รายงานการพิจารณาศึกษา

เรื่อง
การศึกษาทางด้านเทคนิคและความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ของการนำไฮโดรเจนมาใช้เป็นเชื้อเพลิงในภาคอุตสาหกรรมและภาคขนส่งของประเทศไทย

โดย

คณะกรรมาธิการการพลังงาน

วุฒิสภา

สำนักกรรมาธิการ ๑

สำนักงานเลขาธิการวุฒิสภา

รายงานการพิจารณาศึกษา
เรื่อง
การศึกษาทางด้านเทคนิคและความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ของการนำไฮโดรเจนมาใช้เป็นเชื้อเพลิงในภาคอุตสาหกรรมและภาคขนส่งของประเทศไทย

โดย

คณะกรรมาธิการการพลังงาน

วุฒิสภา

https://qr.senate.go.th/sh/f/?k=DW42O

(สำเนา)

บันทึกข้อความ

ส่วนราชการ คณะกรรมาธิการการพลังงาน วุฒิสภา โทร. ๐ ๒๘๓๑ ๙๑๕๗

ที่ สว ๐๐๐๙.๐๙/(ร ๑๖) **วันที่** ๑๖ กุมภาพันธ์ ๒๕๖๗

เรื่อง รายงานการพิจารณาศึกษา เรื่อง "การศึกษาทางด้านเทคนิคและความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ของการนำไฮโดรเจนมาใช้เป็นเชื้อเพลิงในภาคอุตสาหกรรมและภาคขนส่งของประเทศไทย" ของคณะกรรมาธิการการพลังงาน วุฒิสภา

กราบเรียน ประธานวุฒิสภา

ด้วยในคราวประชุมวุฒิสภา ครั้งที่ ๑๗ (สมัยสามัญประจำปีครั้งที่หนึ่ง) วันอังคารที่ ๑๐ กันยายน ๒๕๖๒ ที่ประชุมได้มีมติตั้งคณะกรรมาธิการสามัญประจำวุฒิสภา ตามข้อบังคับการประชุมวุฒิสภา พ.ศ. ๒๕๖๒ ข้อ ๗๘ วรรคสอง (๑๑) ซึ่งคณะกรรมาธิการการพลังงานเป็นคณะกรรมาธิการสามัญประจำวุฒิสภา คณะหนึ่ง มีหน้าที่และอำนาจพิจารณาร่างพระราชบัญญัติ กระทำกิจการ พิจารณาสอบหาข้อเท็จจริง หรือศึกษาเรื่องใด ๆ ที่เกี่ยวกับการบริหาร การส่งเสริมพัฒนา การจัดหา การใช้ การอนุรักษ์พลังงาน การแสวงหาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก การศึกษาผลกระทบและแนวทางการแก้ไขปัญหา อุปสรรค จากการจัดหาและการใช้พลังงาน ความมั่นคงด้านพลังงาน พิจารณาศึกษา ติดตาม เสนอแนะ และเร่งรัดการปฏิรูปประเทศ และแผนแม่บทภายใต้ยุทธศาสตร์ชาติที่อยู่ในหน้าที่และอำนาจและอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง ปัจจุบันคณะกรรมาธิการคณะนี้ ประกอบด้วย

๑) พลเอก สกนธ์ สัจจานิตย์	ประธานคณะกรรมาธิการ
๒) พลเรือเอก ชัยวัฒน์ เอี่ยมสมุทร	รองประธานคณะกรรมาธิการ คนที่หนึ่ง
๓) พลอากาศเอก อดิศักดิ์ กลั่นเสนาะ	รองประธานคณะกรรมาธิการ คนที่สอง
๔) พลโท อำพน ชูประทุม	รองประธานคณะกรรมาธิการ คนที่สาม
๕) พลเอก อุดมชัย ธรรมสาโรรัชต์	รองประธานคณะกรรมาธิการ คนที่สี่
๖) นายกรรณภว์ ธนภรรคภวิน	เลขานุการคณะกรรมาธิการ
๗) นายอุปกิต ปาจรียางกูร	รองเลขานุการคณะกรรมาธิการ
๘) นายเจน นำชัยศิริ	โฆษกคณะกรรมาธิการ
๙) นายสุรชัย เลี้ยงบุญเลิศชัย	ประธานที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ
๑๐) พลเอก ฉัตรเฉลิม เฉลิมสุข	ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ
๑๑) พลเอก ดนัย มีชูเวท	ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ
๑๒) พลเอก ทรงวิทย์ หนุนภักดี	ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ
๑๓) พลเรือเอก นพดล โชคระดา	ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ
๑๔) พลเอก พหล สง่าเนตร	ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ
๑๕) นายไพฑูรย์ หลิมวัฒนา	ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ
๑๖) นายวิชัย ทิตตภักดี	ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ
๑๗) พลเอก สราวุฒิ ชลออยู่	ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ
๑๘) พลเอก สำเริง ศิวาดำรงค์	ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ
๑๙) นายสำราญ ครรชิต	ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ

บัดนี้ ...

บัดนี้ คณะกรรมาธิการได้ดำเนินการพิจารณาศึกษา เรื่อง “การศึกษาทางด้านเทคนิคและความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ของการนำไฮโดรเจนมาใช้เป็นเชื้อเพลิงในภาคอุตสาหกรรมและภาคขนส่งของประเทศไทย” เสร็จเรียบร้อยแล้ว จึงขอรายงานผลการดำเนินการพิจารณาศึกษาเรื่องดังกล่าวต่อวุฒิสภาเพื่อพิจารณา ตามข้อบังคับการประชุมวุฒิสภา พ.ศ. ๒๕๖๒ ข้อ ๙๘

จึงกราบเรียนมาเพื่อโปรดทราบและนำเสนอรายงานของคณะกรรมาธิการต่อที่ประชุมวุฒิสภาต่อไป

พลเอก สกนธ์ สัจจานิตย์

(สกนธ์ สัจจานิตย์)
ประธานคณะกรรมาธิการการพลังงาน
วุฒิสภา

สำเนาถูกต้อง

(นางสาวพุทธรักษา สูตะบุตร)
ผู้ช่วยเลขานุการคณะกรรมาธิการการพลังงาน
วุฒิสภา

สำเนาถูกต้อง

ชลธิชา.

(นางสาวชลธิชา บุญเสถียร)
ผู้ช่วยเลขานุการคณะกรรมาธิการการพลังงาน
วุฒิสภา

สำนักกรรมาธิการ ๑
ฝ่ายเลขานุการคณะกรรมาธิการการพลังงาน
โทรศัพท์ ๐ ๒๘๓๑ ๙๑๕๖ - ๗

ชลธิชา พิมพ์
พุทธรักษา ตรวจ
ยุวดี ทาน

สารบัญ

	หน้า
สารบัญตาราง	ก
สารบัญภาพ	ข
รายงานการพิจารณาศึกษา	ค
รายนามคณะกรรมาธิการ	ง
รายนามคณะอนุกรรมาธิการ	ซ
รายนามที่ปรึกษาคณะอนุกรรมาธิการ	ญ
รายนามคณะทำงานฯ	ญ
บทสรุปผู้บริหาร	ฐ
บทที่ ๑ บทนำ	๑
๑.๑ ที่มาและความสำคัญ	๑
๑.๒ กฎหมายและระเบียบที่เกี่ยวข้อง	๒
๑.๓ วัตถุประสงค์	๒
๑.๔ ขอบเขตการศึกษา	๒
๑.๕ วิธีการพิจารณาศึกษา	๓
๑.๖ ระยะเวลาในการพิจารณาศึกษา	๓
๑.๗ ผลที่คาดว่าจะได้รับ	๓
บทที่ ๒ บทความเอกสาร งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง	๕
๒.๑ การดำเนินการตามข้อตกลงระหว่างประเทศ	๕
๒.๒ การกำหนด Roadmap แผนพลังงานแห่งชาติ	๖
๒.๓ นโยบายการผลิตไฮโดรเจนสีเขียวพร้อมเป้าหมาย รวมถึงการกำกับและส่งเสริมกิจการไฮโดรเจน	๙
๒.๔ กระบวนการดักจับคาร์บอน (Carbon Capture Storage: CCS)	๑๑
๒.๕ คาร์บอนเครดิต	๑๕
๒.๖ มาตรการปรับคาร์บอนก่อนข้ามพรมแดน	๑๖
๒.๗ การส่งเสริมโครงการไฮโดรเจนในต่างประเทศ	๑๙
๒.๘ โครงการความร่วมมือกับหน่วยงานอื่น ๆ ที่ได้มีการลงนาม MOU	๒๔
๒.๙ แผนงานนำไฮโดรเจนมาใช้ในประเทศไทย	๒๖
๒.๑๐ บทสรุป และข้อเสนอแนะ	๒๗
บทที่ ๓ วิธีการพิจารณาศึกษา	๒๙
๓.๑ การเชิญหน่วยงานที่เกี่ยวข้องมาร่วมประชุม	๒๙
๓.๒ การศึกษาดูงาน	๔๗
๓.๓ ศึกษาเอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง	๕๑

สารบัญ (ต่อ)

	หน้า
บทที่ ๔ ผลการศึกษา	๕๓
๑) ด้านเศรษฐศาสตร์ไฮโดรเจน	๕๓
๒) ด้านความสามารถในการผลิต	๕๕
๓) การนำ Carbon Capture and Storage หรือ CCS เข้ามาใช้งานเพื่อกักเก็บคาร์บอน	๕๗
๔) การผลักดันให้มีการนำไฮโดรเจนไปใช้งานตามแผนพลังงานชาติ	๕๙
๕) ไฮโดรเจนสามารถเติมเต็มในด้านพลังงานได้หลากหลาย	๖๓
๖) ความท้าทายในด้านการบริหารจัดการ	๖๓
๗) ด้านกฎหมาย ระเบียบ ที่เกี่ยวข้อง	๖๔
๘) การวิเคราะห์ผลการศึกษาดูงาน โครงการผลิตไฮโดรเจน โรงไฟฟ้ากังหันลมลำตะคอง	๖๔
๙) เส้นทางในการดำเนินงานเพื่อพัฒนาไฮโดรเจนในระยะเริ่มแรก (ปัจจุบัน - ค.ศ. ๒๐๓๕)	๖๖
บทที่ ๕ สรุปและข้อเสนอแนะ	๖๙
ภาคผนวก	๗๓

สารบัญตาราง

ตารางที่ **หน้า**

๒.๑ เป้าหมายการลดก๊าซเรือนกระจกของประเทศไทย ๖

๔.๑ เปรียบเทียบต้นทุนการผลิตและการปลดปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ของไฮโดรเจนชนิดต่าง ๆ ๕๔

๔.๒ เปรียบเทียบการผลิตไฮโดรเจนสีเขียว ๑ กิโลกรัมไฮโดรเจน ๕๗

๔.๓ เส้นทางในการดำเนินงานเพื่อพัฒนาไฮโดรเจนในระยะเริ่มแรก (ปัจจุบัน - ค.ศ. ๒๐๓๕) ๖๖

สารบัญภาพ

แผนภาพที่	หน้า
๒.๑ แหล่งข้อมูลไฮโดรเจนไทยแลนด์	๗
๒.๒ เป้าหมายการลดการปล่อยคาร์บอนของประเทศไทย	๑๒
๒.๓ โครงการดักจับและกักเก็บ CO_2 ที่แหล่งอาทิตย์ในอ่าวไทย	๑๓
๒.๔ โครงการ Eastern CCS Hub project	๑๔
๒.๕ รถไฟ Coradia iLint ที่เยอรมนีสั่งมาใหม่เพื่อใช้งานแทนรถดีเซล	๒๐
๓.๑ การทำงาน Balancing ของระบบ Wind Hydrogen Hybrid	๔๘
๓.๒ นวัตกรรมเพื่ออนาคตและความมั่นคงทางพลังงาน	๔๘
๓.๓ การทำงานของอุปกรณ์แต่ละส่วน	๕๐
๔.๑ ต้นทุนการผลิตหน้าโรงไฟฟ้า ปี พ.ศ. ๒๕๖๕	๕๖
๔.๒ ทิศทางนโยบายการใช้ Hydrogen ในภาคพลังงาน	๕๙
๔.๓ โครงสร้างต้นทุนของไฮโดรเจนสีเขียว ณ จุดเติมเชื้อเพลิง	๖๐
๔.๔ MSRP ราคาขายปลีกที่แนะนำของผู้ผลิต	๖๑
๔.๕ เปรียบเทียบรถบรรทุกแบบ ICE กับรถบรรทุกประเภท FCEV	๖๖
๔.๖ การทำงาน Balancing ของระบบ Wind Hydrogen Hybrid	๖๔

รายงานการพิจารณาศึกษา
เรื่อง การศึกษาทางด้านเทคนิคและความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ของการนำไฮโดรเจนมาใช้เป็นเชื้อเพลิงในภาคอุตสาหกรรมและภาคขนส่งของประเทศไทย

ตามที่ที่ประชุมวุฒิสภา ครั้งที่ ๑๗ (สมัยสามัญประจำปี ครั้งที่หนึ่ง) วันอังคารที่ ๑๐ กันยายน ๒๕๖๒ ได้มีมติตั้งคณะกรรมาธิการสามัญประจำวุฒิสภา ตามข้อบังคับการประชุมวุฒิสภา พ.ศ. ๒๕๖๒ ข้อ ๗๘ วรรคสอง (๑๑) ซึ่งคณะกรรมาธิการการพลังงาน วุฒิสภา เป็นกรรมาธิการสามัญประจำวุฒิสภา มีหน้าที่และอำนาจพิจารณาร่างพระราชบัญญัติ กระทำกิจการ พิจารณาสอบหาข้อเท็จจริงหรือศึกษาเรื่องใด ๆ ที่เกี่ยวกับการบริหาร การส่งเสริมพัฒนา การจัดหา การใช้ การอนุรักษ์พลังงาน การแสวงหาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก การศึกษาผลกระทบและแนวทางการแก้ไขปัญหาอุปสรรคจากการจัดหาและการใช้พลังงาน ความมั่นคงด้านพลังงาน พิจารณาศึกษา ติดตาม เสนอแนะและเร่งรัดการปฏิรูปประเทศ และแผนแม่บทภายใต้ยุทธศาสตร์ชาติที่อยู่ในหน้าที่และอำนาจ และอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง โดยคณะกรรมาธิการได้พิจารณาศึกษาเรื่อง การศึกษาทางด้านเทคนิคและความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ของการนำไฮโดรเจนมาใช้เป็นเชื้อเพลิงในภาคอุตสาหกรรมและภาคขนส่งของประเทศไทย บัดนี้ คณะกรรมาธิการได้พิจารณาศึกษาเรื่องดังกล่าวเสร็จเรียบร้อยแล้ว จึงขอรายงานผลการพิจารณาศึกษาต่อที่ประชุมวุฒิสภา ดังนี้

๑. การดำเนินงานของคณะกรรมาธิการการพลังงาน วุฒิสภา

๑.๑ คณะกรรมาธิการการพลังงาน ประกอบด้วย

๑) พลเอก สกนธ์ สัจจานิตย์	ประธานคณะกรรมาธิการ
๒) พลเรือเอก ชัยวัฒน์ เอี่ยมสมุทร	รองประธานคณะกรรมาธิการ คนที่หนึ่ง
๓) พลอากาศเอก อดิศักดิ์ กลั่นเสนาะ	รองประธานคณะกรรมาธิการ คนที่สอง
๔) พลโท อำพน ชูประทุม	รองประธานคณะกรรมาธิการ คนที่สาม
๕) พลเอก อุดมชัย ธรรมสาโรรัชต์	รองประธานคณะกรรมาธิการ คนที่สี่
๖) นายกรรณภว์ ธนภรรคภวิน	เลขานุการคณะกรรมาธิการ
๗) นายอุปกิต ปาจรียางกูร	รองเลขานุการคณะกรรมาธิการ
๘) นายเจน นำชัยศิริ	โฆษกคณะกรรมาธิการ
๙) นายสุรชัย เลี้ยงบุญเลิศชัย	ประธานที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ
๑๐) พลเอก ฉัตรเฉลิม เฉลิมสุข	ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ
๑๑) พลเอก ดนัย มีชูเวท	ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ
๑๒) พลเอก ทรงวิทย์ หนุนภักดี	ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ
๑๓) พลเรือเอก นพดล โชคระดา	ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ
๑๔) พลเอก พหล สง่าเนตร	ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ
๑๕) นายไพฑูรย์ หลิมวัฒนา	ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ
๑๖) นายวิชัย ทิตตภักดี	ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ
๑๗) พลเอก สราวุฒิ ชลออยู่	ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ
๑๘) พลเอก สำเริง ศิวาดำรงค์	ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ
๑๙) นายสำราญ ครรชิต	ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ

รายนามคณะกรรมาธิการการพลังงาน วุฒิสภา

พลเอก สกนธ์ สัจจานิตย์
ประธานคณะกรรมาธิการ

พลเรือเอก ชัยวัฒน์ เอี่ยมสมุทร
รองประธานคณะกรรมาธิการ คนที่หนึ่ง

พลอากาศเอก อดิศักดิ์ กลั่นเสนาะ
รองประธานคณะกรรมาธิการ คนที่สอง

พลโท อำพน ชูประทุม
รองประธานคณะกรรมาธิการ คนที่สาม

พลเอก อุดมชัย ธรรมสาโรรัชต์
รองประธานคณะกรรมาธิการ คนที่สี่

นายกรรณภว์ ธนภรรคภวิน
เลขานุการคณะกรรมาธิการ

นายอุปกิต ปาจรียางกูร
รองเลขานุการคณะกรรมาธิการ

นายเจน นำชัยศิริ
โฆษกคณะกรรมาธิการ

นายสุรชัย เลี้ยงบุญเลิศชัย
ประธานที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ

พลเอก ฉัตรเฉลิม เฉลิมสุข
ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ

พลเอก ดนัย มีชูเวท
ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ

พลเอก ทรงวิทย์ หนุนภักดี
ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ

พลเรือเอก นพดล โชครัตดา
ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ

พลเอก พหล สง่าเนตร
ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ

นายไพฑูรย์ หลิมวัฒนา
ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ

นายวิชัย ทิตตภักดี
ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ

พลเอก สราวุฒิ ชลออยู่
ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ

พลเอก สำเริง ศิวาดำรงค์
ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ

นายสำราญ ครรชิต
ที่ปรึกษาคณะกรรมาธิการ

๑.๒ คณะกรรมาธิการได้ตั้งคณะอนุกรรมาธิการพิจารณาศึกษา ติดตามและเสนอแนะด้านเชื้อเพลิงธรรมชาติ ซึ่งคณะอนุกรรมาธิการคณะนี้ ประกอบด้วย

๑) พลโท อำพน ชูประทุม	ประธานคณะอนุกรรมาธิการ
๒) นายเจน นำชัยศิริ	รองประธานคณะอนุกรรมาธิการ คนที่หนึ่ง
๓) นายสำราญ ครรชิต	รองประธานคณะอนุกรรมาธิการ คนที่สอง
๔) นายกวิน ทรัพย์สุนทร	อนุกรรมาธิการ
๕) ศาสตราจารย์จงจิตร์ หิรัญลาภ	อนุกรรมาธิการ
๖) พลอากาศตรี ชินรัตน์ มณีอินทร์	อนุกรรมาธิการ
๗) พลอากาศโท ธรรมนิตย์ สิงห์คะสะ	อนุกรรมาธิการ
๘) พลอากาศตรี นริศ เขียวแก้ว	อนุกรรมาธิการ
๙) นายบุญธร อุปนันท์	อนุกรรมาธิการ
๑๐) ผู้ช่วยศาสตราจารย์รักไทย บูรพ์ภาค	อนุกรรมาธิการ
๑๑) นายเอกชัย คงสวัสดิ์	อนุกรรมาธิการ
๑๒) นายรัตนพัฒน์ ปีวิเศษกุลเดช	อนุกรรมาธิการและเลขานุการ

รายนามคณะอนุกรรมาธิการพิจารณาศึกษา ติดตามและเสนอแนะด้านเชื้อเพลิงธรรมชาติ

พลโท อำพน ชูประทุม
ประธานคณะอนุกรรมาธิการ

นายเจน นำชัยศิริ
รองประธานคณะอนุกรรมาธิการ คนที่หนึ่ง

นายสำราญ ครรชิต
รองประธานคณะอนุกรรมาธิการ คนที่สอง

นายกวิน ทรัพย์สุนทร
อนุกรรมาธิการ

ศาสตราจารย์จงจิตร์ หิรัญลาภ
อนุกรรมาธิการ

พลอากาศโท ธรรมนิตย์ สิงห์คะสะ
อนุกรรมาธิการ

พลอากาศตรี ชินรัตน์ มณีอินทร์
อนุกรรมาธิการ

พลอากาศตรี นริศ เขียวแก้ว
อนุกรรมาธิการ

นายบุญธร อุปนันท์
อนุกรรมาธิการ

ผู้ช่วยศาสตราจารย์รักไทย บูรพ์ภาค
อนุกรรมาธิการ

นายเอกชัย คงสวัสดิ์
อนุกรรมาธิการ

นายรัตนพัฒน์ ปีวิเศษกุลเดช
เลขานุการคณะอนุกรรมาธิการ

๑.๓ รายนามที่ปรึกษาคณะอนุกรรมาธิการพิจารณาศึกษาติดตาม และเสนอแนะด้านเชื้อเพลิงธรรมชาติ ประกอบด้วย

๑) พลเอก ฉัตรเฉลิม เฉลิมสุข
๒) พลโท ยศวัฒน์ อนันต์ดิลกฤทธิ์
๓) พลเรือตรี กาณฑ์ ชาตเสนีย์
๔) นายปรีชา ออประเสริฐ
๕) นายเรืองชัย จินตรุ่งเรืองชัย
๖) นายคุณานันท์ ทยายุทธ
๗) นางสาวอุไรพรรณ วุฒิสิงห์ชัย
๘) นายพะโยม ชิณวงศ์
๙) นายสุวรรณ อำนวยผลวิวัฒน์
๑๐) นายชลอ ภาณุตระกูล
๑๑) พลเรือโท สมัย ใจอินทร์
๑๒) นางนฤมล กัลยาณมิตร
๑๓) นายวิโรจน์ คลังบุญครอง
๑๔) นายพรชัย เวศย์วิบุล
๑๕) นายพรชัย สุทธิวรชัย
๑๖) พลโท ชุมพร วิเชียร
๑๗) นายสุรวุฒิ สนิทวงศ์ ณ อยุธยา

๑.๔ คณะกรรมาธิการได้มอบหมายให้คณะอนุกรรมาธิการพิจารณาศึกษา ติดตามและเสนอแนะด้านเชื้อเพลิงธรรมชาติ ดำเนินการพิจารณาศึกษา พร้อมทั้งตั้งคณะทำงานพิจารณาศึกษาทางด้านเทคนิคและความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ของการนำไฮโดรเจนมาใช้เป็นเชื้อเพลิงในภาคอุตสาหกรรมและภาคขนส่งของประเทศไทย เพื่อศึกษาเรื่องดังกล่าว

ก. คณะทำงาน ประกอบด้วย

๑. นายเจน นำชัยศิริ	ที่ปรึกษาคณะทำงาน
๒. นายชลอ ภาณุตระกูล	ที่ปรึกษาคณะทำงาน
๓. พลอากาศโท ธรรมนิตย์ สิงห์คะสะ	ที่ปรึกษาคณะทำงาน
๔. ศาสตราจารย์จงจิตร์ หิรัญลาภ	ที่ปรึกษาคณะทำงาน
๕. นายรัตนพัฒน์ ปีวิเศษกุลเดช	ประธานคณะทำงาน
๖. ผู้ช่วยศาสตราจารย์รักไทย บูรพ์ภาค	คณะทำงาน
๗. นายสุวรรณ อำนวยผลวิวัฒน์	คณะทำงาน
๘. นายสุรวุฒิ สนิทวงศ์ ณ อยุธยา	คณะทำงาน
๙. นายปิยบุตร จารุเพ็ญ	คณะทำงาน
๑๐. นายธนา ศรชำนิ	คณะทำงาน
๑๑. นายเนรัญ สุวรรณโชติช่วง	คณะทำงาน
๑๒. นายดำรงเดช รัตนโชติชัยสกุล	คณะทำงาน

๑๓. นายรังสรรค์ กาญจนสมศักดิ์	คณะทำงาน
๑๔. นายมงคล เฮงโรจนโสภณ	คณะทำงาน
๑๕. ผู้แทนจากสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน	คณะทำงาน
๑๖. นายเอกชัย คงสวัสดิ์	เลขานุการคณะทำงาน

ข. คณะทำงานมีหน้าที่และอำนาจ ดังต่อไปนี้

๑. พิจารณาศึกษาต้นทุน และผลประโยชน์ในการผลิตพลังงานไฮโดรเจนของประเทศไทย เพื่อนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงในภาคอุตสาหกรรมและภาคขนส่ง

๒. ศึกษา วิเคราะห์เทคโนโลยีการผลิตไฮโดรเจนที่เหมาะสมกับการนำมาใช้งานในประเทศ เพื่อส่งเสริมการวิจัย พัฒนา และการถ่ายโอนเทคโนโลยีในการผลิตไฮโดรเจน เพื่อให้สอดคล้องรองรับกับการเปลี่ยนแปลงด้านพลังงานของประเทศ

๓. ศึกษาวิเคราะห์กฎหมาย ระเบียบหรือหลักเกณฑ์ และนโยบายภาครัฐที่เกี่ยวข้องกับการนำไฮโดรเจนไปใช้ เพื่อเข้าสู่ความเป็นกลางทางคาร์บอนและการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ ภายในระยะเวลาที่กำหนดภายใต้ยุทธศาสตร์ระยะยาวในการพัฒนาแบบปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่ำของประเทศ (LT-LEDS)

๔. จัดทำรายงานผลการพิจารณาศึกษา ข้อคิดเห็นและข้อเสนอแนะ เสนอต่อคณะอนุกรรมาธิการและคณะกรรมาธิการการพลังงานเพื่อทราบและดำเนินการต่อไป

๕. ดำเนินการอื่นใดตามที่คณะอนุกรรมาธิการ และคณะกรรมาธิการการพลังงานมอบหมาย

๒. วิธีการพิจารณาศึกษา

คณะทำงานกำหนดวิธีการพิจารณาศึกษาเพื่อให้ได้มาซึ่งข้อมูลดังกล่าวโดยการศึกษาเชิงคุณภาพ ดังนี้

๒.๑ การศึกษาทบทวนจากข้อมูลทุติยภูมิ ได้แก่ ข้อเท็จจริงต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องกับโครงสร้างราคาพลังงาน เช่น สถานการณ์ด้านพลังงาน กฎหมาย ระเบียบ หลักเกณฑ์ และนโยบายภาครัฐ

๒.๒ การศึกษาโดยเชิญบุคคล และผู้บริหารจากหน่วยงานที่เกี่ยวข้องมาร่วมประชุมเพื่อรับฟังข้อมูลและแลกเปลี่ยนความคิดเห็น เพื่อให้ได้รับทราบข้อมูลประกอบการพิจารณาศึกษาให้มีความครบถ้วนและสมบูรณ์

๒.๓ การศึกษาดูงาน ณ โครงการ Wind Hydrogen Hybrid โรงไฟฟ้าลำตะคองชลภาวัฒนา การไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย จังหวัดนครราชสีมา

๓. ผลการพิจารณาศึกษา

คณะกรรมาธิการการพลังงาน วุฒิสภา ขอรายงานผลการพิจารณาศึกษาเรื่อง **การศึกษาทางด้านเทคนิคและความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ของการนำไฮโดรเจนมาใช้เป็นเชื้อเพลิงในภาคอุตสาหกรรมและภาคขนส่งของประเทศไทย** ซึ่งคณะกรรมาธิการได้มอบหมายให้คณะอนุกรรมาธิการพิจารณาศึกษา ติดตามและเสนอแนะด้านเชื้อเพลิงธรรมชาติ ดำเนินการพิจารณาศึกษา โดยคณะกรรมาธิการได้พิจารณารายงานของคณะอนุกรรมาธิการ ด้วยความละเอียดรอบคอบแล้ว และได้มีมติเห็นชอบกับรายงานดังกล่าว โดยถือว่าเป็นรายงานการพิจารณาศึกษาของคณะกรรมาธิการ ดังนั้น คณะกรรมาธิการจึงขอเสนอรายงานการพิจารณาศึกษา โดยมีรายละเอียดตามรายงานท้ายนี้ เพื่อให้วุฒิสภาได้พิจารณา หากวุฒิสภาให้ความเห็นชอบกับผลการพิจารณาศึกษาของคณะกรรมาธิการ ขอได้โปรดแจ้งไปยังคณะรัฐมนตรีเพื่อพิจารณาและดำเนินการตามที่เห็นสมควรต่อไป ทั้งนี้ เพื่อประโยชน์ต่อประเทศชาติและประชาชนสืบไป

นายกรรณภว์ ธนภรรคภวิน
เลขานุการคณะกรรมาธิการการพลังงาน
วุฒิสภา

บทสรุปผู้บริหาร
Executive Summary

จากผลการศึกษาเรื่อง การนำเชื้อเพลิงไฮโดรเจนมาเป็นพลังงานทางเลือกเพื่อการพาณิชย์ สำหรับภาคขนส่ง ภาคการผลิตไฟฟ้า ภาคอุตสาหกรรม และภาคการเกษตร ของคณะกรรมาธิการการพลังงาน วุฒิสภา ที่แถลงต่อที่ประชุมวุฒิสภา เมื่อวันจันทร์ที่ ๒๑ สิงหาคม ๒๕๖๖ และได้ส่งไปยังรัฐบาล เพื่อเสนอแนะประกอบการพิจารณาแนวทางบริหารจัดการแผนพลังงานให้สอดคล้องกับการแก้ไขปัญหาการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศที่ทุกประเทศพร้อมร่วมมือกับการประชุมภาคี (Conference of Parties) ด้านสิ่งแวดล้อม ภายใต้กรอบอนุสัญญาสหประชาชาติว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ (UNFCCC) ปี ๑๙๙๒ หลายประเทศมีการทำแผนยุทธศาสตร์ด้านพลังงานไฮโดรเจน หรือ Nation Hydrogen Strategy เพื่อเตรียมความพร้อม และบางประเทศได้รวมแผนดังกล่าวไว้ในแผนพลังงานชาติเป็นที่เรียบร้อยแล้ว สำหรับโอกาสการใช้พลังงานจากไฮโดรเจนในประเทศไทย นั้น ปัจจุบันนอกจากที่จะใช้ไฮโดรเจนในโรงกลั่น และเป็นสารตั้งต้นในภาคอุตสาหกรรมปิโตรเคมีแล้ว ไฮโดรเจนยังสามารถเข้ามาทดแทน fossil fuel ในภาคความร้อน ภาคการผลิตไฟฟ้า และภาคขนส่งเพื่อประโยชน์ในด้านการลดการปลดปล่อยคาร์บอนได้ด้วย

ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงทางเลือกหนึ่งที่มีความจำเป็นต่อการบรรลุเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอนอย่างมีนัยสำคัญ เพื่อใช้ในการทดแทนพลังงานเชื้อเพลิงฟอสซิลที่มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจก เนื่องจากพลังงานไฮโดรเจนถือว่าเป็นพลังงานสะอาดและการใช้พลังงานไฮโดรเจนมีการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ออกมาน้อยมากจนถึงไม่มีมลภาวะ การพัฒนาเศรษฐกิจไฮโดรเจนเพื่อใช้เป็นหนึ่งในเชื้อเพลิงทางเลือกเพื่อทดแทนสัดส่วนเชื้อเพลิงฟอสซิลที่ต้องลดสัดส่วนลง และมีส่วนช่วยลดปริมาณคาร์บอนไดออกไซด์ได้ถึง ๑๖.๓ ล้านตัน เทียบเป็นร้อยละ ๑๔ ของปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในปี ค.ศ. ๒๐๕๐ เป็นอย่างน้อย โดยมีเป้าหมายการพัฒนาเศรษฐกิจไฮโดรเจนในการผลิตและการใช้ไฮโดรเจนเชิงพาณิชย์ ดังนี้

- สามารถเริ่มมีการใช้ไฮโดรเจนเชิงพาณิชย์ในภาคพลังงานตั้งแต่ปี ค.ศ. 2030
- ก้าวสู่เป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอนในปี ค.ศ. 2050
- การปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ ภายในปี ค.ศ. 2065

คณะอนุกรรมาธิการได้พิจารณาโอกาส ปัญหา และความท้าทายในการนำไฮโดรเจนมาใช้งานเพื่อลดปริมาณคาร์บอนไดออกไซด์ ดังนี้

๑) <u>ด้านเศรษฐศาสตร์ไฮโดรเจน</u>

เปรียบเทียบต้นทุนการผลิตและการปลดปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ของไฮโดรเจนชนิดต่าง ๆ

	ไฮโดรเจนสีเทา	**ไฮโดรเจนสีฟ้า**	**ไฮโดรเจนสีเขียว**
ต้นทุนการผลิต/กิโลกรัมของไฮโดรเจน	2 USD	4-5 USD	5.07 USD
ปริมาณการปลดปล่อยคาร์บอน/กิโลกรัมของไฮโดรเจน	9 $kgCO_2e$	2-16 $kgCO_2e$	0.4 -1.7 $kgCO_2e$

เมื่อเปรียบเทียบค่าความร้อนพบว่า ไฮโดรเจน ๑ กิโลกรัม ให้พลังงานค่าความร้อน 0.141 ล้านบีทียู ดังนั้น จะต้องใช้ไฮโดรเจน ปริมาณ ๗ กิโลกรัม เพื่อให้มีค่าความร้อนเทียบเท่า ล้านบีทียู หากพิจารณาเปรียบเทียบต้นทุน LPG/CNG พบว่า

- ค่าความร้อนจาก LPG ๑ ล้านบีทียู มีต้นทุน ๔๗๐ บาท
- ค่าความร้อนจาก CNG ๑ ล้านบีทียู มีต้นทุน ๔๐๐ บาท
- ค่าความร้อนจาก ไฮโดรเจน ๑ ล้านบีทียู มีต้นทุน ๔๙๐ บาท

ดังนั้น การเลือกใช้ไฮโดรเจนในภาคอุตสาหกรรม และภาคการผลิตไฟฟ้าด้วยเทคโนโลยีกังหันก๊าซ จะมีความคุ้มค่าในด้านราคาต้นทุนมากกว่า การนำไปใช้งานในกระบวนการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์เชื้อเพลิงที่จะต้องทำให้ไฮโดรเจนมีความบริสุทธิ์ ๙๙.๙๙๙ ส่งผลให้ราคาไฮโดรเจนที่ผลิตได้มีราคาสูงมากกว่า ๒ - ๓ เท่า

ด้านความสามารถในการผลิต สำหรับการผลิตไฮโดรเจนสีเขียวประเทศไทยมีศักยภาพของพลังงานแสงอาทิตย์เพียงพอในการรองรับการขยายกำลังการผลิตไฮโดรเจนสีเขียว สอดคล้องกับความต้องการใช้ของโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติในปี ๒๕๗๔ โดยปัจจุบัน ไทยมีกำลังการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ที่ ๓,๔๒๔ เมกะวัตต์ ขณะที่กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงานประเมินว่า ไทยยังมีศักยภาพในการขยายกำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ขนาดใหญ่ (Solar Farm) ประมาณ ๑๘๔,๑๗๘ เมกะวัตต์ ซึ่งกำลังการผลิตที่เหลือราว ๑๘๐,๗๕๔ เมกะวัตต์ สามารถรองรับการผลิตก๊าซไฮโดรเจนสีเขียวได้สูงถึง ๕.๙๖ ล้านตัน/ปี ซึ่งสูงกว่าความต้องการใช้ไฮโดรเจนสีเขียว ของโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติในปี พ.ศ. ๒๕๗๔ ถึง ๑๑.๒ เท่า

เมื่อวิเคราะห์เป้าหมายในการลดก๊าซเรือนกระจกจากการใช้ไฮโดรเจนสีเขียวเป็นเชื้อเพลิงร่วมในการผลิตไฟฟ้าตามสัดส่วนร้อยละ ๕ และเพิ่มขึ้นทุก ๆ ๑๐ ปี ในอัตราส่วนร้อยละ ๕ จนเต็มระดับร้อยละ ๒๐ ในปี พ.ศ. ๒๖๐๔ - ๒๖๑๓ จะส่งผลให้ประเทศไทยบรรลุเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอนในปี ค.ศ. ๒๐๕๐ ซึ่งประเทศไทยจะต้องลดปริมาณก๊าซให้ได้ถึง ๑๑๙ ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า ($MtCO_2e$) เพื่อเข้าสู่ความเป็นกลางทางคาร์บอนในปี ค.ศ. ๒๐๕๐ โดยไฮโดรเจนจะมีส่วนช่วยลดปริมาณคาร์บอนไดออกไซด์ได้ถึง ๑๖.๓ ล้านตัน เทียบเป็นร้อยละ ๑๔ ที่จะลดลงได้ ในปี ค.ศ. ๒๐๕๐

การพัฒนา Carbon Capture and Storage หรือ CCS ซึ่งเป็นหนึ่งในแผนการดำเนินงานเพื่อรองรับการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงาน (Energy Transition) ในการก้าวสู่การเป็นองค์กรคาร์บอนต่ำ การพัฒนาไปสู่ธุรกิจรูแบบใหม่ CCS และ Carbon Capture Utilization and Storage (CCUs) เป็นเทคโนโลยีที่มุ่งเน้นที่จะมีส่วนร่วมในการลดการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศซึ่งเป็นแนวโน้มใหญ่ของโลก โดยเทคโนโลยีดังกล่าวได้รับการพิสูจน์แล้ว และสามารถพัฒนาได้ทั้งในระดับเชิงพาณิชย์ เพราะปัจจัยกระทบจากต้นทุนการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ เช่น ภาษีคาร์บอน มาตรการปรับคาร์บอนก่อนข้ามพรมแดน (Carbon Border Adjustment Mechanism: CBAM) เงินอุดหนุนจากรัฐบาล เป็นปัจจัยหลักในการนำเทคโนโลยีเข้าสู่เชิงพาณิชย์ อีกทั้ง CCS มีส่วนสำคัญในการบรรลุเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอน และการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ เมื่อพิจารณาตามการคาดการณ์ของภาครัฐตามระยะเวลาดังกล่าว ประเทศไทย จะต้องมีการนำ CCS ในปริมาณ ๖๐ ล้านตันต่อปีภายในปี พ.ศ. ๒๖๐๘ โดยการกักเก็บในพื้นที่บริเวณแหล่งก๊าซในอ่าวไทยมีศักยภาพในการกักเก็บคาร์บอนไดออกไซด์ในปริมาณมาก

การผลักดันให้มีการนำไฮโดรเจนไปใช้งานตามแผนพลังงานชาติ

ไฮโดรเจน สามารถนำมาใช้ในรูปแบบของเชื้อเพลิงโดยตรงผ่านการสันดาปภายในหรือผ่านปฏิกิริยาทางเคมี หรือใช้ในรูปแบบของการเป็นแหล่งกักเก็บพลังงาน Energy Storage เพื่อลดข้อจำกัดการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน เช่น ในฤดูฝน ที่ปริมาณแสงอาทิตย์มีน้อยกว่า

ไฮโดรเจนสามารถเติมเต็มในด้านพลังงานได้หลากหลาย

ไฮโดรเจนเข้ามาเติมเต็มได้คือในส่วนของกักเก็บพลังงาน (storage) ที่มีความสำคัญต่อระบบไฟฟ้าที่พึ่งพลังงานหมุนเวียน จุดเด่นของ storage ที่ใช้เทคโนโลยีไฮโดรเจน คือ การจัดเก็บไว้ได้หลายสถานะทั้งก๊าซ ของเหลว หรือของแข็ง ทำให้นำมาแปรรูปเป็นพลังงานไฟฟ้าผ่าน fuel cell ในเวลาที่ต้องการได้ง่าย ลดผลกระทบที่เกิดจากขยะอิเล็กทรอนิกส์ในระยะยาว จากการส่งเสริมเทคโนโลยียานยนต์ไฟฟ้า หรือ EV ที่มีการใช้งานอย่างแพร่หลาย ซึ่งปัญหาที่จะตามมาในอนาคตจากการกำจัดซากแบตเตอร์รี่ที่หมดอายุการใช้งาน

ด้านกฎหมาย ระเบียบ ที่เกี่ยวข้อง

ปัจจุบัน กฎหมาย ที่บังคับใช้กับไฮโดรเจนในรูปแบบของเชื้อเพลิงโดยตรง ที่นำมาใช้ในกิจการพลังงาน ยังไม่มีการบัญญัติไว้เป็นการเฉพาะ แต่อย่างไรก็ตามหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง เช่น กรมธุรกิจพลังงาน ได้กำหนดแผนงานในการเตรียมความพร้อมรองรับการดำเนินงานด้านกฎหมายเพื่อบัญญัติกฎหมายลำดับรอง มาบังคับใช้เพื่อกำหนดให้ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงชนิดหนึ่งตามบทนิยามของกฎหมาย เพื่อให้อยู่ภายใต้การกำกับดูแลความปลอดภัย ในการเก็บรักษา การขนส่ง การครอบครอง โดยในช่วงที่อยู่ระหว่างการทดลองโครงการนำร่อง

คณะกรรมาธิการ มีข้อเสนอแนะในการดำเนินงานเพื่อพัฒนาไฮโดรเจน โดยแบ่งเป็น ๓ ด้าน ดังนี้

๑. ด้านนโยบาย

๑.๑ การกำหนดนโยบายเกี่ยวกับพลังงานไฮโดรเจนมีความจำเป็นที่รัฐจะต้องทำความเข้าใจในบทบาทหน้าที่ ความสำคัญของไฮโดรเจนในยุคของการเปลี่ยนผ่านทางพลังงานเพื่อกำหนดกรอบในการกำกับดูแล สนับสนุน การพัฒนาเศรษฐกิจไฮโดรเจน

๑.๒ การจัดทำยุทธศาสตร์ระดับชาติด้านไฮโดรเจน ที่ครอบคลุมไปถึงการจัดทำแผนงานเศรษฐกิจไฮไดรเจน (Hydrogen Economy) แผนที่นำทางด้านการวิจัย และพัฒนา (R&D) แผนที่นำทางโครงการไฮโดรเจนของประเทศไทย อย่างมีประสิทธิภาพและประสิทธิผล

๑.๓ การจัดทำนโยบายส่งเสริมการใช้ไฮโดรเจน ซึ่งครอบคลุมการเพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขันและสร้างความเชื่อมั่นให้กับประชาชน และผู้บริโภค รวมไปถึงการเตรียมความพร้อมในโครงสร้างพื้นฐานเศรษฐกิจไฮโดรเจนรองรับการเติบโตของการใช้ไฮโดรเจนในอนาคต

๑.๔ ในระยะแรก ควรกำหนดนโยบายสนับสนุนการพัฒนาการผลิตไฮโดรเจนในประเทศเพื่อพัฒนาความพร้อมและความสามารถในการผลิตไฮโดรเจน เพิ่มความสามารถในการพึ่งพาตนเองและลดการนำเข้าในอนาคต โดยเร่งพัฒนาการผลิตไฮโดรเจนสีฟ้า ซึ่งใช้วัตถุดิบจากก๊าซธรรมชาติที่ผลิตได้จากแหล่งอ่าวไทย ควบคู่กับการพัฒนาระบบ CCS เพื่อรองรับการผลิต และบัญญัติกฎหมายที่เกี่ยวข้อง และเพื่อให้สามารถดำเนินการผลิตไฮโดรเจนสีฟ้าได้ เนื่องจากปัจจุบันโครงการการกักเก็บคาร์บอนในประเทศยังอยู่ระหว่างการศึกษาและต้องได้รับการสนับสนุนด้านนโยบายให้เกิดโครงการ

ที่มีเป้าหมายในการดักจับและกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในปริมาณที่เพิ่มขึ้นและเปิดให้อุตสาหกรรมต่าง ๆ ได้มีโอกาสในการใช้เทคโนโลยีและประกอบธุรกิจ รวมทั้งพิจารณาการผลิตไฮโดรเจนสีเขียว เพื่อรองรับการใช้งานในอนาคต ซึ่งคาดว่าไฮโดรเจนสีเขียวสามารถทำราคาต้นทุนการผลิตให้ลดต่ำลงได้ จากการเพิ่มประสิทธิภาพของกระบวนการผลิต กระตุ้นการใช้ไฮโดรเจนที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียน ควบคู่กับมาตรการส่งเสริมการลดก๊าซเรือนกระจกและการพัฒนาตลาดคาร์บอน การพัฒนาของเครื่องแยกน้ำด้วยไฟฟ้า (electrolyzer) ที่มีประสิทธิภาพเพิ่มขึ้นและใช้กระแสไฟฟ้าน้อยลง รวมถึงราคาค่าไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนที่มีแนวโน้มลดต่ำลง อีกทั้งหากรัฐให้การสนับสนุนการเข้าถึงแหล่งไฟฟ้าพลังงานทดแทน และยกเว้นค่าบริการในระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าในระยะเริ่มต้น จะทำให้เกิดโครงการการผลิตไฮโดรเจนสีเขียวและนำมาใช้งานในเชิงพาณิชย์ได้เร็วยิ่งขึ้น

๑.๕ เตรียมความพร้อมด้านกฎหมาย มาตรฐาน และข้อกำหนดต่าง ๆ เพื่อรองรับกิจการผลิตการจัดหา และการใช้งานไฮโดรเจนตลอดห่วงโซ่คุณค่า

๒. ด้านกลยุทธ์การพัฒนาเศรษฐกิจไฮโดรเจน

๒.๑ แผนพัฒนาศักยภาพบุคลากร เพื่อสนับสนุนให้เกิดการผลิตไฮโดรเจนในประเทศ

๒.๒ สนับสนุนการพัฒนาเทคโนโลยีและการผลิตไฮโดรเจนสีเขียวที่ผลิตผ่านกระบวนการ อิเล็กโทรลิซิส (Electrolysis) และใช้พลังงานหมุนเวียนเพื่อการลดการปลดปล่อยคาร์บอน เพิ่มความร่วมมือกับต่างประเทศให้มากขึ้น

๒.๓ หน่วยงานที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินงานทั้งในภาคนโยบายและฝ่ายปฏิบัติต้องดำเนินการศึกษาวิจัยถึงความคุ้มค่าเชิงเศรษฐศาสตร์ในเชิงลึกด้านเทคโนโลยีไฮโดรเจน

๒.๔ ควรอนุญาตให้มีการนำไฮโดรเจนไปผสมเข้ากับก๊าซธรรมชาติเพื่อใช้ในระบบท่อก๊าซธรรมชาติสำหรับโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติที่มีอยู่แล้ว และมีกลไกค่าตอบแทน (Remuneration Mechanism) ที่เหมาะสมเพื่อการกระตุ้นให้มีการนำไฮโดรเจนที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียนเข้ามาสู่ระบบก๊าซธรรมชาติ

๒.๕ ประสานความร่วมมือเพื่อส่งเสริมการพัฒนาเทคโนโลยีจากต่างประเทศสอดคล้องกับการดำเนินงานภายใต้การยกระดับการมีส่วนร่วมที่ประเทศกำหนด รวมถึงการเสริมสร้างขีดความสามารถจากความร่วมมือระหว่างประเทศและกลไกอื่น ๆ ภายใต้กรอบอนุสัญญาสหประชาชาติว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ

๓. ด้านโครงการกับมาตรการสนับสนุน

๓.๑ เร่งรัดการดำเนินงานในโครงการนำร่อง และเพิ่มจำนวนโครงการนำร่องที่เป็นประโยชน์ในหลายรูปแบบ เช่น

(๑) ลักษณะใช้เป็น Energy Storage

(๒) การใช้ไฮโดรเจนควบคู่กับเทคโนโลยี Fuel Cell

๓.๒ ควรอนุญาตให้ใช้ระบบโครงสร้างท่อขนส่งก๊าซที่มีอยู่ เพื่อการขนส่งไฮโดรเจนที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียน (Renewable Hydrogen) เตรียมความพร้อมด้านโครงสร้างพื้นฐานใหม่รองรับการเติบโตของอุตสาหกรรมที่เกี่ยวข้อง

๓.๓ สร้างรูปแบบกลไกทางการเงินเพื่อเป็นแรงจูงใจให้เกิดการผลิตและใช้ไฮโดรเจน

๓.๔ ศึกษาการใช้เชื้อเพลิงไฮโดรเจนกับการขนส่งทางรางโดยใช้หัวรถจักรที่ใช้เซลล์เชื้อเพลิง หรือเครื่องยนต์ก๊าซไฮโดรเจน

๓.๕ จัดตั้งหน่วยงานหรือมอบหมายให้มีหน่วยงานทำหน้าที่ ดำเนินการและสนับสนุนเศรษฐกิจไฮโดรเจนอย่างครบวงจร

บทที่ ๑
พิจารณาศึกษาด้านเทคนิคและความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ ของการนำไฮโดรเจนมาใช้เป็นเชื้อเพลิงในภาคอุตสาหกรรมและภาคขนส่งของประเทศไทย

