โครงการศึกษาความเป็นไปได้ในการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติสำหรับอุปกรณ์และเครื่องจักรในโรงงานอุตสาหกรรม

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน

บทสรุปสำหรับผู้บริหาร

1. บทนำ

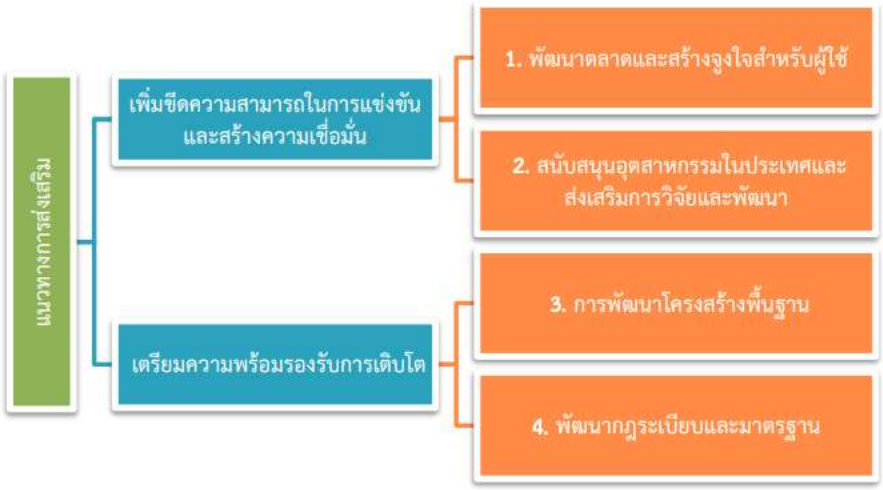
1.1 เหตุผลและที่มา

ไฮโดรเจน เป็นแหล่งพลังงานรูปแบบใหม่ที่เป็นพลังงานสะอาด ไม่ก่อให้เกิดมลภาวะทางอากาศ และสามารถเป็นพลังงานทางเลือกเข้ามาทดแทนการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล (Fossil Fuel) อีกทั้งยังช่วยส่งเสริมให้มีการนำพลังงานเหลือใช้ที่เกิดจากพลังงานหมุนเวียนมาใช้อย่างมีประสิทธิภาพ และช่วยแก้ปัญหาความไม่เสถียรของพลังงานหมุนเวียนและเพิ่มความยืดหยุ่นให้กับระบบไฟฟ้าได้ ช่วยเพิ่มเสถียรภาพให้กับระบบไฟฟ้าที่มีการเชื่อมต่อพลังงานหมุนเวียน โดยสามารถกักเก็บพลังงานได้เป็นระยะเวลานาน อีกทั้งยังสามารถผลิตขึ้นได้จากหลายแหล่ง อาทิเช่น การผลิตไฮโดรเจนจากน้ำ หรือการผลิตไฮโดรเจนจากก๊าซชีวภาพ เป็นต้น

จากสถานการณ์การเปลี่ยนผ่านพลังงานไปสู่การใช้พลังงานสะอาด และมุ่งสู่ความเป็นกลางทางคาร์บอน (Carbon Neutrality) ประเทศไทยเองก็ให้ความสำคัญและสนับสนุนการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงานไฟฟ้า ภาคการขนส่ง และภาคอุตสาหกรรม จากการประเมินกลุ่มเป้าหมายสำหรับการส่งเสริมการใช้ไฮโดรเจนนั้นมีเป้าหมายไปที่ตลาดสำหรับกลุ่มการใช้เชิงความร้อนในภาคอุตสาหกรรม และการใช้ในภาคขนส่งเป็นหลัก โดยสามารถกำหนดกลุ่มเป้าหมายสำหรับการส่งเสริมการใช้ไฮโดรเจน เพื่อบรรลุเป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเป็นศูนย์ (Carbon Neutrality) ภายในปี ค.ศ. 2065 - 2070 การส่งเสริมการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงานสามารถสรุปเป็น 2 แนวทางหลักดังแสดงในรูปที่ 1 ประกอบไปด้วย

1) การเพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขันและสร้างความเชื่อมั่นทั้งกลุ่มผู้ผลิตและกลุ่มผู้ใช้ ประกอบไปด้วยกลยุทธ์ในการส่งเสริมตลาดผู้ใช้ และสร้างแรงจูงใจให้กลุ่มเป้าหมายทั้งในภาคการผลิตไฟฟ้า ภาคอุตสาหกรรม และภาคขนส่ง รวมถึงกลุ่มผู้ผลิตที่ต้องมีการสนับสนุนและสร้างแรงจูงใจในลักษณะต่าง ๆ เพื่อเพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขันของกิจการ ทำให้เกิดความต้องการและการผลิตที่เพียงพอควบคู่กันไป นอกจากนี้ยังรวมถึงมาตรการบรรเทาผลกระทบที่เกิดขึ้นจากนโยบายส่งเสริมการใช้ไฮโดรเจนดังกล่าว

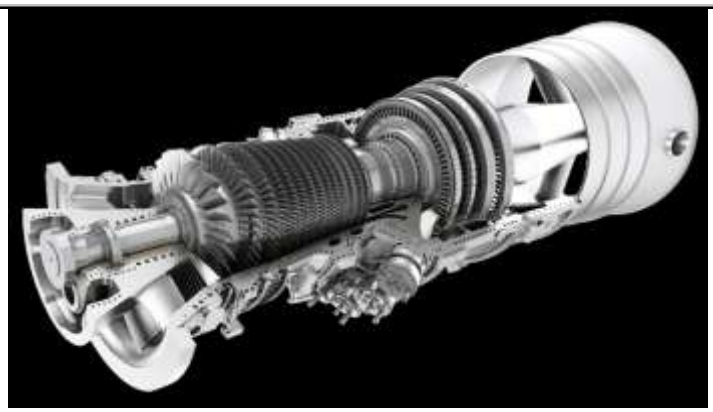
2) การเตรียมความพร้อมเพื่อรองรับการเติบโตของตลาด และอุตสาหกรรมที่เกี่ยวข้องกับไฮโดรเจนประกอบไปด้วยการเตรียมความพร้อมด้านโครงสร้างพื้นฐาน รวมถึงกฎหมาย กฎระเบียบ และมาตรฐานที่จำเป็นสำหรับการประกอบกิจการ และสร้างความมั่นใจตลอดห่วงโซ่คุณค่าที่ครอบคลุมทั้งการผลิต การใช้ ความปลอดภัย การขนส่ง การจัดเก็บ การจำหน่าย และอื่น ๆ



รูปที่ 1 แนวทางการกำหนดมาตรการส่งเสริมการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงาน

ปัจจุบันการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ได้ให้ความสนใจการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติโดย นายวีระ ตั้งวิชาชาญ ผู้ช่วยผู้ว่าการบริหารเชื้อเพลิง กฟผ. เพื่อสนับสนุนการเปลี่ยนผ่านไปสู่พลังงานสะอาดอย่างยั่งยืนของประเทศ มุ่งสู่ความเป็นกลางทางคาร์บอนภายในปี 2593 และการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ (Net Zero Emissions) ภายในปี 2608 โดย กฟผ. ได้ศึกษาศักยภาพและพัฒนาการผลิตไฮโดรเจนจากพลังงานสะอาดมาใช้เป็นเชื้อเพลิงร่วมกับก๊าซธรรมชาติสัดส่วน 5% ในโรงไฟฟ้าของ กฟผ. ที่มีอยู่เดิม ปัจจุบันได้ศึกษาความเหมาะสมเสร็จแล้ว และเตรียมความพร้อมขออนุมัติเห็นชอบให้ดำเนินโครงการ โดยมีเป้าหมายให้ดำเนินการภายในปี 2573 และมีโครงการที่ยังอยู่ในระหว่างการพัฒนา คือ โครงการผลิตไฮโดรเจนและแอมโมเนียสะอาดจากพลังงานหมุนเวียนบนพื้นที่ศักยภาพของ กฟผ. ซึ่งมีเป้าหมายเริ่มดำเนินโครงการต้นแบบในปี 2573

นอกจากนั้นที่โรงไฟฟ้าบางปะกงได้มีการติดตั้งเครื่องกังหันก๊าซ HA ของ บริษัทเจเนอรัล อิเลคทริค หรือ จีอี (NYSE: GE) ได้เริ่มเดินเครื่องโรงไฟฟ้าในประเทศไทยเป็นครั้งแรก ที่โรงไฟฟ้าบางปะกงของ กฟผ. เพิ่มกำลังการผลิตอีกราว 1,400 เมกะวัตต์ เทียบเท่ากับความต้องการใช้ไฟฟ้าของกว่า 3 ล้านครัวเรือน และจะช่วยลดปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ของโรงไฟฟ้าได้โดยกลุ่มผลิตภัณฑ์กังหันก๊าซ H-Class ของจีอี มีระบบการเผาไหม้ DLN 2.6e ทำให้สามารถใช้ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงได้ในอัตราส่วน 50% เมื่อผสมกับก๊าซธรรมชาติ ระบบการเผาไหม้นี้เป็นคุณสมบัติมาตรฐานของกังหันก๊าซรุ่น 9HA.01/9HA.02/7HA.03 ในปัจจุบันกลุ่มผลิตภัณฑ์กังหันก๊าซ H-Class ของจีอี มีการเติบโตเร็วที่สุดเมื่อเทียบกับกลุ่มผลิตภัณฑ์ระดับเดียวกัน โดยปัจจุบัน มีลูกค้ามากกว่า 50 รายใน 20 ประเทศ จีอีคาดว่าการเติบโตอย่างรวดเร็วของกังหันก๊าซ HA สำหรับใช้งานเชิงพาณิชย์จะดำเนินไปอย่างต่อเนื่อง



รูปที่ 2: กังหันก๊าซจีอี เดินเครื่องโรงไฟฟ้าบางปะกง เพิ่มกำลังผลิต 1,400 เมกะวัตต์
ที่มา: https://www.springnews.co.th/keep-the-world/energy/829543

บริษัท จีอี (GE) และ กฟผ. ซึ่งเป็นผู้ผลิตไฟฟ้าหลักของประเทศ ได้มีการประกาศเดินเครื่องเชิงพาณิชย์โรงไฟฟ้าบางปะกง ชุดที่ 1 และ 2 ที่อำเภอบางปะกง จังหวัดฉะเชิงเทรา โรงไฟฟ้าบางปะกงสร้างขึ้นเมื่อปี พ.ศ. 2520 ซึ่งดั้งเดิมนั้น ประกอบด้วยโรงไฟฟ้าจำนวน 5 ชุดที่ใช้ก๊าซธรรมชาติและดีเซลเป็นเชื้อเพลิง โรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมใหม่สองชุดนี้ ที่ใช้ก๊าซเป็นเชื้อเพลิงและขับเคลื่อนด้วยอุปกรณ์ของจีอี จะผลิตไฟฟ้าแทนโรงไฟฟ้าพลังความร้อนและโรงไฟฟ้าพลังความร้อนร่วมที่ปลดระวางแล้ว และควบรวมเข้าเป็นส่วนหนึ่งของโรงไฟฟ้า บางปะกง เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพและลดปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ของโรงไฟฟ้า

สำหรับแนวทางการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติสำหรับอุตสาหกรรมในประเทศไทย จะแบ่งการนำไฮโดรเจนมาใช้ได้ 2 กลุ่มใหญ่ คือ

กลุ่มที่ 1 ใช้ไฮโดรเจนเป็นสารตั้งต้นในอุตสาหกรรม เช่น

- อุตสาหกรรมอาหาร : ไฮโดรเจนถูกใช้เป็นสารเติมแต่ง (Hydrogenating Agent) เพื่อเปลี่ยนโครงสร้างของกรดไขมันไม่อิ่มตัวเป็นกรดไขมันอิ่มตัวสำหรับไขมันสัตว์และน้ำมันพืชเพื่อใช้สำหรับการผลิตเนยขาวเนยเทียม และเนยถั่ว เป็นต้น
- อุตสาหกรรมโลหะ : ไฮโดรเจนถูกใช้ในกระบวนการเตรียมโลหะที่มีความบริสุทธิ์สูง การถลุงโลหะ และนอกเหนือนี้ ไฮโดรเจนยังถูกใช้เป็นก๊าซป้องกันในการเชื่อม เช่น ผสมกับอาร์กอนสำหรับการเชื่อม สแตนเลส นอกจากนี้ยังใช้เพื่อเป็นตัวสนับสนุนการเชื่อมพลาสมาและกระบวนการตัดโลหะต่าง ๆ
- อุตสาหกรรมเภสัชกรรม : ใช้ไฮโดรเจนเป็นสารตั้งต้นเพื่อผลิตซอร์บิทอล (Sorbitol) ซึ่งเป็นน้ำตาลแอลกอฮอล์หรือสารให้ความหวานที่ใช้เป็นสารตั้งต้นในการผลิตเครื่องสำอาง วัสดุประสานสารตึงผิว และ วิตามินเอ และวิตามินซี
- อุตสาหกรรมเคมี : ใช้เป็นสารตั้งต้นในการผลิตแอมโมเนีย เมธานอล รวมทั้งเป็นสารเติมแต่งในการผลิตสบู่ ฉนวน พลาสติก และขี้ผึ้ง เป็นต้น

กลุ่มที่ 2 เป็นการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงาน โดยการใช้ในรูปแบบพลังงานนี้โดยมีปัจจัยหลักจากการลดการปลดปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์จากเชื้อเพลิงฟอสซิล ประกอบไปด้วย

- ภาคพลังงานไฟฟ้า : ใช้ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงโดยตรง หรือ นำไปผสมกับก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้าด้วยกังหันก๊าซไฮโดรเจน (Hydrogen Gas Turbine) ผ่านกระบวนการเผาไหม้โดยตรง และ ผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเทคโนโลยีเซลล์เชื้อเพลิง (Fuel Cell Technology)

- ภาคพลังงานความร้อน : เช่นเดียวกับภาคพลังงานไฟฟ้า คือใช้ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงโดยตรง หรือ นำไปผสมกับก๊าซธรรมชาติ หรือน้ำมันเตา
- ภาคขนส่ง : ไฮโดรเจนถูกใช้ในการสังเคราะห์ และปรับปรุงน้ำมันปิโตรเลียมและน้ำมันไบโอดีเซล นอกจากนี้จะสามารถใช้ไฮโดรเจนได้หลากหลายรูปแบบ ไม่ว่าจะไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงโดยผ่านเครื่องยนต์สันดาปภายใน (Internal Combustion Engine : ICE) หรือผ่านเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าไปขับเคลื่อนมอเตอร์ไฟฟ้าในรถยนต์

นอกจากนี้ทาง มหาวิทยาลัยเชียงใหม่ได้ดำเนินการศึกษาวิจัยร่วมกับจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย และสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน ในโครงการศึกษาแนวทางการพัฒนาการผลิตและการใช้ไฮโดรเจนเพื่อส่งเสริมพลังงานหมุนเวียน สามารถสรุปข้อมูลเกี่ยวกับไฮโดรเจนได้ดังนี้

รายละเอียดข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับก๊าซไฮโดรเจน

1) คุณสมบัติพื้นฐาน

ก๊าซไฮโดรเจน (H_2) เป็นเชื้อเพลิงสะอาด โดยหลังการเผาไหม้ก๊าซไฮโดรเจนกับออกซิเจนจากอากาศจะได้ ผลผลิต คือ น้ำ และพลังงาน เท่านั้น (สมการที่ 1) ไม่มีการปลดปล่อยก๊าซที่จะเป็นผลกระทบต่อสภาพภูมิอากาศ ดังนั้น จึงมีการเสนอใช้พลังงานจากไฮโดรเจน เพื่อให้เกิดเศรษฐกิจสู่ Carbon Neutral Economy ก๊าซไฮโดรเจนสามารถเกิดขึ้นได้เองตามธรรมชาติเมื่อมีปฏิกิริยาทางเคมีระหว่างกรดกับโลหะ หรืออาจเกิดจากกระบวนการผลิตของแบคทีเรีย หรือสาหร่ายบางชนิด อย่างไรก็ตาม ก๊าซไฮโดรเจนที่เกิดขึ้นเองตามธรรมชาติมักจะหายไปในเวลาอันรวดเร็วเนื่องจากน้ำหนักที่เบามากจึงทำให้ลอยขึ้นไปในอากาศ ดังนั้น เราจึงมักจะพบไฮโดรเจนอยู่ในรูปของโมเลกุลน้ำ (H_2O) และสารประกอบไฮโดรคาร์บอนต่าง ๆ (Hydro - Carbon Compound)

$$2\,H_2 + O_2 \longrightarrow 2\,H_2O + \text{พลังงาน} \qquad (1)$$

พลังงานที่ได้ จากการเผาไหม้ก๊าซไฮโดรเจนนั้น สามารถนำไปใช้งานเป็นพลังงานรูปแบบอื่น ๆ เช่น พลังงานกลและพลังงานไฟฟ้า ตัวอย่างการนำก๊าซไฮโดรเจนมาใช้งาน ได้แก่ การใช้เป็นเชื้อเพลิงในการเผาไหม้ (Combustion) หรือใช้ในเซลล์เชื้อเพลิง (Fuel Cell) โดยใช้เป็นสารตั้งต้นในการเกิดปฏิกิริยาทางเคมีแล้วเปลี่ยนไปเป็นกระแสไฟฟ้า (Electrochemical Reaction) ซึ่งสามารถนำไปใช้ได้ทั้งในการขับเคลื่อนยานยนต์ ผลิตกระแสไฟฟ้า และใช้เป็นแหล่งพลังงานไฟฟ้าให้กับอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ขนาดเล็ก

2) แหล่งที่มาและกระบวนการผลิตไฮโดรเจน

ไฮโดรเจนสามารถจัดหาได้จาก 1. แหล่งจากสารประกอบไฮโดรคาร์บอนต่าง ๆ ได้แก่ เชื้อเพลิงฟอสซิล และสารอินทรีย์ในชีวมวล และ 2. แหล่งไฮโดรเจนจากน้ำ (H_2O) ซึ่งกระบวนการผลิตไฮโดรเจนสามารถแบ่งได้เป็น 4 เทคโนโลยีหลัก ๆ ได้แก่ กระบวนการความร้อน (Thermal Process) กระบวนการไฟฟ้าเคมี (Electrolysis) กระบวนการทางชีวเคมี (Biochemical Process) และ กระบวนการการสังเคราะห์ด้วยแสง (Photocatalytic)

นอกจากนั้นยังสามารถแยกประเภทของไฮโดรเจนตามแหล่งและกระบวนการผลิตดังนี้

- ไฮโดรเจนสีเทา (Grey Hydrogen) : ใช้เรียกการผลิตไฮโดรเจนจากก๊าซธรรมชาติ (Natural Gas) ผ่านกระบวนการเปลี่ยนรูปด้วยไอน้ำ (Steam Reforming) ซึ่งได้ผลิตภัณฑ์เป็นก๊าซไฮโดรเจน และ ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2)

- ไฮโดรเจนสีน้ำตาล (Brown Hydrogen) : ใช้เรียกการผลิตไฮโดรเจนจากถ่านหิน (Coal) ผ่านกระบวนการก๊าซซิฟิเคชั่น (Gasification) ซึ่งได้ผลิตภัณฑ์เป็นก๊าซไฮโดรเจน และ ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) โดยมีสัดส่วนก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่อไฮโดรเจนที่ผลิตได้สูงกว่าไฮโดรเจนสีเทา จึงนิยมเรียกว่า ไฮโดรเจนสีน้ำตาล
- ไฮโดรเจนสีฟ้า (Blue Hydrogen) : เป็นกระบวนการที่ทำให้การผลิตไฮโดรเจนมีความสะอาดมากขึ้นโดยมีการกักเก็บ CO_2 ที่ผ่านการผลิตจากไฮโดรเจนสีเทา
- ไฮโดรเจนสีเขียว (Green Hydrogen) : เป็นกระบวนการแยกไฮโดรเจนจากน้ำด้วยพลังงานไฟฟ้าที่ได้มาจากพลังงานหมุนเวียนโดยนิยมใช้พลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม

3) การจัดเก็บไฮโดรเจน

การจัดเก็บก๊าซไฮโดรเจน (Hydrogen Storage) แบ่งได้เป็น 2 กลุ่มใหญ่ ประกอบด้วย

1. การจัดเก็บเชิงกายภาพ (Physical - Based) เทคโนโลยีสำหรับเก็บไฮโดรเจนด้วยวิธีทางกายภาพ เช่น การอัดเพิ่มความดันแก๊สและการทำให้เป็นของเหลว เป็นต้น

2. การจัดเก็บเชิงวัสดุ หรือ การจัดเก็บเชิงเคมี (Material - Based or Chemical - Based) เทคโนโลยีสำหรับเก็บไฮโดรเจนด้วยวิธีนี้ เมื่อเกิดปฏิกิริยาเคมีให้ไฮโดรเจนออกมาเป็นผลผลิต ได้แก่ การเก็บในรูปโลหะไฮไดรด์ (Metal Hydrides) และสารประกอบอื่น ๆ

4) การขนส่งไฮโดรเจน

การขนส่งไฮโดรเจนสามารถขนส่งในสถานะก๊าซไฮโดรเจนอัดที่ความดันสูง (Compressed Gas) ไฮโดรเจนเหลวที่อุณหภูมิต่ำ (Cryogenic Liquid Hydrogen) และ การขนส่งผ่านตัวกักเก็บไฮโดรเจน (สถานะของแข็งและของเหลว) รูปแบบการขนส่งสามารถแบ่งได้เป็น 3 รูปแบบ ประกอบด้วย

1. การขนส่งในระบบถนนและระบบราง โดยการขนส่งรูปแบบนี้จะเหมาะสมสำหรับการขนส่งไฮโดรเจนได้ทั้ง 3 สถานะ

2. การขนส่งผ่านระบบท่อก๊าซ เป็นการขนส่งผ่านระบบท่อก๊าซโดยใช้ก๊าซอัดที่ความดันสูง ลักษณะเดียวกันกับการขนส่งผ่านระบบท่อก๊าซของก๊าซธรรมชาติ

3. การขนส่งทางทะเล เป็นการขนส่งไฮโดรเจนในลักษณะของเหลวที่อุณหภูมิต่ำ

ดังนั้น สถาบันวิจัยและพัฒนาพลังงานนครพิงค์ มหาวิทยาลัยเชียงใหม่ มีประสบการณ์ในการดำเนินการศึกษาและวิจัยโครงการด้านการผลิตและการใช้ไฮโดรเจนมาอย่างต่อเนื่อง และได้เล็งเห็นถึงความสำคัญของการส่งเสริมการนำไฮโดรเจนไปใช้ในภาคพลังงานที่เหมาะสม ซึ่งเป็นความท้าทายสำคัญของประเทศไทยที่จะเกิดการพัฒนาอย่างเป็นรูปธรรม และเป็นไปตามเป้าหมายที่กำหนด ตลอดจนสามารถวางแผนด้านพลังงานเพื่อรองรับได้อย่างมีประสิทธิภาพ ดังนั้นเพื่อเตรียมความพร้อมรองรับการใช้พลังงานจากไฮโดรเจนของประเทศไทยในอนาคต จึงมีความจำเป็นต้องศึกษาพลังงานจากไฮโดรเจนที่ครอบคลุมในทุก ๆ ด้าน ในช่วงที่ผ่านมา สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) กระทรวงพลังงาน ได้ดำเนินการศึกษาเชิงนโยบายเพื่อส่งเสริมการใช้ไฮโดรเจนที่ครอบคลุมมิติด้านสิ่งแวดล้อม เศรษฐกิจ และสังคม ที่เหมาะสมกับบริบทของประเทศไทย ดังนั้นจึงขอเสนอ “โครงการศึกษาความเป็นไปได้ในการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติสำหรับอุปกรณ์และเครื่องจักรในโรงงานอุตสาหกรรม” ศึกษาความเป็นไปได้ในการนำไฮโดรเจนไปใช้ภาคพลังงาน และประเมินความเหมาะสมเชิงเทคนิคสำหรับภาคพลังงานภาคอุตสาหกรรมในประเทศไทยต่อไป

1.2 วัตถุประสงค์

1.2.1 ศึกษาความเป็นไปได้ในการใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ เพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับอุปกรณ์และเครื่องจักรของโรงงานอุตสาหกรรมที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการเผาไหม้

1.2.2 ศึกษาวิเคราะห์ ประเมินประสิทธิภาพการทำงานและผลกระทบของอุปกรณ์และเครื่องจักรที่ใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติในโรงงานอุตสาหกรรม

1.2.3 ศึกษาแนวทางและประเมินความคุ้มค่าในการลงทุนปรับปรุงหรือปรับเปลี่ยนอุปกรณ์และเครื่องจักรเพื่อให้สามารถรองรับการใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติในโรงงานอุตสาหกรรม

1.2.4 จัดทำแนวทางหรือมาตรการส่งเสริมการปรับปรุงหรือปรับเปลี่ยนอุปกรณ์และเครื่องจักรในการใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติในโรงงานอุตสาหกรรม

1.3 ขอบเขตการดำเนินงาน

1.3.1 รวบรวมข้อมูลผลการศึกษาและวิจัยเกี่ยวกับการใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติในโรงงานอุตสาหกรรม

1.3.2 ศึกษาความเป็นไปได้ในการใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ เพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับอุปกรณ์และเครื่องจักรของโรงงานอุตสาหกรรมที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการเผาไหม้

1.3.3 ประเมินประเภทของโรงงานที่มีความเป็นไปได้ในการนำเชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติมาใช้งาน

1.3.4 ศึกษาการนำเชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติสำหรับอุปกรณ์หรือเครื่องจักรที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงและมีการใช้งานกันอย่างทั่วไปในโรงงานอุตสาหกรรม ไม่น้อยกว่า 1 ชนิด (เช่น Boiler, Burner เป็นต้น)

1.3.5 วิเคราะห์และประเมินประสิทธิภาพการทำงานของอุปกรณ์และเครื่องจักรที่ใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติในโรงงานอุตสาหกรรม

1.3.6 วิเคราะห์ปัญหาที่เกิดขึ้น และกำหนดแนวทางการปรับปรุงหรือแก้ไข เพื่อทำให้อุปกรณ์สามารถใช้งานได้มีประสิทธิภาพเทียบเท่าเดิม หรืออยู่ในระดับที่สามารถยอมรับได้

1.3.7 ประเมินความคุ้มค่าในการลงทุนการนำเชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติมาใช้ในโรงงานอุตสาหกรรม

1.3.8 จัดทำร่างแนวทางหรือมาตรการส่งเสริมการปรับปรุงหรือปรับเปลี่ยนอุปกรณ์และเครื่องจักรในการใช้เชื้อเพลิงผสมสำหรับโรงงานอุตสาหกรรม

1.3.9 จัดประชุมรับฟังความเห็นและข้อเสนอแนะร่วมกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง หรือผู้มีส่วนได้ส่วนเสียในประเด็นที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินงานโครงการ จำนวนไม่น้อยกว่า 1 ครั้ง โดยมีผู้เข้าร่วมรวมไม่น้อยกว่า 50 คน (ไม่นับรวมทีมงานที่ปรึกษา และคณะกรรมการตรวจรับฯ ที่เข้าร่วม)

1.3.10 ปรับปรุง แนวทางหรือมาตรการส่งเสริมการปรับปรุงหรือปรับเปลี่ยนอุปกรณ์และเครื่องจักรในการใช้เชื้อเพลิงผสมสำหรับโรงงานอุตสาหกรรม

1.3.11 จัดสัมมนาเผยแพร่ผลการดำเนินโครงการ จำนวนไม่น้อยกว่า 1 ครั้ง โดยให้มีผู้เข้าร่วมรวมไม่น้อยกว่า 100 คน (ไม่นับรวมทีมงานที่ปรึกษา และคณะกรรมการตรวจรับฯ ที่เข้าร่วม)

1.3.12 จัดทำสื่อประชาสัมพันธ์ ดังนี้

(1) ข้อมูลข่าวสารในรูปแบบ Infographic เพื่อประชาสัมพันธ์ เผยแพร่ผ่านสื่อออนไลน์ จำนวนไม่น้อยกว่า 7 ชิ้น

(2) บอร์ดนิทรรศการเคลื่อนที่ที่มีเนื้อหาเกี่ยวข้องกับโครงการสำหรับใช้ในการจัดสัมมนาเผยแพร่ผลการดำเนินโครงการ ขนาดไม่น้อยกว่า 240 x 300 ซม. จำนวนไม่น้อยกว่า 1 ชิ้น

(3) ออกแบบและผลิตของที่ระลึกสำหรับใช้เป็นสื่อประชาสัมพันธ์ให้กลุ่มเป้าหมาย โดยของ ที่ระลึกต้องมีความสวยงาม ทันสมัย เมื่อได้รับแล้วนำไปใช้ต่อได้ จำนวนไม่น้อยกว่า 100 ชิ้น และมีมูลค่าไม่ต่ำกว่า 250 บาทต่อชิ้น

2. แนวทางการดำเนินงานโครงการ

มหาวิทยาลัยเชียงใหม่ได้กำหนดวิธีดำเนินงานโครงการฯ เพื่อให้สอดคล้องตามวัตถุประสงค์และขอบเขตการดำเนินงานที่เสนอไว้ให้สามารถบรรลุตามผลสัมฤทธิ์ของโครงการฯ สรุปได้ดังนี้

2.1 รวบรวมข้อมูลผลการศึกษาและวิจัยเกี่ยวกับการใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติในโรงงานอุตสาหกรรม

สถาบันวิจัยและพัฒนาพลังงานนครพิงค์ มหาวิทยาลัยเชียงใหม่ จะรวบรวมผลการศึกษาและวิจัยเกี่ยวกับการใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติในโรงงานอุตสาหกรรม ในด้านเทคนิค ด้านเศรษฐศาสตร์ ด้านกฎหมาย และกฎระเบียบ ตลอดจนถึงแผนพัฒนาการผลิตและใช้ไฮโดรเจนสำหรับประเทศไทยและร่างแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2567-2580 (Gas Plan2024) จากเอกสาร/รายงาน/บทความที่เกี่ยวข้องทั้งในและต่างประเทศ ตลอดจนการสืบค้นจากเอกสารต่าง ๆ และเว็บไซต์อินเตอร์เน็ต เพื่อใช้เป็นข้อมูลในการศึกษาความเป็นไปได้ในการใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติเพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับอุปกรณ์และเครื่องจักรของโรงงานอุตสาหกรรม สรุปรายละเอียดได้ดังนี้

การศึกษาและวิจัยเกี่ยวกับการใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติในโรงงานอุตสาหกรรม เป็นการรวบรวมผลการศึกษาและวิจัยเกี่ยวกับการใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติในโรงงานอุตสาหกรรม โดยครอบคลุมในด้านเทคนิค เศรษฐศาสตร์ กฎหมาย และกฎระเบียบที่เกี่ยวข้อง โดยมีการนำเสนอข้อมูลจากงานวิจัยที่สำคัญในช่วงปี 2020-2025 เพื่อช่วยให้การศึกษาความเป็นไปได้ในการใช้เชื้อเพลิงผสมในโรงงานอุตสาหกรรมของประเทศไทย มีเนื้อหาที่สำคัญดังนี้

ด้านเทคนิค จากการศึกษางานวิจัยที่เกี่ยวข้องกล่าวถึงการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนและก๊าซธรรมชาติในโรงงานอุตสาหกรรมมีข้อดีในการลดการปล่อยคาร์บอน โดยการผสมไฮโดรเจนในก๊าซธรรมชาติสามารถใช้กับอุปกรณ์ที่มีอยู่ในโรงงาน โดยไม่ต้องลงทุนในการเปลี่ยนแปลงโครงสร้างพื้นฐานมากนัก (อัตราส่วน ไฮโดรเจน 5%-20%) อย่างไรก็ตาม การเพิ่มสัดส่วนไฮโดรเจนในเชื้อเพลิงมากเกินไปอาจเกิดข้อจำกัดในด้านความเสถียรและประสิทธิภาพการเผาไหม้ รวมถึงความเสี่ยงด้านความปลอดภัยที่ต้องพิจารณา เช่น การรั่วไหล การระเบิด และการเพิ่มปริมาณ NO_x

ด้านเศรษฐศาสตร์ จากการศึกษางานวิจัยชี้ให้เห็นว่า การผสมไฮโดรเจนในก๊าซธรรมชาติที่สัดส่วนไม่เกิน 20% สามารถลดการปล่อยคาร์บอนได้อย่างมีประสิทธิภาพในภาคอุตสาหกรรม โดยไม่ต้องลงทุนในโครงสร้างพื้นฐานใหม่ การใช้ไฮโดรเจนในระดับต่ำจะเพิ่มต้นทุนพลังงานประมาณ 24-52% ซึ่งถือว่าเป็น

การลงทุนที่คุ้มค่าในระยะสั้นถึงกลาง หากมีการสนับสนุนจากภาครัฐในรูปแบบต่างๆ เช่น การใช้คาร์บอนเครดิตหรือภาษีคาร์บอน

ด้านกฎหมายและกฎระเบียบ จากการศึกษาพบว่าการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติยังเผชิญกับข้อจำกัดทางกฎหมายและกฎระเบียบ โดยเฉพาะในด้านความปลอดภัย การควบคุมระบบท่อส่งและการออกใบอนุญาตในโรงงาน ซึ่งยังขาดมาตรฐานชัดเจนในระดับสากลและระดับประเทศ สำหรับการผสมไฮโดรเจนในก๊าซธรรมชาติ การใช้ไฮโดรเจนในระดับต่ำ (<20%) ถือเป็นระดับที่ปลอดภัย และเหมาะสมสำหรับการใช้งานในระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติเดิมโดยไม่ต้องเปลี่ยนแปลงอุปกรณ์

ด้านสิ่งแวดล้อม การใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนช่วยลดการปล่อย CO_2 และมลพิษอื่นๆ เช่น NOx, PM, SOx ซึ่งส่งผลดีต่อคุณภาพอากาศและสุขภาพของแรงงานในโรงงานและประชาชนในพื้นที่ใกล้เคียง การเปลี่ยนผ่านนี้สามารถช่วยลดการพึ่งพาเชื้อเพลิงฟอสซิล และเป็นแนวทางที่สอดคล้องกับนโยบายด้านสิ่งแวดล้อมทั้งในระดับชาติและสากล

สรุป การใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติในโรงงานอุตสาหกรรมเป็นทางเลือกที่มีศักยภาพในการลดการปล่อยคาร์บอน และตอบโจทย์การเปลี่ยนผ่านสู่พลังงานสะอาดในระยะสั้นถึงกลาง โดยไม่ต้องลงทุนในโครงสร้างพื้นฐานใหม่ทั้งหมด การผสมไฮโดรเจนในระดับต่ำ (~20%) ถือเป็นการลงทุนที่คุ้มค่าและมีความปลอดภัยสูงในด้านเทคนิค เศรษฐศาสตร์ และสิ่งแวดล้อม อย่างไรก็ตามการพัฒนาและการนำไปใช้ในเชิงพาณิชย์ยังต้องการการสนับสนุนจากภาครัฐ รวมถึงการพัฒนาและปรับปรุงกฎหมายและมาตรฐานที่เกี่ยวข้องให้เหมาะสม

2.2 ศึกษาความเป็นไปได้ในการใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ เพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับอุปกรณ์และเครื่องจักรของโรงงานอุตสาหกรรมที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการเผาไหม้

สถาบันวิจัยและพัฒนาพลังงานนครพิงค์ มหาวิทยาลัยเชียงใหม่จะดำเนินการศึกษาความเป็นไปได้ในการใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ เพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับอุปกรณ์และเครื่องจักรของโรงงานอุตสาหกรรมที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการเผาไหม้ จากเอกสารต่าง ๆ เว็บไซต์ และการเข้าพบหรือสัมภาษณ์หน่วยงานที่เกี่ยวข้อง เช่น สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน และบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) เป็นต้น เพื่อใช้เป็นข้อมูลในการวิเคราะห์

การศึกษาถึงใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนและก๊าซธรรมชาติในโรงงานอุตสาหกรรมเพื่อศึกษาถึงปัจจัยและตัวแปรที่อาจเกิดขึ้นเมื่อมีการเปลี่ยนมาใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ โดยมีข้อดีและข้อควรระวัง/ข้อจำกัด สำหรับโรงงานที่ต้องการเปลี่ยนมาใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติดังนี้

ข้อดีจากการศึกษาการใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนและก๊าซธรรมชาติในโรงงานอุตสาหกรรมมีดังนี้

1. **ลดการปล่อย CO_2**: การผสมไฮโดรเจนเข้ากับก๊าซธรรมชาติสามารถลดการปล่อย CO_2 ได้ตามสัดส่วนของไฮโดรเจนที่เพิ่มขึ้น (5-20%) เนื่องจากไฮโดรเจนไม่ปล่อย CO_2 ในกระบวนการเผาไหม้ ซึ่งช่วยลดผลกระทบต่อสภาพภูมิอากาศและผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมในระยะสั้นและกลาง
2. **ประสิทธิภาพการเผาไหม้**: ไฮโดรเจนมีความเร็วในการเผาไหม้สูงกว่าและสามารถเพิ่มอุณหภูมิการเผาไหม้ได้สูงขึ้น ส่งผลให้การเผาไหม้มีประสิทธิภาพมากขึ้นและลดการสูญเสียพลังงานจากการเผาไหม้ไม่สมบูรณ์

3. **การลดมลพิษ NOx**: การใช้เทคโนโลยี Low-NOx Burners และระบบควบคุมเปลวไฟ สามารถช่วยลดการปล่อยไนโตรเจนออกไซด์ (NOx) ซึ่งเป็นมลพิษหลักที่เกิดจากการเผาไหม้ในอุตสาหกรรม
4. **ความเหมาะสมกับระบบเดิม**: การผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติสามารถทำได้ในสัดส่วนถึง 20% โดยไม่จำเป็นต้องเปลี่ยนแปลงอุปกรณ์หรือระบบเผาไหม้ที่มีอยู่เดิม ซึ่งทำให้การปรับใช้สามารถทำได้ทันทีในระยะสั้น
5. **การใช้เทคโนโลยี**: การศึกษารวมถึงการทดสอบการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติในหัวเผาและหม้อไอน้ำ ซึ่งแสดงให้เห็นถึงความเป็นไปได้ในการใช้เทคโนโลยีใหม่ที่ช่วยเพิ่มประสิทธิภาพการเผาไหม้และลดมลพิษจากกระบวนการผลิต

ข้อควรระวัง/ข้อจำกัดจากการศึกษาการใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนและก๊าซธรรมชาติในโรงงานอุตสาหกรรมมีดังนี้

1. **การปรับปรุงระบบท่อและอุปกรณ์**: การใช้ไฮโดรเจนในระบบท่อและอุปกรณ์ต้องพิจารณาความเข้ากันได้ของวัสดุ เนื่องจากไฮโดรเจนมีโมเลกุลขนาดเล็กทำให้สามารถรั่วซึมได้ง่าย ซึ่งอาจก่อให้เกิดความเสี่ยงด้านความปลอดภัย เช่น การระเบิดหรือไฟไหม้
2. **การเพิ่ม NO_X ในการเผาไหม้**: การเพิ่มอุณหภูมิในการเผาไหม้ด้วยไฮโดรเจนอาจทำให้การปล่อย NO_X สูงขึ้น ซึ่งต้องมีการควบคุมโดยเทคโนโลยีที่เหมาะสม เช่น การใช้ Low- NO_X Burners หรือการปรับอุณหภูมิการเผาไหม้ให้ต่ำกว่า 1,500°C
3. **ผลกระทบต่อการรั่วไหลในระบบท่อ**: เนื่องจากไฮโดรเจนมีคุณสมบัติที่รั่วไหลได้ง่าย การปรับระบบท่อและการติดตั้งระบบตรวจจับการรั่วไหลเป็นสิ่งสำคัญในการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจน

สรุป: การใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติเป็นการดำเนินการที่สามารถช่วยลดการปล่อย CO_2 และเพิ่มประสิทธิภาพในการเผาไหม้ โดยไม่ต้องเปลี่ยนแปลงระบบเดิมของอุปกรณ์และเครื่องจักรในโรงงานอุตสาหกรรม การพัฒนาและการปรับปรุงเทคโนโลยีในการเผาไหม้และการควบคุมมลพิษเป็นสิ่งสำคัญที่จะช่วยให้การใช้พลังงานนี้มีประสิทธิภาพและปลอดภัยยิ่งขึ้น

2.3 ประเมินประเภทของโรงงานที่มีความเป็นไปได้ในการนำเชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติมาใช้งาน

จากการศึกษาข้อมูลจากงานวิจัยที่กล่าวมาในข้างต้น นำมาสู่การประเมินประเภทของโรงงานที่มีความเป็นไปได้ในการนำเชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติมาใช้งานในประเทศไทย การนำเชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติมาใช้ในอุตสาหกรรมเป็นแนวทางที่มีศักยภาพในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกและเพิ่มประสิทธิภาพการเผาไหม้ การประเมินความเป็นไปได้ในการใช้เชื้อเพลิงนี้ในโรงงานต่างๆ ขึ้นอยู่กับหลายปัจจัย ได้แก่ ความต้องการพลังงานประเภทของกระบวนการผลิต โครงสร้างพื้นฐานที่รองรับ และข้อกำหนดด้านความปลอดภัย

1. **โรงไฟฟ้า** และ **โรงงานเหล็กและโลหะ** เป็นกลุ่มที่มีศักยภาพสูงในการใช้เชื้อเพลิงผสมนี้ เนื่องจากมีการใช้พลังงานสูงและมีศักยภาพในการลดการปล่อย CO_2 โดยสามารถใช้เชื้อเพลิงผสมในระดับ 5-30% โดยไม่กระทบต่อประสิทธิภาพการผลิตมากนัก
2. **โรงงานปูนซีเมนต์** และ **โรงงานเครื่องแก้ว** อาจต้องลงทุนสูงในการปรับระบบเผาไหม้และโครงสร้างพื้นฐานให้รองรับไฮโดรเจน
3. **ต้นทุนเชื้อเพลิง** ยังคงสูงกว่าก๊าซธรรมชาติ โดยเฉพาะไฮโดรเจนสีเขียว จึงจำเป็นต้องมีการสนับสนุนจากภาครัฐและการพัฒนาเทคโนโลยีเพื่อให้คุ้มค่า

4. **ข้อกำหนดด้านความปลอดภัย** ต้องได้รับการพิจารณาอย่างเข้มงวด เนื่องจากไฮโดรเจนมีความไวไฟสูง การใช้ต้องมีมาตรการป้องกันที่เข้มงวด รวมถึงระบบตรวจจับการรั่วไหลและการป้องกันอุบัติเหตุ
5. **การสนับสนุนจากภาครัฐ** มีบทบาทสำคัญในการส่งเสริมการใช้ไฮโดรเจน โดยเฉพาะการให้สิทธิประโยชน์ด้านภาษี การเงิน และการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐาน

การพัฒนาไฮโดรเจนในอุตสาหกรรมไทยคาดว่าจะดำเนินการในระยะกลางถึงยาว โดยภาครัฐมีแผนสนับสนุนการใช้ไฮโดรเจนอย่างเต็มที่ตั้งแต่ปี 2573 เป็นต้นไป ภาคอุตสาหกรรมที่เหมาะสมกับการนำไฮโดรเจนผสมกับก๊าซธรรมชาติมาใช้จะต้องพิจารณาถึงความพร้อมในด้านต่างๆ ทั้งเทคโนโลยี โครงสร้างพื้นฐาน และความปลอดภัย รวมถึงการลดต้นทุนการผลิตไฮโดรเจนเพื่อให้เป็นทางเลือกที่ยั่งยืนในอนาคต

มาตรการรองรับการใช้ไฮโดรเจนผสมในท่อก๊าซธรรมชาติ

ตามแผนพลังงานชาติ (National Energy Plan) ซึ่งมีเป้าหมายในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกและส่งเสริมการใช้พลังงานสะอาด ภายในปี 2573 ประเทศไทยตั้งเป้าหมายการใช้ไฮโดรเจนผสมในท่อก๊าซธรรมชาติ 5% โดยปริมาตร เพื่อผลักดันการใช้ไฮโดรเจนในระบบพลังงานอย่างยั่งยืน โดยเฉพาะในภาคอุตสาหกรรมและการขนส่งพลังงาน

มาตรการรองรับการผสมไฮโดรเจน

การผสมไฮโดรเจนในท่อก๊าซธรรมชาติจะต้องมีการปรับปรุงระบบท่อและอุปกรณ์ที่รองรับไฮโดรเจน ซึ่งมีคุณสมบัติที่แตกต่างจากก๊าซธรรมชาติ ทั้งในด้านความหนาแน่นและการติดไฟ โดยการออกแบบท่อและอุปกรณ์ต้องสามารถทนทานต่อแรงดันสูงและการกัดกร่อนที่อาจเกิดขึ้นจากไฮโดรเจน นอกจากนี้ยังต้องติดตั้ง ระบบตรวจสอบการรั่วไหล และ ระบบดับเพลิง ที่มีประสิทธิภาพเพื่อความปลอดภัย

มาตรฐานและการควบคุมความปลอดภัย

การผสมไฮโดรเจนต้องปฏิบัติตามมาตรฐานที่เกี่ยวข้อง เช่น NFPA 2 (Hydrogen Technologies Code) และ ISO 14687 สำหรับคุณภาพของไฮโดรเจนในก๊าซธรรมชาติ รวมถึงมาตรฐาน ISO 2314 ที่ควบคุมการใช้งานและการขนส่งไฮโดรเจนในท่อ มาตรการเหล่านี้ช่วยให้การผสมไฮโดรเจนในท่อก๊าซธรรมชาติเป็นไปอย่างปลอดภัยและมีประสิทธิภาพ

การปรับปรุงโครงสร้างพื้นฐาน

การลงทุนในโครงสร้างพื้นฐานที่รองรับการผสมไฮโดรเจน เช่น การพัฒนาและปรับปรุงท่อก๊าซธรรมชาติและสถานีแยกก๊าซเป็นสิ่งสำคัญที่ต้องดำเนินการควบคู่กับการปรับปรุงระบบและเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้อง การขยายโครงข่ายท่อให้สามารถรองรับการผสมไฮโดรเจนได้ในอนาคต

การสนับสนุนจากภาครัฐ

การสนับสนุนจากภาครัฐในการให้เงินทุนสนับสนุนหรือการลดภาษีสำหรับการลงทุนในโครงสร้างพื้นฐานที่จะรองรับการผสมไฮโดรเจนถือเป็นปัจจัยสำคัญที่ช่วยให้การดำเนินการเป็นไปได้อย่างราบรื่น ภาครัฐยังสามารถส่งเสริมการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องเพื่อให้การผสมไฮโดรเจนมีประสิทธิภาพมากขึ้น

การประเมินผลกระทบและการติดตาม

การติดตามผลกระทบจากการผสมไฮโดรเจนในท่อก๊าซธรรมชาติทั้งในด้านเศรษฐกิจและสิ่งแวดล้อม เช่น การลดการปล่อย CO_2 และประสิทธิภาพของระบบท่อเป็นสิ่งสำคัญในการประเมินความสำเร็จของโครงการนี้ ซึ่งต้องมีการติดตามผลอย่างต่อเนื่องเพื่อปรับปรุงและพัฒนาในอนาคต

การผสมไฮโดรเจนในท่อก๊าซธรรมชาติ 5% โดยปริมาตรภายในปี 2573 เป็นแนวทางสำคัญในการผลักดันการใช้พลังงานสะอาดและลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก การดำเนินการดังกล่าวต้องมีการปรับปรุง

โครงสร้างพื้นฐานอย่างเหมาะสม รวมถึงการควบคุมความปลอดภัยที่เข้มงวด การให้การสนับสนุนจากภาครัฐ และการติดตามผลกระทบในระยะยาว เพื่อให้การใช้ไฮโดรเจนเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพและยั่งยืน

2.4 ศึกษาการนำเชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติสำหรับอุปกรณ์หรือเครื่องจักรที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงและมีการใช้งานกันอย่างทั่วไปในโรงงานอุตสาหกรรม ไม่น้อยกว่า 1 ชนิด (เช่น Boiler, Burner เป็นต้น)

การทดสอบดำเนินการ ณ สถาบันนวัตกรรม ปตท. จังหวัดพระนครศรีอยุธยา โดยใช้เชื้อเพลิงผสมในอัตราส่วนไฮโดรเจน 5–25% โดยปริมาตร พร้อมควบคุมอุณหภูมิการเผาไหม้ที่ 1,200°C และค่าความเข้มข้นออกซิเจนในก๊าซไอเสียที่ 3% การออกแบบระบบทดสอบครบวงจรประกอบด้วยถังเก็บก๊าซ ชุดผสมก๊าซ เตาเผา หัวเผา ระบบวัดผล และระบบควบคุมความปลอดภัยที่ทันสมัย

ผลการศึกษาในประเด็นสำคัญมีดังนี้

1. **ความเหมาะสมของอุปกรณ์** หัวเผาที่เลือกใช้สามารถรองรับเชื้อเพลิงผสมได้โดยไม่ต้องปรับเปลี่ยนอุปกรณ์เพิ่มเติม รองรับไฮโดรเจนได้สูงสุด 30% โดยปริมาตร ทำให้สามารถดำเนินการทดสอบในอัตราส่วนที่หลากหลาย
2. **ประสิทธิภาพและเสถียรภาพของระบบเผาไหม้** ทุกอัตราส่วนของเชื้อเพลิงผสมสามารถรักษาอุณหภูมิเป้าหมายได้อย่างเสถียร ไม่มีอาการ blow-off หรือ flashback แม้ในสัดส่วนไฮโดรเจนสูงสุด แสดงถึงศักยภาพของการใช้งานในสภาพแวดล้อมจริง
3. **การเปลี่ยนแปลงคุณสมบัติการเผาไหม้** พบว่าเมื่อเพิ่มสัดส่วนไฮโดรเจน ค่าความร้อนรวมลดลง, ความเร็วของเปลวไฟเพิ่มขึ้น และต้องการอากาศในการเผาไหม้น้อยลง ซึ่งส่งผลต่อค่า Air-Fuel Ratio และ Wobbe Index อย่างมีนัยสำคัญ
4. **ผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม** การผสมไฮโดรเจนช่วยลดการปล่อย CO_2 ได้อย่างชัดเจน เช่น ในกรณีผสมไฮโดรเจน 25% CO_2 ลดลงจาก 10.3% เหลือ 9.46% โดยปริมาตร ขณะที่ไม่พบการปล่อย CO และ SOx อย่างไรก็ตาม การปล่อย NOx มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นตามสัดส่วนไฮโดรเจน ซึ่งต้องได้รับการควบคุมเพิ่มเติม
5. **ข้อกำหนดระบบขนส่งและจัดเก็บไฮโดรเจน** โครงการได้วิเคราะห์ข้อกำหนดในการขนส่งและจัดเก็บไฮโดรเจน ทั้งในรูปแบบถังแรงดันและระบบท่อ พร้อมระบุมาตรฐานที่เกี่ยวข้อง เช่น NFPA 2, ISO 11120, ISO 14687 เป็นต้น
6. **การปรับปรุงโครงสร้างพื้นฐานอุตสาหกรรม** แนะนำให้มีการประเมินและปรับปรุงระบบท่อ วาล์ว และเครื่องมือวัด ให้สามารถรองรับคุณสมบัติพิเศษของไฮโดรเจน เช่น ความหนาแน่นต่ำ อัตราการรั่วซึมสูง และการเกิด embrittlement ในโลหะบางชนิด

ผลการศึกษาแสดงให้เห็นว่าการผสมไฮโดรเจนในก๊าซธรรมชาติระดับไม่เกิน 20–25% โดยปริมาตร สามารถใช้งานร่วมกับระบบหัวเผาเดิมได้อย่างปลอดภัยและมีเสถียรภาพ โดยมีศักยภาพในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ทั้งนี้ ควรเร่งกำหนดมาตรฐานกลางสำหรับการออกแบบระบบและการทดสอบ รวมถึงส่งเสริมการพัฒนาอุปกรณ์ที่รองรับการใช้เชื้อเพลิงผสมในระดับอุตสาหกรรม เพื่อขับเคลื่อนการเปลี่ยนผ่านสู่พลังงานสะอาดในภาคอุตสาหกรรมของไทยต่อไป

การใช้ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงร่วมในภาคอุตสาหกรรมสามารถช่วยลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้อย่างมีนัยสำคัญ แต่ต้องดำเนินการภายใต้มาตรฐานด้านวิศวกรรมและความปลอดภัยอย่างเข้มงวด การ

ออกแบบระบบให้เหมาะสมกับก๊าซผสม ตลอดจนการเลือกอุปกรณ์และวัตถุดิบให้รองรับคุณสมบัติของ H_2 เป็นสิ่งจำเป็นเพื่อให้การเปลี่ยนผ่านนี้เกิดขึ้นได้อย่างยั่งยืนและปลอดภัย

2.5 วิเคราะห์และประเมินประสิทธิภาพการทำงานของอุปกรณ์และเครื่องจักรที่ใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติในโรงงานอุตสาหกรรม

บทวิเคราะห์ในหัวข้อนี้เป็นส่วนหนึ่งของโครงการศึกษาความเป็นไปได้ในการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนร่วมกับก๊าซธรรมชาติในภาคอุตสาหกรรม โดยมีเป้าหมายหลักเพื่อประเมินผลกระทบต่อประสิทธิภาพ ความปลอดภัย ความทนทานของอุปกรณ์ และความเสถียรของระบบการเผาไหม้ เพื่อสนับสนุนการเปลี่ยนผ่านไปสู่พลังงานสะอาดอย่างยั่งยืน

ผลการวิเคราะห์มีดังนี้

1. ประสิทธิภาพการเผาไหม้ของเชื้อเพลิงผสม ผลการทดลองในอัตราส่วนไฮโดรเจน 5–25% โดยปริมาตร แสดงให้เห็นว่าเชื้อเพลิงผสมสามารถเผาไหม้ได้อย่างมีเสถียรภาพและสมบูรณ์ โดยรักษาอุณหภูมิในเตาไว้ที่ระดับ 1,200°C ได้อย่างต่อเนื่อง ไม่มีการปล่อย CO แสดงถึงการเผาไหม้ที่สมบูรณ์ ขณะเดียวกัน CO_2 ลดลงตามสัดส่วนของไฮโดรเจน และในบางช่วง NOx ยังลดลงจากการควบคุมอุณหภูมิและความชื้นในอากาศได้ดี แสดงถึงศักยภาพในการลดมลพิษจากการเผาไหม้

2. ความปลอดภัยในการใช้งานเชื้อเพลิงผสม แม้ไฮโดรเจนจะมีสมบัติติดไฟง่าย แพร่กระจายเร็ว และไวต่อการจุดระเบิด แต่ผลการทดสอบภายใต้ระบบควบคุมที่เหมาะสม ไม่พบปัญหา flashback หรือ flame instability ระบบสามารถทำงานได้อย่างปลอดภัยในทุกอัตราส่วนของไฮโดรเจน ทั้งนี้เพื่อการใช้งานจริง ควรเสริมระบบตรวจจับก๊าซ ระบบหยุดอัตโนมัติ และระบายอากาศ รวมถึงการฝึกอบรมบุคลากรให้เข้าใจคุณสมบัติและมาตรการความปลอดภัยของไฮโดรเจนอย่างครบถ้วน

3. อายุการใช้งานและการบำรุงรักษาอุปกรณ์ การใช้ไฮโดรเจนในระยะยาวอาจก่อให้เกิดการเสื่อมสภาพของวัสดุ เช่น hydrogen embrittlement ในโลหะ และการเสื่อมสภาพของซีลหรืออุปกรณ์ที่ทำจากยาง/โพลิเมอร์ ระบบควรออกแบบให้ใช้วัสดุทนไฮโดรเจนและมีการตรวจสอบรอยรั่ว ความดัน และอุณหภูมิเป็นประจำ รวมถึงการวางแผนบำรุงรักษาเชิงป้องกันโดยใช้ระบบตรวจวัดและคาดการณ์แนวโน้มการเสื่อมสภาพ

4. ความเสถียรของเปลวเพลิง การผสมไฮโดรเจนทำให้เปลวไฟมีลักษณะแหลมและลุกไหม้เร็วขึ้น แต่ยังคงความเสถียรได้ดีหากมีการควบคุมอัตราส่วนอากาศต่อเชื้อเพลิงและอัตราการไหลอย่างเหมาะสม ระบบที่ใช้หัวเผาและระบบควบคุมที่ออกแบบรองรับเชื้อเพลิงความเร็วสูงสามารถป้องกันการหลุดของเปลวไฟหรือการย้อนเปลวได้

5. ผลกระทบต่ออุปกรณ์อื่นในโรงงาน การเปลี่ยนเชื้อเพลิงส่งผลต่อวัสดุ อุณหภูมิ และการควบคุมในระบบเดิม เช่น วาล์ว ท่อ หัวเผา และระบบ SCADA ที่ไม่ได้ออกแบบมาสำหรับไฮโดรเจนโดยเฉพาะ อาจต้องปรับเปลี่ยนวัสดุ หรือพารามิเตอร์การทำงานเพื่อความปลอดภัยและประสิทธิภาพ ควรมีการประเมินผลกระทบแบบองค์รวมและเตรียมมาตรการรองรับอย่างเป็นระบบ

เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนในระดับไม่เกิน 25% โดยปริมาตรสามารถใช้งานร่วมกับระบบอุตสาหกรรมเดิมได้โดยไม่กระทบต่อประสิทธิภาพและความปลอดภัย หากมีระบบควบคุมและบำรุงรักษาที่เหมาะสม การใช้เชื้อเพลิงผสมจึงเป็นทางเลือกที่มีศักยภาพในการลดคาร์บอน พร้อมต่อยอดสู่การใช้ไฮโดรเจนในระดับที่สูงขึ้นในอนาคต โดยต้องเตรียมการด้านวัสดุ ระบบควบคุม และบุคลากรให้มีความพร้อมด้วยเช่นกัน

2.6 วิเคราะห์ปัญหาที่เกิดขึ้น และกำหนดแนวทางการปรับปรุงหรือแก้ไข เพื่อทำให้อุปกรณ์สามารถใช้งานได้มีประสิทธิภาพเทียบเท่าเดิม หรืออยู่ในระดับที่สามารถยอมรับได้

ส่วนการวิเคราะห์นี้จะครอบคลุมการวิเคราะห์ปัญหาและแนวทางปรับปรุงระบบอุปกรณ์สำหรับการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ (H_2/NG) ให้สามารถใช้งานได้อย่างมีประสิทธิภาพ ปลอดภัย และสอดคล้องกับมาตรฐานอุตสาหกรรม

1. ปัญหาการควบคุมระบบและแนวทางแก้ไข การใช้งานเชื้อเพลิงผสม NG/H_2 ส่งผลต่อความเสถียรของเปลวเพลิง การวัดค่าความร้อน และการควบคุมอัตราส่วนอากาศต่อเชื้อเพลิง แนวทางแก้ไขประกอบด้วย

- ปรับระบบควบคุมเป็นแบบอัตโนมัติ (PID Control + Lambda Sensor)
- ใช้หัวเผาและเครื่องมือวัดเฉพาะสำหรับเชื้อเพลิงผสม
- ออกแบบระบบเริ่มต้นและปรับโหลดแบบไล่ระดับ (Ramp-Up)
- เปลี่ยนวัสดุซีล วาล์ว ท่อ เป็นชนิดทนไฮโดรเจน
- ฝึกอบรมบุคลากรให้เข้าใจการควบคุมและความเสี่ยงของเชื้อเพลิงผสม

2. ประสิทธิภาพการเผาไหม้และแนวทางรักษาคุณภาพระบบ ต้องควบคุมอัตราส่วนอากาศต่อเชื้อเพลิงให้เหมาะสมกับสัดส่วน H_2 ที่เปลี่ยนแปลง เพื่อป้องกันการเกิดจุดร้อนหรือเผาไหม้ไม่สมบูรณ์ โดยติดตั้ง O_2/CO analyzer และปรับค่าระบบให้คงประสิทธิภาพในช่วงเป้าหมาย หากประสิทธิภาพต่ำลงควรพิจารณาปรับหรือเปลี่ยนหัวเผา

3. การยืดอายุอุปกรณ์และลดการสึกหรอ ไฮโดรเจนก่อให้เกิด hydrogen embrittlement และการกัดกร่อนวัสดุ แนวทางที่แนะนำคือ

- ใช้วัสดุโลหะผสมทนไฮโดรเจน (เช่น Inconel หรือ Stainless Steel เกรดสูง)
- เปลี่ยนซีลและก้านวาล์วเป็น PTFE/Viton
- ใช้หัวเผากระจายเปลวไฟอย่างสม่ำเสมอ
- วางระบบบำรุงรักษาเชิงป้องกันและตรวจสอบแบบไม่ทำลาย (NDT)

4. การจัดเก็บและขนส่งไฮโดรเจนในโรงงาน กำหนดแนวทางตั้งแต่จุดนำเข้าถึงจุดใช้งาน

- ใช้ถังความดันมาตรฐาน (ISO/DOT)
- พื้นที่เก็บต้องมีระบบตรวจจับก๊าซ ระบบระบาย และ PRD
- ใช้ท่อและวาล์วมาตรฐาน ASME B31.12
- มีระบบควบคุมผสมก๊าซอัตโนมัติและระบบหยุดฉุกเฉิน

5. ความปลอดภัยในการใช้งานเชื้อเพลิงผสม แนะนำให้มี

- ระบบตรวจจับไฮโดรเจนในจุดสำคัญ
- ระบบระบายอากาศและป้องกันเปลวไฟย้อนกลับ (Flashback Arrestor)
- ระบบควบคุมการผสมก๊าซแบบ Real-time
- แผนฝึกซ้อมเหตุฉุกเฉิน และอบรมความปลอดภัยเฉพาะทาง

6. ต้นทุนการดำเนินงานและการบำรุงรักษา การใช้ไฮโดรเจนเพิ่มต้นทุนในหลายด้าน เช่น

- อุปกรณ์เฉพาะทาง วัสดุทน H_2 และเซนเซอร์ตรวจจับ
- ตรวจสอบแบบ NDT บ่อยครั้ง
- การฝึกอบรมและระบบความปลอดภัย

แนวทางลดต้นทุนระยะยาว ได้แก่

- วางแผนลงทุนแบบระยะยาวและประเมิน Payback

- ใช้ Predictive Maintenance และ IoT
- จัดลำดับความเสี่ยงเพื่อบริหารรอบการตรวจสอบ
- ใช้บริการบำรุงรักษาแบบ OEM ครบวงจร

การใช้งานเชื้อเพลิงผสม NG/H_2 มีความเป็นไปได้สูงในการใช้งานจริง หากมีการออกแบบระบบอย่างรอบคอบ ปรับปรุงอุปกรณ์ตามมาตรฐาน และจัดการความเสี่ยงด้านวัสดุ ความปลอดภัย และต้นทุนอย่างครบวงจร แนวทางเหล่านี้จะช่วยสนับสนุนการเปลี่ยนผ่านสู่ระบบพลังงานสะอาดในอุตสาหกรรมไทยได้อย่างยั่งยืน

2.7 ประเมินความคุ้มค่าในการลงทุนการนำเชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติมาใช้ในโรงงานอุตสาหกรรม

การผสมไฮโดรเจนเข้ากับก๊าซธรรมชาติ (H_2/NG Blending) ถือเป็นแนวทางที่มีศักยภาพในการช่วยลดการพึ่งพาเชื้อเพลิงฟอสซิลและลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ซึ่งสอดคล้องกับเป้าหมายการเป็นกลางทางคาร์บอนของประเทศไทยในปี ค.ศ. 2050 และการบรรลุการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ในปี ค.ศ. 2065 ผลการประเมินพบว่าการผสมไฮโดรเจนในสัดส่วน **5–20%vol** สามารถช่วยลดการปล่อย CO_2 ได้ **1.6–7.2%** โดยค่าการปล่อย CO_2 ต่อพลังงานลดลงจาก **0.0592 ตัน/MMBTU** (เมื่อใช้ก๊าซธรรมชาติ 100%) เหลือ **0.0550 ตัน/MMBTU** ที่ระดับการผสม 20% แม้สัดส่วนการลดจะยังไม่มากนัก แต่ถือเป็น “Quick Win” ที่สามารถเริ่มต้นได้ทันที

อย่างไรก็ตาม การลงทุนในเทคโนโลยีนี้ยังเผชิญข้อจำกัดด้านความคุ้มค่า โดยเฉพาะต้นทุนเชื้อเพลิงไฮโดรเจนสะอาด (Blue/Green H_2) มีราคาเฉลี่ย **177 บาท/กิโลกรัม** ซึ่งสูงกว่าก๊าซธรรมชาติที่ประมาณ **290 บาท/MMBTU** หลายเท่า แม้จะมีการคาดการณ์ว่าราคาไฮโดรเจนจะลดลงราว **4% ต่อปี** แต่ก็ยังไม่เพียงพอที่จะทำให้เกิดความสามารถในการแข่งขันในระยะสั้น ด้านการลงทุน (CAPEX) โรงงานที่ปรับเปลี่ยนอุปกรณ์เพื่อผสมไฮโดรเจนในระดับ 5% ต้องใช้เงินลงทุนราว **2.3 ล้านบาท** และเพิ่มเป็น **3.6 ล้านบาท** เมื่อผสมถึงระดับ 20% ขณะที่ค่าใช้จ่ายดำเนินงาน (OPEX) ต่อปีจะอยู่ที่ **142,500 บาท** สำหรับการตรวจสอบความปลอดภัย **63,000 บาท** สำหรับการอบรมและสอบใบอนุญาตบุคลากร และอาจเพิ่มอีก **240,000 บาท/ปี** หากต้องจ้างเจ้าหน้าที่ควบคุมระบบเพิ่มเติม

แม้ในกรณีที่มีการสนับสนุน CAPEX และ OPEX ถึง **50%** และสามารถขายคาร์บอนเครดิตไปต่างประเทศที่ราคา **93–200 ดอลลาร์สหรัฐ/ตัน CO_2** ก็ยังไม่ทำให้โครงการมีมูลค่าปัจจุบันสุทธิ (NPV) หรืออัตราผลตอบแทนภายใน (IRR) เป็นบวก ผลลัพธ์สะท้อนให้เห็นว่าการผสมไฮโดรเจนยังไม่สามารถสร้างความคุ้มค่าทางการเงินได้ด้วยตัวเอง หากปราศจากมาตรการเชิงนโยบายที่เข้ามาช่วยเสริม

ดังนั้น เพื่อให้การใช้เชื้อเพลิงผสม H_2/NG เกิดขึ้นจริงในเชิงพาณิชย์และแพร่หลายควรมี **ชุดมาตรการบูรณาการ** ได้แก่

- **มาตรการภาษีคาร์บอน**: เก็บจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล เช่น ถ่านหินและก๊าซธรรมชาติ แล้วนำรายได้มาอุดหนุนราคาไฮโดรเจน เพื่อทำให้ต้นทุนเชื้อเพลิง H_2/NG ใกล้เคียงกับ NG มากขึ้น
- **การสนับสนุน CAPEX และ OPEX**: ผ่านสิทธิประโยชน์ทางภาษี เงินกู้ดอกเบี้ยต่ำ (Green Loan) และการอุดหนุนค่าใช้จ่ายด้านการอบรมและตรวจสอบ

- **การสร้างมูลค่าจากคาร์บอนเครดิต**: รวมผลการลดการปล่อย CO_2 ของอุตสาหกรรมไทย และขายไปยังประเทศที่มีราคาคาร์บอนสูงภายใต้กลไกความร่วมมือ Article 6.2 ของความตกลงปารีส
- **มาตรการด้านการค้า**: เตรียมรับมือกับกลไก **Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM)** ของสหภาพยุโรปที่จะเริ่มบังคับใช้ปี 2026 และผลักดันให้ไทยออกมาตรการในลักษณะเดียวกันเพื่อปกป้องอุตสาหกรรมในประเทศ
- **มาตรการด้านภาพลักษณ์และการตลาด**: การสร้างฉลากพลังงานสะอาด (Clean Energy Label) สำหรับสินค้าที่ผลิตด้วย H_2/NG เพื่อตอบโจทย์ความต้องการ ESG และ CSR ของตลาดโลก

สรุปได้ว่า การผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติเป็นแนวทางที่ช่วยลด CO_2 ได้จริง แม้จะอยู่ที่เพียง **1.6–7.2%** ในระยะเริ่มต้น แต่มีศักยภาพขยายตัวและช่วยเสริมความพร้อมของอุตสาหกรรมไทยในยุคการค้าคาร์บอนระหว่างประเทศ หากมีมาตรการสนับสนุนที่เพียงพอและต่อเนื่อง การลงทุนนี้จะไม่เพียงสร้างประโยชน์ด้านสิ่งแวดล้อม แต่ยังช่วยรักษาความสามารถในการแข่งขันของประเทศในระยะยาว

2.8 จัดทำร่างแนวทางหรือมาตรการส่งเสริมการปรับปรุงหรือปรับเปลี่ยนอุปกรณ์และเครื่องจักรในการใช้เชื้อเพลิงผสมสำหรับโรงงานอุตสาหกรรม

จากผลการศึกษาในหัวข้อที่ 2.7 พบว่า การผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ (H_2/NG) แม้จะมีศักยภาพในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก แต่ต้นทุนของภาคเอกชนยังสูงกว่าผลประโยชน์ที่ได้รับ ทั้งด้านการลงทุน (CAPEX) การดำเนินงาน (OPEX) และเชื้อเพลิง (Fuel Cost) โดยที่ต้นทุนการลงทุนเพื่อปรับปรุงอุปกรณ์อยู่ที่ **2.3 ล้านบาท** สำหรับการผสม 5% และเพิ่มเป็น **3.6 ล้านบาท** สำหรับการผสม 20% ขณะที่ค่าใช้จ่ายดำเนินงาน เช่น การตรวจสอบความปลอดภัยและการอบรมบุคลากร อยู่ที่ **205,500 บาท/ปี** และอาจเพิ่มอีก **240,000 บาท/ปี** หากต้องจ้างเจ้าหน้าที่ควบคุมระบบเพิ่มเติม

ต้นทุนเชื้อเพลิงยังเป็นภาระที่ใหญ่ที่สุด เนื่องจากราคาก๊าซธรรมชาติอยู่ที่ประมาณ **290 บาท/MMBTU** ในขณะที่ไฮโดรเจนสะอาดอยู่ที่ **177 บาท/กิโลกรัม** ซึ่งสูงกว่าหลายเท่า แม้จะคาดว่าราคาไฮโดรเจนจะลดลงเฉลี่ย 4% ต่อปี แต่ก็ยังไม่สามารถทำให้เกิดความคุ้มค่าทางการเงินและเศรษฐศาสตร์ได้ภายใต้สภาวะปัจจุบัน อีกทั้งราคาคาร์บอนเครดิตในประเทศไทยยังต่ำ เพราะมีเพียงตลาดภาคสมัครใจ ทำให้รายได้จากการขายคาร์บอนเครดิตยังไม่เพียงพอที่จะชดเชยต้นทุน

ดังนั้น หากประเทศไทยต้องการผลักดันการผสม H_2/NG ให้เกิดขึ้นจริง จำเป็นต้องมีมาตรการสนับสนุนแบบบูรณาการ ได้แก่

- **มาตรการสนับสนุน CAPEX** ผ่านสิทธิประโยชน์ทางภาษี เช่น การยกเว้นภาษีเงินได้นิติบุคคล 3 ปี และมาตรการ Green Loan ที่ช่วยลดภาระดอกเบี้ย แต่การศึกษาชี้ว่ามาตรการภาษีเพียงอย่างเดียวไม่เพียงพอ
- **มาตรการสนับสนุน OPEX** เช่น การหักลดหย่อนภาษี การอุดหนุนค่าตรวจสอบความปลอดภัยและอบรมบุคลากร รวมถึงการให้มหาวิทยาลัยรัฐเข้ามามีบทบาทเพื่อช่วยลดต้นทุน
- **มาตรการสร้างมูลค่าคาร์บอนเครดิต** โดยรวมกลุ่มโรงงานเพื่อลด CO_2 และขายคาร์บอนเครดิตในต่างประเทศที่มีราคาสูงกว่า เช่น โครงการความร่วมมือไทย–สวิตเซอร์แลนด์ (Article 6.2) ที่เคยประสบความสำเร็จ

- **มาตรการภาษีคาร์บอนและอุดหนุนราคาไฮโดรเจน** เพื่อทำให้ราคา H_2 ใกล้เคียงกับ NG มากขึ้น โดยข้อเสนอ เช่น
    - หากเก็บภาษีคาร์บอนจาก **ถ่านหิน** จะต้องเก็บ **227–791 บาท/ตัน** เพื่อนำมาอุดหนุนราคา H_2 ที่ **70–90 บาท/กก.**
    - หากเก็บจาก **ก๊าซธรรมชาติ** จะต้องเก็บ **250–750 บาท/ตัน CO_2** (หรือ 15–44 บาท/MMBTU) จึงจะทำให้โรงงานที่ผสม 5–20%vol เกิดความคุ้มค่าได้
- **มาตรการ CBAM (Carbon Border Adjustment Mechanism)** เพื่อปกป้องอุตสาหกรรมไทยจากการแข่งขันไม่เป็นธรรมของสินค้านำเข้าที่มี Carbon Footprint สูง โดยสามารถยึดแบบอย่างจากสหภาพยุโรปที่ใช้กับสินค้าเหล็ก อลูมิเนียม ซีเมนต์ ปุ๋ย ไฟฟ้า และไฮโดรเจน
- **มาตรการด้านฉลากพลังงานสะอาด (Clean Energy Label)** เพื่อสร้างภาพลักษณ์และคุณค่าแบรนด์ โดยไม่จำกัดเพียงการใช้ไฮโดรเจน แต่รวมถึงการใช้พลังงานสะอาดทุกประเภท ซึ่งจะช่วยตอบโจทย์ CSR และ ESG ของตลาดโลก

กล่าวโดยสรุป แม้ต้นทุนการผสม H_2/NG จะยังสูง แต่หากมีการออกแบบมาตรการสนับสนุนอย่างรอบด้าน ทั้งการอุดหนุนต้นทุน การสร้างรายได้จากคาร์บอนเครดิต การใช้ภาษีคาร์บอน และการพัฒนากลไกด้านการค้าและภาพลักษณ์ จะทำให้ภาคอุตสาหกรรมไทยสามารถลงทุนได้อย่างคุ้มค่า พร้อมทั้งรักษาขีดความสามารถในการแข่งขันในตลาดโลก และสนับสนุนการบรรลุเป้าหมาย Net Zero ของประเทศในระยะยาว

2.9 ปรับปรุง แนวทางหรือมาตรการส่งเสริมการปรับปรุงหรือปรับเปลี่ยนอุปกรณ์และเครื่องจักรในการใช้เชื้อเพลิงผสมสำหรับโรงงานอุตสาหกรรม

การส่งเสริมให้ภาคอุตสาหกรรมไทยสามารถนำเชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนและก๊าซธรรมชาติ (H_2/NG Blending) มาใช้ได้จริง จำเป็นต้องมีมาตรการสนับสนุนทั้งด้านการปรับปรุงและการปรับเปลี่ยนอุปกรณ์และเครื่องจักรที่ชัดเจน เพื่อให้เกิดความคุ้มค่าทางเศรษฐกิจ ควบคู่กับการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก และการรักษาขีดความสามารถในการแข่งขันของอุตสาหกรรมไทยในตลาดโลก

ในด้านการ **ปรับปรุงอุปกรณ์และเครื่องจักร** แนวทางหลักคือการยกระดับอุปกรณ์ที่มีอยู่ให้สามารถรองรับการใช้เชื้อเพลิงผสม โดยรัฐควรมีมาตรการสนับสนุนหลายมิติ เช่น การยกเว้นภาษีเงินได้นิติบุคคลภายใน 3 ปี การจัดหา Green Loan อัตราดอกเบี้ยต่ำ และการลดภาระค่าใช้จ่ายในการตรวจสอบความปลอดภัยและอบรมบุคลากรผ่านสถาบันของรัฐ นอกจากนี้ การรวมกลุ่มโรงงานเพื่อขายคาร์บอนเครดิตในต่างประเทศ รวมถึงการกำหนดต้นทุนทางสังคมของคาร์บอน (Social Cost of Carbon: SCC) จะช่วยเพิ่มมูลค่าเชิงเศรษฐศาสตร์ให้การลงทุน อีกทั้งควรมีกลไกภาษีคาร์บอนและเงินอุดหนุนราคาไฮโดรเจนเพื่อปิดช่องว่างด้านราคา พร้อมทั้งมาตรการ CBAM (Carbon Border Adjustment Mechanism) เพื่อปกป้องอุตสาหกรรมไทยจากสินค้านำเข้าที่มี Carbon Footprint สูง และการจัดทำฉลากพลังงานสะอาดเพื่อสร้างมูลค่าเพิ่มด้าน CSR และภาพลักษณ์ธุรกิจ

ในด้านการ **ปรับเปลี่ยนอุปกรณ์และเครื่องจักร** แนวทางนี้มุ่งไปที่การลงทุนเชิงรุกเพื่อรองรับการใช้ไฮโดรเจนในสัดส่วนที่สูงขึ้น มาตรการสำคัญประกอบด้วย การยกเว้นภาษีสำหรับอุปกรณ์ใหม่ การให้เงินอุดหนุนบางส่วน การสนับสนุนค่าใช้จ่าย OPEX ที่เกี่ยวข้องกับการตรวจสอบและอบรมบุคลากร และการสร้างแรงจูงใจผ่านกลไกคาร์บอนเครดิต เช่น CDM หรือ JCM ควบคู่กับการใช้ SCC เป็นเกณฑ์การวิเคราะห์ผลตอบแทน นอกจากนี้ เนื่องจากไฮโดรเจนยังมีราคาสูง จึงต้องมีการอุดหนุนราคาควบคู่กับการเก็บภาษีคาร์บอนจากเชื้อเพลิงฟอสซิล เพื่อทำให้การลงทุนเปลี่ยนเครื่องจักรมีความคุ้มค่ามากขึ้น

ขณะเดียวกัน การใช้มาตรการ CBAM และการจัดทำฉลากพลังงานสะอาดจะช่วยปกป้องการแข่งขันและสร้างคุณค่าเชิงการตลาด

จากการจัดทำ **Timeline** ของมาตรการพบว่า ระยะสั้น (ค.ศ. 2024–2030) จะเน้นไปที่การทำโครงการนำร่อง การสนับสนุน CAPEX และ OPEX การศึกษาต้นทุนทางสังคมของคาร์บอน และการเตรียมความพร้อม CBAM ของสหภาพยุโรป ระยะกลาง (ค.ศ. 2031–2040) จะเน้นการสร้างแรงจูงใจทางการเงิน โดยขยายมาตรการสนับสนุนการลงทุน การเก็บภาษีคาร์บอนและตั้งกองทุนเชื้อเพลิงไฮโดรเจน รวมถึงออกมาตรการ CBAM ของไทยเอง ส่วนระยะยาว (ค.ศ. 2040–2070) จะมุ่งไปที่การลดระดับการอุดหนุนจากภาครัฐ ใช้โครงสร้างราคาที่สะท้อนการปล่อย CO_2 อย่างแท้จริง ควบคู่กับ CBAM ฉลากพลังงานสะอาด และการลงทุนโครงสร้างพื้นฐานไฮโดรเจน เช่น ท่อ คลัง และฮับกระจายสินค้า

และได้สรุปได้ตารางแสดง Timeline สำหรับแนวทางและมาตรการสนับสนุนการใช้เชื้อเพลิงผสม H_2/NG ไว้ในตารางที่ 2

กล่าวโดยสรุป การเปลี่ยนผ่านไปสู่การใช้เชื้อเพลิงผสม H_2/NG จำเป็นต้องใช้มาตรการแบบบูรณาการทั้ง CAPEX, OPEX, คาร์บอนเครดิต ภาษีคาร์บอน CBAM และฉลากพลังงานสะอาด หากดำเนินการครบถ้วนจะช่วยลดต้นทุน เพิ่มแรงจูงใจ สร้างความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ และทำให้อุตสาหกรรมไทยสามารถก้าวสู่เศรษฐกิจพลังงานสะอาดได้อย่างมั่นคง สอดคล้องกับเป้าหมาย **Carbon Neutrality 2050** และ **Net Zero 2065** ของประเทศ

ตาราง 2 Timeline สำหรับแนวทางและมาตรการสนับสนุนการใช้เชื้อเพลิงผสม H_2/NG

ระยะเวลา / ปี	มาตรการ	วัตถุประสงค์	กลุ่มเป้าหมาย	หน่วยงานหลักรับผิดชอบ*	หมายเหตุ/เงื่อนไขสำคัญ
ระยะสั้น 2024–2030	**โครงการนำร่อง (Pilot) ในอุตสาหกรรมใช้ความร้อน**	ทดสอบเทคนิค สัดส่วน 5–20%vol ประเมิน CAPEX/OPEX/ความปลอดภัย	แก้ว–เซรามิก, ซีเมนต์, เหล็ก (เตารีฮีต/แอนไนล), โรงกลั่น/เคมี, โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ/CHP	สนพ., กระทรวงอุตสาหกรรม, อว., อบก.(TGO), กรมธุรกิจพลังงาน	ใช้มาตรฐานความปลอดภัย/แนวปฏิบัติ, เก็บข้อมูลต้นทุนจริง
	สิทธิประโยชน์ CAPEX (ภาษี/เร่งค่าเสื่อม) + Green Loan	ลดต้นทุนลงทุนปรับปรุง/เปลี่ยนเครื่องจักร	โรงงานในแนวท่อ NG และคลัสเตอร์อุตสาหกรรม	BOI, กระทรวงการคลัง, ธนาคารรัฐ (KTB/GSB), สนพ.	ออกเกณฑ์ “พลังงานสะอาด/ลด CO_2” ให้เข้าข่าย BOI
	สนับสนุน OPEX (อบรม+ตรวจความปลอดภัย)	ลดต้นทุนประจำ สร้างความมั่นใจด้าน Safety	โรงงานนำร่องและบุคลากรเกี่ยวข้อง	กระทรวงอุตสาหกรรม, อว., มหาวิทยาลัยของรัฐ	พัฒนาแพ็กเกจอบรม/ทดสอบโดยสถาบันรัฐ ราคามาตรฐาน
	เตรียมความพร้อม CBAM ของสหภาพยุโรป (เริ่มชำระเต็ม 1 ม.ค. 2026)	ลดผลกระทบการค้า กระตุ้นการลดคาร์บอนในห่วงโซ่อุปทาน	ผู้ส่งออกกลุ่มเหล็ก/ซีเมนต์/อะลูมิเนียม/ปุ๋ย/ไฟฟ้า/ไฮโดรเจน	กระทรวงพาณิชย์, กระทรวงการคลัง, MFA, สนพ.	ทำคู่มือ/คลินิก CBAM ให้ผู้ส่งออกไทย
	ศึกษาและประกาศใช้ Social Cost of Carbon (SCC)	เป็นฐานประเมินความคุ้มค่าเศรษฐศาสตร์โครงการ H_2/NG	หน่วยงานรัฐ/รัฐวิสาหกิจ/เอกชนผู้ยื่นโครงการ	ทส., อว., อบก.(TGO), NESDC	กำหนดค่า SCC อ้างอิงของไทยอย่างเป็นทางการ
	รวมรวมคาร์บอนเครดิตเพื่อขายต่างประเทศ (Art. 6.2 G2G)	สร้างรายได้เสริมให้โครงการ H_2/NG	โรงงานที่ลด CO_2 ได้จริง	ทส., MFA, อบก.(TGO), สนพ.	ทำโครงการร่วม (programmatic) ต่อรองราคาตลาดต่างประเทศ
ระยะกลาง 2031–2040	**ขยายสิทธิประโยชน์ CAPEX/Green Loan เชิงกลุ่มอุตสาหกรรม**	เร่งการยอมรับสัดส่วน 10–20%vol	โรงงานในแนวท่อ NG และนิคม	BOI, กระทรวงการคลัง, สนพ., ธนาคารรัฐ	ใช้เงื่อนไข Local content/ประสิทธิภาพพลังงาน
	ต่อเนื่อง OPEX support (อบรม/ตรวจสอบ/ใบอนุญาต)	ทำให้ค่าใช้จ่ายของ OPEX มีความชัดเจนและสามารถวางแผนได้	โรงงานขยายสัดส่วน H_2	กระทรวงอุตสาหกรรม, อว.	ตั้งศูนย์บริการตรวจประเมินระดับภูมิภาค
	เริ่ม “ภาษีคาร์บอน” กับเชื้อเพลิงอุตสาหกรรม (ขยายจากน้ำมันไปยังถ่านหิน, LPG, น้ำมันเตา, NG)	ทำให้ราคาคือภาพสะท้อนคาร์บอนจริง สร้างรายได้หมุนเวียนเพื่อลดราคา H_2	ผู้ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในอุตสาหกรรม	กรมสรรพสามิต, กระทรวงการคลัง, กพช., สนพ.	กำหนดอัตรา/ผ่อนผันช่วงเปลี่ยนผ่าน
	ตั้ง/บริหาร “กองทุนเชื้อเพลิงไฮโดรเจน”	นำรายได้ภาษีคาร์บอนมาอุดหนุนราคา H_2 อย่างมีวินัยการคลัง	โครงการ H_2 ในประเทศ	สนพ., กพช., กระทรวงการคลัง	ออกเกณฑ์อุดหนุนโปร่งใส ผูกกับผลการลด CO_2
	มาตรการทางการค้า CBAM ของไทย	ปกป้องการแข่งขันไม่เป็นธรรมจากสินค้านำเข้าคาร์บอนสูง และสร้างรายได้ประเทศ	ผู้นำเข้าสินค้าเข้าข่าย CBAM	กระทรวงพาณิชย์, กระทรวงการคลัง, MFA	จัดทำฐานข้อมูล LCA/CFP มาตรฐานไทย (ร่วม สมอ.)
	มาตรฐาน/รหัสข้อกำหนด H_2/NG	กำหนดมาตรฐานเทคนิค/ความปลอดภัย/การทดสอบ	ผู้ผลิตอุปกรณ์/โรงงาน/หน่วยตรวจ	DEDE, สมอ.(TISI), กกพ.(ERC), กรมธุรกิจพลังงาน	อ้างอิง ISO/NFPA/ASME ปรับใช้บริบทไทย

ระยะยาว 2040–2070	**ค่อย ๆ ลดการอุดหนุนตรง รักษาสมดุลภาษีคาร์บอน-ส่วนลด H_2**	ให้ตลาดสะท้อนราคา พร้อมกลไกปกป้องสังคม	อุตสาหกรรมใช้ H_2 อย่างยั่งยืน	สนพ., กพช., กระทรวงการคลัง	ใช้สูตร “รายได้ภาษีคาร์บอน = งบสนับสนุน H_2 (บางส่วน)”
	ใช้/ประสาน CBAM (ไทยและต่างประเทศ) ต่อเนื่อง	คงความสามารถแข่งขันภายนอกประเทศ	ผู้ส่งออกไทย	กระทรวงพาณิชย์, MFA, กระทรวงการคลัง	ปรับให้สอดรับกติกาคู่ค้า (US/UK/AUS/CAN ฯลฯ)
	ระบบฉลากพลังงานสะอาด (Clean Energy Label)	เพิ่มมูลค่าแบรนด์/ตอบโจทย์ CSR/ESG	โรงงานที่ใช้พลังงานสะอาด (H_2/ไฟฟ้าหมุนเวียน)	กระทรวงอุตสาหกรรม, สมอ.(TISI), อบก.(TGO)	เน้น “พลังงานสะอาดโดยรวม” ไม่จำกัดเฉพาะ H_2
	โครงสร้างราคา/อัตราภาษีตาม CO_2 Emissions	ให้รางวัลเชื้อเพลิงคาร์บอนต่ำ เพิ่มต้นทุนเชื้อเพลิงคาร์บอนสูง	ผู้ใช้เชื้อเพลิงทุกชนิด	กระทรวงการคลัง, กรมสรรพสามิต, กพช.	ปรับอัตรารายระยะ + กลไกคุ้มครองผู้ประกอบการรายย่อย
	โครงสร้างพื้นฐาน H_2 (ฮับ/คลัง/ท่อ/ผสมใน NG)	ทำให้ซัพพลายมั่นคง ลดต้นทุนลอจิสติกส์	คลัสเตอร์อุตสาหกรรมและโรงไฟฟ้า	สนพ., กกพ.(ERC), รัฐวิสาหกิจพลังงาน (เช่น ปตท.), กนอ.	ร่วมทุนรัฐ–เอกชน (PPP) เชื่อมกับท่อ NG

*หน่วยงานหลักรับผิดชอบ = หน่วยงานเจ้าภาพ/ประสานหลัก (ควรมีคณะทำงานบูรณาการร่วมกัน)

สำนักงานนโยบาย
และแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน

รายงานฉบับสมบูรณ์

โครงการศึกษาความเป็นไปได้ ในการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ สำหรับอุปกรณ์และเครื่องจักรในโรงงานอุตสาหกรรม

เสนอ

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน
กระทรวงพลังงาน

โดย

มหาวิทยาลัยเชียงใหม่

กันยายน 2568

สารบัญ

	หน้า
สารบัญ	ก
สารบัญรูปภาพ	**ช**
สารบัญตาราง	**ฎ**
บทที่ 1 บทนำ	**1-1**
1.1 หลักการและเหตุผล	1-1
1.2 วัตถุประสงค์	1-3
1.3 ขอบเขตของงานจ้างที่ปรึกษา	1-3
บทที่ 2 สถานการณ์และแนวทางการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติสำหรับอุตสาหกรรมในประเทศไทยพร้อมทั้งรายละเอียดข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับก๊าซไฮโดรเจน	**2-1**
2.1 สถานการณ์การผลิตและการใช้ก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยปี พ.ศ. 2566	2-1
2.2 แผนพลังงานแห่งชาติ	2-2
2.3 แผนพัฒนาการผลิตและใช้ไฮโดรเจนสำหรับประเทศไทย	2-8
2.4 ทฤษฎีเกี่ยวกับไฮโดรเจนและการเผาไหม้	2-12
2.5 กฎหมาย ระเบียบ และมาตรฐานที่เกี่ยวข้องในการใช้ไฮโดรเจน ความปลอดภัย การจัดเก็บ และการขนส่งในประเทศไทย	2-20
2.6 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง	2-26
บทที่ 3 รวบรวมข้อมูลผลการศึกษาและวิจัยเกี่ยวกับการใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับอุตสาหกรรมในประเทศไทยพร้อมทั้งรายละเอียดข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับก๊าซไฮโดรเจน	**3-1**
3.1 การศึกษาและวิจัยเกี่ยวกับการใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติในโรงงานอุตสาหกรรมด้านเทคนิค	3-1
3.2 การศึกษาและวิจัยเกี่ยวกับการใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติในโรงงานอุตสาหกรรมด้านเศรษฐศาสตร์	3-5
3.3 การศึกษาและวิจัยเกี่ยวกับการใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติในโรงงานอุตสาหกรรมด้านกฎหมายและกฎระเบียบ	3-9
3.4 การศึกษาและวิจัยเกี่ยวกับการใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติในโรงงานอุตสาหกรรมด้านสิ่งแวดล้อม	3-14
3.5 ข้อมูลและรายละเอียดที่เกี่ยวกับแนวทางการปรับเปลี่ยนการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนในภาคอุตสาหกรรม	3-12
3.6 ข้อมูลและรายละเอียดที่เกี่ยวข้องกับความคุ้มค่าในการลงทุนด้านไฮโดรเจนในภาคอุตสาหกรรม	3-18
3.7 ข้อมูลและรายละเอียดเกี่ยวกับราคาต้นทุนในการผลิตไฮโดรเจนในวิธีต่าง ๆ และต้นทุนในการขนส่งไฮโดรเจน	3-22
บทที่ 4 ศึกษาความเป็นไปได้ในการใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติเพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับอุปกรณ์และเครื่องจักรของโรงงานอุตสาหกรรมที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการเผาไหม้	**4-1**

4.1 ศึกษาการผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ ในอัตราส่วนไฮโดรเจนตั้งแต่ 5% ขึ้นไป โดยเทียบกับการใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติอย่างเดียว (100%) 4-1
4.2 รายละเอียดและขอบเขตที่จะทำการทดสอบก๊าซผสมกับ Burner โดยการใช้ก๊าซไฮโดรเจนจากกระบวนการทางอุตสาหกรรมหรือ White hydrogen 4-3
4.3 ศึกษาข้อมูลการปรับเปลี่ยนระบบท่อ วาล์ว และอุปกรณ์ เดิมสำหรับการเปลี่ยนมาใช้เชื้อเพลิงเชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ 4-10
4.4 ศึกษาความสามารถในการเผาไหม้ของเชื้อเพลิงผสมที่อัตราส่วนผสมไฮโดรเจนต่าง ๆ จากค่าความร้อน ความยาวเปลวเพลิง และอุณหภูมิเปลวเพลิง 4-13
4.5 ศึกษาผลกระทบจากการเผาไหม้ต่อการปล่อยก๊าซเรือนกระจกและมลพิษต่าง ๆ โดยเปรียบเทียบปริมาณการปล่อยระหว่างการใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ 100% กับการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนที่อัตราส่วนต่าง ๆ 4-14
4.6 ศึกษาข้อมูลการปรับเปลี่ยนเทคโนโลยีและกระบวนการเผาไหม้ จากเดิมที่ใช้เชื้อเพลิงในการเผาไหม้เป็นก๊าซธรรมชาติมาเป็นก๊าซผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ 4-15
4.7 ศึกษาผลกระทบของการใช้ก๊าซผสมไฮโดรเจนและก๊าซธรรมชาติต่อประสิทธิภาพเครื่องจักรและอุปกรณ์ 4-16
4.8 ศึกษาความคุ้มค่าและต้นทุนการใช้งานเมื่อเปลี่ยนชนิดเชื้อเพลิงมาเป็นเชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ 4-24
4.9 ศึกษาข้อมูลและกฎระเบียบสำหรับการจัดเก็บและการขนส่งไฮโดรเจน 4-26
4.10 ศึกษาข้อกำหนดด้านความปลอดภัยสำหรับการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ ในเรื่องความปลอดภัยด้านการใช้งานก๊าซไฮโดรเจน ความปลอดภัยด้านการจัดเก็บก๊าซไฮโดรเจน และความปลอดภัยด้านการขนส่งก๊าซไฮโดรเจน 4-28

บทที่ 5 การประเมินประเภทของโรงงานที่มีความเป็นไปได้ในการนำเชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติมาใช้งาน **5-1**

5.1 ศึกษาและวิเคราะห์ความต้องการใช้พลังงานในอุปกรณ์อุตสาหกรรมและประเภทของกระบวนการผลิต สำหรับประเมินการจัดเก็บ และระยะเวลาขนส่งของการใช้ไฮโดรเจนก๊าซมาผสมในธรรมชาติเพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงในอุตสาหกรรม 5-1
5.2 การประเมินประสิทธิภาพการใช้พลังงานของเชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติเทียบกับก๊าซธรรมชาติ 100% 5-8
5.3 ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมจากการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติที่อัตราส่วนผสมต่าง ๆ (การปล่อย CO_2 และ NO_X) 5-9
5.4 ประเมินความเป็นไปได้ด้านการปรับเปลี่ยนเทคโนโลยีของอุตสาหกรรมเพื่อรองรับการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ 5-10
5.5 ประเมินต้นทุนและความคุ้มค่าในการลงทุนของอุตสาหกรรมสำหรับการปรับเปลี่ยนมาใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจน รวมไปถึงด้านการขนส่งและการจัดเก็บก๊าซไฮโดรเจน 5-12
5.6 ศึกษาข้อกำหนดด้านความปลอดภัยและมาตรฐานการใช้งานก๊าซไฮโดรเจนในอุตสาหกรรม 5-14
5.7 ศึกษานโยบายและมาตรการส่งเสริมจากภาครัฐที่สนับสนุนสำหรับการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจน 5-24

บทที่ 6 ศึกษาการนำเชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติสำหรับอุปกรณ์หรือเครื่องจักรที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงและมีการใช้งานในโรงงานอุตสาหกรรม **6-1**

6.1 ศึกษาข้อกำหนดสำหรับการขนส่งและจัดเก็บก๊าซไฮโดรเจนเพื่อนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงผสมในก๊าซธรรมชาติ 6-1

6.2 ศึกษาข้อกำหนดหรือคุณสมบัติของการผสมก๊าซไฮโดรเจนและก๊าซธรรมชาติ 6-2

6.3 ศึกษาข้อกำหนด มาตรฐานการปรับเปลี่ยนระบบท่อ วาล์ว และเครื่องมือวัดต่าง ๆ เดิมของอุตสาหกรรม เพื่อรองรับการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ 6-3

6.4 ศึกษาการปรับหรือเปลี่ยนอุปกรณ์หรือเครื่องจักรที่ใช้ก๊าซผสม เช่น Boiler, Burner รวมถึง ท่อ วาล์ว ซีล และ ข้อต่อ รวมไปถึงขนาดนมหนูของหัวเผาไหม้ (Nozzle) สำหรับจ่ายเชื้อเพลิงผสม 6-5

6.5 การนำเชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติสำหรับอุปกรณ์หรือเครื่องจักรที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงและมีการใช้งานกันอย่างทั่วไปในโรงงานอุตสาหกรรมไม่น้อยกว่า 1 ชนิด เช่น Boiler หรือ Burner เป็นต้น 6-6

6.6 การทดสอบการนำเชื้อเพลิงผสมระหว่างก๊าซไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติสำหรับหัวเผา (Burner) ขนาด 400 kW ในเตาเผาระดับอุตสาหกรรม (Industrial Furnace) 6-7

6.7 ศึกษาและทดสอบระบบผสมก๊าซไฮโดรเจนและก๊าซธรรมชาติ โดยใช้อุปกรณ์ควบคุมการผสมและป้อนก๊าซเชื้อเพลิงอัตโนมัติ ในอัตราส่วนไฮโดรเจนตั้งแต่ 5% ขึ้นไปโดยปริมาตร 6-23

6.8 ศึกษาถึงผลกระทบของตัวแปรที่เกี่ยวข้อง เช่น อัตราการไหลก๊าซ และความดันก๊าซเชื้อเพลิงก่อนเข้าอุปกรณ์หรือเครื่องจักรที่ใช้ก๊าซผสม 6-26

6.9 ศึกษาสัดส่วนปริมาณอากาศต่อเชื้อเพลิง (Air Fuel Ratio) 6-28

6.10 ศึกษาค่า Wobbe Index ประสิทธิภาพการเผาไหม้ของการใช้เชื้อเพลิงผสมเปรียบเทียบกับก๊าซธรรมชาติ 6-30

6.11 ศึกษาและวิเคราะห์องค์ประกอบของการเผาไหม้หรือก๊าซไอเสีย (Emissions) อาทิ CO_2, O_2, CO, NO_X จากการใช้เชื้อเพลิงผสมเทียบกับก๊าซธรรมชาติ 6-36

6.12 สรุปผลการทดสอบการนำเชื้อเพลิงผสมระหว่างก๊าซไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติสำหรับหัวเผา (Burner) ขนาด 465 kW ในเตาเผาระดับอุตสาหกรรม (Industrial Furnace) 6-40

บทที่ 7 วิเคราะห์และประเมินประสิทธิภาพการทำงานของอุปกรณ์และเครื่องจักรที่ใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติในโรงงานอุตสาหกรรม **7-1**

7.1 วิเคราะห์ประสิทธิภาพการเผาไหม้ของเชื้อเพลิงผสมในแต่ละสัดส่วนไฮโดรเจนที่ผสมในก๊าซธรรมชาติ 7-1

7.2 วิเคราะห์และสรุปเรื่องความปลอดภัยในการใช้เชื้อเพลิงผสมก๊าซไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ 7-2

7.3 วิเคราะห์และสรุปเรื่องอายุการใช้งานและการบำรุงรักษาอุปกรณ์ที่ใช้งานสำหรับเชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ 7-4

7.4 วิเคราะห์และสรุปเรื่องความเสถียรของเปลวไฟในการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ 7-7

7.5 วิเคราะห์ถึงผลกระทบต่ออุปกรณ์อื่นๆ ในโรงงานที่อาจเกิดขึ้นหากมีการเปลี่ยนมาใช้เชื้อเพลิงผสม 7-8

บทที่ 8 วิเคราะห์ปัญหาที่เกิดขึ้น และกำหนดแนวทางการปรับปรุงหรือแก้ไข เพื่อทำให้อุปกรณ์สามารถใช้งานได้มีประสิทธิภาพเทียบเท่าเดิม หรืออยู่ในระดับที่สามารถยอมรับได้ 8-1

8.1 วิเคราะห์ปัญหาและแนะนำแนวทางในการแก้ไขสำหรับการควบคุมและการปรับแต่งระบบอุปกรณ์ให้เหมาะสมกับการใช้งานเชื้อเพลิงผสมระหว่างก๊าซไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ (H_2/NG) 8-1

8.2 วิเคราะห์ปัญหาและแนะนำแนวทางในการแก้ไขด้านการเผาไหม้ให้เหมาะสมตามประสิทธิภาพของอุปกรณ์ให้อยู่ในช่วงที่ยอมรับได้ 8-5

8.3 วิเคราะห์ปัญหาและแนะนำแนวทางในการแก้ไขการสึกหรอเพื่อยืดอายุการใช้งานของอุปกรณ์ 8-6

8.4 วิเคราะห์ปัญหาและแนะนำแนวทางในการจัดเก็บและขนส่งไฮโดรเจนสำหรับการใช้งานเชื้อเพลิงผสมโดยอยู่ภายใต้ขอบเขตเริ่มตั้งแต่จุดที่นำก๊าซไฮโดรเจนเข้าพื้นที่โรงงานที่มีการใช้ก๊าซไฮโดรเจน ไปจนถึงการใช้งานก๊าซไฮโดรเจน 8-7

8.5 วิเคราะห์ปัญหาและแนะนำแนวทางในด้านความปลอดภัยสำหรับการใช้งานเชื้อเพลิงผสม 8-8

8.6 วิเคราะห์ปัญหาและแนะนำแนวทางด้านต้นทุนการดำเนินงานและการบำรุงรักษา 8-9

บทที่ 9 ประเมินความคุ้มค่าในการลงทุนการนำเชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติมาใช้ในโรงงานอุตสาหกรรม **9-1**

9.1 ประเมินการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกและผลประโยชน์ทางสิ่งแวดล้อมจากการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ 9-1

9.2 ประเมินและสรุปกรณีศึกษาจากอุตสาหกรรมที่นำเชื้อเพลิงผสมมาใช้จากฐานข้อมูลทั้งในและต่างประเทศมาเป็นตัวอย่าง 9-7

9.3 ประเมินความคุ้มค่าในด้านต้นทุนการลงทุนและการปรับปรุงหรือเปลี่ยนแปลงอุปกรณ์ให้เหมาะสมกับการใช้งานกับเชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ 9-12

9.4 ประเมินค่าใช้จ่ายในการจัดเก็บและขนส่งไฮโดรเจน 9-24

9.5 ประเมินการลงทุนในด้านเทคโนโลยีความปลอดภัยในการใช้งานกับเชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ 9-26

9.6 ประเมินค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน ได้แก่ ค่าใช้จ่ายของเชื้อเพลิง ค่าบำรุงรักษาอุปกรณ์ ค่าใช้จ่ายด้านความปลอดภัยและการตรวจสอบสำหรับการใช้งานกับเชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ 9-27

9.7 ประเมินการสนับสนุนทางการเงินจากภาครัฐและสิทธิประโยชน์ทางภาษีจากการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ 9-28

9.8 ประเมินและวิเคราะห์ผลตอบแทนการลงทุนจากการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ 9-41

9.9 วิเคราะห์และสรุปความคุ้มค่าทางเศรษฐกิจของการปรับเปลี่ยนมาใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติต่ออุตสาหกรรม 9-44

9.10 วิเคราะห์การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกและผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมจากการใช้เชื้อเพลิงผสม 9-49

บทที่ 10 แนวทางหรือมาตรการส่งเสริมการปรับปรุงหรือปรับเปลี่ยนอุปกรณ์และเครื่องจักรในการใช้เชื้อเพลิงผสมสำหรับโรงงานอุตสาหกรรม **10-1**

บทที่ 11 แนวทางหรือมาตรการส่งเสริมการปรับปรุงหรือปรับเปลี่ยนอุปกรณ์และเครื่องจักรในการใช้เชื้อเพลิงผสม **11-1**

11.1 ร่างแนวทางหรือมาตรการส่งเสริมการปรับปรุงอุปกรณ์และเครื่องจักรในการใช้เชื้อเพลิงผสมสำหรับโรงงานอุตสาหกรรม 11-1

11.2 ร่างแนวทางหรือมาตรการส่งเสริมการปรับเปลี่ยนอุปกรณ์และเครื่องจักรในการใช้เชื้อเพลิงผสม สำหรับโรงงานอุตสาหกรรม 11-2

11.3 สรุปเนื้อหาแนวทางและมาตรการส่งเสริมการปรับปรุงหรือปรับเปลี่ยนอุปกรณ์และเครื่องจักรในการใช้เชื้อเพลิงผสม 11-3

11.4 Timeline ของแนวทางและมาตรการสนับสนุนการใช้เชื้อเพลิงผสม H_2/NG 11-4

สารบัญรูปภาพ

หน้า

รูปที่ 2-1 ร่างแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2567-2580 (PDP 2024) 2-4
รูปที่ 2-2 ร่างแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2567-2580 (AEDP 2024) 2-5
รูปที่ 2-3 ร่างแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2567-2580 (Gas Plan 2024) 2-6
รูปที่ 2-4 ร่างแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2567 - 2580 (Gas Plan 2024) 2-7
รูปที่ 2-5 ร่างแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2567-2580 (Gas Plan 2024) 2-8
รูปที่ 2-6 ร่างแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2567-2580 (Gas Plan 2024) 2-9
รูปที่ 2-7 สรุปแผนที่นำทางการส่งเสริมการใช้งานไฮโดรเจนในประเทศไทย 2-11
รูปที่ 2-8 แผนกลยุทธ์การนำไฮโดรเจนสำหรับการนำไปใช้ภาคการผลิตไฟฟ้า ระยะสั้น พ.ศ. 2566 - 2573 2-12
รูปที่ 2-9 แผนกลยุทธ์การนำไฮโดรเจนสำหรับการนำไปใช้ภาคขนส่ง ระยะสั้น พ.ศ. 2566 – 2573 2-13
รูปที่ 2-10 แผนกลยุทธ์การนำไฮโดรเจนสำหรับการนำไปใช้ภาคอุตสาหกรรม ระยะสั้น พ.ศ. 2566-2573 2-15
รูปที่ 2-11 สีของไฮโดรเจน (Colors of Hydrogen) 2-17
รูปที่ 2-12 รูปแบบการจัดเก็บไฮโดรเจนทางกายภาพและทางวัสดุ 2-18
รูปที่ 2-13 รูปแบบการขนส่งไฮโดรเจน 2-19
รูปที่ 2-14 การนำไฮโดรเจนมาใช้ประโยชน์ 2-20
รูปที่ 2-15 เครื่องกำเนิดไอน้ำแบบท่อไฟ (Fire tube boiler) 2-22
รูปที่ 2-16 เครื่องกำเนิดไอน้ำแบบท่อน้ำ (Water tube boiler) 2-22
รูปที่ 2-17 ชุดอุปกรณ์ก๊าซ (Gas train) 2-23
รูปที่ 2-18 หัวเผาก๊าซ (Burner) 2-23
รูปที่ 2-19 กฎหมาย ระเบียบ และมาตรฐานที่เกี่ยวข้องด้านการผลิตไฮโดรเจน 2-24
รูปที่ 2-20 กฎหมาย ระเบียบ และมาตรฐานที่เกี่ยวข้องกับไฮโดรเจนด้านความปลอดภัย 2-25
รูปที่ 2-21 กฎหมาย ระเบียบ และมาตรฐานที่เกี่ยวข้องด้านการจัดเก็บไฮโดรเจน 2-25
รูปที่ 2-22 กฎหมาย ระเบียบ และมาตรฐานที่เกี่ยวข้องด้านการขนส่งไฮโดรเจน 2-26
รูปที่ 2-23 ระบบชุดทดสอบหัวเผาไหม้ไฮโดรเจนร่วมกับก๊าซมีเทนผสม 2-32
รูปที่ 2-24 หัวเผาไหม้ที่ใช้ในการทดสอบ 2-32
รูปที่ 2-25 ต้นทุนรวม (Total Cost of Ownership: TCO) ของการใช้รถ FCEV และรถ BEV 2-37
รูปที่ 2-26 แนวทางการกำหนดมาตรการส่งเสริมการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงาน 2-38

รูปที่ 2-27 ข้อกำหนดและกฎหมายที่จำเป็นต้องปรับปรุงเพิ่มเติมสำหรับการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงานเมื่อเทียบเคียงกับกฎหมายปัจจุบันสำหรับก๊าซธรรมชาติและก๊าซธรรมชาติเหลว 2-44
รูปที่ 3-1 โครงการ California Hydrogen Hub ของบริษัท PG&E 3-18
รูปที่ 3-2 โครงการ European Hydrogen Backbone (EHB) 3-19
รูปที่ 3-3 ผังการใช้ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยกังหันไอน้ำ 3-20

รูปที่ 4-1 ขนาดหัวเผาที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง 4-4
รูปที่ 4-2 ขนาดหม้อไอน้ำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง 4-5
รูปที่ 6-1 สถาบันนวัตกรรม ปตท. บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) จ.พระนครศรีอยุธยา 6-8
รูปที่ 6-2 ระบบทดสอบเชื้อเพลิงผสมระหว่างก๊าซไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติสำหรับหัวเผา (Burner) 6-9
รูปที่ 6-3 ระบบทดสอบเชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติสำหรับหัวเผา (Burner) ขนาด 400 kW ในเตาเผาระดับอุตสาหกรรม (Industrial Furnace) 6-10
รูปที่ 6-4 Process Flow Diagram (PFP) ของระบบทดสอบเชื้อเพลิงผสมระหว่างก๊าซไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติสำหรับหัวเผา (Burner) ขนาด 400 kW 6-11
รูปที่ 6-5 Piping & Instrument Diagram (P&ID) ของระบบทดสอบเชื้อเพลิงผสมระหว่างก๊าซไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติสำหรับหัวเผา (Burner) ขนาด 400 kW 6-12
รูปที่ 6-6 ถังเก็บก๊าซไฮโดรเจน 6-14
รูปที่ 6-7 ชุดผสมก๊าซไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ 6-15
รูปที่ 6-8 โบลเวอร์อากาศ (Air Blower) 6-16
รูปที่ 6-9 เครื่องวัดองค์ประกอบก๊าซ 6-17
รูปที่ 6-10 เครื่องวัดองค์ประกอบก๊าซไอเสีย 6-18
รูปที่ 6-11 หัวจุดไฟนำร่อง 6-18
รูปที่ 6-12 หัวเผาก๊าซผสมระหว่างก๊าซไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ (H_2/NG Gas Burner) 6-19
รูปที่ 6-13 เตาเผาระดับอุตสาหกรรม (Industrial Furnace) 6-20
รูปที่ 6-14 ชุดทดสอบหัวเผาขนาด 400 kW 6-21
รูปที่ 6-15 ระบบควบคุมไฟฟ้า ระบบบันทึกและแสดงผลข้อมูล 6-22
รูปที่ 6-16 Gas Detector และ ถังดับเพลิง 6-23
รูปที่ 6-17 อัตราการไหลเชิงปริมาตรของก๊าซ NG และก๊าซผสม H_2/NG สำหรับการทดสอบกับหัวเผาขนาด 465 kW ในเตาเผาระดับอุตสาหกรรม (Industrial Furnace) 6-28
รูปที่ 6-18 อัตราการไหลเชิงมวลของก๊าซ NG และก๊าซผสม H_2/NG สำหรับการทดสอบกับหัวเผาขนาด 465 kW ในเตาเผาระดับอุตสาหกรรม (Industrial Furnace) 6-29
รูปที่ 6-19 อัตราการไหลเชิงปริมาตรและเชิงมวลของก๊าซ NG และก๊าซผสม H_2/NG สำหรับการทดสอบกับหัวเผาขนาด 465 kW ในเตาเผาระดับอุตสาหกรรม (Industrial Furnace) 6-30
รูปที่ 6-20 A/F Ratio, Excess Air และ O_2 ในก๊าซไอเสีย ของก๊าซ NG และก๊าซผสม H_2/NG สำหรับการทดสอบกับหัวเผาขนาด 465 kW ในเตาเผาระดับอุตสาหกรรม (Industrial Furnace) 6-32
รูปที่ 6-21 ค่า LHV และ Wobbe (WI) ของก๊าซ NG และก๊าซผสม H_2/NG สำหรับการทดสอบกับหัวเผาขนาด 465 kW ในเตาเผาระดับอุตสาหกรรม (Industrial Furnace) 6-33

รูปที่ 6-22 อุณหภูมิเฉลี่ยภายในห้องเผาไหม้ของก๊าซ NG และก๊าซผสม H_2/NG สำหรับการทดสอบกับหัวเผาขนาด 400 kW แบบ Performance Test 6-34
รูปที่ 6-23 เปรียบเทียบอุณหภูมิภายในห้องเผาไหม้ของก๊าซ NG และก๊าซผสม H_2/NG และ H_2 5, 10, 15, 20 และ 25% โดยปริมาตร 6-35
รูปที่ 6-24 ห้องเผาไหม้ภายในเตาทดสอบ (Industrial Furnace) 6-35
รูปที่ 6-25 อุณหภูมิภายในเตาเผาของก๊าซ NG และก๊าซผสม H_2/NG สำหรับการทดสอบกับหัวเผาขนาด 465 kW แบบ Steady State Test 6-36
รูปที่ 6-26 ค่าอัตราการไหลก๊าซ NG ก๊าซผสม H_2/NG ค่า LHV และค่าปริมาณความร้อน สำหรับการทดสอบกับหัวเผาขนาด 465 kW ในเตาเผาระดับอุตสาหกรรม (Industrial Furnace) 6-36
รูปที่ 6-27 ค่า O_2 ในก๊าซไอเสีย อุณหภูมิการเผาไหม้และไอเสีย และประสิทธิภาพการเผาไหม้ สำหรับการทดสอบกับหัวเผาขนาด 465 kW ในเตาเผาระดับอุตสาหกรรม (Industrial Furnace) 6-38
รูปที่ 6-28 ปริมาณการปล่อยก๊าซออกซิเจน (CO_2) ระหว่างการทดสอบในสภาวะคงที่ 6-39
รูปที่ 6-29 ปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) ระหว่างการทดสอบในสภาวะคงที่ 6-40
รูปที่ 6-30 ความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณ CO_2 กับสัดส่วนการผสม H_2 6-42
รูปที่ 6-31 ความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณ NOx กับสัดส่วนการผสม H_2 6-43
รูปที่ 7-1 ค่าประสิทธิภาพการเผาไหม้สำหรับการทดสอบกับหัวเผาขนาด 465 kW ในเตาเผาระดับอุตสาหกรรม (Industrial Furnace) 7-2
รูปที่ 7-2 ความเข้มข้นของก๊าซไฮโดรเจนที่สามารถติดไฟในอากาศ 7-3
รูปที่ 7-3 ค่าพลังงานจุดติดไฟของก๊าซไฮโดรเจน 7-3
รูปที่ 7-4 ความสัมพันธ์ระหว่างความเข้มข้นของก๊าซไฮโดรเจนกับคุณสมบัติการแตกหักของวัสดุ 7-6
รูปที่ 9-1 สัดส่วนการผสมไฮโดรเจนในเชิงปริมาตรต่อพลังงานที่มาจากไฮโดรเจนในส่วนผสม 9-3
รูปที่ 9-2 การปล่อย CO_2 ต่อ MMBTU เมื่อเทียบกับสัดส่วนการผสมไฮโดรเจนในเชิงปริมาตร ณ ระดับต่างๆ 9-3
รูปที่ 9-3 การลดการปล่อย CO_2 เมื่อเทียบกับสัดส่วนการผสมไฮโดรเจนในเชิงปริมาตร ณ ระดับต่างๆ 9-5
รูปที่ 9-4 ต้นทุนทางเชื้อเพลิงต่อ MMBTU ที่เพิ่มขึ้น เมื่อเพิ่มสัดส่วนการผสมไฮโดรเจนในเชิงปริมาตร 9-18
รูปที่ 9-5 เปอร์เซ็นต์การเพิ่มขึ้นของต้นทุนทางเชื้อเพลิง เมื่อเพิ่มสัดส่วนการผสมไฮโดรเจนในเชิงปริมาตร 9-18
รูปที่ 9-6 สัดส่วนการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ถูกจัดการโดย Carbon Tax และ ETS ในภาคส่วนต่างๆของระบบเศรษฐกิจ ในปี ค.ศ. 2025 9-31
รูปที่ 9-7 ราคาคาร์บอนที่มาจากนโยบาย Carbon Tax และ ETS ทั่วโลก ณ วันที่ 1 เมษายน ค.ศ. 2025 9-31
รูปที่ 9-8 มาตรการปรับปรุงประสิทธิภาพของ BOI 9-42

สารบัญตาราง

หน้า

ตารางที่ 2-1 คุณสมบัติของไฮโดรเจน (Hydrogen Properties) 2-16
ตารางที่ 2-2 สรุปมาตรฐานที่เกี่ยวข้องกับการผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติสำหรับการเผาไหม้ 2-26
ตารางที่ 2-3 สมมติฐานในการใช้ไฮโดรเจนผสมกับก๊าซธรรมชาติในระบบท่อก๊าซธรรมชาติ 2-34
ตารางที่ 2-4 สรุปผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์และการเงินสำหรับภาคความร้อนในโรงงานอุตสาหกรรมอุตสาหกรรม 2-36
ตารางที่ 3-1 ตัวอย่างหม้อไอน้ำที่รองรับการใช้งานร่วมกับไฮโดรเจน 3-2
ตารางที่ 3-2 ตัวอย่างหัวเผาน้ำที่รองรับการใช้งานร่วมกับไฮโดรเจน 3-2
ตารางที่ 3-3 ต้นทุนเชื้อเพลิงต่อหน่วย (€/MJ) เพิ่มขึ้นโดยเปรียบเทียบที่สัดส่วนการผสมไฮโดรเจน 3-7
ตารางที่ 3-4 ต้นทุนการลด CO_2 จากการใช้ไฮโดรเจนผสมกับก๊าซธรรมชาติ 3-8
ตารางที่ 3-5 ต้นทุนของการผลิตไฮโดรเจน 3-21
ตารางที่ 3-6 เทียบราคาเชื้อเพลิงผสมที่อัตราส่วนต่างๆตั้งแต่ 5%, 10%, 15% และ20% 3-23
ตารางที่ 3-7 ตารางเปรียบเทียบต้นทุนการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ 3-25
ตารางที่ 3-8 ต้นทุนในการผลิตไฮโดรเจนตามสีและเทคโนโลยี 3-26
ตารางที่ 3-9 วิธีการขนส่งไฮโดรเจนและต้นทุนโดยประมาณ 3-27
ตารางที่ 4-1 เปรียบเทียบการใช้งานเชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติเทียบกับการใช้ก๊าซธรรมชาติเพียงอย่างเดียว 4-1
ตารางที่ 4-2 ประสิทธิภาพการเผาไหม้ของเชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติเทียบกับก๊าซธรรมชาติ 100% 4-2
ตารางที่ 4-3 ผลการสอบหัวเผาไหม้ ขนาด 35 kW 4-6
ตารางที่ 4-4 ผลการสอบหัวเผาไหม้ ขนาด 70 kW 4-7
ตารางที่ 4-5 ประสิทธิภาพหัวเผาไหม้ขนาด 35 และ 70 kW ตามอัตราส่วนผสมไฮโดรเจนต่าง ๆ 4-8
ตารางที่ 4-6 ปัจจัยที่ทำให้ผลการทดสอบแตกต่างกันระหว่างหัวเผาคนละยี่ห้อ 4-10
ตารางที่ 4-7 ค่าความสามารถในการเผาไหม้ของเชื้อเพลิงผสมที่อัตราส่วนผสมต่าง ๆ 4-15
ตารางที่ 5-1 การประเมินประเภทของโรงงานอุตสาหกรรมในประเทศไทยที่มีความเหมาะสมในการใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ 5-6
ตารางที่ 5-2 ประมาณการการลดการปล่อย CO_2 เมื่อใช้ไฮโดรเจนผสมในอัตราต่าง ๆ เมื่อเทียบกับการใช้ก๊าซธรรมชาติล้วน (100%) 5-11
ตารางที่ 5-3 ต้นทุนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าเมื่อผสมไฮโดรเจน 5-15
ตารางที่ 5-4 ประเภทถังแรงดันไฮโดรเจนสำหรับจัดเก็บไฮโดรเจน 5-18
ตารางที่ 5-5 มาตรฐานในการออกแบบ การผลิต การทดสอบ และการรับรองถังแรงดัน 5-19
ตารางที่ 5-6 มาตรฐานความปลอดภัยในพื้นที่อันตรายในพื้นที่ที่มีการใช้งานหรือจัดเก็บก๊าซไฮโดรเจน 5-23
ตารางที่ 5-7 รายละเอียดในการแบ่งพื้นที่อันตรายของมาตรฐาน IECEx ATEX และ NEC 500 5-23
ตารางที่ 5-8 มาตรฐานที่เกี่ยวข้องระบบควบคุมอัคคีภัย (Fire Protection Systems) สำหรับพื้นที่จัดเก็บและใช้งานไฮโดรเจน 5-24
ตารางที่ 5-9 มาตรฐานการติดตั้งระบบป้องกันแรงดันเกินสำหรับไฮโดรเจนในอุตสาหกรรม 5-25

ตารางที่ 5-10 ข้อกำหนดด้านการแยกประเภทสารและการจัดเก็บร่วมกันของก๊าซไฮโดรเจน 5-25
ตารางที่ 5-11 รายการของสารที่ไม่ควรจัดเก็บร่วมกับไฮโดรเจน 5-26
ตารางที่ 5-12 ข้อกำหนดและกฎหมายในประเทศไทยที่เกี่ยวข้องกับข้อกำหนดด้านความปลอดภัยและมาตรฐานการใช้งานก๊าซไฮโดรเจนในอุตสาหกรรม 5-27
ตารางที่ 5-13 แนวทางแนวทางความปลอดภัยเบื้องต้นในการใช้งานไฮโดรเจน 5-28
ตารางที่ 5-14 รายละเอียดของกฎหมาย/มาตรการที่เกี่ยวข้องสำหรับการใช้ไฮโดรเจนในบริบทของประเทศ 5-34
ตารางที่ 5-15 มาตรการที่ควรพิจารณาเพื่อจูงในในการการใช้ไฮโดรเจนสำหรับผู้ประกอบการ 5-37
ตารางที่ 6-1 รายการวัสดุของอุปกรณ์ ท่อ วาล์ว และเครื่องมือวัด 6-6
ตารางที่ 6-2 รายการอุปกรณ์หลักของชุดทดสอบ 6-13
ตารางที่ 6-3 องค์ประกอบก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยที่ใช้ในการทดสอบ 6-15
ตารางที่ 6-4 วิธีการทดสอบการนำเชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติสำหรับหัวเผา (Burner) ขนาด 400 kW ในเตาเผาระดับอุตสาหกรรม (Industrial Furnace) 6-24
ตารางที่ 6-5 องค์ประกอบของก๊าซธรรมชาติและก๊าซผสมระหว่างก๊าซไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติที่สัดส่วนระหว่าง 5, 10 ,15, 20 และ 25%โดยปริมาตร 6-25
ตารางที่ 6-6 ค่าความหนาแน่น LHV และ WI ของก๊าซธรรมชาติและก๊าซผสมระหว่างก๊าซไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติที่สัดส่วนระหว่าง 5, 10 ,15, 20 และ 25% โดยปริมาตร 6-25
ตารางที่ 6-7 ตัวแปรที่มีผลต่อการผสมก๊าซไฮโดรเจนและก๊าซธรรมชาติ 6-26
ตารางที่ 6-8 คุณสมบัติของก๊าซไฮโดรเจนและก๊าซมีเทน 6-31
ตารางที่ 6-9 องค์ประกอบของการเผาไหม้หรือก๊าซไอเสีย (Emissions) 6-39
ตารางที่ 6-10 ปริมาณ CO_2 ที่ลดลงตามสัดส่วนการผสม H_2 ทางทฤษฎี 6-41
ตารางที่ 7-1 ผลกระทบของสัดส่วนก๊าซไฮโดรเจนต่อซีลและโอริง 7-6
ตารางที่ 7-2 ความถี่ในการบำรุงรักษาอุปกรณ์ 7-7
ตารางที่ 7-3 ผลกระทบของสัดส่วนก๊าซไฮโดรเจนต่อวัสดุและอุปกรณ์ 7-10
ตารางที่ 8-1 แนวทางในการแก้ไขและปรับปรุงระบบเพื่อรองรับเชื้อเพลิงผสม H_2/NG 8-5
ตารางที่ 8-2 ความเร็วในการเผาไหม้ (Flame Speed) 8-6
ตารางที่ 9-1 สมมุติฐานที่ใช้ในการคำนวณการผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ 9-2
ตารางที่ 9-2 การผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติที่ระดับต่างๆในเชิงปริมาตรและในเชิงค่าความร้อน 9-4
ตารางที่ 9-3 การผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติที่ระดับต่างๆในเชิงปริมาตรและการลดการปล่อย CO_2 เมื่อเปรียบเทียบกับการใช้ก๊าซธรรมชาติ 100% 9-6
ตารางที่ 9-4 สมมุติฐานที่ใช้ในการคำนวณต้นทุนทางเชื้อเพลิงของการผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ 9-14
ตารางที่ 9-5 การลดลงของราคาไฮโดรเจนตามสมมุติฐานที่ราคาไฮโดรเจนจะลดลง 4% ทุกปี 9-15
ตารางที่ 9-6 การเพิ่มขึ้นของต้นทุนด้านเชื้อเพลิง เมื่อมีการเพิ่มสัดส่วนการผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ 9-16
ตารางที่ 9-7 รายละเอียดโรงงานอุตสาหกรรมที่นำมาใช้ในการศึกษานี้ 9-17
ตารางที่ 9-8 ต้นทุนทางเชื้อเพลิงเมื่อมีการผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติในสัดส่วนต่างๆในเชิงปริมาตร 9-19

ตารางที่ 9-9 การลดการปล่อย CO_2 เมื่อผสมไฮโดรเจนในอัตราส่วนต่างๆ 9-19
ตารางที่ 9-10 การต้นทุนของการลดการปล่อย CO_2 เมื่อราคาไฮโดรเจนอยู่ ณ ระดับต่างๆ 9-20
ตารางที่ 9-11 ราคาไฮโดรเจนที่ไม่ทำให้ต้นทุนทางเชื้อเพลิงเปลี่ยนแปลง เมื่อราคาก๊าซธรรมชาติอยู่ ณ ระดับต่างๆ 9-21
ตารางที่ 9-12 ต้นทุนทางด้านเชื้อเพลิงของโรงงานตลอดระยะเวลา 25 ปี เมื่อมีการผสมไฮโดรเจนที่อัตราส่วนเชิงปริมาตร 5% กับก๊าซธรรมชาติ 9-22
ตารางที่ 9-13 ต้นทุนด้านการลงทุน CAPEX เพื่อรองรับการผสมไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิง 9-24
ตารางที่ 9-14 ต้นทุนด้านการดำเนินการ OPEX เพื่อรองรับการผสมไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิง 9-25
ตารางที่ 9-15 ต้นทุนและผลประโยชน์จากการผสมไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงกับก๊าซธรรมชาติ 9-26
ตารางที่ 9-16 ผลของการเก็บภาษีคาร์บอนกับก๊าซธรรมชาติที่มีต่อราคาก๊าซธรรมชาติ 9-33
ตารางที่ 9-17 ปริมาณการบริโภคก๊าซธรรมชาติในภาคอุตสาหกรรมของประเทศไทย 9-33
ตารางที่ 9-18 ผลลัพธ์ของการเก็บภาษีคาร์บอน 500 บาทต่อตัน CO_2 กับการใช้ก๊าซธรรมชาติในภาคอุตสาหกรรม 9-35
ตารางที่ 9-19 การเก็บภาษีคาร์บอนกับก๊าซธรรมชาติ ณ ระดับต่างๆ และความสามารถในการนำรายได้นั้นไปอุดหนุนราคาไฮโดรเจน 9-35
ตารางที่ 9-20 การอุดหนุนราคาไฮโดรเจน ในกรณีที่มีการเก็บภาษีคาร์บอน 500 บาทต่อตัน CO_2 และมีโรงงานในภาคอุตสาหกรรมเข้าร่วม ณ สัดส่วนต่างๆ 9-36
ตารางที่ 9-21 ปริมาณการบริโภคถ่านหิน (Lignite) ในภาคอุตสาหกรรมของประเทศไทย 9-37
ตารางที่ 9-22 สมมุติฐานที่ใช้ในการคำนวณรายได้จากภาษีคาร์บอนที่เก็บกับการบริโภคถ่านหินในภาคอุตสาหกรรม 9-38
ตารางที่ 9-23 รายได้จากการเก็บภาษีคาร์บอนกับถ่านหินที่ใช้ในภาคอุตสาหกรรมและการนำรายได้ไปอุดหนุนราคาไฮโดรเจน 9-39
ตารางที่ 9-24 สมมุติฐานที่ใช้ในการคำนวณผลตอบแทนทางการเงินและทางเศรษฐศาสตร์ 9-48
ตารางที่ 9-25 ผลการคำนวณผลตอบแทน และความคุ้มค่าทางการเงินและทางเศรษฐศาสตร์ของ Base Case 9-55
ตารางที่ 9-26 ผลการคำนวณผลตอบแทนและความคุ้มค่าทางการเงินและทางเศรษฐศาสตร์ของ Tax Refund Case 9-56
ตารางที่ 9-27 ผลการคำนวณ Sensitivity Analysis การที่ค่า F-NPV ของการผสมไฮโดรเจน 5% เปลี่ยนแปลง เมื่อมีการให้ Tax Refund ของต้นทุน CAPEX และ OPEX ณ ระดับต่างๆ 9-57
ตารางที่ 9-28 ผลการคำนวณ Sensitivity Analysis การที่ค่า F-NPV ของการผสมไฮโดรเจน 10% เปลี่ยนแปลง เมื่อมีการให้ Tax Refund ของต้นทุน CAPEX และ OPEX ณ ระดับต่างๆ 9-57
ตารางที่ 9-29 ผลการคำนวณ Sensitivity Analysis การที่ค่า F-NPV ของการผสมไฮโดรเจน 15% เปลี่ยนแปลง เมื่อมีการให้ Tax Refund ของต้นทุน CAPEX และ OPEX ณ ระดับต่างๆ 9-58
ตารางที่ 9-30 ผลการคำนวณ Sensitivity Analysis การที่ค่า F-NPV ของการผสมไฮโดรเจน 20% เปลี่ยนแปลง เมื่อมีการให้ Tax Refund ของต้นทุน CAPEX และ OPEX ณ ระดับต่างๆ 9-58
ตารางที่ 9-31 ต้นทุนทางการเงินของนโยบาย Tax Refund สำหรับโรงงานที่ผสมไฮโดรเจน 5% 9-58
ตารางที่ 9-32 ต้นทุนทางการเงินของนโยบาย Tax Refund สำหรับโรงงานที่ผสมไฮโดรเจนมากกว่า 5% สูงสุด 20% 9-59

ตารางที่ 9-33 ผลการคำนวณผลตอบแทน และความคุ้มค่าทางการเงินและทางเศรษฐศาสตร์ของ Carbon Credit Case 9-59
ตารางที่ 9-34 ผลการคำนวณ Sensitivity Analysis การที่ค่า F-NPV และ E-NPV ของการผสมไฮโดรเจน 5% เปลี่ยนแปลง เมื่อราคาคาร์บอนเครดิตในต่างประเทศเปลี่ยนแปลงไป ณ ระดับต่างๆ 9-60
ตารางที่ 9-35 ผลการคำนวณ Sensitivity Analysis การที่ค่า F-NPV และ E-NPV ของการผสมไฮโดรเจน 10% เปลี่ยนแปลง เมื่อราคาคาร์บอนเครดิตในต่างประเทศเปลี่ยนแปลงไป ณ ระดับต่างๆ 9-60
ตารางที่ 9-36 ผลการคำนวณ Sensitivity Analysis การที่ค่า F-NPV และ E-NPV ของการผสมไฮโดรเจน 15% เปลี่ยนแปลง เมื่อราคาคาร์บอนเครดิตในต่างประเทศเปลี่ยนแปลงไปณ ระดับต่างๆ 9-60
ตารางที่ 9-37 ผลการคำนวณ Sensitivity Analysis การที่ค่า F-NPV และ E-NPV ของการผสมไฮโดรเจน 20% เปลี่ยนแปลง เมื่อราคาคาร์บอนเครดิตในต่างประเทศเปลี่ยนแปลงไป ณ ระดับต่างๆ 9-61
ตารางที่ 9-38 การอุดหนุนราคาไฮโดรเจน ที่ทำให้เกิดความคุ้มค่าทางการเงินและทางเศรษฐศาสตร์ในการลงทุนผสมไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงกับก๊าซธรรมชาติที่สัดส่วนเชิงปริมาตร 5% 9-63
ตารางที่ 9-39 การอุดหนุนราคาไฮโดรเจน ที่ทำให้เกิดความคุ้มค่าทางการเงินและทางเศรษฐศาสตร์ในการลงทุนผสมไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงกับก๊าซธรรมชาติที่สัดส่วนเชิงปริมาตร 10% 9-63
ตารางที่ 9-40 การอุดหนุนราคาไฮโดรเจน ที่ทำให้เกิดความคุ้มค่าทางการเงินและทางเศรษฐศาสตร์ในการลงทุนผสมไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงกับก๊าซธรรมชาติที่สัดส่วนเชิงปริมาตร 15% 9-64
ตารางที่ 9-41 การอุดหนุนราคาไฮโดรเจน ที่ทำให้เกิดความคุ้มค่าทางการเงินและทางเศรษฐศาสตร์ในการลงทุนผสมไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงกับก๊าซธรรมชาติที่สัดส่วนเชิงปริมาตร 20% 9-64
ตารางที่ 9-42 ผลการคำนวณผลตอบแทน และความคุ้มค่าทางการเงินและทางเศรษฐศาสตร์ของ Hydrogen Subsidy Case 9-65
ตารางที่ 9-43 การเก็บภาษีคาร์บอนจากการบริโภคถ่านหินในภาคอุตสาหกรรม เพื่อนำรายได้มาอุดหนุนราคาไฮโดรเจน เมื่อมีโรงงานเข้าร่วมโครงการ H_2 Blending ณ สัดส่วนต่างๆ 9-67
ตารางที่ 9-44 การเก็บภาษีคาร์บอนจากการบริโภคก๊าซธรรมชาติในภาคอุตสาหกรรมและการอุดหนุนราคาไฮโดรเจนที่ทำให้เกิดความคุ้มค่าทางการเงินในการลงทุนผสมไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงกับก๊าซธรรมชาติที่สัดส่วนเชิงปริมาตร 5% 9-70
ตารางที่ 9-45 การเก็บภาษีคาร์บอนจากการบริโภคก๊าซธรรมชาติในภาคอุตสาหกรรมและการอุดหนุนราคาไฮโดรเจนที่ทำให้เกิดความคุ้มค่าทางการเงินในการลงทุนผสมไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงกับก๊าซธรรมชาติที่สัดส่วนเชิงปริมาตร 10% 9-71
ตารางที่ 9-46 การเก็บภาษีคาร์บอนจากการบริโภคก๊าซธรรมชาติในภาคอุตสาหกรรมและการอุดหนุนราคาไฮโดรเจนที่ทำให้เกิดความคุ้มค่าทางการเงินในการลงทุนผสม 9-72

ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงกับก๊าซธรรมชาติที่สัดส่วนเชิงปริมาตร 15%
ตารางที่ 9-47 การเก็บภาษีคาร์บอนจากการบริโภคก๊าซธรรมชาติในภาคอุตสาหกรรม และการอุดหนุนราคาไฮโดรเจนที่ทำให้เกิดความคุ้มค่าทางการเงินในการลงทุนผสมไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงกับก๊าซธรรมชาติที่สัดส่วนเชิงปริมาตร 20% 9-73
ตารางที่ 9-48 ผลการคำนวณผลตอบแทนและความคุ้มค่าทางการเงินและทางเศรษฐศาสตร์ของ Carbon Tax and Hydrogen Subsidy Case 9-74
ตารางที่ 9-49 ปริมาณเงินรายได้จากภาษีคาร์บอนก๊าซธรรมชาติที่เหลือจากการอุดหนุนราคาไฮโดรเจนในกรณีที่มีโรงงานเข้าร่วมโครงการผสมไฮโดรเจน ณ ระดับต่างๆ 9-76
ตาราง 11.1 Timeline สำหรับแนวทางและมาตรการสนับสนุนการใช้เชื้อเพลิงผสม H_2/NG 11-9
ตารางที่ ก.1 ข้อมูลการทดสอบก๊าซธรรมชาติสำหรับหัวเผา (Burner) ขนาด 465 kW ในเตาเผาระดับอุตสาหกรรม (Furnace) ก-2
ตารางที่ ก.2 ข้อมูลการทดสอบเชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจน 5% โดยปริมาตร กับก๊าซธรรมชาติสำหรับหัวเผา (Burner) ขนาด 465 kW ในเตาเผาระดับอุตสาหกรรม ก-3
ตารางที่ ก.3 ข้อมูลการทดสอบเชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจน 10% โดยปริมาตร กับก๊าซธรรมชาติสำหรับหัวเผา (Burner) ขนาด 465 kW ในเตาเผาระดับอุตสาหกรรม ก-4
ตารางที่ ก.4 ข้อมูลการทดสอบเชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจน 15% โดยปริมาตร กับก๊าซธรรมชาติสำหรับหัวเผา (Burner) ขนาด 465 kW ในเตาเผาระดับอุตสาหกรรม ก-5
ตารางที่ ก.5 ข้อมูลการทดสอบเชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจน 20% โดยปริมาตร กับก๊าซธรรมชาติสำหรับหัวเผา (Burner) ขนาด 465 kW ในเตาเผาระดับอุตสาหกรรม ก-6
ตารางที่ ก.6 ข้อมูลการทดสอบเชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจน 25% โดยปริมาตร กับก๊าซธรรมชาติสำหรับหัวเผา (Burner) ขนาด 465 kW ในเตาเผาระดับอุตสาหกรรม ก-7

บทที่ 1
บทนำ

ในบทนี้เป็นการรวบรวมข้อมูลสำคัญที่เกี่ยวข้องกับโครงการศึกษาความเป็นไปได้ในการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติสำหรับอุปกรณ์และเครื่องจักรในโรงงานอุตสาหกรรม ได้แก่ หลักการและเหตุผล วัตถุประสงค์ ขอบเขตของงานจ้างที่ปรึกษา เพื่อเป็นแนวทางการดำเนินโครงการให้บรรลุตามเป้าหมายที่กำหนดไว้ โดยมีรายละเอียดดังนี้

1.1 หลักการและเหตุผล

การปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกในประเทศไทยส่วนใหญ่มาจากภาคส่วนพลังงาน ขนส่ง และอุตสาหกรรม ประเทศไทยจึงได้มุ่งเน้นไปที่การลดปลดปล่อยคาร์บอน (Decarbonization) ไปยังภาคส่วนเหล่านี้ โดยมีการตั้งเป้าหมายสู่ความเป็นกลางทางคาร์บอน (Carbon Neutrality) ภายในปี ค.ศ. 2050 และการปลดปล่อยคาร์บอนเป็นศูนย์ (Net Zero Emission) ภายในปี ค.ศ. 2065 ด้วยการเปลี่ยนไปพึ่งแหล่งพลังงานหมุนเวียนแทน และปรับปรุงประสิทธิภาพของพลังงานให้สูงขึ้นในทุกภาคส่วน ปัจจุบันหลาย ๆ ประเทศได้นำไฮโดรเจนเข้ามาเป็นส่วนหลักในการวางแผนยุทธศาสตร์พลังงานแห่งชาติ

ไฮโดรเจน เป็นแหล่งพลังงานรูปแบบใหม่ที่เป็นพลังงานสะอาด ไม่ก่อให้เกิดมลภาวะทางอากาศ และสามารถเป็นพลังงานทางเลือกเข้ามาทดแทนการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล (Fossil Fuel) อีกทั้งยังช่วยส่งเสริมให้มีการนำพลังงานเหลือใช้ที่เกิดจากพลังงานหมุนเวียนมาใช้อย่างมีประสิทธิภาพ และช่วยแก้ปัญหาความไม่เสถียรของพลังงานหมุนเวียนและเพิ่มความยืดหยุ่นให้กับระบบไฟฟ้าได้ ช่วยเพิ่มเสถียรภาพให้กับระบบไฟฟ้าที่มีการเชื่อมต่อพลังงานหมุนเวียน โดยสามารถกักเก็บพลังงานได้เป็นระยะเวลานาน

การส่งเสริมการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงานนับเป็นความท้าทายสำคัญของประเทศไทย ทั้งในแง่การพัฒนาเทคโนโลยี การพัฒนาโครงสร้างพื้นฐาน ตลอดจนการพัฒนานโยบายภาครัฐให้ก้าวทันกับการพัฒนาที่จะเกิดขึ้น เพื่อให้ประเทศมีการพัฒนาด้านไฮโดรเจนที่เหมาะสม ดังนั้นเพื่อเตรียมความพร้อมรองรับการใช้พลังงานจากไฮโดรเจนของประเทศไทยในอนาคต จึงมีความจำเป็นต้องศึกษาพลังงานจากไฮโดรเจนที่ครอบคลุมในทุก ๆ ด้าน ในช่วงที่ผ่านมา สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) กระทรวงพลังงาน ได้ดำเนินการศึกษาเชิงนโยบายเพื่อส่งเสริมการใช้ไฮโดรเจนที่ครอบคลุมมิติด้านสิ่งแวดล้อม เศรษฐกิจ และสังคม ที่เหมาะสมกับบริบทของประเทศไทย ดังนี้

- โครงการศึกษาแนวทางการพัฒนาการผลิตและการใช้ไฮโดรเจนในการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียน (ปีงบประมาณ พ.ศ. 2564)
- โครงการศึกษาข้อเสนอแนะเชิงนโยบายในการส่งเสริมการใช้ไฮโดรเจนเชิงพาณิชย์ในประเทศไทย (ปีงบประมาณ พ.ศ. 2565)
- โครงการจัดทำแผนกลยุทธ์การนำไฮโดรเจนไปใช้ภาคพลังงาน (ปีงบประมาณ พ.ศ. 2566)

ผลการดำเนินงานทำให้ทราบถึงแนวทางการพัฒนาและส่งเสริมการใช้ไฮโดรเจนที่ชัดเจนขึ้น ซึ่งจากการศึกษาพบว่าประเทศไทยมีศักยภาพการใช้ไฮโดรเจนที่สามารถเริ่มดำเนินการส่งเสริมก่อน ในภาคการผลิตไฟฟ้า สามารถนำไฮโดรเจนมาใช้เป็นเชื้อเพลิงผสมในการผลิตไฟฟ้า โดยเป็นการผสมกันระหว่างไฮโดรเจนและก๊าซธรรมชาติในระบบท่อก๊าซธรรมชาติในสัดส่วนร้อยละ 5 สำหรับภาคอุตสาหกรรมสามารถนำไฮโดรเจนมาใช้เป็นเชื้อเพลิงโดยตรงในห้องเผาไหม้ หรือผสมเข้ากับก๊าซธรรมชาติสำหรับโรงงาน

ที่อยู่ตามแนวท่อก๊าซธรรมชาติ และในส่วนของภาคขนส่ง สามารถนำไฮโดรเจนมาใช้กับรถยนต์ไฟฟ้าแบบเซลล์เชื้อเพลิง (Fuel Cell Electric Vehicle : FCEV) ในกลุ่มรถบรรทุก รถโดยสาร และรถไฟ

การนำไฮโดรเจนมาผสมกับก๊าซธรรมชาติเป็นแนวทางหนึ่งที่สามารถดำเนินการได้ในระยะสั้น โดยในส่วนของภาคการผลิตไฟฟ้า ทางการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยและหน่วยงานที่เกี่ยวข้องได้เริ่มมีการจัดทำโครงการนำร่องเพื่อทดลองใช้เชื้อเพลิงผสมในโรงไฟฟ้าแล้ว สนพ. จึงเห็นถึงความจำเป็นที่ต้องมีการศึกษามาตรการส่งเสริมการปรับเปลี่ยนอุปกรณ์ในการใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติที่เหมาะสม เนื่องจากมาตรการดังกล่าวมีความสำคัญที่จะลดผลกระทบจากการผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติสำหรับกลุ่มโรงงานอุตสาหกรรมที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงและเป็นหนึ่งในแนวทางการลดปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากภาคอุตสาหกรรมเพื่อใกล้การบรรลุเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอนมากยิ่งขึ้น นอกจากนั้นยังเป็นการเพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขันของภาคอุตสาหกรรมในประเทศไทยให้มีการจัดการห่วงโซ่อุปทานที่เป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อม จึงเห็นควรมีการศึกษาความเป็นไปได้ในการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติสำหรับอุปกรณ์และเครื่องจักรในโรงงานอุตสาหกรรม เพื่อประเมินความคุ้มค่าทางการเงิน/เศรษฐศาสตร์ สำหรับการปรับเปลี่ยนอุปกรณ์ตลอดจนสามารถวางแผนด้านพลังงานเพื่อรองรับการใช้ไฮโดรเจนได้อย่างมีประสิทธิภาพ

มหาวิทยาลัยเชียงใหม่ โดย สถาบันวิจัยและพัฒนาพลังงานนครพิงค์ มีประสบการณ์ในการดำเนินการศึกษาและวิจัยโครงการด้านการผลิตและการใช้ไฮโดรเจนมาอย่างต่อเนื่อง และได้เล็งเห็นถึงความสำคัญของการส่งเสริมการนำไฮโดรเจนไปใช้ในภาคพลังงานที่เหมาะสม ซึ่งเป็นความท้าทายสำคัญของประเทศไทยที่จะเกิดการพัฒนาอย่างเป็นรูปธรรมและเป็นไปตามเป้าหมายที่กำหนด ตลอดจนสามารถวางแผนด้านพลังงานเพื่อรองรับได้อย่างมีประสิทธิภาพ ดังนั้นจึงขอเสนอ “โครงการศึกษาความเป็นไปได้ในการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติสำหรับอุปกรณ์และเครื่องจักรในโรงงานอุตสาหกรรม” เพื่อศึกษาความเป็นไปได้ วิเคราะห์ ประเมินประสิทธิภาพการทำงานและผลกระทบของอุปกรณ์และเครื่องจักร ศึกษาแนวทางและประเมินความคุ้มค่าในการลงทุนปรับปรุงหรือปรับเปลี่ยนอุปกรณ์และเครื่องจักร และจัดทำแนวทางหรือมาตรการส่งเสริมการปรับปรุงหรือปรับเปลี่ยนอุปกรณ์และเครื่องจักรในการใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติในโรงงานอุตสาหกรรมต่อไป

1.2 วัตถุประสงค์

1.2.1 ศึกษาความเป็นไปได้ในการใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ เพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับอุปกรณ์และเครื่องจักรของโรงงานอุตสาหกรรมที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการเผาไหม้

1.2.2 ศึกษาวิเคราะห์ ประเมินประสิทธิภาพการทำงานและผลกระทบของอุปกรณ์และเครื่องจักรที่ใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติในโรงงานอุตสาหกรรม

1.2.3 ศึกษาแนวทางและประเมินความคุ้มค่าในการลงทุนปรับปรุงหรือปรับเปลี่ยนอุปกรณ์และเครื่องจักรเพื่อให้สามารถรองรับการใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติในโรงงานอุตสาหกรรม

1.2.4 จัดทำแนวทางหรือมาตรการส่งเสริมการปรับปรุงหรือปรับเปลี่ยนอุปกรณ์และเครื่องจักรในการใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติในโรงงานอุตสาหกรรม

1.3 ขอบเขตของงานจ้างที่ปรึกษา

1.3.1 รวบรวมข้อมูลผลการศึกษาและวิจัยเกี่ยวกับการใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติในโรงงานอุตสาหกรรม

1.3.2 ศึกษาความเป็นไปได้ในการใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ เพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับอุปกรณ์และเครื่องจักรของโรงงานอุตสาหกรรมที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการเผาไหม้

1.3.3 ประเมินประเภทของโรงงานที่มีความเป็นไปได้ในการนำเชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติมาใช้งาน

1.3.4 ศึกษาการนำเชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติสำหรับอุปกรณ์หรือเครื่องจักรที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงและมีการใช้งานกันอย่างทั่วไปในโรงงานอุตสาหกรรม ไม่น้อยกว่า 1 ชนิด (เช่น Boiler, Burner เป็นต้น)

1.3.5 วิเคราะห์และประเมินประสิทธิภาพการทำงานของอุปกรณ์และเครื่องจักรที่ใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติในโรงงานอุตสาหกรรม

1.3.6 วิเคราะห์ปัญหาที่เกิดขึ้น และกำหนดแนวทางการปรับปรุงหรือแก้ไข เพื่อทำให้อุปกรณ์สามารถใช้งานได้มีประสิทธิภาพเทียบเท่าเดิม หรืออยู่ในระดับที่สามารถยอมรับได้

1.3.7 ประเมินความคุ้มค่าในการลงทุนการนำเชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติมาใช้ในโรงงานอุตสาหกรรม

1.3.8 จัดทำร่างแนวทางหรือมาตรการส่งเสริมการปรับปรุงหรือปรับเปลี่ยนอุปกรณ์และเครื่องจักรในการใช้เชื้อเพลิงผสมสำหรับโรงงานอุตสาหกรรม

1.3.9 จัดประชุมรับฟังความเห็นและข้อเสนอแนะร่วมกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง หรือมีส่วนได้ส่วนเสียในประเด็นที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินงานโครงการ จำนวนไม่น้อยกว่า 1 ครั้ง โดยมีผู้เข้าร่วมรวมไม่น้อยกว่า 50 คน (ไม่นับรวมทีมงานที่ปรึกษา และคณะกรรมการตรวจรับฯ ที่เข้าร่วม)

1.3.10 ปรับปรุง แนวทางหรือมาตรการส่งเสริมการปรับปรุงหรือปรับเปลี่ยนอุปกรณ์และเครื่องจักรในการใช้เชื้อเพลิงผสมสำหรับโรงงานอุตสาหกรรม

1.3.11 จัดสัมมนาเผยแพร่ผลการดำเนินโครงการ จำนวนไม่น้อยกว่า 1 ครั้ง โดยให้มีผู้เข้าร่วมรวมไม่น้อยกว่า 100 คน (ไม่นับรวมทีมงานที่ปรึกษา และคณะกรรมการตรวจรับฯ ที่เข้าร่วม)

1.3.12 จัดทำสื่อประชาสัมพันธ์ ดังนี้

(1) ข้อมูลข่าวสารในรูปแบบ Infographic เพื่อประชาสัมพันธ์ เผยแพร่ผ่านสื่อออนไลน์ จำนวนไม่น้อยกว่า 7 ชิ้น

(2) บอร์ดนิทรรศการเคลื่อนที่ที่มีเนื้อหาเกี่ยวข้องกับโครงการสำหรับใช้ในการจัดสัมมนาเผยแพร่ผลการดำเนินโครงการ ขนาดไม่น้อยกว่า 240 x 300 ซม. จำนวนไม่น้อยกว่า 1 ชิ้น

(3) ออกแบบและผลิตของที่ระลึกสำหรับใช้เป็นสื่อประชาสัมพันธ์ให้กลุ่มเป้าหมาย โดยของที่ระลึกต้องมีความสวยงาม ทันสมัย เมื่อได้รับแล้วนำไปใช้ต่อได้ จำนวนไม่น้อยกว่า 100 ชิ้น และมีมูลค่าไม่ต่ำกว่า 250 บาทต่อชิ้น

บทที่ 2
สถานการณ์และแนวทางการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติสำหรับอุตสาหกรรมในประเทศไทยพร้อมทั้งรายละเอียดข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับก๊าซไฮโดรเจน

ในบทนี้เป็นการรวบรวมข้อมูลเกี่ยวกับแนวทางการใช้ก๊าซไฮโดรเจนสำหรับอุตสาหกรรมในประเทศไทยพร้อมทั้งรายละเอียดข้อมูลที่เกี่ยวข้องการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ เพื่อเป็นข้อมูลเบื้องต้นสำหรับการศึกษาความเป็นไปได้ในการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติสำหรับอุปกรณ์และเครื่องจักรในโรงงานอุตสาหกรรม โดยมีรายละเอียดดังนี้

2.1 สถานการณ์การผลิตและการใช้ก๊าซธรรมชาติของประเทศไทยปี พ.ศ. 2566

การเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศนับเป็นประเด็นสิ่งแวดล้อมที่สำคัญและท้าทายในระดับโลกและภูมิภาค โดยมีความพยายามที่จะแก้ปัญหาภาวะโลกร้อน ซึ่งได้มีการสันนิษฐานว่าการสะสมของกลุ่มก๊าซเรือนกระจกจากกิจกรรมต่าง ๆ น่าจะเป็นสาเหตุหลักของการเพิ่มขึ้นของอุณหภูมิในชั้นบรรยากาศ รวมถึงการเพิ่มขึ้นของอุณหภูมิพื้นน้ำและผิวดิน จึงได้มีความร่วมมือในระดับโลกที่จะชะลอการเพิ่มขึ้นของอุณหภูมิทั่วโลก จากข้อตกลงปารีสว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ ที่มีความพยายามรักษาอุณหภูมิเฉลี่ยของโลก ให้ต่ำกว่า 2 องศาเซลเซียส เหนืออุณหภูมิในช่วงก่อนการพัฒนาอุตสาหกรรม และพยายามจำกัดให้อุณหภูมิโลกต่ำกว่านั้นประมาณ 1.5 องศาเซลเซียส สำหรับประเทศไทยได้เข้าร่วมประชุมรัฐภาคีกรอบอนุสัญญาสหประชาชาติว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ (United Nations Framework Convention on Climate Change Conference of the Parties: UNFCCC COP) สมัยที่26 หรือ COP26 เมื่อวันที่ 2 พฤศจิกายน 2564 มีเป้าหมายการลดก๊าซเรือนกระจกลงร้อยละ 20 – 25 จากระดับการปล่อยปกติ ในปี พ.ศ. 2573 โอกาสดังกล่าว พลเอก ประยุทธ์ จันทร์โอชา นายกรัฐมนตรีในเวลานั้น ได้ประกาศเจตนารมณ์ว่าประเทศไทยพร้อมยกระดับการแก้ไขปัญหาภูมิอากาศอย่างเต็มที่ด้วยทุกวิถีทาง เพื่อบรรลุเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอน ภายในปี ค.ศ. 2050 และบรรลุเป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ได้ในปี ค.ศ. 2065 จึงนำไปสู่การจัดทำกรอบแผนพลังงานชาติให้มีความสอดคล้องกับเป้าหมายที่จะสนับสนุนให้ประเทศไทยมุ่งสู่พลังงานสะอาดและลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์สุทธิเป็นศูนย์ ภายในปี ค.ศ. 2065 – 2070 เพื่อสร้างศักยภาพการแข่งขันและการลงทุนของผู้ประกอบการไทยให้สามารถปรับตัวเข้าสู่การลงทุนเศรษฐกิจคาร์บอนต่ำตามทิศทางโลก ตลอดจนใช้ประโยชน์จากการลงทุนในนวัตกรรมสมัยใหม่ เพื่อสร้างมูลค่าทางเศรษฐกิจสอดคล้องกับยุทธศาสตร์การขับเคลื่อนนโยบายลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกของประเทศในระยะยาว

ประเทศไทยได้มีความพยายามผลักดันการใช้พลังงานทดแทน โดยเพิ่มสัดส่วนการใช้พลังงานทดแทนทั้งในรูปของพลังงานไฟฟ้า ความร้อน และเชื้อเพลิงชีวภาพ ภายใต้แผน AEDP2018 เป็นร้อยละ 30 ดังนั้นแล้วสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน ในฐานะที่เป็นองค์กรหลักในการสร้างสรรค์ และจัดการด้านนโยบายและแผนพลังงานเพื่อความยั่งยืนของประเทศ จึงได้ศึกษาและพัฒนาเทคโนโลยีด้านพลังงานทดแทนอย่างต่อเนื่อง ซึ่งเทคโนโลยีการนำไฮโดรเจนมาใช้เป็นพลังงานทดแทนกำลังเป็นที่กล่าวถึงแพร่หลายในอุตสาหกรรมพลังงานและยานยนต์

ในช่วงที่ผ่านมาไฮโดรเจนที่ใช้ในภาคพลังงานคือเซลล์เชื้อเพลิงไฮโดรเจน ซึ่งเป็นการผลิตพลังงานไฟฟ้าผ่านกระบวนการทางเคมีไฟฟ้า โดยการเปลี่ยนโมเลกุลไฮโดรเจนและออกซิเจนให้เป็นพลังงานไฟฟ้า

ไม่ผ่านปฏิกิริยาการเผาไหม้จึงไม่ก่อให้เกิดมลภาวะทางอากาศ ไฮโดรเจนจึงเป็นพลังงานสะอาดและมีประสิทธิภาพสูงกว่าเครื่องยนต์ที่ใช้พลังงานจากการเผาไหม้เชื้อเพลิง 2 – 3 เท่า สำหรับเซลล์เชื้อเพลิงไฮโดรเจนยังไม่เป็นที่นิยมใช้ทั่วไปอย่างแบตเตอรี่ เพราะต้นทุนการผลิตสูงและยังมีอันตรายที่ต้องใช้ความรู้เฉพาะในการควบคุม เนื่องจากก๊าซไฮโดรเจนติดไฟได้ จึงไม่เหมาะสมในการบรรจุหรือเคลื่อนย้ายไปมา ต้องมีการศึกษาและพัฒนาในด้านความปลอดภัย ปัจจุบันเซลล์เชื้อเพลิงไฮโดรเจนได้ถูกนำมาใช้งานหลายด้าน เช่น รถยนต์พลังงานเซลล์เชื้อเพลิง (Fuel Cell Electric Vehicle : FCEV) ใช้เป็นแหล่งผลิตพลังงานให้กับอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ เครื่องผลิตไฟฟ้าภายในบ้านหรือเครื่องผลิตไฟฟ้าขนาดใหญ่ และใช้งานควบคู่กับการผลิตพลังงานทดแทนหรือพลังงานหมุนเวียนเพื่อให้การผลิตไฟฟ้าเสถียรมากขึ้น เช่น พลังงานลม เป็นต้น

ในปัจจุบันสหรัฐอเมริกา และญี่ปุ่น ได้มีแผนการใช้ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิง นอกจากนั้นบริษัทผู้ผลิตรถยนต์ชั้นนำ เช่น บริษัทโตโยต้า และ บริษัทฮอนด้า เริ่มให้ความสำคัญกับการพัฒนา FCEV มากขึ้น โดยเมื่อปี พ.ศ. 2555 ประเทศไทยได้เคยมีแผนส่งเสริมไฮโดรเจนเป็นพลังงานรูปแบบใหม่ตามแผนพัฒนาพลังงานทดแทน 15 ปี โดยกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน ประเทศไทยได้มีการนำไฮโดรเจนมาใช้ร่วมกับพลังงานหมุนเวียน การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ได้ดำเนินงานโครงการกังหันลมผลิตไฟฟ้าลำตะคอง พร้อมนำระบบพัฒนาเสถียรภาพในการผลิตไฟฟ้าจากกังหันลม ซึ่งเป็นเทคโนโลยีการกักเก็บพลังงานไฟฟ้าจากกังหันลมในรูปของก๊าซไฮโดรเจน (Wind Hydrogen Hybrid) และแปลงกลับมาเป็นพลังงานไฟฟ้าเมื่อต้องการใช้ด้วยเซลล์เชื้อเพลิง เป็นการเพิ่มเสถียรภาพของการจ่ายไฟฟ้า เพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานที่ผลิตได้จากพลังงานหมุนเวียน และช่วยให้ระบบผลิตไฟฟ้ามีความยืดหยุ่นมากขึ้น นับเป็นการบริหารจัดการพลังงานจากพลังงานหมุนเวียนให้เกิดประสิทธิภาพสูงสุด

ไฮโดรเจนจึงเป็นแหล่งพลังงานรูปแบบใหม่ที่เป็นพลังงานสะอาดทางเลือกหนึ่งในการผลิตพลังงานที่มีประสิทธิภาพ ลดการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในภาคพลังงาน ช่วยส่งเสริมให้มีการนำพลังงานเหลือใช้ที่เกิดจากพลังงานหมุนเวียนมาใช้อย่างมีประสิทธิภาพ อีกทั้งยังแก้ปัญหาความไม่เสถียรของพลังงานหมุนเวียนและเพิ่มความยืดหยุ่นให้กับระบบไฟฟ้าได้ เพิ่มเสถียรภาพให้กับระบบไฟฟ้าที่มีการเชื่อมต่อพลังงานหมุนเวียน ลดต้นทุนการผลิตพลังงานหมุนเวียน โดยสามารถกักเก็บพลังงานได้เป็นระยะเวลานาน นอกจากนี้ยังได้มีการศึกษาวิจัยและพัฒนาด้านเชื้อเพลิงไฮโดรเจนมาอย่างต่อเนื่อง เพื่อเตรียมความพร้อมรองรับการใช้พลังงานจากไฮโดรเจนของประเทศในอนาคต ดังนั้น จึงควรมีการจัดทำแนวทางการพัฒนาการผลิตและการใช้ไฮโดรเจนเชิงพาณิชย์ในภาคพลังงานที่ครอบคลุมมิติด้านสิ่งแวดล้อม เศรษฐกิจ และสังคม ที่เหมาะสมกับบริบทของประเทศไทย ประชาชนมีทางเลือกและสามารถเข้าถึงการใช้พลังงานหมุนเวียนได้ในราคาที่เหมาะสม ก่อให้เกิดการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์และการพัฒนาที่ยั่งยืน

2.2 แผนพลังงานชาติ

แผนพลังงานชาติ (National Energy Plan) หรือ NEP คือแผนแม่บทที่กำกับทิศทางการพัฒนานโยบายพลังงานของประเทศ โดยมีผู้รับผิดชอบ คือ สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) กระทรวงพลังงาน ประกอบไปด้วยแผนพลังงาน 5 แผน คือ

1.) แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (PDP)
2.) แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (AEDP)
3.) แผนอนุรักษ์พลังงาน (EEP)
4.) แผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ (Gas Plan) และ
5.) แผนบริหารจัดการน้ำมันเชื้อเพลิง (Oil Plan)

โดยมีร่างแผนที่เกี่ยวข้องกับการผลิตและใช้ก๊าซไฮโดรเจน ดังนี้

2.2.1 ร่างแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2567-2580 (PDP 2024)

ร่างแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2567-2580 (PDP 2024) มีเป้าหมายสำคัญในการเพิ่มสัดส่วนการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานสะอาดให้ได้ร้อยละ 51 ภายในปี พ.ศ. 2580 เพื่อตอบรับแนวโน้มการใช้พลังงานสะอาดทั่วโลก และช่วยลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม การดำเนินการตามแผนนี้จะช่วยเสริมความมั่นคงของระบบไฟฟ้าในประเทศ โดยวางระบบเพื่อให้สามารถรองรับการผลิตและการใช้ไฟฟ้าแบบใหม่ที่หลากหลาย และลดความเสี่ยงการเกิดไฟฟ้าดับโดยตั้งเป้าหมายไม่ให้เกิน 0.7 วันต่อปี นอกจากนี้ ยังเน้นให้ราคาค่าไฟฟ้าอยู่ในระดับที่เหมาะสมและมีเสถียรภาพ เพื่อตอบโจทย์การใช้งานทั้งในภาคครัวเรือนและอุตสาหกรรม

ร่างแผน PDP 2024 ยังมุ่งเน้นการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) ซึ่งเป็นสาเหตุหลักของภาวะโลกร้อน โดยใช้พลังงานหมุนเวียนจากแหล่งพลังงานสะอาด เช่น พลังงานแสงอาทิตย์, พลังงานลม และการผลิตไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานที่มีคาร์บอนต่ำ แผนนี้ยังมีเป้าหมายในการส่งเสริมการลงทุนในเทคโนโลยีที่ยั่งยืนและพลังงานทางเลือก รวมถึงการจัดการขยะและทรัพยากรอย่างมีประสิทธิภาพ

ตามร่างแผน PDP 2024 ภายในปี พ.ศ. 2580 คาดว่ากำลังผลิตไฟฟ้ารวมจะสูงถึง 112,391 เมกะวัตต์ โดยมีสัดส่วนการผลิตจากพลังงานสะอาดเพิ่มขึ้นจากปัจจุบันถึงร้อยละ 51 และลดการพึ่งพาเชื้อเพลิงฟอสซิลอย่างถ่านหินและก๊าซธรรมชาติ นอกจากนี้ยังให้ความสำคัญกับการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานด้านพลังงานไฟฟ้าที่ทันสมัย เพื่อลดต้นทุนในการผลิตและเพิ่มประสิทธิภาพในการจัดการระบบพลังงานไฟฟ้า รวมถึงการส่งเสริมการใช้ยานยนต์ไฟฟ้า (EV) เพื่อช่วยลดการปล่อยมลพิษในอากาศ ซึ่งเป็นส่วนหนึ่งของเป้าหมายการปล่อยคาร์บอนสุทธิเป็นศูนย์ (Net Zero Emissions) ภายในปี พ.ศ. 2608 ดังแสดงในรูปที่ 2-1

รูปที่ 2-1 ร่างแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย พ.ศ. 2567-2580 (PDP 2024)
ที่มา: กระทรวงพลังงาน, 2567 [1]

2.2.2 ร่างแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2567-2580 (AEDP 2024) [9]

ร่างแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (AEDP 2024) มีเป้าหมายหลักในการเพิ่มสัดส่วนการใช้พลังงานทดแทนในประเทศให้ได้ไม่ต่ำกว่าร้อยละ 36 ภายในปี พ.ศ. 2580 เพื่อสนับสนุนการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกตามพันธะสัญญาระหว่างประเทศ รวมถึงการลดการพึ่งพาพลังงานฟอสซิลเพื่อสร้างความมั่นคงด้านพลังงานของประเทศ โดยตั้งเป้าว่าจะลดการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลลงไม่ต่ำกว่า 20,000 ktoe แผนนี้ยังเน้นส่งเสริมการใช้พลังงานชีวภาพและการพัฒนาพลังงานรูปแบบใหม่ เช่น พลังงานไฮโดรเจนและพลังงานจากสาหร่าย ซึ่งเป็นแหล่งพลังงานสะอาดที่สามารถผลิตได้อย่างยั่งยืน

การดำเนินการตามร่างแผน AEDP 2024 มีเป้าหมายในการสร้างรายได้จากตลาดคาร์บอนเครดิตอย่างน้อย 40,000 ล้านบาทต่อปี ซึ่งจะช่วยเพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขันและสร้างมูลค่าเพิ่มให้กับเศรษฐกิจของประเทศ นอกจากนี้ ยังมีการส่งเสริมการลงทุนผ่านโครงการพลังงานสีเขียว (Green Finance) เพื่อจูงใจภาคเอกชนให้มีส่วนร่วมในการพัฒนาเทคโนโลยีพลังงานสะอาดและยั่งยืน ซึ่งจะเป็นปัจจัยสำคัญในการขับเคลื่อนเศรษฐกิจสีเขียวในอนาคต

ในด้านสังคมและสิ่งแวดล้อม แผนนี้ยังมุ่งเน้นการลดมลภาวะทางอากาศ โดยคาดว่าจะลดการปล่อยก๊าซ CO_2 และสารพิษต่าง ๆ ที่มีผลกระทบต่อสุขภาพของประชาชน อีกทั้งการสนับสนุนพลังงานทดแทนยังช่วยเสริมสร้างความยั่งยืนให้กับชุมชน โดยเฉพาะการสร้างงานและโอกาสทางเศรษฐกิจให้กับประชาชนในพื้นที่ชนบท แผน AEDP 2024 จึงเป็นก้าวสำคัญของประเทศไทยในการพัฒนาไปสู่สังคมคาร์บอนต่ำและตอบสนองต่อวิกฤตการณ์สิ่งแวดล้อมในระดับโลก ดังแสดงในรูปที่ 2-2

รูปที่ 2-2 ร่างแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก พ.ศ. 2567-2580 (AEDP 2024)
ที่มา: กระทรวงพลังงาน, 2567 [1]

2.2.3 ร่างแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2567-2580 (Gas Plan 2024) [9]

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน ได้จัดทำร่างแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2567 - 2580 (Gas Plan 2024) โดยมีเป้าหมายเพื่อบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติให้เพียงพอต่อความต้องการใช้และมีความยืดหยุ่นต่อการเปลี่ยนแปลงของตลาดพลังงาน โดยเน้นการจัดหาก๊าซธรรมชาติทั้งในประเทศและต่างประเทศอย่างเหมาะสม นอกจากนี้ ยังมีเป้าหมายในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้ก๊าซธรรมชาติให้มากขึ้นเพื่อลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม แผนนี้ยังมุ่งเน้นการเพิ่มความมั่นคงด้านพลังงานผ่านการสร้างโครงสร้างพื้นฐานก๊าซธรรมชาติ เช่น การพัฒนาโรงเก็บ LNG และระบบขนส่งที่ทันสมัย

แผนการประมาณความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในประเทศไทยสำหรับ Gas Plan 2024 ได้รับการจัดทำขึ้นเพื่อรองรับความต้องการในหลายภาคส่วน โดยเฉพาะในภาคไฟฟ้าจะมีการผสมไฮโดรเจนที่ 5% โดยปริมาตร ของความต้องการของโรงไฟฟ้าตั้งแต่ปี พ.ศ. 2573 ในขณะเดียวกันโรงแยกก๊าซธรรมชาติ (GSP) จะดำเนินการตามปริมาณก๊าซธรรมชาติที่มีในอ่าวไทย ส่วนภาคอุตสาหกรรมคาดการณ์ความต้องการตามการเติบโตของ GDP ในปี พ.ศ. 2565-2580 ที่มีอัตราการเติบโตเฉลี่ยปีละ 3.1% และในส่วนภาคขนส่งนั้นจะมีความต้องการใช้ตามจำนวนใช้รถก๊าซธรรมชาติสำหรับยานยนต์ (NGV) ที่มีอยู่ ดังแสดงในรูปที่ 2-3

รูปที่ 2-28 ร่างแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2567-2580 (Gas Plan 2024)
ที่มา: สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน, 2567 [2]

โดยการประมาณการจัดหาก๊าซธรรมชาติปี พ.ศ. 2567 - 2580 มีการวางแผนเพื่อรองรับความต้องการในอนาคต โดยในส่วนของพลังงานไฮโดรเจน ตั้งเป้าหมายให้ใช้ไฮโดรเจน 5% ของปริมาณความต้องการพลังงานในโรงไฟฟ้าก๊าซบนโครงข่ายภายในปี พ.ศ. 2573 (ค.ศ. 2030) ตามแผน PDP 2024 สำหรับก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) มีแหล่งจัดหาหลักจากบริษัทต่างประเทศ เช่น Qatar, Petronas, Shell,

PTTGL และ BP โดยมีปริมาณการจัดหาอยู่ระหว่าง 1 ถึง 2 ล้านตันต่อปี ซึ่งขึ้นอยู่กับเงื่อนไขและราคาตลาด

ในประเทศไทยมีศักยภาพก๊าซจากแหล่งที่มีอยู่และแหล่งที่กำลังพัฒนา โดยแบ่งเป็นกลุ่ม Potential Gas ได้แก่ Potential A ซึ่งอยู่ระหว่างรอลงนามสัญญาจากแหล่งต่าง ๆ เช่น แหล่ง Pailin, B8/32, Arthit (ส่วนเพิ่ม) และ JDA-B-17 และ Potential B ซึ่งอยู่ระหว่างดำเนินการจากแหล่ง JDA-A18 (ตามสัญญา PSC) และแหล่ง Yadana (ส่วนต่อสัมปทาน) จากประเทศเมียนมา

ส่วนการจัดหาก๊าซจากประเทศเมียนมา ยังมีการนำเข้าก๊าซจากแหล่ง Yadana, Yetagun และ Zawtika โดยมีกำลังการผลิตตามสัญญา ณ เดือน มิ.ย. 2566 ซึ่งการบริหารจัดการแหล่งก๊าซเหล่านี้เป็นกลยุทธ์สำคัญในการรักษาความมั่นคงด้านพลังงานของไทย ดังแสดงในรูปที่ 2-4

รูปที่ 2-4 ร่างแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2567 - 2580 (Gas Plan 2024)
ที่มา: สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน, 2567 [2]

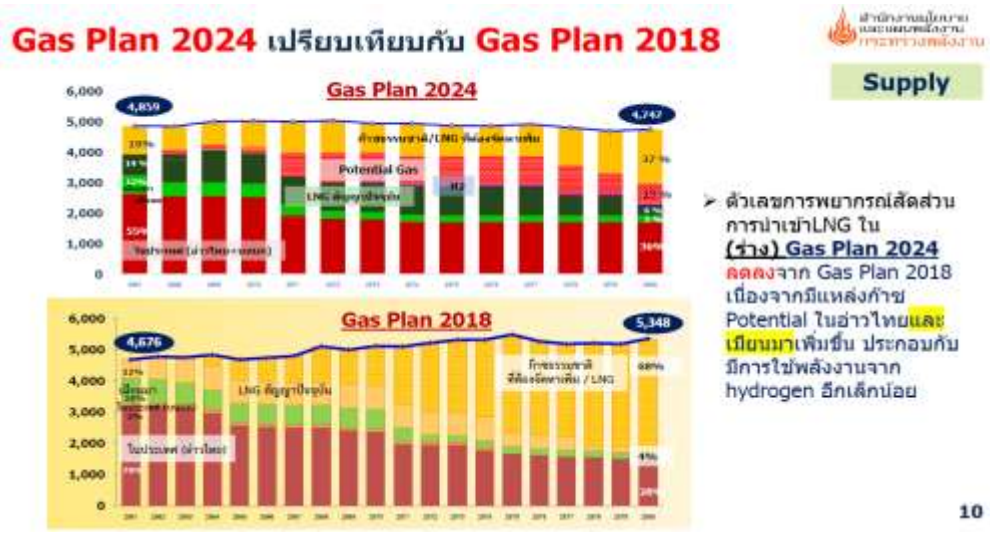
ทั้งนี้ ร่างแผนปริมาณการจัดหาก๊าซธรรมชาติปี พ.ศ. 2567 - 2580 ได้มีการวางแผนเพื่อรองรับความต้องการพลังงานที่เพิ่มขึ้น โดยแบ่งออกเป็นแหล่งที่มาจากในประเทศและต่างประเทศอย่างเป็นระบบ ซึ่งในช่วงปี พ.ศ. 2567 - 2580 คาดว่าความต้องการจะมีแนวโน้มลดลงจาก 4,859 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันในปี พ.ศ. 2567 เหลือ 4,747 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวันในปี พ.ศ. 2580 แหล่งจัดหาหลักประกอบด้วย ก๊าซจากในประเทศทั้งจากแหล่งอ่าวไทยและบนบกที่มีแนวโน้มลดลงตามอัตราการผลิตที่ลดลง

สำหรับการจัดหา LNG ผ่านสัญญาระยะยาว จะมีการเพิ่มปริมาณการนำเข้าเพื่อตอบสนองความต้องการที่เพิ่มขึ้น นอกจากนี้ ยังมีการนำเข้าก๊าซจากเมียนมาซึ่งมีปริมาณการจัดหาคงที่ การเพิ่มปริมาณก๊าซธรรมชาติยังรวมถึงการจัดหา LNG และก๊าซจากแหล่ง Potential Gas เพื่อเสริมความมั่นคงและความยืดหยุ่นให้กับระบบพลังงาน รวมถึงการเพิ่มการใช้ไฮโดรเจน (H_2) เข้ามาในระบบด้วย โดยร่างแผนนี้มีการจัดสรรปริมาณก๊าซธรรมชาติให้เพียงพอต่อความต้องการ โดยคาดการณ์ว่าจะมีความต้องการเพิ่มเติมจากแหล่งต่าง ๆ อย่างต่อเนื่องเพื่อรักษาความมั่นคงของพลังงานในอนาคต ดังแสดงในรูปที่ 2-5

รูปที่ 2-5 ร่างแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2567-2580 (Gas Plan 2024)
ที่มา: สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน, 2567 [2]

