่อ	**โรงงานที่ตั้งอยู่ในรัศมี 50 ก.ม. จากแนวท่อ**	
Hydrogen	**ผลการวิเคราะห์**	**NG**	**LPG**	**น้ำมันเตา**
Gray	NPV (ล้านบาท)	-4.19	12.23	20.06
	FIRR (%)	Not Feasibility	62%	71%
	EIRR (%)	Not Feasibility	70%	278%
	Payback period (ปี)	-	2.63	2.52
Blue	NPV (ล้านบาท)	-4.34	12.08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

6.3 การใช้ในภาคขนส่ง

เป็นรูปแบบที่มีการนำไฮโดรเจนไปใช้เป็นเชื้อเพลิงเผาไหม้โดยตรงสำหรับเครื่องยนต์สันดาปภายใน (hydrogen internal combustion engine vehicle: HICEV) หรือใช้กับยานยนต์พลังงานไฮโดรเจนที่ใช้เซลล์เชื้อเพลิงเพื่อผลิตเป็นพลังงานไฟฟ้าสำหรับการขับเคลื่อน (fuel cell electric vehicle: FCEV) อย่างไรก็ตาม ในการศึกษานี้ จะพิจารณาเฉพาะรูปแบบ FCEV เป็นหลัก เนื่องจากเมื่อพิจารณาความเป็นไปได้ในการนำเทคโนโลยีมาใช้งานในอนาคตแล้ว และมีแนวโน้มที่ผู้ผลิตรถยนต์จะผลิตรถยนต์ในรูปแบบ FCEV ทั้งนี้ ในการศึกษาครั้งนี้จะทำการวิเคราะห์รูปแบบและความคุ้มค่าของการนำไฮโดรเจนไปใช้ในแต่ละภาคส่วน ด้วยแนวคิดที่แตกต่างกันไปตามบริบทของการนำไฮโดรเจนไปใช้ที่แตกต่างกัน

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

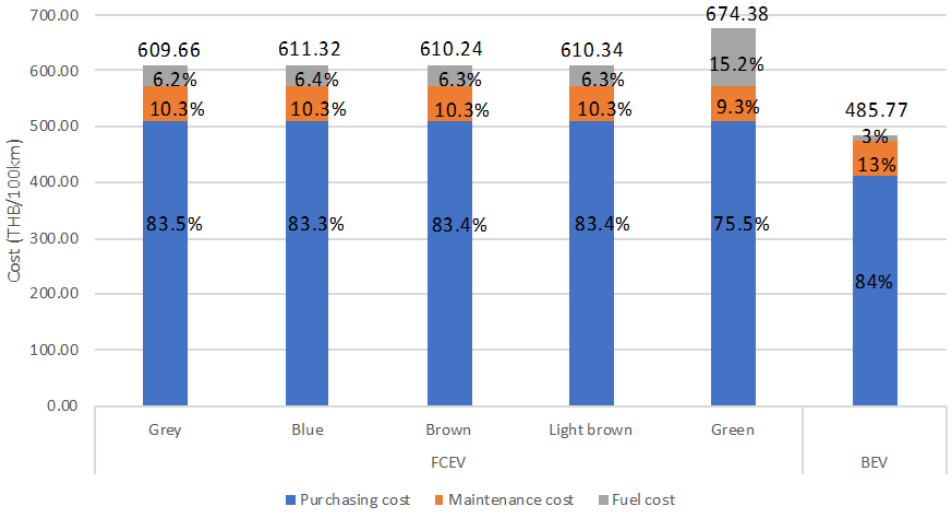
แนวทางวิเคราะห์สำหรับภาคขนส่งจะพิจารณาต้นทุนตลอดวัฏจักรของเชื้อเพลิง (well-to-wheel: WTW) โดยต้นทุนตามวัฏจักรของเชื้อเพลิงนั้นยังแบ่งออกได้เป็น 2 ส่วนคือ ต้นทุนการผลิตและขนส่งเชื้อเพลิงไปยังสถานีเติมเชื้อเพลิง (well-to-tank: WTT) และต้นทุนส่วนของการใช้รถยนต์ (tank-to-wheel: TTW) ซึ่งหมายถึงต้นทุนการเป็นเจ้าของยานพาหนะตลอดอายุการใช้งาน รูปแบบการใช้และการขนส่งไฮโดเจนสำหรับยานยนต์แสดงดังรูปที่ 21



หมายเหตุ: ในการศึกษานี้ จะพิจารณาเฉพาะรูปแบบ FCEV เป็นหลัก เนื่องจากรถ HICEV จะมีประสิทธิภาพพลังงานที่ต่ำกว่า สร้างผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมมากกว่าและต้นทุนการผลิตรถยนต์สูงกว่า อย่างไรก็ตาม คู่แข่งของการใช้งานไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงในภาคขนส่งก็คือ ยานยนต์ไฟฟ้าที่ใช้ แบตเตอรี่ (battery electric vehicle: BEV) ซึ่งเป็นเทคโนโลยีที่มีการปล่อยมลพิษเป็นศูนย์จากตัวรถ (tailpipe zero emission) เช่นเดียวกับรถยนต์ FCEV

รูปที่ 21: รูปแบบการใช้ไฮโดรเจนสำหรับการใช้เป็นพลังงานในภาคคมนาคมขนส่ง

ผลการวิเคราะห์ซึ่งแสดงในรูปของต้นทุนรวม (total cost of ownership: TCO) ในรูปที่ 22 พบว่า FCEV มีต้นทุนการซื้อรถสูงกว่ารถ BEV ประมาณร้อยละ 20 มีต้นทุนค่าเชื้อเพลิงสูงกว่า BEV ถึงประมาณ 3 และ 8 เท่า จากการใช้ไฮโดรเจนที่ผลิตจากเชื้อเพลิงฟอสซิล (gray, blue, brown) และพลังงานหมุนเวียน (green) ตามลำดับ ในขณะที่ต้นทุนการซ่อมบำรุงไม่ได้แตกต่างกันมากนัก ทำให้ด้วยเงื่อนไขดังกล่าวอาจทำให้ FCEV ไม่มีความคุ้มค่าเมื่อเปรียบเทียบกับการใช้ BEV อย่างไรก็ดีหากมีเงื่อนไขของการใช้มูลค่าเพิ่มอันเกิดจากการลดคาร์บอนผ่านกลไกต่าง ๆ เช่น ตลาดซื้อขายคาร์บอน หรือการเก็บภาษีคาร์บอน อาจทำให้สภาพแวดล้อมเปลี่ยนแปลง



รูปที่ 22: ต้นทุนรวม (total cost of ownership: TCO) ของการใช้รถ FCEV และรถ BEV

7. แผนการส่งเสริมไฮโดรเจนสำหรับประเทศไทย

ไฮโดรเจนเป็นหนึ่งในทางเลือกสำคัญสำหรับการลดการปล่อยเรือนกระจกระยะยาว เพื่อให้สามารถบรรลุเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอน (carbon neutrality) ภายในปี ค.ศ. 2050 (พ.ศ. 2593) สำหรับประเทศไทยจะเห็นได้ว่าวาระของโลกดังกล่าวถือเป็นปัจจัยขับเคลื่อน ในระยะยาว ที่ทำให้เกิดความต้องการพัฒนาไฮโดรเจนเป็นทางเลือกของการใช้พลังงาน อย่างไรก็ดีระหว่างทางที่จะไปสู่เป้าหมายดังกล่าว หลายประเทศก็เริ่มมีมาตรการที่จะสนับสนุนให้เกิดการใช้สินค้าและบริการ รวมถึงห่วงโซ่อุปทานของสินค้าที่เป็นมิตรแวดล้อม อาทิ เช่น มาตรการ Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM) จากกลุ่มสหภาพยุโรป ถือเป็นตัวแปรสำคัญที่เกิดขึ้นแล้วในปัจจุบัน และส่งผลกระทบต่อการค้าและการลงทุนของไทยอย่างหลีกเลี่ยงไม่ได้ ทั้งนี้ยังมีการคาดว่าในอนาคตอาจมีมาตรการอื่น ๆ ในลักษณะเดียวกันเกิดขึ้นอย่างต่อเนื่อง ภาพดังกล่าวจะเป็นปัจจัยสนับสนุนที่ทำให้เกิดความจำเป็นที่ต้องมีการพัฒนาการใช้ไฮโดรเจนสำหรับภาคพลังงานในประเทศไทยอย่างหลีกเลี่ยงไม่ได้

จากการประเมินรูปแบบการใช้และการผลิต ศักยภาพ และความคุ้มค่าของการใช้งานไฮโดรเจนในลักษณะต่าง ๆ โดยพิจารณาร่วมกับทางเลือกอื่น ๆ สำหรับการใช้เป็นพลังงาน สามารถสรุปวิสัยทัศน์และเป้าหมายระยะสั้นและระยะกลางได้ดังนี้

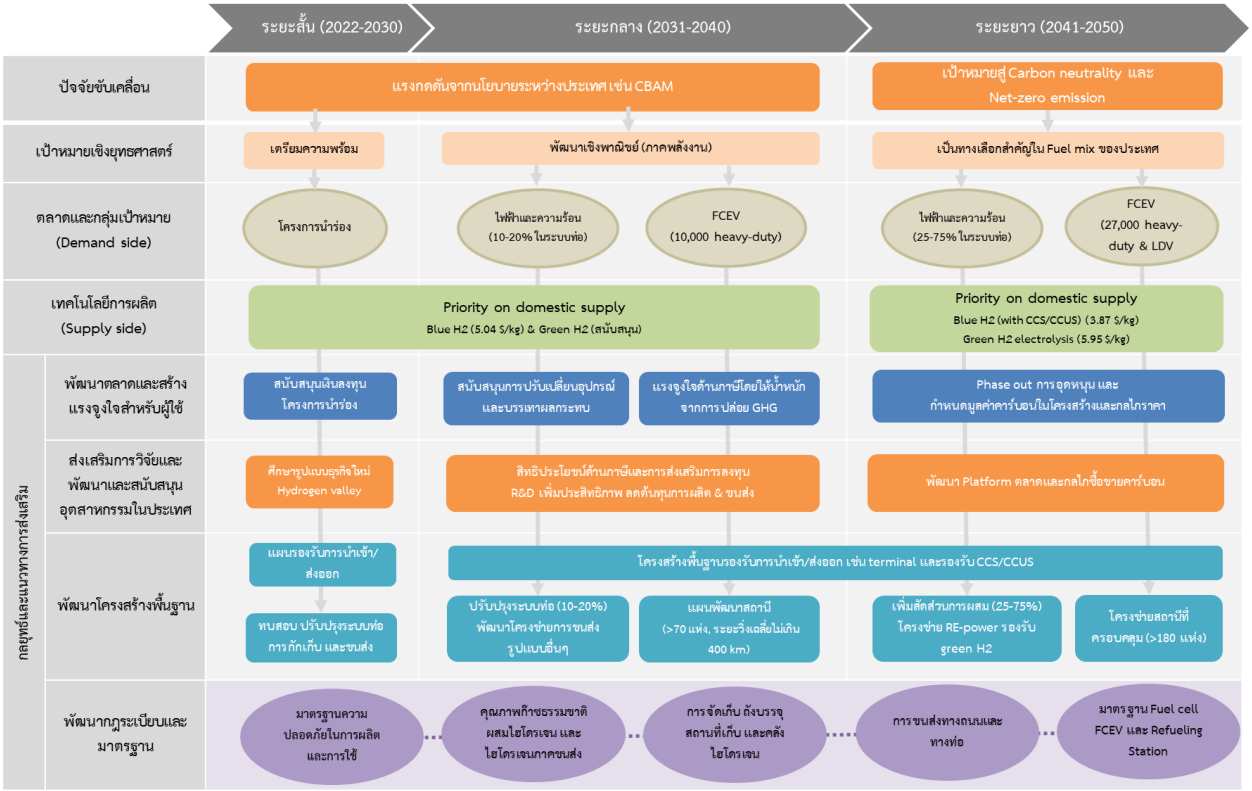
วิสัยทัศน์ และเป้าหมายในระยะสั้น และระยะกลาง:

ประเทศไทยมีความพร้อม สามารถเริ่มมีการใช้ไฮโดรเจนเชิงพาณิชย์ในภาคพลังงานตั้งแต่ปี ค.ศ. 2030 และเติบโตอย่างยั่งยืนจนเป็นหนึ่งในทางเลือกที่สำคัญสู่เป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอนในปี ค.ศ. 2050

ภายใต้วิสัยทัศน์ดังกล่าว สามารถสรุปแนวทางการพัฒนาเพื่อผลักดันให้บรรลุเป้าหมายเป็นยุทธศาสตร์ 4 ด้านประกอบไปด้วย

1) ยุทธศาสตร์ที่ 1 พัฒนาตลาดและสร้างแรงจูงใจให้กับผู้ใช้
2) ยุทธศาสตร์ที่ 2 ส่งเสริมการวิจัยและพัฒนาอุตสาหกรรม
3) ยุทธศาสตร์ที่ 3 พัฒนาโครงสร้างพื้นฐาน
4) ยุทธศาสตร์ที่ 4 ปรับปรุงกฎระเบียบและมาตรฐาน

