

Dầu Khí

KHOA HỌC, CÔNG NGHỆ VÀ ĐỔI MỚI SÁNG TẠO PETROVIETNAM



ĐẶC SAN CỦA TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ VIỆT NAM

■ SỐ 4/2024

ISSN 3030-4075





TRƯỞNG BAN BIÊN TẬP

TS. Lê Xuân Huyền

PHÓ TRƯỞNG BAN BIÊN TẬP

TS. Lê Mạnh Hùng

ThS. Lê Ngọc Sơn

BAN BIÊN TẬP

TS. Trịnh Xuân Cường

TS. Nguyễn Anh Đức

ThS. Vũ Đào Minh

ThS. Trần Thái Ninh

ThS. Dương Mạnh Sơn

PGS.TS. Lê Văn Sỹ

ThS. Bùi Minh Tiến

ThS. Nguyễn Văn Tuấn

BAN TRỊ SỰ

ThS. Lê Văn Khoa

ThS. Nguyễn Thị Việt Hà

ThS. Nguyễn Trung Đạt

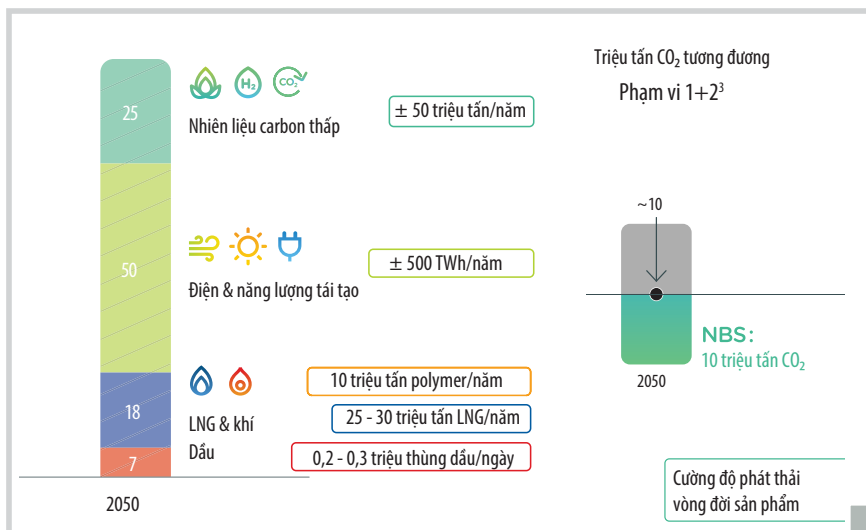
TỔ CHỨC THỰC HIỆN

Viện Dầu khí Việt Nam

BAN TRỊ SỰ

Tầng 16, Tòa nhà Viện Dầu khí Việt Nam - 167 Trung Kính, Yên Hòa, Cầu Giấy, Hà Nội

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



6. Xu hướng áp dụng ESG và đề xuất cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

17. Chiến lược phát triển của các công ty dầu khí quốc gia trên thế giới

28. Nghiên cứu đề xuất danh mục và giải pháp phát triển sản phẩm hàng hóa chủ lực của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đến 2030 và định hướng đến 2050

38. Tích hợp hydrogen xanh và ammonia xanh vào chuỗi giá trị hoạt động của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

54. Khung pháp lý cho thu hồi, sử dụng và lưu trữ carbon: Kinh nghiệm quốc tế và khuyến nghị cho Việt Nam

67. Chiến lược phát triển năng lượng của các quốc gia khu vực Đông Nam Á



78. Nhu cầu năng lượng toàn cầu đến năm 2050 sẽ tăng 24%

91. Điện gió ngoài khơi: Chiến lược cho thời kỳ bất ổn



6. Trends in ESG adoption and some proposals for Vietnam Oil and Gas Group

17. Strategies of KNOC, Petronas, JAPEX and Equinor to develop in the new context

28. Research on proposing a portfolio and solutions to develop key products of Vietnam Oil and Gas Group to 2030 and vision to 2050

38. Integrating green hydrogen and green ammonia into the operational value chain of Vietnam Oil and Gas Group

54. Legal framework for carbon capture, utilization and storage (CCUS): international experience and recommendations for Vietnam

LỜI GIỚI THIỆU

Trong Báo cáo “Triển vọng dầu mỏ thế giới”, Tổ chức Các nước Xuất khẩu Dầu mỏ (OPEC) dự báo nhu cầu năng lượng sơ cấp dự kiến sẽ tăng trên 24%, từ 301 triệu thùng dầu tương đương/ngày vào năm 2023 lên 374 triệu thùng dầu tương đương/ngày vào năm 2050. Ngành năng lượng toàn cầu đang đối mặt với những thách thức lớn về đảm bảo an ninh năng lượng và duy trì khả năng chi trả. Do đó, các chính phủ và doanh nghiệp trên khắp thế giới buộc phải xem xét lại và điều chỉnh lĩnh vực ưu tiên cũng như chiến lược phát triển trong ngắn hạn và dài hạn.

Thực hiện Kết luận số 76-KL/TW ngày 24/4/2024 của Bộ Chính trị và Nghị quyết số 38/NQ-CP ngày 20/8/2024 của Chính phủ, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam) đang tập trung xây dựng định hướng chiến lược phát triển đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2050; cũng như các giải pháp đồng bộ để phát triển thành Tập đoàn công nghiệp - năng lượng quốc gia gắn với phát triển, nâng cao hiệu quả hoạt động trong các lĩnh vực năng lượng truyền thống, triển khai thu hồi, lưu trữ, xử lý carbon (CCUS); tham gia chuỗi giá trị năng lượng mới, năng lượng tái tạo, nhất là điện gió ngoài khơi, điện gió ven biển, hydrogen, ammonia, chuỗi cung ứng nhập khẩu, kinh doanh LNG, sản xuất thiết bị năng lượng... theo hướng tập trung vào những dự án lớn, chiến lược, tác động lan tỏa, hiệu quả cao...

Để có thêm thông tin và góc nhìn đa chiều phục vụ quá trình xây dựng Chiến lược phát triển ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2050; Chiến lược phát triển Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2050 và Chiến lược phát triển các lĩnh vực sản xuất kinh doanh, trong số này, Đặc san Dầu khí trân trọng giới thiệu tới quý độc giả các phân tích, dự báo về tương lai của ngành năng lượng toàn cầu; chiến lược phát triển năng lượng của Việt Nam và các quốc gia trong khu vực Đông Nam Á; chiến lược phát triển của các công ty dầu khí quốc gia; nghiên cứu đề xuất danh mục và giải pháp phát triển sản phẩm hàng hóa chủ lực của Petrovietnam đến năm 2030 và định hướng đến năm 2050 phục vụ xây dựng chiến lược phát triển lĩnh vực dịch vụ dầu khí; tích hợp hydrogen xanh và ammonia xanh vào chuỗi giá trị hoạt động của Petrovietnam phục vụ chiến lược phát triển năng lượng mới; khung pháp lý cho thu hồi, sử dụng và lưu trữ carbon; chiến lược phát triển điện gió ngoài khơi trong thời kỳ bất ổn...

Ban Biên tập hy vọng rằng từ góc nhìn của các chuyên gia, nhà khoa học cùng với các giải pháp về quản lý, quản trị và công nghệ sẽ góp phần xây dựng thành công các chiến lược phát triển dầu khí nhằm tạo thuận lợi cho sự phát triển nhanh và bền vững của ngành Dầu khí Việt Nam nói chung và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam nói riêng; bảo đảm đồng bộ với Luật Dầu khí và pháp luật có liên quan, phù hợp với thông lệ quốc tế và đáp ứng yêu cầu bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia trong xu thế tất yếu chuyển dịch năng lượng của thế giới.

TRƯỞNG BAN BIÊN TẬP

Phó Tổng giám đốc
Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

TS. Lê Xuân Huyền



ĐỊNH HƯỚNG CHIẾN LƯỢC PHÁT TRIỂN NGÀNH DẦU KHÍ VIỆT NAM

Ngày 24/4/2024, Bộ Chính trị đã ban hành Kết luận số 76-KL/TW về tình hình thực hiện Nghị quyết số 41-NQ/TW ngày 23/7/2015 của Bộ Chính trị về định hướng Chiến lược phát triển ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2025, tầm nhìn đến năm 2035 và một số định hướng cho giai đoạn mới, đưa ra những chủ trương, quyết sách lớn phát huy những tiềm năng, thế mạnh của đất nước nói chung và của ngành Dầu khí nói riêng, là những định hướng chỉ đạo có ý nghĩa đặc biệt quan trọng đối với sự phát triển ngành Dầu khí Việt Nam; tạo động lực mới và mở ra không gian phát triển mới để ngành Dầu khí vượt qua các thách thức, phát triển bền vững.

ÔNG TRẦN HỒNG HÀ - PHÓ THỦ TƯỚNG CHÍNH PHỦ



Trên cơ sở Nghị quyết số 38/NQ-CP ngày 20/8/2024 của Chính phủ, các bộ, ngành liên quan căn cứ chức năng, nhiệm vụ được giao, cần nhanh chóng xây dựng kế hoạch

thực hiện và lưu ý một số vấn đề trọng tâm về hoàn thiện chính sách, pháp luật tạo thuận lợi cho phát triển nhanh và bền vững ngành Dầu khí, bảo đảm đồng bộ với Luật Dầu khí và pháp luật có liên quan; tiếp tục xây dựng các cơ chế, chính sách để đẩy mạnh thu hút đầu tư; triển khai thực hiện các giải pháp về tài chính, xây dựng các phương án bảo đảm nguồn vốn; thực hiện quy hoạch phù hợp để chủ động dành quỹ đất phát triển hạ tầng cho ngành Dầu khí...

ÔNG TRẦN LƯU QUANG - TRƯỞNG BAN KINH TẾ TRUNG ƯƠNG



Bối cảnh hiện nay, bên cạnh những khó khăn, thách thức cũng mở ra cơ hội lớn cho

ngành Dầu khí nếu kịp thời nắm bắt và phát huy được thế mạnh về kinh nghiệm, năng lực hạ tầng, cơ sở vật chất và nguồn nhân lực chất lượng cao của ngành Dầu khí. Trong xu hướng chuyển dịch năng lượng, cần chú trọng phát huy tiềm năng, lợi thế của ngành để phát triển năng lượng tái tạo, năng lượng mới. Đây là hướng phát triển mang tính đột phá,

đảm bảo phát triển ngành Dầu khí bền vững, hiện đại gắn với thúc đẩy nhanh chuyển đổi xanh, chuyển đổi số, đồng thời với phát triển công nghiệp chế biến, chế tạo tiên tiến, hiện đại theo hướng nâng cao năng lực tự chủ, tự cường, tăng cường tỷ lệ nội địa hóa; cần chú trọng thu hút, khuyến khích đầu tư từ các thành phần kinh tế ngoài nhà nước, các định chế tài chính quốc tế; quan tâm phát triển nguồn nhân lực chất lượng cao gắn với chính sách thu hút nhân tài, đào tạo chuyên sâu đáp ứng yêu cầu, tiêu chuẩn quốc tế để phát triển ngành Dầu khí trong bối cảnh hội nhập kinh tế quốc tế ngày càng sâu rộng.

ÔNG NGUYỄN ĐỨC HIỂN - PHÓ TRƯỞNG BAN KINH TẾ TRUNG ƯƠNG



Công tác thể chế hóa Nghị quyết số 41-NQ/TW ngày 23/7/2015 được quan tâm thực hiện. Chính phủ, Thủ tướng Chính

phủ đã lãnh đạo, chỉ đạo các bộ, ngành xây dựng, ban hành nhiều văn bản quy phạm pháp luật và các chiến lược, quy hoạch liên quan đến phát triển ngành Dầu khí. Đặc biệt, hoạt động khoa học, công nghệ và phát triển nguồn nhân lực trong ngành Dầu khí được chú trọng và đạt kết quả tích cực. Tuy nhiên, ngành Dầu khí cũng còn một số tồn tại, hạn chế về việc thực hiện một số mục tiêu chiến lược, về cơ sở hạ tầng dự trữ, về tiến độ thực hiện một số công trình, dự án lớn... Những tồn tại hạn chế này vừa có nguyên nhân khách quan, vừa có nguyên nhân chủ quan, như vẫn còn một số hạn chế trong xây dựng cơ chế chính sách, về sự phối hợp công tác giữa các cơ quan, đơn vị...

Trên cơ sở định hướng, nhiệm vụ và giải pháp chủ yếu cần triển khai thực hiện theo tinh thần của Kết luận số 76-KL/TW ngày 24/4/2024

và Nghị quyết số 41-NQ/TW ngày 23/7/2015, cần phân tích vai trò cụ thể của từng lĩnh vực chính của ngành Dầu khí, cần thiết phải xây dựng, hình thành một số trung tâm công nghiệp năng lượng quốc gia quy mô lớn, phát triển một số doanh nghiệp dầu khí có năng lực cạnh tranh trong khu vực và quốc tế gắn với vai trò dẫn dắt của các tập đoàn năng lượng nhà nước.

Để tạo thuận lợi cho ngành Dầu khí phát triển trong giai đoạn mới, cần tiếp tục hoàn thiện thể chế, chính sách pháp luật; tiếp tục phát huy vai trò nòng cốt của các tập đoàn dầu khí nhà nước. Trong bối cảnh chuyển dịch năng lượng và cuộc cách mạng công nghiệp 4.0, cần quan tâm đến phát triển hệ thống hạ tầng kỹ thuật phù hợp, nhất là hạ tầng số gắn với thực hiện chuyển đổi số, xây dựng cơ sở dữ liệu, sử dụng có hiệu quả Quỹ Phát triển Khoa học và Công nghệ... Để các chủ trương, định hướng của Đảng về phát triển ngành Dầu khí đi vào cuộc sống, cần sự tham gia của cả hệ thống chính trị, triển khai đồng bộ từ thể chế hóa, xây dựng và tổ chức thực hiện các chiến lược, chương trình, kế hoạch, giám sát, kiểm tra kịp thời, hiệu quả.

**ÔNG NGUYỄN HỒNG DIỄN
BỘ TRƯỞNG BỘ CÔNG THƯƠNG**



Tập đoàn Dầu khí Việt Nam định hướng phát triển trở thành Tập đoàn công nghiệp - năng

lượng quốc gia. Tập đoàn Xăng dầu Việt Nam trở thành tập đoàn năng lượng đứng đầu Việt Nam về những sản phẩm năng lượng xanh, sạch, chất lượng cao, thân thiện với môi trường. Trước mắt, các tập đoàn dầu khí nhà nước cần tập trung xây dựng mới chiến lược phát triển, thực hiện có hiệu quả đề án cơ cấu lại theo định hướng bảo đảm an ninh năng lượng, phục vụ hiệu quả cho sản xuất và tiêu dùng, bình ổn thị trường. Các doanh nghiệp khác trong lĩnh vực ngành dầu khí tập trung triển khai thực hiện đầu tư các dự án ngành Dầu khí được giao quản lý phù hợp các quy hoạch, kế hoạch liên quan được cấp thẩm quyền phê duyệt, đảm bảo tiến độ dự án và hiệu quả đầu tư...

ÔNG LÊ MẠNH HÙNG - BÍ THƯ ĐẢNG ỦY, CHỦ TỊCH HĐQT TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ VIỆT NAM



Để thực hiện tốt chiến lược phát triển ngành Dầu khí Việt Nam, Petrovietnam đã nhận diện, xác định tác động từ

môi trường thế giới và khu vực, những khó khăn, thách thức, đánh giá nguồn lực, từ đó, xác định mục tiêu phát triển, định hướng và giải pháp thực hiện trong thời gian tới, đảm bảo thực hiện thắng lợi mục tiêu phát triển ngành Dầu khí đã được Bộ Chính trị phê duyệt tại Kết luận số 76-KL/TW ngày 24/4/2024 và Nghị quyết số 41-NQ/TW ngày 23/7/2015. Các văn bản, chủ trương, định hướng chiến lược phát triển, đồng thời với hoàn thiện cơ chế, chính sách liên quan tạo điều kiện cho ngành Dầu khí Việt Nam/Petrovietnam phát triển chính là cơ hội, điểm tựa để Petrovietnam

vượt qua những khó khăn khách quan/chủ quan từ bối cảnh thế giới, khu vực và trong nước, từ nguồn lực tài chính hiện tại để tự tin thực hiện mục tiêu phát triển Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trở thành Tập đoàn công nghiệp - năng lượng quốc gia có năng lực cạnh tranh khu vực và quốc tế.

Trên cơ sở định hướng trở thành Tập đoàn công nghiệp - năng lượng quốc gia, Petrovietnam đã xác định 7 nhóm nhiệm vụ, giải pháp cần triển khai quyết liệt, đồng bộ, hiệu quả ngay, gồm: Chủ động phối hợp chặt chẽ với các cơ quan có thẩm quyền để xây dựng, hoàn thiện thể chế, chính sách tạo thuận lợi cho phát triển nhanh và bền vững ngành Dầu khí/Tập đoàn Dầu khí Việt Nam; Hoàn thiện hạ tầng ngành Dầu khí theo hướng đồng bộ, thông minh, đạt trình độ tiên tiến khu vực ASEAN, đáp ứng yêu cầu bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia

và xu thế chuyển dịch năng lượng; Nâng cao công tác quản trị doanh nghiệp toàn Petrovietnam; Tăng cường thu hút và nâng cao hiệu quả sử dụng vốn đầu tư cho phát triển, quản trị tốt danh mục dự án đầu tư; Xây dựng chiến lược phát triển và Đề án cơ cấu lại Petrovietnam theo mô hình Tập đoàn công nghiệp - năng lượng quốc gia, phù hợp với định hướng chiến lược phát triển ngành Dầu khí Việt Nam, bảo đảm mục tiêu tiếp tục giữ vững thị phần lĩnh vực dầu khí truyền thống với chất lượng và hiệu quả kinh tế cao, đồng thời mở rộng lĩnh vực hoạt động thông qua tham gia chuỗi giá trị năng lượng mới, năng lượng tái tạo; Thúc đẩy chuyển đổi số, đẩy mạnh nghiên cứu, ứng dụng, chuyển giao công nghệ, đổi mới sáng tạo, nâng cao chất lượng nguồn nhân lực; Tăng cường hợp tác quốc tế, bảo đảm quốc phòng, an ninh và đối ngoại, bảo vệ tài nguyên, môi trường.

XU HƯỚNG ÁP DỤNG ESG VÀ ĐỀ XUẤT CHO TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ VIỆT NAM

Bùi Minh Tiến, Nguyễn Thị Thủy Tiên, Đặng Thanh Tùng

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Email: tungdt@pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVSI.2024.04-01>

Tóm tắt

Việc tích hợp ESG (môi trường, xã hội và quản trị) vào chiến lược kinh doanh đang trở thành xu thế tất yếu và ngày càng trở nên cấp thiết trong ngành năng lượng, với sự tập trung ngày càng tăng vào giảm phát thải carbon, đầu tư vào năng lượng tái tạo và tăng cường minh bạch trong quản trị doanh nghiệp.

Bài báo phân tích chi tiết xu hướng áp dụng ESG trong ngành năng lượng toàn cầu và đề xuất các kiến nghị cụ thể cho Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam). Theo đó, Petrovietnam cần xây dựng lộ trình ESG toàn diện, bao gồm các mục tiêu cụ thể và đo lường được, để nâng cao vị thế cạnh tranh và đảm bảo sự phát triển bền vững trong xu hướng chuyển dịch năng lượng toàn cầu.

Từ khóa: ESG, giảm phát thải carbon.

1. Giới thiệu

ESG lần đầu tiên xuất hiện vào năm 2004, đánh dấu bước tiến quan trọng trong việc đánh giá và quản lý rủi ro bền vững trong lĩnh vực tài chính và đầu tư. ESG là khung quản trị toàn diện, không chỉ đánh giá hiệu suất tài chính của doanh nghiệp mà còn đánh giá sự tương quan giữa hoạt động kinh doanh và tác động đến môi trường, xã hội và quản trị. Mỗi yếu tố trong ESG đóng vai trò quan trọng trong việc xác định và thúc đẩy sự phát triển bền vững và trách nhiệm xã hội của doanh nghiệp.

- Môi trường (E): Tác động đến môi trường, bao gồm việc quản lý tài nguyên, giảm khí thải, xử lý chất thải và thực hiện các biện pháp bảo vệ môi trường.

- Xã hội (S): Tác động đến xã hội và cộng đồng, bao gồm quan hệ lao động, an toàn, đa dạng và bao trùm, cũng như sự tương tác tích cực với cộng đồng.

- Quản trị (G): Cơ cấu quản trị, đạo đức kinh doanh, tuân thủ pháp luật và đảm bảo tính minh bạch [1].

Việc hiểu và áp dụng các yếu tố chính của ESG không chỉ giúp doanh nghiệp thúc đẩy sự phát triển bền vững và trách nhiệm xã hội mà còn tạo ra lợi ích dài hạn thông qua

việc tăng cường giá trị kinh doanh, quản lý rủi ro hiệu quả và xây dựng lòng tin từ các bên liên quan, cụ thể:

- Giảm thiểu rủi ro: Giúp doanh nghiệp xác định và quản lý rủi ro môi trường, xã hội và quản trị. Thông qua việc đánh giá tác động của hoạt động kinh doanh đến môi trường và xã hội, doanh nghiệp có thể xác định các vấn đề tiềm ẩn rủi ro.

- Tối ưu hóa cơ hội: Tạo ra cơ hội kinh doanh mới. Các giải pháp năng lượng tái tạo, sử dụng tài nguyên bền vững và tương tác tích cực với cộng đồng có thể tạo ra lợi ích kinh tế và mang lại giá trị tốt hơn cho doanh nghiệp. Việc đẩy mạnh sự đa dạng trong nơi làm việc cũng có thể giúp tạo ra môi trường sáng tạo và thúc đẩy sự phát triển dài hạn.

- Xây dựng lòng tin và thương hiệu: Xây dựng lòng tin từ các bên liên quan, bao gồm cả khách hàng, nhà đầu tư và cộng đồng. Thực hiện tốt các yếu tố môi trường, xã hội và tương tác tích cực với cộng đồng tạo ra hình ảnh tích cực cho doanh nghiệp, nâng cao danh tiếng, thương hiệu.

- Phát triển đội ngũ: Tạo ra môi trường làm việc lành mạnh, tăng sự gắn kết, thu hút và giữ chân được người tài, nhất là thế hệ trẻ.

- Phát triển bền vững: Vai trò của ESG không chỉ giới hạn trong việc quản lý rủi ro ngắn hạn, mà còn tạo ra cơ



Ngày nhận bài: 11/8/2024.

Ngày phân biên đánh giá và sửa chữa: 11 - 19/8/2024.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 19/8/2024.

hội cho sự phát triển bền vững dài hạn. Tích hợp các yếu tố ESG vào chiến lược kinh doanh có thể tạo ra giá trị không chỉ cho doanh nghiệp mà còn cho cộng đồng và môi trường xung quanh. Việc đặt ESG làm trọng tâm trong quyết định đầu tư và phát triển sản phẩm cũng giúp đảm bảo rằng các hoạt động của doanh nghiệp thúc đẩy sự phát triển bền vững trong tương lai.

Việc xây dựng chiến lược sản xuất kinh doanh tích hợp với ESG sẽ giúp doanh nghiệp đảm bảo đạt được hiệu suất tài chính, góp phần tích cực vào môi trường, xã hội và quản lý tốt. Việc xác định rõ các mục tiêu ESG không chỉ giúp doanh nghiệp đáp ứng các yêu cầu của cộng đồng quốc tế và nhà đầu tư mà còn đóng góp cho sự phát triển bền vững. Đây không chỉ là trách nhiệm của doanh nghiệp mà còn là cơ hội để doanh nghiệp thể hiện cam kết đối với giá trị và mục tiêu xã hội toàn cầu.

Theo nghiên cứu của PwC, trên 60% khách hàng đang dựa vào các tiêu chí phát triển bền vững và đạo đức kinh doanh để quyết định mua sắm và con số này đang tăng 10% mỗi năm. ESG ngày càng ảnh hưởng đến chiến lược đầu tư và vốn, và ảnh hưởng này sẽ tiếp tục gia tăng trong năm 2024. Các nhà đầu tư và các bên liên quan mong đợi sự minh bạch thông tin ESG để đo lường và so sánh hiệu suất. Ngày càng có nhiều nhà đầu tư mong muốn giải quyết các vấn đề bền vững (như tài trợ cho quá trình chuyển dịch năng lượng công bằng sang nền kinh tế carbon thấp) và kỳ vọng nhu cầu mạnh mẽ từ nhà đầu tư đối với phân tích dựa trên dữ liệu đáng tin cậy để thông tin cho quyết định đầu tư ESG. Dữ liệu và công nghệ, bao gồm cả các công cụ phân tích, đang trở thành yếu tố quyết định đối với nhà đầu tư [2]. Năm 2024 đánh dấu sự chuyển dịch đáng kể sang yêu cầu công bố ESG bắt buộc, với các quy định mới từ châu Âu (EU), Mỹ, và các nền kinh tế lớn khác.

Đối với ngành năng lượng, ESG là bước tiến đáng kể trong việc chuyển đổi từ các hoạt động truyền thống sang hướng phát

triển bền vững. Ngoài ra, ESG cũng tạo cơ hội để ngành năng lượng tạo ra giá trị cho xã hội và cộng đồng. Trên phạm vi toàn cầu, các công ty năng lượng đang đối mặt với áp lực ngày càng tăng từ nhà đầu tư, khách hàng và cơ quan quản lý để giảm thiểu tác động môi trường, tăng cường trách nhiệm xã hội và cải thiện quản trị doanh nghiệp [3].

Đối với Việt Nam, việc áp dụng ESG trong ngành năng lượng là cần thiết:

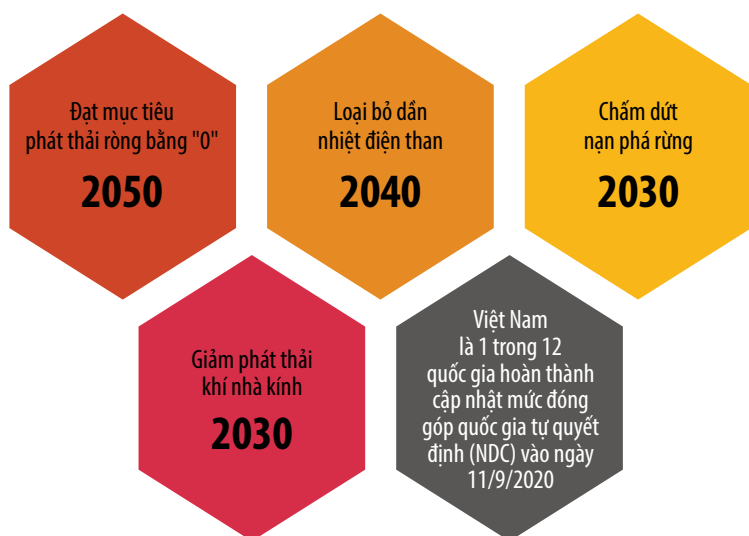
- Đáp ứng cam kết quốc tế: Việt Nam cam kết đạt mức phát thải ròng bằng "0" vào năm 2050 tại COP26 (Hình 1).
- Thu hút đầu tư: Các nhà đầu tư quốc tế ngày càng quan tâm đến hiệu suất ESG của doanh nghiệp. Việc áp dụng ESG sẽ giúp thu hút được nguồn vốn cần thiết cho quá trình chuyển dịch năng lượng.
- Nâng cao năng lực cạnh tranh: Doanh nghiệp cần đáp ứng các tiêu chuẩn ESG để cạnh tranh trên thị trường quốc tế và tham gia vào chuỗi cung ứng toàn cầu.
- Quản lý rủi ro: Áp dụng ESG giúp doanh nghiệp quản lý tốt hơn các rủi ro liên quan đến biến đổi khí hậu, quy định môi trường và kỳ vọng của xã hội.
- Đảm bảo phát triển bền vững: Việc áp dụng ESG sẽ giúp ngành năng lượng phát triển theo hướng bền vững, cân bằng giữa tăng trưởng kinh tế, bảo vệ môi trường và trách nhiệm xã hội.

Bài báo phân tích chi tiết xu hướng áp dụng ESG trong ngành dầu khí, đánh giá thực trạng tại Petrovietnam và đề xuất các giải pháp cụ thể để Petrovietnam có thể thích ứng hiệu quả với xu hướng này, góp phần vào quá trình chuyển đổi năng lượng và phát triển bền vững của Việt Nam.

2. Áp dụng ESG trong lĩnh vực dầu khí trên thế giới, các doanh nghiệp ở Việt Nam và Petrovietnam

2.1. Thực tiễn áp dụng ESG trong lĩnh vực dầu khí trên thế giới

Trước tình hình biến đổi khí hậu ngày càng nghiêm trọng, các công ty dầu khí đã đưa ra cam



Hình 1. Cam kết của Việt Nam trong ứng phó với biến đổi khí hậu [4].

kết mạnh mẽ về cắt giảm phát thải khí nhà kính. Những cam kết này vừa phản ánh xu hướng chung của xã hội hướng tới các tiêu chuẩn môi trường, xã hội và quản trị (ESG), vừa thể hiện nỗ lực cụ thể của ngành công nghiệp dầu khí trong việc ứng phó với những thách thức to lớn trong xu hướng chuyển dịch năng lượng. Bảng 1 thể hiện cam kết của các công ty dầu khí lớn trên thế giới, khu vực về giảm phát thải khí nhà kính.

Ngoài các vấn đề liên quan đến môi trường, các doanh nghiệp dầu khí ngày càng quan tâm đến các vấn đề xã hội như sự đa dạng, công bằng và hòa nhập. Ngành công nghiệp dầu khí từng được coi là một trong những ngành công nghiệp ít đa dạng nhất. Tuy nhiên, khi các công ty điều chỉnh chiến lược và mô hình kinh doanh để thích ứng với quá trình chuyển dịch năng lượng và sự biến động của ngành thì việc xây dựng lực lượng lao động đa dạng và môi trường làm việc công bằng, hòa nhập đã trở thành

ưu tiên hàng đầu của doanh nghiệp. Điều này sẽ giúp các công ty dầu và khí thúc đẩy sự đổi mới và tăng trưởng. Ngoài ra, với một nơi làm việc đa dạng, các công ty sẽ có khả năng phát huy tối đa các nguồn lực và tận dụng các cơ hội quan trọng sẽ nâng cao sức cạnh tranh cũng như lợi nhuận của công ty. Nội dung cụ thể mà các công ty dầu khí trên thế giới, khu vực đã triển khai, áp dụng nguyên tắc ESG gồm:

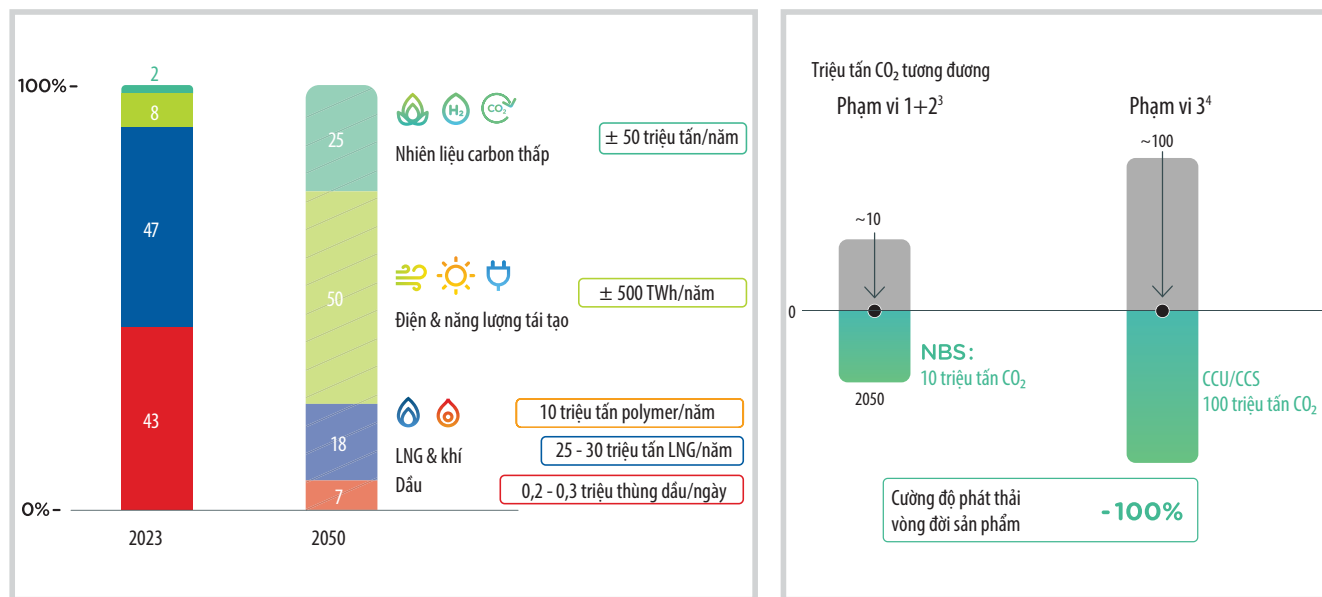
- Chuyển đổi năng lượng, nguồn năng lượng: Nhiều công ty dầu khí đang chuyển dần đầu tư từ lĩnh vực dầu khí truyền thống sang năng lượng tái tạo, năng lượng xanh, phát triển các công nghệ mới nhằm giảm ảnh hưởng đến môi trường như CCUS... để giảm phát thải CO₂. Ví dụ: BP đặt mục tiêu đầu tư 6 - 8 tỷ USD/năm vào chuyển dịch năng lượng vào năm 2025 và 7 - 9 tỷ USD/năm vào năm 2030 [5], Eni đặt mục tiêu đến năm 2030 tổng công suất lắp đặt năng lượng tái tạo là 15 GW.

Bảng 1. Cam kết giảm phát thải khí nhà kính của các công ty dầu khí lớn trên thế giới, khu vực

TT	Công ty	Cam kết cắt giảm phát thải khí nhà kính
1	BP [5]	Cam kết phát thải ròng bằng "0" vào năm 2050 , trong đó: - Đến năm 2030: Giảm phát thải 20 - 30% từ E&P và 50% trên toàn bộ hoạt động. - Đến năm 2050: Giảm 100% phát thải Phạm vi 1 và 2 và 50% Phạm vi 3.
2	Shell [6]	Cam kết phát thải ròng bằng "0" vào năm 2050 , trong đó: - Đến năm 2030: Giảm 50% phát thải Phạm vi 1 và 2. - Đến năm 2050: Phát thải ròng bằng "0" (Phạm vi 1, 2 và 3).
3	Total Energies [7]	Cam kết phát thải ròng bằng "0" vào năm 2050 , trong đó: - Đến năm 2030: Giảm hơn 40% phát thải ròng Phạm vi 1 và 2 và giảm 80% phát thải khí methane 30% so với năm 2015. - Đến năm 2050: Phát thải ròng bằng "0"
4	Eni [8]	Cam kết phát thải ròng bằng "0" vào năm 2050 , trong đó: - Đến năm 2035: Giảm phát thải Phạm vi 1, 2 và 3: 35%; nâng công suất CCUS lên 7 triệu tấn/năm. - Năm 2050: Giảm phát thải Phạm vi 1, 2 và 3: phát thải ròng bằng "0". Nâng công suất CCUS lên 50 triệu tấn/năm.
5	Equinor [9]	Cam kết phát thải ròng bằng "0" vào năm 2050 , trong đó: - Năm 2030: Loại đốt bỏ khí tự nhiên, giữ cường độ phát thải methane gần "0"; giảm phát thải tuyệt đối xuống 50% tại Na Uy. - Năm 2050: Giảm phát thải Phạm vi 1, 2 và 3: Phát thải ròng bằng "0", giảm phát thải tuyệt đối ở Na Uy gần bằng "0".
6	Repsol [10]	Cam kết phát thải ròng bằng "0" vào năm 2050 , trong đó: - Năm 2030: Giảm 30% phát thải Phạm vi 1, 2 và 3. - Năm 2050: Giảm 100% phát thải Phạm vi 1, 2 và 3.
7	Exxon Mobil [11]	Công nghệ thu giữ CO₂ Hiện nắm giữ 1/3 công suất CCS thế giới. Đến năm 2025: Giảm 40 - 50% rò rỉ khí methane và giảm 35 - 45% đốt bỏ khí tự nhiên trên toàn cầu và tập trung nghiên cứu công nghệ thu giữ carbon, nhiên liệu sinh học tiên tiến.
8	Chevron [12]	Đến năm 2028: So với mức cơ sở năm 2016, giảm 40% cường độ phát thải trong khai thác dầu, 26% trong khai thác khí và giảm 53% cường độ phát thải khí methane (Phạm vi 1 và 2).
9	Petronas [13]	Đến năm 2030: Giảm 25% phát thải Phạm vi 1 và 2. Đến năm 2050: Phát thải ròng bằng "0" (Phạm vi 1 và 2).
10	CNPC, Sinopec [14]	Cam kết phát thải ròng bằng "0" vào năm 2050.
11	PTT [15]	Đến năm 2030: Giảm cường độ phát thải 15% so với năm 2020. Đến năm 2050: Đạt phát thải ròng bằng 0.
12	Petrovietnam [16]	Đến năm 2025: Giảm 2,86% phát thải Phạm vi 1 và 2 so với năm 2010. Đến năm 2030: Giảm 2,44% phát thải Phạm vi 1 và 2 so với năm 2010.

- Quản lý rủi ro, an toàn lao động: Các công ty dầu khí áp dụng các tiêu chuẩn an toàn cao, công nghệ hiện đại... để giảm thiểu rủi ro và đảm bảo an toàn cho người

lao động, chú trọng công tác đào tạo về an toàn và đánh giá sức khỏe nghề nghiệp. Ví dụ, tổng số giờ đào tạo về an toàn tại Eni đạt khoảng 200 - 280 nghìn giờ/năm.



(a) Mục tiêu sản lượng đến năm 2050 (b) Mục tiêu phát thải ròng bằng "0" đến năm 2050

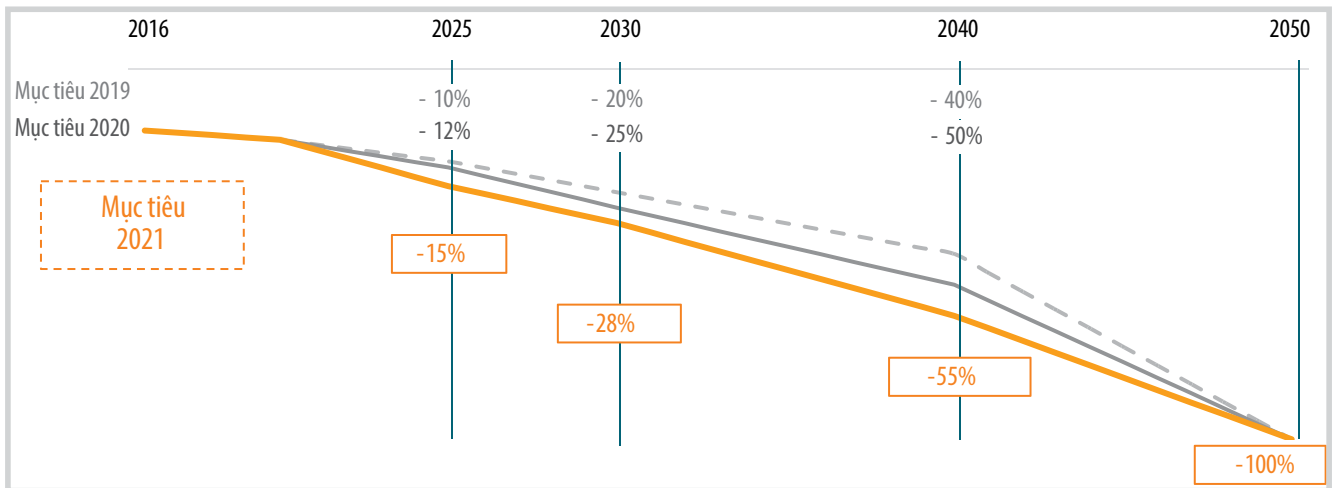
Hình 2. Tầm nhìn của Total Energies nhằm đạt được phát thải ròng bằng "0" vào năm 2050 [7].

