



Navigating the physical realities of the energy transition : Marine fuel

เดิมพันอนาคต เชื้อเพลิงเพื่อการเดินเรือ เชื้อเพลิงไหน
คือผู้นำ เชื้อเพลิงไหนแค่ภาพฝันกลางทะเล

Navigating the physical realities of the energy transition : Marine fuel

เดิมพันอนาคต เชื้อเพลิงเพื่อการเดินเรือ เชื้อเพลิงไหนคือผู้นำ เชื้อเพลิงไหนแค่ภาพฝันกลางทะเล

5 สิงหาคม 2025

Key summary

เชื้อเพลิงเพื่อการเดินเรือ กำลังเผชิญกับความท้าทายของกฎระเบียบด้านสิ่งแวดล้อมที่เข้มงวดขึ้น

การขนส่งทางเรือเป็นกลไกหลักของการค้าโลก โดยรองรับมากกว่า 80% ของปริมาณการค้าโลก อย่างไรก็ตาม ภาวะโลกร้อนยังคงเป็นแหล่งปล่อย CO₂ กว่า 850 ล้านตันต่อปี คิดเป็นสัดส่วนราว 2% ของการปล่อย CO₂ ที่เกี่ยวข้องกับภาคพลังงานทั่วโลก ถือว่าสูงมากเทียบเท่ากับการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของประเทศพัฒนาแล้วอย่างญี่ปุ่น การลดการปล่อย CO₂ ในธุรกิจการเดินเรือจึงเป็นสิ่งสำคัญของการมุ่งสู่เป้าหมาย Net zero ของโลก

องค์การการเดินเรือระหว่างประเทศ (IMO) และสหภาพยุโรป (EU) ได้เร่งออกกฎเพื่อควบคุมการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (Greenhouse gas : GHG) โดย IMO มีเป้าหมายในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากภาคการเดินเรือลงให้เหลือ 20% ภายในปี 2050 เมื่อเทียบกับปี 2008 ส่วนสหภาพยุโรปกำหนดเป้าหมายการลด GHG ของเรือขนาด 5,000 ตัน เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องทุก 5 ปี จาก -2% ในปี 2025 เป็น -80% ในปี 2050 เมื่อเทียบกับระดับ GHG ในปี 2020 โดยไทยต้องเผชิญหน้ากับความท้าทายนี้ เนื่องจากภาคการเดินเรือของไทยปล่อย CO₂ สูงถึง 50 ล้านตันต่อปี หรือ 5% ของการปล่อย GHG ทั้งหมด ในขณะนั้น IMO เข้ามามีบทบาทในการบังคับใช้มาตรการลดการปล่อยคาร์บอนที่เข้มข้นเรื่อย ๆ และ IMO จะเริ่มมีการเก็บค่าปรับ ในช่วงปี 2028 หากมีการปล่อย GHG เกินกำหนด

ในช่วงเปลี่ยนผ่านของการลดคาร์บอนในภาคการเดินเรือ โลกกำลังยับยั้งจากน้ำมันเตาไปสู่เชื้อเพลิง

ทางเลือกหลายประเภทที่ต่างมีจุดแข็งและข้อจำกัดที่ต้องพิจารณาให้รอบด้าน โดยในส่วนของ LNG ได้เปรียบด้านความพร้อมเชิงพาณิชย์แต่ยังเผชิญความเสี่ยงในการเป็นเชื้อเพลิงชั่วคราวระหว่างการเปลี่ยนผ่าน เนื่องจากแม้จะมีการปล่อย GHG ที่น้อยลงกว่าน้ำมันเตา แต่ยังมีสารรั่วไหลของมีเทน และการปล่อย CO₂ ที่ขัดต่อเป้าหมายของการลด GHG ในระยะยาว ขณะที่ Biofuels แบบยั่งยืน แม้ใช้งานได้ทันทีโดยไม่ต้องดัดแปลงเครื่องยนต์ แต่ปริมาณวัตถุดิบยังมีจำกัด และต้นทุนสูง จึงเหมาะกับการลดคาร์บอนในระยะสั้นถึงกลาง ในภาพระยะยาว ยังคงมีความท้าทายจากความพร้อมของเทคโนโลยีอื่นที่ปล่อย GHG ต่ำ ที่จะช่วยลดการปล่อย GHG ให้ถึงเป้าหมายของ IMO ทั้งนี้ในภาพรวมภาคการเดินเรือจำเป็นต้องวางกลยุทธ์เลือกเชื้อเพลิงอย่างชาญฉลาด โดยคำนึงถึงความพร้อมทางเทคนิค ความยั่งยืน และความสามารถในการปรับตัวในอนาคต

การเปลี่ยนผ่านสู่เชื้อเพลิงเดินเรือสะอาดเป็นแรงกดดันเชิงโครงสร้างต่ออุตสาหกรรมน้ำมัน

ของไทย โดยเฉพาะธุรกิจโรงกลั่นและผู้นำน้ำมันที่พึ่งพาตลาดเชื้อเพลิงเรือเป็นหลัก เนื่องจากความต้องการของน้ำมันเตามีแนวโน้มลดลงต่อเนื่องตามมาตรการลดคาร์บอนของ IMO หากไม่เริ่มปรับพอร์ตผลิตภัณฑ์ เช่น การพัฒนาเชื้อเพลิงชีวภาพผสม หรือเชื้อเพลิงสังเคราะห์ (E-fuels) ที่ตอบโจทย์ด้านความเข้มข้นคาร์บอนต่ำ ก็อาจเผชิญความเสี่ยงจากสินทรัพย์ที่เสี่ยงสูญเสียมูลค่า (Stranded asset) และการลงทุนที่ไม่สอดคล้องกับอนาคต ซึ่งในขณะนี้ ภาคเอกชนได้เริ่มต้นเพื่อรับมือสู่การเปลี่ยนแปลงที่สำคัญนี้ แต่ยังติดปัญหาอยู่หลายประการ เช่น ทิศทางที่แน่ชัดของนโยบายภาครัฐ การยกระดับมาตรฐานเชื้อเพลิงเพื่อเป็นที่ยอมรับจากการตรวจสอบของมาตรฐานสากล เป็นต้น ทั้งนี้ภาครัฐควรเร่งกำหนดยุทธศาสตร์การลงทุนเชิงรุกอย่างรอบคอบ เนื่องจากเทคโนโลยีใหม่ยังต้องอาศัยแรงสนับสนุนอย่างเข้มแข็งของนโยบายสิ่งแวดล้อมโลก และโครงสร้างพื้นฐานรองรับ ณ ท่าเรือหลัก เพื่อป้องกันการลงทุนที่ผิดพลาดและเพื่อให้ไทยยังคงมีบทบาทในห่วงโซ่พลังงานและการเดินเรือโลกในยุคคาร์บอนต่ำ

การเดินเรือเป็นกลไกหลักในการขับเคลื่อนเศรษฐกิจโลกและเป็นแหล่งปล่อยก๊าซเรือนกระจกจำนวนมาก

การขนส่งสินค้าผ่านการเดินเรือมีบทบาทสำคัญในการขับเคลื่อนเศรษฐกิจและการค้าโลก โดยคิดเป็นสัดส่วนประมาณ 80% ของปริมาณการค้าระหว่างประเทศ โดยปริมาณการขนส่งทางเรือไม่เพียงแต่เชื่อมโยงตลาดโลกเข้าด้วยกันเท่านั้น แต่ยังช่วยลดต้นทุนและเพิ่มประสิทธิภาพในการขนส่งสินค้า อย่างไรก็ตาม ภาคการเดินเรือยังเป็นแหล่งปล่อยก๊าซเรือนกระจกในปริมาณที่สำคัญ ซึ่งมีผลกระทบต่อสภาพภูมิอากาศของโลก จากข้อมูลขององค์การเพื่อความร่วมมือและการพัฒนาทางเศรษฐกิจ (OECD) ซึ่งใช้ข้อมูลจากระบบติดตามเรืออัตโนมัติ (Automatic Identification System : AIS) และข้อมูลจากทะเบียนเรือ IHS ในการประเมินการปล่อย CO₂ จากการเดินเรือทั่วโลกที่ได้มีการรวบรวมและเผยแพร่อย่างเป็นทางการในปี 2022 พบว่าภาคการเดินเรือระหว่างประเทศปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ (CO₂) ประมาณ 858 ล้านตัน หรือคิดเป็นประมาณ 2% ของการปล่อย CO₂ ที่เกี่ยวข้องกับภาคพลังงานทั่วโลก ถือว่าสูงมากเทียบเท่ากับการปล่อยก๊าซเรือนกระจกของประเทศพัฒนาแล้วอย่าง ญี่ปุ่นหรือเยอรมนี

การปล่อยคาร์บอนนี้มาจากการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิล ซึ่งถูกใช้ในเครื่องยนต์ของเรือที่ใหญ่และมีกำลังสูง เพื่อลดการปล่อยเหล่านี้ จึงมีการเคลื่อนไหวครั้งใหญ่เพื่อหาทางเลือกในการใช้เชื้อเพลิงที่สะอาดขึ้นและมีการปล่อยคาร์บอนที่ต่ำกว่า ผ่านการพิจารณาเชื้อเพลิงทางเลือก ซึ่งรวมถึง LNG ไฮโดรเจน และ Biofuel การเปลี่ยนแปลงนี้ไม่เพียงแต่ช่วยลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อมเท่านั้น แต่ยังมีผลต่อการพัฒนาเศรษฐกิจและส่งเสริมการพัฒนาเทคโนโลยีในภาคการเดินเรืออีกด้วย

สำหรับไทย ภาคการเดินเรือ มีความสำคัญในการสร้างรายได้และการสร้างงานให้กับประเทศ โดยสร้างรายได้ให้กับประเทศไทยมากกว่า 15,000 ล้านบาทต่อปี และจ้างงานได้ถึง 4,000 คนต่อปี อย่างไรก็ตาม ข้อมูลจากรายงานของกระทรวงพลังงานและการคมนาคมปี 2023 แสดงให้เห็นว่าการเดินเรือในไทยมีการปล่อย CO₂ ประมาณ 50 ล้านตัน ซึ่งคิดเป็นประมาณ 5% ของการปล่อยก๊าซเรือนกระจกทั้งหมดของประเทศ

ดังนั้น ประเทศต่าง ๆ ทั่วโลก จึงให้ความสำคัญกับการเดินเรือในเศรษฐกิจโลกและผลกระทบทางสิ่งแวดล้อม ที่มาจากการปล่อยก๊าซเรือนกระจกและให้ความสำคัญในการกำหนดนโยบายและกลยุทธ์ในการพัฒนาการเดินเรืออย่างยั่งยืนและรับผิดชอบต่อสิ่งแวดล้อมในอนาคต

หน่วยงานกำกับดูแลระดับโลกเป็นแรงขับเคลื่อนสำคัญในการลดการปล่อยคาร์บอน และจัดภูมิทัศน์ของการใช้เชื้อเพลิงเพื่อการเดินเรือในอนาคต

ความมุ่งมั่นของอุตสาหกรรมเดินเรือในการบรรลุเป้าหมาย Net-zero ภายในปี 2050 สอดคล้องกับเป้าหมายลดอุณหภูมิโลกจากความตกลงปารีส (Paris Agreement) อย่างไรก็ตาม การเปลี่ยนเป้าหมายให้กลายเป็นจริง จำเป็นต้องอาศัยมาตรการเชิงนโยบายที่จะสามารถ “ปิดช่องว่าง” ระหว่างเชื้อเพลิงดั้งเดิมกับเชื้อเพลิงสะอาดได้อย่างมีประสิทธิภาพ

หน่วยงานกำกับดูแลระดับโลกและภูมิภาคกำลังเร่งการเปลี่ยนผ่านนี้อย่างจริงจัง ผ่านข้อกำหนด ดังนี้ :

1. **องค์การทางทะเลระหว่างประเทศ หรือ IMO** : จากการประชุม MEPC80 (Marine Environment Protection Committee) ซึ่งเป็นการประชุมของคณะกรรมการป้องกันมลพิษทางทะเลขององค์การการเดินเรือระหว่างประเทศ ที่จัดขึ้นในเดือนกรกฎาคม 2023 องค์การการเดินเรือระหว่างประเทศ (IMO) ได้กำหนดวิสัยทัศน์ใหม่สำหรับการเดินเรือระหว่างประเทศ โดยปรับเป้าหมายในการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากการเดินเรือระหว่างประเทศ ให้เป็นศูนย์ภายในปี 2050 จากเดิมที่ตั้งเป้าลดลงอย่างน้อย 50% ภายในปี 2050 เมื่อเทียบกับปี 2008 โดยกลไกที่จะช่วยให้ IMO สามารถบรรลุเป้าหมายได้ตามที่ต้องการ จะทำผ่านเครื่องมือที่สำคัญ ๆ ดังนี้

- 1.1) **ใช้ข้อกำหนด EEXI และ CII** : EEXI (Energy Efficiency Existing Ship Index) และ CII (Carbon Intensity Indicator) เป็นข้อกำหนดใหม่ที่องค์การการเดินเรือระหว่างประเทศ (IMO) กำหนดขึ้นเพื่อลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากภาคการเดินเรือ

EEDI (Energy Efficiency Design Index) : เป็นดัชนีที่วัดประสิทธิภาพของการใช้พลังงานของเรือขณะออกแบบ จะเปรียบเทียบกับเรือประเภทเดียวกันที่สร้างขึ้นในฐาน EEDI โดยกำหนดขีดจำกัดสูงสุดของการปล่อย GHG ต่อหน่วยระยะทางที่เรือลำหนึ่งสามารถปล่อยได้ วัตถุประสงค์เพื่อจำกัดปริมาณการปล่อยก๊าซคาร์บอนไดออกไซด์ต่อหน่วยระยะทางที่เรือลำหนึ่งสามารถปล่อยได้ องค์การการเดินเรือระหว่างประเทศ (IMO) ได้ตัดสินใจเร่งการบังคับใช้มาตรฐาน EEDI Phase 3 โดยเฉพาะสำหรับเรือบรรทุกสินค้าขนาดใหญ่ ทำให้เรือใหม่ประเภทนี้ต้องปรับปรุงประสิทธิภาพการใช้เชื้อเพลิงให้ดีขึ้นถึง 50% เมื่อเทียบกับเรือที่สร้างก่อนปี 2023

CII (Carbon Intensity Indicator) : เป็นดัชนีวัดประสิทธิภาพการใช้พลังงานเรือขณะเดินเรือจริง โดยคำนวณจากปริมาณ GHG ที่ปล่อยออกมาต่อหน่วยระยะทางที่เดินทาง CII กำหนดให้เรือต้องปรับปรุงประสิทธิภาพอย่างต่อเนื่องเพื่อให้บรรลุเป้าหมายที่กำหนด การบังคับใช้ เรือทุกลำต้องรายงานค่า CII ประจำปี และได้รับการจัดอันดับ โดยเรือที่มีค่า CII ต่ำจะได้รับการจัดอันดับที่ดีกว่า หากไม่มีการปรับปรุงเรือให้ค่า CII ได้ตามมาตรฐานเรืออาจถูกจำกัดเส้นทางเดินเรือ หรืออาจถูกปฏิเสธไม่ให้เทียบท่าในบางประเทศ

- 1.2) **ใช้มาตรการระยะกลางและระยะยาวเพื่อลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก MEPC 80** ได้ตัดสินใจใช้มาตรการต่าง ๆ ที่ประกอบด้วยสองส่วน ได้แก่

- **องค์ประกอบทางเทคนิค** ซึ่งจะเป็นการกำหนดมาตรฐานเชื้อเพลิงทางทะเล (Global base marine fuel standard) เพื่อลดความเข้มข้นของก๊าซเรือนกระจกจากเชื้อเพลิงทางทะเลแบบเป็นระยะ ๆ
- **องค์ประกอบทางเศรษฐกิจ** IMO ได้เสนอกรอบกลไกด้านเศรษฐศาสตร์ที่เรียกว่าระบบค่าธรรมเนียมคาร์บอน 2 ระดับ (Two-Tier Carbon Price Mechanism)

Tier 1 คือ ค่าปรับที่เรียกเก็บจากเรือที่มีความเข้มข้นของการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (GHG intensity) สูงกว่าเกณฑ์ **Direct Compliance Target** โดยอัตราค่าปรับอยู่ที่ 100 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน CO_{2e}

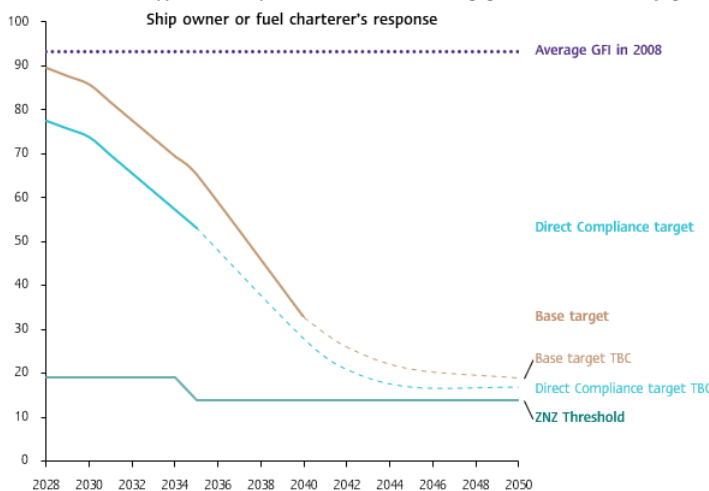
Tier 2 คือ ค่าปรับเพิ่มเติมสำหรับเรือที่มี GHG intensity สูงกว่าเกณฑ์ **Base Target** ซึ่งจะเรียกเก็บในอัตราที่สูงขึ้น คือ 380 ดอลลาร์สหรัฐต่อตัน CO_{2e}

