

Dầu Khí



KHOA HỌC, CÔNG NGHỆ VÀ ĐỔI MỚI SÁNG TẠO **PETROVIETNAM**

ĐẶC SAN CỦA TẬP ĐOÀN CÔNG NGHIỆP - NĂNG LƯỢNG QUỐC GIA VIỆT NAM

■ SỐ 2/2026

p-ISSN 3030-4075





TRƯỞNG BAN BIÊN TẬP

TS. Lê Xuân Huyền

Phó Tổng Giám đốc PETROVIETNAM

PHÓ TRƯỞNG BAN BIÊN TẬP

TS. Trần Hồng Nam

Thành viên HĐQT PETROVIETNAM

Ông Vũ Đào Minh

Phó Tổng Giám đốc PETROVIETNAM

BAN BIÊN TẬP

Ông Cao Hoài Dương

Phó Tổng Giám đốc PETROVIETNAM

Ông Phan Tử Giang

Phó Tổng Giám đốc PETROVIETNAM

PGS.TS. Lê Văn Sỹ

Trưởng Ban Khoa học Công nghệ & Chuyển đổi số PETROVIETNAM

TS. Nguyễn Văn Khương

Trưởng Ban Thăm dò - Khai thác Dầu khí PETROVIETNAM

Ông Nghiêm Xuân Hoàng

Phó Trưởng Ban phụ trách Ban Điện & Năng lượng tái tạo PETROVIETNAM

Ông Nguyễn Hồng Thanh

Trưởng Ban Công nghiệp khí & Lọc hóa dầu PETROVIETNAM

Ông Nguyễn Chiến Thắng

Phó Trưởng Ban phụ trách Ban An toàn Môi trường & Phát triển bền vững PETROVIETNAM

TS. Nguyễn Văn Tư

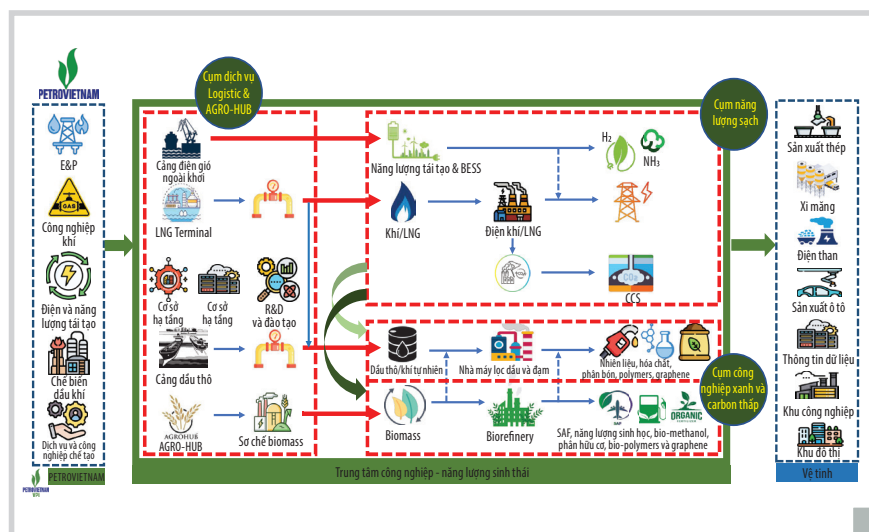
Viện trưởng, Viện Dầu khí Việt Nam (VPI)

TỔ CHỨC THỰC HIỆN

Viện Dầu khí Việt Nam

Tầng 16, Tòa nhà Viện Dầu khí Việt Nam - 167 Phố Trung Kính, Phường Yên Hòa, Thành phố Hà Nội

*Tel: 024-37727108 | 0982288671 * Fax: 024-37844156 * Email: tcdk@pvn.vn*



4. Mô hình trung tâm công nghiệp - năng lượng: Giải pháp phát triển bền vững và tích hợp chuỗi giá trị cho Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam

13. Chuyển dịch năng lượng và khử carbon của PETROVIETNAM: Thách thức, cơ hội và định hướng phát triển bền vững

19. Khả năng tham gia chuỗi giá trị hydrogen và ammonia sạch của Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam (PETROVIETNAM)

30. Cơ chế tài chính thúc đẩy triển khai dự án thu giữ và lưu trữ carbon quy mô lớn

40. Tiềm năng phát triển các sản phẩm sản xuất từ CO₂ phù hợp với xu hướng chuyển dịch năng lượng tại Việt Nam

53. Nhận diện và đánh giá tác động môi trường - xã hội khi triển khai lưu giữ địa chất CO₂ tại Việt Nam

58. Chính sách phát triển nhiên liệu hàng không bền vững (SAF): Bài học kinh nghiệm và định hướng chính sách cho Việt Nam

67. Định hướng phát triển nhiên liệu hàng không bền vững của Tổng công ty Lọc hóa dầu Việt Nam

76. Nghiên cứu công nghệ và sản xuất thử nghiệm biodiesel từ nguồn nguyên liệu phế phụ phẩm lipid acid cao bằng xúc tác dị thể trong môi trường methanol cận tới hạn ở quy mô bán công nghiệp

88. Nghiên cứu xây dựng bộ chỉ số phát triển bền vững cho Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam

LỜI GIỚI THIỆU

Chuyển dịch năng lượng đang làm thay đổi sâu sắc cấu trúc ngành công nghiệp năng lượng toàn cầu, đặt ra yêu cầu đảm bảo hài hòa giữa 3 mục tiêu: an ninh năng lượng, hiệu quả kinh tế và giảm phát thải khí nhà kính. Đối với Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam (PETROVIETNAM), đây là quá trình chuyển đổi toàn diện để nâng cao hiệu quả các hoạt động truyền thống, giảm phát thải trong chuỗi giá trị hiện hữu và phát triển các lĩnh vực năng lượng mới, công nghệ carbon thấp, hướng tới mô hình tăng trưởng bền vững, phát triển kinh tế tuần hoàn và hội nhập quốc tế.

Chiến lược phát triển đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2050 xác định mục tiêu tổng năng lượng cuối cùng do PETROVIETNAM cung cấp chiếm trên 30% tổng nhu cầu năng lượng quốc gia, trong đó hơn 50% là năng lượng phát thải thấp. Để hiện thực hóa định hướng này, PETROVIETNAM đang phát triển chuỗi khí - LNG - điện, đồng thời nghiên cứu, làm chủ công nghệ và triển khai các dự án năng lượng mới, năng lượng tái tạo. Các lĩnh vực trọng tâm gồm điện gió ngoài khơi và ven biển, hydrogen xanh, ammonia xanh, methanol xanh, nhiên liệu hàng không bền vững (SAF), thu giữ, sử dụng và lưu trữ carbon (CCS/CCUS), điện hạt nhân, cùng hoạt động thăm dò, khai thác các dạng hydrocarbon phi truyền thống.

Bên cạnh cơ hội, quá trình này cũng đặt ra nhiều thách thức: chi phí công nghệ cao, nhu cầu vốn đầu tư lớn, cơ chế chính sách chưa hoàn thiện, khả năng thương mại hóa còn hạn chế và yêu cầu quản trị phát thải ngày càng chặt chẽ. Để chuyển hóa các mục tiêu chiến lược thành kết quả thực chất, cần có cơ sở khoa học vững chắc, lựa chọn giải pháp phù hợp, đánh giá đầy đủ hiệu quả kinh tế - kỹ thuật và xây dựng hệ thống đo lường, kiểm chứng kết quả giảm phát thải.

Trong số này, Đặc san Dầu khí - Khoa học, Công nghệ và Đổi mới sáng tạo giới thiệu các nghiên cứu về chuyển dịch năng lượng theo chiến lược và chuỗi giá trị, gồm: Mô hình trung tâm công nghiệp - năng lượng, tích hợp chuỗi giá trị, định hướng chuyển dịch năng lượng và khử carbon của PETROVIETNAM; đánh giá khả năng tham gia chuỗi giá trị hydrogen và ammonia sạch; tiềm năng phát triển các sản phẩm từ CO₂; các vấn đề về cơ chế tài chính và tác động môi trường - xã hội khi triển khai CCS/CCUS; chính sách và định hướng phát triển SAF; nghiên cứu công nghệ sản xuất biodiesel từ nguyên liệu phế phụ phẩm...

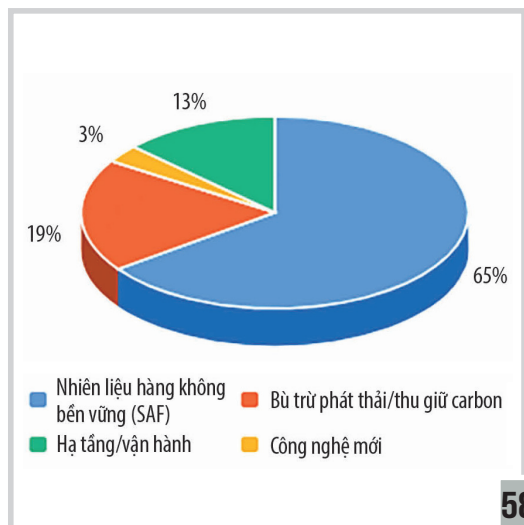
Bằng cách tiếp cận chuyển dịch năng lượng từ nhiều góc độ kết hợp phân tích chiến lược, đánh giá công nghệ, nghiên cứu thực nghiệm và tổng kết kinh nghiệm quốc tế, Ban Biên tập kỳ vọng các kết quả nghiên cứu và đề xuất trong số này sẽ góp phần nhận diện cơ hội phát triển các chuỗi giá trị mới và làm rõ những điều kiện cần thiết để triển khai công nghệ; đồng thời cung cấp luận cứ khoa học phục vụ hoạch định chiến lược, xây dựng chính sách và lựa chọn giải pháp đầu tư chuyển dịch năng lượng phù hợp với điều kiện Việt Nam.

TRƯỞNG BAN BIÊN TẬP

Phó Tổng giám đốc

Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam

TS. Lê Xuân Huyền



58

4. Industrial-energy center model:

A sustainable development and value chain integration solution for PETROVIETNAM

13. Energy transition and decarbonization of PETROVIETNAM: Challenges, opportunities, and sustainable development orientations

19. PETROVIETNAM'S capacity to participate in the clean hydrogen and ammonia value chain

30. Financial mechanisms to accelerate large-scale carbon capture and storage project deployment

40. Potential products from CO₂ in line with Vietnam's energy transition trends

53. Identification and assessment of environmental and social impacts associated with geological CO₂ storage implementation in Vietnam

58. Policies for sustainable aviation fuel development: Lessons learned and policy directions for Vietnam

67. Development orientation for sustainable aviation fuel of the Petrovietnam Refining and Petrochemical Corporation

76. Technology development and pilot-scale production of biodiesel production from lipid by-products with high free fatty acid content using heterogeneous catalysts under subcritical methanol conditions

MÔ HÌNH TRUNG TÂM CÔNG NGHIỆP - NĂNG LƯỢNG: GIẢI PHÁP PHÁT TRIỂN BỀN VỮNG VÀ TÍCH HỢP CHUỖI GIÁ TRỊ CHO TẬP ĐOÀN CÔNG NGHIỆP - NĂNG LƯỢNG QUỐC GIA VIỆT NAM

Lê Mạnh Hùng¹, Nguyễn Văn Tư², Hoàng Thị Đào², Nguyễn Hữu Lương²

¹Bộ Công Thương (MOIT), Thành phố Hà Nội, 11018, Việt Nam

²Viện Dầu khí Việt Nam (VPI), Thành phố Hà Nội, 11312, Việt Nam

TỪ KHÓA

Trung tâm công nghiệp - năng lượng, chuyển dịch năng lượng, cụm dự án chiến lược quốc gia.

TÓM TẮT

Trong tiến trình chuyển dịch năng lượng, gắn với lộ trình thực hiện cam kết phát thải ròng bằng “0” vào năm 2050 của Chính phủ Việt Nam, việc chuyển đổi mô hình tăng trưởng từ dầu khí truyền thống sang mô hình tích hợp công nghiệp và đa năng lượng là yêu cầu tất yếu đối với các tập đoàn năng lượng quốc gia. Nghiên cứu này phân tích cơ sở khoa học và thực tiễn, làm cơ sở đề xuất mô hình Trung tâm công nghiệp - năng lượng cho Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam (PETROVIETNAM), hướng tới kiến tạo hệ sinh thái công nghiệp - năng lượng tuần hoàn, tối ưu hóa sử dụng tài nguyên và giảm phát thải khí nhà kính. Mô hình đề xuất được thiết kế dựa trên sự tích hợp của 3 trụ cột chiến lược: (i) Cụm năng lượng sạch (điện khí/LNG tích hợp công nghệ thu giữ và lưu trữ carbon, năng lượng tái tạo, hydrogen xanh); (ii) Cụm công nghiệp xanh và carbon thấp (lọc hóa dầu xanh, vật liệu mới, sinh khối); (iii) Cụm dịch vụ logistics, nghiên cứu và phát triển (R&D) và agro-hub.

Kết quả phân tích cho thấy, việc thực hiện đầu tư hình thành các Trung tâm công nghiệp - năng lượng có khả năng tạo ra các cực tăng trưởng mới, góp phần giúp PETROVIETNAM hiện thực hóa các mục tiêu chiến lược về tăng trưởng doanh thu và phát triển bền vững. Trên cơ sở đó, nghiên cứu cũng đề xuất các chính sách nhằm hoàn thiện khung pháp lý đặc thù cho mô hình Trung tâm công nghiệp - năng lượng, trong đó PETROVIETNAM thực hiện vai trò là “nhà phát triển tổng thể” với cơ chế phê duyệt một lần đối với “Cụm dự án chiến lược quốc gia”.

1. Giới thiệu

Ngành công nghiệp năng lượng Việt Nam đang đứng trước những thách thức mang tính hệ thống về năng suất và năng lực cạnh tranh, đòi hỏi những mô hình tăng trưởng mang tính đột phá. Trong bối cảnh toàn cầu bước vào kỷ nguyên chuyển dịch năng lượng và cách mạng công nghiệp 4.0, lộ trình khử carbon không còn là mục tiêu lựa chọn mà đã trở thành điều kiện tiên quyết. Kinh nghiệm điển hình tại Singapore, Malaysia, Hàn Quốc,

Trung Quốc và Đan Mạch đều khẳng định rằng việc thiết lập một hệ sinh thái tập trung dựa trên nguyên lý cộng sinh tài nguyên và dùng chung hạ tầng mang lại hiệu quả vượt trội, kiến tạo lợi thế cạnh tranh bền vững trong dài hạn.

Đối với PETROVIETNAM, mặc dù sở hữu chuỗi giá trị hoàn chỉnh từ thượng nguồn đến hạ nguồn, song các hoạt động sản xuất vẫn phân mảnh, chưa tận dụng hết dư địa cộng sinh để tối ưu hóa giá trị gia tăng. Để tháo gỡ “điểm nghẽn” này, mục tiêu chiến lược đặt ra là phải nâng cao chuỗi giá trị công nghiệp năng lượng,

Tác giả liên hệ: Email: tunv@vpi.pvn.vn

Ngày nhận bài: 8/4/2026; Ngày sửa chữa sau phản biện: 8/4 - 26/4/2026; Ngày duyệt đăng: 28/4/2026

Copyright © 2026. Đây là bài báo truy cập mở theo Giấy phép CC BY-NC-ND

(<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>).



thông qua việc chuyển đổi các dự án đơn lẻ sang hệ sinh thái công nghiệp - năng lượng tích hợp.

Yêu cầu này trở nên cấp thiết hơn khi Nghị quyết số 70-NQ/TW ngày 20/8/2025 của Bộ Chính trị đã khẳng định quan điểm “Nhà nước kiến tạo thể chế, chính sách đột phá” và chỉ đạo trực tiếp việc hình thành các trung tâm năng lượng tích hợp đa lĩnh vực tại các địa phương có lợi thế chiến lược [1, 2]. Cùng với đó, hệ thống pháp luật giai đoạn 2024 - 2025 đã có những thay đổi đột phá (như Luật Đầu tư sửa đổi, Luật Quản lý vốn Nhà nước tại doanh nghiệp), cụ thể, Luật Đầu tư số 143/2025/QH15 đã bổ sung Điều 36a, cho phép áp dụng thủ tục đầu tư đặc biệt - phê duyệt tổng thể một lần cho toàn bộ cụm dự án [3]. Đây là cơ sở pháp lý then chốt để triển khai nhanh mô hình Trung tâm công nghiệp - năng lượng mà không bị vướng mắc bởi các thủ tục hành chính phân tán. Nghiên cứu phân tích thực trạng chuỗi giá trị của PETROVIETNAM, đề xuất cấu trúc mô hình Trung tâm công nghiệp - năng lượng, đồng thời kiến nghị các cơ chế quản trị và pháp lý nhằm khẳng định vai trò dẫn dắt của PETROVIETNAM trong việc đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia.

2. Kinh nghiệm quốc tế về phát triển Trung tâm công nghiệp - năng lượng

Việc hình thành Trung tâm công nghiệp - năng lượng cần sự hội tụ của 3 yếu tố then chốt: mô hình cộng sinh công nghiệp bền vững, hạ tầng tích hợp hiện đại và hành lang pháp lý kiến tạo. Nghiên cứu các tổ hợp năng lượng - hóa chất hàng đầu thế giới cho thấy xu hướng tích hợp sâu là giải pháp tối ưu. Một số kinh nghiệm về phát triển các Trung tâm công nghiệp - năng lượng trên thế giới có thể được tham khảo như sau:

- Mô hình tích hợp chuỗi giá trị và quản trị tập trung Pengerang tại Malaysia: Mô hình Khu phức hợp dầu khí Pengerang (Pengerang Integrated Petroleum Complex - PIPC) là mô hình tiêu biểu về tích hợp toàn diện chuỗi giá trị hạ nguồn (lọc dầu, hóa dầu, LNG) và hạ tầng dùng chung (cảng nước sâu, kho chứa). Về mặt quản trị, Chính phủ Malaysia đã thành lập một đơn vị chuyên trách (Johor Petroleum Development Corporation - JPDC) đóng vai trò đầu mối “một cửa”, điều phối quy hoạch và kết nối các nhà đầu tư cốt lõi. Đồng thời, PIPC áp dụng cơ chế ưu đãi thuế phân tầng, tạo sức hút lớn cho các dòng vốn FDI công nghệ cao [4].

- Chiến lược hạ tầng “Plug & Play” tại đảo Jurong (Singapore): Singapore đã kiến tạo hệ sinh thái sẵn sàng kết nối và vận hành đồng bộ thông qua việc hợp nhất địa lý và chia sẻ hạ tầng dùng chung (hệ thống đường ống, cảng biển, kho ngầm).

Đặc biệt, chiến lược “Sustainable Jurong Island” (2021) tập trung vào việc biến khu vực này thành trung tâm thử nghiệm các công nghệ mới như CCS và hydrogen xanh, cho phép các nhà đầu tư tối ưu hóa chi phí CAPEX nhờ tận dụng hệ thống hành lang dịch vụ và cảng chuyên dụng có sẵn [5].

- Mô hình cộng sinh công nghiệp tại Kalundborg (Đan Mạch): Đây là hình mẫu kinh điển về kinh tế tuần hoàn, vận hành dựa trên nguyên tắc dòng phụ phế phẩm của nhà máy này trở thành nguyên liệu đầu vào của nhà máy khác dựa trên các thỏa thuận tự nguyện và nhu cầu thực tế giữa các doanh nghiệp lân cận. Việc trao đổi hơi nước, nhiệt dư và các phụ phẩm vật chất giữa các cơ sở công nghiệp lân cận đã giúp giảm chi phí sản xuất, tối ưu hóa sử dụng tài nguyên và giảm đáng kể phát thải CO₂, trong khi vẫn đảm bảo lợi ích thương mại [6].

- Mô hình chuyển đổi sang Khu công nghiệp sinh thái Ulsan (Hàn Quốc): Ulsan là một bài học thực tiễn về quá trình chuyển đổi từ khu công nghiệp nặng dễ gây ô nhiễm sang mô hình sinh thái bền vững. Thành công này dựa trên sự hội tụ của 3 yếu tố: (i) Cộng sinh thực chất thông qua trao đổi hơi nước, nhiệt dư và tái sử dụng phế thải; (ii) Hạ tầng tích hợp được tối ưu hóa dòng vật chất - năng lượng giữa các nhà máy hóa dầu, ô tô và đóng tàu; (iii) Thể chế kiến tạo với sự tham gia sâu của Nhà nước trong việc lựa chọn thí điểm, hỗ trợ tài chính và liên kết R&D với chính quyền địa phương [6].

- Mô hình Khu công nghiệp sinh thái Thiên Tân - TEDA (Trung Quốc): TEDA là một trong 14 khu phát triển kinh tế quốc gia đầu tiên của Trung Quốc. Trước áp lực khan hiếm tài nguyên nước và đất, TEDA đã thúc đẩy mạnh mẽ việc trao đổi, tái sử dụng năng lượng và vật liệu giữa các doanh nghiệp từ những năm 1990. Ban quản lý TEDA đóng vai trò trung tâm trong việc xây dựng môi trường đầu tư thân thiện, áp dụng cơ chế “một cửa” liên thông và tiên phong ứng dụng dữ liệu lớn (big data) để nâng cao chất lượng điều hành. Mô hình TEDA minh chứng cho tầm quan trọng của quản trị linh hoạt và hạ tầng đồng bộ trong việc định hình một hệ sinh thái công nghiệp tích hợp [6].

Từ các mô hình quốc tế cho thấy, để triển khai thành công Trung tâm công nghiệp - năng lượng, PETROVIETNAM cần là “nhà phát triển tổng thể” thông qua một đơn vị điều phối chuyên trách. Đơn vị này có nhiệm vụ trọng tâm: (i) Kiến tạo hạ tầng dùng chung (cảng, đường ống, lưới điện) nhằm tiết giảm chi phí đầu tư cho toàn khu công nghiệp; (ii) Thiết lập và vận hành theo mô hình kinh tế tuần hoàn, trong đó, sản phẩm phụ từ các nhà máy này sẽ trở thành nguyên liệu cho các nhà máy khác, tạo thành chuỗi giá trị gia tăng khép kín.

3. Cơ sở thiết lập mô hình Trung tâm công nghiệp - năng lượng

3.1. Chuỗi giá trị hiện có của PETROVIETNAM

PETROVIETNAM đang triển khai và vận hành các chuỗi liên kết giá trị nội khối và liên khối, bước đầu phát huy hiệu quả trong việc tối ưu hóa nguồn lực nội bộ, tuy nhiên đang bộc lộ những giới hạn của mô hình liên kết phân tán. Để đáp ứng yêu cầu chuyển dịch năng lượng, đòi hỏi một chiến lược toàn diện mang tính tích hợp có hệ thống và cộng sinh sâu hơn, chuyển từ các dự án đơn lẻ sang một mạng lưới liên kết chặt chẽ cả về mặt vật lý và không gian.

Trong lĩnh vực thượng nguồn (E&P) và dịch vụ, các chuỗi liên kết đã được hình thành xoay quanh các dự án phát triển mỏ khí trọng điểm và dịch vụ thu dọn mỏ nhưng chủ yếu theo từng dự án. Việc thiếu một trung tâm hạ tầng logistics tập trung đang làm gia tăng chi phí, tạo “rào cản” lớn cho việc phát triển các mỏ nhỏ, cận biên.

Khí - điện - đạm là lĩnh vực sở hữu nhiều liên kết chuỗi nhất, tiêu biểu như chuỗi cảng dịch vụ - khí - điện tại Nhơn Trạch hay dự án tận dụng nhiệt lạnh từ kho LNG Thị Vải. Mặc dù vậy, những rào cản về cơ chế giá thương mại và sự thiếu hụt quy hoạch không gian chung đang khiến việc đồng bộ hóa tiến độ giữa các dự án phức tạp gặp nhiều trở ngại.

Trong lĩnh vực lọc hóa dầu và phân phối, các liên kết hiện tại chủ yếu giải quyết bài toán luân chuyển nguyên liệu cơ bản (cung ứng dầu thô, thuê sức chứa, cung cấp bột PP). Sự cộng sinh này chưa đủ sâu để đáp ứng xu hướng dịch chuyển năng lượng. Khối

này đang rất cần nền tảng tích hợp sâu để mở rộng chuỗi giá trị sang các sản phẩm hóa chất, vật liệu tiên tiến (nhựa sinh học, melamine) và nhiên liệu sạch (hydrogen, nhiên liệu hàng không bền vững - SAF).

Về năng lượng tái tạo, mặc dù các đơn vị như Liên doanh Vietsovpetro và Tổng công ty CP Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí Việt Nam (PTSC) đã thiết lập chuỗi cung ứng nội địa cho điện gió ngoài khơi (như khảo sát, thiết kế, chế tạo chân đế...), song vai trò của PETROVIETNAM chủ yếu dừng ở mức độ nhà thầu phụ hoặc gia công. Để vươn lên vị thế làm chủ đầu tư các siêu dự án điện gió, PETROVIETNAM cần có trung tâm (hub) chuyên dụng cho công tác logistics và lắp ráp thiết bị siêu trường, siêu trọng.

Nhìn chung, thực trạng vận hành theo mô hình "kinh tế tuyến tính" đang cản trở quá trình tối ưu hóa nguồn lực và thực thi kinh tế tuần hoàn của PETROVIETNAM. Lượng CO₂ phát thải, nhiệt lạnh LNG... chưa được cộng sinh hiệu quả.

3.2. Cơ sở pháp lý

Đề xuất hình thành mô hình Trung tâm công nghiệp - năng lượng trong đó PETROVIETNAM giữ vai trò "nhà phát triển tổng thể", được xây dựng dựa trên sự đồng bộ giữa chủ trương tái cấu trúc ngành năng lượng của Đảng, vai trò tiên phong kiến tạo của kinh tế Nhà nước và nỗ lực hoàn thiện hành lang pháp lý nhằm khơi thông các điểm nghẽn, phục vụ mục tiêu tăng trưởng kinh tế nhanh và bền vững.

Bảng 1. Phân tích chuỗi giá trị hiện có và dự địa cộng sinh tại các địa bàn chiến lược phù hợp hình thành Trung tâm công nghiệp - năng lượng

Lĩnh vực	Hạn chế	Dự địa cộng sinh và tích hợp công nghệ	Địa bàn chiến lược
Thượng nguồn và dịch vụ	Liên kết mang tính dự án đơn lẻ. Thiếu vắng trung tâm logistics và dịch vụ kỹ thuật tập trung chuyên sâu.	Tích hợp trạm dịch vụ O&M dùng chung cho cả dầu khí và điện gió ngoài khơi; chia sẻ hạ tầng logistics biển.	Thành phố Hồ Chí Minh: Có sẵn hạ tầng cảng nước sâu và hệ sinh thái dịch vụ kỹ thuật dầu khí mạnh nhất cả nước, tối ưu để nâng cấp thành hub O&M/logistics.
Khí - điện - đạm	Rào cản về cơ chế giá thương mại nội bộ. Chưa tận dụng được nhiệt lạnh từ kho LNG.	Tận dụng nhiệt lạnh LNG sản xuất khí công nghiệp; thu hồi CO ₂ ; sản xuất hóa chất; tích hợp sinh khối (biomass).	Cà Mau/Cần Thơ: Sẵn có chuỗi khí-điện-đạm. Lợi thế về nguồn sinh khối nông nghiệp để phát triển agro-hub và phân bón xanh. Hà Tĩnh/Hung Yên: Nhu cầu chuyển đổi nhiên liệu than sang LNG, thuận lợi đặt các hub LNG/điện khí mới.
Lọc hóa dầu và phân phối	Cộng sinh chỉ dừng ở luân chuyển nguyên liệu (dầu thô, PP). Thiếu chuỗi hóa chất chuyên sâu, vật liệu tiên tiến và nhiên liệu xanh.	Mở rộng chuỗi giá trị sang nhựa sinh học, vật liệu mới; phát triển nhiên liệu hàng không bền vững (SAF) và hydrogen.	Quảng Ngãi (Dung Quất)/Thanh Hóa (Nghị Sơn) là 2 "hạt nhân" lọc hóa dầu. Có sẵn quỹ đất lớn, cảng nước sâu để tích hợp CCUS và nhà máy hydrogen xanh quy mô lớn.
Năng lượng tái tạo	Petrovietnam chủ yếu làm nhà thầu phụ. Thiếu không gian quy hoạch bài bản cho lắp ráp thiết bị siêu trường, siêu trọng.	Sử dụng năng lượng tái tạo sản xuất hydrogen/ammonia xanh; hình thành chuỗi cung ứng thiết bị điện gió xuất khẩu.	Hà Tĩnh/Quảng Ngãi/Khánh Hòa: Tiềm năng điện gió ngoài khơi lớn, quỹ đất khu kinh tế rộng, thuận lợi xây dựng tổ hợp Năng lượng tái tạo - hydrogen xuất khẩu.

Các văn kiện chiến lược gần đây đã xác lập vai trò quan trọng của PETROVIETNAM trong kỷ nguyên năng lượng mới. Cụ thể, Nghị quyết số 70-NQ/TW ngày 20/8/2025 của Bộ Chính trị mang tính bước ngoặt khi nhấn mạnh quan điểm “Nhà nước kiến tạo thể chế, chính sách đột phá”, đồng thời chỉ đạo trực tiếp việc triển khai hình thành các trung tâm công nghiệp năng lượng quốc gia tích hợp tại các địa phương có lợi thế. Đây là cơ sở chính trị quan trọng khẳng định mô hình Trung tâm công nghiệp - năng lượng là nhiệm vụ cấp quốc gia.

Để cụ thể hóa các chủ trương này, Nghị quyết số 328/NQ-CP ngày 13/10/2025 của Chính phủ [7] đã phân giao nhiệm vụ cho các Bộ, ngành và PETROVIETNAM tập trung nguồn lực phát triển các trung tâm này tại các địa bàn trọng điểm như Thành phố Hồ Chí Minh (khu vực Bà Rịa - Vũng Tàu trước đây), Quảng Ngãi, Thanh Hóa, Cà Mau, Cần Thơ, Khánh Hòa (Ninh Thuận trước đây), Quảng Trị, Hải Phòng, Quảng Ninh, Nghệ An... Song song đó, Quy hoạch tổng thể năng lượng quốc gia và Quy hoạch Điện VIII đã tạo ra không gian thị trường dài hạn bằng các mục tiêu cụ thể: hình thành ít nhất 2 trung tâm công nghiệp năng lượng tái tạo liên vùng và đẩy mạnh sản xuất năng lượng xanh (hydrogen/ammonia).

Trong giai đoạn 2024 - 2025, các văn bản luật quan trọng đã được sửa đổi, bổ sung, tạo ra khung cơ chế thông thoáng và mang tính đột phá để PETROVIETNAM triển khai các tổ hợp công nghiệp - năng lượng quy mô lớn:

- Cơ chế tự chủ nguồn vốn: Luật Quản lý và đầu tư vốn Nhà nước tại doanh nghiệp (Luật số 68/2025/QH15) đã tạo không gian chủ động cho các doanh nghiệp Nhà nước. Theo Điều 25, PETROVIETNAM được phép sử dụng lợi nhuận sau thuế (trước khi nộp về ngân sách Nhà nước) để xử lý các chi phí cho các dự án có tính chất đặc thù, rủi ro cao và trích lập Quỹ Đầu tư phát triển với tỷ lệ cao hơn. Đồng thời theo Điều 20 đã phân cấp mạnh mẽ cho Hội đồng thành viên thẩm quyền quyết định đầu tư và huy động vốn. Đây là cơ sở pháp lý then chốt giúp khơi thông nguồn lực, tăng cường năng lực và sự tự chủ tài chính để PETROVIETNAM đầu tư vào các Trung tâm công nghiệp - năng lượng [8].

- Đánh giá sự phù hợp của dự án với quy hoạch: Luật Quy hoạch (Luật số 112/2025/QH15) đã bổ sung tại Điều 48 cho phép chấp thuận hoặc phê duyệt chủ trương đầu tư của dự án căn cứ vào một trong các quy hoạch đã được phê duyệt. Đặc biệt, các dự án đặc thù được quyết định đầu tư ngay cả khi có điểm khác với quy hoạch liên quan. Cơ chế này cho phép dự án không bị ràng buộc bởi sự chậm trễ trong việc điều chỉnh quy hoạch, đẩy nhanh tiến độ dự án, tối ưu hóa sử dụng nguồn lực đất đai [9].

- Thủ tục đầu tư đặc biệt: Luật Đầu tư (Luật số 143/2025/QH15) đã bổ sung Điều 28 (kế thừa Điều 36a của Luật số 57/2024/QH15) quy định về thủ tục đầu tư đặc biệt cho các dự án tại khu công nghiệp, khu công nghệ cao, khu chức năng trong khu kinh tế. Theo đó, cho phép thực hiện đăng ký dự án đầu tư dựa trên các cam kết tuân thủ của nhà đầu tư; miễn trừ các bước thủ tục như chấp thuận chủ trương đầu tư, thẩm định công nghệ, đánh giá tác động môi trường và giấy phép xây dựng. Cơ chế này giúp đảm bảo tính đồng bộ và rút ngắn tối đa thời gian chuẩn bị đầu tư [3, 10].

- Cơ chế lựa chọn nhà đầu tư: Các nội dung sửa đổi tại Luật Đầu thầu (Luật số 57/2024/QH15 và Luật số 90/2025/QH15) đã bổ sung Điều 34a và tại Điều 34 về lựa chọn nhà đầu tư trong trường hợp đặc biệt, chỉ định nhà đầu tư. Quy định này tạo cơ sở pháp lý để giao trực tiếp PETROVIETNAM và các đơn vị thành viên làm chủ đầu tư các dự án lõi (khí, điện, hạ tầng cảng...), đảm bảo lợi ích quốc gia và an ninh quốc phòng [11].

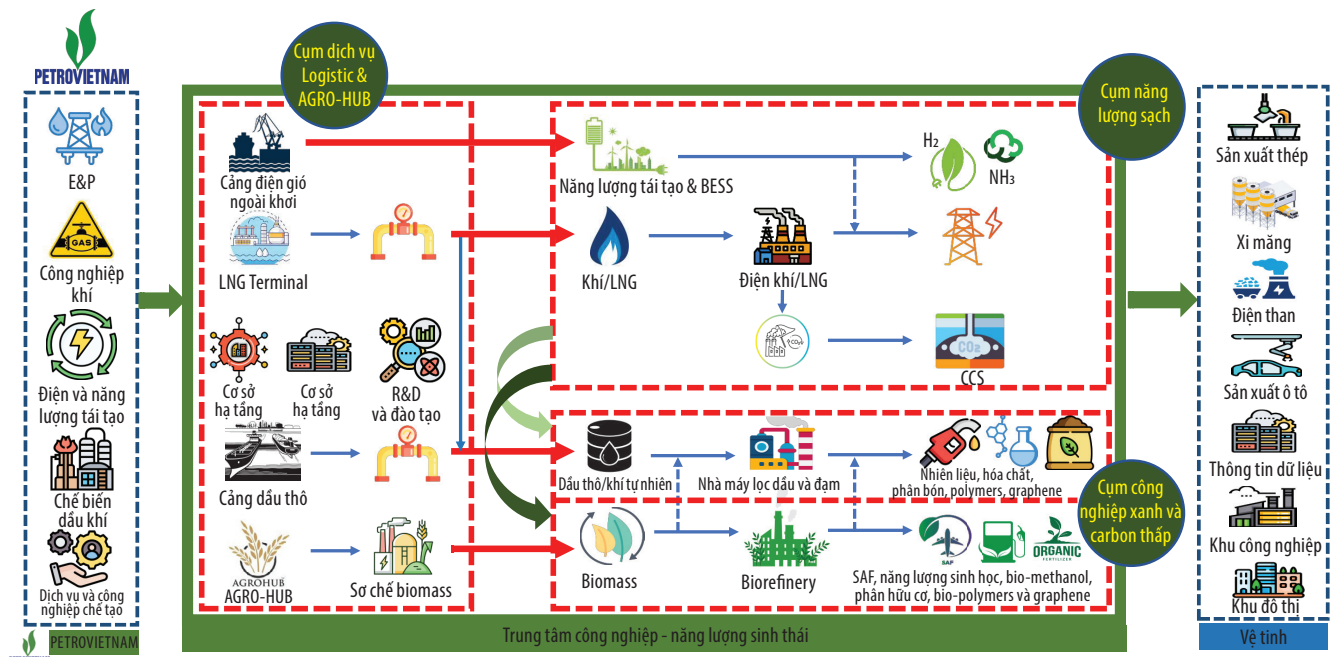
- Quản lý xây dựng đặc thù: Luật Xây dựng (Luật số 135/2025/QH15) bổ sung quy định về “Dự án đầu tư xây dựng công trình xây dựng đặc thù”. Các dự án áp dụng thủ tục đầu tư đặc biệt sẽ được miễn Giấy phép xây dựng và cho phép thực hiện song song các khâu chuẩn bị, giúp đẩy nhanh tiến độ các công trình năng lượng trọng điểm [12].

Sự đồng bộ từ chủ trương chiến lược của Đảng đến hệ thống pháp luật được hoàn thiện có tính đột phá trên quan điểm tháo gỡ điểm nghẽn và khơi thông nguồn lực đã kiến tạo các cơ sở pháp lý cho việc hình thành các Trung tâm công nghiệp - năng lượng. Đây không chỉ là một mô hình sản xuất đơn thuần mà đã trở thành một định chế kinh tế - kỹ thuật chuyên ngành đặc thù, là động lực tăng trưởng mới, giúp PETROVIETNAM thực hiện sứ mệnh dẫn dắt quá trình chuyển dịch năng lượng của quốc gia.

4. Đề xuất mô hình Trung tâm công nghiệp - năng lượng PETROVIETNAM: Tích hợp công nghiệp, năng lượng và đổi mới sáng tạo

4.1. Mục tiêu chiến lược và vai trò tích hợp của mô hình

Theo kết quả nghiên cứu của Viện Dầu khí Việt Nam [13], mô hình Trung tâm công nghiệp - năng lượng PETROVIETNAM được định vị với 3 vai trò chiến lược chính trong bối cảnh mới: (1) Dẫn dắt chuyển dịch năng lượng quốc gia: các Trung tâm công nghiệp - năng lượng là giải pháp để PETROVIETNAM chuyển dịch từ năng lượng hóa thạch sang năng lượng sạch; (2) Hạt nhân cho tăng trưởng kinh tế vùng - mỗi trung tâm sẽ là “cực tăng trưởng” mới, với sức lan tỏa mạnh mẽ tới các ngành công



Hình 1. Sơ đồ tổng quát cấu trúc mô hình Trung tâm công nghiệp - năng lượng PETROVIETNAM.

ngành phụ trợ, dịch vụ và đô thị hóa; thu hút hàng chục tỷ USD vốn đầu tư, tạo ra hàng chục nghìn việc làm chất lượng cao tại địa phương và vùng kinh tế trọng điểm; (3) Nâng cao năng lực cạnh tranh quốc tế - thông qua việc hình thành các “hub” đa chức năng hàng đầu khu vực, Việt Nam và PETROVIETNAM sẽ nâng cao vị thế trên bản đồ năng lượng. Cụ thể, các trung tâm này được kỳ vọng trở thành: Trung tâm logistics và dịch vụ năng lượng (đầu mối nhập khẩu, dự trữ LNG và dịch vụ kỹ thuật cho chuỗi điện gió ngoài khơi); Trung tâm sản xuất và xuất khẩu năng lượng mới (điện gió ngoài khơi, hydrogen, ammonia xanh phục vụ trong nước và xuất khẩu) và Trung tâm dữ liệu và công nghệ số dựa trên nền năng lượng sạch tin cậy (điểm đến cho các trung tâm dữ liệu quy mô lớn, thúc đẩy kinh tế số).

Đối với PETROVIETNAM, việc phát triển các Trung tâm công nghiệp - năng lượng không chỉ nhằm đầu tư mới cơ sở hạ tầng và mở rộng sản xuất, mà còn định hình vai trò là nhà kiến tạo hệ sinh thái công nghiệp - năng lượng - nơi hội tụ nguồn nhân lực trình độ cao và trung tâm dữ liệu quy mô lớn. Thông qua việc triển khai đồng bộ mô hình này, PETROVIETNAM sẽ tạo ra bước ngoặt chuyển đổi phương thức kinh doanh từ khai thác tài nguyên đơn thuần sang mô hình nền tảng mở, qua đó chủ động định hướng và dẫn dắt chuỗi giá trị ngành công nghiệp năng lượng.

Đối với quốc gia, việc hình thành các Trung tâm công nghiệp - năng lượng đóng vai trò đòn bẩy chiến lược để Việt Nam thực hiện các cam kết và mục tiêu phát triển bền vững. Mô hình này

kiến tạo nền tảng để đạt mục tiêu net-zero vào năm 2050 thông qua việc tích hợp sâu rộng năng lượng tái tạo, nhiên liệu sạch và công nghệ thu hồi, sử dụng và lưu trữ carbon (CCUS) vào cơ cấu năng lượng. Đây là công cụ thực thi hiệu quả Nghị quyết số 70-NQ/TW của Bộ Chính trị về an ninh năng lượng; việc kết hợp linh hoạt giữa nguồn cung truyền thống (dầu khí, LNG) và năng lượng mới trong cùng một hệ thống giúp nâng cao đáng kể khả năng tự chủ quốc gia. Thứ ba, bằng cách thúc đẩy hệ sinh thái các ngành công nghiệp vật liệu mới, chế tạo thiết bị và dịch vụ kỹ thuật cao xoay quanh trục năng lượng, Trung tâm công nghiệp - năng lượng sẽ đẩy nhanh tiến trình công nghiệp hóa, hiện đại hóa, đóng góp trực tiếp vào tăng trưởng GDP và kiến tạo các cực liên kết vùng.

4.2. Cấu trúc mô hình tích hợp công nghiệp - năng lượng - đổi mới sáng tạo

Mô hình Trung tâm công nghiệp - năng lượng PETROVIETNAM được thiết kế dựa trên sự tích hợp hữu cơ của 3 trụ cột chiến lược tương ứng với năng lực cốt lõi của PETROVIETNAM: Năng lượng - Công nghiệp - Dịch vụ. Cấu trúc chung của Trung tâm gồm 3 cụm hợp phần dự án chính, tạo thành một hệ sinh thái cộng sinh hoàn chỉnh: (i) Cụm năng lượng sạch, (ii) Cụm công nghiệp xanh và carbon thấp và (iii) Cụm dịch vụ logistic và agro-hub. Mỗi cụm gồm các dự án lõi do PETROVIETNAM và đơn vị thành viên triển khai (đóng vai trò “hạt nhân” tạo hạ tầng và năng lượng đầu vào chủ chốt), cùng các dự án vệ tinh của đối tác, tạo chuỗi giá trị khép

kín và bền vững. Hình 1 trình bày mô hình cấu trúc tổng quát của một Trung tâm công nghiệp - năng lượng kiểu mẫu, thể hiện mối liên kết giữa các cụm hợp phần và vai trò của PETROVIETNAM cũng như các đơn vị vệ tinh.

Cụm năng lượng sạch giữ vai trò “trái tim” cung cấp năng lượng đầu vào phát thải thấp cho toàn Trung tâm. Cụm này gồm: (1) Tổ hợp điện khí/LNG tích hợp công nghệ thu giữ và lưu trữ carbon; (2) Các dự án năng lượng tái tạo bao gồm điện gió, điện mặt trời kết hợp hệ thống lưu trữ bằng pin (BESS); và (3) Sản xuất hydrogen/ammonia sạch từ các nguồn năng lượng tái tạo. Cụm này không chỉ đảm bảo nguồn điện, nhiệt ổn định cho các nhà máy công nghiệp xanh và trung tâm dữ liệu nội khu mà còn hỗ trợ điều tần lưới điện quốc gia hoặc xuất khẩu khi sản lượng dư thừa.

Cụm Công nghiệp xanh và carbon thấp là hợp phần công nghiệp chế biến sâu, được “xanh hóa” từ các cơ sở hiện hữu (lọc hóa dầu, phân bón). Các nhà máy này sẽ áp dụng công nghệ CCS/CCUS, sử dụng năng lượng sạch để đa dạng hóa các sản phẩm giá trị cao (nhựa sinh học, graphene, nano carbon...). Điểm đột phá của cụm này là sự tích hợp nguyên liệu sinh khối (biomass) vào chuỗi sản xuất. Ví dụ, tại đồng bằng sông Cửu Long, phụ phẩm nông nghiệp sẽ được thu gom để sản xuất nhiên liệu sinh học (e-methanol, SAF), hydrogen xanh và phân bón hữu cơ, tạo thành một hệ sinh thái tuần hoàn, khép kín.

Cụm dịch vụ logistics và agro-hub đóng vai trò kết nối chuỗi cung ứng và điều hành hệ sinh thái. Cụm này tích hợp hạ tầng dùng chung (cảng nước sâu, kho bãi, điện, nước) và các dịch vụ chuyên sâu như O&M cho điện gió, chế tạo cơ khí. Tại các khu vực có thể mạnh nông nghiệp, hợp phần agro-hub sẽ được thiết lập nhằm thu gom sinh khối phục vụ năng lượng và chế biến nông sản công nghệ cao. Đặc biệt, cụm này sẽ bao gồm Trung tâm dữ liệu (Data Center/AI), đóng vai trò là “bộ não số” ứng dụng trí tuệ nhân tạo để quản lý, tối ưu hóa vận hành toàn bộ Trung tâm công nghiệp - năng lượng.

4.3. Hiệu quả tích hợp từ mô hình Trung tâm công nghiệp - năng lượng

Hiệu quả của Trung tâm công nghiệp - năng lượng không chỉ nằm ở phép cộng cơ học của từng dự án đơn lẻ, mà được tạo ra từ chuỗi giá trị cộng sinh và tích hợp sâu rộng. Đánh giá trên lăng kính chiến lược vĩ mô, mô hình này mang lại hiệu quả vượt trội trên 3 phương diện cốt lõi:

Kiến tạo các cực tăng trưởng và đa dạng hóa cơ cấu doanh thu: Thay vì phụ thuộc vào nhiên liệu hóa thạch truyền thống, sự tích hợp chuỗi giá trị mở ra các không gian phát triển mới. Động

lực doanh thu được cấu trúc lại dựa trên 3 trụ cột: (1) Sản phẩm xanh, chuyển dịch sang các chuỗi sản phẩm biên lợi nhuận cao như hydrogen/ammonia xanh, nhiên liệu hàng không bền vững - SAF, nhựa sinh học; (2) Dịch vụ và hạ tầng dùng chung, tạo nguồn thu ổn định, dài hạn từ việc cho thuê mặt bằng công nghiệp sinh thái, hạ tầng cảng biển, dịch vụ O&M và kinh doanh năng lượng nội khu; (3) Thương mại hóa tín chỉ carbon, khai thác giá trị kinh tế từ hạn ngạch phát thải dư thừa nhờ áp dụng công nghệ thu giữ carbon và năng lượng tái tạo.

Hiệu quả cắt giảm phát thải và hiện thực hóa mục tiêu net-zero: Hiệu quả môi trường của mô hình được thể hiện thông qua 3 cơ chế: (1) Cơ chế thay thế nhằm triệt tiêu phát thải Phạm vi 2 bằng việc tự cấp điện nội khu từ các dự án năng lượng tái tạo quy mô lớn, nếu có; (2) Cơ chế thu giữ, tập trung giải quyết phát thải Phạm vi 1 thông qua tích hợp trực tiếp hệ thống CCS/CCUS tại các phân xưởng phát thải lớn; (3) Cơ chế tuần hoàn hướng đến tối ưu hóa cường độ năng lượng bằng cách thu hồi nhiệt dư và khí xả, tạo thành chu trình khép kín giữa các nhà máy.

Tối ưu hóa tổng mức đầu tư (CAPEX) và thu hút nguồn lực: Lợi thế cạnh tranh lõi của Trung tâm công nghiệp - năng lượng nằm ở khả năng chia sẻ nguồn lực. Thông qua quy hoạch đồng bộ theo mô hình “kết nối và vận hành” (Plug & Play), các nhà đầu tư thứ cấp được thụ hưởng hệ thống hạ tầng dùng chung (cảng biển nước sâu, trạm biến áp, hệ thống xử lý nước thải, hành lang tuyến ống). Phương thức này giúp tiết giảm đáng kể tỷ trọng chi phí đầu tư hạ tầng trên quy mô toàn tổ hợp so với mô hình đầu tư phân tán, đơn lẻ.

4.4. Đề xuất chính sách và giải pháp quản trị

Để hiện thực hóa mô hình Trung tâm công nghiệp - năng lượng, trên cơ sở hệ thống pháp luật hiện hành và yêu cầu thực tiễn, việc thiết lập các cơ chế đặc thù và mô hình quản trị đồng bộ là điều kiện tiên quyết. Bài báo đề xuất 6 nhóm giải pháp trọng tâm nhằm tháo gỡ điểm nghẽn thể chế và định hình khung vận hành hiệu quả:

- Vai trò “nhà phát triển tổng thể” (master developer) của PETROVIETNAM: Kiến nghị Chính phủ giao nhiệm vụ cho PETROVIETNAM làm đầu mối quốc gia, chịu trách nhiệm kiến tạo và điều phối các trung tâm năng lượng tại các địa phương. Vai trò này giúp PETROVIETNAM chuyển từ trạng thái tham gia bị động ở từng dự án đơn lẻ sang chủ động lập quy hoạch chung, đầu tư hạ tầng dùng chung, thu xếp vốn và quyết định thứ tự ưu tiên dự án. Tham chiếu kinh nghiệm quốc tế, mô hình này đã chứng minh hiệu quả tại các tổ hợp năng lượng quy mô lớn (điển hình như

vai trò của ADNOC tại khu công nghiệp Ruwais, UAE). Về quản trị nội bộ, PETROVIETNAM cần thiết lập Ban chỉ đạo cấp Tập đoàn để thống nhất công tác điều hành toàn hệ thống.

- Thiết lập bộ máy quản trị tích hợp theo cơ chế “một cửa liên thông đặc biệt”: Tại mỗi địa bàn hình thành trung tâm, PETROVIETNAM cần thiết lập Ban Quản lý dự án chuyên trách, đóng vai trò là đầu mối duy nhất tiếp nhận và giải quyết toàn bộ các thủ tục hành chính (đầu tư, đất đai, xây dựng, môi trường, phòng cháy chữa cháy) trong phạm vi nội khu. Giải pháp này đáp ứng trực tiếp định hướng của Nghị quyết số 70-NQ/TW về tháo gỡ “điểm nghẽn” thể chế. Lộ trình phát triển gồm 2 giai đoạn: (i) Từ nay đến năm 2030, Ban Quản lý dự án hoạt động như một “pháp nhân điều phối”; (ii) Sau khi hạ tầng lõi hoàn thiện, Ban Quản lý dự án sẽ chuyển đổi thành Chi nhánh của “Công ty Phát triển & Vận hành Trung tâm công nghiệp - năng lượng PETROVIETNAM” - doanh nghiệp do PETROVIETNAM thành lập để quản lý chuyên nghiệp và dài hạn.

- Áp dụng thủ tục đầu tư đặc biệt “một lần, đồng bộ” cho toàn bộ cụm dự án: Căn cứ Điều 28 Luật Đầu tư [3], kiến nghị Chính phủ trình Quốc hội công nhận các trung tâm này là “Cụm dự án chiến lược quốc gia” để áp dụng thủ tục đầu tư đặc biệt. Theo đó, Thủ tướng Chính phủ sẽ “phê duyệt tổng thể một lần” cho Quy hoạch chung và Đề án trung tâm. Các dự án thành phần (lõi và vệ tinh) sau đó sẽ được miễn trừ các thủ tục đơn lẻ (chấp thuận chủ trương, đánh giá tác động môi trường, giấy phép xây dựng). Đồng thời, kiến nghị áp dụng cơ chế giao đất/cho thuê đất một lần (không qua đấu giá) cho PETROVIETNAM. Với tư cách nhà phát triển tổng thể, PETROVIETNAM sẽ chủ động xây dựng hạ tầng và cho các nhà đầu tư thứ cấp thuê lại đất, giúp đơn giản hóa tối đa thủ tục đất đai.

- Xây dựng cơ chế lựa chọn nhà đầu tư chiến lược và chỉ định thầu cho các dự án lõi: Nhằm đảm bảo an ninh năng lượng và tính đồng bộ, kiến nghị Quốc hội, Chính phủ cho phép áp dụng hình thức “lựa chọn nhà đầu tư trong trường hợp đặc biệt” hoặc “chỉ định nhà đầu tư” theo quy định tại Luật số 57/2024/QH15 và Luật số 90/2025/QH15. Theo đó, PETROVIETNAM và các đơn vị thành viên chủ lực (như Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS), Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam - CTCP (PV Power), Tổng công ty CP Dịch vụ Kỹ thuật Dầu khí Việt Nam (PTSC), Tổng công ty Lọc hóa dầu Việt Nam (BSR) làm chủ đầu tư các dự án lõi mang tính dẫn dắt (kho cảng LNG, lưới điện truyền tải, lọc hóa dầu, điện gió ngoài khơi). Đối với lĩnh vực công nghệ mới (hydrogen xanh, CCUS), ưu tiên hình thức liên doanh với các đối tác quốc tế (Equinor, Ørsted,

Air Liquide...) nhằm chia sẻ rủi ro và tiếp nhận công nghệ nguồn [10, 11].

- Thiết lập chính sách tài chính, ưu đãi và hỗ trợ đầu tư: Do quy mô tổng mức đầu tư để hình thành các trung tâm năng lượng rất lớn, việc thiết lập các cơ chế tài chính mang tính đột phá là điều kiện tiên quyết, bao gồm 3 nhóm giải pháp trọng tâm:

- + Kiến nghị cấp có thẩm quyền cho phép PETROVIETNAM nâng biên độ trích lập Quỹ Đầu tư phát triển từ lợi nhuận sau thuế lên mức tối đa. Cơ chế này giúp Tập đoàn củng cố năng lực tài chính, chủ động nguồn vốn tự có để tái đầu tư trực tiếp vào hệ thống hạ tầng kỹ thuật dùng chung của tổ hợp;

- + Xây dựng khung ưu đãi đầu tư phân tầng, bao gồm gói “Vượt trội” và gói “Cao”. Các chính sách này tập trung vào việc kéo dài tối đa thời gian áp dụng thuế suất thuế thu nhập doanh nghiệp ưu đãi, thời gian miễn/giảm thuế thu nhập doanh nghiệp cũng như các chính sách miễn/giảm tiền thuê đất dài hạn. Trong đó, gói ưu đãi cao nhất được thiết kế áp dụng cho các dự án lõi mang tính dẫn dắt công nghệ (như hạ tầng LNG, hydrogen/ammonia xanh, SAF, hệ thống CCS/CCUS, điện gió ngoài khơi, trung tâm R&D) và gói ưu đãi tiếp theo áp dụng cho cụm dự án công nghiệp chế biến sâu, hóa chất và phân bón;

- + Kiến nghị Chính phủ xem xét áp dụng cơ chế Bảo lãnh Chính phủ (GGU) linh hoạt nhằm hỗ trợ doanh nghiệp tiếp cận và thu xếp các nguồn vốn vay ưu đãi quốc tế quy mô lớn. Đồng thời, ưu tiên phân bổ nguồn vốn đầu tư công hoặc ODA để hoàn thiện đồng bộ hạ tầng kỹ thuật kết nối “đến chân hàng rào” dự án.

- Hợp tác chiến lược, nghiên cứu ứng dụng (R&D) và phát triển nguồn nhân lực: Kiến nghị giao Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) chủ trì thiết lập các trung tâm R&D và “Vườn ươm công nghệ” tại các trung tâm để giải quyết các bài toán vận hành và thương mại hóa công nghệ xanh. Song song đó, công tác đào tạo nhân lực chất lượng cao cần được triển khai thông qua sự phối hợp chặt chẽ giữa VPI, Trường Đại học Dầu khí Việt Nam (PVU), Trường Cao đẳng Dầu khí (PVCollege) và các tập đoàn công nghệ toàn cầu (Siemens, GE, Google) nhằm xây dựng đội ngũ chuyên gia đủ năng lực vận hành “bộ não số” của toàn Trung tâm.

5. Kết luận

Nghiên cứu về mô hình Trung tâm công nghiệp - năng lượng PETROVIETNAM cho thấy đây là hướng tiếp cận mang tính đột phá, góp phần nâng tầm chuỗi giá trị công nghiệp - năng lượng quốc gia. Mô hình thiết lập sự kết nối cộng sinh giữa các lĩnh vực công

nghiệp và năng lượng trên nền tảng khoa học công nghệ và đổi mới sáng tạo. Thông qua cấu trúc tích hợp 3 trụ cột (năng lượng sạch, công nghiệp xanh và dịch vụ R&D, đổi mới sáng tạo), các trung tâm công nghiệp - năng lượng có tiềm năng kiến tạo hệ sinh thái tuần hoàn, tối ưu hóa hiệu suất sử dụng tài nguyên và giảm thiểu phát thải khí nhà kính so với các phương thức phát triển truyền thống.

Kết quả phân tích đã làm rõ lộ trình và cơ chế tạo giá trị của sự tích hợp này. Trong giai đoạn đầu, việc tập trung phát triển hạ tầng LNG và các dịch vụ kỹ thuật cốt lõi tạo ra nền tảng để thu hút đầu tư và hình thành cụm liên kết ban đầu. Ở các giai đoạn tiếp theo, việc mở rộng đầu tư vào các dự án quy mô lớn về lọc hóa dầu, điện gió ngoài khơi, hydrogen xanh và công nghệ CCUS có khả năng gia tăng đáng kể giá trị của toàn chuỗi cung ứng. Các trung tâm công nghiệp - năng lượng được định vị trở thành "cực tăng trưởng" kinh tế mới, thúc đẩy liên kết vùng và tạo việc làm chất lượng cao. Ở tầm vĩ mô, mô hình có ý nghĩa quan trọng đối với mục tiêu cắt giảm cường độ phát thải carbon; đa dạng hóa các nguồn cung, củng cố năng lực tự chủ và khả năng chống chịu của an ninh năng lượng quốc gia trước những biến động của thị trường năng lượng toàn cầu.

Để hiện thực hóa mô hình chiến lược này, nghiên cứu kiến nghị các cấp thẩm quyền sớm nghiên cứu, thể chế hóa các cơ chế, chính sách đặc thù đã đề xuất (bao gồm cơ chế quy hoạch tích hợp, giao đất một lần, chỉ định nhà đầu tư đối với các dự án lõi và các chính sách ưu đãi tài chính phù hợp) nhằm hình thành hành lang pháp lý đồng bộ cho mô hình Trung tâm công nghiệp - năng lượng. Việc triển khai thí điểm mô hình trung tâm công nghiệp - năng lượng tại một số địa bàn có điều kiện thuận lợi sẽ là cơ sở thực tiễn quan trọng để đánh giá, hoàn thiện và từng bước nhân rộng mô hình ra các địa bàn chiến lược khác trong cả nước. Với định hướng chính sách phù hợp và sự phối hợp chặt chẽ giữa các bên liên quan, mô hình Trung tâm công nghiệp - năng lượng có thể trở thành động lực quan trọng, giúp PETROVIETNAM chuyển đổi mô hình tăng trưởng, góp phần đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia.

Tài liệu tham khảo

[1] Ban Chấp hành Trung ương, *Nghị quyết của Bộ Chính trị về bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045*, Nghị quyết số 70-NQ/TW ngày 20/8/2025.

[2] Thủ tướng Chính phủ, *Đề án cập nhật triển khai Tuyên bố chính trị thiết lập quan hệ đối tác chuyển đổi năng lượng công bằng*, Quyết định số 458/QĐ-TTg ngày 20/3/2026.

[3] Quốc hội, *Luật Đầu tư*, Luật số 143/2025/QH15 ngày 11/12/2025.

[4] Johor Petroleum Development Corporation (JPDC), "Unlocking the business potential of Pengerang Integrated Petroleum Complex (PIPC)", 2023. [Online]. Available: https://www.mida.gov.my/wp-content/uploads/2023/03/4.-20230309_MIDA-Invest-Series-2023-JPDC-slides-IHi-edit-v-3.2.pdf.

[5] JTC, "The heart of Singapore's sustainable economic future". [Online]. Available: <https://www.jtc.gov.sg/jurongisland/about>.

[6] Mai Văn Sỹ, Phạm Hồng Điệp, Nguyễn Đình Chúc, Trần Thị Thu Hương và Triệu Thanh Quang, *Phát triển khu công nghiệp sinh thái: Kiến tạo tương lai xanh cho Việt Nam*. Nhà xuất bản Chính trị Quốc gia Sự thật, 2025.

[7] Chính phủ, *Chương trình hành động của Chính phủ thực hiện Nghị quyết số 70-NQ/TW ngày 20/8/2025 của Bộ Chính trị về bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045*, Nghị quyết số 328/NQ-CP ngày 13/10/2025.

[8] Quốc hội, *Luật Quản lý và đầu tư vốn Nhà nước tại doanh nghiệp*, Luật số 68/2025/QH15 ngày 14/6/2025.

[9] Quốc hội, *Luật Quy hoạch*, Luật số 112/2025/QH15 ngày 10/12/2025.

[10] Quốc hội, *Luật sửa đổi, bổ sung một số điều của Luật Quy hoạch, Luật Đầu tư, Luật Đầu tư theo phương thức đối tác công tư và Luật Đấu thầu*, Luật số 57/2024/QH15 ngày 29/11/2024.

[11] Quốc hội, *Luật sửa đổi, bổ sung một số điều của Luật Đấu thầu, Luật Đầu tư theo phương thức đối tác công tư, Luật Hải quan, Luật Thuế giá trị gia tăng, Luật Thuế xuất khẩu, thuế nhập khẩu, Luật Đầu tư, Luật Đầu tư công, Luật Quản lý, sử dụng tài sản công*, Luật số 90/2025/QH15 ngày 25/6/2025.

[12] Quốc hội, *Luật Xây dựng*, Luật số 135/2025/QH15 ngày 10/12/2025.

[13] Viện Dầu khí Việt Nam, *Đề án "Nghiên cứu và đề xuất mô hình Trung tâm Công nghiệp - Năng lượng PETROVIETNAM"*, 2026.

INDUSTRIAL-ENERGY CENTER MODEL: A SUSTAINABLE DEVELOPMENT AND VALUE CHAIN INTEGRATION SOLUTION FOR PETROVIETNAM

Le Manh Hung¹, Nguyen Van Tu², Hoang Thi Dao², Nguyen Huu Luong²

¹Ministry of Industry and Trade, Ha Noi, 11018, Vietnam

²Vietnam Petroleum Institute (VPI), Ha Noi, 11312, Vietnam

KEY WORDS

Industrial - Energy Center, energy transition, national strategic project cluster.

ABSTRACT

In the context of the global energy transition and the implementation of the Vietnamese Government's commitment to achieving net-zero emissions by 2050, shifting the growth model from traditional oil and gas to an integrated industrial and multi-energy framework has become an inevitable requirement for national energy groups. This study analyzes the scientific and practical foundations to propose an Industrial-Energy Center (IEC) model for the Vietnam National Industry - Energy Group (PETROVIETNAM), with the aim of building a circular industrial-energy ecosystem, optimizing resource utilization, and reducing greenhouse emissions. The proposed model is structured around three strategic pillars: (i) Clean energy cluster; (ii) Green and low-carbon industrial cluster; and (iii) Logistics, R&D, and agro-hub service cluster.

The analysis indicates that the formation of IECs has the potential to create new growth poles, helping PETROVIETNAM achieve its strategic goals in revenue and sustainable development. Accordingly, the study also proposes policy recommendations to establish a dedicated regulatory framework for the IEC model, particularly designating PETROVIETNAM as the “Master Developer” and a single-approval mechanism for “National Strategic Project Clusters”.

Corresponding author: tunv@vpi.pvn.vn

Received: 8/4/2026; Revised: 8/4 - 26/4/2026; Accepted date: 28/4/2026

This is an Open Access article under the CC BY-NC-ND license (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

CHUYỂN DỊCH NĂNG LƯỢNG VÀ KHỦR CARBON CỦA PETROVIETNAM: THÁCH THỨC, CƠ HỘI VÀ ĐỊNH HƯỚNG PHÁT TRIỂN BỀN VỮNG

Nguyễn Đăng Khoa, Hoàng Thái Lộc, Đinh Thị Nguyệt Minh

Viện Dầu khí Việt Nam (VPI), Thành phố Hồ Chí Minh, 71320, Việt Nam

TỪ KHÓA

Chuyển dịch năng lượng, khử carbon, phát thải khí nhà kính, CCUS; net-zero.

TÓM TẮT

Bài viết phân tích thực trạng phát thải, các thách thức đối với quá trình chuyển dịch năng lượng của Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam (PETROVIETNAM) trên cơ sở số liệu kiểm kê khí nhà kính, kịch bản phát thải theo phương án phát triển thông thường (BAU) và các định hướng phát triển năng lượng. Kết quả cho thấy, trong giai đoạn 2021 - 2025, tổng phát thải khí nhà kính ước đạt 129,4 triệu tấn CO₂ tương đương, trong đó sản xuất điện chiếm 74%. Theo kịch bản BAU, phát thải dự kiến tăng từ 46,9 triệu tấn CO₂ tương đương năm 2030 lên 106,6 triệu tấn năm 2050, cho thấy áp lực giảm phát thải ngày càng lớn, đặc biệt trong lĩnh vực sản xuất điện.

Trên cơ sở phân tích thách thức đối với quá trình chuyển dịch năng lượng của PETROVIETNAM, bài viết đề xuất các giải pháp ưu tiên giảm phát thải từ các hoạt động hiện hữu, xây dựng lộ trình khử carbon cho lĩnh vực phát thải lớn, tích hợp tiêu chí môi trường, xã hội và quản trị (ESG) vào quyết định đầu tư, tăng cường huy động tài chính xanh và hoàn thiện hệ thống dữ liệu phát thải được kiểm chứng độc lập. Các định hướng này góp phần hài hòa mục tiêu khử carbon với yêu cầu bảo đảm an ninh năng lượng và phát triển bền vững của PETROVIETNAM.

1. Giới thiệu

Biến đổi khí hậu, mục tiêu phát thải ròng bằng “0” và sự đổi mới công nghệ đang định hình lại mô hình phát triển của ngành năng lượng. Đối với các tập đoàn dầu khí tích hợp, chuyển dịch năng lượng không đơn thuần là bổ sung nguồn năng lượng tái tạo mà là quá trình điều chỉnh danh mục sản phẩm, phân bổ vốn, kiểm soát rủi ro khí hậu và cải thiện hiệu suất sử dụng tài nguyên. Tốc độ chuyển dịch phụ thuộc vào nhu cầu năng lượng, trình độ công nghệ, khả năng tài trợ dự án và yêu cầu duy trì an ninh năng lượng tại từng quốc gia.

Các tập đoàn dầu khí quốc tế như BP, Shell, TotalEnergies và Equinor điều chỉnh danh mục đầu tư theo hướng đa dạng hóa nguồn năng lượng và giảm phát thải thông qua phát triển LNG, năng lượng tái tạo, hydrogen, nhiên liệu carbon thấp và thu hồi,

sử dụng, lưu giữ carbon (CCS/CCUS), dù tốc độ và mức độ cam kết khác nhau. Trong giai đoạn chuyển tiếp, khí tự nhiên và LNG tiếp tục có vai trò quan trọng trong bảo đảm an ninh năng lượng nhờ khả năng giảm phát thải so với than đá. Đồng thời, CCUS góp phần giảm phát thải tại các ngành khó khử carbon và thúc đẩy hình thành chuỗi giá trị carbon thấp; hydrogen xanh (GH₂) và ammonia xanh (GNH₃) mở ra tiềm năng giảm phát thải trong các lĩnh vực khó điện hóa như công nghiệp và vận tải biển. Bên cạnh đó, kiểm soát phát thải methane là giải pháp quan trọng đối với hoạt động dầu khí hiện hữu, do các công nghệ sẵn có có khả năng cắt giảm khoảng 70 - 75% lượng phát thải methane với chi phí tương đối thấp [1, 2]. Việc kết hợp các giải pháp này tạo cơ sở thúc đẩy quá trình khử carbon và tiến tới mục tiêu Net Zero.