ทั้งนี้สามารถสรุปแผนที่นำทางดังรูปที่ 23 และรายละเอียดของแผนการดำเนินงานในแต่ละยุทธศาสตร์ ซึ่งประกอบไปด้วยเป้าประสงค์ ดัชนีชี้วัด กลยุทธ์ โครงการสำคัญ หน่วยงานเจ้าภาพ รวมถึงกรอบเวลาในการดำเนินการ ดังต่อไปนี้



รูปที่ 23: สรุปแผนที่นำทางการพัฒนาไฮโดรเจนของไทย

7.1 ยุทธศาสตร์ที่ 1 พัฒนาตลาดและสร้างจูงใจให้กับผู้ใช้

ตลาดและกลุ่มเป้าหมายสำหรับการส่งเสริมการใช้ไฮโดรเจนนั้นมีเป้าหมายไปที่ตลาดสำหรับกลุ่มโรงไฟฟ้า การใช้เชิงความร้อนในภาคอุตสาหกรรม และการใช้ในภาคขนส่งเป็นหลัก โดยสามารถกำหนดกลุ่มเป้าหมายสำหรับการส่งเสริมการใช้ไฮโดรเจน แบ่งเป็น 3 ระยะ ดังแสดงในรูปที่ 24 ประกอบไปด้วย

- **ระยะสั้น (ปี ค.ศ. 2022-2030)**

  เนื่องจากตลาดผู้ใช้ไฮโดรเจนอาจยังไม่สามารถพัฒนาในระดับการใช้ในเชิงพาณิชย์ได้ในระยะเวลาอันใกล้ ดังนั้นในระยะสั้นการพัฒนาตลาดจึงเป็นลักษณะของการพัฒนาโครงการนำร่อง (Pilot project) เพื่อทดสอบการใช้งานจริง โดยอาจพิจารณาในพื้นที่ที่สามารถควบคุมสภาพแวดล้อมได้ เช่น โรงไฟฟ้าประเภทที่สามารถใช้เชื้อเพลิงตั้งแต่สองชนิดขึ้นไป (co-firing power plant) ผ่านระบบท่อก๊าซฯ การใช้ไฮโดรเจนทดแทนน้ำมันเตาและก๊าซปิโตรเลียมเหลวในนิคมอุตสาหกรรม รถบรรทุกไฟฟ้าเซลล์เชื้อเพลิง FCEV เป็นต้น นอกจากนี้โครงการนำร่องยังอาจครอบคลุมถึงการวิจัยและทดสอบการใช้งานสำหรับเทคโนโลยีใหม่ที่ยังไม่อยู่ในแผนที่นำทาง อาทิ การใช้ไฮโดรเจนในเรือบรรทุกสินค้า การใช้ไฮโดรเจนในรถไฟ เป็นต้น

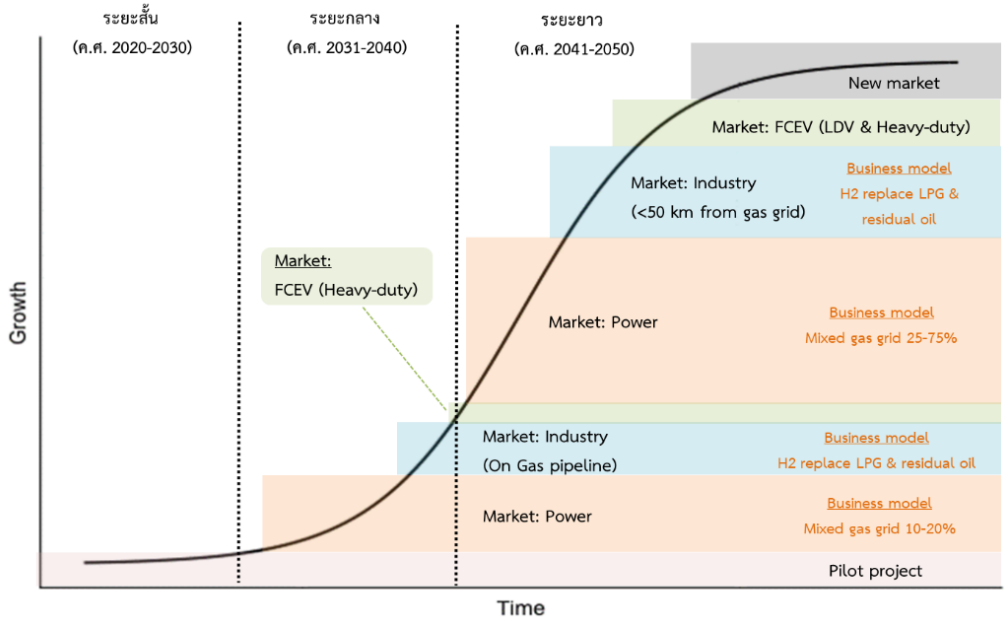
- **ระยะกลาง (ปี ค.ศ. 2031-2040)**

  เป็นช่วงของการเริ่มต้นพัฒนาตลาดผู้ใช้ไฮโดรเจนในเชิงพาณิชย์ โดยกลุ่มเป้าหมายหลักจะเป็นโรงไฟฟ้าประเภทที่สามารถใช้เชื้อเพลิงตั้งแต่สองชนิดขึ้นไป (co-firing power plant) ผ่านระบบท่อก๊าซฯ ที่มีการผสมไฮโดรเจนในระดับประมาณร้อยละ 10-20 รวมถึงกลุ่มการใช้ไฮโดรเจนสำหรับการใช้เชิงความร้อนเพื่อทดแทนน้ำมันเตาและก๊าซปิโตรเลียมเหลวในโรงงานอุตสาหกรรม โดยเฉพาะในพื้นที่แนวโครงข่ายท่อก๊าซธรรมชาติในขณะที่ตลาดผู้ใช้ในภาคขนส่งโดยเฉพาะ FCEV จะยังอยู่ในช่วงเริ่มต้นและอยู่ในวงจำกัด (niche market) เฉพาะในกลุ่มของรถบรรทุก (heavy duty vehicle) โดยในช่วงเวลาดังกล่าวคาดว่าจะอยู่ในช่วงการขยายตัวอย่างก้าวกระโดดของตลาดยานยนต์พลังงานไฟฟ้า (BEV/PHEV) โดยเฉพาะในกลุ่มยานยนต์ขนาดเล็ก (LDV) และจักรยานยนต์พลังงานไฟฟ้า ในขณะที่กลุ่มรถบรรทุกพลังงานไฟฟ้าอาจยังมีข้อจำกัดในการใช้งาน

- **ระยะยาว (ปี ค.ศ. 2041-2050)**

  เป็นช่วงของการต่อยอดของทุกรูปแบบธุรกิจที่ได้เริ่มต้นมาตั้งแต่ระยะสั้นและระยะกลาง โดยกลุ่มเป้าหมายหลักที่เป็นโรงไฟฟ้าประเภทที่สามารถใช้เชื้อเพลิงตั้งแต่สองชนิดขึ้นไป (co-firing power plant) ผ่านระบบท่อก๊าซฯ จะมีการผสมไฮโดรเจนในสัดส่วนที่เพิ่มขึ้นจนอยู่ที่ประมาณร้อยละ 25-75 การเปลี่ยนแปลงสัดส่วนการผสมดังกล่าวจำเป็นต้องอาศัยระยะเวลาให้ผู้ประกอบการที่เป็นโรงไฟฟ้าและภาคอุตสาหกรรมสามารถปรับตัวโดยการปรับเปลี่ยนอุปกรณ์

เพื่อรองรับการเปลี่ยนแปลงคุณภาพของเชื้อเพลิง อย่างไรก็ดีในระยะยาวหากมีการพัฒนาเทคโนโลยีในการขนส่งเชื้อเพลิงไฮโดรเจนในรูปแบบอื่น ๆ ที่มีความคุ้มค่าในการลงทุนมากขึ้น ก็อาจทำให้มีรูปแบบการขนส่งไฮโดรเจนในลักษณะอื่น ๆ เข้ามามากขึ้น ส่วนตลาดผู้ใช้ในภาคขนส่งคาดว่าจะมีการขยายตัวเพิ่มขึ้นโดยกลุ่มเป้าหมายหลักยังคงเป็นกลุ่มยานยนต์ขนาดเล็ก (LDV) และอาจมีตลาดใหม่ในกลุ่มยานยนต์ heavy-duty ซึ่งเป็นตลาดที่ยานยนต์พลังงานยังมีข้อจำกัดในการใช้งาน อาจเป็นโอกาสสำหรับยานยนต์ FCEV ในกลุ่มดังกล่าวในอนาคต



รูปที่ 24: ตลาดและกลุ่มเป้าหมายสำหรับการส่งเสริมการใช้ไฮโดรเจนสำหรับภาคพลังงาน

การพัฒนาตลาดผู้ใช้เป็นจุดเริ่มต้นของการผลักดันเทคโนโลยีใหม่สู่การพัฒนาเชิงพาณิชย์ ในช่วงแรกของการพัฒนาจำเป็นต้องมีการสร้างแรงจูงใจในกับผู้ใช้ในลักษณะต่าง ๆ เนื่องจากโดยทั่วไปเทคโนโลยีใหม่จะยังไม่สามารถแข่งขันกับเทคโนโลยีเดิมได้ เมื่อสามารถผลักดันให้มีการเติบโตได้ระยะหนึ่งภาครัฐก็ควรลดระดับการสนับสนุน ตลาดที่มีขนาดใหญ่ขึ้นอาจทำให้เกิดภาระด้านการเงินที่ไม่จำเป็น และในระยะยาวจำเป็นต้องมีการนำกลไกด้านเศรษฐศาสตร์มาใช้เพื่อให้ตลาดสามารถพัฒนาได้อย่างต่อเนื่องด้วยกลไกของตัวเอง

เป้าประสงค์ เพื่อส่งเสริมการใช้ไฮโดรเจนสำหรับกลุ่มเป้าหมาย (โรงไฟฟ้า โรงงานอุตสาหกรรม และยานยนต์) ทดแทนการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล

ดัชนีชี้วัดและค่าเป้าหมาย

ดัชนีชี้วัด	หน่วย	ค่าเป้าหมาย		
		2022-2030	2031-2040	2041-2050
สัดส่วนการผสมไฮโดรเจนเทียบกับก๊าซธรรมชาติสำหรับการผลิตไฟฟ้า	ร้อยละ	pilot	10-20	25-75
ปริมาณการใช้ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงสำหรับภาคอุตสาหกรรม	mmscfd	900	1000	1200
จำนวนยานยนต์ FCEV	คัน	900	10,000	27,000

แผนการดำเนินงาน ประกอบไปด้วย มาตรการหลัก โครงการสำคัญ หน่วยงานหลักที่รับผิดชอบ และกรอบเวลาการดำเนินงาน ดังแสดงในตารางที่ 9 โดยสามารถสรุปแนวทางการดำเนินการในระยะสั้น ระยะกลาง และระยะยาวได้ดังต่อไปนี้

- **ระยะสั้น (ปี ค.ศ. 2022-2030): ช่วงของการเตรียมพร้อม**
  - จัดทำแผนพัฒนาตลาดผู้ใช้พลังงานทั้งในระยะสั้น ระยะกลาง และระยะยาว ที่ให้ภาพทางเลือกอื่น ๆ รวมถึงไฮโดรเจนเพื่อให้เกิดความชัดเจนของนโยบาย เช่น สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า เป้าหมายการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนและไฮโดรเจนในภาคอุตสาหกรรม การส่งเสริมยานยนต์พลังงานและ FCEV เป็นต้น ทั้งนี้ก็เพื่อสร้างความเชื่อมั่นให้กับตลาดผู้ใช้และส่งสัญญาณเชิงบวกต่ออุตสาหกรรมการผลิตไฮโดรเจนในประเทศไทย
  - สนับสนุนการพัฒนาโครงการนำร่อง และสิทธิพิเศษเพื่อส่งเสริมการลงทุนโครงการพลังงานสะอาด
  - สร้างความตระหนักถึงความจำเป็นและทิศทางการพัฒนาไฮโดรเจนสำหรับประเทศไทยในอนาคตให้กลุ่มเป้าหมายผู้ใช้พลังงานไฮโดรเจน
- **ระยะกลาง (ปี ค.ศ. 2031-2040): ช่วงของการเริ่มต้นพัฒนาตลาดผู้ใช้ในเชิงพาณิชย์**
  - สนับสนุนเงินลงทุนในการปรับเปลี่ยนอุปกรณ์ให้กับผู้ประกอบการรองรับการเปลี่ยนแปลงคุณสมบัติของเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติที่มีการผสมไฮโดรเจน โดยเฉพาะกลุ่มเป้าหมายที่ได้รับผลกระทบจากการใช้เชื้อเพลิงผสมในระบบท่อก๊าซฯ
  - ให้สิทธิประโยชน์ทางภาษีเพื่อสร้างแรงจูงใจให้ผู้ใช้มีการปรับเปลี่ยนอุปกรณ์ หรือยานยนต์ที่มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเป็นศูนย์ (zero emission vehicle: ZEV) โดยให้น้ำหนักกับการพิจารณาค่า carbon footprint ในการสนับสนุน คาดว่าจะเพิ่มศักยภาพการแข่งขันของ FCV จาก gray hydrogen และ green hydrogen มากขึ้น