จากข้อกำหนดและ Roadmap ของ IMO เริ่มใช้ปี 2027 สำหรับการทำการรายงานการปล่อย GHG แต่จะเก็บค่าปรับในปี 2028 เมื่อครบรอบปี

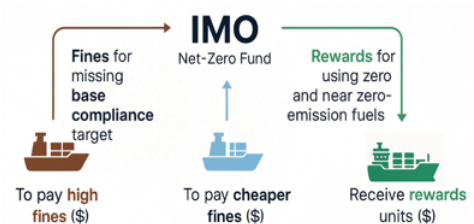
รูปที่ 1 : IMO เริ่มกำหนดเป้าหมายที่ชัดเจนขึ้นสำหรับการลดการปล่อยคาร์บอน โดยแบ่งเป็น 2 Tier พร้อมทั้งกำหนดราคาคาร์บอน สำหรับเริ่มใช้ในปี 2028 นี้

GHG intensity 2-tier targets

หน่วย : gCO₂ eq/MJ Application: Ships of 5,000 GT and above engaged in international voyages
Ship owner or fuel charterer's response



Functioning of IMO Net-Zero Framework



ที่มา : การวิเคราะห์โดย SCB EIC จากข้อมูลของ IMO และ Transportationenvironment.org

เรือที่สามารถควบคุมการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่ผ่าน Tier 1 และ Tier 2 จะได้รับประโยชน์อย่างชัดเจน ทั้งในด้านต้นทุนที่ลดลงจากการไม่ต้องจ่ายค่าปรับคาร์บอน และยังมีโอกาสได้รับสิทธิพิเศษจากกองทุน IMO เช่น เงินสนับสนุนหรือการขายเครดิตส่วนเกิน ขณะเดียวกัน เรือที่ไม่ผ่านเกณฑ์จะต้องรับภาระค่าปรับสูงขึ้นตามระดับการปล่อย Tier 1 : 100 USD/ตัน CO_{2e} และ Tier 2 : เพิ่มอีก 380 USD/ตัน CO_{2e} ซึ่งอาจถูกผลักดันต้นทุนมายังผู้ส่งออก และทำให้เสียความสามารถในการแข่งขันในตลาดโลก โดยเฉพาะในเส้นทางยุโรปที่กำลังเข้มงวดมากขึ้นต่อการปล่อยคาร์บอนจากภาคขนส่งทางทะเล

นอกจากบทลงโทษที่เป็นค่าปรับที่ออกมาเป็นสอง Tier แล้ว ผลกระทบสำหรับผู้ไม่ปฏิบัติตามข้อกำหนด IMO ยังมีมากกว่าเพียงเรื่องค่าปรับ โดยจะส่งผลไปถึงการปฏิบัติงานและความสามารถในการแข่งขันของผู้ประกอบการอีกด้วย เช่น

- **การกักเรือ (Detention) :** รัฐท่าปลายทาง (Port State Control) อย่าง EU, ญี่ปุ่น หรือสิงคโปร์ มีสิทธิ์กักเรือไว้ไม่ให้เข้า-ออกท่า หากไม่ปฏิบัติตามข้อกำหนด IMO เช่น ไม่รายงาน GHG, ไม่ชำระค่าปรับ เป็นต้น
- **การเพิกถอนสิทธิการเทียบท่า :** เรือที่มีประวัติฝ่าฝืนข้อกำหนด อาจถูกห้ามเข้าเทียบท่าในบางประเทศ โดยเฉพาะในภูมิภาคที่บังคับใช้ FuelEU Maritime หรือ EU ETS
- **สูญเสียความน่าเชื่อถือและลูกค้า :** ลูกค้ารายใหญ่ เช่น IKEA, Amazon และ Freight forwarders อาจปฏิเสธการใช้บริการเรือที่ไม่ปฏิบัติตามข้อกำหนดด้าน GHG

ประเทศไทยในฐานะสมาชิก IMO จำเป็นต้องตระหนักและเตรียมพร้อมต่อข้อกำหนดใหม่ด้านสิ่งแวดล้อมอย่างเร่งด่วน เพราะแม้มาตรการของ IMO ไม่ได้มีบทลงโทษโดยตรงจากองค์กร แต่กฎเหล่านี้ถูกบังคับใช้ผ่านประเทศปลายทาง เช่น EU,

สิงคโปร์ และญี่ปุ่น ที่เป็นตลาดส่งออกของไทย เรือที่ไม่ปฏิบัติตามจะถูกเรียกเก็บค่าคาร์บอนสูง กักเรือ หรือห้ามเข้าเทียบท่า ซึ่งต้นทุนทั้งหมดจะสะท้อนกลับมายังผู้ส่งออกไทยโดยตรง หากไม่ปรับตัว ไทยจะเสี่ยงสูญเสียความสามารถในการแข่งขัน ขณะที่ประเทศอื่นเร่งเปลี่ยนผ่านสู่การขนส่งคาร์บอนต่ำ นี่จึงไม่ใช่เพียงข้อกำหนดด้านสิ่งแวดล้อมแต่เป็น “โจทย์เชิงยุทธศาสตร์ของการค้าไทยในยุคเศรษฐกิจคาร์บอนต่ำ”

ระบบนี้เป็นของ IMO (International Maritime Organization) โดยเสนอให้มี “กองทุนกลางระดับโลก” เรียกว่า IMO Net-Zero Fund หรือ GHG Fuel Standard Fund เรือที่ปล่อยเกินเป้าจะต้องจ่ายเงินให้กับกองทุนนี้โดยตรง กลไกจัดเก็บใช้ระบบดิจิทัลแบบรวมศูนย์ เพื่อให้โปร่งใสและตรวจสอบได้ รายงานจะถูกส่งผ่าน Flag state (ประเทศเจ้าของเรือ) ถ้าประเทศสมาชิก IMO เห็นชอบอย่างเป็นทางการ (ซึ่งขณะนี้กำลังเข้าสู่ขั้นตอนสุดท้าย ต.ค. 2025) หากไม่มีประเทศคัดค้านเกิน 1/3 กฎหมายจะมีผลอัตโนมัติในต้นปี 2027 เริ่มบังคับใช้จริง (enforcement + penalty) ในปี 2028

เงินที่จัดเก็บเอาไปใช้ทำอะไร?

เงินจากการเก็บคาร์บอนนี้จะถูกนำไปใช้ใน 3 เป้าหมายใหญ่ :

- สนับสนุนเชื้อเพลิงสะอาดและเทคโนโลยีลดคาร์บอน ลงทุนพัฒนา E-fuels, Ammonia, Methanol, CCS ฯลฯ ช่วยลดต้นทุนและเร่งการใช้ในระดับอุตสาหกรรม
- ช่วยเหลือประเทศกำลังพัฒนานับสนุนเรือและท่าเรือในประเทศรายได้น้อยให้ปรับตัวได้ทัน
- คืนกลับบางส่วนให้เรือที่ปล่อยต่ำกว่าเป้า เช่น ให้เครดิตหรือสิทธิประโยชน์ (คล้ายระบบซื้อ-ขายคาร์บอน)

2. ข้อกำหนดด้านความเข้มข้นของก๊าซเรือนกระจกจากประเทศในกลุ่มสหภาพยุโรป หรือ EU

มาตรการที่จะบังคับใช้เพิ่มเติมในปี 2025 คือ FuelEU Maritime (FEUM) ซึ่งเป็นกฎระเบียบที่กำหนดความเข้มข้นของก๊าซเรือนกระจก (GHG) สำหรับเชื้อเพลิงที่ใช้ในตลาดการเดินเรือของยุโรป โดยกำหนดขีดจำกัดความเข้มข้นของ GHG สำหรับเรือที่มีขนาดมากกว่า 5,000 ตันเทียบกับค่าเฉลี่ยความเข้มข้นของ GHG ที่ลงทะเบียนในปี 2020 ที่กำหนดการลด GHG เพิ่มขึ้นอย่างต่อเนื่องทุก 5 ปี จาก -2% ในปี 2025 เป็น -80% ในปี 2050 โดยมี Scope ของการควบคุมการปล่อย GHG ที่เกิดจากเรือที่มีขนาดมากกว่า 5,000 ตัน ดังนี้

- การเดินทางที่เริ่มและสิ้นสุดที่ท่าเรือของสหภาพยุโรป EU (European Union) / เขตเศรษฐกิจยุโรป EEA (European Economic Area)
- การปล่อยมลพิษจากเรือที่จอดเทียบท่าที่ท่าเรือของ EU/EEA

กฎระเบียบนี้มีผลทำให้ต้องใช้เชื้อเพลิงที่มีคาร์บอนต่ำมากขึ้นเรื่อย ๆ ในส่วนผสมของเชื้อเพลิง แม้ว่า FuelEU จะมีความเป็นกลางด้านเทคโนโลยี (ไม่ได้บังคับให้ใช้เทคโนโลยีเฉพาะ)

จากการวิเคราะห์เงื่อนไขของ FuelEU พบว่า :

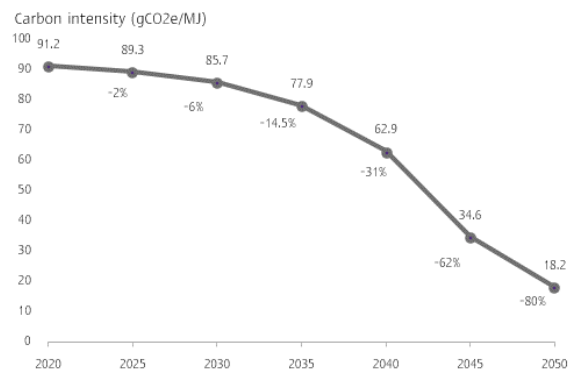
- **LNG (เชื้อเพลิงฟอสซิล)** ซึ่งปล่อยก๊าซเรือนกระจกน้อยกว่าน้ำมันเตาแบบเดิมประมาณ 17% เพียงพอจะผ่านเกณฑ์ขั้นต่ำของ FuelEU Maritime ในช่วงแรก ๆ (ปี 2025–2030) แต่จะไม่เพียงพอเมื่อข้อกำหนดเข้มงวดขึ้นในระยะถัดไป
- **เชื้อเพลิงชีวภาพแบบยั่งยืน (Sustainable biofuels / Advanced biofuel)** สามารถลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้มากกว่าฟอสซิลอย่างชัดเจน โดยเฉลี่ยแล้วปริมาณก๊าซที่ปล่อยออกมาจะเหลือเพียงแค่ 17% ของค่าฐานปี 2020 เพียงพอสำหรับใช้ผ่านเกณฑ์ของสหภาพยุโรปภายใต้กฎ FuelEU Maritime ได้ ไปจนถึงช่วงปี 2040 แต่ในระยะยาว หากต้องการลดให้ได้ถึง 80% ภายในปี 2050 จะต้องใช้เชื้อเพลิงที่ปล่อยคาร์บอนเกือบเป็นศูนย์ เช่น E-fuels ที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียน

ซึ่งสามารถลดการปล่อยแบบ **Well-to-wake** หรือการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเฉลี่ยตั้งแต่ต้นทางจนถึงปลายทาง ได้ถึง 97-100% ซึ่งเป็นวิธีที่ตรงเป้าที่สุดในการบรรลุเป้าหมาย ดังนั้น FuelEU Maritime จึงเปรียบเสมือนเส้นทางนำทาง ให้ยุโรปเปลี่ยนผ่านจาก LNG และ Biofuels ในช่วงปี 2030 ไปสู่ E-fuels โดยใช้กลไกทางนโยบายเพื่อให้เชื้อเพลิงฟอสซิลมีต้นทุนทางคาร์บอนมากขึ้นเรื่อยๆ ซึ่งจะกล่าวในรายละเอียดของหัวข้อถัดไป

รูปที่ 2 : EU กำหนดเป้าหมายในการลดการปล่อย GHG ในภาคการเดินเรือ (FuelEU Marine) ในขณะที่ IMO กำหนดเป้าหมายใหม่ให้ท้าทายขึ้นอย่างมาก

เป้าหมายของ FuelEU Maritime เทียบกับระดับปี 2020

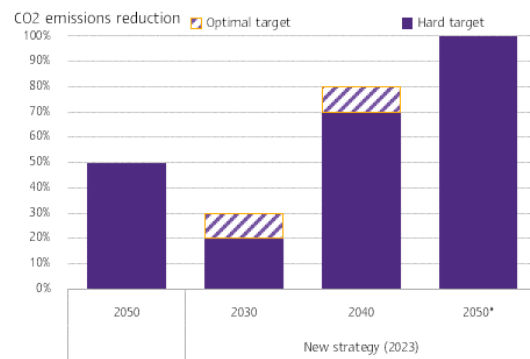
หน่วย : gCO₂ eq/MJ



- EU กำลังเร่งกำหนดเกณฑ์ของการลดความเข้มข้นของการปล่อยคาร์บอนลงต่อเนื่องให้ได้ 80% เมื่อเทียบกับปี 2020 ภายในปี 2050
- มาตรการดังกล่าว ส่งผลให้เชื้อเพลิงดั้งเดิมอย่าง HFO และ VLSO ปล่อย GHG เกินเพดานทันที

เป้าหมายของ IMO ในการกำหนดการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก

หน่วย : Kg CO₂ eq/GJ

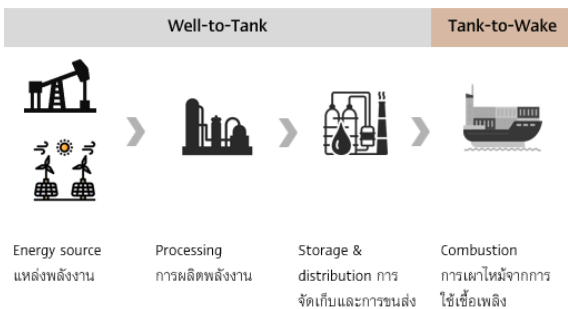


- IMO ได้มีการปรับเป้าหมายจากเดิมที่เคยประกาศในปี 2018 ว่าจะลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากเดิมที่ 50 % เมื่อเทียบกับปี 2008 ภายในปี 2050
- ในปี 2023 IMO ได้เพิ่มความเข้มข้นของเป้าหมายเป็น Net Zero ภายในปี 2050 เมื่อเทียบกับ 2008

ที่มา : การวิเคราะห์โดย SCB EIC จากข้อมูลของ Bloomberg BNEF และ European Union

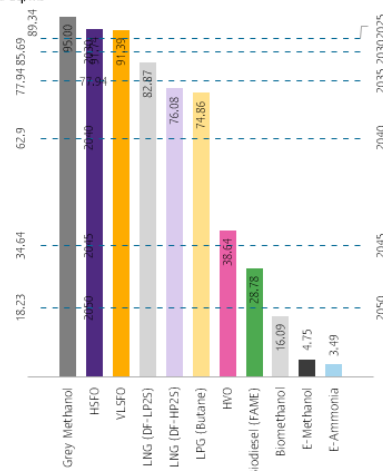
รูปที่ 3 : ทั้ง FEUM และ IMO ได้ปรับแนวทางการประเมินการปล่อยก๊าซเรือนกระจกในภาคการเดินเรือจากการพิจารณาแบบ “จากถึงเชื้อเพลิงสู่การเผาไหม้” ไปสู่การพิจารณาแบบ “จากแหล่งกำเนิดสู่การเผาไหม้”

Well-to-Wake การปล่อยก๊าซเรือนกระจกตั้งแต่ต้นทางจนถึงปลายทาง



GHG intensity target FEUM

หน่วย : gCO₂ eq/MJ



ที่มา : การวิเคราะห์โดย SCB EIC จากข้อมูลของ Woodmac, Bloomberg BNEF และ European Union

ภาพการเปลี่ยนแปลงของการใช้เชื้อเพลิงเพื่อการเดินเรือในระยะแรก จะปรับจากเชื้อเพลิงที่ปล่อยคาร์บอนน้อยลงไปสู่เชื้อเพลิงทางเลือกที่มีความยั่งยืนมากขึ้น

เชื้อเพลิงทางเลือกหลายประเภทกำลังแข่งขันกันเพื่อเข้ามาแทนที่หรือเสริมการใช้น้ำมันเตาในภาคการเดินเรือในทศวรรษข้างหน้า โดยเชื้อเพลิงแต่ละประเภทมีจุดแข็งและความท้าทายที่ต่างกัน การประเมินทางเลือกเชื้อเพลิงสำหรับภาคการเดินเรือจึงเป็นสิ่งจำเป็น โดยเชื้อเพลิงหลักที่มีการใช้อยู่ในปัจจุบัน และกำลังอยู่ในช่วงคิดค้นพัฒนา ได้แก่ ก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG), กรีนเมทานอล, แอมโมเนีย, เชื้อเพลิงชีวภาพ และ E-fuel

ช่วงแรกของการเปลี่ยนผ่าน (Transitional phase) ในปัจจุบัน IMO มีข้อกำหนดในการจำกัดปริมาณการปล่อย Sulfur ในภาคการเดินเรือไม่ให้เกิน 0.5% โดยผู้ประกอบการส่วนใหญ่ เลือกใช้วิธี Marine Gas Oil (MGO) คือการนำ Fuel oil ไปผสมกับ Middle distillate เช่น ดีเซล หรือน้ำมันที่มีกำมะถันน้อยกว่า, การใช้น้ำมันกำมะถันต่ำ Very Low Sulfur Fuel Oil (VLSFO), การติดตั้ง Scrubber หรือระบบบำบัดอากาศ หรือเปลี่ยนไปใช้เชื้อเพลิง LNG หรือ Biofuel ทั้งนี้เพื่อให้บรรลุเป้าหมายการลดการปล่อยคาร์บอนในระยะยาว จำเป็นต้องมีการวิเคราะห์เชื้อเพลิงทางเลือกต่าง ๆ ในหลายมิติ ได้แก่ ความเป็นไปได้ทางเทคนิค ต้นทุน การปล่อยคาร์บอน ข้อจำกัดของแต่ละทางเลือก รวมถึงสถานะการพัฒนาในปัจจุบันและแนวโน้มในอนาคต ดังนี้