โดยร่างแผนปริมาณการจัดหาก๊าซธรรมชาติปี พ.ศ. 2567 - 2580 (Gas Plan 2024) เมื่อเปรียบเทียบกับแผนปี พ.ศ. 2561 - 2580 (Gas Plan 2018) มีการเปลี่ยนแปลงในส่วนของการนำเข้า LNG โดยในแผนปี 2024 ปริมาณการนำเข้า LNG ลดลงจากแผน Gas Plan 2018 เนื่องจากมีการเพิ่มศักยภาพในการผลิตจากแหล่งก๊าซในประเทศ รวมถึงแหล่ง Potential Gas จากไทยและเมียนมา ประกอบกับการนำพลังงานไฮโดรเจนเข้ามาใช้ในระบบบางส่วนเพื่อเสริมความยั่งยืน

ในร่างแผน Gas Plan 2024 การจัดหาก๊าซธรรมชาติจากแหล่งภายในประเทศยังคงเป็นแหล่งสำคัญ โดยในปี 2567 คิดเป็น 55% ของการใช้ทั้งหมด และจะลดลงไปเหลือประมาณ 36% ในปี 2580 ส่วนการจัดหา LNG ผ่านสัญญาระยะยาวจะยังคงมีบทบาทสำคัญในการตอบสนองความต้องการพลังงาน และมีการจัดหาก๊าซจากแหล่ง Potential Gas เพื่อเสริมสร้างความมั่นคงพลังงานเพิ่มเติม ทั้งนี้ ร่างแผน Gas Plan 2024 ยังเน้นการใช้พลังงานสะอาดมากขึ้นด้วยการเสริมพลังงานไฮโดรเจน (H_2) และการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานที่มีประสิทธิภาพ ซึ่งจะช่วยลดการพึ่งพาการนำเข้า LNG ในระยะยาว ทำให้ประเทศไทยมีความยืดหยุ่นและมั่นคงด้านพลังงานมากยิ่งขึ้น ดังแสดงในรูปที่ 2-6



รูปที่ 2-6 ร่างแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2567-2580 (Gas Plan 2024)
ที่มา: สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน, 2567 [2]

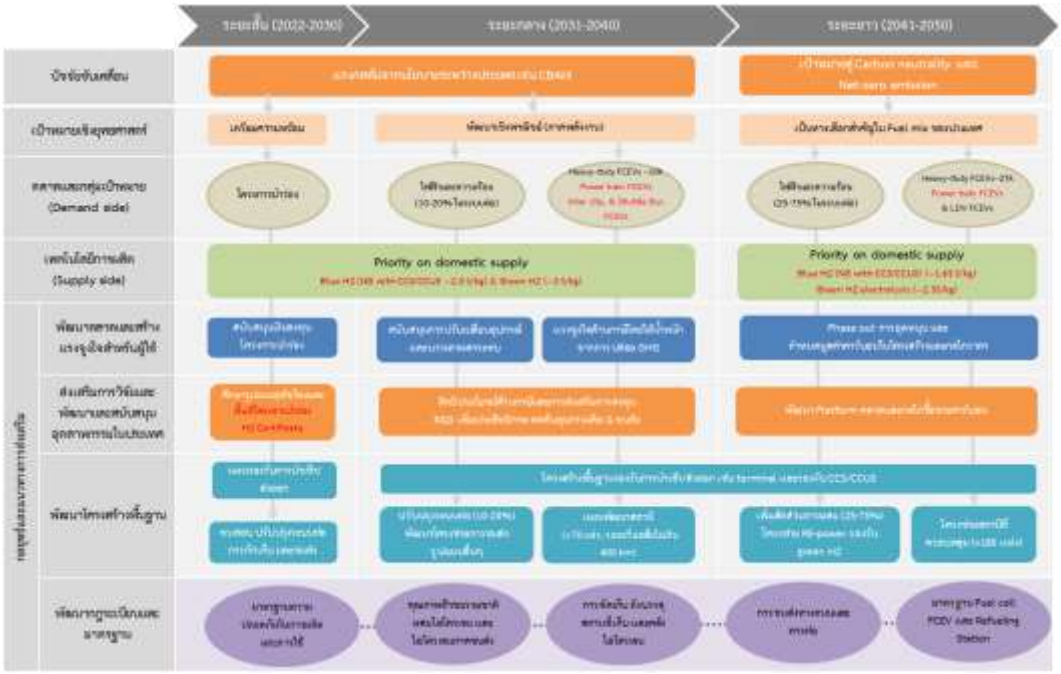
2.3 แผนพัฒนาการผลิตและใช้ไฮโดรเจนสำหรับประเทศไทย

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน ได้ดำเนินโครงการที่เกี่ยวข้องกับการศึกษาแนวทางการพัฒนาการผลิตและการใช้ไฮโดรเจนในการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียน การศึกษาข้อเสนอแนะเชิงนโยบายในการส่งเสริมการใช้ไฮโดรเจนเชิงพาณิชย์ในประเทศไทย และการจัดทำแผนกลยุทธ์การนำไฮโดรเจนไปใช้ภาคพลังงาน โดยได้มีการจัดทำแผนการพัฒนาการผลิตและการใช้ไฮโดรเจน ซึ่งทำให้ทราบถึงแนวทางการพัฒนาที่เป็นชัดเจนขึ้น โดยการส่งเสริมการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงานนับเป็นความท้าทายสำคัญของประเทศไทย ทั้งในแง่การพัฒนาเทคโนโลยีการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐาน ตลอดจนการพัฒนานโยบายภาครัฐให้ก้าวทันกับการพัฒนาที่จะเกิดขึ้น เพื่อให้ประเทศมีการพัฒนาด้านไฮโดรเจนที่เหมาะสม รวมถึงการกำหนดกลยุทธ์ให้สอดคล้องกับบริบทของธุรกิจที่เกี่ยวข้อง และเกิดการพัฒนาอย่างเป็นรูปธรรม และเป็นไปตามเป้าหมายที่กำหนด ตลอดจนสามารถวางแผนด้านพลังงานเพื่อรองรับได้อย่างมีประสิทธิภาพ โดยสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน ได้ประเมินรูปแบบการใช้และการผลิตศักยภาพ และความคุ้มค่าของการใช้งานไฮโดรเจนในลักษณะต่าง ๆ โดยพิจารณาร่วมกับทางเลือกอื่น ๆ เช่น การผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน การส่งเสริมการใช้ยานยนต์พลังงานไฟฟ้า และอื่น ๆ พบว่า ประเทศไทยควรจะมีการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงานไม่น้อยกว่าร้อยละ 20 เพื่อบรรลุเป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเป็นศูนย์ (carbon neutrality) ภายในปี พ.ศ. 2608 - 2613 (ค.ศ. 2065 - 2070)

แผนที่นำทางการส่งเสริมการใช้งานไฮโดรเจนในประเทศไทย แบ่งออกเป็น 3 ระยะ ได้แก่ ระยะสั้น ระยะกลาง และระยะยาว โดยมีวัตถุประสงค์หลักเพื่อส่งเสริมการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกและบรรลุเป้าหมาย Carbon Neutrality ภายในปี 2070

- **ระยะสั้น พ.ศ. 2563 - 2573 (ค.ศ. 2020 - 2030)** : เป็นระยะเตรียมความพร้อม โดยจะมีการดำเนินโครงการนำร่อง สนับสนุนเงินลงทุน ศึกษารูปแบบธุรกิจใหม่ จัดทำแผนรองรับการนำเข้า/ส่งออก มีการทดสอบ/ปรับปรุงระบบกักเก็บและขนส่ง และมีการจัดทำมาตรฐานความปลอดภัยในการผลิตและการใช้
- **ระยะกลาง พ.ศ. 2573 - 2583 (ค.ศ. 2030 - 2040)** : จะเป็นการพัฒนาไฮโดรเจนในเชิงพาณิชย์ในภาคพลังงาน โดยจะมีการใช้งานไฮโดรเจนผสม 10 - 20% ในระบบท่อ และ รถยนต์ไฟฟ้าเซลล์เชื้อเพลิง (Fuel Cell Electric Vehicle, FCEV) มีการสนับสนุนการปรับเปลี่ยนอุปกรณ์ การให้แรงจูงใจทางด้านภาษี การให้สิทธิประโยชน์ด้านภาษีและการส่งเสริมการลงทุน จัดทำโครงสร้างพื้นฐานเพื่อรองรับการนำเข้า/ส่งออก มีการปรับปรุงระบบท่อ พัฒนาโครงข่ายการขนส่ง สร้างสถานี (มากกว่า 70 แห่ง ทั่วประเทศ) นอกจากนี้ ยังมีการจัดทำกฎระเบียบและมาตรฐานของคุณภาพก๊าซธรรมชาติที่ผสมไฮโดรเจน และสถานีกักเก็บไฮโดรเจน
- **ระยะยาว พ.ศ. 2583 - 2613 (ค.ศ. 2040 - 2070)** : จะเป็นการดำเนินการโดยมีเป้าหมายมุ่งไปสู่ความเป็นกลางทางคาร์บอน (Carbon Neutrality) และ Net-zero Emission โดยจะมีการเพิ่มสัดส่วนการผสมไฮโดรเจน 25 - 75% ในระบบท่อ และ FCEV มีการกำหนดมูลค่าคาร์บอนในโครงสร้างและกลไกราคา พัฒนาแพลตฟอร์มตลาดและกลไกการซื้อขายคาร์บอน จัดทำโครงสร้างพื้นฐานเพื่อรองรับการนำเข้า/ส่งออก สร้างโครงข่าย RE-power เพื่อรองรับ Green H2 สร้างสถานี (มากกว่า 180 แห่งทั่วประเทศ) นอกจากนี้ ยังมีการจัดทำกฎระเบียบและมาตรฐานของการขนส่ง และมาตรฐาน FCEV และ Refueling Station ด้วย

ทั้งนี้แผนนี้ยังครอบคลุมถึงการพัฒนาเทคโนโลยีและการวิจัยนวัตกรรมที่เกี่ยวข้อง เพื่อเสริมสร้างศักยภาพของประเทศไทยในการผลิตและใช้พลังงานไฮโดรเจน ซึ่งจะเป็นส่วนสำคัญในการเปลี่ยนผ่านสู่เศรษฐกิจสีเขียวและสังคมที่ยั่งยืนในระยะยาว รายละเอียดดังรูปที่ 2-7



รูปที่ 2-7 สรุปแผนที่นำทางการส่งเสริมการใช้งานไฮโดรเจนในประเทศไทย
ที่มา: สถาบันวิจัยพลังงานจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย และสถาบันวิจัยและพัฒนาพลังงานนครพิงค์, 2566 [3]

นอกจากนี้ สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน ยังได้จัดทำแผนกลยุทธ์การนำไฮโดรเจนสำหรับการนำไปใช้ใน 3 ภาคส่วน ได้แก่ ภาคการผลิตไฟฟ้า ภาคขนส่งและภาคอุตสาหกรรม โดยมีรายละเอียดดังนี้

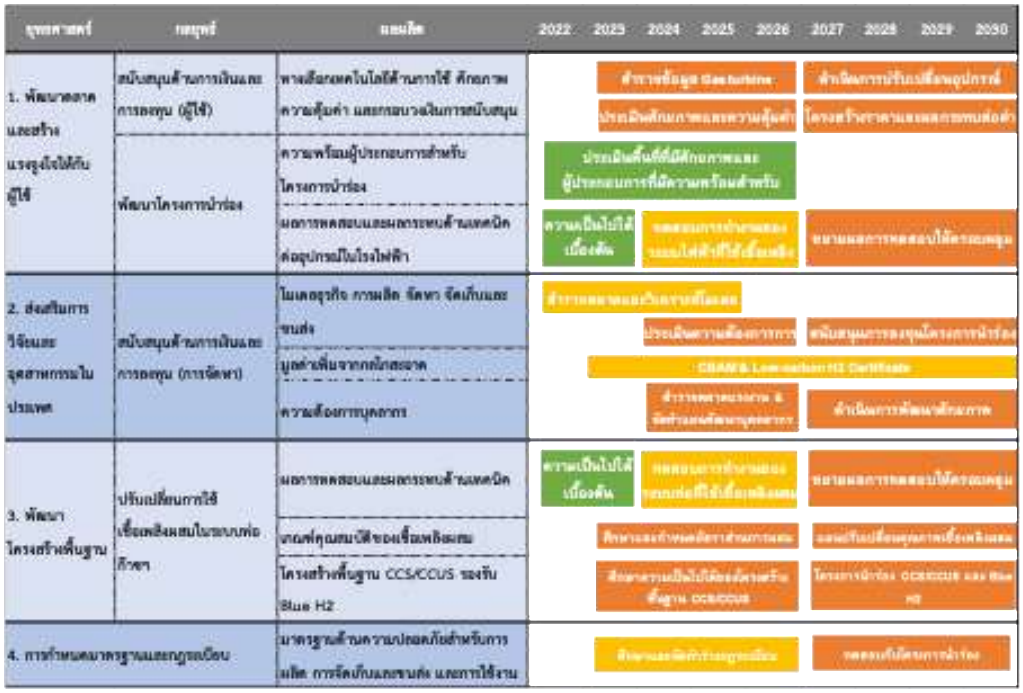
แผนกลยุทธ์การนำไฮโดรเจนสำหรับการนำไปใช้ภาคการผลิตไฟฟ้า ระยะสั้น พ.ศ. 2566 - 2573 (ค.ศ. 2020 - 2030) ประกอบด้วย 4 ด้านหลัก ได้แก่ การพัฒนาตลาดและสร้างแรงจูงใจให้กับผู้ใช้ การเสริมสร้างการวิจัยและอุตสาหกรรมในประเทศ การพัฒนาโครงสร้างพื้นฐาน และการกำหนดมาตรฐานและกฎระเบียบ ดังแสดงในรูปที่ 2-8 ดังนี้

1.) พัฒนาตลาดและสร้างแรงจูงใจให้กับผู้ใช้ : สนับสนุนการเงินและการลงทุนแก่ผู้ใช้ โดยเริ่มต้นจากการสำรวจข้อมูลกังหันก๊าซไฟฟ้า (Gas Turbine) และดำเนินการปรับเปลี่ยนอุปกรณ์ รวมถึงการพัฒนาโครงการนำร่องเพื่อทดสอบความเป็นไปได้เชิงเทคนิคและเศรษฐศาสตร์ ในช่วงปี พ.ศ. 2568 - 2570 (ค.ศ. 2025 - 2027) จะมีการขยายการทดสอบไปยังระบบไฟฟ้าที่ใช้เชื้อเพลิงไฮโดรเจน

2.) เสริมสร้างการวิจัยและอุตสาหกรรมในประเทศ : สนับสนุนการเงินและการลงทุนในด้านการวิจัย การผลิต และการจัดเก็บ โดยมีการสำรวจตลาดและความต้องการเชื้อเพลิงไฮโดรเจน รวมถึงส่งเสริมการจัดตั้งมาตรฐานและใบรับรอง CBAM & Low-carbon H_2 Certificate ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2568 (ค.ศ. 2025) เป็นต้นไป จะมีการขยายการทดสอบและการจัดตั้งศูนย์วิจัยและพัฒนาขึ้นเพื่อพัฒนาเทคโนโลยีไฮโดรเจนในประเทศ

3.) พัฒนาโครงสร้างพื้นฐาน : ปรับเปลี่ยนการใช้เชื้อเพลิงในระบบท่อแก๊สและการจัดการพลังงานโดยใช้เทคโนโลยีใหม่ เช่น CCS/CCUS และไฮโดรเจนสีฟ้า (Blue H_2) ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2567 - 2569 (ค.ศ. 2024 - 2026) จะมีการศึกษาความเป็นไปได้ของการจัดตั้งระบบพลังงานที่ยั่งยืน

4.) การกำหนดมาตรฐานและกฎระเบียบ : กำหนดมาตรฐานและใบรับรองที่เกี่ยวข้อง เพื่อสร้างความมั่นใจในความปลอดภัยด้านพลังงานและลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม การดำเนินการในระยะเริ่มต้นจะเน้นไปที่การทดสอบมาตรฐานต่าง ๆ และในช่วงปี พ.ศ. 2572 - 2573 (ค.ศ. 2029 - 2030) จะขยายขอบเขตการบังคับใช้มาตรฐานที่เหมาะสมทั่วประเทศ



รูปที่ 2-8 แผนกลยุทธ์การนำไฮโดรเจนสำหรับการนำไปใช้ภาคการผลิตไฟฟ้า ระยะสั้น พ.ศ. 2566 - 2573
ที่มา: สถาบันวิจัยพลังงานจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย และสถาบันวิจัยและพัฒนาพลังงานนครพิงค์, 2566 [3]

แผนกลยุทธ์การนำไฮโดรเจนสำหรับการนำไปใช้ภาคขนส่ง ระยะสั้น พ.ศ. 2566 - 2573 แบ่งออกเป็น 4 ยุทธศาสตร์หลัก ได้แก่ พัฒนาตลาดและสร้างแรงจูงใจให้กับผู้ใช้ เสริมสร้างการวิจัยและอุตสาหกรรมในประเทศ พัฒนาโครงสร้างพื้นฐาน และกำหนดมาตรฐานและกฎระเบียบ ดังแสดงในรูปที่ 2-9 ดังนี้

1.) พัฒนาตลาดและสร้างแรงจูงใจให้กับผู้ใช้ : มุ่งเน้นการสนับสนุนด้านการเงินและการลงทุนแก่ผู้ใช้ โดยเริ่มจากการสำรวจข้อมูลและตลาดของยานพาหนะหนัก เช่น รถบรรทุกและรถบัส รวมถึงการปรับปรุงประสิทธิภาพและความคุ้มค่าของระบบการใช้ไฮโดรเจน ในปี พ.ศ. 2567 - 2568 (ค.ศ. 2024 - 2025) จะมีการสำรวจศักยภาพของผู้ผลิตยานยนต์ FCEV และขยายการทดสอบให้ครอบคลุมเพื่อให้ผู้ใช้มั่นใจในเทคโนโลยีนี้มากขึ้น

2.) เสริมสร้างการวิจัยและอุตสาหกรรมในประเทศ : เน้นการสนับสนุนด้านการเงินและการลงทุนในภาคการวิจัย โดยมีการสำรวจตลาดและวิเคราะห์แนวโน้มธุรกิจ การจัดตั้งมาตรฐาน CBAM & Low-carbon H_2 Certificate ตั้งแต่ปี พ.ศ. 2568 (ค.ศ. 2025) และในปี พ.ศ. 2569 (ค.ศ. 2026)

เป็นต้นไป จะมีการสนับสนุนให้เกิดการลงทุนในโครงการใหม่เพื่อขับเคลื่อนการใช้พลังงานไฮโดรเจน

3.) พัฒนาโครงสร้างพื้นฐาน: มุ่งเน้นการพัฒนาเทคโนโลยีด้านไฮโดรเจน โดยจะเริ่มจากการทดสอบและพัฒนามาตรฐานด้านเทคนิคในปี พ.ศ. 2567-2568 (ค.ศ. 2024-2025) จากนั้นจะสร้างโครงสร้างพื้นฐานรองรับการใช้งาน CCS/CCUS และไฮโดรเจนสีฟ้า (Blue H_2) ซึ่งจะช่วยสนับสนุนการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกและเสริมสร้างโครงสร้างพื้นฐานที่ยั่งยืนสำหรับการใช้ไฮโดรเจน

4.) กำหนดมาตรฐานและกฎระเบียบ: เน้นการสร้างมาตรฐานความปลอดภัยและกฎระเบียบในการใช้ FCEV และสร้างมาตรฐานด้านการจัดเก็บและขนส่งไฮโดรเจน โดยเริ่มดำเนินการในปี 2024-2025 และขยายมาตรฐานเหล่านี้ไปสู่การบังคับใช้อย่างเป็นทางการในปี ค.ศ. 2030 เพื่อให้มั่นใจว่าการใช้งานไฮโดรเจนเป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพและปลอดภัย

รูปที่ 2-9 แผนกลยุทธ์การนำไฮโดรเจนสำหรับการนำไปใช้ภาคขนส่ง ระยะสั้น พ.ศ. 2566 - 2573
ที่มา: สถาบันวิจัยพลังงานจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย และสถาบันวิจัยและพัฒนาพลังงานนครพิงค์, 2566 [3]

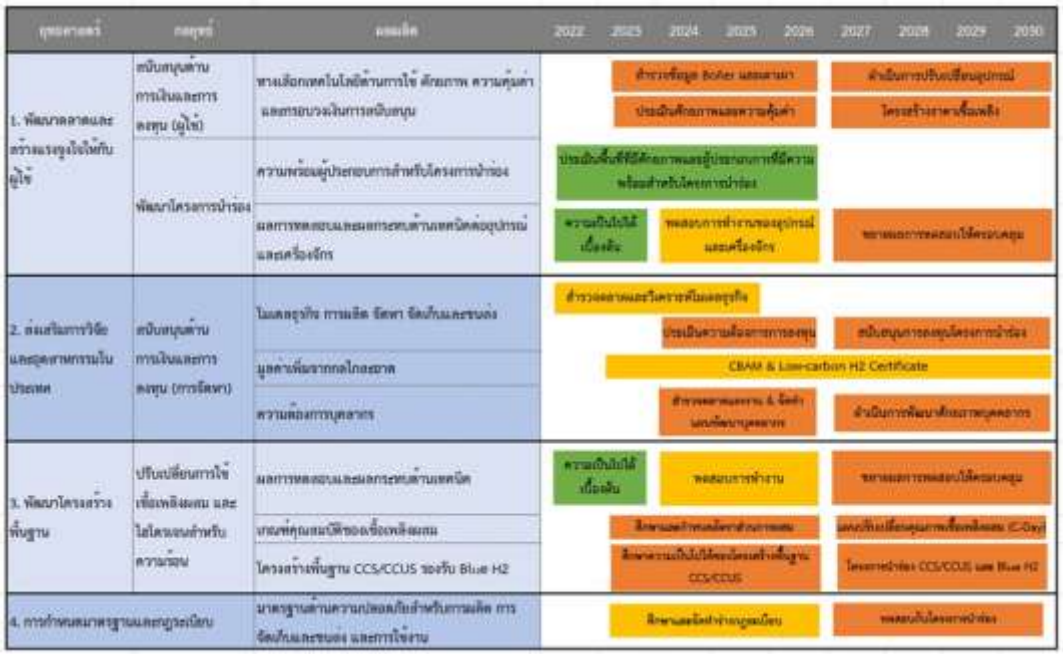
แผนกลยุทธ์การนำไฮโดรเจนสำหรับการนำไปใช้ภาคอุตสาหกรรม ระยะสั้น พ.ศ. 2566-2573 แบ่งออกเป็น 4 ยุทธศาสตร์หลัก ได้แก่ พัฒนาตลาดและสร้างแรงจูงใจให้กับผู้ใช้ เสริมสร้างการวิจัยและอุตสาหกรรมในประเทศ พัฒนาโครงสร้างพื้นฐาน และการกำหนดมาตรฐานและกฎระเบียบ ดังแสดงในรูปที่ 2-10 ดังนี้

1) พัฒนาตลาดและสร้างแรงจูงใจให้กับผู้ใช้ : มุ่งเน้นการสนับสนุนด้านการเงินและการลงทุนแก่ผู้ใช้ เริ่มจากการสำรวจข้อมูลด้านเทคนิค เช่น Boiler และเตาเผา พร้อมทั้งประเมินศักยภาพความคุ้มค่า ในช่วงปี พ.ศ. 2566 - 2567 (ค.ศ. 2023 - 2024) จะมีการเตรียมพร้อมผู้ประกอบการสำหรับโครงการนำร่องและทดสอบผลกระทบการใช้อุปกรณ์ใหม่ ๆ โดยขยายผลทดสอบไปยังองค์กรต่าง ๆ ในปี พ.ศ. 2569 - 2573 (ค.ศ. 2026 - 2030)

2) เสริมสร้างการวิจัยและอุตสาหกรรมในประเทศ : สนับสนุนการวิจัยและการลงทุนเพื่อพัฒนาตลาดไฮโดรเจนในประเทศ โดยสำรวจตลาดและวิเคราะห์แนวโน้มธุรกิจในช่วงต้น ควบคู่กับการประเมินความต้องการจากการลงทุนและออกใบรับรอง CBAM & Low-carbon H_2 Certificate ในช่วงปี พ.ศ. 2568 - 2569 (ค.ศ. 2025 - 2026) เพื่อกระตุ้นการลงทุนในโครงการใหม่

3) พัฒนาโครงสร้างพื้นฐาน : ปรับเปลี่ยนการใช้เชื้อเพลิงและพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานรองรับการผลิตไฮโดรเจนอย่างยั่งยืน เช่น CCS/CCUS และไฮโดรเจนสีฟ้า (Blue H_2) เริ่มจากการทดสอบผลกระทบทางด้านเทคนิคและขยายการทดสอบไปสู่การใช้งานจริงในช่วงปี พ.ศ. 2569 - 2570 (ค.ศ. 2026 - 2027) โดยตั้งเป้าหมายการสร้างโครงสร้างพื้นฐานพลังงานไฮโดรเจนที่แข็งแกร่งในระยะยาว

4) การกำหนดมาตรฐานและกฎระเบียบ: กำหนดมาตรฐานและกฎระเบียบสำหรับการใช้งานพลังงานไฮโดรเจน เช่น มาตรฐานการจัดเก็บและการขนส่ง การจัดตั้งมาตรฐานด้านความปลอดภัยและใบรับรองต่าง ๆ เพื่อให้การใช้งานไฮโดรเจนมีความปลอดภัยและเป็นไปตามมาตรฐานสากล โดยขยายผลมาตรฐานเหล่านี้ไปยังภาคส่วนต่าง ๆ ภายในปี พ.ศ. 2573 (ค.ศ. 2030)



รูปที่ 2-10 แผนกลยุทธ์การนำไฮโดรเจนสำหรับการนำไปใช้ภาคอุตสาหกรรม ระยะสั้น พ.ศ. 2566-2573
ที่มา: สถาบันวิจัยพลังงานจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย และสถาบันวิจัยและพัฒนาพลังงานนครพิงค์, 2566 [3]

2.4 ทฤษฎีเกี่ยวกับไฮโดรเจนและการเผาไหม้

2.4.1 คุณสมบัติไฮโดรเจน

“ไฮโดรเจน” นับเป็นพลังงานทางเลือกที่เป็นแหล่งพลังงานสะอาดที่ไม่มีสี ไม่มีกลิ่น เมื่อเผาไหม้ก็ไม่ทำให้เกิดก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ทำให้ไฮโดรเจนได้รับการคาดหมายว่าจะเป็น “พลังงานแห่งอนาคต” ไฮโดรเจนจะมีบทบาทสำคัญในการลดการปลดปล่อยคาร์บอนในหลายภาคส่วน เช่น อุตสาหกรรมเคมี โลหะ และการขนส่งระยะทางไกล เช่น รถบรรทุกของหนัก (Heavy-Duty Truck) เป็นต้น ซึ่งจะพบได้ว่าในหลาย ๆ ประเทศได้นำไฮโดรเจนเข้ามาเป็นส่วนหลักในการวางแผนยุทธศาสตร์พลังงานแห่งชาติแล้ว

ดังนั้นประเทศไทยจึงได้มุ่งเน้นไปที่การลดปลดปล่อยคาร์บอน (Decarbonization) ไปยังภาคส่วนเหล่านี้ โดยมีการตั้งเป้าหมายสู่ความเป็นกลางทางคาร์บอน (Carbon Neutrality) ภายในปี ค.ศ. 2050 และการปลดปล่อยคาร์บอนเป็นศูนย์ (Net Zero Emission) ภายในปี ค.ศ. 2065 ด้วยการเปลี่ยนไปพึ่งแหล่งพลังงานหมุนเวียนแทน และปรับปรุงประสิทธิภาพของพลังงานให้สูงขึ้นในทุกภาคส่วน

ไฮโดรเจนนับเป็นธาตุที่มีปริมาณมากที่สุด โดยมีมากถึง 75% ของสสารทั้งหมดในตารางธาตุ มีการใช้สัญลักษณ์ H แทนไฮโดรเจน บนโลกของเรานั้น จะพบไฮโดรเจนอยู่ในรูปของโมเลกุล เช่น น้ำ สารประกอบอินทรีย์ต่าง ๆ (Organic Compound) ก๊าซธรรมชาติ ถ่านหิน และน้ำมัน เป็นต้น ซึ่งไฮโดรเจนไม่มีอันตรายที่อุณหภูมิห้อง (Room Temperature) ไฮโดรเจนสามารถแปลงจากสถานะก๊าซกลายเป็นของเหลวได้ที่อุณหภูมิ -253°C โดยทั่วไปเราสามารถพบไฮโดรเจนได้ตามธรรมชาติ เช่น ในบรรยากาศมีแก๊สไฮโดรเจนประมาณ 0.1 ส่วนในล้านส่วน (ppm) พลังงานพันธะสูงเท่ากับ 436 กิโลจูลต่อโมล ต้องใช้พลังงานสลายพันธะระหว่างอะตอมเพื่อให้เกิดปฏิกิริยา เช่น เพิ่มอุณหภูมิ หรือใช้ตัวเร่งปฏิกิริยา มี 3 ไอโซโทปขึ้นกับจำนวนโปรตอนและนิวตรอน คือ โปรเตียม (Protium) มี 1 โปรตอน น้ำหนักอะตอมเท่ากับ 1.0078 ดิวเทอเรียม (Deuterium) มี 1 โปรตอน และ 1 นิวตรอนน้ำหนักอะตอมเท่ากับ 2.0141 และ ตริเทียม (Tritium) มี 1 โปรตอนและ 2 นิวตรอน น้ำหนักอะตอมเท่ากับ 3.0161 สามารถสรุปคุณสมบัติของไฮโดรเจน (Hydrogen Properties) ได้ดังตารางที่ 2-1

ตารางที่ 2-1 คุณสมบัติของไฮโดรเจน (Hydrogen Properties)

คุณสมบัติของไฮโดรเจนของก๊าซไฮโดรเจน	
เลขอะตอม	1
มวลโมเลกุล	2.016 X 10^{-3} kg/Mol
ความหนาแน่นที่ 101.33 กิโลปาสกาลและอุณหภูมิ 298 K	0.084 kg/m^3
จุดหลอมเหลวที่ 101.33 กิโลปาสกาล	13.8 K
จุดเดือดที่ 101.33 กิโลปาสกาล	20.3 K
ความจุความร้อนที่ความดันบรรยากาศและอุณหภูมิ 298 K	14.3 kJ/K-kg

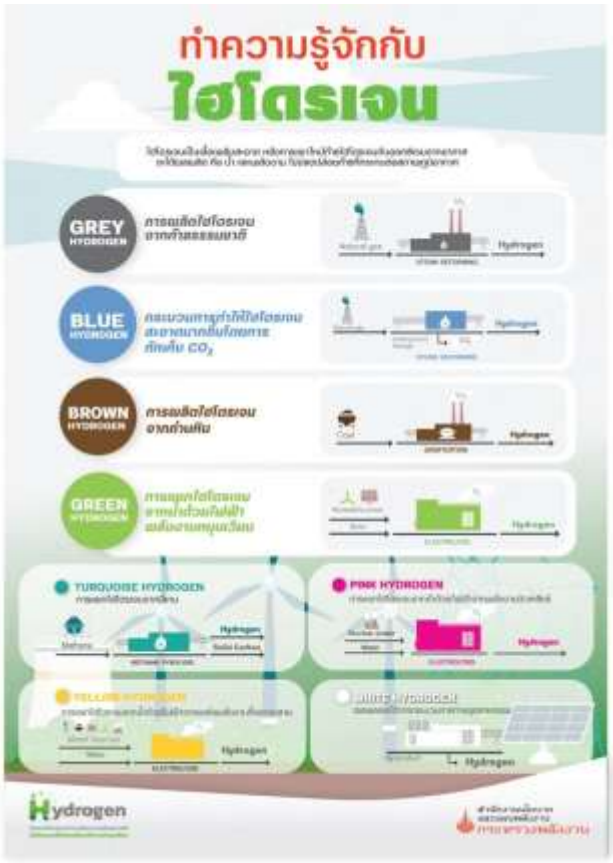
ที่มา: สถาบันวิจัยพลังงานจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย และสถาบันวิจัยและพัฒนาพลังงานนครพิงค์, 2564 [4]

2.4.2 สีไฮโดรเจน

“สีไฮโดรเจน” (Color of Hydrogen) เป็นการเรียกสีของไฮโดรเจนจากแหล่งและกระบวนการผลิตต่าง ๆ ดังแสดงในรูปที่ 2-11 โดยมีรายละเอียดดังนี้

- ไฮโดรเจนสีเทา (Grey Hydrogen) : ใช้เรียกการผลิตไฮโดรเจนจากก๊าซธรรมชาติ (Natural Gas) ผ่านกระบวนการเปลี่ยนรูปด้วยไอน้ำ (Steam Reforming) ซึ่งได้ผลิตภัณฑ์เป็นก๊าซไฮโดรเจน และ ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2)
- ไฮโดรเจนสีน้ำตาล (Brown Hydrogen) : ใช้เรียกการผลิตไฮโดรเจนจากถ่านหิน (Coal) ผ่านกระบวนการก๊าซซิฟิเคชัน (Gasification) ซึ่งได้ผลิตภัณฑ์เป็นก๊าซไฮโดรเจน และ ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) โดยมีสัดส่วนก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่อไฮโดรเจนที่ผลิตได้สูงกว่าไฮโดรเจนสีเทา จึงนิยมเรียกว่า ไฮโดรเจนสีน้ำตาล

- ไฮโดรเจนสีฟ้า (Blue Hydrogen) : เป็นกระบวนการที่ทำให้การผลิตไฮโดรเจนมีความสะอาดมากขึ้นโดยมีการกักเก็บ CO_2 ที่ผ่านการผลิตจากไฮโดรเจนสีเทา
- ไฮโดรเจนสีเขียว (Green Hydrogen) : เป็นกระบวนการแยกไฮโดรเจนจากน้ำด้วยพลังงานไฟฟ้าที่ได้มาจากพลังงานหมุนเวียนโดยนิยมใช้พลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลม



รูปที่ 2-11 สีของไฮโดรเจน (Colors of Hydrogen)

ที่มา: สถาบันวิจัยพลังงานจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย และสถาบันวิจัยและพัฒนาพลังงานนครพิงค์, 2564 [4]

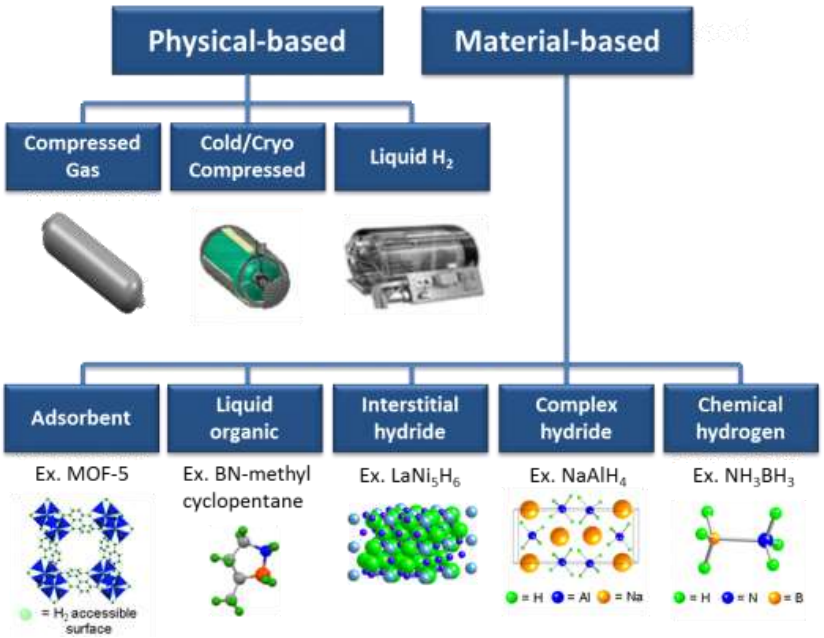
นอกจากที่นิยมเรียกตาม 4 สีของไฮโดรเจนดังกล่าวนี้แล้วยังมีการเรียกสีของไฮโดรเจน อื่น ๆ อีกดังนี้

- ไฮโดรเจนสีฟ้าน้ำทะเล (Turquoise Hydrogen) : เป็นกระบวนการแยกไฮโดรเจนจากมีเทนด้วยความร้อน (Methane Pyrolysis) โดยได้คาร์บอน (ของแข็ง) เป็นผลิตภัณฑ์ร่วม
- ไฮโดรเจนสีชมพู (Pink Hydrogen) : เป็นกระบวนการแยกไฮโดรเจนจากน้ำด้วยพลังงานไฟฟ้าที่ได้มาจากพลังงานนิวเคลียร์
- ไฮโดรเจนสีเหลือง (Yellow Hydrogen) : เป็นกระบวนการแยกไฮโดรเจนจากน้ำด้วยพลังงานไฟฟ้าที่ได้มาจากแหล่งพลังงานหลากหลาย (Mixed Sources)
- ไฮโดรเจนสีขาว (White Hydrogen) : เป็นไฮโดรเจนที่ได้เป็น ผลพลอยได้ (by product) จากโรงงานอุตสาหกรรมต่าง ๆ

2.4.3 การจัดหา การจัดเก็บ และการขนส่งไฮโดรเจน

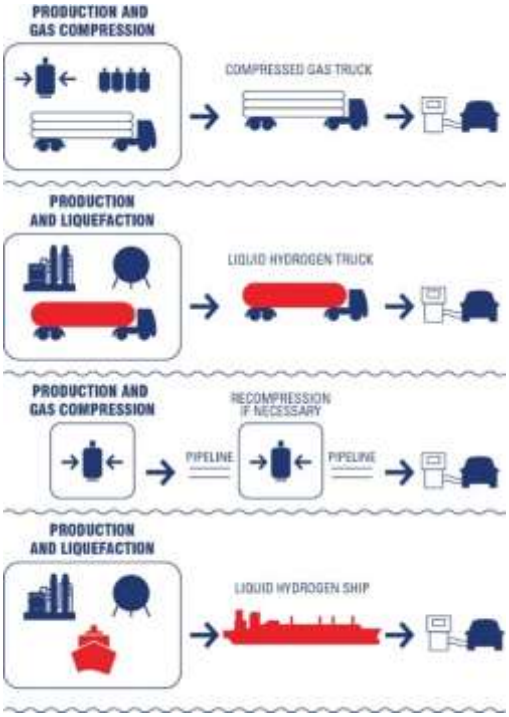
ไฮโดรเจนสามารถจัดหาได้จาก 1). แหล่งจากสารประกอบไฮโดรคาร์บอนต่าง ๆ ได้แก่ เชื้อเพลิงฟอสซิล และสารอินทรีย์ในชีวมวล และ 2.) แหล่งไฮโดรเจนจากน้ำ (H_2O) ซึ่งกระบวนการผลิตไฮโดรเจนสามารถแบ่งได้เป็น 4 เทคโนโลยีหลัก ๆ ได้แก่ กระบวนการความร้อน (thermal process) กระบวนการไฟฟ้าเคมี (Electrolysis) กระบวนการทางชีวเคมี (Biochemical Process) และ กระบวนการสังเคราะห์ด้วยแสง (Photocatalytic)

การจัดเก็บก๊าซไฮโดรเจนสามารถแบ่งได้เป็น 2 กลุ่มใหญ่ ดังนี้ กลุ่มแรกเป็นการจัดเก็บเชิงกายภาพ (Physical - based) และกลุ่มที่สองเป็นการจัดเก็บในรูปแบบวัสดุ (Material - based) หรือเรียกได้อีกชื่อว่า การเก็บเชิงเคมี (Chemical - based) ดังแสดงในรูปที่ 2-12



รูปที่ 2-12 รูปแบบการจัดเก็บไฮโดรเจนทางกายภาพและทางวัสดุ
ที่มา: สถาบันวิจัยพลังงานจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย และสถาบันวิจัยและพัฒนาพลังงานนครพิงค์, 2564 [4]

การขนส่งไฮโดรเจนสามารถขนส่งในสถานะ ก๊าซไฮโดรเจนอัดที่ความดันสูง (Compressed Gas) ไฮโดรเจนเหลวที่อุณหภูมิต่ำ (Cryogenic Liquid Hydrogen) และ การขนส่งผ่านตัวกักเก็บไฮโดรเจน (สถานะของแข็งและของเหลว) ดังที่กล่าวในหัวข้อที่ผ่านมา มีรูปแบบการขนส่งไฮโดรเจนที่ไม่ได้แปลงสภาพในรูปแบบสารเคมีอื่น ๆ สามารถแสดงได้ดังรูปที่ 2-13 ดังนี้



รูปที่ 2-13 รูปแบบการขนส่งไฮโดรเจน
ที่มา: สถาบันวิจัยพลังงานจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย และสถาบันวิจัยและพัฒนาพลังงานนครพิงค์, 2564 [4]

การนำไฮโดรเจนมาใช้ประโยชน์ สามารถแบ่งเป็น 2 กลุ่มใหญ่ ดังแสดงในรูปที่ 2-14 โดยกลุ่มแรกใช้ไฮโดรเจนเป็นสารตั้งต้นในอุตสาหกรรม ได้แก่

- อุตสาหกรรมอาหาร : ไฮโดรเจนถูกใช้เป็นสารเติมแต่ง (Hydrogenating agent) เพื่อเปลี่ยนโครงสร้างของกรดไขมันไม่อิ่มตัวเป็นกรดไขมันอิ่มตัวสำหรับไขมันสัตว์และน้ำมันพืชเพื่อใช้สำหรับการผลิตเนยขาว เนยเทียม และเนยถั่ว เป็นต้น
- อุตสาหกรรมกรรมโลหะ : ไฮโดรเจนถูกใช้ในกระบวนการเตรียมโลหะที่มีความบริสุทธิ์สูง การถลุงโลหะ และนอกเหนือนี้ไฮโดรเจนยังถูกใช้เป็นก๊าซป้องกันในการเชื่อม เช่น ผสมกับอาร์กอนสำหรับการเชื่อมสแตนเลส นอกจากนี้ยังใช้เพื่อเป็นตัวสนับสนุนการเชื่อมพลาสมาและกระบวนการตัดโลหะต่าง ๆ
- อุตสาหกรรมเภสัชกรรม : ใช้ไฮโดรเจนเป็นสารตั้งต้นเพื่อผลิตซอร์บิทอล (Sorbitol) ซึ่งเป็นน้ำตาลแอลกอฮอล์หรือสารให้ความหวานที่ใช้เป็นสารตั้งต้นในการผลิตเครื่องสำอาง วัสดุประสาน สารตึงผิว และ วิตามินเอ และวิตามินซี
- อุตสาหกรรมเคมี : ใช้เป็นสารตั้งต้นในการผลิตแอมโมเนีย เมธานอล รวมทั้งเป็นสารเติมแต่งในการผลิตสบู่ ฉนวน พลาสติก และขี้ผึ้ง เป็นต้น

กลุ่มที่สองเป็นการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงาน โดยส่วนใหญ่จะใช้ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงโดยตรง แต่ก็มีการนำไฮโดรเจนไปปรับปรุงคุณสมบัติเชื้อเพลิงบางประการให้เหมาะสมกับเครื่องยนต์ โดยในปัจจุบันยังไม่ได้มีการใช้เชิงพาณิชย์เต็มรูปแบบ ส่วนใหญ่จะอยู่ในขั้นทดสอบและพัฒนาต้นแบบ โดยการใช้ในรูปแบบพลังงานนี้ มีปัจจัยหลักจากการลดการปลดปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์จากเชื้อเพลิงฟอสซิล ดังแสดงในรูปที่ 2-14 ประกอบด้วย

- ภาคพลังงานไฟฟ้า : ใช้ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงโดยตรง หรือ นำไปผสมกับก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้าด้วย กังหันก๊าซไฮโดรเจน (Hydrogen Gas Turbine) ผ่านกระบวนการเผาไหม้โดยตรง และ ผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเทคโนโลยีเซลล์เชื้อเพลิง (Fuel Cell Technology)
- ภาคพลังงานความร้อน : เช่นเดียวกับภาคพลังงานไฟฟ้า คือใช้ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงโดยตรง หรือ นำไปผสมกับก๊าซธรรมชาติ หรือน้ำมันเตา
- ภาคขนส่ง : ไฮโดรเจนถูกใช้ในการสังเคราะห์ และปรับปรุงน้ำมันปิโตรเลียมและน้ำมันไบโอดีเซล นอกจากนี้จะสามารถใช้ไฮโดรเจนได้หลากหลายรูปแบบ ไม่ว่าจะไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงโดยผ่านเครื่องยนต์สันดาปภายใน (Internal Combustion Engine : ICE) หรือผ่านเซลล์เชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าไปขับเคลื่อนมอเตอร์ไฟฟ้าในรถยนต์

รูปที่ 2-14 การนำไฮโดรเจนมาใช้ประโยชน์
ที่มา: สถาบันวิจัยพลังงาน จุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย และ สถาบันวิจัยและพัฒนาพลังงานนครพิงค์, 2564 [4]

2.4.4 การเผาไหม้ไฮโดรเจน

กระบวนการเผาไหม้ก๊าซไฮโดรเจนกับออกซิเจนจากอากาศจะได้ผลผลิต คือ น้ำ และพลังงาน เท่านั้น (สมการที่ 1) ไม่มีการปลดปล่อยก๊าซที่จะเป็นผลกระทบต่อสภาพภูมิอากาศ ดังนั้น จึงมีการเสนอใช้พลังงานจากไฮโดรเจน เพื่อให้เกิดเศรษฐกิจสู่ Carbon Neutral Economy ก๊าซไฮโดรเจนสามารถเกิดขึ้นได้เองตามธรรมชาติเมื่อมีปฏิกิริยาทางเคมีระหว่างกรดกับโลหะ หรืออาจเกิดจากกระบวนการผลิตของแบคทีเรีย หรือสาหร่ายบางชนิด อย่างไรก็ตาม ก๊าซไฮโดรเจนที่เกิดขึ้นเองตามธรรมชาติมักจะหายไปในเวลาอันรวดเร็ว เนื่องจากน้ำหนักที่เบามากจึงทำให้ลอยขึ้นไปในอากาศ ดังนั้น เราจึงมักจะพบไฮโดรเจนอยู่ในรูปของโมเลกุลน้ำ (H_2O) และสารประกอบไฮโดรคาร์บอนต่าง ๆ (Hydro - Carbon Compound)

$$2\,H_2 + O_2 \rightarrow 2\,H_2O + \text{พลังงาน} \qquad (1)$$

โดยพลังงานที่ได้ จากการเผาไหม้ก๊าซไฮโดรเจนนั้น สามารถนำไปใช้งานเป็นพลังงานรูปแบบอื่น ๆ เช่น พลังงานกลและพลังงานไฟฟ้า ตัวอย่างการนำก๊าซไฮโดรเจนมาใช้งาน ได้แก่ การใช้เป็นเชื้อเพลิงในการเผาไหม้ (Combustion) หรือใช้ในเซลล์เชื้อเพลิง (Fuel Cell) โดยใช้เป็นสารตั้งต้นในการเกิดปฏิกิริยาทางเคมีแล้วเปลี่ยนไปเป็นกระแสไฟฟ้า (Electrochemical Reaction) ซึ่งสามารถนำไปใช้ได้ทั้งในการขับเคลื่อนยานยนต์ ผลิตกระแสไฟฟ้า และใช้เป็นแหล่งพลังงานไฟฟ้าให้กับอุปกรณ์อิเล็กทรอนิกส์ขนาดเล็ก

ในกระบวนการเผาไหม้โดยใช้ไฮโดรเจนเป็นส่วนผสมในเชื้อเพลิงจำเป็นต้องเข้าใจและทราบถึงผลกระทบหากมีการเปลี่ยนหรือผสมเชื้อเพลิงไฮโดรเจนเข้าไป ซึ่งอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้องกับการใช้ไฮโดรเจนประกอบไปด้วยอุปกรณ์ต่าง ๆ ดังต่อไปนี้

<u>เครื่องกำเนิดไอน้ำ</u>

ความหมายของเครื่องกำเนิดไอน้ำเป็นภาชนะปิด ทำด้วยเหล็กหรือเหล็กกล้า ซึ่งมีการออกแบบและมีการสร้างที่แข็งแรง ภายในจะบรรจุด้วยน้ำและที่สำหรับเก็บไอน้ำ หลักการทำงาน คือ ใช้เชื้อเพลิงมาเผาไหม้ให้เกิดความร้อน เมื่อน้ำในเครื่องกำเนิดไอน้ำได้รับความร้อนจะเดือด กลายเป็นไอที่อุณหภูมิและความดันใช้งาน ไอจะถูกส่งตามท่อไปยังอุปกรณ์ที่ใช้ความร้อน ซึ่งไอน้ำนั้นสามารถนำไปใช้ประโยชน์ได้หลายอย่าง (เกียรติตรา, 2559) โดยอุปกรณ์ใช้ไอน้ำจะมี 2 แบบ คือ แบบใช้โดยตรง (Direct Heating) : ไอน้ำจะถูกพ่นผสมกับสารที่มารับความร้อนโดยตรง และแบบผ่านอุปกรณ์แลกเปลี่ยนความร้อน (Indirect Heating) : ไอน้ำจะไม่สัมผัสกับสารที่มารับความร้อน ดังนั้นหลังจากการถ่ายเทความร้อนแล้ว ไอน้ำจะควบแน่นเป็นน้ำ เรียกว่า คอนเดนเสท จากนั้นกับดักไอน้ำจะทำหน้าที่แยกคอนเดนเสทออกมา และส่งกลับไปผลิตเป็นไอน้ำอีกครั้งที่หม้อไอน้ำ

<u>ประเภทของเครื่องกำเนิดไอน้ำ</u>

เครื่องกำเนิดไอน้ำสามารถแบ่งได้เป็น 2 ประเภทหลัก ๆ ดังนี้

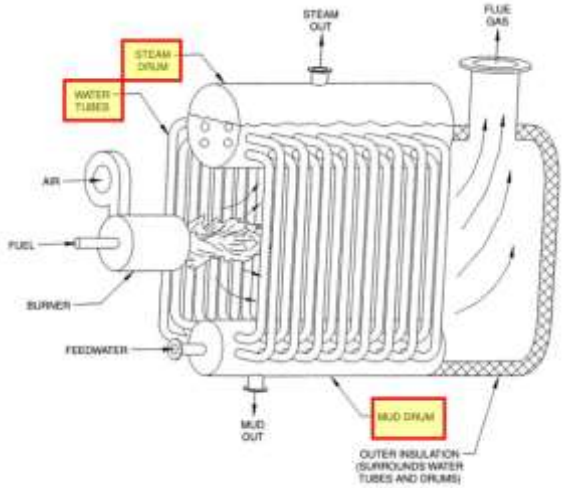
1.) เครื่องกำเนิดไอน้ำแบบท่อไฟ (Fire tube boiler)

เครื่องกำเนิดไอน้ำแบบท่อไฟจะมีลักษณะเป็นก๊าซร้อนไหลผ่านอยู่ในท่อ ส่วนน้ำจะอยู่ภายนอกท่อเพื่อรับความร้อนจากก๊าซร้อนที่ไหลในท่อแล้วกลายเป็นไอน้ำ เครื่องกำเนิดไอน้ำแบบท่อไฟนี้เหมาะกับการใช้ผลิตไอน้ำที่ความดันไม่สูงและเครื่องกำเนิดไอน้ำขนาดไม่ใหญ่ ซึ่งเครื่องกำเนิดไอน้ำท่อไฟนี้เป็นที่นิยมใช้ในโรงงานอุตสาหกรรม ดังแสดงในรูปที่ 2-15

รูปที่ 2-15 เครื่องกำเนิดไอน้ำแบบท่อไฟ (Fire tube boiler)
ที่มา : Naichangmashare, 2567 [5]

2.) เครื่องกำเนิดไอน้ำแบบท่อน้ำ (Water tube boiler)

เครื่องกำเนิดไอน้ำแบบท่อน้ำจะมีลักษณะเป็นน้ำอยู่ในท่อและน้ำจะได้รับความร้อนจากก๊าซร้อนที่ไหลอยู่รอบ ๆ ท่อ กลายเป็นไอน้ำ เครื่องกำเนิดไอน้ำแบบท่อน้ำเหมาะกับการใช้ผลิตไอน้ำที่มีความดันสูงและเครื่องกำเนิดไอน้ำขนาดใหญ่ ดังแสดงในรูปที่ 2-16

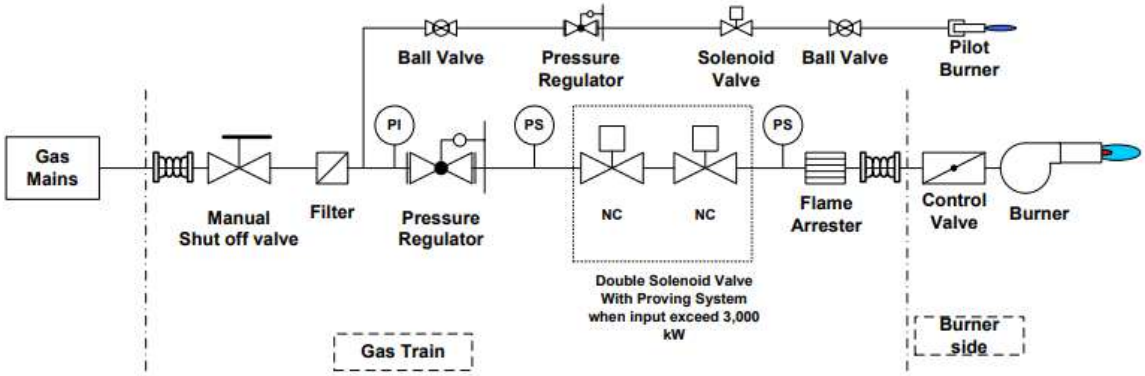


รูปที่ 2-16 เครื่องกำเนิดไอน้ำแบบท่อน้ำ (Water tube boiler)
ที่มา : Naichangmashare, 2567 [6]

<u>ชุดอุปกรณ์ก๊าซ (Gas train) และหัวเผาก๊าซ (Burner)</u>

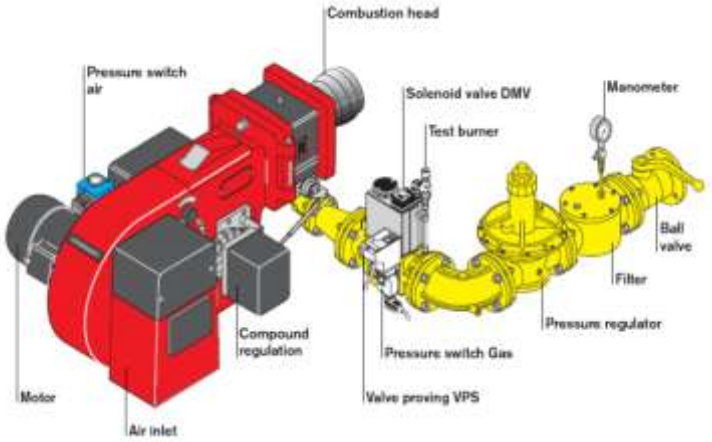
ชุดอุปกรณ์ก๊าซ (Gas train) เป็นอุปกรณ์ที่ทำหน้าที่จ่ายก๊าซไปยังอุปกรณ์ที่ใช้ประโยชน์ โดยมีการควบคุมความดันและอัตราการไหลให้เหมาะสม อุปกรณ์นี้ถูกออกแบบมาเพื่อใช้ในเตาเผาและแปลงพลังงานจากก๊าซชีวมวลให้กลายเป็นพลังงานรูปอื่นอย่างมีประสิทธิภาพ การใช้งานชุดอุปกรณ์ก๊าซสามารถปรับให้เหมาะสมได้ตามการใช้งาน เช่น ในเตาเผาอุตสาหกรรม

ชุดอุปกรณ์ก๊าซ (Gas train) ประกอบด้วยส่วนสำคัญต่าง ๆ ได้แก่ วาล์วปิด - เปิดก๊าซแบบธรรมดา (Manual shut off valve), หัวกรองก๊าซ (Filter), วาล์วปรับความดันก๊าซ (Pressure regulator), โซลีนอยด์วาล์วคู่พร้อมระบบตรวจพิสูจน์ (Double Solenoid Valve with Proving System), อุปกรณ์ป้องกันเปลวไฟย้อนกลับ (Flame Arrestor) และวาล์วควบคุมอัตราการไหลของก๊าซ (Control valve) ดังรูปที่ 2-17



รูปที่ 2-17 ชุดอุปกรณ์ก๊าซ (Gas train)
ที่มา : กรมโรงงานอุตสาหกรรม, 2567 [7]

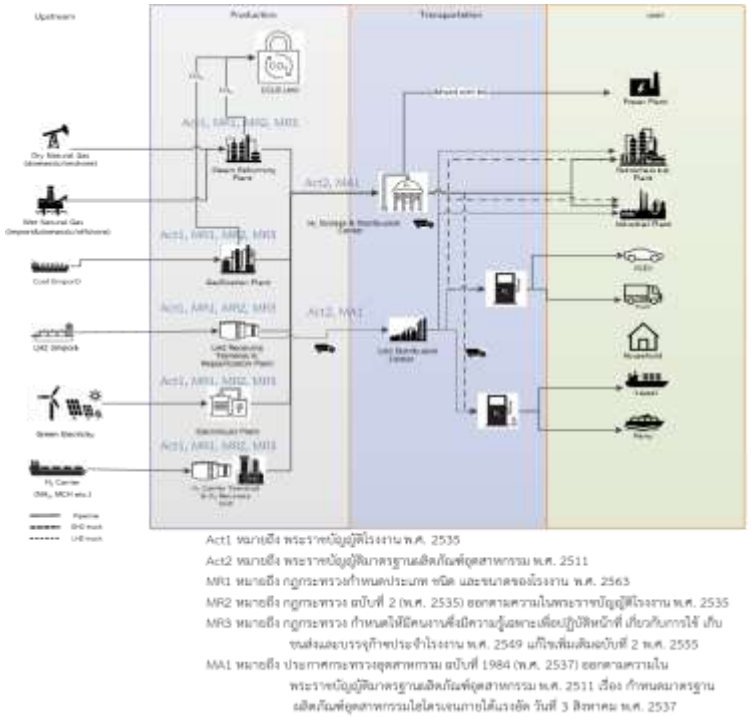
หัวเผาก๊าซ หรือ Burner มีลักษณะของหัวจ่ายก๊าซเป็นท่อประเภท Nozzle มีจานกระจายอากาศแบบแผ่น (Baffles) ที่เอียงทำมุมเพื่อให้อากาศหมุนผสมกับก๊าซชีวมวลที่จ่ายจากท่อ Nozzle ส่งผลให้การผสมเชื้อเพลิงกับอากาศเป็นไปอย่างดี และลักษณะของเปลวไฟเป็นแบบหมุน (Swirl flame) มีการผลิตออกมาในหลากหลายขนาดกำลังการผลิต สามารถเลือกขนาดให้เหมาะสมกับความต้องการได้โดยตรง การใช้งานและการควบคุมมีความง่ายต่อการใช้งาน ดังแสดงในรูปที่ 2-18



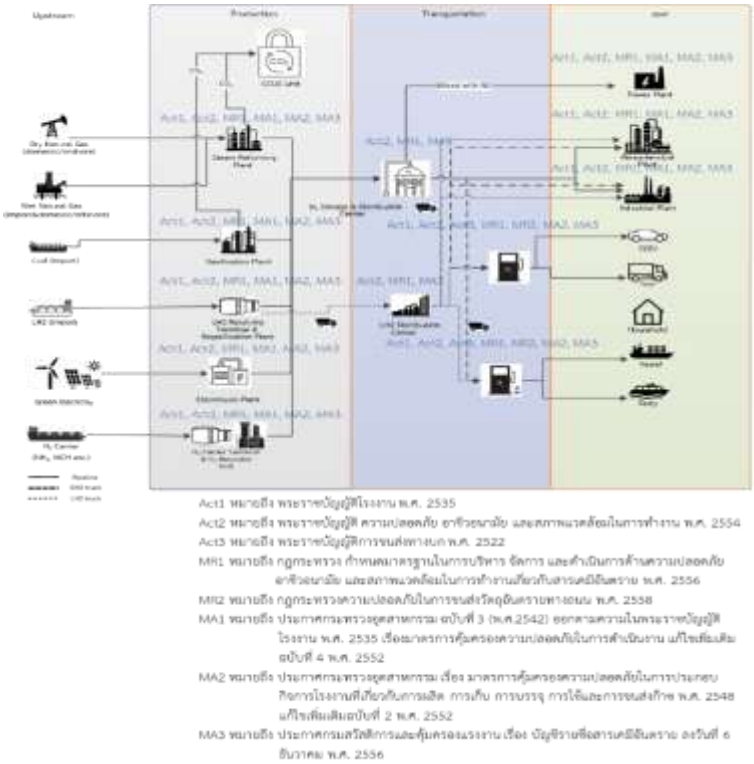
รูปที่ 2-18 หัวเผาก๊าซ (Burner)
ที่มา : กรมโรงงานอุตสาหกรรม, 2567 [7]

2.5 กฎหมาย ระเบียบ และมาตรฐานที่เกี่ยวข้องในการใช้ไฮโดรเจน ความปลอดภัย การจัดเก็บ และการขนส่งในประเทศไทย

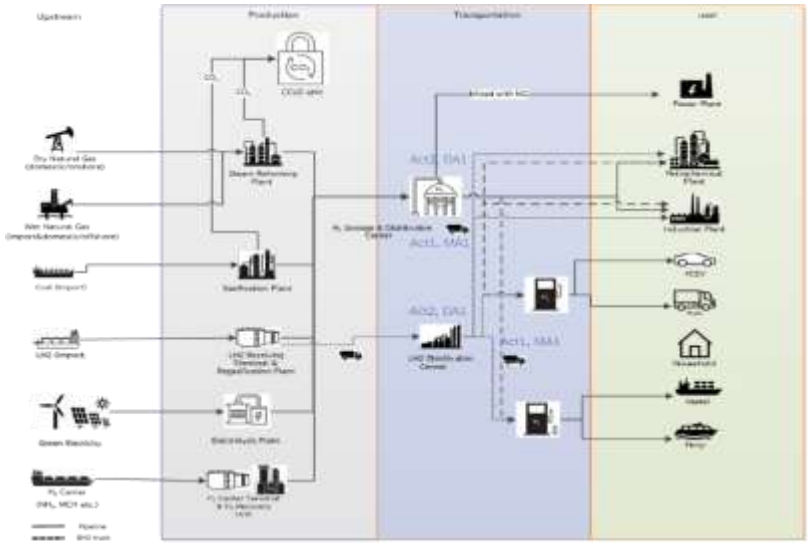
เนื่องจากการใช้ไฮโดรเจน ความปลอดภัย การจัดเก็บ การขนส่ง เป็นเรื่องใหม่สำหรับประเทศไทย ทำให้มีระเบียบและข้อกฎหมายอยู่ไม่มาก ตั้งแต่การผลิตและการใช้ ความปลอดภัย การจัดเก็บ การขนส่ง และรวมถึงการจำหน่ายในกรณีที่มีกฎหมาย ระเบียบ และมาตรฐานที่เกี่ยวข้อง ทั้งนี้เนื่องจากในการบัญญัติกฎหมายนั้น โดยทั่วไปแล้วกฎหมายที่เกี่ยวข้องกับเศรษฐกิจอุตสาหกรรมต่าง ๆ นั้น ในกฎหมายระดับพระราชบัญญัติจะเป็นการกำหนดหลักการกว้าง ๆ โดยจะให้อำนาจรัฐมนตรีผู้รักษาการตามพระราชบัญญัตินั้น ๆ ออกกฎหมายลำดับรองซึ่งได้แก่ กฎกระทรวง ประกาศกระทรวง และระเบียบต่าง ๆ เพื่อกำหนดรายละเอียดในการปฏิบัติตามกฎหมาย นอกจากนั้นในพระราชบัญญัติ หรือกฎกระทรวง ประกาศกระทรวง และระเบียบต่าง ๆ ที่ออกโดยรัฐมนตรียังได้ให้อำนาจอธิบดีกรมต่าง ๆ ที่เป็นผู้ดูแลรับผิดชอบออกประกาศและระเบียบต่าง ๆ กำหนดรายละเอียดอีกชั้นหนึ่ง ซึ่งทำให้พระราชบัญญัติแต่ละฉบับมีจำนวนกฎหมายลำดับรองเป็นจำนวนมาก โดยกฎหมาย ระเบียบ และมาตรฐานที่เกี่ยวข้องด้านการผลิต ความปลอดภัย การจัดเก็บ และการขนส่งแสดงตามรูปที่ 2-19 ถึง 2-22 และสรุปมาตรฐานที่เกี่ยวข้องกับการผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติสำหรับการเผาไหม้ แสดงดังตารางที่ 2-2



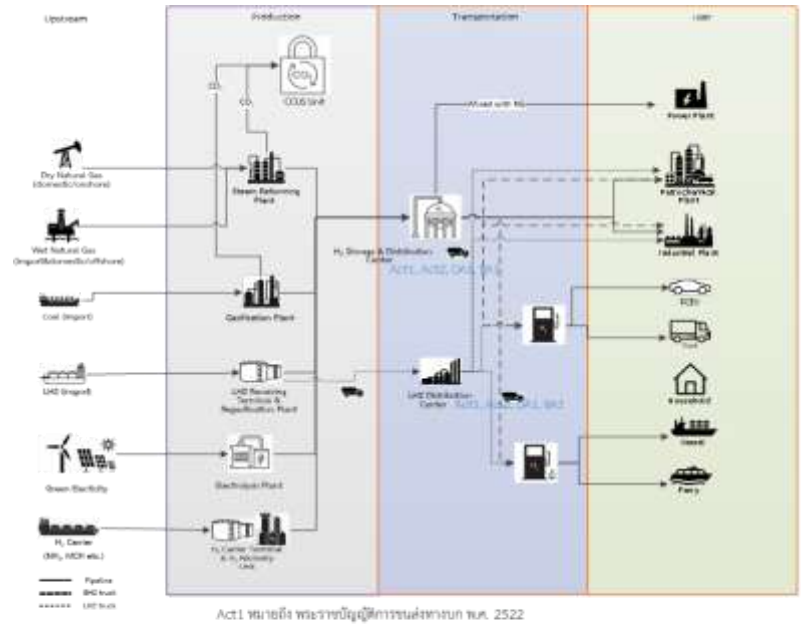
รูปที่ 2-19 กฎหมาย ระเบียบ และมาตรฐานที่เกี่ยวข้องด้านการผลิตไฮโดรเจน
ที่มา: สถาบันวิจัยพลังงานจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย และสถาบันวิจัยและพัฒนาพลังงานนครพิงค์, 2565 [8]



รูปที่ 2-20 กฎหมาย ระเบียบ และมาตรฐานที่เกี่ยวข้องกับไฮโดรเจนด้านความปลอดภัย
ที่มา: สถาบันวิจัยพลังงานจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัยและสถาบันวิจัยและพัฒนาพลังงานนครพิงค์, 2565 [8]



รูปที่ 2-21 กฎหมาย ระเบียบ และมาตรฐานที่เกี่ยวข้องด้านการจัดเก็บไฮโดรเจน
ที่มา: สถาบันวิจัยพลังงานจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย และสถาบันวิจัยและพัฒนาพลังงานนครพิงค์, 2565 [8]



รูปที่ 2-22 กฎหมาย ระเบียบ และมาตรฐานที่เกี่ยวข้องด้านการขนส่งไฮโดรเจน
ที่มา: สถาบันวิจัยพลังงานจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย และสถาบันวิจัยและพัฒนาพลังงานนครพิงค์, 2565 [8]

โดยมาตรฐานที่เกี่ยวข้องในการผสมก๊าซธรรมชาติและไฮโดรเจน ความปลอดภัย การจัดเก็บ การผสมก๊าซไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ ในต่างประเทศ แสดงดังตารางที่ 2-2

ตารางที่ 2-2 สรุปมาตรฐานที่เกี่ยวข้องกับการผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติสำหรับการเผาไหม้

มาตรฐาน	เนื้อหาสำคัญ	มีการผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ หรือไม่
BS EN 676: 2020	มาตรฐานนี้ให้ข้อกำหนดด้านความปลอดภัยและขั้นตอนการทดสอบสำหรับหัวเผาก๊าซและอุปกรณ์ที่ใช้ก๊าซทำงานกับเชื้อเพลิงรวมถึงส่วนผสมของก๊าซธรรมชาติและไฮโดรเจน	มี - มาตรฐานระบุข้อกำหนดสำหรับการทำงานอย่างปลอดภัยและมีประสิทธิภาพของเตาเผาก๊าซและอุปกรณ์ที่ใช้ส่วนผสมเหล่านี้เป็นเชื้อเพลิง ซึ่งอาจรวมถึงข้อกำหนดสำหรับอัตราส่วนที่เหมาะสมของมีเทนและไฮโดรเจนในส่วนผสม ตลอดจนข้อกำหนดสำหรับการออกแบบและการสร้างหัวเผาและเครื่องใช้ที่เข้ากันได้กับส่วนผสมเหล่านี้ มาตรฐานนี้ยังรวมถึงข้อกำหนดสำหรับการทดสอบและประสิทธิภาพของหัวเผาก๊าซและเครื่องใช้ไฟฟ้าที่ทำงานด้วยก๊าซผสม
EN 746-2	มาตรฐานนี้ให้ข้อกำหนดด้านความปลอดภัยสำหรับการเผาไหม้และระบบจัดการเชื้อเพลิงที่ใช้ในอุปกรณ์แปรรูปความร้อนทางอุตสาหกรรม	มี - มาตรฐานนี้ให้แนวทางสำหรับการรับรองความปลอดภัยของระบบการเผาไหม้ในระหว่างกระบวนการจุดระเบิดและการเผาไหม้ของสารผสม
ASME B31.8-2018 (Glover et al., 2021)	มาตรฐานนี้ครอบคลุมองค์ประกอบการส่งและจ่ายก๊าซต่าง ๆ รวมถึงท่อส่งก๊าซ สถานีคอมเพรสเซอร์ อุปกรณ์วัดแสง ส่วนประกอบนอกชายฝั่งสำหรับการจ่ายก๊าซไปยังตำแหน่งบนบกและอื่น ๆ	ไม่ – มาตรฐานนี้มีไว้สำหรับท่อส่งก๊าซธรรมชาติที่ไม่มีไฮโดรเจนในปริมาณมาก อย่างไรก็ตามมาตรฐานระบุว่าส่วนประกอบในก๊าซธรรมชาติสามารถเปลี่ยนแปลงได้หากเชื้อเพลิงทำงานได้ตามปกติในหัวเผาของผู้ใช้ปลายทาง (มาตรา 840.1) ยังไม่ชัดเจนว่าสามารถเติมไฮโดรเจนได้กี่เปอร์เซ็นต์ก่อนที่ความเร็วเปลวไฟของการผสมก๊าซธรรมชาติจะเปลี่ยนแปลงมากพอที่จะทำให้เกิดปัญหาในการเผาไหม้ อย่างไรก็ตามมีการประมาณช่วงของไฮโดรเจนอยู่ที่ 5-15%
ASME B31.8s-2018 (Glover et al., 2021)	มาตรฐานนี้อธิบายถึงกระบวนการที่ผู้ปฏิบัติงานอาจใช้เพื่อพัฒนาระบบการจัดการให้มีความปลอดภัย (Integrity management program)	มี – ทั้งระบบก๊าซอัดและระบบก๊าซไฮโดรเจนได้รับการระบุไว้ในมาตรฐานนี้
ASME B31.12-2019 (Glover et al., 2021)	มาตรฐานนี้ออกแบบมาเพื่อแก้ไขช่องว่างของมาตรฐานท่อส่งก๊าซธรรมชาติที่มีอยู่และการใช้งานโครงสร้างพื้นฐานไฮโดรเจน	มี – มาตรฐานนี้มีไว้สำหรับระบบท่อส่งไฮโดรเจนที่มีไฮโดรเจน 10% ขึ้นไปโดยปริมาตรโดยที่ความดันต่ำกว่า 3,000 psig ส่วน PL-3.21 ครอบคลุมข้อกำหนดเพื่ออนุญาตให้แปลงมาตรฐานที่ใช้ก่อนหน้านี้ภายใต้ ASME B31.8 ไปใช้ภายใต้ B31.12 แต่ปัจจุบันจำกัดเฉพาะสายบริการท่อเหล็ก

มาตรฐาน	เนื้อหาสำคัญ	มีการผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ หรือไม่
ISO 6976	มาตรฐานนี้ให้วิธีการคำนวณพารามิเตอร์ต่าง ๆ ของส่วนผสมของก๊าซธรรมชาติ รวมถึงส่วนผสมที่มีมีเทนและไฮโดรเจน	มี – มาตรฐานมีการคำนวณคุณสมบัติของก๊าซผสมตามเศษส่วนโมลของแต่ละส่วนประกอบ เป็นประโยชน์สำหรับการกำหนดปริมาณพลังงานของส่วนผสม ตลอดจนคุณสมบัติทางกายภาพ เช่น ความหนาแน่นและความหนาแน่นสัมพัทธ์
ISO 13686	มาตรฐานนี้ระบุวิธีการและขั้นตอนสำหรับการประเมินการใช้พลังงานของเตาเผาที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง รวมถึงข้อกำหนดสำหรับการสอบเทียบและการตรวจสอบอุปกรณ์การวัด	ไม่ - มาตรฐานนี้ไม่เฉพาะเจาะจงสำหรับการผสมของก๊าซมีเทนและไฮโดรเจน
NFPA 2 (Glover et al., 2021)	NFPA 2 ครอบคลุมข้อกำหนดด้านความปลอดภัยของไฮโดรเจนทั่วไปสำหรับการจัดเก็บ การสร้าง การวางท่อ และการระบายอากาศ ตลอดจนข้อกำหนดด้านความปลอดภัยสำหรับระบบไฮโดรเจน	ไม่ – มาตรฐานนี้ใช้ไม่ได้กับของผสมที่มีก๊าซไฮโดรเจนน้อยกว่า 95% โดยปริมาตร
NFPA 37	มาตรฐานนี้ระบุข้อกำหนดการติดตั้งและใช้งานเครื่องยนต์สันดาปแบบอยู่กับที่และกังหันก๊าซ ครอบคลุมถึงการติดตั้ง การใช้งาน และการบำรุงรักษาเครื่องยนต์และเทอร์ไบน์ ตลอดจนระบบจ่ายเชื้อเพลิงและระบบไฟฟ้าที่ใช้กับเครื่องยนต์และเทอร์ไบน์	มี - มาตรฐานนี้มีข้อกำหนดเกี่ยวข้องกับส่วนผสมก๊าซไฮโดรเจนและมีเทนสำหรับการออกแบบและติดตั้งระบบจ่ายเชื้อเพลิง รวมถึงระบบที่ใช้กับเชื้อเพลิงที่เป็นก๊าซ
NFPA 54 (Glover et al., 2021)	มาตรฐานนี้ระบุข้อกำหนดสำหรับการติดตั้งและการใช้งานท่อก๊าซและอุปกรณ์ใช้ก๊าซของผู้บริโภค	ไม่ – มาตรฐานนี้ใช้กับระบบก๊าซธรรมชาติที่ทำงานที่ 125 psi หรือน้อยกว่า ใช้ไม่ได้กับระบบก๊าซที่ใช้ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิง
NFPA 55 (Glover et al., 2021)	มาตรฐานนี้ครอบคลุมการจัดเก็บถังก๊าซทั้งหมดและได้รับการแก้ไขอย่างสมบูรณ์	มี – ทั้งระบบก๊าซอัดและระบบก๊าซไฮโดรเจนได้รับการระบุไว้ในมาตรฐานนี้

มาตรฐาน	เนื้อหาสำคัญ	มีการผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ หรือไม่
	ในปี 2546 การขยายนี้รวมถึงความครอบคลุมของก๊าซอัดและก๊าซเหลวในภาชนะบรรจุแบบพกพาและแบบเคลื่อนที่ได้ไม่เพียงเท่านั้น แต่ยังรวมถึงไซต์ของผู้ผลิตและผู้บริโภคด้วย	
NFPA 67, 68 & 69 (Glover et al., 2021)	NFPA 67 รวมข้อมูลเกี่ยวกับการป้องกันและบรรเทาการระเบิดในภาชนะ ท่อ และอาคาร โดยเน้นไปที่การระเบิด มาตรฐานนี้ยังครอบคลุมถึงการป้องกันการระเบิดในเครือข่ายท่อร่วม NFPA 68 มีตัวเลือกตามประสิทธิภาพสำหรับการป้องกันการยุบตัวโดยใช้ช่องระบายอากาศ รวมเกณฑ์การปรับขนาดทั้งหมดสำหรับช่องระบายลม NFPA 69 ให้ข้อกำหนดสำหรับการออกแบบ การติดตั้ง การใช้งานและการบำรุงรักษาสำหรับระบบป้องกันการระเบิดต่าง ๆ	มี – ระบุข้อกำหนดสำหรับก๊าซไวไฟเป็นหนึ่งในคุณสมบัติของก๊าซ
NFPA 70	มาตรฐานนี้ให้แนวทางสำหรับการติดตั้ง การใช้งานและการบำรุงรักษาระบบไฟฟ้าและอุปกรณ์ไฟฟ้าที่เกี่ยวข้อง	ไม่ - ถึงแม้จะมีข้อกำหนดสำหรับอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ใช้ในสถานที่ที่อาจมีก๊าซ ไอระเหย หรือของเหลวที่ติดไฟได้ แต่มาตรฐานนี้ไม่มีการระบุเฉพาะเจาะจงสำหรับการผสมของก๊าซมีเทนและไฮโดรเจน
NFPA 497 (Glover et al., 2021)	NFPA 497 เป็นแนวทางปฏิบัติที่แนะนำสำหรับสถานที่ที่มีก๊าซ ไอระเหย และของเหลวที่ติดไฟได้ ซึ่งอาจปล่อยออกสู่สภาพแวดล้อมที่อุปกรณ์	มี – ระบุข้อกำหนดสำหรับก๊าซไวไฟเป็นหนึ่งในคุณสมบัติของก๊าซ

มาตรฐาน	เนื้อหาสำคัญ	มีการผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ หรือไม่
	หรือระบบไฟฟ้าอาจทำให้เกิดการจุดระเบิดได้	
API 521	มาตรฐานนี้ให้แนวทางสำหรับการออกแบบและการติดตั้งระบบลดแรงดันในอุตสาหกรรมน้ำมันและก๊าซ	มี – มีการระบุระบบที่จัดการส่วนผสมของมีเทนและไฮโดรเจนเกี่ยวกับอันตรายที่อาจเกิดขึ้นและมาตรการอุปกรณ์ และวัสดุที่เหมาะสม
API 579/ASME FFS-1	มาตรฐานนี้ระบุวิธีการประเมินความสมบูรณ์ของโครงสร้างของอุปกรณ์และส่วนประกอบที่ใช้ในอุตสาหกรรมน้ำมันและก๊าซ	ไม่ - มีคำแนะนำเกี่ยวกับการประเมินอุปกรณ์ที่อยู่ภายใต้ความเสียหายประเภทต่าง ๆ รวมถึงการกัดกร่อน การแตกร้าว และการเสียรูป แต่ไม่มีข้อมูลเฉพาะเจาะจงสำหรับการผสมของก๊าซมีเทนและไฮโดรเจน
ANSI Z21.47/CSA 2.3	มาตรฐานนี้ระบุข้อกำหนดด้านการก่อสร้างและประสิทธิภาพสำหรับเตาหลอมกลางที่ใช้ก๊าซเป็นเชื้อเพลิง	ไม่ – มีคำแนะนำเกี่ยวกับการใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง แต่ไม่มีข้อมูลเฉพาะเจาะจงสำหรับการผสมของก๊าซมีเทนและไฮโดรเจน
CSA 3.4	CSA 3.4 เป็นมาตรฐานทางเทคนิคสำหรับเครื่องกำเนิดไอน้ำแบบใช้ก๊าซเป็นเชื้อเพลิง เครื่องกำเนิดไอน้ำแบบกักเก็บที่มีระดับพลังงานสูงกว่า 75,000 Btuh	ไม่ – มีข้อกำหนดสำหรับระบบการเผาไหม้และการจัดการเชื้อเพลิง แต่ไม่มีข้อมูลเฉพาะเจาะจงสำหรับการผสมของก๊าซมีเทนและไฮโดรเจน
ASTM D1945	มาตรฐานนี้ระบุการวิเคราะห์องค์ประกอบของก๊าซธรรมชาติโดยใช้ก๊าซโครมาโตกราฟี	ไม่ - มีวิธีการวิเคราะห์องค์ประกอบของก๊าซธรรมชาติและก๊าซอื่น ๆ แต่ไม่มีข้อมูลเฉพาะเจาะจงสำหรับการผสมของก๊าซมีเทนและไฮโดรเจน

ที่มา : สถาบันวิจัยและพัฒนาพลังงานนครพิงค์ มหาวิทยาลัยเชียงใหม่, 2567 [9]

2.6 งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

งานวิจัยที่เกี่ยวข้องกับการศึกษาการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติมีรายละเอียดดังนี้

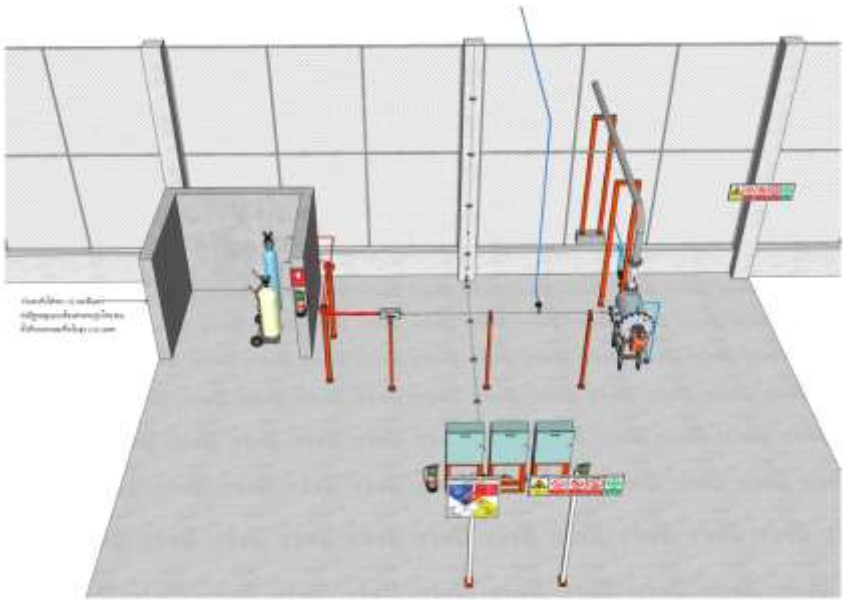
2.6.1 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องในประเทศ

สถาบันวิจัยและพัฒนาพลังงานนครพิงค์ มหาวิทยาลัยเชียงใหม่ (2565) ได้ทำการศึกษาประสิทธิภาพหัวเผาไหม้ก๊าซไฮโดรเจนร่วมกับก๊าซธรรมชาติสำหรับการใช้ในภาคความร้อน (ภาคอุตสาหกรรม) โดยได้รับการสนับสนุนทุนวิจัย จากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน ซึ่งมีวัตถุประสงค์เพื่อศึกษาประสิทธิภาพหัวเผาไหม้ก๊าซไฮโดรเจนร่วมกับก๊าซธรรมชาติสำหรับการใช้ในภาคความร้อน (ภาคอุตสาหกรรม) โดยได้มีการออกแบบและสร้างชุดทดสอบหัวเผาไหม้ (Test Flame Tube) ตามมาตรฐาน BS EN 676 : 2020 จำนวน 1 ชุด ใช้สำหรับทดสอบหัวเผาไหม้ จำนวน 2 ขนาด ได้แก่ 35 kW

และ 70 kW โดยชุดทดสอบประกอบด้วย ถังก๊าซไฮโดรเจน ถังก๊าซมีเทนผสม ระบบท่อก๊าซและวาล์ว เครื่องมือวัด ได้แก่ เครื่องควบคุมการไหลก๊าซ เครื่องวัดอัตราการไหลก๊าซ มาตรวัดความดัน มาตรวัดอุณหภูมิ เครื่องวัดองค์ประกอบก๊าซมีเทนและก๊าซไฮโดรเจน เครื่องวัดองค์ประกอบก๊าซเผาไหม้ ได้แก่ CO_2 CO O_2 และ NOx เป็นต้น นอกจากนี้ยังมีระบบเก็บข้อมูล ชุดทดสอบหัวเผาไหม้ หัวเผาไหม้ ระบบระบายไอเสีย ระบบระบายความร้อนด้วยน้ำ ระบบความปลอดภัย ได้แก่ ชุดกันไฟย้อนกลับ วาล์วกันกลับ วาล์วนิรภัย สวิตช์ความดัน ถังดับเพลิง ระบบสายดิน ป้ายความปลอดภัย และกำแพงกันไฟ และระบบควบคุมไฟฟ้า

โดยการศึกษาประสิทธิภาพหัวเผาไหม้ก๊าซไฮโดรเจนร่วมกับก๊าซธรรมชาติสำหรับการใช้ในภาคความร้อน (ภาคอุตสาหกรรม) ได้แบ่งออกเป็น 2 ส่วน ได้แก่ ส่วนที่ 1 เป็นการทดสอบหัวเผาไหม้ภายนอกชุดทดสอบ (Test Flame Tube) และส่วนที่ 2 เป็นการทดสอบหัวเผาไหม้ภายในชุดทดสอบตามมาตรฐาน BS EN 676 : 2020 โดยได้ทำการทดสอบกับก๊าซมีเทนผสมที่มีสัดส่วนก๊าซไฮโดรเจน 0, 5, 10, 15, 20 และ 25%โดยปริมาตร และสัดส่วนปริมาณอากาศต่อเชื้อเพลิง (A/F Ratio)

ในส่วนมาตรฐานหรือแนวทางการปรับปรุงระบบ อุปกรณ์ ทั้งระบบท่อก๊าซ ซีล ถัง ให้รองรับเป็นแบบรองรับการใช้กับก๊าซไฮโดรเจนได้ (Hydrogen compatible) นั้น ต้องมีความรู้ความเข้าใจที่ลึกซึ้งเกี่ยวกับคุณสมบัติของไฮโดรเจนและมาตรฐานที่เกี่ยวข้อง การเลือกใช้วัสดุที่เหมาะสม การออกแบบระบบที่ปลอดภัย การตรวจสอบและบำรุงรักษาอุปกรณ์ การปฏิบัติตามกฎหมายและมาตรฐาน รวมถึงการฝึกอบรมบุคลากรและการจัดการความรู้ ล้วนเป็นปัจจัยสำคัญที่ช่วยให้การใช้งานไฮโดรเจนในระบบพลังงานเป็นไปอย่างปลอดภัยและมีประสิทธิภาพ ดังรูปที่ 2-23 และ 2-24



รูปที่ 2-23 ระบบชุดทดสอบหัวเผาไหม้ไฮโดรเจนร่วมกับก๊าซมีเทนผสม
ที่มา : สถาบันวิจัยและพัฒนาพลังงานนครพิงค์ มหาวิทยาลัยเชียงใหม่, 2567 [9]

รูปที่ 2-24 หัวเผาไหม้ที่ใช้ในการทดสอบ
ที่มา : สถาบันวิจัยและพัฒนาพลังงานนครพิงค์ มหาวิทยาลัยเชียงใหม่, 2567 [9]

นอกจากนั้นงานวิจัยที่ผ่านมาได้มีการศึกษาร่วมกันระหว่างมหาวิทยาลัยเชียงใหม่และจุฬาลงกรณ์มหาวิทยาลัย ให้กับสำนักงานนโยบายและแผนพลังงานกระทรวงพลังงานใน “โครงการศึกษาแนวทางการพัฒนาการผลิตและการใช้ไฮโดรเจนเพื่อส่งเสริมพลังงานหมุนเวียน” ได้ทำการศึกษาในส่วนของข้อมูลเกี่ยวกับราคาต้นทุนในการผลิตไฮโดรเจนและต้นทุนในการขนส่งไฮโดรเจน รวมถึงแนวทางในการปรับเปลี่ยนการใช้เชื้อเพลิงผสมโดรเจนกับในภาคอุตสาหกรรม มีรายละเอียดดังนี้

2.6.1.1 ข้อมูลเกี่ยวกับราคาต้นทุนในการผลิตไฮโดรเจนและต้นทุนในการขนส่งไฮโดรเจน

ปัจจุบันภาพรวมของอุตสาหกรรมการผลิตไฮโดรเจนของประเทศไทยนั้นพบว่าการผลิตในเชิงพาณิชย์มีจำนวนไม่มากนักโดยส่วนมากปริมาณการใช้ไฮโดรเจนยังจำกัดอยู่ในกลุ่มอุตสาหกรรมบางประเภทเท่านั้น ทั้งนี้ผู้ผลิตและจำหน่ายในประเทศมี 4 บริษัท ประกอบด้วย

1) บริษัท บางกอกอินดัสเทรียลแก๊ส จำกัด เป็นบริษัทร่วมทุนระหว่าง Air Products and Chemicals, Inc. จากประเทศสหรัฐอเมริกาและนักลงทุนไทยซึ่งรวมทั้ง ธนาคารกรุงเทพ จำกัด (มหาชน) ผลิตและจำหน่าย ก๊าซประเภทต่าง ๆ ป้อนให้กับอุตสาหกรรมรวมทั้งการผลิตไฮโดรเจน โดยจัดส่งไนโตรเจนและออกซิเจนให้กับลูกค้าในกลุ่มอุตสาหกรรมโรงกลั่นน้ำมันและอุตสาหกรรมปิโตรเคมีในนิคมอุตสาหกรรมมาบตาพุดและโรงรีดเหล็กในจังหวัดชลบุรี

2) บริษัท แอร์ลิควิด (ประเทศไทย) จำกัด เป็นส่วนหนึ่งของกลุ่มบริษัท แอร์ลิควิด ซึ่งจำหน่ายก๊าซอุตสาหกรรมและทางการแพทย์มีโรงงานผลิตก๊าซประเภทต่าง ๆ รวมทั้งก๊าซไฮโดรเจน

3) บริษัท ลินเด้ (ประเทศไทย) จำกัด (มหาชน) เป็นผู้ผลิตก๊าซประเภทต่าง ๆ ป้อนให้กับอุตสาหกรรม เช่น ไนโตรเจน (Nitrogen, N_2) ออกซิเจน (Oxygen, O_2) อาร์กอน (Argon, Ar) เพียวชิลด์ อาร์กอน (Pureshield argon) คาร์บอนไดออกไซด์ (Carbondioxide, CO_2) ไฮโดรเจน (Hydrogen, H_2) อะเซทิลีน (Acetylene, C_2H_2) ก๊าซปกคลุมอาร์โกชิลด์ (Argoshield) ปัจจุบันบริษัทฯ มีโรงงาน จำนวน 1 โรงงานซึ่งตั้งอยู่ที่ จ.ระยอง จำหน่ายให้กับกลุ่มโรงงานอุตสาหกรรมในพื้นที่เป็นหลัก คุณภาพของก๊าซไฮโดรเจน มีความบริสุทธิ์ >99.8% โดยมีการนำไปใช้งานเป็นสารตั้งต้น ในการผลิตแอมโมเนียและเมทา

นอลเป็นหลัก มีการนำไฮโดรเจนไปใช้สำหรับกระบวนการไฮโดรจีเนชั่นเพื่อสกัดน้ำมันจากพืช หรือผลิตไขมันจากพืช นอกจากนั้นมีการใช้ไฮโดรเจนเป็น ก๊าซปกคลุม หรือ ส่วนผสมในก๊าซเชื่อม ในอุตสาหกรรมงานเชื่อมเชื่อมสแตนเลส แบบ GMAW และ GTAW และมีการใช้ไฮโดรเจนในกระบวนการตัดด้วยพลาสมา โดยเป็นช่วยเพิ่มอุณหภูมิในการตัด ทำให้การตัดวัสดุมีความแม่นยำและสะอาดขึ้น

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%

สำหรับการใช้งานไฮโดรเจนประเทศไทยนั้นพบว่า ยังไม่มีการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงานและภาคขนส่งในเชิงพาณิชย์มีเพียงใช้ในโครงการสาธิตและงานวิจัยซึ่งมีปริมาณน้อยมาก ความต้องการและการใช้ไฮโดรเจนในประเทศไทยในปัจจุบันเกือบทั้งหมดเป็นการใช้ไฮโดรเจนเป็นสารตั้งต้นและองค์ประกอบในกระบวนการผลิตในภาคอุตสาหกรรม ประกอบไปด้วย

- อุตสาหกรรมเคมีและปิโตรเคมี มีการใช้ไฮโดรเจนเป็นสารตั้งต้นในการสังเคราะห์แอมโมเนียและเมทานอล
- อุตสาหกรรมผสมโลหะ ใช้ไฮโดรเจนในการลดออกไซด์ (oxide) ของโลหะเพื่อป้องกันการเกิดออกซิเดชั่น (oxidation)
- อุตสาหกรรมงานเชื่อม/ตัดพลาสมา หรือการเชื่อมสแตนเลสแบบ gas metal arc welding (gmaw) และ gas tungsten arc welding (gtaw) ใช้ไฮโดรเจนผสมกับก๊าซชนิดอื่น เช่น อาร์กอนเพื่อเป็นก๊าซปกคลุม
- อุตสาหกรรมสารกึ่งตัวนำ มีการใช้ไฮโดรเจนในขั้นตอนลดความดันบรรยากาศ
- อุตสาหกรรมอาหาร มีการใช้ไฮโดรเจนในกระบวนการไฮโดรจีเนชั่น (Hydrogenation) เปลี่ยนกรดไขมันไม่อิ่มตัวให้กลายเป็นกรดไขมันอิ่มตัว
- อุตสาหกรรมแก้ว

โดยส่วนมากปริมาณการใช้ไฮโดรเจนยังจำกัดอยู่ในกลุ่มอุตสาหกรรมบางประเภทเท่านั้น

การประเมินศักยภาพด้านการใช้ไฮโดรเจนสำหรับภาคพลังงานอยู่บนพื้นฐานของ “ความเป็นไปได้ทางเทคนิค (Technical potential)” ของการนำไฮโดรเจนมาใช้สำหรับกลุ่มผู้ใช้ที่มีศักยภาพ ประกอบไปด้วย ภาคการผลิตไฟฟ้า การใช้เป็นความร้อนในภาคอุตสาหกรรม และการใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับยานยนต์ในภาคขนส่ง

สำหรับการประเมินศักยภาพการใช้พลังงานในกลุ่มที่ใช้ไฮโดรเจนใน “การใช้เป็นความร้อนในภาคอุตสาหกรรม” อยู่บนสมมติฐานของปริมาณการใช้ไฮโดรเจนเพื่อเป็นเชื้อเพลิงผสมร่วมกับก๊าซธรรมชาติ (NG & H_2) ในสัดส่วนไม่เกินร้อยละ 20 โดยปริมาตร ผ่านระบบท่อก๊าซธรรมชาติ ภายในปี ค.ศ. 2070 โดยมีการปรับเพิ่มสัดส่วนการผสมของไฮโดรเจนเป็น 4 ช่วงเวลาดังแสดงในตารางที่ 2-3 ทำให้พื้นที่เป้าหมายในการใช้ไฮโดรเจนครอบคลุมโรงไฟฟ้าและโรงงานอุตสาหกรรมที่ใช้ก๊าซธรรมชาติในบริเวณแนวท่อก๊าซธรรมชาติ

ตารางที่ 2-3 สมมติฐานในการใช้ไฮโดรเจนผสมกับก๊าซธรรมชาติในระบบท่อก๊าซธรรมชาติ

ปี พ.ศ. ที่เริ่ม	ปี พ.ศ. ที่สิ้นสุด	สัดส่วนการผสมไฮโดรเจน ในท่อส่งก๊าซธรรมชาติ (โดยปริมาตร %)
2574 (ค.ศ. 2031)	2583 (ค.ศ.2040)	5
2584 (ค.ศ. 2041)	2593 (ค.ศ. 2050)	10
2594 (ค.ศ. 2051)	2603 (ค.ศ. 2060)	15
2604 (ค.ศ. 2061)	2613 (ค.ศ. 2070)	20

นอกจากนี้ยังได้มีการพิจารณาศักยภาพจากปริมาณการใช้ไฮโดรเจนเพื่อนำไปทดแทนการใช้เชื้อเพลิงอื่น ๆ เช่น น้ำมันเตา และก๊าซปิโตรเลียมเหลว สำหรับโรงงานอุตสาหกรรมที่อยู่ห่างจากแนวท่อก๊าซธรรมชาติไม่เกินรัศมี 50 กิโลเมตร 10 แห่ง ได้แก่ โรงงานที่ตั้งอยู่ใน จ.กรุงเทพฯ ปทุมธานี สมุทรปราการ สระบุรี ราชบุรี ชลบุรี ระยอง ขอนแก่น กำแพงเพชร สงขลา พระนครศรีอยุธยา สมุทรสงคราม สมุทรสาคร นครนายก นครปฐม และฉะเชิงเทรา ภายใต้สมมติฐานข้างต้นร่วมกับข้อมูลการคาดการณ์ความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในอนาคตตามแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ (Gas plan 2018) จะเห็นได้ว่าประเทศไทยมีศักยภาพด้านเทคนิคสำหรับการใช้ในการผลิตไฟฟ้าและ การใช้พลังงานเชิงความร้อนในภาคอุตสาหกรรม สูงสุดอยู่ที่ราว 7.2 Mtoe ซึ่งจะเกิดขึ้นภายในปี ค.ศ. 2070 โดยมีการเพิ่มขึ้นในแต่ละช่วงเวลาตามสัดส่วนการผสมไฮโดรเจนที่เพิ่มขึ้น

การประเมินรูปแบบการใช้งานและรูปแบบธุรกิจที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทยอยู่บนพื้นฐานของศักยภาพและความเป็นไปได้ทางเศรษฐกิจและการเงินควบคู่กัน โดยในการประเมินความเป็นไปได้ทางเศรษฐกิจและการเงินนั้นอยู่บนพื้นฐานของการวิเคราะห์จากแบบจำลองทางเศรษฐศาสตร์และการเงิน จะอยู่ในลักษณะของการประเมินมูลค่าของกระแสเงินสด (cash flow) ตลอดอายุโครงการ โดยจะทำการพิจารณากระแสเงินสดรับและกระแสเงินสดจ่าย สำหรับแต่ละองค์กรในโครงสร้างการดำเนินธุรกิจไฮโดรเจน ทั้งนี้ หากผู้ผลิตและจำหน่ายไฮโดรเจน รวมถึงผู้ขายปลีกไฮโดรเจนและก๊าซธรรมชาติเหลว และผู้ให้บริการสถานีเติมไฮโดรเจนสำหรับยานยนต์ สามารถกำหนดราคาขายต่อหน่วย จำหน่ายให้กับคู่ค้าให้ครอบคลุมต้นทุนทั้งหมดที่เกิดขึ้นได้ ก็จะทำให้มีแรงจูงใจที่จะเข้ามาดำเนินธุรกิจนี้ อย่างไรก็ตาม ราคาขายปลีกไฮโดรเจนในภาคขนส่งต้องไม่สูงกว่าราคาเชื้อเพลิงในภาคขนส่งประเภทอื่นที่ทดแทนกันได้

ดังนั้นการใช้ไฮโดรเจนในเชิงความร้อนในภาคอุตสาหกรรม เป็นการนำไฮโดรเจนประเภทต่าง ๆ มาผสมกับก๊าซธรรมชาติเพื่อเป็นเชื้อเพลิงให้ความร้อนในระบบเผาไหม้ด้วยหัวเผา (burner) และเผาไหม้หม้อไอน้ำ (boiler) ของโรงงานอุตสาหกรรมซึ่งในรูปแบบธุรกิจนี้ จะมี NG & H_2 terminal ที่ทำการผสมก๊าซไฮโดรเจนและก๊าซธรรมชาติก่อนนำเข้าสู่ระบบท่อก๊าซต่อไป โดยทั่วไปราคาไฮโดรเจนมีแนวโน้มที่จะสูงกว่าราคาเชื้อเพลิงอื่น ๆ ซึ่งรวมถึงน่าจะสูงกว่าก๊าซธรรมชาติเหลวด้วย การนำไฮโดรเจนมาใช้เป็นเชื้อเพลิงเพื่อทดแทนเชื้อเพลิงอื่นจึงอาจยังไม่สร้างแรงจูงใจด้านราคาให้กับผู้ประกอบการ แต่อาจสร้างแรงจูงใจในประเด็นการเพิ่มสัดส่วนเชื้อเพลิงที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อมและช่วยผลักดันให้องค์กรก้าวสู่ความเป็นกลางทางคาร์บอน (Carbon-Neutrality) ได้ ดังนั้น การนำไฮโดรเจนมาใช้เป็นเชื้อเพลิง จึงอาจนำมาใช้เป็นก๊าซผสมร่วมกับก๊าซธรรมชาติ ใช้ทดแทนเชื้อเพลิงเดิมเพื่อเพิ่มสัดส่วนเชื้อเพลิงที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อมแต่ไม่สร้างภาระค่าใช้จ่ายให้กับผู้ประกอบการมากเกินไปทั้งในแง่ของราคาเชื้อเพลิงและต้นทุนในการปรับเปลี่ยนอุปกรณ์ ดังนั้น ในการวิเคราะห์ในภาคความร้อนในโรงงานอุตสาหกรรมนั้น จะเน้นไปที่การวิเคราะห์เพื่อเปรียบเทียบความคุ้มค่าในการปรับเปลี่ยนเชื้อเพลิงเมื่อเทียบกับเชื้อเพลิงเดิมที่โรงงานอุตสาหกรรมใช้อยู่ใน

ปัจจุบัน โดยขั้นตอนการวิเคราะห์การใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงานความร้อนในโรงงานอุตสาหกรรม ประกอบด้วย การวิเคราะห์ต้นทุนที่จะเกิดขึ้นกับผู้ประกอบการในส่วนต่าง ๆ ตลอดห่วงโซ่อุปทาน การวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการปรับเปลี่ยนเชื้อเพลิงเมื่อเทียบกับเชื้อเพลิงเดิม และการวิเคราะห์แนวทางการส่งเสริมการใช้งานไฮโดรเจนที่เป็นไปได้

ผลการวิเคราะห์แสดงดังตารางที่ 2-4 ชี้ให้เห็นว่าการนำเชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนและก๊าซธรรมชาติไปใช้ในโรงงานที่ตั้งอยู่บนแนวท่อก๊าซฯ ซึ่งเดิมใช้ก๊าซธรรมชาติอยู่นั้นจะไม่มีความคุ้มค่าไม่ว่าจะเป็นในแง่ทางเศรษฐศาสตร์หรือการเงิน เนื่องจากก๊าซธรรมชาติที่เป็นเชื้อเพลิงเดิมนั้น มีราคาถูกกว่าเชื้อเพลิงใหม่ อีกทั้งมีอัตราการปลดปล่อยมลพิษไม่แตกต่างจากเชื้อเพลิงใหม่มากนั้น แต่เมื่อนำเชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนและก๊าซธรรมชาติไปใช้ในโรงงานที่ตั้งอยู่ในรัศมี 50 กิโลเมตรจากแนวท่อก๊าซฯ ซึ่งเดิมใช้ก๊าซปิโตรเลียมเหลวและน้ำมันเตาอยู่นั้น จะเกิดความคุ้มค่าทั้งด้านเศรษฐศาสตร์และการเงิน อีกทั้งยังใช้ระยะเวลาในการคืนทุนไม่นาน (ระหว่าง 2.52– 3.04 ปี) จึงกล่าวได้ว่าเชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนและก๊าซธรรมชาติเพื่อทดแทนการใช้ก๊าซปิโตรเลียมเหลวและน้ำมันเตาเป็นตัวเลือกที่น่าสนใจสำหรับการใช้ไฮโดรเจนสำหรับกลุ่มโรงงานอุตสาหกรรมในประเทศไทย

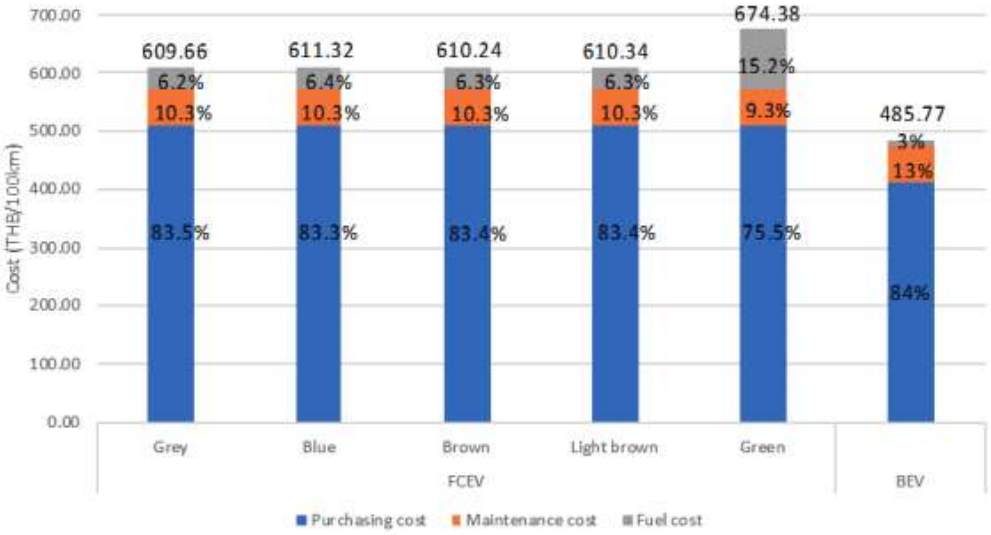
ตารางที่ 2-4 สรุปผลการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางด้านเศรษฐศาสตร์และการเงินสำหรับภาคความร้อนในโรงงานอุตสาหกรรมอุตสาหกรรม

		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

ในภาคการขนส่งการใช้ไฮโดรเจนสำหรับภาคการขนส่ง เป็นรูปแบบที่มีการนำไฮโดรเจนไปใช้เป็นเชื้อเพลิงเผาไหม้โดยตรงสำหรับเครื่องยนต์สันดาปภายในแบบใช้ไฮโดรเจน (Hydrogen Internal Combustion Engine Vehicle : HICEV) หรือใช้กับยานยนต์พลังงานไฮโดรเจนที่ใช้เซลล์เชื้อเพลิงเพื่อผลิตเป็นพลังงานไฟฟ้าสำหรับการขับเคลื่อน (Fuel Cell Electric Vehicle: FCEV) อย่างไรก็ตามในการศึกษานี้จะพิจารณาเฉพาะรูปแบบ FCEV เป็นหลัก เนื่องจากเมื่อพิจารณาความเป็นไปได้ในการนำเทคโนโลยีมาใช้งานในอนาคตแล้ว และมีแนวโน้มที่ผู้ผลิตรถยนต์จะผลิตรถยนต์ในรูปแบบ FCEV ทั้งนี้ ในการศึกษาครั้งนี้จะทำการวิเคราะห์รูปแบบและความคุ้มค่าของการนำไฮโดรเจนไปใช้ในแต่ละภาคส่วน ด้วยแนวคิดที่แตกต่างกันไปตามบริบทของการนำไฮโดรเจนไปใช้ที่แตกต่างกัน

แนวทางวิเคราะห์สำหรับภาคขนส่งจะพิจารณาต้นทุนตลอดวัฏจักรของเชื้อเพลิง (Well-To-Wheel: WTW) โดยต้นทุนตามวัฏจักรของเชื้อเพลิงนั้นยังแบ่งออกได้เป็น 2 ส่วนคือ ต้นทุนการผลิตและขนส่งเชื้อเพลิงไปยังสถานีเติมเชื้อเพลิง (Well-To-Tank: WTT) และต้นทุนส่วนของการใช้รถยนต์ (Tank-To-Wheel: TTW) ซึ่งหมายถึงต้นทุนการเป็นเจ้าของยานพาหนะตลอดอายุการใช้งาน รูปแบบการใช้และการขนส่งไฮโดรเจนสำหรับยานยนต์

ผลการวิเคราะห์ซึ่งแสดงในรูปของต้นทุนรวม (Total Cost of Ownership: TCO) ในรูปที่ 2-25 พบว่า FCEV มีต้นทุนการซื้อรถสูงกว่ารถ BEV ประมาณร้อยละ 20 มีต้นทุนค่าเชื้อเพลิงสูงกว่า BEV ถึงประมาณ 3 และ 8 เท่าจากการใช้ไฮโดรเจนที่ผลิตจากเชื้อเพลิงฟอสซิล (gray, blue, brown) และพลังงานหมุนเวียน (green) ตามลำดับในขณะที่ต้นทุนการซ่อมบำรุงไม่ได้แตกต่างกันมากนัก ทำให้ด้วยเงื่อนไขดังกล่าวอาจทำให้ FCEV ไม่มีความคุ้มค่าเมื่อเปรียบเทียบกับการใช้ BEV อย่างไรก็ดีหากมีเงื่อนไขของการใช้มูลค่าเพิ่ม อันเกิดจากการลดคาร์บอนผ่านกลไกต่าง ๆ เช่น ตลาดซื้อขายคาร์บอน หรือการเก็บภาษีคาร์บอน อาจทำให้สภาพแวดล้อมเปลี่ยนแปลง



รูปที่ 2-25 ต้นทุนรวม (Total Cost of Ownership: TCO) ของการใช้รถ FCEV และรถ BEV

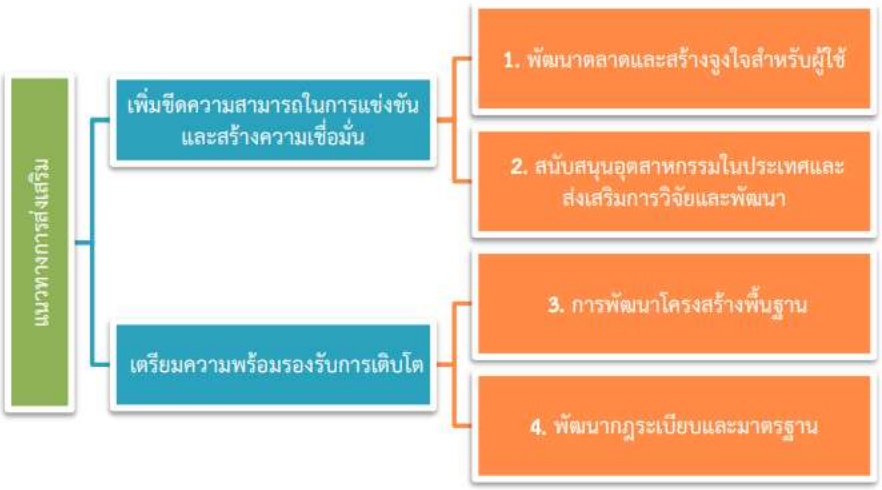
2.6.1.2 ข้อมูลเกี่ยวกับแนวทางการปรับเปลี่ยนการใช้เชื้อเพลิงผสมโดรเจนกับในภาคอุตสาหกรรม

จากการประเมินกลุ่มเป้าหมายสำหรับการส่งเสริมการใช้ไฮโดรเจนนั้นมีเป้าหมายไปที่ตลาดสำหรับกลุ่มการใช้เชิงความร้อนในภาคอุตสาหกรรม และการใช้ในภาคขนส่งเป็นหลัก โดยสามารถกำหนด

กลุ่มเป้าหมายสำหรับการส่งเสริมการใช้ไฮโดรเจน เพื่อบรรลุเป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเป็นศูนย์ (Carbon Neutrality) ภายในปี ค.ศ. 2065 - 2070 การส่งเสริมการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงานสามารถสรุปเป็น 2 แนวทางหลักดังแสดงในรูปที่ 2-26 ประกอบไปด้วย

1) การเพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขันและสร้างความเชื่อมั่นทั้งกลุ่มผู้ผลิตและกลุ่มผู้ใช้ ประกอบไปด้วยกลยุทธ์ในการส่งเสริมตลาดผู้ใช้และสร้างแรงจูงใจให้กลุ่มเป้าหมายทั้งในภาคการผลิตไฟฟ้า ภาคอุตสาหกรรม และภาคขนส่ง รวมถึงกลุ่มผู้ผลิตที่ต้องมีการสนับสนุนและสร้างแรงจูงใจในลักษณะต่าง ๆ เพื่อเพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขันของกิจการ ทำให้เกิดความต้องการและการผลิตที่เพียงพอควบคู่กันไป นอกจากนี้ยังรวมถึงมาตรการบรรเทาผลกระทบที่เกิดขึ้นจากนโยบายส่งเสริมการใช้ไฮโดรเจนดังกล่าว

2) การเตรียมความพร้อมเพื่อรองรับการเติบโตของตลาดและอุตสาหกรรมที่เกี่ยวข้องกับไฮโดรเจน ประกอบไปด้วยการเตรียมความพร้อมด้านโครงสร้างพื้นฐาน รวมถึงกฎหมาย กฎระเบียบ และมาตรฐานที่จำเป็นสำหรับการประกอบกิจการ และสร้างความมั่นใจตลอดห่วงโซ่คุณค่าที่ครอบคลุมทั้งการผลิต การใช้ความปลอดภัย การขนส่ง การจัดเก็บ การจำหน่าย และอื่น ๆ



รูปที่ 2-26 แนวทางการกำหนดมาตรการส่งเสริมการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงาน

โดยมีรายละเอียดในแต่ละหัวข้อย่อยทั้ง 4 ดังนี้

1. พัฒนาตลาดและสร้างแรงจูงใจสำหรับผู้ใช้

การพัฒนาตลาดผู้ใช้เป็นจุดเริ่มต้นของการผลักดันเทคโนโลยีใหม่สู่การพัฒนาเชิงพาณิชย์ ในช่วงแรกของการพัฒนาจำเป็นต้องมีการสร้างแรงจูงใจให้กับผู้ใช้ในลักษณะต่าง ๆ เนื่องจากโดยทั่วไปเทคโนโลยีใหม่จะยังไม่สามารถแข่งขันกับเทคโนโลยีเดิมได้ เมื่อสามารถผลักดันให้มีการเติบโตได้ระยะหนึ่ง ภาครัฐก็ควรลดระดับการสนับสนุน ตลาดที่มีขนาดใหญ่ขึ้นอาจทำให้เกิดภาระด้านการเงินที่ไม่จำเป็น และในระยะยาวจำเป็นต้องมีการนำกลไกด้านเศรษฐศาสตร์มาใช้เพื่อให้ตลาดสามารถพัฒนาได้อย่างต่อเนื่องด้วยกลไกของตัวเอง กลยุทธ์สำคัญในแต่ละช่วงเวลา ประกอบด้วย

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

- จัดทำแผนพัฒนาตลาดผู้ใช้พลังงานทั้งในระยะสั้น-กลาง-ยาว ที่ให้ภาพทางเลือกอื่น ๆ รวมถึงไฮโดรเจนเพื่อให้เกิดความชัดเจนของนโยบาย เช่น สัดส่วนการใช้เชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าเป้าหมายการส่งเสริมพลังงานหมุนเวียนและไฮโดรเจนใน

ภาคอุตสาหกรรม การส่งเสริมยานยนต์พลังงาน และ FCEV เป็นต้น ทั้งนี้ก็เพื่อสร้างความเชื่อมั่นให้กับตลาดผู้ใช้และส่งสัญญาณเชิงบวกต่ออุตสาหกรรมการผลิตไฮโดรเจนในประเทศไทย

o สนับสนุนการพัฒนาโครงการนำร่อง และสิทธิพิเศษเพื่อส่งเสริมการลงทุนโครงการพลังงานสะอาด

o สร้างความตระหนักถึงความจำเป็นและทิศทางการพัฒนาไฮโดรเจนสำหรับประเทศไทยในอนาคตให้กลุ่มเป้าหมายผู้ใช้พลังงานไฮโดรเจน

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

o สนับสนุนเงินลงทุนในการปรับเปลี่ยนอุปกรณ์ให้กับผู้ประกอบการรองรับการเปลี่ยนแปลงคุณสมบัติของเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติที่มีการผสมไฮโดรเจน โดยเฉพาะกลุ่มเป้าหมายที่ได้รับผลกระทบจากการใช้เชื้อเพลิงผสมในระบบท่อก๊าซฯ

o ให้สิทธิประโยชน์ทางภาษีเพื่อสร้างแรงจูงใจให้ผู้ใช้มีการปรับเปลี่ยนอุปกรณ์หรือยานยนต์ที่มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเป็น (Zero Emission Vehicle : ZEV) โดยให้น้ำหนักกับการพิจารณาค่า carbon footprint ในการสนับสนุน คาดว่าจะเพิ่มศักยภาพการแข่งขันของ FCEV จาก Gray Hydrogen และ Green Hydrogen มากขึ้น

o กำหนดโครงสร้างราคาที่ให้ส่วนลดกับเชื้อเพลิงที่มีค่า carbon footprint ต่ำ และให้ส่วนเพิ่มกับเชื้อเพลิงที่มีค่า carbon footprint สูง เพื่อจูงใจให้ผู้ใช้เกิดการปรับเปลี่ยนรูปแบบการใช้งาน

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

o ลดระดับการอุดหนุนจากภาครัฐ และปรับเปลี่ยนมาใช้กลไกตลาดที่ให้มูลค่าเพิ่มกับทางเลือกที่ไม่มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกตลอดอายุการใช้งาน

o สร้างแรงจูงใจให้เกิดการปรับเปลี่ยนจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล เช่น ภาษีคาร์บอน โดยพิจารณาเป็นส่วนหนึ่งในโครงสร้างราคาเชื้อเพลิง

2. สนับสนุนอุตสาหกรรมในประเทศและส่งเสริมการวิจัยและพัฒนา

เนื่องจากปัจจุบันเทคโนโลยีไฮโดรเจนยังอยู่ระหว่างการพัฒนา และยังมีการใช้ในเชิงพาณิชย์ไม่มากนัก และในระยะยาวยังมีความไม่แน่นอนสูง ทำให้ในช่วงแรกของแผนที่นำทางควรเน้นไปที่สนับสนุนการวิจัยและพัฒนาด้านการผลิต และการใช้ไฮโดรเจนให้สอดคล้องกับบริบทของไทย รวมถึงรูปแบบธุรกิจใหม่ที่อาจมีศักยภาพเพื่อเปิดโอกาสสำหรับทางเลือกต่าง ๆ สำหรับการพัฒนาเชิงพาณิชย์ในอนาคต ซึ่งบนพื้นฐานข้อมูลปัจจุบันอาจยังไม่สามารถประเมินได้ ในระยะกลางจะเป็นช่วงของการสร้างขีดความสามารถในการแข่งขันของผู้ประกอบการและอุตสาหกรรมในประเทศ โดยเน้นไปที่การส่งเสริมการลงทุนของผู้ประกอบการที่เกี่ยวข้องกับไฮโดรเจนเพื่อลดต้นทุน ในขณะที่ระยะยาวจะเป็นช่วงของการมุ่งสู่ความยั่งยืนด้วยการสนับสนุนให้เกิดการแข่งขันภายใต้บริบทที่คาดว่าจะมีผู้เล่นในกิจการมากขึ้น กำหนดกติกาที่เป็นธรรม บนพื้นฐานของตลาดและกลไกซื้อขายคาร์บอน ในเรื่องของเทคโนโลยีกลยุทธ์สำคัญในแต่ละช่วงเวลาประกอบด้วย

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

o สนับสนุนการวิจัยและพัฒนาทั้งการผลิต การใช้งาน การขนส่ง การจัดเก็บ และอื่น ๆ ที่มีความสอดคล้องกับบริบทของไทย รวมถึงการทบทวนการประเมินความเป็นไปได้ทางเทคนิคและการเงินของรูปแบบธุรกิจต่าง ๆ อย่างต่อเนื่อง โดยไม่จำกัดเฉพาะเทคโนโลยีและรูปแบบธุรกิจที่นำเสนอในแผนที่นำทาง เพื่อเปิดโอกาสสำหรับเทคโนโลยีและรูปแบบธุรกิจใหม่ในอนาคตที่มีศักยภาพ

o ทบทวนการประเมินความเป็นไปได้ทางเทคนิคและการเงิน สำหรับทางเลือกรูปแบบธุรกิจในลักษณะต่าง ๆ อย่างต่อเนื่อง เพื่อหลีกเลี่ยงความเสี่ยงอันเกิดจากการเปลี่ยนแปลงเทคโนโลยีที่อาจมีความไม่แน่นอนสูงโดยเฉพาะเมื่อการพัฒนาไฮโดรเจนมีกรอบเวลามากกว่า 20-50 ปี

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

o สนับสนุนเงินลงทุนและสิทธิประโยชน์ทางภาษีสำหรับผู้ประกอบการในประเทศที่เกี่ยวข้องตลอดห่วงโซ่คุณค่าของการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงาน เช่น ด้านการผลิต การขนส่ง การจัดเก็บ และอื่น ๆ น้ำหนักการสนับสนุนอยู่บนหลักการของระดับการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเป็นหลัก เช่น เพิ่มน้ำหนักสำหรับการปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่ำ (Grey Hydrogen) และน้ำหนักสูงที่สุดสำหรับการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเป็นศูนย์ (Green Hydrogen)

o สนับสนุนการวิจัยและพัฒนาให้ผู้ประกอบการโดยเฉพาะเทคโนโลยีไฮโดรเจนที่มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเป็นศูนย์ (Green Hydrogen)

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

o พัฒนาตลาดและกลไกซื้อขายคาร์บอน รวมถึงกลไกอื่น ๆ ที่ช่วยสนับสนุนการใช้พลังงานหมุนเวียนเพื่อผลิตไฮโดรเจน เช่น ภาษีคาร์บอน บนพื้นฐานของระดับการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ตลอดห่วงโซ่คุณค่า รวมถึงการพัฒนากลไกการตรวจวัด รายงานผลและการทวนสอบ (Monitoring, Reporting and Verification: MRV)

o พัฒนาช่องทางการเข้าถึงตลาดซื้อขายคาร์บอนให้กับผู้ประกอบการในรูปแบบต่าง ๆ เช่น Platform รองรับตลาดซื้อขายคาร์บอนเชิงพาณิชย์

3. พัฒนาโครงสร้างพื้นฐาน

โครงสร้างพื้นฐานสำคัญสำหรับการพัฒนาอุตสาหกรรมไฮโดรเจนประกอบไปด้วย ระบบท่อก๊าซฯรองรับการใช้เชื้อเพลิงผสมร่วมกับไฮโดรเจน สถานีเติมไฮโดรเจน (Hydrogen Fueling station) ระบบขนส่งไฮโดรเจนในรูปแบบต่าง ๆ รวมถึงการบริหารจัดการโครงข่ายไฟฟ้าเพื่อรองรับการผลิตไฮโดรเจนจากพลังงานหมุนเวียน เป็นต้น โดยในช่วงแรกของการพัฒนาจะเป็นช่วงของการเตรียมการ เช่น การทดสอบและปรับปรุงระบบโครงข่ายท่อก๊าซธรรมชาติรองรับการใช้เชื้อเพลิงผสม การศึกษาความเป็นไปได้และการทดสอบสถานีเติมไฮโดรเจน รวมถึงการขนส่งในรูปแบบต่าง ๆ ในขณะที่ระยะกลางเป็นช่วงของการพัฒนาระบบ ซึ่งเป็นช่วงที่เริ่มมีการพัฒนาตลาดผู้ใช้ไฮโดรเจนในเชิงพาณิชย์ จำเป็นต้องมีความพร้อมในการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานรองรับตลาดที่กำลังเริ่มต้น และในระยะยาวเป็นช่วงของการขยายโครงข่ายพื้นฐานต่าง ๆ รองรับตลาดผู้ใช้ที่คาดว่าจะมีการเติบโตที่มากขึ้น กลยุทธ์สำคัญในแต่ละช่วงเวลาประกอบด้วย

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

o ทดสอบและปรับปรุงระบบเพื่อรองรับการใช้เชื้อเพลิงผสมในระบบท่อก๊าซธรรมชาติโดยเฉพาะการปรับปรุงระบบท่อส่วนที่ทำจากเหล็ก และการทดสอบการผุกร่อน (non-corrosive) และการรั่วซึม (non-permeable) รวมถึงโครงการนำร่องสำหรับสถานีเติมไฮโดรเจน และการขนส่งไฮโดรเจนด้วยรูปแบบต่าง ๆ เป็นต้น

o ประเมินผลกระทบที่อาจจะเกิดขึ้นและศึกษาแนวทางการรับมือและบรรเทากับผลกระทบต่าง ๆ เช่น ปัญหาด้านเทคนิคในการผสมไฮโดรเจนในระบบท่อก๊าซธรรมชาติ การเกิด NOx จากการใช้ในเชิงความร้อน และอื่น ๆ

o ทดสอบการใช้ไฮโดรเจนในระบบบริหารจัดการแบบกระจายศูนย์สำหรับการใช้งานในลักษณะต่าง ๆ เช่น การผลิตไฟฟ้า การใช้เป็นระบบกักเก็บพลังงาน และอื่น ๆ ร่วมกับการใช้พลังงานหมุนเวียนในการผลิตไฟฟ้า และระบบกักเก็บพลังงานในรูปแบบอื่น ๆ เช่น แบตเตอรี่ (BESS)

o จัดทำแผนการลงทุนโครงสร้างพื้นฐาน พร้อมทั้งจัดหาแหล่งเงินทุน และส่งสัญญาณต่อการเปลี่ยนแปลงที่จะเกิดขึ้นในด้านต่าง ๆ ให้กับกลุ่มผู้ใช้เป้าหมาย เช่น การเปลี่ยนแปลงค่าความร้อนและคุณสมบัติของเชื้อเพลิงในระบบท่อ พื้นที่เป้าหมายสำหรับการพัฒนาสถานีเติมไฮโดรเจน

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

o พัฒนาระบบท่อรองรับการใช้เชื้อเพลิงผสม พร้อมทั้งสนับสนุนเงินลงทุนเพื่อปรับเปลี่ยนอุปกรณ์สำหรับกลุ่มผู้ใช้เพื่อบรรเทาผลกระทบจากการปรับเปลี่ยนคุณสมบัติของเชื้อเพลิงโดยเฉพาะในกลุ่มโรงไฟฟ้าและโรงงานอุตสาหกรรม

o สนับสนุนการลงทุนสถานีเติมไฮโดรเจนรองรับยานยนต์ FCEV ในพื้นที่เป้าหมาย โดยอาจเป็นเส้นทางของทางหลวงสายหลัก ที่คาดว่าจะมีความถี่ของการขนส่งสินค้าด้วยรถบรรทุก (Heavy Duty) ซึ่งเป็นกลุ่มเป้าหมายสำหรับ FCEV ในระยะกลางของประเทศไทย

o พัฒนาระบบรับซื้อไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียนเพื่อเตรียมการรองรับการผลิตไฮโดรเจนที่ไม่มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Green Hydrogen)

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

o ขยายพื้นที่ให้บริการระบบท่อสำหรับการใช้เชื้อเพลิงผสม และเพิ่มสัดส่วนการผสมไฮโดรเจนไปจนถึงเป้าหมายที่ระดับร้อยละ 20

o ขยายพื้นที่ให้บริการสถานีเติมไฮโดรเจนเพื่อรองรับตลาดยานยนต์ FCEV ประเภทอื่น ๆ นอกเหนือจากกลุ่มรถบรรทุก (Heavy Duty) เช่น ยานยนต์ขนาดเล็ก (Light Duty Vehicle) และยานยนต์ประเภทอื่น ๆ

o พัฒนาตลาดใหม่สำหรับกลุ่มผู้ใช้ไฮโดรเจน โดยเฉพาะการใช้ในระบบจัดการพลังงานแบบกระจายศูนย์ เช่น สนับสนุนการใช้ไฮโดรเจนร่วมกับการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนและระบบกักเก็บพลังงาน และอื่นๆ

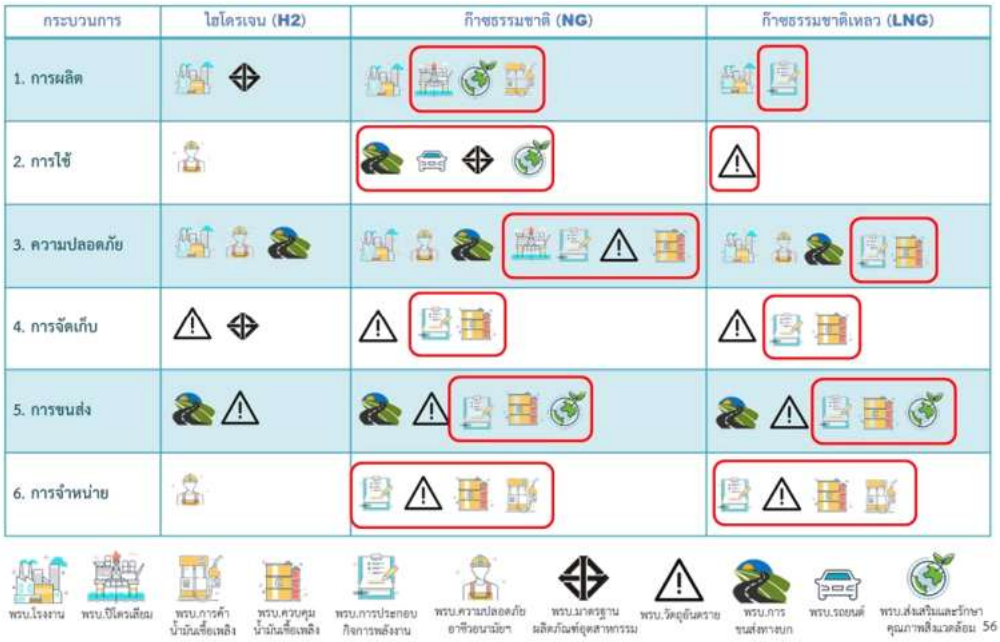
4. ปรับปรุงกฎหมาย ระเบียบ และมาตรฐานที่เกี่ยวข้อง

ปัจจุบันประเทศไทยมีกฎหมายและระเบียบที่เกี่ยวข้องกับไฮโดรเจนเฉพาะในส่วนของภาคอุตสาหกรรมประกอบด้วย การกำกับดูแลการผลิต ความปลอดภัย การจัดเก็บ การขนส่ง และรวมถึงการจำหน่ายไฮโดรเจนครอบคลุม ไฮโดรเจนในสถานะก๊าซ ก๊าซอัดความดัน ก๊าซในสภาพของเหลวอุณหภูมิต่ำ รวมถึงตัวกักเก็บไฮโดรเจน ได้แก่ แอมโมเนีย เมทานอล และเมทิลไซโคลเฮคเซน โดยมุ่งเน้นในด้านการกำกับดูแลในเรื่องของความปลอดภัยเป็นหลัก แต่ยังไม่มีกฎหมายและระเบียบที่เกี่ยวข้องกับการใช้ในภาคพลังงานโดยตรง เนื่องจากปัจจุบันยังไม่มีการใช้ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงในประเทศไทย ทั้งนี้ แนวทางการเตรียมพร้อมประกอบด้วย

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

ในช่วงแรกของการพัฒนาอุตสาหกรรมไฮโดรเจนสำหรับการใช้เป็นเชื้อเพลิงจำเป็นต้องมีการเตรียมการด้านกฎหมาย ระเบียบ และมาตรฐานต่าง ๆ รองรับการใช้ในเชิงพาณิชย์ให้ครอบคลุมการดำเนินการในทุกขั้นตอน (รูปที่ 2 - 27) ประกอบไปด้วย 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 ที่ กรมธุรกิจพลังงานรับผิดชอบ รวมถึงการออกประกาศกำหนดให้ไฮโดรเจนเป็นน้ำมันเชื้อเพลิง ตามพระราชบัญญัติควบคุมน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ. 2542 พระราชบัญญัติการค้าน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ. 2543 ทั้งนี้เมื่อมีการออกประกาศให้ไฮโดรเจนเป็นวัตถุอันตรายตามพระราชบัญญัติวัตถุอันตราย พ.ศ.2535 และเป็นน้ำมันเชื้อเพลิงตามพระราชบัญญัติควบคุมน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ. 2542 และพระราชบัญญัติการค้าน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ. 2543 แล้วกระทรวงพลังงานและกรมธุรกิจพลังงานก็อาจอาศัยอำนาจตามกฎหมายทั้ง 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 2-27 ข้อกำหนดและกฎหมายที่จำเป็นต้องปรับปรุงเพิ่มเติมสำหรับการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงานเมื่อเทียบเคียงกับกฎหมายปัจจุบันสำหรับก๊าซธรรมชาติและก๊าซธรรมชาติเหลว

(2) ระยะกลางและระยะยาว (ปี ค.ศ. 2031 - 2070) : ช่วงของการติดตาม ประเมิน และปรับปรุงในช่วงเวลาดังกล่าวเป็นช่วงของการเติบโตของตลาดผู้ใช้ไฮโดรเจนสำหรับภาคพลังงานในระยะกลางและระยะยาว อาจมีการพัฒนารูปแบบธุรกิจและเทคโนโลยีใหม่ ทำให้จำเป็นต้องมีการศึกษา ติดตาม และทบทวนกฎหมาย ระเบียบ และมาตรฐานที่เกี่ยวข้องเป็นระยะ

2.6.2 งานวิจัยที่เกี่ยวข้องจากต่างประเทศ [9]

CSA Group (2021) ได้เผยแพร่ผลการวิจัยเกี่ยวกับปริมาณการผสมต่าง ๆ ในอุปกรณ์ปลายทางในที่พักอาศัย (Suchovsky et al. 2021) โดยเฉพาะอย่างยิ่งฮีตเตอร์และเครื่องกำเนิดไอน้ำที่อัตราส่วนผสม 0% 5% และ 15% อุปกรณ์ถูกทดสอบเพื่อหาอัตราการป้อนก๊าซ การจุดระเบิด ลักษณะการทำงานของหัวเผา คุณสมบัติของก๊าซไอเสีย และการรั่วไหลของก๊าซ ตามมาตรฐาน CSA/ANSI Z21 series ซึ่งพบว่าการทดสอบการผสมเชื้อเพลิงต่าง ๆ เหล่านี้แสดงให้เห็นถึงการลดลงของการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) และความร้อนที่ปล่อยออกมาอย่างสม่ำเสมอ ไม่พบแนวโน้มที่ชัดเจนเกี่ยวกับพฤติกรรมอื่น ๆ การศึกษายังพบการเปลี่ยนแปลงที่ไม่มีนัยยะสำคัญในการปล่อยก๊าซไนโตรเจนออกไซด์ (NOx)

โครงการ HyDeploy ในสหราชอาณาจักรเริ่มดำเนินการในปี ค.ศ. 2019 พยายามที่จะแสดงให้เห็นว่าไฮโดรเจนสามารถผสมเข้ากับเครือข่ายท่อจ่ายก๊าซที่มีอยู่ของสหราชอาณาจักร (Isaac 2019) ก่อตั้งชุมชนทดสอบใช้ก๊าซผสมที่มหาวิทยาลัย Keele ซึ่งมีบ้าน 101 หลังและอาคารคณะ 30 หลัง ระยะที่ 1 ของโครงการนี้สรุปในปี 2020 และพบว่าอุปกรณ์ในบ้านทำงานอย่างปลอดภัยด้วยการผสมของไฮโดรเจนสูงถึง 28.4 เปอร์เซ็นต์โดยปริมาตร (Isaac 2019) รายงานนี้เปิดเผยข้อมูลทางเทคนิคหรือประสิทธิภาพเล็กน้อยเกี่ยวกับผลการทดสอบ แต่มีข้อสังเกตหลายประการ (1) อุณหภูมิวิกฤตของส่วนประกอบเตาก๊าซยังคงอยู่ในขีดจำกัดที่ยอมรับได้ (2) กระแสเฟลมไอออไนเซชั่นลดลงเมื่อเติมไฮโดรเจน (3) การติดไฟเนื่องจากเปลวไฟย้อนกลับเริ่มเกิดที่ไฮโดรเจน 80% ในขณะที่เครื่องใช้บางชนิดติดไฟย้อนกลับที่ 100% และ (4) การปล่อย CO_2 ลดลงสูงสุดถึง 0.5% อย่างไรก็ตามควรทดสอบอุปกรณ์ที่หลากหลายมากขึ้นเพื่อตรวจสอบความถูกต้อง

ของผลลัพธ์เพิ่มเติม ประการสุดท้ายสำหรับการอ้างอิง อุปกรณ์ที่ใช้ก๊าซทั้งหมดที่ขายในสหราชอาณาจักรได้รับการรับรองด้วยก๊าซอ้างอิง G222 ซึ่งอนุญาตให้มีการผสมไฮโดรเจนสูงถึง 23 mol % (Isaac 2019)

สหราชอาณาจักร นำเสนอเคสพิเศษเนื่องจากก่อนปี 1967 ก๊าซในประเทศหรือ 'Town Gas' มีการผสมไฮโดรเจน 50% Town Gas นั้นผลิตจากการแปรรูปถ่านหินให้กลายเป็นก๊าซแต่ก็ยุติลงในช่วงระยะเวลา 10 ปี ให้หลัง ซึ่งสิ้นสุดในปี 1977 หลังจากการค้นพบ North Sea reserves (Isaac 2019) นอกจากนี้การศึกษาในสหราชอาณาจักร โดย Haeseldonckx และ D'haeseleer (2007) ศึกษาที่ Wobbe Index โดยเฉลี่ยของก๊าซในเครื่องใช้ในสหราชอาณาจักร และการผสมไฮโดรเจนที่แตกต่างกันส่งผลต่อดัชนีอย่างไร โดยสังเกตว่าค่าเฉลี่ย Wobbe Index ในสหราชอาณาจักรมีค่าตั้งแต่ 41 MJ/Nm^3 ถึง 48 MJ/Nm^3 สำหรับก๊าซธรรมชาติแบบแห้ง และ 48 ถึง 58 MJ/Nm^3 สำหรับก๊าซธรรมชาติเข้มข้น พบว่าการผสมของไฮโดรเจน 65-85% ที่ฉีดเข้าไปในก๊าซแบบแห้งทดสอบขอบเขตล่างของ Wobbe Index โดยที่ไฮโดรเจน 75% มีประสิทธิภาพต่ำที่สุด อย่างไรก็ตามพบว่าผลกระทบเชิงลบของการผสมนี้เริ่มหายไปที่การผสม 90% การค้นพบนี้สอดคล้องกับการทดสอบอื่นที่ดำเนินการโดย Boulahlib, Medaerts และ Boukhalfa (2021) ในการทดสอบนี้ได้วิเคราะห์ผลกระทบของการผสมไฮโดรเจนและก๊าซธรรมชาติที่มีต่อหม้อไอน้ำในประเทศ โดยตั้งข้อสังเกตว่า Wobbe Index จะลดลงเป็นเส้นตรงจากระดับไฮโดรเจนที่เพิ่มขึ้นโดยมีไฮโดรเจนขั้นต่ำ 'ประมาณ 80%' แต่จากนั้นจะค่อย ๆ เพิ่มขึ้นที่ระดับไฮโดรเจนที่สูงขึ้น

โครงการ THyGA ดำเนินการทบทวนเอกสารวิชาการ จำนวน 36 ฉบับ ที่ทดสอบการผสมไฮโดรเจนในระดับต่าง ๆ ในอุปกรณ์ปลายทางสำหรับที่พักอาศัย กระบวนการคัดเลือกการทบทวนเอกสารวิชาการอยู่ภายใต้ขั้นตอน 4 ขั้นตอนที่เข้มงวด โดยพารามิเตอร์การเลือกขั้นสุดท้ายของการศึกษาระบุว่าต้องอ้างอิงเทคโนโลยีอุปกรณ์เฉพาะและให้ผลลัพธ์เชิงปริมาณโดยไม่รวมการศึกษาเชิงทฤษฎี การศึกษาครอบคลุมการใช้งานที่ความร้อนขาออกต่ำกว่า 150 กิโลวัตต์ไม่นับร่วมกับอุปกรณ์อุตสาหกรรมขนาดใหญ่ โดยการศึกษาส่วนใหญ่วิเคราะห์การผสมที่มีไฮโดรเจนผสมไม่เกิน 30% โครงการ THyGA ระบุ 6 หัวข้อสำคัญสำหรับเอกสารวิชาการทั้งหมด 36 ฉบับ ได้แก่ การปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ (CO emissions) การปลดปล่อยก๊าซไนโตรเจนออกไซด์ (NO_X emissions) ความร้อนหรืออุณหภูมิเปลวไฟสูงเกิน (Overheating/flame temperature) เปลวไฟย้อนกลับ (Flashback) ความสามารถในการทำงาน (Operatibility) และประสิทธิภาพ (Efficiency) หัวข้อการปล่อยก๊าซเรือนกระจก 2 หัวข้อถูกครอบคลุมมากที่สุดโดยมีมากกว่า 21 ฉบับ ตามด้วยการติดไฟย้อนกลับ 14 ฉบับ และหัวข้อที่เหลือครอบคลุมใน 11 ฉบับหรือน้อยกว่า ผู้เขียนโครงการ THyGA พบข้อสรุประหว่างเอกสารวิชาการฉบับต่าง ๆ เกี่ยวกับการเติมไฮโดรเจนดังนี้ (Schaffert et al. 2020) : (1) ช่วงความเสถียรของเปลวไฟขยายขึ้นตามความแห้งของก๊าซ (2) อัตราส่วนอากาศเพิ่มขึ้นตามความแห้งของก๊าซ (3) กำลังไฟฟ้าลดลงและ (4) อุณหภูมิของส่วนประกอบในอุปกรณ์ไม่ร้อนเกินไป ในบริบทนี้ 'ข้อสรุป' หมายถึงเอกสารวิชาการที่ครอบคลุมหัวข้อนั้น ๆ เห็นด้วยกับผลลัพธ์มากกว่า 50%

ในส่วนการติดไฟย้อนกลับอาจเกิดขึ้นจากการเพิ่มระดับไฮโดรเจนทำให้ความเร็วการเผาไหม้เพิ่มขึ้น ซึ่งส่งผลต่อความเสถียรของเปลวไฟ ยิ่งความเร็วการเผาไหม้สูงขึ้นเมื่อเทียบกับอัตราการไหล เปลวไฟจะเคลื่อนเข้าใกล้หัวเผามากขึ้น และเพิ่มความเสี่ยงที่จะเกิดเปลวไฟย้อนกลับ เป็นผลทำให้อุปกรณ์เสียหายได้ โดยรายงาน THyGA เกี่ยวกับการติดไฟย้อนกลับ คือ ไม่ได้เป็นปัจจัยสำคัญที่การผสมไฮโดรเจนต่ำกว่า 30% ในหม้อไอน้ำหรือเตาหุงต้มในครัวเรือน อย่างไรก็ตาม มีความเห็นตรงกันว่าในการผสมของไฮโดรเจนที่ 50% โดยปริมาตรและสูงกว่านั้นความเสี่ยงของการติดไฟย้อนกลับจะเพิ่มขึ้น และเพิ่มขึ้นมากไปอีกหากการผสมเกิน 80% เป็นที่น่าสังเกตว่าจากการศึกษา 14 ฉบับที่ครอบคลุมการติดไฟย้อนกลับ มีเพียง 3 ฉบับเท่านั้น

ที่วิเคราะห์การผสมของไฮโดรเจนมากกว่า 60% ขึ้นไปและมีความเห็นตรงกันว่าการติดไฟย้อนกลับนั้นเกิดขึ้นได้ที่ระดับไฮโดรเจน 60% และสูงกว่า ในขณะที่การศึกษา 10 ฉบับวิเคราะห์ผลกระทบของไฮโดรเจนถึงที่ระดับ 30% และทั้งหมดเห็นว่าเหตุการณ์ติดไฟย้อนกลับนั้นไม่มีความเสี่ยงที่ระดับต่ำกว่า 19% เพราะการติดไฟย้อนกลับจะเกิดขึ้นครั้งแรกที่ระดับ 20% ในทางตรงกันข้ามยังมีความขัดแย้งเกิดขึ้นในการศึกษาดังนี้ : (1) ไม่มีการหน่วงเวลาการจุดระเบิด (2) การควบคุมการเผาไหม้ทำงานได้สมบูรณ์ และ (3) ประสิทธิภาพลดลง เป็นที่น่าสังเกตว่ามีเพียงหนึ่งในสามหรือน้อยกว่านั้นของการศึกษาทั้งหมดที่ครอบคลุมหัวข้อเหล่านี้บ่งชี้ว่ายังต้องมีการวิจัยเพิ่มเติมก่อนที่จะได้ข้อสรุปที่แน่นอน

สุดท้ายนี้จะมีการใช้งานที่ดำเนินการโดย SGN ผู้จัดจำหน่ายก๊าซรายใหญ่ของสกอตแลนด์ SGN เริ่มโครงการ H100 Fife ซึ่งมีเป้าหมายที่จะจัดหาบ้านประมาณ 300 หลังและใช้ไฮโดรเจน 100% ภายในปี 2023 ในเมืองเลเวนเมาธ์ (SGN 2022) โครงการนี้จะผลิตไฮโดรเจนผ่านกระบวนการ wind-to-electrolysis นอกชายฝั่งและฉีดไฮโดรเจนเข้าไปในเครือข่ายท่อจ่ายก๊าซในท้องถิ่น

ส่วนความคุ้มค่าในการลงทุนด้านไฮโดรเจนในภาคอุตสาหกรรม Roberta Cvetkovska และคณะ (2024) ได้ทำการศึกษาเกี่ยวกับการประเมินเทคโนโลยีและเศรษฐศาสตร์ของโซลูชั่นการจัดหาไฮโดรเจนสำหรับสถานที่อุตสาหกรรมในออสเตรีย การใช้งานไฮโดรเจนที่มีความสำคัญสูงสุดอย่างหนึ่งอยู่ที่ภาคอุตสาหกรรม โดยเฉพาะอย่างยิ่งในฐานะวัตถุดิบ และสำหรับการใช้งานที่อุณหภูมิสูงความสัมพันธ์ของผู้ผลิตไฮโดรเจนกับผู้บริโภคเป็นเรื่องท้าทายและต้องมีการวิจัยที่ครอบคลุมเพื่อสรุปข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับตัวเลือกการจัดหาไฮโดรเจนในด้านต่าง ๆ

การศึกษานี้มุ่งเน้นไปที่การประเมินเทคโนโลยีและเศรษฐศาสตร์ของรูปแบบการจัดหาไฮโดรเจนแบบต่าง ๆ สำหรับอุตสาหกรรมซึ่งส่วนใหญ่จะเน้นเป็นสองวิธีการจัดหาไฮโดรเจน ได้แก่ การจัดหาไฮโดรเจนโดยวิธีการขนส่งและการผลิตในสถานที่อุตสาหกรรมนั้น ตัวเลือกการขนส่งที่วิเคราะห์ ได้แก่ การจัดส่งไฮโดรเจนเหลวโดยรถบรรทุก ไฮโดรเจนเหลวโดยทางรถไฟ และไฮโดรเจนก๊าซผ่านท่อ สำหรับการผลิตไฮโดรเจนคาร์ในสถานที่อุตสาหกรรมนั้น ได้เลือกใช้การอิเล็กโทรไลซิสเมมเบรนแลกเปลี่ยนโปรโตไนซ์ (PEM) เนื่องจากการวิจัยล่าสุดชี้ให้เห็นว่าต้นทุนการอิเล็กโทรไลซิส PEM ต่ำกว่าการอิเล็กโทรไลซิสด้วยด่าง (AEL) ความถี่ในการจัดส่งและตัวเลือกการจัดเก็บแตกต่างกันไปตามสถานการณ์และกำหนดโดยโปรไฟล์ความต้องการของอุตสาหกรรม ความสามารถในการขนส่ง และความสามารถในการผลิตอิเล็กโทรไลเซอร์ ซึ่งกำหนดขอบเขตในการศึกษาสำหรับการขนส่งและผลิตสำหรับอุตสาหกรรมไว้ 5 สถานการณ์คือ

สถานการณ์ที่ 1: การส่งไฮโดรเจนเหลวด้วยรถบรรทุก
- ตัวเลือกที่ 1: การจัดเก็บไฮโดรเจนเหลวและการแปลงกลับเป็นไฮโดรเจนก๊าซ
- ตัวเลือกที่ 2: การแปลงกลับเป็นไฮโดรเจนก๊าซและการจัดเก็บในสถานะอัด

สถานการณ์ที่ 2: การส่งไฮโดรเจนโดยทางรถไฟ
- ตัวเลือกที่ 1: การจัดเก็บไฮโดรเจนเหลวและการแปลงกลับเป็นไฮโดรเจนก๊าซ
- ตัวเลือกที่ 2: การแปลงกลับเป็นไฮโดรเจนก๊าซและการจัดเก็บไฮโดรเจนก๊าซในสถานะอัด

สถานการณ์ที่ 3: การส่งไฮโดรเจนก๊าซผ่านท่อ

สถานการณ์ที่ 4: การจัดหาไฮโดรเจนโดยการผลิตในสถานที่โดยไม่ต้องมีการจัดเก็บไฮโดรเจน

สถานการณ์ที่ 5: การจัดหาไฮโดรเจนโดยการผลิตในสถานที่รวมถึงการจัดเก็บไฮโดรเจน

การประเมินจะประเมินความเป็นไปได้และความคุ้มทุนของแต่ละตัวเลือก โดยพิจารณาปัจจัยต่าง ๆ เช่น ความต้องการโครงสร้างพื้นฐาน ประสิทธิภาพด้านพลังงาน และความสามารถในการทำกำไรทางเศรษฐกิจ

โดยเมื่อความต้องการไฮโดรเจนอยู่ที่ 80 GWh ตัวเลือกการขนส่งจะระบุต้นทุนการจัดหาไฮโดรเจนในช่วง 14–24 ct/kWh ในทางตรงกันข้าม การผลิตไฮโดรเจนในสถานที่แสดงต้นทุนระหว่าง 29 ถึง 49 ct/kWh

ดังนั้น การขนส่งโดยรถบรรทุก รถไฟ หรือท่อส่งจึงเป็นประโยชน์ทางเศรษฐกิจมากกว่าการผลิตเองภายใต้สมมติฐานและเงื่อนไขเฉพาะ อย่างไรก็ตาม ผลลัพธ์บ่งชี้ว่าเมื่อความต้องการพลังงานเพิ่มขึ้น การผลิตในสถานที่จะน่าดึงดูดใจมากขึ้น และอิทธิพลของราคาไฟฟ้าและการผลิตไฮโดรเจน/ราคานำเข้า ยังระบุได้ว่าเป็นปัจจัยสำคัญสำหรับต้นทุนการจัดหาไฮโดรเจนโดยรวม

นอกจากนั้นยังได้มีการศึกษาถึงผลการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนที่มีต่อสิ่งแวดล้อมโดย Tiantian Wang และคณะ (2024) ทำการวิจัยเรื่องการวิเคราะห์ประสิทธิภาพทางความร้อนและการปล่อยมลพิษของหม้อไอน้ำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติผสมไฮโดรเจน (HENG) โดยมีการรวมระบบหมุนเวียนก๊าซไอเสียภายนอก (FGR) และการนำความร้อนทิ้งกลับมาใช้ใหม่ งานวิจัยนี้ศึกษาความเป็นไปได้ในการใช้ HENG ซึ่งเป็นเชื้อเพลิงคาร์บอนต่ำ เพื่อลดการปล่อย CO_2 จากกระบวนการเผาไหม้ โดยเน้นที่การใช้ในหม้อไอน้ำขนาดเล็กสำหรับอุตสาหกรรมและที่อยู่อาศัย ซึ่งการประเมินประสิทธิภาพทางความร้อนและการปล่อยมลพิษของหม้อไอน้ำขนาด 4.2 MWth ที่ใช้ HENG โดยใช้แบบจำลองทางเทอร์โมไดนามิกส์และการถ่ายเทความร้อน รวมถึงแบบจำลอง Chemical Reaction Network เพื่อวิเคราะห์การปล่อยมลพิษ ผลการวิจัยพบว่า การเพิ่มสัดส่วนของไฮโดรเจนในเชื้อเพลิงทำให้การปล่อย NO_X เพิ่มขึ้นประมาณ 19% ในขณะที่ประสิทธิภาพทางความร้อนของระบบลดลงเล็กน้อย และการใช้เทคโนโลยี FGR เพื่อควบคุมการปล่อย NO_X โดยการปรับอัตราการหมุนเวียนของก๊าซไอเสียให้สูงขึ้น แต่พบว่าการทำเช่นนั้นทำให้ประสิทธิภาพทางความร้อนของระบบลดลง จากการศึกษาพบว่าการบูรณาการระบบหมุนเวียนก๊าซไอเสีย การนำความร้อนทิ้งกลับมาใช้ใหม่ และการใช้เชื้อเพลิง HENG เป็นกลยุทธ์ที่มีประสิทธิภาพในการปรับปรุงประสิทธิภาพของหม้อไอน้ำ ลดการปล่อย NO_X และลดการปล่อย CO_2 ได้ โดยสรุปแล้ว งานวิจัยนี้ได้แสดงให้เห็นว่า HENG มีศักยภาพในการลดการปล่อย CO_2 แต่การเพิ่มไฮโดรเจนในเชื้อเพลิงส่งผลต่อการปล่อย NO_X และประสิทธิภาพของหม้อไอน้ำ การใช้เทคโนโลยี FGR และการนำความร้อนทิ้งกลับมาใช้ใหม่แบบ cascade สามารถช่วยปรับปรุงประสิทธิภาพและลดมลพิษได้จริง การศึกษาครั้งนี้จึงให้แนวทางที่เป็นประโยชน์สำหรับการใช้ HENG ในหม้อไอน้ำอย่างมีประสิทธิภาพ

Domiziana Vespasiano และคณะ (2024) ได้ทำการศึกษาการผสมไฮโดรเจนในโครงข่ายก๊าซธรรมชาติ: ทางออกระยะสั้นสู่การลดคาร์บอนในภาคครัวเรือน การเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศเป็นความท้าทายระดับโลกที่ต้องการการลงมือทำอย่างเร่งด่วน หนึ่งในแนวทางที่น่าสนใจคือการผสมไฮโดรเจนในโครงข่ายก๊าซธรรมชาติ (H2NG) เพื่อลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในภาคครัวเรือน ซึ่งเป็นภาคส่วนที่ใช้พลังงานและความร้อนจำนวนมาก บทความนี้จะสรุปผลการศึกษาจากวารสารเรื่อง "Hydrogen Blending in Natural Gas Grid: Energy, Environmental, and Economic Implications in the Residential Sector" ที่ได้ทำการวิเคราะห์ผลกระทบของการผสมไฮโดรเจนต่อระบบทำความร้อนในอาคารที่พักอาศัย โดยเปรียบเทียบระหว่างหม้อไอน้ำแบบควบแน่นและปั๊มความร้อนแบบดูดซับก๊าซ (GAHPs) โดยผลการศึกษาสามารถแยกออกเป็นสองผลกระทบดังนี้

ผลกระทบด้านพลังงานและสิ่งแวดล้อม: การศึกษาพบว่าการใช้ GAHPs มีประสิทธิภาพสูงกว่าหม้อไอน้ำ ทำให้ลดการใช้พลังงานปฐมภูมิได้ถึง 25.69% เมื่อเทียบกับการใช้หม้อไอน้ำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเพียงอย่างเดียว นอกจากนี้ การผสมไฮโดรเจน 30% ในก๊าซธรรมชาติยังช่วยลดการใช้พลังงานปฐมภูมิได้อีก 12.05% ในหม้อไอน้ำ และ 11.19% ใน GAHPs ซึ่งแสดงให้เห็นถึงศักยภาพของการใช้ไฮโดรเจนในการลดการ

พึ่งพาก๊าซธรรมชาติ การผสมไฮโดรเจนยังส่งผลให้การปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) ลดลง โดยหม้อไอน้ำลดการปล่อย CO_2 ได้ 12.05% และ GAHPs ลดได้ 11.19% เมื่อใช้ไฮโดรเจน 30%

ผลกระทบทางเศรษฐกิจ: เมื่อพิจารณาถึงต้นทุนความร้อน (LCOH) พบว่า GAHPs มี LCOH ต่ำกว่าหม้อไอน้ำเมื่อใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง อย่างไรก็ตาม LCOH จะเพิ่มขึ้นเมื่อสัดส่วนของไฮโดรเจนในเชื้อเพลิงเพิ่มขึ้น เนื่องจากต้นทุนของไฮโดรเจนยังคงสูงกว่าก๊าซธรรมชาติ อย่างไรก็ตาม หากราคาไฮโดรเจนในอนาคตลดลง LCOH ของทั้งสองระบบก็จะลดลงตามไปด้วย นอกจากนี้ การศึกษาพบว่าต้นทุนการลดคาร์บอน (CAC) ของ GAHPs นั้นมีค่าเป็นลบ ซึ่งหมายความว่า GAHPs มีประสิทธิภาพในการลดต้นทุนและลดการปล่อยคาร์บอนได้มากกว่าหม้อไอน้ำ

การวิเคราะห์ทางเศรษฐกิจชี้ให้เห็นว่าหากราคาไฮโดรเจนลดลงต่ำกว่า 3 EUR/kg การผสมไฮโดรเจนจะเป็นทางเลือกที่คุ้มค่ากว่า โดยไม่ต้องลงทุนในการเปลี่ยนระบบทำความร้อน อย่างไรก็ตาม เมื่อพิจารณาถึง CAC แล้ว GAHPs จะยังคงได้เปรียบกว่า โดยเฉพาะอย่างยิ่งเมื่อราคาไฮโดรเจนต่ำกว่า 3 EUR/kg และราคาพลังงานสูงขึ้น

การศึกษานี้ชี้ให้เห็นว่าการผสมไฮโดรเจนในโครงข่ายก๊าซธรรมชาติเป็นแนวทางที่น่าสนใจในระยะสั้นเพื่อช่วยลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก และการผสมไฮโดรเจนเป็นแนวทางที่น่าสนใจในการสนับสนุนการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงาน และควรได้รับการพิจารณาควบคู่ไปกับการส่งเสริมเทคโนโลยีไฮโดรเจน

Róbert Dzurňák และคณะ (2024) ได้ทำการศึกษาการเสริมก๊าซธรรมชาติด้วยไฮโดรเจน: ผลกระทบต่อการทำงานของหัวเผา โดยการลดการปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์เป็นเป้าหมายสำคัญของสหภาพยุโรป ซึ่งนำไปสู่การแสวงหาแหล่งพลังงานทางเลือก รวมถึงการใช้ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงที่เป็นกลางทางคาร์บอน ในปัจจุบัน มีแนวโน้มการนำไฮโดรเจนมาใช้เสริมในเครือข่ายการจ่ายก๊าซธรรมชาติเพื่อใช้เป็นพลังงาน ซึ่งโครงการ H2I ของ Eustream เป็นตัวอย่างที่แสดงถึงความสนใจในเรื่องนี้ บทความนี้จะสรุปผลการศึกษาจากวารสารเรื่อง "Enriching Natural Gas with Hydrogen: Implications for Burner Operation" ที่ทำการวิเคราะห์ผลกระทบของการเพิ่มไฮโดรเจนในก๊าซธรรมชาติต่อการทำงานของหัวเผา โดยมุ่งเน้นที่การเปลี่ยนแปลงคุณสมบัติของก๊าซ การปล่อยมลพิษ และต้นทุนที่เกี่ยวข้องดังนี้

ผลกระทบต่อคุณสมบัติของก๊าซ: การเพิ่มไฮโดรเจนในก๊าซธรรมชาติส่งผลต่อคุณสมบัติทางอุณหพลศาสตร์ของก๊าซ เช่น ความหนาแน่น ค่าความร้อน และค่าสัมประสิทธิ์การอัดตัว ซึ่งมีผลโดยตรงต่อการทำงานของอุปกรณ์ที่ใช้ก๊าซเป็นเชื้อเพลิง การศึกษาพบว่าเมื่อเพิ่มไฮโดรเจนมากขึ้น จะทำให้ปริมาณก๊าซที่ต้องใช้เพื่อผลิตพลังงานเท่าเดิมเพิ่มขึ้น เนื่องจากค่าความร้อนของไฮโดรเจนต่ำกว่าก๊าซธรรมชาติ นอกจากนี้ การเพิ่มไฮโดรเจนยังทำให้ปริมาณอากาศที่ใช้ในการเผาไหม้ลดลง ส่งผลให้ปริมาณก๊าซไอเสียลดลง และอุณหภูมิการเผาไหม้เพิ่มขึ้น

ผลกระทบต่อการปล่อยมลพิษ: การเพิ่มไฮโดรเจนในก๊าซธรรมชาติสามารถลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) ได้ โดยการศึกษาพบว่าเมื่อเพิ่มไฮโดรเจนในก๊าซธรรมชาติถึง 50% จะสามารถลดปริมาณ CO_2 ในก๊าซไอเสียได้ในระดับหนึ่ง นอกจากนี้ การเพิ่มไฮโดรเจนยังทำให้ปริมาณก๊าซไอเสียลดลง ซึ่งอาจส่งผลให้ประสิทธิภาพในการถ่ายเทความร้อนดีขึ้น

ผลกระทบทางเศรษฐกิจ: การศึกษาพบว่าต้นทุนในการผลิตพลังงานจากก๊าซธรรมชาติที่เสริมด้วยไฮโดรเจนจะสูงขึ้นเมื่อเทียบกับการใช้ก๊าซธรรมชาติเพียงอย่างเดียว เนื่องจากราคาไฮโดรเจนยังคงสูงกว่าก๊าซธรรมชาติ อย่างไรก็ตาม หากพิจารณาในระยะยาว การพัฒนาเทคโนโลยี และการควบคุมราคาไฮโดรเจนให้ลดลง อาจทำให้การใช้ไฮโดรเจนในก๊าซธรรมชาติมีความคุ้มค่ามากขึ้น

โดยสรุป การเสริมก๊าซธรรมชาติด้วยไฮโดรเจนเป็นแนวทางที่น่าสนใจในการลดการปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ โดยเฉพาะในภาคอุตสาหกรรมที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง แต่จะต้องพิจารณาถึงผลกระทบต่อคุณสมบัติของก๊าซ การปล่อยมลพิษ และต้นทุนที่เกี่ยวข้องอย่างรอบด้าน การพัฒนาเทคโนโลยีและนโยบายที่เหมาะสม จะช่วยให้การใช้ไฮโดรเจนในก๊าซธรรมชาติมีความคุ้มค่าและยั่งยืนมากขึ้น

บทที่ 3
รวบรวมข้อมูลผลการศึกษาและวิจัยเกี่ยวกับการใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติในโรงงานอุตสาหกรรม

สถาบันวิจัยและพัฒนาพลังงานนครพิงค์ มหาวิทยาลัยเชียงใหม่ จะรวบรวมผลการศึกษาและวิจัยเกี่ยวกับการใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติในโรงงานอุตสาหกรรม ในด้านเทคนิค ด้านเศรษฐศาสตร์ ด้านกฎหมาย และกฎระเบียบ ตลอดจนถึงแผนพัฒนาการผลิตและใช้ไฮโดรเจนสำหรับประเทศไทยและร่างแผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ พ.ศ. 2567 - 2580 (Gas Plan2024) จากเอกสาร/รายงาน/บทความที่เกี่ยวข้องทั้งในและต่างประเทศ ตลอดจนการสืบค้นจากเอกสารต่าง ๆ และเว็บไซต์อินเตอร์เน็ต เพื่อใช้เป็นข้อมูลในการศึกษาความเป็นไปได้ในการใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติเพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับอุปกรณ์และเครื่องจักรของโรงงาน โดยจะมีรายละเอียดและหัวข้อในการดำเนินงานดังนี้

3.1 การศึกษาและวิจัยเกี่ยวกับการใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติในโรงงานอุตสาหกรรมด้านเทคนิค

สถาบันวิจัยและพัฒนาพลังงานนครพิงค์ มหาวิทยาลัยเชียงใหม่ ได้รวบรวมผลการศึกษาและวิจัยเกี่ยวกับการใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติในโรงงานอุตสาหกรรมด้านเทคนิคจากวารสารวิชาการที่เผยแพร่ทั้งในประเทศและต่างประเทศ ในระยะเวลา 5 ปีที่ผ่านมา (2020-2025) มีรายละเอียดดังนี้

วารสารวิชาการต่างประเทศ

Alessandro Franco และ Michele Rocca[(1)], 2024 ได้ทำการศึกษาเรื่อง Industrial Decarbonization through Blended Combustion of Natural Gas and Hydrogen (Hydrogen (MDPI) ปี 2024.) งานวิจัยนี้เป็นการศึกษาการผสมไฮโดรเจนในเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติสำหรับหัวเผาอุตสาหกรรม (Industrial Burner) พร้อมนำเสนอการวิเคราะห์ด้วย Wobbe index เพื่อประเมินผลทางความร้อนของส่วนผสมเชื้อเพลิง ไฮโดรเจนมีบทบาทสำคัญในการลดคาร์บอนและผลการศึกษาพบว่าหัวเผาอุตสาหกรรมที่มีอยู่ในห้าประเทศ (อิตาลี เนเธอแลนด์ รัสเซีย แอลจิเลีย และ ลิเบีย) สามารถรองรับไฮโดรเจนได้ถึง ~20% โดยปริมาตรเท่านั้น หากเกินจากนั้นจะเริ่มเกิดข้อจำกัดด้านความเสถียรและประสิทธิภาพ ซึ่งจำเป็นต้องออกแบบหัวเผาและโครงสร้างพื้นฐานใหม่ทั้งหมดโดยเฉพาะ นอกจากนี้งานทบทวนยังสรุปถึงปัญหาทางเทคนิคเมื่อใช้ไฮโดรเจนแทนที่ก๊าซธรรมชาติ เช่น ความเร็วการลุกไหม้สูงของไฮโดรเจน ที่นำไปสู่ความเสี่ยงไฟย้อนกลับ (flashback) และความร้อนสูงเกินที่หัวเผา อุณหภูมิเปลวไฟสูงทำให้เกิด NOx มากขึ้น และคุณสมบัติของไฮโดรเจนที่มีความไวไฟสูงแลมีขนาดโมเลกุลขนาดเล็ก ทำให้เพิ่มความเสี่ยงจากการรั่วไหลและการระเบิด ซึ่งทั้งหมดนี้ต้องการการปรับปรุงออกแบบระบบและมาตรการความปลอดภัยขั้นสูงรองรับ

ในงานวิจัยนี้ได้มีการสำรวจคุณสมบัติของหัวเผาและหม้อไอน้ำที่มีขายในท้องตลาดฝั่งยุโรป พร้อมทั้งคุณสมบัติที่สามารถรองรับไฮโดรเจนในการใช้งานแสดงได้ในตารางที่ 3-1 และตารางที่ 3-2

ตารางที่ 3-1 ตัวอย่างหม้อไอน้ำที่รองรับการใช้งานร่วมกับไฮโดรเจน

Manufacturer	Series	Typology	Power [MW]	Max H_2 Allowed
Viessman	VITMAX	Boilers-Hot water	0.65-22	100%
Bosch industrial	UNIMAT	Boilers-Hot water	0.65-38	100%
UNICAL	MODULEX	Boilers-Hot water	<1.5	20%

ตารางที่ 3-2 ตัวอย่างหัวเผาน้ำที่รองรับการใช้งานร่วมกับไฮโดรเจน

Manufacturer	Series	Typology	Power [MW]	Max H_2 Allowed
MACCHI ABS	-	Gas burner	35	100%
SAAKE	TERMINOX	Gas burner	3-28	20%
SAAKE	ATONOX	Gas burner	7-100	20%
SAAKE	SKVG	Gas burner	1-55	100%
SAAKE	SSBG	Gas burner	1.5-90	100%
Bloom Engineering		Premix burner	0.0073-41	8%
Bloom Engineering		HTR burner	0.012-1.3	100%
Bloom Engineering		Regenerative burners	0.7-15	100%
Bloom Engineering		Radiant burners	n.a.	100%
Bloom Engineering		Baffle burners	0.075-117	100%
Bloom Engineering		Air stage burners	0.050-10	100%
GF-ELTI	H2BURN	Auto-recuperative burners	0.1	100%
GF-ELTI	H2BURN	Regenerative burners	0.3	100%

สรุป Wobbe Index เป็นพารามิเตอร์ที่สำคัญในการประเมินส่วนผสมของไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ มีอิทธิพลต่อปริมาณพลังงาน ความสามารถในการเปลี่ยนเชื้อเพลิง เสถียรภาพในการเผาไหม้ และขีดจำกัด ที่ยอมรับได้ของความเข้มข้นของไฮโดรเจนในส่วนผสม การทำความเข้าใจผลกระทบของมันเป็นสิ่งสำคัญสำหรับการเพิ่มประสิทธิภาพระบบเผาไหม้ในการเปลี่ยนไปใช้แหล่งพลังงานที่สะอาดกว่า

Lei Cheng และคณะ[(2)], 2024 ทำการศึกษาในหัวข้อเรื่อง Study of combustion characteristics of hydrogen-doped natural gas in industrial boilers (International Journal of Hydrogen Energy ปี 2024.) งานวิจัยนี้ศึกษาคุณลักษณะการเผาไหม้ของก๊าซธรรมชาติผสมไฮโดรเจนในหม้อไอน้ำอุตสาหกรรม โดยเพิ่มสัดส่วนไฮโดรเจนในเชื้อเพลิงและวัดผลด้านการลุกไหม้และมลภาวะ ผลการทดลองพบว่าการเติมไฮโดรเจนช่วยเพิ่มประสิทธิภาพการเผาไหม้ เช่น การเผาไหม้สมบูรณ์ขึ้นและประสิทธิผลเชิงความร้อนสูงขึ้น (เช่น ประสิทธิภาพการเผาไหม้เพิ่มจาก ~39% เป็น ~44% เมื่อผสมไฮโดรเจน 30% โดยปริมาตร) พร้อมทั้งช่วยลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) และก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ (CO) ในไอเสียตามสัดส่วนไฮโดรเจนที่เพิ่มขึ้น สะท้อนถึงศักยภาพในการเพิ่ม

ประสิทธิภาพการเผาไหม้และลดก๊าซเรือนกระจกของเชื้อเพลิงผสม อย่างไรก็ตาม ไฮโดรเจนมีความไวไฟและอัตราการลุกไหม้สูง ทำให้ขอบเขตการติดไฟ (flammability limits) กว้างขึ้น จึงต้องควบคุมการผสมอย่างระมัดระวังเพื่อป้องกันความเสี่ยงด้านความปลอดภัย เช่น การระเบิดหรือไฟย้อนกลับในหม้อไอน้ำ (เป็นการวางรากฐานเชิงทฤษฎีเพื่อการประยุกต์ใช้จริงในระบบหม้อไอน้ำ)

Paul Martin และคณะ, 2024[3] ได้ทำการศึกษาเรื่อง A review of challenges with using the natural gas system for hydrogen (Energy Science & Engineering (Wiley) ปี 2024) งานวิจัยนี้ทบทวนการใช้โครงข่ายก๊าซธรรมชาติสำหรับไฮโดรเจน (รวมถึงกรณีการผสมไฮโดรเจนในก๊าซ) โดยสรุปว่าทุกองค์ประกอบใน value chain ของก๊าซมีความท้าทายเมื่อเปลี่ยนมาใช้ไฮโดรเจน การผสมไฮโดรเจนเข้าระบบสามารถหลีกเลี่ยงปัญหาบางด้านได้ระดับหนึ่ง แต่ให้ผลในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเพียงเล็กน้อย เนื่องจากค่าความหนาแน่นพลังงานเชิงปริมาตรของไฮโดรเจนต่ำ (เชื้อเพลิงผสมยังมีพลังงานต่อหน่วยปริมาตรต่ำกว่าเดิม) นอกจากนี้ การเปลี่ยนไปใช้ไฮโดรเจน 100% ในระบบท่อเดิม เป็นไปไม่ได้เลยหากไม่มีการปรับปรุงหรือเปลี่ยนอุปกรณ์เกือบทั้งหมด และถึงแม้จะแก้ปัญหาด้านเทคนิควมถึงเศรษฐศาสตร์ได้ ก็ยังคงมีความเสี่ยงด้านความปลอดภัยและสิ่งแวดล้อมที่ต้องใส่ใจอย่างจริงจัง (เช่น การรั่วไหลของไฮโดรเจนผ่านซีลวาล์วและท่อที่มีอยู่ ทำให้เกิดความเสี่ยงการสะสมตัวเป็นส่วนผสมระเบิด รวมถึงปัญหาการปล่อยไฮโดรเจนสู่บรรยากาศ) งานวิจัยนี้เน้นการนำไฮโดรเจนมาใช้จำเป็นต้องปรับปรุงมาตรฐานความปลอดภัย วัสดุ และอุปกรณ์อย่างรอบด้าน ควบคู่ไปกับการคำนึงว่าการผสมไฮโดรเจนเพียงสัดส่วนต่ำ ๆ อาจไม่เพียงพอในการลดการปล่อย CO_2 อย่างมีนัยสำคัญ

Donato Cecere และคณะ, 2023[4] ได้ทำการศึกษาเรื่อง Gas Turbine Combustion Technologies for Hydrogen Blends ทำการศึกษาโดย Donato Cecere และคณะ (Energies (MDPI) ปี 2023) งานวิจัยนี้กล่าวถึงเทคโนโลยีการเผาไหม้ในกังหันก๊าซสำหรับเชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจน โดยสำรวจขีดความสามารถปัจจุบันของระบบกังหันก๊าซที่ใช้ก๊าซธรรมชาติผสมไฮโดรเจนได้ถึง 100% และเป้าหมายการพัฒนาในปี 2024 และ 2030 ตามผู้ผลิตชั้นนำ งานวิจัยสรุปว่า การเพิ่มสัดส่วนไฮโดรเจนส่งผลต่อคุณลักษณะการเผาไหม้หลายด้าน เช่น เพิ่มความไวปฏิกิริยาของเปลวไฟ (hydrogen enriched flame มีอัตราการลุกไหม้และอุณหภูมิเปลวไฟสูงขึ้น) ซึ่งอาจทำให้เปลวไฟไม่เสถียรหรือเกิดการย้อนกลับง่าย และยังส่งผลต่อการปล่อยมวลสาร โดยเฉพาะ NO_x ที่มีแนวโน้มสูงขึ้นเนื่องจากอุณหภูมิการเผาไหม้สูงขึ้น ในงานวิจัยนี้ได้รวบรวมกลยุทธ์ทางวิศวกรรมที่ใช้ในปัจจุบันและที่กำลังพัฒนาเพื่อรองรับไฮโดรเจนในกังหันก๊าซ เช่น ระบบเผาไหม้ Dry Low NOx (DLN) ที่มีการจ่ายอากาศเป็นชั้นๆ เพื่อลดการเกิด NO_x การออกแบบหัวเผาแบบไมโครมิกส์ (micro-mixing) ที่ผสมเชื้อเพลิงกับอากาศอย่างละเอียดเพื่อหลีกเลี่ยงไฟย้อนกลับ การจุดไฟแบบอัตโนมัติ (self-ignition) และ การหมุนเวียนไอเสีย (Exhaust Gas Recirculation, EGR) เพื่อลดอุณหภูมิเปลวไฟ เป็นต้น เทคนิคเหล่านี้ช่วยให้กังหันก๊าซรุ่นใหม่สามารถเผาไหม้เชื้อเพลิงที่มีไฮโดรเจนสูงได้อย่างปลอดภัยยิ่งขึ้น โดยบางระบบเชิงพาณิชย์ในปัจจุบันรองรับได้ ~20–30% H_2 โดยไม่ต้องดัดแปลงมาก และมีการทดสอบต้นแบบที่รองรับไฮโดรเจน 100% เพื่อมุ่งสู่การผลิตไฟฟ้าไร้คาร์บอนในอนาคต (แม้ว่าในทางปฏิบัติการใช้ไฮโดรเจน 100% จะต้องแก้ปัญหาเทคนิคหลายด้านควบคู่กัน

Mihnea-D. Bloj และคณะ, 2025[5] ทำการศึกษาเรื่อง Comprehensive review of hydrogen–natural gas blending: Global project insights with a focus on implementation and impact in Romanian gas networks (Heliyon (Cell Press) ปี 2025) งานวิจัยนี้รวบรวมโครงการและงานวิจัยทั่วโลกเกี่ยวกับการผสมไฮโดรเจนในระบบก๊าซธรรมชาติ โดยเน้นทั้งด้านปฏิบัติการจริงและผลกระทบ