๑.๑ ที่มาและความสำคัญ

จากผลการศึกษาเรื่อง การนำเชื้อเพลิงไฮโดรเจนมาเป็นพลังงานทางเลือกเพื่อการพาณิชย์ สำหรับภาคขนส่ง ภาคการผลิตไฟฟ้า ภาคอุตสาหกรรม และภาคการเกษตร ของคณะกรรมาธิการการพลังงาน วุฒิสภา ที่แถลงต่อที่ประชุมวุฒิสภา เมื่อวันจันทร์ที่ ๒๑ สิงหาคม ๒๕๖๖ และได้ส่งไปยังรัฐบาล เพื่อเสนอแนะประกอบการพิจารณาแนวทางบริหารจัดการแผนพลังงาน ให้สอดคล้องกับการแก้ไขปัญหาการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศที่ทุกประเทศพร้อมร่วมมือกับการประชุมภาคี (Conference of Parties) ด้านสิ่งแวดล้อม ภายใต้กรอบอนุสัญญาสหประชาชาติว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ (UNFCCC) ปี ๑๙๙๒ ที่รัฐภาคีเกือบ ๒๐๐ ประเทศทั่วโลกส่งผู้แทนมาเข้าร่วมประชุมหารือกันเป็นประจำทุกปี

โดยรัฐบาลไทยได้ประกาศพร้อมยกระดับการแก้ไขปัญหาการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศอย่างเต็มที่ เพื่อบรรลุเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอน ในปี ค.ศ. ๒๐๕๐ และการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ ในปี ค.ศ. ๒๐๖๕ ประกอบกับการที่น้ำมันในตลาดโลกมีราคาแพงขึ้น ส่งผลกระทบต่อการใช้น้ำมันทั่วโลก โดยเฉพาะประเทศที่ต้องพึ่งพาการนำเข้าน้ำมันอย่างประเทศไทย มาตรการในการแก้ปัญหาอย่างหนึ่งคือ การหาพลังงานทดแทนที่มีความยั่งยืนและไม่ทำลายสิ่งแวดล้อม อาทิ พลังงานไฮโดรเจน และเพื่อให้สอดคล้องกับการประชุมรัฐภาคีกรอบอนุสัญญาสหประชาชาติว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ (United Nations Framework Convention on Climate Change Conference of the Parties: UNFCCC COP) ครั้งที่ ๒๘ ที่ได้เน้นย้ำถึงเป้าหมายการรักษาระดับอุณหภูมิไม่ให้เพิ่มเกิน ๑.๕ องศาเซลเซียส และตระหนักว่าจะต้องลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกลง ร้อยละ ๔๓ ภายในปี พ.ศ. ๒๕๗๓ และร้อยละ ๖๐ ภายในปี พ.ศ. ๒๕๗๘ สาเหตุที่ทั่วโลกให้ความสนใจในเรื่องพลังงานไฮโดรเจนอย่างมาก เนื่องจากพลังงานไฮโดรเจนถือว่าเป็นพลังงานสะอาด และการใช้งานพลังงานไฮโดรเจนมีการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ออกมาน้อยมากจนถึงไม่มีมลภาวะเลย สามารถผลิตได้จากหลายแหล่ง มีศักยภาพให้พลังงานสูง และแปลงเป็นพลังงานรูปแบบอื่นได้ง่าย แต่กระบวนการผลิตจะต้องมีต้นทุนต่ำ และมีความปลอดภัยต่อสิ่งแวดล้อม การพัฒนากระบวนการผลิตไฮโดรเจนให้เป็นพลังงานที่สะอาด มีความยั่งยืนในระบบ และเกิดการแข่งขันทางด้านต้นทุนได้นั้น มีกระบวนการผลิตได้หลายวิธี ทั้งนี้ขึ้นกับชนิดของวัตถุดิบที่ใช้ ได้แก่ ถ่านหินก๊าซธรรมชาติ พลังงานนิวเคลียร์ แหล่งทรัพยากรหมุนเวียน เช่น พลังงานแสงแดด พลังงานลม มวลชีวภาพ สาหร่าย หรือแบคทีเรีย และน้ำ หรือน้ำเสีย เป็นต้น โดยทั่วไปการจัดเก็บก๊าซไฮโดรเจนจะเก็บไว้ในถังเก็บซึ่งไฮโดรเจนจะอยู่สถานะก๊าซที่ความดันสูง หรือในวัสดุที่สามารถดูดซับและเก็บรักษาไฮโดรเจนได้ดี ขณะที่การนำก๊าซไฮโดรเจนไปใช้ประโยชน์ อาจใช้งานผ่านเซลล์เชื้อเพลิงเพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าหรือการเผาโดยตรงเพื่อประโยชน์ในด้านความร้อน ดังนั้น จึงมีการศึกษาข้อมูลที่เกี่ยวกับเทคโนโลยีเซลล์เชื้อเพลิงและพลังงานไฮโดรเจน หลายประเทศมีการทำแผนยุทธศาสตร์

ด้านพลังงานไฮโดรเจน หรือ Nation Hydrogen Strategy เพื่อเตรียมความพร้อม และบางประเทศได้รวมแผนดังกล่าวไว้ในแผนพลังงานชาติเป็นที่เรียบร้อยแล้ว สำหรับโอกาสการใช้พลังงานจากไฮโดรเจนในประเทศไทยนั้น ปัจจุบันนอกจากที่จะใช้ไฮโดรเจนในโรงกลั่น และเป็นสารตั้งต้นในอุตสาหกรรมปิโตรเคมีแล้ว ไฮโดรเจนยังสามารถเข้ามาทดแทน fossil fuel ในภาคความร้อน ภาคการผลิตไฟฟ้า และภาคขนส่งเพื่อประโยชน์ในด้านการลดการปลดปล่อยคาร์บอนได้ด้วย และในขณะที่ไฮโดรเจนกำลังได้รับความสนใจอย่างมาก ประเทศไทยควรมีการเตรียมความพร้อมในเรื่องเทคโนโลยีไฮโดรเจน ผ่านการขับเคลื่อนความร่วมมือระหว่างภาครัฐและภาคเอกชนตั้งแต่กระบวนการผลิตต้นน้ำ กลางน้ำ และปลายน้ำ เพื่อให้มีปริมาณไฮโดรเจนอย่างเพียงพอในการใช้งานและอยู่ในราคาที่เหมาะสม นอกจากนี้ การกำหนดพลังงานไฮโดรเจนไว้ในแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (AEDP) จะเป็นส่วนสำคัญในการกระตุ้นให้เกิดการพัฒนาส่งเสริม สนับสนุนให้มีกฎระเบียบ การกำกับดูแลให้ครอบคลุมทุก ๆ ด้าน และด้านนโยบายในการสนับสนุนการใช้งานไฮโดรเจนเป็นพลังงานทางเลือกในเชิงพาณิชย์สำหรับภาคขนส่ง ภาคการผลิตไฟฟ้า ภาคอุตสาหกรรม ซึ่งจะต้องพิจารณาทั้งความเป็นไปได้ทางเทคนิคและทางเศรษฐศาสตร์ และการวิเคราะห์ความอ่อนไหว ในการเปลี่ยนผ่านพลังงานฟอสซิลเดิมมาเป็นพลังงานทางเลือก เช่น ไฮโดรเจน ควบคู่กันไป

๑.๒ กฎหมายและระเบียบที่เกี่ยวข้อง

- พระราชบัญญัติโรงงาน พ.ศ. ๒๕๒๒
- พระราชบัญญัติวัตถุอันตราย พ.ศ. ๒๕๓๕
- พระราชบัญญัติควบคุมน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ. ๒๕๔๓

๑.๓ วัตถุประสงค์

๑) เพื่อศึกษาความเหมาะสมของเทคโนโลยีการผลิต เก็บรักษา และขนส่ง ไฮโดรเจนที่เหมาะสมกับประเทศไทย

๒) เพื่อศึกษาด้านเศรษฐศาสตร์ไฮโดรเจนที่เกี่ยวข้อง ครอบคลุมในระบบนิเวศน์ไฮโดรเจน

๓) เพื่อศึกษาข้อจำกัดด้านกฎหมาย ในการดำเนินงานส่งเสริม พัฒนา การผลิต การเก็บรักษา การขนส่งไฮโดรเจน

๔) เพื่อศึกษาแนวทางการส่งเสริมให้เกิดการใช้งานไฮโดรเจนในรูปแบบของพลังงานตามกฎหมาย

๑.๔ ขอบเขตการศึกษา

ศึกษาเฉพาะพลังงานไฮโดรเจนใช้งานในภาคอุตสาหกรรม และภาคขนส่งในกรณีประเทศไทยเป็นหลัก

๑.๕ วิธีการพิจารณาศึกษา

คณะกรรมาธิการได้กำหนดวิธีการศึกษาเพื่อให้ได้มาซึ่งข้อมูลดังกล่าว โดยวิธีการศึกษาเชิงคุณภาพ ดังนี้

๑) การศึกษาทบทวนจากข้อมูลทุติยภูมิที่เป็นปัจจัยอันส่งผลต่อการพัฒนาการผลิตไฮโดรเจนมาใช้ในภาคพลังงาน ตลอดจนกฎหมาย ระเบียบ หรือหลักเกณฑ์ และนโยบายภาครัฐที่เกี่ยวข้อง

๒) การศึกษาดูงานบริษัทเอกชนที่เป็นผู้ประกอบกิจการผลิต เก็บรักษา จำหน่าย และนำไปใช้งาน

๓) การประชุมเพื่อรับทราบข้อมูลจากบุคคล และหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง

๑.๖ ระยะเวลาในการพิจารณาศึกษา

ดำเนินการรวบรวมข้อมูลและพิจารณาศึกษา รวมเป็นระยะเวลา ๕ เดือน คือ ตั้งแต่เดือนกันยายน ๒๕๖๖ ถึงเดือนมกราคม ๒๕๖๗

๑.๗ ผลที่คาดว่าจะได้รับ

๑) ทราบถึงแนวทางการเสนอให้มีกฎหมายปฏิรูปด้านพลังงาน (Hydrogen and Decarbonised Gas Package) เพื่อส่งเสริมการเปลี่ยนผ่านจากเชื้อเพลิงฟอสซิลสู่ไฮโดรเจน

๒) ทราบถึงข้อเสนอแนะในด้านเศรษฐศาสตร์ที่เกี่ยวข้องกับการพัฒนากิจการไฮโดรเจน

๓) ทราบถึงแนวทางการนำเสนอให้มีกฎหมายควบคุมการปล่อยมีเทนในภาคพลังงาน

บทที่ ๒
บทความเอกสาร งานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

๒.๑ การดำเนินการตามข้อตกลงระหว่างประเทศ

การดำเนินการตามข้อตกลงจากการประชุมในเวทีสหประชาชาติภายใต้อนุสัญญาสหประชาชาติว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ ในปัจจุบันกำลังดำเนินการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกตามความเหมาะสมของประเทศกำลังพัฒนา (Nationally Appropriate Mitigation Actions: NAMA) ได้กำหนดเป้าหมายการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกลง ร้อยละ ๗ - ๒๐ จากระดับการปล่อยกรณีปกติ (Business As Usual: BAU) ซึ่งเป็นการดำเนินงานด้วยความสมัครใจในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในภาคพลังงาน และคมนาคมขนส่ง ในปี พ.ศ. ๒๕๖๓ ที่เป็นการขับเคลื่อนการดำเนินการโดยภาครัฐ ตามศักยภาพของมาตรการจากนโยบายและแผน รวมทั้งการพัฒนาระบบการตรวจวัด การรายงาน และการทวนสอบ (Measurable, Reportable, Verifiable: MRV) ในแต่ละภาคการปล่อยก๊าซเรือนกระจก

ประเทศไทยได้แสดงเจตจำนงในการมีส่วนร่วม (NDC) ซึ่งดำเนินการตามความตกลงปารีสในการจัดการปัญหาการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ โดยจัดทำข้อเสนอการมีส่วนร่วมของประเทศในการลดก๊าซเรือนกระจก และการดำเนินงานด้านการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ ภายหลังปี พ.ศ. ๒๕๖๓ ที่มีความสอดคล้องตามหลักปรัชญาเศรษฐกิจพอเพียงและการพัฒนาที่ยั่งยืน และต่อยอดการดำเนินงานในกรอบ NAMA และกำหนดเป้าหมายการลดก๊าซเรือนกระจกในปี พ.ศ. ๒๕๗๓ โดยกำหนดเป้าหมายการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ร้อยละ ๒๐ - ๒๕ จากกรณีปกติ ซึ่งเป็นการขับเคลื่อนการดำเนินงานโดยภาครัฐ อาศัยการดำเนินการที่มีส่วนร่วมจากทุกภาคส่วน ตามศักยภาพของมาตรการจากนโยบายและแผน และภาครัฐโดยสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม ซึ่งได้มีการจัดทำแผนที่นำทางการลดก๊าซเรือนกระจกของประเทศ ภายหลังปี พ.ศ. ๒๕๖๓ ในสาขาที่มีความพร้อม ได้แก่ ภาคพลังงาน และขนส่ง มี ๙ มาตรการ จากการผลิตไฟฟ้า การใช้พลังงานในภาคครัวเรือน อาคาร อุตสาหกรรมการผลิตและการคมนาคมขนส่ง โดยการเพิ่มประสิทธิภาพการผลิตและการใช้พลังงาน การพัฒนาพลังงานทดแทนและการใช้เชื้อเพลิงชีวภาพ ภาคของเสีย มี ๔ มาตรการ ครอบคลุมการจัดการขยะ น้ำเสียอุตสาหกรรม และชุมชน และกระบวนการทางอุตสาหกรรม และการใช้ผลิตภัณฑ์ มี ๒ มาตรการ โดยการปรับเปลี่ยนกระบวนการผลิตทางอุตสาหกรรมโดยเฉพาะอุตสาหกรรมปูนซีเมนต์ และการปรับเปลี่ยนเทคโนโลยีสารทำความเย็น ซึ่งจะสามารถลดก๊าซเรือนกระจกได้ ๑๑๕.๖ ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า หรือร้อยละ ๒๐.๘ จากกรณีปกติ พร้อมยกระดับการแก้ไขปัญหาภูมิอากาศอย่างเต็มที่ด้วยทุกวิถีทาง เพื่อบรรลุเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอน ภายในปี ค.ศ. ๒๐๕๐ และบรรลุเป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ได้ในปี ค.ศ. ๒๐๖๕ และด้วยการสนับสนุนจากความร่วมมือระหว่างประเทศ และกลไกภายใต้กรอบอนุสัญญาฯ คาดว่าไทยพร้อมจะยกระดับ NDC ของประเทศขึ้นเป็นร้อยละ ๔๐ ได้ ซึ่งลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ได้ภายในปี ค.ศ. ๒๐๕๐ เร็วกว่าที่กำหนดไว้ในปี ค.ศ. ๒๐๖๕

สำหรับประเทศไทยมีการตั้งเป้าหมายการลดก๊าซเรือนกระจก ดังนี้

ตารางที่ ๒.๑ เป้าหมายการลดก๊าซเรือนกระจกของประเทศไทย

ปีที่ดำเนินการ	เป้าหมายการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก	หมายเหตุ
ก่อนปี ค.ศ. ๒๐๒๐	แผนการลดก๊าซเรือนกระจกที่เหมาะสมของประเทศ NAMA หรือ Nationally Appropriate Mitigation Actions ประเทศไทยมีการตั้งเป้าหมายการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกร้อยละ ๗ - ๒๐ จากกรณีปกติ (Business as Usual: BAU) จากภาคพลังงานและภาคการขนส่ง	บรรลุเป้าหมายแล้ว ลดได้ ๕๖.๔๗ $MtCO_2e$ (๑๕.๓๘%)
ปี ค.ศ. ๒๐๒๐ - ๒๐๓๐	การมีส่วนร่วมที่ประเทศกำหนด (Nationally Determined Contribution: NDC) ตั้งเป้าหมายการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกร้อยละ ๓๐ - ๔๐ จากกรณีปกติทุกภาคส่วนเศรษฐกิจ ที่สอดคล้องกับยุทธศาสตร์ระยะยาวในการพัฒนาแบบปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่ำ (Long-term low greenhouse gas emission development strategies: LT-LEDS) *ในการดำเนินการเพื่อให้บรรลุเป้าหมายการทำมาตรการ แผน Action Plan มีความสำคัญ	อยู่ระหว่างดำเนินการ

๒.๒ การกำหนด Roadmap แผนพลังงานแห่งชาติ

กระทรวงพลังงานได้กำหนด roadmaps แผนพลังงานแห่งชาติ เพื่อนำพาประเทศไทยสู่ความเป็นกลางทางคาร์บอนในปี พ.ศ. ๒๕๙๓ ประกอบด้วย ๕ แผน ได้แก่ แผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศไทย (PDP) แผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (AEDP) แผนอนุรักษ์พลังงาน (EEP) แผนบริหารจัดการก๊าซธรรมชาติ (gas plan) และแผนบริหารจัดการน้ำมันเชื้อเพลิง (oil plan) โดยดำเนินการสู่เป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอน ตาม ๕ แนวทางหลัก ได้แก่

๑) การเพิ่มสัดส่วนพลังงานหมุนเวียน

๒) การผลิตและการใช้พลังงานอย่างมีประสิทธิภาพ

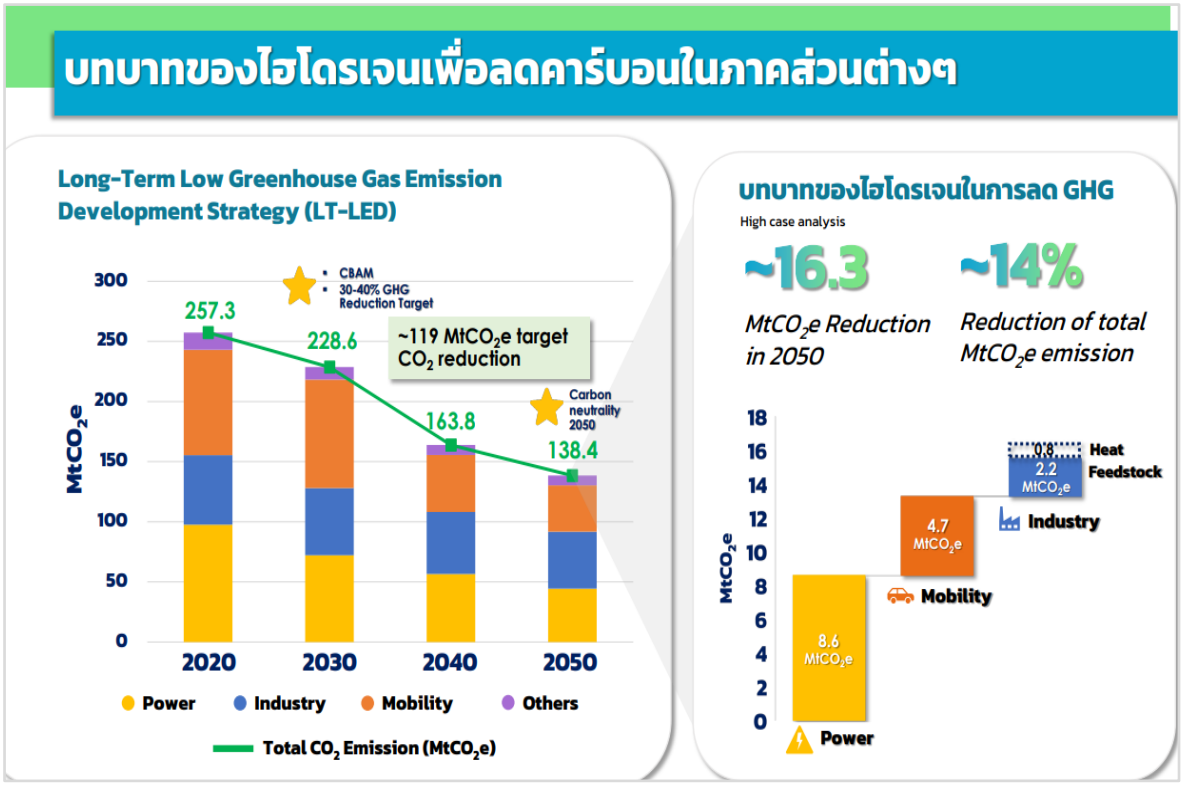
๓) การเปลี่ยนผ่านพลังงานฟอสซิลเป็นพลังงานไฟฟ้าแบบที่ใช้เทคโนโลยีคาร์บอนต่ำ

๔) การใช้พลังงานไฮโดรเจนซึ่งเป็นเทคโนโลยีสะอาด และ

๕) การใช้เทคโนโลยีการกักเก็บคาร์บอน (CCS)

จุดเริ่มจากความเสี่ยงด้านเสถียรภาพ RE ในส่วนของแผนพัฒนากำลังผลิตไฟฟ้าของประเทศ หรือแผน PDP กำหนดว่าในปี พ.ศ. ๒๕๗๓ ต้องมีสัดส่วนพลังงานหมุนเวียน (renewable energy หรือ RE) มากกว่าร้อยละ ๓๐ และตั้งแต่ปี พ.ศ. ๒๕๗๓ เป็นต้นไป จะต้องมีการใช้พลังงานหมุนเวียนมากกว่าร้อยละ ๕๐ โดยมุ่งเน้นไปที่พลังงานแสงอาทิตย์ และพลังงานลม ถึงแม้พลังงานหมุนเวียนจะเป็นพลังงานสะอาดที่เป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม แต่ปัญหา (pain point) ของพลังงานหมุนเวียน คือ ไม่มีเสถียรภาพในการผลิตไฟฟ้า เพราะไม่สามารถผลิตได้ ๒๔ ชั่วโมง ๗ วัน เหมือนพลังงานฟอสซิล และต้องอาศัยพลังงานแสงอาทิตย์ซึ่งประเทศไทยสามารถใช้ผลิตไฟฟ้าได้ประมาณ ๔.๕ ชั่วโมงต่อวัน รวมถึงพลังงานลมที่มีเงื่อนไขเรื่องความไม่แน่นอน ทำให้ประเทศไทยต้องมองหาทางสำรอง ไม่ว่าจะเป็นการพัฒนาด้านระบบกักเก็บพลังงาน (energy storage) และระบบสายส่งกักเก็บพลังงาน (gride storage) แต่ประเทศไทยพบว่า “พลังงานไฮโดรเจน” ความหวังใหม่ที่จะมาสร้างเสถียรภาพการผลิตไฟฟ้า โดยจะเริ่มจากไฮโดรเจนสีฟ้า (blue hydrogen) พัฒนาสู่ไฮโดรเจนสีเขียว (green hydrogen) ควบคู่กับระบบการกักเก็บคาร์บอน ที่จะมาช่วยแก้จุดอ่อนเสริมจุดแข็งด้านพลังงานของประเทศไทยอย่างยั่งยืนตามแนวทางโลก

บทบาทของไฮโดรเจนที่จะมีส่วนสำคัญเป็นอย่างมากในการลดก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ เนื่องจากแผนยุทธศาสตร์ระยะยาวในการพัฒนาแบบปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่ำของประเทศ ซึ่งประเทศไทยจะต้องลดปริมาณก๊าซให้ได้ถึง ๑๑๙ ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์ เทียบเท่า ($MtCO_2e$) เพื่อเข้าสู่ความเป็นกลางทางคาร์บอนในปี ค.ศ. ๒๐๕๐ โดยไฮโดรเจนจะมีส่วนช่วยลดปริมาณคาร์บอนไดออกไซด์ได้ถึง ๑๖.๓ ล้านตัน เทียบเป็นร้อยละ ๑๔ ที่จะลดลงได้ ในปี ค.ศ. ๒๐๕๐ โดยจะมีส่วนช่วยลดคาร์บอนในภาคส่วนพลังงานมากที่สุด รองลงมาคือ ภาคขนส่ง และภาคอุตสาหกรรม



ภาพที่ ๒.๑ แหล่งข้อมูลไฮโดรเจนไทยแลนด์

แนวทางสำคัญที่จะส่งเสริมการผลิต และการใช้ไฮโดรเจน มี ๔ ยุทธศาสตร์ ประกอบด้วย

ยุทธศาสตร์ที่ ๑ คือ การพัฒนาตลาด และสร้างแรงจูงใจให้กับผู้ใช้ เพื่อให้ได้ปริมาณมาก ต้นทุนต่ำลง (economies of scale) ด้วยมาตรการสนับสนุนด้านการเงิน และการลงทุนสำหรับกลุ่มผู้ใช้ พัฒนากลไกราคาที่มีการพิจารณาเกณฑ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจก (GHG) พร้อมพัฒนาโครงการนำร่อง ซึ่งได้ดำเนินนำร่องร่วมกับ กฟผ. เป็นที่เรียบร้อย

ยุทธศาสตร์ที่ ๒ คือ การส่งเสริมการวิจัย และอุตสาหกรรมในประเทศ มาตรการสนับสนุน ด้านการเงิน และการลงทุนสำหรับผู้ประกอบการ พัฒนาการตลาด และกลไกการซื้อขายคาร์บอน ส่งเสริมการวิจัย และพัฒนารูปแบบธุรกิจใหม่ต่อเนื่องทั้งการขนส่ง เก็บและการนำไปใช้

ยุทธศาสตร์ที่ ๓ คือ การพัฒนาโครงสร้างพื้นฐาน ทั้งการพัฒนาโครงข่ายระบบท่อ สำหรับเชื้อเพลิงผสม พัฒนาระบบจัดเก็บ ขนส่ง และสถานีเติมไฮโดรเจน พร้อมพัฒนาโครงสร้างพื้นฐาน รองรับไฮโดรเจนสีเขียว

ยุทธศาสตร์ที่ ๔ คือ ปรับปรุงกฎ ระเบียบ และมาตรการเกี่ยวกับการใช้ การผลิต ความปลอดภัย การขนส่ง การจัดเก็บ และการจำหน่าย

กลุ่มเป้าหมายที่มีศักยภาพในการใช้ไฮโดรเจน มี ๓ กลุ่ม กลุ่มแรก คือ กลุ่มโรงไฟฟ้า ที่ใช้เป็นเชื้อเพลิงผสมก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้า กลุ่มที่ ๒ โรงงานอุตสาหกรรมที่ต้องใช้เชื้อเพลิง ความร้อน อาทิ น้ำมันเตา และกลุ่มที่ ๓ คือภาคขนส่งอย่างกลุ่มรถขนาดใหญ่ เช่น รถบรรทุก ทั้ง ๓ กลุ่มศักยภาพนี้ เป็นเป้าหมายที่รัฐจะผลักดันการใช้ไฮโดรเจนเชิงพาณิชย์ได้ในปี ค.ศ. ๒๐๓๐

ประเภทของไฮโดรเจน และต้นทุนแต่ละชนิด

๑. ไฮโดรเจนสีเทา เป็นก๊าซไฮโดรเจนที่ผลิตจากกระบวนการ Steam Methane Reforming โดยใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นสารตั้งต้น ซึ่งเป็นกระบวนการที่นำก๊าซธรรมชาติมาทำปฏิกิริยา reforming ร่วมกับไอน้ำที่มีอุณหภูมิ ๗๐๐ - ๑,๐๐๐ องศาเซลเซียส เพื่อให้ได้ก๊าซไฮโดรเจน และก๊าซ คาร์บอนไดออกไซด์ จึงทำให้กระบวนการผลิตไฮโดรเจนดังกล่าวปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Carbon Footprint) ราว ๘ - ๑๖ $kgCO_2e$/กิโลกรัมของไฮโดรเจน ซึ่งในปัจจุบันต้นทุนการผลิต ไฮโดรเจนสีเทาอยู่ประมาณ ๒ ดอลลาร์สหรัฐฯ/กิโลกรัมของไฮโดรเจน

๒. ไฮโดรเจนสีฟ้า เป็นก๊าซไฮโดรเจนที่ผลิตจากกระบวนการแบบเดียวกับไฮโดรเจนสีเทา แต่ติดตั้งเทคโนโลยีกักเก็บคาร์บอน หรือ Carbon Capture Utilization and Storage: CCUS เพิ่มเติม ซึ่งช่วยลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในกระบวนการผลิต จึงทำให้การผลิตก๊าซไฮโดรเจนสีฟ้า ปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Carbon Footprint) ราว ๒ - ๑๖ $kgCO_2e$ /กิโลกรัมของไฮโดรเจน ซึ่งปัจจุบันต้นทุนการผลิตก๊าซไฮโดรเจนดังกล่าวอยู่ราว ๔ - ๕ ดอลลาร์สหรัฐฯ/กิโลกรัมของไฮโดรเจน

๓. ไฮโดรเจนสีเขียว เป็นก๊าซไฮโดรเจนที่ได้จากกระบวนการอิเล็กโทรลิซิส (Electrolysis) ซึ่งเป็นการแยกน้ำให้กลายเป็นก๊าซไฮโดรเจน และก๊าซออกซิเจนด้วยไฟฟ้าจากพลังงานสะอาด เช่น พลังงานไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ พลังงานไฟฟ้าจากลม จึงทำให้การผลิตไฮโดรเจนดังกล่าว ปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Carbon footprint) เพียง ๐.๔ - ๑.๗ $kgCO_2e$ /กิโลกรัมของไฮโดรเจน ซึ่งปัจจุบันต้นทุนการผลิตก๊าซไฮโดรเจนสีเขียว อยู่ราว ๕.๐๗ ดอลลาร์สหรัฐฯ/กิโลกรัมของไฮโดรเจน

สนพ. มีแผนที่จะให้โรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติของไทยใช้ก๊าซไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงร่วม ในสัดส่วน ๕% ของปริมาตรในระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ในช่วงปี พ.ศ. ๒๕๗๔ - ๒๕๘๓ ซึ่งเป็นขั้นแรกของแผน ก่อนที่จะเพิ่มสัดส่วนการใช้ก๊าซไฮโดรเจนขึ้นทีละ ๕% ในทุก ๑๐ ปี

จนถึง ๒๐% ในช่วงปี พ.ศ. ๒๖๐๔ - ๒๖๑๓ **หากโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติใช้ก๊าซไฮโดรเจนสีเขียวเป็นเชื้อเพลิงร่วมในสัดส่วน ตามแผนในขั้นแรกของ สนพ. คาดว่าต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติในปี พ.ศ. ๒๕๖๖ จะอยู่ที่ประมาณ ๓.๓๓ บาท/หน่วยไฟฟ้า ซึ่งสูงกว่าการใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเพียงอย่างเดียว ซึ่งอยู่ราว ๒.๘๖ บาท/หน่วยไฟฟ้า** เนื่องจากการใช้ก๊าซไฮโดรเจนสีเขียว เป็นเชื้อเพลิงร่วมกับก๊าซธรรมชาติทำให้ค่าความร้อนของเชื้อเพลิงโดยรวมลดลง ส่งผลให้โรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติต้องใช้เชื้อเพลิงมากขึ้นในการผลิตไฟฟ้า จึงส่งผลกระทบต่อต้นทุนดังกล่าว

ส่วนในปี พ.ศ. ๒๕๗๔ คาดว่าต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากการใช้พลังงานไฮโดรเจนสีเขียวเป็นเชื้อเพลิงร่วมในสัดส่วน ๕% ของโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติจะลดลงเหลือเพียง ๒.๕๑ บาท/หน่วยไฟฟ้า ตามต้นทุนการผลิตก๊าซไฮโดรเจนสีเขียวของไทยที่คาดว่าจะลดลงจาก ๑๗๔.๔ บาท/กิโลกรัมของไฮโดรเจน ในปี พ.ศ. ๒๕๖๖ เป็น ๑๐๘.๕ บาท/กิโลกรัมของไฮโดรเจน ในปี พ.ศ. ๒๕๗๔ เนื่องจากต้นทุนเครื่องผลิตก๊าซไฮโดรเจนสีเขียว (Electrolyzer) มีแนวโน้มลดลงจาก ๑,๓๐๐ ดอลลาร์สหรัฐฯ/กิโลวัตต์ (๔๔,๖๕๐ บาท/กิโลวัตต์) ในปี พ.ศ. ๒๕๖๓ เป็น ๑,๐๐๐ ดอลลาร์สหรัฐฯ/กิโลวัตต์ (๓๔,๓๕๐ บาท/กิโลวัตต์) ในปี พ.ศ. ๒๕๗๓ อีกทั้ง ประสิทธิภาพในการใช้เชื้อเพลิงของ Electrolyzer ที่มีแนวโน้มเพิ่มขึ้น ๑๒% ในช่วงเวลาดังกล่าว ทั้งหมดนี้จึงส่งผลให้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซไฮโดรเจนสีเขียวมีแนวโน้มลดลงตาม

๒.๓ นโยบายการผลิตไฮโดรเจนสีเขียวพร้อมเป้าหมายรวมถึงการกำกับ และส่งเสริมกิจการไฮโดรเจน

ประเทศไทยนั้นมีเป้าหมายที่จะใช้พลังงานทดแทน และพลังงานทางเลือกให้ได้ถึงร้อยละ ๓๐ ของการใช้พลังงานขั้นสุดท้ายภายในปี พ.ศ. ๒๕๗๙ โดยประเทศไทยได้จัดทำและปรับปรุงแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (Alternative Energy Development Plan - AEDP 2018) ซึ่งเน้นการส่งเสริมพลังงานชีวภาพ ได้แก่ พลังงานจากขยะชีวมวล และก๊าซชีวภาพ เป็นอันดับแรก นอกจากแหล่งพลังงานทางเลือกดังกล่าว ประเทศไทยในหลาย ๆ ภาคส่วนทั้งภาครัฐ หน่วยงานวิจัย และภาคเอกชนควรพิจารณานำแผนส่งเสริมการผลิตไฮโดรเจนสีเขียวของหลาย ๆ ประเทศในยุโรปมาประยุกต์ในการสร้างธุรกิจใหม่ ๆ และส่งเสริมการวิจัยและการคิดค้นนวัตกรรมด้านพลังงานสะอาดให้มากขึ้น ซึ่งอาจจะช่วยลดปัญหามลภาวะต่าง ๆ อาทิ ปัญหาฝุ่น PM 2.5 ที่มีปริมาณมากขึ้น และส่งผลเสียต่อสุขภาพ และการดำเนินกิจกรรมต่าง ๆ ของประชาชนไทยในปัจจุบัน โดยควรมีการวางแผนและกำหนดเป้าหมายที่ชัดเจนว่าจะมุ่งเน้นการผลิตพลังงานไฮโดรเจนเป็นสัดส่วนร้อยละเท่าใด และจะมุ่งเน้นใช้ในอุตสาหกรรมไหนเป็นหลัก ซึ่งจะเป็นตัวกำหนดทิศทางในแต่ละภาคส่วนที่เกี่ยวข้องให้ดำเนินการเพื่อบรรลุเป้าหมายเดียวกัน

๑) การสร้างระบบที่เอื้อต่อการลงทุน และพัฒนาพลังงานไฮโดรเจน

เนื่องจากเทคโนโลยีในการผลิตและพัฒนาพลังงานไฮโดรเจนสีเขียว โดยเฉพาะเครื่องแยกน้ำด้วยไฟฟ้าหรือ Electrolyzer ยังมีราคาสูง นอกจากนี้ ยังต้องมีการลงทุนในเทคโนโลยีอื่น ๆ เพื่อรับประกันความปลอดภัยในกระบวนการผลิต ดังนั้น รัฐบาลจำเป็นต้องสร้างกรอบการทำงานที่ชัดเจนและเกิดประโยชน์ เพื่อทำให้เกิดการใช้ไฮโดรเจนในระดับกว้าง ซึ่งอาจจะเริ่มจากการส่งเสริม

การวิจัย และพัฒนาเทคโนโลยีการผลิตไฮโดรเจน และต่อยอดนำไปทดลองใช้ในอุตสาหกรรมขนาดเล็ก ก่อนนำไปปรับใช้ในอุตสาหกรรมขนาดใหญ่ นอกจากนี้ ประเทศไทยอาจจะพิจารณาการผสมผสานนำพลังงานหมุนเวียนชนิดต่าง ๆ เช่น พลังงานแสงอาทิตย์จากโซลาร์เซลล์ หรือพลังงานไฟฟ้าจากกังหันลมมาใช้ในการผลิตไฮโดรเจนเพื่อเพิ่มเสถียรภาพทางพลังงาน โดยภาครัฐอาจจำเป็นต้องช่วยส่งเสริมด้านโครงสร้างพื้นฐาน หรือให้สิทธิประโยชน์ทางการลงทุนและทางภาษี

๒) การประสานเพื่อสร้างความร่วมมือในการถ่ายทอดเทคโนโลยี

เนื่องจากประเทศไทยอาจมีประสบการณ์และความเชี่ยวชาญน้อยกว่าบริษัทในยุโรป บริษัท หรือภาครัฐในไทยอาจจะพิจารณาการหาพันธมิตรในยุโรปในการร่วมลงทุนในการพัฒนาโรงงานนำร่องในการผลิตไฮโดรเจนเพื่อไปใช้ในอุตสาหกรรมที่มีการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์สูงในประเทศไทย ตัวอย่างเช่น ประเทศไทยได้มีความร่วมมือด้านพลังงานไฮโดรเจนกับประเทศเยอรมนีในโครงการบ้านผีเสื้อที่ใช้พลังงานแสงอาทิตย์ควบคู่กับระบบกักเก็บพลังงานไฮโดรเจนเพื่อผลิตไฟฟ้าใช้เอง ในขณะที่หน่วยงานวิจัยสามารถหาพันธมิตรในยุโรปเพื่อสมัครขอรับทุนวิจัยจากโครงการ Horizon Europe เพื่อพัฒนาเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องกับการพัฒนาและการประยุกต์พลังงานไฮโดรเจน เนื่องจากสหภาพยุโรปให้ความสำคัญกับพลังงานสีเขียวเป็นอย่างมาก และถือเป็นวาระสำคัญ โดยมุ่งเน้นให้คาร์บอนสุทธิเป็นศูนย์ภายในปี ค.ศ. ๒๐๕๐

๓) การพัฒนางานวิจัยและนวัตกรรมเพื่อจัดการกับข้อจำกัดของพลังงานไฮโดรเจน

การผลิตไฮโดรเจนจะต้องพิจารณาถึงที่มาของพลังงานไฟฟ้าที่ใช้ในการแยกน้ำ โดยพลังงานไฟฟ้าที่นำมาใช้ในกระบวนการแยกน้ำโดยไฟฟ้านั้นสามารถมาจากหลายแหล่ง แต่การที่จะทำให้ไฮโดรเจนเป็นพลังงานทดแทนที่ยั่งยืนได้นั้น พลังงานไฟฟ้าที่ใช้ควรได้มาจากแหล่งพลังงานที่สามารถนำมาใช้ใหม่ได้และไม่มีการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์สู่บรรยากาศในกระบวนการผลิตไฟฟ้าเช่นกัน เช่น จากพลังงานลม น้ำ แสงอาทิตย์ และชีวมวล เป็นต้น จึงจะได้เป็นการผลิตไฮโดรเจนสีเขียวอย่างแท้จริง และจะสามารถลดปัญหาสิ่งแวดล้อมและภาวะโลกร้อนได้อย่างสมบูรณ์

โดยเหตุนี้จึงจำเป็นต้องมีการพัฒนาเทคโนโลยีการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลม น้ำ แสงอาทิตย์ และชีวมวลให้มีประสิทธิภาพสูงกว่าที่เป็นอยู่เพื่อให้ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้าต่อหน่วยลดลงอยู่ในระดับเดียวกับการผลิตไฟฟ้าจากเชื้อเพลิงฟอสซิล หรือก๊าซธรรมชาติ เนื่องจากต้นทุนส่วนใหญ่ของการผลิตไฮโดรเจนโดยวิธีแยกน้ำโดยไฟฟ้าจะอยู่ที่ค่าใช้จ่ายในการผลิตไฟฟ้า ซึ่งส่งผลให้ราคาไฮโดรเจนที่ผลิตโดยใช้วิธีแยกน้ำโดยไฟฟ้าสูงกว่าวิธีอื่น ทำให้ในปัจจุบันการนำไฮโดรเจนที่ผลิตโดยวิธีแยกน้ำโดยไฟฟ้ามาใช้ยังคงมีข้อจำกัด นอกจากนั้น วัสดุที่ใช้เป็นตัวเร่งปฏิกิริยาเคมีไฟฟ้าในการผลิตไฮโดรเจนที่ดีที่สุด คือ แพลทินัม ซึ่งมีราคาสูง ดังนั้นจึงต้องมีการค้นคว้าวิจัยเพื่อหาตัวเร่งปฏิกิริยาอื่นที่มีประสิทธิภาพเทียบเท่า แต่ราคาถูกลง เช่น ตัวเร่งปฏิกิริยาในรูปของโลหะผสมต่าง ๆ เพื่อช่วยลดต้นทุนของการผลิตไฮโดรเจนให้สามารถแข่งขันด้านราคากับเชื้อเพลิงฟอสซิลได้

คำศัพท์ที่เกี่ยวข้อง

๑. รถยนต์ไฟฟ้าไฮบริด (Hybrid Electric Vehicle: HEV) เป็นรถยนต์ไฟฟ้าแบบลูกผสม มีทั้งเครื่องยนต์ที่ใช้น้ำมันเชื้อเพลิงทั่วไปและมอเตอร์ไฟฟ้าพร้อมแบตเตอรี่ จะขับเคลื่อนด้วยเครื่องยนต์ที่ใช้เชื้อเพลิง และทำงานร่วมกับมอเตอร์ไฟฟ้า เพื่อเพิ่มกำลังของรถยนต์ให้เคลื่อนที่

รวมทั้งยังสามารถนำพลังงานกลที่เหลือหรือไม่ใช้ประโยชน์เปลี่ยนเป็นพลังงานไฟฟ้าเก็บในแบตเตอรี่ เป็นพลังงานขับเคลื่อนหรือใช้ในอุปกรณ์ต่าง ๆ ในรถยนต์ จึงมีอัตราสิ้นเปลืองเชื้อเพลิงต่ำกว่ารถยนต์ปกติ แต่รถยนต์ไฟฟ้าไฮบริดนั้นจะไม่สามารถชาร์จไฟฟ้าได้เอง ต้องทำการเปลี่ยนแบตเตอรี่เท่านั้น

๒. รถยนต์ไฟฟ้าปลั๊กอินไฮบริด (Plug-in Hybrid Electric Vehicle: PHEV) เป็นรถยนต์ไฟฟ้าที่พัฒนาต่อมาจากรถยนต์ไฟฟ้าไฮบริดครับ โดยเพิ่มระบบเสียบปลั๊กชาร์จพลังงานไฟฟ้าได้จากแหล่งภายนอก (Plug-in) ทำให้รถยนต์สามารถใช้พลังงานพร้อมกันจาก ๒ แหล่ง จึงสามารถวิ่งในระยะทางและความเร็วที่ไกลกว่า HEV และมีการออกแบบอยู่ ๒ ประเภท ได้แก่ แบบ Extended range EV: EREV ที่เน้นการทำงานโดยใช้พลังงานไฟฟ้าเป็นหลักก่อน และแบบ Blended PHEV ที่มีการทำงานผสมผสานระหว่างเครื่องยนต์และไฟฟ้า

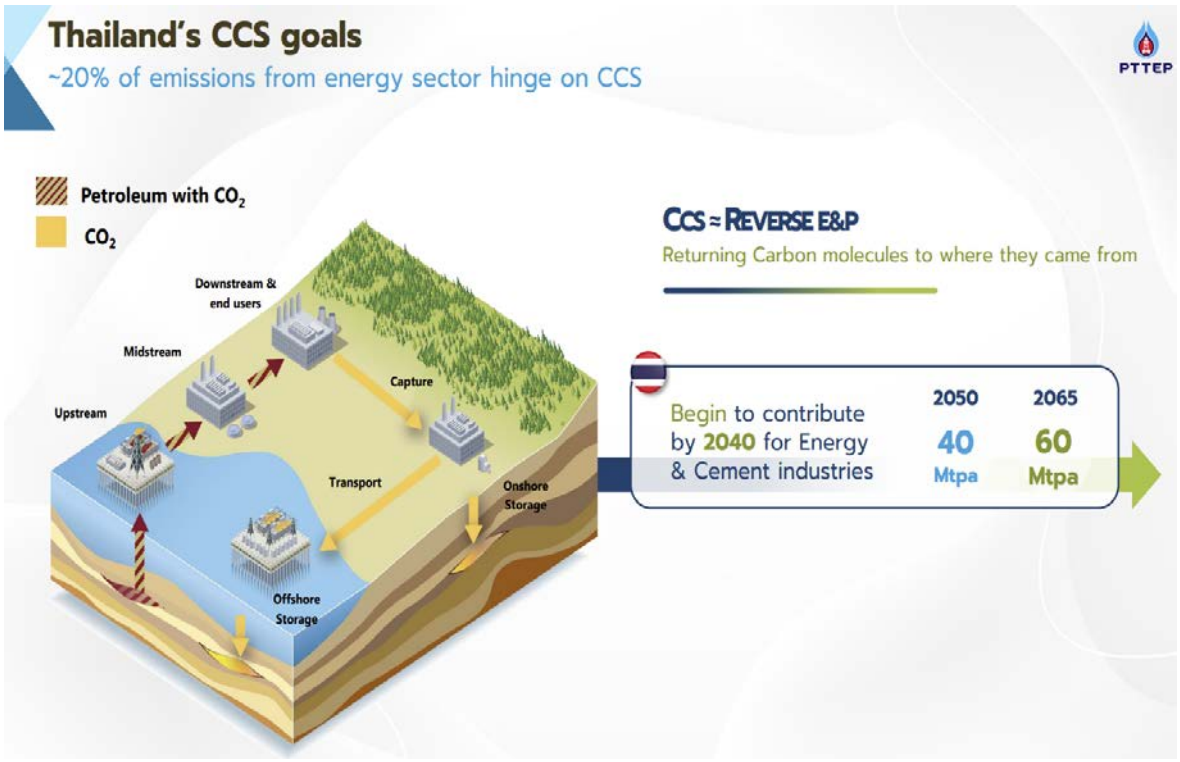
๓. รถยนต์ไฟฟ้าเซลเชื้อเพลิง (Fuel Cell Electric Vehicle: FCEV) รถยนต์ไฟฟ้าที่มีเซลล์เชื้อเพลิง (Fuel cell) ที่สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้โดยตรงจากไฮโดรเจน โดยในโครงสร้างจะมีแผงเซลล์เชื้อเพลิงหรือ Fuel Cell Stack ถังแรงดันสูงเพื่อเก็บไฮโดรเจนในรูปแบบของเหลว ซึ่งมีมอเตอร์ไฟฟ้าทำหน้าที่ขับเคลื่อนและชาร์จกระแสไฟฟ้าในแบตเตอรี่ โดยระบบจะส่งไฮโดรเจนและอากาศที่มีออกซิเจนเข้าไปสู่แผงเซลล์เชื้อเพลิงเพื่อทำปฏิกิริยาในการสร้างกระแสไฟฟ้าเข้ามาเก็บในแบตเตอรี่ จากนั้นกระแสไฟฟ้าก็จะถูกส่งไปที่มอเตอร์ไฟฟ้าเพื่อใช้ในการขับเคลื่อนรถยนต์ต่อไป รถยนต์ไฟฟ้าเซลล์เชื้อเพลิงนี้จะไม่มีการปล่อยมลพิษ และคาร์บอนไดออกไซด์จากรถยนต์โดยตรง

๔. รถยนต์ไฟฟ้าแบตเตอรี่ (Battery Electric Vehicle: BEV) เป็นรถยนต์ไฟฟ้าที่ไม่มีการปล่อยมลพิษทางอากาศโดยตรง เพราะมีเฉพาะมอเตอร์ไฟฟ้าเป็นต้นกำลังให้รถยนต์เคลื่อนที่ และใช้พลังงานไฟฟ้าที่อยู่ในแบตเตอรี่ ๑๐๐% จึงทำให้ระยะทางการวิ่งของรถยนต์จึงขึ้นอยู่กับการออกแบบ ขนาด และชนิดของแบตเตอรี่

๒.๔ กระบวนการดักจับคาร์บอน (Carbon Capture Storage: CCS)

การบรรลุความเป็นกลางทางคาร์บอน (Carbon neutrality) และการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ (Net zero greenhouse gas emissions) ที่หลายประเทศทั่วโลกได้ประกาศเป้าหมายดังกล่าวเพื่อจัดการกับก๊าซเรือนกระจก และแก้ปัญหาภาวะโลกร้อนซึ่งเป็นวาระของโลก สำหรับประเทศไทยได้ประกาศเจตนารมณ์ตั้งเป้าหมายการบรรลุความเป็นกลางทางคาร์บอนไว้ในปี พ.ศ. ๒๕๙๓ และการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ในปี พ.ศ. ๒๖๐๘ แต่การจะบรรลุเป้าหมายดังกล่าวได้นั้น ต้องอาศัยความร่วมมือของทุกภาคส่วน ทั้งภาครัฐ ภาคเอกชน ซึ่งรวมถึงภาคอุตสาหกรรม และภาคครัวเรือนด้วย ปัจจุบันประเทศไทยมีการปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่าประมาณ ๓๕๐ ล้านตันต่อปี โดยได้มีการวางแนวทางในการลดการปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์จากทั้งภาคไฟฟ้า ภาคขนส่ง และภาคอุตสาหกรรม รวมไปถึงการปลูกป่าหลายล้านไร่ เพื่อช่วยดูดซับก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ แต่อย่างไรก็ตาม จะยังมีปริมาณก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์คงเหลืออีกหลายสิบล้านตันต่อปีที่ต้องหาวิธีจัดการ ซึ่งหนึ่งในวิธีที่หลายประเทศนำมาใช้อย่างได้ผลก็คือ **การดักจับและกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (Carbon Capture and Storage)**

หรือที่เรียกกันสั้น ๆ ว่า CCS ซึ่งเป็นเทคโนโลยีเดียวที่มีประสิทธิภาพโดดเด่นในการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ได้ในปริมาณมาก โดยมีเป้าหมายลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในภาคพลังงานลงร้อยละ ๒๐ ของการปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ ซึ่งจะเริ่มดำเนินการสนับสนุนให้มีการใช้งานในปี ค.ศ. ๒๐๔๐ ทั้งนี้ เป้าหมายในปี ค.ศ. ๒๐๕๐ จะลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ได้ในปริมาณ ๔๐ ล้านตันต่อปี และปี ค.ศ. ๒๐๖๕ จะลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ได้ ๖๐ ล้านตันต่อปี