Mục tiêu	Đo lường/phạm vi	2019	2023 (cập nhật)	Mục tiêu 2025	Mục tiêu 2030	Mục tiêu cho 2050 hoặc sớm hơn
Vận hành	Phạm vi 1 + 2	54,5 ^a MtCO _{2e}	Giảm phát thải 41% ^b so với mức cơ sở năm 2019	20% ^b	50% ^b	Net zero*
Sản xuất	Phạm vi 3	361 MtCO ₂	Giảm phát thải 13% ^b so với mức cơ sở năm 2019	10 - 15% ^b 20%	20 - 30% ^b	Net zero*
Kinh doanh	Cường độ carbon ^c vòng đời trung bình	79 ^d gCO _{2e} /MJ	Giảm cường độ carbon 3% ^{d,e} so với mức cơ sở năm 2019	5% ^e	15 - 20% ^e	Net zero*
Giảm methane	Cường độ methane	0,14% ^f	0,05% ^f	0,20% ^g	Giảm 50% ^h	
Đầu tư thêm cho chuyển dịch năng lượng	Đầu tư tăng trưởng chuyển đổi	634 triệu USD	3,8 tỷ USD	6 - 8 tỷ USD	7 - 9 tỷ USD	

Hình 3. Tổng quan mục tiêu hoạt động của BP hướng tới mục tiêu phát thải ròng bằng "0" [5].

Chú thích:

- a) Được làm tròn từ mức 54,4 triệu tấn CO₂ tương đương (MtCO_{2e}).
- b) Giảm phát thải tuyệt đối so với mức cơ sở năm 2019.
- c) Cường độ carbon trung bình của các sản phẩm năng lượng đã bán của BP.
- d) Các số liệu mục tiêu 3 đã báo cáo trước đó cho giai đoạn 2019 - 2022 đã được trình bày lại để sửa các sai sót trong dữ liệu bán hàng được xác định thông qua các đợt đánh giá kinh doanh và các dự án cải tiến kỹ thuật số. Việc trình bày lại không làm thay đổi cường độ carbon trung bình trong vòng đời của các sản phẩm năng lượng đã bán, đã được tiết lộ trước đó.
- e) Giảm cường độ carbon trung bình của các sản phẩm năng lượng đã bán so với mức cơ sở năm 2019. Tỷ lệ thay đổi được tính toán từ dữ liệu nguồn thay vì số cường độ carbon đã làm tròn.
- f) Cường độ methane trong những năm này được tính toán bằng phương pháp hiện có của BP và mặc dù phản ánh tiến độ giảm phát thải methane, nhưng sẽ không tương quan trực tiếp với tiến độ thực hiện mục tiêu năm 2025 theo mục tiêu 4.
- g) Mục tiêu cường độ methane 0,20% dựa trên phương pháp đo lường mới của BP. Cường độ methane đang được tính toán bằng phương pháp hiện có. Mục tiêu giảm 50% của BP là so với mức cơ sở mới mà BP dự định thiết lập dựa trên phương pháp đo lường mới.



Hình 4. Tham vọng của Repsol hướng tới mục tiêu phát thải ròng bằng 0 trong Phạm vi 1, 2 và 3 dựa trên mức cơ sở năm 2016 [17].

2024 & 2025

49,5
MtCO₂e

Giới hạn phát thải ở mức 49,5 triệu tấn carbon dioxide tương đương (MtCO₂e) từ hoạt động của Petronas Malaysia đến năm 2024

50%
giảm phát thải khí methane từ hoạt động chuỗi giá trị khí tự nhiên của Petronas trên toàn cầu đến năm 2025.

2030

25%
giảm phát thải khí nhà kính trên toàn Petronas, bao gồm:

- 70%** giảm phát thải khí methane từ chuỗi giá trị khí tự nhiên của Petronas trên toàn cầu
- 50%** giảm phát thải khí methane từ chuỗi giá trị khí tự nhiên của Malaysia

2050

NET ZERO 2050

Phát thải carbon ròng bằng "0"

Tham vọng về năng lượng tái tạo và năng lượng sạch đến năm 2030:

Nhà phát triển năng lượng tái tạo quy mô lớn thế hệ tiếp theo

30 - 40 GW

Nhà sản xuất hydrogen sạch quy mô lớn cung cấp cho khách hàng công nghiệp

Lên đến 1.200.000 tấn H₂ sạch mỗi năm

Nhà cung cấp dịch vụ giao thông xanh

10% thị phần (khoảng 25.000 điểm sạc) trên toàn khu vực châu Á - Thái Bình Dương

* Năm 2019 làm tham chiếu để giảm phát thải Phạm vi 1 và Phạm vi 2
* Petronas nhận thức tầm quan trọng của phát thải Phạm vi 3 và đang áp dụng cách tiếp cận tiến bộ để đo lường, báo cáo và quản lý phát thải trong phạm vi này.

Hình 5. Mục tiêu và tham vọng giảm phát thải khí nhà kính của Petronas (Phạm vi 1 và Phạm vi 2) [13].

- Quan tâm đến cộng đồng và phát triển xã hội: Các doanh nghiệp xây dựng các mục tiêu hợp tác với cộng đồng địa phương để đảm bảo các hoạt động của doanh nghiệp mang lại lợi ích kinh tế, xã hội, việc làm... cho địa phương/người dân. Ví dụ Shell, BP, Eni,... thực hiện các chương trình hỗ trợ đào tạo, việc làm, phát triển hạ tầng, cung cấp năng lượng cho địa phương.

- Báo cáo ESG: Các công ty dầu khí công bố báo cáo ESG với các chỉ số, mục tiêu cụ thể. Nhiều công ty đạt các tiêu chuẩn/chứng nhận quốc tế để tăng cường sự minh bạch và uy tín.

- Xây dựng các chính sách quản lý minh bạch, đặc biệt trong các mối quan hệ kinh doanh: Các công ty dầu khí xây dựng chính sách quản lý tốt nhằm đảm bảo tính minh bạch trong các hoạt động kinh doanh.

- Xây dựng giá trị thương hiệu: Các công ty dầu khí tích hợp ESG vào giá trị cốt lõi nhằm nâng cao giá trị thương hiệu.

Thực tế triển khai ESG cho thấy tại các công ty dầu khí trên thế giới giúp doanh nghiệp tuân thủ các tiêu chuẩn quốc tế, thúc đẩy sự phát triển bền vững và tăng cường uy tín của doanh nghiệp.

2.2. Thực tiễn áp dụng ESG ở Việt Nam và Petrovietnam

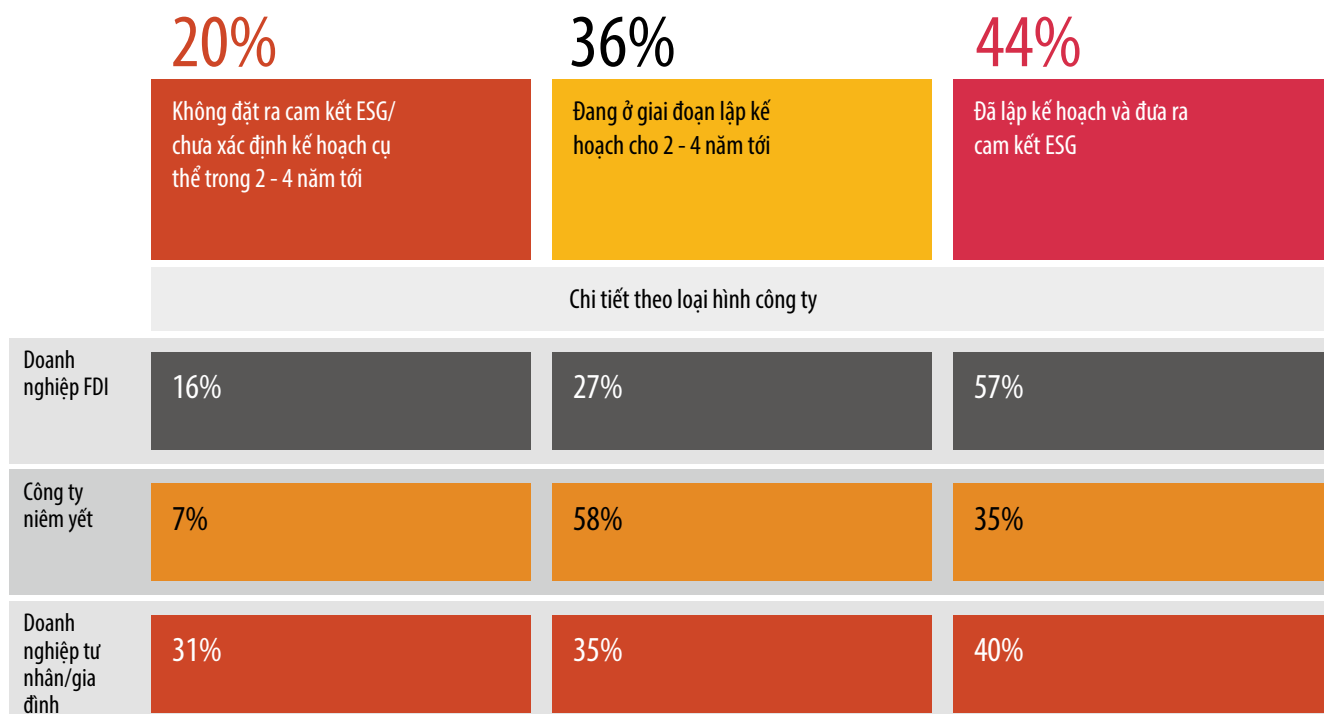
Tại Hội nghị thượng đỉnh về biến đổi khí hậu của Liên hợp quốc năm 2021 (COP26), Việt Nam đã cam kết ứng

phó với biến đổi khí hậu, bao quát toàn bộ 3 khía cạnh của ESG. Thông qua việc ban hành các chính sách và quy định liên quan, Chính phủ Việt Nam khuyến khích các doanh nghiệp đảm nhận vai trò lớn hơn trong việc đạt được mục tiêu cam kết quốc gia với ESG.

Theo Báo cáo về Mức độ sẵn sàng thực hành ESG tại Việt Nam do PwC Việt Nam và Viện Thành viên Hội đồng Quản trị Việt Nam (VIOD) phối hợp thực hiện, 80% doanh nghiệp đã đặt ra cam kết hành động hoặc đang lên kế hoạch thực hành ESG trong 2 - 4 năm tới [4].

Các yếu tố thúc đẩy doanh nghiệp triển khai ESG gồm: Nâng cao thương hiệu và uy tín (82%), duy trì cạnh tranh trên thị trường (68%), thu hút và giữ chân nhân tài (42%), áp lực từ nhà đầu tư và cổ đông/Chính phủ (37 - 40%). Mặc dù ESG còn khá mới ở Việt Nam, song các tiêu chuẩn ESG được xem là chìa khóa để phát triển mạnh mẽ và bền vững trong mọi lĩnh vực [4].

Theo kết quả khảo sát của PwC, có đến 62% doanh nghiệp ở Việt Nam ưu tiên yếu tố quản trị trong ESG. Nghiên cứu gần đây của MSCI cho thấy mặc dù chỉ số quản trị trong ESG có tác động đến kết quả hoạt động của các doanh nghiệp trong ngắn hạn (1 năm), nhưng với khoảng thời gian dài hơn, cả 3 yếu tố ESG có thể mang lại kết quả vượt trội. Khi phân tích dữ liệu trong khoảng thời gian 13 năm, điểm số ESG tổng thể được tổng hợp theo trọng số của cả 3 chỉ số môi trường, xã hội và quản trị cho kết quả dài hạn tốt hơn bất kỳ chỉ số riêng lẻ [4].



Hình 6. Cam kết ESG của các doanh nghiệp tại Việt Nam [4].

Phát triển bền vững là quan điểm xuyên suốt và đã được thể hiện trong Chiến lược phát triển của Petrovietnam tập trung vào các vấn đề như: chuyển dịch năng lượng giảm phát thải khí nhà kính, thích ứng với biến đổi khí hậu, các giải pháp quản trị và chuyển đổi số, xây dựng văn hóa doanh nghiệp, thực hiện trách nhiệm với cộng đồng...

Petrovietnam đã cụ thể hóa quan điểm phát triển bền vững bằng các kế hoạch, chương trình hành động cụ thể, góp phần nâng cao hiệu quả sản xuất kinh doanh, giảm thiểu tác động môi trường, đảm bảo quyền lợi cho người lao động, xây dựng môi trường làm việc công bằng, minh bạch, tuân thủ pháp luật và thực hiện tốt văn hóa doanh nghiệp trong Tập đoàn và các đơn vị thành viên.

Từ năm 2015, Petrovietnam đã xây dựng Báo cáo An toàn Sức khỏe Môi trường thường niên theo hướng tiệm cận tiêu chuẩn của GRI, trong đó tập trung vào công tác đảm bảo an toàn, sức khỏe, cơ chế, chính sách cho người lao động; đảm bảo an toàn cho vận hành các công trình, nhà máy dự án; phòng ngừa và ứng phó các tình huống khẩn cấp; bảo vệ môi trường và phát thải; an sinh xã hội. Một số thông tin về quản trị cũng được giới thiệu như: chính sách về an toàn sức khỏe môi trường, chiến lược phát triển bền vững, định hướng quản lý rủi ro, quan điểm về biến đổi khí hậu... Tuy nhiên, các thông tin về quản trị vẫn còn hạn chế so với các nội dung về an toàn sức khỏe môi trường.

Từ năm 2022, Petrovietnam đã công bố Báo cáo Phát triển bền vững, cập nhật các thông tin liên quan đến phát thải khí nhà kính (Phạm vi 3), các thông tin quản trị (phòng chống tham nhũng)... Các hành động liên quan đến phát triển bền vững tại các đơn vị còn mang tính đơn lẻ, phân tán, thiếu sự liên kết nhất quán và đồng bộ với chiến lược phát triển sản xuất kinh doanh chung của Petrovietnam nên hiệu quả còn chưa cao và khó theo dõi, đánh giá. Các vấn đề trọng yếu của doanh nghiệp cần có sự tham vấn đầy đủ hơn, đặc biệt là các vấn đề mới như: chuyển dịch năng lượng, các lộ trình liên quan đến chuyển dịch năng lượng, giảm phát thải khí nhà kính cần được cụ thể hóa, đồng bộ hóa dữ liệu từ nhiều đơn vị khác nhau để đảm bảo tính chính xác, bổ sung các nội dung liên quan đến đổi mới sáng tạo, an toàn thông tin và báo cáo cần được thẩm định độc lập bởi bên thứ ba.

3. Cơ hội, thách thức với Petrovietnam khi áp dụng ESG và một số đề xuất, kiến nghị

Trong bối cảnh toàn cầu hóa và sự thay đổi nhanh

chóng của thị trường năng lượng, việc tuân thủ các nguyên tắc về môi trường, xã hội và quản trị đã trở thành xu thế tất yếu đối với các doanh nghiệp trên toàn thế giới nói chung và lĩnh vực năng lượng nói riêng. ESG không chỉ là yêu cầu về đạo đức kinh doanh, mà còn ảnh hưởng sâu rộng đến hiệu quả hoạt động, giá trị thương hiệu và khả năng thu hút vốn đầu tư của doanh nghiệp. Đối với doanh nghiệp lớn như Petrovietnam, việc tích hợp ESG vào chiến lược phát triển không chỉ tạo ra các cơ hội, mà còn đặt ra nhiều thách thức.

3.1. Cơ hội

Xây dựng hình ảnh và uy tín: ESG là cơ hội để Petrovietnam và các đơn vị thành viên thể hiện cam kết về bảo vệ môi trường, kinh doanh có trách nhiệm với xã hội và thực hành quản trị tốt. Việc này không chỉ tạo ra hình ảnh tích cực trong cộng đồng mà còn tăng cường uy tín và đánh giá từ phía các nhà đầu tư và đối tác kinh doanh.

Thu hút nhà đầu tư có trách nhiệm và nguồn tài chính xanh: những cam kết và hành động ESG mạnh mẽ có thể thu hút nhà đầu tư có trách nhiệm, những người quan tâm đến ảnh hưởng của doanh nghiệp đối với môi trường và xã hội. Điều này mở ra cơ hội để Petrovietnam và các đơn vị thành viên có nguồn vốn hỗ trợ cho các dự án và sáng kiến có lợi cho cả doanh nghiệp và cộng đồng. Tích hợp ESG vào chiến lược phát triển giúp Petrovietnam/các đơn vị thành viên thu hút nguồn vốn từ thị trường tài chính xanh và cơ hội tiếp cận những nhà đầu tư có ưu tiên cho các doanh nghiệp có chiến lược bền vững. Hiện nay, nhiều quỹ đầu tư và tổ chức tài chính quốc tế yêu cầu doanh nghiệp phải tuân thủ các nguyên tắc ESG trước khi tiến hành đầu tư. Việc Petrovietnam áp dụng các nguyên tắc này có thể giúp Tập đoàn tiếp cận với các nguồn vốn đầu tư xanh, từ đó giảm thiểu chi phí tài chính và tạo ra nguồn lực để phát triển các dự án năng lượng bền vững.

Nâng cao hiệu quả sử dụng năng lượng và tài nguyên: Tích hợp ESG vào chiến lược sản xuất kinh doanh giúp tập trung vào hiệu suất năng lượng và tài nguyên. Các cải tiến về quy trình và công nghệ có thể dẫn đến việc giảm lượng khí thải và lợi nhuận tài chính từ sự tiết kiệm năng lượng và tài nguyên.

Tối ưu hóa quản trị doanh nghiệp: Việc áp dụng ESG sẽ giúp Petrovietnam cải thiện cơ cấu quản trị doanh nghiệp, tăng cường tính minh bạch và trách nhiệm trong hoạt động quản lý. Với một cơ cấu quản trị hiệu quả và minh bạch, Petrovietnam có thể dễ dàng thích nghi với

các quy định pháp lý và yêu cầu của thị trường, đồng thời giảm thiểu rủi ro pháp lý và tài chính.

Định hình tương lai bền vững: ESG cung cấp cơ hội để Petrovietnam và các đơn vị thành viên định hình tương lai dưới góc độ bền vững. Điều này không chỉ đáp ứng yêu cầu ngày càng tăng về bảo vệ môi trường mà còn là chiến lược phát triển dài hạn cho doanh nghiệp.

Nâng cao năng lực cạnh tranh và cơ hội tìm kiếm và thiết lập đối tác chiến lược: Thế giới đang chứng kiến một sự chuyển dịch lớn trong ngành năng lượng từ các nguồn nhiên liệu hóa thạch sang các nguồn năng lượng tái tạo, năng lượng sạch. Petrovietnam có thể nắm bắt được cơ hội này bằng cách phát triển các dự án năng lượng tái tạo, năng lượng sạch và thân thiện với môi trường, Tập đoàn sẽ có thể duy trì vị thế của mình trong bối cảnh cạnh tranh toàn cầu ngày càng khốc liệt. Tích hợp ESG mở ra cơ hội để thiết lập đối tác và liên kết chiến lược với các doanh nghiệp và tổ chức có cùng giá trị và cam kết với bền vững. Điều này có thể mang lại các dự án chung nhiều giá trị và cùng phối hợp trong các nỗ lực bảo vệ môi trường. Việc đáp ứng các tiêu chuẩn ESG cũng có thể giúp Petrovietnam tham gia vào các dự án hợp tác quốc tế, đặc biệt là những dự án có liên quan đến năng lượng sạch và phát triển bền vững.

3.2. Thách thức

Áp lực tài chính và thời gian: Quá trình chuyển đổi để đáp ứng các tiêu chí ESG có thể đòi hỏi đầu tư lớn cả về tài chính và thời gian. Petrovietnam/các đơn vị thành viên cần đối mặt với áp lực để duy trì hiệu suất tài chính trong khi thực hiện các biện pháp cần thiết. Một trong những thách thức lớn nhất đối với Petrovietnam khi tích hợp ESG là chi phí đầu tư ban đầu cho các dự án phát triển bền vững và cải thiện cơ cấu quản trị. Việc thực hiện các dự án sản xuất năng lượng sạch, giảm phát thải khí nhà kính, nâng cao hiệu quả sử dụng năng lượng và bảo vệ môi trường đòi hỏi các nguồn lực lớn về tài chính và nhân lực. Đồng thời, việc tuân thủ các tiêu chuẩn ESG có thể làm tăng chi phí hoạt động và sản xuất, đặc biệt là trong ngành công nghiệp dầu khí vốn có mức tiêu thụ năng lượng và phát thải lớn.

Sự thay đổi trong chiến lược kinh doanh: Việc chuyển đổi từ một mô hình kinh doanh dựa trên năng lượng hóa thạch sang các nguồn năng lượng tái tạo, năng lượng sạch không chỉ đòi hỏi Petrovietnam phải thay đổi chiến lược phát triển mà còn đòi hỏi một sự chuyển đổi về mô hình kinh doanh, văn hóa tổ chức. Điều này có thể gặp

nhiều rào cản đặc biệt là trong bối cảnh ngành dầu khí truyền thống vẫn đóng vai trò quan trọng trong doanh thu của Tập đoàn. Thay đổi chiến lược kinh doanh còn đồng nghĩa với việc Petrovietnam cần phải đào tạo và phát triển nguồn nhân lực có kiến thức và kỹ năng trong các lĩnh vực mới như năng lượng tái tạo, năng lượng sạch, công nghệ xanh và quản trị ESG.

Khung pháp lý và quy định chưa hoàn chỉnh: Một trong những thách thức lớn đối với Petrovietnam là khung pháp lý và quy định liên quan đến ESG tại Việt Nam vẫn trong quá trình phát triển. Mặc dù Chính phủ Việt Nam đã có những cam kết mạnh mẽ trong việc thúc đẩy phát triển bền vững và năng lượng tái tạo, năng lượng sạch nhưng các quy định cụ thể về ESG vẫn chưa được hoàn thiện. Điều này có thể tạo ra sự không đồng nhất trong việc triển khai ESG ở các doanh nghiệp, bao gồm cả Petrovietnam. Ngoài ra, việc tích hợp ESG vào chiến lược sản xuất kinh doanh của toàn Tập đoàn gặp nhiều khó khăn vì Petrovietnam là doanh nghiệp Nhà nước và phụ thuộc nhiều vào chính sách, kế hoạch cấp quốc gia, cấp ngành của Chính phủ, Bộ Công Thương và Ủy ban Quản lý vốn. Chiến lược phát triển bền vững phải đảm bảo hài hòa và không xung đột với chiến lược phát triển sản xuất của Petrovietnam.

Đồng bộ hóa dữ liệu: Thách thức lớn đối diện với Petrovietnam/các đơn vị thành viên là đồng bộ hóa dữ liệu từ nhiều đơn vị khác nhau để tạo ra báo cáo ESG chính xác và đầy đủ. Cần có hệ thống thông tin chung và tiêu chuẩn hóa quy trình để thu thập thông tin từ các đơn vị khác nhau.

Là doanh nghiệp trụ cột của nền kinh tế đất nước, có vai trò quan trọng trong việc đảm bảo an ninh năng lượng và phát triển kinh tế, trong bối cảnh toàn cầu đang dần chuyển hướng sang phát triển bền vững và năng lượng sạch, việc tích hợp các yếu tố ESG vào chiến lược phát triển là yêu cầu cấp thiết đối với Petrovietnam. Việc áp dụng các tiêu chuẩn ESG không chỉ giúp Petrovietnam cải thiện hình ảnh doanh nghiệp, thu hút các nhà đầu tư quốc tế mà còn giúp doanh nghiệp quản lý rủi ro tốt hơn, nâng cao khả năng cạnh tranh và đáp ứng các yêu cầu khắt khe của thị trường quốc tế. Để tích hợp ESG vào chiến lược phát triển, Petrovietnam cần có giải pháp toàn diện và đồng bộ, nâng cao hiệu quả áp dụng ESG và xây dựng chiến lược phát triển bền vững.

- Xây dựng chiến lược ESG: Petrovietnam/các đơn vị thành viên cần định hướng xây dựng chiến lược ESG chi tiết, phản ánh cam kết của doanh nghiệp đối với việc bảo vệ môi trường, trách nhiệm xã hội và thực hành quản trị

tốt theo chuẩn mực quốc tế. Chiến lược ESG đặt ra các mục tiêu cụ thể, tầm nhìn dài hạn và đảm bảo được tích hợp vào chiến lược kinh doanh tổng thể của Petrovietnam/các đơn vị thành viên.

- Cam kết tạo ra giá trị dài hạn: Petrovietnam/các đơn vị thành viên cần cam kết tạo ra giá trị dài hạn cho cả doanh nghiệp và cộng đồng. Việc tích hợp ESG không chỉ là việc tuân thủ, mà còn định hình lại chiến lược phát triển của doanh nghiệp để có thể thích ứng với môi trường kinh doanh ngày càng phức tạp và đòi hỏi bền vững.

- Xây dựng nguồn lực cho ESG: Chuẩn bị nguồn lực cần thiết để triển khai và duy trì các chương trình ESG. Điều này bao gồm đào tạo nhân sự, đầu tư vào công nghệ tiên tiến để theo dõi và đánh giá hiệu suất ESG, cũng như việc tạo ra một văn hóa doanh nghiệp thúc đẩy các giá trị ESG.

- Xây dựng quy trình nghiệp vụ ESG: Tích hợp ESG vào quy trình nghiệp vụ hàng ngày để đảm bảo tính hệ thống và đồng bộ; xây dựng các chính sách cụ thể về thực hiện ESG nhằm đảm bảo tính tuân thủ.

- Đổi mới sáng tạo: Tạo ra môi trường thúc đẩy ý kiến sáng tạo và đề xuất các giải pháp mới trong lĩnh vực ESG cho cán bộ công nhân viên/người lao động; đầu tư vào các dự án nghiên cứu và phát triển về năng lượng tái tạo, năng lượng xanh... giảm các tác động tiêu cực đến môi trường.

- Truyền thông: Truyền tải thông điệp tới cộng đồng, xã hội và nhà đầu tư; lắng nghe phản hồi để có sự điều chỉnh phù hợp.

- Lĩnh vực thăm dò khai thác dầu khí: Xây dựng lộ trình giảm phát thải khí nhà kính. Triển khai các giải pháp giảm phát thải khí nhà kính và giảm cường độ phát thải thông qua việc thu gom tối đa khí đồng hành, hạn chế xả nguội, kiểm soát rò rỉ khí methane, thu hồi, lưu trữ, sử dụng CO₂, tích hợp năng lượng tái tạo vào các hoạt động khai thác dầu khí. Kiểm soát chặt chẽ chất lượng nước thải, thường xuyên đánh giá tác động môi trường, đa dạng sinh học tại các khu vực có hoạt động thăm dò, khai thác dầu khí.

- Lĩnh vực công nghiệp khí: Xây dựng lộ trình giảm phát thải khí nhà kính. Áp dụng các giải pháp công nghệ phát hiện và giảm thiểu rò rỉ khí methane, định kỳ kiểm tra và triển khai các giải pháp đảm bảo tính toàn vẹn của hệ thống đường ống. Phát triển các sản phẩm năng lượng sạch như biogas, e-methane, hydrogen “xanh” phù hợp với xu thế chuyển dịch năng lượng.

- Lĩnh vực lọc hóa dầu: Xây dựng lộ trình giảm phát thải khí nhà kính. Áp dụng các giải pháp giảm cường độ phát thải và phát thải khí nhà kính như tiết kiệm, sử dụng hiệu quả năng lượng, tối ưu hóa vận hành, thu hồi, lưu trữ, sử dụng CO₂, tích hợp nguyên liệu, năng lượng tái tạo vào các hoạt động sản xuất. Phát triển các sản phẩm năng lượng sạch như các loại nhiên liệu gốc hydrogen, nhiên liệu hàng không bền vững, nhiên liệu sinh học tiên tiến, ammonia “xanh”. Tăng cường tuần hoàn, tái sử dụng nước, tích hợp tái chế nhựa thải vào các quá trình lọc dầu.

- Lĩnh vực điện: Xây dựng lộ trình giảm phát thải khí nhà kính và xanh hóa các nhà máy điện than. Áp dụng các giải pháp giảm phát thải khí nhà kính như thu hồi, lưu trữ, sử dụng CO₂, áp dụng các giải pháp công nghệ khử NOx, SOx. Tăng cường tuần hoàn, tái sử dụng nước, sử dụng tro bay làm vật liệu xây dựng.

- Lĩnh vực dịch vụ: Tăng cường sử dụng các loại hóa phẩm, dung dịch khoan thân thiện với môi trường. Thực hiện các biện pháp tiết kiệm nhiên liệu, chuyển đổi sang các loại nhiên liệu sạch cho các tàu vận chuyển. Tích hợp năng lượng tái tạo sử dụng cho các nhà xưởng. Áp dụng các công nghệ mới như công nghệ robot, drone để kiểm soát tính toàn vẹn của các công trình dầu khí và thực hiện các nhiệm vụ ở khu vực có nhiều rủi ro về an toàn.

Lộ trình triển khai: Lộ trình triển khai ESG tại Petrovietnam và các đơn vị thành viên cần được coi là quá trình liên tục và linh hoạt, đáp ứng được sự biến động của môi trường kinh doanh và xã hội. Sự cam kết mạnh mẽ và lãnh đạo nhất quán sẽ đóng vai trò quyết định trong việc thực hiện thành công chiến lược này. Việc xây dựng lộ trình triển khai cần lưu ý các nội dung chính sau:

- + Phân tích bối cảnh và xác định các lĩnh vực ESG quan trọng: Phân tích tổng thể các yếu tố ESG tại doanh nghiệp để định vị và xác định những thách thức cụ thể cần đối mặt và các yếu tố ESG có thể ảnh hưởng lớn đến hoạt động của doanh nghiệp, trên cơ sở đó xây dựng bộ chỉ số ESG trọng yếu.

- + Thiết lập tầm nhìn và xây dựng chiến lược ESG: Sau khi xác định các lĩnh vực ESG trọng yếu, cần thiết lập tầm nhìn và xây dựng chiến lược ESG bao gồm các mục tiêu cụ thể và chỉ số để đo lường hiệu suất ESG và tiến độ đạt được tầm nhìn ESG.

- + Triển khai chiến lược ESG: Petrovietnam xây dựng kế hoạch hành động cụ thể để đạt được các mục tiêu ESG và triển khai trong toàn bộ tổ chức, đồng thời tích hợp ESG vào quá trình quản lý và thiết lập hệ thống theo dõi

và đo lường để theo dõi tiến độ đối với các mục tiêu và chỉ số ESG. Tham vấn cộng đồng, nhà đầu tư và các bên liên quan khác để cung cấp thông tin về tình hình triển khai và lắng nghe ý kiến phản hồi.

+ Hệ thống dữ liệu, báo cáo: Tăng cường đầu tư vào công tác chuyển đổi số, đầu tư vào hệ thống dữ liệu để theo dõi, báo cáo đầy đủ các nội dung về ESG; xây dựng quy trình chi tiết để thực hiện ESG để đảm bảo tuân thủ và thực hiện hiệu quả.

+ Hoàn thiện báo cáo ESG: Báo cáo theo các tiêu chuẩn quốc tế và thể hiện đầy đủ mục tiêu và chỉ số ESG, chương trình và kế hoạch hành động trong đó mô tả chi tiết các chương trình và kế hoạch hành động doanh nghiệp đã triển khai để đạt được các mục tiêu ESG. Báo cáo ESG cần được đánh giá và xác nhận về các chỉ số ESG từ các tổ chức độc lập và chuyên nghiệp có thẩm quyền.

3. Kết luận

Xu hướng chuyển dịch năng lượng, kinh tế xanh, kinh tế số, kinh tế tuần hoàn ngày càng phát triển, tạo ra áp lực cho các doanh nghiệp nâng cao năng lực cạnh tranh đồng thời đảm bảo phải có sự hài hòa trong phát triển về kinh tế và phát triển bền vững, đặc biệt là các yếu tố Môi trường (E), Xã hội (S), Quản trị (G).

Đối với lĩnh vực năng lượng nói chung và dầu khí nói riêng, phát triển bền vững không chỉ là xu hướng tất yếu mà còn là yếu tố then chốt, ảnh hưởng lớn đến sự tồn tại và phát triển của doanh nghiệp. Do đó, phát triển bền vững phải là vấn đề mang tầm chiến lược và cần được áp dụng, triển khai nhất quán, đồng bộ, xuyên suốt, thường xuyên và liên tục không chỉ ở Petrovietnam mà còn cả ở các đơn vị thành viên để đảm bảo tính hiệu quả, góp phần xây dựng Petrovietnam trở thành tập đoàn công nghiệp năng lượng quốc gia có sức cạnh tranh cao và phát triển bền vững.

Việc áp dụng ESG và thích ứng với xu hướng chuyển dịch năng lượng toàn cầu là thách thức lớn nhưng cũng là cơ hội quan trọng đối với Petrovietnam. Bằng cách chủ động xây dựng và triển khai chiến lược ESG toàn diện, Petrovietnam có thể không chỉ đảm bảo sự phát triển bền vững mà còn đóng vai trò quan trọng trong quá trình chuyển dịch năng lượng của Việt Nam, góp phần vào mục tiêu phát triển bền vững và ứng phó với biến đổi khí hậu của quốc gia.

Tài liệu tham khảo

[1] IBM, What is Environmental, Social, and Governance (ESG)?, 2024. [Online]. Available: <https://www.ibm.com/topics/environmental-social-and-governance>

[2] PwC, "ESG trends in 2023", 2023. [Online]. Available: https://www.pwc.com/kz/en/publications/new_publication_assets/esg-trends-in-2023-eng.pdf.

[3] Luke Parker, "Beyond ESG: Sustainability in energy and natural resources", 20/3/2024. [Online]. Available: <https://www.forbes.com/sites/woodmackenzie/2024/03/20/beyond-esg-sustainability-in-energy-and-natural-resources/>.

[4] PwC, Báo cáo về Mức độ sẵn sàng thực hành ESG tại Việt Nam năm 2022, [Online]. Available: <https://www.pwc.com/vn/vn/publications/2022/pwc-vietnam-esg-readiness-2022-vn.pdf>.

[5] BP, "Net zero ambition progress update", 3/2024. [Online]. Available: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/investors/bp-net-zero-progress-update-2024.pdf>.

[6] Shell, "Our climate target", 2024. [Online]. Available: <https://www.shell.com/energy-and-innovation/the-energy-future/our-climate-target.html>.

[7] TotalEnergies, "Sustainability & climate 2024 progress report". [Online]. Available: https://totalenergies.com/system/files/documents/2024-03/totalenergies_sustainability-climate-2024-progress-report_2024_en.pdf.pdf.

[8] Eni, "Eni's decarbonization journey". [Online]. Available: <https://www.eni.com/en-IT/sustainability/decarbonization.html>.

[9] Equinor, "Overview of climate ambitions". [Online]. Available: <https://cdn.equinor.com/files/h61q9gi9/global/1a085cdbc6f561f6e889db0fb0c080e739df683.pdf?Climate-ambition-overview-REN-update-2040-08.08.2024.pdf>.

[10] Repsol, "Net zero emissions by 2050 commitment", 2024. [Online]. Available: <https://www.repsol.com/en/sustainability/sustainability-pillars/climate-change/net-zero-emissions-by-2050/index.cshtml>.

[11] ExxonMobil, "ExxonMobil's net-zero ambition", 2022. [Online]. Available: <https://corporate.exxonmobil.com/-/media/global/files/advancing-climate-solutions-progress-report/2022-july-update/net-zero-ambition.pdf>.

[12] Chevron, "Climate change resilience advancing a lower carbon future". [Online]. Available: <https://www.chevron.com/-/media/chevron/sustainability/documents/2021-climate-change-resilience-report.pdf>.

[13] Petronas, "Petronas' pathway to net zero carbon emissions 2050", 2022.

[14] CNPC, "Green development towards carbon peak & carbon neutrality", 2021.

[15] PTT, "Climate action". [Online]. Available: <https://www.pttplc.com/en/Sustainability/Environment/Climatechangemanagement.aspx>.

[16] Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, "Báo cáo phát triển bền vững". 2022.

[17] Repsol, "Low Carbon Day - Boosting the Transition". 2021. [Online]. Available: <https://www.repsol.com/content/dam/repsol-corporate/es/accionistas-e-inversores/pdf/boosting-the-transition.pdf>.

TRENDS IN ESG ADOPTION AND SOME PROPOSALS FOR VIETNAM OIL AND GAS GROUP

Bui Minh Tien, Nguyen Thi Thuy Tien, Dang Thanh Tung

Vietnam Oil and Gas Group

Email: tungdt@pvn.vn

Summary

The integration of ESG (Environmental, Social, and Governance) into business strategies is becoming an inevitable and increasingly urgent trend in the energy industry, with an increasing focus on carbon emission reduction, investment in renewable energy, and enhanced transparency in corporate governance.

This paper provides a detailed analysis of ESG adoption trends in the global energy industry and proposes specific recommendations for Vietnam Oil and Gas Group (Petrovietnam). Accordingly, Petrovietnam needs to develop a comprehensive ESG roadmap, including specific and measurable objectives, to enhance its competitive position and ensure sustainable development in the global energy transition trend.

Key words: ESG, carbon emission reduction.

CHIẾN LƯỢC PHÁT TRIỂN CỦA CÁC CÔNG TY DẦU KHÍ QUỐC GIA TRÊN THẾ GIỚI

Đào Đoàn Duy

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Email: duydd@pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVSI.2024.04-02>

Tóm tắt

Trong bối cảnh xung đột địa chính trị đe dọa an ninh năng lượng cùng với sức ép từ xu hướng chuyển dịch năng lượng, các công ty dầu khí đã xây dựng và điều chỉnh chiến lược phát triển trung và dài hạn để thích ứng đồng thời cả 2 yêu cầu trên. Đối với các công ty dầu khí quốc gia hoặc có phần vốn lớn của nhà nước, cung - cầu năng lượng trong nước cũng là một yếu tố quyết định chiến lược phát triển. Trong đó, chuỗi giá trị dầu khí cốt lõi vẫn được duy trì; đồng thời, các nghiên cứu, triển khai về chuyển dịch năng lượng, giảm phát thải được đẩy mạnh để bắt kịp xu hướng tất yếu của thị trường. Lộ trình trong 2 - 3 thập kỷ tới của các công ty dầu khí quốc gia như KNOG (Hàn Quốc), Petronas (Malaysia), JAPEX (Nhật Bản), Equinor (Na Uy) là thông tin tham khảo để ngành dầu khí Việt Nam xác định hướng đi phù hợp, đáp ứng nhu cầu năng lượng cho sự phát triển của quốc gia.