(พร้อมกรณีศึกษาประเทศโรมาเนีย) สรุปผลลัพธ์ที่สำคัญได้ดังนี้ การทดลองในภาคอุตสาหกรรมพบว่าการเติมไฮโดรเจนช่วยปรับปรุงประสิทธิภาพการเผาไหม้อย่างชัดเจน เช่น กรณีหม้อไอน้ำที่ ผสมไฮโดรเจน 30% สามารถเพิ่มประสิทธิภาพการเผาไหม้จาก ~39.3% เป็น ~44.4% พร้อมกับลดการปล่อย CO_2 และ CO ตามสัดส่วนไฮโดรเจนที่เพิ่ม (แต่ก็พบว่าอัตราการเกิด NO_x แปรผัน ไม่เป็นแนวโน้มแน่นอนเมื่อเพิ่มไฮโดรเจน ซึ่งขึ้นกับการควบคุมการเผาไหม้) จากการวิเคราะห์วัฏจักรชีวิต (LCA) ของเชื้อเพลิงผสมพบว่าการผสมไฮโดรเจนสามารถลดศักยภาพภาวะโลกร้อนได้เพียงเล็กน้อย เช่น ลดลงประมาณ 6.233⟶6.123 กก. CO_2 ต่อการใช้เชื้อเพลิง 1 กก. นอกจากนี้แบบจำลองพลังงานขนาดใหญ่ยังประเมินว่าการผสมไฮโดรเจนช่วยลดการปล่อย CO_2 สูงสุด ~15% ในระดับโลก และอาจลดได้ถึง ~66% ในภาคไฟฟ้าที่ใช้พลังงานหมุนเวียนสูง แต่การลดดังกล่าวเป็นไปได้ต่อเมื่อใช้ไฮโดรเจนสัดส่วนสูงมาก; หากถูกจำกัดด้วยข้อจำกัดทางวิศวกรรม (เช่น ท่อส่งก๊าซรองรับไฮโดรเจนได้สูงสุด ~30% โดยปริมาตร) การลดการปล่อยจริงจะอยู่ราว 5–6% เท่านั้น เนื่องจากพลังงานรวมต่อปริมาตรของส่วนผสมลดลงเมื่อเพิ่ม H_2 บทความยังเน้นย้ำว่า การผสมไฮโดรเจนเป็นแนวทางที่ให้ประโยชน์ด้านสิ่งแวดล้อมและประสิทธิภาพจริง แต่ผลลัพธ์ขึ้นกับแหล่งที่มาของไฮโดรเจน (สีเขียว/ฟอสซิล) และสัดส่วนที่ใช้ ดังนั้นจำเป็นต้องวางแผนอย่างสมดุล ทั้งด้านเทคโนโลยีการเผาไหม้ (เพื่อควบคุม NO_x และเสถียรภาพเปลวไฟ) และด้านความคุ้มค่าพลังงาน เพื่อให้การผสมไฮโดรเจนในภาคอุตสาหกรรมเกิดความยั่งยืน

วารสารวิชาการในประเทศไทย ซึ่งในส่วนนี้การศึกษาวิจัยในเรื่อง **“การใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติในโรงงานอุตสาหกรรมด้านเทคนิค”** ยังไม่มีการศึกษาและเผยแพร่ในประเทศไทย โดยทางคณะผู้วิจัยได้ทำการค้นคว้าพบเป็นบทความวิชาการมีรายละเอียดดังนี้

บทความวิชาการในประเทศ

1. บทความด้านพลังงาน สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน (กกพ.) บทความเกี่ยวกับไฮโดรเจน อนาคตแห่งพลังงานโลก (ตอนที่ 3)[6] เผยแพร่วันที่ 15 สิงหาคม 2566 บทความนี้เป็นบทวิเคราะห์ภาพรวมการพัฒนา “พลังงานไฮโดรเจน” ในภาคส่วนต่าง ๆ รวมถึงอุตสาหกรรม โดยกล่าวถึงทั้งการผลิตไฮโดรเจนคาร์บอนต่ำและการประยุกต์ใช้เชิงนโยบาย หนึ่งในประเด็นสำคัญคือ ศักยภาพการใช้ไฮโดรเจนร่วมกับก๊าซธรรมชาติในโรงไฟฟ้าและโรงงานอุตสาหกรรม เช่น กังหันก๊าซชนิด H-Class ของบริษัท General Electric ที่มีการติดตั้งระบบเผาไหม้ชนิด Dry Low NO_x 2.6e สามารถใช้เชื้อเพลิงผสมที่มีไฮโดรเจนถึง 50% โดยปริมาตร ได้อย่างปลอดภัยและมีเสถียรภาพ ในโรงงานเหล็ก โรงกลั่น และปิโตรเคมีหลายแห่งทั่วโลก นอกจากนี้ยังมีการกล่าวถึงโครงการในประเทศไทยที่วางแผนผสมไฮโดรเจน (ไม่เกิน 20% โดยปริมาตร) ลงในระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ เพื่อนำไปใช้กับโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซที่กำลังจัดหาอยู่ ซึ่งสัดส่วน 20% นี้ถือว่า “ไม่ก่อให้เกิดผลกระทบ” ต่อระบบมากนักตามเกณฑ์ความปลอดภัย ปัจจุบันประเด็นดังกล่าวชี้ให้เห็นว่าในระยะสั้นถึงกลาง การผสมไฮโดรเจนในก๊าซธรรมชาติสัดส่วนไม่เกิน ~20% เป็นทางเลือกที่อุตสาหกรรมสามารถปรับใช้ได้จริง โดยไม่ต้องเปลี่ยนแปลงอุปกรณ์มาก (เช่น ท่อหรือหัวเผามาตรฐานยังใช้งานได้) และช่วยลดการปล่อย CO_2 ของภาคพลังงานได้ระดับหนึ่ง ขณะเดียวกันก็เป็นระดับที่ยังรักษาความปลอดภัยในการปฏิบัติการได้อยู่

2. บทความจาก ปตท. “พลังงานไฮโดรเจน” สร้างโอกาสธุรกิจ สร้างความยั่งยืน[7] – บทความข่าวเผยแพร่โดย Energy Thai Chamber (หอการค้าไทย), 25 ธันวาคม 2567. บทความนี้กล่าวถึงวิสัยทัศน์และแผนยุทธศาสตร์ของประเทศไทยในการพัฒนาเทคโนโลยีพลังงานไฮโดรเจน โดยเฉพาะบทบาทของบริษัท ปตท. ในการลงทุนและส่งเสริมไฮโดรเจนในภาคพลังงานและอุตสาหกรรมไทย รายงานได้ระบุ

เป้าหมายระยะสั้น-กลาง (ปี 2030 หรือ พ.ศ.2573) ว่าจะเริ่มมีการผสมไฮโดรเจนประมาณ 5–10% เข้ากับก๊าซธรรมชาติสำหรับการผลิตไฟฟ้าผ่านระบบท่อส่งก๊าซที่มีอยู่เพื่อทดแทนเชื้อเพลิงฟอสซิลบางส่วน ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก และเสริมความมั่นคงทางพลังงาน (สอดคล้องกับแนวโน้มหลายประเทศที่เริ่มผสม H_2 ~10% ในเครือข่ายก๊าซ) จากนั้นในระยะยาว (ปี 2040–2050) มีแผนจะเพิ่มสัดส่วนไฮโดรเจนในท่อก๊าซเป็น 10–20% พร้อมทั้งบังคับใช้มาตรการทางการเงินเพื่อสนับสนุน (เช่น การกำหนดราคาคาร์บอน ในโครงสร้างราคาเชื้อเพลิง) และการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานต่าง ๆ ให้รองรับการใช้ไฮโดรเจนมากขึ้น ยุทธศาสตร์นี้ชี้ให้เห็นว่าไทยมุ่งเน้นการผสมไฮโดรเจนในระบบพลังงานที่มีอยู่เดิมอย่างค่อยเป็นค่อยไป โดยเริ่มจากสัดส่วนต่ำ ๆ ที่ปลอดภัยก่อน (ไม่กระทบความปลอดภัยระบบท่อ/อุปกรณ์มากนัก) แล้วค่อยเพิ่มขึ้นเมื่อเทคโนโลยีพร้อม ควบคู่กับการสร้างแรงจูงใจทางเศรษฐศาสตร์ (เช่น เครดิต/ภาษีคาร์บอน) ทั้งนี้เป้าหมายสูงสุดคือการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากภาคอุตสาหกรรมและไฟฟ้า โดยที่ยังคงความน่าเชื่อถือของระบบพลังงาน ผ่านการใช้ไฮโดรเจนซึ่งเป็นเชื้อเพลิงสะอาดในสัดส่วนที่เพิ่มขึ้นตามลำดับ

3.2 การศึกษาและวิจัยเกี่ยวกับการใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติในโรงงานอุตสาหกรรมด้านเศรษฐศาสตร์

สถาบันวิจัยและพัฒนาพลังงานนครพิงค์ มหาวิทยาลัยเชียงใหม่ ได้รวบรวมผลการศึกษาและวิจัยเกี่ยวกับการใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติในโรงงานอุตสาหกรรมด้านเศรษฐศาสตร์จากวารสารวิชาการที่เผยแพร่ทั้งในประเทศและต่างประเทศ ในระยะเวลา 5 ปีที่ผ่านมา (2020-2025) โดยเน้นความสำคัญกับการวิเคราะห์ด้านเศรษฐศาสตร์ของการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ ในภาคอุตสาหกรรมมากขึ้น เน้นไปที่ต้นทุน-ผลตอบแทน ความคุ้มค่าระยะยาว และผลกระทบทางเศรษฐกิจโดยรวม มีรายละเอียดดังนี้

วารสารวิชาการต่างประเทศ

Abeykoon C และคณะ[8], 2022 ได้ศึกษาในเรื่อง Hydrogen Blending into Natural Gas Networks: A Techno-Economic Review (Renewable and Sustainable Energy Reviews, ปี 2022) งานวิจัยนี้มุ่งศึกษาความเป็นไปได้ของ การผสมไฮโดรเจน (H_2) ลงในระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ (NG) โดยวิเคราะห์ทั้งด้านเทคโนโลยี เศรษฐศาสตร์ และข้อจำกัดของโครงสร้างพื้นฐาน เพื่อรองรับเป้าหมายด้านพลังงานสะอาดและการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก จากกงานวิจัยนี้แยกเป็นประเด็นสำคัญได้ดังนี้

1.1 ความเหมาะสมของสัดส่วนการผสม การผสมไฮโดรเจนในสัดส่วนต่ำ (ไม่เกิน 20%) สามารถดำเนินการได้โดยไม่จำเป็นต้องปรับเปลี่ยนระบบท่อส่งก๊าซเดิม หรืออุปกรณ์หลักในโรงงานอุตสาหกรรม ถือเป็นทางเลือกที่เหมาะสมในการเริ่มต้นนำไฮโดรเจนเข้าสู่ระบบพลังงานโดยไม่ต้องลงทุนมาก

1.2 ต้นทุนการผลิตไฮโดรเจน แม้ว่า ไฮโดรเจนสีเขียว (green hydrogen) ที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียนจะมีต้นทุนสูงกว่าก๊าซธรรมชาติหลายเท่า (~4–6 USD/kg) แต่เมื่อผสมไฮโดรเจนในระดับต่ำ (~5–10%) ต้นทุนเชื้อเพลิงรวมจะเพิ่มขึ้นเพียง ประมาณ 10–15% ซึ่งถือว่าอยู่ในระดับที่ ยอมรับได้ทางเศรษฐศาสตร์ โดยเฉพาะหากมีมาตรการส่งเสริม เช่น คาร์บอนเครดิต หรือราคาคาร์บอน

1.3 ผลกระทบต่อโครงสร้างพื้นฐาน การผสมไฮโดรเจนในระดับต่ำไม่จำเป็นต้องปรับปรุงระบบท่อส่งแรงดันสูง ระบบจ่ายก๊าซ หัวเผา หรือหม้อไอน้ำแบบเดิมอย่างมีนัยสำคัญ ทำให้ภาคอุตสาหกรรมสามารถนำไปปรับใช้ได้ทันทีในหลายพื้นที่ หากต้องการผสมในระดับสูงขึ้น (>30%) จำเป็นต้องเปลี่ยนวัสดุ/ออกแบบระบบใหม่ทั้งหมด

1.4 บทบาทเชิงกลยุทธ์ การผสมไฮโดรเจนถือเป็น กลยุทธ์ระยะเปลี่ยนผ่าน (transitional strategy) ไปสู่การใช้ไฮโดรเจนบริสุทธิ์ในอนาคต ซึ่งจะรองรับการใช้ไฮโดรเจนบริสุทธิ์ในสัดส่วนสูงหรือ 100% ได้ เมื่อเทคโนโลยีและโครงสร้างพื้นฐานพร้อมมากขึ้น

สรุปได้ว่า การผสมไฮโดรเจน ≤20% กับก๊าซธรรมชาติ เป็นแนวทางที่มีความเป็นไปได้สูง ทั้งในเชิงเทคนิคและเศรษฐศาสตร์ เหมาะสำหรับการเริ่มต้นลดคาร์บอนในภาคอุตสาหกรรมและพลังงาน โดยไม่ต้องรื้อโครงสร้างพื้นฐานเดิมทั้งหมด แม้ยังมีความท้าทายด้านต้นทุนและข้อกำหนดทางกฎหมาย งานวิจัยนี้ชี้ให้เห็นว่า หากได้รับการสนับสนุนจากภาครัฐในรูปแบบนโยบายที่เหมาะสม เช่น กลไกราคาคาร์บอน การจัดสรรเครดิตคาร์บอน หรือเงินทุนสนับสนุนโครงการนำร่อง การผสมไฮโดรเจนจะกลายเป็นทางเลือกสำคัญในการผลักดันสู่ระบบพลังงานสะอาดในอนาคต

Cristello และคณะ, 2023 [9] ได้ทำการศึกษาในเรื่อง Feasibility Analysis of Blending Hydrogen into Natural Gas Networks ทำการวิเคราะห์ความเป็นไปได้ของการผสมไฮโดรเจน กับเครือข่ายก๊าซธรรมชาติการศึกษาความเป็นไปได้ในการผสมไฮโดรเจนเข้าสู่โครงข่ายก๊าซธรรมชาติในเชิงเศรษฐศาสตร์ โดยมีการใช้แบบจำลองพลังงานและต้นทุนที่ครอบคลุมองค์ประกอบหลักของระบบท่อก๊าซที่มีการผสมไฮโดรเจนในสัดส่วนต่าง ๆ เพื่อประเมินผลกระทบที่เกิดขึ้น ดังนี้

1. ต้นทุนรวมของระบบ (Total Cost of Ownership - TCO) ในงานวิจัยนี้ได้พัฒนาโมเดลเพื่อวิเคราะห์ ค่าใช้จ่ายรวมตลอดอายุการใช้งาน ของระบบเครือข่ายก๊าซที่ผสมไฮโดรเจน โดยคำนึงถึง:

CAPEX (Capital Expenditure): ค่าใช้จ่ายในการปรับปรุงโครงสร้างพื้นฐาน เช่น ท่อ สถานีผสม เครื่องอัดก๊าซ

OPEX (Operating Expenditure): ค่าดำเนินงาน เช่น พลังงาน การบำรุงรักษา ค่าจัดเก็บไฮโดรเจนต้นทุนเชื้อเพลิงต่อหน่วยพลังงาน (€/MJ หรือ €/Nm³)

มีผลลัพธ์การวิจัยดังนี้ เมื่อสัดส่วนไฮโดรเจน ≤ 20% vol: ต้นทุนรวมเพิ่มขึ้นเล็กน้อย (~10–15%) เมื่อเทียบกับการใช้ก๊าซธรรมชาติล้วน ในขณะที่หากเพิ่มสัดส่วนไฮโดรเจน ≥ 30%: TCO เพิ่มสูงขึ้นแบบไม่เป็นเชิงเส้น เนื่องจากต้นทุนด้านวัสดุและความซับซ้อนของระบบควบคุม

2. ต้นทุนเชื้อเพลิงต่อหน่วย (€/MJ) เพิ่มขึ้นโดยเปรียบเทียบที่สัดส่วนการผสมไฮโดรเจนดังนี้

ตารางที่ 3-3 ต้นทุนเชื้อเพลิงต่อหน่วย (€/MJ) เพิ่มขึ้นโดยเปรียบเทียบที่สัดส่วนการผสมไฮโดรเจน

สัดส่วน H_2 (vol%)	ค่าพลังงานเชิงความร้อน (MJ/Nm³)	ต้นทุนเฉลี่ย (€/MJ)	หมายเหตุ
0% (NG ล้วน)	~38	~0.01–0.02	NG ราคาตลาด
10%	~36	~0.02–0.03	เริ่มเห็นผลเพิ่มขึ้น
30%	~32	~0.04–0.06	ต้องใช้ H_2 สีเทาหรือสีน้ำเงิน
100% (H_2 ล้วน)	~12.7	~0.09–0.15	H_2 สีเขียว: ราคาสูง

หมายเหตุ: ไฮโดรเจนมีค่าพลังงานต่ำต่อหน่วยปริมาตรแม้จะมีค่าความร้อนสูงต่อหน่วยมวล ทำให้ต้นทุนต่อ MJ สูงขึ้น โดยแหล่งที่มาของต้นทุนที่ระบุไว้ในงานของ Cristello et al., 2023 มีดังนี้

1. ราคาก๊าซธรรมชาติ (NG)
    - แหล่งข้อมูล: Eurostat และ International Energy Agency (IEA)
    - ช่วงราคาอ้างอิง: ~0.01–0.02 €/MJ สำหรับ NG ล้วน (ขึ้นกับตลาดยุโรป ปี 2021–2022)
    - ราคานี้แสดงถึงราคาตลาดเฉลี่ยที่รวมถึงต้นทุนการจัดหาและค่าธรรมเนียมขนส่ง

2. ราคาของไฮโดรเจนในรูปแบบต่าง ๆ
    - Grey Hydrogen (H_2 สีเทา): ~1.0–1.5 €/kg หรือ ~0.03–0.05 €/MJ
        - แหล่งอ้างอิง: Hydrogen Council, IEA Hydrogen Projects Database
    - Blue Hydrogen (H_2 สีน้ำเงิน): ~1.5–2.5 €/kg หรือ ~0.05–0.08 €/MJ
        - คำนวณจากการผลิตโดยใช้ SMR + CCS
    - Green Hydrogen (H_2 สีเขียว): ~3.5–6.0 €/kg หรือ ~0.10–0.18 €/MJ
        - แหล่งอ้างอิง: IRENA, Hydrogen Europe, IEA
        - คำนวณจากการใช้พลังงานหมุนเวียนร่วมกับ electrolysis

3. การคำนวณต้นทุนต่อ MJ
    - ใช้ค่าความร้อนของก๊าซ (Lower Heating Value: LHV)
        - NG: ~38 MJ/Nm³
        - H_2: ~12.7 MJ/Nm³
    - จากนั้นนำราคาต่อ Nm³ หรือ kg มาแปลงเป็น €/MJ เพื่อเปรียบเทียบต้นทุนพลังงานอย่างเป็นธรรม

3. ต้นทุนการลด CO_2 (Cost of CO_2 Abatement) เนื่องจากการใช้ไฮโดรเจนผสมกับก๊าซธรรมชาติเพื่อช่วยลดการปล่อย CO_2 ได้ในสัดส่วนตรงกับพลังงานที่แทนที่ แต่ต้นทุนต่อการลด 1 ตัน CO_2 มีดังนี้

ตารางที่ 3-4 ต้นทุนการลด CO_2 จากการใช้ไฮโดรเจนผสมกับก๊าซธรรมชาติ

สัดส่วน H_2	CO_2 ลดลง (%)	ต้นทุนต่อการลด CO_2 (€/t CO_2)
10%	~5–7%	~110–140
20%	~10–12%	~90–120
30%	~15–18%	~140–180
100%	~100%	>250

ค่าเหล่านี้ขึ้นอยู่กับราคาผลิตไฮโดรเจน (สีเทา/น้ำเงิน/เขียว) และประเภทอุตสาหกรรมที่ใช้งาน

ดังนั้นในงานวิจัยนี้สรุปได้ว่าการผสมไฮโดรเจนเข้ากับก๊าซธรรมชาติในโครงข่ายท่อเดิมเป็นแนวทางหนึ่งที่มีศักยภาพสูงในการลดคาร์บอน โดยมีข้อจำกัดทางเทคนิคและต้นทุนที่ต้องได้รับการบริหารจัดการอย่างรอบคอบ โดยเฉพาะในระดับการผสมไม่เกิน 20% จะให้สมดุลที่ดีที่สุดระหว่างต้นทุน ประสิทธิภาพ และผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม

รายงานวิเคราะห์และคาดการณ์อนาคตของเศรษฐกิจไฮโดรเจนในระบบพลังงานโลกในต่างประเทศ

Hydrogen Economy Outlook 2021–2025[10]: อนาคตของไฮโดรเจนในระบบพลังงานโลก รายงานโดย BloombergNEF (BNEF) (2021 คาดการณ์ครอบคลุมถึงปี 2025) รายงานฉบับนี้วิเคราะห์ศักยภาพของไฮโดรเจนในฐานะเชื้อเพลิงสะอาด ที่สามารถช่วยให้โลกบรรลุเป้าหมายด้านการลดคาร์บอน โดยเน้นทั้งด้าน ต้นทุนเทคโนโลยี การใช้ในภาคอุตสาหกรรม และความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ ในบริบทของการเปลี่ยนผ่านสู่เศรษฐกิจพลังงานสะอาด

เศรษฐกิจไฮโดรเจน (Hydrogen Economy) ได้รับการยอมรับอย่างกว้างขวางว่าเป็นหนึ่งในกลไกสำคัญในการขับเคลื่อนการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในระดับโลก BNEF (ได้วิเคราะห์ศักยภาพของไฮโดรเจนในหลากหลายมิติ ทั้งด้านต้นทุนการผลิต เทคโนโลยีที่เกี่ยวข้อง และความเหมาะสมในการประยุกต์ใช้ในภาคอุตสาหกรรม โดยเฉพาะอย่างยิ่ง ไฮโดรเจนสีเขียว (Green Hydrogen) ซึ่งมีแนวโน้มจะมีบทบาทอย่างมีนัยสำคัญในการเปลี่ยนผ่านสู่ระบบพลังงานสะอาด หากได้รับการสนับสนุนเชิงนโยบายและการลงทุนอย่างต่อเนื่องจากทั้งภาครัฐและเอกชน โดยมีรายละเอียดในรายงานดังนี้

3.1 ต้นทุนไฮโดรเจนสีเขียวมีแนวโน้มลดลงอย่างมาก รายงานคาดว่า หากมีการลงทุนและขยายกำลังการผลิต Electrolyzer อย่างจริงจัง ต้นทุนของไฮโดรเจนสีเขียวจะสามารถลดลงจากระดับ 4–12 USD/kg ในปัจจุบัน เหลือเพียง ~1.5 USD/kg ภายในปี 2030 จุดเปลี่ยนนี้จะทำให้ไฮโดรเจนสีเขียวเริ่ม แข่งขันได้ทางเศรษฐศาสตร์ กับเชื้อเพลิงฟอสซิล โดยเฉพาะในประเทศที่มีศักยภาพพลังงานหมุนเวียนสูง

3.2 การผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติจะกลายเป็นทางเลือกที่คุ้มค่า เมื่อราคาของไฮโดรเจนลดต่ำลง การนำมาผสมกับก๊าซธรรมชาติจะเริ่มคุ้มค่าในเชิงพาณิชย์ เมื่อราคาของ H_2 สีเขียวลดลง และการผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติในสัดส่วน ≤20% โดยปริมาตรสามารถดำเนินการในโครงสร้างพื้นฐานเดิม เช่น ท่อส่งก๊าซ หม้อไอน้ำ และกังหันก๊าซ โดยไม่ต้องลงทุนใหม่มากนัก แนวทางนี้ถือเป็น “จุดเริ่มต้นที่เป็นไปได้จริง” สำหรับการนำไฮโดรเจนมาใช้ในอุตสาหกรรมอย่างกว้างขวาง

3.3 ภาคอุตสาหกรรมหนักเป็นกลุ่มเป้าหมายที่มีศักยภาพสูง ภาคอุตสาหกรรมหนัก เช่น อุตสาหกรรมซีเมนต์ อุตสาหกรรมเหล็กและโลหะ และ อุตสาหกรรมกระจก ถือเป็นกลุ่มเป้าหมายที่เหมาะสมสำหรับการเปลี่ยนผ่านสู่พลังงานไฮโดรเจน เพราะมีอัตราการปล่อย CO_2 ต่อหน่วยพลังงานสูง การนำไฮโดรเจนมาใช้จะช่วยลดคาร์บอนได้ในระดับโครงสร้างและการลด CO_2 ในภาคอุตสาหกรรมเหล่านี้จะช่วยให้ประเทศต่าง ๆ บรรลุเป้าหมาย Net Zero ได้รวดเร็วขึ้น

สรุปรายงาน Hydrogen Economy Outlook 2021–2025 ของ BNEF ยืนยันว่าไฮโดรเจน โดยเฉพาะไฮโดรเจนสีเขียว จะมีบทบาทสำคัญในการลดการปล่อยคาร์บอนของโลกในทศวรรษหน้า หากมีการส่งเสริมในด้านต้นทุนและนโยบายอย่างต่อเนื่อง การผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติจะเป็นแนวทางช่วงเปลี่ยนผ่านที่คุ้มค่าและเป็นไปได้ในเชิงเศรษฐศาสตร์ โดยเฉพาะในภาคอุตสาหกรรมที่มีความจำเป็นเร่งด่วนในการลดการปลดปล่อยคาร์บอน

วารสารวิชาการในประเทศไทย ซึ่งในส่วนนี้การศึกษาวิจัยในเรื่อง “**การใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติในโรงงานอุตสาหกรรมด้านเศรษฐศาสตร์**” ยังไม่มีการศึกษาและเผยแพร่ในประเทศไทย โดยทางคณะผู้วิจัยได้ทำการค้นคว้าพบเป็นบทความวิชาการมีรายละเอียดดังนี้

บทความวิชาการในประเทศ

บทความของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) (2565)[11] เรื่อง แนวโน้มการใช้ไฮโดรเจนในระบบพลังงานไทย จากเป้าหมายการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของประเทศไทยในระยะยาว โดยเฉพาะการมุ่งสู่ ความเป็นกลางทางคาร์บอน (Carbon Neutrality) ภายในปี 2050 และ Net Zero Emissions ภายในปี 2065 แนวทางการใช้พลังงานสะอาดจึงได้รับการพิจารณาอย่างจริงจัง รายงานฉบับนี้จากสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ได้ศึกษาศักยภาพของ "ไฮโดรเจน" ในบริบทของประเทศไทย ทั้งในแง่ของต้นทุนการผลิต เทคโนโลยีการใช้งาน และความเหมาะสมในเชิงยุทธศาสตร์ โดยเฉพาะแนวทางการผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ มีรายละเอียดดังนี้

4.1 ศักยภาพของประเทศไทยในการผลิตไฮโดรเจน ประเทศไทยมีศักยภาพในการผลิตไฮโดรเจนจากทั้ง พลังงานฟอสซิล (สีเทา/น้ำเงิน) และ พลังงานหมุนเวียน (สีเขียว) เช่น พลังงานแสงอาทิตย์และชีวมวลอย่างไรก็ตาม ไฮโดรเจนสีเขียวยังมีต้นทุนสูง จึงเหมาะสำหรับใช้ผสมมากกว่า

4.2 ต้นทุนการลดคาร์บอนที่แข่งขันได้ การผสมไฮโดรเจนในก๊าซธรรมชาติเพื่อใช้ในโรงไฟฟ้าและระบบอุตสาหกรรมความร้อน สามารถลด ต้นทุนต่อการลด CO_2 (Cost of Carbon Abatement) ได้อยู่ที่ประมาณ 70–120 USD/tonCO_2 ตัวเลขนี้ ต่ำกว่าการใช้เทคโนโลยีดักจับ CO_2 (Carbon Capture) ในหลายภาค ซึ่งมีต้นทุนสูงกว่า 150–250 USD/ton CO_2

4.3 ภาคพลังงานและอุตสาหกรรมพลังงานเข้มข้นคือกลุ่มเป้าหมายแรก สนพ. สนับสนุนให้เริ่มนำร่องในภาคที่มีโครงสร้างพื้นฐานรองรับการเผาไหม้ของก๊าซธรรมชาติเดิมอยู่แล้ว เช่น โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ (Gas Turbine) โรงกลั่นน้ำมัน โรงงานปิโตรเคมี เหมาะสำหรับการเปลี่ยนผ่านโดยไม่ต้องปรับระบบใหม่ทั้งหมด

สรุปการผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติถือเป็น แนวทางการลดคาร์บอนต้นทุนต่ำในระยะสั้นถึงกลาง สำหรับประเทศไทย โดยเฉพาะเมื่อเปรียบเทียบกับทางเลือกอื่นอย่างการดักจับคาร์บอนหรือพลังงานไฟฟ้าจากหมุนเวียนในระดับโรงงาน สนพ. จึงเสนอให้มีการวางแผนด้านโครงสร้างพื้นฐานและสนับสนุนโครงการนำร่องในอุตสาหกรรมเป้าหมาย

3.3 การศึกษาและวิจัยเกี่ยวกับการใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติในโรงงานอุตสาหกรรมด้านกฎหมายและกฎระเบียบ

การใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจน (Hydrogen: H_2) กับก๊าซธรรมชาติ (Natural Gas: NG) กำลังกลายเป็นแนวทางสำคัญในการลดการปล่อยคาร์บอนในภาคอุตสาหกรรมโดยไม่ต้องลงทุนเปลี่ยนแปลงโครงสร้างพื้นฐานพลังงานทั้งหมดในทันที อย่างไรก็ตามการใช้งานในระดับเชิงพาณิชย์ยังคงเผชิญกับข้อจำกัดด้านกฎหมายและกฎระเบียบซึ่งถือเป็นปัจจัยสำคัญต่อการนำไปใช้จริง โดยเฉพาะในด้านความปลอดภัย การควบคุมระบบท่อส่ง และการออกใบอนุญาตในโรงงาน มีรายละเอียดดังนี้

1. ความปลอดภัยและการควบคุม

เนื่องจากเชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ มีคุณลักษณะไวไฟสูง โดยเฉพาะเมื่อมีสัดส่วนของไฮโดรเจนเพิ่มขึ้น จึงจำเป็นต้องอยู่ภายใต้ ข้อกำหนดด้านความปลอดภัยอย่างเข้มงวด ทั้งในเรื่องของความดัน อุณหภูมิ และระบบป้องกันการย้อนเปลวไฟ (flashback) รวมถึงมาตรการควบคุมการระเบิดในระบบท่อส่งและหม้อไอน้ำ

2. มาตรฐานทางเทคนิค

ปัจจุบันยังไม่มีมาตรฐานสากลที่ระบุอย่างชัดเจนว่า การผสมไฮโดรเจนในก๊าซธรรมชาติควรอยู่ที่สัดส่วนเท่าใดจึงจะปลอดภัย อย่างไรก็ตาม องค์กรระดับสากล เช่น ISO, NFPA, และ IEC ได้ให้คำแนะนำเบื้องต้นว่า ไม่ควรผสมเกิน 20% โดยปริมาตร ในระบบที่ไม่ได้ออกแบบมาเฉพาะสำหรับไฮโดรเจน แนวทางนี้ถือเป็นค่าที่ปลอดภัยในทางปฏิบัติ ซึ่งยังต้องผ่านการพิจารณาและปรับใช้ให้เหมาะสมกับบริบทของแต่ละประเทศก่อนที่จะนำมาใช้เป็นกฎหมายหรือมาตรฐานบังคับในระดับชาติ

3. การจัดประเภทพลังงานและเชื้อเพลิง

ในหลายประเทศรวมถึงประเทศไทย ยังไม่มีการกำหนดประเภทของ “เชื้อเพลิงผสม” (เช่น ไฮโดรเจนผสมก๊าซธรรมชาติ) อย่างชัดเจนในกฎหมาย ทำให้เกิดความไม่แน่นอนว่าเชื้อเพลิงชนิดนี้ควรจัดอยู่ในกลุ่มของ ก๊าซธรรมชาติ (NG) ไฮโดรเจน (H_2) หรือเป็นเชื้อเพลิงประเภทใหม่โดยเฉพาะ ความไม่ชัดเจนนี้ส่งผลกระทบต่อหลายด้าน เช่น การคำนวณภาษีและค่าธรรมเนียม การกำกับดูแลด้านความปลอดภัย ระบบขนส่งและการจัดเก็บ การรายงานการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ทั้งหมดนี้อาจทำให้ภาคอุตสาหกรรม ขาดความมั่นใจในการลงทุนและใช้งานจริง หากไม่มีแนวทางทางกฎหมายรองรับที่ชัดเจน

4. สิทธิในการเชื่อมต่อระบบท่อส่งก๊าซ

ปัจจุบัน ยังไม่มีแนวทางกฎหมายที่ชัดเจน ว่าโรงงานอุตสาหกรรมสามารถเชื่อมต่อและใช้ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติเดิม เพื่อรับเชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนได้หรือไม่ การดำเนินการในลักษณะนี้มักต้อง ขออนุญาตเป็นรายกรณี และขึ้นอยู่กับ การพิจารณาของหน่วยงานที่รับผิดชอบ เช่น การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) หรือผู้ให้บริการระบบท่อส่ง (TSO) เนื่องจากยังไม่มีแนวทางกลางหรือกฎเกณฑ์ที่ระบุสิทธิและเงื่อนไขไว้อย่างชัดเจน จึงทำให้เกิดความไม่แน่นอนในการวางแผนและลงทุนของภาคเอกชน

5. การอนุญาตและใบอนุญาตติดตั้งอุปกรณ์

โรงงานที่ต้องการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ ต้องได้รับการอนุมัติจากหลายหน่วยงาน เช่น กรมโรงงานอุตสาหกรรม กองควบคุมอาคาร สำนักงานพลังงาน เป็นต้น และหากมีการใช้เชื้อเพลิงผสมใน หม้อไอน้ำหรือเตาเผา อาจเข้าข่ายเป็นการใช้วัตถุไวไฟพิเศษ ซึ่งต้องปฏิบัติตามกฎหมายความปลอดภัยอย่างเคร่งครัด รวมถึงต้องผ่านการตรวจสอบและรับรองโดยวิศวกรที่มีใบอนุญาต ซึ่งขั้นตอนเหล่านี้อาจใช้เวลาและต้นทุนสูง จึงเป็นอุปสรรคสำคัญที่ควรได้รับการพิจารณาในการกำหนดนโยบายสนับสนุนเชื้อเพลิงผสมในภาคอุตสาหกรรม

รายละเอียดของกฎหมายและกฎระเบียบรวมถึงมาตรฐานที่เกี่ยวข้องกับการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติมีดังนี้

Hydrogen Blending into Gas Grids – Legal and Regulatory Issues[12] เผยแพร่โดย International Energy Agency (IEA), 2022 รายงานฉบับนี้ชี้ให้เห็นว่า ประเทศส่วนใหญ่ทั่วโลกยังไม่มีกรอบกฎหมายเฉพาะที่รองรับการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติอย่างเป็นระบบ โดยเฉพาะในส่วนของการผลิต การขนส่ง และการใช้งานในระดับอุตสาหกรรม กฎหมายเดิมที่ใช้ควบคุมก๊าซธรรมชาติ (NG) ไม่ครอบคลุมกรณีของเชื้อเพลิงผสม (H_2–NG blend) ส่งผลให้ ขั้นตอนการอนุมัติใช้จริงมีความล่าช้าและต้องพิจารณาเป็นรายกรณี ซึ่งในรายงานเสนอแนวคิดการออกแบบกฎหมายใหม่ในรูปแบบ “Hydrogen-Ready Regulation” โดยมีองค์ประกอบสำคัญ ดังนี้

1.1 กำหนดสัดส่วนไฮโดรเจนที่อนุญาต ในระบบ (เช่น EU แนะนำไม่เกิน 20% โดยปริมาตร)

1.2 กำหนดมาตรฐานด้านความปลอดภัย สำหรับระบบที่ใช้เชื้อเพลิงผสม

1.3 กำหนดสิทธิการเข้าถึงระบบท่อส่งก๊าซ (access rights) สำหรับผู้ผลิตไฮโดรเจน

1.4 จัดการเรื่อง การควบคุมคุณภาพเชื้อเพลิงผสม เพื่อให้การใช้งานปลอดภัยและได้พลังงานตามมาตรฐาน

EU Hydrogen and Decarbonized Gas Package (2021–2023) [13] เผยแพร่โดย European Commission ร่างกฎหมายนี้เป็นหนึ่งในความพยายามของสหภาพยุโรปในการผลักดันการใช้พลังงานสะอาด โดยรวมถึงการสนับสนุนการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติในระบบก๊าซของทวีปยุโรป มีรายละเอียดดังนี้

1. ระบบก๊าซในประเทศสมาชิกต้อง สามารถรองรับเชื้อเพลิงผสมได้บางระดับ และมีการกำหนดขีดจำกัดด้านเทคนิค
2. ผู้ผลิตไฮโดรเจนมีสิทธิในการเข้าถึงระบบโครงข่ายก๊าซ (Third-party access) เพื่อส่งเชื้อเพลิงผสมไปยังผู้ใช้ปลายทาง
3. มีกำหนดให้ใช้ มาตรฐานการวัดค่าพลังงานของเชื้อเพลิงผสม (Energy content) เพื่อความโปร่งใสในการซื้อขาย เช่น หน่วย MJ/m³ หรือ kWh

ในประเทศไทยมีส่วนของกฎหมายไทยที่เกี่ยวข้องกับการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติมีดังนี้

1. พระราชบัญญัติควบคุมความปลอดภัยด้านพลังงาน พ.ศ. 2550
   - ปัจจุบันยังไม่มีบทบัญญัติเฉพาะ สำหรับเชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ
   - หากใช้ไฮโดรเจนบริสุทธิ์ถือเป็น วัตถุไวไฟพิเศษ ที่ต้องขออนุญาตจากกรมโรงงานอุตสาหกรรม
2. กฎกระทรวงเกี่ยวกับหม้อไอน้ำและระบบเผาไหม้
   - การใช้งานเชื้อเพลิงผสมในหม้อไอน้ำต้องผ่านการ ตรวจสอบความปลอดภัยจากวิศวกร ที่ได้รับใบอนุญาต
   - ต้องสอดคล้องกับกฎเกณฑ์เรื่องแรงดัน ความร้อน และการควบคุมเปลวไฟ
3. การใช้ในระบบท่อส่งก๊าซ
   - ปัจจุบันยัง ไม่มีแนวทางปฏิบัติ (Guideline) ที่ชัดเจน สำหรับการนำไฮโดรเจนผสมเข้าระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ
   - จำเป็นต้องจัดทำ ร่างระเบียบใหม่ หรืออิงแนวทางจากต่างประเทศ เช่น กฎของ EU และ IEA เพื่อความปลอดภัยและความเสมอภาคในการเข้าถึงระบบ

นอกจากนี้ยังมี มาตรฐานสากล ที่เกี่ยวข้องกับการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ ซึ่งได้รับการยอมรับในต่างประเทศ สามารถนำมาใช้ในการผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติในภาคอุตสาหกรรมได้ โดยมาตรฐานเหล่านี้จะช่วยกำหนดแนวทางการปฏิบัติที่เกี่ยวข้องกับความปลอดภัยและวิศวกรรมเพื่อให้ อุปกรณ์และระบบที่เกี่ยวข้องมีความปลอดภัยและเชื่อถือได้ โดยเฉพาะเมื่อทำงานในสภาวะแรงดันสูง หรือ ความร้อนสูง รวมถึงในพื้นที่ที่อาจเป็นอันตราย ดังนั้นการอ้างอิงมาตรฐานเหล่านี้จึงเป็นสิ่งสำคัญเพื่อให้มั่นใจว่าอุปกรณ์และการดำเนินการในภาคอุตสาหกรรมจะ ปลอดภัย และสามารถปฏิบัติการได้ตามมาตรฐานสากลมีรายละเอียดดังนี้

มาตรฐาน ISO/TR 15916 Basic considerations for the safety of hydrogen systems มาตรฐานฉบับนี้ให้คำแนะนำด้านความปลอดภัยพื้นฐานของระบบไฮโดรเจนทั้งในส่วนของการผลิต การจัดเก็บ การขนส่ง และการใช้งาน โดยครอบคลุมประเด็นต่าง ๆ เช่น การจัดการแรงดัน ความเสี่ยงจากการรั่วไหล และการออกแบบระบบให้อยู่ในพื้นที่ปลอดภัย เหมาะสำหรับใช้เป็นแนวทางทั่วไปก่อนเริ่มใช้งานเชื้อเพลิงผสมในโรงงาน

มาตรฐาน NFPA 2 (USA) Hydrogen Technologies Code เป็นรหัสมาตรฐานเฉพาะด้านเทคโนโลยีไฮโดรเจนจากสหรัฐอเมริกา ที่ครอบคลุมการ ออกแบบ การติดตั้ง และการใช้งานอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้องกับไฮโดรเจน เช่น ระบบท่อส่ง ถังแรงดันสูง หัวเผา และสถานีจ่ายพลังงาน ให้คำแนะนำด้านระยะห่าง ความดันที่เหมาะสม และระบบความปลอดภัยอัตโนมัติ

มาตรฐาน IEC 60079 Explosive atmospheres – Classification of hazardous areas มาตรฐานนี้ใช้ในการจำแนกพื้นที่อันตรายจากก๊าซไวไฟ เพื่อออกแบบระบบไฟฟ้าและควบคุมอัตโนมัติอย่างปลอดภัย เช่น พื้นที่ที่มีการระเหยของไฮโดรเจนหรือก๊าซไวไฟในอัตราสูง ต้องใช้วัสดุอุปกรณ์ไฟฟ้าที่ออกแบบมาสำหรับโซนเสี่ยงตามระดับ Zone 0, 1, 2

มาตรฐาน ASME BPVC Boiler and Pressure Vessel Code มาตรฐานจากสถาบันวิศวกรรมเครื่องกลแห่งสหรัฐอเมริกา (ASME) ซึ่งกำหนดแนวทางการ ออกแบบ สร้าง และทดสอบหม้อไอน้ำ ถังแรงดัน และอุปกรณ์ที่ทำงานภายใต้แรงดันสูง รวมถึงระบบที่ใช้เชื้อเพลิงผสม H_2–NG ที่อาจมีแรงดันและอุณหภูมิสูงในการเผาไหม้

สรุป แม้มาตรฐานเหล่านี้ยัง ไม่ได้กำหนดข้อบังคับเฉพาะสำหรับเชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติโดยตรง แต่สามารถนำมาอ้างอิงเพื่อออกแบบระบบที่มีความปลอดภัยและเป็นที่ยอมรับ ประเทศไทยสามารถ ใช้มาตรฐานเหล่านี้เป็นแนวทางเบื้องต้น ก่อนพัฒนามาตรฐานหรือกฎหมายในระดับชาติที่เหมาะสมกับบริบทของอุตสาหกรรมภายในประเทศ

3.4 การศึกษาและวิจัยเกี่ยวกับการใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติในโรงงานอุตสาหกรรมด้านสิ่งแวดล้อม

ภาคอุตสาหกรรมเป็นหนึ่งในภาคส่วนที่ปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Greenhouse Gas – GHG) สูงที่สุดของประเทศ โดยเฉพาะจากกิจกรรมที่ใช้พลังงานความร้อนในกระบวนการผลิต เช่น การหลอมโลหะ การกลั่นน้ำมัน การผลิตปูนซีเมนต์ และสารเคมี ซึ่งยังคงพึ่งพาเชื้อเพลิงฟอสซิล โดยเฉพาะก๊าซธรรมชาติ (Natural Gas – NG) และถ่านหินเป็นหลัก ส่งผลให้มีการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) และมลพิษอื่น ๆ ในปริมาณมากอย่างต่อเนื่อง การเปลี่ยนผ่านสู่พลังงานสะอาด (Energy Transition) จึงกลายเป็นกลยุทธ์สำคัญในการลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมในภาคอุตสาหกรรม โดยเฉพาะอย่างยิ่งในบริบทของการบรรลุเป้าหมาย Net Zero Emissions และความเป็นกลางทางคาร์บอน (Carbon Neutrality) ในระดับประเทศ

หนึ่งในแนวทางที่ได้รับความสนใจเพิ่มขึ้นคือ การใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจน (H_2) ซึ่งเป็นพลังงานสะอาดที่ไม่ปล่อยคาร์บอนเมื่อเผาไหม้ กับ ก๊าซธรรมชาติ (NG) ซึ่งเป็นเชื้อเพลิงหลักที่ใช้อยู่แล้วในอุตสาหกรรม การผสมไฮโดรเจนในสัดส่วนที่เหมาะสม เช่น 10–30% โดยปริมาตรสามารถนำมาใช้กับหม้อไอน้ำ เตาเผา หรือกังหันก๊าซเดิมได้ทันที โดยไม่ต้องรื้อเปลี่ยนโครงสร้างพื้นฐานทั้งหมดช่วยลดภาระต้นทุนและความเสี่ยงของภาคเอกชนในการลงทุนด้านเทคโนโลยีใหม่

การใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติในภาคอุตสาหกรรมไม่ได้มีเพียงข้อดีด้านพลังงานและต้นทุนเท่านั้น แต่ยังให้ประโยชน์ต่อสิ่งแวดล้อมในหลายมิติ ดังนี้

1. ลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) เนื่องจากไฮโดรเจนเป็นพลังงานสะอาด เมื่อเผาไหม้จะไม่ปล่อยก๊าซ CO_2 การผสมไฮโดรเจนในสัดส่วน 10–30% กับก๊าซธรรมชาติช่วยลดการปล่อย CO_2 ได้ประมาณ 10–25% ถือเป็นวิธีที่สามารถนำมาใช้เพื่อลดคาร์บอนได้อย่าง มีประสิทธิภาพในระยะสั้นถึงกลางโดยไม่ต้องเปลี่ยนระบบพลังงานทั้งหมด

2. ลดมลพิษทางอากาศอื่น ๆ เช่น NO_x, PM, SOx การเผาไหม้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ ส่งผลให้มีการปล่อยมลพิษทางอากาศ เช่น ฝุ่นละอองขนาดเล็ก (PM) ซัลเฟอร์ออกไซด์ (SOx) และ ไนโตรเจนออกไซด์ (NO_x) น้อยลง เมื่อเทียบกับการใช้ถ่านหินหรือก๊าซธรรมชาติล้วน และช่วยลดความเสี่ยงต่อสุขภาพของแรงงานในโรงงานและประชาชนในพื้นที่โดยรอบรวมถึงเป็นการสนับสนุนการพัฒนาคุณภาพอากาศในเขตอุตสาหกรรม

3. ลดการพึ่งพาเชื้อเพลิงฟอสซิลในระยะยาว การเริ่มต้นใช้ไฮโดรเจนร่วมกับก๊าซธรรมชาติ เป็นการเตรียมความพร้อมของระบบ ให้สามารถเปลี่ยนไปใช้ไฮโดรเจน 100% ได้ในอนาคต และเป็นทางเลือกที่ยืดหยุ่นและค่อยเป็นค่อยไป โดยไม่รบกวนการผลิตหรือจำเป็นต้องลงทุนในเทคโนโลยีใหม่ทันที รวมถึงช่วยลดความเสี่ยงจากความผันผวนของตลาดเชื้อเพลิงฟอสซิล

4. สอดคล้องกับนโยบายด้านสิ่งแวดล้อมทั้งในระดับชาติและสากล การใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติเป็นการสนับสนุนการบรรลุเป้าหมายของประเทศไทย เช่น แผนพลังงานชาติ (National Energy Plan) ยุทธศาสตร์ BCG (Bio-Circular-Green Economy) และ เป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอนและ Net Zero Emissions เป็นแนวทางที่สามารถ นำไปใช้ได้จริงในเชิงปฏิบัติ และเริ่มต้นได้ทันทีโดยใช้ทรัพยากรที่มีอยู่

โดยวารสารงานวิจัยและรายงานที่เกี่ยวข้องด้านสิ่งแวดล้อมการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ ในภาคอุตสาหกรรมมีรายละเอียดดังนี้

วารสารงานวิจัยต่างประเทศ

Cristello และคณะ, 2023 [9] ได้ศึกษาหัวข้อ Feasibility analysis of blending hydrogen into natural gas networks การศึกษาพบว่าการผสมไฮโดรเจนมีกับก๊าซธรรมชาติสามารถลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ที่ระดับไฮโดรเจนที่ 10% ช่วยลดการปล่อย CO_2 ได้ประมาณ 5-7% และการผสม 20% สามารถลดการปล่อย CO_2 ได้ถึง 10-15% เมื่อเทียบกับการใช้ก๊าซธรรมชาติล้วน นอกจากนั้นยังสามารถลดคาร์บอนฟุตพริ้นท์ให้กับอุตสาหกรรมได้ เมื่อการผสมไฮโดรเจนเกิดขึ้นในระบบก๊าซธรรมชาติที่มีการผสม 10-20% จะเห็นได้ชัดว่า คาร์บอนฟุตพริ้นท์ลดลง โดยไม่ต้องปรับโครงสร้างระบบหรืออุปกรณ์มากนัก

รายงานที่เกี่ยวข้องด้านสิ่งแวดล้อมการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ

รายงานเผยแพร่จากต่างประเทศ

Hydrogen Blending into Gas Grids – Legal and Regulatory Issues[12] รายงานจาก International Energy Agency (IEA), 2022 ระบุว่า การผสมไฮโดรเจนในระดับ ไม่เกิน 20% โดยปริมาตรสามารถดำเนินการได้โดย ไม่ต้องดัดแปลงอุปกรณ์ระบบท่อส่งหรือหม้อไอน้ำเดิม ซึ่งช่วยลดต้นทุนการเปลี่ยนผ่านให้กับอุตสาหกรรม และในขณะเดียวกันยัง ช่วยลดการปล่อย CO_2 ได้อย่างมีนัยสำคัญจึงเป็นวิธีการลดคาร์บอนที่ ต้นทุนต่ำและนำไปใช้ได้ทันที

Hydrogen Economy Outlook 2021–2025 รายงานจาก BNEF[14] ชี้ว่าการใช้ไฮโดรเจนร่วมกับก๊าซธรรมชาติเป็นก้าวแรกสำคัญในการเปลี่ยนผ่านสู่พลังงานสะอาดในภาคอุตสาหกรรม โดยเฉพาะในกลุ่มโรงงานขนาดใหญ่ที่ยังต้องใช้ระบบความร้อนอุณหภูมิสูง ไฮโดรเจนช่วยลดการปล่อย CO_2 โดยไม่ต้องรื้อระบบเดิมและสามารถเป็น “สะพานพลังงาน” สู่การใช้ไฮโดรเจน 100% ได้ในอนาคต

รายงานเผยแพร่ภายในประเทศ

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) (2565) แนวโน้มการใช้ไฮโดรเจนในระบบพลังงานไทย รายงานของ สนพ. ประเมินว่าการผสม H_2 ลงในเชื้อเพลิงที่ใช้ใน โรงไฟฟ้าและอุตสาหกรรมพลังงานเข้มข้นของไทย เช่น โรงกลั่นหรือโรงงานปิโตรเคมีสามารถช่วยลด CO_2 ได้ใน ต้นทุนที่แข่งขันได้เมื่อเทียบกับเทคโนโลยีลดคาร์บอนอื่น ๆ เช่น CCS ถือเป็นแนวทางที่เป็นไปได้จริงทั้งด้านสิ่งแวดล้อมและเศรษฐกิจในบริบทประเทศไทย

จากงานวิจัยและรายงานทั้งหมด พบว่า การใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ เป็นแนวทางที่ได้รับการสนับสนุนจากทั้งนักวิชาการและหน่วยงานวางนโยบาย เนื่องจากลดการปล่อย CO_2 ได้จริงโดยไม่ต้องเปลี่ยนระบบอุตสาหกรรมเดิม อีกทั้งยังเป็นแนวทางต้นทุนต่ำเมื่อเทียบกับเทคโนโลยีดักจับคาร์บอนและรองรับเป้าหมาย Net Zero และพัฒนาคุณภาพสิ่งแวดล้อมในระยะสั้นถึงกลาง

3.5 ข้อมูลและรายละเอียดที่เกี่ยวกับแนวทางการปรับเปลี่ยนการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนในภาคอุตสาหกรรม

การเปลี่ยนผ่านสู่พลังงานสะอาดในภาคอุตสาหกรรม โดยเฉพาะผ่านการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ เป็นทางเลือกที่มีความเป็นไปได้ในทางปฏิบัติ สามารถช่วยลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้อย่างชัดเจน โดยไม่จำเป็นต้องเปลี่ยนระบบพลังงานทั้งหมดทันที โดยเฉพาะในอุตสาหกรรมที่พึ่งพาพลังงานความร้อนสูง เช่น เหล็ก ปูนซีเมนต์ ปิโตรเคมี และโรงกลั่น การใช้เชื้อเพลิงผสมสามารถเป็น "ทางเลือกกลาง" ที่ช่วยลดคาร์บอนและเตรียมความพร้อมสู่การใช้ไฮโดรเจน 100% ได้ในอนาคต

จากการศึกษางานวิจัยที่เกี่ยวข้องในการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ พบว่าการผสมไฮโดรเจน ไม่เกิน 20% โดยปริมาตร เป็นระดับที่หลายประเทศยอมรับว่าสามารถใช้งานได้กับอุปกรณ์ระบบเดิม เช่น หม้อไอน้ำ เตาเผา หรือกังหันก๊าซ โดยไม่ต้องปรับเปลี่ยนโครงสร้างมากนัก แต่หากต้องการใช้สัดส่วนที่สูงกว่า 30% จำเป็นต้องทำการเปลี่ยนหัวเผาหรือปรับแต่งให้รองรับเปลวไฟของไฮโดรเจน ปรับปรุงระบบควบคุมความดัน/อุณหภูมิ และตรวจสอบความทนทานของวัสดุในระบบท่อส่ง

แนวทางการปรับระบบอุตสาหกรรมให้รองรับเชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติมีขั้นตอนการดำเนินงานดังนี้

1. สำรวจความพร้อมของระบบเดิม เพื่อตรวจสอบอุปกรณ์ เช่น หม้อไอน้ำหรือเตาเผา ว่าสามารถใช้งานกับเชื้อเพลิงที่มีค่าความร้อน (Wobbe Index) แตกต่างจาก NG ได้หรือไม่

2. ประเมินความปลอดภัย เนื่องจากไฮโดรเจนมีคุณสมบัติไวไฟและกระจายตัวเร็ว ต้องประเมินการรั่วไหล ระบบระบายอากาศ และแรงดันการทำงาน

3. ปรับแต่งระบบควบคุมการเผาไหม้ ทำการปรับค่า air–fuel ratio และการควบคุมการลุกไหม้เพื่อให้ได้การเผาไหม้ที่สมบูรณ์ ลด NO_X และประสิทธิภาพความร้อนสูญเสีย

4. ทดสอบสัดส่วนผสมอย่างค่อยเป็นค่อยไป โดยเริ่มทดลองที่ระดับต่ำ (5–10%) แล้วจึงขยายเพิ่มเมื่อมั่นใจในความเสถียรของระบบ

5. ติดตั้งระบบตรวจจับแก๊สรั่ว/ระบบตัดฉุกเฉิน เพื่อเป็นมาตรฐานด้านความปลอดภัยในระบบที่เกี่ยวข้องกับไฮโดรเจน

6. ฝึกอบรมบุคลากร เป็นการให้ความรู้ด้านการจัดการไฮโดรเจน การตรวจสอบ และการบำรุงรักษาอย่างปลอดภัย

นอกจากนั้นการนำเชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติมาใช้ในระบบอุตสาหกรรมได้รับความสนใจจากหลายประเทศทั่วโลก โดยมีการวางนโยบาย ทดลองใช้ และพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานอย่างต่อเนื่อง เพื่อให้สอดคล้องกับเป้าหมายด้านสิ่งแวดล้อมและความเป็นกลางทางคาร์บอน (Carbon Neutrality) โดยมีการใช้งานในต่างประเทศดังนี้

เยอรมนี และเนเธอร์แลนด์ ทั้งสองประเทศได้ดำเนินโครงการนำร่องด้าน การผสมไฮโดรเจน ≤20% โดยปริมาตร ในระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ โดยทดสอบในเขตอุตสาหกรรมและชุมชนเมือง เช่น Hamburg, Rotterdam และ Groningen ประเทศเหล่านี้ได้วางแผนพัฒนา โครงข่าย Hydrogen-Ready Infrastructureซึ่งหมายถึงระบบท่อส่ง วาล์ว และสถานีควบคุมที่สามารถรองรับการใช้งานไฮโดรเจนในอนาคตได้โดยไม่ต้องเปลี่ยนโครงสร้างใหญ่ โดยมีหน่วยงานที่รับผิดชอบดังนี้ Gasunie (เนเธอร์แลนด์) ดำเนินโครงการ HyNetwork Services เพื่อเตรียมท่อส่งไฮโดรเจนระดับชาติ และ TenneT และ FNB Gas (เยอรมนี) ประสานงานเพื่อออกแบบโครงสร้างก๊าซแบบ dual-fuel ซึ่งจากการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ ในอุตสาหกรรมหนักสามารถช่วยลด CO_2 ได้มากกว่า 20% โดยไม่รบกวนกระบวนการผลิตหลัก

ญี่ปุ่น และเกาหลีใต้ ทั้งสองประเทศมุ่งเน้น การพัฒนาเทคโนโลยีอุตสาหกรรมเพื่อรองรับเชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ โดยเฉพาะในกลุ่มโรงงานที่ต้องการความร้อนสูง โดยเน้นการใช้งานไปที่อุตสาหกรรมหนัก เช่น อุตสาหกรรมเซรามิกและโลหะ อุตสาหกรรมเหล็ก และโรงไฟฟ้าก๊าซ ซึ่งทั้งสองประเทศได้มีการสนับสนุนจากภาครัฐดังนี้ ญี่ปุ่นออก “Green Growth Strategy” ที่ระบุเป้าหมายการใช้ไฮโดรเจนในอุตสาหกรรม และเกาหลีใต้มีแผน “Hydrogen Economy Roadmap” ที่ตั้งเป้าให้ไฮโดรเจนมีบทบาทในภาคพลังงาน 20% ภายในปี 2050

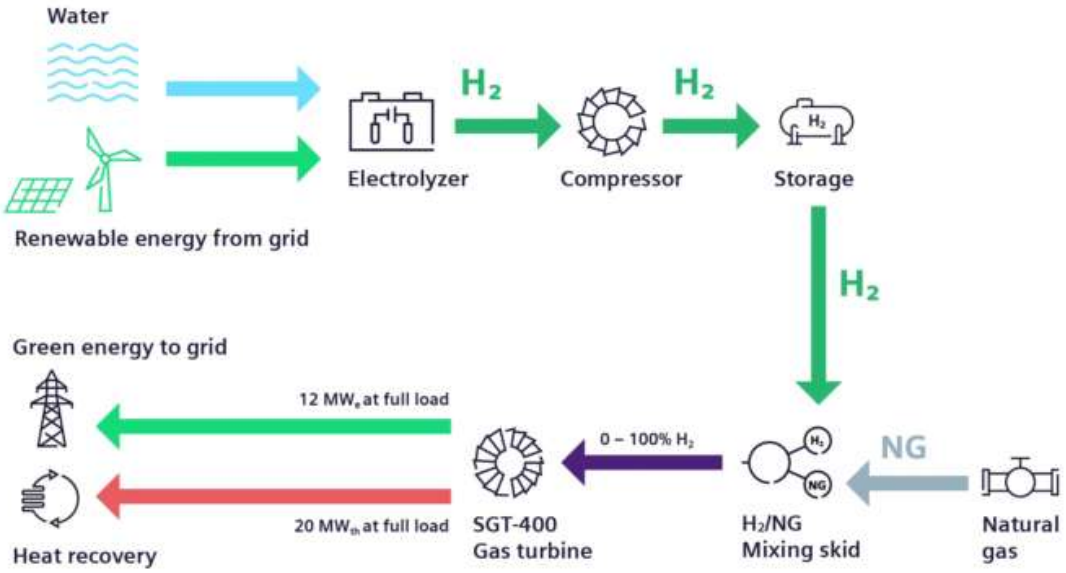
ประเทศสหรัฐอเมริกาบริษัท PG&E (Pacific Gas and Electric Company) กำลังดำเนินโครงการวิจัยและพัฒนาเกี่ยวกับการผสมไฮโดรเจนในระบบก๊าซธรรมชาติ โดยมุ่งเน้นที่การดัดแปลงอุปกรณ์ของลูกค้าให้สามารถใช้งานได้กับส่วนผสมของก๊าซธรรมชาติและไฮโดรเจน รวมถึงการพัฒนากระบวนการเผาไหม้ด้วยไฮโดรเจนที่ปล่อย NOx เป็นศูนย์ แสดงในรูปที่ 3-1

รูปที่ 3-1 โครงการ California Hydrogen Hub ของบริษัท PG&E

นอกจากนั้นหลายประเทศในยุโรปกำลังประเมินความเป็นไปได้ในการนำไฮโดรเจนมาใช้ในระบบทำความร้อนสำหรับครัวเรือน โดยมีแนวทางการผสมไฮโดรเจนเข้ากับก๊าซธรรมชาติในระบบท่อส่งก๊าซ อย่างไรก็ตาม การดำเนินการดังกล่าวจำเป็นต้องมีการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานเพิ่มเติม ซึ่งส่งผลต่อต้นทุนและความคุ้มค่าของโครงการ ซึ่งแนวโน้มความต้องการใช้ก๊าซธรรมชาติในยุโรปลดลงอย่างมีนัยสำคัญ โดยคาดว่าในปี 2050 การใช้พลังงานจากเชื้อเพลิงฟอสซิลจะลดลง ส่งผลให้เครือข่ายการกระจายก๊าซต้องปรับตัวให้สอดคล้องกับโครงสร้างพลังงานใหม่ ในขณะเดียวกัน อุตสาหกรรมพลังงานยุโรปได้ริเริ่มโครงการ European Hydrogen Backbone (EHB) ซึ่งเป็นความร่วมมือของบริษัทพลังงานใน 21 ประเทศ ปัจจุบันได้มีประเทศเข้าร่วมโครงการนี้เพิ่มเป็น 28 ประเทศ เพื่อสร้างเครือข่ายขนส่งไฮโดรเจนความยาวกว่า 39,700 กิโลเมตร ภายในปี 2040 โดยส่วนใหญ่จะอาศัยการปรับปรุงและดัดแปลงโครงสร้างท่อส่งก๊าซธรรมชาติที่มีอยู่เดิมให้รองรับไฮโดรเจน แสดงในรูปที่ 3-2

รูปที่ 3-2 โครงการ European Hydrogen Backbone (EHB)

นอกจากนั้นยังมีโครงการ HYFLEXPOWER เป็นความร่วมมือของกลุ่มบริษัทชั้นนำในยุโรปที่มุ่งเน้นการพัฒนาและทดสอบเทคโนโลยีการใช้ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงในโรงไฟฟ้า โครงการนี้ดำเนินการที่เมือง Saillat-sur-Vienne ประเทศฝรั่งเศส โดยมีเป้าหมายเพื่อประเมินศักยภาพของไฮโดรเจนในการเป็นพลังงานสะอาดทดแทนก๊าซธรรมชาติ และลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม โดยในปี 2022 โครงการ HYFLEXPOWER ได้ดำเนินการทดสอบการใช้เชื้อเพลิงผสม โดยนำ ไฮโดรเจน 30% ผสมกับ ก๊าซธรรมชาติ 70% เพื่อใช้ในกังหันก๊าซสำหรับผลิตพลังงานไฟฟ้า ผลการทดสอบแสดงให้เห็นถึงความเป็นไปได้ของการใช้ไฮโดรเจนร่วมกับก๊าซธรรมชาติในระบบผลิตพลังงาน และในปี 2023 โครงการ HYFLEXPOWER ทดลองการใช้ ไฮโดรเจน 100% เป็นเชื้อเพลิงในกังหันก๊าซ ซึ่งพบว่าช่วยลดการปล่อยก๊าซ ไนโตรเจนออกไซด์ (NO_x) ลงต่ำกว่า 25 ส่วนในล้านส่วน (ppm) ซึ่งอยู่ในเกณฑ์ที่ยอมรับได้ในอุตสาหกรรมพลังงาน การลด NO_x ถือเป็นประโยชน์สำคัญของไฮโดรเจน เนื่องจากช่วยลดมลพิษทางอากาศที่เกิดจากกระบวนการเผาไหม้ โดยแสดงผังการทำงานของโครงการได้ในรูปที่ 3-3



รูปที่ 3-3 ผังการใช้ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตกระแสไฟฟ้าด้วยกังหันไอน้ำ

ในประเทศไทยได้กำลังศึกษาและพัฒนาการผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติในภาคพลังงานไฟฟ้า โดยมีหน่วยงานหลัก ๆ ที่เกี่ยวข้องดังนี้

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.): กฟผ. ได้ร่วมกับพันธมิตรศึกษาการนำไฮโดรเจนผสมกับก๊าซธรรมชาติมาใช้เป็นเชื้อเพลิงร่วมในการผลิตไฟฟ้า โดยมีเป้าหมายใช้ไฮโดรเจนร่วมกับก๊าซธรรมชาติในสัดส่วน 5% ในโรงไฟฟ้าของ กฟผ. ภายในปี 2573 นอกจากนี้ กฟผ. ยังมีแผนศึกษาและพัฒนาโครงการการผลิตไฮโดรเจนสีเขียว (Green Hydrogen) และสีน้ำเงิน (Blue Hydrogen) บนพื้นที่ที่มีศักยภาพของ กฟผ. ตลอดจนศึกษารูปแบบและเทคโนโลยีการผสมไฮโดรเจนร่วมกับก๊าซธรรมชาติเพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงให้แก่โรงไฟฟ้า

แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า (PDP) 2024: กระทรวงพลังงานมีแผนนำไฮโดรเจนมาใช้ผลิตไฟฟ้า โดยผสมกับก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในโรงไฟฟ้า ตั้งแต่ปี 2030 เป็นต้นไป

ซึ่งการดำเนินการเหล่านี้สะท้อนถึงความมุ่งมั่นของประเทศไทยในการส่งเสริมการใช้พลังงานสะอาดและลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก

3.6 ข้อมูลและรายละเอียดที่เกี่ยวข้องกับความคุ้มค่าในการลงทุนด้านไฮโดรเจนในภาคอุตสาหกรรม

การลงทุนในระบบพลังงานที่ใช้ไฮโดรเจนในภาคอุตสาหกรรมกำลังได้รับความสนใจเพิ่มขึ้นทั่วโลก โดยเฉพาะในฐานะ “พลังงานสะอาด” ที่ช่วยลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากกิจกรรมการผลิต ทั้งนี้ การวิเคราะห์ความคุ้มค่าในการลงทุน (Cost-Benefit Analysis) จำเป็นต้องพิจารณาหลายมิติ ทั้งด้านต้นทุนเชื้อเพลิง ต้นทุนการปรับเปลี่ยนอุปกรณ์ ผลตอบแทนจากการลดคาร์บอน และสิ่งจูงใจจากภาครัฐ

การเลือกใช้ไฮโดรเจนในภาคอุตสาหกรรมต้องพิจารณาต้นทุนเป็นปัจจัยสำคัญ เนื่องจากส่งผลโดยตรงต่อความคุ้มค่าในการลงทุนและการใช้งานเชิงพาณิชย์ ปัจจุบันไฮโดรเจนสามารถผลิตได้จากหลายแหล่ง ซึ่งแต่ละแหล่งจะมีต้นทุนแตกต่างกัน และมีผลต่อระดับการนำมาใช้งานในรูปแบบเชื้อเพลิงผสมกับก๊าซธรรมชาติ

ต้นทุนของการผลิตไฮโดรเจนในปัจจุบันและแนวโน้มในอนาคตจำแนกตามประเภทของแหล่งผลิตได้ดังนี้ โดยการรายงานของ Bloomberg New Energy Finance (BloombergNEF) ในช่วงปี (ปี 2023–2025) ซึ่งการเปลี่ยนแปลงราคาไฮโดรเจนนั้นขึ้นอยู่กับปัจจัยด้านต้นทุนพลังงาน วัสดุ และนโยบายสนับสนุนที่แตกต่างกันในแต่ละพื้นที่

ตารางที่ 3-5 ต้นทุนของการผลิตไฮโดรเจน

ประเภทไฮโดรเจน	แหล่งที่มา	ต้นทุนเฉลี่ย (USD/kg)	หมายเหตุ
ไฮโดรเจนสีเทา (Grey H_2)	การแยกไฮโดรเจนจากก๊าซธรรมชาติผ่านกระบวนการ Steam Methane Reforming (SMR) โดยไม่มีการดักจับ CO_2	0.98 – 2.93 USD/kg	ปล่อย CO_2 มากที่สุด ถูกที่สุด แต่ไม่ยั่งยืนในระยะยาว
ไฮโดรเจนสีน้ำเงิน (Blue H_2)	ผลิตจากก๊าซธรรมชาติ เช่นเดียวกับ Grey แต่มีระบบดักจับและกักเก็บคาร์บอน (CCS)	1.80 – 4.70 USD/kg	เป็นทางเลือก สู่พลังงานสะอาด ใช้งานในอุตสาหกรรมหนักได้
ไฮโดรเจนสีเขียว (Green H_2)	ผลิตจากพลังงานหมุนเวียน (แสงอาทิตย์, ลม) ผ่านกระบวนการ Electrolysis (แยกน้ำด้วยไฟฟ้า)	4.50 – 12.00 USD/kg (ปัจจุบัน)	สะอาดที่สุด แต่ราคายังสูง ใช้ได้เฉพาะในโครงการที่มีแรงจูงใจสูง

ราคาไฮโดรเจนในตารางที่ 3-5 เป็นราคาที่มารายงานและฐานข้อมูลที่น่าเชื่อถือระดับสากลดังนี้

1. Hydrogen Council & McKinsey & Company
   - รายงาน: *Hydrogen Insights 2023 December Update*
   - ข้อมูล:
     - Grey H_2: 1.0 – 2.5 USD/kg
     - Blue H_2: 1.5 – 4.5 USD/kg
     - Green H_2: 4.0 – 10.0+ USD/kg (ขึ้นอยู่กับภูมิภาคและระดับ LCOE)
   - แหล่งที่มา: Hydrogen Insights 2023 – Hydrogen Council
2. BloombergNEF (BNEF)
   - รายงาน: *Green Hydrogen to Undercut Grey Hydrogen by 2030*
   - ข้อมูล:
     - Grey H_2: ~1.0 – 2.9 USD/kg
     - Blue H_2: ~2.0 – 4.7 USD/kg
     - Green H_2: ~4.5 – 12.0 USD/kg (ขึ้นอยู่กับแหล่งพลังงานและต้นทุน electrolyzer)
   - แหล่งที่มา: BNEF Report Summary

3. International Renewable Energy Agency (IRENA)

- รายงาน: *Green Hydrogen Cost Reduction – Scaling up Electrolysers to Meet the 1.5°C Climate Goal* (2020) updates
- ข้อมูล:
  - Green H_2: ปัจจุบัน ~4.5 – 6.5 USD/kg
  - คาดการณ์ต่ำกว่า 2.0 USD/kg ภายในปี 2030
- แหล่งที่มา: IRENA Report

จากการคาดการของ Hydrogen Council ร่วมกับ McKinsey & Company ในรายงาน Hydrogen Insights 2023 December Update คาดว่าต้นทุนของ Green H_2 อาจลดลงเหลือ 2.50 – 4.00 USD/kg ภายในปี 2030 ซึ่งจะทำให้การใช้งานในภาคอุตสาหกรรมมีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์มากขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ

ดังนั้นการเปลี่ยนมาใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติในภาคอุตสาหกรรม ไม่เพียงแต่เป็นทางเลือกในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก แต่ยังเป็นแนวทางที่ให้ความคุ้มค่าในการลงทุน โดยเฉพาะในระยะเริ่มต้นของการเปลี่ยนผ่านสู่พลังงานสะอาด มีรายละเอียดดังนี้

1. ต้นทุนเชื้อเพลิง (Fuel Cost) การผสมไฮโดรเจนในสัดส่วน ≤20% โดยปริมาตรจะทำให้ต้นทุนรวมของเชื้อเพลิง เพิ่มขึ้นเมื่อเทียบกับการใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติล้วน โดยสามารถคำนวณได้ดังนี้ จากราคาก๊าซธรรมชาติในประเทศไทย อ้างอิงราคา ปตท. ในเดือนพฤษภาคม 2568 มีราคาอยู่ที่ประมาณ 5.3 บาท/kg (296–277 บาท/MMBtu สำหรับราคาก๊าซธรรมชาติแบบ Pool) ส่วนราคาไฮโดรเจนราคาจะแยกตามชนิดดังนี้ ไฮโดรเจนสีเขียวเฉลี่ย 150 บาท/kg ไฮโดรเจนสีน้ำเงินเฉลี่ย 60 บาท/kg และไฮโดรเจนสีเทาเฉลี่ย 30 บาท/kg เมื่อเทียบราคาจากการผสมที่อัตราส่วนต่างๆตั้งแต่ 5%, 10%, 15% และ20% สามารถคำนวนได้ตามตารางที่ 3-6

ตารางที่ 3-6 เทียบราคาเชื้อเพลิงผสมที่อัตราส่วนต่างๆตั้งแต่ 5%, 10%, 15% และ20%

สัดส่วนผสมไฮโดรเจน	20%	15%	10%	5%
ราคาเชื้อเพลิงผสม หากใช้ไฮโดรเจนสีเขียว (บาท/kg)	34.24	27.01	19.77	12.54
ราคาเชื้อเพลิงผสม หากใช้ไฮโดรเจนสีน้ำเงิน (บาท/kg)	16.24	13.51	10.77	8.04
ราคาเชื้อเพลิงผสม หากใช้ไฮโดรเจนสีเทา (บาท/kg)	10.24	9.01	7.77	6.54

2. ต้นทุนการปรับเปลี่ยนอุปกรณ์ (System Retrofit Cost) สำหรับการผสมไฮโดรเจนในระดับไม่เกิน 20% โดยปริมาตร ระบบอุตสาหกรรมที่ใช้ก๊าซธรรมชาติอยู่เดิม เช่น หม้อไอน้ำ (boiler) เตาเผา (furnace) กังหันก๊าซ (gas turbine) โดยส่วนใหญ่สามารถรองรับได้ โดยไม่ต้องเปลี่ยนอุปกรณ์หลักหรือเปลี่ยนเพียงเล็กน้อย เช่น ระบบควบคุมหัวเผา หรือวาล์วควบคุม ทำให้ไม่ต้องลงทุนโครงสร้างพื้นฐานใหม่ทั้งหมด จึงเป็นการปรับเปลี่ยนที่มีต้นทุนต่ำ สามารถจำแนกประเภทของอุปกรณ์ออกเป็น 3 ประเภท คือ 1. อุปกรณ์ที่ต้องเปลี่ยน 2. อุปกรณ์ที่สามารถใช้ของเดิมได้ และ3. อุปกรณ์ที่ต้องทำการปรับปรุง มีรายละเอียดดังนี้

2.1 อุปกรณ์ที่ต้องเปลี่ยน คือ วาล์ว (Valves) ในกรณีที่การปรับระบบต้องใช้การควบคุมที่แม่นยำมากขึ้น เช่น การควบคุมอัตราการไหลของก๊าซหรือไฮโดรเจน วาล์วบางตัวอาจจำเป็นต้องเปลี่ยนเป็นประเภทที่สามารถรองรับความดันและความเสี่ยงที่เกิดจากการใช้ไฮโดรเจน เนื่องจาก วาล์ว เป็นอุปกรณ์ที่ทำหน้าที่ควบคุมความดันและการไหล ซึ่งการผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติจะทำให้ลักษณะการไหลและความดันของก๊าซเปลี่ยนแปลงไป เนื่องจากไฮโดรเจนมีคุณสมบัติการกระจายตัวเร็วและความหนาแน่นต่ำกว่า ดังนั้นระบบควบคุมอัตราการไหลและความดันต้องมีความแม่นยำสูงขึ้น และ วัสดุของวาล์วของระบบเดิมอาจไม่ทนต่อการกัดกร่อนของไฮโดรเจน เนื่องจากไฮโดรเจนสามารถทำให้เกิดการกัดกร่อนหรือรั่วซึมในบางวัสดุ ดังนั้นจึงจำเป็นต้องเลือก วัสดุที่ทนทาน ต่อการใช้งานกับไฮโดรเจน ซึ่งการเลือกวัสดุที่เหมาะสมสำหรับวาล์วในการใช้งานกับไฮโดรเจนจะขึ้นอยู่กับสภาพการทำงาน เช่น สแตนเลสเกรด 316 โลหะผสมไนเกิล (Inconel, Hastelloy) และ วัสดุที่เคลือบด้วย Teflon เป็นวัสดุที่ทนทานต่อการกัดกร่อนจากไฮโดรเจนได้ดี และเหมาะสมกับการใช้งานในระยะยาวในระบบที่มีการใช้ไฮโดรเจน

2.2 อุปกรณ์ที่สามารถใช้ของเดิมได้ ประกอบไปด้วย

- ตัวหม้อไอน้ำ (Boiler) หากมีการผสมไฮโดรเจนในระดับต่ำ (ไม่เกิน 20%) หม้อไอน้ำสามารถรองรับได้โดยไม่จำเป็นต้องเปลี่ยนแปลงโครงสร้างหลัก เนื่องจากหม้อไอน้ำในระบบก๊าซธรรมชาติส่วนใหญ่สามารถทำงานร่วมกับการผสมไฮโดรเจนได้โดยไม่กระทบต่อการทำงาน
- ตัวเตาเผา (Furnace) เช่นเดียวกับหม้อไอน้ำ การใช้ไฮโดรเจนในระดับต่ำจะไม่ทำให้เตาเผาต้องเปลี่ยนแปลงโครงสร้างหลัก สามารถใช้เตาเผาเดิมได้
- กังหันก๊าซ (Gas Turbine) กังหันก๊าซบางประเภทสามารถใช้ไฮโดรเจนในปริมาณที่ไม่เกิน 20% โดยไม่จำเป็นต้องเปลี่ยนแปลงตัวเครื่องหลัก โดยต้องปรับจูนการทำงานเพื่อให้สามารถรองรับการเปลี่ยนแปลงของคุณสมบัติการเผาไหม้
- หัวเผา (Burner) สามารถใช้ของเดิมได้ หากมีการปรับจูนบางส่วน เพื่อรองรับการเปลี่ยนแปลงในลักษณะการเผาไหม้ของไฮโดรเจน เช่น การปรับการไหลของอากาศและเชื้อเพลิง เพื่อให้การเผาไหม้ของไฮโดรเจนมีความเสถียร ควรปรับอัตราการไหลของอากาศและไฮโดรเจนที่เข้ามาในหัวเผาให้เหมาะสม และการปรับอุณหภูมิการเผาไหม้ เนื่องจากไฮโดรเจนมีอุณหภูมิการเผาไหม้ที่สูงกว่า จึงอาจต้องมีการปรับอุณหภูมิที่หัวเผาและระบบควบคุมการเผาไหม้ให้รองรับได้

2.3 อุปกรณ์ที่ต้องทำการปรับปรุง ประกอบไปด้วย

- ระบบควบคุมหัวเผา (Burner Control System) ระบบควบคุมหัวเผาที่มีอยู่เดิมอาจต้องทำการปรับปรุงเพื่อรองรับการเผาไหม้ของไฮโดรเจนในระดับตั้งแต่ 20% ขึ้นไป โดยเฉพาะในเรื่องการควบคุมอุณหภูมิและความเสถียรของการเผาไหม้
- ระบบควบคุมการเผา (Burner Management System) อุปกรณ์ควบคุมการเผาที่สามารถตั้งค่าอัตราส่วนของเชื้อเพลิงและอากาศจะต้องได้รับการปรับปรุงเพื่อรองรับการผสมของไฮโดรเจน
- เซ็นเซอร์ตรวจจับ (Sensors): เซ็นเซอร์ตรวจจับการลุกไหม้และความเสี่ยงที่เกิดจากการใช้งานไฮโดรเจนอาจต้องปรับปรุงหรือเปลี่ยนใหม่เพื่อให้เหมาะสมกับการใช้งาน

3. ต้นทุนต่อการลดคาร์บอน (Cost of Carbon Abatement) จากรายงานของ สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ปี 2565 และ งานวิจัยโดย จิตติพงศ์ พัฒน์ชัย (2566) ระบุว่า การใช้เชื้อเพลิงผสม ไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ ช่วยลด CO_2 ได้ที่ต้นทุนประมาณ 800–1,200 บาท/ตัน CO_2 หรือ ~23–35 USD/ton CO_2 ซึ่ง ต่ำกว่า เทคโนโลยีดักจับคาร์บอน (Carbon Capture and Storage:

CCS) ที่มีต้นทุนเฉลี่ย 40–80 USD/ton CO_2 โดยเฉพาะในภาคอุตสาหกรรมขนาดกลางถึงเล็ก ถือเป็นแนวทางลดคาร์บอนที่คุ้มค่าที่สุดในระยะเริ่มต้นซึ่งมีความเหมาะสมกับประเทศกำลังพัฒนา เช่น ไทย

4. ต้นทุนการจัดการความปลอดภัย (Safety & Compliance) เนื่องจากไฮโดรเจนเป็นก๊าซที่ไวไฟสูงและมีโมเลกุลเล็ก สามารถรั่วไหลได้ง่ายกว่าก๊าซธรรมชาติ จำเป็นต้องติดตั้งหรือปรับปรุงระบบเกี่ยวกับความปลอดภัยสำหรับการใช้งานเช่น ระบบตรวจจับการรั่วของไฮโดรเจน (Gas Leak Detector) ระบบระบายอากาศและฉุกเฉิน อุปกรณ์ควบคุมความดันและอุณหภูมิ

5. ต้นทุนการฝึกอบรมและบุคลากร (Training & Capacity Building) ในการใช้เชื้อเพลิงผสมที่มีไฮโดรเจนเป็นส่วนประกอบนั้นจำเป็นต้องมีการจัดอบรมให้กับวิศวกรและผู้ปฏิบัติงานเกี่ยวข้องดังนี้ คุณสมบัติของไฮโดรเจน การจัดการความปลอดภัยในการใช้เชื้อเพลิงไฮโดรเจน และการบำรุงรักษาอุปกรณ์ผสมเชื้อเพลิง

นอกจากนั้นหากต้องการใช้เชื้อเพลิงผสมที่มีอัตราส่วนของไฮโดรเจนที่มากขึ้นไปจนถึงใช้เพียงไฮโดรเจนอย่างเดียวก็จะมีค่าใช้จ่ายที่สูงขึ้น ซึ่งสามารถสรุปเป็นตารางเปรียบเทียบค่าใช้จ่ายสำหรับการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติที่อัตราส่วนต่าง ๆ ได้ดังตารางที่ 3-7

ตารางที่ 3-7 ตารางเปรียบเทียบต้นทุนการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ

รายการต้นทุน	ระดับการผสมไฮโดรเจน ≤20%	ระดับการผสมไฮโดรเจน 20-50%	ระดับการใช้ไฮโดรเจน 100%
ต้นทุนเชื้อเพลิง	เพิ่มขึ้น 23.3-93.21% จาก ก๊าซธรรมชาติ	เพิ่มขึ้น 93.21-233.02% จาก ก๊าซธรรมชาติ	สูง (H_2 สีเขียวยัง ~4–12 USD/kg)
ต้นทุนปรับเปลี่ยนอุปกรณ์	ต่ำ (อุปกรณ์เดิมใช้งานได้)	ปานกลาง (ปรับหัวเผา/ระบบควบคุม)	สูง (เปลี่ยนอุปกรณ์หลักเกือบทั้งหมด)
ต้นทุนระบบความปลอดภัย	ต่ำ–ปานกลาง (ติดตั้ง detector เพิ่ม)	ปานกลาง (ปรับปรุงระบบความปลอดภัย)	สูง (ระบบความปลอดภัยต้องออกแบบใหม่)
ต้นทุนฝึกอบรมบุคลากร	ต่ำ (อบรมทั่วไป)	ปานกลาง (อบรมเฉพาะทางมากขึ้น)	สูง (ต้องมีบุคลากรเชี่ยวชาญ)
ต้นทุนรวมเบื้องต้น	ต่ำ (เหมาะสำหรับเริ่มต้น)	ปานกลาง (ต้องมีการลงทุนเพิ่มเติม)	สูง (เหมาะในระยะยาวที่มี incentive)

3.7 ข้อมูลและรายละเอียดเกี่ยวกับราคาต้นทุนในการผลิตไฮโดรเจนในวิธีต่าง ๆ และต้นทุนในการขนส่งไฮโดรเจน

ไฮโดรเจนกำลังกลายเป็นแหล่งพลังงานทางเลือกที่มีศักยภาพในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (GHG) โดยเฉพาะในภาคอุตสาหกรรมและการผลิตพลังงาน อย่างไรก็ตามการนำมาใช้งานจริงต้องพิจารณาทั้ง ต้นทุนในการผลิต และ ต้นทุนในการขนส่ง ซึ่งมีความแตกต่างกันตามวิธีการและบริบทของแต่ละประเทศ

ไฮโดรเจนเป็นพลังงานทางเลือกที่สามารถผลิตได้จากแหล่งพลังงานหลายรูปแบบ โดยมีต้นทุนแตกต่างกันตามเทคโนโลยีที่ใช้ กระบวนการผลิตสามารถจำแนกตาม “สีของไฮโดรเจน” ซึ่งสะท้อนถึง

แหล่งที่มาและผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม มีรายละเอียดของไฮโดรเจนแต่ละสีดังตารางที่ 3-4 ซึ่งราคาต้นทุนเป็นราคาประมาณการปัจจุบัน (ราคาปัจจุบัน) ตามข้อมูลจากแหล่งต่างๆ ในปี 2021-2023

ตารางที่ 3-8 ต้นทุนในการผลิตไฮโดรเจนตามสีและเทคโนโลยี [15],[16],[17],[18],[19]

ประเภทไฮโดรเจน	วิธีการผลิต	การปล่อย CO_2	ต้นทุนโดยประมาณ (USD/kg H_2)	หมายเหตุ	แหล่งอ้างอิง
Grey H_2	SMR จากก๊าซธรรมชาติ	สูง (ไม่ดักจับ CO_2)	0.98 – 2.93	ต้นทุนถูก แต่ไม่ยั่งยืน	BloombergNEF
Blue H_2	SMR + CCS	ต่ำ (~90% ลด CO_2)	1.80 – 4.70	ต้นทุนเพิ่มจาก CCS	BloombergNEF
Green H_2	Electrolysis จากพลังงานหมุนเวียน	ไม่มี	4.50 – 12.00	เป็นไฮโดรเจนสะอาดที่สุด	BloombergNEF
Yellow H_2	Electrolysis จากโซลาร์โดยเฉพาะ	ไม่มี	4.0 – 6.0	เป็นรูปแบบของ Green H_2	Illuminem
Pink/Red H_2	Electrolysis จากพลังงานนิวเคลียร์	ไม่มี	2.5 – 5.0	ขึ้นกับต้นทุนไฟฟ้านิวเคลียร์	Illuminem
Purple/Violet H_2	Thermolysis ด้วยความร้อนจากนิวเคลียร์	ไม่มี	~2.0 – 4.0	ยังอยู่ระหว่างวิจัย–นำร่อง	Jose M. Marín Arcos and Diogo M. F. Santos(2023)
Turquoise H_2	Methane pyrolysis (ได้คาร์บอนแข็ง)	ต่ำมาก (ไม่ปล่อย CO_2 แต่ได้ carbon solid)	~2.0	เทคโนโลยีใหม่ยังไม่ scale-up	Fast Company
Brown/Black H_2	Gasification จากถ่านหิน	สูงมาก	1.5 – 2.5	ปล่อย CO_2 มากกว่า Grey	www.upscprep.com
White H_2	ไฮโดรเจนธรรมชาติใต้ดิน	ไม่แน่นอน	0.5–1.0	อยู่ในช่วงสำรวจ/ขุดเจาะทดลอง	www.upscprep.com

เนื่องจากไฮโดรเจนเป็นก๊าซที่เบามาก กระจายตัวเร็ว และมีพลังงานต่อหน่วยน้ำหนักสูง แต่มีพลังงานต่อหน่วยปริมาตรต่ำ ทำให้การขนส่งต้องใช้ เทคโนโลยีเฉพาะทาง ซึ่งมีต้นทุนที่แตกต่างกันและมีผลต่อการตัดสินใจด้านเศรษฐศาสตร์ในการใช้งานระดับอุตสาหกรรม โดยมีรายละเอียดของวิธีการขนส่งไฮโดรเจนและต้นทุนโดยประมาณดังตารางที่ 3-5 ข้อมูลในช่วงปี (2022-2025)

ตารางที่ 3-9 วิธีการขนส่งไฮโดรเจนและต้นทุนโดยประมาณ [20],[21],[22],[23],[24],[25],[26],[27]

วิธีการขนส่ง	รายละเอียดการขนส่ง	ต้นทุน (USD/kg H_2)	ความเหมาะสม	แหล่งอ้างอิง
1. ท่อส่ง (Pipeline)	ส่งผ่านท่อโลหะ/พลาสติกแรงดันสูง (ความดัน ~30–100 บาร์)	0.1 – 0.66	โรงงานหรือนิคมที่อยู่ใกล้แหล่งผลิต H_2	www.divigas.com/blog/transportation-of-hydrogen, G. Di Lullo et.al(2022)
2. ก๊าซอัดแรงดันสูง (Compressed H_2)	อัด H_2ลงถังที่แรงดัน 200–700 บาร์	1.0 – 2.0	งานเฉพาะจุด เช่น สถานีเติมรถ, โครงการนำร่อง, ใช้ในเมือง	www.divigas.com/blog/transportation-of-hydrogen, Hydrogen Transport and Storage Cost Report(2023)
3. ไฮโดรเจนเหลว (Liquefied H_2)	ทำให้เย็นถึง -253°C เพื่อเปลี่ยนเป็นของเหลว	1.5 – 4.1	ส่งทางเรือข้ามประเทศ, เก็บปริมาณมากในระยะยาว	THE ANZ HYDROGEN HANDBOOK VOL II, Proton Ventures
4. แอมโมเนีย (Ammonia – NH_3)	เปลี่ยน H_2 เป็นแอมโมเนียแล้วขนส่ง	0.23 - 2.6	เหมาะกับการส่งออก หรือเก็บระยะยาว	Hydrogen Insight, Renewable Watch
5. LOHC (Liquid Organic Hydrogen Carrier)	ผสม H_2 กับของเหลวอินทรีย์ เช่น toluene	1.48 – 2.5	ปลอดภัย, ขนส่งได้ผ่านรถบรรทุกหรือเรือ, เหมาะกับระบบขนาดกลาง–ไกล	Hydrogen Insight, CleanTechnica

ซึ่งการประเมินความเหมาะสมของวิธีการขนส่งไฮโดรเจนในบริบทของประเทศไทย โดยอิงจากโครงสร้างพื้นฐานที่มีอยู่ แนวโน้มอุตสาหกรรม และ ความพร้อมเชิงเทคนิค-เศรษฐศาสตร์ โดยมีรายละเอียดการประเมินดังนี้

1. โครงสร้างพื้นฐานที่มีอยู่สำหรับการขนส่งไฮโดรเจนในประเทศไทย โดยใช้พื้นฐานจากการดำเนินการสำหรับก๊าซธรรมชาติที่ผ่านมาซึ่งจะประกอบไปด้วย การขนส่งทางถนน,และโครงข่ายท่อก๊าซธรรมชาติและการขนส่งทางทะเล

โครงข่ายถนนในประเทศไทย ประเทศไทยมีโครงข่ายถนนที่ครอบคลุมทั่วประเทศ และสามารถรองรับการขนส่งไฮโดรเจนทั้งในรูปแบบก๊าซอัดและของเหลวได้ โดยการขนส่งทางถนนเหมาะสมสำหรับระยะทางสั้นถึงกลาง (ระยะทาง 100-500 กิโลเมตร) และสามารถเข้าถึงพื้นที่ที่ไม่มีโครงข่ายท่อก๊าซธรรมชาติ การขนส่งทางถนนสามารถขนส่งไฮโดรเจนได้ 2 สถานะ คือ การขนส่งไฮโดรเจนในรูปของเหลว (Liquid Hydrogen, LH_2) และ การขนส่งไฮโดรเจนในรูปแบบก๊าซอัด (Compressed Hydrogen, CH_2)

โครงข่ายท่อก๊าซธรรมชาติในประเทศไทย ซึ่งประเทศไทยมีโครงข่ายท่อก๊าซธรรมชาติที่ครอบคลุมบางส่วน แต่ไม่สามารถรองรับการขนส่งไฮโดรเจนในปัจจุบัน โดยจำเป็นต้องมีการทดสอบและปรับปรุงท่อเดิมให้สามารถรองรับการขนส่งไฮโดรเจนได้ รวมถึงการติดตั้งระบบตรวจสอบและป้องกันการรั่วไหล

การขนส่งทางทะเล เนื่องจากประเทศไทยมีชายฝั่งทะเลยาวและท่าเรือหลายแห่งที่สามารถรองรับการขนส่งไฮโดรเจนในรูปของเหลวได้ ซึ่งเป็นวิธีที่เหมาะสมสำหรับการขนส่งระยะไกลและปริมาณมาก เหมาะสำหรับการขนส่งไปยังประเทศอื่น ๆ โดยเฉพาะการขนส่งระหว่างประเทศในภูมิภาคเอเชีย

2. แนวโน้มอุตสาหกรรมในประเทศไทย ปัจจุบันประเทศไทยมีแผนพัฒนาและส่งเสริมการใช้พลังงานสะอาดเพื่อรองรับเป้าหมายการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (GHG) และบรรลุเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอน (Net Zero) ภายในปี 2065 ซึ่งการใช้ ไฮโดรเจน เป็นแหล่งพลังงานทางเลือกถือเป็นส่วนสำคัญในแผนพลังงานแห่งชาติ ซึ่งได้มีการประกาศให้ใช้ไฮโดรเจนไปใช้เป็นแหล่งพลังงานทดแทนโดยจะเริ่มผสมลงในโครงข่ายท่อก๊าซธรรมชาติเดิม โดยเริ่มที่สัดส่วนไฮโดรเจน 5% ซึ่งในภาคภาคอุตสาหกรรมที่มีการใช้ก๊าซธรรมชาติเดิมและอยู่ตามแนวท่อก๊าซธรรมชาติ อาจไม่มีผลกระทบในเรื่องของการใช้งานเชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ แต่การใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติสำหรับโรงงานที่ไม่ได้อยู่ตามแนวท่อก๊าซธรรมชาติ จำเป็นต้องมีการขนส่งไฮโดรเจนทางถนนเพื่อนำไปผสมกับก๊าซธรรมชาติที่โรงงาน ซึ่งอุตสาหกรรมเหล่านี้จะเป็นอุตสาหกรรมประเภท อุตสาหกรรมที่ใช้พลังงานความร้อนสูง เช่น การผลิต เหล็ก ปูนซีเมนต์ และ เคมีภัณฑ์

3. ความพร้อมเชิงเทคนิค-เศรษฐศาสตร์ ในส่วนนี้จะพิจารณาในด้านของเทคโนโลยีการผลิตไฮโดรเจน ต้นทุนการขนส่งไฮโดรเจน และความพร้อมด้านกฎระเบียบและมาตรฐาน โดยมีรายละเอียดดังนี้

- เทคโนโลยีการผลิตไฮโดรเจน ประเทศไทยมีศักยภาพในการผลิตไฮโดรเจนจากแหล่งต่าง ๆ เช่น การแยกไฮโดรเจนจากก๊าซธรรมชาติ (SMR) และการผลิตไฮโดรเจนจากพลังงานแสงอาทิตย์ (Solar-to-Hydrogen) ซึ่งการพัฒนาเทคโนโลยีการผลิตไฮโดรเจนจะสามารถช่วยลดต้นทุนและเพิ่มความมั่นคงด้านพลังงาน
- ต้นทุนการขนส่งไฮโดรเจน ต้นทุนการขนส่งไฮโดรเจนมีความแตกต่างกันตามวิธีการขนส่งและระยะทาง โดยการขนส่งทางถนนมีต้นทุนต่ำที่สุด แต่เหมาะสมสำหรับระยะทางสั้นถึงกลาง และการขนส่งผ่านระบบท่อก๊าซและทางทะเลมีต้นทุนสูงกว่า แต่เหมาะสมสำหรับการขนส่งระยะไกลและปริมาณมาก
- ความพร้อมด้านกฎระเบียบและมาตรฐาน ประเทศไทยมีมาตรฐานและกฎระเบียบที่เกี่ยวข้องกับการขนส่งและการใช้ไฮโดรเจน เช่น มาตรฐาน NFPA 2 (Hydrogen Technologies Code) และ ISO 14687 สำหรับคุณภาพของไฮโดรเจน ดังนั้นการพัฒนากฎระเบียบและมาตรฐานเพิ่มเติม เช่น มาตรฐานสำหรับสถานีเติมเชื้อเพลิงไฮโดรเจน และการขนส่งไฮโดรเจนทางถนนเป็นสิ่งสำคัญในการส่งเสริมการใช้ไฮโดรเจน

จากการประเมินความเหมาะสมของวิธีการขนส่งไฮโดรเจนในบริบทของประเทศไทยสามรถสามารถสรุปตามประเภทการขนส่งได้ดังนี้

1. ท่อส่ง (Pipeline) มีความเหมาะสมที่ค่อนข้างสูงเนื่องจาก ไทยมีระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ (NG pipeline) อยู่แล้วในหลายพื้นที่ โดยเฉพาะในนิคมอุตสาหกรรม (เช่น มาบตาพุด) เหมาะสำหรับโรงไฟฟ้า โรงงานที่มีการใช้ไฮโดรเจนปริมาณมาก ซึ่งปัจจุบัน สนพ. และ ปตท. เริ่มศึกษา feasibility สำหรับ “Hydrogen-Ready Zone” ในเขต EEC เช่น มาบตาพุด-บ้านฉาง

2. ก๊าซอัดแรงดันสูง (Compressed H_2) มีความเหมาะสมระดับปานกลาง โดยเหมาะกับโครงการนำร่อง หรือการใช้งานเฉพาะจุด เช่น สถานีเติมเชื้อเพลิง รถโดยสารไฮโดรเจน (FCEV)

3. ไฮโดรเจนเหลว (Liquefied H_2) มีความเหมาะสมระดับต่ำ เนื่องจากประเทศไทยยังไม่มีโครงสร้างพื้นฐานด้าน Cryogenic สำหรับทำความเย็นระดับ -253°C และต้นทุนพลังงานในการทำให้ไฮโดรเจนเป็นของเหลวยังสูงมาก (~30% ของพลังงานในไฮโดรเจน)

4. แอมโมเนีย (Ammonia – NH_3) มีความเหมาะสมที่สูง เนื่องจากประเทศไทยมีอุตสาหกรรมปุ๋ยและระบบการผลิต–ขนส่งแอมโมเนียอยู่แล้ว ซึ่งแอมโมเนียสามารถเก็บได้ง่ายกว่าก๊าซไฮโดรเจน และมีระบบเรือ/ท่าขนส่งรองรับ

5. LOHC (Liquid Organic Hydrogen Carrier) มีความเหมาะปานกลาง เนื่องจากเทคโนโลยีนี้ยังใหม่มากในเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ เหมาะกับการขนส่งระยะไกลในระบบเปิด เช่น ทางเรือหรือรถบรรทุก

สรุปการรวบรวมข้อมูลผลการศึกษาและวิจัยเกี่ยวกับการใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติในโรงงานอุตสาหกรรม

สรุปข้อมูลผลการศึกษาและวิจัยเกี่ยวกับการใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติในโรงงานอุตสาหกรรม โดยเน้นการศึกษาในด้านต่างๆ ทั้งในแง่ของเทคนิค เศรษฐศาสตร์ กฎหมาย และสิ่งแวดล้อม โดยในงานวิจัยเรื่องการใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติในโรงงานอุตสาหกรรมมีการศึกษาและวิจัยเฉพาะในต่างประเทศ ส่วนในประเทศไทยยังไม่มีงานวิจัยในหัวข้อเรื่องดังกล่าว ดังนั้นสรุปงานวิจัยต่างประเทศในหัวข้อเรื่องต่างๆได้ดังนี้

ด้านเทคนิค: ผลการศึกษาเกี่ยวกับการผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติในโรงงานอุตสาหกรรมแสดงให้เห็นว่า ไฮโดรเจนสามารถผสมกับก๊าซธรรมชาติในสัดส่วนที่ต่ำ (ไม่เกิน 20%) ได้โดยไม่ต้องปรับเปลี่ยนโครงสร้างพื้นฐานเดิม เช่น หัวเผาหรือหม้อไอน้ำ แต่หากใช้ในสัดส่วนสูงขึ้น จะต้องมีการปรับเปลี่ยนระบบใหม่ เช่น การออกแบบหัวเผาเพื่อรองรับไฮโดรเจนที่มีคุณสมบัติไวไฟสูงและมีอัตราการลุกไหม้ที่สูง การศึกษางานวิจัยยังพบว่าเมื่อผสมไฮโดรเจนในสัดส่วนที่เหมาะสม จะช่วยเพิ่มประสิทธิภาพการเผาไหม้และลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) รวมถึงช่วยลดการปล่อยก๊าซมลพิษ เช่น NO_x และ CO ในการเผาไหม้

ด้านเศรษฐศาสตร์: การผสมไฮโดรเจนในก๊าซธรรมชาติในสัดส่วนต่ำ (ไม่เกิน 20%) จะช่วยลดต้นทุนรวมที่ต้องใช้ในการผลิตเชื้อเพลิงและยังมีผลกระทบต่อการลดการปล่อย CO_2 ได้ในระดับที่มีความคุ้มค่า นอกจากนี้ผลการศึกษาด้านเศรษฐศาสตร์ยังพบว่า แม้ต้นทุนการผลิตไฮโดรเจนในปัจจุบันจะสูง แต่การผสมไฮโดรเจนในระดับต่ำทำให้ต้นทุนเพิ่มไม่มากนัก ทำให้สามารถใช้เป็นทางเลือกที่คุ้มค่าได้ในการลดคาร์บอน

ด้านกฎหมายและกฎระเบียบ: การใช้งานเชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนและก๊าซธรรมชาติในภาคอุตสาหกรรมยังต้องเผชิญกับข้อจำกัดทางกฎหมาย โดยเฉพาะในเรื่องของความปลอดภัย การควบคุมระบบท่อส่ง และการออกใบอนุญาตการใช้งาน ซึ่งจำเป็นต้องปรับปรุงมาตรฐานความปลอดภัยและกฎระเบียบให้เหมาะสมกับการใช้งานจริง

ด้านสิ่งแวดล้อม:การใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติสามารถช่วยลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ได้ในระดับที่เห็นผลชัดเจน และช่วยลดมลพิษทางอากาศ เช่น NO_x และ PM โดยเฉพาะในอุตสาหกรรมที่ต้องการพลังงานความร้อนสูง เช่น การผลิตเหล็กและปูนซีเมนต์

การศึกษาทั้งหมดชี้ให้เห็นว่า การใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนและก๊าซธรรมชาติเป็นทางเลือกที่มีศักยภาพสูงในการลดคาร์บอนในระยะสั้นถึงกลาง โดยไม่ต้องเปลี่ยนแปลงระบบพลังงานทั้งหมด แต่ต้องมีการสนับสนุนทางเศรษฐกิจและกฎหมายอย่างต่อเนื่องเพื่อให้การนำไปใช้จริงเกิดความสำเร็จในอนาคต

การใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนในภาคอุตสาหกรรม

การใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติในภาคอุตสาหกรรมถือเป็นทางเลือกที่มีศักยภาพในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกโดยไม่ต้องเปลี่ยนระบบพลังงานทั้งหมดในทันที การผสมไฮโดรเจนช่วยลดการปล่อย CO_2 และมลพิษจากการเผาไหม้ โดยเฉพาะในอุตสาหกรรมที่ต้องการพลังงานความร้อนสูง เช่น การผลิตเหล็ก ซีเมนต์ และปิโตรเคมี ซึ่งสามารถแนะแนวทางในการปรับเปลี่ยนมาใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ โดยมีขั้นตอนในการปรับเปลี่ยนดังนี้

ขั้นตอนการปรับใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจน:

1. **สำรวจความพร้อมของระบบเดิม**: ตรวจสอบอุปกรณ์ต่าง ๆ เช่น หม้อไอน้ำ และเตาเผาว่ารองรับการใช้เชื้อเพลิงผสมที่มี Wobbe Index แตกต่างจากก๊าซธรรมชาติได้หรือไม่
2. **ประเมินความปลอดภัย**: ไฮโดรเจนมีคุณสมบัติไวไฟและกระจายตัวเร็ว จึงต้องมีการประเมินการรั่วไหล ระบบระบายอากาศ และการควบคุมแรงดันการทำงาน
3. **ปรับแต่งระบบควบคุมการเผาไหม้**: การปรับค่าระบบ air-fuel ratio และการควบคุมการลุกไหม้เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพและลดการปล่อย NOx
4. **ทดสอบสัดส่วนผสม**: การทดลองเริ่มต้นด้วยการผสมในสัดส่วน 5–10% และขยายไปเรื่อย ๆ เมื่อมั่นใจในความเสถียรของระบบ
5. **ติดตั้งระบบตรวจจับการรั่วไฮโดรเจน**: เพื่อเสริมมาตรฐานด้านความปลอดภัย
6. **ฝึกอบรมบุคลากร**: การอบรมเกี่ยวกับการจัดการไฮโดรเจนและการบำรุงรักษาอย่างปลอดภัย

นอกจากนั้นยังมีโครงการในการทดสอบการใช้เชื้อเพลิงผสมในต่างประเทศดังนี้:

- **เยอรมนีและเนเธอร์แลนด์**: ทำการทดสอบการผสมไฮโดรเจน ≤ 20% ในเขตอุตสาหกรรม เช่น Hamburg และ Rotterdam โดยไม่ต้องเปลี่ยนโครงสร้างพื้นฐานใหญ่
- **ญี่ปุ่นและเกาหลีใต้**: สนับสนุนการพัฒนาเทคโนโลยีสำหรับการผสมไฮโดรเจนในอุตสาหกรรมหนัก เช่น อุตสาหกรรมเหล็กและเซรามิก

เมื่อมีการปรับเปลี่ยนมาใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติจำเป็นต้องมีการลงทุนเพิ่มเติม ดังนั้นการลงทุนหากเปลี่ยนมาใช้เชื้อเพลิงผสมประกอบไปด้วยต้นทุนต่างๆดังนี้:

1. **ต้นทุนเชื้อเพลิง**: การผสมไฮโดรเจน ≤ 20% ทำให้ต้นทุนเชื้อเพลิงเพิ่มขึ้น 10–20% เมื่อเทียบกับก๊าซธรรมชาติ
2. **ต้นทุนการปรับเปลี่ยนอุปกรณ์**: ต้นทุนต่ำ เนื่องจากส่วนใหญ่สามารถใช้ระบบเดิมได้
3. **ต้นทุนการลดคาร์บอน**: การผสมไฮโดรเจนช่วยลด CO_2 ได้ในต้นทุนประมาณ 800–1,200 บาท/ตัน CO_2 หรือ 23–35 USD/ton CO_2 **โดยราคาการซื้อขาย CO_2** ในประเทศไทยจะอ้างอิงข้อมูลจาก องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก อบก. ปี 2568 ราคาเฉลี่ยอยู่ที่ 144.28 บาท/tCO_2e

4. **ต้นทุนการจัดการความปลอดภัย**: ต้องปรับระบบความปลอดภัยสำหรับการใช้งานไฮโดรเจน เช่น ระบบตรวจจับการรั่ว
5. **ต้นทุนการฝึกอบรมบุคลากร**: ควรมีการอบรมการจัดการไฮโดรเจนและการบำรุงรักษาอย่างปลอดภัย

และวิธีการขนส่งไฮโดรเจนเพื่อนำไปผสมกับก๊าซธรรมชาติซึ่งในบริบทของประเทศไทยจะแนะนำวิธีการขนส่งไฮโดรเจนที่เหมาะสมดังนี้:

1. **ท่อส่ง (Pipeline)**: เหมาะสมในพื้นที่ที่มีระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติอยู่แล้ว เช่น นิคมอุตสาหกรรม
2. **ก๊าซอัดแรงดันสูง (Compressed H_2)**: เหมาะสำหรับโครงการนำร่องหรือสถานีเติมเชื้อเพลิง
3. **ไฮโดรเจนเหลว (Liquefied H_2)**: เหมาะสำหรับการขนส่งระยะไกล แต่ต้นทุนสูง

สรุป:

การใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติเป็นทางเลือกที่คุ้มค่าในระยะเริ่มต้นที่อัตราส่วนไม่เกิน 20% โดยมีต้นทุนเพิ่มขึ้นไม่มากและสามารถช่วยลดการปล่อย CO_2 ได้อย่างมีประสิทธิภาพ โดยเฉพาะในอุตสาหกรรมที่มีการใช้พลังงานความร้อนสูง เช่น การผลิตเหล็กและซีเมนต์ นอกจากนี้ยังสามารถใช้ไฮโดรเจนได้ในระบบก๊าซธรรมชาติเดิมโดยไม่ต้องลงทุนปรับปรุงโครงสร้างพื้นฐานใหม่ทั้งหมด

เอกสารอ้างอิง

(1) Alessandro Franco และ Michele Rocca, 2024: Industrial Decarbonization through Blended Combustion of Natural Gas and Hydrogen, Hydrogen 2024, 5(3), 519-539, https://doi.org/10.3390/hydrogen5030029

(2) Lei Cheng et.al, 2024: Study of combustion characteristics of hydrogen-doped natural gas in industrial boilers, International Journal of Hydrogen Energy, Volume 92, 26 November 2024, Pages 590-604, https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.10.279

(3) Paul Martin et.al: A review of challenges with using the natural gas system for hydrogen, Volume12, Issue10, October 2024, Pages 3995-4009, https://doi.org/10.1002/ese3.1861

(4) Donato Cecere et.al, 2023: Gas Turbine Combustion Technologies for Hydrogen Blends Energies 2023, 16(19), 6829; https://doi.org/10.3390/en16196829

(5) Mihnea-D. Bloj et.al, 2025: Comprehensive review of hydrogen–natural gas blending: Global project insights with a focus on implementation and impact in Romanian gas networks Heliyon 11 (2025) e43090, https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2025.e43090

(6) บทความด้านพลังงาน ไฮโดรเจน: อนาคตแห่งพลังงานโลก (ตอนที่ 3), เผยแพร่เมื่อ15 สิงหาคม 2566https://www.erc.or.th/th/energy-articles/2890?utm_source=chatgpt.com

(7) บทความจาก ปตท. “พลังงานไฮโดรเจน” สร้างโอกาสธุรกิจ สร้างความยั่งยืน – บทความข่าวเผยแพร่โดย Energy Thai Chamber (หอการค้าไทย), 25 ธันวาคม 2567, https://energy-thaichamber.org/ptt-hydrogen/?utm_source=chatgpt.com

(8) Abeykoon C et.al, 2022: Hydrogen Blending into Natural Gas Networks: A Techno-Economic Review, Technical Report: Hydrogen Blending into Natural Gas Pipeline

Infrastructure: Review of the State of Technology, 10 October 2022, DOI:https://doi.org/10.2172/1893355

(9) Josmar B. Cristello et.al, 2022, Feasibility Analysis of Blending Hydrogen into Natural Gas Networks, Article in International Journal of Hydrogen Energy · February 2023, https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.01.156

(10) Hydrogen Economy Outlook 2021–2025, (https://www.nwhydrogenalliance.co.uk/news-stories/report-hydrogen-economy-outlook-bloombergnef

(11) สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) (2565) เรื่อง แนวโน้มการใช้ไฮโดรเจนในระบบพลังงานไทย https://enconfund.go.th

(12) Hydrogen Blending into Gas Grids – Legal and Regulatory Issues, https://www.iea.org/energy-system/transport

(13) EU Hydrogen and Decarbonized Gas Package (2021–2023) https://energy.ec.europa.eu/topics/markets-and-consumers/hydrogen-and-decarbonised-gas-market_en?utm_source=chatgpt.com

(14) Hydrogen Economy Outlook 2021–2025, https://about.bnef.com/blog/power-generation-from-renewables-set-to-jump-84-in-next-five-years-as-demand-from-new-data-centers-surges-bloombergnef/

(15) BloombergNEF (BNEF): https://about.bnef.com/blog/hydrogen-economy-outlook/

(16) Illuminem: The many colors of hydrogen and what they mean for sustainability, Illuminem, 2022

(17) Jose M. Marín Arcos and Diogo M. F. Santos (2023), Hydrogen Production from Nuclear Heat: Thermolysis Approaches and Technical Challenges

(18) Fast Company: The hydrogen color spectrum: Why turquoise hydrogen may be the most promising

(19) www.upscprep.com: “Types of Hydrogen – UPSC Environment Notes”

(20) www.divigas.com: “Transportation of Hydrogen”

(21) G. Di Lullo et al. (2022). “Techno-economic analysis of hydrogen pipeline delivery” doi: 10.1016/j.ijhydene.2022.01.134

(22) THE ANZ HYDROGEN HANDBOOK VOL II : ANZ Bank / Advisian (Australia & New Zealand Hydrogen)

(24) Proton Ventures: https://protonventures.com

(25) Hydrogen Insight: https://www.hydrogeninsight.com

(26) Renewable Watch: https://renewablewatch.in

(27) CleanTechnica: https://cleantechnica.com

บทที่ 4
ศึกษาความเป็นไปได้ในการใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ เพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับอุปกรณ์และเครื่องจักรของโรงงานอุตสาหกรรม ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการเผาไหม้

สถาบันวิจัยและพัฒนาพลังงานนครพิงค์ มหาวิทยาลัยเชียงใหม่ ดำเนินการศึกษาความเป็นไปได้ในการใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ เพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับอุปกรณ์และเครื่องจักรของโรงงานอุตสาหกรรมที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในการเผาไหม้ จากเอกสารต่างๆ เว็บไซต์ และการเข้าพบหรือสัมภาษณ์หน่วยงานที่เกี่ยวข้อง เช่น สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน และบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) เป็นต้น เพื่อใช้เป็นข้อมูลในการวิเคราะห์สอดคล้องกับ โดยจะมีรายละเอียดและหัวข้อในการดำเนินงานดังนี้

4.1 ศึกษาการผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ ในอัตราส่วนไฮโดรเจนตั้งแต่ 5% ขึ้นไป โดยเทียบกับการใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติอย่างเดียว (100%)

จากการศึกษางานวิจัยที่ได้กล่าวมาข้างต้นเห็นว่าหลายประเทศได้มีการทดลองการใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติซึ่งมีความเป็นไปได้ในการใช้งานในภาคอุตสาหกรรม ดังนั้นการใช้งานเชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนที่อัตราส่วนต่างๆ ในก๊าซธรรมชาติในสัดส่วนตั้งแต่ 5–20% กับก๊าซธรรมชาติ เป็นแนวทางที่หลายประเทศเลือกใช้เพื่อลดการปล่อยคาร์บอนในระยะสั้น–กลาง โดยไม่ต้องเปลี่ยนอุปกรณ์ระบบเผาไหม้ที่มีอยู่ ซึ่งถือเป็นการเปลี่ยนผ่าน (transitional solution) ที่สามารถดำเนินการได้จริงและเริ่มได้ทันที ดังนั้นการใช้งานเชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติเทียบกับการใช้ก๊าซธรรมชาติเพียงอย่างเดียวแสดงได้ในตารางที่ 4-1 ดังนี้

ตารางที่ 4-1 เปรียบเทียบการใช้งานเชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติเทียบกับการใช้ก๊าซธรรมชาติเพียงอย่างเดียว

ประเด็นเปรียบเทียบ	ก๊าซธรรมชาติ 100% (NG)	เชื้อเพลิงผสม H_2–NG	ขยายความเพิ่มเติม
การปล่อย CO_2	สูง (ปล่อย CO_2 เมื่อเผาไหม้)	ลดลงตามสัดส่วนไฮโดรเจนที่เพิ่มขึ้น (5–20%)	ไฮโดรเจนไม่ปล่อย CO_2 เมื่อเผาไหม้ ⟶ ช่วยลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในอุตสาหกรรม
ความเข้ากันกับระบบเดิม	ใช้งานได้เต็มประสิทธิภาพ	สามารถผสม H_2 ได้ถึง ~20% โดยเปลี่ยนเพียงแค่วาล์ว	หม้อไอน้ำ เตาเผา และกังหันก๊าซเดิมยังคงใช้งานได้ในช่วง H_2 ≤20%
ต้นทุนเชื้อเพลิง	ต่ำ (โดยเฉพาะหากเป็น NG จากแหล่งในประเทศ)	เพิ่มขึ้น ~10–25% ตามปริมาณ H_2	ต้นทุนไฮโดรเจน โดยเฉพาะ Green H_2 ยังสูง แต่รับได้หากมี carbon credit มาช่วย

ประเด็นเปรียบเทียบ	ก๊าซธรรมชาติ 100% (NG)	เชื้อเพลิงผสม H_2–NG	ขยายความเพิ่มเติม
ความเสี่ยงด้านความปลอดภัย	ต่ำ ควบคุมง่าย	ความไวไฟและความเร็วการลุกไหม้เพิ่มขึ้น ต้องจัดการรัดกุม	ไฮโดรเจนมีโมเลกุลเล็กรั่วไหลง่าย ควรติดตั้ง gas detector และระบบระบายอากาศ
ความยั่งยืนระยะยาว	ไม่ยั่งยืน (เป็นฟอสซิล)	ช่วยลดการพึ่งพา NG และเป็นแนวทางไปสู่พลังงานสะอาด	ช่วยเตรียมระบบอุตสาหกรรมให้พร้อมรองรับการใช้ไฮโดรเจนเต็มรูปแบบในอนาคต

ในส่วนของประสิทธิภาพการเผาไหม้ของก๊าซธรรมชาติ (NG 100%) กับเชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ ในอัตราส่วน H_2 ตั้งแต่ 5% ถึง 25% แสดงได้ในตารางที่ 4-2 ซึ่งรวมข้อมูลด้าน

- Wobbe Index: ตัวบ่งชี้ความสามารถในการจ่ายพลังงานของก๊าซ
- ความเร็วเปลวไฟ: ส่งผลต่อการควบคุมการเผาไหม้
- อุณหภูมิเปลวไฟ: มีผลต่อการสร้าง NO_X และความปลอดภัย
- การปล่อย CO_2 แนวโน้มลดลงตามสัดส่วน H_2 และข้อควรระวัง/หมายเหตุ: การปรับระบบอากาศ–เชื้อเพลิง และความเสี่ยงทางเทคนิค

ตารางที่ 4-2 ประสิทธิภาพการเผาไหม้ของเชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติเทียบกับก๊าซธรรมชาติ 100%

สัดส่วน H_2 (% โดยปริมาตร)	Wobbe index (MJ/m^3)	ความเร็วเปลวไฟ (m/s)	อุณหภูมิเปลวไฟ (°C)	แนวโน้มการปล่อย CO_2	ข้อควรระวัง/หมายเหตุ
0% (NG 100%)	50.0	0.4	1950	100%	มาตรฐานโรงงาน
5%	49.2	0.6	1970	~95%	ไม่กระทบระบบเดิม
10%	48.4	0.8	1990	~90%	เริ่มต้องปรับอัตราอัดอากาศ-เชื้อเพลิง
15%	47.5	1.1	2010	~85%	ต้องเริ่มติดตตาม NO_X
20%	46.7	1.4	2030	~80%	อุณหภูมิเริ่มสูงต้องควบคุมเปลวไฟ
25%	45.9	1.7	2050	~75%	ใกล้ขีดที่ต้องเปลี่ยนอุปกรณ์หลัก

ตัวเลขในตารางที่แสดงประสิทธิภาพการเผาไหม้ของเชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติเทียบกับ การใช้ก๊าซธรรมชาติ 100% มีที่มาจาก International Energy Agency (IEA), HyDeploy Project, United Kingdom, National Renewable Energy Laboratory (NREL), USA ซึ่งประเด็นดังกล่าวขึ้นอยู่กับปัจจัยหลายประการ เช่น

- สภาวะการทดสอบจริง: ตัวเลขที่แสดงในตารางเช่น ความเร็วเปลวไฟ Wobbe Index และอุณหภูมิเปลวไฟ มาจากการทดลองในห้องปฏิบัติการหรือการทดสอบในสนามในอุตสาหกรรมต่าง ๆ ซึ่งอาจมีการเปลี่ยนแปลงขึ้นอยู่กับเงื่อนไขเฉพาะ เช่น ชนิดของหัวเผา ระบบการควบคุม
- อุปกรณ์ที่ใช้และการปรับค่าหรือการออกแบบระบบ: ข้อมูลในตารางได้อ้างอิงจากการทดลองในสภาพการใช้งานทั่วไปที่มีการปรับปรุงเพื่อรองรับไฮโดรเจน เช่น การปรับหัวเผา และการควบคุมอุณหภูมิเปลวไฟในอุตสาหกรรม

การผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ ในสัดส่วนต่างๆ จะมีผลกระทบต่อการเผาไหม้ดังนี้

1. ความเร็วเปลวไฟ (Flame speed): ไฮโดรเจนมีความเร็วในการลุกไหม้สูงกว่าก๊าซธรรมชาติ
2. อุณหภูมิเปลวไฟ ไฮโดรเจนมีอุณหภูมิสูงกว่า ซึ่งอาจส่งผลให้ปล่อย NO_X สูงขึ้น
3. Wobbe Index การผสมไฮโดรเจนจะลดค่า Wobbe Index ลง ซึ่งทำให้ต้องปรับการทำงานของหัวเผาให้เหมาะสม
4. การลดการปล่อย CO_2 ยิ่งผสมไฮโดรเจนมากเท่าไหร่ ยิ่งลดการปล่อย CO_2 จากการเผาไหม้

นอกจากนั้นยังได้ศึกษาประสิทธิภาพการเผาไหม้ของตัวอุปกรณ์ หัวเผา โดยเปรียบเทียบกับการใช้ไฮโดรเจนที่อัตราส่วนต่างๆ

4.2 รายละเอียดและขอบเขตที่จะทำการทดสอบก๊าซผสมกับ Burner โดยการใช้ก๊าซไฮโดรเจนจากกระบวนการทางอุตสาหกรรมหรือ White hydrogen

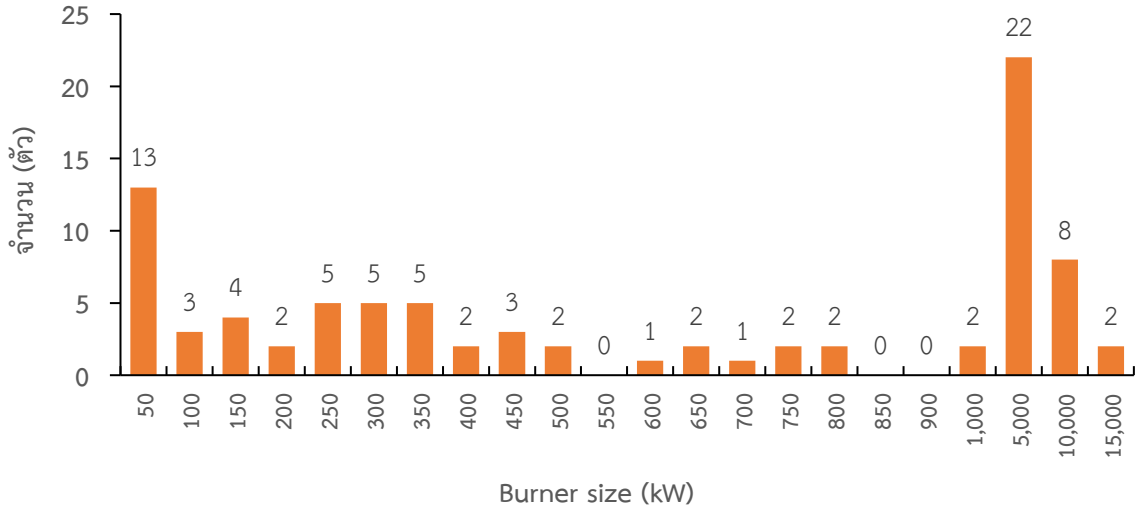
ในส่วนนี้จะเป็นการดำเนินงานในส่วนของการทดสอบการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติกับอุปกรณ์และเครื่องจักรในโรงงานอุตสาหกรรม ซึ่งในการทดสอบนี้ได้เลือกการทดสอบกับหัวเผา (Burner) ซึ่งจะดำเนินการทดสอบโดยการเพิ่มสัดส่วนการผสมไฮโดรเจนในก๊าซธรรมชาติที่อัตราส่วนต่างๆ โดยเริ่มตั้งแต่ 5% ขึ้นไป และในการทดสอบนี้จะทำการเปรียบเทียบกับการใช้เชื้อเพลิงธรรมชาติร้อยเปอร์เซนต์ (100% NG) เพื่อวิเคราะห์ถึงตัวแปรต่าง ๆ ที่ส่งผลกระทบ

1. การเลือกขนาดของหัวเผามาใช้ในการทดสอบกับเชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ

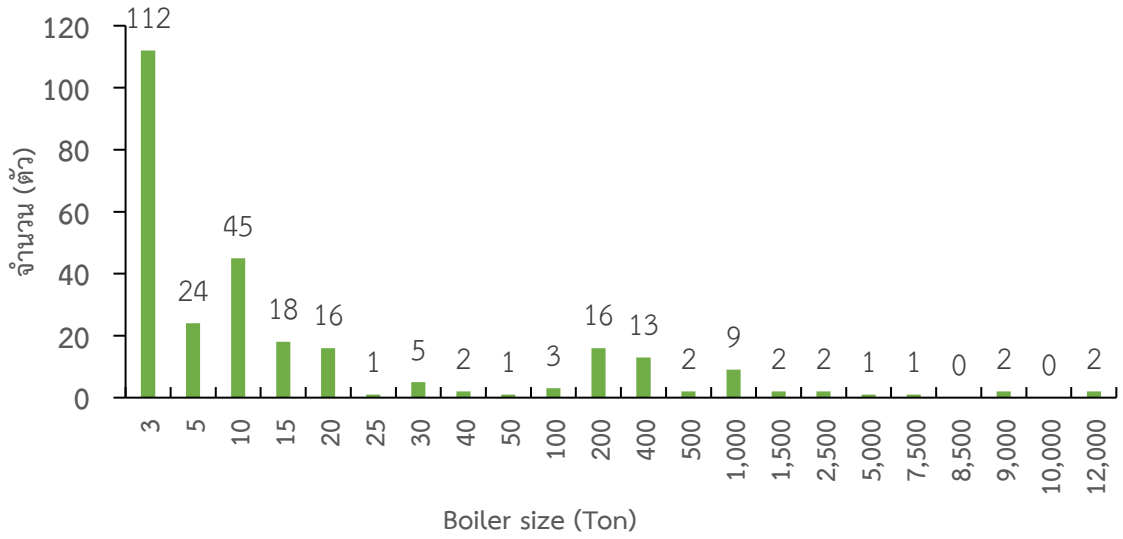
การเลือกขนาดของหัวเผามาใช้ในการทดสอบในงานวิจัยครั้งนี้ จะใช้เป็นหัวเผาขนาดไม่ต่ำกว่า 400 kW โดยการเลือกจากการดำเนินงานทดสอบของสถาบันนวัตกรรม ปตท. ที่ อ.วังน้อย จ.พระนครศรีอยุธยา ซึ่งมีขนาด 465 kW โดยทางสถาบันนวัตกรรมฯ ยังไม่เคยทำการทดสอบที่ส่วนผสมไฮโดรเจนที่มากกว่า 20% และการประเมินของข้อมูลจากกรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) กระทรวงพลังงาน พบว่ามีการใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติในหัวเผาและหม้อไอน้ำหลายขนาด โดยขนาดของหัวเผา 465 kW นี้จะอยู่ในช่วงตรงกลางของขนาดหัวเผาที่มีการใช้ในโรงงานที่ได้นำมาประเมินทั้งหมด แสดงในรูปที่ 4-1 และ 4-2

รูปที่ 4-1 และ 4-2 เป็นข้อมูลโรงงานควบคุมที่มีการรายงานและขึ้นทะเบียนเป็นโรงงานที่ใช้เชื้อเพลิงเป็นก๊าซธรรมชาติ มีจำนวนโรงงานที่มีการใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติกับหัวเผาจำนวน 91 โรงงาน ซึ่งใช้ร่วมกับหัวเผาที่ขนาดต่างๆ กันไป โดยทางผู้วิจัยได้จำแนกจำนวนของขนาดหัวเผาออกตามช่วงการใช้งาน โดยช่วงที่มีการใช้งานมากที่สุดอยู่ในช่วงขนาด 1,001 kW – 5,000 kW จำนวน 22 โรงงาน และลำดับที่มีการใช้งานรองลงมาอยู่ในช่วงขนาดไม่เกิน 50 kW จำนวน 13 โรงงาน นอกจากนั้นก็มีการใช้งานในขนาดต่างๆ กระจายกันไปตามที่ได้แสดงในรูป 4-1 และในรูปที่ 4-2 เป็นข้อมูลโรงงานที่มีการใช้หม้อไอน้ำ 277 โรงงาน ที่มีการใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงและมีหม้อไอน้ำที่ใช้งานขนาดต่างๆ กัน โดยขนาดของ

หม้อไอน้ำที่มีการใช้งานมากที่สุดคือ ไม่เกิน 3 ตัน จำนวนของขนาดหม้ไปน้ำที่ใช้มากรองลงมาคือขนาดหม้อไอน้ำขนาดตั้งแต่ 5 ตันแต่ไม่เกิน10 ตัน



รูปที่ 4-1 ขนาดหัวเผาที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง



รูปที่ 4-2 ขนาดหม้อไอน้ำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง

จากข้อมูลการใช้อุปกรณ์สำหรับใช้ทดสอบการทำงานของเชื้อเพลิงผสม ซึ่งในการดำเนินโครงการนี้จะเลือกการทดสอบกับหัวเผาขนาด 465 kW ตามที่ได้เกริ่นไว้ในหน้า 4-3 เนื่องมาจากการทดสอบกับหม้อไอน้ำนั้นยังไม่มีสถานที่ที่มีความพร้อมในเรื่องการทดสอบ เนื่องจากต้องตรวจสอบองค์ประกอบหลายอย่างด้วยกันและต้องใช้เวลาในการตรวจสอบ ดังนั้นจึงเลือกการทดสอบเชื้อเพลิงผสมนี้กับหัวเผา ซึ่งทางสถาบันวิจัยและพัฒนาพลังงานนครพิงค์ ได้มีผลการทดสอบของหัวเผาขนาด 35 kW และ 70 kW แล้ว จากข้อมูลขนาดของหัวเผาในโรงงานอุตสาหกรรมมีขนาดของหัวเผาหลายขนาด และสถาบันฯ ได้ตรวจสอบแล้วพบว่า สถาบันนวัตกรรมของ ปตท. มีหัวเผาขนาดไม่ต่ำกว่า 400 kW และมีความพร้อมในด้านความ

ปลอดภัยและการทดสอบหัวเผากับเชื้อเพลิงผสมนี้ไม่ว่าจะเป็นด้านวัสดุและปริมาณไฮโดรเจนที่จะใช้ในการทดสอบ อีกทั้งขนาดของหัวเผาของสถาบันนวัตกรรม ปตท. ที่มีอยู่ขนาดครอบคลุมอยู่ในช่วง 400-600 kW ซึ่งเป็นขนาดที่ค่อนข้างอยู่ในช่วงกลางจากฐานข้อมูลที่ได้นำมาจำแนกขนาดต่างๆ ของหัวเผาที่ใช้งานในอุตสาหกรรมอีกด้วย

2. รายละเอียดการทดสอบหัวเผาโดยใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ

2.1 การทดสอบหัวเผาขนาด 35 kW และ 70 kW

สถาบันวิจัยและพัฒนาพลังงานนครพิงค์ มหาวิทยาลัยเชียงใหม่ ได้มีการศึกษาประสิทธิภาพหัวเผาไหม้ก๊าซไฮโดรเจนร่วมกับก๊าซธรรมชาติสำหรับการใช้ในภาคความร้อน (ภาคอุตสาหกรรม) ได้แบ่งออกเป็น 2 ส่วน ได้แก่ ส่วนที่ 1 เป็นการทดสอบหัวเผาไหม้ภายนอกชุดทดสอบ (Test Flame Tube) และส่วนที่ 2 เป็นการทดสอบหัวเผาไหม้ภายในชุดทดสอบตามมาตรฐาน BS EN 676 : 2020 โดยได้ทำการทดสอบกับก๊าซมีเทนผสมที่มีสัดส่วนก๊าซไฮโดรเจน 0, 5, 10, 15, 20 และ 25% โดยปริมาตร และสัดส่วนปริมาณอากาศต่อเชื้อเพลิง (A/F Ratio) ใช้กับหัวเผาไหม้ ขนาด 35 kW และ 70 kW เป็นหัวเผาจาก C.I.B. Unigas© ชนิดหัวเผา Gas Burners Low NOx Class 2 รุ่น NG35 และ NG70 จำนวน 2 ขนาด

<u>ผลการทดสอบหัวเผาไหม้ขนาด 35 kW</u>

การทดสอบหัวเผาไหม้ ขนาด 35 kW ใช้ก๊าซมีเทนผสมเป็นเชื้อเพลิงที่มีองค์ประกอบก๊าซมีเทน 92% โดยปริมาตร โดยยังไม่มีการผสมก๊าซไฮโดรเจน และทำการปรับความดันคงที่ที่ 0.25 barg และอัตราการไหลก่อนเข้าหัวเผาไหม้ต่ำสุดที่ 3.58 Nm^3/hr และสูงสุดที่ 4.10 Nm^3/hr ซึ่งเป็นอัตราการไหลที่เป็นสัดส่วนในกรณีที่ทำการผสมก๊าซมีเทนผสมกับก๊าซไฮโดรเจนที่สัดส่วน 75 และ 100% โดยปริมาตรตามลำดับ ตลอดจนปรับอัตราไหลน้ำหล่อเย็นที่ 0.5 และ 1 m^3/hr และทำการปรับลิ้นภายในของชุดทดสอบหัวเผาไหม้อยู่ในตำแหน่งเปิด 100%

ผลการทดสอบพบว่าเมื่อลดอัตราการไหลก๊าซมีเทนผสมลง ทำให้ค่าความร้อนที่ได้มีค่าลดลงจาก 37.49 เหลือ 32.93 kW โดยเปลวไฟมีสีฟ้าผสมสีส้มเล็กน้อย ซึ่งความยาวเปลวอยู่ในช่วง 22-28 cm ในขณะที่อุณหภูมิเปลวที่ปลายท่อหัวเผาไหม้มีค่าลดลงจาก 771 เหลือ 745 °C ดังแสดงในตารางที่ 4-3

ตารางที่ 4-3 ผลการสอบหัวเผาไหม้ ขนาด 35 kW

ลำดับที่	กรณีทำการผสม NG (%Vol.)	อัตราการไหลก๊าซ (Nm^3/hr)	ปริมาณความร้อน (kW)	ความยาวเปลว (cm)	อุณหภูมิเปลวไฟ (°C)
1	100	4.07	37.49	28.0	771
2	95	4.01	36.86	27.5	770
3	90	3.93	36.11	22.0	764
4	85	3.86	35.52	23.0	760
5	80	3.67	33.79	26.0	755
6	75	3.58	32.93	28.0	745

ผลการทดสอบหัวเผาไหม้ขนาด 70 kW

การทดสอบหัวเผาไหม้ ขนาด 70 kW ใช้ก๊าซมีเทนผสมเป็นเชื้อเพลิงที่มีองค์ประกอบก๊าซมีเทน 92% โดยปริมาตร โดยยังไม่มีการผสมก๊าซไฮโดรเจน และทำการปรับความดันคงที่ที่ 0.30 barg และอัตราการไหลก่อนเข้าหัวเผาไหม้ในช่วง 7.02-7.80 Nm^3/hr ซึ่งเป็นอัตราการไหลที่เป็นสัดส่วนในกรณีที่ทำการผสมก๊าซมีเทนผสมที่สัดส่วน 75-100% โดยปริมาตร กับก๊าซไฮโดรเจนที่สัดส่วน 5-25% โดยปริมาตร

ผลการทดสอบพบว่าเมื่อลดอัตราการไหลก๊าซมีเทนผสมลง ทำให้ค่าความร้อนที่ได้มีค่าลดลงจาก 71.76 เหลือ 64.58 kW โดยเปลวไฟมีสีฟ้าผสมสีส้มเล็กน้อย ซึ่งความยาวเปลวอยู่ในช่วง 45-51 cm ในขณะที่อุณหภูมิเปลวที่ปลายท่อหัวเผาไหม้มีค่าลดลงจาก 736 เหลือ 716 °C ดังแสดงในตารางที่ 4-4

ตารางที่ 4-4 ผลการสอบหัวเผาไหม้ ขนาด 70 kW

ลำดับที่	กรณีทำการผสม (%Vol.)	อัตราการไหลก๊าซ (Nm^3/hr)	ปริมาณความร้อน (kW)	ความยาวเปลว (cm)	อุณหภูมิเปลวไฟ (°C)
1	100	7.80	71.76	51	736
2	95	7.65	70.36	48	734
3	90	7.54	69.41	46	730
4	85	7.37	67.80	45	728
5	80	7.23	66.49	47	722
6	75	7.02	64.58	51	716

การทดสอบหัวเผาขนาด 70kW ที่กำลังไฟฟ้า 16kW พบว่าเปลวไฟมีสีส้มแสดงถึงการเผาไหม้ที่ไม่สมบูรณ์ถือเป็นช่วงค่าการทำงานต่ำสุดของหัวเผาโดยที่ค่ามลพิษยังไม่เกินค่าขีดจำกัดตาม**มาตรฐาน BS EN 676 : 2020 ในมาตรฐานซึ่งกำหนดไว้คือ CO ไม่เกิน 100 mg/kWh และ NOx ไม่เกิน 170 mg/kWh** การทดสอบภายในหลอดทดสอบเปลวไฟแสดงถึงช่วงค่าการทำงานของหัวเผา โดยหัวเผาขนาด 35 kW สามารถทำงานได้อย่างมีประสิทธิภาพในช่วง 8 ถึง14 kW ส่วนหัวเผาขนาด 70kW มีช่วงค่าการทำงานที่ 16 ถึง 31kW โดยไม่มีปัญหาเรื่องความเสถียรของระบบหรือความดันย้อนกลับในห้องเผาไหม้

ผลการทดสอบหัวเผาไหม้ขนาด 35kW ต่อการปล่อยค่า CO และ NO_X

ผลการทดสอบหัวเผาไหม้ขนาด 35kW พบว่าค่า CO ลดลงอย่างต่อเนื่องจาก 71.23 mg/kWh ที่อัตราส่วนผสม 0% จนถึง 17.74 mg/kWh ที่อัตราส่วนผสม 25% แสดงให้เห็นว่าการเพิ่มไฮโดรเจนในเชื้อเพลิงสามารถลดค่ามลพิษได้ เนื่องจากไฮโดรเจนมีปฏิกิริยาการเผาไหม้ที่รวดเร็วและสมบูรณ์ ทำให้อัตราการเกิด CO ลดลง นอกจากนี้อัตราส่วนอากาศต่อเชื้อเพลิง (A/F Ratio) ที่ใช้ในการเผาไหม้ไฮโดรเจนร่วมกับมีเทนมีความเหมาะสมมากขึ้น ทำให้การเผาไหม้เกิดขึ้นอย่างมีประสิทธิภาพ และไฮโดรเจนยังช่วยกระจายพลังงานในเปลวไฟได้สม่ำเสมอ ลดการเกิดจุดเย็น (cold spots) ที่อาจทำให้เกิด CO ส่งผลให้การเผาไหม้สมบูรณ์มากขึ้นและลดมลพิษ CO ได้อย่างมีประสิทธิภาพ ส่วนค่า NO_X มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นเมื่ออัตราส่วนผสมไฮโดรเจนเพิ่มขึ้น จาก 63.99 mg/kWh ที่อัตราส่วนผสม 0% ถึง 80.04 mg/kWh ที่อัตราส่วนผสม 20% การเพิ่มขึ้นของค่า NO_X เกิดจากการเผาไหม้ที่อุณหภูมิสูงขึ้น เนื่องจากไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงที่มีอัตราการเผาไหม้สูงและปล่อยพลังงานความร้อนมาก ซึ่งทำให้อุณหภูมิของเปลวไฟสูงขึ้นและส่งผลให้เกิดการสร้างไนโตรเจนออกไซด์มากขึ้น อย่างไรก็ตามที่อัตราส่วนผสมไฮโดรเจน 25% ค่า NO_X กลับลดลงมาอยู่

ที่ 32.14 ซึ่งแตกต่างไปจากแนวโน้มที่เพิ่มขึ้นก่อนหน้านี้ อาจเป็นเพราะมีการเผาไหม้ไม่สมบูรณ์ทำให้เกิดจุดเย็นในเปลวไฟที่อาจลดการสร้าง NO_X เนื่องจากการกระจายพลังงานไม่สม่ำเสมอ ทำให้อุณหภูมิเผาไหม้ลดลงและลดการสร้าง NO_X

ผลการทดสอบหัวเผาไหม้ขนาด 70kW ต่อการปล่อยค่า CO และ NO_X

ผลการทดสอบหัวเผาไหม้ขนาด 70 kW แสดงให้เห็นว่า การเพิ่มอัตราส่วนผสมของไฮโดรเจนในเชื้อเพลิงก๊าซมีเทนผสมสามารถช่วยลดค่ามลพิษ CO และ NO_X ให้อยู่ในเกณฑ์ที่กำหนดได้ โดยถึงแม้ว่าค่า CO และ NOx จะไม่ได้มีแนวโน้มไปในทิศทางเดียวกันเนื่องมาจากการเผาไหม้ที่ไม่สมบูรณ์เท่ากับหัวเผาไหม้ขนาด 35kW ซึ่งการกระจายพลังงานไม่สม่ำเสมอในหัวเผาขนาดใหญ่ที่ทำให้เกิดจุดร้อนและจุดเย็น (hot and cold spots) ส่งผลต่อการเผาไหม้และการปล่อย CO และ NO_X รวมถึงคุณสมบัติของเปลวไฟที่เปลี่ยนแปลงไปเนื่องจากไฮโดรเจนมีอัตราการเผาไหม้ที่เร็วกว่าและปล่อยพลังงานความร้อนสูงกว่า ทำให้การควบคุมเปลวไฟให้มีการเผาไหม้สมบูรณ์ตลอดทั้งเปลวไฟเป็นเรื่องยาก โดยค่ามลพิษ CO และ NO_X ที่อัตราส่วนผสมไฮโดรเจน 0% 71.23 mg/kWh และ 63.99 mg/kWh โดยที่อัตราส่วนผสม 25% ค่ามลพิษทั้งสองมีค่าเป็น 17.74 mg/kWh และ NO_X = 32.14 mg/kWh ซึ่งผ่านเกณฑ์มาตรฐาน

การทดสอบภายในหลอดทดสอบแสดงให้เห็นถึงการเผาไหม้ที่เสถียรและประสิทธิภาพสูงในช่วงค่าการทำงานที่หลากหลายโดยที่ยังปล่อยมลพิษไม่เกินค่าขีดจำกัด ประสิทธิภาพของหัวเผาไหม้ขนาด 35kW ลดลงจาก 64.30% ที่อัตราส่วนผสมไฮโดรเจน 0% โดยปริมาตร ถึง 38.32% ที่อัตราส่วนผสมไฮโดรเจน 25% โดยปริมาตร ส่วนประสิทธิภาพของหัวเผาไหม้ขนาด 70kW ลดลงจาก 77.30% ที่อัตราส่วนผสมไฮโดรเจน 0% โดยปริมาตร ถึง 35.05% ที่อัตราส่วนผสมไฮโดรเจน 25% โดยปริมาตร การลดลงของประสิทธิภาพการเผาไหม้เมื่อมีการผสมไฮโดรเจนมากขึ้นสามารถอธิบายได้ด้วยหลายปัจจัย เช่น สมบัติทางฟิสิกส์และเคมีของเชื้อเพลิงผสม โดยไฮโดรเจนมีความหนาแน่นพลังงานต่อปริมาตรต่ำกว่ามีเทน ทำให้พลังงานที่ได้จากปริมาตรเชื้อเพลิงลดลง แสดงประสิทธิภาพหัวเผาไหม้ขนาด 35 และ 70 kW ตามอัตราส่วนผสมไฮโดรเจนต่าง ๆ ได้ในตารางที่ 4-5

ตารางที่ 4-5 ประสิทธิภาพหัวเผาไหม้ขนาด 35 และ 70 kW ตามอัตราส่วนผสมไฮโดรเจนต่าง ๆ

H_2 Ratio (%)	35kW (%)	70kW (%)
0	64.30	77.30
5	65.65	64.86
10	57.96	59.74
15	51.96	50.54
20	41.16	44.36
25	38.32	35.05

การออกซิเดชันที่สมบูรณ์และปฏิกิริยาเคมี ไฮโดรเจนมีปฏิกิริยาการเผาไหม้ที่รวดเร็วกว่ามีเทน ทำให้เกิดการเผาไหม้ที่ไม่สมบูรณ์ และการสูญเสียความร้อนแฝงจากการกลายเป็นไอของน้ำที่เกิดจากการเผาไหม้ไฮโดรเจน ส่งผลให้ประสิทธิภาพการเผาไหม้ลดลง ถึงแม้ว่าประสิทธิภาพจะลดลงตามการเพิ่มของไฮโดรเจน แต่ผลการทดสอบแสดงให้เห็นว่าไม่จำเป็นต้องปรับเปลี่ยนอุปกรณ์หรือชุดทดสอบให้รองรับไฮโดรเจน เนื่องจากการเผาไหม้ยังอยู่ในกรอบที่สามารถคำนวณและคาดการณ์ได้ตามทฤษฎีและสมการที่ใช้

2.2 การทดสอบหัวเผาขนาดไม่น้อยกว่า 400 kW

การทดสอบการเผาไหม้ของหัวเผาที่มีการใช้งานระดับอุตสาหกรรม (Burner) ขนาดไม่น้อยกว่า 400 kW โดยใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติและเชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ ที่อัตราส่วนของก๊าซไฮโดรเจน 5, 10, 15, และ 20% โดยปริมาตร เป็นการทดสอบขนาดหัวเผาที่มีขนาดใหญ่ขึ้นเพื่อวิเคราะห์ถึงผลกระทบที่อาจจะเกิดขึ้นในการเปลี่ยนมาใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ เพื่อรองรับการใช้งานในอุตสาหกรรมที่มีขนาดใหญ่ขึ้น ในการทดสอบหัวเผาขนาดไม่น้อยกว่า 400 kW นี้ ใช้หัวเผายี่ห้อ Yokoi kikai : EBS-5 ขนาดครอบคลุมตั้งแต่ 450-600 kW และสามารถรองรับสัดส่วนของไฮโดรเจนในเชื้อเพลิงผสมได้ถึง 30% โดยมีรายละเอียดการวิเคราะห์ดังนี้

- ข้อมูลทางเทคนิคของหัวเผา (Burner) และห้องทดสอบ
- การปรับแต่งหัวเผา
- องค์ประกอบก๊าซ อัตราการไหลก๊าซ อุณหภูมิและความดันก๊าซเชื้อเพลิงก่อนเข้าอุปกรณ์
- สัดส่วนปริมาณอากาศต่อเชื้อเพลิง (Air Fuel Ratio) หรือแลมด้า (Lambda)
- Wobbe Index และประสิทธิภาพการเผาไหม้ (Combustion Efficiency)
- ค่าก๊าซไอเสีย (Flue Gas) ได้แก่ ค่า O_2, CO, CO_2, NO_X
- การเปรียบเทียบผลการทดสอบของการใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติและเชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ
- การปรับปรุงอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้องสำหรับการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ เช่น หัวเผา ระบบท่อ วาล์ว และวาล์วปรับความดัน

ขั้นตอนในการทดสอบสำหรับการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติกับหัวเผาขนาด 400 kW มีดังนี้

1. ตรวจสอบความพร้อมของอุปกรณ์ที่จะทำการทดสอบ
2. ทำการทดสอบหัวเผาโดยใช้เชื้อเพลิงเป็น ก๊าซธรรมชาติ 100%
3. ทำการวัดและเก็บข้อมูลตามรายละเอียดการวิเคราะห์การทดสอบข้างต้น
4. ทำการเพิ่มสัดส่วนไฮโดรเจนเข้าไปที่ 5%, 10%, 15% และ 20% โดยทำการเก็บค่าการทดสอบที่อัตราส่วนต่างๆตามรายละเอียดการทดสอบ
5. ทำการวิเคราะห์และเปรียบเทียบที่อัตราส่วนผสมไฮโดรเจนต่างๆ กับ ก๊าซธรรมชาติ 100%
6. สรุปผลการทดสอบทั้งหมด
7. จัดทำคู่มือการทำงานสำหรับการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ

การทดสอบนี้อยู่ระหว่างการเตรียมพร้อมที่จะดำเนินการทดสอบโดยสถาบันนวัตกรรม ปตท. ที่ อ.วังน้อย จ.พระนครศรีอยุธยา

โดยทางสถาบันวิจัยและพัฒนาพลังงานนครพิงค์ มหาวิทยาลัยเชียงใหม่ ได้ดำเนินการร่วมกับสถาบันนวัตกรรม ปตท. โดยได้เซ็น MOU ในเรื่องของเงื่อนไขการทดสอบ ซึ่งปัจจุบันอยู่ในระหว่างดำเนินการทดสอบ และคาดว่าจะดำเนินการแล้วเสร็จได้ทันกำหนดการ ตามที่ได้ระบุไว้ในแผนการดำเนินงาน นอกจากนั้นยังมีการวิเคราะห์ ประเมินประสิทธิภาพการทำงานของอุปกรณ์และเครื่องจักรที่ใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติในโรงงานอุตสาหกรรม ร่วมกันกับทาง สถาบันนวัตกรรม ปตท. โดยมีการประชุมความก้าวหน้าในการดำเนินการทุก 2 อาทิตย์

ข้อคำแนะนำและระวัง

การทดสอบการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ กับหัวเผาหลายยี่ห้อที่ต่างกัน ผลการทดสอบจะแตกต่างกันอย่างมีนัยสำคัญ ขึ้นอยู่กับลักษณะทางเทคนิคของหัวเผาแต่ละรุ่นและยี่ห้อ เนื่องจากการผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติมีผลต่อพฤติกรรมของเปลวไฟและพลศาสตร์การเผาไหม้ ดังนั้นคุณสมบัติของหัวเผาแต่ละตัวจะมีผลต่อประสิทธิภาพ ความเสถียรของเปลวไฟ และการปล่อยมลพิษอย่างชัดเจน โดยมีปัจจัยที่ทำให้ผลทดสอบแตกต่างกันเมื่อใช้หัวเผาคนละยี่ห้อในการเผาไหม้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติดังนี้

ตารางที่ 4-6 ปัจจัยที่ทำให้ผลการทดสอบแตกต่างกันระหว่างหัวเผาคนละยี่ห้อ [(1),(2),(3),(4),(5)]

ปัจจัย	รายละเอียด	ผลกระทบ
1. ลักษณะหัวเผา (Burner Type)	หัวเผาแต่ละชนิดมีลักษณะการผสมอากาศและเชื้อเพลิงต่างกัน เช่น Premix burners ผสมเชื้อเพลิงกับอากาศก่อนเข้าหัวเผา เหมาะกับ H_2 เพราะการติดไฟรวดเร็ว Diffusion burners เชื้อเพลิงและอากาศผสมกันที่ปลายหัวเผา มีความเสี่ยงเกิด NO_X สูง Low-NO_X burners ถูกออกแบบให้ลดการสร้าง NO_X ด้วยเทคนิค staged combustion หรือ FGR	หัวเผาแบบ diffusion เมื่อใช้ H_2 มักสร้าง NO_X สูงเนื่องจากอุณหภูมิเปลวไฟเพิ่มขึ้นหัวเผาแบบ premix เหมาะกับการควบคุม NO_X ได้ดีกว่า
2. ระบบจ่ายอากาศและแก๊ส (Fuel-Air Supply System)	ไฮโดรเจนมีค่าความไวต่อการจุดติด (ignition delay) ต่ำกว่าก๊าซธรรมชาติมาก จึงต้องการการควบคุมอัตราส่วนอากาศ/เชื้อเพลิง (**λ**) อย่างแม่นยำ	ถ้าการจ่ายเชื้อเพลิงไม่สมดุลจะเกิด flashback, blowoff หรือ incomplete combustion ได้ง่าย
3. ความสามารถในการ modulate flame (Flame Stability & Turn-down Ratio)	หัวเผาที่ออกแบบให้มี **turn-down ratio** กว้างจะสามารถคงเปลวไฟให้เสถียรได้แม้โหลดเปลี่ยนหัวเผา H_2-ready บางรุ่นออกแบบให้รองรับส่วนผสม H_2 ได้ถึง 30–50% vol	หัวเผาที่รับ H_2 ได้ต่ำ (<15%) อาจมีเปลวไฟไม่เสถียรหรือเกิดการสั่นไหว (Oscillation)
4. ระบบควบคุม (Control System)	หัวเผาที่ควบคุมด้วย **open loop** ไม่มีการตรวจวัดเปลวไฟหรือ gas ratio feedback จะควบคุมเปลวไฟได้ไม่แม่นยำระบบที่ใช้ **UV flame sensor, ionization rod** สามารถตรวจจับ flame stability ได้ทันที	ระบบควบคุมที่ดีสามารถป้องกัน flameout หรือ flashback เมื่อสัดส่วน H_2 เปลี่ยนไปอย่างรวดเร็ว
5. วัสดุและโครงสร้างหัวเผา (Materials & Design)	ไฮโดรเจนมีแนวโน้มทำให้วัสดุบางชนิดเปราะแตกจากปรากฏการณ์ **Hydrogen Embrittlement** โดยเฉพาะโลหะที่มีแรงดึงต่ำ	หัวเผาทั่วไปที่ไม่ได้ออกแบบมาสำหรับ H_2 อาจเสื่อมสภาพเร็วกว่าปกติหรือมีอายุใช้งานสั้นลง

4.3 ศึกษาข้อมูลการปรับเปลี่ยนระบบท่อ วาล์ว และอุปกรณ์ เดิมสำหรับการเปลี่ยนมาใช้เชื้อเพลิงเชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ

การปรับเปลี่ยนระบบท่อ, วาล์ว, และ อุปกรณ์เดิม สำหรับการเปลี่ยนมาใช้ เชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจน (H_2) และก๊าซธรรมชาติ (NG) เป็นกระบวนการที่ต้องคำนึงถึงหลายปัจจัย ทั้งในด้านเทคนิค ความปลอดภัย ประสิทธิภาพ และความเข้ากันได้กับระบบเดิม เนื่องจากไฮโดรเจนมีคุณสมบัติที่แตกต่างจากก๊าซธรรมชาติหลายด้าน เช่น ความไวไฟสูง โมเลกุลที่เล็ก การไหลที่เร็วขึ้น และความหนาแน่นต่ำ ทำให้ต้องมีการศึกษาและวิเคราะห์ความพร้อมของระบบเดิมเพื่อรองรับการใช้งานได้อย่างปลอดภัยและมีประสิทธิภาพ มีรายละเอียดดังนี้

1. การปรับเปลี่ยนระบบท่อสำหรับเชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ

การใช้งานท่อสำหรับเชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ ต้องพิจารณาถึงปัจจัยต่างๆ ที่เกี่ยวข้องกับวัสดุที่ใช้ทำท่อ แรงดันในท่อ และการรั่วไหลของไฮโดรเจน ซึ่งมีคุณสมบัติแตกต่างจากก๊าซธรรมชาติ ดังนั้นระบบท่อสำหรับการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติจำเป็นต้องใช้วัสดุที่มีความทนทานต่อการเกิด Hydrogen Embrittlement คือ กระบวนการที่ไฮโดรเจนทำให้วัสดุโลหะ เช่น เหล็กและ เหล็กกล้า มีความเปราะหักง่าย ดังนั้นเพื่อความเหมาะสมกับการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ จำเป็นต้องใช้วัสดุที่ทนทานต่อ Hydrogen Embrittlement เช่น เหล็กกล้าคุณภาพสูง (High-Strength Steel) วัสดุพอลิเมอร์ที่ทนต่อการเสื่อมสภาพ และ วัสดุทนต่อการกัดกร่อน และนอกจากนั้นระบบท่อสำหรับเชื้อเพลิงผสมจะต้องได้รับการตรวจสอบอย่างสม่ำเสมอเพื่อป้องกันการรั่วไหลที่เกิดจากการเสื่อมสภาพของวัสดุ

การควบคุมแรงดันในระบบท่อสำหรับเชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ ก็มีความสำคัญในการใช้งาน เนื่องจากไฮโดรเจนมีความหนาแน่นต่ำต้องใช้แรงดันสูงกว่าก๊าซธรรมชาติ ประมาณ 50-70% เพื่อเพิ่มความสามารถในการขนส่ง ในการคำนวณแรงดันที่ต้องการ ขึ้นอยู่กับระยะทางการขนส่งและปริมาณไฮโดรเจนที่ต้องการส่งและระบบท่อต้องออกแบบให้รองรับ แรงดันสูง และ ควบคุมการรั่วไหลของไฮโดรเจนได้อย่างมีประสิทธิภาพ

แรงดัน (pressure) ภายในท่อเป็นหนึ่งในปัจจัยสำคัญที่มีผลต่อ พฤติกรรมการกระจายตัวของไฮโดรเจนในเชื้อเพลิงผสมกับก๊าซธรรมชาติ ทั้งในแง่ของความสม่ำเสมอในการผสม (homogeneity) ความเร็วการแพร่ (diffusion) และความปลอดภัย

โดยหลักการทางพลศาสตร์ของไหล พบว่าแรงดันที่สูงขึ้นทำให้ความหนาแน่นของก๊าซในท่อเพิ่มขึ้น ก๊าซผสมจึงมีลักษณะหนาแน่น (compact) มากขึ้น และมีแนวโน้มไหลในลักษณะปั่นป่วน (turbulent flow) ซึ่งส่งผลดีต่อการกระจายตัวของไฮโดรเจนให้สม่ำเสมอ อย่างไรก็ตาม การเพิ่มแรงดันจะทำให้อัตราการแพร่ (diffusivity) ของไฮโดรเจนลดลงตามกฎของฟิก (Fick's Law) ซึ่งอาจชะลอการแพร่ของ H_2 หากไม่มีความปั่นป่วนในระบบพอเพียง โดยเฉพาะในกรณีที่อัตราการไหลของก๊าซอยู่ในระดับต่ำหรือเป็นลักษณะการไหลแบบ laminar

การศึกษาทางเทคนิค[6]ชี้ให้เห็นว่า ในระบบที่ใช้แรงดันต่ำ (ต่ำกว่า 1 บาร์) การไหลของก๊าซจะช้าและมีลักษณะการไหลแบบราบเรียบ ทำให้ไฮโดรเจนมีแนวโน้มแยกตัว (stratify) อยู่ด้านบนของท่อหรือภาชนะ ซึ่งเสี่ยงต่อการเกิด "จุดร้อน" หรือ hotspot หากเกิดประกายไฟ อาจทำให้เกิดการลุกไหม้เฉพาะจุดได้ ในทางกลับกัน ระบบที่ใช้แรงดันระดับปานกลาง (1–5 บาร์) จะให้ผลลัพธ์ที่เหมาะสมมากที่สุดสำหรับการผสมเชื้อเพลิง ไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ โดยที่ยังสามารถควบคุมแรงดันและป้องกันปัญหาความปลอดภัยได้ง่าย

ในระบบที่มีแรงดันสูงมาก (มากกว่า 10 บาร์) การไหลของก๊าซมีแนวโน้มเป็นแบบ turbulent อย่างชัดเจน ซึ่งช่วยส่งเสริมการผสมของ ไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ อย่างรวดเร็วและสม่ำเสมอ อย่างไรก็ตาม ระบบดังกล่าวจำเป็นต้องมีการควบคุมความดันที่แม่นยำ และเลือกใช้อุปกรณ์และวัสดุที่ทนแรงดันได้ รวมถึงติดตั้งอุปกรณ์เสริม เช่น pressure relief valve (PRV) หรือ regulator เพื่อป้องกัน overpressure

การป้องกันการแยกชั้นของไฮโดรเจนยังควรดำเนินการร่วมกับการติดตั้งอุปกรณ์ช่วยผสม เช่น **static mixer**, **venturi mixer**, หรือการออกแบบระบบให้มีความเร็วการไหลเพียงพอ เพื่อให้เกิด turbulence ตามแนวท่อ นอกจากนี้ ควรมีการติดตั้งอุปกรณ์ตรวจวัดไฮโดรเจน concentration และ sensor ตรวจจับการรั่วซึมในจุดสำคัญของระบบท่อ เพื่อให้มั่นใจว่าก๊าซผสมมีความสม่ำเสมอและปลอดภัยต่อการใช้งาน

สรุปได้ว่า แรงดันในระบบท่อมีอิทธิพลโดยตรงต่อคุณภาพของการผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ โดยแรงดันระดับปานกลาง (1–5 บาร์) เป็นช่วงที่เหมาะสมสำหรับการควบคุมทั้งประสิทธิภาพการเผาไหม้และความปลอดภัยของระบบ ในขณะที่ระบบแรงดันสูงต้องการมาตรการควบคุมเพิ่มเติมเพื่อหลีกเลี่ยงความเสี่ยงจากการรั่วไหลหรือแรงดันเกิน

การตรวจจับการรั่วไหลในระบบท่อสำหรับเชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ เนื่องจากไฮโดรเจนมีโมเลกุลที่เล็ก ทำให้สามารถรั่วซึมได้ง่ายจากรอยแยกที่เล็กมาก จึงจำเป็นต้องมีการใช้เทคโนโลยีการตรวจจับการรั่วไหล เช่น Hydrogen leak detection systems ซึ่งสามารถตรวจจับการรั่วไหลของไฮโดรเจนในปริมาณต่ำได้อย่างแม่นยำ นอกจากนี้จะต้องติดตั้งระบบระบายอากาศ ในพื้นที่ปิดหรือระบบที่มีการใช้งานไฮโดรเจนเพื่อป้องกันการสะสมของไฮโดรเจนที่อาจก่อให้เกิดความเสี่ยงจากการระเบิด

2. การปรับเปลี่ยนวาล์วสำหรับเชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ

การติดตั้งวาล์ว สำหรับเชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ ต้องพิจารณาถึงการปรับการทำงานและวัสดุที่ใช้ในการผลิต โดยวัสดุของวาล์วต้องใช้วัสดุที่ทนต่อ Hydrogen Embrittlement เช่น โลหะผสมพิเศษ หรือ วัสดุพอลิเมอร์ ที่ไม่เสื่อมสภาพจากการสัมผัสไฮโดรเจน และวาล์วที่ใช้ต้องสามารถปิดผนึกได้ดี เพื่อป้องกันการรั่วไหลของไฮโดรเจนที่มีความไวไฟสูง และสามารถทำงานได้ดีในสภาวะแรงดันสูงและอุณหภูมิสูงได้ นอกจากนั้นตัววาล์วจะต้องต้องสามารถ ควบคุมการไหลของเชื้อเพลิงผสมได้อย่างแม่นยำ เนื่องจากไฮโดรเจนมีความหนาแน่นต่ำและมีการไหลที่เร็วขึ้น

3. การปรับเปลี่ยนหัวเผาสำหรับเชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ

หัวเผาสำหรับเชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ จำเป็นต้องได้รับการปรับการทำงานหรือออกแบบเพื่อรองรับการเผาไหม้ของไฮโดรเจน ซึ่งมีคุณสมบัติแตกต่างจากก๊าซธรรมชาติ เช่น ความเร็วเปลวไฟที่สูงขึ้น และ อุณหภูมิที่สูงกว่า ซึ่งการปรับการทำงานของหัวเผา เนื่องจากการผสมไฮโดรเจนในก๊าซธรรมชาติ ทำให้เปลวไฟลุกเร็วขึ้น ดังนั้นจำเป็นต้องมีการปรับการทำงานของหัวเผา ให้สามารถรองรับการเผาไหม้ที่เร็วขึ้นและลดการระเบิด โดยต้องมีการควบคุมการไหลของอากาศและเชื้อเพลิง ให้สอดคล้องกันเพื่อให้การเผาไหม้มีประสิทธิภาพ เป็นการควบคุมความเร็วของเปลวไฟจากการเผาไหม้ นอกจากนั้นยังต้องมีการควบคุมอุณหภูมิของเปลวไฟ เนื่องจากอุณหภูมิการเผาไหม้ของไฮโดรเจนจะสูงกว่าก๊าซธรรมชาติ ดังนั้นการควบคุมอุณหภูมิของหัวเผา จะต้องแม่นยำเพื่อป้องกันการปล่อย NO_X ที่สูงเกินไป และต้องมีการควบคุมการกระจายตัวของไฮโดรเจนในเชื้อเพลิงผสมเนื่องจากจะส่งผลทำให้ตัวอุปกรณ์ไม่สามารถควบคุมเปลวไฟได้ หรือเกิด flame instability

การศึกษากรณีการทดลองจริงจากการใช้งานเชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ จากรายงานของโครงการ HyDeploy เป็นการทดลองผสม ไฮโดรเจน 20% กับ ก๊าซธรรมชาติ ในระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติจริงในสหราชอาณาจักร โดยมุ่งเป้าไปที่การทดสอบความเข้ากันได้ของระบบอุปกรณ์เดิม (เช่น หม้อไอน้ำ, เตาเผา) และตรวจสอบประสิทธิภาพการเผาไหม้ ผลการศึกษาพบว่า การทดสอบแสดงให้เห็นว่า การผสม ไฮโดรเจน กับ ก๊าซธรรมชาติ ในสัดส่วน 5–20% ไม่ได้ส่งผลกระทบต่อระบบเผาไหม้หลัก นอกจากนั้นยังไม่มีการปล่อย CO_2 เพิ่มขึ้นจากการใช้ H_2 และการลดการปล่อย CO_2 ตามสัดส่วนที่เพิ่มขึ้นของ H_2

โครงการ HyDeploy ได้มีการตรวจสอบการกระจายตัวของไฮโดรเจนในท่ออย่างเป็นระบบ โดยใช้เทคนิคหลายรูปแบบเพื่อให้มั่นใจว่าสัดส่วนไฮโดรเจนที่ถูกส่งเข้าระบบ มีความสม่ำเสมอและปลอดภัยตลอดสายจ่ายก๊าซ โดยไม่มีการ “แยกชั้น” หรือความเข้มข้นผิดปกติที่อาจก่อให้เกิดความเสี่ยง โดยมีวิธีการที่ใช้สำหรับการตรวจสอบการกระจายตัว ดังนี้

1. Hydrogen Grid Entry Unit (HGEU) เป็นอุปกรณ์ผสม H_2 กับ NG ที่ออกแบบเฉพาะ และใช้ **mass flow controllers** ควบคุมการไหลของไฮโดรเจนและก๊าซธรรมชาติ แบบอัตโนมัติด้วยความแม่นยำระดับ ±1% และ **proportional valves** คือวาล์วปรับตามสัดส่วนแบบ dynamic เพื่อให้ได้อัตราส่วนผสมเป้าหมาย เช่น 20% H_2 โดยปริมาตร และ **Back Pressure Regulator** ควบคุมแรงดันหลังจุดผสมให้สม่ำเสมอ ลดโอกาสเกิด reverse flow นอกจากนั้นมีระบบป้องกันหากความเข้มข้น H_2 เกินขีดจำกัด (มากกว่า 20%) ระบบจะหยุดจ่ายอัตโนมัติ

2. Gas Sampling & Real-time Monitoring โดยมีติดตั้ง **gas analyzer** แบบออนไลน์ (real-time) ติดตั้งที่หลายจุดในระบบท่อ เช่น

- **Upstream/Downstream** ของ HGEU เพื่อดูการผสมก่อนและหลัง
- **Midline** ที่ตำแหน่งท่อที่เสี่ยงการแยกชั้น เช่น elbow
- **Point-of-Use** หน้าบ้านหรืออาคารผู้ใช้จริง (ภายในหม้อไอน้ำหรือเตา)

โดยมีการส่งข้อมูลที่วัดค่าดังนี้ H_2, CH_4, O_2, CO, CO_2 รวมถึงอุณหภูมิและความดัน ตลอด 24 ชม. และเชื่อมกับระบบ SCADA เพื่อแจ้งเตือนเมื่อค่าผิดปกติ

3. Computational Fluid Dynamics (CFD) Simulations เป้าหมายของการใช้ CFD เพื่อประเมินพฤติกรรมการไหล (velocity profile) ของก๊าซผสมในท่อ ประเมินว่าไฮโดรเจนจะเกิด stratification หรือ “แยกชั้น” หรือไม่ และตรวจสอบความสม่ำเสมอของ H_2 distribution ที่ปลายท่อ **ผลสรุป CFD** ยืนยันว่าที่อัตราส่วน ≤20% H_2 การไหลของก๊าซจะมีการกระจายตัวสม่ำเสมอเมื่อ Reynolds number > 2,000

โครงการ Power-to-X (P2X) ในเยอรมนีทดลองผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ และทดลองใช้ในระบบกังหันก๊าซ โดยโครงการนี้มุ่งเน้นการลดการปล่อย CO_2 และการพัฒนาเทคโนโลยีที่สามารถปรับใช้กับระบบเดิมในอุตสาหกรรม ผลการศึกษาพบว่า โครงการนี้ได้ทดสอบการผสมไฮโดรเจนสูงถึง 30% ซึ่งต้องใช้การปรับเปลี่ยนหัวเผา นอกจากนั้นยังพบว่าไฮโดรเจนสามารถช่วยลดการปล่อย CO_2 ได้มากกว่าก๊าซธรรมชาติ 20% แต่การปล่อย NO_X จะเพิ่มขึ้นหากไม่ควบคุมอุณหภูมิของการเผาไหม้ โครงการนี้ไม่ได้มีรายละเอียดเกี่ยวกับการตรวจสอบการกระจายตัวของไฮโดรเจน

4.4 ศึกษาความสามารถในการเผาไหม้ของเชื้อเพลิงผสมที่อัตราส่วนผสมไฮโดรเจนต่าง ๆ จากค่าความร้อน ความยาวเปลวเพลิง และอุณหภูมิเปลวเพลิง

การใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ ได้รับความสนใจเพิ่มมากขึ้นในภาคอุตสาหกรรม เนื่องจากเป็นแนวทางในการลดการปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ อย่างไรก็ตาม การศึกษาความสามารถในการเผาไหม้ของเชื้อเพลิงผสมระหว่าง ไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ ที่อัตราส่วนต่างๆ มีความสำคัญอย่างยิ่งในด้าน ค่าความร้อน ค่าความยาวเปลวเพลิง และ อุณหภูมิเปลวเพลิง โดยสามารถวิเคราะห์ได้ผ่านพารามิเตอร์หลักดังนี้

1. ค่าความร้อน (Heating Value) ค่าความร้อนของเชื้อเพลิงผสมจะลดลงเมื่อเพิ่มปริมาณไฮโดรเจน เนื่องจากพลังงานจำเพาะของไฮโดรเจนต่อปริมาตรต่ำกว่าก๊าซธรรมชาติ แม้จะมีพลังงานต่อมวลสูงกว่า โดยค่าความร้อนต่ำ (Lower Heating Value: LHV)

2. ความยาวของเปลวเพลิง (Flame Length) การเพิ่มไฮโดรเจนจะทำให้เปลวเพลิงสั้นลง เนื่องจากอัตราการเผาไหม้ของไฮโดรเจนเร็วกว่า และมีพลังงานจำเพาะน้อยกว่าก๊าซธรรมชาติ ต่อหน่วยปริมาตร ส่งผลให้เปลวเพลิงลำแคบและมีลักษณะโปร่งแสง

3. อุณหภูมิเปลวเพลิง (Flame Temperature) ไฮโดรเจนมีอุณหภูมิเปลวเพลิงสูงกว่าเมื่อเผาไหม้อย่างสมบูรณ์ ทำให้เมื่อผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ อุณหภูมิสูงสุดของเปลวเพลิงจะเพิ่มขึ้น ซึ่งส่งผลโดยตรงต่อการเกิด NO_X

โดยแสดงรายละเอียดของข้อมูลของความสามารถในการเผาไหม้ของเชื้อเพลิงผสมที่อัตราส่วนผสมต่างๆได้ดังตารางที่ 4-7

ตารางที่ 4-7 ค่าความสามารถในการเผาไหม้ของเชื้อเพลิงผสมที่อัตราส่วนผสมต่าง ๆ [19][20][21]

อัตราส่วนผสม H_2 %	ค่าความร้อน LHV (MJ/Nm^3)	ความยาวเปลวเพลิงสัมพัทธ์ (%)	อุณหภูมิเปลวเพลิงโดยประมาณ (°C)
0	35.8	100	1950
5	34.9	95	1970
10	34.0	90	2990
15	33.1	85	2010
20	32.2	80	2030

การศึกษาพบว่า เมื่อเพิ่มสัดส่วนไฮโดรเจนตั้งแต่ 0% จนถึง 20% โดยปริมาตร ค่าความร้อนต่ำ (Lower Heating Value: LHV) ของเชื้อเพลิงผสมมีแนวโน้มลดลงอย่างต่อเนื่อง จากประมาณ 35.8 MJ/Nm^3 เหลือเพียง 32.2 MJ/Nm^3 ที่ระดับไฮโดรเจน 20% เนื่องจากไฮโดรเจนมีค่าความร้อนจำเพาะต่อปริมาตรต่ำกว่ามีเทน จึงให้พลังงานน้อยลงในปริมาณก๊าซที่เท่ากัน แม้ว่าจะมีค่าความร้อนต่อมวลสูงก็ตาม

ในด้านของพฤติกรรมเปลวไฟ การเพิ่มไฮโดรเจนส่งผลให้เปลวไฟมีความยาวลดลงอย่างชัดเจน โดยเปลวเพลิงที่เกิดจากเชื้อเพลิงผสมที่มีไฮโดรเจน 20% จะสั้นลงเหลือประมาณ 80% ของความยาวเปลวเพลิงปกติเมื่อใช้ก๊าซธรรมชาติล้วน ทั้งนี้เพราะอัตราการลุกไหม้ของไฮโดรเจนมีค่าสูงกว่ามีเทนหลายเท่า ทำให้การเผาไหม้เกิดขึ้นรวดเร็วและใกล้หัวเผามากขึ้น ลักษณะของเปลวไฟจะลำแคบ โปร่งแสง และอาจตรวจจับได้ยากในบางสภาวะ อีกประเด็นที่ต้องให้ความสำคัญคือ อุณหภูมิของเปลวเพลิงที่เพิ่มขึ้นตามสัดส่วนของไฮโดรเจน โดยอุณหภูมิสูงสุดของเปลวเพลิงจากก๊าซธรรมชาติอยู่ที่ประมาณ 1,950°C ขณะที่เมื่อเพิ่มไฮโดรเจน ถึง 20% จะทำให้อุณหภูมิเปลวเพลิงสูงขึ้นถึงประมาณ 2,030°C ซึ่งความร้อนที่เพิ่มขึ้นนี้

มีแนวโน้มจะส่งผลต่อการสร้างมลพิษประเภท NO_X เพิ่มขึ้น และยังเพิ่มภาระความร้อนต่อผนังเตาหรืออุปกรณ์ที่สัมผัสกับเปลวไฟโดยตรงอีกด้วย

4.5 ศึกษาผลกระทบจากการเผาไหม้ต่อการปล่อยก๊าซเรือนกระจกและมลพิษต่าง ๆ โดยเปรียบเทียบปริมาณการปล่อยระหว่างการใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติ 100% กับการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนที่อัตราส่วนต่าง ๆ

การศึกษาผลกระทบจากการเผาไหม้ที่ใช้ ก๊าซธรรมชาติ เป็นเชื้อเพลิง โดยการเปรียบเทียบการปล่อย ก๊าซเรือนกระจก และ มลพิษอื่นๆ ที่เกิดจากการเผาไหม้ในอุตสาหกรรมและระบบพลังงานต่างๆ เป็นหนึ่งในกลยุทธ์สำคัญในการลดผลกระทบต่อสภาพภูมิอากาศ การเปรียบเทียบระหว่างการใช้ ก๊าซธรรมชาติ 100% และ เชื้อเพลิงผสมที่มีการผสม ไฮโดรเจน จะช่วยให้เห็นถึงผลการลดการปล่อย CO_2 และมลพิษอื่นๆ รวมถึง NO_X และ CO ที่เกิดจากการเผาไหม้ โดยมีรายละเอียดของการปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่างๆ ดังนี้

1. การปล่อย CO_2 จากการใช้ก๊าซธรรมชาติ 100%

เมื่อใช้ ก๊าซธรรมชาติ 100% เป็นเชื้อเพลิงในการเผาไหม้ ก๊าซธรรมชาติจะปล่อย CO_2 ซึ่งเป็นก๊าซเรือนกระจกหลักที่มีผลกระทบต่อการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศในกระบวนการเผาไหม้ของเชื้อเพลิง การปล่อย CO_2 จากการเผาไหม้ก๊าซธรรมชาติถูกคำนวณจากการใช้หน่วยพลังงาน MMBtu (Million British Thermal Unit) ซึ่งเป็นหน่วยที่ใช้วัดพลังงานในกระบวนการเผาไหม้ สำหรับก๊าซธรรมชาติ ในกระบวนการเผาไหม้ก๊าซธรรมชาติ จะปล่อย CO_2 ในปริมาณประมาณ 50-60 กิโลกรัม CO_2/MMBtu (International Energy Agency, 2020) การเผาไหม้ของก๊าซธรรมชาติถือเป็นแหล่งการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่สำคัญในหลายภาคอุตสาหกรรม เช่น