Trong bối cảnh đó, PETROVIETNAM tiếp tục khẳng định vai trò nòng cốt trong bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia, đồng thời

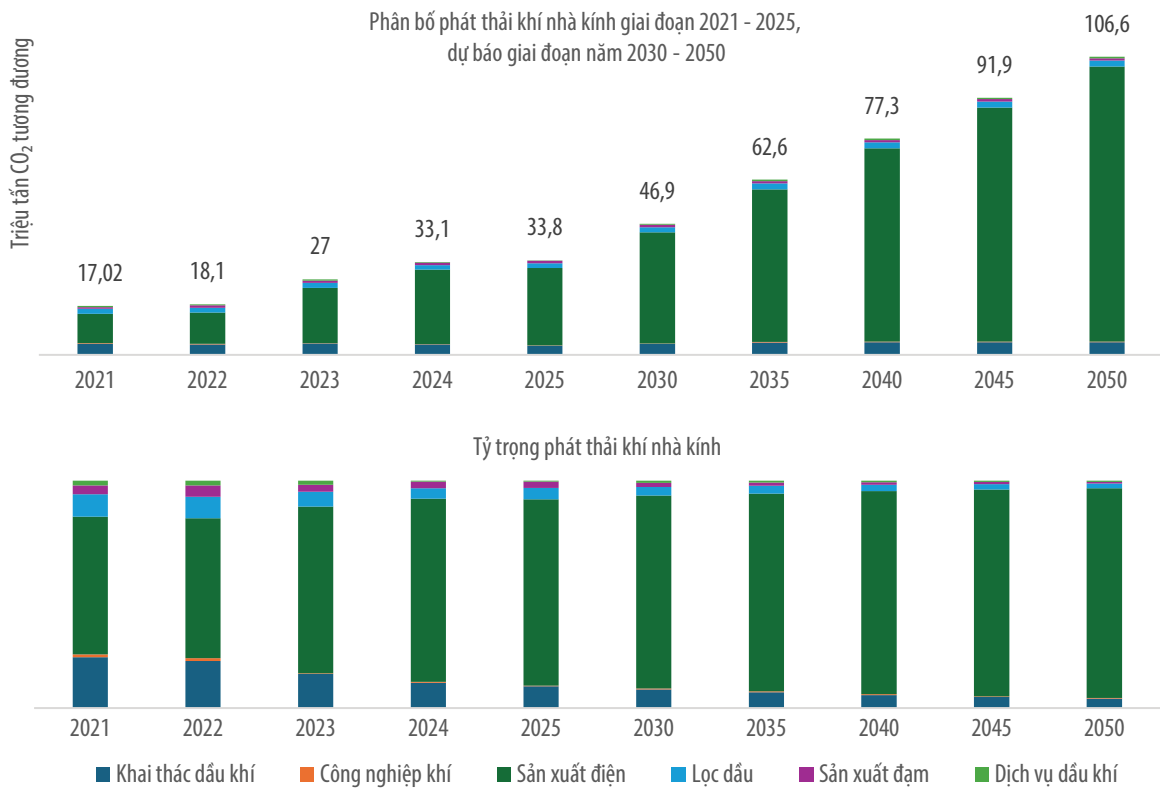
Tác giả liên hệ: Email: khoand.cpse@vpi.pvn.vn

Ngày nhận bài: 20/3/2026; Ngày sửa chữa sau phản biện: 20/3 - 9/4/2026; Ngày duyệt đăng: 9/4/2026

Copyright © 2026. Đây là bài báo truy cập mở theo Giấy phép CC BY-NC-ND

(<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>).





Ghi chú: Phát thải khí nhà kính trong giai đoạn 2030 - 2050 được giả định tính toán theo kịch bản cao của PETROVIETNAM trong đó mục tiêu tính toán đáp ứng nhu cầu sản lượng năng lượng bằng cơ cấu điện, xăng dầu, khai thác dầu khí... như hiện nay.

Hình 1. Phát thải khí nhà kính theo lĩnh vực trong giai đoạn 2021 - 2025, dự báo đến năm 2050 [3].

từng bước thúc đẩy quá trình chuyển dịch năng lượng theo hướng bền vững, hiệu quả và phù hợp với điều kiện của Việt Nam. Bài viết phân tích các thách thức về công nghệ, tài chính, chính sách, an ninh năng lượng và nhân lực, đồng thời đề xuất định hướng ưu tiên cho giai đoạn tới: lộ trình giảm phát thải cho nhiệt điện than, tích hợp ESG vào phân bổ vốn đầu tư và hệ thống dữ liệu phát thải được kiểm chứng độc lập.

2. Thực trạng phát thải, chuyển dịch năng lượng và thách thức khử carbon của PETROVIETNAM

Đối với ngành công nghiệp năng lượng, phát thải khí nhà kính chủ yếu từ đốt nhiên liệu tạo năng lượng, vận hành quá trình sản xuất đặc thù và phát tán khí methane. Từ năm 2011, PETROVIETNAM đã triển khai kiểm kê khí nhà kính cho toàn chuỗi hoạt động và xác định nguồn phát thải trọng yếu. Trong giai đoạn 2021 - 2025, tổng phát thải ước đạt 129,4 triệu tấn CO₂e [3], trong đó sản xuất điện chiếm tỷ trọng lớn nhất (74%), tiếp đến là thăm dò - khai thác dầu khí (14,4%), lọc dầu (6,5%), sản xuất đạm (3,3%), dịch vụ dầu khí (1,1%) và chế biến khí (0,6%). Theo kịch bản BAU, phát thải dự kiến tăng từ 46,9 triệu tấn CO₂e năm 2030 lên 106,6 triệu tấn CO₂e năm 2050. Đến năm 2050, sản xuất

điện chiếm 92,2% tổng phát thải, cho thấy đây là nguồn phát thải trọng yếu trong cơ cấu phát thải của Tập đoàn. Nguồn phát thải khí methane (đốt đuốc, xả khí và rò rỉ thiết bị) kiểm kê trong giai đoạn 2021 - 2025 phát thải tương đương 0,07 - 0,22% sản lượng dầu thô khai thác của PETROVIETNAM. Tổng lượng phát thải methane trong năm 2025 được ghi nhận là 5.741 tấn CH₄, trong đó lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí chiếm tỷ trọng lớn nhất [3], cụ thể xả vent chiếm 55,25%; đốt đuốc chiếm 28,24%; đốt nhiên liệu nguồn cố định chiếm 16,12%; đốt nhiên liệu nguồn di động chiếm 0,23% và hoạt động lưu chứa truyền tải chiếm 0,16%.

Mặc dù đã triển khai một số giải pháp sử dụng năng lượng tiết kiệm, giảm đốt bỏ khí và nâng cao hiệu quả vận hành, PETROVIETNAM vẫn phải đối mặt với thách thức lớn trong kiểm soát, giảm phát thải khí nhà kính và khử carbon. Trong bối cảnh đổi mới mô hình phát triển theo hướng xanh, hiện đại và bền vững hơn, PETROVIETNAM từng bước nghiên cứu, phát triển các lĩnh vực mới như LNG, điện gió ngoài khơi, GH₂, GNH₃, nhiên liệu hàng không bền vững (SAF) và CCS/CCUS [3]. Đồng thời, việc ứng dụng dữ liệu lớn (Big Data), Internet vạn vật (IoT), bản sao số (Digital Twin) và bảo trì dự đoán được kỳ vọng góp phần tối ưu

Bảng 1. Dự báo nhu cầu tài chính cho chuyển dịch năng lượng của PETROVIETNAM [5]. Đơn vị tính: Triệu USD

Nhóm giải pháp	2030	2040	2050
Giảm phát thải và khử carbon	32,5	5.386,5	48.263
Phát triển bền vững phù hợp xu hướng chuyển dịch năng lượng	34.000,0	70.000,0	75.000
Tổng nhu cầu tài chính	34.032,5	75.386,5	123.263

hóa vận hành, giảm tiêu hao năng lượng và nâng cao hiệu quả quản lý phát thải khí nhà kính [4].

Hạn chế về công nghệ và mức độ sẵn sàng của các giải pháp carbon thấp là một trong những thách thức đối với quá trình khử carbon của PETROVIETNAM. Các công nghệ như điện khí hóa công trình dầu khí ngoài khơi, giám sát và giảm phát thải methane, GH₂, GNH₃, điện gió ngoài khơi và CCS/CCUS đòi hỏi vốn đầu tư lớn, hạ tầng đồng bộ và năng lực kỹ thuật chuyên sâu. Trong đó, việc ứng dụng công nghệ số, trí tuệ nhân tạo và hệ thống đo lường phát thải cần được tăng cường để nâng cao hiệu quả kiểm soát phát thải; phát triển GH₂ và GNH₃ còn phụ thuộc vào công nghệ sản xuất, lưu trữ, vận chuyển và khả năng tích hợp với nguồn năng lượng tái tạo. Mặc dù có lợi thế về kinh nghiệm xây dựng, vận hành công trình biển và hạ tầng dầu khí hiện hữu, PETROVIETNAM vẫn đối mặt với khó khăn về công nghệ, chi phí, truyền tải điện và cơ chế triển khai khi phát triển điện gió ngoài khơi và CCS/CCUS. Đặc biệt, CCS đòi hỏi giải quyết đồng bộ các vấn đề về thu hồi, vận chuyển, đánh giá địa chất, giám sát an toàn lưu trữ CO₂ và khung pháp lý. Vì vậy, tăng cường nghiên cứu và phát triển, chuyển giao công nghệ, hợp tác quốc tế và từng bước triển khai các dự án thí điểm là những yêu cầu quan trọng để nâng cao năng lực làm chủ công nghệ và thúc đẩy quá trình khử carbon của PETROVIETNAM [2, 5].

Vốn đầu tư là thách thức lớn đối với quá trình khử carbon của PETROVIETNAM do các dự án LNG, điện gió ngoài khơi, hydrogen sạch và CCS/CCUS đòi hỏi vốn đầu tư lớn, thời gian hoàn vốn dài và tiềm ẩn rủi ro về thị trường, chính sách [6]. Nhu cầu tài chính ước tính cho các giải pháp giảm phát thải trực tiếp có thể đạt khoảng 53,682 tỷ USD đến năm 2050, trong khi các lĩnh vực năng lượng và công nghiệp carbon thấp giai đoạn 2030 - 2050 cần khoảng 179 tỷ USD [5]. Quy mô vốn lớn đặt ra yêu cầu đa dạng hóa nguồn tài chính, tăng cường tiếp cận tín dụng và tài chính xanh, đồng thời hoàn thiện các cơ chế hỗ trợ đầu tư nhằm bảo đảm tính khả thi và hiệu quả kinh tế của lộ trình chuyển dịch năng lượng.

Khung pháp lý về chuyển dịch năng lượng và khử carbon tại Việt Nam đang tiếp tục được hoàn thiện, đặc biệt đối với thị trường carbon, hệ thống thương mại phát thải (ETS), đo lường, báo cáo và thẩm tra (MRV), CCS/CCUS, hydrogen và các cơ chế ưu đãi cho công

nghệ carbon thấp. Quá trình thí điểm và hoàn thiện các cơ chế này đặt ra yêu cầu ngày càng cao đối với PETROVIETNAM về minh bạch dữ liệu, tuân thủ quy định và đáp ứng các tiêu chuẩn quốc tế. Do đó, hoàn thiện chính sách về thị trường carbon, giảm phát thải methane, hydrogen, điện gió ngoài khơi và CCS/CCUS là điều kiện quan trọng để tạo môi trường thuận lợi cho đầu tư và triển khai lộ trình chuyển dịch năng lượng.

PETROVIETNAM phải cân bằng giữa mục tiêu giảm phát thải và yêu cầu bảo đảm an ninh năng lượng trong bối cảnh nhu cầu năng lượng tiếp tục tăng, khí tự nhiên và LNG vẫn giữ vai trò quan trọng, trong khi sản lượng năng lượng tái tạo phụ thuộc vào điều kiện thời tiết [7]. Vì vậy, giảm dần sự phụ thuộc vào nhiên liệu hóa thạch cần được thực hiện theo lộ trình phù hợp, bảo đảm tính liên tục của nguồn cung, hiệu quả kinh tế và khả năng chuyển đổi sang mô hình năng lượng carbon thấp.

Quá trình chuyển dịch năng lượng đòi hỏi nguồn nhân lực có chuyên môn về công nghệ carbon thấp, năng lượng tái tạo, dữ liệu số, trí tuệ nhân tạo và quản lý phát thải. Tuy nhiên, nhân lực chất lượng cao trong các lĩnh vực hydrogen, CCS/CCUS, dữ liệu lớn và MRV còn hạn chế, trong khi lao động dầu khí truyền thống cần được đào tạo lại để đáp ứng yêu cầu mới [4]. Do đó, PETROVIETNAM cần tăng cường đào tạo liên ngành, nâng cao năng lực quản trị dữ liệu, ESG và MRV, đồng thời đẩy mạnh chuyển đổi số nhằm hỗ trợ kiểm soát phát thải và phát triển bền vững.

Xu hướng chuyển dịch năng lượng và các yêu cầu giảm phát thải ngày càng nghiêm ngặt đang làm thay đổi cấu trúc thị trường dầu khí toàn cầu. PETROVIETNAM phải cạnh tranh với các tập đoàn năng lượng quốc tế có lợi thế về vốn, công nghệ và kinh nghiệm phát triển năng lượng carbon thấp, đồng thời đối mặt với những bất định từ biến động địa chính trị, giá dầu khí, chi phí carbon và tốc độ đổi mới công nghệ. Những yếu tố này làm gia tăng rủi ro đối với các quyết định đầu tư dài hạn, đặt ra yêu cầu đa dạng hóa danh mục đầu tư, nâng cao năng lực công nghệ và xây dựng chiến lược chuyển dịch năng lượng linh hoạt để thích ứng với xu hướng phát triển nền kinh tế carbon thấp.

Mặc dù Tập đoàn đã triển khai các giải pháp như tiết kiệm năng lượng, thu hồi khí đồng hành, nghiên cứu CCS/CCUS, phát triển điện gió ngoài khơi và hydrogen xanh, hiệu quả giảm phát

thải trên quy mô toàn Tập đoàn vẫn cần được đánh giá và cải thiện. Trong khi đó, xu hướng gia tăng phát thải theo kịch bản BAU, đặc biệt từ lĩnh vực sản xuất điện, đặt ra yêu cầu phải đẩy mạnh các giải pháp khử carbon có khả năng tạo ra tác động định lượng rõ rệt. PETROVIETNAM có lợi thế về kinh nghiệm vận hành và thi công công trình biển, cùng hệ thống hạ tầng dầu khí hiện hữu; tuy nhiên vẫn còn những rào cản và hạn chế về công nghệ, tài chính, cơ chế chính sách và hạ tầng phục vụ các công nghệ carbon thấp. Vì vậy, Tập đoàn cần xây dựng lộ trình khử carbon phù hợp với đặc thù từng lĩnh vực, ưu tiên các giải pháp giảm phát thải hiệu quả, đồng thời khai thác lợi thế sẵn có, tăng cường liên kết giữa các đơn vị và phát triển các chuỗi giá trị năng lượng carbon thấp. Đây là cơ sở quan trọng để nâng cao hiệu quả chuyển dịch năng lượng và hướng tới mục tiêu phát triển bền vững trong dài hạn.

3. Đề xuất định hướng phát triển bền vững cho chuyển dịch năng lượng và khử carbon của PETROVIETNAM

3.1. Các lĩnh vực tiềm năng

- Phát triển LNG và khí tự nhiên

Đối với PETROVIETNAM, LNG có tiềm năng phát triển nhờ lợi thế về hạ tầng khí, chuỗi cung ứng, nhân lực kỹ thuật và kinh nghiệm quản lý từ khai thác, xử lý, vận chuyển đến phân phối khí. Các năng lực này tạo điều kiện để mở rộng sang nhập khẩu, tồn chứa, tái hóa khí LNG và cung cấp cho các trung tâm điện khí, khách hàng công nghiệp. Đến năm 2050, PETROVIETNAM định hướng phát triển các nguồn điện khí và LNG kết hợp với năng lượng sạch, phù hợp với mục tiêu chuyển dịch năng lượng và net-zero [8]. Dự kiến PETROVIETNAM sẽ quản lý vận hành 13 nhà máy điện khí và LNG với tổng công suất ~ 12.529 MW có tiềm năng giảm phát thải so với nhiệt điện than là 53,7 triệu tấn CO₂/năm.

- Điện gió ngoài khơi

PETROVIETNAM có kinh nghiệm vận hành ngoài khơi, cơ sở hạ tầng biển và kỹ thuật công trình biển là lợi thế lớn trong phát triển điện gió ngoài khơi. PETROVIETNAM dự kiến giai đoạn đến năm 2030 triển khai dự án xây dựng các dự án phục vụ sản xuất điện trong nước quy mô 1 - 2 GW, định hướng đến năm 2050 sẽ là trụ cột năng lượng, đóng vai trò cung cấp điện năng và sản xuất GH₂, GNH₃ [8]. Theo đó, ước tính tiềm năng giảm phát thải cho điện gió ngoài khơi khi thay thế nhiệt điện than là 39,9 - 49,1 triệu tấn CO₂/năm.

- Hydrogen và ammonia xanh

Trên cơ sở phát huy lợi thế về nguồn lực và kinh nghiệm, PETROVIETNAM đang nghiên cứu phát triển điện gió ngoài khơi và sản xuất GH₂ để tích hợp vào hoạt động thượng nguồn, đồng

thời tận dụng hệ thống đường ống hiện có để vận chuyển hỗn hợp khí tự nhiên và GH₂. Trong dài hạn, PETROVIETNAM có thể phát triển GNH₃ từ GH₂ phục vụ quá trình xanh hóa các lĩnh vực như điện than và vận tải biển. Với hệ thống đơn vị hoạt động trong khai thác, vận chuyển dầu khí, lọc hóa dầu, điện và sản xuất phân bón, PETROVIETNAM có điều kiện hình thành chuỗi cung ứng năng lượng carbon thấp, tận dụng lợi thế của từng đơn vị và hướng tới phát triển bền vững.

Theo kết quả nghiên cứu kịch bản chuyển dịch năng lượng do VPI thực hiện năm 2022 [5], trong trường hợp triển khai thành công các giải pháp GH₂ và GNH₃, PETROVIETNAM có thể tích hợp GH₂ vào các nhà máy sản xuất đạm, lọc hóa dầu, vận tải biển và các nhà máy điện trong dài hạn. Kịch bản này ước tính tiềm năng giảm phát thải khoảng 4,4 triệu tấn CO₂/năm vào năm 2050.

- CCS/CCUS và thị trường carbon

Đối với PETROVIETNAM, CCUS vừa là giải pháp giảm phát thải khí nhà kính, vừa mở ra cơ hội phát triển chuỗi giá trị carbon thấp thông qua lưu trữ CO₂ tại các mỏ dầu khí suy giảm và kết hợp với hydrogen, ammonia, LNG và năng lượng tái tạo. Theo nghiên cứu của VPI [5], CO₂ có thể được chuyển hóa thành methanol, DME, CNTs, nhựa và các sản phẩm có giá trị khác. Kịch bản đến năm 2050 đề xuất thu hồi khoảng 5 triệu tấn CO₂/năm, gồm 1,5 triệu tấn sử dụng và 3,5 triệu tấn lưu trữ, với tiềm năng giảm phát thải khoảng 5 - 45,6 triệu tấn CO₂/năm. Đây là các kết quả nghiên cứu tham khảo, không phải mục tiêu chính thức của PETROVIETNAM. Bên cạnh đó, tín chỉ carbon có thể được sử dụng để bù trừ một phần phát thải theo quy định hiện hành, với tỷ lệ dự kiến không vượt quá 30% hạn ngạch phát thải được phân bổ.

- Chuyển đổi số và AI

Chuyển đổi số và AI là nền tảng quan trọng hỗ trợ chuyển dịch năng lượng và khử carbon trong ngành dầu khí. Việc ứng dụng AI, IoT và phân tích dữ liệu lớn giúp tối ưu vận hành, giảm tiêu hao năng lượng, phát hiện rò rỉ methane và nâng cao hiệu quả sản xuất, qua đó hỗ trợ PETROVIETNAM phát triển theo hướng xanh, thông minh và bền vững [4].

3.2. Định hướng phát triển bền vững

Theo Chiến lược phát triển đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2050 [8], PETROVIETNAM phát triển trên 3 trụ cột năng lượng - công nghiệp - dịch vụ với mục tiêu đến năm 2030, doanh thu hợp nhất đạt trên 37 tỷ USD, cung ứng trên 25% nhu cầu năng lượng quốc gia; đến năm 2050, doanh thu đạt 80 - 100 tỷ USD, cung cấp trên 30% tổng nhu cầu năng lượng cuối cùng, trong đó trên 50% là năng lượng phát thải thấp.

Bảng 2. Đề xuất định hướng phát triển bền vững cho chuyển dịch năng lượng và khử carbon

Định hướng chiến lược	Thách thức/Cơ hội	Định hướng phát triển	Kết quả kỳ vọng
Giảm phát thải khí nhà kính	Phát thải methane, đốt khí đồng hành và tiêu thụ năng lượng cao.	Ưu tiên tiết kiệm năng lượng, giảm đốt khí, LDAR và tối ưu vận hành.	Giảm cường độ phát thải, nâng cao hiệu quả năng lượng.
Chuyển dịch cơ cấu năng lượng	Nhu cầu dầu khí dài hạn có xu hướng giảm; khí tự nhiên vẫn là nhiên liệu chuyển tiếp.	Phát triển chuỗi khí tự nhiên và LNG gắn với an ninh năng lượng.	Duy trì cung ứng năng lượng, giảm dần cường độ carbon.
Năng lượng tái tạo ngoài khơi	Tiềm năng điện gió ngoài khơi lớn; PETROVIETNAM có lợi thế về hạ tầng và kinh nghiệm biển.	Tham gia khảo sát, thiết kế, thi công, vận hành và bảo dưỡng.	Hình thành lĩnh vực kinh doanh mới, mở rộng chuỗi giá trị năng lượng biển.
GH ₂ và GNH ₃	Nhu cầu nhiên liệu carbon thấp gia tăng; công nghệ và hạ tầng còn hạn chế.	Nghiên cứu, thử nghiệm và chuẩn bị hạ tầng.	Tạo nền tảng thương mại hóa nhiên liệu carbon thấp.
CCUS	Có tiềm năng lưu trữ CO ₂ tại các bể dầu khí; cần giảm phát thải sâu đến 2050.	Nghiên cứu khả thi, xây dựng cơ sở dữ liệu và triển khai thí điểm.	Sẵn sàng phát triển CCUS quy mô công nghiệp.
Chính sách và thị trường carbon	Khung pháp lý đang hoàn thiện, thị trường carbon từng bước hình thành.	Hoàn thiện MRV, quản trị carbon và chuẩn bị tham gia thị trường.	Nâng cao khả năng tuân thủ, tối ưu chi phí giảm phát thải.
Chuyển đổi số và AI	Nhu cầu nâng cao hiệu quả vận hành và quản lý phát thải.	Ứng dụng AI, Big Data, IoT và Digital Twin.	Tối ưu vận hành, giảm phát thải và nâng cao hiệu quả.
Nguồn nhân lực và ESG	Thiếu nhân lực chất lượng cao về công nghệ carbon thấp.	Đào tạo hydrogen, CCUS, AI, ESG và quản trị carbon.	Phát triển nguồn nhân lực đáp ứng chuyển dịch năng lượng.
Huy động tài chính	Nhu cầu vốn lớn cho chuyển dịch năng lượng và khử carbon.	Hợp tác quốc tế, tài chính xanh, tín chỉ carbon và vốn khí hậu.	Bảo đảm nguồn lực cho các dự án dài hạn.
Năng lực cạnh tranh quốc tế	Áp lực từ CBAM, ESG và tiêu chuẩn phát thải ngày càng cao.	Chuyển đổi sang mô hình tập đoàn công nghiệp - năng lượng carbon thấp.	Nâng cao năng lực cạnh tranh và tham gia chuỗi giá trị năng lượng toàn cầu.

Bảng 2 đề xuất định hướng phát triển bền vững cho PETROVIETNAM nhằm nâng cao năng lực thích ứng, thúc đẩy quá trình chuyển dịch năng lượng hiệu quả, tận dụng các động lực tăng trưởng mới và từng bước hiện thực hóa mục tiêu net-zero.

4. Kết luận

Chuyển dịch năng lượng tại PETROVIETNAM về bản chất là quá trình tái cấu trúc mô hình tăng trưởng và danh mục hoạt động, song song với giảm phát thải ở các hoạt động hiện hữu. Quá trình này dựa trên chuỗi giá trị dầu khí tích hợp, trong đó dầu khí truyền thống vừa cung cấp nguồn lực tài chính, vừa cung cấp hạ tầng và năng lực kỹ thuật cho các lĩnh vực mới.

Kết quả phân tích cho thấy phát thải khí nhà kính của PETROVIETNAM tập trung chủ yếu ở lĩnh vực sản xuất điện và có xu hướng gia tăng trong các kịch bản phát triển thông thường đến năm 2050. Phát thải methane tập trung chủ yếu ở lĩnh vực khai thác, chế biến và vận chuyển dầu khí là vấn đề cần ưu tiên kiểm soát. PETROVIETNAM đã triển khai nhiều giải pháp như nâng cao hiệu quả năng lượng, giảm đốt khí đồng hành, kiểm soát

methane, phát triển LNG và nghiên cứu điện gió ngoài khơi, GH₂, GNH₃, CCUS...

Hiệu quả chuyển dịch năng lượng trong giai đoạn tới phụ thuộc vào: (i) Lộ trình giảm phát thải cho lĩnh vực nhiệt điện than, kết hợp kiểm soát methane và chấm dứt đốt bỏ khí thường xuyên; (ii) Tích hợp tiêu chí ESG và mục tiêu phát thải vào quyết định phân bổ vốn đầu tư; (iii) Hệ thống dữ liệu phát thải được kiểm chứng độc lập. Đồng thời, cần hoàn thiện khung pháp lý về carbon, CCUS và hydrogen; khả năng huy động tài chính xanh và hợp tác chuyển giao công nghệ...

Về dài hạn, việc ưu tiên các giải pháp giảm phát thải khả thi, nâng cao chất lượng dữ liệu, tích hợp ESG với quản trị đầu tư và phát triển năng lực công nghệ có ý nghĩa quyết định đối với khả năng PETROVIETNAM đồng thời duy trì an ninh năng lượng, hiệu quả kinh tế và tiến trình phát triển carbon thấp.

Tài liệu tham khảo

[1] IEA, "Global methane tracker 2026". [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/global-methane-tracker-2026>.

[2] Nguyễn Đăng Khoa, Lê Thống Nhất, Ngô Thị Minh Thư và Hoàng Thái Lộc, “Giảm phát thải khí methane trong ngành công nghiệp năng lượng”, *Dầu khí - Khoa học, công nghệ và đổi mới sáng tạo*, Số 5, trang 66 - 73. DOI: 10.47800/PVSI.2025.05-06.

[3] PETROVIETNAM, *Báo cáo phát triển bền vững*, 2025.

[4] Nguyễn Hữu Lương và Nguyễn Đại Long, “Xu hướng chuyển dịch năng lượng và các giải pháp ứng phó của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam”, *Dầu khí - Khoa học, công nghệ và đổi mới sáng tạo*, Số 2, trang 4 - 20. DOI: 10.47800/PVSI.2024.02-01.

[5] Viện Dầu khí Việt Nam, *Nghiên cứu, phân tích, đề xuất các giải pháp chính ứng phó với sự chuyển dịch năng lượng của PETROVIETNAM*, 2022.

[6] IRENA, "Global landscape of energy transition finance 2025". [Online]. Available: <https://www.irena.org/Publications/2025/Nov/Global-landscape-of-energy-transition-finance-2025>.

[7] Minh Phuong Nguyen, Tatiana Ponomarenko, and Nga Nguyen, “Energy transition in Vietnam: A strategic analysis and forecast”, *Sustainability*, Volume 16, Issue 5, 2024. DOI: 10.3390/su16051969.

[8] PETROVIETNAM, *Chiến lược phát triển Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2050*, Quyết định số 2399/QĐ-CNNL ngày 31/3/2026.

ENERGY TRANSITION AND DECARBONIZATION OF PETROVIETNAM: CHALLENGES, OPPORTUNITIES, AND SUSTAINABLE DEVELOPMENT ORIENTATIONS

Nguyen Dang Khoa, Hoang Thai Loc, Dinh Thi Nguyet Minh
Vietnam Petroleum Institute (VPI), Ho Chi Minh, 71320, Vietnam

KEY WORDS

Energy transition;
decarbonisation;
greenhouse gas
emissions; CCUS; net
zero.

ABSTRACT

This paper analyzes the emissions profile, key challenges, and energy transition opportunities of the Vietnam National Industry - Energy Group (Petrovietnam), based on greenhouse gas inventory data, business-as-usual (BAU) emissions projections, and the Group’s energy development orientations. The results indicate that total greenhouse gas emissions during 2021 - 2025 were estimated at 129.4 million tonnes of CO₂ equivalent, with power generation accounting for 74%. Under the BAU scenario, emissions are projected to increase from 46.9 million tonnes of CO₂ equivalent in 2030 to 106.6 million tonnes in 2050, highlighting the growing need for emissions mitigation, particularly in power generation.

Based on an assessment of the challenges facing PETROVIETNAM’s energy transition, the paper proposes prioritising emissions reductions in existing operations, developing decarbonisation pathways for major emitting sectors, integrating environmental, social and governance (ESG) criteria into investment decisions, strengthening access to green finance, and improving independently verified emissions data systems. These orientations aim to align Petrovietnam’s decarbonisation efforts with national energy security requirements and long-term sustainable development.

Corresponding author: Email: khoand.cpse@vpi.pvn.vn
Received: 20/3/2026; Revised: 20/3 - 9/4/2026; Accepted date: 9/4/2026
This is an Open Access article under the CC BY-NC-ND license (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

KHẢ NĂNG THAM GIA CHUỖI GIÁ TRỊ HYDROGEN VÀ AMMONIA SẠCH CỦA TẬP ĐOÀN CÔNG NGHIỆP - NĂNG LƯỢNG QUỐC GIA VIỆT NAM (PETROVIETNAM)

Nguyễn Hữu Lương, Hoàng Thị Đào, Đặng Thị Thúy Hạnh

Viện Dầu khí Việt Nam (VPI), Thành phố Hà Nội, 11312, Việt Nam

TỪ KHÓA

Chuyển dịch năng lượng, ammonia xanh, hydrogen sạch, net-zero, PETROVIETNAM.

TÓM TẮT

Hydrogen sạch, gồm hydrogen xanh và hydrogen lam là giải pháp tiềm năng để thay thế nhiên liệu hóa thạch trong các ngành công nghiệp khó giảm phát thải. Trên cơ sở phân tích chuỗi giá trị hydrogen/ammonia sạch và năng lực hiện có của Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam (PETROVIETNAM), nghiên cứu này đánh giá khả năng và đề xuất định hướng để tích hợp sản xuất và ứng dụng hydrogen/ammonia sạch vào chuỗi hoạt động hiện có của PETROVIETNAM, bao gồm các lĩnh vực sản xuất đạm, lọc hóa dầu, điện và vận tải biển.

Nghiên cứu cho thấy, đến năm 2050, nhu cầu sử dụng hydrogen sạch và ammonia xanh phục vụ mục tiêu giảm phát thải carbon của PETROVIETNAM có thể đạt lần lượt khoảng 1 triệu tấn/năm và 3,5 triệu tấn/năm. Trên cơ sở đó, nghiên cứu đề xuất lộ trình phát triển hydrogen/ammonia sạch của PETROVIETNAM với mục tiêu trở thành nhà cung cấp hydrogen/ammonia sạch cho hệ sinh thái năng lượng mới của Việt Nam và khu vực vào năm 2050.

1. Giới thiệu

Trong xu hướng chuyển dịch năng lượng, chuỗi giá trị của PETROVIETNAM sẽ dần được xanh hóa để giảm phát thải carbon thông qua các định hướng phát triển năng lượng tái tạo và hydrogen để tích hợp dần vào các hoạt động hiện có [1]. Hydrogen và ammonia sạch có thể trở thành một phần của chuỗi giá trị dầu khí của PETROVIETNAM khi tích hợp hoạt động điện gió ngoài khơi để sản xuất hydrogen xanh (GH_2) và ammonia xanh (GNH_3), cung ứng cho các đơn vị có phần vốn góp của PETROVIETNAM nhằm xanh hóa, đáp ứng lộ trình giảm phát thải của Chính phủ. PETROVIETNAM có thể thay thế các nguồn hydrogen xám đang sử dụng tại các nhà máy lọc dầu và nhà máy đạm bằng hydrogen sạch (hydrogen xanh/lam) và/hoặc thay thế các loại nhiên liệu hóa thạch đang sử dụng tại các nhà máy nhiệt điện (than đá/khí thiên nhiên/LNG) và đội tàu vận tải biển (dầu diesel) bằng các nguồn

hydrogen sạch và dẫn xuất của hydrogen (như ammonia hoặc methanol), chi tiết trong Hình 1.

Chuỗi giá trị hydrogen và ammonia sạch gồm toàn bộ các khâu từ sản xuất, chuyển hóa, tồn trữ, vận chuyển, phân phối đến sử dụng cuối. Hydrogen sạch (ví dụ hydrogen xanh từ điện phân nước sử dụng nguồn điện tái tạo, hoặc hydrogen lam từ khí thiên nhiên kết hợp công nghệ thu giữ và lưu trữ carbon) có thể được sản xuất tại nguồn, sau đó chuyển hóa thành các dạng phù hợp (như nén khí, làm lỏng, hoặc tổng hợp thành ammonia - một chất mang giàu hydrogen). Tiếp theo, hydrogen hoặc ammonia sạch được tồn trữ (trong bình khí nén, bồn lỏng đông lạnh, hoặc hóa chất mang) và vận chuyển qua đường ống, xe bồn, hoặc tàu biển tùy khoảng cách và khối lượng. Khâu phân phối đưa hydrogen và ammonia đến các cơ sở tiêu thụ hoặc xuất khẩu; cuối cùng là sử dụng trong các lĩnh vực công nghiệp, năng lượng, giao thông vận

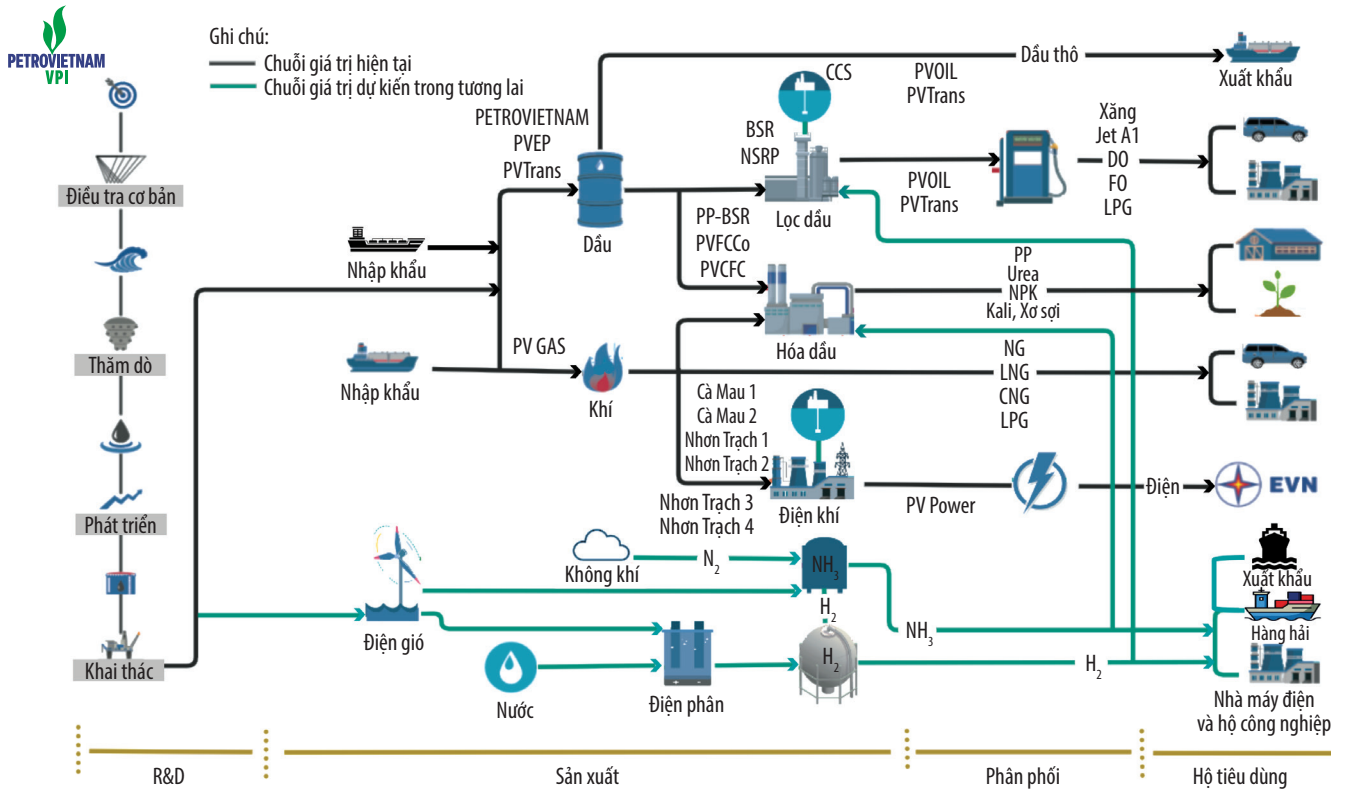
Tác giả liên hệ: Email: luongnh.pvpro@vpi.pvn.vn

Ngày nhận bài: 4/3/2026; Ngày sửa chữa sau phản biện: 4/3 - 11/4/2026; Ngày duyệt đăng: 28/4/2026

Copyright © 2026. Đây là bài báo truy cập mở theo Giấy phép CC BY-NC-ND

(<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>).





Hình 1. Chuỗi giá trị dầu khí hiện tại và tương lai của PETROVIETNAM.

tải... Như vậy, chuỗi giá trị này đòi hỏi sự tham gia đồng bộ của nhiều lĩnh vực kỹ thuật và kinh tế, từ khâu cung ứng nguyên liệu, sản xuất năng lượng đến hạ tầng lưu trữ, vận tải và thị trường tiêu thụ.

Với nền tảng hạ tầng và vị thế sẵn có trong lĩnh vực năng lượng, PETROVIETNAM có thể tham gia sâu rộng vào toàn bộ chuỗi giá trị hydrogen và ammonia sạch bởi:

- Sự tương đồng về cấu trúc chuỗi giá trị: PETROVIETNAM đang vận hành một chuỗi giá trị năng lượng dầu khí hoàn chỉnh và khép kín, trải dài từ thượng nguồn (thăm dò, khai thác dầu khí) - trung nguồn (vận chuyển, xử lý khí, lọc hóa dầu) đến hạ nguồn (phân phối sản phẩm, sản xuất điện, đạm). Cấu trúc này có sự tương đồng lớn về mặt kỹ thuật và vận hành chuỗi giá trị hydrogen và ammonia sạch, cho phép PETROVIETNAM tận dụng cơ sở hạ tầng, kinh nghiệm quản lý dự án lớn và năng lực quản trị rủi ro công nghiệp sẵn có.

- Vai trò trụ cột trong đảm bảo an ninh năng lượng và tiên phong trong quá trình chuyển dịch năng lượng: PETROVIETNAM được giao nhiệm vụ phát triển điện gió ngoài khơi, sản xuất hydrogen xanh và ammonia xanh, là điều kiện thuận lợi để huy động các nguồn lực chính sách, tài chính và thúc đẩy hợp tác quốc tế.

Dựa trên năng lực của các đơn vị thành viên, PETROVIETNAM có khả năng tham gia vào các mắt xích của chuỗi giá trị hydrogen và ammonia sạch:

- Sản xuất: PETROVIETNAM có thể phát triển hydrogen lam thông qua tích hợp công nghệ CCS tại các nhà máy lọc hóa dầu (BSR) và nhà máy đạm (PVFCCo, PVCFC). Đồng thời, với năng lực của PTSC, các đơn vị dịch vụ và các đơn vị thăm dò khai thác dầu khí (PVEP, Vietsovpetro), PETROVIETNAM có tiềm năng phát triển và/hoặc tham gia các dự án điện gió ngoài khơi kết hợp sản xuất hydrogen và ammonia xanh.

- Lưu trữ và vận chuyển: PV GAS và PVTras có thể đóng vai trò chủ lực trong khâu này. Hệ thống đường ống khí, kho cảng LNG/LPG và đội tàu vận tải lỏng hiện có có thể được nghiên cứu chuyển đổi hoặc nâng cấp để phục vụ lưu trữ, vận chuyển hydrogen và ammonia.

- Phân phối và tiêu thụ: PETROVIETNAM chính là hệ tiêu thụ lớn nhất, tạo ra thị trường nội bộ cho hydrogen và ammonia sạch thông qua: nhu cầu khử carbon tại các nhà máy lọc dầu, đạm; chuyển đổi nhiên liệu (đồng đốt) tại các nhà máy nhiệt điện của PETROVIETNAM/PV Power; và sử dụng nhiên liệu sạch trong đội tàu biển. Ngoài ra, PVOIL có thể phát triển mô hình tích hợp các trạm phân phối hydrogen vào hệ thống cửa hàng xăng dầu để

phục vụ các phương tiện giao thông đường bộ phù hợp với nhu cầu thị trường và lộ trình của Chính phủ.

- Dịch vụ kỹ thuật: Các đơn vị như PTSC, PVChem có thể cung cấp dịch vụ thiết kế, xây lắp (EPCI), bảo dưỡng hạ tầng cơ sở lưu trữ, vận chuyển, phân phối hydrogen và ammonia, đồng thời cung cấp hóa phẩm cho chuỗi giá trị mới này.

2. Đánh giá khả năng tham gia phát triển chuỗi sản xuất, phân phối, tiêu thụ hydrogen và ammonia sạch

Để xác định khả năng tham gia và dẫn dắt chuỗi giá trị năng lượng mới, nghiên cứu đánh giá khách quan các nguồn lực hiện có (thế mạnh) và các khoảng trống năng lực (điểm yếu) của PETROVIETNAM trong bối cảnh chuyển dịch sang nền kinh tế hydrogen.

2.1. Nền tảng hạ tầng và năng lực tích hợp

PETROVIETNAM sở hữu những lợi thế cạnh tranh đặc thù, tạo tiền đề vững chắc cho việc phát triển chuỗi giá trị hydrogen và ammonia sạch mà các doanh nghiệp khác khó có thể đạt được.

- PETROVIETNAM sở hữu hệ thống cơ sở hạ tầng năng lượng đồng bộ và quy mô lớn: đây là lợi thế lớn nhất của PETROVIETNAM, cho phép tối ưu hóa chi phí đầu tư thông qua việc tận dụng và cải hoán hạ tầng hiện có:

+ Mạng lưới vận chuyển khí: PETROVIETNAM hiện quản lý và vận hành hệ thống đường ống dẫn khí rộng khắp từ thềm lục địa vào bờ (các hệ thống Nam Côn Sơn, Cửu Long, PM3-Cà Mau) và mạng lưới phân phối khí thấp áp/CNG đến các khu công nghiệp. Các tuyến ống này là cơ sở quan trọng cho giải pháp trộn hydrogen vào dòng khí thiên nhiên để vận chuyển đến hộ tiêu thụ mà không cần xây mới toàn bộ hệ thống đường ống chuyên dụng trong giai đoạn đầu.

+ Hệ thống kho cảng và vận tải: Đội tàu vận tải khí hóa lỏng (LPG, LNG, hóa chất) của PVTrans và hệ thống kho cảng quy mô lớn (như kho cảng Thị Vải, các kho LPG) có sự tương đồng cao về mặt kỹ thuật với yêu cầu lưu trữ và vận chuyển ammonia lỏng. Việc chuyển đổi công năng hoặc nâng cấp các tài sản này sẽ rút ngắn thời gian cung cấp sản phẩm ra thị trường.

+ Cơ sở sản xuất hiện có: Các nhà máy đạm (Phú Mỹ, Cà Mau) và lọc hóa dầu (Dung Quất, Nghi Sơn) đã có sẵn các phân xưởng sản xuất hydrogen (khí/LPG/naphtha) và tổng hợp ammonia. Đây là nền tảng kỹ thuật sẵn có để chuyển đổi từ sản xuất hydrogen xám sang hydrogen xanh/lam thông qua tích hợp công nghệ thu hồi carbon (CCS) hoặc thay thế nguồn nguyên liệu.

- PETROVIETNAM có bề dày kinh nghiệm kỹ thuật và nguồn nhân lực chất lượng cao

+ Năng lực EPCI và vận hành: PETROVIETNAM đã tích lũy năng lực vượt trội trong thiết kế, chế tạo, lắp đặt các công trình biển (thông qua PTSC, Vietsovpetro) và vận hành các tổ hợp công nghiệp phức tạp (nhà máy lọc dầu, điện, đạm). Đội ngũ kỹ sư, chuyên gia của PETROVIETNAM có khả năng thích ứng nhanh với các công nghệ mới của chuỗi hydrogen (như thiết kế trụ điện gió ngoài khơi, vận hành tháp tổng hợp ammonia, xử lý khí áp suất cao).

+ Năng lực R&D: Với sự tham gia của Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) và các đơn vị nghiên cứu, PETROVIETNAM đã chủ động đi trước trong việc nghiên cứu khả thi, đánh giá công nghệ và đề xuất chính sách về hydrogen/ammonia. Các nghiên cứu về đồng đốt (co-firing) trong nhà máy nhiệt điện, tích hợp hydrogen xanh vào hoạt động nhà máy đạm hiện hữu hay sử dụng ammonia trong vận tải biển đang tạo ra cơ sở dữ liệu khoa học quan trọng cho các quyết định đầu tư.

- PETROVIETNAM có tiềm lực tài chính và mạng lưới đối tác chiến lược

+ Tài chính: Với quy mô doanh thu và lợi nhuận lớn hàng năm, PETROVIETNAM có đủ năng lực tài chính để đầu tư vào các dự án thí điểm (pilot) ban đầu - giai đoạn thường có rủi ro cao và thời gian hoàn vốn dài. Xếp hạng tín nhiệm quốc tế tích cực cũng giúp PETROVIETNAM tiếp cận các nguồn vốn xanh và tín dụng ưu đãi quốc tế dễ dàng hơn.

+ Hợp tác quốc tế: PETROVIETNAM có mối quan hệ đối tác lâu năm với các tập đoàn năng lượng hàng đầu thế giới để tiếp cận, chuyển giao công nghệ sản xuất hydrogen tiên tiến và tìm kiếm thị trường xuất khẩu cho ammonia xanh trong tương lai.

2.2. Khó khăn và rào cản

- Phụ thuộc về công nghệ lõi

Mặc dù có thế mạnh về vận hành, PETROVIETNAM chưa làm chủ được các công nghệ lõi của chuỗi hydrogen sạch như: công nghệ chế tạo thiết bị điện phân hiệu suất cao, màng lọc, pin nhiên liệu hay vật liệu chứa hydrogen tiên tiến. Công nghệ thu hồi và lưu trữ carbon (CCS) - chìa khóa cho hydrogen lam - hiện mới dừng ở giai đoạn nghiên cứu tiềm năng địa chất để lưu trữ CO₂, chưa có kinh nghiệm triển khai dự án thương mại quy mô lớn. Sự phụ thuộc vào công nghệ nhập khẩu sẽ làm tăng chi phí đầu tư và giảm tính chủ động trong giai đoạn đầu.

- Kinh nghiệm triển khai dự án thương mại H₂/NH₃

Đến thời điểm hiện tại, PETROVIETNAM chưa có dự án sản xuất hydrogen/ammonia sạch quy mô thương mại đi vào vận hành. Các hoạt động chủ yếu vẫn nằm ở mức nghiên cứu, đánh giá tiềm khả thi. Việc thiếu kinh nghiệm thực tế trong quản lý chuỗi cung ứng mới (như thu mua điện tái tạo, vận chuyển hydrogen lỏng đường dài, logistic xuất khẩu ammonia xanh...) có thể gây khó khăn trong khâu lập kế hoạch, thẩm định và vận hành dự án ban đầu.

- Hiệu quả kinh tế và phân bổ nguồn lực

Chi phí sản xuất hydrogen xanh tại Việt Nam hiện nay còn rất cao (ước tính khoảng 8 USD/kg), chưa thể cạnh tranh với nhiên liệu hóa thạch nếu không có trợ giá [6]. Là doanh nghiệp Nhà nước, PETROVIETNAM chịu áp lực phải bảo toàn vốn và đảm bảo hiệu quả đầu tư, dẫn đến tâm lý e ngại rủi ro khi đầu tư vào các dự án năng lượng mới có thời gian hoàn vốn dài và biên lợi nhuận chưa rõ ràng. Ngoài ra, PETROVIETNAM vẫn phải ưu tiên nguồn vốn cho các dự án thăm dò khai thác dầu khí truyền thống, lĩnh vực cốt lõi mang lại dòng tiền chính và đóng vai trò quan trọng trong bảo đảm an ninh năng lượng.

- Mô hình tổ chức và chiến lược

Chiến lược hydrogen của PETROVIETNAM đang trong quá trình hoàn thiện, chưa được thể chế hóa thành lộ trình tổng thể. Hiện tại, các đơn vị thành viên (PV GAS, PV Power, PTSC, các nhà máy đạm...) đang nghiên cứu các dự án riêng lẻ, thiếu sự liên kết chuỗi giá trị chặt chẽ. Cơ cấu tổ chức hiện tại chưa có bộ phận chuyên trách điều phối xuyên suốt chuỗi giá trị năng lượng mới, dẫn đến nguy cơ phân tán nguồn lực và thiếu sự phối hợp đồng bộ trong quá trình triển khai. PETROVIETNAM hoàn thiện các khoảng trống về công nghệ, chấp nhận rủi ro có kiểm soát trong giai đoạn thí điểm và xây dựng cơ chế quản trị linh hoạt, chuyên biệt cho lĩnh vực năng lượng mới.

2.3. Cơ hội và thách thức khi tham gia phát triển chuỗi sản xuất, phân phối, tiêu thụ hydrogen và ammonia sạch

Việc phát triển chuỗi giá trị hydrogen và ammonia sạch không chỉ phụ thuộc vào năng lực nội tại của doanh nghiệp mà còn chịu tác động mạnh mẽ từ các yếu tố bên ngoài. Phân tích môi trường vĩ mô giúp PETROVIETNAM nhận diện các cơ hội và thách thức, từ đó xây dựng lộ trình tham gia chuỗi sản xuất, phân phối, tiêu thụ hydrogen và ammonia sạch hiệu quả.

2.3.1. Cơ hội

- Xu hướng chuyển dịch năng lượng và nhu cầu thị trường
- + Thị trường quốc tế: Hydrogen sạch đang trở thành giải

pháp trọng tâm để khử carbon trong các ngành công nghiệp khó giảm thải. Nhu cầu hydrogen toàn cầu dự báo đạt tới 612 triệu tấn/năm vào 2050 để đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng 0 (net-zero) [7]. Tại khu vực Đông Nam Á, nhu cầu hydrogen dự kiến tăng từ 3,7 triệu tấn hiện nay lên khoảng 7 - 12 triệu tấn vào năm 2050 [8]. Đây là cơ hội lớn để PETROVIETNAM tham gia vào chuỗi cung ứng xuất khẩu cho khu vực.

+ Thị trường nội địa: Cam kết net-zero vào năm 2050 của Việt Nam đã tạo ra một thị trường nội địa tiềm năng. Quy hoạch điện VIII định hướng chuyển đổi nhiên liệu cho các nhà máy điện than áp dụng công nghệ đốt đốt ammonia và nhà máy điện khí sử dụng hydrogen sau năm 2030. Ước tính nhu cầu ammonia cho phát điện có thể lên đến hàng chục triệu tấn/năm vào năm 2050, tạo ra một thị trường bao tiêu quy mô lớn ngay trong nước cho các dự án sản xuất của PETROVIETNAM.

- Tiềm năng năng lượng tái tạo và nguồn nguyên liệu sẵn có

+ Năng lượng tái tạo: Việt Nam sở hữu tiềm năng điện gió ngoài khơi và điện mặt trời thuộc nhóm tốt nhất khu vực. Đây là nguồn năng lượng đầu vào cốt lõi để sản xuất hydrogen xanh với chi phí cạnh tranh trong dài hạn. Các dự án điện gió ngoài khơi quy mô lớn đang được đề xuất gần các cơ sở của PETROVIETNAM (như tại tỉnh Lâm Đồng, Vĩnh Long...) tạo điều kiện thuận lợi cho việc tích hợp sản xuất tại chỗ.

+ Nguồn khí và khả năng lưu trữ CO₂: PETROVIETNAM có thể tận dụng nguồn khí thiên nhiên (đặc biệt là các mỏ có hàm lượng CO₂ cao như Cá Voi Xanh) để sản xuất hydrogen lam thông qua kết hợp công nghệ thu hồi và lưu trữ carbon. Đây là giải pháp chuyển tiếp hiệu quả, giúp cung cấp hydrogen carbon thấp với chi phí hợp lý hơn so với hydrogen xanh trong giai đoạn đầu.

- Chính sách quốc gia và nguồn lực tài chính quốc tế

Hành lang pháp lý cho năng lượng mới tại Việt Nam đang có bước chuyển biến mạnh mẽ, chuyển từ "khuyến khích chung" sang "cơ chế đặc thù", tạo đà cho các doanh nghiệp chủ đạo như PETROVIETNAM:

+ Nghị quyết số 70-NQ/TW ngày 20/8/2025 [9] xác định rõ việc nghiên cứu, xây dựng và ban hành các "cơ chế, chính sách đặc thù, đột phá" để khuyến khích phát triển năng lượng tái tạo, hydrogen và ammonia xanh. Nghị quyết nhấn mạnh việc ưu tiên bố trí nguồn lực đất đai, mặt biển và các ưu đãi cao nhất về thuế, tín dụng cho các dự án năng lượng công nghệ cao, thân thiện môi trường. Đây là cơ sở pháp lý quan trọng để đề xuất các cơ chế thí điểm (sandbox) cho các dự án hydrogen đầu tiên mà không bị vướng các quy định thông thường.

+ Vai trò nòng cốt được luật hóa: Trong Chiến lược phát triển năng lượng hydrogen của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2050 (Quyết định số 165/QĐ-TTg ngày 7/2/2024) và các văn bản hướng dẫn thi hành Luật Dầu khí, PETROVIETNAM là lực lượng nòng cốt, chịu trách nhiệm chính trong việc thí điểm sản xuất, vận chuyển và sử dụng hydrogen và ammonia sạch. Vị thế này mang lại lợi thế trong việc tiếp cận các vị trí dự án thuận lợi (như các vùng biển có tiềm năng gió tốt nhất để tích hợp sản xuất H₂) và tham gia trực tiếp vào quá trình xây dựng Tiêu chuẩn/Quy chuẩn kỹ thuật Quốc gia (TCVN/QCVN) cho ngành công nghiệp mới này.

+ Hỗ trợ tài chính xanh: Các cơ chế mới đang tạo điều kiện tiếp cận dòng vốn tín dụng xanh và trái phiếu xanh với lãi suất ưu đãi, được bảo lãnh bởi Chính phủ cho các dự án chuyển dịch năng lượng trọng điểm quốc gia.

- Tiến bộ công nghệ giúp giảm chi phí sản xuất (LCOH): Công nghệ sản xuất hydrogen (điện phân) và ammonia xanh đang phát triển nhanh chóng, giúp giảm chi phí đầu tư thiết bị và vận hành. Theo DNV, giá thành trung bình của hydrogen xanh trên thế giới có thể giảm xuống mức 2,3 USD/kg vào năm 2030 và đạt 2 USD/kg vào năm 2050, qua đó thu hẹp khoảng cách cạnh tranh về chi phí so với nhiên liệu hóa thạch [10]. Việc tham gia sớm vào thị trường giúp PETROVIETNAM đón đầu xu hướng giảm giá thành này và sẵn sàng mở rộng quy mô khi công nghệ đạt độ chín muồi.

2.3.2. Thách thức

Bên cạnh cơ hội, PETROVIETNAM phải đối mặt với nhiều thách thức từ môi trường kinh doanh và công nghệ, đòi hỏi tập đoàn phải có sự chuẩn bị kỹ lưỡng và chiến lược quản trị rủi ro hiệu quả.

- Rào cản về hiệu quả kinh tế và cạnh tranh giá thành

+ Chi phí cao: Hiện tại, giá thành sản xuất hydrogen và ammonia xanh vẫn cao gấp nhiều lần so với nhiên liệu hóa thạch. Nếu không có cơ chế trợ giá phù hợp hoặc áp dụng chính sách định giá carbon đủ mạnh, các dự án hydrogen và ammonia sạch sẽ khó đạt hiệu quả tài chính để cạnh tranh.

+ Cạnh tranh với các giải pháp thay thế: Trong lĩnh vực như giao thông đường bộ, xe điện (EV) đang phát triển nhanh với chi phí sử dụng thấp hơn xe pin nhiên liệu hydrogen (FCEV). Điều này có thể làm thu hẹp thị trường tiêu thụ hydrogen tiềm năng trong phân khúc giao thông, dẫn đến buộc phải tập trung vào các phân khúc khó khử carbon hơn như vận tải biển hay công nghiệp nặng.

- Sự thiếu đồng bộ của khung pháp lý và hạ tầng kỹ thuật

+ Pháp lý: Hệ thống tiêu chuẩn, quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về sản xuất, vận chuyển, sử dụng hydrogen và ammonia tại Việt Nam vẫn chưa hoàn thiện. Cơ chế giá, quy định an toàn cháy nổ cho hydrogen chưa được ban hành cụ thể, gây rủi ro pháp lý cho nhà đầu tư. Trong khi nhu cầu thị trường và hiệu quả đầu tư của các dự án hydrogen và ammonia sạch lại phụ thuộc không nhỏ vào các chính sách của quốc gia, khu vực và quốc tế.

+ Hạ tầng: Việc cải hoán hạ tầng khí hiện hữu (đường ống, trạm nạp, kho chứa lỏng) gặp thách thức lớn về kỹ thuật. Trong dài hạn, để tham gia vào toàn bộ chuỗi giá trị hydrogen và ammonia sạch, cần phải đầu tư mới hạ tầng chuyên dụng với chi phí rất lớn.

- Áp lực cạnh tranh quốc tế và rủi ro công nghệ

+ Nhiều tập đoàn năng lượng quốc tế và khu vực (Trung Đông, Australia, Malaysia) có lợi thế vượt trội về tài nguyên (diện tích đất lớn, chi phí vốn thấp) đang đầu tư mạnh để trở thành các trung tâm xuất khẩu hydrogen. PETROVIETNAM đối mặt với sự cạnh tranh gay gắt về giá thành và thị phần xuất khẩu. Ngoài ra, việc ứng dụng hydrogen và ammonia sạch để xanh hóa trong các lĩnh vực cũng sẽ chịu sự cạnh tranh bởi các giải pháp công nghệ giảm phát thải carbon khác.

+ Rủi ro về công nghệ: Công nghệ hydrogen đang thay đổi nhanh. Việc lựa chọn công nghệ không phù hợp hoặc đầu tư quá sớm vào các công nghệ chưa được kiểm chứng thương mại có thể dẫn đến rủi ro lạc hậu công nghệ và lãng phí nguồn lực.

PETROVIETNAM cần chiến lược tiếp cận thận trọng: tận dụng tối đa lợi thế hạ tầng và thị trường nội địa trong ngắn hạn, đồng thời tích cực hợp tác quốc tế và vận động chính sách để giải quyết bài toán về công nghệ và hiệu quả kinh tế trong dài hạn.

3. Khả năng tham gia của PETROVIETNAM trong từng khâu của chuỗi giá trị hydrogen và ammonia sạch

Dựa trên năng lực nội tại và định hướng chiến lược, PETROVIETNAM có khả năng tham gia toàn diện vào chuỗi giá trị hydrogen và ammonia sạch, từ khâu sản xuất đầu nguồn, vận chuyển - lưu trữ trung nguồn đến phân phối - tiêu thụ cuối nguồn.

3.1. Sản xuất

PETROVIETNAM có tiềm năng lớn để trở thành nhà sản xuất chủ đạo các nguồn hydrogen sạch tại Việt Nam nhờ khả năng kết hợp linh hoạt giữa tài nguyên hóa thạch và năng lượng tái tạo:

- Sản xuất hydrogen lam gần với công nghệ CCS:

+ Cơ sở hiện hữu: PETROVIETNAM đang vận hành các phân xưởng sản xuất hydrogen xám quy mô lớn từ quá trình reforming

khí thiên nhiên (SMR) tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất (~39.000 tấn H₂/năm) và Nghi Sơn (~139.000 tấn H₂/năm) [11].

+ Khả năng chuyển đổi: Việc “xanh hóa” nguồn hydrogen này là hoàn toàn khả thi thông qua việc nâng cấp các phân xưởng SMR để tích hợp công nghệ thu hồi và lưu trữ carbon. PETROVIETNAM có lợi thế đặc biệt khi sở hữu các mỏ dầu khí cạn kiệt (như tại bể Cửu Long) làm nơi lưu trữ CO₂ an toàn và hiệu quả. Đây là giải pháp chuyển tiếp thực tế nhất trong giai đoạn ngắn và trung hạn.

- Sản xuất hydrogen xanh và ammonia xanh: PETROVIETNAM có thể phát triển các tổ hợp điện gió ngoài khơi kết hợp điện phân nước để sản xuất hydrogen xanh quy mô lớn. PTSC là doanh nghiệp có năng lực tổng thầu EPCI cho các dự án điện gió ngoài khơi quốc tế, tạo tiền đề vững chắc cho việc tự chủ công nghệ xây lắp. PETROVIETNAM đang định hướng phát triển các trung tâm công nghiệp - năng lượng trải dài trên cả nước trên cơ sở kết hợp các yếu tố về lợi thế khu vực, khả năng mở rộng chuỗi giá trị dầu khí và/hoặc hoạt động hiện có của PETROVIETNAM để hình thành hệ sinh thái năng lượng mới và bền vững, trong đó có bao gồm hydrogen và ammonia sạch. Để phục vụ cho việc sản xuất hydrogen xanh, các khu vực có tiềm năng điện gió và mặt trời sau đây có thể được xem xét:

+ Tại TP. Hồ Chí Minh: Phát triển chuỗi năng lượng hydrogen và ammonia xanh dựa trên tiềm năng điện gió ngoài khơi khu vực Nam Côn Sơn. Đây là địa điểm lý tưởng để đặt các nhà máy điện phân quy mô lớn nhờ hạ tầng cảng biển và logistics hoàn chỉnh.

+ Tại Trung tâm Hà Tĩnh (Vũng Áng) và Quảng Trị: Được quy hoạch là các trung tâm năng lượng mới, tận dụng quỹ đất ven biển và tiềm năng điện gió để xây dựng các tổ hợp sản xuất hydrogen xanh xuất khẩu.

+ Tại Trung tâm Dung Quất (Quảng Ngãi): Trên cơ sở hoạt động hiện có của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, có thể phát triển sản xuất hydrogen xanh, một mặt để phục vụ mục đích xanh hóa hoạt động của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, mặt khác, mở rộng cung cấp để đáp ứng nhu cầu của các đơn vị công nghiệp khác tại Khu kinh tế Dung Quất.

+ Tại Trung tâm Cần Thơ: Phát triển cụm công nghiệp xanh tại Nam Sông Hậu, tập trung vào sản xuất nhiên liệu sinh học (bio-methanol) và hydrogen xanh phục vụ nhu cầu vận tải thủy và công nghiệp khu vực đồng bằng sông Cửu Long.

3.2. Vận chuyển và tồn trữ

Với lợi thế về hạ tầng, PETROVIETNAM có thể tối ưu hóa chi phí đầu tư thông qua việc cải hoán và tận dụng tài sản hiện có:

- Hệ thống đường ống dẫn khí: PETROVIETNAM (thông qua PV GAS) quản lý mạng lưới gần 1.500 km đường ống dẫn khí. Các nghiên cứu cho thấy có thể thử nghiệm vận chuyển hỗn hợp khí thiên nhiên và hydrogen (với tỷ lệ 15 - 20%) trên hệ thống đường ống hiện hữu [12]. Trong trường hợp khí được cung cấp đến các hộ tiêu thụ tại GDC Phú Mỹ thì hàm lượng hydrogen trong hỗn hợp khí nên giới hạn không được vượt quá 4,3 - 6,9% thể tích để đáp ứng yêu cầu về nhiệt trị của khách hàng. Việc này giúp PETROVIETNAM tiết kiệm chi phí xây dựng đường ống chuyên dụng ban đầu, tuy nhiên cần đánh giá kỹ thuật nghiêm ngặt về hiện tượng giòn kim loại và rò rỉ để đảm bảo an toàn tuyệt đối.

- Kho cảng và vận tải biển:

+ Lưu trữ: Ammonia lỏng có điều kiện lưu trữ tương tự LPG (hóa lỏng ở -33°C, áp suất thấp). PETROVIETNAM hiện sở hữu hệ thống kho cảng LPG/LNG lớn nhất nước (như kho cảng Thị Vải, Cà Mau), hoàn toàn có thể được chuyển đổi công năng hoặc mở rộng để lưu trữ ammonia lỏng - chất mang (carrier) hiệu quả nhất cho hydrogen.

+ Vận tải: PVTrans quản lý đội tàu hiện tại chủ yếu vận chuyển dầu/khí, có thể đầu tư đóng mới hoặc cải hoán tàu chở ammonia/LPG để tham gia vào chuỗi cung ứng xuất khẩu, kiểm soát khâu logistics quan trọng này.

3.3. Phân phối và tiêu thụ

PETROVIETNAM vừa là nhà cung cấp, vừa là hộ tiêu thụ lớn nhất, tạo ra thị trường nội bộ để kích cầu.

- Lĩnh vực phát điện:

+ Điện khí: PETROVIETNAM (thông qua PV Power) đang vận hành các nhà máy điện khí lớn (Cà Mau 1&2, Nhơn Trạch 1&2). Kết quả mô phỏng cho thấy việc đốt kèm (co-firing) 20% hydrogen vào các turbine khí hiện có là khả thi về mặt kỹ thuật. PETROVIETNAM có thể triển khai giải pháp này để giảm phát thải cho hệ thống điện quốc gia.

+ Điện than: Đối với các nhà máy điện than (như Vũng Áng 1), PETROVIETNAM có thể nghiên cứu đốt kèm ammonia hoặc sinh khối theo lộ trình Quy hoạch điện VIII. Nhu cầu ammonia cho phát điện dự báo sẽ rất lớn (hàng chục triệu tấn/năm vào 2050), tạo ra thị trường tiêu thụ ổn định [13].