1. LNG : เชื้อเพลิงทางเลือกที่พัฒนาแล้วมากที่สุดในอุตสาหกรรมเดินเรือ

LNG : เชื้อเพลิงเพื่อการเปลี่ยนผ่าน ที่ใช้จริงช่วยลด CO₂ ได้ ~20% เทียบกับน้ำมันเตา กำจัด SO_x ฝุ่นได้เกือบหมด ลด NO_x ได้เยอะ หลังปี 2020 ท่าเรือใหญ่ทั่วโลกมีบริการเติม LNG แล้ว เรือที่ใช้ LNG มีเกิน 400 ลำแล้วทั่วโลก

ข้อจำกัด : ข้อจำกัดที่สำคัญคือ คือ Methane slip มีเทนรั่วไหลขณะเผาไหม้ ซึ่งเป็นก๊าซเรือนกระจกที่ส่งผลต่อการก่อให้เกิดภาวะโลกร้อนสูงกว่า CO₂ หากไม่สามารถควบคุมได้จะกระทบต่อประสิทธิภาพการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก แม้จะมีการพัฒนาเทคโนโลยีควบคุมแล้ว แต่ยังคงติดตามใกล้ชิด ทั้งนี้ LNG ยังถือเป็นเชื้อเพลิงฟอสซิลจึงเหมาะสมในฐานะเชื้อเพลิงช่วงเปลี่ยนผ่าน เว้นแต่จะพัฒนาไปสู่ Bio-LNG หรือมีเทนสังเคราะห์ ซึ่งจะช่วยยกระดับศักยภาพในการลดคาร์บอนได้มากขึ้น และผู้ลงทุนควรวางแผนเพื่อรองรับความเสี่ยงของการเป็นสินทรัพย์ที่อาจด้อยค่า (Stranded asset) ในอนาคต

2. Biofuel : เชื้อเพลิงชีวภาพ จุดแข็งที่สามารถพร้อมใช้งานได้ทันทีโดยไม่ต้องลงทุนเพิ่มในเรือหรือโครงสร้างพื้นฐาน

เชื้อเพลิงชีวภาพ (Biofuels) ถือเป็นหนึ่งในตัวเลือกที่ใช้งานได้จริงในระยะสั้นถึงกลาง เนื่องจากสามารถนำมาใช้กับเครื่องยนต์เรือและระบบเดิมเชื้อเพลิงที่มีอยู่ในปัจจุบันได้ทันที โดยไม่ต้องปรับเปลี่ยนโครงสร้างเรือหรือท่าเรือขนาดใหญ่ ซึ่งคุณสมบัตินี้เรียกว่าเป็น “Drop-in fuel” โดยเชื้อเพลิงชีวภาพสามารถแบ่งตามวัตถุดิบในการผลิตได้สามประเภทคือ

- 2.1) เชื้อเพลิงชีวภาพรุ่นแรก (First-generation/conventional biofuel) ผลิตจากพืชที่สามารถนำมาประกอบอาหารของมนุษย์และสัตว์ได้ เช่น มันสำปะหลัง, อ้อย, ปาล์มน้ำมัน และถั่วเหลือง
- 2.2) เชื้อเพลิงชีวภาพรุ่นที่สอง (Second-generation biofuel, Renewable diesel, Second-generation, Advanced biofuel และ Sustainable biofuel) ใช้วัตถุดิบที่ไม่ได้สามารถนำไปประกอบอาหารสำหรับมนุษย์ได้ และเป็นวัตถุดิบเหลือทิ้งจากการเกษตรที่มีลิกโนเซลลูโลส (Lignocellulosic biomass) เป็นองค์ประกอบ

เช่น ชังข้าวโพด, ฟางข้าว, ทะลายปาล์ม และเศษไม้ เป็นต้น รวมถึงขยะประเภทอื่น ซึ่งวัสดุเหล่านี้เป็นของเหลือทิ้งอยู่แล้ว จึงเป็นวัตถุดิบที่มีราคาไม่สูงและมีปริมาณมาก

2.3) เชื้อเพลิงชีวภาพรุ่นที่สาม (Third-generation biofuel, Advanced biofuel และ Sustainable biofuel)

เชื้อเพลิงชีวภาพรุ่นที่สามถูกพัฒนาขึ้นเพื่อตอบโจทย์ข้อจำกัดของรุ่นก่อนหน้า โดยเฉพาะประเด็นด้านการแข่งขันแย่งใช้ที่ดินและวัตถุดิบจากภาคการเกษตร ซึ่งยังคงปรากฏอยู่ในเชื้อเพลิงชีวภาพรุ่นที่สอง แม้ว่าวัตถุดิบจะเป็นของเหลือจากพืชพลังงานหรือพืชอาหารก็ตาม ทางเลือกใหม่ของรุ่นที่สามจึงมุ่งเน้นไปที่วัตถุดิบที่ไม่แย่งพื้นที่เพาะปลูก เช่น สาหร่าย (Algae) ซึ่งเป็นพืชพลังงานที่สามารถเติบโตได้ในพื้นที่ดินเสื่อมโทรมที่ไม่เหมาะสำหรับการเกษตร ใช้น้ำน้อย และยังสามารถใช้น้ำที่ไม่เหมาะสมต่อการบริโภค เช่น น้ำเค็ม หรือน้ำเสียจากอุตสาหกรรม นอกจากนี้ สาหร่ายยังมีศักยภาพในการดูดซับคาร์บอนไดออกไซด์จากบรรยากาศระหว่างการเจริญเติบโต (คล้ายการดักจับคาร์บอนเชิงชีวภาพ)

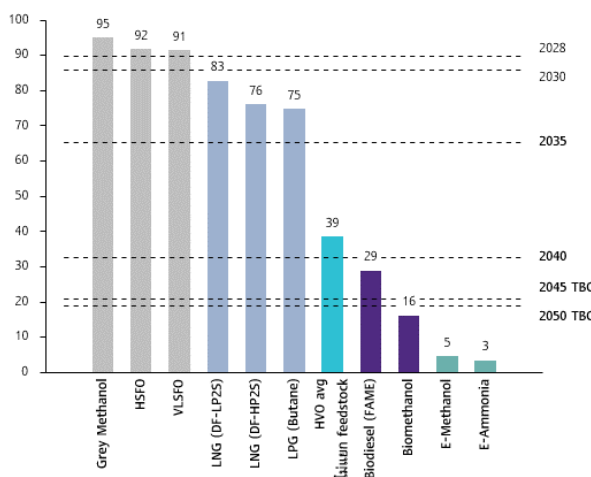
อย่างไรก็ตาม ข้อกำหนดของ IMO ในขณะนี้ ยังไม่ได้จำกัดการใช้เชื้อเพลิงชีวภาพที่ผลิตจากพืชอาหาร แต่ข้อกำหนดของ EU จะไม่อนุญาตให้ใช้เชื้อเพลิงชีวภาพจากแหล่งดังกล่าว ต้องเป็นเชื้อเพลิงชีวภาพรุ่นสอง หรือรุ่นสามเท่านั้น

จุดสังเกตสำคัญที่น่าสนใจ และเป็นโอกาสสำหรับ Biofuel คือ เชื้อเพลิงชีวภาพ HVO (Hydrotreated Vegetable Oil) และ UCOME (Used Cooking Oil Methyl Ester) ที่ผลิตจากน้ำมันพืชเก่าใช้แล้ว สามารถได้รางวัลพิเศษได้จากกองทุน IMO ได้ เนื่องจาก IMO ได้กำหนดว่า เชื้อเพลิงที่จากแหล่งพลังงานที่ปล่อยก๊าซเรือนกระจกเป็นศูนย์หรือใกล้เคียงศูนย์ (Zero and Near-Zero Emission – ZNZ) ที่มีค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (GHG) ไม่เกิน 19 กรัม CO₂e ต่อเมกะจูล (gCO₂e/MJ) ภายในปี 2035 มีโอกาสได้รางวัลพิเศษ ซึ่ง HVO มีการปล่อย GHG 17 กรัม CO₂e ต่อเมกะจูล (gCO₂e/MJ) และ UCOME มีการปล่อย GHG 16 กรัม CO₂e ต่อเมกะจูล (gCO₂e/MJ) ผ่านตามข้อกำหนดดังกล่าว

รูปที่ 4 : เชื้อเพลิงที่ได้ไปต่อตามเป้าหมายของ IMO ในระยะกลาง ได้แก่เชื้อเพลิงที่ปล่อย GHG น้อยกว่าหรือเท่ากับ LNG อย่างไรก็ตาม เชื้อเพลิง Biofuel บางประเภทมีโอกาสได้รับรางวัลพิเศษ จากกองทุน IMO

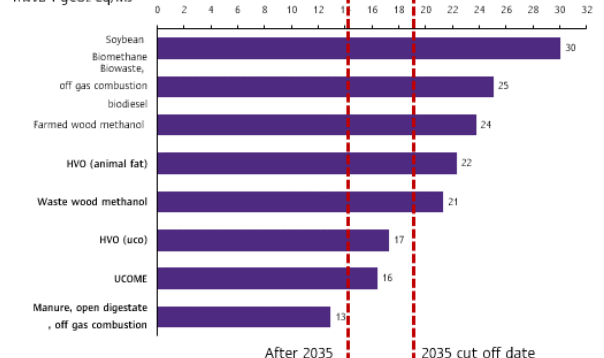
IMO GHG intensity target

หน่วย : gCO₂ eq/MJ



Biofuels GHG intensity based on feedstock (WTW)

หน่วย : gCO₂ eq/MJ



กรอบนโยบายของ IMO ได้กำหนดเงื่อนไขบางประการสำหรับ เชื้อเพลิง เทคโนโลยี และแหล่งพลังงานที่ปล่อยก๊าซเรือนกระจกเป็นศูนย์หรือใกล้เคียงศูนย์ (Zero and Near-Zero Emission – ZNZ) ดังนี้จนถึงปี 2035

- เชื้อเพลิงที่อยู่ในกลุ่ม ZNZ จะต้องมีการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (GHG) ไม่เกิน 19 กรัม CO₂e ต่อเมกะจูล (gCO₂e/MJ) ตั้งแต่ปี 2035 เป็นต้นไป ค่าขีดจำกัดจะเข้มงวดขึ้นเป็น ไม่เกิน 14 gCO₂e/MJ เกณฑ์ที่มีความสำคัญมาก เพราะจะถูกใช้เป็น จุดอ้างอิงในการพิจารณาว่าเชื้อเพลิงหรือเทคโนโลยีใดมีสิทธิได้รับ "รางวัลทางการเงิน" จากกองทุน IMO Net-Zero Fund

ที่มา : การวิเคราะห์โดย SCB EIC จากข้อมูลของ Woodmac, Bloomberg BNEF, European Union และ Transportenviroment

ข้อจำกัดของ Biofuel : แม้เชื้อเพลิงชีวภาพจะมีศักยภาพในการลดคาร์บอนสูง แต่ความสามารถในการรองรับการใช้งานในวงกว้าง (Scalability) และตอบโจทย์ความยั่งยืน (Sustainability) ยังเป็นเงื่อนไขสำคัญที่ต้องพิจารณา เนื่องจากการผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพในปริมาณมากเช่นนี้อาจก่อให้เกิดข้อจำกัดด้านที่ดิน, ทรัพยากร และอาจแย่งวัตถุดิบจากภาคส่วนอื่น เช่น การขนส่งทางบก, การบิน และอุตสาหกรรมเคมี อีกทั้ง น้ำมันที่ผลิตจากน้ำมันปาล์ม อาจก่อให้เกิดปัญหาการเปลี่ยนแปลงการใช้ที่ดิน (Land use change) ดังนั้น ความสนใจจึงมุ่งไปที่ **“เชื้อเพลิงชีวภาพขั้นสูง” (Advanced biofuels / Sustainable fuel)** ซึ่งผลิตจากของเสีย วัตถุดิบที่ไม่ใช่อาหาร หรือสาหร่าย ซึ่งมีผลกระทบด้านความยั่งยืนน้อย ตัวอย่างเช่น ไบโอดีเซลจากน้ำมันใช้แล้ว (Used Cooking Oil Methyl Ester) อย่างที่ใช้ใน B24 ของไทย ถือเป็น Feedstock ที่น่าสนใจ เพราะมาจากของเสียและมีศักยภาพในการลด GHG สูงมาก อย่างไรก็ตาม วัตถุดิบเหล่านี้ยังมีปริมาณจำกัด เนื่องจากต้องมีการรวบรวมแหล่งวัตถุดิบจากที่ต่าง ๆ มาไว้รวมกัน อีกทั้ง ภาคการบินยังมีความต้องการใช้ Sustainable fuel เป็นจำนวนมากเช่นกัน จึงมีแนวโน้มว่าการผลิตจะไม่เพียงพอต่อความต้องการใช้งาน

สามารถศึกษารายละเอียดบทวิเคราะห์เพิ่มเติมเกี่ยวกับ Advance biofuel และ sustainable fuel สำหรับภาคการบินและเชื้อเพลิงชีวภาพ เพื่อทดแทนเชื้อเพลิงแบบดั้งเดิม ดังนี้

1. โอกาสและความท้าทายของธุรกิจ SAF หรือน้ำมันอากาศยานแบบยั่งยืน
https://youtu.be/RWOYTkfrrw0?si=He178M3_V7zVhHvo
2. Advanced Biofuel บทบาทสำคัญในการลดก๊าซเรือนกระจกของภาคการขนส่ง
https://www.scbeic.com/th/detail/file/product/7989/g57b2m0xng/EIC-Note_EIC_Advanced_biofuel_20211216.pdf
3. Renewable Biodiesel : ศักยภาพและความท้าทายในการเปลี่ยนผ่านภาคการขนส่งขนาดใหญ่ไปสู่พลังงานสะอาด <https://www.scbeic.com/th/detail/file/product/9433/gtmzqvqzvn/In-focus-Renewable-diesel-20240222.pdf>

ต้นทุนและข้อจำกัดทางเทคนิค ต้นทุนเป็นข้อเสียหลักของ Biofuels โดยเฉพาะเชื้อเพลิงชีวภาพจากวัตถุดิบที่ยั่งยืน มักมีราคาสูงกว่าน้ำมัน VLSFO มาก (อาจแพงกว่า 1.5–2 เท่า หากไม่มีการอุดหนุน)

แนวโน้มในอนาคต ในระยะกลาง (ถึงปี 2030) คาดว่า Biofuels จะมีบทบาทสำคัญในการเริ่มต้นลดคาร์บอน เพราะสามารถใช้งานได้ทันที โดยหลายบริษัทเดินเรือมีแนวโน้มจะเริ่มใช้เชื้อเพลิงผสมบางส่วนเพื่อให้ผ่านเกณฑ์ด้านความเข้มข้นของคาร์บอน อย่างไรก็ตาม ในปี 2050 บทบาทของ Biofuels อาจลดลง เว้นแต่จะมีการพัฒนาวัตถุดิบชีวภาพที่ยั่งยืนอย่างก้าวกระโดด โดยมีการคาดการณ์ว่า Biofuels อาจมีส่วนแบ่งประมาณ 10–15% ของพลังงานในอุตสาหกรรมเดินเรือ โดยจะมาจากแหล่งที่ยั่งยืนที่สุดเป็นหลัก เชื้อเพลิงชีวภาพอาจเหมาะสมกับเรือรุ่นเก่าที่ยังให้บริการในช่วงปี 2040 ขึ้นไป ซึ่งไม่สามารถปรับไปใช้แอมโมเนียหรือเมทานอลได้ง่าย เรือเหล่านี้อาจใช้ Biofuel blend เพื่อลดคาร์บอนในช่วงสุดท้ายของอายุการใช้งาน ทั้งนี้ แม้ Biofuels จะไม่ใช่เชื้อเพลิงหลักของอนาคต แต่ยังคงเป็นองค์ประกอบสำคัญของการเปลี่ยนผ่านซึ่งจะช่วยเปิดโอกาสให้มีการดำเนินการลดคาร์บอนได้ทันที และเสริมความยืดหยุ่นในการเปลี่ยนผ่านสู่เชื้อเพลิงคาร์บอนต่ำในระยะยาว

3. **Methanol :** เชื้อเพลิงที่ในปัจจุบันมีศักยภาพในการลดการปล่อยคาร์บอนต่ำ แต่สามารถพัฒนาให้ดีขึ้นได้ในอนาคต

Methanol สำหรับใช้เป็นเชื้อเพลิงในการเดินเรือเริ่มได้รับความสนใจ เนื่องจากเป็นของเหลวที่อุณหภูมิห้อง จึงทำให้สามารถขนส่งและจัดเก็บง่ายกว่า LNG โดยสามารถใช้ถังแรงดันต่ำ ไม่ต้องใช้ถังแช่เย็นพิเศษ (Cryogenic tanks) เหมือน

LNG และสำหรับต้นทุนโครงสร้างพื้นฐาน แม้ว่าจะต้องมีการลงทุนเรื่องถัง และท่อสำหรับ Methanol แต่ก็ยังมีความซับซ้อนและอาศัยการลงทุนที่น้อยกว่า LNG อีกทั้ง ในอนาคตยังสามารถใช้โครงสร้างพื้นฐานเดิมของ Methanol มาพัฒนาต่อสำหรับใช้เป็น Bio-methanol หรือ E-methanol ได้