Từ khóa: Chiến lược, chuyển dịch năng lượng, công ty dầu khí quốc gia.

1. Giới thiệu

Với vai trò là nguồn cung năng lượng chính cho phát triển kinh tế, đồng thời là hàng hóa có giá trị cao, chuỗi giá trị dầu khí luôn được các quốc gia quan tâm đặc biệt. Để quản lý hiệu quả tài nguyên này, và thậm chí để điều tiết nền kinh tế, nhiều chính phủ đã thành lập các công ty dầu khí quốc gia. Chiến lược phát triển của các công ty này cũng phần nào thể hiện định hướng phát triển năng lượng, phát triển kinh tế của quốc gia sở tại. Trong bối cảnh chuyển dịch năng lượng như hiện nay, yêu cầu tăng năng lượng, giảm phát thải là định hướng cho toàn lĩnh vực dầu khí. Mặt khác, đối với các công ty dầu khí quốc gia, lộ trình phát triển cũng phải đáp ứng lợi ích của cổ đông lớn nhất - chính phủ. Vì vậy, trong những năm gần đây, các công ty dầu khí quốc gia đều đã xây dựng và điều chỉnh chiến lược phát triển trung hạn (đến 2030) và dài hạn (đến 2050) để phù hợp với những điều kiện trên.

Việt Nam là quốc gia nhập khẩu ròng năng lượng nói chung và nhập khẩu ròng dầu khí nói riêng. Năm 2023, sản lượng khai thác dầu khí trong nước đạt 8,63 triệu tấn trong khi đó lượng dầu thô nhập khẩu là 11,1 triệu tấn.

Đối với sản phẩm xăng dầu, khả năng sản xuất trong nước đáp ứng khoảng 60% nhu cầu tiêu thụ, Việt Nam nhập khẩu khoảng hơn 10 triệu m³ xăng dầu trong năm 2023. Với nền kinh tế mới nổi và đang phát triển với tốc độ cao, nhu cầu năng lượng của Việt Nam dự báo sẽ tiếp tục gia tăng trong tương lai. Trong khi đó, Chính phủ đã cam kết đạt phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050 và đã xây dựng lộ trình hướng tới mục tiêu này cho ngành năng lượng thông qua những tài liệu như Quy hoạch điện VIII, Quy hoạch tổng thể năng lượng quốc gia. Vì vậy, ngành dầu khí Việt Nam phải có chiến lược phù hợp để vừa đảm bảo được an ninh năng lượng, phát triển kinh tế trong nước, vừa phải từng bước chuyển dịch năng lượng để đồng hành cùng Chính phủ hướng tới mục tiêu giảm phát thải, bên cạnh đó là để không tụt lại so với xu hướng phát triển chung của ngành năng lượng toàn thế giới.

Bài viết này trình bày và phân tích chiến lược phát triển của các công ty dầu khí quốc gia KNOG (Hàn Quốc), Petronas (Malaysia), JAPEX (Nhật Bản), Equinor (Na Uy). Các công ty và quốc gia tương ứng này có những điểm tương đồng nhất định với Việt Nam như sau:

- Đối với KNOG, JAPEX: Giống như Việt Nam, nhu cầu năng lượng trong nước của Hàn Quốc và Nhật Bản lớn hơn so với tài nguyên mà các quốc gia sở hữu. Mặc dù phụ thuộc nguyên nhiên liệu thô từ nước ngoài, Hàn



Ngày nhận bài: 13/8/2024.

Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 13 - 26/8/2024.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 26/8/2024.

Quốc và Nhật Bản có công nghiệp chế biến dầu khí phát triển mạnh, đủ đáp ứng nhu cầu trong nước và xuất khẩu. An ninh năng lượng sẽ là ưu tiên hàng đầu của Chính phủ và được thể hiện qua chiến lược đa dạng hóa nguồn cung và tăng cường dự trữ của các công ty dầu khí.

- Đối với Equinor: Na Uy giàu tài nguyên dầu khí và đây là mặt hàng xuất khẩu có giá trị rất lớn của quốc gia này. Song song với lĩnh vực dầu khí truyền thống, Equinor có thể mạnh và đã có lộ trình rõ ràng trong phát triển năng lượng tái tạo, cụ thể là điện gió ngoài khơi. Đây là lĩnh vực mới có triển vọng nhất và phù hợp với định hướng chuyển dịch năng lượng của đại bộ phận các công ty dầu khí.

- Đối với Petronas: Malaysia cùng Việt Nam nằm chung trong khu vực kinh tế mới nổi Đông Nam Á. Sở hữu nền kinh tế tăng trưởng nhanh và năng động, nhu cầu năng lượng cũng như thu hút đầu tư liên quan đến lĩnh vực năng lượng là trọng tâm phát triển của toàn khu vực. Với tài nguyên dầu khí tương đối dồi dào, mức độ phát triển cao so với mặt bằng chung của khu vực và vai trò đối với nền kinh tế Malaysia, chiến lược của Petronas là tham chiếu phù hợp cho các công ty dầu khí khác tại Đông Nam Á.

2. KNOC

Hàn Quốc là quốc gia nhập khẩu ròng năng lượng với 85,1% nguồn cung năng lượng sơ cấp đến từ nước ngoài. Trong khi đó, dầu khí chiếm tỷ trọng lớn nhất trong cơ cấu nguồn cung năng lượng với 36% từ dầu và 18,5% từ khí. Về tiêu thụ năng lượng cuối, các sản phẩm dầu mỏ chiếm tới 54%, điện chiếm 25,4% và khí tự nhiên chiếm 12%. Mặc dù phải nhập khẩu nguyên/nhiên liệu thô, Hàn Quốc có thể mạnh trong chế biến dầu khí với sản lượng sản phẩm lọc dầu đứng thứ 3 tại châu Á và đứng thứ 5 trên thế giới, gấp 1,57 lần nhu cầu trong nước [1].

KNOC là công ty dầu khí quốc gia của Hàn Quốc với sứ mệnh thực hiện hiệu quả các dự án liên quan đến phát triển, tồn trữ và phân phối tài nguyên dầu mỏ nhằm đảm bảo nguồn cung dầu khí ổn định và đóng góp cho sự phát triển của đất nước. KNOC cũng có hoạt động ở nước ngoài với 31 dự án ở 18 quốc gia, sản lượng khai thác đạt 138.500 thùng/ngày. Để đối phó với nguy cơ thiếu hụt nguồn cung, kho dự trữ dầu thô của KNOC có công suất 146 triệu thùng [2].

2.1. E&P

Do trữ lượng trong nước hạn chế, KNOC phải tích cực phát triển mỏ ở nước ngoài để đảm bảo nguồn cung dầu thô ổn định [2]:

- Theo đuổi dự án Gwanggaeto để tăng cường an ninh năng lượng trong nước và bảo vệ chủ quyền hàng hải:

- + Biển Đông Hàn Quốc: Khoan và thăm dò khu vực mỏ 8/6-1 N, 6-1 C&E với phát hiện thêm các mỏ dầu và khí.

- + Biển Tây Nam Hàn Quốc: Thăm dò cơ bản được thực hiện thông qua hợp tác cấp độ chính phủ, lĩnh vực và học viện.

- + Thăm dò khả năng CCS và phát triển lưu giữ carbon.

- Đảm bảo hoạt động của các tài sản tại nước ngoài

- + Tập trung khai thác mới tại các khu vực chiến lược như Đông Nam Á, Trung Đông. KNOC coi đây là những nơi có thể nhập khẩu dầu thô trong trường hợp khẩn cấp.

- + Tăng cường hợp tác với các công ty trong nước, công ty quốc tế và các công ty dầu khí quốc gia.

- + Đa dạng hóa các tuyến nhập khẩu để sẵn sàng ứng phó nếu khủng hoảng mạng lưới cung ứng xảy ra.

- Gia tăng giá trị của các hoạt động hiện tại thông qua đổi mới sáng tạo về công nghệ và số hóa

- + Tăng cường công nghệ đánh giá hoạt động thăm dò và khoan nước sâu để gia tăng tài nguyên mới.

- + Tối ưu hóa khả năng thu hồi để gia tăng giá trị của sản phẩm khai thác.

- + Phát triển AI/học máy để giảm chi phí vận hành và cải thiện hiệu quả hoạt động của các công trình.

Trong năm 2022, sản lượng khai thác của KNOC đã tăng trở lại và đạt mức ROI gấp 2,8 lần so với năm 2021.

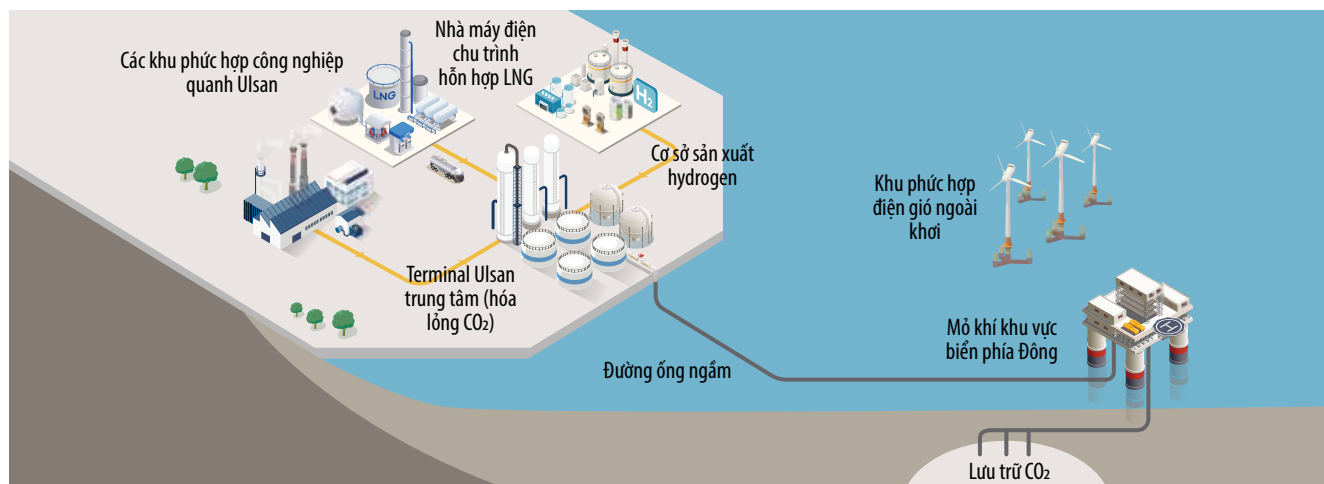
2.2. Dự trữ dầu thô và sản phẩm dầu

KNOC có 4 kho dự trữ dầu thô, 4 kho dự trữ sản phẩm và 1 kho LPG với tổng dự trữ đạt 146 triệu thùng dầu, trong đó dự trữ chiến lược là 96 triệu thùng. Để việc tồn trữ kinh tế hơn, KNOC đã thay đổi từ tồn trữ cố định sang tồn trữ linh hoạt để đảm bảo an ninh và lợi ích kinh tế. KNOC cũng sẽ kết hợp tồn chứa chung cho quốc tế và giao dịch dự trữ dầu để kiểm chế giá dầu trong tình huống thiếu hụt nguồn cung [2].

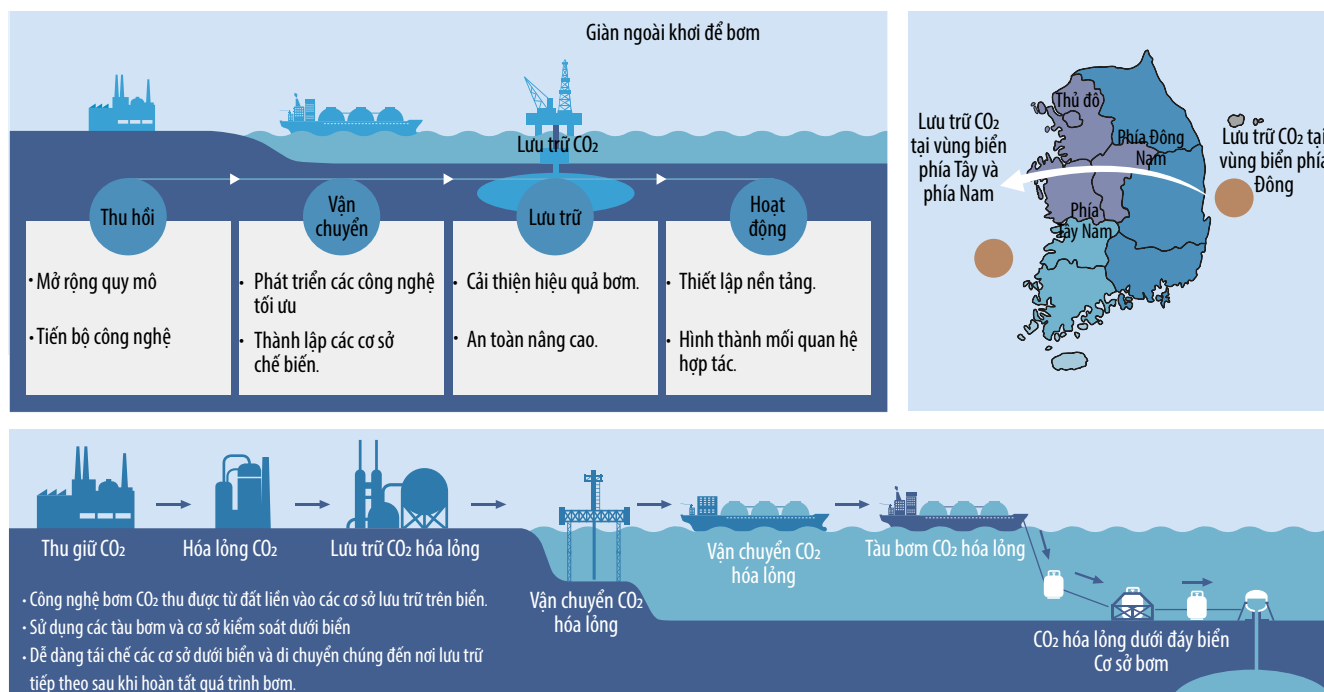
2.3. Các lĩnh vực kinh doanh mới

KNOC đóng vai trò tích cực trong việc hiện thực hóa mục tiêu giảm phát thải khí nhà kính và trung hòa carbon vào năm 2050 mà Hàn Quốc đã cam kết [2].

- CCS: KNOC xây dựng dự án CCS trình diễn từ năm



Hình 1. Chuỗi dự án E&P kết hợp các biện pháp giảm phát thải của KNOC [2].



Hình 2. Chuỗi hoạt động CCS của KNOC [2].

2022 với công suất dự kiến 1,2 triệu tấn/năm tại mỏ khí Donghae. Mỏ khí này đã dừng khai thác từ cuối năm 2021.

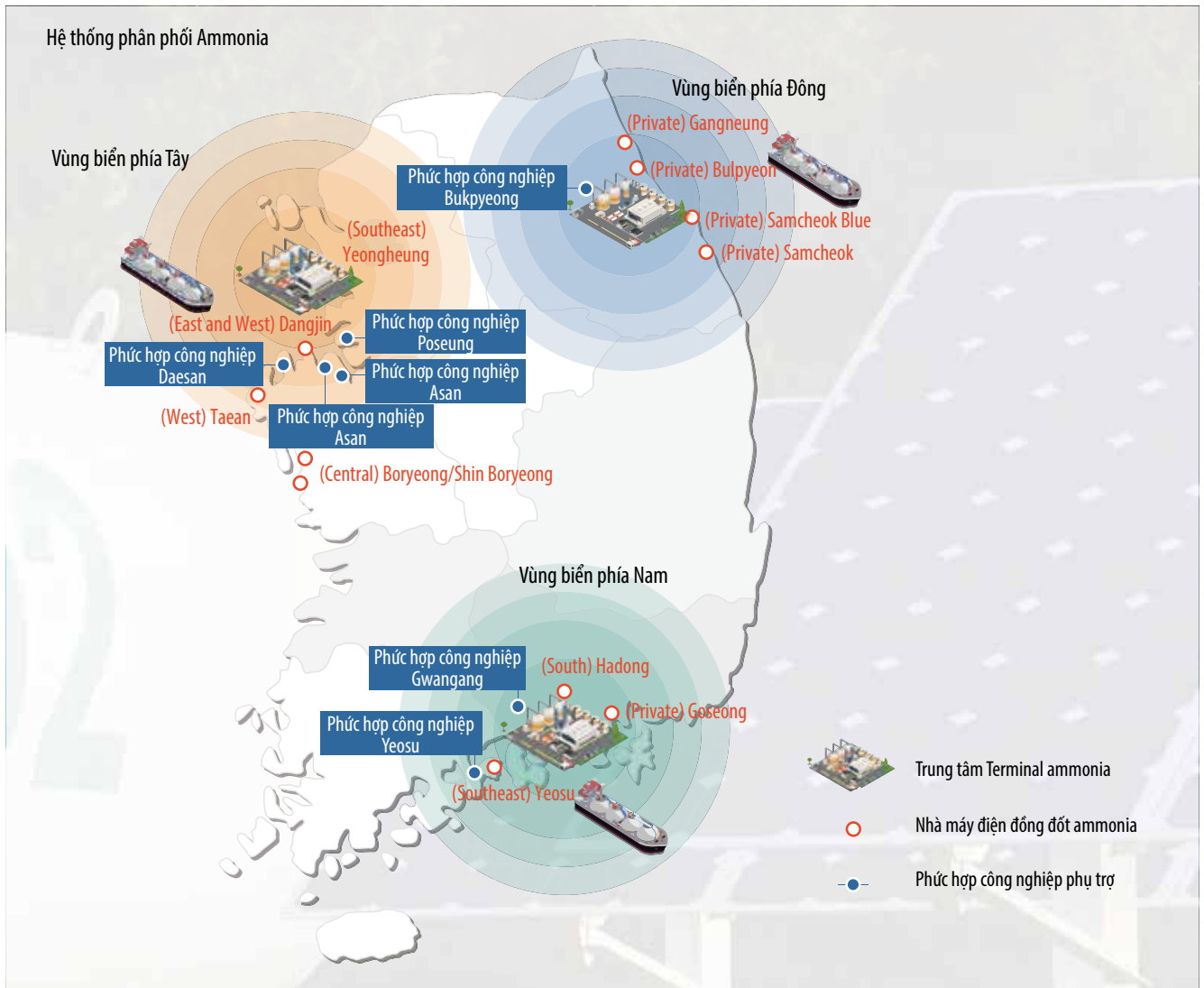
- Công ty cũng thăm dò thêm lục địa trong nước và đánh giá khả năng lưu chứa cả trong và ngoài nước. Để thực hiện, KNOC đang xây dựng mối quan hệ hợp tác với các công ty dầu khí quốc gia và các doanh nghiệp có liên quan để thăm dò cơ hội lưu chứa, đặc biệt ở khu vực Đông Nam Á. Việc bơm CO2 tại mỏ Donghae sẽ được triển khai thực hiện từ năm 2028. KNOC kỳ vọng sẽ xây dựng được chuỗi CCS hoàn chỉnh từ thu hồi - vận chuyển - lưu chứa - vận hành và phát triển các trung tâm lưu chứa tại từng khu vực.

- Hydrogen/ammonia: KNOC xác định ammonia đóng vai trò chất mang quan trọng để có thể vận chuyển

được hydrogen quy mô lớn. KNOC đang xây dựng hạ tầng phân phối ammonia để có thể nhập khẩu hydrogen sạch từ nước ngoài. Lĩnh vực kinh doanh mới này của KNOC gồm 2 phần: (1) Xây dựng chuỗi cung ứng hydrogen/ammonia nước ngoài từ Trung Đông, Bắc Mỹ và Đông Nam Á, chú trọng đa dạng hóa nguồn cung và (2) Xây dựng mới và tận dụng cơ sở hạ tầng dầu khí trong nước gồm hệ thống phân phối, nhà máy cracking ammonia và kho dự trữ ammonia chiến lược.

- Điện gió ngoài khơi:

KNOC đặt mục tiêu giảm chi phí đầu tư, giảm ô nhiễm môi trường biển và tạo ra công việc mới từ điện gió ngoài khơi thông qua tận dụng hạ tầng khai thác khí.



Hình 3. Hệ thống phân phối ammonia [2].

Cụ thể, giàn khai thác khí sẽ được cải hoán thành trạm biến áp và các turbine điện gió móng nổi sẽ được đặt xung quanh giàn.

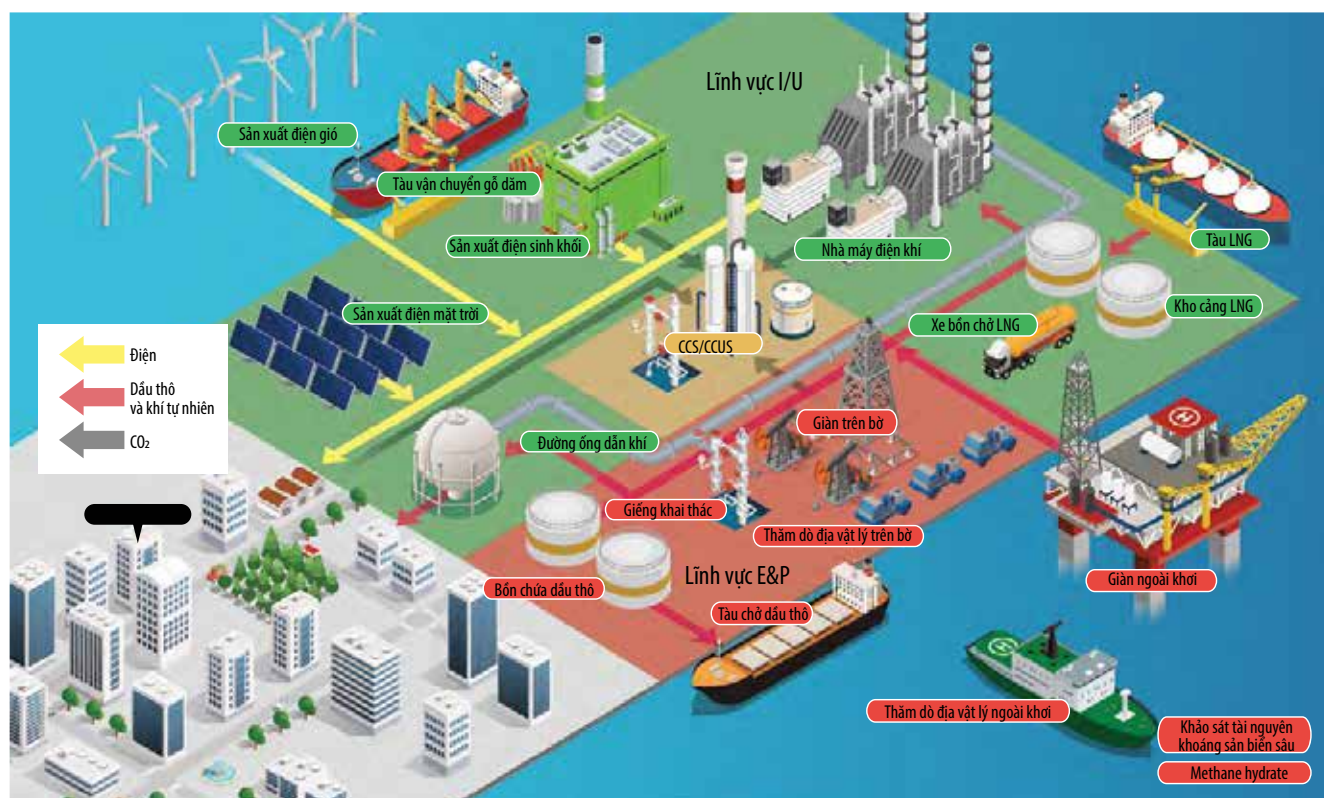
3. JAPEX

Tương tự Hàn Quốc, Nhật Bản cũng là quốc gia nhập khẩu ròng năng lượng khí năng lượng nhập khẩu chiếm tới 89,8% tổng cung năng lượng. Bên cạnh than, dầu khí là nguồn năng lượng chính của Nhật Bản với tỷ trọng lần lượt là 38,7% và 21,1%. Các sản phẩm dầu đóng góp 49% tổng tiêu thụ năng lượng cuối của Nhật Bản [3].

JAPEX là công ty dầu khí với cổ đông lớn nhất là Bộ Kinh tế, Thương mại và Công nghiệp Nhật Bản (36,72%). Công ty này tham gia điều hành 10 mỏ tại Nhật Bản và 5 mỏ nước ngoài với tổng sản lượng khai thác 28,4 nghìn thùng/ngày và trữ lượng đã được chứng minh đạt 137 triệu thùng. Đối với lĩnh vực công nghiệp khí, công ty có

hoạt động khai thác - chế biến khí tự nhiên, 2 kho cảng LNG và 800 km hệ thống ống dẫn. Trong lĩnh vực điện, JAPEX có 6 nhà máy điện với 1 nhà máy điện khí công suất 1.180 MW, 3 nhà máy điện sinh khối tổng công suất 144,75 MW và 2 nhà máy điện mặt trời công suất 21,6 MW [4].

JAPEX đã xây dựng kế hoạch trung hạn cho giai đoạn 2022 - 2030 nhằm gia tăng lợi nhuận và tạo nền tảng cho trung - dài hạn thông qua việc tập trung hiện thực hóa xã hội trung hòa carbon. JAPEX cũng định hướng phát triển thành doanh nghiệp năng lượng toàn diện trên cơ sở khai thác dầu khí và tận dụng chuỗi giá trị dầu khí, đảm bảo tăng trưởng bền vững ngay cả khi giá dầu thấp và có thể đáp ứng sự thay đổi nhu cầu của xã hội. Về mục tiêu tài chính, JAPEX kỳ vọng sẽ đạt ROE 5% với tỷ lệ đóng góp từ E&P so với ngoài E&P là 6:4 vào năm 2026; ROE 8% với tỷ lệ đóng góp từ E&P so với ngoài E&P là 5:5 vào năm 2030. Công ty xác định 3 lĩnh vực kinh doanh chính như sau [5]:



Hình 4. Hệ thống cung ứng năng lượng của JAPEX với tầm nhìn đến 2050.

Bảng 1. Định hướng phát triển các lĩnh vực chính của JAPEX ở trong và ngoài nước

Lĩnh vực	Trong nước	Nước ngoài
Khai thác dầu khí	<p>Tiếp tục tìm kiếm tiềm năng mới: Thăm dò, phát triển khai thác thêm tại các mỏ hiện có và xung quanh.</p> <p>Giảm phát thải khí nhà kính: Xem xét chôn lấp CO₂ phát sinh từ khai thác.</p> <p>Đánh giá khả năng CCUS tại các mỏ hiện có.</p>	<p>Mở rộng thị trường: Tập trung ở Bắc Mỹ và Biển Bắc, ưu tiên các dự án sớm có lợi nhuận.</p> <p>Phân tán rủi ro: Mua tài sản với quy mô nhất định, sở hữu nhiều tài sản khác nhau, áp dụng phòng ngừa rủi ro về giá ưu tiên khai thác khí tự nhiên, kết hợp CCS/CCUS.</p>
Hạ tầng/tiện ích	<p>Đáp ứng nhu cầu về đa dạng hóa nguồn cung khí.</p> <p>Năng lượng tái tạo: Tập trung vào sinh khối và các nguồn năng lượng tái tạo khác như điện gió ngoài khơi, điện mặt trời, địa nhiệt.</p>	<p>Phát triển hạ tầng LNG: Triển khai các dự án, tập trung chính vào khu vực Đông Nam Á với nhu cầu lớn về khí.</p> <p>Xem xét tham gia các dự án năng lượng tái tạo ở nước ngoài.</p>
Trung hòa carbon	<p>Triển khai dự án CCS/CCUS mẫu với mô hình trung tâm và cụm phát thải, tận dụng các mỏ hiện hữu và các cơ sở phát thải/sử dụng nhiều CO₂.</p> <p>Xem xét xây dựng hạ tầng cung ứng năng lượng mới như: hydrogen, ammonia, CO₂.</p> <p>Đánh giá khả năng chứa CO₂ tại các mỏ hiện có.</p>	<p>Tham gia các dự án CCS/CCUS có lợi nhuận sớm và để thu nhận kiến thức, tập trung ở những khu vực phát triển như Bắc Mỹ và châu Âu.</p> <p>Nghiên cứu khả thi CCS/CCUS tại các quốc gia đang phát triển như Đông Nam Á.</p>

Bảng 2. Kế hoạch phân bổ ngân sách của JAPEX giai đoạn 2022 - 2030

E&P	Phát triển khai thác trong nước	30 tỷ JPY
	Mua các dự án ở nước ngoài	200 tỷ JPY
	Cung cấp khí trong nước	40 tỷ JPY
Hạ tầng/tiện ích	Hạ tầng cung cấp LNG nước ngoài	40 tỷ JPY
	Phát triển năng lượng tái tạo	90 tỷ JPY
Trung hòa carbon	Triển khai các dự án trung hòa carbon	50 tỷ JPY
Tổng		450 tỷ JPY (3,16 tỷ USD)

- Khai thác dầu khí: Tiếp tục đầu tư để gia tăng lợi nhuận và triển khai các hoạt động phát thải thấp.
- Hạ tầng/tiện ích (khí, điện, năng lượng tái tạo): Thay đổi cấu

trúc kinh doanh để thích ứng với những thay đổi của thị trường như biến động giá dầu, gia tăng lợi nhuận từ năng lượng tái tạo và các lĩnh vực khác.

- Trung hòa carbon: Xây dựng trung tâm CCS/CCUS và chuỗi giá trị, tận dụng các mỏ dầu khí hiện có.

Để triển khai kế hoạch trên, JAPEX dự kiến kế hoạch phân bổ ngân sách như Bảng 2.

4. Petronas

Dầu khí là nguồn tài nguyên phong phú và là thành phần chính trong cơ cấu nguồn cung năng lượng tại Malaysia với tỷ trọng khí tự nhiên và dầu lẫn lượt là 45% và 27%. Về mặt tiêu thụ, khí tự nhiên và sản phẩm dầu cũng chiếm phần lớn với 32% và 42%. Malaysia không tự chủ hoàn toàn về sản phẩm lọc dầu khi sản lượng tự sản xuất đáp ứng khoảng 92% nhu cầu trong nước [6].

Petronas là công ty dầu khí quốc gia của Malaysia, có trách nhiệm đảm bảo an ninh năng lượng, quản lý tài nguyên dầu khí quốc gia và sau đó là phục vụ nhu cầu của thế giới. Các sản phẩm chính của Petronas bao gồm dầu khí, hóa chất, sản phẩm dầu cũng như các giải pháp về năng lượng sạch. Năm 2023, sản lượng khai thác dầu khí của Petronas đạt 2.431 nghìn thùng/ngày. Xuất khẩu đóng góp doanh thu chính cho Petronas với 40%, trong đó đáng chú ý là LNG với mức đóng góp 22% tổng doanh thu [7].

4.1. Lĩnh vực kinh doanh cốt lõi

Các lĩnh vực kinh doanh cốt lõi của Petronas bao gồm [7]:

- E&P trong nước: Tăng cường thăm dò, phát triển khai thác dầu khí và tối đa hóa lợi nhuận để phục vụ nhu cầu trong nước.
- E&P nước ngoài: Duy trì mức sản xuất và chất lượng để cung cấp các sản phẩm phát thải carbon thấp theo cách hiệu quả về chi phí.
- Khí tự nhiên: Duy trì vị thế dẫn đầu thị trường LNG bằng cách tối đa hóa giá trị từ các tài sản có sẵn cũng như tìm kiếm thị trường mới.

- Sản phẩm hạ nguồn: Tăng cường năng lực vận hành, năng lực thị trường và gia tăng giá trị để nắm bắt toàn bộ thị trường.

Petronas tập trung cung cấp năng lượng nhiều hơn với ít phát thải hơn, duy trì vai trò của dầu khí trong cung năng lượng, trong đó chú trọng vai trò làm nhiên liệu cuối của khí tự nhiên. Petronas xác định tỷ trọng khí tự nhiên lớn trong cơ cấu sản phẩm sẽ là lợi thế của Công ty để đáp ứng nhu cầu năng lượng phát thải thấp carbon của thế giới.

Lĩnh vực kinh doanh cốt lõi cung cấp dòng tiền ổn định giúp Petronas có ngân sách đầu tư cho các lĩnh vực kinh doanh mới, ít phát thải hơn. Vì vậy, đây cũng là lĩnh vực thu hút tới 51% tổng CAPEX của toàn Petronas. Đây cũng là một trụ cột kinh tế quốc gia và nguồn vốn FDI cho Malaysia [7].

4.2. Lĩnh vực kinh doanh mới

Petronas cam kết chuyển dịch năng lượng để đáp ứng sự thay đổi hành vi người tiêu dùng và các chính sách. Cam kết này buộc công ty phải đa dạng hóa danh mục sản phẩm để đảm bảo tương lai song song với việc duy trì thế mạnh trong lĩnh vực năng lượng truyền thống.

Mối quan tâm trước mắt của công ty là mở rộng quy mô năng lượng tái tạo, hydrogen, vận tải xanh, hóa chất, CCS và chuỗi giá trị các sản phẩm sinh học để đáp ứng sự thay đổi về nhu cầu năng lượng. Để thực hiện lộ trình chuyển dịch năng lượng quốc gia, Petronas cũng sẽ triển khai các dự án trọng điểm và phối hợp với các cơ quan quản lý nhà nước để hỗ trợ sự phát triển bền vững của ngành năng lượng trong nước [7].

Bảng 3. Định hướng phát triển các lĩnh vực kinh doanh cốt lõi của Petronas trong ngắn hạn, trung hạn và dài hạn

	Ngắn hạn	Trung và dài hạn
E&P trong nước	Tăng cường thăm dò, khai thác để đảm bảo an ninh năng lượng. Đảm bảo kịp thời phát triển, khai thác tại các khu vực trọng yếu.	Tiếp tục đảm bảo sản lượng cung trong nước và tối đa hóa giá trị. Mở thêm các mỏ mới, theo đuổi tham vọng trở thành trung tâm CCS cho khu vực với các mỏ Lang Lebah tại Sarawah và Bujang, Inas, Guling, Sepat và Tujoh tại Bán đảo Malaysia.
E&P nước ngoài	Tìm kiếm lợi nhuận từ các khu vực trọng yếu như Nam Mỹ, Trung Đông và Đông Nam Á.	Duy trì khai thác và danh mục dầu khí chất lượng cao để cung cấp năng lượng phát thải thấp với mức chi phí hiệu quả.
Khí tự nhiên	Tận dụng khí khai thác ở Canada và tiềm năng ở Argentina và Indonesia để triển khai chuỗi LNG. Mở rộng cung ứng LNG với những dự án như LNG Canada pha 1, hạ tầng LNG gần bờ tại Sabah.	Dự báo nhu cầu LNG thế giới để tiếp tục mở rộng thị trường nhiệt điện khí, tìm kiếm các khách hàng mới, phục vụ nhu cầu chuyển dịch năng lượng.
Hạ nguồn	Tham gia lĩnh vực nhiên liệu sinh học với nhà máy nhiên liệu sinh học tại Pengerang, Johor. Đa dạng hóa sản phẩm và tối đa hóa giá trị. Hướng tới kinh tế tuần hoàn thông qua sáng kiến Kinh tế nhựa mới.	Hướng tới các giải pháp và sản phẩm bền vững để giảm phát thải.

Bảng 4. Định hướng phát triển các lĩnh vực kinh doanh mới của Petronas trong ngắn hạn, trung hạn và dài hạn

	Ngắn hạn	Trung và dài hạn
Năng lượng tái tạo	Mua lại các cơ sở sản xuất năng lượng tái tạo, tập trung ở Malaysia và Ấn Độ.	Hướng đến mục tiêu trở thành nhà sản xuất năng lượng tái tạo hàng đầu ở quy mô thương mại.
Hydrogen	Đạt được quyết định đầu tư cuối cùng ở các thị trường ưu tiên.	Mở rộng quy mô thành nhà sản xuất hydrogen và đối tác cung cấp.
Vận tải xanh	Phát triển chuỗi cung ứng thông qua phát triển các trạm sạc xe điện, tập trung ở Malaysia, Ấn Độ và các thị trường châu Á - Thái Bình Dương khác.	Đặt mục tiêu trở thành đối tác cung cấp dịch vụ vận tải xanh hàng đầu châu Á - Thái Bình Dương.
CCS	Tập trung vào dự án CCS Kasawari.	Xây dựng chuỗi giá trị và mô hình thương mại để đáp ứng nhu cầu khu vực.
Chuỗi giá trị sản phẩm sinh học	Tiếp tục phát triển sản xuất nhiên liệu sinh học thông qua liên doanh điều hành tại các cơ sở hiện có.	Chuyển dịch từ các sản phẩm truyền thống sang các sản phẩm bền vững có quy mô lớn khác để đáp ứng thị trường.

Bảng 5. Kế hoạch cắt giảm phát thải khí nhà kính của Petronas

	Ngắn hạn	Trung và dài hạn
Mục tiêu giảm phát thải khí nhà kính	Kiểm soát mức phát thải khí nhà kính năm 2024 của Petronas ở mức 49,5 triệu tấn tương đương CO ₂ .	Giảm 25% phát thải khí nhà kính vào 2050. CCS đóng vai trò quyết định đến giảm phát thải của Petronas.
Quản lý phát thải methane	Hướng tới mục tiêu giảm 50% phát thải methane vào năm 2025.	Tập trung sử dụng năng lượng tái tạo và phát triển hạ tầng để điện hóa hoạt động sản xuất của Petronas.
Đo đạc khí nhà kính	Đánh giá mức độ trọng yếu của các nguồn phát thải thuộc phạm vi 3.	Báo cáo những nguồn phát thải chính ở phạm vi 3.
Đa dạng sinh học	Gia tăng hiểu biết và đánh giá ảnh hưởng của hoạt động sản xuất kinh doanh đến tự nhiên và đa dạng sinh học.	Triển khai các giải pháp thiên nhiên, bảo vệ đa dạng sinh học.

- Năng lượng tái tạo: Đầu tư, tăng công suất lắp đặt năng lượng tái tạo tại các thị trường lớn và đang phát triển. Năm 2023, tổng công suất lắp đặt điện tái tạo của Petronas đạt 1,6 GW, bên cạnh đó là 1,3 GW đã được triển khai xây dựng.

- Hydrogen: Ưu tiên đầu tư sớm và xây dựng năng lực cho đội ngũ nhân lực địa phương, đặc biệt tại các thị trường ưu tiên.

- Vận tải xanh: Gia tăng đầu tư vào các trạm sạc và phương tiện dịch vụ.

- Hóa chất: Tập trung vào sáng tạo, tìm kiếm lợi nhuận tại các thị trường mới, đồng thời gia tăng sức cạnh tranh của danh mục sản phẩm hiện có.

- CCS: Phát triển CCS để giảm phát thải carbon cho danh mục của Petronas và định hướng đưa Malaysia trở thành trung tâm CCS của khu vực.

- Chuỗi giá trị các sản phẩm sinh học: Mở rộng các sản phẩm sinh học phù hợp với nhu cầu của khách hàng, tận dụng các quan hệ đối tác chiến lược.

- Vận tải xanh: Petronas đã lắp đặt gần 570 trạm sạc trên toàn thế giới để thúc đẩy việc sử dụng xe điện.