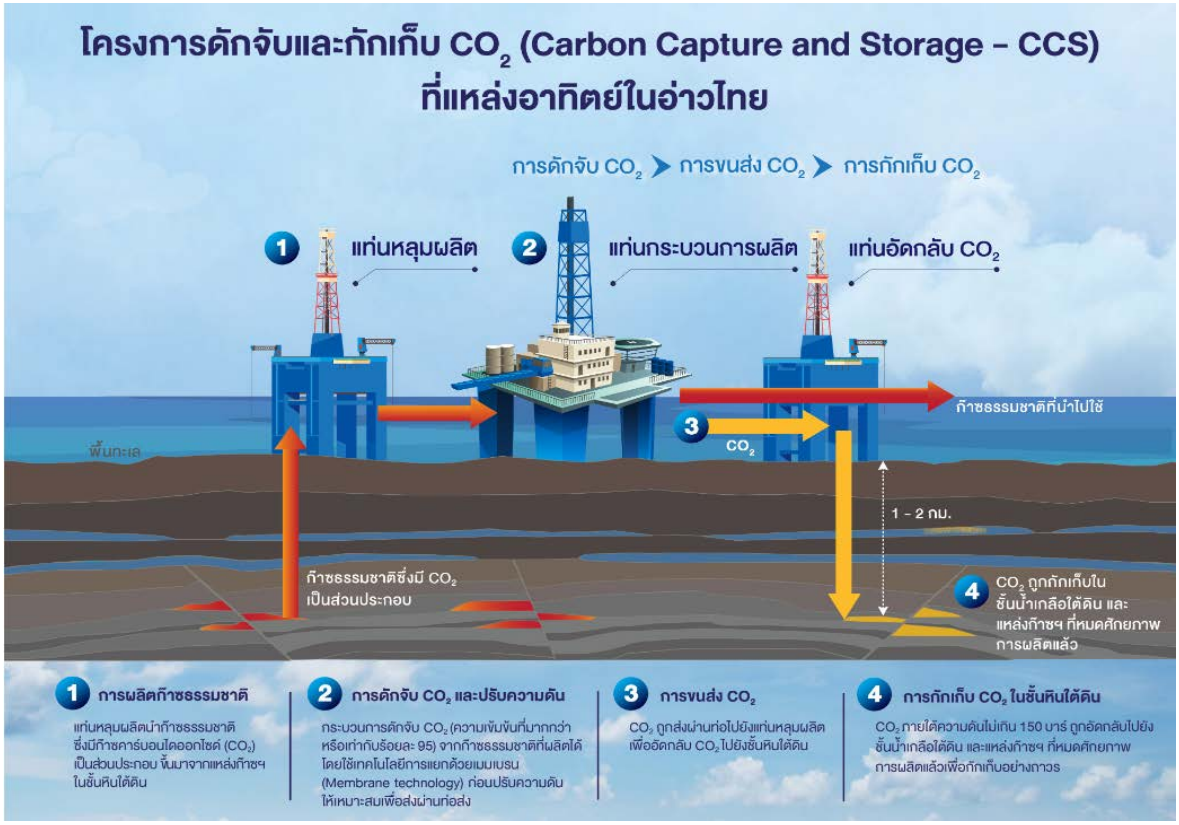


ภาพที่ ๒.๒ เป้าหมายการลดการปล่อยคาร์บอนของประเทศไทย

การดักจับ และนำก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ลงไปกักเก็บใต้ดิน โดยมีกระบวนการหลัก ๓ ขั้นตอน คือ การดักจับก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์จากภาคอุตสาหกรรมด้วยอุปกรณ์แยกก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ด้วยสารละลาย หรือ เยื่อบางๆ (membrane) เป็นต้น และปรับความดันให้เหมาะสมสำหรับการขนส่งผ่านทางท่อส่ง ทางเรือ หรือรถบรรทุก เพื่อนำไปกักเก็บอย่างถาวรบนบกหรือนอกชายฝั่ง ในชั้นหินใต้ดินที่มีคุณสมบัติ และความลึกเหมาะสม โดยไม่มีการปล่อยสู่ชั้นบรรยากาศ

ในขั้นตอนการกักเก็บนั้น ต้องพิจารณาบริเวณที่มีปัจจัยเหมาะสมซึ่งสามารถใช้เป็นแหล่งกักเก็บได้ ทั้งในแง่ของการประเมินความจุของชั้นหินกักเก็บ การประเมินประสิทธิภาพในการกักเก็บภายใต้สภาพแวดล้อมทางธรณีวิทยาใต้ดิน การประเมินความสามารถในการอัดก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในชั้นหินดังกล่าว และยังมีขั้นตอนของการติดตาม และเฝ้าสังเกตก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่ถูกอัดกลับไปแล้วเพื่อความปลอดภัยอีกด้วย โดยมีการดำเนินการกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่เกิดขึ้นในต่างประเทศ เช่น โครงการ Northern Lights ในประเทศนอร์เวย์ ซึ่งจะเริ่มใช้งานจริงในปี พ.ศ. ๒๕๖๗ โดยที่มีเป้าหมายการดักจับและกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ในช่วงแรกที่ประมาณ

๑.๕ ล้านตันต่อปี ซึ่งเทียบเท่ากับการปลูกป่าหลักหลายแสนไปจนถึงล้านไร่ โครงการนี้ รัฐบาลนอร์เวย์เล็งเห็นถึงศักยภาพในการกักเก็บของประเทศในทะเลเหนือ ซึ่งเป็นแหล่งปิโตรเลียมขนาดใหญ่ของโลก จึงมีแนวทางที่จะนำเอาศักยภาพดังกล่าวมาใช้ให้เกิดประโยชน์ และเป็นผู้ให้การสนับสนุนหลักในการพัฒนาโครงการ เพื่อเป็นผู้นำในการทำ CCS เพื่อลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในนอร์เวย์ และพันธมิตรในสหภาพยุโรปอีกด้วย



ภาพที่ ๒.๓ โครงการดักจับและกักเก็บ CO_2 ที่แหล่งอาทิตย์ในอ่าวไทย

สำหรับประเทศไทยมีการเริ่มศึกษาการประยุกต์ใช้เทคโนโลยี CCS เป็นครั้งแรกที่แหล่งอาทิตย์ ซึ่งเป็นแหล่งก๊าซธรรมชาติในอ่าวไทย โดยบริษัท ปตท. สำรวจ และผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) หรือ ปตท. สผ. ซึ่งวางแผนที่จะนำก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่เป็นสารพลอยได้จากกระบวนการปรับปรุงคุณภาพก๊าซธรรมชาตินอกชายฝั่งไปอัดกลับสู่ชั้นหินใต้ดินที่เหมาะสมเพื่อการกักเก็บอย่างถาวร นับเป็นการลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ตั้งแต่ต้นทางการผลิต และทำให้กระบวนการผลิตพลังงานของประเทศไทยเรานั้นสะอาดยิ่งขึ้น ในขณะเดียวกันโครงการอาทิตย์จะเป็นจุดเริ่มต้นที่ช่วยให้เกิดการพิสูจน์ทราบทางเทคนิค และสร้างความมั่นใจในการกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในพื้นที่อ่าวไทย เพื่อขยายผลในระยะยาวต่อไป และตอบโจทย์เป้าหมายระดับประเทศในการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ที่วางไว้ได้ ขณะนี้โครงการ CCS ที่แหล่งอาทิตย์ เสร็จสิ้นขั้นตอนของการศึกษาความเป็นไปได้ (Feasibility study) และการศึกษาทางวิศวกรรมเบื้องต้น (Pre-FEED study) แล้ว และอยู่ระหว่างการออกแบบด้านวิศวกรรม (FEED) คาดว่าจะสามารถเริ่มใช้เทคโนโลยี CCS ได้จริงในปี พ.ศ. ๒๕๖๙ ซึ่งจะช่วยลดการปล่อย CO_2 จากกระบวนการผลิตปิโตรเลียมได้ประมาณ ๗๐๐,๐๐๐ - ๑,๐๐๐,๐๐๐ ตันต่อปี นอกจากนั้น

ปตท. ยังได้ศึกษาโอกาสและเทคโนโลยีที่จะนำก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์มาใช้ประโยชน์ (Carbon Capture and Utilization: CCU) โดยเปลี่ยนเป็นผลิตภัณฑ์ที่มีมูลค่าหรือวัสดุเพื่ออนาคต โดยการนำก๊าซที่เกิดขึ้นจากการเผาทิ้งในกระบวนการผลิตปิโตรเลียมกลับมาใช้ประโยชน์ใหม่ ควบคู่ไปกับการใช้เทคโนโลยี CCS

โครงการ Eastern CCS Hub Project เป็นการศึกษาและพัฒนาโครงการความร่วมมือภายในกลุ่ม ปตท. เพื่อการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของอุตสาหกรรมในกลุ่ม ปตท. และอุตสาหกรรมในพื้นที่ใกล้เคียงด้วย โดยการดำเนินงานทั้งหมดนี้ จะช่วยสนับสนุนการบรรลุเป้าหมายของประเทศไทยในการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์อย่างมีประสิทธิผล ซึ่งจะช่วยลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ได้ถึง ๖ ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า (6 MTPA)

ภาพที่ ๒.๔ โครงการ Eastern CCS Hub project

อาจกล่าวได้ว่า CCS เปรียบเสมือนแนวทางย้อนกลับของกระบวนการสำรวจและผลิตปิโตรเลียมที่จะนำ CO_2 ที่เป็นสารพลอยได้จากการใช้พลังงานฟอสซิล ส่งกลับคืนไปที่ชั้นหินใต้ดินเดิมที่เราเคยนำพลังงานฟอสซิลขึ้นมาใช้แต่แรก หรือชั้นหินอื่น ๆ ที่มีความเหมาะสม ดังนั้น ความรู้ความเชี่ยวชาญที่ผู้ผลิตพลังงานฟอสซิลสะสมมาจากการทำธุรกิจสำรวจและผลิตปิโตรเลียม รวมถึงเครื่องมือเฉพาะทางต่าง ๆ จึงสามารถนำมาประยุกต์ใช้ และต่อยอดในการศึกษา CCS ได้เป็นอย่างดี

อย่างไรก็ตาม เนื่องจาก CCS เป็นเทคโนโลยีที่ยังไม่เคยนำมาใช้ในประเทศไทย การขับเคลื่อน CCS ในภาคอุตสาหกรรมต่าง ๆ ของประเทศ จำเป็นต้องอาศัยองค์ประกอบที่เกี่ยวข้องหลายมิติ เช่น ด้านนโยบาย ด้านกฎหมาย และปัจจัยส่งเสริมการลงทุน ดังนั้น การส่งเสริมจากภาครัฐและองค์กรที่เกี่ยวข้อง ควบคู่ไปกับมาตรการส่งเสริมอื่น ๆ จึงมีส่วนสำคัญที่จะช่วยสนับสนุนให้การลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเป็นไปได้จริง และมีประสิทธิภาพ สอดคล้องกับเป้าหมายของประเทศไทยที่ได้ประกาศเจตนารมณ์ไว้

๒.๕ คาร์บอนเครดิต

"คาร์บอนเครดิต" กำลังกลายเป็นธุรกิจซื้อขายมลพิษที่มีแนวโน้มทำเงินมหาศาลในอนาคต ถือเป็นกลไกสำคัญในการสร้างพันธกิจ Net Zero เป็นการสร้างแรงจูงใจให้ผู้ประกอบการให้ความร่วมมือลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ผู้ประกอบการรายใดที่ยังไม่สามารถลดการปล่อยก๊าซได้ก็ยังสามารถทดแทนด้วยการซื้อคาร์บอนเครดิต ช่วยสร้างความยืดหยุ่นให้ผู้ประกอบการในการบริหารต้นทุนอย่างมีประสิทธิภาพ และส่งเสริมการดูแลสิ่งแวดล้อม ช่วยเพิ่มโอกาสในการแข่งขัน ในตลาดโลก

เพียงวันแรกที่เปิดตลาดซื้อ - ขายกันนั้นมีมูลค่ารวม ๒,๕๖๔ ตันคาร์บอนไดออกไซด์ ซึ่งเทียบเท่ากับการปลูกต้นไม้ใหญ่ ๒๙๘,๑๔๐ ต้น หรือคิดเป็น ๑,๔๙๑ ไร่ สถานการณ์ตลาดคาร์บอนในต่างประเทศมีผู้เล่นหนัก ๆ เช่น สหภาพยุโรป หรืออียู ที่เป็นตลาดคาร์บอนที่ใหญ่ที่สุดในโลก เริ่มดำเนินการมาตั้งแต่ปี พ.ศ. ๒๕๖๒ ทำให้ราคาคาร์บอนเครดิตตลาดนี้ มีมูลค่าที่ค่อนข้างสูงเฉลี่ยที่ ๒,๗๖๙ บาทต่อตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า ในส่วนของประเทศไทย ราคาคาร์บอนเครดิตเฉลี่ยมีอัตราเติบโตอย่างต่อเนื่องโดย ในปี พ.ศ. ๒๕๖๑ อยู่ที่ ๒๑.๓๗ บาทต่อตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า ปี พ.ศ. ๒๕๖๒ อยู่ที่ ๒๔.๗๑ บาทต่อตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า ปี พ.ศ. ๒๕๖๓ อยู่ที่ ๒๕.๗๖ บาทต่อตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า ขณะที่ปี พ.ศ. ๒๕๖๔ อยู่ที่ ๓๔.๓๔ บาทต่อตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่าปี พ.ศ. ๒๕๖๕ ราคาสูงขึ้นแบบก้าวกระโดดไปอยู่ที่ ๑๐๗.๒๓ บาทต่อตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่าหรือประมาณ ๓ ดอลลาร์ต่อตันคาร์บอนฯ ขณะที่ราคาคาร์บอนเครดิตในแต่ละตลาดหรือแต่ละมาตรฐานจะมีความแตกต่างกัน ปัจจุบันราคาคาร์บอนเครดิตโลกอยู่ที่ประมาณ ๒๕ ดอลลาร์ต่อตันคาร์บอนฯ ขณะที่ฝั่งสหรัฐ เริ่มการซื้อขายช่วงปี พ.ศ. ๒๕๕๕ มีราคาซื้อขายเฉลี่ยที่ ๑,๐๕๙ บาทต่อตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า

สถานการณ์ซื้อ - ขายคาร์บอนเครดิตจากโครงการ T-VER สำหรับสถานการณ์การแลกเปลี่ยนและซื้อ - ขายคาร์บอนเครดิตจากโครงการ T-VER ในปัจจุบันนั้น มีปริมาณคาร์บอนเครดิตที่มีการแลกเปลี่ยนและซื้อ - ขายไปแล้วประมาณ ๗๕๐,๐๐๐ tCO_2eq ซึ่งมีราคาเฉลี่ยอยู่ที่ ๒๕ บาท/tCO_2eq มีราคาต่ำสุด และสูงสุดเท่ากับ ๑๕ บาท/tCO_2eq และ ๒๐๐ บาท/tCO_2eq

มาตรการลดก๊าซเรือนกระจกแบบสมัครใจจะส่งผลดีต่อประเทศไทย คือ นอกจากจะส่งเสริมให้เกิดการถ่ายโอน หรือเรียนรู้เทคโนโลยีในการเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงานจากต่างประเทศ ทำให้ผู้ประกอบการ SME สามารถลดต้นทุนการผลิต พร้อมทั้งรักษาขีดความสามารถทางการแข่งขันทางการค้าแล้ว ยังจะส่งเสริมให้สังคมไทยมีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกลดลง และสามารถสร้างรายได้และก่อให้เกิดการจ้างงานภายในประเทศเพิ่มขึ้น กรณีศึกษาบริษัทที่ประกอบธุรกิจซื้อขายคาร์บอนเครดิตของไทยสำหรับประเทศไทย ธุรกิจการซื้อ - ขายคาร์บอนเครดิต เป็นธุรกิจใหม่ที่เริ่มได้รับความสนใจมากขึ้น โดยมองว่าธุรกิจคาร์บอนเครดิต เป็นธุรกิจที่มีอัตรากำไรสูงถึง ๖๐ - ๗๐% และมีความต้องการสูงจากตลาดต่างประเทศ ขณะที่ราคาซื้อขายจะอิงจากความต้องการของลูกค้าเป็นหลัก โดยคาดการณ์ว่าในปี ๒๕๖๕ บริษัทฯ ต้องการบรรลุเป้าหมายปริมาณในการค้าคาร์บอนเครดิต (Trade Carbon credit) ไว้ที่ ๑ ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า สร้างรายได้ราว ๗ ล้านบาท และตั้งแต่ไตรมาสที่ ๑/๒๕๖๖ เป็นต้นไป พร้อมขยายธุรกิจไปสู่ Global Market ผ่านความร่วมมือกับพันธมิตรธุรกิจ คาดการณ์ปริมาณการซื้อ - ขายผ่าน Marketplace ของบริษัทฯ โดยตั้งเป้า ๕ ปี (ปี พ.ศ. ๒๐๒๖) เท่ากับ ๕๐.๗๗ ล้านตัน สร้างรายได้ ๒.๐๔๔ ล้านบาทตัวอย่าง SME ที่ Transform สู่ธุรกิจ

Low Carbon อีกหนึ่งตัวอย่างที่ประสบความสำเร็จของผู้ประกอบการ SME ที่หันมาให้ความสำคัญกับการทำธุรกิจคาร์บอนต่ำ (Low Carbon) อย่างเช่น บริษัท ไทยเอเซีย ไรซ์ โปรดักส์ จำกัด ผู้ผลิตเส้นก๋วยเตี๋ยวด้วยนวัตกรรม ไร้สารพิษเป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อม และเป็นผู้ส่งออกเส้นก๋วยเตี๋ยวข้าวไทยรายใหญ่ของเมืองไทยที่มุ่งมั่นในการดำเนินธุรกิจด้วยแนวคิด ESG โดยคำนึงถึงสังคมและสิ่งแวดล้อมที่ยั่งยืน (Sustainability) โดยการนำเทคโนโลยีก๊าซชีวภาพ และโซล่าเซลล์ รวมถึงการปลูกป่ามาช่วยในการลดปัญหาสิ่งแวดล้อม โดยการนำของเสียที่เหลือจากกระบวนการผลิต คือ น้ำแป้งวันละ ๒๐๐,๐๐๐ ลิตร มาผลิตเป็นก๊าซชีวภาพเพื่อแปรเปลี่ยนเป็นพลังงานไฟฟ้าใช้ในโรงงานได้ถึง ๒,๑๐๐ กิโลวัตต์ต่อวัน ซึ่งทำให้บริษัทมีส่วนช่วยลดการใช้พลังงานฟอสซิล และยังทำให้ประหยัดค่าไฟฟ้าได้ถึงเดือนละกว่า ๒๐๐,๐๐๐ บาท ที่สำคัญเป็นการลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนที่ก่อให้เกิดภาวะโลกร้อนได้เป็นอย่างดี

๒.๖ มาตรการปรับคาร์บอนก่อนข้ามพรมแดน (Carbon Border Adjustment Mechanism: CBAM)

เปรียบเสมือนการเก็บภาษีสินค้านำเข้าตามปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก CBAM จึงเป็นกลไกหนึ่งที่ทำให้มั่นใจว่าสินค้าที่นำเข้ามาในสหภาพยุโรปได้คิดต้นทุนในการปล่อยคาร์บอนเรียบร้อยแล้ว ผ่านการซื้อใบรับรอง CBAM (CBAM Certificate) ในราคาที่เทียบเท่ากับต้นทุนของการปล่อยคาร์บอนของสินค้าประเภทเดียวกันที่ผลิตในสหภาพยุโรป เช่นนั้นจึงจะทำให้เป้าหมายด้าน Climate Change ของสหภาพยุโรปสัมฤทธิ์ผล

การบังคับใช้ CBAM

๑. ระยะเปลี่ยนผ่าน (Transition Period) (๑ ตุลาคม ๒๕๖๖ - ๓๑ ธันวาคม ๒๕๖๘) ผู้นำเข้าสินค้าเป้าหมาย จะต้องรายงานปริมาณสินค้านำเข้าทั้งหมดในปีที่ผ่านมา รวมถึงปริมาณ Embedded Emission ของสินค้าที่คำนวณตามหลักเกณฑ์ของ CBAM และต้องได้รับการรับรองโดยผู้ทวนสอบที่ได้รับอนุญาต ซึ่งล่าสุดทางการสหภาพยุโรประบุว่าระยะเวลาการรายงานครั้งแรกสำหรับผู้นำเข้าจะสิ้นสุดในวันที่ ๓๑ มกราคม ๒๕๖๗ **ทั้งนี้ ผู้นำเข้าจะยังไม่ต้องซื้อ CBAM Certificate ในระยะเปลี่ยนผ่านนี้**

๒. ระยะบังคับใช้มาตรการอย่างเต็มรูปแบบ (๑ มกราคม ๒๕๖๙ เป็นต้นไป) ซึ่งผู้นำเข้าจะต้องรายงานปริมาณการนำเข้า Embedded Emission และซื้อ CBAM Certificate ประกอบการนำเข้า โดยราคาของ CBAM Certificate จะอ้างอิงตามราคาเฉลี่ยรายสัปดาห์ของการซื้อขายใบอนุญาตปล่อยก๊าซเรือนกระจกในตลาดคาร์บอนของสหภาพยุโรป (Weekly average auction price of EU ETS allowances) ทั้งนี้ หากผู้นำเข้าสามารถพิสูจน์ได้ว่าสินค้าที่นำเข้าได้จ่ายราคาคาร์บอนในขั้นตอนการผลิตแล้ว สามารถนำต้นทุนดังกล่าวมาหักออกจาก CBAM Certificate ที่ต้องซื้อได้

อุตสาหกรรมเป้าหมายของ CBAM ในระยะแรก ได้แก่ **ซีเมนต์ ไฟฟ้า ปุ๋ย เหล็กและเหล็กกล้า อะลูมิเนียม และไฮโดรเจน** โดยการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่นำมาคำนวณราคา CBAM จะเรียกรวมว่า **Embedded Emission** ซึ่งประกอบด้วย ๑) การปล่อยทางตรง (Direct emission) จากกระบวนการผลิต (เช่น การเผาไหม้ของเครื่องจักร และยานยนต์) และ ๒) การปล่อยทางอ้อม (Indirect emission) จากการนำเข้าพลังงานมาใช้ (เช่น การใช้ไฟฟ้า) ซึ่งการปล่อยทางอ้อมจะไม่นำมาคำนวณในอุตสาหกรรมเหล็ก อะลูมิเนียม และไฮโดรเจน โดยมาตรการ CBAM จะถูกบังคับใช้

กับสินค้านำเข้าจากประเทศนอกสหภาพยุโรป รวมถึงประเทศไทย (ยกเว้นกลุ่มประเทศ EFTA อันได้แก่ ไอซ์แลนด์ ลิกเตนสไตน์ นอร์เวย์ และสวิตเซอร์แลนด์) นอกจากสหภาพยุโรปแล้ว ประเทศอื่น ๆ ก็กำลังพัฒนากลไกภาษีคาร์บอนข้ามพรมแดนเพื่อลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเช่นกัน อาทิ สหรัฐฯ อยู่ระหว่างการพิจารณากฎหมายลักษณะดังกล่าว **โดยในเดือนมิถุนายน ๒๕๖๕ วุฒิสภาสหรัฐฯ ได้เสนอกฎหมายการแข่งขันที่สะอาด (Clean Competition Act: CCA)** หรืออาจเรียกได้ว่าเป็น US-CBAM ซึ่งกฎหมายดังกล่าวกำหนดกลไกการปรับราคาคาร์บอนในประเทศ (Carbon Pricing) สำหรับสินค้าที่ผลิตในสหรัฐฯ และกลไกการปรับคาร์บอนข้ามพรมแดนสำหรับสินค้านำเข้าที่ใช้พลังงานเข้มข้น (Energy-intensive import)

ปัจจุบันร่างกฎหมาย CCA ยังคงอยู่ระหว่างการพิจารณา โดยคาดว่าจะเริ่มบังคับใช้ในปี ๒๕๖๙ (ค.ศ. ๒๐๒๖) ในอุตสาหกรรมเป้าหมาย ได้แก่ ปุ๋ย ไฮโดรเจน ซีเมนต์ เหล็ก และเหล็กกล้า เชื้อเพลิงฟอสซิล ผลิตภัณฑ์จากการกลั่นปิโตรเลียม ปิโตรเคมี กรด อะดิปิก กระจก เยื่อกระดาษ กระดาษ และเอทานอล ทั้งนี้ การคำนวณราคาคาร์บอนภายใต้กฎหมาย CCA จะกำหนดปริมาณการปล่อยคาร์บอนโดยเฉลี่ยของแต่ละผลิตภัณฑ์เป็นพื้นฐาน (Baseline) โดยผู้นำเข้าจะต้องชำระภาษีหากการปล่อยคาร์บอนของสินค้านำเข้าเกินเกณฑ์ Baseline ในอุตสาหกรรมนั้น ๆ ซึ่งข้อเสนอของวุฒิสภากำหนดไว้ราว ๕๕ ดอลลาร์สหรัฐต่อตันคาร์บอน ทั้งนี้ ประเด็นที่น่าสนใจคือค่า Baseline จะลดลงทุกปี ปีละ ๒.๕% เพื่อให้เป้าหมายการลดการปล่อยคาร์บอนมีความเข้มงวดขึ้น โดยข้อมูลที่ผู้นำเข้าต้องรายงานต่อหน่วยงานคุ้มครองสิ่งแวดล้อม (Environmental Protection Agency) ประกอบด้วย ปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจก น้ำหนักผลิตภัณฑ์ และปริมาณการใช้ไฟฟ้า อย่างไรก็ดี คาดว่ากฎหมาย CCA ของสหรัฐฯ จะยกเว้นการบังคับใช้กับประเทศรายได้ต่ำ (Least Developed Countries: LDCs) เช่นเดียวกับ CBAM ของสหภาพยุโรป ทั้งนี้ เมื่อเปรียบเทียบ CBAM ของสหภาพยุโรปกับสหรัฐฯ พบว่าแม้กลุ่มอุตสาหกรรมเป้าหมายของ CBAM จะแตกต่างกัน แต่ก็มีหลายสาขาที่ทับซ้อนกัน เนื่องจากเป็นสาขาที่ปล่อยคาร์บอนเข้มข้น โดยข้อมูล ณ ขณะนี้สะท้อนว่า US-CBAM กำหนดขอบเขตที่กว้างกว่า EU-CBAM นอกจากนี้ ข้อแตกต่างที่เด่นชัดคือ มาตรการ CBAM ของสหภาพยุโรปจะเก็บภาษีคาร์บอนที่เกิดขึ้นทั้งหมดของสินค้านำเข้า ส่วน US-CBAM ภายใต้ร่างกฎหมาย CCA จะเก็บภาษีคาร์บอนเฉพาะส่วนที่เกินกว่าค่าเฉลี่ยของอุตสาหกรรมเป้าหมายเท่านั้น

ผลกระทบที่อาจเกิดขึ้นจากมาตรการ CBAM

ผลกระทบระดับโลก (Global-level impact)

แม้ในมุมของสหภาพยุโรป การใช้ CBAM จะทำให้เศรษฐกิจของสหภาพยุโรปมีความเสี่ยงเรื่องการรั่วไหลของคาร์บอน และมีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกลดลง ในขณะเดียวกันก็มีรายได้เพิ่มขึ้นจากการขาย CBAM Certificate แต่นักวิชาการบางส่วนมองว่า CBAM อาจเป็นกลไกที่บิดเบือนการค้าระหว่างประเทศ อีกทั้งยังเป็นการผลักภาระในการจัดการกับการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศไปยังประเทศกำลังพัฒนาที่มีความพร้อมต่อเรื่องดังกล่าวน้อยกว่า ๑๕/ ซึ่งสอดคล้องกับการวิเคราะห์ผลกระทบในภาพรวมระดับโลกโดยใช้แบบจำลอง CGE โดย Dumitru et al (๒๐๒๑) ที่แสดงให้เห็นว่า CBAM ทำให้ความแตกต่างในแง่ GDP และสวัสดิการ (Welfare) ระหว่างประเทศที่พัฒนาแล้วและกำลังพัฒนากว้างขึ้น อย่างไรก็ดี การศึกษาโดย Beaufils et al (๒๐๒๓) สรุปว่าผลกระทบของ

CBAM จะแตกต่างกันไปตามแต่ละพื้นที่ โดยประเทศที่พึ่งพาการส่งออกสินค้าที่มีคาร์บอนเข้มข้น (Carbon-intensive exports) ไปยังสหภาพยุโรปจะได้รับผลกระทบมากกว่า เช่น สหราชอาณาจักร รัสเซีย โมซัมบิก ตุรกี เกาหลีใต้ อินเดีย และจีน โดยเฉพาะอย่างยิ่งประเทศรายได้ปานกลางหรือต่ำ

ผลกระทบต่อไทยในภาพรวม (Macro-level impact)

เมื่อสหภาพยุโรปจะเริ่มบังคับใช้ CBAM ในเดือนตุลาคม ๒๕๖๖ ที่จะถึงนี้ แม้จะเป็นเพียงระยะเปลี่ยนผ่านที่ต้องรายงานการปล่อยคาร์บอนโดยยังไม่ต้องซื้อ CBAM Certificate แต่ก็จะเป็นต้นทุนที่สูงขึ้นของผู้ผลิต และผู้ส่งออกไทยอย่างแน่นอน ทั้งในด้านการวัดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก และต้นทุนด้านเอกสารต่าง ๆ นอกจากนี้ ในระยะยาวต้นทุนดังกล่าวจะมีผลกระทบที่ขยายเป็นวงกว้างยิ่งขึ้น โดยเฉพาะในกรณีที่ผู้ประกอบการไทยไม่สามารถปรับกระบวนการผลิตหรือรูปแบบการดำเนินธุรกิจที่สอดคล้องกับมาตรฐานของโลก ซึ่งในภาพรวมคาดว่า CBAM จะส่งผลกระทบต่อไทยในประเด็นต่อไปนี้

ผลกระทบเชิงลบ

๑) ต้นทุนการส่งออกสูงขึ้น เนื่องจากกลไก CBAM จะกำหนดราคาที่ผู้นำเข้าต้องจ่ายหากสินค้านำเข้ามีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสูง ซึ่งผู้นำเข้ามีแนวโน้มผลักภาระดังกล่าวมายังผู้ผลิตและผู้ส่งออกของประเทศคู่ค้าในที่สุด ดังนั้น ต้นทุนในการส่งออกสินค้าไปยังสหภาพยุโรปหรือสหรัฐฯ ในอนาคตจะสูงขึ้น ทั้งต้นทุนทางตรงจากการปล่อยก๊าซเรือนกระจก และต้นทุนทางอ้อมจากการวัด และรายงานการปล่อยคาร์บอน ตลอดจนเอกสารต่าง ๆ (Paper work) อย่างไรก็ตาม ในระยะสั้น ผลกระทบของ CBAM ต่อไทยยังมีจำกัด เนื่องจากไทยส่งออกสินค้าเป้าหมายของ CBAM ไปยังสหภาพยุโรปคิดเป็นเพียง ๒.๑% ของมูลค่าการส่งออกทั้งหมดของไทยไปยังสหภาพยุโรป และ ๐.๑๗% ของการส่งออกทั้งหมดของไทยไปยังโลก โดยสินค้าที่ไทยส่งออกไปยังสหภาพยุโรปมากที่สุดคือ เหล็ก และเหล็กกล้า (๑.๕% ของการส่งออกไปสหภาพยุโรป) รองลงมา คือ อะลูมิเนียม (๐.๔%) ในขณะที่สินค้าอื่น ๆ มีการส่งออกน้อยมาก หรือไม่มีเลย นอกจากนี้ การส่งออกผลิตภัณฑ์ CBAM ไปยังสหภาพยุโรปคิดเป็น ๕.๓% ของการส่งออกผลิตภัณฑ์ CBAM ของไทยไปทั่วโลก สะท้อนว่าสหภาพยุโรปไม่ใช่ตลาดหลักสำหรับผลิตภัณฑ์กลุ่มนี้ ซึ่งต่างจากกรณีของสหราชอาณาจักร เซอร์เบีย โมซัมบิก และหลาย ๆ ประเทศ ดังที่ได้กล่าวไปแล้ว

แม้ในระยะสั้นผลกระทบน่าจะยังอยู่ในวงจำกัด แต่หากมองภาพในระยะยาวขึ้น มีความเป็นไปได้สูงที่ตลาดอื่น ๆ จะใช้มาตรการที่คล้ายคลึงกับ CBAM และส่งผลกระทบต่อผู้ส่งออก และผู้ผลิตไทยในที่สุด ยิ่งไปกว่านั้น หากพิจารณาแนวโน้มการปล่อยก๊าซเรือนกระจกทั้งหมดของประเทศไทย พบว่ามีทิศทางเพิ่มขึ้นมากในช่วงปี ๒๕๕๘ - ๒๕๖๒ ซึ่งชี้ให้เห็นถึงต้นทุนที่เพิ่มขึ้นสำหรับผู้ผลิตเพื่อจะปฏิบัติตามกฎ CBAM หากไม่มีการปรับตัวที่เหมาะสม โดยการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากภาคกระบวนการอุตสาหกรรม และการใช้ผลิตภัณฑ์ (Industrial Process and Product Use: IPPU) คิดเป็นสัดส่วนร้อยละ ๑๐ ของการปล่อยก๊าซเรือนกระจกทั้งหมดของไทย โดยกระบวนการอุตสาหกรรมที่ปล่อยก๊าซเรือนกระจกสูงที่สุดคือผลิตภัณฑ์จากแร่ธาตุ และเคมีภัณฑ์ ซึ่งผลิตภัณฑ์ปิโตรเคมีอย่างเอทิลีนเป็นสินค้าที่สหภาพยุโรป รวมถึงสหรัฐฯ อาจนำมาตรการ CBAM มาประยุกต์ใช้ในอนาคตด้วย นั่นแปลว่าต้นทุนการส่งออกของผู้ประกอบการไทยอาจจะทะยานสูงขึ้นในอนาคต

๒) ความสามารถในการแข่งขันลดลง แม้ไทยจะยังมีสัดส่วนการส่งออกสินค้า CBAM ไปยังสหภาพยุโรปน้อย แต่มูลค่าการส่งออกสินค้าดังกล่าวโดยเฉพาะเหล็ก เหล็กกล้า และอะลูมิเนียม รวมถึงผลิตภัณฑ์ปลายน้ำ มีทิศทางขยายตัวได้ดีในช่วงทศวรรษที่ผ่านมา นำมาซึ่งคำถามสำคัญว่าไทยจะรักษาแนวโน้มการขยายตัวนี้ได้ต่อไป หรือจะสูญเสียส่วนแบ่งในตลาดสหภาพยุโรปให้กับประเทศคู่แข่งอื่น ๆ เนื่องจากประเทศอื่น ๆ ที่มีโครงสร้างการส่งออกไปยังสหภาพยุโรปคล้ายคลึงกับไทย อาทิ เกาหลีใต้ จีน และอินเดีย อาจมีความพร้อมในการปรับตัวรองรับการดำเนินมาตรการ CBAM มากกว่า

ผลกระทบเชิงบวก

อย่างไรก็ตาม CBAM ไม่ได้มาพร้อมกับความท้าทาย และผลกระทบเชิงลบเท่านั้น แต่ยังนำมาซึ่งโอกาสของภาคธุรกิจ และอุตสาหกรรมไทยอีกมากมายท่ามกลางกระแสการมุ่งสู่ Net Zero Emission โดยผลกระทบเชิงบวกจาก CBAM ต่อไทยอยู่ใน ๒ ประเด็นหลัก ดังนี้

๑) เร่งการปรับตัวไปสู่เป้าหมายลดการปล่อยคาร์บอนได้เร็วขึ้น ไทยตั้งเป้าหมายการเข้าสู่ความเป็นกลางทางคาร์บอน (Carbon Neutrality) ในปี ๒๕๙๓ (ค.ศ. ๒๐๕๐) และตั้งเป้าหมายการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ (Net Zero Emission) ในปี ๒๖๐๘ (ค.ศ. ๒๐๖๕) ซึ่งเมื่อเปรียบเทียบกับสหภาพยุโรปที่ตั้งเป้าหมาย Net Zero Emission ในปี ๒๕๙๓ หรือเร็วกว่าไทยถึง ๑๕ ปี ทำให้ไทยต้องเร่งพัฒนาการดำเนินการเพื่อลดก๊าซเรือนกระจกให้ทัดเทียมกับนานาประเทศ โดยทุกภาคส่วนตลอดห่วงโซ่การผลิตของอุตสาหกรรม CBAM จะต้องปรับรูปแบบการดำเนินธุรกิจ เนื่องจาก Embedded Emission ของ CBAM ครอบคลุมการปล่อยก๊าซเรือนกระจกทางตรง และทางอ้อมด้วย

๒) โอกาสทางการค้าและการลงทุนในธุรกิจสีเขียวมากขึ้น ดังที่ได้เห็นแล้วว่าแนวโน้มการค้าระหว่างประเทศในปัจจุบันให้ความสำคัญกับประเด็นสิ่งแวดล้อมเป็นอย่างยิ่ง จนในบางครั้งอาจดูราวกับว่ามาตรการด้านสิ่งแวดล้อมต่าง ๆ เป็นเสมือนมาตรการกีดกันทางการค้าที่มิใช่ภาษี (Non-tariff barriers: NTBs) แต่หากไทยสามารถปรับตัวได้ดีกว่าประเทศคู่แข่งที่ส่งออกกลุ่มสินค้าใกล้เคียงกันก็จะสามารถขยายส่วนแบ่งตลาดในสหภาพยุโรป รวมถึงประเทศอื่น ๆ ที่จะบังคับใช้ CBAM ตลอดจนมาตรการด้านสิ่งแวดล้อมอื่น ๆ ในอนาคตได้ นอกจากนี้ ด้วยกฎระเบียบของ CBAM จำเป็นต้องมีการวัดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก และการทวนสอบ (Verification) โดยผู้ได้รับอนุญาต ซึ่งจะนำมาสู่โอกาสทางธุรกิจใหม่ ๆ ไม่ว่าจะเป็นธุรกิจการทวนสอบการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ธุรกิจการให้คำปรึกษาด้านความยั่งยืน ตลอดจนธุรกิจเพื่อลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก เช่น การพัฒนาและให้บริการเทคโนโลยีดักจับ กักเก็บ และใช้คาร์บอน รวมถึงเทคโนโลยีสีเขียวอื่น ๆ อีกด้วย

๒.๗ การส่งเสริมโครงการไฮโดรเจนในต่างประเทศ

- **ประเทศเยอรมนี**

ประเทศเยอรมนีมีการกำหนดเป้าหมายในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกอย่างน้อย ๖๕% ภายในปี ค.ศ. ๒๐๓๐ อย่างน้อย ๘๘% ภายในปี ค.ศ. ๒๐๔๐ และลดลงเป็นศูนย์ภายในปี ค.ศ. ๒๐๔๕ โดยได้ลงนามทำความเข้าใจ (Memorandum of Understanding) ว่าด้วยความร่วมมือด้านพลังงานไฮโดรเจนกับประเทศรัสเซีย โดยทั้ง ๒ ฝ่ายได้วางแผนจัดทำโครงการนำร่องเกี่ยวกับการผลิตพลังงานไฮโดรเจนในรัสเซีย และหากโครงการประสบความสำเร็จ

ตามแผน พลังงานไฮโดรเจนที่ผลิตในรัสเซียจะถูกส่งผ่านท่อก๊าซ Ostsee-Pipeline Nord Stream 2 มายังประเทศเยอรมนี โดยรัฐบาลของประเทศเยอรมนี จะใช้งบประมาณจำนวน ๒ พันล้านยูโร ที่ตั้งไว้เพื่อการนำเข้าพลังงานไฮโดรเจนจากประเทศต่าง ๆ สำหรับดำเนินโครงการความร่วมมือกับรัสเซีย

นอกจากนี้ รัฐบาลของประเทศเยอรมนี ยังมุ่งมั่นที่จะดำเนินนโยบายต่างประเทศเชิงรุกด้านพลังงานไฮโดรเจน ดังนั้น กระทรวงการต่างประเทศของเยอรมนี จึงได้วางแนวนโยบาย “H2 Diplomacy - Geopolitics of the Global Hydrogen Economy” และจะทำหน้าที่เจรจาทำความร่วมมือด้านพลังงานไฮโดรเจนกับประเทศผู้ส่งออกเชื้อเพลิงฟอสซิล สำหรับภาคเอกชนมีการจัดตั้ง Hydrogen Council ซึ่งเป็นการรวมกลุ่มกันระหว่างบริษัทผู้นำด้านธุรกิจ พลังงาน ขนส่ง และภาคอุตสาหกรรม เช่น บริษัท Airbus บริษัท Audi บริษัท BMW บริษัท Daimler บริษัท Bosch บริษัท Thyssenkrupp และบริษัทที่เกี่ยวข้องกับไฮโดรเจนเป็นจำนวนมาก โดยเยอรมนีเปิดตัวรถไฟที่ใช้พลังงานจากเซลล์เชื้อเพลิงล้วน ๆ วิ่งให้บริการเป็นที่แรกของโลก โดยวิ่งให้บริการเป็นระยะทาง ๑๐๐ กิโลเมตร เชื่อมต่อเมือง Cuxhaven, Bremerhaven, Bremervoerde และ Buxtehude ซึ่งอยู่ในเขต Lower Saxony ทางตอนเหนือของเยอรมนีรถไฟพลังไฮโดรเจนนี้มีชื่อรุ่นว่า **Coradia iLint** เป็นผลงานของ Alstom บริษัทผู้ผลิตสัญชาติฝรั่งเศส สามารถวิ่งได้ ๑,๐๐๐ กิโลเมตรต่อเชื้อเพลิง ๑ ถัง ทำความเร็วได้สูงสุด ๑๔๐ กิโลเมตรต่อชั่วโมง อย่างไรก็ตาม ในการวิ่งให้บริการจริงจะใช้ความเร็ว ๘๐ - ๑๒๐ กิโลเมตรต่อชั่วโมงเท่านั้น

ภาพที่ ๒.๕ รถไฟ Coradia iLint ที่เยอรมนีสั่งมาใหม่เพื่อใช้งานแทนรถดีเซล

เยอรมนีได้นำรถ Coradia iLint มาทดลองวิ่งในเส้นทางนี้ตั้งแต่ปี ค.ศ. ๒๐๑๘ แต่ในช่วงนั้นยังเป็นการทดลองใช้งานร่วมกับรถไฟดีเซล แต่ตอนนี้จำนวนรถไฟดีเซลทั้งหมด ๑๕ คัน จะถูกแทนที่ด้วยรถไฟเซลล์เชื้อเพลิง ๑๔ คัน ซึ่งมีมูลค่ารวม ๙๓ ล้านยูโร ทั้งนี้ การใช้เชื้อเพลิงไฮโดรเจน ๑ กิโลกรัม สามารถทำให้รถวิ่งได้เทียบเท่ากับการใช้เชื้อเพลิงดีเซล ๔.๕ กิโลกรัม และยังช่วยลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ได้ประมาณ ๘ ตันต่อปี สำหรับระบบจัดการเชื้อเพลิงนั้นถูกรับผิดชอบโดยบริษัท Linde ซึ่งได้ทำการติดตั้งสถานีเติมเชื้อเพลิงไฮโดรเจน มีถังทนความดันสูงสำหรับบรรจุเชื้อเพลิง ๖๔ ถัง เครื่องอัดก๊าซไฮโดรเจนอีก ๖ ตัว และปั๊มเชื้อเพลิง ๒ ตัว ไว้คอยเติมเชื้อเพลิงให้กับรถ Coradia iLint ตอนนี้เยอรมนีได้สั่งจองรถ Coradia iLint เพิ่มเติมอีก ๒๗ คัน สำหรับใช้งานที่ Frankfurt ในขณะที่อิตาลีก็สั่งจองรถไฟเชื้อเพลิงไฮโดรเจนนี้ไปแล้ว ๖ คัน ส่วนฝรั่งเศสได้สั่งจองไว้เพื่อใช้งานในประเทศ ๑๒ คัน นอกจากนี้ Alstom ยังได้ส่งมอบรถไปทำการวิ่งทดสอบในประเทศออสเตรีย โปแลนด์ สวีเดน และเนเธอร์แลนด์แล้ว

ทั้งนี้ ในปัจจุบันประเทศต่าง ๆ ในยุโรปยังคงมีรถไฟดีเซลใช้งานอยู่ราวครึ่งหนึ่งของรถไฟทั้งหมด ซึ่งอีกครึ่งเป็นระบบไฟฟ้า ด้วยเหตุที่ว่าประเทศต่าง ๆ ไม่สามารถเปลี่ยนระบบขนส่งทางรางทั้งหมดให้เป็นไฟฟ้าได้ สาเหตุแรกเนื่องจากข้อจำกัดด้านการก่อสร้างในบางเส้นทางที่มีอุโมงค์ หรือสะพานจนทำให้การติดตั้งระบบไฟฟ้าไม่อาจทำได้ และอีกเหตุผลหนึ่งคือเรื่องความคุ้มค่าในการใช้งาน ในบางเส้นทางที่มีจำนวนผู้โดยสารไม่หนาแน่นมากนักก็มีผลให้การลงทุนระบบไฟฟ้าไม่คุ้มค่า ซึ่งเชื่อว่าระบบขนส่งทางรางที่ยังไม่เป็นระบบไฟฟ้านี้จะทยอยเปลี่ยนการใช้งานรถไฟดีเซลมาเป็นรถไฟเซลล์เชื้อเพลิงเพิ่มมากขึ้นในอนาคตอันใกล้

- **ประเทศฝรั่งเศส**

ในปัจจุบันเริ่มมีหน่วยงานและบริษัทต่าง ๆ ในฝรั่งเศสเริ่มนำพลังงานไฮโดรเจนมาใช้กันแล้ว ยกตัวอย่างเช่น บริษัท Enapter ได้นำเครื่อง Electrolyzer มาผลิตไฮโดรเจนเพื่อใช้เป็นแหล่งพลังงานให้แก่ที่พักบนเทือกเขาแอลป์ประเทศฝรั่งเศส เนื่องจากในฤดูหนาวแผงโซล่าร์เซลล์จะไม่สามารถผลิตพลังงานไฟฟ้าได้เต็มที่ จึงต้องพึ่งพาพลังงานไฮโดรเจนที่ผลิตและกักเก็บไว้ในช่วงฤดูร้อน และถูกแปลงเป็นไฟฟ้าให้แก่ผู้เข้าพัก โดยในฤดูร้อนพลังงานแสงอาทิตย์ส่วนเกินจะถูกกักเก็บไว้เป็นพลังงานไฮโดรเจนเพื่อใช้พลังงานในช่วงฤดูหนาว ทั้งนี้ ไฮโดรเจนที่ผลิตได้จะถูกเก็บไว้ในอาคารขนาดเล็กแยกจากห้องพักเพื่อความปลอดภัยจากถังแรงดันบนพื้นที่ยอดเขาสูง

บริษัท Pragma Industries ในฝรั่งเศสได้เริ่มผลิตรถจักรยานพลังงานไฮโดรเจนออกสู่ตลาด โดยกลุ่มเป้าหมาย คือ บริษัทขนส่งสินค้า รัฐบาลส่วนท้องถิ่น และบริษัทเช่าจักรยาน โดยจักรยานพลังงานไฮโดรเจนนี้สามารถวิ่งได้ประมาณ ๑๐๐ กิโลเมตร จากการใช้ไฮโดรเจนจำนวน ๒ ลิตร โดยใช้เวลาเพียงไม่กี่นาทีในการเติมเชื้อเพลิง ซึ่งดีกว่าจักรยานไฟฟ้าที่ต้องชาร์จไฟทีละหลายชั่วโมง นอกจากนี้ยังมีบริษัท Hopium ของฝรั่งเศสได้เปิดตัวรถยนต์ที่ใช้พลังงานไฮโดรเจนทั้งหมด ซึ่งมีความแรง ๕๐๐ แรงม้า วิ่งด้วยความเร็วสูงสุดได้ ๒๓๐ กิโลเมตรต่อชั่วโมง และวิ่งได้ไกลสูงสุดกว่า ๑,๐๐๐ กิโลเมตรต่อการเติมเชื้อเพลิง ๑ ครั้ง โดยจะมีถังบรรจุไฮโดรเจน ๖ กิโลกรัม ซึ่งใช้เวลาเติมเพียงไฮโดรเจนเพียงแค่ ๓ นาทีเท่านั้น

อีกทั้งยังมีบริษัท Compagnie Fluvial de Transport: CFT สัญชาติฝรั่งเศสที่จะเริ่มใช้เรือขนส่งสินค้าเชิงพาณิชย์ ขับเคลื่อนโดยพลังงานไฮโดรเจนในการขนส่งสินค้า

ผ่านเส้นทางแม่น้ำ Seine ในฝรั่งเศสเป็นที่แรก ซึ่งเรือขนส่งสินค้าไฮโดรเจนนี้ เป็นผลผลิตจากการร่วมพัฒนาเทคโนโลยีเซลล์เชื้อเพลิง (Fuel Cell) และ Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU) ระหว่างฝรั่งเศสและนอร์เวย์ ภายใต้งบประมาณจากโครงการ Horizon 2020 ของสหภาพยุโรป เพื่อพัฒนาเทคโนโลยีที่ยั่งยืนสำหรับการขนส่งทางน้ำ