ข้อจำกัดของ Methanol คือ ศักยภาพในการลด GHG ยังต่ำกว่า หากใช้เมทานอลจากฟอสซิล (Gray methanol) จะไม่ช่วยลดการปล่อย GHG ได้มากนัก และปล่อยคาร์บอนที่ราว 94-96 gCO₂ eq/MJ เกินกว่าเกณฑ์ของ EU ดังนั้น จึงต้องพัฒนาไปใช้ E-methanol หรือ Bio methanol ซึ่งยังมีราคาสูงและมีข้อจำกัดด้านปริมาณ นอกจากนี้ เมทานอลมีความเป็นพิษ และติดไฟได้ จึงต้องมีมาตรการจัดการความปลอดภัยอย่างเข้มงวด

การบริหารความเสี่ยงเชิงกลยุทธ์ของผู้ประกอบการ บริษัทเดินเรือขนาดใหญ่ เช่น Maersk หรือ CMA CGM ได้ตระหนักถึงความไม่แน่นอนในหลายมิติ ทั้งความเสี่ยงด้านต้นทุน, ประเด็นด้าน ESG ความพร้อมของ Supply รวมถึงความไม่แน่นอนของกฎระเบียบ อาทิ IMO, EU ETS และ FuelEU Maritime เพื่อรับมือกับความไม่แน่นอนเหล่านี้ บริษัทจึงใช้กลยุทธ์กระจายความเสี่ยง หรือ Fuel portfolio diversify โดยผสมผสานการใช้เชื้อเพลิงหลายประเภท เช่น LNG และ Methanol เพื่อช่วยเพิ่มความยืดหยุ่นในการบริหารความเสี่ยงด้านเชื้อเพลิงในระยะยาวให้ดียิ่งขึ้น

เพื่อตอบโจทย์เป้าหมายการลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกระยะยาว อุตสาหกรรมเดินเรือและการขนส่งกำลังมองหาเชื้อเพลิงที่ผลิตจากพลังงานหมุนเวียนและมีศักยภาพลดคาร์บอนได้มากกว่าเชื้อเพลิงฟอสซิลแบบเดิม หนึ่งในแนวทางที่ได้รับความสนใจ คือ E-Fuels หรือเชื้อเพลิงสังเคราะห์ ซึ่งอยู่ระหว่างการวิจัยและพัฒนาภายใต้ข้อจำกัดด้านต้นทุนการผลิตที่สูงกว่าเชื้อเพลิงชนิดอื่น เพื่อเป็นทางเลือกในอนาคต

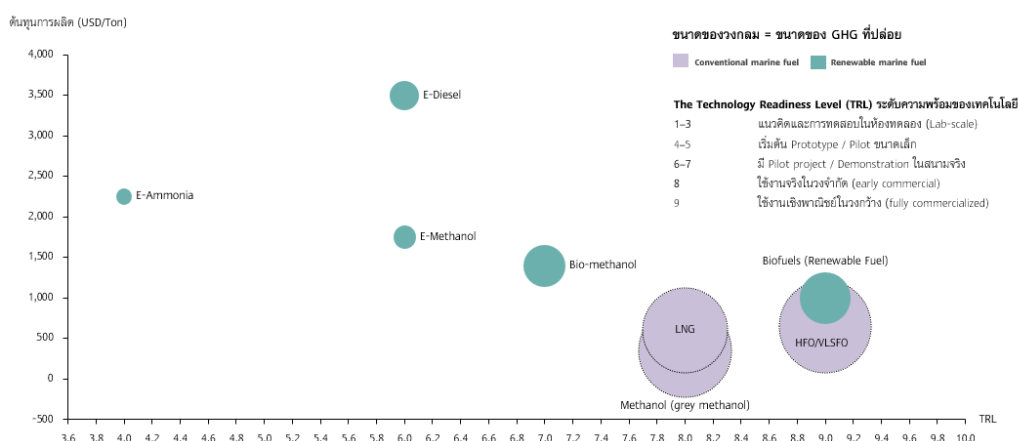
E-Fuels : เชื้อเพลิงสังเคราะห์ E-Fuels คือเชื้อเพลิงที่ผลิตโดยใช้ไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียน ช่วยลดคาร์บอนในระยะยาว แต่ยังมีต้นทุนสูง

E-ammonia : ผลิตจากไฮโดรเจนสีเขียว + ไนโตรเจน ลด GHG ได้มาก แต่ต้องลงทุนระบบความปลอดภัยและจัดการ NO_x

E-methanol : เมทานอลจากไฮโดรเจนสีเขียว + CO₂ ใช้ได้กับเรือและอุตสาหกรรม ลดการพึ่งพาฟอสซิล

E-diesel : ดีเซลสังเคราะห์จากไฮโดรเจนสีเขียว + CO₂ หรือชีวมวล เป็นทางเลือกเชื้อเพลิงสะอาด แต่ยังพัฒนาอยู่สำหรับรายละเอียดเพิ่มเติมของ E-fuel สามารถดูได้ใน Appendix

รูปที่ 5 : เปรียบเทียบต้นทุนการผลิต ความพร้อมของเทคโนโลยี และขนาดของการปล่อย GHG ของเชื้อเพลิงเดินเรือ



ที่มา : การวิเคราะห์โดย SCB EIC จากข้อมูลของ IEA และ ICCT (International Council on Clean Transportation), IRENA และ BNEF

การปรับโฉมพลังงานของภาคเดินเรือในเวทีโลก แม้จะทำให้ต้นทุนด้านการขนส่งปรับเพิ่มขึ้นไม่มากในระยะแรก แต่ทำให้ผู้ประกอบการไทยต้องเริ่มวางบทบาทใหม่ของธุรกิจน้ำมัน ก่อนที่จะถูกลดบทบาททางเศรษฐกิจลง

บริบทของประเทศไทยซึ่งเป็นฐานการผลิตและส่งออกสำคัญในเอเชียตะวันออกเฉียงใต้ กำลังเผชิญแรงกดดันใหม่จากกฎระเบียบด้านสิ่งแวดล้อมในภาคการเดินเรือที่เข้มงวดขึ้นทั้งจาก IMO และสหภาพยุโรป ซึ่งมีแนวโน้มจะกลายเป็น “ต้นทุนเชิงโครงสร้าง” สำหรับผู้ส่งออกที่ต้องพึ่งพาการขนส่งทางเรือ แม้ว่าผลกระทบดังกล่าวจะเกิดขึ้นในวงกว้าง แต่ประเทศคู่แข่งของไทยหลายราย—เช่น เวียดนาม, มาเลเซีย และอินโดนีเซีย—กำลังปรับตัวอย่างรวดเร็ว โดยเวียดนามได้รับแรงหนุนจากการลงทุนโดยตรงจากต่างชาติ (FDI) และมีนโยบายส่งเสริมการใช้เทคโนโลยีโลจิสติกส์พลังงานสะอาดอย่างจริงจัง ขณะที่มาเลเซียและอินโดนีเซียต่างก็เริ่มลงทุนในโครงสร้างพื้นฐาน เช่น ท่าเรือสีเขียว (Green Port) และระบบเติมเชื้อเพลิงคาร์บอนต่ำ (LNG bunkering) ในทางกลับกัน ผู้ประกอบการไทยจำนวนไม่น้อยยังอยู่ในช่วงเริ่มต้นของการปรับตัว ท่ามกลางต้นทุนพลังงานและโลจิสติกส์ที่เพิ่มสูงขึ้น และยังขาดแรงจูงใจจากนโยบายภาครัฐ ทำให้ประเทศไทยมีความเสี่ยงที่จะเสียเปรียบด้านความสามารถในการแข่งขัน หากไม่เร่งวางกลยุทธ์รองรับกฎเกณฑ์สิ่งแวดล้อมที่กำลังกลายเป็น “มาตรฐานใหม่” ของการค้าโลก

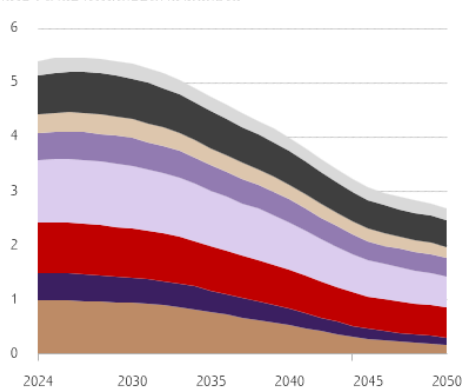
1. ผลกระทบต่อปริมาณการใช้น้ำมันเดินเรือของไทย

การเปลี่ยนผ่านเชื้อเพลิงเดินเรือระดับโลกย่อมส่งผลโดยตรงต่อความต้องการน้ำมันฟอสซิลแบบเดิม โดยเฉพาะน้ำมันเตา (Fuel oil) และ น้ำมันดีเซลเรือ (Marine Diesel Oil – MDO) ที่เคยเป็นเชื้อเพลิงหลักของเรือเดินสมุทรมายาวนาน แนวโน้มการใช้พลังงานทางเลือกที่เพิ่มขึ้นเรื่อย ๆ หมายความว่า อุปสงค์น้ำมันเตาและ MDO ในภาคการเดินเรือจะค่อย ๆ หดตัวลง อย่างหลีกเลี่ยงไม่ได้ – IMO ประเมินว่าภายในปี 2030 พลังงานที่ใช้ในการเดินเรือโลกอย่างน้อย 5% ต้องมาจากเชื้อเพลิงสะอาด (และอาจมากถึง 10% หากสถานการณ์เอื้ออำนวย) ซึ่งนั่นเท่ากับว่าสัดส่วนการใช้น้ำมันฟอสซิลแบบเดิมจะถูกกดดันให้ลดลงในสัดส่วนที่ใกล้เคียงกัน สำหรับในระยะยาว เป้าหมาย Net Zero 2050 ของภาคการเดินเรือจะหมายถึงการเลิกใช้น้ำมันเตา/ดีเซลเกือบสิ้นเชิงภายใน 25 ปีข้างหน้า

รูปที่ 6 : ภาพรวมการเปลี่ยนผ่านเชื้อเพลิงในภาคการเดินเรือทั่วโลกไปสู่เชื้อเพลิงทางเลือกอื่น

Oil demand shipping by region

หน่วย : ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันต่อวัน

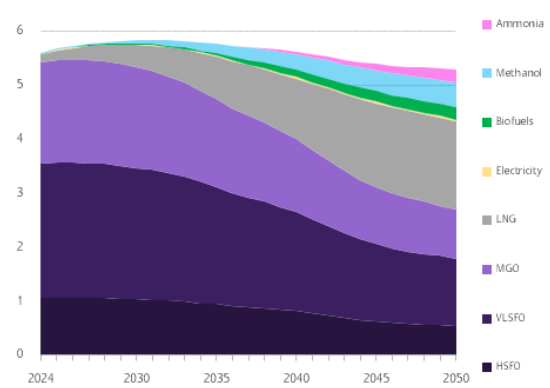


Note:

- HFO / VLSFO (2024–2050): เชื้อเพลิงฟอสซิลแบบดั้งเดิม เช่น Heavy Fuel Oil (HFO) และ Very Low Sulfur Fuel Oil (VLSFO $\leq 0.5\%$) ยังคงถูกใช้งานในช่วงต้น แต่จะค่อย ๆ ลดลงจากข้อกำหนดด้านคาร์บอนตาม IMO และ EU ETS
- MGO : หมายถึง Marine Gas Oil และ Marine Diesel Oil ใช้ในเรือขนาดเล็ก เขตควบคุมมลพิษ (ECA) หรือในช่วงเปลี่ยนผ่าน ก่อนจะถูกแทนที่ด้วย bio-MGO หรือเชื้อเพลิงคาร์บอนต่ำหลังปี 2030
- LNG (2024–2040): รวมถึง fossil LNG ที่มีการซื้อขายแพร่หลายในช่วงปี 2020–2035 แต่จะเริ่มลดลงหลังปี 2035 จากข้อกำหนด FuelEU Maritime หากไม่เปลี่ยนเป็น bio-LNG หรือ e-methane
- Biofuels (Renewable Fuel) : รวมถึง FAME (Fatty Acid Methyl Ester) จาก UCO, HVO (Hydrotreated Vegetable Oil), bio-MGO และ bio-LNG โดยต้องมาจาก feedstock ที่ยั่งยืน และเป็นไปตามเกณฑ์ RED II และ IMO Guidelines
- Methanol : ครอบคลุม methanol ทุกประเภท เช่น grey methanol (จาก fossil), bio-methanol (จากชีวมวลหรือของเสีย), และ e-methanol ซึ่งจะเติบโตหลังปี 2030 ตามการลดต้นทุนของสายเคเบิลเรือใหญ่
- Ammonia (เริ่มต้นปี 2030): เริ่มถูกใช้ในรูปแบบ green ammonia หลังปี 2035–2040 ซึ่งเป็นเชื้อเพลิง zero-carbon ที่ได้รับการสนับสนุนจาก IMO และ FuelEU Maritime ในระยะยาว (GHG ≤ 1.6 gCO₂e/MJ)

Marine fuel demand outlook

หน่วย : ล้านบาร์เรลเทียบเท่าน้ำมันต่อวัน



ที่มา : การวิเคราะห์โดย SCB EIC จากข้อมูลของ IEA และ BNEF

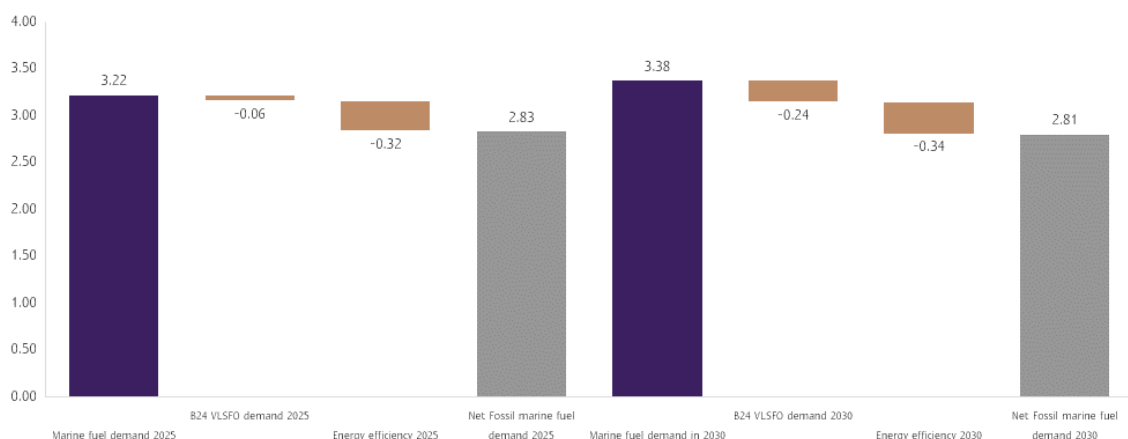
สำหรับไทยได้ดำเนินการหลายด้านเพื่อเตรียมพร้อมรับมือกับข้อกำหนดขององค์การทางทะเลระหว่างประเทศ (IMO) ที่มุ่งลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกจากภาคการเดินเรือ โดยได้มีการเริ่มจัดทำร่างแผนของการใช้พลังงานน้ำมัน (Oil plan 2024-2037) และแผนพัฒนาพลังงานทดแทนและพลังงานทางเลือก (AEDP) โดยส่งเสริมการผลิตและจำหน่าย เชื้อเพลิงทดแทนสำหรับเรือขนส่งสินค้าระหว่างประเทศ อาทิ น้ำมันเตากำมะถันต่ำที่มีส่วนผสมของเชื้อเพลิงชีวภาพ (B24 VLSFO) โดยผู้ค้าน้ำมันเชื้อเพลิงของไทยมีแผนจะเริ่มจำหน่าย Bio-VLSFO ในสัดส่วน 24 % (B24) ให้แก่เรือขนส่งสินค้าระหว่างประเทศภายในปี 2025 เป็นต้นไป โดยในแผนดังกล่าว มีการกล่าวถึงพลังงานทดแทนอื่นเพื่อการเดินเรือ เช่น การใช้ LNG และ Hydrogen อย่างไรก็ตาม เชื้อเพลิงที่ใช้ทดแทนน้ำมันเตาที่มีความชัดเจนที่สุด และมีการส่งมอบแล้วคือน้ำมันเชื้อเพลิงชีวภาพกำมะถันต่ำ (น้ำมันเชื้อเพลิงนี้เป็นส่วนผสมของเมทิลเอสเทอร์ที่ได้จากน้ำมันปรุงอาหารใช้แล้ว (UCOME) ในอัตราส่วน 24% ผสมกับน้ำมันเชื้อเพลิงกำมะถันต่ำ 0.5% Sulfur) แม้ร่างฉบับดังกล่าว ยังไม่ได้มีการประกาศแผนการใช้น้ำมันของประเทศไทยในฉบับสมบูรณ์ แต่สะท้อนให้เห็นถึงแนวโน้มของการใช้น้ำมันเตาเพื่อการเดินเรือที่เริ่มลดลง

รูปที่ 7 : การเปลี่ยนผ่านพลังงานในภาคเดินเรือ เริ่มส่งผลกระทบต่อการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลไทย สำหรับน้ำมันเตาเพื่อการเดินเรือจะมีความต้องการสูงสุด (Peak demand) ในปี 2030

คาดการณ์ปริมาณน้ำมันเตาที่ใช้เพื่อการขนส่งทางเรือระหว่างประเทศ*

หน่วย : ล้านลิตรต่อวัน

Total Thai fuel demand from international marine shipping



Note: *1. ข้อมูลปริมาณการใช้้ำมันเชื้อเพลิงขนส่งทางเรือระหว่างประเทศโดยวางแผนการใช้น้ำมันของไทยโดยกระทรวงพลังงาน 2024-2037