4.3. Hướng tới phát thải ròng bằng “0”

Từ năm 2022, Petronas cam kết đạt phát thải ròng bằng “0” vào năm 2050 và đã xây dựng lộ trình thực hiện, trong đó đã tính đến các hạn chế kỹ thuật cũng như thay đổi chính sách, đồng thời vẫn đảm bảo lợi nhuận. Để hiện thực hóa chiến lược này, Petronas phân bổ 20% tổng CAPEX trong 5 năm (2022 - 2026) cho các dự án giảm phát thải và mở rộng sang các giải pháp năng lượng sạch hơn. Trong năm 2023, lượng CAPEX được phân bổ là 16% với 2/3 liên quan đến năng lượng tái tạo và vận tải xanh [7]:

- Tăng cường báo cáo phát thải khí nhà kính:
- Dừng đốt và xả khí: Giảm thiểu và loại bỏ đốt và xả khí định kỳ tại các mỏ và tìm các giải pháp để dừng đốt khí tại các công trình hiện hữu vào năm 2030.
- Giảm phát thải methane: Quản lý có hệ thống phát thải methane thông qua việc tham gia và thực hiện khuôn khổ Đối tác Methane dầu khí 2.0 (OGMP 2.0).

5. Equinor

Na Uy là quốc gia đã phát triển mạnh về lĩnh vực dầu khí. Dầu và khí chiếm lần lượt 25% và 21,8%, thấp hơn so với 38,5% thủy điện trong tổng cung năng lượng quốc gia. Tuy nhiên, nếu xét theo năng lượng được sản xuất,

dầu và khí chiếm tới 42,8% và 50,5% so với chỉ 5,1% của thủy điện. Nguyên nhân do Na Uy xuất khẩu tới 86,7% năng lượng sản xuất, chủ yếu là dầu khí. Na Uy cũng là quốc gia xuất khẩu năng lượng lớn nhất tại châu Âu. Sản lượng sản phẩm lọc dầu của Na Uy cũng dư thừa khi vượt tới 1,82 lần nhu cầu tiêu thụ trong nước. Xét theo năng lượng cuối được sử dụng, các sản phẩm dầu chiếm 36,1%, thấp hơn so với 48% của điện năng [8].

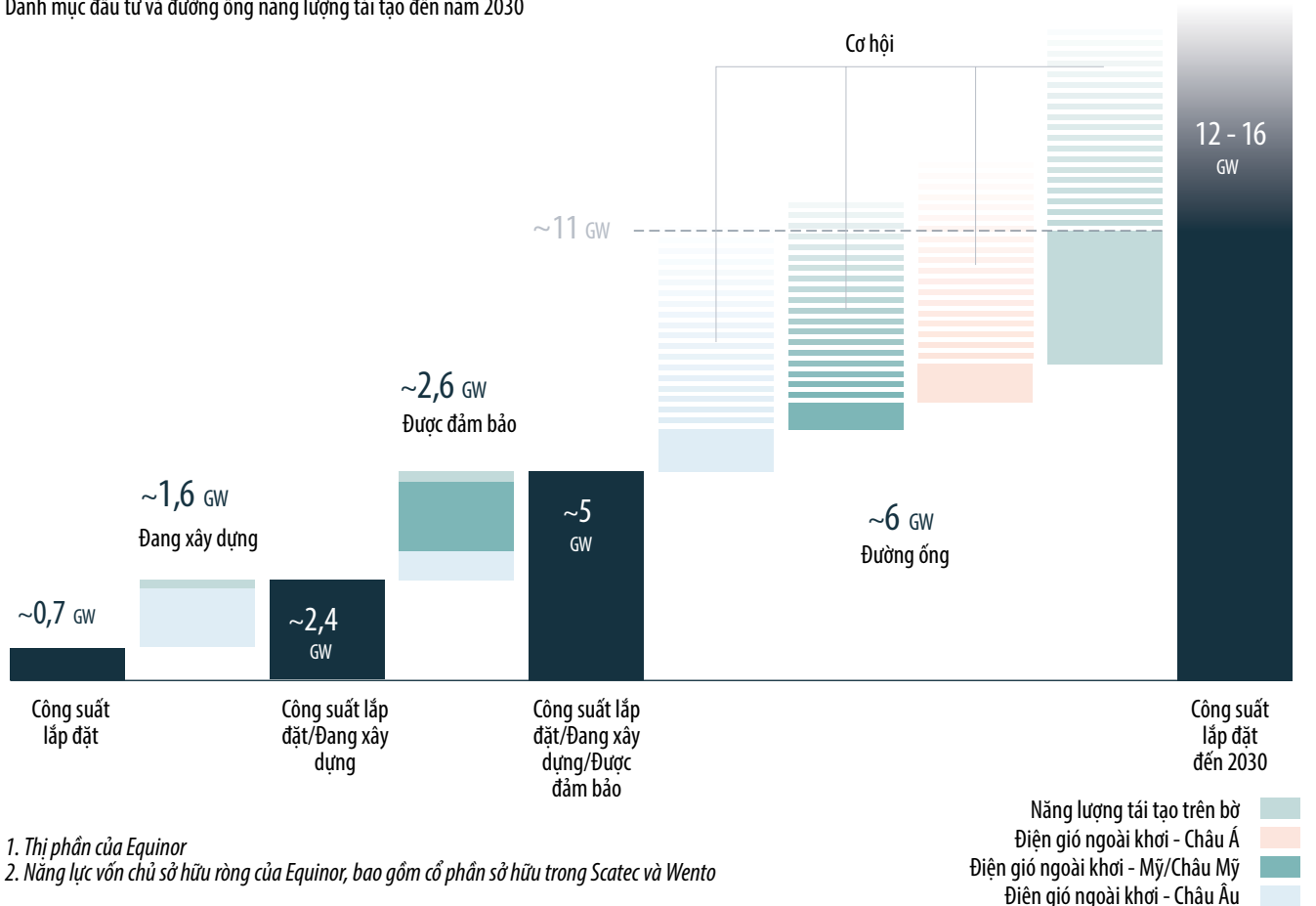
Equinor là công ty dầu khí quốc gia của Na Uy với 67% cổ phần được sở hữu bởi Chính phủ. Công ty này hoạt động tại 30 quốc gia trên thế giới. Equinor xác định 4 lĩnh vực hoạt động chính gồm khai thác dầu khí, lọc hóa dầu, CCS và năng lượng tái tạo. Đối với lĩnh vực khai thác, Equinor chiếm 70% sản lượng khai thác nội địa và có tổng sản lượng khai thác đạt 2 triệu thùng/ngày. Đối với lĩnh vực chế biến, bên cạnh các sản phẩm như xăng, dầu, dầu sưởi, khí tự nhiên phục vụ tiêu thụ trong nước, phần lớn sản phẩm lọc hóa dầu của Equinor được xuất khẩu, tập trung ở châu Âu, sau đó là Anh, Bắc Mỹ và châu Á. Đối với lĩnh vực CCS, Equinor có kinh nghiệm và đang triển khai dự án vận chuyển, tồn chứa CO2 tại Northern Lights và

Smeaheia tại Na Uy, Bayou Bend tại Mỹ. Đối với lĩnh vực năng lượng tái tạo, Equinor đã triển khai các trang trại điện gió ngoài khơi tại châu Âu, Mỹ... Equinor đặt mục tiêu tăng công suất lắp đặt năng lượng tái tạo từ 0,9 GW của năm 2023 lên 12 - 16 GW vào năm 2030 [9].

Equinor đặt chuyển dịch năng lượng là trọng tâm của chiến lược phát triển và có năng lực tài chính đủ mạnh để hiện thực hóa các mục tiêu.

- Tối ưu hóa danh mục dầu khí: Equinor kỳ vọng dầu khí vẫn cung cấp dòng tiền lớn trong nhiều năm tới. Equinor vẫn sẽ tham gia các hoạt động mà công ty có năng lực, kinh nghiệm và lợi thế cạnh tranh để duy trì vị trí hàng đầu.
- Tăng trưởng giá trị đối với năng lượng tái tạo: Equinor chú trọng phát triển năng lượng tái tạo cả trên bờ và ngoài khơi với mục tiêu đạt sản lượng điện 65 TWh vào năm 2035.
- Cơ hội thị trường mới đối với các giải pháp phát thải thấp: Equinor tiếp tục hoàn thiện chuỗi giá trị CCS và hydrogen, đặt mục tiêu chiếm 25% thị trường chôn

Danh mục đầu tư và đường ống năng lượng tái tạo đến năm 2030



Hình 5. Kế hoạch phát triển điện gió ngoài khơi của Equinor.

lấp carbon và 10% thị trường hydrogen tại châu Âu vào năm 2030.

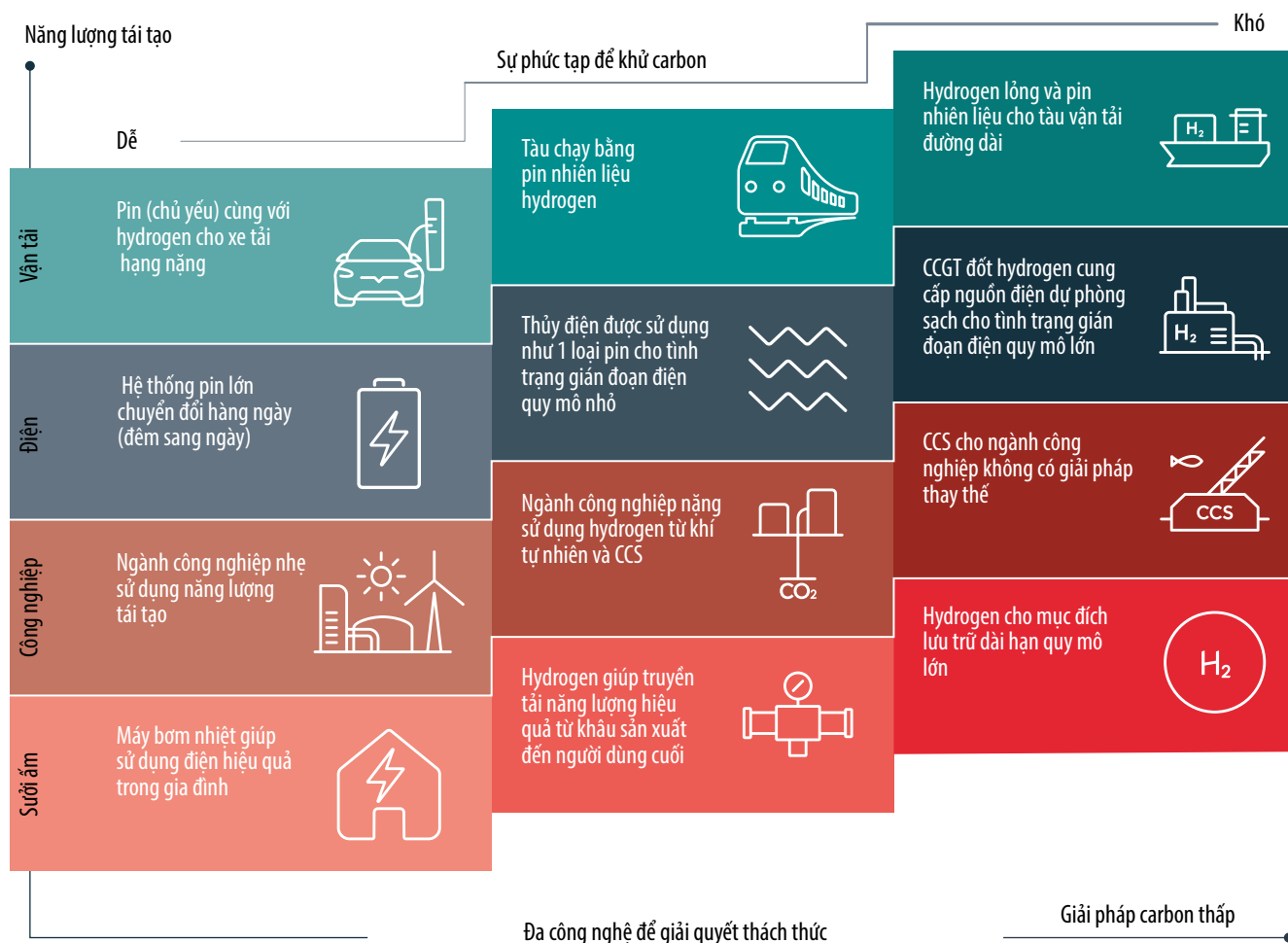
Trong lĩnh vực E&P, Equinor tiếp tục khai thác dầu khí song song với việc giảm phát thải trong lĩnh vực này. Công ty đặt mục tiêu giảm cường độ phát thải còn 8 kg CO₂/thùng dầu tương đương vào năm 2025 và 6 kg CO₂/thùng dầu tương đương vào 2030. Xét trên tổng mức phát thải, Equinor đặt mục tiêu giảm 50% lượng phát thải toàn công ty vào năm 2030. Bên cạnh các giải pháp tiết kiệm năng lượng, Equinor sẽ điện hóa các công trình ngoài khơi từ điện năng cung cấp từ bờ. So với 3 công ty còn lại trong bài báo, Equinor ít phải chịu áp lực về đảm bảo nguồn cung trong nước do Na Uy có đặc thù dân số ít (5,5 triệu người) so với sản lượng khai thác dầu khí rất lớn (2 triệu thùng/ngày).

Trong lĩnh vực năng lượng tái tạo, Equinor đặt trọng tâm phát triển vào điện gió ngoài khơi với mục tiêu công suất lắp đặt đạt 12 - 16 GW vào năm 2030. Công ty cũng có tham vọng mở rộng sang các thị trường Đông Âu và Đông Á tại các quốc gia có mục tiêu thay thế điện than bằng

năng lượng tái tạo. Equinor có kế hoạch đầu tư 23 tỷ USD cho năng lượng tái tạo trong giai đoạn 2021 - 2026 và kỳ vọng thu về lợi nhuận 4 - 8%/năm [10].

Đối với các giải pháp phát thải thấp khác như CCS, Equinor có tham vọng vận chuyển và lưu trữ 5 - 10 triệu tấn CO₂ vào 2023 và 15 - 30 triệu tấn vào 2035. Từ năm 1996, công ty đã tồn trữ gần 20 triệu tấn CO₂ tại mỏ Sleipner. Đối với hydrogen/ammonia, công ty đặt mục tiêu cung cấp hydrogen cho 3 - 5 cụm công nghiệp vào 2035, tập trung vào các ngành khó giảm phát thải như công nghiệp nặng, hướng tới 10% thị phần hydrogen sạch tại châu Âu. Các cụm công nghiệp mà Equinor hướng đến có vị trí tại Na Uy, Tây Bắc châu Âu, Anh và Mỹ. Đối với vận tải biển, Equinor có tham vọng giảm một nửa phát thải tại Na Uy vào 2030 và một nửa phát thải từ vận tải quốc tế vào 2050. Công ty sẽ phát triển việc sử dụng nhiên liệu sạch hơn trong vận tải biển lần lượt thông qua các loại nhiên liệu như LNG, LPG và ammonia [10].

Mặc dù đã đặt chuyển dịch năng lượng là trọng tâm nhưng Equinor vẫn có những động thái tiếp tục tăng



Hình 6. Đánh giá các công nghệ năng lượng phát thải carbon thấp của Equinor [10].

cường các hoạt động liên quan đến nhiên liệu hóa thạch. Trong tháng 8/2024, Equinor đã lên kế hoạch đầu tư 5,7 - 6,7 tỷ USD/năm vào khai thác dầu khí ngoài khơi Na Uy từ nay đến năm 2035 khi kỳ vọng nhu cầu nhiên liệu hóa thạch tiếp tục tăng cao [11].

6. Đánh giá, nhận xét

Các công ty dầu khí quốc gia như KNOX, JAPEX, Petronas và Equinor đều có sở hữu đáng kể của nhà nước, do đó chiến lược của họ đều phải phù hợp với đường lối phát triển của quốc gia sở tại. Các công ty đều xác định chuyển dịch năng lượng là xu thế tất yếu và đã tích hợp lộ trình phát triển năng lượng tái tạo, năng lượng phát thải thấp vào chiến lược phát triển chung. Trong khi đó, các lĩnh vực cốt lõi thuộc chuỗi giá trị dầu khí như khai thác - lọc hóa dầu - khí - điện khí vẫn được duy trì để đáp ứng nhu cầu hiện tại và tạo nguồn doanh thu ổn.

6.1. Lĩnh vực cốt lõi

Lĩnh vực E&P đều được các công ty đẩy mạnh đầu tư trong ngắn - trung hạn với điều kiện thuận lợi từ giá dầu cũng như để phục vụ nhu cầu trong, ngoài nước. Lĩnh vực này vẫn được coi là nguồn doanh thu chính của tất cả công ty và từ đó các đơn vị này có dòng vốn để mở rộng nghiên cứu, đầu tư sang các lĩnh vực mới.

Đối với những quốc gia có tài nguyên hạn chế và phụ thuộc nước ngoài như Nhật Bản, Hàn Quốc, vấn đề an ninh năng lượng được đặt lên hàng đầu. Mặt khác, đây là những quốc gia phát triển mạnh lĩnh vực chế biến. Vì vậy, ưu tiên của họ là khai thác và nhập khẩu dầu thô từ nước ngoài để tinh chế trong nước. Nguồn nhập khẩu phải đa dạng và nên ở vị trí địa lý phù hợp để giảm bớt sự phụ thuộc và tránh rủi ro về đứt gãy chuỗi cung ứng.

Việc xây dựng kho dự trữ chiến lược cũng là nhiệm vụ quan trọng đối với quốc gia/công ty dầu khí quốc gia tại các nước không dư thừa tài nguyên dầu mỏ. Bên cạnh việc đảm bảo nguồn cung, dự trữ dầu cũng góp phần điều chỉnh giá năng lượng trong nước và thậm chí để giao dịch. Đối với sản phẩm xăng dầu, Nhật Bản và Hàn Quốc đều đã phát triển mạnh về chế biến và có năng lực sản xuất lớn hơn nhu cầu tiêu thụ trong nước, lần lượt là 110% và 175% trong năm 2022 [1, 3].

Với xu hướng sử dụng khí tự nhiên để làm bước trung gian trong chuyển dịch năng lượng, khí tự nhiên và LNG đều được các công ty chú trọng. Các quốc gia/công ty xuất khẩu LNG coi đây là một dòng tiền quan trọng; trong khi đó, các quốc gia/công ty nhập khẩu lại cần quan tâm

đến nguồn cung, vận chuyển, giá và hạ tầng để đảm bảo chuỗi cung ứng liên tục.

6.2. Lĩnh vực mới

Đối với các lĩnh vực kinh doanh mới có liên quan đến giảm phát thải và chuyển dịch năng lượng, các công ty đã nghiên cứu và đặt mục tiêu triển khai các dự án ở quy mô thương mại vào khoảng năm 2030. Các nhóm dự án chính bao gồm hydrogen/ammonia, điện gió ngoài khơi, CCS.

- Điện gió ngoài khơi: Đây là lĩnh vực có tính khả thi cao và đã được triển khai ở nhiều khu vực với quy mô trung bình. Trong thời gian gần đây, việc phát triển các dự án điện gió mới đã chậm lại do chi phí gia tăng với chỉ 40% công suất đặt dự kiến đạt FID năm 2022 nhưng thực tế chỉ đạt FID vào năm 2023 [12].

- CCS/CCUS: Các công ty đều xác định cần triển khai các trung tâm - cụm CCS. Đây là hướng triển khai hợp lý vì chuỗi hoạt động phân tách - vận chuyển - chôn lấp carbon rất tốn kém; việc phát triển tập trung, gần các cụm công nghiệp sẽ giảm thiểu bớt chi phí CAPEX. Ngoài ra, CO₂ cũng có thể tận dụng để làm nguyên liệu sản xuất một số hóa chất. Với việc các công ty đều triển khai các trung tâm CCS, vai trò trung tâm CCS của khu vực, liên quốc gia sẽ có tính cạnh tranh cao.

- Hydrogen/ammonia: Năng lượng tái tạo sẽ được sử dụng để sản xuất hydrogen/ammonia xanh. Với lợi thế công nghệ, các quốc gia phát triển sẽ đầu tư sản xuất tại các quốc gia đang phát triển, giàu tiềm năng năng lượng tái tạo để tạo nguồn cung hydrogen/ammonia nhập khẩu, phục vụ nội địa, điển hình như Hàn Quốc, Nhật Bản. Đông Nam Á với động lực phát triển lớn, tiềm năng năng lượng tái tạo dồi dào sẽ là một khu vực được các công ty dầu khí lớn quan tâm đầu tư.

7. Kết luận

Các công ty dầu khí đều định hướng trở thành công ty năng lượng và xây dựng chiến lược phát triển đồng thời lĩnh vực kinh doanh cốt lõi và lĩnh vực kinh doanh mới. Lĩnh vực kinh doanh cốt lõi như khai thác dầu khí, công nghiệp khí, lọc hóa dầu vẫn được duy trì, thậm chí đẩy mạnh trong điều kiện thuận lợi để đảm bảo an ninh năng lượng trong nước và tạo dòng tiền cho doanh nghiệp. Với xu hướng điện khí hóa, khai thác khí tự nhiên và xuất nhập khẩu LNG cũng được chú trọng phát triển. Lĩnh vực mới như năng lượng tái tạo, năng lượng mới, CCS, giảm phát thải cũng được lồng ghép trong chiến lược phát triển chung với các dự án cụ thể cho trung và

dài hạn. Tuy nhiên, việc hiện thực hóa các mục tiêu này đòi hỏi điều kiện thuận lợi về chi phí và khả năng tối ưu hóa cơ sở hiện có của các công ty. Khu vực kinh tế mới nổi như Đông Nam Á với vị trí cầu nối giao thông biển, động lực phát triển, nhu cầu năng lượng lớn và tiềm năng năng lượng tái tạo dồi dào sẽ là nơi được các quốc gia phát triển quan tâm đầu tư triển khai các dự án năng lượng mới, phát thải thấp.

Tài liệu tham khảo

[1] International Energy Agency, “Energy system of Korea”, 2024. [Online]. Available: <https://www.iea.org/countries/korea>.

[2] KNOC, “KNOC sustainability report 2023”, 2024. [Online]. Available: https://www.knoc.co.kr/sub02/download/2023_esg_en.pdf.

[3] International Energy Agency, “Energy system of Japan”, 2024. [Online]. Available: <https://www.iea.org/countries/japan>.

[4] JAPEX, “Integrated report”. [Online]. Available: <https://www.japex.co.jp/en/ir/library/integratedreport/>.

[5] JAPEX, “JAPEX Management plan 2022-2030”, 2022. [Online]. Available: https://www.japex.co.jp/ir/uploads/pdf/JAPEX20220328_ManagementPlan2022-2030_presentation_e.pdf.

[6] International Energy Agency, “Energy system of Malaysia”, 2024. [Online]. Available: <https://www.iea.org/countries/malaysia>.

[7] Petronas, “Integrated report 2023”, 2024. [Online]. Available: <https://www.petronas.com/integrated-report-2023/>.

[8] International Energy Agency, “Energy system of Norway”, 2024. [Online]. Available: <https://www.iea.org/countries/norway>.

[9] Equinor, “Equinor’s annual report for 2023”, 2024. [Online]. Available: <https://www.equinor.com/investors/2023-annual-report>.

[10] Equinor, “Energy transition plan”, 2022. [Online]. Available: <https://www.equinor.com/sustainability/energy-transition-plan>.

[11] Nerijus Adomaitis and Nora Buli, “Equinor to invest up to \$6.7 bln a year in oil and gas off Norway until 2035”, 2024. [Online]. Available: <https://www.reuters.com/business/energy/equinor-invest-up-67-bln-per-year-off-norway-towards-2035-2024-08-26/>.

[12] McKinsey, “Offshore wind: Strategies for uncertain times”, 2024. [Online]. Available: <https://www.mckinsey.com/industries/electric-power-and-natural-gas/our-insights/offshore-wind-strategies-for-uncertain-times>.

STRATEGIES OF KNOC, PETRONAS, JAPEX AND EQUINOR TO DEVELOP IN THE NEW CONTEXT

Dao Doan Duy

Vietnam Oil and Gas Group
Email: duydd@pvn.vn

Summary

Amidst geopolitical conflicts threatening energy security and pressures from energy transition trends, oil and gas companies have developed and adjusted their medium- and long-term strategies to simultaneously address both concerns. For national oil and gas companies or those with significant state ownership, domestic energy supply and demand are also crucial factors in determining their roadmaps. Core oil and gas value chains are sustained; at the same time, research and development on energy transition and emission reduction are being intensified to keep up with the unreversed market trends. The roadmap for the next two to three decades of these oil and gas companies serves as a reference for the Vietnamese oil and gas industry to find a suitable direction, meeting the energy demands for national development.

Key words: Strategy, energy transition, national oil company.

NGHIÊN CỨU ĐỀ XUẤT DANH MỤC VÀ GIẢI PHÁP PHÁT TRIỂN SẢN PHẨM HÀNG HÓA CHỦ LỰC CỦA TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ VIỆT NAM ĐẾN 2030 VÀ ĐỊNH HƯỚNG ĐẾN 2050

Hoàng Thị Đào, Nguyễn Thị Việt Hà, Đào Diệp Vân, Nguyễn Thị Mai Hương

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: daoht@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVSI.2024.04-03>

Tóm tắt

Ngành dầu khí toàn cầu đang đối mặt với những thay đổi sâu sắc do tác động của xu hướng chuyển dịch năng lượng, cam kết giảm phát thải ròng bằng "0" vào năm 2050 và sự phát triển của các công nghệ mới. Xu hướng này thúc đẩy sự tăng trưởng của các nguồn năng lượng sạch và tái tạo (điện gió, điện mặt trời, hydrogen và nhiên liệu sinh học), đồng thời tạo áp lực lên nhu cầu các sản phẩm nhiên liệu hóa thạch truyền thống.

Bài báo tập trung phân tích các yếu tố ảnh hưởng đến việc lựa chọn sản phẩm hàng hóa chủ lực của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam) cho giai đoạn đến năm 2030 và định hướng đến năm 2050, trong đó tập trung vào 4 khía cạnh chính: (1) Xu hướng thị trường và công nghệ năng lượng mới trên thế giới; (2) Năng lực sản xuất kinh doanh hiện tại và khả năng đổi mới sáng tạo của Petrovietnam; (3) Chính sách của Việt Nam về năng lượng tái tạo, giảm phát thải và phát triển bền vững; và (4) Định hướng chiến lược phát triển dài hạn của Petrovietnam. Tác giả sử dụng phương pháp phân tích SWOT, kết hợp với ma trận đánh giá sản phẩm dựa trên các tiêu chí về thị trường, công nghệ, môi trường và năng lực của Petrovietnam để xác định danh mục sản phẩm chủ lực cho giai đoạn đến 2030 và định hướng đến 2050.

Kết quả nghiên cứu cho thấy, bên cạnh việc duy trì và phát triển các sản phẩm chủ lực hiện hữu như dầu thô, khí, sản phẩm lọc dầu, điện khí và phân bón vô cơ trong ngắn hạn, Petrovietnam cần tập trung đầu tư vào các sản phẩm năng lượng mới, năng lượng tái tạo, hóa dầu và sản phẩm xanh, sạch, thân thiện với môi trường như điện gió ngoài khơi, hydrogen, nhiên liệu sinh học, phân bón hữu cơ, nhựa sinh học và CCS/CCUS để đảm bảo sự phát triển bền vững trong dài hạn. Đây là cơ sở khoa học cho việc hoạch định chiến lược phát triển sản phẩm dài hạn, giúp Petrovietnam chủ động thích ứng với xu hướng chuyển dịch năng lượng, nâng cao năng lực cạnh tranh và xây dựng chuỗi giá trị năng lượng bền vững.

Từ khóa: Sản phẩm chủ lực, danh mục sản phẩm chủ lực, chuyển dịch năng lượng, năng lượng sạch, năng lượng bền vững.

1. Giới thiệu

Ngành dầu khí đang trải qua giai đoạn chuyển dịch mạnh mẽ trên phạm vi toàn cầu, hướng tới một hệ thống năng lượng bền vững, giảm thiểu tác động đến môi trường và ứng phó với biến đổi khí hậu. Xu hướng này được thúc đẩy bởi nhiều yếu tố, bao gồm cam kết quốc tế về giảm phát thải khí nhà kính (Thỏa thuận Paris, COP26...), chính sách năng lượng của các quốc gia, sự phát triển của công nghệ năng lượng mới, năng lượng tái tạo và thay

đổi hành vi tiêu dùng. Dự báo của các tổ chức quốc tế như BP [1], IEA [2]... cho thấy nhu cầu năng lượng toàn cầu sẽ tiếp tục tăng trong những thập kỷ tới, tuy nhiên, cơ cấu năng lượng sẽ thay đổi đáng kể, với sự tăng trưởng mạnh mẽ của năng lượng tái tạo (điện gió, điện mặt trời, năng lượng sinh học...), điện khí hóa và giảm dần nhu cầu đối với nhiên liệu hóa thạch (Hình 1 và 3). Bên cạnh đó, các sản phẩm thân thiện với môi trường như nhựa sinh học và phân bón hữu cơ cũng đang thu hút sự quan tâm ngày càng lớn từ phía người tiêu dùng.

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam), một trong những tập đoàn kinh tế hàng đầu của Việt Nam, đóng



Ngày nhận bài: 22/7/2024.

Ngày phân biên đánh giá và sửa chữa: 22 - 30/7/2024.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 30/7/2024.

vai trò quan trọng trong việc đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia. Trong bối cảnh chuyển dịch năng lượng, Petrovietnam đối mặt với những thách thức và cơ hội mới. Nghiên cứu này tập trung vào việc xác định danh mục sản phẩm hàng hóa chủ lực (không bao gồm các sản phẩm dịch vụ) của Petrovietnam đến 2030 và định hướng đến năm 2050, nhằm hỗ trợ Petrovietnam thích ứng với xu hướng chuyển dịch năng lượng và phát triển bền vững.

Sản phẩm hàng hóa chủ lực, được hiểu là những sản phẩm mang tính chiến lược, đóng góp đáng kể vào doanh thu và lợi nhuận, đồng thời có khả năng đáp ứng nhu cầu thị trường trong nước và quốc tế một cách bền vững. Việc xác định và tập trung phát triển các sản phẩm hàng hóa chủ lực là yếu tố then chốt để Petrovietnam nâng cao năng lực cạnh tranh, tối ưu hóa hiệu quả hoạt động sản xuất kinh doanh và đảm bảo sự phát triển bền vững trong dài hạn.

2. Xu hướng chuyển dịch năng lượng và tác động đến ngành dầu khí

Thế giới đang hướng đến một hệ thống năng lượng bền vững hơn, tập trung vào giảm phát thải khí nhà kính và ứng phó với biến đổi khí hậu. Chuyển dịch năng lượng, với trọng tâm là phát triển năng lượng tái tạo và sạch, đang diễn ra mạnh mẽ trên toàn cầu.

2.1. Xu hướng chuyển dịch năng lượng toàn cầu

Chuyển dịch năng lượng toàn cầu được thúc đẩy bởi nhiều yếu tố, trong đó nổi bật là:

- Cam kết quốc tế về giảm phát thải: Thỏa thuận Paris (2015) và COP26 (2021) đã khẳng định mục tiêu giữ mức tăng nhiệt độ trung bình toàn cầu dưới 2°C so với thời kỳ tiền công nghiệp, tạo động lực mạnh mẽ cho chuyển dịch năng lượng.

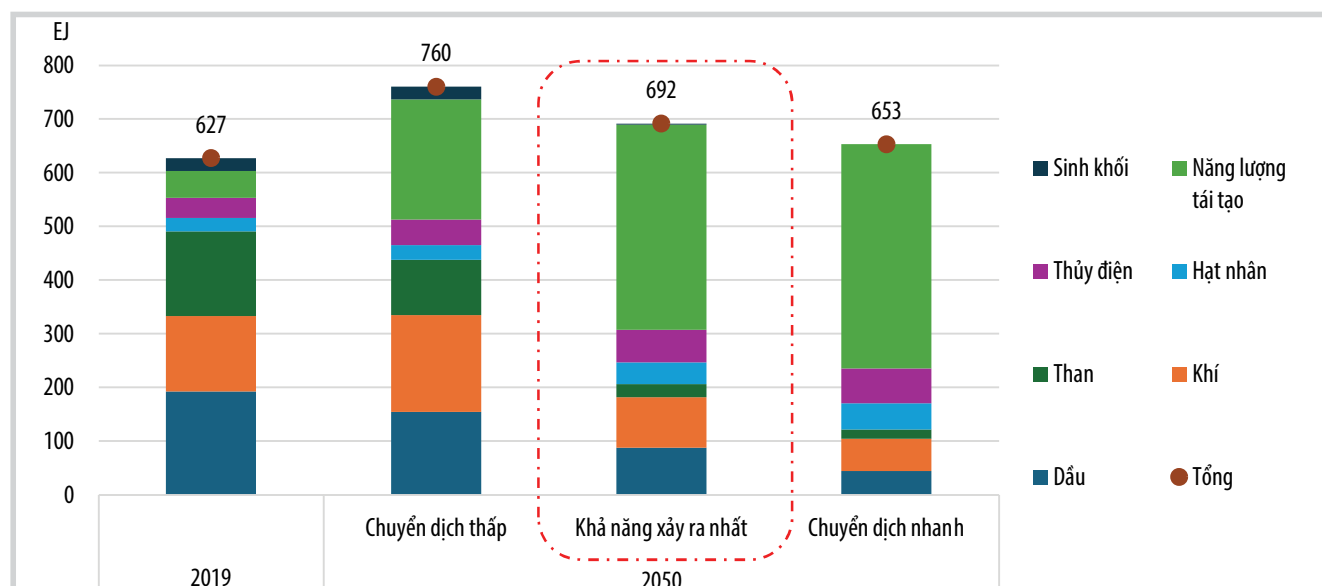
- Chính sách năng lượng: Nhiều quốc gia đã và đang ban hành các chính sách hỗ trợ phát triển năng lượng tái tạo, điện khí hóa và sử dụng năng lượng hiệu quả. Điển hình như EU đặt mục tiêu năng lượng tái tạo chiếm 40% tổng năng lượng tiêu thụ vào năm 2030; Trung Quốc cam kết đạt đỉnh phát thải CO₂ trước năm 2030 và trung hòa carbon trước năm 2060 [1, 2].

- Phát triển công nghệ: Những tiến bộ trong công nghệ năng lượng tái tạo (điện gió, điện mặt trời, năng lượng sinh học...), công nghệ lưu trữ năng lượng (pin...) và công nghệ hydrogen đã giúp giảm chi phí sản xuất năng lượng sạch, tăng tính cạnh tranh và thúc đẩy chuyển dịch năng lượng [3 - 5].

- Thay đổi hành vi tiêu dùng: Người tiêu dùng ngày càng quan tâm đến vấn đề môi trường, ưu tiên lựa chọn các sản phẩm và dịch vụ sử dụng năng lượng sạch, góp phần thúc đẩy nhu cầu năng lượng tái tạo và bền vững [2].

Dự báo nhu cầu năng lượng toàn cầu đến năm 2050 cho thấy những thay đổi đáng kể trong cơ cấu năng lượng:

- Tăng trưởng năng lượng tái tạo: Theo BP Energy Outlook 2023 [1], tỷ trọng năng lượng tái tạo (bao gồm



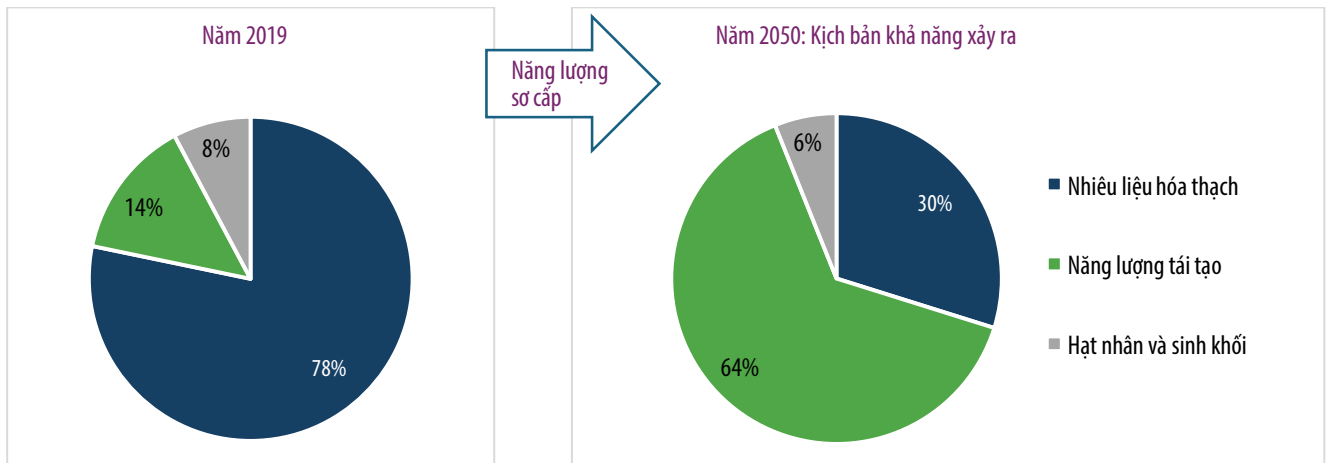
Hình 1. Dự báo cung năng lượng sơ cấp theo dạng nhiên liệu đến năm 2050¹ [1].

¹ Kịch bản:

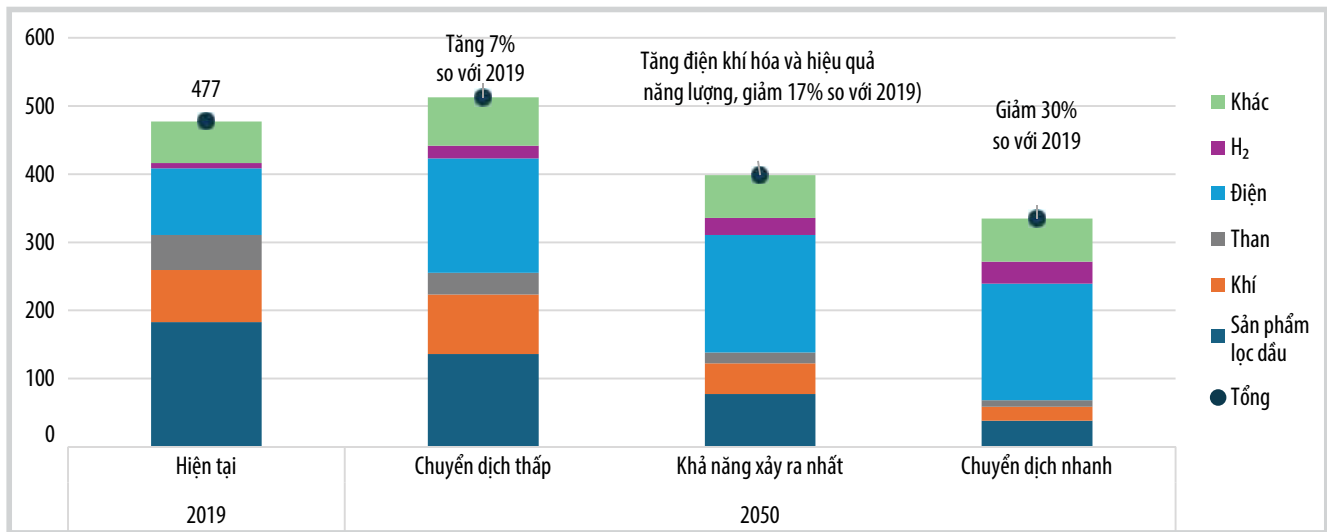
- Khả năng xảy ra nhất (Accelerated, năm 2050 cắt giảm 75% CO₂ so với 2019), tương ứng với kịch bản duy trì nhiệt độ trung bình toàn cầu xuống dưới 2°C @2050 của IPCC.