- **ประเทศเบลเยียม**

บริษัท Orsted มีแผนที่จะจัดทำโครงการ “SeaH2Land” ซึ่งเป็นโครงการที่จะประยุกต์ใช้กระบวนการแยกน้ำด้วยไฟฟ้า (Electrolysis) ในระดับอุตสาหกรรมให้กับคลัสเตอร์ท่าเรือ Flemish-North Sea โดยจะมีการจัดตั้งโรงงานผลิตไฮโดรเจนหมุนเวียน 1 GW ซึ่งเทียบได้เท่ากับร้อยละ ๒๐ ของไฮโดรเจนที่เปลี่ยนเป็นพลังงานหมุนเวียนในภูมิภาคนี้ ซึ่งในปัจจุบันคลัสเตอร์ท่าเรือ Flemish-North Sea ดังกล่าวถือว่าเป็นหนึ่งในศูนย์การผลิตและใช้ไฮโดรเจนที่ผลิตจากฟอสซิลที่ใหญ่ที่สุดในยุโรป โดยบริษัท Orsted วางแผนที่จะเชื่อมต่อโรงงานผลิตไฮโดรเจนสีเขียวในเบลเยียมกับกังหันลมนอกชายฝั่งซึ่งมีกำลังการผลิตอยู่ที่ประมาณ 2 GW ที่ตั้งอยู่ในทะเลเหนือของเนเธอร์แลนด์ ซึ่งจะช่วยให้สามารถจ่ายกระแสไฟฟ้าหมุนเวียนที่มีความจำเป็นสำหรับการผลิตไฮโดรเจนหมุนเวียนในปริมาณมากได้

ท่าเรือ Antwerp พร้อมด้วยกลุ่มองค์กรร่วมพันธกิจด้านการนำเข้าไฮโดรเจนที่ใช้ชื่อว่า “Hydrogen Import Coalition” อีก ๖ ราย ซึ่งประกอบด้วยบริษัท ENGIE ซึ่งเป็นบริษัทผลิตไฟฟ้ารายใหญ่ของประเทศฝรั่งเศส บริษัท DEME บริษัท Exmar บริษัท Fluxys บริษัท WaterstofNet และท่าเรือ Zeebrugge ที่ตั้งอยู่ที่ทะเลเหนือทางทิศตะวันตกของเบลเยียมมีแผนที่จะพัฒนาโครงการจัดการระบบบริหารจัดการห่วงโซ่อุปทานเพื่อรองรับการขยายตัวของการนำเข้าเชื้อเพลิงไฮโดรเจนสีเขียวอย่างครบวงจร ซึ่งครอบคลุมตั้งแต่การจัดหา การกักเก็บ และการขนย้ายผ่านท่อลำเลียง ตลอดจนการกระจายสินค้าให้กับภาคอุตสาหกรรมต่าง ๆ รวมถึงกลุ่มอุตสาหกรรมเคมีภัณฑ์และเหล็ก ที่มีความจำเป็นต้องใช้พลังงานความร้อนสูงนั้น โดยมีแผนยกระดับการดำเนินการดังกล่าวให้แล้วเสร็จภายในปี ค.ศ. ๒๐๓๐ นาย Alexander De Croo นายกรัฐมนตรีของประเทศเบลเยียมระบุว่า ไฮโดรเจนเป็นจุดเปลี่ยนสำคัญของการเปลี่ยนแปลงพลังงานสะอาดทั่วโลกและเป็นหัวใจสำคัญสู่สังคมคาร์บอนต่ำของทวีปยุโรป อย่างไรก็ดีการจัดหาเชื้อเพลิงสำหรับการผลิตไฟฟ้าพลังงานไฮโดรเจนนั้นเป็นเรื่องสำคัญที่ทางรัฐบาลต้องวางแผนการดำเนินงานในระยะยาวอย่างรอบคอบ โดยจากการศึกษาพบว่าประเทศยุโรปในฝั่งตะวันตกนั้น ไม่ได้มีแสงแดดหรือกระแสลมเพียงพอต่อการผลิตไฟฟ้าเพื่อตอบสนองความต้องการของทั้งภูมิภาคยุโรปได้ จึงจำเป็นต้องมีการวางแผนลงทุนการผลิตพลังงานหมุนเวียนในต่างประเทศเข้ามาเสริมเพื่อให้สามารถนำเข้าเชื้อเพลิงมาใช้งานในทวีปยุโรปต่อไป ซึ่งการดำเนินการดังกล่าวจะต้องใช้เวลา ๕ - ๑๐ ปี จึงจะเห็นผลและต้องใช้เงินลงทุนกว่า ๑ พันล้านยูโร

ในด้านงานวิจัยช่วง ๑๐ ปีที่ผ่านมา ทีมนักวิจัยจากมหาวิทยาลัย KU Leuven ซึ่งนำโดยศาสตราจารย์ Johan Martens จากภาควิชาเคมี ของคณะสาขาวิศวกรรมชีวภาพ ได้ทำการศึกษาเชิงทดลองเกี่ยวกับการผลิตก๊าซไฮโดรเจนจากพลังงานแสงอาทิตย์โดยใช้แผงโซลาร์ไฮโดรเจนที่ใช้ไอระเหยของน้ำที่อยู่ในอากาศเป็นวัตถุดิบหลัก ในปัจจุบันการทดลองการผลิตไฮโดรเจนโดยใช้ไอระเหยของน้ำดังกล่าวสามารถสกัดก๊าซไฮโดรเจนได้มากถึง ๒๕๐/ลิตร/วัน/แผง

ซึ่งถือเป็นสถิติสูงสุดเท่าที่เคยปรากฏมา และเพื่อให้ได้กำลังผลิตที่เพียงพอต่อการใช้งานในภาคครัวเรือน ทั้งผลิตกระแสไฟฟ้าและทำความร้อน จำเป็นต้องใช้แผงโซลาร์ไฮโดรเจนจำนวน ๒๐ แผง/ครัวเรือน/ปี การวิจัยดังกล่าวเป็นศาสตร์ที่เกิดจากการผสมผสานระหว่างฟิสิกส์และเคมี โดยในช่วงแรกของการทดลองให้ผลผลิตเพียงร้อยละ ๐.๑ เท่านั้น จนมาถึงปัจจุบันนักวิจัยสามารถมองเห็นฟองไฮโดรเจนที่ได้จากขบวนการผลิตได้อย่างชัดเจนซึ่งเป็นผลมาจากการทำการทดลองและการค้นหาวิธีแก้ไขอย่างต่อเนื่องในช่วงเวลา ๑๐ ปีที่ผ่านมา

➢ **ประเทศญี่ปุ่น**

ตามที่ญี่ปุ่นตั้งเป้าเป็นสังคมคาร์บอนเป็นศูนย์และได้กำหนดยุทธศาสตร์แห่งชาติพลังงานไฮโดรเจน เพิ่มการใช้พลังงานไฮโดรเจนให้ได้ ๒๐ ล้านตันภายในปี ๒๕๙๓ และส่งเสริมโครงการที่เกี่ยวข้องกับพลังงานไฮโดรเจน ทั้งการผลิต ขนส่ง กักเก็บ การใช้งาน เมืองโกเบจึงได้ขานรับตามยุทธศาสตร์ดังกล่าว โดยตั้งเป้าปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ภายในปี ๒๕๙๓ และจัดทำแผนปฏิบัติการป้องกันสภาวะโลกร้อนเมืองโกเบ ซึ่งหนึ่งในแผนงานฯ คือ Hydrogen Smart City Kobe Initiative ผลักดันการใช้พลังงานไฮโดรเจนในภาคครัวเรือนและใน supply chain ของภาคธุรกิจ เป็นต้น

ภาครัฐโดยกระทรวงสิ่งแวดล้อม (Ministry of Environment: MOE) ของญี่ปุ่น ได้ประกาศส่งเสริมให้มีการใช้ Hydrogen ในหลายโครงการ เมื่อปี ๒๐๑๘ ดังนี้

- ส่งเสริมการใช้ไฮโดรเจนเป็นพลังงานพื้นฐานในชุมชน หรือร่วมกับการใช้พลังงานทดแทน
- ประเมินผลและตรวจสอบ การลด Co๒ ในการใช้ Hydrogen
- ติดตามพฤติกรรมกิจกรรมนำร่องในภูมิภาค สังคมคาร์บอนต่ำ ในห่วงโซ่ของ Hydrogen
- ส่งเสริมการใช้ไฮโดรเจนเป็นพลังงานฐาน ส่งเสริมการใช้ไฮโดรเจนเพื่อสนับสนุนการดึงคาร์บอนจากโครงสร้างพื้นฐานของชุมชน
- การติดตั้งพลังงานทดแทนเป็นพลังงานฐานในสถานีไฮโดรเจน
- สนับสนุนการซ่อมบำรุงพลังงานทดแทนพื้นฐาน ในภูมิภาคที่มีสถานีไฮโดรเจนเป็นฐานในชุมชนจริง
- สนับสนุนอุตสาหกรรมยานยนต์ Fuel Cell ให้เป็นจริง ในการใช้ไฮโดรเจนเป็นพลังงานฐาน
- แบบจำลองแบบติดตั้งเดี่ยวและระบบส่งไฮโดรเจน
- แนะนำแบบติดตั้งระบบสนับสนุนพลังงาน และประกาศนโยบายให้มีการใช้ในแผ่นดินใหญ่ของประเทศและหมู่เกาะต่าง ๆ

นอกจากนี้ MOE ยังได้จัดทำกระบวนการ Life Cycle Assessment: LCA Guideline และเครื่องมือในการคำนวณการลดก๊าซเรือนกระจกในกระบวนการผลิตไฟฟ้าอีกด้วย

รัฐบาลญี่ปุ่นยังมองว่า การส่งเสริมการใช้ไฮโดรเจนเป็นพลังงาน จะได้ประโยชน์ในการลดปริมาณการใช้พลังงานในการผลิตโดยรวม เพราะ Fuel Cell สามารถผลิตพลังงานโดยการทำปฏิกิริยาระหว่างไฮโดรเจนกับออกซิเจน ได้ดีกว่าการผลิตพลังงานจากเชื้อเพลิงโดยตรง

ซึ่งต้องใช้ความร้อนเข้ามาช่วย นอกจากนี้ ยังลดกระบวนการใช้คาร์บอนจากการผลิตพลังงาน เพราะการผลิตพลังงานของ Fuel Cell ไม่มี CO_2 ที่ปล่อยออกมา อีกทั้ง ยังแก้ปัญหาความไม่เสถียรในการใช้พลังงานทดแทนได้ โดยสามารถกักเก็บพลังงานได้เป็นระยะเวลานาน ตัวอย่างของ **บริษัท เซเว่น อีเลฟเว่น ประเทศญี่ปุ่น และบริษัท โตโยต้า มอเตอร์ คอร์ปอเรชั่น** ที่ได้มีความร่วมมือกันแล้ว ในการดำเนินโครงการลดการปล่อยก๊าซ CO_2 ด้วยการใช้ระบบเซลล์เชื้อเพลิง (Fuel Cell) ก็ยังเป็นสิ่งเน้นย้ำให้เห็นว่าพลังงานทางเลือกประเภทนี้จะทวีความสำคัญมากขึ้นในอนาคต โดยรายละเอียดของความร่วมมือในเบื้องต้นมีดังนี้

- Toyota จะส่งรถบรรทุกเชื้อเพลิงไฮโดรเจนมาใช้ในการช่วยขนส่งสินค้าให้กับ ๗-๑๑
- Toyota จะส่งเครื่องกำเนิดไฟฟ้าที่ใช้พลังงานจากเชื้อเพลิงไฮโดรเจนมาใช้ในร้าน 7-11 นั่นหมายความว่า การดำเนินการของ 7-11 หลังจากปีหน้าเป็นต้นไปจะใช้พลังงานหมุนเวียนแทบทุกขั้นตอน โดยจะขยายความร่วมมือนี้ไปในร้านสาขาต่าง ๆ ทั่วประเทศประมาณ ๒๐% พร้อมทั้งคาดว่าจะช่วยลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ได้ถึง ๒๗% ภายในปี ๒๐๓๐ (เปรียบเทียบกับปี ๒๐๑๓) โดยรถบรรทุกพลังงานไฮโดรเจนที่ถูกพัฒนาโดย Toyota เพื่อใช้ขนส่งสินค้าไปยังสาขาต่าง ๆ ให้กับ 7-11 นั้นจะมีเซลล์เชื้อเพลิง (FC Generators) และแบตเตอรี่แบบชาร์จไฟได้ พร้อมทั้งมีสถานีเติมพลังงานไฮโดรเจน โดยรถหนึ่งคันได้ติดตั้งถังไฮโดรเจนจำนวน ๓ ถัง น้ำหนักรวม ๗ กิโลกรัม สามารถวิ่งได้ไกลถึง ๒๐๐ กิโลเมตรต่อการเติม ๑ ครั้ง นอกจากนี้ ยังมีระบบทำความเย็นที่ใช้พลังงานจาก Power Supply เพื่อให้อาหารและผลิตภัณฑ์ที่แช่แข็งมีความสดใหม่อยู่ตลอดเวลา

นอกจากนี้ ที่ผ่านมาโกเบมีความก้าวหน้าในการใช้พลังงานไฮโดรเจน โดยเมื่อปี ๒๕๖๐ - ๒๕๖๑ สามารถพัฒนาระบบ Hydrogen Co-generation System (CGS) เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้าแจกจ่ายไปยังพื้นที่ Port Island และสนามบินโกเบ และสถานที่หน่วยงานของรัฐ เช่น ศูนย์กีฬา โรงพยาบาล โรงบำบัดน้ำเสีย และหอประชุม และยังร่วมกับ New Energy and Industrial Technology Orgnization (NEDO) ทดลองใช้พลังงานไฮโดรเจนใน supply chain ภาคการขนส่ง โดยพัฒนาให้มีราคาถูกเพื่อสร้างแรงจูงใจ รวมถึงตั้งสถานีไฮโดรเจน (hydrogen station) และส่งเสริมการใช้รถยนต์ Fuel Cell Vehicle (FCV) ให้แพร่หลาย ซึ่งขณะนี้เมืองโกเบมีสถานีไฮโดรเจนที่ใช้พลังงานหมุนเวียน เช่น พลังงานไฟฟ้าแสงอาทิตย์ผลิตไฮโดรเจน ที่ภาครัฐและเอกชนบริหารจัดการร่วมกัน ทั้งนี้ ภาคเอกชนมีบทบาทสำคัญในแผน Hydrogen Smart City Kobe Initiative โดยเฉพาะการมีส่วนร่วมใน supply chain ทั้งระบบของการพัฒนาพลังงานไฮโดรเจน ตั้งแต่การผลิต การนำเข้า การลำเลียงขนส่ง การกักเก็บ และการจัดสรร - จัดจำหน่าย

๒.๘ โครงการความร่วมมือกับหน่วยงานอื่น ๆ ที่ได้มีการลงนาม MOU ดังต่อไปนี้

- การลงนาม MOU ระหว่างการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยร่วมกับ บ้านผีเสื้อ ซึ่งเป็นการพัฒนาเทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงานในรูปแบบไฮโดรเจน เพื่อร่วมกันพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะและไมโครกริด (Smart Grid and Microgrid) ในพื้นที่ศูนย์การเรียนรู้ กฟผ. สำนักงานกลาง ซึ่ง กฟผ. ร่วมมือกับบ้านผีเสื้อ ผู้มีความเชี่ยวชาญและมีประสบการณ์ในการพัฒนาเทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงานในรูปแบบไฮโดรเจน จัดทำ “โครงการการพัฒนาระบบโครงข่าย

ไฟฟ้าอัจฉริยะและไมโครกริด (Smart Grid and Microgrid)” ในพื้นที่ศูนย์การเรียนรู้ กฟผ. สำนักงานกลาง อำเภอบางกรวย จังหวัดนนทบุรี โดยมีวัตถุประสงค์หลักเพื่อศึกษาเทคโนโลยีระบบกักเก็บพลังงานจากพลังงานแสงอาทิตย์และพลังงานลมในรูปแบบไฮโดรเจน เพื่อนำมาประยุกต์ใช้ในการเพิ่มประสิทธิภาพให้กับระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะและไมโครกริดภายใต้โครงการ Sandbox “EGAT Energy Excellence Center (EGAT-EEC)” ของ กฟผ. โดย กฟผ. และ บ้านผีเสื้อ จะร่วมกันพัฒนาระบบโครงข่ายไฟฟ้าอัจฉริยะและไมโครกริด เพื่อเพิ่มประสิทธิภาพให้กับโครงการ EGAT-EEC เป็นระยะเวลา ๒ ปี ภายใต้ขอบเขต ศึกษา ออกแบบ และพัฒนาโครงการ EGAT-EEC ด้วยการนำเทคโนโลยีระบบผลิตไฟฟ้าประเภทแสงอาทิตย์ ลม เครื่องยนต์ก๊าซ และระบบกักเก็บพลังงานในรูปแบบไฮโดรเจน ผสมผสานร่วมกับ EGAT Inverter Model ในการบริหารจัดการพลังงานร่วมกันได้อย่างมีประสิทธิภาพ พร้อมทั้งจัดทำแผนงานและงบประมาณโครงการ EGAT-EEC อีกทั้งดำเนินการวางรากฐานและออกแบบโครงสร้างพื้นฐานด้านวิศวกรรมของโครงการ เพื่อบูรณาการเทคโนโลยีในพื้นที่ให้เกิดประโยชน์สูงสุด พร้อมทั้งขยายผลไปยังศูนย์การเรียนรู้ กฟผ. นอกจากนี้ยังมีการศึกษารูปแบบโมเดลทางธุรกิจร่วมกัน เพื่อต่อยอดความร่วมมือทางธุรกิจอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้องในอนาคต ความร่วมมือในครั้งนี้จะก่อให้เกิดการศึกษาและเรียนรู้ร่วมกันเพื่อต่อยอดโครงการต้นแบบทางด้านพลังงานหมุนเวียนและเทคโนโลยีรูปแบบใหม่ และผลักดันให้เกิดการขับเคลื่อนภาคประชาสังคม สร้างโอกาสทางธุรกิจที่เกี่ยวเนื่องในอนาคต พร้อมทั้งเป็นต้นแบบในการบูรณาการพลังงานหมุนเวียนร่วมกับระบบไฟฟ้าของ กฟผ. เพื่อเสริมความมั่นคงทางพลังงานให้กับประเทศไทยต่อไป

- การลงนาม MOU ระหว่างการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทยร่วมกับประเทศซาอุดิอาระเบีย เมื่อเดือนพฤศจิกายน ๒๕๖๕ โดยเป็นการลงนามบันทึกข้อตกลงความร่วมมือด้านพลังงานสะอาด (Clean Energy) การเปลี่ยนผ่านพลังงานดั้งเดิมไปสู่พลังงานสะอาด (Energy Transition) รวมถึงระบบนิเวศยานยนต์ไฟฟ้า (EV Ecosystem) การให้บริการงานเดินเครื่องและบำรุงรักษา (Operation & Maintenance Service) และการดำเนินงานที่เกี่ยวข้องอื่น ๆ เพื่อบรรลุเป้าหมายการลดคาร์บอน (Decarbonization) ของทั้งสองประเทศ โดยเป็นความร่วมมือขับเคลื่อนในการเปลี่ยนผ่านจากพลังงานดั้งเดิมไปสู่พลังงานสะอาดเพื่อเป้าหมาย Carbon Neutrality ของประเทศหนึ่งในจุดเริ่มสำคัญที่จะทำให้นโยบาย Decarbonization เห็นผลเป็นรูปธรรมเร็วขึ้น ประชาชนของสองประเทศมีโอกาสในการเลือกใช้ผลิตภัณฑ์พลังงานสะอาดเพิ่มขึ้น ความร่วมมือดังกล่าวจะเป็นกลไกสำคัญในการก้าวไปสู่สังคมพลังงานสีเขียว เป้าหมายการลดคาร์บอนตามที่มุ่งหวังในอนาคต โดยที่ผ่านมาราชอาณาจักรซาอุดีอาระเบียเป็นประเทศที่เน้นการใช้พลังงานจากน้ำมันเป็นหลัก แต่ได้กำหนดเป้าหมายเปลี่ยนผ่านสังคมพลังงานของประเทศไปสู่ Clean Energy ภายในปี ค.ศ. ๒๐๓๐ ขณะนี้มีการลงทุนใน Green Hydrogen Plant ที่มีกำลังการผลิต ๖๕๐ ตันต่อวัน เป้าหมายการใช้พลังงานผสมผสาน (Energy Mix)ใช้ Renewable Energy ร้อยละ ๕๐ ในประเทศ อีกทั้งยังมี Mega Project - Neom City of the Future ที่จะเป็น Smart City Technologies โดยใช้ Renewable Energy ร้อยละ ๑๐๐ ทั้งเมือง นอกจากนี้ ยังส่งเสริมการใช้ Electric Vehicle (EV) การลงนามบันทึกข้อตกลงในครั้งนี้ เป็นประตูที่สำคัญของกลุ่ม กฟผ. ที่จะเข้าไปดำเนินธุรกิจ ลงทุน แลกเปลี่ยนประสบการณ์ ความรู้ เทคโนโลยี และนวัตกรรม กับภาครัฐและภาคเอกชนของราชอาณาจักรซาอุดีอาระเบีย

- การลงนามความร่วมมือ (MOU) ระหว่างการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย (กฟผ.) บริษัท มิตซุย โอ.เอส.เค ไลน์ จำกัด บริษัท ชิโยดะ คอร์ปอเรชั่น บริษัท มิตซูบิชิ (ประเทศไทย) จำกัด เพื่อศึกษาและพัฒนาโครงการไฮโดรเจนและแอมโมเนียสะอาดครบวงจร ตั้งแต่การผลิต การกักเก็บ ขนส่ง รวมถึง MOU เพื่อศึกษาและพัฒนาเทคโนโลยีการผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพ กับ บริษัท ทีทีซีแอล จำกัด (มหาชน) และ MOU เพื่อพัฒนาเทคโนโลยีระบบแบตเตอรี่กักเก็บพลังงาน (Battery Energy Storage System: BESS) กับ บริษัท IHI Corporation ในการประชุม 1st Asia Zero Emission Community Ministerial Meeting ซึ่งจัดขึ้นโดยรัฐบาลญี่ปุ่นและรัฐบาลไทย เมื่อวันที่ ๔ มีนาคม ๒๕๖๖ ณ กรุงโตเกียว ประเทศญี่ปุ่น

- การลงนามข้อตกลงความร่วมมือโครงการริเริ่มการขยายห่วงโซ่อุปทานและการใช้ประโยชน์จากไฮโดรเจนและแอมโมเนียระหว่างบริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) กับบริษัท JERA Co., Inc. (JERA) เพื่อลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกในประเทศไทย มุ่งศึกษาแนวทางการพัฒนาธุรกิจ และการใช้ไฮโดรเจนและแอมโมเนียในรูปแบบต่าง ๆ ศึกษาในเทคโนโลยีที่เกี่ยวข้องกับแอมโมเนีย กระบวนการกลั่นแบบแครกกิง (Cracking) แอมโมเนียให้เป็นไฮโดรเจน โดยสมมติฐานของการศึกษา พิจารณาว่าการผลิตไฮโดรเจนในประเทศอาจไม่เพียงพอ มีความจำเป็นต้องนำเข้าจากต่างประเทศ วิธีการที่ขนส่งสะดวกคือการขนส่งในรูปแอมโมเนีย แล้วนำมา crack เป็นไฮโดรเจน หรืออาจจะเป็นการนำแอมโมเนียไปใช้ในการผลิตไฟฟ้าโดยนำกังหันแอมโมเนียเข้ามาใช้งาน

๒.๙ แผนงานนำไฮโดรเจนมาใช้ในประเทศไทย

- สนพ. มีแผนที่จะให้โรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติของไทยใช้ก๊าซไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงร่วมในสัดส่วน ๕% ของปริมาตรในระบบท่อส่งก๊าซธรรมชาติ ในช่วงปี พ.ศ. ๒๕๗๔ - ๒๕๘๓ ซึ่งเป็นขั้นแรกของแผน ก่อนที่จะเพิ่มสัดส่วนการใช้ก๊าซไฮโดรเจนขึ้นในระดับ ๕% ในทุก ๑๐ ปี จนถึง ๒๐% ในช่วงปี ๒๖๐๔ - ๑๓

- โดยในปี พ.ศ. ๒๕๖๖ คาดว่าต้นทุนการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติที่ใช้กรีนไฮโดรเจนร่วม จะอยู่ที่ประมาณ ๓.๓๓ บาท/หน่วยไฟฟ้า ซึ่งสูงกว่าการใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเพียงอย่างเดียว ซึ่งอยู่ราว ๒.๘๖ บาท/หน่วยไฟฟ้า เนื่องจากการใช้กรีนไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงร่วมกับก๊าซธรรมชาติทำให้ค่าความร้อนของเชื้อเพลิงโดยรวมลดลง ซึ่งส่งผลให้โรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติต้องใช้เชื้อเพลิงมากขึ้นในการผลิตไฟฟ้า

ส่วนในปี พ.ศ. ๒๕๗๔ คาดว่าต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากการใช้พลังงานกรีนไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงร่วมในสัดส่วน ๕% ของโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติจะลดลงเหลือเพียง ๒.๕๑ บาท/หน่วยไฟฟ้า ตามต้นทุนการผลิตกรีนไฮโดรเจนของไทยที่คาดว่าจะลดลงจาก ๑๗๔.๔ บาท/กิโลกรัมของไฮโดรเจน ในปี พ.ศ. ๒๕๖๖ เป็น ๑๐๘.๕ บาท/กิโลกรัมของไฮโดรเจน ในปี ๒๕๗๔ ผลจากต้นทุนเครื่องผลิตกรีนไฮโดรเจน (Electrolyzer) มีแนวโน้มลดลงจากเดิมในปี ในปี พ.ศ. ๒๕๖๓ ซึ่งมีมูลค่า ๑,๓๐๐ ดอลลาร์สหรัฐฯ/กิโลวัตต์ (๔๔,๖๕๐ บาท/กิโลวัตต์) เป็น ๑,๐๐๐ ดอลลาร์สหรัฐฯ/กิโลวัตต์ (๓๔,๓๕๐ บาท/กิโลวัตต์) ในปี พ.ศ. ๒๕๗๓ อีกทั้งประสิทธิภาพในการใช้เชื้อเพลิง

ของ Electrolyzer ที่มีแนวโน้มเพิ่มขึ้น ๑๒% ในช่วงเวลาดังกล่าว ทั้งหมดนี้ จึงส่งผลให้ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากกรีนไฮโดรเจนมีแนวโน้มลดลงตาม

๒.๑๐ บทสรุปและข้อเสนอแนะจากรายงานการพิจารณาศึกษา เรื่องการนำเชื้อเพลิงไฮโดรเจนมาเป็นพลังงานทางเลือกเพื่อการพาณิชย์ สำหรับภาคขนส่ง ภาคการผลิตไฟฟ้า ภาคอุตสาหกรรม และภาคการเกษตร โดยคณะกรรมาธิการการพลังงาน วุฒิสภา (ปี พ.ศ. ๒๕๖๖)

จากแนวนโยบายของแผนพลังงานชาติ เพื่อการบรรลุเป้าหมาย carbon neutrality นั้น จำเป็นต้องเร่งการพัฒนาเทคโนโลยีและนวัตกรรมด้านพลังงานใหม่ ๆ เพื่อให้เทคโนโลยีพลังงานดังกล่าวสามารถเข้าสู่ตลาดได้ในช่วงระยะเวลาที่ต้องการ ซึ่งเทคโนโลยีไฮโดรเจนถือเป็นหนึ่งในเทคโนโลยีที่จะมีบทบาทสำคัญทั้งในภาคส่วนพลังงาน และขนส่ง เพื่อขับเคลื่อนการดำเนินงานตามแนวนโยบายของแผนพลังงานชาติ ให้บรรลุเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอน carbon neutrality ภายในปี ค.ศ. ๒๐๕๐ และการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ (Net zero) ในปี ค.ศ. ๒๐๖๕ จึงมีข้อเสนอแนะ ดังนี้

๑) รัฐควรกำหนดให้ไฮโดรเจนเป็นรูปแบบหนึ่งของพลังงานที่จะมีการนำมาใช้โดยเร่งด่วน ทั้งนี้ เพื่อให้มีการศึกษา ค้นคว้า วิจัย เตรียมความพร้อมด้านบุคคลากร เพื่อเป็นการประชาสัมพันธ์ให้ประชาชนมีความเข้าใจในการนำไฮโดรเจนมาใช้งานในรูปแบบต่าง ๆ ซึ่งมีมาตรฐาน และความปลอดภัยตามรูปแบบสากล

๒) ภาครัฐจะต้องเป็นผู้นำด้วยการจัดทำแผน และจัดสรรงบประมาณเพื่อสนับสนุนส่งเสริมการใช้ประโยชน์พลังงานไฮโดรเจน โดยอาจแบ่งการดำเนินการออกเป็น ๒ ระยะ ดังนี้

<u>ระยะแรก</u> ในช่วง ๓ - ๕ ปี

- จำเป็นต้องมีการศึกษารายละเอียดในเชิงเศรษฐกิจ และเทคโนโลยีควบคู่กับการพิจารณาต้นทุนการผลิต การขนส่ง ห่วงโซ่มูลค่า เพื่อใช้ข้อมูล และผลการศึกษาในการกำหนด Road Map และแนวทางพัฒนา

- เพื่อเป็นการสนับสนุนเสริมสร้างประสบการณ์ และองค์ความรู้ให้กับหน่วยงานรัฐและเอกชน สร้างความตื่นตัว ความพร้อม ความคิดริเริ่ม โดยอาจจัดให้มีการเสนอโครงการสาธิตการใช้พลังงานไฮโดรเจนเฉพาะกิจในรูปแบบของ smart mobilities และ smart city เป็นต้น

<u>ระยะที่สอง</u> ในช่วงถัดจากระยะแรกไป ๓ - ๕ ปีข้างหน้า เพื่อเป็นการส่งเสริมให้เกิดการลงทุนพัฒนาการใช้ประโยชน์ การพัฒนาโครงสร้างพื้นฐาน รวมทั้งการลงทุนในการพัฒนาผลิตอุปกรณ์ที่เกี่ยวข้องในเชิงพาณิชย์ เช่น รัฐอาจกำหนดเป้าหมายที่ชัดเจนในการผลิตไฮโดรเจนสะอาดเพื่อทดแทนพลังงานฟอสซิลให้ได้ตามแผนการลดคาร์บอนของประเทศ

หมายเหตุ : เนื่องจากการใช้ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงในภาคขนส่ง เป็นการทั่วไปมีความจำเป็นต้องลงทุนในโครงสร้างพื้นฐานจำนวนมาก ซึ่งศักยภาพของไฮโดรเจนที่ผลิตได้ยังไม่สามารถรองรับอุปสงค์ ในกรณีเช่นนั้นจึงควรดำเนินการในรูปแบบโครงการนำร่องที่จำกัดเส้นทาง เช่น รถบรรทุกขนส่ง หรือรถไฟ เป็นต้น

๓) ในขั้นต้นควรมีมาตรการสนับสนุนการลงทุนทั้งในรูปแบบการเงิน และสิทธิประโยชน์ทางภาษี โดยเฉพาะอย่างยิ่งสำหรับผู้ที่ประสงค์ปรับเปลี่ยนอุปกรณ์มาใช้เชื้อเพลิงไฮโดรเจนครั้งแรก เช่น สินเชื่อ และการค้ำประกันที่กำหนดเป้าหมาย และจำกัดเวลา

๔) ส่งเสริมให้เกิดการแข่งขัน การลงทุนโครงการโครงสร้างพื้นฐาน การผลิต จัดหา และการค้าในเชิงพาณิชย์ สนับสนุนการใช้เทคโนโลยีการผลิตไฮโดรเจนที่ไม่ก่อให้เกิดมลภาวะ ไฮโดรเจนสีเขียว (Green Hydrogen)

๕) สนับสนุนการใช้เทคโนโลยีการผลิตไฮโดรเจนที่ไม่ก่อให้เกิดมลภาวะไปสู่การผลิตไฮโดรเจนสีเขียว (Green Hydrogen) พิจารณาการจัดตั้งหน่วยงานเฉพาะกิจเพื่อริเริ่มการศึกษาออกแบบ และก่อสร้างโครงการไฮโดรเจนสีเขียวขนาดใหญ่ โดยรัฐอาจสนับสนุนงบประมาณขั้นต้น และเปิดให้ภาคเอกชนผู้มีความสนใจร่วมลงทุน ทั้งนี้ เพื่อเป็นตัวเร่งความก้าวหน้าในการพัฒนาเศรษฐกิจ ไฮโดรเจน และพัฒนาเป็นบริษัทมหาชนที่เปิดโอกาสให้ภาคเอกชน และประชาชนได้มีโอกาสในการร่วมลงทุนพัฒนาพลังไฮโดรเจนในอนาคต

๖) พิจารณาข้อกฎหมายที่เกี่ยวข้อง แก้ไขกฎหมายที่ไม่จำเป็น และบัญญัติกฎหมายใหม่เพื่อสนับสนุนกิจกรรมที่จำเป็น และเกี่ยวข้อง โดยในอนาคตอาจตรากฎหมายในระดับพระราชบัญญัติเพื่อรองรับการดำเนินงาน เนื่องจากปัจจุบันการประกอบกิจการไฮโดรเจนทั้งในภาคการผลิตด้านความปลอดภัยอยู่ภายใต้การกำกับดูแลภายใต้กฎหมายอื่น ซึ่งมุ่งเน้นการกำกับดูแลความปลอดภัยเป็นหลัก ยังไม่ครอบคลุมทุกด้าน

บทที่ ๓
วิธีการพิจารณาศึกษา

๑. เชิญหน่วยงานที่เกี่ยวข้องมาร่วมประชุมแลกเปลี่ยนความคิดเห็นพร้อมข้อเสนอแนะ
๒. การศึกษาดูงาน
๓. ศึกษาเอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

๓.๑ การเชิญหน่วยงานที่เกี่ยวข้องมาร่วมประชุม

การนำเสนอข้อมูลเกี่ยวกับ พิจารณาศึกษาทางด้านเทคนิคและความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ของการนำไฮโดรเจนมาใช้เป็นเชื้อเพลิงในภาคอุตสาหกรรมและภาคขนส่งของประเทศไทย โดยเชิญผู้แทนจากกรมโรงงานอุตสาหกรรม กรมธุรกิจพลังงาน และสำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจพลังงาน สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (อบก.) กรมการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศและสิ่งแวดล้อม มาร่วมประชุม

- **กรมโรงงานอุตสาหกรรม**

๑) ภายใต้การบังคับใช้กฎหมายพระราชบัญญัติโรงงาน พ.ศ. ๒๕๓๕ กรมโรงงานอุตสาหกรรมกำกับดูแลในส่วนที่เกี่ยวข้องกับความปลอดภัย สิ่งแวดล้อมของโรงงาน ในกรณีของไฮโดรเจน กรมโรงงานอุตสาหกรรมกำกับดูแลในเรื่องความปลอดภัยเป็นหลัก โดยมีกฎหมายลำดับรองที่เกี่ยวข้องกับความปลอดภัยอุตสาหกรรม ประกอบด้วย กฎกระทรวง ประกาศกระทรวง ประกาศกรม

๒) โรงงานที่เข้าข่ายต้องปฏิบัติตามกฎหมายเรื่องก๊าซอุตสาหกรรมคือโรงงานที่มีการนำก๊าซคลอรีน ก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ก๊าซไนโตรเจน ก๊าซออกซิเจน ก๊าซอาร์กอน ก๊าซแอมโมเนีย ก๊าซฮีเลียม ก๊าซไฮโดรเจน และก๊าซอะเซทิลีน ไปใช้ในกิจกรรมของโรงงาน ยกเว้นก๊าซแอมโมเนียสำหรับระบบทำความเย็นในโรงงาน แต่อย่างไรก็ตาม การบังคับใช้กฎหมายไม่ได้ครอบคลุมไปถึงสถานีบริการไฮโดรเจน เนื่องจากไม่อยู่ในขอบเขตของ นิยาม “โรงงานอุตสาหกรรม” จึงไม่อาจนำเอากฎหมายฉบับดังกล่าวมาใช้ได้ ซึ่งกฎหมายว่าด้วยโรงงานอุตสาหกรรมจะบังคับเฉพาะการใช้งานก๊าซในโรงงานอุตสาหกรรม ไม่ครอบคลุมถึงสถานีบริการไฮโดรเจน

สำหรับการควบคุมมาตรฐานแบ่งเป็นการควบคุมภาชนะบรรจุ และการควบคุมด้านบุคลากร

<u>การควบคุมภาชนะบรรจุ</u> กฎหมายได้มีการบังคับให้ใช้ภาชนะบรรจุที่ได้มาตรฐาน รวมถึงภาชนะบรรจุก๊าซแบบท่อ (cylinder) หรือ คลังเก็บและจ่ายก๊าซ (Storage tank) หรือแบบ cylinder ขนาดเล็ก รวมถึงโรงงานที่มีการใช้ก๊าซ หรือเก็บก๊าซจากภาชนะบรรจุชนิดติดตั้งบนรถ (tube trailer) ถ้านำมาใช้ในโรงงานก็จะถูกควบคุมตามกฎหมายด้วย ภาชนะบรรจุก๊าซที่ใช้จะต้องเป็นไปตามประเภทสีถังก๊าซที่กำหนดแต่ละชนิดเป็นการเฉพาะ เช่น ไฮโดรเจนจะใช้สีแดงคาดดำ และกำหนดมาตรฐานวาล์วที่ใช้กับก๊าซแต่ละชนิดเป็นกรณีเฉพาะด้วย เนื่องจากที่ผ่านมามีการนำท่อก๊าซชนิดอื่นมาใช้บรรจุก๊าซข้ามประเภท ทำให้เกิดการระเบิดเป็นอันตรายต่อผู้ใช้งาน รวมถึงการตรวจสอบภาชนะบรรจุจากหน่วยงานที่ได้รับการขึ้นทะเบียนกับกรมโรงงาน

มาตรฐานการตรวจสอบที่กำหนด ผู้ที่สามารถตรวจสอบมาตรฐานได้จะต้องทำการขึ้นทะเบียนกับกรมโรงงานอุตสาหกรรม โดยแบ่งออกเป็น ๒ ประเภท คือ หน่วยตรวจสอบประเภทที่ ๑ จะสามารถตรวจสอบได้เฉพาะท่อ Cylinder และหน่วยตรวจสอบประเภทที่ ๒ สามารถตรวจสอบ Storage Tank ได้

<u>การควบคุมด้านบุคลากร</u> โรงงานที่มีการผลิต หรือบรรจุก๊าซไฮโดรเจน เข้าไปในถังจะต้องจัดให้มีผู้ควบคุม ประกอบด้วยบุคลากรด้านงานขนส่ง บรรจุ ที่ผ่านการฝึกอบรมจากหน่วยงานที่กรมโรงงานอุตสาหกรรมให้การรับรอง เมื่อผ่านการฝึกอบรมก็จะดำเนินการขึ้นทะเบียนกับกรมฯ ในส่วนของก๊าซไฮโดรเจนถ้าบรรจุในท่อ Cylinder จำนวน ๒๐ ท่อ ขึ้นไป ต้องมีบุคลากรที่ผ่านการอบรมและได้รับการขึ้นทะเบียนกับกรมฯ ดำเนินการตรวจสอบ

สรุปแนวทางการควบคุมด้านความปลอดภัยในการใช้ก๊าซไฮโดรเจนของกรมโรงงานอุตสาหกรรม แบ่งเป็น ๒ ส่วน คือ

๑. การควบคุมที่ภาชนะบรรจุ จะต้องเป็นไปตามมาตรฐาน เป็นไปตามประเภทสีถังก๊าซที่กำหนด มีการใช้วาล์วตามมาตรฐาน และมีการตรวจสอบจากหน่วยงานที่ได้รับการขึ้นทะเบียนจากกรมโรงงานอุตสาหกรรม

๒. การควบคุมบุคลากร โดยโรงงานที่มีการบรรจุ การใช้งาน จะต้องมีบุคลากรที่มีความรู้ ซึ่งผ่านการฝึกอบรมจากสถาบันที่ได้รับการรับรอง และทำการขึ้นทะเบียนกับกรมโรงงานอุตสาหกรรม โดยในโรงงานที่มีการบรรจุ หรือการใช้ก๊าซ จะต้องมีบุคลากรที่ผ่านการอบรมและได้รับการขึ้นทะเบียนจากกรมโรงงานฯ เป็นผู้ควบคุม ซึ่งการควบคุมทั้ง ๒ ประการจะเป็นการควบคุมก๊าซทั่วไปที่ใช้ในโรงงาน รวมถึงก๊าซไฮโดรเจนด้วย

ประเด็นข้อสังเกตเพิ่มเติม

๑) ในกรณีของก๊าซไฮโดรเจนเหลวที่ใช้ในโรงงานอุตสาหกรรม ภายใต้บทบัญญัติของกฎหมายว่าด้วยโรงงานอุตสาหกรรม ครอบคลุมไปถึงก๊าซไฮโดรเจนเหลวด้วย (Cryogenic tank) ต้องมีทั้งตัวภาชนะบรรจุเป็นไปตามมาตรฐานสากล การตรวจสอบภาชนะบรรจุประเภทดังกล่าว ต้องเป็นการตรวจสอบจากหน่วยตรวจสอบประเภทที่ ๒

๒) ในกรณีที่เป็นก๊าซที่บรรทุกอยู่บนรถบรรทุกเพื่อนำมาส่งให้กับโรงงาน ภาชนะบรรจุที่อยู่ติดกับตัวรถ หรือกรณีท่อส่งก๊าซ ก๊าซที่มีการบรรทุกมาส่งเพื่อใช้ในโรงงาน ภาชนะบรรจุต้องได้รับการตรวจสอบตามมาตรฐานเช่นกัน แต่ระหว่างการขนส่งกรมโรงงานอุตสาหกรรมไม่สามารถเข้าไปกำกับดูแลควบคุม เพราะจะบังคับใช้กฎหมาย พ.ร.บ. โรงงานอุตสาหกรรมเฉพาะกิจกรรมที่เกิดขึ้นในบริเวณโรงงาน เมื่อการดำเนินกิจกรรมใดที่เกิดขึ้นนอกโรงงานจะไม่เข้าข่ายโรงงาน ฉะนั้นก็จะไม่อยู่ภายใต้บทบัญญัติของกฎหมาย

๓) การประสานงานร่วมกับหน่วยงานอื่น ๆ ปัจจุบันยังไม่มีการประสานความร่วมมือระหว่างหน่วยงานเพื่อรองรับการใช้งานไฮโดรเจน แต่จากกรณีการดำเนินงานที่เกิดขึ้นในช่วงที่ผ่านมา เช่น การใช้ก๊าซ LPG ที่อยู่ในการกำกับดูแลของกรมธุรกิจพลังงานแต่นำมาใช้ในโรงงานอุตสาหกรรมก็จะอยู่ในภายใต้ของการกำกับดูแลของกรมโรงงานอุตสาหกรรมด้วย มีการกำหนดมาตรฐานต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้อง ในกรณีของก๊าซไฮโดรเจนก็เช่นเดียวกันหากมีการกำหนดให้มีการนำมาใช้ในโรงงาน

➢ **สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กระทรวงพลังงาน**

การศึกษานำไฮโดรเจนมาใช้ในประเทศอยู่ในขั้นตอนระหว่างการดำเนินการศึกษาเพื่อจัดทำร่างยุทธศาสตร์พัฒนาการผลิต และการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงาน โดยในยุทธศาสตร์ดังกล่าวมีการกำหนดเป้าหมาย วิสัยทัศน์ คือ “ประเทศไทยมีความพร้อม สามารถเริ่มมีการใช้ไฮโดรเจนเชิงพาณิชย์ในภาคพลังงานตั้งแต่ปี ค.ศ. ๒๐๓๐ และเติบโตอย่างยั่งยืนจนเป็นหนึ่งในทางเลือกที่สำคัญสู่เป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอนในปี ค.ศ. ๒๐๕๐”

การนำไฮโดรเจนมาใช้ในเชิงพาณิชย์สำหรับภาคพลังงานของประเทศไทย ภายในปี ค.ศ. ๒๐๓๐ คือเป้าหมายที่ ๑ สำหรับเป้าหมายที่ ๒ คือ การใช้งานอย่างต่อเนื่อง หรือว่ามีการขยายผลการใช้ต่อ โดยให้ไฮโดรเจนเป็นทางเลือกสำคัญในการพิสูจน์เป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอนภายในปี ค.ศ. ๒๐๕๐ โดยมีการกำหนดเป้าหมายไว้ในแผนยุทธศาสตร์ ๔ ประเด็น ประกอบด้วย

ยุทธศาสตร์ที่ ๑ การพัฒนาตลาดและสร้างแรงจูงใจให้กับผู้ใช้

ยุทธศาสตร์ที่ ๒ การส่งเสริมการวิจัยเทคโนโลยี หรือการพัฒนาอุตสาหกรรมต่าง ๆ ที่จะต้องเกี่ยวเนื่องกับเรื่องของไฮโดรเจนในประเทศ

ยุทธศาสตร์ที่ ๓ การพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานที่ต้องมารองรับการผลิต และการใช้ไฮโดรเจนในประเทศ

ยุทธศาสตร์ที่ ๔ การปรับปรุง หรือเพิ่มเติมระเบียบต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้องกับการใช้ไฮโดรเจน

ในส่วนของแผนยุทธศาสตร์เพื่อให้ได้ไปสู่เป้าหมายภายใต้ ๔ ประเด็นยุทธศาสตร์ดังกล่าวแบ่งการดำเนินการออกเป็น ๓ ระยะ

<u>ในระยะสั้น</u> คือ ช่วงเวลาในปัจจุบันถึง ค.ศ. ๒๐๓๐ ซึ่งในระยะสั้นก็คือจะทำให้เกิดการเตรียมความพร้อมในเรื่องของการนำไฮโดรเจนมาใช้ในประเทศ โดยตัวผลลัพธ์ที่สำคัญของเป้าหมายระยะสั้น ต้องมีโครงการนำร่องเกิดขึ้น เพื่อสร้างความมั่นใจว่าสามารถนำไฮโดรเจนมาใช้เป็นพลังงานได้ในภาคส่วนต่าง ๆ ที่มีศักยภาพให้เกิดขึ้นอย่างเป็นรูปธรรม

<u>ระยะกลาง</u> คือ ช่วงเวลาตั้งแต่ปี ค.ศ. ๒๐๓๑ - ๒๐๔๐ มีการกำหนดเป้าหมายให้มีการนำไฮโดรเจนมาใช้งานในเชิงพาณิชย์ ประกอบด้วยการใช้ภาคการผลิตไฟฟ้า หรือว่าความร้อนจะมีการพัฒนามาตรการต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้อง เพื่อให้สามารถรองรับการนำมาใช้งานในเชิงพาณิชย์

<u>ระยะยาว</u> คือ ช่วงเวลาตั้งแต่ปี ค.ศ. ๒๐๔๑ เป็นต้นไป จะเป็นการขยายผลการใช้งานเชิงพาณิชย์เพื่อให้ประเทศบรรลุเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอน และการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ ซึ่งคาดการณ์ว่าจะต้องมีการพัฒนา หรือการนำเทคโนโลยี มาตรการต่าง ๆ มาสนับสนุน รวมทั้งการพิจารณาและคัดเลือกเทคโนโลยีที่เหมาะสมของประเทศในระยะยาว โดยในแต่ละระยะ จะกำหนดแนวทางตาม ๔ ยุทธศาสตร์ และแผนงานในแต่ละประเด็นมาพิจารณาดำเนินการควบคู่กันไป

การดำเนินงานที่สำคัญในแต่ละช่วงระยะเวลา

ในแผนระยะสั้นภายในปี ค.ศ. ๒๐๓๐ เป็นช่วงเวลาที่มีความสำคัญ จะกำหนดแผนการดำเนินงานให้มีการนำไฮโดรเจนมาใช้ หรือมีความพร้อมที่จะส่งผลให้มีการใช้ไฮโดรเจนได้อย่างเหมาะสม ซึ่งแผนระยะสั้นเป็นการดำเนินการภายใต้ ๔ ยุทธศาสตร์ที่กำหนด

<u>การดำเนินงานในระยะสั้น ภายใต้ยุทธศาสตร์ที่ ๑</u> การพัฒนาตลาดให้เกิดโครงการนำร่องในภาคส่วนต่าง ๆ ซึ่งพิจารณาถึงภาคส่วนที่มีความพร้อม ๓ ส่วน คือ การผลิตไฟฟ้า ที่ภาคความร้อนในอุตสาหกรรม และภาคขนส่ง ซึ่งทั้ง ๓ ภาคส่วนคาดว่าจะมีการพัฒนา หรือผลักดันให้เกิดโครงการนำร่อง ทั้งนี้ การดำเนินงานอื่น ๆ นอกจากการผลักดันให้เกิดโครงการนำร่องโดยมีการสำรวจหรือศึกษาแนวทางที่เหมาะสม ยังคงต้องมีการศึกษาเพิ่มเติมในเรื่องของผลกระทบถึงการนำไฮโดรเจนไปใช้ในแต่ละภาคส่วนเกิดผลกระทบอย่างไรบ้าง ศึกษาแนวทางที่จะแก้ไข หรือบรรเทาผลกระทบดังกล่าว ทั้งหมดนี้จะเป็นการดำเนินการในยุทธศาสตร์ที่ ๑ ด้านการตลาด และสร้างแรงจูงใจ หลังจากนั้นในช่วงถัดมาของการดำเนินงานมีความจำเป็นต้องทำโครงสร้างราคาไฮโดรเจนที่ชัดเจน และสามารถดำเนินการได้ในระยะยาว จะต้องมีการดำเนินการในเรื่องการศึกษา และจัดทำโครงสร้างราคาขึ้นมาเพื่อทำให้เกิดการผลักดันการใช้ที่เป็นเชิงพาณิชย์ได้อย่างชัดเจน และเหมาะสม