- **ระยะยาว (ปี ค.ศ. 2041-2050): ช่วงของการสนับสนุนให้เกิดการเติบโตของตลาดอย่างยั่งยืน**
  - ลดระดับการอุดหนุนจากภาครัฐ และปรับเปลี่ยนมาใช้กลไกตลาดที่ให้มูลค่าเพิ่มกับทางเลือกที่ไม่มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกตลอดอายุการใช้งาน
  - กำหนดโครงสร้างราคาที่ให้ส่วนลดกับเชื้อเพลิงที่มีค่า carbon footprint ต่ำและให้ส่วนเพิ่มกับเชื้อเพลิงที่มีค่า carbon footprint สูง เพื่อจูงใจให้ผู้ใช้เกิดการปรับเปลี่ยนรูปแบบการใช้งาน

ตารางที่ 9: แผนการดำเนินงานตามยุทธศาสตร์ที่ 1 พัฒนาตลาดและสร้างแรงจูงใจสำหรับผู้ใช้

กลยุทธ์/มาตรการ	กลุ่มเป้าหมาย			ผลผลิต	โครงการสำคัญ	หน่วยงานเจ้าภาพ	กรอบเวลา		
	ไฟฟ้า	อุตสาหกรรม	ขนส่ง				2022-2030	2031-2040	2041-2050
1. สนับสนุนด้านการเงินและการลงทุนสำหรับกลุ่มผู้มีศักยภาพในการใช้ไฮโดรเจน	√			**ด้านเศรษฐกิจ**					
				ทางเลือกเทคโนโลยีด้านการใช้ศักยภาพ ความเป็นไปได้ทางการเงิน และความคุ้มค่า	โครงการศึกษาทางเลือกเทคโนโลยีศักยภาพ และความคุ้มค่าสำหรับการใช้ไฮโดรเจนสำหรับการผลิตไฟฟ้า	สนพ.	○		
				ด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม					
				ความคิดเห็นของผู้ใช้พลังงานที่มีต่อการใช้ไฮโดรเจนเป็นแหล่งพลังงาน	โครงการสำรวจความต้องการและผลกระทบของการใช้ไฮโดรเจนในโรงไฟฟ้า	สนพ.	○		
				แนวทางและกรอบวงเงินที่ใช้สำหรับบรรเทาผลกระทบในภาคการผลิตไฟฟ้า	โครงการศึกษาผลกระทบและแนวทางการบรรเทาผลกระทบจากการใช้ไฮโดรเจนสำหรับโรงไฟฟ้า	สนพ.	○		
					โครงการศึกษาผลกระทบจากการใช้ไฮโดรเจนที่มีต้นทุนและอัตราค่าไฟฟ้า	สนพ.	○		
		√		**ด้านเศรษฐกิจ**					
				ทางเลือกเทคโนโลยี ศักยภาพ ความเป็นไปได้ทางการเงิน และความคุ้มค่า	โครงการศึกษาทางเลือกเทคโนโลยีศักยภาพและความคุ้มค่าสำหรับการใช้ไฮโดรเจนสำหรับโรงงานอุตสาหกรรม	สนพ.	○		
				ด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม					
				ความคิดเห็นของผู้ใช้พลังงานที่มีต่อการใช้ไฮโดรเจนเป็นแหล่งพลังงาน	โครงการสำรวจความต้องการและผลกระทบของการใช้ไฮโดรเจนในโรงงานอุตสาหกรรม	สนพ.	○		

กลยุทธ์/มาตรการ	กลุ่มเป้าหมาย			ผลผลิต	โครงการสำคัญ	หน่วยงานเจ้าภาพ	กรอบเวลา		
	ไฟฟ้า	อุตสาหกรรม	ขนส่ง				2022-2030	2031-2040	2041-2050
				แนวทางและกรอบวงเงินที่ใช้สำหรับบรรเทาผลกระทบในภาคอุตสาหกรรม	โครงการศึกษาผลกระทบและแนวทางการบรรเทาผลกระทบจากการใช้ไฮโดรเจนสำหรับโรงงานอุตสาหกรรม	สนพ.	○		
			√	**ด้านเศรษฐกิจ**					
				ความเป็นไปได้สำหรับการใช้ FCEV (เทียบกับ BEV และ ICE)	โครงการศึกษาทางเลือกเทคโนโลยีศักยภาพและความคุ้มค่าสำหรับการใช้ FCEV สำหรับยานยนต์ประเภทต่าง ๆ	สนพ.	○		
				ด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม					
				ความคิดเห็นของผู้ใช้พลังงานที่มีต่อการใช้ไฮโดรเจนเป็นแหล่งพลังงาน	โครงการสำรวจความต้องการและผลกระทบของการใช้ไฮโดรเจนในภาคขนส่ง	สนพ.	○		
2. พัฒนาโครงการนำร่อง	√			ผลการทดสอบและผลกระทบด้านเทคนิคต่ออุปกรณ์ในโรงไฟฟ้า	โครงการทดสอบและจัดทำแนวทางการปรับเปลี่ยนอุปกรณ์ และเครื่องจักร รองรับการใช้ไฮโดรเจนในภาคการผลิตไฟฟ้า	กกพ.	○		
		√		ผลการทดสอบและผลกระทบด้านเทคนิคต่ออุปกรณ์และเครื่องจักร	โครงการทดสอบและจัดทำแนวทางการปรับเปลี่ยนอุปกรณ์ และเครื่องจักร รองรับการใช้ไฮโดรเจนในภาคอุตสาหกรรม	สมอ.	○		
			√	ผลการทดสอบความปลอดภัยและการใช้งานยานยนต์ FCEV	โครงการทดสอบสมรรถนะและความปลอดภัยของยานยนต์ FCEV สำหรับการใช้ในงานในประเทศไทย	สมอ.	○		
3. พัฒนากลไกราคาที่มีการพิจารณาเกณฑ์การปล่อย GHG	√	√	√	โครงสร้างราคาเชื้อเพลิงที่จูงใจให้เกิดการปรับเปลี่ยนมาใช้พลังงานสะอาด	โครงการศึกษาโครงสร้างราคาเชื้อเพลิงภายใต้เกณฑ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจก	สนพ.	○		
				กลไกสะอาดที่สามารถสะท้อนคุณค่าของการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้อย่างมีประสิทธิภาพ	โครงการศึกษาและพัฒนากลไกสะอาดเพื่อสนับสนุนการใช้พลังงานที่มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่ำ	สผ. / อบก.	○	○	○

หมายเหตุ กกพ. : สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน
สนพ. : สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
อบก. : องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน)
สมอ. : สำนักงานมาตรฐานผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรม
สผ. : สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม

7.2 ยุทธศาสตร์ที่ 2 ส่งเสริมการวิจัยและพัฒนาอุตสาหกรรมในประเทศ

ปัจจุบันเทคโนโลยีไฮโดรเจนยังอยู่ระหว่างการพัฒนาและยังมีการใช้ในเชิงพาณิชย์ไม่มากนัก และในระยะยาวยังมีความไม่แน่นอนสูง ทั้งนี้จากการรวบรวมข้อมูลอ้างอิงจากแหล่งต่าง ๆ ดังแสดงในตารางที่ 10 จะเห็นได้ว่าเทคโนโลยีการผลิตไฮโดรเจนจากก๊าซธรรมชาติด้วยเทคโนโลยีรีฟอร์มมิ่งมีต้นทุนการผลิตต่ำที่สุดและประสิทธิภาพในกลุ่มสูงที่สุด ประกอบกับโครงสร้างการจัดหาแหล่งพลังงานของไทยที่ปัจจุบันพึ่งพาการใช้ก๊าซธรรมชาติในระดับสูง ดังนั้นการผลิตไฮโดรเจนจากก๊าซธรรมชาติด้วยเทคโนโลยีรีฟอร์มมิ่ง (gray hydrogen) คาดว่าน่าจะมีความสามารถในการแข่งขันสำหรับการผลิตไฮโดรเจนในระยะสั้นถึงระยะกลาง เช่นเดียวกันกับการผลิตไฮโดรเจนควบคู่กับเทคโนโลยีการดักจับ การใช้ประโยชน์ และการกักเก็บคาร์บอน (blue hydrogen) ภายใต้เงื่อนไขที่ต้องมีการพัฒนาเทคโนโลยีและโครงสร้างพื้นฐานรองรับการดักจับ การใช้ประโยชน์ และการกักเก็บคาร์บอน (carbon capture utilization and storage)

ในขณะที่ในระยะยาวการผลิตไฮโดรเจนจากพลังงานหมุนเวียนด้วยเทคโนโลยีอิเล็คโตรไลซิส รวมถึงการผลิตไฮโดรเจนจากชีวมวลด้วยเทคโนโลยีแก๊สซิฟิเคชั่น (green hydrogen) อาจมีความเป็นไปได้ในระยะยาวจากเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนที่คาดว่าจะมีต้นทุนการผลิตที่ลดลง บนเงื่อนไขที่อาจจำเป็นต้องมีกลไกสะอาดเพื่อสนับสนุน green hydrogen เช่น ตลาดซื้อขายคาร์บอน หรือภาษีคาร์บอนเป็นต้น

ตารางที่ 10: ประสิทธิภาพและต้นทุนของเทคโนโลยีการผลิตไฮโดรเจน

สัญลักษณ์	หน่วย	ไฮโดรเจนสีเทา (Gray)			ไฮโดรเจนสีฟ้า (Blue)			ไฮโดรเจนสีน้ำตาล (Brown)			ไฮโดรเจนสีน้ำตาลอ่อน (Light Brown)			ไฮโดรเจนสีเขียว		
เทคโนโลยี		รีฟอร์มมิ่ง			รีฟอร์มมิ่งพร้อมชุดดักจับคาร์บอน			แก๊สซิฟิเคชั่น			แก๊สซิฟิเคชั่นร้อมชุดดักจับคาร์บอน			อิเล็คโตรไลซิส		
		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: โครงการศึกษาแนวทางการพัฒนาการผลิตและการใช้ไฮโดรเจนเพื่อส่งเสริมพลังงานหมุนเวียน, 2564

ภาพดังกล่าวทำให้ในช่วงแรกของการพัฒนาอุตสาหกรรมในประเทศ จึงเน้นไปที่สนับสนุนการวิจัยและพัฒนาด้านการผลิตและการใช้ไฮโดรเจนให้สอดคล้องกับบริบทของไทย เช่น การใช้วัตถุดิบที่สามารถจัดหาได้ในประเทศ รวมถึงรูปแบบธุรกิจใหม่ที่อาจมีศักยภาพเพื่อเปิดโอกาสสำหรับทางเลือกต่าง ๆ สำหรับการพัฒนาเชิงพาณิชย์ในอนาคต ซึ่งบนพื้นฐานข้อมูลปัจจุบันอาจยังไม่สามารถประเมินได้ โดยอาจพิจารณาแหล่งทุนสนับสนุนจากทั้งในและต่างประเทศ ในระยะกลางจะเป็นช่วงของการสร้างขีดความสามารถในการแข่งขันของผู้ประกอบการและอุตสาหกรรมในประเทศ โดยเน้นไปที่การส่งเสริมการลงทุนของผู้ประกอบการที่เกี่ยวข้องกับไฮโดรเจนเพื่อลด

ต้นทุน ในขณะที่ระยะยาวจะเป็นช่วงของการมุ่งสู่ความยั่งยืนด้วยการสนับสนุนให้เกิดการแข่งขันภายใต้บริบทที่คาดว่าจะมีผู้เล่นในกิจการมากขึ้น กำหนดกติกาที่เป็นธรรมบนพื้นฐานของตลาดและกลไกซื้อขายคาร์บอน

เป้าประสงค์ เพื่อสนับสนุนให้เกิดการผลิตไฮโดรเจนในประเทศ ลดการพึ่งพาการนำเข้า

ดัชนีชี้วัดและค่าเป้าหมาย

ดัชนีชี้วัด	หน่วย	ค่าเป้าหมาย		
		2022-2030	2031-2040	2041-2050
ส่วนการผลิตไฮโดรเจนจากพลังงานหมุนเวียน (green hydrogen) เทียบกับการจัดหาไฮโดรเจนทั้งหมด	ร้อยละ	-	-	>50
ต้นทุนการผลิตไฮโดรเจน	$/kg	<5.04 (Blue)		<3.87 (Blue) <5.95 (Green)
งบประมาณด้านวิจัยและพัฒนาสำหรับไฮโดรเจน	-	ภาครัฐ	ภาครัฐ/เอกชน	ภาครัฐ/เอกชน

แผนการดำเนินงาน ประกอบไปด้วย มาตรการหลัก โครงการสำคัญ หน่วยงานหลักที่รับผิดชอบ และกรอบเวลาการดำเนินงาน ดังแสดงตารางที่ 11 โดยสามารถสรุปแนวทางการดำเนินการในระยะสั้น ระยะกลาง และระยะยาว ได้ดังต่อไปนี้

