สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน

ENERGY RESEARCH INSTITUTE

ERDI-CMU
สถาบันพลังงาน มช.

โครงการศึกษาแนวทางการพัฒนาการผลิตและการใช้ไฮโดรเจนเพื่อส่งเสริมพลังงานหมุนเวียน

กันยายน 2564

สารบัญ

1. หลักการและเหตุผล 3

2. ข้อมูลเบื้องต้นสำหรับไฮโดรเจน 5
   - 2.1 คุณสมบัติพื้นฐาน 5
   - 2.2 แหล่งที่มาและกระบวนการผลิตไฮโดรเจน 5
     - 2.2.1 กระบวนการความร้อน (thermal process) 5
     - 2.2.2 กระบวนการแยกน้ำด้วยไฟฟ้า (electrolysis) 6
     - 2.2.3 กระบวนการทางชีวเคมี (biochemical) 7
     - 2.2.4 กระบวนการแยกน้ำด้วยแสง (photolysis) 7
   - 2.3 การจัดเก็บไฮโดรเจน 8
   - 2.4 การขนส่งไฮโดรเจน 9
   - 2.5 การใช้ประโยชน์ไฮโดรเจน 11
   - 2.6 เทคโนโลยีการนำไฮโดรเจนไปใช้ในภาคพลังงาน 12

3. ความคืบหน้าของการพัฒนาไฮโดรเจนในต่างประเทศ 14
   - 3.1 บทบาทของไฮโดรเจนต่ออนาคตพลังงานโลก 14
   - 3.2 นโยบายและแผนการพัฒนาไฮโดรเจนของประเทศตัวอย่าง 16

4. สถานภาพปัจจุบันของไฮโดรเจนในประเทศไทย 21
   - 4.1 ด้านการผลิต 21
   - 4.2 ด้านการใช้งาน 22
   - 4.3 ด้านการวิจัยและพัฒนา 23

5. ศักยภาพการผลิตและการใช้ไฮโดรเจนในประเทศไทย 24
   - 5.1 ศักยภาพด้านการผลิต 24
   - 5.2 ศักยภาพด้านเทคนิคสำหรับการใช้ในภาคพลังงาน 26
   - 5.3 ศักยภาพการผลิตไฮโดรเจนเพื่อเพิ่มความยืดหยุ่นให้กับระบบไฟฟ้า การกักเก็บพลังงาน เพื่อส่งเสริมพลังงานหมุนเวียน 29

6. การใช้งานและรูปแบบธุรกิจที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทย 31
   - 6.1 การใช้ในภาคพลังงานไฟฟ้า 31
   - 6.2 การใช้ในเชิงความร้อนในภาคอุตสาหกรรม 34
   - 6.3 การใช้ในภาคขนส่ง 36

7. ตลาดและกลุ่มเป้าหมายสำหรับประเทศไทย 39

สารบัญ

8. เทคโนโลยีการผลิตไฮโดรเจนที่คาดว่าจะมีศักยภาพสำหรับประเทศไทย 41

9. แนวทางส่งเสริมไฮโดรเจนสำหรับประเทศไทย 42

9.1 พัฒนาตลาดและสร้างแรงจูงใจสำหรับผู้ใช้ 43

9.2 สนับสนุนอุตสาหกรรมในประเทศและส่งเสริมการวิจัยและพัฒนา 44

9.3 พัฒนาโครงสร้างพื้นฐาน 45

9.4 ปรับปรุงกฎหมาย ระเบียบ และมาตรฐานที่เกี่ยวข้อง 46

10. ผลกระทบด้านเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม 53

ก. ต้นทุนการผลิตและการขนส่งไฮโดรเจน 58

ข. ต้นทุนการปรับเปลี่ยนอุปกรณ์สำหรับการใช้ก๊าซผสม (NG&H_2) มาเป็นเชื้อเพลิงในภาคพลังงานไฟฟ้าและอุตสาหกรรม 59

ค. ต้นทุนการการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับการผลิตไฮโดรเจนด้วยกระบวนการอิเล็คทรอไลซิส 61

ง. ราคาพลังงาน 62

ง.1 ราคาไฮโดรเจน 62

ง.2 ราคาก๊าซธรรมชาติ 63

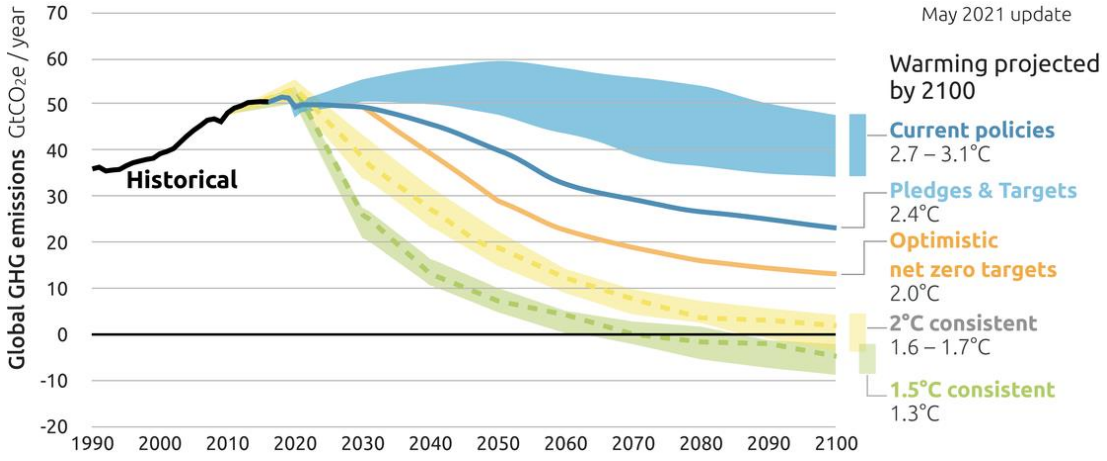
ง.3 ราคาน้ำมันเตาและก๊าซปิโตรเลียมเหลว 64

สรุปสาระสำคัญ

แนวทางการพัฒนาการผลิตและการใช้ไฮโดรเจนเพื่อส่งเสริมพลังงานหมุนเวียน

1. หลักการและเหตุผล

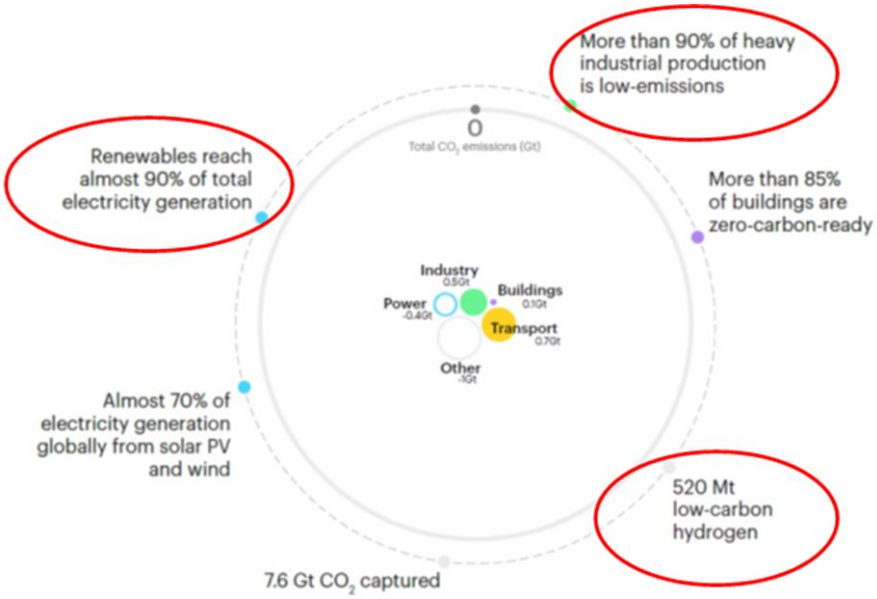
ข้อตกลงด้านการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศจากการประชุมภาคีสมาชิกของ United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC) ครั้งที่ 21 ณ กรุงปารีส ประเทศฝรั่งเศส ได้ระบุถึงความจำเป็นในการควบคุมอุณหภูมิเฉลี่ยของโลกไม่ให้เพิ่มขึ้นเกิน 2 องศาเซลเซียสจากระดับอุณหภูมิช่วงก่อนยุคอุตสาหกรรม และพยายามจำกัดการเพิ่มขึ้นของอุณหภูมิ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



รูปที่ 1: ฉากทัศน์การจำลองสถานการณ์ที่แสดงเป้าหมายการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของโลก
(ที่มา: climate action tracker)

ทบวงพลังงานระหว่างประเทศ (international energy agency) ได้ระบุถึงความจำเป็นของการใช้ไฮโดรเจนเป็นหนึ่งในทางเลือกสำคัญสำหรับการลดการปล่อยเรือนกระจกระยะยาวสำหรับภาคพลังงาน โดยได้มีการจำลองภาพอนาคตและชี้ให้เห็นถึงเงื่อนไขต่าง ๆ ที่ทั่วโลกจำเป็นต้องดำเนินการเพื่อให้สามารถบรรลุเป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ภายในปี ค.ศ. 2050 (พ.ศ. 2593) (รูปที่ 2) อย่างไรก็ดีด้วยระดับการพัฒนาและเงื่อนไขที่แตกต่างกัน ทำให้แต่ละประเทศอาจมีการกำหนดเป้าหมายและแนวทางการดำเนินการที่แตกต่างกันตาม

พื้นฐานของระบบเศรษฐกิจและความเป็นไปได้ของแต่ละประเทศ สำหรับ “ประเทศไทยได้มีการประกาศแผนพลังงานแห่งชาติได้กำหนดเป้าหมายการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิให้เป็นศูนย์ (carbon neutrality) ภายในปี ค.ศ. 2065-2070” วาระของโลกดังกล่าวถือเป็นปัจจัยขับเคลื่อน (key driving forces) ในระยะยาว ที่ทำให้เกิดความต้องการพัฒนาไฮโดรเจนเป็นทางเลือกของการใช้พลังงาน อย่างไรก็ดีระหว่างทางที่จะไปสู่เป้าหมายดังกล่าว หลายประเทศก็เริ่มมีมาตรการที่จะสนับสนุนให้เกิดการใช้สินค้าและบริการ รวมถึงห่วงโซ่อุปทานของสินค้าที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม อาทิ มาตรการ Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM) จากกลุ่มสหภาพยุโรป ถือเป็นตัวแปรสำคัญที่เกิดขึ้นแล้วในปัจจุบัน และส่งผลกระทบต่อการค้าและการลงทุนของไทยอย่างหลีกเลี่ยงไม่ได้ ทั้งนี้ยังมีการคาดว่าในอนาคตอาจมีมาตรการอื่นๆ ในลักษณะเดียวกันเกิดขึ้นอย่างต่อเนื่อง ภาพดังกล่าวจะเป็นปัจจัยสนับสนุนที่ทำให้การเกิดความจำเป็นที่ต้องมีการพัฒนาการใช้ไฮโดรเจนสำหรับภาคพลังงานในประเทศไทยอย่างหลีกเลี่ยงไม่ได้



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 จึงมีการเสนอใช้พลังงานจากไฮโดรเจน เพื่อให้เกิดเศรษฐกิจสู่ neutral-carbon economy

ก๊าซไฮโดรเจนประกอบด้วยไฮโดรเจน 2 อะตอม โดยไฮโดรเจนเป็นธาตุที่เบาที่สุด ทั้งนี้ คุณสมบัติทั่วไปของก๊าซไฮโดรเจน คือ เป็นก๊าซไม่มีสี ไม่มีกลิ่น ติดไฟง่าย มีความสะอาดสูงเมื่อเผาไหม้จะได้น้ำเป็นผลิตภัณฑ์ และเป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อม พบได้ทั่วไปตามธรรมชาติ โดยบรรยากาศของโลกมีก๊าซไฮโดรเจนประมาณ 0.1 ppm เมื่อเปรียบเทียบกับเชื้อเพลิงอื่นๆ ดังแสดงในตารางที่ 1 พบว่าก๊าซไฮโดรเจนมีความหนาแน่นทางพลังงานโดยน้ำหนักสูงที่สุด อย่างไรก็ตาม ในการพิจารณาถึงการขนส่ง “ความหนาแน่นพลังงานโดยปริมาตร” เป็นตัวแปรที่นิยมใช้ในการพิจารณามากกว่า ดังนั้นเมื่อพิจารณาการนำก๊าซไฮโดรเจนมาใช้ประโยนน์ต้องคำนึงถึงปัจจัยด้านการขนส่งด้วย

ตารางที่ 1: 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 เชื้อเพลิงฟอสซิลและสารอินทรียในชีวมวล 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)** กระบวนการเคมีความร้อนเป็นกระบวนผลิตไฮโดรเจนจากสารประกอบไฮโดรคาร์บอน หรือ น้ำ ที่ผ่านการเกิดปฏิกิริยาทางเคมี โดยมีหลายวิธี ได้แก่ (1) การเปลี่ยนรูปด้วยไอน้ำ (steam reforming) เป็นวิธีที่ใช้กันแพร่หลายมากที่สุดในการผลิตก๊าซไฮโดรเจนจากก๊าซธรรมชาติ (2) การออกซิเดชันบางส่วน (partial oxidation) กระบวนการนี้ไม่ได้รับความนิยมเนื่องจากปริมาณก๊าซไฮโดรเจนที่ได้จะน้อยกว่า กระบวนการเปลี่ยนรูปด้วยไอน้ำ (3) การเปลี่ยนรูปด้วยพลาสมา (plasma reforming) เป็นกระบวนการผลิตก๊าซไฮโดรเจนจากไฮโดรคาร์บอน (4) กระบวนการไอน้ำ-เหล็ก (steam-iron process) เป็นกระบวนการผลิตก๊าซไฮโดรเจนทางการค้าเก่าแก่ที่สุดที่สามารถผลิตก๊าซไฮโดรเจนที่มีความบริสุทธิ์สูง (5) กระบวนการแก๊สซิฟิเคชัน (gasification process) เป็นกระบวนการเปลี่ยนรูปพลังงานจากเชื้อเพลิงแข็งให้เป็นก๊าซเชื้อเพลิงโดยใช้อากาศ ออกซิเจน หรือไอน้ำในกระบวนการเผาไหม้บางส่วน (6) กระบวนการกลั่นสลาย (pyrolysis process) เป็นกระบวนการทางเคมีความร้อนที่เปลี่ยนรูปของชีวมวล พลาสติก รวมถึงยางที่ใช้แล้ว เป็นเชื้อเพลิงที่มีค่าทางความร้อนสูงขึ้น

2.2.2 กระบวนการแยกน้ำด้วยไฟฟ้า (electrolysis)

กระบวนการแยกน้ำด้วยไฟฟ้า เป็นกระบวนการใช้ไฟฟ้าเป็นแหล่งพลังงานในการแยกโมเลกุลไฮโดรเจน และ ออกซิเจน จากน้ำ โดยสามารถแบ่งได้ 3 กระบวนการดังนี้

1) **กระบวนแยกสลายด้วยไฟฟ้าแบบอิเล็กทรอไลเซอร์ชนิดสารละลาย (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) เป็นกระบวนทางชีวเคมีที่เปลี่ยนรูปพลังงานจากพลังงานแสงไปเป็นพลังงานเคมี และ (2) การผลิตไฮโดรเจนด้วยการหมัก (fermentation) เป็นกระบวนการทางชีวเคมีที่ย่อยสลายสารอินทรีย์หรือเกิดการเปลี่ยนแปลงทางเคมี

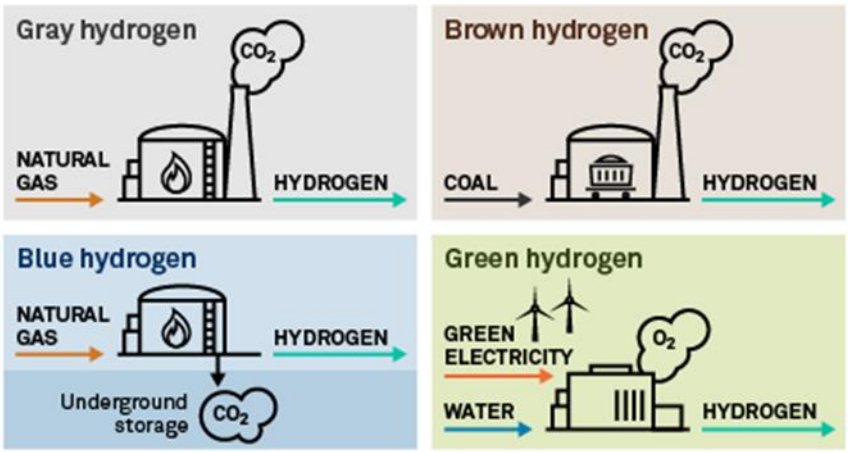
2.2.4 กระบวนการแยกน้ำด้วยแสง (photolysis)

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 และ ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (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

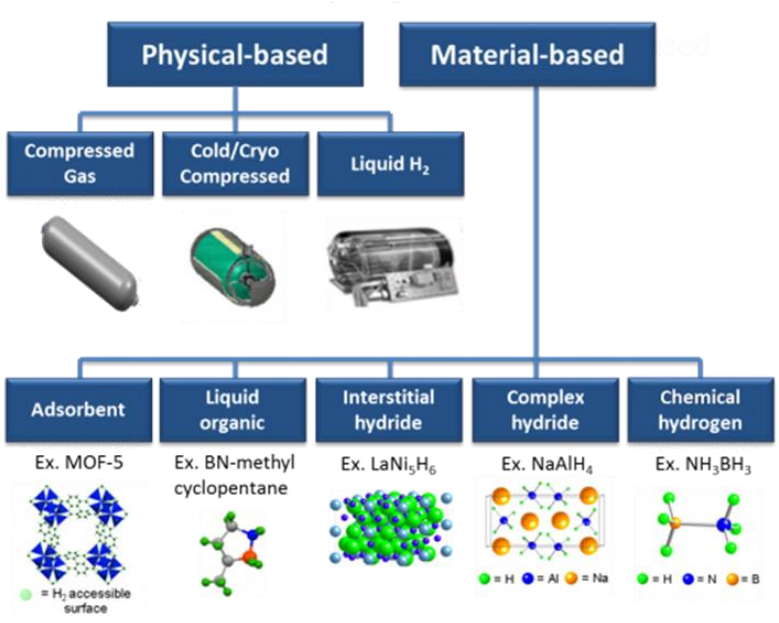
นอกจากที่นิยมเรียกตาม สี 4 ของไฮโดรเจนดังกล่าวนี้แล้วยังมีการเรียกสีของไฮโดรเจนอื่น ๆ อีกดังนี้

- **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)**: เป็นไฮโดรเจนที่ได้เป็น ผลพลอยได้ (byproduct) จากโรงงานอุตสาหกรรมต่าง ๆ

2.3 การจัดเก็บไฮโดรเจน

การจัดเก็บก๊าซไฮโดรเจน (hydrogen storage) สามารถแบ่งได้เป็น 2 กลุ่มใหญ่ ประกอบด้วย

1) **การจัดเก็บเชิงกายภาพ (physical-based)** เทคโนโลยีสำหรับเก็บไฮโดรเจนด้วยวิธีทางกายภาพ เช่น การอัดเพิ่มความดันแก๊ส และการทำให้เป็นของเหลว เป็นต้น โดยจะจัดเก็บในรูปแบบ ได้แก่ ไฮโดรเจนอัด (compressed hydrogen: cH_2) ไฮโดรเจนเหลว (liquid hydrogen: LH_2) ไฮโดรเจนอัดเย็นยิ่งยวด (cryo-compressed hydrogen: CcH_2) หรือ สลัชไฮโดรเจน (slush hydrogen: sH_2) ดัง**Error! Reference source not found.**
2) **การจัดเก็บเชิงวัสดุ หรือ การจัดเก็บเชิงเคมี (material-based or chemical-based)**เทคโนโลยีสำหรับเก็บไฮโดรเจนด้วยวิธีนี้ เมื่อเกิดปฏิกิริยาเคมีให้ไฮโดรเจนออกมาเป็นผลผลิต ได้แก่ การเก็บในรูปโลหะไฮไดรด์ (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

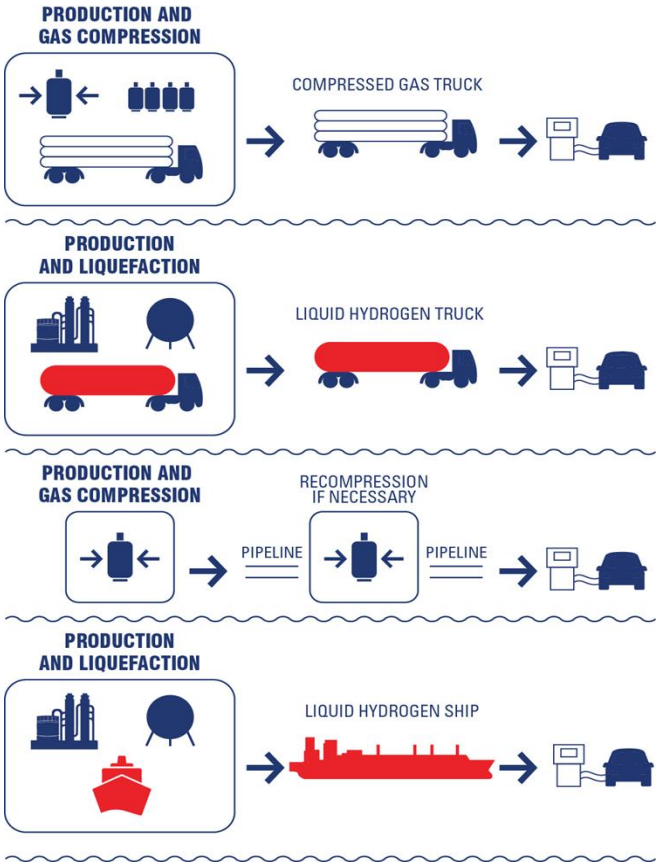


รูปที่ 4: รูปแบบการจัดเก็บไฮโดรเจนทางกายภาพและทางวัสดุ
ที่มา : https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-storage