- Lĩnh vực lọc hóa dầu và phân bón: Chuyển đổi nguồn nguyên liệu từ xám sang xanh/lam tại các Nhà máy Đạm Phú Mỹ, Nhà máy Đạm Cà Mau và Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Trong đó, các nhà máy đạm có thể tích hợp GH2 tỷ lệ dưới 10% vào quy trình

Bảng 1. Hiện trạng và đánh giá khả năng tham gia chuỗi giá trị hydrogen, ammonia sạch của các đơn vị thuộc PETROVIETNAM

TT	Chuỗi giá trị H ₂ , NH ₃ sạch	Hiện trạng của PETROVIETNAM	Tiềm năng tham gia
1	Sản xuất	- Đơn vị: BSR, NSRP, PVFCCo, PVCFC. - Hydrogen xám được sản xuất từ naphtha/LPG/khí thiên nhiên.	- Có thể thay thế hydrogen xám bằng GH ₂ hoặc tích hợp CCUS để sản xuất hydrogen lam. - Nguồn cung năng lượng tái tạo từ điện gió ngoài khơi có thể được phát triển bởi các đơn vị như PVEP, Vietsovpetro, PV Power, PTSC. - Quá trình lưu giữ CO ₂ (CCUS) có thể được thực hiện bởi các đơn vị như PV GAS (vận chuyển CO ₂) và PVEP, Vietsovpetro (chôn lấp CO ₂ trong các mỏ dầu khí sau khi ngừng khai thác).
2	Tồn trữ, vận chuyển	- Đơn vị: PVTrans, PV GAS, PTSC, PVFCCo, PVCFC. - PV GAS, PTSC, PVFCCo, PVCFC sở hữu các bồn chứa LNG/LPG/ammonia. - PVTrans sở hữu đội tàu có thể vận chuyển ammonia/LPG.	- Các tàu và bồn chứa LPG có thể được cải hoán để vận chuyển/chứa ammonia. - Các bồn chứa LNG có thể được cải hoán để chứa hydrogen.
3	Phân phối	- Đơn vị: PV GAS, PVOIL. - PV GAS sở hữu và vận hành hệ thống đường ống vận chuyển khí tại các khu vực Đông Nam Bộ, Tây Nam Bộ và Bắc Bộ. - PVOIL sở hữu hệ thống của hàng xăng dầu có tích hợp trạm sạc điện phân bố trên cả nước.	- Hệ thống đường ống khí hiện có của PV GAS có thể xem xét vận chuyển được hỗn hợp khí chứa đến 15 - 20% hydrogen. Khi xét đến yêu cầu về nhiệt trị của khách hàng, hỗn hợp khí được giới hạn ở nồng độ 4,3 - 6,9% hydrogen. - Có thể xem xét tích hợp trạm phân phối hydrogen tại các cửa hàng xăng dầu truyền thống, nhưng cần lưu ý đến các quy định về đảm bảo an toàn.
4	Sử dụng		
	Đạm	- Đơn vị: PVFCCo, PVCFC. - Sử dụng hydrogen xám được sản xuất từ khí thiên nhiên.	Về kỹ thuật, có thể tích hợp đến 100% GH ₂ , trong đó, tỷ lệ GH ₂ < 10% không ảnh hưởng lớn đến quy trình công nghệ hiện có.
	Lọc dầu	- Đơn vị: BSR, NSRP. - Sử dụng hydrogen xám được sản xuất từ naphtha/LPG.	Có thể thay thế hydrogen xám bằng GH ₂ hoặc tích hợp CCUS để sản xuất hydrogen lam. Quá trình CCUS có thể được thực hiện để giảm phát thải của các phân xưởng công nghệ khác (ngoài phân xưởng sản xuất hydrogen).
	Điện	- Đơn vị: PV Power, PVPGB. - Sử dụng nhiên liệu chính là than/khí thiên nhiên/LNG.	- Áp dụng công nghệ đốt với ammonia/hydrogen theo định hướng nêu trong Quy hoạch Điện VIII. - Các nhà máy điện khí hiện hữu của PETROVIETNAM có thể hiện đốt đến 30% mà vẫn đảm bảo về kỹ thuật.
	Giao thông vận tải biển	- Đơn vị: PVTrans. - Sử dụng DO làm nhiên liệu cho đội tàu biển.	Công nghệ sử dụng nhiên liệu thay thế cho nhiên liệu DO bằng ammonia/methanol đang được thử nghiệm.

công nghệ hiện hữu mà không cần cải hoán lớn [13]. Việc "xanh hóa" sản phẩm tại nguồn (như đạm xanh, xăng dầu carbon thấp) sẽ giúp nâng cao năng lực cạnh tranh của PETROVIETNAM trước các hàng rào thuế quan carbon quốc tế (như CBAM).

- Lĩnh vực giao thông vận tải: Để xanh hóa lĩnh vực hàng hải (giao thông vận tải biển), đến năm 2050, PETROVIETNAM/PVTrans có thể xem xét sử dụng các loại nhiên liệu sạch đi từ dẫn xuất của hydrogen, gồm ammonia xanh và e-methanol để thay thế nhiên liệu DO truyền thống với tỷ lệ 10% ammonia xanh và 10% e-methanol. PETROVIETNAM/PVOIL có thể xem

xét phát triển mô hình tích hợp các trạm phân phối hydrogen sạch vào các cửa hàng xăng dầu khi nhu cầu và thị trường sử dụng hydrogen trong lĩnh vực này được phát triển theo lộ trình của Chính phủ.

- Lĩnh vực dịch vụ kỹ thuật: Với các căn cứ cảng dịch vụ tại TP. Hồ Chí Minh, Quảng Ngãi và Thanh Hóa, PETROVIETNAM/PTSC có đủ năng lực cung cấp dịch vụ trọn gói cho chuỗi giá trị hydrogen xanh từ khơi xa vào bờ như: thiết kế, chế tạo, lắp đặt (EPCI) các trụ điện gió ngoài khơi và trạm biến áp (nguồn điện cho điện phân); vận hành và bảo dưỡng (O&M) cho toàn bộ hệ thống.

Bảng 1 thể hiện hiện trạng và đánh giá khả năng tham gia toàn bộ chuỗi giá trị hydrogen, ammonia sạch của các đơn vị thuộc PETROVIETNAM.

Kết quả phân tích cho thấy, PETROVIETNAM có khả năng tham gia sâu rộng trong toàn bộ chuỗi từ sản xuất đến tiêu dùng hydrogen, ammonia sạch. PETROVIETNAM vừa là nhà cung ứng nhiên liệu sạch (hydrogen, ammonia sạch/xanh...) cho các ngành kinh tế, vừa là khách hàng tiêu thụ để xanh hóa chính hoạt động của mình (điện, lọc dầu, phân bón, vận tải). Sự liên thông nội bộ này tạo nên một lợi thế đặc biệt bởi việc sử dụng hydrogen do PETROVIETNAM sản xuất cho nhà máy điện có thể tự tạo nguồn cầu ban đầu cho sản phẩm mới, từ đó đạt quy mô kinh tế sớm hơn và giảm rủi ro thị trường.

4. Định hướng và lộ trình sản xuất hydrogen và ammonia sạch đến năm 2050

4.1. Định hướng phát triển

Phát triển hydrogen và ammonia sạch là định hướng quan trọng, mang tính chiến lược của PETROVIETNAM để giảm phát thải carbon từ những hoạt động của PETROVIETNAM và hướng đến vị thế dẫn đầu trong lĩnh vực nhiên liệu sạch tại Việt Nam và khu vực. Các định hướng hoạt động chính của PETROVIETNAM trong lĩnh vực này gồm:

- Đánh giá khả năng tích hợp hydrogen/ammonia sạch vào chuỗi hoạt động hiện hữu của PETROVIETNAM:
- + Phát triển chuỗi cung ứng H_2/NH_3 sạch phù hợp với nhu cầu của PETROVIETNAM và đánh giá khả năng tích hợp vào chuỗi hoạt động hiện hữu của PETROVIETNAM.
- + Thử nghiệm tích hợp 1 - 2% H_2/NH_3 sạch tại các nhà máy chế biến dầu khí có phần vốn góp của PETROVIETNAM.
- Tích hợp hydrogen/ammonia sạch vào chuỗi hoạt động hiện hữu của PETROVIETNAM theo mục tiêu chiến lược của PETROVIETNAM và lộ trình của Chính phủ.
- Phát triển năng lực sản xuất hydrogen/ammonia sạch, hướng đến đáp ứng 100% nhu cầu của PETROVIETNAM và trở thành nhà cung cấp hydrogen và ammonia xanh (GH_2/GNH_3) hàng đầu cho toàn bộ hệ sinh thái năng lượng mới của Việt Nam và khu vực.
- Tích hợp việc sản xuất và sử dụng hydrogen và ammonia sạch tại các trung tâm công nghiệp - năng lượng của PETROVIETNAM.

4.2. Lộ trình và mục tiêu theo từng giai đoạn

Với điều kiện chính sách hiện tại, việc phát triển sản xuất và sử dụng hydrogen, ammonia sạch chưa cạnh tranh được về mặt chi phí so với các loại nhiên liệu hóa thạch truyền thống. PETROVIETNAM cần có những bước chuẩn bị phù hợp để có thể đảm bảo phát triển bền vững trong bối cảnh mới của ngành năng lượng.

Theo Quy hoạch tổng thể về năng lượng quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050 (Quyết định số 893/QĐ-TTg ngày 26/7/2023) và Chiến lược phát triển năng lượng hydrogen của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2050 (Quyết định số 165/QĐ-TTg ngày 7/2/2024), thị trường tiêu thụ hydrogen ở quy mô công nghiệp bắt đầu được hình thành và phát triển từ năm 2035, hướng đến đạt được thị trường hydrogen hoàn chỉnh vào năm 2050. Khi đó, hydrogen cạnh tranh được với các loại nhiên liệu khác và được sử dụng để giảm phát thải carbon trong các lĩnh vực điện, giao thông vận tải và công nghiệp. Giai đoạn trước năm 2035 chủ yếu tập trung vào các vấn đề hoàn thiện các cơ chế và chính sách liên quan, nghiên cứu và thực hiện các dự án thử nghiệm. Trong giai đoạn này, PETROVIETNAM sẽ thực hiện các dự án sản xuất thử nghiệm hydrogen, ammonia sạch và tích hợp thử nghiệm vào các đơn vị sản xuất để đánh giá hiệu quả kinh tế - kỹ thuật - môi trường trước khi triển khai ở quy mô công nghiệp. Từ sau năm 2035, khi thị trường hydrogen được thiết lập, chuỗi giá trị hydrogen, ammonia sạch được phát triển theo mục tiêu chiến lược của PETROVIETNAM và chính sách, lộ trình của Chính phủ. Đến năm 2050, PETROVIETNAM sẽ đáp ứng được toàn bộ nhu cầu hydrogen, ammonia sạch, hướng đến mở rộng đạt 20% nhu cầu thị trường Việt Nam và xem xét xuất khẩu.

Xét về khả năng tích hợp hydrogen, ammonia sạch vào hoạt động hiện hữu, PETROVIETNAM có thể tận dụng hệ thống đường ống khí hiện có để vận chuyển hydrogen; đồng thời hydrogen, ammonia sạch có thể được sử dụng tại các đơn vị của PETROVIETNAM gồm: nhà máy lọc hóa dầu, sản xuất đạm, nhiệt điện và giao thông vận tải biển. Thời điểm hiện tại, việc tích hợp hydrogen xanh đến 100% vào các nhà máy đạm hiện hữu được đánh giá là khả thi về mặt công nghệ. Bên cạnh đó, thực hiện đồng đốt 20% hydrogen, ammonia tại các nhà máy nhiệt điện cũng khả thi về mặt công nghệ và phù hợp với định hướng giảm phát thải carbon đã được xác định trong Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050 (Quyết định số 500/QĐ-TTg ngày 15/5/2023).

Ngoài ra, nhiệt điện cũng đang là lĩnh vực đóng góp tỷ lệ phát thải carbon cao nhất trong tổng phát thải từ hoạt động sản

xuất và kinh doanh của PETROVIETNAM. Vì vậy, giai đoạn đến năm 2035, PETROVIETNAM có thể lựa chọn nhà máy đạm làm đối tượng để thực hiện thử nghiệm khả năng tích hợp hydrogen xanh với các lợi thế gồm: (1) Tỷ lệ tích hợp thấp ($< 10\%$) không ảnh hưởng nhiều đến hoạt động hiện hữu của nhà máy; (2) Có thể sản xuất và sử dụng tại chỗ hydrogen xanh để sản xuất ammonia và urea và (3) Nhu cầu sử dụng hydrogen xanh không nhiều (1 - 2% tương ứng 900 - 1.800 tấn hydrogen/năm). Trong giai đoạn sau năm 2035, với các cơ chế và chính sách phù hợp, PETROVIETNAM có thể định hướng tích hợp hydrogen, ammonia sạch trong 2 lĩnh vực là sản xuất đạm và nhiệt điện. Trong giai đoạn sau năm 2045, PETROVIETNAM có thể mở rộng phát triển ứng dụng hydrogen, ammonia sạch trong các lĩnh vực lọc dầu và giao thông vận tải biển. Theo đó, lộ trình và mục tiêu phát triển sản xuất và ứng dụng hydrogen/ammonia sạch theo từng giai đoạn của PETROVIETNAM được đề xuất như sau:

- Đến năm 2030: Xác định được thị trường tiềm năng và khả năng tích hợp hydrogen và ammonia sạch vào chuỗi hoạt động hiện hữu của PETROVIETNAM
- + Đánh giá được thị trường tiềm năng của hydrogen và ammonia sạch trong các giai đoạn đến 2030, 2035, 2045 và 2050 tại Việt Nam và khu vực/thế giới và khả năng tích hợp vào chuỗi hoạt động của PETROVIETNAM.
- + Nghiên cứu, từng bước làm chủ công nghệ liên quan đến triển khai chuỗi hydrogen và ammonia sạch.
- + Triển khai 1 dự án thí điểm sản xuất hydrogen và ammonia sạch nhằm đánh giá thị trường và hiệu quả kinh tế - kỹ thuật khi triển khai trong điều kiện của Việt Nam.
- Giai đoạn 2031 - 2035: Thử nghiệm tại một đơn vị sản xuất có phần vốn góp của PETROVIETNAM
- + Thử nghiệm tích hợp 1 - 2% GH₂ tại 1 nhà máy đạm có phần vốn góp của PETROVIETNAM (~900 - 1.800 tấn H₂/năm).
- + Đánh giá hiệu quả kinh tế - kỹ thuật - môi trường và điều kiện cần thiết để triển khai hiệu quả ở quy mô sản xuất lớn hơn.
- Giai đoạn 2036 - 2045: Phát triển ở quy mô công nghiệp theo mục tiêu chiến lược của PETROVIETNAM
- + Đến năm 2045, sản lượng hydrogen xanh đạt đến 180 nghìn tấn/năm để xanh hóa hoàn toàn các nhà máy đạm có phần vốn góp của PETROVIETNAM và sản lượng ammonia xanh đạt đến 3,4 triệu tấn/năm để đốt kèm 20% tại các nhà máy nhiệt điện than có phần vốn góp của PETROVIETNAM.
- Giai đoạn 2046 - 2050: Mở rộng quy mô phát triển, hướng

đến trở thành nhà cung cấp hydrogen/ammonia sạch hàng đầu cho toàn bộ hệ sinh thái năng lượng mới của Việt Nam và khu vực

- + Mở rộng phát triển sản xuất hydrogen/ammonia sạch đáp ứng nhu cầu của PETROVIETNAM, hướng đến đạt tối thiểu 20% nhu cầu hydrogen/ammonia sạch trong nước theo lộ trình của Chính phủ và xem xét phương án xuất khẩu nếu hiệu quả.

- + Đến năm 2050, sản lượng hydrogen/ammonia sạch đạt lần lượt đến 1 - 2 triệu tấn/năm và 4 - 5 triệu tấn/năm để phục vụ nhu cầu xanh hóa các lĩnh vực sản xuất đạm, điện, lọc dầu, giao thông vận tải biển của PETROVIETNAM (1 triệu tấn hydrogen sạch/năm và 3,5 triệu tấn ammonia xanh/năm), đồng thời, cung cấp cho thị trường trong nước và xem xét xuất khẩu.

4.3. Điều kiện để PETROVIETNAM tham gia đầu tư phát triển chuỗi giá trị hydrogen và ammonia sạch

Để hiện thực hóa lộ trình phát triển chuỗi giá trị hydrogen và ammonia sạch, các điều kiện sau cần được đảm bảo tương ứng theo từng giai đoạn của lộ trình:

- Đến năm 2030:
 - + Khung pháp lý và chính sách về hydrogen và ammonia sạch được hoàn thiện để có thể xác định được nhu cầu sử dụng GH₂/GNH₃ sạch của doanh nghiệp và Việt Nam.
 - + Định nghĩa và tiêu chuẩn GH₂/GNH₃ và các nhiên liệu xanh, các dẫn xuất hydrogen liên quan, dựa trên phát thải vòng đời (LCA) được xây dựng và hoàn thiện.
 - + Nguồn quỹ cho các hoạt động thử nghiệm sản xuất và ứng dụng GH₂/GNH₃ được xác định.
- Giai đoạn 2031 - 2035:
 - + Thị trường carbon được hình thành tại Việt Nam.
 - + Bộ tiêu chuẩn quốc gia về H₂ sạch được ban hành, bao gồm: chất lượng, an toàn, phương pháp đo lường và chứng nhận xuất xứ carbon thấp.
 - + Lộ trình sử dụng GH₂/GNH₃ trong các lĩnh vực: sản xuất đạm, lọc dầu, giao thông vận tải biển và các lĩnh vực khác (thép, giao thông vận tải đường bộ và hóa chất) được ban hành.
 - + Áp dụng cơ chế Hợp đồng chênh lệch carbon (carbon contracts for difference - Ccfd) hoặc hỗ trợ giá chênh lệch (premium) cho hoạt động sản xuất GH₂/GNH₃.
- Giai đoạn 2036 - 2045:
 - + Đảm bảo công suất năng lượng tái tạo, xem xét tích hợp điện hạt nhân, đủ để sản xuất GH₂/GNH₃: ~12 GW.

+ LCOH đạt < 3 USD/kg hoặc giá carbon đạt ~80 - 100 USD/tấn CO₂.

+ Công nghệ đốt kèm 20% tại các nhà máy nhiệt điện trưởng thành và mang lại hiệu quả.

+ Thị trường trao đổi carbon (ETS - emission trading system) tại Việt Nam, áp dụng bắt buộc cho ngành điện và phân bón đã được hoàn thiện và vận hành đầy đủ.

+ Áp dụng cơ chế điều chỉnh biên giới carbon (CBAM) phòng thủ, bảo vệ sản phẩm đạm/điện xanh nội địa trước sự cạnh tranh nhập khẩu phát thải cao.

- Giai đoạn 2046 - 2050:

+ Đảm bảo công suất năng lượng tái tạo, xem xét tích hợp điện hạt nhân, đủ để sản xuất GH₂/GNH₃: ~40 GW.

+ Hoàn thiện mạng lưới phân phối hydrogen nội địa đến các khu công nghiệp, nhà máy điện và trạm tiếp nhiên liệu, đảm bảo PETROVIETNAM cung cấp ≥ 20% tổng nhu cầu hydrogen quốc gia, và kết nối với các trung tâm công nghiệp - năng lượng và cảng xuất khẩu.

+ Đảm bảo GH₂/GNH₃ cạnh tranh với các loại nhiên liệu khác thông qua áp dụng đầy đủ thị trường carbon trong các lĩnh vực.

+ Hoàn thiện luật và quy định về xuất khẩu GH₂/GNH₃, bao gồm quy trình cấp phép, kiểm tra chất lượng, chứng nhận phát thải theo chuỗi tương thích với tiêu chuẩn của các thị trường nhập khẩu.

5. Kết luận

Kết quả nghiên cứu cho thấy, ở thời điểm hiện tại và dự báo đến năm 2050, chi phí sản xuất GH₂ và GNH₃ vẫn duy trì ở mức cao hơn đáng kể so với các nguồn nhiên liệu hóa thạch truyền thống. Để hình thành và phát triển thị trường GH₂, GNH₃ sạch, 3 yếu tố then chốt cần được đảm bảo đồng thời gồm: (i) công nghệ sản xuất và lưu trữ đạt mức độ trưởng thành; (ii) chi phí sản xuất hợp lý, có khả năng cạnh tranh và (iii) chính sách hỗ trợ phù hợp.

Trên cơ sở đánh giá lợi thế về hạ tầng và chuỗi giá trị hiện có, PETROVIETNAM có tiềm năng tích hợp sản xuất và ứng dụng hydrogen/ammonia sạch vào các lĩnh vực hoạt động chính gồm sản xuất đạm, lọc hóa dầu, điện và vận tải biển. Đến năm 2050, nhu cầu sử dụng hydrogen sạch và ammonia xanh phục vụ mục tiêu giảm phát thải carbon của PETROVIETNAM có thể đạt lần lượt khoảng 1 triệu tấn/năm và 3,5 triệu tấn/năm, hướng tới mục tiêu trở thành nhà cung cấp hydrogen/ammonia sạch cho toàn bộ hệ sinh thái năng lượng mới của Việt Nam và khu vực. Cụ thể, lộ trình

và mục tiêu phát triển hydrogen, ammonia sạch theo từng giai đoạn có thể được xem xét như sau:

- Đến năm 2030: Xác định được thị trường tiềm năng và khả năng tích hợp hydrogen/ammonia sạch vào chuỗi hoạt động hiện có của PETROVIETNAM.

- Giai đoạn 2031 - 2035: Thực nghiệm tích hợp 1 - 2% hydrogen/ammonia sạch tại một đơn vị sản xuất có phần vốn góp của PETROVIETNAM để đánh giá hiệu quả kinh tế - kỹ thuật - môi trường và điều kiện cần thiết để triển khai hiệu quả ở quy mô sản xuất lớn hơn.

- Giai đoạn 2036 - 2045: Phát triển sản xuất và ứng dụng hydrogen/ammonia sạch ở quy mô công nghiệp theo mục tiêu chiến lược của PETROVIETNAM.

- Giai đoạn 2046 - 2050: Mở rộng phát triển sản xuất hydrogen/ammonia sạch đáp ứng nhu cầu của PETROVIETNAM, hướng đến đạt tối thiểu 20% thị phần hydrogen/ammonia sạch trong nước theo lộ trình của Chính phủ và xem xét phương án xuất khẩu nếu hiệu quả.

Tài liệu tham khảo

[1] Nguyễn Hữu Lương và Nguyễn Đại Long, "Xu hướng chuyển dịch năng lượng và các giải pháp ứng phó của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam", *Dầu khí - Khoa học, Công nghệ và Đổi mới sáng tạo*, Số 2, trang 4 - 20, 2024. DOI: 10.47800/PVSI.2024.02-01.

[2] Ban Chấp hành Trung ương, *Nghị quyết của Bộ Chính trị về bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045*, Nghị quyết số 70-NQ/TW ngày 20/8/2025.

[3] Thủ tướng Chính phủ, *Chiến lược phát triển năng lượng hydrogen của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2050*, Quyết định số 165/QĐ-TTg ngày 7/2/2024.

[4] Thủ tướng Chính phủ, *Điều chỉnh quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050*, Quyết định số 768/QĐ-TTg ngày 15/4/2025.

[5] Bộ Công Thương, *Điều chỉnh quy hoạch tổng thể về năng lượng quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050*, Quyết định số 363/QĐ-BCT ngày 28/2/2026.

[6] ENGIE Impact GmbH, *Sector analysis - Vietnam: Green hydrogen for the commercial and industrial (C&I) sector*, 2023.

[7] Joseph Cordonnier and Deger Saygin, "Green hydrogen opportunities for emerging and developing economies: Identifying success factors for market development and building enabling conditions", *OECD Environment Working Papers*, 2022.

[8] Alloysius Joko Purwanto and Ridwan Dewayanto Rusli, *Hydrogen demand and supply in ASEAN's industry sector: Current situation and the potential of a greener future*. ERIA, 2024.

[9] DNV, *Hydrogen forecast to 2050*, 2022.

[10] Năng lượng Việt Nam, *Báo cáo tình hình thực hiện Chiến lược năng lượng hydrogen ở Việt Nam*, 2026.

[11] Szymon Kuczyński, "Leak consequences and risk assessment of pipelines transporting hydrogen-natural gas

blends. A case study", *Przemysł Chemiczny*, Volume 104, Issue 9, pp. 886 - 896, 2025. DOI: 10.15199/62.2025.9.5.

[12] Nguyễn Hữu Lương, Lê Dương Hải và Trương Văn Nhân, "Tích hợp hydrogen xanh và ammonia vào chuỗi giá trị hoạt động của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam", *Dầu khí - Khoa học, Công nghệ và Đổi mới sáng tạo*, Số 4, trang 38 - 53, 2024. DOI: 10.47800/PVSI.2024.04-04.

PETROVIETNAM'S CAPACITY TO PARTICIPATE IN THE CLEAN HYDROGEN AND AMMONIA VALUE CHAIN

Nguyen Huu Luong, Hoang Thi Dao, Dang Thi Thuy Hanh

Vietnam Petroleum Institute (VPI), Ha Noi, 11312, Vietnam

KEY WORDS

Energy transition, green ammonia, clean hydrogen, net-zero, PETROVIETNAM.

ABSTRACT

Clean hydrogen, encompassing green hydrogen and blue hydrogen, has significant potential to replace fossil fuels in hard-to-abate sectors. Based on an analysis of the clean hydrogen and ammonia value chain and the existing capabilities of the Vietnam National Industry - Energy Group (PETROVIETNAM), this study assesses PETROVIETNAM's potential role and proposes strategic directions for integrating the production and application of clean hydrogen and ammonia into its existing business activities, including fertilizer production, refining and petrochemicals, power generation, and maritime transport.

The study estimates that by 2050, PETROVIETNAM's demand for clean hydrogen and green ammonia to support its decarbonization targets could reach approximately 1 million tonnes per year and 3.5 million tonnes per year, respectively. Based on these findings, the study proposes a development roadmap for clean hydrogen and ammonia, with the objective of establishing PETROVIETNAM as a leading supplier of clean hydrogen and ammonia for Vietnam's emerging new energy ecosystem and the broader regional market by 2050.

Corresponding author: Email: luongnh.pvpro@vpi.pvn.vn

Received: 4/3/2026; Revised: 4/3 - 11/4/2026; Accepted date: 28/4/2026

This is an Open Access article under the CC BY-NC-ND license (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

CƠ CHẾ TÀI CHÍNH THÚC ĐẨY TRIỂN KHAI DỰ ÁN THU GIỮ VÀ LƯU TRỮ CARBON QUY MÔ LỚN

Nguyễn Trung Khương¹, Nguyễn Anh Đức²

¹Trường Đại học Điện lực, Thành phố Hà Nội, 11307, Việt Nam

²Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam (PETROVIETNAM), Thành phố Hà Nội, 11110, Việt Nam

TỪ KHÓA

Thu hồi và lưu trữ carbon (CCS), cơ chế tài chính, trợ cấp vốn, tín dụng thuế, hợp đồng chênh lệch carbon (CCfD), hubs & clusters, Điều 6 Thỏa thuận Paris.

TÓM TẮT

Công nghệ thu hồi và lưu trữ carbon (CCS) đóng vai trò quan trọng để đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng "0" vào năm 2050, đặc biệt đối với các ngành công nghiệp khó giảm phát thải. Tuy nhiên, chi phí đầu tư ban đầu và chi phí vận hành cao đang là rào cản đối với việc triển khai dự án CCS ở quy mô lớn. Từ kinh nghiệm của Mỹ, Liên minh châu Âu, Na Uy và khu vực ASEAN... nghiên cứu phân tích các cơ chế tài chính và khung chính sách hỗ trợ CCS, cho thấy tính khả thi kinh tế phụ thuộc vào mô hình "xếp chồng doanh thu" kết hợp các nguồn hỗ trợ vốn, tín dụng thuế và các công cụ giảm rủi ro thị trường như hợp đồng chênh lệch carbon. Đồng thời, việc phát triển mô hình cụm hạ tầng và mạng lưới dùng chung và tích hợp vào thị trường carbon quốc tế theo Điều 6 Thỏa thuận Paris là xu hướng tất yếu để tối ưu chi phí và huy động vốn. Kết quả nghiên cứu cung cấp bài học tham khảo về xây dựng chuỗi giá trị CCS bền vững dựa trên sự kết hợp giữa chính sách hỗ trợ của Chính phủ và các cơ chế thị trường.

1. Giới thiệu

Công nghệ thu hồi và lưu trữ carbon (CCS) được xem là một trong những giải pháp quan trọng để đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng "0" vào giữa thế kỷ XXI, đặc biệt trong các ngành công nghiệp khó giảm phát thải như sản xuất xi măng, thép, hóa chất và lọc dầu. Theo Kịch bản Phát triển Bền vững của Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA - International Energy Agency), CCS đóng góp khoảng 15% tổng lượng giảm phát thải toàn cầu [1]. Mặc dù số lượng dự án CCS toàn cầu đang tăng nhanh, Báo cáo Global CCS Institute cho thấy quy mô triển khai CCS toàn cầu cần tăng hơn 100 lần vào năm 2050 để đáp ứng các mục tiêu khí hậu [2].

Thách thức lớn nhất cản trở việc triển khai dự án CCS quy mô lớn là tính khả thi kinh tế của mô hình kinh doanh [3 - 5]. Các dự án CCS thường đòi hỏi chi phí đầu tư ban đầu (capital expenditure, CAPEX) và chi phí vận hành (operating expenditure, OPEX) lớn, trong khi hoạt động lưu trữ CO₂ đơn thuần không tạo ra doanh

thu trực tiếp mà phụ thuộc vào cơ chế định giá phát thải, hỗ trợ tài chính từ chính phủ, việc bán tín chỉ trên thị trường carbon tự nguyện, hoặc nguồn thu từ phí dịch vụ lưu trữ CO₂. Ngoài ra, các nhà đầu tư còn quan ngại về rủi ro liên chuỗi, do sự phụ thuộc lẫn nhau trong chuỗi giá trị CCS, khi sự cố ở một khâu đơn lẻ (thu hồi, vận chuyển hoặc lưu trữ) có thể làm dừng hoạt động của toàn bộ hệ thống. Vì vậy, nếu không có các chính sách và cơ chế tài chính rõ ràng để giảm bớt rủi ro, các doanh nghiệp sẽ gặp khó khăn trong việc đưa ra quyết định đầu tư [4].

Để giải quyết những rào cản này, các quốc gia đi đầu đang áp dụng đa dạng các công cụ tài chính và chính sách [2, 5]. Các cơ chế định giá carbon như thuế carbon và hệ thống giao dịch phát thải (emission trading system, ETS) đóng vai trò tạo động lực kinh tế căn bản [6]. Tại Mỹ, tín dụng thuế 45Q đã được tăng cường thông qua Đạo luật giảm lạm phát (inflation reduction act, IRA), cung cấp mức ưu đãi lên đến 85 USD/tấn CO₂ lưu trữ địa chất [7]. Tại châu Âu, các công cụ mới như hợp đồng chênh lệch carbon (carbon

Tác giả liên hệ: Email: khuongngtrung@epu.edu.vn

Ngày nhận bài: 10/2/2026; Ngày sửa chữa sau phản biện: 10 - 23/2/2026; Ngày duyệt đăng: 23/2/2026

Copyright © 2026. Đây là bài báo truy cập mở theo Giấy phép CC BY-NC-ND

(<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>).



contract for difference, CCfD) đang được triển khai để đảm bảo mức giá carbon cố định, giúp bù đắp khoảng cách chi phí và rủi ro biến động thị trường cho nhà đầu tư [6, 8].

Việc tham gia vào thị trường carbon toàn cầu, đặc biệt là thông qua Điều 6 của Thỏa thuận Paris, được kỳ vọng sẽ tạo điều kiện huy động dòng vốn quốc tế cho dự án CCS [3, 9]. Các cơ chế như kết quả giảm thiểu được chuyển giao quốc tế (internationally transferred mitigation outcome, ITMO) và các đơn vị lưu trữ carbon (carbon storage unit, CSU) đang được thảo luận để xây dựng một khung pháp lý minh bạch cho việc chuyển nhượng tín chỉ carbon xuyên biên giới [3, 9, 10]. Tại khu vực Đông Nam Á, việc tham gia vào thị trường carbon toàn cầu không chỉ giúp tiếp cận các nguồn tài chính khí hậu mà còn nâng cao năng lực cạnh tranh trong bối cảnh các rào cản kỹ thuật về carbon như cơ chế điều chỉnh biên giới carbon (carbon border adjustment mechanism, CBAM) của EU đang hình thành [7].

Bài báo này tập trung phân tích các công cụ tài chính nhằm thúc đẩy triển khai các dự án CCS quy mô lớn trên cơ sở kinh nghiệm từ các quốc gia tiên phong như Mỹ, Canada, Na Uy và Australia... Thông qua việc đánh giá các công cụ thị trường, nghiên cứu hướng tới việc xác định các điều kiện cần thiết để hình thành một hệ sinh thái CCS phát triển bền vững.

2. Cấu trúc chi phí và rủi ro tài chính của dự án CCS

Công nghệ CCS được xem là một công cụ quan trọng để đáp ứng các mục tiêu khí hậu toàn cầu và tham vọng phát thải ròng bằng "0". Tuy nhiên, việc triển khai CCS ở quy mô đủ lớn là một thách thức, đặc biệt từ góc độ tài chính [3, 6]. Không giống như các công nghệ năng lượng tái tạo tạo ra doanh thu thông qua việc bán sản phẩm như điện xanh, CCS chủ yếu cung cấp giải pháp để giảm thiểu biến đổi khí hậu. Do đó, hiệu quả đầu tư vào CCS cần được chứng minh thông qua giá trị tạo ra từ việc khử carbon. Mục tiêu này đòi hỏi phải huy động nguồn vốn lớn từ khu vực doanh nghiệp, đồng thời cần chính sách và các cơ chế tài chính hỗ trợ mạnh mẽ từ Chính phủ [1, 11].

2.1. Cấu trúc chi phí dự án CCS

CCS là một công nghệ giảm phát thải có chi phí cao, trong đó chi phí CAPEX và OPEX là các cấu phần chính. CAPEX có thể lên tới hàng tỷ USD đối với các dự án quy mô lớn, trong khi OPEX chủ yếu bao gồm chi phí vận hành, bảo trì và đặc biệt năng lượng cho quá trình thu hồi carbon [5, 12]. Cơ cấu chi phí dự án CCS thay đổi đáng kể tùy thuộc vào đặc điểm của dự án và các thành phần trong chuỗi giá trị [13].

- Chi phí thu hồi là phần chiếm tỷ trọng lớn trong tổng chi phí của dự án CCS. Chi phí này phụ thuộc vào nồng độ CO₂, áp suất riêng phần, công nghệ áp dụng, tỷ lệ thu hồi, chi phí năng lượng, vị trí nhà máy và quá trình tiền xử lý cần thiết. Chi phí thu hồi đối với các dòng CO₂ có nồng độ cao (dưới 30 USD/tấn CO₂), trong khi các dòng CO₂ có nồng độ thấp (như nhà máy điện) dao động từ 50 - 100 USD/tấn CO₂ [12]. Lợi thế kinh tế theo quy mô giúp giảm đáng kể chi phí thu hồi trên mỗi tấn CO₂ khi công suất dự án được mở rộng.

- Chi phí vận chuyển phụ thuộc vào khoảng cách, phương thức vận chuyển (đường ống, tàu, xe tải, sà lan), công suất vận hành và thông số kỹ thuật dòng CO₂ (áp suất, nhiệt độ) [13]. Cơ sở hạ tầng có quy mô phù hợp và lựa chọn phương pháp vận chuyển tối ưu có ý nghĩa quan trọng trong việc giảm chi phí.

- Chi phí lưu trữ bao gồm các chi phí liên quan đến việc khảo sát, đánh giá và lựa chọn địa điểm lưu trữ, cấp phép, hoạt động bơm ép CO₂ và giám sát sau khi bơm ép. Xác định các địa điểm lưu trữ có thể đòi hỏi chi phí đáng kể trước khi đạt được quyết định đầu tư cuối cùng [7].

Nhìn chung, công nghệ CCS có thể làm tăng đáng kể chi phí của các cơ sở nhà máy công nghiệp, thông thường dao động từ 30 - 45% đối với ngành sắt thép đến 110 - 125% đối với ngành xi măng và 40 - 110% đối với ngành sản xuất điện tùy thuộc vào loại nhiên liệu [5]. Trợ cấp tài chính có thể tác động đến chi phí vốn cho các dự án CCS lớn, đòi hỏi vốn đầu tư cao này. Hiệu ứng học tập (learning curve), tối ưu quy trình và mở rộng quy mô triển khai ước tính giảm 10 - 25% chi phí cho mỗi lần tăng gấp đôi công suất. Việc chia sẻ hạ tầng vận chuyển và lưu trữ thông qua mô hình cụm và mạng lưới dùng chung (hubs & clusters) có thể giúp giảm tới 45% chi phí vận chuyển so với các dự án tích hợp dọc độc lập [4].

2.2. Rủi ro tài chính

Đầu tư vào các dự án CCS tiềm ẩn nhiều rủi ro cần phải được giải quyết để dự án trở nên khả thi về mặt đầu tư, cụ thể như sau:

- Rủi ro thương mại và tài chính: Nguồn doanh thu không đủ và thiếu ổn định là rào cản cốt lõi của các dự án CCS [14]. Tính khả thi tài chính phụ thuộc lớn vào trợ cấp chính phủ và mức định giá CO₂ đủ cao [1], trong khi biến động thị trường về giá carbon, giá năng lượng và nhu cầu lưu trữ [4]. Bên cạnh áp lực chi phí CAPEX cao và đòn bẩy nợ lớn, doanh thu khó dự đoán và chi phí OPEX ảnh hưởng đến lợi nhuận kỳ vọng của nhà đầu tư. Ngoài ra, tình trạng gia tăng chi phí nguyên vật liệu và lãi suất cao trong những năm gần đây đã làm tăng chi phí vốn đầu tư và làm giảm giá trị của các ưu đãi thuế cố định như cơ chế 45Q tại Mỹ [13, 15].

- Rủi ro kỹ thuật và tích hợp: Mặc dù các công nghệ thành phần đã đạt mức độ trưởng thành, việc kết nối vận hành đồng bộ toàn chuỗi CCS vẫn gặp nhiều thách thức. Những sự cố vận hành tại mỗi khâu có thể ảnh hưởng đến toàn bộ chuỗi CCS. Ngoài ra, rủi ro rò rỉ CO₂ từ bể chứa địa chất vẫn hiện hữu, mặc dù rủi ro này được đánh giá ngày càng giảm.

- Rủi ro pháp lý và quy định: Khung pháp lý thiếu đồng bộ, cơ chế khuyến khích không ổn định và quy trình cấp phép kéo dài đang cản trở tiến độ triển khai CCS. Trách nhiệm pháp lý về lưu trữ dài hạn và quản lý địa điểm lưu trữ là những rủi ro đòi hỏi các điều khoản quy định pháp lý cụ thể [16]. Sự không rõ ràng trong khung pháp lý xung quanh quyền sở hữu CO₂ cũng là một rào cản [17].

- Rủi ro về nhận thức của cộng đồng: Mức độ chấp thuận của cộng đồng đối với CCS bị hạn chế bởi những hoài nghi về chi phí, độ an toàn kỹ thuật, tính bền vững của việc lưu trữ dài hạn, cùng lo ngại công nghệ này kéo dài sự phụ thuộc vào nhiên liệu hóa thạch [3]. Thách thức này được nhìn nhận rõ nét hơn khi xem xét mối liên hệ lịch sử giữa CCS với tăng cường thu hồi dầu (enhanced oil recovery, EOR).

3. Các công cụ tài chính hỗ trợ đầu tư dự án CCS

Dự án CCS mang đặc trưng của hàng hóa công cộng tạo ra giá trị cho xã hội lớn hơn giá trị mà nhà đầu tư có thể thu hồi trực tiếp nên các khung chính sách tài chính đóng vai trò quan trọng trong việc điều chỉnh động lực đầu tư của doanh nghiệp phù hợp với mục tiêu khí hậu chung [4]. Các công cụ này hiện được chia thành nhiều nhóm khác nhau nhằm giải quyết các rào cản về chi phí CAPEX, OPEX và rủi ro thị trường [5].

3.1. Hỗ trợ tài chính trực tiếp và ưu đãi thuế

Đây là nhóm công cụ phổ biến nhất nhằm giảm bớt gánh nặng tài chính ban đầu cho các dự án thử nghiệm đầu tiên [5], cụ thể gồm:

- Trợ cấp vốn (capital grant) là hình thức phổ biến nhất để giảm bớt gánh nặng chi phí vốn đầu tư cực lớn. Tiêu biểu như dự án Quest (Canada) đã nhận được khoản trợ cấp khổng lồ lên tới 865 triệu CAD từ Chính phủ liên bang và bang Alberta; Dự án Petra Nova (Mỹ) cũng nhận được 167 triệu USD từ Bộ Năng lượng Mỹ (DOE); Dự án Northern Lights (Na Uy) nhận được 131 triệu EUR từ Quỹ kết nối châu Âu (CEF - Connecting Europe Facility) để phát triển hạ tầng vận chuyển và lưu trữ chung.

- Ưu đãi thuế (tax incentives): Ưu đãi thuế là công cụ tài chính quan trọng giúp thu hẹp khoảng cách chi phí khi mức định giá carbon chưa đủ hấp dẫn [1, 5], đồng thời nâng cao hiệu

quả đầu tư CCS khi kết hợp cùng các gói trợ cấp và tín dụng ưu đãi [5, 7]. Cơ chế này cho phép các công ty khấu trừ nghĩa vụ thuế trực tiếp các khoản chi phí hợp lệ hoặc cung cấp tín dụng cho mỗi tấn CO₂ được lưu trữ. Tiêu biểu, chính sách 45Q của Mỹ, được tăng cường bởi Đạo luật giảm lạm phát đã tăng tín dụng mỗi tấn CO₂ cao hơn, đồng thời bổ sung thanh toán trực tiếp và quyền chuyển nhượng [14, 18]. Tương tự, Canada đã sử dụng tín dụng thuế đầu tư (investment tax credit, ITC) với mức hoàn lại đạt 60% cho thiết bị thu hồi CO₂ trực tiếp từ không khí (direct air capture, DAC) và 50% cho các thiết bị thu hồi CO₂ khác, áp dụng từ năm 2022. Malaysia áp dụng mức trợ cấp thuế đầu tư (investment tax allowance, ITA) 100% trong 10 năm và miễn hoàn toàn thuế nhập khẩu, thuế bán hàng đối với các thiết bị CCS đến hết năm 2027 [7].

- Vốn vay ưu đãi: Vốn vay ưu đãi giúp các dự án CCS tiếp cận nguồn vốn chi phí thấp hơn thị trường, đóng vai trò giảm thiểu rủi ro cho các dự án vốn bị các ngân hàng thương mại hạn chế cho vay [4, 5]. Các tổ chức như Ngân hàng Thế giới (World Bank) và Ngân hàng Phát triển châu Á (ADB) cung cấp nhiều khoản vay lãi suất thấp để hỗ trợ các nước đang phát triển nâng cao năng lực thể chế và triển khai các dự án CCS thí điểm [4].

- Bảo lãnh Chính phủ là công cụ để giảm rủi ro tài chính, giúp nâng cao tính khả thi vay vốn cho các dự án CCS [1]. Bảo lãnh Chính phủ thường gồm bảo lãnh tín dụng [14], bảo lãnh bao tiêu [5] và bảo lãnh trách nhiệm dài hạn [4, 7].

3.2. Cơ chế thị trường carbon và tín chỉ carbon

Thị trường carbon tạo ra tín hiệu giá giúp chuyển đổi hoạt động giảm phát thải CO₂ thành doanh thu thực tế [1, 5].

3.2.1. Cơ chế thị trường carbon

Định giá carbon là một công cụ chính sách quan trọng để khuyến khích giảm phát thải bằng cách tính chi phí lượng khí thải CO₂ [4, 6]. Đối với công nghệ CCS, cơ chế này thiết lập tín hiệu giá cần thiết để thương mại hóa hoạt động lưu trữ CO₂, giúp bù đắp chi phí CAPEX và OPEX. Hai hình thức định giá carbon trực tiếp là thuế carbon và hệ thống giao dịch phát thải (ETS) [4, 5].

- Thuế carbon là cơ chế Chính phủ thiết lập một mức giá cố định trên mỗi tấn CO₂ tương đương (tCO₂-e) mà các doanh nghiệp phát thải phải chi trả. Công cụ này mang lại tính ổn định cao về chi phí carbon trong tương lai, giúp doanh nghiệp dễ dàng lập kế hoạch tài chính dài hạn cho các dự án CCS. Tuy nhiên, cơ chế này không kiểm soát trực tiếp được tổng lượng phát thải quốc gia. Tại Na Uy, việc áp dụng thuế carbon từ năm 1991 đối với hoạt động

dầu khí ngoài khơi với mức thuế cao hơn chi phí thu hồi và lưu trữ carbon đã trở thành động lực thúc đẩy dự án Sleipner [5].

- Hệ thống giao dịch phát thải (ETS) vận hành theo nguyên tắc trần và thị trường (cap-and-trade), ETS kiểm soát tổng lượng phát thải bằng việc phân bổ và cho phép mua bán hạn ngạch với giá do cung cầu quyết định. Việc tích hợp CCS vào hệ thống ETS là một cơ chế quan trọng để chuyển đổi mỗi tấn CO₂ thu gom và lưu trữ an toàn thành doanh thu, giúp các dự án cải thiện tính khả thi tài chính [14, 20]. Tuy nhiên, cơ chế này đòi hỏi khung pháp lý đồng bộ và hệ thống đo đạc, báo cáo và thẩm định (MRV) nghiêm ngặt để giám sát toàn chuỗi cung ứng và quy định trách nhiệm hoàn trả hạn ngạch nếu xảy ra rò rỉ địa chất [4].

3.2.2. Điều 6 Thỏa thuận Paris

Điều 6 của Thỏa thuận Paris thiết lập khuôn khổ pháp lý quan trọng để thúc đẩy sự hợp tác quốc tế thông qua các cơ chế thị trường và phi thị trường carbon nhằm đạt được các mục tiêu giảm phát thải toàn cầu. Điều 6 cho phép chuyển giao xuyên biên giới kết quả giảm nhẹ phát thải thông qua 3 trụ cột: hợp tác song phương (Điều 6.2), cơ chế thị trường tập trung toàn cầu (Điều 6.4) và các biện pháp phi thị trường (Điều 6.8) [9].

- Điều 6.2 cho phép các quốc gia tự nguyện trao đổi ITMOs thông qua các thỏa thuận song phương hoặc đa phương. Cơ chế này đòi hỏi khung kế toán minh bạch với cơ chế “điều chỉnh tương ứng” (corresponding adjustment) bắt buộc nhằm tránh tính trùng (double counting) và đảm bảo toàn vẹn môi trường [9]. Cơ chế tín chỉ chung (joint crediting mechanism, JCM) là mô hình điển hình do Nhật Bản khởi xướng nhằm cung cấp hỗ trợ tài chính theo dự án và chuyển giao công nghệ cho doanh nghiệp tại các quốc gia đối tác. Dự án CCS có thể tạo ra ITMOs khi CO₂ được thu hồi ở một quốc gia và lưu trữ tại một quốc gia khác có thể mạnh về địa chất, giúp tối ưu hóa chi phí giảm phát thải toàn cầu [3]. Nhật Bản hiện đang đi đầu trong việc tích hợp CCS vào JCM thông qua các thỏa thuận với các nước ASEAN như Indonesia, Malaysia, Việt Nam [3, 4].

- Điều 6.4 là cơ chế tập trung toàn cầu do Liên hợp quốc giám sát để kế thừa cơ chế phát triển sạch (clean development mechanism, CDM) của Nghị định thư Kyoto. Điều 6.4 phát hành tín chỉ carbon dựa trên các phương pháp luận chuẩn hóa. Tính đến năm 2024, cơ chế Điều 6.4 vẫn chưa hoạt động đầy đủ do chưa đạt được thỏa thuận về các quy tắc chi tiết tại COP28 [3, 9]. Cơ chế này có tiềm năng thúc đẩy sự phát triển CCS bằng cách cho phép trao đổi giảm phát thải từ các sáng kiến CCS [3]. Tuy nhiên, việc triển khai CCS trong cơ chế này phải đối mặt với những thách thức

tương tự như cơ chế CDM và thị trường carbon tự nguyện về tính khả thi của dự án đối với nhiều ứng dụng. Cơ quan giám sát Điều 6.4 hiện đang xây dựng các phương pháp luận cụ thể cho các hoạt động loại bỏ carbon, bao gồm các công nghệ dựa trên giải pháp kỹ thuật kết hợp lưu trữ địa chất như thu hồi carbon trực tiếp từ không khí (direct air capture and storage, DACS) và năng lượng sinh học kết hợp CCS (bioenergy with carbon capture and storage, BECCS) [3, 19].

- Điều 6.8 quy định cơ chế hợp tác phi thị trường, thông qua các công cụ như viện trợ phát triển, tài trợ cho công tác thích ứng khí hậu hoặc sử dụng chính sách thuế để đạt được mục tiêu giảm phát thải [1].

3.2.3. Tín chỉ carbon

Mỗi tín chỉ carbon tương đương với một tấn CO₂ giảm thiểu hoặc loại bỏ đã được thẩm định và có thể được giao dịch. Đối với CCS, tín chỉ carbon tạo ra giá trị tiền tệ cho kết quả giảm phát thải và cải thiện tính khả thi kinh tế. Tín chỉ carbon được coi là rất quan trọng cho việc triển khai dự án, đặc biệt tại các quốc gia thiếu hụt nguồn tài trợ công. Các tín chỉ này có thể được lưu hành trong thị trường carbon tuân thủ hoặc thị trường carbon tự nguyện (VCM) [14]. Một số cơ chế khu vực đã đưa CCS vào áp dụng như hệ thống bù trừ phát thải Alberta (AEOS) và Tiêu chuẩn nhiên liệu carbon thấp (LCFS) của California. Các chương trình tự nguyện như VCS (verified carbon standard) của Verra và Puro.earth đang xây dựng các phương pháp luận, bao gồm DACS và BECCS. Sáng kiến CCS+ đang tích cực phát triển các phương pháp luận cho các dự án CCS theo VCS [20].

Tuy nhiên, giá tín chỉ hiện còn quá thấp để thúc đẩy triển khai các dự án CCS quy mô lớn [3, 12]. Quy mô thị trường VCM còn nhỏ so với quy mô đầu tư CCS cần thiết. Ngoài ra, trong lịch sử đã thể hiện sự hạn chế trong việc tài trợ cho các dự án trong lĩnh vực dầu khí và ưu tiên những dự án mang lại lợi ích đồng thời về xã hội và môi trường [14]. Thị trường VCM có xu hướng ưu tiên tín chỉ loại bỏ carbon hơn tín chỉ giảm phát thải từ các nguồn điểm phát thải hóa thạch. Hơn nữa, các dự án nhận được trợ cấp có thể gặp khó khăn trong việc đáp ứng tiêu chí “tính bổ sung”.

3.2.4. Đơn vị lưu trữ carbon

Đơn vị lưu trữ carbon (CSU) là đơn vị tương ứng với một tấn CO₂ được xác minh đã lưu trữ vĩnh viễn. Khác với đơn vị giảm phát thải [6, 21], CSU tạo ra một tín hiệu giá cụ thể cho việc lưu trữ CO₂, qua đó khuyến khích các doanh nghiệp đầu tư lưu trữ và hỗ trợ giao dịch giữa các bên thu hồi và lưu trữ [14]. CSU đang được

nghiên cứu như một cơ chế theo Điều 6, theo đó Chính phủ có thể bắt buộc các công ty sản xuất và nhập khẩu nhiên liệu hóa thạch phải thu hồi và lưu trữ CO₂ tương ứng với lượng carbon có trong sản phẩm bán ra thị trường [6, 9]. CSU đồng thời là công cụ để các doanh nghiệp chứng minh việc hoàn thành nghĩa vụ, từ đó thúc đẩy việc xây dựng các hubs & clusters [9].

Bên cạnh đó, việc áp dụng các cơ chế thị trường carbon đòi hỏi phải có sự điều chỉnh tương ứng giữa các quốc gia để tránh tình trùng kết quả giảm phát thải, đảm bảo tính chuẩn xác và minh bạch cho các nỗ lực bảo vệ khí hậu [6, 9].

3.3. Các công cụ giảm thiểu rủi ro doanh thu

Để đảm bảo dòng tiền ổn định trong dài hạn, các quốc gia đang thử nghiệm những mô hình mới [5, 11], tiêu biểu như:

- Hợp đồng chênh lệch carbon: Đây là công cụ cam kết một mức “giá thực hiện” cố định cho mỗi tấn CO₂ được giảm thiểu [8]. Chính phủ sẽ chi trả phần chênh lệch nếu giá thị trường carbon thấp hơn mức này, giúp nhà đầu tư tránh được rủi ro biến động giá carbon [5]. Hà Lan và Vương quốc Anh hiện đang dẫn đầu trong việc áp dụng mô hình này [7, 8].

- Mô hình tài sản hạ tầng chịu điều tiết (regulated asset base, RAB): Thường áp dụng cho hạ tầng vận chuyển và lưu trữ dùng chung [5]. Theo mô hình này, doanh nghiệp vận hành hạ tầng được phép thu phí khách hàng ở mức đảm bảo thu hồi vốn đầu tư và có một mức lợi nhuận định trước, tương tự như cách quản lý lưới điện quốc gia [9].

3.4. Tài chính xanh và bền vững

Khi việc triển khai CCS được đẩy mạnh, các công cụ như trái phiếu xanh (green bonds) và khoản vay liên kết bền vững (sustainability-linked loan, SLL) đóng vai trò quan trọng trong huy động vốn dài hạn [3, 5]. Trái phiếu xanh được sử dụng để huy động vốn cho các dự án mang lại lợi ích môi trường và có chi phí huy động vốn thấp hơn so với hình thức vay nợ thông thường. Trong khi, khoản vay SLL gắn lãi suất với các chỉ số hiệu quả bền vững để khuyến khích người vay [22]. Điển hình, Hệ thống EU Taxonomy đã công nhận CCS là một hoạt động đáp ứng tiêu chí bền vững, cho phép các dự án tiếp cận nguồn vốn quy mô lớn từ các quỹ đầu tư ESG [1, 2].

Đối với ngành dầu khí hiện chịu áp lực kép giữa khử carbon và tối ưu hóa lợi nhuận, các công cụ này là kênh thu hút vốn thiết yếu phục vụ chuyển dịch năng lượng và triển khai công nghệ sạch. Một số công ty dầu khí quốc tế đã thành công trong việc sử dụng trái phiếu xanh và các khoản vay liên kết bền vững để

huy động vốn gắn liền với các mục tiêu ESG. Tuy nhiên, việc huy động tài chính xanh vẫn bị giám sát chặt chẽ nhằm ngăn ngừa rủi ro “tẩy xanh” (greenwashing), đặc biệt đối với các công ty có hoạt động phát thải cao (brown companies) [22]. Vì vậy, cần xây dựng các tiêu chuẩn minh bạch để công nhận các khoản đầu tư CCS xanh [1].

4. Kinh nghiệm triển khai từ các khu vực, quốc gia

CCS đóng vai trò then chốt trong quá trình chuyển dịch hệ thống năng lượng toàn cầu hướng tới mục tiêu phát thải ròng bằng “0”. Xu hướng triển khai công nghệ này hiện mở rộng ra ngoài các địa điểm truyền thống, với các cơ sở CCS thương mại hiện đang hoạt động tại 13 quốc gia và phát triển tại hơn 45 quốc gia. Việc triển khai thành công phụ thuộc vào mức độ hoàn thiện khung pháp lý nước sở tại. Dưới đây là chi tiết về các nghiên cứu điển hình tại một số quốc gia, khu vực.

4.1. Liên minh châu Âu

Hệ thống ETS của EU là thị trường carbon đầu tiên và lớn nhất thế giới về quy mô giao dịch [5]. Hệ thống này gồm 27 quốc gia thành viên EU, cùng với Iceland, Liechtenstein và Na Uy, bao gồm các hoạt động trong lĩnh vực năng lượng và công nghiệp. Hệ thống ETS của EU tích hợp toàn bộ chuỗi giá trị CCS, công nhận CO₂ được thu hồi và lưu trữ an toàn là “không phát thải”. Hệ thống được sửa đổi vào năm 2023 đã nâng mục tiêu giảm phát thải 62% khí nhà kính vào năm 2030 so với mức năm 2005 và mở rộng lĩnh vực được áp dụng. Tín hiệu giá carbon từ hệ thống ETS tạo ra là một yếu tố thúc đẩy sự quan tâm đến CCS [6]. EU hiện hỗ trợ triển khai dự án CCS thông qua nhiều cơ chế tài trợ như:

- Quỹ đổi mới (innovation fund, IF): cung cấp các khoản tài trợ khoảng 40 tỷ EUR trong giai đoạn 2020 - 2030 dành cho việc triển khai các công nghệ phát thải carbon thấp; đến năm 2024, khoảng 26 dự án liên quan đến CCUS đã nhận được sự hỗ trợ tài chính [5, 6].

- Cơ chế kết nối châu Âu (connecting Europe facility, CEF): hỗ trợ các dự án cơ sở hạ tầng năng lượng, ưu tiên các dự án vận chuyển và lưu trữ CO₂ xuyên biên giới; đã đưa Northern Lights vào danh sách các dự án quan tâm chung (projects of common interest, PCI) vào năm 2022 và nhận tài trợ từ năm 2024.

- Công cụ phục hồi và khả năng chống chịu (recovery and resilience facility, RRF) là trụ cột của gói NextGenerationEU với quy mô khoảng 650 tỷ EUR, để giúp các quốc gia EU phục hồi sau đại dịch COVID-19 và tăng cường khả năng chống chịu thông qua chuyển đổi xanh và chuyển đổi số đến năm 2026. RRF tài trợ cho các dự án CCS để hiện thực hóa cam kết trung hòa khí hậu.

- Quỹ chuyển đổi công bằng (just transition fund, JTF) là một trong 3 trụ cột của cơ chế chuyển đổi công bằng của EU, đóng vai trò hỗ trợ các vùng và ngành công nghiệp đang đối mặt với những thách thức kinh tế - xã hội nghiêm trọng trong lộ trình tiến tới trung hòa khí hậu vào năm 2050. Trong giai đoạn 2021 - 2027, quỹ có tổng ngân sách là 19,32 tỷ EUR [23].

- Chương trình Horizon Europe (The Horizon Europe) là chương trình tài trợ nghiên cứu và đổi mới sáng tạo quy mô 95,5 tỷ EUR, đóng vai trò trụ cột tài chính quan trọng để thúc đẩy các công nghệ CCS và nâng cao năng lực cạnh tranh ngành công nghiệp của EU [6, 23].

Bên cạnh các công cụ tài chính, vận chuyển và lưu trữ CO₂ xuyên biên giới hiện là một trong những vấn đề cần giải quyết tại EU trong bối cảnh năng lực lưu trữ địa chất phân bố không đồng đều giữa các quốc gia. Điều này thúc đẩy việc hình thành các thỏa thuận song phương giữa các quốc gia thành viên và Na Uy [4, 7]. Ngoài ra, sự chấp nhận của cộng đồng đối với CCS cũng khác nhau đáng kể giữa các quốc gia. Theo khuôn khổ pháp lý của EU, trách nhiệm đối với các địa điểm lưu trữ sẽ chuyển giao cho nhà nước sau thời hạn tối thiểu 20 năm đóng mỏ nếu đáp ứng các tiêu chí an toàn.

4.2. Mỹ

Mỹ hiện dẫn đầu thế giới về công suất CCS vận hành thương mại [5, 16]. Giai đoạn phát triển ban đầu được thúc đẩy bởi các dự án thí điểm do Chính phủ hỗ trợ, phần lớn tại các nhà máy xử lý khí tự nhiên kết hợp sử dụng CO₂ cho EOR [6].

Tín dụng thuế 45Q là một trong những cơ chế hỗ trợ quan trọng, được thiết lập năm 2008, sửa đổi năm 2018 và tiếp tục củng cố hơn nữa bởi Đạo luật giảm lạm phát (IRA) năm 2022. IRA đã tăng mức ưu đãi lên 85 USD/tấn CO₂ lưu trữ địa chất và 60 USD/tấn CO₂ sử dụng cho EOR và 180 USD/tấn CO₂ thu hồi trực tiếp từ không khí (DAC) [14, 16]. IRA cũng cho phép thanh toán trực tiếp và chuyển nhượng tín dụng, giúp chính sách hỗ trợ trở nên dễ tiếp cận hơn. Theo Luật Cơ sở hạ tầng lưỡng đảng (bipartisan infrastructure law, BIL) ban hành năm 2021, Bộ Năng lượng Mỹ đã nhận được 12 tỷ USD để hỗ trợ các sáng kiến CCS và DAC [7]. Ngoài ra, các chính sách hỗ trợ đang được thực hiện ở cấp tiểu bang như Tiêu chuẩn nhiên liệu carbon thấp (LCFS) của California và nhiều sáng kiến khác nhau ở Texas và Louisiana cũng góp phần thúc đẩy đầu tư [4, 16].

Các dự án đáng chú ý của Mỹ gồm dự án Petra Nova (cải tạo nhà máy điện than để thu hồi CO₂ sử dụng cho EOR) và dự án CCS công nghiệp Illinois (thu hồi CO₂ từ sản xuất ethanol để lưu trữ địa

chất) [17]. Mặc dù có sự hỗ trợ về chính sách, việc triển khai CCS vẫn gặp các rào cản như chi phí CAPEX và OPEX cao, áp lực lạm phát gia tăng, thiếu các biện pháp hỗ trợ cho các lĩnh vực khó giảm phát thải, quy trình cấp phép giằng co ép CO₂ loại VI (Class VI) kéo dài [16] và hạ tầng vận chuyển còn hạn chế.

4.3. Na Uy

Na Uy là một trong những quốc gia tiên phong trong lĩnh vực CCS với kinh nghiệm triển khai các dự án thương mại đầu tiên vào giữa những năm 1990, tiêu biểu là dự án Sleipner (1996) và dự án Snøhvit (2008), đều thu hồi CO₂ từ quá trình xử lý khí tự nhiên và lưu trữ địa chất [17]. Na Uy tập trung phát triển lưu trữ ngoài khơi ở Biển Bắc, với tiềm năng lưu trữ trên thềm lục địa ước tính đạt 70 GtCO₂.

Thuế carbon được áp dụng từ năm 1991 là động lực chính trong chiến lược khí hậu của nước này, đã thúc đẩy việc triển khai dự án CCS tại Sleipner và Snøhvit [9]. Sự hỗ trợ của Chính phủ cũng được chuyển qua các doanh nghiệp nhà nước như Equinor và cơ quan điều phối Gassnova là những doanh nghiệp tham gia vào phát triển dự án CCS. Hiện tại, quốc gia này đang triển khai dự án Longship là chuỗi giá trị CCS tích hợp khép kín để xử lý CO₂ thu hồi từ các cơ sở công nghiệp trong nước (sản xuất xi măng, các nhà máy chuyển đổi chất thải thành năng lượng) kết hợp với hạ tầng vận chuyển và lưu trữ dùng chung được quản lý bởi liên doanh Northern Lights. Mô hình này hướng tới việc tiếp nhận CO₂ từ nhiều nguồn thu hồi carbon và từ nhiều quốc gia.

Na Uy là quốc gia có mức độ ủng hộ cộng đồng đối với CCS cao hàng đầu châu Âu. Mặc dù Na Uy có khung pháp lý và quy định hoàn thiện về CCS, nhưng vận chuyển CO₂ xuyên biên giới vẫn là một rào cản pháp lý. Hiện, Na Uy cũng tham gia vào các cơ chế tài trợ của EU như Quỹ đổi mới và Cơ chế kết nối châu Âu [5].

4.4. Australia

Australia có tiềm năng lớn về CCS với các dự án đáng chú ý như CCS Gorgon và CCS Moomba cùng hệ thống pháp lý và chính sách cho CCS đã được xây dựng gần 2 thập kỷ [4, 9, 21]. Các cơ chế hỗ trợ gồm Quỹ giảm phát thải cho phép dự án CCS tạo ra các đơn vị tín chỉ carbon Australia (Australian carbon credit unit, ACCU) và Cơ chế tự vệ (Safeguard Mechanism) thiết lập trần phát thải cho các cơ sở quy mô lớn [7, 20]. Chính phủ đã cung cấp nguồn tài trợ, gồm Chương trình Công nghệ và trung tâm CCUS (CCUS hubs and technologies program). Bang Victoria và Tây Australia đã ban hành quy định riêng tạo điều kiện thuận lợi cho các dự án CCS cụ thể [24].

Quyền sở hữu không gian lưu trữ địa chất trên đất liền thuộc sở hữu của tiểu bang. Việc đóng cửa địa điểm lưu trữ cần được phê duyệt và trách nhiệm pháp lý dài hạn có thể được chuyển giao cho Chính phủ sau khi các hoạt động bơm ép, cô lập kết thúc, tùy thuộc vào các điều kiện nhất định. Tài chính công là một trong các yếu tố then chốt thúc đẩy việc triển khai CCS tại Australia. Australia cũng tăng cường hợp tác song phương với Nhật Bản, Singapore, Indonesia và Hàn Quốc để thúc đẩy phát triển công nghệ sạch, trong đó có CCS [4, 7].

4.5. Canada

Từ năm 2014, với việc đưa vào vận hành dự án Boundary Dam, Canada xác lập là một trong các quốc gia đi đầu trong triển khai dự án CCS thương mại quy mô lớn, hướng tới mục tiêu giảm tối thiểu 15 triệu tấn CO₂/năm bằng công nghệ CCS vào năm 2030 [13, 14, 24]. Chính phủ hỗ trợ triển khai CCS ở cấp liên bang và cấp tiểu bang, tập trung tài trợ cho các dự án trình diễn và thương mại. Các chính sách liên bang quan trọng bao gồm Tín dụng thuế đầu tư hoàn lại (ITC) cho dự án CCUS áp dụng từ năm 2022 - 2030 (60% cho DAC, 50% cho thiết bị thu hồi, 37,5% cho thiết bị vận chuyển và lưu trữ); Chương trình đổi mới năng lượng tài trợ R&D và nghiên cứu FEED; Quỹ tăng trưởng Canada (CGF) và cơ chế CCfD nhằm đảm bảo tính ổn định về giá cho doanh nghiệp tư nhân [5, 7, 14]. Tiểu bang Alberta cũng cung cấp các chương trình hỗ trợ hấp dẫn thông qua Quỹ thu hồi và lưu trữ carbon Alberta và Quỹ đổi mới công nghệ và giảm phát thải (TIER) cho phép các dự án tạo ra tín chỉ carbon [20]. Các dự án tiêu biểu gồm Boundary Dam, Quest và Hệ thống đường trung chuyển carbon Alberta (ACTL) [5].

Khung pháp lý cho CCS đã được Canada xây dựng từ hơn một thập kỷ. Tại Alberta, quyền sở hữu không gian lưu trữ địa chất thuộc quản lý của bang, trong khi Chính phủ chịu trách nhiệm và nghĩa vụ lâu dài sau khi dự án kết thúc [4, 24]. Canada cũng đóng vai trò đồng tài trợ trong sáng kiến thử thách quản lý carbon (carbon management challenge).

4.6. Nhật Bản

Nhật Bản xác định CCS là một giải pháp giảm nhẹ phát thải quan trọng trong Đóng góp do quốc gia tự quyết định (NDC) [9], đồng thời tích cực thúc đẩy các sáng kiến CCS của các công ty trong và ngoài nước, đặc biệt tại khu vực ASEAN. Tập đoàn dầu khí, khí đốt và kim loại quốc gia Nhật Bản (JOGMEC) hỗ trợ tài chính cho các dự án CCS, bao gồm cả vận chuyển và lưu trữ xuyên biên giới. Lộ trình dài hạn về CCS của Nhật Bản đặt ra mục tiêu vận hành cơ sở CCS thương mại đầu tiên vào năm 2030, dự kiến thu hồi 6 - 12

triệu tấn CO₂/năm vào năm 2030 và tăng lên 120 - 140 triệu tấn CO₂/năm vào năm 2050 [4, 5]. Nhật Bản hiện có dự án CCS trình diễn thu hồi và lưu trữ carbon Tomakomai với công suất khoảng 0,1 triệu tấn/năm [12].