ที่มา : การวิเคราะห์โดย SCB EIC จากข้อมูลของร่าง Oil Plan กระทรวงพลังงาน

แม้ว่าความต้องการเชื้อเพลิงสำหรับภาคการเดินเรือระหว่างประเทศของไทยจะมีแนวโน้มเพิ่มขึ้นจาก 3.22 Mtoe ในปี 2025 เป็น 3.38 Mtoe ในปี 2030 แต่หากพิจารณาการใช้เชื้อเพลิงฟอสซิลสุทธิ (Net fossil marine fuel demand) กลับพบว่ามีความต้องการลดลง จาก 2.83 Mtoe เหลือ 2.81 Mtoe ภายในระยะเวลา 5 ปี เชื้อเพลิงฟอสซิลจะถูกแทนที่มากขึ้นด้วยเชื้อเพลิงทางเลือกและมาตรการด้าน Energy efficiency ที่แม้ ความต้องการเชื้อเพลิงรวมจะเพิ่มขึ้น ตามกิจกรรมทางเศรษฐกิจและการขนส่ง แต่บทบาทของ Fossil fuel จะค่อย ๆ ถูกลดทอนความสำคัญลง ผู้ค้าน้ำมันและโรงกลั่น อาจต้องเผชิญความไม่แน่นอนจากความต้องการใช้น้ำมันในระยะยาว โดยเฉพาะในตลาดเชื้อเพลิงเรือ อย่าง HFO (High sulfur fuel oil) , VLSFO (Very low sulfur fuel oil) ซึ่งมีแนวโน้มถูกแทนที่มากขึ้น และจำเป็นต้องปรับตัวไปสู่การพัฒนาผลิตภัณฑ์ใหม่ เช่น ผลิตภัณฑ์ผสมชีวภาพ (Bio-blended fuels), หรือผลิตเชื้อเพลิงเฉพาะทางสำหรับเรือที่ใช้ LNG หรือ Methanol และความเสียหายจาก Stranded assets จะเพิ่มขึ้น หากไม่สามารถปรับกำลังการผลิตหรือการลงทุนให้ทันกับพฤติกรรมผู้ใช้และมาตรการ IMO

2. ผลกระทบต่อต้นทุนเรือนขนส่งระหว่างประเทศจากค่าปรับที่กำหนดไว้

การเปลี่ยนผ่านสู่การลดคาร์บอนในภาคการเดินเรือย่อมนำมาซึ่งต้นทุนใหม่มาตรการ IMO ใหม่นี้ได้นำระบบการเรียกเก็บค่าธรรมเนียมคาร์บอนแบบ 2 ระดับ (Two-tier carbon levy) มาใช้กับการปล่อยก๊าซเรือนกระจกที่เกินกว่าเป้าหมายที่กำหนด โดยแบ่งเป็น Tier 1 และ Tier 2 เพื่อสร้างแรงจูงใจให้เรือเปลี่ยนไปใช้เชื้อเพลิงที่สะอาดขึ้นหรือลดการปล่อยให้สอดคล้องตามเป้าหมาย

Tier 1 : สำหรับเรือที่สามารถลดความเข้มข้นการปล่อย GHG ถึงเกณฑ์ Base target (4% ในปี 2028) แต่ยังไม่ถึง Direct target (17%) สำหรับการปล่อยเกินกว่าเป้าหมาย Direct จะต้องจ่ายค่าปรับในอัตรา 100 ดอลลาร์สหรัฐ ต่อการปล่อย CO_{2e} 1 ตัน (ค่าธรรมเนียมนี้บางครั้งเรียกว่า Tier 1 remedial units ในเอกสาร IMO)

Tier 2 : สำหรับเรือที่มีความเข้มข้นการปล่อยสูงเกิน Base target ที่กำหนด –การปล่อยที่เกินกว่าเกณฑ์ Base นั้นจะต้องจ่ายค่าปรับเพิ่มเติมในอัตรา 380 ดอลลาร์สหรัฐ ต่อตัน CO_{2e}

ค่าคาร์บอน IMO จะไม่เรียกเก็บจากผู้ส่งออกโดยตรง แต่จะถูกส่งผ่านผ่านค่าระวางเรือและค่าบริการเพิ่มเติมจากสายเดินเรือ ซึ่งสุดท้ายแล้วต้นทุนเหล่านี้จะไหลย้อนกลับมาระทบราคาขายของสินค้าส่งออกไทย ซึ่ง ผ่าน “Carbon Cost Surcharge” หรือ “GHG Surcharge” เริ่มมีสายเดินเรือบางรายประกาศเรียกเก็บค่า GHG surcharge เพิ่ม เช่น Maersk, MSC โดยเฉพาะกับเส้นทางยุโรป และเมื่อมาตรการ IMO ถูกบังคับใช้ ย่อมมีแนวโน้มขยายสู่เอเชีย โดยเฉพาะสินค้ามาร์จินต่ำจะได้รับผลกระทบมากกว่าสินค้ามูลค่าสูง (สามารถดูตัวอย่างวิธีคำนวณค่าปรับต่อเรือ 1 ลำได้ ใน Box (หน้าที่ 15))

ใครเป็นคนจ่ายค่าปรับ IMO Carbon Levy ? เป็นคำถามสำคัญ และพบได้บ่อย จากผู้ประกอบการ ซึ่งผู้รับผิดชอบโดยตรงคือ เจ้าของเรือ (Shipowner) หรือผู้ประกอบการเดินเรือ (Shipping line) เช่น Maersk, MSC เป็นผู้ที่ต้องชำระค่าปรับตรงตามกฎ IMO เพราะเป็นผู้ถือทะเบียนเรือและรายงานการปล่อยจริง

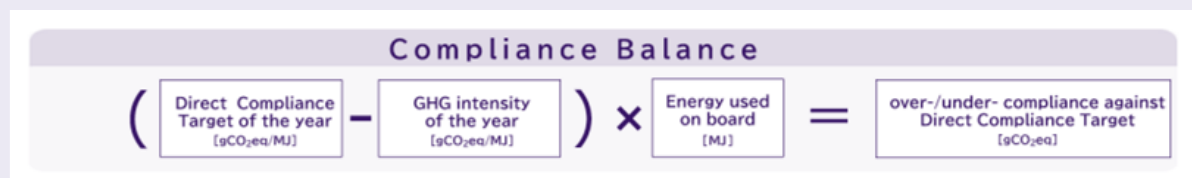
และแน่นอน การส่งผ่านต้นทุน มีโอกาสเกิดขึ้นได้อย่างมากในอนาคต เหมือนอย่างมาตรการ FuelEU Maritime (FEUM) ที่สุดท้ายแล้วต้นทุนจะถูกส่งผ่าน Carbon cost surcharge มาตรการ IMO ก็เช่นเดียวกันต้นทุนของสายเดินเรือจะผลักภาระไปให้ผู้ส่งออก, ผู้นำเข้า และ Freight Forwarder ผ่านการเก็บ GHG surcharge หรือ Carbon cost surcharge ในใบจองเรือ Bill of Lading และสุดท้าย ภาระจะซึมไปอยู่ในราคาสินค้าขายปลายทาง ซึ่งผู้ซื้อหรือผู้บริโภคจะรับไปโดยอ้อม

กรณีไทย : ส่วนใหญ่ใช้สายเดินเรือต่างชาติ ต้องชำระค่าคาร์บอนอย่างไร?

ไทยมีกองเรือจดทะเบียนภายใต้ธงชาติไทยราว 1,200–1,400 ลำ (กรมเจ้าท่า) แต่กว่า 80% เป็นเรือชายฝั่ง / เรือขนส่งในประเทศ เช่น เรือเทกอง เรือขนทราย เรือขนส่งน้ำมันในอ่าวไทย เรือเดินสมุทรที่บรรทุกตู้คอนเทนเนอร์ขนาดใหญ่ (Container ships) ที่เป็นของบริษัทคนไทยจริง ๆ มีน้อยมาก รายหลักคือ Regional Container Lines (RCL) ซึ่งมีเรือประมาณ 40–50 ลำ ส่วนใหญ่เป็น Feeder ships ไม่ใช่ Mother vessels 90% ของปริมาณเดินสมุทรใช้สายเดินเรือต่างชาติ เช่น Maersk, MSC, CMA CGM, Hapag-Lloyd, ONE และ Evergreen เป็นเจ้าของ Mother vessels ที่มารับส่งจาก Terminal ไทย

ดังนั้น ผู้ส่งออกไทยต้องจ่ายค่า GHG Surcharge ให้ สายเดินเรือระหว่างประเทศ (Maersk, MSC, Hapag-Lloyd ฯลฯ) หรือบริษัทชิปปิ้งตัวแทน (Freight forwarder) ต้นทุนจึงไหลจากค่าระวางเรือ มาที่ราคาสินค้าส่งออกไทยโดยตรง

Box : ตัวอย่างการคำนวณค่าชดเชย (Contributions) สำหรับเรือจากมาตรการ IMO 2028 ตามข้อกำหนด GFI (Greenhouse gas Fuel Intensity)



เรือ A ที่ใช้เชื้อเพลิงชีวภาพ (B30),

เรือ B ที่ใช้ก๊าซธรรมชาติเหลว (LNG),

และเรือ C ที่ใช้เชื้อเพลิงน้ำมันเตาหนัก (HFO)

โดยอ้างอิงตามค่าเป้าหมายฐาน (Base target) และค่าเป้าหมายตรง (Direct compliance target) ประจำปี 2028

ตัวอย่างการคำนวณค่าชดเชย (Contributions) สำหรับเรือ B และเรือ C ในปี 2028

เรือ B : ใช้เชื้อเพลิง LNG

อ้างอิงจากปริมาณการใช้เชื้อเพลิง LNG ต่อปีจำนวน 4,187.5 ตัน

$$4,187.5 \text{ ตัน} \times 1,000,000 \text{ (แปลงหน่วยจากตันเป็นกรัม)} \times 0.0480 \text{ MJ/กรัม} = 201,000,000 \text{ MJ}$$

Tier 1 (Contribution ①) :

เป้าหมาย Direct compliance 77.4 - GHG intensity ของเรือ B 83 × พลังงานที่ใช้ 201,000,000 MJ ÷ 1,000,000 × ราคาหน่วยชดเชย Tier 1 (Remedial unit) 100 USD/ตัน CO₂e

$$= -112,560 \text{ ดอลลาร์สหรัฐ ต่อลำ ต่อปี}$$

เรือ C : ใช้เชื้อเพลิง HFO

อ้างอิงจากปริมาณการใช้เชื้อเพลิง HFO ต่อปีจำนวน 5,000 ตัน

$$5,000 \text{ ตัน} \times 1,000,000 \text{ (แปลงหน่วยจากตันเป็นกรัม)} \times 0.0402 \text{ MJ/กรัม} = 201,000,000 \text{ MJ}$$

Tier 1 (Contribution ①) :

(เป้าหมาย Direct compliance 77.4 - ค่าเป้าหมายฐาน Base target 89.6) × พลังงานที่ใช้ 201,000,000 MJ ÷ 1,000,000 × ราคาหน่วยชดเชย Tier 1 100 USD/ตัน CO₂e

$$= -245,220 \text{ ดอลลาร์สหรัฐ ต่อลำ ต่อปี}$$

Tier 2 (contribution ②)

(Base target 89.6gCO₂eq/MJ – Ship C's GHG intensity 93gCO₂eq/MJ) × พลังงานที่ใช้ 201,000,000MJ / 1,000,000 (แปลงหน่วยจากตันเป็นกรัม) × ราคาหน่วยชดเชย Tier 2 380USD/tonCO₂eq = -259,692 ดอลลาร์สหรัฐ

ที่มา : จากข้อมูลของ ClassNK (Nippon Kaiji Kyokai)

การวางยุทธศาสตร์เชื้อเพลิงทดแทนของไทย : ควรพิจารณาให้รัดกุม และสอดคล้องกับความเป็นไปได้ของเชื้อเพลิงทดแทนน้ำมันในแต่ละเทคโนโลยี เนื่องจากความท้าทายของเชื้อเพลิงทดแทนยังมีอยู่มาก

เชื้อเพลิงทดแทนในปัจจุบัน : การเลือกส่งเสริมการผลิตพลังงานทางเลือกเพื่อทดแทนการใช้น้ำมันเชื้อเพลิงแบบดั้งเดิม ในช่วงแรก ไทยได้มีการสนับสนุนเชื้อเพลิง Biofuel จากพืชพลังงาน เช่น อ้อย, ปาล์ม และมันสำปะหลังที่เป็นเชื้อเพลิงชีวภาพในยุคแรก (First generation biofuel) แต่ก็ต้องประสบปัญหาบางประการ เช่น การใช้น้ำมันสำปะหลังและอ้อย ผลิตเอทานอล ทำให้ต้องแบ่งผลผลิตจากภาคอาหาร หรือในช่วงที่ราคาน้ำมันสูง รัฐมีการเร่งส่งเสริมเอทานอลและไบโอดีเซล ทำให้ราคาน้ำตาล และแป้งมันสูงขึ้นในตลาดโลก อีกทั้ง ในบางช่วงยังต้องประสบปัญหากับราคาที่ผันผวน เช่น ราคาน้ำมันปาล์มดิบ (CPO) ผันผวนสูง และมีผลต่อราคาน้ำมันไบโอดีเซล (B100) จึงเป็นบทเรียนสำคัญในการพิจารณาเลือกใช้เชื้อเพลิงชีวภาพเพื่อเป็นพลังงานทดแทน นำไปสู่การวิจัยและพัฒนา เชื้อเพลิงชีวภาพรุ่นที่สอง (Second-generation biofuels) หรือที่เรียกว่า Advanced biofuels เป็นการพัฒนาเชื้อเพลิงชีวภาพให้ยั่งยืนกว่าเดิม โดยใช้วัตถุดิบที่ไม่ใช่อาหาร และลดผลกระทบต่อสิ่งแวดล้อม จากปัญหาของเชื้อเพลิงชีวภาพรุ่นแรก (First generation)

ตัวอย่างของการพัฒนาที่สำคัญ ในเดือนมีนาคม 2565 บริษัทบางจาก ได้ส่งมอบเชื้อเพลิงชีวภาพ Advanced biofuels B24 สำหรับเดินเรือ (ซึ่งเป็นการผสมไบโอดีเซลจากน้ำมันใช้แล้ว 24% กับ VLSFO ที่มีปริมาณกำมะถัน 0.5%) ให้กับเรือขนส่งรถยนต์ของบริษัท NYK ที่ท่าเรือแหลมฉบัง ซึ่งเชื้อเพลิงนี้ไม่ต้องการดัดแปลงเครื่องยนต์ใด ๆ และถือเป็นตัวอย่างของ “เชื้อเพลิงพร้อมใช้ (drop-in)” ที่ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกได้ทันที

ความท้าทายที่สำคัญ : แม้ว่าน้ำมันพืชใช้แล้ว (Used Cooking Oil – UCO) จะเป็นวัตถุดิบสำคัญสำหรับการผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพขั้นสูง เช่น Sustainable Aviation Fuel (SAF) แต่ธุรกิจหลายประเทศรวมถึงไทย ยังเผชิญกับอุปสรรคสำคัญ ในด้านต่าง ๆ 4 ประการสำคัญ ดังนี้

1. ปริมาณไม่แน่นอนและไม่ต่อเนื่อง

ปัจจุบัน UCO ส่วนใหญ่มาจากในประเทศไทย UCO ซึ่งส่วนใหญ่ถูกเก็บได้จากร้านอาหารริมทาง, ร้านอาหารตามสั่ง, ร้านอาหารเครือข่ายขนาดใหญ่ (Fast food), โรงแรมขนาดกลาง-ใหญ่ และโรงงานอาหารหรือโรงทอดขนมขบเคี้ยว

แม้ในกรุงเทพฯ และหัวเมืองใหญ่ จะมีศักยภาพ UCO มาก แต่ยังไม่มียุทธศาสตร์กับดูแลหรือรายงานกลางที่เป็นมาตรฐาน ร้านอาหารรายย่อยหลายหมื่นแห่ง ยังไม่เห็นแรงจูงใจในการแยกเก็บ UCO เพื่อขายต่อ จึงมักขายให้พ่อค้ารับซื้อท้องถิ่น หรือนำไปรีไซเคิลเป็นอาหารสัตว์แทน

ร้านอาหาร โรงแรม และโรงงานอาหาร ซึ่งไม่มีระบบรายงานหรือกำกับอย่างเป็นทางการปริมาณขึ้นอยู่กับฤดูกาล การท่องเที่ยว และพฤติกรรมผู้บริโภค จึงทำให้ยากต่อการวางแผนกำลังการผลิตในโรงกลั่นชีวภาพ ทำให้โรงกลั่นจึงต้องเผชิญกับความเสี่ยงของ “Supply disruption” ซึ่งขัดกับเป้าหมายความมั่นคงทางพลังงานในประเทศ ปริมาณ UCO ที่ไม่แน่นอนและไม่ต่อเนื่อง” เป็นความเสี่ยงจากผู้ประกอบการที่กำลังเผชิญปัญหาที่สำคัญนี้

บริษัท บางจาก คอร์ปอเรชั่น จำกัด (มหาชน) ได้ให้ข้อมูลที่เป็นความท้าทายที่สำคัญว่า บางจากมีโครงการลงทุนโรงกลั่นไบโอดีเซล/SAF และมีการประกาศใช้ Used Cooking Oil (UCO) เป็น feedstock ส่วนหนึ่ง แต่ UCO ไทยยังไม่เพียงพอ จึงต้องมีการพึ่ง Feedstock อื่น เช่น น้ำมันปาล์ม หรือการนำเข้า UCO จากต่างประเทศเพื่อเสริมความแน่นอน