- **ระยะสั้น (ปี ค.ศ. 2022-2030): ช่วงของการวิจัยและพัฒนา**
  - สนับสนุนการวิจัยและพัฒนาทั้งการผลิต การใช้งาน การขนส่ง การจัดเก็บ และอื่น ๆ ที่มีสอดคล้องกับบริบทของไทย รวมถึงการทบทวนการประเมินความเป็นไปได้ทางเทคนิคและการเงินของรูปแบบธุรกิจต่าง ๆ อย่างต่อเนื่อง โดยไม่จำกัดเฉพาะเทคโนโลยีและรูปแบบธุรกิจที่นำเสนอในแผนที่นำทาง อาทิ การผลิต turquoise hydrogen และ carbon black จากก๊าซธรรมชาติ (methane pyrolysis) เซลล์อิเล็กโทรไลซิสชนิดออกไซด์แข็ง (solid oxide electrolysis cell; SOEC) การใช้แอมโมเนียเป็น hydrogen carrier และอื่น ๆ เพื่อเปิดโอกาสสำหรับเทคโนโลยีและรูปแบบธุรกิจใหม่ในอนาคตที่มีศักยภาพ
  - ทบทวนการประเมินความเป็นไปได้ทางเทคนิคและการเงิน สำหรับทางเลือกรูปแบบธุรกิจในลักษณะต่าง ๆ อย่างต่อเนื่อง เพื่อหลีกเลี่ยงความเสี่ยงอันเกิดจากการเปลี่ยนแปลงเทคโนโลยีที่อาจมีความไม่แน่นอนสูงโดยเฉพาะเมื่อการพัฒนาไฮโดรเจนมีกรอบเวลามากกว่า 20-50 ปี
  - พัฒนาโครงการนำร่อง ด้วยการกำหนดพื้นที่เป้าหมาย (hydrogen valley) รวมถึงการส่งเสริมการลงทุนเพื่อสร้างแรงจูงใจให้เกิดการพัฒนาโครงการนำร่องอย่างเป็นรูปธรรม โดยอาจ

พิจารณาแหล่งทุนและกลไกสนับสนุนทั้งในและต่างประเทศ เช่น กองทุนสิ่งแวดล้อมโลก (global climate fund: GEF) กลไกเครดิตร่วม (joint crediting mechanism: JCM) และอื่น ๆ

- **ระยะกลาง (ปี ค.ศ. 2031-2040): ช่วงของการสร้างขีดความสามารถในการแข่งขันให้ผู้ประกอบการไฮโดรเจนในประเทศ**
  - สนับสนุนเงินลงทุนและสิทธิประโยชน์ทางภาษีสำหรับผู้ประกอบการในประเทศที่เกี่ยวข้องตลอดห่วงโซ่คุณค่าของการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงาน เช่น ด้านการผลิต การขนส่ง การจัดเก็บ และอื่น ๆ น้ำหนักการสนับสนุนอยู่บนหลักการของระดับการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเป็นหลัก เช่น เพิ่มน้ำหนักสำหรับการปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่ำ (grey hydrogen และ blue hydrogen) และน้ำหนักสูงที่สุดสำหรับการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเป็นศูนย์ (green hydrogen)
  - สนับสนุนการวิจัยและพัฒนาให้ผู้ประกอบการเพื่อแสวงหาเทคโนโลยีการใช้งานและการผลิตในรูปแบบใหม่ ๆ เพิ่มศักยภาพการผลิต เพิ่มประสิทธิภาพ ลดต้นทุนการผลิต ลดต้นทุนการขนส่งและการกักเก็บ รวมถึงการสร้างมูลค่าเพิ่ม โดยเฉพาะเทคโนโลยีไฮโดรเจนที่มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเป็นศูนย์ (green hydrogen)
- **ระยะยาว (ปี ค.ศ. 2041-2050): ช่วงของการมุ่งสู่ความยั่งยืน**
  - พัฒนาตลาดและกลไกซื้อขายคาร์บอน รวมถึงกลไกอื่น ๆ ที่ช่วยสนับสนุนการใช้พลังงานหมุนเวียนเพื่อผลิตไฮโดรเจน เช่น ภาษีคาร์บอน บนพื้นฐานของระดับการปล่อยก๊าซเรือนกระจกตลอดห่วงโซ่คุณค่า รวมถึงการพัฒนากลไกการตรวจวัด รายงานผลและการทวนสอบ (Monitoring, Reporting and Verification: MRV)
  - พัฒนาช่องทางการเข้าถึงตลาดซื้อขายคาร์บอนให้กับผู้ประกอบการในรูปแบบต่าง ๆ เช่น Platform รองรับตลาดซื้อขายคาร์บอนเชิงพาณิชย์

ตารางที่ 11: แผนการดำเนินงานตามยุทธศาสตร์ที่ 2 ส่งเสริมการวิจัยและพัฒนาอุตสาหกรรมในประเทศ

กลยุทธ์/มาตรการ	กลุ่มเป้าหมาย		ผลผลิต	โครงการสำคัญ	หน่วยงานเจ้าภาพ	กรอบเวลา		
	ผู้ผลิต H2	กลุ่ม R&D				2022-2030	2031-2040	2041-2050
1. มาตรการสนับสนุนด้านการเงินและการ	√		**ด้านเศรษฐกิจ**					
			ความเป็นไปได้ของการพัฒนาธุรกิจการผลิตไฮโดรเจน	โครงการศึกษาความเป็นไปได้ด้านเทคนิค ความคุ้มค่าและความเป็นไปได้ทางการเงินของธุรกิจการผลิตไฮโดรเจนในประเทศไทย	สนพ.	○		

กลยุทธ์/มาตรการ	กลุ่มเป้าหมาย		ผลผลิต	โครงการสำคัญ	หน่วยงานเจ้าภาพ	กรอบเวลา		
	ผู้ผลิต H2	กลุ่ม R&D				2022-2030	2031-2040	2041-2050
ลงทุนสำหรับผู้ประกอบการ			พื้นที่เป้าหมายสำหรับการพัฒนาโครงการนำร่องที่เกี่ยวข้องกับไฮโดรเจน	โครงการศึกษาพื้นที่ที่มีศักยภาพในการพัฒนา Hydrogen valley	สนพ.	○		
			มูลค่าการลงทุนในโครงการนำร่องสำหรับผู้ผลิตไฮโดรเจนสีเขียว	การส่งเสริมการลงทุนโครงการนำร่องสำหรับผู้ผลิตไฮโดรเจนสีเขียว	สกท.	○	○	
			มูลค่าการลงทุนเชิงพาณิชย์สำหรับผู้ประกอบการและผู้ผลิตไฮโดรเจน	การส่งเสริมการลงทุนเชิงพาณิชย์สำหรับผู้ประกอบการและผู้ผลิตไฮโดรเจน	สกท.		○	
			ความต้องการบุคคลากรและแรงงานรองรับอุตสาหกรรมไฮโดรเจนในอนาคต	โครงการศึกษาความต้องการบุคคลากรที่มีความเชี่ยวชาญและแรงงานที่มีทักษะในอุตสาหกรรมไฮโดรเจน	รง.	○		
				โครงการเสริมสร้างศักยภาพและพัฒนาทักษะแรงงานด้านการดูแล รักษา ซ่อมบำรุง ยานยนต์ FCEV	รง.		○	○
2. พัฒนาตลาดและกลไกการซื้อขายคาร์บอน	√		**ด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม**					
			แนวทางการกำหนดนโยบายที่เป็นธรรมบนพื้นฐานของอรรถประโยชน์ในด้านต่าง ๆ ของไฮโดรเจน	โครงการศึกษาแนวทางการกำหนดนโยบายสนับสนุนบนพื้นฐานของผลประโยชน์ที่ได้รับจากอุตสาหกรรมไฮโดรเจน เช่น ผลประโยชน์ทางภาษี ภาษีคาร์บอน ฉลากคาร์บอน กองทุน carbon credit เป็นต้น	สผ./อบก.		○	
			ตลาดหรือกลไกการซื้อขายคาร์บอนที่สามารถสะท้อนคุณค่าของการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้อย่างมีประสิทธิภาพ	โครงการศึกษาและพัฒนากลไกสะอาดเพื่อสนับสนุนการใช้พลังงานที่มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่ำ	สผ. /อบก.		○	○
3. ส่งเสริมการวิจัยและพัฒนารูปแบบธุรกิจใหม่			**ด้านเศรษฐกิจ**					
		√	ผลงานวิจัยที่สามารถนำมาใช้ส่งเสริมการผลิตไฮโดรเจนเชิงพาณิชย์	โครงการพัฒนาเครือข่ายความร่วมมือด้านการวิจัยและพัฒนากับองค์กรระหว่างประเทศและประเทศที่เป็นผู้นำด้านการพัฒนาไฮโดรเจน	ธพ. และสถาบันการศึกษา	○	○	○
				ทุนวิจัยและช่องทางการเข้าถึงแหล่งทุนวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการผลิตไฮโดรเจน	แหล่งทุนวิจัยทั้งภาครัฐและเอกชน	○	○	○
	√	√		สิทธิประโยชน์สำหรับผู้ประกอบการที่สนับสนับด้านการวิจัยและพัฒนา	กค.	○	○	○
	√	√	ผลงานวิจัยที่สนับสนุนการผลิตไฮโดรเจนในประเทศ	โครงการวิจัยและพัฒนาเพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพ เพิ่มศักยภาพ และลดต้นทุนการผลิตไฮโดรเจนในรูปแบบต่าง ๆ	สนพ.	○	○	○

กลยุทธ์/มาตรการ	กลุ่มเป้าหมาย		ผลผลิต	โครงการสำคัญ	หน่วยงานเจ้าภาพ	กรอบเวลา		
	ผู้ผลิต H2	กลุ่ม R&D				2022-2030	2031-2040	2041-2050
				โครงการวิจัยและพัฒนาเพื่อศึกษาศักยภาพเชิงพื้นที่สำหรับการผลิตไฮโดรเจนจากพลังงานหมุนเวียน	สนพ.	○	○	○

หมายเหตุ กค. : กระทรวงการคลัง
รง. : กรมโรงงานอุตสาหกรรม กระทรวงอุตสาหกรรม
สนพ. : สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
อบก. : องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน)
ธพ. : กรมธุรกิจพลังงาน กระทรวงพลังงาน
สกท. : สำนักงานคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน
สผ. : สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม

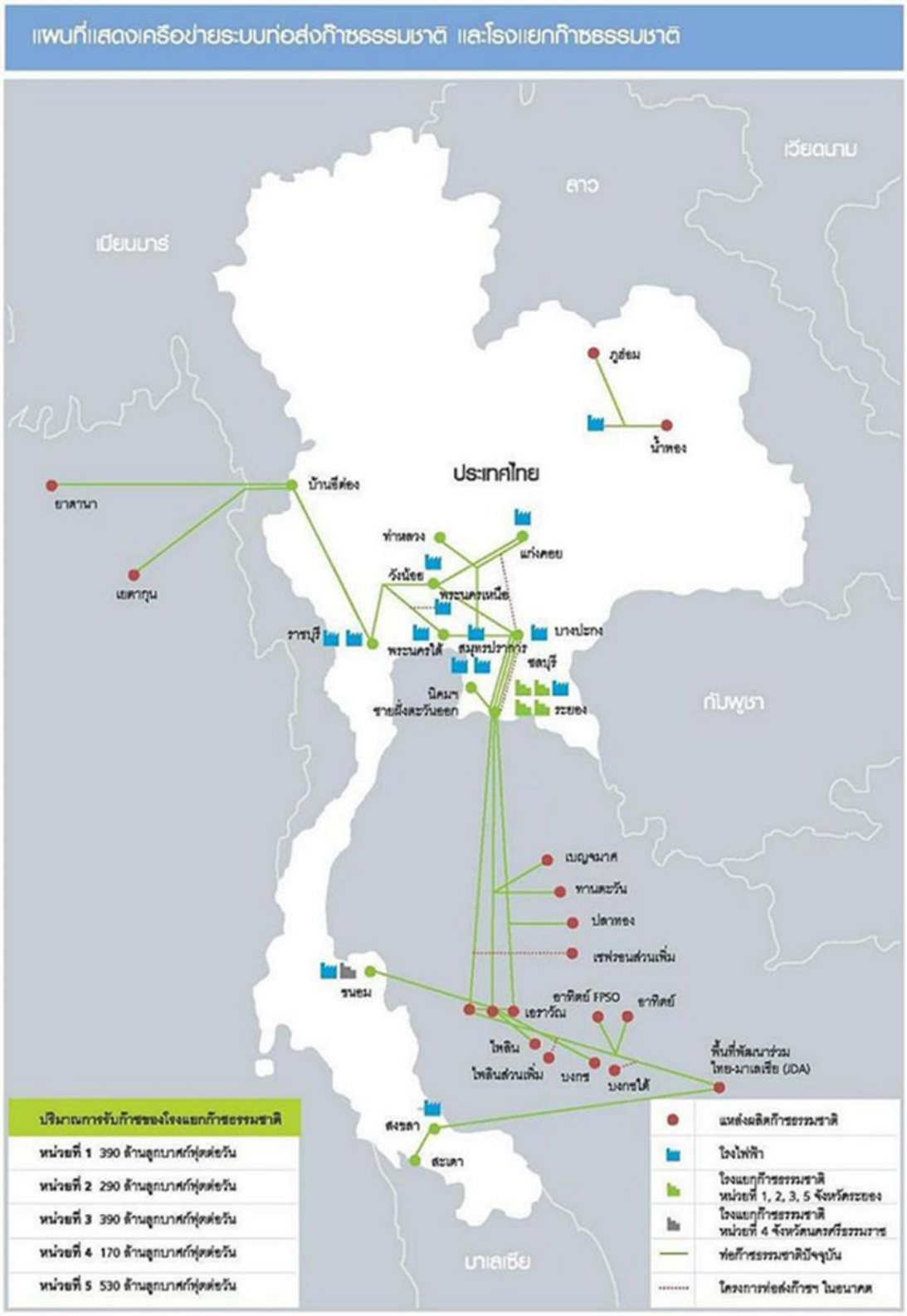
7.3 ยุทธศาสตร์ที่ 3 พัฒนาโครงสร้างพื้นฐาน