- โรงไฟฟ้า: ก๊าซธรรมชาติถูกใช้เป็นเชื้อเพลิงหลักในการผลิตไฟฟ้าในหลายประเทศ รวมถึงประเทศไทย การเผาไหม้ก๊าซธรรมชาติใน เครื่องกำเนิดไฟฟ้า ทำให้มีการปล่อย CO_2 อย่างต่อเนื่องในกระบวนการผลิตไฟฟ้า
- อุตสาหกรรมการผลิต: ก๊าซธรรมชาติใช้ในหลายอุตสาหกรรม เช่น การผลิตปุ๋ย, การผลิตปิโตรเคมี, และการผลิตอุตสาหกรรมอื่น ๆ ซึ่งการเผาไหม้ในกระบวนการผลิตนี้จะปล่อย CO_2 ที่สูง.
- การขนส่ง: ในบางกรณี เช่น ยานยนต์ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติ จะปล่อย CO_2 โดยเฉพาะเมื่อมีการใช้ก๊าซธรรมชาติในการขับเคลื่อน

การใช้ ก๊าซธรรมชาติ 100% เป็นเชื้อเพลิงในการเผาไหม้จะปล่อย CO_2 ในปริมาณที่สูง เนื่องจากการเผาไหม้ของ มีเทน (CH_4) ซึ่งเป็นส่วนประกอบหลักของก๊าซธรรมชาติ ในกระบวนการนี้จะปล่อย CO_2 และมลพิษอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องกับการเผาไหม้ การลดการปล่อย CO_2 สามารถทำได้โดยการผสม ไฮโดรเจน หรือการใช้ เทคโนโลยีการดักจับคาร์บอน (CCS) ที่ช่วยลดผลกระทบจากการปล่อยมลพิษที่เกิดจากการใช้ก๊าซธรรมชาติ

2. ผลกระทบจากการผสมไฮโดรเจนในก๊าซธรรมชาติ

การผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ มีผลต่อการลดการปล่อย CO_2 จากการเผาไหม้เนื่องจากไฮโดรเจนจะไม่ปล่อย CO_2 เมื่อเผาไหม้ ซึ่งทำให้การใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ เป็นวิธีการที่มีศักยภาพในการลดการปล่อยมลพิษจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล โดยการผสม ไฮโดรเจนในก๊าซธรรมชาติตามอัตราส่วนต่าง ๆ เช่น 5%, 10%, 15%, และ 20% จะช่วยลดปริมาณการปล่อย CO_2 ตามสัดส่วนการ

ผสมของไฮโดรเจนที่ใช้ ซึ่งมีอัตราส่วนการลดลงของ CO_2 ต่ออัตราส่วนไฮโดรเจน โดยอ้างอิงค่าจาก International Energy Agency (IEA) (2020) มีรายละเอียดดังนี้

การลดการปล่อย CO_2

- 5% H_2: การปล่อย CO_2 ลดลงประมาณ 5% เนื่องจากการเพิ่มไฮโดรเจนในปริมาณน้อยทำให้การเผาไหม้มีการปล่อย CO_2 ลดลงในระดับหนึ่ง
- 10% H_2: การปล่อย CO_2 ลดลงประมาณ 10% เนื่องจากไฮโดรเจนที่เพิ่มเข้ามาช่วยให้การเผาไหม้มีประสิทธิภาพมากขึ้น โดยลดการปล่อย CO_2
- 15% H_2: การปล่อย CO_2 ลดลงประมาณ 15% โดยการเพิ่มไฮโดรเจนจะทำให้การเผาไหม้มี CO_2 ที่ปล่อยออกมาน้อยลงอย่างชัดเจน
- 20% H_2: การปล่อย CO_2 ลดลงประมาณ 20% เมื่อผสมไฮโดรเจนในอัตราส่วนนี้ การลดการปล่อย CO_2 จะเห็นได้ชัดเจนที่สุด

หมายเหตุ ค่าการลดลงของ CO_2 ดังกล่าวขึ้นอยู่กับปัจจัยหลายประการเช่น เช่น: สภาวะการทดสอบจริง: ตัวเลขที่แสดงในตารางเช่น ความเร็วเปลวไฟ Wobbe Index และอุณหภูมิเปลวไฟ มาจากการทดลองในห้องปฏิบัติการหรือการทดสอบในสนามในอุตสาหกรรมต่างๆ ซึ่งอาจมีการเปลี่ยนแปลงขึ้นอยู่กับเงื่อนไขเฉพาะ เช่น ชนิดของหัวเผา ระบบการควบคุม และอุปกรณ์ที่ใช้ และการปรับค่าหรือการออกแบบระบบ: ข้อมูลในตารางได้อ้างอิงจากการทดลองในสภาพการใช้งานทั่วไปที่มีการปรับปรุงเพื่อรองรับไฮโดรเจน เช่น การปรับหัวเผาและการควบคุมอุณหภูมิเปลวไฟในอุตสาหกรรม

การลดการปล่อยมลพิษอื่น ๆ

นอกจาก CO_2 ที่ลดลงแล้ว การผสม ไฮโดรเจน ยังสามารถช่วยลดการปล่อยมลพิษที่เกิดจากการเผาไหม้ เช่น NOx (ไนโตรเจนออกไซด์) และ CO (คาร์บอนมอนอกไซด์) เนื่องจากการเผาไหม้ของไฮโดรเจนมีความสมบูรณ์มากขึ้น ซึ่งช่วยลดการปล่อยสารมลพิษเหล่านี้:

- NO_X: การผสมไฮโดรเจนช่วยลดการปล่อย ไนโตรเจนออกไซด์ (NO_X) ซึ่งเป็นสาเหตุสำคัญของมลพิษทางอากาศและเป็นสารที่ก่อให้เกิด ฝุ่นละออง และ ฝุ่นควัน
- CO: การผสม ไฮโดรเจน ยังช่วยลดการปล่อย คาร์บอนมอนอกไซด์ (CO) ซึ่งเป็นมลพิษที่เกิดจากการเผาไหม้ไม่สมบูรณ์

การผสม ไฮโดรเจน ใน ก๊าซธรรมชาติ ตามสัดส่วนต่าง ๆ เช่น 5%, 10%, 15%, และ 20% สามารถช่วย ลดการปล่อย CO_2 และ มลพิษอื่นๆ ได้ตามสัดส่วนที่ผสม โดยการผสมไฮโดรเจนในระดับสูงจะช่วยลดการปล่อย CO_2 ได้มากที่สุด ซึ่งทำให้การผสมไฮโดรเจนเป็นทางเลือกที่มีประสิทธิภาพในการลดผลกระทบจากการเผาไหม้ในภาคอุตสาหกรรมและภาคการขนส่งที่ใช้ก๊าซธรรมชาติ

4.6 ศึกษาข้อมูลการปรับเปลี่ยนเทคโนโลยีและกระบวนการเผาไหม้ จากเดิมที่ใช้เชื้อเพลิงในการเผาไหม้เป็นก๊าซธรรมชาติมาเป็นก๊าซผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ

การเปลี่ยนแปลงการใช้ก๊าซผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ ในการเผาไหม้ในภาคอุตสาหกรรมและโรงไฟฟ้า เป็นหนึ่งในกลยุทธ์สำคัญในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (GHG) และสนับสนุนการใช้พลังงานที่ยั่งยืน โดยการผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติสามารถช่วยลดปริมาณ CO_2 ที่ปล่อยจากการเผาไหม้ก๊าซฟอสซิล ในขณะที่ยังคงใช้โครงสร้างพื้นฐานที่มีอยู่เดิม อย่างไรก็ตามการผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ นั้นทำให้เกิดความท้าทายทางเทคนิคหลายประการที่เกี่ยวข้องกับการปรับเปลี่ยนระบบเผาไหม้

และอุปกรณ์ต่างๆ ที่ใช้ในการเผาไหม้เชื้อเพลิงในปัจจุบัน ในหัวข้อนี้จะศึกษาการปรับเปลี่ยนเทคโนโลยีการเผาไหม้ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นหลัก ให้รองรับการผสมไฮโดรเจนและก๊าซธรรมชาติ เพื่อให้สามารถใช้พลังงานนี้ได้อย่างมีประสิทธิภาพและปลอดภัย

ข้อมูลในการศึกษาการปรับเปลี่ยนหัวเผา (Burner) สำหรับก๊าซผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ เนื่องจากหัวเผา (Burners) เป็นองค์ประกอบที่สำคัญในการปรับเปลี่ยนกระบวนการเผาไหม้จากการใช้ก๊าซธรรมชาติ เป็นก๊าซผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ เนื่องจากไฮโดรเจนมีคุณสมบัติที่แตกต่างจากก๊าซธรรมชาติ เช่น ความเร็วในการเผาไหม้ที่สูงขึ้นและความไวไฟที่มากกว่า ดังนั้นจำเป็นจะต้องมีการใช้หัวเผาที่สามารถควบคุมการเผาไหม้ให้มีประสิทธิภาพสูงสุดและปลอดภัย เช่น เทคโนโลยีหัวเผา Low-NO_x สามารถช่วยลดการปล่อย NO_X ที่เกิดจากการเผาไหม้ที่อุณหภูมิสูง นอกจากนั้นหัวเผาที่นำมาใช้กับเชื้อเพลิงผสมจะต้องสามารถ ควบคุมอุณหภูมิ และ การกระจายอากาศ ได้ดีเพื่อให้การเผาไหม้สมบูรณ์และลดมลพิษ

นอกจากนั้นเทคโนโลยีการควบคุมการไหลของเชื้อเพลิงและอากาศมีความจำเป็นต้องทำการศึกษา เนื่องจากการควบคุมการไหลของก๊าซผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติและอากาศ เป็นสิ่งสำคัญในการเผาไหม้ ดังนั้น การควบคุมการไหลของอากาศและเชื้อเพลิง ต้องแม่นยำเพื่อให้การเผาไหม้สมบูรณ์และลดการสูญเสียพลังงาน

นอกจากนี้เทคโนโลยีการเก็บข้อมูลและการวิเคราะห์ (Data Collection and Analytics) การใช้ระบบควบคุมที่มีการวิเคราะห์ข้อมูลแบบเรียลไทม์ จะช่วยปรับกระบวนการเผาไหม้ให้มีประสิทธิภาพสูงสุดและตอบสนองการเปลี่ยนแปลงต่างๆ ในระบบได้ทันทีและข้อมูลที่บันทึกได้นั้นสามารถนำมาวิเคราะห์ซึ่งจะช่วยให้ผู้ปฏิบัติงานสามารถตรวจสอบประสิทธิภาพของระบบเผาไหม้และทำการปรับจูนให้เหมาะสมกับการใช้งาน

4.7 ศึกษาผลกระทบของการใช้ก๊าซผสมไฮโดรเจนและก๊าซธรรมชาติต่อประสิทธิภาพเครื่องจักรและอุปกรณ์

การใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนและก๊าซธรรมชาติ ในเครื่องจักรและอุปกรณ์อุตสาหกรรมมีผลกระทบต่อ ประสิทธิภาพการทำงาน ความปลอดภัย และอายุการใช้งาน ของอุปกรณ์ โดยมีปัจจัยสำคัญที่ต้องพิจารณาดังต่อไปนี้

1. ผลกระทบต่อประสิทธิภาพการเผาไหม้และกำลังผลิต

การผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ เป็นเชื้อเพลิงสำหรับเครื่องจักรและอุปกรณ์อุตสาหกรรมเป็นแนวทางที่ได้รับความสนใจ เนื่องจากสามารถช่วยเพิ่มประสิทธิภาพการเผาไหม้และลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้อย่างมีนัยสำคัญ อย่างไรก็ตามการเปลี่ยนแปลงเป็นเชื้อเพลิงผสมนี้ส่งผลกระทบโดยตรงต่อกระบวนการเผาไหม้ กำลังผลิต และวัสดุที่ใช้ในอุปกรณ์ ดังนี้

1.1 อัตราการเผาไหม้ที่เร็วขึ้น

ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงที่มี อัตราการลุกไหม้ (Flame Speed) สูงกว่าก๊าซธรรมชาติถึง 5-6 เท่า ส่งผลให้การเผาไหม้เกิดขึ้นได้รวดเร็วและมีความสมบูรณ์มากขึ้น เมื่อเปรียบเทียบกับก๊าซธรรมชาติเพียงอย่างเดียว การผสมไฮโดรเจนในอัตราส่วนที่เหมาะสมช่วยลดปริมาณเชื้อเพลิงที่สูญเสียจากการเผาไหม้ไม่สมบูรณ์ ซึ่งหมายถึงการใช้พลังงานได้อย่างมีประสิทธิภาพมากขึ้น

1.2 ค่าความร้อนและประสิทธิภาพของเครื่องจักร

ไฮโดรเจนมีค่าความร้อนเชิงมวล 120-142 MJ/kg ซึ่งสูงกว่าก๊าซธรรมชาติที่มีค่าความร้อนเฉลี่ย 42-55 MJ/kg สิ่งนี้หมายความว่า ต่อหน่วยเชื้อเพลิงไฮโดรเจนสามารถให้พลังงานสูงกว่าก๊าซธรรมชาติ

ดังนั้น เมื่อใช้ไฮโดรเจนร่วมกับก๊าซธรรมชาติในสัดส่วนที่เหมาะสม เครื่องจักรสามารถผลิตกำลังงานได้มากขึ้นโดยไม่ต้องเพิ่มปริมาณเชื้อเพลิงที่ใช้ ซึ่งช่วยลดต้นทุนพลังงานและเพิ่มประสิทธิภาพในการทำงาน

1.3 อุณหภูมิเปลวไฟที่สูงขึ้นและผลกระทบต่อวัสดุอุปกรณ์

หนึ่งในผลกระทบที่สำคัญของการใช้เชื้อเพลิงผสม คือ อุณหภูมิเปลวไฟที่สูงขึ้น ไฮโดรเจนมีคุณสมบัติเป็นเชื้อเพลิงที่มีความไวไฟสูงและสามารถทำให้เกิดเปลวไฟที่มีอุณหภูมิสูงกว่าการใช้ก๊าซธรรมชาติเพียงอย่างเดียว ผลกระทบที่ตามมาคือ

- วัสดุของ หัวเผา (Burners) ห้องเผาไหม้ (Combustion Chambers) และอุปกรณ์ที่สัมผัสกับความร้อนโดยตรง อาจต้องปรับปรุงให้ทนต่ออุณหภูมิสูงขึ้น
- ระบบระบายความร้อนต้องได้รับการออกแบบใหม่เพื่อป้องกันความร้อนสะสมที่อาจทำให้อุปกรณ์เสื่อมสภาพเร็วขึ้น
- อาจต้องใช้วัสดุพิเศษ เช่น โลหะผสมที่ทนความร้อนสูง (High-Temperature Alloys) หรือเซรามิกเคลือบกันความร้อน เพื่อป้องกันการสึกหรอ

1.4 การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก

การใช้ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงช่วยลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) ได้อย่างมีประสิทธิภาพ เนื่องจากไฮโดรเจน ไม่มีคาร์บอนในองค์ประกอบทางเคมี ต่างจากก๊าซธรรมชาติที่มี มีเทน (CH_4) เป็นองค์ประกอบหลัก

2. ผลกระทบต่อเครื่องจักรและอุปกรณ์ในโรงงานอุตสาหกรรม

การใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนและก๊าซธรรมชาติ ในเครื่องจักรและอุปกรณ์อุตสาหกรรม ในโครงการนี้จะศึกษาผลกระทบที่มีต่อหัวเผาหรือหม้อไอน้ำในโรงงานอุตสาหกรรม โดยการใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนและก๊าซธรรมชาติมีผลกระทบต่อประสิทธิภาพและการบำรุงรักษามีรายละเอียดของทั้งสองชนิดดังนี้

2.1 หัวเผา (Burner) ในโรงงานอุตสาหกรรม

ผลกระทบสำคัญของการใช้ไฮโดรเจนผสมกับก๊าซธรรมชาติมาใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับ หัวเผา (Burner) ในโรงงานอุตสาหกรรม คือ อุณหภูมิเปลวไฟที่สูงขึ้น ไฮโดรเจนสามารถเผาไหม้ได้ที่อุณหภูมิสูงถึง 2,318°C ขณะที่ก๊าซธรรมชาติให้เปลวไฟที่อุณหภูมิประมาณ 1,960°C ความแตกต่างนี้อาจส่งผลต่อโครงสร้างของหัวเผาและวัสดุที่ใช้ในการผลิต นอกจากนี้ ไฮโดรเจนมี อัตราการลุกไหม้ (Flame Speed) สูงกว่าก๊าซธรรมชาติถึง 5-6 เท่า ซึ่งหมายความว่าการเผาไหม้จะเกิดขึ้นรวดเร็วกว่าปกติ หากไม่มีการออกแบบหัวเผาที่เหมาะสม อาจทำให้เกิด Flashback (เปลวไฟย้อนกลับเข้าสู่ระบบจ่ายเชื้อเพลิง) ซึ่งเป็นอันตรายต่ออุปกรณ์และความปลอดภัยของกระบวนการผลิต เพื่อรองรับการเปลี่ยนแปลงนี้ หัวเผาที่ใช้เชื้อเพลิงไฮโดรเจนผสมกับก๊าซธรรมชาติ ควรมีการออกแบบพิเศษ เช่น ใช้วัสดุที่สามารถ ทนต่ออุณหภูมิสูงและการกัดกร่อนของไฮโดรเจน เช่น โลหะผสม Nickel Alloys, Inconel หรือเซรามิกทนความร้อน หรือ มีระบบควบคุมการไหลของเชื้อเพลิงและอากาศ เพื่อป้องกันการเกิด Flashback และอาจจะใช้ใช้เทคโนโลยี Flame Monitoring Sensors เพื่อเฝ้าระวังและควบคุมเปลวไฟ

นอกจากนั้นการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาตินี้สามารถลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) เนื่องจากไฮโดรเจนไม่มีคาร์บอนในองค์ประกอบ เมื่อเปรียบเทียบกับการใช้ก๊าซธรรมชาติเพียงอย่างเดียว การผสมไฮโดรเจนสามารถช่วย ลดการปล่อย CO_2 ได้ 2~8% ขึ้นอยู่กับอัตราส่วนที่ใช้ (5%~20%) อย่างไรก็ตาม การเผาไหม้ที่อุณหภูมิสูงขึ้นอาจทำให้การปล่อยไนโตรเจนออกไซด์ (NO_X) เพิ่มขึ้น ซึ่งเป็นก๊าซที่ส่งผลต่อมลพิษทางอากาศ การลด NO_X สามารถทำได้ดังนี้

1. ใช้เทคโนโลยี Low- NO_X Burner ซึ่งช่วยควบคุมอุณหภูมิเปลวไฟให้อยู่ในช่วงที่เหมาะสม
2. ฉีดไอน้ำ (Steam Injection) หรือใช้ระบบแบ่งขั้นการเผาไหม้ (Staged Combustion) เพื่อลดอุณหภูมิของเปลวไฟ
3. ปรับอัตราส่วนของไฮโดรเจนและก๊าซธรรมชาติ ให้เหมาะสมกับประเภทของอุตสาหกรรม

สรุป การนำเชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ มาใช้เป็นเชื้อเพลิงใน หัวเผาในโรงงานอุตสาหกรรม เป็นแนวทางที่มีศักยภาพในการเพิ่มประสิทธิภาพของกระบวนการเผาไหม้ ลดการปล่อย CO_2 และช่วยให้การเผาไหม้สะอาดขึ้น อย่างไรก็ตาม การเปลี่ยนไปใช้เชื้อเพลิงผสมนี้ต้องได้รับการออกแบบและปรับปรุงระบบอย่างเหมาะสม เพื่อป้องกันผลกระทบจากอุณหภูมิที่สูงขึ้น ลด NO_X และเพิ่มความปลอดภัยในการใช้งาน โดยมีรายละเอียดในส่วนข้อดีและข้อจำกัดและข้อควรระวังดังนี้

ข้อดีของการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติในหัวเผา

- เพิ่มประสิทธิภาพการเผาไหม้ ด้วยอัตราการเผาไหม้ที่เร็วขึ้น
- ลดการปล่อย CO_2 ช่วยลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม
- ลดเขม่าและสิ่งตกค้าง ทำให้หัวเผาสะอาดขึ้น ลดค่าบำรุงรักษา

ข้อจำกัดและข้อควรระวัง

- ต้องมีการ ออกแบบหัวเผาใหม่ ให้รองรับไฮโดรเจน
- อุณหภูมิที่สูงขึ้นอาจทำให้ NO_X เพิ่มขึ้น ต้องใช้เทคโนโลยีลดมลพิษ
- ระบบท่อส่งเชื้อเพลิงต้อง ปรับปรุงวัสดุให้รองรับไฮโดรเจน เพื่อลดความเสี่ยงการรั่วไหล

2.2 หม้อไอน้ำ (Boiler) ในโรงงานอุตสาหกรรม

ในการนำเชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติมาเป็นเชื้อเพลิงใช้ในหม้อ จะมีผลกระทบสำคัญเช่นเดียวกันกับการนำไปใช้กับ หัวเผา ในโรงงานอุตสาหกรรม และข้อสำคัญในของหม้อไอน้ำคือ โครงสร้างของหม้อไอน้ำและวัสดุที่ใช้ต้องสามารถ รองรับอุณหภูมิที่สูงขึ้น เพื่อป้องกันความเสียหายจากความร้อน และต้องออกแบบ หัวเผาและห้องเผาไหม้ ให้เหมาะสมเพื่อลดความเสี่ยงจากการเกิด Flashback (เปลวไฟไหลย้อนกลับ) ซึ่งสามารถปรับปรุงได้โดยใช้หัวเผาที่รองรับไฮโดรเจนโดยเฉพาะ หรือ ใช้วัสดุที่ทนความร้อนสูง เช่น Nickel Alloys, Inconel หรือเซรามิกทนความร้อนเช่นเดียวกันกับกรณีของหัวเผา

และผลกระทบต่อประสิทธิภาพและการปล่อยมลพิษของหม้อไอน้ำที่ใช้เชื้อเพลิงผสมนี้คล้ายกับการใช้ในหัวเผาเช่นกัน โดยการเผาไหม้ที่อุณหภูมิสูงขึ้นอาจทำให้ การปล่อย NO_X เพิ่มขึ้น เนื่องจากไนโตรเจนออกไซด์ (NO_X) เป็นก๊าซมลพิษที่เกิดขึ้นจากกระบวนการเผาไหม้ของเชื้อเพลิง โดยเฉพาะอย่างยิ่งเมื่อมีการใช้ไฮโดรเจนผสมกับก๊าซธรรมชาติ ซึ่งสามารถเพิ่มอุณหภูมิการเผาไหม้ให้สูงขึ้น ทำให้การปล่อย NO_X เพิ่มขึ้น ด้วยเหตุผลหลักต่อไปนี้

1. Thermal NO_X เกิดขึ้นมากขึ้น เมื่ออุณหภูมิสูงขึ้นเกิน 1,500°C
2. ไฮโดรเจนเผาไหม้ที่ 2,318°C ทำให้ปฏิกิริยาการเกิด NO_X เร็วขึ้น
3. Flame Speed ที่เร็วขึ้น ของไฮโดรเจนทำให้เกิดอุณหภูมิเปลวไฟสูงสุดเร็วขึ้น
4. การใช้ไฮโดรเจนต้องใช้ออกซิเจนมากขึ้น ทำให้มีปริมาณออกซิเจนเพียงพอสำหรับการเกิด NO_X

แนวทางลด NO_X จากการใช้เชื้อเพลิงผสมกับหม้อไอน้ำสามารถทำได้ดังนี้

1. ใช้ หัวเผา Low- NO_X Burner
2. ใช้ Flue Gas Recirculation (FGR) หรือ Steam Injection
3. ปรับปรุงระบบเผาไหม้ให้เป็น Staged Combustion

สรุป การใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงสำหรับ หม้อไอน้ำ (Boiler) ในโรงงานอุตสาหกรรม ต้องมีการปรับปรุงโครงสร้างและระบบเผาไหม้ให้รองรับคุณสมบัติของไฮโดรเจน เพื่อให้สามารถใช้งานได้อย่างปลอดภัยและมีประสิทธิภาพสูงสุด โดยมีรายละเอียดในส่วนข้อดีและข้อจำกัดและข้อควรระวังดังนี้

ข้อดีของการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติในหม้อไอน้ำ

- เพิ่มประสิทธิภาพการผลิตไอน้ำ ด้วยค่าความร้อนที่สูงขึ้น
- ลดการปล่อย CO_2 และลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม
- ลดเขม่าและสิ่งตกค้าง ลดต้นทุนการบำรุงรักษา

ข้อจำกัดและข้อควรระวัง:

- ต้องออกแบบหัวเผาและห้องเผาไหม้ให้เหมาะสม ป้องกันการเกิด Flashback
- อุณหภูมิที่สูงขึ้นอาจเพิ่ม NO_X ต้องใช้เทคโนโลยีลดมลพิษ
- วัสดุของระบบต้องทนต่อไฮโดรเจน เพื่อลดความเสี่ยงจากการกัดกร่อนและรั่วไหล

3. ผลกระทบจากการใช้ก๊าซผสมไฮโดรเจนต่อระบบท่อจ่ายก๊าซธรรมชาติ

การนำเชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติมาใช้ในการขนส่งผ่านระบบท่อจ่ายก๊าซธรรมชาติ โดยงานวิจัยที่ผ่านมาที่อัตราส่วนไฮโดรเจน 5% - 20% จะไม่มีผลต่อท่อที่เป็นโลหะ (โดยเฉพาะท่อเหล็กหรือเหล็กกล้า) แต่จะมีผลก็ต่อเมื่อที่อัตราส่วนที่มากกว่า 20% ขึ้นไป โดยมีงานศึกษาวิจัยในหัวข้อที่เกี่ยวข้องดังนี้

1. การทดสอบในท่อโลหะ เมื่อมีการผสมไฮโดรเจนในอัตราส่วน 5% - 20% โดยปริมาตรในก๊าซธรรมชาติไม่พบผลกระทบที่มีนัยสำคัญต่อความแข็งแกร่งหรือความทนทานของท่อโลหะในระยะสั้นถึงกลาง (Alvine et al., 2014[12], Haeseldonckx และ D'haeseleer, 2007[14])

2. ผลกระทบจากการกัดกร่อน (Hydrogen Embrittlement) จากการศึกษาในท่อเหล็กและเหล็กกล้าแสดงให้เห็นว่า ผลกระทบจากการกัดกร่อนจากไฮโดรเจน จะเกิดขึ้นเมื่อมีการผสมไฮโดรเจนในอัตราสูงกว่า 20% และจะเกิดในสภาวะที่มี แรงดันสูง หรือสัมผัสกับไฮโดรเจนในระยะยาว แต่การผสมไฮโดรเจนในระดับ 5%-20% โดยทั่วไปจะไม่ทำให้เกิดปัญหานี้ในท่อโลหะ (Haeseldonckx และ D'haeseleer, 2007[14], Alvine et al., 2014[15])

3. ท่อโลหะกับการผสมไฮโดรเจน แม้ว่าจะมีการทดสอบในหลายสภาวะการใช้งานที่มีการผสมไฮโดรเจนในอัตราส่วน 5%-20% การศึกษาแสดงว่า ท่อโลหะยังคงมีความทนทานสูง ในการรับมือกับการผสมไฮโดรเจนในระดับนี้ (Haeseldonckx และ D'haeseleer, 2007[14], Melaina et al., 2013[6])

แต่หากในระบบท่อมีการใช้วัสดุวัสดุท่อโพลิเมอร์ร่วมด้วย อาจผลกระทบเมื่อมีการผสมไฮโดรเจนในระบบท่อนั้นโดยมีรายละเอียดของงานวิจัยที่เกี่ยวข้องดังนี้

จากการศึกษาของ Topolski et al. (2022)[5] เกี่ยวกับโครงการผสมก๊าซไฮโดรเจนในหลายประเทศ พบว่า เครือข่ายท่อจ่าย (Distribution Pipeline Network) ซึ่งประกอบด้วยท่อเหล็กและท่อพลาสติก มีการติดตั้งอุปกรณ์ต่างๆ เช่น วาล์วและอุปกรณ์ควบคุมแรงดัน รวมถึงสถานีในการวัดที่ได้ติดตั้งมิเตอร์ที่กระจายอยู่ทั่วพื้นที่ ซึ่งจะช่วยควบคุมแรงดันและตรวจวัดปริมาณการใช้ก๊าซในแต่ละจุด การควบคุมแรงดันในเครือข่ายท่อจ่ายนี้ทำได้ผ่าน City gate และสถานีควบคุมแรงดันภายในเครือข่าย เพื่อปรับลดแรงดันให้เป็นไปตามความต้องการของผู้ใช้ปลายทางและมิเตอร์ที่ตั้งอยู่ที่ผู้ใช้ปลายทางมีหน้าที่สำคัญในการวัดการใช้ก๊าซเพื่อการเรียกเก็บค่าบริการ ซึ่งต้องมีความแม่นยำสูง นอกจากนี้ในการจ่ายก๊าซผสมไฮโดรเจนกับ

ก๊าซธรรมชาติในเครือข่ายก๊าซธรรมชาติจะแยกการพิจารณาออกเป็นสองเครือข่ายด้วยกันคือ “เครือข่ายท่อจ่ายและท่อส่ง” ซึ่งทั้งสองเครือข่ายจะมีความแตกต่างกันดังนี้

เครือข่ายท่อจ่ายแตกต่างจากท่อส่ง (Transmission Pipeline Network) โดย Melaina, Antonia และ Penev (2013)[6] ได้อธิบายได้ดังนี้

1. ท่อจ่าย: มักทำงานที่ความดันต่ำ (ไม่เกิน 300 psi) และมีเส้นผ่านศูนย์กลางเล็กกว่า (โดยทั่วไปคือ 1-2 นิ้ว) ท่อจ่ายในสหรัฐอเมริกาจะประกอบด้วยท่อจ่ายหลักที่มีขนาดเส้นผ่านศูนย์กลางระหว่าง 1.5-8 นิ้ว และท่อสายบริการ (Service line) ขนาดเล็กกว่า (0.5-2 นิ้ว) ซึ่งทำงานที่แรงดันระหว่าง 0.25 psig (17.5 mbarg) ถึง 60 psig (4.1 bar) หรือบางสายอาจทำงานที่ 100 psig (6.9 bar)

2. ท่อส่ง: ท่อส่งจะทำงานที่แรงดันสูงมาก (ระหว่าง 600 psig ถึง 1,200 psig) และมีเส้นผ่านศูนย์กลางที่ใหญ่กว่า ซึ่งมีความสามารถในการรับแรงดันสูงและใช้สำหรับการขนส่งก๊าซระยะไกล

การผสมไฮโดรเจนในท่อจ่ายต้องพิจารณาเงื่อนไขของเครือข่ายท่อจ่ายที่ทำงานที่ความดันต่ำและมีวัสดุที่อาจไม่สามารถทนต่อการสัมผัสไฮโดรเจนได้ในระยะยาว ดังนั้นการศึกษาและการทดสอบเพิ่มเติมในเรื่องของ วัสดุท่อ และ ความทนทาน ของวัสดุเหล่านี้จึงเป็นสิ่งสำคัญ

นอกจากนั้นยังมีงานวิจัยที่ได้ศึกษาเกี่ยวกับ “ความเข้ากันได้ของไฮโดรเจนกับวัสดุท่อโพลิเมอร์” มีผลการศึกษาวิจัยดังนี้

ในการประเมินความเข้ากันได้ของไฮโดรเจนกับวัสดุท่อโพลิเอทิลีน (PE) ที่ติดตั้งอยู่แล้ว จะต้องพิจารณาถึงผลกระทบเชิงกล ทางกายภาพ และทางเคมีในระยะสั้นรวมถึงอายุการใช้งานระยะยาว (50 ปีขึ้นไป) ในส่วนนี้จะทบทวนข้อมูลที่มีอยู่เกี่ยวกับผลกระทบของไฮโดรเจนต่อวัสดุโพลีเอทิลีน และระบุช่องโหว่ที่จำเป็นต้องมีการทดสอบหรือวิเคราะห์เพิ่มเติม

ข้อมูลส่วนใหญ่ที่มีอยู่เกี่ยวกับผลกระทบของไฮโดรเจนต่อวัสดุท่อโพลีเอทิลีน (PE) มักเป็นการทดสอบเชิงกลในระยะสั้น โดยการทดสอบความเค้นแบบแกนเดียว (Uni-axial stress states) และการทดสอบแรงดึงแบบ Quasi-static พบว่า ที่ความดันต่ำ ไม่น่าจะมีผลกระทบจากการสัมผัสไฮโดรเจนอย่างมีนัยสำคัญ แต่เมื่อ ความดันสูงขึ้น จะทำให้ความเค้นและความเครียดในการดึงลดลงเล็กน้อย (Castagnet et al., 2012[11], Alvine et al., 2014[12], Castagnet et al., 2010[22], Klopffer et al., 2010[23], Menon et al., 2016[24]) โดยยังไม่ชัดเจนว่าผลกระทบนี้เกิดจากไฮโดรเจนหรือแรงดันที่เพิ่มขึ้น

และได้มีการทดสอบรอยบุ๋มระดับนาโน (Nanoindentation) ที่ทำในสเกลที่เล็กลงแสดงให้เห็นว่าหลังจากที่วัสดุ PE ได้รับไฮโดรเจน ทำให้ค่าโมดูลัสเฉพาะที่ของวัสดุลดลง (Simmons et al., 2021[13]) หรือก็คือวัสดุนั้นจะยืดหยุ่นหรือยุบตัวได้ง่ายขึ้นภายใต้แรงที่กระทำ ซึ่งทำให้วัสดุมีความทนทานน้อยลง และอาจเกิดการเสียหายหรือเสื่อมสภาพเร็วขึ้นเมื่อมีการสัมผัสกับไฮโดรเจนในระยะยาว

ในส่วนของ การระเบิดอย่างรวดเร็ว (Quick burst) โหมดที่ 1 ของพลังงานในการแตกหัก (Mode I fracture energy) และ การทดสอบแรงดึงแบบล้า (Fatigue tensile test) ผลการทดสอบไม่แสดงผลกระทบที่มีนัยสำคัญจากการสัมผัสไฮโดรเจน (Castagnet et al., 2010[22], Simmons et al., 2021[13]) แต่การทดสอบเหล่านี้ยังไม่ครอบคลุมในทุกโหมดการแตกหัก และควรมีการทดสอบเพิ่มเติม โดยเฉพาะในชิ้นงานที่มีข้อบกพร่องหรือรอยบาก

สำหรับ การทดสอบการคืบ (Creep) หนึ่งในการศึกษาพบว่าการเปลี่ยนรูปร่างของวัสดุลดลงเล็กน้อยเมื่อสัมผัสกับไฮโดรเจน (Castagnet et al., 2012[11]) อย่างไรก็ตาม ผลลัพธ์เหล่านี้ไม่สามารถสรุปได้เพียงแค่การทดสอบเดียว และการทดสอบในระดับความเครียดเดียวเท่านั้น
ข้อเสนอแนะในการทดสอบเพิ่มเติมดังนี้

1. ควรทดสอบระดับความเค้นหลายแกน (Multi-axial stress states) ในสภาวะ Quasi-static, Fatigue และ Creep loading เพื่อประเมินผลกระทบจากสภาพการใช้งานจริง

2. ควรมีการทดสอบระยะยาวเพื่อประเมินความทนทานของวัสดุ PE ในระหว่างการใช้งานที่มีไฮโดรเจนผสมในก๊าซ

ซึ่งการทดสอบเพิ่มเติมเหล่านี้จะช่วยให้เราสามารถประเมินผลกระทบจากการใช้ไฮโดรเจนกับวัสดุท่อ PE ตลอดอายุการใช้งานอย่างครบถ้วนมากขึ้น

มีการศึกษาบางส่วนเกี่ยวกับผลกระทบของไฮโดรเจนต่อคุณสมบัติทางกายภาพของวัสดุ โพลีเอทิลีน (PE) ซึ่งรวมถึงการเปลี่ยนแปลงของ ระดับความเป็นผลึก และ ความหนาแน่น หลังจากที่วัสดุได้สัมผัสกับไฮโดรเจน มีรายละเอียดดังนี้

การเปลี่ยนแปลงทางกายภาพของ PE

ข้อมูลแสดงว่าเมื่อ PE ได้รับไฮโดรเจน จะมีการเปลี่ยนแปลงเล็กน้อยใน ความเป็นผลึก และความหนาแน่น ของวัสดุ และแนวโน้มการเปลี่ยนแปลงนี้ไม่เหมือนกันในวัสดุ PE เกรดต่าง ๆ (Fujiwara et al., 2020[7], Fujiwara et al., 2021[8], Ono et al., 2019[9])

ดังนั้นจึงจำเป็นต้องมีการ ตรวจสอบการศึกษาคุณสมบัติและรูปแบบของผลึกในวัสดุ เพื่อทำความเข้าใจถึงการเปลี่ยนแปลงทางกายภาพที่เกิดขึ้นเมื่อ PE ได้รับไฮโดรเจน

เทคนิคการทดสอบ PE

การใช้เทคนิคการทดสอบแบบไม่ทำลายสภาพ (Nondestructive characterization techniques) เป็นการตรวจสอบโครงสร้างภายในของวัสดุได้โดยไม่ทำให้วัสดุเสียหายและสามารถประเมินผลกระทบจากการสัมผัสกับไฮโดรเจนได้อย่างละเอียด ผลการทดสอบแสดงให้เห็นว่า PE ความหนาแน่นสูง มีความเสียหายน้อยกว่าหลังจากสัมผัสกับ ไฮโดรเจนความดันสูง (350-700 bar) (Pressurized hydrogen) เมื่อเทียบกับวัสดุ PE ความหนาแน่นต่ำ โดยการทดสอบนี้จะช่วยประเมินผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นกับวัสดุ PE เช่น การเปลี่ยนแปลงทางกายภาพหรือการเสื่อมสภาพของวัสดุจากการสัมผัสกับไฮโดรเจนในสภาวะบีบอัด (Ono et al., 2019[9])

ดังนั้นเพื่อการประเมินการเปลี่ยนแปลงทางกายภาพในระดับโมเลกุลที่เกิดขึ้นจากการสัมผัสไฮโดรเจน จำเป็นต้องใช้ เทคนิคการวิเคราะห์หลายอย่างร่วมกัน รวมถึงการทดสอบในสภาพแวดล้อมจริง เช่น ความดันและอุณหภูมิที่ใช้งานจริง

การเสื่อมสลายของวัสดุ PE

ข้อมูลบางส่วนที่มีอยู่บ่งชี้ว่า ไฮโดรเจน ไม่ทำให้ สารต้านอนุมูลอิสระ (Antioxidants) หมายถึงสารเคมีที่ถูกเติมลงในวัสดุโพลีเอทิลีนเพื่อป้องกันหรือชะลอการเกิด ออกซิเดชัน (oxidation) ซึ่งเป็นกระบวนการที่วัสดุเกิดการเสื่อมสภาพจากการสัมผัสกับออกซิเจนในอากาศ โดยกระบวนการออกซิเดชันจะทำให้โมเลกุลของวัสดุ PE ถูกทำลาย ส่งผลให้วัสดุสูญเสียคุณสมบัติทางกลและทางเคมี เช่น ความยืดหยุ่น ความแข็งแกร่ง และความทนทานต่อการแตกหัก ที่อยู่ในวัสดุ PE ลดลง ซึ่งเป็นข้อมูลที่เกี่ยวข้องกับกระบวนการเสื่อมสลายของวัสดุ (Iskov, 2010[10])

อย่างไรก็ตาม การทดสอบ การออกซิเดชัน ควรดำเนินการเพิ่มเติมเพื่อครอบคลุมทุกสภาวะการใช้งานที่เกี่ยวข้องกับท่อ PE โดยพิจารณาจากอุณหภูมิ ความดัน และการมีสารปนเปื้อนในก๊าซ

สรุป การศึกษาผลกระทบของ ไฮโดรเจน ต่อวัสดุท่อ PE แสดงให้เห็นการเปลี่ยนแปลงเล็กน้อยในคุณสมบัติทางกายภาพ เช่น ความเป็นผลึกและความหนาแน่น ซึ่งแตกต่างกันไปตามเกรดของวัสดุ นอกจากนี้ยังมีการศึกษาเกี่ยวกับผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากการสัมผัสไฮโดรเจนในสภาวะต่าง ๆ

โดยเฉพาะการสัมผัสกับ PE ความหนาแน่นสูง ที่ได้รับความเสียหายน้อยกว่า ในขณะที่ PE ความหนาแน่นต่ำ อาจได้รับผลกระทบมากกว่า

การควบคุมแรงดันในท่อ ซึ่งในระบบท่อจ่ายสำหรับเชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติจะต้องมีการรักษาแรงดันในการจัดส่งที่จุดใช้งานปลายทางเพื่อให้เป็นไปตามความต้องการเฉพาะของลูกค้า วิธีการปฏิบัติเพื่อให้เป็นไปตามข้อกำหนดเหล่านี้อาจต้องมีการปรับเปลี่ยนขึ้นอยู่กับระดับของการผสมไฮโดรเจนและอัตราการไหลของก๊าซที่ต้องการ Smith และคณะ (2017) [26] ได้ทำการศึกษาและวิเคราะห์แรงดันตกคร่อมความยาวของท่อเหล็ก100 m ขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 25 mm ซึ่งให้อัตราการไหลของพลังงานคงที่ พบว่าที่อัตราส่วนไฮโดรเจน 30 เปอร์เซ็นต์โดยปริมาตร ความดันตกรวมจะสูงกว่าของก๊าซธรรมชาติบริสุทธิ์ถึง 25 เปอร์เซ็นต์ ดังนั้นจะต้องพิจารณาแรงดันตกที่เพิ่มขึ้นและวางแผนการดำเนินงานของเครือข่ายท่อจ่ายเพื่อให้แน่ใจว่าระบบยังคงเป็นไปตามข้อกำหนดในการใช้งานปลายทาง

การตรวจสอบการรั่วไหลของไฮโดรเจน เรื่องนี้เป็นข้อกังวลหลักในเครือข่ายท่อจ่าย เนื่องจากไฮโดรเจนมีความหนาแน่นต่ำและมีการแพร่กระจายสูง โดยเฉพาะอย่างยิ่งผ่านผนังท่อโพลีเอทิลีน การรั่วไหลของไฮโดรเจนส่วนใหญ่ผ่านท่อโพลีเอทิลีนจะเกิดขึ้นจากการซึมผ่านผนังท่อ โดยพิจารณาจากพื้นที่ผิวผนังท่อทั้งหมดในระบบ Melaina, Antonia และ Penev (2013) [6] สังเกตว่าการรั่วไหลก๊าซผสมไฮโดรเจน 20 เปอร์เซ็นต์โดยปริมาตร ภายใต้ความดัน 60 psig มีค่าเป็น 1.7 เท่าของปริมาณการรั่วไหลของก๊าซธรรมชาติ อย่างไรก็ตาม ปริมาตรรวมที่หายไป 65.9 ft^3/ไมล์/ปี ในท่อโพลีเอทิลีนความหนาแน่นสูงขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 1 นิ้วนั้นไม่มีนัยสำคัญในมุมมองเชิงเศรษฐศาสตร์

Haeseldonckx และ D'haeseleer (2007) [15] ได้ศึกษาผลกระทบของปริมาณการผสมไฮโดรเจนที่สูงขึ้นในท่อส่งก๊าซธรรมชาติในสหราชอาณาจักร และพบว่าแม้ว่าการแพร่กระจายของไฮโดรเจนผ่านผนังท่อโพลีเอทิลีนจะสูงกว่าก๊าซธรรมชาติถึง 5 เท่า แต่ปริมาณการรั่วไหลของไฮโดรเจนทั้งหมดยังคงน้อยและค่าการสูญเสียประจำปีคิดเป็นเพียง 0.0005%-0.001% ของปริมาณการขนส่งทั้งหมด หากวัดตามคุณสมบัติทางพลังงาน ความสูญเสียทั้งหมดก็ยิ่งน้อยลงไปอีก

การรั่วซึมผ่านข้อต่อท่อจ่ายอาจทำให้เกิดความกังวลได้เช่นกัน แม้ว่าจะอยู่ในระดับที่ต่ำกว่าการรั่วซึมผ่านผนังท่อโพลีเอทิลีน อย่างไรก็ตามค่าสัมประสิทธิ์การซึมผ่านของไฮโดรเจนจะสูงกว่าในอีลาสโตเมอร์มากกว่าพลาสติกซึ่งในท่อพลาสติกมีค่าสัมประสิทธิ์การซึมผ่านของก๊าซธรรมชาติมากกว่า 4-5 เท่า โดยวัสดุอีลาสโตเมอร์ที่ใช้ในการขนส่งก๊าซ ได้แก่ โอริง ไดอะแฟรม ปะเก็น บูท หน้าแปลน และควอดซีล การซึมผ่านของไฮโดรเจนในวัสดุอีลาสโตเมอร์ทำให้ลดการต้านทานแรงดึงในวัสดุอีลาสโตเมอร์ จึงทำให้เพิ่มความเสี่ยงต่อการรั่วไหล (Melaina, Antonia และ Penev 2013[6])

อันตรายที่เกี่ยวข้องกับการรั่วไหลของไฮโดรเจนในระบบท่อจ่าย ส่วนใหญ่เกิดขึ้นที่จุดใช้งานปลายทางโดยเฉพาะในพื้นที่ปิดหรือพื้นที่ที่มีการระบายอากาศต่ำ ดังนั้นการสะสมไฮโดรเจนที่เป็นไปได้ในพื้นที่ปิดจะเพิ่มโอกาสและความรุนแรงของการระเบิด ไฟไหม้ หรือทั้งสองอย่าง วิธีการที่สามารถนำมาใช้เพื่อลดโอกาสและความรุนแรงของอุบัติดังกล่าวมีดังนี้

1. การใช้ระบบตรวจจับการรั่วไหล ระบบนี้จะช่วยให้สามารถตรวจจับการรั่วไหลของไฮโดรเจนในระบบท่อจ่ายได้อย่างรวดเร็ว ซึ่งจะช่วยลดความเสี่ยงจากการสะสมของไฮโดรเจนในพื้นที่ที่มีการระบายอากาศต่ำ
2. การใช้กลิ่น (Odorization) การเติมสารกลิ่นลงในไฮโดรเจนจะช่วยให้สามารถตรวจจับการรั่วไหลได้ง่ายขึ้น เนื่องจากไฮโดรเจนในสภาพปกติไม่มีกลิ่นทำให้ยากต่อการตรวจจับการรั่วไหล

3. การใช้วัสดุที่สอดคล้องกับมาตรฐาน NACE การเลือกใช้วัสดุที่มีคุณสมบัติตามมาตรฐาน NACE (National Association of Corrosion Engineers) ซึ่งเป็นมาตรฐานที่กำหนดการเลือกวัสดุที่ทนทานต่อการกัดกร่อนและสามารถทนทานต่อการสัมผัสกับไฮโดรเจน
4. การใช้ซีลระบบเชื้อเพลิงที่เหมาะสม การใช้ซีลที่สามารถทนทานต่อไฮโดรเจนได้ดีและไม่ทำให้เกิดการรั่วไหล
5. การตรวจสอบด้วยการบริการเอ็กซ์เรย์ (X-ray inspection) การใช้การตรวจสอบด้วย เอ็กซ์เรย์ เพื่อค้นหาจุดบกพร่องที่อาจทำให้เกิดการรั่วไหลในวัสดุท่อหรือข้อต่อ

จากงานวิจัยในโครงการ Hy4Heat ที่ดำเนินการในสหราชอาณาจักร ซึ่งเป็นโครงการที่มุ่งเน้นการผสมไฮโดรเจนในก๊าซธรรมชาติ พบว่า สารระงับกลิ่น ที่ใช้ใน เครือข่ายก๊าซไฮโดรเจน 100% มีการวิเคราะห์สารระงับกลิ่นจำนวน 5 ชนิด โดยผลการศึกษาแสดงว่า สารระงับกลิ่น NB ซึ่งมีส่วนประกอบหลักคือ 78% 2-เมทิล-โพรเพนไทออล และ 22% ไดเมทิลซัลไฟด์ (Murugan et al., 2020[25]) เป็นตัวเลือกที่เหมาะสมที่สุดในการใช้ในระบบท่อก๊าซไฮโดรเจน มีคุณสมบัติดังนี้

1. การให้กลิ่น สารระงับกลิ่น NB ให้กลิ่นที่สามารถตรวจจับการรั่วไหลของก๊าซได้ง่าย ซึ่งมีความสำคัญในการตรวจจับการรั่วไหลของไฮโดรเจนในระบบท่อ
2. ความปลอดภัย การศึกษาพบว่า สารระงับกลิ่น NB ไม่แสดงหลักฐานของความเสียหายต่อท่อหรือเครื่องใช้ที่ใช้งานในระบบก๊าซไฮโดรเจน ซึ่งหมายความว่าสารนี้สามารถใช้ได้อย่างปลอดภัยในเครือข่ายท่อ
3. ต้นทุนต่ำ สารระงับกลิ่น NB เป็นสารเคมีที่มีต้นทุนต่ำ ทำให้เป็นทางเลือกที่มีประโยชน์ในแง่ของการประหยัดค่าใช้จ่ายในระบบท่อก๊าซ
4. ความเหมาะสมตามมาตรฐาน สารระงับกลิ่น NB ได้รับการประเมินโดย European Chemicals Agency (ECHA) ซึ่งเป็นหน่วยงานที่รับผิดชอบในการออกกฎหมายเกี่ยวกับสารเคมีในสหภาพยุโรป โดยพบว่าไม่เป็นพิษตามมาตรฐานของ ECHA และเมื่อเจือจางในกระแสก๊าซจะทำให้เกิดอันตรายเล็กน้อยต่อสุขภาพและสิ่งแวดล้อม
5. ข้อควรระวัง ข้อกังวลหลักคือการ ทำให้บริสุทธิ์ ของสารระงับกลิ่น NB เพื่อให้แน่ใจว่า เซลล์เชื้อเพลิง จะไม่ได้รับความเสียหายจากการสัมผัสสารนี้ ซึ่งต้องมีการควบคุมอย่างระมัดระวังเมื่อสารระงับกลิ่นยังอยู่ในรูปสารบริสุทธิ์ก่อนที่จะฉีดเข้าไปในระบบท่อ

ผลกระทบกับตัวควบคุมแรงดันในระบบท่อจ่ายก๊าซ

ตัวควบคุมแรงดันที่วางอยู่ทั่วระบบท่อจ่ายช่วยลดแรงดันเพื่อให้เป็นไปตามข้อกำหนดการดำเนินงานในเครือข่ายปลายทางของตัวควบคุมและต่อไปยังผู้ใช้งานปลายทาง แม้ว่าตัวควบคุมจะมีอยู่ทั่วไปภายในระบบท่อจ่ายและ ณ จุดใช้งานปลายทาง แต่งานวิจัยเกี่ยวกับผลของการผสมไฮโดรเจนในตัวควบคุมแรงดันยังมีน้อย การศึกษาชิ้นหนึ่งจาก European Industrial Gases Association ระบุว่าการไหลด้วยความเร็วสูงที่เกี่ยวข้องกับการผสมอาจสร้างปัญหาในซีลและปลั๊กเมื่อแรงดันตกคร่อมผ่านตัวควบคุมมากกว่า 10% ของแรงดันต้น (EIGA 2014) อีกรายงานหนึ่งจาก HyDelta กล่าวถึงโครงการทดสอบตัวควบคุมแรงดันด้วยไฮโดรเจนบริสุทธิ์ที่แรงดันขาเข้า 37.5 และ 100 mbarg (Kooiman 2022)[5] โครงการนี้กำหนดหน่วยย่อยเป็นส่วนของมิลลิบาร์ต่อการให้บริการก๊าซธรรมชาติ ความไวในการแทรกแซงของวาล์วปิดภายใต้แรงดันที่อยู่หลังตัวควบคุมเพิ่มขึ้นไม่กี่มิลลิบาร์เมื่อใช้ไฮโดรเจนบริสุทธิ์ Haeseldonckx และ D'haeseleer (2007)[15] ได้แนะนำให้ติดตั้งจุดฉีดไฮโดรเจนทันทีหลังจากสถานีควบคุมแรงดันด้วยเหตุผล

สองประการ ประการแรกโอกาสในการไหลย้อนกลับจากเครือข่ายแรงดันต่ำไปยังเครือข่ายแรงดันสูงจะลดลงอย่างมาก ประการที่สองการไม่มีคอมเพรสเซอร์ในเครือข่ายท่อจ่ายช่วยอำนวยความสะดวกในการผสม Haeseldonckx และ D'haeseleer (2007) [15] นอกจากนี้ความปั่นป่วนที่ปลายทางของวาล์วลดแรงดันจะสร้างพื้นที่ที่อำนวยความสะดวกในการผสมก๊าซ

ผลกระทบต่อมิเตอร์และวาล์วในระบบท่อจ่ายก๊าซ

ในระบบท่อจ่ายก๊าซธรรมชาติ มิเตอร์แบบใช้หลักการแทนที่ (Positive Displacement Meters) เช่น ไดอะแฟรมมิเตอร์ และ มิเตอร์แบบหมุน เป็นที่นิยมในเครือข่ายท่อจ่าย โดยมิเตอร์เหล่านี้ทำงานโดยการวัด ปริมาตรก๊าซ ที่ถูกแทนที่ผ่านอุปกรณ์ ซึ่งช่วยให้การวัดปริมาณการใช้ก๊าซมีความแม่นยำสูง โดยได้มีรายละเอียดการศึกษาดังนี้

GRTgaz (2020) [5] ได้ทำการทดสอบมิเตอร์ทั้งสองประเภท (ไดอะแฟรมและหมุน) เพื่อตรวจสอบผลกระทบของการผสมไฮโดรเจนในก๊าซธรรมชาติในอัตราส่วน 10% และ 20% โดยปริมาตร การศึกษาพบว่า การมีไฮโดรเจน ในระบบทำให้ ไดอะแฟรมมิเตอร์ ประเมินอัตราการไหลต่ำเกินไปเมื่อเทียบกับมิเตอร์แบบหมุน ซึ่งการ คลาดเคลื่อนในการวัด จะน้อยกว่ามากสำหรับมิเตอร์แบบหมุน เนื่องจากการออกแบบมิเตอร์ที่แตกต่างกัน โดย ไดอะแฟรมมิเตอร์ มักใช้วัสดุ โพลีเมอร์ ซึ่งอาจทำให้เกิดผลกระทบในการวัดขณะผสมไฮโดรเจน ในขณะที่ มิเตอร์แบบหมุน ใช้ อะลูมิเนียม ซึ่งสามารถทนทานต่อผลกระทบจากการผสมได้ดีกว่า

Jaworski, Kułaga, และ Blacharski (2020) [16] ได้ทำการทดสอบผลกระทบของการผสมไฮโดรเจนในไดอะแฟรมมิเตอร์ขนาด G4 (ขนาด G4 หมายถึง ขนาดการไหลสูงสุด ที่สามารถรองรับได้ ซึ่ง G4 คือ ขนาดที่ใช้วัดการไหลของก๊าซที่มีปริมาตรประมาณ 4 ลูกบาศก์เมตรต่อชั่วโมง (m^3/h) ซึ่งเหมาะสำหรับการวัดปริมาณการใช้ก๊าซในระดับปานกลาง เช่น ในการใช้งานในบ้านหรือธุรกิจขนาดเล็ก) โดยทดสอบการทำงานที่มีการผสม ไฮโดรเจนสูงถึง 15% โดยปริมาตร การศึกษานี้พบว่า ไม่มีผลกระทบที่มีนัยสำคัญต่อความแม่นยำหรือความทนทาน แม้จะทำการทดสอบที่ 5,000 ชั่วโมง ต่อเนื่อง และการศึกษายังได้ขยายผลทดสอบไปยังมิเตอร์ใหม่จำนวน 100 ตัว และมิเตอร์ที่มีอายุการใช้งาน 10 ปี ซึ่งทำการทดสอบความทนทานต่อเนื่อง สูงสุด 10,000 ชั่วโมง พบว่า ไม่มีอิทธิพลที่มีนัยสำคัญทางสถิติ จากการผสมไฮโดรเจนในอัตราส่วนต่าง ๆ ถึง 15% โดยปริมาตร

และเนื่องจากโครงสร้างโมเลกุลที่เล็กกว่าของไฮโดรเจน อาจทำให้เกิด อัตราการรั่วไหลสูงขึ้น โดยเฉพาะใน วาล์ว หรือบริเวณ การเชื่อมต่อหน้าแปลน และ คัปปลิ้ง ที่ใช้ในระบบท่อจ่าย เนื่องจากไฮโดรเจนมี โมเลกุลที่เล็ก และสามารถแพร่กระจายผ่านผนังวัสดุได้ง่ายกว่า

4.8 ศึกษาความคุ้มค่าและต้นทุนการใช้งานเมื่อเปลี่ยนชนิดเชื้อเพลิงมาเป็นเชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ

การศึกษาความคุ้มค่าและต้นทุนการใช้งานเมื่อเปลี่ยนชนิดเชื้อเพลิงมาเป็นเชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ นั้นต้องพิจารณาหลายปัจจัย ทั้งในด้านต้นทุนการผลิต การขนส่ง ความปลอดภัย และผลกระทบทางเศรษฐกิจและสิ่งแวดล้อม ดังนี้

1. ต้นทุนการผลิตไฮโดรเจน การผลิตไฮโดรเจนจากพลังงานทดแทน (Green Hydrogen) ยังมีต้นทุนที่สูง เนื่องจากราคาของเทคโนโลยีที่ใช้ในการผลิตยังมีราคาสูงและต้องใช้พลังงานไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียน เช่น ลม หรือแสงอาทิตย์ แต่ก็ยังมีไฮโดรเจนที่มีต้นทุนถูกลงมาเช่นการผลิตไฮโดรเจน

จากก๊าซธรรมชาติจากกระบวนการ Steam Methane Reforming (SMR) ที่มีต้นทุนที่ต่ำกว่า แต่มีการปล่อย CO_2 สูง ซึ่งมีผลกระทบต่อการคิดถึงการปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ในกระบวนการเผาไหม้

2. ต้นทุนการขนส่ง การขนส่งไฮโดรเจนสามารถทำได้ทั้งในรูปแบบก๊าซและของเหลว ซึ่งมีต้นทุนแตกต่างกัน โดยการขนส่งในรูปแบบก๊าซจะต้องใช้ถังแรงดันสูง (High-pressure tanks) ขณะที่การขนส่งในรูปแบบของเหลวต้องใช้อุณหภูมิที่ต่ำมาก (Cryogenic transport) เมื่อเทียบกับการขนส่งก๊าซธรรมชาติซึ่งการขนส่งก๊าซธรรมชาติเป็นการขนส่งผ่านท่อเป็นวิธีที่ใช้บ่อยและมีต้นทุนค่อนข้างต่ำ เมื่อเปรียบเทียบกับการขนส่งไฮโดรเจน

3. ความปลอดภัย การใช้งานและการขนส่งไฮโดรเจนมีความเสี่ยงสูงกว่าเมื่อเทียบกับก๊าซธรรมชาติ เนื่องจากไฮโดรเจนมีคุณสมบัติที่ไวไฟและมีแรงดันสูง ดังนั้นจำเป็นต้องมีมาตรการป้องกันที่เหมาะสม เช่น การควบคุมความดันในท่อและการจัดเก็บในสภาพที่ปลอดภัย

4. การประหยัดต้นทุน การใช้ไฮโดรเจนผสมกับก๊าซธรรมชาติ อาจช่วยลดการพึ่งพาก๊าซธรรมชาติได้บางส่วน โดยเฉพาะในกรณีที่ราคาของก๊าซธรรมชาติสูงขึ้น ซึ่งอาจช่วยประหยัดต้นทุนได้ในระยะยาว นอกจากนั้นการใช้เชื้อเพลิงผสมนี้ยังคงต้องการการส่งเสริมจากรัฐบาลและมาตรการสนับสนุนการใช้ไฮโดรเจน เช่น การลดภาษี หรือการให้การสนับสนุนทางการเงินสำหรับการลงทุนในโครงสร้างพื้นฐาน รวมถึงการจัดเก็บภาษีในการปลดปล่อยคาร์บอน ซึ่งเป็นปัจจัยในการนำมาใช้ลดต้นทุนในการใช้ไฮโดรเจนในภาคอุตสาหกรรมได้

5. ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม การใช้งานไฮโดรเจนผสมกับก๊าซธรรมชาติช่วยลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (GHG) เนื่องจากไฮโดรเจนที่ใช้เป็นเชื้อเพลิงไม่ปล่อย CO_2 โดยตรง ดังนั้นการประยุกต์ใช้ไฮโดรเจนสามารถช่วยให้ประเทศลดการพึ่งพาเชื้อเพลิงฟอสซิล และสามารถบรรลุเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอน (Net Zero) ได้เร็วขึ้น

6. การวิเคราะห์ทางเศรษฐกิจ แบ่งออกเป็น 2 เรื่องที่ต้องคำนึงถึงเมื่อมีการเปลี่ยนมาใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติคือ ต้นทุนการลงทุนและระยะเวลาคืนทุน สำหรับการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ

- ต้นทุนการลงทุน: การเปลี่ยนระบบจากการใช้ก๊าซธรรมชาติไปเป็นการผสมไฮโดรเจนจะต้องมีการลงทุนในโครงสร้างพื้นฐานใหม่ เช่น การปรับปรุงท่อก๊าซ หรือการสร้างสถานีผลิตและจัดเก็บไฮโดรเจน
- ระยะเวลาคืนทุน: การประเมินระยะเวลาคืนทุน (Payback Period) เป็นส่วนสำคัญในการตัดสินใจลงทุน โดยจะต้องพิจารณาถึงต้นทุนการผลิตและขนส่งไฮโดรเจน ตลอดจนผลตอบแทนจากการลดค่าใช้จ่ายในการใช้ก๊าซธรรมชาติ

สรุป

การผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติถือเป็นทางเลือกที่น่าสนใจในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกและพัฒนาแหล่งพลังงานที่ยั่งยืนในอนาคต อย่างไรก็ตาม ต้นทุนในการผลิต การขนส่ง และการปรับโครงสร้างพื้นฐานยังคงเป็นอุปสรรคสำคัญในการนำไฮโดรเจนมาใช้งานในเชิงพาณิชย์ ซึ่งต้องอาศัยการสนับสนุนจากภาครัฐและการพัฒนาเทคโนโลยีที่เหมาะสมในการลดต้นทุนให้กับทางภาคอุตสหกรรม

4.9 ศึกษาข้อมูลและกฎระเบียบสำหรับการจัดเก็บและการขนส่งไฮโดรเจน

การศึกษาข้อมูลและกฎระเบียบสำหรับการจัดเก็บและการขนส่งไฮโดรเจนเป็นสิ่งสำคัญเพื่อให้การจัดการกับไฮโดรเจนในระบบต่างๆ มีความปลอดภัยและมีประสิทธิภาพ โดยเฉพาะการพิจารณาความเสี่ยงที่เกี่ยวข้องกับไฮโดรเจน ซึ่งเป็นก๊าซที่มีคุณสมบัติไวไฟและมีแรงดันสูง นอกจากนี้ยังต้องคำนึงถึงข้อกำหนดทางกฎหมายและมาตรฐานความปลอดภัยที่ใช้ในการจัดเก็บและขนส่งไฮโดรเจน ดังนี้

1. การจัดเก็บไฮโดรเจน

การจัดเก็บไฮโดรเจนสามารถทำได้หลายวิธี ซึ่งขึ้นอยู่กับลักษณะการใช้งานและความต้องการด้านความปลอดภัย การจัดเก็บไฮโดรเจนมีรูปแบบการจัดเก็บดังนี้

- **การจัดเก็บในรูปแบบก๊าซแรงดันสูง (Compressed Gas Storage)**
    - ไอเดียหลักของการจัดเก็บในรูปแบบนี้คือการเก็บไฮโดรเจนในถังที่มีแรงดันสูง เช่น 200-700 bar (2900-10150 psi)
    - ถังไฮโดรเจนจะต้องมีมาตรฐานด้านความปลอดภัยที่สูง เพื่อรองรับแรงดันที่สูงและการขนส่ง
    - **กฎระเบียบ**: มาตรฐาน NFPA 2 (Hydrogen Technologies Code) และ ASME Boiler and Pressure Vessel Code (BPVC) สำหรับการออกแบบและการตรวจสอบถังแรงดันสูง

- **การจัดเก็บไฮโดรเจนในรูปของเหลว (Liquid Hydrogen Storage)**
    - การเก็บในรูปของเหลวต้องใช้ความเย็นต่ำถึง -253°C
    - การเก็บในรูปแบบนี้เหมาะสำหรับการขนส่งในระยะทางไกลและเมื่อมีปริมาณการจัดเก็บมาก
    - **กฎระเบียบ**: มาตรฐาน ISO 14687-2 สำหรับการเก็บและขนส่งไฮโดรเจนในรูปของเหลว, DOT (Department of Transportation) สำหรับการขนส่งไฮโดรเจนเหลว
- **การจัดเก็บในวัสดุดูดซับ (Adsorbent Materials)**
    - การเก็บไฮโดรเจนในวัสดุดูดซับเช่นวัสดุคาร์บอน (Activated Carbon) หรือวัสดุไฮดรายโลหะ (Metal Hydride)
    - มีความปลอดภัยมากขึ้นเมื่อเทียบกับการเก็บในรูปแบบของก๊าซแรงดันสูง แต่มีต้นทุนการผลิตที่สูง
    - **กฎระเบียบ**: ยังอยู่ในระหว่างการวิจัย แต่ต้องมีการตรวจสอบความปลอดภัยในการใช้วัสดุดังกล่าว

2. การขนส่งไฮโดรเจน

การขนส่งไฮโดรเจนสามารถทำได้หลากหลายวิธีขึ้นอยู่กับรูปแบบการจัดเก็บและลักษณะการใช้งาน โดยมีวิธีการขนส่งไฮโดรเจนดังนี้

- **การขนส่งทางท่อ (Pipeline Transport)**
    - การขนส่งไฮโดรเจนผ่านท่อเป็นวิธีที่ใช้ในกรณีที่ต้องการขนส่งในระยะทางยาว
    - ท่อที่ใช้จะต้องสามารถทนต่อความดันสูงของไฮโดรเจนได้
    - **กฎระเบียบ**: มาตรฐาน ASME B31.12 สำหรับการขนส่งไฮโดรเจนทางท่อ

- **การขนส่งในถังแรงดัน (Cylindrical Pressure Vessel Transport)**
    - การขนส่งในถังแรงดันสูงสามารถใช้สำหรับการขนส่งระยะสั้นถึงกลาง
    - การขนส่งไฮโดรเจนในถังแรงดันจะต้องมีการควบคุมความปลอดภัย เช่น การใช้วาล์วป้องกันแรงดันเกิน และมาตรฐานการทดสอบถัง
    - **กฎระเบียบ**: มาตรฐาน ISO 11120 สำหรับถังบรรจุไฮโดรเจนแรงดันสูง
- **การขนส่งในรูปของเหลว (Cryogenic Transport)**
    - การขนส่งไฮโดรเจนในรูปของเหลวเหมาะสำหรับการขนส่งระยะไกลและปริมาณมาก
    - ต้องใช้อุณหภูมิที่ต่ำกว่า -253°C และระบบการขนส่งต้องมีการป้องกันการรั่วไหลและการระเบิด
    - **กฎระเบียบ**: มาตรฐาน ISO 21009 สำหรับการขนส่งและการเก็บรักษาของไฮโดรเจนเหลว
- **การขนส่งโดยรถยนต์ (Transport by Road)**
    - การขนส่งไฮโดรเจนโดยรถยนต์มักจะใช้ถังแรงดันสูงหรือลักษณะของรถที่สามารถรองรับแรงดันสูง
    - **กฎระเบียบ**: DOT (Department of Transportation) กำหนดข้อกำหนดการขนส่งไฮโดรเจนทางถนน

3. ข้อกำหนดทางกฎหมายและมาตรฐานที่เกี่ยวข้องในด้านความปลอดภัยการใช้งานและการขนส่งและจัดเก็บ มีดังนี้

- **มาตรฐาน NFPA 2 (Hydrogen Technologies Code)**: เป็นมาตรฐานที่ใช้ในการกำหนดข้อกำหนดด้านความปลอดภัยและการใช้งานเทคโนโลยีไฮโดรเจน รวมถึงการขนส่งและการจัดเก็บ
- **ISO 14687**: มาตรฐานที่ใช้ในการกำหนดคุณภาพของไฮโดรเจนที่ใช้ในอุตสาหกรรมและการขนส่ง
- **ASME BPVC**: มาตรฐานของ ASME ที่เกี่ยวข้องกับการออกแบบและการตรวจสอบถังแรงดัน
- **DOT (Department of Transportation)**: เป็นหน่วยงานที่กำหนดมาตรฐานและข้อกำหนดในการขนส่งไฮโดรเจนทั้งในรูปแบบของเหลวและก๊าซ

สรุป

การจัดเก็บและขนส่งไฮโดรเจนต้องได้รับการควบคุมและดูแลตามมาตรฐานความปลอดภัยระดับสูง เพื่อป้องกันอุบัติเหตุที่อาจเกิดขึ้นจากคุณสมบัติที่ไวไฟและแรงดันสูงของไฮโดรเจน โดยเฉพาะการใช้มาตรฐานต่าง ๆ จาก ISO, NFPA, ASME และ DOT ในการออกแบบ การทดสอบ และการขนส่ง

4.10 ศึกษาข้อกำหนดด้านความปลอดภัยสำหรับการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ ในเรื่องความปลอดภัยด้านการใช้งานก๊าซไฮโดรเจน ความปลอดภัยด้านการจัดเก็บก๊าซไฮโดรเจน และความปลอดภัยด้านการขนส่งก๊าซไฮโดรเจน

การนำเชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติมาใช้เป็นเชื้อเพลิงสำหรับเครื่องจักรและอุปกรณ์อุตสาหกรรมให้ประโยชน์อย่างมากในด้านการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกและเพิ่มประสิทธิภาพการเผาไหม้ อย่างไรก็ตามการใช้งานเชื้อเพลิงผสมนี้ยังมีข้อควรระวังและข้อจำกัดที่ต้องคำนึงถึงในด้านความปลอดภัย ระบบท่อส่งและการจัดเก็บรวมถึงระบบเผาไหม้ มีรายละเอียดดังนี้

ด้านความปลอดภัยในการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ

เนื่องจากไฮโดรเจนเป็นก๊าซที่ไวไฟสูงและมีความเสี่ยงต่อการระเบิด ซึ่งเป็นปัจจัยที่ต้องให้ความสำคัญเป็นอันดับต้น ๆ ในการใช้งาน โดยไฮโดรเจนจะมีช่วงความเข้มข้นที่ติดไฟได้กว้างกว่าก๊าซธรรมชาติ ซึ่งไฮโดรเจนสามารถติดไฟได้ในช่วงความเข้มข้น 4-75% ในอากาศ ซึ่งกว้างกว่าก๊าซธรรมชาติที่มีช่วง 5-15% ในอากาศ ทำให้ไฮโดรเจนสามารถจุดติดไฟได้ง่ายกว่า ดังนั้นต้องมีการจัดการที่รัดกุมในการนำไฮโดรเจนมาใช้งาน นอกจากนั้นไฮโดรเจนยังใช้พลังงานในการจุดติดไฟต่ำ ไฮโดรเจนต้องการพลังงานเพียง 0.02 mJ ต่อเชื้อเพลิงผสมกับอากาศในการจุดติดไฟ เทียบกับก๊าซธรรมชาติที่ต้องใช้ 0.29 mJ ต่อเชื้อเพลิงผสมกับอากาศ จะเห็นว่าต่ำกว่าก๊าซธรรมชาติถึง ~14.5 เท่า ในการจุดติดไฟ ทำให้ไฮโดรเจน ไวไฟสูงกว่าและสามารถจุดติดไฟได้จากแหล่งพลังงานขนาดเล็ก เช่น ประกายไฟหรือไฟฟ้าสถิต ซึ่งเป็นเหตุผลที่ต้องมีมาตรการป้องกันการจุดติดไฟอย่างเข้มงวดเมื่อใช้ไฮโดรเจนในอุตสาหกรรม

มาตรการป้องกันด้านความปลอดภัยในการนำก๊าซไฮโดรเจนมาใช้งานสามารถทำได้โดย ติดตั้งระบบตรวจจับการรั่วไหลของไฮโดรเจน (Hydrogen Leak Detection System) นอกจากนั้นจำเป็นต้องติดตั้งเซ็นเซอร์ตรวจจับก๊าซไฮโดรเจน ในพื้นที่ที่มีการใช้งาน และใช้ระบบระบายอากาศที่สามารถกระจายไฮโดรเจนออกจากพื้นที่ได้อย่างรวดเร็ว

เนื่องจากในประเทศไทยยังไม่ได้การประกาศบังคับใช้กฎหมายควบคุมการใช้ การขนส่ง และเชิงการประกอบธุรกิจที่เกี่ยวข้องกับพลังงานไฮโดรเจนเป็นทางการแต่อย่างใด ดังนั้นจะขอยกตัวอย่างของกฎหมาย กฎระเบียบ และมาตรฐานที่เกี่ยวข้องในการใช้ไฮโดรเจนด้านความปลอดภัย การจัดเก็บ การขนส่งในต่างประเทศ ที่เกี่ยวข้องและสามารถนำมาใช้ได้ในประเทศไทยเพื่อความปลอดภัยในการใช้ไฮโดรเจน โดยมีรายละเอียดดังนี้

International Organization for Standardization (ISO) คือ องค์กรระหว่างประเทศอิสระที่ไม่ใช่ภาครัฐ โดยการทำงานจะอาศัยความร่วมมือจากผู้เชี่ยวชาญในแต่ละด้านของโลกมารวมกันเพื่อสร้างกรอบดำเนินการและมาตรฐานที่ดีที่สุดในแต่ละด้านเพื่อความปลอดภัยและชีวิตที่ดีขึ้นของทุกคน ในกรณีพลังงานไฮโดรเจนนั้น องค์กร ISO ได้กำหนดมาตรฐานเกี่ยวกับไฮโดรเจนเพื่อให้แน่ใจต่อกระบวนการผลิต การจัดเก็บ การขนส่ง และการใช้งานพลังงานไฮโดรเจนเป็นไปอย่างปลอดภัยและมีประสิทธิภาพ

มาตรฐาน ISO ที่เกี่ยวข้องกับไฮโรเจนที่สำคัญ ได้แก่ ISO 14687 คือการกำหนดคุณภาพของก๊าซไฮโดรเจนสำหรับใช้ในเซลล์เชื้อเพลิง ISO 19880-1 มาตรฐานความปลอดภัยของสถานีเติมไฮโดรเจน ISO/TR 15916 ความปลอดภัยของไฮโดรเจน เช่น การระเบิด ความไวไฟ และลักษณะการใช้งาน ISO 22734 มาตรฐานระบบ Electrolyzer และการรองรับการผลิตไฮโดรเจนสีเขียว ISO 23828 การทดสอบประสิทธิภาพของยานยนต์เซลล์เชื้อเพลิงไฮโดรเจน ISO 26142 การกำหนดระบบการตรวจจับก๊าซไฮโดรเจนในรถยนต์ที่ใช้ไฮโดรเจน ISO 19870/2023 การกำหนดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของห่วงโซ่อุปทานไฮโดรเจนตั้งแต่การผลิตไปจนถึงการบริโภค

การควบคุมความปลอดภัยของไฮโดรเจนในประเทศสหรัฐอเมริกา

CFR 1910.103 – Hydrogen เป็นมาตรฐานที่กำหนดโดยหน่วยงาน US Department of Labor Occupational Safety & Health Administration (OSHA)พื้นที่ในการจัดเก็บไฮโดรเจนควรมีเครื่องหมายระบุว่าเป็นสถานที่จัดเก็บไฮโดรเจน เป็นสารไวไฟ ห้ามสูบบุหรี่ และห้ามก่อประกายไฟ

- พื้นที่ในการจัดเก็บต้องอยู่เหนือพื้นดิน ไม่ควรอยู่ด้านล่างสายส่งไฟฟ้า และไม่ควรอยู่ใกล้กับท่อของเหลวหรือก๊าซไวไฟอื่นๆ
- ถังบรรจุไฮโดรเจนต้องออกแบบและติดตั้งตามมาตรฐาน ASME Boiler and Pressure Vessel Code โดยติดตั้งอุปกรณ์ความปลอดภัยด้านบนของถังบรรจุ และที่ถังบรรจุต้องติดฉลากคำว่าไฮโดรเจน
- อุปกรณ์ความปลอดภัยและท่อควรออกแบบและติดตั้งในบริเวณที่ความชื้นจะไม่มีผลต่อการทำงานของอุปกรณ์ต่างๆ
- ท่อและข้อต่อต้องเหมาะสมต่อการใช้งานกับไฮโดรเจน และเหมาะสมกับความดันและอุณหภูมิที่ใช้งาน เป็นท่อแก๊สระดับอุตสาหกรรม (Industrial Gas and Air Piping) และไม่ควรใช้ท่อและข้อต่อที่เป็นเหล็กหล่อ (cast iron)
- ถังบรรจุ ท่อ วาล์ว และอุปกรณ์ต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องต้องเข้าถึงได้ง่าย และมีคุณสมบัติที่ทนต่อการกัดกร่อน

หลังจากติดตั้งควรการตรวจสอบการทำงานของท่อและข้อท่อว่าสามารถรองรับการทำงานที่ระดับความดันสูงสุดได้

NFPA 2 - 2016: Hydrogen Technologies Code เป็นมาตรฐานที่กำหนดโดยหน่วยงาน National Fire Protection Association (NFPA) เป็นมาตรฐานเกี่ยวกับข้อกำหนดด้านความปลอดภัยพื้นฐานของการผลิต การติดตั้ง การจัดเก็บในรูปก๊าซอัดและในรูปของเหลวที่เป็นไครโอจินิกส์ (Cryogenic) ระบบท่อ การขนส่งและการนำไปใช้ ประโยชน์ที่เป็นแบบอยู่กับที่ แบบเคลื่อนย้ายได้และยานยนต์ โดยมีข้อกำหนดในด้านต่าง ๆ ได้แก่

- ข้อกำหนดทั่วไปและข้อห้ามในการใช้งาน
- มาตรฐานอุปกรณ์ใช้งานเช่น ถังบรรจุ ท่อ วาล์ว ระบบระบายก๊าซ
- ระบบไฟฟ้า ระบบสายดิน และการป้องกันการระเบิด
- ระยะปลอดภัยของภาชนะบรรจุก๊าซไฮโดรเจนขนาดใหญ่
- เส้นท่อ วัสดุและอุปกรณ์ของถังบรรจุก๊าซไฮโดรเจนเหลว
- ระบบจ่ายก๊าซไฮโดรเจน (Dispensers) และการจอดยานยนต์เวลาเติม
- การซ่อมบำรุงระบบก๊าซไฮโดรเจน

NFPA 55: Standard For The Storage, Use, And Handling Of Compressed Gases And Cryogenic Fluids In Portable And Stationary Containers, Cylinders, and Tanks Chapter 10 Gas Hydrogen Systems เป็นมาตรฐานที่กำหนดโดยหน่วยงาน National Fire Protection Association (NFPA) เป็นมาตรฐานความปลอดภัยที่เกี่ยวข้องกับการจัดการ การจัดเก็บ การใช้งานระบบไฮโดรเจน (ใช้สำหรับระบบไฮโดรเจนขนาดไม่น้อยกว่า 11 ลูกบาศก์เมตร) โดยมีรายละเอียดดังนี้

- การออกแบบระบบไฮโดรเจนควรมีระบบระบายอากาศที่เป็นไปตามมาตรฐาน CGA G5.5 (Hydrogen Vent Systems)
- ท่อและข้อต่อต่าง ๆ ควรมีค่าจุดหลอมเหลวสูงกว่า 1000°F (538°C)
- วาล์ว มาตรวัด ตัวควบคุม และอุปกรณ์ต่าง ๆ ควรมีความจำเพาะต่อการใช้งานกับไฮโดรเจน
- ตู้ควบคุม และอุปกรณ์ต่าง ๆ ควรมีระบบระบายอากาศเพื่อลดการสะสมของไฮโดรเจน
- พื้นที่สำหรับการติดตั้งระบบไฮโดรเจนควรเป็นพื้นที่ถาวร อยู่เหนือพื้นดิน และมีการระบุว่าเป็นสถานที่จัดเก็บไฮโดรเจน เป็นสารไวไฟ ห้ามสูบบุหรี่ และห้ามก่อประกายไฟ
- อาคารควรก่อสร้างจากวัสดุที่ไม่ติดไฟ ต้องมีช่องอยู่บริเวณจุดสูงสุดของอาคาร หรือหลังคา และทางเข้าและออกต้องมีพื้นที่ไม่ต่ำกว่า 1 ft^2/1000 ft^3 (1 m^2/305 m^3)
- พื้น ผนัง และเพดานห้องควรสร้างจากวัสดุที่ไม่ติดไฟตามข้อกำหนดของ NFPA 5000 (Building Construction and Safety Code) และผนังด้านในหรือฉากกั้นต้องเป็นวัสดุทนไฟ ยึดติดกับพื้น และเคลื่อนย้ายไม่ได้
- ระบบไฮโดรเจนต้องมีการตรวจสอบ บำรุงรักษาทุกปีโดยผู้เชี่ยวชาญ

ด้านระบบท่อส่งและการจัดเก็บในการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ

เนื่องจากไฮโดรเจนมีโมเลกุลขนาดเล็กกว่าก๊าซธรรมชาติ ทำให้สามารถซึมผ่านวัสดุของท่อและซีลได้ง่ายกว่า ซึ่งอาจก่อให้เกิดปัญหาการรั่วไหลและการเสื่อมสภาพของระบบส่งเชื้อเพลิงและอาจทำให้เกิดการแตกเปราะของโลหะ (Hydrogen Embrittlement) ซึ่งเป็นปรากฏการณ์ที่ไฮโดรเจนทำให้โครงสร้างโลหะอ่อนแอ

แนวทางการแก้ไขสามารถทำได้ดังนี้

- ใช้วัสดุที่สามารถรองรับไฮโดรเจนได้ เช่น โลหะผสมพิเศษ (Alloy Steel) สแตนเลสเกรดสูง (Stainless Steel 316L) หรือวัสดุเคลือบพิเศษ
- ใช้ซีลกันรั่วแบบพิเศษที่ทนต่อการแทรกซึมของไฮโดรเจน เช่น PTFE หรือ Fluoropolymer Seals
- ออกแบบระบบท่อให้มี ความดันที่เหมาะสมและมีระบบตรวจจับรอยรั่ว

เรื่องการจัดเก็บไฮโดรเจน ต้องจัดเก็บใน ถังแรงดันสูง (High-Pressure Tanks) หรือระบบเก็บไฮโดรเจนแบบของเหลว (-253°C) การจัดเก็บไฮโดรเจนในรูปแบบของเหลวต้องใช้ ฉนวนกันความร้อนขั้นสูง เพื่อป้องกันการสูญเสียจากการระเหย เช่นเดียวกันกับความปลอดภัยในประเทศไทยยังไม่ได้การประกาศบังคับใช้กฎหมายควบคุมการใช้ในการจัดเก็บและขนส่งไฮโดรเจน จึงจะขอยกตัวอย่างมาตรฐานที่เกี่ยวข้องดังนี้

NFPA 55 - Compressed Gases and Cryogenic Fluids Code Scope เป็นมาตรฐานที่กำหนดโดยหน่วยงาน National Fire Protection Association (NFPA) เป็นมาตรฐานเกี่ยวข้องกับการติดตั้ง การเก็บรักษา การใช้ และการจัดการแก๊สอัด (compressed gases) และไฮโดรเจนเหลว (cryogenic fluids) ในภาชนะบรรจุต่าง ๆ ทั้งที่เป็นแบบเคลื่อนที่ และแบบอยู่กับที่ และข้อกำหนดบางประการสำหรับการใช้อุปกรณ์ระบบผลิตไฮโดรเจน เพื่อให้เกิดความปลอดภัยในการดำเนินงาน ลดการรั่วไหลของไฮโดรเจน ลดอุบัติเหตุที่จะเกิดขึ้นจากการรั่วไหลของไฮโดรเจน และลดความรุนแรงของอุบัติเหตุที่จะเกิดขึ้น โดยมีรายละเอียดดังต่อไปนี้

1) กระบอกสูบ ถังบรรจุ ต้องเป็นไปตามมาตรฐาน DOT มาตรฐานการขนส่งของประเทศแคนาดา (Transport Canada) หรือ ASME Boiler และ Pressure Vessel Code
2) การออกแบบอุปกรณ์ระบายแรงดันต้องเป็นไปตามมาตรฐาน CGA

3) การสร้างถังบรรจุแบบอยู่กับที่ต้องเป็นไปตามมาตรฐาน NFPA 704
4) ถังที่บรรจุไฮโดรเจนเหลวควรมีปริมาตรบรรจุมากกว่า 2,000 แกลลอน และมีอุปกรณ์ความปลอดภัยตัดการทำงานอัตโนมัติในกรณีฉุกเฉิน
5) การติดตั้งระบบท่อต้องเป็นไปตามมาตรฐาน ASME A13.1
6) การติดตั้งระบบระบายอากาศต้องเป็นไปตามมาตรฐาน CGA G-5.5
7) มีป้ายเตือนระบุเป็นพื้นที่อันตราย
8) ต้องมีการรักษาความปลอดภัยในพื้นที่ และผู้ที่เข้าออกพื้นที่ได้ต้องเป็นผู้ที่ได้รับการอนุญาตเท่านั้น ในพื้นที่ที่บุคคลากรเข้าไปปฏิบัติงานต้องเป็นพื้นที่มีประมาณออกซิเจนเพียงพอ หรือ มีระบบแจ้งเตือนต่างๆ

NFPA 55: Standard for the Storage, Use, and Handling of Compressed Gases and Cryogenic Fluids in Portable and Stationary Containers, Cylinders, and Tanks Chapter 10 Gas Hydrogen Systems เป็นมาตรฐานที่กำหนดโดยหน่วยงาน National Fire Protection Association (NFPA) ระบุถึงมาตรฐานความปลอดภัยที่เกี่ยวข้องกับการจัดการ การจัดเก็บ การใช้งานระบบไฮโดรเจน (ใช้สำหรับระบบไฮโดรเจนขนาดไม่น้อยกว่า 11 ลูกบาศก์เมตร โดยมีรายละเอียดดังนี้

- การออกแบบระบบไฮโดรเจนควรมีระบบระบายอากาศที่เป็นไปตามมาตรฐาน CGA G5.5 (Hydrogen Vent Systems)
- ท่อและข้อต่อต่าง ๆ ควรมีค่าจุดหลอมเหลวสูงกว่า 1000°F (538°C)
- วาล์ว มาตรวัด ตัวควบคุม และอุปกรณ์ต่าง ๆ ควรมีความจำพาะต่อการใช้งานกับไฮโดรเจน
- ตู้ควบคุม และอุปกรณ์ต่าง ๆ ควรมีระบบระบายอากาศเพื่อลดการสะสมของไฮโดรเจน
- พื้นที่สำหรับการติดตั้งระบบไฮโดรเจนควรเป็นพื้นที่ถาวร อยู่เหนือพื้นดิน และมีการระบุว่าเป็นสถานที่จัดเก็บไฮโดรเจน เป็นสารไวไฟ ห้ามสูบบุรี่ และห้ามก่อประกายไฟ
- อาคารควรก่อสร้างจากวัสดุที่ไม่ติดไฟ ต้องมีช่องอยู่บริเวณจุดสูงสุดของอาคาร หรือหลังคา และทางเข้าและออกต้องมีพื้นที่ไม่ต่ำกว่า 1 ft^2/1000 ft^3 (1 m^2/305 m^3)
- พื้น ผนัง และเพดานห้องควรสร้างจากวัสดุที่ไม่ติดไฟตามข้อกำหนดของ NFPA 5000 (Building Construction and Safety Code) และผนังด้านในหรือฉากกั้นต้องเป็นวัสดุทนไฟ ยึดติดกับพื้นและเคลื่อนย้ายไม่ได้
- ระบบไฮโดรเจนต้องมีการตรวจสอบ บำรุงรักษาทุกปีโดยผู้เชี่ยวชาญ

CGA PS-46 Position Statement - Roofs Over Hydrogen Storage Systems เป็นมาตรฐานที่กำหนดโดยหน่วยงาน Compressed Gas Association ระบุถึงเอกสารนี้กล่าวถึงข้อกังวลด้านความปลอดภัยที่เกี่ยวข้องกับหลังคาเหนือบนระบบจัดเก็บก๊าซไฮโดรเจน และให้คำแนะนำสำหรับการป้องกันสภาพอากาศที่ปลอดภัยของระบบจัดเก็บก๊าซไฮโดรเจน

ด้านการปรับปรุงระบบเผาไหม้ในการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ

การใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ จำเป็นต้องมีการปรับปรุงระบบเผาไหม้ให้รองรับคุณสมบัติของไฮโดรเจนอย่างปลอดภัยและมีประสิทธิภาพ โดยเฉพาะอย่างยิ่งในเรื่องของ การออกแบบหัวเผา ระบบควบคุมอัตราส่วนเชื้อเพลิง และการจัดการอุณหภูมิการเผาไหม้ สามารถทำได้ดังนี้

1. การออกแบบหัวเผาใหม่ให้รองรับไฮโดรเจน ซึ่งปัญหาของไฮโดรเจนในกระบวนการเผาไหม้ที่เกิดขึ้นมีดังนี้

- อัตราการลุกไหม้ที่เร็วขึ้น เนื่องจากไฮโดรเจนมี Flame Speed สูงกว่าก๊าซธรรมชาติถึง 5-6 เท่า
- ช่วงความเข้มข้นที่ติดไฟได้กว้างขึ้น เนื่องจากไฮโดรเจนสามารถติดไฟได้ที่ 4-75% ของปริมาตรในอากาศ ขณะที่ก๊าซธรรมชาติติดไฟได้ที่ 5-15%
- อุณหภูมิการเผาไหม้สูงกว่า NG เนื่องจากไฮโดรเจนสามรถเผาไหม้ที่ 2,318°C ในขณะที่ก๊าซธรรมชาติเผาไหม้สูงสุดที่ 1,960°C
- มีแนวโน้มเกิด Flashback (เปลวไฟย้อนกลับ) เนื่องจากไฮโดรเจนลุกไหม้เร็ว หากไม่มีการออกแบบหัวเผาที่เหมาะสม อาจทำให้เปลวไฟไหลย้อนกลับเข้าสู่ท่อจ่ายเชื้อเพลิง ซึ่งเป็นอันตรายอย่างมาก

แนวทางการออกแบบหัวเผาให้รองรับเชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติมีดังนี้

- ใช้หัวเผาแบบ Low-NO_X Burner โดยออกแบบให้สามารถกระจายเชื้อเพลิงอย่างสม่ำเสมอ สามารถลดอุณหภูมิเปลวไฟได้อีกทั้งยังเพื่อควบคุมการเกิด NO_X
- ติดตั้ง Flashback Arrestors หรือ ระบบป้องกันเปลวไฟย้อนกลับ ป้องกันการเกิดอุบัติเหตุ
- ใช้หัวเผาแบบ Premixed Burner โดยอาจจะผสมเชื้อเพลิงกับอากาศก่อนเข้าสู่หัวเผาเพื่อลดอัตราการเกิด NO_X
- ติดตั้งระบบควบคุมเปลวไฟ (Flame Monitoring System) โดยใช้เซ็นเซอร์วัดอุณหภูมิและการเผาไหม้แบบเรียลไทม์

2. การควบคุมอัตราส่วนเชื้อเพลิงและอากาศอย่างแม่นยำ เนื่องจากในกระบวนการเผาไหม้มีความแตกต่างระหว่าง ไฮโดรเจน และ ก๊าซธรรมชาติ โดยมีรายละเอียดดังนี้

- ไฮโดรเจนต้องการ ออกซิเจนมากกว่าก๊าซธรรมชาติ เนื่องจากมีอัตราส่วนเชื้อเพลิงต่ออากาศที่ต่างกัน
  - ไฮโดรเจน (H_2): ต้องใช้อากาศในอัตราส่วน 2.4:1
  - ก๊าซธรรมชาติ (NG): ต้องใช้อากาศในอัตราส่วน 9.5:1

หมายความว่าต้องจ่ายอากาศมากขึ้นเมื่อใช้ H_2 ในอัตราส่วนที่สูงขึ้น เพื่อให้เกิดการเผาไหม้ที่สมบูรณ์และลดการเกิด NO_X ดังนั้นแนวทางการควบคุมอัตราส่วนเชื้อเพลิงและอากาศสำหรับเชื้อเพลิงผสมมีดังนี้

- ติดตั้ง Air-to-Fuel Ratio Controller เพื่อควบคุมปริมาณอากาศและเชื้อเพลิงให้เหมาะสม
- ใช้ระบบควบคุมการเผาไหม้แบบอัตโนมัติ (Combustion Control System) เพื่อคำนวณและปรับอัตราส่วนอากาศต่อเชื้อเพลิงแบบเรียลไทม์
- ติดตั้ง Oxygen Sensors และ Flow Meters เพื่อวัดและปรับปรุงประสิทธิภาพของการเผาไหม้ให้เหมาะสม

3. การจัดการอุณหภูมิการเผาไหม้เพื่อลด NO_X

ปัญหาการเกิด NO_X จากการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง การเกิด NO_X เนื่องจากไฮโดรเจนเผาไหม้ที่อุณหภูมิสูงขึ้น ทำให้มีโอกาศในการปล่อย NO_X สูงขึ้น ซึ่ง NO_X เป็นก๊าซมลพิษที่เกิดจากไนโตรเจนในอากาศทำปฏิกิริยากับออกซิเจนที่อุณหภูมิสูง โดยเฉพาะที่อุณหภูมิ >1,500°C การเกิด NO_X จะเพิ่มขึ้นแบบทวีคูณ

แนวทางลด NO_X ในระบบเผาไหม้ที่ใช้ไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง สามารถทำได้โดยใช้เทคโนโลยี Low- NO_X Burner หรือควบคุมอุณหภูมิเปลวไฟให้ต่ำกว่า 1,500°C หรือดำเนินการติดตั้ง Flue Gas Recirculation (FGR) วิธีนี้จะเป็นการนำก๊าซไอเสียบางส่วนกลับมาใช้ใหม่เพื่อลดอุณหภูมิการเผาไหม้ นอกจากนั้นยังสามารถใช้ระบบฉีดไอน้ำ (Steam Injection) เพื่อลดอุณหภูมิเปลวไฟและลดการเกิด NO_X หรือใช้ Staged Combustion หรือ Lean Premixed Combustion เพื่อควบคุมอัตราการเผาไหม้ให้อยู่ในช่วงที่เหมาะสม

ด้านการปรับปรุงระบบท่อส่งเชื้อเพลิงและความปลอดภัยในการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ

การใช้ไฮโดรเจนมาผสมกับก๊าซธรรมชาติต้องใช้ท่อส่งและอุปกรณ์ที่รองรับคุณสมบัติของไฮโดรเจนได้ เนื่องจากไฮโดรเจนมีโมเลกุลขนาดเล็ก ทำให้สามารถรั่วไหลผ่านท่อที่ไม่ได้ออกแบบมาสำหรับไฮโดรเจนได้ ซึ่งอาจก่อให้เกิดอันตรายในพื้นที่ได้ ดังนั้นต้องใช้ท่อที่เป็น โลหะผสมพิเศษ (Alloy Steel) หรือท่อเคลือบป้องกันการกัดกร่อนจากไฮโดรเจน และจควรติดตั้งระบบตรวจจับการรั่วไหลของไฮโดรเจนโดยใช้ Hydrogen Leak Detection System เพื่อตรวจจับการรั่วไหลของไฮโดรเจนและควรติดตั้ง ระบบระบายอากาศ ที่สามารถกระจายไฮโดรเจนออกจากพื้นที่ได้อย่างรวดเร็ว

การใช้ไฮโดรเจนร่วมกับก๊าซธรรมชาติเป็นก้าวสำคัญสู่พลังงานสะอาด แต่อุตสาหกรรมจำเป็นต้องมีการปรับปรุงระบบและมาตรการความปลอดภัยให้สอดคล้องกับคุณสมบัติของไฮโดรเจนเพื่อให้การใช้งานปลอดภัยและมีประสิทธิภาพสูงสุด

เอกสารอ้างอิง

(1) Franco, A., & Rocca, M. (2024). Industrial Decarbonization through Blended Combustion of Natural Gas and Hydrogen. Hydrogen, 5(3), 519–539. https://doi.org/10.3390/hydrogen5030029
(2) IEA Task 32 – Hydrogen as a Fuel for Industrial Heating Applications. International Energy Agency (IEA), 2023
(3) ISO/TR 19880-1:2020 – Gaseous hydrogen – Fueling stations – General requirements
(4) DNV (2022). Hydrogen Burner Technologies and Their Role in Industrial Decarbonization. [DNV Technical Report]
(5) Topolski, K., Reznicek, E., Erdener, B., San Marchi, C., Ronevich, J., Fring, L., Simmons, K., Fernandez, O. J. G., Hodge, B.-M., & Chung, M. (2022). Hydrogen Blending into Natural Gas Pipeline Infrastructure: Review of the State of Technology. National Renewable Energy Laboratory (NREL). NREL/TP-5400-81704.
(6) M. W. Melaina, O. Antonia, and M. Penev. National Renewable Energy Laboratory (NREL). Blending Hydrogen into Natural Gas Pipeline Networks: A Review of Key Issues, 2013. https://docs.nrel.gov/docs/fy13osti/51995.pdf

(7) Fujiwara, T., et al. (2020). Effect of hydrogen exposure on polyethylene's crystallinity and density. Journal of Material Science, 55(8), 2567–2579.

(8) Fujiwara, T., et al. (2021). Hydrogen effects on the mechanical properties of polyethylene materials used in pipeline systems. Polymer Engineering and Science, 61(10), 2275–2285.

(9) Ono, T., et al. (2019). Influence of pressurized hydrogen on high-density polyethylene and its microstructure. Journal of Applied Polymer Science , 136(4), 48329.

(10) Iskov, K. (2010). Effect of hydrogen on the antioxidant performance in polyethylene used for pipelines. International Journal of Hydrogen Energy , 35(6), 2839–2848.

(11) Castagnet, F., et al. (2012). Mechanical tests on polyethylene under hydrogen exposure. Journal of Polymer Testing , 31(5), 640–650.

(12) Alvine, T., et al. (2014). Hydrogen-induced embrittlement in polyethylene: Long-term effects. Material Science and Engineering , A610, 50–59.

(13) Simmons, G., et al. (2021). Nanoindentation study on the mechanical properties of polyethylene exposed to hydrogen. Journal of Materials Science , 56(7), 4672–4680.

(14) Haeseldonckx, D., & D'haeseleer, W. (2007). The Impact of Hydrogen on the Integrity of Gas Distribution Systems. Energy Procedia , 1(1), 867–876.

(15) Alvine, J., et al. (2014). Hydrogen Embrittlement and Its Impact on Pipeline Steel. Journal of Pressure Vessel Technology , 136(1), 011201.

(16) Jaworski, J., Kułaga, Z., & Blacharski, P. (2020). Effects of Hydrogen Blending on the Accuracy of Positive Displacement Meters. Journal of Energy Measurement and Management , 3(2), 34–46.

(17) Jaworski, J., et al. (2021). Long-Term Testing of Hydrogen Blending in Gas Meters. International Journal of Gas Technology , 12(2), 111–120.

(18) Huising, A., & Krom, J. (2020). Hydrogen Compatibility with Natural Gas Metering and Valve Equipment. Journal of Hydrogen Energy , 45(7), 3401–3409.

(19) Kobayashi, H., Hayakawa, A., Somarathne, K. D. K. A., & Okafor, E. C. (2019). Combustion characteristics of hydrogen-enriched natural gas. International Journal of Hydrogen Energy, 44(37), 18928-18948. https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.01.123

(20) U.S. Department of Energy. (n.d.). Hydrogen production research. Retrieved May 2025, from https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-production-research

(21) Hydrogen Council. (n.d.). Hydrogen for gas turbines: Combustion performance and emissions. Retrieved May 2025, from https://hydrogencouncil.com/en/hydrogen-for-gas-turbines/

(22) Castagnet, S., Grandidier, J.C., Comyn, M., & Benoît, G. (2010). Experimental testing of the sorption-mechanical coupled behaviour of polyethylene into pressurized hydrogen. EPJ Web of Conferences, 6, 25004. https://doi.org/10.1051/epjconf/20100625004

(23) Klopffer, M.H., Berne, P., Weber, M., Castagnet, S., Hochstetter, G., & Espuche, E. (2010). Polymer pipes for distributing mixtures of hydrogen and natural gas: Evolution of their transport and mechanical properties after an ageing under a hydrogen environment. Oil & Gas Science and Technology – Rev. IFP Energies nouvelles, 70(2), 305–315. https://doi.org/10.2516/ogst/2014009

(24) Menon, S., et al. (2016). Behavior of polymers in high pressure environments as applicable to the hydrogen infrastructure. Sandia National Laboratories. https://www.osti.gov/servlets/purl/1404764.

(25) Murugan, A., Bartlett, S., Bacquart, T., & Brewer, P. J. (2018). Selection of Odorants for a 100% Hydrogen Grid. National Physical Laboratory (NPL) Report CMES (RES) 037.

(26) Smith, N., N. Byrne, M. Coates, V. Linton, and K. van Alphen. 2017. Identifying the Commercial, Technical and Regulatory Issues for Injecting Renewable Gas in Australian Distribution Gas Networks. Technical report. Wollongong, NSW Australia: Energy Pipelines CRC.

บทที่ 5
การประเมินประเภทของโรงงานที่มีความเป็นไปได้ในการนำเชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติมาใช้งาน

5.1 ศึกษาและวิเคราะห์ความต้องการใช้พลังงานในอุปกรณ์อุตสาหกรรมและประเภทของกระบวนการผลิต สำหรับประเมินการจัดเก็บ และระยะเวลาขนส่งของการใช้ไฮโดรเจนมาผสมในก๊าซธรรมชาติเพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงในอุตสาหกรรม

การนำ ไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ มาใช้เป็นเชื้อเพลิงในภาคอุตสาหกรรมเป็นแนวทางที่สามารถช่วยลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกและเพิ่มประสิทธิภาพการเผาไหม้ อย่างไรก็ตามความเป็นไปได้ของการใช้งานขึ้นอยู่กับปัจจัยหลายประการ เช่น ความต้องการพลังงาน ประเภทของกระบวนการผลิต โครงสร้างพื้นฐานที่รองรับและข้อกำหนดด้านความปลอดภัยและความคุ้มค่าทางเศรษฐกิจโดยใช้ปัจจัยดังต่อไปนี้ ในการพิจารณา และมีผลต่อความเป็นไปได้ในการใช้ไฮโดรเจนผสมกับก๊าซธรรมชาติในอุตสาหกรรม

1. ความต้องการพลังงานในอุตสาหกรรม

อุตสาหกรรมที่ต้องใช้พลังงานความร้อนสูงเป็นกลุ่มที่ มีแนวโน้มได้รับประโยชน์สูงสุด จากการใช้ไฮโดรเจนผสมกับก๊าซธรรมชาติ เนื่องจากการเผาไหม้ไฮโดรเจนช่วย เพิ่มอุณหภูมิการเผาไหม้และลดการปล่อย CO_2 ซึ่งอุตสาหกรรมที่มีความต้องการพลังงานสูงและเหมาะสมที่สุดมีดังนี้

โรงไฟฟ้า (Power Plants) เนื่องจากมีการใช้เป็นเชื้อเพลิงในกังหันก๊าซ (Gas Turbines) และเครื่องยนต์ก๊าซ (Gas Engines)

โรงงานปูนซีเมนต์ (Cement Industry) ต้องใช้พลังงานความร้อนสูงกว่า 1,400-1,500°C ในการผลิตปูนซีเมนต์

โรงงานเหล็กและโลหะ (Steel & Metal Industry) เตาหลอมโลหะและกระบวนการผลิตเหล็กต้องใช้พลังงานความร้อนสูง

ข้อจำกัดที่ต้องพิจารณา

- อาจต้องมีการออกแบบระบบเผาไหม้และหัวเผาใหม่ ให้รองรับไฮโดรเจนที่เผาไหม้เร็วขึ้น
- อุตสาหกรรมที่ใช้พลังงานน้อยหรือใช้พลังงานจากแหล่งอื่น เช่น พลังงานไฟฟ้า อาจไม่มีความคุ้มค่าในการลงทุน
- การปรับสัดส่วนของไฮโดรเจนให้เหมาะสม

การปรับสัดส่วนผสมของไฮโดรเจนและก๊าซธรรมชาติ ให้เหมาะสมหมายถึงการเลือก อัตราส่วนผสมที่เหมาะสม ระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติในกระบวนการเผาไหม้เพื่อให้เกิดประสิทธิภาพสูงสุดในการใช้งาน โดยจะต้องพิจารณาจาก ความต้องการพลังงาน และ ประเภทของกระบวนการผลิต ของแต่ละอุตสาหกรรม เช่น

1. โรงไฟฟ้า (Power Plants) สัดส่วนไฮโดรเจนที่เหมาะสม: 5%-15% โดยปริมาตร
    - การใช้ไฮโดรเจนในปริมาณ 5%-15% ผสมกับก๊าซธรรมชาติใน กังหันก๊าซ หรือ เครื่องยนต์ก๊าซ สามารถเพิ่ม ประสิทธิภาพการเผาไหม้ และช่วยลดการปล่อย CO_2 ได้โดยไม่กระทบต่อการทำงานของระบบเครื่องยนต์มากนัก
    - การผสมไฮโดรเจนในอัตราส่วนต่ำช่วยให้การเผาไหม้มีอุณหภูมิสูงขึ้น และเพิ่มประสิทธิภาพในการผลิตไฟฟ้า

2. โรงงานปูนซีเมนต์ (Cement Industry) สัดส่วนไฮโดรเจนที่เหมาะสม: 10%-20 โดยปริมาตร
    - โรงงานปูนซีเมนต์ต้องการ พลังงานความร้อนสูง ประมาณ 1,400-1,500°C ในกระบวนการผลิต การผสมไฮโดรเจนในอัตราส่วน 10%-20% จะช่วยเพิ่มอุณหภูมิการเผาไหม้ และช่วยให้กระบวนการผลิตปูนซีเมนต์มีประสิทธิภาพยิ่งขึ้น
3. โรงงานเหล็กและโลหะ (Steel & Metal Industry) สัดส่วนไฮโดรเจนที่เหมาะสม: 15%-30% โดยปริมาตร
    - การผลิตเหล็กและการหลอมโลหะต้องใช้ พลังงานความร้อนสูง ในเตาหลอม การผสม ไฮโดรเจน 15%-30% ช่วยเพิ่ม อุณหภูมิการเผาไหม้ ที่เหมาะสมสำหรับการหลอมโลหะ และลดการปล่อย CO_2 ที่เกิดจากกระบวนการเผาไหม้

2. ประเภทของกระบวนการผลิตของอุตสาหกรรม

ในกระบวนการผลิตที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลักจะสามารถปรับเปลี่ยนมาใช้ เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ ได้ง่ายกว่า เมื่อเทียบกับอุตสาหกรรมที่ใช้ถ่านหินหรือเชื้อเพลิงเหลว ซึ่งอุตสาหกรรมที่เหมาะสมกับการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ มีดังนี้

- อุตสาหกรรมที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงโดยตรง เช่น โรงไฟฟ้า โรงงานกระดาษ และโรงงานอาหาร
- อุตสาหกรรมที่ใช้เตาเผาและหม้อไอน้ำที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง เช่น โรงงานปูนซีเมนต์และโรงงานแก้ว
- อุตสาหกรรมที่ต้องการพลังงานความร้อนแบบต่อเนื่อง ซึ่งต้องใช้ก๊าซธรรมชาติในการผลิตความร้อนอย่างต่อเนื่อง

ข้อจำกัดที่ต้องพิจารณา

- อุตสาหกรรมที่ใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิง เช่น โรงไฟฟ้าถ่านหิน อาจต้องลงทุนสูงมาก หากต้องเปลี่ยนไปใช้ก๊าซธรรมชาติหรือไฮโดรเจน

3. โครงสร้างพื้นฐานที่รองรับของอุตสาหกรรม

การใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ ต้องมี โครงสร้างพื้นฐานที่สามารถรองรับไฮโดรเจนโดยเฉพาะในระบบ ท่อส่งก๊าซ ระบบจัดเก็บ และหัวเผา โดยโครงสร้างพื้นฐานที่ต้องมีสำหรับใช้เชื้อเพลิงผสม เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ มีดังนี้

- ระบบท่อส่งก๊าซที่รองรับไฮโดรเจน ต้องใช้วัสดุที่ทนต่อการแทรกซึมของไฮโดรเจน (Hydrogen-Resistant Alloy)
- หม้อไอน้ำและหัวเผาที่ออกแบบมาสำหรับไฮโดรเจน หัวเผาต้องสามารถควบคุมอัตราการเผาไหม้ได้อย่างแม่นยำ
- ระบบจัดเก็บและขนส่งไฮโดรเจน ต้องมี ถังเก็บแรงดันสูง (High-Pressure Storage) หรือระบบจัดเก็บไฮโดรเจนเหลว (-253°C)

ข้อจำกัดที่ต้องพิจารณา

- โรงงานที่ไม่มีโครงสร้างพื้นฐานรองรับ อาจต้องลงทุนสูงมาก ในการปรับปรุงระบบท่อและอุปกรณ์จัดเก็บ
- การเปลี่ยนระบบเผาไหม้เดิมให้รองรับเชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ ต้องใช้เทคโนโลยีที่ยังอยู่ในระยะพัฒนา

4. ข้อกำหนดด้านความปลอดภัยของอุตสาหกรรม

เนื่องจากไฮโดรเจนมีความไวไฟสูง และต้องมีมาตรการป้องกันอุบัติเหตุที่เข้มงวด โดยเฉพาะในการป้องกันการรั่วไหลและการจุดติดไฟโดยไม่ตั้งใจ มาตรการความปลอดภัยเบื้องต้นมีดังนี้

- ระบบตรวจจับการรั่วไหลของไฮโดรเจน (Hydrogen Leak Detection System) เนื่องจากไฮโดรเจนไม่มีสีและกลิ่น ต้องใช้ เซ็นเซอร์พิเศษ ในการตรวจจับ
- ใช้วัสดุและซีลที่ทนต่อไฮโดรเจน ต้องใช้วัสดุที่ ไม่เกิดการแตกเปราะจากไฮโดรเจน (Hydrogen Embrittlement)
- ควบคุมอัตราส่วนเชื้อเพลิงและอากาศให้เหมาะสม เพื่อลดความเสี่ยงจาก Flashback (เปลวไฟย้อนกลับเข้าไปในท่อส่งเชื้อเพลิง)

ข้อจำกัดที่ต้องพิจารณา

- อุตสาหกรรมที่ไม่มีมาตรฐานความปลอดภัยสูงอาจต้อง ลงทุนเพิ่มเติมในระบบป้องกันอุบัติเหตุ
- โรงงานที่ตั้งอยู่ใกล้ชุมชนต้องมีมาตรการป้องกัน การรั่วไหลและการระเบิดของไฮโดรเจน

5.ต้นทุนและความคุ้มค่าทางเศรษฐกิจของอุตสาหกรรม

ต้นทุนของไฮโดรเจนยังสูงกว่าก๊าซธรรมชาติมาก โดยเฉพาะต้นทุนของไฮโดรเจนสีเขียว (Green Hydrogen) ซึ่งผลิตจากพลังงานหมุนเวียนผ่านกระบวนการอิเล็กโทรลิซิส (Electrolysis) ดังนั้นปัจจัยที่ช่วยลดต้นทุนของเชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ มีดังนี้

- โรงงานที่สามารถเข้าถึงแหล่งไฮโดรเจนราคาถูก เช่น โรงงานที่อยู่ใกล้แหล่งผลิตไฮโดรเจน
- โรงงานที่สามารถ ใช้พลังงานหมุนเวียนผลิตไฮโดรเจนได้เอง
- มีนโยบายภาครัฐสนับสนุน เช่น การลดภาษีหรือเงินอุดหนุนสำหรับโรงงานที่ใช้ไฮโดรเจน

ข้อจำกัดที่ต้องพิจารณา

- ปัจจุบันไฮโดรเจนยังมีราคาสูงกว่าก๊าซธรรมชาติอย่างมาก
- ต้องใช้เวลาในการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานให้รองรับไฮโดรเจนได้อย่างเต็มรูปแบบ

ดังนั้นโรงงานอุตสาหกรรมที่ต้องการพลังงานความร้อนสูงและมีโครงสร้างพื้นฐานที่รองรับเชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ จะเป็นกลุ่มที่มีศักยภาพในการเปลี่ยนมาใช้เชื้อเพลิงผสมนี้มากที่สุด

ประเทศไทยมีโรงงานอยู่หลากหลายประเภท ซึ่งทางที่ปรึกษาจะขอจำแนกประเภทอุตสาหกรรมที่มีความเหมาะสมในการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติพร้อมเหตุผลประกอบในการพิจารณา

1. โรงไฟฟ้า (Power Plants) เหตุผลในการพิจารณาคือ โรงไฟฟ้ามีการใช้เชื้อเพลิงกับ กังหันก๊าซ (Gas Turbines) หรือ เครื่องยนต์ก๊าซ (Gas Engines) ที่สามารถปรับให้รองรับไฮโดรเจนได้ อีกทั้งยังระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติที่สามารถรองรับการผสมไฮโดรเจนได้ อีกทั้งยังสามารถช่วย ลดการปล่อย CO_2 ได้ 7-30% แต่โรงไฟฟ้าก็มีข้อจำกัดด้วยเช่นเดียวกัน เช่น อาจจะต้องมีการปรับปรุงหัวเผาและระบบควบคุมการเผาไหม้

เพื่อป้องกันการเกิด NO_X และต้องมีโครงสร้างพื้นฐานและมาตรฐานบางส่วนสำหรับการจัดเก็บและขนส่งไฮโดรเจนเพื่องรองรับการใช้งานไฮโดรเจน

2. โรงงานเหล็กและโลหะ (Steel & Metal Industry) เหตุผลในการพิจารณาคือ โรงงานเหล็กและโลหะ มีกระบวนการ รีดร้อน (Hot Rolling) การเผาโลหะ (Annealing) และเตาหลอมเหล็ก (Blast Furnace, Electric Arc Furnace) ต้องใช้พลังงานความร้อนสูงและมีการใช้เชื้อเพลิงเดิมเป็นก๊าซธรรมชาติ อีกทั้งยังมีการใช้ไฮโดรเจนสามารถใช้เป็น สารรีดิวซ์แทนคาร์บอนในการผลิตเหล็กแบบ Direct Reduction แต่โรงงานเหล็กและโลหะก็มีข้อจำกัดด้วยเช่นเดียวกัน เช่น จะต้องมีการปรับเปลี่ยนมาใช้ หัวเผาที่รองรับอุณหภูมิสูงและมีระบบควบคุม NO_X และอาจจะต้องปรับปรุงระบบท่อและเตาหลอมต้องออกแบบให้รองรับไฮโดรเจน และอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้องอื่น ๆ

3. โรงงานปูนซีเมนต์ (Cement Industry) เหตุผลในการพิจารณาคือ ในโรงงานปูนซีเมนต์มีการใช้เตาเผาที่มีอุณหภูมิสูง โดยต้องการอุณหภูมิสูง 1,400-1,500°C ซึ่งสามารถเปลี่ยนมาใช้ เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ สำหรับเตาเผาได้เพื่อลดการปล่อย CO_2 และเพิ่มประสิทธิภาพการเผาไหม้ แต่โรงงานปูนซีเมนต์ก็มีข้อจำกัดสำหรับการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติอยู่เช่นเดียวกัน ตัวอย่างเช่น จำเป็นต้องใช้เทคโนโลยีควบคุมมลพิษจากการใช้ไฮโดรเจนอาจเพิ่มการปล่อย NO_X และอาจมีการอาจมีการปรับปรุงระบบจ่ายเชื้อเพลิงและหัวเผาให้รองรับการใช้งานไฮโดรเจน

4. โรงงานแก้วและเซรามิก (Glass & Ceramics Industry) เหตุผลในการพิจารณาคือ โรงงานใช้เตาหลอมแก้ว (Glass Furnace) และเตาเผาเซรามิกที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ซึ่งสามารถใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติได้ เพื่อลดการปล่อย CO_2 และปรับปรุงคุณภาพการเผาไหม้ได้ แต่โรงงานแก้วและเซรามิกมีข้อจำกัดสำหรับการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติอยู่เช่นเดียวกัน ตัวอย่างเช่น เตาหลอมแก้วต้องมีการปรับปรุงระบบเผาไหม้และระบบระบายอากาศ รวมไปถึงเตรียมความพร้อมสำหรับระบบจัดเก็บและขนส่งไฮโดรเจนต้องมีความปลอดภัยสูง

5. โรงงานกระดาษและเยื่อกระดาษ (Pulp & Paper Industry) เหตุผลในการพิจารณาคือ โรงงานมีการใช้ หม้อไอน้ำ (Boiler) และเครื่องกำเนิดไอน้ำแรงดันสูง ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงซึ่งสามารถ ใช้ เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติในหม้อไอน้ำได้ เพื่อลดการปล่อยคาร์บอนและปรับปรุงประสิทธิภาพ แต่โรงงานการผลิตไอน้ำกระดาษและเยื่อกระดาษมีข้อจำกัดบางอย่างในการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติอยู่ เช่น จำเป็นต้องปรับปรุงระบบควบคุมการเผาไหม้เพื่อรองรับไฮโดรเจนหรือการเตรียมโครงสร้างพื้นฐานสำหรับจัดเก็บและขนส่งไฮโดรเจนอาจต้องลงทุนเพิ่มเติม

6. โรงงานเคมีและปิโตรเคมี (Chemical & Petrochemical Industry) เหตุผลในการพิจารณาคือโรงงานเคมีและปิโตรเคมีต้องใช้ก๊าซธรรมชาติเป็น วัตถุดิบ (Feedstock) และเชื้อเพลิงในกระบวนการเผาไหม้ซึ่งสามารถใช้เปลี่ยนมาใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติได้ เป็นเชื้อเพลิงสำหรับเครื่องจักรและเตาเผาในกระบวนการผลิต แต่โรงงานเคมีและปิโตรเคมีมีข้อจำกัดในการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติอยู่ เช่น ตัวโรงงานจำเป็นต้องมีมาตรการความปลอดภัยสูง ในการจัดเก็บและขนส่งไฮโดรเจน และระบบเผาไหม้และท่อส่งเชื้อเพลิงต้องรองรับคุณสมบัติของไฮโดรเจน

7. โรงงานผลิตอาหารและเครื่องดื่ม (Food & Beverage Industry) เหตุผลในการพิจารณาคือ โรงงานผลิตอาหารและเครื่องดื่มต้องใช้เชื้อเพลิงให้กับหม้อไอน้ำสำหรับการผลิตไอน้ำในการแปรรูปอาหารซึ่งสามารถเปลี่ยนมาใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติได้ เพื่อลดการปล่อยมลพิษและเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน แต่โรงงานผลิตอาหารและเครื่องดื่มมีข้อจำกัดในการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจน

กับก๊าซธรรมชาติอยู่ เช่น อาจจะต้องมีการปรับปรุงระบบความปลอดภัยของเชื้อเพลิงให้เหมาะสมกับมาตรฐานอุตสาหกรรมอาหาร และจำเป็นต้องมีโครงสร้างพื้นฐานสำหรับไฮโดรเจนซึ่งอาจต้องใช้ต้นทุนสูง

จากการประเมินประเภทของโรงงานอุตสาหกรรมในประเทศไทยที่มีความเหมาะสมในการใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ ซึ่งมีการให้คะแนนในการประเมิน โดยใช้คะแนน 1-5 เรียงจาก ต่ำสุดไปสูงสุด แสดงได้ดังตารางที่ 5-1

ตารางที่ 5-1 การประเมินประเภทของโรงงานอุตสาหกรรมในประเทศไทยที่มีความเหมาะสมในการใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ

ประเภทอุตสาหกรรม	ความต้องการพลังงาน	รองรับโครงสร้างพื้นฐาน	ลดการปล่อย CO_2	ความปลอดภัยของอุตสาหกรรม	ต้นทุนการต้องการใช้ H_2	คะแนนรวม
โรงไฟฟ้า	5 (สูง)	5 (รองรับได้ดี)	5 (ลด CO_2 ได้มาก)	4 (ต้องปรับปรุงบางส่วน)	4 (ต้นทุนสูง)	**23/25**
โรงงานเหล็กและโลหะ	5 (สูง)	4 (รองรับได้)	4 (ลด CO_2 ได้ดี)	4 (ต้องควบคุม NO_x)	4 (ต้นทุนสูง)	**21/25**
โรงงานปูนซีเมนต์	4 (สูง)	3 (ต้องปรับระบบเผาไหม้)	4 (ลด CO_2 ได้ดี)	3 (ต้องควบคุม NO_x)	4 (ต้นทุนสูง)	**18/25**
โรงงานแก้วและเซรามิก	3 (ปานกลาง)	3 (ต้องปรับระบบเผาไหม้)	3 (ลด CO_2 ได้)	3 (ต้องปรับปรุง)	3 (ต้นทุนปานกลาง)	**15/25**
โรงงานกระดาษและเยื่อกระดาษ	3 (ปานกลาง)	3 (ต้องปรับระบบเผาไหม้)	3 (ลด CO_2 ได้)	3 (ต้องปรับปรุง)	4 (ต้นทุนสูง)	**16/25**
โรงงานเคมีและปิโตรเคมี	4 (ปานกลาง)	4 (ต้องปรับปรุงระบบท่อ)	3 (ลด CO_2 ได้)	5 (ความปลอดภัยสูง)	4 (ต้นทุนสูง)	**20/25**
โรงงานอาหารและเครื่องดื่ม	3 (ปานกลาง)	3 (ต้องปรับระบบเผาไหม้)	3 (ลด CO_2 ได้)	4 (ความปลอดภัยสูง)	3 (ต้นทุนปานกลาง)	**16/25**

จากคะแนนประเมินพบว่า **โรงไฟฟ้า** และ **โรงงานเหล็กและโลหะ** เป็นสองประเภทที่มีศักยภาพสูงสุดในการนำเชื้อเพลิงผสมนี้มาใช้ อธิบายได้ดังนี้

1. โรงไฟฟ้า

ประเทศไทยมีแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้า (PDP) 2024 ที่กำหนดให้มีการนำไฮโดรเจนมาผสมกับก๊าซธรรมชาติในสัดส่วน 5% เพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า โดยคาดว่าจะเริ่มดำเนินการภายในปี 2573 นอกจากนี้ การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ได้ร่วมกับพันธมิตรศึกษาสัดส่วนการนำก๊าซไฮโดรเจนผสมกับก๊าซธรรมชาติมาใช้เป็นเชื้อเพลิงร่วมในการผลิตไฟฟ้า และเตรียมความพร้อมดำเนินโครงการภายในปี 2573

2. โรงงานเหล็กและโลหะ

อุตสาหกรรมเหล็กเป็นหนึ่งในภาคอุตสาหกรรมที่ปล่อยก๊าซเรือนกระจกเป็นจำนวนมาก เนื่องจากกระบวนการผลิตต้องใช้พลังงานสูง โดยเฉพาะการใช้ถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงหลัก การนำไฮโดรเจนมาใช้ในกระบวนการผลิตเหล็กสามารถช่วยลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ได้อย่างมีนัยสำคัญ อย่างไรก็ตาม การปรับเปลี่ยนกระบวนการผลิตให้ใช้ไฮโดรเจนจำเป็นต้องมีการลงทุนและพัฒนาเทคโนโลยีที่เหมาะสม

โรงงานอุตสาหกรรมประเภทอื่น ๆ อาจเผชิญข้อจำกัดหลายประการในการปรับเปลี่ยนมาใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติดังนี้

1. โรงงานปูนซีเมนต์ ปัจจุบันโรงงานปูนซีเมนต์ในประเทศไทย ยังคงใช้ถ่านหินเป็นแหล่งพลังงานหลัก ซึ่งอาจต้องลงทุนสูงมากในการเปลี่ยนมาใช้ก๊าซธรรมชาติ หรือ เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ นอกจากนั้นยังมีความเสี่ยงจากการเกิด NO_X สูงขึ้นเมื่อใช้ไฮโดรเจน เนื่องจากอุณหภูมิการเผาไหม้สูงขึ้น ต้องลงทุนในเทคโนโลยีควบคุม NO_X

2. โรงงานแก้วและเซรามิก อาจจะต้องออกแบบหัวเผาใหม่ ให้รองรับการใช้งานไฮโดรเจน ซึ่งมีอัตราการลุกไหม้สูงกว่าก๊าซธรรมชาติ ดังนั้นการควบคุมอุณหภูมิเปลวไฟเป็นเรื่องสำคัญ หากร้อนเกินไปอาจทำให้คุณภาพของผลิตภัณฑ์ได้รับผลกระทบ นอกจากนั้นต้นทุนการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ อาจสูงกว่า ก๊าซธรรมชาติอย่างเดียวมาก ทำให้กระทบต้นทุนการผลิต

3. โรงงานกระดาษและเยื่อกระดาษ อุตสาหกรรมกระดาษและเยื่อกระดาษ มีทางเลือกอื่นที่เป็นพลังงานหมุนเวียนอยู่แล้ว เช่น การใช้พลังงานชีวมวลหรือก๊าซชีวภาพ ซึ่งอาจคุ้มค่ากว่าการเปลี่ยนมาใช้ไฮโดรเจน ซึ่งต้นทุนของไฮโดรเจนยังสูงกว่าการใช้พลังงานจากของเสียในกระบวนการผลิต (เช่น ก๊าซชีวภาพจากเศษเยื่อไม้)

4. โรงงานเคมีและปิโตรเคมี โรงงานปิโตรเคมีส่วนใหญ่ ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นทั้งเชื้อเพลิงและวัตถุดิบในการผลิต ดังนั้นการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ อาจไม่ได้ให้ประโยชน์ชัดเจนเท่ากับการใช้ไฮโดรเจนเป็นสารตั้งต้นโดยตรง อีกทั้งต้องมีการลงทุนเพิ่มเติมใน ระบบจัดเก็บและขนส่งไฮโดรเจน ซึ่งมีต้นทุนสูง

5. โรงงานผลิตอาหารและเครื่องดื่ม โรงงานผลิตอาหารและเครื่องดื่มต้องการ ความเสถียรของพลังงาน และ ควบคุมอุณหภูมิอย่างแม่นยำ การใช้ไฮโดรเจนอาจต้องปรับปรุงระบบเผาไหม้ให้เหมาะสมการเปลี่ยนแปลงมาใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ และต้องมีการจัดทำมาตรฐานความปลอดภัยที่เข้มงวด เพื่อป้องกันการปนเปื้อนและอุบัติเหตุ นอกจากนั้นโรงงานอาหารหลายแห่งมีทางเลือกที่ดีกว่า เช่น การใช้พลังงานชีวภาพจากของเสียในกระบวนการผลิต ซึ่งมีต้นทุนต่ำกว่าการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ

สรุปโรงไฟฟ้าและโรงงานเหล็กและโลหะในประเทศไทยมีความเหมาะสมสูงในการนำเชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนและก๊าซธรรมชาติมาใช้ เนื่องจากมีการใช้พลังงานสูงและมีศักยภาพในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก อย่างไรก็ตามการดำเนินการดังกล่าวจำเป็นต้องพิจารณาถึงความพร้อมของโครงสร้างพื้นฐานการลงทุนในเทคโนโลยีและมาตรการสนับสนุนจากภาครัฐ

การใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติในอุตสาหกรรมไทยในระยะเวลา 5 ปี (2020–2025) อุตสาหกรรมเป้าหมายแต่ละประเภทมีรูปแบบการใช้พลังงานความร้อนและชนิดของอุปกรณ์หลักที่ต่างกัน ซึ่งส่งผลต่อความเหมาะสมในการผสมเชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ รวมถึงแนวทางการจัดเก็บและขนส่งไฮโดรเจนให้สอดคล้องกับการผลิต การวิเคราะห์ข้อมูลโดยจะวิเคราะห์ในเรื่อง ความต้องการพลังงาน ประสิทธิภาพการเผาไหม้ ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม ความคุ้มค่าทางเศรษฐกิจ การปรับเปลี่ยนเทคโนโลยี ข้อกำหนดความปลอดภัย รวมถึงนโยบายรัฐที่เกี่ยวข้องกับการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติในอุตสาหกรรมไทย

อุตสาหกรรมเป้าหมายแต่ละประเภทมีรูปแบบการใช้พลังงานความร้อนและชนิดของอุปกรณ์หลักที่ต่างกัน ซึ่งส่งผลต่อความเหมาะสมในการผสมเชื้อเพลิงเชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ รวมถึงแนวทางการจัดเก็บและขนส่งไฮโดรเจนให้สอดคล้องกับการผลิตดังนี้

อุตสาหกรรมเหล็ก การใช้พลังงานความร้อนในอุตสาหกรรมเหล็กต้องการอุณหภูมิสูงในการหลอมเศษเหล็กและในการผลิตเหล็กจากสินแร่ (DRI) ซึ่งปัจจุบันใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงหลักสำหรับกระบวนการนี้ เช่น เตาหลอมไฟฟ้า และ เตาเผาหลอมเศษเหล็ก หรือ เตาเผาอุ่นเหล็ก ที่มีอุณหภูมิสูงประมาณ 1,100–1,250°C สำหรับกระบวนการ Direct Reduced Iron (DRI) สามารถผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติได้ถึงประมาณ 30% โดยไม่ต้องดัดแปลงอุปกรณ์ นอกจากนี้ ระบบ MIDREX® DRI ยังสามารถรองรับการผสมไฮโดรเจนเพื่อใช้แทนการใช้ก๊าซธรรมชาติที่ใช้เป็นรีดักแตนท์ ซึ่งช่วยลดการปล่อย CO_2 ได้มากขึ้นเมื่อเปรียบเทียบกับการใช้ NG ล้วน การใช้ไฮโดรเจนร่วมในกระบวนการผลิตเหล็กนั้นสามารถช่วยลดการใช้ก๊าซธรรมชาติและการปล่อย CO_2 จากการผลิตเหล็กได้อย่างมีประสิทธิภาพ

อุตสาหกรรมปูนซีเมนต์ อุตสาหกรรมปูนซีเมนต์ใช้พลังงานความร้อนสูงมากใน เตาเผาหมุน (Rotary Kiln) โดยอุณหภูมิในเตาจะสูงประมาณ 1,450°C ซึ่งใช้เชื้อเพลิงหลักเป็น ถ่านหิน หรือ เชื้อเพลิงฟอสซิลแข็งอื่น ๆ ส่วนที่บางแห่งอาจใช้ ก๊าซธรรมชาติ (NG) หรือ เชื้อเพลิงเหลว เสริม การเปลี่ยนมาใช้ NG ผสมไฮโดรเจน จะช่วยลดการปล่อย CO_2 จากการเผาไหม้ก๊าซธรรมชาติ แต่ต้องพิจารณาความเสถียรของการจ่ายไฮโดรเจน เนื่องจาก เตาปูนซีเมนต์ต้องทำงาน 24 ชั่วโมงตลอดเวลา การจัดเก็บไฮโดรเจนในภาคอุตสาหกรรมต้องใช้ ถังเก็บความดันสูง หรือ ถังไครโอเจนิกส์ (ไฮโดรเจนเหลว) ที่รองรับการขนส่งและจ่ายไฮโดรเจนอย่างต่อเนื่อง งานวิจัยในต่างประเทศพบว่าการใช้ไฮโดรเจนในเตาปูนซีเมนต์สามารถช่วยทดแทนถ่านหินได้ 100% ในช่วงสั้น ๆ หากมีการผสมกับชีวมวลหรือเชื้อเพลิงทางเลือกอื่น

อุตสาหกรรมปิโตรเคมีและโรงกลั่นน้ำมัน ในอุตสาหกรรมปิโตรเคมีและโรงกลั่นน้ำมันจะมีการใช้พลังงานความร้อนในกระบวนการต่าง ๆ เช่น หม้อไอน้ำ (Boiler) สำหรับผลิตไอน้ำแรงดันสูง และ เตาเผา เช่น cracker furnace ซึ่งเผาก๊าซธรรมชาติหรือก๊าซเชื้อเพลิงเหลือทิ้งจากกระบวนการในการให้ความร้อนกับวัสดุป้อนในหน่วยกลั่น/ปิโตรเคมี การใช้ไฮโดรเจนในกระบวนการนี้มีความท้าทายเนื่องจากไฮโดรเจนมีค่าความร้อนต่ำกว่าก๊าซธรรมชาติ ประมาณ 5 เท่า การเพิ่มสัดส่วนไฮโดรเจนต้องพิจารณาเรื่อง การปรับขนาดท่อ และ วาล์ว ในการส่งพลังงานให้ได้เท่ากับ NG เนื่องจาก ปริมาตรของไฮโดรเจนสูงกว่า NG การใช้ไฮโดรเจนในภาคอุตสาหกรรมนี้จะต้องมีการออกแบบระบบจ่ายเชื้อเพลิงให้เหมาะสม และมีการจัดเก็บไฮโดรเจนในถังเก็บความดันสูงหรือไครโอเจนิกส์ หากไม่มีระบบท่อส่งไฮโดรเจนใกล้เคียง

อุตสาหกรรมกระดาษและเยื่อกระดาษ อุตสาหกรรมกระดาษและเยื่อกระดาษใช้พลังงานความร้อนในกระบวนการผลิตเยื่อกระดาษและการผลิตกระดาษที่ต้องการความร้อนจากการเผาไหม้ การใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ สามารถช่วยลดการปล่อย CO_2 โดยเฉพาะในการเผาไหม้ที่ใช้ เตาหรือหม้อไอน้ำ ในการผลิตไอน้ำเพื่อเป็นพลังงานในการผลิตกระดาษ การปรับเปลี่ยนระบบท่อและหัวเผาในกระบวนการผลิตกระดาษต้องคำนึงถึง การควบคุมอุณหภูมิ และ การไหลของอากาศ ที่เหมาะสมเพื่อลดผลกระทบจากการใช้ไฮโดรเจนที่มีคุณสมบัติการเผาไหม้ต่างจากก๊าซธรรมชาติ

อุตสาหกรรมอาหารและเครื่องดื่ม ในอุตสาหกรรมอาหารและเครื่องดื่มใช้พลังงานความร้อนในการแปรรูป เช่น การทำอาหาร กระบวนการ การพาสเจอไรซ์ (pasteurization) และ การสเตอริไลซ์ (sterilization) ซึ่งใช้การเผาไหม้เพื่อให้ความร้อนแก่ผลิตภัณฑ์ในสายการผลิต การใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ สามารถลดการปล่อย CO_2 ในกระบวนการผลิตได้ โดยไม่ต้องปรับเปลี่ยนอุปกรณ์หลักมากนัก ซึ่งสามารถปรับหัวเผาและระบบควบคุมอุณหภูมิได้เหมือนอุตสาหกรรมอื่น ๆ การผสม H_2 ในระดับ 5–10% ช่วยเพิ่มความยั่งยืนและลดผลกระทบทางสิ่งแวดล้อมจากกระบวนการผลิต

การจัดเก็บและระยะเวลาขนส่งไฮโดรเจน เนื่องจากไฮโดรเจนมีความหนาแน่นพลังงานเชิงปริมาตรต่ำ การขนส่งทางรถบรรทุกหนึ่งเที่ยวจะให้พลังงานน้อยกว่าการขนส่งก๊าซธรรมชาติ หรือ LNG มาก ทำให้

สำหรับโรงงานใหญ่ที่ใช้พลังงานความร้อนต่อเนื่อง การขนส่งไฮโดรเจนบ่อยครั้งเป็นเรื่องท้าทาย การผลิตไฮโดรเจน ณ จุดใช้งาน (On-site) เช่น การติดตั้งเครื่องอิเล็กโทรไลเซอร์ผลิต H_2 จากไฟฟ้า หรือการปฏิรูปก๊าซธรรมชาติด้วยไอน้ำ (SMR) หน้างานร่วมกับการดักจับคาร์บอน (ในกรณี H_2 สีน้ำเงิน) อาจเป็นทางเลือกเพื่อหลีกเลี่ยงความเสี่ยงด้านโลจิสติกส์

โดยข้อมูลปี 2023 ชี้ว่าในประเทศไทยมีความสามารถในการผลิต “ไฮโดรเจนสีเทา/น้ำเงิน” จากก๊าซธรรมชาติ (ผ่านโรงแยกก๊าซและโรงงาน SMR) ราว 97,640 ตันต่อปี โดยใช้กำลังการผลิตไปแล้ว ~68,510 ตัน/ปี ยังมีส่วนเหลือ ~29,130 ตัน/ปี ที่อาจนำมาผลิตเป็น “บลูไฮโดรเจน” เพิ่มเติมได้ ซึ่งส่วนใหญ่อยู่ในพื้นที่จังหวัดระยอง (ใกล้แหล่งอุตสาหกรรมเป้าหมาย) ปริมาณนี้จะเพียงพอสำหรับการผสม 5% ในโรงไฟฟ้าก๊าซตามแผนระยะแรกของไทย แต่สำหรับการใช้งานวงกว้างในหลายภาคอุตสาหกรรมและที่สัดส่วนสูงขึ้น จะต้องมีการเพิ่มกำลังผลิตและโครงสร้างพื้นฐานการขนส่งไฮโดรเจนให้มากขึ้นต่อไป

5.2 การประเมินประสิทธิภาพการใช้พลังงานของเชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ เทียบกับก๊าซธรรมชาติ 100%

การผสมไฮโดรเจนเข้ากับก๊าซธรรมชาติส่งผลต่อคุณลักษณะการเผาไหม้ เช่น ความเร็วการลุกไหม้และอุณหภูมิเปลวไฟ แต่โดยรวม ประสิทธิภาพการเปลี่ยนพลังงานความร้อน (thermal efficiency) ของระบบหม้อไอน้ำหรือเตาเผาไม่เปลี่ยนแปลงอย่างมีนัยสำคัญเมื่อใช้ส่วนผสมไฮโดรเจน ในปริมาณต่ำถึงปานกลาง งานทดลองหลายแห่งรายงานว่าหม้อไอน้ำและเตาเผาที่ใช้ก๊าซธรรมชาติ สามารถเผาไหม้เชื้อเพลิงผสมที่มีไฮโดรเจน 20% โดยไม่มีความเสียหายหรือประสิทธิภาพด้อยลงอย่างชัดเจน ส่วนหนึ่งเป็นเพราะค่าความร้อนของเชื้อเพลิงรวม (บนพื้นฐานค่าความร้อนต่ำ, LHV) ไม่ได้ลดลงมากนักและการถ่ายเทความร้อนยังคงใกล้เคียงเดิม

เมื่อสัดส่วนไฮโดรเจนสูงขึ้นมาก คุณสมบัติความร้อนที่ต่างออกไปของไฮโดรเจนจะเริ่มส่งผล (1) ไฮโดรเจนไม่มีคาร์บอน จึงให้ความร้อนแฝงจากรังสีอินฟราเรดต่ำกว่าก๊าซธรรมชาติ (เนื่องจากไม่มีการปล่อย CO_2 จากเปลวไฟ) ทำให้อัตราการแผ่ความร้อนเปลี่ยนไปเล็กน้อย (2) ไฮโดรเจนต่อปริมาตรให้พลังงานต่ำ จำเป็นต้องเผาเชื้อเพลิงปริมาตรมากขึ้นหรือต้องเพิ่มแรงดัน/อัตราการไหล ส่งผลให้โหลดความร้อนของเตาเปลี่ยน หากระบบไม่ได้ปรับตั้งไว้อาจเห็นประสิทธิภาพลดลงเล็กน้อย เนื่องจากความร้อนบางส่วนสูญเสียออกทางปล่องมากขึ้นเพื่อเผาผลาญเชื้อเพลิงปริมาตรที่มากกว่า ในทางปฏิบัติประเด็นเหล่านี้สามารถแก้ไขได้ด้วยการปรับแต่งหัวเผาและอัตราอากาศให้เหมาะสม รายงานจากผู้ผลิตหม้อไอน้ำระบุว่าที่สัดส่วน H_2 สูงสุด (เผาไฮโดรเจน 100%) ประสิทธิภาพเชิงความร้อนบนฐานค่าความร้อนสูง (HHV) อาจลดต่ำกว่าเดิมเล็กน้อย (~80% เทียบกับ 84% เมื่อใช้ก๊าซธรรมชาติล้วน) แต่ถ้าวัดบนฐาน LHV ประสิทธิภาพกลับสูงขึ้น (~95% สำหรับไฮโดรเจน เทียบกับ 93% สำหรับก๊าซธรรมชาติ) ซึ่งชี้ว่าความแตกต่างเกิดจากวิธีการวัดมากกว่าศักยภาพของเชื้อเพลิงโดยตรง ดังนั้นในการผสมระดับต่ำ เช่น 5–20% ผลกระทบต่อประสิทธิภาพจะมีน้อยมากจนเกือบไม่แตกต่างจากการใช้ก๊าซธรรมชาติ 100% ตามที่การทดสอบหม้อไอน้ำในยุโรปพบว่า “เมื่อใช้ไฮโดรเจนผสม 20% ไม่พบการเปลี่ยนแปลงด้านสมรรถนะหรือความเสียหายต่อหม้อไอน้ำอย่างมีนัยสำคัญ”

การปรับแต่งเพื่อรักษาประสิทธิภาพ การเพิ่มไฮโดรเจนมักต้องปรับหัวเผาเล็กน้อยเพื่อคงประสิทธิภาพสูงสุด หัวฉีดก๊าซควรมีขนาดรองรับอัตราการไหลที่สูงขึ้นของไฮโดรเจน และความดันเชื้อเพลิงอาจต้องเพิ่มขึ้นเล็กน้อยให้ได้ค่าความร้อนเท่าเดิม นอกจากนี้ไฮโดรเจนมีอุณหภูมิเปลวไฟสูงกว่าก๊าซธรรมชาติ (เปลวไฟ ~4,000°F สำหรับ H_2 vs ~3,600°F สำหรับ CH_4) แต่เตาอุตสาหกรรมสมัยใหม่

มักออกแบบผนังน้ำเย็นไว้แล้ว จึงทนได้ในช่วงนี้ อย่างไรก็ตามการควบคุมอัตราอากาศส่วนเกินและวิธีเผาไหม้แบบ staged combustion มีความสำคัญในการป้องกันไม่ให้เปลวไฟร้อนเกินไปซึ่งอาจลดประสิทธิภาพและเพิ่ม NOx (ประเด็น NOx จะกล่าวต่อไป) โดยสรุป หากมีการปรับจูนที่เหมาะสม ประสิทธิภาพการใช้พลังงานของเชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ ผสมในช่วง 5–30% สามารถรักษาไว้ใกล้เคียงกับก๊าซธรรมชาติ 100% ในระดับความแตกต่างเพียงไม่กี่เปอร์เซ็นต์เท่านั้น

5.3 ผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมจากการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติที่อัตราส่วนผสมต่าง ๆ (การปล่อย CO_2 และ NO_X)

การลดการปล่อยก๊าซ CO_2 เป็นข้อดีหลักของการใช้ไฮโดรเจนในการลดการปล่อย CO_2 เนื่องจากไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงไร้คาร์บอน เมื่อเผาไหม้จะเกิดเป็นน้ำ (H_2O) เป็นหลัก การผสมไฮโดรเจนเข้าไปแทนที่ก๊าซธรรมชาติ ส่วนหนึ่งจึงช่วยลด CO_2 ตามสัดส่วนการทดแทนเชื้อเพลิงคาร์บอนเป็นศูนย์ในแง่พลังงาน ตารางที่ 5-2 แสดงประมาณการการลดการปล่อย CO_2 เมื่อใช้ไฮโดรเจนผสมในอัตราต่าง ๆ เมื่อเทียบกับการใช้ ก๊าซธรรมชาติล้วน (100%)

ตารางที่ 5-2 ประมาณการการลดการปล่อย CO_2 เมื่อใช้ไฮโดรเจนผสมในอัตราต่าง ๆ เมื่อเทียบกับการใช้ก๊าซธรรมชาติล้วน (100%) [18][19]

สัดส่วนไฮโดรเจน (โดยปริมาตร)	การลดการปล่อย CO_2 (ประมาณ)
0% (NG 100%)	0% (ฐานอ้างอิง)
5%	~2% ลดลง
10%	~4% ลดลง (ประมาณ)
20%	~7–8% ลดลง (ประมาณ)
30%	~12% ลดลง

หมายเหตุ: สัดส่วนไฮโดรเจนโดยปริมาตรที่ระบุ (เช่น 5%, 10%) จะคิดเป็นสัดส่วนพลังงานน้อยกว่าปริมาตรที่ใส่ เนื่องจากไฮโดรเจนมีค่าความร้อนต่ำต่อปริมาตร เช่น ที่ 30% ปริมาตรไฮโดรเจน จะให้พลังงานคิดเป็นประมาณ 10–12% ของพลังงานรวม ซึ่งสอดคล้องกับอัตราการลด CO_2 ~12% ข้างต้น

ข้อมูลจากสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ยืนยันแนวโน้มนี้โดยระบุว่าการผสม “บลูไฮโดรเจน” 5% ในเชื้อเพลิงโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติจะช่วยลดการปล่อย CO_2 ลงประมาณ 1.9% เมื่อเทียบกับ ก๊าซธรรมชาติล้วน ซึ่งสอดคล้องกับค่า ~2% ในตารางข้างต้น นอกจากนี้งานวิจัยจำลองระบบหม้อไอน้ำโดย Domiziana และคณะ (2023) พบว่าการผสม H_2 30% ลดการใช้พลังงานจากฟอสซิลและการปล่อย CO_2 ของหม้อไอน้ำได้ ~12% ยิ่งสัดส่วนไฮโดรเจนเพิ่มขึ้น การปล่อย CO_2 ก็ลดลงตามสัดส่วน

การปล่อย NO_X เนื่องจากไฮโดรเจนมีคุณสมบัติเผาไหม้ที่อุณหภูมิเปลวไฟสูงและความเร็วการลุกไหม้ไว ทำให้เปลวไฟอาจร้อนกว่าก๊าซธรรมชาติ ซึ่งโดยทั่วไปจะนำไปสู่การเกิดไนโตรเจนออกไซด์ (NO_X) มากขึ้น (เพราะปฏิกิริยา Thermal NOx เกิดมากที่อุณหภูมิสูง) อย่างไรก็ตาม ผลกระทบนี้ขึ้นอยู่กับการออกแบบหัวเผาและสภาวะการเผาไหม้เป็นสำคัญ งานทดลองในหัวเผาขนาดเล็กพบว่าเมื่อเพิ่ม H_2 เข้าไปเล็กน้อยถึงปานกลาง (เช่น <20% โดยปริมาตร) ค่า NO_X ที่ปล่อยออกมา เปลี่ยนแปลงไม่มาก หรือ อาจเพิ่มขึ้นเล็กน้อยแบบแปรผัน แต่ไม่ได้เกินค่ามาตรฐานอย่างมีนัยสำคัญที่น่าสนใจคือในการทดลองเดียวกันเมื่อเพิ่ม H_2 เป็นสัดส่วนสูงขึ้น (20–40%) NO_X กลับมีแนวโน้มลดลงเล็กน้อย สันนิษฐานว่าเป็นผลจากการที่เปลวไฟสั้นลงและการกระจายความร้อนในหัวเผาเปลี่ยนไปทำให้อุณหภูมิผนังหัวเผาลดลง จึงเกิด NO_X

ลดลงบ้าง โดยภาพรวม การควบคุม NO_X เมื่อใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ สามารถทำได้ด้วยวิธีเดียวกับเตาที่ใช้ก๊าซธรรมชาติ ทั่วไป เช่น การติดตั้งหัวเผา Low-NOx, การแบ่งขั้นการเผาไหม้ (staged combustion) หรือการย้อนวนไอเสีย (flue gas recirculation) หากจำเป็น ในกรณีการใช้งานผสมที่สัดส่วนต่ำ (5–20%) งานทดลองชี้ว่า NO_X ที่ปล่อยสามารถรักษาอยู่ในช่วงใกล้เคียงเดิม ได้โดยไม่ต้องแก้ไขอุปกรณ์มากนัก

ขณะเดียวกันการปล่อยมลพิษอื่น ๆ มีแนวโน้มดีขึ้น เช่น CO และ Hydrocarbon ที่เผาไหม้ไม่หมดลดลง เมื่อเพิ่มไฮโดรเจน เนื่องจากไฮโดรเจนไม่มีคาร์บอน จงไม่เกิด CO จากเชื้อเพลิงโดยตรง และคุณสมบัติการติดไฟที่ง่ายกว่าช่วยให้การเผาไหม้สมบูรณ์ขึ้น นอกจากนี้ไฮโดรเจนไม่มีกำมะถันจึงไม่มีการปล่อย SO_2 จากส่วนเชื้อเพลิง (แต่ทั้งนี้ ก๊าซธรรมชาติเองมีกำมะถันต่ำมากอยู่แล้ว)

ด้านสิ่งแวดล้อมศักยภาพการลด CO_2 ของไฮโดรเจนขึ้นกับแหล่งที่มาของไฮโดรเจนด้วย หากเป็น “ไฮโดรเจนสีเทา” ที่ผลิตจากก๊าซธรรมชาติโดยไม่ดักจับคาร์บอน อาจไม่ได้ช่วยลด CO_2 ตลอดวัฏจักรชีวิตมากนัก (เพียงย้ายการปล่อยไปเกิดที่โรงผลิต H_2) ดังนั้นการใช้งานไฮโดรเจนผสมเพื่อสิ่งแวดล้อมควรควบคู่กับการพัฒนา ไฮโดรเจนสีฟ้า (Blue H_2) ที่ดักจับ CO_2 จากกระบวนการผลิต หรือ ไฮโดรเจนสีเขียว (Green H_2) ที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียน เพื่อให้ผลการลดคาร์บอนเป็นจริงในภาพรวม ทั้งนี้ต้นทุนของไฮโดรเจนสีเขียวในปัจจุบันยังสูงกว่าก๊าซธรรมชาติมาก (ดูหัวข้อถัดไป) แต่คาดว่าจะทยอยลดลงในอนาคต

5.4 ประเมินความเป็นไปได้ด้านการปรับเปลี่ยนเทคโนโลยีของอุตสาหกรรม เพื่อรองรับการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ

การปรับเปลี่ยนระบบอุปกรณ์เพื่อรองรับเชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ จำเป็นต้องพิจารณาคุณสมบัติพิเศษของไฮโดรเจนและผลกระทบต่ออุปกรณ์แต่ละส่วน ดังนี้

- หัวเผา (Burners) ไฮโดรเจนมีความไวในการติดไฟสูงและลุกไหม้เร็ว ดังนั้นหัวเผาที่ออกแบบมาสำหรับก๊าซธรรมชาติ 100% อาจต้องปรับปรุงเมื่อสัดส่วนไฮโดรสูงขึ้นเพื่อป้องกันปัญหา การย้อนไฟ (flashback) และควบคุมเปลวไฟ ตัวอย่างเช่น หัวฉีดเชื้อเพลิง อาจต้องเปลี่ยนเป็นขนาดใหญ่ขึ้นหรือมีรูปร่างเหมาะสมกับอัตราการไหลของไฮโดรเจนที่มากขึ้น (เพราะต้องจ่ายเชื้อเพลิงปริมาตรมากขึ้น) สำหรับส่วนผสม ไฮโดรเจนต่ำ (<20%) การปรับแต่งมักเล็กน้อย (เช่น เปลี่ยนอัตราส่วนอากาศ) และหัวเผาหลายรุ่นสามารถทำงานได้โดยไม่มีการดัดแปลงใหญ่ ดังที่ผลการทดลองในยุโรปพบว่า หม้อไอน้ำเชิงพาณิชย์สามารถใช้ก๊าซผสม ไฮโดรเจน 20% ได้โดยตรงโดยไม่มีความเสียหาย ผู้ผลิตหัวเผาระดับอุตสาหกรรมหลายรายเริ่มพัฒนา “Hydrogen-ready burners” ที่รับเชื้อเพลิงผสมได้ถึง 20–30% หรือปรับเป็น 100% ไฮโดรเจน ได้หากต้องการในอนาคต

- ระบบท่อส่งและอุปกรณ์วาล์ว ไฮโดรเจนมีโมเลกุลขนาดเล็กมาก สามารถเล็ดลอดผ่านช่องว่างและก่อให้เกิดการรั่วซึมได้ง่ายกว่าก๊าซธรรมชาติ การใช้ไฮโดรเจนในระบบท่อเดิมจำเป็นต้องตรวจสอบการรั่วและความแน่นหนาของข้อต่อต่าง ๆ อย่างเข้มงวด อุปกรณ์ซีลและปะเก็นควรทำจากวัสดุที่ทนต่อไฮโดรเจน (บางชนิดอาจกรอบหรือเสื่อมสภาพเมื่อสัมผัสไฮโดรเจน นาน ๆ) นอกจากนี้โลหะของท่อที่รับแรงดันสูง เช่น ท่อเหล็กกล้า อาจเกิดปรากฏการณ์ Hydrogen Embrittlement หรือการที่ไฮโดรเจนแทรกซึมทำให้เนื้อโลหะเปราะขึ้นเมื่อใช้งานในระยะยาว โดยเฉพาะกับเหล็กความแข็งแรงสูง การปรับเปลี่ยนจึงอาจรวมถึงการลดความเค้นในท่อ (ใช้งานที่ความดันต่ำลง) หรือเปลี่ยนไปใช้วัสดุที่ทนทานต่อไฮโดรเจนมากขึ้นในจุดวิกฤติ (เช่น ใช้สเตนเลส หรือเหล็กกล้าโลหะผสมนิกเกิลในบางส่วน)

- ขนาดท่อและอุปกรณ์วัดอัตราการไหล เนื่องจากไฮโดรเจนให้ค่าความร้อนต่อปริมาตรต่ำ การส่งพลังงานเท่าเดิมต้องการปริมาตรแก๊สมากขึ้น ระบบท่อและมิเตอร์วัดการไหลอาจต้องมีขนาดใหญ่ขึ้นหรือช่วงวัดที่กว้างขึ้น ตัวอย่างจากเอกสารผู้ผลิตระบุว่าการใช้ไฮโดรเจนจะต้องการท่อและสถานีวัดที่ใหญ่กว่าก๊าซธรรมชาติ เพื่อส่งพลังงานเท่ากัน กล่าวคือ หากโรงงานจะรับเชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติทางท่อ อัตราการไหลสูงสุดของระบบควรรองรับปริมาตรที่เพิ่มขึ้น ~3–5 เท่าตามสัดส่วนไฮโดรเจนที่ผสม ในกรณีระบบท่อส่งก๊าซขนาดใหญ่ (Pipeline) ที่จ่ายก๊าซธรรมชาติอยู่แล้ว การผสมไฮโดรเจน <20% มักยังส่งผ่านได้โดยไม่ต้องเพิ่มเส้นผ่านศูนย์กลาง เพียงแต่ต้องตรวจสอบความดันตกคร่อมและความสามารถของสถานีเพิ่มความดัน เป็นต้น ประเทศในยุโรปบางแห่งได้ทดสอบผสมไฮโดรเจน ในโครงข่ายท่อก๊าซธรรมชาติเดิมที่ระดับ 10–20% พบว่าสามารถทำได้อย่างปลอดภัยโดยปรับปรุงอุปกรณ์บางส่วนเท่านั้น ในไทยเอง แผนพลังงานชาติ ระยะกลาง (2031–2040) ก็วางแนวทาง ปรับปรุงระบบท่อส่งก๊าซ เพื่อรองรับการผสมไฮโดรเจน 10–20% และจัดทำมาตรฐานคุณภาพก๊าซผสมสำหรับท่อส่งโดยเฉพาะ

- ถังเก็บไฮโดรเจน หากต้องมีการเก็บสำรองไฮโดรเจนที่หน้างาน โรงงานอุตสาหกรรมจะต้องติดตั้งถังเก็บที่ได้มาตรฐานความปลอดภัยสำหรับไฮโดรเจน ถังเก็บมีสองแบบหลักคือ ถังเก็บไฮโดรเจนอัดความดันสูง (Compressed H_2) ซึ่งมักเป็นถังเหล็กหรือคอมโพสิตที่ความดัน 200–300 บาร์ และ ถังเก็บไฮโดรเจนเหลว (Liquid H_2) ที่ต้องรักษาอุณหภูมิ ~–253°C ในภาชนะสุญญากาศสองชั้น ทั้งสองแบบต้องออกแบบและติดตั้งตามมาตรฐานวิศวกรรมความดันและก๊าซไวไฟ ถังความดันสูงต้องวางในที่อากาศถ่ายเทและมีมาตรการป้องกันไฟไหม้/การกระแทก ส่วนถังไครโอเจนิกส์ต้องคำนึงถึงการระเหยสูญเสีย (boil-off) ของไฮโดรเจนเหลวด้วย โดยปกติหากใช้ไฮโดรเจนในอัตราสม่ำเสมอ ถังเหลวอาจเหมาะเพราะจุพลังงานมากกว่า แต่หากใช้ไม่มาก ถังแก๊สอัดจะง่ายกว่า ในบริบทอุตสาหกรรมไทย การเก็บไฮโดรเจนมักอยู่ภายใต้การกำกับของกฎหมายความปลอดภัยเกี่ยวกับก๊าซไวไฟ ต้องจัดให้มีพื้นที่กักกันและระบายอากาศที่ดี

- มาตรวัดและระบบควบคุม เครื่องมือวัดเช่นตัววิเคราะห์ก๊าซไอเสีย (O_2, CO_2, NO_X Analyzer) ส่วนใหญ่สามารถใช้งานกับเชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนได้โดยไม่ต้องแก้ไขมาก (รายงานระบุเครื่องวัดไอเสียปัจจุบันสามารถใช้งานกับเชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจน ได้เลย) แต่ในบางกรณีอาจต้องปรับ ช่วงการวัดของมาตรวัดความดันและอัตราการไหล ให้ครอบคลุมค่าที่สูงขึ้น และปรับระบบควบคุมสัดส่วนเชื้อเพลิง/อากาศ (combustion control) ให้ตอบสนองกับค่าความร้อนเชื้อเพลิงที่เปลี่ยนเล็กน้อย นอกจากนี้ควรติดตั้งระบบ ตรวจจับการรั่วไหลของไฮโดรเจน (Hydrogen Leak Detector) ในพื้นที่ปิด เพราะไฮโดรเจนไม่มีสี ไม่มีกลิ่นและลอยขึ้นสูง หากรั่วในพื้นที่อับอาจสะสมบริเวณหลังคาโดยไม่รู้ตัว จึงต้องมีเซ็นเซอร์เฉพาะสำหรับ H_2 เพื่อแจ้งเตือน

สรุป เทคโนโลยีการดัดแปลงระบบให้รองรับเชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ นั้นมีความพร้อมหรืออยู่ระหว่างการพัฒนา และหลายกรณีสามารถปรับใช้อุปกรณ์เดิมได้โดยไม่ต้องรื้อเปลี่ยนทั้งหมด โดย การผสมระดับต่ำ (เช่น <20%) ส่วนใหญ่ทำได้ทันที โดยปรับแต่งเล็กน้อย ส่วนการผสมสัดส่วนสูงถึง 30–50% อาจต้องเปลี่ยนอุปกรณ์หัวเผาเป็นรุ่นออกแบบเฉพาะและอัปเกรดวัสดุท่อ/ซีลในบางจุด แต่ไม่ได้มีอุปสรรคทางวิศวกรรมที่แก้ไขไม่ได้ นอกจากนี้ผู้ผลิตอุปกรณ์รายใหญ่ในอุตสาหกรรม (เช่น ผู้ผลิตหัวเผา หม้อไอน้ำ และเตากังหันก๊าซ) ต่างมีโครงการพัฒนาผลิตภัณฑ์ “Hydrogen-ready” รองรับนโยบายการลดคาร์บอนที่เริ่มใช้ไฮโดรเจนกันมากขึ้น

5.5 ประเมินต้นทุนและความคุ้มค่าในการลงทุนของอุตสาหกรรมสำหรับการปรับเปลี่ยนมาใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจน รวมไปถึงด้านการขนส่งและการจัดเก็บก๊าซไฮโดรเจน

ต้นทุนการลงทุนเริ่มต้น (Capital Cost): การปรับเปลี่ยนระบบเผาไหม้ให้รองรับเชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ มักมีค่าใช้จ่ายในส่วนอุปกรณ์และโครงสร้างพื้นฐาน ได้แก่

(1) ค่าใช้จ่ายในการเปลี่ยนหรือปรับแต่งหัวเผา หม้อไอน้ำ หรือเตาเผา – หากเป็นการดัดแปลงเล็กน้อยค่าใช้จ่ายไม่สูงนัก (คิดเป็นไม่เกินไม่กี่เปอร์เซ็นต์ของราคาเครื่องกำเนิดความร้อน) แต่ถ้าต้องเปลี่ยนหัวเผาทั้งชุดหรือเพิ่มอุปกรณ์เสริม เช่น ระบบลด NOx ก็จะเพิ่มขึ้น

(2) ค่าใช้จ่ายในการเพิ่มระบบจัดเก็บและจ่ายไฮโดรเจน – เช่น ถังเก็บ, คอมเพรสเซอร์อัดแก๊ส, อุปกรณ์ความปลอดภัย (วาล์วตัดฉุกเฉิน, เซ็นเซอร์แก๊ส) ซึ่งเป็นค่าใช้จ่ายหลักที่อาจสูง ในกรณีที่โรงงานอยู่ใกล้แหล่งไฮโดรเจนและมีท่อส่งไฮโดรเจนเข้ามาได้ ต้นทุนส่วนนี้จะลดลงมาก

(3) หากผลิตไฮโดรเจนใช้เอง (เช่น ติดตั้งอิเล็กโทรไลเซอร์) จะมีต้นทุนเครื่องผลิตและอุปกรณ์ไฟฟ้าประกอบ ซึ่งอาจสูงแต่ก็ให้ผลตอบแทนในระยะยาวถ้าราคาไฟฟ้าถูกหรือมีการใช้ประโยชน์จากออกซิเจน/ความร้อนร่วมด้วย

ต้นทุนเชื้อเพลิงและค่าใช้จ่ายดำเนินการ (O&M): ปัจจุบันไฮโดรเจนยังเป็นพลังงานที่มีราคา สูงกว่าก๊าซธรรมชาติมากบนพื้นฐานต่อหน่วยพลังงาน ในประเทศไทยราคาก๊าซธรรมชาติ ภาคอุตสาหกรรม (Pool gas) ในช่วงปี 2023 อยู่ราว 250–300 บาท/ล้านบีทียู (คิดเป็น ~8–10 USD/MMBtu) หรือประมาณ 260–300 บาทต่อ GJ ในขณะที่ไฮโดรเจน “สีเทา/น้ำเงิน” ที่ผลิตจากก๊าซธรรมชาติ (รวมต้นทุนการผลิตและการดักจับ CO_2) มีต้นทุนประมาณ 1.7 ดอลลาร์สหรัฐฯ/กก. (grey H_2 ปี 2025) ซึ่งแปลงเป็น ~55 บาท/กก. หรือ ~460 บาทต่อ GJ (สูงกว่าก๊าซธรรมชาติ ~1.5–2 เท่า) ส่วนไฮโดรเจนสีเขียวจากพลังงานหมุนเวียนมีต้นทุน ~3.1 ดอลลาร์/กก. ในปี 2025 (~100 บาท/กก. หรือ ~830 บาท/GJ) สูงกว่าก๊าซธรรมชาติหลายเท่า ดังนั้นการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนในวันนี้จะทำให้ค่าเชื้อเพลิงต่อหน่วยพลังงานสูงขึ้น อย่างหลีกเลี่ยงไม่ได้

กรณีศึกษา: การประเมินของ Krungthai COMPASS พบว่า หากผสมไฮโดรเจน 5% (โดยพลังงาน) ในโรงไฟฟ้าก๊าซด้วย “บลูไฮโดรเจน” จะทำให้ต้นทุนเชื้อเพลิงผลิตไฟฟ้าเพิ่มจาก ~2.86 บาท/หน่วย เป็น ~3.32 บาท/หน่วย (บาทต่อกิโลวัตต์-ชั่วโมงไฟฟ้า) หรือเพิ่มขึ้น ~16% เมื่อเทียบกับการใช้ก๊าซธรรมชาติ 100% ดังตารางที่ 5-3

ตารางที่ 5-3 ต้นทุนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าเมื่อผสมไฮโดรเจน

สัดส่วนไฮโดรเจนในเชื้อเพลิง	ต้นทุนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า (บาท/กิโลวัตต์-ชั่วโมง)
0% (NG ล้วน)	2.86 บาท/kWh
5% H_2 (ผสม)	3.32 บาท/kWh

จากข้อมูลนี้จะเห็นว่าแม้การผสมไฮโดรเจน เพียง 5% ก็ทำให้ค่าเชื้อเพลิงสูงขึ้นพอสมควร สาเหตุหลักเพราะต้นทุนต่อหน่วยพลังงานของไฮโดรเจนยังสูงกว่าก๊าซธรรมชาติมาก (ในที่นี้คือบลูไฮโดรเจน ซึ่งมีต้นทุนรวมการดักจับคาร์บอน) หากเพิ่มสัดส่วนไฮโดรเจนสูงกว่านี้และราคายังอยู่ในระดับเดียวกัน ต้นทุนเชื้อเพลิงย่อมสูงขึ้นไปอีก (เกือบแปรผันตามสัดส่วนพลังงานของไฮโดรเจนที่เพิ่ม) ส่งผลต่อความคุ้มค่าทางเศรษฐกิจของโครงการ การศึกษาของ IEAGHG ประมาณว่าการผสมไฮโดรเจนถึง 25% vol อาจมี ต้นทุนการลด CO_2 อยู่ในช่วง 32–43 ดอลลาร์ต่อตัน CO_2 ที่หลีกเลี่ยง (ขึ้นกับกรณีประเทศและโครงสร้างราคา) ซึ่งถือว่าสูงเมื่อเทียบกับมาตรการลดคาร์บอนอื่น ๆ หลายประเภท

ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ ด้วยต้นทุนเชื้อเพลิงที่สูงขึ้น การใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ จะคุ้มค่าในเชิงเศรษฐกิจหรือไม่นั้นขึ้นอยู่กับปัจจัยต่างๆดังนี้

(1) มูลค่าของการลดการปล่อยคาร์บอน – หากมีการตั้งราคาคาร์บอน (carbon pricing) หรือมีเป้าหมายต้องลด CO_2 เพื่อเลี่ยงค่าปรับ/ค่าชดเชยในอนาคต การลงทุนนี้อาจคุ้มค่า

(2) การสนับสนุนจากภาครัฐ – เช่น เงินอุดหนุนราคาไฮโดรเจน, เครดิตภาษีคาร์บอน, เงินกู้ดอกเบี้ยต่ำสำหรับลงทุน ซึ่งจะช่วยลดภาระต้นทุน (ประเด็นนี้รัฐบาลไทยรับทราบและอาจพิจารณามาตรการเสริม)

(3) แนวโน้มราคาเชื้อเพลิงในอนาคต – หากราคาก๊าซธรรมชาติมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นมากกว่าไฮโดรเจน (เช่น จากนโยบายลดใช้ก๊าซหรือความผันผวนตลาด LNG) ส่วนต่างอาจลดลงและทำให้ไฮโดรเจนคุ้มค่าขึ้น หรือในทางกลับกันหากไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนราคาถูกมากจนผลิตไฮโดรเจน สีเขียวได้ถูกลงต้นทุนรวมก็จะดีขึ้น

ปัจจุบันในไทยยังไม่มีแรงจูงใจทางเศรษฐศาสตร์ที่ชัดเจนให้โรงงานอุตสาหกรรมหันมาใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนเพราะราคาก๊าซธรรมชาติยังถูกกว่าและไม่มีการเก็บค่าการปล่อยคาร์บอน แต่หลายฝ่ายคาดว่าในอนาคตกลางถึงยาวจะมีการเปลี่ยนแปลง เช่น การเข้าร่วมมาตรการ CBAM (จากสหภาพยุโรป) ที่อุตสาหกรรมส่งออกต้องลดคาร์บอนหรือการที่เทคโนโลยีไฮโดรเจน ถูกลงจากการลงทุนขนาดใหญ่ในต่างประเทศซึ่งจะทำให้สมการความคุ้มค่าเปลี่ยนไป

ต้นทุนการขนส่งและจัดเก็บการขนส่งไฮโดรเจนมีค่าใช้จ่ายสูงและมักถูกซ่อนอยู่ในราคาซื้อขาย หากโรงงานต้อง ซื้อไฮโดรเจนเหลวหรืออัดจากผู้ผลิตภายนอก จะมีค่าขนส่งในตัว (รวมในราคาเป็นบาท/กก. ที่สูงอยู่แล้ว) ประเมินเป็นค่าใช้จ่ายเบื้องต้นของการขนส่งแต่ละประเภทได้ดังนี้ (อ้างอิงราคาจากตารางที่ 3-9)

การขนส่งทางรถบรรทุก (Compressed or Liquefied Hydrogen)

- ไฮโดรเจนอัดแรงดัน (Compressed Hydrogen): การขนส่งไฮโดรเจนในรูปแบบก๊าซอัดแรงดัน (200–700 bar) มีค่าใช้จ่ายที่สูงกว่าการขนส่งก๊าซธรรมชาติ เนื่องจากต้องใช้เทคโนโลยีการเก็บรักษาและการขนส่งที่เฉพาะเจาะจง ค่าใช้จ่ายในการขนส่งไฮโดรเจนอัดแรงดันมักจะอยู่ที่ประมาณ 34–68 THB/kg ขึ้นอยู่กับระยะทางและอัตราการขนส่ง
- ไฮโดรเจนเหลว (Liquefied Hydrogen): เนื่องจากไฮโดรเจนต้องถูกทำให้เย็นที่อุณหภูมิ -253°C การขนส่งไฮโดรเจนเหลวจึงต้องใช้พลังงานสูงในการทำให้ไฮโดรเจนเหลวและต้องคำนึงถึงการสูญเสียไฮโดรเจนในรูปแบบ boil-off loss (การระเหยของไฮโดรเจนในระหว่างการขนส่ง) ซึ่งอาจทำให้สูญเสียไฮโดรเจนไป 2–5% ต่อวัน การขนส่งไฮโดรเจนเหลวจะมีต้นทุนสูงขึ้น โดยอยู่ที่ประมาณ 51–137 THB/kg

การขนส่งผ่านท่อ (Pipeline)

- การขนส่งไฮโดรเจนผ่านท่อเป็นวิธีที่มีต้นทุนต่ำที่สุดในระยะยาว โดยค่าใช้จ่ายประมาณ 4–22 THB/kg ซึ่งเหมาะสำหรับการขนส่งระยะสั้นถึงกลาง (ภายในประเทศ) โดยมีต้นทุนสูงในช่วงแรกที่ต้องลงทุนในการสร้างโครงสร้างพื้นฐาน (โครงข่ายท่อส่งไฮโดรเจน)
- ท่อส่งไฮโดรเจนเฉพาะ: หากต้องสร้างโครงข่ายท่อส่งไฮโดรเจนใหม่จะมีค่าใช้จ่ายสูงประมาณ 34,000,000–68,000,000 บาทต่อกิโลเมตร ขึ้นอยู่กับขนาดและความดันของท่อ (High-Pressure Hydrogen Pipeline) แต่ถ้าใช้โครงข่ายท่อเครือข่ายก๊าซธรรมชาติเดิมร่วม ที่อัตราส่วนไฮโดรเจนไม่เกิน 20% จะสามารถลดต้นทุนโครงสร้างพื้นฐานได้มาก

5.6 ศึกษาข้อกำหนดด้านความปลอดภัยและมาตรฐานการใช้งานก๊าซไฮโดรเจนในอุตสาหกรรม

การใช้งานก๊าซไฮโดรเจนในภาคอุตสาหกรรมกำลังได้รับความสนใจเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง เนื่องจากเป็นพลังงานสะอาดที่ไม่ก่อให้เกิดการปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ในกระบวนการเผาไหม้ เมื่อเทียบกับการใช้งานก๊าซธรรมชาติ อย่างไรก็ตามไฮโดรเจนมีลักษณะเฉพาะที่แตกต่างจากก๊าซธรรมชาติทั่วไป ส่งผลให้ต้องมีการออกแบบระบบการจัดเก็บ การขนส่ง และการใช้งานอย่างเคร่งครัดตามมาตรฐานความปลอดภัยระดับสากลและกฎหมายของประเทศ ซึ่งลักษณะเฉพาะของไฮโดรเจนที่ส่งผลให้ต้องคำนึงถึงเรื่องความปลอดภัยในการใช้งานมีรายละเอียดดังนี้

1. ลักษณะเฉพาะของก๊าซไฮโดรเจนที่มีผลต่อความปลอดภัย ไฮโดรเจนมีคุณสมบัติที่แตกต่างจากเชื้อเพลิงทั่วไปในหลายด้าน ซึ่งส่งผลต่อมาตรการและแนวทางความปลอดภัยในการจัดการอย่างมีนัยสำคัญ โดยลักษณะเฉพาะที่เกี่ยวข้องกับความปลอดภัยหลัก ๆ ได้แก่

1.1 ไฮโดรเจน ไม่มีสี ไม่มีกลิ่น และไม่สามารถมองเห็นเปลวไฟได้

เนื่องจากไฮโดรเจนในสถานะปกติ (สถานะก๊าซ) ไม่มีสีและไม่มีกลิ่น ทำให้ยากต่อการตรวจจับการรั่วไหล ด้วยประสาทสัมผัสของมนุษย์ นอกจากนั้นเปลวไฟของไฮโดรเจนจะไม่มีสีหรือน้ำเงินอ่อนในที่แจ้ง มองเห็นยากมากในแสงธรรมชาติ จึงอาจไม่รู้ว่ากำลังเกิดการเผาไหม้จนสายเกินไป

ดังนั้น จึงจำเป็นต้องติดตั้งเครื่องตรวจจับการรั่ว (hydrogen gas detectors) และกล้องอินฟราเรดในพื้นที่เสี่ยง เพื่อความปลอดภัย

1.2 ไฮโดรเจนมีน้ำหนักเบากว่าอากาศ (Low molecular weight)

ไฮโดรเจนมีมวลโมเลกุลเพียง 2 g/mol ขณะที่อากาศโดยเฉลี่ยอยู่ที่ ~29 g/mol ทำให้เมื่อเกิดการรั่วไหลขึ้น ไฮโดรเจนจะลอยขึ้นด้านบนอย่างรวดเร็ว ซึ่งต่างจากก๊าซธรรมชาติบางชนิดที่สะสมอยู่ด้านล่าง แต่หากพื้นที่มีเพดานต่ำหรือมีโครงสร้างปิดด้านบนโดยไม่มีช่องระบายอากาศก็อาจสะสมจนถึงระดับติดไฟได้

1.3 ไฮโดรเจนมีช่วงการติดไฟกว้าง (Wide flammability range)

ไฮโดรเจนสามารถติดไฟได้เมื่อมีความเข้มข้นในอากาศเพียง 4% และติดได้จนถึงระดับ 75% โดยปริมาตร เมื่อเทียบกับก๊าซมีเทนที่มีช่วงการติดไฟที่ช่วง 5–15% พบว่าไฮโดรเจนมีช่วงการติดไฟที่กว้างกว่าเกือบ 7 เท่า จึงมีโอกาสสูงที่ไฮโดรเจนจะอยู่ในสภาวะ “พร้อมติดไฟ” แม้มีการรั่วเพียงเล็กน้อย

1.4 ไฮโดรเจนมีอุณหภูมิการติดไฟต่ำ (Low ignition energy)

ไฮโดรเจนมี อุณหภูมิการติดไฟต่ำมาก อยู่ที่ประมาณ ~585°C นอกจากนี้ยังต้องการ พลังงานในการจุดติดต่ำที่สุดในบรรดาเชื้อเพลิง (เพียง ~0.02 mJ) เทียบกับมีเทนที่ต้องใช้ 0.28 mJ ทำให้สามารถติดไฟได้จาก ประกายไฟเล็กน้อย ไฟฟ้าสถิต หรือความร้อนจากพื้นผิวโลหะที่ร้อนจัด

1.5 ไฮโดรเจนมีความเร็วในการลุกไหม้สูง (High flame speed)

ไฮโดรเจนมีอัตราการลุกไหม้ในอากาศสูงถึง 3.5 เมตรต่อวินาที (m/s) ซึ่งสูงกว่าก๊าซมีเทน (~0.4 m/s) ส่งผลให้เปลวไฟแพร่กระจายรวดเร็วในพื้นที่ที่ไม่มีสิ่งกีดขวาง อาจทำให้ เกิดการระเบิดแบบ deflagration หรือแม้แต่ detonation หากเกิดในพื้นที่ปิด

1.6 ไฮโดรเจนต้องใช้ความดันสูงในการจัดเก็บ

การใช้งานไฮโดรเจนในอุตสาหกรรมส่วนใหญ่จะอยู่ในรูปของก๊าซอัดแรงดัน (Compressed Hydrogen: CGH_2) โดยทั่วไปที่ 350–700 bar หากภาชนะเก็บเกิดการรั่วหรือแตกจะเกิดแรงดันขับดันสูงที่สามารถปล่อยไฮโดรเจนจำนวนมากภายในเวลาอันสั้น ซึ่งเป็นความเสี่ยงสำคัญต่อการระเบิด