Về công cụ thị trường, Nhật Bản đang vận hành hệ thống tín chỉ carbon nội địa J-Credit và tích cực mở rộng cơ chế JCM để thúc đẩy hợp tác triển khai các dự án CCS với các quốc gia đối tác. Trong khuôn khổ JCM, Nhật Bản đang hoàn thiện các phương pháp luận chuyên biệt cho CCS, bao gồm các hướng dẫn kỹ thuật về quan trắc phát hiện rò rỉ CO₂ và thiết lập cơ chế dự phòng tín chỉ (credit reserve) nhằm quản lý rủi ro đảo ngược phát thải [20]. Nhật Bản cũng đang nghiên cứu công nghệ DAC và phát triển các phương pháp liên quan. Ngoài ra, quốc gia này đang tăng cường quan hệ hợp tác song phương với Australia, Singapore, Indonesia, Malaysia, Việt Nam và Hàn Quốc để thúc đẩy CCS [7].

4.7. Khu vực ASEAN

Khu vực ASEAN từng bước chuyển dịch từ giai đoạn nghiên cứu tiềm năng sang xây dựng khung pháp lý và triển khai hạ tầng CCS. Indonesia hiện là quốc gia dẫn đầu khu vực khi trở thành nước đầu tiên ban hành khung pháp lý toàn diện thông qua Quy định số 2/2023 của Bộ Năng lượng và Tài nguyên khoáng sản và Quy định số 14/2024 của Tổng thống. Những quy định này không chỉ cho phép triển khai CCS mà còn thiết lập các tiêu chuẩn cho vận chuyển carbon xuyên biên giới, đồng thời cho phép các nhà vận hành thu phí lưu trữ và tham gia thị trường carbon.

Malaysia thúc đẩy phát triển các trung tâm lưu trữ CO₂ khu vực, tiêu biểu là bang Sarawak đã ban hành Quy tắc đất đai (lưu trữ carbon) năm 2022, tạo tiền đề cho việc triển khai các dự án quy mô lớn như Kasawari CCS. Chiến lược dài hạn của Malaysia tập trung vào việc hình thành các cụm công nghiệp và hub lưu trữ khu vực nhằm tận dụng lợi thế chi phí lưu trữ tại khu vực Đông Nam Á ước tính thấp hơn khoảng 65% so với mức trung bình toàn cầu [4]. Chính phủ Malaysia đã áp dụng các ưu đãi thuế hấp dẫn, bao gồm trợ cấp thuế đầu tư (ITA) 100% trong 10 năm và miễn thuế nhập khẩu thiết bị và thuế bán hàng đối với thiết bị CCS cho đến năm 2027, nhằm cải thiện tính khả thi về mặt thương mại và giảm thiểu rủi ro đầu tư cho các doanh nghiệp.

Ngược lại, do hạn chế về điều kiện địa chất để lưu trữ tại chỗ, Singapore định vị là một trung tâm tài chính và kết nối công nghệ và dịch vụ chuỗi giá trị CCS. Kinh nghiệm của Singapore cho thấy việc áp dụng mức thuế carbon cao và có lộ trình tăng rõ rệt (dự kiến đạt 50 - 80 SGD/tấn vào năm 2030) là động lực kinh tế thúc đẩy các doanh nghiệp đầu tư vào công nghệ thu hồi carbon thay vì

chi trả thuế carbon [4]. Việc Singapore ký kết Ý định thư (Letter of Intent, LOI) với Indonesia và sáng kiến thành lập liên minh S-Hub là minh chứng cho mô hình hợp tác đa phương để hình thành chuỗi CCS xuyên biên giới trong khu vực.

Thái Lan cũng đang tích cực điều chỉnh luật pháp để tích hợp CCS vào lộ trình phát thải ròng bằng “0” vào năm 2065 và triển khai dự án Arthit CCS tại vịnh Thái Lan.

5. Kết luận

Thu hồi và lưu trữ carbon (CCS) là giải pháp công nghệ nhằm hiện thực hóa mục tiêu phát thải ròng bằng “0” vào năm 2050, đặc biệt đối với các ngành công nghiệp khó giảm phát thải. Tuy nhiên, khác với các dự án năng lượng tái tạo tạo ra dòng tiền thương mại trực tiếp, dự án CCS có đặc điểm của hàng hóa công ích với chi phí CAPEX và OPEX lớn, đồng thời đối mặt với rủi ro liên chuỗi giá trị CCS và thị trường tiêu thụ CO₂. Thông qua việc phân tích khung chính sách, cơ chế tài chính hỗ trợ CCS và thực tiễn tại các khu vực điển hình (Mỹ, EU, Na Uy, Canada, Nhật Bản và ASEAN), nghiên cứu cho thấy việc thương mại hóa thành công CCS quy mô lớn không thể chỉ dựa vào một chính sách đơn lẻ mà phụ thuộc vào việc thiết lập một hệ sinh thái thể chế và tài chính đồng bộ, kết hợp giữa vai trò định hướng của Nhà nước, chia sẻ rủi ro từ nguồn vốn công và các cơ chế tạo doanh thu từ thị trường carbon.

Từ bài học thực tiễn quốc tế, nghiên cứu rút ra 4 hàm ý cốt lõi có giá trị tham khảo cho việc xây dựng cơ chế phát triển chuỗi giá trị CCS bền vững gồm:

Thiết lập cơ chế xếp chồng chính sách và nguồn doanh thu: Một dự án CCS cần nhiều lớp hỗ trợ tài chính theo từng giai đoạn vòng đời. Ở giai đoạn đầu, nguồn vốn công (tài trợ không hoàn lại, vốn vay ưu đãi, bảo lãnh tín dụng) đóng vai trò quyết định để giúp dự án vượt qua giai đoạn triển khai xây dựng dự án. Trong giai đoạn vận hành dài hạn, các chính sách ưu đãi thuế (như cơ chế tín dụng) kết hợp cùng công cụ giảm thiểu rủi ro giá như Hợp đồng chênh lệch carbon (CCfD) đóng vai trò quan trọng trong việc bảo đảm tính ổn định của dòng tiền và cải thiện khả năng vay vốn.

Chuyển dịch sang mô hình cụm hạ tầng và mạng lưới dùng chung (hubs & clusters): Thay vì các mô hình tích hợp chuỗi đơn lẻ, việc phát triển các trung tâm thu hồi - lưu trữ tập trung và tách bạch các khâu thu hồi, vận chuyển và lưu trữ là xu thế tất yếu. Mô hình này giúp tối ưu hóa chi phí vận chuyển và lưu trữ địa chất nhờ lợi thế kinh tế theo quy mô, đồng thời mở ra cơ hội tiếp cận cho các doanh nghiệp phát thải quy mô vừa và nhỏ. Đối với các quốc gia đang phát triển, việc tận dụng hạ tầng dầu khí hiện hữu và các

mở cạn kiệt là giải pháp chiến lược để giảm vốn đầu tư ban đầu và rút ngắn thời gian triển khai.

Hoàn thiện khung pháp lý về trách nhiệm dài hạn và chuẩn hóa MRV: Khung pháp lý rõ ràng được ví như “giấy phép vận hành” của dự án CCS. Nhà nước cần sớm ban hành quy định cấp phép lưu trữ, cơ chế chuyển giao trách nhiệm giám sát và quản lý địa điểm lưu trữ cho cơ quan quản lý nhà nước sau thời hạn đóng mở hợp lý, đồng thời xây dựng hệ thống MRV theo chuẩn quốc tế. Sự minh bạch pháp lý và các cam kết an toàn địa chất là cơ sở căn bản để tạo dựng sự chấp thuận của xã hội và thu hút nguồn vốn tín dụng xanh, trái phiếu bền vững.

Chủ động hội nhập thị trường carbon quốc tế: Việc kết nối khung kỹ thuật CCS với các cơ chế hợp tác song phương (Điều 6.2) và thị trường đa phương (Điều 6.4) mở ra cơ hội tiếp cận nguồn vốn khí hậu và chuyển giao công nghệ tiên tiến. Bên cạnh đó, việc tham gia các cơ chế như JCM sẽ giúp các quốc gia có tiềm năng địa chất trở thành các trung tâm dịch vụ lưu trữ carbon trong khu vực, vừa tạo nguồn thu vừa giảm áp lực từ các rào cản thương mại carbon như CBAM.

Tài liệu tham khảo

- [1] Global CCS Institute, *Unlocking private finance for CCS: Thought leadership report*, 2021.
- [2] Global CCS Institute, “Global Status of CCS 2024 - Collaborating for a net-zero future”, 15/10/2024. [Online]. Available: <https://policycommons.net/artifacts/17367612/global-status-of-ccs-2024-collaborating-for-a-net-zero-future/18256381/>.
- [3] Bassam Fattouh, Hasan Muslemani, Andrea Maino, and Paul Zakkour, “The role of carbon markets in enabling carbon capture and storage (CCS)”. [Online]. Available: <https://www.oxfordenergy.org/publications/the-role-of-carbon-markets-in-enabling-carbon-capture-and-storage-ccs/>.
- [4] Global CCS Institute, *Comprehensive CCUS research report: Storage, value chain, policy & regulation and financing*, 2024.
- [5] IEA, “CCUS policies and business models: Building a commercial market”, 26/11/2023. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/ccus-policies-and-business-models-building-a-commercial-market>.
- [6] Bassam Fattouh, “Carbon capture, utilization and storage (CCUS): Barriers, enabling frameworks and prospects for climate change”, *A Quarterly Journal for Debating Energy Issues and Policies*, Issue 130, 2022.

- [7] Global CCS Institute, "CCS policy, legal and regulatory review", 11/2024. [Online]. Available: https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2025/08/PLR-Review-Report_15-November.pdf.
- [8] Toby Lockwood, "Designing carbon contract for difference incentives to drive the deployment of carbon capture and storage in Europe", *Elsevier*, 2024. DOI: 10.2139/ssrn.5389447.
- [9] Paul Zakkour, Greg Cook, and Andrew Howard, "Integrating CCS in international cooperation and carbon markets under Article 6 of the Paris Agreement", 18/1/2023. [Online]. Available: <https://ieaghg.org/publications/integrating-ccs-in-international-cooperation-and-carbon-markets-under-article-6-of-the-paris-agreement/>.
- [10] Andrew Long, *International CCS growth driven by Article 6 of the Paris Agreement: Summary of IEAGHG Technical Report 2023-01 (IEA/CON/21/275)*, 2023.
- [11] Energy Transitions Commission, "Carbon capture, utilisation and storage in the energy transition: Vital but limited", 7/2022. [Online]. Available: <https://www.energy-transitions.org/publications/carbon-capture-use-storage-vital-but-limited/>.
- [12] Enobong Hanson, Chukwuebuka Nwakile, and Victor Oluwafolajimi Hammed, "Carbon capture, utilization, and storage (CCUS) technologies: Evaluating the effectiveness of advanced CCUS solutions for reducing CO₂ emissions", *Results in Surfaces and Interfaces*, Volume 18, 2025. DOI: 10.1016/j.rsurfi.2024.100381.
- [13] Hugh Barlow, Shahrzad S.M. Shahi, and David T. Kearns, "Advancements in CCS technologies and costs", 1/2025. [Online]. Available: <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2025/08/Advancements-in-CCS-Technologies-and-Costs-Report-2.pdf>.
- [14] Bassam Fattouh, Hasan Muslemani, and Raeid Jewad, "Capture carbon, capture value: An overview of CCS business models". [Online]. Available: <https://www.oxfordenergy.org/publications/capture-carbon-capture-value-an-overview-of-ccs-business-models/>.
- [15] Global CCS Institute, "Global status of CCS 2025". [Online]. Available: <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2025/10/Global-Status-of-CCS-2025-report-9-October.pdf>.
- [16] EFI Foundation, "Unlocking private capital for carbon capture and storage in industry and power", 14/4/2025. [Online]. Available: <https://efifoundation.org/foundation-reports/analysis/unlocking-private-capital-for-ccs/>.
- [17] Sara Yasemi, Yasin Khalili, Ali Sanati, and Mohammadreza Bagheri, "Carbon capture and storage: Application in the oil and gas industry", *Sustainability*, Volume 15, 2023. DOI: 10.3390/su151914486.
- [18] Shigeru Kimura, Kikuko Shinchii, and Ulysses Coulmas, "Study on the potential for promoting carbon dioxide capture, utilisation, and storage (CCUS) in ASEAN Countries Vol. II", 30/3/2022. [Online]. Available: <https://www.eria.org/research/study-on-the-potential-for-promoting-carbon-dioxide-capture-utilisation-and-storage-ccus-in-asean-countries-vol-ii>.
- [19] Global CCS Institute, "COP29 Half-Time: CCS developments in international climate change policy", 17/7/2024. [Online]. Available: <https://www.globalccsinstitute.com/publications/cop29-half-time-ccs-developments-in-international-climate-change-policy/>.
- [20] Mitsubishi Research Institute, *Handbook for CCS carbon credits - Workshop report of "Global carbon market and CCS: Towards ASEAN decarbonization"*, 2023.
- [21] Paul Zakkour and Wolfgang Heidug, "A mechanism for CCS in the Post-Paris Era", *King Abdullah Petroleum Studies and Research Center (KAPSARC)*, 2019. DOI: 10.30573/KS--2019-DP52.
- [22] Yetunde Adebayo, Augusta Heavens U. Ikevuje, Jephta Kwakye Mensah, and Andrew Esiri, "Green financing in the oil and gas industry: Unlocking investments for energy sustainability", *Finance & Accounting Research Journal*, Volume 6, Issue 10, pp. 1788 - 1817, 2024. DOI: 10.51594/farj.v6i10.1622.
- [23] Mathilde Blanchard, Chrysosgi Kostoula, and Andrea Rausa, "From proposals to reality: How EU funds can help jump-start CCS projects", 22/2/2024. [Online]. Available: <https://www.globalccsinstitute.com/publications/from-proposals-to-reality-how-eu-funds-can-help-jump-start-ccs-projects/>.
- [24] International Energy Agency, "Legal and regulatory frameworks for CCUS", 25/7/2022. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/legal-and-regulatory-frameworks-for-ccus>.
- [25] Hugh Barlow and Shahrzad S.M. Shahi, "State of the art: CCS technologies 2024", 8/2024. [Online]. Available: https://ureaknowhow.com/wp-content/uploads/2024/09/CCS-Technologies-Compendium-2024-08-16-1_Compress.pdf.
- [26] IEA, "The role of carbon credits in scaling up innovative clean energy technologies", 15/4/2024. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/the-role-of-carbon-credits-in-scaling-up-innovative-clean-energy-technologies>.

FINANCIAL MECHANISMS TO ACCELERATE LARGE-SCALE CARBON CAPTURE AND STORAGE PROJECT DEPLOYMENT

Nguyen Trung Khuong¹, Nguyen Anh Duc²

¹Electric Power University, Ha Noi, 11307, Vietnam

²Vietnam National Industry - Energy Group (PETROVIETNAM), Ha Noi, 11110, Vietnam

KEY WORDS

Carbon Capture and Storage (CCS), financial mechanisms, capital grant, tax credit, Carbon Contracts for Difference (CCfD), Hubs & Clusters, Article 6 of the Paris Agreement.

ABSTRACT

Carbon Capture and Storage (CCS) technology plays a pivotal role in achieving Net-Zero emissions by 2050, particularly for hard-to-abate industrial sectors. However, economic barriers arising from massive Capital Expenditures (CAPEX) and Operating Expenses (OPEX) remain the most significant challenges to large-scale deployment. This paper analyzes financial mechanisms and policy frameworks supporting CCS, drawing on international experiences from the United States, the European Union, Norway, and the ASEAN region. The research indicates that to ensure economic viability, it is essential to establish “revenue stacking” models that combine capital subsidies, tax credits (such as the U.S. 45Q), and market de-risking instruments like Carbon Contracts for Difference. Furthermore, transitioning to shared infrastructure models (Hubs & Clusters) and integrating into international carbon markets under Article 6 of the Paris Agreement are inevitable trends to optimize costs and unlock investment flows. The findings provide lessons for building a sustainable CCS ecosystem through close coordination between government support and market-based mechanisms.

Corresponding author: Email: khuongngtrung@epu.edu.vn

Received: 10/2/2026; Revised: 10 - 23/2/2026; Accepted date: 23/2/2026

This is an Open Access article under the CC BY-NC-ND license (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

TIỀM NĂNG PHÁT TRIỂN CÁC SẢN PHẨM TỪ CO₂ PHÙ HỢP VỚI XU HƯỚNG CHUYỂN DỊCH NĂNG LƯỢNG TẠI VIỆT NAM

Nguyễn Hữu Lương, Phan Minh Tuấn, Lê Hồng Nguyên

Viện Dầu khí Việt Nam (VPI), Thành phố Hồ Chí Minh, 71320, Việt Nam

TỪ KHÓA

Chuyển dịch năng lượng, chuyển hóa CO₂, nhiên liệu tổng hợp, xi măng và bê tông xanh, urea xanh.

TÓM TẮT

Các hướng sử dụng CO₂ tiềm năng bao gồm sản xuất urea, nhiên liệu tổng hợp, vật liệu polymer, nanocarbon, hóa chất xanh và vật liệu xây dựng xanh. Trên cơ sở phân tích và đánh giá các nhóm sản phẩm này, bài báo làm rõ tiềm năng phát triển các sản phẩm từ CO₂ tại Việt Nam đến các năm 2030, 2040 và 2050 - trong bối cảnh quốc gia đang từng bước thúc đẩy chuyển dịch năng lượng, thực hiện cam kết phát thải ròng bằng "0" vào năm 2050 và xây dựng nền kinh tế carbon thấp.

Đến năm 2030, việc sử dụng CO₂ dự kiến chủ yếu tập trung vào sản xuất các sản phẩm truyền thống (urea) tại các nhà máy đạm tại Việt Nam. Tuy nhiên, CO₂ để sản xuất urea hiện chủ yếu được cung cấp từ chính các quá trình công nghệ ngay tại nhà máy trong quá trình reforming khí thiên nhiên hoặc khí hóa than. Các công nghệ mới để chuyển hóa CO₂ thành các sản phẩm thay thế các sản phẩm truyền thống có nguồn gốc hóa thạch vẫn cơ bản được triển khai ở quy mô pilot để đánh giá hiệu quả kinh tế - kỹ thuật.

Từ sau năm 2030, khi các công nghệ chuyển hóa CO₂ dần hoàn thiện và hiệu quả kinh tế - kỹ thuật được cải thiện, các sản phẩm mới từ CO₂ được kỳ vọng sẽ phát triển để thay thế một phần các sản phẩm truyền thống trên thị trường. Nhu cầu CO₂ phục vụ sản xuất các sản phẩm mới dự kiến đạt lần lượt khoảng 5,3 và 24,5 triệu tấn/năm vào các năm 2040 và 2050. Có thể thấy, việc đạt được 20% các giá trị tiềm năng này có thể so sánh được với mục tiêu và lộ trình về thu hồi và lưu giữ/sử dụng CO₂ (CCUS) của Chính phủ. Tuy nhiên, khả năng hiện thực hóa tiềm năng sử dụng CO₂ phụ thuộc không nhỏ vào tình hình phát triển công nghệ, mức độ giảm chi phí sản xuất và việc hoàn thiện cơ chế, chính sách khuyến khích sử dụng các sản phẩm từ CO₂.

1. Giới thiệu

Trong bối cảnh chuyển dịch năng lượng toàn cầu đang diễn ra mạnh mẽ, việc giảm phát thải khí nhà kính và chuyển đổi sang các nguồn năng lượng tái tạo đã trở thành định hướng chiến lược của nhiều quốc gia, trong đó có Việt Nam. Tại Hội nghị COP 26, Việt Nam đã cam kết đạt phát thải ròng bằng "0" (net-zero) vào năm 2050. Trong bối cảnh đó, một trong những hướng đi tiềm năng được đặc biệt chú trọng là chuyển hóa khí CO₂ - từng chỉ được xem là khí thải - thành các sản phẩm có giá trị kinh tế và môi trường,

qua đó, góp phần hình thành nền kinh tế tuần hoàn carbon, thúc đẩy tăng trưởng xanh và phát triển bền vững. Hướng đi này không chỉ là bước tiến về công nghệ, mà còn là một hướng đi chiến lược để các quốc gia vừa giảm phát thải, vừa phát triển kinh tế theo mô hình kinh tế tuần hoàn và bền vững. Theo xu hướng chuyển dịch năng lượng, nguồn cung CO₂ trong tương lai cho các quá trình chuyển hóa CO₂ chủ yếu được đáp ứng từ các nguồn khí thải công nghiệp và công nghệ thu giữ CO₂ trực tiếp từ không khí. 4 nhóm sản phẩm tiềm năng có thể được sản xuất từ CO₂ gồm: nhiên liệu

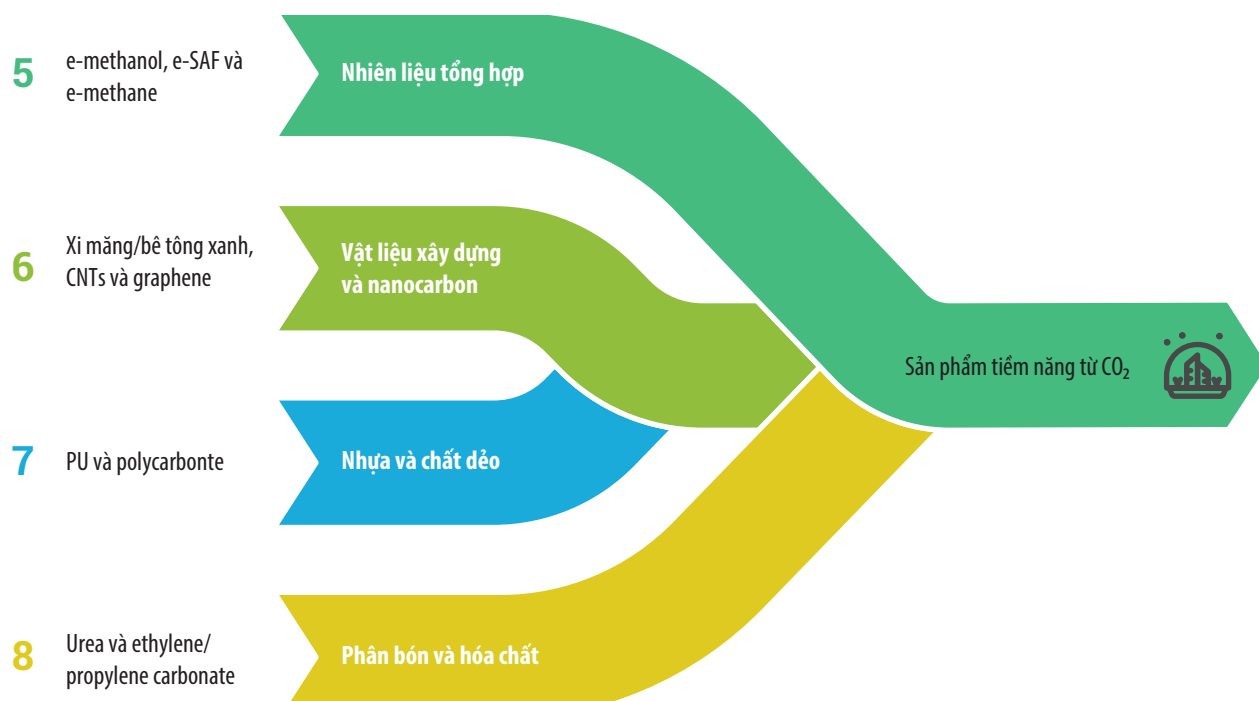
Tác giả liên hệ: Email: luongnh.pvpro@vpi.pvn.vn

Ngày nhận bài: 19/1/2026; Ngày sửa chữa sau phản biện: 19/1 - 9/4/2026; Ngày duyệt đăng: 9/4/2026

Copyright © 2026. Đây là bài báo truy cập mở theo Giấy phép CC BY-NC-ND

(<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>).





Hình 1. Sản phẩm tiềm năng từ CO₂ phù hợp với xu hướng chuyển dịch năng lượng tại Việt Nam.

tổng hợp (e-fuels), vật liệu xây dựng xanh và nanocarbon, vật liệu polymer và phân bón - hóa chất.

Từ năm 2015, Việt Nam trở thành nước nhập khẩu năng lượng, đồng thời nhu cầu nhiên liệu nội địa được dự báo sẽ tiếp tục gia tăng đến giai đoạn 2035 - 2040. Với tiềm năng dồi dào về các nguồn năng lượng tái tạo, Việt Nam có thể sản xuất hydrogen xanh để làm nguyên liệu đầu vào cho các sản phẩm nhiên liệu tổng hợp (e-fuels) thông qua quá trình hydrogen hóa CO₂. E-methanol, e-SAF và e-methane là những sản phẩm tiềm năng có thể được phát triển tại Việt Nam để góp phần bổ sung vào nguồn cung nhiên liệu, đồng thời, giảm thiểu phát thải carbon. Bên cạnh năng lượng, vật liệu cũng là một lĩnh vực quan trọng trong tiến trình phát triển, góp phần vào mục tiêu công nghiệp hóa và hiện đại hóa đất nước. Các nhu cầu về vật liệu xây dựng (bê tông và xi măng), vật liệu nhựa và chất dẻo dùng trong các lĩnh vực xây dựng và sản xuất ô tô (polycarbonate, polyurethane) và vật liệu nanocarbon tiên tiến (CNTs và graphene) sẽ tiếp tục phát triển tại Việt Nam. Trong lĩnh vực phân bón, Việt Nam là một nước nông nghiệp và có nhu cầu sử dụng phân bón cao. Nguồn điện tái tạo dồi dào là một trong các lợi thế quan trọng để sản xuất hydrogen xanh - một trong nguyên liệu chính để sản xuất ammonia xanh dùng cho sản xuất urea xanh. Công nghệ sản xuất urea xanh đã trưởng thành với mức phát triển công nghệ cao (TRL~8-9). Các nhà máy sản xuất urea có thể được cải hoán dần và tích hợp linh hoạt một phần nguyên liệu hydrogen xanh và CO₂ từ các nguồn phát thải để sản xuất urea xanh. Vì vậy, trong tương lai, urea xanh

là một sản phẩm đầy tiềm năng phát triển tại Việt Nam. Theo xu hướng chuyển dịch năng lượng, năng lượng tái tạo và xe điện được dự báo sẽ phát triển mạnh mẽ, trong đó, xe điện sẽ trở thành phương tiện giao thông chính trong tương lai. Do đó, các loại hóa chất xanh có thể được sản xuất từ CO₂ như ethylene carbonate (EC) và propylene carbonate (PC) là những nguyên liệu quan trọng để sản xuất pin cũng có thể được phát triển. Hình 1 trình bày các sản phẩm tiềm năng từ CO₂ có thể phát triển tại Việt Nam. Đây không chỉ là giải pháp công nghệ trong giảm phát thải, mà còn là cơ hội phát triển các chuỗi giá trị mới trong nền kinh tế xanh.

Mặc dù các sản phẩm từ CO₂ có nhiều tiềm năng, nhưng hiện nay, tại Việt Nam, ngoại trừ sản phẩm urea (vốn sử dụng CO₂ thu được từ khí thiên nhiên hoặc than đá), các sản phẩm còn lại vẫn chưa được thương mại hóa rộng rãi (đang trong giai đoạn nghiên cứu, thử nghiệm hoặc thương mại hóa ở tỷ lệ < 10%). Sự phát triển của các sản phẩm từ CO₂ được đánh giá dựa trên tỷ lệ thâm nhập thị trường so với các sản phẩm truyền thống tương ứng. Các giả định về thị phần sản phẩm được xây dựng trên cơ sở lấy xu hướng thâm nhập tại các thị trường dẫn đầu như Liên minh châu Âu (EU), Trung Quốc làm trần tham chiếu, sau đó áp dụng hệ số chiết khấu nhằm phản ánh: (i) độ trễ về chính sách của Việt Nam so với các thị trường tiên tiến (thường từ 5 - 10 năm); (ii) năng lực tài chính và công nghệ nội địa còn hạn chế và (iii) áp lực chuyển đổi gián tiếp từ chuỗi giá trị xuất khẩu (cơ chế điều chỉnh biên giới carbon của EU (CBAM), tiêu chuẩn xanh của đối tác thương mại). Các sản phẩm xanh từ CO₂ sẽ phát triển

song song với sản phẩm truyền thống trong thời gian dài, trước khi đạt điểm tới hạn và tăng tốc thâm nhập thị trường. Theo đó, để ước lượng tiềm năng phát triển và ứng dụng các sản phẩm này trong nước, nghiên cứu đã giả định mức độ triển khai thí điểm và áp dụng của các sản phẩm trong các giai đoạn đến năm 2030, 2040 và 2050 như sau:

- Đến năm 2030: Tập trung vào nghiên cứu, phát triển và sản xuất thử nghiệm các sản phẩm từ CO₂, đánh giá hiệu quả kinh tế - kỹ thuật của các công nghệ liên quan, và xây dựng hệ thống chính sách phù hợp. Trong giai đoạn này, phù hợp với xu hướng phát triển công nghệ trên thế giới, nhiều sản phẩm từ CO₂ vẫn còn tương đối mới hoặc đang trong giai đoạn phát triển. Môi trường pháp lý và chính sách là yếu tố then chốt để mở rộng quy mô sản xuất và phát triển thị trường. Tại Việt Nam, những thách thức này còn rõ nét hơn khi hệ thống giao dịch phát thải (ETS) thí điểm chỉ mới khởi động từ tháng 8/2025, năng lực đo lường - báo cáo - thẩm định (MRV) còn hạn chế và chưa có quy định riêng nào về sản phẩm từ CO₂. Vì vậy, đây là giai đoạn xây dựng nền tảng và dần hình thành các điều kiện tiên quyết về thể chế, công nghệ và hạ tầng tài chính cho thị trường các sản phẩm từ CO₂.

- Đến năm 2040: Khi công nghệ ngày càng hoàn thiện hơn, các quy định về bảo vệ môi trường trở nên nghiêm ngặt hơn, thị trường cho các sản phẩm từ CO₂ phát triển, trong đó:

- + Đối với các sản phẩm được sản xuất bởi các công nghệ hiện nay đã bắt đầu được thương mại hóa (thị phần < 10%) gồm: urea xanh, polycarbonate và xi măng/bê tông xanh, trong giai đoạn 2031 - 2040, thị phần của các sản phẩm này bắt đầu đi vào giai đoạn tăng trưởng với kỳ vọng đạt thị phần tăng gấp 2 - 3 lần so với giai đoạn trước, tương ứng đạt 20 - 30% tổng nhu cầu sản phẩm. Các sản phẩm này chủ yếu được sản xuất dựa trên sự cải tiến quy trình hiện hữu và mở rộng thị trường sẵn có, vì vậy, sẽ có nhiều thuận lợi trong việc chiếm lĩnh thị trường. Sự thâm nhập thị trường phụ thuộc nhiều vào chính sách của Chính phủ và mức độ đảm bảo hiệu quả của các nguồn cung CO₂ và/hoặc hydrogen xanh.

- + Đối với các sản phẩm từ CO₂ được sản xuất theo quy trình công nghệ đổi mới hoàn toàn gồm: ethylene/propylene carbonate (từ ethylene/propylene glycol), e-methane, e-methanol, e-SAF, polyurethane và nanocarbon, trong giai đoạn 2031 - 2040, bắt đầu ra mắt thị trường, vì vậy, dự kiến thị phần sẽ thấp hơn, đạt khoảng 5 - 10% tổng nhu cầu của sản phẩm.

- Đến năm 2050: Với sự hoàn thiện toàn diện của công nghệ, cùng với việc áp dụng rộng rãi các chính sách như thuế carbon và các tiêu chuẩn môi trường, thị phần các sản phẩm từ CO₂ có thể đạt cao hơn giai đoạn trước, trong đó:

- + Đối với các sản phẩm được sản xuất bởi các công nghệ hiện nay đã bắt đầu được thương mại hóa, trong điều kiện thuận lợi, các công nghệ này sẽ chuyển sang giai đoạn phát triển bùng nổ để chiếm lĩnh thị trường, dần thay thế các sản phẩm truyền thống. Trong giai đoạn 2041 - 2050, khi công nghệ đạt mức độ trưởng thành hoàn toàn và sự thực thi chính sách xanh hóa mạnh mẽ của Chính phủ, các sản phẩm từ CO₂ có thể cạnh tranh trực tiếp với các sản phẩm truyền thống. Vì vậy, thị phần các sản phẩm từ CO₂ dự kiến có thể đạt 50 - 70% tổng nhu cầu sản phẩm tương ứng, góp phần đáng kể vào mục tiêu đạt net-zero trong lĩnh vực các quá trình công nghiệp.

- + Đối với các sản phẩm từ CO₂ được sản xuất theo quy trình công nghệ đổi mới hoàn toàn, sau thời gian ra mắt thị trường, trong giai đoạn 2041 - 2050, thị trường các sản phẩm này có thể bước vào giai đoạn tăng trưởng và được kỳ vọng tăng thị phần gấp 2 - 3 lần so với giai đoạn trước, tương ứng sẽ đạt khoảng 10 - 20% tổng nhu cầu của sản phẩm.

Có thể thấy rằng, sự phát triển ổn định và bền vững của các sản phẩm từ CO₂ trong tương lai sẽ góp phần thúc đẩy quá trình chuyển dịch xanh và phát triển kinh tế tuần hoàn tại Việt Nam. Theo đó, tiềm năng về thị trường các sản phẩm sử dụng CO₂ và tiềm năng sử dụng CO₂ tại Việt Nam được đánh giá cụ thể như sau.

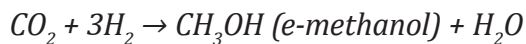
2. Nhóm sản phẩm nhiên liệu tổng hợp từ CO₂

2.1. Methanol

Methanol là một nguyên/nhiên liệu hóa học quan trọng được ứng dụng trong sản xuất nhựa, sơn, dung môi, nguyên liệu hóa chất và có thể làm nhiên liệu thay thế cho hoạt động của tàu biển trong tương lai. Methanol truyền thống thường được sản xuất thông qua quá trình khí hóa than đá hoặc reforming hơi nước khí thiên nhiên để tạo hỗn hợp khí tổng hợp, bao gồm CO và H₂, sau đó được chuyển thành methanol thông qua quá trình tổng hợp methanol. Phương trình tổng hợp methanol từ khí tổng hợp được biểu diễn như sau:



Theo xu hướng chuyển dịch năng lượng, CO₂ thu từ các nguồn phát thải có thể được sử dụng làm nguyên liệu để tạo ra e-methanol. Công nghệ sản xuất e-methanol thông qua phản ứng hydrogen hóa - kết hợp CO₂ với H₂ thu được từ điện phân nước, giúp tái sử dụng CO₂ và tạo ra một loại nhiên liệu dễ lưu trữ, vận chuyển. Đây được xem là giải pháp tiềm năng cho nền kinh tế tuần hoàn carbon trong tương lai. Phương trình biểu diễn quá trình tổng hợp e-methanol như sau:



Vào năm 2023, tổng nhu cầu methanol tại Việt Nam đạt gần 250 nghìn tấn/năm [1] với tốc độ tăng trưởng 3,1% trong giai đoạn đến năm 2034 [2]. Methanol chủ yếu được sử dụng làm dung môi trong công nghiệp và nhập khẩu từ các quốc gia như Hàn Quốc, Indonesia và Malaysia. Tuy nhiên, trong bối cảnh chuyển dịch năng lượng, nhu cầu methanol trong tương lai có thể tăng trưởng nhanh hơn do nhu cầu sử dụng methanol làm nguyên liệu sản xuất nhiên liệu sạch như nhiên liệu hàng không bền vững (SAF) và dimethylether (DME), sản xuất vật liệu polymer như polypropylene (PP) và polyethylene (PE), hoặc làm nhiên liệu thay thế trong vận tải hàng hải. Dựa trên giả định rằng tốc độ tăng trưởng sẽ tăng gấp đôi trong giai đoạn 2035 - 2050, nhu cầu tiêu thụ methanol tại Việt Nam có thể đạt lần lượt 665 nghìn tấn/năm và 1,3 triệu tấn/năm vào các năm 2040 và 2050. Với dự báo việc thay thế nguồn methanol truyền thống (chủ yếu sản xuất từ nguồn nguyên liệu hóa thạch) bằng e-methanol được sản xuất từ CO₂ thông qua phản ứng với hydrogen có thể đạt lần lượt 10% và 20% vào các năm 2040 và 2050, ước lượng sản phẩm e-methanol từ CO₂ tương ứng lần lượt sẽ là 66,5 nghìn tấn/năm và 260 nghìn tấn/năm. Mỗi tấn e-methanol được tạo ra sẽ tiêu thụ 1,4 tấn CO₂. Như vậy, lượng CO₂ tiêu thụ để sản xuất e-methanol sẽ đạt lần lượt là 94 nghìn tấn/năm và 364 nghìn tấn/năm vào các năm 2040 và 2050.

2.2. Kerosene/Jet (SAF)

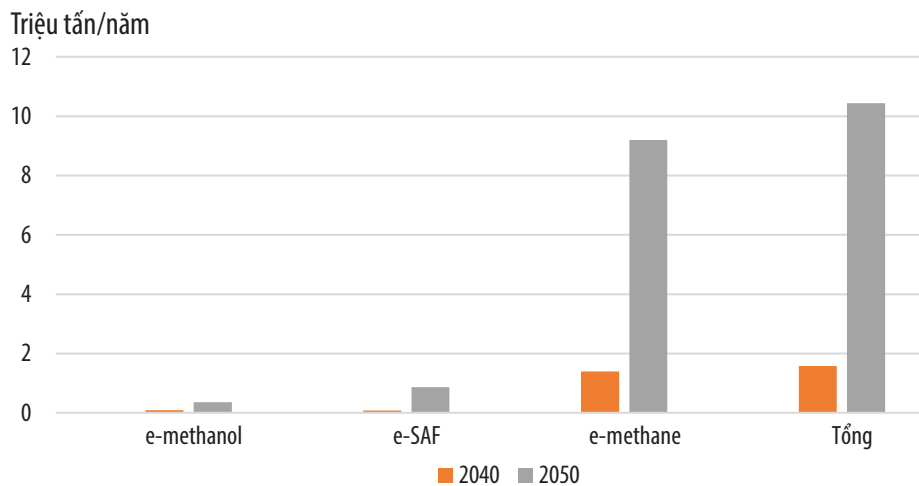
Các loại nhiên liệu lỏng truyền thống như xăng, diesel và nhiên liệu phản lực (Jet fuel) đóng vai trò quan trọng đối với hoạt động giao thông vận tải. Các loại nhiên liệu này thường được sản xuất thông qua các quá trình chế biến phức tạp trong nhà máy lọc dầu. Một phần nhỏ sản lượng nhiên liệu lỏng có thể được tổng hợp từ các nguồn nguyên liệu như than đá hoặc khí thiên nhiên thông qua các quá trình chế biến bao gồm khí hóa than hoặc reforming khí thiên nhiên thành khí tổng hợp và chuyển hóa khí tổng hợp thành nhiên liệu hydrocarbon nhờ quá trình tổng hợp Fischer-Tropsch (FT). Theo xu hướng chuyển dịch năng lượng, nhu cầu sử dụng nhiên liệu lỏng cho giao thông đường bộ sẽ giảm dần do sự phát triển của các loại xe điện BEV (battery electric vehicle) và FCEV (fuel cell electric vehicle). Tuy nhiên, nhu cầu sử dụng nhiên liệu hàng không bền vững (SAF) lại tăng dần như một trong các giải pháp chính để khử carbon cho lĩnh vực hàng không. Đến năm 2030, sản lượng SAF toàn cầu có thể đạt 21 triệu tấn/năm, chiếm khoảng 5% nhu cầu tiêu thụ nhiên liệu hàng không toàn cầu, tăng lên 100 triệu tấn/năm và đạt khoảng 400 triệu tấn/năm vào năm 2050, trở thành nguồn cung chính cho nhiên liệu hàng không để đạt được mục tiêu net-zero [3, 4].

Nhu cầu hiện tại của jet/kerosene tại Việt Nam đạt khoảng 2,8 - 3 triệu tấn/năm và dự báo tiếp tục tăng trong tương lai, đạt lần lượt khoảng 4 triệu tấn/năm và 11 triệu tấn/năm vào các năm 2030 và 2050 [34]. Theo Quyết định 876/QĐ-TTg ngày 22/7/2022 [5] về Chương trình hành động nhằm xanh hóa lĩnh vực giao thông vận tải, đến năm 2035, ít nhất 10% SAF được sử dụng cho các chuyến bay quãng đường ngắn.

Nhiều quốc gia đã đưa ra mục tiêu và lộ trình bắt buộc sử dụng SAF với tỷ lệ phối trộn tăng dần. Theo đó, trước năm 2030, tỷ lệ thấp 0,5 - 2% được áp dụng, tăng lên 5 - 30% vào năm 2030 và đạt 47 - 100% vào năm 2050 [35 - 48]. Đối với Việt Nam, có thể ước tính trong giai đoạn đến năm 2030, SAF được sử dụng ở tỷ lệ 1 - 2% nhằm thử nghiệm cho một số chuyến bay, đến năm 2040, tỷ lệ sử dụng SAF có thể đạt 5 - 10% và tăng lên 30 - 50% vào năm 2050. Các mức tỷ lệ phối trộn này phù hợp với xu thế chung của các nước trong khu vực và có thể đáp được từ các nguồn nguyên liệu tiềm năng trong nước, bao gồm: dầu ăn thải (UCO), mỡ cá và sinh khối từ phụ phẩm nông nghiệp. Theo đó, nhu cầu sử dụng SAF tại Việt Nam có thể đạt 38 nghìn tấn/năm vào năm 2030, 550 nghìn tấn/năm (năm 2040) và 2,9 triệu tấn/năm (năm 2050). SAF có thể được sản xuất thông qua 4 nhóm công nghệ chính gồm: HEFA, FT, AtJ và e-SAF. Hiện tại, công nghệ HEFA đang chiếm lĩnh thị trường toàn cầu với tỷ lệ > 90%. Tuy nhiên, theo thời gian, các công nghệ sản xuất SAF khác sẽ dần hoàn thiện và được thương mại hóa rộng rãi. Với thuận lợi về các nguồn nguyên liệu trong nước, các loại SAF được sản xuất từ dầu mỡ đã qua sử dụng (UCO) và sinh khối sẽ chiếm ưu thế, trong khi e-SAF từ CO₂ sẽ góp phần thứ yếu vào mục tiêu phát triển SAF tại Việt Nam. Mỗi tấn e-SAF được tạo ra sẽ tiêu thụ 3 tấn CO₂. Như vậy, với tỷ lệ e-SAF đạt 5% vào năm 2040 và 10% vào năm 2050 trong tổng lượng SAF, nhu cầu sử dụng CO₂ lần lượt là 82,5 nghìn tấn/năm và 870 nghìn tấn/năm.

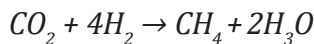
2.3. Methane

Methane là một trong những nguồn quan trọng thu từ khí thiên nhiên và được sử dụng trực tiếp làm nhiên liệu hoặc được chuyển hóa thành khí tổng hợp (syngas) làm nguyên liệu cho tổng hợp hóa dầu. Hiện nay, khoảng 95% khí thiên nhiên chủ yếu được sử dụng làm nhiên liệu, trong khi chỉ khoảng 5% khí được sử dụng làm nguyên liệu. Tổng nhu cầu sử dụng khí hiện tại đạt khoảng 3,06 tỷ tấn/năm (năm 2023) và dự kiến sẽ tăng đến 3,5 - 4,1 tỷ tấn/năm vào năm 2050 [6]. Trong bối cảnh diễn ra xu hướng chuyển dịch năng lượng, cơ cấu nguồn cung và mục đích sử dụng khí thiên nhiên đang có những thay đổi. Một mặt, tỷ lệ sử dụng khí làm nguyên liệu sẽ tăng đến 15% vào năm 2050, mặt khác, một phần nhu cầu khí thiên nhiên sẽ được đáp ứng



Hình 2. Dự báo nhu cầu tiêu thụ CO₂ để sản xuất các sản phẩm nhiên liệu tổng hợp tại Việt Nam đến năm 2050.

bởi e-methane được sản xuất từ CO₂ và H₂. E-methane được tổng hợp thông qua quá trình hydrogen hóa CO₂ với nguồn CO₂ thu từ các nguồn phát thải carbon và hydrogen được sản xuất từ điện phân nước sử dụng năng lượng tái tạo. Phương trình tổng hợp e-methane được biểu diễn như sau:



Sản lượng e-methane hiện tại vẫn còn rất thấp, chỉ dừng ở quy mô sản xuất thử nghiệm với công suất 13 nghìn tấn/năm. Đến năm 2030, chi phí sản xuất e-methane vẫn cao gấp từ 2 - 3 lần so với giá khí thiên nhiên [7]. Tuy nhiên, trong dài hạn, công suất e-methane sẽ tăng mạnh và có thể đạt lần lượt 0,6 triệu tấn/năm, 10 triệu tấn/năm và 150 triệu tấn/năm vào các năm 2030, 2040 và 2050 [7 - 9]. Chi phí sản xuất e-methane chủ yếu phụ thuộc vào giá năng lượng tái tạo, chi phí thu hồi CO₂ và sự cải tiến công nghệ. Đến năm 2050, chi phí sản xuất e-methane có thể đạt gấp khoảng 0,6 - 1,7 lần và 0,7 - 1,2 lần so với giá khí thiên nhiên [10].

Đối với Việt Nam, sản lượng khí trong nước tiếp tục suy giảm từ 10,3 tỷ m³ năm 2019 xuống còn 6,4 tỷ m³ vào năm 2024. Do đó, nhu cầu khí trong tương lai sẽ được đáp ứng một phần bằng cách nhập khẩu LNG. Dự báo nhu cầu tiêu thụ khí năm 2030, 2040 là 10 triệu tấn/năm và 2050 là 16,4 triệu tấn/năm. Theo xu hướng chuyển dịch năng lượng, e-methane hiện là một trong các hướng đang được phát triển để đáp ứng một phần nhu cầu lượng khí thiếu hụt, đồng thời, đảm bảo phát triển bền vững. Mỗi tấn e-methane được sản xuất sẽ cần tiêu thụ 2,8 tấn CO₂. Với ước lượng e-methane dự kiến sẽ thay thế lần lượt khoảng 5% và 20% nhu cầu khí vào các năm 2040 và 2050, tương ứng với các mức thay thế này, nhu cầu CO₂ cho sản xuất e-methane vào khoảng 1,4 triệu tấn/năm vào năm 2040 và 9,2 triệu tấn/năm vào năm 2050. Đây là hướng tiềm năng lớn cho việc sử dụng tại Việt Nam trong tương

lai. Hình 2 trình bày nhu cầu tiêu thụ CO₂ để sản xuất các sản phẩm nhiên liệu tổng hợp tại Việt Nam vào các năm 2030, 2040 và 2050.

3. Nhóm sản phẩm vật liệu sản xuất từ CO₂

3.1. Bê tông và xi măng xanh

Xi măng, nguyên liệu chủ lực tạo bê tông cho xây dựng, được sản xuất từ clinker, thạch cao và các khoáng chất khác. Tuy nhiên, quy trình sản xuất truyền thống phát thải nhiều CO₂ do nhiệt độ cao và phản ứng hóa học. Xi măng carbon - công nghệ dùng CO₂ tái chế kết hợp vật liệu khác - không chỉ giảm khí thải mà còn cho phép sản phẩm hấp thụ CO₂ suốt vòng đời, góp phần xây dựng công trình bền vững và thân thiện môi trường. Ứng dụng CO₂ trong lĩnh vực bê tông và xi măng thể hiện qua việc sử dụng một số hợp chất như carbonate (như CaCO₃) để thay thế một phần hoặc toàn bộ clinker truyền thống nhờ vào tính chất chống thấm, chịu nén tốt của các khoáng chất carbonate. Việc này giúp giảm lượng clinker (và CO₂) trong quá trình sản xuất xi măng. CO₂ được sử dụng như là tác chất trong sản xuất carbonate. Tuy nhiên, quá trình chuyển hóa CO₂ thành khoáng chất vẫn đang trong giai đoạn nghiên cứu và phát triển, đặc biệt là làm sao để tối ưu hóa hiệu quả và giảm chi phí. Việc triển khai rộng rãi công nghệ này sẽ cần phải vượt qua nhiều thử thách về quy mô và khả năng thương mại hóa. Công nghệ CarbonCure (Canada) bơm CO₂ vào bê tông trong quá trình phối trộn xi măng với các loại vật liệu khác sẽ tạo ra vật liệu bê tông xanh với mức giảm phát thải carbon khoảng 25% so với các loại bê tông truyền thống [49]. Mặc dù công nghệ này giúp giảm chi phí sản xuất bê tông do tiết kiệm được 5 - 8% xi măng, nhưng công nghệ chỉ mới bắt đầu được áp dụng tại các thị trường khu vực châu Âu và Bắc Mỹ [49]. Để triển khai rộng rãi công nghệ này, các thách thức cần được giải quyết bao gồm:

- Rào cản kỹ thuật:
- + Thiếu nguồn CO₂ chất lượng cao cho khoáng hóa.
- + Cần cải tạo/nâng cấp hạ tầng nhà máy hiện có.
- Rào cản kinh tế:
- + Chi phí đầu tư ban đầu cao.
- + Thị trường chưa sẵn sàng trả phí premium cho xi măng xanh.
- + Thiếu cơ chế tín chỉ carbon rõ ràng.
- Rào cản chính sách:
- + Chưa có tiêu chuẩn/quy chuẩn cụ thể cho xi măng khoáng hóa CO₂.
- + Thiếu ưu đãi thuế/hỗ trợ tài chính cho công nghệ xanh.
- + Chưa có yêu cầu bắt buộc về xi măng carbon thấp.
- Rào cản thị trường:
- + Cạnh tranh giá khốc liệt trong ngành xi măng.
- + Nhận thức về lợi ích xi măng xanh còn hạn chế.
- + Thiếu nhu cầu từ các dự án xây dựng.

Dự báo nhu cầu CO₂ cho lĩnh vực bê tông và xi măng carbon thấp dựa trên % thay thế xi măng carbon thấp so với xi măng truyền thống. Lượng tiêu thụ xi măng ước tính đạt khoảng 60 - 65 triệu tấn/năm vào năm 2024 tại Việt Nam, với tốc độ tăng trưởng kép hàng năm là 8,4% [11]. Dự báo thị trường xi măng trong các năm 2030, 2040 và 2050 dự kiến lần lượt đạt 97 triệu tấn/năm, 218 triệu tấn/năm và 489 triệu tấn/năm. Trung bình khoảng 0,05 tấn CO₂ được sử dụng cho mỗi tấn xi măng từ CO₂. Với dự báo nhu cầu của xi măng carbon thấp chiếm khoảng 30% vào năm 2040 và 50% vào năm 2050, khi đó, lượng CO₂ yêu cầu cho mục đích sản xuất xi măng carbon thấp là khoảng 3,27 triệu tấn/năm vào năm 2040 và 12,23 triệu tấn/năm vào năm 2050.

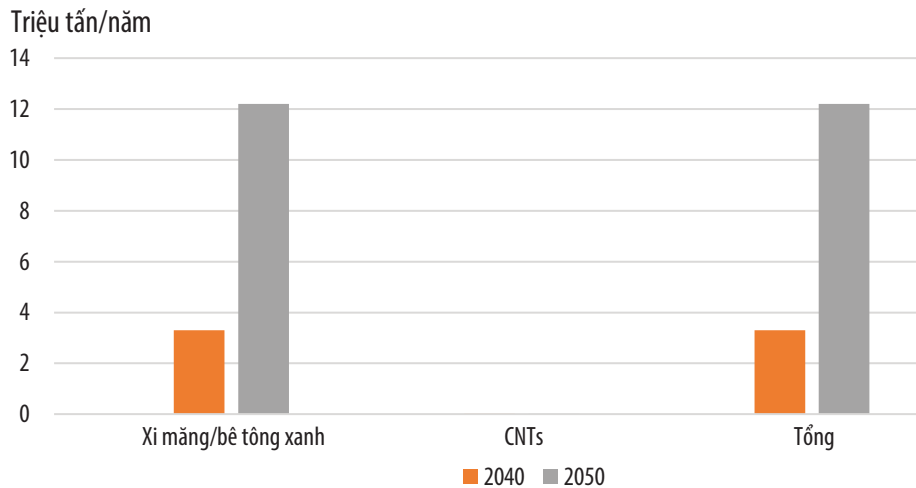
3.2. Vật liệu CNT và graphene

Nanocarbon, bao gồm chủ yếu là carbon nanotubes (CNT) và graphene, được xem là thế hệ vật liệu thứ tư, là nhóm vật liệu có tiềm năng ứng dụng trong nhiều lĩnh vực với những đặc tính vượt trội về dẫn nhiệt, dẫn điện, độ bền cơ học, chống mài mòn, chống ăn mòn, chống thấm nước... so với các loại vật liệu truyền thống. Các loại vật liệu này có thể được ứng dụng trong các lĩnh vực năng lượng, môi trường, vật liệu, y học... Tổng công suất sản xuất graphene toàn cầu đạt khoảng 23 nghìn tấn/năm vào năm 2023 trong khi nhu cầu thị trường được dự báo vượt trên 100

nghìn tấn/năm vào năm 2030 [12]. Tương tự, nhu cầu CNT đạt lần lượt là 14 nghìn tấn/năm và 95 nghìn tấn/năm vào các năm 2022 và 2030 [13]. Theo xu hướng chuyển dịch năng lượng, nhu cầu đối với graphene và CNT được dự báo sẽ tăng nhanh từ sau năm 2030 để ứng dụng trong các lĩnh vực sản xuất pin lưu trữ năng lượng và các loại vật liệu composite dùng trong sản xuất xe điện và xe chạy bằng hydrogen. Ước tính đến các năm 2040 và 2050, nhu cầu graphene và CNT có thể đạt lần lượt 1 - 2 triệu tấn/năm và 5 - 10 triệu tấn/năm [50].

Vật liệu graphene và CNT có thể được tổng hợp từ các nguồn nguyên liệu chứa carbon khác nhau gồm: graphite, methane, ethylene, acetylene, benzene, ethanol... Tùy thuộc vào đặc tính của nguyên liệu, các phương pháp công nghệ và điều kiện tổng hợp CNT khác nhau có thể được áp dụng. Methane là nguồn nguyên liệu được sử dụng nhiều nhất do có khả năng hình thành CNT ít khuyết tật và sự thuận lợi khi nâng quy mô công suất để triển khai sản xuất công nghiệp. Chi phí trung bình để sản xuất CNT theo các công nghệ truyền thống ở mức khoảng 100.000 USD/tấn. Bên cạnh đó, CNT cũng có thể được tổng hợp trực tiếp từ CO₂ thông qua công nghệ C2CNT. Công nghệ này sử dụng thiết bị Genesis Device độc quyền, chuyển đổi CO₂ thành CNT hoặc graphene bằng điện phân nóng chảy muối carbonate năng suất cao. Nhà máy đầu tiên sản xuất CNT từ nguồn khí thải nhà máy điện với công suất 7.500 tấn/năm đang được lên kế hoạch triển khai bởi Carbon Corp [14]. Nếu được triển khai thành công, trong tương lai, công nghệ này có thể được mở rộng quy mô công suất lên lần lượt 30 nghìn tấn/năm và 300 nghìn tấn/năm vào các năm 2040 và 2050. Chi phí sản xuất CNT theo công nghệ này có thể thấp hơn đáng kể so với công nghệ truyền thống. Trong điều kiện vận hành ở quy mô công nghiệp và chi phí năng lượng tái tạo thấp (~2 - 3 cents/kWh) ước tính chi phí sản xuất CNT giảm xuống dưới 1.000 USD/tấn [15].

Tại thị trường Việt Nam, vật liệu nanocarbon, chủ yếu là CNT và graphene, có tiềm năng được sử dụng làm phụ gia cho một số sản phẩm, bao gồm pin cho thiết bị điện tử, nguyên vật liệu cho ngành nhựa, sơn phủ, dầu bôi trơn, xi măng, phân bón vô cơ và nhựa đường. Với giả định hàm lượng vật liệu nanocarbon trong các sản phẩm trên khoảng 100 ppm, và tỷ lệ sản phẩm sử dụng vật liệu nanocarbon đạt 10% vào năm 2040, tăng lên 20% vào năm 2050, nhu cầu tiềm năng tương ứng đối với vật liệu nanocarbon có thể đạt lần lượt 0,3 nghìn tấn/năm và 1,4 nghìn tấn/năm. Mỗi tấn CNT được sản xuất theo công nghệ này sẽ tiêu thụ 4 tấn CO₂. Theo đó, nhu cầu CO₂ phục vụ sản xuất vật liệu nanocarbon có thể đạt lần lượt 1,2 nghìn tấn/năm vào năm 2040 và gần 5,6 nghìn tấn/năm vào năm 2050. Hình 3 trình bày nhu cầu CO₂ để sản xuất các sản phẩm vật liệu xanh tại Việt Nam vào các năm 2030, 2040 và 2050.



Hình 3. Dự báo nhu cầu CO₂ để sản xuất các sản phẩm vật liệu xanh tại Việt Nam đến năm 2050.

4. Nhóm sản phẩm nhựa và chất dẻo sản xuất từ CO₂

4.1. Polycarbonate

Trong công nghiệp, polycarbonate (PC) thường được sản xuất từ các nguồn nguyên liệu như phosgene hoặc các hợp chất carbonate hữu cơ. Công nghệ tổng hợp PC truyền thống được dựa trên cơ sở phản ứng giữa bisphenol A (BPA) và phosgene (COCl₂) trong môi trường 2 pha hoặc giữa BPA và diphenyl carbonate (DPC). Các quy trình này đều sử dụng nguyên liệu có nguồn gốc hóa dầu và/hoặc có tính độc hại. Theo xu hướng chuyển dịch năng lượng, CO₂ được thấy là một nguyên liệu thay thế đầy tiềm năng cho công nghệ này. Theo đó, polycarbonate có thể được tổng hợp thông qua các quá trình đồng trùng hợp giữa epoxide hoặc oxetane với CO₂ hoặc trùng hợp trực tiếp giữa diol và CO₂. Polycarbonate từ CO₂ là một bước đột phá trong ngành công nghiệp nhựa khi biến CO₂ tái chế thành nguồn carbon thay thế cho dầu mỏ.

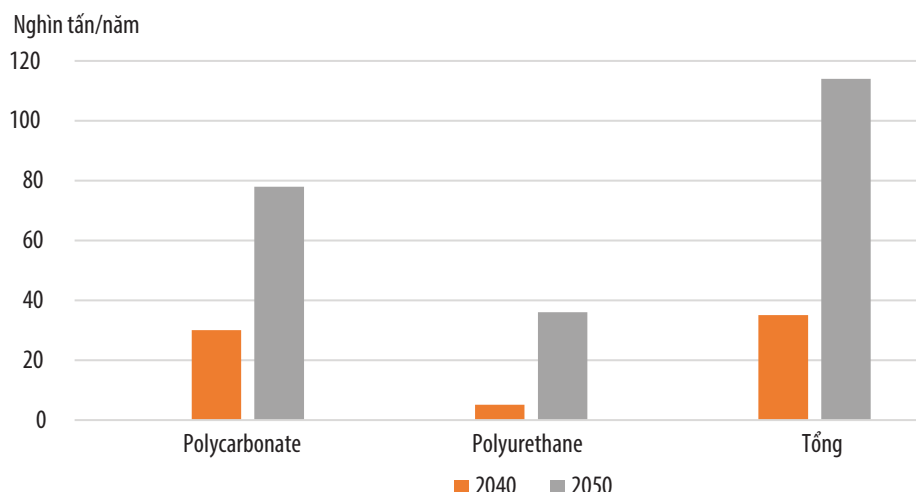
Năm 2022, tổng nhu cầu PC tại Việt Nam đạt 106 nghìn tấn/năm, với tốc độ tăng trưởng hàng năm 4,15% [16]. Dự báo trong tương lai, thị trường PC sẽ tiếp tục duy trì đà tăng trưởng ổn định. Nhu cầu PC trong các năm 2030, 2040 và 2050 lần lượt là 150 nghìn tấn/năm, 220 nghìn tấn/năm và 330 nghìn tấn/năm. Với xu hướng chuyển dịch năng lượng, chính sách giảm phát thải CO₂ và cùng với việc áp dụng thuế carbon và sự trưởng thành của công nghệ, sản phẩm polycarbonate từ CO₂ đang được chú trọng. Mặc dù công nghệ sản xuất PC trên cơ sở phản ứng giữa CO₂ và epoxides đã được thương mại hóa, thị phần của công nghệ mới này vẫn còn rất khiêm tốn (< 10%). Hiện tại, Việt Nam đang nhập khẩu hoàn toàn PC, do đó, thị trường cho PC sản xuất trong nước có thể được phát triển trong giai đoạn sau năm 2030. Nhu cầu sản phẩm PC từ CO₂ dự báo có thể đạt lần lượt 30% và 50% tổng nhu

cầu PC, tương ứng 66 nghìn tấn/năm vào năm 2040 và 165 nghìn tấn/năm vào năm 2050. Với mỗi tấn PC sản xuất từ CO₂ cần khoảng 0,47 tấn CO₂ được cố định [17], lượng khí nhà kính được hấp thụ thông qua chuỗi sản xuất này cũng sẽ tăng mạnh theo thời gian. Cụ thể, lượng CO₂ được chuyển hóa trong quá trình sản xuất PC từ CO₂ ước đạt 30 nghìn tấn/năm vào năm 2040, và có thể lên tới 78 nghìn tấn/năm vào năm 2050, cho thấy tiềm năng mở rộng ứng dụng của CO₂ trong ngành vật liệu nhựa kỹ thuật.

4.2. Polyurethane

Công nghệ truyền thống để tổng hợp polyurethane (PU) dựa trên phản ứng giữa polyol (polyether/polyester) và isocyanate (TDI, MDI). Theo xu hướng chuyển dịch năng lượng, quá trình sản xuất được xanh hóa thông qua tích hợp một phần CO₂ vào polyol. Polyurethane từ CO₂ là một công nghệ mới giúp giảm tác động môi trường bằng cách thay thế một phần polyol trong quy trình sản xuất polyurethane bằng CO₂ tái chế. Quy trình này giúp cắt giảm khí CO₂, giảm phụ thuộc vào hóa thạch và tạo sản phẩm thân thiện với môi trường, hướng tới nền kinh tế tuần hoàn carbon. Theo đó, CO₂ được tích hợp vào quá trình tổng hợp polyol với tỷ lệ 20 - 40% để phục vụ sản xuất polyurethane xanh. Năm 2016, Covestro đã bắt đầu hoạt động một dây chuyền sản xuất polyol công suất 5.000 tấn/năm với tỷ lệ tích hợp CO₂ lên đến 20%. Hiện tại, chi phí sản xuất PU từ CO₂ vẫn còn cao hơn gấp 6 - 7 lần so với sản phẩm PU truyền thống đi từ dầu mỏ. Tuy nhiên, từ sau năm 2030, với sự hoàn thiện về công nghệ và sự phát triển của thị trường carbon sẽ dẫn đến sự gia tăng chi phí sản xuất sản phẩm PU truyền thống, sản phẩm PU xanh được kỳ vọng có thể cạnh tranh với các sản phẩm PU truyền thống trong giai đoạn này.

Tại Việt Nam, nhu cầu tiêu thụ PU đang tăng trưởng nhanh



Hình 4. Dự báo nhu cầu tiêu thụ CO₂ để sản xuất các sản phẩm nhựa và chất dẻo xanh tại Việt Nam đến năm 2050.

chóng, đặc biệt là trong các lĩnh vực nội thất (nệm, sofa, ghế), xây dựng (vật liệu cách nhiệt, keo chống thấm) và sản xuất giày dép. Việt Nam hiện là một trong những quốc gia xuất khẩu giày dép lớn nhất thế giới và PU đóng vai trò quan trọng trong việc tạo lớp đế mềm, bền và nhẹ cho giày thể thao và giày thời trang. Năm 2022, nhu cầu tiêu thụ PU tại Việt Nam xấp xỉ 100 nghìn tấn/năm [18]. Với tốc độ tăng trưởng đạt 5,8% giai đoạn 2024 - 2034, nhu cầu tiêu thụ PU được dự báo tăng trưởng ổn định và mạnh mẽ trong tương lai [19]. Theo đó, nhu cầu tiêu thụ trung bình PU tại Việt Nam cho năm 2030 là 195 nghìn tấn/năm, năm 2040 là 342 nghìn tấn/năm và năm 2050 là 600 nghìn tấn/năm. Trung bình, cần tiêu thụ khoảng 0,3 tấn CO₂ để sản xuất 1 tấn PU xanh. Với giả định tỷ lệ PU có tích hợp CO₂ trong quá trình sản xuất lần lượt là 5% và 20% vào các năm 2040 và 2050, nhu cầu PU tích hợp CO₂ được ước lượng tương ứng tương ứng là 17 nghìn tấn/năm và 120 nghìn tấn/năm. Như vậy, lượng CO₂ cần thiết cho sản xuất sản phẩm PU dự kiến là 5,1 nghìn tấn/năm vào năm 2040 và 36 nghìn tấn/năm vào năm 2050. Hình 4 trình bày dự báo nhu cầu CO₂ để sản xuất các sản phẩm nhựa và chất dẻo xanh tại Việt Nam vào các năm 2030, 2040 và 2050.

5. Nhóm sản phẩm phân bón và hóa chất từ CO₂

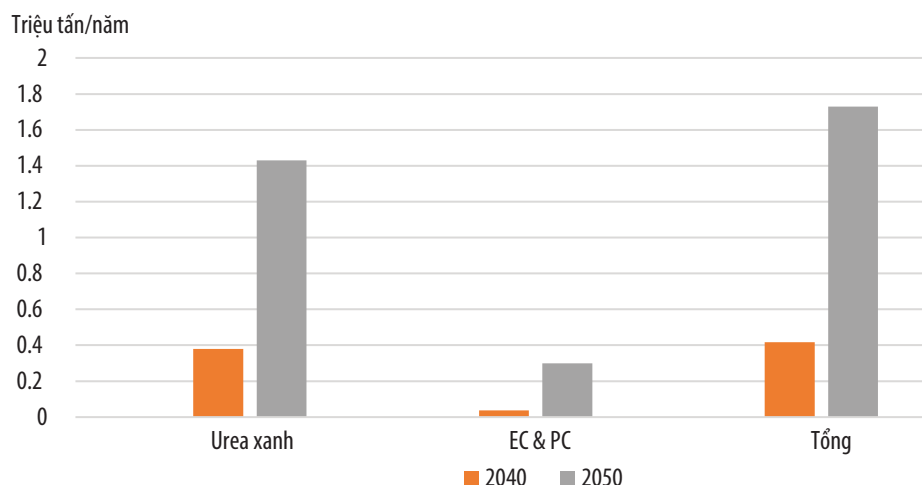
5.1. Urea

Hiện nay, ammonia và CO₂ dùng làm nguyên liệu sản xuất urea chủ yếu được tạo ra từ nhiên liệu hóa thạch, thông qua quá trình khí hóa than hoặc reforming hơi nước khí thiên nhiên. Theo xu hướng chuyển dịch năng lượng, sản phẩm urea sẽ được dần xanh hóa khi sử dụng các nguyên liệu bền vững là hydrogen/ammonia xanh và CO₂ thu từ không khí hoặc các nguồn phát thải khác. Urea xanh được xem là sản phẩm thân thiện môi trường, có mức phát thải carbon gần bằng "0" hoặc âm.