โครงสร้างพื้นฐานสำคัญสำหรับการพัฒนาอุตสาหกรรมไฮโดรเจนประกอบไปด้วย

- **ระบบโครงข่ายท่อก๊าซธรรมชาติรองรับการใช้เชื้อเพลิงผสมร่วมกับไฮโดรเจน** ซึ่งสามารถนำโครงข่ายท่อก๊าซธรรมชาติปัจจุบันมาปรับปรุง (แนวท่อก๊าซธรรมชาติในปัจจุบันแสดงดังรูปที่ 25) รวมถึงเป็นเกณฑ์พิจารณาสำหรับการออกแบบสำหรับระบบท่อใหม่ในอนาคตเพื่อรองรับเชื้อเพลิงผสมในระดับร้อยละ 25-75 ภายในปี พ.ศ. 2593
- **สถานีเติมไฮโดรเจน (hydrogen fueling station)** เนื่องจากตลาดหลักคาดว่าจะเป็นกลุ่มรถบรรทุกสำหรับการขนส่งสินค้า (heavy duty truck) ในระยะแรก ซึ่งมีเส้นทางที่เฉพาะเจาะจง ดังนั้นการพัฒนาสถานีเติมไฮโดรเจน อาจประเมินจากเส้นทางการขนส่งสินค้าหลักดังรูปที่ 25 คาดว่าจะมีจำนวนสถานีเติมไฮโดรเจนราว 70 สถานีภายในปี พ.ศ. 2583[18] รองรับกลุ่มบรรทุก FCEV และอาจเพิ่มขึ้นจนถึงประมาณ 180 สถานีภายใน ปี พ.ศ. 2593[19]
- โครงสร้างพื้นฐานอื่น ๆ ประกอบไปด้วย ระบบขนส่งไฮโดรเจนในรูปแบบต่าง ๆ การบริหารจัดการโครงข่ายไฟฟ้าเพื่อรองรับการผลิตไฮโดรเจนจากพลังงานหมุนเวียน รวมถึงเทอร์มินอลรองรับการนำเข้าและส่งออกไฮโดรเจนระหว่างประเทศ เป็นต้น

ในช่วงแรกของการพัฒนาจะเป็นช่วงของการเตรียมการ เช่น การทดสอบและปรับปรุงระบบโครงข่ายท่อก๊าซธรรมชาติรองรับการใช้เชื้อเพลิงผสม การศึกษาความเป็นไปได้และการทดสอบสถานีเติมไฮโดรเจน รวมถึงการขนส่งในรูปแบบต่าง ๆ ในขณะที่ระยะกลางเป็นช่วงของการพัฒนาระบบ ซึ่งเป็นช่วงที่เริ่มมีการพัฒนาตลาดผู้ใช้ไฮโดรเจนในเชิงพาณิชย์ จำเป็นต้องมีความพร้อมในการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานรองรับตลาดที่กำลังเริ่มต้น และในระยะยาวเป็นช่วงของการขยายโครงข่ายพื้นฐานต่าง ๆ รองรับตลาดผู้ใช้ที่คาดว่าจะมีการเติบโตที่มากขึ้น

[18] สามารถประเมินเบื้องต้นจากเส้นทางหลักโดยอ้างอิงจากตำแหน่งของสถานีตรวจสอบน้ำหนักและจุดจอดพักรถบรรทุก (truck rest area) บนสมมติฐานของระยะทางเฉลี่ยของรถบรรทุก FCEV ที่ประมาณ 400 กิโลเมตร
[19] ประเมินจากสัดส่วนของสถานีเติมก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์เทียบกับจำนวนยานยนต์ NGV ในกลุ่มรถบรรทุก



รูปที่ 25: โครงสร้างพื้นฐานสำหรับเชื้อเพลิงผสมผ่านระบบโครงข่ายท่อก๊าซธรรมชาติ (ที่มา: กระทรวงพลังงาน, 2562)

รูปที่ 26: ตัวอย่างการวิเคราะห์ตำแหน่งที่มีศักยภาพสร้างสถานีเติมเชื้อเพลิงไฮโดรเจน สำหรับรถบรรทุกขนส่งสินค้า

เป้าประสงค์ เพื่อเตรียมความพร้อมด้านโครงสร้างพื้นฐานรองรับการเติบโตของอุตสาหกรรมที่เกี่ยวข้องกับการผลิต การจัดเก็บ การขนส่ง การใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงาน รวมถึงการซื้อขายไฮโดรเจนระหว่างประเทศ

ดัชนีชี้วัดและค่าเป้าหมาย

ดัชนีชี้วัด	หน่วย	ค่าเป้าหมาย		
		2022-2030	2031-2040	2041-2050
1) สัดส่วนการการนำไฮโดรเจนผสมในระบบท่อก๊าซฯ (โดยปริมาตร หรือค่าความร้อน)	ร้อยละ	-	10-20	25-75
2) ความครอบคลุมและการกระจายตัวของสถานีบริการที่ให้บริการสำหรับไฮโดรเจน (จำนวนสถานีเติมไฮโดรเจน)	แห่ง	นำร่อง	70	180
3) ความสามารถในการนำเข้าและส่งออกไฮโดรเจน	ร้อยละ	-	50	100

แผนการดำเนินงาน ประกอบไปด้วย มาตรการหลัก โครงการสำคัญ หน่วยงานหลักที่รับผิดชอบ และกรอบเวลาการดำเนินงาน ดังแสดงในตารางที่ 12 โดยสามารถสรุปแนวทางการดำเนินการในระยะสั้น ระยะกลาง และระยะยาวได้ดังต่อไปนี้

- **ระยะสั้น (ปี ค.ศ. 2022-2030): ช่วงของการเตรียมความพร้อม**
  - ศึกษาความเป็นไปได้ด้านเทคนิค ความคุ้มค่า และผลกระทบของการนำไฮโดรเจนผสมในระบบท่อก๊าซฯปัจจุบัน รวมถึงการพัฒนาโครงการนำร่องเพื่อทดสอบและปรับปรุงระบบเพื่อรองรับการใช้เชื้อเพลิงผสมในระบบท่อก๊าซธรรมชาติ โดยเฉพาะการปรับปรุงระบบท่อส่วนที่ทำจากเหล็ก และการทดสอบการผุกร่อน (non-corrosive) และการรั่วซึม (non-permeable) รวมถึงโครงการนำร่องสำหรับสถานีเติมไฮโดรเจน และการขนส่งไฮโดรเจนด้วยรูปแบบต่าง ๆ เป็นต้น
  - ประเมินผลกระทบที่อาจจะเกิดขึ้นและศึกษาแนวทางการรับมือและบรรเทากับผลกระทบต่าง ๆ เช่น ปัญหาด้านเทคนิคในการผสมไฮโดรเจนในระบบท่อก๊าซธรรมชาติ การเกิด NOx จากการใช้ในเชิงความร้อน ผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมและชุมชนโดยรอบ และอื่น ๆ
  - ทดสอบการใช้ไฮโดรเจนในระบบบริหารจัดการแบบกระจายศูนย์สำหรับการใช้งานในลักษณะต่าง ๆ เช่น การผลิตไฟฟ้า การใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงาน และอื่น ๆ ร่วมกับการใช้พลังงานหมุนเวียนในการผลิตไฟฟ้า และระบบกักเก็บพลังงานในรูปแบบอื่น ๆ เช่น แบตเตอรี่ (BESS)
  - จัดทำแผนการลงทุนโครงสร้างพื้นฐาน พร้อมทั้งจัดหาแหล่งเงินทุน และส่งสัญญาณต่อการเปลี่ยนแปลงที่จะเกิดขึ้นในด้านต่าง ๆ ให้กับกลุ่มผู้ใช้เป้าหมาย เช่น การเปลี่ยนแปลงค่าความร้อนและคุณสมบัติของเชื้อเพลิงในระบบท่อ พื้นที่เป้าหมายสำหรับการพัฒนา

สถานีเติมไฮโดรเจน รวมถึงการลงทุนโครงสร้างพื้นฐานเพื่อรองรับการซื้อขายระหว่างประเทศ สร้างความมั่นคงและเพิ่มศักยภาพการแข่งขันในภูมิภาค

- **ระยะกลาง (ปี ค.ศ. 2031-2040): ช่วงของการพัฒนาระบบรองรับตลาดเชิงพาณิชย์**
  - พัฒนาระบบท่อรองรับการใช้เชื้อเพลิงผสม พร้อมทั้งสนับสนุนเงินลงทุนเพื่อปรับเปลี่ยนอุปกรณ์สำหรับกลุ่มผู้ใช้เพื่อบรรเทาผลกระทบจากการปรับเปลี่ยนคุณสมบัติของเชื้อเพลิง โดยเฉพาะในกลุ่มโรงไฟฟ้าและโรงงานอุตสาหกรรม
  - สนับสนุนการลงทุนสถานีเติมไฮโดรเจนรองรับยานยนต์ FCEV ในพื้นที่เป้าหมาย โดยอาจเป็นเส้นทางของทางหลวงสายหลักที่คาดว่าจะมีความถี่ของการขนส่งสินค้าด้วยรถบรรทุก (heavy duty) ซึ่งเป็นกลุ่มเป้าหมายสำหรับ FCEV ในระยะกลางของประเทศไทย
  - พัฒนาระบบรับซื้อไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียนเพื่อเตรียมการรองรับการผลิตไฮโดรเจนที่ไม่มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (green hydrogen)
  - พัฒนาระบบติดตามเฝ้าระวังด้านความปลอดภัย และมาตรการบรรเทาผลกระทบต่อชุมชน เพื่อสร้างความเชื่อมั่นและป้องกันผลกระทบต่อชุมชนและสิ่งแวดล้อม
  - พัฒนาศักยภาพบุคคลากรและเครือข่ายความร่วมมือระหว่างภาคธุรกิจและสถาบันการศึกษาทั้งในและต่างประเทศรองรับความต้องการของตลาด

- **ระยะยาว (ปี ค.ศ. 2041-2050): ช่วงของการขยายโครงสร้างพื้นฐานรองรับตลาดใหม่**
  - ขยายพื้นที่ให้บริการระบบท่อสำหรับการใช้เชื้อเพลิงผสม และเพิ่มสัดส่วนการผสมไฮโดรเจนไปจนถึงเป้าหมายที่ระดับร้อยละ 25-75
  - ขยายพื้นที่ให้บริการสถานีเติมไฮโดรเจนเพื่อรองรับตลาดยานยนต์ FCEV ประเภทอื่น ๆ นอกเหนือจากกลุ่มรถบรรทุก (heavy duty) เช่น ยานยนต์ขนาดเล็ก (light duty vehicle) และยานยนต์ประเภทอื่น ๆ
  - พัฒนาตลาดใหม่สำหรับกลุ่มผู้ใช้ไฮโดรเจน โดยเฉพาะการใช้ในระบบจัดการพลังงานแบบกระจายศูนย์ เช่น สนับสนุนการใช้ไฮโดรเจนร่วมกับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนและระบบกักเก็บพลังงาน และอื่น ๆ