2.4 การขนส่งไฮโดรเจน

การขนส่งไฮโดรเจนสามารถขนส่งในสถานะ ก๊าซไฮโดรเจนอัดที่ความดันสูง (compressed gas) ไฮโดรเจนเหลวที่อุณหภูมิต่ำ (cryogenic liquid hydrogen) และ การขนส่งผ่านตัวกักเก็บไฮโดรเจน (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 เพราะไฮโดรเจนอันที่ความดันสูงมีการกัดกร่อนโลหะในระดับสูง 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 และนอกเหนือนี้ไฮโดรเจนยังถูกใช้เป็นก๊าซป้องกันในการเชื่อม เช่น ผสมกับอาร์กอนสำหรับการเชื่อมสแตนเลส นอกจากนี้ยังใช้เพื่อเป็นตัวสนับสนุนการเชื่อมพลาสมาและกระบวนการตัดโลหะต่าง ๆ
   - **อุตสาหกรรมเภสัชกรรม:** ใช้ไฮโดรเจนเป็นสารตั้งต้นเพื่อผลิตซอร์บิทอล (sorbitol) ซึ่งเป็นน้ำตาลแอลกอฮอล์หรือสารให้ความหวานที่ใช้เป็นสารตั้งต้นในการผลิตเครื่องสำอาง วัสดุประสาน สารตึงผิว และ วิตามิน เอ และซี
   - **อุตสาหกรรมเคมี:** ใช้เป็นสารตั้งต้นในการผลิตแอมโมเนีย เมธานอล รวมทั้งเป็นสารเติมแต่งในการผลิตสบู่ ฉนวน พลาสติก และขี้ผึ้ง เป็นต้น

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

2.6 เทคโนโลยีการนำไฮโดรเจนไปใช้ในภาคพลังงาน

เทคโนโลยีการนำไฮโดรเจนไปใช้ประโยชน์ในด้านพลังงาน ประกอบไปด้วย

1) **การเผาไหม้โดยตรง** ก๊าซไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงทดแทนที่ได้รับความสนใจ โดยใช้กระบวนการเผาไหมโดยตรง หรือ เผาไหมในเครื่องยนต์เผาไหมภายใน โดยการใช้ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงในเครื่องยนต์เผาไหม้ภายในให้ประสิทธิภาพสูงถึง 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

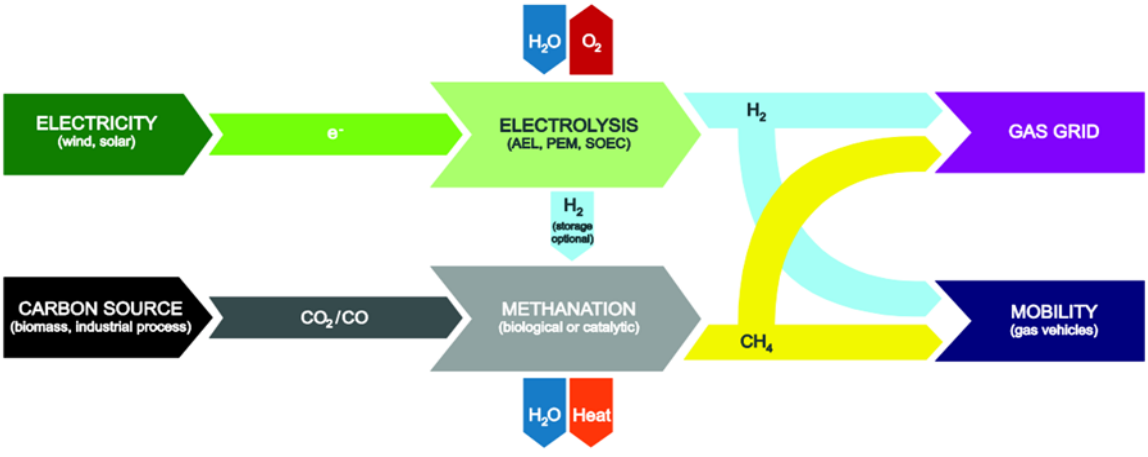
2) **เซลล์เชื้อเพลิง (fuel cell)** เซลล์เชื้อเพลิงเป็นอุปกรณ์เคมีไฟฟ้าที่เปลี่ยนรูปพลังงานเคมีของสารตั้งต้นหรือเชื้อเพลิงเป็นพลังงานไฟฟ้าโดยตรง โดยไม่ผ่านปฏิกิริยาการเผาไหม้ การทำงานของเซลล์เชื้อเพลิงคล้ายแบตเตอรี่โดยผลิตกระแสไฟฟ้าโดยตรงจากเชื้อเพลิงและตัวออกซิไดซ์ด้วยปฏิกิริยาเคมีไฟฟ้า และมีองค์ประกอบหลักที่เหมือนกันได้แก่ ขั้วไฟฟ้า และอิเล็กทรอไลต์ ข้อแตกต่างระหว่างเซลล์เชื้อเพลิงและแบตเตอรี่ คือ แบตเตอรี่เป็นอุปกรณ์เก็บพลังงาน ในขณะที่เซลล์เชื้อเพลิงทำหน้าที่เป็นเพียงอุปกรณ์เปลี่ยนพลังงาน จึงทำให้อายุการใช้งานของเซลล์เชื้อเพลิงจึงยาวนานกว่า เซลล์เชื้อเพลิงมีหลายชนิด แต่ชนิดที่ใช้แก๊สไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิง ได้แก่ **(1) เซลล์เชื้อเพลิงแบบเมมเบรนแลกเปลี่ยนโปรตอน** ที่ใช้พอลิเมอร์เป็นอิเล็กโทรไลต์ (PEMFC) ได้รับความนิยมมากเนื่องจากมีอุณหภูมิในการทำงานที่ไม่สูงมากนัก และราคาที่ไม่แพง รวมถึงมีประสิทธิภาพที่สูง (35–60%) โดยปัจจุบันได้ถูกนำมาประยุกต์ใช้งานด้านต่าง ๆ อย่างแพร่หลาย **(2) เซลล์เชื้อเพลิงแบบแอลคาไลน์** (AFC) มีประสิทธิภาพสูงที่สุด (50–70%) แต่เนื่องจากระบบไวต่อการปนเปื้อนมาก จึงจำเป็นต้องใช้ไฮโดรเจนและออกซิเจนที่บริสุทธิ์เท่านั้น ทำให้มีราคาสูงมาก **(3) เซลล์เชื้อเพลิงแบบกรดฟอสฟอริก** (PAFC) เป็นชนิดแรกที่สามารถสร้างขึ้นในเชิงพาณิชย์ มีประสิทธิภาพประมาณ 35–50% มักนำไปใช้เป็นแหล่งพลังงานไฟฟ้า ในสถานที่ขนาดเล็กต่าง ๆ **(4) เซลล์เชื้อเพลิงแบบออกไซด์แข็ง** (SOFC) มีอุณหภูมิในการทำงานที่สูงที่สุด ประมาณ 800–1000 °C เหมาะสำหรับโรงงานไฟฟ้าขนาดใหญ่ **(5) เซลล์เชื้อเพลิงแบบคาร์บอเนตหลอม** (MCFC) มีอุณหภูมิการทำงานที่สูงมากประมาณ 650 °C สามารถช่วยผลิตกระแสไฟฟ้าในลักษณะความร้อนร่วม ทำให้ประสิทธิภาพสูงขึ้นถึง 80-85% จึงเหมาะสำหรับโรงไฟฟ้าขนาดใหญ่สำหรับจำหน่ายไฟฟ้า และเนื่องจากทำงานที่อุณหภูมิที่ต่ำกว่าเซลล์เชื้อเพลิงแบบออกไซด์ของแข็ง จึงทำให้ระบบโดยรวมมีราคาที่ต่ำกว่า เซลล์เชื้อเพลิงสามารถนำไปใช้ประโยชน์ได้หลายรูปแบบ ขึ้นกับประเภทของเซลล์เชื้อเพลิง เป้าหมายหลัก

ใช้เป็นแหล่งพลังงาน อาจใช้เป็นหน่วยผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้า หรือเป็นแหล่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าสำหรับครัวเรือนที่ระบบสายส่งไฟฟ้าไปไม่ถึง หรือเป็นแหล่งจ่ายพลังงานไฟฟ้าให้มอเตอร์ในยานยนต์ ทั้งนี้ เซลล์เชื้อเพลิงในปัจจุบัน ได้รับการพัฒนาให้มีขนาดเล็กลง เพื่อใช้เป็นแหล่งจ่ายพลังงานสำหรับอุปกรณ์ไฟฟ้าพกพาต่าง ๆ อาทิ โทรศัพท์มือถือ คอมพิวเตอร์พกพา เป็นต้น

3) **การกักเก็บพลังงานในรูปแบบไฮโดรเจน (hydrogen energy storage)** การนำไฮโดรเจนมาใช้ประโยชน์ในรูปแบบของการกักเก็บพลังงาน (energy storage) นั้นเป็นการรวมเทคโนโลยี 3 เทคโนโลยี เข้าไว้ด้วยกัน ได้แก่

- การผลิตไฮโดรเจน (hydrogen production) ในการกักเก็บพลังงานรูปแบบนี้เน้นการผลิตไฮโดรเจนด้วยการแยกน้ำด้วยไฟฟ้า (electrolysis) โดยมีประสิทธิภาพ 60-80%
- การกักเก็บไฮโดรเจน (hydrogen storage) จะเน้นเก็บในรูปแบบก๊าซอัด ของเหลว และ ในรูปโลหะไฮไดด์
- 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[1]

[1] 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. ความคืบหน้าของการพัฒนาไฮโดรเจนในต่างประเทศ

3.1 บทบาทของไฮโดรเจนต่ออนาคตพลังงานโลก

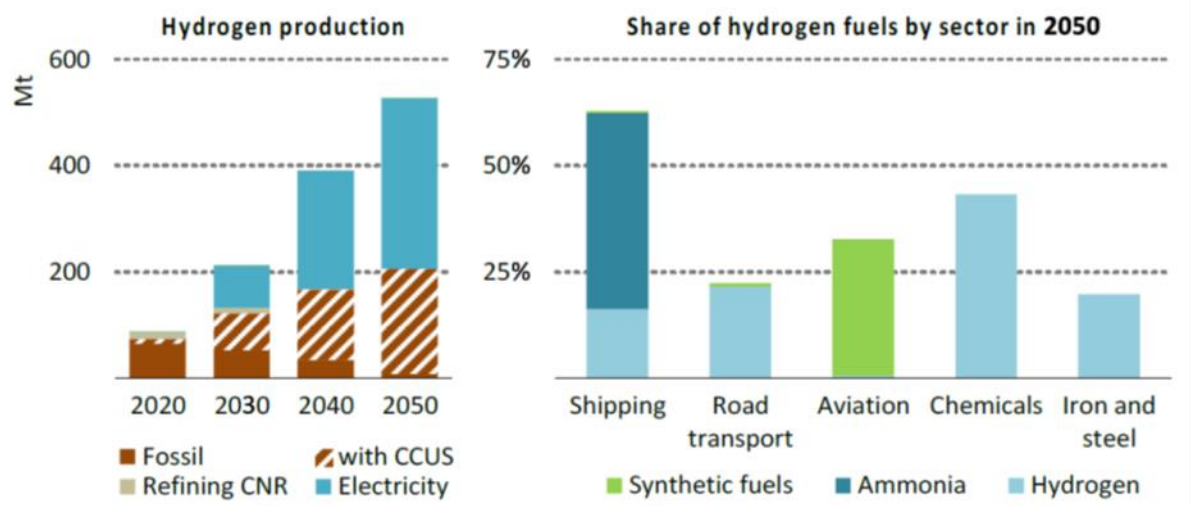
จากการศึกษาของ เรื่อง “The future of hydrogen[2]” ได้ระบุว่าปัจจุบันเป็นช่วงเวลาที่สำคัญที่จะใช้ประโยชน์จากศักยภาพของไฮโดรเจนเพื่อนำไปสู่พลังงานแห่งอนาคตที่สะอาด ปลอดภัย และมีความคุ้มค่าด้านต้นทุน ทั้งนี้ ไฮโดรเจนสะอาดกำลังได้รับแรงผลักดันทางการเมืองและธุรกิจอย่างที่ไม่เคยเกิดขึ้นมาก่อน ด้วยจำนวนนโยบายและโครงการต่าง ๆ ทั่วโลกที่ขยายตัวอย่างรวดเร็วแสดงให้เห็นถึงเป้าหมายการใช้ไฮโดรเจนในสาขาต่าง ๆ และงบประมาณภาครัฐในการสนับสนุนการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีไฮโดรเจนและเซลล์เชื้อเพลิง (fuel cell) จึงอาจกล่าวสรุปได้ว่าช่วงเวลานี้เป็นเวลาที่เหมาะสมสำหรับการขยายเทคโนโลยีและลดต้นทุนเพื่อให้ไฮโดรเจนใช้กันอย่างแพร่หลาย 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

[2] International Energy Agency : IEA (2564). Net Zero by 2050. A Roadmap for the Global Energy Sector.

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. 2593โดยกว่าครึ่งหนึ่งจะถูกใช้ในอุตสาหกรรมหนัก 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: แนวโน้มการผลิตและความต้องการไฮโดรเจนในสาขาต่างๆ ในภาพอนาคต NZE

3.2 นโยบายและแผนการพัฒนาไฮโดรเจนของประเทศตัวอย่าง

1) **สหรัฐอเมริกา** มีการกำหนดเป้าหมายและแผนที่นำทางเศรษฐกิจไฮโดรเจนในระยะยาว โดยแบ่งออกเป็นสี่ช่วงสำคัญ ประกอบด้วย

- **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** เน้นไป รถบรรทุกขนาดใหญ่และรถโดยสาร 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 และ การขนส่งทางทะเลได้เริ่มโครงการสาธิตเชื้อเพลิงที่จะใช้สำหรับการเดินทะเลแล้วซึ่งพิจารณารวมไฮโดรเจนไปด้วย
- **ภาคพลังงานความร้อน** ไฮโดรเจนจะใช้เป็นเชื้อเพลิงผสมสำหรับให้ความร้อนและประกอบอาหาร โดยตั้งเป้าที่ศึกษาด้านความปลอดภัยเพื่อที่จะผสมไฮโดรเจนเข้าสู่ระบบท่อก๊าซได้สูงสุดร้อยละ 20 โดยจะเริ่มในปี พ.ศ. 2566 ซึ่งได้ผ่านการทดลองและทดสอบเรียบร้อยแล้ว และจะศึกษาความเป็นไปได้ในการตั้งชุมชนไฮโดรเจน (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

   - **ภาคขนส่ง** เนื่องจากภาคขนส่งการปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์จากภาคขนส่งประมาณ 20% ของการปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ทั้งหมดของประเทศญี่ปุ่น โดยประมาณ 85% ของการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์มาจากรถยนต์ และรถบรรทุก ดังนั้นประเทศญี่ปุ่นจึงเน้นการส่งเสริมการใช้ยานยนต์คาร์บอนต่ำ (low-carbon vehicles) เพื่อลดการปลดปล่อยคาร์บอนในภาคขนส่ง โดยปัจจุบันมียานยนต์ต่าง ๆ ที่ใช้เชื้อเพลิงไฮโดรเจน ดังนี้ รถยนต์เซลล์เชื้อเพลิง สถานีเติมเชื้อเพลิงไฮโดรเจน รถโดยสารประจำทางเซลล์เชื้อเพลิง รถยกเซลล์เชื้อเพลิง รถบรรทุกเซลล์เชื้อเพลิง เรือเซลล์เชื้อเพลิง
   - **ภาคพลังงานไฟฟ้า** ได้มีการสนับสนุนการนำไฮโดรเจนไปใช้ในการผลิตไฟฟ้าแทนการใช้ก๊าซธรรมชาติ เพื่อลดคาร์บอนไดออกไซด์ในภาคการผลิตไฟฟ้า ซึ่งคิดเป็น 40% ของการปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ทั้งหมดของประเทศญี่ปุ่น

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 2

ตารางที่ 2: รายละเอียดข้อมูลนโยบายด้านพลังงานของประเทศต่าง ๆ

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

ประเทศ	เป้าหมายการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก	นโยบายด้านพลังงานหมุนเวียน	นโยบายด้านพลังงานไฮโดรเจน
ประเทศอินโดนีเซีย	- ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก 29% จากปีฐานภายในปี พ.ศ. 2573	- เพิ่มการใช้พลังงานจากพลังงานหมุนเวียน 23% ภายในปี พ.ศ. 2568 และ เพิ่มขึ้นเป็น 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	-
ประเทศออสเตรเลีย	- ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกลง 26 - 28% จากระดับการปล่อยในปี พ.ศ. 2548 ภายในปี พ.ศ. 2573	- มีการผลิตและใช้พลังงานหมุนเวียน 33 TWh ภายในปี พ.ศ. 2563	- มีแผนการพัฒนายุทธศาสตร์ไฮโดรเจนระดับประเทศ - รัฐบาลออสเตรเลียร่วมกับ Kawasaki Heavy Industries

ประเทศ	เป้าหมายการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก	นโยบายด้านพลังงานหมุนเวียน	นโยบายด้านพลังงานไฮโดรเจน
			ประเทศญี่ปุ่น ดำเนินโครงการนำร่องเชิงพาณิชย์ในการเปลี่ยนการใช้ถ่านหินเป็นไฮโดรเจน
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 - มุ่งสู่การปล่อยคาร์บอนสุทธิเป็นศูนย์ ภายในปี พ.ศ. 2593	- พัฒนาแผนเปลี่ยนผ่านไปสู่การลดคาร์บอน เพื่อส่งเสริมไฮโดรเจน - ลงนามความร่วมมือกับ ประเทศญี่ปุ่น ในการร่วมวางแผนกลยุทธ์ให้กับนิวซีแลนด์ในการเพิ่มความต้องการใช้ไฮโดรเจนในประเทศ

4. สถานภาพปัจจุบันของไฮโดรเจนในประเทศไทย

4.1 ด้านการผลิต

ปัจจุบันภาพรวมของอุตสาหกรรมการผลิตไฮโดรเจนของประเทศไทยนั้นพบว่าการผลิตในเชิงพาณิชย์มีจำนวนไม่มากนักโดยส่วนมากปริมาณการใช้ไฮโดรเจนยังจำกัดอยู่ในกลุ่มอุตสาหกรรมบางประเภทเท่านั้น ทั้งนี้ผู้ผลิตและจำหน่ายในประเทศมี 4 บริษัท ประกอบด้วย

1) **บริษัท บางกอกอินดัสเทรียลแก๊ส จำกัด** เป็นบริษัทร่วมทุนระหวาง Air Products and Chemicals, Inc. จากประเทศสหรัฐอเมริกาและนักลงทุนไทยซึ่งรวมทั้งธนาคารกรุงเทพ จำกัด (มหาชน) ผลิตและจำหน่าย ก๊าซประเภทต่าง ๆ ป้อนให้กับอุตสาหกรรมรวมทั้งการผลิตไฮโดรเจน โดยจัดส่งไนโตรเจนและออกซิเจนให้กับลูกค้าในกลุ่มอุตสาหกรรมโรงกลั่นน้ำมันและอุตสาหกรรมปิโตรเคมีในนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุดและโรงรีดเหล็กในจังหวัดชลบุรี สำหรับไฮโดรเจนและคาร์บอนมอนอกไซด์หรือ Syngas หรือ HyCO จะว่าจ้างบริษัทภายนอกในการผลิตเพื่อป้อนให้กับอุตสาหกรรมโรงกลั่นน้ำมันและอุตสาหกรรมปิโตรเคมีเพื่อลดต้นทุนการผลิต โดยบริษัท 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 แห่งซึ่งทั้งหมดตั้งอยู่ที่นิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุด จ.ระยอง มีกำลังการผลิตรวม 25,100 ตัน/ปี โดยใช้เทคโนโลยี Pressure Swing Adsorbtion จำหน่ายให้กับ 3 กลุ่มหลัก ๆ ได้แก่ 1) โรงงานปิโตรเคมีร้อยละ 47 2) โรงกลั่นน้ำมันร้อยละ 38 และ 3) โรงงานอื่นๆ 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 จังหวัดระยอง ทำการผลิตคาร์บอนมอนอกไซด์ ไฮโดรเจน ไอน้ำความดันสูงและน้ำปราศจากแร่ธาตุ (demineralized water) และในช่วงปี พ.ศ. 2543-2544 มีการพัฒนาโรงงานผลิต คาร์บอนมอนอกไซด์ ไฮโดรเจน ไอน้ำความดันสูง และ น้ำปราศจากแร่ธาตุ การจัดเก็บและการขนส่งไฮโดรเจนของบริษัทฯ มี 3 รูปแบบ ได้แก่1) การใช้ก๊าซถังขนาดใหญ่ ผลิต

และเก็บออกซิเจนเหลว ไนโตรเจนเหลว และอาร์กอนเหลว จากโรงงานแยกก๊าซที่มีถังเก็บ และการรักษาอุณหภูมิ 2) ก๊าซทอ บรรจุอาร์กอน ไนโตรเจน ออกซิเจน ไฮโดรเจน ฮีเลียม และ ก๊าซผสมสำหรับงานอุตสาหกรรม ห้องทดลอง และการประยุกต์ทางการแพทย์ก๊าซความบริสุทธิ์สูง เช่น อาร์กอน ไนโตรเจน ไฮโดรเจน รวมทั้งก๊าซผสมผลิตได้จากโรงงานที่สระบุรี ระบบการผลิต และศูนย์การบรรจุ และ 3) ก๊าซท่อลำเลียง การจัดส่งด้วยท่อลำเลียงให้ความไว้วางใจได้อย างสูงกับการใช้ไนโตรเจน ออกซิเจน ไฮโดรเจน คาร์บอนมอนอกไซดหรือไอน้ำ จำนวนมากและต่อเนื่อง

3) **บริษัท ลินเด้ (ประเทศไทย) จำกัด (มหาชน)** เป็นผู้ผลิตก๊าซประเภทต่าง ๆ ป้อนให้กับอุตสาหกรรม เช่น 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 โรงงานซึ่งตั้งอยู่ที่ จ.ระยอง จำหน่ายให้กับกลุ่มโรงงานอุตสาหกรรมในพื้นที่เป็นหลัก คุณภาพของก๊าซไฮโดรเจน มีความความบริสุทธิ์ >99.8% โดยมีการนำไปใช้งานเปนสารตั้งต้น ในการผลิตแอมโมเนียและเมทานอลเป็นหลัก มีการนำไฮโดรเจนไปใช้สำหรับกระบวนการไฮโดรจีเนชั่นเพื่อสกัดน้ำมันประกอบด้วยอาหารอีกด้วย ในอุตสาหกรรมงานเชื่อม ตัดพลาสมา หรือการเชื่อมแสตนเลส แบบ 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) โดยคุณภาพของก๊าซไฮโดรเจน มี 3 เกรด ได้แก่ เกรดอุตสาหกรรม 99.8% เกรดความบริสุทธิ์สูง 99.99% และ เกรดความบริสุทธิ์สูงมาก 99.999%