<u>การดำเนินงานในระยะสั้น ภายใต้ยุทธศาสตร์ที่ ๒</u> การพัฒนาอุตสาหกรรมไฮโดรเจนหรือว่าอุตสาหกรรมเกี่ยวเนื่องด้วยในประเทศพร้อมทั้งการวิจัยพัฒนาเทคโนโลยี ในระยะแรกของแผนระยะสั้นในยุทธศาสตร์ จะมี ๓ กรณีที่จะต้องดำเนินการ

เรื่องที่ ๑ การพิจารณาเรื่องการจัดทำแผนจัดหาเชื้อเพลิงไฮโดรเจนที่รองรับความต้องการใช้ในภาคส่วนต่าง ๆ ซึ่งต้องมีการประเมินความเป็นไปได้ของเทคโนโลยีที่เหมาะสมการจัดหาไฮโดรเจนมาใช้ภายใต้เงื่อนไขความคุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ และทรัพยากร หรือศักยภาพการผลิตที่มีอยู่

เรื่องที่ ๒ การศึกษารูปแบบของธุรกิจที่จะต้องนำมาใช้ในการขับเคลื่อนของอุตสาหกรรม รวมถึงการวิจัยพัฒนาเพื่อให้เกิดการปรับปรุงเทคโนโลยีต่าง ๆ เพื่อที่จะทำให้ประสิทธิภาพเพิ่มขึ้นหรือลดต้นทุนในการผลิต รวมถึงอุตสาหกรรมธุรกิจที่จะทำให้เกิดอุตสาหกรรมในการผลักดันการใช้และการผลิตในประเทศ

เรื่องที่ ๓ การศึกษามาตรการที่จะส่งเสริมให้เกิดการสร้างอุตสาหกรรมที่เกี่ยวข้องกับไฮโดรเจน ประเมินถึงการกำหนดมาตรการที่เกี่ยวข้องที่จะเกิดความคุ้มค่าในการทำธุรกิจไฮโดรเจน วิเคราะห์สำรวจตลาด วิเคราะห์รูปแบบธุรกิจที่เหมาะสม

ในระยะหลังของยุทธศาสตร์การสร้างอุตสาหกรรม คือการนำทั้ง ๓ เรื่องไปต่อยอด เช่น การจัดหาเชื้อเพลิงไฮโดรเจน ต้องนำมาดำเนินการให้ได้ตามแผนที่มีการศึกษาไว้ในช่วงแรก จะใช้ไฮโดรเจนสีฟ้า หรือไฮโดรเจนสีเขียว ที่เหมาะสมต่องานนั้น ๆ ในสัดส่วนเท่าใด และการพัฒนาเทคโนโลยีในการขนส่ง รวมถึงการดำเนินงานด้านการส่งเสริมการลงทุนที่จะต้องดำเนินการควบคู่ไปพร้อมกัน โดยจะต้องมีการศึกษาการลงทุนของภาคเอกชนหรือผู้ที่เกี่ยวข้องให้ครบทุกมิติ ทั้งการผลิต การจัดหา การขนส่ง ที่จะเป็นอุตสาหกรรมต่อเนื่องของไฮโดรเจน

การดำเนินงานในระยะสั้น ภายใต้ยุทธศาสตร์ที่ ๓ การพัฒนาโครงสร้างพื้นฐาน เป็นการศึกษา หรือทดสอบเรื่องของระบบท่อขนส่งก๊าซไฮโดรเจน ศึกษา และทดสอบเรื่องเทคโนโลยี CCUS/CCS หรือหากมีการนำเข้าไฮโดรเจน ก็จะเป็นการศึกษาเพื่อเตรียมความพร้อมในการสร้างโครงสร้างพื้นฐานที่เหมาะสมสำหรับประเทศไทย หากมีการคัดเลือกความต้องการใช้ไฮโดรเจนในเทคโนโลยีแบบใด ก็จะต้องมีโครงสร้างพื้นฐานรองรับ ทั้งในเรื่องของการจัดหา การใช้ที่เหมาะสม และต้องมีระบบการทดสอบอุปกรณ์ต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้อง ทดสอบความพร้อมทางด้านเทคนิค

และผลกระทบต่าง ๆ เพื่อให้เกิดความมั่นใจในโครงสร้างพื้นฐานดังกล่าวที่จะนำไปดำเนินการได้ จากนั้นในระยะหลังก็จะเป็นเรื่องของการนำสิ่งที่ได้มีการศึกษาไว้ไปดำเนินการทดลองใช้ หรือทดสอบใช้กับการจัดหา หรือการขนส่งตามโครงสร้างพื้นฐานที่มีการศึกษา หรือการออกแบบ เพื่อให้เกิดความมั่นใจในการใช้ได้อย่างมีประสิทธิภาพและปลอดภัย

การดำเนินงานในระยะสั้น ภายใต้ยุทธศาสตร์ที่ ๔ การจัดทำกฎ ระเบียบเพื่อรองรับการใช้งานไฮโดรเจน ในเริ่มต้นจะต้องทำการศึกษาข้อมูลในเรื่องกฎ ระเบียบต่าง ๆ ที่มีความจำเป็นและบัญญัติขึ้นใหม่ หรือการปรับปรุงจากกฎ ระเบียบเดิม การบังคับใช้เพื่อให้รองรับในมิติการกำกับดูแล การผลิต การใช้งาน รวมถึงการศึกษาการกำกับดูแลมาตรฐานในการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงานที่ต้องศึกษาควบคู่กันไป และภายหลังจากที่มีการศึกษาเป็นที่เรียบร้อยก็จะนำมาใช้บังคับกับโครงการนำร่อง เพื่อศึกษาถึงปัญหาในการบังคับใช้กฎ ระเบียบที่เกี่ยวข้อง โดยอาจเป็นการดำเนินงานภายใต้ Sandbox เพื่อให้ได้ข้อสรุปในการศึกษาเกี่ยวกับกฎ ระเบียบ และหลักเกณฑ์ที่เกี่ยวข้องต่อไป

การกำกับดูแลการใช้ไฮโดรเจน ในปัจจุบันมีการนำไฮโดรเจนมาใช้งานในลักษณะของสารตั้งต้นในอุตสาหกรรมในกระบวนการผลิต โดยมีมาตรฐานและระเบียบกำกับดูแลใน ๕ ประเด็นที่เกี่ยวข้อง กล่าวคือ ความปลอดภัย การผลิต การจัดเก็บ การขนส่ง การใช้งาน ซึ่งเป็นการใช้กฎ ระเบียบเพื่อกำกับดูแลในรูปแบบการใช้งานที่เป็นวัตถุดิบสารตั้งต้นทางอุตสาหกรรม ไม่ใช่ในรูปแบบของเชื้อเพลิงในด้านพลังงาน แต่ในกรณีการนำไฮโดรเจนมาเป็นเชื้อเพลิงภาคพลังงานอาจเทียบเคียงกับเชื้อเพลิงชนิดอื่น เช่น ก๊าซธรรมชาติหรือ LNG ดังนั้น การกำกับดูแลในมิติของการใช้เป็นเชื้อเพลิงจะต้องมีกฎ ระเบียบ มาตรฐานรองรับค่อนข้างมาก โดยอาจมีการปรับปรุง หรือเพิ่มเติมกฎ ระเบียบต่าง ๆ ซึ่งประเด็นที่ยังคงเป็นช่องว่างที่ยังไม่มีกฎหมายกำกับดูแลเป็นกรณีเฉพาะ เช่น มาตรฐานความปลอดภัยจะต้องมีกฎ ระเบียบ หรือมาตรฐานเรื่องสถานที่ใช้ เรื่องสถานีบริการไฮโดรเจน เรื่องการผลิตต้องมีมาตรฐานเรื่องของการกำหนดคุณภาพ การจัดเก็บก็ต้องมีมาตรฐาน กฎ ระเบียบเรื่องสถานที่เก็บรักษา คลัง อุปกรณ์ เรื่องของการขนส่งต้องมีมาตรฐานขนส่งเรื่องระบบขนส่งทางท่อ หรือในส่วนที่เกี่ยวข้อง ส่วนการใช้ก็จะต้องมีกฎ ระเบียบมาตรฐานเกี่ยวกับเรื่องการกำหนดเรื่องของส่วนควบหรืออุปกรณ์ที่เกี่ยวข้องของรถขนส่งไฮโดรเจน หรือมาตรฐานรถยนต์ไฮโดรเจน แม้กระทั่งเรื่องของผู้ค้าและสถานีบริการ ที่ยังคงเป็นช่องว่างของการบังคับใช้กฎหมายที่ควรจะต้องดำเนินการในเรื่องของการกำหนด หรือพัฒนากฎ ระเบียบเพิ่มเติม

การปรับปรุงกฎหมาย หรือกำหนดกฎ ระเบียบของการใช้งานไฮโดรเจน ได้มีการกำหนดประเด็นที่จะต้องดำเนินการ ๒ เรื่อง

๑) การกำหนดมาตรฐานในเรื่องของความปลอดภัย การผลิต เริ่มต้นตั้งแต่การศึกษาการปรับปรุง หรือการกำหนดกฎ ระเบียบเพิ่มเติม แล้วดำเนินการนำร่องในเรื่องของการใช้กฎ ระเบียบที่มีการศึกษา หรือมีการปรับปรุงแล้ว ซึ่งคาดว่าหน่วยงานหลักที่จะเป็นเจ้าภาพในเรื่องนี้ได้คือ กรมธุรกิจพลังงาน

๒) การกำหนดในเรื่องของกฎ ระเบียบมาตรฐานที่เกี่ยวข้องกับเกณฑ์การปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่เกิดจากการใช้ไฮโดรเจนเชื้อเพลิง จะต้องมีการกำหนดเป็นมาตรฐาน หรือเกณฑ์ที่ต้องมีการยอมรับได้ทั้งในระดับประเทศและสากล ซึ่งจะต้องเริ่มจากการศึกษาและนำร่องใช้เรื่องเกณฑ์

มาตรฐานดังกล่าว โดยพิจารณาให้กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงานเป็นผู้รับผิดชอบหลัก มีการทำแผนเบื้องต้นที่จะนำไปหารือกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง

การดำเนินงานเพื่อผลักดันให้ไฮโดรเจนสามารถนำไปใช้เป็นเชื้อเพลิงพลังงานได้ ต้องมีกฎหมาย หรือกฎ ระเบียบรองรับ หรือมีแนวทางที่จะดำเนินการ โดยปัจจุบันได้มีการพิจารณาเบื้องต้น พบว่ามีการนำไฮโดรเจนไปใช้เป็นเชื้อเพลิงทางพลังงานได้ใน ๒ รูปแบบ กล่าวคือ

<u>รูปแบบที่ ๑</u> ใช้เป็นเชื้อเพลิงในการขนส่งในลักษณะของน้ำมันเชื้อเพลิง ในกรณีดังกล่าวมีกฎหมายที่บังคับใช้กับน้ำมันเชื้อเพลิงปัจจุบัน คือ พระราชบัญญัติควบคุมน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ. ๒๕๔๒ ซึ่งกำหนดไว้ในบทนิยามของน้ำมันเชื้อเพลิง

พ.ร.บ. ควบคุมน้ำมันเชื้อเพลิง (ฉบับที่ ๒) พ.ศ. ๒๕๕๐

มาตรา ๔ (๒) สิ่งอื่นที่ใช้ หรืออาจใช้เป็นวัตถุดิบในการกลั่น หรือผลิตเพื่อให้ได้มาซึ่งผลิตภัณฑ์ที่ใช้ หรืออาจใช้เป็นเชื้อเพลิงหรือเป็นสิ่งหล่อลื่น หรือสิ่งอื่นที่ใช้หรืออาจใช้เป็นเชื้อเพลิงหรือเป็นสิ่งหล่อลื่น ทั้งนี้ ตามที่รัฐมนตรีประกาศกำหนดในราชกิจจานุเบกษา

มาตรา ๔ (๒) ได้กำหนดให้สามารถพิจารณาสิ่งที่จะเป็นน้ำมันเชื้อเพลิงโดยพิจารณาจากสิ่งอื่น หรือที่ใช้ หรืออาจใช้เป็นเชื้อเพลิงมาพิจารณาได้ จากการบัญญัติกฎหมายในประเด็นนี้สามารถนำไฮโดรเจนมากำหนดให้เป็นน้ำมันเชื้อเพลิงภายใต้ พ.ร.บ. ควบคุมน้ำมันเชื้อเพลิงได้ โดยแนวทางออกประกาศกระทรวง ซึ่ง พ.ร.บ. ดังกล่าวให้อำนาจรัฐมนตรีเป็นผู้มีอำนาจประกาศกำหนดในราชกิจจานุเบกษาให้เชื้อเพลิงใดเป็นน้ำมันเชื้อเพลิง

<u>รูปแบบที่ ๒</u> คือ ใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า ต้องอาศัยกฎหมาย ๒ ฉบับร่วมกันคือ พระราชบัญญัติคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ พ.ศ. ๒๕๓๕ มาตรา ๔ วรรค ๔ ว่าด้วยการกำหนดนิยามเชื้อเพลิง โดยจะพิจารณาความเป็นเชื้อเพลิงของไฮโดรเจนได้ ตามที่คณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติกำหนด โดยประกาศในราชกิจจานุเบกษา ดังนั้น จะต้องมีการกำหนดไฮโดรเจนเพิ่มเติมเป็นเชื้อเพลิงโดยอาศัยอำนาจของกฎหมายในมาตราดังกล่าวดำเนินการ และจะสอดคล้องกับ พ.ร.บ. การประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. ๒๕๕๐ ซึ่งให้อำนาจรัฐมนตรีดำเนินการ ภายใต้มาตรา ๙ (๒) ที่ให้อำนาจรัฐมนตรีว่าการกระทรวงพลังงานเสนอนโยบายการจัดหาพลังงาน และนโยบายของการกระจายแหล่ง และชนิดของเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าได้ เพื่อให้กิจการไฟฟ้ามีประสิทธิภาพในความมั่นคง โดยให้เสนอต่อคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ ซึ่งการดำเนินงานภายใต้การใช้ไฮโดรเจนในรูปแบบของน้ำมันเชื้อเพลิงเพื่อการขนส่งหรือเพื่อการผลิตไฟฟ้า สามารถดำเนินการได้ตามแนวทางของกฎหมายที่กล่าวมา

ประเด็นข้อสังเกตเพิ่มเติม

๑) ระยะเวลาในการดำเนินงานออกเป็น ๓ ระยะ (ระยะสั้น ระยะกลาง ระยะยาว) เพื่อทดสอบการกำหนดมาตรการการดำเนินการยุทธศาสตร์ เช่น มาตรการทางด้านปรับปรุงกฎ ระเบียบ มีกำหนดระยะเวลาไว้ชัดเจน เช่น ในระยะสั้นภายใน ค.ศ. ๒๐๓๐ จะต้องมีการศึกษากฎ ระเบียบต่าง ๆ การดำเนินการก็จะมีกรอบระยะเวลาที่ชัดเจน จะต้องศึกษาให้แล้วเสร็จภายในปี ค.ศ. ๒๐๒๖ จากนั้นก็จะนำผลการศึกษาไปทดสอบ ทดลองใช้ ประมาณ ๓ - ๔ ปี เพื่อให้ได้ข้อสรุปมาตรฐาน กฎ ระเบียบต่าง ๆ มีความพร้อมรองรับการดำเนินการเชิงพาณิชย์ได้ในปี ค.ศ. ๒๐๓๐ การจะเร่งรัดการดำเนินการตามแผนหากจะสามารถเร่งรัดให้เร็วขึ้นกว่าที่กำหนดไว้ตามกรอบระยะเวลา

ย่อมขึ้นอยู่กับผลการศึกษาในแต่ละยุทธศาสตร์ ที่จะได้รับทราบผลการศึกษาได้เร็วกว่าที่กำหนดไว้หรือไม่ ความชัดเจนในเรื่องของการเร่งรัดในส่วนที่ทำให้เร็วขึ้นได้ในเรื่องของการนำร่องคิดว่าสามารถทำได้ อาจจะมีการจัดลำดับของการนำร่องในเรื่องการใช้กฎหมายที่จะมีการปรับปรุงหรือทบทวนตามความเหมาะสมหรือความพร้อม ซึ่งอาจดำเนินการเป็นระยะให้มีผลออกมาได้เร็วกว่าแผนจึงเห็นว่าน่าจะอยู่ในบริบทที่สามารถดำเนินการได้

๒) การผลักดันเทคโนโลยีการกักเก็บคาร์บอน (Carbon Capture Storage)

ตามแผนที่จะใช้ไฮโดรเจนสีฟ้า เทคโนโลยีที่ต้องใช้ควบคู่กันคือ การกักเก็บตัวคาร์บอน Capture โดยกระทรวงพลังงานมีแผนการดำเนินงานคู่ขนานในส่วนของการส่งเสริมไฮโดรเจนและส่งเสริมเทคโนโลยีการกักเก็บคาร์บอน โดยแผนส่งเสริม CCS อยู่ในความรับผิดชอบของกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ จะมีการกำหนดช่วงระยะเวลาเป้าหมาย ซึ่งตอนนี้อาจจะมีส่วนที่ต้องไปพิจารณาเรื่องความสอดคล้องในกรอบระยะเวลาของการบรรลุเป้าหมาย ซึ่ง CCS จะมุ่งเน้นการปรับปรุงเรื่องของกฎหมาย กฎ ระเบียบที่อยู่ภายใต้พระราชบัญญัติปิโตรเลียม จะต้องมีการปรับปรุงเพื่อให้รองรับการกำกับดูแล CCS หลังจากนั้น ก็จะนำกฎหมายที่มีการแก้ไขปรับปรุงมากำกับดูแลด้านการใช้เทคโนโลยี CCS มาประกอบกับการพัฒนาเรื่องของไฮโดรเจน ซึ่งจะกำหนดแนวทางการดำเนินงานให้สอดคล้องกันไปทั้งสองแผนงาน CCS และไฮโดรเจน และปรากฏผลลัพธ์ที่สนับสนุนกัน

๓) เงื่อนไขในการสนับสนุนตลอดจนทางภาษีที่เป็นเงื่อนไขสนับสนุนการลงทุนต่าง ๆ ภาครัฐมีนโยบายที่เกี่ยวข้องอย่างไร

การดำเนินงานตั้งคณะทำงานขับเคลื่อนไฮโดรเจน โดยมีผู้แทนจากหน่วยงานต่าง ๆ ได้แก่ กฟผ. ปตท. สมาคมไฮโดรเจน สวทช. ภาคอุตสาหกรรม ภาคธุรกิจ เข้าร่วมเป็นคณะทำงานอยู่ในช่วงของการที่ระดมความคิดในเรื่องของมาตรการที่เป็นส่วนที่ทางภาคเอกชนเห็นว่ามีความจำเป็นที่จะให้ภาครัฐช่วยผลักดัน มีการนำเสนอข้อมูลมาระดับหนึ่ง และในลำดับต่อไปก็จะรวบรวมความเห็นต่าง ๆ เพื่อไปหารือกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง เช่น สำนักงานคณะกรรมการส่งเสริมการลงทุน (BOI) กรมสรรพากร หรือหน่วยงานอื่น เพื่อทำเป็นข้อสรุปแนวทางการส่งเสริมจากภาครัฐหากต้องการสนับสนุนให้มีการพัฒนาไฮโดรเจน ภาครัฐควรมีมาตรการสนับสนุนในประเด็นใดบ้าง โดยในระยะแรกเน้นเรื่องแรงจูงใจที่จะผลักดันในเรื่องของการนำร่องเป็นลำดับแรกให้เกิดโครงการนำร่องอย่างเป็นรูปธรรม เพื่อให้ภาคเอกชนหรือผู้ที่เกี่ยวข้องสามารถที่จะดำเนินการได้ตามแผนที่กำหนดไว้

๔) ปัญหา และอุปสรรคในการพัฒนาไฮโดรเจน

ประเด็นที่ ๑ ต้นทุนการผลิตไฮโดรเจนยังไม่สามารถมาแข่งขันได้กับเชื้อเพลิงฟอสซิล แต่อย่างไรก็ตามแนวโน้มการเร่งให้เกิดการพัฒนาเพื่อลดต้นทุนการผลิตน่าจะเกิดขึ้นได้เร็วเช่นเดียวกับการเร่งพัฒนา Solar PV เนื่องจากมีความต้องการใช้งานมาก จึงเป็นการเร่งผลักดันให้เกิดการพัฒนาเทคโนโลยีไปอย่างรวดเร็ว

ประเด็นที่ ๒ เรื่องของโครงสร้างพื้นฐานต่าง ๆ ที่จะต้องมีการพิจารณาเพื่อรองรับการผลิตและการใช้ไฮโดรเจนในประเทศ ในเรื่องการลงทุนต่าง ๆ เพราะไฮโดรเจนเป็นเรื่องใหม่จะต้องมีการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานขึ้นมารองรับ หรือพัฒนาเพิ่มซึ่งยังเป็นอุปสรรค

ที่ต้องเตรียมความพร้อมด้วยว่าจะต้องมีแหล่งเงิน หรือแหล่งงบประมาณมาใช้ในการรองรับการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐานต่าง ๆ เพื่อที่จะให้มีการใช้ในเชิงพาณิชย์ได้อย่างเหมาะสม

ประเด็นที่ ๓ ความมั่นใจต่อสาธารณะถึงความปลอดภัยในการนำมาใช้ทดแทนเชื้อเพลิงฟอสซิลได้จริง ไฮโดรเจนสามารถนำมาใช้ในอุปกรณ์ต่าง ๆ ที่เหมาะสมได้ มีการศึกษาเรื่องของทางด้านเทคนิคมาตรฐานต่าง ๆ และมีการอ้างอิงข้อมูลจากต่างประเทศ ในเรื่องของการสร้างมาตรฐานสร้างความมั่นใจว่าสามารถนำไฮโดรเจนมาใช้เป็นเชื้อเพลิงหลักของประเทศเพื่อให้เกิดเป้าหมายคาร์บอน อย่างไรก็ตามภาครัฐคงไม่สามารถดำเนินการในการพัฒนาไฮโดรเจนเพียงฝ่ายเดียวต้องอาศัยภาคเอกชนช่วยขับเคลื่อนไปพร้อมกัน เพราะฉะนั้นการสร้างความร่วมมือระหว่างประชาชนจะต้องเกิดการร่วมมือกันอย่างใกล้ชิดและต่อเนื่อง

๕) ในด้านความร่วมมือระหว่างภาครัฐกับเอกชน ในการดำเนินงานในระยะเริ่มต้นต้องอาศัยการดำเนินการในภาคเอกชนเป็นกรณีศึกษาให้กับการกำหนดนโยบายในเรื่องของการทำโครงการนำร่อง บริษัทหรือโรงงานต่าง ๆ ที่ร่วมมือกับภาครัฐจัดทำโครงการนำร่องโดยภาครัฐจะให้การสนับสนุนในระดับหนึ่งเพื่อให้เกิดการขับเคลื่อนโครงการได้ ซึ่งจะต้องหาเอกชนที่จะอาสาเข้าร่วมโครงการ เพื่อเป็นการริเริ่มในโครงการนำร่องให้กับประเทศ

ส่วนที่ ๒ การแลกเปลี่ยนข้อมูลระหว่างภาคเอกชนกับภาครัฐ ถือเป็นสิ่งสำคัญที่จะช่วยให้การดำเนินงานส่งเสริมและพัฒนาไฮโดรเจนให้บรรลุเป้าหมาย สามารถทำให้การพัฒนาแผนมีความแม่นยำ มีความถูกต้อง เหมาะสม ทำให้เกิดการขับเคลื่อนแผนงานได้อย่างมีประสิทธิภาพ

๖) จากแผนระยะสั้น โครงการนำร่องมีการจัดสรรงบประมาณ หรือกำหนดเป้าหมายที่ควรจะต้องดำเนินการ ซึ่งมีการประเมินโครงการนำร่องในสามกลุ่มคือ ภาคการผลิตไฟฟ้า ภาคอุตสาหกรรม ภาคขนส่ง แต่ในส่วนรายละเอียดเรื่องงบประมาณอาจจะยังไม่มีข้อมูลสรุปที่ชัดเจน ยังต้องการข้อมูลเพิ่มเติมในการประเมินระดับการสนับสนุนที่เหมาะสม และใช้งบประมาณมูลค่าเท่าใด การดำเนินงานยังอยู่ในระหว่างรวบรวมข้อมูลที่เสนอมายัง สนพ. ว่ามีผู้ที่สนใจอยากจะมาร่วมเป็นโครงการนำร่องกับกระทรวงพลังงานได้ ซึ่งอาจต้องใช้เวลาระยะหนึ่งในการประเมินเรื่องของงบประมาณที่จะให้การสนับสนุน

๗) ในการจัดทำเรื่องกฎ ระเบียบ สำหรับโครงการนำร่องจะมีการมอบหมายให้หน่วยงานที่เป็นผู้กำกับดูแลตามระเบียบที่เกี่ยวข้องเป็นผู้ดำเนินการ โดย สนพ. จะทำการติดตามดูแลในภาพรวมของตัวแผน และต้องวางแผนควบคู่กับทางหน่วยงานผู้รับผิดชอบหลักในการกำหนดระยะเวลาการจัดทำระเบียบที่เกี่ยวข้องให้แล้วเสร็จ รวมทั้งการกำหนดขอบเขตในการศึกษาจะต้องวางแผนการดำเนินงานร่วมกัน ทั้งนี้ รูปแบบการดำเนินงานดังกล่าวเป็นเพียงการวางแผนงานในช่วงเริ่มต้นที่มีการร่างแผนขึ้นมาจากการศึกษาโครงการ และนำไปหารือกับหน่วยงานเกี่ยวข้องระดับหนึ่งแล้ว ซึ่งแผนงานดังกล่าวยังคงสามารถปรับปรุงแก้ไขให้มีความสมบูรณ์ในขั้นท้ายสุด และหน่วยงานที่เป็นผู้รับผิดชอบหลักจะต้องพิจารณาให้ได้ข้อสรุป จากนั้นจึงจะกำหนดเป็นช่วงระยะเวลาการดำเนินงานที่เป็นรูปธรรมได้อย่างชัดเจน

ทั้งนี้ คณะกรรมาธิการมีข้อคิดเห็นเกี่ยวกับโครงการนำร่อง ที่เป็นการใช้งานในภาคขนส่ง ควรพิจารณาเรื่องของการนำไฮโดรเจนมาใช้ในโครงการนำร่องที่ใช้กับรถไฟ เนื่องจากใช้เงินลงทุนน้อยมาก โดยสามารถเปลี่ยนเพียงเครื่องยนต์ หรืออาจจะมีการประสาน

ความร่วมมือไปยังประเทศที่มีการนำไฮโดรเจนมาใช้งานในรถไฟเพื่อขอความอนุเคราะห์ Fuel Cell ที่ใช้กับรถไฟ ซึ่งอาจได้รับการอนุเคราะห์โดยไม่เสียค่าใช้จ่าย อีกทั้งการเตรียมการด้านโครงสร้างพื้นฐานของประเทศก็เป็นเพียงจัดทำสถานีบริการเติมไฮโดรเจนในต้นทาง และปลายทางของเส้นทางเดินรถไฟ ซึ่งจะเป็นตัวอย่างความร่วมมือระหว่างประเทศในการลดก๊าซเรือนกระจกได้

๘) การนำไฮโดรเจนมาเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้า ต้นทุนยังสูงกว่าการใช้ก๊าซธรรมชาติเพียงอย่างเดียว สนพ. ได้มีการหารือในเรื่องการสนับสนุน ที่ต้องมีการดำเนินงานควบคู่กันไปทั้งสองส่วน คือส่วนแรก การนำไฮโดรเจนมาใช้ในโครงการนำร่อง เมื่อยังคงมีต้นทุนการผลิตที่สูง จำเป็นต้องได้รับมาตรการสนับสนุนจากภาครัฐเพื่อให้สามารถดำเนินโครงการได้ โดยขณะนี้อยู่ระหว่างการศึกษาของกระทรวงพลังงาน ส่วนที่ ๒ ที่ต้องดำเนินการคู่ขนานไปพร้อมกัน คือ แนวทางลดต้นทุนให้อยู่ในระดับที่เหมาะสม สามารถขยายผลหรือใช้งานในเชิงพาณิชย์ ซึ่งจะเป็นการพัฒนาวิจัยเทคโนโลยีต่าง ๆ หรือการสร้างตลาดเพื่อให้มีอุปสงค์ อุปทาน ในการใช้งานให้มากขึ้น และเพื่อให้มีการปรับลดต้นทุนการผลิต อย่างไรก็ตาม การส่งเสริมให้เกิดโครงการนำร่องเพื่อให้สามารถดำเนินการได้ เห็นว่ามาตรการสนับสนุนจากภาครัฐเป็นสิ่งจำเป็น เพื่อให้เกิดโครงการนำร่องได้อย่างเป็นรูปธรรม

๙) แผนงานระยะสั้นที่ได้มีการเตรียมความพร้อม ได้มีการประสานงานกับหน่วยงานภาคเอกชน เช่น บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ที่มีการเตรียมการและมีการประสานงานเป็นระยะเพื่อให้มีการดำเนินงานที่สอดคล้องกัน ทั้งนี้ การกำหนดเป้าหมายการพัฒนา CCS ในเชิงพาณิชย์จะเริ่มดำเนินการได้ในช่วงตั้งแต่ปี ค.ศ. ๒๐๔๐ - ๒๐๔๕ แต่แผนงานการนำไฮโดรเจนมาใช้เชิงพาณิชย์ในปี ค.ศ. ๒๐๓๐ ที่จะมีความพร้อมและจะทำให้เกิดการใช้งานได้ส่วนหนึ่ง ตามศักยภาพที่แท้จริง ประกอบกับความมุ่งหมายเพื่อบรรลุความเป็นกลางทางคาร์บอน และลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก ได้กำหนดแผนงานด้านไฮโดรเจนให้มีการนำมาใช้งานได้เร็วกว่าแผนอื่น ๆ เพื่อให้มีการเร่งรัดหรือขับเคลื่อนไปยังแผนงานอื่น ๆ ที่เกี่ยวข้อง อย่างไรก็ตาม การดำเนินงานในแต่ละแผนอาจจะมีการกำหนดช่วงระยะเวลาการดำเนินงานที่ไม่สอดคล้องกัน จะต้องมีการหารือเพื่อประเมินผลการจัดทำแผนงานในแต่ละแผนย่อยให้มีความสอดคล้องและมีการดำเนินงานไปพร้อมกันในทุก ๆ แผนงาน เช่น สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน กำกับดูแลการดำเนินงานตามแผนพลังงานชาติซึ่งจะติดตามในมิติต่าง ๆ ก็จะดูในภาพรวมทั้งหมด และแผนย่อยแต่ละมิติให้มีความเชื่อมโยงในแต่ละแผนเพื่อให้สอดคล้องกับเป้าหมายด้านพลังงานของประเทศ และเป้าหมายการลดก๊าซเรือนกระจกของประเทศด้วย

๑๐) มาตรการสนับสนุนจากภาครัฐ

กระทรวงพลังงานอยู่ในขั้นตอนพิจารณาโครงการนำร่อง ซึ่งมีการพิจารณาไประดับหนึ่ง โดยแนวทาง สนพ. จะเริ่มต้นในการนำเสนอไปยังหน่วยกำกับเชิงนโยบาย คือคณะกรรมการนโยบายพลังงานแห่งชาติ (กพช.) เพื่อผลักดัน พร้อมทั้งนำเสนอข้อมูลการดำเนินงานของโครงการนำร่องที่มีศักยภาพ จากนั้นนโยบายของกระทรวงพลังงานที่จะมีการนำเสนอในส่วนแผนงานออกมาชัดเจน เพื่อนำเสนอต่อ กพช. และผลักดันไปสู่โครงการนำร่องต่อไป คือภายในช่วงระยะ ๒ เดือน

สำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน ชี้แจงว่า ในด้านเทคนิค เทคโนโลยีมีการพิสูจน์แล้วว่าสามารถนำมาใช้งานเพื่อให้บรรลุค่าเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอนได้ เพียงแต่การดำเนินงานเพื่อให้ได้ผลสัมฤทธิ์ตามเป้าหมายและระยะเวลาที่กำหนด มีรายละเอียดการดำเนินงาน และกระบวนการที่เกี่ยวข้องพอสมควร สำหรับประเด็นไฮโดรเจนมีข้อพิจารณาเรื่องโครงสร้างพื้นฐาน ซึ่งจะมีการลงทุนที่ต้องใช้ทรัพยากรและระยะเวลาในการดำเนินการที่ยาวนาน จึงเป็นประเด็นท้าทายหลักในการที่จะทำให้ได้ตามเป้าหมาย หรือทำให้เกิดความมั่นใจว่าจะทำได้จริง ทั้งนี้ ไฮโดรเจนได้ถูกนำมาใช้เป็นทางเลือกของการใช้พลังงานให้มีเป้าหมายลดคาร์บอนของแต่ละประเทศ กรณีดังกล่าวสร้างความมั่นใจในการดำเนินงานตามแผนงานว่าจะส่งผลให้แผนงานด้านไฮโดรเจนของประเทศประสบความสำเร็จ ขณะเดียวกันภาคนโยบายหรือรัฐบาลก็มีการติดตาม และการสนับสนุนให้เป็นวาระแห่งชาติ ซึ่งถือว่าเป็นความเชื่อมั่นในการทำให้เกิดความสำเร็จ หรือการดำเนินการได้ตามแผนในการขับเคลื่อนแผนงานไฮโดรเจนให้เป็นไปได้ตามเป้าหมาย

คณะกรรมาธิการมีความเห็นว่า ในภาคส่วนที่กำหนดให้มีการนำไฮโดรเจนไปใช้งานกล่าวคือ ภาคการผลิตไฟฟ้า ภาคอุตสาหกรรม ภาคขนส่ง การใช้พลังงานที่จะส่งผลให้เกิดการกีดกันทางการค้ามากที่สุด คือ การผลิตไฟฟ้า หากสามารถทำให้กระบวนการผลิตไฟฟ้ามีคาร์บอนต่ำก็จะส่งผลต่อมาตรการกีดกันทางการค้าลดลง หรือการส่งเสริมเทคโนโลยีการเผาไหม้ถ่านหินที่ลดการปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ ซึ่งการลดการปลดปล่อยคาร์บอนในภาคการผลิตไฟฟ้าเป็นการดำเนินการที่คุ้มค่า ส่งผลต่อการส่งออกสินค้าของประเทศ ในขณะเดียวกันการนำไฮโดรเจนมาใช้ในภาคขนส่งต้องใช้โครงการนำร่องเปรียบเทียบให้เห็นความคุ้มค่าในการใช้พลังงาน การดำเนินงานโครงการที่ใช้ต้นทุนต่ำ คือ การขนส่งทางระบบราง สามารถนำมาใช้ร่วมกันได้

- **กรมธุรกิจพลังงาน**

การดำเนินงานที่ผ่านมาตามภารกิจบทบาทหน้าที่ของกรมที่มีความเกี่ยวข้องกันระหว่างกรมโรงงานอุตสาหกรรมและกรมธุรกิจพลังงาน ภายใต้พระราชบัญญัติวัตถุอันตราย พ.ศ. ๒๕๓๕ ซึ่งกรมโรงงานใช้เป็นกฎหมายที่กำหนดเป็นมาตรฐานกลาง ในการกำกับดูแลความปลอดภัยก๊าซปิโตรเลียมเหลว และก๊าซธรรมชาติ ในเวลาต่อมากรมธุรกิจพลังงานได้บัญญัติกฎหมายกำกับดูแลความปลอดภัยโดยมีการบัญญัติกฎหมายว่าด้วยการควบคุมน้ำมันเชื้อเพลิง โดยบทบัญญัติของกฎหมายก็จะยกเลิกกฎ ระเบียบที่ออกโดยอาศัยอำนาจของกฎหมายว่าด้วยวัตถุอันตราย

<u>การกำกับดูแลความปลอดภัยของไฮโดรเจน</u> สามารถดำเนินการได้ ๒ กรณี ดังนี้

แนวทางที่ ๑ การกำกับดูแลตามกฎหมายว่าด้วยวัตถุอันตราย

แนวทางที่ ๒ การกำกับดูแลตามกฎหมายของกรมธุรกิจพลังงาน

- พระราชบัญญัติควบคุมน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ. ๒๕๔๒ โดยพระราชบัญญัติดังกล่าวมีวัตถุประสงค์เพื่อกำกับดูแลมาตรฐานความปลอดภัยของเชื้อเพลิงที่เห็นว่าอาจก่อให้เกิดอันตรายความเดือดร้อนรำคาญต่อประชาชน ทรัพย์สิน สิ่งแวดล้อม จึงได้ประกาศชนิดน้ำมันเชื้อเพลิงตามบทนิยามของกฎหมาย

- พระราชบัญญัติการค้าน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ. ๒๕๔๓ ที่จะควบคุมการนำเข้าส่งออก การกักเก็บ การเก็บสำรอง ที่อาจกระทบต่อประชาชนในวงกว้าง โดยให้ไฮโดรเจนกำหนดไว้ในนิยามของคำจำกัดความ น้ำมันเชื้อเพลิง

ภายใต้การบังคับใช้ พ.ร.บ. ควบคุมน้ำมันเชื้อเพลิง เพื่อกำกับดูแลความปลอดภัย ตั้งแต่กักเก็บ ขนส่ง สถานีบริการ สถานที่ใช้ ในมิติของระยะความปลอดภัย ความมั่นคงแข็งแรง มาตรฐานวัสดุอุปกรณ์ มาตรฐานการติดตั้ง การทดสอบ และตรวจสอบ การบำรุงรักษา การป้องกันอัคคีภัย

<u>แนวทางการขับเคลื่อนการกำกับดูแลธุรกิจไฮโดรเจนของกรมธุรกิจพลังงาน การกำกับดูแลพิจารณาจากกระบวนการในขั้นต้นน้ำ</u>

การผลิต อาจอยู่ภายใต้ ลำดับที่ ๘๙ โรงงานผลิตก๊าซซึ่งมิใช่ก๊าซธรรมชาติส่ง หรือจำหน่ายก๊าซ

ลำดับที่ ๙๑ (๒) การบรรจุก๊าชแต่ไม่รวมถึงการบรรจุก๊าซที่เป็นน้ำมันเชื้อเพลิงตามกฎหมายว่าด้วยการควบคุมน้ำมันเชื้อเพลิง

การกักเก็บ เมื่อทำการกักเก็บไว้ในคลังไฮโดรเจน (กักเก็บในปริมาณมาก) หรือสถานที่กักเก็บ (ปริมาณน้อยกว่าการเก็บในคลัง) ก็จะอยู่ภายใต้พระราชบัญญัติควบคุมน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ. ๒๕๔๒

การขนส่งทางรถ ต้องทำการขออนุญาตการขนส่งวัตถุอันตราย หรือขออนุญาตถังติดตรึง (ตามพระราชบัญญัติโรงงานอุตสาหกรรม พ.ศ. ๒๕๓๕) แต่หากเป็นกิจกรรมอื่น ๆ เช่น การกักเก็บ การขนส่งทางท่อ สถานีบริการ สถานที่ใช้ ยังไม่มีหน่วยงานกำกับดูแล

<u>การเตรียมความพร้อมด้านกฎหมาย</u>

แนวทางที่ ๑ พระราชบัญญัติควบคุมน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ. ๒๕๔๒ โดยบรรจุให้ไฮโดรเจนเป็นน้ำมันเชื้อเพลิงชนิดหนึ่ง

แนวทางที่ ๒ พระราชบัญญัติวัตถุอันตราย เป็นแนวทางการดำเนินงานรูปแบบเดียวกับ LPG ที่เคยดำเนินการมาก่อน โดยนำกฎหมายวัตถุอันตรายที่เป็นมาตรฐานกลางมาบังคับใช้ ซึ่งจะใช้ระยะเวลาในการดำเนินการที่รวดเร็วกว่าเพื่อให้มีผลบังคับใช้ โดยการออกกฎหมายในลำดับประกาศกระทรวง หรือประกาศกรม

๓) ดำเนินการควบคู่ไปทั้งสองฉบับกล่าวคือ การออกประกาศกรม หรือประกาศกระทรวงภายใต้ พ.ร.บ. วัตถุอันตราย และการออกกฎกระทรวงภายใต้ พ.ร.บ. ควบคุมเพื่อกำกับดูแลสถานประกอบการประเภทต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้อง

<u>ทางเลือกในการเตรียมความพร้อมด้านกฎหมาย</u>

๑) แนวทางการดำเนินงานพระราชบัญญัติควบคุมน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ. ๒๕๔๒

- เพิ่มไฮโดรเจน เป็น "น้ำมันเชื้อเพลิง" ยกร่าง ประกาศกระทรวงพลังงาน เรื่อง กำหนดให้ไฮโดรเจนเป็นน้ำมันเชื้อเพลิงตามพระราชบัญญัติควบคุมน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ. ๒๕๔๒

- กำหนดประเภทกิจการแต่ละกิจการ ยกร่าง กฎ กระทรวง กำหนดหลักเกณฑ์ วิธีการ และเงื่อนไขเกี่ยวกับการแจ้ง การอนุญาต และอัตราค่าธรรมเนียมเกี่ยวกับการประกอบกิจการน้ำมันเชื้อเพลิง (ฉบับที่ ..) พ.ศ. ....

- กำหนดหลักเกณฑ์ และมาตรฐานความปลอดภัยของแต่ละกิจการ ยกร่าง กฎกระทรวง พ.ศ. ....

๒) แนวทางการดำเนินงานตามพระราชบัญญัติวัตถุอันตราย พ.ศ. ๒๕๓๕

- เพิ่มไฮโดรเจน ในบัญชีวัตถุอันตราย บัญชี ๖ ที่กรมธุรกิจพลังงานรับผิดชอบ โดยยกร่างประกาศกระทรวงอุตสาหกรรม เรื่อง บัญชีวัตถุอันตราย (ฉบับที่ ..) พ.ศ. ....

- กำหนดหลักเกณฑ์และมาตรฐานความปลอดภัยของแต่ละกิจการที่กรมธุรกิจพลังงานมีหน้าที่รับผิดชอบ ยกร่างประกาศกระทรวงพลังงาน เรื่อง หลักเกณฑ์ และมาตรฐานความปลอดภัยของแต่ละกิจการที่กรมธุรกิจพลังงานมีอำนาจหน้าที่รับผิดชอบ พ.ศ. ....