“ปริมาณ UCO ในประเทศยังมีความไม่แน่นอน เราจำเป็นต้องกระจายแหล่งวัตถุดิบ ทั้งการเก็บ UCO ในประเทศ และพิจารณานำเข้าจากตลาดเพื่อนบ้านหรือ EU หากจำเป็น”

นอกจากนี้ บริษัท พลังงานบริสุทธิ์ หรือ EA มีโครงการไบโอดีเซล และเคยประกาศศึกษา SAF จาก UCO เช่นกัน แต่ EA เหนียวใจที่ยั่งยืน คือ Sourcing UCO ต้องพึ่งร้านอาหาร โรงแรม และโรงงานอาหารขนาดเล็กที่ **ไม่มีระบบรวบรวมกลาง** ส่งผลให้ EA ต้องใช้ CPO (Crude Palm Oil) ผสมเพื่อให้ปริมาณ Feedstock เพียงพอ ซึ่งกระทบต้นทุนและเกณฑ์มาตรฐาน Sustainability ของตลาดส่งออก

ในขณะที่ผู้ประกอบการขนาดใหญ่ ที่มีโรงกลั่นเป็นของตัวเอง ประสบปัญหาด้าน Supply ของ UCO ไม่เพียงพอผู้ประกอบการขนาดกลางถึงขนาดเล็ก ก็ประสบปัญหาในการรวบรวมวัตถุดิบเช่นเดียวกัน ผู้ประกอบการเทรดเดอร์น้ำมันต้องรวบรวมวัตถุดิบจาก ร้านอาหารตามสั่งหรือ Street food ไม่มี Incentive ในการขาย UCO แบบมีเอกสารรับรองจะได้ของก็แค่บางส่วน ปริมาณไม่แน่นอน อีกทั้ง การขนส่งครั้งหนึ่งได้ไม่กี่ร้อยลิตร และอาจประสบปัญหาขาดทุนได้ หากต้องไปรับวัตถุดิบถึงต่างจังหวัด

2. คุณภาพ ไม่สม่ำเสมอ และปนเปื้อนสูง

UCO จากผู้ขายรายย่อยมักมีสิ่งปนเปื้อน เช่น เศษอาหาร น้ำ ความชื้น และโลหะหนักจากเครื่องครัว ในบางกรณีเจอ **สารกันหืน (Antioxidant)** หรือสารเติมแต่งที่ร้านอาหารใช้ซ้ำหลายรอบ ต้องใช้กระบวนการ Pre-treatment ซับซ้อนขึ้นความแตกต่างของแหล่งที่มา เช่น การกรองละเอียดหลายชั้น การแยกน้ำ (Dewatering) การกำจัดกรดไขมันอิสระ (FFA reduction) ทำให้ค่าพลังงาน ความหนืด และองค์ประกอบกรดไขมันแปรผันสูงปัญหาเหล่านี้ส่งผลให้ต้นทุนการกลั่นสูงขึ้น และอาจกระทบคุณภาพเชื้อเพลิงหากไม่มีมาตรฐานควบคุมที่ชัดเจน

ผลกระทบต่อโรงกลั่น ต้นทุน Pre-Treatment สูงขึ้นทันที ถ้า UCO ปนเปื้อนมาก โรงกลั่นต้องใช้พลังงาน/สารเคมีเพิ่ม หรือหากทำ ถ้า Pre-Treatment ทำไม่ดี คุณภาพสุดท้ายของเชื้อเพลิงจะมีปัญหา เช่น ปล่องก๊าซเสียเกินมาตรฐาน หรือไม่ผ่านเงื่อนไข RED II / CORSIA และอาจทำให้การส่งออกถูกตีกลับเพราะเจอสารปนเปื้อนหรือ FFA สูงเกิน 5%

3. โครงสร้างระบบ การจัดเก็บและรวบรวมยังไม่เป็นระบบ

แม้จะมีการพูดถึงศักยภาพของน้ำมันพืชใช้แล้ว (Used Cooking Oil – UCO) ในฐานะวัตถุดิบหลักของการผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพขั้นสูงอย่าง SAF หรือไบโอดีเซลพรีเมียม แต่ในความเป็นจริง ประเทศไทยยังขาดโครงสร้างระบบจัดเก็บและรวบรวมที่เป็นระบบและโปร่งใส UCO

ปัจจุบัน UCO ส่วนใหญ่ ถูกขายต่อผ่านระบบ “ผู้รับซื้อรายย่อย” ที่ไม่มีระบบจดทะเบียน หรือระบบตรวจสอบย้อนกลับที่ทำงานแบบไม่เป็นทางการ ไม่มีทะเบียนกลาง หรือระบบติดตามย้อนกลับว่ามาจากใคร เก็บอย่างไร ส่งไปที่ไหน แตกต่างจากระบบอุตสาหกรรมน้ำมันหรือของเสียอันตรายที่มีกฎหมายควบคุมชัดเจน

หลายพื้นที่ที่ยังไม่มีศูนย์กลางรวบรวม UCO หรือระบบขนส่งเฉพาะทาง ทำให้เกิดปัญหาของหายระหว่างทาง บางส่วนหลุดกลับไปใช้ซ้ำผิดวัตถุประสงค์ หรือไหลไปเป็นของเสียปนเปื้อนในสิ่งแวดล้อมมากกว่าจะถูกนำกลับมาเข้าสู่โรงกลั่นชีวภาพได้จริง ที่สำคัญคือผู้ผลิตของเสีย เช่น ร้านอาหารขนาดเล็ก ภัตตาคาร โรงแรม ไม่มีแรงจูงใจหรือข้อบังคับให้แยกเก็บ UCO อย่างถูกต้อง ทำให้ของเสียที่ควรจะเป็น “วัตถุดิบหมุนเวียน” กลายเป็นทรัพยากรที่สูญหาย สุดท้าย ประเทศไทยจึงพลาดโอกาสสร้างระบบเศรษฐกิจหมุนเวียนคาร์บอน (Circular carbon economy) อย่างเต็มรูปแบบ ซึ่งเป็นรากฐานสำคัญของการยกระดับมาตรฐานเชื้อเพลิงชีวภาพให้แข่งขันได้ในตลาดโลก

4. ความไม่คุ้มค่าทางเศรษฐศาสตร์ (ในระบบที่ยังไม่พร้อม)

น้ำมันพืชใช้แล้ว (UCO) จะถูกมองว่าเป็นวัตถุดิบเหลือใช้ราคาถูก แต่ในความเป็นจริง การผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพจาก UCO กลับมีต้นทุนที่สูงและผันผวน ทั้งจากกระบวนการแปรรูปที่ซับซ้อน การคัดกรองสิ่งปนเปื้อน ไปจนถึงราคาวัตถุดิบที่แข่งขันกันสูงในตลาดโลกจากความต้องการของยุโรปและสหรัฐฯ นอกจากนี้ ในประเทศที่ยังไม่มีระบบแรงจูงใจทางเศรษฐศาสตร์ เช่น เครดิตคาร์บอน หรือโควตาการใช้เชื้อเพลิงสะอาด ผู้ผลิตจึงแบกรับต้นทุนโดยตรงโดยไร้กลไกชดเชย ทำให้การตั้งโรงกลั่นเชื้อเพลิงชีวภาพจากของเสียในประเทศที่ไม่มีโครงสร้าง Supply chain ที่มั่นคง ยัง “ไม่คุ้มค่าในเชิงธุรกิจ” แม้จะมีคุณค่าทางสิ่งแวดล้อมก็ตาม

ข้อเสนอแนะเชิงระบบ : แนวทางแก้ปัญหา UCO ในไทย

1. สร้างระบบจัดเก็บ UCO แบบศูนย์กลาง

หนึ่งในอุปสรรคใหญ่ของการนำ น้ำมันพืชใช้แล้ว (UCO) มาผลิตเชื้อเพลิงชีวภาพคุณภาพสูงในไทย คือ โครงสร้างการเก็บรวบรวมที่ยังอิงกับผู้ซื้อขายย่อยแบบกระจายกระจาย ไม่มีมาตรฐานหรือศูนย์กลาง ทำให้ผู้ประกอบการรายใหญ่และ SME ไม่สามารถเข้าถึงวัตถุดิบได้เพียงพอและต่อเนื่อง

แนวทางแก้ปัญหาที่เหมาะสม คือ การสร้างศูนย์กลางเก็บรวบรวม UCO ระดับชุมชน/เขตเทศบาล/นิคมอุตสาหกรรม เพื่อให้มีจุดรวบรวมที่ผู้ผลิตของเสีย เช่น ร้านอาหาร โรงแรม ภัตตาคาร โรงงานอาหาร สามารถนำ UCO มาส่งได้เป็นระบบ มีระบบตรวจสอบย้อนกลับ (traceability) ออกใบรับรองคุณภาพ และมีการเก็บข้อมูลรายเดือนเพื่อวางแผนกำลังการผลิตของโรงกลั่นได้จริง

กรณีตัวอย่าง สิงคโปร์: สิงคโปร์ถือเป็นประเทศต้นแบบที่จัดการ UCO แบบศูนย์กลางได้มีประสิทธิภาพมาก โดยรัฐบาลสิงคโปร์ผ่าน National Environment Agency (NEA) ได้ร่วมมือกับเอกชน เช่น Neste Singapore (ผู้ผลิต SAF รายใหญ่ของโลก) สร้างเครือข่ายรวบรวม UCO จากร้านอาหาร โรงแรม ฟู้ดคอร์ท และโรงงานแปรรูปอาหารทั่วประเทศ

แต่ละร้านต้องเก็บน้ำมันใช้แล้วในถังมาตรฐาน มีรถขนส่งของผู้รับเหมาได้รับอนุญาต ขนส่งเข้าสู่ศูนย์กลางของ Neste ที่ Tuas Industrial Area ที่ Neste นำ UCO เหล่านี้เข้าสู่โรงกลั่น SAF ที่ใหญ่ที่สุดในโลกของตนในสิงคโปร์เอง ผลลัพธ์คือ สิงคโปร์สามารถผลิต SAF ได้ต่อเนื่อง มีระบบตรวจสอบย้อนกลับคุณภาพ และยังลดปัญหาการขายน้ำมันทอดซ้ำผิดกฎหมาย

2. กำหนดผู้รวบรวมที่ได้รับอนุญาต (Licensed collector)

หนึ่งในปัญหาใหญ่ที่ทำให้ UCO ในไทยมีคุณภาพไม่สม่ำเสมอ และตรวจสอบย้อนกลับไม่ได้ (Traceability) คือ โครงสร้างการรวบรวมที่กระจายตัว ไม่มีมาตรฐานกลาง ผู้ซื้อขายย่อยจำนวนมากใช้วิธีซื้อ-ขายกันเองแบบไม่เป็นทางการ จึงไม่มีการคัดคุณภาพ ไม่มีใบรับรองหรือหลักฐานต้นทาง ทำให้โรงกลั่นที่ต้องการป้อน UCO เข้ากระบวนการ SAF หรือไบโอดีเซลคุณภาพสูงไม่สามารถใช้วัตถุดิบชุดนี้ได้เต็มประสิทธิภาพ

แนวทางสำคัญที่จะทำให้ วงจร UCO โปร่งใสและเชื่อถือได้ คือ การกำหนดให้มี “ผู้รวบรวมที่ได้รับใบอนุญาต (Licensed collector)” เท่านั้น ที่จะสามารถรวบรวม UCO เพื่อขายให้โรงกลั่นเชื้อเพลิงชีวภาพได้อย่างถูกต้องตามกฎหมาย ผู้รวบรวมจะต้องปฏิบัติตามมาตรฐานด้านสุขอนามัย, ความสะอาด และการจัดเก็บ UCO ใช้ระบบติดตามย้อนกลับ (Traceability) เช่น มีใบรับซื้อ/ใบชั่งน้ำหนัก/การออกใบรับรองคุณภาพเป็นลอต ต้องผ่านการตรวจสอบคุณภาพ

เบื้องต้น เช่น ตรวจค่ากรดไขมันอิสระ (FFA) ความชื้น และสิ่งปนเปื้อน จัดเก็บข้อมูลผ่านระบบดิจิทัลหรือฐานข้อมูลกลางที่ภาครัฐกำหนด

3. ใช้มาตรการจูงใจทางการเงินแก่ผู้เก็บรวบรวมและผู้ปล่อยของเสีย

โดยการสนับสนุนการผลักดันให้น้ำมันพืชใช้แล้ว (UCO) กลายเป็นวัตถุดิบคุณภาพสำหรับเชื้อเพลิงชีวภาพ โดยใช้กลไกแรงจูงใจทางเศรษฐกิจ (Financial incentives) ที่เอื้อต่อทุกจุดในห่วงโซ่อุปทาน ทั้งผู้ทิ้งของเสีย ผู้รวบรวมและผู้แปรรูป โดยแนวทางที่น่าสนใจ ได้แก่ สนับสนุนค่าขนส่งหรือค่าดำเนินการ สำหรับผู้รวบรวมที่ส่งมอบ UCO เข้าระบบที่ได้รับการรับรอง เพื่อชดเชยต้นทุนโลจิสติกส์และเพิ่มความคุ้มค่าในการรับของจากจุดเล็ก ๆ เช่น ให้ “เงินคืนรายลิตร” หรือ Subsidy per volume แก่ร้านอาหาร โรงแรม และอุตสาหกรรมอาหารที่แยกเก็บ UCO และส่งเข้าระบบอย่างถูกต้อง ช่วยให้ของเสียกลายเป็นรายได้เสริม ลดแรงจูงใจในการจำหน่ายแบบผิดกฎหมาย

นำระบบ Carbon credit หรือ Green point มาใช้ สำหรับผู้ที่ส่งของเสียเข้าระบบ และโรงกลั่นชีวภาพที่ใช้ UCO แทนวัตถุดิบปฐมภูมิ เช่น น้ำมันปาล์ม เชื้อมयोगสู่ตลาด Voluntary carbon credit หรือ ESG reporting

ที่สำคัญภาครัฐควรบูรณาการข้อมูลแบบ Real-time ระหว่างหน่วยงานที่เกี่ยวข้อง เช่น กรมควบคุมมลพิษ กระทรวงพลังงาน และกรมธุรกิจพลังงาน ร่วมกับผู้ประกอบการโรงกลั่น UCO เพื่อสร้างระบบติดตาม ตรวจสอบ และวิเคราะห์ Demand-supply แบบครบวงจร

เชื้อเพลิงทดแทนในอนาคต : ภายใต้แรงกดดันจากกฎระเบียบระหว่างประเทศ ความต้องการลด Scope 3 emissions และข้อผูกพันตามมาตรฐาน IMO — อุตสาหกรรมการเดินเรือกำลังเข้าสู่ยุคของเชื้อเพลิงคาร์บอนต่ำและไร้คาร์บอนอย่างจริงจัง โดยมี E-methanol, E-ammonia และ E-diesel เป็นหัวใจสำคัญของการเปลี่ยนผ่าน

อย่างไรก็ตาม ประเทศไทยควรพิจารณาอย่างรอบคอบ โดยไม่เร่งสนับสนุนเทคโนโลยีทุกรูปแบบพร้อมกันโดยไม่มีลำดับความสำคัญ เนื่องจากการพัฒนาเชื้อเพลิงเหล่านี้ยังเผชิญข้อจำกัดสำคัญทั้งในเชิงเทคโนโลยี, ต้นทุน และโครงสร้างพื้นฐาน เช่น

1. การผลิต E-fuels ต้องใช้พลังงานสะอาดต้นทุนต่ำ
2. ระบบจัดเก็บ, ขนส่ง และเติมเชื้อเพลิงสำหรับ E-methanol และ E-ammonia ยังไม่มีความพร้อมเชิงพาณิชย์ในไทย
3. ท่าเรือหลักของประเทศ เช่น แหลมฉบัง มาบตาพุด และกรุงเทพฯ ยังไม่มีแผนแม่บทรองรับเชื้อเพลิงทางเลือกเหล่านี้อย่างชัดเจน

ในระยะเปลี่ยนผ่านนี้ ไทยจึงควร หลีกเลี่ยงนโยบายแบบ One-size-fits-all ที่พยายามส่งเสริมเชื้อเพลิงทุกประเภทโดยไม่มีลำดับความสำคัญ แต่ควรจัดลำดับการส่งเสริมพลังงานที่เชื่อมโยงกับข้อได้เปรียบเชิงโครงสร้างของประเทศ เช่น การพัฒนา E-methanol จาก CO₂ อุตสาหกรรมในนิคมปิโตรเคมี ร่วมกับไฮโดรเจนสีเขียวจากพลังงานแสงอาทิตย์ การใช้ประโยชน์จากท่าเรือมาบตาพุด ซึ่งมีระบบก๊าซและโครงสร้างพื้นฐานปิโตรเคมีที่สามารถรองรับการเติมเชื้อเพลิง E-fuel ได้เร็วกว่าพื้นที่อื่น การส่งเสริม Green shipping corridor ไทย-สิงคโปร์ หรือไทย-เวียดนาม เพื่อสร้างตลาดนำร่องสำหรับ E-fuel และเชื่อมโยงไทยเข้ากับเส้นทางการค้าแห่งอนาคต

การวางลำดับเชิงยุทธศาสตร์จะช่วยให้ประเทศไทยสามารถเร่งการเปลี่ยนผ่านได้อย่างมีประสิทธิภาพ ควบคู่กับการบริหารต้นทุนและลดความเสี่ยงของการลงทุนผิดทิศทางในช่วงที่เทคโนโลยียังไม่มั่นคง ทั้งนี้การออกแบบ เชื้อเพลิงทดแทนแห่งอนาคตจำเป็นต้องตั้งอยู่บนความเข้าใจเชิงระบบ ไม่ใช่เพียงการเลือกเทคโนโลยีที่มาแรงในระดับ โลก หากแต่ต้องสอดคล้องกับ “ความเป็นไปได้ของประเทศไทย” อย่างแท้จริง