Tính đến năm 2024, có 4 dự án sản xuất thử nghiệm urea xanh với tổng công suất đạt 100 nghìn tấn/năm, tương đương 0,05% tổng sản lượng urea toàn cầu [20]. IEA (2021) đã đưa ra dự báo sản lượng ammonia xanh vào năm 2030 có thể đạt đến 8 triệu tấn/năm, bao gồm 3 triệu tấn ammonia/năm có thể được sử dụng để sản xuất 5 triệu tấn urea xanh/năm, tương ứng khoảng 2,5% tổng sản lượng urea [21]. Với sự cải tiến kỹ thuật công nghệ và giảm chi phí năng lượng tái tạo, tỷ lệ sản xuất và sử dụng urea xanh sẽ tăng dần. Đến năm 2050, khoảng 30% nhu cầu ammonia được đáp ứng từ ammonia tái tạo, trong đó, khoảng 40 - 45% lượng ammonia được sử dụng để sản xuất urea xanh, tương ứng với sản lượng urea xanh có thể đạt khoảng 83 triệu tấn/năm [22].

Tại Việt Nam, nhu cầu urea trong nước đạt khoảng 2 triệu tấn cho năm 2024, nguồn cung trong nước đến từ 4 nhà máy sản xuất phân đạm (Phú Mỹ, Cà Mau, Ninh Bình và Hà Bắc) với công suất thiết kế khoảng 2,6 triệu tấn/năm [23]. Dự báo tốc độ tăng trưởng CAGR của urea sẽ đạt 1 - 2% đến 2050, khi đó, nhu cầu urea dự kiến đạt khoảng 2,3 triệu tấn/năm vào năm 2030, 2,6 triệu tấn/năm và 2,8 triệu tấn/năm vào các năm 2040 và 2050. Quá trình sản xuất urea truyền thống từ các loại nguyên liệu khí thiên nhiên hoặc than đá phát thải khoảng 0,8 - 1,4 tấn CO₂/tấn urea. Theo xu hướng chuyển dịch năng lượng, các nhà máy sản xuất urea sẽ dần chuyển sang sản phẩm urea xanh được tạo ra từ các nguồn hydrogen xanh (để tạo ra ammonia xanh) và CO₂ thu từ các nguồn khói thải công nghiệp hoặc từ không khí.

Theo đóng góp do quốc gia tự quyết định (NDC) năm 2022, đến năm 2030, lĩnh vực các quá trình sản xuất công nghiệp (IP) giảm 3% lượng phát thải không điều kiện và mức giảm có thể đạt 5,4% nếu có sự hỗ trợ quốc tế.



Hình 5. Dự báo nhu cầu tiêu thụ CO₂ để sản xuất các sản phẩm urea xanh và ethylene/propylene carbonate tại Việt Nam đến năm 2050.

Trong nhà máy sản xuất urea, mục tiêu này có thể đạt được thông qua các giải pháp tối ưu hóa năng lượng, tích hợp năng lượng tái tạo vào hoạt động sản xuất hoặc tích hợp hydrogen xanh với tỷ lệ < 10% vào quy trình sản xuất urea. Với mục tiêu hướng đến đạt net-zero vào năm 2050, Chiến lược Biến đổi khí hậu quốc gia (Quyết định số 896/QĐ-TTg ngày 26/7/2022 [24]) đã đặt mục tiêu giảm 84,8% lượng phát thải vào năm 2050 đối với lĩnh vực IP. Từ sau năm 2030, nỗ lực tăng cường giảm phát thải cùng với sự phát triển công nghệ và giảm chi phí sản xuất sẽ thúc đẩy sản lượng urea xanh nói chung trên thế giới cũng như tại Việt Nam. Mặt khác, tiềm năng dồi dào về năng lượng tái tạo của Việt Nam cũng sẽ tạo ra lợi thế phát triển hydrogen xanh - một nguồn nguyên liệu quan trọng để sản xuất urea xanh. Với giả định các giải pháp như tối ưu hóa năng lượng và tích hợp năng lượng tái tạo có thể đóng góp giảm 10 - 20% lượng phát thải và chi phí sản xuất urea xanh có thể giảm đáng kể trong giai đoạn sau năm 2030. Các nhà máy urea tại Việt Nam sẽ bắt đầu sản xuất urea xanh từ sau năm 2030, hướng đến đạt lần lượt tỷ lệ 20% và 70% tổng nhu cầu urea vào các năm 2040 và 2050, sản lượng urea xanh tương ứng sẽ đạt lần lượt là 520 nghìn tấn/năm và 1,96 triệu tấn/năm vào các năm 2040 và 2050. Mỗi tấn urea xanh được sản xuất sẽ tiêu thụ 0,73 tấn CO₂ thu từ các nguồn khí thải công nghiệp hoặc từ không khí. Theo đó, lượng CO₂ sử dụng cho sản xuất urea xanh sẽ đạt khoảng 380 nghìn tấn/năm và 1,43 triệu tấn/năm vào các năm 2040 và 2050.

5.2. Ethylene carbonate và propylene carbonate

Ethylene carbonate (EC) là thành phần quan trọng trong việc pha chế chất điện phân cho pin lithium-ion và được sử dụng rộng rãi trong xe điện, thiết bị điện tử di động và lưu trữ năng lượng tái tạo. Thị trường EC toàn cầu ước tính đạt 643 triệu USD năm

2025 và dự kiến tăng lên 1.111,4 triệu USD vào năm 2033, với CAGR 7,2% từ 2026 - 2030 [25]. Propylene carbonate (PC) chủ yếu được sử dụng làm dung môi trong các ứng dụng khác nhau, bao gồm pin lithium-ion, đang ngày càng có nhu cầu cao do sự gia tăng của xe điện và các giải pháp năng lượng tái tạo. Thị trường PC toàn cầu được định giá ở mức 0,42 tỷ USD năm 2022 và dự kiến tăng từ 0,45 tỷ USD năm 2023 lên 0,62 tỷ USD vào năm 2030, với CAGR 5,05% [26]. Cả 2 thị trường EC và PC đều có triển vọng tăng trưởng mạnh đến năm 2050, chủ yếu nhờ vào cuộc cách mạng xe điện và nhu cầu lưu trữ năng lượng. EC có tốc độ tăng trưởng cao hơn do vai trò quan trọng trong pin lithium-ion, trong khi PC có ứng dụng đa dạng hơn trong nhiều ngành công nghiệp khác nhau. Theo đó, nhu cầu EC dự báo đạt 0,5 triệu tấn/năm vào năm 2030, 1 triệu tấn/năm vào năm 2040 và 2 - 2,5 triệu tấn/năm vào năm 2050. Tương tự, nhu cầu PC có thể đạt lần lượt 0,3 triệu tấn/năm, 0,5 triệu tấn/năm và 1 triệu tấn/năm vào các năm 2030, 2040 và 2050.

Ethylene carbonate và propylene carbonate được sản xuất trên cơ sở phản ứng giữa epoxides (ethylene/propylene oxides) và CO₂. Theo xu hướng chuyển dịch năng lượng, epoxides được thay thế bằng ethylene/propylene glycols, là những nguyên liệu có thể thu được từ các nguồn tái tạo. Tuy nhiên, công nghệ mới sử dụng nguyên liệu ethylene/propylene glycols đang trong giai đoạn nghiên cứu phát triển và chưa được thương mại hóa. Hiện tại, Việt Nam chưa sản xuất EC và PC, do đó, nhu cầu trong nước được đáp ứng hoàn toàn bằng nhập khẩu ở mức tiêu thụ thấp (khoảng 500 - 1.000 tấn/năm), chủ yếu sử dụng làm dung môi hoặc phụ gia trong các ngành công nghiệp sơn, mỹ phẩm, dược phẩm, chất dẻo, chất bôi trơn... Trong tương lai, khi năng lượng tái tạo và xe điện phát triển mạnh tại Việt Nam, EC và PC sẽ trở thành nguyên liệu quan trọng để sản xuất pin cho xe điện hoặc hệ thống lưu trữ năng lượng tái tạo. Ước tính, từ năm 2040 trở đi, công suất sản xuất EC

và PC tại Việt Nam có thể đạt 1 - 2% sản lượng toàn cầu, tương ứng lần lượt là 15 nghìn tấn/năm và 30 nghìn tấn/năm vào các năm 2040 và 2050, với mục đích sử dụng chính là làm nguyên liệu cho các quá trình sản xuất pin và hệ thống lưu trữ năng lượng. Lượng CO₂ tiêu thụ trên mỗi tấn sản phẩm EC và PC lần lượt là 0,5 tấn/tấn EC và 0,43 tấn/tấn PC. Theo đó, nhu cầu sử dụng CO₂ cho quá trình sản xuất EC và PC là 750 nghìn tấn/năm và 1,5 triệu tấn/năm vào các năm 2040 và 2050. Bên cạnh đó, công suất EC/PC được sản xuất theo công nghệ mới (từ ethylene/propylene glycol) ước tính có thể đạt tỷ lệ 5% và 20% vào các năm 2040 và 2050, tương ứng, 37,5 nghìn tấn/năm và 300 nghìn tấn/năm vào các năm 2040 và 2050. Hình 5 trình bày nhu cầu tiêu thụ CO₂ để sản xuất các sản phẩm urea xanh và ethylene/propylene carbonate tại Việt Nam vào các năm 2030, 2040 và 2050.

6. Khả năng cạnh tranh của các sản phẩm từ CO₂ so với các sản phẩm truyền thống

Thị trường carbon đang dần được hình thành tại Việt Nam. Việt Nam đã phê duyệt Đề án phát triển thị trường carbon với lộ trình thí điểm trong giai đoạn 2025 - 2028 (bao phủ ~50% phát thải CO₂ quốc gia, nhằm vào các lĩnh vực điện, thép, xi măng) và vận hành chính thức từ năm 2029 (Quyết định số 232/QĐ-TTg ngày 24/1/2025 [27]). Theo Quyết định số 263/QĐ-TTg ngày 9/2/2026 [28], Chính phủ đã phê duyệt hạn ngạch khí nhà kính thí điểm cho giai đoạn 2025 - 2026 gồm 34 nhà máy nhiệt điện, 25 cơ sở thép và 51 nhà máy xi măng. Tổng hạn ngạch thí điểm là 243.082.392 tấn CO_{2td} cho năm 2025. Theo Nghị định số 119/2025/NĐ-CP ngày 9/6/2025 [29], Việt Nam đã thiết lập khung ETS (Hệ thống giao dịch phát thải) thí điểm cho ngành điện, thép và xi măng. Các đơn vị tuân thủ có thể mua tín chỉ carbon để bù đắp tới 30% lượng khí thải chịu trách nhiệm trong ETS. Trong giai đoạn đầu, hạn ngạch phát thải được cấp miễn phí nhằm tạo điều kiện thích nghi cho doanh nghiệp. Tuy nhiên, khi ETS vận hành ổn định hơn (sau năm 2028), giá carbon dự kiến tăng, tạo động lực kinh tế rõ ràng cho đầu tư CCUS. Các dự án CCUS tạo ra tín chỉ carbon có thể giao dịch trên ETS và thị trường carbon tự nguyện quốc tế.

Hiện tại, tổng phát thải khí nhà kính của Việt Nam đạt khoảng 726 triệu tấn CO_{2td}/năm (năm 2025) và dự kiến tăng lên 928 triệu tấn CO_{2td}/năm vào năm 2030 theo kịch bản phát triển thông thường (BAU). Đây là nguồn CO₂ tập trung khổng lồ - tiền đề cần thiết cho phát triển sản phẩm CO₂. Theo NDC năm 2022, đến năm 2030, Việt Nam sẽ giảm 15,8% lượng phát thải không điều kiện so với tổng phát thải khí nhà kính theo kịch bản BAU và mức giảm có thể đạt 43,5% nếu có sự hỗ trợ quốc tế. Tại Hội nghị

COP26, Việt Nam đã đưa ra cam kết hướng đến đạt mục tiêu net-zero vào năm 2050 cùng với các quốc gia khác trên thế giới. Như vậy, bên cạnh các giải pháp chuyển dịch năng lượng khác, giải pháp thu hồi và lưu giữ/sử dụng CO₂ (CCUS) cũng sẽ đóng một vai trò quan trọng trong hành trình chuyển đổi xanh của Việt Nam. Theo BloombergNEF (2024) ước tính đến năm 2050, để đạt được mục tiêu net-zero, CCUS có thể đóng góp đến 27% lượng giảm phát thải tại Việt Nam [30].

Trong bối cảnh chuyển dịch năng lượng, các sản phẩm từ CO₂ đang từng bước trở thành một phần quan trọng của nền kinh tế tuần hoàn carbon. Khả năng cạnh tranh của các sản phẩm này so với các sản phẩm truyền thống phụ thuộc vào loại sản phẩm cùng với mức phát triển công nghệ, thị trường, kinh tế và chính sách tương ứng. Xét từ góc độ hiệu quả kinh tế, nhìn chung, chi phí sản xuất hiện tại của phần lớn các sản phẩm từ CO₂ vẫn còn cao hơn so với các sản phẩm truyền thống tương ứng. Theo xu hướng chuyển dịch năng lượng, yêu cầu giảm phát thải carbon để xanh hóa các hoạt động sản xuất sẽ ngày càng được siết chặt, đồng thời, sự hình thành thị trường carbon sẽ đảm bảo tạo ra thị trường cạnh tranh công bằng giữa các sản phẩm xanh nói chung, trong đó có sản phẩm từ CO₂, với các sản phẩm truyền thống. Các yếu tố về mức độ hoàn thiện công nghệ, xu hướng tiêu thụ của người tiêu dùng và sự phát triển thị trường xanh toàn cầu cũng nâng cao hiệu quả cạnh tranh của các sản phẩm xanh và góp phần hình thành nên sự trưởng thành của nền kinh tế tuần hoàn.

Việt Nam là một nước nông nghiệp và đang phát triển với nhu cầu xây dựng tăng cao, vì vậy, urea xanh và bê tông/xi măng xanh sẽ là những sản phẩm có tiềm năng thị trường cao và khả năng thương mại hóa sớm do được sản xuất trên cơ sở cải tiến quy trình hiện có. Trong khi đó, các loại nhiên liệu tổng hợp như e-methanol và e-SAF sẽ trở thành hướng phát triển dài hạn trong lĩnh vực nhiên liệu để đảm bảo an ninh năng lượng do khoảng cách chi phí sản xuất so với sản phẩm nhiên liệu truyền thống còn lớn, yêu cầu đổi mới quy trình công nghệ và chịu sự cạnh tranh của các sản phẩm nhiên liệu thấp carbon khác (ví dụ: nhiên liệu sinh học). Đối với những sản phẩm có sử dụng nguyên liệu hydrogen trong quá trình sản xuất (ví dụ: urea xanh và các loại nhiên liệu tổng hợp), chi phí hydrogen xanh có thể chiếm đến > 50% tổng chi phí sản xuất sản phẩm, chủ yếu bao gồm chi phí điện tái tạo (dùng để điện phân nước) và thiết bị điện phân [31, 32].

Để nâng cao khả năng cạnh tranh của các sản phẩm này trên thị trường, các vấn đề sau cần được giải quyết: (1) Cải tiến và hoàn thiện công nghệ để nâng cao hiệu quả sản xuất; (2) Nâng quy mô công suất sản xuất theo nhu cầu phát triển bền vững; (3) Đảm bảo chuỗi cung ứng và cơ sở hạ tầng đi kèm đối với nguồn

cung CO₂ (đặc biệt là CO₂ thu từ các nguồn phát thải công nghiệp) và hydrogen xanh (nếu cần thiết) và (4) Chính sách phù hợp để tạo cung - cầu và hình thành thị trường cạnh tranh đối với các sản phẩm xanh nói chung và sản phẩm từ CO₂ nói riêng. Với bối cảnh Việt Nam - nguồn CO₂ công nghiệp khổng lồ, áp lực của cơ chế điều chỉnh biên giới carbon từ thị trường xuất khẩu EU và thị trường carbon vừa được thiết lập - cửa sổ cơ hội đang mở ra. Chìa khóa là triển khai đồng bộ: tiêu chuẩn kỹ thuật, định giá carbon đủ mạnh, hỗ trợ tài chính có cấu trúc, đảm bảo chuỗi cung ứng và hạ tầng điện tái tạo giá rẻ. Khi giá điện tái tạo đủ thấp (~3 UScents/kWh) để tạo ra nguồn hydrogen xanh hiệu quả (1 - 1,5 USD/kg), các sản phẩm từ CO₂ có thể cạnh tranh được với các sản phẩm truyền thống tương ứng [32]. Có thể thấy, đến năm 2050, với sự hoàn thiện về công nghệ, chính sách, thị trường và kinh tế trong lĩnh vực sản xuất xanh, một số sản phẩm từ CO₂ có thể cạnh tranh được trực tiếp và dần thay thế các sản phẩm truyền thống.

7. Kết luận

Các hướng tiềm năng để sử dụng CO₂ là sản xuất urea, sản xuất nhiên liệu tổng hợp, các loại vật liệu polymer, nanocarbon, hóa chất xanh và vật liệu xây dựng xanh. Các phân tích và đánh giá đã phác họa một bức tranh rõ nét về tiềm năng phát triển các sản phẩm có thể sản xuất từ CO₂ tại Việt Nam đến các năm 2030, 2040 và 2050 - trong bối cảnh quốc gia đang từng bước thúc đẩy chuyển dịch năng lượng, thực hiện cam kết phát thải ròng bằng "0" vào năm 2050 và xây dựng nền kinh tế carbon thấp. Như vậy, đến năm 2030, sản phẩm từ CO₂ chủ yếu vẫn dựa trên các sản phẩm truyền thống (urea) đang được sản xuất tại các nhà máy đạm tại Việt Nam. Tuy nhiên, nguyên liệu CO₂ để sản xuất urea chủ yếu được cung cấp bởi nguồn CO₂ từ chính các quá trình công nghệ tại nhà máy trong công đoạn reforming khí thiên nhiên hoặc khí hóa than. Các công nghệ mới để chuyển hóa CO₂ thành các sản phẩm thay thế các sản phẩm truyền thống từ nguồn hóa thạch chủ yếu được triển khai ở quy mô pilot để đánh giá hiệu quả kinh tế - kỹ thuật. Từ sau năm 2030, khi các công nghệ chuyển hóa CO₂ dần hoàn thiện và hiệu quả kinh tế - kỹ thuật được nâng cao, các sản phẩm mới từ CO₂ sẽ dần được phát triển để thay thế các sản phẩm truyền thống trên thị trường, lượng CO₂ yêu cầu cho sản xuất các sản phẩm mới đạt lần lượt khoảng 5,3 và 24,5 triệu tấn/năm vào các năm 2040 và 2050. Có thể thấy, việc đạt được 20% các giá trị tiềm năng này có thể so sánh được với mục tiêu và lộ trình về thu hồi và lưu giữ/sử dụng CO₂ (CCUS) của Chính phủ đã nêu trong Quy hoạch Năng lượng tổng thể quốc gia (Quyết định số 893/QĐ-TTg ngày 26/7/2023 [33]). Tuy nhiên, việc phát triển các tiềm năng sử dụng CO₂ còn phụ thuộc nhiều vào tình hình phát triển công nghệ, giảm chi phí sản xuất và cơ chế chính sách cho việc sử dụng các sản phẩm này.

Tài liệu tham khảo

- [1] World Integrated Trade Solution, "Vietnam methanol (methyl alcohol) imports in 2023". [Online]. Available: <https://wits.worldbank.org/trade/comtrade/en/country/VNM/year/2023/tradeflow/Imports/partner/ALL/product/290511>.
- [2] IMARC, "Vietnam methanol market report by application (formaldehyde, dimethyl ether, gasoline, chloromethane, MTBE/TAME, acetic acid, and others), and region 2026 - 2034".
- [3] Rystad Energy, "Sustainable aviation fuel: The fastest growing energy sector?", 19/2/2024.
- [4] IATA, "Global feedstock assessment for SAF production: Outlook to 2050".
- [5] Thủ tướng Chính phủ, *Chương trình hành động về chuyển đổi năng lượng xanh, giảm phát thải khí các-bon và khí mê-tan của ngành giao thông vận tải*, Quyết định số 876/QĐ-TTg, ngày 22/7/2022.
- [6] IEA, "World energy outlook 2025", 12/11/2025.
- [7] Ze Ran and Weisheng Zhou, "Greenhouse gas emissions and economic analysis of e-methane in Japan and China", Sustainability, Volume 17, Issue 8, 2025. DOI: 10.3390/su17083681.
- [8] Roland Berger, "Feasibility and potential of e-methane in the future energy mix", 22/4/2025.
- [9] Danish Sunasra, "E-methane: A promising low-carbon alternative to natural gas", 6/5/2025.
- [10] Jachin Gorrea, Felix Ortloff, and Charlotte van Leeuwen, "Production costs for synthetic methane in 2030 and 2050 of an optimized Power-to-Gas plant with intermediate hydrogen storage", *Applied Energy*, Volume 253, 2019. DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.113594.
- [11] IMARC, "Vietnam cement market size, share, trends and forecast by type, end use, and region, 2025 - 2033".
- [12] The Graphene Council, "Virtual Graphene Investor Conference", 24 - 25/2024.
- [13] Grand View Research, "Carbon nanotubes market (2025 - 2030)".
- [14] Conor O'Brien, "Surging CNT capacity enables applications beyond Li-ion batteries", 22/11/2023.
- [15] Marcus Johnson, Jiawen Ren, Matthew Lefler, Gad Licht, Juan Vicini, Xinye Liu, and Stuart Licht, "Carbon nanotube

wools made directly from CO₂ by molten electrolysis: Value driven pathways to carbon dioxide greenhouse gas mitigation", *Materialstoday Energy*, Volume 5, pp. 230 - 236, 2017. DOI: 10.1016/j.mtener.2017.07.003.

[16] TechSci Research, "Vietnam polycarbonate market by type (polycarbonate sheets, polycarbonate tubes/pipes, polycarbonate films, others), by end user (electrical & electronics, automotive, building & construction, aerospace & defense, medical, optical, others), by region, competition, forecast and opportunities, 2018 - 2028F".

[17] Farah Bani Affan, "Direct reaction of carbon dioxide to polycarbonate", *Journal of Ecosystem & Ecography*, 2016. DOI: 10.4172/2157-7625.1000185.

[18] ReportLinker, "Vietnam polyurethane industry outlook 2022 - 2026".

[19] Mobility Foresights, "Vietnam polyurethane market size and forecasts 2030", 26/4/2025.

[20] Caroline Paul, "Global green fertiliser tracker: Greening nitrogen fertiliser production. Agora Industry", 6/6/2024.

[21] IEA, "Ammonia technology roadmap: Towards more sustainable nitrogen fertiliser production".

[22] IRENA, "Innovation outlook: Renewable ammonia".

[23] Kirin Capital, *Báo cáo thị trường phân bón Việt Nam*, 2024.

[24] Thủ tướng Chính phủ, *Chiến lược quốc gia về biến đổi khí hậu giai đoạn đến năm 2050*, Quyết định số 896/QĐ-TTg ngày 26/7/2022.

[25] Grand View Research, *Ethylene carbonate market (2026 - 2033)*, 2026.

[26] Market Research Future, "Propylene carbonate market".

[27] Thủ tướng Chính phủ, *Đề án Thành lập và phát triển thị trường các-bon tại Việt Nam*, Quyết định số 232/QĐ-TTg ngày 24/1/2025.

[28] Thủ tướng Chính phủ, *Phê duyệt tổng hạn ngạch phát thải khí nhà kính thí điểm cho năm 2025 - 2026*, Quyết định số 263/QĐ-TTg ngày 9/2/2026.

[29] Chính phủ, *Sửa đổi, bổ sung một số điều của Nghị định số 06/2022/NĐ-CP ngày 07/1/2022 của Chính phủ quy định giảm nhẹ phát thải khí nhà kính và bảo vệ tầng ô-dôn*, Nghị định số 119/2025/NĐ-CP ngày 9/6/2025.

[30] BloombergNEF, "Net-zero transition: Opportunities for Vietnam", 23/12/2024. [Online]. Available: https://assets.bbhub.io/professional/sites/24/BNEF_VietnamNZS_EN.pdf?utm_source=chatgpt.com.

[31] Minghui Zhang, Yanan Jiang, Huimin Zhang, Rui Xing, Ningyan Li, Zhengxuan Shao, Yuan Liu, and Xiaoying Xu, "The techno-economic analysis of renewable methanol", *Clean Energy*, Volume 10, Issue 1, pp. 56 - 77, 2026. DOI: 10.1093/ce/zkaf061.

[32] Ehsan Soroodan, Sanger Huang, Dia Milani, Ali Kiani, and Paul Feron, "Techno-economic assessment of green urea production integrated with direct air capture", *Energy Conversion and Management: X*, Volume 26, 2025. DOI: 10.1016/j.ecmx.2025.101015.

[33] Thủ tướng Chính phủ, *Quy hoạch tổng thể về năng lượng quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050*, Quyết định số 893/QĐ-TTg ngày 26/7/2023.

[34] Quốc Trung, "Nhu cầu nhiên liệu hàng không có thể tăng 4 lần: HVN, VJC mở đường, PVN, BSR, PLX tăng tốc đón cơ hội", 28/6/2026.

[35] Avinor, "The SAF product journey: Barriers and opportunities for establishing a SAF supply chain in Norway", 12/2025.

[36] Civil Aviation Authority of Singapore (CAAS), "Sustainable air hub blueprint", 12/5/2026.

[37] CSIRO, "Sustainable aviation fuel roadmap".

[38] Department for Transport, "The SAF mandate: An essential guide", 19/12/2024.

[39] European Union Aviation Safety Agency (EASA), 2026 report: ReFuelEU aviation annual technical, 2025.

[40] Government of France, France - Public policy to stimulate SAF production, 2025.

[41] International Energy Agency (IEA). Norway sustainable aviation fuel blending mandate: In line with EU ReFuelEU frameworks, 2025.

[42] Japan Petroleum Energy Center (JPEC), Overview of Japan's sustainable fuels policy and the METI 10% SAF mandate by 2030, 2025.

[43] Ministry of Land, Infrastructure and Transport, "South Korea's SAF expansion drives climate action and market leadership", 10/9/2024.

[44] Official Journal of the European Union, "Regulation (EU) 2023/2405 of the European Parliament and of the Council of 18 October 2023 on ensuring a level playing field for sustainable air transport (ReFuelEU Aviation)", 31/10/2023.

[45] U.S. Department of Energy, U.S. Department of Transportation, and U.S. Department of Agriculture, "SAF grand challenge roadmap: Flight plan for sustainable aviation fuel", 2022.

[46] International Trade Administration, "Malaysia energy sustainable aviation fuel", 30/12/2025.

[47] White & Case, "Australia's DCCEEW issues consultation on potential SAF mandate", 24/8/2026.

[48] Yuchao Xu, Yahua Zhang, Xin Deng, Anming Zhang, and Hang Yu, "Navigating the trilemma of sustainable aviation fuel development in China: Status and prospects", *Transport Policy*, Volume 180, 2026. DOI: 10.1016/j.tranpol.2026.104035.

[49] HAN Corporation, "Bê tông bẫy carbon (carbon-curing): vật liệu xanh cho ngành đúc sẵn", 21/10/2026.

[50] Maheshika H.K. Premarathna, Dominik Keiner, and Christian Breyer, "Techno-economic assessment of electricity-based graphene production from atmospheric carbon dioxide as a potential negative emission option", *Journal of Cleaner Production*, 2026.

POTENTIAL PRODUCTS FROM CO₂ IN LINE WITH VIETNAM'S ENERGY TRANSITION TRENDS

Nguyen Huu Luong, Phan Minh Tuan, Le Hong Nguyen

Vietnam Petroleum Institute (VPI), Ho Chi Minh, 71320, Vietnam

KEY WORDS	ABSTRACT
Energy transition, CO ₂ conversion, synthetic fuels, green cement and concrete, green urea.	Promising pathways for CO ₂ utilisation include the production of urea, synthetic fuels, polymer materials, nanocarbons, green chemicals, and green building materials. The analyses and assessments presented herein outline a clear picture of the potential development of CO ₂ -derived products in Vietnam toward 2030, 2040, and 2050 - in the context of the country's progressive energy transition, its commitment to achieving Net-zero emissions by 2050, and its pursuit of a low-carbon economy. Through 2030, CO ₂ -derived products will remain predominantly conventional (urea), already manufactured at existing fertilizer plants in Vietnam. It should be noted, however, that the current CO ₂ feedstock for urea production is primarily sourced from within the plants' own process streams - specifically from natural gas reforming or coal gasification processes. Novel technologies for converting CO ₂ into products that substitute fossil-based counterparts are currently being deployed mainly at pilot scale for techno-economic assessment. From 2030 onwards, as CO ₂ conversion technologies gradually mature and improve in techno-economic performance, new CO ₂ -derived products will progressively displace their conventional equivalents in the market; the volume of CO ₂ required for such new products is projected to reach approximately 5.3 and 24.5 million tonnes per year by 2040 and 2050, respectively. Achieving 20% of these potential values would be broadly comparable to the Government's targets and roadmap for carbon capture, utilisation, and storage (CCUS). Nevertheless, realizing the full potential of CO ₂ utilisation remains highly dependent on technological progress, production cost reductions, and the policy mechanisms governing the uptake of these products.

Corresponding author: Email: luongnh.pvpro@vpi.pvn.vn
Received: 19/1/2026; Revised: 19/1 - 9/4/2026; Accepted date: 9/4/2026
This is an Open Access article under the CC BY-NC-ND license (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

NHẬN DIỆN VÀ ĐÁNH GIÁ TÁC ĐỘNG MÔI TRƯỜNG - XÃ HỘI KHI TRIỂN KHAI LƯU GIỮ ĐỊA CHẤT CO₂ TẠI VIỆT NAM

**Trần Phi Hùng, Thái Cẩm Tú, Hoàng Thái Lộc, Lương Kim Ngân, Mai Thanh Trúc
Trần Thị Tú Anh, Phạm Chiến Thắng, Nguyễn Lệ Mỹ Nhân**

Viện Dầu khí Việt Nam (VPI), Hồ Chí Minh, 71320, Việt Nam

TỪ KHÓA

CCS, lưu giữ địa chất CO₂, tác động môi trường - xã hội, Tiền Hải, bể Cửu Long, bể Malay - Thổ Chu.

TÓM TẮT

Thu hồi và lưu giữ carbon (carbon capture and storage - CCS) là giải pháp quan trọng để giảm phát thải khí nhà kính, trong đó lưu giữ địa chất CO₂ đóng vai trò quyết định đến hiệu quả giảm phát thải dài hạn, song cũng tiềm ẩn rủi ro về môi trường và xã hội, đòi hỏi được nhận diện và quản lý ngay từ giai đoạn lựa chọn vị trí. Nghiên cứu này đánh giá các khía cạnh môi trường - xã hội chính khi triển khai lưu giữ địa chất CO₂ tại mỏ Tiền Hải (trên bờ), các bể Cửu Long và Malay - Thổ Chu (ngoài khơi). Trên cơ sở kết quả đánh giá định lượng và mô hình hóa các kịch bản rủi ro, nghiên cứu đề xuất các giải pháp quản lý và giám sát cụ thể theo từng khu vực (trên bờ và ngoài khơi), nhằm đảm bảo tính bền vững và khả thi của các dự án lưu giữ địa chất CO₂ trong quá trình triển khai tại Việt Nam.

1. Giới thiệu

Thu hồi và lưu giữ carbon (CCS) được nhiều tổ chức quốc tế và quốc gia coi là giải pháp chiến lược, đặc biệt đối với các ngành phát thải lớn và khó giảm phát thải triệt để. Theo thống kê của Global CCS Institute đến năm 2025, có 77 dự án CCS đang vận hành thương mại và 47 dự án CCS đang trong giai đoạn xây dựng. Tổng công suất thu giữ CO₂ đạt khoảng 64 triệu tấn/năm từ các dự án đang vận hành và khoảng 513 triệu tấn/năm nếu tính cả các dự án đang phát triển. Về phân bố, CCS tập trung chủ yếu tại Mỹ, Na Uy, Canada và Australia, là các quốc gia có chính sách hỗ trợ mạnh và hạ tầng năng lượng phát triển [1].

Theo Chiến lược quốc gia về biến đổi khí hậu giai đoạn đến năm 2050 [2], Việt Nam đặt mục tiêu quốc gia giảm 43,5% phát thải khí nhà kính vào năm 2030 so với kịch bản phát triển thông thường (BAU); lượng phát thải đạt đỉnh vào năm 2035, sau đó giảm nhanh để đạt phát thải ròng bằng "0" vào năm 2050. Trong đó, lĩnh vực năng lượng giảm 32,6% vào năm 2030 (không quá 457

triệu tấn CO₂ tương đương) và giảm 91,6% vào năm 2050 (không quá 101 triệu tấn CO₂ tương đương).

Việt Nam đang ở giai đoạn nghiên cứu tiền khả thi, đánh giá tiềm năng và xây dựng kịch bản phát triển CCS. Kết quả nghiên cứu cho thấy Việt Nam có tiềm năng lưu trữ lớn, ước tính khoảng 186 tỷ tấn CO₂, đủ đáp ứng nhu cầu lưu trữ trong nhiều thế kỷ; đồng thời có thể phát triển các cụm CCS với khả năng giảm phát thải khoảng 142 triệu tấn CO₂/năm [3]. Một số nghiên cứu kỹ thuật đã bước đầu đánh giá tính khả thi của CCS tại các mỏ dầu khí. Các nghiên cứu gần đây tập trung vào hoàn thiện cơ sở khoa học cho lưu trữ địa chất CO₂, bao gồm đánh giá đặc điểm tầng chứa, cơ chế lưu giữ và các yêu cầu về giám sát an toàn lâu dài, cũng như đề xuất xây dựng khung pháp lý và chính sách nhằm thúc đẩy triển khai CCS tại Việt Nam [4].

Trong chuỗi CCS, lưu giữ địa chất đóng vai trò then chốt nhằm đảm bảo CO₂ được cô lập an toàn trong thời gian dài. Tuy nhiên, hoạt động này đòi hỏi sử dụng không gian ngầm và bề mặt phạm



Bảng 1. Đánh giá tác động môi trường - xã hội khi triển khai các dự án lưu giữ CO₂ [5]

TT	Hạng mục	Mức độ	Diễn giải
1	Mức độ tác động	1	Không đáng kể (chỉ ảnh hưởng đến khu vực người thực hiện công việc).
		2	Tác động nhẹ (ảnh hưởng ít cho môi trường bên ngoài hay xung quanh).
		3	Tác động có hại, vi phạm yêu cầu pháp luật.
		4	Tác động có hại và đe dọa tới cuộc sống con người.
		5	Khẩn cấp: gây thiệt hại lâu dài và không thể khắc phục.
2	Khả năng xảy ra	1	Không xảy ra/chưa từng xảy ra.
		2	Xảy ra khoảng 3 tháng/lần.
		3	Xảy ra < 3 tháng/lần (không xảy ra hàng ngày).
		4	Xảy ra hàng ngày (nhưng không liên tục trong ngày).
		5	Xảy ra liên tục trong ngày.
3	Yêu cầu bên liên quan	1	Không yêu cầu.
		2	Có yêu cầu kiểm soát và công ty đã đáp ứng.
		3	Có yêu cầu kiểm soát nhưng công ty không đáp ứng.

vi lớn, có khả năng phát sinh các tác động đến môi trường tự nhiên, sức khỏe cộng đồng và các hoạt động kinh tế - xã hội.

Việc nghiên cứu, đánh giá sớm các khía cạnh môi trường - xã hội khi triển khai các dự án lưu giữ địa chất CO₂ tại các vị trí tiềm năng là yêu cầu cấp thiết nhằm hỗ trợ lựa chọn địa điểm, quản lý rủi ro và hoàn thiện cơ sở khoa học cho quá trình ra quyết định trong công tác quản lý môi trường của Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam (PETROVIETNAM) và các đơn vị khi triển khai các dự án lưu giữ địa chất trong tương lai.

2. Nhận diện và đánh giá tác động môi trường - xã hội khi triển khai dự án lưu giữ địa chất CO₂ tại các khu vực tiềm năng

Để xác định và đánh giá các khía cạnh môi trường - xã hội khi triển khai các dự án lưu giữ địa chất CO₂ tại Việt Nam, nghiên cứu này sử dụng phương pháp đánh giá tác động bán định lượng, áp dụng bộ tiêu chí đánh giá dựa trên mức độ tác động, khả năng xảy ra và các yêu cầu các bên liên quan (Bảng 1) như sau:

$$\text{Chỉ số tác động} = \frac{\text{Mức độ tác động} \times \text{Khả năng xảy ra}}{\text{Yêu cầu các bên liên quan}}$$

Trong đó:

- Chỉ số tác động > 10 được xem là tác động đáng kể, cần kiểm soát các khía cạnh môi trường và đưa ra các giải pháp quản lý.
- Chỉ số tác động < 10 được xem là tác động không đáng kể.
- Đối với các tình huống khẩn cấp: được xem là các tác động đáng kể cần phải có giải pháp quản lý/kiểm soát.

Trên cơ sở phân tích chuỗi hoạt động của dự án lưu giữ địa chất CO₂ (từ khảo sát, xây dựng, bơm ép, vận hành đến giám sát dài hạn), kết hợp với điều kiện tự nhiên, kinh tế - xã hội đặc thù của từng khu vực, nghiên cứu đã xác định và đánh giá các khía cạnh môi trường - xã hội chính phát sinh khi triển khai các dự án lưu giữ địa chất CO₂ tại Việt Nam. Các khía cạnh này được phân tích cho cả khu vực trên bờ (mỏ Tiền Hải) và khu vực ngoài khơi (bể Cửu Long và bể Malay - Thổ Chu).

2.1. Chất thải và phát thải

Trong quá trình triển khai lưu giữ địa chất CO₂, các nguồn phát sinh chất thải chính được xác định gồm: khí thải từ hoạt động của hệ thống bơm ép, máy phát điện và các thiết bị phụ trợ; nước thải và dung dịch khoan thải, đặc biệt trong trường hợp khoan mới hoặc sửa chữa, hoàn thiện giếng bơm ép; mùn khoan và chất thải phát sinh từ hoạt động khoan, sửa giếng và bảo dưỡng thiết bị.

Kết quả đánh giá cho thấy các nguồn thải này có quy mô tương đối hạn chế so với các hoạt động thăm dò - khai thác dầu khí truyền thống, tuy nhiên cần được quản lý chặt chẽ do tính chất kéo dài và đặc thù của các dự án lưu giữ địa chất CO₂.

2.2. Rủi ro rò rỉ CO₂

Nguy cơ rò rỉ CO₂ được xác định là khía cạnh môi trường quan trọng nhất và mang tính đặc thù của các dự án lưu giữ địa chất CO₂. Các kịch bản rò rỉ tiềm tàng bao gồm: rò rỉ thông qua các giếng khoan cũ không đảm bảo tính toàn vẹn; rò rỉ qua các đới đứt gãy hoặc cấu trúc địa chất yếu; sự cố phun trào trong quá trình bơm ép với áp suất cao.

2.2.1 Đối với khu vực ngoài khơi

Rủi ro chính đối với môi trường được xác định là giảm pH cột nước biển [6]. Tham khảo một số kết quả mô hình hóa phát tán CO₂ từ một số dự án lưu giữ địa chất CO₂ trên thế giới điển hình là dự án lưu giữ địa chất CO₂ Greensand [7] với quy mô lưu giữ khoảng 10 triệu tấn CO₂ (thực hiện trong 8 năm) với kịch bản giả định phun trào xảy ra 1 năm sau khi bắt đầu bơm ép (trong trường hợp xấu nhất) sẽ dẫn đến việc giải phóng toàn bộ lượng CO₂ đã được bơm vào giếng. Kết quả mô phỏng phạm vi ảnh hưởng của sự cố cho thấy nồng độ pH thấp nhất trong khoảng 5,75 - 5,9 nằm trong vùng 50 m nhưng sau đó nhanh chóng tăng lên 6,95 - 7 chỉ sau 10 m. Đây cũng là mức pH phổ biến tại các vùng biển trên thế giới bao gồm cả vùng biển của bể Cửu Long và Malay - Thổ Chu. Do đó, rủi ro mức độ tác động tới hệ sinh thái khi triển khai lưu giữ địa chất CO₂ tại các mỏ dầu khí cận kề tại khu vực bể Cửu Long và Malay - Thổ Chu trong tương lai được dự báo cục bộ quanh điểm xảy ra phun trào.

2.2.2. Đối với khu vực trên bờ

Khu vực mỏ khí Tiền Hải sẽ triển khai dự án lưu giữ địa chất CO₂ thử nghiệm ở mức 1,85 triệu tấn CO₂ thực hiện trong 8 năm [3]. Tốc độ bơm ép xuống vỉa chứa ước tính 100 - 200 tấn/ngày. Khối lượng này được đánh giá là ở mức trung bình - thấp so với các dự án lưu giữ địa chất CO₂ trên thế giới, song vẫn tiềm ẩn nguy cơ rủi ro trong trường hợp xảy ra sự cố [6].

Các phương án được nhóm tác giả lựa chọn để chạy mô hình đánh giá phạm vi tác động của rò rỉ CO₂ bao gồm:

- Kịch bản giả định có rò rỉ qua các giếng đã đóng;
- + Kịch bản 1 - CO₂ rò rỉ tại vị trí phía Đông mỏ Tiền Hải C (khu vực giếng 69), lưu lượng rò rỉ 51 g/s.
- + Kịch bản 2 - CO₂ rò rỉ tại vị trí gần phía Tây Tiền Hải C (khu vực giếng 65), lưu lượng rò rỉ 51 g/s.
- Kịch bản giả định phun trào từ vỉa chứa với lượng CO₂ phun trào tương đương lượng CO₂ được bơm ép vào vỉa chứa (trường hợp sự cố xấu nhất):
- + Kịch bản 3 - CO₂ phun trào, lưu lượng 200.000 g/s.

Để dự báo phạm vi và nồng độ phân tán CO₂ khi xảy ra sự cố, nhiệm vụ sử dụng Mô hình phát tán khí thải BREEZE AERMOD/ISC 7. Dữ liệu đầu vào chạy mô hình gồm: hướng gió và vận tốc gió, độ che phủ của mây, độ bức xạ mặt trời thu thập tại trạm khí khu vực mỏ khí Tiền Hải trong giai đoạn 2022 - 2024, được tính toán và định dạng theo đúng yêu cầu nhập liệu mô hình.

Tác động của CO₂ theo từng mức nồng độ tới sức khỏe của con người dựa theo giới hạn an toàn lao động (OSHA/NIOSH) [8, 9]:

- Dưới 1.000 ppm: Được coi là nồng độ bình thường, an toàn cho sức khỏe.
- Trên 1.000 - 2.000 ppm: Có thể gây ra các triệu chứng như mệt mỏi, đau đầu, mất tập trung, cảm giác không khí tù đọng và có thể ảnh hưởng đến khả năng nhận thức.
- Từ 2.000 - 5.000 ppm: Gây ra các triệu chứng như buồn ngủ, nhịp tim tăng nhanh, buồn nôn và suy giảm khả năng nhận thức.
- Trên 5.000 ppm: Nồng độ nguy hiểm, có thể gây ngạt thở, rối loạn chức năng não, lú lẫn, mất ý thức và trong trường hợp nghiêm trọng có thể dẫn đến tử vong.

Đối với khu vực mỏ khí Tiền Hải, kết quả cho thấy:

- Trường hợp rò rỉ/phun trào nhỏ (rò rỉ qua các giếng cũ), nồng độ CO₂ ghi nhận không vượt ngưỡng 1.000 ppm (giá trị giới hạn gây triệu chứng nhẹ) do đó sẽ không gây ảnh hưởng cấp tính đến sức khỏe cho cư dân ngoài hàng rào công trình.

- Đối với rò rỉ/phun trào lớn với kịch bản phun trào 200 tấn/ngày (phun trào trong quá trình bơm ép), có thể gây ảnh hưởng đến sức khỏe người dân, phạm vi bán kính ảnh hưởng khoảng 270 m xung quanh điểm phun trào.

Kết quả mô hình cho thấy, trường hợp xấu nhất là xảy ra sự cố phun trào đối với dự án Tiền Hải sẽ ảnh hưởng đến các đối tượng cư dân trong phạm vi bán kính khoảng 270 m xung quanh vị trí bơm ép. Do đó, khi lựa chọn vị trí bố trí công trình bơm ép tại khu vực Tiền Hải cần lưu ý khoảng cách đến các khu dân cư xung quanh để đảm bảo an toàn trong các tình huống khẩn cấp.

2.3. Tác động đến hệ sinh thái

Tại khu vực trên bờ, các tác động sinh thái chủ yếu liên quan đến: Suy giảm chất lượng đất và chất lượng nước ngầm trong trường hợp xảy ra rò rỉ; ảnh hưởng gián tiếp đến hệ sinh thái nông nghiệp và nuôi trồng thủy sản ven biển.

Đối với khu vực ngoài khơi, các tác động tập trung vào: Hệ sinh thái biển nhạy cảm như rạn san hô, cỏ biển và các khu vực bảo tồn; nguồn lợi thủy sản và chuỗi thức ăn biển trong trường hợp CO₂ hòa tan làm thay đổi cục bộ điều kiện hóa - sinh của môi trường nước.

2.4. Tác động đến kinh tế - xã hội

2.4.1. Sử dụng đất và sinh kế (khu vực trên bờ)

Tại khu vực mỏ Tiền Hải, việc triển khai dự án lưu giữ địa chất CO₂ có thể phát sinh các khía cạnh xã hội liên quan đến: đất cho

hạ tầng bề mặt (giếng bơm ép, trạm nén, đường ống), ảnh hưởng đến hoạt động sản xuất nông nghiệp và nuôi trồng thủy sản... Kết quả đánh giá cho thấy các tác động này có thể được kiểm soát ở mức thấp đến trung bình nếu dự án được tích hợp sớm vào quy hoạch sử dụng đất và thực hiện đầy đủ các hoạt động tham vấn cộng đồng.

2.4.2. Chống lấn không gian biển (khu vực ngoài khơi)

Đối với các dự án lưu giữ địa chất CO₂ ngoài khơi, khía cạnh xã hội nổi bật nhất là sự chống lấn không gian biển với các hoạt động khác gồm: hàng hải và vận tải biển, khai thác và nuôi trồng thủy sản, phát triển điện gió ngoài khơi, các khu vực ưu tiên quốc phòng - an ninh. Nghiên cứu cho thấy việc thiếu quy định cụ thể về phân bổ không gian ngầm dưới đáy biển cho hoạt động lưu giữ CO₂ có thể làm gia tăng nguy cơ xung đột lợi ích trong tương lai.

2.5. Trách nhiệm pháp lý và quản lý rủi ro dài hạn

Việt Nam chưa có quy định riêng về cấp phép và giám sát dài hạn đối với các kho lưu giữ địa chất CO₂ bao gồm cơ chế phân định trách nhiệm sau khi kết thúc giai đoạn bơm ép cũng như cơ chế tài chính và bảo hiểm cho rủi ro môi trường dài hạn. Khoảng trống pháp lý này làm gia tăng rủi ro xã hội và ảnh hưởng đến mức độ chấp nhận của các bên liên quan đối với các dự án lưu giữ địa chất CO₂. Kinh nghiệm từ các quốc gia trên thế giới cho thấy cần thiết phải có khung pháp lý rõ ràng, đặc biệt là giai đoạn sau khi dự án kết thúc vòng đời vận hành.

- Chuyển giao cho nhà nước

Quy định rõ ràng về khả năng chuyển giao trách nhiệm cho cơ quan nhà nước sau một khoảng thời gian xác định (các quốc gia thành viên EU: 20 - 30 năm) [10] kể từ khi đóng cửa, với điều kiện bên vận hành ban đầu đã chứng minh được tính ổn định và an toàn của kho lưu trữ.

- Đảm bảo tài chính

Yêu cầu bên vận hành lập một quỹ dự phòng hoặc cơ chế đảm bảo tài chính khác [11] để chi trả cho các chi phí sau đóng cửa (giám sát, can thiệp khắc phục, kiện tụng). Cơ chế này đảm bảo rằng người nộp thuế không phải chịu rủi ro tài chính nếu bên vận hành bị phá sản hoặc CO₂ bị rò rỉ sau khi chuyển giao.

- Yêu cầu kỹ thuật và thời gian giám sát

Việc chuyển giao trách nhiệm chỉ xảy ra khi địa điểm lưu trữ được chứng minh là ổn định và an toàn vĩnh viễn thông qua các chương trình giám sát, báo cáo và xác minh kéo dài [12]. Việc xây dựng hành lang pháp lý tích hợp kinh nghiệm quốc tế, đặc biệt về

cơ chế chuyển giao trách nhiệm và đảm bảo tài chính, là cấp thiết để tạo giảm thiểu rủi ro cho dự án.

3. Kết luận

Nghiên cứu đã hệ thống hóa và đánh giá các khía cạnh môi trường - xã hội chính trong quá trình triển khai các dự án lưu giữ địa chất CO₂ tại mỏ Tiền Hải, các bể trầm tích Cửu Long và Malay - Thổ Chu thông qua mô hình hóa kịch bản rủi ro. Kết quả nghiên cứu cho thấy CCS là giải pháp khả thi để giảm phát thải carbon, trên cơ sở kiểm soát đồng thời 4 nhóm rủi ro môi trường - xã hội mang tính đặc thù: rò rỉ CO₂, tác động đến hệ sinh thái, chống lấn không gian sử dụng và khoảng trống pháp lý trong giám sát trách nhiệm dài hạn sau khi dự án kết thúc vòng đời vận hành.

Việc ưu tiên triển khai thí điểm lưu giữ địa chất CO₂ tại các mỏ dầu khí đã khai thác cạn kiệt trên bờ, kết hợp với xây dựng chương trình quản lý, giám sát môi trường - xã hội ngay từ giai đoạn thiết kế dự án, được xem là hướng tiếp cận thận trọng và phù hợp với năng lực hiện tại của Việt Nam. Kết quả nghiên cứu cung cấp cơ sở khoa học cho quá trình hoạch định chính sách, lựa chọn địa điểm và xây dựng khung pháp lý cho các dự án lưu giữ địa chất CO₂ tại Việt Nam.

Tài liệu tham khảo

- [1] Global CCS Institute, "Global status of CCS 2025". [Online]. Available: <https://www.globalccsinstitute.com/global-status-of-ccs/>.
- [2] Thủ tướng Chính phủ, *Chiến lược quốc gia về biến đổi khí hậu giai đoạn đến năm 2050*, Quyết định số 896/QĐ-TTg ngày 26/7/2022.
- [3] Viện Dầu khí Việt Nam, *Lưu giữ CO₂ trong các thành tạo địa chất và đánh giá tiềm năng lưu trữ tại Việt Nam*, 2023.
- [4] PETROVIETNAM, *Đánh giá tiềm năng lưu trữ CO₂ tại Việt Nam và định hướng triển khai công nghệ CCS/CCUS cho PETROVIETNAM*, 2023.
- [5] Bộ Khoa học và Công nghệ, *Hệ thống quản lý môi trường - Các yêu cầu và hướng dẫn sử dụng*, ISO 14001:2015.
- [6] Scoping the environmental impacts of carbon capture, transport and storage.
- [7] INEOS, *Project Greensand future - environmental impact assessment report*, 2024.
- [8] U.S. Department of Labor, *Occupational safety and health (OSH) act*, 2004.

[9] National Institute for Occupational Safety and Health (NIOSH), *Pocket guide to chemical hazards - carbon dioxide*, 2016.

[10] European Union - *Carbon dioxide capture and storage directive*, 2009.

[11] Global CCS Institute (GCCSI), *CCS legal and regulatory review*, 2025.

[12] International Energy Agency (IEA), *Legal and regulatory review of carbon capture and storage*, 2013.

IDENTIFICATION AND ASSESSMENT OF ENVIRONMENTAL AND SOCIAL IMPACTS ASSOCIATED WITH GEOLOGICAL CO₂ STORAGE IMPLEMENTATION IN VIETNAM

**Tran Phi Hung, Thai Cam Tu, Hoang Thai Loc, Luong Kim Ngan
Mai Thanh Truc, Tran Thi Tu Anh, Pham Chien Thang, Nguyen Le My Nhan**

Vietnam Petroleum Institute (VPI), Ho Chi Minh, 71320, Viet Nam

KEY WORDS

CCS, geological CO₂ storage, environmental and social impacts, Tien Hai field, Cuu Long basin, Malay - Tho Chu basin.

ABSTRACT

Carbon capture and storage (CCS) is a key solution for reducing greenhouse gas emissions, with geological CO₂ storage playing a critical role in achieving long-term emission reduction. However, it also entails potential environmental and social risks that need to be identified and managed from the site selection stage. This study evaluates the key environmental and social aspects associated with geological CO₂ storage implementation at the Tien Hai field (onshore), the Cuu Long Basin, and the Malay - Tho Chu basin (offshore). Based on quantitative assessments and risk scenario modeling, the study proposes management and monitoring orientations tailored to different site types (onshore and offshore), aiming to ensure the sustainability and feasibility of geological CO₂ storage projects during their implementation in Vietnam.

Corresponding author: Email: hungtp.cpse@vpi.pvn.vn

Received: 6/3/2026; Revised: 6 - 27/3/2026; Accepted date:

This is an Open Access article under the CC BY-NC-ND license (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

CHÍNH SÁCH PHÁT TRIỂN NHIÊN LIỆU HÀNG KHÔNG BỀN VỮNG (SAF): BÀI HỌC KINH NGHIỆM VÀ ĐỊNH HƯỚNG CHÍNH SÁCH CHO VIỆT NAM

Lê Hồng Nguyên, Nguyễn Hữu Lương, Nguyễn Huỳnh Hưng Mỹ, Huỳnh Minh Thuận

Viện Dầu khí Việt Nam (VPI), Thành phố Hồ Chí Minh, 71320, Việt Nam

TỪ KHÓA

Nhiên liệu hàng không bền vững (SAF), phát thải carbon, chuyển dịch năng lượng, nguyên liệu sinh học, chính sách hàng không xanh, an ninh nguyên liệu

TÓM TẮT

Nghiên cứu phân tích khung pháp lý, lộ trình triển khai và cơ chế chính sách phát triển nhiên liệu hàng không bền vững (SAF) tại Liên minh châu Âu, Mỹ, Singapore, Hàn Quốc, Nhật Bản và một số quốc gia thành viên ASEAN. Từ kết quả phân tích và so sánh có hệ thống, nghiên cứu chỉ ra sự khác biệt giữa nhóm quốc gia đã triển khai SAF và nhóm quốc gia đang ở giai đoạn xác lập mục tiêu chính sách, đồng thời làm rõ các yếu tố thuận lợi, rào cản kỹ thuật, tài chính và thể chế trong quá trình thực hiện.

Từ kinh nghiệm quốc tế, nghiên cứu đề xuất một số khuyến nghị cho Việt Nam trong xây dựng lộ trình phát triển SAF phù hợp với điều kiện và nguồn nguyên liệu trong nước.

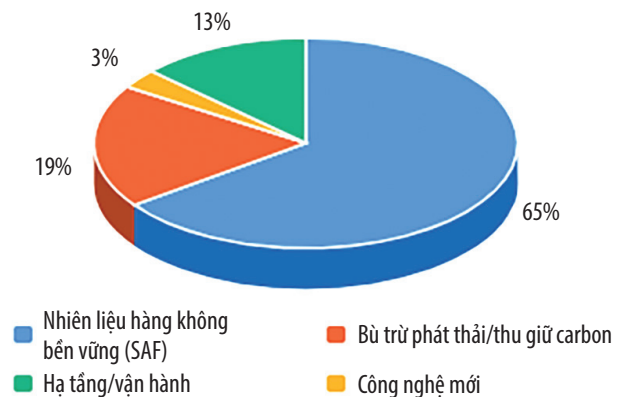
1. Giới thiệu

Ngành hàng không toàn cầu đang đối mặt với thách thức kép, vừa đáp ứng nhu cầu vận chuyển ngày càng tăng, vừa phải giảm thiểu lượng khí thải carbon để ứng phó với biến đổi khí hậu. Theo Hiệp hội Vận tải Hàng không Quốc tế (IATA), ngành hàng không chiếm khoảng 2,5% tổng lượng phát thải CO₂ toàn cầu [1]. Tỷ trọng phát thải này được dự báo sẽ tiếp tục tăng mạnh trong những thập kỷ tới nếu không có các biện pháp giảm thiểu hiệu quả, trong bối cảnh nhu cầu vận tải hàng không toàn cầu được Tổ chức Hàng không Dân dụng Quốc tế (ICAO) dự báo tiếp tục tăng trưởng ở mức cao trong giai đoạn 2024 - 2050.

Mục tiêu đạt phát thải ròng bằng "0" (net-zero) vào năm 2050 của ngành hàng không tập trung vào việc giảm tối đa lượng phát thải tại nguồn, thông qua việc sử dụng SAF, các công nghệ động cơ đẩy mới mang tính đột phá và cải tiến hiệu quả vận hành (như cải tiến hệ thống dẫn đường không lưu). Được xác định là giải pháp chủ lực cho quá trình khử carbon của ngành hàng không, SAF có khả năng giảm khoảng 65% mức giảm phát thải cần thiết để đạt net-zero vào năm 2050. Tuy nhiên, tỷ lệ sử dụng SAF mới chỉ đạt khoảng 0,6% trong tổng nhiên liệu sử dụng cho ngành hàng không vào năm 2025 (tương đương khoảng 1,9 triệu tấn) [2], cho

thấy khoảng cách còn rất lớn giữa hiện trạng và các mục tiêu giảm phát thải mà ngành hàng không đã cam kết, đặt ra yêu cầu cấp thiết phải đẩy nhanh quá trình chuyển đổi sang SAF trên quy mô toàn cầu.

Ở cấp độ toàn cầu, Khung ICAO về SAF, nhiên liệu hàng không carbon thấp (LCAF) và các nguồn năng lượng hàng không sạch khác đặt ra tầm nhìn tập thể giảm 5% phát thải CO₂ của hàng không quốc tế vào năm 2030 thông qua sử dụng các nguồn năng lượng sạch so với trường hợp không sử dụng các nguồn năng



Hình 1. Cơ cấu các giải pháp giảm phát thải carbon ròng của ngành vận tải hàng không hướng tới mục tiêu đạt net-zero vào năm 2050 [2]

Tác giả liên hệ: Email: nguyenh.h.pvpro@vpi.pvn.vn

Ngày nhận bài: 30/12/2025; Ngày sửa chữa sau phản biện: 30/12/2025 - 30/3/2026; Ngày duyệt đăng: 30/3/2026

Copyright © 2026. Đây là bài báo truy cập mở theo Giấy phép CC BY-NC-ND

(<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>).



Bảng 1. Mục tiêu, lộ trình và tình trạng triển khai SAF của một số quốc gia/khu vực

TT	Quốc gia/khu vực	Mục tiêu/lộ trình/chỉ tiêu chính	Công cụ chính sách chủ yếu
1	Liên minh châu Âu	SAF: 2% (2025), 6% (2030), 20% (2035), 34% (2040), 42% (2045), 70% (2050). e-SAF tối thiểu 1,2% từ năm 2030 tăng lên 35% vào năm 2050	ReFuelEU Aviation, EU-ETS (Quy định bắt buộc, đang có hiệu lực)
2	Mỹ	10% SAF (~3 tỷ gallon/~11,4 tỷ lít) đáp ứng khoảng 10% nhu cầu vào năm 2030; 100% SAF (~35 tỷ gallon/~132 tỷ lít) đáp ứng khoảng 100% nhu cầu vào năm 2050 (mục tiêu của chính sách SAF Grand Challenge)	SAF Grand Challenge; tín dụng thuế liên bang (40B, 45Z); LCFS cấp bang (Ưu đãi tài chính, không bắt buộc)
3	Vương quốc Anh	2% (2025), 10% (2030), 22% (2040) và duy trì đến khi có quy định mới	SAF Mandate (Quy định bắt buộc, hiệu lực từ 1/1/2025)
4	Na Uy	0,5% từ năm 2020, mục tiêu 30% vào năm 2030	Nghĩa vụ phối trộn bắt buộc từ năm 2020 (sớm nhất thế giới)
5	Hàn Quốc	1% từ năm 2027 (chuyến bay quốc tế); 3 - 5% vào năm 2030; 7 - 10% vào năm 2035	Nghĩa vụ phối trộn; ưu đãi thuế; giảm phí sân bay (Thí điểm tại sân bay Incheon giai đoạn 2024 - 2025, bắt buộc áp dụng từ 2027)
6	Nhật Bản	10% vào năm 2030	Tín dụng thuế; trợ cấp đầu tư (Đang thử nghiệm, chuẩn bị cơ chế)
7	Singapore	1% từ năm 2027, 3 - 5% từ năm 2030	Phụ phí SAF (levy) thu qua giá vé, mua SAF tập trung
8	Australia	Tiềm năng nguyên liệu ~4 tỷ lít (2025) và 10 tỷ lít (2050) theo Lộ trình CSIRO, chưa phải chỉ tiêu bắt buộc	Lộ trình CSIRO; chương trình hỗ trợ của Chính phủ
9	Trung Quốc	Khoảng 50.000 tấn SAF giai đoạn đến năm 2025; thử nghiệm 1 - 2% từ năm 2026	Thử nghiệm có giới hạn
10	Ấn Độ	1% (2027), 2% (2028) cho chuyến bay quốc tế, 5% từ năm 2030	Mục tiêu chính sách
11	Malaysia	1% từ năm 2027, 47% vào năm 2050	Lộ trình khử carbon hàng không; dự án của Petronas (Đang chuẩn bị)
12	Thái Lan	1% từ năm 2026, sản xuất đáp ứng 8% nhu cầu vào năm 2036	Ưu đãi thuế đầu tư (Mục tiêu chính sách)
13	Việt Nam	10% cho chuyến bay ngắn từ năm 2035; 100% nhiên liệu sạch vào năm 2050	Mục tiêu chính sách (Quyết định số 876/QĐ-TTg ngày 22/7/2022 của Thủ tướng Chính phủ)

lượng này, đồng thời định hướng các giải pháp về chính sách và quy hoạch, khung pháp lý, hỗ trợ triển khai và tài chính [3].

Nhiều quốc gia đã và đang xây dựng các chính sách, lộ trình và cơ chế hỗ trợ để thúc đẩy sản xuất và sử dụng SAF. Với cam kết đạt phát thải ròng bằng “0” vào năm 2050 và mục tiêu sử dụng tối thiểu 10% nhiên liệu bền vững cho một số chuyến bay đường ngắn từ năm 2035 [4], Việt Nam cần có bước đi chiến lược để phát triển ngành công nghiệp SAF trong nước.

Bài viết phân tích xu hướng phát triển SAF trên thế giới thông qua việc nghiên cứu các quy định, lộ trình và cơ chế chính sách của các quốc gia tiên phong. Các quốc gia và khu vực được lựa chọn nhằm đại diện cho các mô hình chính sách SAF khác nhau (gồm cơ chế bắt buộc, ưu đãi tài chính, thu phí và hỗ trợ phát triển sản xuất) và được so sánh theo mục tiêu/lộ trình, tính bắt buộc, cơ chế tài chính và carbon, điều kiện nguyên liệu và mức độ triển

khai thực tế. Trên cơ sở đó, nghiên cứu rút ra những bài học kinh nghiệm và đề xuất một số định hướng, chính sách phù hợp cho Việt Nam.

2. Kinh nghiệm quốc tế về xây dựng khung pháp lý và lộ trình phát triển SAF

2.1. Mục tiêu, lộ trình và tình trạng triển khai SAF

Trước xu hướng tăng trưởng sản xuất và sử dụng SAF, các quốc gia và khu vực ban hành chính sách, mục tiêu và lộ trình cụ thể. Bảng 1 cập nhật các chỉ tiêu chính, công cụ chính sách và tình trạng triển khai SAF của các quốc gia/khu vực, qua đó làm rõ sự khác biệt giữa nhóm đã triển khai thực tế và nhóm mới dừng ở mục tiêu chính sách.

Dựa trên mức độ triển khai thực tế, có thể phân loại các quốc gia thành 2 nhóm: Nhóm các quốc gia đã triển khai thực tế và

Bảng 2. So sánh nhóm quốc gia đã triển khai thực tế và nhóm mới ở mục tiêu chính sách

Tiêu chí	Nhóm quốc gia đã triển khai SAF thực tế	Nhóm quốc gia mới ở mục tiêu chính sách
Cơ sở pháp lý	Luật/quy định bắt buộc có hiệu lực (ReFuelEU Aviation, UK SAF Mandate, phụ phí SAF của Singapore)	Mục tiêu trong văn bản chiến lược; chưa có quy định chi tiết về phương thức triển khai
Cơ chế thực thi	Hệ thống báo cáo, kiểm tra, xử phạt; tín chỉ SAF có thể giao dịch	Chưa có cơ chế thực thi và chế tài cụ thể
Hỗ trợ tài chính	Quỹ SAF, tín dụng thuế, trợ cấp trực tiếp, phụ phí qua giá vé	Chưa có cơ chế tài chính cụ thể
Hạ tầng chuỗi cung ứng	Có nhà máy SAF đang vận hành hoặc đang xây dựng	Chưa có hoặc mới có dự án
Mức phối trộn thực tế (2024)	Thường dưới 1 - 2%; Hàn Quốc đang thử nghiệm	0% hoặc chỉ thử nghiệm quy mô nhỏ
Động lực chính	Quy định bắt buộc, chi phí carbon (EU-ETS/CORSIA) và ưu đãi thuế	Cam kết quốc tế; nghĩa vụ CORSIA bắt buộc từ 2027
Rào cản chính	Giá SAF cao; nguồn cung hạn chế	Thiếu khung pháp lý, hạ tầng, nhân lực; giá SAF cao

nhóm quốc gia mới ở mục tiêu chính sách (Bảng 2) với đặc điểm khác nhau về cả yếu tố thuận lợi lẫn rào cản.

Nhóm 1 - Đã triển khai thực tế (Liên minh châu Âu (EU), Vương quốc Anh, Na Uy, Singapore. . .): Đã ban hành quy định bắt buộc hoặc cơ chế tài chính cụ thể. Các yếu tố thuận lợi chủ yếu gồm: hạ tầng pháp lý sẵn sàng, các cơ chế thị trường carbon (EU-ETS và CORSIA) tạo áp lực kinh tế, nguồn vốn đầu tư và hạ tầng chế biến có sẵn. Một trong những rào cản quan trọng là giá SAF thường cao hơn 2 - 5 lần so với nhiên liệu Jet A1 và nguồn cung SAF toàn cầu còn hạn chế theo dự báo ở giai đoạn ngắn hạn và có thể đến trung hạn.

Nhóm 2 - Mới ở giai đoạn thiết lập mục tiêu chính sách (Việt Nam, Thái Lan, Ấn Độ, Malaysia, Trung Quốc. . .): Chủ yếu mới thiết lập mục tiêu trong văn bản chiến lược, chưa có quy định bắt buộc hoặc cơ chế thực thi cụ thể. Thuận lợi là nguồn nguyên liệu sinh khối dồi dào và chi phí lao động thấp; rào cản gồm thiếu khung pháp lý thực thi, thiếu hạ tầng sản xuất, hạn chế công nghệ và nhân lực có chuyên môn...

Bài học rút ra: Quốc gia chỉ đặt mục tiêu mà thiếu cơ chế thực thi, hỗ trợ tài chính và lộ trình hạ tầng sẽ có nguy cơ tụt hậu so với nhóm đã triển khai. Khoảng cách này sẽ ngày càng rộng khi CORSIA bước vào giai đoạn bắt buộc và yêu cầu của các đối tác thương mại trở nên thực chất hơn từ năm 2027.

2.2. Cơ chế chính sách hỗ trợ phát triển SAF theo khu vực

2.2.1. Châu Âu

- Liên minh châu Âu

EU đưa phát thải hàng không vào Hệ thống giao dịch phát thải Liên minh châu Âu (EU-ETS) theo Chỉ thị 2008/101/EC năm 2008 [5].