ตารางที่ 12: แผนการดำเนินงานตามยุทธศาสตร์ที่ 3 พัฒนาโครงสร้างพื้นฐาน

กลยุทธ์/มาตรการ	กลุ่มเป้าหมาย			ผลผลิต	โครงการสำคัญ	หน่วยงานเจ้าภาพ	กรอบเวลา		
	ไฟฟ้า	อุตสาหกรรม	ขนส่ง				2022-2030	2031-2040	2041-2050
1. พัฒนาโครงข่ายระบบท่อสำหรับเชื้อเพลิงผสม	√	√		**ด้านเศรษฐกิจ**					
				ความเป็นไปได้ด้านเทคนิค ความคุ้มค่า และผลกระทบของการนำไฮโดรเจนผสมในระบบท่อก๊าซฯ ปัจจุบัน	โครงการศึกษาศักยภาพและความคุ้มค่าของการนำไฮโดรเจนผสมในระบบท่อก๊าซธรรมชาติในปัจจุบัน	ปตท.	○		
					โครงการนำร่องเพื่อทดสอบการนำไฮโดรเจนผสมในระบบท่อก๊าซฯ	ปตท.	○		
				ผลการวิเคราะห์การเปลี่ยนแปลงคุณสมบัติของเชื้อเพลิงผสมในระบบท่อ	โครงการศึกษาคุณสมบัติ ค่าความร้อน และ wobbie index ของเชื้อเพลิงผสมในระบบท่อ	ปตท.	○		
				แผนพัฒนาโครงข่ายท่อสำหรับเชื้อเพลิงผสมในอนาคต	โครงการจัดทำแผนพัฒนาและแผนการลงทุนโครงข่ายระบบท่อสำหรับเชื้อเพลิงผสม	ปตท.	○		
				ด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม					
				มาตรฐานด้านวิศวกรรม ความปลอดภัย และคุณภาพบริการ	โครงการจัดทำมาตรฐานด้านวิศวกรรม ความปลอดภัย และคุณภาพบริการ อันเป็นผลจากการนำไฮโดรเจนผสมในระบบท่อ	กกพ.	○		
				ผลกระทบและแนวทางการบรรเทาผลกระทบจากการก่อสร้างและการดำเนินงาน	ประเมินผลกระทบจากการก่อสร้างและดำเนินงาน (เช่น EIA, EHIA)	สผ.	○		
				ระบบติดตามเฝ้าระวังด้านความปลอดภัย และมาตรการบรรเทาผลกระทบต่อชุมชน	โครงการพัฒนาระบบติดตามและประเมินผล	กกพ.		○	○
				การพัฒนาศักยภาพบุคคลากร	โครงการพัฒนาเครือข่ายความร่วมมือระหว่างภาคธุรกิจและสถาบันการศึกษาทั้งในและต่างประเทศ	กกพ.	○	○	○
2. พัฒนาระบบจัดเก็บขนส่ง และสถานีเติมไฮโดรเจน		√	√	ระบบจัดเก็บและขนส่งไฮโดรเจน	**ด้านเศรษฐกิจ**				
					ความเป็นไปได้ด้านเทคนิคและการเงิน	โครงการศึกษาความเป็นไปได้ด้านเทคนิค ความคุ้มค่าและความเป็นไปได้ทางการเงินของธุรกิจจัดเก็บและขนส่งไฮโดรเจน	สนพ.	○	
					แผนบริหารจัดการการจัดเก็บและขนส่ง	โครงการจัดทำแผนพัฒนาระบบจัดเก็บ ปริมาณ สถานที่ตั้ง และ พื้นที่เป้าหมาย	ธพ.	○	

กลยุทธ์/มาตรการ	กลุ่มเป้าหมาย			ผลผลิต		โครงการสำคัญ	หน่วยงานเจ้าภาพ	กรอบเวลา		
	ไฟฟ้า	อุตสาหกรรม	ขนส่ง					2022-2030	2031-2040	2041-2050
						ในการกระจายตัวของระบบจัดเก็บและขนส่งไฮโดรเจน				
					ด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม					
					มาตรฐานด้านวิศวกรรม ความปลอดภัย และคุณภาพบริการ	โครงการพัฒนามาตรฐานด้านวิศวกรรม ความปลอดภัย และคุณภาพบริการ	ธพ.	○		
					กฎหมายและกฎระเบียบในการกำกับ	โครงการปรับปรุงกฎหมายและกฎระเบียบในการกำกับ และส่งเสริมการแข่งขันในกิจการจัดเก็บและขนส่งไฮโดรเจน	ธพ.	○		
				สถานีเติมไฮโดรเจน	**ด้านเศรษฐกิจ**					
					รูปแบบธุรกิจของสถานีเติมไฮโดรเจนที่เหมาะสม	โครงการศึกษารูปแบบธุรกิจและความเป็นไปได้ของสถานีเติมไฮโดรเจน	สนพ.	○		
					แผนพัฒนาสถานีเติมไฮโดรเจนให้ครอบคลุมกลุ่มเป้าหมาย	โครงการจัดทำแผนพัฒนาสถานีเติมไฮโดรเจน	ธพ.	○		
					ด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม					
					มาตรฐานด้านวิศวกรรม ความปลอดภัย และคุณภาพบริการ	โครงการพัฒนามาตรฐานด้านวิศวกรรม ความปลอดภัย และคุณภาพบริการ	ธพ.	○		
					กฎหมายและกฎระเบียบในการกำกับ และส่งเสริมการแข่งขันในกิจการสถานีบริการไฮโดรเจน	โครงการปรับปรุงกฎหมายและกฎระเบียบในการกำกับ และส่งเสริมการแข่งขันในกิจการสถานีบริการไฮโดรเจน	ธพ.	○		
3. พัฒนาโครงสร้างพื้นฐานรองรับ green H2	√	√	√	ความเป็นไปได้ด้านเทคนิคและการเงิน		โครงการศึกษาความเป็นไปได้ด้านเทคนิค ความคุ้มค่าและความเป็นไปได้ทางการเงินของการพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้ารองรับการผลิตไฮโดรเจนจากพลังงานหมุนเวียน	กฟผ.	○		

กลยุทธ์/มาตรการ	กลุ่มเป้าหมาย			ผลผลิต	โครงการสำคัญ	หน่วยงานเจ้าภาพ	กรอบเวลา		
	ไฟฟ้า	อุตสาหกรรม	ขนส่ง				2022-2030	2031-2040	2041-2050
				โครงข่ายระบบไฟฟ้ารองรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน	โครงการจัดทำแผนพัฒนาและปรับปรุงโครงข่ายระบบไฟฟ้ารองรับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน	กฟผ.		○	
4. โครงสร้างพื้นฐานรองรับการขนส่งระหว่างประเทศ	√	√	√	รูปแบบการขนส่งและความเป็นไปได้สำหรับการลงทุนโครงสร้างพื้นฐานรองรับการนำเข้า/ส่งออก H2	โครงการศึกษารูปแบบการขนส่งระหว่างประเทศที่เหมาะสม	ธพ.	○		
					โครงการศึกษาความเป็นไปได้สำหรับการลงทุนโครงสร้างพื้นฐานรองรับการนำเข้าและส่งออก H2	ธพ.	○		

หมายเหตุ กกพ. : สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน
กฟผ. : การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย
ธพ. : กรมธุรกิจพลังงาน
ปตท. : บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)
สนพ. : สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
สผ. : สำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม

7.4 ยุทธศาสตร์ที่ 4 ปรับปรุงกฎระเบียบและมาตรฐาน

ปัจจุบันประเทศไทยมีกฎหมายและระเบียบที่เกี่ยวข้องกับไฮโดรเจนเฉพาะในส่วนของภาคอุตสาหกรรม ประกอบไปด้วย การกำกับดูแลการผลิต ความปลอดภัย การจัดเก็บ การขนส่ง และรวมถึงการจำหน่ายไฮโดรเจน ครอบคลุม ไฮโดรเจนในสถานะก๊าซ ก๊าซอัดความดัน ก๊าซในสภาพของเหลวอุณหภูมิต่ำ รวมถึงตัวกักเก็บไฮโดรเจน ได้แก่ แอมโมเนีย เมทานอลและเมทิลไซโคลเฮคเซน โดยมุ่งเน้นในด้านการกำกับดูแลในเรื่องของความปลอดภัยเป็นหลัก แต่ยังไม่มีกฎหมายและระเบียบที่เกี่ยวข้องกับการใช้ในภาคพลังงานโดยตรง เนื่องจากปัจจุบันยังไม่มีการใช้ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงในประเทศไทย

เป้าประสงค์ เพื่อเตรียมความพร้อมด้านกฎหมาย มาตรฐาน และข้อกำหนดต่าง ๆ รองรับการจัดหาและการใช้งานไฮโดรเจนตลอดห่วงโซ่คุณค่า

ดัชนีชี้วัด

- จำนวนมาตรฐานและกฎระเบียบด้านความปลอดภัยในการดำเนินงานเกี่ยวกับไฮโดรเจนที่ครอบคลุมในภาคอุตสาหกรรม ภาคการผลิตไฟฟ้า และภาคการขนส่ง
- จำนวนมาตรฐานและกฎระเบียบด้านการผลิตไฮโดรเจนที่ครอบคลุมในภาคอุตสาหกรรม ภาคการผลิตไฟฟ้า และภาคการขนส่ง
- จำนวนมาตรฐานและกฎระเบียบด้านการจัดเก็บไฮโดรเจนที่ครอบคลุมในภาคอุตสาหกรรม ภาคการผลิตไฟฟ้า และภาคการขนส่ง
- จำนวนมาตรฐานและกฎระเบียบด้านการขนส่งไฮโดรเจนทางรถและทางท่อที่ครอบคลุมในภาคอุตสาหกรรม ภาคการผลิตไฟฟ้า และภาคการขนส่ง

- จำนวนมาตรฐานและกฎระเบียบด้านการใช้ไฮโดรเจนในเชิงพาณิชย์ที่ครอบคลุมในภาคอุตสาหกรรม ภาคการผลิตไฟฟ้า และภาคการขนส่ง

แผนการดำเนินงาน ประกอบไปด้วย มาตรการหลัก โครงการสำคัญ หน่วยงานหลักที่รับผิดชอบ และกรอบเวลาการดำเนินงาน ดังแสดงในตารางที่ 13 โดยสามารถสรุปแนวทางการดำเนินการในระยะสั้น ระยะกลาง และระยะยาวได้ดังต่อไปนี้

- **ระยะสั้น (ปี ค.ศ. 2022-2030): ช่วงของการเตรียมความพร้อม** ในช่วงแรกของการพัฒนาอุตสาหกรรมไฮโดรเจนสำหรับการใช้เป็นเชื้อเพลิงจำเป็นต้องมีการเตรียมการด้านกฎหมาย ระเบียบ และมาตรฐานต่าง ๆ รองรับการใช้ในเชิงพาณิชย์ในครอบคลุมการดำเนินการในทุกขั้นตอน รวมถึงลักษณะและคุณภาพของไฮโดรเจน ทั้งในสถานะก๊าซและของเหลวรวมถึงตัวกักเก็บไฮโดรเจน เช่น แอมโมเนีย เมทานอลและเมทิลไซโคลเฮคเซน และรวมถึงไฮโดรเจนสำหรับเซลล์เชื้อเพลิง มาตรฐานและกฎระเบียบในการใช้งานไฮโดรเจน ประกอบด้วย
  - การกำหนดมาตรฐานและกฎระเบียบด้านความปลอดภัยในการดำเนินงานเกี่ยวกับไฮโดรเจน ครอบคลุม (1) การทบทวนมาตรฐานและกฎระเบียบเกี่ยวกับความปลอดภัยในการประกอบกิจการโรงงานไฮโดรเจน (2) การทบทวนมาตรฐานและกฎระเบียบเกี่ยวกับความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงานเกี่ยวกับไฮโดรเจน (3) การกำหนดมาตรฐานและกฎระเบียบเกี่ยวกับความปลอดภัยของเซลล์เชื้อเพลิง (4) การกำหนดมาตรฐานและกฎระเบียบเกี่ยวกับความปลอดภัยของสถานที่ใช้ไฮโดรเจน และ (5) การกำหนดมาตรฐานและกฎระเบียบเกี่ยวกับความปลอดภัยของสถานีบริการไฮโดรเจน
  - การกำหนดมาตรฐานและกฎระเบียบด้านการผลิตไฮโดรเจน ครอบคลุม (1) การทบทวนมาตรฐานและกฎระเบียบเกี่ยวกับคุณภาพก๊าซธรรมชาติที่ผสมไฮโดรเจน (2) การทบทวนมาตรฐานและกฎระเบียบเกี่ยวกับมาตรฐานผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรมไฮโดรเจนภายใต้แรงอัด และ (3) การกำหนดมาตรฐานและกฎระเบียบเกี่ยวกับลักษณะและคุณภาพไฮโดรเจนสำหรับยานยนต์
  - การกำหนดมาตรฐานและกฎระเบียบด้านการจัดเก็บไฮโดรเจน ครอบคลุม (1) การทบทวนมาตรฐานและกฎระเบียบเกี่ยวกับการเก็บรักษาไฮโดรเจน (2) การกำหนดมาตรฐานและกฎระเบียบเกี่ยวกับถังเก็บก๊าซไฮโดรเจน (3) การกำหนดมาตรฐานและกฎระเบียบเกี่ยวกับสถานที่เก็บรักษาไฮโดรเจน และ (4) การกำหนดมาตรฐานและกฎระเบียบเกี่ยวกับกิจการคลังไฮโดรเจน
  - การกำหนดมาตรฐานและกฎระเบียบด้านการขนส่งไฮโดรเจนทางรถและทางท่อ ครอบคลุม (1) การทบทวนมาตรฐานและกฎระเบียบเกี่ยวกับการขนส่งวัตถุอันตรายทาง

ถนน (2) การกำหนดมาตรฐานและกฎระเบียบเกี่ยวกับถังขนส่งไฮโดรเจน และ (3) การกำหนดมาตรฐานและกฎระเบียบเกี่ยวกับระบบการขนส่งไฮโดรเจนทางท่อ

- การกำหนดมาตรฐานและกฎระเบียบด้านการใช้ไฮโดรเจนในเชิงพาณิชย์ ครอบคลุม (1) การกำหนดมาตรฐานและกฎระเบียบเกี่ยวกับเซลล์เชื้อเพลิง (2) การกำหนดมาตรฐานและกฎระเบียบเกี่ยวกับส่วนควบและเครื่องอุปกรณ์ของรถที่ใช้ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิง (3) การกำหนดมาตรฐานและกฎระเบียบเกี่ยวกับมาตรฐานผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรมรถยนต์ที่ใช้ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิง (4) การกำหนดมาตรฐานและกฎระเบียบเกี่ยวกับผู้ค้าไฮโดรเจน และ (5) การกำหนดมาตรฐานและกฎระเบียบเกี่ยวกับสถานีบริการไฮโดรเจน