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 เช่น อาร์กอน เพื่อเป็นก๊าซปกคลุม
- **อุตสาหกรรมสารกึ่งตัวนำ** มีการใช้ไฮโดรเจนในขั้นตอนลดความดันบรรยากาศ
- **อุตสาหกรรมอาหาร** มีการใช้ไฮโดรเจนในกระบวนการไฮโดรจีเนชั่น (hydrogenation) เปลี่ยน กรดไขมัน ไม่อิ่มตัวให้กลายเป็นกรดไขมันอิ่มตัว
- **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 การกักเก็บไฮโดรเจนเซลล์เชื้อเพลิง 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 แบบที่มีและไม่มีการดักจับคาร์บอน โดยมีประสิทธิภาพในการผลิต 72% และ 76.2% ตามลำดับ ร่วมกับข้อมูลการจัดหาก๊าซธรรมชาติจากแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2561 – 2580 (Gas Plan 2018) และสมมติฐานการเติบโตของของการจัดหาก๊าซธรรมชาติในระยะยาวที่อัตราร้อยละ 1.6 ต่อปี พบว่าในปี พ.ศ. 2613 ประเทศไทยจะมีศักยภาพในการผลิตไฮโดรเจนจากก๊าซธรรมชาติด้วยวิธีการรีฟอร์มมิ่งแบบมีการดักจับคาร์บอนที่ประสิทธิภาพการผลิต 72% นี้ จะสามารถผลิตไฮโดรเจนตั้งแต่ 6.55-9.43 Mtoe ในขณะที่แบบที่ไม่การดักจับคาร์บอนที่ประสิทธิภาพการผลิต 76.20% จะสามารถผลิตไฮโดรเจนตั้งแต่ 6.94-9.99 Mtoe ตามลำดับ

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[3] ทั้งนี้กำหนดให้มีการนำพลังงานไฟฟ้าจากกรณีนี้ประมาณ 10% มาป้อนให้กับกระบวนการอิเล็กทรอไลซิส[4]

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

[4] 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

- **พลังงานชีวมวล** ซึ่งประกอบไปด้วยพืชเศรษฐกิจ 5 ชนิด ได้แก่ ข้าว อ้อย ข้าวโพด มันสำปะหลัง และปาล์มน้ำมันนั้นกำหนดให้มีศักยภาพในการผลิตพลังงานไฟฟ้ารวมทั้งสิ้น 8,747 MW[5]
- **พลังงานลม** กำหนดให้มีศักยภาพทั่วทั้งประเทศที่ 11,550 MW[6] และพลังงานน้ำกำหนดให้มีศักยภาพในการผลิตไฟฟ้ารวม 3,044.37 MW[7] ซึ่งในส่วนชุดอิเล็คทรอไลซิส จะมีประสิทธิภาพในการผลิตไฮโดรเจน 75% โดยมีอัตราการผลิตไฮโดรเจน 52.49 kWh ต่อ 1 กิโลกรัมของไฮโดรเจน ทั้งนี้ไฮโดรเจนที่ผลิตได้จะเป็นไฮโดรเจนสีเขียว (green)[8]

จากสมมติฐานข้างต้นพบว่าในปี พ.ศ. 2564 การผลิตไฮโดรเจนจากพลังงานแสงอาทิตย์ ชีวมวล ลม และน้ำ มีศักยภาพในการผลิตอยู่ที่ 32.20, 3.77, 1.11, 0.44 Mtoe ซึ่งมีกำลังการผลิตรวมอยู่ที่ 38.51 Mtoe ตามลำดับ ดังแสดงในตารางที่ 3

ตารางที่ 3: สรุปศักยภาพของประเทศไทยในการผลิตไฮโดรเจนจากพลังงานหมุนเวียน

ปริมาณการผลิตไฮโดรเจนจากพลังงานหมุนเวียนที่ใช้อิเล็คโตรไลซิสที่มีประสิทธิภาพ 75%				
แสงอาทิตย์	ชีวมวล	ลม	น้ำ	รวมทั้งหมด
Mtoe/yr				
33.20	3.77	1.11	0.44	38.51

โดยสรุป ศักยภาพของประเทศไทยในการผลิตไฮโดรเจนจากพลังงานฟอสซิล ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติ และพลังงานหมุนเวียน ซึ่งได้แก่ พลังงานแสงอาทิตย์ ชีวมวล ลม และน้ำ ตามลำดับ นั้น พบว่าในปี พ.ศ. 2561-2613 ศักยภาพการผลิตไฮโดรเจนจากก๊าซธรรมชาติด้วยวิธีการรีฟอร์มิ่งแบบมีการดักจับคาร์บอนที่จะสามารถผลิตไฮโดรเจนตั้งแต่ 6.55-9.43 Mtoe ซึ่งเมื่อรวมกับการผลิตจากพลังงานหมุนเวียนที่ 38.51 Mtoe จะทำให้**ประเทศไทยมีศักยภาพการผลิตทั้งหมด 45.06-47.94 Mtoe**

ในขณะที่แบบที่ไม่การดักจับคาร์บอนที่ประสิทธิภาพการผลิตจะสามารถผลิตไฮโดรเจนตั้งแต่ 6.94-9.99 Mtoe ตามลำดับ ซึ่งเมื่อรวมกับการผลิตจากพลังงานหมุนเวียนที่ 38.51 Mtoe จะทำให้**ประเทศไทยมีศักยภาพการผลิตทั้งหมด 45.45-48.50 Mtoe**

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

[6] ชนะ จันทร์ฉ่ำ, จอมภพ แววศักดิ์ 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

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

[8] 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.

5.2 ศักยภาพด้านเทคนิคสำหรับการใช้ในภาคพลังงาน

การประเมินศักยภาพด้านการใช้ไฮโดรเจนสำหรับภาคพลังงานอยู่บนพื้นฐานของ **"ความเป็นไปได้ทางเทคนิค (Technical potential)"** ของการนำไฮโดรเจนมาใช้สำหรับกลุ่มผู้ใช้ที่มีศักยภาพ ประกอบไปด้วย ภาคการผลิตไฟฟ้า การใช้เป็นความร้อนในภาคอุตสาหกรรม และการใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับยานยนต์ในภาคขนส่ง

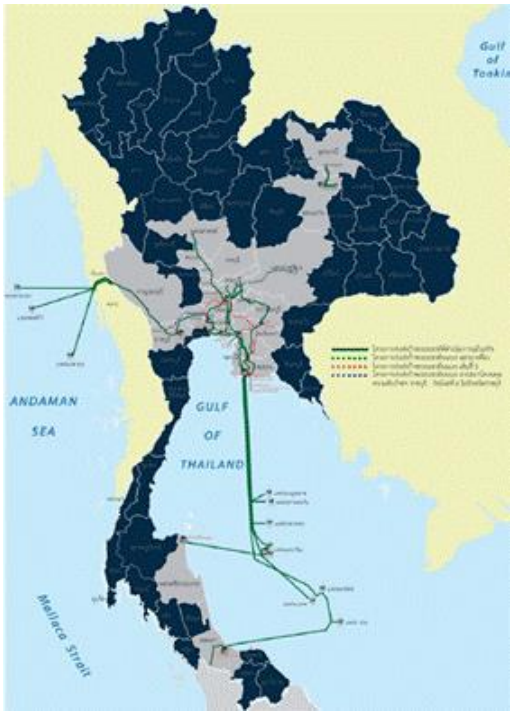
สำหรับการประเมินศักยภาพการใช้พลังงานในกลุ่มที่ใช้ไฮโดรเจนใน **"ภาคการผลิตไฟฟ้า"** และ **"การใช้เป็นความร้อนในภาคอุตสาหกรรม"** อยู่บนสมมติฐานของปริมาณการใช้ไฮโดรเจนเพื่อเป็นเชื้อเพลิงผสมร่วมกับก๊าซธรรมชาติ (NG & H2) ในสัดส่วนไม่เกินร้อยละ 20 โดยปริมาตร ผ่านระบบท่อก๊าซธรรมชาติ[9] ภายในปี ค.ศ. 2070 โดยมีการปรับเพิ่มสัดส่วนการผสมของไฮโดรเจนเป็น 4 ช่วงเวลาดังแสดงในตารางที่ 4 ทำให้พื้นที่เป้าหมายในการใช้ไฮโดรเจนครอบคลุมโรงไฟฟ้าและโรงงานอุตสาหกรรมที่ใช้ก๊าซธรรมชาติในบริเวณแนวท่อก๊าซธรรมชาติ (รูปที่ 8) นอกจากนี้ยังได้มีการพิจารณาศักยภาพจากปริมาณการใช้ไฮโดรเจนเพื่อนำไปทดแทนการใช้เชื้อเพลิงอื่นๆ เช่น น้ำมันเตา และก๊าซปิโตรเลียมเหลว สำหรับโรงงานอุตสาหกรรมที่อยู่ห่างจากแนวท่อก๊าซธรรมชาติไม่เกินรัศมี 50 กิโลเมตร[10] ได้แก่ โรงงานที่ตั้งอยู่ใน จ.กรุงเทพฯ ปทุมธานี สมุทรปราการ สระบุรี ราชบุรี ชลบุรี ระยอง ขอนแก่น กำแพงเพชร สงขลา พระนครศรีอยุธยา สมุทรสงคราม สมุทรสาคร นครนายก นครปฐม และฉะเชิงเทรา ดังรูปที่ 9 ภายใต้สมมติฐานข้างต้นร่วมกับข้อมูลการคาดการณ์ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในอนาคตตามแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ (Gas plan 2018) ทำให้สามารถประเมินศักยภาพทางเทคนิคของการใช้ไฮโดรเจนดังแสดงในรูปที่ 10 จะเห็นได้ว่าประเทศไทยมีศักยภาพด้านเทคนิคสำหรับการใช้ในการผลิตไฟฟ้าและเชิงความร้อนในภาคอุตสาหกรรมสูงสุดอยู่ที่ราว 7.2 Mtoe ในปี ภายในปี ค.ศ. 2070 โดยมีการเพิ่มขึ้นในแต่ละช่วงเวลาตามสัดส่วนการผสมไฮโดรเจนที่เพิ่มขึ้น

ตารางที่ 4: สมมติฐานในการใช้ไฮโดรเจนผสมกับก๊าซธรรมชาติในระบบท่อก๊าซธรรมชาติ

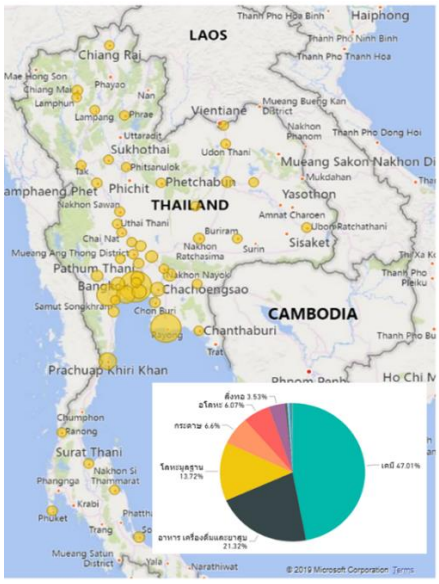
ปี พ.ศ. ที่เริ่ม	ปี พ.ศ. ที่สิ้นสุด	สัดส่วนการผสมไฮโดรเจน ในท่อส่งก๊าซธรรมชาติ (โดยปริมาตร %)
2574	2583	5
2584	2593	10
2594	2603	15
2604	2613	20

[9] อ้างอิงจากกรณีศึกษาการนำไฮโดรเจนมาใช้เป็นเชื้อเพลิงผสมกับก๊าซธรรมชาติผ่านระบบท่อก๊าซฯในสหราชอาณาจักร ญี่ปุ่น และสหรัฐอเมริกา

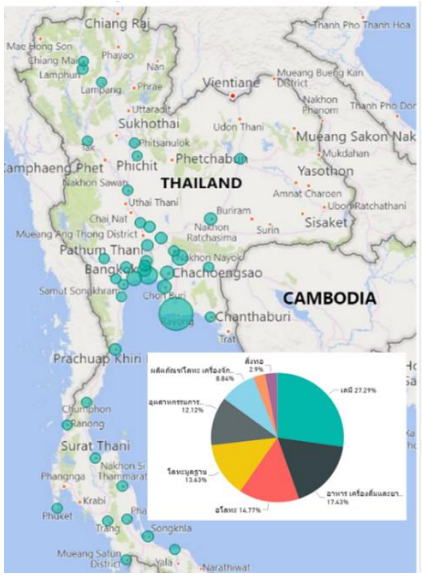
[10] อ้างอิงจากความเป็นไปได้ในการขนส่งเชื้อเพลิงผสม (NG & H2) โดยเทียบเคียงจากการขนส่งก๊าซธรรมชาติด้วยรถบรรทุก (tube trailer) ภายใต้โครงการ "โครงการศึกษาเพื่อจัดทำมาตรการส่งเสริมการใช้ก๊าซธรรมชาติ ก๊าซธรรมชาติเหลว และไบโอมีเทน เพื่อทดแทนน้ำมันเตา ถ่านหิน และก๊าซปิโตรเลียมเหลว"



รูปที่ 8: ข้อมูลระบบโครงข่ายก๊าซธรรมชาติในปัจจุบัน
(ที่มา: ปตท. 2562)

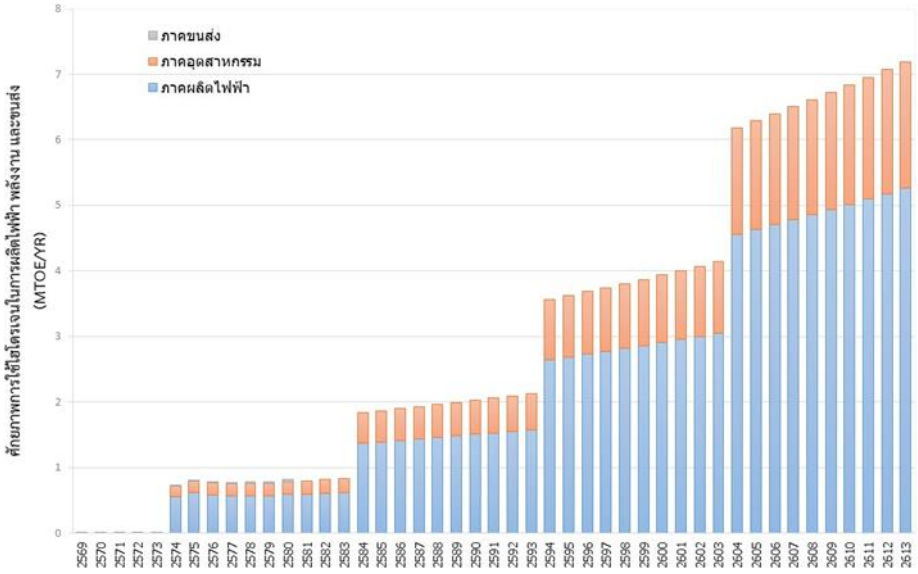


(ก) น้ำมันเตา



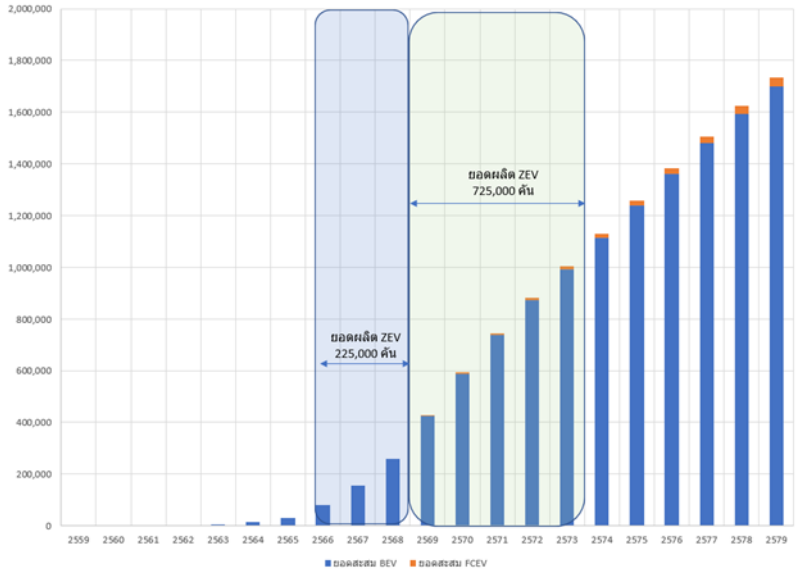
(ข) LPG

รูปที่ 9: ข้อมูลตำแหน่งที่ตั้งของโรงงานควบคุมที่ใช้เชื้อเพลิงน้ำมันเตา LPG ในปัจจุบัน
(ที่มา: สถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย และ
สถาบันวิจัยและพัฒนาพลังงานนครพิงค์ มหาวิทยาลัยเชียงใหม่. (2563))



รูปที่ 10: สรุปศักยภาพของประเทศไทยในการใช้ไฮโดรเจนในภาคการผลิตไฟฟ้าและการใช้ในเชิงความร้อนสำหรับภาคอุตสาหกรรมระหว่างปี พ.ศ. 2569-2613

ในขณะที่การประเมินศักยภาพการใช้พลังงานในกลุ่มที่ใช้ไฮโดรเจนสำหรับ **“การใช้ในยานยนต์”** จะอยู่บนหลักการของการใช้ไฮโดรเจนเพื่อเป็นทางเลือกสำหรับ Zero Emission Vehicle (ZEV) ร่วมกับยานยนต์พลังงานไฟฟ้าเนื่องจากทั้ง 2 กลุ่มต่างเป็นเป้าหมายสำคัญของประเทศไทยสำหรับการพัฒนายานยนต์ทางเลือกในอนาคตที่ไม่มีการปล่อยมลพิษและก๊าซเรือนกระจก ดังนั้นศักยภาพทางเทคนิคของการใช้ไฮโดรเจนในยานยนต์จะพิจารณาจากสัดส่วนของยานยนต์ (fuel cell electric vehicle: FCEV) และยานยนต์พลังงานไฟฟ้า (battery electric vehicle: BEV) เทียบกับเป้าหมายการส่งเสริมการใช้ ZEV สำหรับประเทศไทยดังแสดงในรูปที่ 11 โดยคาดว่าในช่วงเวลาของแผนพัฒนา ZEV (พ.ศ. 2564-2579) คาดว่าจะเป็นการสนับสนุนเพื่อใช้ BEV เป็นหลัก จากแนวโน้มตลาด BEV ที่กำลังขยายตัวอย่างรวดเร็วทั่วโลก ในขณะที่ตลาด FCEV ยังอยู่ในวงจำกัดและยังไม่สามารถพัฒนาในเชิงพาณิชย์ได้ ทำให้สัดส่วนการใช้ FCEV ในช่วงแรกจะยังมีสัดส่วนไม่มากนัก อย่างไรก็ดีความไม่แน่นอนของการพัฒนาเทคโนโลยีในอนาคตเป็นปัจจัยที่ต้องมีการติดตามอย่างใกล้ชิด โดยคาดว่าประเทศไทยจะมีปริมาณการใช้ไฮโดรเจนในภาคขนส่งประมาณ 743 toe พ.ศ. 2569 และมีแนวโน้มสูงขึ้นตามสัดส่วนที่เพิ่มขึ้นของ FCEV โดยในปี พ.ศ. 2580 คาดว่าจะมีปริมาณการใช้ไฮโดรเจนราว 34,261 toe หรือ 11.11 ล้านกิโลกรัมไฮโดรเจนตามลำดับ



รูปที่ 11: ศักยภาพการใช้ FCEV จากการเป็นทางเลือกสำหรับยานยนต์ไฟฟ้าแบบ ZEV
(ข้อมูลแสดงจำนวนยานยนต์สะสมระหว่างปี พ.ศ. 2559-2579)

จากการวิเคราะห์ศักยภาพด้านเทคนิคสำหรับการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงานพบว่าประเทศไทยจะเริ่มมีการใช้ไฮโดรเจนเชิงพาณิชย์ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2574 (ค.ศ. 2030) และมีศักยภาพในการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงานไฟฟ้า ภาคอุตสาหกรรม และภาคขนส่งโดยรวมสูงสุดราว 6.19-7.19 Mtoe ในช่วงปี พ.ศ. 2604-2613 (ค.ศ. 2561-2070)

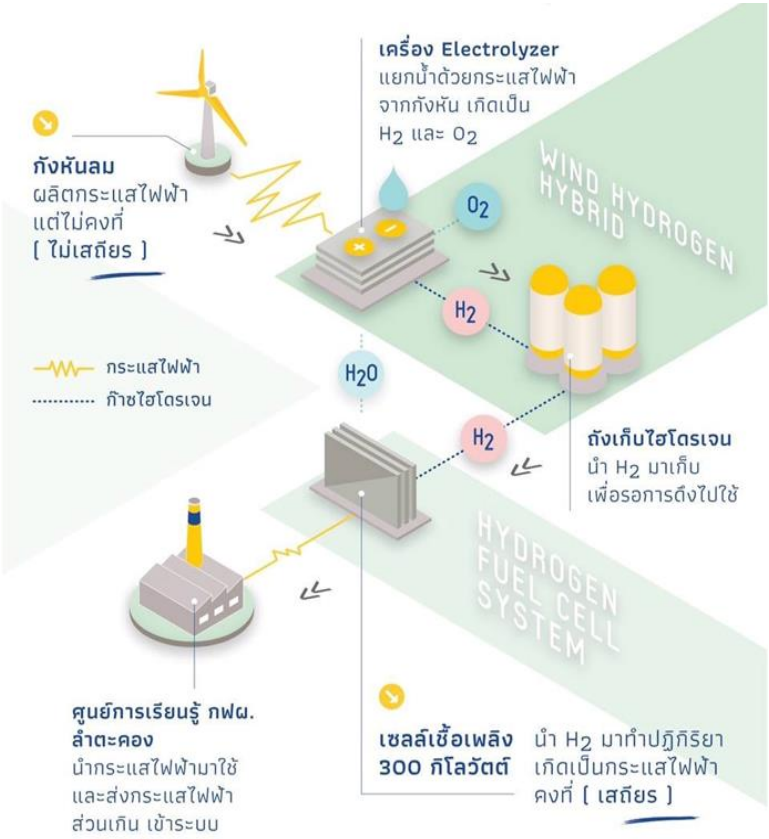
5.3 ศักยภาพการผลิตไฮโดรเจนเพื่อเพิ่มความยืดหยุ่นให้กับระบบไฟฟ้า การกักเก็บพลังงาน เพื่อส่งเสริมพลังงานหมุนเวียน