Năm 2011, Chương trình sáng kiến đường bay nhiên liệu sinh học châu Âu thông qua sản xuất 2 triệu tấn (~2,5 tỷ lít) nhiên liệu

sinh học hàng không mỗi năm vào năm 2020, tương đương 3 - 4% tổng tiêu thụ.

Quy định ReFuelEU Aviation được đề xuất năm 2021 trong gói “Fit for 55” và thông qua năm 2023. Quy định bắt buộc các nhà cung cấp nhiên liệu tại sân bay thuộc khu vực châu Âu bảo đảm tỷ lệ SAF tối thiểu 2% (2025), 6% (2030) và 70% (2050).

Bên cạnh SAF sinh học, ReFuelEU Aviation quy định tỷ lệ tối thiểu đối với nhiên liệu hàng không tổng hợp (e-SAF), sản xuất theo tuyến Power-to-Liquid (PtL) từ điện tái tạo: 1,2% từ năm 2030, tăng lên 35% vào năm 2050. Quy định này tạo động lực phát triển các công nghệ SAF không phụ thuộc trực tiếp vào nguồn sinh khối [6].

- Các quốc gia châu Âu có quy định riêng:

+ Na Uy (thành viên Khu vực Kinh tế châu Âu, không thuộc EU): Từ năm 2020, yêu cầu 0,5% tổng nhiên liệu hàng không tiêu thụ phải là nhiên liệu sinh học tiên tiến [7]. Đây là quốc gia đi đầu sớm nhất thế giới về việc áp dụng bắt buộc SAF.

+ Thụy Điển: Áp dụng nghĩa vụ giảm phát thải khí thải nhà kính từ nhiên liệu hàng không, từ 0,8% năm 2021 tăng dần lên 27% vào năm 2030 [8].

+ Đan Mạch: Yêu cầu tất cả chuyến bay nội địa sử dụng nhiên liệu xanh vào năm 2030 [9].

+ Bồ Đào Nha: Lồng ghép định hướng giảm phát thải hàng không trong Lộ trình trung hòa carbon (RNC2050) [10].

- Vương quốc Anh: Chiến lược Jet Zero đặt mục tiêu ít nhất 10% SAF (1,5 tỷ lít) vào năm 2030 [11]. SAF Mandate có hiệu lực từ 1/1/2025, mức bắt buộc tối thiểu 2% năm 2025, 10% năm 2030 và 22% năm 2040. Năm 2026, mức bắt buộc theo lộ trình là 3,6%. Sân bay Heathrow công bố mục tiêu tự nguyện vượt mức bắt buộc thêm 2 điểm phần trăm, đạt 5,6% (khoảng 350.000 tấn). Mục tiêu này được hỗ trợ bằng gói khuyến khích hơn 80 triệu

bảng cho các hãng hàng không, hướng tới 11% vào năm 2030. Tuy vậy, số liệu công bố đầu năm 2026 của Bộ Giao thông Anh (DfT) cho thấy nguồn cung SAF thực tế trong năm đầu thực hiện thấp hơn khoảng 20% so với chỉ tiêu đề ra, phản ánh khoảng cách giữa quy định bắt buộc và năng lực sản xuất thực tế ngay cả ở một trong những thị trường đi đầu.

2.2.2. Bắc Mỹ

Mỹ không áp dụng tỷ lệ bắt buộc ở cấp liên bang mà dựa chủ yếu vào hỗ trợ tài chính và tín dụng thuế.

- Luật sản xuất quốc phòng (DPA): Bộ Nông nghiệp (USDA), Bộ Năng lượng (DOE) và Hải quân Mỹ cùng tài trợ 210 triệu USD cho Emerald Biofuels, Fulcrum BioEnergy và Red Rock Bio. Mục tiêu là sản xuất 100 triệu gallon (~378 triệu lít) diesel hàng hải xanh và SAF với giá thành dưới 4 USD/gallon (~1,06 USD/lít), giảm 50% phát thải khí nhà kính so với nhiên liệu thông thường [12].

- Sáng kiến Farm to Fly (2010) và Farm to Fly 2.0 (2013): Sáng kiến do Bộ Nông nghiệp Mỹ (USDA), Hiệp hội các hãng hàng không Mỹ (A4A) và Boeing khởi xướng năm 2010; năm 2013 được gia hạn 5 năm với tên gọi Farm to Fly 2.0, đặt mục tiêu sản xuất 1 tỷ gallon (~3,785 tỷ lít) nhiên liệu bay sinh học mỗi năm vào năm 2018. Bộ Năng lượng (DOE) tham gia từ năm 2014; Sáng kiến Nhiên liệu thay thế cho hàng không thương mại (CAAFI) hỗ trợ phát triển chuỗi cung ứng nguyên liệu tại một số bang [13].

- Tiêu chuẩn nhiên liệu carbon thấp (LCFS) của California: Ủy ban Tài nguyên khí quyển California (CARB) sửa đổi Chính sách tiêu chuẩn nhiên liệu thấp carbon (LCFS) vào năm 2018, để nhiên liệu hàng không thay thế được tạo tín chỉ giao dịch.

- Tín dụng thuế liên bang: Đề xuất từ năm 2021 được luật hóa qua Đạo luật Giảm lạm phát (IRA, 2022). Mục 40B quy định tín dụng từ 1,25 - 1,75 USD/gallon (~0,33 - 0,46 USD/lít) tùy vào mức giảm phát thải khí nhà kính, áp dụng giai đoạn 2023 - 2024 [14].

- SAF Grand Challenge (2021): Đặt mục tiêu sản xuất khoảng 11,355 tỷ lít SAF/năm vào năm 2030 và 132,475 tỷ lít/năm vào năm 2050, đáp ứng toàn bộ nhu cầu nhiên liệu hàng không dự kiến của Mỹ [15].

- Từ năm 2025, Clean Fuel Production Credit theo Section 45Z trở thành một trong những cơ chế hỗ trợ chính đối với nhiên liệu vận tải sạch, bao gồm SAF sản xuất trong nước [16].

2.2.3. Nam Mỹ

- Brasil là quốc gia đang phát triển đầu tiên trong khu vực có cơ chế bắt buộc rõ ràng. Chính sách Nhiên liệu sinh học quốc gia

của Brasil (RenovaBio) được triển khai từ năm 2019, nhằm giảm cường độ phát thải carbon và tạo thị trường tín chỉ carbon. Trong năm 2024, Brasil ban hành Luật "Nhiên liệu của tương lai", buộc các hãng hàng không giảm phát thải khí nhà kính trên chuyến bay nội địa thông qua SAF: 1% từ năm 2027, tăng dần đến 10% vào năm 2037 [17].

- Chile: Công bố lộ trình SAF quốc gia với mục tiêu 50% SAF vào năm 2050, ưu tiên phát triển công nghệ PtL dựa trên tiềm năng hydrogen xanh.

2.2.4. Châu Á - Thái Bình Dương

- Australia

Tổ chức Nghiên cứu khoa học và công nghiệp khối thịnh vượng chung (CSIRO) công bố Lộ trình SAF từ tháng 8/2023, xây dựng cùng Boeing Australia và hơn 40 tổ chức. Theo ước tính, nguồn nguyên liệu trong nước đủ để sản xuất gần 4 tỷ lít SAF vào năm 2025 (gần 60% nhu cầu) và 10 tỷ lít vào năm 2050 [18].

Lộ trình nhấn mạnh lợi thế về năng lượng tái tạo và hydrogen xanh mới nổi trong quy trình tinh chế nhiên liệu sinh học. Nguyên liệu tiềm năng gồm mía, mùn cưa, chất thải đô thị, hạt có dầu và dầu ăn đã qua sử dụng (UCO) [18].

- Hàn Quốc

Hàn Quốc yêu cầu tất cả chuyến bay quốc tế khởi hành từ Hàn Quốc sử dụng tối thiểu 1% SAF từ năm 2027. Lộ trình được xây dựng với sự tham gia của các hãng hàng không lớn trong nước và các nhà máy lọc dầu, thể hiện sự đồng thuận của toàn ngành đối với mục tiêu giảm phát thải. Trong lộ trình 2025, chính phủ Hàn Quốc dự kiến chỉ định SAF là công nghệ chiến lược quốc gia, với khấu trừ thuế tối đa 40% cho R&D và tối đa 25% cho đầu tư cơ sở. Khung ưu đãi chung cho công nghệ chiến lược quốc gia: doanh nghiệp lớn và vừa 15%, doanh nghiệp nhỏ 25% [19].

Sân bay Incheon triển khai chương trình khuyến khích sử dụng SAF đầu tiên tại châu Á, trong đó các hãng hàng không quốc tế sử dụng trên 1% SAF nguyên chất trong năm 2025 được giảm đáng kể phí dịch vụ sân bay. Năm 2024, Korean Air đã khai thác chuyến bay Incheon - Tokyo sử dụng SAF do S-Oil và SK Energy sản xuất [19].

- Nhật Bản

Nhật Bản đặt mục tiêu sử dụng tối thiểu 10% SAF vào năm 2030. Tín dụng thuế sản xuất khoảng 30 JPY/lít (~0,2 USD/lít) trong 10 năm, giới hạn tối đa 40% thuế thu nhập doanh nghiệp phải nộp. Bên cạnh đó, Nhật Bản trợ cấp đầu tư vốn và ưu đãi đối với SAF nhập khẩu [20].

- Singapore

Singapore đặt mục tiêu sử dụng 1% SAF từ năm 2027 và 3 - 5% từ năm 2030. Điểm khác biệt là Singapore không buộc từng hãng hàng không tự hòa trộn. Nhà nước thu phụ phí SAF (levy) qua giá vé máy bay đối với các chuyến bay khởi hành từ Singapore, áp dụng từ năm 2027. Mức phụ phí khác nhau theo cự ly và hạng ghế. Nguồn thu từ phụ phí được dùng để mua SAF tập trung, bù chênh lệch chi phí so với nhiên liệu truyền thống. Mô hình này phân bổ chi phí minh bạch cho hành khách, tạo nguồn tài chính ổn định và cho các hãng hàng không cùng chuỗi cung ứng thời gian thích ứng dần. Chương trình Phát triển bền vững hàng không (50 triệu SGD) tài trợ đến 70% cho các sáng kiến cấp ngành và 50% cho từng doanh nghiệp. Nguồn vốn dùng để nâng cấp hạ tầng, đầu tư R&D và hỗ trợ chứng nhận [21, 22].

- Malaysia

Ngày 5/6/2022, Malaysia Airlines khai thác chuyến bay chở khách đầu tiên sử dụng SAF của Neste, chặng Kuala Lumpur - Singapore, bằng máy bay Boeing 737-800. SAF này được sản xuất từ 100% chất thải và phụ phẩm tái tạo như dầu ăn đã qua sử dụng và mỡ động vật [23]. Malaysia đặt mục tiêu phối trộn tối thiểu 1% SAF từ năm 2027, phù hợp với lộ trình CORSIA, và 47% vào năm 2050 [23]. Petronas đang xây dựng nhà máy SAF sử dụng công nghệ HEFA (Hydroprocessed Esters and Fatty Acids) để cung cấp cho thị trường trong nước và quốc tế.

- Thái Lan

Thái Lan đưa ra lộ trình áp dụng 1% SAF từ năm 2026, sản xuất đáp ứng khoảng 8% nhu cầu vào năm 2036. Chính sách ưu đãi bao gồm: Miễn thuế thu nhập doanh nghiệp 8 năm cho doanh nghiệp sản xuất SAF từ phế phẩm nông nghiệp, miễn thuế 5 năm cho dự án khu công nghiệp năng lượng sinh học; miễn thuế 3 năm cho hoạt động phối trộn SAF [20].

2.3. Cơ chế thị trường carbon trong lĩnh vực hàng không

Hiện có 2 cơ chế thị trường carbon được áp dụng song song trong lĩnh vực hàng không:

- EU-ETS (European Union Emissions Trading System): áp dụng cho các chuyến bay trong EU, Iceland, Liechtenstein và Na Uy. Cơ chế vận hành theo mô hình “hạn ngạch và giao dịch” (cap and trade), với tổng mức trần phát thải hằng năm cho các hãng hàng không [5]. Phát thải từ phần SAF được tính bằng 0, nên sử dụng SAF giúp giảm nghĩa vụ nộp hạn ngạch.

- CORSIA (Cơ chế bù trừ và giảm phát thải carbon cho hàng không quốc tế của ICAO): Mục tiêu là tăng trưởng trung hòa carbon trên cơ sở mức phát thải năm 2019, áp dụng cho các đường

bay quốc tế giữa các quốc gia tham gia. Lộ trình gồm giai đoạn thí điểm (2021 - 2023), giai đoạn 1 tự nguyện (2024 - 2026) và giai đoạn 2 bắt buộc (2027 - 2035). Hãng hàng không có thể giảm nghĩa vụ bù trừ khi sử dụng nhiên liệu đủ điều kiện CORSIA (CEF), trong đó có SAF. Theo MSCI, giá tín chỉ carbon theo CORSIA có thể đạt 18 - 51 USD/tấn CO₂ giai đoạn 2024 - 2026 và 27 - 91 USD/tấn CO₂ giai đoạn 2033 - 2035 [24].

2.4. Kinh nghiệm phát triển chuỗi cung ứng SAF

2.4.1. Tiềm năng nguyên liệu khu vực Đông Nam Á

Khu vực Đông Nam Á có tiềm năng sản xuất khoảng 52,9 triệu thùng (~8,4 tỷ lít) SAF mỗi năm, góp phần đáp ứng nhu cầu nhiên liệu hàng không của khu vực đến năm 2050. Nguồn nguyên liệu tập trung chủ yếu tại Indonesia, Malaysia, Philippines, Thái Lan và Việt Nam [25].

2.4.2. Mô hình hợp tác khu vực

- Mô hình hợp tác Malaysia - Nhật Bản: Malaysia và Nhật Bản đã ký thỏa thuận hợp tác, theo đó SAF sản xuất tại Malaysia sẽ được xuất khẩu sang Nhật Bản để giúp Nhật đạt mục tiêu 10% SAF vào năm 2030 [26]. Mô hình này cho thấy tầm quan trọng của hợp tác liên quốc gia, đồng thời cũng cảnh báo rằng nếu thiếu quy hoạch, Malaysia có thể thiếu hụt nguồn cung trong nước nếu ưu tiên xuất khẩu.

- Mô hình hợp tác Singapore - Malaysia và Singapore - Indonesia: Đây là mô hình hợp tác chuỗi giá trị điển hình trong khu vực [27]:

- + Cung ứng nguyên liệu: Các doanh nghiệp tại Malaysia và Indonesia thu gom, sơ chế và xuất khẩu UCO, phế phẩm dầu cọ (POME) sang Singapore [27].

- + Liên doanh và đầu tư trực tiếp: Neste (Phần Lan), đơn vị vận hành nhà máy SAF quy mô lớn tại Singapore, hợp tác với doanh nghiệp địa phương để xây dựng mạng lưới thu gom UCO, đầu tư cơ sở sơ chế và tối ưu hóa chi phí logistics [27].

- + Hải hòa chứng nhận: Nguyên liệu được chứng nhận theo các hệ thống bền vững quốc tế (ISCC - International Sustainability and Carbon Certification, RSB - Roundtable on Sustainable Biomaterials), bảo đảm nguyên liệu đủ điều kiện sản xuất SAF đáp ứng yêu cầu thị trường quốc tế [27].

- + Chuỗi giá trị: Nguyên liệu được thu gom và sơ chế tại Malaysia/Indonesia, sau đó vận chuyển sang Singapore để sản xuất SAF thành phẩm, cung cấp cho các chuyến bay tại sân bay Changi hoặc xuất khẩu sang thị trường khác [27].

2.4.3. Ưu đãi theo loại nguyên liệu

Theo Chỉ thị năng lượng tái tạo của EU, UCO thuộc nhóm nguyên liệu Phụ lục IX Phần B (Annex IX Part B). Nhiên liệu sản xuất từ nhóm này được hưởng cơ chế tính ưu tiên khi xác định đóng góp vào mục tiêu năng lượng tái tạo trong giao thông [28]. ReFuelEU Aviation loại trừ nhiên liệu sinh học từ cây lương thực và thực phẩm. Do đó, UCO và phụ phẩm nông nghiệp, vốn là nguồn nguyên liệu Việt Nam có tiềm năng lớn, có lợi thế cạnh tranh rõ rệt.

2.4.4. An ninh nguồn nguyên liệu

Từ tháng 12/2024, Trung Quốc bãi bỏ chính sách hoàn thuế giá trị gia tăng 13% đối với UCO xuất khẩu, nhằm giữ nguyên liệu cho sản xuất SAF trong nước [29]. Động thái này phản ánh xu hướng ngày càng phổ biến: các quốc gia ưu tiên bảo vệ nguồn nguyên liệu chiến lược thay vì chỉ xuất khẩu thô.

Trong bối cảnh nhu cầu SAF toàn cầu tăng mạnh, Việt Nam có nguy cơ chỉ đóng vai trò nhà cung cấp nguyên liệu thô (UCO, phế phẩm nông nghiệp...) cho các trung tâm sản xuất SAF trong khu vực như Singapore, Nhật Bản, Hàn Quốc, thay vì phát triển năng lực chế biến trong nước. Hệ quả là Việt Nam có thể thiếu nguyên liệu cho sản xuất SAF nội địa trong trung và dài hạn, trong khi nhu cầu tăng theo lộ trình bắt buộc.

Bài học kinh nghiệm về an ninh nguyên liệu:

- Hạn chế xuất khẩu nguyên liệu thô (UCO, phế phẩm nông nghiệp) khi chưa bảo đảm đủ nhu cầu sản xuất SAF trong nước;
- Xây dựng cơ chế kiểm soát và hạn ngạch xuất khẩu nguyên liệu chiến lược, tương tự biện pháp Trung Quốc đã áp dụng;
- Ưu tiên chính sách cho các dự án chế biến nguyên liệu thành SAF trong nước, thay vì chỉ thu gom và xuất khẩu thô;
- Xây dựng hệ thống dự trữ và cân đối nguồn nguyên liệu chiến lược với tầm nhìn trung hạn (5 - 10 năm).

2.5. Tiêu chuẩn và chứng nhận SAF

- Tiêu chuẩn kỹ thuật: SAF phải đáp ứng các tiêu chuẩn quốc tế nghiêm ngặt để đảm bảo an toàn và hiệu suất. Tiêu chuẩn chính được áp dụng là ASTM D7566 (Mỹ). Mỗi quy trình công nghệ (pathway) được ASTM D7566 phê duyệt có tỷ lệ phối trộn tối đa khác nhau tùy công nghệ. Các tổ chức tiêu chuẩn, nhà sản xuất động cơ, máy bay và cơ quan hàng không đang tiếp tục nghiên cứu, thử nghiệm và hoàn thiện tiêu chuẩn nhằm từng bước nâng tỷ lệ phối trộn SAF [30].
- Chứng nhận bền vững: Các tổ chức như ISCC và RSB đã xây

dựng bộ tiêu chí và khung đánh giá bền vững có độ tin cậy cao. Chứng nhận của các tổ chức này là điều kiện để SAF được công nhận theo CORSIA và tại các thị trường như EU. Đây cũng là nền tảng cho hợp tác phát triển dự án, chia sẻ kiến thức và giải pháp nhằm tạo tác động tích cực về môi trường và xã hội [31].

3. Bài học kinh nghiệm và khuyến nghị cho Việt Nam

3.1. Thiết lập mục tiêu và lộ trình áp dụng theo từng bước

Chính phủ có thể xem xét thiết lập lộ trình phát triển SAF cụ thể theo từng giai đoạn:

- Trước năm 2030: Áp dụng tỷ lệ phối trộn 1 - 2% SAF (bắt buộc hoặc khuyến khích có trợ giá), ưu tiên nguyên liệu UCO và phụ phẩm nông nghiệp sẵn có;
- Giai đoạn 2030 - 2035: Tăng dần tỷ lệ phối trộn SAF lên 5 - 10%, trong đó các chuyến bay quãng đường ngắn sử dụng tối thiểu 10% SAF vào năm 2035 theo Quyết định 876/QĐ-TTg; bắt đầu phát triển nguồn nguyên liệu từ cây có dầu và vi tảo;
- Năm 2050: Hướng đến tối thiểu 50% SAF cho tất cả các chuyến bay; toàn bộ SAF được sản xuất từ nguyên liệu nội địa hoặc nhập khẩu theo hiệp định đối tác chiến lược.

Trước năm 2030, Chính phủ cần cân nhắc giữa 2 phương án bắt buộc và khuyến khích sử dụng SAF. Tuy nhiên, việc áp dụng cơ chế bắt buộc sẽ tạo điều kiện thuận lợi cho các nhà đầu tư với thị trường tiêu thụ SAF rõ ràng. Cách tiếp cận này tương đồng với chính sách của Singapore, Hàn Quốc, Ấn Độ, châu Âu và thể hiện cam kết của Chính phủ về phát triển bền vững.

3.2. Xây dựng khung chính sách và cơ chế hỗ trợ tài chính

- Chính sách ưu đãi toàn diện

Việt Nam cần xây dựng chính sách ưu đãi, hỗ trợ phát triển chuỗi giá trị SAF gồm:

Đảm bảo nguyên liệu: Việt Nam cần tham khảo kinh nghiệm của EU trong việc áp dụng cơ chế ưu tiên khi xác định đóng góp vào mục tiêu năng lượng tái tạo trong giao thông đối với nguyên liệu UCO, khuyến khích sử dụng các nguồn nguyên liệu bền vững trong sản xuất SAF [28]. Đặc biệt cần có chính sách hỗ trợ xây dựng hệ thống thu gom UCO quy mô lớn tại các thành phố lớn và khu công nghiệp.

Sản xuất SAF: Việt Nam có thể áp dụng chính sách tín dụng thuế như Hàn Quốc (Mức 15%/25% là khung ưu đãi chung cho công nghệ chiến lược quốc gia: doanh nghiệp lớn và vừa 15%, doanh nghiệp nhỏ 25%) và Nhật Bản (hỗ trợ ~30 JPY/lít SAF, kết hợp khấu trừ thuế thu nhập doanh nghiệp đến 40% trong 10 năm) [19, 20].

Kinh doanh và phân phối: Xem xét áp dụng miễn giảm thuế đối với các hoạt động phối trộn SAF tương tự mô hình của Thái Lan (doanh nghiệp được miễn thuế 3 năm) [20].

Phát triển cơ sở hạ tầng và R&D: Việt Nam cần thiết lập quỹ hỗ trợ phát triển SAF như mô hình của Singapore (tài trợ đến 70% cho sáng kiến toàn ngành) và đẩy mạnh đầu tư cho nghiên cứu công nghệ SAF tiên tiến từ EU, Mỹ [6, 12, 15].

- Cơ chế định giá carbon và thuế môi trường

Kinh nghiệm quốc tế cho thấy việc thiết lập cơ chế định giá carbon là yếu tố then chốt để tạo động lực kinh tế thúc đẩy quá trình chuyển đổi sang sử dụng SAF. Singapore đã áp dụng cơ chế thu phí (levy) dựa trên mục tiêu sử dụng SAF và giá dự kiến của nhiên liệu này, tạo nguồn thu để hỗ trợ chuyển đổi [32].

Đề xuất cho Việt Nam:

- Thiết lập quỹ hỗ trợ SAF từ nguồn thu thuế môi trường trong lĩnh vực hàng không và các nguồn ngân sách khác;
 - Ban hành chính sách ưu đãi thuế cho các doanh nghiệp sản xuất và sử dụng SAF;
 - Áp dụng cơ chế định giá carbon để tạo động lực chuyển đổi, đảm bảo tính cạnh tranh của SAF;
 - Xem xét áp dụng cơ chế thu phí SAF (SAF levy) theo mô hình của Singapore, tích hợp vào phí dịch vụ sân bay từ năm 2028 - 2030.
 - Phát triển chuỗi cung ứng và nguyên liệu đầu vào
- + Quy hoạch phát triển vùng nguyên liệu SAF quốc gia: Với điều kiện thuận lợi về nguồn nguyên liệu, Việt Nam cần đánh giá và phát triển các nguồn: Dầu thực vật đã qua sử dụng (UCO), mỡ động vật; cây có dầu; nguyên liệu để sản xuất bio-ethanol; các loại phụ phẩm nông nghiệp; tảo biển.

+ Xây dựng cơ chế quản lý nguyên liệu và bảo vệ an ninh nguồn cung

Để hình thành chuỗi cung ứng nguyên liệu bền vững và an toàn, Việt Nam cần: Xây dựng các quy định quản lý và tiêu chuẩn chất lượng nguyên liệu; thiết lập hệ thống thu gom và xử lý nguyên liệu có tổ chức; đảm bảo tính minh bạch và truy xuất nguồn gốc; áp dụng các tiêu chuẩn bền vững quốc tế; thiết lập cơ chế kiểm soát xuất khẩu nguyên liệu thô chiến lược: học tập kinh nghiệm Trung Quốc, Malaysia... [29], Việt Nam cần xem xét cơ chế để bảo đảm nguồn cung trong nước trước khi mở rộng xuất khẩu; xây dựng hệ thống dự trữ nguyên liệu chiến lược và cơ chế cân đối cung - cầu trung hạn.

- Thiết lập và áp dụng các quy chuẩn, tiêu chuẩn

+ Áp dụng tiêu chuẩn quốc tế

Để đảm bảo tính liên thông ở quy mô khu vực và toàn cầu, Việt Nam nên: Áp dụng các tiêu chuẩn quốc tế như ASTM D7566 [30]; tham gia các chương trình chứng nhận bền vững như ISCC, RSB [31]; đảm bảo SAF sản xuất trong nước đáp ứng yêu cầu xuất khẩu.

+ Xây dựng khung pháp lý trong nước: Việt Nam cần xây dựng các quy chuẩn, tiêu chuẩn kỹ thuật phù hợp với điều kiện trong nước nhưng tương thích với tiêu chuẩn quốc tế, tạo cơ sở pháp lý cho việc sản xuất, phân phối và sử dụng SAF.

- Hợp tác quốc tế

+ Khung hợp tác ASEAN: Một khung hợp tác khu vực do ASEAN dẫn dắt có thể tạo điều kiện cho các chính sách và tiêu chuẩn hài hòa giữa các quốc gia thành viên. Điều này đặc biệt quan trọng khi khu vực Đông Nam Á chiếm gần 8% nhu cầu nhiên liệu hàng không toàn cầu [25].

+ Hợp tác song phương có chọn lọc, đảm bảo lợi ích quốc gia

Việt Nam cần tích cực tham gia vào khung hợp tác ASEAN về SAF, đồng thời phát triển các thỏa thuận song phương với: Các nước có nhu cầu tiêu thụ SAF lớn như Nhật Bản, Hàn Quốc và Singapore; các nước có công nghệ tiên tiến trong sản xuất và chế biến SAF; các nước có nguồn nguyên liệu phong phú trong khu vực.

Đặc biệt, trong quá trình đàm phán các thỏa thuận cung ứng nguyên liệu SAF, Việt Nam cần ưu tiên các mô hình hợp tác chế biến và gia công tạo giá trị gia tăng tại Việt Nam, thay vì mô hình xuất khẩu nguyên liệu thô. Điều này vừa góp phần bảo đảm an ninh nguồn nguyên liệu, vừa tạo thêm giá trị gia tăng và tăng cơ hội việc làm trong nước.

- Mô hình hợp tác chiến lược trong phát triển SAF

Nghiên cứu và vận dụng mô hình hợp tác chiến lược trong phát triển SAF thông qua: Phát triển các thỏa thuận cung ứng nguyên liệu xuyên biên giới; thiết lập các liên doanh với các đối tác quốc tế; hài hòa hóa chính sách, tiêu chuẩn kỹ thuật và hệ thống chứng nhận SAF với các nước trong khu vực; xây dựng chuỗi giá trị SAF liên kết khu vực [27].

- Đầu tư nghiên cứu phát triển

+ Phát triển công nghệ phù hợp với nguyên liệu Việt Nam

Để làm chủ và hướng đến phát triển các công nghệ sản xuất SAF phù hợp với điều kiện đặc thù của Việt Nam, cần: Ưu tiên nghiên cứu công nghệ HEFA - đây là công nghệ phù hợp nhất với nguồn UCO và dầu thực vật sẵn có tại Việt Nam; nghiên cứu

công nghệ ATJ từ nguồn nguyên liệu giàu đường/tinh bột từ các sản phẩm nông nghiệp và phụ phẩm sinh học trong nước; nghiên cứu công nghệ khí hóa (gasification) và Fischer-Tropsch cho nguồn sinh khối lignocellulose; tập trung nguồn lực vào các công nghệ có tính khả thi về mặt kỹ thuật và hiệu quả kinh tế cao trong điều kiện Việt Nam.

+ Thiết lập các chương trình hợp tác nghiên cứu với các tổ chức quốc tế; hợp tác với các nước dẫn đầu về công nghệ SAF; chuyển giao công nghệ và đào tạo nguồn nhân lực chất lượng cao.

+ Xây dựng trung tâm R&D: Việt Nam có thể xem xét thiết lập trung tâm nghiên cứu và phát triển SAF quốc gia, kết nối các viện nghiên cứu, trường đại học và doanh nghiệp để thúc đẩy đổi mới sáng tạo trong lĩnh vực này.

4. Kết luận

Việc sử dụng SAF đang chuyển dần từ các chương trình tự nguyện sang cơ chế bắt buộc hoặc có mục tiêu ràng buộc tại ngày càng nhiều quốc gia và khu vực, phản ánh vai trò ngày càng quan trọng của SAF trong lộ trình giảm phát thải của ngành hàng không. Sự phân hóa ngày càng rõ nét giữa nhóm quốc gia đã triển khai thực tế như EU, Vương quốc Anh, Na Uy, Singapore, Hàn Quốc và nhóm còn ở giai đoạn mục tiêu chính sách (trong đó có Việt Nam) cho thấy: nếu không sớm chuyển từ cam kết sang hành động cụ thể, khoảng cách này sẽ ngày càng khó thu hẹp.

Đối với Việt Nam, việc chậm hình thành và triển khai lộ trình SAF có thể làm gia tăng chi phí tuân thủ CORSIA trong tương lai, làm giảm cơ hội tham gia sâu vào chuỗi giá trị SAF khu vực, gia tăng nguy cơ tiếp tục xuất khẩu nguyên liệu thô trong khi phải nhập khẩu SAF thành phẩm khi nhu cầu nội địa tăng, đồng thời hạn chế khả năng thu hút các dòng vốn đầu tư xanh.

Từ kinh nghiệm quốc tế, Việt Nam cần tập trung vào các trụ cột chính: (1) Xác định rõ cơ sở nguyên liệu trong nước làm nền tảng; (2) Thiết lập lộ trình phát triển SAF rõ ràng và khả thi; (3) Xây dựng khung chính sách và cơ chế hỗ trợ tài chính toàn diện; (4) Bảo đảm an ninh nguồn nguyên liệu chiến lược; (5) Áp dụng các tiêu chuẩn và chứng nhận quốc tế; (6) Tăng cường hợp tác quốc tế có chọn lọc, đảm bảo lợi ích quốc gia và (7) Đầu tư mạnh vào nghiên cứu phát triển công nghệ phù hợp với nguồn nguyên liệu đặc thù.

Với tiềm năng nguyên liệu đa dạng, vị trí địa lý thuận lợi và cam kết của Chính phủ về phát triển bền vững, Việt Nam có cơ sở để từng bước phát triển năng lực sản xuất SAF và tham gia sâu hơn vào chuỗi giá trị SAF khu vực.

Tài liệu tham khảo

- [1] IATA, "Non-CO₂ emissions and effects". [Online]. Available: <https://www.iata.org/en/programs/sustainability/non-co2-emissions-contrails/>.
- [2] IATA, "Sustainable aviation fuels (SAF): Fact sheet", 6/2026.
- [3] ICAO, "ICAO global framework for SAF, LCAF and other aviation cleaner energies".
- [4] Thủ tướng Chính phủ, *Chương trình hành động về chuyển đổi năng lượng xanh, giảm phát thải khí các-bon và khí mê-tan của ngành giao thông vận tải*, Quyết định số 876/QĐ-TTg ngày 22/7/2022.
- [5] European Parliament, Council of the European Union, "Directive 2008/101/EC of the European Parliament and of the Council", *Official Journal of the European Union*, pp. 3 - 21, 2008.
- [6] European Commission, *ReFuelEU aviation - Sustainable aviation fuels*, 2021.
- [7] Norwegian Ministry of Climate and Environment, *Regulations on the obligation to supply advanced biofuel for aviation*, 2020.
- [8] Swedish Energy Agency, *Reduction obligation for aviation fuels*, 2021.
- [9] Danish Ministry of Climate, Energy and Utilities, *Green domestic flights by 2030*, 2022.
- [10] Portugal, "Roteiro para a neutralidade carbónica 2050", 1/7/2019. [Online]. Available: <https://portugal2020.pt/roteiro-para-a-neutralidade-carbonica-2050/>.
- [11] Department for Transport, "Jet zero strategy: Delivering net zero aviation by 2050".
- [12] Federal Grants, "Defense production act (DPA) title III advanced drop-in biofuel production project (ADBPP) biofuels 2".
- [13] ICAO, "Projects - Farm-to-Fly". [Online]. Available: <https://www.icao.int/SAF/stakeholder-action-groups-projects-farm-fly>.
- [14] U.S. Congress, *Sustainable aviation fuel act*, 2021.
- [15] U.S. Department of Energy, USDA and EPA, "SAF grand challenge roadmap: Flight plan for sustainable aviation fuel".
- [16] IRS, "Clean fuel production credit". [Online]. Available: <https://www.irs.gov/credits-deductions/clean-fuel-production-credit>.
- [17] Presidência da República Casa Civil, "Lei nº 14.993, de 8 de outubro de 2024", 2024.

[18] CSIRO, "Sustainable aviation fuel roadmap". [Online]. Available: <https://www.csiro.au/en/work-with-us/services/consultancy-strategic-advice-services/CSIRO-futures/Energy/Sustainable-Aviation-Fuel-Roadmap>.

[19] Ministry of Land, Infrastructure and Transport and Ministry of Trade, Industry and Energy, Republic of Korea, "SAF blending becomes mandatory for international flights departing Korea in 2027", 22/9/2025.

[20] Asia SAF Association, *SAF policy landscape in Asia*, 2025.

[21] Civil Aviation Authority of Singapore, *Singapore sustainable air hub blueprint*, 2024.

[22] Civil Aviation Authority of Singapore (CAAS), "Airline domain sustainability Initiatives", 1/10/2026.

[23] International Trade Administration, "Malaysia energy sustainable aviation fuel", 30/12/2025.

[24] Utkarsh Akhouri, Jamie Saunders, Faris Pleho, and Guy Turner, "CORSIA: Costs and implications for the airline industry", 22/11/2024.

[25] Khanh Nam Nguyen and Huyen Vuong, "A case study on sustainable aviation fuel adaptation by South East Asian countries: Opportunities, reality, and the current gaps", *Case Studies in Chemical and Environmental Engineering*, Volume 10, 2024. DOI: 10.1016/j.csee.2024.100988.

[26] Japan Ministry of Economy, Trade and Industry, *Japan-Malaysia cooperation on SAF supply*, 2024.

[27] World Economic Forum, "How Singapore can lead the way on scaling up sustainable aviation fuels", 19/7/2023. [Online]. Available: <https://www.weforum.org/stories/industries-in-depth/how-singapore-can-lead-the-way-on-scaling-up-sustainable-aviation-fuels/>.

[28] Anouk van Grinsven, Emiel van den Toorn, Reinier van der Veen, and Bettina Kampman, "Used cooking oil (UCO) as biofuel feedstock in the EU". <https://cedelft.eu/publications/used-cooking-oil-uco-as-biofuel-feedstock-in-the-eu/>.

[29] Samyak Pandey, "China removing export tax rebate can help curb palm oil UCO fraud, boost domestic biofuels: USDA", 27/11/2024. [Online]. Available: <https://www.spglobal.com/energy/en/news-research/latest-news/agriculture/112724-china-removing-export-tax-rebate-can-help-curb-palm-oil-uco-fraud-boost-domestic-biofuels-usda>.

[30] European Union Aviation Safety Agency (EASA), *Sustainable aviation fuels*, 2024.

[31] Roundtable on Sustainable Biomaterials (RSB), RSB certification standards, 2024.

[32] Reuters, *Singapore to require departing flights to use sustainable fuel from 2026*, 19/2/2024.

POLICIES FOR SUSTAINABLE AVIATION FUEL DEVELOPMENT:
LESSONS LEARNED AND POLICY DIRECTIONS FOR VIETNAM

Le Hong Nguyen, Nguyen Huu Luong, Nguyen Huynh Hung My, Huynh Minh Thuan

Vietnam Petroleum Institute (VPI), Ho Chi Minh, 71320, Vietnam

KEY WORDS

Sustainable aviation fuel (SAF), carbon emissions, energy transition, bio-based feedstocks, green aviation policy, feedstock security.

ABSTRACT

This study analyzes the legal frameworks, implementation roadmaps, and policies mechanisms for sustainable aviation fuel (SAF) development in the European Union, the United States, Singapore, South Korea, Japan, and some ASEAN member countries. Based on systematic analysis and comparative assessment, the study clarifies the differences between countries that have progressed to actual SAF implementation and those that remain at the stage of setting policy targets, while also identifying the enabling factors as well as the technical, financial, and institutional barriers to implementation. Drawing on international experience, the study proposes directions for Vietnam to formulate a SAF development roadmap that aligns with domestic conditions and available feedstock resources.

Corresponding author: Email: nguyenlh.pvpro@vpi.pvn.vn
Received: 30/12/2025; Revised: 30/12/2025 - 30/3/2026; Accepted date: 30/3/2026
This is an Open Access article under the CC BY-NC-ND license (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

ĐỊNH HƯỚNG PHÁT TRIỂN NHIÊN LIỆU HÀNG KHÔNG BỀN VỮNG CỦA TỔNG CÔNG TY LỘC HÓA DẦU VIỆT NAM

Bùi Ngọc Dương, Nguyễn Việt Thắng, Mai Tuấn Đạt, Trần Hải Ninh, Đinh Văn Nhân, Nguyễn Thị Thanh Yên

Tổng công ty Lộc hóa dầu Việt Nam (BSR), Tỉnh Quảng Ngãi, 53114, Việt Nam

TỪ KHÓA

Nhiên liệu hàng không bền vững, tuyến công nghệ SAF, ASTM D7566, Nhà máy Lộc dầu Dung Quất.

TÓM TẮT

Nhiên liệu hàng không bền vững (sustainable aviation fuel - SAF) đóng vai trò quan trọng trong lộ trình giảm phát thải của ngành hàng không nhờ khả năng tương thích với động cơ và hạ tầng hiện có mà không đòi hỏi thay đổi lớn về công nghệ. Trên cơ sở phân tích bối cảnh thị trường và chính sách phát triển SAF, đánh giá mức độ trưởng thành của các công nghệ sản xuất SAF hiện nay, cũng như tiềm năng nguồn nguyên liệu tại Việt Nam, nghiên cứu này định hướng lộ trình phát triển SAF của Tổng công ty Lộc hóa dầu Việt Nam (BSR) trong giai đoạn trước và sau 2035.

Kết quả nghiên cứu cho thấy, công nghệ HEFA (hydroprocessed esters and fatty acids) là lựa chọn khả thi để triển khai tại Nhà máy Lộc dầu Dung Quất trong ngắn hạn và trung hạn nhờ lợi thế về chi phí đầu tư thấp, mức độ thương mại hóa cao, và có khả năng tận dụng nguyên liệu sẵn có trong nước như dầu ăn đã qua sử dụng và mỡ cá. Về dài hạn, khi các rào cản kỹ thuật và chi phí được cải thiện, nghiên cứu đề xuất tiếp tục theo dõi và đánh giá khả năng ứng dụng các công nghệ tiềm năng khác như ATJ (alcohol-to-jet), FT (Fischer-Tropsch) và PtL (power-to-liquid). Nghiên cứu cũng chỉ ra rằng việc hoàn thiện khung chính sách, xây dựng cơ chế tài chính và đảm bảo ổn định nguồn nguyên liệu đầu vào là yếu tố then chốt đảm bảo tính khả thi của các dự án SAF, góp phần thực hiện mục tiêu phát thải ròng bằng "0" vào năm 2050 của Việt Nam.

1. Giới thiệu

Theo thống kê của Hội đồng Sân bay Quốc tế (ACI), lưu lượng hành khách toàn cầu năm 2025 đạt 9,8 tỷ lượt, tăng 3,6% so với năm trước và dự báo sẽ đạt 10,2 tỷ lượt vào năm 2026, tương ứng mức tăng 3,9% [1]. Về dài hạn, giai đoạn 2024 - 2054, lưu lượng hành khách toàn cầu được dự báo tăng trưởng với tốc độ tăng trưởng kép hàng năm (CAGR) khoảng 3%, đạt mức tăng gấp đôi vào giữa những năm 2040 và gấp khoảng 2,5 lần năm 2024 vào năm 2054. Châu Á - Thái Bình Dương tiếp tục là động lực tăng trưởng chính với lưu lượng dự kiến đạt 10 tỷ hành khách vào năm 2054 (CAGR 3,6%). Thị trường vận tải hàng hóa hàng không toàn cầu năm 2025 đạt khoảng 129 triệu tấn (tăng 2,9%) và dự báo đạt 262 triệu tấn vào năm 2054, CAGR 2,5% trong giai đoạn 2024 - 2054 [1].

Vận tải hàng không chiếm khoảng 2,05% tổng phát thải CO₂ toàn cầu, tương đương 882 triệu tấn CO₂ trong tổng số 43 tỷ tấn CO₂ phát thải toàn cầu năm 2023 [2]. Sự tăng trưởng nhanh của vận tải hàng không tiếp tục đặt ra áp lực ngày càng lớn đối với mục tiêu giảm phát thải CO₂. Do đó, nhiên liệu hàng không bền vững (SAF) được xác định là giải pháp giảm phát thải quan trọng nhất trong ngắn và trung hạn nhờ: (i) khả năng "drop-in", cho phép pha trộn và sử dụng trực tiếp trong hệ thống động cơ, trong hạ tầng tồn chứa và phân phối nhiên liệu hiện có mà không đòi hỏi thay đổi lớn về công nghệ; (ii) hệ thống tiêu chuẩn - thử nghiệm - chứng nhận đã được thiết lập thống nhất trên phạm vi toàn cầu (ASTM D7566, DEFSTAN, EI/JIG).

Ngành vận tải hàng không sẽ cần khoảng 500 triệu tấn SAF

Email: yenntt@bsr.com.vn

Ngày nhận bài: 20/2/2026; Ngày sửa chữa sau phản biện: 20/2 - 9/3/2026; Ngày duyệt đăng: 9/3/2026

Copyright © 2026. Đây là bài báo truy cập mở theo Giấy phép CC BY-NC-ND

(<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>).



vào năm 2050 để đạt mục tiêu phát thải ròng CO₂ bằng "0". Sau khi đánh giá nguồn cung nguyên liệu thô toàn cầu, mức độ sẵn sàng của công nghệ và tính phù hợp theo khu vực, Hiệp hội Vận tải Hàng không Quốc tế (IATA) và Worley Consulting ước tính rằng sản lượng SAF toàn cầu có thể đạt 400 triệu tấn vào năm 2050. Việc đạt được con số này là một thách thức lớn và đòi hỏi gia tăng quy mô sản xuất SAF [3]. Tuy nhiên, tốc độ mở rộng sản lượng SAF trên thực tế đang diễn ra chậm hơn đáng kể so với các dự báo và mục tiêu đã đặt ra trước đây. Theo số liệu thống kê của IATA [4], sản lượng SAF toàn cầu chỉ đạt khoảng 1,9 triệu tấn trong năm 2025, tương đương 0,6% tổng tiêu thụ nhiên liệu phản lực và dự kiến chỉ đạt khoảng 2,4 triệu tấn trong năm 2026, tương đương 0,8% tổng tiêu thụ nhiên liệu phản lực. Nguyên nhân chính là do các cơ chế pha trộn bắt buộc (mandate) tại châu Âu và Vương quốc Anh chưa đi kèm chính sách hỗ trợ đủ mạnh để khai thác hết công suất sản xuất đã lắp đặt, khiến chi phí SAF cao gấp 2 - 5 lần nhiên liệu truyền thống. Khoảng cách giữa mục tiêu, dự báo và năng lực thực tế cho thấy việc mở rộng quy mô sản xuất SAF phụ thuộc vào hiệu quả của khung chính sách và cơ chế tài chính hỗ trợ.

Tại Việt Nam, định hướng phát triển SAF đã được thể chế hóa thông qua Chương trình hành động về chuyển đổi năng lượng xanh, giảm phát thải khí carbon và khí methane của ngành giao thông vận tải [5]. Việt Nam chính thức tham gia Cơ chế bù trừ và giảm thiểu carbon cho hàng không quốc tế (CORSIA) của ICAO từ ngày 1/1/2026. Từ năm 2027, CORSIA sẽ chuyển sang giai đoạn bắt buộc đối với phần lớn các quốc gia thành viên. Luật Hàng không dân dụng Việt Nam 2025 đã bổ sung một số điều khoản ưu đãi đối với hoạt động đầu tư xây dựng và vận hành hạ tầng SAF [6]. Điều này tạo ra hành lang pháp lý, góp phần thúc đẩy nhu cầu thị trường trong nước đối với SAF và mở ra cơ hội tham gia vào chuỗi cung ứng cho các cơ sở lọc dầu quốc gia.

Nhà máy Lọc dầu Dung Quất do BSR quản lý vận hành có vai trò đặc biệt quan trọng và tiềm năng lớn trong phát triển SAF. Đây là tổ hợp lọc - hóa dầu hiện đại, đồng bộ, có năng lực vận hành ổn định và kinh nghiệm kiểm soát chất lượng nhiên liệu hàng không Jet A-1 theo tiêu chuẩn quốc tế. Nhà máy sở hữu hạ tầng pha trộn, bồn chứa, tuyến sản phẩm và hệ thống xuất - nhập đạt chuẩn EI/JIG, cho phép tích hợp trực tiếp các thành phần pha trộn tổng hợp (synthetic blend component - SBC) để sản xuất SAF. Nhà máy Lọc dầu Dung Quất đã trực tiếp sản xuất thử nghiệm và cung cấp nhiên liệu SAF 5,5% cho 6 chuyến bay nội địa tại Đà Nẵng vào ngày 4/6/2025, đánh dấu lần đầu tiên Việt Nam chủ động phối trộn, kiểm định, cung ứng SAF thương mại ngay trong hệ thống lọc dầu trong nước.

Nghiên cứu này tập trung vào các nội dung: (i) phân tích mức độ trưởng thành công nghệ và khả năng áp dụng của các công nghệ sản xuất SAF được chứng nhận theo tiêu chuẩn ASTM D7566 trong điều kiện thực tế của Việt Nam, (ii) đánh giá sơ bộ nguồn nguyên liệu tiềm năng trong nước và (iii) đề xuất lộ trình phát triển và triển khai SAF khả thi, làm cơ sở để BSR từng bước trở thành nhà sản xuất và phối trộn SAF chủ lực tại Việt Nam, sẵn sàng tham gia chuỗi cung ứng khu vực và quốc tế, đóng góp thiết thực vào lộ trình đạt mục tiêu phát thải ròng bằng "0" vào năm 2050 của Việt Nam.

2. Nghiên cứu lựa chọn công nghệ sản xuất SAF trong điều kiện thực tế tại Việt Nam

Các đặc tính hóa lý của nhiên liệu hàng không ảnh hưởng trực tiếp đến hiệu suất, độ an toàn và tác động môi trường của nhiên liệu. Khả năng tương thích giữa cấu trúc phân tử của nhiên liệu và hệ thống động cơ - hạ tầng nhiên liệu máy bay là yếu tố then chốt để đảm bảo quá trình cháy diễn ra ổn định, giải phóng năng lượng hiệu quả và vận hành máy bay an toàn. Do đó, công nghệ sản xuất cần tạo ra SAF có thành phần phân tử tương tự nhiên liệu truyền thống, cho phép tăng hiệu quả sử dụng nhiên liệu và giảm lượng khí thải carbon so với nhiên liệu hóa thạch. Hiện nay, các tuyến công nghệ sản xuất SAF được phê duyệt bởi tiêu chuẩn quốc tế ASTM D7566 gồm các công nghệ như Fisher-Tropsch (FT), hydroprocessed esters and fatty acids (HEFA), synthesized iso-paraffinic (SIP), alcohol-to-jet (ATJ) và catalytic hydrothermolysis jet (CHJ), với tỷ lệ pha trộn tối đa từ 10 - 50% tùy theo tuyến công nghệ [7]. Trong số các công nghệ sản xuất SAF (Bảng 1), công nghệ HEFA có mức độ trưởng thành công nghệ cao nhất, chiếm hơn 90% sản lượng SAF hiện có trên thế giới, tiếp theo là công nghệ ATJ và FT đang ở giai đoạn đầu triển khai quy mô thương mại.

Để tiết kiệm chi phí đầu tư và thúc đẩy nhanh quá trình chuyển đổi năng lượng xanh, một số nhà máy lọc dầu đã thực hiện cải tiến/nâng cấp hệ thống công nghệ để đồng xử lý (co-processing) nguồn nguyên liệu tái tạo và dầu mỏ. Sản phẩm cuối cùng chứa một phần hydrocarbon có nguồn gốc từ các nguyên liệu bền vững và được công nhận là nhiên liệu thay thế theo tiêu chuẩn ASTM D1655 hoặc DEFSTAN 91-091 [10, 11].

Tiêu chuẩn ASTM D1655 quy định 3 loại đồng xử lý như sau:

- Đồng xử lý 5% thể tích mono-, di- và triglyceride, acid béo tự do và ester của acid béo.
- Đồng xử lý 5% thể tích hydrocarbon có nguồn gốc từ khí tổng hợp (syngas) thông qua quy trình Fischer-Tropsch sử dụng chất xúc tác sắt hoặc cobalt.

Bảng 1. Các công nghệ sản xuất SAF được chứng nhận ASTM D7566 [8, 9]

TT	Tên công nghệ	Tỷ lệ phối trộn tối đa (%)	Nguyên liệu	Mức độ trưởng thành của công nghệ (TRL) ¹	Nhà sản xuất
1	HEFA				
	HEFA-SPK: Annex 2 (2011)	50	Dầu thực vật, dầu thải công nghiệp thực phẩm, dầu tảo, mỡ động vật	8 - 9	HoneyWell UOP, SG Biofuels, AltAir Fuels, Agrisoma Biosciences, Neste Oil, Petrochina, Sapphire Energy, Syntroleum/Tyson Food, PEMEX, ASA
	HC-HEFA-SPK: Annex 7 (2020)	10	Tảo (<i>botryococcus braunii</i>)	5	Applied Research Association
2	ATJ				
	ATJ-SPK: Annex 5 (2016)	50	Ethanol, isobutanol và isobutene từ sinh khối	7 - 8	Gevo, Cobalt, Honeywell UOP, Lanzatech, Swedish Biofuels, Byogy, Lummus
	ATJ-SKA: Annex 8 (2024)	50	Cồn C ₂ - C ₅ từ sinh khối	6 - 8	KBR
3	FT				
	FT-SPK: Annex 1 (2009)	50	Than, khí tự nhiên, sinh khối	7 - 8	Syntroleum, SynFuels International, Rentech, Shell, Solena, Coskata, INEOS, Bio/Lanza Tech, Swedish Biofuels, Fulcrum BioEnergy
	FT-SPK/A: Annex 4 (2015)	50	Than, khí tự nhiên, sinh khối	6 - 7	Shell, Sasol
4	SIP: Annex 3 (2014)	10	Sinh khối dùng cho sản xuất đường	7 - 8 hoặc 5 ²	Amyris, Total, Solazyme, LS9
5	CHJ: Annex 6 (2020)	10	Dầu thực vật, dầu thải công nghiệp thực phẩm, mỡ động vật	6	Applied Research Association, Aemetis, Chevron Lummus Global

Ghi chú:

¹Mức độ sẵn sàng công nghệ (TRL): Thang đo TRL dao động từ 1 (tuân thủ các nguyên tắc cơ bản) đến 9 (sản xuất cạnh tranh).

²TRL 7 - 8 đối với nguyên liệu đường thô thông thường, TRL 5 đối với nguyên liệu đường thô lignocellulose.

- Đồng xử lý (bao gồm đồng phân tách) hydrocarbon có nguồn gốc từ mono, di-triglyceride, acid béo tự do và ester acid béo đã được xử lý bằng hydrogen (hydrocarbon nguồn gốc tái tạo chiếm tối đa 24% thể tích nguồn nguyên liệu và 10% thể tích của sản phẩm).

Trên thế giới, công nghệ đồng xử lý đã được tích hợp vào một số nhà máy có các phân xưởng xử lý kerosene bằng hydrogen (hydrotreating) hoặc phân xưởng cracking bằng hydrogen (hydrocracking). Pertamina (Indonesia) đồng xử lý 2,4% dầu cọ tinh chế và kerosene tại Phân xưởng hydrogen hóa (Treated Distillate Hydrogen Treating Unit) để sản xuất SAF có tên thương mại là Bioavtur J2.4 [12]. SK Energy (Hàn Quốc) đồng xử lý nguyên liệu hóa thạch với dầu ăn đã qua sử dụng (UCO) và mỡ động vật theo tỷ lệ 95:5 tại Phân xưởng hydrocracking của Nhà máy Lọc dầu Ulsan để sản xuất SAF [13]. Tuy nhiên, công nghệ đồng xử lý giới hạn về tỷ lệ nguồn nguyên liệu tái tạo đầu vào nên sẽ không đáp ứng được yêu cầu tăng tỷ lệ pha trộn SAF trong tương lai (dự kiến

sử dụng tối thiểu 10% nhiên liệu bền vững vào năm 2035 theo Quyết định số 876/QĐ-TTg ngày 22/7/2022).

Với cấu hình công nghệ hiện có và sau khi nâng cấp mở rộng, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất sản xuất nhiên liệu hàng không Jet A-1 bằng cách chuyển hóa lưu huỳnh mercaptan tồn tại trong phân đoạn kerosene thành disulfide (theo công nghệ bản quyền của Merichem), thay vì xử lý bằng hydrogen như các nhà máy khác trên thế giới. Các phân xưởng hydrogen hóa khác như: phân xưởng xử lý naphtha bằng hydrogen - NHT, phân xưởng xử lý dầu nhẹ bằng hydrogen - LCO-HDT (hiện có) và phân xưởng xử lý xăng bằng hydrogen - GHDT, phân xưởng xử lý diesel bằng hydrogen - DHDT (sau nâng cấp mở rộng), được thiết kế để xử lý chuyên biệt cho các phân đoạn xăng và diesel nên không thể ứng dụng trực tiếp để đồng xử lý phân đoạn kerosene và nguồn nguyên liệu tái tạo. Với các lý do trên, phương án xây dựng phân xưởng sản xuất SAF độc lập được xem xét áp dụng.

Bảng 2. So sánh hiệu quả của các công nghệ sản xuất SAF [14]

TT	Các chỉ số	Tỷ trọng (%)	HEFA	ATJ	FT
1	Chỉ số tài chính	33			
	Chi phí đầu tư (CAPEX)	11	3	2	1
	Chi phí vận hành (OPEX)	11	2	3	1
	Giá SAF	11	3	2	1
2	Chỉ số môi trường	30			
	Mức sử dụng năng lượng đầu vào	10	3	2	1
	Ảnh hưởng về thay đổi trong sử dụng đất	10	2	3	1
	Tỷ lệ giảm phát thải khí nhà kính	10	2	2	3
3	Chỉ số kỹ thuật	27			
	Mức độ trưởng thành công nghệ	3,4	3	2	2
	Giới hạn pha trộn SAF với Jet	3,4	3	3	3
	Sự tương đồng với nhiên liệu hóa thạch	3,4	3	2	3
	Hiệu suất của SAF	3,4	3	2	2
	Khả năng mở rộng	3,4	3	3	2
	Khả năng áp dụng mô hình trung tâm - vệ tinh so với mô hình chỉ sử dụng cơ sở tập trung	3,4	3	3	1
	Khả năng bán hàng và sản phẩm trung gian	3,4	3	2	1
	Mức độ sẵn có của nguyên liệu	3,4	1	2	3
4	Chỉ số kinh nghiệm	10			
	Số lượng các nhà máy trên toàn cầu	3,3	3	2	1
	Số lượng nhà máy dự kiến xây dựng	3,3	3	3	2
	Số lượng các nhà bản quyền công nghệ	3,3	3	2	2
5	Tổng	100	87	78	52

Ghi chú:
Công thức tính điểm xếp hạng của các công nghệ = $\sum \text{điểm số} / 3 \times \text{tỷ trọng}$ (trong đó, điểm số 1 - kém, 2 - trung bình, 3 - tốt nhất).

Để lựa chọn công nghệ sản xuất SAF, nhóm tác giả đã tham khảo báo cáo nghiên cứu của tổ chức GHD tại Hội thảo “Thúc đẩy sản xuất nhiên liệu hàng không bền vững từ chất thải nông nghiệp trong khu vực Đông Nam Á”, thuộc Chương trình Hỗ trợ Thương mại và Đầu tư Phát triển của Canada (CTIF) do Chính phủ Canada tài trợ. GHD so sánh tính hiệu quả của một số tuyến công nghệ sản xuất SAF đang được triển khai ở quy mô thương mại trên thế giới như HEFA, ATJ và FT. Trong đó, sử dụng phương pháp đánh giá đa tiêu chí, xem xét đồng thời các nhóm chỉ số tài chính, môi trường, kỹ thuật và kinh nghiệm triển khai, với các trọng số được phân bổ theo mức độ ảnh hưởng đến tính khả thi của dự án SAF (Bảng 2) [14].

Kết quả phân tích (Bảng 2) cho thấy công nghệ HEFA là lựa chọn tối ưu với tổng điểm cao nhất (87%). Ưu thế của HEFA đến từ mức độ trưởng thành về công nghệ (điểm 3) và tính kinh tế vượt trội thể hiện ở chi phí đầu tư (CAPEX) vì quy trình kỹ thuật khá tương đồng với các tháp hydrocracking trong nhà máy lọc dầu truyền thống. Nhà máy lọc dầu cũ có thể cải tạo sang HEFA với chi phí thấp hơn nhiều so với việc xây mới hoàn toàn. Ngược lại, công

nghệ FT dù đạt điểm thấp nhất về tổng thể (52%) do “rào cản” tài chính và quy trình vận hành phức tạp, nhưng lại có khả năng giảm phát thải khí nhà kính cao nhất (điểm 3) và nguồn nguyên liệu đầu vào vô tận từ rác thải hoặc sinh khối (điểm 3). Trong khi đó, công nghệ ATJ đóng vai trò là giải pháp trung hòa (78%) với khả năng mở rộng tốt nhưng vẫn xếp sau HEFA về hiệu quả kinh tế và mức độ sẵn sàng của các nhà bản quyền công nghệ.

Báo cáo “Đánh giá nguồn nguyên liệu toàn cầu cho sản xuất SAF: Triển vọng đến năm 2050” của IATA năm 2025 cũng đưa ra các nhận định tương tự. Đến năm 2030, các nhà máy sản xuất SAF theo tuyến công nghệ HEFA bao gồm cả nhà máy độc lập và đồng xử lý có khả năng vẫn chiếm ưu thế trên thị trường, chiếm khoảng 95% tổng sản lượng SAF. Trong số các công nghệ còn lại, công nghệ ATJ ước tính đóng góp khoảng 2% và công nghệ FT chỉ 1%. Bên cạnh đó, IATA dự báo công nghệ PtL sẽ chiếm khoảng 2%, góp phần cung cấp e-SAF theo quy định tại chính sách RefueLEU của EU. Việc sản xuất nhiên liệu e-SAF phụ thuộc vào sự kết hợp giữa CO₂ được thu giữ và H₂ xanh theo phản ứng Fisher-Tropsch (tương tự như tuyến công nghệ FT), trong đó H₂ thường được sản xuất

thông qua quá trình điện phân nước có sử dụng năng lượng tái tạo [3]. PtL được xem là công nghệ tiên tiến, giúp giảm phát thải khí nhà kính đến 90% và nguồn nguyên liệu không bị giới hạn. Kinh nghiệm tại các quốc gia phát triển ở châu Âu cho thấy công nghệ PtL đang ở giai đoạn trình diễn và chưa cạnh tranh được về chi phí, khiến giá e-SAF cao gấp hơn 10 lần nhiên liệu hàng không thông thường [15].

Kết quả nghiên cứu trên cho thấy công nghệ HEFA là lựa chọn đầu tư phù hợp nhất trong giai đoạn ngắn và trung hạn. Trong dài hạn, công nghệ ATJ/FT là lựa chọn tiềm năng khi nguồn nguyên liệu dầu mỡ thải phục vụ mở rộng công suất HEFA dần chạm ngưỡng giới hạn, chuyển sang khai thác các nguồn sinh khối hoặc cồn quy mô lớn để đáp ứng nhu cầu ngày càng tăng. Ngoài ra, PtL cũng là một tuyến công nghệ có tiềm năng triển khai trong dài hạn, khi cơ sở hạ tầng thu giữ carbon hoàn thiện và giá thành sản xuất H_2 trở nên hấp dẫn hơn.

3. Đánh giá nguồn nguyên liệu tiềm năng tại Việt Nam

Khả năng cung ứng nguyên liệu là một trong những yếu tố quyết định quy mô, công nghệ và hiệu quả kinh tế của dự án SAF. Do mỗi tuyến công nghệ sử dụng nhóm nguyên liệu khác nhau, việc đánh giá nguồn nguyên liệu tại Việt Nam cần xem xét đồng thời quy mô tiềm năng, khả năng thu gom thực tế, mức độ cạnh tranh với các mục đích sử dụng khác và khả năng đáp ứng các tiêu chí bền vững. Trên cơ sở các tuyến công nghệ được đánh giá ở phần trước, hai nhóm nguyên liệu có tiềm năng đáng chú ý tại Việt Nam gồm: (i) dầu và mỡ có nguồn gốc sinh học cho công nghệ HEFA; và (ii) phụ phẩm nông nghiệp và nguyên liệu sinh khối cho các tuyến ATJ và FT.

3.1. Nguồn nguyên liệu lipid cho công nghệ HEFA

Đối với công nghệ HEFA, các nguồn nguyên liệu trong nước đáng quan tâm gồm dầu ăn đã qua sử dụng (UCO) và mỡ cá, đặc biệt là mỡ phát sinh từ hoạt động chế biến cá tra và cá basa. Đây là các nguyên liệu lipid có nguồn gốc sinh học và có ưu điểm là không cạnh tranh trực tiếp với nguồn thực phẩm khi được thu hồi từ dòng chất thải hoặc phụ phẩm.

UCO hiện được thu gom từ các nhà hàng, cơ sở chế biến thực phẩm, dịch vụ ăn uống và hộ gia đình. Theo số liệu khảo sát, lượng UCO hiện được thu gom thông qua các doanh nghiệp lớn vào khoảng 100 - 110 nghìn tấn/năm. Đến năm 2030, tổng lượng UCO phát sinh có thể đạt khoảng 670 nghìn tấn/năm; với giả định tỷ lệ thu gom được cải thiện lên 30 - 40%, lượng UCO có khả năng thu hồi có thể đạt khoảng 200 - 270 nghìn tấn/năm.

Bên cạnh UCO, ngành chế biến thủy sản tại Đồng bằng sông Cửu Long tạo ra nguồn mỡ cá đáng kể. Với sản lượng cá da trơn khoảng 1,5 - 1,7 triệu tấn/năm, lượng mỡ cá tiềm năng được ước tính khoảng 150 - 200 nghìn tấn/năm. Xét theo hiệu suất chuyển hóa HEFA khoảng 650 - 750 kg SAF trên một tấn nguyên liệu ở chế độ tối ưu hóa sản phẩm Jet, 2 nguồn UCO và mỡ cá có thể tạo cơ sở nguyên liệu cho một dự án SAF quy mô đáng kể tại Việt Nam.

Tuy nhiên, nguồn cung khả dụng còn phụ thuộc vào hiệu quả của hệ thống thu gom, chất lượng và mức độ đồng nhất của nguyên liệu, nhu cầu của các ngành sử dụng cạnh tranh, chi phí logistics cũng như khả năng đáp ứng yêu cầu về truy xuất nguồn gốc và chứng nhận bền vững. Do đó, quy mô khoảng 150 - 200 nghìn tấn SAF/năm nên được xem là mức tiềm năng kỹ thuật sơ bộ, cần được xác nhận bằng nghiên cứu chi tiết về chuỗi cung ứng trước khi xác định công suất đầu tư.

Từ góc độ triển khai dự án, UCO và mỡ cá có lợi thế tương đối trong ngắn và trung hạn do phù hợp trực tiếp với công nghệ HEFA - tuyến công nghệ có mức độ thương mại hóa cao nhất hiện nay. Đây là cơ sở quan trọng để BSR ưu tiên đánh giá HEFA trong giai đoạn đầu của lộ trình phát triển SAF.

3.2. Nguồn phụ phẩm nông nghiệp cho ATJ và FT

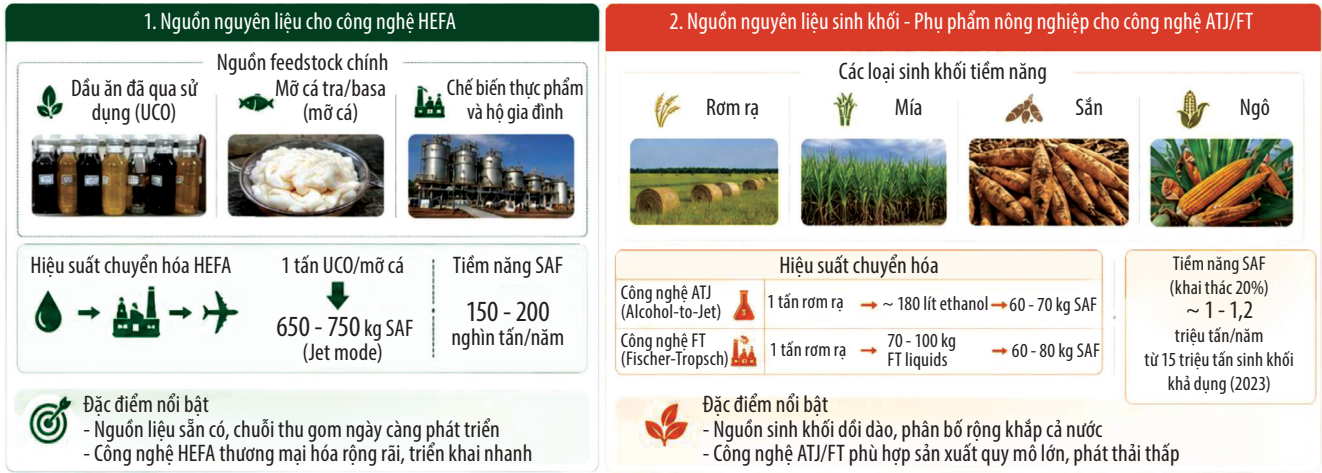
Trong trung và dài hạn, việc mở rộng sản lượng SAF chỉ dựa trên các nguồn dầu và mỡ thải có thể gặp giới hạn về quy mô nguồn cung. Vì vậy, các nguồn sinh khối và phụ phẩm nông nghiệp cần được xem xét như nguồn nguyên liệu bổ sung cho các tuyến công nghệ ATJ và FT.