การดำเนินการตามแนวทางนี้ จะต้องผ่านคณะกรรมการวัตถุอันตราย และผ่านคณะกรรมการควบคุมน้ำมันเชื้อเพลิงด้วย

<u>แนวทางในการศึกษากฎหมายเกี่ยวกับไฮโดรเจนในแต่ละกิจกรรม</u>

๑) การกักเก็บ

ลักษณะทางเข้าทางออก ระยะความปลอดภัยภายนอก ระยะความปลอดภัยภายใน ลักษณะของแผนผังและแบบก่อสร้าง มาตรฐานการออกแบบถังเก็บ ระบบท่อ และอุปกรณ์ มาตรฐานการติดตั้งถังเก็บ ระบบท่อ และอุปกรณ์ การทดสอบและตรวจสอบ และการบำรุงรักษา การป้องกันและระงับอัคคีภัย

๒) การขนส่ง (ทางรถ)

ลักษณะแบบก่อสร้าง มาตรฐานการออกแบบถังขนส่ง ระบบท่อ และอุปกรณ์ มาตรฐานการติดตั้งถังขนส่ง ระบบท่อ และอุปกรณ์ การทดสอบ และตรวจสอบ และการบำรุงรักษา การป้องกัน และระงับอัคคีภัย

๓) สถานีบริการ

ลักษณะทางเข้าทางออก ระยะความปลอดภัยภายนอก ระยะความปลอดภัยภายใน ลักษณะของแผนผัง และแบบก่อสร้าง มาตรฐานการออกแบบถังเก็บ ระบบท่อ และอุปกรณ์ มาตรฐานการติดตั้งถังเก็บ ระบบท่อ และอุปกรณ์ การทดสอบ และตรวจสอบ และการบำรุงรักษา การป้องกันและระงับอัคคีภัย

<u>ประเด็นข้อสังเกตเพิ่มเติม</u>

๑) การกำกับดูแลของกรมธุรกิจพลังงานจะสามารถใช้รูปแบบในการกำกับดูแลได้ในลักษณะเดียวกับก๊าซธรรมชาติ แต่ต้องออกกฎหมายลำดับรองแยกเป็นกรณีเฉพาะ เนื่องจากอาจมีลักษณะของความปลอดภัยในบางส่วนที่ต้องกำกับดูแลเป็นกรณีพิเศษ และบางส่วนที่อาจเทียบเคียงการกำกับดูแลก๊าซธรรมชาติมาบังคับใช้ได้ ประกอบกับการนำรูปแบบของการกำกับดูแลก๊าซธรรมชาติ หรือก๊าซปิโตรเลียมเหลว (LPG) มาใช้เป็นต้นแบบในการบัญญัติกฎหมายที่เกี่ยวข้อง เพียงแต่ด้วยคุณสมบัติบางประการของไฮโดรเจนที่จะต้องมีการกำหนดมาตรการหรือวิธีปฏิบัติไว้เป็นกรณีเฉพาะ เช่น มาตรฐานความปลอดภัยในเรื่องแรงดันที่มีมากถึง ๑,๐๐๐ บาร์ โดยจะต้องเริ่มจากการกำหนดให้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงในบทนิยาม ตามพระราชบัญญัติควบคุมน้ำมันเชื้อเพลิง พ.ศ. ๒๕๔๒

๒) ในกรณีโครงการนำร่อง เช่น กรมธุรกิจพลังงาน ต้องแก้ไขกฎหมายที่เกี่ยวข้อง ได้แก่ การยกร่างประกาศกระทรวงพลังงาน เรื่อง กำหนดให้ไฮโดรเจนเป็นน้ำมันเชื้อเพลิง ตามพระราชบัญญัติควบคุมน้ำมันเชื้อเพลิง จากนั้นจึงออกกฎกระทรวงที่เกี่ยวข้องกับการการควบคุมถังขนส่งที่ใช้ในรถยนต์ และรถไฟ

- **สำนักงานคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน**

อำนาจหน้าที่ของคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงานภายใต้บทบัญญัติของพระราชบัญญัติการประกอบกิจการพลังงาน พ.ศ. ๒๕๕๐ กฎหมายฉบับดังกล่าวไม่ได้ครอบคลุมไปถึงกิจการที่เกี่ยวข้องกับไฮโดรเจนในทางตรง เนื่องจากกฎหมายฉบับดังกล่าวครอบคลุมกิจการก๊าซธรรมชาติ หรือไฟฟ้าเท่านั้น ซึ่งนิยามของก๊าซธรรมชาติได้มีการกำหนดความหมายในระเบียบคณะกรรมการกำกับกิจการพลังงาน หมายความว่า สารประกอบไฮโดรคาร์บอนที่ประกอบด้วยมีเทนเป็นส่วนใหญ่ อย่างไรก็ตาม ไฮโดรเจนมีความเกี่ยวข้องในทางอ้อม กล่าวคือ หากมีการผสมไฮโดรเจนเข้าไปในท่อก๊าซธรรมชาติ สิ่งที่ต้องให้ความสำคัญในการพิจารณาการใช้งานคือ การกัดกร่อนของไฮโดรเจนที่ผสมเข้าไปในท่อส่งผลต่อโครงสร้างระบบท่อ และการผสมไฮโดรเจนในท่อก๊าซที่ส่งผลต่อกลุ่มลูกค้าที่ใช้ก๊าซธรรมชาติ ซึ่งหากอุปกรณ์เครื่องจักรไม่รองรับไฮโดรเจนก็อาจจะมีปัญหาถ้ามีการผสมไฮโดรเจนเข้าไปตั้งแต่ต้นทางแล้วก็ส่งไปตามท่อทั่วประเทศ กรณีดังกล่าวเป็นปัญหาที่บริษัท ปตท. จำกัด (มหาชน) ได้ให้ข้อสังเกตไว้ในการพิจารณาสัดส่วนในการนำไฮโดรเจนมาผสมในท่อส่งก๊าซ

สำหรับการกำกับกิจการไฟฟ้า ในกรณีหากมีการนำไฮโดรเจนไปเป็นส่วนประกอบของเชื้อเพลิง พ.ร.บ. จะกำกับดูแลในมิติของการดำเนินการโรงไฟฟ้า ที่มีการระบุถึงไฮโดรเจนในลักษณะของส่วนผสมในเชื้อเพลิงที่นำมาใช้งานในโรงไฟฟ้าเท่านั้น จึงกล่าวโดยสรุปได้ว่าปัจจุบันกฎหมายของ กกพ. ยังไม่ได้ครอบคลุมถึงไฮโดรเจน

<u>ประเด็นข้อสังเกตเพิ่มเติม</u>

๑) การเปลี่ยนผ่านไปสู่การใช้งานไฮโดรเจนในอนาคต ที่มีการนำไฮโดรเจนมาใช้งานในปัจจุบันแล้ว ได้มีแผนดำเนินการล่วงหน้าภายใต้การดำเนินงานของสำนักงาน โดยมอบหมายผู้แทน กกพ. เข้าร่วมเป็นคณะทำงานไฮโดรเจนของสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน มีการว่าจ้างที่ปรึกษามาทำการศึกษาศักยภาพในเบื้องต้น ในส่วนของสำนักงานฯ มีหน่วยงานฝ่ายนวัตกรรมที่ทำการรวบรวมข้อมูล การเข้าร่วมประชุมหารือในการประชุมร่วมกับหน่วยงานระหว่างประเทศด้านก๊าซธรรมชาติ เพื่อรวบรวมข้อมูลเปรียบเทียบราคาก๊าซและไฮโดรเจน ได้รับทราบข้อมูลไปในทิศทางเดียวกันกับหน่วยงานของกระทรวงพลังงาน กรณีราคาไฮโดรเจนจะสามารถแข่งขันกับก๊าซธรรมชาติจากอ่าวไทยได้ ในช่วงเวลานับตั้งแต่ปี ค.ศ. ๒๐๓๕ เป็นต้นไป

๒) จากการประเมินว่าในปี ค.ศ. ๒๐๓๕ ราคาไฮโดรเจนจะสามารถแข่งขันในเชิงพาณิชย์ได้ เมื่อเทียบกับราคาจาก pool gas คณะกรรมาธิการมีความเห็นว่าภาครัฐจะมีนโยบายในการกำกับราคาจาก pool gas ไม่ให้ผันผวนไปจากราคาที่กำหนดในปัจจุบันได้อย่างไรนั้น กกพ. ได้ชี้แจงว่าราคา Pool Gas คือการนำราคาก๊าซทั้งจากอ่าวไทย เมียนมาร์ และ LNG (โดยราคา LNG เป็นราคาตามสัญญา long term contract price และ Spot price มาคำนวณ) แต่ราคาก๊าซในอ่าวไทยจะขึ้นอยู่กับราคาตามที่กำหนดในสัญญา สำหรับราคาไฮโดรเจนจะขึ้นอยู่กับเทคโนโลยีในการผลิต

ที่เป็นปัจจัยสำคัญในการกำหนดราคา ซึ่งจะต้องพิจารณาเปรียบเทียบกันว่าราคาของ pool gas หรือไฮโดรเจน มีความคุ้มค่ากัน

- **องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน)**

หน่วยงานได้ดำเนินงาน ๒ ภารกิจหลัก คือ

๑) การดำเนินการลดและการมีส่วนร่วมในการลดก๊าซเรือนกระจกตามเป้าหมายของประเทศ

๒) ประเมินผลการลดก๊าซเรือนกระจกซึ่งร่วมดำเนินงานกับหน่วยงานหลักที่รับผิดชอบรวมถึงหน่วยงานในภาคพลังงาน

ในส่วนของบทบาทของ อบก. ในการช่วยประเมินผลการลดก๊าซเรือนกระจกในระดับมาตรการตามแผน PDP ๒๐๒๒ โดยสำนักงานนโยบายและแผนทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อมของกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม และสำนักงานนโยบายและแผนพลังงานร่วมกันประเมินผลการดำเนินงานมาเป็นระยะเวลา ๑๐ ปี มาแล้ว ตั้งแต่ ค.ศ. ๒๐๑๒

ในส่วนภารกิจที่ อบก. ดำเนินการผลักดันภายใต้กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม คือ โครงการคาร์บอนเครดิต ในอดีตเรียกว่า โครงการ CBM ภายใต้พิธีสารเกียวโต ซึ่งดำเนินการมาจนถึงปี พ.ศ. ๒๕๕๖ อบก. พัฒนามาตรการที่สอดคล้องกับบริบทของประเทศไทย คือ โครงการ T-Ver ซึ่งโครงการร้อยละ ๗๐ - ๘๐ เป็นกรณีโครงการในภาคพลังงาน โครงการสนับสนุนและเร่งรัดให้เกิดพลังงานทดแทนในระบบ ทั้งในระบบสายส่งไฟฟ้า พลังงานความร้อน เชื้อเพลิงชีวภาพ การเพิ่มประสิทธิภาพการใช้พลังงาน สนับสนุน ให้เกิดเป็นเทคโนโลยีพลังงานสะอาด และเป็นมิตรกับสิ่งแวดล้อม อยู่ในโครงสร้างทางเศรษฐกิจของประเทศไทย

<u>ประเด็นข้อสังเกตเพิ่มเติม</u>

๑) ภายใต้ภารกิจขององค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน) (อบก.) ได้ทำการพัฒนาเรื่องของวิธีการ (metrology) ในการคำนวณคาร์บอนเครดิตจากการใช้เทคโนโลยีไฮโดรเจนในการผลิตพลังงานความร้อนเพื่อเตรียมพร้อมสำหรับผู้ประกอบการที่ใช้เทคโนโลยีดังกล่าว และใช้ประเมินผลการลดก๊าซเรือนกระจกจากการใช้เทคโนโลยีไฮโดรเจน ซึ่งมีการประเมิน ๒ กรณี คือ การประเมินผลคาร์บอนฟุตปรินท์ขององค์กร อีกส่วนหนึ่งคือการนำมาคำนวณคาร์บอนเครดิต โดยเป็นการดำเนินงานภายใต้ T-Ver

๒) หลักของการประเมินไฮโดรเจนสีเขียว หรือไฮโดรเจนสีฟ้า มีความแตกต่างกัน เนื่องจากปริมาณคาร์บอนไดออกไซด์ที่ได้จากการผลิตไฮโดรเจนสีฟ้ามีปริมาณที่สูงกว่า จึงส่งผลให้ศักยภาพในการลดก๊าซเรือนกระจกต่อหน่วยพลังงานไฮโดรเจนไม่เท่ากัน การใช้คาร์บอนเครดิตกับ CBAM สำหรับสินค้าที่ส่งออก และนำเข้า อบก. ได้มีการจัดประชุมสัมมนาร่วมกับผู้แทนจากกลุ่ม EU กรมเจรจาการค้าระหว่างประเทศ เพื่อรับทราบข้อมูลเกี่ยวกับการนำเข้าสินค้าภายใต้เงื่อนไข CBAM เมื่อวันที่ ๒๘ กันยายน ๒๕๖๖ โดยมีประเด็นสำคัญ คือ ผู้ส่งออกสินค้าจากประเทศไทยสามารถเลือกใช้กลไกคาร์บอนเครดิต หรือกลไก carbon pricing ประเภทใดมาทำการ offset การปล่อยก๊าซเรือนกระจกของสินค้า ซึ่งได้รับทราบแนวทางว่า ผู้นำเข้าจะต้องซื้อ CBAM Certificate กับกระบวนการ Carbon pricing จากภายในประเทศที่มีการดำเนินงานในรูปแบบเดียวกับ EU เช่น ภาษีคาร์บอน ดังนั้น จากการดำเนินงานของประเทศไทยในปัจจุบัน สรุปได้ว่า ยังไม่สามารถใช้กลไกที่เรียกว่า

คาร์บอนเครดิตมาทำการชดเชยการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสำหรับสินค้าที่นำเข้าในกลุ่ม EU ได้ แต่ทั้งฝ่ายไทย ได้เสนอข้อคิดเห็นในช่วงเปลี่ยนผ่าน ๒ ปี (Transition Period : ๑ ตุลาคม ๒๕๖๖ - ๓๑ ธันวาคม ๒๕๖๘) ขอให้มีการนำมาตรการสัดส่วนปริมาณการปล่อยก๊าซเรือนกระจกแบบให้เปล่า (Free Allowances) ที่ EU ให้กับสินค้า ซึ่งมาตรการนี้จะช่วยลดผลกระทบได้ส่วนหนึ่ง แต่ทั้งนี้ EU ยังไม่มีแนวทางที่ชัดเจนเกี่ยวกับการใช้คาร์บอนเครดิตของไทย หรือแนวทางลดการปล่อยมลพิษของสินค้ามาร่วมชดเชยได้ ประกอบกับ EU มีการปรับเปลี่ยนกฎ ระเบียบ แนวทางในการปฏิบัติอยู่บ่อยครั้ง ซึ่งยังคงต้องติดตามผลการเจรจาระหว่าง EU กับกรมเจรจาการค้าระหว่างประเทศต่อไป

๓) การผลิตไฮโดรเจนสีเขียวที่ใช้ไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียน ปัจจุบันมี ๒ วิธีการ

วิธีที่ ๑ Renewable Energy Certificate (REC) หรือใบรับรองการผลิตพลังงานหมุนเวียน เป็นกลไกที่ช่วยให้ผู้ผลิตและผู้ใช้ไฟฟ้าสามารถอ้างสิทธิ์การผลิตและการใช้ไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ด้วยการรับรองจากหน่วยงานที่ได้รับมอบหมายจากเจ้าของกลไก ช่วยสนับสนุนให้เกิดการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนผ่านการซื้อและขายใบรับรองการผลิตพลังงานหมุนเวียน โดยมีหน่วยการซื้อขายคือ REC ซึ่งคำนวณจากการผลิตไฟฟ้าพลังงานหมุนเวียนจริง โดยประเทศไทยมี กฟผ. เป็นผู้ให้การรับรอง หรือเรียกว่า (Issuer)

วิธีที่ ๒ คือ ISO พิสูจน์ว่าพลังงานไฟฟ้าที่ซื้อมาเป็นพลังงานสะอาด

โดยหลักการพิสูจน์จะพิจารณาจากช่วงเวลาผลิตที่มีมากกว่าการนำไปใช้ ซึ่งมีหลักการชัดเจนในการซื้อขายไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานสะอาด โดยไม่ต้องทำการซื้อขายแบบ Direct Grid แต่สามารถซื้อในระบบสายส่งรวมกันได้ โดยพิจารณาจากช่วงเวลาที่มีมากกว่าการนำไปใช้งาน

๔) ความคืบหน้าตลาดคาร์บอนของประเทศไทย ทั้ง CBM หรือ T-Ver เป็นโครงการภาคสมัครใจ ที่ผ่านมาราคาก็จะขึ้นอยู่กับการตกลงของผู้ซื้อ ผู้ขาย ไม่ได้มีราคาอ้างอิงที่ชัดเจน แต่ในปัจจุบันมีการดำเนินการให้มีการจัดเก็บฐานข้อมูลที่ชัดเจน เพื่อให้เป็นการแนะนำฝั่งผู้ซื้อที่เหมาะสม โดยสภาอุตสาหกรรมกำหนดไว้ที่ ๒๐๐ บาทต่อตันคาร์บอนไดออกไซด์ หรือเทียบเท่า ในภาคป่าไม้ ๒,๐๐๐ บาทต่อตันคาร์บอนไดออกไซด์หรือเทียบเท่า ซึ่งเป็นการสนับสนุนในด้าน CSR ของบริษัทเอกชนในพื้นที่ป่าชุมชนเป็นกรณีเฉพาะ ซึ่งไม่สามารถนำมาอ้างอิงตามหลักเศรษฐศาสตร์ได้อย่างแท้จริง

๕) ความมั่นใจในการดำเนินการตามแผน องค์การบริหารจัดการก๊าซเรือนกระจก (องค์การมหาชน) มีภารกิจในการขับเคลื่อนแผนงานไฮโดรเจน ซึ่งเห็นว่ามาตรการกีดกันทางการค้าที่ไม่ใช่ภาษี (Non- tariff barriers) จะเร่งผลักดันให้แผนการพัฒนาไฮโดรเจนของประเทศประสบความสำเร็จ มาตรการดังกล่าวที่จะมีการบังคับใช้ เช่น ทั้ง CBAM หรือมาตรการสิ่งแวดล้อมของสหรัฐอเมริกา ซึ่งจะมีส่วนผลักดันให้การผลิตสินค้าคาร์บอนต่ำการบรรลุความเป็นกลางทางคาร์บอนโดยใช้ไฮโดรเจนเข้ามาเป็นเชื้อเพลิง จะมีค่าใช้จ่ายในการดำเนินการต่ำกว่าการลงทุนในระบบ CCS การประเมินผลการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกซึ่งการใช้ไฮโดรจนก็ได้รับการพิสูจน์ และรับรองว่าปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่ำกว่าการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล การลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์โดยวิธีอื่น ๆ นอกจากการนำไฮโดรเจนมาใช้ในภาคการผลิตไฟฟ้า คือการใช้เทคโนโลยี (Small

Modular Reactor หรือ SMR) เป็นเป้าหมายในการลดก๊าซเรือนกระจกได้มากกว่าร้อยละ ๙๐ ก่อนปี ค.ศ. ๒๐๕๐

๖) การเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ และสิ่งแวดล้อม ได้กำหนดเป้าหมายการดำเนินงานแผนระยะสั้น หรือ NDC ในปี ค.ศ. ๒๐๓๐ ให้ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกให้ได้ร้อยละ ๓๐ โดยกรมฯ จะมีการประเมินผลทุกระยะ ๕ ปี โดยกรมมีความมั่นใจว่าในปี ค.ศ. ๒๐๓๐ เป้าหมายในการลดก๊าซเรือนกระจก อย่างน้อยร้อยละ ๓๐ มีความเป็นไปได้ แต่อย่างไรตาม หากต้องการยกระดับ NDC ให้ถึงร้อยละ ๔๐ จะต้องมีการสนับสนุนจากหน่วยงานหรือว่าองค์กรระหว่างประเทศในเรื่องของเทคโนโลยีต่าง ๆ หรือเงินทุน อีกทั้งเห็นว่า ภาคอุตสาหกรรมมีความพร้อมในการนำไฮโดรเจนมาใช้งาน มีความพร้อมแล้วก็มีการใช้งานมาก่อนแล้ว ภาคพลังงานเป็นอีกทางเลือกที่มีศักยภาพในการนำมาใช้ ภาคขนส่งอยู่ในระหว่างการจัดทำโครงการนำร่อง หากมีความเป็นได้และมีความสามารถในการแข่งขันการขยายผลมาใช้งานในเชิงพาณิชย์ของภาคคมนาคมก็มีความเป็นได้แต่อาจจะดำเนินการได้ล่าช้ากว่า ภาคการผลิตไฟฟ้า และภาคอุตสาหกรรม

➢ **กรมการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศและสิ่งแวดล้อม กระทรวงทรัพยากรธรรมชาติและสิ่งแวดล้อม**

การดำเนินงานภายใต้ภารกิจที่เกี่ยวข้องกับไฮโดรเจน เนื่องจากไฮโดรเจนได้กำหนดไว้ในข้อเสนอการมีส่วนร่วมของประเทศในการลดก๊าซเรือนกระจก และการดำเนินงานด้านการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศภายหลังปี ค.ศ. ๒๐๒๐ ซึ่งกำหนดให้ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกให้ได้ที่ร้อยละ ๓๐ - ๔๐ ในปี ค.ศ. ๒๐๓๐ ภายใต้ความร่วมมือระหว่างประเทศ แต่ไฮโดรเจนถูกบรรจุไว้ในยุทธศาสตร์ระยะยาวในการพัฒนาแบบปล่อยก๊าซเรือนกระจกต่ำของประเทศ ซึ่งมุ่งสู่ความเป็นกลางทางคาร์บอนในปี ค.ศ. ๒๐๕๐ และการปล่อยการเรือนกระจกเป็นศูนย์ ในปี ค.ศ. ๒๐๖๕ โดยมาตรการการลดการเรือนกระจกในระยะยาว ยังมีการกำหนดในเรื่องของการเพิ่มสัดส่วนการใช้พลังงานหมุนเวียน การเพิ่มประสิทธิภาพ การผลิต และการใช้พลังงาน การส่งเสริมการใช้ยานยนต์ไฟฟ้า การผลิตพลังงานจากของเสีย การนำเทคโนโลยี CCUS มาใช้ในภาคพลังงาน ภาคอุตสาหกรรม โดยคาร์บอนไดออกไซด์ที่ดักจับได้สามารถนำมาใช้ประโยชน์ เช่น สารตั้งต้นในการผลิตสารเคมี ใช้ในการผลิตปุ๋ยเคมี ใช้เป็นสารกันเสีย ใช้ในอุตสาหกรรมเครื่องดื่มประเภทน้ำอัดลมหรือโซดา ใช้ในการผลิตน้ำแข็งแห้ง หรือใช้ในการขบวนการเพิ่มปริมาณการผลิตน้ำมัน สำหรับรายละเอียดของแผนงานมีการเสนอเมื่อวันที่ ๔ ตุลาคม พ.ศ. ๒๕๖๖ ให้คณะกรรมการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศเห็นชอบ โดยมีการเห็นชอบร่างแผน ทั้ง ๒ ฉบับ ดังกล่าวแล้ว การใช้พลังงานไฮโดรเจน ได้กำหนดในแผนช่วงประมาณปี ค.ศ. ๒๐๔๕ ที่จะเริ่มใช้งานในเชิงพาณิชย์ อย่างไรก็ตามในขั้นตอนได้มีการศึกษาเตรียมความพร้อมกับหน่วยงานที่เกี่ยวข้องทั้งภาครัฐและเอกชนตั้งแต่ในช่วงระยะเวลาการดำเนินงานตามแผน NDC มาตรการการผลักดัน ได้ร่วมกับผู้ประกอบในพื้นที่ EEC บางส่วนที่ใช้ไฮโดรเจนในอุตสาหกรรม และการเตรียมการในเรื่องของการประเมินเรื่องของการลดก๊าซเรือนกระจกจากการใช้พลังงานไฮโดรเจน ได้หารือกับ อบก. เกี่ยวกับมาตรการดังกล่าวที่จะสอดคล้องกับเป้าหมายของประเทศ รวมถึงความร่วมมือกับกระทรวงพลังงานที่ได้มีการเข้าร่วมประชุมต่าง ๆ เกี่ยวกับเรื่องของไฮโดรเจน ซึ่งทางกรมมีความยินดีสนับสนุนในเรื่อง

ของการใช้พลังงานทางเลือก ปัจจุบันการใช้พลังงานทางเลือกยังอยู่ในช่วงของการใช้บลูไฮโดรเจนหลัก สำหรับการพัฒนาไปสู่กรีนไฮโดรเจนจะเป็นการดำเนินงานในอนาคต

ประเด็นข้อสังเกตเพิ่มเติม

๑) หากการกำหนดให้มีการใช้ไฮโดรเจนในปี ค.ศ. ๒๐๔๕ ซึ่งกำหนดให้เป็นการใช้งานไฮโดรเจนสีฟ้า โดยต้องใช้เทคโนโลยี CCUS ซึ่งเป็นส่วนสำคัญในการดำเนินงาน ปัจจุบันได้มีความร่วมมือกับกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติ บริษัท ปตท. สำรวจ และผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) ในการคัดเลือกพื้นที่นำร่องการทดลอง ศึกษาการดำเนินงาน โดยกรมฯ ได้จัดตั้งคณะอนุกรรมการพิจารณาโครงการ CCUS ทำการพิจารณาศึกษาความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ กฎหมายที่เกี่ยวข้อง ในการผลักดันในเรื่องของเทคโนโลยี CCUS ภายใต้การศึกษาในการเตรียมหลุมเจาะน้ำมันที่มีความพร้อมและการอัดกลับคาร์บอนลงไป ซึ่งเป็นการศึกษาในเรื่องคาร์บอนเป็นหลักไม่ได้ครอบคลุมมาถึงการผลิตไฮโดรเจน

๒) การดำเนินงานของกรมฯ ได้มีการหารือร่วมกับทางสมาคมไฮโดรเจนในการขับเคลื่อนและความเป็นไปได้ของการใช้พลังงานไฮโดรเจน เช่น แนวท่อขนส่งไฮโดรเจน หากจะมีการปรับปรุงหรือการปรับเปลี่ยนจะต้องใช้เทคโนโลยี หรือความคงทนต่อความดันปริมาณมาก หรือในกรณีที่มีการหารือกับ บริษัท โตโยต้า ในการใช้รถยนต์ไฮโดรเจนมาทำการขนส่งผู้โดยสารซึ่งเป็นพนักงานในโรงงานอุตสาหกรรม และพื้นที่ใกล้เคียง โดยมีสถานีประจุไฟฟ้าอยู่ในบริเวณนิคมอุตสาหกรรม เป็นลักษณะการดำเนินงานในโครงการนำร่อง (Pilot Project) ซึ่งเป็นการร่วมผลักดันการใช้ไฮโดรเจนในกลุ่มผู้ประกอบการที่มีการใช้ไฮโดรเจนในพื้นที่ ECC

๓) ความคืบหน้าการดำเนินงานด้านกฎหมายที่เกี่ยวข้อง คือ พระราชบัญญัติการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ พ.ศ. .... จากเดิมจะเสนอเข้าสู่การพิจารณาของคณะรัฐมนตรีช่วงที่ผ่านมา แต่ได้มีการนำมาปรับปรุงในเรื่องตลาดคาร์บอน ในส่วนของข้อมูลที่อาจจะไปเชื่อมโยงในการทำตลาดที่เป็นภาคบังคับ ที่จะสอดคล้องในเรื่องของการดำเนินงานขับเคลื่อนเรื่องตลาดคาร์บอนเครดิตให้มีประสิทธิภาพ หรือให้มีความเชื่อมโยงกันมากยิ่งขึ้น โดยที่ ร่าง พ.ร.บ. ฉบับเดิมเน้นในเรื่องของการรายงานข้อมูลเป็นหลักให้หน่วยงานที่เกี่ยวข้องทั้งภาครัฐภาคเอกชนจะต้องรายงานข้อมูลมายังกรมฯ ซึ่งข้อมูลดังกล่าว จะนำมาใช้ในการกำหนดแผนการลดก๊าซการปรับตัวของประเทศ ส่วนของข้อมูลเรื่องตลาดคาร์บอนจะมีการกำหนดราคาคาร์บอน เพื่อดำเนินการผลักดันในเรื่องภาษีคาร์บอนต่าง ๆ ที่อาจจะครอบคลุมร่าง พ.ร.บ. ฉบับนี้ สำหรับขั้นตอนการดำเนินงานในปัจจุบัน ประมาณปลายปี พ.ศ. ๒๕๖๖ จะมีการนำร่าง พ.ร.บ. ไปทำการรับฟังความคิดเห็น ในแต่ละภูมิภาคทั่วประเทศ แล้วนำเข้าสู่การพิจารณาของคณะรัฐมนตรีภายในช่วงปลายปี

สำหรับไฮโดรเจนจะอยู่ในเรื่องของแผนลดก๊าซเรือนกระจก ซึ่งเป็นแผนระยะยาว และในส่วนของข้อมูลกลางจะมีการขอรวบรวมข้อมูลจากหน่วยงาน หรือภาคเอกชนที่เกี่ยวข้องเพื่อมาใช้ในการวิเคราะห์ข้อมูล ซึ่งภาคเอกชนจะได้มีการรายงานข้อมูลเข้ามาก่อนว่ามีข้อมูลที่ดำเนินการในเรื่องของไฮโดรเจนอย่างไรบ้างเพื่อมากำหนดในเรื่องของแผนให้มีความชัดเจนมากยิ่งขึ้น

ในส่วนของแผนระยะยาวที่มีการกำหนดเรื่องของไฮโดรเจน จากที่กำหนดเป็นการคาดการณ์ในอนาคต หากในอนาคตได้รับข้อมูลจากหน่วยงาน หรือภาคเอกชนที่เกี่ยวข้อง

ที่มีความทันต่อเหตุการณ์มากขึ้น การกำหนดแผนการลดก๊าซ หรือการสนับสนุนเรื่องของไฮโดรเจน ก็จะมีความชัดเจนมากกว่าข้อมูลชุดเดิมที่มีอยู่ในปัจจุบัน

๔) การประกาศเจตนารมณ์ในการยกระดับ NDC ของประเทศ โดยมีเงื่อนไขความร่วมมือระหว่างประเทศ การถ่ายทอดเทคโนโลยี ความร่วมมือต่าง ๆ เพื่อให้เกิดตลาดคาร์บอน การดำเนินการใช้เทคโนโลยีต่าง ๆ ในแต่ละภาคส่วน ไม่ว่าจะเป็นคมนาคม ขนส่ง ไฟฟ้า เช่น การใช้เทคโนโลยีเพื่อลดการปล่อยคาร์บอนจากการเผาไหม้ถ่านหิน ซึ่งแนวคิดเครือข่ายจากต่างประเทศ หรือในประเทศพบว่า ในปัจจุบันมีความร่วมมือกับประเทศญี่ปุ่น โดยการสนับสนุนบริษัท บี แอล ซี พี จำกัด ในการนำเทคโนโลยีแอมโมเนียมาใช้เพื่อช่วยลดปริมาณการใช้ถ่านหินบิทูมินัส ซึ่งเทคโนโลยีที่มีความเป็นไปได้คือการนำแอมโมเนียมาเป็นเชื้อเพลิงร่วมประมาณร้อยละ ๒๐ และในอนาคตจะปรับเพิ่มสัดส่วนการผสมแอมโมเนียมากขึ้น เพื่อลดการใช้ถ่านหิน โดยคาดการณ์ว่าการดำเนินงานภายในช่วงที่ NDC กำหนดไว้ จะตั้งเป้าหมายลดการปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ให้ได้ถึงร้อยละ ๕๐

๕) นโยบายที่จะลดก๊าซเรือนกระจกเพิ่มมากขึ้นจากการใช้ถ่านหิน ซึ่งเชื่อมโยงไปยังกระทรวงพลังงานปัจจุบันหน่วยงานได้จัดทำความร่วมมือในการกำหนดรูปแบบการใช้พลังงานให้ควบคู่ไปด้วยกัน โดยการเพิ่มสัดส่วนของพลังงานหมุนเวียนในการผลิตไฟฟ้าให้มากขึ้น และเพิ่มประสิทธิภาพทางด้านเทคโนโลยี CCUS รวมถึงการศึกษาถึงพื้นที่มีศักยภาพภายในการกักเก็บของประเทศ และความสนใจในการลงทุนจากนักลงทุน กับอีกกรณีหากเป็นนักลงทุนจากต่างประเทศที่ให้ความสนใจลงทุน จะสามารถดำเนินการอย่างไรได้บ้าง ซึ่งหน่วยงานต่างประเทศที่จะเข้ามาสนับสนุนหรือส่งเสริมจะเข้าสู่กรอบของ article 6.2 โดยอยู่ภายใต้ของกรอบความตกลง COP 21 ที่ประเทศไทยได้เข้าร่วมแล้ว และกรมฯ เป็นหน่วยงานที่มีภารกิจในการกำกับดูแล หากจะมีการแลกเปลี่ยนหรือซื้อขายก็จะเป็นการสนับสนุนในเรื่องของการลงทุนของภาคเอกชน เนื่องจากเทคโนโลยีใหม่มีการลงทุนสูง ฉะนั้นหากได้รับการสนับสนุนทั้งในส่วนของภาครัฐหรือจากหน่วยงานต่างประเทศที่จะมาร่วมลงทุน หรือให้เงินกู้ในอัตราดอกเบี้ยต่ำที่มีความน่าสนใจ การดำเนินงานในอนาคตก็จะเป็นเทคโนโลยีใหม่ ๆ เป็นการดำเนินงานผ่านกระทรวงพลังงาน และกระทรวงทรัพยากรธรรมชาติสิ่งแวดล้อม เพื่อจัดหาหรือส่งเสริมการลงทุนใหม่และเพื่อตอบโจทย์การบรรลุเป้าหมายในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก

๖) ความมั่นใจในการดำเนินการตามแผน กรมการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศและสิ่งแวดล้อม ได้กำหนดเป้าหมายการดำเนินงานแผนระยะสั้น หรือ NDC ในปี ค.ศ. ๒๐๓๐ ให้ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกให้ได้ร้อยละ ๓๐ โดยกรมฯ จะมีการประเมินผลทุกระยะ ๕ ปี ซึ่งคาดการณ์ว่าในปี ค.ศ. ๒๐๓๐ เป้าหมายในการลดก๊าซเรือนกระจกอย่างน้อยร้อยละ ๓๐ มีความเป็นไปได้ อย่างไรก็ตามหากต้องการยกระดับ NDC ให้ถึงร้อยละ ๔๐ จะต้องมีการสนับสนุนจากหน่วยงาน หรือองค์กรระหว่างประเทศ ในเรื่องของเทคโนโลยีต่าง ๆ หรือเงินทุน อีกทั้งเห็นว่าภาคอุตสาหกรรมมีความพร้อมในการนำไฮโดรเจนมาใช้งาน และมีการใช้งานมาก่อนแล้ว รวมทั้งภาคพลังงานเป็นอีกทางเลือกที่มีศักยภาพในการนำมาใช้ และภาคขนส่งอยู่ในระหว่างการจัดทำโครงการนำร่อง ทั้งนี้หากมีความเป็นได้และมีความสามารถในการแข่งขัน การขยายผลมาใช้งานในเชิงพาณิชย์ของภาคคมนาคมก็มีความเป็นได้แต่อาจจะดำเนินการได้ล่าช้ากว่าภาคการผลิตไฟฟ้า และภาคอุตสาหกรรม

ความเห็นเพิ่มเติมของคณะกรรมาธิการ

- ไฮโดรเจนที่มีการผลิตในปัจจุบันมีกำลังการผลิตประมาณ ๑๐๐ ตันต่อวัน ควรเร่งให้มีการนำมาใช้งานในโครงการนำร่องในช่วงที่ประเทศไทยยังคงมีความสามารถในการผลิตก๊าซจากอ่าวไทยเพื่อนำมาเป็นวัตถุดิบในการผลิตไฮโดรเจน หากถึงช่วงเวลา ค.ศ. ๒๐๔๕ ที่กำหนดให้มีการนำไฮโดรเจนมาใช้งานในเชิงพาณิชย์ ปริมาณสำรองก๊าซในอ่าวไทยยังไม่มีความชัดเจนในเรื่องกำลังการผลิตมีเพียงพอ หรือไม่ เพราะศักยภาพการผลิตก๊าซ และปริมาณสำรองในอ่าวไทยอาจจะลดลงตามอายุของแหล่ง ประกอบกับความไม่ชัดเจนในการพัฒนาแหล่งปิโตรเลียมในพื้นที่อ้างสิทธิไหล่ทวีปทับซ้อน ย่อมจะส่งผลต่อความสามารถในการพัฒนาก๊าซจากอ่าวไทยในอนาคต เพราะฉะนั้นหากรอให้ถึงปี ค.ศ. ๒๐๔๕ ไฮโดรเจนจากส่วนเกินที่ใช้อยู่ในประเทศไทยอาจไม่เพียงพอ ดังนั้น ควรเร่งนำก๊าซไฮโดรเจนมาใช้ในโครงการนำร่องทั้งการผลิตไฟฟ้า ภาคอุตสาหกรรม ภาคคมนาคมขนส่ง ได้เร็วกว่าปีกำหนดไว้ใน ค.ศ. ๒๐๔๕

- ไฮโดรเจนยังคงมีความท้าทายในกระบวนการขนส่ง เพราะเป็นก๊าซที่มีน้ำหนักเบามากในการขนย้ายจะมีต้นทุนค่าขนส่งราคาสูงมาก จึงได้ให้ความสำคัญในเรื่องของโครงการนำร่องที่จะนำก๊าซไฮโดรเจนมาใช้ในรถไฟ เมื่อทำการเปรียบเทียบการใช้ไฮโดรเจนกับการใช้น้ำมันดีเซลในรถไฟที่ใช้อยู่ในปัจจุบัน ทำให้เห็นข้อแตกต่างผลดีผลเสียอย่างชัดเจนโดยที่ไม่ต้องลงทุนในเรื่องของโครงสร้างพื้นฐาน จากข้อมูลในหลายประเทศที่มีการนำไฮโดรเจนไปใช้ในรถไฟโดยการเปลี่ยนเครื่องจักรดีเซลมาใช้เซลล์เชื้อเพลิงแทน เพราะรถไฟเดินเครื่องด้วยไฟฟ้าจากการใช้น้ำมันดีเซลปั่นไฟ ดังนั้น จึงขอให้ข้อเสนอแนะฝากไปยังกรมฯ หากสามารถนำเสนอความเห็นของคณะกรรมาธิการในการดำเนินงานโครงการนำร่อง ซึ่งคงจะต้องมีการประสานงานร่วมมือกันทั้งกระทรวงพลังงาน และกระทรวงคมนาคม

โดยโครงการลักษณะดังกล่าวสามารถนำเสนอในการบูรณาการการทำงานระหว่างกระทรวงได้ ในส่วนของกรมการเปลี่ยนแปลงสภาพอากาศมีคณะกรรมการนโยบายการเปลี่ยนแปลงสภาพอากาศที่มีนายกรัฐมนตรีเป็นประธาน ก็สามารถเสนอในช่องทางดังกล่าวได้เช่นเดียวกัน

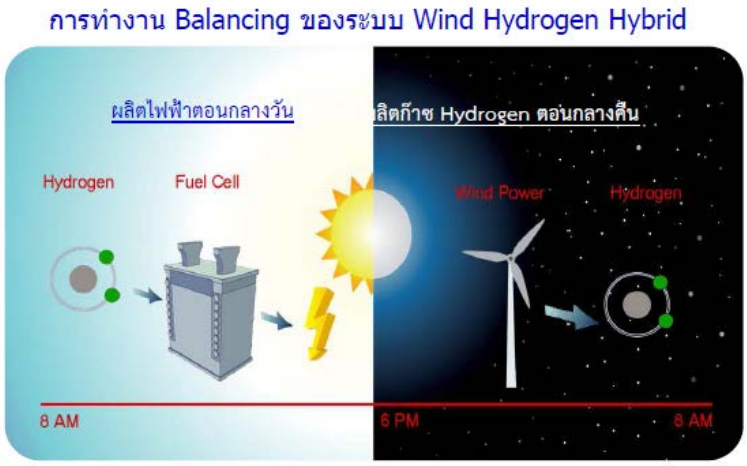
๓.๒ การศึกษาดูงาน

➢ **โรงไฟฟ้ากังหันลมลำตะคองชลภาวัฒนา**

โครงการกังหันลมผลิตไฟฟ้าลำตะคอง มีศักยภาพในการผลิตกระแสไฟฟ้าจ่ายเข้าระบบการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย นำเทคนิคการผลิตไฟฟ้าแบบไฮบริด หรือ Hybrid มาใช้เพิ่มศักยภาพให้กังหันลมสามารถจ่ายไฟฟ้าเข้าระบบได้มากขึ้นและเสถียรขึ้น โดยจ่ายกระแสไฟฟ้าจากกังหันลมไปผลิต Green Hydrogen แทนการจ่ายเข้าระบบโดยตรง แล้วจึงนำไฮโดรเจนไปผ่านเซลล์เชื้อเพลิงหรือ Fuel Cell เพื่อผลิตกระแสไฟฟ้า

ข้อมูลทั่วไปของโครงการกังหันลมผลิตไฟฟ้าลำตะคอง ซึ่งมีที่ตั้งอยู่ทางทิศเหนือของอ่างพักน้ำตอนบนโรงไฟฟ้าลำตะคอง เป็นพื้นที่ที่มีความเร็วลมอยู่ในช่วง ๖.๕๒ - ๖.๘๒ เมตรต่อวินาที และวางแผนการลงทุนโดยการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย แบ่งเป็น ๒ ระยะ คือ ระยะที่ ๑ มีการติดตั้งกังหันลม ขนาด ๑.๒๕ MW จำนวน ๒ ต้น รวมกำลังผลิต ๒.๕ MW จ่ายไฟเข้าระบบเชิงพาณิชย์ได้เมื่อวันที่ ๑๖ มีนาคม ๒๕๕๒ ระยะที่ ๒ มีการติดตั้งกังหันลม ขนาด ๒ MW จำนวน ๑๒ ต้น รวมกำลังผลิต ๒๔ MW จ่ายไฟเข้าระบบตั้งแต่ปี พ.ศ. ๒๕๖๐ ตามแผน PDP

ของการไฟฟ้าฝ่ายผลิตแห่งประเทศไทย ซึ่งโครงการในระยะที่สอง มีการนำระบบพัฒนาเสถียรภาพการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานลมภายใต้โครงการไฮบริดกังหันลมไฮโดรเจน หรือ Wind Hydrogen Hybrid System มาใช้



ภาพที่ ๓.๑ การทำงาน Balancing ของระบบ Wind Hydrogen Hybrid

หลักการทำงานของเครื่องกักเก็บพลังงาน Wind Hydrogen Hybrid คือ เมื่อกังหันลมผลิตไฟฟ้าขึ้น ไฟฟ้าส่วนหนึ่งก็จะจ่ายเข้าระบบของ กฟผ. ขณะที่ อีกส่วนหนึ่งจะจ่ายเข้าที่เครื่อง Electrolyzer หรือเครื่องแยกน้ำด้วยไฟฟ้า ที่ทำให้เกิดออกซิเจน (O_2) และก๊าซไฮโดรเจน (H)

ภาพที่ ๓.๒ นวัตกรรมเพื่ออนาคตและความมั่นคงทางพลังงาน

หลังจากนั้นก๊าซไฮโดรเจนที่ได้มาจะนำไปกักเก็บไว้ในถังกักเก็บ และเมื่อถึงเวลาที่มีความต้องการไฟฟ้า จะนำก๊าซไฮโดรเจนดังกล่าวไปผ่านเซลล์เชื้อเพลิง (Fuel Cell) กำลังผลิต ๓๐๐ กิโลวัตต์ เพื่อเปลี่ยนเป็นไฟฟ้าสำหรับใช้งานต่อไป

การนำกังหันลมมาทำงานร่วมกับเทคโนโลยีกักเก็บพลังงานด้วย Wind Hydrogen Hybrid ที่ลำตะคองเป็นโครงการวิจัยของ กฟผ. เพื่อศึกษาข้อดี ข้อเสีย และประสิทธิภาพของการทำงานของระบบกักเก็บพลังงาน ตลอดจนนำไฟฟ้าที่ได้ไปใช้งานจริงในศูนย์การเรียนรู้ กฟผ. ลำตะคอง จังหวัดนครราชสีมา เท่านั้น เพื่อไม่ให้ราคาไฟฟ้าจากเซลล์เชื้อเพลิงมีผลต่อราคาค่าไฟฟ้าในระบบ โดยเป็นส่วนหนึ่งของการนำมาสาธิตในศูนย์ เพื่อการเรียนรู้ระบบพลังงานไฟฟ้าของประเทศไทยอย่างครบวงจร

จุดเด่นของการจับคู่โครงการไฮบริดลมกับเซลล์เชื้อเพลิงลำตะคอง คือ ทำให้สามารถกักเก็บพลังงานลมซึ่งมักจะพัดมากในช่วงเวลากลางคืน นำไฟฟ้ามาใช้ในช่วงกลางวัน ซึ่งเป็นช่วงเวลาที่ศูนย์การเรียนรู้เปิดให้บริการ ซึ่งจะทำให้ศูนย์การเรียนรู้แห่งนี้กลายเป็น Zero Energy Building หรือเป็นอาคารที่พึ่งพาพลังงานจากพลังงานหมุนเวียน ๑๐๐% อย่างมีเสถียรภาพ

โดยมีกระบวนการในการผลิตไฮโดรเจน ดังนี้

๑. อุปกรณ์ผลิตน้ำบริสุทธิ์ (Water Treatment System) น้ำที่จะเข้ามาในอิเล็กทรอไลเซอร์ต้องผ่านกระบวนการขจัดสิ่งเจือปนต่าง ๆ ให้เป็นน้ำบริสุทธิ์ เพื่อนำไปใช้ในกระบวนการผลิตก๊าซไฮโดรเจน

๒. อุปกรณ์ผลิตก๊าซไฮโดรเจน (Electrolyze) กฟผ.นำไฟฟ้าที่ผลิตได้จากกังหันลมลำตะคองมาผลิตก๊าซไฮโดรเจน โดยกระบวนการผลิต แบ่งออกเป็น ๓ ขั้นตอน ดังนี้

๒.๑ แปลงไฟฟ้ากระแสสลับเป็นไฟฟ้ากระแสตรงก่อนจ่ายให้อิเล็กทรอไลเซอร์

๒.๒ อิเล็กทรอไลเซอร์แยกอะตอมไฮโดรเจนและออกซิเจนในโมเลกุลน้ำออกจากกัน

๒.๓ ทำก๊าซไฮโดรเจนและก๊าซออกซิเจนให้บริสุทธิ์ ๙๙.๙๙ %

๓. เครื่องอัดก๊าซไฮโดรเจน (Hydrogen Compressor) ก๊าซไฮโดรเจนเป็นก๊าซที่มีน้ำหนักเบา ฟุ้งกระจายมากจึงต้องทำการอัดก๊าซเพื่อให้สามารถเก็บในถังได้ (แรงดัน ๒๗๐ เท่าของแรงดันอากาศ)

๔. ถังเก็บก๊าซไฮโดรเจน (Hydrogen Gas Storage) ถังเก็บก๊าซไฮโดรเจนทำจากเหล็กที่มีความแข็งแรงเป็นพิเศษใช้ในการเก็บก๊าซที่มีแรงดันสูง (ก๊าซไฮโดรเจนที่ออกมาจากเครื่องอัดก๊าซมีแรงดัน ๒๗๐ เท่าของแรงดันอากาศ)

ภาพที่ ๓.๓ การทำงานของอุปกรณ์แต่ละส่วน

๕. เซลล์เชื้อเพลิง (Fuel cell) กระบวนการผลิตไฟฟ้าจากก๊าซไฮโดรเจนโดยใช้เซลล์เชื้อเพลิง แบ่งออกเป็น ๔ ขั้นตอน ดังนี้

๕.๑ ดูดอากาศ (ก๊าซออกซิเจน) จากภายนอกเข้าสู่เซลล์เชื้อเพลิง

๕.๒ ก๊าซไฮโดรเจนจากถังจะถูกปล่อยเข้าสู่เซลล์เชื้อเพลิงและผลิตไฟฟ้า

๕.๓ เกิดน้ำจากการรวมตัวของก๊าซไฮโดรเจนและก๊าซออกซิเจน

๕.๔ แปลงไฟฟ้ากระแสตรงเป็นไฟฟ้ากระแสสลับ จ่ายให้กับศูนย์การเรียนรู้ กฟผ. ลำตะคอง

๖. ห้องอุปกรณ์ไฟฟ้า (Electrical Equipment Room) แปลงไฟฟ้าที่ผลิตได้ประมาณวันละ ๓๐๐ KW หน่วย เข้าสู่ศูนย์การเรียนรู้ กฟผ. ลำตะคอง

ต้นทุนในการลงทุนก่อสร้างระบบ Hydrogen ทั้งหมด ๒๓๔.๕ ล้านบาท ต้นทุนของไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์เชื้อเพลิงและต้นทุนของการผลิตก๊าซไฮโดรเจน จะแปรผันตามราคาของพลังงานไฟฟ้าที่นำมาใช้ผลิตก๊าซไฮโดรเจน โดยราคาของก๊าซไฮโดรเจน ที่ลำตะคองจะแปรผันตามปริมาณพลังงานที่กังหันลมลำตะคองผลิตได้ในแต่ละปี ซึ่งราคาไฟฟ้าจะถูกลงในปีที่กังหันลมผลิตไฟฟ้าได้มากและแพงขึ้นในปีที่ผลิตไฟฟ้าได้น้อย โดยระบบกักเก็บพลังงานไฮโดรเจนที่ลำตะคองมีระยะเวลาในการผลิตไฮโดรเจน ประมาณ ๑๔ ชั่วโมงต่อวัน (ตั้งแต่เวลา ๑๘.๐๐ - ๐๘.๐๐ นาฬิกา ของวันถัดไป) ภายในระยะเวลา ๑ ชั่วโมง สามารถผลิตไฮโดรเจน ได้ ๑๒ - ๑๓ กิโลกรัม โดยใช้ไฟฟ้าในการผลิตไม่เกิน ๖๒๐ หน่วย โดยเปรียบเทียบประสิทธิภาพในการผลิต ดังนี้

- ประสิทธิภาพ Electrolyzer ๗๐ - ๘๐%, พลังงานที่มีในก๊าซไฮโดรเจนต่อพลังงานที่ใช้ผลิตก๊าซ

- ประสิทธิภาพ Fuel Cell ๓๐ - ๔๐%, พลังงานไฟฟ้าที่ได้ต่อพลังงานในก๊าซไฮโดรเจน

- ระบบโดยรวมคาดว่าประสิทธิภาพ ๓๐ - ๔๐ %

๓.๓ ศึกษาเอกสารและงานวิจัยที่เกี่ยวข้อง

การวิจัยเอกสาร (documentary research) โดยการทบทวนแนวความคิดหลักวิชาการ งานวิจัย สำหรับการกำหนดระเบียบวิธีการศึกษา หรือกระบวนวิธีการศึกษา (methodology) ระเบียบวิธีการศึกษา หรือกระบวนวิธีการศึกษา โดยการใช้กระบวนวิธีการศึกษาเชิงคุณภาพ (qualitative study) อันประกอบไปด้วยกระบวนการศึกษาและวิเคราะห์ข้อมูลจากเอกสาร หรือการวิจัยเอกสาร (documentary research)

บทที่ ๔
ผลการศึกษา

ไฮโดรเจนจะเป็นเชื้อเพลิงในอนาคตที่มีความสำคัญอย่างมาก ในการลดสัดส่วนการนำเข้าเชื้อเพลิงจากต่างประเทศ ลดการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ และก๊าซเรือนกระจกของประเทศ สอดคล้องกับแผนยุทธศาสตร์ระยะยาว ซึ่งประเทศไทยจะต้องลดปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ลงให้ได้ ๑๑๙ ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า ($MtCO_2e$) เพื่อเข้าสู่ความเป็นกลางทางคาร์บอนในปี ค.ศ. ๒๐๕๐ ไฮโดรเจนสามารถลดปริมาณคาร์บอนไดออกไซด์ได้ ๑๖.๓ ล้านตัน หรือร้อยละ ๑๔ ในปี ค.ศ. ๒๐๕๐ โดยการลดการปลดปล่อยคาร์บอนจากภาคพลังงานมากที่สุด รองลงมาคือ ภาคขนส่ง และภาคอุตสาหกรรม

คณะกรรมาธิการได้พิจารณาโอกาส ปัญหา และความท้าทาย ในการนำไฮโดรเจนมาใช้งานเพื่อลดปริมาณคาร์บอนไดออกไซด์ ดังนี้

๑) ด้านเศรษฐศาสตร์ไฮโดรเจน

๑.๑ ไฮโดรเจนสีเทา

พิจารณาจากข้อมูลระบุว่า **ไฮโดรเจนสีเทา** (Grey hydrogen) ผลิตจากก๊าซธรรมชาติ หากไม่มีกลไกกำหนดราคาปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ไฮโดรเจนสีเทานั้นจะมีราคาอยู่ที่ ๒ ดอลลาร์สหรัฐฯ ต่อกิโลกรัม (หรือประมาณ ๗๐ บาทต่อกิโลกรัม อัตราเทียบเท่า ๑ USD/๓๕ THB) การผลิตก๊าซไฮโดรเจนสีเทา จะยังปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Carbon Footprint) ราว ๘ - ๑๖ $kgCO_2e$ /กิโลกรัมของไฮโดรเจน ในปัจจุบันจะมีการผลิตไฮโดรเจนสีเทาใช้งานในโรงกลั่นน้ำมันและโรงงานปิโตรเคมีในประเทศไทย

นอกจากไฮโดรเจนสีเทาแล้ว ในกระบวนการผลิตปิโตรเคมียังมีไฮโดรเจนที่เป็นผลพลอยได้ออกจากการผลิต ซึ่งจะเรียกว่า ไฮโดรเจนสีขาว (White Hydrogen) คาดว่ามีปริมาณ ๑๘๕ ตันต่อวัน สามารถเติมรถยนต์ขนาดเล็กได้ ๒๒,๐๐๐ คันต่อวัน หรือรถบรรทุกได้ ๒,๕๐๐ คันต่อวัน รวมเป็นปริมาณ ๙๗ ตันต่อวัน ยังมีเหลืออีก ๘๘ ตันต่อวัน โดยเฉลี่ยถังบรรจุก๊าซไฮโดรเจนประเภท ๓ ขนาด ๕.๖ กิโลกรัม ใช้เวลาเติมก๊าซ ๕ นาที ซึ่งน้อยกว่าการเติมก๊าซ NGV ที่ใช้เวลา ๑๕ นาที และรถไฟฟ้าที่ใช้เวลาในการอัดประจุแบตเตอรี่ ๑๕ - ๓๐ นาที มีประสิทธิภาพของระบบประมาณร้อยละ ๖๐ สูงกว่ารถที่ใช้เครื่องยนต์สันดาปภายใน ที่มีประสิทธิภาพประมาณร้อยละ ๓๕ ไอเสียที่ออกมาจะเป็นน้ำบริสุทธิ์ ไร้มลภาวะทางอากาศ ทั้งนี้ วัตถุดิบที่ใช้ผลิต ก๊าซไฮโดรเจนสีเทามีต้นทุนไม่สูง อยู่ที่ประมาณ ๑๗๕ บาท/กิโลกรัม แต่สิ่งที่ทำให้ต้นทุนก๊าซไฮโดรเจนสีเทาสูงขึ้น คือ กระบวนการทำให้ก๊าซไฮโดรเจนสีเทา มีความบริสุทธิ์ร้อยละ ๙๙.๙๙๙ ส่งผลให้ต้นทุนสูงถึง ๔๕๐ บาท ซึ่งหากเป็นรถยนต์จะสามารถวิ่งได้ประมาณ ๑๕๐ กิโลเมตร เฉลี่ยคิดเป็น ๓ บาท/กิโลเมตร เมื่อเทียบกับน้ำมันดีเซลที่มีต้นทุนเฉลี่ยอยู่ที่ ๔ บาท/กิโลเมตร