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 12) ได้นำระบบ wind hydrogen hybrid

ควบคู่กับการใช้เซลล์เชื้อเพลิงมาใช้กับกังหันลม ที่จะช่วยให้ไฟฟ้าที่ผลิตจากกังหันลม สามารถจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบได้เสถียร ซึ่งนับเป็นประเทศแรกในเอเชียที่ใช้ระบบดังกล่าว

2) **แนวทางที่ 2 การใช้พลังงานไฟฟ้าส่วนเกินมาผลิตก๊าซไฮโดรเจนเพื่อฉีดลงท่อก๊าซธรรมชาติ** เพื่อเป็นเชื้อเพลิงผสมสำหรับโรงไฟฟ้าและโรงงานอุตสาหกรรม แนวทางดังกล่าวมีตัวอย่างกรณีศึกษาในประเทศเยอรมัน อย่างไรก็ดีเมื่อเปรียบเทียบกับบริบทของไทยพบว่า ด้วยโครงข่ายท่อก๊าซธรรมชาติของไทย (ระบบท่อยาวประมาณ 2,122 กิโลเมตร) ที่มีความครอบคลุมน้อยกว่าประเทศเยอรมัน (ระบบท่อยาวประมาณ 5 แสนกิโลเมตร) ทำให้เกิดข้อจำกัดในการขนส่งไฮโดรเจนที่ผลิตได้จากแหล่งผลิตพลังงานหมุนเวียนซึ่งมักกระจายตัวในพื้นที่ต่างๆ ระยะทางที่ไกลจากระบบโครงข่ายท่อจะทำให้จำเป็นต้องมีการขนส่งไฮโดรเจนในรูปของก๊าซอัดความดันทางถนนซึ่งจะทำให้ต้นทุนเพิ่มขึ้นอย่างมาก ดังนั้นจึงอาจกล่าวได้ว่าแนวทางที่ 2 เป็นมีความเป็นไปได้น้อยกว่าแนวทางที่ 1



รูปที่ 1: การทำงานของระบบ wind hydrogen hybrid ควบคู่กับเซลล์เชื้อเพลิง ภายใต้โครงการโรงไฟฟ้ากังหันลม ลำตะคอง ระยะที่ 2
(ที่มา: กฟผ., 2564[11])

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

6. การใช้งานและรูปแบบธุรกิจที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทย

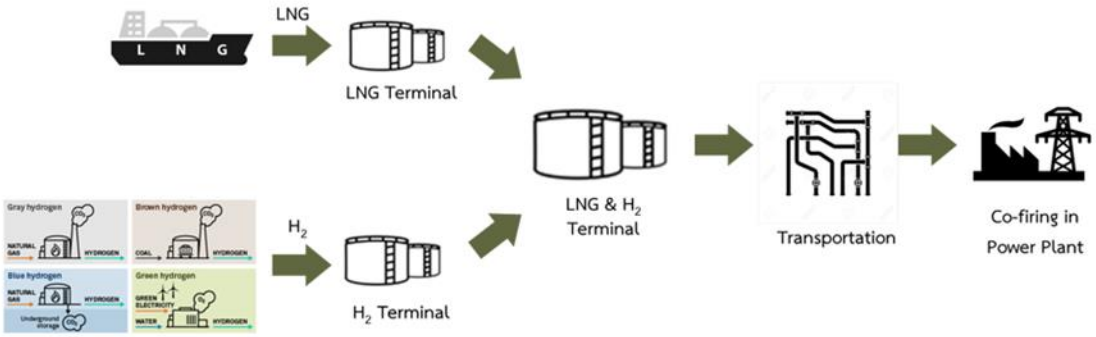
การประเมินรูปแบบการใช้งานและรูปแบบธุรกิจที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทยอยู่บนพื้นฐานของศักยภาพและความเป็นไปได้ทางเศรษฐกิจและการเงินควบคู่กัน โดยในการประเมินความเป็นไปได้ทางเศรษฐกิจและการเงินนั้นอยู่บนพื้นฐานของการวิเคราะห์จากแบบจำลองทางเศรษฐศาสตร์และการเงิน จะอยู่ในลักษณะของการประเมินมูลค่าของกระแสเงินสด (cash flow) ตลอดอายุโครงการ โดยจะทำการพิจารณากระแสเงินสดรับและกระแสเงินสดจ่ายสำหรับแต่ละองค์กรในโครงสร้างการดำเนินธุรกิจไฮโดรเจน ทั้งนี้ หากผู้ผลิตและจำหน่ายไฮโดรเจน รวมถึงผู้ขายปลีกไฮโดรเจนและก๊าซธรรมชาติเหลว และผู้ให้บริการสถานีเติมไฮโดรเจนสำหรับยานยนต์ สามารถกำหนดราคาขายต่อหน่วย จำหน่ายให้กับคู่ค้าให้ครอบคลุมต้นทุนทั้งหมดที่เกิดขึ้นได้ ก็จะทำให้มีแรงจูงใจที่จะเข้ามาดำเนินธุรกิจนี้ อย่างไรก็ตาม ราคาขายปลีกไฮโดรเจนในภาคขนส่งต้องไม่สูงกว่าราคาเชื้อเพลิงในภาคขนส่งประเภทอื่นที่ทดแทนกันได้ สำหรับผู้ผลิตไฟฟ้าจากไฮโดรเจนผ่านเซลล์เชื้อเพลิง นั้น หากสามารถขายไฟฟ้าเข้าระบบได้ในราคาที่ครอบคลุมต้นทุนทั้งหมดที่เกิดขึ้นได้ ก็จะทำให้มีแรงจูงใจที่จะเข้ามาดำเนินธุรกิจนี้เช่นกัน และในส่วนของผู้ใช้ไฮโดรเจนภาคพลังงานทั้งไฟฟ้าและความร้อน นั้น หากสามารถจัดหาไฮโดรเจนมาเป็นเชื้อเพลิงความร้อนในราคาที่ถูกกว่าเชื้อเพลิงเดิมได้ และผลประหยัดที่เกิดขึ้นสามารถทำให้มีระยะเวลาคืนทุนไม่นาน หรือมีเสถียรภาพด้านราคา รวมทั้งผู้ขายสามารถให้ความมั่นใจได้ว่าจะมีเชื้อเพลิงให้ใช้ได้อย่างต่อเนื่อง ก็จะทำให้ผู้ใช้มีแรงจูงใจที่จะตัดสินใจเปลี่ยนมาใช้ไฮโดรเจนทดแทนเชื้อเพลิงเดิม สมมติฐานที่เกี่ยวข้องกับการประเมินต้นทุนการผลิต การขนส่ง การจัดเก็บ รวมถึงการคาดการณ์ราคาเชื้อเพลิงชนิดต่างๆแสดงในภาคผนวก ผลการประเมินความเป็นไปได้ด้านเศรษฐศาสตร์และการเงินทำให้สามารถสรุปรูปแบบธุรกิจที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทย ได้ดังต่อไปนี้

6.1 การใช้ในภาคพลังงานไฟฟ้า

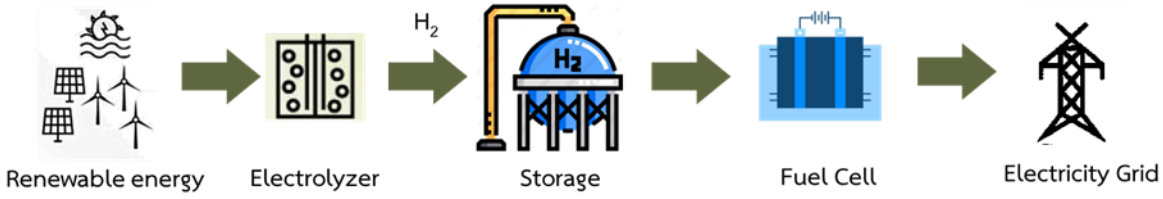
จากการพิจารณาความเป็นไปได้ในการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงานไฟฟ้าจะพบว่ามีความไปได้ใน 2 รูปแบบคือ **รูปแบบที่ 1** เป็นการนำไฮโดรเจนมาเป็นเชื้อเพลิงในโรงไฟฟ้าประเภทที่สามารถใช้เชื้อเพลิงตั้งแต่สองชนิดขึ้นไป (co-firing power plant) และในส่วนของ**รูปแบบที่ 2** เป็นการนำไฮโดรเจนมาผลิตกระแสไฟฟ้าผ่านเซลล์เชื้อเพลิงในฝั่งผู้ใช้ไฟฟ้าซึ่งไฟฟ้าที่ผลิตได้อาจถูกใช้งานบางส่วนและส่วนที่เหลือจะถูกส่งเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้า (electricity grid) ดังรูปที่ 13

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

เฉพาะการนำไฮโดรเจนมาใช้เป็นเชื้อเพลิงผสมกับก๊าซธรรมชาติและก๊าซธรรมชาติเหลวในระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติหลักของประเทศ



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



(ข) การนำไฮโดรเจนมาผลิตกระแสไฟฟ้าผ่านเซลล์เชื้อเพลิงในฝั่งผู้ใช้ไฟฟ้าซึ่งไฟฟ้าที่ผลิตได้อาจถูกใช้งานบางส่วนและส่วนที่เหลือจะถูกส่งเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้า (PV+HESS)

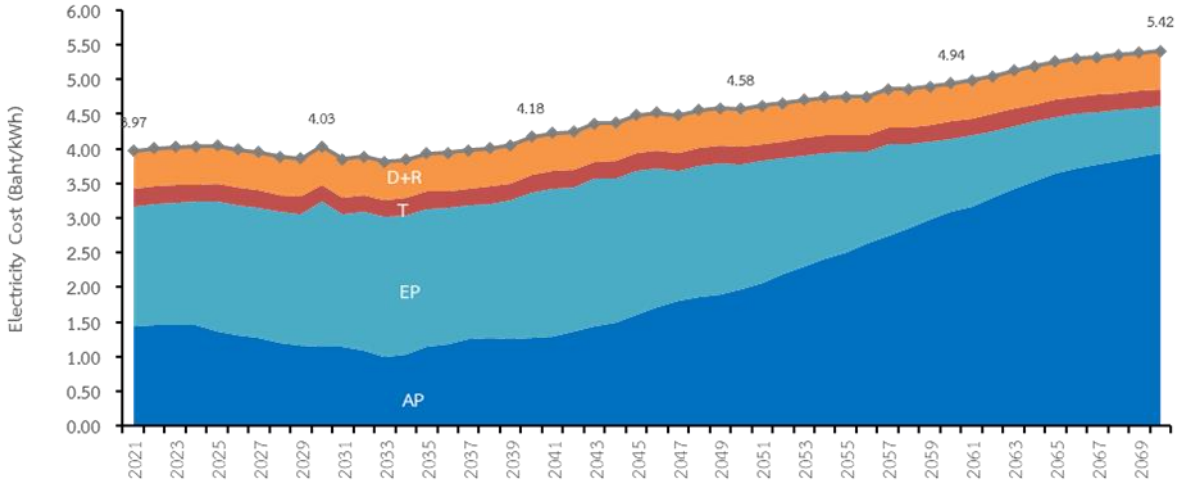
หมายเหตุ: ในการศึกษาครั้งนี้ จะวิเคราะห์แนวโน้มของรูปแบบการดำเนินธุรกิจที่ควรจะเป็นของแต่ละองค์กรที่เกี่ยวข้องในภาพรวมหรือที่ควรจะเป็นเท่านั้น ไม่ได้รวมถึงกรณีที่นักลงทุนที่เกี่ยวข้องในส่วนต่าง ๆ เสนออาจนำเสนอผลิตภัณฑ์และบริการอื่นๆ ที่ซับซ้อนเพื่อสร้างความแตกต่างและสร้างแรงจูงใจต่อคู่ค้าหรือเพื่อเพิ่มความสามารถในการแข่งขันมากขึ้นในธุรกิจจริงๆ

รูปที่ 13: รูปแบบการนำไฮโดรเจนมาใช้ในการผลิตไฟฟ้า

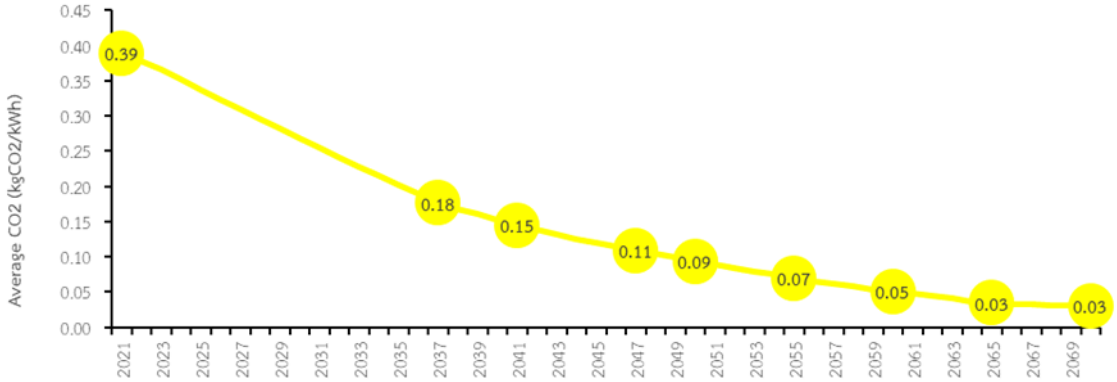
ผลการวิเคราะห์พบว่ารูปแบบที่ 1 ที่มีการนำไฮโดรเจนมาเป็นเชื้อเพลิงในโรงไฟฟ้าประเภทที่สามารถใช้เชื้อเพลิงตั้งแต่สองชนิดขึ้นไป (co-firing power plant) ผ่านระบบท่อก๊าซธรรมชาติ ทำให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยเพิ่มขึ้นประมาณร้อยละ 8.74 เมื่อเปรียบเทียบกับแผนพัฒนากำลังการผลิตไฟฟ้า (PDP2018 rev1) ในปี ค.ศ. 2037 (รูปที่ 14) โดยสามารถทำให้ระดับการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในภาคการผลิตไฟฟ้าลดลงจนถึงระดับเป้าหมายที่สามารถบรรลุเป้าหมาย Carbon neutrality ภายในปี พ.ศ. 2070 (รูปที่ 15) โดยคาดว่าหากเทคโนโลยีในอนาคตมีการพัฒนาและมีการพัฒนากลไกซื้อขายคาร์บอนในวงกว้าง รูปแบบธุรกิจดังกล่าวน่าจะมีศักยภาพที่จะสามารถแข่งขันในตลาดได้ ในขณะที่ รูปแบบที่ 2 ที่เป็นการนำไฮโดรเจนมาผลิตกระแสไฟฟ้าผ่านเซลล์เชื้อเพลิงในฝั่งผู้ใช้ไฟฟ้าซึ่งไฟฟ้าที่ผลิตได้อาจถูกใช้งานบางส่วนและส่วนที่เหลือจะถูกส่งเข้าสู่โครงข่ายไฟฟ้า (PV+HESS) พบว่ายังมีต้นทุนเฉลี่ยตลอด

อายุโครงการ (LCOE) สูงกว่าการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ที่มีแบตเตอรี่แบบลิเทียมในการกักเก็บพลังงาน (PV+ESS) อย่างมีนัยสำคัญ (ตารางที่ 5) ทำให้สามารถสรุปได้ว่ารูปแบบที่ 1 น่าจะมีความเป็นไปได้สำหรับการผลักดันให้เกิดการใช้ไฮโดรเจนสำหรับภาคพลังงานไฟฟ้าในประเทศไทยบนพื้นฐานของข้อมูลคาดการณ์ในปัจจุบัน อย่างไรก็ดีในอนาคตหากมีข้อมูลเพิ่มเติมก็มีความเป็นไปได้สำหรับการสนับสนุนให้เกิดการใช้งานในรูปแบบที่ 2 ในอนาคต

ดังนั้น ในการวิเคราะห์ในภาคพลังงานไฟฟ้านั้น นอกจากการวิเคราะห์ต้นทุนที่น่าจะเกิดขึ้นจริงกับผู้ประกอบการแล้ว ยังต้องครอบคลุมการจัดเตรียมแนวทางเพื่อบรรเทาผลกระทบต่อผู้ใช้ไฟฟ้าอันเนื่องมาจากการเพิ่มขึ้นของอัตราค่าไฟฟ้าด้วย จึงจะสามารถส่งเสริมการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงานไฟฟ้าได้อย่างเป็นรูปธรรม ทั้งนี้ขั้นตอนการวิเคราะห์การใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงานไฟฟ้าประกอบด้วย การวิเคราะห์ต้นทุนตลอดห่วงโซ่อุปทาน การวิเคราะห์ผลกระทบต่ออัตราค่าไฟฟ้า และการวิเคราะห์แนวทางการส่งเสริมการใช้งานไฮโดรเจนที่เป็นไปได้ ซึ่งจะเป็นข้อมูลสำคัญในการกำหนดข้อเสนอแนะเชิงนโยบายถึงแนวทางการพัฒนาการผลิตและการใช้ไฮโดรเจนเพื่อส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนของประเทศไทยในลำดับต่อไป



รูปที่ 14: ผลการประเมินภาพอนาคตอัตราค่าไฟฟ้าเฉลี่ยในแต่ละปี



รูปที่ 15: ผลการประเมินภาพอนาคตอัตราการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในแต่ละปี

ตารางที่ 5: สรุปผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางการเงินสำหรับภาคไฟฟ้ารูปแบบที่ 2

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

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

หมายเหตุ: [1)]จำนวนผู้ใช้ขั้นต่ำสุดที่ช่วยให้สามารถลดค่าใช้จ่ายลงได้

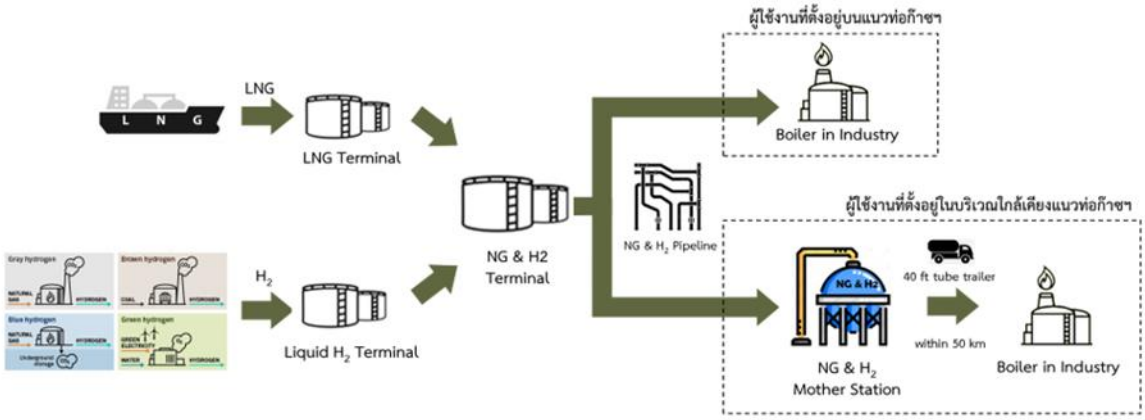
6.2 การใช้ในเชิงความร้อนในภาคอุตสาหกรรม

เป็นการนำไฮโดรเจนประเภทต่าง ๆ มาผสมกับก๊าซธรรมชาติเพื่อเป็นเชื้อเพลิงให้ความร้อนในระบบเผาไหม้หม้อไอน้ำ (boiler) ของโรงงานอุตสาหกรรมดังแสดงในรูปที่ 16 ทั้งนี้ จากการศึกษาเบื้องต้นพบว่า การนำไฮโดรเจนผสมกับก๊าซธรรมชาติไปใช้เป็นเชื้อเพลิงในโรงงานอุตสาหกรรมที่ตั้งอยู่บนแนวท่อก๊าซธรรมชาติและบริเวณใกล้เคียงแนวท่อก๊าซ โดยสามารถใช้เชื้อเพลิงได้เหมือนกรณีโรงงานอุตสาหกรรมที่ใช้ก๊าซธรรมชาติโดยทั่วไป ซึ่งในรูปแบบธุรกิจนี้ จะมี NG & H2 terminal ที่ทำการผสมก๊าซไฮโดรเจนและก๊าซธรรมชาติก่อนนำเข้าสู่ระบบท่อก๊าซต่อไป

โดยทั่วไปราคาไฮโดรเจนมีแนวโน้มที่จะสูงกว่าราคาเชื้อเพลิงอื่น ๆ ซึ่งรวมถึงน่าจะสูงกว่าก๊าซธรรมชาติเหลวด้วย การนำไฮโดรเจนมาใช้เป็นเชื้อเพลิงเพื่อทดแทนเชื้อเพลิงอื่นจึงอาจยังไม่สร้างแรงจูงใจด้านราคาให้กับผู้ประกอบการ แต่อาจสร้างแรงจูงใจในประเด็นการเพิ่มสัดส่วนเชื้อเพลิงที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อมและช่วยผลักดันให้องค์กรก้าวสู่ความเป็นกลางทางคาร์บอน (carbon-neutrality) ได้ ดังนั้น การนำไฮโดรเจนมาใช้เป็นเชื้อเพลิง จึงอาจนำมาใช้เป็นก๊าซผสมร่วมกับก๊าซธรรมชาติใช้ทดแทนเชื้อเพลิงเดิม เพื่อเพิ่มสัดส่วนเชื้อเพลิงที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม แต่ไม่สร้างภาระค่าใช้จ่ายให้กับผู้ประกอบการมากเกินไปทั้งในแง่ของราคาเชื้อเพลิงและต้นทุนในการปรับเปลี่ยนอุปกรณ์

ดังนั้น ในการวิเคราะห์ในภาคความร้อนในโรงงานอุตสาหกรรมนั้น จะเน้นไปที่การวิเคราะห์เพื่อเปรียบเทียบความคุ้มค่าในการปรับเปลี่ยนเชื้อเพลิงเมื่อเทียบกับเชื้อเพลิงเดิมที่โรงงานอุตสาหกรรมใช้อยู่ในปัจจุบัน โดยขั้นตอนการวิเคราะห์การใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงานความร้อนในโรงงานอุตสาหกรรมประกอบด้วย การวิเคราะห์

ต้นทุนที่จะเกิดขึ้นกับผู้ประกอบการในส่วนต่าง ๆ ตลอดห่วงโซ่อุปทาน การวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการปรับเปลี่ยนเชื้อเพลิงเมื่อเทียบกับเชื้อเพลิงเดิม และการวิเคราะห์แนวทางการส่งเสริมการใช้งานไฮโดรเจนที่เป็นไปได้