- Chuyển dịch nhanh (Net Zero, cắt giảm 95% CO₂), tương ứng với kịch bản duy trì nhiệt độ trung bình toàn cầu xuống dưới 1,5°C @2050 của IPCC.

- Chuyển dịch thấp (New Momentum, giảm 20% CO₂).



Hình 2. Cơ cấu năng lượng sơ cấp năm 2019 và năm 2050 [1].



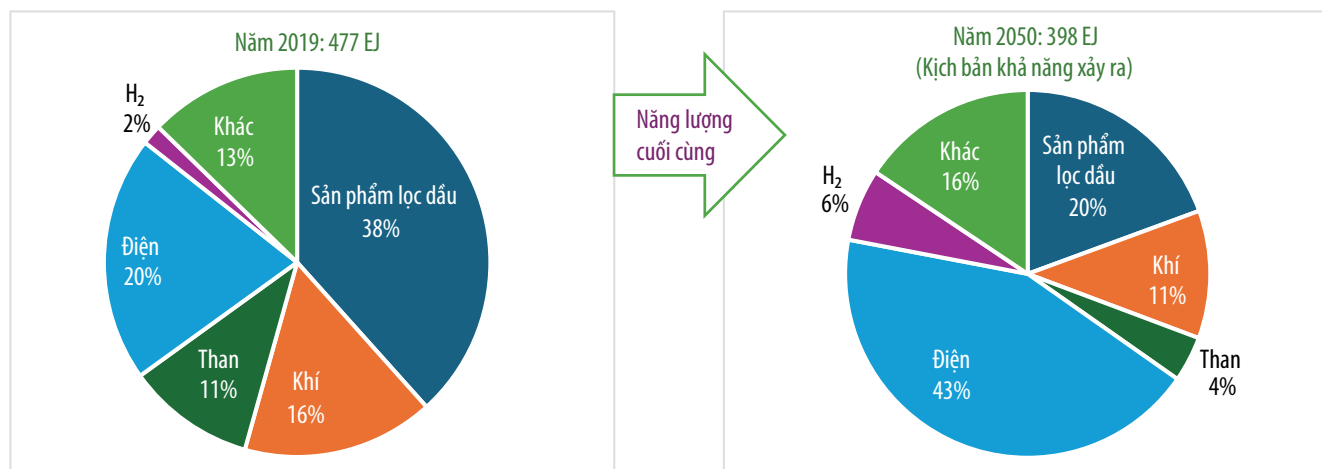
Hình 3. Dự báo nhu cầu năng lượng cuối cùng theo dạng nhiên liệu đến năm 2050 [1].

cả thủy điện) trong cơ cấu năng lượng sơ cấp toàn cầu sẽ tăng từ 14% năm 2019 lên 64% năm 2050. Cùng với đó, tỷ trọng năng lượng hóa thạch giảm từ 78% xuống còn 30% (Hình 2). Sự tăng trưởng mạnh mẽ của năng lượng tái tạo được thúc đẩy bởi nhiều yếu tố như:

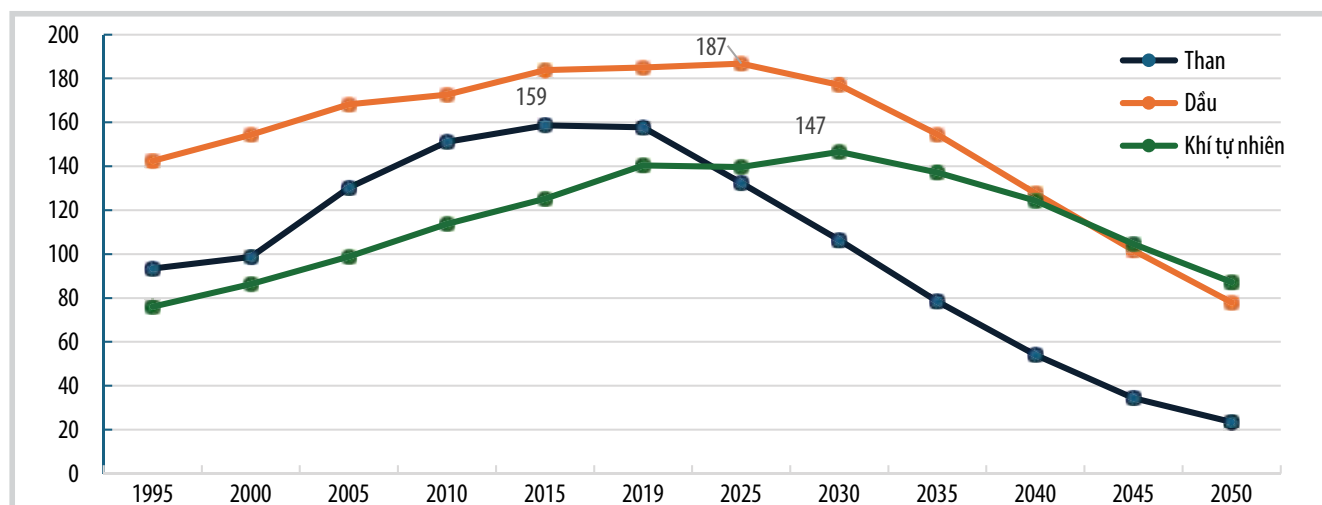
- + Giảm chi phí sản xuất: Công nghệ năng lượng tái tạo ngày càng phát triển, giúp giảm chi phí sản xuất điện gió, điện mặt trời, năng lượng sinh học... [4].
- + Chính sách hỗ trợ: Nhiều quốc gia đã và đang ban hành các chính sách hỗ trợ phát triển năng lượng tái tạo, điện khí hóa và sử dụng năng lượng hiệu quả [6].
- + Nhu cầu năng lượng sạch: Người tiêu dùng ngày càng ưa chuộng năng lượng sạch, thân thiện với môi trường.
- Điện khí hóa: Xu hướng điện khí hóa trong nhu cầu sử dụng năng lượng cuối cùng sẽ tăng mạnh, từ 20% năm 2019 lên trên 43% vào năm 2050 (Hình 4).

Điện được sử dụng ngày càng nhiều trong các lĩnh vực như [6]:

- + Giao thông vận tải: Sự phát triển của xe điện (EV) đang thay đổi ngành công nghiệp ô tô, giúp giảm nhu cầu xăng dầu.
- + Công nghiệp: Nhiều ngành công nghiệp đang chuyển sang sử dụng điện thay cho nhiên liệu hóa thạch, góp phần giảm phát thải.
- + Sinh hoạt: Nhu cầu sử dụng điện cho các thiết bị gia dụng, điều hòa không khí... tiếp tục tăng.
- Giảm nhu cầu nhiên liệu hóa thạch: Mặc dù nhu cầu năng lượng toàn cầu vẫn tăng, nhưng nhu cầu dầu mỏ và than đá dự kiến sẽ đạt đỉnh trong vòng 5 - 10 năm tới, sau đó giảm dần do sự cạnh tranh từ năng lượng tái tạo và điện khí hóa (Hình 3). Nhu cầu khí tự nhiên vẫn có thể tăng trưởng trong một số khu vực, nhưng tốc độ tăng trưởng sẽ chậm lại đáng kể.



Hình 4. Cơ cấu năng lượng cuối cùng năm 2019 và năm 2050 [1].



Hình 5. Dự báo nhu cầu năng lượng hóa thạch toàn cầu đến 2050 [1].

2.2. Xu hướng chuyển dịch năng lượng Việt Nam

Việt Nam đã thể hiện cam kết mạnh mẽ trong việc chuyển dịch năng lượng, hướng tới mục tiêu phát thải ròng bằng "0" vào năm 2050. Chính sách năng lượng của Việt Nam được thể hiện rõ trong Nghị quyết số 55-NQ/TW của Bộ Chính trị về Chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045; Quyết định số 893/QĐ-TTg ngày 26/7/2023 của Thủ tướng Chính phủ về "Quy hoạch tổng thể năng lượng quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050". Một số nội dung chính [7, 8] như sau:

- Ưu tiên phát triển năng lượng tái tạo: Nghị quyết số 55-NQ/TW đặt mục tiêu tỷ trọng năng lượng tái tạo (bao gồm thủy điện) trong tổng năng lượng tiêu thụ cuối cùng đạt khoảng 15 - 20% vào năm 2030. Quyết định số 893/QĐ-TTg đưa ra mục tiêu năng lượng tái tạo chiếm 80 - 85% trong tổng cung năng lượng sơ cấp vào năm 2050.

- Giảm tỷ trọng năng lượng hóa thạch: Việt Nam đặt mục tiêu giảm dần tỷ trọng than đá và dầu mỏ trong cơ cấu năng lượng, tăng cường sử dụng khí tự nhiên làm nhiên liệu chuyển tiếp.

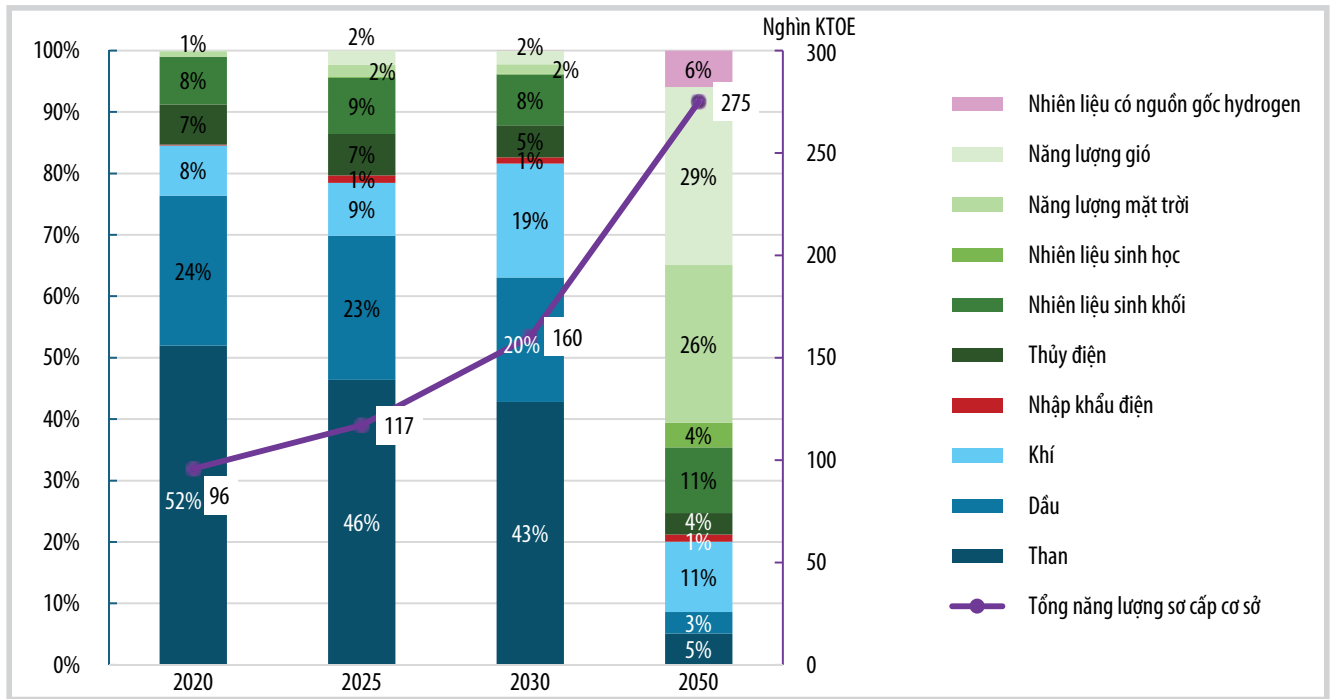
- Đẩy mạnh điện khí hóa: Chính phủ khuyến khích sử dụng điện năng trong các lĩnh vực giao thông vận tải, công nghiệp và sinh hoạt, góp phần giảm phát thải khí nhà kính.

- Phát triển năng lượng hydrogen: Việt Nam đang nghiên cứu, xây dựng chiến lược phát triển năng lượng hydrogen, coi đây là giải pháp tiềm năng cho tương lai.

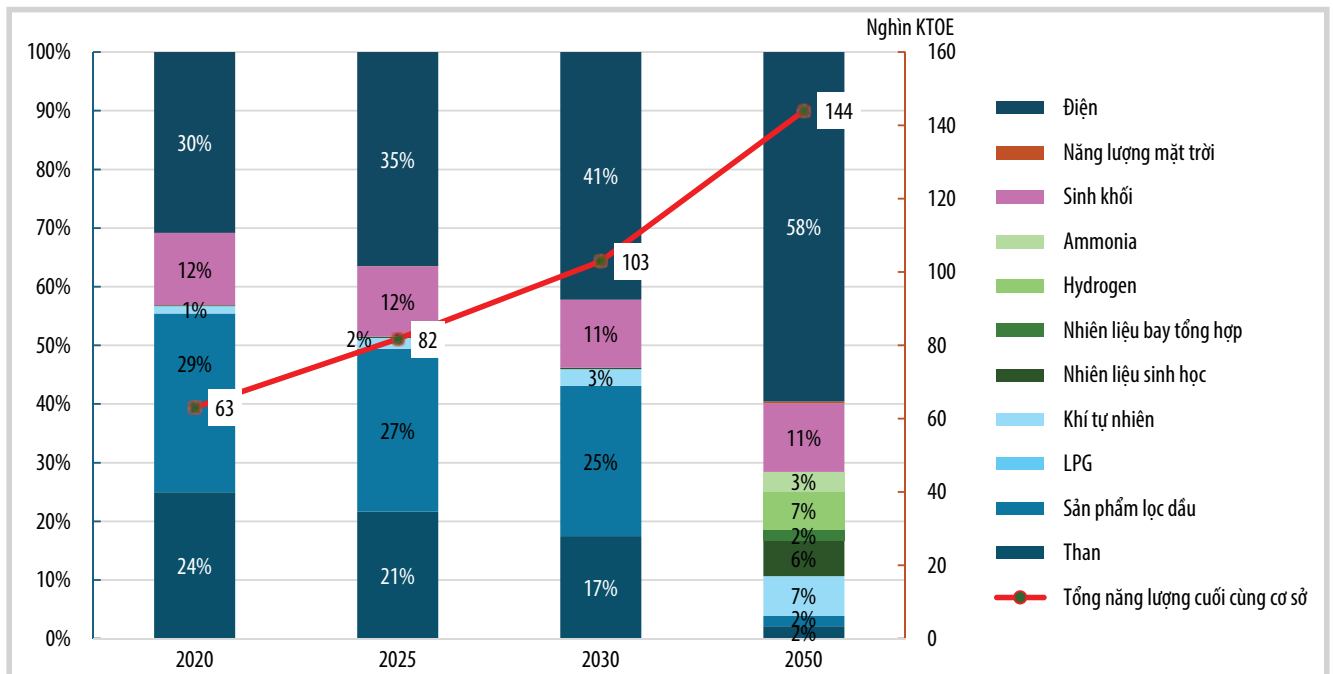
- Thúc đẩy CCS/CCUS: Nghiên cứu, ứng dụng công nghệ CCS/CCUS trong các ngành công nghiệp nặng, góp phần giảm phát thải CO₂.

Dự báo nhu cầu năng lượng của Việt Nam đến năm 2050 (theo Quy hoạch năng lượng):

- Thay đổi cơ cấu năng lượng: Tỷ trọng năng lượng tái tạo trong cơ cấu năng lượng sơ cấp tăng từ 26% năm



Hình 6. Nguồn cung năng lượng sơ cấp của Việt Nam đến 2050 [8].



Hình 7. Nhu cầu năng lượng cuối cùng của Việt Nam đến 2050 [8].

2020 lên 79% năm 2050, trong khi tỷ trọng năng lượng hóa thạch giảm từ 74% xuống còn 21%. Nhu cầu dầu thô và sản phẩm lọc dầu giảm dần, nhu cầu khí tự nhiên tăng đến 2030 sau đó giảm. Nhu cầu điện năng tăng mạnh do xu hướng điện khí hóa [8] (Hình 6).

- Nhu cầu năng lượng cuối cùng tiếp tục tăng: Theo Quy hoạch năng lượng quốc gia, nhu cầu năng lượng cuối cùng của Việt Nam sẽ tăng từ 63 triệu tấn dầu quy đổi năm 2020 lên 144 triệu TOE năm 2050 [8] (Hình 7).

2.3. Tác động của xu hướng chuyển dịch năng lượng đến ngành dầu khí

Chuyển dịch năng lượng mang đến cả thách thức và cơ hội cho ngành dầu khí:

Thách thức:

- Giảm nhu cầu sản phẩm dầu khí truyền thống: Xu hướng giảm nhu cầu dầu mỏ, sản phẩm lọc dầu... tác động trực tiếp đến doanh thu và lợi nhuận của các công ty dầu khí.

- Áp lực cạnh tranh: Sự phát triển của năng lượng tái tạo, điện khí hóa, hydrogen... tạo ra áp lực cạnh tranh ngày càng lớn đối với ngành dầu khí.

- Yêu cầu về môi trường: Các quy định về môi trường ngày càng nghiêm ngặt, đòi hỏi ngành dầu khí phải giảm phát thải khí nhà kính, đầu tư vào công nghệ sạch hơn.

Cơ hội:

- Phát triển các sản phẩm năng lượng mới, năng lượng tái tạo: Ngành dầu khí có thể tận dụng lợi thế về công nghệ, kinh nghiệm và nguồn lực để tham gia vào thị trường năng lượng mới, năng lượng tái tạo, ví dụ như điện gió ngoài khơi, hydrogen, nhiên liệu sinh học, CCS/CCUS...

- Nâng cao hiệu quả hoạt động: Chuyển dịch năng lượng thúc đẩy ngành dầu khí phải nâng cao hiệu quả hoạt động, giảm chi phí và tăng cường tính cạnh tranh.

- Xây dựng chuỗi giá trị năng lượng bền vững: Ngành dầu khí có thể kết hợp các sản phẩm dầu khí truyền thống với các sản phẩm năng lượng mới, tạo ra chuỗi giá trị năng lượng bền vững.

Để thích ứng với xu hướng chuyển dịch năng lượng, các công ty dầu khí, trong đó có Petrovietnam, cần chủ động nắm bắt cơ hội, vượt qua thách thức, đổi mới sáng tạo và xây dựng chiến lược phát triển phù hợp.

3. Nghiên cứu đề xuất danh mục và giải pháp phát triển thị trường sản phẩm chủ lực của Petrovietnam đến năm 2030 và năm 2050

3.1. Phương pháp luận

Để xác định danh mục sản phẩm hàng hóa chủ lực của Petrovietnam đến năm 2030 và định hướng đến năm 2050, nghiên cứu này đã tham khảo phương pháp luận đánh giá cơ hội đầu tư, danh mục ưu tiên đầu tư của các tổ chức quốc tế (như BCG, PWC, GE-McKinsey...) để xây dựng ma trận đánh giá danh mục sản phẩm chủ lực phù hợp với đặc thù của Petrovietnam. Đồng thời, áp dụng các công cụ như SWOT, PESTEL, Product life cycle, Technology cycle... để đánh giá các yếu tố bên trong và yếu tố bên ngoài tác động tới tiềm năng phát triển và khả năng cạnh tranh của Petrovietnam. Ma trận đánh giá danh mục sản phẩm chủ lực Petrovietnam dựa trên 2 nhóm tiêu chí chính: (1) Tiềm năng phát triển của sản phẩm (yếu tố bên ngoài) và (2) Khả năng phát triển sản phẩm của Petrovietnam (yếu tố bên trong) (Hình 8 và 9) [9].

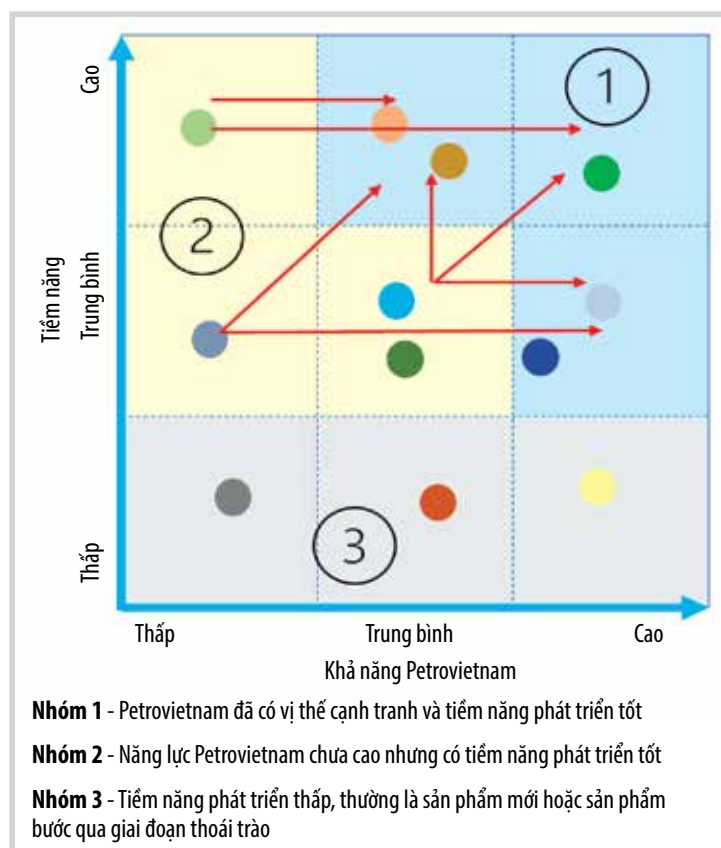
3.2. Cơ sở đề xuất danh mục sản phẩm hàng hóa chủ lực

Dựa trên phân tích toàn diện về xu hướng thị trường và công nghệ năng lượng mới trên thế giới, năng lực sản xuất kinh doanh và tiềm năng đổi mới sáng tạo của Petrovietnam, chính sách của Việt Nam về năng lượng tái tạo, giảm phát thải và phát triển bền vững, cũng như định hướng chiến lược phát triển dài hạn của Petrovietnam, nghiên cứu đề xuất danh mục sản phẩm hàng hóa chủ lực của Petrovietnam cho 2 giai đoạn [9]:

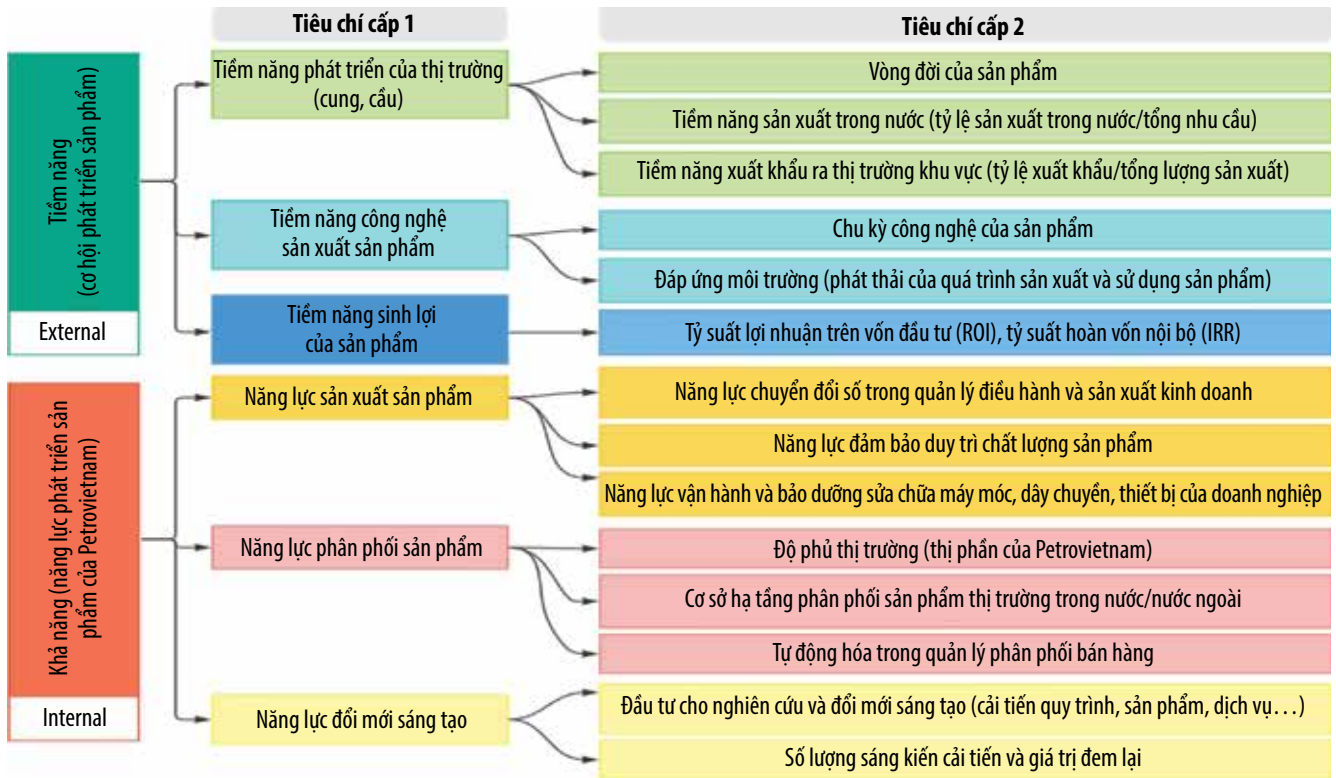
- Giai đoạn đến năm 2030: Tập trung vào các sản phẩm hiện hữu và các sản phẩm mới có khả năng thương mại hóa trong ngắn hạn.

- Giai đoạn định hướng đến năm 2050: Xem xét các sản phẩm có tiềm năng phát triển trong dài hạn, phù hợp với xu hướng chuyển dịch năng lượng và phát triển bền vững.

Nghiên cứu cũng xem xét các yếu tố về thời gian cần thiết để phát triển một sản phẩm mới, đặc thù dự án yêu cầu vốn đầu tư cao và công nghệ phức tạp, trung bình khoảng 5 - 8 năm. Từ đó, đề xuất danh mục sản phẩm chủ lực cho từng



Hình 8. Ma trận đánh giá danh mục sản phẩm hàng hóa chủ lực cho Petrovietnam.



Hình 9. Bộ tiêu chí đánh giá tiềm năng và khả năng phát triển sản phẩm.

giai đoạn, đảm bảo tính khả thi và phù hợp với năng lực của Petrovietnam, đồng thời đáp ứng xu hướng thị trường và mục tiêu phát triển bền vững.

3.3. Đề xuất danh mục sản phẩm hàng hóa chủ lực

Danh mục sản phẩm hàng hóa chủ lực của Petrovietnam cho 2 giai đoạn được đề xuất như sau:

- Danh mục sản phẩm chủ lực đến 2030, gồm:

- + Sản phẩm năng lượng
- Dầu thô
- Khí (khí tự nhiên, LPG, LNG)
- Sản phẩm lọc dầu (xăng, DO, JetA1)
- Điện (điện khí, điện than)
- Nhiên liệu sinh học (ethanol)

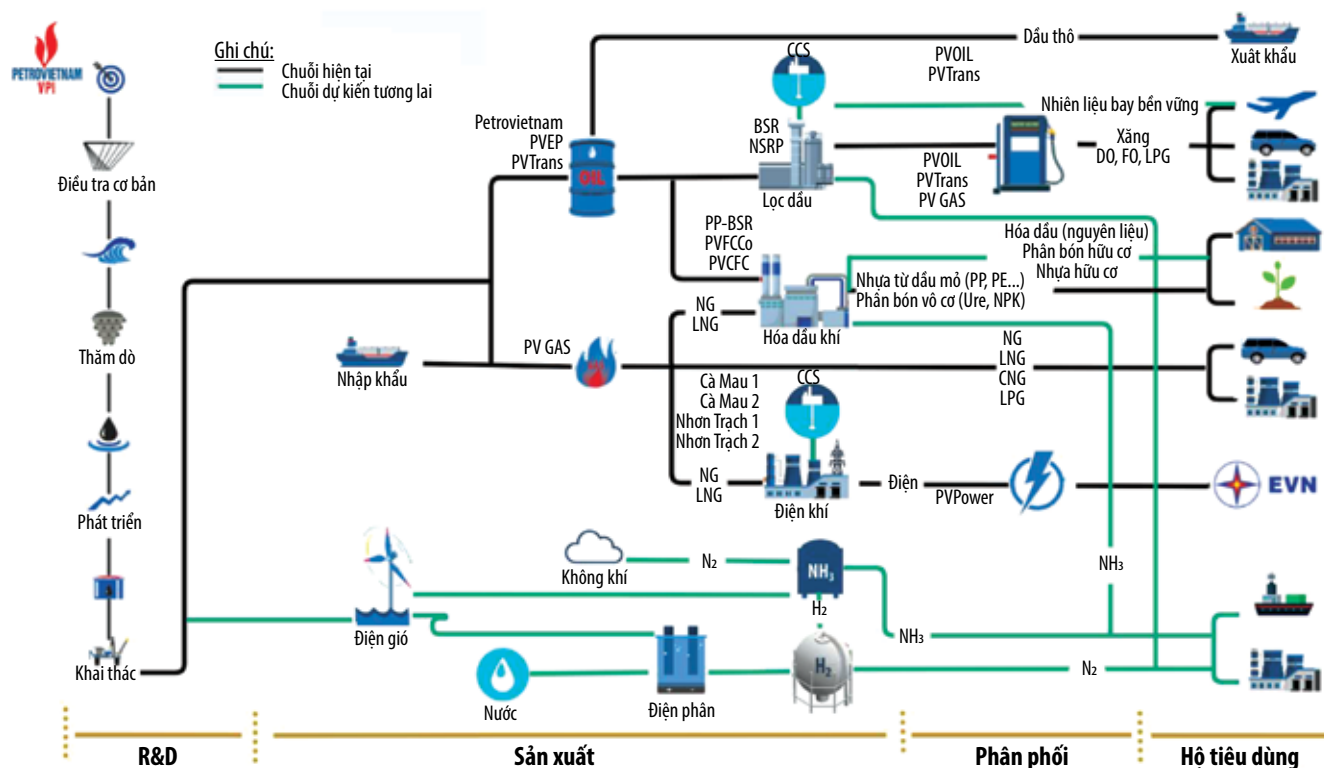
+ Sản phẩm phi năng lượng

- Phân bón vô cơ (NPK, urea)
- Nhựa từ dầu mỏ (PP)

- Danh mục sản phẩm chủ lực đến 2050, gồm:

- + Sản phẩm năng lượng
- Khí (khí tự nhiên, LPG, LNG)
- Điện (điện khí, điện gió ngoài khơi)
- Ammonia

- Nhiên liệu sinh học (ethanol, bio-diesel)
- Nhiên liệu bay tổng hợp (SAF)
- Hydrogen
- + Sản phẩm phi năng lượng
- Phân bón vô cơ (NPK)
- Nhựa từ dầu mỏ (PP, PE, PVC, PS, PU, PA, PET, SBR, ABS)
- Nguyên liệu hóa dầu (naptha, aromatics và olefins)
- Phân bón hữu cơ
- Nhựa sinh học
- CCS/CCUS (tín chỉ CO₂)
- Lưu ý:
 - Đối với sản phẩm tiềm năng, để nắm bắt cơ hội phát triển thành sản phẩm chủ lực trong tương lai, Petrovietnam cần xác định thời điểm đầu tư phù hợp nhằm phát triển năng lực nội tại.
 - Hoạt động dầu khí truyền thống vẫn giữ vị trí quan trọng đối với Petrovietnam, cho tới năm 2050, nhu cầu sử dụng khí cho các ngành công nghiệp, điện... và dầu thô làm nguyên liệu cho sản xuất các sản phẩm nhựa từ dầu mỏ, hóa dầu... vẫn duy trì ở mức cao.
 - Sản phẩm không còn nằm trong danh mục chủ lực vào năm 2050 (như dầu thô, sản phẩm lọc dầu...) không



Hình 10. Chuỗi giá trị hiện tại và tương lai của Petrovietnam.

đồng nghĩa với việc Petrovietnam sẽ dừng sản xuất kinh doanh. Petrovietnam vẫn tiếp tục sản xuất kinh doanh miễn là sản phẩm vẫn có thị trường và mang lại hiệu quả kinh tế. Tuy nhiên, mức độ ưu tiên về nguồn lực sẽ giảm đi, không đầu tư mới mà chỉ tập trung vào việc khai thác tài sản hiện có.

Nghiên cứu đề xuất chuỗi giá trị hiện tại và tương lai của Petrovietnam (Hình 10), gồm các sản phẩm mới và các đơn vị tham gia chuỗi.

3.4. Giải pháp phát triển sản phẩm mới

Để thích ứng với xu hướng chuyển dịch năng lượng và nắm bắt cơ hội, Petrovietnam cần chủ động phát triển các sản phẩm mới, bên cạnh việc duy trì và nâng cao hiệu quả các sản phẩm hiện hữu. Các sản phẩm tiềm năng bao gồm: Điện gió ngoài khơi, nhiên liệu bay bền vững (SAF), hydrogen, ammonia, phân bón hữu cơ, nhựa từ dầu mỏ (PE, PVC, PU, PS, PA, PET, SBR, ABS), nhựa sinh học và CCS/CCUS.

Mặc dù các sản phẩm này có tiềm năng thị trường lớn, nhưng năng lực của Petrovietnam trong các lĩnh vực mới này còn hạn chế. Do đó, cần có các giải pháp cụ thể để nâng cao năng lực, giúp Petrovietnam nắm bắt cơ hội, phát triển các sản phẩm mới thành sản phẩm chủ lực trong tương lai.

- Nghiên cứu đề xuất lộ trình phát triển sản phẩm mới theo các giai đoạn:

+ Thử nghiệm (pilot): Xây dựng dự án thí điểm với quy mô nhỏ để rút kinh nghiệm nhanh, đánh giá hiệu quả và tính khả thi của công nghệ, trước khi triển khai dự án quy mô thương mại.

+ Vận hành thương mại: Sau khi dự án thí điểm thành công, Petrovietnam có thể triển khai dự án với quy mô thương mại, tập trung vào việc mở rộng thị trường.

+ Mở rộng quy mô: Dựa trên kết quả vận hành thương mại, Petrovietnam có thể mở rộng quy mô sản xuất, đáp ứng nhu cầu ngày càng tăng của thị trường.

- Nâng cao năng lực, để phát triển sản phẩm mới thành công, Petrovietnam cần nâng cao năng lực trên nhiều khía cạnh:

+ Công nghệ: Nghiên cứu, ứng dụng công nghệ sản xuất tiên tiến, hiện đại; hợp tác chuyển giao công nghệ từ các đối tác uy tín trong và ngoài nước (như Đan Mạch, Đức đối với điện gió ngoài khơi).

+ Sản xuất: Xây dựng nhà máy, dây chuyền sản xuất mới; đầu tư máy móc, thiết bị hiện đại; đào tạo đội ngũ kỹ sư, công nhân lành nghề.

+ Phân phối: Phát triển hệ thống phân phối, tiếp thị rộng khắp; xây dựng thương hiệu, định vị sản phẩm phù hợp.

+ Thị trường: Nghiên cứu, phân tích thị trường, xác định nhu cầu, xu hướng của khách hàng; xây dựng chiến lược marketing hiệu quả.

+ Nguồn nhân lực: Đào tạo, bồi dưỡng đội ngũ cán bộ, nhân viên có trình độ chuyên môn, kỹ năng quản lý, điều hành; thu hút nhân tài.

- Hợp tác, liên kết với các đối tác trong và ngoài nước để:

+ Tiếp cận công nghệ tiên tiến: Hợp tác với các công ty, tập đoàn dầu khí, năng lượng lớn trên thế giới để chuyển giao công nghệ, chia sẻ kinh nghiệm.

+ Mở rộng thị trường: Liên kết với các đối tác phân phối, tiêu thụ sản phẩm để mở rộng thị trường trong nước và xuất khẩu.

+ Chia sẻ rủi ro, giảm chi phí: Tham gia vào các dự án liên doanh, góp vốn để chia sẻ rủi ro, tối ưu hóa chi phí.

5. Kết luận và khuyến nghị

Ngành năng lượng toàn cầu đang trải qua giai đoạn chuyển dịch mạnh mẽ, hướng đến hệ thống năng lượng bền vững, giảm thiểu tác động môi trường và ứng phó với biến đổi khí hậu. Xu hướng này tạo ra cả thách thức và cơ hội cho ngành dầu khí, thúc đẩy sự phát triển của năng lượng tái tạo, điện khí hóa và giảm nhu cầu nhiên liệu hóa thạch.

Kết luận số 76-KL/TW ngày 24/4/2024 của Bộ Chính trị định hướng phát triển Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trở thành tập đoàn công nghiệp - năng lượng quốc gia gắn với phát triển, nâng cao hiệu quả hoạt động trong các lĩnh vực năng lượng truyền thống; tham gia chuỗi giá trị năng lượng mới, năng lượng tái tạo, nhất là điện gió ngoài khơi, điện gió ven biển, hydrogen, ammonia, chuỗi cung ứng nhập khẩu, kinh doanh LNG, sản xuất thiết bị năng lượng [10].

Để hiện thực hóa mục tiêu phát thải ròng bằng "0" vào năm 2050, chính sách năng lượng của Việt Nam cũng đang chuyển dịch theo hướng ưu tiên phát triển năng lượng tái tạo, giảm tỷ trọng năng lượng hóa thạch và đẩy mạnh điện khí hóa. Trong bối cảnh đó, Petrovietnam cần chủ động thích ứng, xác định danh mục sản phẩm hàng hóa chủ lực để đảm bảo sự phát triển bền vững trong dài hạn.

Nghiên cứu đã cung cấp cơ sở khoa học để Petrovietnam hoạch định chiến lược phát triển, xác định danh mục sản phẩm chủ lực của Petrovietnam cho 2 giai đoạn:

- Giai đoạn đến năm 2030: Petrovietnam cần tập trung duy trì và phát triển các sản phẩm chủ lực hiện hữu, bao gồm:

+ Sản phẩm năng lượng: Dầu thô, khí (khí tự nhiên,

LPG, LNG), sản phẩm lọc dầu (xăng, DO, JetA1), điện khí, điện than và nhiên liệu sinh học (ethanol).

+ Sản phẩm phi năng lượng: Phân bón vô cơ (NPK, urea), nhựa từ dầu mỏ (PP).

- Giai đoạn định hướng đến năm 2050: Petrovietnam cần tập trung đầu tư, nghiên cứu và phát triển các sản phẩm mới, năng lượng tái tạo, hóa dầu và sản phẩm xanh, sạch, thân thiện môi trường, bao gồm:

+ Sản phẩm năng lượng: Khí (khí tự nhiên, LPG, LNG), điện (điện khí, điện gió ngoài khơi), ammonia, nhiên liệu sinh học (ethanol, bio-diesel), nhiên liệu bay tổng hợp (SAF), hydrogen.

+ Sản phẩm phi năng lượng: Phân bón vô cơ (NPK), nhựa từ dầu mỏ (PP, PE, PVC, PS, PU, PA, PET, SBR, ABS), nguyên liệu hóa dầu (naphtha, aromatics và olefins), phân bón hữu cơ, nhựa sinh học và CCS/CCUS.