จากลักษณะเฉพาะของก๊าซไฮโดรเจนที่มีผลต่อความปลอดภัยตามที่ได้กล่าวมาในข้างต้น จำเป็นต้องศึกษาถึงข้อกำหนดด้านความปลอดภัยและมาตรฐานการใช้งานก๊าซไฮโดรเจนในอุตสาหกรรม โดยมีรายละเอียดในการศึกษาข้อกำหนดด้านความปลอดภัยและมาตรฐานการใช้งานก๊าซไฮโดรเจนในด้านต่าง ๆ ดังนี้

2. ข้อกำหนดด้านความปลอดภัยในการใช้งานก๊าซไฮโดรเจนในอุตสาหกรรม

การใช้งานก๊าซไฮโดรเจนในภาคอุตสาหกรรม เช่น การผลิตพลังงาน การเชื่อมโลหะ การใช้ในโรงงานเคมี และการขนส่งพลังงานหมุนเวียนต้องปฏิบัติตามหลักความปลอดภัยอย่างเคร่งครัด เนื่องจากไฮโดรเจนมีคุณสมบัติที่เป็นอันตรายสูงจึงต้องมีแนวทางในการควบคุม ตั้งแต่การออกแบบระบบ การเลือกวัสดุ การจัดเก็บ ไปจนถึงการฝึกอบรมบุคลากร มีรายละเอียดดังนี้

2.1 ข้อกำหนดด้านเทคนิคและระบบความปลอดภัย

การจัดเก็บและระบบถังแรงดันไฮโดรเจน (Hydrogen Storage and Pressure Vessel Systems) การจัดเก็บไฮโดรเจนในรูปแบบก๊าซอัด (Compressed Hydrogen, CGH_2) เป็นวิธีที่แพร่หลายในภาคอุตสาหกรรมและระบบพลังงาน เนื่องจากมีต้นทุนที่ต่ำกว่าการจัดเก็บในรูปของเหลว แต่มีความเสี่ยงสูงจากแรงดันภายในถังที่ต้องควบคุมอย่างเข้มงวด ดังนั้นถังแรงดันต้องออกแบบให้สามารถรองรับแรงดันได้สูงถึง 350–700 บาร์ และมีความทนทานต่อ hydrogen embrittlement รวมถึงการเปราะกรอบจากแรงดันซ้ำ (fatigue) โดยจำแนกประเภทถังได้เป็น 4 ประเภทตามตารางที่ 5-4 ดังนี้

ตารางที่ 5-4 ประเภทถังแรงดันไฮโดรเจนสำหรับจัดเก็บไฮโดรเจน

ประเภทถัง	โครงสร้างวัสดุ	แรงดันสูงสุด	ลักษณะการใช้งานที่เหมาะสม	ตัวอย่างการใช้งาน
Type I	เหล็กกล้าหรืออลูมิเนียมทั้งใบ (All-metal)	≤ 200 bar	- ระบบติดตั้งถาวร - โรงงานอุตสาหกรรม - ระบบสำรองพลังงาน	- โรงงานผลิตก๊าซ - ห้องปฏิบัติการ - ระบบ stationary
Type II	แกนโลหะ + พันด้วยใยแก้วหรือคาร์บอนบางส่วน (Partial wrap)	≤ 300 bar	- ระบบเคลื่อนที่แต่ยังต้องทนแรงกระแทก - ยานพาหนะอุตสาหกรรม	- รถบรรทุกขนส่งก๊าซ - ระบบสำรองพลังงานเคลื่อนที่
Type III	แกนโลหะ + พันรอบเต็มด้วยคาร์บอนไฟเบอร์ (Full wrap)	≤ 700 bar	- ยานยนต์พลังงานไฮโดรเจน - สถานีเติมไฮโดรเจน - ต้องการน้ำหนักเบา	- รถยนต์ไฮโดรเจน (เช่น Toyota Mirai) - รถบรรทุกเชื้อเพลิงไฮโดรเจน
Type IV	แกนพลาสติก + พันรอบด้วยคาร์บอนไฟเบอร์ทั้งหมด	≤ 700 bar	- ยานยนต์เบาน้ำหนักพิเศษ - การขนส่งระยะไกลที่ต้องประหยัดพลังงาน	- รถยนต์ไฟฟ้าระบบไฮโดรเจน - โดรน/อากาศยานไร้คนขับ

โดยถังแต่ละประเภทจะใช้มาตรฐานในการออกแบบ การผลิต การทดสอบ และการรับรองถังแรงดัน ตามข้อกำหนดทางเทคนิคระดับสากลดังตารางที่ 5-5

ตารางที่ 5-5 มาตรฐานในการออกแบบ การผลิต การทดสอบ และการรับรองถังแรงดัน[1],[4]

ประเภทถัง	มาตรฐานหลักที่เกี่ยวข้อง
Type I	- ISO 9809-1, ISO 9809-2- ASME Section VIII, Division 1/2
Type II	- ISO 11119-2
Type III	- ISO 11119-3
Type IV	- ISO 11119-3
(เพิ่มเติม)	- ISO 11439 (ถังในรถยนต์)- DOT-3AA, DOT-3AL (สำหรับขนส่งในสหรัฐอเมริกา)

รายละเอียดของแต่ละมาตรฐานที่ใช้สำหรับชนิดของถังมีรายละเอียดดังนี้

ISO 9809-1 / 9809-2 สำหรับถังโลหะ (Type I) ใช้กับถังเหล็กกล้าทั้งใบ (seamless steel cylinders) แรงดันออกแบบสูงถึง 200 bar หรือมากกว่านั้นตามประเภทเหล็ก นอกจากนั้นมีข้อกำหนดในเรื่องส่วนผสมและคุณสมบัติของเหล็กกล้า กระบวนการขึ้นรูปแบบไร้รอยต่อ (seamless) การทดสอบแรงดันไฮโดรสแตติก (hydrostatic test) การตรวจสอบความหนา ความคลาดเคลื่อน และรอยเชื่อม และการทดสอบด้วยรังสี (radiographic test) และ Ultrasonic Testing (UT)

ASME Section VIII, Division 1/2 สำหรับถังติดตั้งถาวร (Type I) ใช้กับถังแรงดันที่ใช้ในโรงงาน (stationary pressure vessels) และมีข้อกำหนดในด้าน การออกแบบทางวิศวกรรม (Design Calculations) การเลือกวัสดุจาก Code-approved list การเชื่อม (welding procedure specifications) การทดสอบไม่ทำลาย (NDT) และการรับรองจาก Authorized Inspector

ISO 11119-2 ถัง Composite Type II ใช้กับถังที่มีแกนโลหะและเส้นใยพันบางส่วน (hoop-wrapped) แรงดันใช้งานสูงสุด ~300 bar และมีข้อกำหนดในเรื่องข้อกำหนดของโลหะที่ใช้ทำแกน (steel or aluminum liner) ประเภทและคุณสมบัติของเส้นใย (glass, aramid, carbon) กระบวนการพันเส้นใย (filament winding) การทดสอบแรงดันทำลาย (burst test) การทดสอบความล้า (cyclic test) ≥ 12,000 รอบ ตรวจสอบการรั่วไหลด้วย He leak test

ISO 11119-3 ถัง Composite Type III & IV ใช้กับถังพันรอบเต็มด้วยไฟเบอร์ (full-wrapped) โดยจะแตกต่าที่แกนของชนิดถังคือ Type III: แกนโลหะและพันไฟเบอร์เต็ม และ Type IV: แกนพลาสติก และ พันไฟเบอร์เต็ม แรงดันใช้งาน สูงถึง 700 bar และมีข้อกำหนดในเรื่องของ การออกแบบเส้นใยพันรอบ (winding pattern, fiber angle) การควบคุมเรซินและการยึดเกาะ (bonding/adhesion test) การทดสอบแรงดันระเบิด (burst pressure ≥ 2.35 x working pressure) การทดสอบอุณหภูมิสูง–ต่ำ (temperature cycling test) การทดสอบกระแทก การตกจากที่สูง (drop test) การทดสอบ permeation (gas leak rate through wall)

ISO 11439 ถังในยานยนต์ (เฉพาะรถยนต์ H_2) แรงดันใช้งาน: 350 / 700 bar และมีข้อกำหนดในเรื่องความปลอดภัยเมื่อเกิดการชน (crash/fire testing) ทดสอบการรั่วที่อุณหภูมิสูง (Bonfire Test) การเสื่อมจากรังสี UV และแรงดันซ้ำ (aging & fatigue)

DOT-3AA / 3AL[9] มาตรฐานสหรัฐอเมริกา (ถังขนส่ง) ใช้ภายใต้ข้อบังคับ 49 CFR (Code of Federal Regulations), Subtitle B, Chapter I, Subchapter C – Hazardous Materials Regulations[8] มีข้อกำหนดในเรื่องของ Hydrostatic Test บังคับทดสอบด้วยแรงดันน้ำเกิน 5/3 ของแรงดันใช้งาน Visual

Inspection ตรวจสอบรอยร้าว การกัดกร่อน การบุบ ฯลฯ Burst Pressure Test ถังต้องสามารถทนแรงดันระเบิดได้ ≥ 2.25 เท่าของแรงดันออกแบบ Marking ทุกถังต้องมีการปั๊มรหัสถัง หมายเลขผลิต หน่วยงานทดสอบรับรอง โดย 3AA หมายถึง ถังเหล็กไร้รอยต่อ และ 3ALหมายถึง ถังอลูมิเนียม การใช้งานของมาตรฐาน DOT-3AA / 3AL ได้มีการนำไปใช้งานกับ ขนส่งไฮโดรเจนใน tube trailer (DOT-3AA) ถังเล็กพกพาสำหรับงานแพทย์/วิจัย (DOT-3AL) SCBA นักดับเพลิง (DOT-3AL) และ ระบบก๊าซสำรองในโรงงาน (DOT-3AA) และยังมีข้อกำหนดความความปลอดภัยในการใช้งานถังแรงดันไฮโดรเจน โดยมีรายละเอียดดังนี้

- ถังต้องมี Pressure Relief Device (PRD) เช่น spring-loaded valve หรือ burst disc เพื่อระบายความดันส่วนเกิน
- ห้ามจัดเก็บไฮโดรเจนใกล้สาร oxidizer (เช่น oxygen, nitric acid) หรือ solvent ไวไฟ เนื่องจากมีโอกาสเกิดการระเบิดหรือปฏิกิริยาลูกโซ่ (chain reaction)
- ต้องมีป้ายเตือนและแนวปฏิบัติฉุกเฉินชัดเจน

2.2 ระบบระบายอากาศ (Ventilation Systems) เนื่องจากไฮโดรเจนเบากว่าอากาศมาก (น้ำหนักโมเลกุลเพียง 2 g/mol) จึงลอยตัวและสะสมในจุดสูงได้รวดเร็ว และเมื่อความเข้มข้นไฮโดรเจนในอากาศ ≥ 4% (LEL: Lower Explosive Limit) จะเริ่มติดไฟได้ ดังนั้นเพื่อความปลอดภัยในการใช้งานจึงจำเป็นต้องทราบถึงระบบระบายอากาศสำหรับการใช้งานไฮโดรเจนในอุตสาหกรรม สำหรับพื้นที่จัดเก็บและใช้งานไฮโดรเจนในภาคอุตสาหกรรม โดยอ้างอิงจากมาตรฐานความปลอดภัยสากล เช่น NFPA 2[(3)] ISO 19880-1[(17)] และ CGA G-5.4[(5)] มีรายละเอียดข้อกำหนดสำคัญในการออกแบบระบบระบายอากาศดังนี้

รูปแบบระบบระบายอากาศ (Ventilation Types) สำหรับไฮโดรเจน ในการออกแบบระบบระบายอากาศมีอยู่ 3 รูปแบบดังนี้

1) **Vertical Ventilation** คือการออกแบบด้วยช่องระบายอากาศหรือพัดลมดูดที่ติดตั้งด้านบนของพื้นที่ เพื่อระบายไฮโดรเจนที่ลอยตัวขึ้น ข้อดี คือระบายไฮโดรเจน ได้ตรงจุดสูงที่ก๊าซลอยไปสะสม แต่มีข้อควรระวังคือ หากไม่มีอากาศเข้าด้านล่างอาจไม่เกิดการหมุนเวียนจริง ระบบนี้เหมาะกับ ห้องเก็บถังไฮโดรเจน ห้องบีบอัดก๊าซ (compressor room)
2) **Natural Ventilation** คือการออกแบบโดยใช้แรงดันอากาศภายนอก เช่น ลม ความต่างอุณหภูมิ เพื่อให้อากาศหมุนเวียนผ่านช่องเปิด (เช่น louver vents, windows) โดยไม่ใช้ไฟฟ้า ข้อดี คือประหยัดพลังงานไม่ต้องใช้มอเตอร์ แต่มีข้อควรระวังคือไม่สามารถควบคุมทิศทางลมแน่นอน และอาจไม่เพียงพอในพื้นที่ปิดขนาดใหญ่หรือไม่มีลม ระบบนี้เหมาะกับพื้นที่กึ่งเปิด อาคารเตี้ยที่มีผนังโล่ง โรงงานในพื้นที่ลมแรง (เช่น outdoor H_2 shelter)
3) **Mechanical Ventilation** คือการออกแบบโดยใช้พัดลมดูดอากาศ (exhaust fan) หรือ blowers เพื่อระบายอากาศออกอย่างมีแรงดันและทิศทางควบคุมได้ ข้อดี ควบคุมทิศทางได้ ให้ปริมาณลมสม่ำเสมอ ทำงานได้ในพื้นที่ปิด แต่มีข้อควรระวังคือ พัดลม/มอเตอร์ต้องเป็นแบบกันระเบิด (Explosion-proof, Ex d) ระบบนี้เหมาะกับ ห้องคอมเพรสเซอร์ ห้องควบคุมแรงดันสูง พื้นที่ปิดที่ไม่มีช่องลมธรรมชาติ

นอกจากนั้นยังมีมาตรฐานที่เกี่ยวข้องกับระบบระบายอากาศในการใช้ไฮโดรเจนในอุตสาหกรรม มีรายละเอียดดังนี้

NFPA 2:2023 Hydrogen Technologies Code[3] กำหนดให้ พื้นที่จัดเก็บก๊าซไฮโดรเจนต้องมีระบบระบายอากาศทั้งแบบธรรมชาติและแบบกลไก (mechanical) เพื่อป้องกันการสะสมของไฮโดรเจน โดยข้อกำหนด Section 7.3 และ 10.3 ระบุไว้ว่า หากมีความเสี่ยงก๊าซสะสมเกิน LEL ต้องใช้ ventilation ≥ 6 ACH (Air Changes per Hour) และ Ventilation Stack ต้องระบายขึ้นด้านบน พร้อมติดตั้ง flame arrestor และวาล์วกันย้อน นอกจากนี้ยังระบุถึงในห้องคอมเพรสเซอร์หรือพื้นที่อัดแรงดันต้องมี continuous ventilation พร้อม gas detection system เชื่อมต่อกับระบบตัดฉุกเฉิน (emergency shutdown)

ISO 19880-1:2020[2] **Hydrogen Fueling Stations: General Requirements** เป็นมาตรฐานหลักสำหรับการออกแบบและติดตั้ง สถานีเติมไฮโดรเจน (HRS – Hydrogen Refueling Station) โดยใน Section 5.6 (Ventilation) ระบุไว้ว่า พื้นที่จัดเก็บและเติมไฮโดรเจนต้องมีระบบ ventilation ที่สามารถจำกัดความเข้มข้นของไฮโดรเจนให้น้อยกว่า 1%vol ในอากาศ (ค่าปลอดภัย <25% ของ LEL) และระบุให้มี air flow pattern ชัดเจน เช่น “bottom-in/top-out” (อากาศเข้าใกล้พื้น – ระบายใกล้เพดาน) ระบบ ventilation ต้องทำงานต่อเนื่องในพื้นที่เสี่ยง และต้องมีระบบ permeation monitoring สำหรับการรั่วผ่านผนังของถัง Type IV

CGA G-5.4 Standard for Hydrogen[5] เป็นแนวทางสำหรับ การจัดเก็บ การจ่าย และความปลอดภัยของไฮโดรเจนในภาคอุตสาหกรรม เน้นการวางระบบ ventilation สำหรับห้องเก็บถัง (cylinder room) พื้นที่บีบอัด (compressor room) ระบบควบคุมแรงดันสูง โดยแนะนำให้มีระบบระบายอากาศแบบ Natural และ Mechanical ventilation อัตราการระบาย ≥ 6 ACH ในพื้นที่ปิด การติดตั้ง vent line จากจุด PRD หรือ burst disc ออกไปยังจุดปลอดภัย และพื้นที่ต้องไม่มี “dead air pocket” ที่ไฮโดรเจนสะสมได้

ASHRAE 62.1 Ventilation for Acceptable Indoor Air Quality เป็นมาตรฐานพื้นฐานสำหรับการระบายอากาศในอาคาร ไม่เน้นเฉพาะไฮโดรเจน แต่ใช้เป็นพื้นฐาน HVAC และการคำนวณอัตราระบายอากาศต่อคน/พื้นที่ โดยกำหนดอัตราการแลกเปลี่ยนอากาศ (ACH) และอัตราการจ่ายอากาศใหม่ (fresh air) ในห้องควบคุม/สำนักงานที่อยู่ใกล้พื้นที่จัดเก็บไฮโดรเจน (ห้องพักเจ้าหน้าที่ใกล้ถัง H_2 ≥ 6–10 ACH ควรใช้ระบบ Positive Pressure) นอกจากนั้นมีคำแนะนำเกี่ยวกับปริมาตรลมต่อคน (CFM/person) และ ระดับ CO_2 ≤ 1000 ppm

2.3 ข้อกำหนดการตรวจจับการรั่วไหล (Leak Detection Systems) สำหรับไฮโดรเจน

การตรวจจับการรั่วไหลของก๊าซไฮโดรเจนถือเป็นหนึ่งในองค์ประกอบด้านความปลอดภัยที่สำคัญที่สุดในการออกแบบและดำเนินงานระบบไฮโดรเจน เนื่องจากไฮโดรเจนเป็นก๊าซที่ไม่มีสี ไม่มีกลิ่น และติดไฟง่าย โดยมีขีดจำกัดการติดไฟต่ำสุดเพียง 4% โดยปริมาตรในอากาศ (LEL) โดยมีมาตรฐานที่เกี่ยวข้องมีดังนี้

- **NFPA 2:2023**[3] กำหนดการติดตั้งเซนเซอร์ตรวจจับไฮโดรเจนในพื้นที่เสี่ยง, รวมถึงการเชื่อมต่อกับ Emergency Shutdown (ESD) และ Alarm
- **ISO 19880-1:2020**[2] ข้อกำหนดด้านการตรวจจับไฮโดรเจนในสถานีเติมก๊าซ โดยระบุว่าเซนเซอร์ต้องสามารถตรวจจับ <1% vol และมีการสอบเทียบตามรอบเวลา
- **CGA G-5.4**[5] แนวทางปฏิบัติสำหรับการจัดเก็บและใช้ไฮโดรเจนอย่างปลอดภัย รวมถึงจุดติดตั้งเซนเซอร์ในห้องต่าง ๆ

- **IEC 60079-29-1** มาตรฐานการทดสอบและประสิทธิภาพของอุปกรณ์ตรวจจับก๊าซไวไฟ (รวมถึง ไฮโดรเจน)
- **EN 50402 / IEC 61508** กำหนดด้าน functional safety สำหรับระบบตรวจจับก๊าซที่เชื่อมกับระบบควบคุมอัตโนมัติ (เช่น ESD, SCADA)

2.4 ข้อกำหนดอุปกรณ์ไฟฟ้าสำหรับการใช้งานร่วมกับไฮโดรเจน (Electrical Equipment in Hazardous Areas)

ในพื้นที่ที่มีการใช้งานหรือจัดเก็บก๊าซไฮโดรเจน ซึ่งเป็นก๊าซไวไฟที่มี Lower Explosive Limit (LEL) เพียง 4% โดยปริมาตร จำเป็นต้องควบคุมไม่ให้เกิดประกายไฟ (ignition source) จากอุปกรณ์ไฟฟ้า โดยการออกแบบและเลือกใช้อุปกรณ์ต้องสอดคล้องกับมาตรฐานความปลอดภัยในพื้นที่อันตราย (Hazardous Areas) มีมาตรฐานที่เกี่ยวข้องดังตารางที่ 5-6

ตารางที่ 5-6 มาตรฐานความปลอดภัยในพื้นที่อันตรายในพื้นที่ที่มีการใช้งานหรือจัดเก็บก๊าซไฮโดรเจน [20],[21],[22],[23]

มาตรฐาน	หน่วยงาน	รายละเอียด
IECEx	IEC (สากล)	มาตรฐานสำหรับอุปกรณ์ไฟฟ้าในพื้นที่มีความเสี่ยงระเบิด – แบ่งเป็น Zone 0, 1, 2
ATEX (Directive 2014/34/EU)	EU	กำหนดประเภทอุปกรณ์ไฟฟ้าสำหรับใช้ในบรรยากาศที่มีความเสี่ยงต่อการระเบิด
NEC 500 / Class I Div. 2	NFPA / USA	กำหนดประเภทพื้นที่อันตราย (Hazardous Locations) ในสหรัฐอเมริกา
NFPA 70 (National Electrical Code)	NFPA	ระบุข้อกำหนดด้านการเดินสายไฟ การติดตั้งอุปกรณ์ในพื้นที่ที่มีไอระเหยไวไฟ
API RP 500 / 505	American Petroleum Institute	แนวทางจำแนกพื้นที่อันตรายและอุปกรณ์ที่เหมาะสมในอุตสาหกรรมพลังงาน

การแบ่งพื้นที่อันตราย (Hazardous Area Classification) ของมาตรฐาน IECEx ATEX และ NEC 500สำหรับการแบ่งพื้นที่ที่มีความเสี่ยงในการเกิดระเบิดจากการใช้งานไฮโดรเจนของมาตรฐานทั้งสามที่ระบุเป็น Zone 0, 1, 2 และ Class I Div. 2 มีรายละเอียดในการแบ่งพื้นที่อันตรายดังตารางที่ 5-7

ตารางที่ 5-7 รายละเอียดในการแบ่งพื้นที่อันตรายของมาตรฐาน IECEx ATEX และ NEC 500

ระบบ IECEx / ATEX	NEC (USA)	คำอธิบาย
Zone 0	Class I Div. 1	มีไฮโดรเจนปะปนในอากาศตลอดเวลา/เป็นประจำ
Zone 1	Class I Div. 1	มีไฮโดรเจนปะปนในบางช่วงเวลาระหว่างปฏิบัติงาน
Zone 2	Class I Div. 2	มีโอกาสน้อยที่ไฮโดรเจนจะรั่วในช่วงเวลาสั้น ๆ

การใช้งานของอุปกรณ์ไฟฟ้าในพื้นที่ที่มีการใช้งานไฮโดรเจนมีข้อกำหนดด้านการเลือกใช้อุปกรณ์ไฟฟ้าที่สามารถนำมาใช้ในพื้นที่ที่มีการใช้งานไฮโดรเจนมีรายละเอียดดังนี้

- **Explosion-proof Equipment (Ex d)** ต้องเลือกอุปกรณ์ที่ออกแบบให้ ป้องกันไม่ให้ประกายไฟภายในเล็ดลอดออกมา เช่น ตู้ควบคุมไฟฟ้า (Control Panel) สวิตช์/เบรกเกอร์ (Switchgear) พัดลมระบายอากาศ โคมไฟป้องกันระเบิด (Explosion-proof Lighting)
- **ระบบ Grounding และ Bonding** ท่อโลหะ, ถังไฮโดรเจน, ชั้นวางอุปกรณ์ ต้องมีการต่อสายกราวด์สม่ำเสมอ ใช้สายทองแดง ≥ 6 mm² สำหรับ bonding เชื่อมต่อระหว่างโครงสร้างโลหะ บุคลากร ควรสวมรองเท้านำไฟฟ้า (conductive shoes) เพื่อระบายไฟฟ้าสถิตออกจากร่างกาย
- **วัสดุปูพื้น** หลีกเลี่ยงวัสดุที่เป็น ฉนวนไฟฟ้า เช่น PVC พรม ไม้แห้ง โดยแนะนำใช้ conductive flooring หรือ anti-static epoxy และพื้นที่มีความต้านทาน ≤ 1 MΩ ตามมาตรฐาน IEC 61340
- **การเดินสายไฟ** จะต้องเดินสายผ่านท่อโลหะชนิด EMT/RMC ที่ปิดผนึกแน่น หากใช้ flexible cable ต้องเป็นชนิด Ex-rated armored cable และจัดทำ zone marking บนตู้ควบคุมเพื่อให้เจ้าหน้าที่ทราบว่าอุปกรณ์ใช้ใน Zone ใด

2.5 ระบบควบคุมอัคคีภัย (Fire Protection Systems) สำหรับพื้นที่จัดเก็บและใช้งานไฮโดรเจน

ตามที่ได้กล่าวให้ทราบถึงคุณลักษณะของไฮโดรเจนตามข้างต้นแล้วระบบควบคุมอัคคีภัยที่เลือกใช้ ต้องเหมาะสมกับคุณสมบัติเฉพาะของไฮโดรเจน และไม่สร้างอันตรายทุติยภูมิ เช่น การเพิ่มออกซิเจน หรือการทำปฏิกิริยากับไฮโดรเจน มีมาตรฐานที่เกี่ยวข้องดังตารางที่ 5-8

ตารางที่ 5-8 มาตรฐานที่เกี่ยวข้องระบบควบคุมอัคคีภัย (Fire Protection Systems) สำหรับพื้นที่จัดเก็บและใช้งานไฮโดรเจน[(2),(3),(28),(29),(30),(31)]

มาตรฐาน	หน่วยงาน	รายละเอียด
NFPA 2:2023	National Fire Protection Association	มาตรฐานหลักด้านความปลอดภัยเทคโนโลยีไฮโดรเจน รวมถึงระบบดับเพลิง, ระยะห่าง, การตรวจจับ
NFPA 2001	NFPA	มาตรฐานระบบ Clean Agent (ระบุข้อจำกัดการใช้กับไฮโดรเจน)
ISO 19880-1:2020	ISO	กำหนดระบบดับเพลิงในสถานีเติมไฮโดรเจน รวมถึงอุปกรณ์ sensor และการระบายแรงดัน
FM Global 5-48	Factory Mutual	ข้อกำหนดระบบดับเพลิงในพื้นที่ใช้ก๊าซไวไฟ
UL 2127 / UL 2166	Underwriters Laboratories	การทดสอบระบบดับเพลิงแบบ non-oxygen
API RP 752 / 753	American Petroleum Institute	การจัดการความเสี่ยงจากไฟไหม้ในโซนสารไวไฟ

2.6. ข้อกำหนดสำหรับระบบป้องกันแรงดันเกิน (Overpressure Protection) สำหรับไฮโดรเจนในอุตสาหกรรม

ในระบบที่จัดเก็บหรือส่งผ่านไฮโดรเจนแรงดันสูง เช่น ถังแรงดัน ท่อส่ง ระบบเติมก๊าซ หรือสถานีผลิต หากความดันเกินค่าที่ออกแบบไว้ (design pressure) จะทำให้เกิดความเสียหายต่ออุปกรณ์หรือถึงขั้นถังระเบิด (vessel rupture) ดังนั้นการติดตั้งระบบป้องกันแรงดันเกินจึงเป็นข้อกำหนดด้านความปลอดภัยที่ จำเป็นตามมาตรฐานสากล มีมาตรฐานที่เกี่ยวข้องดังตารางที่ 5-9

ตารางที่ 5-9 มาตรฐานการติดตั้งระบบป้องกันแรงดันเกินสำหรับไฮโดรเจนในอุตสาหกรรม[1],[10]

มาตรฐาน	รายละเอียด
ISO 4126-1	Safety valves – General requirements for gas systems
ISO 4126-2	Bursting disc safety devices
CGA S-1.1 to S-1.3	Relief device standards for compressed gas cylinders
ASME Section VIII, Appendix 11	Rules for rupture discs in pressure vessels
NFPA 2:2023	Hydrogen Technologies Code – กำหนดให้ระบบจัดเก็บไฮโดรเจน ต้องมีอุปกรณ์ป้องกันแรงดันเกิน
NFPA 55: Compressed Gases Code	ครอบคลุมถังก๊าซแรงดันสูงทุกประเภท

2.7 ข้อกำหนดด้านการแยกประเภทสารและการจัดเก็บร่วมกันของก๊าซไฮโดรเจน (Hydrogen Storage Segregation & Compatibility)

เนื่องจากไฮโดรเจนจัดอยู่ในกลุ่ม “สารประเภทก๊าซไวไฟ (Flammable Gas)” ทั้งในรูปแบบอัดแรงดัน (Compressed) และของเหลวเย็นจัด (Liquefied) ดังนั้นในการจัดเก็บจึงจำเป็นต้องดำเนินการภายใต้ ข้อกำหนดด้านความปลอดภัยที่เข้มงวด โดยเฉพาะในเรื่องของการแยกประเภทสารเคมีและการจัดเก็บร่วมกับสารอื่น ๆ เพื่อป้องกันปฏิกิริยาอันตราย หรือการเพิ่มความเสี่ยงในการติดไฟและระเบิด มีข้อกำหนดในการจัดเก็บตามมาตรฐานดังตารางที่ 5-10

ตารางที่ 5-10 ข้อกำหนดด้านการแยกประเภทสารและการจัดเก็บร่วมกันของก๊าซไฮโดรเจน[24],[25],[26],[27]

ระบบ	หมวดหมู่	คำอธิบาย
UN/ADR (UN Model Regulations)	Class 2.1 – Flammable Gas	เป็นก๊าซที่ติดไฟได้ง่ายในสภาพอากาศทั่วไป
GHS (Globally Harmonized System)	Flammable Gas – Category 1	อุณหภูมิการติดไฟต่ำและติดไฟได้เกือบทุกสัดส่วนกับอากาศ
NFPA 704	Health: 0 / Flammability: 4 / Reactivity: 0	ติดไฟง่ายมาก ต้องควบคุมแหล่งจุดติดไฟทั้งหมด

นอกจากนี้ยังมีสารที่ไม่ควรจัดเก็บร่วมกับไฮโดรเจน ที่อาจจะทำให้ให้เกิด ปฏิกิริยาอันตราย เช่น การระเบิด การติดไฟ หรือการเร่งปฏิกิริยาอย่างไม่สามารถควบคุมได้ โดยเฉพาะเมื่อเกิดการรั่วไหลหรือปนเปื้อนในพื้นที่ปิด มีรายการของสารที่ไม่ควรจัดเก็บร่วมกับไฮโดรเจนดังตารางที่ 5-11

ตารางที่ 5-11 รายการของสารที่ไม่ควรจัดเก็บร่วมกับไฮโดรเจน

สารที่ไม่ควรจัดเก็บร่วม	ประเภท	เหตุผลความเสี่ยง
O_2 (ออกซิเจนบริสุทธิ์)	Oxidizer	เพิ่มความไวไฟของไฮโดรเจน ทำให้ติดไฟง่ายขึ้นหลายเท่า
NO_2, N_2O, HNO_3	Oxidizer	ทำปฏิกิริยากับไฮโดรเจน แบบ exothermic / อาจก่อให้เกิดการลุกไหม้ทันที
Acetylene (C_2H_2)	Flammable Gas	เกิดปฏิกิริยารุนแรงและระเบิดเมื่อสัมผัสไฮโดรเจน โดยไม่มีประกายไฟ
Peroxides, Nitrates	Strong Oxidizers	ช่วยเร่งการเผาไหม้ และเกิด reaction chain
Halogens (Cl_2, F_2)	Highly Reactive Non-metals	ปฏิกิริยารุนแรง สร้างสารพิษและพลังงานความร้อนสูง
ตัวเร่งปฏิกิริยาโลหะ (Ni, Pd, Pt)	Catalyst	เร่งการเผาไหม้ของไฮโดรเจน แม้ที่อุณหภูมิต่ำ

3. ข้อกำหนดและกฎหมายในประเทศไทยที่เกี่ยวข้องกับข้อกำหนดด้านความปลอดภัยและมาตรฐานการใช้งานก๊าซไฮโดรเจนในอุตสาหกรรม การนำไฮโดรเจนมาใช้ในภาคอุตสาหกรรมจึงอยู่ภายใต้การกำกับของกฎหมายและหน่วยงานกำกับดูแลหลายแห่ง เพื่อควบคุมความปลอดภัยทั้งด้านการออกแบบ การจัดเก็บ การใช้งาน และการขนส่ง โดยแบ่งตามกฎหมายหลักการและหน่วยงานกำกับดูแลขอบเขตที่ควบคุม มีรายละเอียดดังตารางที่ 5-12

ตารางที่ 5-12 ข้อกำหนดและกฎหมายในประเทศไทยที่เกี่ยวข้องกับข้อกำหนดด้านความปลอดภัยและมาตรฐานการใช้งานก๊าซไฮโดรเจนในอุตสาหกรรม

กฎหมาย/ข้อบังคับ	หน่วยงานกำกับดูแล	ขอบเขตของการควบคุม
พ.ร.บ. วัตถุอันตราย พ.ศ. 2535	กรมโรงงานอุตสาหกรรม	ไฮโดรเจนเป็นวัตถุอันตรายประเภท 2 หรือ 3 ขึ้นอยู่กับวัตถุประสงค์และปริมาณการใช้ ต้องมีการขึ้นทะเบียน/ขออนุญาต
พ.ร.บ. โรงงาน พ.ศ. 2535 และ พ.ศ. 2562	กระทรวงอุตสาหกรรม	ควบคุมสถานประกอบการที่มีการผลิตหรือใช้ไฮโดรเจน ต้องมี ร.ง.4 และผ่านการตรวจสอบความปลอดภัย
พ.ร.บ. ควบคุมน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ. 2542	กรมธุรกิจพลังงาน	ควบคุมการจัดเก็บและใช้ไฮโดรเจนในฐานะเชื้อเพลิง เช่น ในสถานีเติมไฮโดรเจน ต้องมีใบอนุญาตและแผนความปลอดภัย
กฎหมายว่าด้วยมาตรฐานผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรม (มอก.)	สมอ.	ควบคุมคุณสมบัติของถังแรงดัน อุปกรณ์วาล์ว วัสดุ และระบบที่ใช้กับไฮโดรเจน ต้องผ่านมาตรฐานความปลอดภัยระดับประเทศ

นอกจากนี้ยังมีข้อกำหนดด้านความปลอดภัยที่กำกับภายใต้กฎหมายสำหรับการใช้งานไฮโดรเจนในอุตสาหกรรม ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

- **การขออนุญาตและขึ้นทะเบียนวัตถุอันตราย**[6] ถังหรือระบบที่มีไฮโดรเจนเกินปริมาณที่กำหนดจะต้องขึ้นทะเบียนวัตถุอันตรายกับกรมโรงงานอุตสาหกรรม และแต่งตั้งผู้ควบคุมวัตถุอันตรายประจำโรงงานตามคุณวุฒิที่กำหนด และต้องมีแผนการจัดการเหตุฉุกเฉิน แผนความปลอดภัยและระบบตรวจสอบแรงดัน/การรั่วไหลอย่างสม่ำเสมอ
- **การออกแบบและติดตั้งถังแรงดัน** จะต้องใช้ถังตามมาตรฐาน มอก. หรือเทียบเท่าสากล เช่น ASME, ISO 11119 ถังต้องติดตั้ง Pressure Relief Valve (PRV), Burst Disc และ Vent Line ที่ต่อไปยังบริเวณปลอดภัย พร้อมติดตั้ง Flame Arrestor และพื้นที่จัดเก็บต้องมีระบบ ระบายอากาศแบบแนวดิ่ง และมีพื้นที่ห่างจากแหล่งจุดประกายไฟไม่น้อยกว่า 3 เมตร (ตาม NFPA 2[3])
- **การใช้อุปกรณ์ไฟฟ้าและระบบกราวด์** โดยอุปกรณ์ไฟฟ้าทั้งหมดในพื้นที่จัดเก็บหรือใช้งานไฮโดรเจน ต้องเป็นแบบ กันระเบิด (Explosion-proof) ได้รับการรับรอง ATEX หรือ IECEx ต้องมีระบบ กราวด์และ bonding เพื่อป้องกันไฟฟ้าสถิต รวมถึงควบคุมความต้านทานของพื้น
- **การจัดเก็บร่วมกับสารเคมีอื่น** ไฮโดรเจนต้องไม่จัดเก็บร่วมกับสารออกซิไดซ์ (O_2, NO_2, N_2O), สารไวไฟอื่น (เช่น acetylene), หรือสารเร่งปฏิกิริยา และต้องมีพื้นที่แยก ผนังกั้น หรือกำแพงกันระเบิดตามที่กฎหมายกำหนด พร้อมระยะปลอดภัย

ดังนั้นสามารถสรุปแนวทางแนวทางความปลอดภัยเบื้องต้นในการใช้งานไฮโดรเจน (Basic Safety Measures for Hydrogen Use in Industry) ได้ดังตารางที่ 5-13

ตารางที่ 5-13 แนวทางแนวทางความปลอดภัยเบื้องต้นในการใช้งานไฮโดรเจน

หัวข้อ	แนวปฏิบัติที่แนะนำ
การระบายอากาศ	ควรใช้ระบบระบายอากาศแนวดิ่ง (vertical ventilation) และมีค่า Air Change Rate ≥ 6 ACH ในพื้นที่ปิด
การตรวจจับการรั่วไหล	ติดตั้ง hydrogen gas detector แบบ electrochemical หรือ IR sensor พร้อมระบบแจ้งเตือน (alarm) และสั่งตัดระบบอัตโนมัติ (fail-safe)
พื้นที่ห้ามประกายไฟ	ห้ามมีแหล่งกำเนิดความร้อน/ประกายไฟในรัศมีอย่างน้อย 3 เมตรจากแหล่งจ่ายหรือจัดเก็บไฮโดรเจน
ระบบระบายแรงดัน (Overpressure Protection)	ถังและระบบจ่ายไฮโดรเจนต้องติดตั้ง Pressure Relief Device (PRD) หรือ Burst Disc พร้อมท่อ Vent และ Flame Arrestor
อุปกรณ์ทนแรงดันและการกัดกร่อน	ควรใช้วัสดุที่เหมาะสม เช่น Stainless Steel 304 / 316L, Monel, Inconel หลีกเลี่ยง Carbon Steel เพราะเสี่ยง Hydrogen Embrittlement
การอบรมบุคลากร	ต้องอบรมเจ้าหน้าที่ในเรื่อง ความเสี่ยงและลักษณะของไฮโดรเจน วิธีตรวจจับรั่ว วิธีตอบสนองฉุกเฉินและดับเพลิง การใช้ PPE และระบบแจ้งเตือน (Personal Protective Equipment หรือ อุปกรณ์ป้องกันภัยส่วนบุคคล)

5.7 ศึกษานโยบายและมาตรการส่งเสริมจากภาครัฐที่สนับสนุนสำหรับการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจน

ในช่วงทศวรรษที่ผ่านมา โลกเผชิญกับความท้าทายด้านการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศอย่างชัดเจน ประเทศต่าง ๆ จึงเริ่มเร่งดำเนินนโยบาย ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก และปรับโครงสร้างพลังงานเพื่อให้เกิดการเปลี่ยนผ่านสู่พลังงานสะอาด (Clean Energy Transition) โดยเฉพาะในภาคอุตสาหกรรมและพลังงานที่เป็นแหล่งปล่อยคาร์บอนหลัก หนึ่งในแนวทางที่ได้รับความสนใจมากขึ้นคือ การใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจน (Hydrogen Blending Fuel) ซึ่งเป็นการนำก๊าซไฮโดรเจนมาผสมกับเชื้อเพลิงดั้งเดิม เช่น ก๊าซธรรมชาติ หรือก๊าซชีวภาพ (Biogas) เพื่อลดปริมาณคาร์บอนที่ปล่อยออกจากการเผาไหม้ เนื่องจากไฮโดรเจนเป็นก๊าซที่ ไม่ปล่อย CO_2 เมื่อเกิดการเผาไหม้และสามารถใช้ร่วมกับระบบเดิมได้

สำหรับประเทศไทยแนวโน้มการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนเริ่มมีความเป็นไปได้มากขึ้น โดยเฉพาะในภาคอุตสาหกรรม พลังงาน และการขนส่ง ซึ่งภาครัฐมีบทบาทสำคัญในการ ส่งเสริม สนับสนุน และกำกับดูแล เพื่อให้การใช้งานเป็นไปอย่างปลอดภัยและยั่งยืน

การสนับสนุนจากภาครัฐไม่ได้จำกัดเฉพาะด้านการเงินหรือสิทธิประโยชน์ทางภาษีเท่านั้น แต่ยังรวมถึงการ ออกกฎหมาย มาตรฐาน และข้อกำหนดความปลอดภัย ที่เอื้อต่อการใช้งานไฮโดรเจนในระดับอุตสาหกรรม ซึ่งถือเป็น “โครงสร้างพื้นฐานเชิงนโยบาย” ที่ช่วยให้ผู้ประกอบการสามารถดำเนินการได้อย่างมั่นใจภายใต้กรอบกฎหมายที่ชัดเจน

โดยภาครัฐของไทยโดยกระทรวงพลังงานและหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง ได้เริ่มวางยุทธศาสตร์และมาตรการสนับสนุนการพัฒนาไฮโดรเจนในช่วง 5 ปีที่ผ่านมา เพื่อเตรียมความพร้อมสู่การใช้ไฮโดรเจนเชิงพาณิชย์ทั้งในภาคพลังงานและอุตสาหกรรม ดังนี้

ยุทธศาสตร์พลังงานไฮโดรเจนระดับชาติ: ในปี ค.ศ. 2023–2024 สนพ. ได้จัดทำ แผนพัฒนาการผลิตและการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงาน ค.ศ. 2525–2050 ซึ่งทาง กบง. ได้รับทราบแล้วและเตรียมเสนอ กพช. มีวิสัยทัศน์ให้ไทยพร้อมใช้ไฮโดรเจนเชิงพาณิชย์ตั้งแต่ปี ค.ศ. 2030 (พ.ศ. 2573) สอดคล้องกับแผนพลังงานชาติ (National Energy Plan) โดยกำหนดเป้าหมายระยะสั้น ปี 2573 เริ่มใช้ไฮโดรเจนผสมในท่อก๊าซธรรมชาติ 5% โดยปริมาตร หรือประมาณ 45 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อวัน (ซึ่งคาดว่าจะใช้บลูไฮโดรเจนจากระยองดังที่กล่าวในหัวข้อก่อน) พร้อมทั้งส่งเสริมการใช้ไฮโดรเจนในยานยนต์ (เช่น รถบรรทุกเซลล์เชื้อเพลิง) ควบคู่กัน เป้าหมายนี้สอดรับกับแผน PDP ฉบับใหม่ (PDP 2024) และ AEDP 2024 ที่ตั้งเป้าหมายการใช้พลังงานหมุนเวียนและไฮโดรเจน 4 ktoe ในปี 2580

แผนปฏิบัติการการพัฒนาและการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงาน ระยะสั้น ระยะกลาง และระยะยาว ภายใต้ยุทธศาสตร์ดังกล่าว ไทยแบ่งการพัฒนาเป็น 3 ระยะ ได้แก่

แผนระยะสั้น (ปี ค.ศ. 2025–2030): เป็นการเตรียมความพร้อมและโครงการนำร่อง

ในช่วงแรกนี้ประเทศไทยจะมุ่งเน้นการทดลองและทดสอบการใช้งานไฮโดรเจนในภาคพลังงานผ่านการพัฒนาโครงการนำร่องในพื้นที่ที่ควบคุมสภาพแวดล้อมได้ดี เช่น โรงไฟฟ้าที่สามารถใช้เชื้อเพลิงสองชนิดขึ้นไป (co-firing power plant) ผ่านระบบท่อก๊าซธรรมชาติ รวมถึงการใช้ไฮโดรเจนแทนน้ำมันเตาและก๊าซปิโตรเลียมเหลวในนิคมอุตสาหกรรม โดยมีเป้าหมายเพื่อศึกษาและพัฒนาเทคโนโลยีและความปลอดภัยควบคู่ไปกับการวางมาตรฐานกฎระเบียบที่รองรับการใช้งาน

ในแผนระยะนี้ยังมุ่งเน้นการสร้างความรู้ความเข้าใจและสร้างความตระหนักให้แก่กลุ่มเป้าหมายผู้ใช้ รวมถึงการเตรียมโครงสร้างพื้นฐานขั้นต้นสำหรับรองรับการใช้งาน เช่น ระบบเติมไฮโดรเจน และระบบขนส่งไฮโดรเจนรูปแบบต่าง ๆ นอกจากนี้ยังมีกิจกรรมสนับสนุนการวิจัยและพัฒนาที่เกี่ยวข้องทั้งในด้านการผลิต การจัดเก็บ และการขนส่ง เพื่อเปิดโอกาสให้เทคโนโลยีและรูปแบบธุรกิจใหม่ ๆ สามารถเติบโตได้

แผนระยะกลาง (ปี ค.ศ. 2031–2040): การขยายตลาดและพาณิชย์

ในแผนระยะกลางประเทศไทยจะเริ่มขยายตลาดไฮโดรเจนในภาคพลังงานสู่การใช้งานเชิงพาณิชย์มากขึ้น โดยเฉพาะโรงไฟฟ้าที่ผสมไฮโดรเจนในระบบท่อก๊าซธรรมชาติในระดับประมาณ 5% และโรงงานอุตสาหกรรมที่ใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนแทนน้ำมันเตาและก๊าซปิโตรเลียมเหลว โดยเน้นพื้นที่ที่มีโครงข่ายท่อก๊าซธรรมชาติครอบคลุมอย่างเหมาะสม

ระยะนี้ยังให้ความสำคัญกับการสนับสนุนเงินลงทุนและสิทธิประโยชน์ทางภาษี เพื่อส่งเสริมให้ผู้ประกอบการปรับเปลี่ยนอุปกรณ์และยานยนต์ที่ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก เช่น รถยนต์ไฟฟ้าเซลล์เชื้อเพลิง (FCEV) โดยเฉพาะกลุ่มรถบรรทุกหนัก นอกจากนี้ยังขยายระบบสถานีเติมไฮโดรเจนในเส้นทางหลัก พร้อมทั้งพัฒนาระบบติดตามความปลอดภัยและมาตรการบรรเทาผลกระทบต่อชุมชนและสิ่งแวดล้อม รวมถึงการพัฒนาศักยภาพบุคลากรและความร่วมมือกับสถาบันการศึกษาทั้งในและต่างประเทศ

แผนระยะยาว (ปี ค.ศ. 2041–2050): การเติบโตอย่างยั่งยืนและขยายโครงสร้างพื้นฐาน

ในแผนระยะยาว แผนมุ่งเน้นการขยายสัดส่วนการผสมไฮโดรเจนในระบบท่อก๊าซธรรมชาติให้ถึงระดับ 10-20% เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ และขยายระบบสถานีเติมไฮโดรเจนให้รองรับยานยนต์หลากหลายประเภท ไม่จำกัดเฉพาะรถบรรทุกหนักเท่านั้น

นอกจากนี้ ยังสนับสนุนการใช้ไฮโดรเจนในระบบจัดการพลังงานแบบกระจายศูนย์ และปรับเปลี่ยนกลไกสนับสนุนจากภาครัฐไปสู่กลไกตลาดที่ให้มูลค่าเพิ่มกับทางเลือกพลังงานสะอาด เช่น ระบบซื้อขายคาร์บอน รวมถึงการพัฒนาระบบตรวจวัดและรายงานผลการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (MRV) เพื่อสร้างความโปร่งใสและยกระดับการบริหารจัดการ เพื่อให้แผนพัฒนาการผลิตและการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงานของ

ประเทศไทยในช่วงปี 2025–2050 ประสบความสำเร็จและตอบโจทย์เป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอนได้อย่างมีประสิทธิภาพ ประเทศได้กำหนด**ยุทธศาสตร์หลัก 4 ด้าน** ที่ทำหน้าที่เป็นกรอบแนวทางสำคัญในการขับเคลื่อนแผนงานทั้งในแผนระยะสั้น แผนระยะกลาง และแผนระยะยาว ดังนี้

ยุทธศาสตร์หลักในการผลักดันแผนพัฒนาการใช้ไฮโดรเจนของประเทศไทย

1. พัฒนาตลาดและสร้างแรงจูงใจให้กับผู้ใช้

ในช่วงแผนระยะสั้น (2025–2030) การพัฒนาตลาดเป็นก้าวแรกที่สำคัญ โดยมุ่งเน้นการส่งเสริมการใช้ไฮโดรเจนในกลุ่มเป้าหมายหลัก ได้แก่ โรงไฟฟ้า โรงงานอุตสาหกรรม และยานยนต์ เพื่อทดแทนการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลอย่างค่อยเป็นค่อยไป ผ่านการสนับสนุนโครงการนำร่องสร้างความเชื่อมั่นให้กับผู้ใช้ และขยายความรู้ความเข้าใจเกี่ยวกับประโยชน์และความปลอดภัยของไฮโดรเจน

ในแผนระยะกลาง (2031–2040) จะเริ่มขยายตลาดผู้ใช้เชิงพาณิชย์ โดยเพิ่มระดับการผสมไฮโดรเจนในระบบเชื้อเพลิงและส่งเสริมการปรับเปลี่ยนอุปกรณ์ผ่านสิทธิประโยชน์ทางภาษีและมาตรการส่งเสริมที่ชัดเจน พร้อมทั้งสนับสนุนการใช้ยานยนต์ไฟฟ้าเซลล์เชื้อเพลิง (FCEV) โดยเฉพาะกลุ่มรถบรรทุกหนักเพื่อการขนส่งที่ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก

ในแผนระยะยาว (2041–2050) คาดการว่าตลาดไฮโดรเจนจะเติบโตอย่างยั่งยืน โดยขยายไปยังกลุ่มผู้ใช้หลากหลายประเภท และนำเสนอผลิตภัณฑ์และบริการที่ครบวงจร เพื่อสร้างระบบนิเวศน์ (ecosystem) ของไฮโดรเจนที่สมบูรณ์และมีประสิทธิภาพ

2. ส่งเสริมการวิจัยและพัฒนาอุตสาหกรรมในประเทศ

ยุทธศาสตร์นี้เป็นเสาหลักในการสร้างความมั่นคงด้านเทคโนโลยีและอุตสาหกรรมไฮโดรเจนภายในประเทศ แผนระยะสั้นจะเน้นการสนับสนุนงานวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องกับการผลิต การจัดเก็บ การขนส่ง และการใช้งานไฮโดรเจนอย่างต่อเนื่อง เพื่อให้เกิดนวัตกรรมและเพิ่มศักยภาพการผลิต

ในระยะกลางจะเน้นการสร้างความสามารถในการแข่งขันของผู้ประกอบการไทยผ่านการสนับสนุนเงินทุน สิทธิประโยชน์ และการพัฒนาศักยภาพบุคลากร เพื่อให้ภาคอุตสาหกรรมไฮโดรเจนมีความพร้อมและพร้อมแข่งขันในตลาดโลก และแผนระยะยาวมุ่งเน้นให้เกิดความยั่งยืนในภาคอุตสาหกรรม ด้วยการพัฒนาผลิตภัณฑ์และเทคโนโลยีที่เป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อม และลดการพึ่งพาการนำเข้าไฮโดรเจนหรือวัตถุดิบ/เทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องกับการผลิตไฮโดรเจน จากต่างประเทศอย่างมีประสิทธิภาพ

3. พัฒนาโครงสร้างพื้นฐานรองรับอุตสาหกรรมไฮโดรเจน

เพื่อรองรับการขยายตัวของการใช้ไฮโดรเจนอย่างต่อเนื่องในทุกภาคส่วน จำเป็นต้องมีการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานที่ครอบคลุมตั้งแต่การผลิต การจัดเก็บ การขนส่ง ไปจนถึงระบบเติมเชื้อเพลิงและสถานีบริการ

ในแผนระยะสั้นจะเน้นการศึกษาและพัฒนาโครงการนำร่องเพื่อทดสอบความเป็นไปได้และความปลอดภัย รวมถึงการวางแผนลงทุนโครงสร้างพื้นฐานเบื้องต้น เช่น ระบบผสมไฮโดรเจนในท่อก๊าซธรรมชาติและสถานีเติมเชื้อเพลิง

แผนระยะกลางจะมีการขยายโครงข่ายท่อและสถานีเติมไฮโดรเจนอย่างเป็นระบบ พร้อมสนับสนุนเงินทุนเพื่อปรับเปลี่ยนอุปกรณ์ของผู้ใช้ในอุตสาหกรรมและภาคขนส่ง

แผนระยะยาวจะขยายพื้นที่บริการให้ครอบคลุมทั้งระบบ พร้อมรองรับการผสมไฮโดรเจนในระดับสูงและเพิ่มความหลากหลายของยานยนต์ที่ใช้ไฮโดรเจน รวมถึงสนับสนุนการค้าขายไฮโดรเจนระหว่างประเทศ

4. ปรับปรุงกฎระเบียบและมาตรฐานเพื่อความปลอดภัยและความเป็นระบบ

การมีกรอบกฎระเบียบและมาตรฐานที่ชัดเจนเป็นสิ่งจำเป็นสำหรับการนำไฮโดรเจนมาใช้ในเชิงพาณิชย์และภาคอุตสาหกรรมอย่างปลอดภัย ซึ่งแผนระยะสั้นมุ่งเน้นการจัดทำและทบทวนกฎหมาย มาตรฐาน และข้อบังคับรองรับการใช้งานไฮโดรเจนในทุกขั้นตอน ตั้งแต่การผลิต จัดเก็บ ขนส่ง ไปจนถึงการใช้งานในยานยนต์และสถานีบริการ

ในแผนระยะกลางและยาว จะมีการติดตาม ประเมินผล และปรับปรุงกฎระเบียบให้ทันสมัยและครอบคลุม พร้อมทั้งพัฒนากลไกการตรวจวัด รายงาน และตรวจสอบ (MRV) การปล่อยก๊าซเรือนกระจก รวมถึงสนับสนุนระบบซื้อขายคาร์บอนที่เอื้อต่อการใช้ไฮโดรเจนอย่างยั่งยืน

นอกจากนั้นยังมีมาตรการส่งเสริมการลงทุนและเงินทุน รัฐบาลโดยหน่วยงานต่าง ๆ เช่น BOI (สำนักงานคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน) ได้เริ่มให้สิทธิประโยชน์แก่โครงการเกี่ยวกับพลังงานสะอาด ซึ่งรวมถึงการผลิตและโครงสร้างพื้นฐานไฮโดรเจน เช่น ยกเว้นภาษีเงินได้นิติบุคคล และอาจรวมถึงการลดหย่อนภาษีนำเข้าอุปกรณ์ นอกจากนี้ กองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน (กองทุน ENCON) อยู่ระหว่างการพิจารณาให้ทุนสนับสนุนโครงการศึกษาและนำร่องเกี่ยวกับไฮโดรเจน ตามที่ได้เสนอ กบง. ได้รับทราบยุทธศาสตร์ทั้ง 4 ด้านในการขับเคลื่อน (พัฒนาตลาด, R&D, โครงสร้างพื้นฐาน, กฎระเบียบ) เพื่อเริ่มใช้ไฮโดรเจนในปี 2573 แหล่งเงินกองทุนนี้อาจถูกใช้ในการร่วมทุนโครงการ demo ในภาคอุตสาหกรรม เช่น ช่วยออกค่าปรับปรุงหัวเผาหรือหม้อไอน้ำให้กับโรงงานที่เข้าร่วมโครงการลดคาร์บอน เป็นต้น

ดังนั้นบทบาทของ สนพ. และ กกพ.: สนพ. (สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน) จึงเป็นแกนนำหลักในการวางแผนและประสานงานยุทธศาสตร์ไฮโดรเจน ดังที่ได้จัดทำรายงานและแผนต่าง ๆ ในช่วงปี 2021–2024 (รวมถึงรายงานวิจัยการส่งเสริมการใช้ไฮโดรเจนเชิงพาณิชย์) ส่วน กกพ. (คณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน) มีบทบาทในการกำกับดูแลโครงข่ายก๊าซและไฟฟ้า จึงคาดว่าจะต้องออกประกาศ/ระเบียบเกี่ยวกับการผสมไฮโดรเจนในท่อก๊าซ เช่น กำหนดมาตรฐานความร้อนของก๊าซผสมที่รับซื้อเข้าเครือข่าย เพื่อคุ้มครองผู้ใช้และผู้ผลิตก๊าซ รวมถึงปรับโครงสร้างค่าบริการท่อก๊าซให้ครอบคลุมการขนส่งไฮโดรเจน (ปัจจุบันโครงสร้าง tariff อาจต้องปรับหากก๊าซมีส่วนผสมเปลี่ยน) กกพ. ยังอาจมีส่วนในอนุมัติโครงการโรงไฟฟ้าหรือโรงผลิตไฮโดรเจนสาธารณะที่เอกชนยื่นเสนอ

อีกทั้งยังมีการสนับสนุนการวิจัยและโครงการนำร่องโดย กระทรวงการอุดมศึกษา วิทยาศาสตร์ วิจัยและนวัตกรรม (อว.) ผ่านหน่วยงานอย่าง สวทช. และมหาวิทยาลัย ร่วมมือกับกระทรวงพลังงานในการจัดอบรมและทำโครงการวิจัยด้านไฮโดรเจน เช่น โครงการ H2U (Hydrogen Diplomacy) ร่วมกับรัฐบาลเยอรมัน มีการจัดฝึกอบรมด้านความปลอดภัยการจัดการไฮโดรเจนและ PtX ให้บุคลากรไทย รวมถึงการตั้ง “ศูนย์ความรู้ไฮโดรเจน” ที่เชียงใหม่เมื่อปี 2023 นอกจากนี้ บริษัทพลังงานของรัฐอย่าง ปตท. และ กฟผ. ต่างก็ลงทุนในการศึกษาทดลอง เช่น กฟผ. ร่วมกับพันธมิตรศึกษาการผสมไฮโดรเจน 5% ในโรงไฟฟ้ากังหันก๊าซของตนเอง และเตรียมความพร้อมดำเนินโครงการภายในปี 2030 (ซึ่งขณะนี้ผลการศึกษาความเหมาะสมเสร็จแล้ว) และทาง ปตท. ก็มีแผนผลิตไฮโดรเจนจากพลังงานหมุนเวียนและพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานใน EEC ให้เป็น “ฮับไฮโดรเจน” ของไทยในอนาคต

การผลักดันในเวทีนานาชาติและความร่วมมือ ประเทศไทยยังได้รับการสนับสนุนและความร่วมมือจากต่างชาติในด้านไฮโดรเจน เช่น ความร่วมมือญี่ปุ่น-ไทย ผ่านโครงการ AZEC ที่ญี่ปุ่นสนับสนุนเทคโนโลยีและเงินทุนให้ประเทศอาเซียนพัฒนาไฮโดรเจน (มีรายงานว่าญี่ปุ่นร่วมมือกับ ปตท. และเอกชนไทยในการศึกษาความเป็นไปได้โซ่อุปทานไฮโดรเจน/แอมโมเนียเชื้อเพลิงในไทย) และ ความร่วมมือกับสหภาพ

ยุโรป ด้านนโยบายพลังงานสะอาด เป็นต้น การเข้าร่วมเหล่านี้ช่วยให้ไทยได้องค์ความรู้และอาจเข้าถึงแหล่งทุนพิเศษสำหรับโครงการนำร่อง เช่น กองทุนภูมิอากาศหรือโครงการวิจัยระหว่างประเทศ

ในด้านบทบาทของกระทรวงอุตสาหกรรม แม้การขับเคลื่อนหลักอยู่ที่กระทรวงพลังงาน แต่กระทรวงอุตสาหกรรมก็มีส่วนร่วมโดยเฉพาะในเรื่องการปรับปรุงกฎระเบียบโรงงานและส่งเสริมการใช้พลังงานสะอาดในภาคอุตสาหกรรม เป้าหมาย Carbon Neutrality 2050 ของไทยจะบรรลุได้ภาคอุตสาหกรรมหนักต้องลดการปล่อย CO_2 มาก กระทรวงอุตสาหกรรมจึงได้ริเริ่มโครงการลดก๊าซเรือนกระจกในโรงงาน (เช่นโครงการสนับสนุนหม้อไอน้ำประสิทธิภาพสูง, เชื้อเพลิงทางเลือก) ซึ่งไฮโดรเจนถูกบรรจุให้เป็นหนึ่งในทางเลือกที่ควรส่งเสริมในแผน อุตสาหกรรมต่ำคาร์บอน กรมโรงงานอุตสาหกรรมอาจปรับปรุงคู่มือการตรวจโรงงานให้ครอบคลุมการใช้ไฮโดรเจนอย่างปลอดภัย และจัดอบรมให้ความรู้แก่โรงงานที่สนใจ

สรุปนโยบาย: ช่วงปี 2020–2025 ประเทศไทยได้วางรากฐานสำคัญทั้งแผนยุทธศาสตร์ แนวทางส่งเสริมการลงทุน มาตรฐานความปลอดภัย และโครงการนำร่อง เพื่อปูทางสู่การใช้เชื้อเพลิงไฮโดรเจนผสมในอุตสาหกรรมในอีก 5–10 ปีข้างหน้า มาตรการภาครัฐจะมีบทบาทชี้ขาดว่าการเปลี่ยนผ่านนี้จะราบรื่นและรวดเร็วเพียงใด จากข้อมูลล่าสุดรัฐบาลมีแนวโน้มจะออก มาตรการจูงใจทางเศรษฐศาสตร์ เช่น การบังคับใช้ ภาษีคาร์บอน หรือ เครดิตการลดคาร์บอน เพื่อทำให้การใช้พลังงานสะอาดอย่างไฮโดรเจนมีความคุ้มค่ามากขึ้นรวมถึงการสนับสนุนต้นทุนส่วนเพิ่มในระยะเริ่มต้นผ่านกองทุนหรือการรับซื้อในราคาที่สะท้อนความเป็นพลังงานสะอาด (อาจคล้าย FiT ในกรณีพลังงานหมุนเวียน) โดยเป้าหมายสูงสุดคือให้อุตสาหกรรมไทยสามารถปรับตัวใช้ไฮโดรเจนได้ทันตามกระแสโลกและรักษาความสามารถในการแข่งขันภายใต้เงื่อนไขด้านสิ่งแวดล้อมในอนาคต

ดังนั้น การศึกษานี้จึงมุ่งเน้นวิเคราะห์ นโยบายและมาตรการจากภาครัฐของไทย ที่เกี่ยวข้องกับการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจน ทั้งในมิติของ กฎหมาย มาตรฐานความปลอดภัย และกลไกสนับสนุน ซึ่งจะเป็นพื้นฐานสำคัญต่อการขับเคลื่อนพลังงานสะอาดในอนาคต

เพื่อให้การใช้งานไฮโดรเจนในประเทศไทย โดยเฉพาะในรูปแบบ **“เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจน”** เป็นไปอย่างปลอดภัยและยั่งยืน ภาครัฐได้ออกกฎหมายและข้อกำหนดที่เกี่ยวข้องในหลายระดับ ครอบคลุมตั้งแต่การผลิต การนำเข้า การจัดเก็บ ไปจนถึงการใช้งานจริงในภาคอุตสาหกรรม แม้กฎหมายเหล่านี้จะมีเป้าหมายหลักเพื่อควบคุมความปลอดภัย แต่ในทางหนึ่งยังถือเป็น **“มาตรการสนับสนุนเชิงโครงสร้าง (Structural Support)”** หรือ **Soft Infrastructure** ที่ช่วยให้ภาคเอกชนสามารถดำเนินการลงทุนด้านเทคโนโลยีพลังงานใหม่ได้อย่างมั่นใจ ภายใต้กรอบที่ชัดเจนและยอมรับในระดับสากล

ในบริบทของประเทศไทย การสนับสนุนจากภาครัฐต่อการใช้ไฮโดรเจนไม่ได้เกิดขึ้นเฉพาะจากนโยบายเชิงส่งเสริม แต่ยังสะท้อนผ่าน “กฎหมายและข้อกำหนดเฉพาะ” ที่ออกแบบมาเพื่อรองรับการใช้งานไฮโดรเจนอย่างรอบด้าน ตารางที่ 5-14 แสดงรายละเอียดของกฎหมาย/มาตรการที่เกี่ยวข้อง

ตารางที่ 5-14 รายละเอียดของกฎหมาย/มาตรการที่เกี่ยวข้องสำหรับการใช้ไฮโดรเจนในบริบทของประเทศไทย[6],[15],[7],[17]

กฎหมาย/มาตรการ	หน่วยงานกำกับดูแล	สิ่งที่สนับสนุน/ควบคุม
พ.ร.บ. วัตถุอันตราย พ.ศ. 2535	กรมโรงงานอุตสาหกรรม (กอ.)	ไฮโดรเจนจัดเป็นวัตถุอันตรายประเภทที่ 2 หรือ 3 ขึ้นกับปริมาณและการใช้งาน ผู้ประกอบการต้องขออนุญาตครอบครอง/ผลิต/นำเข้า โดยมีแผนจัดการความปลอดภัยและแต่งตั้งผู้ควบคุม
พ.ร.บ. โรงงาน พ.ศ. 2562	กระทรวงอุตสาหกรรม	รองรับการตั้งโรงงานที่มีการใช้ไฮโดรเจนในกระบวนการผลิต เช่น กระบวนการผสมเชื้อเพลิง การผลิตไฟฟ้า การสังเคราะห์ทางเคมี โดยต้องผ่านการตรวจสอบความปลอดภัยและขอใบอนุญาต ร.ง. 4
ประกาศกรมธุรกิจพลังงาน	กรมธุรกิจพลังงาน	ควบคุมสถานที่จัดเก็บและใช้งานไฮโดรเจนในฐานะ “เชื้อเพลิง” เช่น สถานีเติมไฮโดรเจน โรงไฟฟ้าพลังงานสะอาด หรือระบบเชื้อเพลิงร่วม ต้องมีระบบ PRD, ventilation, ระบบตรวจจับการรั่ว และแผนความปลอดภัยตามแบบฟอร์มแนบท้าย
มาตรฐานผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรม (มอก.) และ ISO เทียบเคียง	สำนักงานมาตรฐานผลิตภัณฑ์อุตสาหกรรม (สมอ.)	สนับสนุนการใช้ถังแรงดัน อุปกรณ์วาล์ว วัสดุ และระบบที่มีความปลอดภัยในการใช้งานไฮโดรเจน เช่น มอก. 824-2551 (ถังก๊าซแรงดัน), ISO 19880-1 (สถานีเติมไฮโดรเจน) เป็นต้น

การมีมาตรฐานและกฎหมายรองรับอย่างชัดเจน ถือเป็น “soft incentive” จากภาครัฐ ที่ช่วยให้ภาคเอกชนมั่นใจในการลงทุนในเทคโนโลยีผสมเชื้อเพลิง

เพื่อให้การสนับสนุนการใช้งานไฮโดรเจนในลักษณะเชื้อเพลิงผสมทั้งในเชิงเทคนิคและกฎหมาย ภาครัฐจึงได้กำหนด แนวทางความปลอดภัยที่ผู้ประกอบการต้องดำเนินการให้ครบถ้วน เพื่อรองรับการใช้งานไฮโดรเจน โดยเฉพาะในรูปแบบเชื้อเพลิงผสม (Hydrogen Blended Fuel) ซึ่งถือเป็น “มาตรการเสริมความพร้อม” ที่สำคัญควบคู่ไปกับมาตรการสนับสนุนเชิงนโยบาย โดยมาตรการเหล่านี้มีบทบาทสำคัญในการยกระดับความพร้อมของระบบอุตสาหกรรม ทั้งในด้านเทคนิคและความเชื่อมั่น โดยเฉพาะในประเด็นต่อไปนี้

1) **การออกแบบระบบที่ปลอดภัยและได้มาตรฐาน** การผสมไฮโดรเจนในเชื้อเพลิงดั้งเดิม เช่น ก๊าซธรรมชาติ ต้องใช้ระบบจัดเก็บและจ่ายเชื้อเพลิงที่ทนต่อแรงดันและการกัดกร่อนสูง ภาครัฐจึงกำหนดมาตรฐานที่เกี่ยวข้อง เช่น มอก.824-2551[16] สำหรับถังก๊าซแรงดัน และแนวทางตามมาตรฐาน ISO 19880-1[2] เพื่อกำกับการออกแบบระบบสถานีเติมเชื้อเพลิงที่ปลอดภัย ซึ่งมาตรฐานเหล่านี้มีบทบาทสำคัญในการป้องกันอุบัติภัยและสร้างความเชื่อมั่นให้กับผู้ประกอบการและสาธารณชน
2) **กลไกการอนุญาตและการกำกับดูแลที่ชัดเจน** การใช้ไฮโดรเจนในภาคอุตสาหกรรมต้องอยู่ภายใต้กรอบกฎหมายที่กำหนดไว้ชัดเจน โดยมีกระบวนการขออนุญาต การรายงาน และการตรวจสอบจากหน่วยงานภาครัฐที่เกี่ยวข้อง เช่น การขอใบอนุญาต ร.ง.4 ภายใต้ พ.ร.บ.

โรงงาน พ.ศ. 2562 และการแจ้งครอบครองวัตถุอันตรายตาม พ.ร.บ. วัตถุอันตราย พ.ศ. 2535[12] ซึ่งช่วยสร้างความโปร่งใส

3) **การบูรณาการกับนโยบายพลังงานและสิ่งแวดล้อมระดับชาติ** รัฐบาลไทยได้ระบุถึงบทบาทของไฮโดรเจนใน “แผนพลังงานแห่งชาติ” และ “แผนพัฒนาเศรษฐกิจ BCG” ว่าเป็นองค์ประกอบสำคัญในการลดคาร์บอนของประเทศในระยะยาว นอกจากนี้ยังสอดรับกับเป้าหมาย Carbon Neutrality ภายในปี 2050 และ Net Zero Emissions ภายในปี 2065 ซึ่งการส่งเสริมการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนในภาคอุตสาหกรรมและขนส่ง จะช่วยลดการพึ่งพาเชื้อเพลิงฟอสซิลและสนับสนุนเศรษฐกิจหมุนเวียนด้านพลังงาน
4) **การสนับสนุนด้านวิจัย พัฒนา และนำร่องเทคโนโลยี** ภาครัฐได้ส่งเสริมการวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีการผลิตและใช้งานไฮโดรเจน ผ่านงบประมาณจากกองทุนเพื่อส่งเสริมการอนุรักษ์พลังงาน หรือกองทุนพัฒนาโรงไฟฟ้าในพื้นที่พิเศษ (เช่น กฟผ. ลำตะคอง) รวมถึงการให้ทุนวิจัยผ่านหน่วยงานอย่าง สวทช. และ สกสว. เพื่อพัฒนาระบบผสมเชื้อเพลิงเทคโนโลยีการเผาไหม้ร่วม และการประเมินผลกระทบด้านสิ่งแวดล้อม ซึ่งเป็นปัจจัยหนุนให้เกิดการใช้งานจริงอย่างมีประสิทธิภาพ
5) **แรงจูงใจทางเศรษฐศาสตร์** แม้ประเทศไทยจะยังไม่มีนโยบายลดภาษีหรือเครดิตคาร์บอนเฉพาะสำหรับเชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนโดยตรง แต่ภายใต้กลไกการซื้อขายคาร์บอน (Carbon Credit Mechanism) ที่กำลังอยู่ระหว่างการจัดทำโดยสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม (สผ.) จะช่วยให้โครงการที่ลดการปล่อยคาร์บอน เช่น การใช้ไฮโดรเจน สามารถได้รับรายได้เสริมจากคาร์บอนเครดิต รวมถึงอาจได้รับสิทธิประโยชน์จากโครงการ CDM หรือ T-VER ของประเทศไทยในอนาคต
6) **การเตรียมโครงสร้างพื้นฐานด้านพลังงานและการขนส่งไฮโดรเจน** นอกจากการส่งเสริมการใช้งานแล้ว รัฐยังวางแผนพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานด้านสถานีเติมเชื้อเพลิงไฮโดรเจน การจัดเก็บและขนส่ง ผ่านนโยบาย Hydrogen Roadmap ของประเทศ ที่เริ่มมีการศึกษานำร่องและจัดทำโมเดลร่วมกับเอกชน อาทิ PTT Group และ EGAT ซึ่งจะรองรับการใช้ไฮโดรเจนในระบบก๊าซธรรมชาติและยานยนต์ไฟฟ้าเซลล์เชื้อเพลิง (FCEV) ในระยะยาว

สรุป นโยบายและมาตรการของภาครัฐไทยในปัจจุบัน ได้วางรากฐานเชิงโครงสร้าง กฎหมาย และมาตรฐานที่จำเป็นอย่างรอบด้าน เพื่อรองรับการเปลี่ยนผ่านไปสู่การใช้พลังงานสะอาด โดยเฉพาะเชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจน ซึ่งมีศักยภาพในการลดคาร์บอนและใช้ร่วมกับโครงสร้างพลังงานเดิมได้อย่างมีประสิทธิภาพ การมีแนวนโยบายที่ชัดเจนและกลไกสนับสนุนที่ครอบคลุม จะเป็นปัจจัยสำคัญในการส่งเสริมให้ประเทศไทยก้าวสู่เศรษฐกิจพลังงานสะอาดอย่างยั่งยืนในอนาคต

ข้อเสนอเชิงนโยบายเพิ่มเติม (Policy Recommendations for Supporting Hydrogen Blended Fuel Deployment in Thailand)

เพื่อให้การใช้ เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจน (Hydrogen Blended Fuel) ในภาคอุตสาหกรรมและพลังงานสามารถดำเนินไปได้อย่างรวดเร็ว ปลอดภัย และสอดคล้องกับเป้าหมายพลังงานสะอาดของประเทศ รัฐบาลอาจพิจารณาดำเนินการในประเด็นต่อไปนี้

1. จัดตั้งระบบ One-Stop Service ด้านการอนุญาตเกี่ยวกับไฮโดรเจน

ปัญหาในปัจจุบัน: การขออนุญาตที่เกี่ยวข้องกับการผลิต นำเข้า จัดเก็บ และใช้งานไฮโดรเจนยังแยกอยู่ในหลายหน่วยงาน เช่น กรมโรงงานอุตสาหกรรม กรมธุรกิจพลังงาน สมอ. กกพ. กรมโยธาธิการฯ ทำให้ผู้ประกอบการต้องดำเนินการหลายขั้นตอน ซ้ำซ้อน และใช้เวลานาน

ข้อเสนอ:

- จัดตั้ง “**ศูนย์บริการเบ็ดเสร็จ (Hydrogen Permit One-Stop Center)**” ภายใต้กระทรวงอุตสาหกรรมหรือ BOI
- บูรณาการข้อมูลกฎหมาย มาตรฐาน และขั้นตอนการอนุญาตในระบบดิจิทัลเดียว
- ลดระยะเวลาการพิจารณาอนุมัติ และออกแบบ “ใบอนุญาตแบบรวมชุด” (Consolidated License) สำหรับโครงการไฮโดรเจน

ประโยชน์: ช่วยลดต้นทุนเวลา เพิ่มความมั่นใจแก่ผู้ประกอบการ ส่งเสริมการลงทุนโดยตรงทั้งจากในประเทศและต่างประเทศ

2. ส่งเสริมการพัฒนาและทดสอบระบบเชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนใน Sandbox หรือพื้นที่นำร่อง

แนวคิด: การใช้ไฮโดรเจนผสมในเชื้อเพลิง เช่น ไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ ไฮโดรเจนกับก๊าซชีวภาพ ยังต้องผ่านการทดสอบเชิงเทคนิคและความปลอดภัยในบริบทไทย รัฐจึงควรจัดสรรพื้นที่ “**Hydrogen Blending Sandbox**” ให้ภาคเอกชนหรือมหาวิทยาลัยสามารถทดลองใช้งานจริงได้โดยไม่ต้องผ่านข้อจำกัดบางประการ

ลักษณะ Sandbox ที่แนะนำ:

- ให้สิทธิพิเศษด้านกฎระเบียบ (Regulatory Flexibility)
- มีระบบสนับสนุนวิชาการ/วิศวกรรมความปลอดภัยจากภาครัฐ
- เชื่อมโยงกับแหล่งผลิตไฮโดรเจน เช่น ศูนย์พลังงานสะอาด มหาวิทยาลัย หรือนิคมอุตสาหกรรมสีเขียว

ตัวอย่าง Sandbox ที่ควรส่งเสริม:

- โรงงานที่มีการใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ที่ทดลองผสมไฮโดรเจน
- สถานีเติมเชื้อเพลิงทดลองที่รองรับ ไฮโดรเจน/ก๊าซธรรมชาติ
- Microgrid หรือระบบผลิตไฟฟ้าในพื้นที่ปิด

ประโยชน์: ช่วยเร่งการเรียนรู้ ทดลอง ปรับปรุง และต่อยอดเชิงพาณิชย์ในวงกว้าง

3. ออกมาตรการ Incentive-Based Regulation สนับสนุนผู้ประกอบการ

หลักการ: รัฐควรกำหนดกลไกจูงใจเพิ่มเติม เช่น ลดค่าใช้จ่ายหรือเร่งรัดขั้นตอนอนุญาต เพื่อจูงใจให้ภาคเอกชนลงทุนในโครงการที่เกี่ยวข้องกับไฮโดรเจนอย่างปลอดภัยและยั่งยืน

ตัวอย่างมาตรการที่ควรพิจารณาแสดงในตารางที่ 5-15

ตารางที่ 5-15 มาตรการที่ควรพิจารณาเพื่อจูงในในการการใช้ไฮโดรเจนสำหรับผู้ประกอบการ

มาตรการ	รายละเอียด
ลดค่าธรรมเนียมการขออนุญาต	เช่น ค่าธรรมเนียม ร.ง.4, ใบอนุญาตจัดเก็บเชื้อเพลิง
Fast-Track Approval	เร่งกระบวนการพิจารณาโครงการไฮโดรเจนภายใน 30-45 วัน
Tax Credit / BOI Privileges	ให้ยกเว้นภาษี/สิทธิพิเศษกับโครงการที่ผสม ไฮโดรเจน ≥10%
Matching Fund / R&D Support	สนับสนุนเงินสมทบสำหรับโครงการวิจัยเชิงพาณิชย์ร่วมกับเอกชน

ประโยชน์: ลดความเสี่ยงทางการเงิน เพิ่มอัตราผลตอบแทน และช่วยเร่งการปรับเปลี่ยนเชื้อเพลิงของอุตสาหกรรมที่มีการปล่อยคาร์บอนสูง

สรุป ข้อเสนอเชิงนโยบายข้างต้นไม่เพียงแต่ช่วยลดข้อจำกัดในการดำเนินการเกี่ยวกับไฮโดรเจน แต่ยัง ส่งเสริมให้เกิดการลงทุนเชิงพาณิชย์ในเทคโนโลยีผสมเชื้อเพลิงไฮโดรเจน อย่างแท้จริง โดยเฉพาะหากดำเนินการควบคู่กับมาตรการด้านมาตรฐานความปลอดภัยที่มีอยู่แล้ว ก็จะช่วยให้ประเทศไทยสามารถยกระดับการใช้พลังงานสะอาดได้อย่างมีประสิทธิภาพและปลอดภัยในระยะยาว

เมื่อมีการดำเนินการผสมไฮโดรเจนลงในโครงข่ายท่อก๊าซธรรมชาติ ก็จะมีผลกระทบต่อโรงงานที่อยู่ตามแนวท่อก๊าซธรรมชาตินี้ ดังนั้นเพื่อเป็นการรองรับผลกระทบที่อาจจะเกิดขึ้นทางสถาบันวิจัยและพัฒนาพลังงานนครพิงค์ มหาวิทยาลัยเชียงใหม่ ได้จัดทำแนวทางมาตรการรองรับเชื้อเพลิงผสมสำหรับอุตสาหกรรมที่ได้รับผลกระทบตามแนวท่อก๊าซธรรมชาติขึ้น ซึ่งมีรายละเอียดดังนี้

แนวทางมาตรการรองรับเชื้อเพลิงผสมสำหรับอุตสาหกรรมที่ได้รับผลกระทบตามแนวท่อก๊าซธรรมชาติ

เนื่องจากตามแผนการดำเนินงานของแผนพลังงานชาติ (National Energy Plan) โดยกำหนดเป้าหมายระยะสั้น ปี 2573 เริ่มใช้ไฮโดรเจนผสมในท่อก๊าซธรรมชาติ 5% โดยปริมาตร ซึ่งจะมีผลกระทบต่ออุตสาหกรรมที่เกี่ยวข้องในเรื่องของการจัดเก็บ การขนส่ง และการใช้ก๊าซธรรมชาติ โดยเฉพาะในส่วนที่เกี่ยวข้องกับ แนวท่อก๊าซธรรมชาติที่จะต้องรองรับการผสมไฮโดรเจน เพื่อให้การใช้ไฮโดรเจนในรูปแบบผสมเป็นไปได้อย่างมีประสิทธิภาพและปลอดภัย

ดังนั้นทางสถาบันวิจัยและพัฒนาพลังงานนครพิงค์ มหาวิทยาลัยเชียงใหม่ จึงได้จัดทำแนวทางมาตรการสำหรับรองรับเชื้อเพลิงผสมสำหรับอุตสาหกรรมที่ได้รับผลกระทบตามแนวท่อก๊าซธรรมชาติ มีรายละเอียดดังนี้

1. ข้อกำหนดและมาตรการรองรับการผสมไฮโดรเจนในท่อก๊าซธรรมชาติ

การผสมไฮโดรเจนในท่อก๊าซธรรมชาติ 5% โดยปริมาตรต้องพิจารณาในหลายด้าน ได้แก่:

- **คุณสมบัติของก๊าซธรรมชาติและไฮโดรเจน**
    - ไฮโดรเจนมีคุณสมบัติที่แตกต่างจากก๊าซธรรมชาติทั้งในด้านความหนาแน่น และการติดไฟ ดังนั้น การผสมไฮโดรเจนต้องมีการออกแบบท่อและอุปกรณ์ที่สามารถรองรับคุณสมบัติที่แตกต่างกันนี้
    - การผสมไฮโดรเจน 5% ในก๊าซธรรมชาติจะต้องมั่นใจได้ว่าไม่ส่งผลกระทบต่อประสิทธิภาพของการขนส่งก๊าซธรรมชาติผ่านท่อ
- **การออกแบบระบบท่อ**
    - ระบบท่อที่ใช้ขนส่งก๊าซธรรมชาติจะต้องได้รับการตรวจสอบและอัพเกรดเพื่อรองรับการขนส่งก๊าซผสมไฮโดรเจน
    - การเลือกวัสดุท่อและอุปกรณ์เสริม (เช่น วาล์ว ปั๊ม) ต้องคำนึงถึงคุณสมบัติของไฮโดรเจนที่อาจทำให้เกิดการกัดกร่อน (hydrogen embrittlement) ซึ่งเป็นปัญหาสำคัญในการขนส่งไฮโดรเจนในท่อ
- **มาตรการความปลอดภัย**
    - การผสมไฮโดรเจนในท่อก๊าซธรรมชาติต้องมีการควบคุมความปลอดภัยที่เข้มงวด เนื่องจากไฮโดรเจนมีความไวไฟสูงและอาจทำให้เกิดอันตรายหากมีการรั่วไหล
    - ต้องมีการติดตั้งระบบตรวจสอบการรั่วไหล (leak detection systems) และมาตรการฉุกเฉิน เช่น ระบบดับเพลิงอัตโนมัติในจุดที่เสี่ยง

- การจัดการกับความเสี่ยงที่อาจเกิดจากการผสมไฮโดรเจน เช่น การเกิดการระเบิด หรือการติดไฟที่ไม่สามารถควบคุมได้

2. มาตรการด้านกฎระเบียบและการควบคุม

- **กฎระเบียบด้านการผสมไฮโดรเจนในก๊าซธรรมชาติ**:
  - ควรมีการออกกฎระเบียบที่ชัดเจนเกี่ยวกับปริมาณการผสมไฮโดรเจนในท่อก๊าซธรรมชาติเพื่อไม่ให้เกินขีดจำกัดที่อาจส่งผลกระทบต่อการขนส่งก๊าซธรรมชาติหรืออุปกรณ์ที่ใช้
  - กฎหมายและมาตรฐานที่เกี่ยวข้อง เช่น มาตรฐาน **ISO 14687** สำหรับการใช้งานไฮโดรเจนในก๊าซธรรมชาติ, **ISO 2314** สำหรับการควบคุมความปลอดภัยในการขนส่งและการใช้ไฮโดรเจน
- **มาตรฐานท่อและอุปกรณ์**:
  - การกำหนดมาตรฐานสำหรับท่อก๊าซธรรมชาติที่สามารถทนทานต่อการผสมไฮโดรเจนได้โดยไม่ส่งผลกระทบต่อความเสถียรของท่อและระบบขนส่ง
  - การทดสอบท่อก๊าซธรรมชาติที่มีการผสมไฮโดรเจน เช่น การทดสอบแรงดันสูงและการทดสอบการกัดกร่อน (Hydrogen Embrittlement Testing)

3. การพัฒนาและปรับปรุงโครงสร้างพื้นฐาน

- **การลงทุนในโครงสร้างพื้นฐาน**:
  - จำเป็นต้องมีการลงทุนในการปรับปรุงและพัฒนาโครงสร้างพื้นฐาน เช่น ท่อก๊าซธรรมชาติและสถานีแยกก๊าซ เพื่อรองรับการผสมไฮโดรเจนในระดับ 5% โดยปริมาตร
  - การปรับปรุงจะต้องคำนึงถึงความเหมาะสมในการใช้งานระยะยาว รวมถึงการรองรับการขยายตัวของการใช้ไฮโดรเจนในอนาคต
- **การพัฒนาความสามารถในการผสม**:
  - การพัฒนาเทคโนโลยีและอุปกรณ์ที่สามารถผสมไฮโดรเจนเข้ากับก๊าซธรรมชาติได้อย่างมีประสิทธิภาพและปลอดภัย โดยไม่ส่งผลกระทบต่อคุณสมบัติของก๊าซธรรมชาติ

4. มาตรการสนับสนุนและการประสานงาน

- **การให้การสนับสนุนจากภาครัฐ**:
  - ภาครัฐสามารถสนับสนุนการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานโดยการจัดหาสินเชื่อหรือการลดภาษีสำหรับการลงทุนในโครงการที่เกี่ยวข้องกับการผสมไฮโดรเจน
  - การให้เงินสนับสนุนเพื่อช่วยในการพัฒนาและทดลองการใช้ไฮโดรเจนผสมในระบบท่อก๊าซธรรมชาติ
- **การประสานงานระหว่างภาครัฐและเอกชน**:
  - การร่วมมือระหว่างภาครัฐและเอกชนในการออกแบบและดำเนินการตามมาตรการรองรับการผสมไฮโดรเจนในท่อก๊าซธรรมชาติ
  - การสร้างความตระหนักรู้ในอุตสาหกรรมเกี่ยวกับการใช้ไฮโดรเจนและมาตรการความปลอดภัยที่เกี่ยวข้อง

5. การประเมินผลและติดตาม

- **การประเมินผลกระทบ**:
  - จำเป็นต้องมีการประเมินผลกระทบจากการใช้ไฮโดรเจนผสมในท่อก๊าซธรรมชาติ โดยเฉพาะผลกระทบต่อความปลอดภัย การขนส่ง และประสิทธิภาพของระบบท่อ
  - การศึกษาผลกระทบต่อค่าใช้จ่ายและต้นทุนการขนส่งในระยะยาว
- **การติดตามและปรับปรุง**:
  - การติดตามและตรวจสอบประสิทธิภาพของการใช้ไฮโดรเจนผสมในท่อก๊าซธรรมชาติอย่างต่อเนื่อง
  - การปรับปรุงและพัฒนามาตรการความปลอดภัยและเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องตามความก้าวหน้าของการใช้งานไฮโดรเจน

สรุป

การดำเนินการตามแผนพลังงานชาติในการใช้ไฮโดรเจนผสมในท่อก๊าซธรรมชาติ 5% โดยปริมาตรภายในปี 2573 จำเป็นต้องมีการเตรียมมาตรการรองรับที่ครอบคลุมทั้งด้านการออกแบบระบบท่อ การควบคุมความปลอดภัย การปรับปรุงโครงสร้างพื้นฐาน การสนับสนุนจากภาครัฐ และการติดตามผลการดำเนินงาน เพื่อให้สามารถใช้ไฮโดรเจนได้อย่างปลอดภัยและมีประสิทธิภาพ

เอกสารอ้างอิง

(1) ISO/TR 15916:2023 – *Basic considerations for the safety of hydrogen systems*, ISO
(2) ISO 19880-1:2020 – *Hydrogen fueling stations – Part 1: General requirements*
(3) NFPA 2: Hydrogen Technologies Code, 2023 Edition, NFPA
(4) ASME B31.12 – *Hydrogen Piping and Pipelines*, ASME
(5) CGA G-5.4 – *Hydrogen (Compressed)*, Compressed Gas Association
(6) กรมโรงงานอุตสาหกรรม – *พระราชบัญญัติวัตถุอันตราย พ.ศ. 2535*
(7) TISI – *มอก. 344-2548* (มาตรฐานถังบรรจุก๊าซเชื้อเพลิงอัดแรงดัน)
(8) 49 CFR Subtitle B, Chapter I – *Hazardous Materials Regulations*
(9) U.S. DOT – *Cylinder specifications and requalification guidelines*
(10) CGA C-1 – *Methods for Hydrostatic Testing of Compressed Gas Cylinders*
(11) Transport Canada – Equivalency with DOT specs: https://tc.canada.ca
(12) พ.ร.บ. วัตถุอันตราย พ.ศ. 2535 และฉบับแก้ไข
(13) พ.ร.บ. โรงงาน พ.ศ. 2535 และ พ.ร.บ. โรงงาน พ.ศ. 2562
(14) พ.ร.บ. ควบคุมน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ. 2542
(15) กฎกระทรวง/ประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม/กรมธุรกิจพลังงาน
(16) มาตรฐาน มอก. ที่เกี่ยวข้องกับความดันและความปลอดภัย
(17) ISO 11119, ISO 19880-1, NFPA 2 (ใช้เทียบเคียง)
(18) International Energy Agency (IEA) – “Global Hydrogen Review 2022”
(19) Hydrogen Council – “Path to Hydrogen Competitiveness: A Cost Perspective” (2020)
(20) International Electrotechnical Commission (IEC): IECEx System – IEC
(21) European Union: ATEX (Directive 2014/34/EU)

(22) NFPA 70®: National Electrical Code® (NEC)
(23) American Petroleum Institute (API): API Recommended Practice 500
(24) United Nations Recommendations on the Transport of Dangerous Goods (Model Regulations)UN Model Regulations – Class 2.1
(25) ADR: European Agreement concerning the International Carriage of Dangerous Goods by Road: ADR Agreement – UNECE
(26) United Nations GHS Purple Book (Globally Harmonized System of Classification and Labelling of Chemicals) : Category 1: Mixture range with air at 13% or less or flammable range >12%
(27) National Fire Protection Association (NFPA) Standard 704: Identification of the Hazards of Materials for Emergency Response
(28) NFPA 2001 – Clean Agent Fire Extinguishing Systems
(29) FM Global Data Sheet 5-48 – Flammable Gas Detection Systems
(30) UL 2127 / UL 2166 – Inert Gas Clean Agent Fire Extinguishing Systems
(31) API RP 752 / RP 753 – Management of Hazards in Process Areas

บทที่ 6
ศึกษาการนำเชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติสำหรับอุปกรณ์หรือเครื่องจักรที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงและมีการใช้งานในโรงงานอุตสาหกรรม

สถาบันวิจัยและพัฒนาพลังงานนครพิงค์ มหาวิทยาลัยเชียงใหม่ ได้ดำเนินการศึกษาการนำเชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติสำหรับอุปกรณ์หรือเครื่องจักรที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงและมีการใช้งานกันอย่างทั่วไปในโรงงานอุตสาหกรรม โดยตามที่ได้กล่าวไปในหัวข้อข้างต้นจะเป็นการทดสอบกับหัวเผา (Burner) ในสภาวะการทำงานจริง โดยจะมีรายละเอียดและหัวข้อในการดำเนินงาน ดังนี้

6.1 ศึกษาข้อกำหนดสำหรับการขนส่งและจัดเก็บก๊าซไฮโดรเจนเพื่อนำมาใช้เป็นเชื้อเพลิงผสมในก๊าซธรรมชาติ

การนำก๊าซไฮโดรเจนมาใช้เป็นเชื้อเพลิงผสมในก๊าซธรรมชาติ ต้องพิจารณาหลายด้านเกี่ยวกับการขนส่งและการจัดเก็บ เพื่อให้มั่นใจได้ว่าการใช้ก๊าซไฮโดรเจนผสมในก๊าซธรรมชาติจะเป็นไปอย่างปลอดภัยและมีประสิทธิภาพ โดยมีกฎระเบียบและข้อกำหนดหลายประการที่ต้องปฏิบัติตามดังนี้

1) ข้อกำหนดสำหรับการขนส่งไฮโดรเจน

กล่าวถึงการขนส่งที่เหมาะสมกับบริบทประเทศไทยในปัจจุบันที่เป็นการขนส่งทางถนนและทางท่อไปยังโรงงานอุตสาหกรรม

1.1) ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ (Natural Gas Pipeline System)

- การปรับระบบท่อ : ท่อส่งก๊าซธรรมชาติที่มีอยู่แล้วต้องได้รับการปรับปรุงวัสดุและโครงสร้าง เพื่อให้สามารถรองรับการขนส่งไฮโดรเจนได้ เนื่องจากไฮโดรเจนมีโมเลกุลขนาดเล็กและมีอัตราการรั่วซึมสูง มากกว่าก๊าซธรรมชาติ
- ข้อกำหนดวัสดุท่อ : ควรใช้ท่อที่ทำจากวัสดุทนต่อการกัดกร่อน เช่น เหล็กกล้า หรือวัสดุโพลีเอทิลีนที่เหมาะสมกับการขนส่งก๊าซไฮโดรเจน
- การควบคุมแรงดัน : ก๊าซไฮโดรเจนมีความดันที่แตกต่างจากก๊าซธรรมชาติ การควบคุมความดันในระบบท่อจึงต้องมีการปรับปรุง สถานีควบคุมความดัน และวาล์วให้รองรับก๊าซไฮโดรเจน
- ข้อกำหนดการตรวจจับการรั่วไหล : ระบบท่อที่ใช้ในการขนส่งก๊าซไฮโดรเจนจะต้องมีอุปกรณ์ตรวจจับการรั่วไหลและระบบความปลอดภัย ที่สามารถตรวจสอบการรั่วไหลของไฮโดรเจนได้อย่างมีประสิทธิภาพ เนื่องจากก๊าซไฮโดรเจนเป็นก๊าซที่มีความไวในการติดไฟสูง

1.2) การขนส่งทางถนน (Road Transportation)

- ถังบรรจุก๊าซ (Gas Cylinder) : การขนส่งก๊าซไฮโดรเจนทางถนนสามารถใช้ถังก๊าซไฮโดรเจนอัด หรือถังก๊าซไฮโดรเจนเหลวตามมาตรฐาน
- ข้อกำหนดความปลอดภัย : การขนส่งทางถนนต้องใช้รถบรรทุกที่ผ่านการรับรองและมีมาตรฐานความปลอดภัยสูงตามข้อกำหนดของ การขนส่งอันตราย (ADR) เช่น การใช้ระบบดับเพลิงและอุปกรณ์ป้องกันการระเบิด
- การบรรจุและการโหลด : การบรรจุก๊าซไฮโดรเจนในถังต้องได้รับการควบคุมเพื่อหลีกเลี่ยงการเสียหายของถังและการรั่วไหลระหว่างการขนส่ง

2) ข้อกำหนดสำหรับการจัดเก็บไฮโดรเจน

2.1) การจัดเก็บในถังความดัน (Pressure Vessels)

• ถังความดันสูง : ไฮโดรเจนในรูปก๊าซมักถูกจัดเก็บใน ถังแรงดันสูง ที่สามารถรองรับความดันได้มากถึง 700 บาร์ (700 bar) หรือสูงกว่า

• การออกแบบถัง : ถังบรรจุไฮโดรเจนต้องได้รับการออกแบบตามมาตรฐานที่เข้มงวด เพื่อให้สามารถทนต่อการบีบอัดและความร้อนสูงจากการขนส่ง

• วัสดุที่ใช้ : ถังต้องทำจากวัสดุที่สามารถทนต่อการกัดกร่อนจากไฮโดรเจนได้ เช่น เหล็กกล้ากับไฟเบอร์ หรือวัสดุ คาร์บอนไฟเบอร์ ที่ทนทาน

3) ข้อกำหนดด้านความปลอดภัยสำหรับการขนส่งและการจัดเก็บไฮโดรเจน

• การติดตั้งระบบตรวจจับการรั่วไหล : ต้องติดตั้ง ระบบตรวจจับการรั่วไหล ของไฮโดรเจนในทุกขั้นตอนของการขนส่งและการจัดเก็บ เพื่อป้องกันเหตุการณ์ไม่คาดคิดจากการรั่วไหลของไฮโดรเจน

• ระบบดับเพลิง : การใช้ไฮโดรเจนจำเป็นต้องมี ระบบดับเพลิง ที่เหมาะสมในพื้นที่ที่มีการจัดเก็บหรือการขนส่ง

• การฝึกอบรมบุคลากร : บุคลากรที่เกี่ยวข้องต้องได้รับการฝึกอบรมในมาตรการความปลอดภัยและการจัดการฉุกเฉิน เมื่อมีเหตุการณ์เกี่ยวกับการรั่วไหลหรือการระเบิดของไฮโดรเจน โดยหัวข้อการฝึกอบรมสำหรับบุคลากรที่เกี่ยวข้องกับมาตรการความปลอดภัยและการจัดการฉุกเฉินกรณีเกิดเหตุรั่วไหลหรือการระเบิดของไฮโดรเจน ได้แก่ ความรู้พื้นฐานเกี่ยวกับสมบัติของไฮโดรเจน พฤติกรรมของไฮโดรเจนเมื่อรั่วไหลในสภาวะต่าง ๆ ความเสี่ยงจากการระเบิดและเปลวไฟของไฮโดรเจน มาตรฐานความปลอดภัยที่เกี่ยวข้อง เช่น NFPA 2 การออกแบบและใช้งานระบบจัดเก็บไฮโดรเจนอย่างปลอดภัย อุปกรณ์ตรวจจับการรั่วไหลและระบบตัดจ่ายอัตโนมัติ การประเมินความเสี่ยงและจำแนกพื้นที่อันตราย (HAZOP, Zone) แนวทางการตรวจสอบและบำรุงรักษาอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้อง มาตรการป้องกันการรั่วไหลและการจุดติด การจัดทำและฝึกแผนรับมือเหตุฉุกเฉิน ขั้นตอนการอพยพและแจ้งเหตุกรณีฉุกเฉิน การซ้อมแผนจำลองเหตุการณ์รั่วไหลหรือระเบิด การใช้ชุดอุปกรณ์ป้องกันภัยส่วนบุคคล (PPE) เช่น หน้ากาก ถุงมือ ชุดกันไฟ การประสานงานกับหน่วยงานภายนอก เช่น สถานีดับเพลิง เป็นต้น และการปฐมพยาบาลเบื้องต้นสำหรับผู้ได้รับผลกระทบ

6.2 ศึกษาข้อกำหนดหรือคุณสมบัติของการผสมก๊าซไฮโดรเจนและก๊าซธรรมชาติ

ข้อกำหนดหรือคุณสมบัติของการผสมก๊าซไฮโดรเจนและก๊าซธรรมชาติ (Hydrogen-blended Natural Gas) ที่สำคัญซึ่งควรพิจารณาเมื่อมีการนำไปใช้งานในระบบอุตสาหกรรมมีรายละเอียดดังนี้

1) ความเข้ากันได้ของก๊าซทั้งสองชนิด

การผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติสามารถทำได้ในหลายสัดส่วน โดยทั่วไปเริ่มจากการผสมที่ประมาณ 5–25% ของไฮโดรเจนในก๊าซผสม การเลือกอัตราส่วนนี้ต้องพิจารณาความสมดุลระหว่างสมรรถนะการเผาไหม้และความปลอดภัย การผสมไฮโดรเจนในปริมาณมากอาจส่งผลต่อการควบคุมการเผาไหม้ในระบบที่เดิมออกแบบมาสำหรับก๊าซธรรมชาติ จึงจำเป็นต้องปรับการออกแบบระบบหัวเผาและการจ่ายอากาศเพื่อรักษาเสถียรภาพของเปลวไฟ รวมถึงการใช้ระบบควบคุมที่สามารถตอบสนองการเปลี่ยนแปลงของปริมาณไฮโดรเจนในเชื้อเพลิงได้อย่างเหมาะสม

2) ค่าความร้อนต่ำ (Lower Heating Value, LHV)

ไฮโดรเจนมีค่าความร้อนต่ำต่อปริมาตรที่น้อยกว่าก๊าซธรรมชาติ ซึ่งหมายความว่าเมื่อมีการผสมไฮโดรเจนเข้ากับก๊าซธรรมชาติจะทำให้ค่าพลังงานรวมต่อหน่วยปริมาตรลดลง การลดลงนี้อาจทำให้ต้องเพิ่มอัตราการจ่ายก๊าซเพื่อให้ได้พลังงานเท่าเดิม ซึ่งส่งผลให้ประสิทธิภาพการทำงานของระบบลดลง การออกแบบและการควบคุมอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้อง เช่น มิเตอร์ หรือเครื่องมือวัดพลังงาน ต้องได้รับการปรับเพื่อรองรับการเปลี่ยนแปลงนี้อย่างแม่นยำ

3) ความดันและการจ่ายก๊าซ

เนื่องจากไฮโดรเจนมีโมเลกุลขนาดเล็กกว่าก๊าซธรรมชาติ ทำให้มีแนวโน้มที่จะรั่วซึมได้ง่ายกว่าก๊าซธรรมชาติ การออกแบบระบบท่อ, วาล์ว, ซีล และข้อต่อในระบบส่งก๊าซต้องเลือกใช้วัสดุที่ทนทานต่อไฮโดรเจน โดยเฉพาะท่อที่ทำจากเหล็กกล้าหรือวัสดุโพลีเอทิลีนที่ทนการกัดกร่อนสูง รวมถึงการปรับปรุงระบบควบคุมแรงดันให้อยู่ในเกณฑ์ที่ปลอดภัยและสามารถรองรับคุณสมบัติของไฮโดรเจนได้อย่างมีประสิทธิภาพ

4) ความปลอดภัย

ไฮโดรเจนมีช่วงการติดไฟที่กว้าง (4–75% โดยปริมาตรในอากาศ) และพลังงานจุดติดไฟต่ำมาก ทำให้สามารถติดไฟได้ง่ายจากประกายไฟเล็ก ๆ ดังนั้น การออกแบบระบบความปลอดภัยจึงต้องรวมถึงการติดตั้งเซนเซอร์ตรวจจับไฮโดรเจนที่สามารถตรวจจับการรั่วไหลได้อย่างแม่นยำ การระบายอากาศต้องมีประสิทธิภาพ และจำเป็นต้องใช้วาล์วควบคุมแรงดันที่เหมาะสมเพื่อป้องกันการเกิดการระเบิดหรือการลุกไหม้จากการรั่วไหล

5) ผลกระทบต่อเครื่องมือวัดและระบบควบคุม

เครื่องมือวัดต่าง ๆ ที่ใช้ในระบบส่งก๊าซธรรมชาติ เช่น **flow meters** และ **pressure gauges** อาจต้องได้รับการปรับแต่งหรือเลือกใช้ใหม่เพื่อให้สามารถรองรับการผสมก๊าซที่มีไฮโดรเจนในปริมาณที่เหมาะสม ไฮโดรเจนมีค่าความร้อนต่ำและอาจทำให้เครื่องมือวัดที่ใช้เทคโนโลยีโพลีเมอร์แสดงค่าผิดพลาดได้ เครื่องมือเหล่านี้ต้องได้รับการสอบเทียบใหม่หรือเลือกใช้เครื่องมือที่รองรับไฮโดรเจนโดยเฉพาะเพื่อความแม่นยำในการวัดปริมาณก๊าซและการควบคุมระบบ

6.3 ศึกษาข้อกำหนด มาตรฐานการปรับเปลี่ยนระบบท่อ วาล์ว และเครื่องมือวัดต่าง ๆ เดิมของอุตสาหกรรม เพื่อรองรับการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ

การใช้ไฮโดรเจนผสมกับก๊าซธรรมชาติ ในระบบท่อเดิมต้องมีการปรับเปลี่ยนระบบท่อ วาล์ว และเครื่องมือวัดต่าง ๆ ให้สามารถรองรับคุณสมบัติของไฮโดรเจนได้อย่างปลอดภัยและมีประสิทธิภาพตามมาตรฐานและข้อกำหนดด้านเทคนิคที่เกี่ยวข้องนอกจากนี้ยังต้องพิจารณาผลกระทบต่อวัสดุ, การไหลของก๊าซ และความปลอดภัยในการใช้งาน

1) การปรับเปลี่ยนระบบท่อ (Pipeline System)

1.1) การเลือกวัสดุท่อที่เหมาะสม

- ท่อเหล็กและท่อโพลีเอทิลีนที่ใช้ในปัจจุบันอาจต้องได้รับการปรับปรุงวัสดุเพื่อรองรับไฮโดรเจนที่มีคุณสมบัติแตกต่างจากก๊าซธรรมชาติ โดยเฉพาะการกัดกร่อนที่อาจเกิดขึ้นในระบบท่อ
- ไฮโดรเจนมีโมเลกุลเล็ก ซึ่งสามารถรั่วซึมได้ง่าย ทำให้ต้องเลือกใช้วัสดุที่ทนทานต่อการกัดกร่อนจากไฮโดรเจน เช่น เหล็กกล้า หรือวัสดุโพลีเอทิลีนที่มีความทนทานสูง (High-density polyethylene, HDPE)

1.2) การปรับปรุงโครงสร้างระบบท่อ

- การเพิ่มความทนทาน ของท่อในการรับมือกับแรงดันสูงและอุณหภูมิสูง ที่เกิดจากการเผาไหม้ของไฮโดรเจน
- การออกแบบระบบท่อที่จะรองรับการขนส่งไฮโดรเจนต้องมีการใช้วัสดุที่สามารถทนต่อการรั่วซึมและการเกิดจุดอ่อนที่อาจเกิดจากการไหลของไฮโดรเจน

1.3) การติดตั้งระบบตรวจจับการรั่วไหล

- การขนส่งไฮโดรเจนผ่านท่อจำเป็นต้องมีระบบตรวจจับการรั่วไหลของไฮโดรเจนในระหว่างการขนส่ง เนื่องจากไฮโดรเจนเป็นก๊าซที่ติดไฟง่ายและมีการแพร่กระจายสูง
- มาตรฐานที่เกี่ยวข้อง ได้แก่ NFPA 2 : มาตรฐานการจัดเก็บและการขนส่งไฮโดรเจน

2) การปรับเปลี่ยนวาล์ว (Valves)

2.1) ความสามารถในการทนต่อการรั่วไหล

- วาล์วที่ใช้ในระบบท่อที่มีการผสมไฮโดรเจนต้องสามารถทนต่อการรั่วซึมได้ดี เนื่องจากไฮโดรเจนสามารถแพร่ผ่านวัสดุได้เร็วกว่าก๊าซธรรมชาติ
- การเลือกใช้วัสดุที่ทนทานต่อไฮโดรเจน เช่น สเตนเลสสตีลหรือวัสดุพิเศษที่ไม่เกิดการกัดกร่อนเมื่อสัมผัสกับไฮโดรเจน
- มาตรฐานที่เกี่ยวข้อง ได้แก่ API 6A : สำหรับการออกแบบและการติดตั้งวาล์วในอุตสาหกรรมก๊าซ และ ISO 23251 : วาล์วที่ใช้ในระบบขนส่งไฮโดรเจน

2.2) วาล์วควบคุมแรงดัน (Pressure Relief Valves)

- ไฮโดรเจนมี แรงดันสูง ดังนั้นการใช้ วาล์วควบคุมแรงดัน ต้องได้รับการปรับปรุงเพื่อรองรับการควบคุมแรงดันที่แตกต่างจากก๊าซธรรมชาติ
- ต้องคำนึงถึง การปรับแต่งระบบควบคุมแรงดัน ที่สามารถป้องกันการเกิด การระเบิด หรือ การรั่วไหล ที่อาจเกิดขึ้น

3) การปรับเปลี่ยนเครื่องมือวัด (Flow Meters and Pressure Gauges)

3.1) การวัดอัตราการไหล (Flow Measurement)

- เครื่องมือวัดการไหล (Flow meters) ที่ใช้ในการขนส่งก๊าซธรรมชาติ เช่น มิเตอร์แบบปริมาตร (Positive displacement meters) หรือ มิเตอร์แบบหมุน (Rotary meters) ต้องได้รับการปรับเพื่อให้รองรับก๊าซไฮโดรเจน ซึ่งมีคุณสมบัติแตกต่างจากก๊าซธรรมชาติ
- ผลกระทบจากการผสมไฮโดรเจน: ไฮโดรเจนมี ค่าความร้อนต่ำต่อปริมาตร ซึ่งทำให้เครื่องมือวัดอาจแสดงค่าผิดพลาด โดยเฉพาะมิเตอร์ที่ใช้เทคโนโลยีโพลีเมอร์ที่อาจมีการรั่วไหลจากการขยายตัวของวัสดุ
- มาตรฐานที่เกี่ยวข้อง ได้แก่ ISO 17089: การทดสอบเครื่องมือวัดการไหลสำหรับก๊าซ และ EN 1776 : มาตรฐานการทดสอบเครื่องมือวัดการไหลสำหรับก๊าซ

3.2) การวัดความดัน (Pressure Measurement)

- เครื่องวัดความดัน เช่น pressure transducers และ pressure gauges ต้องสามารถรองรับ ความดันสูง ของไฮโดรเจน ซึ่งอาจมีลักษณะการขยายตัวสูงกว่า
- มาตรฐานที่เกี่ยวข้อง ได้แก่ ASME B40.100: มาตรฐานสำหรับการวัดความดันก๊าซ

3.3) การตรวจจับคุณภาพก๊าซ (Gas Quality Monitoring)

- ต้องใช้เครื่องมือที่สามารถ ตรวจจับและวัดคุณภาพของไฮโดรเจน เช่น การตรวจจับความบริสุทธิ์ของไฮโดรเจน เพื่อให้แน่ใจว่าคุณภาพของก๊าซที่ผสมมีความเหมาะสม
- มาตรฐานที่เกี่ยวข้อง ได้แก่ ISO 14687 และ SAE J2719 : สำหรับการวัดคุณภาพก๊าซไฮโดรเจนในการใช้ในระบบขนส่งและจัดเก็บ

6.4 ศึกษาการปรับหรือเปลี่ยนอุปกรณ์หรือเครื่องจักรที่ใช้ก๊าซผสม เช่น Boiler, Burner รวมถึง ท่อ วาล์ว ซีล และ ข้อต่อ รวมไปถึงขนาดนมหนูของหัวเผาไหม้ (Nozzle) สำหรับจ่ายเชื้อเพลิงผสม

ในศึกษาการปรับหรือเปลี่ยนอุปกรณ์หรือเครื่องจักรที่ใช้ก๊าซผสม เช่น Boiler, Burner รวมถึง ท่อ วาล์ว ซีล และ ข้อต่อ รวมไปถึงขนาดนมหนูของหัวเผาไหม้ (Nozzle) สำหรับจ่ายเชื้อเพลิงผสมนั้น รายการวัสดุของอุปกรณ์ ท่อ วาล์ว และเครื่องมือวัด ที่ทำการปรับหรือเปลี่ยนสามารถรองรับก๊าซไฮโดรเจนได้สูงสุด 25% โดยปริมาตร มีรายละเอียดดังแสดงในตารางที่ 6-1

ตารางที่ 6-1 รายการวัสดุของอุปกรณ์ ท่อ วาล์ว และเครื่องมือวัด

No.	Equipment	Material	Note
1	Piping	SGP (JIS G3452), SS 316	Refer to Standards
2	Valve	Body : Brass, Ball sealing : PTFE, O-ring : FKM	Refer to Standards
3	Gas Flow Meter	SS 316	Refer to Standards
4	Pressure Regulator	Housing : Aluminium, Diaphragms : NBR or Viton Valve Seat&Stem : Aluminium Valve Plate : Vulcanized NBR or Viton seal	Product for H_2 usage
5	Pressure Relief Valve	Aluminium (Up to 25% H_2; Certified by manufacturer), Stainless steel	Confirmed by manufacturer to use under 25% H_2
6	Pressure Switch	Housing: glass fibre reinforced PBT plastic with low gas release, Diaphragm : NBR. Diaphragm pressure switch : silicone-free	Product for H_2 usage
7	Pressure Gauge	SS 316	Refer to Standards
8	Solenoid Valve (Shut-Off Valve)	Bonnet : Steel, Plunger : Stainless steel Spring : Stainless steel wire, O-ring : Nitrile rubber Body : Aluminium Flow rate adjusting screw : Steel	Product for H_2 usage

No.	Equipment	Material	Note
9	Needle Valve	Body : C3771B, Stem : C3604B Disc : C3604B, Handle : ADC12 Gland packings : PTFE + Graphite	Refer to Standards
10	Burner	Nozzle : SUS310	Confirmed by manufacturer to use under 30% H_2

6.5 การนำเชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติสำหรับอุปกรณ์หรือเครื่องจักรที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงและมีการใช้งานกันอย่างทั่วไปในโรงงานอุตสาหกรรม ไม่น้อยกว่า 1 ชนิด เช่น Boiler หรือ Burner เป็นต้น

ในการนำเชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติสำหรับอุปกรณ์หรือเครื่องจักรที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงและมีการใช้งานกันอย่างทั่วไปในโรงงานอุตสาหกรรม ไม่น้อยกว่า 1 ชนิด เช่น Boiler หรือ Burner เป็นต้น นั้น สถาบันวิจัยและพัฒนาพลังงานนครพิงค์ มหาวิทยาลัยเชียงใหม่ ได้ทำการสำรวจข้อมูลโรงงานอุตสาหกรรมหรือสถาบันการทดสอบที่มีศักยภาพสำหรับโครงการนี้ ซึ่งจะต้องมีความพร้อมทั้งในด้านสถานที่และอุปกรณ์การทดสอบที่เหมาะสมในระดับอุตสาหกรรมที่จากเดิมมีการใช้ก๊าซธรรมชาติสำหรับ Boiler หรือ Burner และมีความพร้อมที่จะปรับเปลี่ยนระบบมาใช้ก๊าซไฮโดรเจนผสมกับก๊าซธรรมชาติ โดยจากผลการคัดเลือกและสำรวจสถานที่พบว่า สถาบันนวัตกรรม ปตท. บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) หรือ ปตท. ซึ่งตั้งอยู่ ณ อ.วังน้อย จ.พระนครศรีอยุธยา มีห้องปฏิบัติการทดสอบหัวเผาไหม้ที่มีความพร้อมทั้งระบบในการทดสอบเชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติและมีขนาดหัวเผา (Burner) พร้อมเตาเผาในระดับอุตสาหกรรม (Industrial Furnace) ที่มีขนาด 400 kW ซึ่งสอดคล้องกับข้อมูลของ กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน (พพ.) กระทรวงพลังงาน ดังแสดงในหัวข้อที่ 4.2 รายละเอียดและขอบเขตที่จะทำการทดสอบก๊าซผสมกับ Burner โดยการใช้ก๊าซไฮโดรเจนจากกระบวนการทางอุตสาหกรรม และรูปที่ 4.4 ขนาดหัวเผาที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง ทั้งนี้ การเลือกขนาด 400 kW เป็นเลือกที่เหมาะสมที่เป็นตัวแทนระบบที่ต้องการพลังงานความร้อนระดับปานกลาง โดยสามารถรองรับภาระความร้อนได้เพียงพอโดยไม่ใหญ่เกินความจำเป็น ทั้งยังเป็นขนาดที่อาจมีความพร้อมในเชิงการจัดหาอุปกรณ์ อะไหล่ และการสนับสนุนทางเทคนิคจากผู้ผลิตหรือผู้ให้บริการ ดังนั้น การทดสอบในครั้งนี้ที่ปรึกษาจึงได้ทำการทดสอบเชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติในหัวเผา (Burner) ขนาด 400 kW ในเตาเผาระดับอุตสาหกรรม (Industrial Furnace) จำนวน 1 ชุด ณ สถาบันนวัตกรรม ปตท. บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) หรือ ปตท. อ.วังน้อย จ.พระนครศรีอยุธยา ทั้งนี้ สถาบันนวัตกรรม ปตท. เป็นหน่วยงานภายใต้ ปตท. ที่มีหน้าที่ความรับผิดชอบด้านการวิจัย ศึกษา ค้นคว้า และพัฒนากระบวนการผลิตในผลิตภัณฑ์ต่าง ๆ รวมถึงนวัตกรรม เช่น ผลิตภัณฑ์ด้านก๊าซ ด้านปิโตรเลียม ด้านปิโตรเคมี และสาขาอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง เพื่อสนับสนุนการลดต้นทุน การเพิ่มผลผลิต ตลอดจนผลักดันงานวิจัยและพัฒนานวัตกรรมไปสู่เชิงพาณิชย์ให้เกิดผลลัพธ์ทางธุรกิจ โดยดำเนินงานเชื่อมโยงกับหน่วยงานภายในและภายนอก ปตท. อย่างเป็นระบบ พร้อมทั้งมุ่งเน้นการสร้างความเชี่ยวชาญให้เป็น Center of Excellence ของงานวิจัยและงานนวัตกรรมสำหรับกลุ่ม ปตท. โดยมีบทบาทในการสนับสนุนการดำเนินธุรกิจของ ปตท. และกลุ่ม ปตท. ให้เป็นไปอย่างมีประสิทธิภาพและสอดคล้องกับแผนกลยุทธ์ ที่ให้การยืนยันทั้งในด้าน

ศักยภาพทั้งอุปกรณ์ เครื่องมือ และบุคลากร ที่มีมาตรฐานและมีความเชี่ยวชาญ ซึ่งจะทำให้การทดสอบและผลการทดสอบที่ได้เป็นไปในเชิงวิชาการ วิชาชีพ และมีมาตรฐาน ได้ผลการทดสอบที่ถูกต้อง มีประสิทธิภาพและน่าเชื่อถือสำหรับการทดสอบในครั้งนี้ ดังแสดงในรูปที่ 6-1

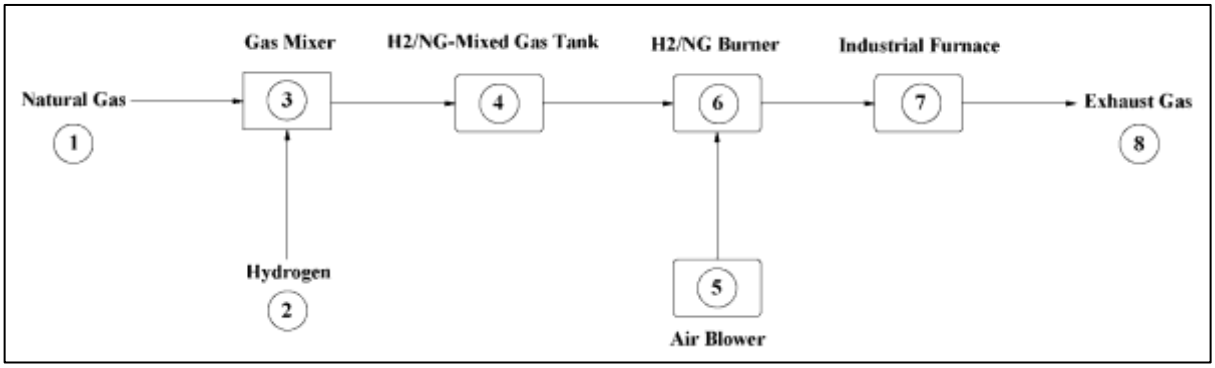
รูปที่ 6-1 สถาบันนวัตกรรม ปตท. บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) จ.พระนครศรีอยุธยา

6.6 การทดสอบการนำเชื้อเพลิงผสมระหว่างก๊าซไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติสำหรับหัวเผา (Burner) ขนาด 400 kW ในเตาเผาระดับอุตสาหกรรม (Industrial Furnace)

สำหรับการทดสอบการนำเชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติสำหรับหัวเผา (Burner) ขนาด 400 kW ในเตาเผา (Furnace) ระดับอุตสาหกรรม จำนวน 1 ชุด ณ สถาบันนวัตกรรม ปตท. บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) หรือ ปตท. จ.พระนครศรีอยุธยา มีรายละเอียดดังนี้

1) ระบบทดสอบการนำเชื้อเพลิงผสมระหว่างก๊าซไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติสำหรับหัวเผา (Burner) ขนาด 400 kW ในเตาเผาระดับอุตสาหกรรม (Industrial Furnace)

สำหรับระบบทดสอบการนำเชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติสำหรับหัวเผา (Burner) ขนาด 400 kW ในเตาเผาระดับอุตสาหกรรม (Industrial Furnace) จำนวน 1 ชุด ที่ปรึกษา ได้ดำเนินการกำหนดระบบทดสอบไว้เบื้องต้นร่วมกับ สถาบันนวัตกรรม ปตท. เพื่อเป็นเป็นแนวทางในการทดสอบ ซึ่งระบบประกอบด้วย 1.) ก๊าซธรรมชาติ 2.) ก๊าซไฮโดรเจน 3.) ชุดผสมก๊าซ 4.) ถังเก็บก๊าซผสม 5.) โบลเวอร์อากาศ 6.) หัวเผา (Burner) และ 7.) เตาเผาในระดับอุตสาหกรรม (Industrial Furnace) ดังแสดงในรูปที่ 6-2

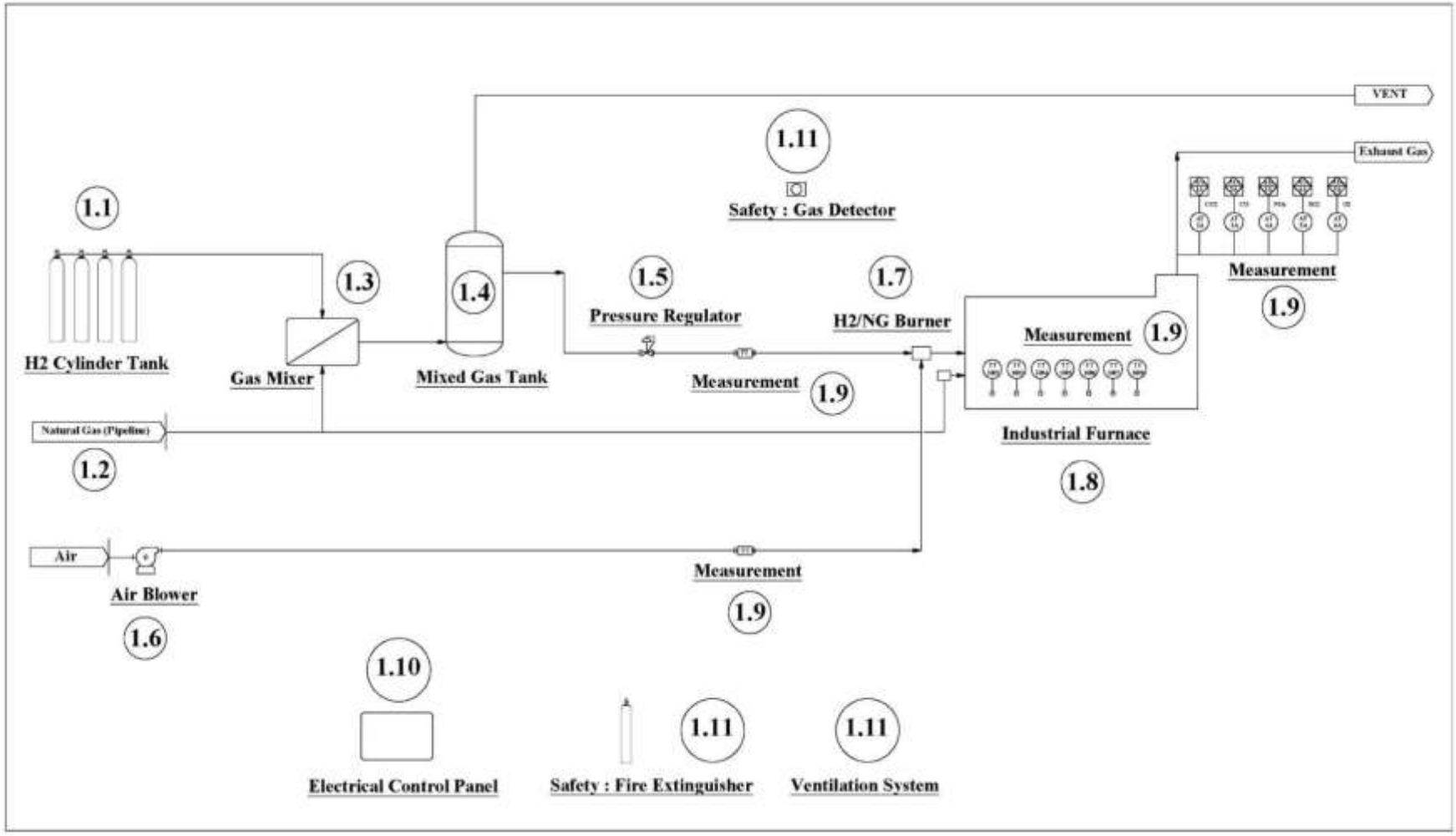


รูปที่ 6-2 ระบบทดสอบเชื้อเพลิงผสมระหว่างก๊าซไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติสำหรับหัวเผา (Burner)

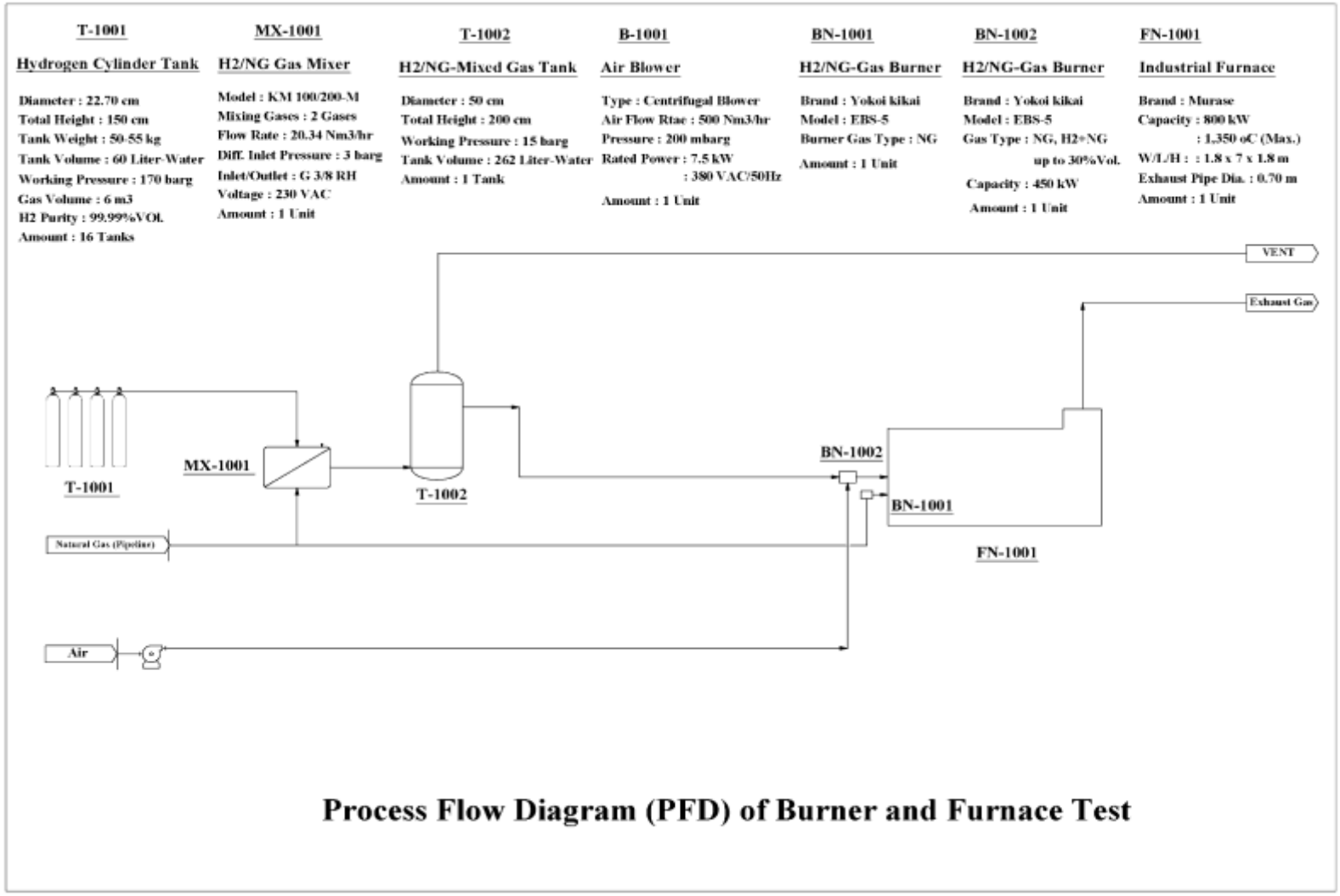
ซึ่งเมื่อได้ทำการตรวจสอบระบบทดสอบการนำเชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติสำหรับหัวเผา (Burner) ขนาด 400 kW ในเตาเผาระดับอุตสาหกรรม (Industrial Furnace) จำนวน 1 ชุด ดังแสดงในรูปที่ 6-3 โดยละเอียด ณ สถาบันนวัตกรรม ปตท. บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) จ.พระนครศรีอยุธยา พบว่าระบบประกอบด้วย 10 อุปกรณ์หลัก ได้แก่

1.1) ถังเก็บก๊าซไฮโดรเจน (H_2 Cylinder Tank)
1.2) ระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ (Natural Gas Pipe Line)
1.3) ชุดผสมก๊าซไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ (H_2/NG Gas Mixer)
1.4) ถังเก็บก๊าซผสม (Mixed Gas Tank)
1.5) ชุดควบคุมความดัน (Pressure Regulator)
1.6) โบลเวอร์อากาศ (Air Blower)
1.7) หัวเผา (Burner) ขนาด 400 kW
1.8) เตาเผา (Industrial Furnace)
1.9) เครื่องมือวัด บันทึกข้อมูล และแสดงผล (Measurement& Recorder)
1.10) ระบบควบคุมไฟฟ้า (Electrical Control Panel)
1.11) ระบบความปลอดภัย (Safety)

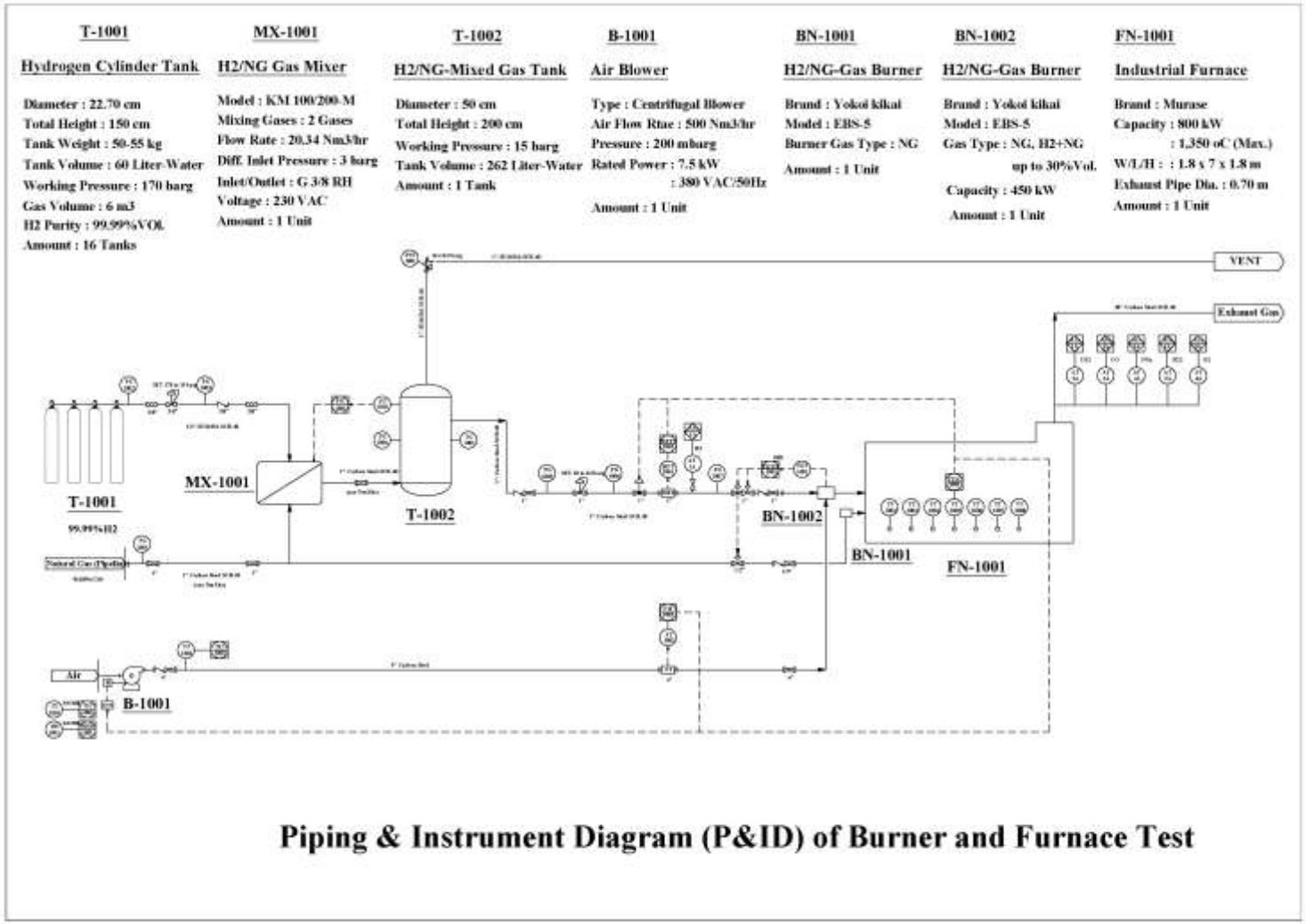
โดยระบบทดสอบการนำเชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติสำหรับหัวเผา (Burner) ขนาด 400 kW ในเตาเผาระดับอุตสาหกรรม (Industrial Furnace) มี Process Flow Diagarm (PFD) และ Piping & Instrument Diagarm แสดงดังรูปที่ 6-4 และ 6-5 ตามลำดับ



รูปที่ 6-3 ระบบทดสอบเชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติสำหรับหัวเผา (Burner) ขนาด 400 kW ในเตาเผาระดับอุตสาหกรรม (Industrial Furnace)



รูปที่ 6-4 Process Flow Diagram (PFP) ของระบบทดสอบเชื้อเพลิงผสมระหว่างก๊าซไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติสำหรับหัวเผา (Burner) ขนาด 400 kW



รูปที่ 6-5 Piping & Instrument Diagram (P&ID) ของระบบทดสอบเชื้อเพลิงผสมระหว่างก๊าซไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติสำหรับหัวเผา (Burner) ขนาด 400 kW

โดยมีรายการอุปกรณ์ประกอบด้วย ถังเก็บไฮโดรเจนแบบกระบอก (Hydrogen Cylinder Tank) รหัส T-1001 และท่อส่งก๊าซธรรมชาติ (Natural Pipeline) เครื่องผสมก๊าซไฮโดรเจนและก๊าซธรรมชาติ (H_2/NG Gas Mixer) รหัส MX-1001 และถังเก็บก๊าซผสม H_2/NG รหัส T-1002 โบลเวอร์อากาศ (Air Blower) รหัส B-1001 เครื่องมือวัดได้แก่ มาตรวัดความดันแบบเกจจ์ (Pressure Gauge) รหัส PG-1001 ถึง 1006 เซนเซอร์วัดความดัน (Pressure Transmitter) PT-1001 มาตรวัดอุณหภูมิ (Temperature Gauge) TG-1001 เซนเซอร์วัดอุณหภูมิ (Temperature Transmitter) รหัส TT-1001 ถึง 1008 เครื่องวัดอัตราการไหลเชิงมวล (Mass Flow Meter) รหัส MFT เครื่องวัดอัตราการไหลเชิงปริมาตร (Volumetric Flow Meter) รหัส FT เครื่องวัดองค์ประกอบก๊าซผสม (Gas Analyser) รหัส AT-1A เครื่องวัดองค์ประกอบก๊าซไอเสีย (Exhausr Gas Analuser) รหัส AT-1A ถึง 6A หัวจุดไฟนำร่อง (Pilot Gas Burner) รหัส BN-1001 และหัวเผาก๊าซผสม H_2/NG รหัส BN-1002 เตาอุตสาหกรรม (Industrial Furnace) รหัส FN-1001 ระบบควบคุมไฟฟ้า ระบบบันทึกและแสดงผลข้อมูล (Electrical Control System Recorder and Monitoring) และระบบความปลอดภัย (Safety System) ดังแสดงในตารางที่ 6-2

ตารางที่ 6-2 รายการอุปกรณ์หลักของชุดทดสอบ [6.1]

ลำดับที่	รหัส	อุปกรณ์
1	T-1001	Hydrogen Cylinder Tank
2	-	Natural Pipeline
3	MX-1001	H_2/NG Gas Mixer
4	T-1002	H_2/NG-Mixed Gas Tank
5	B-1001	Air Blower
6	PG-1001 ถึง 1006 PT-1001 TG 1001 TT-10001 ถึง 1008 MFT, FT AT-1A ถึง 6A	Measurement : Pressure Gauge Pressure Transmitter Temperature Gauge Temperature transmitter Mass Flow Meter, Vometric Flow Meter Gas Analyser
7	BN-1001	Pilot Gas Burner
8	BN-1002	H_2/NG Gas Burner
9	FN-1001	Industrial Furnace
10	-	Electrical Control System Recorder and Monitoring
11	-	Safety System

ทั้งนี้ระบบทดสอบการนำเชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติสำหรับหัวเผา (Burner) ขนาด 400 kW ในเตาเผาระดับอุตสาหกรรม (Industrial Furnace) มีรายละเอียดระบบ ดังนี้

1.1) ถังเก็บก๊าซไฮโดรเจน (Hydrogen Cylinder Tank) : T-1001

ถังเก็บก๊าซไฮโดรเจน จำนวน 2 ชุด (Cylinder Pack) โดยแต่ละชุดมี 16 ใบ ซึ่งแต่ละใบเป็นถังเหล็กไร้รอยต่อ แบบ Cylinder ขนาด 60 ลิตรน้ำ ผลิตตามมาตรฐาน ISO 9809-3 มีขนาดเส้นผ่าน

ศูนย์กลาง 22.70 cm สูงรวม 150 cm น้ำหนัก 50-55 kg มีความดันใช้งาน 150 barg บรรจุก๊าซไฮโดรเจน 6 m^3 ที่ผลิตจากผลพลอยได้ของกระบวนการอุตสาหกรรมปิโตรเคมีในประเทศไทย (By Product Hydrogen From Industry) จัดจำหน่ายโดย บริษัท บางกอกอินดัสเทรียลแก๊ส จำกัด ซึ่งก๊าซไฮโดรเจนมีความบริสุทธิ์ 99.96% โดยปริมาตร และส่วนที่เหลือเป็นก๊าซไนโตรเจน 0.04% โดยปริมาตร และก๊าซออกซิเจน 0.001% โดยปริมาตร ดังแสดงในรูปที่ 6-6

รูปที่ 6-6 ถังเก็บก๊าซไฮโดรเจน

1.2) ท่อส่งก๊าซธรรมชาติ (Natural Pipeline)

เนื่องจาก สถาบันนวัตกรรม ปตท. จ.พระนครศรีอยุธยา อยู่ในแนวระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติบนบกส่วนปฏิบัติการระบบท่อเขต 2 ครอบคลุมพื้นที่จังหวัดพระนครศรีอยุธยา นครนายก ปทุมธานี และสระบุรี ดังนั้น จึงได้มีการต่อท่อส่งก๊าซธรรมชาติจากท่อเมนเข้ามายังพื้นที่ของสถาบันนวัตกรรม ปตท. เพื่อนำมาใช้ในห้องปฏิบัติการทดสอบตั้งแต่ต้น โดยก๊าซธรรมชาติที่ส่งมายังระบบทดสอบมีความดันประมาณ 20 barg และก๊าซธรรมชาติประกอบด้วยก๊าซมีเทน (CH_4) เป็นหลักที่ 92.97% โดยปริมาตร รองลงมาคือก๊าซอีเทน (C_2H_6) 3.51% โพรเพน (C_3H_8) 0.87% ส่วนไฮโดรคาร์บอนอื่น ได้แก่ i-บิวเทน (IC4) 0.15% n-บิวเทน (NC_4) 0.18% และ i-เพนเทน (IC_5) 0.01% คาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) มีอยู่ 0.89% และก๊าซอื่น ๆ ที่ไม่ระบุชนิดรวมกันอยู่ที่ 1.42% โดยปริมาตร ความถ่วงจำเพาะของก๊าซ 0.5942 ค่าความร้อนสูง (Higher Heating Value : HHV) อยู่ที่ 1,026.01 BTU/SCF และมีค่า Wobbe Index (WI) 1,331.06 BTU/SCF ดังแสดงในตารางที่ 6-3

ตารางที่ 6-3 องค์ประกอบก๊าซธรรมชาติเฉลี่ยที่ใช้ในการทดสอบ

ก๊าซ	ค่า	หน่วย
CH_4	92.97	%Vol.
C_2H_6	3.51	%Vol.
C_3H_8	0.87	%Vol.
IC_4	0.15	%Vol.
NC_4	0.18	%Vol.

ก๊าซ	ค่า	หน่วย
IC_5	0.01	%Vol.
CO_2	0.89	%Vol.
Others	1.42	%Vol.
S.G.	0.5942	%Vol.
HHV (Dry)	1,026.01	BTU/SCF
WI	1,331.06	BTU/SCF

1.3) ชุดผสมก๊าซไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ (H_2/NG Gas Mixer) : MX-1001

ชุดผสมก๊าซไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติเป็นยี่ห้อ WITT มีลักษณะเป็นรูปทรงสี่เหลี่ยม วัสดุทำด้วยแสตนเลส รุ่น Model MG 200 มีขนาด 330 x 485 x 500 mm น้ำหนักประมาณ 40 kg ซึ่งใช้สำหรับผสมก๊าซ 2 ชนิด ที่รองรับอัตราการไหลของก๊าซผสม 20.34 Nm^3/hr โดยการควบคุมอัตราการไหลของก๊าซผสมดำเนินการผ่านวาล์วควบคุมที่รวมอยู่กับเครื่องวัดอัตราการไหล ซึ่งมีช่วงการผสมตั้งแต่ 0 – 100% โดยปริมาตร ที่จะต้องมีค่าความดันแตกต่างระหว่างก๊าซที่จ่ายเข้าเครื่องไม่เกิน 3 barg สามารถผสมก๊าซได้อย่างแม่นยำและต่อเนื่อง รองรับการจ่ายก๊าซแบบไม่สะดุด นอกจากนี้ยังสามารถทำงานได้อย่างเสถียรแม้ในสภาวะที่แรงดันก๊าซเปลี่ยนแปลง ตัวเครื่องยังติดตั้งอุปกรณ์ตรวจสอบแรงดันทางเข้าและการจ่ายก๊าซรวมถึงมี Pressure Switch เพื่อความปลอดภัยในการทำงานดังแสดงในรูปที่ 6-7

รูปที่ 6-7 ชุดผสมก๊าซไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ

1.4) ถังเก็บก๊าซผสมระหว่างก๊าซไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ (H_2/NG-Mixed Gas Tank) : T-1002

ถังเก็บก๊าซผสมระหว่างก๊าซไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ เป็นถังทรงกระบอก มีขนาดเส้นผ่านศูนย์กลาง 50 cm สูงรวม 200 cm ปริมาตร 262 ลิตรน้ำ มีความดันใช้งาน 15 barg จำนวน 1 ใบ พร้อมวาล์วนิรภัย จำนวน 1 ตัว

1.5) โบลเวอร์อากาศ (Air Blower) : B-1001

โบลเวอร์อากาศเป็นแบบแรงเหวี่ยงหนีศูนย์ (Centrifugal Type) มีอัตราการไหล 500 Nm3/hr ความดัน 200 mbarg ขนาด 7.5 kW/380VAC/50Hz จำนวน 1 เครื่อง ใช้สำหรับป้อนอากาศเข้าไปผสมกับก๊าซผสมระหว่างก๊าซไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ ดังแสดงในรูปที่ 6-8

รูปที่ 6-8 โบลเวอร์อากาศ (Air Blower)

1.6) เครื่องมือวัด (Measurement)

เครื่องมือวัดที่ใช้สำหรับการทดสอบดังแสดงในรูปที่ 6-9 ประกอบด้วย

- มาตรวัดความดัน : PG-1001 ถึง 1006 และ PT-1001
- มาตรวัดอุณหภูมิ : TG 1001 และ TT-10001 ถึง 1008
- เครื่องวัดอัตราการไหลเชิงมวลก๊าซผสมระหว่างก๊าซไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ (mass flow meter) : MFT ซึ่งเป็นแบบ Coriolis
- เครื่องวัดอัตราการไหลอากาศ (volumetric flow meter) : FT ซึ่งเป็นแบบ Vortex
- เครื่องวัดองค์ประกอบก๊าซ (gas analyser) : AT-1A ซึ่งเป็นแบบวัดก๊าซไฮโดรเจนเป็นหลัก ในหน่วย %Vol. และแสดงก๊าซอื่น ๆ ส่วนที่เหลือ
- เครื่องวัดองค์ประกอบก๊าซไอเสีย (exhaust gas analyser) : AT-2A (CO_2), AT-3A (CO), AT-4A (NOx), AT-5A (SO_2) , AT-6A (O_2) ซึ่งเป็นแบบวัดก๊าซ CO_2, CO, NOx, SO_2 และ O_2 ในหน่วย %Vol. และแสดงก๊าซอื่นส่วนที่เหลือ

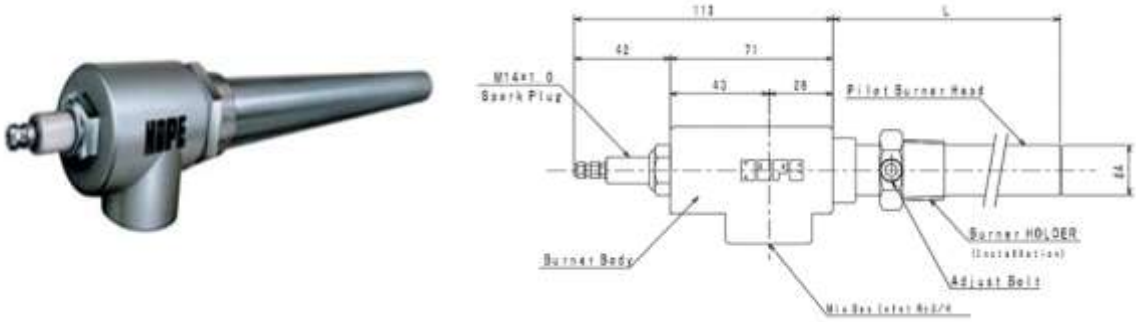
รูปที่ 6-9 เครื่องวัดองค์ประกอบก๊าซ

- เครื่องวัดอุณหภูมิและความชื้นสัมพัทธ์อากาศ
- เครื่องวัดองค์ประกอบก๊าซไอเสีย (Flue Gas Analyser) : AT2A (CO_2), AT3A (CO), AT4A (NOx), AT5A (SO_2) , AT6A (O_2) เป็นยี่ห้อ Fuji Electric ชนิด Extream Inflared Radiation ดังแสดงในรูปที่ 6-10

รูปที่ 6-10 เครื่องวัดองค์ประกอบก๊าซไอเสีย

1.7) หัวจุดไฟนำร่อง (Pilot Gas Burner) : BN-1001

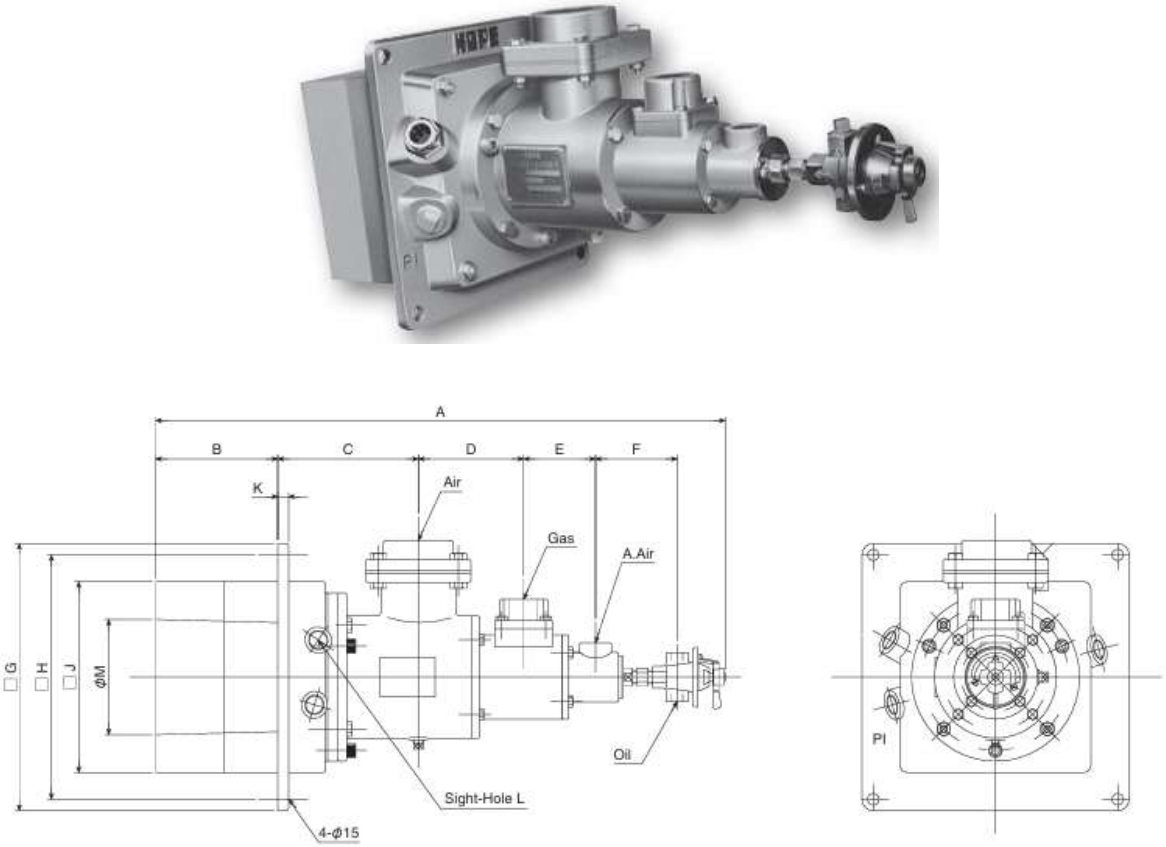
หัวจุดไฟนำร่อง มีขนาด 5.2 kW ขนาด 1 นิ้ว ทำงานภายใต้ความดัน 2.8 kPa และแรงดันของอากาศอยู่ที่ 4.0 kPa ซึ่งเป็นค่าที่เหมาะสมสำหรับการเผาไหม้ที่มีประสิทธิภาพและเสถียร อุปกรณ์ประกอบที่มาพร้อมกับระบบประกอบด้วย หม้อแปลงไฟฟ้า (transformer) สำหรับจุดระเบิดสายไฟ (cord) โซลินอยด์วาล์ว (solenoid valve) สำหรับควบคุมการไหลของเชื้อเพลิงแบบอัตโนมัติ หัวเทียน (spark plug) สำหรับจุดประกายไฟ วาล์วลม (air cock) และวาล์วก๊าซ (gas cock) สำหรับเปิด/ปิดการจ่ายอากาศและก๊าซ รวมถึงฝาครอบหัวเทียน (Plug Cap) เพื่อความปลอดภัยและการทำงานที่ต่อเนื่อง อุปกรณ์เหล่านี้มีบทบาทสำคัญในการช่วยให้ระบบหัวเผาทำงานได้อย่างมีประสิทธิภาพ สะดวกต่อการควบคุม และรองรับการใช้งานในสภาพแวดล้อมอุตสาหกรรม ดังแสดงในรูปที่ 6-11



รูปที่ 6-11 หัวจุดไฟนำร่อง

1.8) หัวเผาก๊าซผสมระหว่างก๊าซไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ (H_2/NG Gas Burner) : BN-1002

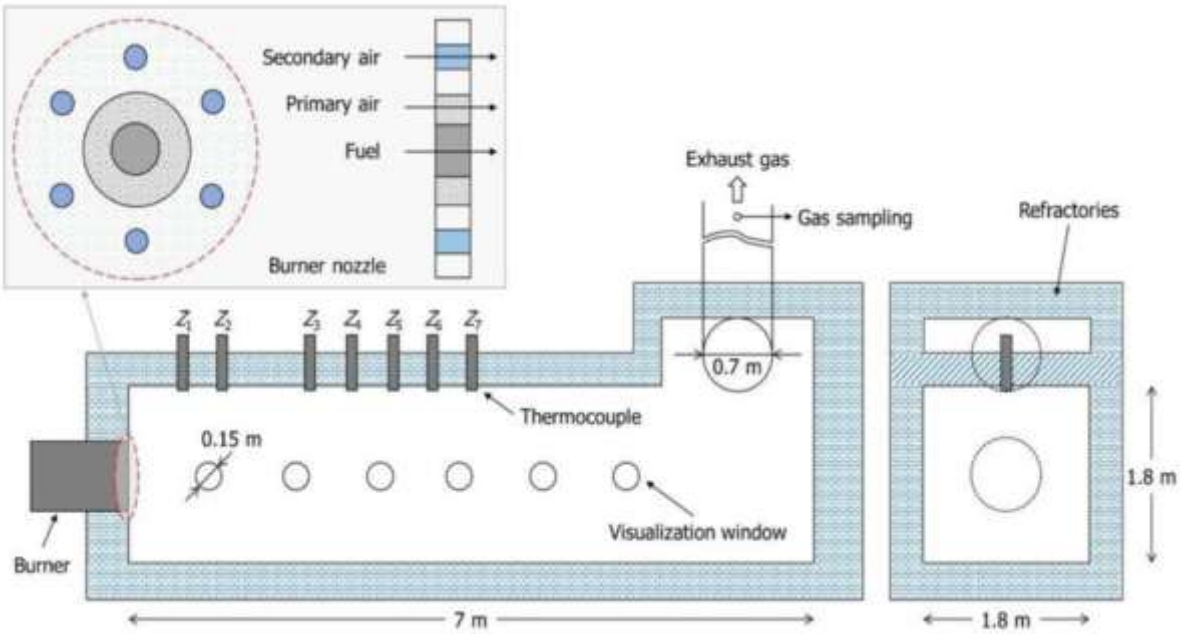
หัวเผาก๊าซผสมระหว่างก๊าซไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ โดยรองรับก๊าซไฮโดรเจนได้สูงสุด 30% โดยปริมาตร เป็นแบบ Hybrid Excess Air Burner ยี่ห้อ Yokoi Kikai รุ่น EBS-5 มีขนาด 400 kW ทำงานภายใต้ความดัน 10 kPa และความดันของอากาศอยู่ที่ 6 kPa และมีอัตราการไหลก๊าซเผาไหม้ 465 Nm^3/hr ดังแสดงในรูปที่ 6-12



รูปที่ 6-12 หัวเผาก๊าซผสมระหว่างก๊าซไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ (H_2/NG Gas Burner)

1.9) เตาเผาระดับอุตสาหกรรม (Industrial Furnace) : BN-1002

เตาเผาระดับอุตสาหกรรม เป็นยี่ห้อ Murase ขนาด 800 kW รองรับอุณหภูมิได้สูงสุด 1,350 °C มีขนาดความกว้าง 1.80 m ยาว 7 m สูง 1.80 m พร้อมมีหัววัดอุณหภูมิ จำนวน 7 อัน ช่องมองภายในเตา (Visualization Window) จำนวน 7 จุด และในส่วนท่อไอเสีย มีขนาด 0.70 m ดังแสดงในรูปที่ 6-13 ถึง 6-14

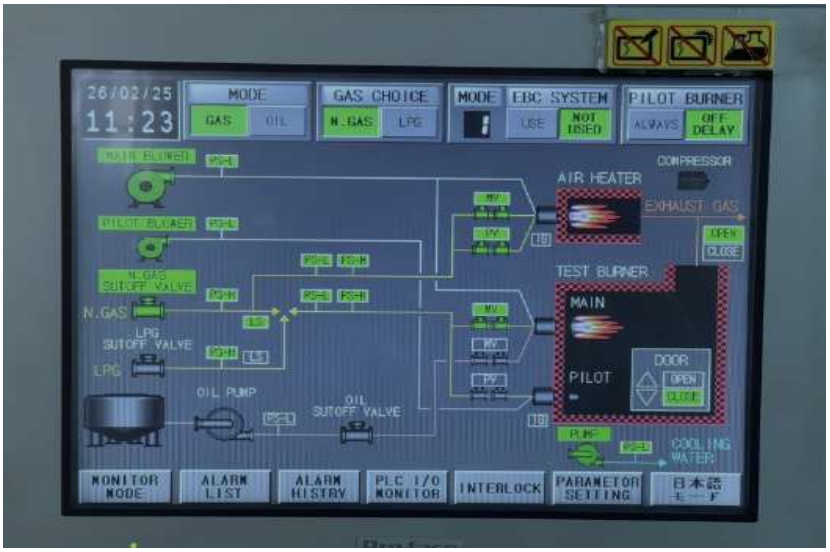


รูปที่ 6-13 เตาเผาระดับอุตสาหกรรม (Industrial Furnace)

รูปที่ 6-14 ชุดทดสอบหัวเผาขนาด 465 kW

1.10) ระบบควบคุมไฟฟ้า ระบบบันทึกและแสดงผลข้อมูล (Electrical Control System Recorder and Monitoring)

ระบบควบคุมไฟฟ้า ประกอบด้วยตู้ควบคุมโบลเวอร์อากาศ ระบบเครื่องมือวัดพร้อมระบบบันทึกและแสดงผลข้อมูลแบบ Real Time ดังรูปที่ 6-15



รูปที่ 6-15 ระบบควบคุมไฟฟ้า ระบบบันทึกและแสดงผลข้อมูล

1.11) ระบบความปลอดภัย (Safety System)

ระบบความปลอดภัยประกอบด้วย วาล์วนิรภัย Gas Detector ที่จะทำการเตือนด้วยแสงและเสียงเมื่อก๊าซไฮโดรเจนมีการรั่วไหลตั้งแต่ 20%LEL เป็นต้นไป และถังดับเพลิง ดังแสดงในรูปที่ 6-16

รูปที่ 6-16 Gas Detector และ ถังดับเพลิง

2) ระบบทดสอบการนำเชื้อเพลิงผสมระหว่างก๊าซไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติสำหรับหัวเผา (Burner) ขนาด 465 kW ในเตาเผาระดับอุตสาหกรรม (Industrial Furnace)

ที่ปรึกษาได้ดำเนินการทดสอบการนำเชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติสำหรับหัวเผา (Burner) ขนาด 465 kW ในเตาเผาระดับอุตสาหกรรม (Industrial Furnace) โดยใช้อุปกรณ์ควบคุมการผสมและป้อนก๊าซเชื้อเพลิงอัตโนมัติ ในอัตราส่วนไฮโดรเจนตั้งแต่ 5, 10, 15, 20 และ 25% โดยปริมาตร สำหรับวิธีการทดสอบการนำเชื้อเพลิงผสมระหว่างก๊าซไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติมาใช้กับหัวเผาขนาด 465 kW ในเตาเผาระดับอุตสาหกรรมประกอบด้วยขั้นตอนดังต่อไปนี้

1.) ทำการตรวจสอบคุณองค์ประกอบก๊าซไฮโดรเจนดังแสดงในรูปที่ 6.7 และก๊าซธรรมชาติ ดังแสดงในตารางที่ 6.2
2.) ทำการทดสอบการนำก๊าซธรรมชาติกับหัวเผา (Burner) ขนาด 465 kW ในเตาเผาระดับอุตสาหกรรม (Industrial Furnace) โดยทำการควบคุม ความดัน อุณหภูมิ อัตราการไหลก๊าซ พร้อมวัดอุณหภูมิและความชื้นสัมพัทธ์ในอากาศ วัดอัตราการไหลอากาศ แล้วทำการปรับ A/F Ratio แล้วส่งก๊าซผ่านหัวเผา (Burner) เพื่อทำการเผาไหม้โดยควบคุมอุณหภูมิในห้องเผาไหม้ที่ 1200 °C โดยปรับค่าปริมาณก๊าซออกซิเจน (O_2) ในก๊าซไอเสียให้อยู่ที่ประมาณ 3% โดยปริมาตร และควบคุมไม่เกินค่าคาร์บอนมอนอไซด์ (CO) หากอุณหภูมิต่ำหรือเกินกว่า 1200 °C เซนเซอร์วัดอุณหภูมิ (temperature transmitter) จะทำการส่งสัญญาณไปควบคุมวาล์วจ่ายก๊าซธรรมชาติพร้อมกับอัตราการไหลอากาศ โดยให้ได้ค่า A/F Ratio เท่าเดิม
3.) โดยในการทดสอบช่วงแรกจะเป็นการทดสอบแบบ Performance Test ที่เป็นการทดสอบจากเตาที่อุณหภูมิปกติไปจนถึง 1200 °C ซึ่งคาดว่าจะใช้ระยะเวลาประมาณ 3 ชั่วโมง และคงสภาวะไปอีก 3 ชั่วโมง รวมเป็น 6 ชั่วโมง จากที่มีได้ทำการทดสอบเบื้องต้น และหลังจากนั้นจะทำการทดสอบต่อเนื่องแบบ Steady State Test ไปอีก 4 ชั่วโมง ที่อุณหภูมิ 1200 °C จึงสิ้นสุดการทดสอบ
4.) ในระหว่างการทดสอบได้มีการบันทึก ความดัน อุณหภูมิ อัตราการไหลก๊าซ พร้อมวัดอุณหภูมิและความชื้นสัมพัทธ์ในอากาศ อัตราการไหลอากาศ อุณหภูมิห้องเผาไหม้ จำนวน 8 จุด ตลอดความยาวเตาเผาในระดับอุตสาหกรรม และทำการวัดอุณหภูมิและองค์ประกอบก๊าซไอเสีย (exhaust gas analyser) ได้แก่ ก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ (CO_2) ก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ (CO) ก๊าซไนโตรเจนออกไซด์ (NOx) ก๊าซซัลเฟอร์ไอออกไซด์ (SO_2) และก๊าซออกซิเจน (O_2) โดยทำการวัดและบันทึกผ่านเซนเซอร์ส่งสัญญาณไปยังเครื่องควบคุมและบันทึกค่า
5.) นำข้อมูลที่ได้มาประมวลผลและวิเคราะห์ข้อมูล
6.) ทำการทดสอบการนำก๊าซไฮโดรเจนผสมในก๊าซธรรมชาติในระดับที่แตกต่างกัน เริ่มตั้งแต่ร้อยละ 5, 10, 15, 20 และ 25% โดยปริมาตร ดังแสดงในตารางที่ 6-4
7.) ทำการทดสอบตามยข้อ 2.) ถึง 5.)