๑.๒ ไฮโดรเจนสีฟ้า

พิจารณาจากข้อมูลระบุว่า ไฮโดรเจนสีฟ้า เป็นก๊าซไฮโดรเจนที่ผลิตจากกระบวนการแบบเดียวกับไฮโดรเจนสีเทา แต่ติดตั้งเทคโนโลยีดักจับ และกักเก็บคาร์บอน หรือ Carbon Capture and Storage (CCS) เพิ่มเติม ซึ่งช่วยลดการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในกระบวนการผลิต

จึงทำให้การผลิตก๊าซไฮโดรเจนสีฟ้าปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Carbon Footprint) ราว ๒ - ๑๖ $kgCO_2e$ /กิโลกรัมของไฮโดรเจน ซึ่งปัจจุบันต้นทุนการผลิตก๊าซไฮโดรเจนสีฟ้า ประมาณ ๔ - ๕ ดอลลาร์สหรัฐฯ/กิโลกรัมของไฮโดรเจน สำหรับต้นทุนการผลิตที่เพิ่มขึ้นอันเนื่องมาจากการใช้ CCS ที่ปัจจุบันมีต้นทุน ๑๕ - ๒๕ เหรียญดอลลาร์สหรัฐ/ตันคาร์บอนไดออกไซด์ อย่างไรก็ตาม การดำเนินงานด้าน CCS จะต้องได้รับการสนับสนุนในการดำเนินงาน

๑.๓ ไฮโดรเจนสีเขียว

พิจารณาจากข้อมูลระบุว่า ไฮโดรเจนสีเขียวที่ผลิตจากกระบวนการแยกน้ำด้วยไฟฟ้า (Electrolysis) หรือการนำพลังงานไฟฟ้ามาแยกโมเลกุลของน้ำออกเป็นไฮโดรเจน และออกซิเจน เนื่องจากไฮโดรเจนสีเขียวไม่ใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล การผลิตก๊าซไฮโดรเจนสีเขียวปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Carbon Footprint) ราว ๐.๔ - ๑.๗ $kgCO_2e$ /กิโลกรัมของไฮโดรเจน จึงตอบโจทย์แนวทางลดก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในระยะยาว มีราคาอยู่ที่ราว ๕.๐๗ ดอลลาร์สหรัฐฯ ต่อกิโลกรัมในตลาดบางประเทศจึงสูงกว่าราคาของไฮโดรเจนสีเทา ซึ่งการผลิตไฮโดรเจนสีเขียว จะช่วยแก้ไขจุดอ่อนในเรื่องของศักยภาพในการผลิตก๊าซธรรมชาติ ประเมินว่าปริมาณก๊าซธรรมชาติที่มีการผลิตได้จากอ่าวไทยในปัจจุบันจะสามารถรองรับความต้องการใช้งานได้เพียง ๖.๘ - ๑๐.๗ ปี จึงเป็นอุปสรรคสำคัญในการขยายกำลังการผลิตก๊าซไฮโดรเจนสีฟ้าเพื่อรองรับความต้องการใช้เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าในระยะยาว

ตารางที่ ๔.๑ เปรียบเทียบต้นทุนการผลิตและการปลดปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ของไฮโดรเจนชนิดต่าง ๆ

	ไฮโดรเจน สีเทา	ไฮโดรเจน สีฟ้า	ไฮโดรเจน สีเขียว
ต้นทุนการผลิต/กิโลกรัมของไฮโดรเจน	2 USD	4 - 5 USD	5.07 USD
ปริมาณการปลดปล่อยคาร์บอน/กิโลกรัมของไฮโดรเจน	9 $kgCO_2e$	2 - 16 $kgCO_2e$	0.4 - 1.7 $kgCO_2e$

เมื่อเปรียบเทียบค่าความร้อนพบว่า ไฮโดรเจน ๑ กิโลกรัม ให้พลังงานค่าความร้อน ๐.๑๔๑ ล้านบีทียู ดังนั้น จะต้องใช้ไฮโดรเจน ปริมาณ ๗ กิโลกรัม เพื่อให้มีค่าความร้อนเทียบเท่า ล้านบีทียู หากพิจารณาเปรียบเทียบต้นทุน LPG/CNG พบว่า

- ค่าความร้อนจาก LPG ๑ ล้านบีทียู มีต้นทุน ๔๗๐ บาท
- ค่าความร้อนจาก CNG ๑ ล้านบีทียู มีต้นทุน ๔๐๐ บาท
- ค่าความร้อนจากไฮโดรเจน ๑ ล้านบีทียู มีต้นทุน ๔๙๐ บาท

ดังนั้น การเลือกใช้ไฮโดรเจนในภาคอุตสาหกรรม และภาคการผลิตไฟฟ้าด้วยเทคโนโลยีกังหันก๊าซ จะมีความคุ้มค่าในด้านราคาต้นทุนมากกว่า การนำไปใช้งานในกระบวนการผลิตไฟฟ้าจากเซลล์เชื้อเพลิงที่จะต้องทำให้ไฮโดรเจนมีความบริสุทธิ์ ๙๙.๙๙๙ ส่งผลให้ราคาไฮโดรเจนที่ผลิตได้มีราคาสูงมากกว่า ๒ - ๓ เท่า

๒) ด้านความสามารถในการผลิต

สำหรับการผลิตไฮโดรเจนสีเขียว ประเทศไทยมีศักยภาพของพลังงานแสงอาทิตย์เพียงพอในการรองรับการขยายกำลังการผลิตไฮโดรเจนสีเขียว สอดคล้องกับความต้องการใช้ของโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติในปี พ.ศ. ๒๕๗๔ โดยปัจจุบันไทยมีกำลังการผลิตไฟฟ้าจากแสงอาทิตย์ที่ ๓,๔๒๔ เมกะวัตต์

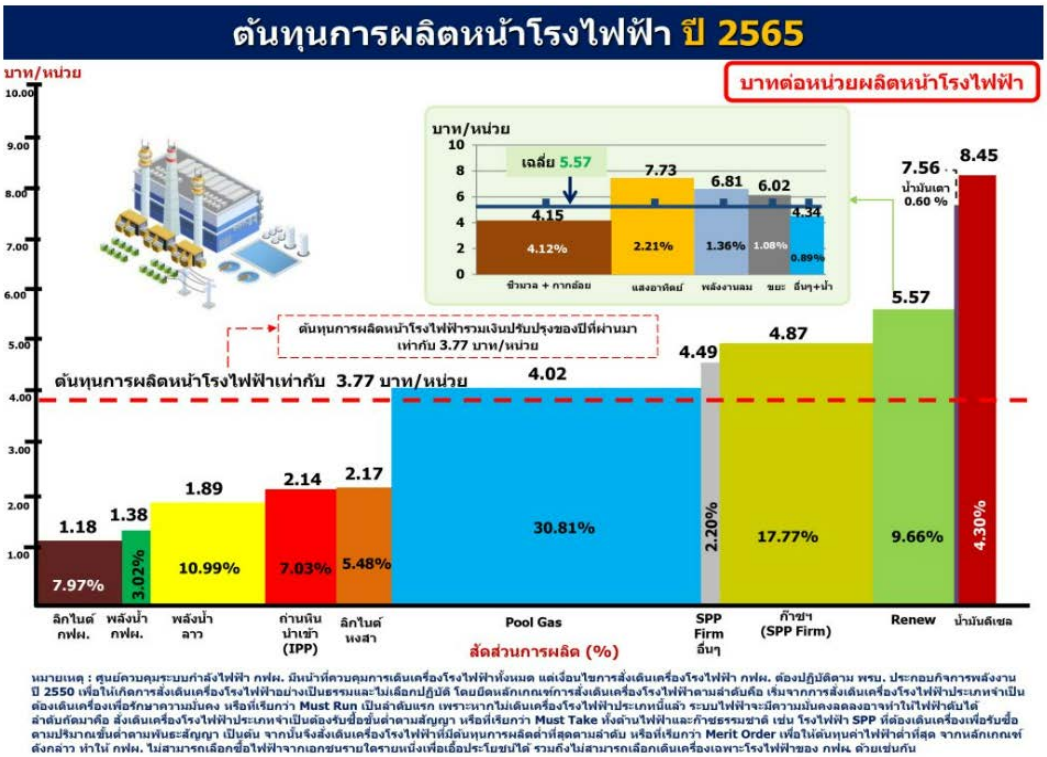
ขณะที่กรมพัฒนาพลังงานทดแทนและอนุรักษ์พลังงาน ประเมินว่า ไทยยังมีศักยภาพในการขยายกำลังการผลิตไฟฟ้าของโรงไฟฟ้าแสงอาทิตย์ขนาดใหญ่ (Solar Farm) ประมาณ ๑๘๔,๑๗๘ เมกะวัตต์ ซึ่งกำลังการผลิตที่เหลือราว ๑๘๐,๗๕๔ เมกะวัตต์ สามารถรองรับการผลิตก๊าซไฮโดรเจนสีเขียวได้สูงถึง ๕.๙๖ ล้านตัน/ปี ซึ่งสูงกว่าความต้องการใช้ไฮโดรเจนสีเขียวของโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติในปี พ.ศ. ๒๕๗๔ ถึง ๑๑.๒ เท่า ค่าความเข้มของแสงจากดวงอาทิตย์ในแต่ละภูมิภาคของประเทศไม่แตกต่างกัน ซึ่งเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตก๊าซไฮโดรเจนสีเขียวสูง จึงเป็นปัจจัยที่มีแนวโน้มจะทำให้ผู้ประกอบการหันมาผลิตและใช้ก๊าซไฮโดรเจนสีเขียว เป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้ามากขึ้นในระยะข้างหน้า โดยคาดการณ์ว่าในปี ค.ศ. ๒๐๔๐ - ๒๐๕๐ ไฮโดรเจนสีเขียวจะมีราคาประมาณ ๓ - ๔ เหรียญดอลลาร์สหรัฐฯ/กก. ใกล้เคียงกับไฮโดรเจนสีฟ้า เนื่องจากการพัฒนาของเทคโนโลยี และการเพิ่มกำลังการผลิตที่ทำให้สามารถแข่งขันได้ อย่างไรก็ดี ราคาพลังงานสะอาดเป็นต้นทุนสำคัญในการผลิตไฮโดรเจนสีเขียว ดังนั้น เพื่อให้ราคาไฮโดรเจนสีเขียวสามารถแข่งขันได้ จำเป็นต้องลงทุนพัฒนาในโครงการผลิตพลังงานสะอาดเพื่อให้ราคาพลังงานสะอาดสามารถแข่งขันกับเชื้อเพลิงฟอสซิลได้ โดยต้นทุนไฮโดรเจนสีเขียวของประเทศไทย ยังคงสูงกว่าต้นทุนการผลิตไฮโดรเจนสีเทา และไฮโดรเจนสีฟ้าเช่นกัน ตามต้นทุนพลังงานสะอาดที่ยังคงสูงกว่าเชื้อเพลิงฟอสซิล ทั้งนี้ ต้นทุนการผลิตของไฮโดรเจนไม่ควรสูงเกิน ๕.๘๘ ดอลลาร์สหรัฐฯ ต่อกิโลกรัม เพื่อให้แข่งขันได้กับการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลในรถยนต์ ทั้งนี้ ตามแนวทางการศึกษาของ สนพ. ได้มีผลการศึกษาว่าต้นทุนไฮโดรเจนที่เหมาะสมและสามารถแข่งขันกับเชื้อเพลิงฟอสซิลได้ ควรมีราคาไม่เกิน ๒ เหรียญสหรัฐต่อกิโลกรัม ซึ่งปัจจุบันยังมีต้นทุนที่สูงอยู่ โดยเฉพาะไฮโดรเจนสีเขียวที่มีต้นทุนอยู่ที่ ๕ - ๑๐ เหรียญสหรัฐ และต้นทุนไฮโดรเจนสีฟ้าที่ ๓ - ๕ เหรียญสหรัฐ

จากการประเมินความต้องการใช้ไฮโดรเจนสีเขียวเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าของไทยจากโครงการต้นแบบของ กฟผ. พบว่า ความต้องการใช้งานในปัจจุบันราว ๘๐ ตัน/ปี หรือคิดเป็นมูลค่าตลาดราว ๑๔.๖ ล้านบาท และคาดว่าจะเพิ่มขึ้นได้สูงสุดเป็น ๔.๙ แสนตัน ในปี ๒๕๗๔ หรือคิดเป็นมูลค่าตลาดราว ๕.๓ หมื่นล้านบาท เนื่องจากสำนักงานนโยบายและแผนพลังงาน (สนพ.) มีแผนที่จะให้โรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติใช้ก๊าซไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงร่วมในการผลิตไฟฟ้า ซึ่งเบื้องต้นกำหนดสัดส่วนการใช้ก๊าซดังกล่าวอยู่ที่ ๕% ของปริมาณเชื้อเพลิงทั้งหมดในปี พ.ศ. ๒๕๗๔ โดยประเมินในครั้งนี้อยู่ภายใต้สมมุติฐานที่ว่าโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติใช้ไฮโดรเจนสีเขียวเป็นเชื้อเพลิงร่วมทั้งหมด ทั้งนี้ เป็นการปรับลดการใช้ก๊าซไฮโดรเจน จากเดิมจะกำหนด ๒๐% ซึ่งเป็นเป้าหมายแรกของ สนพ. ที่จะเริ่มให้มีการผลิตและใช้ไฮโดรเจนในกลุ่มโรงไฟฟ้าตามแผน PDP ฉบับล่าสุด (ระหว่างปี ค.ศ. ๒๐๒๓ - ๒๐๓๗) โดยกำหนดปริมาณการใช้ไฮโดรเจนมากสุดอยู่ที่ ๒๐% ภายในปี พ.ศ. ๒๕๘๐ เนื่องจากเป็นปริมาณที่ไม่กระทบต่อโครงสร้างพื้นฐานเดิม เช่น ท่อส่งก๊าซธรรมชาติ พร้อมลดปริมาณการปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ โดยทำการลดสัดส่วนการผสมไฮโดรเจนลงเหลือ ๕% ในเบื้องต้น

เนื่องจากการผลิตยังมีราคาสูง แต่ยังไม่ใช่ข้อสรุปสุดท้าย ทางกระทรวงพลังงานกำลังอยู่ระหว่างการพิจารณา เนื่องจากหากกำหนดที่ ๒๐% จะส่งผลกระทบกับค่าไฟฟ้าได้

เมื่อพิจารณาการเรียกเก็บค่าไฟฟ้าจะเห็นว่าการปรับขึ้น ลงของค่าไฟฟ้าในประเทศไทยขึ้นอยู่กับต้นทุนเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าหน้าโรงงานของแต่ละประเภทจะประกอบด้วย

ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าหน้าโรงไฟฟ้า (ปี 2565)



ภาพที่ ๔.๑ ต้นทุนการผลิตหน้าโรงไฟฟ้า ปี พ.ศ. ๒๕๖๕

- ลิกไนต์ (กฟผ.) ต้นทุนอยู่ที่ ๑.๑๘ บาทต่อหน่วย สัดส่วนการผลิตปัจจุบันใช้อยู่ ๗.๗๙%
- พลังน้ำ (กฟผ.) ต้นทุนอยู่ที่ ๑.๓๘ บาทต่อหน่วย สัดส่วนการผลิตปัจจุบันใช้อยู่ ๓.๐๒%
- พลังน้ำ ลาว ต้นทุนอยู่ที่ ๑.๘๙ บาทต่อหน่วย สัดส่วนการผลิตปัจจุบันใช้อยู่ ๑๐.๙๙%
- ถ่านหินนำเข้า (IPP) ต้นทุนอยู่ที่ ๒.๑๔ บาทต่อหน่วย สัดส่วนการผลิตปัจจุบันใช้อยู่ ๗.๐๓%
- ลิกไนต์ หงสา ต้นทุนอยู่ที่ ๒.๑๗ บาทต่อหน่วย สัดส่วนการผลิตปัจจุบันใช้อยู่ที่ ๕.๔๘%
- Pool Gas ต้นทุนอยู่ที่ ๔.๐๒ บาทต่อหน่วย สัดส่วนการผลิตปัจจุบันใช้อยู่ที่ ๓๐.๘๑%
- ก๊าซฯ (SPP Firm) ต้นทุนอยู่ที่ ๔.๘๗ บาทต่อหน่วย สัดส่วนการผลิตปัจจุบันใช้อยู่ที่ ๑๗.๗๗%
- พลังงานหมุนเวียน (Renew) ต้นทุนอยู่ที่ ๕.๕๗ บาทต่อหน่วย สัดส่วนการผลิตปัจจุบันใช้อยู่ที่ ๙.๖๖%
- น้ำมันดีเซล ต้นทุนอยู่ที่ ๘.๔๕ บาทต่อหน่วย สัดส่วนการผลิตปัจจุบันใช้อยู่ที่ ๔.๓๐%
- SPP Firm อื่น ๆ ต้นทุนอยู่ที่ ๔.๔๙ บาทต่อหน่วย สัดส่วนการผลิตปัจจุบันใช้อยู่ที่ ๒.๒๐%

ต้นทุนการผลิตหน้าโรงไฟฟ้าปี ๒๕๖๕ สำหรับต้นทุนการผลิตหน้าโรงงานรวมเงินปรับปรุงของปีที่ผ่านมาเท่ากับ ๓.๗๗ บาทต่อหน่วย

จากข้อมูลแนวโน้มต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากการใช้ไฮโดรเจนสีเขียวของโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ เมื่อพิจารณาที่ประสิทธิภาพการผลิต ๑๐๐ เปอร์เซ็นต์ การผลิตไฮโดรเจน ๑ กิโลกรัม ต้องใช้พลังงานไฟฟ้า ๓๙ หน่วย (kWh) หากพิจารณาราคาหน่วยไฟฟ้าที่ ๒.๕๐ บาท จะพบว่าราคาค่าไฟฟ้าในการผลิตไฮโดรเจน ๑ กิโลกรัม ประมาณ ๑๐๐ บาท เปรียบเทียบกับการใช้น้ำมันดีเซล ๓.๘ ลิตร ราคาเท่ากับ ๑๓๓ บาท (กำหนดให้ราคา ๑ ลิตรเท่ากับ ๓๕ บาท) ส่งผลให้ไฮโดรเจนมีแนวโน้มที่จะเป็นทางเลือกของพลังงานในอนาคตอันใกล้ อย่างไรก็ตาม ประเด็นที่จะต้องคำนึงถึงอย่างมากในการนำเทคนิคการแยกน้ำด้วยไฟฟ้ามาใช้ผลิตไฮโดรเจนเพื่อนำไปใช้เป็นพลังงาน คือ พลังงานไฟฟ้าที่จะต้องใช้พลังงานไฟฟ้าที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียนที่สะอาด เช่น พลังงานแสงอาทิตย์ หรือ พลังงานลม ซึ่งประเทศไทยมีศักยภาพในการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานแสงอาทิตย์เพียงพอต่อการนำมาใช้ผลิตไฟฟ้า และในช่วงปี ค.ศ. ๒๐๕๐ การผลิตไฮโดรเจนสีเขียว ต้องการพลังงานไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนในสัดส่วนที่ ร้อยละ ๑๕ ของแผนพลังงานทดแทน ซึ่งกำลังการผลิตติดตั้งรวมของพลังงานทดแทนคือ ๕๑,๙๐๐ GWh และจากรายงานของ PwC มีข้อมูลที่คาดการณ์ว่าต้นทุนการผลิตไฮโดรเจนจะลดลงถึงประมาณ ๕๐% ภายในปี ค.ศ. ๒๐๓๐ และจะลดลงไปเรื่อย ๆ ในระดับที่ช้ากว่า ไปจนถึงปี ค.ศ. ๒๐๕๐

ตารางที่ ๔.๒ เปรียบเทียบการผลิตไฮโดรเจนสีเขียว ๑ กิโลกรัมไฮโดรเจน

กำลังไฟฟ้า	๓๙	หน่วย
ต้นทุนค่าไฟฟ้า	๑๐๐	บาท
เปรียบเทียบค่าความร้อนที่ได้จากการใช้น้ำมันเชื้อเพลิง ในปริมาณ	๓.๘	ลิตร
ต้นทุนค่าน้ำมันเชื้อเพลิง	๑๓๓	บาท

เมื่อวิเคราะห์เป้าหมายในการลดก๊าซเรือนกระจกจากการใช้ไฮโดรเจนสีเขียวเป็นเชื้อเพลิงร่วมในการผลิตไฟฟ้าตามสัดส่วนร้อยละ ๕ และเพิ่มขึ้นทุก ๆ ๑๐ ปี ในอัตราส่วนร้อยละ ๕ จนเต็มระดับร้อยละ ๒๐ ในปี พ.ศ. ๒๖๐๔ - ๒๖๑๓ จะส่งผลให้ประเทศไทยบรรลุเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอนในปี ค.ศ. ๒๐๕๐ ซึ่งประเทศไทยจะต้องลดปริมาณก๊าซให้ได้ถึง ๑๑๙ ล้านตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า ($MtCO_2e$) เพื่อเข้าสู่ความเป็นกลางทางคาร์บอนในปี ค.ศ. ๒๐๕๐ โดยไฮโดรเจนจะมีส่วนช่วยลดปริมาณคาร์บอนไดออกไซด์ได้ถึง ๑๖.๓ ล้านตัน เทียบเป็นร้อยละ ๑๔ ที่จะลดลงได้ ในปี ค.ศ. ๒๐๕๐

๓) การนำ Carbon Capture and Storage หรือ CCS เข้ามาใช้งานเพื่อกักเก็บคาร์บอน

จากข้อมูลพบว่า การพัฒนา Carbon Capture and Storage หรือ CCS ซึ่งเป็นหนึ่งในแผนการดำเนินงาน เพื่อรองรับการเปลี่ยนผ่านด้านพลังงาน (Energy Transition) ในการก้าวสู่การเป็นองค์กรคาร์บอนต่ำ และสร้างการเติบโตอย่างยั่งยืนในอนาคต CCS มีความสามารถในการดักจับก๊าซเรือนกระจกที่ปล่อยจากกิจกรรมต่าง ๆ ของภาคอุตสาหกรรมถึงร้อยละ ๙๐ และเป็นหนึ่งในเทคโนโลยีที่ได้รับการพิสูจน์แล้วว่า จะช่วยให้อุตสาหกรรมต่าง ๆ ที่ใช้พลังงานสูง สามารถดักจับและกักเก็บคาร์บอนได้ ทำให้ CCS เป็นเครื่องมือที่ลดความเสี่ยงเรื่องสภาพภูมิอากาศเปลี่ยนแปลงอย่างมีประสิทธิภาพ

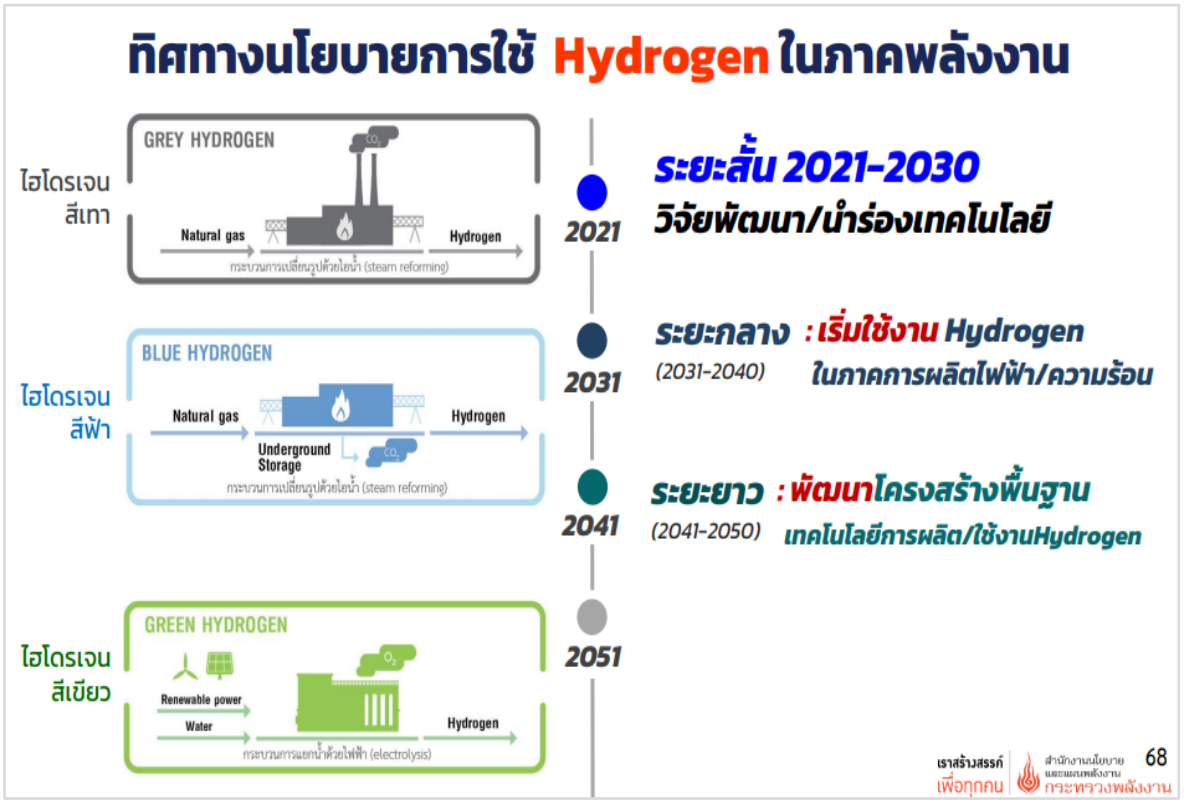
การพัฒนาไปสู่ธุรกิจรูแบบใหม่ CCS และ Carbon Capture Utilization and Storage (CCUs) เป็นเทคโนโลยีที่มุ่งเน้นการมีส่วนร่วมในการลดการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศซึ่งเป็นแนวโน้มใหญ่ของโลก โดยเทคโนโลยีดังกล่าวได้รับการพิสูจน์แล้ว และสามารถพัฒนาได้ทั้งในระดับเชิงพาณิชย์ เพราะปัจจัยกระทบจากต้นทุนการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ เช่น ภาษีคาร์บอน มาตรการปรับคาร์บอนก่อนข้ามพรมแดน (Carbon Border Adjustment Mechanism : CBAM) เงินอุดหนุนจากรัฐบาล เป็นปัจจัยหลักในการนำเทคโนโลยีเข้าสู่เชิงพาณิชย์ อีกทั้ง CCS มีส่วนสำคัญในการบรรลุเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอน และการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ เมื่อพิจารณาตามการคาดการณ์ของภาครัฐตามระยะเวลาดังกล่าว ประเทศไทยจะต้องมีการนำ CCS ในปริมาณ ๖๐ ล้านตันต่อปี ภายในปี พ.ศ. ๒๖๐๘ โดยการกักเก็บในพื้นที่บริเวณแหล่งก๊าซในอ่าวไทยมีศักยภาพในการกักเก็บคาร์บอนไดออกไซด์ในปริมาณมาก

ในอนาคตการดำเนินงานที่เกี่ยวข้องกับ CCS หรือ CCUS จะกลายเป็นรูปแบบธุรกิจใหม่อีกประเภทที่มีความสำคัญต่อเศรษฐกิจของประเทศ เนื่องด้วยความมุ่งมั่นในการปรับลดคาร์บอนไดออกไซด์ของทุกภาคส่วน สำหรับธุรกิจ CCS มีผู้ประกอบการที่พัฒนาธุรกิจอย่างต่อเนื่อง ได้แก่ บริษัท ปตท. สำรวจ และผลิตปิโตรเลียม จำกัด (มหาชน) และบริษัท บ้านปู จำกัด (มหาชน) **โดยการศึกษาการกักเก็บในแหล่งอาทิตย์** ซึ่งมีกำลังการกักเก็บคาร์บอนที่ ๑ ล้านตันต่อปี โดยโครงการดังกล่าวคาดว่าจะสามารถดำเนินการเชิงพาณิชย์ได้ภายในปี พ.ศ. ๒๕๖๙ - ๒๕๗๐ ขณะเดียวกัน **บริษัท บ้านปู จำกัด (มหาชน) มีโครงการ CCS ๒ โครงการ** ได้แก่ Barnett Zero และ Cotton Cove ในสหรัฐฯ โดยมีกำลังการกักเก็บคาร์บอนรวม ๐.๓ ล้านตันต่อปี ซึ่งทั้ง ๒ โครงการนี้จะเริ่มดำเนินการในปี พ.ศ. ๒๕๖๖ - ๒๕๖๗ ตามลำดับ

ในส่วนของประเทศไทย ราคาคาร์บอนเครดิตเฉลี่ย มีอัตราเติบโตอย่างต่อเนื่อง โดยในปี พ.ศ. ๒๕๖๑ อยู่ที่ ๒๑.๓๗ บาทต่อตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า ปี พ.ศ. ๒๕๖๒ อยู่ที่ ๒๔.๗๑ บาทต่อตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า ปี พ.ศ. ๒๕๖๓ อยู่ที่ ๒๕.๗๖ บาทต่อตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า ขณะที่ปี พ.ศ. ๒๕๖๔ อยู่ที่ ๓๔.๓๔ บาทต่อตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า ปี พ.ศ. ๒๕๖๕ ราคาสูงขึ้นแบบก้าวกระโดดไปอยู่ที่ ๑๐๗.๒๓ บาทต่อตันคาร์บอนไดออกไซด์เทียบเท่า หรือประมาณ ๓ ดอลลาร์ต่อตันคาร์บอนฯ ขณะที่ราคาคาร์บอนเครดิตในแต่ละตลาดหรือแต่ละมาตรฐานจะมีความแตกต่างกัน ปัจจุบันราคาคาร์บอนเครดิตโลกอยู่ที่ประมาณ ๒๕ ดอลลาร์ต่อตันคาร์บอนฯ

ข้อจำกัดของการดำเนินงานด้าน CCS เช่น กฎหมายที่เกี่ยวกับเทคโนโลยีการดักจับและกักเก็บคาร์บอน (CCS Directive) ต้องมีการกำหนดสถานที่ตั้งของแหล่งกักเก็บคาร์บอนไดออกไซด์นั้น ไม่อาจจะประกอบการได้ เว้นแต่จะได้รับอนุญาต โดยระบบการให้อนุญาตนี้ถือเป็นเครื่องมืออันสำคัญที่จะทำให้การประกอบการเป็นไปโดยสอดคล้องกับมาตรฐานสิ่งแวดล้อมและความปลอดภัย ปัจจุบันกรมเชื้อเพลิงธรรมชาติได้มีการศึกษาเกี่ยวกับการจัดเก็บคาร์บอนในอ่าวไทย เพื่อให้มีการเข้าใช้พื้นที่แหล่งผลิตปิโตรเลียมทำการกักเก็บได้ เนื่องจากมีการศึกษาศักยภาพของชั้นหินที่สามารถทำการกักเก็บโดยไม่เกิดการรั่วไหล แต่เนื่องจากกฎหมายว่าด้วยปิโตรเลียมที่บังคับใช้อยู่ในปัจจุบันไม่ได้มีข้อบัญญัติในการเข้าใช้พื้นที่ในลักษณะดังกล่าวได้ จึงจำเป็นต้องมีการศึกษาทบทวนเพื่อแก้ไขเพิ่มเติมกฎหมายที่เกี่ยวข้อง

๔) การผลักดันให้มีการนำไฮโดรเจนไปใช้งานตามแผนพลังงานชาติ



ภาพที่ ๔.๒ ทิศทางนโยบายการใช้ Hydrogen ในภาคพลังงาน

ไฮโดรเจน สามารถนำมาใช้ในรูปแบบของเชื้อเพลิงโดยตรงผ่านการสันดาปภายใน หรือผ่านปฏิกิริยาทางเคมี หรือใช้ในรูปแบบของการเป็นแหล่งกักเก็บพลังงาน Energy Storage เพื่อลดข้อจำกัดการผลิตไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน เช่น ในฤดูฝน ที่ปริมาณแสงอาทิตย์มีน้อยกว่าฤดูกาลอื่น ๆ ไฟฟ้าที่ผลิตได้จากพลังงานทดแทนในช่วงเวลาดังกล่าว สามารถนำมาผลิตไฮโดรเจนสีเขียว เพื่อทำการเปลี่ยนเป็นแหล่งกักเก็บพลังงานที่สามรถเก็บไว้ได้ในรูปแบบของก๊าซ หรือของเหลว เป็นทางเลือกแทนแบตเตอรี่สำหรับการจัดเก็บพลังงานขนาดใหญ่และในระยะเวลานาน

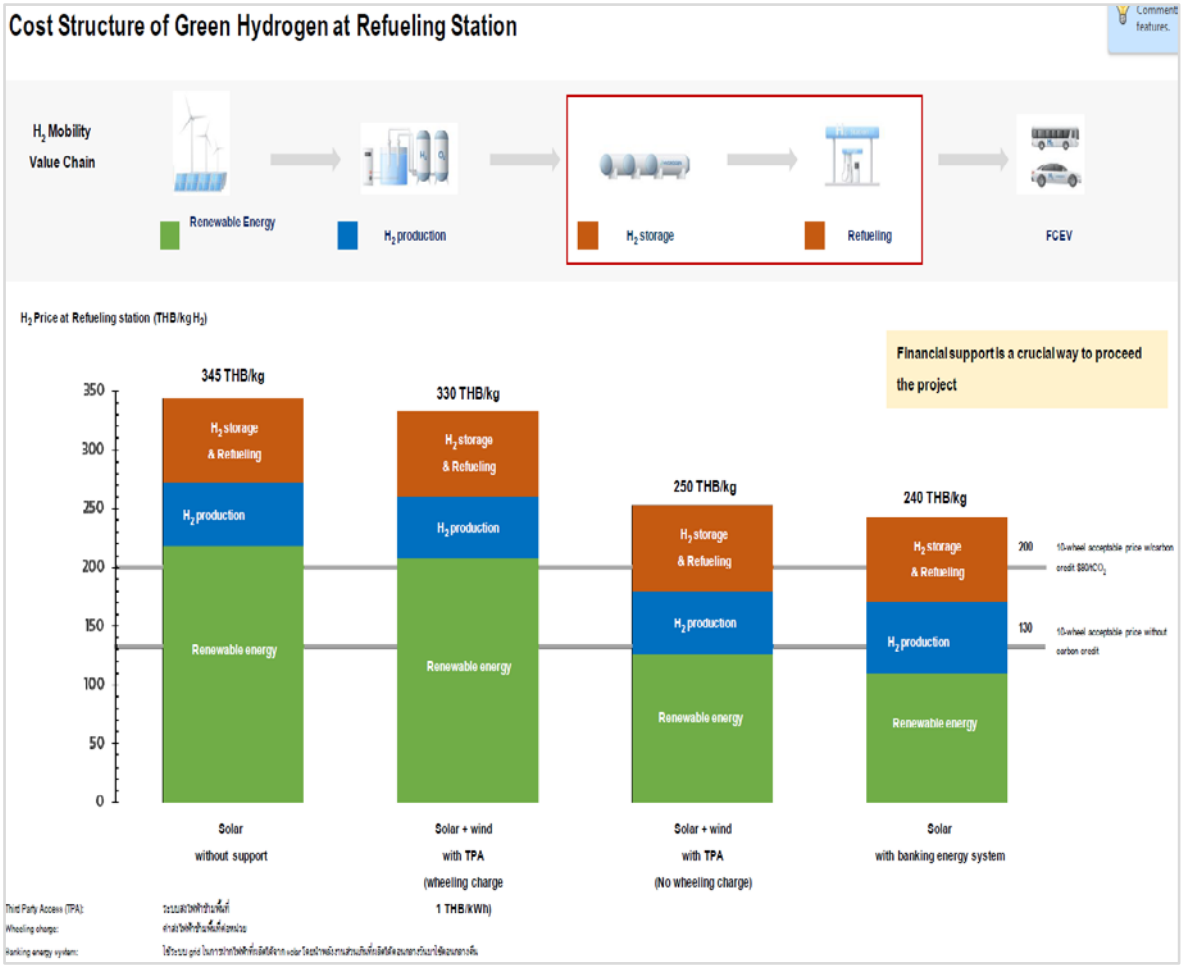
ตามรายงาน ของ สนพ. ระบุว่า การใช้งานไฮโดรเจนส่วนใหญ่เป็นการใช้เพื่อเป็นเชื้อเพลิงโดยตรง นอกจากนี้ ยังมีการนำไปใช้ปรับปรุงคุณสมบัติน้ำมันเตาชนิดเบา เพื่อลดค่าการปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ต่อพลังงาน ซึ่งในปัจจุบันประเทศไทยยังไม่มีการใช้เชิงพาณิชย์เต็มรูปแบบ อยู่ในขั้นสาธิตและพัฒนาต้นแบบ ทั้งนี้ การนำไฮโดรเจนมาใช้ประโยชน์ในภาคพลังงาน แบ่งออกเป็น ๓ ส่วนหลัก ประกอบด้วย

ภาคพลังงานไฟฟ้า ใช้ไฮโดรเจนสีเขียวเป็นเชื้อเพลิงโดยตรง หรือนำไปผสมกับก๊าซธรรมชาติในการผลิตไฟฟ้าด้วยกังหันก๊าซไฮโดรเจน (hydrogen gas turbine) หรือผลิตพลังงานไฟฟ้าจากเทคโนโลยีเซลล์เชื้อเพลิง (fuel cell technology) การนำไฮโดรเจนสีเขียวมาเป็นเชื้อเพลิงในโรงไฟฟ้าประเภทที่สามารถใช้เชื้อเพลิงตั้งแต่สองชนิดขึ้นไป (co-firing power plant) ผ่านระบบท่อก๊าซธรรมชาติ ทำให้ค่าไฟฟ้าเฉลี่ยเพิ่มขึ้นประมาณร้อยละ ๘.๗๔ จากการใช้ก๊าซธรรมชาติเป็นเชื้อเพลิงเพียงชนิดเดียว นอกจากนี้ ยังพบว่าในการทดลองของ บริษัท มิตซูบิชิ เพาเวอร์

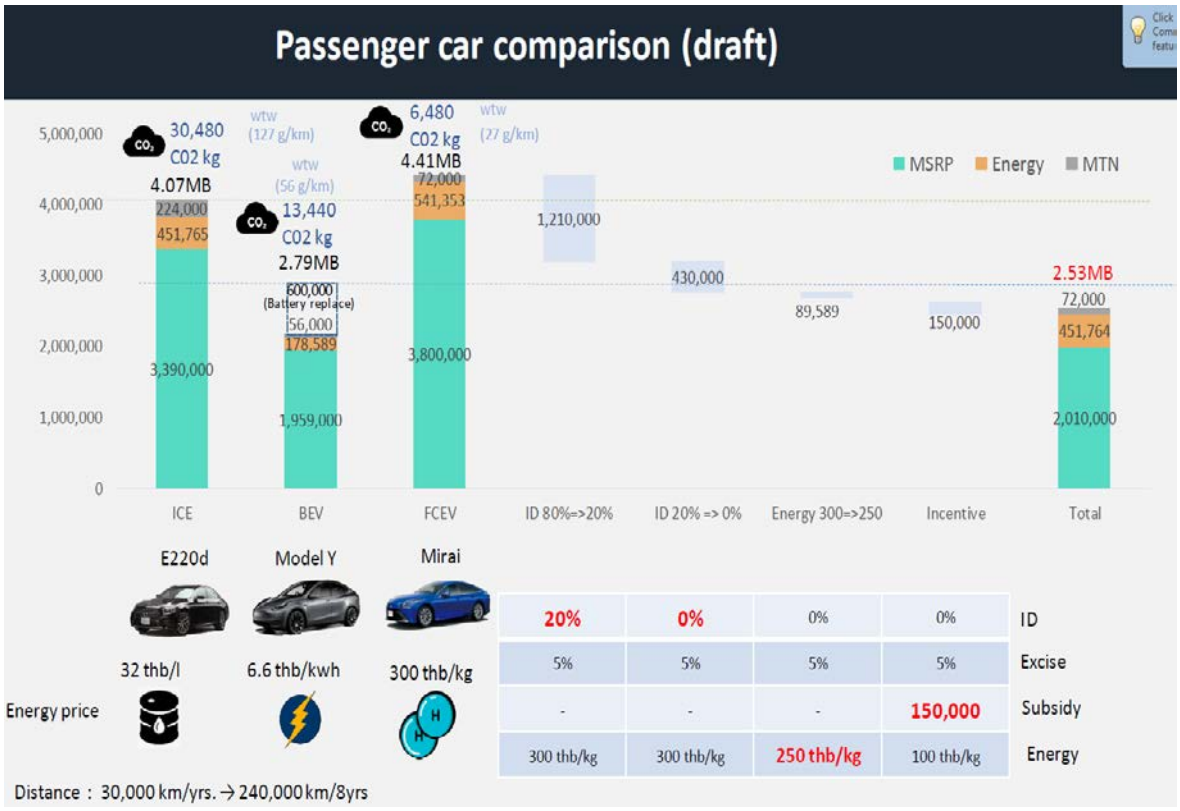
ประเทศญี่ปุ่น ได้ทดลองเปลี่ยนเชื้อเพลิงจากก๊าซธรรมชาติเป็นส่วนผสมของไฮโดรเจน ๓๐% โดยปริมาตร จะสามารถลดการปล่อยคาร์บอนของกังหันก๊าซได้ประมาณ ๑๐% เปรียบเทียบกับการใช้ก๊าซไฮโดรเจนสีเขียวเป็นเชื้อเพลิงร่วมในสัดส่วนที่ ๕% ของปริมาณการใช้เชื้อเพลิงของโรงไฟฟ้าก๊าซธรรมชาติ ตามแผนของ สนพ. จะช่วยลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกราว ๒.๓% ซึ่งสูงกว่าการใช้ก๊าซไฮโดรเจนสีฟ้าซึ่งอยู่ประมาณ ๑.๙% การใช้ก๊าซไฮโดรเจนสีเขียวเป็นเชื้อเพลิงในการผลิตไฟฟ้าจึงช่วยให้ไทยสามารถบรรลุเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอน (Carbon Neutrality) ในปี พ.ศ. ๒๕๙๓ ได้ง่ายกว่า โดยคาดว่าหากมีการพัฒนาเทคโนโลยีในอนาคต และมีการพัฒนากลไกซื้อขายคาร์บอนในวงกว้าง รูปแบบธุรกิจดังกล่าวน่าจะมีศักยภาพที่จะสามารถแข่งขันในตลาดได้

ต้นทุนการผลิตไฟฟ้าจากการใช้ไฮโดรเจนสีเขียวเป็นเชื้อเพลิงร่วมในสัดส่วน ๕% พบว่า มีแนวโน้มลดลงจาก ๓.๓ บาท/หน่วยไฟฟ้าในปี พ.ศ. ๒๕๖๖ เป็น ๒.๕ บาท/หน่วยไฟฟ้าในปี พ.ศ. ๒๕๗๔ แต่ยังสูงกว่าการใช้ก๊าซธรรมชาติเพียงชนิดเดียว ดังนั้น หากภาครัฐควรมีมาตรการสนับสนุนการใช้พลังงานดังกล่าวในแง่ของการเก็บภาษีคาร์บอน และชดเชยต้นทุนการผลิตไฟฟ้าผ่านการรับซื้อไฟฟ้า ความคุ้มค่าในการใช้งานไฮโดรเจนสีเขียว เพื่อให้บรรลุเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอน และการปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ ก็จะมีความคุ้มค่าในการดำเนินนโยบาย

ข้อมูลจาก White Paper ที่มีการศึกษาจากกลุ่มไฮโดรเจนไทยแลนด์



ภาพที่ ๔.๓ โครงสร้างต้นทุนของไฮโดรเจนสีเขียว ณ จุดเติมเชื้อเพลิง



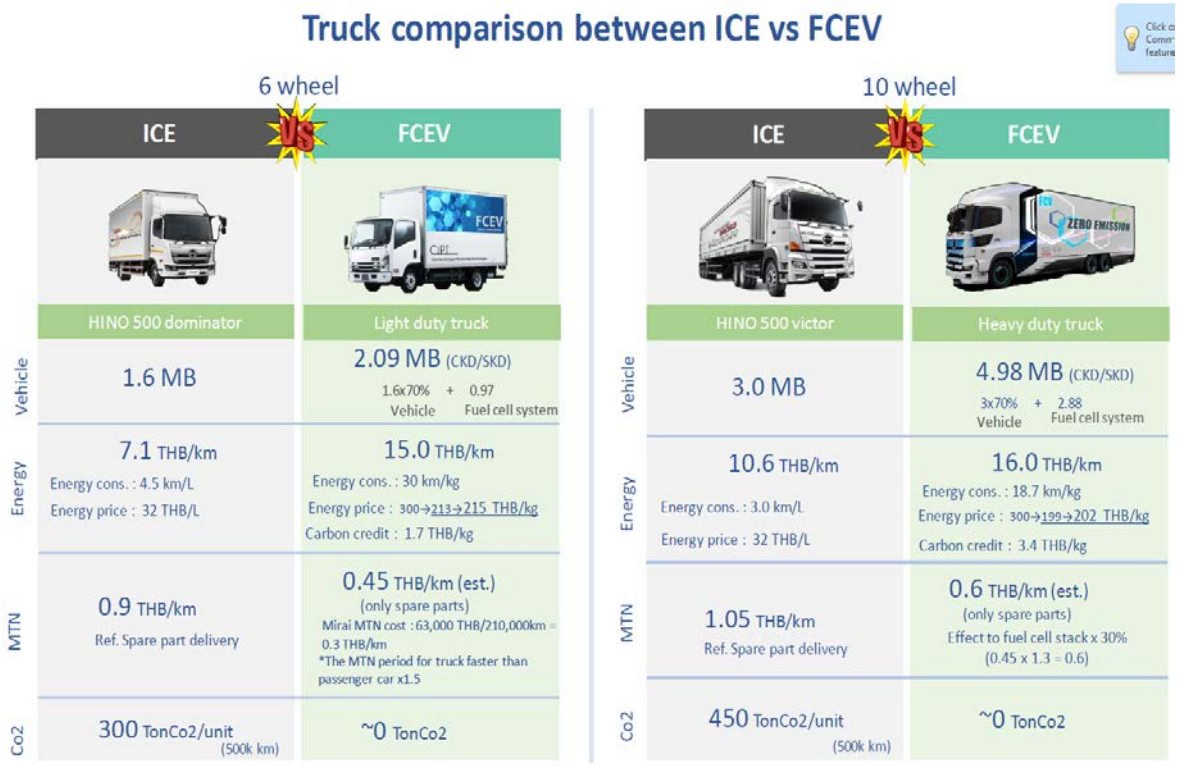
ภาพที่ ๔.๔ MSRP ราคาขายปลีกที่แนะนำของผู้ผลิต

๑) ข้อมูลเปรียบเทียบ ระหว่างรถยนต์สันดาปภายในและรถยนต์ไฟฟ้าประเภทต่าง ๆ พบว่า

- รถยนต์สันดาปภายใน รุ่นเมอร์เซเดส-เบนซ์ E๒๒๐D ราคา ๓.๓ ล้านบาท ค่าพลังงาน ๔๕๐,๐๐๐ บาท และค่าซ่อมบำรุง ๒๒๔,๐๐๐ บาท ในระยะเวลาการใช้งาน ๘ ปี จะมีค่าใช้จ่ายทั้งสิ้นประมาณ ๘ ล้านบาท

- รถยนต์ไฟฟ้าประเภท Battery Electric Vehicle (BEV) รุ่นเทสลา โมเดลวาย ราคา ๑.๙ ล้านบาท ภายใต้มาตรการสนับสนุนจากภาครัฐ ค่าพลังงาน (๑๗๘,๕๘๙ บาท) และค่าเปลี่ยนแบตเตอร์รี่ ๖๐๐,๐๐๐ บาท ระยะเวลาการใช้งาน ๘ ปี จะมีค่าใช้จ่ายทั้งสิ้นประมาณ ๒.๙๗ ล้านบาท

- รถยนต์ไฟฟ้าเซลเชื้อเพลิง Fuel Cell Vehicle (FCEV) รุ่นโตโยตา มิรัย ราคา ๓.๘ ล้านบาท ค่าพลังงาน ๕๔๑,๓๕๓ บาท ค่าซ่อมบำรุง ๗๒,๐๐๐ บาท ในระยะเวลา ๘ ปี จะมีค่าใช้จ่าย ๔.๔๑ ล้านบาท อย่างไรก็ตามหาก FCEV ได้รับการสนับสนุนจากภาครัฐ ทั้งจากสิทธิประโยชน์จากข้อตกลง JTEPA ภาษีนำเข้า และค่าพลังงานที่ลดลงจากกิโลกรัมละ ๓๐๐ บาท เป็น ๒๕๐ บาท และมาตรการส่งเสริมจากภาครัฐ ๑๕๐,๐๐๐ บาท จะส่งผลให้ในระยะเวลา ๘ ปี จะมีค่าใช้จ่าย ๒.๕๓ ล้านบาท ซึ่งแข่งขันกับรถยนต์ไฟฟ้าแบบ BEV ได้



ภาพที่ ๔.๕ เปรียบเทียบรถบรรทุกแบบ ICE กับรถบรรทุกประเภท FCEV

เมื่อเปรียบเทียบรถบรรทุกแบบ ICE กับรถบรรทุกประเภท FCEV พบว่า

- รถบรรทุก ICE และรถ FCEV ขนาด ๖ ล้อ

ค่าใช้จ่ายพลังงาน	ICE	๗.๑ บาท/กม.
	FCEV	๑๕ บาท/กม.
ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษา	ICE	๐.๙ บาท/กม.
	FCEV	๐.๔๕ บาท/กม.
การปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์	ICE	๓๐๐ ตันคาร์บอนไดออกไซด์/หน่วย
	FCEV	๐ ตันคาร์บอนไดออกไซด์/หน่วย