Appendix : ความท้าทายของเชื้อเพลิงเดินเรือประเภทต่าง ๆ ทั้งในปัจจุบัน และอนาคต

1. LNG : เชื้อเพลิงทางเลือกที่พัฒนาแล้วมากที่สุดในอุตสาหกรรมเดินเรือ

LNG ถือเป็นเชื้อเพลิงทางเลือกที่มีความพร้อมและได้รับการนำมาใช้งานมากที่สุดในภาคการเดินเรือในปัจจุบัน และใช้อย่างแพร่หลายมากขึ้น โดย LNG สามารถช่วยลดการปล่อย CO₂ ได้ประมาณ 20% เมื่อเทียบกับน้ำมันเตาหนัก (Heavy fuel oil) และยังสามารถจัดการปล่อยก๊าซซัลเฟอร์ออกไซด์ (SO_x) และฝุ่นละอองได้เกือบทั้งหมด พร้อมทั้งลด การปล่อยไนโตรเจนออกไซด์ (NO_x) ลงได้อย่างมีนัยสำคัญ ด้วยคุณสมบัติดังกล่าว LNG จึงได้รับความนิยม โดยเฉพาะ หลังการบังคับใช้ข้อกำหนดเรื่องการจำกัดกำมะถัน (Sulfur cap) ในปี 2020 ซึ่งในปัจจุบัน ท่าเรือหลักหลายแห่งทั่วโลก มีบริการเติมเชื้อเพลิง LNG และมีเรือที่ขับเคลื่อนด้วย LNG แล้วมากกว่า 400 ลำทั่วโลก ครอบคลุมทั้งเรือขนส่งตู้คอนเทน เนอร์และเรือขนส่งรถยนต์

ข้อจำกัดของ LNG : แม้จะมีข้อดีหลายประการ แต่ LNG ก็ยังมีข้อจำกัดสำคัญ โดยเฉพาะปัญหาการรั่วไหลของ ก๊าซมีเทน (CH₄) ที่ยังไม่ถูกเผาไหม้สมบูรณ์ระหว่างการผลิตหรือการจัดการเชื้อเพลิง ซึ่งปรากฏการณ์นี้เรียกว่า “Methane slip” ซึ่งเป็นปัญหาใหญ่ เนื่องจากก๊าซมีเทนเป็นก๊าซเรือนกระจกที่มีศักยภาพในการก่อภาวะโลกร้อนสูงกว่า คาร์บอนไดออกไซด์ค่อนข้างมากหากไม่สามารถควบคุมการรั่วไหลนี้ได้ ทั้งนี้แม้ผู้ผลิตเครื่องยนต์กำลังพัฒนาเทคโนโลยี เพื่อลด Methane slip เช่น การใช้ระบบฉีดแรงดันสูง แต่ปัญหานี้ยังคงต้องจับตามองอย่างใกล้ชิด ในภาพรวมตั้งแต่ต้น ทางจนถึงการใช้งาน (Well-to-wake) โดยหากควบคุม Methane slip ได้ LNG จากฟอสซิลจะสามารถลด GHG ได้ ประมาณ 15-20%

อนาคตที่ไม่แน่นอนของ LNG : แม้ LNG จะมีบทบาทสำคัญในช่วงเปลี่ยนผ่าน แต่ก็ยังเป็นเชื้อเพลิงฟอสซิล และโดยทั่วไปแล้วสามารถลด CO₂ ได้เพียงประมาณ 20% เท่านั้น เป้าหมายการลด GHG ให้ใกล้ศูนย์ภายในปี 2050 จะไม่ สามารถบรรลุได้หากใช้ LNG เพียงอย่างเดียว ดังนั้น LNG จึงเหมาะเป็นเชื้อเพลิงใน “ระยะเปลี่ยนผ่าน” เท่านั้น เว้นแต่จะ เปลี่ยนมาใช้ bio-LNG หรือมีเทนสังเคราะห์ในวงกว้าง อย่างไรก็ตาม หากนโยบายด้านสิ่งแวดล้อมที่ยังมีความไม่แน่นอน หรือช้ากว่าแผนที่วางเอาไว้ อาจนำไปสู่การลงทุนมากเกินไปในโครงสร้างพื้นฐานและเรือ LNG ซึ่งเสี่ยงต่อการกลายเป็น Stranded asset และต้องเผชิญกับแรงกดดันให้ลดการปล่อยคาร์บอนมากขึ้นในภายหลัง ดังนั้น LNG จะสามารถทำหน้าที่ เป็นเชื้อเพลิงสะพาน (Bridge fuel) ไปสู่เป้าหมายการปล่อยคาร์บอนเป็นศูนย์ในระยะยาวได้ โดยเฉพาะในช่วงทศวรรษ 2020-2030 หากมีการเสริมด้วย Bio-LNG หรือ Synthetic methane ที่มีคุณสมบัติใกล้เคียงกับการปล่อยคาร์บอนเป็น ศูนย์ (Near carbon-neutral) ผู้ลงทุนในการเดินเรือสำหรับการใช้เชื้อเพลิง LNG จึงควรเตรียมแผนรองรับสำหรับอนาคต เช่น การออกแบบเรือให้พร้อมดัดแปลงไปใช้เชื้อเพลิงอื่น หรือทำสัญญาจัดหา LNG ที่สามารถเปลี่ยนไปใช้ bio-LNG หรือ มีเทนสังเคราะห์ได้ในอนาคต

3. Biofuel : เชื้อเพลิงชีวภาพ จุดแข็งที่สามารถพร้อมใช้งานได้ทันทีโดยไม่ต้องลงทุนเพิ่มในเรือหรือโครงสร้างพื้นฐาน

เชื้อเพลิงชีวภาพ (Biofuels) ถือเป็นหนึ่งในตัวเลือกที่ใช้งานได้จริงในระยะสั้นถึงกลาง เนื่องจากสามารถนำมาใช้กับเครื่องยนต์เรือและระบบเดิมเชื้อเพลิงที่มีอยู่ในปัจจุบันได้ทันที โดยไม่ต้องปรับเปลี่ยนโครงสร้างเรือหรือท่าเรือขนาดใหญ่ ซึ่งคุณสมบัตินี้เรียกว่าเป็น “Drop-in fuel” โดยเชื้อเพลิงชีวภาพสามารถแบ่งตามวัตถุดิบในการผลิตได้สามประเภทคือ

3.1 เชื้อเพลิงชีวภาพรุ่นแรก (First-generation/conventional biofuel) ผลิตจากพืชที่สามารถนำมาประกอบอาหารของมนุษย์และสัตว์ได้ เช่น มันสำปะหลัง, อ้อย, ปาล์มน้ำมัน และถั่วเหลือง

3.2 เชื้อเพลิงชีวภาพรุ่นที่สอง (Second-generation biofuel, Renewable diesel, Second-generation, Advanced biofuel และ Sustainable biofuel) ใช้วัตถุดิบที่ไม่ได้สามารถนำไปประกอบอาหารสำหรับมนุษย์ได้ และเป็นวัตถุดิบเหลือทิ้งจากการเกษตรที่มีลิกโนเซลลูโลส (Lignocellulosic biomass) เป็นองค์ประกอบ เช่น ชังข้าวโพด, ฟางข้าว, ทะลายปาล์ม และเศษไม้ เป็นต้น รวมถึงขยะประเภทอื่น ซึ่งวัสดุเหล่านี้เป็นของเหลือทิ้งอยู่แล้ว จึงเป็นวัตถุดิบที่มีราคาไม่สูงและมีปริมาณมาก

3.3 เชื้อเพลิงชีวภาพรุ่นที่สาม (Third-generation biofuel, advanced biofuel, sustainable biofuel) เชื้อเพลิงชีวภาพรุ่นที่สามถูกพัฒนาขึ้นเพื่อตอบโจทย์ข้อจำกัดของรุ่นก่อนหน้า โดยเฉพาะประเด็นด้านการแข่งขันแย่งใช้ที่ดินและวัตถุดิบจากภาคการเกษตร ซึ่งยังคงปรากฏอยู่ในเชื้อเพลิงชีวภาพรุ่นที่สอง แม้ว่าวัตถุดิบจะเป็นของเหลือจากพืชพลังงานหรือพืชอาหารก็ตาม ทางเลือกใหม่ของรุ่นที่สามจึงมุ่งเน้นไปที่วัตถุดิบที่ไม่แย่งพื้นที่เพาะปลูก เช่น สาหร่าย (Algae) ซึ่งเป็นพืชพลังงานที่สามารถเติบโตได้ในพื้นที่ดินเสื่อมโทรมที่ไม่เหมาะสำหรับการเกษตร ใช้น้ำน้อย และยังสามารถใช้น้ำที่ไม่เหมาะสมต่อการบริโภค เช่น น้ำเค็ม หรือน้ำเสียจากอุตสาหกรรม นอกจากนี้ สาหร่ายยังมีศักยภาพในการดูดซับคาร์บอนไดออกไซด์จากบรรยากาศระหว่างการเจริญเติบโต (คล้ายการดักจับคาร์บอนเชิงชีวภาพ)

อย่างไรก็ตาม ข้อกำหนดของ IMO ในขณะนี้ ยังไม่ได้จำกัดการใช้เชื้อเพลิงชีวภาพที่ผลิตจากพืชอาหาร แต่ข้อกำหนดของ EU จะไม่อนุญาตให้ใช้เชื้อเพลิงชีวภาพจากแหล่งดังกล่าว ต้องเป็นเชื้อเพลิงชีวภาพรุ่นสอง หรือรุ่นสามเท่านั้น

จุดสังเกตสำคัญที่น่าสนใจ และเป็นโอกาสสำหรับ Biofuel คือ เชื้อเพลิงชีวภาพ HVO (Hydrotreated Vegetable Oil) และ UCOME (Used Cooking Oil Methyl Ester) ที่ผลิตจากน้ำมันพืชเก่าใช้แล้ว สามารถได้รางวัลพิเศษได้จากกองทุน IMO ได้ เนื่องจาก IMO ได้กำหนดว่า เชื้อเพลิงที่จากแหล่งพลังงานที่ปล่อยก๊าซเรือนกระจกเป็นศูนย์หรือใกล้ศูนย์ (Zero and Near-Zero Emission – ZNZ) ที่มีค่าการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (GHG) ไม่เกิน 19 กรัม CO₂e ต่อเมกะจูล (gCO₂e/MJ) ภายในปี 2035 มีโอกาสได้รางวัลพิเศษ ซึ่ง HVO มีการปล่อย GHG 17 กรัม CO₂e ต่อเมกะจูล (gCO₂e/MJ) และ UCOME มีการปล่อย GHG 16 กรัม CO₂e ต่อเมกะจูล (gCO₂e/MJ) ผ่านตามข้อกำหนดดังกล่าว

ตารางสรุปเปรียบเทียบเชื้อเพลิงเดินเรือแต่ละประเภทที่ใช้อยู่ในปัจจุบัน

ประเภทของเชื้อเพลิง	GHG Emission แบบ well-to-wake gCO ₂ -eq/MJ	ต้นทุนการผลิต 2024 (USD/Ton)	ระดับของการพัฒนาและ การใช้งานเทคโนโลยี	โครงสร้างพื้นฐานของการกระจาย และการจัดเก็บ Distribution and storage	โครงสร้างพื้นฐานของการเติมเชื้อเพลิง Bunker Infrastructure
HFO/VLSFO	91-95	600-700	ใช้งานเชิงพาณิชย์เต็มรูปแบบทั่วโลก (TRL = 9)	ใช้โครงสร้างพื้นฐานของท่าเรือในปัจจุบัน	โครงสร้างพื้นฐานรองรับเต็มรูปแบบ
Methanol (grey methanol)	91-100	300-400	ใช้งานจริงในบางเส้นทางเรือ (TRL = 8-9)	ต้องเป็นเรือใหม่ที่เพิ่งกรอกรับ Methanol แต่มีท่าเรือที่รองรับ ปัจจุบันมีอยู่บ้างแล้ว	ท่าเรือมีการจัดเก็บเมทานอลได้ บางท่าเรือ มี ship-to-ship bunkering แล้ว
LNG	70-90	400-800	ใช้งานจริงในหลายเส้นทางเรือ (TRL = 8-9)	ต้องเป็นเรือใหม่ที่รองรับ LNG แต่มีท่าเรือ ที่รองรับ ปัจจุบันมีอยู่บ้างแล้ว	ใช้สถานีเติมเชื้อเพลิง LNG ได้ (บางส่วน พัฒนาแล้ว)
Biofuels (Renewable Fuel)	20-40 อาจต่ำกว่านี้ อยู่กับ feedstock	800-2,000	สามารถผสมไปกับเชื้อเพลิงฟอสซิล แล้วใช้งานได้เลย โดยไม่ต้อง ปรับเปลี่ยนเครื่องยนต์(TRL = 7-9)	ใช้โครงสร้างพื้นฐานของท่าเรือในปัจจุบัน	โครงสร้างพื้นฐานรองรับเต็มรูปแบบ

The Technology Readiness Level (TRL)	
1-3	แนวคิดและการทดลองในห้องทดลอง (lab-scale)
4-5	ต้นแบบขนาดเล็ก / Pilot scale
6-7	มีเพียงชุดย่อย / Demonstrator ในสภาพจริง
8	ใช้จริงในวงจำกัด (early commercial)
9	ใช้จริงอย่างเต็มที่ในเชิงพาณิชย์ (fully commercialized)

ที่มา : การวิเคราะห์โดย SCB EIC จากข้อมูลของ IEA และ ICCT (International Council on Clean Transportation), IRENA และ BNEF

4. **E-fuels หรือ เชื้อเพลิงสังเคราะห์** หมายถึงเชื้อเพลิงที่ผลิตขึ้นโดยใช้ไฟฟ้าจากพลังงานหมุนเวียนเป็นแหล่งพลังงานหลักในการสังเคราะห์เชื้อเพลิง ประเภทของเชื้อเพลิงสังเคราะห์ที่อยู่ในระหว่างการวิจัยและพัฒนา ได้แก่

- **E-ammonia** (หรือ Electrochemical ammonia) ก่อนจะมาเป็น เชื้อเพลิง E-ammonia นั้นเชื้อเพลิงแอมโมเนียแบบดั้งเดิมส่วนใหญ่ในปัจจุบันยังใช้ไฮโดรเจนที่ได้จากก๊าซธรรมชาติ (Gray hydrogen) ซึ่งปล่อยคาร์บอนปริมาณมากในขั้นตอนการผลิต ทำให้แอมโมเนียที่ใช้ในปัจจุบันยังมี Carbon footprint สูงอยู่ เมื่อเปรียบเทียบในมุมมองแบบ Well-to-wake ที่ครอบคลุมตั้งแต่กระบวนการผลิตไปจนถึงการใช้งาน จะอาจมีการปล่อย GHG สูงกว่า High Sulfur Fuel Oil (HSFO) ส่งผลให้ต้องพัฒนาไปสู่การผลิตแอมโมเนียจากแหล่งพลังงานหมุนเวียนซึ่งใช้กระบวนการทางเคมีไฟฟ้า (Electrochemical process) ซึ่งโดยทั่วไปจะใช้กระแสไฟฟ้าจากแหล่งพลังงานหมุนเวียน เช่น พลังงานแสงอาทิตย์หรือพลังงานลม ผ่านกระบวนการ Electrolytic ในการแยกไฮโดรเจนออกจากน้ำด้วยไฟฟ้า และรวมกับไนโตรเจนจากอากาศ เพื่อสร้างแอมโมเนียผ่านปฏิกิริยาทางเคมีซึ่งหากใช้พลังงานหมุนเวียนตลอดกระบวนการ E-ammonia จะสามารถช่วยลดการปล่อย GHG ได้ถึง 90–100% (Well-to-wake)

การใช้เชื้อเพลิงแอมโมเนียสามารถใช้โครงสร้างพื้นฐานที่มีอยู่เดิมบางส่วนได้ เนื่องจากแอมโมเนียมีการใช้งานในอุตสาหกรรมปุ๋ย ปัจจุบันจึงมีระบบขนส่งและจัดเก็บแอมโมเนียในระดับอุตสาหกรรมอยู่แล้ว เช่น ในการผลิตและขนส่งปุ๋ย ซึ่งใช้ระบบ Cryogenic และแรงดันต่ำในการจัดเก็บ อย่างไรก็ตาม แม้จะมีการใช้งานแอมโมเนียในภาคอุตสาหกรรมอยู่แล้ว แต่โครงสร้างพื้นฐานสำหรับ Bunkering ทางทะเล เช่น ระบบเติมเชื้อเพลิงที่ปลอดภัย ท่าเรือรองรับเรือขนาดใหญ่ และระบบขนส่งในทะเล ยังไม่ได้รับการพัฒนาเพื่อรองรับแอมโมเนียในบริบทของการเดินเรือพาณิชย์

นอกจากนี้ เครื่องยนต์ที่สามารถเผาไหม้แอมโมเนียได้โดยตรงกำลังอยู่ในขั้นต้นของการออกแบบและทดสอบเบื้องต้น และมีข้อจำกัดด้านความปลอดภัย เนื่องจากแอมโมเนียเป็นสารพิษสูง มีฤทธิ์กัดกร่อน และเป็นอันตรายแม้ในปริมาณเพียงเล็กน้อย การจัดการจึงต้องใช้ระบบที่มีความปลอดภัยสูงมาก ซึ่งหมายถึงต้นทุนด้านเทคโนโลยีความปลอดภัยที่สูงกว่า LNG อย่างมีนัยสำคัญ นอกจากนี้ ยังมีประเด็น