ตารางที่ 6-4 วิธีการทดสอบการนำเชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติสำหรับหัวเผา (Burner) ขนาด 400 kW ในเตาเผาระดับอุตสาหกรรม (Industrial Furnace)

ลำดับที่	การทดสอบ	อุณหภูมิที่ควบคุม (°C)	อากาศ	O_2 ในก๊าซไอเสีย (% โดยปริมาตร)
1	ก๊าซธรรมชาติ (Natural Gas)	1,200	Ambient	3% โดยปริมาตร and adjust
2	H_2 5% โดยปริมาตร			
3	H_2 10% โดยปริมาตร			
4	H_2 15% โดยปริมาตร			
5	H_2 20% โดยปริมาตร			
6	H_2 25% โดยปริมาตร			

6.7 ศึกษาและทดสอบระบบผสมก๊าซไฮโดรเจนและก๊าซธรรมชาติ โดยใช้อุปกรณ์ควบคุมการผสมและป้อนก๊าซเชื้อเพลิงอัตโนมัติ ในอัตราส่วนไฮโดรเจนตั้งแต่ 5% ขึ้นไปโดยปริมาตร

ที่ปรึกษาได้ดำเนินการทดสอบการนำเชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติสำหรับหัวเผา (Burner) ขนาด 465 kW ในเตาเผาระดับอุตสาหกรรม (Industrial Furnace) โดยใช้อุปกรณ์ควบคุมการผสมและป้อนก๊าซเชื้อเพลิงอัตโนมัติ ในสัดส่วนก๊าซไฮโดรเจน 5, 10, 15, 20 และ 25% โดยปริมาตร แล้วเก็บไว้ในถังพักก๊าซผสม แล้วจ่ายผ่านยังหัวเผาและเตาเผาในระดับอุตสาหกรรมตามลำดับ โดยองค์ประกอบก๊าซไฮโดรเจนมีความบริสุทธิ์ 99.96% โดยปริมาตร ส่วนที่เหลือเป็นก๊าซไนโตรเจน 0.04% โดยปริมาตร ในขณะที่ก๊าซธรรมชาติมีองค์ประกอบของก๊าซ Methane (C1) 92.97, Ethane (C_2) 3.51, Propane (C_3) 0.87, Isobutane (IC_4) 0.15, Butane (NC_4) 0.18, Isopentane (IC_5) 0.02, Pentane (NC_5) 0.01, Carbon Dioxide (CO_2) 0.89 และก๊าซอื่น ๆ 1.40 % โดยปริมาตรตามลำดับ โดยก๊าซผสมระหว่างก๊าซไฮโดรเจนและก๊าซธรรมชาติก่อนเข้าหัวผามีองค์ประกอบใกล้เคียงกับอัตราส่วนที่ได้กำหนดไว้ ตลอดการทดสอบผ่านเครื่องวัดและบันทึกผลองค์ประกอบก๊าซ ซึ่งมีสัดส่วนไฮโดรเจน 4.99, 9.94, 14.96, 19.96 และ 25.08% โดยปริมาตร ตามลำดับ ดังแสดงในตารางที่ 6-5 โดยจากการที่ก๊าซธรรมชาติ (NG) และก๊าซ H_2 มีความหนาแน่น 0.78 และ 0.09 kg/Nm³ ตามลำดับ ซึ่งเมื่อผสมก๊าซ H_2 กับก๊าซ NG ทำให้ความหนาแน่นของก๊าซผสม H_2/NG ลดลงจาก 0.78 kg/Nm³ (NG) เหลือเพียง 0.60 kg/Nm³ ที่ก๊าซ H_2 25% โดยปริมาตร เนื่องจากก๊าซ H_2 มีความหนาแน่นต่ำกว่าก๊าซธรรมชาติอย่างมาก ในขณะเดียวกัน ค่าความร้อนต่ำ (LHV) เชิงปริมาตร ก็ลดลงอย่างต่อเนื่องจาก 36.86 MJ/Nm³ (NG) เหลือ 29.89 MJ/Nm³ ที่ก๊าซ H_2 25% โดยปริมาตร คิดเป็นการลดลง 18.93% เช่นเดียวกับดัชนีวอบบี้ (WI) ที่ลดลงจาก 52.83 MJ/Nm³ (NG) เหลือ 49.10 MJ/Nm³ ที่ก๊าซ H_2 25% โดยปริมาตร คิดเป็น 7.07% อย่างไรก็ตาม การลดลงของค่าดัชนีวอบบี้ (WI) นี้ ไม่เกิน 10% สามารถใช้หัวเผา (Burner) เดิมได้โดยไม่ต้องเปลี่ยน Nozzle ดังแสดงในตารางที่ 6-6

ดังนั้น จากแนวโน้มเหล่านี้ชี้ให้เห็นว่า การผสมไฮโดรเจนในสัดส่วนที่สูงขึ้นส่งผลให้ค่าพลังงานต่อปริมาตรของก๊าซลดลง ซึ่งมีนัยสำคัญต่อการออกแบบและควบคุมระบบเผาไหม้ เนื่องจากต้องปรับปริมาณก๊าซ หรืออัตราการไหลเพื่อให้ได้พลังงานเท่าเดิม รวมถึงอาจส่งผลต่อความเสถียรของเปลวไฟและอัตราส่วนอากาศที่ต้องปรับตามด้วย ทั้งนี้ค่าต่าง ๆ ที่ลดลงเหล่านี้มีความสำคัญต่อการนำก๊าซ H_2 มาผสมกับก๊าซ NG สำหรับเตาเผาในระดับอุตสาหกรรมได้อย่างปลอดภัยและมีประสิทธิภาพ

ตารางที่ 6-5 องค์ประกอบของก๊าซธรรมชาติและก๊าซผสมระหว่างก๊าซไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติที่สัดส่วนระหว่าง 5, 10 ,15, 20 และ 25%โดยปริมาตร

ก๊าซ	องค์ประกอบก๊าซ (% โดยปริมาตร)										
	H_2	C_1	C_2	C_3	IC_4	NC_4	IC_5	NC_5	CO_2	Others	Total
NG	0	92.97	3.51	0.87	0.15	0.18	0.02	0.01	0.89	1.40	100
H_2 5%	4.99	88.32	3.06	0.63	0.09	0.13	0.01	0	0.92	1.86	100
H_2 10%	9.94	84.52	2.56	0.45	0.09	0.09	0	0	0.90	1.45	100
H_2 15%	14.96	80.10	2.28	0.43	0.09	0.09	0	0	0.73	1.32	100
H_2 20%	19.96	75.00	2.24	0.44	0.09	0.1	0	0	0.78	1.39	100
H_2 25%	25.08	70.08	2.24	0.43	0.09	0.1	0	0	0.76	1.22	100

ตารางที่ 6-6 ค่าความหนาแน่น LHV และ WI ของก๊าซธรรมชาติและก๊าซผสมระหว่างก๊าซไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติที่สัดส่วนระหว่าง 5, 10 ,15, 20 และ 25% โดยปริมาตร

ก๊าซ	H_2	NG	H_2/NG Density	LHV	WI	LHV	WI
	(% โดยปริมาตร		kg/Nm^3	MJ/Nm^3		% Reduction	
NG	0	100	0.78	36.86	52.83	0	0
H_2 5%	5	95	0.74	35.05	51.55	4.92	2.43
H_2 10%	10	90	0.70	33.67	50.98	8.67	3.50
H_2 15%	15	85	0.66	32.42	50.49	12.06	4.44
H_2 20%	20	80	0.63	31.12	49.67	15.60	5.98
H_2 25%	25	75	0.60	29.89	49.10	18.93	7.07

โดยตัวแปรที่มีผลต่อการผสมก๊าซไฮโดรเจนและก๊าซธรรมชาติ ได้แก่

1.) สัดส่วนผสมของก๊าซไฮโดรเจน (H_2)
2.) ความดัน (pressure)
3.) อุณหภูมิของก๊าซ (gas temperature)
4.) ลักษณะของการไหล (flow characteristic)
5.) สัดส่วนอากาศต่อเชื้อเพลิง (air-fuel ratio)
6.) ค่าความร้อนของก๊าซ (heating value)
7.) ความหนาแน่นของเชื้อเพลิง (fuel density)
8.) ความไวไฟและขีดจำกัดการติดไฟ (flammability limit)
9.) ความเร็วเปลวไฟ (flame speed)
10.) วัสดุอุปกรณ์ที่สัมผัสก๊าซ (material compatibility)
11.) ระบบควบคุมและเซนเซอร์ (control system and sensor)

โดยมีรายละเอียดดังแสดงในตารางที่ 6-7

ตารางที่ 6-7 ตัวแปรที่มีผลต่อการผสมก๊าซไฮโดรเจนและก๊าซธรรมชาติ

ตัวแปรหลัก	ผลกระทบต่อการผสม	คำอธิบายเพิ่มเติม
1. สัดส่วนผสมของ H_2 (% โดยปริมาตร)	ส่งผลโดยตรงต่อคุณสมบัติของเชื้อเพลิงผสม	ยิ่งมี H_2 มาก ⟶ เปลวไฟเร็วขึ้น ค่าความร้อนเปลี่ยน NOx อาจเพิ่มขึ้น
2. ความดัน (Pressure)	กระทบต่อความหนาแน่นของก๊าซ และความสามารถในการผสม	ความดันสูงทำให้ H_2 มีความหนาแน่นใกล้เคียง NG ⟶ ผสมได้เสถียรมากขึ้น
3. อุณหภูมิของก๊าซ (Gas Temperature)	ส่งผลต่อความหนืด ความเร็วเสียง และการจุดระเบิด	H_2 มีจุดติดไฟต่ำ ⟶ ต้องควบคุมอุณหภูมิไม่ให้เกิดการติดไฟก่อนเวลา
4. ลักษณะของการไหล (Flow Characteristic)	ส่งผลต่อประสิทธิภาพการผสม	การไหลปั่นป่วน (turbulent) ช่วยให้ก๊าซผสมกันได้ดีและเร็ว
5. สัดส่วนอากาศต่อเชื้อเพลิง (Air Fuel Ratio)	ส่งผลต่อการเผาไหม้และมลพิษ	H_2 ต้องการปริมาณอากาศมากกว่า CH_4 เพื่อเผาไหม้สมบูรณ์
6. ค่าความร้อนของก๊าซ (Heating Value)	ส่งผลต่อกำลังงานที่ผลิตได้	H_2 มีค่าความร้อนต่ำกว่าต่อปริมาตร แต่สูงต่อมวล ⟶ ต้องคำนวณพลังงานรวมใหม่
7. ความหนาแน่นของก๊าซ (Fuel Density)	ส่งผลต่ออัตราการไหล (Mass Flow Rate)	NG หนาแน่นกว่า H_2 มาก ⟶ ต้องปรับอัตราการไหลให้สมดุล
8. ความไวไฟและขีดจำกัดการติดไฟ (Flammability Limit)	ส่งผลต่อความปลอดภัยในการผสม	H_2 มีช่วงการติดไฟกว้างมาก (4–75%vol) ⟶ มีความเสี่ยงสูงหากรั่วหรือผสมไม่สม่ำเสมอ

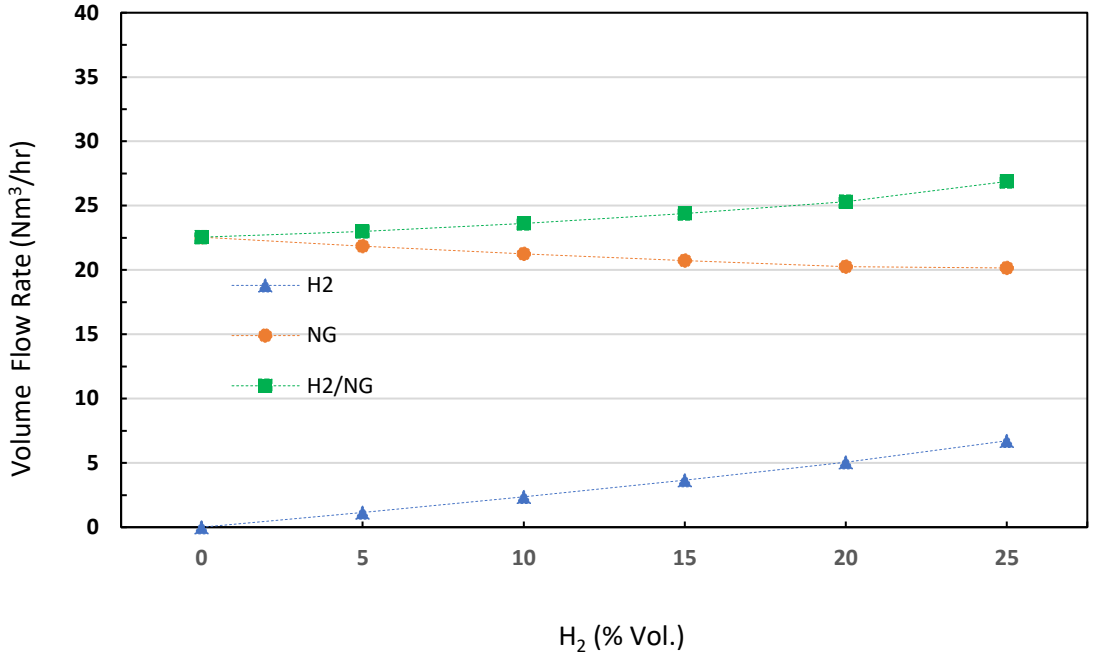
ตัวแปรหลัก	ผลกระทบต่อการผสม	คำอธิบายเพิ่มเติม
9. ความเร็วเปลวไฟ (Flame Speed)	ส่งผลต่อการออกแบบหัวเผา	H_2 มีความเร็วเปลวไฟสูง ⟶ อาจเกิด Backfire หรือ Flashback ได้
10. วัสดุของอุปกรณ์ที่สัมผัสก๊าซ (Material Compatibility)	ส่งผลต่อความทนทานและความปลอดภัย	H_2 ทำให้โลหะบางชนิดเกิด Hydrogen Embrittlement (ความเปราะ)
11. ระบบควบคุมและเซ็นเซอร์ (Control System and Sensor)	ต้องรองรับค่าคุณสมบัติของเชื้อเพลิงที่เปลี่ยนไป	เช่น เซ็นเซอร์ต้องแม่นยำในการวัด H_2 ระบบควบคุมต้องปรับตามค่าความร้อนที่เปลี่ยนแปลง

6.8 ศึกษาถึงผลกระทบของตัวแปรที่เกี่ยวข้อง เช่น อัตราการไหลก๊าซ และความดันก๊าซเชื้อเพลิงก่อนเข้าอุปกรณ์หรือเครื่องจักรที่ใช้ก๊าซผสม

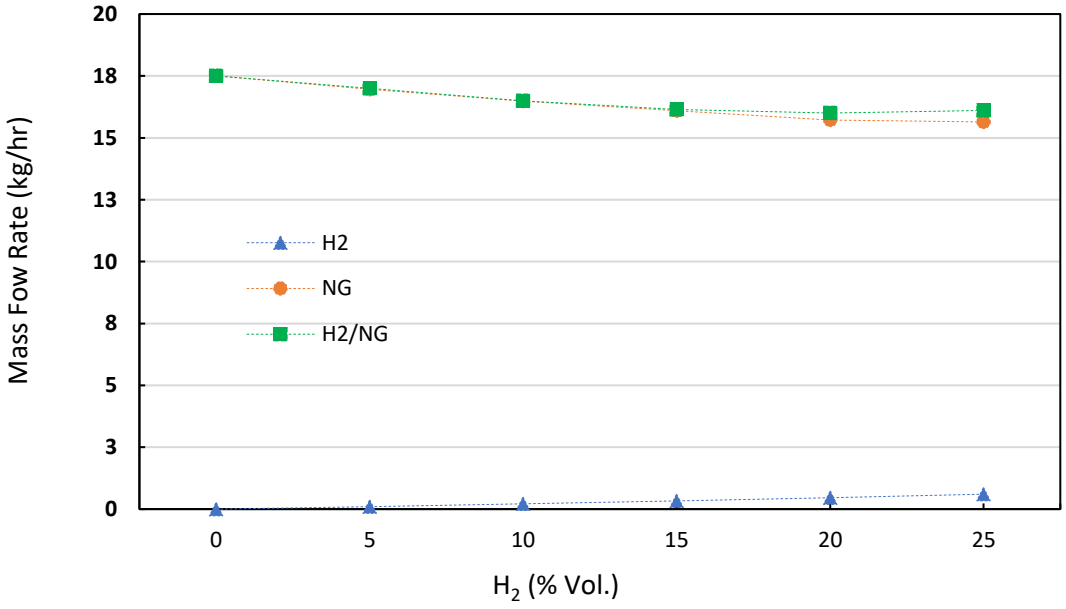
เมื่อมีการนำก๊าซผสมระหว่างไฮโดรเจน (H_2) กับก๊าซธรรมชาติ (NG) มาใช้เป็นเชื้อเพลิงในภาคอุตสาหกรรม ตัวแปรสำคัญที่ต้องศึกษาได้แก่ อัตราการไหลของก๊าซ (Gas Flow Rate) และความดัน (Inlet Pressure) ของก๊าซเชื้อเพลิงหรือก๊าซผสมก่อนเข้าอุปกรณ์หรือเครื่องจักร เนื่องจากการเปลี่ยนแปลงของตัวแปรเหล่านี้อาจส่งผลต่อ อัตราส่วนอากาศต่อเชื้อเพลิง (Air/Fuel Ratio) หรือ AFR ปริมาณความร้อนและอุณหภูมิภายในเตา

โดยการนำก๊าซธรรมชาติและก๊าซผสมระหว่างก๊าซไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ (H_2/NG) ที่สัดส่วน 5, 10, 15, 20 และ 25% โดยปริมาตร มาทดสอบกับหัวเผา (Burner) ขนาด 465 kW ในเตาเผาระดับอุตสาหกรรม (Industrial Furnace) พบว่าอัตราการไหลเชิงปริมาตร (Volume Flow Rate) ของก๊าซผสม H_2/NG เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องจาก 22.42 ไปจนถึง 27.09 Nm^3/hr ซึ่งเป็นผลมาจากก๊าซ H_2 มีค่าความร้อนต่อปริมาตรต่ำกว่าก๊าซธรรมชาติ จึงต้องใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างก๊าซไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ (H_2/NG) ในปริมาณที่มากขึ้นเพื่อให้ได้ค่าความร้อนรวมที่ใกล้เคียงกับก๊าซธรรมชาติเดิม ดังนั้น การเปลี่ยนแปลงลักษณะนี้มีผลทำให้ต้องปรับอัตราการไหลเชิงปริมาตรที่เพิ่มขึ้นเมื่อมีการใช้ก๊าซ H_2 ร่วมกับก๊าซ NG ในกระบวนการเผาไหม้ ดังแสดงในรูปที่ 6-17

อย่างไรก็ตาม อัตราการไหลรวมเชิงมวล (Mass Flow Rate) ของก๊าซผสม H_2/NG กลับมีแนวโน้มลดลงเล็กน้อยจาก 17.50 เหลือ 16.10 kg/hr เมื่อสัดส่วนของ H_2 เพิ่มขึ้น ซึ่งแตกต่างจากกราฟเชิงปริมาตรที่มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นเป็นเพราะก๊าซ H_2 มีความหนาแน่นต่ำกว่าก๊าซธรรมชาติอย่างมาก ทำให้แม้ปริมาตรของก๊าซ H_2 จะเพิ่มขึ้น แต่อัตราการไหลเชิงมวลโดยรวมกลับลดลงเล็กน้อย การเปลี่ยนแปลงนี้แสดงให้เห็นถึงลักษณะเฉพาะของก๊าซ H_2 ที่มีน้ำหนักเบา เมื่อใช้ร่วมกับก๊าซ NG จึงต้องมีการออกแบบระบบให้สามารถควบคุมอัตราการไหลเชิงมวลอย่างแม่นยำ โดยเฉพาะในกรณีที่ต้องการความเสถียรของพลังงานความร้อนที่จ่ายเข้าสู่กระบวนการเผาไหม้ในเตาอุตสาหกรรม ดังแสดงในรูปที่ 6-18 สำหรับความดันก๊าซเชื้อเพลิงก่อนเข้าอุปกรณ์หรือเครื่องจักรที่ใช้ก๊าซผสม จะถูกควบคุมไว้ที่ 150-200 mbarg ตลอดการทดสอบ



รูปที่ 6-17 อัตราการไหลเชิงปริมาตรของก๊าซ NG และก๊าซผสม H_2/NG
สำหรับการทดสอบกับหัวเผาขนาด 465 kW ในเตาเผาระดับอุตสาหกรรม (Industrial Furnace)

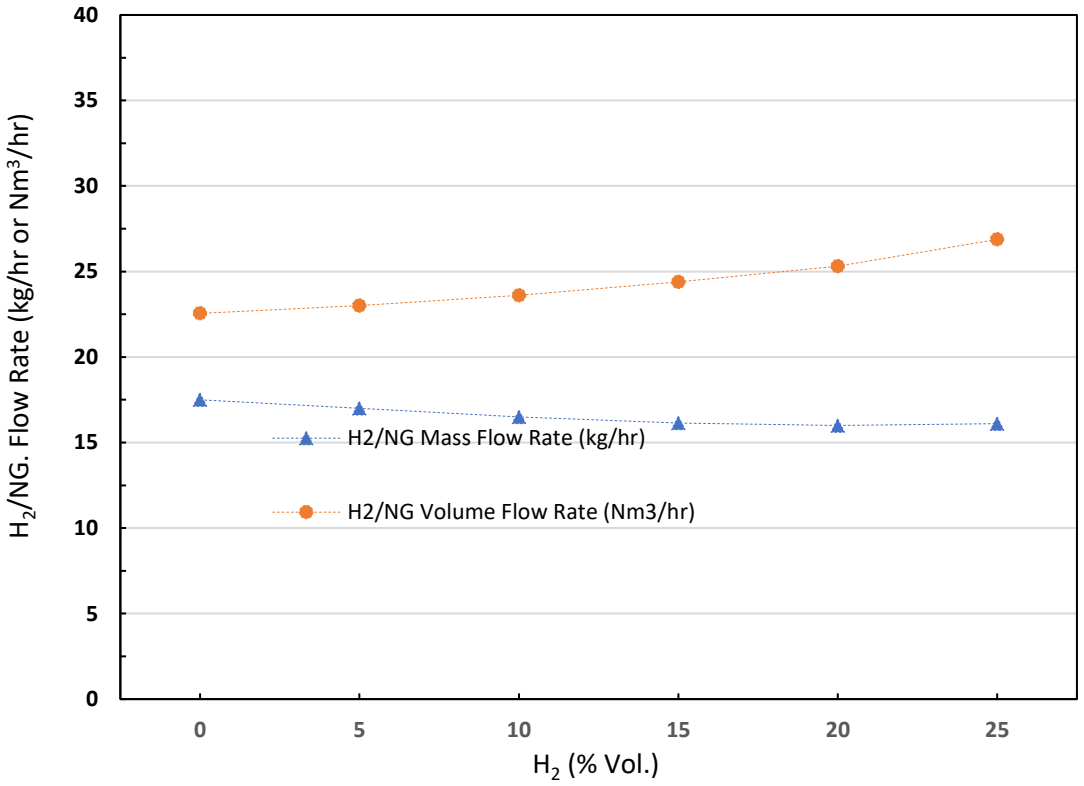


รูปที่ 6-18 อัตราการไหลเชิงมวลของก๊าซ NG และก๊าซผสม H_2/NG
สำหรับการทดสอบกับหัวเผาขนาด 465 kW ในเตาเผาระดับอุตสาหกรรม (Industrial Furnace)

ดังนั้น เมื่อเพิ่มก๊าซ H_2 เข้าไปในส่วนผสม ต้องเพิ่มปริมาตรก๊าซรวมเพื่อคงพลังงานรวมของระบบให้เท่าเดิม ในทางตรงกันข้าม เนื่องจากก๊าซ H_2 มีความหนาแน่นต่ำมาก การเติมก๊าซ H_2 จึงแทนที่ก๊าซ NG ในมวลรวม ทำให้อัตราการไหลเชิงมวลของก๊าซเชื้อเพลิงผสมลดลงเล็กน้อย ผลการเปลี่ยนแปลงนี้เน้นให้เห็นถึงความสำคัญในการออกแบบระบบเชื้อเพลิงและหัวเผาในเตาอุตสาหกรรม โดยเฉพาะอย่างยิ่ง

เมื่อมีการใช้ก๊าซเชื้อเพลิงผสมระหว่างก๊าซ H_2 และก๊าซ NG ซึ่งต้องปรับสมดุลทั้งด้านมวลและปริมาตรให้สอดคล้องกับข้อกำหนดของระบบ เพื่อให้ได้ประสิทธิภาพการเผาไหม้และความปลอดภัยในระดับที่ต้องการ ดังแสดงในรูปที่ 6-19

ทั้งนี้ตลอดระยะเวลาการทดสอบก๊าซ NG และก๊าซผสม H_2/NG ที่สัดส่วนก๊าซ H_2 ที่ 5, 10, 15, 20 และ 25% โดยปริมาตร แบบ Performance Test จำนวน 6 ชั่วโมง และแบบ Steady State Test อีกจำนวน 4 ชั่วโมง รวมเป็นระยะเวลาทดสอบทั้งหมด 10 ชั่วโมง พบว่ามีการใช้ปริมาณก๊าซผสม H_2/NG รวมทั้งสิ้นระหว่าง 225.52-268.78 Nm^3 คิดเป็น 160-175 kg แบ่งเป็นปริมาณก๊าซ H_2 ระหว่าง 11.50-67.20 Nm^3 คิดเป็น 1.03-6.04 kg ในขณะที่ปริมาณก๊าซ NG ระหว่าง 201.59-225.52 Nm^3 คิดเป็น 156.73-175.00 kg ตามลำดับ



รูปที่ 6-19 อัตราการไหลเชิงปริมาตรและเชิงมวลของก๊าซ NG และก๊าซผสม H_2/NG สำหรับการทดสอบกับหัวเผาขนาด 465 kW ในเตาเผาระดับอุตสาหกรรม (Industrial Furnace)

6.9 ศึกษาสัดส่วนปริมาณอากาศต่อเชื้อเพลิง (Air Fuel Ratio)

จากคุณสมบัติของก๊าซมีเทนและก๊าซไฮโดรเจนสามารถเปรียบเทียบได้ว่าก๊าซไฮโดรเจนมีความหนาแน่นต่ำกว่าก๊าซมีเทนอย่างมาก โดยก๊าซไฮโดรเจนมีค่าความหนาแน่นเท่ากับ 0.090 kg/Nm^3 ที่สภาวะมาตรฐาน 0 °C และ 1 บรรยากาศ ในขณะที่ก๊าซมีเทนมีค่าอยู่ที่ 0.72 kg/Nm^3 ที่สภาวะมาตรฐานเช่นกัน แต่ก๊าซไฮโดรเจนมีความเร็วของเปลวไฟ (Laminar Flame Speed) 2.10 m/s ซึ่งสูงกว่าก๊าซมีเทนที่ 0.40 m/s ในขณะที่ค่าความร้อนต่ำของไฮโดรเจน (Lower Heating Value: LHV) เท่ากับ 10.78 MJ/Nm^3 ซึ่งน้อยกว่าก๊าซมีเทนซึ่งมีค่าอยู่ที่ 35.90 MJ/m^3 สำหรับค่าความร้อนสูงก๊าซไฮโดรเจนมีค่าเท่ากับ

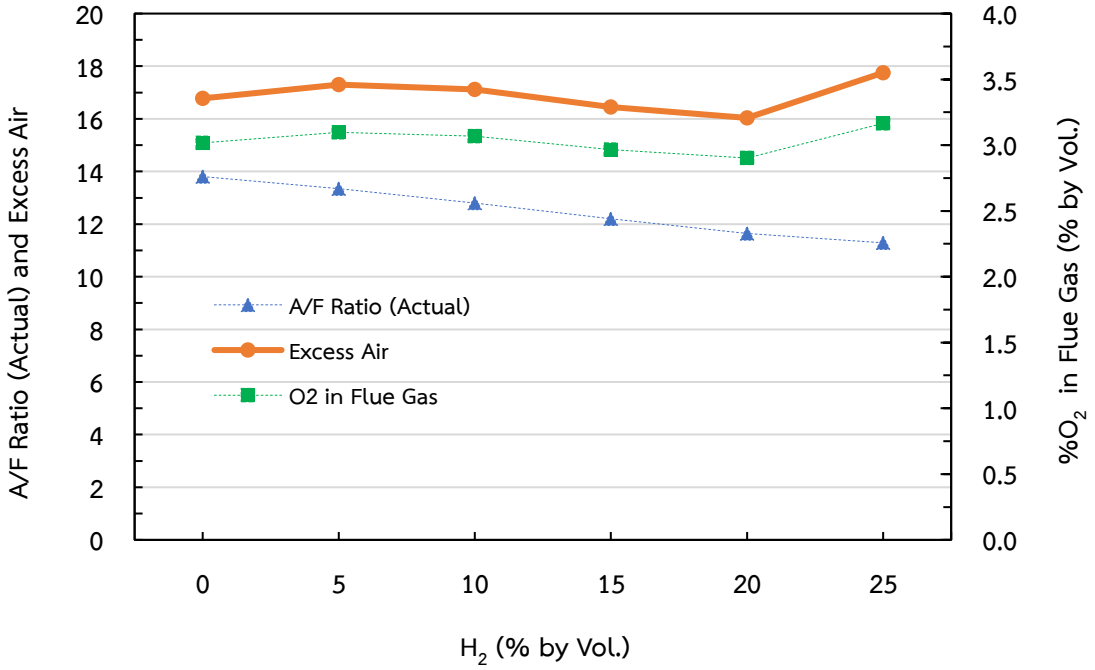
12.79 MJ/Nm³ ในขณะที่ก๊าซมีเทนอยู่ที่ 39.93 MJ/m³ อุณหภูมิเปลวไฟเฉลี่ยของก๊าซไฮโดรเจนอยู่ที่ 2,318 K สูงกว่าก๊าซมีเทนซึ่งมีค่าอยู่ที่ 2,226 K และในด้านดัชนีวอบบี้ (Wobbe Index : WI) ซึ่งใช้ประเมินความสามารถในการใช้งานของเชื้อเพลิงสำหรับหัวเผา ก๊าซไฮโดรเจนมีค่า 48.49 MJ/Nm³ ในขณะที่ก๊าซมีเทนมีค่าดัชนีวอบบี้เท่ากับ 53.61 MJ/Nm³ แสดงให้เห็นถึงลักษณะเฉพาะที่แตกต่างกันของเชื้อเพลิงทั้งสองชนิดซึ่งมีผลต่อการออกแบบระบบการเผาไหม้ในภาคอุตสาหกรรม ดังแสดงในตารางที่ 6-8

ตารางที่ 6-8 คุณสมบัติของก๊าซไฮโดรเจนและก๊าซมีเทน

คุณสมบัติ	ก๊าซไฮโดรเจน	ก๊าซมีเทน	หน่วย
Density	0.72	0.09	kg/Nm^3
Laminar Flame Speed	2.10	0.40	m/s
Lower Heating Value	10.78	35.90	MJ/Nm^3
Higher Heating Value	12.79	39.93	MJ/Nm^3
Adibatic Flame Temperature	2,318	2,226	K
Wobbe Index	48.49	53.61	MJ/Nm^3

ทั้งนี้ในการศึกษาและทดสอบการเผาไหม้ของก๊าซ NG และก๊าซผสมระหว่างก๊าซ H_2/NG ที่สัดส่วนก๊าซ H_2 ต่าง ๆ ได้แก่ 5%, 10%, 15%, 20% และ 25% โดยปริมาตร กับหัวเผาขนาด 465 kW ในเตาเผาระดับอุตสาหกรรม (Industrial Furnace) พบว่าสัดส่วนปริมาณอากาศต่อเชื้อเพลิงจริง (Actual Air Fuel Ratio; AFR) ในกรณีที่ใช้ก๊าซธรรมชาติหรือ H_2 เท่ากับ 0% โดยปริมาตร A/F Ratio (Actual) หรือ AFR (Actual) จะมีค่าเริ่มต้นที่ 13.76 เมื่อผสมก๊าซ H_2 ที่สัดส่วน 5% โดยปริมาตร A/F Ratio จะลดลงเหลือประมาณ 13.15 และที่สัดส่วนก๊าซ H_2 10% โดยปริมาตร A/F Ratio จะอยู่ที่ประมาณ 12.80 ซึ่งหากเพิ่มสัดส่วนก๊าซ H_2เป็น 15% โดยปริมาตร ค่า A/F Ratio (Actual) จะลดลงเหลือประมาณ 12.20 และเมื่อเพิ่มสัดส่วนก๊าซ H_2ถึง 20% โดยปริมาตร ค่า A/F Ratio จะลดลงต่อเนื่องเหลือประมาณ 11.61 และที่สัดส่วนก๊าซ H_2 25% โดยปริมาตร ค่า A/F Ratio (Actual) จะอยู่ที่ 11.29 ทั้งนี้ค่า A/F Ratio (Actual) มีแนวโน้มลดลงตามการเพิ่มขึ้นของสัดส่วนก๊าซ H_2 สะท้อนถึงความต้องการอากาศที่น้อยลงแต่ยังช่วยให้เกิดการเผาไหม้ที่สมบูรณ์ ซึ่งค่า A/F Ratio (Actual) ดังกล่าวข้างต้นมีความสัมพันธ์กับอากาศส่วนเกิน (Excess Air) และปริมาณก๊าซออกซิเจนในก๊าซไอเสีย (O_2 in Flue Gas) ซึ่งจะมีการควบคุมปริมาณก๊าซ O_2 ไว้ที่ประมาณ 3% โดยปริมาตร ทั้งนี้จากการทดสอบพบว่า Excess Air มีค่าในช่วง 16.03-17.75% ในขณะที่ O_2 มีค่าในช่วง 2.90-3.17% โดยปริมาตร ซึ่งจะมีค่าแกว่งตัวเนื่องจากควบคุมการปรับอากาศด้วยระบบ Manual แต่ยังใกล้เคียงกับค่าที่กำหนดไว้ที่ 3% โดยปริมาตร ทั้งนี้การทดสอบดังกล่าวข้างต้นแสดงให้เห็นว่าระบบยังคงควบคุมอากาศส่วนเกินให้เกิดการเผาไหม้ที่สมบูรณ์และมีความเสถียรของระบบเผาไหม้ตามปริมาณก๊าซออกซิเจนในก๊าซไอเสีย (O_2 in Flue Gas) ที่กำหนด

ดังนั้น จะเห็นได้ว่าการเพิ่มก๊าซ H_2 ในเชื้อเพลิงผสมระหว่างก๊าซ H_2/NG ที่สัดส่วน 5, 10, 15, 20 และ 25% โดยปริมาตร ได้ส่งผลให้ A/F Ratio (Actual) ลดลงจาก 13.81 เป็น 11.29 โดยค่า Excess Air มีค่าเฉลี่ยที่ 16.91% และปริมาณออกซิเจนในก๊าซไอเสียมีค่าเฉลี่ยที่ 3.04% โดยปริมาตร ซึ่งทำให้เกิดการเผาไหม้ที่สมบูรณ์ ดังแสดงในรูปที่ 6-20

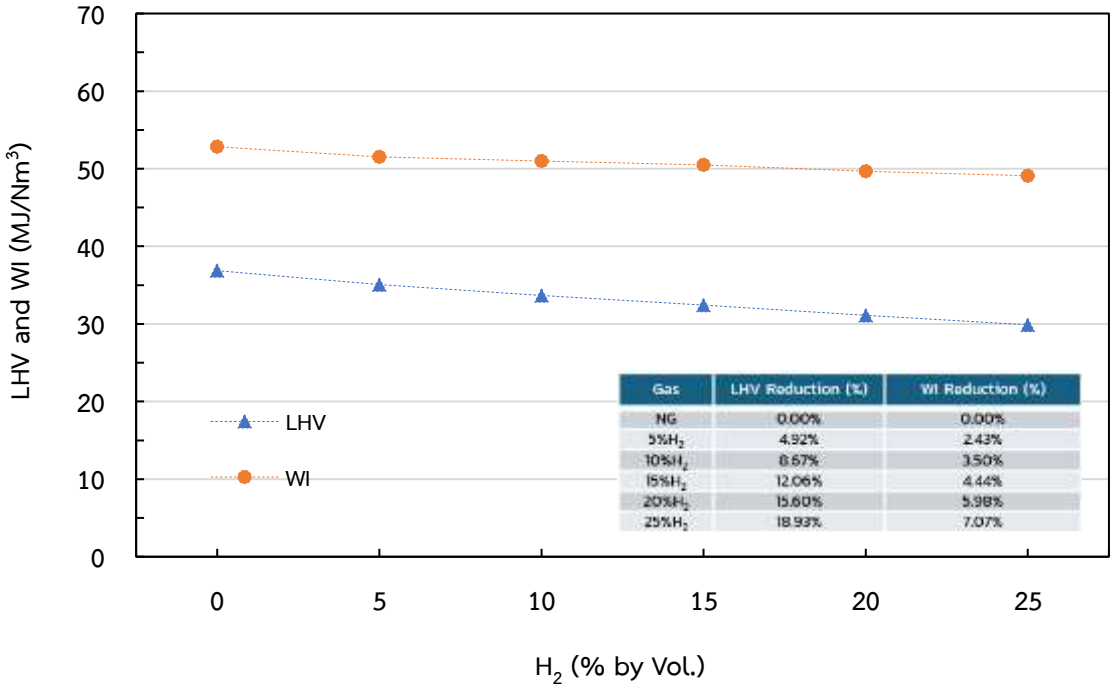


รูปที่ 6-20 A/F Ratio, Excess Air และ O_2 ในก๊าซไอเสีย ของก๊าซ NG และก๊าซผสม H_2/NG สำหรับการทดสอบกับหัวเผาขนาด 465 kW ในเตาเผาระดับอุตสาหกรรม (Industrial Furnace)

6.10 ศึกษาค่า Wobbe Index ประสิทธิภาพการเผาไหม้ของการใช้เชื้อเพลิงผสมเปรียบเทียบกับก๊าซธรรมชาติ

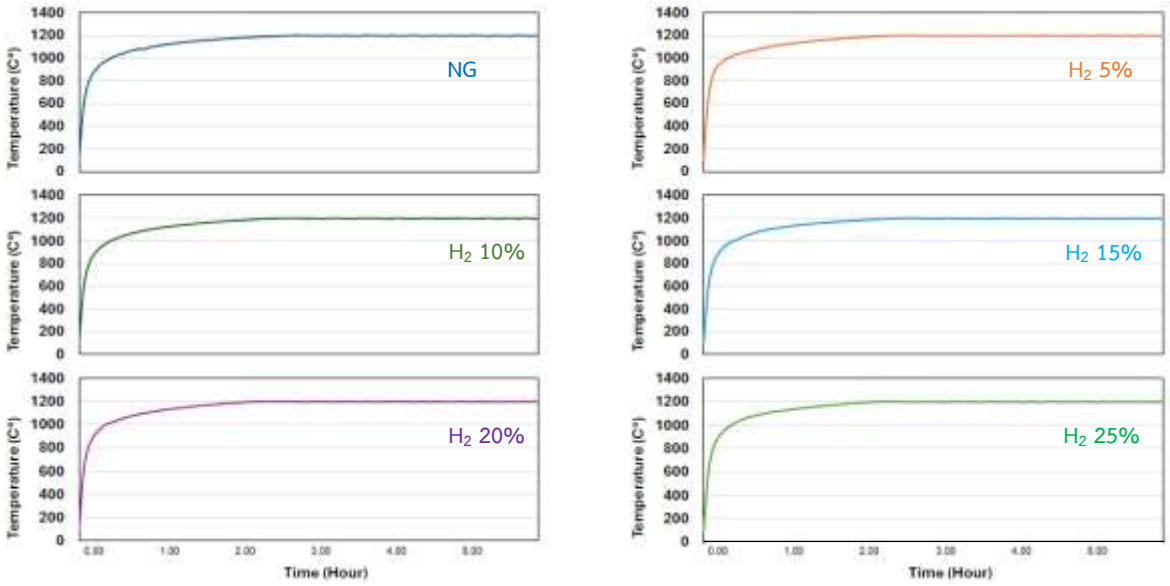
1) ค่า Wobbe Index

ในการศึกษาและทดสอบการเผาไหม้ของก๊าซ NG และเชื้อเพลิงผสม H_2/NG ที่สัดส่วนก๊าซ H_2 ต่าง ๆ ได้แก่ 5, 10, 15, 20 และ 25% โดยปริมาตร กับหัวเผาขนาด 465 kW ในเตาเผาระดับอุตสาหกรรม พบว่าค่าความร้อนต่ำ (LHV: Lower Heating Value) และค่าดัชนีวอบบี้ (Wobbe Index: WI) ของ ก๊าซ NG และเชื้อเพลิงผสม H_2/NG มีแนวโน้มลดลงอย่างต่อเนื่องเมื่อสัดส่วนก๊าซ H_2 เพิ่มขึ้น โดยพบว่าค่า LHV ของก๊าซ NG มีค่า 36.86 MJ/Nm^3 ในขณะที่ค่า LHV ของก๊าซผสม H_2/NG มีค่า 35.05, 33.67, 32.42, 31.12 และ 29.89 MJ/Nm^3 ตามลำดับ โดย LHV มีค่าลดลง 4.92-18.93% ทั้งนี้ค่า LHV ที่ลดลงเกิดจากลักษณะเฉพาะของก๊าซ H_2 ซึ่งแม้จะมีค่าพลังงานจำเพาะต่อมวลสูง แต่มีค่าความร้อนต่อปริมาตรต่ำกว่าก๊าซ NG อย่างมาก จึงทำให้ค่าความร้อนรวมของก๊าซผสมลดลงเมื่อเพิ่มสัดส่วนของก๊าซ H_2 สำหรับค่าดัชนีวอบบี้ (WI) ของก๊าซ NG ที่ใช้ประเมินความสามารถของเชื้อเพลิงในการจ่ายพลังงานผ่านหัวเผามีค่า 52.83 MJ/Nm^3 ในขณะที่ค่า WI ของเชื้อเพลิงผสม H_2/NG มีค่า 51.55, 50.98, 50.49, 49.67 และ 49.10 MJ/Nm^3 ตามลำดับ โดยค่า WI มีค่าลดลง 2.43-7.07% สะท้อนถึงการเปลี่ยนแปลงคุณสมบัติด้านการส่งผ่านพลังงานและผลต่อประสิทธิภาพการเผาไหม้ อย่างไรก็ตาม ที่ค่า WI ต่ำสุดของสัดส่วนเชื้อเพลิงผสม H_2/NG ที่ 25% โดยปริมาตร จะต่ำกว่าก๊าซ NG อยู่ที่ 7.07% ซึ่งน้อยกว่า 10% จึงถือว่าสามารถใช้หัวเผาชุดเดิมได้โดยไม่ต้องปรับขนาดของหัวฉีดก๊าซ (Nozzle) ดังแสดงในรูปที่ 6-21

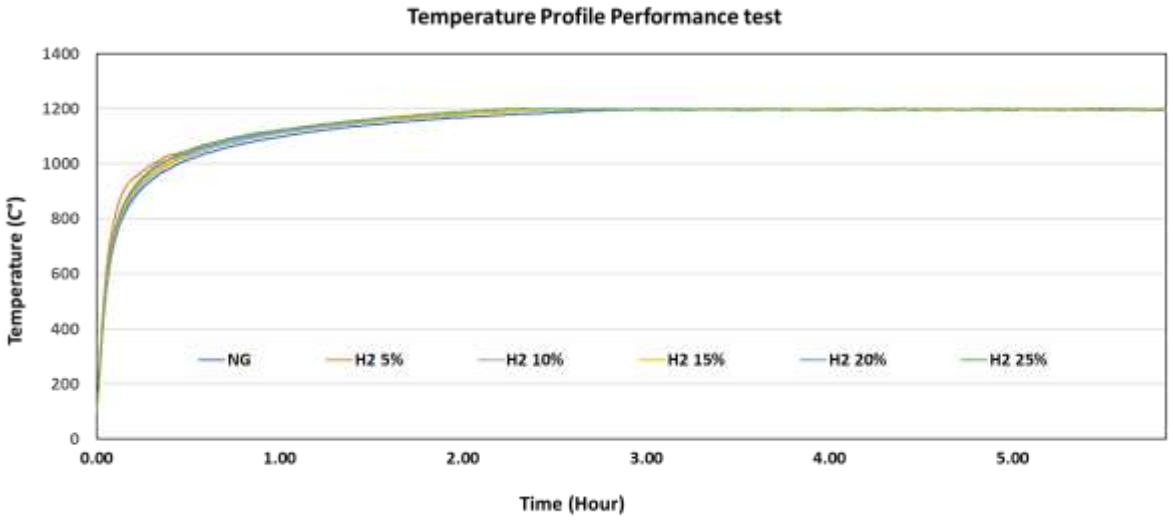


รูปที่ 6-21 ค่า LHV และ Wobbe (WI) ของก๊าซ NG และก๊าซผสม H_2/NG สำหรับการทดสอบกับหัวเผาขนาด 465 kW ในเตาเผาระดับอุตสาหกรรม (Industrial Furnace)

จากผลการทดสอบการเผาไหม้ของก๊าซ NG และเชื้อเพลิงผสม H_2/NG ที่สัดส่วนก๊าซ H_2 ต่าง ๆ ได้แก่ 5, 10, 15, 20 และ 25% โดยปริมาตร กับหัวเผาขนาด 465 kW ในเตาเผาระดับอุตสาหกรรม (Industrial Furnace) แบบ Performance Test ที่มีการควบคุมปริมาณก๊าซ O_2 2.84-2.96% โดยปริมาตร โดยมีอุณหภูมิเป้าหมายอยู่ที่ 1,200 °C และอยู่ในสภาวะไม่มีภาระของผลิตภัณฑ์ พบว่าที่ก๊าซ NG และเชื้อเพลิงผสม H_2/NG ทุกสัดส่วน อุณหภูมิภายในห้องเผาไหม้จะเพิ่มขึ้นจากสภาวะปกติไปจนถึงประมาณ 1,200 °C ใช้ระยะเวลาประมาณ 3 ชั่วโมงเหมือนกัน และสามารถรักษาอุณหภูมิไว้ได้อย่างต่อเนื่องไปอีก 3 ชั่วโมง รวมเป็น 6 ชั่วโมง โดยเส้นกราฟทั้งหมดมีลักษณะใกล้เคียงกันดังรูปที่ 6-22 ถึง 6-23 แสดงว่าทุกสัดส่วนการผสมก๊าซไฮโดรเจนในช่วงที่กำหนดดังกล่าวข้างต้นให้ผลการทดสอบที่ใกล้เคียงกันในการไปถึงอุณหภูมิที่กำหนดไว้ที่ 1,200 °C



รูปที่ 6-22 อุณหภูมิเฉลี่ยภายในห้องเผาไหม้ของก๊าซ NG และก๊าซผสม H_2/NG สำหรับการทดสอบกับหัวเผาขนาด 400 kW แบบ Performance Test

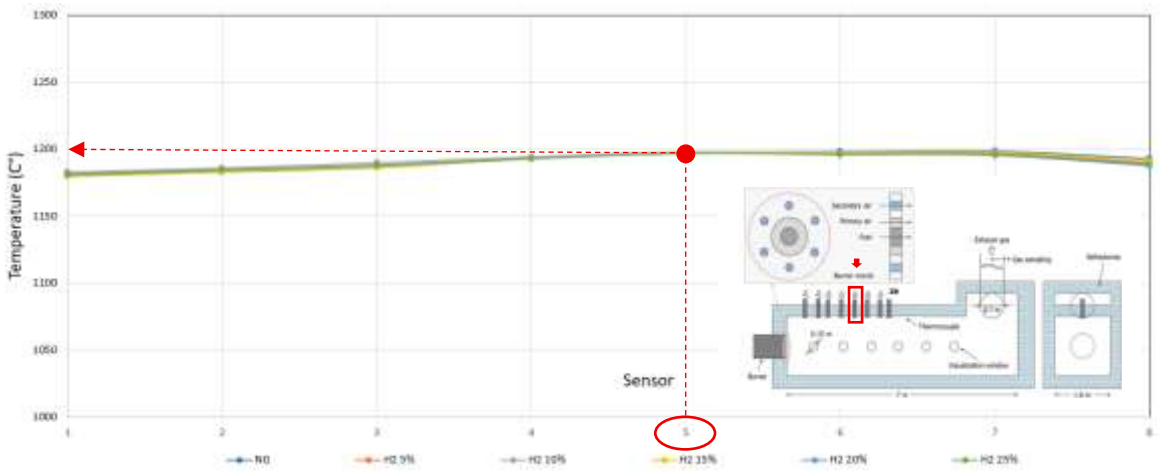


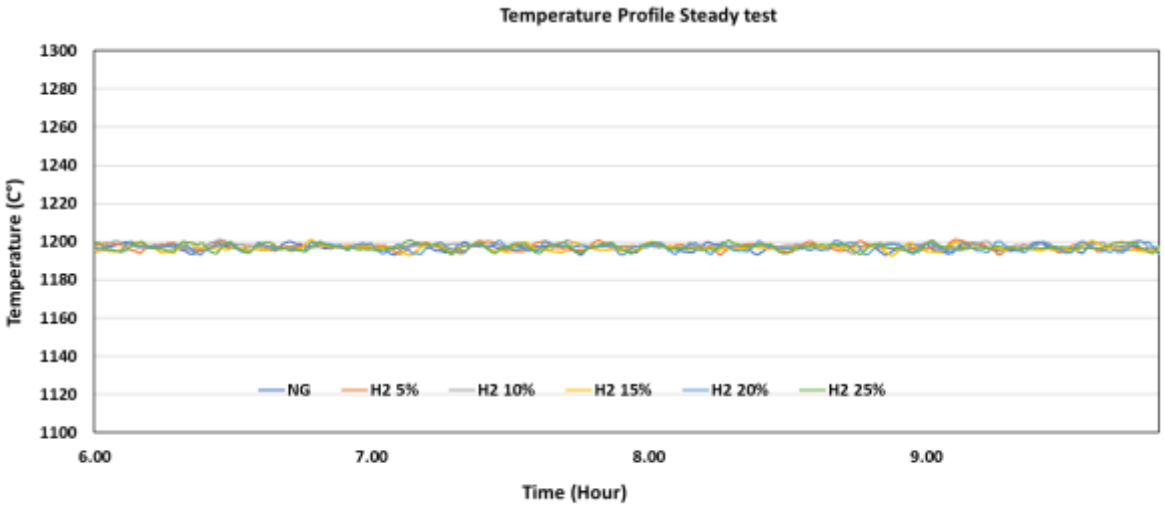
รูปที่ 6-23 เปรียบเทียบอุณหภูมิภายในห้องเผาไหม้ของก๊าซ NG และก๊าซผสม H_2/NG และ H_2 5, 10, 15, 20 และ 25% โดยปริมาตร

ทั้งนี้ห้องเผาไหม้ภายในเตาเผาระดับอุตสาหกรรม (Industrial Furnace) แสดงดังรูปที่ 6-24

รูปที่ 6-24 ห้องเผาไหม้ภายในเตาทดสอบ (Industrial Furnace)

ทั้งนี้ในการทดสอบก๊าซ NG และเชื้อเพลิงผสม H_2/NG ที่มีก๊าซ H_2 5, 10, 15, 20 และ 25% โดยปริมาตรแบบ Steady State Test จะเห็นได้ว่าเตาเผาระดับอุตสาหกรรมสามารถรักษาอุณหภูมิตามค่าที่กำหนดไว้ได้ คือ 1,200 °C ตามค่าหัววัดอุณหภูมิ (temperature sensor) หมายเลข 5 ได้อย่างคงที่ระหว่างชั่วโมงที่ 6 ถึง 10 รวม 4 ชั่วโมง โดยทำการทดสอบต่อเนื่องจากแบบ Performance Test อีก 3 ชั่วโมง ดังนั้นเตาเผาระดับอุตสาหกรรมสามารถรักษาอุณหภูมิตามค่าที่กำหนดไว้ได้ คือ 1,200 °C รวมจำนวนทั้งสิ้น 7 ชั่วโมง ซึ่งแสดงให้เห็นว่าหัวเผาและเตาเผามีประสิทธิภาพในการควบคุมอุณหภูมิและการทำงานอย่างมีเสถียรภาพ แม้จะมีการเปลี่ยนแปลงสัดส่วนของก๊าซไฮโดรเจนในเชื้อเพลิงผสมที่ป้อนเข้าสู่ระบบ เตาเผาก็ยังสามารถรักษาอุณหภูมิไว้ได้ตามที่กำหนดตลอดช่วงการทดสอบ ซึ่งแสดงให้เห็นถึงประสิทธิภาพในการควบคุมกระบวนการที่ดี และแสดงว่าเชื้อเพลิงผสม H_2/NG ทุกสัดส่วนสามารถให้พลังงานความร้อนได้อย่างเพียงพอและเหมาะสมต่อกระบวนการให้ความร้อนเชิงอุตสาหกรรม ดังแสดงในรูปที่ 6-25

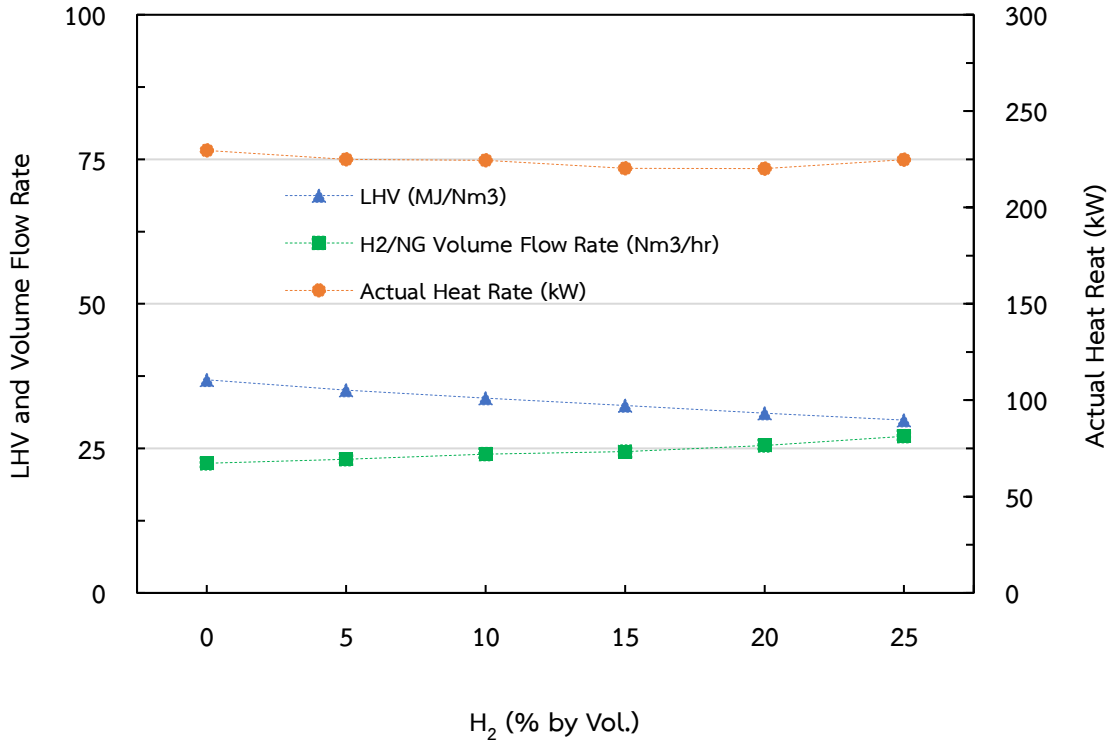




รูปที่ 6-25 อุณหภูมิภายในเตาเผาของก๊าซ NG และก๊าซผสม H_2/NG สำหรับการทดสอบกับหัวเผาขนาด 465 kW แบบ Steady State Test

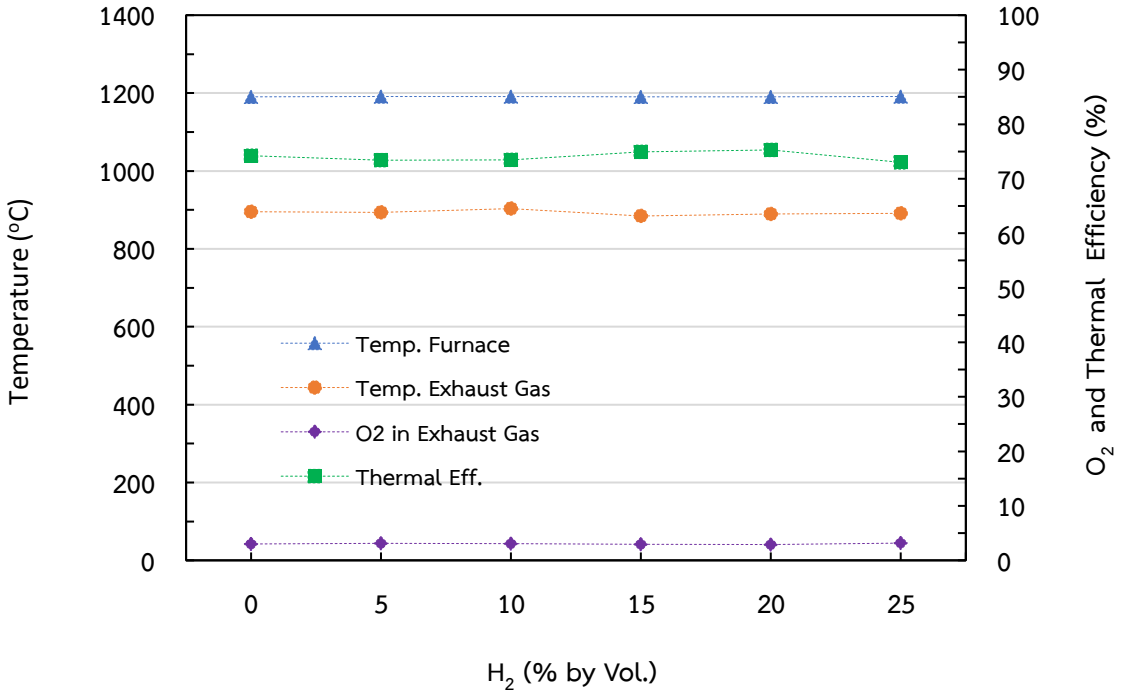
2) ค่าประสิทธิภาพการเผาไหม้

ในส่วนค่าความร้อนต่ำ (LHV) และปริมาณความร้อนจริง (Actual Heat Rate) สำหรับการทดสอบการเผาไหม้ของก๊าซ NG และเชื้อเพลิงผสม H_2/NG ที่สัดส่วนก๊าซ H_2 ต่าง ๆ ได้แก่ 5, 10, 15, 20 และ 25% โดยปริมาตร กับหัวเผาขนาด 465 kW ในเตาเผาระดับอุตสาหกรรม (Industrial Furnace) ที่มีการควบคุมอุณหภูมิห้องเผาไหม้ให้อยู่ที่ 1,200 °C และ O_2 ในก๊าซไอเสียประมาณ 3% โดยปริมาตร และอยู่ในสภาวะไม่มีภาระของผลิตภัณฑ์นั้น พบว่าจากค่า LHV ของก๊าซ NG และเชื้อเพลิงผสม H_2/NG ในเชิงปริมาตรมีค่าลดลงจาก 36.86 เหลือ 29.89 MJ/Nm^3 ทำให้ต้องเพิ่มอัตราการไหลเชิงปริมาตรของก๊าซ NG จาก 22.42 Nm^3/hr เพิ่มขึ้นเป็น 23.11, 24.00, 24.47, 25.47 และ 27.09 Nm^3/hr ตามลำดับ ส่งผลให้ปริมาณความร้อนจริงจากการเผาไหม้ (Actual Heat Rate) อยู่ในช่วง 220.18-229.61 kW ซึ่งถือว่ามีการแกว่งตัวในช่วง 2.03-4.11% โดยยังคงสามารถรักษาอุณหภูมิในห้องเผาไหม้ไว้ได้ที่ 1,200 °C ดังแสดงในรูปที่ 6-26 อย่างไรก็ตามปริมาณความร้อนที่ได้คิดเป็น 47-49% ของหัวเผาขนาด 465 kW เนื่องจากเป็นการทดสอบแบบไม่มีภาระของผลิตภัณฑ์



รูปที่ 6-26 ค่าอัตราการไหลก๊าซ NG ก๊าซผสม H_2/NG ค่า LHV และค่าปริมาณความร้อน สำหรับการทดสอบกับหัวเผาขนาด 465 kW ในเตาเผาระดับอุตสาหกรรม (Industrial Furnace)

โดยจากผลการทดสอบแบบไม่มีภาระของผลิตภัณฑ์พบว่าเมื่อมีการควบคุมปริมาณก๊าซ O_2 ในก๊าซไอเสียประมาณ 3% โดยปริมาตร นั้นพบว่าที่การเผาไหม้ก๊าซ NG และเชื้อเพลิงผสม H_2/NG ที่มี ก๊าซ H_2 5, 10, 15, 20 และ 25% โดยปริมาตร ค่าก๊าซ O_2 ในก๊าซไอเสียมีค่าในช่วง 2.90-3.17% โดยปริมาตร หรือมีค่าเฉลี่ย 3.04% โดยปริมาตร ซึ่งไม่พบค่าก๊าซ CO ทุกการทดสอบแสดงให้เห็นว่ามีการเผาไหม้อย่างสมบูรณ์ส่งผลให้ค่าประสิทธิภาพการเผาไหม้ (Combustion Efficiency) ได้ 100% ทุกการทดสอบ โดยในส่วนอุณหภูมิการเผาไหม้เฉลี่ยภายในเตาค่อนข้างคงที่ประมาณ 1,190.68 °C ในขณะที่อุณหภูมิก๊าซไอเสียมีค่า 884.25-903.25 °C ส่งผลให้ค่าประสิทธิภาพเชิงความร้อน (Thermal Efficiency) มีค่าระหว่าง 73.00-75.28% โดยมีการสูญเสียความร้อนทางปล่องเสียเป็นหลักและมีการสูญเสียในส่วนอื่น ๆ ได้แก่ ผนังเตา เป็นต้น โดยจากการทดสอบแบบไม่มีภาระของผลิตภัณฑ์นี้ได้ส่งผลให้อุณหภูมิก๊าซไอเสียยังคงสูงอยู่และเป็นผลทำให้ค่าประสิทธิภาพเชิงความร้อนค่อนข้างต่ำ ดังแสดงในรูปที่ 6-27 ทั้งนี้หากมีภาระของผลิตภัณฑ์ในการใช้งานจริงอุณหภูมิก๊าซไอเสียก็จะลดลงมาซึ่งจะทำให้ประสิทธิภาพเชิงความร้อนสูงขึ้นได้



รูปที่ 6-27 ค่า O_2 ในก๊าซไอเสีย อุณหภูมิการเผาไหม้และไอเสีย และประสิทธิภาพการเผาไหม้สำหรับการทดสอบกับหัวเผาขนาด 465 kW ในเตาเผาระดับอุตสาหกรรม (Industrial Furnace)

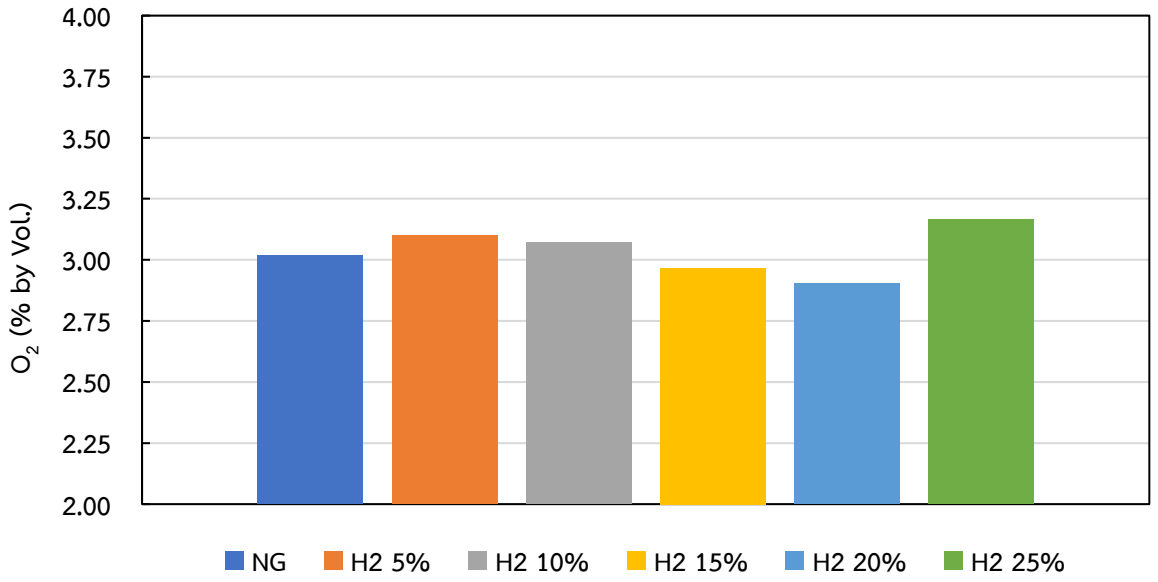
6.11 ศึกษาและวิเคราะห์องค์ประกอบของการเผาไหม้หรือก๊าซไอเสีย (Emissions) อาทิ CO_2, O_2, CO, NO_x จากการใช้เชื้อเพลิงผสมเทียบกับก๊าซธรรมชาติ

จากผลการทดสอบการเผาไหม้ก๊าซ NG และเชื้อเพลิงผสม H_2/NG ที่มีสัดส่วนก๊าซ H_2 5, 10, 15, 20 และ 25% โดยปริมาตร เมื่อเข้าสู่สภาวะคงที่ (Steady State Test) พบว่าค่าออกซิเจน (O_2) ในก๊าซไอเสียมีความแตกต่างกันเล็กน้อยระหว่างแต่ละอัตราส่วนของไฮโดรเจน โดยมีค่า 3.02, 3.10, 3.07, 2.97, 2.90 และ 3.17% โดยปริมาตร ตามลำดับ ซึ่งยังอยู่ในช่วงที่สามารถควบคุมได้อย่างเหมาะสมที่ประมาณ 3% โดยปริมาตร ดังตารางที่ 6-9 และรูปที่ 6-28 ทั้งนี้องค์ประกอบก๊าซไอเสียส่วนอื่นไม่พบค่าก๊าซคาร์บอนมอนอกไซด์ (CO) ซึ่งแสดงถึงการเผาไหม้ที่สมบูรณ์ ส่วนปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) มีแนวโน้มลดลงตามสัดส่วนการผสมของไฮโดรเจนที่เพิ่มขึ้น โดยมีค่า 10.35, 10.12, 10.02, 9.91, 9.79 และ 9.46% โดยปริมาตร ตามลำดับ เนื่องจากไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงที่ไม่มีคาร์บอนเป็นองค์ประกอบจึงทำให้ปล่อยก๊าซ CO_2 น้อยลงตามสัดส่วนไฮโดรเจนที่เพิ่มขึ้น ขณะเดียวกันไม่พบการปล่อยซัลเฟอร์ออกไซด์ (SO_x) ในทุกกรณี เนื่องจากเชื้อเพลิงทั้งสองชนิดไม่มีองค์ประกอบของกำมะถัน

ตารางที่ 6-9 องค์ประกอบของการเผาไหม้หรือก๊าซไอเสีย (Emissions)

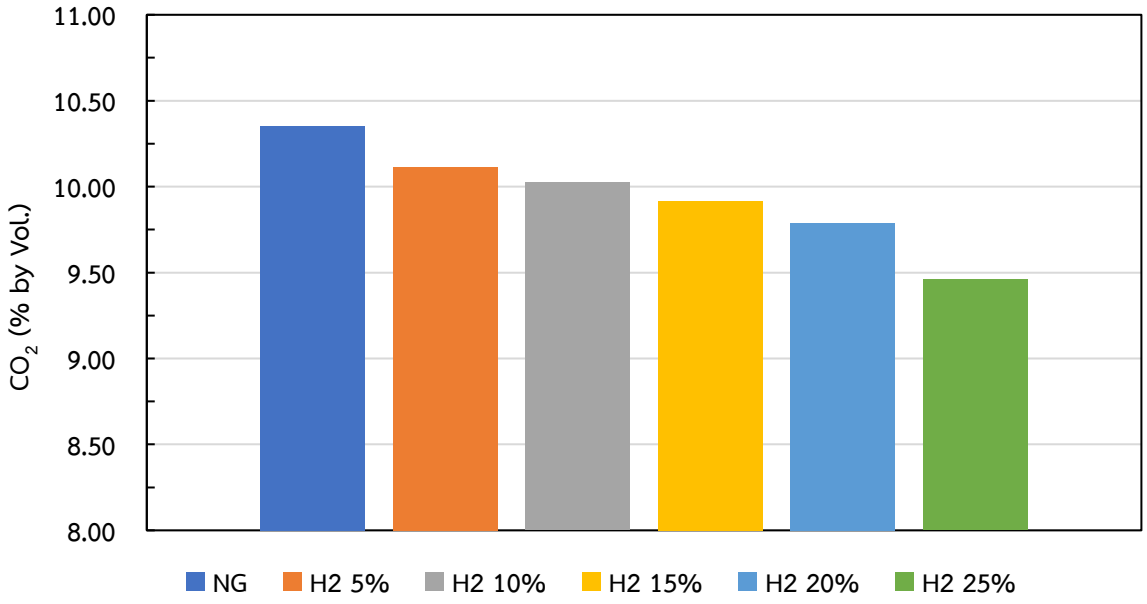
Steady State Test						
Gas	O_2 (%)	NOx (%)	CO (%)	CO_2 (%)	SOx (%)	%RH
NG	3.08	73.21	0	10.30	0	71.54
H_2 5%	3.10	77.87	0	10.12	0	68.29

Steady State Test						
Gas	O_2 (%)	NOx (%)	CO (%)	CO_2 (%)	SOx (%)	%RH
H_2 10%	3.07	81.97	0	10.02	0	53.53
H_2 15%	2.97	78.07	0	9.91	0	67.87
H_2 20%	2.90	94.48	0	9.79	0	44.91
H_2 25%	3.17	87.30	0	9.46	0	50.57



รูปที่ 6-28 ปริมาณการปล่อยก๊าซออกซิเจน (O_2) ระหว่างการทดสอบในสภาวะคงที่

ทั้งนี้ จากรูปที่ 6-29 แสดงปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) ระหว่างการทดสอบในสภาวะคงที่ โดยเปรียบเทียบระหว่างการใช้ก๊าซธรรมชาติกับการผสมก๊าซไฮโดรเจนในสัดส่วนต่าง ๆ ได้แก่ 5, 10, 15, 20, และ 25% โดยปริมาตร พบว่าค่าของก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) ในก๊าซไอเสียมีแนวโน้มลดลงอย่างต่อเนื่องเมื่อเพิ่มสัดส่วนของไฮโดรเจนในเชื้อเพลิง ทั้งนี้เป็นผลมาจากการลดลงของปริมาณธาตุคาร์บอนในส่วนผสมของเชื้อเพลิง ส่งผลให้เกิดผลิตภัณฑ์การเผาไหม้ที่มีก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) น้อยลง กรณีที่ใช้ก๊าซธรรมชาติ ปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) อยู่ที่ประมาณ 10.35% โดยปริมาตร ขณะที่เมื่อผสมไฮโดรเจนในสัดส่วน 25% โดยปริมาตร ปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) ลดลงเหลือ 9.46% โดยปริมาตร แสดงให้เห็นว่าแนวโน้มการลดก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) มีความสัมพันธ์โดยตรงกับการแทนที่ก๊าซธรรมชาติด้วยไฮโดรเจนซึ่งเป็นเชื้อเพลิงไร้คาร์บอน และเป็นประโยชน์อย่างยิ่งต่อการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกระบวนการเผาไหม้ภาคอุตสาหกรรม



รูปที่ 6-29 ปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) ระหว่างการทดสอบในสภาวะคงที่

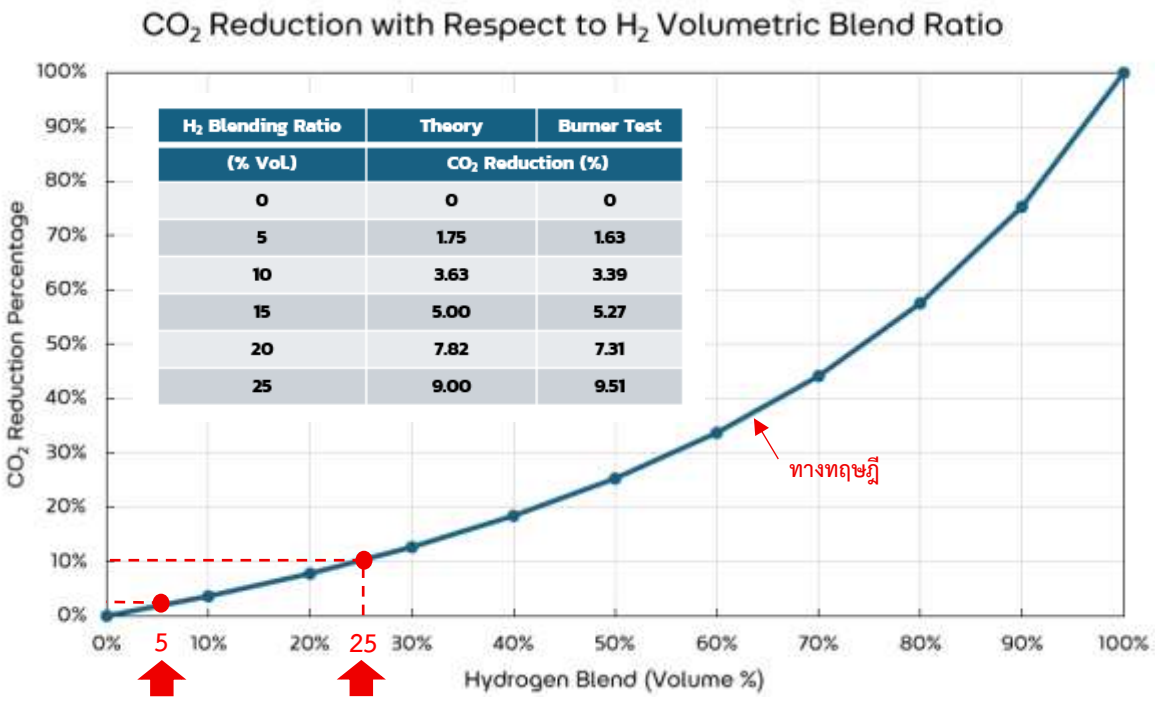
ทั้งนี้จากตารางที่ 6-10 และรูปที่ 6-30 แสดงให้เห็นว่าในทางทฤษฎีเมื่อมีการเพิ่มสัดส่วนของไฮโดรเจนในเชื้อเพลิงผสมตั้งแต่ 5 ถึง 100% โดยปริมาตร จะส่งผลให้ปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2 Emission) ลดลงอย่างต่อเนื่อง โดยกรณีที่ไม่มีการผสมไฮโดรเจนค่าการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2 Emission) จะอยู่ที่ 100% และ CO_2 Reduction จะเป็น 0% ซึ่งถือเป็นค่าฐาน สำหรับการเริ่มผสมไฮโดรเจนที่ 5% โดยปริมาตร จะทำให้ CO_2 Emission ลดลงเหลือ 98.25% ในขณะที่ CO_2 Reduction ลดลง 1.75% และเมื่อเพิ่มการผสมไฮโดรเจนเป็น 50% โดยปริมาตร ค่า CO_2 Emission จะลดลงเหลือ 74.67% และค่า CO_2 Reduction ลดลง 25.33% ซึ่งหากเพิ่มสัดส่วนไฮโดรเจนไปจนถึง 100% โดยปริมาตร จะทำให้ค่า CO_2 Emission ลดลงเป็น 0% ในขณะที่ CO_2 Reduction มีค่า 100% จากค่าฐาน

ทั้งนี้ จากการเปรียบเทียบค่าในทางทฤษฎีกับผลการทดสอบของหัวเผา (Burner Test) ที่ใช้ก๊าซ NG กับเชื้อเพลิงผสม H_2/NG ที่สัดส่วนไฮโดรเจนต่าง ๆ ได้แก่ 5, 10, 15, 20, และ 25% โดยปริมาตร นั้น พบว่า ค่า CO_2 Reduction ของผลการทดสอบมีค่า 0, 1.63, 3.39, 5.27, 7.31 และ 9.51% ตามลำดับ ซึ่งมีค่าใกล้เคียงกับค่าทางทฤษฎี ดังแสดงในรูปที่ 6-30

ตารางที่ 6-10 ปริมาณ CO_2 ที่ลดลงตามสัดส่วนการผสม H_2 ทางทฤษฎี

Hydrogen (% Vol.)	CO_2 Emission (%)	CO (Reduction (%)
0	100.00	0
5	98.25	1.75
10	96.37	3.63
20	92.18	7.82
30	87.31	12.69

Hydrogen (% Vol.)	CO_2 Emission (%)	CO (Reduction (%)
40	81.56	18.44
50	74.67	25.33
60	66.28	33.72
70	55.82	44.18
80	42.43	57.57
90	24.68	75.32
100	0	100.00



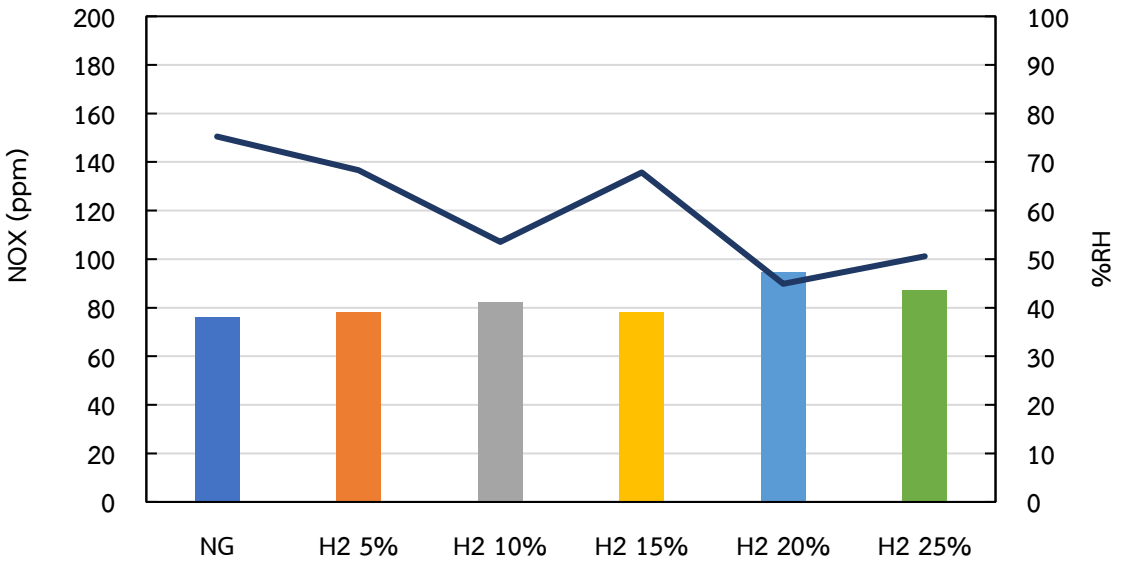
รูปที่ 6-30 ความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณ CO_2 กับสัดส่วนการผสม H_2

ซึ่งแนวโน้มนี้สะท้อนให้เห็นว่าการเพิ่มปริมาณไฮโดรเจนในเชื้อเพลิงเป็นการช่วยลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ได้อย่างมีประสิทธิภาพ ตามการเพิ่มสัดส่วนของไฮโดรเจน โดยค่า CO_2 Reduction เพิ่มขึ้นจาก 0% จนถึง 100% เมื่อไฮโดรเจนในเชื้อเพลิงมีค่าถึง 0-100% โดยปริมาตร แสดงให้เห็นถึงศักยภาพของการใช้ไฮโดรเจนในฐานะเชื้อเพลิงสะอาดที่สามารถลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกและมลพิษได้อย่างชัดเจนในระดับอุตสาหกรรม

สำหรับค่าของไนโตรเจนออกไซด์ (NO_x) มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นเมื่อเพิ่มสัดส่วนของไฮโดรเจนจาก 5, 10, 15, 20 และ 25% โดยปริมาตร เช่น ในกรณีใช้ก๊าซธรรมชาติ NO_x มีค่า 75.83 ppm ในขณะที่เมื่อเพิ่มสัดส่วนไฮโดรเจนในเชื้อเพลิงผสม H_2/NG เป็น 25% โดยปริมาตร NO_x มีค่าเพิ่มขึ้นเป็น 87.30 ppm ซึ่งสอดคล้องกับคุณสมบัติของไฮโดรเจนที่มีอุณหภูมิเปลวไฟสูงกว่าทำให้เกิด NO_x ได้มากขึ้น อย่างไรก็ตามมีข้อสังเกตว่าเมื่อความชื้นสัมพัทธ์ (%RH) ของอากาศที่ใช้ในการเผาไหม้มีค่าสูงขึ้นพบว่าค่า NO_x ได้ลดลง

ตามไปด้วย อย่างเช่นในกรณีการทดสอบก๊าซผสม H_2/NG ที่สัดส่วน H_2 20% โดยปริมาตร พบว่ามีความชื้นสัมพัทธ์อากาศ 44.91%RH ค่า NO_x เกิดขึ้นถึง 94.48 ppm ในขณะที่การทดสอบที่สัดส่วน H_2 ที่ 25% โดยปริมาตร มีความชื้นสัมพัทธ์อากาศสูงขึ้นเป็น 50.57%RH พบว่ามีค่า NO_x เกิดขึ้นต่ำกว่าที่ 87.30 ppm แม้ว่าค่า NO_x ควรจะเพิ่มขึ้นตามสัดส่วน H_2 แต่กลับมีค่าลดลงซึ่งเป็นเพราะมีปริมาณไอน้ำจากความชื้นสัมพัทธ์ที่เข้าสู่กระบวนการเผาไหม้เพิ่มขึ้นทำให้เปลวไฟเย็นลงเนื่องจากไอน้ำมีความร้อนจำเพาะสูงส่งผลให้อุณหภูมิเปลวไฟลดลงและการเกิด Thermal NOx ซึ่งขึ้นอยู่กับอุณหภูมิสูงได้ลดลงตามไปด้วย นอกจากนี้ไอน้ำยังช่วยเจือจางก๊าซในห้องเผาไหม้และกระตุ้นปฏิกิริยาที่เปลี่ยน NO_x กลับไปเป็น N_2 ทำให้ค่า NO_x โดยรวมลดลงเมื่อ %RH ของอากาศเพิ่มขึ้น ดังแสดงในตารางที่ 6-9 และรูปที่ 6-31 ตามลำดับ

โดยสรุป แม้มีการเพิ่มไฮโดรเจนในสัดส่วนต่าง ๆ ในเชื้อเพลิงผสม H_2/NG หัวเผายังสามารถเผาไหม้ได้อย่างสมบูรณ์โดยไม่มีค่า CO โดยค่าการปล่อยก๊าซ CO_2 มีค่าลดลง ในขณะที่ค่า NO_x เพิ่มสูงขึ้นแต่ไม่เกินประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม เรื่อง กำหนดค่าปริมาณของสารเจือปนในอากาศที่ระบายออกจากโรงงาน พศ. 2549 ที่กำหนดค่าออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_x) จากเชื้อเพลิงอื่นๆ ไว้ไม่เกิน 200 ppm ดังแสดงตารางที่ 6-9



รูปที่ 6-31 ความสัมพันธ์ระหว่างปริมาณ NOx กับสัดส่วนการผสม H_2

6.12 สรุปผลการทดสอบการนำเชื้อเพลิงผสมระหว่างก๊าซไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติสำหรับหัวเผา (Burner) ขนาด 465 kW ในเตาเผาระดับอุตสาหกรรม (Industrial Furnace)

จากผลการทดสอบการเผาไหม้ก๊าซ NG และเชื้อเพลิงผสม H_2/NG ที่มีสัดส่วนก๊าซ H_2 5, 10, 15, 20 และ 25% โดยปริมาตร กับหัวเผา (Burner) ขนาด 465 kW ในเตาเผาระดับอุตสาหกรรม (Industrial Furnace) สามารถสรุปได้ดังนี้

- **อัตราการไหลของเชื้อเพลิงผสม H_2/NG**

เมื่อเพิ่มสัดส่วนของก๊าซไฮโดรเจนในเชื้อเพลิงผสม H_2/NG พบว่าอัตราการไหลเชิงปริมาตร (Volume Flow Rate) ของเชื้อเพลิงผสม H_2/NG เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องจาก 22.42 ไปจนถึง 27.09 Nm^3/hr ซึ่งเป็นผลมาจากก๊าซ H_2 มีค่าความร้อนต่อปริมาตรต่ำกว่าก๊าซธรรมชาติ จึงต้องใช้เชื้อเพลิงผสม H_2/NG

ในปริมาณที่มากขึ้นเพื่อให้ได้ค่าความร้อนรวมที่ใกล้เคียงกับก๊าซธรรมชาติเดิม ดังนั้น การเปลี่ยนแปลงลักษณะนี้มีผลทำให้ต้องปรับอัตราการไหลเชิงปริมาตที่เพิ่มขึ้นเมื่อมีการใช้ก๊าซ H_2 ร่วมกับก๊าซ NG ในกระบวนการเผาไหม้

ในขณะที่อัตราการไหลรวมเชิงมวล (Mass Flow Rate) ของเชื้อเพลิงผสม H_2/NG กลับมีแนวโน้มลดลงจาก 17.40 เหลือ 16.23 kg/hr เมื่อสัดส่วนของ H_2 เพิ่มขึ้น ซึ่งแตกต่างจากกราฟเชิงปริมาตรที่มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นเป็นเพราะก๊าซ H_2 มีความหนาแน่นต่ำกว่าก๊าซธรรมชาติอย่างมาก ทำให้แม้ปริมาตรของก๊าซ H_2 จะเพิ่มขึ้น แต่อัตราการไหลเชิงมวลโดยรวมกลับลดลง การเปลี่ยนแปลงนี้แสดงให้เห็นถึงลักษณะเฉพาะของก๊าซ H_2 ที่มีน้ำหนักเบา เมื่อใช้ร่วมกับก๊าซ NG จึงต้องมีการออกแบบระบบให้สามารถควบคุมอัตราการไหลเชิงมวลอย่างแม่นยำ โดยเฉพาะในกรณีที่ต้องการความเสถียรของพลังงานความร้อนที่จ่ายเข้าสู่กระบวนการเผาไหม้ในเตาอุตสาหกรรม

- **อัตราส่วนอากาศต่อเชื้อเพลิง (AFR)**

เมื่อผสมก๊าซไฮโดรเจนมากขึ้น ความต้องการอากาศสำหรับการเผาไหม้จะลดลงอย่างต่อเนื่อง ส่งผลให้ A/F Ratio (Actual) ลดลงจาก 13.81 เป็น 13.34, 12.80, 12.20, 11.64, และ 11.29 ตามลำดับ โดยค่า Excess Air มีค่าเฉลี่ยที่ 16.91% และปริมาณออกซิเจนในก๊าซไอเสียมีค่าเฉลี่ยที่ 3.04% โดยปริมาตร ซึ่งทำให้เกิดการเผาไหม้ที่สมบูรณ์

- **ค่าความร้อนต่ำ (LHV) และดัชนีวอบบี้ (WI)**

ค่าความร้อนต่ำ (LHV) และค่าดัชนีวอบบี้ (WI) ของก๊าซ NG และเชื้อเพลิงผสม H_2/NG มีแนวโน้มลดลงอย่างต่อเนื่องเมื่อสัดส่วนก๊าซ H_2 เพิ่มขึ้น โดยพบว่าค่า LHV มีค่า 36.86, 35.05, 33.67, 32.42, 31.12 และ 29.89 MJ/Nm^3 ตามลำดับ ลดลง 4.92-18.93% ซึ่งเกิดจากลักษณะเฉพาะของก๊าซ H_2 ซึ่งแม้จะมีค่าพลังงานจำเพาะต่อมวลสูง แต่มีค่าความร้อนต่อปริมาตรต่ำกว่าก๊าซ NG อย่างมาก จึงทำให้ค่าความร้อนรวมของก๊าซผสมลดลงเมื่อเพิ่มสัดส่วนของก๊าซ H_2 สำหรับค่าดัชนีวอบบี้ (WI) มีค่า 52.83 51.55, 50.98, 50.49, 49.67 และ 49.10 MJ/Nm^3 ตามลำดับ ลดลง 2.43-7.07% สะท้อนถึงการเปลี่ยนแปลงคุณสมบัติด้านการส่งผ่านพลังงานและผลต่อประสิทธิภาพการเผาไหม้ อย่างไรก็ตาม ที่ค่า WI ต่ำสุดของเชื้อเพลิงผสม H_2/NG ที่ H_2 25% โดยปริมาตร จะต่ำกว่าก๊าซ NG อยู่ที่ 7.07% ซึ่งน้อยกว่า 10% จึงถือว่าสามารถใช้หัวเผาชุดเดิมได้โดยไม่ต้องปรับขนาดของหัวฉีดก๊าซ (Nozzle)

- **การควบคุมอุณหภูมิในเตาเผา (Performance Test)**

ในการทดสอบก๊าซ NG และเชื้อเพลิงผสม H_2/NG พบว่าระบบสามารถรักษาอุณหภูมิในเตาเผาให้ถึง 1,200 °C ได้ภายในช่วงเวลา 3 ชั่วโมง เท่ากันทุกกรณี และยังสามารถรักษาอุณหภูมิที่ 1,200 °C ไว้ได้อย่างต่อเนื่องอีก 3 ชั่วโมง แสดงให้เห็นถึงประสิทธิภาพและเสถียรภาพในการควบคุมอุณหภูมิในเตาเผา

- **ความเสถียรของระบบระหว่างการทำงาน (Steady State Test)**

หัวเผาและเตาเผาระดับอุตสาหกรรม สามารถรักษาอุณหภูมิตามค่าที่กำหนดไว้ได้ คือ 1,200 °C ได้อย่างคงที่ตลอดระยะเวลาการทดสอบที่ 4 ชั่วโมง ซึ่งแสดงให้เห็นว่าหัวเผาและเตาเผามีประสิทธิภาพในการควบคุมอุณหภูมิและการทำงานได้อย่างมีเสถียรภาพ แม้จะมีการเปลี่ยนแปลงสัดส่วนของก๊าซไฮโดรเจนในเชื้อเพลิงผสมที่ป้อนเข้าสู่ระบบ เตาเผาก็ยังสามารถรักษาอุณหภูมิไว้ได้ตามที่กำหนดตลอดช่วงการทดสอบ ซึ่งแสดงให้เห็นถึงประสิทธิภาพในการควบคุมกระบวนการที่ดี และแสดงว่าเชื้อเพลิงผสม H_2/NG ทุกสัดส่วนสามารถให้พลังงานความร้อนได้อย่างเพียงพอและเหมาะสมต่อกระบวนการให้ความร้อนเชิงอุตสาหกรรม

- **ประสิทธิภาพการเผาไหม้และประสิทธิภาพเชิงความร้อน**

การเผาไหม้ก๊าซ NG และเชื้อเพลิงผสม H_2/NG ได้มีการควบคุมปริมาณก๊าซ O_2 ในก๊าซไอเสียมีค่าในอยู่ช่วง 2.90-3.17% โดยปริมาตร ซึ่งผลการทดสอบไม่พบค่าก๊าซ CO ทุกกรณี แสดงให้เห็นว่ามี การเผาไหม้อย่างสมบูรณ์ ส่งผลให้ค่าประสิทธิภาพการเผาไหม้ (Combustion Efficiency) มีค่า 100% ทุกการทดสอบ

ในส่วนค่าประสิทธิภาพเชิงความร้อน (Thermal Efficiency) มีค่าระหว่าง 73.00-75.28% พบว่ามีการสูญเสียความร้อนไปทางปล่องเสียเป็นหลักสำหรับการสูญเสียในส่วนอื่นถือว่าเล็กน้อย โดยจากการทดสอบแบบไม่มีภาระของผลิตภัณฑ์นี้ได้ส่งผลให้อุณหภูมิก๊าซไอเสียยังคงสูงอยู่และเป็นผลทำให้ ค่าประสิทธิภาพเชิงความร้อนค่อนข้างต่ำ ทั้งนี้หากมีภาระของผลิตภัณฑ์ในการใช้งานจริงอุณหภูมิ ก๊าซไอเสียก็จะลดลงมาซึ่งจะทำให้ประสิทธิภาพเชิงความร้อนสูงขึ้นได้

- **การลดก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2)**

ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) มีแนวโน้มลดลงตามสัดส่วนการผสมของไฮโดรเจนที่เพิ่มขึ้น โดยมีค่า 10.35, 10.12, 10.02, 9.91, 9.79 และ 9.46% โดยปริมาตร ส่งผลให้ค่า CO_2 Reduction มีค่า 0, 1.63, 3.39, 5.27, 7.31 และ 9.51% ตามลำดับ ซึ่งมีค่าใกล้เคียงกับค่าทางทฤษฎี เนื่องจากไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงที่ไม่มีคาร์บอนเป็นองค์ประกอบจึงทำให้ปล่อยก๊าซ CO_2 น้อยลงตามสัดส่วนไฮโดรเจนที่เพิ่มขึ้น ดังนั้นการเพิ่มไฮโดรเจนในเชื้อเพลิงผสมสามารถช่วยลดการปล่อยก๊าซ CO_2 ได้อย่างต่อเนื่องและชัดเจน แสดงถึงศักยภาพของไฮโดรเจนในฐานะเชื้อเพลิงสะอาดที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม

- **ค่าซัลเฟอร์ไดออกไซด์ (SO_x)**

ไม่พบการปล่อยซัลเฟอร์ออกไซด์ (SO_x) ในทุกกรณี เนื่องจากก๊าซ NG และเชื้อเพลิงผสม H_2/NG ไม่มีองค์ประกอบของกำมะถัน

- **ค่าไนโตรเจนออกไซด์ (NO_x)**

ค่าของไนโตรเจนออกไซด์ (NO_x) มีแนวโน้มเพิ่มขึ้นเมื่อเพิ่มสัดส่วนของไฮโดรเจน โดยในกรณีก๊าซNG มีค่า NO_x 75.83 ppm ในขณะที่เมื่อเพิ่มสัดส่วนไฮโดรเจนในเชื้อเพลิงผสม H_2/NG เป็น 5, 10, 15, 20 และ 25% โดยปริมาตร NO_x มีค่าเพิ่มขึ้นเป็น 77.87, 81.97, 78.07, 94.48 และ 87.30 ppm ตามลำดับซึ่งสอดคล้องกับคุณสมบัติของไฮโดรเจนที่มีอุณหภูมิเปลวไฟสูงกว่าทำให้เกิด NO_x ได้มากขึ้น อย่างไรก็ตามเมื่อความชื้นสัมพัทธ์ (%RH) ของอากาศที่ใช้ในการเผาไหม้มีค่าสูงขึ้นจะทำให้ค่า NO_x ลดลงตามไปด้วย เนื่องจากมีปริมาณไอน้ำจากความชื้นสัมพัทธ์เข้าสู่กระบวนการเผาไหม้เพิ่มขึ้นทำให้อุณหภูมิเปลวไฟลดลง ทำให้การเกิด Thermal NOx ซึ่งขึ้นอยู่กับอุณหภูมิสูงได้ลดลงตามไปด้วย โดยค่า NO_x ที่เพิ่มสูงขึ้นมีค่าไม่เกินประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม เรื่อง กำหนดค่าปริมาณของสารเจือปนในอากาศที่ระบายออกจากโรงงาน พศ. 2549 ที่กำหนดค่าออกไซด์ของไนโตรเจน (NO_x) จากเชื้อเพลิงอื่นๆ ไว้ไม่เกิน 200 ppm

เอกสารอ้างอิง

[6.1] สถาบันนวัตกรรม ปตท. (2568). HENG: Hydrogen enriched natural gas: Hydrogen testing plan 2025, Clean Fuel and Energy Transition Innovation Department [รายงานภายใน].

บทที่ 7
วิเคราะห์และประเมินประสิทธิภาพการทำงานของอุปกรณ์และเครื่องจักรที่ใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติในโรงงานอุตสาหกรรม

สถาบันวิจัยและพัฒนาพลังงานนครพิงค์ มหาวิทยาลัยเชียงใหม่ ได้ดำเนินการวิเคราะห์และประเมินประสิทธิภาพการทำงานของอุปกรณ์และเครื่องจักรที่ใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติในโรงงานอุตสาหกรรม หรือ บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) เป็นต้น โดยจะมีรายละเอียดและหัวข้อในการดำเนินงาน ดังนี้

7.1 วิเคราะห์ประสิทธิภาพการเผาไหม้ของเชื้อเพลิงผสมในแต่ละสัดส่วนไฮโดรเจนที่ผสมในก๊าซธรรมชาติ

จากผลการทดสอบการเผาไหม้ของเชื้อเพลิงผสมที่มีการเติมไฮโดรเจนในสัดส่วนต่าง ๆ ลงในก๊าซธรรมชาติ สามารถวิเคราะห์ประสิทธิภาพการเผาไหม้ได้โดยพิจารณาจากอุณหภูมิการเผาไหม้ ความคงที่ของอุณหภูมิในระยะเวลาทำงานจริง ค่าการปล่อยก๊าซไอเสีย (CO, CO_2, Nox, SOx) อัตราส่วนอากาศต่อเชื้อเพลิง (A/F ratio) และค่าความชื้นสัมพัทธ์ของอากาศที่ใช้ในการเผาไหม้ ดังนี้

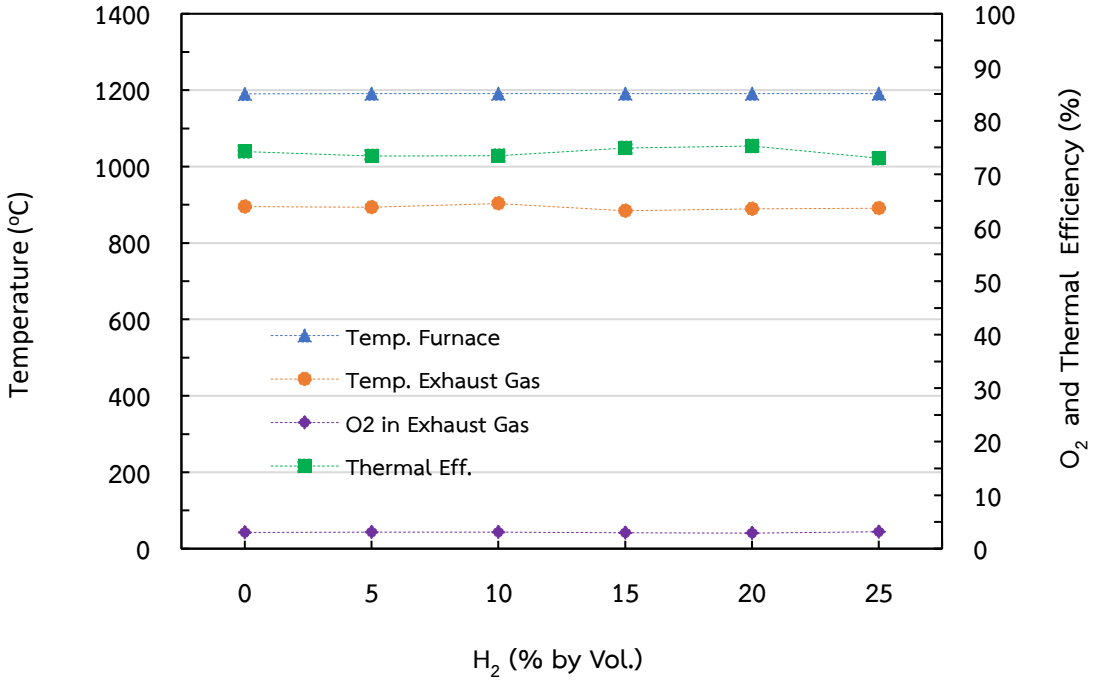
ในกรณีที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเพียงอย่างเดียว หรือ H_2 0% โดยปริมาตร พบว่าอัตราส่วนอากาศต่อเชื้อเพลิงเริ่มต้นมีค่าประมาณ 12 แสดงถึงความต้องการอากาศจำนวนมากในการเผาไหม้ให้สมบูรณ์ เมื่อมีการเพิ่มสัดส่วนของไฮโดรเจนตั้งแต่ 5%, 10%, 15%, 20% และ 25% โดยปริมาตร ค่า A/F Ratio (Actual) มีแนวโน้มลดลงจาก 13.81 เป็น 13.34, 12.80, 12.20, 11.64, และ 11.29 ตามลำดับ โดยค่า Excess Air มีค่าเฉลี่ยที่ 16.91% และปริมาณออกซิเจนในก๊าซไอเสียมีค่าเฉลี่ยที่ 3.04% โดยปริมาตร ซึ่งทำให้เกิดการเผาไหม้ที่สมบูรณ์ แสดงให้เห็นว่าเชื้อเพลิงผสมต้องการปริมาณอากาศลดลง ซึ่งเกิดจากคุณสมบัติของไฮโดรเจนที่มีอัตราการลุกไหม้เร็วและเผาไหม้ได้ง่ายกว่า ส่งผลให้ประสิทธิภาพการเผาไหม้สูงขึ้น

จากการทดสอบแบบ Performance Test พบว่าในส่วนของอุณหภูมิห้องเผาไหม้ของก๊าซผสม H_2/NG ทุกสัดส่วนสามารถทำให้อุณหภูมิในเตาเผาเพิ่มขึ้นจนถึงจุดที่ตั้งไว้ได้ใกล้เคียงกัน โดยใช้เวลาประมาณ 3 ชั่วโมง ก่อนที่จะเข้าสู่สถานะคงที่ที่อุณหภูมิ 1,190 °C ซึ่งแสดงว่าเชื้อเพลิงผสมทุกสัดส่วนสามารถให้พลังงานความร้อนได้อย่างเพียงพอและเหมาะสมต่อกระบวนการให้ความร้อนเชิงอุตสาหกรรม และเมื่อเข้าสู่สภาวะการทดสอบแบบ Steady State Test พบว่าเตาเผาสามารถรักษาอุณหภูมิได้อย่างสม่ำเสมอที่อุณหภูมิ 1,190 °C ในทุกสัดส่วนของก๊าซไฮโดรเจนที่ผสม ซึ่งแสดงให้เห็นถึงความเสถียรในการเผาไหม้ของเชื้อเพลิงก๊าซผสม H_2/NG

จากผลการทดสอบแบบแบบ Steady State Test ต่อเนื่อง 4 ชั่วโมง แบบไม่มีภาระของผลิตภัณฑ์ พบว่าเมื่อมีการควบคุมปริมาณก๊าซ O_2 ในก๊าซไอเสียไว้ประมาณ 3% โดยปริมาตร นั้นพบว่าที่การเผาไหม้ก๊าซ NG และเชื้อเพลิงผสม H_2/NG ที่มีก๊าซ H_2 5, 10, 15, 20 และ 25% โดยปริมาตร นั้น ค่าก๊าซ O_2 ที่ควบคุมได้มีค่า 3.02, 3.10, 3.07, 2.97, 2.90 และ 3.17% โดยปริมาตร ตามลำดับ ซึ่งไม่พบค่าก๊าซ CO ทุกการทดสอบ แสดงให้เห็นว่ามีการเผาไหม้อย่างสมบูรณ์จากการที่ได้เพิ่ม Excess Air ตามที่ได้กำหนดไว้ในรูปของปริมาณ O_2 ในก๊าซไอเสีย ส่งผลให้ค่าประสิทธิภาพการเผาไหม้ (Combustion Efficiency) มีค่า 100% ทุกการทดสอบ โดยในส่วนอุณหภูมิการเผาไหม้เฉลี่ยภายในเตาค่อนข้างคงที่ประมาณ 1,190 °C ในขณะที่อุณหภูมิก๊าซไอเสียมีค่า 884.25-903.25 °C ส่งผลให้ค่าประสิทธิภาพเชิงความร้อน

(Thermal Efficiency) มีค่าระหว่าง 73.00-75.28% ที่มีการสูญเสียความร้อนไปทางปล่องเสียเป็นหลัก สำหรับการสูญเสียในส่วนอื่นถือว่าเล็กน้อย ดังแสดงในรูปที่ 7-1 โดยจากการทดสอบแบบไม่มีภาระของผลิตภัณฑ์นี้ได้ส่งผลให้อุณหภูมิก๊าซไอเสียยังคงสูงอยู่และเป็นผลทำให้ค่าประสิทธิภาพเชิงความร้อนค่อนข้างต่ำ ทั้งนี้หากมีภาระของผลิตภัณฑ์ในการใช้งานจริงอุณหภูมิก๊าซไอเสียก็จะลดลงมาซึ่งจะทำให้ประสิทธิภาพเชิงความร้อนสูงขึ้นได้

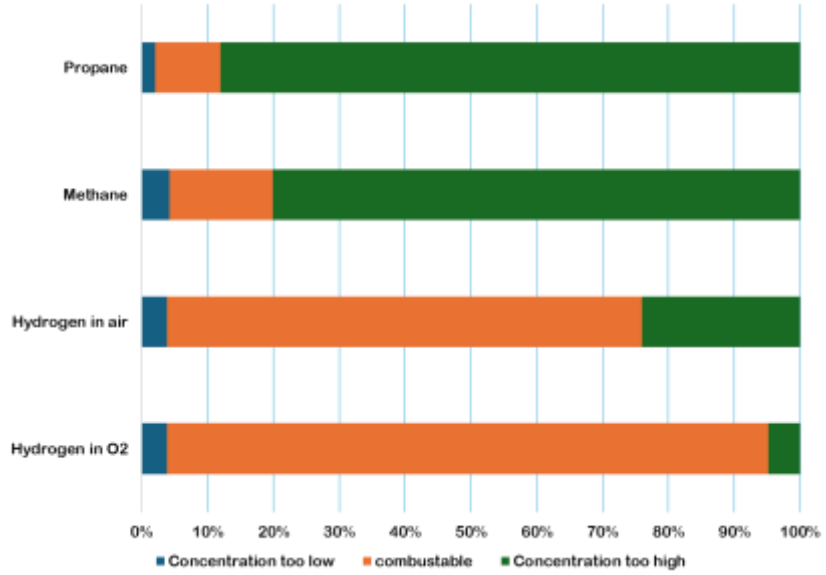
โดยสรุป การทดสอบการผสมก๊าซไฮโดรเจนในก๊าซธรรมชาติที่สัดส่วนตั้งแต่ 5%, 10%, 15%, 20% และ 25% โดยปริมาตร ไม่พบค่าก๊าซ CO ทุกการทดสอบ จึงมีการเผาไหม้ที่สมบูรณ์ส่งผลให้มีค่าประสิทธิภาพการเผาไหม้ 100% ทำให้สามารถพิจารณาการใช้งานเชื้อเพลิงผสม H_2/NG นี้ในเตาเผาระดับอุตสาหกรรมได้โดยไม่กระทบต่อประสิทธิภาพ และยังช่วยลดผลกระทบทางสิ่งแวดล้อมจากการปล่อย CO_2, CO และ NOx ได้อย่างมีประสิทธิผล



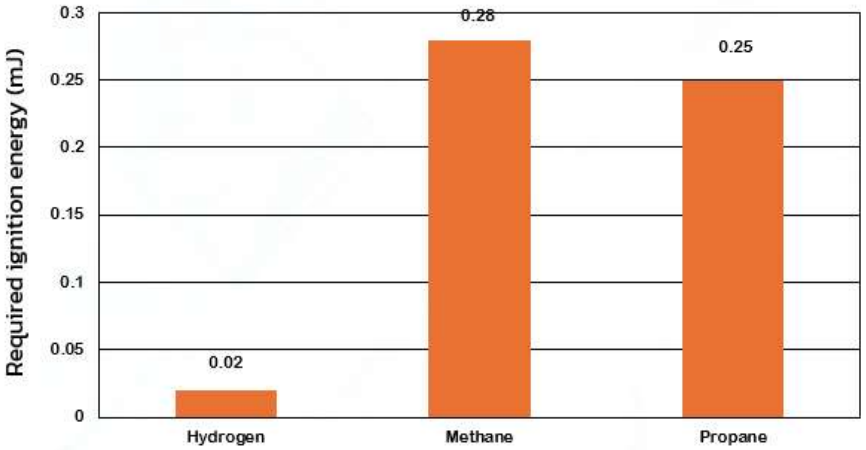
รูปที่ 7-1 ค่าประสิทธิภาพการเผาไหม้สำหรับการทดสอบกับหัวเผาขนาด 465 kW ในเตาเผาระดับอุตสาหกรรม (Industrial Furnace)

7.2 วิเคราะห์และสรุปเรื่องความปลอดภัยในการใช้เชื้อเพลิงผสมก๊าซไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ

การใช้เชื้อเพลิงผสมที่มีส่วนประกอบของก๊าซไฮโดรเจนในก๊าซธรรมชาติ โดยเฉพาะในระบบเผาไหม้ในภาคอุตสาหกรรม เช่น เตาเผาขนาดใหญ่หรือหม้อไอน้ำ จำเป็นต้องให้ความสำคัญกับประเด็นด้านความปลอดภัยอย่างรอบด้าน เนื่องจากไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงที่มีสมบัติเฉพาะแตกต่างจากก๊าซธรรมชาติหลายประการ โดยไฮโดรเจนมีความสามารถในการติดไฟสูงกว่าก๊าซมีเทน มีช่วงความเข้มข้นของเชื้อเพลิงที่สามารถติดไฟได้กว้างมากตั้งแต่ประมาณ 4 ถึง 75 %โดยปริมาตรในอากาศ ดังรูปที่ 7-2 อีกทั้งมีค่าพลังงานจุดติดไฟ (ignition energy) ต่ำมาก ดังรูปที่ 7-3 และสามารถแพร่กระจายได้รวดเร็วผ่านวัสดุหลายชนิดซึ่งอาจทำให้เกิดการสะสมของก๊าซไฮโดรเจนในพื้นที่ปิด หากไม่มีระบบตรวจจับหรือระบายอากาศที่เพียงพอ ก็อาจเกิดการลุกไหม้หรือระเบิดได้



รูปที่ 7-2 ความเข้มข้นของก๊าซไฮโดรเจนที่สามารถติดไฟในอากาศ [7.1]



รูปที่ 7-3 ค่าพลังงานจุดติดไฟของก๊าซไฮโดรเจน [7.1]

อย่างไรก็ตาม จากผลการทดสอบภายใต้การควบคุมในสภาวะที่จำลองการใช้งานจริงในเตาเผาขนาดอุตสาหกรรมที่มีการผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติในอัตราส่วนต่าง ๆ ตั้งแต่ร้อยละ 5 ถึงร้อยละ 25 โดยปริมาตร พบว่าเตาเผาสามารถทำงานได้อย่างมีเสถียรภาพในทุกอัตราส่วน อุณหภูมิที่ควบคุมไว้สามารถรักษาระดับได้ตามที่กำหนด ไม่มีการตรวจพบปัญหาการย้อนเปลวไฟ (flashback) หรือการสั่นไหวของเปลวไฟที่อาจบ่งชี้ถึงสภาพไม่เสถียรของระบบการเผาไหม้ ที่สำคัญ การปล่อยมลพิษของก๊าซ CO ซึ่งเป็นตัวบ่งชี้การเผาไหม้ไม่สมบูรณ์ อยู่ในระดับศูนย์ในทุกกรณี แสดงให้เห็นว่าการเผาไหม้ของเชื้อเพลิงผสมเป็นไปอย่างสมบูรณ์

แม้ว่าการผสมไฮโดรเจนในระดับไม่เกินร้อยละ 25 โดยปริมาตรจะไม่ก่อให้เกิดผลกระทบที่มีนัยสำคัญต่อความปลอดภัยในการใช้งานภายใต้การควบคุมอย่างเหมาะสม แต่การประยุกต์ใช้ในระดับภาคสนามยังคงต้องอาศัยมาตรการเสริมด้านความปลอดภัยอย่างเคร่งครัด ได้แก่ การติดตั้งเซนเซอร์ตรวจจับก๊าซไฮโดรเจน ระบบตัดการทำงานอัตโนมัติเมื่อพบการรั่วไหล ระบบระบายอากาศและถ่ายเท

อากาศที่ดี การใช้วาล์วและท่อที่ทนต่อการกัดกร่อนและผ่านการรับรองสำหรับใช้งานกับไฮโดรเจน โดยเฉพาะ รวมถึงการปรับปรุงระบบควบคุมการผสมเชื้อเพลิงให้แม่นยำและตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงแบบเรียลไทม์

นอกจากนี้ ด้านบุคลากรที่เกี่ยวข้องกับการปฏิบัติงาน ควรได้รับการฝึกอบรมที่เหมาะสมเกี่ยวกับสมบัติของก๊าซไฮโดรเจน แนวทางปฏิบัติที่ปลอดภัย การระบุอันตรายและการประเมินความเสี่ยง รวมถึงแผนปฏิบัติการในกรณีฉุกเฉิน ด้วยมาตรการเหล่านี้ การใช้งานเชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนในภาคอุตสาหกรรมจะสามารถดำเนินไปได้อย่างปลอดภัย มีประสิทธิภาพ และสอดคล้องกับแนวทางการลดการปล่อยคาร์บอนและการส่งเสริมการใช้พลังงานสะอาดในอนาคต

7.3 วิเคราะห์และสรุปเรื่องอายุการใช้งานและการบำรุงรักษาอุปกรณ์ที่ใช้งานสำหรับเชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ

การใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างก๊าซไฮโดรเจนร่วมกับก๊าซธรรมชาติ (H_2/NG) ในระบบอุตสาหกรรมไม่เพียงส่งผลต่อประสิทธิภาพและความปลอดภัยของระบบการเผาไหม้เท่านั้น แต่ยังมีผลต่ออายุการใช้งานและแนวทางการบำรุงรักษาของอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้อง ทั้งนี้เนื่องจากคุณสมบัติเฉพาะของไฮโดรเจนแตกต่างจากก๊าซธรรมชาติ โดยเฉพาะในด้านการซึมผ่านวัสดุเนื่องจากก๊าซ H_2 มีขนาดโมเลกุลที่เล็ก ความสามารถในการแทรกซึมวัสดุสูง และมีอัตราการเผาไหม้ที่รวดเร็ว ส่งผลให้วัสดุและอุปกรณ์ในระบบมีแนวโน้มเสื่อมสภาพเร็วขึ้นหากไม่ได้รับการออกแบบให้เหมาะสมกับการใช้งานร่วมกับก๊าซ H_2 ส่งผลโดยตรงต่ออายุการใช้งานของอุปกรณ์ในระบบเผาไหม้ เช่น หัวเผา ท่อส่ง วาล์ว ซีล และข้อต่อ เมื่ออุปกรณ์มีอายุการใช้งานลดลง ความเสี่ยงด้านความปลอดภัยจะเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญ เช่น วาล์วหรือซีลที่เริ่มแข็งตัวหรือแตกร้าวอาจทำให้เกิดการรั่วไหลของเชื้อเพลิง ซึ่งในกรณีของไฮโดรเจน จะอันตรายมากเพราะเป็นก๊าซที่มองไม่เห็น ไร้กลิ่น ติดไฟง่าย และมีช่วงการลุกติดไฟที่กว้างมาก หากเกิดการรั่วและมีประกายไฟ อาจก่อให้เกิดการระเบิดได้

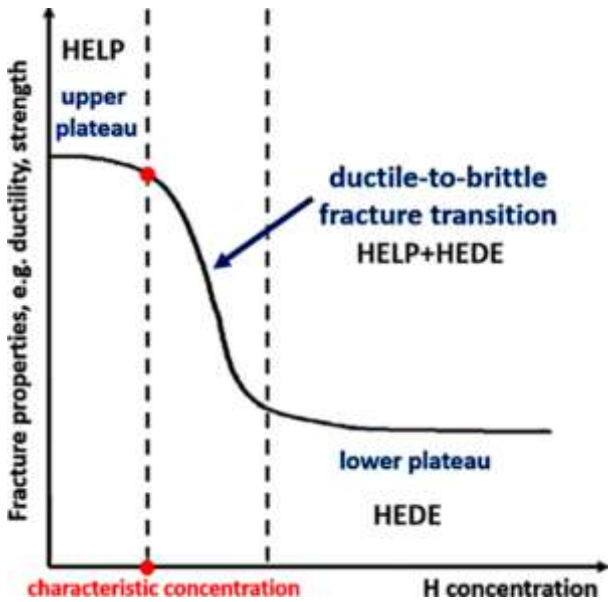
นอกจากนี้ การเสื่อมสภาพของอุปกรณ์ที่ไม่ได้ตรวจพบหรือถูกละเลย อาจนำไปสู่เหตุการณ์ที่อุปกรณ์ ไม่สามารถทำงานได้ทันที เช่น วาล์วค้าง หัวเผาไม่ติดไฟ หรือเปลวไฟไม่เสถียร ซึ่งส่งผลต่อการหยุดกระบวนการผลิต และอาจเกิดความเสียหายต่อระบบโดยรวม หรือหยุดสายการผลิตทั้งหมด ซึ่งมีผลกระทบทางเศรษฐกิจอย่างมาก โดยเฉพาะในอุตสาหกรรมที่มีความต่อเนื่องสูง ดังนั้น การใช้เชื้อเพลิงผสมก๊าซ H_2/NG จะส่งผลต่ออายุการใช้งานของอุปกรณ์ซึ่งเป็นประเด็นสำคัญที่ต้องนำมาพิจารณาในการออกแบบระบบ การเลือกวัสดุ และการวางแผนบำรุงรักษาเชิงป้องกัน เพื่อให้ระบบสามารถทำงานได้อย่าง ปลอดภัย มีเสถียรภาพ และคุ้มค่าในระยะยาว

โดยทั่วไป วัสดุที่ใช้ในระบบส่งจ่ายเชื้อเพลิง เช่น ท่อ วาล์ว ซีล ข้อต่อ หัวเผา รวมถึงระบบตรวจวัดและควบคุม ต้องถูกออกแบบให้รองรับคุณสมบัติของไฮโดรเจน โดยเฉพาะหากมีไฮโดรเจนในสัดส่วนสูงกว่า 20% โดยปริมาตร จะเริ่มมีความเสี่ยงต่อปรากฏการณ์ hydrogen embrittlement ซึ่งเป็นการที่ไฮโดรเจนแทรกซึมเข้าไปในโครงสร้างโลหะและทำให้โลหะเปราะแตกได้ง่ายขึ้นเมื่อเกิดความเค้นดังแสดงในรูปที่ 7-4 ที่แสดงความสัมพันธ์ระหว่างความเข้มข้นของก๊าซไฮโดรเจน (hydrogen concentration) กับสมบัติการแตกหักของวัสดุ เช่น ความเหนียวและความแข็งแรง ซึ่งเกี่ยวข้องโดยตรงกับปรากฏการณ์การเปราะจากไฮโดรเจน (hydrogen embrittlement) ในช่วงแรกเมื่อวัสดุมีความเข้มข้นของไฮโดรเจนในระดับต่ำ สมบัติเชิงกลของวัสดุยังอยู่ในเกณฑ์ดี วัสดุสามารถเสียรูปได้โดยไม่เกิดการเปราะหรือแตกร้าว เรียกว่าอยู่ในช่วง

“upper plateau” ซึ่งถูกควบคุมโดยกลไก HELP (Hydrogen Enhanced Localized Plasticity) ที่ทำให้วัสดุเสียรูปเฉพาะจุดได้มากขึ้นโดยไม่แตกหัก เมื่อความเข้มข้นของไฮโดรเจนเพิ่มขึ้นถึงค่าหนึ่ง วัสดุจะเข้าสู่ช่วงเปลี่ยนผ่าน (transition zone) ซึ่งเป็นช่วงที่สมบัติของวัสดุเปลี่ยนจากเหนียวไปเป็นเปราะอย่างรวดเร็ว จุดนี้เรียกว่า “ductile-to-brittle fracture transition” เป็นจุดที่กลไก HELP และ HEDE (Hydrogen Enhanced Decohesion) ทำงานร่วมกัน ส่งผลให้เกิดการแตกร้าวที่รวดเร็วและรุนแรงยิ่งขึ้น

หากความเข้มข้นของไฮโดรเจนสูงมากเกินกว่าช่วงวิกฤติ วัสดุจะเข้าสู่ “lower plateau” ซึ่งมีความเหนียวต่ำและเปราะง่ายอย่างมาก กลไกหลักที่ในช่วงนี้คือ HEDE ซึ่งเป็นการที่ไฮโดรเจนเข้าไปแทรกแซงพันธะโลหะภายใน ทำให้วัสดุไม่สามารถทนแรงดึงหรือแรงกระแทกได้ จึงเกิดรอยร้าวที่ลุกลามอย่างรวดเร็ว โดยรวมแล้วกราฟนี้แสดงให้เห็นว่าการสะสมของไฮโดรเจนในวัสดุส่งผลเสียอย่างชัดเจนต่อความสามารถในการต้านทานการแตกร้าวของวัสดุ ซึ่งเป็นประเด็นสำคัญที่ต้องพิจารณาเมื่อเลือกวัสดุมาใช้งานในระบบที่เกี่ยวข้องกับเชื้อเพลิงผสม H_2/NG ดังนั้นอุปกรณ์ที่สัมผัสกับเชื้อเพลิงผสมจึงควรเป็นวัสดุที่ทนต่อไฮโดรเจน เช่น เหล็กกล้าชนิดพิเศษ สแตนเลสเกรดสูง หรือวัสดุที่ผ่านมาตรฐาน ASME B31.12 (Hydrogen Piping and Pipelines)

ในด้านการบำรุงรักษา ระบบที่ใช้งานกับไฮโดรเจนควรมีการตรวจสอบอย่างสม่ำเสมอมากกว่าระบบที่ใช้ก๊าซธรรมชาติ เช่น การตรวจหารอยรั่วด้วยเครื่องตรวจจับเฉพาะสำหรับไฮโดรเจน การทดสอบความดันซ้ำตามรอบเวลาที่กำหนด และการเปลี่ยนอุปกรณ์สิ้นเปลือง เช่น ซีลและโอริง ที่อาจเสื่อมสภาพเร็วกว่าปกติ ดังแสดงในตารางที่ 7-1 นอกจากนี้ควรมีการติดตามสภาพพื้นผิวภายในท่อและหัวเผา เนื่องจากอุณหภูมิการเผาไหม้ที่เพิ่มขึ้นจากการใช้ไฮโดรเจน อาจส่งผลให้เกิดการกัดกร่อนหรือสะสมความร้อนในจุดต่าง ๆ ได้มากขึ้น ซึ่งอาจลดอายุการใช้งานของอุปกรณ์หากไม่มีระบบระบายความร้อนหรือการควบคุมอุณหภูมิที่ดีเพียงพอ



รูปที่ 7-4 ความสัมพันธ์ระหว่างความเข้มข้นของก๊าซไฮโดรเจนกับคุณสมบัติการแตกหักของวัสดุ [7.2]

ตารางที่ 7-1 ผลกระทบของสัดส่วนก๊าซไฮโดรเจนต่อซีลและโอริง

สัดส่วน H_2 (%Vol)	ผลกระทบต่อซีล/โอริงทั่วไป เช่น NBR และ EPDM	แนวทางแนะนำวัสดุซีล/โอริงที่เหมาะสม
5	เริ่มมีการซึมผ่านของ H_2 บ้างเล็กน้อยในวัสดุทั่วไป	NBR คุณภาพสูง หรือใช้ PTFE
10	เพิ่มความเสี่ยงต่อการแทรกซึมภายในเนื้อยางเล็กน้อย	แนะนำใช้ Viton หรือ PTFE แทน NBR
15	มีโอกาสเกิดการบวม หรือแตกร้าวเมื่อใช้ไปนานขึ้น	ใช้ Viton, PTFE, FKM เพื่อยืดอายุซีล
25	วัสดุทั่วไปเริ่มสูญเสียความยืดหยุ่นและเกิดรอยแตกร้าว	แนะนำใช้เฉพาะ PTFE, Kalrez (FFKM)
100	ความเสี่ยงสูงมากต่อการแตกร้าว เปราะ และรั่วซึมเร็ว	ใช้เฉพาะซีลเกรดพิเศษที่ออกแบบมาเฉพาะ เช่น PTFE, FFKM, โลหะซีล

แม้จากผลการทดสอบจะพบว่าเชื้อเพลิงผสมในอัตราส่วนไฮโดรเจนไม่เกิน 25% โดยปริมาตร ยังสามารถใช้งานกับอุปกรณ์เดิมในโรงงานอุตสาหกรรมได้โดยไม่มีปัญหาสำคัญในระยะสั้น แต่หากมีแผนใช้งานระยะยาวหรือเพิ่มสัดส่วนไฮโดรเจนในอนาคต จำเป็นต้องพิจารณาการเปลี่ยนหรือดัดแปลงอุปกรณ์บางรายการให้รองรับการใช้งานกับไฮโดรเจนได้ดียิ่งขึ้น รวมทั้งวางแผนการซ่อมบำรุงเชิงรุกที่ใช้ระบบเซ็นเซอร์การวิเคราะห์แนวโน้มเสื่อมสภาพ (predictive maintenance) และจัดเก็บประวัติการตรวจสอบอย่างเป็นระบบ

ดังนั้น การใช้งานเชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติสามารถดำเนินการได้อย่างปลอดภัยและมีประสิทธิภาพ หากมีการออกแบบอุปกรณ์ให้เหมาะสมกับคุณสมบัติของไฮโดรเจน มีแผนการตรวจสอบและบำรุงรักษาอย่างรอบคอบดังแสดงในตารางที่ 7-2 โดยเฉพาะในระบบท่อส่งเชื้อเพลิงและหัวเผา ซึ่งเป็นจุดเสี่ยงสำคัญของการสะสมความร้อนและการเสื่อมสภาพของวัสดุในระยะยาว ด้วยการบริหารจัดการที่เหมาะสม จะช่วยยืดอายุการใช้งานของอุปกรณ์ ลดต้นทุนการซ่อมบำรุง และเพิ่มความเชื่อมั่นในการใช้ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงทางเลือกในอนาคต

ตารางที่ 7-2 ความถี่ในการบำรุงรักษาอุปกรณ์

รายการตรวจสอบ	ก๊าซผสม H_2/NG ≤ 20%	ก๊าซผสม H_2/NG > 20%	ก๊าซ H_2
ตรวจสอบการรั่วซึมของวาล์ว/ข้อต่อ	ทุก 3 เดือน	ทุก 1-2 เดือน	ทุก 1 เดือน
ตรวจสอบสภาพซีล/โอริง	ทุก 6 เดือน	ทุก 3 เดือน	ทุก 1-2 เดือน
ตรวจสอบหัวเผาและเปลวไฟ	ทุก 3 เดือน	ทุกเดือน	ทุกเดือน

รายการตรวจสอบ	ก๊าซผสม H_2/NG ≤ 20%	ก๊าซผสม H_2/NG > 20%	ก๊าซ H_2
ตรวจสอบความดัน/อุณหภูมิระบบเผาไหม้	ทุก 2 สัปดาห์	ทุกสัปดาห์	ทุกสัปดาห์
การตรวจสอบแบบไม่ทำลาย (NDT)	ทุกปี	ทุก 6 เดือน	ทุก 3-6 เดือน

7.4 วิเคราะห์และสรุปเรื่องความเสถียรของเปลวไฟในการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ

การวิเคราะห์และสรุปเรื่องความเสถียรของเปลวไฟในการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ (hydrogen-blended natural gas) เป็นองค์ประกอบสำคัญในการประเมินความพร้อมของระบบการเผาไหม้ในภาคอุตสาหกรรม โดยเฉพาะในกระบวนการที่ต้องการเปลวไฟที่มีลักษณะนิ่ง รักษาอุณหภูมิได้คงที่ และสามารถตอบสนองต่อการปรับโหลดความร้อนได้อย่างต่อเนื่อง ซึ่งการผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติส่งผลโดยตรงต่อพฤติกรรมของเปลวไฟ อันเนื่องมาจากคุณสมบัติของไฮโดรเจนที่มีความแตกต่างจากมีเทนในหลายด้าน

ไฮโดรเจนมีความเร็วในการเผาไหม้ (burning velocity) สูงกว่าก๊าซมีเทนมาก จึงมีแนวโน้มที่จะทำให้เปลวไฟเกิดการเคลื่อนไหวหรือเปลี่ยนตำแหน่งได้ง่าย หากไม่มีการควบคุมอัตราการไหลของก๊าซเชื้อเพลิงและอากาศอย่างเหมาะสม การผสมไฮโดรเจนในปริมาณมากอาจทำให้เกิดปรากฏการณ์เปลวไฟย้อนกลับ (flashback) หรือเปลวไฟสั่นไหว (flame pulsation) ได้ง่ายขึ้น อย่างไรก็ตาม จากผลการทดลองที่มีการผสมไฮโดรเจนในสัดส่วนต่าง ๆ ตั้งแต่ 5 ถึง 25%โดยปริมาตร พบว่าเปลวไฟยังคงมีความเสถียร ไม่เกิดการหลุดจากหัวเผา (blow-off) หรือย้อนกลับเข้าไปในท่อเชื้อเพลิง ซึ่งสะท้อนถึงการออกแบบหัวเผาและระบบจ่ายเชื้อเพลิงที่มีประสิทธิภาพและเหมาะสมกับเชื้อเพลิงผสม

พฤติกรรมของเปลวไฟจากการผสมก๊าซไฮโดรเจน พบว่าเปลวไฟของเชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนมีการลุกไหม้ได้รวดเร็วกว่าเปลวไฟของก๊าซธรรมชาติเพียงอย่างเดียว ทำให้สามารถถ่ายเทความร้อนได้รวดเร็วและมีอุณหภูมิสูงในบริเวณหัวเปลว แต่ขณะเดียวกัน หากไม่มีการควบคุมสัดส่วนของอากาศที่แม่นยำ อาจเกิดบริเวณเผาไหม้ที่ไม่สมบูรณ์หรือไม่สมดุลได้ ดังนั้นระบบควบคุมอากาศต่อเชื้อเพลิง (Air-Fuel Ratio Control) ที่ตอบสนองได้รวดเร็วและแม่นยำจึงมีความสำคัญต่อการรักษาเสถียรภาพของเปลวไฟเมื่อใช้เชื้อเพลิงผสม

การเปลี่ยนแปลงลักษณะของเปลวไฟจากการผสมก๊าซไฮโดรเจน พบว่าในสัดส่วนการผสมก๊าซไฮโดรเจนที่ไม่เกิน 25 เปอร์เซ็นต์โดยปริมาตร ความเสถียรของเปลวไฟยังสามารถควบคุมได้ดีและไม่ก่อให้เกิดปัญหาต่อระบบการเผาไหม้ที่ได้รับการออกแบบและควบคุมอย่างเหมาะสม

ดังนั้น การใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติในระดับไม่เกิน 25% โดยปริมาตร สามารถรักษาความเสถียรของเปลวไฟได้อย่างมีประสิทธิภาพหากมีระบบควบคุมการไหลของเชื้อเพลิงและอากาศที่ดี การเลือกใช้หัวเผาที่รองรับการเผาไหม้ของก๊าซความเร็วสูง และการออกแบบระบบที่เหมาะสมจะช่วยให้เปลวไฟนิ่ง ลุกไหม้สมบูรณ์ ไม่มีการสั่นไหวหรือย้อนกลับ ซึ่งถือเป็นข้อพิสูจน์ถึงความพร้อมของเชื้อเพลิงผสมในการใช้งานจริงในภาคอุตสาหกรรม โดยไม่กระทบต่อประสิทธิภาพและความปลอดภัยในการปฏิบัติงาน

7.5 วิเคราะห์ถึงผลกระทบต่ออุปกรณ์อื่นๆ ในโรงงานที่อาจเกิดขึ้นหากมีการเปลี่ยนมาใช้เชื้อเพลิงผสม

การเปลี่ยนมาใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติในโรงงานอุตสาหกรรม แม้จะเป็นแนวทางที่มีศักยภาพในการลดการปล่อยคาร์บอนและสนับสนุนพลังงานสะอาด แต่การเปลี่ยนแปลงองค์ประกอบของเชื้อเพลิงย่อมส่งผลกระทบต่ออุปกรณ์ต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องในระบบโดยตรงหรือโดยอ้อม ทั้งในด้านวัสดุ อุณหภูมิ ความดัน การควบคุม และความปลอดภัย ซึ่งจำเป็นต้องได้รับการประเมินและจัดการอย่างรอบคอบเพื่อป้องกันความเสียหายต่อระบบเดิมที่ไม่ได้ออกแบบมาเพื่อรองรับไฮโดรเจนโดยเฉพาะ

หนึ่งในผลกระทบสำคัญคือ การเสื่อมสภาพของวัสดุอุปกรณ์ โดยเฉพาะส่วนที่สัมผัสกับเชื้อเพลิงโดยตรง เช่น ท่อส่งเชื้อเพลิง วาล์ว หัวเผา และข้อต่อ เนื่องจากไฮโดรเจนมีโมเลกุลขนาดเล็กและสามารถแทรกซึมผ่านวัสดุต่าง ๆ ได้ง่าย โดยเฉพาะโลหะบางชนิดซึ่งหากไม่ได้รับการออกแบบให้เหมาะสมอาจเกิดปรากฏการณ์ hydrogen embrittlement ซึ่งทำให้วัสดุเปราะและแตกหักง่ายขึ้นเมื่อใช้งานต่อเนื่องในระยะยาว อุปกรณ์ที่เป็นซีล ยาง หรือโพลิเมอร์ อาจเสื่อมสภาพเร็วขึ้นเนื่องจากการดูดซับก๊าซไฮโดรเจน ดังแสดงในตารางที่ 7-3

นอกจากนี้ อุณหภูมิการเผาไหม้ที่สูงขึ้น เมื่อมีไฮโดรเจนในเชื้อเพลิงจะส่งผลให้บริเวณหัวเปลวมีอุณหภูมิสูงขึ้น อาจทำให้ฉนวนกันความร้อนหรือวัสดุบุผิวภายในเตาเผาหรือท่อไอเสียเสื่อมสภาพเร็วกว่าเดิม หากไม่ได้เลือกใช้วัสดุที่รองรับอุณหภูมิสูงโดยเฉพาะ อุปกรณ์วัดอุณหภูมิและความดันในระบบก็อาจได้รับผลกระทบจากความแปรปรวนที่มากขึ้น จำเป็นต้องมีการสอบเทียบหรือปรับเปลี่ยนช่วงการทำงานใหม่ให้เหมาะสมกับสภาวะที่เปลี่ยนไป

ในแง่ของระบบควบคุมอัตโนมัติ เช่น PLC, SCADA หรือระบบจ่ายอากาศ/เชื้อเพลิง อาจต้องมีการปรับแต่งพารามิเตอร์ใหม่ให้สอดคล้องกับคุณสมบัติของเชื้อเพลิงผสม เนื่องจากไฮโดรเจนมีความเร็วในการเผาไหม้และค่าแลมบ์ดาที่แตกต่างจากมีเทนเดิม หากไม่มีการปรับเทียบอย่างแม่นยำ อาจทำให้การควบคุมเปลวไฟไม่เสถียร หรือการจ่ายอากาศไม่สอดคล้องกับการเผาไหม้จริง ส่งผลให้ประสิทธิภาพโดยรวมลดลงหรือเกิดการเผาไหม้ไม่สมบูรณ์ในบางช่วงเวลา

ผลกระทบอีกประการที่สำคัญ คือ การจัดการความปลอดภัยในระบบโรงงาน โดยการนำไฮโดรเจนเข้ามาใช้งานแม้เพียงบางส่วน ย่อมเพิ่มความเสี่ยงด้านความไวไฟและการรั่วไหล โรงงานต้องปรับปรุงระบบตรวจจับก๊าซให้สามารถตรวจจับไฮโดรเจนได้อย่างแม่นยำ เพิ่มมาตรการระบายอากาศในพื้นที่เสี่ยง และปรับปรุงแนวทางปฏิบัติกรณีฉุกเฉินให้สอดคล้องกับคุณสมบัติของไฮโดรเจน เช่น การใช้เครื่องมือกันระเบิด การกำหนดเขตควบคุมการปฏิบัติงาน และการฝึกซ้อมแผนเผชิญเหตุเป็นระยะ

ดังนั้น การเปลี่ยนมาใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนในโรงงานไม่เพียงแต่ต้องปรับปรุงระบบเผาไหม้โดยตรงเท่านั้น แต่อาจมีผลกระทบต่ออุปกรณ์อื่น ๆ ในระบบ ทั้งด้านวัสดุ การควบคุม ความร้อน และความปลอดภัย โรงงานจึงควรประเมินผลกระทบในเชิงระบบแบบองค์รวม (system-level impact assessment) ก่อนดำเนินการจริง พร้อมกำหนดมาตรการลดผลกระทบและแผนปรับเปลี่ยนหรือเสริมความแข็งแรงของอุปกรณ์เดิม เพื่อให้สามารถใช้งานเชื้อเพลิงผสมได้อย่างมีประสิทธิภาพและปลอดภัยในระยะยาว

ตารางที่ 7-3 ผลกระทบของสัดส่วนก๊าซไฮโดรเจนต่อวัสดุและอุปกรณ์

สัดส่วน H_2 (%Vol)	ผลกระทบต่อวัสดุและอุปกรณ์	ลักษณะการเสื่อมสภาพที่พบ	คำแนะนำในการแก้ไข
5-10	เริ่มมีผลกระทบเล็กน้อย	ความเปราะบางเริ่มเพิ่มขึ้น ซีลเริ่มแสดงการรั่วซึม	พิจารณาใช้ซีลทน H_2 เช่น PTFE และ Viton
15-25	มีผลต่ออายุการใช้งาน	เริ่มมีโอกาสเกิด Hydrogen Embrittlement วาล์วรั่วซึมเร็วขึ้น	ใช้หัวเผา/วาล์วที่ได้รับการรับรองสำหรับ H_2 วัสดุ Austenitic SS
>25	ผลกระทบรุนแรงมากขึ้น	ความเปราะของโลหะเด่นชัด อัตราการกัดกร่อนสูงขึ้น	เปลี่ยนท่อเป็นวัสดุป้องกัน H_2 ตรวจสอบซีลถี่ขึ้น
100	สูงสุด	เสี่ยงแตกร้าวเร็ว, ความดันตกคร่อม, ซีลหมดอายุเร็วมาก	ใช้ SS316L, ตรวจสอบด้วย NDT เป็นประจำ, ปรับระบบทั้งหมดให้รองรับ H_2

เอกสารอ้างอิง

[7.1] Energy Research and Development Institute – Nakornping. (2024). Safety consideration for hydrogen [Presentation slides]. Chiang Mai University.

[7.2] Djukic, M. B., Sijacki-Žeravčić, V., Bakić, G., Sedmak, A., & Rajičić, B. (2019). The synergistic action and interplay of hydrogen embrittlement mechanisms in steels and iron: Localized plasticity and decohesion. International Journal of Hydrogen Energy, 44(5), 2913–2927

บทที่ 8
วิเคราะห์ปัญหาที่เกิดขึ้น และกำหนดแนวทางการปรับปรุงหรือแก้ไข เพื่อทำให้อุปกรณ์สามารถใช้งานได้มีประสิทธิภาพเทียบเท่าเดิม หรืออยู่ในระดับที่สามารถยอมรับได้

สถาบันวิจัยและพัฒนาพลังงานนครพิงค์ มหาวิทยาลัยเชียงใหม่ ได้ดำเนินการวิเคราะห์ปัญหาที่เกิดขึ้น และกำหนดแนวทางการปรับปรุงหรือแก้ไข เพื่อทำให้อุปกรณ์สามารถใช้งานได้มีประสิทธิภาพเทียบเท่าเดิม หรืออยู่ในระดับที่สามารถยอมรับได้

ทั้งนี้จากการวิเคราะห์ปัญหาที่เกิดขึ้นในการใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างก๊าซไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ (H_2/NG) นั้นพบว่ามีปัญหา ได้แก่ 1.) การควบคุมและการปรับแต่งระบบอุปกรณ์ให้รองรับการใช้งานได้อย่างเหมาะสมจากการใช้อุปกรณ์เดิมที่ไม่ได้ออกแบบมาเพื่อรองรับคุณสมบัติของไฮโดรเจน 2.) การควบคุมอัตราส่วนอากาศต่อเชื้อเพลิง (A/F Ratio) ที่เหมาะสม และ 3.) ความไม่เสถียรของเปลวไฟของไฮโดรเจนที่มีความเร็วการเผาไหม้สูงและมีแนวโน้มเกิดการย้อนเปลว (flashback) หรือเปลวไฟหลุดหัวเผา

โดยมีแนวทางทางการปรับปรุงหรือแก้ไข เพื่อทำให้อุปกรณ์สามารถใช้งานได้อย่างมีประสิทธิภาพเทียบเท่าเดิม หรืออยู่ในระดับที่สามารถยอมรับได้ ได้แก่ 1.) ปรับปรุงระบบควบคุมอากาศ-เชื้อเพลิง (Air-Fuel Control System) 2.) เลือกใช้อุปกรณ์ตรวจวัดและหัวเผาที่รองรับเชื้อเพลิงผสม H_2/NG 3.) ติดตั้งระบบตรวจจับเปลวไฟและแรงดันในหัวเผาแบบเฉพาะทาง 4.) วางแผนการสตาร์ทและควบคุมโหลดแบบไล่ระดับ (Ramp-Up Control) 5.) ปรับปรุงระบบวาล์วและซีลที่สัมผัสกับเชื้อเพลิง และ 6.) ฝึกอบรมผู้ควบคุมระบบและบุคลากรที่เกี่ยวข้อง ซึ่งมีรายละเอียดแสดงดังข้อที่ 8.1-8.6 ตามลำดับ

8.1 วิเคราะห์ปัญหาและแนะนำแนวทางในการแก้ไขสำหรับการควบคุมและการปรับแต่งระบบอุปกรณ์ให้เหมาะสมกับการใช้งานเชื้อเพลิงผสมระหว่างก๊าซไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ (H_2/NG)

8.1.1 วิเคราะห์ปัญหาสำหรับการควบคุมและการปรับแต่งอุปกรณ์ให้เหมาะสมกับการใช้งานเชื้อเพลิงผสมระหว่างก๊าซไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ (H_2/NG)

จากการสำรวจคุณสมบัติต่าง ๆ ของอุปกรณ์ที่ใช้ในการทดสอบ รวมไปถึงการศึกษาการปรับหรือเปลี่ยนอุปกรณ์หรือเครื่องจักรที่ใช้ก๊าซผสม เช่น Boiler, Burner รวมถึง ท่อ วาล์ว ซีล และ ข้อต่อ นั้น รายการวัสดุของอุปกรณ์ ท่อ วาล์ว และเครื่องมือวัด ให้สามารถรองรับก๊าซไฮโดรเจนได้สูงสุด 25% โดยปริมาตร ได้มีรายละเอียดดังแสดงในตารางที่ 6-1 รายการวัสดุของอุปกรณ์ ท่อ วาล์ว และเครื่องมือวัด นั้น สามารถสรุปรายละเอียดได้ดังนี้

- ระบบท่อก๊าซ (Piping) ใช้วัสดุเป็นท่อเหล็ก (Steel Gas Pipe : SGP) สำหรับใช้งานกับระบบส่งก๊าซโดยเฉพาะในมาตรฐาน JIS G3452 ของประเทศญี่ปุ่น (Japanese Industrial Standards) และสแตนเลส SS316 (SUS316) ซึ่งเป็นวัสดุที่ผ่านมาตรฐานทั่วไป
- วาล์ว (Valve) ที่ใช้ตัวเรือนทองเหลือง ซีลลูกบอล (Seal) ด้วยวัสดุ Polytetrafluoroethylene (PTFE) และโอริงชนิด FKM ที่ทำจากยางฟลูออโรคาร์บอน (Fluorocarbon Rubber)

- เครื่องวัดอัตราการไหลของก๊าซ (Gas Flow Meter) ที่ใช้วัสดุ SS316 ที่อ้างอิงใช้ตามมาตรฐาน
- ชุดควบคุมแรงดัน (Pressure Regulator) ซึ่งใช้ตัวเรือนอลูมิเนียม แผ่นไดอะแฟรมเป็น Nitrile Butadiene Rubber (NBR) หรือ Viton หรือ Fluorocarbon Rubbe (FKM) ซึ่งทำหน้าที่เป็นตัวกั้นและตอบสนองต่อแรงดันภายในระบบ โดยวัสดุที่เลือกใช้มีผลอย่างมากต่อความทนทานและความปลอดภัยของระบบโดยเฉพาะเมื่อต้องใช้งานร่วมกับก๊าซไฮโดรเจน ส่วนชิ้นส่วนอื่นใช้อลูมิเนียมและซีลเป็นแบบยาง Nitrile ที่แข็งแรงและทนทานกว่ายางดิบทั่วไป เหมาะสำหรับใช้งานในระบบที่มีแรงดัน เช่น ซีลหรือไดอะแฟรมของวาล์วความดันที่ใช้กับเชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจน โดยยังคงความยืดหยุ่นและทนต่อน้ำมันได้ดี โดยจะเรียกว่า Vulcanized NBR (Nitrile Butadiene Rubber) หรือ Viton เช่นเดียวกับ Pressure Switch ที่ใช้พลาสติกเสริมใยแก้วชนิดพิเศษและ Diaphragm เป็น NBR ที่ออกแบบมาสำหรับงานที่ปล่อยก๊าซได้น้อย
- วาล์วระบายแรงดัน (Pressure Relief Valve) ใช้อลูมิเนียมที่ผ่านการรับรองจากผู้ผลิตว่าสามารถใช้งานกับไฮโดรเจนได้สูงสุด 25% โดยปริมาตร รวมถึงวัสดุสแตนเลส ซึ่งเป็นวัสดุทนทานต่อสภาวะที่มีไฮโดรเจน
- มาตรวัดความดัน (Pressure Gauge) ใช้วัสดุเป็น SS316 พร้อมไดอะแฟรมชนิดไม่ผสมซิลิโคน ซึ่งเป็นไปตามมาตรฐาน
- วาล์วโซลินอยด์หรือวาล์วตัดอัตโนมัติ (Solenoid Valve / Shut-Off Valve) ใช้วัสดุหลายชนิดผสมกัน เช่น เหล็ก สแตนเลส อลูมิเนียม และยาง Nitrile โดยระบุว่าเป็นอุปกรณ์ที่ใช้กับไฮโดรเจนได้
- วาล์วแบบเข็ม (Needle Valve) ใช้ทองเหลืองชนิดพิเศษและอะลูมิเนียม พร้อมการซีลด้วย PTFE และกราไฟต์ ซึ่งสามารถใช้งานได้ตามมาตรฐาน
- สุดท้าย หัวเผา (Burner) ใช้หัวฉีดวัสดุ SS310 และได้รับการยืนยันจากผู้ผลิตว่าสามารถใช้งานกับไฮโดรเจนได้สูงสุด 30% โดยปริมาตร

ดังนั้น อุปกรณ์สำหรับการทดสอบนี้ได้รับการเลือกใช้วัสดุที่เหมาะสมกับการผสมไฮโดรเจนในระบบการเผาไหม้และสามารถจ่ายก๊าซไฮโดรเจนระหว่าง 5-25% โดยปริมาตร โดยคำนึงถึงความปลอดภัย ความทนทาน ทั้งนี้อุปกรณ์บางประเภท เช่น ระบบท่อก๊าซและหัวเผา (Burner) ได้รับการรับรองเฉพาะจากผู้ผลิตเพื่อให้มั่นใจว่าสามารถใช้งานได้กับก๊าซผสมไฮโดรเจนในระดับที่ปลอดภัย

อนึ่ง ในการใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างก๊าซไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ (H_2/NG) สำหรับหัวเผาไหม้ในภาคอุตสาหกรรม แม้จะมีข้อดีด้านสิ่งแวดล้อมและการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) แต่ก็มีความท้าทายของปัญหาที่สำคัญดังนี้

1) การควบคุมและการปรับแต่งระบบอุปกรณ์ให้รองรับการใช้งานได้อย่างเหมาะสมจากการใช้อุปกรณ์เดิมที่ไม่ได้ออกแบบมาเพื่อรองรับคุณสมบัติของไฮโดรเจน เช่น ความหนาแน่นต่ำ ความสามารถในการซึมผ่านสูง และความไวไฟสูง ทำให้เกิดปัญหาเรื่องการรั่วซึม การแตกร้าว และการควบคุมเปลวไฟที่ไม่แม่นยำ

2) การควบคุมอัตราส่วนอากาศต่อเชื้อเพลิง (A/F Ratio) ไฮโดรเจนต้องการอากาศต่อเชื้อเพลิงน้อยกว่าก๊าซธรรมชาติ หากไม่ปรับระบบ A/F ให้เหมาะสม อาจทำให้เกิดการเผาไหม้ร้อนเกินไป เกิดจุด

ร้อน หรือไม่สามารถควบคุม NOx ได้ตามต้องการ จึงจำเป็นต้องควบคุม A/F Ratio อย่างแม่นยำด้วยระบบอัตโนมัติ

3) ความไม่เสถียรของเปลวไฟของไฮโดรเจนที่มีความเร็วการเผาไหม้สูงและมีแนวโน้มเกิดการย้อนเปลว (flashback) หรือเปลวไฟหลุดหัวเผา หากระบบควบคุมและหัวเผาไม่เหมาะสม จะทำให้การเผาไหม้ไม่มั่นคงและเกิดความเสียหายต่ออุปกรณ์

ทั้งนี้ เพื่อแก้ไขปัญหาดังกล่าว ควรเริ่มจากการปรับเปลี่ยนวัสดุของวาล์ว ซีล ท่อ และอุปกรณ์ที่สัมผัสกับไฮโดรเจนให้เป็นวัสดุที่มีความทนทานต่อการกัดกร่อนและไม่เกิดปฏิกิริยาเปราะจากการดูดซึมของไฮโดรเจน เช่น การใช้โลหะเฉพาะกลุ่มหรือพลาสติกวิศวกรรมที่ผ่านการรับรอง นอกจากนี้ยังควรมีการอบรมบุคลากรและเจ้าหน้าที่ควบคุมระบบให้เข้าใจถึงพฤติกรรมของเชื้อเพลิงผสมและวิธีการตั้งค่าระบบที่เหมาะสม ตลอดจนมีแผนเฝ้าระวังและการบำรุงรักษาที่เข้มงวดมากขึ้นเพื่อรองรับความเปลี่ยนแปลงของระบบในระยะยาว ทั้งนี้ การออกแบบและปรับปรุงระบบอย่างครบถ้วนจะช่วยให้สามารถใช้เชื้อเพลิงผสม H_2/NG ได้อย่างปลอดภัย มีประสิทธิภาพ และสนับสนุนเป้าหมายด้านพลังงานสะอาดของภาคอุตสาหกรรม

ถัดมาเป็นการปรับปรุงระบบควบคุมอัตโนมัติให้สามารถวัดและปรับค่าอัตราส่วนอากาศต่อเชื้อเพลิง (A/F Ratio) ได้แบบเรียลไทม์ โดยอ้างอิงจากค่าลักษณะเฉพาะของเชื้อเพลิงผสมในแต่ละช่วง เช่น การติดตั้งเซนเซอร์วัดออกซิเจน หรือ Lambda Sensor เพื่อควบคุมอัตราส่วนการเผาไหม้อย่างแม่นยำ พร้อมทั้งใช้ระบบควบคุมแบบ ระบบควบคุมอัตโนมัติที่ใช้ในการปรับปรุงค่าควบคุมให้ได้ตามที่ต้องการ (Proportional-Integral-Derivative Control) หรือ PID Control ที่สามารถตอบสนองได้รวดเร็วต่อการเปลี่ยนแปลงองค์ประกอบของเชื้อเพลิง

ประเด็นสุดท้าย ควรเลือกใช้หัวเผาประสิทธิภาพสูงที่สามารถกระจายเปลวไฟได้สม่ำเสมอและออกแบบให้ลดโอกาสเกิดเปลวไฟย้อนกลับหรือเปลวไฟหลุด จะช่วยให้การจ่ายเชื้อเพลิงแม่นยำและสอดคล้องกับพลังงานที่ต้องการ

8.1.2 แนวทางในการแก้ไขและปรับปรุงระบบเพื่อรองรับเชื้อเพลิงผสม H_2/NG มีดังนี้

1) ปรับปรุงระบบควบคุมอากาศ-เชื้อเพลิง (Air-Fuel Control System)

ติดตั้งระบบควบคุมแบบอัตโนมัติที่ใช้เซนเซอร์วัดค่า O_2 หรือ Lambda แบบ Real-time และมีระบบตอบสนองรวดเร็ว เช่น ระบบควบคุมอัตโนมัติที่ใช้ในการปรับปรุงค่าควบคุมให้ได้ตามที่ต้องการ (Proportional-Integral-Derivative Control) หรือ PID Control

2) เลือกใช้อุปกรณ์ตรวจวัดและหัวเผาที่รองรับเชื้อเพลิงผสม H_2/NG

ควรใช้หัวเผาชนิด Low-NOx หรือ Head Design แบบ Swirl ที่สามารถกระจายเปลวไฟได้สม่ำเสมอและมีเสถียรภาพสูง สำหรับอุปกรณ์วัดอัตราการไหล เช่น Mass Flow Meter หรือ Thermal Gas Mass Flow Meter ควรเลือกประเภทที่สามารถตั้งค่า gas composition ได้หรือมีการสอบเทียบใหม่ให้ตรงกับค่าจริงของเชื้อเพลิงผสม

3) ติดตั้งระบบตรวจจับเปลวไฟและแรงดันในหัวเผาแบบเฉพาะทาง

ติดตั้งระบบตรวจจับเปลวไฟและแรงดันในหัวเผาแบบเฉพาะทาง เช่น Flame Rod ที่ตอบสนองได้รวดเร็ว หรือ Pressure Sensor ในหัวเบิร์นเนอร์ เพื่อควบคุมเปลวไฟไม่ให้ย้อนกลับ

4) วางแผนการสตาร์ทและควบคุมโหลดแบบไล่ระดับ (Ramp-Up Control)

เพื่อให้ระบบเผาไหม้สามารถตอบสนองต่อการเปลี่ยนแปลงอัตราส่วนเชื้อเพลิงได้อย่างต่อเนื่อง ป้องกันการกระชากหรือสภาวะเปลวไฟสั่น

5) ปรับปรุงระบบวาล์วและซีลที่สัมผัสกับเชื้อเพลิง

ควรเลือกใช้วาล์วแบบ ball valve หรือ diaphragm valve ที่ทนต่อแรงดันไฮโดรเจน และซีลวัสดุ เช่น PTFE หรือ Viton ซึ่งมีความต้านทานต่อการซึมผ่านของไฮโดรเจนได้ดีกว่าวัสดุทั่วไป

6) ฝึกอบรมผู้ควบคุมระบบและบุคลากรที่เกี่ยวข้อง

การฝึกอบรมผู้ควบคุมระบบและบุคลากรที่เกี่ยวข้องให้มีความเข้าใจคุณสมบัติของไฮโดรเจน วิธีการจ่ายและควบคุมที่เหมาะสม รวมถึงการระบุความเสี่ยงและแนวทางการแก้ไขปัญหาในหน้างานได้อย่างมีประสิทธิภาพ ความปลอดภัยและการจัดการฉุกเฉิน เมื่อมีเหตุการณ์เกี่ยวกับการรั่วไหลหรือการระเบิดของไฮโดรเจน โดยหัวข้อการฝึกอบรมสำหรับบุคลากรที่เกี่ยวข้องกับมาตรการความปลอดภัยและการจัดการฉุกเฉินกรณีเกิดเหตุรั่วไหลหรือการระเบิดของไฮโดรเจน ได้แก่ ความรู้พื้นฐานเกี่ยวกับสมบัติของไฮโดรเจน พฤติกรรมของไฮโดรเจนเมื่อรั่วไหลในสภาวะต่าง ๆ ความเสี่ยงจากการระเบิดและเปลวไฟของไฮโดรเจน มาตรฐานความปลอดภัยที่เกี่ยวข้อง เช่น NFPA 2 การออกแบบและใช้งานระบบจัดเก็บไฮโดรเจนอย่างปลอดภัย อุปกรณ์ตรวจจับการรั่วไหลและระบบตัดจ่ายอัตโนมัติ การประเมินความเสี่ยงและจำแนกพื้นที่อันตราย (HAZOP, Zone) แนวทางการตรวจสอบและบำรุงรักษาอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้อง มาตรการป้องกันการรั่วไหลและการจุดติด การจัดทำและฝึกแผนรับมือเหตุฉุกเฉิน ขั้นตอนการอพยพและแจ้งเหตุกรณีฉุกเฉิน การซ้อมแผนจำลองเหตุการณ์รั่วไหลหรือระเบิด การใช้ชุดอุปกรณ์ป้องกันภัยส่วนบุคคล (PPE) เช่น หน้ากาก ถุงมือ ชุดกันไฟ การประสานงานกับหน่วยงานภายนอก เช่น สถานีดับเพลิง เป็นต้น และการปฐมพยาบาลเบื้องต้นสำหรับผู้ได้รับผลกระทบโดยแนวทางในการแก้ไขและปรับปรุงระบบเพื่อรองรับเชื้อเพลิงผสม H_2/NG แสดงดังตารางที่ 8-1

ตารางที่ 8-1 แนวทางในการแก้ไขและปรับปรุงระบบเพื่อรองรับเชื้อเพลิงผสม H_2/NG

สัดส่วน H_2 (%Vol)	ระบบควบคุมอากาศ-เชื้อเพลิง	ระบบวาล์วและซีลเชื้อเพลิง	อุปกรณ์ตรวจวัดและหัวเผา	ระบบตรวจจับเปลวไฟและแรงดัน
<5	ติดตั้ง O_2/Lambda Sensor สำหรับมอนิเตอร์ AFR	เปลี่ยนซีลเป็น PTFE หรือ Viton	สอบเทียบ Flow Meter ให้เหมาะกับ Gas Mix	-
5-10	ใช้ PID Control แบบอัตโนมัติ	เปลี่ยนเป็น Ball Valve หรือ Diaphragm Valve	ใช้หัวเผาแบบ Swirl หรือ Low-NOx	ติดตั้ง Flame Rod หรือ UV Detector
10-15	ปรับปรุงเป็น Closed-Loop พร้อม Actuator ควบคุมอากาศ	ใช้วาล์ว Zero Leakage พร้อม Flame Arrestor	ใช้ Flow Meter ที่ตั้งค่า Gas Composition ได้	เพิ่ม Pressure Sensor ที่หัว Burner
15-25	ใช้ระบบ Burner Management System (BMS) ควบคุมเชื้อเพลิงเต็มรูปแบบ	ใช้อุปกรณ์ที่ผ่านมาตรฐาน H_2 พร้อมตรวจสอบรอยรั่วแบบ NDT	ใช้หัวเผาเฉพาะทางสำหรับ H_2 พร้อมกระจายเปลวไฟ	เชื่อม Flame Detection เข้ากับระบบตัดก๊าซอัตโนมัติ

8.2 วิเคราะห์ปัญหาและแนะนำแนวทางในการแก้ไขด้านการเผาไหม้ให้เหมาะสมตามประสิทธิภาพของอุปกรณ์ให้อยู่ในช่วงที่ยอมรับได้

8.2.1 การเผาไหม้ของเชื้อเพลิงผสมระหว่างก๊าซธรรมชาติและก๊าซไฮโดรเจน (NG/H_2)

การเผาไหม้ของเชื้อเพลิงผสมระหว่างก๊าซไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติและ (H_2/NG) ส่งผลโดยตรงต่อประสิทธิภาพของอุปกรณ์ เช่น เตาเผา หม้อไอน้ำ และเครื่องแลกเปลี่ยนความร้อน ซึ่งการเผาไหม้ที่ไม่เหมาะสมอาจทำให้เกิดความสูญเสียด้านพลังงาน เพิ่มปริมาณ NOx จากการเผาไหม้ที่รุนแรง หรือทำให้ชิ้นส่วนของอุปกรณ์เสื่อมสภาพเร็วกว่าปกติ ปัญหาสำคัญที่พบได้เมื่อใช้งานก๊าซ H_2/NG ได้แก่ การเปลี่ยนแปลงของความเร็วในการเผาไหม้ อุณหภูมิเปลวไฟ และลักษณะของเปลวไฟ ซึ่งส่งผลต่อการกระจายความร้อนและอัตราการถ่ายเทความร้อนในระบบโดยตรง หากไม่ควบคุมให้เหมาะสม อาจทำให้ประสิทธิภาพของระบบต่ำกว่าค่าที่ออกแบบไว้ หรือเกินขอบเขตการทำงานที่ปลอดภัยของอุปกรณ์ ดังแสดงในตารางที่ 8-2

ตารางที่ 8-2 ความเร็วในการเผาไหม้ (Flame Speed)

Gas	Flame Speed (cm/s)
NG	38
5%H_2	42
10%H_2	47
15%H_2	52
20%H_2	58

8.2.2 แนวทางในการแก้ไขเพื่อให้การเผาไหม้อยู่ในช่วงที่ยอมรับได้

การควบคุมอัตราส่วนอากาศต่อเชื้อเพลิง (Air-Fuel Ratio) ให้เหมาะสมกับองค์ประกอบของเชื้อเพลิงผสมในแต่ละช่วงสัดส่วน โดยเฉพาะเมื่อสัดส่วนของไฮโดรเจนเพิ่มขึ้น ควรมีการปรับค่าความเร็วของการจ่ายเชื้อเพลิงและอากาศให้สอดคล้องกับค่าความร้อน (LHV) และคุณสมบัติของการเผาไหม้แบบ diffusion หรือ premixed ของหัวเผาเดิม เพื่อไม่ให้เกิดการเผาไหม้ไม่สมบูรณ์หรือเกิดจุดร้อนเฉพาะจุดที่อาจกระทบต่อโครงสร้างภายในเตา อีกทั้งควรติดตั้งอุปกรณ์วัดค่าก๊าซไอเสีย เช่น O_2, CO_2 และ CO Analyzer เพื่อประเมินค่าความสมบูรณ์ของการเผาไหม้ และปรับระบบให้รักษาค่าประสิทธิภาพความร้อนให้อยู่ในช่วงที่ออกแบบไว้ เช่น ค่าการสูญเสียพลังงานทางปล่องไม่เกินค่ามาตรฐาน และค่าความร้อนที่ใช้ในการให้ความร้อนต่อผลิตภัณฑ์ไม่ต่ำกว่าค่าประสิทธิภาพที่กำหนด ตลอดจนควรอ้างอิงมาตรฐานข้อกำหนดต่าง ๆ เกี่ยวกับวัสดุของอุปกรณ์ ดังที่กำหนดไว้ในบทที่ 6 ตารางที่ 6-1 รายการวัสดุของอุปกรณ์ ท่อ วาล์ว และเครื่องมือวัด

นอกจากนี้ ควรมีการทดสอบเปรียบเทียบค่าประสิทธิภาพก่อนและหลังการใช้เชื้อเพลิงผสม เช่น การวัดอัตราการใช้พลังงานต่อหน่วยผลิต ความร้อนเฉลี่ยในแต่ละโซนของเตา และการตรวจสอบการกระจายอุณหภูมิภายในระบบ ซึ่งหากพบว่าการใช้เชื้อเพลิงผสมทำให้เกิดความเบี่ยงเบนจากประสิทธิภาพเดิมมาก ควรพิจารณาการปรับหัวเผาหรือเปลี่ยนเป็นหัวเผาที่รองรับไฮโดรเจนได้ดีกว่า การรักษาสภาวะการเผาไหม้ให้คงที่ และสอดคล้องกับสมรรถนะของอุปกรณ์ จะทำให้สามารถใช้งานเชื้อเพลิงผสม H_2/NG ได้อย่างมีประสิทธิภาพ ลดการปล่อยมลพิษ และยืดอายุการใช้งานของระบบได้อย่างเหมาะสม

8.3 วิเคราะห์ปัญหาและแนะนำแนวทางในการแก้ไขการสึกหรอเพื่อยืดอายุการใช้งานของอุปกรณ์

8.3.1 การใช้งานเชื้อเพลิงผสมระหว่างก๊าซไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติและ (H_2/NG)

การใช้งานเชื้อเพลิงผสมระหว่างก๊าซไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติและ (H_2/NG) แม้จะมีข้อดีด้านสิ่งแวดล้อมและลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก แต่ก็ส่งผลต่ออายุการใช้งานของอุปกรณ์ในระบบเผาไหม้อย่างมีนัยสำคัญ โดยเฉพาะการสึกหรอของหัวเผา ท่อส่งก๊าซ วาล์ว ซีล และผิวภายในของเตา เนื่องจากไฮโดรเจนมีคุณสมบัติเฉพาะ เช่น โมเลกุลขนาดเล็ก ความสามารถในการซึมผ่านสูง และความไวไฟที่มากกว่าก๊าซธรรมชาติ ซึ่งอาจนำไปสู่ปัญหาทางวัสดุ เช่น การแตกร้าวเปราะจากการแทรกซึมของไฮโดรเจน (hydrogen embrittlement) การกัดกร่อนเร่ง (accelerated corrosion) และการสึกหรอของชิ้นส่วนที่ต้องรับอุณหภูมิเปลวไฟสูงกว่าปกติ

การใช้งานเชื้อเพลิงผสมระหว่างก๊าซไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ (H_2/NG) แม้จะมีข้อดีด้านการลดมลพิษและการปล่อยก๊าซเรือนกระจก แต่กลับส่งผลต่ออายุการใช้งานของอุปกรณ์ในระบบเผาไหม้อย่างมีนัยสำคัญ โดยเฉพาะอุปกรณ์ที่สัมผัสกับก๊าซหรือเปลวไฟโดยตรง เช่น หัวเผา ท่อส่งก๊าซ วาล์ว ซีล และผิวภายในของเตา สำหรับหัวเผาซึ่งต้องเผชิญกับอุณหภูมิเปลวไฟที่สูงขึ้นจากการใช้ H_2 มีแนวโน้มสึกหรอเร็วขึ้น ทำให้อายุการใช้งานอาจลดลงประมาณ 20–30% หากไม่ได้ออกแบบเฉพาะเพื่อรองรับการใช้ไฮโดรเจน ส่วนท่อส่งก๊าซมีความเสี่ยงต่อการแตกร้าวจากปรากฏการณ์ไฮโดรเจนเปราะ (hydrogen embrittlement) โดยเฉพาะหากใช้วัสดุเหล็กคาร์บอนทั่วไป ซึ่งอาจทำให้อายุการใช้งานลดลงประมาณ 15–25% เว้นแต่จะเลือกใช้โลหะผสมที่ทน H_2 เช่น Austenitic Stainless Steel

ในขณะที่วาล์วและซีลซึ่งต้องรับแรงดันและสัมผัสก๊าซ H_2 โดยตรง มีแนวโน้มเสื่อมสภาพเร็ว โดยเฉพาะซีลที่ผลิตจากยางสังเคราะห์ทั่วไป ซึ่งไม่สามารถทนการซึมผ่านของโมเลกุล H_2 ได้ดี ส่งผลให้เกิดการรั่วซึมหรือกรอบแตกได้ง่าย ทำให้อายุการใช้งานอาจลดลงถึง 30–50% เว้นแต่จะเปลี่ยนมาใช้วัสดุที่ออกแบบเฉพาะ เช่น PTFE หรือ Viton ด้านวัสดุผิวภายในเตาและฉนวนทนไฟที่ต้องสัมผัสกับเปลวไฟอุณหภูมิสูงขึ้นจาก H_2 ก็มีแนวโน้มเสื่อมสภาพเร็วขึ้นเล็กน้อย โดยอาจทำให้อายุการใช้งานลดลงประมาณ 10–20% หากไม่มีการเสริมระบบระบายความร้อนหรือการเลือกใช้ฉนวนที่เหมาะสม

โดยสรุป การใช้งานก๊าซไฮโดรเจนร่วมกับก๊าซธรรมชาติส่งผลให้อายุการใช้งานของอุปกรณ์สำคัญหลายชนิดลดลงในระดับที่ต้องให้ความสำคัญ ทั้งนี้ขึ้นอยู่กับระดับความเข้มข้นของ H_2 และคุณสมบัติของวัสดุที่ใช้ หากมีการออกแบบระบบอย่างเหมาะสม เลือกวัสดุที่ทนต่อ H_2 และวางแผนการบำรุงรักษาเชิงป้องกันร่วมด้วย จะสามารถชะลอการเสื่อมสภาพและยืดอายุอุปกรณ์ให้คุ้มค่าต่อการลงทุนในระยะยาวได้

8.3.2 แนวทางในการลดการสึกหรอและยืดอายุการใช้งานของอุปกรณ์

แนวทางในการลดการสึกหรอและยืดอายุการใช้งานของอุปกรณ์ เริ่มจากการเลือกใช้วัสดุที่เหมาะสมกับคุณสมบัติของไฮโดรเจน เช่น โลหะผสมพิเศษที่ต้านทานการแตกร้าวจากไฮโดรเจนได้ดี เช่น Austenitic Stainless Steel หรือ Inconel ในส่วนที่สัมผัสกับเปลวไฟหรือไฮโดรเจนโดยตรง สำหรับซีลและก้านวาล์วควรเปลี่ยนมาใช้วัสดุที่ทนการแทรกซึมของก๊าซโมเลกุลเล็ก เช่น PTFE หรือ Viton แทนยางทั่วไปที่อาจกรอบหรือแตกร้าวเร็ว นอกจากนี้ควรมีการควบคุมสภาพแวดล้อมการเผาไหม้ไม่ให้มีจุดร้อนหรือเปลวไฟกระแทกที่ผิววัสดุโดยตรง โดยออกแบบรูปแบบเปลวไฟให้มีการกระจายตัวสม่ำเสมอ และเลือกใช้หัวเผาประสิทธิภาพสูงที่เหมาะสมกับเชื้อเพลิงผสม

การบำรุงรักษาเชิงป้องกัน (preventive maintenance) ก็เป็นอีกปัจจัยสำคัญ โดยควรมีการตรวจสอบสภาพของหัวเผา ท่อส่ง วาล์ว และซีล อย่างสม่ำเสมอ รวมถึงการวัดค่าการรั่วซึมของก๊าซในระบบแบบไม่ทำลาย (non-destructive testing) เพื่อระบุจุดเสี่ยงก่อนเกิดความเสียหาย และควรมีการคำนวณ

อายุการใช้งานของอุปกรณ์สำคัญ (life cycle assessment) สำหรับระบบที่ใช้งานเชื้อเพลิงผสมโดยเฉพาะ เพื่อกำหนดรอบเวลาเปลี่ยนอะไหล่หรือชิ้นส่วนที่เหมาะสม

การออกแบบระบบระบายความร้อน การติดตั้งฉนวนที่เหมาะสมในบริเวณผิวเตา และการควบคุมอุณหภูมิเปลวไฟให้อยู่ในช่วงที่วัสดุทนได้ จะช่วยลดการเสื่อมสภาพของผิวภายในเตาเผาโดยตรง รวมถึงการติดตั้งระบบควบคุมที่ช่วยป้องกันภาวะเปลวไฟถอยกลับหรือแรงดันตกคร่อมในอุปกรณ์ จะช่วยลดความเสียหายจากเหตุการณ์ผิดปกติได้อย่างมีประสิทธิภาพ

ดังนั้น การยืดอายุการใช้งานของอุปกรณ์ที่ใช้กับเชื้อเพลิงผสม H_2/NG ต้องอาศัยการวางแผนทั้งด้านวัสดุ การออกแบบ ระบบควบคุม และการบำรุงรักษาแบบบูรณาการ ซึ่งหากดำเนินการอย่างเหมาะสมจะช่วยให้ระบบสามารถทำงานได้อย่างต่อเนื่อง ปลอดภัย และคุ้มค่าต่อการลงทุนในระยะยาว

8.4 วิเคราะห์ปัญหาและแนะนำแนวทางในการจัดเก็บและขนส่งไฮโดรเจนสำหรับการใช้งานเชื้อเพลิงผสมโดยอยู่ภายใต้ขอบเขตเริ่มตั้งแต่จุดที่นำก๊าซไฮโดรเจนเข้าพื้นที่โรงงานที่มีการใช้ก๊าซไฮโดรเจน ไปจนถึงการใช้งานก๊าซไฮโดรเจน

8.4.1 การจัดเก็บและขนส่งไฮโดรเจนสำหรับการใช้งานในรูปแบบเชื้อเพลิงผสมกับก๊าซธรรมชาติในโรงงานอุตสาหกรรม

การจัดเก็บและขนส่งไฮโดรเจนสำหรับการใช้งานในรูปแบบเชื้อเพลิงผสมกับก๊าซธรรมชาติในโรงงานอุตสาหกรรม จำเป็นต้องดำเนินการภายใต้ข้อกำหนดด้านความปลอดภัยและประสิทธิภาพที่เข้มงวด เนื่องจากไฮโดรเจนเป็นก๊าซที่มีคุณสมบัติไวไฟสูง มีช่วงความเข้มข้นที่สามารถติดไฟได้กว้าง 4–75% โดยปริมาตรในอากาศ) มีพลังงานจุดติดไฟต่ำ และสามารถรั่วซึมได้ง่ายผ่านวัสดุที่ไม่เหมาะสม หากไม่มีการควบคุมที่ดีตั้งแต่ขั้นตอนการนำเข้าสู่พื้นที่โรงงานจนถึงจุดใช้งาน อาจนำไปสู่ความเสี่ยงในการระเบิดหรือเพลิงไหม้ รวมถึงความเสียหายต่อระบบการผลิต

ปัญหาในกระบวนการจัดเก็บและขนส่งที่สำคัญ

- การรั่วซึมของไฮโดรเจนจากข้อต่อหรือท่อส่งเนื่องจากโมเลกุลขนาดเล็ก
- การสะสมของไฮโดรเจนในพื้นที่อับอากาศ
- ความดันสูงของถังเก็บที่ต้องควบคุมอย่างแม่นยำ
- ความไม่พร้อมของวัสดุอุปกรณ์ในโรงงานเดิมที่ไม่ได้ออกแบบมาเพื่อรองรับไฮโดรเจน
- การขาดระบบตรวจจับรั่วหรือระบบแจ้งเตือนในกรณีฉุกเฉิน

8.4.2 แนวทางในการจัดเก็บและขนส่งอย่างเหมาะสมและปลอดภัย

1) การนำเข้าไฮโดรเจนเข้าสู่พื้นที่โรงงาน
   - ไฮโดรเจนควรจัดส่งในถังขนส่งแบบ tube trailer หรือแบบ cylinder pack ตามมาตรฐานสากล เช่น ISO 11120 หรือ DOT/TPED
   - พื้นที่จัดวางต้องแยกจากแหล่งประกายไฟ และมีการระบายอากาศตามมาตรฐาน NFPA 2
   - เส้นทางขนส่งควรอยู่ในพื้นที่ควบคุม มีระบบแจ้งเตือนความดันรั่ว และจำกัดการเข้าถึงเฉพาะผู้ได้รับอนุญาต
2) การจัดเก็บในพื้นที่โรงงาน
   - ถังเก็บควรตั้งบนพื้นที่ที่แข็งแรง มีระบบยึดแน่น ป้องกันการล้ม

- บริเวณจัดเก็บต้องมีระบบตรวจจับก๊าซไฮโดรเจน (hydrogen gas detector) และอุปกรณ์ระบายฉุกเฉิน
- ระบบวาล์วควบคุมควรเป็นแบบสองชั้น พร้อม pressure relief device (prd)
- วัสดุท่อ วาล์ว และซีล ควรใช้วัสดุที่ไม่เปราะจากไฮโดรเจน เช่น stainless steel 316 หรือโลหะผสมพิเศษ

3) การส่งก๊าซเข้าสู่จุดใช้งาน
   - ติดตั้งระบบปรับแรงดัน (pressure regulator) เพื่อให้ค่าแรงดันสอดคล้องกับระบบหัวเผา
   - มีระบบ Purging ด้วยไนโตรเจนก่อนและหลังการใช้งาน เพื่อป้องกันการระเบิด
   - ใช้ท่อส่งที่ออกแบบตามมาตรฐาน ASME B31.12 Hydrogen Piping หรือ API RP 556
   - ตรวจสอบและทดสอบแรงดันระบบเป็นระยะตามมาตรฐาน ISO หรือ PED (pressure equipment directive)
4) การควบคุมในกระบวนการใช้งาน
   - ติดตั้งระบบควบคุมอัตโนมัติที่สามารถปิดวาล์วฉุกเฉินได้ทันทีในกรณีรั่วหรือผิดปกติ
   - ใช้ระบบควบคุมสัดส่วนการผสม (gas mixing control system) ให้เหมาะสมกับอัตราส่วน NG/H_2 ที่กำหนด
   - ติดตั้ง flame arrestor และ flashback arrestor เพื่อป้องกันเปลวไฟย้อนกลับ
   - มีการฝึกอบรมผู้ปฏิบัติงานด้านความปลอดภัยและการจัดการเชื้อเพลิงผสม

ดังนั้น การจัดเก็บและขนส่งไฮโดรเจนสำหรับการใช้งานเชื้อเพลิงผสมในโรงงานอุตสาหกรรมต้องดำเนินการภายใต้มาตรฐานความปลอดภัยที่เข้มงวด ครอบคลุมตั้งแต่จุดนำเข้าก๊าซเข้าสู่พื้นที่โรงงาน การจัดเก็บในจุดที่ปลอดภัย การส่งจ่ายด้วยระบบที่ควบคุมได้ ไปจนถึงการใช้งานจริงในระบบเผาไหม้ แนวทางดังกล่าวจะช่วยลดความเสี่ยงด้านความปลอดภัย เพิ่มความมั่นใจในการใช้งานไฮโดรเจนร่วมกับก๊าซธรรมชาติ และส่งเสริมการเปลี่ยนผ่านสู่พลังงานสะอาดได้อย่างมีประสิทธิภาพ

8.5 วิเคราะห์ปัญหาและแนะนำแนวทางในด้านความปลอดภัยสำหรับการใช้งานเชื้อเพลิงผสม

การใช้งานเชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติกับ (H_2/NG) มีข้อดีด้านสิ่งแวดล้อมและการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก แต่ในขณะเดียวกันก็เพิ่มความท้าทายด้านความปลอดภัย เนื่องจากไฮโดรเจนมีคุณสมบัติที่แตกต่างจากก๊าซธรรมชาติอย่างมาก ทั้งในด้านความไวไฟ ความสามารถในการรั่วซึมและพฤติกรรมของเปลวไฟ ซึ่งหากไม่มีการควบคุมและจัดการที่เหมาะสม อาจก่อให้เกิดอุบัติเหตุที่รุนแรงต่อชีวิต ทรัพย์สิน และระบบการผลิตของโรงงานได้

8.5.1 วิเคราะห์ปัญหาด้านความปลอดภัยที่สำคัญ

- ความเสี่ยงต่อการติดไฟและระเบิดสูง เนื่องจากไฮโดรเจนมีช่วงการติดไฟในอากาศกว้าง 4–75% โดยปริมาตร และต้องการพลังงานจุดติดไฟต่ำมาก
- การรั่วซึมของก๊าซ ที่ตรวจจับได้ยาก เพราะไฮโดรเจนไม่มีสี ไม่มีกลิ่น และสามารถซึมผ่านวัสดุทั่วไปได้ง่าย
- การเกิดเปลวไฟย้อนกลับ (flashback) หรือเปลวไฟหลุดจากหัวเผา (blow-off) ซึ่งเกิดจากการควบคุมอัตราส่วนอากาศต่อเชื้อเพลิงไม่เหมาะสม

- การสะสมของไฮโดรเจนในพื้นที่อับอากาศ โดยเฉพาะในอาคารหรือระบบปิดที่ไม่มีการระบายอากาศเพียงพอ
- การเสื่อมสภาพของวัสดุอุปกรณ์ ที่ไม่ได้ออกแบบมาเพื่อใช้งานกับไฮโดรเจน อาจนำไปสู่การแตกร้าวหรือชำรุดระหว่างการใช้งาน

8.5.2 แนวทางในการจัดการความปลอดภัย

- ออกแบบระบบให้รองรับไฮโดรเจนโดยเฉพาะ ทั้งท่อ วาล์ว หัวเผา และถังเก็บ ควรเลือกวัสดุที่ทนต่อการกัดกร่อนและการแตกร้าวจากไฮโดรเจน เช่น สแตนเลสเกรดสูง หรือโลหะผสมพิเศษ
- ติดตั้งอุปกรณ์ตรวจจับก๊าซ (hydrogen detector) ในบริเวณที่มีความเสี่ยง เช่น พื้นที่จัดเก็บ จุดผสมก๊าซ และบริเวณหัวเผา พร้อมระบบสัญญาณเตือนและตัดระบบอัตโนมัติ
- ออกแบบระบบระบายอากาศอย่างมีประสิทธิภาพ เพื่อป้องกันการสะสมของไฮโดรเจนในพื้นที่อับ
- ติดตั้งอุปกรณ์ป้องกันการย้อนกลับของเปลวไฟ (flashback arrestor) และระบบควบคุมความดันแบบสองชั้น เพื่อป้องกันการไหลย้อนของไฮโดรเจน
- กำหนดมาตรการควบคุมกระบวนการผสมเชื้อเพลิงอย่างแม่นยำ ด้วยระบบควบคุมอัตโนมัติและการเฝ้าระวังแบบเรียลไทม์ เช่น การวัดค่า O_2, CO หรือค่าความร้อนในระบบ
- ฝึกอบรมพนักงานด้านความปลอดภัยเฉพาะทางเกี่ยวกับไฮโดรเจน และมีแผนรับมือภาวะฉุกเฉิน เช่น แผนอพยพ การดับเพลิง และการหยุดระบบฉุกเฉิน
- ตรวจสอบและบำรุงรักษาอุปกรณ์เป็นประจำ โดยเฉพาะในจุดที่มีความเสี่ยง เช่น ข้อต่อ วาล์ว หรือหัวจ่ายก๊าซ พร้อมจัดทำรายงานความเสี่ยงประจำเดือน

การใช้งานเชื้อเพลิงผสม H_2/NG ต้องดำเนินการภายใต้แนวทางความปลอดภัยที่เคร่งครัดในทุกขั้นตอน ตั้งแต่การจัดเก็บ การผสม จนถึงการเผาไหม้ การออกแบบระบบให้เหมาะสม การตรวจสอบอุปกรณ์ การติดตั้งเครื่องมือควบคุม และการสร้างวัฒนธรรมความปลอดภัยในองค์กร จะช่วยลดความเสี่ยงและเพิ่มความมั่นใจในการใช้พลังงานทางเลือกนี้ได้อย่างยั่งยืน

8.6 วิเคราะห์ปัญหาและแนะนำแนวทางด้านต้นทุนการดำเนินงานและการบำรุงรักษาอุปกรณ์สำหรับการใช้เชื้อเพลิงผสม

การใช้เชื้อเพลิงผสมระหว่างก๊าซไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติกับ (H_2/NG) แม้จะมีข้อดีด้านสิ่งแวดล้อมและการลดการปล่อยคาร์บอน แต่ก็ส่งผลต่อ “ต้นทุนการดำเนินงาน” และ “ต้นทุนการบำรุงรักษา” ของโรงงานในภาคอุตสาหกรรมอย่างหลีกเลี่ยงไม่ได้ โดยเฉพาะในระบบที่ไม่ได้ออกแบบมาเพื่อรองรับคุณสมบัติเฉพาะของไฮโดรเจน ทำให้เกิดความจำเป็นต้องลงทุนเพิ่มทั้งในด้านอุปกรณ์ ระบบควบคุม และการบำรุงรักษาเชิงป้องกัน เพื่อรักษาประสิทธิภาพและความปลอดภัยของกระบวนการผลิตในระยะยาว

8.6.1 ปัญหาด้านต้นทุนการดำเนินงานและการบำรุงรักษา

- ต้นทุนเริ่มต้นในการปรับปรุงระบบ

การใช้งานไฮโดรเจนร่วมกับก๊าซธรรมชาติต้องใช้ท่อ วาล์ว หัวเผา และอุปกรณ์ควบคุมที่ทนต่อการกัดกร่อนและไม่เกิด hydrogen embrittlement ซึ่งวัสดุเหล่านี้มักมีราคาสูงกว่าปกติ อีกทั้งยังต้องติดตั้งระบบควบคุมพิเศษและเซ็นเซอร์ตรวจจับก๊าซเพิ่มเติม

- ต้นทุนในการตรวจสอบและบำรุงรักษา

ไฮโดรเจนมีความไวไฟและสามารถรั่วซึมได้ง่าย จึงจำเป็นต้องมีการตรวจสอบแบบไม่ทำลาย (NDT) เป็นประจำ ทั้งในส่วนของรอยเชื่อม ท่อส่ง และวาล์ว ส่งผลให้ค่าใช้จ่ายด้านการบำรุงรักษาเพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่อง

- ต้นทุนในการฝึกอบรมบุคลากรและจัดการความปลอดภัย

ต้องมีการฝึกอบรมเฉพาะทางให้กับวิศวกร ช่างเทคนิค และพนักงานฝ่ายปฏิบัติการเกี่ยวกับการจัดการก๊าซไฮโดรเจนอย่างปลอดภัย รวมถึงต้องมีแผนรับมือเหตุฉุกเฉิน ทำให้เกิดต้นทุนด้านทรัพยากรบุคคลและการบริหารความเสี่ยงเพิ่มเติม

- ต้นทุนจากการสูญเสียประสิทธิภาพระบบเดิม

อุปกรณ์เดิมที่ใช้กับ NG อาจไม่เหมาะกับค่าความร้อนจำเพาะที่เปลี่ยนไปจากการผสมไฮโดรเจน ซึ่งทำให้ประสิทธิภาพการเผาไหม้ลดลง และอาจต้องใช้พลังงานมากขึ้นต่อหน่วยผลิต

8.6.2 แนวทางในการบริหารต้นทุนและบำรุงรักษาอย่างมีประสิทธิภาพ

- การบริหารต้นทุนและการวางแผนการลงทุนในระยะยาว

การบริหารต้นทุนและการวางแผนการลงทุนในระยะยาวควรมีการประเมินความคุ้มค่าในการลงทุนการนำเชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติมาใช้ในโรงงานอุตสาหกรรม ที่จะต้องทำการวิเคราะห์ทั้งส่วนเงินลงทุนในการปรับเปลี่ยนอุปกรณ์ (Capotal Expenditure :CAPEX) ค่าก๊าซไฮโดรเจน และค่าการดูแลและบำรุงรักษาทั้งระบบ (Operting Expense : OPEX) ซึ่งระยะเวลาคืนทุนโดยทั่วไปจะไม่เกิน 5 ปี แต่ถ้าหากพบว่าไม่มีระยะเวลาคืนทุนนั้น ในเบื้องต้นปัญหาหลักที่เด่นชัดอาจจะเกิดจากต้นทุนของก๊าซไฮโดรเจนที่ปัจจุบันยังมีราคาสูง เช่น 165 บาท/kg ซึ่งในอนาคตราคาอาจจะลดลงตามกลไกตลาดโลกที่ต้องใช้ระยะเวลาพอสมควร ดังนั้น ในส่วนนี้อาจจะต้องมีการพิจารณารายได้จากการขาย carbon credit ไปยังต่างประเทศที่มีราคาสูงเข้ามาเสริมหรือทางภาครัฐอาจจะต้องมีมาตรการทางภาษีในรูป carbon tax เพื่อมาสนับสนุนโรงงานที่มีการใช้ก๊าซไฮโดรเจนในส่วนนี้ก็จะสามารถทำให้มีระยะเวลาคืนทุนได้และจูงใจให้กับโรงงานที่กำลังตัดสินใจในการใช้ก๊าซไฮโดรเจน โดยในส่วนนี้จะมีแสดงไว้ในบทที่ 9 โดยละเอียด ได้แก่ การประเมินความคุ้มค่าในการลงทุนการนำเชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติมาใช้ในโรงงานอุตสาหกรรม ตลอดจนการจัดทำร่างแนวทางหรือมาตรการส่งเสริมการปรับปรุงหรือปรับเปลี่ยนอุปกรณ์และเครื่องจักรในการใช้เชื้อเพลิงผสมสำหรับโรงงานอุตสาหกรรม

- ออกแบบระบบให้รองรับเชื้อเพลิงผสมตั้งแต่ต้น

สำหรับระบบใหม่ ควรเลือกใช้อุปกรณ์ที่ผ่านมาตรฐานรองรับไฮโดรเจน เช่น หรือ ASME B31.12 เป็นต้น เพื่อหลีกเลี่ยงต้นทุนการดัดแปลงในอนาคต

- ใช้แนวทางการบำรุงรักษาเชิงป้องกัน (Predictive Maintenance : PM)

นำระบบเซ็นเซอร์และระบบ IOT มาช่วยตรวจจับพฤติกรรมผิดปกติของอุปกรณ์ เช่น การสั่น ความดัน หรืออุณหภูมิ เพื่อคาดการณ์การเสื่อมสภาพของอุปกรณ์ล่วงหน้า และลดค่าใช้จ่ายฉุกเฉิน

- บริหารจัดการความถี่ในการตรวจสอบอย่างเหมาะสม

จัดลำดับความสำคัญของอุปกรณ์ที่ต้องตรวจสอบถี่เป็นพิเศษ เช่น ท่อความดันสูง หัวเผาและลดรอบการตรวจสอบในอุปกรณ์ที่มีความเสี่ยงต่ำ เพื่อลดต้นทุนรวม

- ใช้บริการบำรุงรักษาแบบครบวงจรจากผู้ผลิต (OEM)

สำหรับอุปกรณ์สำคัญ เช่น หัวเผาหรือระบบผสมก๊าซ ควรเลือกใช้บริการบำรุงรักษารายปีจากบริษัทผู้ผลิต เพื่อรับประกันประสิทธิภาพ ลดความเสี่ยง และควบคุมค่าใช้จ่ายได้ชัดเจน

ดังนั้น การใช้เชื้อเพลิงผสม NG/H_2 แม้มีต้นทุนเริ่มต้นและต้นทุนบำรุงรักษาที่สูงกว่าระบบเดิม แต่หากมีการวางแผนเชิงกลยุทธ์ และนำเทคโนโลยีดิจิทัลเข้ามาช่วยในการควบคุมและบำรุงรักษา ก็สามารถลดค่าใช้จ่ายระยะยาว และสร้างระบบพลังงานที่ยั่งยืนได้ในอนาคต ทั้งยังช่วยให้องค์กรเข้าสู่เป้าหมายด้านสิ่งแวดล้อมและความปลอดภัยอย่างเป็นรูปธรรม

บทที่ 9
ประเมินความคุ้มค่าในการลงทุนการนำเชื้อเพลิงผสมระหว่างไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติมาใช้ในโรงงานอุตสาหกรรม