○ **ระยะกลางและระยะยาว (ปี ค.ศ. 2031-2050): ช่วงของการติดตาม ประเมิน และปรับปรุง** ในช่วงเวลาดังกล่าวเป็นช่วงของการเติบโตของตลาดผู้ใช้ไฮโดรเจนสำหรับภาคพลังงานในระยะกลางและระยะยาว อาจมีการพัฒนารูปแบบธุรกิจและเทคโนโลยีใหม่ ทำให้จำเป็นต้องมีการศึกษา ติดตาม และทบทวนกฎหมาย ระเบียบ และมาตรฐานที่เกี่ยวข้องเป็นระยะ

ตารางที่ 13: แผนการดำเนินงานตามยุทธศาสตร์ที่ 4 ปรับปรุงกฎระเบียบและมาตรฐาน

กลยุทธ์/มาตรการ	กลุ่มเป้าหมาย			ผลผลิต	โครงการสำคัญ	หน่วยงานเจ้าภาพ	กรอบเวลา		
	ไฟฟ้า	อุตสาหกรรม	ขนส่ง				2022-2030	2031-2040	2041-2050
1. การกำหนดมาตรฐานและกฎระเบียบด้านความปลอดภัยในการดำเนินงานเกี่ยวกับไฮโดรเจน	√	√	√	**ด้านเศรษฐกิจ สังคมและสิ่งแวดล้อม**					
				มาตรฐานและกฎระเบียบเกี่ยวกับความปลอดภัยในการประกอบกิจการโรงงานไฮโดรเจน	โครงการทบทวนมาตรฐานและกฎระเบียบเกี่ยวกับความปลอดภัยในการประกอบกิจการโรงงานไฮโดรเจน	กรอ.	○		
				มาตรฐานและกฎระเบียบเกี่ยวกับความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงานเกี่ยวกับไฮโดรเจน	โครงการทบทวนมาตรฐานและกฎระเบียบเกี่ยวกับความปลอดภัย อาชีวอนามัย และสภาพแวดล้อมในการทำงานเกี่ยวกับไฮโดรเจน	กสร.	○		
				มาตรฐานและกฎระเบียบเกี่ยวกับความปลอดภัยของเซลล์เชื้อเพลิง	โครงการจัดทำมาตรฐานและกฎระเบียบเกี่ยวกับความปลอดภัยของเซลล์เชื้อเพลิง	สมอ.	○		
				มาตรฐานและกฎระเบียบเกี่ยวกับความปลอดภัยของสถานที่ใช้ไฮโดรเจน	โครงการจัดทำมาตรฐานและกฎระเบียบเกี่ยวกับความปลอดภัยของสถานที่ใช้ไฮโดรเจน	ธพ.	○		

กลยุทธ์/มาตรการ	กลุ่มเป้าหมาย			ผลผลิต	โครงการสำคัญ	หน่วยงานเจ้าภาพ	กรอบเวลา		
	ไฟฟ้า	อุตสาหกรรม	ขนส่ง				2022-2030	2031-2040	2041-2050
				มาตรฐานและกฎระเบียบเกี่ยวกับความปลอดภัยของสถานีบริการไฮโดรเจน	โครงการจัดทำมาตรฐานและกฎระเบียบเกี่ยวกับความปลอดภัยของสถานีบริการไฮโดรเจน	ธพ.	○		
				ผลการทบทวนความเหมาะสมของมาตรฐานและกฎระเบียบที่ได้ดำเนินการไปในระยะสั้น (ค.ศ. 2022-2030)	โครงการทบทวนความเหมาะสมของมาตรฐานและกฎระเบียบที่ได้ดำเนินการไปในระยะสั้น (ค.ศ. 2022-2030)	กรอ. / กสร. / สมอ. / ธพ.		○	○
2. การกำหนดมาตรฐานและกฎระเบียบด้านการผลิตไฮโดรเจน	√	√	√	**ด้านเศรษฐกิจ สังคมและสิ่งแวดล้อม**					
				มาตรฐานและกฎระเบียบเกี่ยวกับคุณภาพก๊าซธรรมชาติที่ผสมไฮโดรเจน	โครงการทบทวนมาตรฐานและกฎระเบียบเกี่ยวกับคุณภาพก๊าซธรรมชาติที่ผสมไฮโดรเจน	ปตท.	○		
				มาตรฐานและกฎระเบียบเกี่ยวกับมาตรฐานผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรมไฮโดรเจนภายใต้แรงอัด	โครงการทบทวนมาตรฐานและกฎระเบียบเกี่ยวกับมาตรฐานผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรมไฮโดรเจนภายใต้แรงอัด	สมอ.	○		
				มาตรฐานและกฎระเบียบเกี่ยวกับลักษณะและคุณภาพไฮโดรเจนสำหรับยานยนต์	โครงการจัดทำมาตรฐานและกฎระเบียบเกี่ยวกับลักษณะและคุณภาพไฮโดรเจนสำหรับยานยนต์	ธพ.	○		
				ผลการทบทวนความเหมาะสมของมาตรฐานและกฎระเบียบที่ได้ดำเนินการไปในระยะสั้น (ค.ศ. 2022-2030)	โครงการทบทวนความเหมาะสมของมาตรฐานและกฎระเบียบที่ได้ดำเนินการไปในระยะสั้น (ค.ศ. 2022-2030)	ปตท. / ธพ.		○	○
3. การกำหนดมาตรฐานและกฎระเบียบด้านการขนส่งไฮโดรเจนทางรถและทางท่อ	√	√	√	**ด้านเศรษฐกิจ สังคมและสิ่งแวดล้อม**					
				มาตรฐานและกฎระเบียบเกี่ยวกับการเก็บรักษาไฮโดรเจน	โครงการทบทวนมาตรฐานและกฎระเบียบเกี่ยวกับการเก็บรักษาไฮโดรเจน	กรอ.	○		
				มาตรฐานและกฎระเบียบเกี่ยวกับถังเก็บก๊าซไฮโดรเจน	โครงการจัดทำมาตรฐานและกฎระเบียบเกี่ยวกับถังเก็บก๊าซไฮโดรเจน	ธพ.	○		
				มาตรฐานและกฎระเบียบเกี่ยวกับสถานที่เก็บรักษาไฮโดรเจน	โครงการจัดทำมาตรฐานและกฎระเบียบเกี่ยวกับสถานที่เก็บรักษาไฮโดรเจน	ธพ.	○		

กลยุทธ์/มาตรการ	กลุ่มเป้าหมาย			ผลผลิต	โครงการสำคัญ	หน่วยงานเจ้าภาพ	กรอบเวลา		
	ไฟฟ้า	อุตสาหกรรม	ขนส่ง				2022-2030	2031-2040	2041-2050
				มาตรฐานและกฎระเบียบเกี่ยวกับกิจการคลังไฮโดรเจน	โครงการจัดทำมาตรฐานและกฎระเบียบเกี่ยวกับกิจการคลังไฮโดรเจน	ธพ.	○		
				ผลการทบทวนความเหมาะสมของมาตรฐานและกฎระเบียบที่ได้ดำเนินการไปในระยะสั้น (ค.ศ. 2022-2030)	โครงการทบทวนความเหมาะสมของมาตรฐานและกฎระเบียบที่ได้ดำเนินการไปในระยะสั้น (ค.ศ. 2022-2030)	กรอ. / ธพ.		○	○
4. การกำหนดมาตรฐานและกฎระเบียบด้านการขนส่งไฮโดรเจนทางรถและทางท่อ	√	√	√	**ด้านเศรษฐกิจ สังคมและสิ่งแวดล้อม**					
				มาตรฐานและกฎระเบียบเกี่ยวกับการขนส่งวัตถุอันตรายทางถนน	โครงการทบทวนมาตรฐานและกฎระเบียบเกี่ยวกับการขนส่งวัตถุอันตรายทางถนน	ขบ. / กรอ.	○		
				มาตรฐานและกฎระเบียบเกี่ยวกับถังขนส่งไฮโดรเจน	โครงการจัดทำมาตรฐานและกฎระเบียบเกี่ยวกับถังขนส่งไฮโดรเจน	ธพ.	○		
				มาตรฐานและกฎระเบียบเกี่ยวกับระบบการขนส่งไฮโดรเจนทางท่อ	โครงการจัดทำมาตรฐานและกฎระเบียบเกี่ยวกับระบบการขนส่งไฮโดรเจนทางท่อ	ธพ.	○		
				ผลการทบทวนความเหมาะสมของมาตรฐานและกฎระเบียบที่ได้ดำเนินการไปในระยะสั้น (ค.ศ. 2022-2030)	โครงการทบทวนความเหมาะสมของมาตรฐานและกฎระเบียบที่ได้ดำเนินการไปในระยะสั้น (ค.ศ. 2022-2030)	ขบ. / กรอ. /ธพ.		○	○
5. การกำหนดมาตรฐานและกฎระเบียบด้านการใช้ไฮโดรเจนในเชิงพาณิชย์	√	√	√	**ด้านเศรษฐกิจ สังคมและสิ่งแวดล้อม**					
				มาตรฐานและกฎระเบียบเกี่ยวกับเซลล์เชื้อเพลิง	โครงการจัดทำมาตรฐานและกฎระเบียบเกี่ยวกับเซลล์เชื้อเพลิง	สมอ.	○		
				มาตรฐานและกฎระเบียบเกี่ยวกับส่วนควบและเครื่องอุปกรณ์ของรถที่ใช้ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิง	โครงการจัดทำมาตรฐานและกฎระเบียบเกี่ยวกับส่วนควบและเครื่องอุปกรณ์ของรถที่ใช้ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิง	ขบ.	○		
				มาตรฐานและกฎระเบียบเกี่ยวกับมาตรฐานผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรมรถยนต์ที่ใช้ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิง	โครงการจัดทำมาตรฐานและกฎระเบียบเกี่ยวกับมาตรฐานผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรมรถยนต์ที่ใช้ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิง	สมอ.	○		
				มาตรฐานและกฎระเบียบเกี่ยวกับผู้ค้าไฮโดรเจน	โครงการจัดทำมาตรฐานและกฎระเบียบเกี่ยวกับผู้ค้าไฮโดรเจน	ธพ.	○		

กลยุทธ์/มาตรการ	กลุ่มเป้าหมาย			ผลผลิต	โครงการสำคัญ	หน่วยงานเจ้าภาพ	กรอบเวลา		
	ไฟฟ้า	อุตสาหกรรม	ขนส่ง				2022-2030	2031-2040	2041-2050
				มาตรฐานและกฎระเบียบเกี่ยวกับสถานีบริการไฮโดรเจน	โครงการจัดทำมาตรฐานและกฎระเบียบเกี่ยวกับสถานีบริการไฮโดรเจน	ธพ.	○		
				ผลการทบทวนความเหมาะสมของมาตรฐานและกฎระเบียบที่ได้ดำเนินการไปในระยะสั้น (ค.ศ. 2022-2030)	โครงการทบทวนความเหมาะสมของมาตรฐานและกฎระเบียบที่ได้ดำเนินการไปในระยะสั้น (ค.ศ. 2022-2030)	สมอ./ ธพ. / ปตท. / ขบ.		○	○

หมายเหตุ กรอ. : กรมโรงงานอุตสาหกรรม
ธพ. : กรมธุรกิจพลังงาน
ขบ. : กรมการขนส่งทางบก
สมอ. : สำนักงานมาตรฐานผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรม
กสร. : กรมสวัสดิการและคุ้มครองแรงงาน
ปตท. : บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน)

8. ผลกระทบด้านเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม

ข้อเสนอแนะสำหรับมาตรการส่งเสริมในหัวข้อก่อนหน้ามีเป้าหมายหลักในการส่งเสริมการใช้ไฮโดรเจนเพื่อบรรลุเป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ (carbon neutrality) อย่างไรก็ดีการกำหนดมาตรการส่งเสริมในลักษณะต่าง ๆ อาจทำให้ผลลัพธ์ทางอ้อมทั้งประโยชน์ในเชิงบวกและผลกระทบเชิงลบต่อผู้มีส่วนได้เสียที่แตกต่างกัน โดยหากพิจารณาผลกระทบในมิติทางด้านเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม สามารถสรุปได้ดังตารางที่ 14 ในภาพรวมจะเห็นได้ว่ามาตรการส่งเสริมการใช้ไฮโดรเจน นั้น นอกจากจะช่วยลดผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมยังส่งผลเชิงบวกต่อภาคเศรษฐกิจและสังคมโดยรวมอย่างมีนัยสำคัญ ทั้งในเรื่องของการสร้างมูลค่าเพิ่มในระบบเศรษฐกิจจากธุรกิจใหม่ การสร้างทางเลือกใหม่ให้กลุ่มผู้ใช้ การยกระดับคุณภาพชีวิตที่ดีขึ้นของชุมชนโดยรอบ และอื่น ๆ ในขณะอาจส่งผลกระทบเชิงลบอยู่บ้างโดยเฉพาะกิจการที่เกี่ยวข้องกับเชื้อเพลิงฟอสซิล รวมถึงกลุ่มผู้ใช้เชื้อเพลิงที่ไม่มีการปรับเปลี่ยนรูปแบบจากเดิม ดังนั้นข้อเสนอแนะในมาตรการข้างต้นถือเป็นการส่งสัญญาณให้ผู้ประกอบการทั้งผู้จัดหาเชื้อเพลิงและผู้ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล ต้องเตรียมพร้อมสำหรับการปรับตัวให้สอดรับกับนโยบายดังกล่าว