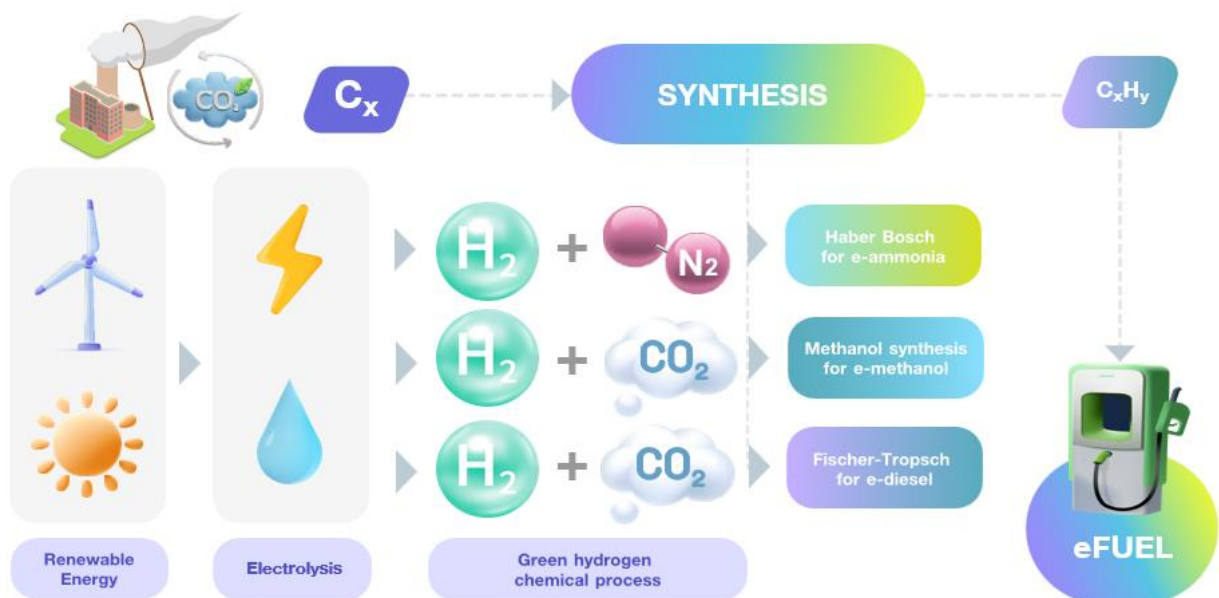
ในด้านสิ่งแวดล้อม เนื่องจากการเผาไหม้แอมโมเนียมักมีการปล่อยก๊าซไนโตรเจนออกไซด์ (NO_x) ในปริมาณสูง จึงจำเป็นต้องมีการติดตั้งระบบบำบัดหลังการเผาไหม้ เช่น SCR (Selective Catalytic Reduction) เพิ่มเติมเพื่อควบคุมมลพิษ

- **E-methanol** คือเมทานอล (CH_4) ที่ผลิตจากกระบวนการทางเคมี โดยใช้ Green hydrogen ซึ่งได้จากการแยกน้ำด้วยไฟฟ้า (Electrolysis) จากแหล่งพลังงานหมุนเวียน เช่น พลังงานลม พลังงานแสงอาทิตย์ เพื่อให้ได้ Hydrogen ออกมา จากนั้นนำ Hydrogen ที่ได้มาทำปฏิกิริยากับคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) ที่ได้จากกระบวนการดักจับคาร์บอน หรือใช้ Biomass มาทำปฏิกิริยากับไฮโดรเจนข้างต้น แล้วผลิตออกมาเป็น Methanol ในอุตสาหกรรมพลังงาน ซึ่งในปัจจุบัน E-methanol กำลังได้รับความสนใจเนื่องจากสามารถใช้เป็นเชื้อเพลิงสะอาดสำหรับการขนส่ง (เช่น รถยนต์ และเรือ) หรือเป็นวัตถุดิบในอุตสาหกรรมเคมี เนื่องจากช่วยลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจกเมื่อเปรียบเทียบกับเชื้อเพลิงฟอสซิล
- **E-diesel** คือเชื้อเพลิงเหลวสังเคราะห์ที่ผลิตขึ้นจาก Green hydrogen จากการแยกน้ำด้วยไฟฟ้า (Electrolysis) จากแหล่งพลังงานหมุนเวียน เช่น พลังงานลม พลังงานแสงอาทิตย์ เพื่อให้ได้ Hydrogen ออกมา จากนั้นนำ Hydrogen มาทำปฏิกิริยากับคาร์บอนไดออกไซด์ (CO_2) ที่ได้จากกระบวนการดักจับคาร์บอน (Direct Air Capture) หรือใช้ Biomass มาทำปฏิกิริยากับ Hydrogen เพื่อให้ได้ Syngas สำหรับนำมาผลิตเป็นเชื้อเพลิง E-diesel (E-jet และ E-naphtha) ต่อไป

สามารถอ่านรายละเอียดบทวิเคราะห์เพิ่มเติมเกี่ยวกับ Green hydrogen ได้ที่

<https://www.scbeic.com/th/detail/product/7998>

การผลิต E-fuel โดยนำพลังงานหมุนเวียนมาใช้แยกน้ำด้วยไฟฟ้าผ่านกระบวนการ Electrolysis เพื่อให้ได้ Hydrogen แล้วนำมารวมกับคาร์บอนในก๊าดจับได้ หรือไนโตรเจน สังเคราะห์ออกมาเป็นเชื้อเพลิง



ที่มา : การวิเคราะห์โดย SCB EIC

ข้อดีและข้อเสียของ E-fuels

ข้อดี : ลดการปล่อยคาร์บอนได้แทบทั้งหมด หากผลิตจากพลังงานหมุนเวียนและคาร์บอนที่ไม่ใช่ฟอสซิล E-fuels จะสามารถ ลดการปล่อยก๊าซเรือนกระจก (GHG) ได้เกือบ 100% ตัวอย่างเช่น E-methanol ที่ผลิตจาก CO₂ ที่ดักจับจาก อากาศและไฮโดรเจนจากพลังงานแสงอาทิตย์ จะสามารถลด GHG แบบ Well-to-wake ได้ถึง 97-100% เมื่อเทียบกับ VLSFO

ข้อเสีย : ต้นทุนสูงและประสิทธิภาพด้านพลังงานต่ำ กระบวนการผลิต E-fuels ต้องใช้พลังงานสูงและผ่านหลายขั้นตอน ในการแปลงพลังงาน ทำให้เกิดการสูญเสียประสิทธิภาพ เช่น การผลิต E-methane ต้องแยก H₂ จากน้ำ (ประสิทธิภาพ ประมาณ 70%) แล้วนำไปจับกับ CO₂ โดยผ่านกระบวนการ Sabatier process ซึ่งมีประสิทธิภาพประมาณ 80% ผลรวม ของประสิทธิภาพจากไฟฟ้าจนถึงเชื้อเพลิง (Round-trip efficiency) อาจต่ำกว่า 50% ซึ่งหมายความว่า ต้องใช้พลังงาน หมุนเวียนประมาณ 2 เท่าหรือมากกว่า ต่อพลังงานที่เรือได้รับจริง เทียบกับการใช้ไฟฟ้าโดยตรง

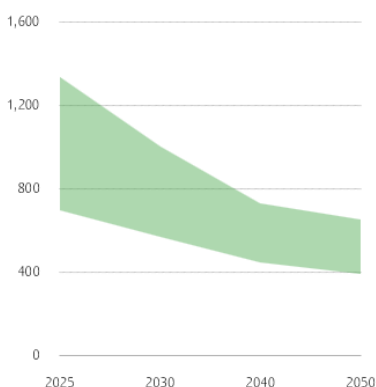
ด้วยเหตุนี้ ปัจจุบัน E-fuels จึงมีต้นทุนสูงกว่าฟอสซิลหลายเท่า อย่างไรก็ตาม มีความคาดหวังว่าต้นทุนจะลดลงอย่าง รวดเร็วตามราคาพลังงานหมุนเวียนที่ลดลง และเทคโนโลยี Electrolyzer ที่พัฒนาอย่างต่อเนื่อง

ต้นทุนของ E-fuel ยังคงอยู่ในระดับสูง เนื่องจากการผลิตกรีนไฮโดรเจนยังมีต้นทุนที่สูงมาก แข่งขัน

ได้ยาก หากขาดการสนับสนุนจาก Carbon price

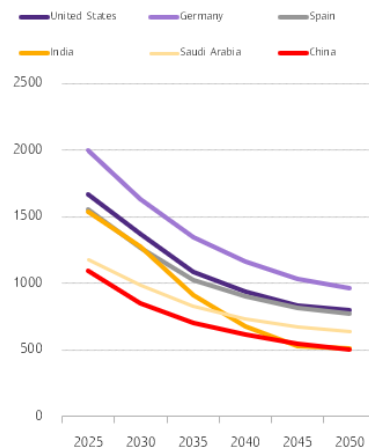
ต้นทุนการผลิต E-ammonia

หน่วย : USD ต่อเมตริกตัน



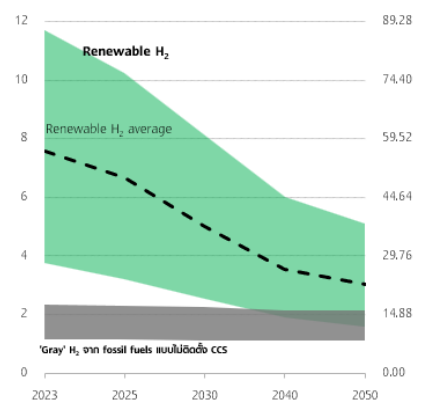
ต้นทุนการผลิต E-methanol

หน่วย : USD ต่อเมตริกตัน



LCOH₂ ต้นทุนเฉลี่ยที่ใช้ผลิตไฮโดรเจน 1 Kg. ตลอดอายุของโครงการ

หน่วย : USD/Kg (ซ้ายมือ), USD per MMBtu (ขวามือ)



ที่มา : การวิเคราะห์โดย SCB EIC จากข้อมูลของ Bloomberg BNEF และ European Union

ปัจจุบันการใช้ E-fuels ในภาคเดินเรือยังอยู่ในระดับต่ำมาก (ยกเว้นโครงการนำร่องบางส่วน) เนื่องจากเรือส่วนใหญ่ยังใช้ เมทานอลหรือมีเทนจากแหล่งฟอสซิล อย่างไรก็ตาม ความต้องการจะเพิ่มขึ้นเมื่อการผลิตขยายตัวตามแรงขับเคลื่อนของ นโยบาย ทั้งนี้ Wood Mackenzie คาดว่า E-fuels จะมีสัดส่วนประมาณ 19% ของความต้องการเชื้อเพลิงเดินเรือทั่วโลก ในปี 2050 แทนที่น้ำมันฟอสซิลเกือบ 1 ล้านบาร์เรลต่อวัน โดยยุโรปจะเป็นภูมิภาคที่มีการนำมาใช้มากที่สุด (อาจถึง 30-40%) เนื่องจากการสนับสนุนเชิงนโยบายที่เข้มแข็ง

สำหรับการใช้พลังงานไฟฟ้าโดยตรงในการเดินเรือ แม้ว่าการขับเคลื่อนด้วยแบตเตอรี่ไฟฟ้า (Battery-electric propulsion) กำลังเติบโตในเรือขนาดเล็ก เช่น เรือเฟอร์รี่ หรือเรือลากจูงท่าเรือ แต่ยังไม่เหมาะสมกับเรือเดินสมุทร

เนื่องจากข้อจำกัดด้านความหนาแน่นของพลังงาน (Energy density) การจัดเก็บพลังงานให้เพียงพอสำหรับการเดินเรือข้ามมหาสมุทร ซึ่งต้องใช้แบตเตอรี่ขนาดใหญ่และหนักมาก ซึ่งส่งผลกระทบต่อพื้นที่บรรทุกสินค้าและน้ำหนักรวมของเรือ

ตารางสรุปเปรียบเทียบเชื้อเพลิงเดินเรือแต่ละประเภท (ต่อ)

GHG สูงมาก ต้นทุนการผลิตสูงมาก หรือ ยังไม่พร้อมใช้งาน

GHG ปานกลาง ต้นทุนการผลิตปานกลาง หรือ อยู่ในขั้นนำร่อง

GHG น้อย หรือต้นทุนการผลิตต่ำ หรือ พร้อมใช้เชิงพาณิชย์

The Technology Readiness Level (TRL)

1-3
แนวคิดและการทดลองในขั้นต้น (Lab-scale)

4-5
เป็นต้น prototype / Pilot ขนาดเล็ก

6-7
เป็นต้น project / Demonstration ในขนาดจริง

8
ใช้ตามพื้นที่จริง (fully commercial)

9
ใช้ตามข้อกำหนด (fully commercialized)

ประเภทของเชื้อเพลิง	GHG Emission แบบ well-to-wake gCO ₂ -eq/MJ	ต้นทุนการผลิต 2024 (USD/Ton)	ระดับของการพัฒนาและ การใช้งานเทคโนโลยี	โครงสร้างพื้นฐานของการกระจายและ การจัดเก็บ Distribution and storage	โครงสร้างพื้นฐานของการเติมเชื้อเพลิง Bunker Infrastructure
Bio-methanol	5-30 ขึ้นอยู่กับวัตถุดิบ	1,000-1,800	TRL 6-8 (เริ่มมี pilot และ commercial scale production)	ใช้โครงสร้างพื้นฐานของเมทานอลได้	กำลังพัฒนาในท่าเรือหลัก เช่น Rotterdam, สิงคโปร์, โอซาก้า
E-Methanol	2-10 ขึ้นอยู่กับพลังงานไฟฟ้า	1,100-2,400	ปัจจุบันเริ่มใช้จริงบางส่วน เทคโนโลยีพร้อมใช้งานเชิงพาณิชย์เต็มรูปแบบสามารถ scale ได้ มีโครงสร้างพื้นฐานและต้นทุนแข่งขันได้ ปี 2030 เป็นต้นไป (TRL = 6-7)	ท่าเรือหลักรองรับเมทานอลได้แล้ว มีผลิตภัณฑ์อยู่ในตลาดบ้าง	มีท่าเรือบางส่วนรองรับ มีการเติมเชื้อเพลิงในบางประเทศและระหว่างเดินเรือด้วยกันแล้ว
E-Ammonia	1-4	1,500-3,000	มีการใช้งานเฉพาะในห้องปฏิบัติการเท่านั้น ยังต้องการการพัฒนาในภาคการเดินเรืออีกมาก (TRL = 4-6)	มีการซื้อขายแอมโมเนียประมาณ (~10%) โดยเฉพาะท่าเรือหลักในจีนและยุโรป ต้องการการลงทุนใหม่ในระบบท่อและถังอย่างมาก	ยังไม่มีโครงสร้างเติมเชื้อเพลิง
E-Diesel	5-15	3,000-4,000 แพงเพราะใช้พลังงานผลิตสูง	เทคโนโลยีมีแล้ว แต่ต้นทุนยังสูง ใช้งานจริงบางกรณีแบบ blend (TRL = 6)	ใช้โครงสร้างพื้นฐานของท่าเรือในปัจจุบันได้เนื่องจากเหมือนกับน้ำมันดีเซลทั่วไป	ใช้สถานีเติมเชื้อเพลิงเดิมได้

ที่มา : การวิเคราะห์โดย SCB EIC จากข้อมูลของ IEA และ ICCT (International Council on Clean Transportation), IRENA และ BNEF

บทวิเคราะห์โดย... <https://www.scbeic.com/th/detail/product/Decarbonize-marine-fuel-050825>

Disclaimer: This article is made by The Siam Commercial Bank ("SCB") for the purpose of providing information and analysis only. Any information and analysis herein are collected and referred from public sources which may include economic information, marketing information or any reliable information prior to the date of this document. SCB makes no representation or warranty as to the accuracy, completeness and up-to-dateness of such information and SCB has no responsibility to verify or to proceed any action to make such information to be accurate, complete, and up-to-date in any respect. The information contained herein is not intended to provide legal, financial or tax advice or any other advice, and it shall not be relied or referred upon proceeding any transaction. In addition, SCB shall not be liable for any damages arising from the use of information contained herein in any respect.

ผู้เขียนบทวิเคราะห์

ณัฐนันท์ อภินันท์วัฒนกุล (Nattanan.apinunwattanakul@scb.co.th)

นักวิเคราะห์อาวุโส

INDUSTRY ANALYSIS

ดร.ยรรยง ไทยเจริญ

ประธานเจ้าหน้าที่บริหาร สายงานวิจัยเศรษฐกิจและความยั่งยืน ศูนย์วิจัยเศรษฐกิจและธุรกิจ (SCB EIC)

ปราณิดา ศยามานนท์

ผู้อำนวยการ ฝ่ายบริหารฝ่าย Industry Analysis

ณัฐนันท์ อภินันท์วัฒนกุล

นักวิเคราะห์อาวุโส



ท่านพึงพอใจต่อบทวิเคราะห์นี้เพียงใด?

ความเห็นของท่าน สำคัญกับเรา

ร่วมตอบแบบสอบถาม 7 ข้อ
เพื่อนำไปพัฒนามาตรวิเคราะห์ของ
SCB EIC ต่อไป

คลิกเพื่อทำ
แบบสอบถาม



“Economic and business
intelligence for effective
decision making”



ECONOMIC INTELLIGENCE CENTER

ศูนย์วิจัยเศรษฐกิจและธุรกิจ ธนาคารไทยพาณิชย์



เจาะลึก
สถานการณ์เศรษฐกิจ



เกาะติด
การเปลี่ยนแปลงที่ส่งผล
ต่อภาคธุรกิจ



อัปเดต
ประเด็นร้อนที่ไม่ควรพลาด



Stay connected

Find us at



@scbeic | 

www.scbeic.com