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

รูปที่ 16: รูปแบบการนำไฮโดรเจนมาใช้ในความร้อนในภาคอุตสาหกรรม

ผลการวิเคราะห์แสดงดังตารางที่ 6 ชี้ให้เห็นว่าการนำเชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนและก๊าซธรรมชาติไปใช้ในโรงงานที่ตั้งอยู่บนแนวท่อก๊าซฯ ซึ่งเดิมใช้ก๊าซธรรมชาติอยู่นั้นจะไม่มีความคุ้มค่าไม่ว่าจะเป็นในแง่ทางเศรษฐศาสตร์หรือการเงิน เนื่องจากก๊าซธรรมชาติที่เป็นเชื้อเพลิงเดิมนั้น มีราคาถูกกว่าเชื้อเพลิงใหม่ อีกทั้งมีอัตราการปลดปล่อยมลพิษไม่แตกต่างจากเชื้อเพลิงใหม่มากนัก แต่เมื่อนำเชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจ นและก๊าซธรรมชาติไปใช้ในโรงงานที่ตั้งอยู่ในรัศมี 50 กิโลเมตรจากแนวท่อก๊าซฯ ซึ่งเดิมใช้ก๊าซปิโตรเลียมเหลวและน้ำมันเตาอยู่นั้น จะเกิดความคุ้มค่าทั้งด้านเศรษฐศาสตร์และการเงิน อีกทั้งยังใช้ระยะเวลาในการคืนทุนไม่นาน (ระหว่าง 2.52 – 3.04 ปี) จึงกล่าวได้ว่าเชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนและก๊าซธรรมชาติเพื่อทดแทนการใช้ก๊าซปิโตรเลียมเหลวและน้ำมันเตาเป็นตัวเลือกที่น่าสนใจสำหรับการใช้ไฮโดรเจนสำหรับกลุ่มโรงงานอุตสาหกรรมในประเทศไทย

ตารางที่ 6: สรุปผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์และการเงินสำหรับภาคความร้อนในโรงงานอุตสาหกรรมอุตสาหกรรม

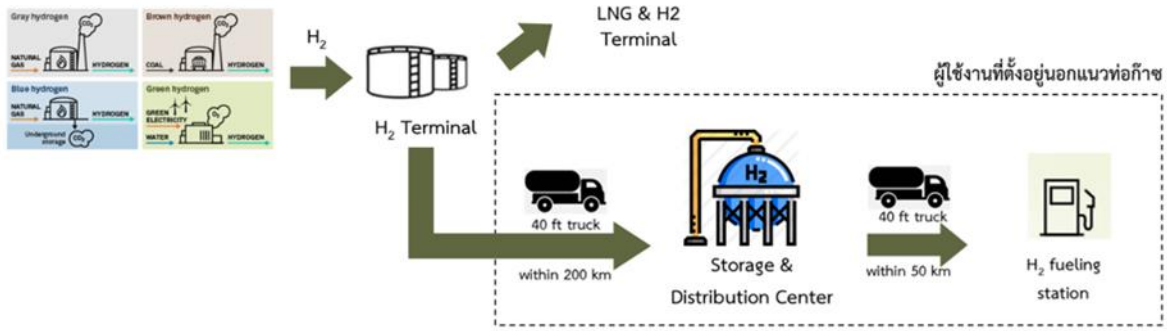
		โรงงานที่ตั้งอยู่บนแนวท่อ	โรงงานที่ตั้งอยู่ในรัศมี 50 ก.ม. จากแนวท่อ	
Hydrogen	ผลการวิเคราะห์	NG	LPG	น้ำมันเตา
Gray	NPV (ล้านบาท)	-4.19	12.23	20.06
	FIRR (%)	Not Feas.!	62%	71%
	EIRR (%)	Not Feas.!	70%	278%
	Payback period (ปี)	-	2.63	2.52
Blue	NPV (ล้านบาท)	-4.34	12.08	19.92
	FIRR (%)	Not Feas.!	61%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

6.3 การใช้ในภาคขนส่ง

เป็นรูปแบบที่มีการนำไฮโดรเจนไปใช้เป็นเชื้อเพลิงเผาไหม้โดยตรงสำหรับเครื่องยนต์สันดาปภายในแบบใช้ไฮโดรเจน (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

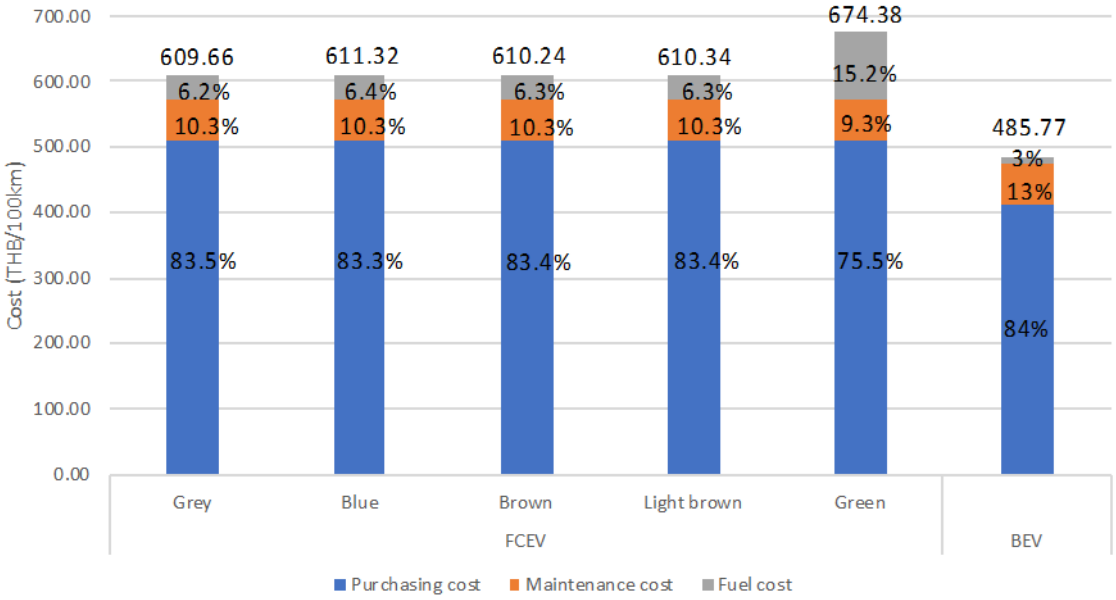
แนวทางวิเคราะห์สำหรับภาคขนส่งจะพิจารณาต้นทุนตลอดวัฏจักรของเชื้อเพลิง (well-to-wheel: WTW) โดยต้นทุนตามวัฏจักรของเชื้อเพลิงนั้นยังแบ่งออกได้เป็น 2 ส่วนคือ ต้นทุนการผลิตและขนส่งเชื้อเพลิงไปยังสถานีเติมเชื้อเพลิง (well-to-tank: WTT) และต้นทุนส่วนของการใช้รถยนต์ (tank-to-wheel: TTW) ซึ่งหมายถึงต้นทุนการเป็นเจ้าของยานพาหนะตลอดอายุการใช้งาน รูปแบบการใช้และการขนส่งไฮโดเจนสำหรับยานยนต์แสดงดังรูปที่ 17



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

รูปที่ 17: รูปแบบการใช้ไฮโดรเจนสำหรับการใช้เป็นพลังงานในภาคคมนาคมขนส่ง

ผลการวิเคราะห์ซึ่งแสดงในรูปของต้นทุนรวม (total cost of ownership: TCO) ในรูปที่ 18 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 อย่างไรก็ดีหากมีเงื่อนไขของการใช้มูลค่าเพิ่มอันเกิดจากการลดคาร์บอนผ่านกลไกต่างๆ เช่น ตลาดซื้อขายคาร์บอน หรือการเก็บภาษีคาร์บอน อาจทำให้สภาพแวดล้อมเปลี่ยนแปลง



รูปที่ 18: ต้นทุนรวม (total cost of ownership: TCO) ของการใช้รถ FCEV และรถ BEV

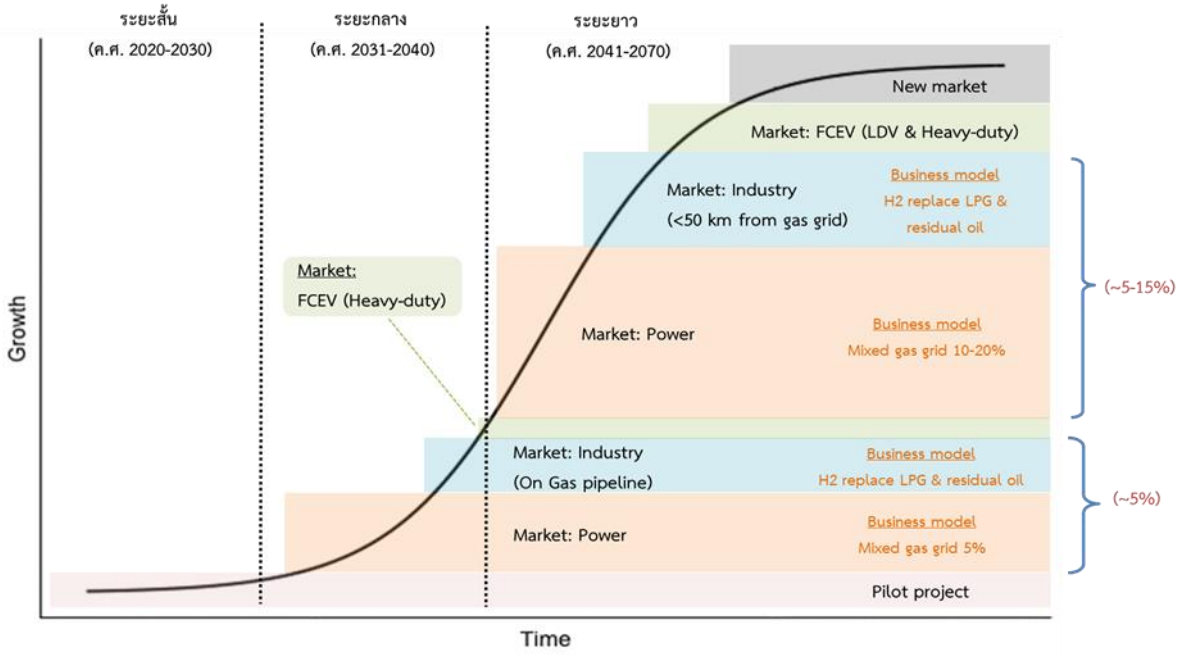
7. ตลาดและกลุ่มเป้าหมายสำหรับประเทศไทย

จากการประเมินรูปแบบการใช้และการผลิต ศักยภาพ และความคุ้มค่าของการใช้งานไฮโดรเจนในลักษณะต่างๆ โดยพิจารณาร่วมกับทางเลือกอื่นๆ สำหรับการใช้เป็นพลังงานในหัวข้อก่อนหน้า เช่น การผลิตไฟฟ้าจากผลิตหมุนเวียน การส่งเสริมการใช้ยานยนต์พลังงานไฟฟ้า และอื่นๆ พบว่าประเทศไทยควรจะมีการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงานไม่น้อยกว่าร้อยละ 20 เพื่อบรรลุเป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเป็นศูนย์ (carbon neutrality) ภายในปี ค.ศ. 2065-2070

เป้าหมายการพัฒนา:

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

ตลาดและกลุ่มเป้าหมายสำหรับการส่งเสริมการใช้ไฮโดรเจนนั้นมีเป้าหมายไปที่ตลาดสำหรับกลุ่มโรงไฟฟ้า การใช้เชิงความร้อนในภาคอุตสาหกรรม และการใช้ในภาคขนส่งเป็นหลัก โดยสามารถกำหนดกลุ่มเป้าหมายสำหรับการส่งเสริมการใช้ไฮโดรเจน แบ่งเป็น 3 ระยะดังแสดงในรูปที่ 19 ประกอบด้วย



รูปที่ 19: ตลาดและกลุ่มเป้าหมายสำหรับการส่งเสริมการใช้ไฮโดรเจนสำหรับภาคพลังงาน

1) ระยะสั้น (ปี ค.ศ. 2020-2030)

เนื่องจากตลาดผู้ใช้ไฮโดรเจนอาจยังไม่สามารถพัฒนาในระดับการใช้ในเชิงพาณิชย์ได้ในระยะ 10 ปีข้างหน้า ดังนั้นในระยะสั้นการพัฒนาตลาดจึงเป็นลักษณะของการพัฒนาโครงการนำร่อง (Pilot project) เพื่อทดสอบการใช้งานจริง โดยอาจพิจารณาในพื้นที่ที่สามารถควบคุมสภาพแวดล้อมได้ เช่น โรงไฟฟ้าประเภทที่สามารถใช้เชื้อเพลิงตั้งแต่สองชนิดขึ้นไป (co-firing power plant) ผ่านระบบท่อก๊าซฯ หรือ การใช้ไฮโดรเจนทดแทนน้ำมันเตาและก๊าซปิโตรเลียมเหลวในนิคมอุตสาหกรรม เป็นต้น

2) ระยะกลาง (ปี ค.ศ. 2031-2040)

เป็นช่วงของการเริ่มต้นพัฒนาตลาดผู้ใช้ไฮโดรเจนในเชิงพาณิชย์ โดยกลุ่มเป้าหมายหลักจะเป็นโรงไฟฟ้าประเภทที่สามารถใช้เชื้อเพลิงตั้งแต่สองชนิดขึ้นไป (co-firing power plant) ผ่านระบบท่อก๊าซฯที่มีการผสมไฮโดรเจนในระดับประมาณร้อยละ 5 รวมถึงกลุ่มการใช้ไฮโดรเจนสำหรับการใช้เชิงความร้อนเพื่อทดแทนน้ำมันเตาและก๊าซปิโตรเลียมเหลวในโรงงานอุตสาหกรรมโดยเฉพาะในพื้นที่แนวโครงข่ายท่อก๊าซธรรมชาติในขณะที่ตลาดผู้ใช้ในภาคขนส่งโดยเฉพาะ FCEV จะยังอยู่ในช่วงเริ่มต้นและอยู่ในวงจำกัด (niche market) เฉพาะในกลุ่มของรถบรรทุก (heavy duty vehicle) โดยในช่วงเวลาดังกล่าวคาดว่าจะอยู่ในช่วงการขยายตัวอย่างก้าวกระโดดของตลาดยานยนต์พลังงานไฟฟ้า (BEV / PHEV) โดยเฉพาะในกลุ่มยานยนต์ขนาดเล็ก (LDV) และจักรยานยนต์พลังงานไฟฟ้า ในขณะที่กลุ่มรถบรรทุกพลังงานไฟฟ้าอาจยังมีข้อจำกัดในการใช้งาน

3) ระยะยาว (ปี ค.ศ. 2041-2070)

เป็นช่วงของการต่อยอดของทุกรูปแบบธุรกิจที่ได้เริ่มต้นมาตั้งแต่ระยะสั้นและระยะกลาง โดยกลุ่มเป้าหมายหลักที่เป็นโรงไฟฟ้าประเภทที่สามารถใช้เชื้อเพลิงตั้งแต่สองชนิดขึ้นไป (co-firing power plant) ผ่านระบบท่อก๊าซฯจะมีการผสมไฮโดรเจนในสัดส่วนที่เพิ่มขึ้นจนอยู่ที่ประมาณร้อยละ 10-20 การเปลี่ยนแปลงสัดส่วนการผสมดังกล่าวจำเป็นต้องอาศัยระยะเวลาให้ผู้ประกอบการที่เป็นโรงไฟฟ้าและภาคอุตสาหกรรมสามารถปรับตัวโดยการปรับเปลี่ยนอุปกรณ์เพื่อรองรับการเปลี่ยนแปลงคุณภาพของเชื้อเพลิง อย่างไรก็ดีในระยะยาวหากมีการพัฒนาเทคโนโลยีในการขนส่งเชื้อเพลิงไฮโดรเจนในรูปแบบอื่นๆที่มีความคุ้มค่าในการลงทุนมากขึ้น ก็อาจทำให้มีรูปแบบการขนส่งไฮโดรเจนในลักษณะอื่นๆเข้ามามากขึ้น ส่วนตลาดผู้ใช้ในภาคขนส่งคาดว่าจะมีการขยายตัวเพิ่มขึ้นโดยกลุ่มเป้าหมายหลักยังคงเป็นกลุ่มยานยนต์ขนาดเล็ก (LDV) และอาจมีตลาดใหม่ในกลุ่มยานยนต์ Heavy-duty ซึ่งเป็นตลาดที่ยานยนต์พลังงานยังมีข้อจำกัดในการใช้งาน อาจเป็นโอกาสสำหรับยานยนต์ FCEV ในกลุ่มดังกล่าวในอนาคต

8. เทคโนโลยีการผลิตไฮโดรเจนที่คาดว่าจะมีศักยภาพสำหรับประเทศไทย

จากการรวบรวมข้อมูลอ้างอิงจากแหล่งต่างๆ ดังแสดงในตารางที่ 7 จะเห็นได้ว่าเทคโนโลยีการผลิตไฮโดรเจนจากก๊าซธรรมชาติด้วยเทคโนโลยีรีฟอร์มมิ่งมีต้นทุนการผลิตและประสิทธิภาพในกลุ่มสูงที่สุด ประกอบกับโครงสร้างการจัดหาแหล่งพลังงานของไทยที่ปัจจุบันพึ่งพาการใช้ก๊าซธรรมชาติในระดับสูง ดังนั้นการผลิตไฮโดรเจนจากก๊าซธรรมชาติด้วยเทคโนโลยีรีฟอร์มมิ่ง (gray hydrogen) คาดว่าน่าจะสามารถเป็นแกนหลักสำหรับการผลิตไฮโดรเจนในระยะสั้นถึงระยะกลาง ในขณะที่ในระยะยาวการผลิตไฮโดรเจนจากพลังงานหมุนเวียนด้วยเทคโนโลยีอิเล็คโตรไลซิส รวมถึงการผลิตไฮโดรเจนจากชีวมวลด้วยเทคโนโลยีแก๊สซิฟิเคชั่น (green hydrogen) อาจมีความเป็นไปได้ในระยะยาวจากเทคโนโลยีพลังงานหมุนเวียนที่คาดว่าจะมีต้นทุนการผลิตที่ลดลง บนเงื่อนไขที่อาจจำเป็นต้องมีกลไกสะอาดเพื่อสนับสนุน green hydrogen เช่น ตลาดซื้อขายคาร์บอน หรือภาษีคาร์บอนเป็นต้น

ตารางที่ 7: ประสิทธิภาพและต้นทุนของเทคโนโลยีการผลิตไฮโดรเจน

เทคโนโลยีการผลิตไฮโดรเจน	H_2 Source (Energy Source)	พ.ศ.2560		พ.ศ.2583		แหล่งข้อมูล
		ประสิทธิภาพ (%)	ต้นทุน (USD/kg)	ประสิทธิภาพ (%)	ต้นทุน (USD/kg)	
รีฟอร์มมิ่ง	ก๊าซธรรมชาติ	64	2.54	83	2.10	รายงาน IEA
แก๊สซิฟิเคชั่น	ลิกไนต์	42	12.70	53	11.29	รายงาน AIST
แก๊สซิฟิเคชั่น	ชีวมวล	44	6.63	50	5.97	จาก ERIA
อิเล็คโตรไลซิส	แสงอาทิตย์ ลม น้ำ และพลังงานความร้อนใต้พิภพ	79	7.54	82	3.74	รายงาน IEA และ IEEJ
carbon, capture, utilization & storage (CCUS)	-	-	0.07	-	0.048	รายงาน NCCS

หมายเหตุ:

1. ที่มา: ERIA (2019)

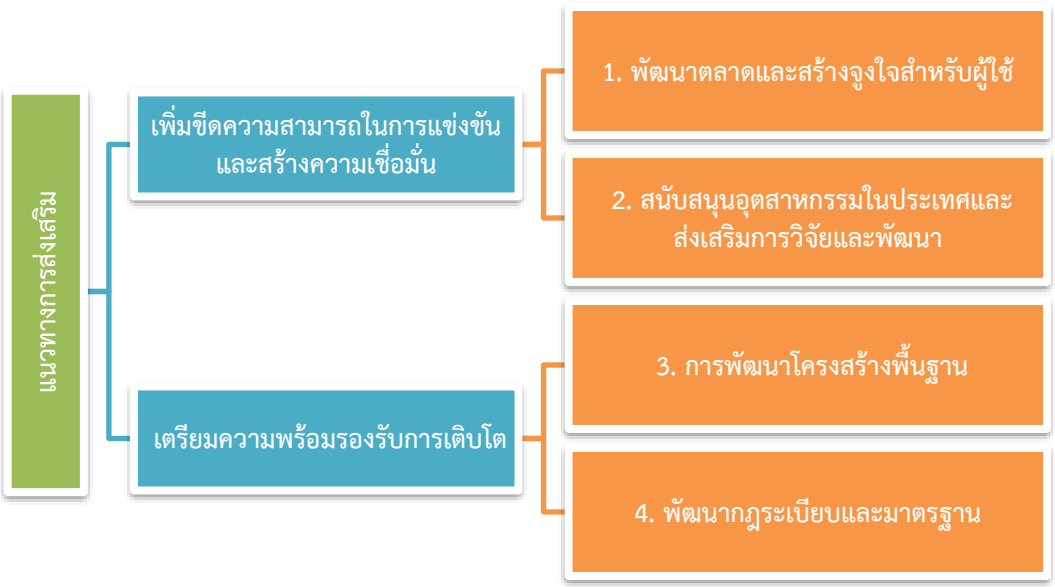
2. AIST = Association for Iron and Steel Technology, CCUS = carbon capture storage, IEA = International Energy Association, IEEJ = Institute of Electrical Engineers of Japan NCCS = National Climate Change Secretariat

9. แนวทางส่งเสริมไฮโดรเจนสำหรับประเทศไทย

เพื่อบรรลุเป้าหมายข้างต้น การส่งเสริมการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงานสามารถสรุปเป็น 2 แนวทางหลักดังแสดงในรูปที่ 20 ประกอบไปด้วย