ตารางที่ 14: ประโยชน์และผลกระทบของมาตรการส่งเสริมไฮโดรเจน ที่มีต่อเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม

มาตรการส่งเสริม	ประโยชน์	ผลกระทบ
แนวทางที่ 1 พัฒนาตลาดและสร้างแรงจูงใจสำหรับผู้ใช้		
<u>มาตรการ 1.1</u> มาตรการสนับสนุนด้านการเงินและการลงทุนสำหรับกลุ่มผู้มีศักยภาพในการใช้ไฮโดรเจน	**ด้านเศรษฐกิจ** - บรรเทาผลกระทบที่เกิดขึ้นกับโรงไฟฟ้าและโรงงานอุตสาหกรรมอันเกิดจากการนำเชื้อเพลิงผสมมาใช้ในระบบท่อ - สร้างโอกาสทางธุรกิจสำหรับผู้ประกอบการที่เกี่ยวข้องกับยานยนต์ FCEV - บรรเทาผลกระทบจากมาตรการด้านการค้าที่สนับสนุนสินค้าคาร์บอนต่ำ เช่น CBAM	**ด้านเศรษฐกิจ** - ทำให้ภาครัฐมีภาระค่าใช้จ่ายเพิ่มขึ้น แต่ถูกจำกัดอยู่ภายใต้วงเงินของการสนับสนุนเฉพาะในช่วงแรก - ผู้ประกอบการจัดหาน้ำมันเตาและก๊าซปิโตรเลียมเหลวอาจได้รับผลกระทบจากรายได้และการใช้ที่ลดลง
	ด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม - สามารถลดผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมและลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในภาครวม - ทำให้เกิดแรงจูงใจในการเปลี่ยนแปลงรูปแบบการใช้พลังงานที่ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมต่ำ - เพิ่มทางเลือกสำหรับผู้ใช้ยานยนต์ที่ส่งผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมต่ำ	**ด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม** - ไม่ก่อให้เกิดผลกระทบเชิงลบด้านสิ่งแวดล้อม
<u>มาตรการ 1.2</u> พัฒนากลไกราคาที่มีการพิจารณาเกณฑ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจก	**ด้านเศรษฐกิจ** - ลดภาระทางการเงินทั้งในระยะสั้นและระยะยาวอันเกิดจากการอุดหนุนราคา - ทำให้เกิดการแข่งขันที่เป็นธรรมระหว่างผู้ประกอบการ	**ด้านเศรษฐกิจ** - ผู้ประกอบการจัดหาน้ำมันเตาและก๊าซปิโตรเลียมเหลวอาจได้รับผลกระทบจากรายได้และการใช้ที่ลดลง
	ด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม - ทำให้เกิดแรงจูงใจในการเปลี่ยนแปลงพฤติกรรมและรูปแบบการใช้พลังงานที่มีประสิทธิภาพและเป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อมมากขึ้น - สามารถลดผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมและลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในภาครวม	**ด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม** - ผลกระทบอาจเกิดกับผู้ที่ไม่มีการปรับเปลี่ยนพฤติกรรมและรูปแบบการใช้พลังงานที่มีประสิทธิภาพและเป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อม - ไม่ก่อให้เกิดผลกระทบเชิงลบด้านสิ่งแวดล้อม
<u>มาตรการ 1.3</u> พัฒนาโครงการนำร่อง	**ด้านเศรษฐกิจ** - ลดความเสี่ยงที่อาจเกิดขึ้นจากการพัฒนาธุรกิจและเทคโนโลยีใหม่	**ด้านเศรษฐกิจ** - ทำให้เกิดภาระค่าใช้จ่ายเพิ่มขึ้น แต่ถูกจำกัดอยู่ภายใต้วงเงินของการสนับสนุนเฉพาะในช่วงแรก
	ด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม - ไม่ก่อให้เกิดผลกระทบเชิงบวกต่อสังคมและสิ่งแวดล้อมอย่างมีนัยสำคัญ	**ด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม** - ไม่ก่อให้เกิดผลกระทบเชิงลบต่อต่อสังคมและสิ่งแวดล้อมอย่างมีนัยสำคัญ
แนวทางที่ 2 สนับสนุนอุตสาหกรรมในประเทศและส่งเสริมการวิจัยและพัฒนา		
<u>มาตรการ 2.1</u> มาตรการสนับสนุนด้านการเงินและการลงทุนสำหรับผู้ประกอบการ	**ด้านเศรษฐกิจ** - เพิ่มศักยภาพการแข่งขันให้ผู้ประกอบการที่เกี่ยวข้องกับอุตสาหกรรมไฮโดรเจน - สร้างโอกาสทางธุรกิจสำหรับผู้ประกอบการที่เกี่ยวข้องกับอุตสาหกรรมไฮโดรเจน	**ด้านเศรษฐกิจ** - ทำให้ภาครัฐมีภาระค่าใช้จ่ายเพิ่มขึ้น แต่ถูกจำกัดอยู่ภายใต้วงเงินของการสนับสนุนเฉพาะในช่วงแรก - ผู้ประกอบการจัดหาน้ำมันเตาและก๊าซปิโตรเลียมเหลวอาจได้รับผลกระทบจากรายได้และการใช้ที่ลดลง
	ด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม - สามารถลดผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมและลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในภาครวม - สร้างการจ้างงานเพิ่มขึ้นจากอุตสาหกรรมไฮโดรเจน	**ด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม** - ไม่ก่อให้เกิดผลกระทบเชิงลบด้านสิ่งแวดล้อม

มาตรการส่งเสริม	ประโยชน์	ผลกระทบ
<u>มาตรการ 2.2</u> พัฒนาตลาดและกลไกการซื้อขายคาร์บอน	**ด้านเศรษฐกิจ** - ลดภาระทางการเงินทั้งในระยะสั้นและระยะยาวอันเกิดจากการอุดหนุนราคา - ทำให้เกิดแรงจูงใจในการประกอบกิจการที่เกี่ยวข้องกับอุตสาหกรรมไฮโดรเจน - ทำให้เกิดการแข่งขันที่เป็นธรรมระหว่างผู้ประกอบการ	**ด้านเศรษฐกิจ** - ผู้ประกอบการจัดหาน้ำมันสำเร็จรูป เช่น น้ำมันเบนซิน น้ำมันดีเซล น้ำมันเตา และก๊าซปิโตรเลียมเหลว อาจได้รับผลกระทบจากรายได้และการใช้ที่ลดลง
	ด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม - สามารถลดผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมและลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในภาครวม	**ด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม** - ไม่ก่อให้เกิดผลกระทบเชิงลบด้านสิ่งแวดล้อม
<u>มาตรการ 2.3</u> ส่งเสริมการวิจัยและพัฒนารูปแบบธุรกิจและเทคโนโลยีใหม่	**ด้านเศรษฐกิจ** - สร้างมูลค่าเพิ่มจากอุตสาหกรรมในประเทศและลดมูลค่าการนำเข้าเทคโนโลยี - สร้างโอกาสทางธุรกิจใหม่ (new s-curve)	**ด้านเศรษฐกิจ** - ทำให้ภาครัฐมีภาระค่าใช้จ่ายเพิ่มขึ้น แต่ถือเป็นการลงทุนระยะยาว
	ด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม - สามารถลดผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมและลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในภาครวมหากสามารถผลักดันให้เกิดการพัฒนาเชิงพาณิชย์ได้	**ด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม** - ไม่ก่อให้เกิดผลกระทบเชิงลบด้านสิ่งแวดล้อม
แนวทางที่ 3 การพัฒนาโครงสร้างพื้นฐาน		
<u>มาตรการ 3.1</u> พัฒนาโครงข่ายระบบท่อสำหรับเชื้อเพลิงผสม	**ด้านเศรษฐกิจ** - ลดภาระการลงทุน จากการนำโครงสร้างพื้นฐานเดิมมาใช้ประโยชน์ เพิ่มศักยภาพการแข่งขันของไฮโดรเจน	**ด้านเศรษฐกิจ** - ไม่ก่อให้เกิดผลกระทบเชิงลบต่อเศรษฐกิจอย่างมีนัยสำคัญ
	ด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม - ลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในภาคการผลิตไฟฟ้าและการใช้เชื้อเพลิงในภาคอุตสาหกรรม	**ด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม** - ผลกระทบยังไม่แน่ชัด จำเป็นต้องทำการศึกษา และทดสอบเพิ่มเติม เช่น การเกิด NOx จากการใช้ไฮโดรเจนเชิงความร้อน เป็นต้น
<u>มาตรการ 3.2</u> พัฒนาระบบจัดเก็บ ขนส่ง และสถานีเติมไฮโดรเจน	**ด้านเศรษฐกิจ** - สร้างโอกาสทางธุรกิจให้ผู้ประกอบการภาคเอกชน - เพื่อทางเลือกให้กับผู้ใช้ยานยนต์	**ด้านเศรษฐกิจ** - ทำให้เกิดภาระค่าใช้จ่ายเพิ่มขึ้น แต่ถูกจำกัดอยู่ภายใต้วงเงินของการสนับสนุนเฉพาะในช่วงแรก
	ด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม - คุณภาพชีวิตดีขึ้นจากมลพิษทางอากาศที่ลดลง และยังสามารถลดค่าใช้จ่ายด้านสุขภาพอันเกิดจากมลพิษทางอากาศเป็นเวลานาน	**ด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม** - ไม่ก่อให้เกิดผลกระทบเชิงลบต่อสังคมและสิ่งแวดล้อมอย่างมีนัยสำคัญ
<u>มาตรการ 3.3</u> พัฒนาโครงสร้างพื้นฐานรองรับ Green hydrogen	**ด้านเศรษฐกิจ** - สร้างโอกาสทางธุรกิจให้ผู้ประกอบการภาคเอกชน - สร้างความมั่นคงและความยืดหยุ่นสำหรับการบริหารจัดการพลังงานของประเทศ	**ด้านเศรษฐกิจ** - ทำให้เกิดภาระค่าใช้จ่ายเพิ่มขึ้น แต่ถูกจำกัดอยู่ภายใต้วงเงินของการสนับสนุนเฉพาะในช่วงแรก
	ด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม - ลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในภาคการผลิตไฟฟ้าและการใช้เชื้อเพลิงในภาคอุตสาหกรรม	**ด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม** - ไม่ก่อให้เกิดผลกระทบเชิงลบต่อสังคมและสิ่งแวดล้อมอย่างมีนัยสำคัญ

มาตรการส่งเสริม	ประโยชน์	ผลกระทบ
<u>มาตรการ 3.4</u> โครงสร้างพื้นฐานรองรับการขนส่งระหว่างประเทศ	**ด้านเศรษฐกิจ** - สร้างความมั่นคงในการจัดหาแหล่งเชื้อเพลิงไฮโดรเจน - สร้างโอกาสในการสร้างรายได้จากการซื้อขายไฮโดรเจนระหว่างประเทศ - สร้างโอกาสทางธุรกิจให้ผู้ประกอบการภาคเอกชนและการจ้างงาน	**ด้านเศรษฐกิจ** - ทำให้เกิดค่าใช้จ่ายเพิ่มขึ้นจากการลงทุนในช่วงแรก แต่หากมีปริมาณการซื้อขายระหว่างประเทศเพิ่มขึ้น ก็จะมีอีกแหล่งรายได้ของประเทศ
	ด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม - ลดปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในภาคการผลิตไฟฟ้าและการใช้เชื้อเพลิงในภาคอุตสาหกรรม	**ด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม** - ไม่ก่อให้เกิดผลกระทบเชิงลบต่อสังคมและสิ่งแวดล้อมอย่างมีนัยสำคัญ หากไม่ตั้งอยู่ในบริเวณที่ส่งผลกระทบต่อสภาพแวดล้อม
แนวทางที่ 4 ปรับปรุงกฎหมาย ระเบียบ และมาตรฐานที่เกี่ยวข้อง		
<u>มาตรการ 4.1</u> **ปรับปรุงกฎหมาย ระเบียบและมาตรฐาน**	**ด้านเศรษฐกิจ** - ทำให้เกิดความเชื่อมั่นในการลงทุนและการดำเนินกิจการ - ทำให้เกิดการแข่งขันที่เป็นธรรมระหว่างผู้ประกอบการ	**ด้านเศรษฐกิจ** - ไม่ก่อให้เกิดผลกระทบเชิงลบต่อเศรษฐกิจอย่างมีนัยสำคัญ
	ด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม - ผู้ปฏิบัติงานและชุมชนโดยรอบมีความปลอดภัยและมีความเชื่อมั่นในการประกอบกิจการ - ผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมได้รับการควบคุมและมีการกำกับ ภายใต้เงื่อนไขของการบังคับใช้ที่เข้มงวด	**ด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม** - ไม่ก่อให้เกิดผลกระทบเชิงลบต่อสังคมและสิ่งแวดล้อมอย่างมีนัยสำคัญ