Việt Nam có lợi thế đáng kể về sản xuất nông nghiệp. Theo dữ liệu năm 2023 của Tổ chức Lương thực và Nông nghiệp của Liên hợp quốc (FAO), tổng sản lượng bốn nhóm cây trồng chính của Việt Nam gồm lúa, mía, sắn và ngô khoảng 80,1 triệu tấn/năm. Ước tính quá trình thu hoạch có thể tạo ra tổng cộng khoảng 77,1 triệu tấn phụ phẩm nông nghiệp mỗi năm, trong đó phụ phẩm từ lúa chiếm tỷ trọng lớn nhất (Bảng 3). Các dòng nguyên liệu này gồm rơm, trấu, thân cây, bã mía... có thể được chuyển hóa thành nhiên liệu trung gian hoặc khí tổng hợp để sản xuất SAF thông qua ATJ hoặc FT.

Với giả định chỉ khoảng 20% lượng phụ phẩm nói trên có thể được huy động cho mục đích sản xuất nhiên liệu và áp dụng các hiệu suất chuyển hóa sơ bộ là 1 tấn phụ phẩm thu được 60 - 80 kg SAF, tiềm năng sản xuất SAF có thể đạt khoảng 1,0 - 1,2 triệu tấn/năm (Hình 1). Con số này cho thấy nguồn sinh khối trong nước có tiềm năng lớn hơn đáng kể so với nhóm nguyên liệu lipid và có thể đóng vai trò quan trọng nếu nhu cầu SAF tại Việt Nam tăng mạnh trong dài hạn.

Bảng 3. Sản lượng các loại cây trồng chính của Việt Nam năm 2023 và ước tính phụ phẩm nông nghiệp [16]

TT	Loại cây trồng	Sản lượng thu hoạch từ nông nghiệp (hạt, củ, quả), triệu tấn/năm	Phụ phẩm nông nghiệp (rơm, trấu, thân cây, bã mía...), triệu tấn/năm
1	Lúa	43,5	56,0
2	Mía	11,8	4,7
3	Sắn	10,4	4,4
4	Ngô	4,4	12,0
	Tổng	80,1	77,1



Hình 1. Nguồn nguyên liệu tiềm năng cho phát triển SAF tại Việt Nam.

Tuy nhiên, phụ phẩm nông nghiệp tại Việt Nam phân bố phân tán theo vùng và mùa vụ, làm gia tăng chi phí thu gom, bảo quản và vận chuyển. Đồng thời, một phần đáng kể phụ phẩm hiện đã được sử dụng cho thức ăn chăn nuôi, phân bón, đốt sinh khối, vật liệu hoặc các mục đích kinh tế khác. Việc khai thác cho SAF cần phải xem xét cạnh tranh nguồn nguyên liệu và tác động đến các chuỗi giá trị hiện hữu.

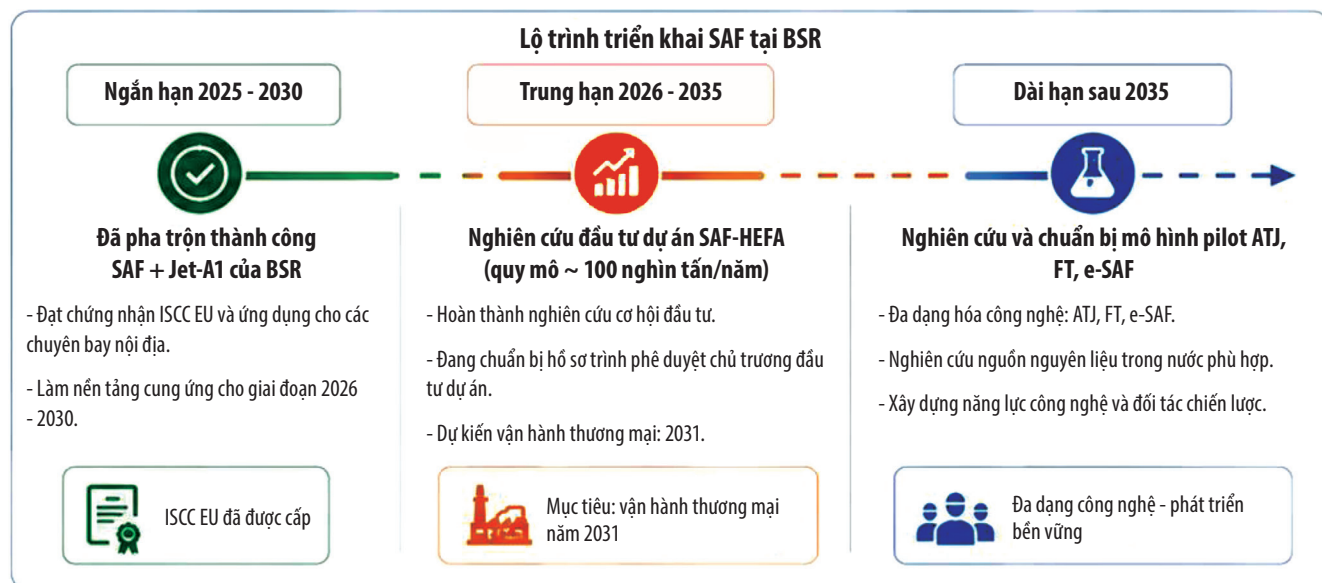
Ngoài ra, ATJ và FT có chuỗi công nghệ phức tạp hơn HEFA và hiện chưa đạt mức độ thương mại hóa tương đương. Vì vậy, lợi thế về quy mô nguồn sinh khối chưa đủ để khẳng định tính khả thi kinh tế của dự án. Trong giai đoạn hiện tại, nguồn phụ phẩm nông nghiệp nên được xem là nguồn nguyên liệu chiến lược cho dài hạn, đồng thời cần tiếp tục nghiên cứu về khả năng thu gom theo vùng, công nghệ tiền xử lý, chi phí logistics, hiệu suất chuyển hóa và khả năng đáp ứng các tiêu chí phát triển bền vững.

4. Đề xuất lộ trình triển khai SAF của Tổng công ty Lọc hóa dầu Việt Nam

Từ năm 2025, BSR đã sản xuất và xuất bán thử nghiệm thành công SAF đạt chứng nhận ISCC EU và ISCC CORSIA cho các chuyến bay nội địa của Vietnam Airlines. Điều này cho thấy Nhà máy Lọc dầu Dung Quất sẵn sàng đáp ứng các yêu cầu về mặt kỹ thuật và

pháp lý trong việc phối trộn thành phần pha trộn SAF (sustainable aviation fuel blend component - SBC) nhập khẩu với Jet A-1 để cung ứng cho thị trường trong nước ở giai đoạn 2026 - 2030. Trong giai đoạn 2026 - 2035, BSR tập trung nghiên cứu đầu tư dự án SAF theo công nghệ HEFA, mục tiêu đưa vào vận hành thương mại từ năm 2031. Dự án này có thể tích hợp với cơ sở hạ tầng hiện có của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, như các nguồn phụ trợ (điện, nước, hơi trung áp, khí nhiên liệu...), nguồn H₂, hệ thống nhập - xuất nguồn nguyên liệu và sản phẩm. Theo tính toán sơ bộ, việc tích hợp giúp giảm chi phí đầu tư (CAPEX) khoảng 15 - 20%, từ đó nâng cao tính cạnh tranh và hiệu quả cho dự án.

Về tầm nhìn dài hạn (sau năm 2035), BSR tiếp tục định kỳ đánh giá tiềm năng nguồn cung sinh khối tại Việt Nam gồm phụ phẩm nông lâm nghiệp, chất thải đô thị và các loại sinh khối mới có thể khai thác. Việc lựa chọn công nghệ sản xuất SAF trong dài hạn không chỉ dựa vào mức độ trưởng thành của công nghệ hay xu hướng thị trường quốc tế, mà còn phải cân nhắc các yếu tố như: (i) Khả năng khai thác và thu gom sinh khối thực tế, xét đến tính cạnh tranh nguồn nguyên liệu với các ngành khác như vật liệu tiên tiến, thức ăn chăn nuôi, phân bón hữu cơ...; (ii) Tính bền vững trong chuỗi cung ứng, bao gồm chi phí logistics, công nghệ tiền xử lý và hiệu quả thu hồi nguyên liệu; (iii) Khả năng đáp ứng các tiêu chuẩn



Hình 2. Định hướng lộ trình triển khai SAF tại BSR.

môi trường, chính sách quốc tế và quy định nội địa. Trên nền tảng đó, các công nghệ ATJ và FT được ưu tiên nghiên cứu, thử nghiệm và đầu tư khi tận dụng hiệu quả được nguồn sinh khối trong nước.

Bên cạnh đó, việc phát triển công nghệ PtL cần được định hướng cho giai đoạn dài hạn, đặc biệt sau năm 2040, khi chi phí năng lượng tái tạo dự kiến giảm đáng kể, qua đó góp phần hạ giá thành sản xuất hydrogen xanh - yếu tố đầu vào then chốt của quá trình tổng hợp nhiên liệu e-SAF. Nghiên cứu chỉ ra rằng chi phí sản xuất hydrogen từ điện phân có xu hướng giảm mạnh trong dài hạn, ví dụ giá trung bình của hydrogen xanh tại châu Âu có thể giảm từ 6 - 7 EUR/kg hiện nay xuống còn khoảng 2 - 3 EUR/kg vào năm 2050 nhờ tiến bộ công nghệ và giá điện tái tạo ngày càng cạnh tranh [17, 18]. Trong bối cảnh đó, công nghệ PtL sẽ có điều kiện thuận lợi hơn để đáp ứng đồng thời các yêu cầu về hiệu quả kinh tế, hiệu quả giảm phát thải carbon và khả năng triển khai ở quy mô công nghiệp.

Lộ trình triển khai SAF (Hình 2) vừa giúp BSR đa dạng hóa nguồn cung SAF, vừa đảm bảo hiệu quả tổng thể về kinh tế - kỹ thuật, môi trường và năng lực cạnh tranh trên bản đồ nhiên liệu hàng không bền vững ở khu vực và quốc tế. Để đảm bảo phát triển hiệu quả các dự án SAF tại Việt Nam cần có các chính sách hỗ trợ từ Nhà nước, cụ thể như:

- Về lộ trình sử dụng SAF: Cần có quy định bắt buộc sử dụng SAF cho ngành hàng không tại Việt Nam (áp dụng cho các chuyến bay trong nước và các chuyến bay quốc tế khởi hành từ Việt Nam) nhằm thực hiện cam kết giảm phát thải và thúc đẩy nhu cầu thị trường nhiên liệu xanh.

- Về nguồn nguyên liệu: Cần ban hành các cơ chế ưu tiên cho doanh nghiệp trong nước thu mua nguyên liệu thay vì xuất khẩu hoặc miễn/giảm thuế cho nguyên liệu nhập khẩu khi nguồn cung trong nước thiếu hụt.

- Về ưu đãi tài chính:

- + Áp dụng ưu đãi thuế thu nhập cho các doanh nghiệp khi đầu tư vào dự án SAF, đồng thời hỗ trợ tín dụng lãi suất thấp và huy động vốn từ ODA, FDI hoặc quỹ năng lượng xanh;

- + Kiến nghị Bộ Tài chính/Ngân hàng Nhà nước cho dự án SAF vay thương mại thời gian dài hơn 12 năm.

5. Kết luận

Nghiên cứu đánh giá khả năng phát triển SAF trên 3 khía cạnh chính gồm mức độ trưởng thành của công nghệ, tiềm năng nguồn nguyên liệu tại Việt Nam và khả năng tích hợp với cơ sở hạ tầng lọc dầu hiện hữu của BSR. Kết quả cho thấy việc lựa chọn công nghệ cần được thực hiện theo từng giai đoạn thay vì áp dụng một giải pháp duy nhất cho toàn bộ lộ trình phát triển SAF.

Trong giai đoạn ngắn và trung hạn, HEFA được đánh giá là công nghệ phù hợp nhất đối với BSR nhờ mức độ trưởng thành và thương mại hóa cao, khả năng sử dụng các nguyên liệu lipid sẵn có trong nước như UCO và mỡ cá, đồng thời có khả năng tận dụng một phần hạ tầng, tiện ích và kinh nghiệm vận hành hiện hữu của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất. Kết quả đánh giá nguồn nguyên liệu cho thấy Việt Nam có tiềm năng hỗ trợ dự án HEFA quy mô ban đầu khoảng 100 nghìn tấn SAF/năm; tuy nhiên, quy mô đầu tư

cuối cùng cần được xác định trên cơ sở đánh giá chi tiết khả năng thu gom, tính ổn định của nguồn cung, cạnh tranh nguyên liệu, logistics và yêu cầu chứng nhận bền vững.

Trong dài hạn, giới hạn về nguồn dầu và mỡ thải có thể trở thành yếu tố hạn chế khả năng mở rộng HEFA. Với khoảng 77,1 triệu tấn phụ phẩm từ các cây trồng chính được ước tính trong nghiên cứu, Việt Nam có tiềm năng phát triển các tuyến sử dụng sinh khối như ATJ và FT. Tuy nhiên, khả năng thương mại hóa các tuyến này phụ thuộc vào sự cải thiện về hiệu suất công nghệ, chi phí đầu tư và khả năng hình thành chuỗi cung ứng sinh khối quy mô lớn. PtL nên được xem là định hướng dài hạn hơn, khi nguồn điện tái tạo, hydrogen xanh và hạ tầng carbon phát triển đến mức đủ khả năng cạnh tranh.

Trên cơ sở đó, nghiên cứu đề xuất BSR triển khai SAF theo lộ trình 3 giai đoạn: tiếp tục phát triển năng lực phối trộn và cung ứng SAF trong ngắn hạn (2025 - 2030); nghiên cứu đầu tư dự án HEFA và hướng tới mục tiêu vận hành thương mại từ năm 2031 (2026 - 2035); đồng thời từng bước xây dựng cơ sở dữ liệu nguyên liệu, năng lực công nghệ và quan hệ đối tác để chuẩn bị cho ATJ, FT và PtL trong dài hạn (sau 2035).

Kết quả nghiên cứu cho thấy tính khả thi của phát triển SAF tại Việt Nam không chỉ phụ thuộc vào lựa chọn công nghệ. Chuỗi cung ứng nguyên liệu có khả năng truy xuất và đáp ứng tiêu chí bền vững, cơ chế tạo nhu cầu SAF đủ rõ ràng, cùng các chính sách hỗ trợ về đầu tư, tín dụng và thị trường là điều kiện cần thiết để giảm rủi ro đầu tư và thúc đẩy thương mại hóa SAF. Việc kết hợp lợi thế hạ tầng của Nhà máy Lọc dầu Dung Quất với nguồn nguyên liệu trong nước và lộ trình công nghệ phù hợp theo từng giai đoạn là cơ sở để BSR tham gia hiệu quả vào quá trình hình thành chuỗi giá trị SAF tại Việt Nam.

Tài liệu tham khảo

[1] ACI, "ACI world airport traffic forecasts 2025 - 2054". [Online]. Available: <https://store.aci.aero/wp-content/uploads/2026/01/WATF-2025-2054-Executive-Summary.pdf>.

[2] Air Transport Action Group (ATAG), "Aviation and climate change". [Online]. Available: https://atag.org/media/gw5cgzsh/fact-sheet_2_aviation-and-climate-change.pdf.

[3] Worley Consulting, and IATA Sustainability & Economics, "Global feedstock assessment for SAF production: Outlook to 2050". [Online]. Available: <https://www.iata.org/globalassets/iata/publications/sustainability/global-feedstock-assessment-for-saf-production-outlook-to-2050.pdf>.

[4] IATA, "SAF production growth rate is slowing down, essential to correct course ahead of e-SAF mandates", 9/12/2025. [Online]. Available: <https://www.iata.org/en/pressroom/2025-releases/2025-12-09-04/>.

[5] Thủ tướng Chính phủ, *Chương trình hành động về chuyển đổi năng lượng xanh, giảm phát thải khí carbon và khí methane của ngành giao thông vận tải*, Quyết định số 876/QĐ-TTg ngày 22/7/2022.

[6] Quốc hội, *Luật Hàng không dân dụng Việt Nam*, Luật số 130/2025/QH15 ngày 10/12/2025.

[7] ASTM D7566-22, "Standard specification for aviation turbine fuel containing synthesized hydrocarbons", 4/11/2022. [Online]. Available: <https://store.astm.org/d7566-22.html>.

[8] Morenike Ajike Peters, Carine Tondo Alves, and Jude Azubuike Onwudili, "A review of current and emerging production technologies for biomass-derived sustainable aviation fuels", *Energies*, Volume 16, 2023. DOI: 10.3390/en16166100.

[9] Environment Agency Austria, What is SAF and how is it produced? Technology and production pathways, 2025.

[10] ASTM D1655-21c, "Standard specification for aviation turbine fuels", 26/7/2022. [Online]. Available: <https://store.astm.org/d1655-21c.html>.

[11] Ministry of Defence, "Defence standard 91-091", *DefStan 91-091*, Issue 18, 2024.

[12] Bioenergy International, "Pertamina trials Bioavtur J2.4 - Indonesia's first home-grown SAF", 9/9/2021. [Online]. Available: <https://bioenergyinternational.com/pertamina-trials-bioavtur-j2-4-indonesias-first-home-grown-saf/>.

[13] Argus, "South Korea's SK Energy supplies SAF to Cathay Pacific", 11/3/2025. [Online]. Available: <https://www.argusmedia.com/en/news-and-insights/latest-market-news/2666301-south-korea-s-sk-energy-supplies-saf-to-cathay-pacific>.

[14] GHD, "Module 7: SAF technology pathway financial assessment", *CTIF SAF Conference "Promoting the production of sustainable aviation fuels from agricultural waste in the ASEAN region"*, Jakarta, Indonesia, 10 - 11 April 2025.

[15] Wood Mackenzie, "Fuel for flight: Aviation's path to 2050", 12/9/2025. [Online]. Available: <https://www.woodmac.com/reports/refining-and-oil-products-fuel-for-flight-aviations-path-to-2050-150404491>.

[16] FAO, "Crops and livestock products". [Online]. Available: <https://www.fao.org/faostat/en/#data/QCL>.

[17] Florian Frieden and Jens Leker, "Future costs of hydrogen: A quantitative review", *Sustainable Energy Fuels*, Volume 8, Issue 9, pp. 1806 - 1822, 2024. DOI: 10.1039/d4se00137k.

[18] European Hydrogen Observatory, "Cost of hydrogen production". [Online]. Available: <https://observatory.clean-hydrogen.europa.eu/index.php/hydrogen-landscape/production-trade-and-cost/cost-hydrogen-production>.

DEVELOPMENT ORIENTATION FOR SUSTAINABLE AVIATION FUEL OF THE PETROVIETNAM REFINING AND PETROCHEMICAL CORPORATION

Bui Ngoc Duong, Nguyen Viet Thang, Mai Tuan Dat, Tran Hai Ninh, Dinh Van Nhan, Nguyen Thi Thanh Yen

Petrovietnam Refining and Petrochemical Corporation (BSR), Quang Ngai Province, 53114, Vietnam

KEY WORDS

Sustainable aviation fuel, SAF pathways, ASTM D7566, Dung Quat refinery.

ABSTRACT

Sustainable aviation fuel (SAF) plays an important role in the aviation sector's decarbonization pathway due to its compatibility with existing aircraft engines and fuel infrastructure, requiring minimal technological modifications. Based on an analysis of the SAF market and policy landscape, an assessment of the maturity of current SAF production technologies, and an evaluation of the potential availability of feedstocks in Vietnam, this study proposes a SAF development roadmap for Petrovietnam Refining and Petrochemical Corporation (BSR) for the periods before and after 2035.

The results indicate that the HEFA (hydroprocessed esters and fatty acids) pathway represents the most feasible option for short- and medium-term deployment at the Dung Quat Refinery, owing to its relatively low investment cost, high level of commercialization, and ability to utilize locally available feedstocks such as used cooking oil and fish oil. In the long-term, as technological and economic barriers continue to decline, the study recommends ongoing monitoring and evaluation of other promising pathways, including alcohol-to-jet (ATJ), Fischer-Tropsch (FT) and power-to-liquid (PtL).

The study also highlights that a comprehensive policy framework, effective financial mechanisms, and a stable feedstock supply chain are critical prerequisites for the successful implementation of SAF projects. These factors will play an important role in supporting Vietnam's commitment to achieving net-zero greenhouse gas emissions by 2050.

Corresponding author: Email: yennntt@bsr.com.vn

Received: 20/2/2026; Revised: 20/2 - 9/3/2026; Accepted date: 9/3/2026

This is an Open Access article under the CC BY-NC-ND license (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

NGHIÊN CỨU CÔNG NGHỆ VÀ SẢN XUẤT THỬ NGHIỆM BIODIESEL TỪ NGUỒN NGUYÊN LIỆU PHẾ PHẨM LIPID ACID CAO BẰNG XÚC TÁC DỊ THỂ TRONG MÔI TRƯỜNG METHANOL CẬN TỚI HẠN Ở QUY MÔ BÁN CÔNG NGHIỆP

Vũ Thị Thu Hà¹, Đỗ Mạnh Hùng¹, Nguyễn Quang Minh¹, Hoàng Trọng Hà¹, Nguyễn Thành Trung¹, Phạm Nam Phong¹, Nguyễn Minh Châu¹, Nguyễn Việt Thắng², Mai Tuấn Đạt², Trần Hải Ninh², Đinh Văn Nhân², Đặng Kim Hoàng²

¹Phòng Thí nghiệm trọng điểm Công nghệ Lọc hóa dầu, Thành phố Hà Nội, 11018, Việt Nam

²Tổng công ty Lọc hóa dầu Việt Nam (BSR), Tỉnh Quảng Ngãi, 53114, Việt Nam

TỪ KHÓA

Biodiesel, xúc tác dị thể, methanol cận tới hạn, dầu acid cám gạo, dầu ăn thải.

TÓM TẮT

Nghiên cứu trình bày kết quả vận hành thử nghiệm hệ thống pilot sản xuất biodiesel B100 từ nguồn nguyên liệu có hàm lượng acid béo tự do cao là dầu acid cám gạo (rice bran acid oil - RBAO) và dầu ăn thải (used cooking oil - UCO) sử dụng xúc tác dị thể trong môi trường methanol cận tới hạn. Đây là các nguồn nguyên liệu khó xử lý bằng công nghệ truyền thống do có hàm lượng acid béo tự do cao, riêng dầu acid cám gạo chứa nhiều nước và cận hữu cơ, dễ gây ra phản ứng transester hóa và làm giảm hiệu suất chuyển hóa ester.

Hệ thống pilot được vận hành liên tục và ổn định ở nhiệt độ 200°C, áp suất 35 - 36 bar và tỷ lệ methanol/dầu là 6/1. Kết quả cho thấy hiệu suất chuyển hóa biodiesel đạt trên 98,5%; hiệu suất thu hồi sản phẩm B100 sau tinh chế đạt tương ứng 88,9% với dầu ăn thải và 86,26% với dầu acid cám gạo.

Kết quả nghiên cứu cho thấy công nghệ sử dụng xúc tác dị thể trong môi trường methanol cận tới hạn có khả năng xử lý hiệu quả các nguồn nguyên liệu có hàm lượng acid cao và nhiều tạp chất, trong điều kiện vận hành pilot liên tục, đồng thời cho thấy triển vọng mở rộng quy mô công nghiệp để sản xuất biodiesel từ các nguồn phụ phẩm, phế phẩm sẵn có tại Việt Nam.

1. Giới thiệu

Trong bối cảnh chuyển dịch năng lượng và yêu cầu giảm phát thải khí nhà kính ngày càng tăng, biodiesel đang được đánh giá là hướng nhiên liệu thay thế quan trọng đối với ngành giao thông vận tải và lọc hóa dầu [1 - 3]. Tuy nhiên, hiệu quả kinh tế của quá trình sản xuất biodiesel phụ thuộc rất lớn vào chi phí nguyên liệu, trong đó dầu thực vật tinh luyện truyền thống thường chiếm tới 70 - 85% tổng chi phí sản xuất [2, 4]. Do đó, xu hướng hiện nay tập trung vào khai thác các nguồn nguyên liệu lipid giá rẻ như: dầu ăn thải, acid béo từ quá trình

chưng cất dầu cọ (PFAD - palm fatty acid distillate), các loại dầu acid, mỡ cá phế thải và các phụ phẩm lipid có hàm lượng acid béo tự do cao [1, 2, 4, 5]. Các nguồn nguyên liệu này có ưu điểm về giá thành, tính bền vững và phù hợp với định hướng kinh tế tuần hoàn. Tuy nhiên, các nguyên liệu này có hàm lượng acid béo tự do (FFA - free fatty acids), nước và tạp chất cao làm hạn chế khả năng áp dụng quá trình transester hóa truyền thống sử dụng xúc tác kiềm đồng thể [1, 2, 6].

Trong quá trình transester hóa sử dụng xúc tác kiềm đồng thể, nguyên liệu có FFA cao dễ xảy ra phản ứng xà phòng hóa,

Tác giả liên hệ: Email: ptntd2004@yahoo.fr

Ngày nhận bài: 1/4/2026; Ngày sửa chữa sau phản biện: 1 - 28/4/2026; Ngày duyệt đăng: 28/4/2026

Copyright © 2026. Đây là bài báo truy cập mở theo Giấy phép CC BY-NC-ND

(<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>).



Bảng 1. Các chỉ tiêu và phương pháp phân tích đặc tính nguyên liệu

Chỉ tiêu	Phương pháp
Độ nhớt động học ở nhiệt độ 50°C	ASTM D445 - 24
Trị số acid (TAN)	ASTM D664 - 24
Khối lượng riêng ở nhiệt độ 20°C	ASTM D1298 - 12b (2017)
Ngoại quan	ASTM D4176 - 14
Màu sắc (màu ASTM)	ASTM D1500 - 12 (2017)
Hàm lượng tro sulfate	ASTM D874 - 23
Hàm lượng nước và cặn bằng phương pháp ly tâm	ASTM D2709 - 22
Hàm lượng chất không xà phòng hóa	TCVN 10480:2014

làm giảm hiệu suất chuyển hóa và gây khó khăn cho quá trình tách, tinh chế sản phẩm [1, 2, 5]. Các công nghệ 2 bước (ester hóa kết hợp transester hóa) hoặc sử dụng xúc tác acid đồng thể có thể xử lý nguyên liệu có chỉ số acid cao, nhưng thời gian phản ứng kéo dài, tiêu hao lượng methanol lớn và phát sinh nguy cơ ăn mòn thiết bị do sử dụng xúc tác acid mạnh [2 - 4]. Trong số các nguồn nguyên liệu acid cao, dầu acid cám gạo là đối tượng đặc biệt khó xử lý do đồng thời chứa hàm lượng FFA, nước, cặn hữu cơ và chất không xà phòng hóa cao. Các nghiên cứu liên quan đến sản xuất biodiesel từ dầu acid cám gạo, đặc biệt ở quy mô pilot vận hành liên tục, đến nay vẫn còn hạn chế.

Công nghệ sử dụng xúc tác dị thể được xem là hướng tiếp cận tiềm năng cho sản xuất biodiesel từ nguyên liệu acid cao [3 - 11]. So với xúc tác đồng thể, xúc tác dị thể có ưu điểm giảm phát sinh xà phòng, đơn giản hóa công đoạn tinh chế và tăng khả năng thích ứng với nguyên liệu chất lượng thấp [3 - 8, 10, 11]. Một số nghiên cứu đã khảo sát phản ứng ở nhiệt độ cao nhằm cải thiện khả năng chuyển hóa đối với nguyên liệu acid cao [2, 6, 10]. Tuy nhiên, các công bố hiện nay chủ yếu thực hiện ở quy mô phòng thí nghiệm, hiệu quả xử lý đối với nguyên liệu chứa nhiều nước, cặn và tạp chất trong điều kiện vận hành thực tế còn hạn chế.

Phòng thí nghiệm trọng điểm Công nghệ lọc hóa dầu (Keylab PRT) đã triển khai các nghiên cứu ở quy mô pilot đối với một số nguồn nguyên liệu công nghiệp như dầu đậu nành và PFAD [12 - 22] trong điều kiện nhiệt độ và áp suất methanol cao (cận tới hạn). Các nghiên cứu này là cơ sở cho quá trình phát triển công nghệ sản xuất biodiesel sử dụng xúc tác dị thể trong môi trường methanol cận tới hạn. Tuy nhiên, việc mở rộng sang các nguồn nguyên liệu phế phụ phẩm phi tiêu chuẩn có hàm lượng tạp chất lớn vẫn còn nhiều thách thức về công nghệ và vận hành.

Trong nghiên cứu này, công nghệ sản xuất biodiesel sử dụng xúc tác dị thể trong môi trường methanol cận tới hạn được hiệu chỉnh và vận hành thử nghiệm trên hệ thống pilot bán công nghiệp

với 2 nguồn nguyên liệu đại diện gồm dầu acid cám gạo và dầu ăn thải. Nghiên cứu tập trung đánh giá khả năng xử lý nguyên liệu thực tế, tính ổn định vận hành và chất lượng sản phẩm biodiesel B100 trong điều kiện vận hành liên tục.

2. Hóa chất, nguyên vật liệu và phương pháp thực nghiệm

2.1. Nguyên liệu

Các nguồn nguyên liệu được khảo sát trong nghiên cứu gồm: dầu acid cám gạo, dầu acid nành (SFAD - soy fatty acid distillates), acid béo từ quá trình chưng cất dầu cọ, dầu ăn đã qua sử dụng, mỡ cá phế thải, dầu vi tảo *Chlorella Sorokiniana*.

2.2. Hóa chất

Methanol công nghiệp được sử dụng làm tác nhân phản ứng. Hệ xúc tác dị thể sử dụng trong nghiên cứu là xúc tác rắn gồm hóa gốc MnOx-FeOx do Keylab PRT phát triển và làm chủ công nghệ.

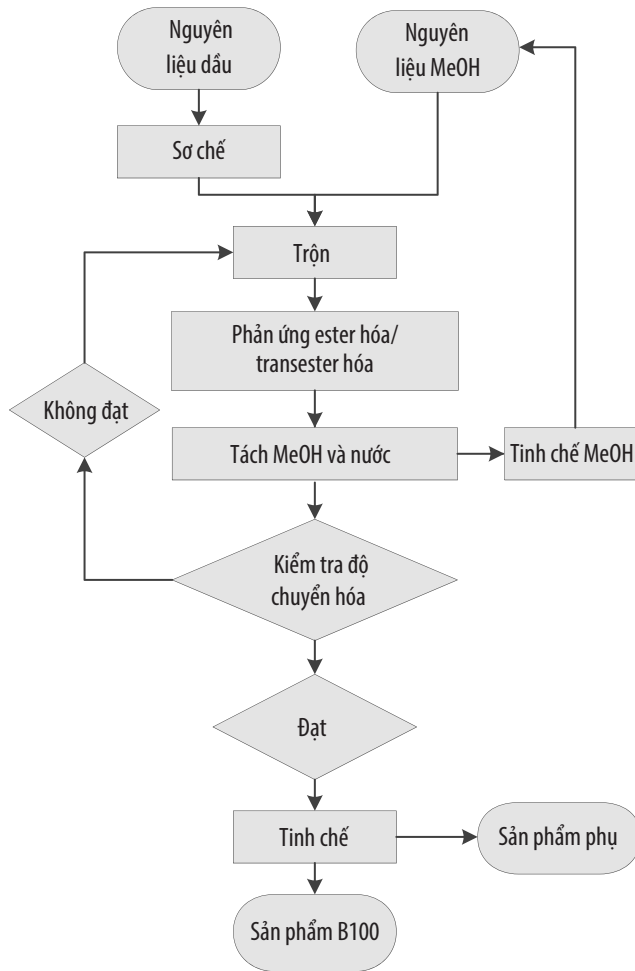
2.3. Đánh giá đặc tính nguyên liệu

Các nguyên liệu được đánh giá thông qua các chỉ tiêu hóa lý chính theo các phương pháp tiêu chuẩn [23 - 30] (Bảng 1).

2.4. Đánh giá và lựa chọn nguyên liệu phục vụ hoàn thiện công nghệ

Việc lựa chọn nguyên liệu trong nghiên cứu được thực hiện nhằm đánh giá mức độ phù hợp của các nguồn lipid acid cao đối với công nghệ sản xuất biodiesel sử dụng xúc tác dị thể trong môi trường methanol cận tới hạn, đồng thời xem xét khả năng triển khai và mở rộng quy mô trên cơ sở các yếu tố kỹ thuật, kinh tế và môi trường.

Quá trình đánh giá tập trung vào các tiêu chí chính gồm: đặc tính hóa lý của nguyên liệu (TAN, độ nhớt, hàm lượng nước và cặn, chất không xà phòng hóa); khả năng tham gia phản ứng ester hóa



Hình 1. Sơ đồ khối quy trình công nghệ.

- transester hóa; mức độ phù hợp với hệ thống pilot hiện có; yêu cầu tiền xử lý và tính ổn định vận hành.

2.5. Sơ đồ quy trình công nghệ sản xuất biodiesel từ nguyên liệu lipid acid cao

Trên cơ sở đặc tính của các nguồn nguyên liệu lipid acid cao và điều kiện công nghệ sử dụng xúc tác dị thể trong môi trường methanol cận tới hạn, quy trình công nghệ sản xuất biodiesel được xây dựng theo hướng tích hợp các công đoạn tiền xử lý, phản ứng ester hóa/transester hóa, tách pha và tinh chế sản phẩm. Hình 1 trình bày sơ đồ khối quy trình công nghệ áp dụng cho các nguồn nguyên liệu phế phụ phẩm lipid như dầu acid cám gạo, dầu ăn thải, acid béo từ quá trình chưng cất dầu cò và các acid oil khác.

Quy trình gồm các công đoạn chính:

- Tiền xử lý nguyên liệu nhằm tách nước và cặn thô;
- Phối trộn với methanol và đưa vào hệ phản ứng sử dụng xúc tác dị thể;

- Phản ứng ester hóa/transester hóa trong điều kiện methanol cận tới hạn, trong thiết bị phản ứng xúc tác dị thể dạng dòng liên tục, lớp xúc tác cố định;

- Xả áp để tách methanol và nước khỏi hỗn hợp phản ứng;
- Tinh chế methanol để tái sử dụng;
- Tách glycerin và pha nặng/cặn hữu cơ (nếu có) để thu sản phẩm phụ glycerin;
- Tinh chế biodiesel B100 thành phẩm.

Đối với các nguyên liệu chứa hàm lượng cao gum, cặn hữu cơ và cấu tử không xà phòng hóa như dầu acid cám gạo, quy trình được bổ sung bước xả cặn định kỳ tại các thiết bị trung gian nhằm duy trì vận hành ổn định liên tục của hệ thống pilot.

2.6. Hoàn thiện và vận hành hệ thống pilot

Hệ thống pilot bán công nghiệp hiện có của Keylab PRT được hiệu chỉnh nhằm phù hợp với các nguyên liệu acid cao, tập trung vào chế độ gia nhiệt, tỷ lệ methanol/nguyên liệu, điều kiện phản ứng, phương án cấp liệu, tách pha - thu hồi methanol và ổn định vận hành liên tục.

Hình 2 thể hiện sơ đồ dây chuyền thiết bị sản xuất biodiesel. Hình 3 là hệ thống thiết bị pilot sản xuất biodiesel B100 tại Keylab PRT và chất xúc tác rắn gốm hóa trên cơ sở MnOx-FeOx sử dụng trong nghiên cứu.

Các thử nghiệm pilot được thực hiện với 2 nguyên liệu đại diện là dầu acid cám gạo và dầu ăn thải.

Trong nghiên cứu này, 2 đại lượng hiệu suất được sử dụng để đánh giá quá trình, gồm hiệu suất thu hồi sản phẩm biodiesel B100 và hiệu suất chuyển hóa biodiesel.

Hiệu suất thu hồi sản phẩm biodiesel B100 được tính theo cơ sở thể tích nguyên liệu lipid quy đổi đưa vào phản ứng, không gồm phần nước, cặn cơ học và tạp chất - là những thành phần không tham gia phản ứng. Giá trị này phản ánh lượng biodiesel thành phẩm thực tế thu được sau toàn bộ quá trình phản ứng, tách glycerin và tinh chế sản phẩm.

$$H_{thu\ hoi} (\%) = (V_{B100} : V_{oil}) \times 100\%$$

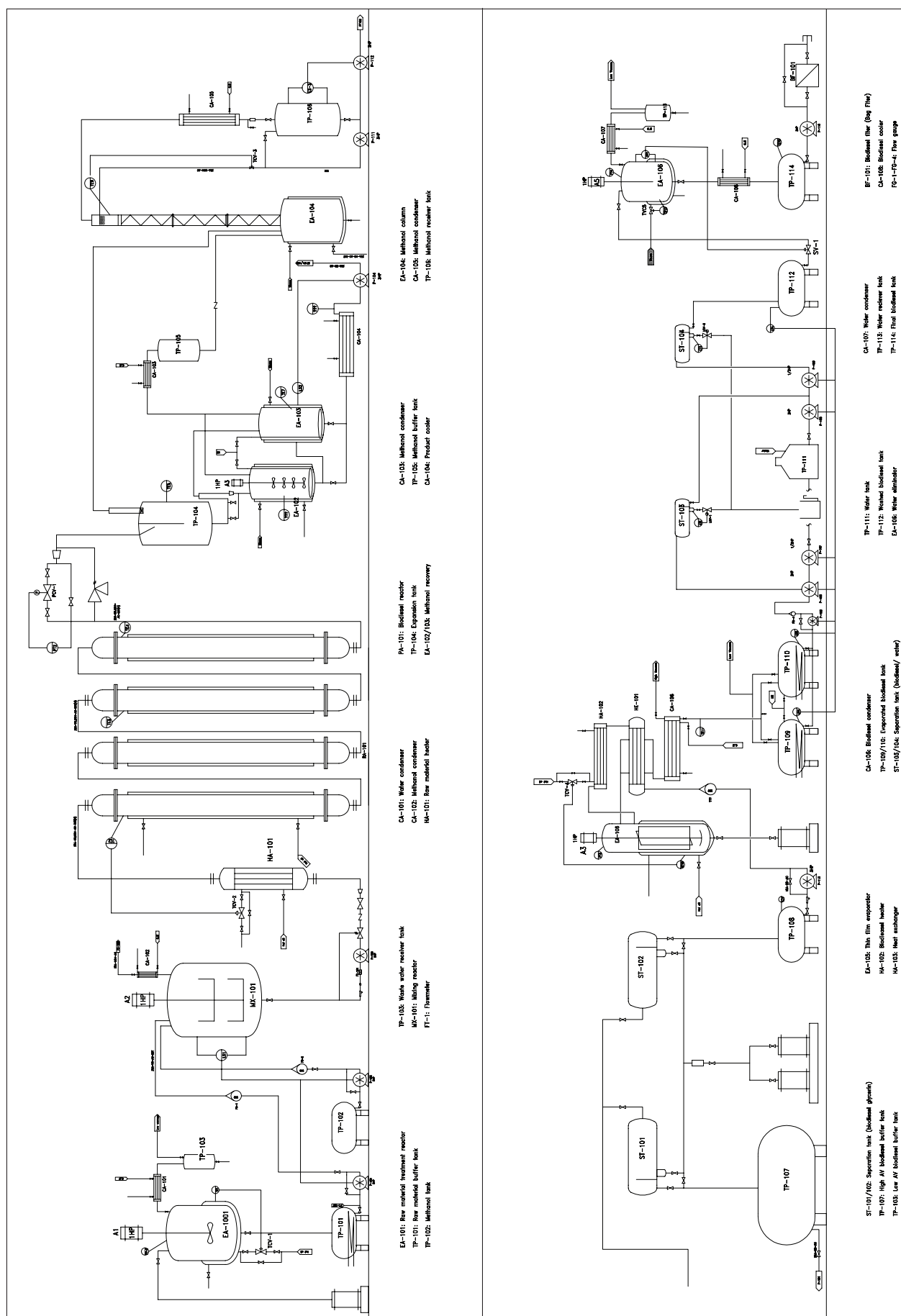
Trong đó:

$H_{thu\ hoi}$: Hiệu suất thu hồi biodiesel B100 (%);

V_{B100} : Thể tích biodiesel B100 thành phẩm thu được (L);

V_{oil} : Thể tích nguyên liệu lipid quy đổi đưa vào phản ứng (L).

Hiệu suất chuyển hóa biodiesel được tính trên cơ sở cân bằng



Hình 2. Sơ đồ dây chuyền thiết bị sản xuất biodiesel.



(a)



(b)

Hình 3. Hệ thống pilot tại Keylab PRT sản xuất biodiesel B100 (a) và chất xúc tác dị thể gồm hóa gốc MnOx-FeOx (b).

khối lượng phản ứng ester hóa/transester hóa, trong đó đã xét đến phần glycerin hoặc nước tách ra theo lý thuyết trong quá trình phản ứng.

$$H_{\text{chuyển hóa}} (\%) = (m_{B100} : m_{B100,lt}) \times 100\%$$

Trong đó:

$H_{\text{chuyển hóa}}$: Hiệu suất chuyển hóa biodiesel (%);

m_{B100} : Khối lượng biodiesel B100 thực tế thu được (kg);

$m_{B100,lt}$: Khối lượng biodiesel lý thuyết tối đa có thể thu được từ phần lipid tham gia phản ứng (kg).

3. Kết quả và thảo luận

3.1. Đặc tính của các nguồn nguyên liệu lipid khảo sát

Nguồn nguyên liệu lipid được khảo sát trong nghiên cứu gồm dầu acid cám gạo, SFAD, PFAD, dầu ăn thải, mỡ cá phế phẩm và dầu vi tảo. Đây là các nguồn phế phụ phẩm hoặc phụ phẩm có tiềm năng ứng dụng cho sản xuất biodiesel tại Việt Nam, đồng thời phù hợp với định hướng phát triển kinh tế tuần hoàn và giảm phát thải khí nhà kính.

Kết quả nghiên cứu (Bảng 2) cho thấy các nguồn nguyên liệu khảo sát có sự khác biệt đáng kể về đặc tính hóa lý, mức độ tạp chất và khả năng ứng dụng cho sản xuất biodiesel.

Nhóm nguyên liệu dầu acid cám gạo, SFAD và PFAD có trị số acid rất cao, dao động từ 100 - 178 mgKOH/g, phản ánh hàm lượng acid béo tự do lớn. Tuy nhiên, thành phần tạp chất của các nguyên

liệu có sự khác biệt đáng kể. PFAD có hàm lượng nước và cặn ở mức rất thấp, trong khi dầu acid cám gạo và SFAD chứa hàm lượng nước, cặn và một số hợp chất không xà phòng hóa cao hơn đáng kể - đây là một thách thức đối với quá trình sản xuất biodiesel ở quy mô pilot.

Mặc dù có trị số acid cao nhất trong các nguyên liệu khảo sát, PFAD không được lựa chọn bởi nghiên cứu ưu tiên đánh giá khả năng vận hành của hệ thống pilot đối với các nguồn nguyên liệu có hàm lượng nước, cặn và hợp chất không xà phòng hóa cao hơn.

Trong các nghiên cứu trước đây của KeyLab PRT, PFAD đã được đánh giá và cho thấy khả năng chuyển hóa biodiesel tốt trong điều kiện công nghệ tương tự. Mặc dù không được lựa chọn cho giai đoạn vận hành pilot của nghiên cứu này, PFAD vẫn được đưa vào khảo sát nhằm xây dựng cơ sở dữ liệu so sánh giữa các nguồn nguyên liệu lipid acid cao tiềm năng. Việc đánh giá đồng thời PFAD cùng với các nguyên liệu khác theo cùng một bộ tiêu chí về đặc tính hóa lý, thành phần tạp chất, yêu cầu tiền xử lý và hiệu quả kinh tế quy đổi góp phần làm rõ những thuận lợi và hạn chế tương đối của dầu acid cám gạo và dầu ăn thải, đồng thời cung cấp cơ sở tham khảo cho việc lựa chọn nguyên liệu và mở rộng phạm vi ứng dụng công nghệ trong tương lai.

Hàm lượng nước cao có thể làm giảm khả năng tiếp xúc hiệu quả giữa pha dầu và methanol, đồng thời thúc đẩy quá trình thủy phân ester trong điều kiện nhiệt độ cao. Trong khi đó, các cấu tử không xà phòng hóa và tạp chất phân cực có xu hướng tích tụ

Bảng 2. So sánh đặc tính và giá bán của các loại nguyên liệu lipid sử dụng trong nghiên cứu

TT	Chỉ tiêu	Dầu acid cám gạo	SFAD	PFAD	Dầu ăn thải	Mỡ cá phế thải	Dầu vi tảo
1	Độ nhớt động học ở nhiệt độ 50°C, (cSt)	54,04	87,83	39,73	16,76	38,09	35,09
2	Trị số acid (TAN), (mgKOH/g)	118,3	103,7	178,0	26,97	2,85	0,85
3	Khối lượng riêng ở nhiệt độ 40°C, (kg/L) (*)	1,2390	0,9677	0,8904	0,8536	0,9028	0,9028
4	Ngoại quan	Màu nâu, nhiều tạp chất lơ lửng	Dạng sệt, màu nâu	Đặc sệt, màu vàng	Dạng lỏng, sạch, trong, màu nâu vàng	Màu vàng	Dạng lỏng, có vẩn đông đặc
5	Màu ASTM	D8.0 Dil	D8.0 Dil	- (**)	L 3.0	- (**)	4.0
6	Hàm lượng tro sulfate (% khối lượng)	0,112	3,813	0,002	0,024	0,019	0,017
7	Nước và cặn (% khối lượng)	15	25	0,5	< 0,05	0,45	< 0,25
8	Chất không xà phòng hóa (% khối lượng)	7,4	4,35	3,80	3,62	2,8	26,80
9	Giá đến xưởng sản xuất, chưa bao gồm VAT (triệu VND/tấn)	23,5	25	32	32	35	Chưa có sản phẩm thương mại
10	Giá quy đổi về cùng một mặt bằng so sánh, chưa bao gồm VAT (triệu VND/tấn) (***)	30,28	35,39	33,44	33,21	36,18	-

(*): Các giá trị được xác định tại nhiệt độ 40°C, riêng PFAD được xác định tại nhiệt độ 20°C do đặc tính bán rắn của nguyên liệu. Giá trị khối lượng riêng cao của dầu acid cám gạo phản ánh đặc tính nguyên liệu acid oil thô chứa hàm lượng nước, cặn và tạp chất phân cực đáng kể.

(**): Màu ASTM không được xác định đối với PFAD và mỡ cá phế thải do đặc tính bán rắn và độ đục cao của mẫu tại nhiệt độ môi trường, dẫn đến không đáp ứng điều kiện áp dụng của phương pháp ASTM D1500.

(***): Giá quy đổi về cùng một mặt bằng so sánh, được tính trên cơ sở phần khối lượng nguyên liệu có khả năng tham gia phản ứng, sau khi loại trừ theo tính toán các thành phần nước, cặn cơ học và chất không xà phòng hóa; giá chưa bao gồm VAT.

trong pha nặng, làm gia tăng nguy cơ hình thành gum và cặn hữu cơ trong quá trình tuần hoàn và tinh chế sản phẩm.

Trong số các nguyên liệu khảo sát, dầu acid cám gạo thể hiện mức độ thách thức công nghệ cao nhất do đồng thời chứa hàm lượng FFA, nước, cặn hữu cơ và chất không xà phòng hóa ở mức cao. Các đặc tính này làm gia tăng nguy cơ hình thành gum, tích tụ cặn và suy giảm độ ổn định vận hành trong quá trình phản ứng - tinh chế liên tục. Tuy nhiên, sau khi quy đổi theo phần lipid có khả năng tham gia phản ứng, dầu acid cám gạo vẫn duy trì lợi thế đáng kể về giá nguyên liệu. Trên cơ sở đó, dầu acid cám gạo và dầu ăn thải được lựa chọn làm 2 nguyên liệu đại diện cho quá trình hoàn thiện và vận hành hệ thống pilot, trong đó dầu acid cám gạo đại diện cho nhóm nguyên liệu acid cao có hàm lượng tạp chất lớn, còn dầu ăn thải đại diện cho nguồn nguyên liệu phế phụ phẩm có tính ổn định vận hành thuận lợi hơn.

Việc lựa chọn nguyên liệu cho các thử nghiệm pilot không chỉ dựa trên trị số acid mà còn xem xét đồng thời các tiêu chí kỹ thuật và kinh tế cụ thể. Trong đó, yêu cầu tiền xử lý được đánh giá thông qua hàm lượng nước, cặn cơ học và các hợp chất không xà phòng hóa; khả năng vận hành ổn định của hệ thống được xem xét trên cơ sở mức độ phát sinh gum, nguy cơ tích tụ cặn trong thiết bị và

số vòng tuần hoàn phản ứng cần thiết để đạt hiệu suất chuyển hóa mục tiêu; hiệu quả kinh tế được đánh giá thông qua giá nguyên liệu quy đổi theo phần lipid có khả năng tham gia phản ứng sau khi loại trừ nước, cặn và chất không xà phòng hóa.

Đối với hệ thống pilot hiện có, các nguyên liệu chứa hàm lượng nước và tạp chất cao đòi hỏi bổ sung công đoạn tách nước, gia tăng số vòng tuần hoàn phản ứng và làm giảm tính ổn định vận hành liên tục. Trong số các nguyên liệu khảo sát, dầu acid cám gạo có hàm lượng nước (15% khối lượng), chất không xà phòng hóa (7,4% khối lượng) và cặn hữu cơ cao hơn đáng kể so với PFAD và dầu ăn thải, do đó được lựa chọn làm nguyên liệu đại diện cho nhóm nguyên liệu có mức độ thách thức công nghệ lớn nhằm đánh giá khả năng thích ứng của hệ thống pilot trong điều kiện vận hành bán công nghiệp.

3.2. Hoàn thiện và vận hành hệ thống pilot sản xuất biodiesel B100

Trong quá trình triển khai pilot với nguyên liệu dầu acid cám gạo, hàm lượng nước và cặn hữu cơ cao, hình thành pha gum lắng đáy trong quá trình hồi lưu sản phẩm trung gian, dao động nhiệt độ phản ứng do hạn chế công suất gia nhiệt và suy giảm hiệu quả

chưng cất khi hệ chân không không đạt giá trị thiết kế. Trên cơ sở đó, hệ thống công nghệ đã được hiệu chỉnh nhằm đảm bảo khả năng vận hành ổn định đối với nguồn nguyên liệu acid cao có chất lượng thấp.

Đối với công đoạn tiền xử lý, nguyên liệu dầu acid cám gạo được xử lý theo hướng chỉ tách nước mà không loại bỏ hoàn toàn cặn hữu cơ mịn trước phản ứng. Kết quả vận hành cho thấy, để giảm hàm lượng nước xuống $\leq 0,1\%$ khối lượng, điều kiện vận hành phù hợp gồm áp suất chân không 170 - 200 mmHg, nhiệt độ 110 - 120°C, thời gian xử lý khoảng 360 phút và thể tích nạp liệu khoảng 400 lít/mẻ. Trong quá trình hồi lưu sản phẩm trung gian, hiện tượng hình thành pha gum/cặn có độ nhớt cao gây tắc lưới lọc dầu bơm được khắc phục hiệu quả bằng giải pháp xả đáy định kỳ tại các thiết bị chứa trung gian.

Kết quả cho thấy đối với nguyên liệu chứa hàm lượng cao các cấu tử phân cực và cặn hữu cơ mịn, quá trình vận hành liên tục cần tích hợp cơ chế tách/xả pha nặng định kỳ nhằm duy trì ổn định thủy lực và hạn chế hiện tượng gia tăng trở lực dòng chảy.

Đối với công đoạn phản ứng, hệ xúc tác dị thể trong môi trường methanol cần tối hạn được vận hành ổn định ở nhiệt độ khoảng 200°C và áp suất 35 - 36 bar. Với nguyên liệu dầu acid cám gạo, sau 4 vòng phản ứng, sản phẩm trung gian đạt trị số acid khoảng 0,65 mgKOH/g và độ nhớt khoảng 5,03 cSt. Trong khi đó, đối với nguyên liệu dầu ăn thải có chất lượng ổn định hơn, chỉ cần 2 vòng phản ứng để đạt cùng mức chất lượng sản phẩm trung gian.

Số vòng phản ứng cần thiết phụ thuộc đáng kể vào chất lượng nguyên liệu đầu vào, đặc biệt là hàm lượng FFA, nước và các cấu tử phân cực. Đối với dầu acid cám gạo, sự hiện diện đồng thời của nhiều tạp chất hữu cơ có thể làm giảm hiệu quả tiếp xúc pha và tốc độ chuyển hóa tổng thể, dẫn đến yêu cầu thời gian lưu phản ứng lớn hơn so với dầu ăn thải.

Ở công đoạn tinh chế, do hệ chân không thực tế chỉ đạt 35 - 40 mmHg trong khi giá trị theo thiết kế khoảng 15 mmHg, nhiệt độ chưng cất được nâng lên khoảng 205°C nhằm duy trì khả năng bay hơi của methyl ester. Trong điều kiện vận hành này, hệ thống vẫn thu được biodiesel B100 có trạng thái trong, màu vàng sẫm đến nâu nhạt và trị số acid đạt khoảng 0,4 mgKOH/g. Màu vàng sẫm của sản phẩm được cho là liên quan đến sự hiện diện của các cấu tử hữu cơ phân cực và các sản phẩm oxy hóa có nguồn gốc từ nguyên liệu dầu acid cám gạo. Tuy nhiên đánh giá chưa ghi nhận ảnh hưởng đáng kể đến các chỉ tiêu chất lượng chính của biodiesel.

Việc nâng nhiệt độ chưng cất lên khoảng 205°C có thể làm gia tăng nguy cơ xảy ra các phản ứng oxy hóa nhiệt hoặc polymer hóa

một phần đối với các hợp chất hữu cơ còn sót lại trong hệ, đặc biệt khi mức chân không thực tế chưa đạt giá trị thiết kế. Trong phạm vi nghiên cứu này, chưa ghi nhận sự gia tăng bất thường của trị số acid, độ nhớt hoặc hàm lượng glycerin trong sản phẩm sau tinh chế. Do đó, có thể nhận định rằng ảnh hưởng của điều kiện vận hành này đến chất lượng biodiesel chưa thể hiện rõ thông qua các chỉ tiêu chất lượng được khảo sát. Mặc dù vậy, nhiệt độ chưng cất cao hơn thiết kế có thể là nguyên nhân khiến sản phẩm có màu sẫm hơn, bên cạnh ảnh hưởng từ bản chất nguyên liệu dầu acid cám gạo.

Nguyên nhân chính dẫn đến việc hệ thống chưa đạt mức chân không theo thiết kế được xác định là do năng lực của hệ thống bơm chân không chưa đáp ứng yêu cầu vận hành thực tế của pilot. Khi chuyển sang quy mô công nghiệp, cần ưu tiên nâng cấp công suất và hiệu quả làm việc của hệ thống chân không nhằm đạt mức chân không thiết kế. Việc này không chỉ giúp giảm nhiệt độ chưng cất và tiêu hao năng lượng mà còn góp phần hạn chế các biến đổi nhiệt không mong muốn đối với sản phẩm biodiesel, qua đó nâng cao độ ổn định của quá trình công nghệ khi mở rộng quy mô.

Quá trình vận hành ổn định của hệ thống được đánh giá chủ yếu với nguyên liệu dầu ăn thải. Từ 711 lít dầu nguyên liệu chuẩn hóa, hệ thống thu được 639 lít biodiesel B100, tương ứng hiệu suất thu hồi sản phẩm đạt 88,9%. Công suất vận hành ổn định của hệ pilot được xác định khoảng 548 lít/ngày. Đối với nguyên liệu dầu acid cám gạo, mặc dù tồn tại nhiều khó khăn về vận hành do hàm lượng tạp chất cao, hiệu suất thu hồi biodiesel vẫn đạt 86,26%. Tổng lượng biodiesel B100 thu được trong toàn bộ đợt sản xuất thử nghiệm đạt khoảng 3.070 lít.

Sau quá trình hiệu chỉnh, hệ thống pilot được vận hành thử nghiệm với cả 2 loại nguyên liệu dầu ăn thải và dầu acid cám gạo. Các thông số công nghệ cốt lõi của quá trình phản ứng và tinh chế được duy trì tương tự cho cả hai loại nguyên liệu, trong khi một số điều kiện tiền xử lý và hiệu quả vận hành có sự khác biệt do đặc tính nguyên liệu khác nhau. Bảng 3 tổng hợp các thông số vận hành chính và kết quả thu được.

Kết quả cho thấy các điều kiện phản ứng cốt lõi của công nghệ gồm nhiệt độ phản ứng khoảng nhiệt độ 200°C, áp suất 35 - 36 bar và tỷ lệ thể tích methanol/dầu là 6/1, có thể áp dụng cho cả dầu ăn thải và dầu acid cám gạo. Tuy nhiên, số vòng tuần hoàn phản ứng cần được điều chỉnh tùy thuộc vào đặc tính nguyên liệu.

Đối với dầu ăn thải, hiệu suất chuyển hóa biodiesel trên 98,5% đạt được sau 2 vòng phản ứng. Trong khi đó, dầu acid cám gạo chứa hàm lượng cặn hữu cơ, hợp chất không xà phòng hóa và các cấu tử phân cực cao hơn đáng kể, làm tăng mức độ phức tạp của

Bảng 3. Các thông số vận hành sau hiệu chỉnh của hệ thống pilot

Công đoạn/Chỉ tiêu	Dầu ăn thải	Dầu acid cám gạo
Tách nước	Không yêu cầu tách nước chuyên biệt	110 - 120°C; 170 - 200 mmHg
Phản ứng	200°C; 35 - 36 bar; 2 vòng phản ứng	200°C; 35-36 bar; 4 vòng phản ứng
Tỷ lệ methanol/dầu	6/1	6/1
Tình chế	205°C; 35 - 40 mmHg	205°C; 35 - 40 mmHg
Hiệu suất chuyển hóa biodiesel (%)	98,7	98,5
Hiệu suất thu hồi biodiesel (%)	88,9	86,26
Công suất vận hành ổn định (lít/ngày)	548	Không xác định (*)

(*) Nguyên liệu dầu acid cám gạo được sử dụng chủ yếu để đánh giá khả năng xử lý của hệ thống đối với nguồn nguyên liệu có hàm lượng acid béo tự do và tạp chất cao; công suất 548 lít/ngày được xác lập trên cơ sở vận hành ổn định với nguyên liệu dầu ăn thải.

môi trường phản ứng, cản trở quá trình tiếp xúc giữa methanol, nguyên liệu và xúc tác dị thể, đồng thời hạn chế sự khuếch tán của các cấu tử phản ứng tới các tâm hoạt tính của xúc tác. Bên cạnh đó, nguyên liệu dầu acid cám gạo có hàm lượng acid béo tự do rất cao nên quá trình ester hóa các acid béo tự do cũng đòi hỏi thời gian tiếp xúc dài hơn để đạt mức chuyển hóa mong muốn. Vì vậy, số vòng tuần hoàn phản ứng được tăng lên 4 vòng nhằm kéo dài thời gian lưu và bảo đảm hiệu suất chuyển hóa biodiesel vẫn duy trì trên 98,5%.

Ngoài ra, do dầu acid cám gạo có hàm lượng nước cao hơn nhiều so với dầu ăn thải nên cần bổ sung công đoạn tách nước trước phản ứng, làm gia tăng mức độ phức tạp của quá trình vận hành.

Công suất vận hành ổn định 548 lít/ngày được xác lập trên cơ sở quá trình vận hành liên tục với nguyên liệu dầu ăn thải. Đối với dầu acid cám gạo, mục tiêu thử nghiệm tập trung vào đánh giá khả năng vận hành và xử lý nguyên liệu có độ phức tạp cao, do đó chưa tiến hành xác lập công suất ổn định dài hạn. Kết quả thu được cho thấy công nghệ vẫn duy trì hiệu suất chuyển hóa cao và có tiềm năng mở rộng quy mô đối với nhóm nguyên liệu này sau khi tiếp tục tối ưu các công đoạn tiền xử lý và tình chế.

Mặc dù hiệu suất thu hồi biodiesel B100 theo lượng nguyên liệu lipid chuẩn hóa chỉ đạt khoảng 86,26 - 88,90%, giá trị này phản ánh tổng hợp các tổn thất vật chất trong toàn bộ dây chuyền, bao gồm quá trình tách glycerin, loại bỏ pha nặng, thất thoát cơ học trong tình chế và phần cấu tử không chuyển hóa thành methyl ester. Về mặt cân bằng phản ứng, quá trình ester hóa và transester hóa lý thuyết luôn tạo ra một phần sản phẩm phụ glycerin tương ứng khoảng 10% khối lượng lipid phản ứng. Do đó, hiệu suất thu hồi sản phẩm lỏng thực tế luôn thấp hơn so với hiệu suất chuyển hóa hóa học.

Khi quy đổi theo lượng acid béo tự do và glyceride có khả năng chuyển hóa thành methyl ester theo cân bằng lý thuyết,

hiệu suất chuyển hóa biodiesel của quá trình đạt trên 98,5%, cho thấy mức độ chuyển hóa gần như hoàn toàn trong điều kiện công nghệ khảo sát.

So với các công bố trước đây về biodiesel từ nguyên liệu acid cao sử dụng xúc tác dị thể, kết quả nghiên cứu này cho thấy khả năng chuyển hóa ở mức cao trong điều kiện vận hành pilot liên tục và xử lý được nguyên liệu chứa hàm lượng lớn tạp chất hữu cơ - vốn là điểm hạn chế trong phần lớn các nghiên cứu quy mô phòng thí nghiệm đã công bố [2, 3, 4, 10].

Về độ bền xúc tác, trong phạm vi nghiên cứu này chưa thực hiện đánh giá trực tiếp sự suy giảm hoạt tính xúc tác sau từng đợt sản xuất thử nghiệm do xúc tác được nạp cố định trong các thiết bị phản ứng dạng cột và vận hành liên tục ở quy mô pilot. Việc tháo mở hệ thống để lấy mẫu xúc tác định kỳ không phù hợp với điều kiện vận hành thực tế và có thể ảnh hưởng đến tính liên tục của quá trình.

Theo thiết kế công nghệ của hệ thống và các kết quả vận hành kéo dài trước đây của Keylab PRT [13 - 18], xúc tác dị thể sử dụng trong quá trình có tuổi thọ thiết kế khoảng 6 tháng vận hành liên tục, với mức suy giảm hoạt tính khoảng 10% sau chu kỳ này. Khi hoạt tính giảm xuống dưới ngưỡng vận hành tối ưu, giải pháp kỹ thuật được áp dụng là bổ sung hoặc thay thế một phần xúc tác mà không cần thay mới toàn bộ lớp xúc tác trong thiết bị phản ứng.

Trong quá trình vận hành pilot của nghiên cứu này, hệ thống hoạt động ổn định, không ghi nhận hiện tượng suy giảm rõ rệt về hiệu suất chuyển hóa hoặc chất lượng sản phẩm trong suốt thời gian thử nghiệm. Kết quả này cho thấy xúc tác có độ ổn định phù hợp đối với quá trình sản xuất biodiesel từ các nguồn nguyên liệu acid cao ở quy mô pilot. Tuy nhiên, việc đánh giá định lượng tuổi thọ xúc tác trong điều kiện vận hành kéo dài sẽ là nội dung cần tiếp tục nghiên cứu trong các giai đoạn triển khai tiếp theo.

Bảng 4. Kết quả đánh giá chất lượng biodiesel B100

TT	Chỉ tiêu	Kết quả	Sửa đổi 01:2026 QCVN 01:2022/BKHCN	Phương pháp đo
1	Hàm lượng methyl ester acid béo (FAME), (% khối lượng)	98,9	≥ 96,5	TCVN 7868 (EN 14 103)
2	Nước và cặn (% thể tích)	< 0,05	Max, 0,05	TCVN 7757:2007
3	Độ nhớt động học ở nhiệt độ 40°C (mm ² /s)	5,14	1,9 - 6	TCVN 3171:2011
4	Tro sulfate (% khối lượng)	0,016	Max, 0,02	TCVN 2689:2007
5	Hàm lượng lưu huỳnh (mg/kg)	3,0	≤ 5	TCVN 7760:2013
6	Trị số cetane	67,0	Min, 48	TCVN 7630:2013
7	Trị số acid (mgKOH/g)	0,42	Max, 0,5	TCVN 6325:2008
8	Độ ổn định oxy hóa ở 110°C (giờ)	22,1	Min, 6	TCVN 7895:2008
9	Glycerin tự do (% khối lượng)	0,011	≤ 0,020	TCVN 7867 (ASTM D 6584)
10	Glycerin tổng (% khối lượng)	0,060	≤ 0,240	TCVN 7867 (ASTM D 6584)
11	Phosphorus (ppm)	< 1	Max, 1	TCVN 7866 (ASTM D 4951)

Kết quả phân tích chỉ tiêu chất lượng đặc trưng của sản phẩm biodiesel B100 được trình bày tại Bảng 4.

Trong nghiên cứu này, mẫu biodiesel B100 sử dụng để đánh giá chất lượng nhiên liệu được lấy từ dòng sản phẩm pilot sau quá trình vận hành ổn định của hệ thống với 2 nguyên liệu đại diện dầu acid cám gạo và dầu ăn thải. Mẫu phân tích được phối trộn từ các mẻ sản phẩm thu được ở trạng thái vận hành ổn định nhằm phản ánh chất lượng biodiesel B100 tổng thể của công nghệ trong điều kiện pilot liên tục.

Mục tiêu của nội dung này là đánh giá khả năng đáp ứng các yêu cầu chất lượng nhiên liệu biodiesel B100 theo sửa đổi 01:2026 QCVN 01:2022/BKHCN đối với sản phẩm thu được từ công nghệ để xuất, thay vì so sánh ảnh hưởng của từng loại nguyên liệu đến tính chất nhiên liệu thành phẩm. Đối với từng loại nguyên liệu, trong quá trình vận hành chủ yếu theo dõi các chỉ tiêu công nghệ quan trọng như trị số acid và độ nhớt nhằm đánh giá mức độ chuyển hóa và tính ổn định của quá trình. Việc phân tích đầy đủ các chỉ tiêu chất lượng theo QCVN được thực hiện đối với mẫu biodiesel đại diện thu được trong giai đoạn hệ thống vận hành ổn định.

Kết quả phân tích cho thấy mẫu biodiesel B100 đại diện được phối trộn từ các đợt vận hành ổn định của hệ thống pilot sử dụng nguyên liệu dầu acid cám gạo và dầu ăn thải đáp ứng các yêu cầu kỹ thuật theo sửa đổi 01:2026 QCVN 01:2022/BKHCN. Kết quả này khẳng định tính khả thi của công nghệ trong việc chuyển hóa các nguồn nguyên liệu acid cao và phế phụ phẩm dầu mỡ thành nhiên liệu biodiesel đạt chất lượng sử dụng. Do cả 2 nguồn nguyên liệu dầu acid cám gạo và dầu ăn thải đều cho sản phẩm biodiesel đạt hàm lượng methyl ester acid béo (FAME) cao và đã qua quy trình tinh chế, các chỉ tiêu chất lượng nhiên liệu thành phẩm sau hoàn

thiện công nghệ không có sai khác đáng kể trong phạm vi mục tiêu đánh giá của nghiên cứu pilot này.

Hàm lượng FAME đạt 98,9% khối lượng, trong khi các chỉ tiêu quan trọng như độ nhớt động học, hàm lượng lưu huỳnh, glycerin tự do và glycerin tổng đều nằm trong giới hạn cho phép.

Hàm lượng glycerin tổng và glycerin tự do thấp cho thấy quá trình chuyển hóa triglyceride diễn ra hiệu quả, đồng thời quá trình tinh chế sản phẩm sau phản ứng đạt hiệu quả cao.