1) **การเพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขันและสร้างความเชื่อมั่นทั้งกลุ่มผู้ผลิตและกลุ่มผู้ใช้** ประกอบไปด้วยกลยุทธ์ในการส่งเสริมตลาดผู้ใช้และสร้างแรงจูงใจให้กลุ่มเป้าหมายทั้งในภาคการผลิตไฟฟ้า ภาคอุตสาหกรรม และภาคขนส่ง รวมถึงกลุ่มผู้ผลิตที่ต้องมีการสนับสนุนและสร้างแรงจูงใจในลักษณะต่างๆเพื่อเพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขันของกิจการ ทำให้เกิดความต้องการและการผลิตที่เพียงพอควบคู่กันไป นอกจากนี้ยังรวมถึงมาตรการบรรเทาผลกระทบที่เกิดขึ้นจากนโยบายส่งเสริมการใช้ไฮโดรเจนดังกล่าว

2) **การเตรียมความพร้อมเพื่อรองรับการเติบโตของตลาดและอุตสาหกรรมที่เกี่ยวข้องกับไฮโดรเจน** ประกอบไปด้วยการเตรียมความพร้อมด้านโครงสร้างพื้นฐาน รวมถึงกฎหมาย กฎระเบียบ และมาตรฐานที่จำเป็นสำหรับการประกอบกิจการ และสร้างความมั่นใจตลอดห่วงโซ่คุณค่าที่ครอบคลุมทั้งการผลิต การใช้ ความปลอดภัย การขนส่ง การจัดเก็บ การจำหน่าย และอื่น ๆ



รูปที่ 20: แนวทางการกำหนดมาตรการส่งเสริมการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงาน

9.1 พัฒนาตลาดและสร้างแรงจูงใจสำหรับผู้ใช้

การพัฒนาตลาดผู้ใช้เป็นจุดเริ่มต้นของการผลักดันเทคโนโลยีใหม่สู่การพัฒนาเชิงพาณิชย์ ในช่วงแรกของการพัฒนาจำเป็นต้องมีการสร้างแรงจูงใจในกับผู้ใช้ในลักษณะต่าง ๆ เนื่องจากโดยทั่วไปเทคโนโลยีใหม่จะยังไม่สามารถแข่งขันกับเทคโนโลยีเดิมได้ เมื่อสามารถผลักดันให้มีการเติบโตได้ระยะหนึ่งภาครัฐก็ควรลดระดับการสนับสนุน ตลาดที่มีขนาดใหญ่ขึ้นอาจทำให้เกิดภาระด้านการเงินที่ไม่จำเป็น และในระยะยาวจำเป็นต้องมีการนำกลไกด้านเศรษฐศาสตร์มาใช้เพื่อให้ตลาดสามารถพัฒนาได้อย่างต่อเนื่องด้วยกลไกของตัวเอง กลยุทธ์สำคัญในแต่ละช่วงเวลา ประกอบด้วย

(1) ระยะสั้น (ปี ค.ศ. 2020-2030): ช่วงของการเตรียมพร้อม

- จัดทำแผนพัฒนาตลาดผู้ใช้พลังงานทั้งในระยะสั้น-กลาง-ยาว ที่ให้ภาพทางเลือกอื่นๆรวมถึงไฮโดรเจนเพื่อให้เกิดความชัดเจนของนโยบาย เช่น สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า เป้าหมายการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนและไฮโดรเจนในภาคอุตสาหกรรม การส่งเสริมยานยนต์พลังงานและ FCEV เป็นต้น ทั้งนี้ก็เพื่อสร้างความเชื่อมั่นให้กับตลาดผู้ใช้และส่งสัญญาณเชิงบวกต่ออุตสาหกรรมการผลิตไฮโดรเจนในประเทศไทย
- สนับสนุนการพัฒนาโครงการนำร่อง และสิทธิพิเศษเพื่อส่งเสริมการลงทุนโครงการพลังงานสะอาด
- สร้างความตระหนักถึงความจำเป็นและทิศทางการพัฒนาไฮโดรเจนสำหรับประเทศไทยในอนาคตให้กลุ่มเป้าหมายผู้ใช้พลังงานไฮโดรเจน

(2) ระยะกลาง (ปี ค.ศ. 2031-2040): ช่วงของการเริ่มต้นพัฒนาตลาดผู้ใช้ในเชิงพาณิชย์

- สนับสนุนเงินลงทุนในการปรับเปลี่ยนอุปกรณ์ให้กับผู้ประกอบการรองรับการเปลี่ยนแปลงคุณสมบัติของเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติที่มีการผสมไฮโดรเจน โดยเฉพาะกลุ่มเป้าหมายที่ได้รับผลกระทบจากการใช้เชื้อเพลิงผสมในระบบท่อก๊าซฯ
- ให้สิทธิประโยชน์ทางภาษีเพื่อสร้างแรงจูงใจให้ผู้ใช้มีการปรับเปลี่ยนอุปกรณ์ หรือยานยนต์ที่มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเป็น (zero emission vehicle: ZEV) โดยให้น้ำหนักกับการพิจารณาค่า carbon footprint ในการสนับสนุน คาดว่าจะเพิ่มศักยภาพการแข่งขันของ FCV จาก gray hydrogen และ green hydrogen มากขึ้น
- กำหนดโครงสร้างราคาที่ให้ส่วนลดกับเชื้อเพลิงที่มีค่า carbon footprint ต่ำและให้ส่วนเพิ่มกับเชื้อเพลิงที่มีค่า carbon footprint สูง เพื่อจูงใจให้ผู้ใช้เกิดการปรับเปลี่ยนรูปแบบการใช้งาน

(3) ระยะยาว (ปี ค.ศ. 2041-2070): ช่วงของการสนับสนุนให้เกิดการเติบโตของตลาดอย่างยั่งยืน

- ลดระดับการอุดหนุนจาภาครัฐ และปรับเปลี่ยนมาใช้กลไกตลาดที่ให้มูลค่าเพิ่มกับทางเลือกที่มีไม่มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกตลอดอายุการใช้งาน

- สร้างแรงจูงในให้เกิดการปรับเปลี่ยนจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล เช่น ภาษีคาร์บอน โดยพิจารณาเป็นส่วนหนึ่งในโครงสร้างราคาเชื้อเพลิง

9.2 สนับสนุนอุตสาหกรรมในประเทศและส่งเสริมการวิจัยและพัฒนา

เนื่องจากปัจจุบันเทคโนโลยีไฮโดรเจนยังอยู่ระหว่างการพัฒนาและยังมีการใช้ในเชิงพาณิชย์ไม่มากนัก และในระยะยาวยังมีความไม่แน่นอนสูง ทำให้ในช่วงแรกของแผนที่นำทางควรเน้นไปที่สนับสนุนการวิจัยและพัฒนาด้านการผลิตและการใช้ไฮโดรเจนให้สอดคล้องกับบริบทของไทย รวมถึงรูปแบบธุรกิจใหม่ที่อาจมีศักยภาพเพื่อเปิดโอกาสสำหรับทางเลือกต่าง ๆ สำหรับการพัฒนาเชิงพาณิชย์ในอนาคต ซึ่งบนพื้นฐานข้อมูลปัจจุบันอาจยังไม่สามารถประเมินได้ ในระยะกลางจะเป็นช่วงของการสร้างขีดความสามารถในการแข่งขันของผู้ประกอบการและอุตสาหกรรมในประเทศ โดยเน้นไปที่การส่งเสริมการลงทุนของผู้ประกอบการที่เกี่ยวข้องกับไฮโดรเจนเพื่อลดต้นทุน ในขณะที่ระยะยาวจะเป็นช่วงของการมุ่งสู่ความยั่งยืนด้วยการสนับสนุนให้เกิดการแข่งขันภายใต้บริบทที่คาดว่าจะมีผู้เล่นในกิจการมากขึ้น กำหนดกติกาที่เป็นธรรม บนพื้นฐานของตลาดและกลไกซื้อขายคาร์บอน ในเรื่องของเทคโนโลยีกลยุทธ์สำคัญในแต่ละช่วงเวลา ประกอบด้วย

(1) ระยะสั้น (ปี ค.ศ. 2020-2030): ช่วงของการวิจัยและพัฒนา

- สนับสนุนการวิจัยและพัฒนาทั้งการผลิต การใช้งาน การขนส่ง การจัดเก็บ และอื่น ๆ ที่มีความสอดคล้องกับบริบทของไทย รวมถึงการทบทวนการประเมินความเป็นไปได้ทางเทคนิคและการเงินของรูปแบบธุรกิจต่าง ๆ อย่างต่อเนื่อง โดยไม่จำกัดเฉพาะเทคโนโลยีและรูปแบบธุรกิจที่นำเสนอในแผนที่นำทาง เพื่อเปิดโอกาสสำหรับเทคโนโลยีและรูปแบบธุรกิจใหม่ในอนาคตที่มีศักยภาพ
- ทบทวนการประเมินความเป็นไปได้ทางเทคนิคและการเงิน สำหรับทางเลือกรูปแบบธุรกิจในลักษณะต่าง ๆ อย่างต่อเนื่อง เพื่อหลีกเลี่ยงความเสี่ยงอันเกิดจากการเปลี่ยนแปลงเทคโนโลยีที่อาจมีความไม่แน่นอนสูงโดยเฉพาะเมื่อการพัฒนาไฮโดรเจนมีกรอบเวลามากกว่า 20-50 ปี

(2) ระยะกลาง (ปี ค.ศ. 2031-2040): ช่วงของการสร้างขีดความสามารถในการแข่งขันให้ผู้ประกอบการไฮโดรเจนในประเทศ

- สนับสนุนเงินลงทุนและสิทธิประโยชน์ทางภาษีสำหรับผู้ประกอบการในประเทศที่เกี่ยวข้องตลอดห่วงโซ่คุณค่าของการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงาน เช่น ด้านการผลิต การขนส่ง การจัดเก็บ และอื่น ๆ น้ำหนักการสนับสนุนอยู่บนหลักการของระดับการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเป็นหลัก เช่น เพิ่มน้ำหนักสำหรับการปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่ำ (grey hydrogen) และน้ำหนักสูงที่สุดสำหรับการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเป็นศูนย์ (green hydrogen)
- สนับสนุนการวิจัยและพัฒนาให้ผู้ประกอบการโดยเฉพาะเทคโนโลยีไฮโดรเจนที่มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเป็นศูนย์ (green hydrogen)

(3) ระยะยาว (ปี ค.ศ. 2041-2070): ช่วงของการมุ่งสู่ความยั่งยืน

- พัฒนาตลาดและกลไกซื้อขายคาร์บอน รวมถึงกลไกอื่นๆที่ช่วยสนับสนุนการใช้พลังงานหมุนเวียนเพื่อผลิตไฮโดรเจน เช่น ภาษีคาร์บอน บนพื้นฐานของระดับการปล่อยก๊าซเรือนกระจกตลอดห่วงโซ่คุณค่า รวมถึงการพัฒนากลไกการตรวจวัด รายงานผลและการทวนสอบ (monitoring, reporting and verification: MRV)
- พัฒนาช่องทางการเข้าถึงตลาดซื้อขายคาร์บอนให้กับผู้ประกอบการในรูปแบบต่างๆ เช่น Platform รองรับตลาดซื้อขายคาร์บอนเชิงพาณิชย์

9.3 พัฒนาโครงสร้างพื้นฐาน

โครงสร้างพื้นฐานสำคัญสำหรับการพัฒนาอุตสาหกรรมไฮโดรเจนประกอบไปด้วย ระบบท่อก๊าซฯรองรับการใช้เชื้อเพลิงผสมร่วมกับไฮโดรเจน สถานีเติมไฮโดรเจน (hydrogen fueling station) ระบบขนส่งไฮโดรเจนในรูปแบบต่างๆ รวมถึงการบริหารจัดการโครงข่ายไฟฟ้าเพื่อรองรับการผลิตไฮโดรเจนจากพลังงานหมุนเวียน เป็นต้น โดยในช่วงแรกของการพัฒนาจะเป็นช่วงของการเตรียมการ เช่น การทดสอบและปรับปรุงระบบโครงข่ายท่อก๊าซธรรมชาติรองรับการใช้เชื้อเพลิงผสม การศึกษาความเป็นไปได้และการทดสอบสถานีเติมไฮโดรเจน รวมถึงการขนส่งในรูปแบบต่างๆ ในขณะที่ระยะกลางเป็นช่วงของการพัฒนาระบบ ซึ่งเป็นช่วงที่เริ่มมีการพัฒนาตลาดผู้ใช้ไฮโดรเจนในเชิงพาณิชย์ จำเป็นต้องมีความพร้อมในการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานรองรับตลาดที่กำลังเริ่มต้น และในระยะยาวเป็นช่วงของการขยายโครงข่ายพื้นฐานต่างๆรองรับตลาดผู้ใช้ที่คาดว่าจะมีการเติบโตที่มากขึ้น กลยุทธ์สำคัญในแต่ละช่วงเวลา ประกอบด้วย

(1) ระยะสั้น (ปี ค.ศ. 2020-2030): ช่วงของการเตรียมความพร้อม

- ทดสอบและปรับปรุงระบบเพื่อรองรับการใช้เชื้อเพลิงผสมในระบบท่อก๊าซธรรมชาติ โดยเฉพาะการปรับปรุงระบบท่อส่วนที่ทำจากเหล็ก และการทดสอบการผุกร่อน (non-corrosive) และการรั่วซึม (non-permeable) รวมถึงโครงการนำร่องสำหรับสถานีเติมไฮโดรเจน และการขนส่งไฮโดรเจนด้วยรูปแบบต่าง ๆ เป็นต้น
- ประเมินผลกระทบที่อาจจะเกิดขึ้นและศึกษาแนวทางการรับมือและบรรเทากับผลกระทบต่างๆ เช่น ปัญหาด้านเทคนิคในการผสมไฮโดรเจนในระบบท่อก๊าซธรรมชาติ การเกิด NOx จากการใช้ในเชิงความร้อน และอื่น ๆ
- ทดสอบการใช้ไฮโดรเจนในระบบบริหารจัดการแบบกระจายศูนย์สำหรับการใช้งานในลักษณะต่าง ๆ เช่น การผลิตไฟฟ้า การใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงาน และอื่น ๆ ร่วมกับการใช้พลังงานหมุนเวียนในการผลิตไฟฟ้า และระบบกักเก็บพลังงานในรูปแบบอื่นๆ เช่น แบตเตอรี่ (BESS)
- จัดทำแผนการลงทุนโครงสร้างพื้นฐาน พร้อมทั้งจัดหาแหล่งเงินทุน และส่งสัญญาณต่อการเปลี่ยนแปลงที่จะเกิดขึ้นในด้านต่าง ๆ ให้กับกลุ่มผู้ใช้เป้าหมาย เช่น การเปลี่ยนแปลงค่าความ

ร้อนและคุณสมบัติของเชื้อเพลิงในระบบท่อ พื้นที่เป้าหมายสำหรับการพัฒนาสถานีเติมไฮโดรเจน

(2) ระยะกลาง (ปี ค.ศ. 2031-2040): ช่วงของการพัฒนาระบบรองรับตลาดเชิงพาณิชย์

- พัฒนาระบบท่อรองรับการใช้เชื้อเพลิงผสม พร้อมทั้งสนับสนุนเงินลงทุนเพื่อปรับเปลี่ยนอุปกรณ์สำหรับกลุ่มผู้ใช้เพื่อบรรเทาผลกระทบจากการปรับเปลี่ยนคุณสมบัติของเชื้อเพลิง โดยเฉพาะในกลุ่มโรงไฟฟ้าและโรงงานอุตสาหกรรม
- สนับสนุนการลงทุนสถานีเติมไฮโดรเจนรองรับยานยนต์ FCEV ในพื้นที่เป้าหมาย โดยอาจเป็นเส้นทางของทางหลวงสายหลักที่คาดว่าจะมีความถี่ของการขนส่งสินค้าด้วยรถบรรทุก (heavy duty) ซึ่งเป็นกลุ่มเป้าหมายสำหรับ FCEV ในระยะกลางของประเทศไทย
- พัฒนาระบบรับซื้อไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียนเพื่อเตรียมการรองรับการผลิตไฮโดรเจนที่ไม่มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (green hydrogen)

(3) ระยะยาว (ปี ค.ศ. 2041-2070): ช่วงของการขยายโครงสร้างพื้นฐานรองรับตลาดใหม่

- ขยายพื้นที่ให้บริการระบบท่อสำหรับการใช้เชื้อเพลิงผสม และเพิ่มสัดส่วนการผสมไฮโดรเจนไปจนถึงเป้าหมายที่ระดับร้อยละ 20
- ขยายพื้นที่ให้บริการสถานีเติมไฮโดรเจนเพื่อรองรับตลาดยานยนต์ FCEV ประเภทอื่นๆ นอกเหนือจากกลุ่มรถบรรทุก (heavy duty) เช่น ยานยนต์ขนาดเล็ก (light duty vehicle) และยานยนต์ประเภทอื่นๆ
- พัฒนาตลาดใหม่สำหรับกลุ่มผู้ใช้ไฮโดรเจน โดยเฉพาะการใช้ในระบบจัดการพลังงานแบบกระจายศูนย์ เช่น สนับสนุนการใช้ไฮโดรเจนร่วมกับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนและระบบกักเก็บพลังงาน และอื่นๆ

9.4 ปรับปรุงกฎหมาย ระเบียบ และมาตรฐานที่เกี่ยวข้อง

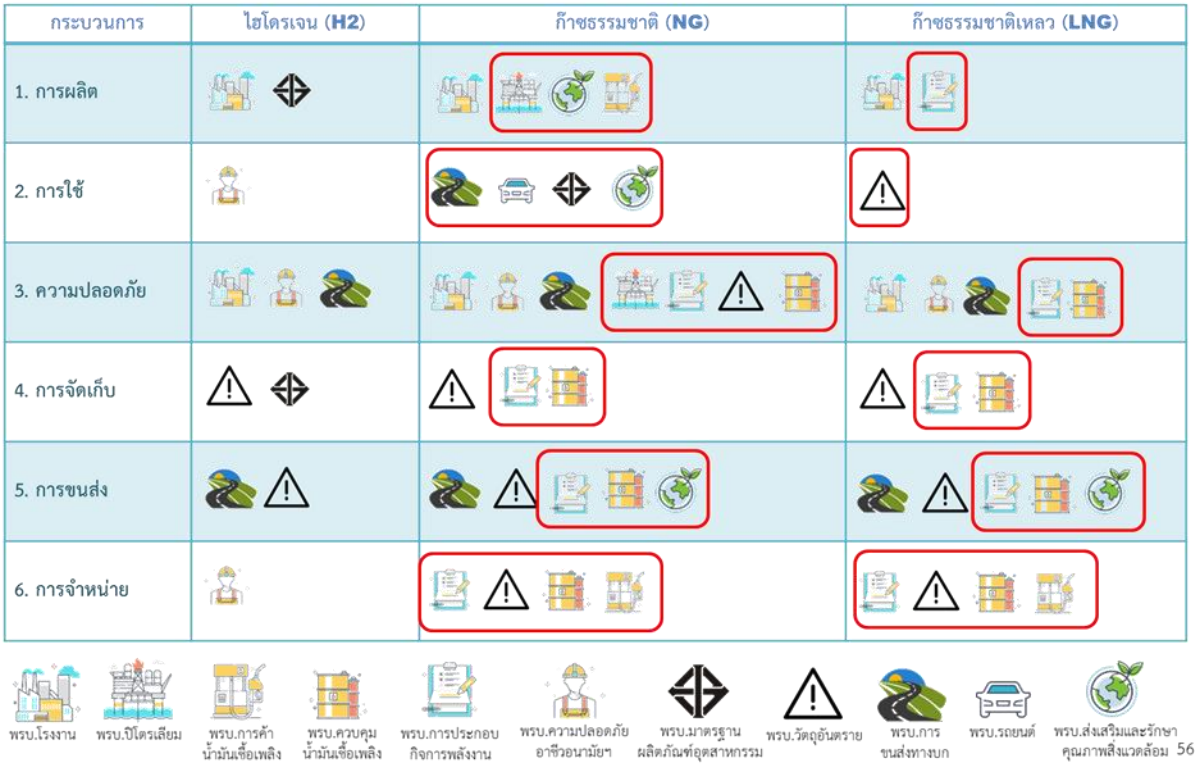
ปัจจุบันประเทศไทยมีกฎหมายและระเบียบที่เกี่ยวข้องกับไฮโดรเจนเฉพาะในส่วนของภาคอุตสาหกรรม ประกอบด้วย การกำกับดูแลการผลิต ความปลอดภัย การจัดเก็บ การขนส่ง และรวมถึงการจำหน่ายไฮโดรเจน ครอบคลุม ไฮโดรเจนในสถานะก๊าซ ก๊าซอัดความดัน ก๊าซในสภาพของเหลวอุณหภูมิต่ำ รวมถึงตัวกักเก็บไฮโดรเจน ได้แก่ แอมโมเนีย เมทานอลและเมทิลไซโคลเฮคเซน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

(1) ระยะสั้น (ปี ค.ศ. 2020-2030): ช่วงของการเตรียมความพร้อม

ในช่วงแรกของการพัฒนาอุตสาหกรรมไฮโดรเจนสำหรับการใช้เป็นเชื้อเพลิงจำเป็นต้องมีการเตรียมการด้านกฎหมาย ระเบียบ และมาตรฐานต่าง ๆ รองรับการใช้ในเชิงพาณิชย์ในครอบคลุมการดำเนินการในทุกขั้นตอน (รูปที่ 21) ประกอบไปด้วย อาทิ กฎหมายควบคุมการขนส่งไฮโดรเจนทางท่อ กฎหมายเกี่ยวกับการจำหน่ายไฮโดรเจน ตัวกักเก็บไฮโดรเจน ได้แก่ แอมโมเนีย เมทานอลและเมทิลไซโคลเฮคเซน โดยอาจ “ตราพระราชบัญญัติขึ้นใหม่” หรือใช้แนวทางในการกำกับดูแลเช่นเดียวกับก๊าซธรรมชาติ ได้แก่ พระราชบัญญัติวัตถุอันตราย พ.ศ. 2535 พระราชบัญญัติควบคุมน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ. 2542 พระราชบัญญัติการค้าน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ. 2543 โดยแก้ไขประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม เรื่อง บัญชีรายชื่อวัตถุอันตราย พ.ศ. 2556 เพิ่มไฮโดรเจนเป็นวัตถุอันตรายชนิดที่ 3 ในบัญชี 6 ที่กรมธุรกิจพลังงานรับผิดชอบ รวมถึงการออกประกาศกำหนดให้ไฮโดรเจนเป็นน้ำมันเชื้อเพลิง ตามพระราชบัญญัติควบคุมน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ. 2542 พระราชบัญญัติการค้าน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ. 2543