ปัจจุบันภาคอุตสาหกรรมทั่วโลกต่างเผชิญกับความท้าทายในการลดการพึ่งพาเชื้อเพลิงฟอสซิลและลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกตามเป้าหมายด้านสิ่งแวดล้อมและการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ การนำเชื้อเพลิงทางเลือกเข้ามาทดแทนเชื้อเพลิงฟอสซิลที่เป็นเชื้อเพลิงหลักบางส่วนจึงเป็นแนวทางที่ได้รับความสนใจอย่างกว้างขวาง หนึ่งในแนวทางสำคัญคือการผสมไฮโดรเจนผสมกับก๊าซธรรมชาติเพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงในโรงงานอุตสาหกรรม การผสมไฮโดรเจนซึ่งเป็นเชื้อเพลิงสะอาดสามารถช่วยลดการปลดปล่อยคาร์บอนไดร์ออกไซด์ต่อหน่วยพลังงานได้ อีกทั้งยังเป็นการเตรียมความพร้อมสู่การใช้ไฮโดรเจนบริสุทธิ์ในอนาคต ซึ่งสอดคล้องกับทิศทางของหลายประเทศที่กำหนดให้ไฮโดรเจนเป็นหนึ่งในพลังงานหลักของการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงาน

ดังนั้นการประเมินความคุ้มค่าในการลงทุนเพื่อดัดแปลงระบบให้รองรับการใช้เชื้อเพลิงผสมนี้จึงมีความสำคัญอย่างยิ่ง โดยไม่เพียงคำนึงถึงต้นทุนการลงทุนและการดำเนินงานเท่านั้นแต่ยังรวมถึงประโยชน์ด้านสิ่งแวดล้อมความยืดหยุ่นของระบบและโอกาสในการเพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขันของภาคอุตสาหกรรมในระยะยาว ปัจจัยที่มีความเกี่ยวข้องในการประเมินความคุ้มค่าในการใช้เชื้อเพลิงผสมนี้มีรายละเอียดดังต่อไปนี้

9.1 ประเมินการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกและผลประโยชน์ทางสิ่งแวดล้อมจากการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ

ในส่วนแรกของบทที่ 9 เป็นการคำนวณเพื่อพิจารณาผลที่เกิดขึ้นจากการผสมไฮโดรเจนสะอาด (ไฮโดรเจนสีฟ้า และ ไฮโดรเจนสีเขียว) กับก๊าซธรรมชาติเพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงในภาคอุตสาหกรรมโดยการคำนวณอยู่บนข้อสมมุติฐานตามตารางที่ 9-1 โดยเนื่องจากไฮโดรเจนและก๊าซธรรมชาติมีค่าความร้อนต่างกัน รวมถึงมีความหนาแน่น (Density) ต่างกันและก๊าซธรรมชาติเมื่อถูกเผามีการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ในขณะที่ไฮโดรเจนที่มาจากการผลิตที่ใช้พลังงานสะอาดหรือมีการดักจับคาร์บอน เช่น ไฮโดรเจนสีเขียว และสีฟ้าไม่มีการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ทำให้ต้องมีการคำนวณว่าเมื่อผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติที่ระดับต่าง ๆ ในเชิงปริมาตร มีผลลัพธ์เช่นไรบ้างซึ่งมีรายละเอียดของสมมุติฐานที่นำมาใช้คำนวณดังตารางที่ 9-1

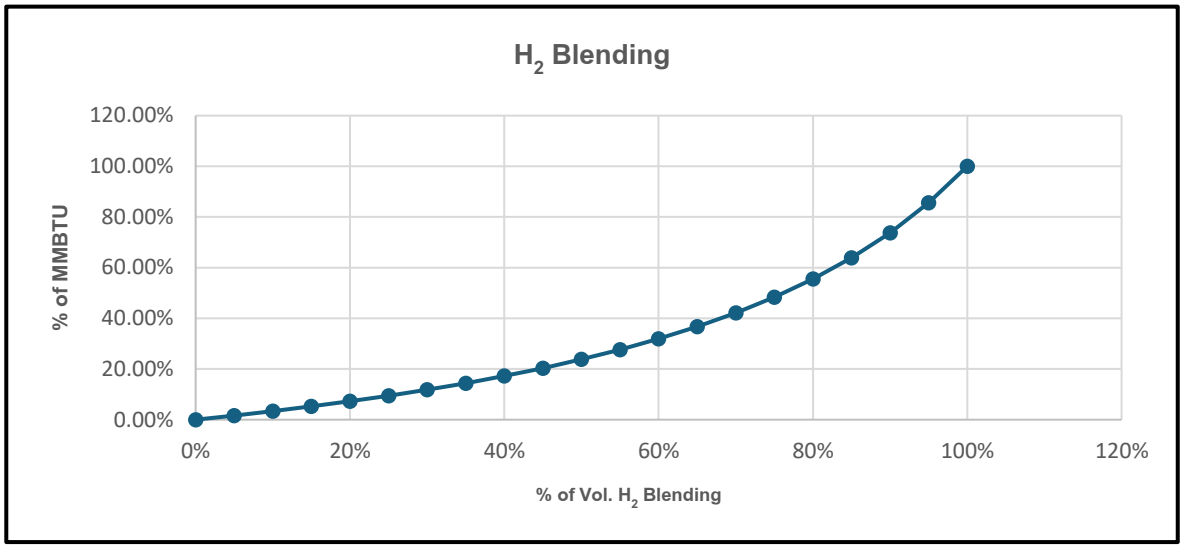
ตารางที่ 9-1 สมมุติฐานที่ใช้ในการคำนวณการผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ

สมมุติฐาน | Input			
Details	Unit	Values	หมายเหตุ / อ้างอิง
ค่าความร้อน ก๊าซธรรมชาติ	MJ / NM^3	38	อ้างอิงราคาในรายงาน
	BTU / CU FT	1,036	อ้างอิงราคาในรายงาน
ค่าความร้อน ไฮโดรเจน	MJ / NM^3	12.7	อ้างอิงราคาในรายงาน
	BTU / CU FT	323.6	อ้างอิงราคาในรายงาน
	MMBTU / KG	0.1339	มาจากการคำนวณ
ค่าความร้อน | MJ to MMBTU	MMBTU / MJ	0.0009478	อ้างอิงราคาในรายงาน
Density | ก๊าซธรรมชาติ	KG / NM^3	0.76	อ้างอิงราคาในรายงาน
Density | ไฮโดรเจน	KG / NM^3	0.08988	อ้างอิงราคาในรายงาน
CO_2 Emission | ก๊าซธรรมชาติ	KG CO2 / MJ	0.0561565	TGO
	KG CO2 / MMBTU	59.25	มาจากการคำนวณ

สำหรับการผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาตินั้น เมื่อกล่าวถึงคำว่าสัดส่วนในการผสมหมายถึงการผสมในเชิงปริมาตร โดยในตารางที่ 9-2 ได้แสดงการคำนวณให้เห็นว่าที่ปริมาตร 10 ล้านลูกบาศก์ฟุตนั้น การผสมไฮโดรเจนที่สัดส่วนต่างๆ ตั้งแต่ 5% ไปจนถึง 100% นั้นจะมีการใช้ก๊าซธรรมชาติและไฮโดรเจนในเชิงปริมาตรกี่ลูกบาศก์ฟุต และในเชิงค่าความร้อนที่กี่ MMBTU ซึ่งจะเห็นได้ว่า การผสมไฮโดรเจนในเชิงปริมาตรที่ 5% นั้น มีการใช้ไฮโดรเจนในเชิงค่าความร้อนที่ 1.62% ในขณะที่การผสมไฮโดรเจนในเชิงปริมาตรที่ 10%, 15% และ 20% นั้น มีการใช้ไฮโดรเจนในเชิงค่าความร้อนที่ 3.35%, 5.22% และ 7.24% ตามลำดับ โดยความสัมพันธ์ระหว่างสัดส่วนการผสมไฮโดรเจนในเชิงปริมาตร และในเชิงค่าความร้อนถูกแสดงในรูปที่ 9-1 โดยเนื่องจากไฮโดรเจนมีค่าความร้อนต่อปริมาตรต่ำกว่าก๊าซธรรมชาติ ทำให้ในกรณีที่ต้องการให้ได้ค่าความร้อนเท่าเดิม จึงจำเป็นต้องมีการเพิ่มปริมาณไฮโดรเจนเข้ามาชดเชย

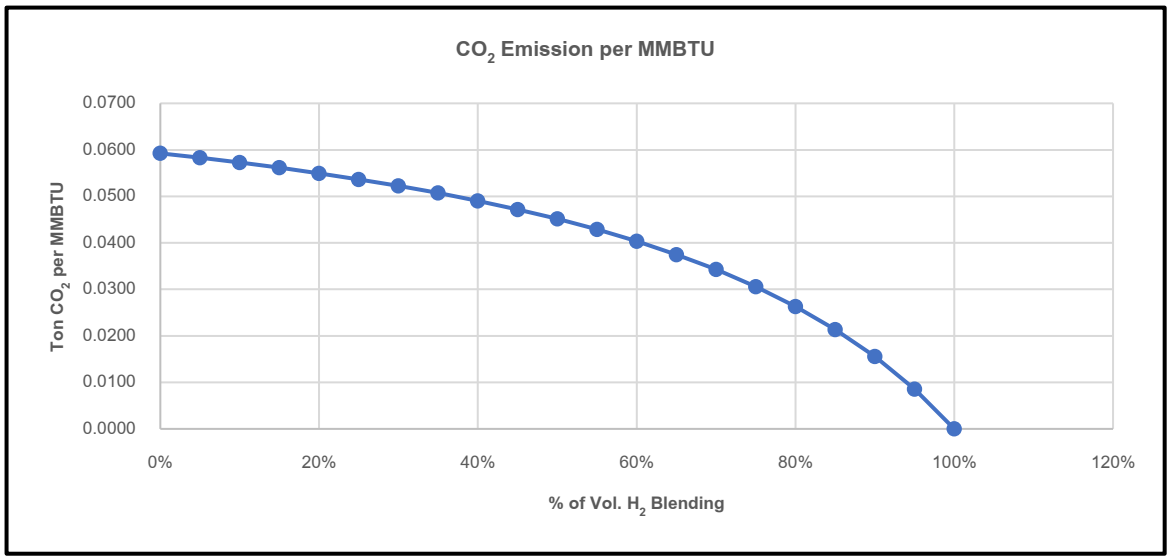
การคำนวณค่าความร้อนไฮโดรเจน (MMBTU/KG)= (12.7 MJ/NM^3*0.0009478 MMBTU/MJ)/0.08988 KG/NM^3)

การคำนวณค่า CO_2 EMISSION ก๊าซธรรมชาติ (KG CO_2 / MMBTU) = 0.0561565 KG CO_2 / MJ*0.0009478 MMBTU/MJ)



รูปที่ 9-1 สัดส่วนการผสมไฮโดรเจนในเชิงปริมาตรต่อพลังงานที่มาจากไฮโดรเจนในส่วนผสม

ในด้านของการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ก๊าซธรรมชาติมี CO_2 Emissions อยู่ที่ 59.25 กิโลกรัมต่อ MMBTU โดยจากรูปที่ 9-2 และตารางที่ 9-2 จะเห็นได้ว่าการผสมไฮโดรเจนในสัดส่วนเชิงปริมาตรที่น้อยนั้นจะทำให้การปล่อย CO_2 ลดลงไม่มาก โดยการผสมไฮโดรเจนในสัดส่วนเชิงปริมาตรที่ 5%, 10%, 15% และ 20% นั้น จะทำให้การปล่อย CO_2 ต่อหน่วย MMBTU นั้นลดลงจาก 0.0592 ตันต่อ MMBTU มาอยู่ที่ 0.0583, 0.0573, 0.0562 และ 0.0550 ตามลำดับ เนื่องด้วยในการผสมไฮโดรเจนเชิงปริมาตรที่น้อยนั้น มีการใช้ไฮโดรเจนในสัดส่วนที่น้อยในเชิงค่าความร้อน จึงทำให้ลดการปล่อย CO_2 ได้น้อย

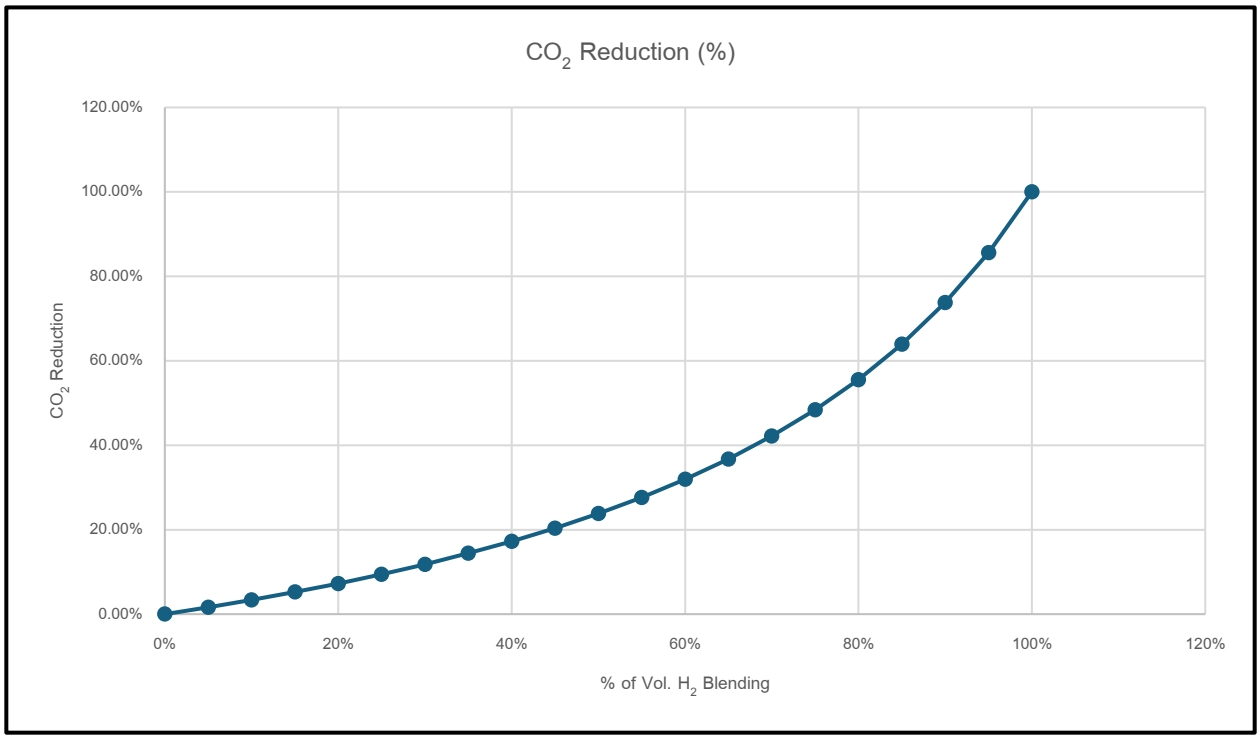


รูปที่ 9-2 การปล่อย CO_2 ต่อ MMBTU เมื่อเทียบกับสัดส่วนการผสมไฮโดรเจนในเชิงปริมาตร ณ ระดับต่างๆ

ตารางที่ 9-2 การผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติที่ระดับต่าง ๆ ในเชิงปริมาตรและในเชิงค่าความร้อน

Hydrogen Blending with Natural Gas		Vol. ต่อปี	ก๊าซธรรมชาติ			ไฮโดรเจน			Total	CO_2 Emission	CO_2 Emission per MMBTU
Blending based on Vol.	% of Vol.	ลูกบาศก์ฟุต	ลูกบาศก์ฟุต	MMBTU	% to total MMBTU	ลูกบาศก์ฟุต	MMBTU	% to total MMBTU	MMBTU	ton	ton / MMBTU
การใช้ก๊าซธรรมชาติ 100%	0%	10,000,000	10,000,000	10,360	100.00%	0	0	0.00%	10,360	614	0.0592
สัดส่วนผสมไฮโดรเจน	5%	10,000,000	9,500,000	9,842	98.38%	500,000	162	1.62%	10,004	583	0.0583
	10%	10,000,000	9,000,000	9,324	96.65%	1,000,000	324	3.35%	9,648	552	0.0573
	15%	10,000,000	8,500,000	8,806	94.78%	1,500,000	485	5.22%	9,291	522	0.0562
	20%	10,000,000	8,000,000	8,288	92.76%	2,000,000	647	7.24%	8,935	491	0.0550
	25%	10,000,000	7,500,000	7,770	90.57%	2,500,000	809	9.43%	8,579	460	0.0537
	30%	10,000,000	7,000,000	7,252	88.19%	3,000,000	971	11.81%	8,223	430	0.0523
	35%	10,000,000	6,500,000	6,734	85.60%	3,500,000	1,133	14.40%	7,867	399	0.0507
	40%	10,000,000	6,000,000	6,216	82.77%	4,000,000	1,294	17.23%	7,510	368	0.0490
	45%	10,000,000	5,500,000	5,698	79.65%	4,500,000	1,456	20.35%	7,154	338	0.0472
	50%	10,000,000	5,000,000	5,180	76.20%	5,000,000	1,618	23.80%	6,798	307	0.0451
	55%	10,000,000	4,500,000	4,662	72.37%	5,500,000	1,780	27.63%	6,442	276	0.0429
	60%	10,000,000	4,000,000	4,144	68.10%	6,000,000	1,942	31.90%	6,086	246	0.0403
	65%	10,000,000	3,500,000	3,626	63.29%	6,500,000	2,103	36.71%	5,729	215	0.0375
	70%	10,000,000	3,000,000	3,108	57.84%	7,000,000	2,265	42.16%	5,373	184	0.0343
	75%	10,000,000	2,500,000	2,590	51.62%	7,500,000	2,427	48.38%	5,017	153	0.0306
	80%	10,000,000	2,000,000	2,072	44.46%	8,000,000	2,589	55.54%	4,661	123	0.0263
	85%	10,000,000	1,500,000	1,554	36.10%	8,500,000	2,751	63.90%	4,305	92	0.0214
	90%	10,000,000	1,000,000	1,036	26.24%	9,000,000	2,912	73.76%	3,948	61	0.0155
	95%	10,000,000	500,000	518	14.42%	9,500,000	3,074	85.58%	3,592	31	0.0085
	100%	10,000,000	0	0	0.00%	10,000,000	3,236	100.00%	3,236	0	0.0000

เมื่อพิจารณาการให้ค่าความร้อนคงที่ ที่ 1 MMBTU ตารางที่ 9-3 ได้แสดงผลการคำนวณว่าต้องมีการใช้ก๊าซธรรมชาติและไฮโดรเจน ในเชิงค่าความร้อนที่กี่ MMBTU สำหรับการผสมไฮโดรเจนในเชิงปริมาตรที่สัดส่วนต่างๆ และได้แสดงการลดการปล่อย CO_2 เมื่อเปรียบเทียบกับการใช้ก๊าซธรรมชาติ 100% โดยการผสมไฮโดรเจนเชิงปริมาตรที่ 5%, 10%, 15% และ 20% จะทำให้ลดการปล่อย CO_2 ได้ 1.62%, 3.35%, 5.22% และ 7.24% ตามลำดับ ซึ่งความสัมพันธ์ระหว่างสัดส่วนการลดการปล่อย CO_2 และการผสมไฮโดรเจนในเชิงปริมาตรที่สัดส่วนต่าง ๆ ถูกแสดงในรูปที่ 9-3



รูปที่ 9-3 การลดการปล่อย CO_2 เมื่อเทียบกับสัดส่วนการผสมไฮโดรเจนในเชิงปริมาตร ณ ระดับต่างๆ

ตารางที่ 9-3 การผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติที่ระดับต่างๆในเชิงปริมาตรและการลดการปล่อย CO_2 เมื่อเปรียบเทียบกับการใช้ก๊าซธรรมชาติ 100%

Hydrogen Blending with Natural Gas		Total	ก๊าซธรรมชาติ	ไฮโดรเจน		CO_2 Emission	CO_2 Reduction
Blending based on Vol.	% of Vol.	MMBTU	MMBTU	MMBTU	% of Total MMBTU	ton	% of 100% NG
การใช้ก๊าซธรรมชาติ 100%	0%	1	1.0000	0.0000	0.00%	0.0592	0.00%
สัดส่วนผสมไฮโดรเจน	5%	1	0.9838	0.0162	1.62%	0.0583	1.62%
	10%	1	0.9665	0.0335	3.35%	0.0573	3.35%
	15%	1	0.9478	0.0522	5.22%	0.0562	5.22%
	20%	1	0.9276	0.0724	7.24%	0.0550	7.24%
	25%	1	0.9057	0.0943	9.43%	0.0537	9.43%
	30%	1	0.8819	0.1181	11.81%	0.0523	11.81%
	35%	1	0.8560	0.1440	14.40%	0.0507	14.40%
	40%	1	0.8277	0.1723	17.23%	0.0490	17.23%
	45%	1	0.7965	0.2035	20.35%	0.0472	20.35%
	50%	1	0.7620	0.2380	23.80%	0.0451	23.80%
	55%	1	0.7237	0.2763	27.63%	0.0429	27.63%
	60%	1	0.6810	0.3190	31.90%	0.0403	31.90%
	65%	1	0.6329	0.3671	36.71%	0.0375	36.71%
	70%	1	0.5784	0.4216	42.16%	0.0343	42.16%
	75%	1	0.5162	0.4838	48.38%	0.0306	48.38%
	80%	1	0.4446	0.5554	55.54%	0.0263	55.54%
	85%	1	0.3610	0.6390	63.90%	0.0214	63.90%
	90%	1	0.2624	0.7376	73.76%	0.0155	73.76%
	95%	1	0.1442	0.8558	85.58%	0.0085	85.58%
	100%	1	0.0000	1.0000	100.00%	0.0000	100.00%

9.2 ประเมินและสรุปกรณีศึกษาจากอุตสาหกรรมที่นำเชื้อเพลิงผสมมาใช้ จากฐานข้อมูลทั้งในและต่างประเทศมาเป็นตัวอย่าง

1) การผสมไฮโดรเจนเข้าไปในแนวท่อก๊าซธรรมชาติ

1.1) โครงการ HyBlend ของประเทศสหรัฐอเมริกา

โครงการ HyBlend (U.S. Department of Energy, 2022) เป็นความร่วมมือ ของสถาบันวิจัยแห่งชาติทั้ง 6 แห่งในประเทศสหรัฐอเมริกา ได้แก่ NREL: the National Renewable Energy Laboratory, SNL: Sandia National Laboratories, PNNL: Pacific Northwest National Laboratory, ORNL: Oak Ridge National Laboratory, ANL: Argonne National Laboratory และ NETL: the National Energy Technology Laboratory มีเป้าหมายในการศึกษาการผสมไฮโดรเจนไปในแนวท่อก๊าซธรรมชาติในพื้นที่ต่างๆในประเทศสหรัฐอเมริกา เพื่อวิเคราะห์ถึงผลประโยชน์ของการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก โดยไฮโดรเจนที่อยู่ในการศึกษาจะเป็นไฮโดรเจนที่ผลิตจากพลังงานทดแทน พลังงานนิวเคลียร์ และอื่นๆ ที่มีการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่ำ

โดยการศึกษาส่วนแรกจะเป็นการวิเคราะห์ความสามารถในการรองรับไฮโดรเจนของท่อก๊าซธรรมชาติ ซึ่งจะศึกษาโดย SNL และ PNNL และในส่วนที่ 2 จะเป็นการศึกษา Life – Cycle Analysis ซึ่งจะทำโดย ANL และในส่วนที่ 3 จะเป็นการศึกษา Techno – Economic Analysis ซึ่งจะทำโดย NREL โดยโครงการนี้ ได้รับเงินทุนสนับสนุน 10 ล้านดอลลาร์สหรัฐจาก EERE: the Office of Energy Efficiency and Renewable Energy

ผลการศึกษาเบื้องต้น พบว่าท่อส่งก๊าซธรรมชาติของสหรัฐฯ ส่วนใหญ่สามารถรองรับการผสม H_2 ที่ระดับ **5–20% โดยไม่กระทบความปลอดภัย** แต่ยังต้องปรับปรุงมาตรฐานวัสดุและอุปกรณ์บางส่วน (เช่น วาล์ว, คอมเพรสเซอร์)

การวิเคราะห์ด้าน **Life-Cycle Analysis (LCA)** และ **Techno-Economic Analysis (TEA)** ยืนยันว่า การผสม H_2 สามารถช่วยลด CO_2 ได้จริง แต่ **ความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ยังขึ้นกับราคาH_2 และนโยบายสนับสนุนภาครัฐ**

1.2) โครงการ Hydrogen Blending ของ ATCO ประเทศออสเตรเลีย

โครงการนี้ (ATCO, 2023) มีจุดเริ่มต้นจาก รัฐ Western Australia (WA) ในประเทศออสเตรเลีย มีการวางแผนยุทธศาสตร์ด้านไฮโดรเจน ในปี ค.ศ. 2019 ซึ่งในแผนนี้มีการกำหนดเป้าหมายว่าจะมีการผสมไฮโดรเจนลงไปในแนวท่อก๊าซธรรมชาติอย่างน้อย 10% ในปี ค.ศ. 2040 ซึ่งทำให้ บริษัท ATCO ซึ่งเป็นบริษัทด้านก๊าซธรรมชาติในรัฐ WA ได้เริ่มโครงการนำร่อง ผสมไฮโดรเจนที่สัดส่วน 2% ลงไปในแนวท่อก๊าซธรรมชาติ ที่ส่งไปยังบ้านเรือนที่อยู่อาศัย และภาคธุรกิจ 2,700 แห่ง ในพื้นที่ Glen Iris, Calleya และ Treeby

โดยภายใต้ระยะเวลาของโครงการนำร่องนี้ คาดการณ์ว่าจะมีการผสมไฮโดรเจนเข้าไปในแนวท่อก๊าซธรรมชาติที่ 3,456 กิโลกรัม ซึ่งคาดการณ์ว่าจะสามารถลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ได้ 21.4 ตัน โดยมีต้นทุน CAPEX คาดการณ์ตลอดโครงการอยู่ที่ 2.1 ล้านดอลลาร์ออสเตรเลีย อย่างไรก็ดีเนื่องจากต้นทุนไฮโดรเจนยังอยู่ในระดับสูง และโครงการนำร่องนี้ผสมไฮโดรเจนในสัดส่วนที่น้อย ทางบริษัท ATCO จึงเป็นผู้รับผิดชอบเรื่องต้นทุนที่เพิ่มขึ้นจากการผสมไฮโดรเจน ทำให้ผู้บริโภคไม่ได้รับภาระทางการเงินเพิ่มขึ้นแต่อย่างใด

การผสม H_2 2% โดยปริมาตร ลงในระบบจำหน่ายก๊าซใน Western Australia ส่งไปยังบ้านเรือนและธุรกิจราว 2,700 ราย

ผลที่ได้คือลดการปล่อย CO_2 ได้ประมาณ 21.4 ตัน ตลอดโครงการนำร่องผู้บริโภคไม่ต้องรับภาระต้นทุนเพิ่ม เนื่องจาก ATCO รับผิดชอบ CAPEX และต้นทุน H_2 เอง อย่างไรก็ดีระดับการผสมยังต่ำ (2%) จึงต้องมีการขยายโครงการเพื่อตรวจสอบผลกระทบต่อระบบท่อและความคุ้มค่าในระยะยาว

1.3) โครงการศึกษา Hydrogen Blending ของรัฐ British Columbia ประเทศแคนาดา

โครงการนี้ (DNV, 2024) บริษัท Enbridge และ บริษัท FortisBC Energy ในรัฐ British Columbia ประเทศแคนาดา ได้ทำการจ้าง DNV เพื่อทำการศึกษาความเป็นไปได้ในการผสมไฮโดรเจนลงไปในแนวท่อก๊าซธรรมชาติในสัดส่วนต่างๆ ทั้งในแนวท่อก๊าซธรรมชาติระดับ Transmission ซึ่งเป็นของบริษัท Enbridge และแนวท่อก๊าซธรรมชาติระดับ Distribution ของบริษัท FortisBC ซึ่งอยู่ในพื้นที่ของรัฐ British Columbia ประเทศแคนาดา โดยโครงการนี้เป็นโครงการศึกษาเรื่องการผสมไฮโดรเจนที่ใหญ่ที่สุดในทวีปอเมริกาเหนือ ครอบคลุมทั้ง**Transmission pipelines** (Enbridge) และ **Distribution pipelines** (FortisBC)

ผลการศึกษาเบื้องต้น ระบุว่าเครือข่ายท่อสามารถรองรับการผสม H_2 ได้ในสัดส่วน 5–15% โดยไม่กระทบต่อความปลอดภัยของระบบและผู้ใช้ อย่างไรก็ตามมีข้อท้าทายสำคัญเรื่อง**ต้นทุนไฮโดรเจน**และ**มาตรฐานวัสดุ** โดย DNV แนะนำให้ทำการนำร่องเพิ่มเติมก่อนการใช้งานจริงในเชิงพาณิชย์

1.4) โครงการศึกษา Hydrogen Blending ของประเทศเกาหลีใต้

โครงการนี้ (DNV, 2023) บริษัท KOGAS ซึ่งเป็นผู้นำเข้าก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG) หลายใหญ่ที่สุดของโลก และยังเป็นเจ้าของแนวท่อส่งก๊าซธรรมชาติระดับ Transmission ระยะ 5,000 กว่ากิโลเมตรในประเทศเกาหลีใต้ ได้ทำการศึกษาความเป็นไปได้ในการผสมไฮโดรเจนลงไปในแนวท่อก๊าซธรรมชาติ ณ สัดส่วนต่างๆ รวมถึงการทำโครงการนำร่อง ผสมไฮโดรเจนลงไปในท่อก๊าซธรรมชาติ ที่เกาะเจจูประเทศเกาหลีใต้

ผลการศึกษาพบว่า

- การผสม H_2 ที่อัตราส่วน 5–20% สามารถทำได้จริงโดยไม่กระทบความปลอดภัยของท่อ
- แต่ยังต้องพัฒนา**มาตรฐานความปลอดภัย** และ**การปรับปรุงเครื่องจักร**โดยเฉพาะอุปกรณ์แรงดันสูง
- ยืนยันว่า H_2 blending มีบทบาทสำคัญต่อการบรรลุเป้าหมาย **Carbon Neutrality 2050** ของเกาหลีใต้ แต่ต้องการ**นโยบายอุดหนุนราคา** H_2 อย่างจริงจัง

1.5) โครงการศึกษา HyTest ของประเทศไอร์แลนด์

โครงการนี้ (Gas Networks Ireland, 2022) ของประเทศไอร์แลนด์ ได้การทดลองผสมไฮโดรเจนลงในท่อก๊าซธรรมชาติระดับ Distribution เพื่อดูผลกระทบของการใช้เชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติที่ผสมไฮโดรเจน ในกลุ่มผู้บริโภคภาคส่วนต่างๆ โดยได้ทำการผสมไฮโดรเจนเข้าไปในสัดส่วนสูงสุดที่ 20% โดยผลการศึกษาพบว่าการผสมไฮโดรเจนขึ้นไปสูงสุดที่ 20% นี้ ไม่ส่งผลกระทบต่อการใช้งาน ไม่ส่งผลกระทบต่อค่าแรงดัน อัตราการไหล และไม่ส่งกระทบต่ออุปกรณ์ เครื่องใช้ในครัวเรือน ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติ รวมถึงยังสามารถลดการปล่อย CO_2, CO และ Nox ลงได้ที่ 12%, 37% และ 40% ตามลำดับ และไม่พบการรั่วไหลในแนวท่อ และ ข้อต่อต่างๆ รวมถึงมิเตอร์มีการทำงานที่แม่นยำเหมือนปกติ และการเคลื่อนไหวของเปลวไฟ และสีของเปลวไฟยังมีลักษณะที่คล้ายกับการใช้ก๊าซธรรมชาติ 100%

1.6) โครงการ The Te Horo hydrogen blending pilot ประเทศนิวซีแลนด์

โครงการนี้ (Firstgas, 2025) ของบริษัท Firstgas ซึ่งเป็นเจ้าของแนวท่อก๊าซธรรมชาติระดับ Transmission เป็นระยะทาง 2,500 กิโลเมตร และเป็นเจ้าของแนวท่อก๊าซธรรมชาติระดับ Distribution อีก 4,800 กิโลเมตร โดยมีภาคครัวเรือนและภาคธุรกิจกว่า 67,000 แห่ง เป็นลูกค้าที่ซื้อก๊าซธรรมชาติกับบริษัทฯ

โดยบริษัท Firstgas ได้เริ่มศึกษาเรื่องการผสมไฮโดรเจนลงในท่อก๊าซธรรมชาติตั้งแต่ปี ค.ศ. 2021 พบว่า แนวท่อก๊าซของบริษัทฯ ในประเทศนิวซีแลนด์สามารถรองรับการผสมไฮโดรเจนได้สูงสุดถึง 20% ใน ปี ค.ศ. 2035 และสามารถพัฒนาให้รองรับไฮโดรเจนได้ 100% ภายในปี ค.ศ. 2050

โดยในโครงการ The Te Horo hydrogen blending pilot นี้ บริษัท Firstgas บริษัท Gas Net บริษัท Powerco และบริษัท Vector ได้ร่วมกันทำโครงการนำร่องนี้ ซึ่งมีระยะเวลา 4 เดือน ในปี ค.ศ. 2025 โดยทำการผสมไฮโดรเจนลงในแนวท่อก๊าซธรรมชาติ ในพื้นที่ Te Horo โดยจะเริ่มผสมไฮโดรเจนที่สัดส่วน 3.5% และเพิ่มขึ้นเป็น 15% เพื่อศึกษาดูผลของการผสมไฮโดรเจนลงในท่อก๊าซธรรมชาติ

ผลการศึกษาเบื้องต้น

- ท่อก๊าซในนิวซีแลนด์สามารถรองรับการผสม H_2 ได้อย่างปลอดภัยในระดับ 20% โดยไม่ส่งผลกระทบต่อการใช้งานของผู้บริโภค
- ทางนิวซีแลนด์มีแผนพัฒนาท่อและอุปกรณ์บางส่วนให้สามารถรองรับ 100% H_2 ได้ในอนาคต
- เป็นก้าวสำคัญในการเปลี่ยนผ่านสู่ **Carbon Neutral Gas Grid** ของนิวซีแลนด์

2) การผสมไฮโดรเจนในอุตสาหกรรมแก้ว (Glass Industry)

2.1) บริษัท SGD Pharma ประเทศฝรั่งเศส

โครงการนี้ (Air Liquide, 2024) บริษัท SGD Pharma ซึ่งเป็นบริษัทผู้ผลิตขวดแก้ว ที่ใช้ในอุตสาหกรรมยา ซึ่งมีโรงงานอยู่ใน Saint-Quentin-Lamotte ทางตอนเหนือของประเทศฝรั่งเศส ได้ร่วมมือกับบริษัท Air Liquide ในปี ค.ศ. 2024 เพื่อทดลองใช้ไฮโดรเจนแทนที่ก๊าซธรรมชาติในสัดส่วนต่างๆ ในขั้นตอนการหลอมซิลิก้าเพื่อผลิตแก้ว ซึ่งต้องใช้ความร้อนที่อุณหภูมิ 1,400 องศาเซลเซียส โดยจากการทดลองพบว่าสามารถผสมไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงคู่กับก๊าซธรรมชาติได้สูงถึง 50% โดยที่ไม่ทำให้คุณภาพของแก้วแย่ลง ซึ่งในขั้นตอนต่อไป จะทดลองใช้ไฮโดรเจนที่ 100%

2.2) บริษัท Severglass ประเทศฝรั่งเศส

ในเดือนกันยายน ค.ศ. 2023 บริษัท Severglass ได้ประสบความสำเร็จในการทดลองผสมไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงในเตาหลอมแก้ว โดยผสมไฮโดรเจนในสัดส่วน 10%, 20% และ 30% โดยผลการทดลองนี้ทำให้บริษัท Severglass ได้ตัดสินใจใช้ไฮโดรเจนเป็นเครื่องมือในการลดการปล่อย CO_2 ของบริษัทในกระบวนการผลิตแก้ว (The American Ceramic Society, 2023)

สาเหตุที่ Severglass เลือกใช้H_2 เพราะเป็นเชื้อเพลิงที่สามารถทดแทน NG ได้ในเตาหลอมแก้วโดยตรงและช่วยลด CO_2 ได้จริง ทำให้สอดคล้องกับแรงกดดันจาก EU ETS และนโยบาย Net Zero ของ EU รวมถึงยังสร้างมูลค่าเพิ่มด้าน Green Branding ในตลาดสินค้าแก้ว

2.3) บริษัท Schott ประเทศเยอรมนี

โครงการนี้ (Schott, 2024) บริษัท Schott ซึ่งเป็นบริษัทผู้ผลิตเลนส์ซึ่งทำจากแก้ว ในประเทศเยอรมนี ได้ทดลองใช้ไฮโดรเจน 100% ในกระบวนการผลิตเลนส์แก้ว แทนที่ก๊าซธรรมชาติและประสบ

ความสำเร็จ แต่อย่างไรก็ดีในโครงการนี้ ใช้ไฮโดรเจนสีเทาซึ่งในกระบวนการผลิตไฮโดรเจนยังมีการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ เนื่องจากในประเทศเยอรมนียังมีอุปทานของไฮโดรเจนสีฟ้าและสีเขียวไม่เพียงพอ ดังนั้นโครงการนี้จึงได้ข้อสรุปว่าการใช้ไฮโดรเจนในกระบวนการผลิตเลนส์แก้วนั้นสามารถทำได้ และสามารถใช้ไฮโดรเจนได้สูงถึง 100% แต่ปัญหาที่ท้าทายคือในด้านอุปทานของไฮโดรเจนคาร์บอนต่ำ

2.4) บริษัท Saint – Gobain ประเทศเยอรมนี

ในเดือนมกราคม ค.ศ. 2022 บริษัท Saint – Gobain ได้เริ่มโครงการที่ชื่อว่า COSiMa เพื่อศึกษาหาความเป็นไปได้ในการใช้ไฮโดรเจนในกระบวนการผลิตแก้วของบริษัทฯ และในเดือนมีนาคม ค.ศ. 2023 บริษัทฯ ประสบความสำเร็จในการทดลองผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติที่สัดส่วนมากกว่า 30% ในโรงงานที่ Herzogenrath ประเทศเยอรมนี (The American Ceramic Society, 2023)

2.5) บริษัท Nippon Electric Glass ประเทศญี่ปุ่น

ในเดือนเมษายน ค.ศ. 2022 บริษัท Nippon Electric Glass ประสบความสำเร็จในการใช้ไฮโดรเจน 100% เป็นเชื้อเพลิงในเตาหลอมแก้วของบริษัท โดยเตาหลอม hydrogen–oxygen combustion burner ถูกพัฒนาโดยบริษัท Taiyo Nippon Sanso Corporation. (The American Ceramic Society, 2023)

2.6) โครงการ HyNet ประเทศสหราชอาณาจักร

โครงการนี้ (HyNet, 2022) เป็นโครงการที่เน้นการผลิตและใช้ประโยชน์จากไฮโดรเจนสีฟ้า (Blue Hydrogen) ซึ่งเป็นไฮโดรเจนที่ผลิตจากก๊าซธรรมชาติและมีกระบวนการดักจับและกักเก็บคาร์บอน (CCS: Carbon Capture and Storage) โดยในด้านการนำไฮโดรเจนไปใช้ จะมีโครงการนำร่องย่อยอีก 3 โครงการ ได้แก่ การผสมไฮโดรเจนในเตาหลอมแก้ว (hydrogen-firing in a float glass furnace) ของบริษัท NSG, การผสมไฮโดรเจนในหม้อต้มไอน้ำ (hydrogen-firing in a boiler) ของบริษัท Uniliver และการผสมไฮโดรเจนในโรงไฟฟ้า แบบ hydrogen-fired gas turbine combined heat and power (CHP) ของบริษัท Essar

สำหรับการผสมไฮโดรเจนในโรงงานผลิตแก้ว พบว่าเตาหลอมแก้วสามารถเปลี่ยนมาใช้เชื้อเพลิงที่มีการผสมไฮโดรเจนได้โดยไม่มีปัญหาอะไร การผสมไฮโดรเจนในสัดส่วนที่สูงขึ้นทำให้ เกิดการปล่อย Nox ที่มากขึ้น 20% -30% แต่ก็ยังอยู่ในระดับที่อุปกรณ์ดักจับสามารถจัดการได้ ประสิทธิภาพในการทำงาน LHV Efficiency ของการใช้ไฮโดรเจนอยู่ในระดับเดียวกันกับที่ใช้ก๊าซธรรมชาติ 100% การผสมไฮโดรเจนที่สัดส่วนต่าง ๆ ไม่ส่งผลต่อคุณภาพของแก้วที่ผลิตได้ และการปรับมาใช้เชื้อเพลิงที่มีการผสมไฮโดรเจนทำให้บริษัทฯ ที่ต้นทุนสูงขึ้น 5 แสนปอนด์

3) การผสมไฮโดรเจนในอุตสาหกรรมปูนซีเมนต์

3.1) บริษัท Limak Cement ประเทศตุรกี

บริษัท Limak Cement ประเทศตุรกี ภายใต้ความร่วมมือกับบริษัท Air Liquide (Hydrogen Tech World, 2024) ได้ประสบความสำเร็จในการทดลองผสมไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงคู่กับก๊าซธรรมชาติและไบโอมีเทน ในเตาเผาปูนซีเมนต์ (Cement Rotary Kiln) โดยได้ผสมไฮโดรเจนที่สัดส่วนความร้อนสูงถึง 50% ในกระบวนการผลิตปูนซีเมนต์ โดยโครงการนี้ยังใช้ไฮโดรเจนสีเทาซึ่งมีการปล่อย CO_2 อยู่ และจะปรับเปลี่ยนไปใช้ไฮโดรเจนที่คาร์บอนต่ำในอนาคต โดยบริษัทฯ มีแผนที่จะใช้ไฮโดรเจนคาร์บอนต่ำเป็นส่วนผสมของเชื้อเพลิงในเตาเผาปูนซีเมนต์ 7 แห่งในประเทศตุรกี ภายในปี ค.ศ. 2030–2035 (FCW, 2024)

ผลการผสม H_2 ที่สัดส่วนความร้อน 50% ในกระบวนการผลิตปูนซีเมนต์ทำได้จริง โดยช่วยลด CO_2 จากเชื้อเพลิงได้เกือบครึ่งหนึ่งโดยไม่กระทบคุณภาพปูน แต่ยังมี CO_2 จากกระบวนการทางเคมี (calcination) ที่ต้องแก้ด้วยเทคโนโลยีเสริม เช่น Carbon Capture and Storage (CCS) หรือ Alternative raw materials

3.2) บริษัท Heidelberg ประเทศสหราชอาณาจักร

บริษัท Heidelberg ประเทศสหราชอาณาจักร ประสบความสำเร็จ (Heidelberg, 2024) ในการใช้เชื้อเพลิงที่เป็น Net Zero Emission ซึ่งประกอบด้วยไฮโดรเจนและเชื้อเพลิงชีวภาพ ในเตาเผาปูนซีเมนต์ (Cement Kiln)

4) การผสมไฮโดรเจนในอุตสาหกรรมเหล็ก

4.1) โครงการ HYBRIT ของประเทศสวีเดน

โครงการ HYBRIT (Hydrogen Breakthrough Ironmaking Technology) นี้เป็นโครงการนำร่องมีเป้าหมายเพื่อที่จะปรับเปลี่ยนเทคโนโลยีในการผลิตเหล็กจากการใช้เตาเผาเหล็กที่ใช้เชื้อเพลิงถ่านหิน (Coal-Based Blast Furnace) มาเป็นเตาเผาที่ใช้ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิง โดยโครงการนี้ได้รับการสนับสนุนจาก Innovation Fund ของ the EU Emissions Trading System เป็นเงิน 143 ล้านยูโร ซึ่งจะนำไปใช้ในการปรับเปลี่ยนการผลิตเหล็กในประเทศสวีเดน คิดเป็น 1.2 ล้านตันต่อปี หรือ 25% ของกำลังการผลิตเหล็กทั้งหมดของประเทศสวีเดน โดยคาดการณ์ว่าโครงการนี้จะสามารถลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ 14.3 ล้านตันเทียบเท่าก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ตลอดช่วงเวลาโครงการที่ 10 ปี (European Commission, 2022)

4.2) บริษัท GIVA Group ประเทศอิตาลี

บริษัท GIVA Group ประเทศอิตาลี บนความร่วมมือกับบริษัท Snam และบริษัท RINA ได้ประสบความสำเร็จในการทดลองผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติที่สัดส่วน 30% ในโรงงานตีเหล็ก (Steel Forging) จากความสำเร็จในการใช้ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงผสมนี้ ทำให้บริษัท Giva Group คาดการณ์ว่าจะสามารถลดการปล่อย CO_2 ได้ 15,000 ตันต่อปี และทำให้บริษัทฯ ประหยัดรายจ่ายที่ต้องไปซื้อใบอนุญาตในการปล่อยมลภาวะได้ถึงละ 977,000 ดอลลาร์สหรัฐ (Power Engineering International, 2021)

4.3) บริษัท British Steel ประเทศสหราชอาณาจักร

โครงการนี้ (British Steel, 2022) เป็นการศึกษาความเป็นไปได้ในการผสมไฮโดรเจนสีเขียวกับก๊าซธรรมชาติในโรงงานผลิตเหล็ก ของบริษัท British Steel ประเทศสหราชอาณาจักร โดยจากการศึกษาพบว่าการผสมไฮโดรเจนในเตาเผาเหล็ก (Steel Furnace) ช่วยเพิ่มประสิทธิภาพในการผลิต (Efficiency) จาก 50% เป็น 61% และแม้จะมีการปล่อย Nox ที่มากขึ้น แต่ก็ยังอยู่ในระดับที่ยอมรับได้ โดยมีการประเมินว่าถ้ามีการปรับมาใช้ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิง 100% จะสามารถลดการปล่อย CO_2 ได้ถึง 71,000 ตันต่อปี นอกจากนี้การศึกษานี้ได้วิเคราะห์ถึงทางเลือกอื่น ๆ ในการผลิตเหล็ก ซึ่งพบว่าการใช้ไฮโดรเจนเป็นทางเลือกเดียวที่เหมาะสมกับอุตสาหกรรมเหล็ก โดยอุปสรรคที่สำคัญคือเรื่องของราคาไฮโดรเจน และอุปสงค์ อุปทานของไฮโดรเจนคาร์บอนต่ำในอนาคต โดยโครงการศึกษานี้ใช้เงินลงทุนไปทั้งหมด 7.21 ล้านปอนด์

5) การผสมไฮโดรเจนในประเทศไทย

5.1) การผสมไฮโดรเจนในโรงไฟฟ้าของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย

การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) ได้ลงนามความร่วมมือในการผสมไฮโดรเจนในโรงไฟฟ้ากับบริษัท Mitsubishi Heavy Industries (MHI) ในวันที่ 5 มิถุนายน พ.ศ. 2567 (EGAT, 2024a) และลงนามความร่วมมือกับบริษัท BIG ในวันที่ 12 มิถุนายน พ.ศ. 2567 (EGAT, 2024b) เพื่อร่วมกันศึกษาถึงความเป็นไปได้ในการผสมไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงคู่กับก๊าซธรรมชาติในโรงไฟฟ้าของ กฟผ.

5.2) การผสมไฮโดรเจนในโรงไฟฟ้า ของบริษัท B.Grimm

บริษัท B.Grimm ได้ลงนามความร่วมมือกับบริษัท BIG ในวันที่ 14 สิงหาคม พ.ศ. 2567 (BIG, 2024) เพื่อพัฒนาการใช้ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าในโรงไฟฟ้าของบริษัท B.Grimm โดยทางบริษัทฯมีเป้าที่จะลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ให้ได้ 10,000 ตันต่อปี

โดยสรุปการประเมินการผสมไฮโดรเจนแบบ Low Carbon เพื่อเป็นเชื้อเพลิงคู่กับก๊าซธรรมชาติในปัจจุบันนั้นยังเป็นเพียงโครงการนำร่อง โครงการศึกษาหาความเป็นไปได้ยังไม่มีที่ใดในโลกที่ทำการผสมไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงในเชิงพาณิชย์ อีกทั้งในหลายโครงการในการผสมไฮโดรเจนยังคงใช้ไฮโดรเจนสีเทา (Grey Hydrogen) ซึ่งเป็นไฮโดรเจนที่มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในกระบวนการผลิต เนื่องด้วยความไม่พร้อมของอุปทานของ Low Carbon Hydrogen

9.3 ประเมินความคุ้มค่าในด้านต้นทุนการลงทุนและการปรับปรุงหรือเปลี่ยนแปลงอุปกรณ์ให้เหมาะสมกับการใช้งานกับเชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ

หากพิจารณาถึงการนำเชื้อเพลิงผสมในด้านความคุ้มค่าของต้นทุนการลงทุนและการปรับปรุงหรือเปลี่ยนแปลงอุปกรณ์ อันดับแรกที่จะต้องพิจารณาคือต้นทุนด้านเชื้อเพลิงซึ่งประกอบด้วยก๊าซธรรมชาติและไฮโดรเจน

1. ต้นทุนการลงทุนในด้านเชื้อเพลิง

การประเมินจะเริ่มจากการคำนวณต้นทุนด้านเชื้อเพลิงซึ่งประกอบด้วยก๊าซธรรมชาติและไฮโดรเจนภายใต้สมมุติฐานที่แสดงในตารางที่ 9-4 โดยกำหนดให้ราคาก๊าซธรรมชาติอยู่ที่ 290 บาทต่อ MMBTU และคงที่อยู่ที่ราคานี้ไม่มีการเปลี่ยนแปลง ในขณะที่ราคาไฮโดรเจนจะพิจารณาเฉพาะไฮโดรเจนที่มาจากการผลิตที่มีการปล่อยคาร์บอนต่ำอันได้แก่ ไฮโดรเจนสีฟ้า ซึ่งผลิตจากก๊าซธรรมชาติโดยมีกระบวนการดักจับและกักเก็บคาร์บอน (CCS) และไฮโดรเจนสีเขียวซึ่งผลิตจากพลังงานไฟฟ้าที่มาจากพลังงานทดแทน โดยเนื่องจากในปัจจุบันราคาไฮโดรเจนสีเขียวยังมีต้นทุนที่สูง จึงใช้ราคาไฮโดรเจนสีฟ้าแทนที่ โดยจากการศึกษาของ IEA (2024) มีการคาดการณ์ว่าในปัจจุบันราคาไฮโดรเจนสีฟ้าอยู่ที่ 2–6 ดอลลาร์สหรัฐต่อกิโลกรัมไฮโดรเจน ดังนั้นการศึกษานี้จึงใช้ราคาไฮโดรเจนตั้งต้นที่ 5 ดอลลาร์สหรัฐต่อกิโลกรัมไฮโดรเจน โดยใช้อัตราแลกเปลี่ยนที่ 33 บาทต่อดอลลาร์สหรัฐ ในขณะที่ต้นทุนอื่นๆของไฮโดรเจนสีฟ้าใช้ผลการศึกษาจาก สำนักงานการวิจัยแห่งชาติ (2567) ซึ่งมีการประเมินต้นทุนการขนส่ง CO_2 ที่เกิดจากการผลิตไฮโดรเจนสีฟ้า เพื่อนำไปกักเก็บในอ่าวไทยที่ 0.193 ดอลลาร์สหรัฐต่อกิโลกรัมไฮโดรเจน และต้นทุนเครื่องคอมเพสเซอร์ และการขนส่งไฮโดรเจนสีฟ้าทางท่อในเขต EEC ของประเทศไทยที่ 0.17 ดอลลาร์สหรัฐต่อกิโลกรัมไฮโดรเจน รวมแล้วมีต้นทุนเพิ่มขึ้นมาจากต้นทุนไฮโดรเจนอีก 0.363 ดอลลาร์สหรัฐต่อกิโลกรัมไฮโดรเจน ดังนั้นในการศึกษาใช้ต้นทุนไฮโดรเจนทั้งหมดที่ 5.363 ดอลลาร์สหรัฐต่อกิโลกรัมไฮโดรเจน ซึ่งคิดเป็น 177 บาทต่อกิโลกรัมไฮโดรเจน หรือ 1,321 บาทต่อ MMBTU

ตารางที่ 9-4 สมมุติฐานที่ใช้ในการคำนวณต้นทุนทางเชื้อเพลิงของการผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ

สมมุติฐาน | Input				
Details		Unit	Values	หมายเหตุ / อ้างอิง
ราคาก๊าซธรรมชาติ		บาท / MMBTU	290	
การเปลี่ยนแปลง ราคา ก๊าซธรรมชาติ		% ต่อปี	0%	
อัตราแลกเปลี่ยน		บาท / USD	33	
ราคา Clean H_2 (Blue / Green)	ค่าขนส่งทางท่อ	USD / KG	0.363	สำนักงานการวิจัยแห่งชาติ (2567)
	ต้นทุน H_2	USD / KG	5	IEA (2024)
		USD / KG	5.363	
		บาท / KG	177	มาจากการคำนวณ
		บาท / MMBTU	1,321	มาจากการคำนวณ
การเปลี่ยนแปลง ราคา ไฮโดรเจน		% ต่อปี	-4.00%	Bloomberg (2024)

เนื่องจากในปัจจุบันการผลิตไฮโดรเจนคาร์บอนต่ำ ทั้งไฮโดรเจนสีฟ้าและสีเขียวยังไม่แพร่หลายในระดับโลก การศึกษาของ Bloomberg (2024) มีการคาดการณ์ว่าในอนาคตการผลิตไฮโดรเจนคาร์บอนต่ำโดยเฉพาะไฮโดรเจนสีเขียวจะเพิ่มขึ้นอย่างมหาศาลทำให้เกิดความประหยัดต่อขนาด (Economy of Scale) ซึ่งจะทำให้ในปี ค.ศ. 2050 ต้นทุนไฮโดรเจนสีเขียวจะลดลงอยู่ในช่วง 1.60 – 5.09 ดอลลาร์สหรัฐต่อกิโลกรัมไฮโดรเจน ดังนั้นในการศึกษานี้ในส่วนของการคำนวณความคุ้มค่าในการลงทุนซึ่งต้องประเมินการผสมไฮโดรเจนในระยะยาวที่ 25 ปี จึงมีการใส่สมมุติฐานเพิ่มเติมว่า ราคาไฮโดรเจนจะลดลงปีละ 4% ซึ่งจากตารางที่ 9-5 จะเห็นได้ว่าสมมุติฐานที่ราคาไฮโดรเจนจะลดลงปีละ 4% นี้จะทำให้ราคาไฮโดรเจนที่ 5.36 ดอลลาร์สหรัฐในปี ค.ศ. 2026 จะลดลงเหลือ 2.01 ดอลลาร์สหรัฐในปี ค.ศ. 2050 ตามการคาดการณ์ของ Bloomberg (2024)

ตารางที่ 9-5 การลดลงของราคาไฮโดรเจนตามสมมุติฐานที่ราคาไฮโดรเจนจะลดลง 4% ทุกปี

Year			ราคา Clean H_2 (Blue / Green)		
			USD / KG	บาท / KG	บาท / MMBTU
2026	2569	1	5.36	177	1321
2027	2570	2	5.15	170	1269
2028	2571	3	4.94	163	1218
2029	2572	4	4.74	157	1169
2030	2573	5	4.56	150	1122
2031	2574	6	4.37	144	1078
2032	2575	7	4.20	139	1034
2033	2576	8	4.03	133	993
2034	2577	9	3.87	128	953
2035	2578	10	3.71	123	915
2036	2579	11	3.57	118	879
2037	2580	12	3.42	113	843
2038	2581	13	3.29	108	810
2039	2582	14	3.15	104	777
2040	2583	15	3.03	100	746
2041	2584	16	2.91	96	716
2042	2585	17	2.79	92	688
2043	2586	18	2.68	88	660
2044	2587	19	2.57	85	634
2045	2588	20	2.47	81	608
2046	2589	21	2.37	78	584
2047	2590	22	2.28	75	561
2048	2591	23	2.18	72	538
2049	2592	24	2.10	69	517
2050	2593	25	2.01	66	496

ตารางที่ 9-6 การเพิ่มขึ้นของต้นทุนด้านเชื้อเพลิง เมื่อมีการเพิ่มสัดส่วนการผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ

Hydrogen Blending with Natural Gas		Vol. ต่อปี	ก๊าซธรรมชาติ			ไฮโดรเจน				Total Cost	Total Cost /MMBTU	% Change from NG 100%
Blending based on Vol.	% of Vol.	ลูกบาศก์ฟุต	ลูกบาศก์ฟุต	MMBTU	บาท	ลูกบาศก์ฟุต	MMBTU	KG	บาท	บาท	บาท / MMBTU	%
การใช้ก๊าซธรรมชาติ 100%	0%	10,000,000	10,000,000	10,360	3,004,400	0	0	0	0	3,004,400	290	0.00%
สัดส่วนผสมไฮโดรเจน	5%	10,000,000	9,500,000	9,842	2,854,180	500,000	162	1,208	213,817	3,067,997	307	5.75%
	10%	10,000,000	9,000,000	9,324	2,703,960	1,000,000	324	2,416	427,635	3,131,595	325	11.93%
	15%	10,000,000	8,500,000	8,806	2,553,740	1,500,000	485	3,624	641,452	3,195,192	344	18.58%
	20%	10,000,000	8,000,000	8,288	2,403,520	2,000,000	647	4,833	855,269	3,258,789	365	25.76%
	25%	10,000,000	7,500,000	7,770	2,253,300	2,500,000	809	6,041	1,069,087	3,322,387	387	33.54%
	30%	10,000,000	7,000,000	7,252	2,103,080	3,000,000	971	7,249	1,282,904	3,385,984	412	41.99%
	35%	10,000,000	6,500,000	6,734	1,952,860	3,500,000	1,133	8,457	1,496,721	3,449,581	439	51.21%
	40%	10,000,000	6,000,000	6,216	1,802,640	4,000,000	1,294	9,665	1,710,539	3,513,179	468	61.30%
	45%	10,000,000	5,500,000	5,698	1,652,420	4,500,000	1,456	10,873	1,924,356	3,576,776	500	72.40%
	50%	10,000,000	5,000,000	5,180	1,502,200	5,000,000	1,618	12,082	2,138,173	3,640,373	536	84.66%
	55%	10,000,000	4,500,000	4,662	1,351,980	5,500,000	1,780	13,290	2,351,991	3,703,971	575	98.27%
	60%	10,000,000	4,000,000	4,144	1,201,760	6,000,000	1,942	14,498	2,565,808	3,767,568	619	113.48%
	65%	10,000,000	3,500,000	3,626	1,051,540	6,500,000	2,103	15,706	2,779,625	3,831,165	669	130.58%
	70%	10,000,000	3,000,000	3,108	901,320	7,000,000	2,265	16,914	2,993,443	3,894,763	725	149.95%
	75%	10,000,000	2,500,000	2,590	751,100	7,500,000	2,427	18,122	3,207,260	3,958,360	789	172.07%
	80%	10,000,000	2,000,000	2,072	600,880	8,000,000	2,589	19,330	3,421,077	4,021,957	863	197.56%
	85%	10,000,000	1,500,000	1,554	450,660	8,500,000	2,751	20,539	3,634,895	4,085,555	949	227.28%
	90%	10,000,000	1,000,000	1,036	300,440	9,000,000	2,912	21,747	3,848,712	4,149,152	1,051	262.36%
	95%	10,000,000	500,000	518	150,220	9,500,000	3,074	22,955	4,062,529	4,212,749	1,173	304.40%
	100%	10,000,000	0	0	0	10,000,000	3,236	24,163	4,276,347	4,276,347	1,321	355.69%

ด้วยสมมุติฐานราคาก๊าซธรรมชาติที่ 290 บาทต่อ MMBTU และราคาไฮโดรเจนที่ 177 บาทต่อกิโลกรัมไฮโดรเจน เมื่อนำมาคำนวณกับการผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติที่สัดส่วนต่าง ๆ ในเชิงปริมาตร จะได้ผลลัพธ์ซึ่งแสดงในตารางที่ 9-6 โดยเมื่อใช้ก๊าซธรรมชาติ 100% จะมีต้นทุนค่าเชื้อเพลิงที่ 290 บาทต่อ MMBTU ตามราคาก๊าซธรรมชาติ ในขณะที่การเพิ่มการผสมไฮโดรเจนที่ 5%, 10%, 15% และ 20% จะทำให้ต้นทุนทางเชื้อเพลิงเพิ่มขึ้นเป็น 307, 325, 344 และ 365 บาทต่อ MMBTU ตามลำดับ ซึ่งคิดเป็นต้นทุนทางเชื้อเพลิงที่เพิ่มขึ้น 5.75%, 11.93%, 18.58% และ 25.76% ตามลำดับ ในขณะที่ การผสมไฮโดรเจนในสัดส่วนที่สูง 90%, 95% และ 100% จะทำให้ต้นทุนทางเชื้อเพลิงเพิ่มขึ้นเป็น 1,051, 1,173 และ 1,321 บาทต่อ MMBTU ตามลำดับ ซึ่งคิดเป็นต้นทุนทางเชื้อเพลิงที่เพิ่มขึ้น 262.36%, 304.40% และ 355.69% ตามลำดับ ซึ่งในช่วงแรกที่ราคาไฮโดรเจนยังอยู่ในระดับสูง การผสมไฮโดรเจนในสัดส่วนที่น้อย จะไม่ทำให้ต้นทุนทางเชื้อเพลิงเพิ่มสูงมากจนเกินไป ในขณะที่การผสมไฮโดรเจนในอัตราส่วนที่สูง ควรจะรอให้ต้นทุนไฮโดรเจนลดลงมาในระดับต่ำก่อน มิฉะนั้นจะทำให้ภาคอุตสาหกรรมมีปัญหาในการทำธุรกิจได้

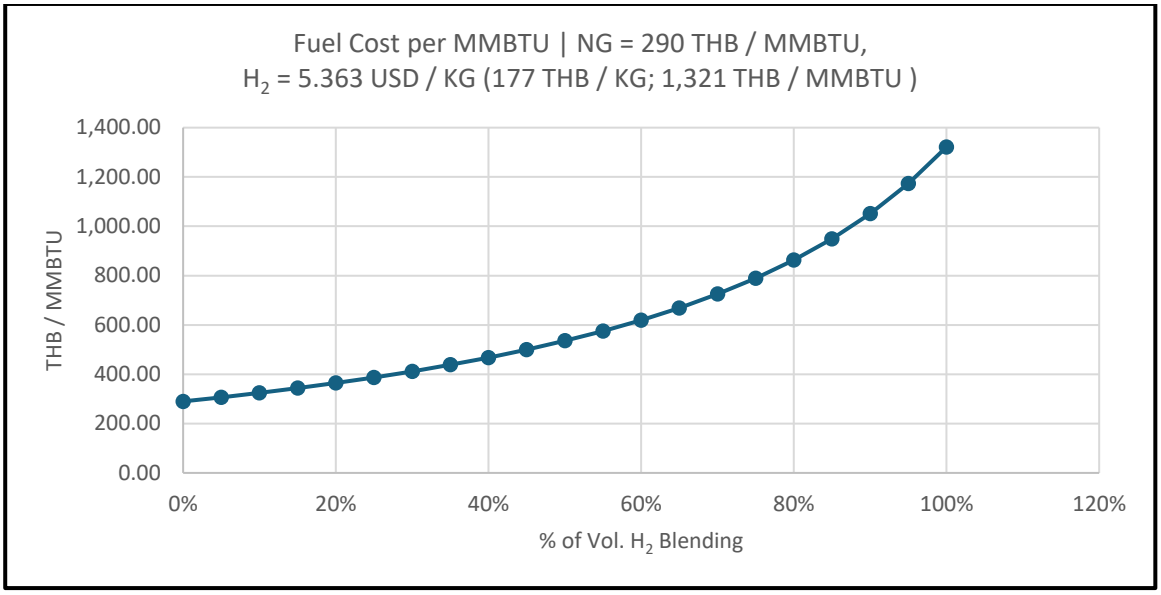
โดยความสัมพันธ์ระหว่างต้นทุนทางเชื้อเพลิงต่อ MMBTU ที่เพิ่มขึ้น และการเพิ่มสัดส่วนการผสมไฮโดรเจนในเชิงปริมาตรถูกแสดงในรูปที่ 9-4 และ ความสัมพันธ์ระหว่างเปอร์เซ็นต์การเพิ่มขึ้นของต้นทุนทางเชื้อเพลิงและการเพิ่มสัดส่วนการผสมไฮโดรเจนในเชิงปริมาตรถูกแสดงในรูปที่ 9-5

<u>กรณีศึกษา: การผสมไฮโดรเจนในโรงงานอุตสาหกรรม</u>

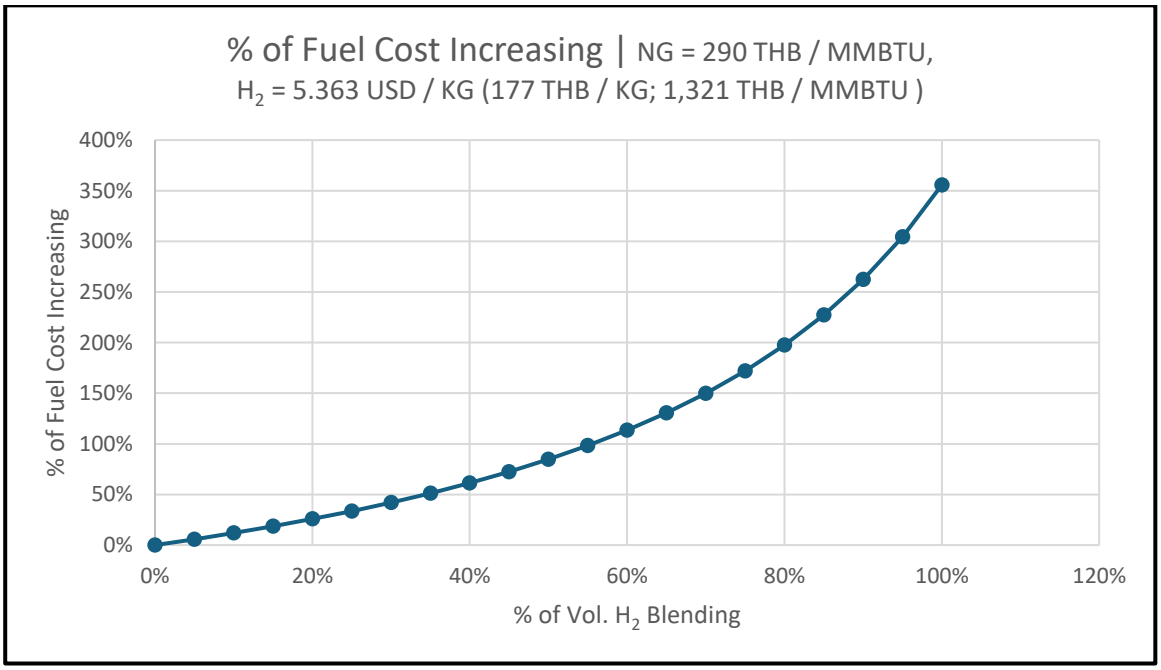
ในการศึกษานี้ เลือกโรงงานที่มีเครื่องจักรประเภท Burner โดยมีขนาดเครื่องจักร 125 KW มีการทำงานที่ 7,200 ชั่วโมงต่อปี และมีการบริโภคก๊าซธรรมชาติที่ 54,105 MMBTU ต่อปี หรือคิดเป็น 52.22 ล้านลูกบาศก์ฟุตต่อปี โดยรายละเอียดโรงงานทั้งหมดถูกแสดงในตารางที่ 9-7

ตารางที่ 9-7 รายละเอียดโรงงานอุตสาหกรรมที่นำมาใช้ในการศึกษานี้

<u>Input</u>			
Details	Unit	Values	หมายเหตุ / อ้างอิง
ประเภทเครื่องจักร		Burner	
ขนาดเครื่องจักร	KW	125	
การบริโภค ก๊าซธรรมชาติ	MMBTU ต่อปี	54,105	
	ลูกบาศก์ฟุตต่อปี	52,224,730	มาจากการคำนวณ
ชั่วโมงการทำงานเครื่องจักร	ชั่วโมงต่อปี	7,200	



รูปที่ 9-4 ต้นทุนทางเชื้อเพลิงต่อ MMBTU ที่เพิ่มขึ้น เมื่อเพิ่มสัดส่วนการผสมไฮโดรเจนในเชิงปริมาตร



รูปที่ 9-5 เปอร์เซ็นต์การเพิ่มขึ้นของต้นทุนทางเชื้อเพลิง เมื่อเพิ่มสัดส่วนการผสมไฮโดรเจนในเชิงปริมาตร

จากโรงงานที่เลือกมา ในขั้นตอนต่อไปจะเป็นการคำนวณต้นทุนทางเชื้อเพลิง (Fuel Cost) ที่จะเพิ่มขึ้น เมื่อมีการเพิ่มสัดส่วนการผสมไฮโดรเจนในเชิงปริมาตร โดยในการศึกษานี้จะพิจารณากรณีการผสมไฮโดรเจนเชิงปริมาตรที่ 5%, 10%, 15% และ 20% ตามลำดับ ด้วยเหตุผลที่การผสมไฮโดรเจนในช่วงสัดส่วนนี้ โรงงานไม่จำเป็นต้องเปลี่ยนเครื่องจักรใหม่ ยังสามารถใช้เครื่องจักรเดิม และทำการปรับปรุงเพื่อให้สามารถใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนได้

การคำนวณต้นทุนทางเชื้อเพลิงอยู่บนสมมุติฐานด้านราคา ได้แก่ ราคาก๊าซธรรมชาติอยู่ที่ 290 บาทต่อ MMBTU และราคาไฮโดรเจนแบบ Low Carbon อยู่ที่ 177 บาทต่อกิโลกรัมไฮโดรเจน โดยผลการคำนวณต้นทุนด้านเชื้อเพลิงถูกแสดงในตารางที่ 9–8

ตารางที่ 9-50 ต้นทุนทางเชื้อเพลิงเมื่อมีการผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติในสัดส่วนต่างๆในเชิงปริมาตร

Case	ก๊าซธรรมชาติ	ไฮโดรเจน		ต้นทุนเชื้อเพลิง			ต้นทุนที่เพิ่มขึ้น เทียบกับ NG 100%	
				ก๊าซธรรมชาติ	ไฮโดรเจน	Total		
	MMBTU	MMBTU	KG	บาท / ปี	บาท / ปี	บาท / ปี	บาท / ปี	%
NG 100%	54,105	0	0	15,690,398	0	15,690,398	0	0.00%
NG 95% H_2 5%	53,230	875	6,534	15,436,624	1,156,415	16,593,039	902,641	5.75%
NG 90% H_2 10%	52,290	1,815	13,551	15,164,110	2,398,223	17,562,333	1,871,935	11.93%
NG 85% H_2 15%	51,278	2,827	21,106	14,870,702	3,735,244	18,605,946	2,915,548	18.58%
NG 80% H_2 20%	50,186	3,919	29,263	14,553,901	5,178,865	19,732,766	4,042,368	25.76%

สำหรับโรงงานในกรณีศึกษานี้ซึ่งมีความต้องการใช้พลังงานที่มีค่าความร้อน 54,105 MMBTU ต่อปี ถ้าใช้ก๊าซธรรมชาติ 100% เป็นเชื้อเพลิงจะมีต้นทุนทางเชื้อเพลิงอยู่ที่ 15.69 ล้านบาทต่อปี และการผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ ในสัดส่วนเชิงปริมาตรที่ 5%, 10%, 15% และ 20% จะทำให้ต้นทุนทางเชื้อเพลิงเพิ่มขึ้นเป็น 16.59, 17.56, 18.61 ละ 19.73 ล้านบาทต่อปีตามลำดับ ซึ่งคิดเป็นการเพิ่มขึ้นของต้นทุนทางเชื้อเพลิงที่ 5.75%, 11.93%, 18.58% และ 25.76% ตามลำดับ

การผสมไฮโดรเจนแบบ Low Carbon เป็นเชื้อเพลิง ทำให้โรงงานได้ประโยชน์ในเรื่องการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ โดยในการศึกษานี้ใช้สมมุติฐานที่ไฮโดรเจนที่ใช้ผสมเป็นไฮโดรเจนที่ผลิตจากพลังงานสะอาดและไม่มี Carbon Footprint เลย โดยปริมาณ CO_2 ที่ลดได้ทั้งในหน่วยตันและเปอร์เซ็นต์ ถูกแสดงในตารางที่ 9–9

ตารางที่ 9-51 การลดการปล่อย CO_2 เมื่อผสมไฮโดรเจนในอัตราส่วนต่างๆ

Case	CO_2 Emission	CO_2 ที่ลดลง เทียบกับ NG 100%		ต้นทุนที่ใช้ในการลด CO_2 เทียบกับ NG 100%	Fuel Cost Parity H_2 Price	ต้องการ H_2 Subsidy
	Ton CO_2 / Year	Ton CO_2 / Year	%	บาท / Ton CO_2	บาท / KG	บาท / KG
NG 100%	3,206	0	0.00%	0	0	0
NG 95% H_2 5%	3,154	52	1.62%	17,409	39	138
NG 90% H_2 10%	3,098	108	3.35%	17,409	39	138
NG 85% H_2 15%	3,038	167	5.22%	17,409	39	138
NG 80% H_2 20%	2,973	232	7.24%	17,409	39	138

สำหรับโรงงานในกรณีศึกษานี้ การผสมไฮโดรเจนที่อัตราส่วนเชิงปริมาตรที่ 5%, 10%, 15% และ 20% จะทำให้สามารถลดการปล่อย CO_2 ได้ที่ 52, 108, 167 และ 232 ตันต่อปี ตามลำดับ ซึ่งคิดเป็นการลดลงของการปล่อย CO_2 ที่ 1.62%, 3.35%, 5.22% และ 7.24% ตามลำดับ

โดยเมื่อนำปริมาณ CO_2 ที่ลดได้มาเปรียบเทียบกับต้นทุนด้านเชื้อเพลิงที่โรงงานต้องรับภาระมากขึ้น พบว่า ต้นทุนของการลดการปล่อย CO_2 (Abatement Cost of Carbon) อยู่ในระดับที่สูงมากที่ 17,409 บาทต่อตัน CO_2 โดยต้นทุนของการลดการปล่อย CO_2 เป็นผลโดยตรงจากราคาไฮโดรเจนที่สูงกว่าก๊าซธรรมชาติอย่างมาก โดยในอนาคตถ้าราคาไฮโดรเจนลดลง ก็จะทำให้ ต้นทุนของการลดการปล่อย CO_2 ลดลงด้วย ดังที่แสดงในตารางที่ 9–10 ซึ่งถ้าราคาไฮโดรเจนลดลงเหลือ 100, 80 และ 60 บาทต่อกิโลกรัมไฮโดรเจน จะทำให้ต้นทุนของการลดการปล่อย CO_2 ลดลงเหลือ 7,798, 5,187 และ 2,667 บาทต่อตัน CO_2 ตามลำดับ

ตารางที่ 9-52 การต้นทุนของการลดการปล่อย CO_2 เมื่อราคาไฮโดรเจนอยู่ ณ ระดับต่างๆ

ต้นทุนที่ใช้ในการลด CO_2 เทียบกับ NG 100% (บาท / Ton CO_2)		Clean H_2 Price (THB / KG)									
		40	60	80	100	120	140	160	180	200	220
H_2 Blending (Vol.)	0%	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	5%	146	2,667	5,187	7,708	10,229	12,749	15,270	17,790	20,311	22,831
	10%	146	2,667	5,187	7,708	10,229	12,749	15,270	17,790	20,311	22,831
	15%	146	2,667	5,187	7,708	10,229	12,749	15,270	17,790	20,311	22,831
	20%	146	2,667	5,187	7,708	10,229	12,749	15,270	17,790	20,311	22,831

สำหรับในต่างประเทศที่มีตลาดคาร์บอนเครดิตที่สมบูรณ์ กล่าวคือมีทั้งตลาดคาร์บอนเครดิตภาคสมัครใจและภาคบังคับซึ่งทำให้ราคาคาร์บอนอยู่ในระดับที่สูง กิจการโรงงานอุตสาหกรรมต่าง ๆ จะเปรียบเทียบต้นทุนการลดการปล่อย CO_2 ของกิจการตนเองกับราคาคาร์บอนเครดิต ถ้าต้นทุนการลดการปล่อย CO_2 ต่ำกว่าราคาคาร์บอนเครดิตในตลาดถือว่ามีความคุ้มค่าในการลดการปล่อย CO_2 อย่างไรก็ดี สำหรับบริบทประเทศไทยซึ่งในปัจจุบันมีเพียงตลาดคาร์บอนเครดิตภาคสมัครใจ ซึ่งทำให้ราคาคาร์บอนเครดิตในประเทศอยู่ในระดับต่ำทำให้ภาคเอกชนโรงงานอุตสาหกรรมไม่มีความคุ้มค่าในการลดการปล่อย CO_2

นอกจากการคำนวณต้นทุนเชื้อเพลิงที่เพิ่มขึ้นและต้นทุนการลดการปล่อย CO_2 แล้ว การศึกษานี้ขอนำเสนอตัวชี้วัดอีกตัว นั่นคือราคาไฮโดรเจนที่ไม่ทำให้ต้นทุนทางเชื้อเพลิงเปลี่ยนแปลง หรือ Fuel Parity Hydrogen Price กล่าวคือเป็นการคำนวณว่าราคาไฮโดรเจนที่ระดับเท่าไหร่จะทำให้โรงงาน หรือกิจการมีต้นทุนค่าเชื้อเพลิงเท่าเดิมหรือไม่ได้รับผลกระทบจากการผสมไฮโดรเจนนั่นเอง โดยในกรณีศึกษานี้พบว่าราคาไฮโดรเจนที่ 39 บาทต่อกิโลกรัมไฮโดรเจน จะทำให้ต้นทุนด้านเชื้อเพลิงเท่ากับกรณีที่ใช้ก๊าซธรรมชาติ 100% หรือ เกิด Fuel Parity ซึ่งราคาไฮโดรเจนที่ไม่ทำให้ต้นทุนทางเชื้อเพลิงเปลี่ยนแปลงนี้ จะขึ้นอยู่กับราคาก๊าซธรรมชาติ โดยผลการคำนวณถูกแสดงในตารางที่ 9–11 ซึ่งถ้าราคาก๊าซธรรมชาติสูงราคาไฮโดรเจนที่ไม่ทำให้ต้นทุนทางเชื้อเพลิงเปลี่ยนแปลงก็จะอยู่ในระดับที่สูงด้วย ถ้าราคาก๊าซธรรมชาติต่ำราคาไฮโดรเจนที่ไม่ทำให้ต้นทุนทางเชื้อเพลิงเปลี่ยนแปลงก็จะอยู่ในระดับที่ต่ำด้วยนั่นเอง ซึ่งเมื่อเปรียบเทียบกับราคาไฮโดรเจนที่นำมาคำนวณในกรณีศึกษานี้ ซึ่งอยู่ที่ 177 บาทต่อกิโลกรัม พบว่าถ้าไม่อยากให้โรงงานรับภาระด้านต้นทุนทางด้านเชื้อเพลิงที่สูงขึ้น ต้องมีการอุดหนุนราคาไฮโดรเจนที่ 138 บาทต่อกิโลกรัมไฮโดรเจน เพื่อทำให้ราคาไฮโดรเจนลดลงมาเท่ากับ ราคาไฮโดรเจนที่ไม่ทำให้ต้นทุนทางเชื้อเพลิงเปลี่ยนแปลง (Fuel Parity Hydrogen Price) ที่ 39 บาทต่อกิโลกรัมไฮโดรเจน

ตารางที่ 9-11 ราคาไฮโดรเจนที่ไม่ทำให้ต้นทุนทางเชื้อเพลิงเปลี่ยนแปลง เมื่อราคาก๊าซธรรมชาติอยู่ ณ ระดับต่างๆ

	Natural Gas Price (THB / MMBTU)									
	50	100	150	200	250	300	350	400	450	500
Fuel Cost Parity H_2 Price (THB / KG)	7	13	20	27	33	40	47	54	60	67

ตารางที่ 9-12 ต้นทุนทางด้านเชื้อเพลิงของโรงงานตลอดระยะเวลา 25 ปี เมื่อมีการผสมไฮโดรเจนที่อัตราส่วนเชิงปริมาตร 5% กับก๊าซธรรมชาติ

Year			ความร้อนที่ใช้ต่อปี	ก๊าซธรรมชาติ 100%	ก๊าซธรรมชาติผสม	ไฮโดรเจน		ราคาก๊าซธรรมชาติ	ราคาไฮโดรเจน	ต้นทุนเชื้อเพลิง NG 100%	ต้นทุนเชื้อเพลิง NG blends H_2	DIFF
			MMBTU	MMBTU	MMBTU	MMBTU	KG	บาท / MMBTU	บาท / KG	บาท / ปี	บาท / ปี	บาท / ปี
2026	2569	1	54,105	54,105	53,230	875	6,534	290	177	15,690,398	16,593,039	902,641
2027	2570	2	54,105	54,105	53,230	875	6,534	290	170	15,690,398	16,546,782	856,385
2028	2571	3	54,105	54,105	53,230	875	6,534	290	163	15,690,398	16,502,376	811,978
2029	2572	4	54,105	54,105	53,230	875	6,534	290	157	15,690,398	16,459,746	769,348
2030	2573	5	54,105	54,105	53,230	875	6,534	290	150	15,690,398	16,418,821	728,423
2031	2574	6	54,105	54,105	53,230	875	6,534	290	144	15,690,398	16,379,533	689,135
2032	2575	7	54,105	54,105	53,230	875	6,534	290	139	15,690,398	16,341,817	651,419
2033	2576	8	54,105	54,105	53,230	875	6,534	290	133	15,690,398	16,305,609	615,211
2034	2577	9	54,105	54,105	53,230	875	6,534	290	128	15,690,398	16,270,850	580,452
2035	2578	10	54,105	54,105	53,230	875	6,534	290	123	15,690,398	16,237,481	547,083
2036	2579	11	54,105	54,105	53,230	875	6,534	290	118	15,690,398	16,205,446	515,048
2037	2580	12	54,105	54,105	53,230	875	6,534	290	113	15,690,398	16,174,693	484,296
2038	2581	13	54,105	54,105	53,230	875	6,534	290	108	15,690,398	16,145,171	454,773
2039	2582	14	54,105	54,105	53,230	875	6,534	290	104	15,690,398	16,116,829	426,431
2040	2583	15	54,105	54,105	53,230	875	6,534	290	100	15,690,398	16,089,620	399,223
2041	2584	16	54,105	54,105	53,230	875	6,534	290	96	15,690,398	16,063,501	373,103
2042	2585	17	54,105	54,105	53,230	875	6,534	290	92	15,690,398	16,038,426	348,028
2043	2586	18	54,105	54,105	53,230	875	6,534	290	88	15,690,398	16,014,353	323,956
2044	2587	19	54,105	54,105	53,230	875	6,534	290	85	15,690,398	15,991,244	300,846
2045	2588	20	54,105	54,105	53,230	875	6,534	290	81	15,690,398	15,969,059	278,662
2046	2589	21	54,105	54,105	53,230	875	6,534	290	78	15,690,398	15,947,762	257,364
2047	2590	22	54,105	54,105	53,230	875	6,534	290	75	15,690,398	15,927,316	236,919
2048	2591	23	54,105	54,105	53,230	875	6,534	290	72	15,690,398	15,907,689	217,291
2049	2592	24	54,105	54,105	53,230	875	6,534	290	69	15,690,398	15,888,846	198,448
050	2593	25	54,105	54,105	53,230	875	6,534	290	66	15,690,398	15,870,757	180,359

ในกรณีที่มีการผสมไฮโดรเจนที่สัดส่วนเชิงปริมาตร 5% กับก๊าซธรรมชาติ ในโรงงานที่เลือกมาในกรณีศึกษานี้ โดยใช้สมมุติฐานราคาก๊าซธรรมชาติอยู่ที่ 290 บาทต่อ MMBTU และ ราคาไฮโดรเจนอยู่ที่ 177 บาทต่อกิโลกรัมไฮโดรเจน และราคาไฮโดรเจนจะถูกลงปีละ 4% ผลจากการคำนวณซึ่งถูกแสดงในตารางที่ 9–12 พบว่า ในปีที่ 1-3 นั้น โรงงานต้องแบกรับต้นทุนด้านเชื้อเพลิงที่เพิ่มขึ้นเมื่อเปรียบเทียบกับการใช้ก๊าซธรรมชาติ 100% ที่ประมาณ 8-9 แสนบาทต่อปี ในขณะที่ปีท้าย ๆ เมื่อราคาไฮโดรเจนลดลง ต้นทุนด้านเชื้อเพลิงที่สูงขึ้นที่โรงงานต้องแบกรับจะลดลงเหลือ 1-2 แสนบาทต่อปี

2. การประเมินต้นทุนด้านการลงทุน (CAPEX: Capital Expense) ที่มาจากการปรับปรุงหรือเปลี่ยนแปลงอุปกรณ์และต้นทุนด้านการดำเนินการ (OPEX: Operating Expense) ที่มาจากการผสมเชื้อเพลิงไฮโดรเจน

ต้นทุนด้านการลงทุน หรือ CAPEX: Capital Expense เป็นรายจ่ายด้านการลงทุนที่ต้องใช้ในการปรับปรุงหรือเปลี่ยนอุปกรณ์ในเครื่องจักรของโรงงาน เพื่อที่จะทำให้สามารถรองรับเชื้อเพลิงผสมระหว่างก๊าซธรรมชาติและไฮโดรเจนได้ การศึกษานี้ได้ประเมินต้นทุน CAPEX อันประกอบด้วย

1) ค่าบริการ จูน Burner
2) ค่าเปลี่ยนวาล์ว โดยค่าใช้จ่ายส่วนนี้จะเกิดขึ้นเมื่อมีการผสมไฮโดรเจนในเชิงปริมาตรมากกว่า 5% ขึ้นไป
3) ค่าอุปกรณ์ด้านความปลอดภัย
4) ค่าถังเก็บไฮโดรเจน
5) ค่าท่อ Onsite Blending ระยะ 50 เมตร โดยจะมีต้นทุนในกรณีที่ผสมไฮโดรเจนเชิงปริมาตรที่สัดส่วน 5% และกรณีมากกว่า 5% แต่สูงสุดไม่เกิน 20%

นอกจากนี้ ต้นทุน CAPEX ยังรวมอุปกรณ์เฉพาะที่จำเป็นต้องติดตั้งเพื่อควบคุมการไหล ของก๊าซเชื้อเพลิง อันได้แก่

6) Mass Flow Controller (MFC)
7) Control Unit + Interlock System
8) Mixing Skid (สำเร็จรูป)
9) Sensor (Gas, Pressure, Temp)
10) PRD / Flame Arrestor
11) ระบบ Shut-off Valve (ATEX/Fail-safe)

ซึ่งรายการที่ 6-11 นี้จะแบ่งต้นทุนออกเป็นกรณีที่ผสมไฮโดรเจนเชิงปริมาตรที่สัดส่วน 5% และกรณีผสมมากกว่า 5% แต่สูงสุดไม่เกิน 20% โดยรายละเอียดของต้นทุน CAPEX ทั้งหมดถูกแสดงในตารางที่ 9–13

โดยต้นทุนด้านการลงทุน หรือ CAPEX ในการศึกษานี้ ในกรณีที่มีการผสมไฮโดรเจนที่สัดส่วนเชิงปริมาตร 5% จะอยู่ที่ 2,305,000 บาท อันประกอบด้วยรายการที่ 1, 3 และ 5 -11 โดยการผสมไฮโดรเจนที่ 5% นี้ซึ่งเป็นสัดส่วนที่น้อย ทำให้ยังไม่มีความจำเป็นที่ต้องเปลี่ยนวาล์วในรายการที่ 2 และการศึกษานี้. ใช้สมมุติฐานที่โรงงานจะใช้ไฮโดรเจนถูกผสมลงท่อก๊าซธรรมชาติ ทำให้ไม่จำเป็นต้องมีการลงทุนในด้านถังเก็บไฮโดรเจนในรายการที่ 4 โดยในกรณีที่มีการผสมไฮโดรเจนที่สัดส่วนเชิงปริมาตรมากกว่า 5% แต่สูงสุดไม่เกิน 20% นั้นจะอยู่ที่ 3,605,000 บาท อันประกอบด้วยรายการที่ 1, 2, 3 และ 5 -11 โดยการผสมไฮโดรเจนที่มากกว่า 5% นี้ มีความจำเป็นที่ต้องเปลี่ยนวาล์วในรายการที่ 2 และการศึกษานี้ ใช้สมมุติฐานที่

โรงงานจะใช้ไฮโดรเจนถูกผสมลงท่อก๊าซธรรมชาติ ทำให้ไม่จำเป็นต้องมีการลงทุนในด้านถังเก็บไฮโดรเจนในรายการที่ 4

ตารางที่ 9-13 ต้นทุนด้านการลงทุน CAPEX เพื่อรองรับการผสมไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิง

CAPEX				
Details		Unit	Values	หมายเหตุ / อ้างอิง
1. ค่าบริการ จูน Burner		บาท / หัว	30,000	20,000 – 40,000 บาท สำหรับกรณี burner 1 หัว
2. การเปลี่ยนวาล์ว (ผสม H_2 > 5%)		บาท	70,000	58,000 – 87,500
3. อุปกรณ์ความปลอดภัย		บาท	550,000	456,250 – 694,000
4.1 ถังเก็บก๊าซไฮโดรเจน		บาท	350,000	255,000 – 440,000 บาท
4.2 ถังเก็บไฮโดรเจนเหลว		บาท	3,000,000	2.2 – 3.6 ล้านบาท
5. ราคาท่อ Onsite Blending 50 เมตร	H_2 = 5%	บาท	900,000	725,000 - 1,050,000 บาท
	H_2 > 5% (MAX 20%)	บาท	1,150,000	950,000 - 1,350,000 บาท
อุปกรณ์เฉพาะที่จำเป็นต้องติดตั้งเพื่อควบคุมการไหลของก๊าซเชื้อเพลิง				
6. Mass Flow Controller (MFC)	H_2 = 5%	บาท	350,000	260,000 – 420,000 บาท
	H_2 > 5% (MAX 20%)	บาท	410,000	รวมราคาชุด MFC 2 เส้น
7. Control Unit + Interlock System	H_2 = 5%	บาท	60,000	40,000 – 80,000
	H_2 > 5% (MAX 20%)	บาท	115,000	80,000 – 150,000 ต้องเพิ่ม logic, fail-safe
8. Mixing Skid (สำเร็จรูป)	H_2 = 5%	บาท	200,000	150,000 – 250,000 | 1 burner
	H_2 > 5% (MAX 20%)	บาท	850,000	500,000 – 1,200,000
9. Sensor (Gas, Pressure, Temp)	H_2 = 5%	บาท	115,000	80,000 – 150,000
	H_2 > 5% (MAX 20%)	บาท	200,000	150,000 – 300,000
10. PRD / Flame Arrestor	H_2 = 5%	บาท	40,000	30,000 – 50,000
	H_2 > 5% (MAX 20%)	บาท	115,000	80,000 – 150,000
11. ระบบ Shut-off Valve (ATEX/Fail-safe)	H_2 = 5%	บาท	60,000	50,000 – 70,000
	H_2 > 5% (MAX 20%)	บาท	115,000	90,000 – 140,000

ต้นทุนด้านการดำเนินการ หรือ OPEX: Operating Expense ซึ่งเป็นต้นทุนที่ต้องจ่ายเป็นประจำทุกปี อันประกอบด้วยค่าใช้จ่ายด้านการตรวจสอบความปลอดภัยและค่าใช้จ่ายด้านบุคลากร โดยค่าใช้จ่ายด้านการตรวจสอบความปลอดภัย ได้แก่ 1) ค่าตรวจสอบ/สอบเทียบ Leak Detectors 2) ค่า Leak Test ระบบท่อ (Pneumatic / Soap Test) 3) ค่าทดสอบ PRD, วาล์วตัดฉุกเฉิน 4) ค่าเปลี่ยนไส้กรอง / ซีล / วาล์วเล็ก 5) ค่าซ่อมและ Calibrate Flow Meter / MFC 6) ค่าตรวจสอบ Mixing Station และค่าใช้จ่ายด้านบุคลากร ได้แก่ 7) ค่าฝึกอบรมบุคลากร (H_2 Safety, Response) 8) ค่าจ้างเจ้าหน้าที่ควบคุมระบบ (1 คน) และ 9) ค่าทดสอบ / สอบใบอนุญาต ATEX Zone โดยรายละเอียดด้านต้นทุน OPEX ทั้งหมดถูกแสดงในตารางที่ 9-14

ตารางที่ 9-14 ต้นทุนด้านการดำเนินการ OPEX เพื่อรองรับการผสมไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิง

OPEX			
ค่าใช้จ่ายด้านการตรวจสอบความปลอดภัย			
Details	Unit	Values	หมายเหตุ / อ้างอิง
1. ตรวจสอบ/สอบเทียบ Leak Detectors	บาท / ปี	40,000	25,000 – 50,000
2. Leak Test ระบบท่อ (Pneumatic / Soap Test)	บาท / ปี	15,000	10,000 – 20,000
3. ทดสอบ PRD, วาล์วตัดฉุกเฉิน	บาท / ปี	7,500	5,000 – 10,000
4. เปลี่ยนไส้กรอง / ซีล / วาล์วเล็ก	บาท / ปี	20,000	10,000 – 30,000
5. ซ่อมและ Calibrate Flow Meter / MFC	บาท / ปี	30,000	15,000 – 40,000
6. ตรวจสอบ Mixing Station	บาท / ปี	30,000	20,000 – 35,000
ค่าใช้จ่ายด้านบุคลากร			
7. ค่าฝึกอบรมบุคลากร (H_2 Safety, Response)	บาท / ปี	45,000	30,000 – 60,000
8. ค่าจ้างเจ้าหน้าที่ควบคุมระบบ (1 คน)	บาท / เดือน	20,000	~18,000–25,000/เดือน
9. ค่าทดสอบ / สอบใบอนุญาต ATEX Zone	บาท / ปี	18,000	10,000 – 20,000

ต้นทุนด้านการดำเนินการ OPEX ในส่วนของค่าตรวจสอบความปลอดภัยนั้น ไม่ว่าจะผสมไฮโดรเจนกี่ % จะมีต้นทุนในส่วนนี้อยู่ที่ 142,500 บาทต่อปี ในขณะที่ค่าใช้จ่ายด้านบุคลากรหากมีความจำเป็นต้องจ้างเจ้าหน้าที่เพิ่ม 1 ตำแหน่ง จะมีต้นทุนส่วนนี้อยู่ที่ 303,000 บาทต่อปี ซึ่งถือว่าเป็นตัวเลขที่สูง ดังนั้นในการศึกษานี้จึงตั้งสมมุติฐานว่า โรงงานจะใช้วิธีการฝึกอบรมบุคลากรเดิมของโรงงานโดยไม่จ้างเจ้าหน้าที่เพิ่มซึ่งจะทำให้ต้นทุนในส่วนบุคลากรนี้ลดลงมาอยู่ที่ 63,000 บาทต่อปี

โดยภาพรวมของต้นทุนทั้งหมดที่โรงงานต้องจ่ายเพิ่มขึ้นกับผลประโยชน์ที่โรงงานจะได้รับเมื่อผสมไฮโดรเจนที่สัดส่วนเชิงปริมาตรต่างๆ เมื่อเปรียบเทียบกับการใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง 100% ถูกแสดงในตารางที่ 9–15 โดยพบว่าในกรณีของการผสมไฮโดรเจนเชิงปริมาตรที่สัดส่วน 5% ทำให้มีต้นทุน CAPEX ที่ต้องจ่ายเพิ่มขึ้นที่ 2,305,000 บาท มีต้นทุน OPEX ที่ต้องจ่ายเพิ่มขึ้นซึ่งแบ่งเป็นค่าตรวจสอบ 142,500 บาทต่อปี ค่าบุคลากรในกรณีไม่จ้างเพิ่มที่ 63,000 บาทต่อปี และมีต้นทุนค่าเชื้อเพลิงที่ต้องจ่ายเพิ่มขึ้น 902,641 บาทต่อปี หรือต้องจ่ายเพิ่มขึ้น 5.75% เมื่อเทียบกับการใช้ก๊าซธรรมชาติ 100% โดยได้รับผลประโยชน์เป็นการลด CO_2 ลงได้ 52 ตันต่อปี หรือลด CO_2 ลงได้ 1.62% เมื่อเทียบกับการใช้ก๊าซธรรมชาติ 100%

กรณีของการผสมไฮโดรเจนเชิงปริมาตรที่สัดส่วน 10%, 15% และ 20% ทำให้มีต้นทุน CAPEX ที่ต้องจ่ายเพิ่มขึ้นที่ 3,605,000 บาท มีต้นทุน OPEX ที่ต้องจ่ายเพิ่มขึ้นซึ่งแบ่งเป็นค่าตรวจสอบ 142,500 บาทต่อปี ค่าบุคลากรในกรณีไม่จ้างเพิ่มที่ 63,000 บาทต่อปี และมีต้นทุนค่าเชื้อเพลิงที่ต้องจ่ายเพิ่มขึ้น 1,871,935 บาทต่อปี 2,915,548 บาทต่อปี และ 4,042,368 บาทต่อปี ตามลำดับ หรือต้องจ่ายเพิ่มขึ้น 11.93%, 18.58% และ 25.76% ตามลำดับ เมื่อเทียบกับการใช้ก๊าซธรรมชาติ 100% โดยได้รับผลประโยชน์เป็นการลด CO_2 ลงได้ 108, 167 และ 232 ตันต่อปี ตามลำดับ หรือลด CO_2 ลงได้ 3.35%, 5.22% และ 7.24% ตามลำดับ เมื่อเทียบกับการใช้ก๊าซธรรมชาติ 100%

ตารางที่ 9-15 ต้นทุนและผลประโยชน์จากการผสมไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงกับก๊าซธรรมชาติ

Cost | CAPEX				
H_2 = 5%		บาท	2,305,000	
H_2 > 5% (MAX 20%)		บาท	3,605,000	
Cost | OPEX				
ตรวจสอบ		บาท / ปี	142,500	
บุคลากร	ไม่มีการจ้างเพิ่ม	บาท / ปี	63,000	
	จ้างเพิ่ม 1 ตำแหน่ง	บาท / ปี	303,000	
Cost | Fuel Cost ที่ต้องจ่ายเพิ่มขึ้น				เทียบกับ NG 100%
H_2 = 5%		บาท / ปี	902,641	5.75%
H_2 = 10%		บาท / ปี	1,871,935	11.93%
H_2 = 15%		บาท / ปี	2,915,548	18.58%
H_2 = 20%		บาท / ปี	4,042,368	25.76%
Benefit | CO_2 Emission Reduction				เทียบกับ NG 100%
H_2 = 5%		Ton CO_2 / Year	52	1.62%
H_2 = 10%		Ton CO_2 / Year	108	3.35%
H_2 = 15%		Ton CO_2 / Year	167	5.22%
H_2 = 20%		Ton CO_2 / Year	232	7.24%

9.4 ประเมินค่าใช้จ่ายในการจัดเก็บและขนส่งไฮโดรเจน

จากการประเมินถึงความคุ้มค่าในด้านต้นทุนการลงทุนและการปรับปรุงหรือเปลี่ยนแปลงอุปกรณ์ให้เหมาะสมกับการใช้งานกับเชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติในหัวข้อที่ 9.3 สามารถประเมินได้ว่าหากมีติดตั้งถังบรรจุไฮโดรเจนสำหรับจัดเก็บเพื่อเตรียมมาผสมกับก๊าซธรรมชาติและรวมไปถึงค่าขนส่งในการเคลื่อนย้ายไฮโดรเจนมาจัดเก็บสามารถประเมินได้ดังนี้

- ถังบรรจุไฮโดรเจนสำหรับก๊าซอัดแบบติดตั้งอยู่กับที่ ราคาอยู่ที่ 350,000 บาท สำหรับถังขนาดเล็ก-ขนาดกลาง เช่น 3-5m^3 และความดันที่ใช้จัดเก็บ H_2 อยู่ที่ 350 bar ความหนาแน่นของ H_2 ที่ 350 bar, 15°C ≈ 23 kg/m^3 ดังนั้นสำหรับถัง 3,000 ลิตร ปริมาณที่เก็บ H_2 ได้คือ 69 kg H_2 และถ้าหากเป็นถัง 5,000 ลิตร ปริมาณที่เก็บ H_2 ได้คือ 115 kgH_2 ค่าใช้จ่ายในการจัดเก็บ H_2 จะอยู่ที่ประมาณ 5,072.46-3,043.47 บาท/kg
- พื้นที่ใช้งานของระบบ ตัวถังพร้อมฐานรองรับ วาล์ว ท่อร่วม และทางเดินเข้าถึง ควรกำหนดพื้นที่ใช้งานจริงประมาณ 5–10 ตารางเมตร ต่อถังขนาด 3–5 m^3 (เก็บได้ราว 70–120 kg) โดยเว้นทางเดินรอบถังไม่น้อยกว่า 1.0 เมตร สำหรับบำรุงรักษาและติดตั้งอุปกรณ์ระบายอากาศ/ตรวจจับรั่วไหลตามความเหมาะสม
- ถังบรรจุไฮโดรเจนเหลวแบบติดตั้งอยู่กับที่ ราคาอยู่ที่ 3,000,000 บาท สำหรับขนาดถังประมาณ 20–30 m^3 ความหนาแน่น LH_2 ที่ -253 °C ~ 70.8 kg/m^3 ปริมาณที่เก็บ H_2 จะอยู่ที่ 1,416 kg H_2 และ 2,124 kgH_2 ตามลำดับและค่าใช้จ่ายในการจัดเก็บ H_2 จะอยู่ที่ประมาณ 2,119-1,412 บาท/kg

- พื้นที่ใช้งานของระบบ ถังครายโอเจนิกพร้อมฉนวนกันการระเหย (vaporizer) ท่อร่วมและ จุดต่อสาย ควรกำหนดพื้นที่ใช้งานประมาณ 20–35 ตารางเมตร ต่อถัง 20–30 m^3 (เก็บได้ราว 1.4–2.1 ตัน) โดยเว้นทางเดินรอบถังไม่น้อยกว่า 1.2 เมตร รวมพื้นที่ติดตั้งอุปกรณ์เสริม (เช่น vent stack/PRV header) และโซนลมพัดผ่านสำหรับกรณี cold release

ค่าขนส่งสำหรับเคลื่อนย้ายไฮโดรเจนคือค่าขนส่งจากการขนส่งทางรถขนส่ง โดยค่าใช้จ่ายสำหรับการขนส่งแบ่งออกเป็น 2 ประเภทคือ 20-50 บาท/กิโลกรัม H_2 สำหรับไฮโดรเจนก๊าซอัด(Compress Hydrogen: CH_2) และสำหรับไฮโดรเจนเหลว (Liquid Hydrogen: LH_2) จะอยู่ที่ 30-70 บาท/กิโลกรัม H_2 เนื่องจากต้องใช้รถบรรทุกแบบพิเศษและมีค่าใช้จ่ายด้านความปลอดภัยและการจัดการความเย็นเพิ่มเติม จึงมีค่าขนส่งสูงกว่า

หากใช้การขนส่งทางท่อ หากมีโครงสร้างพื้นฐานท่อส่งจากก๊าซธรรมชาติ นำมาใช้ขนส่งไฮโดรเจน ค่าใช้จ่ายการขนส่งจะต่ำมากเมื่อเทียบกับการขนส่งทางรถ โดยต้นทุนประมาณ 5–15 บาท/กิโลกรัม H_2 (ขึ้นกับระยะทาง, ความดัน, และการปรับปรุงวัสดุของท่อ)

ส่วนการขนส่งโดยใช้ Ammonia เป็นตัวพา เป็นทางเลือกสำหรับการขนส่งระยะไกลเนื่องจาก Ammonia มีความหนาแน่นพลังงานสูงกว่าและโครงสร้างพื้นฐานท่าเรือ/ถังบรรจุมีอยู่แล้วต้นทุนรวม (conversion + transport + reconversion) ประมาณ 35–80 บาท/กิโลกรัม H_2

จากข้อมูลค่าใช้จ่ายในการจัดเก็บและขนส่งไฮโดรเจนจะเห็นว่า ถัง LH_2 คุ้มกว่าในเชิง CAPEX/กก. แต่มีมูลค่าในการลงทุนเริ่มต้นสูงและมีความซับซ้อนด้านเทคนิค ส่วนการขนส่งทางท่อถูกที่สุดต่อกิโลกรัม แต่ใช้ได้เฉพาะเมื่อมีโครงสร้างพื้นฐาน ขณะที่ Ammonia Carrier เหมาะกับการค้าระหว่างประเทศ

ดังนั้นหากประเมินถึงความเหมาะสมในการใช้งานจะแบ่งเป็น 4 กรณีดังนี้

1) โครงการเริ่มต้น/นำร่อง ปริมาณใช้ต่อวันต่ำ–ปานกลาง (<~300 kg/day) หรือสำรองไม่มาก (<~500 kg ต่อครั้ง) ควรเลือกใช้ CH_2 (ก๊าซอัด + รถบรรทุก) เหตุผลคือ ใช้เงินลงทุนเริ่มต้นต่ำ ระบบเรียบง่าย footprint เล็ก ไม่มีภาระเรื่องความเย็น/boil-off
2) ใช้ปริมาณปานกลาง–สูง (≥~300–1,500 kg/day) ต้องการสำรองครั้งละหลักตัน และมีแหล่ง LH_2 ส่งเสถียร พิจารณา LH_2 (ถังครายโอ 20–30 m^3) เหตุผลคือ CAPEX/กก. ต่ำกว่าอย่างชัดเจน เก็บได้มากในถังเดียว ลดรอบส่ง แต่มีข้อควรระวัง: มี boil-off และระบบซับซ้อนกว่า
3) ปริมาณสูงมากและสม่ำเสมอ (>1–2 ตัน/วัน) มีแผนระยะยาว (>5 ปี) และเชื่อมต่อผู้ผลิตได้ วิธีดีที่สุดคือ ทางท่อ (ถ้ามี/สร้างได้) เหตุผลคือ OPEX ขนส่งถูกสุด ~5–15 บ./kg และเสถียรที่สุด หมายเหตุ: ต้องลงทุนโครงสร้างพื้นฐานและเวลาขอสิทธิแนวท่อ
4) ระยะไกลมาก/ข้ามประเทศ หรือจะนำเข้า ใช้วิธี Ammonia เป็นตัวพา (และแปลงกลับที่โรงงาน) เหมาะสำหรับเมื่อส่งไกลมากและมีโครงสร้างพื้นฐาน NH_3 อยู่แล้วแต่ถ้าต้องแปลงกลับเป็น H_2 ใช้งบและพลังงานเพิ่ม ไม่แนะนำสำหรับโครงการนำร่องในประเทศระยะสั้น

9.5 ประเมินการลงทุนในด้านเทคโนโลยีความปลอดภัยในการใช้งานกับเชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ

การใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ (Hydrogen–Natural Gas Blend: H_2/NG) เป็นแนวทางที่ช่วยลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกและสนับสนุนการใช้พลังงานสะอาดในภาคอุตสาหกรรม อย่างไรก็ตามไฮโดรเจนมีคุณสมบัติที่แตกต่างจากก๊าซธรรมชาติหลายประการ เช่น ความไวไฟสูง การกระจายตัวรวดเร็ว และช่วงการติดไฟที่กว้างกว่าทำให้การใช้งานต้องอาศัยมาตรการความปลอดภัยที่เข้มงวด ดังนั้นการลงทุนด้านเทคโนโลยีความปลอดภัยจึงเป็นสิ่งจำเป็นเพื่อควบคุมความเสี่ยงและสร้างความมั่นใจทั้งต่อผู้ปฏิบัติงานและหน่วยงานกำกับดูแล

ในด้านการจัดการความปลอดภัย การลงทุนสามารถแบ่งออกเป็นหลายมิติ เริ่มจาก**ระบบตรวจจับและเตือนภัย** ซึ่งมีบทบาทสำคัญในการเฝ้าระวังเนื่องจากไฮโดรเจนเป็นก๊าซที่ไร้สีและไร้กลิ่น การติดตั้งเซนเซอร์ตรวจจับการรั่วไหลและระบบตรวจจับเปลวไฟจึงเป็นมาตรการแรกที่จำเป็น โดยมีค่าใช้จ่ายประมาณ **500,000–1,000,000 บาทต่อชุด** ขึ้นกับขนาดพื้นที่และจำนวนจุดติดตั้ง หากเชื่อมต่อเข้ากับระบบ SCADA หรือ IoT จะช่วยให้การติดตามและสั่งการสามารถทำได้แบบเรียลไทม์

ถัดมาเป็น**อุปกรณ์ควบคุมแรงดันและการไหล** เช่น วาล์วตัดอัตโนมัติ ตัวควบคุมแรงดัน และระบบระบายฉุกเฉิน ซึ่งทำหน้าที่ลดความเสี่ยงจากแรงดันเกินหรือการรั่วไหล ค่าใช้จ่ายของระบบดังกล่าวอยู่ที่ประมาณ **300,000–800,000 บาทต่อหน่วย** และถือเป็นกลไกป้องกันชั้นสำคัญในกรณีที่เกิดเหตุไม่คาดคิด

สำหรับ**มาตรการป้องกันการจุดติดไฟ** ต้องมีการใช้วัสดุป้องกันการเกิดประกายไฟ ควบคู่กับการจัดโซนพื้นที่เสี่ยง (Hazardous Area Classification) และติดตั้งระบบป้องกันไฟฟ้าสถิตซึ่งมีค่าใช้จ่ายโดยประมาณ **200,000–500,000 บาท** ขึ้นกับลักษณะของโรงงานและมาตรการเสริมอื่น ๆ

ในด้าน**โครงสร้างพื้นฐานและอุปกรณ์มาตรฐาน** เช่น ท่อ วาล์ว และถังเก็บที่ออกแบบให้ทนทานต่อการเปราะจากไฮโดรเจน รวมทั้งสอดคล้องกับมาตรฐานสากล เช่น ISO 19880-1, ASME B31.12 และ NFPA 2 การลงทุนในส่วนนี้อาจมีค่าใช้จ่ายสูง โดยอยู่ในช่วง **1,000,000–3,000,000 บาท** ขึ้นกับขนาดโครงการและอุปกรณ์ที่เลือกใช้

นอกจากอุปกรณ์แล้ว**การพัฒนาศักยภาพบุคลากร**ก็เป็นอีกด้านที่ต้องลงทุน โดยการจัดอบรมความปลอดภัย การซ้อมแผนฉุกเฉินและการตรวจสอบตามระยะ สามารถใช้งบประมาณราว **200,000–500,000 บาทต่อปี** และควรจัดสรรงบสำหรับการตรวจสอบและบำรุงรักษาระบบเพิ่มเติมอีกประมาณ **5–10% ของมูลค่าอุปกรณ์ต่อปี**

เมื่อพิจารณาภาพรวมการลงทุนด้านเทคโนโลยีความปลอดภัยสำหรับ H_2/NG Blend แม้จะมีค่าใช้จ่ายที่สูงทั้งในส่วนของอุปกรณ์ ระบบตรวจจับควบคุมและการพัฒนาบุคลากร แต่หากเปรียบเทียบกับความเสี่ยงจากอุบัติเหตุที่อาจก่อให้เกิดความเสียหายต่อชีวิตทรัพย์สินและสิ่งแวดล้อมแล้ว ถือว่าเป็นการลงทุนที่คุ้มค่า อีกทั้งยังช่วยสร้างความเชื่อมั่นให้กับผู้มีส่วนเกี่ยวข้องและทำให้โครงการสามารถดำเนินไปได้อย่างยั่งยืนในระยะยาว

9.6 ประเมินค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน ได้แก่ ค่าใช้จ่ายของเชื้อเพลิง ค่าบำรุงรักษาอุปกรณ์ ค่าใช้จ่ายด้านความปลอดภัยและการตรวจสอบสำหรับการใช้งานกับเชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ

ในการใช้งานเชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาตินอกจากค่าใช้จ่ายด้านการลงทุนเริ่มต้น ไม่ว่าจะเป็นถังบรรจุ ระบบขนส่ง หรือเทคโนโลยีความปลอดภัยแล้วสิ่งสำคัญที่ต้องคำนึงถึงคือ **ค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน (Operating Expenditure: OPEX)** ซึ่งครอบคลุมทั้งต้นทุนเชื้อเพลิง ค่าบำรุงรักษาอุปกรณ์ และค่าใช้จ่ายด้านความปลอดภัยและการตรวจสอบ ทั้งหมดนี้เป็นปัจจัยที่ส่งผลโดยตรงต่อความคุ้มค่าและความยั่งยืนของโครงการในระยะยาว

เริ่มจาก**ค่าใช้จ่ายด้านเชื้อเพลิง**ซึ่งเป็นต้นทุนหลักในการดำเนินงาน เนื่องจากการผสมก๊าซธรรมชาติกับไฮโดรเจนต้องคำนึงถึงราคาของก๊าซธรรมชาติที่มีความผันผวนตามตลาดพลังงานโลกและค่าไฮโดรเจนที่มักสูงกว่าเชื้อเพลิงฟอสซิลทั่วไป โดยทั่วไปการใช้ไฮโดรเจนผสมในสัดส่วนที่สูงจะทำให้ต้นทุนเชื้อเพลิงเพิ่มขึ้น แต่ในทางกลับกันก็ช่วยลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ได้มากขึ้น ดังนั้นค่าใช้จ่ายในส่วนนี้จึงต้องประเมินควบคู่กับนโยบายสิ่งแวดล้อมและมาตรการสนับสนุนจากภาครัฐ ดังนั้นเมื่อคำนวณตามสมมุตฐานที่ให้ราคาไฮโดรเจนลดลงปีละ 4% ถ้าคิดที่ราคาไฮโดรเจน 177 บาท/kg ในช่วง พ.ศ. 2569–2573 ราคาไฮโดรเจนจะลดลงเป็น 177, 169.92, 163.12, 156.60 และ 150.33 บาท/kg ตามลำดับ

ถัดมาคือ**ค่าบำรุงรักษาอุปกรณ์**ซึ่งมีความสำคัญอย่างมาก เนื่องจากอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้องกับไฮโดรเจน เช่น ท่อ วาล์ว ถังเก็บ หรือระบบควบคุมแรงดัน ต้องออกแบบให้ทนต่อคุณสมบัติของไฮโดรเจนที่อาจก่อให้เกิดการเปราะกรอบ (Hydrogen Embrittlement) หรือการรั่วซึมได้ง่าย การบำรุงรักษาจึงต้องทำถี่กว่าอุปกรณ์ที่ใช้กับก๊าซธรรมชาติอย่างเดียว โดยค่าใช้จ่ายเฉลี่ยอาจอยู่ที่ประมาณ **5–10% ของมูลค่าอุปกรณ์ต่อปี** ซึ่งรวมถึงการเปลี่ยนชิ้นส่วนตามรอบการใช้งานและการตรวจสอบสภาพระบบให้พร้อมใช้งานเสมอ

สุดท้ายคือ**ค่าใช้จ่ายด้านความปลอดภัยและการตรวจสอบ**ซึ่งครอบคลุมตั้งแต่การติดตั้งระบบตรวจจับการรั่วไหล การซ้อมแผนฉุกเฉิน การตรวจสอบความปลอดภัยตามมาตรฐานสากล ไปจนถึงการฝึกอบรมบุคลากรอย่างต่อเนื่อง ค่าใช้จ่ายในส่วนนี้มักอยู่ในช่วง **200,000–500,000 บาทต่อปี** ขึ้นกับขนาดโครงการและข้อกำหนดของหน่วยงานกำกับดูแล การลงทุนในส่วนนี้ไม่เพียงช่วยป้องกันความเสี่ยงจากอุบัติเหตุแต่ยังเป็นการสร้างความเชื่อมั่นให้แก่ผู้มีส่วนเกี่ยวข้องในโครงการ

เมื่อมองภาพรวมแล้วค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานของระบบเชื้อเพลิงผสม H_2/NG แม้จะสูงกว่าการใช้ก๊าซธรรมชาติเพียงอย่างเดียว แต่ก็ถือว่ามีความคุ้มค่าในเชิงสิ่งแวดล้อมและการพัฒนาที่ยั่งยืน เนื่องจากช่วยลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก และยังทำให้โครงการมีความพร้อมในการปรับตัวตามนโยบายพลังงานสะอาดในอนาคต การจัดการค่าใช้จ่ายในการดำเนินงานจึงเป็นองค์ประกอบสำคัญที่ต้องวางแผนอย่างรอบคอบ เพื่อให้เกิดความสมดุลระหว่างต้นทุนเศรษฐศาสตร์โครงการและความปลอดภัยในระยะยาว

9.7 ประเมินการสนับสนุนทางการเงินจากภาครัฐและสิทธิประโยชน์ทางภาษีจากการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ

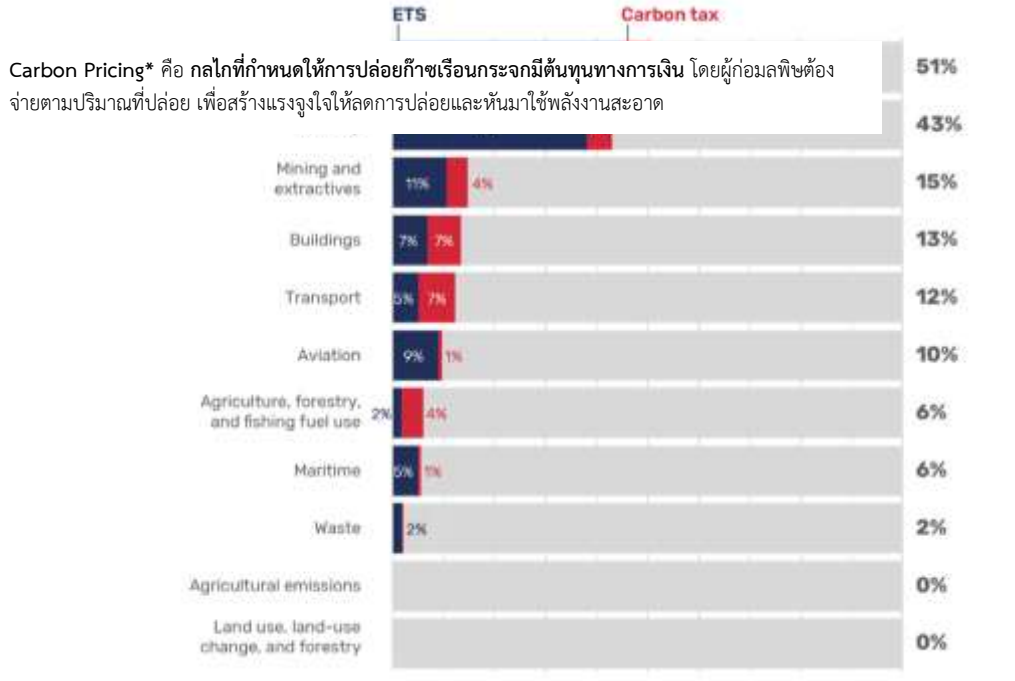
1) นโยบายภาษีคาร์บอน (Carbon Tax) และการอุดหนุนราคาไฮโดรเจน (Subsidy on Hydrogen Price)

การผสมไฮโดรเจน (Hydrogen Blending) เข้ากับก๊าซธรรมชาติเพื่อใช้เป็นเชื้อเพลิงนั้น มีผลประโยชน์หลักคือการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก โดยมีภาระทางการเงินที่ต้องแบกรับซึ่งมาจากราคาไฮโดรเจนที่สูงกว่าราคาก๊าซธรรมชาติอย่างมาก ดังนั้นการจะทำให้ภาคอุตสาหกรรมมีแรงจูงใจในการปรับเปลี่ยนมาใช้พลังงานสะอาดอย่างไฮโดรเจน จึงต้องมีกลไกทำให้คาร์บอนนั้นมีราคา (Carbon Pricing)* ซึ่งในระดับโลกการสร้างราคาให้คาร์บอน มีด้วยกันหลายวิธี ได้แก่

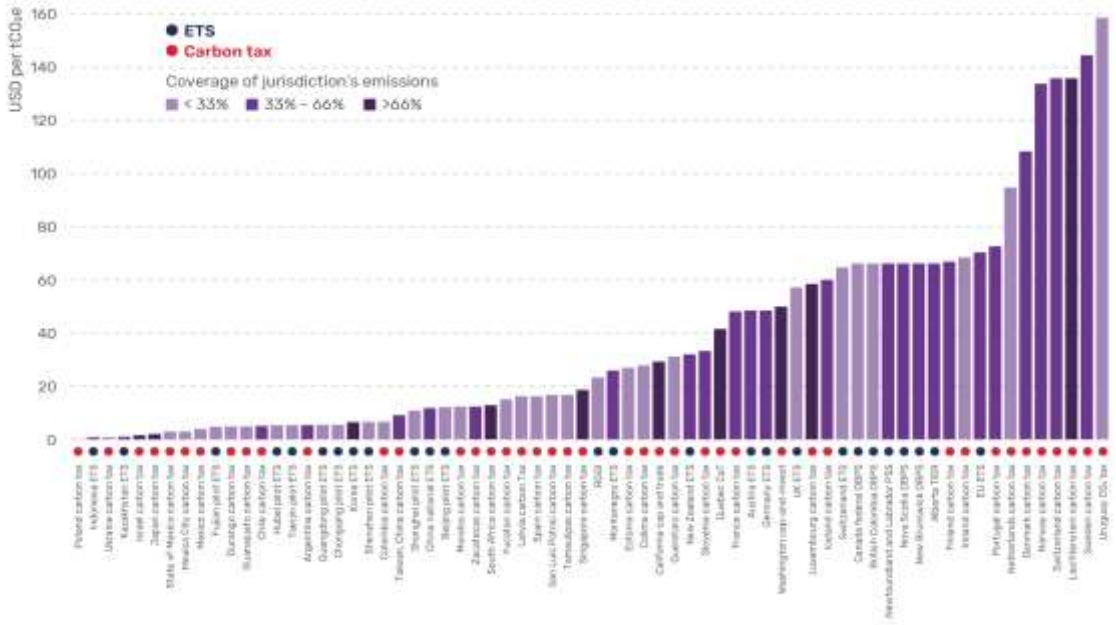
1) การเก็บภาษีคาร์บอน (Carbon Tax)

2) การสร้างระบบซื้อขายใบอนุญาตการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (ETS: Emission Trading System)

โดยในระดับโลกมีการใช้ทั้งนโยบาย Carbon Tax และ นโยบายด้าน ETS เป็นเครื่องมือในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก โดยจากข้อมูลของ World Bank (2025) พบว่า ในปัจจุบัน ปี ค.ศ. 2025 มีการใช้นโยบาย ETS กับภาคพลังงานและภาคอุตสาหกรรมถึง 45% และ38% ของการปล่อยก๊าซเรือนกระจกทั้งหมดตามลำดับ และมีการใช้นโยบาย Carbon Tax กับภาคพลังงานและภาคอุตสาหกรรมที่ 6% และ 5% ของการปล่อยก๊าซเรือนกระจกทั้งหมดตามลำดับ



รูปที่ 9-6 สัดส่วนการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ถูกจัดการโดย Carbon Tax และ ETS ในภาคส่วนต่าง ๆ ของระบบเศรษฐกิจ ในปี ค.ศ. 2025
ที่มา: World Bank (2025)



รูปที่ 9-7 ราคาคาร์บอนที่มาจากนโยบาย Carbon Tax และ ETS ทั่วโลก
ณ วันที่ 1 เมษายน ค.ศ. 2025
ที่มา: World Bank (2025)

จากข้อมูลของ World Bank (2025) พบว่า ราคาคาร์บอนที่สูงที่สุด 8 อันดับแรกทั่วโลกมาจากการใช้นโยบาย Carbon Tax โดยมีราคาอยู่ระหว่าง 70-160 ดอลลาร์ต่อตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า ซึ่งประเทศที่มีการเก็บ Carbon Tax สูงสุดคือประเทศอุรุกวัย ในขณะที่นโยบาย ETS ที่ทำให้ราคาคาร์บอนอยู่ในระดับสูงทั่วโลกนั้น มีราคาอยู่ระหว่าง 60-70 ดอลลาร์ต่อตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า

สถาบันวิจัยเศรษฐกิจ ป๋วย อึ๊งภากรณ์ (2567) ได้วิเคราะห์ข้อดี-ข้อเสีย ระหว่างนโยบาย Carbon Tax กับ นโยบาย ETS เอาไว้ว่า นโยบาย Carbon Tax เป็นนโยบายที่เน้นไปที่การกำหนดราคาคาร์บอน จากนั้นปล่อยให้กลไกตลาดเป็นตัวกำหนดปริมาณการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ซึ่งขึ้นอยู่กับว่าราคาที่มาจากภาษีคาร์บอนนั้นสร้างแรงจูงใจในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกให้กับภาคเอกชนต่าง ๆ มากน้อยแค่ไหน

ในขณะที่นโยบาย ETS เน้นไปที่การกำหนดปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่อนุญาตให้ปล่อยได้เป็นหลัก โดยราคาคาร์บอนจะขึ้นอยู่กับกลไกตลาดตามแต่ความต้องการซื้อและความต้องการขายใบอนุญาตปล่อยก๊าซเรือนกระจก ซึ่งนโยบาย Carbon Tax มีความแน่นอนในเรื่องราคาคาร์บอนและรายได้ที่รัฐจะได้รับ แต่ไม่มีความแน่นอนในเรื่องปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่จะลดได้ ในขณะที่นโยบาย ETS มีความแน่นอนเรื่องปริมาณก๊าซเรือนกระจกที่จะลดได้ แต่ไม่มีความแน่นอนเรื่องราคาคาร์บอน นอกจากนี้ นโยบาย Carbon Tax สามารถใช้ระบบภาษีที่มีอยู่แล้วมาบริหารจัดการได้จึงทำให้มีความง่าย และมีต้นทุนการบริหารที่ต่ำกว่านโยบาย ETS

โดยในบริบทของการศึกษานี้ซึ่งต้องการนโยบายสนับสนุนให้เกิดการลดการใช้ก๊าซธรรมชาติด้วยการผสมไฮโดรเจนลงไปแทนที่ การศึกษานี้มีความเห็นว่านโยบาย Carbon Tax มีความเหมาะสมมากกว่านโยบาย ETS ด้วยเหตุผลสำคัญคือ นโยบาย Carbon Tax สร้างรายได้ให้กับภาครัฐ ซึ่งภาครัฐสามารถนำรายได้นี้ไปอุดหนุนราคาไฮโดรเจนให้ลดลงได้ ในขณะที่นโยบาย ETS สร้างรายได้ให้กับภาคเอกชนที่สามารถลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้มากกว่าใบอนุญาตที่ได้รับ อีกทั้งการผสมไฮโดรเจนในการศึกษานี้ ซึ่งมีสัดส่วนในช่วง

5%-20% การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกไม่ได้สูงมากนัก ดังนั้นนโยบายที่จะใช้จึงยังไม่ต้องการความแน่นอนในเรื่องการลดก๊าซเรือนกระจก แต่ประเด็นสำคัญคือการทำให้ภาคอุตสาหกรรม โรงงานต่าง ๆ เห็นว่าการผสมไฮโดรเจนมีความคุ้มค่าในการลงทุน ดังนั้นนโยบายที่เหมาะสมจึงต้องเป็นนโยบายที่มีความแน่นอนในเรื่องราคาคาร์บอนและเป็นนโยบายที่ทำให้เกิดรายได้เพื่อนำมาอุดหนุนราคาไฮโดรเจนให้อยู่ในระดับที่ภาคเอกชน ภาคอุตสาหกรรมมีความคุ้มค่าในการลงทุนผสมไฮโดรเจนในโรงงานของตนเอง

จากข้อมูลขององค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก พบว่าก๊าซธรรมชาติมี Emission Factor ที่ 0.0561565 กิโลกรัมคาร์บอนต่อ MJ ซึ่งคิดเป็น 59.25 กิโลกรัมคาร์บอนต่อ MMBTU ดังนั้นการเก็บภาษีคาร์บอนกับก๊าซธรรมชาติที่ 250, 500 และ 750 บาทต่อตันคาร์บอนไดออกไซด์ จะทำให้ราคาก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้น 15, 30 และ 44 บาทต่อ MMBTU โดยผลของการเก็บภาษีคาร์บอนกับก๊าซธรรมชาติที่มีต่อราคาก๊าซธรรมชาติ ถูกแสดงในตารางที่ 9-16

ตารางที่ 9-16 ผลของการเก็บภาษีคาร์บอนกับก๊าซธรรมชาติที่มีต่อราคาก๊าซธรรมชาติ

Carbon Tax ก๊าซธรรมชาติ																
บาท / Ton CO_2	250	500	750	1,000	1,250	1,500	1,750	2,000	2,250	2,500	2,750	3,000	3,250	3,500	3,750	4,000
บาท / MMBTU NG	15	30	44	59	74	89	104	118	133	148	163	178	193	207	222	237

จากข้อมูลของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) ในปี ค.ศ. 2024 ประเทศไทยมีการบริโภคก๊าซธรรมชาติในภาคอุตสาหกรรมที่ 677 MMSCFD หรือคิดเป็น 247.72 ล้าน MMBTU ต่อปี โดยมีค่าเฉลี่ยของการบริโภคก๊าซธรรมชาติในภาคอุตสาหกรรมระหว่างปี ค.ศ. 2015–2024 อยู่ที่ 268.12 ล้าน MMBTU ต่อปี โดยข้อมูลนี้ถูกแสดงในตารางที่ 9–17

ตารางที่ 9-17 ปริมาณการบริโภคก๊าซธรรมชาติในภาคอุตสาหกรรมของประเทศไทย

Year	Consumption of Natural Gas in Industry Sector	
	MMSCFD	MMBTU / year
2015	651	237,615,000
2016	694	254,004,000
2017	724	264,260,000
2018	762	278,130,000
2019	759	277,035,000
2020	722	264,252,000
2021	770	281,050,000
2022	804	293,460,000
2023	777	283,605,000
2024	677	247,782,000
Average	**734**	**268,119,300**

ที่มา: สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.)

ในกรณีที่มีการเก็บภาษีคาร์บอนที่ 500 บาทต่อตัน CO_2 กับการใช้ก๊าซธรรมชาติ ในภาคอุตสาหกรรม จะทำให้ราคาก๊าซธรรมชาติเพิ่มขึ้นที่ 30 บาทต่อ MMBTU (ตามตารางที่ 9-16) โดยถ้าสมมุติว่าโรงงานที่ใช้ก๊าซธรรมชาติทั่วประเทศเข้าร่วมโครงการผสมไฮโดรเจนทุกโรงงาน 100% การผสมไฮโดรเจนที่อัตราส่วนเชิงปริมาตร 5% จะทำให้เกิดความต้องการไฮโดรเจนที่ 29.92 ล้านกิโลกรัมไฮโดรเจนต่อปี และจะทำให้ความต้องการก๊าซธรรมชาติลดลง 243.77 ล้าน MMBTU ต่อปี หรือคิดเป็นความต้องการก๊าซธรรมชาติที่ลดลง 1.62% เมื่อเปรียบเทียบกับการใช้ก๊าซธรรมชาติ 100% โดยจะทำให้รัฐมีรายได้จากภาษีคาร์บอนที่ 7,222 ล้านบาท ซึ่งสามารถนำไปอุดหนุนราคาไฮโดรเจนที่ต้องการใช้ในภาคอุตสาหกรรมได้ถึง 241 บาทต่อกิโลกรัมไฮโดรเจน

การผสมไฮโดรเจนเชิงปริมาตรที่มากขึ้นที่ 10%, 15% และ 20% จะทำให้ความต้องการไฮโดรเจนเพิ่มขึ้นเป็น 62.06, 96.66 และ 134.01 ล้านกิโลกรัมไฮโดรเจนต่อปีตามลำดับและทำให้ความต้องการก๊าซธรรมชาติลดลง 3.35%, 5.22% และ 7.24% ตามลำดับเมื่อเปรียบเทียบกับการใช้ก๊าซธรรมชาติ 100% โดยจะทำให้รัฐมีรายได้จากภาษีคาร์บอนที่ 7,094, 6,957 และ 6,809 ล้านบาทตามลำดับ ซึ่งสามารถนำไปอุดหนุนราคาไฮโดรเจนที่ต้องการใช้ในภาคอุตสาหกรรมได้ที่ 114, 72 และ51 บาทต่อกิโลกรัมไฮโดรเจนตามลำดับ โดยผลการคำนวณในส่วนนี้ถูกแสดงในตารางที่ 9-18

ตารางที่ 9-18 ผลลัพธ์ของการเก็บภาษีคาร์บอน 500 บาทต่อตัน CO_2 กับการใช้ก๊าซธรรมชาติในภาคอุตสาหกรรม

Carbon Tax ก๊าซธรรมชาติ	บาท / Ton CO2	500		
	บาท / MMBTU NG	30	มาจากการคำนวณ	

Total NG	โรงงานที่เข้าร่วม H_2 Blending		H2 Blending	Total	Natural Gas	Hydrogen		NG in Industry		Rev from Tax	H2 Subsidy
MMBTU	%	MMBTU		MMBTU	MMBTU	MMBTU	KG	MMBTU	% Reduction	M.THB	THB / kg
247,782,000	100%	247,782,000	5%	247,782,000	243,774,410	4,007,590	29,924,432	243,774,410	1.62%	7,222	241
			10%	247,782,000	239,470,891	8,311,109	62,058,549	239,470,891	3.35%	7,094	114
			15%	247,782,000	234,837,408	12,944,592	96,656,487	234,837,408	5.22%	6,957	72
			20%	247,782,000	229,834,499	17,947,501	134,012,906	229,834,499	7.24%	6,809	51

ตารางที่ 9-19 การเก็บภาษีคาร์บอนกับก๊าซธรรมชาติ ณ ระดับต่างๆ และความสามารถในการนำรายได้นั้นไปอุดหนุนราคาไฮโดรเจน

Subsidy on H_2 (บาท / KG H_2)	Carbon Tax on Natural Gas | Balanced Budget Policy															
บาท / Ton CO_2	50	100	150	200	250	500	750	1,000	1,250	1,500	1,750	2,000	2,250	2,500	2,750	3,000
บาท / MMBTU NG	3	6	9	12	15	30	44	59	74	89	104	118	133	148	163	178
NG 95% H_2 5%	24	48	72	97	121	241	362	483	603	724	845	965	1,086	1,207	1,327	1,448
NG 90% H_2 10%	11	23	34	46	57	114	171	229	286	343	400	457	514	572	629	686
NG 85% H_2 15%	7	14	22	29	36	72	108	144	180	216	252	288	324	360	396	432
NG 80% H_2 20%	5	10	15	20	25	51	76	102	127	152	178	203	229	254	279	305

สำหรับการเก็บภาษีคาร์บอนกับการก๊าซธรรมชาติในภาคอุตสาหกรรม ณ ระดับต่าง และการนำรายได้จากภาษีนั้นไปอุดหนุนราคาไฮโดรเจนถูกแสดงในตารางที่ 9–19 โดยการเก็บภาษีคาร์บอนที่ 1,000 บาทต่อตัน CO_2 ซึ่งคิดเป็น 59 บาทต่อ MMBTU นั้น รัฐสามารถนำรายได้ไปอุดหนุนราคาไฮโดรเจนได้ โดยถ้าทุกโรงงานในภาคอุตสาหกรรมผสมไฮโดรเจนที่ 5% จะสามารถอุดหนุนราคาไฮโดรเจนได้ถึง 483 บาทต่อกิโลกรัมไฮโดรเจน ในขณะที่การผสมไฮโดรเจนที่ 10%, 15% และ 20% จะสามารถอุดหนุนราคาไฮโดรเจนได้ที่ 229, 144 และ 102บาทต่อกิโลกรัมไฮโดรเจนตามลำดับ

อย่างไรก็ดี ในทางความเป็นจริง ไม่ใช่ทุกโรงงานที่จะมีความพร้อมในการผสมไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงคู่กับก๊าซธรรมชาติ โดยโรงงานที่อยู่ในแนวท่อก๊าซธรรมชาติ หากมีการผสมไฮโดรเจนลงในท่อก๊าซธรรมชาติ โรงงานนั้นก็จะสามารถใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนได้ แต่ในขณะที่โรงงานที่ไม่ได้อยู่ในแนวท่อก๊าซธรรมชาติ การขนส่งไฮโดรเจนทางรถบรรทุกนั้นทำให้ต้นทุนไฮโดรเจนสูงขึ้นไปอีก ซึ่งทำให้โรงงานเหล่านี้อาจไม่สนใจที่จะผสมไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิง ดังนั้นในตารางที่ 9–20 จึงได้ทำการคำนวณในกรณีที่มีโรงงานที่เข้าโครงการผสมไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงเข้ากับก๊าซธรรมชาติ ณ สัดส่วนต่างๆจะส่งผลต่อการอุดหนุนราคาไฮโดรเจนอย่างไร โดยในกรณีนี้สมมุติว่ามีการเก็บภาษีคาร์บอนกับการใช้ก๊าซธรรมชาติในภาคอุตสาหกรรมที่ 500 บาทต่อตัน CO_2 ซึ่งคิดเป็น 30 บาทต่อ MMBTU ถ้ามีจำนวนโรงงานที่พร้อมผสมไฮโดรเจน 50% ของจำนวนโรงงานทั้งหมดที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิง การผสมไฮโดรเจนที่ 5% จะมีเงินมาอุดหนุนราคาไฮโดรเจนได้ที่ 487 บาทต่อกิโลกรัมไฮโดรเจน ในขณะที่การผสมไฮโดรเจนที่ 10%, 15% และ 20% จะมีเงินมาอุดหนุนราคาไฮโดรเจนได้ที่ 233, 148 และ 106 บาทต่อกิโลกรัมไฮโดรเจนตามลำดับ ซึ่งหมายความว่า ถ้าในช่วงแรกมีโรงงานเข้าโครงการผสมไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงจำนวนน้อย ปริมาณความต้องการใช้ไฮโดรเจนก็จะน้อยทำให้เม็ดเงินที่เป็นรายได้มาจากภาษีคาร์บอน สามารถมาอุดหนุนราคาไฮโดรเจนได้มาก

ตารางที่ 9-20 การอุดหนุนราคาไฮโดรเจน ในกรณีที่มีการเก็บภาษีคาร์บอน 500 บาทต่อตัน CO_2 และมีโรงงานในภาคอุตสาหกรรมเข้าร่วม ณ สัดส่วนต่างๆ

Carbon Tax = 500 THB / Ton CO_2 or 30 THB / MMBTU								
Subsidy on H_2 (บาท / KG H_2)		โรงงานที่เข้าร่วม H_2 Blending						
		5%	10%	15%	25%	50%	75%	100%
H_2 Blending	5%	4,902	2,449	1,631	977	487	323	241
	10%	2,362	1,179	785	469	233	154	114
	15%	1,515	755	502	300	148	97	72
	20%	1,092	544	361	215	106	69	51

การเก็บภาษีคาร์บอนกับถ่านหินเพื่อนำรายได้มาอุดหนุนราคาไฮโดรเจน

สำหรับในบริบทของประเทศไทย ที่ในปัจจุบันมีการใช้ทั้งก๊าซธรรมชาติและถ่านหินเป็นเชื้อเพลิงในภาคอุตสาหกรรม ซึ่งการที่ราคาถ่านหินมีราคาถูกทำให้ในหลายอุตสาหกรรมเลือกที่จะใช้เชื้อเพลิงถ่านหินแทนที่จะใช้ก๊าซธรรมชาติ แม้ว่าโรงงานอุตสาหกรรมเหล่านี้จะอยู่ในแนวท่อก๊าซธรรมชาติก็ตาม ซึ่งการที่ถ่านหินมีการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์มากกว่าก๊าซธรรมชาติอย่างมาก โดยจากข้อมูลของ อบก. ถ่านหิน (Lignite) มี Emission Factor อยู่ที่ 1.061954925 กิโลกรัม CO_2 ต่อกิโลกรัมถ่านหิน

ดังนั้นการใช้นโยบายภาษีคาร์บอนกับก๊าซธรรมชาติโดยที่ยังมีการใช้ถ่านหินซึ่งเป็นเชื้อเพลิงที่ทำลายสิ่งแวดล้อมมากกว่า อาจทำให้เกิดแรงต้านจากภาคเอกชนและภาคประชาชน ดังนั้นในการศึกษาส่วนนี้จึงได้คำนวณในกรณีศึกษาที่มีการใช้นโยบายภาษีคาร์บอนกับถ่านหินก่อนแทนที่จะใช้กับก๊าซธรรมชาติซึ่งถือว่า สะอาดกว่าแล้วนำรายได้จากภาษีคาร์บอนนี้ไปอุดหนุนราคาไฮโดรเจน

ตารางที่ 9-21 ปริมาณการบริโภคถ่านหิน (Lignite) ในภาคอุตสาหกรรมของประเทศไทย

Year	Consumption of Coal and Lignite in Industry Sector	
	1,000 Tons	Million Tons
2015	14,342	14.34
2016	13,944	13.94
2017	14,744	14.74
2018	16,572	16.57
2019	13,913	13.91
2020	15,570	15.57
2021	16,462	16.46
2022	13,320	13.32
2023	11,265	11.27
2024	11,167	11.17
Average	**14,130**	**14.13**

ที่มา: สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.)

จากข้อมูลของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน ในปี ค.ศ. 2024 ประเทศไทยมีการบริโภคถ่านหิน (Lignite) ในภาคอุตสาหกรรมที่ 11.17 ล้านตันต่อปี โดยมีค่าเฉลี่ยของการบริโภคถ่านหิน (Lignite) ในภาคอุตสาหกรรม ระหว่างปี ค.ศ. 2015–2024 อยู่ที่ 14.13 ล้านตันต่อปี

ตารางที่ 9-22 สมมุติฐานที่ใช้ในการคำนวณรายได้จากภาษีคาร์บอนที่เก็บกับการบริโภคถ่านหินในภาคอุตสาหกรรม

สมมุติฐาน | Input			
Details	Unit	Values	หมายเหตุ / อ้างอิง
Emission Factor: Lignite	KG CO_2 / KG	1.061945925	TGO
ราคาถ่านหิน อินโดนีเซีย	USD / Ton	89.8	
	THB / Ton	2,963	

โดยในการคำนวณในด้านภาษีคาร์บอนกับการบริโภคถ่านหินในภาคอุตสาหกรรมนั้น ใช้สมมุติฐานดังที่แสดงในตารางที่ 9–20 ซึ่งใช้ค่า Emission Factor ของถ่านหินอ้างอิงจาก อบก. (TGO) และใช้ราคาถ่านหินอ้างอิงจากประเทศอินโดนีเซีย

จากสมมุติฐานราคาก๊าซธรรมชาติที่ 290 บาทต่อ MMBTU และราคาไฮโดรเจนที่ 177 บาทต่อกิโลกรัมไฮโดรเจนทำให้ราคาไฮโดรเจนที่ไม่ทำให้ต้นทุนด้านเชื้อเพลิงของโรงงานเปลี่ยนแปลง (Fuel Cost Parity Hydrogen Price) อยู่ที่ 39 บาทต่อกิโลกรัมไฮโดรเจนและต้องการเงินอุดหนุนราคาไฮโดรเจนที่ 138 บาทต่อกิโลกรัมไฮโดรเจน ดังที่แสดงในตารางที่ 9–9 ในส่วนนี้จะเป็นการคำนวณเพื่อพิจารณาว่าควรเก็บภาษีคาร์บอนต่อถ่านหินในอัตราเท่าไหร่ จึงจะทำให้มีรายได้พอที่จะไปอุดหนุนราคาไฮโดรเจนจนทำให้ต้นทุนการผสมไฮโดรเจนที่ระดับต่าง ๆ ไม่แตกต่างจากการใช้ก๊าซธรรมชาติ 100%

การเก็บภาษีคาร์บอนกับถ่านหินที่ถูกใช้ในภาคอุตสาหกรรมที่ 400 บาทต่อตัน CO_2 ซึ่งคิดเป็น 424.78 บาทต่อตันถ่านหิน ซึ่งจะทำให้ราคาถ่านหินแพงขึ้น 14.33% และทำให้รัฐมีรายได้ 4,743 ล้านบาทต่อปี ซึ่งในกรณีที่ภาคอุตสาหกรรมที่ใช้ก๊าซธรรมชาติทุกโรงงานปรับมาผสมไฮโดรเจนที่สัดส่วนเชิงปริมาตร 5% จะสามารถนำรายได้มาอุดหนุนราคาไฮโดรเจนได้ถึง 158.52 บาทต่อกิโลกรัมไฮโดรเจน ซึ่งมากกว่าเงินอุดหนุนที่ต้องการ 138 บาทต่อกิโลกรัมไฮโดรเจน หมายความว่าการเก็บภาษีคาร์บอนกับถ่านหิน 400 บาทต่อตัน CO_2 สามารถทำให้โรงงานที่ใช้ก๊าซธรรมชาติทุกแห่งปรับมาผสมไฮโดรเจนที่ 5% โดยไม่ได้ผลกระทบด้านต้นทุนเชื้อเพลิง

นอกจากนี้เพื่อที่จะทำให้การผสมไฮโดรเจนที่สัดส่วนเชิงปริมาตร 10%, 15% และ 20% สามารถเกิดขึ้นได้ โดยโรงงานทุกแห่งไม่ได้รับผลกระทบด้านต้นทุนเชื้อเพลิงจะต้องมีการเก็บภาษีคาร์บอนกับถ่านหินในภาคอุตสาหกรรมอย่างน้อยที่ 800, 1,200 และ 1,600 บาทต่อตัน CO_2 ตามลำดับ โดยผลการคำนวณทั้งหมดในส่วนนี้ถูกแสดงในตารางที่ 9–23

ดังนั้นการศึกษาในส่วนนี้สามารถสรุปได้ว่าการเก็บภาษีคาร์บอนกับถ่านหินที่ถูกใช้ในภาคอุตสาหกรรมอย่างน้อย 800 บาท/ตัน CO_2 สามารถสร้างรายได้ที่มากพอที่จะอุดหนุนราคาไฮโดรเจนจากราคาสมมติฐาน 177 บาท/kg H_2 ให้ต่ำลงจนมีต้นทุนการผสมไฮโดรเจน ณ สัดส่วน 5%-20% ไม่แตกต่างจากการใช้ก๊าซธรรมชาติ 100% ได้ ดังนั้นนโยบายนี้สามารถส่งเสริมให้เกิดการผสมไฮโดรเจนในภาคอุตสาหกรรมให้เกิดขึ้นได้ในประเทศไทย

ตารางที่ 9-23 รายได้จากการเก็บภาษีคาร์บอนกับถ่านหินที่ใช้ในภาคอุตสาหกรรม และการนำรายได้ไปอุดหนุนราคาไฮโดรเจน

				H_2 Subsidy ที่ต้องการ (THB / KG)			138.14
Carbon Tax			Revenue	H_2 Subsidy (THB / KG)			
				5% Blend	10% Blend	15% Blend	20% Blend
THB / Ton CO_2	THB / Ton Coal	% of Price	ล้านบาท	THB / kg	THB / kg	THB / kg	THB / kg
100	106.19	3.58%	1,185.88	39.63	19.11	12.27	8.85
200	212.39	7.17%	2,371.75	79.26	38.22	24.54	17.70
300	318.58	10.75%	3,557.63	118.89	57.33	36.81	26.55
400	424.78	14.33%	4,743.50	158.52	76.44	49.08	35.40
500	530.97	17.92%	5,929.38	198.14	95.54	61.34	44.24
600	637.17	21.50%	7,115.25	237.77	114.65	73.61	53.09
700	743.36	25.08%	8,301.13	277.40	133.76	85.88	61.94
800	849.56	28.67%	9,487.00	317.03	152.87	98.15	70.79
900	955.75	32.25%	10,672.88	356.66	171.98	110.42	79.64
1,000	1,061.95	35.84%	11,858.75	396.29	191.09	122.69	88.49
1,100	1,168.14	39.42%	13,044.63	435.92	210.20	134.96	97.34
1,200	1,274.34	43.00%	14,230.50	475.55	229.31	147.23	106.19
1,300	1,380.53	46.59%	15,416.38	515.18	248.42	159.50	115.04
1,400	1,486.72	50.17%	16,602.25	554.81	267.53	171.77	123.89
1,500	1,592.92	53.75%	17,788.13	594.43	286.63	184.03	132.73
1,600	1,699.11	57.34%	18,974.00	634.06	305.74	196.30	141.58
1,700	1,805.31	60.92%	20,159.88	673.69	324.85	208.57	150.43

เพื่อให้เห็นภาพโดยรวมของจัดการด้านภาษีคาร์บอนจึงทำการศึกษาด้านต่างๆที่เกี่ยวข้องดัง 6 หัวข้อทั้งในประเทศและต่างประเทศดังนี้

1. กรณีศึกษาด้านการเก็บภาษีคาร์บอนกับก๊าซธรรมชาติและถ่านหินในต่างประเทศ

1) ประเทศไอร์แลนด์

ประเทศไอร์แลนด์มีการเก็บภาษีคาร์บอน (Carbon Tax) ทั้งกับก๊าซธรรมชาติและถ่านหิน โดยสำหรับภาษีคาร์บอนที่เก็บกับก๊าซธรรมชาติเรียกว่า NGCT: Natural Gas Carbon Tax โดยการเก็บจะแบ่งออกเป็นการเก็บตามค่า GCV: Gross Calorific Value ซึ่งในปัจจุบันอยู่ที่ 11.48 ยูโรต่อ MWh และการเก็บตามค่า NCV: Net Calorific Value ซึ่งในปัจจุบันอยู่ที่ 12.73 ยูโรต่อ MWh (Irish Tax and Customs, 2025a)

สำหรับการเก็บภาษีคาร์บอนต่อถ่านหินประเทศไอร์แลนด์เรียกว่า SFCTL Solid Fuel Carbon Tax ซึ่งในปัจจุบันอยู่ที่ 167.24 ยูโรต่อตัน อย่างไรก็ดีสำหรับถ่านหินที่มีการผสมเชื้อเพลิงชีวมวล (Biomass) ที่ 30%-50% อัตราภาษีจะลดลงเหลือ 117.07 ยูโรต่อตัน และถ่านหินที่มีการผสมเชื้อเพลิงชีวมวล (Biomass) มากกว่า 50% อัตราภาษีจะลดลงเหลือ 83.62 ยูโรต่อตัน (Irish Tax and Customs, 2025b)

2) ประเทศแคนาดา

ประเทศแคนาดามีการเก็บภาษีคาร์บอนกับก๊าซธรรมชาติ ตั้งแต่ปีค.ศ. 2019 โดยในช่วงแรกระหว่างวันที่ 1 เมษายน ค.ศ. 2019 ถึง 31 มีนาคม ค.ศ. 2021 อยู่ที่ 1.9864 ดอลลาร์แคนาดาต่อ Gigajoule หรือ 7.60 เซนต์แคนาดาต่อลูกบาศก์เมตร โดยอัตราภาษีล่าสุดในช่วง วันที่ 1 เมษายน ค.ศ. 2024 ถึง 31 มีนาคม ค.ศ. 2025 อยู่ที่ 3.9859 ดอลลาร์แคนาดาต่อ Gigajoule หรือ 15.25 เซนต์แคนาดาต่อลูกบาศก์เมตร (British Columbia, 2025) (SaskEnergy, 2025)

สำหรับเชื้อเพลิงแข็งในช่วง วันที่ 1 เมษายน ค.ศ. 2024 ถึง 31 มีนาคม ค.ศ. 2025 ประเทศแคนาดามีการเก็บภาษีคาร์บอนต่อถ่านหินที่มีค่าความร้อนต่ำ (Low heat value coal) ที่ 141.80 ดอลลาร์แคนาดาต่อตัน ภาษีคาร์บอนต่อถ่านหินที่มีค่าความร้อนสูง (High heat value coal) ที่ 178.48 ดอลลาร์แคนาดาต่อตันภาษีคาร์บอนต่อถ่านโค้ก (Coke) ที่ 254.38 ดอลลาร์แคนาดาต่อตัน (British Columbia, 2025)

อย่างไรก็ดีตั้งแต่วันที่ 1 เมษายน ค.ศ. 2025 ประเทศแคนาดาได้ยกเลิกการเก็บภาษีคาร์บอนทั้งหมดแล้ว โดยที่มาผ่านมารายได้จากภาษีคาร์บอนถูกนำไปใช้สนับสนุนการปรับเปลี่ยนมาใช้พลังงานสะอาดในภาคส่วนต่างๆ แต่เนื่องจากภาษีคาร์บอนนี้ ทำให้ต้นทุนทางพลังงานของประชาชนสูงขึ้นจึงไม่ได้รับความนิยม อีกทั้งภาครัฐไม่ได้มีการสื่อสารให้ประชาชนเข้าใจถึงประโยชน์ของการนำรายได้จากภาษีมาใช้ทำให้นโยบายนี้ไม่ได้รับความนิยม โดยคาดว่าประเทศแคนาดาจะปรับไปใช้นโยบายอื่นในอนาคต (UBC News, 2025)

3) ประเทศสวีเดน

ประเทศสวีเดน มีการใช้นโยบายภาษีคาร์บอนตั้งแต่ ปี ค.ศ. 1991 โดยภาษีคาร์บอนถูกใช้กับเชื้อเพลิงฟอสซิลทุกชนิด ซึ่งรวมก๊าซธรรมชาติและถ่านหินด้วย โดยในช่วงแรก ในปี ค.ศ. 1991 ภาษีคาร์บอนอยู่ที่ 22 ยูโรต่อตัน CO_2 และค่อย ๆ เพิ่มมาเป็น 84 ยูโรต่อตัน CO_2 ในปี ค.ศ. 2004 และเพิ่มขึ้นมาอยู่ที่ 134 ยูโรต่อตัน CO_2 ในปี ค.ศ. 2025 ในปัจจุบัน ซึ่งการวางนโยบายให้มีการเพิ่มภาษีคาร์บอนอย่างค่อยเป็นค่อยไปตลอดระยะเวลา 34 ปีที่ผ่านมานี้ ทำให้ภาคครัวเรือน ภาคธุรกิจ และภาคอุตสาหกรรมในประเทศสวีเดนมีโอกาสได้ปรับตัวไปหาเทคโนโลยีด้านเชื้อเพลิงสะอาดใหม่ๆ (Government Offices of Sweden, 2025) (Tax Foundation Europe, 2024)

4) ประเทศนอร์เวย์

ประเทศนอร์เวย์เป็นหนึ่งประเทศแรก ๆ ของโลกที่มีการเก็บภาษีคาร์บอนตั้งแต่ปี ค.ศ. 1991 โดยการเก็บภาษีคาร์บอนของประเทศนอร์เวย์จะเป็นการเก็บกับผลิตภัณฑ์ทางปิโตรเลียม อันได้แก่น้ำมันประเภทต่างๆ ก๊าซประเภทต่าง ๆ ที่เป็นผลผลิตของปิโตรเลียมและรวมถึงก๊าซธรรมชาติด้วย โดยในปี ค.ศ. 2024 มีการเก็บภาษีคาร์บอนกับการเผาไหม้ก๊าซธรรมชาติที่ 790 Norwegian Krone ต่อตัน CO_2 หรือคิดเป็น 77.51 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน CO_2 ที่อัตราแลกเปลี่ยนปัจจุบัน สำหรับปี ค.ศ. 2025 ในปัจจุบันมีการเพิ่มอัตราภาษีคาร์บอนกับการเผาไหม้ก๊าซธรรมชาติเป็น 944 Norwegian Krone ต่อตัน CO_2 หรือคิดเป็น 92.62 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน CO_2 ที่อัตราแลกเปลี่ยนปัจจุบัน (Norwegian Petroleum, 2025) (Tax Foundation Europe, 202)

2. การสนับสนุนด้านนโยบายเพื่อสนับสนุนการลงทุนด้าน CAPEX ในการใช้เชื้อเพลิงไฮโดรเจน

โรงงานในภาคอุตสาหกรรมที่ต้องการผสมไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงกับก๊าซธรรมชาติมีภาระทางการเงินที่จะต้องลงทุน ปรับปรุงและปรับเปลี่ยนอุปกรณ์ต่าง ๆ ในโรงงาน โดยการผสมไฮโดรเจนที่สัดส่วนเชิงปริมาตร 5% โรงงานจะมีต้นทุนด้านการลงทุน (CAPEX) ที่ 2,305,000 บาท ในขณะที่การผสมไฮโดรเจนที่สัดส่วนเชิงปริมาตรมากกว่า 5% สูงสุดที่ 20% จะมีต้นทุนด้านการลงทุน (CAPEX) ที่ 3,605,000 บาท ซึ่งถ้ามีนโยบายที่สามารถลดต้นทุนด้านการลงทุนในส่วนนี้ได้ ก็ย่อมเพิ่มแรงจูงใจให้กับภาคเอกชน โรงงานในภาคอุตสาหกรรมให้ตัดสินใจผสมไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงมากขึ้น

ในปัจจุบันประเทศไทยโดยสำนักงานคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน (2564) มีมาตราการปรับปรุงประสิทธิภาพเพื่อส่งเสริมการลงทุน ซึ่งประกอบด้วย 6 ด้าน ได้แก่ 1) การประหยัดพลังงาน การใช้พลังงานทดแทน หรือการลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม 2) การวิจัยและพัฒนา หรือการออกแบบทางวิศวกรรมเพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพ 3) การยกระดับอุตสาหกรรมไปสู่มาตรฐานเพื่อความยั่งยืน (Sustainability) ในระดับสากล 4) การปรับเปลี่ยนเครื่องจักรเพื่อเพิ่มประสิทธิภาพการผลิต 5) การใช้เทคโนโลยีดิจิทัลเพื่อปรับปรุงประสิทธิภาพ 6) การยกระดับไปสู่อุตสาหกรรม 4.0

โดยการลงทุนที่เข้าข่าย 6 ด้านนี้จะได้รับประโยชน์ ได้แก่ การได้รับการยกเว้นอากรขาเข้าเครื่องจักรและอุปกรณ์สำหรับปรับปรุงประสิทธิภาพ และการได้รับการยกเว้นภาษีเงินได้นิติบุคคล 3 ปี (จากรายได้ของกิจการที่ดำเนินการอยู่เดิม) เป็นสัดส่วน 50% ของเงินลงทุนในการปรับปรุงฯ โดยไม่รวมค่าที่ดินและทุนหมุนเวียน

การลงทุนเพื่อปรับปรุงและปรับเปลี่ยนอุปกรณ์เพื่อให้สามารถผสมไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงกับก๊าซธรรมชาติได้ ถือว่าอยู่ในข้อที่ 1) ซึ่งไฮโดรเจนสีเขียวถือว่าเป็นพลังงานหมุนเวียนเนื่องจากเป็นไฮโดรเจนที่ถูกผลิตจากการแยกไฮโดรเจนออกจากน้ำโดยใช้พลังงานไฟฟ้าที่มาจากพลังงานหมุนเวียน ในขณะที่ไฮโดรเจนสีฟ้าถูกผลิตจากก๊าซธรรมชาติโดยที่มีกระบวนการดักจับและกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์นั้นถือว่าการใช้ไฮโดรเจนสีฟ้า ช่วยลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ซึ่งช่วยลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม ดังนั้นมาตรการนี้จะทำให้โรงงานที่ผสมไฮโดรเจน มีต้นทุนการลงทุน (CAPEX) น้อยลง 50% ในรูปของการถูกยกเว้นภาษีเงินได้นิติบุคคลภายใน 3 ปี

3. การสนับสนุนด้านนโยบายเพื่อลดต้นทุนด้านการดำเนินงาน OPEX ในการใช้เชื้อเพลิงไฮโดรเจน

การศึกษานี้ได้มีการประเมินว่า โรงงานที่ปรับมาผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติมีต้นทุนด้านการดำเนินงาน (OPEX) ในส่วนของค่าใช้จ่ายด้านการตรวจสอบความปลอดภัยที่ปีละ 142,500 ต่อปีต่อเนื่องทุกปีตราบที่ยังมีการผสมไฮโดรเจน ดังนั้นการมีนโยบายที่สามารถลดต้นทุนลดรายจ่ายด้านนี้จะช่วยสร้างแรงจูงใจในการตัดสินใจมาผสมไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิง

นโยบายด้านนี้เช่น การนำรายจ่ายในด้านนี้มาลดหย่อนภาษี (Tax Refund) หรือ การมีเงินอุดหนุนหรือเงินช่วยเหลือสำหรับค่าใช้จ่ายในด้านการตรวจสอบความปลอดภัย หรือ นโยบายที่ช่วยลดต้นทุนในด้านการตรวจสอบความปลอดภัย เช่นการให้เงินสนับสนุนกับมหาวิทยาลัยรัฐเพื่อให้บริการในด้านการตรวจสอบความปลอดภัยมีราคาที่ถูกลง และการให้มหาวิทยาลัยรัฐทำการจัดฝึกอบรมซึ่งจะทำให้มีต้นทุนถูกกว่าการให้ภาคเอกชนเป็นคนทำ

รูปที่ 9-8 มาตรการปรับปรุงประสิทธิภาพของ BOI
ที่มา: สำนักงานคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน, (2564)

4. การสนับสนุนด้านนนโยบายด้านฉลาก (Labelling) ในการใช้เชื้อเพลิงไฮโดรเจน

ประโยชน์ของการผสมไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงกับก๊าซธรรมชาติคือการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ซึ่งถือเป็นการช่วยสังคมโลกในด้านการลดผลกระทบทางสิ่งแวดล้อม ซึ่งในทางธุรกิจการใช้พลังงานสะอาดอย่างไฮโดรเจนสามารถสร้างประโยชน์ในทางธุรกิจในด้านภาพลักษณ์แบรนด์ (Brand Value) ให้กับกิจการได้ ดังนั้นการมีตราสัญลักษณ์หรือฉลากที่สามารถติดลงในผลิตภัณฑ์ที่เป็นผลผลิตจากโรงงานที่ใช้ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงช่วยให้ภาคธุรกิจสามารถแสดงออกถึงความรับผิดชอบต่อสังคมหรือ CSR (Corporate Social Responsibility)

5. นโยบายด้านการสร้างมูลค่าให้กับการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์

นโยบายในด้านนี้ มุ่งเน้นไปที่การสร้างมูลค่าประโยชน์ทางการเงิน และมูลค่าผลประโยชน์ทางสังคม ให้กับการผสมไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงในภาคอุตสาหกรรม โดยการสร้างมูลค่าผลประโยชน์ทาง

การเงิน เช่น การที่ภาครัฐมีความร่วมมือกับประเทศต่างๆ และสามารถรวมกลุ่มโรงงานที่ผสมไฮโดรเจนเพื่อรวบรวมความสามารถในการลดการปล่อย CO_2 และนำไปขายเป็นคาร์บอนเครดิตให้กับต่างประเทศที่มีราคาคาร์บอนที่สูงกว่าในประเทศไทยในปัจจุบัน โดยราคาคาร์บอนเครดิตในประเทศไทยยังอยู่ในระดับต่ำ เพราะประเทศไทยในปัจจุบันมีเพียงตลาดคาร์บอนเครดิตภาคสมัครใจ ตัวอย่างของนโยบายด้านนี้คือ โครงการรถเมล์ไฟฟ้าของบริษัท ไทยสมายล์บัส จำกัด ที่สามารถขายคาร์บอนเครดิต ให้กับ Klik Foundation ประเทศสวิสเซอร์แลนด์ด้วยกรอบความร่วมมือภาคสมัครใจภายใต้ความตกลงปารีส Article 6.2 การร่วมมือกันระหว่างไทย-สวิตเซอร์แลนด์ (Thai Smile Bus, 2024)

นอกจากการสร้างมูลค่าผลประโยชน์ทางการเงิน การสร้างมูลค่าผลประโยชน์ทางสังคมก็สำคัญเช่นกัน การศึกษานี้ขอเสนอให้ประเทศไทยมีการศึกษา คำนวณต้นทุนทางสังคมของคาร์บอน (SCC: Social Cost of Carbon) เช่น ในกรณีของประเทศสหรัฐอเมริกา ในช่วงรัฐบาลประธานาธิบดี โจ ไบเดน มีการกำหนดค่าต้นทุนทางสังคมของคาร์บอนอย่างเป็นทางการที่ 51 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน CO_2 (Resource for the Future, 2025) ดังนั้นถ้าประเทศไทยมีการศึกษาและประกาศใช้ต้นทุนทางสังคมของคาร์บอนอย่างเป็นทางการจะทำให้ภาคเอกชนโรงงานที่ใช้ไฮโดรเจน สามารถคำนวณมูลค่าความคุ้มค่าในการลงทุนทางเศรษฐศาสตร์ได้ว่าการผสมไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงนี้จะทำให้ประเทศไทยดีขึ้นคิดเป็นมูลค่าเท่าไหร่

6. มาตรการปรับราคาคาร์บอนก่อนข้ามพรมแดน (CBAM: Carbon Border Adjustment Mechanism)

เนื่องจากราคาไฮโดรเจนอยู่ในระดับที่สูงกว่าราคาก๊าซธรรมชาติ รวมถึงการที่กิจการ หรือ โรงงานที่จะผสมไฮโดรเจนมีต้นทุนทั้งด้านการลงทุน (CAPEX) และด้านการดำเนินการ (OPEX) ที่ต้องจ่ายเพิ่มขึ้น ดังนั้นกิจการโรงงานในประเทศไทยที่เลือกจะผสมไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงจะมีต้นทุนของกิจการที่สูงขึ้น ซึ่งในบริบทภายในประเทศไทยในอนาคตอาจจะมีนโยบายช่วยเหลือและสนับสนุนในด้านต่างๆ เช่น การเก็บภาษีคาร์บอน และการอุดหนุนราคาไฮโดรเจน ซึ่งสามารถช่วยเหลือกิจการและโรงงานที่ผสมไฮโดรเจนสามารถแข่งขันได้ แต่ทั้งนี้ สำหรับกิจการภาคธุรกิจที่มาจากต่างประเทศ โดยเฉพาะที่มาจากประเทศที่ไม่มีนโยบายหรือกลไกในด้านราคาคาร์บอนทำให้สินค้าจากภาคธุรกิจต่างประเทศเหล่านี้ เมื่อถูกนำเข้ามาขายและแข่งขันในตลาดประเทศไทย จะมีความได้เปรียบต่อกิจการในประเทศไทยที่ใช้เชื้อเพลิงไฮโดรเจน ดังนั้นการศึกษานี้จึงเสนอให้ประเทศไทยควรมีนโยบาย หรือมาตรการปรับราคาคาร์บอนก่อนข้ามพรมแดน (CBAM: Carbon Border Adjustment Mechanism) เพื่อเป็นเครื่องมือในการเก็บภาษีคาร์บอนต่อสินค้าที่ถูกนำเข้ามาจากต่างประเทศที่มี Carbon Footprint สูงเกินกว่าที่กำหนด โดยสามารถใช้นโยบาย CBAM ของสหภาพยุโรปเป็นต้นแบบได้ โดยในกรณีของสหภาพยุโรปนั้น ใช้นโยบาย CBAM กับสินค้า 6 ประเภท ได้แก่ 1) เหล็กและเหล็กกล้า 2) อลูมิเนียม 3) ซีเมนต์ 4) ปุ๋ย 5) ไฟฟ้า 6) ไฮโดรเจน (Green & Blue Planet Solutions, 2025)

9.8 ประเมินและวิเคราะห์ผลตอบแทนการลงทุนจากการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ

การศึกษาผลตอบแทนและความคุ้มค่าในการลงทุนเพื่อผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติเพื่อเป็นเชื้อเพลิง แบ่งออกเป็น 2 ส่วนใหญ่ๆ ได้แก่ 1) การศึกษาผลตอบแทนและความคุ้มค่าในการลงทุนในมุมมองทางการเงิน (Financial Feasibility) 2) การศึกษาผลตอบแทนและความคุ้มค่าในการลงทุนในมุมมองทางเศรษฐศาสตร์ (Economic Feasibility)

โดยการวิเคราะห์ผลตอบแทน และความคุ้มค่าในการลงทุนทางการเงินจะใช้ตัวชี้วัดทั้งหมด 4 ตัว ได้แก่ 1. มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนทางการเงินสุทธิ (FNPV: Financial Net Present Value) 2. อัตราส่วนผลตอบแทนต่อเงินลงทุน (F B/C ratio: Financial Benefit to Cost Ratio) 3. อัตราผลตอบแทนภายในทางการเงิน (FIRR: Financial Internal Rate of Return) และ 4. ระยะเวลาคืนทุนทางการเงิน (Financial Payback Period) โดยรายละเอียดการคำนวณตัวชี้วัดทางการเงินแต่ละตัวมีรายละเอียดดังนี้

1. มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนทางการเงินสุทธิ (FNPV: Financial Net Present Value)

การคำนวณ FNPV เป็นการนำ ผลตอบแทนทางการด้านต่าง ๆ ที่คาดว่าจะได้รับจากโครงการฯ ตลอดอายุโครงการมาแปลงเป็นมูลค่าปัจจุบัน (Present Value) ผ่านการใช้อัตราคิดลด (Discount Rate) และนำรายจ่ายด้านต้นทุนทั้งหมดตั้งแต่ช่วงลงทุน (CAPEX) และช่วงดำเนินการ (OPEX) ตลอดอายุโครงการมาแปลงเป็นมูลค่าปัจจุบัน และหามูลค่าสุทธิซึ่งมาจากความแตกต่างระหว่างมูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนทางการเงินทั้งหมด และมูลค่าปัจจุบันของรายจ่ายด้านต้นทุนทั้งหมด ซึ่งการคำนวณสามารถแสดงได้ตามสมการนี้

$$FNPV = \sum_{t=0}^{T} \frac{B_t - C_t}{(1+r_f)^t} \quad (1)$$

โดยที่ B_t = Benefit หรือ ผลตอบแทนทางการเงิน ที่โครงการฯ ได้รับ ในปีที่ t

C_t = Cost หรือ ต้นทุน รายจ่าย ของโครงการฯในปีที่ t

T = Time หรือ ระยะเวลาทั้งหมดของโครงการ โดยแบ่งออกเป็นช่วงเวลาในการลงทุนปีที่ 0 และช่วงเวลาการดำเนินการ T ปี

r_f = Financial Discount rate หรือ อัตราคิดลดทางการเงิน เพื่อแปลงมูลค่าในอนาคต ให้เป็นมูลค่าปัจจุบัน

โดยถ้าค่า FNPV มีค่ามากกว่า 0 แสดงว่าโครงการฯ นี้มีความคุ้มค่าทางการเงินในการลงทุน และถ้า FNPV มีค่าน้อยกว่า 0 หมายถึง โครงการฯ นี้ไม่มีความคุ้มค่าทางการเงินในการลงทุน

2. อัตราส่วนผลตอบแทนต่อเงินลงทุนทางการเงิน (Financial B/C ratio: Financial Benefit to Cost Ratio)

การคำนวณหาค่า Financial B/C ratio เป็นการหาสัดส่วนระหว่าง มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนทางการเงินทั้งหมด และ มูลค่าปัจจุบันของรายจ่ายด้านต้นทุนทั้งหมด ซึ่งการคำนวณสามารถแสดงได้ตามสมการนี้

$$F\ B/C = \frac{\sum_{t=0}^{T} \frac{B_t}{(1+r_f)^t}}{\sum_{t=0}^{T} \frac{C_t}{(1+r_f)^t}} \quad (2)$$

โดยที่ B_t = Benefit หรือ ผลตอบแทนทางการเงินที่โครงการฯ ได้รับ ในปีที่ t

C_t = Cost หรือ ต้นทุนรายจ่ายของโครงการฯในปีที่ t

T = Time หรือ ระยะเวลาทั้งหมดของโครงการโดยแบ่งออกเป็นช่วงเวลาในการลงทุนปีที่ 0 และช่วงเวลาการดำเนินการ T ปี

r_f= Financial Discount rate หรือ อัตราคิดลดทางการเงินเพื่อแปลงมูลค่าในอนาคตให้เป็นมูลค่าปัจจุบัน

โดยถ้าค่า Financial B/C ratio มีค่ามากกว่า 1 แสดงว่าโครงการฯนี้มีอัตราส่วนของผลตอบแทนมากกว่าต้นทุนซึ่งหมายถึงการมีความคุ้มค่าทางการเงินในการลงทุน และถ้าค่า Financial B/C ratio มีค่าน้อยกว่า 1 แสดงว่าโครงการฯ นี้มีอัตราส่วนของผลตอบแทนน้อยกว่าต้นทุน ซึ่งหมายถึงการไม่มีความคุ้มค่าทางการเงินในการลงทุน

3. อัตราผลตอบแทนภายในทางการเงิน (FIRR: Financial Internal Rate of Return)

ค่า FIRR เกิดจากการคำนวณหาอัตราคิดลด (FIRR ในสมการด้านล่าง) ที่มีหน่วยเป็น % ที่ทำให้มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนทางการเงินเท่ากับมูลค่าปัจจุบันของรายจ่ายด้านต้นทุน ซึ่งการคำนวณสามารถแสดงได้ตามสมการนี้

$$\sum_{t=o}^{T} \frac{B_t - C_t}{(1+FIRR)^t} = 0 \qquad (3)$$

โดยที่ B_t = Benefit หรือ ผลตอบแทนทางการเงิน ที่โครงการฯ ได้รับ ในปีที่ t

C_t = Cost หรือ ต้นทุน รายจ่าย ของโครงการฯ ในปีที่ t

T = Time หรือ ระยะเวลาทั้งหมดของโครงการโดยแบ่งออกเป็นช่วงเวลาในการลงทุนปีที่ 0 และช่วงเวลาการดำเนินการ T ปี

โดยถ้าค่า FIRR ที่ได้จากการคำนวณ สูงกว่า อัตราคิดลดทางการเงิน (Financial Discount rate) ที่ใช้ในโครงการฯ แสดงว่าโครงการฯ มีอัตราผลตอบแทนที่สูง ซึ่งหมายถึงการมีความคุ้มค่าทางการเงินในการลงทุน และ ถ้าค่าFIRR ที่ได้จากการคำนวณต่ำกว่าอัตราคิดลดทางการเงิน (Financial Discount rate) ที่ใช้ในโครงการฯ แสดงว่าโครงการฯ มีอัตราผลตอบแทนที่ต่ำเกินไป ซึ่งหมายถึงการไม่มีความคุ้มค่าทางการเงินในการลงทุน

4. ระยะเวลาคืนทุนทางการเงิน (Financial Payback Period)

ตัวชี้วัดทางการเงินนี้คำนวณระยะเวลาที่โครงการฯ ใช้ในการทำให้ผลตอบแทนทางการเงินสะสมเท่ากับต้นทุนทางการเงินสะสมซึ่งการคำนวณ สามารถแสดงได้ตามสมการนี้

$$Financial\ Payback\ Period = \frac{Cost\ of\ Project}{Anual\ Cash\ Inflows} \qquad (4)$$

โดยโครงการฯ จะมีความคุ้มค่าในการลงทุนถ้าระยะเวลาคืนทุนนี้ ไม่มากไปกว่าระยะเวลาที่ตั้งเป้าเอาไว้

สำหรับอัตราคิดลดหรือ Discount rate ที่ใช้ในการคำนวณผลตอบแทนและความคุ้มค่าในการลงทุนทางการเงิน การศึกษานี้ใช้ต้นทุนเงินลงทุนเฉลี่ย (WACC: Weighted Average Cost of Capital) ของบริษัทมหาชนในประเทศไทยในช่วงเดือนกันยายน ค.ศ. 2022 ถึง สิงหาคม ค.ศ. 2023 เป็นตัวแทน โดยอ้างอิงตัวเลขนี้จาก สถาบันวิจัยเพื่อตลาดทุน (2566) ในขณะที่อัตราเงินเฟ้อซึ่งนำไปคิดกับต้นทุนด้านการ

ดำเนินการในส่วนของต้นทุนด้านบุคลากรซึ่งจะมีต้นทุนสูงขึ้นทุกปีตามอัตราเงินเฟ้อของประเทศซึ่งอัตราเงินเฟ้อในประเทศใช้ตัวเลขอ้างอิงจากคู่มือแนวทางและหลักเกณฑ์การวิเคราะห์โครงการสำนักงานสภาพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (2567)

การคำนวณผลตอบแทนและความคุ้มค่าในการลงทุนทั้งทางการเงินจะแบ่ง ออกเป็น 4 กรณี ได้แก่

1) Base Case: เป็นการคำนวณผลตอบแทน ที่ไม่มีนโยบายช่วยเหลือใดๆ รวมทั้ง การไม่สามารถขายคาร์บอนเครดิตให้กับต่างประเทศได้
2) Tax Refund Case: เป็นการคำนวณ ผลตอบแทนในกรณีที่มีนโยบายช่วยเหลือโดยการนำต้นทุนด้านการลงทุนและต้นทุนด้านการดำเนินการมาเป็นส่วนลดทางภาษีได้
3) Carbon Credit Case: เป็นการคำนวณผลตอบแทนในกรณีที่สามารถขายคาร์บอนเครดิตให้กับต่างประเทศซึ่งมีราคาคาร์บอนเครดิตสูงกว่าประเทศไทยภายใต้ข้อตกลงปารีส Article 6.2
4) Carbon Tax and Hydrogen Subsidy Case: เป็นการคำนวณผลตอบแทนในกรณีที่มีนโยบายการเก็บภาษีคาร์บอนทั้งจากถ่านหินหรือก๊าซธรรมชาติ และนำรายได้มาอุดหนุนราคาไฮโดรเจน