Đáng chú ý, trị số cetane của mẫu biodiesel B100 đạt 67, cao hơn đáng kể so với giá trị tối thiểu theo sửa đổi 01:2026 QCVN 01:2022/BKHCN. Kết quả này cho thấy sản phẩm có đặc tính tự cháy thuận lợi khi sử dụng trong động cơ diesel. Trị số cetane của biodiesel phụ thuộc mạnh vào bản chất nguyên liệu đầu vào và thành phần các ester acid béo hình thành trong quá trình chuyển hóa. Trong nghiên cứu này, mục tiêu chính là đánh giá khả năng vận hành hệ thống pilot và chất lượng sản phẩm biodiesel theo quy chuẩn hiện hành. Do đó việc xác định mối quan hệ định lượng giữa thành phần acid béo và trị số cetane không thuộc phạm vi nghiên cứu.

Đặc biệt, độ ổn định oxy hóa đạt 22,1 giờ, cao hơn đáng kể so với yêu cầu tiêu chuẩn (≥ 6 giờ), nhờ bổ sung phụ gia chống oxy hóa trong công đoạn hoàn thiện sản phẩm. Kết quả này cho thấy sản phẩm có khả năng lưu trữ tốt và phù hợp cho phối trộn diesel sinh học B5/B10.

Hàm lượng tro sulfate thấp (0,016% khối lượng) đồng thời cho thấy quá trình tinh chế hiệu quả và hiện tượng thôi nhiễm các thành phần của xúc tác vào sản phẩm là không đáng kể, phù hợp với đặc tính ổn định của hệ xúc tác dị thể gồm hóa sử dụng trong nghiên cứu.

So với dầu ăn thải, nguyên liệu dầu acid cám gạo chứa hàm lượng cao cặn hữu cơ mịn, gum và các cấu tử phân cực, dẫn đến hiện tượng tăng trở lực dòng chảy, phát sinh cặn đáy và giảm hiệu suất thu hồi biodiesel trong quá trình vận hành pilot. Hệ thống cần thực hiện xả cặn và vệ sinh định kỳ để duy trì trạng thái vận hành ổn định.

Hiệu suất thu hồi biodiesel từ dầu acid cám gạo vẫn đạt 86,26%, vượt mức yêu cầu tối thiểu của đề tài ($> 85\%$), đồng thời sản phẩm B100 thu được đáp ứng đầy đủ các yêu cầu chất lượng theo QCVN. Kết quả này cho thấy công nghệ có khả năng thích ứng tốt với các nguồn nguyên liệu acid cao chất lượng thấp.

Để triển khai ổn định ở quy mô công nghiệp, cần bổ sung công đoạn tiền xử lý và tách cặn hữu cơ phù hợp nhằm nâng cao độ ổn định vận hành và hiệu quả tổng thể của hệ thống.

3.3. Ý nghĩa thực tiễn và tiềm năng ứng dụng

Kết quả nghiên cứu cho thấy công nghệ sử dụng xúc tác dị thể trong môi trường methanol cận tới hạn có khả năng xử lý trực tiếp các nguồn nguyên liệu lipid acid cao mà không yêu cầu trung hòa FFA trước phản ứng như trong công nghệ sử dụng xúc tác kiềm đồng thể truyền thống. Điều này giúp giảm phát sinh nước thải rửa, đơn giản hóa sơ đồ công nghệ và tăng khả năng sử dụng các nguồn nguyên liệu chất lượng thấp.

Việc sử dụng các nguồn nguyên liệu giá thấp như dầu acid cám gạo và dầu ăn thải không chỉ giúp cải thiện hiệu quả kinh tế mà còn tận dụng phụ phẩm công nghiệp, giảm ô nhiễm môi trường và thúc đẩy mô hình kinh tế tuần hoàn.

Ngoài ra, công nghệ còn cho thấy khả năng tích hợp thuận lợi với hạ tầng hiện có của nhà máy lọc dầu, tạo tiền đề cho các định hướng phát triển nhiên liệu sinh học và nhiên liệu hàng không bền vững trong tương lai.

Kết quả thu được cho thấy tiềm năng mở rộng quy mô công nghệ đối với các nguồn nguyên liệu phế phụ phẩm lipid tại Việt Nam. Để triển khai ở quy mô công nghiệp, cần tiếp tục tối ưu hóa hệ tinh chế methanol, công đoạn tiền xử lý nguyên liệu và đánh giá độ ổn định dài hạn của hệ xúc tác trong điều kiện vận hành liên tục.

4. Kết luận

Nghiên cứu đã khảo sát và đánh giá nguồn nguyên liệu phế phụ phẩm lipid acid cao có tiềm năng sản xuất biodiesel gồm dầu acid cám gạo, SFAD, PFAD, dầu ăn thải, mỡ cá phế thải và dầu vi tảo. Kết quả cho thấy các nguồn nguyên liệu này có hàm lượng

acid béo tự do, nước và tạp chất cao, gây khó khăn cho quá trình transester hóa truyền thống sử dụng xúc tác kiềm đồng thể.

Công nghệ sản xuất biodiesel sử dụng xúc tác dị thể trong môi trường methanol cận tới hạn đã được hiệu chỉnh và vận hành thành công trên hệ thống pilot bán công nghiệp với 2 nguyên liệu đại diện là dầu acid cám gạo và dầu ăn thải. Trong đó, dầu acid cám gạo có mức độ thách thức công nghệ cao do chứa đồng thời hàm lượng lớn acid béo tự do, nước, cặn hữu cơ và chất không xà phòng hóa, trong khi dầu ăn thải cho thấy ưu thế về độ ổn định vận hành và khả năng triển khai nguồn cung thực tế.

Hệ thống pilot vận hành ổn định ở nhiệt độ 200°C và áp suất 35 - 36 bar, cho hiệu suất chuyển hóa biodiesel theo lý thuyết đạt trên 98,5%. Sản phẩm biodiesel B100 thu được đáp ứng yêu cầu kỹ thuật theo sửa đổi 01:2026 QCVN 01:2022/BKHCN. Kết quả nghiên cứu cho thấy công nghệ có khả năng xử lý hiệu quả các nguồn nguyên liệu lipid acid cao và nhiều tạp chất trong điều kiện pilot liên tục. Đây là cơ sở khoa học để tích hợp với hạ tầng lọc - hóa dầu hiện hữu phát triển nhiên liệu sinh học bền vững tại Việt Nam.

Tài liệu tham khảo

- [1] Nabanita Ghosh, Mehulee Patra, and Gopinath Halder, "Current advances and future outlook of heterogeneous catalytic transesterification towards biodiesel production from waste cooking oil", *Sustainable Energy & Fuels*, Volume 8, Issue 6, pp. 1105 - 1152, 2024. DOI: 10.1039/D3SE01564E.
- [2] Sabah Mohamed Farouk, Aghareed M. Tayeb, Shereen M.S. Abdel-Hamid, and Randa M. Osman, "Recent advances in transesterification for sustainable biodiesel production, challenges, and prospects: A comprehensive review", *Environmental Science and Pollution Research*, Volume 31, Issue 9, pp. 12722 - 12747, 2024. DOI: 10.1007/s11356-024-32027-4.
- [3] Maya Yaghi, Sandra Chidiac, Sary Awad, Youssef El Rayess, and Nancy Zgheib, "An overview of biodiesel production via heterogeneous catalysts: Synthesis, current advances, and challenges", *Clean Technologies*, Volume 7, Issue 3, 2025. DOI: 10.3390/cleantechnol7030062.
- [4] Shaikh Abdur Razzak, S.M. Zakir Hossain, Usama Ahmed, and Mohammad Mozahar Hossain, "Cleaner biodiesel production from waste oils (cooking/vegetable/frying): Advances in catalytic strategies", *Fuel*, Volume 393, 2025. DOI: 10.1016/j.fuel.2025.134901.
- [5] M. Mulyatun, Jedy Prameswari, I. Istadi, and W. Widayat, "Production of non-food feedstock based biodiesel using acid-

base bifunctional heterogeneous catalysts: A review", *Fuel*, Volume 314, 2022. DOI: 10.1016/j.fuel.2021.122749.

[6] Renhua Chen, Boyuan Xue, Fenfen Zhu, Yuqun Qiu, Huan Wang, Yuxin Wang, Huan Feng, Yiyu Wang, and Tiantian Zhou, "The application of heterogeneous catalysts in esterification/transesterification for biodiesel production", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 226, 2026. DOI: 10.1016/j.rser.2025.116262.

[7] Qiuyun Zhang, Jialu Wang, Xiaojuan Zhang, Taoli Deng, Yutao Zhang, and Peihua Ma, "Metal oxide-based heterogeneous acid catalysts for sustainable biodiesel synthesis: Recent advances and key challenges", *RSC Advances*, Volume 15, pp. 31683 - 31705, 2025. DOI: 10.1039/D5RA05017K.

[8] Jingfeng Hua, Mimi Ji, Ping Jiao, Zhixian Yin, Qineng Xia, Lingchang Jiang, Jing Zhang, and Hu Pan, "Heterogeneous acid catalysts for biodiesel production: Effect of physicochemical properties on their activity and reusability", *Catalysts*, Volume 15, Issue 4, 2025. DOI: 10.3390/catal15040396.

[9] Sai Parameshwar, Mayank Agnihotri, Uday Bhan, Senthilkumar Nangan, Deepak Verma, Saravanan Rajendran, and Siddharth Jain, "Developments in the utilization of heterogeneous catalysts for biodiesel generation: An update on recent advancements", *Journal of the Taiwan Institute of Chemical Engineers*, Volume 177, 2025. DOI: 10.1016/j.jtice.2024.105810.

[10] Yeshiemabet Simeon Erchamo, Ali Shemsedin Reshad, and Yedilfana Setarge Mekonnen, "Bifunctional heterogeneous catalysts for enhanced single-step biodiesel production from high free fatty acid-containing oils: A review", *Results in Chemistry*, Volume 27, 2026. DOI: 10.1016/j.rechem.2026.103401.

[11] Nashwa Mohammed Alahmar, Nur Izyan Binti Wan Azelee, and Susilawati Toemen, "Efficient biodiesel production from waste cooking oil using a bifunctional Ce/Mn/ γ -Al₂O₃ catalyst", *Scientific Reports*, Volume 15, 2025. DOI:10.1038/s41598-024-82845-2.

[12] Vũ Thị Thu Hà và cộng sự, Báo cáo "Đánh giá hiện trạng công nghệ sản xuất và thử nghiệm hiện trường nhiên liệu sinh học (biodiesel) từ mỡ cá nhằm góp phần xây dựng tiêu chuẩn Việt Nam về biodiesel ở Việt Nam", 2008.

[13] Vũ Thị Thu Hà và cộng sự, Báo cáo "Nâng cao năng lực nghiên cứu, thiết kế công nghệ chế tạo và ứng dụng vật liệu xúc tác dị thể và vật liệu nano trong lĩnh vực lọc dầu sinh học, sản xuất năng lượng mới vì sự phát triển bền vững", 2019.

[14] Vu Thi Thu Ha, Pham Anh Tai, and Tran Thi Thanh Hang, "Process of producing basic biosolvents using heterogeneous catalysts and obtained basic biosolvents by this process", Patent No. US 10,822,572 B2, 2020.

[15] Vũ Thị Thu Hà, Nguyễn Văn Chúc, Đỗ Thanh Hải, Phạm Minh Tứ, Đỗ Mạnh Hùng, J.W. Yoo, và Hee Jun Hyoung, "Phương pháp sản xuất liên tục biodiesel từ axit béo phế thải", Bằng độc quyền Giải pháp hữu ích, 2017.

[16] Đỗ Mạnh Hùng, Phạm Đỗ Thanh Thùy, Nguyễn Ngọc Thụy, Đỗ Thanh Hải, Vũ Thị Thu Hà, và Hee Jun Hyoung, "Đánh giá khả năng tương thích của quá trình xúc tác dị thể sản xuất biodiesel đối với các nguồn nguyên liệu khác nhau", *Tạp chí Hóa học và Ứng dụng*, Tập 3, Số 25, trang 27 - 31, 2014.

[17] Vu Nguyen Hoang, Ha Vu Thi Thu, Hung Do Manh, Jeong Woo Yoo, and Hee Jun Hyoung, "Esterification of waste fatty acid from palm oil refining process into biodiesel by heterogeneous catalysis: Fuel properties of B10, B20 blends", *The 3rd International Conference on Sustainable Energy*, pp. 178 - 184, 2013.

[18] Vũ Thị Thu Hà, Mai Ngọc Chúc, J.W. Yoo, Lưu Hoàng Ngọc, Nguyễn Thị Thúy Hà, Đỗ Mạnh Hùng, Phạm Minh Tứ và Nguyễn Công Long, "Nghiên cứu và triển khai công nghệ xúc tác dị thể tiên tiến, hiệu quả, ít phát thải để sản xuất nhiên liệu sinh học biodiesel", *Tạp chí Khoa học và Công nghệ*, Số 6, trang 34 - 36, 2011.

[19] Vũ Thị Thu Hà và Đỗ Mạnh Hùng, "Nghiên cứu sử dụng xúc tác dị thể để tổng hợp biodiesel trong điều kiện siêu tới hạn của ethanol", *Tạp chí Hóa học và ứng dụng*, Số 4, trang 35 - 38, 2010.

[20] Vũ Thị Thu Hà, Đỗ Mạnh Hùng, Hồ Thị Như Thương và Nguyễn Đình Lâm, "Nghiên cứu phản ứng chuyển este dầu dừa và etanol trong điều kiện siêu tới hạn để tổng hợp biodiesel", *Tạp chí Hóa học*, Tập 48, Số 4, trang 414 - 418, 2010.

[21] Vũ Thị Thu Hà và Nguyễn Đình Lâm, "Ứng dụng phương trình trạng thái SRK để tính toán thành phần hỗn hợp phản ứng tổng hợp biodiesel bằng phương pháp siêu tới hạn", *Tạp chí Hóa học và Ứng dụng*, Tập 89, Số 5, trang 45 - 47, 2009.

[22] Vũ Thị Thu Hà, Lê Đăng Khoa và Nguyễn Đình Lâm, "Nghiên cứu phản ứng tổng hợp biodiesel bằng phương pháp siêu tới hạn và thu glycerine độ tinh khiết cao", *Tạp chí Hóa học và Ứng dụng*, Tập 68, Số 8, trang 40 - 43, 2007.

[23] ASTM International, "ASTM D445-24: Standard test method for kinematic viscosity of transparent and opaque liquids

(and calculation of dynamic viscosity)". [Online]. Available: <https://store.astm.org/d0445-24.html>.

[24] ASTM International, "ASTM D664-24: Standard test method for acid number of petroleum products by potentiometric titration".

[25] ASTM International, "ASTM D1298-12b(2017): Standard test method for density, relative density, or API gravity of crude petroleum and liquid petroleum products by hydrometer method".

[26] ASTM International, "ASTM D4176-14: Standard test method for free water and particulate contamination in distillate fuels (visual inspection procedures)".

[27] ASTM International, "ASTM D1500-12(2017): Standard test method for ASTM color of petroleum products (ASTM Color Scale)".

[28] ASTM International, "ASTM D874-23: Standard test method for sulfated ash from lubricating oils and additives".

[29] ASTM International, "ASTM D2709-22: Standard test Method for water and sediment in middle distillate fuels by centrifuge".

[30] Bộ Khoa học và Công nghệ, "TCVN 10480:2014 - Dầu mỡ động, thực vật - Xác định hàm lượng chất không xà phòng hóa - Phương pháp dùng dietyl ete", 2014.

TECHNOLOGY DEVELOPMENT AND PILOT-SCALE PRODUCTION OF BIODIESEL PRODUCTION FROM LIPID BY-PRODUCTS WITH HIGH FREE FATTY ACID CONTENT USING HETEROGENEOUS CATALYSTS UNDER SUBCRITICAL METHANOL CONDITIONS

Vu Thi Thu Ha¹, Do Manh Hung¹, Nguyen Quang Minh¹, Hoang Trong Ha¹, Nguyen Thanh Trung¹, Pham Nam Phong¹, Nguyen Minh Chau¹, Nguyen Viet Thang², Mai Tuan Dat², Tran Hai Ninh², Dinh Van Nhan², Dang Kim Hoang²

¹National Key Laboratory for Petrochemical and Refinery Technologies, Ha Noi, 11018, Vietnam

²Petrovietnam Refining and Petrochemical Corporation (BSR), Quang Ngai Province, 53114, Vietnam

KEY WORDS

Biodiesel, heterogeneous catalyst, subcritical methanol, high-acid feedstock, rice bran acid oil (RBAO), used cooking oil (UCO), pilot-scale production.

ABSTRACT

This study presents the results of pilot-scale testing of a B100 biodiesel production system using rice bran acid oil (RBAO) and used cooking oil (UCO) as feedstocks, with a heterogeneous catalyst under subcritical methanol conditions. These feedstocks are difficult to process using conventional biodiesel technologies because of their high free fatty acid (FFA) content. In particular, RBAO contains significant amounts of water and organic impurities, which can negatively affect the esterification and transesterification processes and reduce biodiesel conversion efficiency. The pilot-scale system was operated continuously and stably at approximately 200°C, a pressure of 35 - 36 bar, and a methanol-to-oil ratio of 6:1. The results showed biodiesel conversion efficiency exceeding 98.5% for both feedstocks, while the recovery yields of purified B100 reaching 88.9% for UCO and 86.26% for RBAO. The results demonstrate that heterogeneous catalysis process under subcritical methanol conditions can effectively convert feedstocks with high acid content and substantial impurities under continuous pilot-scale operation. The technology exhibited strong potential for scale-up to industrial production of biodiesel from by-products and waste materials available in Vietnam.

Corresponding author: Email: ptntd2004@yahoo.fr

Received: 1/4/2026; Revised: 1 - 28/4/2026; Accepted date: 28/4/2026

This is an Open Access article under the CC BY-NC-ND license (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

NGHIÊN CỨU XÂY DỰNG BỘ CHỈ SỐ PHÁT TRIỂN BỀN VỮNG CHO TẬP ĐOÀN CÔNG NGHIỆP - NĂNG LƯỢNG QUỐC GIA VIỆT NAM

Ngô Thị Minh Thư, Đinh Thị Nguyệt Minh, Đoàn Đăng Phi Công, Hoàng Thái Lộc, Nguyễn Đăng Khoa

Viện Dầu khí Việt Nam (VPI), Thành phố Hồ Chí Minh, 71320, Việt Nam

TỪ KHÓA

Phát triển bền vững, Bộ chỉ số phát triển bền vững, ESG, GRI, SASB, ISSB, ESRS, CSI, VNSI.

TÓM TẮT

Trong bối cảnh chuẩn mực về phát triển bền vững/ESG ngày càng được áp dụng rộng rãi, tiêu biểu là bộ tiêu chuẩn ISSB đã bắt buộc áp dụng tại hơn 21 quốc gia (chiếm khoảng 60% GDP toàn cầu), việc xây dựng hệ thống đo lường phát triển bền vững trở thành yêu cầu cấp thiết đối với các tập đoàn năng lượng quốc gia. Nghiên cứu này đánh giá thực trạng thực hành phát triển bền vững tại các đơn vị thành viên của Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam (PETROVIETNAM), dựa trên phân tích các khung tiêu chuẩn quốc tế phổ biến (như GRI, SASB, IFRS, ESRS) và các bộ chỉ số trong nước (CSI, VNSI) kết hợp với khảo sát thực tế tại 10 đơn vị thành viên.

Trên cơ sở đó, nghiên cứu đề xuất xây dựng bộ chỉ số phát triển bền vững cho PETROVIETNAM gồm 6 nhóm chủ đề chính: (i) Kinh tế - Tài chính; (ii) Quản trị và đạo đức kinh doanh; (iii) Năng lượng và biến đổi khí hậu; (iv) Môi trường; (v) An toàn - Sức khỏe - An ninh; (vi) Lao động và xã hội. Bộ chỉ số được thiết kế theo hướng định lượng dựa trên kết quả đầu ra, nhằm chuẩn hóa việc theo dõi, đo lường, đánh giá hiệu quả chính sách, cung cấp cơ sở khoa học và thực tiễn để PETROVIETNAM hoàn thiện hệ thống quản trị phát triển bền vững và nâng cao năng lực cạnh tranh.

1. Giới thiệu

Phát triển bền vững là mô hình phát triển nhằm đáp ứng các nhu cầu của thế hệ hiện tại mà không làm tổn hại đến khả năng đáp ứng nhu cầu của các thế hệ tương lai [1], gồm 3 trụ cột kinh tế, xã hội và môi trường gắn kết và hỗ trợ lẫn nhau [2 - 4]. Ở quy mô quốc gia, nguyên tắc này được thể chế hóa qua Chương trình Nghị sự 2030 của Liên hợp quốc với 17 mục tiêu Phát triển bền vững (SDGs) [5]. Ở quy mô doanh nghiệp, phát triển bền vững không chỉ dừng lại ở các hoạt động trách nhiệm xã hội (CSR) rời rạc mà được cụ thể hóa thành khung ESG, tích hợp trực tiếp vào chiến lược kinh doanh cốt lõi nhằm quản trị rủi ro, tối ưu chi phí và tạo ra giá trị dài hạn.

Trên phạm vi quốc tế, phát triển bền vững đang chuyển dịch từ tính chất tự nguyện sang khuôn khổ quản trị mang tính bắt buộc

tại một số khu vực pháp lý (Liên minh châu Âu) và thị trường vốn lớn (Vương quốc Anh, Singapore...). Chương trình nghị sự 2030 và 17 mục tiêu SDGs (đặc biệt là SDG 7, 12, 13) [5, 6] cùng cam kết tại COP26 về net-zero và giảm 30% phát thải methane vào năm 2030 đang tạo áp lực buộc ngành năng lượng phải tái cấu trúc mô hình kinh doanh. Sự phát triển của các chuẩn công bố thông tin như GRI, SASB, ISSB và ESRS (với nguyên tắc "trọng yếu kép") đã xác lập kỷ nguyên minh bạch hóa dữ liệu bền vững, coi ESG là thước đo rủi ro và hiệu quả hoạt động chính thức của doanh nghiệp.

Tại Việt Nam, các mục tiêu phát triển bền vững đã được quốc gia hóa qua Kế hoạch hành động quốc gia thực hiện Chương trình nghị sự 2030, Chiến lược quốc gia về tăng trưởng xanh giai đoạn 2021 - 2030, tầm nhìn 2050 và cam kết net-zero tại COP26. Hệ thống pháp luật dần hoàn thiện (Luật Bảo vệ môi trường 2020,

Tác giả liên hệ: Email: thuntm.cpse@vpi.pvn.vn

Ngày nhận bài: 24/12/2025; Ngày sửa chữa sau phản biện: 24/12/2025 - 9/2/2026; Ngày duyệt đăng: 9/2/2026

Copyright © 2026. Đây là bài báo truy cập mở theo Giấy phép CC BY-NC-ND

(<http://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/4.0/>).



Bảng 1. Các tiêu chuẩn phát triển bền vững/ESG phổ biến trong nước và quốc tế

Tiêu chuẩn	Nội dung chính	Trụ cột	Thách thức khi thực hiện
Quốc tế			
GRI (Global Reporting Initiative) [8, 9]	Tiêu chuẩn phổ biến nhất thế giới, tập trung báo cáo tác động đa chiều của doanh nghiệp. Trong đó, GRI 11 là tiêu chuẩn ngành dầu khí với 22 chủ đề có khả năng là trọng yếu.	- Kinh tế - Môi trường - Xã hội Trong đó, quản trị lồng ghép xuyên suốt trong 3 trụ cột.	Dữ liệu phức tạp, đòi hỏi nguồn lực lớn và nhân sự có kỹ năng chuyên môn sâu.
SASB (Sustainability Accounting Standards Board) [10]	Tập trung vào các rủi ro và cơ hội bền vững có ảnh hưởng tài chính theo từng ngành cụ thể (77 ngành).	- Môi trường (E) - Xã hội, vốn nhân sự (S) - Mô hình kinh doanh, lãnh đạo và quản trị (G)	Chưa bao quát toàn diện các tác động phi tài chính; cần kết hợp với các tiêu chuẩn khác.
ISSB/IFRS (S1 & S2) [11, 12]	Chuẩn hóa thông tin phát triển bền vững tương đương báo cáo tài chính, phục vụ nhu cầu của nhà đầu tư toàn cầu. Trọng yếu theo tài chính; 4 trụ cột theo TCFD, tham chiếu chỉ số SASB.	- Môi trường - Xã hội - Quản trị Tập trung vào: Quản trị, chiến lược, quản lý rủi ro, chỉ số và mục tiêu.	Trọng tâm hẹp (chủ yếu tác động đến tài chính), chưa bao quát toàn bộ tác động lên môi trường/xã hội.
ESRS (European Sustainability Reporting Standards) [13]	Tiêu chuẩn bắt buộc của EU, áp dụng nguyên tắc "trọng yếu kép" (Double Materiality).	- Môi trường - Xã hội - Quản trị	Có tính tương thích cao so với GRI, độ phức tạp cao, yêu cầu dữ liệu chi tiết từ chuỗi giá trị và phải được kiểm toán.
IPIECA - API - IOGP [14]	Hướng dẫn chuyên biệt dành riêng cho ngành công nghiệp dầu khí toàn cầu, gồm 21 chủ đề có khả năng là trọng yếu và được hỗ trợ bởi 42 chỉ số phát triển bền vững (gồm định tính và định lượng).	- Quản trị và Đạo đức kinh doanh (G) - Năng lượng và biến đổi khí hậu, môi trường (E) - An toàn, sức khỏe & an ninh, xã hội (S)	Mang tính tham khảo cho ngành, thiếu tính bắt buộc, đi sâu vào chính sách, hành động triển khai và tỷ lệ nhỏ các chỉ số định lượng hiệu suất thực tế.
Trong nước			
CSI (Vietnam Corporate Sustainability Index) [15]	Bộ chỉ số do VCCI xây dựng, giúp doanh nghiệp rà soát tính tuân thủ pháp luật Việt Nam và chuẩn hóa các hoạt động nội bộ theo hướng bền vững.	- Kinh tế - Quản trị - Môi trường - Lao động - Xã hội	Chưa được công nhận và phổ biến ở tầm quốc tế, chưa có tính đặc thù ngành và bao quát các chủ đề trọng yếu của ngành dầu khí - năng lượng như an toàn công nghệ và tính toàn vẹn tài sản, xung đột, an ninh và quyền con người, phát thải khí nhà kính Phạm vi 3...
VNSI (Vietnam Sustainability Index) [16]	Chỉ số dành cho các doanh nghiệp niêm yết trên sàn chứng khoán TP. Hồ Chí Minh (HoSE).	- Môi trường - Xã hội - Quản trị	Phạm vi áp dụng hẹp (chỉ doanh nghiệp niêm yết), các tiêu chí khai báo còn đơn giản, thiên về định tính.

Nghị định số 06/2022/NĐ-CP và Thông tư số 96/2020/TT-BTC) cùng với các bộ chỉ số (như CSI, VNSI) trở thành công cụ quan trọng để doanh nghiệp tự đánh giá mức độ trưởng thành về ESG.

Hạn chế của các bộ chỉ số phát triển bền vững/ESG hiện hành, theo OECD [7], là sự lệch pha giữa đo lường “nỗ lực” và “kết quả”: 68% chỉ số dựa trên đầu vào (chính sách, hệ thống quản lý) và 72% là định tính, trong khi chỉ 28 - 30% là chỉ số định lượng phản ánh kết quả đầu ra thực tế. Sự lệch pha này làm gia tăng rủi ro “tẩy xanh” (greenwashing) và cản trở khả năng so sánh hiệu suất giữa các doanh nghiệp do thiếu thước đo chuẩn hóa.

Nghiên cứu phân tích, đánh giá chi tiết các tài liệu, tiêu chuẩn phát triển bền vững/ESG phổ biến trong ngành, các tiêu chuẩn phát triển bền vững/ESG có tính bắt buộc thực thi ở một số quốc gia, khu vực như ESRS, ISSB và các bộ chỉ số phát triển bền vững/ESG trong nước như CSI, VNSI.

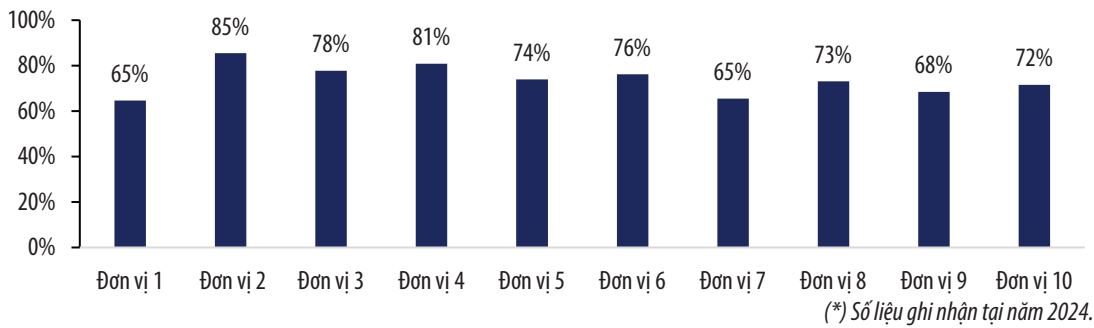
Từ kết quả phân tích các chuẩn mực và khung báo cáo phổ biến, có thể thấy, mỗi hệ thống được thiết kế với trọng tâm và đối tượng phục vụ khác nhau: GRI có thể mạnh về đo lường tác động của nhiều bên liên quan; SASB và ISSB ưu tiên tính trọng yếu tài chính nhằm phục vụ nhu cầu ra quyết định nhà đầu tư; ESRS đi đầu

với nguyên tắc "trọng yếu kép"; IPIECA - API - IOGP cung cấp chiều sâu kỹ thuật đặc thù cho ngành dầu khí; trong khi CSI và VNSI đóng vai trò trong việc định chuẩn tuân thủ pháp luật Việt Nam. Trên cơ sở đó, bộ chỉ số phát triển bền vững riêng biệt cho PETROVIETNAM được nghiên cứu xây dựng theo hướng đánh giá, lựa chọn tiêu chuẩn/hướng dẫn phù hợp với đặc thù, bối cảnh ngành, chiến lược phát triển/phát triển bền vững và nguồn lực nội tại của PETROVIETNAM, đảm bảo tuân thủ pháp luật và tương thích với thông lệ quốc tế.

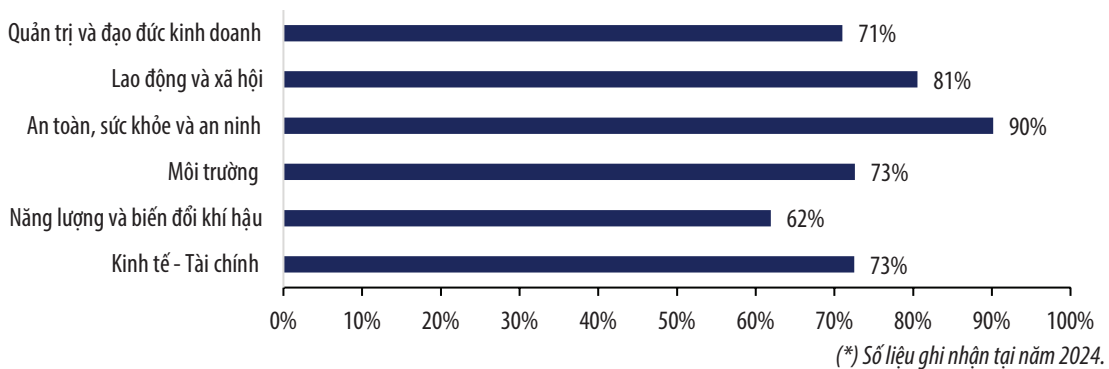
2. Kết quả thực hành phát triển bền vững tại các đơn vị thành viên của PETROVIETNAM

Kết quả điều tra, khảo sát cho thấy tỷ lệ chủ đề thành tố phát triển bền vững được thực hiện ở các đơn vị đều đạt trên 65%, thể hiện mức độ sẵn sàng thực hành phát triển bền vững nội bộ theo tiêu chuẩn quốc tế GRI.

Chủ đề phát triển bền vững có tỷ lệ các đơn vị xây dựng chính sách triển khai, giám sát, theo dõi và báo cáo cao nhất là an toàn - sức khỏe - an ninh (đạt 90%). Chủ đề phát triển bền vững có tỷ lệ các đơn vị xây dựng chính sách triển khai, giám sát, theo dõi và báo cáo thấp nhất là năng lượng và biến đổi khí hậu (đạt 62%). Các nội dung chưa đáp ứng và hạn chế chính - xác định khi so sánh với tiêu chuẩn quốc tế (GRI) được trình bày ở Bảng 2.



Hình 1. Tỷ lệ chủ đề phát triển bền vững được thực hiện tại từng đơn vị.



Hình 2. Tỷ lệ đơn vị thực hiện từng chủ đề phát triển bền vững.

Kết quả đánh giá hiện trạng thực hành phát triển bền vững tại các đơn vị cho thấy việc triển khai còn mang tính phân tán, thiếu tính hệ thống và chưa toàn diện. Đồng thời, nghiên cứu cũng cho thấy thách thức chính là chưa có chiến lược tổng thể và hệ thống quản trị phát triển bền vững thống nhất, các nguồn lực chưa được tận dụng tối đa do cách tiếp cận phát triển bền vững còn phân tán.

3. Nguyên tắc và cấu trúc xây dựng bộ chỉ số phát triển bền vững cho PETROVIETNAM

Để hiện thực hóa các mục tiêu chiến lược (như net-zero, Fortune Global 500 và chuyển dịch năng lượng), PETROVIETNAM cần tập trung xây dựng bộ chỉ số phát triển bền vững dựa trên các chuẩn mực quốc tế, mang tính định lượng và tập trung vào kết quả đầu ra. Bộ chỉ số này không chỉ hỗ trợ nâng cao chất lượng quản trị và ra quyết định chính xác mà còn tạo cơ sở định chuẩn (benchmarking) toàn cầu, giúp PETROVIETNAM nâng cao vị thế quốc tế và tiếp cận nguồn vốn đầu tư xanh.

Bộ chỉ số được xây dựng trên 3 trụ cột kinh tế - xã hội - môi trường, trong đó quản trị là nguyên tắc bao trùm, đảm bảo minh bạch và trách nhiệm, phù hợp chiến lược phát triển/phát triển bền vững của PETROVIETNAM, pháp luật Việt Nam và thông lệ quốc tế; đồng thời cân bằng giữa tính thống nhất toàn Tập đoàn và sự linh hoạt cho từng đơn vị, tránh báo cáo hình thức và giảm gánh nặng tổng hợp dữ liệu.

Bảng 2. Các nội dung chưa đáp ứng chính trong thực hành phát triển bền vững tại PETROVIETNAM/đơn vị

Nhóm chủ đề	Nội dung chưa đáp ứng/hạn chế chính	Hiện trạng thực hiện
Kinh tế - Tài chính	Đo lường tác động kinh tế lan tỏa và quản trị chi phí phát triển bền vững	<ul style="list-style-type: none"> - Chỉ tập trung vào số liệu tài chính nội bộ. - Chưa đánh giá tác động kinh tế gián tiếp (tạo thu nhập, đầu tư hạ tầng, chi tiêu cho nhà cung cấp địa phương). - Theo dõi chi phí OPEX/CAPEX cho phát triển bền vững còn phân tán theo từng hoạt động, phòng ban, chưa được tổng hợp và quản lý theo khung quản trị thống nhất. - Đánh giá hiệu quả kinh tế từ các giải pháp thích ứng biến đổi khí hậu còn thấp và nhỏ lẻ.
Năng lượng và biến đổi khí hậu	Kiểm soát phát thải toàn diện và quản trị rủi ro khí hậu	<ul style="list-style-type: none"> - Chưa thực hiện tính toán và báo cáo phát thải gián tiếp Phạm vi 3. - Kiểm kê khí methane mới tập trung nguồn đốt nhiên liệu và đuốc đốt, trong khi các nguồn phát thải đặc thù như xả khí (venting) hay rò rỉ (leaking) vẫn chưa được kiểm soát. - Thiếu chỉ số định hướng: Chưa xác định cường độ phát thải và vết carbon trên từng sản phẩm. - Chưa có cơ chế đánh giá hiệu quả cho nhân sự quản lý rủi ro biến đổi khí hậu.
Môi trường	Chiều sâu trong bảo tồn hệ sinh thái và kinh tế tuần hoàn	<ul style="list-style-type: none"> - Quản trị đa dạng sinh học: Chỉ dừng ở mức tích hợp sơ lược trong báo cáo đánh giá tác động môi trường giai đoạn đầu, thiếu đánh giá chuyên sâu trong suốt chuỗi cung ứng. - Thu dọn và phục hồi: Các công trình trên bờ thiếu kế hoạch chi tiết cho giai đoạn ngừng hoạt động. - Kinh tế tuần hoàn: Chưa có chính sách thực hiện rõ ràng. - Sàng lọc nhà cung cấp: Thiếu bộ tiêu chí kỹ thuật và quy trình đánh giá tác động thực tế.
An toàn - Sức khỏe - An ninh	Chính sách an ninh gắn liền với quyền con người	<ul style="list-style-type: none"> - Chưa có chính sách rõ ràng về nhân quyền, thiếu chương trình đào tạo nhân quyền chuyên biệt cho đội ngũ nhân viên an ninh.
Lao động và xã hội	Tính thực chất trong quản trị xã hội và bình đẳng giới	<ul style="list-style-type: none"> - Tỷ lệ lãnh đạo nữ còn thấp. - Việc đánh giá tác động xã hội nhà cung cấp mang tính hình thức qua hợp đồng, thiếu tiêu chí đánh giá.
Quản trị và đạo đức kinh doanh	Hệ thống giám sát bị bỏ hẹp trong mảng an toàn, sức khỏe, môi trường	<ul style="list-style-type: none"> - Hệ thống chỉ số: Cam kết mang tính định tính, thiếu mục tiêu cụ thể và hệ thống chỉ số đo lường hiệu quả (KPIs cho phát triển bền vững). - Việc phân công trách nhiệm của ban lãnh đạo đối với các hoạt động phát triển bền vững còn thiếu tính liên kết, chưa mang tính bao quát và hệ thống, chưa có KPI liên kết phát triển bền vững. - Công tác giám sát hiện nay chủ yếu tập trung vào mảng an toàn, sức khỏe, môi trường, chưa xây dựng được mục tiêu chiến lược và hệ thống giám sát bao trùm toàn bộ các khía cạnh của phát triển bền vững. - Giám sát chống tham nhũng còn thụ động; chưa công khai quan hệ tài chính với chính phủ.

3.1. Nguyên tắc xây dựng bộ chỉ số phát triển bền vững

Việc xây dựng bộ chỉ số phát triển bền vững cần tuân thủ các nguyên tắc cốt lõi sau đây:

- Phù hợp với thông lệ quốc tế và đặc thù ngành: Bộ chỉ số phải được xây dựng dựa trên các tiêu chuẩn quốc tế uy tín. Trong đó, lựa chọn GRI làm tiêu chuẩn tham khảo chính do tính phổ biến và toàn diện, đồng thời sử dụng hướng dẫn của IPECA-API-IOGP làm tài liệu bổ sung để đảm bảo bao quát đầy đủ các vấn đề đặc thù của ngành dầu khí.

- Gắn kết với định hướng/chiến lược phát triển của PETROVIETNAM: Các chỉ số phải phản ánh và đo lường được mức độ thực hiện các mục tiêu chiến lược của PETROVIETNAM trong từng lĩnh vực hoạt động.

- Dựa trên kết quả đánh giá tính trọng yếu kép: bộ chỉ số tập

trung đo lường các vấn đề mà nội bộ doanh nghiệp và các bên liên quan quan trọng cho là trọng yếu (trọng yếu về tác động và trọng yếu về tài chính).

- Đảm bảo tính khả thi và phù hợp với nguồn lực: Cần cân đối giữa yêu cầu của tiêu chuẩn quốc tế, mức độ ưu tiên của các vấn đề trọng yếu và mức độ sẵn sàng về nguồn lực (nhân sự, công nghệ, hệ thống dữ liệu) của PETROVIETNAM và các đơn vị. Lộ trình áp dụng cần có sự phân kỳ hợp lý, ưu tiên các chỉ số quan trọng và dữ liệu sẵn có.

- Tuân thủ quy định pháp luật Việt Nam: Bộ chỉ số bao quát và đáp ứng tất cả các yêu cầu bắt buộc theo quy định pháp luật hiện hành của Việt Nam về môi trường, lao động, quản trị và công bố thông tin của doanh nghiệp.

- Đảm bảo tính so sánh, chuẩn hóa và kiểm chứng được: Mỗi chỉ số trong bộ chỉ số phải có định nghĩa, phương pháp luận

tính toán rõ ràng và thống nhất để đảm bảo dữ liệu thu thập được có thể so sánh giữa các đơn vị, giữa các kỳ báo cáo và có thể được kiểm chứng bởi một bên thứ 3 độc lập.

3.2. Cấu trúc của bộ chỉ số phát triển bền vững

Dựa vào quy định các nguyên tắc trên và tham chiếu thông lệ ngành, cấu trúc bộ chỉ số phát triển bền vững của PETROVIETNAM được đề xuất bao gồm 6 nhóm chủ đề chính, phản ánh toàn diện các khía cạnh của phát triển bền vững (Bảng 3).

Dựa trên mức độ trọng yếu của chủ đề, hiện trạng nguồn lực thực hiện, mục tiêu chiến lược của PETROVIETNAM và các đơn vị, các chỉ số phát triển bền vững chính có thể được lựa chọn để theo dõi thực hiện và báo cáo nội bộ/bên ngoài theo từng giai đoạn phát triển. Trong giai đoạn đầu, cần ưu tiên thực hiện các chủ đề/chỉ số được pháp luật quy định để tránh rủi ro pháp lý, cũng như tận dụng nguồn dữ liệu cơ bản đã có sẵn hoặc dễ thu thập. Đối với các chỉ số mở rộng (trên luật), mức độ ưu tiên cần được xác định dựa trên chủ đề trọng yếu kép đã nhận diện, cũng như kết hợp đánh giá tính khả thi, sự sẵn sàng của nguồn lực hiện hữu và tương lai của doanh nghiệp. Quá trình triển khai thực hiện, theo dõi bộ chỉ số cần được định kỳ rà soát, xem xét và cập nhật thường xuyên để phản ánh những thay đổi trong chiến lược, bối cảnh hoạt động và yêu cầu của các bên liên quan.

Bộ chỉ số phát triển bền vững của PETROVIETNAM được đề xuất xây dựng theo hướng định lượng kết quả đầu ra, lựa chọn theo tiêu chuẩn/hướng dẫn uy tín, phổ biến quốc tế và trong nước (GRI, IPECA-API-IOPG, CSI). Do đó, khi triển khai trên bộ chỉ số trên phạm vi toàn Tập đoàn, các cơ hội và thách thức được xác định như sau:

- Cơ hội:
 - + Tính đặc thù ngành và bám sát định hướng/chiến lược phát triển/chiến lược phát triển bền vững: Bộ chỉ số mang tính chất chuyên ngành và kỹ thuật, tập trung vào việc định lượng kết quả đầu ra, quản lý tác động đến môi trường và cộng đồng tại nơi có dự án; phương pháp tính toán, đo lường thống nhất cho từng chỉ số trong phạm vi toàn Tập đoàn và tương thích với yêu cầu của tiêu chuẩn quốc tế, tạo cơ sở để so sánh, đánh giá, so sánh ngành, tiến tới đánh giá đảm bảo độc lập báo cáo phát triển bền vững và tham gia đánh giá xếp hạng phát triển bền vững/ESG trong tương lai.
 - + Chuẩn hóa quản trị trên toàn hệ thống: Tạo ra một "ngôn ngữ chung" cho toàn bộ các đơn vị từ thượng nguồn, trung nguồn đến hạ nguồn. Thay vì theo dõi, báo cáo riêng lẻ, PETROVIETNAM

có thể theo dõi, so sánh và đánh giá hiệu quả phát triển bền vững của từng lĩnh vực/đơn vị, hướng tới điều chỉnh theo mục tiêu, chỉ tiêu đã đề ra.

- + Tận dụng nền tảng công nghệ và nhân sự sẵn có: PETROVIETNAM có lợi thế lớn về nhân lực chất lượng cao, làm chủ công nghệ và đang đẩy mạnh chuyển đổi số (AI, big data, ERP). Việc tích hợp bộ chỉ số vào hệ thống quản trị ERP hiện có sẽ giúp tự động hóa khâu thu thập dữ liệu, giảm thiểu sai sót thủ công.

- + Nâng cao năng lực cạnh tranh và thu hút vốn đầu tư: Việc áp dụng bộ chỉ số tương thích với các khung quốc tế giúp PETROVIETNAM minh bạch hóa thông tin, tạo điều kiện để PETROVIETNAM tiếp cận các nguồn tài chính xanh, các tổ chức tín dụng quốc tế và đối tác nước ngoài vốn đang đặt tiêu chí ESG lên hàng đầu.

- + Chủ động ứng phó rào cản thương mại: Giúp các đơn vị thành viên sẵn sàng dữ liệu để đáp ứng các yêu cầu về cơ chế điều chỉnh biên giới carbon (CBAM) hay các quy định khắt khe của đối tác quốc tế.

- + Tối ưu hóa nguồn lực: Thông qua việc theo dõi toàn diện các chỉ số về các chủ đề trọng yếu của toàn Tập đoàn đã được xác định, PETROVIETNAM có thể xác định các tác động tài chính và phi tài chính trong ngắn, trung và dài hạn, từ đó tạo cơ sở để ra quyết định, điều chỉnh chính sách, hướng tới thực hiện hiệu quả các hoạt động phát triển bền vững đặt ra.

- Thách thức:

- + Tính đa dạng và phức tạp: PETROVIETNAM hoạt động đa ngành, một bộ chỉ số chung có thể quá rộng đối với các đơn vị dịch vụ nhưng lại chưa đủ sâu với các đơn vị sản xuất lớn có tác động môi trường cao.

- + Áp lực về nguồn lực và chi phí ban đầu khi triển khai bộ chỉ số phát triển bền vững:

Chi phí hệ thống: Đầu tư cho hạ tầng công nghệ thông tin, phần mềm quản trị dữ liệu phát triển bền vững chuyên dụng.

Chi phí nhân sự: Cần đội ngũ chuyên trách hoặc đào tạo lại nhân sự hiện hữu để hiểu sâu về các tiêu chuẩn phát triển bền vững, cách thu thập dữ liệu, tính toán, đánh giá kết quả chỉ số.

Chi phí triển khai các dự án để cải thiện kết quả chỉ số như các dự án giảm phát thải khí nhà kính, LDAR, tiết kiệm năng lượng, dự án cộng đồng...

- + Khó khăn trong việc thu thập và chuẩn hóa dữ liệu: Dữ liệu phát triển bền vững thường phân tán ở nhiều phòng ban (HSE, kế

Bảng 3. Cấu trúc đề xuất của bộ chỉ số phát triển bền vững của PETROVIETNAM

Nhóm chủ đề chính	Chủ đề thành phần	Nhóm chủ đề chính	Chủ đề thành phần
Kinh tế, tài chính	<ul style="list-style-type: none"> - Hoạt động sản xuất kinh doanh nội bộ - Mạng lưới chuỗi cung ứng - Mạng lưới nhà phân phối, khách hàng - Các mối quan hệ kinh doanh khác - Giá trị kinh tế trực tiếp được tạo ra và phân phối - Hiệu quả tài chính và bền vững 	Môi trường	<ul style="list-style-type: none"> - Khí thải - Nước và nước thải - Chất thải rắn - Tính toàn vẹn tài sản và quản lý sự cố nghiêm trọng - Đa dạng sinh học - Thu dọn và phục hồi
Quản trị và đạo đức kinh doanh	<ul style="list-style-type: none"> - Quản trị - Hành vi hạn chế cạnh tranh - Phòng chống tham nhũng - Thanh toán cho Chính phủ - Chính sách công 	An toàn, sức khỏe và an ninh	<ul style="list-style-type: none"> - An toàn và sức khỏe lao động - An toàn công nghệ - An toàn giao thông - Xung đột và an ninh - Quản lý trách nhiệm sản phẩm
Năng lượng và biến đổi khí hậu	<ul style="list-style-type: none"> - Năng lượng - Phát thải khí nhà kính (Phạm vi 1, 2, 3) - Thích ứng với biến đổi khí hậu, khả năng phục hồi và chuyển đổi 	Lao động và xã hội	<ul style="list-style-type: none"> - Chính sách lao động - Chống phân biệt đối xử và cơ hội bình đẳng - Tự do hiệp hội và thương lượng tập thể - Tác động kinh tế địa phương - Cộng đồng địa phương - Đất đai và quyền sở hữu tài nguyên - Quyền của người dân tộc thiểu số

toán, nhân sự, vận hành,...). Việc đảm bảo tính chính xác, nhất quán và kịp thời của dữ liệu từ cấp cơ sở lên đến Tập đoàn là một thách thức lớn, đặc biệt là các chỉ số định lượng về phát thải gián tiếp hoặc chuỗi cung ứng.

+ **Gánh nặng hành chính:** Với số lượng lớn chỉ số bao quát các chủ đề, các đơn vị thành viên có thể cảm thấy bị áp lực bởi khối lượng báo cáo tăng thêm bên cạnh các báo cáo sản xuất kinh doanh truyền thống.

+ **Rủi ro về tính trọng yếu:** Việc xác định chỉ số nào là "trọng yếu" đối với từng đơn vị có thể mang tính chủ quan. Nếu không xác định đúng, Tập đoàn sẽ lãng phí nguồn lực vào những chỉ số không phản ánh đúng tác động thực tế của doanh nghiệp. Ngoài ra, tính trọng yếu của chủ đề có thể thay đổi theo từng giai đoạn nên cần theo dõi và cập nhật thường xuyên.

3.3. Khuyến nghị phương thức triển khai bộ chỉ số phát triển bền vững

- **Xác định trọng yếu kép:** Áp dụng nguyên tắc của ESRS để tập trung vào những vấn đề thực sự ảnh hưởng đến tài chính doanh nghiệp và tác động thực sự đến môi trường/xã hội của PETROVIETNAM.

- **Phân loại mức độ quan trọng, ưu tiên của chỉ số:** dựa trên kết quả đánh giá tính trọng yếu kép, phân tách bộ chỉ số phát triển bền vững thành nhóm các chỉ số chính (bắt buộc thực hiện, theo

đôi, báo cáo trên toàn Tập đoàn) và nhóm các chỉ số mở rộng (đơn vị được khuyến khích lựa chọn thực hiện tùy theo đặc thù lĩnh vực, đơn vị, nguồn lực triển khai, mức độ trưởng thành về phát triển bền vững của đơn vị).

- **Lộ trình phân kỳ:** Ưu tiên triển khai các chỉ số chính, chỉ số tuân thủ theo luật Việt Nam trước, sau đó mới đến các chỉ số mở rộng, nâng cao theo chuẩn quốc tế.

- **Tích hợp ERP:** Xây dựng và tích hợp module phát triển bền vững vào hệ thống quản trị nguồn nhân lực và tài chính chung để giảm tải việc nhập liệu thủ công, tránh sai sót và gây quá tải cho nhân sự thực hiện.

4. Kết luận và kiến nghị

Kết quả nghiên cứu cho thấy, dù có những nỗ lực ban đầu, thực hành phát triển bền vững tại PETROVIETNAM và các đơn vị còn phân tán và thiếu đồng bộ, đặc biệt ở các chủ đề trọng yếu như năng lượng và biến đổi khí hậu, khi đối chiếu với chuẩn mực quốc tế. Việc thiếu một bộ chỉ số phát triển bền vững thống nhất, đặc thù là rào cản lớn trong đo lường và cải thiện hiệu quả hoạt động.

Trên cơ sở phân tích, so sánh các tiêu chuẩn phát triển bền vững/ESG phổ biến trong ngành dầu khí, năng lượng toàn cầu và kết hợp dữ liệu khảo sát thực tế tại 10 đơn vị thuộc 5 lĩnh vực của PETROVIETNAM, nghiên cứu đã xác định rõ những thách thức khi áp dụng các tiêu chuẩn này và đề xuất bộ chỉ số phát triển bền

vững gồm các chỉ số định lượng hướng tới kết quả đầu ra với 6 nhóm chủ đề chính (Kinh tế - Tài chính; Quản trị và đạo đức kinh doanh; Năng lượng và biến đổi khí hậu; Môi trường; An toàn - Sức khỏe - An ninh; Lao động và xã hội), dựa trên nền tảng GRI và hướng dẫn của IPECA-API-IOGP, có tham chiếu các chuẩn mực quốc tế và bối cảnh Việt Nam. Đây là điểm mới, đóng góp cả về lý luận lẫn thực tiễn, giúp PETROVIETNAM giải quyết những tồn tại hiện hữu, tích hợp các nguyên tắc và mục tiêu phát triển bền vững vào chiến lược phát triển và hoạt động cốt lõi của toàn Tập đoàn.

Việc áp dụng bộ chỉ số này sẽ giúp PETROVIETNAM đo lường, quản lý hiệu quả hoạt động phát triển bền vững, tăng cường minh bạch, đáp ứng yêu cầu của các bên liên quan và hiện thực hóa chiến lược phát triển bền vững; đồng thời là nền tảng để chuẩn hóa số liệu trước khi công bố thông tin, hướng tới đánh giá đảm bảo độc lập của bên thứ ba và tham gia các chương trình đánh giá, xếp hạng ESG, từ đó gia tăng vị thế cạnh tranh, giá trị thương hiệu và sức hút với nhà đầu tư trong nước và quốc tế.

Tuy nhiên, việc xây dựng và triển khai bộ chỉ số này sẽ đối mặt với một số thách thức nhất định: xây dựng hệ thống thu thập dữ liệu đồng bộ, chính xác trên toàn Tập đoàn; nâng cao năng lực chuyên môn về phát triển bền vững của đội ngũ nhân sự; đảm bảo cam kết từ cấp lãnh đạo cao nhất đến từng đơn vị thành viên; và rà soát và cập nhật định kỳ để phù hợp với sự thay đổi của tiêu chuẩn quốc tế, pháp luật và chiến lược phát triển của PETROVIETNAM theo từng giai đoạn.

Nghiên cứu này có một số hạn chế: khảo sát tại 10 đơn vị thuộc 5 lĩnh vực có thể chưa phản ánh đầy đủ toàn bộ sự đa dạng trong hoạt động của PETROVIETNAM; các chủ đề có khả năng là trọng yếu được đưa ra dựa trên tiêu chuẩn phát triển bền vững và thực trạng ngành dầu khí, năng lượng thế giới, chưa có đánh giá chi tiết về các chủ đề trọng yếu của toàn Tập đoàn/lĩnh vực. Dù vậy, các đề xuất, khuyến nghị trong việc xây dựng, triển khai chính sách, hoạt động phát triển bền vững của nghiên cứu vẫn mang ý nghĩa nhất định, không chỉ cung cấp một công cụ quản trị, quản lý hiệu quả cho PETROVIETNAM mà còn là một tham khảo hữu ích cho các doanh nghiệp nhà nước khác, đặc biệt trong lĩnh vực dầu khí, năng lượng.

Để đảm bảo xây dựng, triển khai thành công bộ chỉ số phát triển bền vững, hướng tới hoàn thiện, thực hành tốt các hoạt động hướng tới phát triển bền vững, nhóm tác giả kiến nghị:

- Hoàn thiện và phê duyệt khung pháp lý nội bộ: tham vấn sâu với các bên liên quan để cụ thể hóa các chỉ số chính (bắt buộc) và chỉ số mở rộng (tự nguyện) phù hợp với đặc thù từng lĩnh vực (thượng nguồn, trung nguồn, hạ nguồn và dịch vụ); ban hành chiến lược phát triển bền vững tổng thể để làm cơ sở định hướng

cho việc triển khai mục tiêu và chỉ số phát triển bền vững, giúp việc áp dụng bộ chỉ số không chỉ là báo cáo tuân thủ mà là công cụ thực hiện mục tiêu chiến lược phát triển bền vững của Tập đoàn.

- Chuẩn hóa quy trình và năng lực dữ liệu: ban hành sổ tay hướng dẫn chi tiết phương pháp tính toán, nguồn dữ liệu và tần suất thu thập cho từng chỉ số; đánh giá mức độ sẵn sàng hạ tầng số của PETROVIETNAM và các đơn vị thành viên để tiến tới số hóa quản trị dữ liệu phát triển bền vững, hạn chế nhập liệu thủ công.

- Nâng cao năng lực và nhận thức hệ thống: đào tạo cho cán bộ đầu mối tại các đơn vị thành viên về các tiêu chuẩn phát triển bền vững quốc tế, giúp cán bộ hiểu rõ ý nghĩa của các chỉ số để xuất; hỗ trợ từng đơn vị xác định các vấn đề trọng yếu riêng phù hợp với mô hình kinh doanh đặc thù.

- Thí điểm và hiệu chỉnh: Triển khai thí điểm tại các đơn vị thuộc các lĩnh vực cốt lõi (nhóm đóng góp doanh thu cao) để đánh giá khó khăn thực tế và hiệu chỉnh bộ chỉ số trước khi nhân rộng; ở cấp độ cơ sở, đơn vị có thể lựa chọn và triển khai thêm các chỉ số dựa trên đầu vào để chủ động nhận diện sớm các xu hướng, rủi ro hoặc cơ hội cải thiện để điều chỉnh kịp thời trước khi các kết quả tiêu cực xảy ra.

Tài liệu tham khảo

- [1] World Commission on Environment and Development, *Our common future (Brundtland report)*. Oxford University Press, 1987.
- [2] United Nations, "Rio declaration on environment and development", *United Nations Conference on Environment and Development*, New York, 2 March - 3 April 1992.
- [3] United Nations, "Agenda 21", *United Nations Conference on Environment & Development*, Rio de Janeiro, Brazil, 1992.
- [4] United Nations, "Johannesburg declaration on sustainable development", *World Summit on Sustainable Development, Johannesburg, South Africa*, 26 August to 4 September 2002.
- [5] United Nations, "Transforming our world: The 2030 agenda for sustainable development". [Online]. Available: <https://sdgs.un.org/2030agenda>.
- [6] IFC, IPECA, and UNDP, "Mapping the oil and gas industry to the sustainable development goals: An atlas", 14/8/2017. <https://www.undp.org/publications/mapping-oil-and-gas-industry-sdgs-atlas>.
- [7] OECD, "Behind ESG ratings: Unpacking sustainability

metrics". [Online]. Available: https://www.oecd.org/content/dam/oecd/en/publications/reports/2025/02/behind-esg-ratings_4591b8bb/3f055f0c-en.pdf.

[8] Global Sustainability Standards Board, *Consolidated set of the GRI standards*, 2024.

[9] GRI, "Briefing for ITCG - GRI sustainability taxonomy". [Online]. Available: <https://www.ifrs.org/content/dam/ifrs/meetings/2024/july/itcg/ap6-gri-briefing-digital-taxonomy.pdf>.

[10] SASB, *Sustainability accounting standard*, 2023.

[11] IFRS, "International sustainability standards board". [Online]. Available: <https://www.ifrs.org/groups/international-sustainability-standards-board/>.

[12] ISSB, *IFRS S2 - Industry-based Guidance on implementing*, 2023.

[13] Commission Delegated Regulation (EU), "European sustainability reporting standards (ESRS)", *Official Journal of the European Union*, 2023.

[14] IOGP-IEPCA-API, *Sustainability reporting guidance for the oil and gas industry*, 2023.

[15] VCCI và VBCSD, *Bộ chỉ số doanh nghiệp bền vững 2025*, 2025.

[16] HoSE, *VNSI - Bảng đánh giá phát triển bền vững 2024*, 2024.

DEVELOPING A SUSTAINABILITY INDICATOR FRAMEWORK FOR THE VIETNAM NATIONAL INDUSTRY - ENERGY GROUP

Ngo Thi Minh Thu, Dinh Thi Nguyen Minh, Doan Dang Phi Cong, Hoang Thai Loc, Nguyen Dang Khoa

Vietnam Petroleum Institute (VPI), Ho Chi Minh, 71320, Vietnam

KEY WORDS

Sustainable development, sustainable development indicators, SD, ESG, GRI, SASB, ISSB, ESRS, CSI, VNSI.

ABSTRACT

Amid the increasingly widespread adoption of global sustainability/ESG standards, particularly the ISSB standards, which have become mandatory in more than 21 countries (accounting for roughly 60% of global GDP), the development of a sustainable measurement system has become an urgent requirement for national energy corporations. This study assesses the current state of sustainable development practices at member units of the Vietnam National Industry - Energy Group (PETROVIETNAM), based on an analysis of widely recognized international frameworks (such as GRI, SASB, IFRS, and ESRS) and domestic indicator frameworks (including CSI, VNSI), combined with a survey conducted across 10 member units.

On this basis, the study proposes a framework of sustainable development indicators for PETROVIETNAM comprising six main thematic groups: (i) Economic and Financial Performance; (ii) Governance and Business Ethics; (iii) Energy and Climate Change; (iv) Environment; (v) Health, Safety and Security; and (vi) Labor and Society. The proposed indicator framework is designed to be quantitative and outcome-based, aiming to standardize the monitoring, measurement, and evaluation of policy effectiveness, and to provide a scientific and practical basis for PETROVIETNAM to improve its sustainable development governance system and enhance its competitiveness.

Corresponding author: Email: thuntm.cpse@vpi.pvn.vn

Received: 24/12/2025; Revised: 24/12/2025 - 9/2/2026; Accepted date: 9/2/2026

This is an Open Access article under the CC BY-NC-ND license (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

XÂY DỰNG QUY TRÌNH QUẢN LÝ ĐA DẠNG SINH HỌC CHO DỰ ÁN DẦU KHÍ

Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) đã nghiên cứu xây dựng Hướng dẫn bảo tồn và phát triển bền vững đa dạng sinh học trong quá trình triển khai các dự án dầu khí, trong đó xây dựng quy trình quản lý đa dạng sinh học gồm 4 bước, gắn với 5 giai đoạn của vòng đời dự án dầu khí, kèm cơ chế sàng lọc và phân nhóm dự án theo mức độ nhạy cảm của khu vực. Kết quả phân tích tại Tổ hợp Hóa dầu Long Sơn, Dự án nâng cấp mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất và Nhà máy Nhiệt điện Sông Hậu 1 cho thấy tiêu chuẩn quốc tế tương thích và bổ trợ cho quy định pháp luật Việt Nam.

Trong bối cảnh chuyển dịch năng lượng, Tập đoàn Công nghiệp - Năng lượng Quốc gia Việt Nam (PETROVIETNAM) đang nghiên cứu triển khai lĩnh vực điện gió ngoài khơi, thu giữ và lưu trữ carbon. Các dự án này nằm ở vùng ven biển và ngoài khơi, nơi tập trung rừng ngập mặn, rạn san hô, thảm cỏ biển. Quản lý tốt đa dạng sinh học là điều kiện để dự án được cấp phép và tiếp cận nguồn vốn quốc tế.

Tại Việt Nam, hoạt động đánh giá đa dạng sinh học tại các dự án chủ yếu dựa vào hướng dẫn của các tổ chức tài chính quốc tế như Ngân hàng Thế giới (WB) và Tổ chức Tài chính Quốc tế (IFC). Quy định của Việt Nam và yêu cầu của các tổ chức tài chính quốc tế đều chưa nêu cụ thể phương pháp đánh giá. Để khắc phục khoảng trống này, VPI đã nghiên cứu quy định trong nước, tiêu chuẩn của IFC, WB, Ngân hàng Phát triển châu Á (ADB) và hướng dẫn thực hành tốt; đối chiếu yêu cầu ở từng khâu; phân tích hồ sơ môi trường của 3 dự án hóa dầu, lọc dầu và nhiệt điện.

Kết quả chính của nghiên cứu là xây dựng quy trình quản lý đa dạng sinh học gồm 4 bước: sàng lọc và đánh giá sơ bộ; xây dựng kế hoạch quản lý đa dạng sinh học (BMP); thẩm định và phê duyệt; giám sát, báo cáo và cập nhật. Các bước được gắn với 5 giai đoạn của vòng đời dự án. Sàng lọc được thực hiện ở giai đoạn tiền khả thi; xây dựng kế hoạch quản lý đa dạng sinh học ở giai đoạn khả thi, sau khi BMP được thẩm định, phê duyệt; giám sát, báo cáo và cập nhật được duy trì trong suốt giai đoạn triển khai, vận

hành và kết thúc dự án theo cơ chế quản lý thích ứng.

Điểm mới của quy trình là mỗi bước gắn với một mốc ra quyết định và một sản phẩm cụ thể, như bản đồ GIS các khu vực nhạy cảm, bản đồ sinh cảnh tỷ lệ 1:5.000 - 1:10.000 hay danh mục loài theo Sách Đỏ Việt Nam và Danh lục Đỏ IUCN.

Khu sàng lọc giữ vai trò then chốt vì giúp chủ đầu tư quyết định ngay từ đầu nên tiếp tục, dừng hay dời địa điểm dự án. Dự án chống lấn khu vực có giá trị bảo tồn rất cao mà tác động không thể giảm thiểu cần dừng hoặc dời địa điểm; dự án ở vùng ít nhạy cảm chỉ cần kế hoạch quản lý môi trường chung; dự án có tác động đến khu vực hoặc loài nhạy cảm phải lập BMP ở một trong 3 mức.

Ở mức tối thiểu (nhóm A), dự án không vay vốn quốc tế, BMP chỉ cần đáp ứng pháp luật Việt Nam. Ở mức khuyến khích (nhóm B), chủ đầu tư tự nguyện áp dụng thêm nguyên tắc của tiêu chuẩn quốc tế để nâng cao quản trị rủi ro và uy tín. Ở mức cao nhất (nhóm C), dự án vay vốn của IFC, WB hoặc ADB phải đáp ứng đầy đủ cả quy định trong nước và tiêu chuẩn của bên cho vay. Theo Tiêu chuẩn hoạt động số 6 của IFC, BMP là bắt buộc khi dự án nằm trong môi trường sống quan trọng, hoặc trong môi trường sống tự nhiên và có khả năng gây tác động đáng kể.

Nguyên tắc xuyên suốt khi xây dựng BMP là thứ bậc giảm thiểu: trước hết tránh tác động bằng cách thay đổi thiết kế, địa điểm hoặc thời điểm; tiếp đến giảm quy

mô, cường độ, thời gian của tác động không thể tránh; sau đó phục hồi hệ sinh thái bị suy thoái; cuối cùng mới bồi hoàn tổn thất còn lại tại khu vực có giá trị đa dạng sinh học tương đương. Mục tiêu là không tổn thất ròng và tiến tới lợi ích ròng cho đa dạng sinh học. Với khảo sát địa chấn ngoài khơi, các biện pháp gồm bố trí tuyến khảo sát tránh khu nhạy cảm và mùa sinh sản, khởi động mềm súng hơi, bố trí quan sát viên thú biển và tạm dừng phát nổ khi thú biển tiếp cận ở cự ly gần. Hiệu quả của BMP được đánh giá qua bộ chỉ số giám sát về loài và môi trường sống.

Hai dự án áp dụng tiêu chuẩn quốc tế (Long Sơn, Sông Hậu 1) có phạm vi đánh giá rộng hơn, xem xét cả tác động tích lũy, chuỗi cung ứng và đặt mục tiêu định lượng về không tổn thất ròng. Dự án áp dụng pháp luật trong nước (Dung Quất) tập trung vào kiểm soát nguồn thải và quan trắc môi trường. Điều này khẳng định sự cần thiết của cơ chế phân nhóm và cho thấy tiêu chuẩn quốc tế bổ trợ cho quy định pháp luật Việt Nam.

Quy trình giúp chủ đầu tư xác định sớm nghĩa vụ bảo tồn, hạn chế rủi ro phải dừng hoặc điều chỉnh dự án ở giai đoạn muộn. Trong thời gian tới, quy trình cần được mở rộng cho các dự án năng lượng mới của PETROVIETNAM như điện gió ngoài khơi, điện khí LNG, thu giữ và lưu trữ carbon, góp phần bảo đảm chuyển dịch năng lượng hài hòa với bảo tồn thiên nhiên.

Nguyễn Trung Tĩnh