ทั้งนี้เมื่อมีการออกประกาศให้ไฮโดรเจนเป็นวัตถุอันตรายตามพระราชบัญญัติวัตถุอันตราย พ.ศ. 2535 และเป็นน้ำมันเชื้อเพลิงตามพระราชบัญญัติควบคุมน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ. 2542 และพระราชบัญญัติการค้าน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ. 2543 แล้วกระทรวงพลังงานและกรมกรมธุรกิจพลังงานก็อาจอาศัยอำนาจตามกฎหมายทั้ง 3 ฉบับ ออกกฎหมายลำดับรอง ได้แก่ กฎกระทรวง ประกาศกระทรวงพลังงาน ประกาศกรมธุรกิจพลังงาน เพื่อกำกับดูแลในเรื่องต่าง ๆ ดังนี้

- ลักษณะและคุณภาพของไฮโดรเจน ทั้งในสถานะก๊าซและของเหลวรวมถึงตัวกักเก็บไฮโดรเจน เช่น แอมโมเนีย เมทานอลและเมทิลไซโคลเฮคเซน และรวมถึงไฮโดรเจนสำหรับเซลล์เชื้อเพลิง
- คลังไฮโดรเจนและสถานที่เก็บไฮโดรเจน รวมถึงการกักเก็บไฮโดรเจนในตัวกักเก็บไฮโดรเจน
- การขนส่งไฮโดรเจนและตัวกักเก็บไฮโดรเจนทางบก
- ถังเก็บก๊าซไฮโดรเจนอัดและถังเก็บไฮโดรเจนเหลวแบบเคลื่อนที่และอยู่กับที่รวมถึงการจัดเก็บไฮโดรเจนในตัวกักเก็บ
- ระบบการขนส่งไฮโดรเจนและตัวกักเก็บไฮโดรเจนทางท่อ
- การขนส่งไฮโดรเจนและตัวกักเก็บไฮโดรเจนทางเรือ
- การจำหน่ายไฮโดรเจนและสถานีบริการไฮโดรเจน
- การใช้ไฮโดรเจนและสถานที่ใช้ไฮโดรเจน
- เซลล์เชื้อเพลิงแบบอยู่กับที่และแบบเคลื่อนที่ได้
- ยานยนต์ที่ใช้ไฮโดรเจนและเซลล์เชื้อเพลิง รวมถึงเรือไฮโดรเจน



รูปที่ 21: ข้อกำหนดและกฎหมายที่จำเป็นต้องปรับปรุงเพิ่มเติมสำหรับการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงาน เมื่อเทียบเคียงกับกฎหมายปัจจุบันสำหรับก๊าซธรรมชาติและก๊าซธรรมชาติเหลว

(2) ระยะกลางและระยะยาว (ปี ค.ศ. 2031-2070): ช่วงของการติดตาม ประเมิน และปรับปรุง

ในช่วงเวลาดังกล่าวเป็นช่วงของการเติบโตของตลาดผู้ใช้ไฮโดรเจนสำหรับภาคพลังงานในระยะกลางและระยะยาว อาจมีการพัฒนารูปแบบธุรกิจและเทคโนโลยีใหม่ ทำให้จำเป็นต้องมีการศึกษา ติดตาม และทบทวนกฎหมาย ระเบียบ และมาตรฐานที่เกี่ยวข้องเป็นระยะ

ข้อเสนอแนะและแนวการส่งเสริมการใช้และอุตสาหกรรมไฮโดรเจนสำหรับภาคพลังงานข้างต้น สามารถสรุปโดยจำแนกตามกลุ่มมาตรการแสดงดังตารางที่ 8 ถึงตารางที่ 11

	ระยะสั้น (ปี ค.ศ. 2020-2030)	ระยะกลาง (ปี ค.ศ. 2031-2040)	ระยะยาว (ปี ค.ศ. 2041-2070)
1.1 มาตรการสนับสนุนด้านการเงินและการลงทุนสำหรับกลุ่มผู้ใช้	• จัดทำแผนพัฒนาตลาดผู้ใช้ ที่ให้ภาพทางเลือกอื่นๆรวมถึงไฮโดรเจน เพื่อให้เกิดความชัดเจน สร้างความเชื่อมั่นให้ผู้ใช้	• สนับสนุนเงินลงทุนสำหรับการปรับเปลี่ยนอุปกรณ์รองรับการใช้เชื้อเพลิงผสมในระบบท่อก๊าซฯ • ให้สิทธิประโยชน์ทางภาษีสำหรับผู้ใช้ยานยนต์ที่เป็น ZEV ตลอดห่วงโซ่คุณค่า	• ลดระดับการสนับสนุนทางการเงินและการลงทุน เพื่อให้ตลาดเติบโตอย่างยั่งยืน
1.2 พัฒนากลไกราคาที่มีการพิจารณาเกณฑ์การปล่อย GHG	• ส่งสัญญาณการใช้โครงสร้างราคาที่มีการพิจารณาเกณฑ์การปล่อย GHG	• กำหนดโครงสร้างราคาที่สะท้อน ระดับการปล่อย GHG ของเชื้อเพลิงแต่ละประเภท	• พิจารณาภาษีคาร์บอนในโครงสร้างราคา
1.3 พัฒนาโครงการนำร่อง	• สิทธิพิเศษด้านการลงทุนสำหรับโครงการนำร่อง	• สิทธิพิเศษด้านการลงทุนสำหรับโครงการนำร่องบนรูปแบบธุรกิจและเทคโนโลยีใหม่ที่อาจมีความไปได้ในอนาคต	

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

ตารางที่ 9: ตัวอย่างมาตรการส่งเสริมการลงทุนในธุรกิจไฮโดรเจนและเชื้อเพลิงไฮโดรเจน

ตารางที่ 10: สรุปแผนงานและขั้นตอนการพัฒนาไฮโดรเจนในภาพรวม

	ระยะสั้น (ปี ค.ศ. 2020-2030)	ระยะกลาง (ปี ค.ศ. 2031-2040)	ระยะยาว (ปี ค.ศ. 2041-2070)
3.1 พัฒนาโครงข่ายระบบท่อสำหรับเชื้อเพลิงผสม	• ทบสอบและปรับปรุงระบบ • จัดทำแผนปรับเปลี่ยนคุณสมบัติเชื้อเพลิง • จัดทำแผนการลงทุนและศึกษาผลกระทบ	• ดำเนินการตามแผนฯ เพิ่มสัดส่วนการผสมไฮโดรเจนร้อยละ 5-10 • ขยายพื้นที่ให้บริการ	• ดำเนินการตามแผนฯ เพิ่มสัดส่วนการผสมไฮโดรเจนร้อยละ 20 • ขยายพื้นที่ให้บริการ
		• พัฒนากลไกตรวจติดตาม ประเมิน แก้ไข และบรรเทาผลกระทบ	
3.2 พัฒนาระบบจัดเก็บ ขนส่ง และสถานีเติมไฮโดรเจน	• จัดทำแผนด้านการจัดเก็บ ขนส่ง และสถานีเติมไฮโดรเจน • โครงการสาธิต	• สนับสนุนเงินลงทุนและสิทธิประโยชน์ทางภาษีสำหรับผู้ประกอบการ • พื้นที่เป้าหมายแนวทางหลวงรองรับรถบรรทุก FCEV	• ลดระดับการสนับสนุนทางการเงิน • ส่งเสริมการแข่งขัน • พื้นที่เป้าหมายรองรับยานยนต์ FCEV ประเภทอื่นๆ
3.3 พัฒนาโครงสร้างพื้นฐานรองรับ green hydrogen	• โครงการสาธิต	• พัฒนาโครงข่ายระบบไฟฟ้าเชื่อมต่อระบบผลิตพลังงานหมุนเวียนเพื่อสนับสนุนการผลิต green hydrogen	• พัฒนาโครงข่ายไฟฟ้ารองรับ green hydrogen ในระบบจัดการพลังงานแบบกระจายศูนย์

ตารางที่ 11: สรุปมาตรการด้านการปรับปรุงกฎหมาย ระเบียบ และมาตรฐานที่เกี่ยวข้อง

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

10. ผลกระทบด้านเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม

ข้อเสนอแนะสำหรับมาตรการส่งเสริม ในหัวข้อก่อนหน้ามีเป้าหมายหลักในการส่งเสริมการใช้ไฮโดรเจน เพื่อบรรลุเป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ (carbon neutrality) อย่างไรก็ดีการกำหนดมาตรการส่งเสริมในลักษณะต่าง ๆ อาจทำให้ผลลัพธ์ทางอ้อมทั้งประโยชน์ในเชิงบวกและผลกระทบเชิงลบต่อผู้มีส่วนได้เสียที่แตกต่างกัน โดยหากพิจารณาผลกระทบในมิติทางด้านเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม สามารถสรุปได้ดังตารางที่ 12 ในภาพรวมจะเห็นได้ว่ามาตรการส่งเสริมการใช้ไฮโดรเจนนั้น นอกจากจะช่วยลดผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมยังส่งผลเชิงบวกต่อภาคเศรษฐกิจและสังคมโดยรวมอย่างมีนัยสำคัญ ทั้งในเรื่องของการสร้างมูลค่าเพิ่มในระบบเศรษฐกิจจากธุรกิจใหม่ การสร้างทางเลือกใหม่ให้กลุ่มผู้ใช้ การยกระดับคุณภาพชีวิตที่ดีขึ้นของชุมชนโดยรอบ และอื่น ๆ ในขณะอาจส่งผลกระทบเชิงลบอยู่บ้างโดยเฉพาะกิจการที่เกี่ยวข้องกับเชื้อเพลิงฟอสซิล รวมถึงกลุ่มผู้ใช้เชื้อเพลิงที่ไม่มีการปรับเปลี่ยนรูปแบบจากเดิม ดังนั้นข้อเสนอแนะในมาตรการข้างต้นถือเป็นการส่งสัญญาณให้ผู้ประกอบการทั้งผู้จัดหาเชื้อเพลิงและผู้ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล ต้องเตรียมพร้อมสำหรับการปรับตัวให้สอดรับกับนโยบายดังกล่าว ทั้งนี้ ประโยชน์และผลกระทบของมาตรการส่งเสริมไฮโดรเจน ที่มีต่อเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม แสดงได้ดังตารางที่ 12

ตารางที่ 12: ประโยชน์และผลกระทบของมาตรการส่งเสริมไฮโดรเจนที่มีต่อเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม

มาตรการส่งเสริม	ประโยชน์	ผลกระทบ
แนวทางที่ 1 พัฒนาตลาดและสร้างแรงจูงใจสำหรับผู้ใช้		
<u>มาตรการ 1.1</u> มาตรการสนับสนุนด้านการเงินและการลงทุนสำหรับกลุ่มผู้ใช้	**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

มาตรการส่งเสริม	ประโยชน์	ผลกระทบ
<u>มาตรการ 1.3</u> พัฒนาโครงการนำร่อง	**ด้านเศรษฐกิจ** - ลดความเสี่ยงที่อาจเกิดขึ้นจากการพัฒนาธุรกิจและเทคโนโลยีใหม่	**ด้านเศรษฐกิจ** - ทำให้เกิดภาระค่าใช้จ่ายเพิ่มขึ้น แต่ถูกจำกัดอยู่ภายใต้วงเงินของการสนับสนุนเฉพาะในช่วงแรก
	ด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม - ไม่ก่อให้เกิดผลกระทบเชิงบวกต่อต่อสังคมและสิ่งแวดล้อมอย่างมีนัยสำคัญ	**ด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม** - ไม่ก่อให้เกิดผลกระทบเชิงลบต่อต่อสังคมและสิ่งแวดล้อมอย่างมีนัยสำคัญ
แนวทางที่ 2 สนับสนุนอุตสาหกรรมในประเทศและส่งเสริมการวิจัยและพัฒนา		
<u>มาตรการ 2.1</u> มาตรการสนับสนุนด้านการเงินและการลงทุนสำหรับผู้ประกอบการ	**ด้านเศรษฐกิจ** - เพิ่มศักยภาพการแข่งขันให้ผู้ประกอบการที่เกี่ยวข้องกับอุตสาหกรรมไฮโดรเจน - สร้างโอกาสทางธุรกิจสำหรับผู้ประกอบการที่เกี่ยวข้องกับอุตสาหกรรมไฮโดรเจน	**ด้านเศรษฐกิจ** - ทำให้ภาครัฐมีภาระค่าใช้จ่ายเพิ่มขึ้น แต่ถูกจำกัดอยู่ภายใต้วงเงินของการสนับสนุนเฉพาะในช่วงแรก - ผู้ประกอบการจัดหาน้ำมันเตาและก๊าซปิโตรเลียมเหลวอาจได้รับผลกระทบจากรายได้และการใช้ที่ลดลง
	ด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม - สามารถลดผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมและลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในภาครวม - สร้างการจ้างงานเพิ่มขึ้นจากอุตสาหกรรมไฮโดรเจน	**ด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม** - ไม่ก่อให้เกิดผลกระทบเชิงลบด้านสิ่งแวดล้อม
<u>มาตรการ 2.2</u> พัฒนาตลาดและกลไกการซื้อขายคาร์บอน	**ด้านเศรษฐกิจ** - ลดภาระทางการเงินทั้งในระยะสั้นและระยะยาวอันเกิดจากการอุดหนุนราคา - ทำให้เกิดแรงจูงใจในการประกอบกิจการที่เกี่ยวข้องกับอุตสาหกรรมไฮโดรเจน - ทำให้เกิดการแข่งขันที่เป็นธรรมระหว่างผู้ประกอบการ	**ด้านเศรษฐกิจ** - ผู้ประกอบการจัดหาน้ำมันสำเร็จรูป เช่น น้ำมันเบนซิน น้ำมันดีเซล น้ำมันเตา และก๊าซปิโตรเลียมเหลว อาจได้รับผลกระทบจากรายได้และการใช้ที่ลดลง
	ด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม - สามารถลดผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมและลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในภาครวม	**ด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม** - ไม่ก่อให้เกิดผลกระทบเชิงลบด้านสิ่งแวดล้อม

ตารางที่ 12: ประโยชน์และผลกระทบของมาตรการส่งเสริมไฮโดรเจน ที่มีต่อเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม (ต่อ)

มาตรการส่งเสริม	ประโยชน์	ผลกระทบ
<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

ตารางที่ 12: ประโยชน์และผลกระทบของมาตรการส่งเสริมไฮโดรเจนที่มีต่อเศรษฐกิจ สังคม และสิ่งแวดล้อม (ต่อ)

มาตรการส่งเสริม	ประโยชน์	ผลกระทบ
<u>มาตรการ 3.3</u> **พัฒนาโครงสร้างพื้นฐานรองรับ green hydrogen**	**ด้านเศรษฐกิจ** - สร้างโอกาสทางธุรกิจให้ผู้ประกอบการภาคเอกชน - สร้างความมั่นคงและความยืดหยุ่นสำหรับการบริหารจัดการพลังงานของประเทศ	**ด้านเศรษฐกิจ** - ทำให้เกิดภาระค่าใช้จ่ายเพิ่มขึ้น แต่ถูกจำกัดอยู่ภายใต้วงเงินของการสนับสนุนเฉพาะในช่วงแรก
	ด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม - ทำให้ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในภาคการผลิตไฟฟ้าและการใช้เชื้อเพลิงในภาคอุตสาหกรรม	**ด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม** - ไม่ก่อให้เกิดผลกระทบเชิงลบต่อสังคมและสิ่งแวดล้อมอย่างมีนัยสำคัญ
แนวทางที่ 4 ปรับปรุงกฎหมาย ระเบียบ และมาตรฐานที่เกี่ยวข้อง		
<u>มาตรการ 4.1</u> **ปรับปรุงกฎหมาย ระเบียบและมาตรฐาน**	**ด้านเศรษฐกิจ** - ทำให้เกิดความเชื่อมั่นในการลงทุนและการดำเนินกิจการ - ทำให้เกิดการแข่งขันที่เป็นธรรมระหว่างผู้ประกอบการ	**ด้านเศรษฐกิจ** - ไม่ก่อให้เกิดผลกระทบเชิงลบต่อเศรษฐกิจอย่างมีนัยสำคัญ
	ด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม - ผู้ปฏิบัติงานและชุมชนโดยรอบมีความปลอดภัยและมีความเชื่อมั่นในการประกอบกิจการ - ผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อมได้รับการควบคุมและมีการกำกับภายใต้เงื่อนไขของการบังคับใช้ที่เข้มงวด	**ด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม** - ไม่ก่อให้เกิดผลกระทบเชิงลบต่อสังคมและสิ่งแวดล้อมอย่างมีนัยสำคัญ

ก. ต้นทุนการผลิตและการขนส่งไฮโดรเจน

ต้นทุนไฮโดรเจนจากเทคโนโลยีต่างๆ มีความแตกต่างกันออกไปตามเงินลงทุนของเทคโนโลยี และต้นทุนของเชื้อเพลิงที่นำมาใช้ อาทิ 1) เทคโนโลยีรีฟอร์มมิ่งขึ้นอยู่กับราคาก๊าซธรรมชาติ 2) รีฟอร์มมิ่งพร้อมชุดดักจับคาร์บอนจะสูงขึ้นมาด้วยเงินลงทุนในการดักจับคาร์บอน 3) แก๊สซิฟิเคชั่นขึ้นอยู่กับราคาถ่านหิน 4) แก๊สซิฟิเคชั่นพร้อมชุดดักจับคาร์บอนจะสูงขึ้นมาด้วยเงินลงทุนในการดักจับคาร์บอนเช่นเดียวกับข้อ 2) และ 5) อิเล็กโทรลิซิสจะมีต้นทุนที่ขึ้นกับพลังงานทดแทน เช่น แสงอาทิตย์ ลม และน้ำ เป็นต้น

ต้นทุนไฮโดรเจนของทุกเทคโนโลยีจะประกอบด้วย ต้นทุนการผลิต ต้นทุนการทำให้เป็นของเหลว ต้นทุนการขนส่งทางเรือและค่าขนส่ง ต้นทุนการขนส่งทางท่อ ต้นทุนการขนส่งทางรถบรรทุก (tube trailer) เป็นต้น สำหรับการนำไปใช้ในภาคพลังงานและภาคขนส่งโดยยังไม่รวมกรณีที่มีการปรับเปลี่ยนอุปกรณ์ในส่วนของผู้ใช้งาน ทั้งนี้ต้นทุนหลัก ๆ ของไฮโดรเจนจะเป็นในส่วนของการผลิต การทำให้บริสุทธิ์ รวมไปถึงต้นทุนการทำให้เป็นของเหลว ซึ่งสามารถลดต้นทุนในส่วนเหล่านี้ได้ด้วยการเพิ่มกำลังการผลิตหรือการเพิ่มขนาดระบบ สรุปต้นทุนของไฮโดรเจนจำแนกตามเทคโนโลยีแสดงดังตารางที่ ก.1

ตารางที่ ก.1: ต้นทุนของไฮโดรเจนจากเทคโนโลยีต่าง ๆ

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 : National Academy of Engineering,2547

* สถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ,2564; จากโปรแกรมแบบจำลอง

หมายเหตุ :

- ต้นทุนการผลิต: เป็นต้นทุนเงินลงทุนและค่าเดินระบบของแต่ลกระบวนการ
- ต้นทุนการทำไฮโดรเจนเหลว: เป็นต้นทุนเปลี่ยนไฮโดเจนจากสถานะก๊าซเป็นของเหลวเพื่อให้สะดวกต่อการจัดเก็บ ขนส่ง และเพิ่มค่าความหนาแน่นพลังงาน
- การขนส่งทางเรือ: เป็นต้นทุนที่ขนส่งไฮโดรเจนจากแหล่งผลิตไปยังผู้ซื้อ
- การขนส่งทางท่อ: เป็นการขนส่งไฮโดรเจนในสถานะก๊าซจากแหล่งผลิตหรือสถานีจ่ายก๊าซไปยังผู้ซื้อ
- การขนส่งทางรถ: เป็นการขนส่งในสถานะของเหลว
- การดักจับ CO_2: เป็นการดักจับ ณ สถานที่ผลิตต้นทาง

ข. ต้นทุนการปรับเปลี่ยนอุปกรณ์สำหรับการใช้ก๊าซผสม ($NG\&H_2$) มาเป็นเชื้อเพลิงในภาคพลังงานไฟฟ้าและอุตสาหกรรม

สำหรับกรณีการนำก๊าซผสม ($NG\&H_2$) มาเป็นเชื้อเพลิงในภาคพลังงานไฟฟ้าและกรณีภาคอุตสาหกรรมที่ใช้เป็นเชื้อเพลิงในภาคความร้อนนั้น สามารถใช้ก๊าซผสมนี้ได้ปกติโดยไม่ต้องลงทุนปรับเปลี่ยนอุปกรณ์แต่อย่างใด คงไว้เพียงแต่การปรับแต่งส่วนผสมการเผาไหม้ระหว่างก๊าซผสมกับอากาศเพื่อให้มีการเผาไหม้อย่างสมบูรณ์ ตลอดจนถึงความดันและอัตราการไหลของก๊าซผสม เพื่อให้ได้ค่าความร้อนเหมือนเดิมกับกรณีที่มีการใช้ก๊าซธรรมชาติเพียงอย่างเดียว ซึ่งในส่วนนี้ไม่มีค่าใช้จ่ายในการปรับแต่ง ในขณะที่กรณีที่มีการใช้ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) และน้ำมันเตาจะต้องมีการปรับเปลี่ยนอุปกรณ์ที่รับและป้อนเชื้อเพลิงให้กับหม้อไอน้ำ โดยสามารถใช้รูปแบบหรือระบบรวมไปถึงอุปกรณ์เดียวกันกับกรณีที่มีการทดแทนด้วยก๊าซธรรมชาติอัดทุกประการ

โดยมีต้นทุนในการปรับเปลี่ยนอุปกรณ์สำหรับโรงงานอุตสาหกรรมที่มีการเปลี่ยนเชื้อเพลิงจากก๊าซปิโตรเลียมเหลว หรือน้ำมันเตา มาเป็นก๊าซผสม ($NG\&H_2$) ในสัดส่วนไม่เกิน 20% โดยปริมาตรนั้นประกอบด้วย ค่าระบบเครื่องมือวัดปริมาณก๊าซพร้อมติดตั้งและสอบเทียบ (mass flow meter) ค่าชุดลดความดัน (pressure reducing system: PRS) หัวเผาเครื่องกำเนิดไอน้ำ ขนาด 3 ตันต่อชั่วโมง (ตัวอย่างขนาดสำหรับการศึกษานี้) แบบใช้กับ mixed gas ค่าระบบท่อ วาล์ว ระบบความปลอดภัย ตั้งแต่รถบรรทุก (Tube Trailer) ถึง Gas Train ค่าติดตั้ง ค่าทดสอบ และอื่น ๆ เป็นจำนวนเงินรวม 4.05 ล้านบาท นอกจากนี้ยังมีค่าอื่นๆ เช่น ค่าตรวจและทดสอบ ค่าใบอนุญาตต่างๆ เป็นต้น จำนวน 0.50 ล้านบาท ดังแสดงใน ตารางที่ ข.1