Kiến nghị:

- Đối với Nhà nước:

+ Hoàn thiện cơ chế, chính sách, pháp luật để thúc đẩy phát triển năng lượng tái tạo, sản xuất và tiêu dùng sản phẩm xanh, sạch, hữu cơ, bao gồm: Chính sách ưu đãi về thuế, tín dụng; xây dựng hành lang pháp lý rõ ràng, minh bạch; chính sách hỗ trợ R&D, đào tạo nguồn nhân lực.

+ Tăng cường hỗ trợ Petrovietnam trong việc tiếp cận công nghệ, vốn, thị trường... để phát triển sản phẩm chủ lực.

- Đối với Petrovietnam:

+ Tập trung nâng cao năng lực sản xuất, phân phối, đổi mới sáng tạo cho cả sản phẩm hiện hữu và sản phẩm mới.

+ Xây dựng chiến lược, kế hoạch, lộ trình phát triển cụ thể cho từng sản phẩm, đảm bảo tính khả thi, phù hợp với năng lực và nguồn lực.

+ Đẩy mạnh hợp tác, liên kết với các đối tác trong và ngoài nước để tiếp cận công nghệ, vốn, thị trường.

+ Tăng cường đầu tư cho nghiên cứu và phát triển công nghệ, đặc biệt là công nghệ năng lượng mới, năng lượng tái tạo, giải pháp giảm phát thải.

+ Chủ động nắm bắt cơ hội, vượt qua thách thức, đổi mới sáng tạo và xây dựng chuỗi giá trị năng lượng bền vững.

Tài liệu tham khảo

[1] BP, "bp Energy outlook 2023 edition", 07/2023. [Online]. Available: <https://www.bp.com/content/dam/>

bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2023.pdf.

[2] IEA, "World energy outlook 2023", 2023. [Online]. Available: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/86ede39e-4436-42d7-ba2a-edf61467e070/WorldEnergyOutlook2023.pdf>.

[3] Bloomberg NEF, "New energy outlook 2024", 2024. [Online]. Available: <https://about.bnef.com/new-energy-outlook/>.

[4] BloombergNEF, "Energy transition investment trends 2024", 2024. [Online]. Available: <https://about.bnef.com/energy-transition-investment/>.

[5] IEA, "World energy investment 2024", 2024. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2024>.

[6] IEA, "World energy outlook 2023", 2023. [Online]. Available: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/86ede39e-4436-42d7-ba2a-edf61467e070/WorldEnergyOutlook2023.pdf>

[7] Ban Chấp hành Trung ương, "Nghị quyết của Bộ Chính trị về định hướng chiến lược phát triển năng lượng Quốc gia của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045", Nghị quyết số 55-NQ/TW ngày 11/2/2020.

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

[9] VPI, "Nghiên cứu xây dựng danh mục sản phẩm hàng hóa chủ lực của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam hiện tại và tương lai", 2023.

[10] Ban Chấp hành Trung ương, "Nghị quyết về tình hình thực hiện Nghị quyết số 41-NQ/TW, ngày 23/7/2015 của Bộ Chính trị về định hướng Chiến lược phát triển ngành dầu khí Việt Nam đến năm 2025, tầm nhìn đến năm 2035 và một số định hướng cho giai đoạn mới", Kết luận số 76-KL/TW ngày 24/4/2024.

RESEARCH ON PROPOSING A PORTFOLIO AND SOLUTIONS TO DEVELOP KEY PRODUCTS OF VIETNAM OIL AND GAS GROUP TO 2030 AND VISION TO 2050

Hoang Thi Dao, Nguyen Thi Viet Ha, Dao Diep Van, Nguyen Thi Mai Huong

Vietnam Petroleum Institute

Email: daoht@vpi.pvn.vn

Summary

The global oil and gas industry is facing profound changes due to the impact of energy transition trends, commitments to net-zero emissions by 2050, and the development of new technologies. This trend promotes the growth of clean and renewable energy sources (such as wind power, solar power, hydrogen, and biofuels), while putting pressure on the demand for traditional fossil fuel products.

This paper analyzes factors affecting the selection of key products by Vietnam Oil and Gas Group (Petrovietnam) for the period up to 2030 and vision to 2050, concentrating on four main aspects: (1) Global market trends and new energy technologies; (2) Current production and business capabilities and innovation potential of Petrovietnam; (3) Vietnamese policies on renewable energy, emission reduction, and sustainable development; and (4) Petrovietnam's long-term strategic development orientation. The author uses the SWOT analysis method combined with a product evaluation matrix based on criteria of market, technology, environment, and Petrovietnam's capabilities to identify the portfolio of key products for the period up to 2030 and vision to 2050.

The results show that, in addition to maintaining and developing existing key products such as crude oil, gas, petroleum products, gas-fired electricity, and inorganic fertilizers in the short term, Petrovietnam needs to focus on investing in new energy products, renewable energy, petrochemicals, and green, clean, environmentally friendly products such as offshore wind power, hydrogen, biofuels, organic fertilizers, bioplastics, and CCS/CCUS-derived products to ensure long-term sustainable development. This is the scientific basis for formulating long-term product development strategies, helping Petrovietnam proactively adapt to energy transition trends, enhance competitiveness, and build a sustainable energy value chain.

Key words: Key products, key product portfolio, energy transition, clean energy, sustainable energy.

TÍCH HỢP HYDROGEN XANH VÀ AMMONIA XANH VÀO CHUỖI GIÁ TRỊ HOẠT ĐỘNG CỦA TẬP ĐOÀN DẦU KHÍ VIỆT NAM

Nguyễn Hữu Lương, Lê Dương Hải, Trương Văn Nhân

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: luongnh.pvpro@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVSI.2024.04-04>

Tóm tắt

Để thích ứng với xu hướng chuyển dịch năng lượng, Chính phủ đã đặt mục tiêu đạt phát thải ròng bằng "0" vào năm 2050 cùng với những chính sách về kiểm soát, hạn chế phát thải và định hướng phát triển các giải pháp xanh hóa tại Việt Nam, trong đó có hydrogen xanh (GH₂) và ammonia xanh (GNH₃). Bên cạnh việc nâng cao hiệu quả hoạt động trong các lĩnh vực năng lượng truyền thống, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam) định hướng tham gia chuỗi giá trị năng lượng mới, năng lượng tái tạo, thu hồi, sử dụng và lưu giữ CO₂ (CCUS), sản xuất hydrogen/ammonia xanh để tích hợp dần vào các hoạt động hiện có.

Trên cơ sở tận dụng các ưu thế về nguồn lực và kinh nghiệm trong hoạt động dầu khí, Petrovietnam cũng đang nghiên cứu phát triển điện gió ngoài khơi và sản xuất GH₂ để tích hợp vào hoạt động thượng nguồn, tận dụng hệ thống đường ống dẫn khí hiện có để vận chuyển hỗn hợp khí thiên nhiên và GH₂ và cung ứng cho các nhà máy lọc dầu, đạm, điện khí/LNG...

Trong dài hạn, Petrovietnam có thể xem xét đầu tư mới các nhà máy sản xuất GNH₃ từ GH₂ để phục vụ nhu cầu xanh hóa của các lĩnh vực hoạt động khác như điện than và giao thông vận tải biển. Với vai trò là đơn vị vận hành hoặc có cổ phần chi phối trong các đơn vị khai thác và vận chuyển dầu khí, nhà máy lọc dầu, nhà máy điện than, nhà máy sản xuất phân bón..., Petrovietnam và các đơn vị thành viên có thể tham gia vào chuỗi cung ứng này dựa trên lợi thế cạnh tranh của từng đơn vị/nhà máy và hình thành liên kết chuỗi, phát triển bền vững trong bối cảnh mới của ngành công nghiệp năng lượng.

Từ khóa: Chuyển dịch năng lượng, ammonia xanh, hydrogen xanh, net-zero, Petrovietnam.

1. Hiện trạng phát triển và ứng dụng của hydrogen và ammonia sạch trên thế giới

Hoạt động sản xuất và tiêu thụ năng lượng gắn liền với sự phát triển của một nền kinh tế. Hiện tại, khoảng 90% nguồn năng lượng sử dụng có nguồn gốc hóa thạch [1], phát thải tới 65% lượng khí nhà kính toàn cầu [2]. Nhằm giảm thiểu tác động đến biến đổi khí hậu, ngành công nghiệp năng lượng đang thực hiện quá trình chuyển dịch mạnh mẽ để giảm dần lượng phát thải khí nhà kính, hướng đến đạt mục tiêu phát thải ròng bằng "0" (net-zero) vào năm 2050. Quá trình chuyển dịch năng lượng được dựa trên 5 giải pháp chính, bao gồm: sử dụng hiệu quả và tiết kiệm năng lượng, điện khí hóa, phát triển năng lượng tái tạo, thu hồi, lưu giữ và sử dụng CO₂ (CCUS)

và hình thành nền kinh tế trên cơ sở các nguồn hydrogen sạch. Theo ước tính của Tổ chức Năng lượng Tái tạo Thế giới (IRENA), đến năm 2050, hydrogen có thể góp 10% vào lượng giảm phát thải theo kịch bản net-zero [3].

Hiện nay, sản lượng hydrogen toàn cầu đạt khoảng 95 triệu tấn/năm và gần như toàn bộ nguồn cung cấp hydrogen là hydrogen xám hoặc nâu, được sản xuất từ các nguyên liệu có nguồn gốc hóa thạch [4]. Hydrogen được sử dụng chủ yếu trong các lĩnh vực lọc dầu, sản xuất phân bón và hóa chất. Một lượng nhỏ hydrogen cũng được sử dụng trong các lĩnh vực như sản xuất thép, thực phẩm, điện tử... Theo xu hướng chuyển dịch năng lượng, việc sản xuất hydrogen sẽ được xanh hóa để chuyển dần từ các loại hydrogen xám hoặc nâu sang các loại hydrogen sạch hơn (hydrogen xanh hoặc hydrogen lam). Theo BP, nhu cầu hydrogen toàn cầu sẽ đạt gần 500 triệu tấn/năm vào năm 2050 [5].



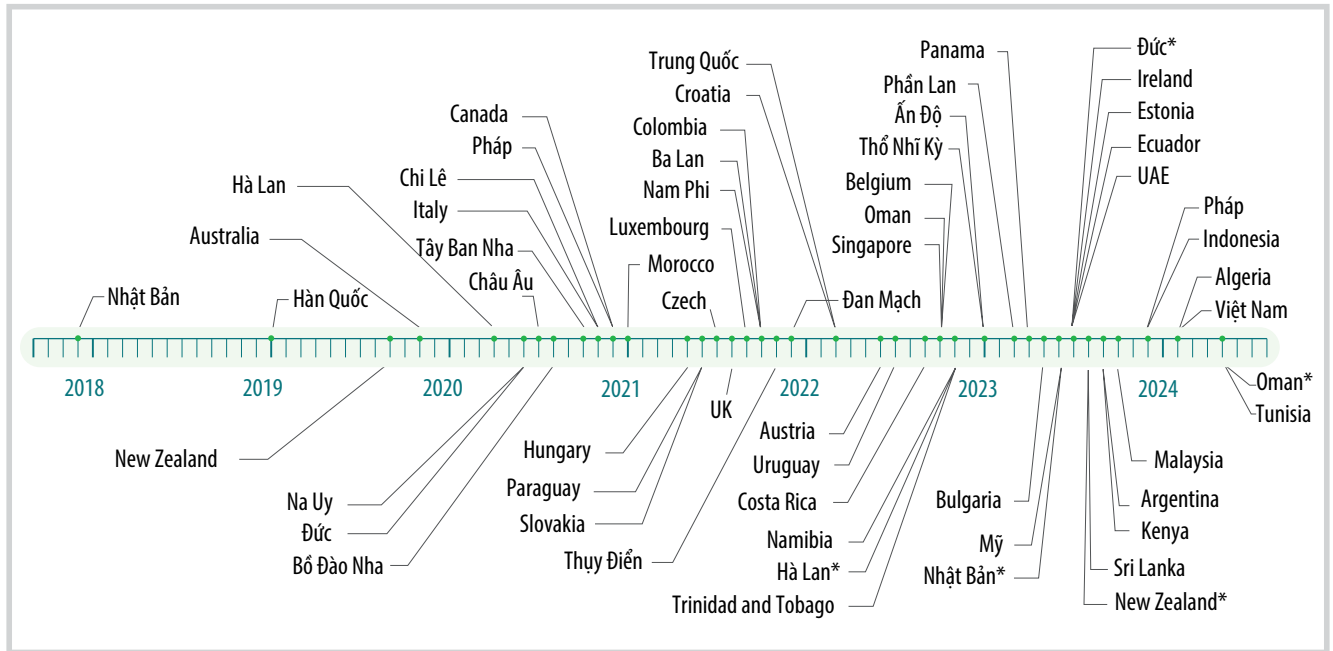
Ngày nhận bài: 3/7/2024.

Ngày phân biên đánh giá và sửa chữa: 3/7 - 4/8/2024.

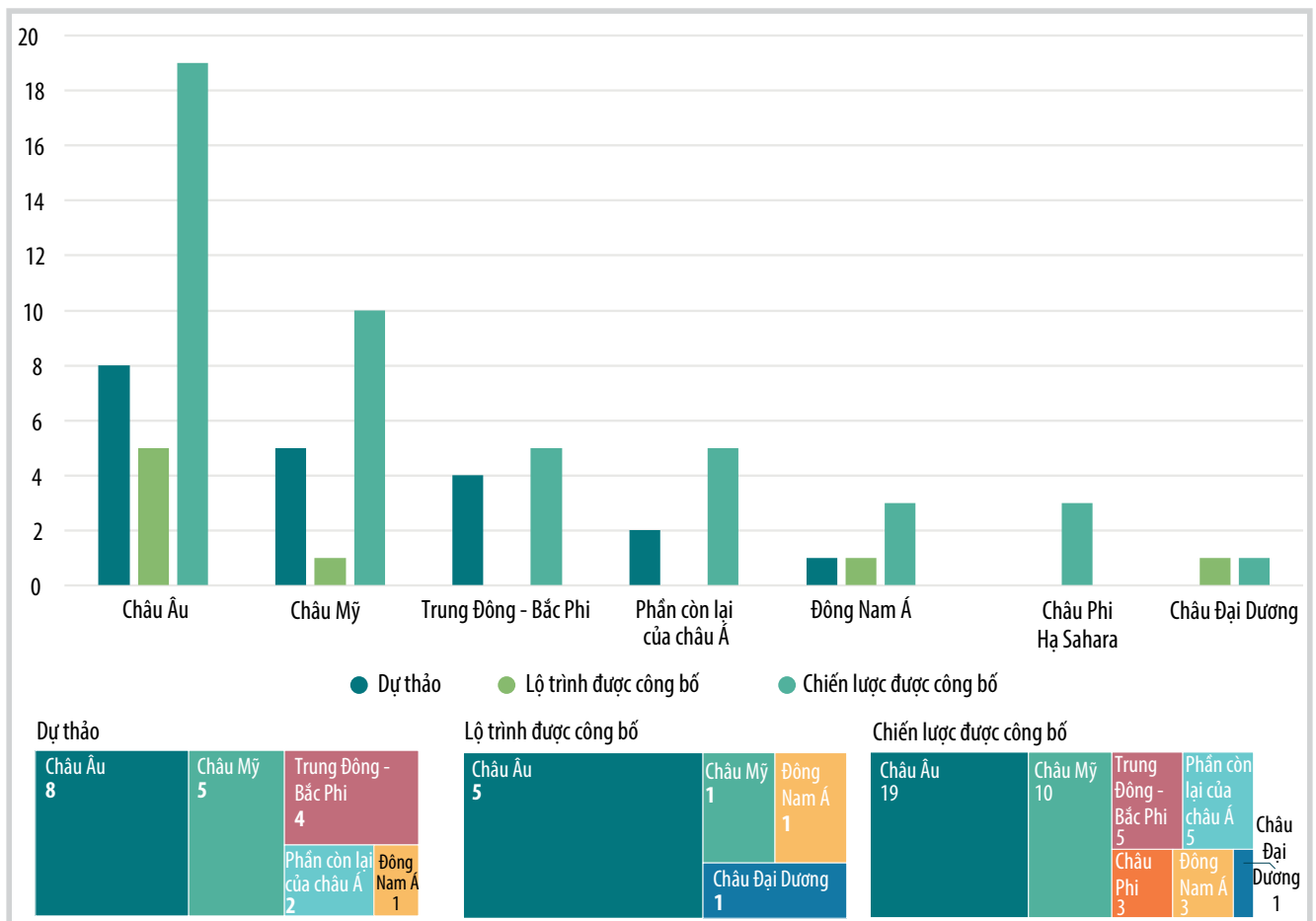
Ngày bài báo được duyệt đăng: 4/8/2024.

Tính đến tháng 5/2024, có 46 quốc gia đã công bố chiến lược và lộ trình phát triển hydrogen và có ít nhất 20 quốc gia khác đang trong quá trình dự thảo chiến lược

(Hình 1 và 2). Do đó, có ít nhất 74 quốc gia đã tham gia vào quá trình xây dựng chiến lược hydrogen sạch [6].



Hình 1. Dòng thời gian các quốc gia tham gia vào quá trình xây dựng chiến lược hydrogen [6].



Hình 2. Tình hình xây dựng chiến lược và lộ trình hydrogen theo khu vực [6].



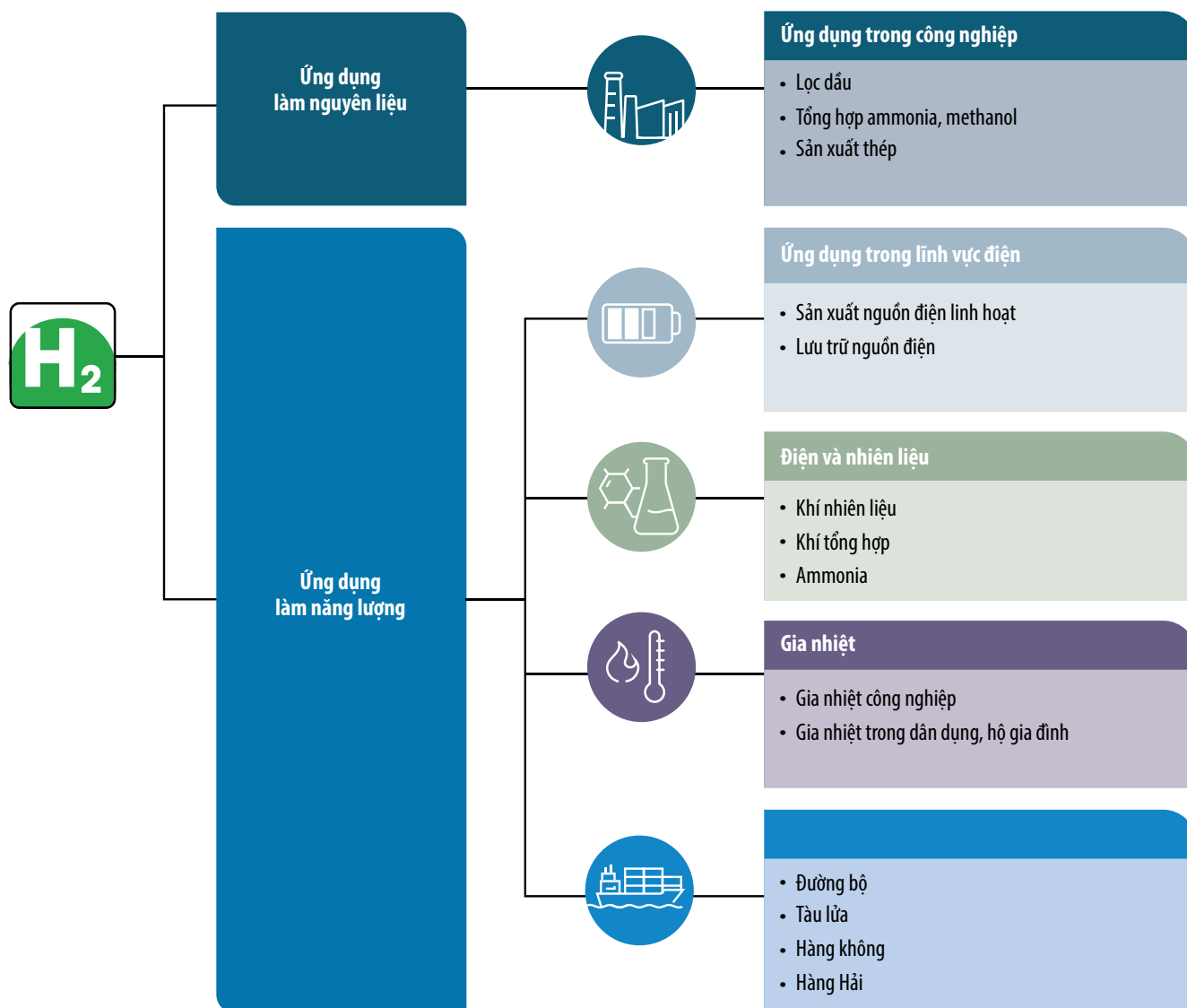
Hình 3. Bản đồ các nước đã công bố chiến lược hydrogen cấp quốc gia [6].

Châu Âu đặt mục tiêu đạt 26% là hydrogen sạch trong nhu cầu năng lượng sử dụng cuối vào năm 2050 [7]. Hàn Quốc phát triển hydrogen sạch, bao gồm cả hydrogen xanh (GH₂) và hydrogen lam, với mục tiêu đạt 33% cơ cấu năng lượng sử dụng cuối và 24% nguồn cung sản xuất điện của quốc gia vào năm 2050 [8]. Trong khi đó, với mục tiêu hàng đầu là đảm bảo an ninh năng lượng, Nhật Bản đã đưa ra mục tiêu 11% nguồn cung năng lượng quốc gia được đáp ứng bởi hydrogen vào năm 2030. Trung Quốc xác định hydrogen đóng vai trò then chốt để đạt được nền kinh tế không phát thải vào 2060, tập trung phát triển ứng dụng hydrogen trong các lĩnh vực điện và giao thông vận tải và đặt mục tiêu đạt lần lượt 5% và 10% trong cơ cấu năng lượng quốc gia vào năm 2030 và năm 2050 [9].

Trong quá trình tồn trữ, vận chuyển và sử dụng, hydrogen có thể được chuyển hóa thành ammonia để sử dụng trực tiếp hoặc như là một chất mang hydrogen, giúp thuận tiện và giảm chi phí trong quá trình tồn trữ và vận chuyển. Hiện tại, ammonia sử dụng trên thế giới là loại ammonia truyền thống (nâu/xám), được sản xuất từ các nguồn nguyên/nhiên liệu hóa thạch (than/khí thiên nhiên). Năm 2021, khoảng 235 triệu tấn ammonia đã được

sản xuất, tuy nhiên, mức tiêu thụ chỉ khoảng 185 triệu tấn [10]. Ngoài ứng dụng trong sản xuất phân bón, ammonia còn được sử dụng trong các lĩnh vực khác như làm lạnh, khai thác, dược phẩm, xử lý nước, nhựa... [11]. Theo kịch bản nhiệt độ toàn cầu không vượt quá 1,5°C vào năm 2050 (kịch bản net-zero), dự báo thị trường ammonia cho các ứng dụng truyền thống sẽ tăng nhu cầu lên 223 triệu tấn vào năm 2030 và đạt 333 triệu tấn vào năm 2050. Ngoài ra, còn có những thị trường mới cũng rất được mong chờ trong thập kỷ tới, bao gồm nhu cầu cho chất mang hydrogen, nhiên liệu cho nhà máy điện, giao thông vận tải và đặc biệt là lĩnh vực hàng hải. Đến năm 2050, tổng nhu cầu dự báo cho ammonia khoảng 688 triệu tấn theo kịch bản net-zero, trong đó, khoảng 80% ammonia xanh (GNH₃) được sản xuất từ năng lượng tái tạo vào năm 2050. Như vậy, dưới tác động của xu hướng chuyển dịch năng lượng, nhu cầu ammonia được mở rộng mạnh mẽ và các dạng ammonia sạch dần chiếm lĩnh thị trường từ sau năm 2035.

Trong quá trình chuyển dịch năng lượng, nhu cầu hydrogen và ammonia sạch được dự báo sẽ tăng mạnh. Xu hướng này được thúc đẩy bởi vai trò quan trọng của

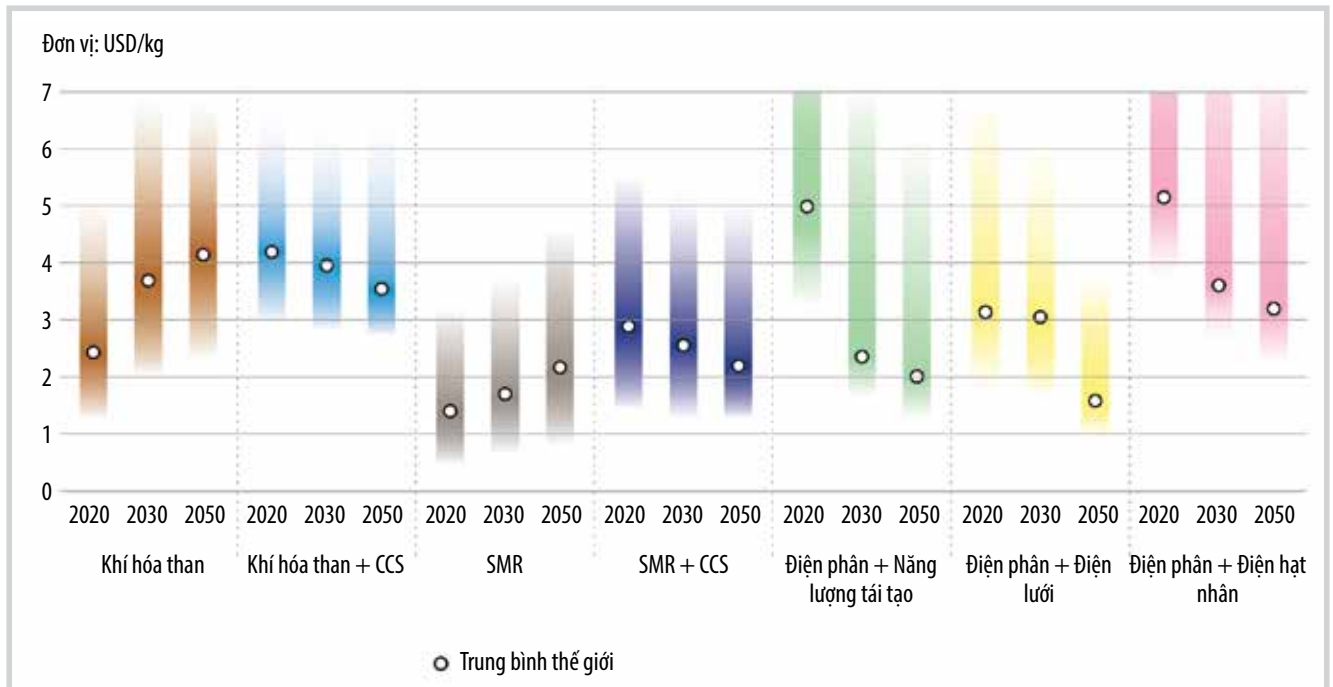


Hình 4. Ứng dụng hydrogen tiềm năng theo lĩnh vực [3].

hydrogen và ammonia trong cơ cấu năng lượng của thế giới. Sự phát triển của hydrogen sạch sẽ không chỉ giới hạn ở các ứng dụng truyền thống như sản xuất đạm hay lọc dầu. Nguyên nhân chính là chi phí sản xuất hydrogen sạch ngày càng giảm khi công nghệ phát triển, khiến hydrogen sạch có thể cạnh tranh về giá thành với hydrogen sản xuất bằng phương pháp truyền thống. Hình 4 trình bày các ứng dụng tiềm năng của hydrogen trong nhiều lĩnh vực mới.

Hiện tại, hydrogen được ứng dụng chủ yếu trong lĩnh vực công nghiệp như: lọc dầu, sản xuất ammonia và methanol, với tỷ lệ nhỏ dùng trong quá trình khử thép. Hydrogen có thể được sử dụng làm nhiên liệu hay nguyên liệu trong các lĩnh vực khác nhau như lọc dầu, sản xuất đạm, điện, thép, xi măng và giao thông vận tải, góp phần đáng kể vào việc giảm phát thải carbon từ hoạt động của các lĩnh vực này.

Lọc dầu là lĩnh vực tiêu thụ hydrogen lớn nhất hiện nay. Theo IEA (2023) [4], đến năm 2030, nhu cầu hydrogen trong lĩnh vực lọc dầu đạt khoảng 35 triệu tấn/năm (Kịch bản NZE), trong đó khoảng 15% hydrogen đi từ các nguồn phát thải thấp như hydrogen xanh và hydrogen lam. Trong lĩnh vực hóa chất (ammonia, methanol), dự báo nhu cầu ammonia và methanol sẽ tiếp tục tăng nên nhu cầu sử dụng hydrogen sẽ tăng theo. Đặc biệt, nếu xét đến tiềm năng cho quá trình vận chuyển, lưu trữ hydrogen thì nhu cầu ammonia hoặc methanol có thể sẽ tăng đáng kể. Đến năm 2030, nhu cầu hydrogen sạch trong sản xuất ammonia và methanol sẽ đạt lần lượt là 2,1 và 0,5 triệu tấn/năm. Đối với ngành công nghiệp sản xuất thép, với những chính sách mới liên quan đến môi trường như thuế carbon, công nghệ DRI (direct reduced iron) sử dụng hydrogen như là tác nhân khử để thay thế tác nhân khử bằng than truyền thống sẽ phát triển.



Hình 5. Dự báo xu hướng chi phí LCOH trung bình thế giới giai đoạn 2020 - 2050 [15].

Theo IEA (2022) [12], đến năm 2030, khoảng 1,8 triệu tấn hydrogen sạch/năm sẽ được sử dụng trong sản xuất thép theo công nghệ DRI. Trong lĩnh vực sản xuất điện, hydrogen và ammonia có thể được đốt kèm trong các nhà máy nhiệt điện khí và than với tỷ lệ lên đến 100% để giảm phát thải carbon. Hydrogen được xem là một trong các giải pháp lưu trữ năng lượng tái tạo trong dài hạn và giúp ổn định hệ thống lưới điện khi tiếp nhận các nguồn điện tái tạo không ổn định. Đối với lĩnh vực giao thông vận tải, hydrogen có thể trở thành nhiên liệu sạch cho lĩnh vực này thông qua công nghệ pin nhiên liệu không phát thải. Hydrogen cũng có thể ứng dụng chuyển đổi thành khí methane tổng hợp, methanol, ammonia, nhiên liệu lỏng tổng hợp..., là những nguồn ứng dụng tiềm năng cho lĩnh vực giao thông vận tải. Nhu cầu hydrogen trong giao thông vận tải có thể đạt 0,7 triệu tấn/năm (kịch bản cơ sở) cho đến 8 triệu tấn/năm (kịch bản cao) vào năm 2030.

Hiện tại, chi phí sản xuất hydrogen xanh và ammonia xanh vẫn còn cao gấp 3 - 4 lần so với các loại hydrogen và ammonia truyền thống từ các nguồn hóa thạch. Chi phí sản xuất hydrogen/ammonia xanh sẽ giảm dần do sự phát triển công nghệ, nâng quy mô công suất và giá điện tái tạo ngày càng giảm. Trong cơ cấu chi phí sản xuất hydrogen/ammonia xanh, chi phí năng lượng tái tạo chiếm tỷ trọng cao nhất, khoảng 70% (GIZ, 2021) [13]. Hiện tại, chi phí sản xuất điện tái tạo tại một số khu vực trên thế giới đã giảm đáng kể và trở nên rẻ hơn so với các nguồn điện hóa thạch, dẫn đến giảm chi phí sản xuất hydrogen/ammonia

xanh. Theo BloombergNEF [14], Brazil là quốc gia sản xuất hydrogen xanh từ điện gió trên bờ với chi phí LCOH thấp nhất, 2 - 4 USD/kg, trong khi đó, LCOH của hydrogen xanh sản xuất từ điện mặt trời tại Indonesia có giá trị cao nhất, 6 - 12 USD/kg. Đến năm 2050, LCOH của hydrogen xanh tại một số khu vực trên thế giới có thể đạt khoảng 1-2 USD/kg và có thể cạnh tranh được với các loại hydrogen truyền thống đi từ nhiên liệu hóa thạch. Hình 5 trình bày dự báo xu hướng chi phí LCOH trung bình thế giới giai đoạn 2020 - 2050.

2. Chuyển dịch năng lượng và vai trò của hydrogen và ammonia đối với mục tiêu đạt phát thải ròng bằng "0" vào năm 2050 tại Việt Nam

2.1. Các cam kết và định hướng của Việt Nam về giảm phát thải

Việt Nam là một trong những nước có lượng phát thải khí nhà kính liên tục tăng, từ mức hơn 21 triệu tấn vào năm 1990, lên 150 triệu tấn CO₂ tương đương vào năm 2000 và 284 triệu tấn CO₂ tương đương vào năm 2014 [16]. Theo dự báo, lượng khí nhà kính phát thải sẽ đạt 928 triệu tấn CO₂ tương đương vào năm 2030, trong đó, phát thải từ lĩnh vực năng lượng chiếm tỷ lệ lớn nhất (73%), lĩnh vực công nghiệp đứng vị trí thứ 2 (15%), lĩnh vực nông nghiệp đứng thứ 3 (12%) và lĩnh vực chất thải đứng thứ 4 (5%). Theo Nghị quyết số 55-NQ/TW ngày 11/2/2020 của Bộ Chính trị về định hướng chiến lược phát triển năng lượng quốc gia đến năm 2030, tầm nhìn

năm 2045 [17], Việt Nam đặt mục tiêu chú trọng phát triển năng lượng tái tạo, năng lượng sạch, nâng cao hiệu quả sử dụng năng lượng và bảo đảm an ninh năng lượng. Tại COP 26, Việt Nam cam kết “sẽ xây dựng và triển khai các biện pháp giảm phát thải khí nhà kính mạnh mẽ bằng nguồn lực của chính mình, cùng với sự hợp tác và hỗ trợ của cộng đồng quốc tế, nhất là các nước phát triển, cả về tài chính và chuyển giao công nghệ, trong đó có thực hiện các cơ chế theo Thỏa thuận Paris, để đạt mức phát thải ròng bằng “0” vào năm 2050” [18]. Trong Đóng góp quốc gia tự quyết định (NDC) cập nhật năm 2022 [18], Chính phủ đặt mục tiêu đến năm 2030 sẽ giảm 15,8% tổng lượng phát thải khí nhà kính so với Kịch bản phát triển thông thường (BAU) bằng nguồn lực trong nước và tăng đóng góp lên tới 43,5% khi có hỗ trợ quốc tế, trong đó phân bổ cho ngành năng lượng chiếm 5,5% và 16,7% tương ứng theo từng kịch bản cắt giảm.

Đề án về những nhiệm vụ, giải pháp triển khai kết quả Hội nghị lần thứ 26 các bên tham gia Công ước khung của Liên hợp quốc về biến đổi khí hậu [19] đã nêu một số nội dung liên quan trực tiếp đến lĩnh vực hydrogen với mục đích chủ động tham gia xu thế toàn cầu phát triển carbon thấp, huy động nguồn lực, đổi mới công nghệ để chuyển dịch mô hình tăng trưởng, tái cấu trúc nền kinh tế, đóng góp vào nỗ lực ứng phó với biến đổi khí hậu toàn cầu, xây dựng và triển khai các nhiệm vụ, giải pháp toàn diện ứng phó với biến đổi khí hậu và chuyển dịch năng lượng nhằm thực hiện cam kết đạt mức phát thải ròng bằng “0” vào năm 2050. Mục tiêu giảm phát thải khí nhà kính cho lĩnh vực năng lượng nói chung cũng được thể hiện rõ trong Chiến lược quốc gia về biến đổi khí hậu giai đoạn đến năm 2050 [20], theo đó, mục tiêu cắt giảm khí nhà kính của ngành năng lượng là giảm 32,6% (đến năm 2030) và giảm 91,6% (đến năm 2050).

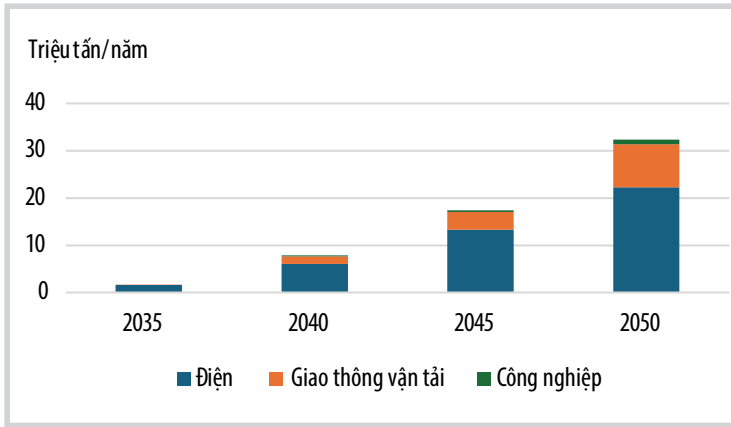
Theo Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050 [21], các nhà máy điện than của Việt Nam sẽ bắt đầu được chuyển đổi nhiên liệu thông qua công nghệ đồng đốt với ammonia hoặc sinh khối sau 20 năm vận hành và đến năm 2050 sẽ được chuyển đổi hoàn toàn sang sử dụng nhiên liệu sạch. Tương tự, các nhà máy điện LNG sẽ bắt đầu chuyển đổi nhiên liệu thông qua công nghệ đồng đốt với hydrogen sau 10 năm vận hành và đến năm 2050 cũng sẽ được chuyển đổi hoàn toàn sang sử dụng nhiên liệu sạch. Theo Quy hoạch tổng thể về năng lượng Quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050 [22], nhu cầu hydrogen trong các lĩnh vực điện, giao thông vận tải và hóa chất đạt trên 32 triệu tấn/năm vào năm 2050.

Chiến lược phát triển năng lượng hydrogen [23] được xây dựng theo định hướng mở để phù hợp với xu hướng chuyển dịch năng lượng của thế giới và được phát triển đồng bộ trên toàn bộ chuỗi giá trị của hydrogen nhằm tạo ra hệ sinh thái hydrogen trong bức tranh năng lượng nói chung của Việt Nam. Việt Nam đặt mục tiêu đến năm 2030 sản xuất 100 - 500 nghìn tấn hydrogen sạch/năm và hướng đến đạt 10 - 20 triệu tấn/năm vào năm 2050, đóng góp 5 - 10% vào nhu cầu năng lượng sử dụng cuối của quốc gia. Các lĩnh vực tiềm năng để phát triển ứng dụng hydrogen là những lĩnh vực có mức phát thải cao như điện, giao thông vận tải và các ngành công nghiệp (thép, xi măng, lọc dầu và phân bón). Chiến lược cũng đã đặt ra yêu cầu hình thành và phát triển thị trường năng lượng hydrogen trong nước, hướng đến trở thành trung tâm năng lượng sạch và xuất khẩu năng lượng tái tạo, năng lượng hydrogen của khu vực.