โดยผลการศึกษาในกรณี Base Case ที่ไม่มีนโยบายช่วยเหลือใด ๆ รวมทั้งการไม่สามารถขายคาร์บอนเครดิตให้กับต่างประเทศได้นั้น พบว่า การผสมไฮโดรเจนที่สัดส่วนเชิงปริมาตรตั้งแต่ 5% จนถึง 20% ไม่มีความคุ้มค่าทางการเงินในการลงทุนโดยค่า F-NPV มีค่าติดลบในทุกกรณีและค่า F B/C มีค่าน้อยกว่า 1 ในทุกกรณีเช่นกัน รวมถึงค่า FIRR และ F Payback Period ไม่สามารถคำนวณได้

ผลการศึกษาในกรณี Tax Refund Case ที่มีนโยบายช่วยเหลือโดยการนำต้นทุนด้านการลงทุนและต้นทุนด้านการดำเนินการ มาเป็นส่วนลดทางภาษีได้นั้น พบว่าแม้จะมีนโยบายช่วยลดภาระด้านต้นทุนด้านการลงทุน (CAPEX) และต้นทุนด้านการดำเนินการ (OPEX) ลงถึง 50% แล้วก็ตาม การผสมไฮโดรเจนที่สัดส่วนเชิงปริมาตร ตั้งแต่ 5% จนถึง 20% ก็ยังไม่มีความคุ้มค่าทางการเงินในการลงทุน โดยค่า F-NPV มีค่าติดลบในทุกกรณี และค่า F B/C มีค่าน้อยกว่า 1 ในทุกกรณีเช่นกัน รวมถึงค่า FIRR และ F Payback Period ไม่สามารถคำนวณได้ และผลจาการคำนวณ Sensitivity Analysis ในกรณีที่มีการเพิ่มการทำ Tax Refund ของต้นทุน CAPEX และ OPEX ไปถึง 100% พบว่าการผสมไฮโดรเจนที่สัดส่วนเชิงปริมาตรตั้งแต่ 5% จนถึง 20% ก็ยังไม่มีความคุ้มค่าทางการเงินในการลงทุนโดยค่า F-NPV ยังคงติดลบในทุกกรณี

ผลการศึกษาในกรณี Carbon Credit Case ที่นอกจากจะมีนโยบายช่วยเหลือทางการเงินโดยสามารถทำ Tax Refund กับต้นทุนด้านการลงทุนและต้นทุนด้านการดำเนินการได้ 50% ยังสามารถขายคาร์บอนเครดิตให้กับต่างประเทศซึ่งมีราคาคาร์บอนเครดิตสูงกว่าประเทศไทยภายใต้ข้อตกลงปารีส Article 6.2 ที่ราคา 93 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน CO_2 ซึ่งมีที่มาจากการพยากรณ์ราคาคาร์บอนเครดิตของสหภาพยุโรประหว่างปี ค.ศ. 2027 – 2035 โดย BloombergNEF (2025) ซึ่งผลการศึกษาพบว่า การผสมไฮโดรเจนที่สัดส่วนเชิงปริมาตรตั้งแต่ 5% จนถึง 20% ก็ยังไม่มีความคุ้มค่าทางการเงินในการลงทุน โดยค่า F-NPV มีค่าติดลบในทุกกรณีและค่า F B/C มีค่าน้อยกว่า 1 ในทุกกรณีเช่นกันรวมถึงค่า FIRR และ F Payback Period ไม่สามารถคำนวณได้ และผลจาการคำนวณ Sensitivity Analysis ในกรณีที่ราคาคาร์บอนเครดิตในต่างประเทศเพิ่มขึ้นเป็น 200 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน CO_2 พบว่า การผสมไฮโดรเจนที่สัดส่วนเชิงปริมาตรตั้งแต่ 5% จนถึง 20% ก็ยังคงไม่มีความคุ้มค่าทางการเงิน โดยค่า F-NPV ยังคงติดลบในทุกกรณี

ผลการศึกษาในกรณี Carbon Tax and Hydrogen Subsidy Case ที่นอกจากจะมีนโยบายช่วยเหลือทางการเงินโดยสามารถทำ Tax Refund กับต้นทุนด้านการลงทุนและต้นทุนด้านการดำเนินการได้ 50% และการมีสมมุติฐานว่าโรงงานสามารถขายคาร์บอนเครดิตให้กับต่างประเทศภายใต้ข้อตกลงปารีส Article 6.2 ที่ราคา 93 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน CO_2 ยังเพิ่มการมีนโยบายการ เก็บภาษีคาร์บอนทั้งจากถ่านหินหรือก๊าซธรรมชาติ และนำรายได้มาอุดหนุนราคาไฮโดรเจน ซึ่งผลการศึกษาพบว่า การผสมไฮโดรเจนเชิงปริมาตรที่ 5%, 10%, 15% และ 20% ต้องได้รับการอุดหนุนราคาไฮโดรเจนที่ 90, 80, 70 และ 70 บาทต่อกิโลกรัมไฮโดรเจนตามลำดับ จึงจะทำให้เกิดความคุ้มค่าทางการเงินในการลงทุน โดยค่า FIRR สูงกว่า Financial Discount Rate (2.38%) ในทุกสัดส่วนการผสมไฮโดรเจน ในขณะที่ค่า F-NPV เป็นบวกในทุกกรณี และค่า F B/C มากกว่า 1 ในทุกกรณี ซึ่งเป็นการยืนยันว่า มีความคุ้มค่าทางการเงินในการลงทุน โดยระยะเวลาคืนทุน จะอยู่ในช่วง 18 – 20 ปี

9.9 วิเคราะห์และสรุปความคุ้มค่าทางเศรษฐกิจของการปรับเปลี่ยนมาใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติต่ออุตสาหกรรม

การผสมไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงกับก๊าซธรรมชาตินั้นทำให้กิจการโรงงานอุตสาหกรรมมีต้นทุนด้านเชื้อเพลิงสูงขึ้นจากราคาไฮโดรเจนที่สูงกว่าราคาก๊าซธรรมชาติ ขณะที่ผลประโยชน์ที่โรงงานจะได้รับคือความสามารถในการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ดังนั้นในด้านผลประโยชน์ทางการเงินที่โรงงานจะได้รับอยู่ภายใต้สมมุติฐานว่าโรงงานที่ผสมไฮโดรเจนจะสามารถรวมตัวกัน อาจจะด้วยความช่วยเหลือของภาครัฐในการขายคาร์บอนเครดิตให้กับต่างประเทศภายใต้ข้อตกลงปารีส Article 6.2 ดังเช่นโครงการรถเมล์ไฟฟ้า EV ในกรุงเทพมหานครในโครงการ Thai Smile Bus (2024) ทั้งนี้เนื่องจากโครงการ Thai Smile Bus ไม่มีการเปิดเผยตัวเลขราคาคาร์บอนเครดิตที่ขายได้ทำให้การศึกษานี้ใช้การพยากรณ์ราคาคาร์บอนเครดิตของสหภาพยุโรปซึ่งพยากรณ์โดย BloombergNEF (2025) ซึ่งมีการคาดการณ์ว่าราคาคาร์บอนเครดิตของสหภาพยุโรประหว่างปี ค.ศ. 2027–2035 จะมีค่าเฉลี่ยอยู่ที่ประมาณ 80 ยูโรต่อตัน CO_2 ซึ่งคิดเป็น 93 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน CO_2 ที่อัตราแลกเปลี่ยนปัจจุบัน

ตารางที่ 9-24 สมมุติฐานที่ใช้ในการคำนวณผลตอบแทนทางการเงินและทางเศรษฐศาสตร์

สมมุติฐาน | Input			
Details	Unit	Values	หมายเหตุ / อ้างอิง
Discount Rate | WACC ไทย ปี 66	%	2.38%	สถาบันวิจัยเพื่อตลาดทุน (2566)
อัตราเงินเฟ้อ	%	2%	สำนักงานสภาพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (2567)
Economic Discount Rate	%	7%	
SCF (Standard Conversion Factor) ของต้นทุน	values	0.72	
SCC (Social Cost of Carbon)	USD / ton CO2	51	US Government (Biden)
ราคา Carbon Credit	USD / ton CO2	93	Article 6.2 ข้อตกลงปารีส
อัตราแลกเปลี่ยน	บาท / USD	33	

การวิเคราะห์ผลตอบแทนและความคุ้มค่าในการลงทุนทางเศรษฐศาสตร์ใช้อัตราคิดลดทางเศรษฐศาสตร์ หรือ Economic Discount Rate ที่ 7% โดยอ้างอิงจากคู่มือแนวทางและหลักเกณฑ์การวิเคราะห์โครงการ สำนักงานสภาพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (2567)

ในด้านต้นทุนทางการเงินเมื่อนำมาคำนวณความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ต้องมีการปรับค่า เนื่องจากในทางทฤษฎีทางเศรษฐศาสตร์นั้นมูลค่าต้นทุนทางเศรษฐกิจต้องมาจากต้นทุนค่าเสียโอกาสของทรัพยากร ในขณะที่ตัวเลขต้นทุนทางการเงินนั้นมาจากราคาตลาดซึ่งไม่สามารถสะท้อนต้นทุนค่าเสียโอกาสของทรัพยากรดังกล่าวได้ อีกทั้งยังอาจจะมีการแทรกแซงด้วยปัจจัยต่าง ๆ เช่น ภาษีอากร เงินอุดหนุน การบิดเบือนกลไกตลาด ดังนั้นจึงต้องมีการแปลงต้นทุนทางการเงินเป็นต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์ด้วยการคูณต้นทุนทางการเงินด้วยตัวปรับค่ามาตรฐาน (SCF: Standard Conversion Factor) ซึ่งการศึกษานี้ใช้ค่า SCF ที่ 0.7 ซึ่งอ้างอิงจากคู่มือแนวทางและหลักเกณฑ์การวิเคราะห์โครงการ สำนักงานสภาพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ (2567)

สำหรับผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์ (Economic Benefit) จะเป็นการพิจารณาผลประโยชน์ที่สังคมได้รับ (Social Benefit) จากการผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติโดยการศึกษานี้ใช้ค่า SCC: Social Cost of Carbon หรือต้นทุนทางสังคมของคาร์บอนเป็นตัวคำนวณผลประโยชน์ทางสังคมภายใต้หลักคิดยิ่งมีการผสมไฮโดรเจนมากยิ่งทำให้ลดการปล่อย CO_2 มากทำให้ต้นทุนทางสังคมของคาร์บอนลดลงซึ่งหมายถึงสังคมได้รับประโยชน์มากขึ้นนั่นเองเนื่องจากประเทศไทยยังไม่มีการศึกษา และการประกาศตัวเลข SCC ของประเทศไทยอย่างเป็นทางการ การศึกษานี้จึงใช้ค่า SCC ของประเทศสหรัฐอเมริกาในสมัยประธานาธิบดี โจ ไบเดน ที่ 51 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน CO_2 (Resource for the Future, 2025)

การวิเคราะห์ผลตอบแทนและความคุ้มค่าในการลงทุนทางเศรษฐศาสตร์ใช้ตัวชี้วัดทั้งหมด 4 ตัว เหมือนกรณีของความคุ้มค่าทางการเงินโดยความแตกต่างระหว่างการวิเคราะห์ความคุ้มค่าทางการเงินและทางเศรษฐศาสตร์นั้นอยู่ที่ในทางการเงินใช้ตัวเลขต้นทุนทางการเงินและผลประโยชน์ทางการเงินที่ได้รับ ขณะที่เศรษฐศาสตร์ต้องใช้ต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์และผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์ โดยในส่วนของต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์นั้นมาจากการนำต้นทุนทางการเงินมาคูณกับตัวปรับค่ามาตรฐาน (SCF) และรวมกับต้นทุนทางสังคม ซึ่งในการศึกษานี้มีสมมุติฐานว่าการผสมไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงไม่ทำให้สังคมแย่ลงในขณะที่ผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์มาจากการนำผลประโยชน์ทางการเงินมารวมกับผลประโยชน์ทางสังคม ซึ่งในการศึกษานี้มีสมมุติฐานว่าการผสมไฮโดรเจนทำให้มีการปล่อย CO_2 ลดลงทำให้ต้นทุนทางสังคมของคาร์บอนลดลง ซึ่งทำให้สังคมดีขึ้น ซึ่งเมื่อได้ต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์และผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์ก็สามารถนำมาใช้กับตัวชี้วัดทั้ง 4 ตัวได้แก่ 1. มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์สุทธิ (ENPV: Economic Net Present Value), 2. อัตราส่วนผลตอบแทนต่อเงินลงทุนทางเศรษฐศาสตร์ (E B/C ratio: Economic Benefit to Cost Ratio), 3. อัตราผลตอบแทนภายในทางเศรษฐศาสตร์ (EIRR: Economic Internal Rate of Return) และ 4. ระยะเวลาคืนทุนทางเศรษฐศาสตร์ (Economic Payback Period) โดยรายละเอียดการคำนวณตัวชี้วัดทางเศรษฐศาสตร์แต่ละตัว มีรายละเอียดดังนี้

1. มูลค่าปัจจุบันของผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์สุทธิ (ENPV: Economic Net Present Value)

$$ENPV = \sum_{t=-2}^{T} \frac{EB_t - EC_t}{(1+r_e)^t} \quad (5)$$

โดยที่ EB_t = Economic Benefit หรือ ผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์ อันเกิดจากผลรวมของผลตอบแทนทางการเงิน และผลประโยชน์ทางสังคมที่เกิดจากโครงการฯ ในปีที่ t

EC_t = Economic Cost หรือ ต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการฯ ในปีที่ t

T = ระยะเวลาทั้งหมดของโครงการ โดยแบ่งออกเป็นช่วงเวลาในการลงทุนปีที่ 0 และช่วงเวลาการดำเนินการ T ปี

r_e= Economic Discount rate หรืออัตราคิดลดทางเศรษฐศาสตร์เพื่อแปลงมูลค่าในอนาคตให้เป็นมูลค่าปัจจุบัน

โดยถ้าค่า ENPV มีค่ามากกว่า 0 แสดงว่าโครงการฯ นี้มีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ในการลงทุน และถ้า ENPV มีค่าน้อยกว่า 0 หมายถึงโครงการฯนี้ไม่มีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ในการลงทุน

2. อัตราส่วนผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ต่อเงินลงทุน (E B/C ratio: Economic Benefit to Cost Ratio)

$$E\ B/C = \frac{\sum_{t=0}^{T} \frac{EB_t}{(1+r_e)^t}}{\sum_{t=0}^{T} \frac{EC_t}{(1+r_e)^t}} \quad (6)$$

โดยที่ EB_t = Economic Benefit หรือ ผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์อันเกิดจากผลรวมของผลตอบแทนทางการเงินและผลประโยชน์ทางสังคมที่เกิดจากโครงการฯ ในปีที่ t

EC_t = Economic Cost หรือ ต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์ของโครงการฯ ในปีที่ t

T = ระยะเวลาทั้งหมดของโครงการโดยแบ่งออกเป็นช่วงเวลาในการลงทุน ปีที่ 0 และ ช่วงเวลาการดำเนินการ T ปี

r_e= Economic Discount rate หรืออัตราคิดลดทางเศรษฐศาสตร์เพื่อแปลงมูลค่าในอนาคตให้เป็นมูลค่าปัจจุบัน

โดยถ้าค่า E B/C ratio มีค่ามากกว่า 1 แสดงว่าโครงการฯนี้มีอัตราส่วนของผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ ซึ่งเป็นผลรวมของผลตอบแทนทางการเงินและผลประโยชน์ทางสังคมมากกว่าต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์ ซึ่งหมายถึง การมีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ในการลงทุนและถ้าค่า E B/C ratio มีค่าน้อยกว่า 1 แสดงว่าโครงการฯ นี้มีอัตราส่วนของผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์น้อยกว่าต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์ ซึ่งหมายถึงการไม่มีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ในการลงทุน

3. อัตราผลตอบแทนภายในทางเศรษฐศาสตร์ (EIRR: Economic Internal Rate of Return)

$$\sum_{t=o}^{T} \frac{EB_t - EC_t}{(1+EIRR)^t} = 0 \quad (7)$$

โดยที่ EB_t = Economic Benefit หรือ ผลประโยชน์ทางเศรษฐศาสตร์ อันเกิดจากผลรวมของผลตอบแทนทางการเงิน และผลประโยชน์ทางสังคม ที่เกิดจากโครงการฯ ในปีที่ t

EC_t = Economic Cost หรือ ต้นทุนทางเศรษฐศาสตร์ ของโครงการฯ ในปีที่ t

T = ระยะเวลาทั้งหมดของโครงการ โดยแบ่งออกเป็น ช่วงเวลาในการลงทุน ปีที่ 0 และ ช่วงเวลาการดำเนินการ T ปี

โดยถ้าค่า EIRR ที่ได้จากการคำนวณสูงกว่าอัตราคิดลดทางเศรษฐศาสตร์ (Economic Discount rate) ที่ใช้ในโครงการฯ แสดงว่าโครงการฯมีอัตราผลตอบแทนทางเศรษฐศาสตร์ที่สูง ซึ่งหมายถึงการมีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ในการลงทุนและถ้าค่า EIRR ที่ได้จากการคำนวณต่ำกว่าอัตราคิดลดทาง

เศรษฐศาสตร์ (Economic Discount rate) ที่ใช้ในโครงการฯ แสดงว่าโครงการฯมีอัตราผลตอบแทนที่ต่ำเกินไปซึ่งหมายถึงการไม่มีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ในการลงทุน

4. ระยะเวลาคืนทุนทางเศรษฐศาสตร์ (Economic Payback Period)

$$Economic\ Payback\ Period = \frac{Economic\ Cost\ of\ Project}{Annual\ Cash\ Inflows} \quad (8)$$

โดยที่ $Annual\ Cash\ Inflows$ คือ กระแสเงินสดที่ไหลเข้าซึ่งมาจากผลรวมของผลตอบแทนทางการเงิน และผลประโยชน์ทางสังคมซึ่งโครงการฯ จะมีความคุ้มค่าในการลงทุนถ้าระยะเวลาคืนทุนทางเศรษฐศาสตร์นี้ไม่มากไปกว่าระยะเวลาที่ตั้งเป้าเอาไว้

การประเมินและวิเคราะห์ทางเศรษฐกิจสำหรับการใช้เชื้อเพลิงไฮโดรเจนผสมที่มีผลต่ออุตสาหกรรม

การคำนวณผลตอบแทนและความคุ้มค่าในการลงทุนทั้งทางเศรษฐศาสตร์จะแบ่ง ออกเป็น 4 กรณี ได้แก่

1) Base Case: เป็นการคำนวณผลตอบแทน ที่ไม่มีนโยบายช่วยเหลือใดๆ รวมทั้ง การไม่สามารถขายคาร์บอนเครดิตให้กับต่างประเทศได้
2) Tax Refund Case: เป็นการคำนวณ ผลตอบแทนในกรณีที่มีนโยบายช่วยเหลือโดยการนำต้นทุนด้านการลงทุนและต้นทุนด้านการดำเนินการมาเป็นส่วนลดทางภาษีได้
3) Carbon Credit Case: เป็นการคำนวณผลตอบแทนในกรณีที่สามารถขายคาร์บอนเครดิตให้กับต่างประเทศซึ่งมีราคาคาร์บอนเครดิตสูงกว่าประเทศไทยภายใต้ข้อตกลงปารีส Article 6.2
4) Carbon Tax and Hydrogen Subsidy Case: เป็นการคำนวณผลตอบแทนในกรณีที่มีนโยบายการเก็บภาษีคาร์บอนทั้งจากถ่านหินหรือก๊าซธรรมชาติ และนำรายได้มาอุดหนุนราคาไฮโดรเจน

โดยผลการศึกษาในกรณี Base Case ที่ไม่มีนโยบายช่วยเหลือใดๆ รวมทั้งการไม่สามารถขายคาร์บอนเครดิตให้กับต่างประเทศได้นั้น พบว่าการผสมไฮโดรเจนที่สัดส่วนเชิงปริมาตรตั้งแต่ 5% จนถึง 20% ไม่มีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ในการลงทุนโดยค่า E-NPV มีค่าติดลบในทุกกรณีและค่า E B/C มีค่าน้อยกว่า 1 ในทุกกรณีเช่นกัน รวมถึงค่า EIRR และ E Payback Period ไม่สามารถคำนวณได้

ผลการศึกษาในกรณี Tax Refund Case ที่มีนโยบายช่วยเหลือโดยการนำต้นทุนด้านการลงทุนและต้นทุนด้านการดำเนินการ มาเป็นส่วนลดทางภาษีได้นั้น พบว่าแม้จะมีนโยบายช่วยลดภาระด้านต้นทุนด้านการลงทุน (CAPEX) และต้นทุนด้านการดำเนินการ (OPEX) ลงถึง 50% แล้วก็ตามการผสมไฮโดรเจนที่สัดส่วนเชิงปริมาตร ตั้งแต่ 5% จนถึง 20% ก็ยังไม่มีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ในการลงทุน โดยค่า E-NPV มีค่าติดลบในทุกกรณี และค่า E B/C มีค่าน้อยกว่า 1 ในทุกกรณีเช่นกัน รวมถึงค่า EIRR และ E Payback Period ไม่สามารถคำนวณได้

ผลการศึกษาในกรณี Carbon Credit Case ที่นอกจากจะมีนโยบายช่วยเหลือทางการเงินโดยสามารถทำ Tax Refund กับต้นทุนด้านการลงทุนและต้นทุนด้านการดำเนินการได้ 50% ยังสามารถขายคาร์บอนเครดิตให้กับต่างประเทศซึ่งมีราคาคาร์บอนเครดิตสูงกว่าประเทศไทยภายใต้ข้อตกลงปารีส Article 6.2 ที่ราคา 93 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน CO_2 ซึ่งมีที่มาจากการพยากรณ์ราคาคาร์บอนเครดิตของสหภาพยุโรประหว่างปี ค.ศ. 2027 – 2035 โดย BloombergNEF (2025) ซึ่งผลการศึกษาพบว่า การผสมไฮโดรเจนที่สัดส่วนเชิงปริมาตรตั้งแต่ 5% จนถึง 20% ก็ยังไม่มีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ในการลงทุน โดยค่า E-NPV มีค่าติดลบในทุกกรณีและค่า E B/C มีค่าน้อยกว่า 1 ในทุกกรณีเช่นกัน รวมถึงค่า EIRR และ

E Payback Period ไม่สามารถคำนวณได้ และผลจากการคำนวณ Sensitivity Analysis ในกรณีที่ราคาคาร์บอนเครดิตในต่างประเทศเพิ่มขึ้นเป็น 200 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน CO_2 พบว่าการผสมไฮโดรเจนที่สัดส่วนเชิงปริมาตร ตั้งแต่ 5% จนถึง 20% ก็ยังคงไม่มีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ โดยค่า E-NPV ยังคงติดลบในทุกกรณี

ผลการศึกษาในกรณี Carbon Tax and Hydrogen Subsidy Case ที่นอกจากจะมีนโยบายช่วยเหลือทางการเงินโดยสามารถทำ Tax Refund กับต้นทุนด้านการลงทุนและต้นทุนด้านการดำเนินการได้ 50% และการมีสมมุติฐานว่าโรงงานสามารถขายคาร์บอนเครดิตให้กับต่างประเทศภายใต้ข้อตกลงปารีส Article 6.2 ที่ราคา 93 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน CO_2 ยังเพิ่มการมีนโยบายการ เก็บภาษีคาร์บอนทั้งจากถ่านหินหรือก๊าซธรรมชาติ และนำรายได้มาอุดหนุนราคาไฮโดรเจน ซึ่งผลการศึกษาพบว่า การผสมไฮโดรเจนเชิงปริมาตรที่ 5%, 10%, 15% และ 20% ต้องได้รับการอุดหนุนราคาไฮโดรเจนที่ 90, 80, 70 และ 70 บาทต่อกิโลกรัมไฮโดรเจนตามลำดับ จึงจะทำให้เกิดความคุ้มค่าทางการเงินและทางเศรษฐศาสตร์ในการลงทุน โดยค่า EIRR สูงกว่าค่า Economic Discount Rate (7.00%) ในทุกสัดส่วนการผสมไฮโดรเจน ในขณะที่ค่า E-NPV เป็นบวกในทุกกรณี และค่า E B/C มากกว่า 1 ในทุกกรณี ซึ่งเป็นการยืนยันว่า มีความคุ้มค่าทางการเงินในการลงทุน โดยระยะเวลาคืนทุน จะอยู่ในช่วง 6 – 8 ปี

การผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ เป็นทางเลือกที่ช่วยลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในโรงงานอุตสาหกรรมได้จริง แต่ภายใต้สมมุติฐานราคาปัจจุบัน NG 290 บาทต่อ MMBtu และ H_2 177 บาทต่อกิโลกรัม ต้นทุนเชื้อเพลิงรวมของโรงงานจะเพิ่มขึ้นอย่างมีนัยสำคัญเมื่อเริ่มผสม โดยการผสม 5–30% โดยปริมาตรทำให้ค่าเชื้อเพลิงเพิ่มขึ้นประมาณ 6–42% ขณะที่การลด CO_2 เกิดขึ้นราว 1.6–11.8% ของฐานการใช้ NG เท่านั้น ต้นทุนส่วนเพิ่มต่อการลด CO_2 อยู่แถว ~17,400 บาทต่อตัน จึงยังไม่คุ้มในเชิงการเงิน หากไร้มาตรการจูงใจเพิ่มเติม แม้กระนั้น การผสม H_2 มีคุณค่าเชิงยุทธศาสตร์ต่อการแข่งขัน โดยเฉพาะโรงงานที่เผชิญข้อกำหนดลูกค้า/คู่ค้า (ESG) และความเสี่ยง CBAM ในตลาดส่งออก

อุตสาหกรรมที่มีความพร้อมเชิงเทคนิคและมีแรงจูงใจก่อน ได้แก่ กลุ่มอุณหภูมิสูงอย่างแก้ว–เซรามิก ซีเมนต์ และเหล็ก (เตารีฮีต/แอนไนล) ตลอดจนโรงกลั่นและเคมีภัณฑ์ที่มีการใช้ H_2 อยู่เดิม รวมถึงโรงไฟฟ้าร่วมผลิต/กังหันก๊าซที่ผู้ผลิตเครื่องจักรหลายรายรองรับการผสมระดับ 10–20% การเริ่มต้นเหมาะกับการทดลองบนไลน์สำคัญหรือเตาเฉพาะ (เช่น 5–20%vol) เพื่อลดความเสี่ยงทางเทคนิคและควบคุมงบประมาณ ขณะที่อุตสาหกรรมความร้อนกลาง–ต่ำ (กระดาษ อาหาร–เครื่องดื่ม) จะตามมาเมื่อราคาไฮโดรเจนลดลงและมีแรงจูงใจเพียงพอ

ในเชิงอัตราการยอมรับหากมองเฉพาะ “โรงงานที่อยู่ในแนวท่อ NG” ช่วง 3–5 ปีแรกคาดว่าเพียง 10–20% จะกล้าทดลองใช้โดยยังไม่มีแรงจูงใจเพิ่มเติม แต่สัดส่วนนี้สามารถขยายเป็น 30–40% หากมีมาตรการภาษีคาร์บอนระดับกลางควบคู่สิทธิประโยชน์ด้านราคา H_2 และอาจแตะ 50–60% ในกรณีก้าวรุดหน้าที่มีโครงสร้างพื้นฐานและซัพพลาย H_2 มั่นคง สำหรับภาพรวม “ทุกโรงงาน” ทั่วประเทศ (รวมโรงงานที่ไม่ได้ใช้ NG) สัดส่วนการยอมรับจะต่ำกว่า คือราว 3–7% ในกรณีฐาน ขยายเป็น 10–15% ภายใต้มาตรการระดับกลาง และ 15–25% ในกรณีก้าวรุดหน้า

เพื่อให้การผสม H_2 เกิดขึ้นจริงเชิงพาณิชย์และไม่บั่นทอนความสามารถในการแข่งขัน จำเป็นต้องใช้ “ชุดมาตรการผสมผสาน” ได้แก่

(1) หนุนการลงทุน CAPEX ผ่าน BOI และสินเชื่อสีเขียว/ดอกเบี้ยต่ำ

(2) บรรเทา OPEX ด้านความปลอดภัย การทดสอบ และการฝึกอบรม ด้วยการคืนภาษีหรืออุดหนุนผ่านมหาวิทยาลัยรัฐ

(3) สร้างมูลค่าการลด CO_2 ทั้งจากการรวมกลุ่มขายคาร์บอนเครดิตต่างประเทศตามกรอบความร่วมมืออาตรา 6.2 และการกำหนดต้นทุนทางสังคมของคาร์บอน (SCC) ระดับประเทศ

(4) ใช้กลไกภาษีคาร์บอนควบคู่การอุดหนุนราคา H_2 เพื่อลดช่องว่างราคา NG– H_2 ให้โครงการคุ้มทั้งการเงินและเศรษฐศาสตร์

(5) เสริมมาตรการ CBAM ภายในประเทศสำหรับสินค้านำเข้าคาร์บอนสูงพร้อมตรารับรอง/ฉลาก “ผลิตด้วย H_2” เพื่อเพิ่มมูลค่าแบรนด์และความเชื่อมั่นตลาด

สรุปคือหากไม่มีมาตรการสนับสนุน หน่วยผลิตส่วนใหญ่ยังไม่คุ้มค่าในเชิงการเงิน แม้จะได้ประโยชน์ด้านสิ่งแวดล้อม แต่ด้วยนโยบายแบบแพ็กเกจ ภาษีคาร์บอน + อุดหนุนราคา H_2 + หนุน CAPEX/OPEX + ช่องทางสร้างมูลค่าเครดิต การผสม H_2 ในภาคอุตสาหกรรมไทยสามารถเกิดได้จริงในวงกว้างช่วยลดการปล่อย CO_2 อย่างเป็นรูปธรรมและวางรากฐานความสามารถในการแข่งขันของผู้ผลิตไทยในยุคมาตรการคาร์บอนข้ามพรมแดนและความคาดหวังด้าน ESG ที่เข้มข้นขึ้นทุกปี

9.10 วิเคราะห์การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกและผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมจากการใช้เชื้อเพลิงผสม

การวิเคราะห์ผลตอบแทน และความคุ้มค่าในการลงทุน ใช้โรงงานที่มีเครื่องจักรประเภท Buner ขนาด 125 KW และมีชั่วโมงการทำงานของเครื่องจักรที่ 7,200 ชั่วโมงต่อปี โดยมีการบริโภคก๊าซธรรมชาติที่ 54,105 MMBTU ต่อปี โดยสมมุติฐานด้านราคาก๊าซธรรมชาติที่ 290 บาทต่อ MMBTU และราคาไฮโดรเจนที่รวมต้นทุนการผลิตไฮโดรเจน และค่าขนส่งทางท่อ ที่ 177 บาทต่อกิโลกรัมไฮโดรเจน และราคาไฮโดรเจนจะลดลงปีละ 4%

การวิเคราะห์ จะแบ่งออกเป็น 4 กรณี ได้แก่

1) กรณีผสมไฮโดรเจนที่สัดส่วนเชิงปริมาตร 5%
2) กรณีผสมไฮโดรเจนที่สัดส่วนเชิงปริมาตร 10%
3) กรณีผสมไฮโดรเจนที่สัดส่วนเชิงปริมาตร 15%
4) กรณีผสมไฮโดรเจนที่สัดส่วนเชิงปริมาตร 20%

การคำนวณผลตอบแทนและความคุ้มค่าในการลงทุนทั้งทางการเงินและทางเศรษฐศาสตร์จะแบ่งออกเป็น 4 ส่วน ได้แก่

1) Base Case: เป็นการคำนวณผลตอบแทน ที่ไม่มีนโยบายช่วยเหลือใดๆ รวมทั้งการไม่สามารถขายคาร์บอนเครดิตให้กับต่างประเทศได้
2) Tax Refund Case: เป็นการคำนวณผลตอบแทนในกรณีที่มีนโยบายช่วยเหลือโดยการนำต้นทุนด้านการลงทุนและต้นทุนด้านการดำเนินการ มาเป็นส่วนลดทางภาษีได้
3) Carbon Credit Case: เป็นการคำนวณผลตอบแทนในกรณีที่สามารถขายคาร์บอนเครดิตให้กับต่างประเทศซึ่งมีราคาคาร์บอนเครดิตสูงกว่าประเทศไทยภายใต้ข้อตกลงปารีส Article 6.2
4) Carbon Tax and Hydrogen Subsidy Case: เป็นการคำนวณผลตอบแทนในกรณีที่มีนโยบายการเก็บภาษีคาร์บอนทั้งจากถ่านหินหรือก๊าซธรรมชาติ และนำรายได้มาอุดหนุนราคาไฮโดรเจน

1) Base Case: การคำนวณผลตอบแทน โดยที่ไม่มีนโยบายช่วยเหลือใดๆ รวมทั้งการไม่สามารถขายคาร์บอนเครดิตให้กับต่างประเทศได้

ในส่วนนี้จะเป็นการคำนวณผลตอบแทนและความคุ้มค่าในการลงทุนทั้งทางการเงินและทางเศรษฐศาสตร์ ของโรงงานที่ผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ ในสัดส่วนเชิงปริมาตรที่ 5%, 10%, 15% และ 20% โดยไม่มีนโยบายช่วยเหลือใดๆ จากทางภาครัฐ โดยผลประโยชน์ทางการเงินจะมีเพียงการขายคาร์บอนเครดิตในตลาด T-Ver ของประเทศไทยที่ราคา 132.03 บาทต่อตัน CO_2 ซึ่งเป็นราคาคาร์บอนเครดิตเฉลี่ยในระหว่างเดือนตุลาคม พ.ศ. 2566 - เดือนมิถุนายน พ.ศ. 2567 (ฐานเศรษฐกิจ, 2567)

ซึ่งจากการที่ราคาไฮโดรเจนอยู่ในระดับสูงที่ 177 บาทต่อกิโลกรัม หรือคิดเป็น 1,321 บาทต่อ MMBTU ซึ่งสูงกว่าราคาก๊าซธรรมชาติที่ 290 บาทต่อ MMBTU ทำให้ผลประโยชน์ที่ได้รับจากการผสมไฮโดรเจนนั่นคือการลดการปล่อย CO_2 และการขายคาร์บอนเครดิตในตลาด T-Ver ของประเทศไทยไม่มีความคุ้มค่าทั้งทางการเงิน และทางเศรษฐศาสตร์

จากผลการคำนวณซึ่งถูกแสดงในตารางที่ 9–25 พบว่าการผสมไฮโดรเจนที่สัดส่วนเชิงปริมาตรตั้งแต่ 5% จนถึง 20% ไม่มีความคุ้มค่าทางการเงินในการลงทุนโดยค่า F-NPV มีค่าติดลบในทุกกรณีและค่า F B/C มีค่าน้อยกว่า 1 ในทุกกรณีเช่นกัน รวมถึงค่า FIRR และ F Payback Period ไม่สามารถคำนวณได้

ในขณะที่การผสมไฮโดรเจนที่สัดส่วนเชิงปริมาตร ตั้งแต่ 5% จนถึง 20% ไม่มีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ในการลงทุนเช่นกัน โดยค่า E-NPV มีค่าติดลบในทุกกรณี และค่า E B/C มีค่าน้อยกว่า 1 ในทุกกรณีเช่นกัน รวมถึงค่า EIRR และ E Payback Period ไม่สามารถคำนวณได้

ตารางที่ 9-25 ผลการคำนวณผลตอบแทน และความคุ้มค่าทางการเงินและทางเศรษฐศาสตร์ของ Base Case

Base Case					
Hydrogen Blending (Vol.)		5%	10%	15%	20%
Financial Feasibility	FIRR	N/A	N/A	N/A	N/A
	F-NPV	-16,067,746	-27,707,875	-38,840,813	-50,861,376
	F B/C	0.0079	0.0095	0.0105	0.0111
	F Payback Period	N/A	N/A	N/A	N/A
Economic Feasibility	EIRR	N/A	N/A	N/A	N/A
	E-NPV	-7,094,864	-11,981,872	-16,263,809	-20,887,143
	E B/C	0.1339	0.1595	0.1788	0.1904
	E Payback Period	N/A	N/A	N/A	N/A

2) Tax Refund Case: การคำนวณผลตอบแทนในกรณีที่มีนโยบายช่วยเหลือ โดยการนำต้นทุนด้านการลงทุนและต้นทุนด้านการดำเนินการมาเป็นส่วนลดทางภาษีได้

สำหรับในกรณีนี้จะมีการเพิ่มนโยบายช่วยเหลือโรงงานที่ผสมไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงกับก๊าซธรรมชาติ โดยต้นทุนด้านการลงทุน (CAPEX) เพื่อปรับปรุงและปรับเปลี่ยนอุปกรณ์เพื่อให้รองรับเชื้อเพลิงไฮโดรเจนสามารถนำใช้ในการยกเว้นภาษีเงินได้นิติบุคคลได้ 50% ภายใน 3 ปี ซึ่งอ้างอิงจากสำนักงานคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน (2564) นอกจากนี้การศึกษานี้ ได้มีสมมุติฐานเพิ่มว่าโรงงานสามารถนำต้นทุนด้านการดำเนินการ (OPEX) มายกเว้นภาษีเงินได้นิติบุคคลได้ 50% ทุกปี

จากผลการคำนวณซึ่งถูกแสดงในตารางที่ 9–26 สรุปได้ว่าแม้จะมีนโยบายช่วยลดภาระด้านต้นทุนด้านการลงทุน (CAPEX) และต้นทุนด้านการดำเนินการ (OPEX) ลงถึง 50% แล้วก็ตามการผสมไฮโดรเจนที่สัดส่วนเชิงปริมาตร ตั้งแต่ 5% จนถึง 20% ก็ยังไม่มีความคุ้มค่าทางการเงินในการลงทุน โดยค่า F-NPV มีค่าติดลบในทุกกรณี และค่า F B/C มีค่าน้อยกว่า 1 ในทุกกรณีเช่นกัน รวมถึงค่า FIRR และ F Payback Period ไม่สามารถคำนวณได้ และยังไม่มีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ในการลงทุนด้วย โดยค่า E-NPV มีค่าติดลบในทุกกรณี และค่า E B/C มีค่าน้อยกว่า 1 ในทุกกรณีเช่นกันรวมถึงค่า EIRR และ E Payback Period ไม่สามารถคำนวณได้

ตารางที่ 9-26 ผลการคำนวณผลตอบแทนและความคุ้มค่าทางการเงินและทางเศรษฐศาสตร์ของ Tax Refund Case

Tax Refund Case					
Hydrogen Blending (Vol.)		5%	10%	15%	20%
Financial Feasibility	FIRR	N/A	N/A	N/A	N/A
	F-NPV	-13,048,653	-24,068,537	-35,201,476	-47,222,039
	F B/C	0.1943	0.1396	0.1032	0.0819
	F Payback Period	N/A	N/A	N/A	N/A
Economic Feasibility	EIRR	N/A	N/A	N/A	N/A
	E-NPV	-4,889,284	-9,207,690	-13,489,627	-18,112,961
	E B/C	0.4031	0.3541	0.3189	0.2979
	E Payback Period	N/A	N/A	N/A	N/A

เมื่อมีการทำ Sensitivity Analysis ในกรณีที่มีการเพิ่มการทำ Tax Refund ของต้นทุน CAPEX และ OPEX ไปถึง 100% พบว่าการผสมไฮโดรเจนที่สัดส่วนเชิงปริมาตรตั้งแต่ 5% จนถึง 20% ก็ยังไม่มีความคุ้มค่าทางการเงินในการลงทุนโดยค่า F-NPV ยังคงติดลบในทุกกรณีซึ่งผลการคำนวณ Sensitivity Analysis ถูกแสดงในตารางที่ 9–27 ถึง 9–30

ในด้านต้นทุนทางการเงินของนโยบาย Tax Refund นี้สำหรับโรงงานที่ผสมไฮโดรเจน 5% การให้ Tax Refund ของต้นทุน CAPEX และ OPEX ที่ 50% มีต้นทุนทางนโยบายอยู่ที่ 3,721,250 บาทต่อโรงงานต่อระยะเวลา 25 ปี และต้นทุนจะสูงขึ้นเป็น 7,442,500 บาทต่อโรงงานต่อระยะเวลา 25 ปี ถ้ามีการเพิ่มการให้ Tax Refund เป็น 100% สำหรับโรงงานที่ผสมไฮโดรเจนมากกว่า 5% สูงสุดที่ 20% การให้ Tax Refund ของต้นทุน CAPEX และ OPEX ที่ 50% มีต้นทุนทางนโยบายอยู่ที่ 4,371,250 บาทต่อโรงงานต่อระยะเวลา 25 ปี และต้นทุนจะสูงขึ้นเป็น 8,742,500 บาทต่อโรงงานต่อระยะเวลา 25 ปี ถ้ามีการเพิ่มการให้ Tax Refund เป็น 100% โดยผลการคำนวณต้นทุนทางนโยบายนี้ถูกแสดงในตารางที่ 9–31 และ 9-32

ตารางที่ 9-27 ผลการคำนวณ Sensitivity Analysis การที่ค่า F-NPV ของการผสมไฮโดรเจน 5% เปลี่ยนแปลง เมื่อมีการให้ Tax Refund ของต้นทุน CAPEX และ OPEX ณ ระดับต่างๆ

5% H_2 Blend	F-NPV (ล้านบาท)	Tax Refund on CAPEX				
		0%	25%	50%	75%	100%
Tax Refund on OPEX	0%	-16,067,746	-15,517,875	-14,968,004	-14,418,133	-13,868,262
	25%	-15,108,071	-14,558,200	-14,008,329	-13,458,458	-12,908,587
	50%	-14,148,395	-13,598,524	-13,048,653	-12,498,782	-11,948,912
	75%	-13,188,720	-12,638,849	-12,088,978	-11,539,107	-10,989,236
	100%	-12,229,045	-11,679,174	-11,129,303	-10,579,432	-10,029,561

ตารางที่ 9-28 ผลการคำนวณ Sensitivity Analysis การที่ค่า F-NPV ของการผสมไฮโดรเจน 10% เปลี่ยนแปลง เมื่อมีการให้ Tax Refund ของต้นทุน CAPEX และ OPEX ณ ระดับต่างๆ

10% H_2 Blend	F-NPV (ล้านบาท)	Tax Refund on CAPEX				
		0%	25%	50%	75%	100%
Tax Refund on OPEX	0%	-27,707,875	-26,847,882	-25,987,888	-25,127,895	-24,267,901
	25%	-26,748,200	-25,888,206	-25,028,213	-24,168,219	-23,308,226
	50%	-25,788,524	-24,928,531	-24,068,537	-23,208,544	-22,348,551
	75%	-24,828,849	-23,968,855	-23,108,862	-22,248,869	-21,388,875
	100%	-23,869,174	-23,009,180	-22,149,187	-21,289,193	-20,429,200

ตารางที่ 9-29 ผลการคำนวณ Sensitivity Analysis การที่ค่า F-NPV ของการผสมไฮโดรเจน 15% เปลี่ยนแปลง เมื่อมีการให้ Tax Refund ของต้นทุน CAPEX และ OPEX ณ ระดับต่างๆ

15% H_2 Blend	F-NPV (ล้านบาท)	Tax Refund on CAPEX				
		0%	25%	50%	75%	100%
Tax Refund on OPEX	0%	-38,840,813	-37,980,820	-37,120,826	-36,260,833	-35,400,840
	25%	-37,881,138	-37,021,144	-36,161,151	-35,301,158	-34,441,164
	50%	-36,921,462	-36,061,469	-35,201,476	-34,341,482	-33,481,489
	75%	-35,961,787	-35,101,794	-34,241,800	-33,381,807	-32,521,814
	100%	-35,002,112	-34,142,118	-33,282,125	-32,422,132	-31,562,138

ตารางที่ 9-30 ผลการคำนวณ Sensitivity Analysis การที่ค่า F-NPV ของการผสมไฮโดรเจน 20% เปลี่ยนแปลง เมื่อมีการให้ Tax Refund ของต้นทุน CAPEX และ OPEX ณ ระดับต่างๆ

20% H_2 Blend	F-NPV (ล้านบาท)	Tax Refund on CAPEX				
		0%	25%	50%	75%	100%
Tax Refund on OPEX	0%	-50,861,376	-50,001,383	-49,141,389	-48,281,396	-47,421,403
	25%	-49,901,701	-49,041,707	-48,181,714	-47,321,721	-46,461,727
	50%	-48,942,026	-48,082,032	-47,222,039	-46,362,045	-45,502,052
	75%	-47,982,350	-47,122,357	-46,262,363	-45,402,370	-44,542,377
	100%	-47,022,675	-46,162,681	-45,302,688	-44,442,695	-43,582,701

ตารางที่ 9-31 ต้นทุนทางการเงินของนโยบาย Tax Refund สำหรับโรงงานที่ผสมไฮโดรเจน 5%

5% H_2 Blend	Policy Cost (ล้านบาท)	Tax Refund on CAPEX				
		0%	25%	50%	75%	100%
Tax Refund on OPEX	0%	0	576,250	1,152,500	1,728,750	2,305,000
	25%	1,284,375	1,860,625	2,436,875	3,013,125	3,589,375
	50%	2,568,750	3,145,000	3,721,250	4,297,500	4,873,750
	75%	3,853,125	4,429,375	5,005,625	5,581,875	6,158,125
	100%	5,137,500	5,713,750	6,290,000	6,866,250	7,442,500

ตารางที่ 9-32 ต้นทุนทางการเงินของนโยบาย Tax Refund สำหรับโรงงานที่ผสมไฮโดรเจนมากกว่า 5% สูงสุด 20%

H_2 Blend > 5% (MAX 20%)	Policy Cost (ล้านบาท)	Tax Refund on CAPEX				
		0%	25%	50%	75%	100%
Tax Refund on OPEX	0%	0	901,250	1,802,500	2,703,750	3,605,000
	25%	1,284,375	2,185,625	3,086,875	3,988,125	4,889,375
	50%	2,568,750	3,470,000	4,371,250	5,272,500	6,173,750
	75%	3,853,125	4,754,375	5,655,625	6,556,875	7,458,125
	100%	5,137,500	6,038,750	6,940,000	7,841,250	8,742,500

3) Carbon Credit Case: การคำนวณผลตอบแทน ในกรณีที่สามารถขายคาร์บอนเครดิตให้กับต่างประเทศ ซึ่งมีราคาคาร์บอนเครดิตสูงกว่าประเทศไทย ภายใต้ข้อตกลงปารีส Article 6.2

สำหรับในการคำนวณกรณีนี้นอกจากจะมีนโยบายช่วยเหลือทางการเงินโดยสามารถทำ Tax Refund กับต้นทุนด้านการลงทุนและต้นทุนด้านการดำเนินการได้ 50% ยังเพิ่มเติมสมมุติฐานว่าสามารถขายคาร์บอนเครดิตให้กับต่างประเทศภายใต้ข้อตกลงปารีส Article 6.2 ที่ราคา 93 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน CO_2 ซึ่งมีที่มาจากการพยากรณ์ราคาคาร์บอนเครดิตของสหภาพยุโรประหว่างปี ค.ศ. 2027 – 2035 โดย BloombergNEF (2025)

ตารางที่ 9-33 ผลการคำนวณผลตอบแทน และความคุ้มค่าทางการเงินและทางเศรษฐศาสตร์ของ Carbon Credit Case

Carbon Credit Case					
Hydrogen Blending (Vol.)		5%	10%	15%	20%
Financial Feasibility	FIRR	N/A	N/A	N/A	N/A
	F-NPV	-10,204,132	-18,169,448	-26,013,616	-34,483,196
	F B/C	0.3699	0.3505	0.3373	0.3296
	F Payback Period	N/A	N/A	N/A	N/A
Economic Feasibility	EIRR	N/A	-13.48%	-11.90%	-11.18%
	E-NPV	-3,114,701	-5,527,486	-7,757,691	-10,165,710
	E B/C	0.6198	0.6123	0.6083	0.6060
	E Payback Period	N/A	N/A	N/A	N/A

จากผลการคำนวณซึ่งถูกแสดงในตารางที่ 9–33 สรุปได้ว่าแม้โรงงานจะมีรายได้เพิ่มจากขายคาร์บอนเครดิตให้กับต่างประเทศ ซึ่งมีราคาสูงกว่าในประเทศไทยแล้วก็ตาม การผสมไฮโดรเจนที่สัดส่วนเชิงปริมาตรตั้งแต่ 5% จนถึง 20% ก็ยังไม่มีความคุ้มค่าทางการเงินในการลงทุน โดยค่า F-NPV มีค่าติดลบในทุกกรณีและค่า F B/C มีค่าน้อยกว่า 1 ในทุกกรณีเช่นกัน รวมถึงค่า FIRR และ F Payback Period ไม่สามารถคำนวณได้ รวมถึงยังไม่มีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ในการลงทุนอีกด้วย โดยค่า EIRR ติดลบในกรณีที่ผสมไฮโดรเจน 10%, 15% และ 20% ในขณะที่การผสมไฮโดรเจน 5% ไม่สามารถคำนวณได้และค่า E-NPV มีค่าติดลบในทุกกรณี และค่า E B/C มีค่าน้อยกว่า 1 ในทุกกรณีเช่นกันรวมถึงค่า E Payback Period ไม่สามารถคำนวณได้

เมื่อมีการทำ Sensitivity Analysis ในกรณีที่ราคาคาร์บอนเครดิตในต่างประเทศเพิ่มขึ้นเป็น 200 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน CO_2 พบว่า การผสมไฮโดรเจนที่สัดส่วนเชิงปริมาตร ตั้งแต่ 5% จนถึง 20% ก็ยังคงไม่มีความคุ้มค่าทางการเงิน และทางเศรษฐศาสตร์ในการลงทุน โดยค่า F-NPV และ E-NPV ยังคงติดลบในทุกกรณีซึ่งผลการคำนวณ Sensitivity Analysis ถูกแสดงในตารางที่ 9–34 ถึง 9–37

ตารางที่ 9-34 ผลการคำนวณ Sensitivity Analysis การที่ค่า F-NPV และ E-NPV ของการผสมไฮโดรเจน 5% เปลี่ยนแปลง เมื่อราคาคาร์บอนเครดิตในต่างประเทศเปลี่ยนแปลงไป ณ ระดับต่างๆ

5% H_2 Blend	Carbon Credit Price (USD / Ton CO_2)									
(ล้านบาท)	20	40	60	80	100	120	140	160	180	200
F-NPV	-12,537,279	-11,898,060	-11,258,842	-10,619,624	-9,980,405	-9,341,187	-8,701,968	-8,062,750	-7,423,532	-6,784,313
E-NPV	-4,570,258	-4,171,475	-3,772,693	-3,373,910	-2,975,128	-2,576,345	-2,177,562	-1,778,780	-1,379,997	-981,214

ตารางที่ 9-35 ผลการคำนวณ Sensitivity Analysis การที่ค่า F-NPV และ E-NPV ของการผสมไฮโดรเจน 10% เปลี่ยนแปลง เมื่อราคาคาร์บอนเครดิตในต่างประเทศเปลี่ยนแปลงไป ณ ระดับต่างๆ

10% H_2 Blend	Carbon Credit Price (USD / Ton CO_2)									
(ล้านบาท)	20	40	60	80	100	120	140	160	180	200
F-NPV	-23,008,027	-21,682,389	-20,356,751	-19,031,113	-17,705,475	-16,379,837	-15,054,199	-13,728,561	-12,402,923	-11,077,285
E-NPV	-8,546,080	-7,719,068	-6,892,056	-6,065,044	-5,238,031	-4,411,019	-3,584,007	-2,756,995	-1,929,982	-1,102,970

ตารางที่ 9-36 ผลการคำนวณ Sensitivity Analysis การที่ค่า F-NPV และ E-NPV ของการผสมไฮโดรเจน 15% เปลี่ยนแปลง เมื่อราคาคาร์บอนเครดิตในต่างประเทศเปลี่ยนแปลงไป ณ ระดับต่างๆ

15% H2 Blend	Carbon Credit Price (USD / Ton CO_2)									
(ล้านบาท)	20	40	60	80	100	120	140	160	180	200
F-NPV	-33,549,726	-31,485,038	-29,420,350	-27,355,663	-25,290,975	-23,226,287	-21,161,600	-19,096,912	-17,032,225	-14,967,537
E-NPV	-12,459,167	-11,171,091	-9,883,016	-8,594,940	-7,306,865	-6,018,789	-4,730,714	-3,442,638	-2,154,563	-866,487

ตารางที่ 9-37 ผลการคำนวณ Sensitivity Analysis การที่ค่า F-NPV และ E-NPV ของการผสมไฮโดรเจน 20% เปลี่ยนแปลง เมื่อราคาคาร์บอนเครดิตในต่างประเทศเปลี่ยนแปลงไป ณ ระดับต่างๆ

20% H2 Blend	Carbon Credit Price (USD / Ton CO_2)									
(ล้านบาท)	20	40	60	80	100	120	140	160	180	200
F-NPV	-44,931,910	-42,069,248	-39,206,587	-36,343,926	-33,481,264	-30,618,603	-27,755,942	-24,893,280	-22,030,619	-19,167,958
E-NPV	-16,684,242	-14,898,343	-13,112,443	-11,326,544	-9,540,645	-7,754,746	-5,968,847	-4,182,948	-2,397,049	-611,149

4) Carbon Tax and Hydrogen Subsidy Case: การคำนวณผลตอบแทน ในกรณีที่มีนโยบายการเก็บภาษีคาร์บอน ทั้งจากถ่านหิน หรือก๊าซธรรมชาติ และนำรายได้มาอุดหนุนราคาไฮโดรเจน

สำหรับในการคำนวณกรณีนี้นอกจากจะมีนโยบายช่วยเหลือทางการเงินโดยสามารถทำ Tax Refund กับต้นทุนด้านการลงทุนและต้นทุนด้านการดำเนินการได้ 50% และการมีสมมุติฐานว่าโรงงานสามารถขายคาร์บอนเครดิตให้กับต่างประเทศภายใต้ข้อตกลงปารีส Article 6.2 ที่ราคา 93 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน CO_2 ยังเพิ่มสมมุติฐานในเรื่องการมีนโยบายเงินอุดหนุนราคาไฮโดรเจนด้วย (Hydrogen Subsidy)

โดยในการคำนวณส่วนแรกจะเป็นการทำ Sensitivity Analysis ว่าโรงงานที่ผสมไฮโดรเจนในสัดส่วนเชิงปริมาตรต่างๆ ต้องการเงินอุดหนุนราคาไฮโดรเจนที่เท่าไหร่ จึงจะทำให้เกิดความคุ้มค่าในการลงทุน ในทางการเงิน และทางเศรษฐศาสตร์ โดยจากผลการคำนวณที่แสดงในตารางที่ 9–38 ถึง 9–41 พบว่าในกรณีของการผสมไฮโดรเจนที่สัดส่วนเชิงปริมาตร 5% ต้องการเงินอุดหนุนราคาไฮโดรเจนที่ 60 บาทต่อกิโลกรัมไฮโดรเจนถึงจะทำให้เกิดความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ในการลงทุน ในขณะที่หากต้องให้เกิดทั้งความคุ้มค่าทางการเงินและทางเศรษฐศาสตร์ในการลงทุนต้องมีเงินอุดหนุนราคาไฮโดรเจนที่ 90 บาทต่อกิโลกรัมไฮโดรเจน

ในกรณีของการผสมไฮโดรเจนที่สัดส่วนเชิงปริมาตร 10% ต้องการเงินอุดหนุนราคาไฮโดรเจนที่ 60 บาทต่อกิโลกรัมไฮโดรเจน ถึงจะทำให้เกิดความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ในการลงทุนในขณะที่หากต้องให้เกิดทั้งความคุ้มค่าทางการเงิน และทางเศรษฐศาสตร์ในการลงทุน ต้องมีเงินอุดหนุนราคาไฮโดรเจนที่ 80 บาทต่อกิโลกรัมไฮโดรเจน ในขณะที่การผสมไฮโดรเจนที่สัดส่วนเชิงปริมาตรที่ 15%-20% นั้น ต้องมีเงินอุดหนุนราคาไฮโดรเจนที่ 50 บาทต่อกิโลกรัมไฮโดรเจน ถึงจะทำให้เกิดความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ในการลงทุนในขณะที่หากต้องให้เกิดทั้งความคุ้มค่าทางการเงิน และทางเศรษฐศาสตร์ในการลงทุนต้องมีเงินอุดหนุนราคาไฮโดรเจนที่ 70 บาทต่อกิโลกรัมไฮโดรเจน

โดยการผสมไฮโดรเจนเชิงปริมาตรที่ 5%, 10%, 15% และ 20% ต้องได้รับการอุดหนุนราคาไฮโดรเจนที่ 90, 80, 70 และ 70 บาทต่อกิโลกรัมไฮโดรเจนตามลำดับ จึงจะทำให้เกิดความคุ้มค่าทางการเงินและทางเศรษฐศาสตร์ในการลงทุนโดยจากผลการคำนวณในตารางที่ 9–40 พบว่าถ้ามีการอุดหนุนราคาไฮโดรเจนจะทำให้ค่า FIRR สูงกว่า Financial Discount Rate (2.38%) ในทุกสัดส่วนการผสมไฮโดรเจน ในขณะที่ค่า F-NPV เป็นบวกในทุกกรณี และค่า F B/C มากกว่า 1 ในทุกกรณี ซึ่งเป็นการยืนยันว่า มีความคุ้มค่าทางการเงินในการลงทุน โดยระยะเวลาคืนทุน จะอยู่ในช่วง 18 – 20 ปี แล้วแต่กรณี

ตารางที่ 9-38 การอุดหนุนราคาไฮโดรเจน ที่ทำให้เกิดความคุ้มค่าทางการเงิน และทางเศรษฐศาสตร์ในการลงทุนผสมไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงกับก๊าซธรรมชาติที่สัดส่วนเชิงปริมาตร 5%

5% H2 Blend	Subsidy on H2 Price (THB / H2 kg)															
	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150
FIRR	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	-9.60%	-5.21%	-1.72%	1.34%	4.18%	6.90%	9.59%	12.27%	14.97%	17.70%	20.48%
F-NPV	-10,204,132	-8,983,556	-7,762,981	-6,542,405	-5,321,830	-4,101,254	-2,880,679	-1,660,103	-439,528	781,047	2,001,623	3,222,198	4,442,774	5,663,349	6,883,925	8,104,500
EIRR	N/A	-11.34%	-6.15%	-2.18%	1.25%	4.42%	7.47%	10.48%	13.50%	16.53%	19.60%	22.69%	25.81%	28.93%	32.06%	35.19%
E-NPV	-3,114,701	-2,581,674	-2,048,646	-1,515,619	-982,591	-449,564	83,464	616,491	1,149,519	1,682,546	2,215,574	2,748,601	3,281,629	3,814,656	4,347,684	4,880,711

ตารางที่ 9-39 การอุดหนุนราคาไฮโดรเจน ที่ทำให้เกิดความคุ้มค่าทางการเงิน และทางเศรษฐศาสตร์ในการลงทุนผสมไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงกับก๊าซธรรมชาติที่สัดส่วนเชิงปริมาตร 10%

10% H2 Blend	Subsidy on H2 Price (THB / H2 kg)															
	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150
FIRR	N/A	N/A	N/A	N/A	-9.37%	-4.97%	-1.39%	1.83%	4.88%	7.89%	10.93%	14.04%	17.26%	20.59%	24.03%	27.57%
F-NPV	-18,169,448	-15,638,167	-13,106,886	-10,575,605	-8,044,325	-5,513,044	-2,981,763	-450,482	2,080,799	4,612,080	7,143,361	9,674,642	12,205,922	14,737,203	17,268,484	19,799,765
EIRR	-13.48%	-7.66%	-3.37%	0.29%	3.69%	7.00%	10.34%	13.76%	17.30%	20.97%	24.74%	28.59%	32.50%	36.45%	40.41%	44.39%
E-NPV	-5,527,486	-4,422,071	-3,316,656	-2,211,241	-1,105,826	-411	1,105,004	2,210,419	3,315,834	4,421,249	5,526,664	6,632,079	7,737,494	8,842,909	9,948,324	11,053,739

ตารางที่ 9-40 การอุดหนุนราคาไฮโดรเจน ที่ทำให้เกิดความคุ้มค่าทางการเงิน และทางเศรษฐศาสตร์ในการลงทุนผสมไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงกับก๊าซธรรมชาติที่สัดส่วนเชิงปริมาตร 15%

15% H2 Blend	Subsidy on H2 Price (THB / H2 kg)															
	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150
FIRR	#NUM!	#NUM!	#NUM!	-13.11%	-7.54%	-3.34%	0.31%	3.76%	7.21%	10.79%	14.62%	18.75%	23.22%	28.02%	33.09%	38.38%
F-NPV	-26,013,616	-22,071,134	-18,128,652	-14,186,169	-10,243,687	-6,301,205	-2,358,723	1,583,759	5,526,241	9,468,723	13,411,205	17,353,687	21,296,169	25,238,652	29,181,134	33,123,616
EIRR	-11.90%	-6.53%	-2.32%	1.46%	5.12%	8.88%	12.86%	17.19%	21.89%	26.96%	32.34%	37.93%	43.67%	49.49%	55.37%	61.27%
E-NPV	-7,757,691	-6,036,002	-4,314,313	-2,592,624	-870,935	850,754	2,572,444	4,294,133	6,015,822	7,737,511	9,459,200	11,180,889	12,902,578	14,624,267	16,345,956	18,067,646

ตารางที่ 9-41 การอุดหนุนราคาไฮโดรเจน ที่ทำให้เกิดความคุ้มค่าทางการเงิน และทางเศรษฐศาสตร์ในการลงทุนผสมไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงกับก๊าซธรรมชาติที่สัดส่วนเชิงปริมาตร 20%

20% H2 Blend	Subsidy on H2 Price (THB / H2 kg)															
	0	10	20	30	40	50	60	70	80	90	100	110	120	130	140	150
FIRR	#NUM!	#NUM!	#NUM!	-11.93%	-6.65%	-2.49%	1.25%	4.91%	8.70%	12.81%	17.39%	22.57%	28.40%	34.81%	41.70%	48.94%
F-NPV	-34,483,196	-29,016,998	-23,550,800	-18,084,602	-12,618,404	-7,152,207	-1,686,009	3,780,189	9,246,387	14,712,585	20,178,783	25,644,980	31,111,178	36,577,376	42,043,574	47,509,772
EIRR	-11.18%	-5.98%	-1.77%	2.11%	5.97%	10.07%	14.61%	19.77%	25.64%	32.19%	39.29%	46.76%	54.48%	62.34%	70.28%	78.27%
E-NPV	-10,165,710	-7,778,611	-5,391,513	-3,004,414	-617,316	1,769,783	4,156,881	6,543,980	8,931,078	11,318,177	13,705,275	16,092,374	18,479,473	20,866,571	23,253,670	25,640,768

ในส่วนของการคำนวณ ผลตอบแทน และความคุ้มค่าในการลงทุนทางเศรษฐศาสตร์ จากตารางที่ 9–42 พบว่าค่า EIRR สูงกว่า ค่า Economic Discount Rate (7.00%) ในทุกสัดส่วนการผสมไฮโดรเจน ในขณะที่ค่า E-NPV เป็นบวกในทุกกรณี และค่า E B/C มากกว่า 1 ในทุกกรณี ซึ่งเป็นการยืนยันว่ามีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ในการลงทุนโดยระยะเวลาคืนทุนจะอยู่ในช่วง 6–8 ปี แล้วแต่กรณี

ตารางที่ 9-42 ผลการคำนวณผลตอบแทน และความคุ้มค่าทางการเงินและทางเศรษฐศาสตร์ของ Hydrogen Subsidy Case

Hydrogen Subsidy Case					
Hydrogen Blending (Vol.)		5%	10%	15%	20%
H2 Subsidy	THB / KG H2	90	80	70	70
Financial Feasibility	FIRR	4.18%	4.88%	3.76%	4.91%
	F-NPV	781,047	2,080,799	1,583,759	3,780,189
	F B/C	1.1499	1.2694	1.1359	1.2870
	F Payback Period	18ปี / 10 เดือน	18ปี / 3 เดือน	20ปี / 1 เดือน	18ปี / 11 เดือน
Economic Feasibility	EIRR	16.53%	17.30%	17.19%	19.77%
	E-NPV	1,682,546	3,315,834	4,294,133	6,543,980
	E B/C	1.4957	1.6126	1.5538	1.7200
	E Payback Period	6ปี / 9 เดือน	6ปี / 12 เดือน	8ปี / 2 เดือน	7ปี / 5 เดือน

<u>การเก็บภาษีคาร์บอนกับถ่านหิน</u>

ประเด็นการคำนวณต่อมาคือที่มาของเม็ดเงินที่จะนำมาอุดหนุนราคาไฮโดรเจนมาจากไหน โดยในส่วนนี้จะนำเสนอการใช้นโยบายภาษีคาร์บอนกับการบริโภคถ่านหินในภาคอุตสาหกรรมเพื่อนำรายได้มาอุดหนุนราคาไฮโดรเจน

ปริมาณความต้องการไฮโดรเจนนอกจากจะขึ้นอยู่กับสัดส่วนเชิงปริมาตรของการผสมไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงกับก๊าซธรรมชาติยังขึ้นอยู่กับสัดส่วนของโรงงานที่จะเข้าโครงการผสมไฮโดรเจนด้วย โดยที่สัดส่วนการผสมไฮโดรเจน 5% ถ้าทุกโรงงานในภาคอุตสาหกรรมที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเข้าโครงการฯจะทำให้เกิดความต้องการไฮโดรเจนที่ 29,924 ตันต่อปี ซึ่งการอุดหนุนราคาไฮโดรเจนที่ 90 บาทต่อกิโลกรัมไฮโดรเจนจะต้องใช้เงิน 2,693 ล้านบาทต่อปี ซึ่งสามารถหารายได้จากการเก็บภาษีคาร์บอนกับถ่านหินที่ 227 บาทต่อตัน CO_2 ในขณะที่หากมีโรงงานเข้าร่วมโครงการผสมไฮโดรเจนแค่ 20% จะทำให้ความต้องการไฮโดรเจนลดลงเหลือ 5,985 ตันต่อปี ซึ่งการอุดหนุนราคาไฮโดรเจนที่ 90 บาทต่อกิโลกรัมไฮโดรเจนจะใช้เงินลดลงเหลือ 593 ล้านบาทต่อปี ซึ่งสามารถหารายได้จากการเก็บภาษีคาร์บอนกับถ่านหินเพียง 45 บาทต่อตัน CO_2

ในกรณีที่สัดส่วนการผสมไฮโดรเจนอยู่ที่ 20% ถ้าทุกโรงงานในภาคอุตสาหกรรมที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเข้าโครงการฯจะทำให้เกิดความต้องการไฮโดรเจนสูงถึง 134,013 ตันต่อปี ซึ่งการอุดหนุนราคาไฮโดรเจนที่ 70 บาทต่อกิโลกรัมไฮโดรเจนจะต้องใช้เงิน 9,381 ล้านบาทต่อปี ซึ่งสามารถหารายได้จากการเก็บภาษีคาร์บอนกับถ่านหินที่ 791 บาทต่อตัน CO_2 ในขณะที่หากมีโรงงานเข้าร่วมโครงการผสมไฮโดรเจนแค่ 20% จะทำให้ความต้องการไฮโดรเจนลดลงเหลือ 26,803 ตันต่อปี ซึ่งการอุดหนุนราคาไฮโดรเจนที่ 70 บาทต่อ

กิโลกรัมไฮโดรเจนจะใช้เงินลดลงเหลือ 1,876 ล้านบาทต่อปี ซึ่งสามารถหารายได้จากการเก็บภาษีคาร์บอนกับถ่านหินที่ 158 บาทต่อตัน CO_2 โดยผลการคำนวณในส่วนนี้ทั้งหมดถูกแสดงในตารางที่ 9–43

ตารางที่ 9-43 การเก็บภาษีคาร์บอนจากการบริโภคถ่านหินในภาคอุตสาหกรรม เพื่อนำรายได้มาอุดหนุนราคาไฮโดรเจน เมื่อมีโรงงานเข้าร่วมโครงการ H_2 Blending ณ สัดส่วนต่างๆ

		สัดส่วนโรงงานที่เข้าร่วม H2 Blending														
		100%			80%			60%			40%			20%		
H2 Subsidy	H2 Blending	H2 Demand	H2 Subsidy Cost	Carbon Tax on Coal	H2 Demand	H2 Subsidy Cost	Carbon Tax on Coal	H2 Demand	H2 Subsidy Cost	Carbon Tax on Coal	H2 Demand	H2 Subsidy Cost	Carbon Tax on Coal	H2 Demand	H2 Subsidy Cost	Carbon Tax on Coal
THB / KG H2		ตัน ต่อปี	ล้านบาท ต่อปี	บาท / Ton CO2	ตัน ต่อปี	ล้านบาท ต่อปี	บาท / Ton CO2	ตัน ต่อปี	ล้านบาท ต่อปี	บาท / Ton CO2	ตัน ต่อปี	ล้านบาท ต่อปี	บาท / Ton CO2	ตัน ต่อปี	ล้านบาท ต่อปี	บาท / Ton CO2
90	5%	29,924	2,693	227	23,940	2,155	182	17,955	1,616	136	11,970	1,077	91	5,985	539	45
80	10%	62,059	4,965	419	49,647	3,972	335	37,235	2,979	251	24,823	1,986	167	12,412	993	84
70	15%	96,656	6,766	571	77,325	5,413	456	57,994	4,060	342	38,663	2,706	228	19,331	1,353	114
70	20%	134,013	9,381	791	107,210	7,505	633	80,408	5,629	475	53,605	3,752	316	26,803	1,876	158

การเก็บภาษีคาร์บอนกับก๊าซธรรมชาติ

ในส่วนนี้เป็นการนำเสนออีกทางเลือกในการหารายได้ เพื่อที่จะนำมาอุดหนุนราคาไฮโดรเจน นั่นคือการเก็บภาษีคาร์บอน (Carbon Tax) กับการบริโภคก๊าซธรรมชาติในภาคอุตสาหกรรม โดยการเก็บภาษีคาร์บอนในส่วนนี้ นอกจากจะทำให้ได้รายได้เพื่อที่จะนำมาอุดหนุนราคาไฮโดรเจนแล้วยังทำให้ต้นทุนของการใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงสูงขึ้น ทำให้ช่องว่างระหว่างราคาก๊าซธรรมชาติและราคาไฮโดรเจนแคบลง ซึ่งยิ่งจูงใจให้โรงงานในภาคอุตสาหกรรมมีแรงจูงใจในการลงทุนเพื่อผสมไฮโดรเจนในโรงงานมากขึ้น

ในส่วนแรกจะเริ่มต้นด้วยการทำ Sensitivity Analysis เพื่อดูว่าที่การเก็บภาษีคาร์บอนกับการบริโภคก๊าซธรรมชาติในภาคอุตสาหกรรมที่ระดับต่างๆ และการอุดหนุนราคาไฮโดรเจน ณ ระดับต่างๆ ที่จุดใดจะทำให้ค่า F-NPV เป็นบวก ซึ่งหมายถึงมีความคุ้มค่าทางการเงินในการลงทุน โดยผลการคำนวณในแต่ละกรณีที่มีการผสมไฮโดรเจนเป็นสัดส่วนเชิงปริมาตรที่ 5%, 10%, 15% และ 20% ถูกแสดงในตารางที่ 9–44 ถึง 9–47 โดยพื้นที่สีเขียวในตารางหมายถึงการมีค่า F-NPV เป็นบวก ซึ่งแปลว่า ที่ระดับการเก็บภาษีคาร์บอน และการอุดหนุนราคาไฮโดรเจนนั้นๆ ทำให้เกิดความคุ้มค่าทางการเงินในการลงทุน

หลังจากทราบว่าควรเก็บภาษีคาร์บอนที่ระดับเท่าไหร่ และควรอุดหนุนราคาไฮโดรเจนที่ระดับเท่าไหร่ที่จะทำให้เกิดความคุ้มค่าทางการเงินในการลงทุน ส่วนต่อไปคือการดูว่าการเก็บภาษีคาร์บอนที่ระดับต่าง ๆ ทำให้เกิดรายที่มาอุดหนุนราคาไฮโดรเจนได้สูงสุดที่เท่าไหร่ ซึ่งใช้ผลการคำนวณที่อยู่ในตารางที่ 9–17 ซึ่งเป็นข้อมูลการเก็บภาษีคาร์บอนกับก๊าซธรรมชาติ ณ ระดับต่างๆ และความสามารถนำรายได้นั้นไปอุดหนุนราคาไฮโดรเจน

จากผลการคำนวณในตารางที่ 9–44 พบว่าการผสมไฮโดรเจนที่อัตราส่วนเชิงปริมาตร 5% ควรมีการเก็บภาษีคาร์บอนกับก๊าซธรรมชาติที่ 250 บาทต่อตัน CO_2 โดยจากตารางที่ 9–17 พบว่า การเก็บภาษีคาร์บอนที่ 250 บาทต่อตัน CO_2 เท่ากับ 15 บาทต่อ MMBTU สามารถทำให้นำรายได้ไปอุดหนุนราคาไฮโดรเจนได้สูงสุดที่ 121 บาทต่อกิโลกรัมไฮโดรเจน ซึ่งในตารางที่ 9–44 ได้แสดงผลการคำนวณว่า การเก็บภาษีคาร์บอนที่ 250 บาทต่อตัน CO_2 ต้องการเพียงการอุดหนุนราคาไฮโดรเจนที่ 90 บาทต่อกิโลกรัมไฮโดรเจน ก็จะทำให้ค่า F-NPV เป็นบวก ซึ่งหมายถึงเกิดความคุ้มค่าทางการเงินในการลงทุนแล้ว

จากวิธีคิดข้างต้น เมื่อพิจารณาการผสมไฮโดรเจนที่อัตราส่วนเชิงปริมาตร 10% ควรจะมีการเก็บภาษีคาร์บอนกับก๊าซธรรมชาติที่ 500 บาทต่อตัน CO_2 ซึ่งเท่ากับ 30 บาทต่อ MMBTU และนำรายได้จากภาษีมาอุดหนุนราคาไฮโดรเจนที่ 70 บาทต่อกิโลกรัมไฮโดรเจน เพื่อทำให้เกิดความคุ้มค่าทางการเงินในการลงทุน และกรณีการผสมไฮโดรเจนที่อัตราส่วนเชิงปริมาตร 15% ควรจะมีการเก็บภาษีคาร์บอนกับก๊าซธรรมชาติที่ 500 บาทต่อตัน CO_2 ซึ่งเท่ากับ 30 บาทต่อ MMBTU และนำรายได้จากภาษีมาอุดหนุนราคาไฮโดรเจนที่ 60 บาทต่อกิโลกรัมไฮโดรเจน เพื่อทำให้เกิดความคุ้มค่าทางการเงินในการลงทุน และกรณีการผสมไฮโดรเจนที่อัตราส่วนเชิงปริมาตร 20% ควรจะมีการเก็บภาษีคาร์บอนกับก๊าซธรรมชาติที่ 750 บาทต่อตัน CO_2 ซึ่งเท่ากับ 44 บาทต่อ MMBTU และนำรายได้จากภาษีมาอุดหนุนราคาไฮโดรเจนที่ 60 บาทต่อกิโลกรัมไฮโดรเจน เพื่อทำให้เกิดความคุ้มค่าทางการเงินในการลงทุน

ผลการคำนวณผลตอบแทน และความคุ้มค่าทางการเงินและทางเศรษฐศาสตร์จากการเก็บภาษีคาร์บอนกับก๊าซธรรมชาติ และการอุดหนุนราคาไฮโดรเจนในกรณีการผสมไฮโดรเจนที่อัตราส่วนเชิงปริมาตรระดับต่าง ๆ ถูกแสดงในตารางที่ 9–46 ซึ่งในกรณีของการผสมไฮโดรเจนเชิงปริมาตรที่ 5% เมื่อมีการเก็บภาษีคาร์บอนกับก๊าซธรรมชาติที่ 250 บาทต่อตัน CO_2 และมีการอุดหนุนราคาไฮโดรเจนที่ 90 บาทต่อกิโลกรัมไฮโดรเจนทำให้เกิดความคุ้มค่าทางการเงินในการลงทุน จากการที่ค่า FIRR มากกว่าค่า Financial Discount Rate (2.38%) และค่า F-NPV เป็นบวก และค่า F B/C มากกว่า 1 และมี

ระยะเวลาคืนทุนอยู่ที่ 17 ปี 8 เดือน และมีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ในการลงทุนจากการที่ค่า EIRR มากกว่า ค่า Economic Discount Rate (7.00%) และค่า E-NPV เป็นบวก และค่า E B/C มากกว่า 1 และมีระยะเวลาคืนทุนทางเศรษฐศาสตร์อยู่ที่ 6 ปี 4 เดือน

การผสมไฮโดรเจนเชิงปริมาตรที่ 10% เมื่อมีการเก็บภาษีคาร์บอนกับก๊าซธรรมชาติที่ 500 บาทต่อตัน CO_2 และมีการอุดหนุนราคาไฮโดรเจนที่ 70 บาทต่อกิโลกรัมไฮโดรเจน ทำให้เกิดความคุ้มค่าทางการเงินในการลงทุน จากการที่ค่า FIRR มากกว่า ค่า Financial Discount Rate (2.38%) และค่า F-NPV เป็นบวก และค่า F B/C มากกว่า 1 และมีระยะเวลาคืนทุนอยู่ที่ 19 ปี 8 เดือน และมีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ในการลงทุน จากการที่ค่า EIRR มากกว่า ค่า Economic Discount Rate (7.00%) และค่า E-NPV เป็นบวก และค่า E B/C มากกว่า 1 และมีระยะเวลาคืนทุนทางเศรษฐศาสตร์อยู่ที่ 8 ปี 3 เดือน

การผสมไฮโดรเจนเชิงปริมาตรที่ 15% เมื่อมีการเก็บภาษีคาร์บอนกับก๊าซธรรมชาติที่ 500 บาทต่อตัน CO_2 และมีการอุดหนุนราคาไฮโดรเจนที่ 60 บาทต่อกิโลกรัมไฮโดรเจน ทำให้เกิดความคุ้มค่าทางการเงินในการลงทุนจากการที่ค่า FIRR มากกว่า ค่าFinancial Discount Rate (2.38%) และค่า F-NPV เป็นบวก และค่า F B/C มากกว่า 1 และมีระยะเวลาคืนทุนอยู่ที่ 21 ปี 5 เดือน และมีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ในการลงทุน จากการที่ค่า EIRR มากกว่า ค่า Economic Discount Rate (7.00%) และค่า E-NPV เป็นบวก และค่า E B/C มากกว่า 1 และมีระยะเวลาคืนทุนทางเศรษฐศาสตร์อยู่ที่ 9 ปี 7 เดือน

ตารางที่ 9-44 การเก็บภาษีคาร์บอนจากการบริโภคก๊าซธรรมชาติในภาคอุตสาหกรรม และการอุดหนุนราคาไฮโดรเจนที่ทำให้เกิดความคุ้มค่าทางการเงินในการลงทุนผสมไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงกับก๊าซธรรมชาติที่สัดส่วนเชิงปริมาตร 5%

5% H2 Blending		Subsidy on H2 Price (THB / H2 kg)									
F-NPV		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
Carbon Tax (THB / ton CO2)	250	-8,547,770	-7,327,194	-6,106,619	-4,886,043	-3,665,468	-2,444,892	-1,224,317	-3,741	1,216,834	2,437,410
	500	-8,111,983	-6,891,407	-5,670,832	-4,450,257	-3,229,681	-2,009,106	-788,530	432,045	1,652,621	2,873,196
	750	-7,676,196	-6,455,621	-5,235,045	-4,014,470	-2,793,895	-1,573,319	-352,744	867,832	2,088,407	3,308,983
	1,000	-7,240,410	-6,019,834	-4,799,259	-3,578,683	-2,358,108	-1,137,532	83,043	1,303,618	2,524,194	3,744,769
	1,250	-6,804,623	-5,584,048	-4,363,472	-3,142,897	-1,922,321	-701,746	518,830	1,739,405	2,959,980	4,180,556
	1,500	-6,368,837	-5,148,261	-3,927,686	-2,707,110	-1,486,535	-265,959	954,616	2,175,192	3,395,767	4,616,343
	1,750	-5,933,050	-4,712,474	-3,491,899	-2,271,324	-1,050,748	169,827	1,390,403	2,610,978	3,831,554	5,052,129
	2,000	-5,497,263	-4,276,688	-3,056,112	-1,835,537	-614,962	605,614	1,826,189	3,046,765	4,267,340	5,487,916
	2,250	-5,061,477	-3,840,901	-2,620,326	-1,399,750	-179,175	1,041,401	2,261,976	3,482,551	4,703,127	5,923,702
	2,500	-4,625,690	-3,405,115	-2,184,539	-963,964	256,612	1,477,187	2,697,763	3,918,338	5,138,913	6,359,489
	2,750	-4,189,904	-2,969,328	-1,748,753	-528,177	692,398	1,912,974	3,133,549	4,354,125	5,574,700	6,795,276
	3,000	-3,754,117	-2,533,541	-1,312,966	-92,391	1,128,185	2,348,760	3,569,336	4,789,911	6,010,487	7,231,062
	3,250	-3,318,330	-2,097,755	-877,179	343,396	1,563,971	2,784,547	4,005,122	5,225,698	6,446,273	7,666,849
	3,500	-2,882,544	-1,661,968	-441,393	779,183	1,999,758	3,220,334	4,440,909	5,661,484	6,882,060	8,102,635
	3,750	-2,446,757	-1,226,182	-5,606	1,214,969	2,435,545	3,656,120	4,876,696	6,097,271	7,317,846	8,538,422
	4,000	-2,010,971	-790,395	430,180	1,650,756	2,871,331	4,091,907	5,312,482	6,533,058	7,753,633	8,974,209

ตารางที่ 9-45 การเก็บภาษีคาร์บอนจากการบริโภคก๊าซธรรมชาติในภาคอุตสาหกรรม และการอุดหนุนราคาไฮโดรเจนที่ทำให้เกิดความคุ้มค่าทางการเงินในการลงทุนผสมไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงกับก๊าซธรรมชาติที่สัดส่วนเชิงปริมาตร 10%

10% H2 Blending		Subsidy on H2 Price (THB / H2 kg)									
F-NPV		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
Carbon Tax (THB / ton CO2)	250	-14,734,415	-12,203,134	-9,671,853	-7,140,572	-4,609,291	-2,078,010	453,271	2,984,552	5,515,832	8,047,113
	500	-13,830,662	-11,299,381	-8,768,100	-6,236,819	-3,705,538	-1,174,258	1,357,023	3,888,304	6,419,585	8,950,866
	750	-12,926,909	-10,395,628	-7,864,348	-5,333,067	-2,801,786	-270,505	2,260,776	4,792,057	7,323,338	9,854,619
	1,000	-12,023,157	-9,491,876	-6,960,595	-4,429,314	-1,898,033	633,248	3,164,529	5,695,810	8,227,090	10,758,371
	1,250	-11,119,404	-8,588,123	-6,056,842	-3,525,561	-994,280	1,537,000	4,068,281	6,599,562	9,130,843	11,662,124
	1,500	-10,215,651	-7,684,371	-5,153,090	-2,621,809	-90,528	2,440,753	4,972,034	7,503,315	10,034,596	12,565,877
	1,750	-9,311,899	-6,780,618	-4,249,337	-1,718,056	813,225	3,344,506	5,875,787	8,407,067	10,938,348	13,469,629
	2,000	-8,408,146	-5,876,865	-3,345,584	-814,303	1,716,977	4,248,258	6,779,539	9,310,820	11,842,101	14,373,382
	2,250	-7,504,393	-4,973,113	-2,441,832	89,449	2,620,730	5,152,011	7,683,292	10,214,573	12,745,854	15,277,134
	2,500	-6,600,641	-4,069,360	-1,538,079	993,202	3,524,483	6,055,764	8,587,044	11,118,325	13,649,606	16,180,887
	2,750	-5,696,888	-3,165,607	-634,326	1,896,954	4,428,235	6,959,516	9,490,797	12,022,078	14,553,359	17,084,640
	3,000	-4,793,136	-2,261,855	269,426	2,800,707	5,331,988	7,863,269	10,394,550	12,925,831	15,457,112	17,988,392
	3,250	-3,889,383	-1,358,102	1,173,179	3,704,460	6,235,741	8,767,022	11,298,302	13,829,583	16,360,864	18,892,145
	3,500	-2,985,630	-454,349	2,076,932	4,608,212	7,139,493	9,670,774	12,202,055	14,733,336	17,264,617	19,795,898
	3,750	-2,081,878	449,403	2,980,684	5,511,965	8,043,246	10,574,527	13,105,808	15,637,089	18,168,369	20,699,650
	4,000	-1,178,125	1,353,156	3,884,437	6,415,718	8,946,999	11,478,279	14,009,560	16,540,841	19,072,122	21,603,403

ตารางที่ 9-46 การเก็บภาษีคาร์บอนจากการบริโภคก๊าซธรรมชาติในภาคอุตสาหกรรม และการอุดหนุนราคาไฮโดรเจนที่ทำให้เกิดความคุ้มค่าทางการเงินในการลงทุนผสมไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงกับก๊าซธรรมชาติที่สัดส่วนเชิงปริมาตร 15%

15% H2 Blending		Subsidy on H2 Price (THB / H2 kg)									
F-NPV		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
Carbon Tax (THB / ton CO2)	250	-20,663,535	-16,721,052	-12,778,570	-8,836,088	-4,893,606	-951,124	2,991,358	6,933,840	10,876,322	14,818,804
	500	-19,255,936	-15,313,453	-11,370,971	-7,428,489	-3,486,007	456,475	4,398,957	8,341,439	12,283,921	16,226,403
	750	-17,848,336	-13,905,854	-9,963,372	-6,020,890	-2,078,408	1,864,074	5,806,556	9,749,038	13,691,520	17,634,002
	1,000	-16,440,737	-12,498,255	-8,555,773	-4,613,291	-670,809	3,271,673	7,214,155	11,156,637	15,099,119	19,041,602
	1,250	-15,033,138	-11,090,656	-7,148,174	-3,205,692	736,790	4,679,272	8,621,754	12,564,236	16,506,718	20,449,201
	1,500	-13,625,539	-9,683,057	-5,740,575	-1,798,093	2,144,389	6,086,871	10,029,353	13,971,835	17,914,318	21,856,800
	1,750	-12,217,940	-8,275,458	-4,332,976	-390,494	3,551,988	7,494,470	11,436,952	15,379,435	19,321,917	23,264,399
	2,000	-10,810,341	-6,867,859	-2,925,377	1,017,105	4,959,587	8,902,069	12,844,551	16,787,034	20,729,516	24,671,998
	2,250	-9,402,742	-5,460,260	-1,517,778	2,424,704	6,367,186	10,309,668	14,252,151	18,194,633	22,137,115	26,079,597
	2,500	-7,995,143	-4,052,661	-110,179	3,832,303	7,774,785	11,717,268	15,659,750	19,602,232	23,544,714	27,487,196
	2,750	-6,587,544	-2,645,062	1,297,420	5,239,902	9,182,384	13,124,867	17,067,349	21,009,831	24,952,313	28,894,795
	3,000	-5,179,945	-1,237,463	2,705,019	6,647,501	10,589,984	14,532,466	18,474,948	22,417,430	26,359,912	30,302,394
	3,250	-3,772,346	170,136	4,112,618	8,055,101	11,997,583	15,940,065	19,882,547	23,825,029	27,767,511	31,709,993
	3,500	-2,364,747	1,577,735	5,520,217	9,462,700	13,405,182	17,347,664	21,290,146	25,232,628	29,175,110	33,117,592
	3,750	-957,148	2,985,334	6,927,817	10,870,299	14,812,781	18,755,263	22,697,745	26,640,227	30,582,709	34,525,191
	4,000	450,451	4,392,934	8,335,416	12,277,898	16,220,380	20,162,862	24,105,344	28,047,826	31,990,308	35,932,790

ตารางที่ 9-47 การเก็บภาษีคาร์บอนจากการบริโภคก๊าซธรรมชาติในภาคอุตสาหกรรม และการอุดหนุนราคาไฮโดรเจนที่ทำให้เกิดความคุ้มค่าทางการเงินในการลงทุนผสมไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงกับก๊าซธรรมชาติที่สัดส่วนเชิงปริมาตร 20%

20% H2 Blending		Subsidy on H2 Price (THB / H2 kg)									
F-NPV		10	20	30	40	50	60	70	80	90	100
Carbon Tax (THB / ton CO2)	250	-27,065,381	-21,599,183	-16,132,985	-10,666,788	-5,200,590	265,608	5,731,806	11,198,004	16,664,202	22,130,400
	500	-25,113,764	-19,647,566	-14,181,368	-8,715,171	-3,248,973	2,217,225	7,683,423	13,149,621	18,615,819	24,082,016
	750	-23,162,147	-17,695,949	-12,229,751	-6,763,554	-1,297,356	4,168,842	9,635,040	15,101,238	20,567,436	26,033,633
	1,000	-21,210,530	-15,744,332	-10,278,134	-4,811,937	654,261	6,120,459	11,586,657	17,052,855	22,519,053	27,985,250
	1,250	-19,258,913	-13,792,715	-8,326,517	-2,860,320	2,605,878	8,072,076	13,538,274	19,004,472	24,470,670	29,936,867
	1,500	-17,307,296	-11,841,098	-6,374,900	-908,703	4,557,495	10,023,693	15,489,891	20,956,089	26,422,287	31,888,484
	1,750	-15,355,679	-9,889,481	-4,423,284	1,042,914	6,509,112	11,975,310	17,441,508	22,907,706	28,373,904	33,840,101
	2,000	-13,404,062	-7,937,864	-2,471,667	2,994,531	8,460,729	13,926,927	19,393,125	24,859,323	30,325,520	35,791,718
	2,250	-11,452,445	-5,986,247	-520,050	4,946,148	10,412,346	15,878,544	21,344,742	26,810,940	32,277,137	37,743,335
	2,500	-9,500,828	-4,034,630	1,431,567	6,897,765	12,363,963	17,830,161	23,296,359	28,762,557	34,228,754	39,694,952
	2,750	-7,549,211	-2,083,013	3,383,184	8,849,382	14,315,580	19,781,778	25,247,976	30,714,174	36,180,371	41,646,569
	3,000	-5,597,594	-131,396	5,334,801	10,800,999	16,267,197	21,733,395	27,199,593	32,665,791	38,131,988	43,598,186
	3,250	-3,645,977	1,820,220	7,286,418	12,752,616	18,218,814	23,685,012	29,151,210	34,617,407	40,083,605	45,549,803
	3,500	-1,694,360	3,771,837	9,238,035	14,704,233	20,170,431	25,636,629	31,102,827	36,569,024	42,035,222	47,501,420
	3,750	257,257	5,723,454	11,189,652	16,655,850	22,122,048	27,588,246	33,054,444	38,520,641	43,986,839	49,453,037
	4,000	2,208,874	7,675,071	13,141,269	18,607,467	24,073,665	29,539,863	35,006,061	40,472,258	45,938,456	51,404,654

ตารางที่ 9-48 ผลการคำนวณผลตอบแทนและความคุ้มค่าทางการเงินและทางเศรษฐศาสตร์ของ Carbon Tax and Hydrogen Subsidy Case

Carbon Tax and Hydrogen Subsidy Case					
Hydrogen Blending (Vol.)		5%	10%	15%	20%
Carbon Tax on NG	THB / Ton CO2	250.00	500.00	500.00	750.00
H_2 Subsidy	THB / KG H2	90	70	60	60
Financial Feasibility	FIRR	5.10%	3.94%	2.75%	4.94%
	F-NPV	1,216,834	1,357,023	456,475	4,168,842
	F B/C	1.2549	1.1607	1.0357	1.3262
	F Payback Period	17ปี / 8 เดือน	19ปี / 8 เดือน	21ปี / 5 เดือน	19ปี / 1 เดือน
Economic Feasibility	EIRR	17.35%	15.68%	15.19%	18.61%
	E-NPV	1,853,157	2,918,058	3,674,594	6,449,057
	E B/C	1.5749	1.5022	1.4388	1.7022
	E Payback Period	6ปี / 4 เดือน	8ปี / 3 เดือน	9ปี / 7 เดือน	8ปี / 3 เดือน

การผสมไฮโดรเจนเชิงปริมาตรที่ 20% เมื่อมีการเก็บภาษีคาร์บอนกับก๊าซธรรมชาติที่ 750 บาทต่อตัน CO_2 และมีการอุดหนุนราคาไฮโดรเจนที่ 60 บาทต่อกิโลกรัมไฮโดรเจน ทำให้เกิดความคุ้มค่าทางการเงินในการลงทุนจากการที่ค่า FIRR มากกว่า ค่า Financial Discount Rate (2.38%) และค่า F-NPV เป็นบวก และค่า F B/C มากกว่า 1 และมีระยะเวลาคืนทุนอยู่ที่ 19 ปี 1 เดือน และมีความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ในการลงทุนจากการที่ค่า EIRR มากกว่า ค่า Economic Discount Rate (7.00%) และค่า E-NPV เป็นบวก และค่า E B/C มากกว่า 1 และมีระยะเวลาคืนทุนทางเศรษฐศาสตร์อยู่ที่ 8 ปี 3 เดือน

อย่างไรก็ดีในกรณีที่มีโรงงานในภาคอุตสาหกรรมเข้าร่วมโครงการผสมไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงกับก๊าซธรรมชาติน้อยก็จะทำให้มีความต้องการไฮโดรเจนน้อยลง และมีความต้องการเงินเพื่อนำมาอุดหนุนราคาไฮโดรเจนน้อยลงทำให้มีเงินรายได้จากภาษีคาร์บอนเหลือซึ่งสามารถทำประโยชน์ทางด้านอื่นได้โดยผลการคำนวณด้านนี้ ถูกแสดงในตารางที่ 9–49

ในกรณีที่มีการผสมไฮโดรเจนเชิงปริมาตรที่ 5% และมีการเก็บภาษีคาร์บอนกับก๊าซธรรมชาติที่ 250 บาทต่อตัน CO_2 จะทำให้มีรายได้จากภาษีที่ 3,611 ล้านบาทต่อปี ซึ่งการนำเงินรายได้นี้ไปอุดหนุนราคาไฮโดรเจนที่ 90 บาทต่อกิโลกรัมไฮโดรเจน ถ้ามีสัดส่วนโรงงานเข้าร่วมการผสมไฮโดรเจนที่ 100% จะมีเงินรายได้จากภาษีคาร์บอนเหลือที่ปีละ 918 ล้านบาท ในขณะที่ถ้ามีโรงงานเข้าร่วมที่ 80%, 60%, 40% และ 20% จะมีเงินรายได้จากภาษีคาร์บอนเหลือ 1,456, 1,995, 2,534 และ 3,072 ล้านบาทต่อปี ตามลำดับ

ในกรณีที่มีการผสมไฮโดรเจนเชิงปริมาตรที่ 10% และมีการเก็บภาษีคาร์บอนกับก๊าซธรรมชาติที่ 500 บาทต่อตัน CO_2 จะทำให้มีรายได้จากภาษีที่ 7,094 ล้านบาทต่อปี ซึ่งการนำเงินรายได้นี้ไปอุดหนุน

ราคาไฮโดรเจนที่ 70 บาทต่อกิโลกรัมไฮโดรเจน ถ้ามีสัดส่วนโรงงานเข้าร่วมการผสมไฮโดรเจนที่ 100% จะมีเงินรายได้จากภาษีคาร์บอนเหลือที่ปีละ 2,750 ล้านบาท ในขณะที่ถ้ามีโรงงานเข้าร่วมที่ 80%, 60%, 40% และ 20% จะมีเงินรายได้จากภาษีคาร์บอนเหลือ 3,619, 4,488, 5,357 และ 6,225 ล้านบาทต่อปี ตามลำดับ

ในกรณีที่มีการผสมไฮโดรเจนเชิงปริมาตรที่ 15% และมีการเก็บภาษีคาร์บอนกับก๊าซธรรมชาติที่ 500 บาทต่อตัน CO_2 จะทำให้มีรายได้จากภาษีที่ 6,957 ล้านบาทต่อปี ซึ่งการนำเงินรายได้นี้ไปอุดหนุนราคาไฮโดรเจนที่ 60 บาทต่อกิโลกรัมไฮโดรเจน ถ้ามีสัดส่วนโรงงานเข้าร่วมการผสมไฮโดรเจนที่ 100% จะมีเงินรายได้จากภาษีคาร์บอนเหลือที่ปีละ 1,158 ล้านบาท ในขณะที่ถ้ามีโรงงานเข้าร่วมที่ 80%, 60%, 40% และ 20% จะมีเงินรายได้จากภาษีคาร์บอนเหลือ 2,317, 3,477, 4,637 และ 5,797 ล้านบาทต่อปี ตามลำดับ

ในกรณีที่มีการผสมไฮโดรเจนเชิงปริมาตรที่ 20% และมีการเก็บภาษีคาร์บอนกับก๊าซธรรมชาติที่ 750 บาทต่อตัน CO_2 จะทำให้มีรายได้จากภาษีที่ 10,213 ล้านบาทต่อปี ซึ่งการนำเงินรายได้นี้ไปอุดหนุนราคาไฮโดรเจนที่ 60 บาทต่อกิโลกรัมไฮโดรเจน ถ้ามีสัดส่วนโรงงานเข้าร่วมการผสมไฮโดรเจนที่ 100% จะมีเงินรายได้จากภาษีคาร์บอนเหลือที่ปีละ 2,172 ล้านบาท ในขณะที่ถ้ามีโรงงานเข้าร่วมที่ 80%, 60%, 40% และ 20% จะมีเงินรายได้จากภาษีคาร์บอนเหลือ 3,781, 5,389, 6,997 และ 8,605 ล้านบาทต่อปี ตามลำดับ

ตารางที่ 9-49 ปริมาณเงินรายได้จากภาษีคาร์บอนก๊าซธรรมชาติที่เหลือจากการอุดหนุนราคาไฮโดรเจนในกรณีที่มีโรงงานเข้าร่วมโครงการผสมไฮโดรเจน ณ ระดับต่างๆ

Hydrogen Blending (Vol.)				5%	10%	15%	20%
Carbon Tax on Natural Gas			THB / Ton CO2	250	500	500	750
			THB / MMBTU	15	30	30	44
Natural Gas consumption			MMBTU / year	243,774,410	239,470,891	234,837,408	229,834,499
Revenue from Carbon Tax			ล้านบาท ต่อปี	3,611	7,094	6,957	10,213
H_2 Subsidy			THB / KG H2	90	70	60	60
โรงงานที่เข้าร่วม H_2 Blending	100%	H_2 Demand	ตัน ต่อปี	29,924	62,059	96,656	134,013
		H2 Subsidy Cost	ล้านบาท ต่อปี	2,693	4,344	5,799	8,041
		มีเงินเหลือ	ล้านบาท ต่อปี	918	2,750	1,158	2,172
	80%	H2 Demand	ตัน ต่อปี	23,940	49,647	77,325	107,210
		H2 Subsidy Cost	ล้านบาท ต่อปี	2,155	3,475	4,640	6,433
		มีเงินเหลือ	ล้านบาท ต่อปี	1,456	3,619	2,317	3,781
	60%	H2 Demand	ตัน ต่อปี	17,955	37,235	57,994	80,408

Hydrogen Blending (Vol.)				5%	10%	15%	20%
		H2 Subsidy Cost	ล้านบาท ต่อปี	1,616	2,606	3,480	4,824
		มีเงินเหลือ	ล้านบาท ต่อปี	1,995	4,488	3,477	5,389
	40%	H2 Demand	ตัน ต่อปี	11,970	24,823	38,663	53,605
		H2 Subsidy Cost	ล้านบาท ต่อปี	1,077	1,738	2,320	3,216
		มีเงินเหลือ	ล้านบาท ต่อปี	2,534	5,357	4,637	6,997
	20%	H2 Demand	ตัน ต่อปี	5,985	12,412	19,331	26,803
		H2 Subsidy Cost	ล้านบาท ต่อปี	539	869	1,160	1,608
		มีเงินเหลือ	ล้านบาท ต่อปี	3,072	6,225	5,797	8,605

เอกสารอ้างอิง

(1) สำนักงานการวิจัยแห่งชาติ. (2567). โครงการวิจัยเชิงนโยบายเพื่อส่งเสริมห่วงโซ่อุปสงค์และอุปทานของพลังงานไฮโดรเจนสีฟ้า ในประเทศไทย.

(2) สำนักงานคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน. (2564). มาตรการปรับปรุงประสิทธิภาพ. Retrieved from https://www.boi.go.th/index.php?page=production_effiiciency2&newpage=true&language=th

(3) สำนักงานสภาพัฒนาการเศรษฐกิจและสังคมแห่งชาติ. (2567). คู่มือแนวทางและหลักเกณฑ์การวิเคราะห์โครงการ (ฉบับปรับปรุง พ.ศ. 2567).

(4) สถาบันวิจัยเพื่อตลาดทุน. (2566). ภาพรวมต้นทุนเงินลงทุนเฉลี่ย (WACC) และอัตราผลตอบแทนของเงินทุน (ROIC) ของบริษัทจดทะเบียนใน อาเซียน และไทย. Retrieved from https://www.cmri.or.th/uploads/images/1696304971CapSnap-19-2566-WACC-20231003.pdf

(5) สถาบันวิจัยเศรษฐกิจ ป๋วย อึ๊งภากรณ์. (2567). การเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศกับเศรษฐกิจ: ตอนที่ 2 การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก. Retrieved from https://www.pier.or.th/pierspectives/003/#32-การกำหนดราคาคาร์บอน

(6) ฐานเศรษฐกิจ. (2567). คาร์บอนเครดิตคึก 9 เดือน ซื้อขาย 80 ล้านบาท ตลาดมีเหลืออีก 17 ล้านตัน. Retrieved from https://www.thansettakij.com/climatecenter/net-zero/600989

(7) Air Liquide. (2024). Hydrogen, an alternative to reduce the carbon footprint of the glass industry. Retrieved from https://www.airliquide.com/stories/industry/hydrogen-alternative-reduce-carbon-footprint-glass-industry

(8) ATCO. (2023). Public Commissioning Knowledge Sharing Report: Hydrogen Blending Project. Retrieved from https://www.wa.gov.au/system/files/2023-08/hydrogen_blending_project_public_knowledge_sharing_report.pdf

(9) BIG. (2024). BIG and B.Grimm Forge Partnership to Advance Hydrogen Electricity Production, Targeting Over 10,000 Tons Annual of Carbon Emissions. Retrieved from https://bigth.com/en/big-bgrimm-climate-technology-collaboration/

(10) Bloomberg. (2024). Green Hydrogen Hype Is Giving Way to Reality. Retrieved from https://www.bloomberg.com/news/newsletters/2024-12-23/green-hydrogen-hype-is-giving-way-to-reality

(11) BloombergNEF. (2025). Europe's New Emissions Trading System Expected to Have World's Highest Carbon Price in 2030 at €149, BloombergNEF Forecast Reveals. Retrieved from https://about.bnef.com/insights/commodities/europes-new-emissions-trading-system-expected-to-have-worlds-highest-carbon-price-in-2030-at-e149-bloombergnef-forecast-reveals/

(12) British Columbia. (2025). Carbon tax rates by fuel type. Retrieved from https://www2.gov.bc.ca/gov/content/taxes/sales-taxes/motor-fuel-carbon-tax/publications/carbon-tax-rates-by-fuel-type

(13) British Steel. (2022). Net Zero Innovation Portfolio Industrial Fuel Switching: Desktop Feasibility Study: Green Hydrogen in Steel Manufacture. Retrieved from https://assets.publishing.service.gov.uk/media/649aa8b383131100132963fd/British_Steel_-_Green_Hydrogen_in_Steel_Manufacture_-_IFS_Feasibility_Report_.pdf

(14) DNV. (2023). DNV to assess the viability of blending hydrogen into South Korea's gas transmission network. Retrieved from https://www.dnv.com/news/2023/dnv-to-assess-the-viability-of-blending-hydrogen-into-south-korea-s-gas-transmission-network-238562/

(15) DNV. (2024). DNV embarks on groundbreaking hydrogen blending feasibility study to decarbonize gas system in British Columbia. Retrieved from https://www.dnv.com/news/2024/dnv-embarks-on-groundbreaking-hydrogen-blending-feasibility-study-to-decarbonize-gas-system-in-british-columbia/

(16) EGAT. (2024a). Thailand and Japan push ahead with hydrogen blended with natural gas to lower carbon emissions sustainably. Retrieved from https://www.egat.co.th/home/en/20240605e-01/

(17) EGAT. (2024b). Thailand takes first steps in hydrogen blending demonstration with EGAT-BIG collaboration. Retrieved from https://www.egat.co.th/home/en/20240612e/

(18) European Commission. (2022). HYBRIT Demonstration: Swedish largescale steel value chain demonstration of Hydrogen Breakthrough Iron-making Technology. Retrieved from https://climate.ec.europa.eu/system/files/2022-07/if_pf_2022_hybrit_en.pdf

(19) FCW. (2024). Limak Cement Partners with Air Liquide to Pioneer Green Hydrogen in Cement Production. Retrieved from https://fuelcellsworks.com/news/limak-cement-partners-with-air-liquide-to-pioneer-green-hydrogen-in-cement-production

(20) Firstgas. (2025). Hydrogen blending: a step along the path to net zero. Retrieved from https://firstgas.co.nz/te-horo-hydrogen-blend-project

(21) Gas Networks Ireland. (2022). Testing of Blends of Hydrogen and Natural Gas (HyTest). Retrieved from https://www.gasnetworks.ie/sites/default/files/docs/business/renewable-gas/GIF-Hydrogen-Blend.pdf

(22) Government Offices of Sweden. (2025). Sweden’s carbon tax. Retrieved from https://www.government.se/government-policy/taxes-and-tariffs/swedens-carbon-tax/

(23) Green & Blue Planet Solutions. (2025). EU CBAM มาตรการปรับราคาคาร์บอนของสหภาพยุโรปส่งผลกับผู้ประกอบการไทยอย่างไร. Retrieved from https://th.gb-planet.com/knowledge/2025060403.html

(24) Heidelberg. (2024). Academic study confirms success of Ribblesdale world-first hydrogen fuel trial. Retrieved from https://www.heidelbergmaterials.co.uk/en/news-and-events/world-first-hydrogen-fuel-trial-study-confirms-success

(25) Hydrogen Tech World. (2024). Limak Cement successfully completes hydrogen tests in cement production. Retrieved from https://hydrogentechworld.com/limak-cement-successfully-completes-hydrogen-tests-in-cement-production

(26) HyNet. (2022). HyNet Industrial Fuel Switching. Retrieved from https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/1119899/phase_3_hynet_industrial_fuel_switching.pdf

(27) IEA. (2024). Global Hydrogen Review 2024. Retrieved from https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024

(28) Irish Tax and Customs. (2025a). Natural Gas Carbon Tax (NGCT). Retrieved from https://www.revenue.ie/en/companies-and-charities/excise-and-licences/energy-taxes/natural-gas-carbon-tax/rate-of-tax.aspx

(29) Irish Tax and Customs. (2025b). Solid Fuel Carbon Tax (SFCT). Retrieved from https://www.revenue.ie/en/companies-and-charities/excise-and-licences/energy-taxes/solid-fuel-carbon-tax/rate-of-tax.aspx

(30) Norwegian Petroleum. (2025). Emissions to Air. Retrieved from https://www.norskpetroleum.no/en/environment-and-technology/emissions-to-air/

(31) Power Engineering International. (2021). First-ever test with a 30% natural gas/hydrogen blend in steel forging. Retrieved from https://www.powerengineeringint.com/gas-oil-fired/first-ever-test-with-a-30-natural-gas-hydrogen-blend-in-steel-forging/

(32) Resource for the Future. (2025). Social Cost of Carbon 101: A review of the social cost of carbon, from a basic definition to the history of its use in policy analysis. Retrieved from https://www.rff.org/publications/explainers/social-cost-carbon-101/

(33) SaskEnergy. (2025). Federal Carbon Tax: Carbon charges and your SaskEnergy bill. Retrieved from https://www.saskenergy.com/manage-account/federal-carbon-tax

(34) Schott. (2024). Premiere: SCHOTT produces optical glass with 100 percent hydrogen. Retrieved from https://www.schott.com/en-gb/news-and-media/media-releases/2024/schott-produces-optical-glass-with-100-percent-hydrogen

(35) Tax Foundation Europe. (2024). Carbon Taxes in Europe, 2024, Retrieved from https://taxfoundation.org/data/all/eu/carbon-taxes-europe-2024/

(36) Thai Smile Bus. (2024). ‘ไทยสมายล์บัส’ ซื้อขายคาร์บอนเครดิตจากรถเมล์เจ้าแรกของโลก. Retrieved from https://thaismilegroup.com/?p=10498

(37) The American Ceramic Society. (2023). Video: Hydrogen trials show promise at glassmaking plants. Retrieved from https://ceramics.org/ceramic-tech-today/video-hydrogen-trials-show-promise-at-glassmaking-plants/

(38) UBC News. (2025). Why carbon taxes fell short—and what Canada should do next. Retrieved from https://news.ubc.ca/2025/06/why-carbon-taxes-fell-short-and-what-canada-should-do-next/

(39) U.S. Department of Energy. (2022). HyBlend: Opportunities for Hydrogen Blending in Natural Gas Pipelines. Retrieved from https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hyblend-opportunities-hydrogen-blending-natural-gas-pipelines

(40) World Bank. (2025). 2025 State and Trends of Carbon Pricing. Retrieved from https://www.worldbank.org/en/publication/state-and-trends-of-carbon-pricing

บทที่ 10
ร่างแนวทางหรือมาตรการส่งเสริมการปรับปรุงหรือปรับเปลี่ยนอุปกรณ์และเครื่องจักรในการใช้เชื้อเพลิงผสมสำหรับโรงงานอุตสาหกรรม

จากการศึกษาในบทที่ 9 การที่ภาคเอกชน โรงงานในภาคอุตสาหกรรมปรับเปลี่ยนมาผสมไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงในสัดส่วนเชิงปริมาตรต่างๆกับก๊าซธรรมชาตินั้น โรงงานจะมีรายจ่ายด้านต้นทุนเพิ่มขึ้น 3 ส่วนได้แก่ 1) รายจ่ายต้นทุนด้านการลงทุนปรับปรุง หรือปรับเปลี่ยนอุปกรณ์และเครื่องจักร (CAPEX: Capital Expense) 2) รายจ่ายต้นทุนด้านการดำเนินการที่เพิ่มขึ้น จากค่าใช้จ่ายด้านการทดสอบตรวจสอบความปลอดภัย และรายค่าใช้จ่ายด้านการอบรมบุคลากร (OPEX: Operating Expense) 3) รายจ่ายต้นทุนด้านเชื้อเพลิงที่เพิ่มขึ้น จากการที่ราคาไฮโดรเจนสะอาด (Blue / Green Hydrogen) ถูกประมาณการว่าจะมีราคาสูงกว่าราคาก๊าซธรรมชาติหลายเท่า (Fuel Cost) ในขณะที่ผลประโยชน์ที่โรงงานจะได้รับคือ ความสามารถในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ซึ่งสิ่งนี้ถือเป็นผลประโยชน์ทางสังคมด้วยเนื่องจากทำให้ปัญหาทางสิ่งแวดล้อมบรรเทาลง

อย่างไรก็ดีเนื่องจากราคาคาร์บอนเครดิตในประเทศไทยยังอยู่ในระดับต่ำ เพราะในปัจจุบันประเทศไทยมีเพียงตลาดคาร์บอนเครดิตภาคสมัครใจ ทำให้เมื่อคำนวณต้นทุนที่โรงงานมีภาระต้องจ่ายมากขึ้นกับผลประโยชน์ทางการเงินที่ได้รับยังอยู่ในระดับต่ำ ทำให้ถ้าปราศจากมาตรการหรือนโยบายส่งเสริมจะทำให้ภาคเอกชนโรงงานในภาคอุตสาหกรรม ไม่มีความคุ้มค่าในการลงทุนทั้งในทางการเงินและในทางเศรษฐศาสตร์ ซึ่งจะทำให้การผสมไฮโดรเจนในภาคอุตสาหกรรมอาจจะไม่เกิดขึ้นในประเทศไทย ดังนั้นจึงมีความสำคัญที่ต้องมีมาตรการ หรือนโยบายส่งเสริมเพื่อช่วยลดต้นทุนด้านต่างๆและเพิ่มผลประโยชน์ทางการเงินเพื่อให้ภาคเอกชนเกิดความคุ้มค่าทางการเงินและทางเศรษฐศาสตร์ในการลงทุนจากการผสมไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงที่สัดส่วนเชิงปริมาตรต่าง ๆ กับก๊าซธรรมชาติ เพื่อทำให้เป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอนของประเทศเป็นจริงได้ในปี ค.ศ. 2050 และเป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์เป็นจริงได้ในปี ค.ศ. 2065

1) มาตรการด้านการสนับสนุนการลงทุนด้าน CAPEX

จากการศึกษาในบทที่ 9 การที่ภาคเอกชน โรงงานในภาคอุตสาหกรรม จะทำการผสมไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงกับก๊าซธรรมชาตินั้น ในการผสมไฮโดรเจนเชิงปริมาตรที่ 5% โรงงานจะมีต้นทุนด้านการลงทุน (CAPEX) เพื่อปรับปรุงและปรับเปลี่ยนอุปกรณ์ที่ 2,305,000 บาท ในขณะที่การผสมไฮโดรเจนที่สัดส่วนเชิงปริมาตรมากกว่า 5% สูงสุดที่ 20% โรงงานจะมีต้นทุนด้านการลงทุน (CAPEX) เพื่อปรับปรุงและปรับเปลี่ยนอุปกรณ์ที่ 3,605,000 บาท ซึ่งมาตรการในส่วนนี้ จะเป็นมาตรการที่มาช่วยแบ่งเบาภาระรายจ่ายต้นทุนด้าน CAPEX โดยในปัจจุบัน ประเทศไทย โดยสำนักงานคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน (2564) มีมาตราการปรับปรุงประสิทธิภาพ เพื่อส่งเสริมการลงทุน ซึ่งการการลงทุนเพื่อปรับปรุงและปรับเปลี่ยนอุปกรณ์เพื่อให้สามารถผสมไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงกับก๊าซธรรมชาติได้นั้น เข้าเงื่อนไขของการใช้พลังงานหมุนเวียน และการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ดังนั้นมาตรการนี้จะทำให้โรงงานที่ผสมไฮโดรเจน มีต้นทุนการลงทุน (CAPEX) น้อยลง 50% ในรูปแบบของ การได้รับการยกเว้นภาษีเงินได้นิติบุคคลภายใน 3 ปี

อย่างไรก็ดี มาตรการด้านการใช้สิทธิประโยชน์ทางภาษี เพื่อลดค่าใช้จ่ายด้านการลงทุน CAPEX เพียงมาตรการเดียวนี้ ไม่อาจทำให้ โรงงาน ภาคเอกชนตัดสินใจที่จะมาผสมไฮโดรเจนได้ ด้วยผลการศึกษา

ในบทที่ 9 ได้แสดงให้เห็นว่า แม้จะสามารถนำต้นทุน CAPEX มาลดหย่อนภาษีได้ถึง 100% ก็ไม่ทำให้ภาคเอกชนเกิดความคุ้มค่าในการลงทุน

นอกจากนี้การมีมาตรการช่วยเหลือด้านเงินกู้ดอกเบี้ยต่ำ หรือ Green Loan ก็จะช่วยลดภาระด้านการหาแหล่งเงินกู้ และภาระด้านดอกเบี้ยได้เช่นกัน

2) มาตรการด้านการสนับสนุนค่าใช้จ่ายด้าน OPEX

จากการศึกษาในบทที่ 9 การที่ภาคเอกชน โรงงานในภาคอุตสาหกรรม จะทำการผสมไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงกับก๊าซธรรมชาตินั้น จะมีค่าใช้จ่ายด้านการดำเนินการ (OPEX) อันประกอบด้วยค่าทดสอบและตรวจสอบเพื่อความปลอดภัย ปีละ 142,500 บาท และค่าฝึกอบรมและการสอบใบอนุญาตปีละ 63,000 บาท โดยถ้าหากต้องมีการจ้างบุคลากร ในตำแหน่งเจ้าหน้าที่ควบคุมระบบเพิ่มจะทำให้มีค่าใช้จ่ายเพิ่มขึ้นอีกปีละ 240,000 บาท ดังนั้นการศึกษานี้จึงเสนอให้มีมาตรการที่จะช่วยลดรายจ่ายด้าน การดำเนินการนี้ให้กับภาคเอกชน เช่น การนำรายจ่ายในด้านนี้มาลดหย่อนภาษี (Tax Refund) หรือ การมีเงินอุดหนุน หรือเงินช่วยเหลือสำหรับค่าใช้จ่ายในด้านการตรวจสอบความปลอดภัย หรือ นโยบายที่ช่วยลดต้นทุนในด้านการตรวจสอบความปลอดภัย เช่นการให้เงินสนับสนุนกับมหาวิทยาลัยรัฐ เพื่อให้บริการในด้านการตรวจสอบความปลอดภัยให้มีราคาที่ถูกลง และการให้มหาวิทยาลัยรัฐทำการจัดฝึกอบรมซึ่งจะทำให้มีต้นทุนถูกกว่าการให้ภาคเอกชนเป็นคนทำ

3) มาตรการด้านการสร้างมูลค่าให้กับการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์

การผสมไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงผสมกับก๊าซธรรมชาติ มีผลประโยชน์หลักคือการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ซึ่งจากการที่ประเทศไทยในปัจจุบันมีเพียงตลาดคาร์บอนเครดิตภาคสมัครใจทำให้ราคาคาร์บอนเครดิตในประเทศไทยจึงอยู่ในระดับต่ำเมื่อเปรียบเทียบกับต่างประเทศ ดังนั้นจึงจำเป็นต้องมีมาตราการที่มุ่งเน้นไปที่การสร้างมูลค่าประโยชน์ทางการเงิน และมูลค่าผลประโยชน์ทางสังคมให้กับการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากการผสมไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงในภาคอุตสาหกรรม โดยการสร้างมูลค่าผลประโยชน์ทางการเงิน เช่น การที่ภาครัฐมีความร่วมมือกับประเทศต่างๆและสามารถรวมกลุ่มโรงงานที่ผสมไฮโดรเจน เพื่อรวบรวมความสามารถในการลดการปล่อย CO_2 และนำไปขายเป็นคาร์บอนเครดิตให้กับต่างประเทศที่มีราคาคาร์บอนที่สูงกว่าในประเทศไทยในปัจจุบัน ตัวอย่างของนโยบายด้านนี้คือโครงการรถเมล์ไฟฟ้าของ บริษัทไทยสมายล์บัสจำกัดที่สามารถขายคาร์บอนเครดิตให้กับ Klik Foundation ประเทศสวิสเซอร์แลนด์ ด้วยกรอบความร่วมมือภาคสมัครใจภายใต้ความตกลงปารีส Article 6.2 การร่วมมือกันระหว่างไทย-สวิตเซอร์แลนด์ (Thai Smile Bus, 2024)

นอกจากการสร้างมูลค่าผลประโยชน์ทางการเงิน การสร้างมูลค่าผลประโยชน์ทางสังคมก็สำคัญเช่นกัน การศึกษานี้ ขอเสนอให้ประเทศไทยมีการศึกษา คำนวณหา ต้นทุนทางสังคมของคาร์บอน (SCC: Social Cost of Carbon) เช่น ในกรณีของประเทศสหรัฐอเมริกา ในช่วงรัฐบาลประธานาธิบดี โจ ไบเดน มีการกำหนดค่าต้นทุนทางสังคมของคาร์บอนอย่างเป็นทางการที่ 51 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน CO_2 (Resource for the Future, 2025) ดังนั้นถ้าประเทศไทยมีการศึกษาและประกาศใช้ต้นทุนทางสังคมของคาร์บอนอย่างเป็นทางการ จะทำให้ภาคเอกชน โรงงานที่ใช้ไฮโดรเจน สามารถคำนวณมูลค่าความคุ้มค่าในการลงทุนทางเศรษฐศาสตร์ได้ ว่าการผสมไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงนี้ จะทำให้ประเทศไทยดีขึ้นคิดเป็นมูลค่าเท่าไหร่

4) มาตรการด้านการเก็บภาษีคาร์บอน (Carbon Tax) และมาตรการด้านการอุดหนุนราคาไฮโดรเจน (Subsidy on Hydrogen Price)

การผสมไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงกับก๊าซธรรมชาติ ในโรงงานภาคอุตสาหกรรมนั้น ต้นทุนที่เป็นภาระทางการเงินก้อนใหญ่ที่สุดมาจากต้นทุนทางด้านเชื้อเพลิง (Fuel Cost) ซึ่งจากการศึกษาในบทที่ 9 พบว่า

แม้จะมีมาตราการช่วยเหลือทั้งด้านต้นทุน CAPEX และ OPEX ถึง 100% ก็ยังไม่สามารถทำให้ภาคเอกชนโรงงานในภาคอุตสาหกรรม เกิดความคุ้มค่าทางการเงินและทางเศรษฐศาสตร์ในการลงทุนผสมไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิง และการมีมาตราการช่วยเหลือด้านต้นทุน CAPEX และ OPEX ที่ 50% และเพิ่มปัจจัยด้านการสามารถขายคาร์บอนเครดิตให้กับต่างประเทศได้ที่ราคา 93 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน CO_2 หรือแม้จะเพิ่มเป็น 200 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน CO_2 ก็ยังไม่สามารถทำให้ภาคเอกชนโรงงานในภาคอุตสาหกรรมเกิดความคุ้มค่าทางการเงินและทางเศรษฐศาสตร์ในการลงทุนผสมไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิง

ซึ่งสาเหตุสำคัญของการไม่มีความคุ้มค่าทางการเงินและทางเศรษฐศาสตร์ในการลงทุนผสมไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิง คือราคาไฮโดรเจนที่สูงกว่าก๊าซธรรมชาติหลายเท่านั่นเอง โดยที่ในการศึกษานี้มีสมมุติฐาน ด้านราคาก๊าซธรรมชาติที่ 290 บาทต่อ MMBTU และมีการประเมินราคาไฮโดรเจนที่รวมต้นทุนการผลิต และการขนส่งทางท่อ ที่ 177 บาทต่อกิโลกรัมไฮโดรเจน และคาดการณ์ว่าราคาไฮโดรเจนจะลดลง 4% ต่อปี ซึ่งการจะทำให้เกิดความคุ้มค่าในการลงทุนนั้น จำเป็นต้องมีการใช้มาตรการด้านการเก็บภาษีคาร์บอน ควบคู่กับมาตราการด้านการอุดหนุนราคาไฮโดรเจน โดยมาตรการด้านการเก็บภาษีคาร์บอนจะเป็นการสร้างรายรับ หรือรายได้ให้กับภาครัฐ เพื่อนำไปใช้จ่ายในด้านมาตราการด้านการอุดหนุนราคาไฮโดรเจน และมาตรการอื่นๆต่อไป

โดยข้อเสนอทางมาตรการทางเลือกแรก เป็นใช้มาตรการด้านการเก็บภาษีคาร์บอนกับการบริโภคถ่านหินในภาคอุตสาหกรรม และนำรายได้นี้มาใช้ในมาตรการอุดหนุนราคาไฮโดรเจน โดยจากการศึกษาในบทที่ 9 พบว่า การผสมไฮโดรเจนที่สัดส่วน 5%, 10%, 15% และ 20% นั้น ถ้ามีมาตราการช่วยเหลือด้านต้นทุน CAPEX และ OPEX ที่ 50% และสามารถขายคาร์บอนเครดิตให้กับต่างประเทศได้ที่ราคา 93 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน CO_2 ยังคงต้องการการอุดหนุนราคาไฮโดรเจนที่ 90, 80, 70 และ 70 บาทต่อกิโลกรัมไฮโดรเจนตามลำดับ ถึงจะทำให้เกิดความคุ้มค่าทางการเงิน และทางเศรษฐศาสตร์กับโรงงานในการลงทุน โดยเม็ดเงินที่จะต้องใช้ในการอุดหนุนราคาไฮโดรเจนดังกล่าว สามารถหาได้จากการเก็บภาษีคาร์บอนกับการบริโภคถ่านหินในภาคอุตสาหกรรม โดยถ้าโรงงานทุกแห่ง 100% ทำการผสมไฮโดรเจนที่สัดส่วนเชิงปริมาตร 5%, 10%, 15% และ 20% จะต้องมีการเก็บภาษีถ่านหินที่ 227, 419, 571 และ 791 บาทต่อตัน ตามลำดับ ซึ่งในกรณีที่มีโรงงานเข้าโครงการผสมไฮโดรเจนน้อย ที่ 20 ก็จะทำให้มีการบริโภคไฮโดรเจนน้อย ภาระทางการเงินที่จะต้องใช้ในการอุดหนุนราคาไฮโดรเจนก็จะน้อยลงไปด้วย ทำให้การผสมไฮโดรเจนที่สัดส่วนเชิงปริมาตร 5%, 10%, 15% และ 20% จะต้องใช้รายได้จากการเก็บภาษีถ่านหินลดลงไปอยู่ที่ 45, 84, 114 และ 158 บาทต่อตัน ตามลำดับ

ข้อเสนอทางมาตรการทางเลือกที่สอง เป็นการใช้มาตราการเก็บภาษีคาร์บอนกับการบริโภคก๊าซธรรมชาติในภาคอุตสาหกรรมและนำรายได้นี้มาใช้ในมาตรการอุดหนุนราคาไฮโดรเจน โดยการเก็บภาษีคาร์บอนกับก๊าซธรรมชาติมีข้อดีคือนอกจากจะได้รายได้ซึ่งนำมาอุดหนุนราคาไฮโดรเจนได้แล้ว ยังทำให้ช่วงว่างระหว่างราคาก๊าซธรรมชาติและราคาไฮโดรเจนแคบลง ซึ่งส่งผลให้ภาคเอกชนโรงงานตัดสินใจในการเปลี่ยนมาผสมไฮโดรเจนมากขึ้น โดยจากการศึกษาในบทที่ 9 พบว่า การผสมไฮโดรเจนที่สัดส่วนเชิงปริมาตร 5% นั้น ถ้ามีมาตราการช่วยเหลือด้านต้นทุน CAPEX และ OPEX ที่ 50% และสามารถขายคาร์บอนเครดิตให้กับต่างประเทศได้ที่ราคา 93 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน CO_2 ยังคงต้องการการเก็บภาษีคาร์บอนกับ ก๊าซธรรมชาติที่ 250 บาทต่อตัน CO_2 หรือ 15 บาทต่อ MMBTU และนำรายได้มาอุดหนุนราคาไฮโดรเจนที่ 90 บาทต่อกิโลกรัมไฮโดรเจน ถึงจะทำให้ภาคเอกชน โรงงาน เกิดความคุ้มค่าในการลงทุนทั้งทางการเงินและทางเศรษฐศาสตร์ โดยการผสมไฮโดรเจนที่สัดส่วนเชิงปริมาตร 10% ถ้ามีการเก็บภาษีคาร์บอนกับ. ก๊าซธรรมชาติที่ 500 บาทต่อตัน CO_2 หรือ 30 บาทต่อ MMBTU และนำรายได้มา

อุดหนุนราคาไฮโดรเจนที่ 70 บาทต่อกิโลกรัมไฮโดรเจน จะทำให้ภาคเอกชน โรงงาน เกิดความคุ้มค่าในการลงทุนทั้งทางการเงินและทางเศรษฐศาสตร์ ในขณะที่การผสมไฮโดรเจนที่สัดส่วนเชิงปริมาตร 15% ถ้ามีการเก็บภาษีคาร์บอนกับ ก๊าซธรรมชาติที่ 500 บาทต่อตัน CO_2 หรือ 30 บาทต่อ MMBTU และนำรายได้มาอุดหนุนราคาไฮโดรเจน ที่ 60 บาทต่อกิโลกรัมไฮโดรเจน จะทำให้ภาคเอกชน โรงงาน เกิดความคุ้มค่าในการลงทุนทั้งทางการเงินและทางเศรษฐศาสตร์ และการผสมไฮโดรเจนที่สัดส่วนเชิงปริมาตร 20% ถ้ามีการเก็บภาษีคาร์บอนกับ ก๊าซธรรมชาติที่ 750 บาทต่อตัน CO_2 หรือ 44 บาทต่อ MMBTU และนำรายได้มาอุดหนุนราคาไฮโดรเจน ที่ 60 บาทต่อกิโลกรัมไฮโดรเจน จะทำให้ภาคเอกชน โรงงาน เกิดความคุ้มค่าในการลงทุนทั้งทางการเงินและทางเศรษฐศาสตร์

5) มาตรการด้านการปรับราคาคาร์บอนก่อนข้ามพรมแดน (CBAM: Carbon Border Adjustment Mechanism)

เนื่องจากราคาไฮโดรเจนอยู่ในระดับที่สูงกว่าราคาก๊าซธรรมชาติ รวมถึงการที่กิจการ โรงงานที่จะผสมไฮโดรเจนมีต้นทุนทั้งด้านการลงทุน (CAPEX) และด้านการดำเนินการ (OPEX) ที่ต้องจ่ายเพิ่มขึ้น ดังนั้น กิจการ โรงงานในประเทศไทยที่เลือกจะผสมไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิง จะมีต้นทุนของกิจการที่สูงขึ้น ซึ่งในบริบทภายในประเทศไทย ในอนาคตอาจจะมีนโยบายช่วยเหลือและสนับสนุนในด้านต่างๆ เช่น การเก็บภาษีคาร์บอน และการอุดหนุนราคาไฮโดรเจน ซึ่งสามารถช่วยเหลือ กิจการและโรงงานที่ผสมไฮโดรเจนสามารถแข่งขันได้ แต่ทั้งนี้ สำหรับกิจการ ภาคธุรกิจที่มาจากต่างประเทศ โดยเฉพาะที่มาจากประเทศที่ไม่มีนโยบาย หรือกลไกในด้านราคาคาร์บอน ทำให้สินค้าจากภาคธุรกิจต่างประเทศเหล่านี้ เมื่อถูกนำเข้ามาขายและแข่งขันในตลาดประเทศไทย จะมีความได้เปรียบต่อกิจการในประเทศไทยที่ใช้เชื้อเพลิงไฮโดรเจน ดังนั้น การศึกษานี้จึงเสนอให้ประเทศไทยควรมีนโยบาย หรือ มาตรการปรับราคาคาร์บอนก่อนข้ามพรมแดน (CBAM: Carbon Border Adjustment Mechanism) เพื่อเป็นเครื่องมือในการเก็บภาษีคาร์บอนต่อสินค้าที่ถูกนำเข้ามาจากต่างประเทศที่มี Carbon Footprint สูงเกินกว่าที่กำหนด โดยสามารถใช้ นโยบาย CBAM ของสหภาพยุโรป เป็นต้นแบบได้ โดยในกรณีของสหภาพยุโรปนั้น ใช้นโยบาย CBAM กับสินค้า 6 ประเภท ได้แก่ 1) เหล็กและเหล็กกล้า 2) อลูมิเนียม 3) ซีเมนต์ 4) ปุ๋ย 5) ไฟฟ้า 6) ไฮโดรเจน (Green & Blue Planet Solutions, 2025)

6) มาตรการด้านฉลาก (Labelling)

ประโยชน์ของการใช้พลังงานสะอาด ไม่ว่าจะเป็นการผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ หรือการใช้พลังงานสะอาดประเภทอื่น เช่น พลังงานไฟฟ้าที่มาจากพลังงานหมุนเวียน คือการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกและช่วยบรรเทาผลกระทบทางสิ่งแวดล้อม ซึ่งถือเป็นคุณประโยชน์ร่วมกันต่อสังคมโลก

ในเชิงธุรกิจ การใช้พลังงานสะอาดสามารถสร้างมูลค่าเพิ่มด้าน **ภาพลักษณ์แบรนด์ (Brand Value)** และสะท้อนถึงความรับผิดชอบต่อสังคม (CSR) ได้อย่างชัดเจน ดังนั้นการมี **ตราสัญลักษณ์หรือฉลากพลังงานสะอาด (Clean Energy Label)** ที่ใช้สื่อสารว่า “สินค้านี้ผลิตโดยใช้พลังงานสะอาด” โดยไม่จำกัดเฉพาะพลังงานไฮโดรเจน แต่ครอบคลุมถึงพลังงานไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานสะอาดอื่น ๆ ด้วย จะช่วยให้ผู้ประกอบการสามารถแสดงความมุ่งมั่นในการลดคาร์บอนและสนับสนุนการพัฒนาที่ยั่งยืนได้อย่างครบถ้วน

กล่าวโดยสรุป มาตรการด้านฉลากควรเน้นไปที่การรับรองว่า **กระบวนการผลิตใช้พลังงานสะอาดเป็นหลัก** มากกว่าการจำกัดเฉพาะการใช้ไฮโดรเจน เพื่อเปิดโอกาสให้ภาคธุรกิจสามารถเลือกใช้พลังงานสะอาดในหลายรูปแบบและยังคงได้รับการยอมรับในเชิงสังคมและการตลาด

ในส่วนของการจัดเตรียมเอกสารเพื่อการจัดการความรู้ และการฝึกอบรมบุคลากรที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินงานในการใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ และจัดทำคู่มือ/เอกสารแนะนำ แนวทางการปรับเปลี่ยนอุปกรณ์ (Hardware) หรือให้ความรู้บุคลากร (Software) จะใส่เอกสารลงไปในภาคผนวก

เอกสารอ้างอิง

(1) สำนักงานคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน. (2564). มาตรการปรับปรุงประสิทธิภาพ. Retrieved from https://www.boi.go.th/index.php?page=production_effiiciency2&newpage=true&language=th

(2) Green & Blue Planet Solutions. (2025). EU CBAM มาตรการปรับราคาคาร์บอนของสหภาพยุโรปส่งผลกับผู้ประกอบการไทยอย่างไร. Retrieved from https://th.gb-planet.com/knowledge/2025060403.html

(3) Thai Smile Bus. (2024). ‘ไทยสมายล์บัส’ ซื้อขายคาร์บอนเครดิตจากรถเมล์เจ้าแรกของโลก. Retrieved from https://thaismilegroup.com/?p=10498

(4) Resource for the Future. (2025). Social Cost of Carbon 101: A review of the social cost of carbon, from a basic definition to the history of its use in policy analysis. Retrieved from https://www.rff.org/publications/explainers/social-cost-carbon-101/

บทที่ 11
ร่างแนวทางหรือมาตรการส่งเสริมการปรับปรุงหรือปรับเปลี่ยนอุปกรณ์และเครื่องจักรในการใช้เชื้อเพลิงผสม

สถาบันวิจัยและพัฒนาพลังงานนครพิงค์ มหาวิทยาลัยเชียงใหม่ ดำเนินการปรับปรุงแนวทางหรือมาตรการส่งเสริมการปรับปรุงหรือปรับเปลี่ยนอุปกรณ์และเครื่องจักรในการใช้เชื้อเพลิงผสมสำหรับโรงงานอุตสาหกรรมแนวทางหรือมาตรการส่งเสริมการปรับปรุงหรือปรับเปลี่ยนอุปกรณ์และเครื่องจักรในการใช้เชื้อเพลิงผสมสาหรับโรงงานอุตสาหกรรมให้สอดคล้องกับช่วงแผนการพัฒนาการผลิตและการใช้ไฮโดรเจนของ สนพ. ดังนี้

จากเนื้อหาในบทที่ 10 สามารถสรุปเป็นร่างแนวทางหรือมาตรการส่งเสริมการปรับปรุงอุปกรณ์และเครื่องจักรในการใช้เชื้อเพลิงผสมสำหรับโรงงานอุตสาหกรรม และร่างแนวทางหรือมาตรการส่งเสริมการปรับเปลี่ยนอุปกรณ์และเครื่องจักรในการใช้เชื้อเพลิงผสมสำหรับโรงงานอุตสาหกรรมได้ดังนี้

11.1 ร่างแนวทางหรือมาตรการส่งเสริมการปรับปรุงอุปกรณ์และเครื่องจักรในการใช้เชื้อเพลิงผสมสำหรับโรงงานอุตสาหกรรม

แนวทางนี้เน้นไปที่การ **ปรับปรุงอุปกรณ์ที่มีอยู่แล้ว** ให้สามารถรองรับการผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ โดยมีมาตรการสนับสนุนดังนี้

- **การสนับสนุนด้านการลงทุน (CAPEX):**
  - การใช้สิทธิประโยชน์ทางภาษี เช่น การยกเว้นภาษีเงินได้นิติบุคคลภายใน 3 ปี สำหรับการลงทุนปรับปรุงเครื่องจักรเพื่อใช้พลังงานผสม
  - การสนับสนุนสินเชื่อดอกเบี้ยต่ำ (Green Loan) เพื่อช่วยลดต้นทุนทางการเงินของโรงงาน
- **การสนับสนุนด้านค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน (OPEX):**
  - ลดค่าใช้จ่ายในการตรวจสอบความปลอดภัยและการฝึกอบรมบุคลากร โดยการจัดฝึกอบรมและตรวจสอบความปลอดภัยผ่านมหาวิทยาลัยรัฐหรือหน่วยงานกลาง เพื่อลดต้นทุน
- **มาตรการด้านคาร์บอนเครดิตและต้นทุนทางสังคม:**
  - สนับสนุนการรวมกลุ่มโรงงานเพื่อขายคาร์บอนเครดิตไปต่างประเทศ (เช่น ตัวอย่าง Thai Smile Bus – Switzerland)
  - การศึกษาและประกาศใช้ **Social Cost of Carbon (SCC)** อย่างเป็นทางการ เพื่อให้โรงงานสามารถประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ได้
- **การใช้กลไกภาษีคาร์บอนและเงินอุดหนุนราคาไฮโดรเจน:**
  - เก็บภาษีคาร์บอนจากถ่านหิน/ก๊าซธรรมชาติ และนำรายได้ไปอุดหนุนราคาไฮโดรเจน เพื่อลดช่องว่างราคาและเพิ่มแรงจูงใจ
- **มาตรการด้าน CBAM (Carbon Border Adjustment Mechanism):**
  - ปรับใช้มาตรการภาษีคาร์บอนก่อนข้ามพรมแดนกับสินค้านำเข้า เพื่อลดความได้เปรียบของสินค้าที่ผลิตโดยไม่ใช้มาตรการคาร์บอน
- **มาตรการด้านฉลากพลังงานสะอาด:**

- จัดทำตราสัญลักษณ์หรือฉลากแสดงว่าเป็นสินค้าที่ผลิตจากโรงงานใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจน สร้างมูลค่าด้าน CSR และภาพลักษณ์ทางธุรกิจ

สรุปแนวทางหรือมาตรการส่งเสริมการปรับปรุงอุปกรณ์และเครื่องจักร

แนวทางนี้มุ่งเน้นให้โรงงานสามารถ ปรับปรุงอุปกรณ์ที่มีอยู่แล้ว ให้รองรับการผสมไฮโดรเจนกับก๊าซธรรมชาติ โดยรัฐควรมีมาตรการสนับสนุนในหลายมิติ เพื่อช่วยลดภาระต้นทุนและเพิ่มความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ของการลงทุน

ในด้านการลงทุน (CAPEX) ภาครัฐสามารถส่งเสริมผ่าน สิทธิประโยชน์ทางภาษี เช่น การยกเว้นภาษีเงินได้นิติบุคคล หรือการให้สินเชื่อดอกเบี้ยต่ำ (Green Loan) เพื่อช่วยลดภาระการลงทุน ส่วนในด้านค่าใช้จ่ายการดำเนินงาน (OPEX) ควรมีการสนับสนุนค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับการตรวจสอบความปลอดภัยและการอบรมบุคลากร โดยอาจให้มหาวิทยาลัยรัฐหรือหน่วยงานกลางเข้ามามีบทบาทในการจัดบริการดังกล่าว เพื่อลดต้นทุนของโรงงาน

มาตรการอีกด้านคือการสร้าง มูลค่าเพิ่มจากการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ผ่านกลไกคาร์บอนเครดิต โดยสนับสนุนให้โรงงานรวมกลุ่มเพื่อขายคาร์บอนเครดิตในต่างประเทศ รวมถึงการศึกษาและใช้ค่า ต้นทุนทางสังคมของคาร์บอน (SCC) เพื่อให้โรงงานประเมินความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ได้ชัดเจนขึ้น

ขณะเดียวกัน จำเป็นต้องมี กลไกภาษีคาร์บอนและเงินอุดหนุนราคาไฮโดรเจน เพื่อลดช่องว่างต้นทุนเชื้อเพลิงที่ยังแตกต่างกันมาก อีกทั้งควรมี มาตรการ CBAM (Carbon Border Adjustment Mechanism) เพื่อปกป้องการแข่งขันของผู้ประกอบการไทยจากสินค้านำเข้าที่มี Carbon Footprint สูง

สุดท้าย การจัดทำ ฉลากพลังงานสะอาด สำหรับผลิตภัณฑ์ที่ผลิตโดยใช้เชื้อเพลิงผสมไฮโดรเจน จะช่วยเพิ่มคุณค่าเชิงภาพลักษณ์และ CSR ให้กับกิจการ ถือเป็นมาตรการเสริมที่สร้างแรงจูงใจทางธุรกิจได้อย่างเป็นรูปธรรม

11.2 ร่างแนวทางหรือมาตรการส่งเสริมการปรับเปลี่ยนอุปกรณ์และเครื่องจักรในการใช้เชื้อเพลิงผสมสำหรับโรงงานอุตสาหกรรม

แนวทางนี้เน้นไปที่ **การเปลี่ยนแปลงหรือดัดแปลงอุปกรณ์/เครื่องจักรใหม่** เพื่อรองรับสัดส่วนการใช้ไฮโดรเจนในปริมาณที่มากขึ้น โดยมีมาตรการดังนี้

- **สนับสนุนการลงทุนเปลี่ยนอุปกรณ์ (CAPEX):**
  - มาตรการยกเว้นภาษีสำหรับเครื่องจักรและอุปกรณ์ใหม่ที่ออกแบบมาเพื่อใช้เชื้อเพลิงผสมโดยตรง
  - การให้เงินอุดหนุนบางส่วนแก่โรงงานที่ปรับเปลี่ยนระบบเชื้อเพลิงไปสู่ไฮโดรเจน
- **สนับสนุนค่าใช้จ่ายด้าน OPEX:**
  - สนับสนุนค่าใช้จ่ายด้านการทดสอบมาตรฐานอุปกรณ์ใหม่ การตรวจสอบความปลอดภัยและการอบรมบุคลากรสำหรับเครื่องจักรที่ถูกเปลี่ยนใหม่
- **การสร้างแรงจูงใจจากคาร์บอนเครดิตและต้นทุนทางสังคม:**
  - พัฒนาโครงการ CDM หรือ JCM (Joint Crediting Mechanism) ร่วมกับต่างประเทศเพื่อสร้างรายได้จากคาร์บอนเครดิตของโรงงานที่เปลี่ยนอุปกรณ์
  - ใช้ SCC เป็นเกณฑ์ในการวิเคราะห์ผลตอบแทนด้านเศรษฐศาสตร์
- **มาตรการด้าน Fuel Cost:**

- เนื่องจากไฮโดรเจนมีราคาสูง จำเป็นต้องมีมาตรการอุดหนุนราคาโดยตรงควบคู่กับการเก็บภาษีคาร์บอนจากเชื้อเพลิงฟอสซิล เพื่อทำให้การลงทุนเปลี่ยนเครื่องจักรคุ้มค่ามากขึ้น

- **มาตรการสนับสนุนการแข่งขันในตลาด:**
  - ใช้ CBAM กับสินค้านำเข้า เพื่อปกป้องผู้ประกอบการไทยที่ลงทุนเปลี่ยนเครื่องจักร
  - จัดทำฉลาก “สินค้าพลังงานสะอาด” สำหรับสินค้าที่ผลิตด้วยเครื่องจักรที่ใช้เชื้อเพลิงผสม

สรุปแนวทางหรือมาตรการส่งเสริมการปรับเปลี่ยนอุปกรณ์และเครื่องจักร

แนวทางนี้มุ่งเน้นไปที่การลงทุนเชิงรุกของโรงงานอุตสาหกรรมในการ **เปลี่ยนอุปกรณ์และเครื่องจักรใหม่** หรือปรับระบบให้รองรับการใช้ไฮโดรเจนในสัดส่วนที่สูงขึ้น ซึ่งแม้ว่าจะเป็นแนวทางที่มีต้นทุนสูงกว่า แต่ก็เป็นการวางรากฐานสำคัญเพื่อให้โรงงานสามารถแข่งขันได้อย่างยั่งยืนในเศรษฐกิจคาร์บอนต่ำในอนาคต

ในด้านการลงทุน (CAPEX) ภาครัฐควรเข้ามามีบทบาทในการสนับสนุนผ่านมาตรการทางภาษี เช่น การยกเว้นภาษีเงินได้นิติบุคคล รวมถึงการให้เงินอุดหนุนบางส่วนเพื่อช่วยแบ่งเบาภาระการลงทุน ขณะที่ในด้านค่าใช้จ่ายการดำเนินงาน (OPEX) ก็ควรมีการสนับสนุนค่าใช้จ่ายที่เกี่ยวข้องกับการทดสอบมาตรฐาน การตรวจสอบความปลอดภัย และการฝึกอบรมบุคลากร ซึ่งเป็นภาระต้นทุนที่เกิดขึ้นอย่างต่อเนื่อง

นอกจากนี้ การสร้างแรงจูงใจในเชิงเศรษฐศาสตร์ควรมุ่งไปที่ **กลไกคาร์บอนเครดิต** และการใช้ **ต้นทุนทางสังคมของคาร์บอน (SCC)** เป็นกรอบอ้างอิง เพื่อให้โรงงานสามารถประเมินความคุ้มค่าได้ทั้งในเชิงการเงินและในเชิงสังคม ขณะเดียวกัน ภาครัฐจำเป็นต้องมีมาตรการ **อุดหนุนราคาไฮโดรเจน** ควบคู่ไปกับ **การเก็บภาษีคาร์บอนจากเชื้อเพลิงฟอสซิล** เพื่อช่วยลดความแตกต่างด้านราคาและทำให้การเปลี่ยนผ่านสู่การใช้เชื้อเพลิงสะอาดเป็นไปได้จริง

ในมิติการแข่งขันทางการค้า การใช้ **มาตรการ CBAM (Carbon Border Adjustment Mechanism)** จะช่วยปกป้องผู้ประกอบการไทยจากการแข่งขันที่ไม่เป็นธรรมกับสินค้านำเข้าที่มี Carbon Footprint สูง อีกทั้งการจัดทำ **ฉลากพลังงานสะอาด** สำหรับผลิตภัณฑ์ที่ผลิตโดยโรงงานที่ใช้เชื้อเพลิงผสมก็จะช่วยสร้างมูลค่าเพิ่มในเชิงภาพลักษณ์และ CSR ซึ่งเป็นประโยชน์ต่อทั้งธุรกิจและสังคม

กล่าวโดยสรุป แนวทางการปรับเปลี่ยนอุปกรณ์และเครื่องจักร แม้จะต้องใช้ต้นทุนสูง แต่หากมีมาตรการสนับสนุนที่รอบด้านและเข้มแข็ง ก็จะเป็นกลไกสำคัญที่ทำให้ภาคอุตสาหกรรมไทยสามารถก้าวเข้าสู่ระบบเศรษฐกิจพลังงานสะอาดและลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้อย่างยั่งยืน

11.3 สรุปเนื้อหาแนวทางและมาตรการส่งเสริมการปรับปรุงหรือปรับเปลี่ยนอุปกรณ์และเครื่องจักรในการใช้เชื้อเพลิงผสม

สรุปได้ได้เป็น 6 หัวข้อดังนี้

1. **มาตรการด้านการลงทุน (CAPEX)**
   - สนับสนุนการลงทุนเพื่อปรับปรุงหรือเปลี่ยนอุปกรณ์ เช่น การให้สิทธิประโยชน์ทางภาษี (ยกเว้นภาษีเงินได้นิติบุคคล)
   - ใช้มาตรการ Green Loan หรือเงินกู้ดอกเบี้ยต่ำเพื่อลดภาระต้นทุนการกู้ยืม
   - แม้มาตรการลดหย่อนภาษีเพียงอย่างเดียวไม่เพียงพอ แต่ถือเป็นเครื่องมือที่ช่วยแบ่งเบาภาระเริ่มต้น

2. **มาตรการด้านค่าใช้จ่ายในการดำเนินงาน (OPEX)**
    - สนับสนุนค่าใช้จ่ายการตรวจสอบความปลอดภัยและการอบรมบุคลากร เช่น ให้สิทธิลดหย่อนภาษี หรือเงินอุดหนุน
    - สนับสนุนมหาวิทยาลัยของรัฐให้เป็นผู้จัดบริการตรวจสอบและอบรม เพื่อลดค่าใช้จ่ายของเอกชน
3. **มาตรการด้านการสร้างมูลค่าให้การลดการปล่อย CO_2**
    - สร้างกลไกทางการเงินจากคาร์บอนเครดิต เช่น การรวมกลุ่มอุตสาหกรรมเพื่อขายเครดิตให้ต่างประเทศที่ราคาสูงกว่าในไทย
    - ศึกษาและประกาศใช้ **Social Cost of Carbon (SCC)** อย่างเป็นทางการ เพื่อเพิ่มมูลค่าทางเศรษฐศาสตร์จากการลดการปล่อย
4. **มาตรการด้านภาษีและเงินอุดหนุนเชื้อเพลิง (Fuel Cost)**
    - เก็บ **ภาษีคาร์บอน (Carbon Tax)** จากการใช้ถ่านหินหรือก๊าซธรรมชาติ แล้วนำรายได้มาอุดหนุนราคาไฮโดรเจน
    - ใช้ **Subsidy on Hydrogen Price** เพื่อลดช่องว่างระหว่างราคา H_2 และ NG ทำให้เอกชนมีแรงจูงใจลงทุน
5. **มาตรการด้านการค้าระหว่างประเทศ (CBAM)**
    - กำหนด **Carbon Border Adjustment Mechanism (CBAM)** เพื่อป้องกันการแข่งขันไม่เป็นธรรมจากสินค้านำเข้าที่มี Carbon Footprint สูง
6. **มาตรการด้านฉลากและภาพลักษณ์ (Labelling & CSR)**
    - จัดทำฉลากหรือสัญลักษณ์สำหรับสินค้า/บริการที่ผลิตด้วย H_2/NG เพื่อสร้างคุณค่าแบรนด์และแสดงความรับผิดชอบต่อสังคม (CSR)

ดังนั้นการผลักดันให้ภาคอุตสาหกรรมไทยหันมาใช้เชื้อเพลิงผสม H_2/NG ต้องอาศัยมาตรการผสมผสาน ทั้งการสนับสนุน CAPEX + OPEX การสร้างมูลค่าทางการเงินจาก CO_2 การเก็บภาษีคาร์บอนและอุดหนุนราคา H_2 รวมถึงมาตรการ CBAM และการสร้างฉลากสินค้า ซึ่งทั้งหมดนี้จะช่วยลดต้นทุนและเพิ่มแรงจูงใจและสร้างความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ ทำให้การเปลี่ยนผ่านสู่พลังงานสะอาดเป็นไปได้จริงและสอดคล้องกับเป้าหมาย Carbon Neutrality 2050 และ Net Zero 2065 ของประเทศ จากมาตรการทั้ง 6 ในข้างต้นสามารถนำมาเรียบเรียงเป็น Timeline ได้ดังหัวข้อที่ 11.4

11.4 Timeline ของแนวทางและมาตรการสนับสนุนการใช้เชื้อเพลิงผสม H_2/NG

การกำหนด Timeline ของแนวทางและมาตรการสนับสนุนการใช้เชื้อเพลิงผสม H_2/NG จำเป็นต้องมีความสอดคล้องกับแผนการพัฒนาการผลิตและการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงาน ค.ศ. 2025 – 2050 ของ สนพ. ซึ่งในแผนนี้มีการสนับสนุนการนำไฮโดรเจนไปใช้ในภาคพลังงานความร้อนสำหรับโรงงานอุตสาหกรรม โดยการมีแผนการที่จะผสมไฮโดรเจนลงในแนวท่อก๊าซธรรมชาติที่สัดส่วนเชิงปริมาตร 5%, 10%, 15% และ 20% เพื่อให้มีการใช้เชื้อเพลิงผสม H_2/NG ในโรงงานอุตสาหกรรมที่อยู่ตามแนวท่อก๊าซธรรมชาติ รวมถึงการสนับสนุนการขนส่งไฮโดรเจนด้วยรถบรรทุกในระยะไม่เกิน 50 กิโลเมตรจากสถานีบริการ NGV ประเภทสถานีแม่ เพื่อให้โรงงานอุตสาหกรรมในระยะไม่เกิน 50 กิโลเมตรนี้ สามารถใช้เชื้อเพลิงไฮโดรเจน และเชื้อเพลิงผสม H_2/NG แทนที่ ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) และน้ำมันเตาได้

โดยในแผนการพัฒนาการผลิตและการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงาน ค.ศ. 2025 – 2050 ได้แบ่งระยะการพัฒนาออกเป็น 3 ระยะได้แก่

1) ระยะสั้น ค.ศ. 2025 – 2030 ซึ่งจะเน้นไปที่โครงการนำร่อง การทดสอบการใช้เชื้อเพลิงผสม H_2/NG ในโรงงานอุตสาหกรรมจริง
2) ระยะปานกลาง ค.ศ. 2031 – 2040 ซึ่งเน้นไปที่การพัฒนาตลาดผู้ใช้เชิงพานิชย์ และมีการผสมไฮโดรเจนลงในแนวท่อก๊าซธรรมชาติที่ 5% โดยปริมาตร
3) ระยะยาว 2041 – 2070 ซึ่งจะมีการเพิ่มการผสมไฮโดรเจนลงในแนวท่อก๊าซธรรมชาติเป็น 10% - 20% โดยปริมาตร และมีส่งเสริมให้มีการขนส่งไฮโดรเจนในระยะ 50 กิโลเมตรจากสถานีบริการ NGV ประเภทสถานีแม่ ให้โรงงานอุตสาหกรรมในระยะนี้ได้ใช้เชื้อเพลิงไฮโดรเจนและเชื้อเพลิงผสม H_2/NG แทนที่ก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) และน้ำมันเตา

โดยในยุทธศาสตร์ที่ 1 ของแผนฯ นี้ ซึ่งเป็นยุทธศาสตร์ด้านการพัฒนาตลาดและสร้างแรงจูงใจให้กับผู้ใช้ ซึ่งสอดคล้องกับผลการศึกษาของโครงการฯนี้นั้น พบว่ามีการแบ่งระยะเวลาของยุทธศาสตร์ไปในแนวทางเดียวกันกับแผนฯ กล่าวคือ แบ่งออกเป็น 3 ระยะ ได้แก่

1) ระยะสั้น ค.ศ. 2025 – 2030 ซึ่งเป็นช่วงเวลาเตรียมพร้อม
2) ระยะกลาง ค.ศ. 2031 – 2040 ซึ่งเป็นช่วงเวลาที่มีการสนับสนุนเงินลงทุนเพื่อปรับเปลี่ยนอุปกรณ์และมีการให้สิทธิประโยชน์ทางภาษี รวมถึงการมีการกำหนดโครงสร้างราคาที่ให้ส่วนลดกับเชื้อเพลิงที่มี CO_2 Emissions ต่ำ และให้ส่วนเพิ่มกับเชื้อเพลิงที่มี CO_2 Emissions สูง
3) ระยะยาว ค.ศ. 2041 – 2050 ซึ่งจะมีการลดระดับการอุดหนุนจากภาครัฐ แต่ยังคงมีการใช้โครงสร้างราคาที่ให้ส่วนลดกับเชื้อเพลิงที่มี CO_2 Emissions ต่ำ และให้ส่วนเพิ่มกับเชื้อเพลิงที่มี CO_2 Emissions สูง

เพื่อให้กรอบระยะเวลาสอดคล้องกับแผนการพัฒนาการผลิตและการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงาน ค.ศ. 2025 – 2050 และยุทธศาสตร์ที่ 1 ของแผนฯ Timeline ของแนวทางและมาตรการสนับสนุนการใช้เชื้อเพลิงผสม H_2/NG จึงแบ่งออกเป็น 3 ระยะ ได้แก่

1) ระยะสั้น ค.ศ. 2025 – 2030: การวางรากฐาน
2) ระยะปานกลาง ค.ศ. 2031 – 2040: การสร้างแรงจูงใจทางการเงิน
3) ระยะยาว 2041 – 2070: การปรับเข้าสู่ระบบการค้าและความยั่งยืน

ระยะสั้น ค.ศ. 2025 – 2030: การวางรากฐาน

- มุ่งเน้นที่การส่งเสริมการทำโครงการนำร่อง (Pilot Project) ในอุตาสาหกรรมประเภทต่าง ๆ ที่ใช้เทคโนโลยีการผลิตที่ใช้พลังงานความร้อนในรูปแบบต่างๆ เพื่อเป็นการเตรียมพร้อมว่า ในอุตสาหกรรมประเภทต่าง ๆ ที่ใช้พลังงานความร้อนจะสามารถปรับเปลี่ยนมาใช้เชื้อเพลิงผสม H_2/NG ได้อย่างไร และมีต้นทุนเท่าไหร่ในการปรับเปลี่ยนอุปกรณ์ ซึ่งผลการศึกษาของโครงการนี้จะเป็นส่วนหนึ่งของการให้ข้อมูลเชิงลึกในด้านนี้ หน่วยงานที่รับผิดชอบได้แก่ สนพ.
- มุ่งเน้นที่การสนับสนุนการลงทุน (CAPEX) เพื่อช่วยโรงงานปรับปรุงอุปกรณ์และเครื่องจักร ซึ่งในปัจจุบันก็จะมีมาตรการปรับปรุงประสิทธิภาพของ สำนักงานคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน (2564) และมาตรการ Green Loan สินเชื้อดอกเบี้ยต่ำ โดยมีหน่วยงานที่รับผิดชอบคือ กระทรวงการคลัง

- ดำเนินมาตรการ สนับสนุนค่าใช้จ่ายด้าน OPEX เช่น การอบรมบุคลากรและการตรวจสอบความปลอดภัย โดยร่วมมือกับมหาวิทยาลัยของรัฐเพื่อช่วยลดต้นทุน โดยมีหน่วยงานที่รับผิดชอบได้แก่ กระทรวงอุตสาหกรรม และกระทรวงการอุดมศึกษา วิทยาศาสตร์ วิจัยและนวัตกรรม
- ในช่วงระยะเวลานี้ ในวันที่ 1 มกราคม ค.ศ. 2026 จะเริ่มมีการบังคับให้จ่ายค่าธรรมเนียม CBAM สำหรับผู้ที่จะนำสินค้าในรายการเข้าไปขายในสหภาพยุโรป ซึ่งจากรายงานของ PIER (2024) คาดว่าจะกระทบสินค้าส่งออกของไทย ที่ส่งออกไปยังสหภาพยุโรปคิดเป็นเงิน 390 ล้านเหรียญสหรัฐฯ หรือคิดเป็น 1.4% ของมูลค่าการส่งออกทั้งหมดของประเทศไทย ซึ่งแม้ว่าผลกระทบต่อประเทศไทยจะไม่มาก แต่คาดว่าจะทำให้ภาคเอกชน โดยเฉพาะภาคอุตสาหกรรมมีความตื่นตัวกับการหาเชื้อเพลิงทางเลือกอื่นที่ช่วยลดการปล่อย CO_2 ได้เช่น เชื้อเพลิงผสม H_2/NG
- ศึกษาและประกาศใช้ Social Cost of Carbon (SCC) อย่างเป็นทางการสำหรับประเทศไทยเพื่อสร้างกรอบการคำนวณความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์สำหรับโครงการต่างๆที่จะใช้เชื้อเพลิงผสม H_2/NG ในอนาคต โดยมีหน่วยงานที่รับผิดชอบคือ กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม และกระทรวงการอุดมศึกษา วิทยาศาสตร์ วิจัยและนวัตกรรม
- ในระยะนี้คาดการณ์ว่าตลาดคาร์บอนเครดิตของประเทศไทยจะยังคงมีเพียงตลาดภาคสมัครใจ ดังนั้นราคาคาร์บอนเครดิตในประเทศไทยจะยังไม่สูงมาก ดังนั้นควรจะมีการสนับสนุนจากภาครัฐในการรวบรวมคาร์บอนเครดิตในภาคอุตสาหกรรมที่ปรับมาใช้เชื้อเพลิงผสม H2/NG เพื่อไปขายในต่างประเทศแบบ G2G ภายใต้ข้อตกลงปารีส Article 6.2 โดยมีหน่วยงานที่รับผิดชอบคือ กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม และกระทรวงการต่างประเทศ

ระยะกลาง ค.ศ. 2031 – 2040: การสร้างแรงจูงใจทางการเงิน

- มาตราการสนับสนุนเงินลงทุน (CAPEX) เพื่อช่วยโรงงานปรับปรุงอุปกรณ์และเครื่องจักร ทั้งการให้สิทธิประโยชน์ทางภาษีและมาตรการ Green Loan ดอกเบี้ยต่ำ โดยมีหน่วยงานที่รับผิดชอบคือ สำนักงานคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน และ กระทรวงการคลัง
- มาตรการสนับสนุนค่าใช้จ่ายด้าน OPEX เช่น การอบรมบุคลากรและการตรวจสอบความปลอดภัย โดยร่วมมือกับมหาวิทยาลัยของรัฐเพื่อช่วยลดต้นทุน โดยมีหน่วยงานที่รับผิดชอบได้แก่ กระทรวงอุตสาหกรรม และกระทรวงการอุดมศึกษา วิทยาศาสตร์ วิจัยและนวัตกรรม
- เริ่มดำเนินมาตรการภาษีคาร์บอนต่อเชื้อเพลิงที่ใช้ในภาคอุตสาหกรรม ตามระดับการปล่อย CO_2 โดยในปัจจุบัน มีการเก็บภาษีคาร์บอนแล้วกับผลิตภัณฑ์น้ำมันที่ 200 บาทต่อตันคาร์บอนไดออกไซด์ โดยรวมอยู่ในภาษีสรรพสามิตรปัจจุบัน (ศูนย์วิจัยกสิกรไทย, 2025) ดังนั้นในระยะนี้ต้องมีการขยายการเก็บภาษีคาร์บอนไปสู่เชื้อเพลิงอื่นๆที่ใช้ในภาคอุตสาหกรรม เช่น ถ่านหิน ก๊าซปิโตรเลียมเหลว น้ำมันเตา และก๊าซธรรมชาติ โดยมีหน่วยงานที่รับผิดชอบคือ กรมสรรพสามิตร
- สร้างกลไก การนำรายได้จากภาษีคาร์บอนที่เก็บกับเชื้อเพลิงในภาคอุตสาหกรรม มาใช้ในการอุดหนุนราคาไฮโดรเจน โดยอาจจะมีการตั้งสำนักงานกองทุนเชื้อเพลิงไฮโดรเจน ในแบบเดียวกันกับ สำนักงานกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง โดยมีหน่วยงานที่รับผิดชอบคือ สนพ. และ กพช.
- ในระยะนี้คาดการณ์ว่าจะมีประเทศคู่ค้าของประเทศไทย ใช้กฎหมายแบบเดียวกับ CBAM ซึ่งในปัจจุบันมีหลายประเทศกำลังพิจารณาร่างกฎหมายยประเภทนี้อยู่ได้แก่ สหรัฐอเมริกา สหราชอาณาจักร ออสเตรเลีย และแคนาดา โดยสินค้าที่อยู่ในรายการ CBAM ระยะแรก ที่จะได้รับ

ผลกระทบ ได้แก่ 1) ซีเมนต์ ซึ่งประเทศไทยส่งออกซีเมนต์ไปยังประเทศออสเตรเลีย 4.9% ของปริมาณการส่งออกซีเมนต์จากไทยทั้งหมด 2) เหล็กและเหล็กกล้า ซึ่งประเทศไทยส่งออกสินค้าในกลุ่มเหล็กและเหล็กกล้าไปยังประเทศสหรัฐอเมริกาและประเทศออสเตรเลียคิดเป็นมูลค่าสูง โดยอยู่ที่ 12.7% และ 5.1% ของการส่งออกเหล็กและเหล็กกล้าทั้งหมด 3) อะลูมิเนียม ซึ่งประเทศไทยส่งออกไปยังประเทศสหรัฐอเมริกาคิดเป็น 20.5% ของการส่งออกอะลูมิเนียมของไทยทั้งหมด ในขณะที่สินค้าที่อยู่ในรายการ CBAM ระยะที่สอง ที่จะได้รับผลกระทบได้แก่ 1) เซรามิก ซึ่งประเทศไทยส่งออกเซรามิกไปยังประเทศสหรัฐอเมริกาคิดเป็น 21.2% ของการส่งออกเซรามิกจากไทยทั้งหมด โดยคิดเป็นมูลค่า 774 ล้านเหรียญสหรัฐฯ 2) แก้ว ซึ่งประเทศไทยมีการส่งออกไปประเทศออสเตรเลียคิดเป็น 5.1% ของการส่งออกแก้วจากไทยทั้งหมด โดยคิดเป็นมูลค่า 205 ล้านเหรียญสหรัฐฯ (PIER, 2024) ดังนั้นในระยะนี้ อุตสาหกรรมเหล่านี้ จะมีแรงจูงใจในการปรับเปลี่ยนมาใช้เชื้อเพลิงผสม H_2/NG มากที่สุด

- มาตรการด้านการค้าระหว่างประเทศ การออกกฎหมายประเภท CBAM เพื่อบังคับให้สินค้าที่จะนำเข้ามาขายในประเทศไทยต้องจ่ายค่าธรรมเนียม หากมี Carbon Footprint สูงเกินกว่าที่กำหนด ซึ่งจะเป็นการป้องกันภาคอุตสาหกรรมในประเทศจากการแข่งขันไม่เป็นธรรมจากสินค้านำเข้าที่มี Carbon Footprint สูง และเป็นการสร้างรายได้ให้ประเทศอีกทางหนึ่ง ซึ่งสามารถนำรายได้นี้ไปใช้อุดหนุนราคาไฮโดรเจนต่อไป โดยมีหน่วยงานที่รับผิดชอบคือ กระทรวงพาณิชย์ กระทรวงการคลัง การทรวงการต่างประเทศ

ระยะยาว ค.ศ. 2041 – 2070: การปรับเข้าสู่ระบบการค้าและความยั่งยืน

- การลดระดับการอุดหนุนจากภาครัฐ
- ใช้กลไกมาตรการด้านการค้าระหว่างประเทศประเภท CBAM เพื่อป้องกันการแข่งขันไม่เป็นธรรมจากสินค้านำเข้าที่มี Carbon Footprint สูง และรักษาขีดความสามารถในการแข่งขันของอุตสาหกรรมไทย โดยมีหน่วยงานที่รับผิดชอบคือ กระทรวงพาณิชย์ กระทรวงการคลัง การทรวงการต่างประเทศ
- สร้างระบบฉลาก (Labelling) และการรับรองสินค้าที่ผลิตโดยใช้พลังงานสะอาดเพื่อเพิ่มคุณค่าแบรนด์และตอบสนองความต้องการ CSR ของตลาดโลก โดยมีหน่วยงานที่รับผิดชอบคือ กระทรวงอุตสาหกรรม
- การใช้โครงสร้างราคาที่ให้ส่วนลดกับเชื้อเพลิงที่มี CO_2 Emissions ต่ำ และให้ส่วนเพิ่มกับเชื้อเพลิงที่มี CO_2 Emissions สูง โดยการให้ส่วนลดในรูปแบบของการอุดหนุนราคาไฮโดรเจน และการให้ส่วนเพิ่มกับเชื้อเพลิงที่มี CO_2 Emissions สูง โดยใช้เครื่องมือทาง ภาษีคาร์บอน โดยมุ่งเน้นไปที่ความสมดุลระหว่างรายรับและรายจ่าย กล่าวคือ การนำรายได้จากภาษีคาร์บอน มาเป็นเงินที่ใช้อุดหนุนราคาไฮโดรเจน เพื่อไม่ให้เป็นภาระทางการคลังของประเทศ โดยอาจจะมีการตั้งสำนักงานกองทุนเชื้อเพลิงไฮโดรเจน ในแบบเดียวกันกับ สำนักงานกองทุนน้ำมันเชื้อเพลิง โดยมีหน่วยงานที่รับผิดชอบคือ สนพ. และ กพช.

จากข้อมูลข้างต้นสามารถนำมาสรุปเป็นตาราง Timline ว่าในระยะต่าง ๆ นั้นดำเนินแต่ละมาตรการแต่ละช่วงปี พร้อมรายละเอียดแต่ละมาตรการและกลุ่มเป้าหมายในช่วงปีได้ดังตารางที่ 11.1

ตาราง 11.1 Timeline สำหรับแนวทางและมาตรการสนับสนุนการใช้เชื้อเพลิงผสม H_2/NG

ระยะเวลา / ปี	มาตรการ	วัตถุประสงค์	กลุ่มเป้าหมาย	หน่วยงานหลักรับผิดชอบ*	หมายเหตุ/เงื่อนไขสำคัญ
ระยะสั้น 2025–2030	**โครงการนำร่อง (Pilot) ในอุตสาหกรรมใช้ความร้อน**	ทดสอบเทคนิค สัดส่วน 5–20%vol ประเมิน CAPEX/OPEX/ความปลอดภัย	แก้ว–เซรามิก, ซีเมนต์, เหล็ก (เตารีฮีต/แอนไนล), โรงกลั่น/เคมี, โรงไฟฟ้ากังหันก๊าซ/CHP	สนพ., กระทรวงอุตสาหกรรม, อว., อบก.(TGO), กรมธุรกิจพลังงาน	ใช้มาตรฐานความปลอดภัย/แนวปฏิบัติ, เก็บข้อมูลต้นทุนจริง
	สิทธิประโยชน์ CAPEX (ภาษี/เร่งค่าเสื่อม) + Green Loan	ลดต้นทุนลงทุนปรับปรุง/เปลี่ยนเครื่องจักร	โรงงานในแนวท่อ NG และคลัสเตอร์อุตสาหกรรม	BOI, กระทรวงการคลัง, ธนาคารรัฐ (KTB/GSB), สนพ.	ออกเกณฑ์ “พลังงานสะอาด/ลด CO_2” ให้เข้าข่าย BOI
	สนับสนุน OPEX (อบรม+ตรวจความปลอดภัย)	ลดต้นทุนประจำ สร้างความมั่นใจด้าน Safety	โรงงานนำร่องและบุคลากรเกี่ยวข้อง	กระทรวงอุตสาหกรรม, อว., มหาวิทยาลัยของรัฐ	พัฒนาแพ็กเกจอบรม/ทดสอบโดยสถาบันรัฐ ราคามาตรฐาน
	เตรียมความพร้อม CBAM ของสหภาพยุโรป (เริ่มชำระเต็ม 1 ม.ค. 2026)	ลดผลกระทบการค้า กระตุ้นการลดคาร์บอนในห่วงโซ่อุปทาน	ผู้ส่งออกกลุ่มเหล็ก/ซีเมนต์/อะลูมิเนียม/ปุ๋ย/ไฟฟ้า/ไฮโดรเจน	กระทรวงพาณิชย์, กระทรวงการคลัง, MFA, สนพ.	ทำคู่มือ/คลินิก CBAM ให้ผู้ส่งออกไทย
	ศึกษาและประกาศใช้ Social Cost of Carbon (SCC)	เป็นฐานประเมินความคุ้มค่าเศรษฐศาสตร์โครงการ H_2/NG	หน่วยงานรัฐ/รัฐวิสาหกิจ/เอกชนผู้ยื่นโครงการ	ทส., อว., อบก.(TGO), NESDC	กำหนดค่า SCC อ้างอิงของไทยอย่างเป็นทางการ
	รวมรวมคาร์บอนเครดิตเพื่อขายต่างประเทศ (Art. 6.2 G2G)	สร้างรายได้เสริมให้โครงการ H_2/NG	โรงงานที่ลด CO_2 ได้จริง	ทส., MFA, อบก.(TGO), สนพ.	ทำโครงการร่วม (programmatic) ต่อรองราคาตลาดต่างประเทศ
ระยะกลาง 2031–2040	**ขยายสิทธิประโยชน์ CAPEX/Green Loan เชิงกลุ่มอุตสาหกรรม**	เร่งการยอมรับสัดส่วน 10–20%vol	โรงงานในแนวท่อ NG และนิคม	BOI, กระทรวงการคลัง, สนพ., ธนาคารรัฐ	ใช้เงื่อนไข Local content/ประสิทธิภาพพลังงาน
	ต่อเนื่อง OPEX support (อบรม/ตรวจสอบ/ใบอนุญาต)	ทำให้ค่าใช้จ่ายของ OPEX มีความชัดเจน และสามารถวางแผนได้	โรงงานขยายสัดส่วน H_2	กระทรวงอุตสาหกรรม, อว.	ตั้งศูนย์บริการตรวจประเมินระดับภูมิภาค
	เริ่ม “ภาษีคาร์บอน” กับเชื้อเพลิงอุตสาหกรรม (ขยายจากน้ำมันไปยังถ่านหิน, LPG, น้ำมันเตา, NG)	ทำให้ราคาคือภาพสะท้อนคาร์บอนจริง สร้างรายได้หมุนเวียนเพื่อลดราคา H_2	ผู้ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในอุตสาหกรรม	กรมสรรพสามิต, กระทรวงการคลัง, กพช., สนพ.	กำหนดอัตรา/ผ่อนผันช่วงเปลี่ยนผ่าน
	ตั้ง/บริหาร “กองทุนเชื้อเพลิงไฮโดรเจน”	นำรายได้ภาษีคาร์บอนมาอุดหนุนราคา H_2 อย่างมีวินัยการคลัง	โครงการ H_2 ในประเทศ	สนพ., กพช., กระทรวงการคลัง	ออกเกณฑ์อุดหนุนโปร่งใส ผูกกับผลการลด CO_2
	มาตรการทางการค้า CBAM ของไทย	ปกป้องการแข่งขันไม่เป็นธรรมจากสินค้านำเข้าคาร์บอนสูง และสร้างรายได้ประเทศ	ผู้นำเข้าสินค้าเข้าข่าย CBAM	กระทรวงพาณิชย์, กระทรวงการคลัง, MFA	จัดทำฐานข้อมูล LCA/CFP มาตรฐานไทย (ร่วม สมอ.)
	มาตรฐาน/รหัสข้อกำหนด H_2/NG	กำหนดมาตรฐานเทคนิค/ความปลอดภัย/การทดสอบ	ผู้ผลิตอุปกรณ์/โรงงาน/หน่วยตรวจ	DEDE, สมอ.(TISI), กกพ.(ERC), กรมธุรกิจพลังงาน	อ้างอิง ISO/NFPA/ASME ปรับใช้บริบทไทย
ระยะยาว 2041–2070	**ค่อย ๆ ลดการอุดหนุนตรง รักษาสมดุลภาษีคาร์บอน–ส่วนลด H_2**	ให้ตลาดสะท้อนราคา พร้อมกลไกปกป้องสังคม	อุตสาหกรรมใช้ H_2 อย่างยั่งยืน	สนพ., กพช., กระทรวงการคลัง	ใช้สูตร “รายได้ภาษีคาร์บอน = งบสนับสนุน H_2 (บางส่วน)”

ระยะเวลา / ปี	มาตรการ	วัตถุประสงค์	กลุ่มเป้าหมาย	หน่วยงานหลักรับผิดชอบ*	หมายเหตุ/เงื่อนไขสำคัญ
	ใช้/ประสาน CBAM (ไทยและต่างประเทศ) ต่อเนื่อง	คงความสามารถแข่งขันภายนอกประเทศ	ผู้ส่งออกไทย	กระทรวงพาณิชย์, MFA, กระทรวงการคลัง	ปรับให้สอดรับกติกาคู่ค้า (US/UK/AUS/CAN ฯลฯ)
	ระบบฉลากพลังงานสะอาด (Clean Energy Label)	เพิ่มมูลค่าแบรนด์/ตอบโจทย์ CSR/ESG	โรงงานที่ใช้พลังงานสะอาด (H_2/ไฟฟ้าหมุนเวียน)	กระทรวงอุตสาหกรรม, สมอ. (TISI), อบก.(TGO)	เน้น “พลังงานสะอาดโดยรวม” ไม่จำกัดเฉพาะ H_2
	โครงสร้างราคา/อัตราภาษีตาม CO_2 Emissions	ให้รางวัลเชื้อเพลิงคาร์บอนต่ำ เพิ่มต้นทุนเชื้อเพลิงคาร์บอนสูง	ผู้ใช้เชื้อเพลิงทุกชนิด	กระทรวงการคลัง, กรมสรรพสามิต, กพช.	ปรับอัตรารายระยะ + กลไกคุ้มครองผู้ประกอบการรายย่อย
	โครงสร้างพื้นฐาน H_2 (ฮับ/คลัง/ท่อ/ผสมใน NG)	ทำให้ซัพพลายมั่นคง ลดต้นทุนลอจิสติกส์	คลัสเตอร์อุตสาหกรรมและโรงไฟฟ้า	สนพ., กกพ.(ERC), รัฐวิสาหกิจพลังงาน (เช่น ปตท.), กนอ.	ร่วมทุนรัฐ–เอกชน (PPP) เชื่อมกับท่อ NG

*หน่วยงานหลักรับผิดชอบ = หน่วยงานเจ้าภาพ/ประสานหลัก (ควรมีคณะทำงานบูรณาการร่วมกัน