ตารางที่ ข.1: ต้นทุนในการปรับเปลี่ยนอุปกรณ์สำหรับโรงงานอุตสาหกรรมที่มีการเปลี่ยนเชื้อเพลิงจากก๊าซปิโตรเลียมเหลว หรือน้ำมันเตา มาเป็นก๊าซผสม ($NG\&H_2$) ในสัดส่วนไม่เกิน 20% โดยปริมาตร

รายการต้นทุน	**เชื้อเพลิงเดิม**		
ต้นทุนในการปรับเปลี่ยนอุปกรณ์	**หน่วย**	**LPG**	**น้ำมันเตา**
1. ค่าระบบเครื่องมือวัดปริมาณก๊าซพร้อมติดตั้งและสอบเทียบ (mass flow meter) จำนวน 1 ชุด	ล้านบาท	0.25	0.25
2. ค่าชุดลดความดัน (pressure reducing system: PRS) พร้อมติดตั้ง • อัตราการไหล mixed gas (H2+NG) 800 Nm3/hr (ขนาดเล็กสุด) • รองรับ H2 5-20 % by Vol. • Inlet Pressure: 3,600psig • Outlet Pressure: 50 psig • จำนวน 2 ชุด (ทำงานสลับกัน 24 ชม./วัน และสำรองการทำงาน ราคาชุดละ 0.65 ล้านบาท)	ล้านบาท	1.30	1.30
3. หัวเผาเครื่องกำเนิดไอน้ำ ขนาด 3 ตัน แบบใช้กับ mixed gas จำนวน 1 ชุด	ล้านบาท	1.50	1.50

รายการต้นทุน	เชื้อเพลิงเดิม		
ต้นทุนในการปรับเปลี่ยนอุปกรณ์	**หน่วย**	**LPG**	**น้ำมันเตา**
4. ค่าระบบท่อ วาล์ว ระบบความปลอดภัย ตั้งแต่ tube trailer ถึง Gas Trainค่าติดตั้ง ค่าทดสอบ และอื่น ๆ จำนวน 1 ชุด	ล้านบาท	1.00	1.00
รวม	**ล้านบาท**	**4.05**	**4.05**
ต้นทุนอื่น ๆ			
5. ค่าอื่นๆ เช่น ค่าตรวจและทดสอบ ค่าใบอนุญาตต่าง ๆ เป็นต้น	ล้านบาท	0.50	0.50
รวม	**ล้านบาท**	**0.50**	**0.50**

ที่มา: สถาบันวิจัยและพัฒนาพลังงานนครพิงค์ มหาวิทยาลัยเชียงใหม่., 2563

ค. ต้นทุนการการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับการผลิตไฮโดรเจนด้วยกระบวนการอิเล็คทรอไลซิส

การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์สำหรับนำไปใช้ในการผลิตไฮโดรเจนด้วยกระบวนการอิเล็คทรอไลซิสหรือไฮโดรเจนสีเขียว (green) นั้น สามารถดำเนินการได้หลายแบบ ได้แก่ 1) แบบติดตั้งบนพื้นดิน (solar farm) 2) แบบติดตั้งบนหลังคาของอาคารหรือตึก (solar rooftop) และ 3) แบบติดตั้งบนผิวน้ำ (solar floating) ทั้งในรูปแบบเชื่อมต่อกับไม่เชื่อมต่อกับกริดหรือระบบสายส่งของการไฟฟ้าภูมิภาคหรือนครหลวง (on-grid system) โดยทั่วไประบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์ประกอบไปด้วยแผงเซลล์แสงอาทิตย์และโครงสร้างรองรับแผง อินเวอร์เตอร์ อุปกรณ์ป้องกันไฟฟ้า และระบบไฟฟ้า ระบบอิเล็กโทรลิซิส ถังกับก๊าซไฮโดรเจน เซลล์เชื้อเพลิง และระบบเชื่อมโยงไฟฟ้ากับระบบไฟฟ้าแรงสูงสำหรับจำหน่าย เป็นต้น ต้นทุนของการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์แสงอาทิตย์ในประเทศไทยนั้นจะมีราคาถูกลงเมื่อมีการติดตั้งในขนาดที่ใหญ่ขึ้น โดยตัวอย่างของการลงทุนระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคาขนาด 1 MWp มีเงินลงทุนทั้งสิ้น 30.0-35.5 ล้านบาท สามารถผลิตไฟฟ้าได้ 1,450,000 -1,460,000 kWhต่อปี [12,13]

ทั้งนี้สำหรับกรณีตัวอย่างของต่างประเทศพบว่าที่ขนาด 1 MWp เท่ากันจะใช้เงินลงทุน 4,780,000 USD และมีต้นทุนในการผลิตไฟฟ้าอยู่ที่ 0.098 USD/kWh นอกจากนี้ในส่วนระบบไฮโดรเจนจะมีต้นทุน 4.80 USD/SCFD-H2[14]

[12] บริษัท แสงชัยมิเตอร์ จำกัด.(2564).ระบบผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์แบบติดตั้งบนหลังคา.สืบค้น 12 กันยายน 2564, จาก https://www.sangchaimeter.com/support_detail/solar-roof-invest

[13] บริษัท เจทีที แอดวานซ์ เทรดดิ้ง จำกัด.(2564).ราคาระบบและงบประมาณ solar energy : ลดค่าไฟฟ้าด้วยโซล่าเซลล์.สืบค้น 12 กันยายน 2564, จาก https://www.jttsolarcell.com

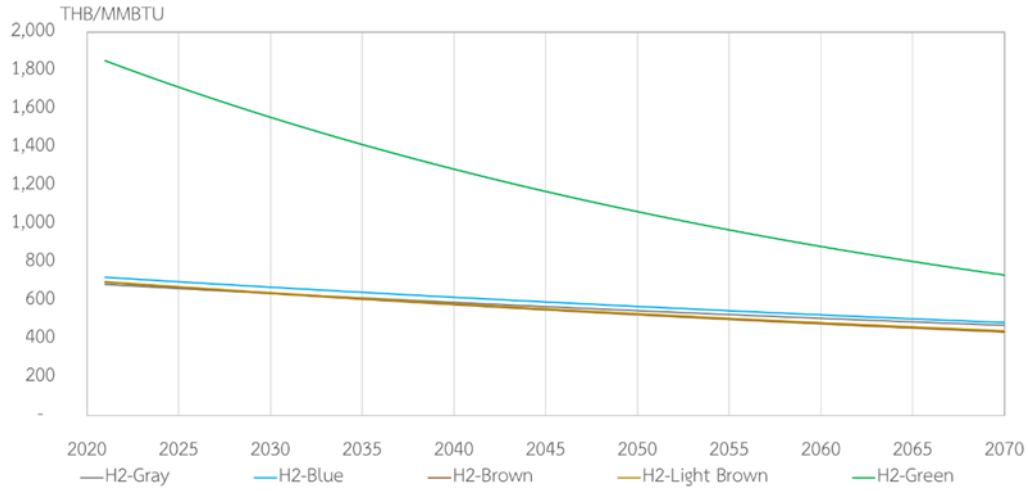
[14] National Academy of Engineering.2004. The Hydrogen Economy: Opportunities, Costs, Barriers, and R&D Needs. Washington, DC: The National Academies Press. https://doi.org/10.17226/10922.

ง. ราคาพลังงาน

ง.1 ราคาไฮโดรเจน

เนื่องจากในประเทศไทยยังไม่มีการผลิตไฮโดรเจนเชิงพาณิชย์สำหรับใช้ในภาคพลังงานและการขนส่งอย่างแพร่หลาย การศึกษาครั้งนี้จึงกำหนดสมมติฐานว่าไฮโดรเจนที่นำมาใช้ในภาคพลังงานและการขนส่งนั้นมาจากการนำเข้าเป็นหลัก จะอ้างอิงข้อมูลการวิเคราะห์ต้นทุนไฮโดรเจนจากการศึกษาเรื่อง The Hydrogen Economy: Opportunities, Costs, Barriers, and R&D Needs ของสถาบันวิศวกรรมแห่งชาติ (national academy of engineering) ประเทศสหรัฐอเมริกา ที่ได้ทำการศึกษาการผลิตไฮโดรเจนที่ระดับการผลิตและเทคโนโลยีต่าง ๆ ในประเทศสหรัฐอเมริกา ประกอบกับข้อมูล จากสถาบันวิจัยด้านเศรษฐกิจในภูมิภาคอาเซียนและเอเชียตะวันออก (ERIA) ที่ได้แสดงข้อมูลต้นทุนการทำให้เป็นของเหลว (liquefaction) และขนส่ง ไปต่างประเทศ

ในการศึกษา ได้ศึกษาต้นทุนแยกตามประเภทไฮโดรเจน ได้แก่ 1) ไฮโดรเจนสีเทา (gray) ที่ได้จากกระบวนการ methane reforming 2) ไฮโดรเจนสีฟ้า (blue) ได้จากกระบวนการ methane reforming โดยมีการติดตั้งระบบกักเก็บคาร์บอน 3) ไฮโดรเจนสีน้ำตาล (brown) ที่ได้จากกระบวนการ coal gasification 4) ไฮโดรเจนสีน้ำตาลอ่อน (light brown) ที่ได้จากกระบวนการ coal gasification โดยมีการติดตั้งระบบกักเก็บคาร์บอน และ 5) ไฮโดรเจนสีเขียว (green) ได้จากการกระบวนการแยกไฮโดรเจนจากน้ำด้วยพลังงานไฟฟ้าที่ได้มาจากพลังงานหมุนเวียน อาทิ พลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม โดยราคาไฮโดรเจนที่ประเมินได้แสดงดังรูปที่ ง.1

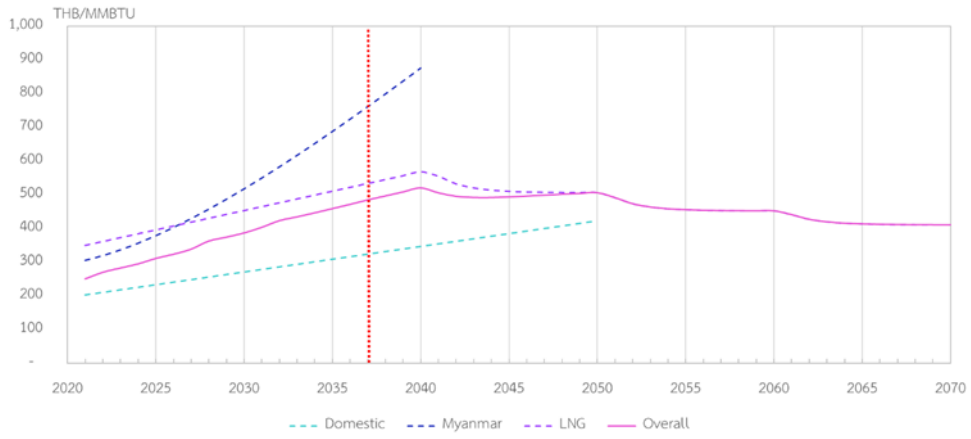


รูปที่ ง.1: การประเมินราคาไฮโดรเจนประเภทต่างๆ ระหว่างปี ค.ศ. 2021 – 2050

ง.2 ราคาก๊าซธรรมชาติ

สมมติฐานราคาก๊าซธรรมชาติในอนาคตของไทยประเมินจากแนวโน้มการเปลี่ยนแปลงราคาและสัดส่วนการจัดหาก๊าซธรรมชาติจากแหล่งต่างๆซึ่งประกอบไปด้วย แหล่งก๊าซภายในประเทศทั้งแหล่งก๊าซบนบก (dry gas from onshore) แหล่งก๊าซในอ่าวไทย (wet gas from offshore) การนำเข้าก๊าซธรรมชาติทางท่อจากสหภาพเมียนและการนำเข้าในรูปก๊าซธรรมชาติเหลว (liquefied natural gas หรือ LNG) จากต่างประเทศ โดยปริมาณการจัดหาก๊าซธรรมชาตินั้นอ้างอิงจากแผนจัดหาก๊าซธรรมชาติ ค.ศ. 2021 – 2037 (Gas Plan 2018) จากนั้นได้ตั้งสมมติฐานการจัดหาก๊าซธรรมชาติจากแหล่งต่าง ๆ ต่อไปจนถึงปี ค.ศ. 2070 (พ.ศ. 2613) โดยแนวโน้มการผลิตก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยจะลดลง โดยหลังจากปี ค.ศ. 2050 การจัดหาก๊าซธรรมชาติของไทยจะเป็นการนำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลวทั้งหมด

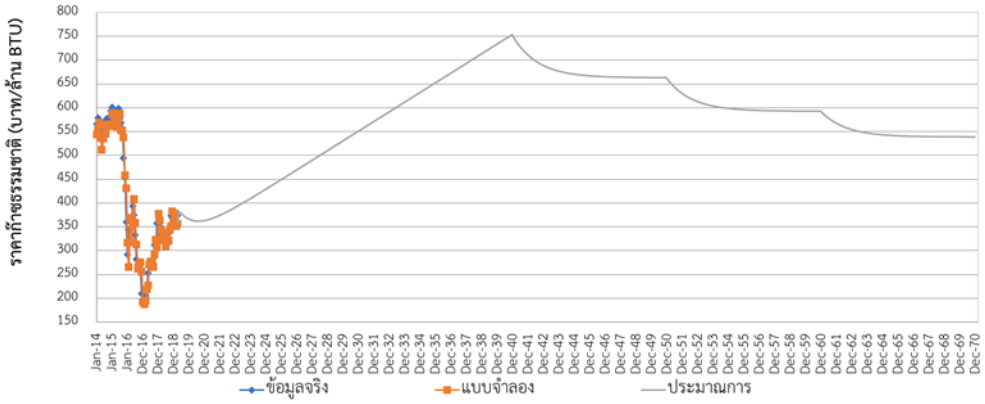
ทั้งนี้ สำหรับการวิเคราะห์ราคาก๊าซธรรมชาติจากทั้ง 3 ส่วนในช่วงปี พ.ศ. 2563-2613 (ค.ศ. 2020-2070) ได้อ้างอิงวิธีการวิเคราะห์ราคาเชื้อเพลิงจาก “โครงการศึกษาเพื่อจัดทำมาตรการส่งเสริมการใช้ก๊าซธรรมชาติ ก๊าซธรรมชาติเหลว และไบโอมีเทน เพื่อทดแทนน้ำมันเตา ถ่านหิน และก๊าซปิโตรเลียมเหลว” ซึ่งใช้เทคนิคการวิเคราะห์ทางเศรษฐมิติ (econometric) ในรูปแบบกระบวนการอัตสหสัมพันธ์ (autoregressive process: AR) ซึ่งเป็นรูปแบบหนึ่งของการสร้างแบบจำลองแบบอนุกรมเวลาโดยใช้ข้อมูลสถิติราคาก๊าซธรรมชาติย้อนหลังเป็นตัวกำหนดราคาก๊าซธรรมชาติในอนาคต นอกจากนี้ยังมีการนำสมมตฐานจากการศึกษาภาพอนาคตพลังงานโลกของ IEA มาช่วยกำหนดปัจจัยระดับมหภาคแล้วนำมาสร้างแบบจำลองสำหรับพยากรณ์ราคาก๊าซธรรมชาติในระยะยาว ดังรูปที่ ง.2



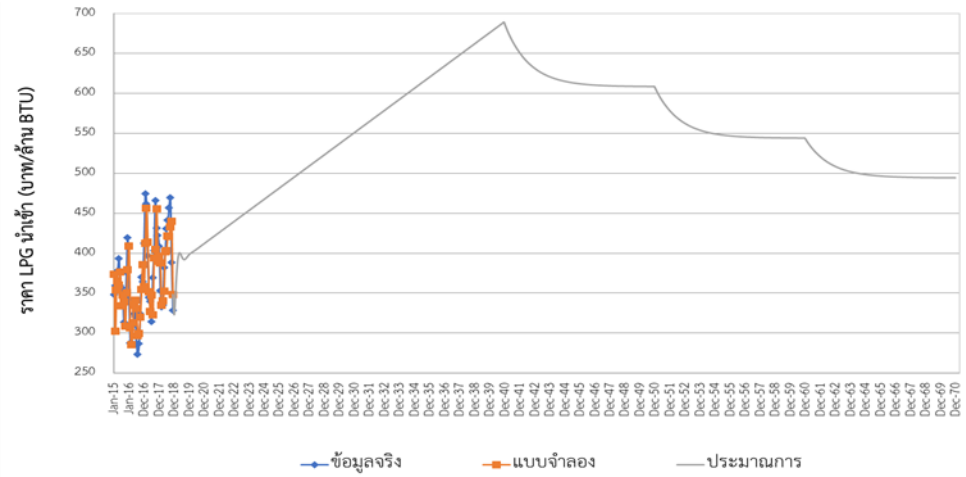
รูปที่ ง.2: การพยากรณ์แนวโน้มราคาก๊าซธรรมชาติจากแหล่งต่าง ๆ และราคาเฉลี่ยก๊าซธรรมชาติ

ง.3 ราคาน้ำมันเตาและก๊าซปิโตรเลียมเหลว

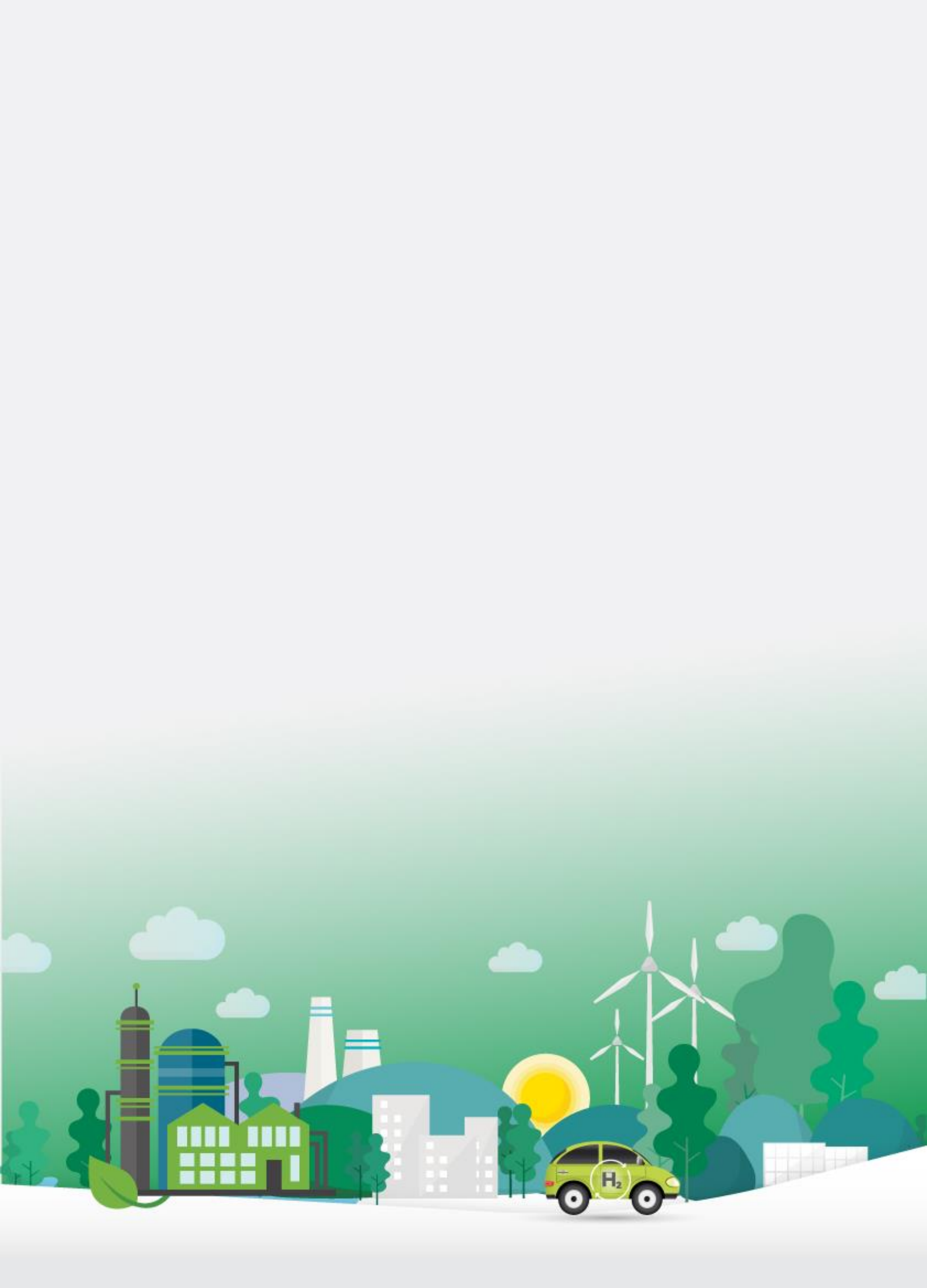
สำหรับการวิเคราะห์ราคาน้ำมันเตาก๊าซปิโตรเลียมเหลว จะใช้หลักการวิเคราะห์เช่นเดียวกันกับการวิเคราะห์ราคา LNG เนื่องจากก๊าซปิโตรเลียมเหลวเป็นเชื้อเพลิงฟอสซิลซึ่งน่าจะได้รับอิทธิพลกดดันด้านราคาจากนโยบายด้านสิ่งแวดล้อมเช่นเดียวกับ LNG ในการวิเคราะห์ราคาจึงทำการแบ่งออกเป็น 4 ช่วงเวลาและใช้การอ้างอิงภาพอนาคตที่ได้จัดทำไว้และเทียบเคียงกับราคาก๊าซธรรมชาติ จะได้ผลการพยากรณ์เป็นดังแสดงในรูปที่ ง.3 และรูปที่ ง.4 สำหรับราคาน้ำมันเตาและราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว ตามลำดับ



รูปที่ ง.3: การพยากรณ์แนวโน้มราคาน้ำมันเตา



รูปที่ ง.4: การพยากรณ์แนวโน้มราคาก๊าซปิโตรเลียมเหลว


H2