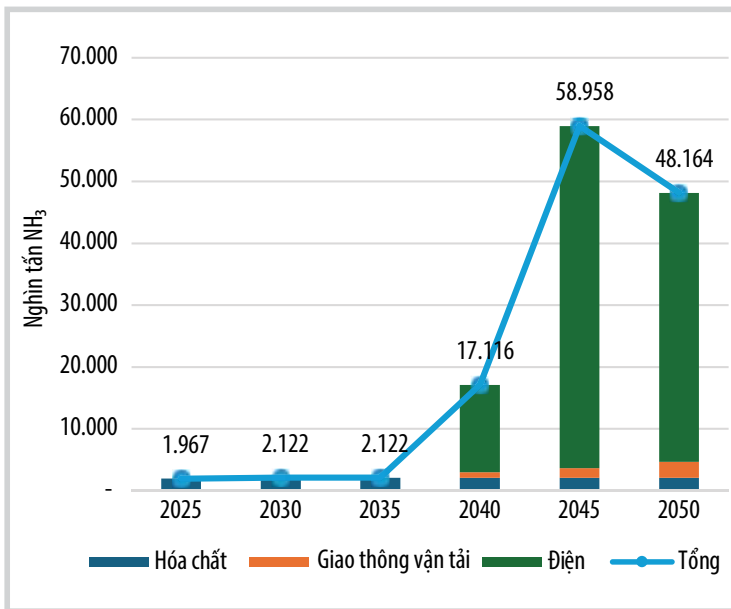
2.2. Hiện trạng và dự báo nhu cầu phát triển hydrogen và ammonia xanh tại Việt Nam

Hiện nay, Việt Nam chủ yếu sản xuất và sử dụng tại chỗ các loại hydrogen xám và hydrogen nâu trong các nhà máy lọc dầu (chiếm khoảng 36%) và nhà máy sản xuất phân đạm (chiếm khoảng 64%) với tổng nhu cầu gần 500 nghìn tấn/năm. Một lượng rất nhỏ hydrogen cũng được sử dụng tại các nhà máy sản xuất thép, kính nổi, điện tử và thực phẩm, chiếm khoảng 0,5% tổng nhu cầu hydrogen hiện tại. Có thể nói, chuỗi giá trị hydrogen hoàn chỉnh ở quy mô lớn chưa được hình thành tại thị trường Việt Nam trong giai đoạn này. Bên cạnh các lĩnh vực truyền thống đang sử dụng hydrogen (như lọc dầu và sản xuất phân đạm), các ngành công nghiệp có mức tiêu hao năng lượng và phát thải cao cũng được xem là lĩnh vực tiềm năng để phát triển ứng dụng hydrogen thay thế cho việc sử dụng nhiên liệu hóa thạch. Những ngành công nghiệp tiềm năng này gồm sản xuất điện, thép, xi măng và giao thông vận tải. Hình 6 trình bày nhu cầu hydrogen sạch của Việt Nam giai đoạn 2035 - 2050. Có thể thấy, nhu cầu hydrogen sạch cao nhất để thay thế nhiên liệu hóa thạch đến chủ yếu từ 2 lĩnh vực điện và giao thông vận tải, trong đó, lĩnh vực điện chiếm 69% và giao thông vận tải chiếm 28% tổng nhu cầu hydrogen vào năm 2050.

Ammonia được ứng dụng trong nhiều lĩnh vực khác nhau ở Việt Nam. Tương tự như trên thế giới, ammonia được ứng dụng chủ yếu cho sản xuất phân bón. Ngoài ra, ammonia còn được sử dụng cho một số lĩnh vực khác như sản xuất bột ngọt, sử dụng để làm lạnh (sản xuất nước đá, bảo quản thực phẩm và thủy sản...). Tại Việt Nam, 4



Hình 6. Dự báo nhu cầu hydrogen sạch của Việt Nam trong giai đoạn 2035 - 2050.



Hình 7. Dự báo tổng nhu cầu ammonia của Việt Nam trong giai đoạn 2025 - 2050. Nguồn: VPI tổng hợp, 2023.

nhà máy đạm lớn đều áp dụng quy trình công nghệ tổng hợp ammonia của hãng Haldor-Topsoe, bao gồm Nhà máy Đạm Phú Mỹ và Nhà máy Đạm Cà Mau (từ khí thiên nhiên), Nhà máy Đạm Ninh Bình và Nhà máy Đạm Hà Bắc (từ than đá). Theo xu hướng chuyển dịch năng lượng, trong tương lai, nhu cầu trong nước về ammonia truyền thống và GNH_3 sẽ tập trung vào các lĩnh vực chính như hóa chất, giao thông vận tải và điện. Trong lĩnh vực hóa chất, nhu cầu ammonia tập trung chủ yếu cho lĩnh vực phân bón và sẽ ổn định ở mức khoảng 2,1 triệu tấn/năm giai đoạn năm 2025 - 2050. Đối với lĩnh vực phân bón, GNH_3 có thể thay thế NH_3 xám để tích hợp vào một số ứng dụng chính, đặc biệt cho sản xuất urea... Tiềm năng ứng dụng ammonia trong giao thông vận tải chủ yếu tập trung vào lĩnh vực hàng hải. Theo Chương trình hành động về chuyển đổi năng lượng xanh, giảm phát thải khí carbon và khí methane của ngành giao thông vận tải [24], từ năm 2050, tất cả các phương tiện, trang thiết bị tại cảng, các thiết bị báo hiệu hàng hải sử dụng điện, năng lượng xanh hoặc có các biện

pháp tương đương. Tương tự, Quy hoạch tổng thể về năng lượng quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050 cũng đưa ra mục tiêu sử dụng 100% nhiên liệu xanh trong vận tải vào năm 2050. Theo đó, có thể giả định tỷ lệ sử dụng GNH_3 từ 10% năm 2040 sẽ tăng dần đến 20% vào 2050 so với tổng nhu cầu tiêu thụ nhiên liệu cho lĩnh vực hàng hải. Theo Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050 [21], các nhà máy điện than dự kiến đốt kèm nhiên liệu sinh khối hoặc ammonia sau 20 năm vận hành với tỷ lệ đốt kèm bắt đầu từ 20% và tăng dần lên 100% từ sau năm 2050. Dự báo nhu cầu tiêu thụ ammonia của Việt Nam giai đoạn 2025 - 2050 được thể hiện ở Hình 7.

Tại Việt Nam, hiện tại, hydrogen được sản xuất từ các nguồn hóa thạch như than và khí thiên nhiên với chi phí khoảng 1 - 2,5 USD/kg. Các loại hydrogen xanh và ammonia xanh chưa được triển khai ứng dụng rộng rãi trong thực tế do chi phí sản xuất cao. Theo Chiến lược phát triển năng lượng hydrogen [23], tùy thuộc vào chi phí và nguồn cung điện tái tạo và hệ số sử dụng thiết bị điện phân, LCOH của hydrogen xanh hiện nay tại Việt Nam đạt khoảng 5 - 12 USD/kg. Với sự giảm dần về chi phí điện tái tạo cũng như các yếu tố về phát triển công nghệ và nâng quy mô công suất, đến năm 2030, LCOH của hydrogen xanh có thể giảm xuống còn 4 - 6 USD/kg. Đến năm 2050, LCOH của hydrogen xanh có thể đạt khoảng 1,5 - 3,5 USD/kg và cạnh tranh được với các loại hydrogen truyền thống.

3. Tiềm năng tích hợp GNH_3 vào chuỗi giá trị của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

3.1. Chuỗi giá trị hoạt động của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Dưới tác động của xu hướng chuyển dịch năng lượng, các hoạt động của Petrovietnam sẽ dần được xanh hóa để giảm phát thải carbon thông qua các định hướng phát triển năng lượng tái tạo, CCUS và hydrogen/ammonia để tích hợp dần vào các hoạt động hiện hữu. Trên cơ sở tận dụng các ưu thế về nguồn lực và kinh nghiệm trong hoạt động dầu khí, Petrovietnam có thể xem xét phát triển điện gió ngoài khơi và sản xuất GH_2 để tích hợp vào hoạt động của khâu thượng nguồn, tận dụng hệ thống đường ống khí hiện

có để vận chuyển hỗn hợp khí thiên nhiên và GH₂ và cung ứng một phần cho các nhà máy lọc dầu, đạm, điện khí/LNG nhằm xanh hóa các nhà máy này, góp phần đáp ứng lộ trình giảm phát thải của Chính phủ. Trong dài hạn, Petrovietnam có thể xem xét đầu tư mới các nhà máy sản xuất GNH₃ từ GH₂ để phục vụ nhu cầu xanh hóa của các lĩnh vực hoạt động khác như điện than và giao thông vận tải biển.

Để giảm phát thải khí nhà kính, việc phát triển những loại nhiên liệu mới và thân thiện với môi trường là cần thiết. Trong đó, GH₂ và GNH₃ là loại nhiên liệu xanh được kỳ vọng sẽ phát triển mạnh trong tương lai, nhờ vào vai trò giảm phát thải khí nhà kính và khả năng ứng dụng rộng rãi trong nhiều lĩnh vực khác nhau bao gồm lĩnh vực lọc dầu, sản xuất điện, sản xuất phân bón, làm nhiên liệu trong giao thông vận tải (đặc biệt là hàng hải) và nhiều lĩnh vực khác. Theo đó, việc phát triển GH₂ và GNH₃ mang lại những cơ hội mới cho Petrovietnam, bao gồm:

- Có thể đốt kèm, thay thế than và khí làm nhiên liệu trong các nhà máy nhiệt điện hiện tại của Petrovietnam, từng bước chuyển đổi hoạt động theo lộ trình quy hoạch lĩnh vực điện của Việt Nam;

- Có thể thay thế một phần/hoàn toàn nguyên liệu sản xuất NH₃/phân bón, nhằm giảm lượng khí thải, đáp ứng yêu cầu giảm phát thải carbon tại các nhà máy đạm;

- Có thể được sử dụng như một dạng lưu trữ năng lượng tái tạo (điện gió ngoài khơi) và tiếp tục sử dụng làm nhiên liệu trong giao thông vận tải đường bộ, hàng không, hàng hải và trong các nhà máy nhiệt điện và nhà máy lọc dầu;

- Điện gió ngoài khơi được xem là giải pháp phù hợp để tích hợp năng lượng tái tạo vào chuỗi giá trị dầu khí nhờ tận dụng được cơ sở hạ tầng dầu khí hiện có, bao gồm các giàn khoan và tàu để giảm chi phí đầu tư ban đầu từ 30 - 40% so với các công ty không phải dầu khí. Điều này cho thấy tiềm năng tích hợp sản xuất GH₂/GNH₃ với điện gió ngoài khơi trong tương lai đối với Petrovietnam.

3.2. Tiềm năng tích hợp GH₂ và GNH₃ vào chuỗi giá trị Petrovietnam

Tại Petrovietnam, các nhà máy đang sản xuất và sử dụng hydrogen/ammonia gồm: Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, Nhà máy Lọc dầu Nghi Sơn, Nhà máy Đạm Phú Mỹ và Nhà máy Đạm Cà Mau. Với đặc thù của chuỗi giá trị dầu khí, Petrovietnam có thuận lợi trong việc phát triển điện gió ngoài khơi, như tận dụng được cơ sở hạ tầng và giàn khoan hiện tại khi hết nhiệm vụ khai thác dầu khí, kinh nghiệm về bảo dưỡng sửa chữa các thiết bị ngoài khơi...

Từ đó, Petrovietnam có thể phát triển GH₂ và GNH₃ trong chuỗi giá trị ứng dụng công nghệ Power-to-X, sản xuất hydrogen/ammonia như một dạng lưu trữ năng lượng cho nguồn năng lượng tái tạo và làm nguyên/nhiên liệu thay thế cho các nhà máy lọc dầu, nhà máy đạm có phần vốn góp của Petrovietnam. Tuy nhiên, tiềm năng phát triển thị trường GH₂ và GNH₃ còn phụ thuộc vào chính sách của Nhà nước, mức độ phát triển công nghệ và sự chấp nhận của người tiêu dùng... Công nghệ phối trộn GH₂/GNH₃ sử dụng trong các nhà máy nhiệt điện cũng đang trong giai đoạn thử nghiệm, với quốc gia đi đầu là Nhật Bản (đang có chương trình thử nghiệm công nghệ), tích hợp với các nhà máy phân bón hữu cơ (urea, NPK, kali)... Nếu thành công, công nghệ này sẽ giúp giảm đáng kể lượng phát thải CO₂ và cải thiện hiệu quả sử dụng năng lượng. Trên cơ sở tận dụng lợi thế và phát triển chuỗi liên kết, có thể nhận diện các thuận lợi và khó khăn của Petrovietnam khi phát triển GH₂ và GNH₃ như sau:

- Thuận lợi:

- + Có thể tận dụng cơ sở hạ tầng sẵn có trong lĩnh vực khai thác và vận chuyển dầu khí để phát triển điện gió ngoài khơi và sản xuất GH₂;

- + Có kinh nghiệm sản xuất và ứng dụng hydrogen và ammonia trong các nhà máy lọc dầu và nhà máy đạm;

- + Có hạ tầng đường ống, bồn chứa... có thể vận chuyển và lưu trữ H₂/NH₃;

- + Là nguồn năng lượng sạch, GH₂ và GNH₃ là nguồn năng lượng/nguyên liệu cho quá trình xanh hóa các nhà máy điện, đạm, lọc dầu và các hoạt động dầu khí khác của Petrovietnam;

- + Chính phủ và các cơ quan quản lý có thể cung cấp các ưu đãi để Petrovietnam đầu tư vào các công nghệ bền vững như điện gió ngoài khơi và GH₂/GNH₃, cung cấp lợi ích tài chính bổ sung cho các dự án đầu tư trong lĩnh vực này, đồng thời, góp phần tăng cường hoạt động hợp tác với các đơn vị quốc tế hướng về phát triển bền vững.

- Khó khăn:

- + Quy mô ứng dụng GH₂ và GNH₃ còn hạn chế nên sẽ có những khó khăn nhất định về thị trường, công nghệ, cơ sở hạ tầng, chính sách và hiệu quả kinh tế;

- + Cần xác định phương án tích hợp hiệu quả để tận dụng cơ sở hạ tầng của các nhà máy đang có, dần chuyển sang sản xuất và ứng dụng GH₂/GNH₃;

- + Chi phí đầu tư cho sản xuất GH₂/GNH₃ thường cao hơn so với sản xuất H₂/NH₃ truyền thống, đặc biệt chi phí

công nghệ điện phân và năng lượng tái tạo, dẫn đến giá thành sản xuất GH_2/GNH_3 cao hơn 2 - 3 lần sản xuất H_2/NH_3 thông thường;

+ Sự thay đổi chính sách, quy định của Chính phủ có thể tác động lớn tới sự tăng trưởng và lợi nhuận của GH_2/GNH_3 .

3.3. Hiện trạng và khả năng tích hợp sản xuất và ứng dụng GH_2/GNH_3 trong một số lĩnh vực hoạt động của Petrovietnam

3.3.1. Sản xuất GH_2 từ điện gió ngoài khơi

Với các ưu thế về nguồn thông tin địa chất, địa vật lý, môi trường cho khu vực thềm lục địa, cơ sở hạ tầng sẵn có, kinh nghiệm và nguồn nhân lực cho các hoạt động ngoài khơi, Petrovietnam có thuận lợi trong việc tích hợp phát triển điện gió ngoài khơi vào hoạt động khai thác dầu khí. Nguồn năng lượng sạch từ điện gió ngoài khơi có thể được sử dụng một phần để thay thế cho nhu cầu nhiên liệu hóa thạch đối với các hoạt động sản xuất dầu khí ngoài khơi, đồng thời, có thể được sử dụng để sản xuất GH_2 phục vụ cho các nhu cầu trong bờ và xuất khẩu. Theo kết quả nghiên cứu của VPI và GICON (Cộng hòa Liên bang Đức) (2022) [25], LCOH của hydrogen xanh được sản xuất thông qua quá trình điện phân nước biển tại khu vực của mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh đạt khoảng 7,7 USD/kg. Mặt khác, Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) đang quản lý và vận hành hệ thống hạ tầng ngành công nghiệp khí bao gồm 5 hệ thống đường ống khí, 3 nhà máy xử lý khí có tổng công suất trên 10 tỷ $\text{m}^3/\text{năm}$, hệ thống kho LPG công suất 150 nghìn tấn và hệ thống phân phối khí/sản phẩm khí trên toàn quốc. Petrovietnam cũng có thể xem xét phương án phối trộn GH_2 và khí thiên nhiên với tỷ lệ đến 20% để tận dụng hạ tầng hệ thống đường ống khí hiện có nhằm vận chuyển, phân phối GH_2 vào bờ.

3.3.2. Tích hợp GH_2 để sản xuất GNH_3 tại các Nhà máy Đạm Phú Mỹ và Nhà máy Đạm Cà Mau

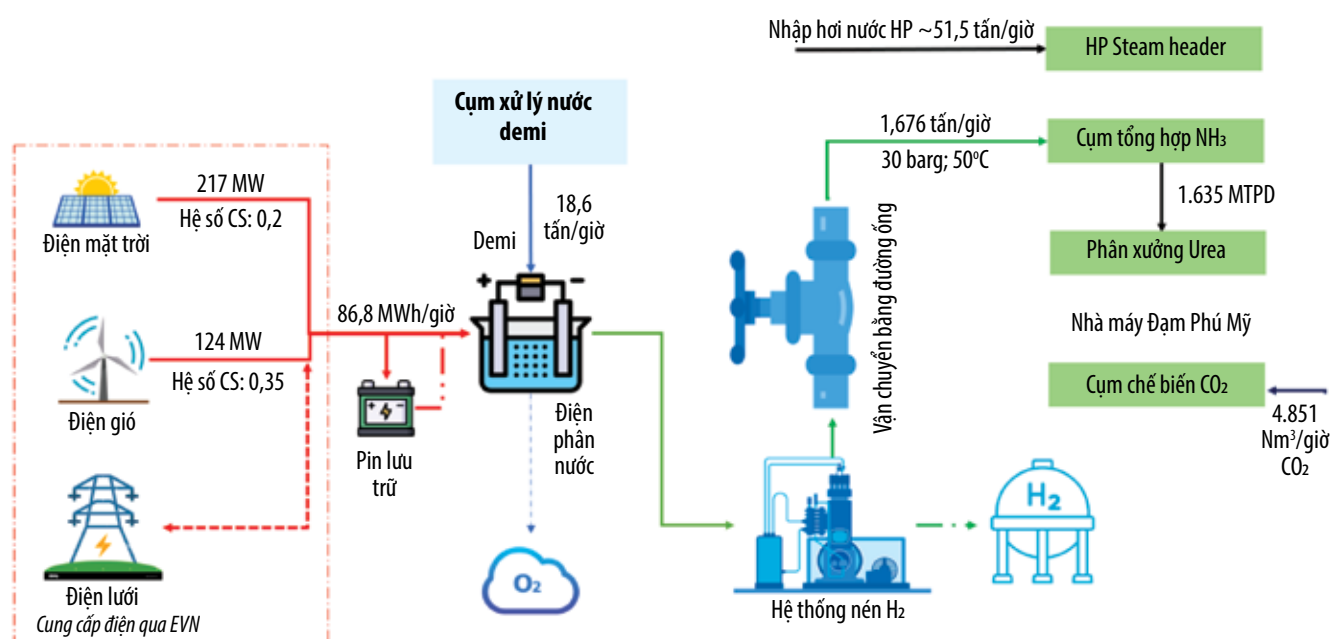
GH_2 là nguyên liệu tiềm năng có thể được tích hợp vào các nhà máy đạm hiện có để sản xuất GNH_3 góp phần giảm phát thải carbon, đồng thời, tạo ra được các sản phẩm mới, thân thiện với môi trường, phù hợp với xu hướng phát triển bền vững. Hiện tại, khi sử dụng hydrogen xám để sản xuất urea trong nhà máy đạm, mỗi tấn urea sẽ phát thải trung bình khoảng 0,5 tấn CO_2 [26]. Như vậy, trong tương lai, nếu các nhà máy đạm này thay thế toàn bộ lượng hydrogen xám bằng hydrogen sạch thì sẽ giảm phát thải gần 1 triệu tấn $\text{CO}_2/\text{năm}$ trong lĩnh vực sản xuất phân đạm. Khi được tích hợp GH_2 , công suất

của các phân xưởng hiện có trong nhà máy của giai đoạn front-end sẽ thay đổi, dẫn đến sự thay đổi về cân bằng vật chất và năng lượng trong hoạt động của nhà máy. Công nghệ sản xuất ammonia sử dụng GH_2 tại các nhà máy đạm của Petrovietnam được đánh giá là khả thi ở mức thay thế đến 10% lượng hydrogen gốc khoáng mà không phải cải hoán nhà máy. Trong trường hợp tỷ lệ tích hợp $\text{GH}_2 > 10\%$, chi phí cải hoán nhà máy sẽ phụ thuộc vào mức độ tích hợp. Khi thực hiện tích hợp GH_2 , tỷ lệ và phương án tích hợp phù hợp cần được xác định dựa trên điều kiện cụ thể của nhà máy, đồng thời, cần tối đa hóa tận dụng cơ sở hạ tầng và thiết bị hiện có, đảm bảo nhà máy hoạt động ổn định, hiệu quả và phù hợp với các quy định hiện hành của Chính phủ. Sơ đồ quá trình tích hợp GH_2 vào Nhà máy Đạm Phú Mỹ và Nhà máy Đạm Cà Mau được thể hiện ở Hình 8.

Theo Nghị định quy định về cơ chế mua bán điện trực tiếp giữa đơn vị phát điện năng lượng tái tạo với khách hàng sử dụng điện lớn [27], các khách hàng sử dụng điện lớn ($\geq 200.000 \text{ kWh/tháng}$) có thể mua điện năng lượng tái tạo dưới 2 hình thức: (1) trực tiếp thông qua đường dây kết nối riêng; và (2) trực tiếp qua lưới điện quốc gia. Có thể thấy rằng, quy định này nhằm nâng cao hiệu quả khai thác và sử dụng tài nguyên quốc gia thông qua việc phát triển các nguồn cung điện năng lượng tái tạo để phục vụ cho các dự án sử dụng năng lượng sạch như sản xuất GH_2 và GNH_3 , đồng thời, tạo điều kiện thuận lợi cho các đơn vị phát triển ứng dụng năng lượng sạch trong điều kiện bị giới hạn về khả năng phát triển nguồn điện từ năng lượng tái tạo tại địa phương. Nghị định này đã thúc đẩy việc sử dụng năng lượng tái tạo để sản xuất GH_2/GNH_3 tại các khu vực bị giới hạn về diện tích mở rộng cũng như cách xa nguồn cung năng lượng tái tạo, đồng thời, góp phần giảm chi phí đầu tư thông qua việc tận dụng hệ thống lưới điện quốc gia để tiếp nhận nguồn năng lượng sạch từ khu vực khác nhằm phục vụ việc phát triển sản xuất sạch tại chỗ. Bên cạnh đó, Nghị định này cũng sẽ tạo điều kiện thuận lợi cho việc phát triển năng lượng tái tạo (ví dụ như điện gió ngoài khơi) tại các khu vực phù hợp, xây dựng chiến lược và quy hoạch phát triển năng lượng tái tạo để tận dụng được lợi thế của Petrovietnam nhằm phát triển và tích hợp chuỗi giá trị của GH_2/GNH_3 vào các lĩnh vực hoạt động sản xuất kinh doanh của Petrovietnam.

3.3.3. Sản xuất và ứng dụng GH_2 trong lĩnh vực lọc dầu

Hiện tại, ở quy mô công nghiệp, hydrogen được sản xuất và sử dụng chủ yếu làm nguyên liệu trung gian trong các nhà máy lọc dầu và đạm. Petrovietnam đang nắm



Hình 8. Sơ đồ nhà máy sản xuất GH2 kết hợp với Nhà máy Đạm Phú Mỹ. Nguồn: VPI, 2023.

phần vốn góp tại Nhà máy Lọc dầu Dung Quất (công suất 6,5 triệu tấn dầu thô/năm) và Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn (công suất 8,4 triệu tấn dầu thô/năm). Ngoài ra, Petrovietnam cũng đang phát triển dự án Tổ hợp Hóa dầu Long Sơn với công suất 12 - 13 triệu tấn dầu thô/năm, dự kiến đi vào hoạt động từ năm 2028 (giai đoạn 1) và sau năm 2040 (giai đoạn 2). Nhà máy Lọc dầu Dung Quất tiêu thụ 39.000 tấn hydrogen/năm và Liên hợp Lọc hóa dầu Nghi Sơn tiêu thụ lượng hydrogen cao hơn đáng kể, 138.000 tấn/năm [28]. Trong tương lai, Nhà máy Lọc dầu Dung Quất sau khi được nâng cấp mở rộng để tạo ra sản phẩm nhiên liệu đạt tiêu chuẩn khí thải mức 5 (Euro 5), sẽ tiêu thụ hydrogen nhiều hơn. Ước tính sơ bộ, nhu cầu hydrogen sẽ nâng lên đạt 55.000 tấn/năm và được đáp ứng bởi phân xưởng sản xuất hydrogen bổ sung. Để phù hợp với xu hướng chuyển dịch năng lượng, cần tính đến quá trình xanh hóa các nhà máy lọc dầu trong tương lai. Với mục tiêu hướng đến nền kinh tế với mức phát thải ròng bằng "0", Chính phủ sẽ ban hành những quy định về môi trường nghiêm ngặt hơn để thúc đẩy quá trình xanh hóa lĩnh vực này.

Trong nhà máy lọc dầu, hydrogen chủ yếu được sản xuất từ 2 phân xưởng, bao gồm CCR (reforming xúc tác) và HGU (phân xưởng sản xuất hydrogen). Trong khi hydrogen xám là sản phẩm phụ của phân xưởng CCR và có thể được xanh hóa thông qua hoạt động CCUS đối với phát thải carbon của toàn nhà máy thì hydrogen xám từ phân xưởng HGU có thể được xanh hóa trực tiếp bằng cách thay thế bằng hydrogen lam hoặc GH2. Mỗi tấn hydrogen xám sử dụng trong nhà máy lọc dầu sẽ phát

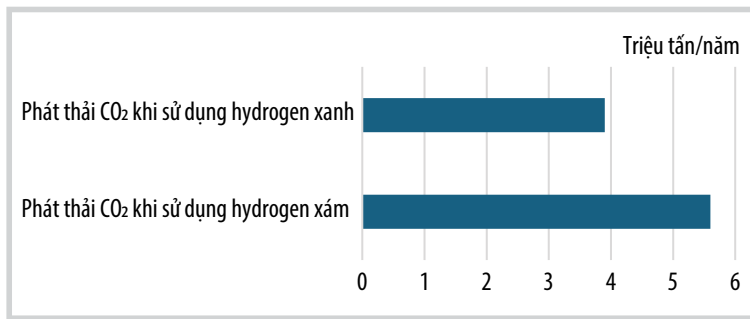
thải 9 tấn CO₂ [29]. Như vậy, nếu các nhà máy lọc dầu này thay thế toàn bộ lượng hydrogen xám truyền thống bằng hydrogen sạch thì sẽ góp phần giảm phát thải 1,7 triệu tấn CO₂/năm, tương đương 30% phát thải trong lĩnh vực lọc dầu. Nhà máy có thể xây dựng phân xưởng sản xuất GH2 từ các nguồn tái tạo tại địa điểm của nhà máy hoặc mua từ các nguồn cung bên ngoài khi thị trường hydrogen lam hoặc GH2 đã phát triển tại Việt Nam. Hình 9 trình bày tiềm năng giảm phát thải carbon khi ứng dụng GH2 trong các nhà máy lọc dầu tại Việt Nam vào năm 2050.

3.3.4. Ứng dụng GH₂/GNH₃ trong lĩnh vực sản xuất điện

Theo Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050 [21], định hướng phát triển liên quan đến việc đồng đốt ammonia, sinh khối hay hydrogen tại các nhà máy nhiệt điện than và khí, bao gồm:

- Đối với phương án phát triển nhiệt điện than: định hướng thực hiện chuyển đổi nhiên liệu sang sinh khối và ammonia với các nhà máy đã vận hành được 20 năm khi giá thành phù hợp. Dừng hoạt động các nhà máy có tuổi thọ trên 40 năm nếu không thể chuyển đổi nhiên liệu. Định hướng đến năm 2050 không còn sử dụng than để phát điện, chuyển hoàn toàn nhiên liệu sang sinh khối và ammonia;

- Đối với nhiệt điện khí: thực hiện lộ trình chuyển đổi nhiên liệu sang hydrogen khi công nghệ được thương mại hóa và giá thành phù hợp. Đến năm 2050, các nhà máy sử dụng LNG chuyển dần sang sử dụng hydrogen;



Hình 9. Tiềm năng giảm phát thải carbon khi ứng dụng GH₂ trong các nhà máy lọc dầu tại Việt Nam vào năm 2050.

- Định hướng phát triển mạnh điện gió ngoài khơi kết hợp với các loại hình năng lượng tái tạo khác (điện mặt trời, điện gió trên bờ...) để sản xuất năng lượng mới (GH₂, GNH₃...) phục vụ nhu cầu trong nước và xuất khẩu. Các nguồn điện năng lượng tái tạo sản xuất năng lượng mới phục vụ nhu cầu trong nước và xuất khẩu được ưu tiên/cho phép phát triển không giới hạn trên cơ sở bảo đảm an ninh quốc phòng, an ninh năng lượng và mang lại hiệu quả kinh tế cao, trở thành một ngành kinh tế mới của đất nước.

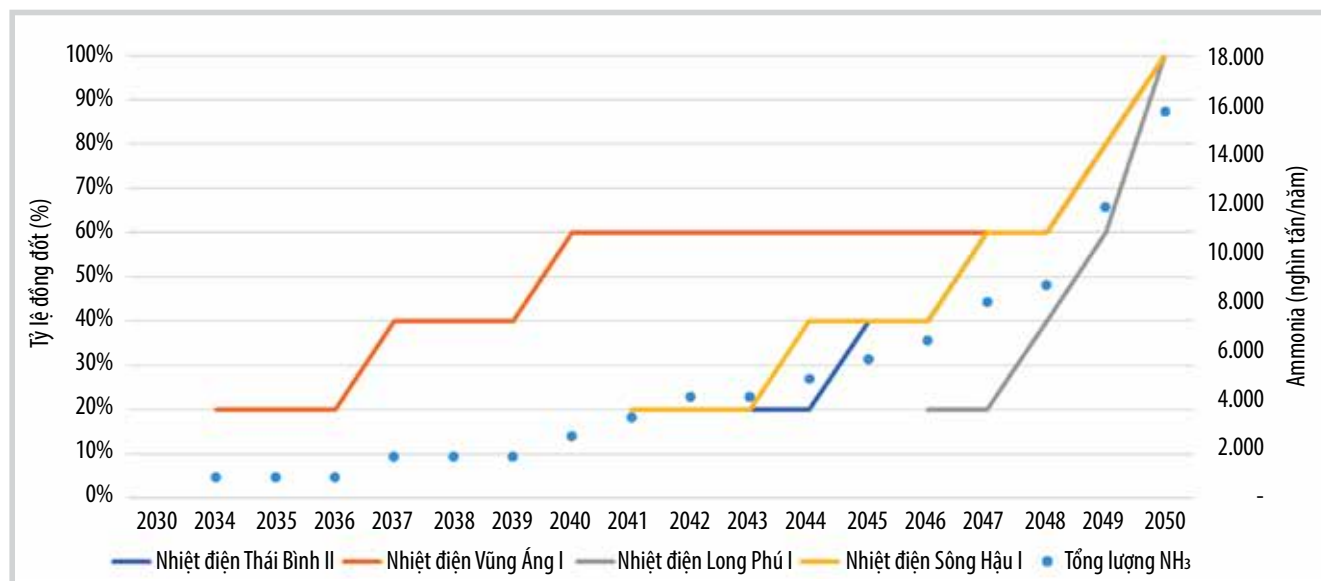
Hiện nay, Petrovietnam có 2 đơn vị là Chi nhánh Phát điện Dầu khí (PVPGB) và Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam - CTCP (PV Power), đang vận hành 8 nhà máy điện với tổng công suất lắp đặt là 5.405 MW và đang triển khai các dự án sản xuất điện khác (2 nhà máy điện khí trong nước, 2 nhà máy điện LNG, 1 nhà máy điện than). Sử dụng ammonia làm nhiên liệu trong các hoạt động đồng đốt có tiềm năng giảm lượng khí thải CO₂ của các nhà máy nhiệt điện than. Các nghiên cứu về đồng đốt GNH₃ ở nhà máy nhiệt điện than được thực hiện chủ yếu ở Nhật Bản dựa trên các hệ thống pilot và thử nghiệm thực tế ở nhà máy điện 1.000 MW. Khi thực hiện đồng đốt GNH₃ tại các nhà máy nhiệt điện than có phần vốn góp của Petrovietnam, các vấn đề kỹ thuật - công nghệ - môi trường cần được quan tâm bao gồm: cầu cảng và hệ thống công nghệ nhập GNH₃, kho chứa và hệ thống đường ống vận chuyển GNH₃, cải hoán/đầu tư bổ sung hệ thống thiết bị công nghệ phục vụ cho quá trình đồng đốt và hệ thống xử lý khí thải NOx. Tương tự, các nhà máy điện khí/LNG cũng có thể được đồng đốt với GH₂ để giảm phát thải. Việc sử dụng GH₂ tại các nhà máy điện khí đã được thử nghiệm đến mức 100% trong đó mức công suất 20% (theo nhiệt trị) đã được các nhà sản xuất turbine khí như GE thương mại hóa. Các nhà máy điện khí như Nhơn Trạch 3, Nhơn Trạch 4 được cho là có khả năng vận hành mà không cần bất kỳ một sự cải hoán nào khi nguồn nhiên liệu khí tự nhiên được trộn với 20% H₂.

PVPGB, PV Power đã và sẽ vận hành các nhà máy điện than như: Vũng Áng 1, Sông Hậu 1, Thái Bình 2, và Long Phú 1. Các nhà máy này, sau 20 năm hoạt động, sẽ phải thực hiện đồng đốt ammonia và sinh khối theo lộ trình như quy định ở Quy hoạch điện VIII. Thời điểm các nhà máy điện vận hành bởi PVPGB và/hoặc PV Power thực hiện đồng đốt sớm nhất và lượng GNH₃ sử dụng được thể hiện ở Hình 10.

Như vậy, Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 sẽ có khả năng phải áp dụng đồng đốt GNH₃ sớm nhất vào năm 2034, trong khi đó Nhà máy Nhiệt điện Long Phú 1 sẽ thực hiện trễ nhất, dự kiến năm 2046. Nhu cầu GNH₃ cho thực hiện đồng đốt rất lớn, ước tính khoảng 855 nghìn tấn vào năm 2034, tăng lên khoảng 2,5 triệu tấn vào năm 2040, 5,3 triệu tấn vào năm 2045 và lên đến 15,8 triệu tấn vào năm 2050. Có thể thấy, lượng GNH₃ sử dụng cho đồng đốt trong các nhà máy nhiệt điện than là rất lớn. Việc đáp ứng nhu cầu đồng đốt này đặt ra thách thức đối với nguồn cung cấp GNH₃ từ nguồn sản xuất trong nước và/hoặc nguồn nhập khẩu. Riêng nhu cầu đồng đốt 20% GNH₃ của Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1 là khoảng 855 nghìn tấn/năm trong khi tổng khả năng sản xuất hiện nay của Nhà máy Đạm Phú Mỹ và Nhà máy Đạm Cà Mau là khoảng 1 triệu tấn/năm trong đó phần lớn đã được sử dụng cho sản xuất urea. Về nguồn cung GNH₃ thì đến năm 2030, Petrovietnam chưa có dự án nào và hiện nay, lộ trình sản xuất cung ứng GNH₃ cho các nhà máy nhiệt điện than chưa được đề xuất, để cập cụ thể trong chiến lược, kế hoạch dài hạn của Petrovietnam. Mặt khác, các nhà máy nhiệt điện than hiện chỉ có cơ sở hạ tầng cho việc nhập khẩu than. Nhìn chung nguồn cung và khả năng cung ứng GNH₃ đến năm 2035 cho các nhà máy nhiệt điện than của Petrovietnam chưa được xác định trong khi nhu cầu GNH₃ của các nhà máy nhiệt điện than là rất lớn.

3.3.5. Ứng dụng GNH₃ làm nhiên liệu thay thế trong dịch vụ vận tải biển

GNH₃ có thể được sử dụng trong lĩnh vực hàng hải dưới dạng cung cấp nhiên liệu cho pin nhiên liệu để sản xuất năng lượng cho vận hành tàu hoặc là nguồn cung cấp nhiên liệu cho động cơ (2 thì, 4 thì) hoặc turbine khí. Các nghiên cứu gần đây về việc sử dụng GNH₃ cho lĩnh vực hàng hải tập trung vào việc đánh giá, thử nghiệm khả năng sử dụng GNH₃ ở động cơ (2 thì và 4 thì) trong đó bao gồm cả việc cải hoán sử dụng động cơ dual-fuel và động cơ turbine khí sử dụng 100% GNH₃. Mục tiêu của chương trình hành động về chuyển đổi năng lượng xanh, giảm phát thải khí carbon và khí methane của ngành giao thông vận tải [24] là



Hình 10. Dự kiến lộ trình đồng đốt và sản lượng ammonia tiêu thụ tại các nhà máy nhiệt điện than của PVPG. Nguồn: VPI tổng hợp, 2023.

phát triển hệ thống giao thông vận tải xanh, hướng tới mục tiêu phát thải ròng khí nhà kính về “0” vào năm 2050. Về lộ trình chuyển đổi với các lĩnh vực giao thông vận tải, chương trình nêu ra các mốc thời gian đối với giao thông hàng hải (Hình 11).