- รถบรรทุก ICE และรถ FCEV ขนาด ๑๐ ล้อ

ค่าใช้จ่ายพลังงาน	ICE	๑๐.๖ บาท/กม.
	FCEV	๑๖ บาท/กม.
ค่าใช้จ่ายในการบำรุงรักษา	ICE	๑.๐๕ บาท/กม
	FCEV	๐.๖ บาท/กม.
การปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์	ICE	๔๕๐ ตันคาร์บอนไดออกไซด์/หน่วย
	FCEV	๐ ตันคาร์บอนไดออกไซด์/หน่วย

การนำรถไฟฟ้ามาใช้ในภาคขนส่งยังพบว่าไม่เหมาะสม เนื่องจากน้ำหนักของแบตเตอร์รี่ที่มีขนาดใหญ่ ทำให้รถต้องบรรทุกน้ำหนักมากและสูญเสียพื้นที่ในการบรรทุก ในกรณีการเปรียบเทียบระหว่างรถยนต์สันดาปภายในกับรถยนต์ไฟฟ้าประเภทเซลล์เชื้อเพลิง พบว่า หากจะนำมาใช้งานในรถ ๖ ล้อ และ ๑๐ ล้อ ราคารถยนต์และราคาพลังงาน จะเป็นตัวแปรให้เกิดการพิจารณาเลือกใช้งาน อย่างไรก็ตาม การสนับสนุนจากภาครัฐในด้านค่าใช้จ่ายพลังงาน จาก ๓๐๐ บาทลดลงเหลือ ๒๐๒ บาทต่อกิโลกรัมไฮโดรเจน จะเป็นส่วนที่ผลักดันให้เกิดการใช้งานได้มากขึ้น ซึ่งหากเปรียบเทียบกับมาตรการอุดหนุนราคาพลังงานในน้ำมันดีเซลที่รัฐจำกัดราคาไว้ไม่เกิน ๓๐ บาทต่อลิตร ก็อาจจะพิจารณามาตรการอุดหนุนราคาดังกล่าวต่อไฮโดรเจน

๕) ไฮโดรเจนสามารถเติมเต็มในด้านพลังงานได้หลากหลาย

สถานการณ์ของภาคขนส่งในแง่ที่ว่าไฮโดรเจนจะเข้ามาเติมช่องว่างตลาดมากกว่าเข้ามาแข่งกับผู้ชนะเดิม เพราะหากในภาคขนส่งมี BEV สำหรับรถยนต์นั่งส่วนบุคคลเป็นหลัก เทคโนโลยี fuel cell ที่เปลี่ยนไฮโดรเจนเป็นไฟฟ้ายังไม่สามารถเข้าไปทดแทนในระยะเริ่มต้นนี้ได้ เนื่องด้วยโครงสร้างพื้นฐานในการให้บริการยังไม่ครอบคลุมในช่วงเริ่มต้น แต่สิ่งที่ไฮโดรเจนเข้ามาเติมเต็มได้คือในส่วนของกักเก็บพลังงาน (storage) ที่มีความสำคัญต่อระบบไฟฟ้าที่พึ่งพลังงานหมุนเวียน จุดเด่นของ storage ที่ใช้เทคโนโลยีไฮโดรเจน คือ การจัดเก็บไว้ได้หลายสถานะ ทั้งก๊าซ ของเหลว หรือของแข็ง ทำให้นำมาแปรรูปเป็นพลังงานไฟฟ้าผ่าน fuel cell ในเวลาที่ต้องการได้ง่าย ในแง่นี้ไฮโดรเจนจึงมีทั้งบทบาทในฐานะเชื้อเพลิง (เทียบกับก๊าซธรรมชาติหรือถ่านหิน) และ storage (เทียบกับแบตเตอร์รี่) ซึ่งไฮโดรเจนเป็น “storage ระยะยาว” ที่กักเก็บพลังงานจากฤดูฝนที่พลังงานลมมีประสิทธิภาพสูงมาใช้ในฤดูร้อนที่ไม่มีลม (ระดับเดือน/ปี) หรือในช่วงเวลาที่แสงแดดมีประสิทธิภาพสูงในช่วงฤดูร้อน มาใช้ในฤดูฝนที่มีความชื้นสูง และประสิทธิภาพจากพลังงานแสงอาทิตย์ต่ำ

ไฮโดรเจนสามารถลดผลกระทบที่เกิดจากขยะอิเล็กทรอนิกส์ในระยะยาว จากการส่งเสริมเทคโนโลยียานยนต์ไฟฟ้า หรือ EV ที่มีการใช้งานอย่างแพร่หลาย ซึ่งปัญหาที่จะตามมาในอนาคตจากการกำจัดซากแบตเตอร์รี่ที่หมดอายุการใช้งาน เนื่องจากกฎ ระเบียบที่มีอยู่ในปัจจุบันไม่เอื้ออำนวยต่อการจัดการซากผลิตภัณฑ์ที่ชัดเจนอย่างเป็นระบบ ตั้งแต่ต้นทางจนถึงปลายทาง ไม่มีกระบวนการวิเคราะห์และประเมินผลกระทบของผลิตภัณฑ์ที่มีต่อสิ่งแวดล้อมตลอดช่วงชีวิตของผลิตภัณฑ์ ตั้งแต่การสกัดหรือการได้มาซึ่งวัตถุดิบ การออกแบบผลิตภัณฑ์ กระบวนการผลิต การขนส่ง การแปรรูป และการจัดการเศษซากของผลิตภัณฑ์หลังการใช้งานอย่างครบวงจร และเป็นมิตรต่อสิ่งแวดล้อม หากการจัดการซากผลิตภัณฑ์อย่างผิดวิธีทำให้มีการถอดแยกชิ้นส่วนและเกิดการรั่วไหลของสารพิษต่าง ๆ อันเกิดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม และสุขภาพของประชาชน

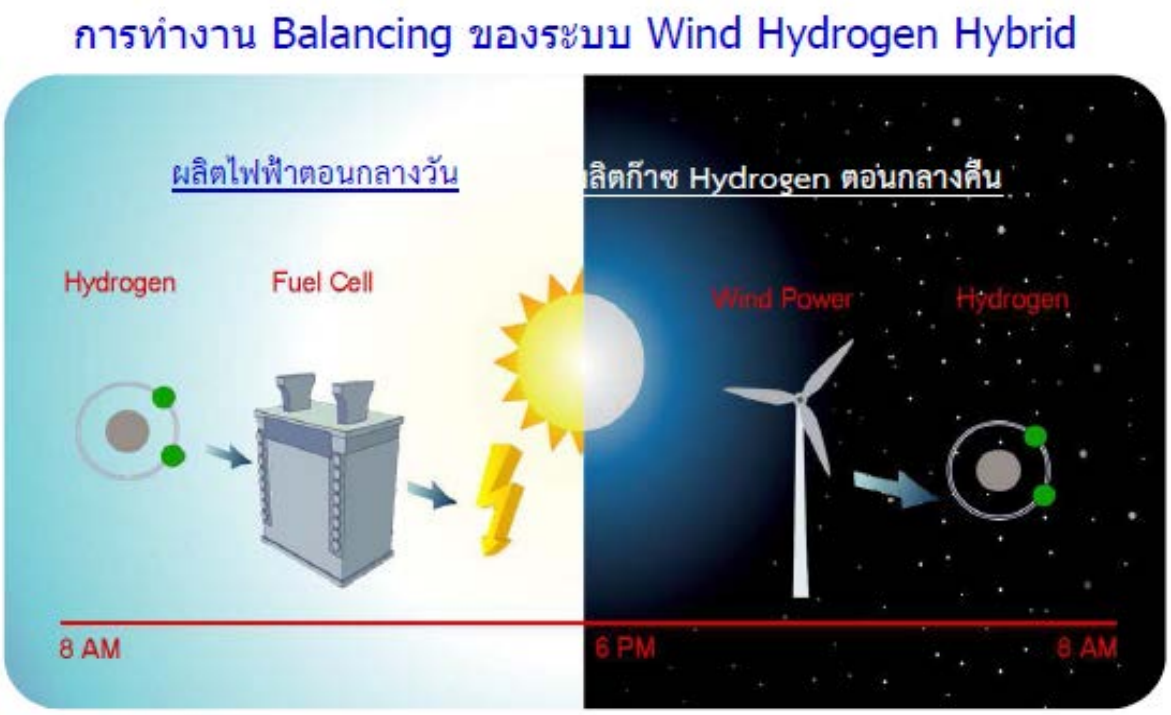
๖) ความท้าทายในด้านการบริหารจัดการ

การเติมไฮโดรเจนใช้เวลาเพียง ๓ - ๕ นาที แต่ไฮโดรเจนไม่เหมือนก๊าซตัวอื่นที่จะให้ความร้อนเพิ่มขึ้นจากการขยายตัวของไฮโดรเจนสูงมากเกินเช่น ๓๐ °C เพื่อไม่ให้อุณหภูมิหลังหัวจ่ายสูงเกินไปต้องลดอุณหภูมิก่อนเข้าหัวจ่ายถึง -๔๐ °C ปัจจุบันตัวสถานีสำหรับการเติม H_2 ที่ความดัน ๗๐๐ bar_g มีต้นทุนรวมประมาณ ๕๐ ล้านบาทต่อ ๑ system หลักการกดอุณหภูมิให้ต่ำที่ -๔๐ °C ไม่ได้เป็นต้นทุนหลักของการเติม H_2 แต่ต้นทุนหลักจะเกิดจากระบบอุปกรณ์ที่ต้องรองรับความดัน ๗๐๐ bar_g ให้ได้

๗) ด้านกฎหมาย ระเบียบ ที่เกี่ยวข้อง

ปัจจุบันกฎหมายที่บังคับใช้กับไฮโดรเจนในรูปแบบของเชื้อเพลิงโดยตรง ที่นำมาใช้ในกิจการพลังงานยังไม่มีการบัญญัติไว้เป็นการเฉพาะ อย่างไรก็ตาม หน่วยงานที่เกี่ยวข้อง เช่น กรมธุรกิจพลังงาน ได้กำหนดแผนงานในการเตรียมความพร้อมรองรับการดำเนินงานด้านกฎหมายเพื่อบัญญัติกฎหมายลำดับรอง มาบังคับใช้กำหนดให้ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงชนิดหนึ่งตามบทนิยามของกฎหมาย เพื่อให้อยู่ภายใต้การกำกับดูแลความปลอดภัย ในการเก็บรักษา การขนส่ง การครอบครอง โดยในช่วงที่อยู่ระหว่างการทดลองโครงการนำร่อง ได้มีการนำกฎหมายที่มีการกำกับดูแลในการดำเนินงานที่เป็นลักษณะของกฎหมายที่เป็นมาตรฐานกลาง เช่น กฎหมายว่าด้วยโรงงาน กฎหมายว่าด้วยวัตถุอันตราย เข้ามากำกับดูแล เพื่อให้เกิดความปลอดภัย แต่ด้วยข้อจำกัดบางประการของกฎหมายที่ยังไม่ครอบคลุมการดำเนินงานในพื้นที่นอกสถานประกอบการที่เป็นไปตามบทนิยามของ “โรงงาน” ตามกฎหมายว่าด้วยโรงงาน การกำกับดูแลกิจการที่เกิดขึ้นในสถานีบริการจึงไม่อยู่ภายใต้กฎหมายว่าด้วยโรงงาน ดังนั้น หน่วยงานที่เกี่ยวข้องจึงได้มีการศึกษาเตรียมความพร้อมสำหรับการใช้งานของไฮโดรเจนในเชิงพาณิชย์ที่จะเกิดขึ้นในปี พ.ศ. ๒๕๗๘

๘) การวิเคราะห์ผลการศึกษาดูงาน โครงการผลิตไฮโดรเจน โรงไฟฟ้ากังหันลมลำตะคองชลภาวัฒนา



ภาพที่ ๔.๖ การทำงาน Balancing ของระบบ Wind Hydrogen Hybrid

ต้นทุนในการลงทุนก่อสร้างระบบ Hydrogen ทั้งหมด 234.5 ล้านบาท ต้นทุนของไฟฟ้าที่ผลิตได้จากเซลล์เชื้อเพลิงและต้นทุนของการผลิตก๊าซไฮโดรเจน จะแปรผันตามราคาของพลังงานไฟฟ้าที่นำมาใช้ผลิตก๊าซไฮโดรเจน โดยราคาของก๊าซไฮโดรเจน ที่ลำตะคองจะแปรผันตามปริมาณพลังงานที่กังหันลมลำตะคองผลิตได้ในแต่ละปี ซึ่งราคาไฟฟ้าจะถูกลงในปีที่กังหันลมผลิตไฟฟ้าได้มาก

และแพงขึ้นในปีที่ผลิตไฟฟ้าได้น้อย โดยระบบกักเก็บพลังงานไฮโดรเจนที่ลำตะคองมีระยะเวลาในการผลิตไฮโดรเจน ประมาณ ๑๔ ชั่วโมงต่อวัน (ตั้งแต่เวลา ๑๘.๐๐ - ๐๘.๐๐ นาฬิกา ของวันถัดไป) ภายในระยะเวลา ๑ ชั่วโมง สามารถผลิตไฮโดรเจน ได้ ๑๒ - ๑๓ กิโลกรัม โดยใช้ไฟฟ้าในการผลิตไม่เกิน ๖๒๐ หน่วย โดยเปรียบเทียบประสิทธิภาพในการผลิต ดังนี้

- ประสิทธิภาพ Electrolyzer ๗๐ - ๘๐%, พลังงานที่มีในก๊าซไฮโดรเจนต่อพลังงานที่ใช้ผลิตก๊าซ

- ประสิทธิภาพ Fuel Cell ๓๐ - ๔๐%, พลังงานไฟฟ้าที่ได้ต่อพลังงานในก๊าซไฮโดรเจน

- ระบบโดยรวมคาดว่าประสิทธิภาพ ๓๐ - ๔๐%

ในระยะเริ่มต้นการผลิตไฮโดรเจนสีเขียว อาจยังคงมีต้นทุนในการผลิตที่ราคาสูง แต่ในอนาคตจะมีโอกาสที่ต้นทุนการผลิตลดลง เนื่องด้วยประสิทธิภาพในการใช้เชื้อเพลิงของ Electrolyzer ที่มีแนวโน้มเพิ่มขึ้น จึงใช้พลังงานไฟฟ้าในการผลิตไฮโดรเจนลดลง และราคาไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนที่จะลดลงต่ำลง เพราะหากรอช่วงเวลาในการเริ่มดำเนินการในช่วงปี ค.ศ. ๒๐๓๐ ที่เริ่มมีการใช้ไฮโดรเจนเชิงพาณิชย์ในภาคพลังงาน ตามที่กำหนดในร่างยุทธศาสตร์พัฒนาการผลิตและการใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงาน ก็อาจจะเป็นการดำเนินงานที่ล่าช้าไม่ทันต่อสถานการณ์ด้านพลังงานที่มีการเปลี่ยนแปลง และเสียโอกาสในการเพิ่มศักยภาพด้านการแข่งขันของประเทศที่จะได้ใช้พลังงานสะอาดในภาคอุตสาหกรรม ภาคขนส่ง และการผลิตไฟฟ้า เพื่อให้สอดคล้องกับมาตรการในระดับสากลที่ต้องลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจกในทุกภาคส่วน

ทั้งนี้ เพื่อให้เกิดการลงทุนและพัฒนาเศรษฐกิจไฮโดรเจน รัฐจำเป็นต้องให้การสนับสนุนและริเริ่มในกิจกรรมที่เกี่ยวข้องกับการศึกษา วิจัย การพัฒนาการผลิต การจัดเก็บ การขนส่ง และการจัดจำหน่าย รวมถึงเทคโนโลยีในการนำไฮโดรเจนไปใช้ประโยชน์ เนื่องจากในช่วงเริ่มต้นนี้ค่าใช้จ่ายในห่วงโซ่มูลค่าของไฮโดรเจนยังมีราคาสูง ต้องการการสนับสนุนเพื่อให้เกิดการวิจัย พัฒนาประสิทธิภาพ และเทคโนโลยี ซึ่งจะทำให้ราคาและต้นทุนของไฮโดรเจนลดลงได้ในอนาคต โดยมีหลักการคิด ดังต่อไปนี้

๑. ไฮโดรเจนสามารถเป็นทางเลือกและทางออกได้ในการลดคาร์บอน

๒. นโยบายของภาครัฐเป็นส่วนสำคัญที่จะทำให้เกิดเศรษฐกิจไฮโดรเจนและการใช้ไฮโดรเจนสะอาด

๓. การพัฒนาเศรษฐกิจไฮโดรเจนต้องควบคู่ไปกับการลดการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก

๔. การลงทุนด้านไฮโดรเจน จำเป็นต้องมีการคิดวางแผนและจัดการทั้งระบบห่วงโซ่มูลค่า

๕. การขนส่งไฮโดรเจนเป็นกระบวนการที่มีค่าใช้จ่ายสูง ควรหลีกเลี่ยง

๖. ประเทศไทยจำเป็นต้องมีการศึกษาอย่างละเอียดและรอบคอบในการพัฒนาเศรษฐกิจไฮโดรเจน เพื่อให้เกิดการนำไฮโดรเจนมาใช้ให้ทันท่วงทีอย่างมีประสิทธิภาพและเหมาะสม

๗. เศรษฐกิจไฮโดรเจนสามารถเป็นหนึ่งในอุตสาหกรรมที่มีมูลค่าสูงและสร้างงานและรายได้ให้กับประเทศ ในขณะเดียวกันช่วยลดการปลดปล่อยคาร์บอน

๙) เส้นทางในการดำเนินงานเพื่อพัฒนาไฮโดรเจนในระยะเริ่มแรก (ปัจจุบัน - ค.ศ. ๒๐๓๕)

ตารางที่ ๔.๓ เส้นทางในการดำเนินงานเพื่อพัฒนาไฮโดรเจนในระยะเริ่มแรก (ปัจจุบัน - ค.ศ. ๒๐๓๕)

	ค.ศ. ๒๐๒๔ - ๒๐๒๖	ค.ศ. ๒๐๒๖ - ๒๐๓๐	ค.ศ. ๒๐๓๐ - ๒๐๓๕
นโยบาย	- ยุทธศาสตร์ไฮโดรเจน - กฎหมายไฮโดรเจน - การวิจัยและพัฒนาเทคโนโลยีและบุคลากร - กำหนดเรื่องการพัฒนาเศรษฐกิจไฮโดรเจนเป็นหนึ่งในวาระแห่งชาติและกำหนดความมุ่งมั่น - ออกกฎหมายและระเบียบปฏิบัติสำหรับการกักเก็บคาร์บอน (CCS) - จัดสรรงบประมาณและหน่วยงานดำเนินการศึกษารายละเอียดเรื่องการพัฒนาเศรษฐกิจไฮโดรเจนเพื่อใช้เป็นแนวทางกำหนดมาตรการสนับสนุน - จัดตั้งหน่วยงานหรือมอบหมายให้มีหน่วยงานกำกับ ดูแลเรื่องเศรษฐกิจไฮโดรเจนและจัดสรรงบประมาณ เพื่อให้ดำเนินการศึกษาวางแผนและปฏิบัติงานตามยุทธศาสตร์	- ขยายโครงการกักเก็บคาร์บอนให้ครอบคลุมในทุกภูมิภาคโดยเฉพาะเขตอุตสาหกรรมต่าง ๆ	
การผลิตไฮโดรเจน	- สนับสนุนการศึกษา วิจัย คิดค้นระบบ electrolysis - สนับสนุนการศึกษา ออกแบบกระบวนการผลิตไฮโดรเจน ศูนย์การผลิตไฮโดรเจน (Hydrogen Hub) - จัดตั้งเขตผลิตไฮโดรเจนพิเศษเพื่อส่งเสริมการผลิตไฮโดรเจนสีเขียว	- ตั้งโครงการนำร่องผลิตไฮโดรเจนสีเขียวเชิงพาณิชย์เพื่อเป็นต้นแบบพัฒนาเทคโนโลยีและการปฏิบัติ เพื่อนำไปสู่การเพิ่มศักยภาพในการผลิต - เร่งพัฒนาการกักเก็บคาร์บอน (CCS) เพื่อให้เกิดการผลิตไฮโดรเจนสีฟ้า - สนับสนุนให้เกิดการผลิตไฮโดรเจนสีฟ้า	- ดำเนินการให้มีโครงการการผลิตไฮโดรเจนขนาดใหญ่ (> 1 GW electrolyzer)

	ค.ศ. ๒๐๒๔ - ๒๐๒๖	ค.ศ. ๒๐๒๖ - ๒๐๓๐	ค.ศ. ๒๐๓๐ - ๒๐๓๕
		- ศึกษาการผลิตไฮโดรเจนด้วยพลังงานไฟฟ้าจากถ่านหินร่วมกับการกักเก็บคาร์บอน (CCS)	
การขนส่ง กักเก็บและโครงสร้างพื้นฐาน	- ศึกษาการจัดตั้งศูนย์การผลิตในเขตอุตสาหกรรมและในเขตภูมิภาคทั่วประเทศ	- กำหนดให้ภาครัฐนำยานยนต์เชื้อเพลิงไฮโดรเจนมาใช้เป็นการนำร่องโดยจัดตั้งโครงการที่เหมาะสม - เปิดให้เอกชนที่สนใจลงทุนในสถานีไฮโดรเจนโดยพิจารณาสิทธิประโยชน์ด้านภาษีและการเงินสนับสนุนในระยะเริ่มแรก	
ตลาด และการนำไปใช้	- การประชาสัมพันธ์และสื่อสารกับทุกหน่วยงานและประชาชน - ตั้งเป้าหมายและสื่อสารเรื่องการใช้ไฮโดรเจนในอุตสาหกรรมต่าง ๆ เช่น ขนส่ง เหล็ก ซีเมนต์ เซรามิค การผลิตไฟฟ้า - ศึกษาการใช้เชื้อเพลิงไฮโดรเจนกับรถไฟ	- สนับสนุนโครงการผลิตไฮโดรเจนโดยให้สิทธิในการเข้าถึงไฟฟ้าพลังงานทดแทน - ยกเว้นค่าบริการในระบบจำหน่ายไฟฟ้า - ร่วมลงทุนกับเอกชนหรือให้สิทธิประโยชน์เพื่อให้เกิดโครงข่ายการใช้รถขนส่งเชื้อเพลิงไฮโดรเจนไม่น้อยกว่า ๑๐๐ คัน โดยพิจารณาควบคู่กับสร้างศูนย์การผลิตไฮโดรเจน - สนับสนุนให้เกิดการใช้รถไฟฟ้าเชื้อเพลิงไฮโดรเจนในรถโดยสารประจำทาง	

	ค.ศ. ๒๐๒๔ - ๒๐๒๖	ค.ศ. ๒๐๒๖ - ๒๐๓๐	ค.ศ. ๒๐๓๐ - ๒๐๓๕
มาตรการสนับสนุน	- จัดตั้งศูนย์ฝึกอบรมและพัฒนาไฮโดรเจน - จัดทำมาตรฐานที่เกี่ยวข้องและมีหน่วยงานรวมศูนย์ ในการออกใบอนุญาตในการประกอบกิจการไฮโดรเจน - สนับสนุนโครงการความร่วมมือในการพัฒนาเศรษฐกิจไฮโดรเจนให้มากยิ่งขึ้น เช่น ประเทศญี่ปุ่น สหรัฐอเมริกา ยุโรป อังกฤษ และจีน เป็นต้น - ออกมาตรการจูงใจในการใช้ไฮโดรเจน - ออกมาตรการกำกับและส่งเสริมให้เกิดการลดการปลอดปล่อยคาร์บอน	- ยกเว้นภาษีรายได้ - ยกเว้นค่าบริการโครงข่าย (Grid Fee) - จัดตั้งเขตการปลดปล่อยคาร์บอนเป็นศูนย์ - พัฒนาระบบตรวจสอบและรับรองที่มาและการผลิตไฮโดรเจน - สนับสนุน จัดหาเงินทุนดอกเบี้ยพิเศษ	

บทที่ ๕
สรุปและข้อเสนอแนะ

ไฮโดรเจนเป็นเชื้อเพลิงทางเลือกหนึ่งที่มีความจำเป็นต่อการบรรลุเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอนอย่างมีนัยสำคัญ เพื่อใช้ในการทดแทนพลังงานเชื้อเพลิงฟอสซิลที่มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจก เนื่องจากพลังงานไฮโดรเจนถือว่าเป็นพลังงานสะอาดและการใช้พลังงานไฮโดรเจนมีการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ออกมาน้อยมากจนถึงไม่มีมลภาวะ ในปัจจุบันมีการผลิตไฮโดรเจนและพัฒนานำมาใช้ประโยชน์เพื่อให้เป็นหนึ่งในแหล่งพลังงานสะอาดขนาดใหญ่ในอนาคต โดยไฮโดรเจนสามารถนำไปใช้ประโยชน์ได้หลากหลายทั้งในภาคอุตสาหกรรม บ้านเรือน ยานพาหนะ และการผลิตไฟฟ้า ทั้งนี้ ราคาในการผลิตไฮโดรเจนมีแนวโน้มลดต่ำลงในอนาคต จากปัจจัยต้นทุนอุปกรณ์ที่ลดต่ำลง รวมถึงเทคโนโลยีในการผลิตที่มีประสิทธิภาพเพิ่มขึ้น

ในการพัฒนาเศรษฐกิจไฮโดรเจนเพื่อใช้เป็นหนึ่งในเชื้อเพลิงทางเลือกเพื่อทดแทนสัดส่วนเชื้อเพลิงฟอสซิลที่ต้องลดสัดส่วนลงและมีส่วนช่วยลดปริมาณคาร์บอนไดออกไซด์ได้ถึง ๑๖.๓ ล้านตัน เทียบเป็นร้อยละ ๑๔ ของปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในปี ค.ศ. ๒๐๕๐ เป็นอย่างน้อย โดยมีเป้าหมายการพัฒนาเศรษฐกิจไฮโดรเจน ในการผลิตและการใช้ไฮโดรเจนเชิงพาณิชย์ ดังนี้

- สามารถเริ่มมีการใช้ไฮโดรเจนเชิงพาณิชย์ในภาคพลังงานตั้งแต่ปี ค.ศ. ๒๐๓๐
- ก้าวสู่เป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอนในปี ค.ศ. ๒๐๕๐
- การปล่อยก๊าซเรือนกระจกสุทธิเป็นศูนย์ ภายในปี ค.ศ. ๒๐๖๕

คณะกรรมาธิการฯ มีข้อเสนอแนะในการดำเนินงานเพื่อพัฒนาไฮโดรเจน โดยแบ่งเป็น ๓ ด้าน ดังนี้

๑. ด้านนโยบาย

๑.๑ การกำหนดนโยบายเกี่ยวกับพลังงานไฮโดรเจนมีความจำเป็นที่รัฐจะต้องทำความเข้าใจในบทบาทหน้าที่ ความสำคัญของไฮโดรเจนในยุคของการเปลี่ยนผ่านทางพลังงาน เพื่อกำหนดกรอบในการกำกับ ดูแล สนับสนุน การพัฒนาเศรษฐกิจไฮโดรเจน โดยกำหนดให้มี

๑) การจัดทำยุทธศาสตร์ระดับชาติด้านไฮโดรเจน ที่ครอบคลุมไปถึงการจัดทำแผนงานเศรษฐกิจไฮไดรเจน (Hydrogen Economy) แผนที่นำทางด้านการวิจัยและพัฒนา (R&D) แผนที่นำทางโครงการไฮโดรเจนของประเทศไทยอย่างมีประสิทธิภาพและประสิทธิผล

๒) การจัดทำนโยบายส่งเสริมการใช้ไฮโดรเจน ซึ่งครอบคลุมการเพิ่มขีดความสามารถในการแข่งขันและสร้างความเชื่อมั่นให้กับประชาชนและผู้บริโภค รวมไปถึงการเตรียมความพร้อมในโครงสร้างพื้นฐานเศรษฐกิจไฮโดรเจนรองรับการเติบโตของการใช้ไฮโดรเจนในอนาคต

๓) ในระยะแรก ควรกำหนดนโยบายสนับสนุนการพัฒนาการผลิตไฮโดรเจนในประเทศเพื่อพัฒนาความพร้อมและความสามารถในการผลิตไฮโดรเจนเพิ่มความสามารถในการพึ่งพาตนเองและลดการนำเข้าในอนาคต โดยเร่งพัฒนาการผลิตไฮโดรเจนสีฟ้า ซึ่งใช้วัตถุดิบจากก๊าซธรรมชาติที่ผลิตได้จากแหล่งอ่าวไทย ควบคู่กับการพัฒนาระบบ CCS เพื่อรองรับการผลิตและบัญญัติกฎหมายที่เกี่ยวข้อง ให้สามารถดำเนินการผลิตไฮโดรเจนสีฟ้าได้ เนื่องจากปัจจุบันโครงการการกักเก็บคาร์บอนในประเทศยังอยู่ระหว่างการศึกษาและต้องได้รับการสนับสนุนด้านนโยบายให้เกิดโครงการที่มีเป้าหมายในการดักจับและกักเก็บก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ในปริมาณ

ที่เพิ่มขึ้นและเปิดให้อุตสาหกรรมต่าง ๆ ได้มีโอกาสในการใช้เทคโนโลยีและประกอบธุรกิจ รวมทั้งพิจารณาการผลิตไฮโดรเจนสีเขียวเพื่อรองรับการใช้งานในอนาคต ซึ่งคาดว่าไฮโดรเจนสีเขียวสามารถทำราคาต้นทุนการผลิตให้ลดต่ำลงได้ จากการเพิ่มประสิทธิภาพของกระบวนการผลิต กระตุ้นการใช้ไฮโดรเจนที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียน ควบคู่กับมาตรการส่งเสริมการลดก๊าซเรือนกระจก และการพัฒนาตลาดคาร์บอน การพัฒนาของเครื่องแยกน้ำด้วยไฟฟ้า (electrolyzer) ที่มีประสิทธิภาพเพิ่มขึ้นและใช้กระแสไฟฟ้าน้อยลง รวมถึงราคาค่าไฟฟ้าจากพลังงานทดแทนที่มีแนวโน้มลดต่ำลง อีกทั้งหากรัฐให้การสนับสนุนการเข้าถึงแหล่งไฟฟ้าพลังงานทดแทนและยกเว้นค่าบริการในระบบจำหน่ายของการไฟฟ้าในระยะเริ่มต้น จะทำให้เกิดโครงการการผลิตไฮโดรเจนสีเขียวและนำมาใช้งานในเชิงพาณิชย์ได้เร็วยิ่งขึ้น

๔) เตรียมความพร้อมด้านกฎหมาย มาตรฐาน และข้อกำหนดต่าง ๆ เพื่อรองรับกิจการผลิตการจัดหา และการใช้งานไฮโดรเจนตลอดห่วงโซ่คุณค่า ทั้งนี้ การกำหนดนโยบาย แผนงาน หรือกฎหมายที่เฉพาะเจาะจงและที่เกี่ยวข้อง ควรดำเนินการให้แล้วเสร็จภายในปี พ.ศ. ๒๕๖๘ ก่อนที่จะมีการใช้งานเชิงพาณิชย์ เพื่อให้ผู้ผลิตและผู้ใช้ไฮโดรเจนมีแนวทาง และข้อปฏิบัติในการดำเนินงาน ทำให้การดำเนินงานเป็นไปอย่างราบรื่น ปลอดภัย และมีประสิทธิภาพ

๒. ด้านกลยุทธ์การพัฒนาเศรษฐกิจไฮโดรเจน

๒.๑ แผนพัฒนาศักยภาพบุคลากร เพื่อสนับสนุนให้เกิดการผลิตไฮโดรเจนในประเทศ ลดการพึ่งพาการนำเข้า เพิ่มความสามารถในการพึ่งพาตนเองทางพลังงาน และความสามารถทางการแข่งขันของประเทศ

๒.๒ สนับสนุนการพัฒนาเทคโนโลยีและการผลิตไฮโดรเจนสีเขียวที่ผลิตผ่านกระบวนการอิเล็กโทรลิซิส (Electrolysis) และใช้พลังงานหมุนเวียนเพื่อการลดการปลดปล่อยคาร์บอน เพิ่มความร่วมมือกับต่างประเทศให้มากขึ้น และสร้างโครงการความร่วมมือในการพัฒนาเศรษฐกิจไฮโดรเจน

๒.๓ หน่วยงานที่เกี่ยวข้องกับการดำเนินงานทั้งในภาคนโยบายและฝ่ายปฏิบัติต้องดำเนินการศึกษาวิจัยถึงความคุ้มค่าเชิงเศรษฐศาสตร์ในเชิงลึกด้านเทคโนโลยีไฮโดรเจน เพื่อพัฒนาเชื้อเพลิงไฮโดรเจนให้เป็นหนึ่งในเชื้อเพลิงทางเลือกของประเทศเพื่อมุ่งสู่เป้าหมายของการลดก๊าซเรือนกระจกและบรรลุเป้าหมายความเป็นกลางทางคาร์บอน ตามกรอบระยะเวลาที่กำหนด

๒.๔ ควรอนุญาตให้มีการนำไฮโดรเจนไปผสมเข้ากับก๊าซธรรมชาติเพื่อใช้ในระบบท่อก๊าซธรรมชาติสำหรับโรงไฟฟ้าเชื้อเพลิงก๊าซธรรมชาติที่มีอยู่แล้ว และมีกลไกค่าตอบแทน (Remuneration Mechanism) ที่เหมาะสมเพื่อการกระตุ้นให้มีการนำไฮโดรเจนที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียนเข้ามาสู่ระบบก๊าซธรรมชาติ และมีการคิดค้นกลไกที่เหมาะสมในการคิดค่าปรับสำหรับการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก เพื่อเร่งให้เกิดการลงทุนในเทคโนโลยีไฮโดรเจนที่เกี่ยวข้อง ได้แก่ การพัฒนาเทคโนโลยี Carbon Capture and Storage (CCS) และ Fuel Cell EV (FCEV) รวมถึงการพัฒนาโครงสร้างพื้นฐาน เช่น สถานีเติมไฮโดรเจน ซึ่งท้ายที่สุดก็จะช่วยกระตุ้นให้เกิดการหยุดการปลดปล่อยคาร์บอนในระบบเศรษฐกิจ พัฒนาตลาด และสร้างแรงจูงใจให้กับผู้ใช้ เพื่อส่งเสริมการใช้ไฮโดรเจนสำหรับกลุ่มเป้าหมาย (โรงไฟฟ้า โรงงานอุตสาหกรรม และภาคขนส่ง) ทดแทนการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล

๒.๕ ประสานความร่วมมือเพื่อส่งเสริมการพัฒนาเทคโนโลยีจากต่างประเทศสอดคล้องกับการดำเนินงานภายใต้การยกระดับการมีส่วนร่วมที่ประเทศกำหนด National Determined Contributions (NDC) จากร้อยละ ๒๐ - ๒๕ เป็นร้อยละ ๔๐ หากได้รับการสนับสนุนทางด้านการเงินและเทคโนโลยีอย่างเต็มที่และเท่าเทียม รวมถึงการเสริมสร้างขีดความสามารถจากความร่วมมือระหว่างประเทศและกลไกอื่น ๆ ภายใต้กรอบอนุสัญญาสหประชาชาติว่าด้วยการเปลี่ยนแปลงสภาพภูมิอากาศ เช่น ประเทศญี่ปุ่นซึ่งเป็นประเทศที่มีความพร้อมในการสนับสนุนความร่วมมือทางเทคโนโลยีที่จะนำมาพัฒนาโครงการไฮโดรเจนได้อย่างมีประสิทธิภาพ

๓. ด้านโครงการกับมาตรการสนับสนุน

๓.๑ เร่งรัดการดำเนินงานในโครงการนำร่อง และเพิ่มจำนวนโครงการนำร่องที่เป็นประโยชน์ เพื่อให้มีการนำไฮโดรเจนมาใช้งานในภาคอุตสาหกรรม ภาคขนส่ง โดยแนวคิดเชิงอุปสงค์ (Market Pull) ในภาคส่วนขนส่ง เช่น จัดทำกฎหมายที่เกี่ยวข้องกับการผลิต การขนส่ง การกักเก็บ การขายและจัดจำหน่าย รวมถึงการนำไฮโดรเจนไปประยุกต์ใช้ในหลายรูปแบบ เช่น

(๑) ลักษณะใช้เป็น Energy Storage โดยผลิตไฮโดรเจนจากพลังงานทดแทนที่เหลือใช้ เพื่อเก็บเชื้อเพลิงไว้ผลิตกระแสไฟฟ้าในเวลาที่ต้องการ

(๒) การใช้ไฮโดรเจนควบคู่กับเทคโนโลยี Fuel Cell เพื่อใช้ในภาคขนส่งสำหรับรถยนต์สิบล้อไฟฟ้าเซลเชื้อเพลิง (Fuel Cell Electric Vehicle: FCEV) โดยปัจจุบัน มีต้นทุนพลังงานโดยรวมเฉลี่ยประมาณ ๑๖ บาทต่อกิโลเมตร โดยการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์เป็นศูนย์ (รถสิบล้อสันดาปภายในมีการปลดปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ ประมาณ ๔๕๐ ตัน ต่อการวิ่ง ๕๐๐,๐๐๐ กิโลเมตร)

การใช้ไฮโดรเจนในภาคอุตสาหกรรมเพื่อเป็นพลังงานความร้อน ซึ่งพบว่าไฮโดรเจน ๗ กิโลกรัม สามารถให้ค่าความร้อนเทียบเท่ากับ ๑ ล้านบีทียู โดยมีการปลดปล่อยคาร์บอนไดออกไซด์ ๐.๔ - ๑.๗ $kgCO_2e$

๓.๒ ควรอนุญาตให้ใช้ระบบโครงสร้างท่อขนส่งก๊าซที่มีอยู่ เพื่อการขนส่งไฮโดรเจนที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียน (Renewable Hydrogen) เตรียมความพร้อมด้านโครงสร้างพื้นฐานใหม่รองรับการเติบโตของอุตสาหกรรมที่เกี่ยวข้องกับการผลิต การจัดเก็บ การขนส่ง การใช้ไฮโดรเจนในภาคพลังงาน รวมถึงการซื้อขายไฮโดรเจนระหว่างประเทศ และเสริมสร้างมาตรฐานที่ดี ได้แก่ มาตรฐานทางด้านความปลอดภัย ควบคุมการใช้ การขนส่ง และการเก็บไฮโดรเจน ด้วยการสนับสนุนให้มีการผสมไฮโดรเจนเข้ากับก๊าซธรรมชาติในอัตราส่วนที่เหมาะสม

๓.๓ สร้างรูปแบบกลไกทางการเงินเพื่อเป็นแรงจูงใจให้เกิดการผลิตและใช้ไฮโดรเจน เช่น

- การสนับสนุนมาตรการสินเชื่อดอกเบี้ยต่ำ
- การยกเว้นการจัดเก็บภาษีเงินได้นิติบุคคล
- การยกเว้นการคิดค่าบริการโครงข่าย (Grid Fee) สำหรับกรณีที่มีการนำอิเล็กโทรไลเซอร์ (Electrolyzer) เข้ามาช่วยเสริมสร้างความยืดหยุ่นให้กับโครงข่ายไฟฟ้า เป็นต้น

๓.๔ การจำกัดขอบเขตการปลดปล่อยคาร์บอนเป็นศูนย์ (Zero Emission Zones) และมาตรฐานการปลดปล่อยก๊าซเรือนกระจก

๓.๕ การกำหนดพื้นที่พิเศษในการสนับสนุนการผลิตไฮโดรเจน เพื่อสร้างตลาดการผลิตและใช้ไฮโดรเจน

๓.๖ ศึกษาการใช้เชื้อเพลิงไฮโดรเจนกับการขนส่งทางราง โดยใช้หัวรถจักรที่ใช้เซลล์เชื้อเพลิง หรือเครื่องยนต์ก๊าซไฮโดรเจน

๓.๗ พิจารณาโครงการใช้รถขนส่งเซลล์เชื้อเพลิง ในภาคขนส่ง และขนส่งมวลชนโดยเฉพาะรถขนส่งที่วิ่งประจำทาง

๓.๘ การพัฒนาระบบตรวจสอบและรับรองแหล่งที่มาและวิธีการผลิตไฮโดรเจนเพื่อให้เกิดการกระตุ้นการผลิตไฮโดรเจนที่มีการปล่อยก๊าซเรือนกระจกน้อย

๓.๙ จัดตั้งหน่วยงานหรือมอบหมายให้มีหน่วยงานทำหน้าที่ ดำเนินการและสนับสนุนเศรษฐกิจไฮโดรเจนอย่างครบวงจร เช่น รวมรวบข้อมูล กำกับดูแล ออกมาตรการต่าง ๆ ที่เกี่ยวข้อง ดูแลการบริหารจัดการกิจการไฮโดรเจน การเข้าถึงแหล่งพลังงานทดแทน จัดหาแหล่งเงินทุน และประสานผู้สนับสนุนด้านการเงิน

ภาคผนวก

ภาพการเดินทางศึกษาดูงานโรงไฟฟ้ากังหันลมลำตะคองชลภาวัฒนา
และโครงการ Wind Hydrogen Hybrid

อุโมงค์ทางเข้า
โรงไฟฟ้า

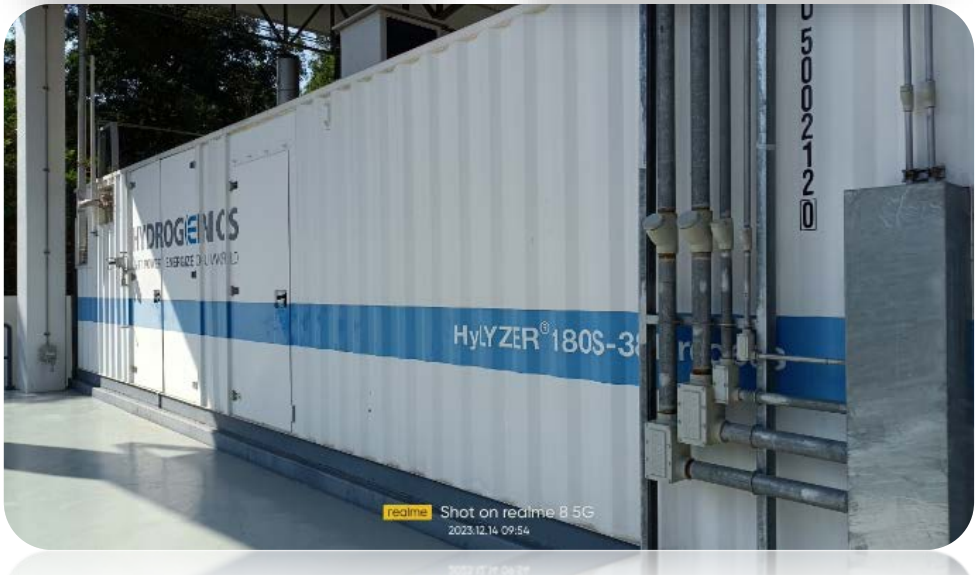
EGAT
EV

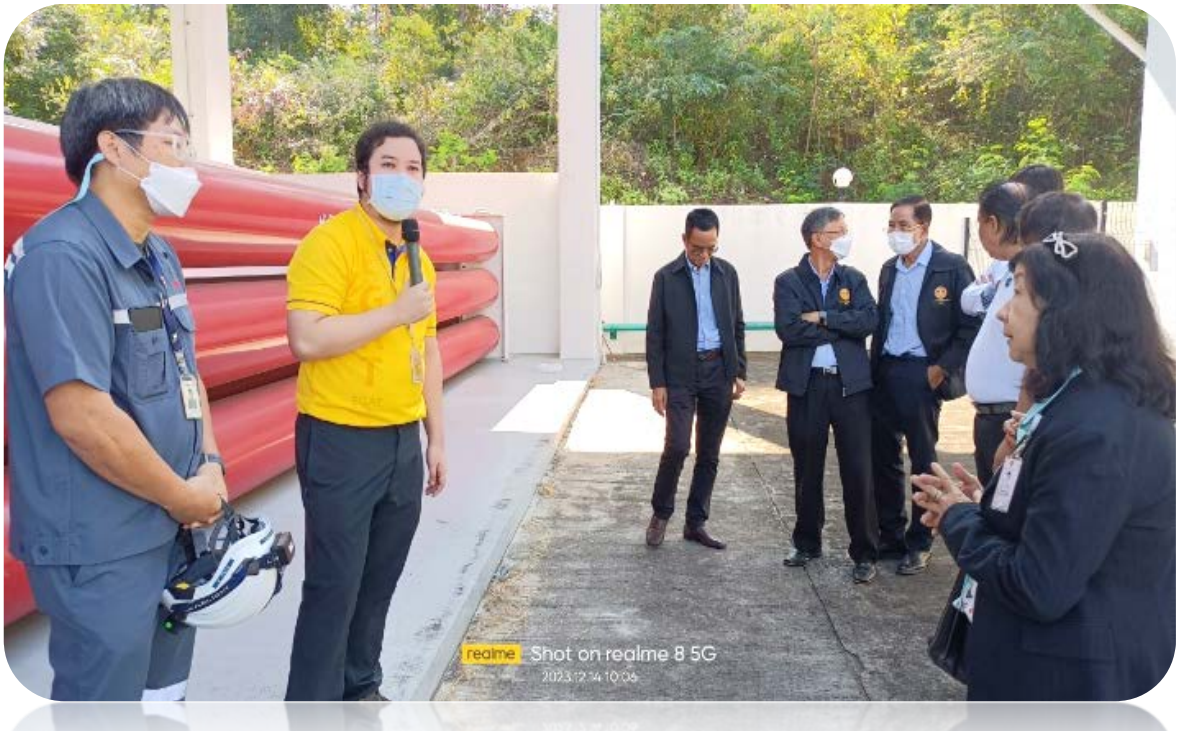
ระบบผลิตไฟฟ้ากังหันลมลำตะคอง
LAM TAKHONG WIND TURBINE POWER SYSTEM
ELECTRICITY GENERATING AUTHORITY OF THAILAND

ศูนย์การเรียนรู้ กฟผ. ลำตะคอง
EGAT Learning Center, Lam Takong
realme Shot on realme 8 5G
2023.12.14 10:18

realme Shot on realme 8 5G
2023.12.14 09:54

realme Shot on realme 8 5G
2023.12.14 10:03


HYDROGENICS
realme Shot on realme 8 5G
2023.12.14 09:54


realme Shot on realme 8 5G
2023.12.14 10:06

รายงานการพิจารณาศึกษา
เรื่อง
การนำเชื้อเพลิงไฮโดรเจนมาเป็นพลังงานทางเลือก เพื่อการพาณิชย์ สำหรับภาคขนส่ง ภาคการผลิตไฟฟ้า ภาคอุตสาหกรรม และภาคการเกษตร

โดย

คณะกรรมาธิการการพลังงาน
วุฒิสภา

สรุปผลการดำเนินงาน

การศึกษาทางด้านเทคนิคและความเป็นไปได้ทางเศรษฐศาสตร์ของการนำไฮโดรเจน
มาใช้เป็นเชื้อเพลิงในภาคอุตสาหกรรมและภาคขนส่งของประเทศไทย

โดย

คณะกรรมาธิการการพลังงาน วุฒิสภา

คณะผู้รับผิดชอบ
ในการจัดทำรายงานของคณะกรรมาธิการการพลังงาน วุฒิสภา

นางยุวดี รูปขจร	ผู้อำนวยการสำนักกรรมาธิการ ๑

<u>ฝ่ายเลขานุการ</u>

๑. นางสาวพุทธรักษา สูตะบุตร	ผู้บังคับบัญชากลุ่มงานฯ วิทยากรเชี่ยวชาญ ผู้ช่วยเลขานุการคณะกรรมาธิการ
๒. นางสาวชลธิชา บุญเสถียร	นิติกรชำนาญการ ผู้ช่วยเลขานุการคณะกรรมาธิการ
๓. นางศิริภรณ์ เตลผล	นิติกรปฏิบัติการ
๔. นายมนตรี สายทอง	นิติกรปฏิบัติการ
๕. นายภิรมย์ น้อยกรณ์	วิทยากรปฏิบัติการ
๖. นางชญาดา นิลสุวรรณ	วิทยากรปฏิบัติการ
๗. นางสาวนงลักษณ์ พรชยานันท์	เจ้าพนักงานธุรการอาวุโส
๘. นางสาวชนิตา โอวรารินท์	เจ้าพนักงานธุรการอาวุโส
๙. นางสาวศศิกาญจน์ ไล้วิริยะกุล	เจ้าพนักงานธุรการอาวุโส
๑๐. นายวรพล บุญจิตต์	นักวิชาการสนับสนุนงานนิติบัญญัติ
๑๑. นายรวมพล ช่องศรี	นักวิชาการสนับสนุนงานวิชาการ
๑๒. นางสาวรัชชนก ภูเหลี่ยม	พนักงานสนับสนุนการประชุม

สอบถามข้อมูลเพิ่มเติมได้ที่ : กลุ่มงานคณะกรรมาธิการการพลังงาน สำนักกรรมาธิการ ๑
โทรศัพท์ ๐ ๒๘๓๑ ๙๑๕๖ - ๗
ไปรษณีย์อิเล็กทรอนิกส์ : energy.senate@gmail.com