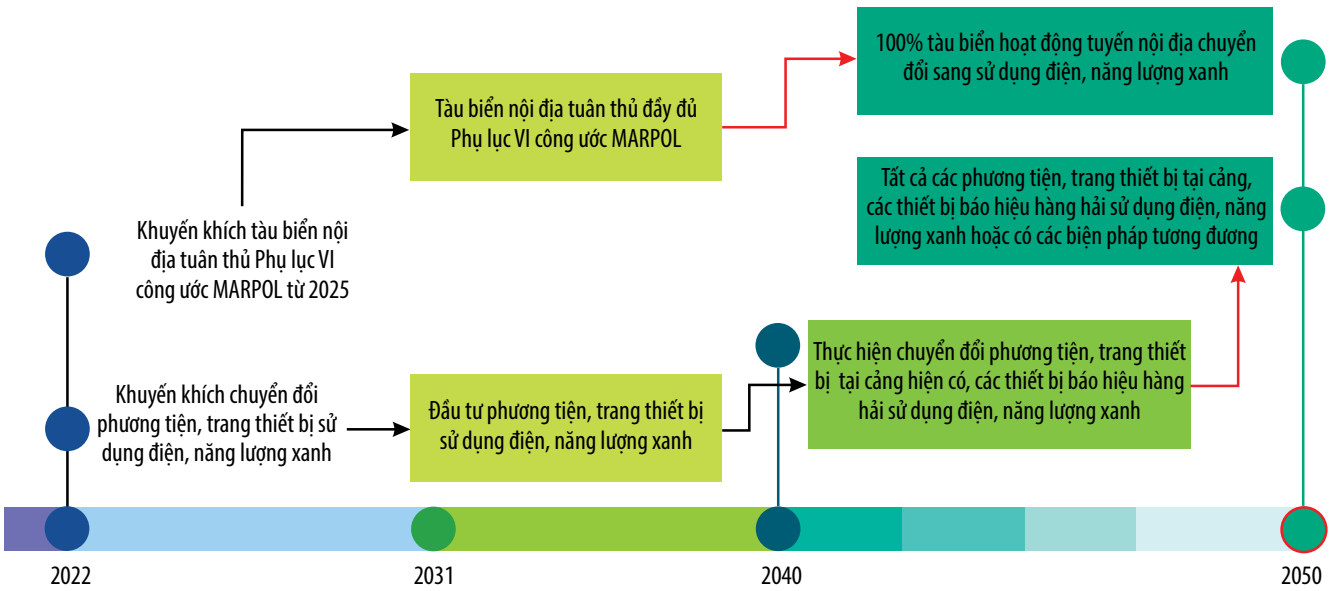
Trong lĩnh vực giao thông vận tải biển, PVTrans là đơn vị duy nhất trong Petrovietnam sở hữu đội tàu vận tải hàng lỏng lớn nhất Việt Nam. PVTrans thực hiện vận tải dầu thô, LPG, sản phẩm dầu/hóa chất, hàng rời và dịch vụ kỹ thuật hàng hải FPSO/FSO. Nhiên liệu sử dụng cho đội tàu của PVTrans hiện là FO/MFO và DO. Ước tính nhu cầu sử dụng GNH₃ theo tỷ lệ nhiên liệu được sử dụng trong giai đoạn đến năm 2050 của PVTrans sẽ tăng dần từ mức 4,8 nghìn tấn vào năm 2030 lên đến khoảng 212,7 nghìn tấn vào năm 2050. Tuy nhiên, việc sử dụng GNH₃ như là một nhiên liệu thay thế sẽ phụ thuộc rất lớn vào quy định của ngành hàng hải (IMO), các chính sách từ Chính phủ và tính kinh tế của việc sử dụng GNH₃ so với các nhiên liệu thay thế khác.

4. Đề xuất mô hình và một số định hướng phát triển chuỗi giá trị GH₂/GNH₃ cho Petrovietnam

Chuỗi giá trị GH₂/GNH₃ liên quan đến tổng hợp nhiều yếu tố trong các lĩnh vực từ thị trường cho đến kỹ thuật công nghệ, sản xuất và kinh doanh sản phẩm của nhiều lĩnh vực khác nhau. Với vai trò là đơn vị vận hành hoặc có cổ phần chi phối trong các đơn vị khai thác và vận chuyển dầu khí, nhà máy lọc dầu, nhà máy điện than, nhà máy sản xuất phân bón và công ty hàng hải, Petrovietnam và các đơn vị thành viên có thể tham gia vào chuỗi cung ứng này dựa trên lợi thế cạnh tranh của từng đơn vị/nhà máy

và hình thành liên kết chuỗi giữa các đơn vị trong Tập đoàn, tạo nên sức mạnh tổng hợp và đảm bảo phát triển bền vững trong bối cảnh mới của ngành công nghiệp năng lượng. Bảng 1 đề xuất một số định hướng sơ bộ của Petrovietnam và các đơn vị thành viên khi tham gia vào chuỗi giá trị của GH₂/GNH₃.

Petrovietnam và các đơn vị trực thuộc, ngay từ bây giờ, có thể xây dựng các định hướng về phát triển GH₂/GNH₃ như là một trong các giải pháp để giảm phát thải carbon. Trong ngắn hạn (đến trước năm 2030), các đơn vị cần theo dõi sát sao các chỉ dấu về tình hình phát triển công nghiệp GH₂/GNH₃ sạch để có thể xác định được thời điểm phù hợp tham gia vào chuỗi giá trị GH₂/GNH₃ sạch. Các chỉ dấu quan trọng bao gồm thị trường, công nghệ và chính sách GH₂/GNH₃ sạch. Các đơn vị hoạt động trong công nghiệp lọc dầu và đạm có thể là những đơn vị tiên phong trong việc phát triển GH₂/GNH₃ sạch ở quy mô lớn do có lợi thế về kinh nghiệm, cơ sở hạ tầng và điều kiện ứng dụng (sản xuất và sử dụng hydrogen tại chỗ). Bên cạnh các cơ hội, việc phát triển công nghiệp hydrogen tại Việt Nam cũng đối diện với các thách thức bởi sự chưa hoàn thiện của chính sách hiện hành, cơ sở hạ tầng chưa phát triển và chưa đủ nguồn lực cần thiết về tài chính, nhân lực và công nghệ. Vì vậy, một chiến lược và kế hoạch tổng thể cần được xây dựng trên cơ sở phát huy nguồn nội lực của các thành phần trong và ngoài nước, tận dụng được các cơ hội và đảm bảo sự phát triển hài hòa trên các lĩnh vực của nền kinh tế, tạo ra sức bật tổng hợp từ đòn bẩy hydrogen. Theo đó, sự phát triển hydrogen cần được chú trọng trong các khía cạnh về chính sách, công nghệ, nhân sự, tài chính và hợp tác quốc tế.



Hình 11. Lộ trình chuyển đổi lĩnh vực hàng hải theo Chương trình hành động chuyển đổi năng lượng xanh. Nguồn: Chính phủ, VPI, 2023.

- Về chính sách, Chính phủ cần xây dựng và hoàn thiện khung chính sách về GH₂/GNH₃ sạch trên cơ sở kết hợp tính khuyến khích và bắt buộc để đảm bảo phát triển hài hòa trong tất cả các lĩnh vực vì mục tiêu phát triển chung của quốc gia, bao gồm: ưu đãi các loại thuế, phí và áp dụng giá FIT cho các công đoạn sản xuất, vận chuyển, phân phối và sử dụng GH₂/GNH₃ sạch, thực thi chính sách thuế carbon, và lộ trình về tỷ lệ phối trộn/sử dụng bắt buộc GH₂/GNH₃ sạch trong các lĩnh vực. Việc áp dụng các chính sách khuyến khích (ưu đãi và giá FIT) và bắt buộc (thuế carbon) nhằm đảm bảo được sự cạnh tranh của GH₂/GNH₃ sạch trên thị trường năng lượng so với các loại nhiên liệu hóa thạch truyền thống. Việt Nam cần sớm hình thành cơ chế và thị trường trao đổi/mua bán tín chỉ CO₂/carbon. Các chính sách này sẽ được áp dụng trong những thời hạn cụ thể, có thể được thay đổi linh hoạt tùy theo sự phát triển của thị trường và công nghệ trong lĩnh vực hydrogen để thu hút được các nguồn đầu tư. Các chính sách phát triển GH₂/GNH₃ sạch phải hướng đến hình thành chuỗi giá trị hydrogen hoàn chỉnh tại Việt Nam;

- Về khoa học công nghệ, Petrovietnam cần tận dụng được các thành tựu khoa học công nghệ trong lĩnh vực phát triển GH₂/GNH₃ sạch của thế giới để áp dụng hiệu quả trong điều kiện của mình trên cơ sở đẩy mạnh các hoạt động về thử nghiệm công nghệ ở các quy mô thí điểm, trình diễn đối với các công nghệ đang phát triển và chuyển giao công nghệ đối với các công nghệ đã được thương mại hóa. Với các cam kết về phát triển bền vững, Petrovietnam có thể tranh thủ được các nguồn tài chính từ các quỹ tài chính về hoạt động xanh trên thế giới cho các hoạt động này;

- Để đẩy mạnh huy động các nguồn lực về tài chính và nhân lực từ các thành phần kinh tế trong nước và hợp tác quốc tế, Petrovietnam và các đơn vị trực thuộc cần xây dựng các chương trình thu hút các chuyên gia và nguồn tài chính, phát triển nguồn nhân lực trong lĩnh vực này thông qua sự hỗ trợ từ các tổ chức quốc tế như ADB, UNIDO, JETP...; Phát triển GH₂/GNH₃ sạch cần được xem là một trong những cột trụ phát triển của Petrovietnam để hướng đến phát triển xanh và trở thành trung tâm hydrogen/ammonia của khu vực.

5. Kết luận

Quá trình chuyển dịch năng lượng được dựa trên 5 giải pháp chính, bao gồm: sử dụng hiệu quả và tiết kiệm năng lượng, điện khí hóa, phát triển năng lượng tái tạo, CCUS, và hình thành nền kinh tế trên cơ sở các nguồn hydrogen sạch. Đến năm 2050, hydrogen có thể góp 10% vào lượng giảm phát thải theo kịch bản net-zero. Trong quá trình tồn trữ, vận chuyển và sử dụng, hydrogen có thể được chuyển hóa thành ammonia để sử dụng trực tiếp hoặc như là chất mang hydrogen, giúp thuận tiện và giảm chi phí trong quá trình tồn trữ và vận chuyển. Phù hợp với xu hướng chuyển dịch năng lượng, Chính phủ đã đưa ra cam kết Việt Nam sẽ hướng đến mục tiêu đạt net-zero vào năm 2050 cùng với những chính sách về kiểm soát, hạn chế phát thải và định hướng phát triển các giải pháp xanh hóa tại Việt Nam, trong đó có GH₂/GNH₃. Hiện tại, sản lượng hydrogen của Việt Nam đạt khoảng 500 nghìn tấn/năm, thuộc loại hydrogen xám và chủ yếu từ quá trình sản xuất và sử dụng tại chỗ trong các nhà máy lọc dầu và nhà máy đạm. Trong tương lai, ứng dụng của hydrogen và

Bảng 1. Một số định hướng sơ bộ của Petrovietnam và các đơn vị thành viên khi tham gia vào chuỗi giá trị của GH₂/GNH₃

Đơn vị	Lĩnh vực cung ứng	Ghi chú
Petrovietnam	Nhà đầu tư, góp vốn thành lập các công ty cổ phần, liên doanh ở các khâu từ sản xuất và tồn trữ (điện xanh, GH ₂ , GNH ₃) đến phân phối.	- Nhu cầu vốn rất lớn và đây là lĩnh vực mới nên cần ưu tiên liên doanh với các doanh nghiệp có kinh nghiệm. - PV Power, PVPGB, BSR, NSRP, PVFCCo, PVCFC, PVChem và PVTrans sẽ là khách hàng tiềm năng sử dụng GH ₂ /GNH ₃ .
PVEP, Vietsovpetro	Sản xuất điện xanh (điện gió ngoài khơi), GH ₂ ngoài khơi.	- Kinh nghiệm và cơ sở hạ tầng trong hoạt động khai thác dầu khí có thể được tận dụng trong phát triển điện gió ngoài khơi. - Một phần sản lượng điện gió ngoài khơi có thể được sử dụng để phục vụ cho nhu cầu năng lượng tại chỗ, thay thế cho các loại nhiên liệu hóa thạch truyền thống đang sử dụng. - Một phần sản lượng điện gió ngoài khơi có thể được sử dụng để sản xuất GH ₂ . PV Power, BSR, NSRP, PV Chem, PVFCCo và PVCFC sẽ là khách hàng tiềm năng sử dụng GH ₂ .
PTSC và công ty con	- Sản xuất điện xanh, GH ₂ ngoài khơi. - Dịch vụ kỹ thuật: thiết kế, xây lắp.	PTSC đã và đang tham gia thực hiện các dự án xây lắp công trình điện gió ngoài khơi, đã có định hướng phát triển cung ứng các dịch vụ kỹ thuật và xây lắp trong lĩnh vực này.
PV Power và công ty con	Góp vốn và vận hành, bảo dưỡng các nhà máy điện xanh.	- Kinh nghiệm trong việc vận hành các nhà máy nhiệt điện than, điện khí. - Khách hàng sử dụng GH ₂ /GNH ₃ tại các nhà máy điện than và điện khí/LNG nếu được Petrovietnam chuyển giao quyền quản lý, vận hành.
BSR, NSRP	- Góp vốn, đầu tư sản xuất GH ₂ . - Sử dụng GH ₂ như là nguyên liệu cho các quá trình công nghệ của nhà máy.	- Kinh nghiệm và cơ sở hạ tầng sẵn có trong việc ứng dụng hydrogen. - Có thể tham gia sản xuất GH ₂ từ các nguồn năng lượng tái tạo tại chỗ.
PVFCCo, PVCFC, PV Chem	- Góp vốn, đầu tư sản xuất GNH ₃ . - Sử dụng GNH ₃ như là nguyên liệu cho sản xuất phân bón xanh, hóa chất xanh.	Kinh nghiệm trong việc sản xuất, sử dụng và cung cấp ammonia ở thị trường Việt Nam.
PVTrans và công ty con	- Vận chuyển GNH ₃ từ nhà sản xuất đến nơi tiêu thụ (các nhà máy nhiệt điện than của Petrovietnam và PV Power). - Khách hàng sử dụng GNH ₃ như là nhiên liệu cho đội tàu vận tải.	Kinh nghiệm trong việc vận chuyển hóa chất, trong đó có ammonia.
PV GAS	Tham gia vận chuyển GH ₂ bằng đường ống từ nơi sản xuất đến nhà máy GNH ₃ nếu có và/hoặc góp vốn, đầu tư sản xuất GH ₂ , GNH ₃ .	Kinh nghiệm trong sản xuất và phân phối khí.
PVE	Cung cấp các dịch vụ kỹ thuật trong quá trình phát triển và xây lắp các dự án.	Kinh nghiệm thiết kế, thi công các dự án ngành dầu khí.
PVCons	Cung cấp dịch vụ xây lắp các công trình.	Kinh nghiệm thi công các công trình dầu khí.
PVcomBank	Tài trợ, thu xếp vốn cho các dự án.	Nhu cầu vốn của chuỗi sản xuất, cung ứng là rất lớn nên vai trò của các tổ chức tín dụng sẽ rất quan trọng trong việc tài trợ, thu xếp vốn cho các dự án.

ammonia có thể được mở rộng ra các lĩnh vực tiềm năng như điện, thép, xi măng và giao thông vận tải. Nhu cầu hydrogen sạch có thể đạt khoảng 32 triệu tấn/năm vào năm 2050, trong đó, khoảng 30% nhu cầu được sử dụng để sản xuất ammonia sạch.

Dưới tác động của xu hướng chuyển dịch năng lượng nhằm hướng tới một nền công nghiệp năng lượng bền vững, các hoạt động của Petrovietnam sẽ dần được xanh hóa để giảm phát thải carbon thông qua các định hướng phát triển năng lượng tái tạo, CCUS và hydrogen/ammonia để tích hợp dần vào các hoạt động đang có. Trên cơ sở tận dụng các ưu thế về nguồn lực và kinh nghiệm trong hoạt

động dầu khí, Petrovietnam có thể xem xét phát triển điện gió ngoài khơi và sản xuất GH₂ để tích hợp vào hoạt động của khâu thượng nguồn, tận dụng hệ thống đường ống khí sẵn có để vận chuyển hỗn hợp khí thiên nhiên và GH₂, và cung ứng một phần cho các nhà máy lọc dầu, đạm, điện khí/LNG nhằm xanh hóa các nhà máy này, góp phần đáp ứng lộ trình giảm phát thải của Chính phủ. Trong dài hạn, Petrovietnam có thể xem xét đầu tư mới các nhà máy sản xuất GNH₃ từ GH₂ để phục vụ nhu cầu xanh hóa của các lĩnh vực hoạt động khác như điện than và giao thông vận tải biển. Với vai trò là đơn vị vận hành hoặc có cổ phần chi phối trong các đơn vị khai thác và vận chuyển dầu khí,

nhà máy lọc dầu, nhà máy điện than, nhà máy sản xuất phân bón và công ty hàng hải, Petrovietnam và các đơn vị thành viên có thể tham gia vào chuỗi cung ứng này dựa trên lợi thế cạnh tranh của từng đơn vị/nhà máy và hình thành liên kết chuỗi giữa các đơn vị trong Tập đoàn, tạo nên sức mạnh tổng hợp và đảm bảo phát triển bền vững trong bối cảnh mới của ngành công nghiệp năng lượng.

Tài liệu tham khảo

[1] BP, “Energy outlook”, 2022. [Online]. Available: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2022.pdf>.

[2] EPA, “Sources of green house gas emissions”, 2024. [Online]. Available: <https://climatechange.chicago.gov/ghgemissions/sources-greenhouse-gas-emissions>.

[3] IRENA, “Global hydrogen trade to meet the 1.5oC climate goal, Part 1: Trade outlook for 2050 and way forward”, 2022. [Online]. Available: <https://www.irena.org/Publications/2022/May/Global-hydrogen-trade-Cost>.

[4] IEA, “Global hydrogen review”, 2023. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2023>.

[5] BP, “Energy outlook”, 2023. [Online]. Available: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2023.pdf>.

[6] IRENA, “Green hydrogen strategy - A guide to design”, 2024. [Online]. Available: <https://www.irena.org/Publications/2024/Jul/Green-hydrogen-strategy-A-guide-to-design>.

[7] Leigh Collins, “Hydrogen will provide up to 26% of EU’s final energy demand in 2050, but is unlikely to be used in cars or heating: study”, 2024. [Online]. Available: <https://www.hydrogeninsight.com/analysis/hydrogen-will-provide-up-to-26-of-eus-final-energy-demand-in-2050-but-is-unlikely-to-be-used-in-cars-or-heating-study/2-1-1600670>.

[8] Wang Han, Jan Yie, and Shang Wenlong, “Role and development pathways of green hydrogen energy toward carbon neutrality targets”, ADB Institute, 2023. DOI: 10.56506/KTBC9224.

[9] Jane Nakano, “China’s hydrogen industrial strategy”, 2022. [Online]. Available: <https://www.csis.org/analysis/chinas-hydrogen-industrial-strategy>.

[10] Bloomberg, “Global nitrogen quarterly”, 2023.

[11] Markets and Markets, “Green ammonia market”, 2023.

[12] IEA, “Global hydrogen review”, 9/2022. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2022>.

[13] GIZ, “Green hydrogen & PtX-training: Modules prepared by the international PtX hub Berlin”, 2021.

[14] BloombergNEF, “Energy transition factbook”, 2022. [Online]. Available: <https://assets.bbhub.io/professional/sites/24/BloombergNEF-CEM-2022-Factbook.pdf>.

[15] DNV, “Hydrogen forecast to 2050”, 2022. [Online]. Available: <https://www.dnv.com/focus-areas/hydrogen/forecast-to-2050/>.

[16] Nguyễn Văn Hiếu và Nguyễn Hoàng Nam, “Hiện trạng phát thải khí nhà kính tại Việt Nam: Cơ hội và thách thức”, *Tạp chí Khí tượng Thủy văn*, Số 728, trang 51 - 66, 2021. DOI: 10.36335/vn/jhm.2021(728).51-66.

[17] Ban Chấp hành Trung ương, “Định hướng Chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045”, Nghị quyết số 55-NQ/TW ngày 11/2/2020.

[18] Bộ Tài nguyên và Môi trường, “Đóng góp quốc gia tự quyết định (NDC) cập nhật năm 2022”, 2023.

[19] Thủ tướng Chính phủ, “Đề án về những nhiệm vụ, giải pháp triển khai kết quả Hội nghị lần thứ 26 các bên tham gia Công ước khung của Liên hợp quốc về biến đổi khí hậu”, Quyết định số 888/QĐ-TTg ngày 25/7/2022.

[20] 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.

[21] Thủ tướng Chính phủ, “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.

[22] 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.

[23] 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.

[24] 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.

[25] VPI and GICON, “Offshore floating wind turbine for oil and gas production operation & hydrogen production”, 2022.

[26] Chandra Bhushan, Sugandha Arora Sardana, Vinay Trivedi, Kapil Subramanian, Shobhit Srivastava, and Shreya Verma, “How green is the urea sector?”, 2019. [Online]. Available: <https://www.downtoearth.org.in/agriculture/how-green-is-the-urea-sector--64836>.

[27] Chính phủ, “Quy định về cơ chế mua bán điện

trực tiếp giữa đơn vị phát điện năng lượng tái tạo với khách hàng sử dụng điện lớn”, Nghị định số 80/2024/NĐ-CP ngày 3/7/2024.

[28] Nguyễn Hữu Lương, “Thị trường tiềm năng và tác động của sự phát triển hydrogen xanh đến năm 2050 tại Việt Nam”, *Tạp chí Dầu khí*, Số 12, trang 40 - 47, 2021. DOI: 10.47800/PVJ.2021.12-04.

[29] Pingping Sun and Amgad Elgowainy, “Updates of hydrogen production from SMR Process in GREET® 2019”, Argonne National Laboratory, 2019.

INTEGRATING GREEN HYDROGEN AND GREEN AMMONIA INTO THE OPERATIONAL VALUE CHAIN OF VIETNAM OIL AND GAS GROUP

Nguyen Huu Luong, Le Duong Hai, Truong Van Nhan

Vietnam Petroleum Institute (VPI)

Email: luongnh.pvpro@vpi.pvn.vn

Summary

To adapt to the energy transition trend, the Government has set a goal of achieving net-zero emissions by 2050, along with policies to control and limit emissions, and promote green solutions in Vietnam, including green hydrogen (GH₂) and green ammonia (GNH₃). Besides improving operational efficiency in traditional energy sectors, Vietnam Oil and Gas Group (Petrovietnam) aims to participate in new energy value chains, renewable energy, carbon capture, utilization and storage (CCUS), and production of green hydrogen/ammonia to gradually integrate into existing operations.

Based on leveraging advantages in resources and experience in oil and gas operations, Petrovietnam is also researching the development of offshore wind power and GH₂ production to integrate into upstream activities, utilizing existing gas pipeline systems to transport mixtures of natural gas and GH₂ and supply to refineries, fertilizer plants, gas/LNG power plants...

In the long term, Petrovietnam may consider new investments in GNH₃ production plants from GH₂ to serve the greening needs of other operational areas such as coal-fired power plants and maritime transportation. With its role as an operator or controlling shareholder in oil and gas exploitation and transportation units, refineries, coal-fired power plants, fertilizer production plants, etc., Petrovietnam and its member units can participate in this supply chain based on the competitive advantages of each unit/plant and form chain linkages, developing sustainably in the new context of the energy industry.

Key words: Energy transition, green ammonia, green hydrogen, net-zero, Petrovietnam.

KHUNG PHÁP LÝ CHO THU HỒI, SỬ DỤNG VÀ LƯU TRỮ CARBON: KINH NGHIỆM QUỐC TẾ VÀ KHUYẾN NGHỊ CHO VIỆT NAM

Nguyễn Anh Đức, Nguyễn Thị Thủy Tiên, Nguyễn Trung Khương, Đặng Thanh Tùng

Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

Email: ducna@pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVSI.2024.04-05>

Tóm tắt

Công nghệ thu hồi, sử dụng và lưu trữ carbon (CCUS) đang được coi là giải pháp quan trọng để giảm phát thải khí nhà kính và đạt được các mục tiêu về khí hậu toàn cầu. Tuy nhiên, việc triển khai công nghệ này đòi hỏi khung pháp lý toàn diện để đảm bảo an toàn, hiệu quả và tuân thủ các tiêu chuẩn môi trường.

Bài viết giới thiệu khung pháp lý hiện hành liên quan đến hoạt động thu hồi, sử dụng và lưu trữ carbon trên thế giới, trên cơ sở đó đề xuất các khuyến nghị cho việc xây dựng khung pháp lý cho hoạt động này tại Việt Nam.

Từ khóa: Thu hồi, sử dụng và lưu trữ carbon, khung pháp lý, chính sách.

1. Giới thiệu

CCUS/CCS sẽ đóng vai trò trong quá trình khử carbon trong mọi kịch bản chuyển đổi năng lượng. Tuy nhiên, để đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng "0" như đã công bố, công suất CCUS toàn cầu cần tăng hơn 100 lần trong dài hạn, đạt từ 4 đến 6 gigaton CO₂ vào năm 2050 và dự kiến quá trình khử carbon đạt khoảng 15 đến 20% lượng khí thải liên quan đến năng lượng hiện nay. Theo McKinsey, cùng với sự phát triển và đa dạng hóa thị trường CCUS, trung bình đầu tư hàng năm vào CCUS có xu hướng tăng mạnh và có thể đạt đỉnh gần 175 tỷ USD vào khoảng năm 2035 và vượt qua đầu tư vào khí đốt hiện nay ngay từ năm 2026. Trong đó, hơn 70% tổng đầu tư CCUS toàn cầu sẽ tập trung ở khu vực ASEAN, Trung Quốc, Ấn Độ và Bắc Mỹ [1].

Do đó, việc xây dựng khung pháp lý và quy định cho CCUS/CCS là rất cấp thiết và cần phải xem xét tất cả các khía cạnh của chuỗi giá trị. Trong đó, lưu trữ CO₂ là trọng tâm vì làm phát sinh các vấn đề mới và phức tạp cho quy định như: quyền sở hữu, quyền quản lý và trách nhiệm pháp lý đối với lượng CO₂ sẽ được lưu trữ vĩnh viễn; đảm bảo lựa chọn địa điểm phù hợp và vận hành an toàn, đồng

thời giảm thiểu và quản lý rủi ro trong các giai đoạn phát triển, vận hành và đóng cửa địa điểm; cơ sở pháp lý cho việc lưu trữ CO₂, quyền sở hữu và quản lý tài nguyên.

Các vấn đề pháp lý liên quan đến thu hồi, vận chuyển và sử dụng CO₂ có thể nằm trong phạm vi khung pháp lý hiện hành đối với các hoạt động công nghiệp, bao gồm dầu khí, quản lý chất thải, sức khỏe, an toàn và môi trường cho các khu công nghiệp, quyền tài sản và vận chuyển. Năm 2010, Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA) đã ban hành Khung quy định mẫu (2010 Model Regulatory Framework) để hỗ trợ các quốc gia xây dựng khung pháp lý và quy định cho CCUS/CCS.

Hiện nay, CCUS/CCS chủ yếu được áp dụng cùng với việc xử lý khí tự nhiên hoặc sản xuất phân bón và ngày càng có nhiều dự án CCUS/CCS trong sản xuất hydrogen, thép, ethanol sinh học và điện. Xu hướng hiện nay là phát triển các cụm công nghiệp và trung tâm lưu trữ cho phép thu hồi CO₂ từ nhiều nguồn và mở rộng quy mô để đạt hiệu quả cao hơn. Các trung tâm (hub) làm phát sinh các vấn đề pháp lý và quy định liên quan đến truy cập mạng lưới, các cân nhắc pháp lý quốc tế hoặc xuyên biên giới nếu cơ sở hạ tầng vận chuyển hoặc lưu trữ trải rộng trên nhiều quốc gia hoặc khu vực pháp lý.

Các phương pháp thu hồi carbon dựa trên công nghệ có thể loại bỏ CO₂ khỏi khí quyển bằng cách kết hợp năng



Ngày nhận bài: 31/7/2024.

Ngày phản biện đánh giá và sửa chữa: 31/7 - 7/8/2024.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 7/8/2024.

Bảng 1. Cơ chế chính sách CCUS hiện tại theo quốc gia [2]

Quốc gia	Công suất CCUS theo kế hoạch và đang hoạt động (triệu tấn/năm)	Tạo điều kiện thuận lợi dựa trên các khuôn khổ pháp lý và quy định để triển khai CCUS	Các biện pháp hỗ trợ/tài trợ của chính phủ để giảm chi phí	Quy định về các hoạt động công nghiệp bằng các biện pháp đánh thuế carbon	Khuyến khích đầu tư dài hạn bằng các tín hiệu chiến lược của chính phủ	Các cơ chế chính sách hỗ trợ doanh thu
Mỹ	21 (đang hoạt động) 140 (đã lên kế hoạch)	X	X			
Brazil	8,7 (đang hoạt động) 0,4 (đã lên kế hoạch)		X			
Australia	4 (đang hoạt động) 11 (đã lên kế hoạch)	X	X	X		
Canada	4,1 (đang hoạt động) 27 (đã lên kế hoạch)	X	X	X	X	
Trung Quốc	3 (đang hoạt động) 12 (đã lên kế hoạch)		X	X		
Qatar	2,1 (đang hoạt động) 2,9 (đã lên kế hoạch)		X			
Na Uy	1,7 (đang hoạt động) 2,8 (đã lên kế hoạch)	X	X	X		
Saudi Arabia	0,8 (đang hoạt động)		X			
Các Tiểu Vương Quốc Ả Rập Thống Nhất (UAE)	0,8 (đang hoạt động) 7,4 (đã lên kế hoạch)		X			
Nhật Bản	0,2 (đang hoạt động)		X			
Vương quốc Anh	57 (đã lên kế hoạch)	X	X	X	X	X
Hà Lan	14 (đã lên kế hoạch)	X	X	X	X	
Indonesia	10 (đã lên kế hoạch)	X	X	X		
Pháp	4,7 (đã lên kế hoạch)	X	X	X	X	
Đan Mạch	1,8 (đã lên kế hoạch)	X	X	X	X	

lượng sinh học với thu hồi và lưu trữ carbon (BECCS) hoặc thông qua thu hồi trực tiếp từ không khí (DAC) và lưu trữ CO₂, giúp cân bằng lượng khí thải trong các lĩnh vực có thách thức về mặt kỹ thuật. Khung pháp lý và quy định cần được sửa đổi cho phù hợp với thu hồi CO₂ từ không khí thay vì chỉ từ các nguồn phát thải CO₂ dạng điểm.

Theo báo cáo của IEA, tính đến tháng 11/2023, có 15 quốc gia có xây dựng các quy định và chính sách CCUS như Bảng 1, trong đó có 10 quốc gia đã có các dự án CCUS đang hoạt động và 5 quốc gia đang lên kế hoạch cho các dự án CCUS [2].

2. Xây dựng khung pháp lý và quy định về CCUS/CCS trên thế giới

Việc phát triển các khung pháp lý và quy định toàn diện cho CCUS/CCS có thể cần nhiều năm. Luật lưu trữ CO₂ quốc gia (ngoài khơi) đầu tiên trên thế giới của Australia đã mất hơn 5 năm (từ 2003 - 2008) mới hoàn thành. Mỗi khu vực, quốc gia với các đặc điểm riêng về chính trị, kinh tế, xã hội cần phải xây dựng khung pháp

lý và quy định về CCUS/CCS riêng. IEA đã đưa ra 6 bước có thể giúp định hướng việc xây dựng khung pháp lý về CCUS/CCS [3]:

- Bước 1: Xác định các vấn đề pháp lý chính;
- Bước 2: Rà soát các thông lệ, cách tiếp cận và tiêu chuẩn quốc tế;
- Bước 3: Đánh giá các khung pháp lý hiện hành cho các hoạt động CCUS/CCS;
- Bước 4: Xác định các phương án điều tiết hoạt động CCUS/CCS;
- Bước 5: Xác định phương án phù hợp nhất và xây dựng năng lực hỗ trợ theo quy định;
- Bước 6: Định kỳ rà soát khung pháp lý, quy định về CCUS/CCS.

IEA đã xác định 25 vấn đề pháp lý, quy định ưu tiên cho việc triển khai CCUS/CCS và được nhóm lại thành 8 loại (Bảng 2).

Bảng 2. Các nhóm vấn đề pháp lý và quy định đối với việc triển khai CCUS/CCS [3]

TT	Nhóm	Các vấn đề	Mô tả
1	Xác định phạm vi quản lý	Phân loại và độ tinh khiết của CO ₂	Các phân loại và đặc tính liên quan của CO ₂ như: chất thải, chất thải độc hại, chất gây ô nhiễm, hàng hóa nguy hiểm. Ngoài ra còn có các yêu cầu hoặc tiêu chuẩn về định tính và định lượng đối với dòng khí CO ₂ .
		Quyền sở hữu và chứng thư (title) CO ₂	Xác định quyền sở hữu CO ₂ dọc theo chuỗi giá trị CCUS và trong suốt vòng đời của một dự án CCUS.
2	Đánh giá tác động môi trường và cấp phép	Đánh giá tác động môi trường (Environmental impact assessment - EIA)	Các yêu cầu về bảo vệ môi trường và EIA có thể áp dụng, bao gồm cả những cân nhắc cụ thể đối với việc lưu trữ CO ₂ .
		Cấp phép và ủy quyền	Quy trình đăng ký và cấp giấy phép bơm ép và lưu trữ CO ₂ , bất kỳ điều kiện tiên quyết nào để cho phép và bắt đầu bơm ép, cũng như mọi cơ chế xem xét, sửa đổi/hủy bỏ.
		Sự tham gia và tham vấn của công chúng	Quyền, nghĩa vụ và cơ chế để công chúng tham gia vào các hoạt động của CCUS, bao gồm việc công bố các đề xuất và đăng ký giấy phép, quy trình xem xét và phản hồi, nghĩa vụ xem xét các nhận xét và cách giải quyết khiếu nại pháp lý hoặc hành chính.
3	Tạo điều kiện thuận lợi cho các dự án tiên phong	Luật chuyên biệt (One-off legislation)	Luật chuyên biệt cho 1 dự án CCUS cụ thể trong trường hợp không có khuôn khổ chung.
		Các cách tiếp cận và dự án ưu tiên	Quyền phát triển ưu tiên, bao gồm thăm dò và phát triển lưu trữ CO ₂ ; các thỏa thuận hành chính và cấp phép đặc biệt cho các dự án được xác định là có lợi ích chiến lược.
4	Đảm bảo lưu trữ an toàn và bảo mật	Đánh giá tài nguyên lưu trữ	Quy định quy trình xác định tài nguyên lưu trữ CO ₂ phù hợp để phát triển, bao gồm sàng lọc khu vực, sàng lọc địa điểm, lựa chọn địa điểm, mô tả đặc điểm ban đầu và mô tả chi tiết.
		Quyền sở hữu không gian lỗ rỗng	Ý nghĩa của quyền sở hữu hợp pháp đối với địa chất dưới bề mặt, bao gồm cả không gian lỗ rỗng để lưu trữ CO ₂ , khác nhau giữa các vùng/khu vực.
		Các kế hoạch đo lường, giám sát và xác minh (MMV)	Các nghĩa vụ giám sát và báo cáo liên quan đến việc thiết lập đường cơ sở (baselines) và xác định các điểm bất thường cũng như mọi yêu cầu đối với việc xác minh dữ liệu độc lập.
		Kiểm tra địa điểm lưu trữ (site inspections)	Các điều khoản kiểm tra, bao gồm các cơ chế ủy quyền cho kiểm tra viên, quyền truy cập của kiểm tra viên và nghĩa vụ của nhà điều hành để cho phép truy cập và chia sẻ thông tin.
		Trách nhiệm pháp lý và an ninh tài chính	Quy định trách nhiệm pháp lý và nghĩa vụ đăng ký bảo đảm tài chính đối với thiệt hại hoặc mất mát xảy ra đối với bất kỳ việc rút giấy phép hoặc chuyển giao trách nhiệm pháp lý sau đóng cơ sở nào cũng như bất kỳ cơ chế can thiệp và thu hồi chi phí nào của cơ quan quản lý.
		Quy trình đóng cửa cơ sở lưu trữ	Quy trình ngừng hoạt động và đóng cửa cơ sở lưu trữ, bao gồm các điều kiện phải đáp ứng trước khi đóng, nghĩa vụ đóng giếng, dỡ bỏ cơ sở hạ tầng trên mặt và giám sát CO ₂ được lưu trữ, cơ chế giải phóng các yêu cầu tuân thủ và đảm bảo tài chính.
5	Giải quyết các trách nhiệm lưu trữ dài hạn	Trách nhiệm dài hạn sau khi đóng cửa cơ sở lưu trữ	Sắp xếp (nếu có) để chuyển giao cho tiểu bang/nhà nước hoặc cơ quan có thẩm quyền liên quan đối với địa điểm lưu trữ CO ₂ đã đóng và/hoặc CO ₂ đã bơm xuống, bao gồm bất kỳ điều kiện tiên quyết nào, bất kỳ khoảng thời gian sau khi đóng cửa nào phải xảy ra trước khi chuyển giao và bất kỳ trách nhiệm pháp lý nào được người vận hành giữ lại.
		Đảm bảo tài chính cho việc quản lý lâu dài địa điểm lưu trữ	Các cơ chế yêu cầu các nhà điều hành đóng góp tài chính cho chi phí quản lý lâu dài địa điểm lưu trữ CO ₂ sau khi đóng.
6	Các vấn đề quốc tế và xuyên biên giới	Điều tiết vận chuyển CO ₂ xuyên biên giới	CO ₂ được thu hồi có thể di chuyển qua một hoặc nhiều khu vực pháp lý, điều này có thể dẫn đến một số yêu cầu quản lý quốc gia hoặc quốc tế.
		Tuân thủ các nghĩa vụ và yêu cầu của Nghị định thư London	Đối với việc vận chuyển CO ₂ xuyên biên giới theo Nghị định thư London và Nghị quyết năm 2019 về việc áp dụng tạm thời Bản xuất khẩu CCS sửa đổi năm 2009 (2009 CCS Export Amendment).
		Tương tác xuyên biên giới quốc tế	Sự tương tác về địa chất dưới lòng đất, đặc biệt là áp lực trong các thành tạo lưu trữ CO ₂ lớn, xảy ra trên các ranh giới quyền tài phán.
		Chống chéo giữa nhiều khung quy định	Chống chéo tiềm ẩn giữa nhiều khung quy định, ví dụ như khi các dự án bên ngoài Mỹ được ghi có theo Tiêu chuẩn nhiên liệu carbon thấp của California với các yêu cầu quy định cụ thể.
7	Tạo điều kiện thuận lợi cho các trung tâm CCUS (hubs)	Tiếp cận cơ sở hạ tầng vận tải dùng chung	Nghĩa vụ hoặc thỏa thuận cho phép bên thứ ba tiếp cận cơ sở hạ tầng vận tải CO ₂ , bao gồm mọi quyền từ chối tiếp cận, cơ chế bồi thường và giải quyết tranh chấp liên quan.
		Tạo điều kiện thuận lợi cho cơ sở hạ tầng lưu trữ dùng chung	Nghĩa vụ hoặc thỏa thuận cho phép bên thứ ba truy cập vào các cơ sở lưu trữ, bao gồm mọi quyền từ chối truy cập và các cơ chế giải quyết tranh chấp và bồi thường có liên quan.
8	Các vấn đề quan trọng và mới xuất hiện khác	Nghiên cứu các công nghệ loại bỏ CO ₂	Nghiên cứu các công nghệ loại bỏ CO ₂ , chẳng hạn như thu hồi trực tiếp từ không khí (DAC), trong khuôn khổ pháp lý và quy định hiện tại và tương lai.
		Tương tác với các nguồn tài nguyên trên mặt và dưới lòng đất khác	Tương tác của các dự án CCUS - và đặc biệt là cơ sở hạ tầng lưu trữ - với các tài nguyên dưới lòng đất và trên mặt đất khác, chẳng hạn như các hoạt động dầu khí và gió ngoài khơi.
		Chuyển đổi từ CO ₂ -EOR sang lưu trữ chuyên dụng	Cân nhắc về quy định đối với việc chuyển đổi hoạt động CO ₂ -EOR sang lưu trữ CO ₂ chuyên dụng.
		Các yêu cầu sẵn sàng cho CCUS	Các tiêu chí toàn diện để các cơ sở được coi là sẵn sàng và có thể áp dụng CCUS trong tương lai.

Vòng đời của một dự án thu giữ, lưu trữ CO₂ (dự án CCS) được chia làm 6 giai đoạn: i) Đánh giá tài nguyên; ii) Phát triển địa điểm; iii) Xây dựng; iv) Vận hành; v) Đóng cửa cơ sở; vi) Sau khi đóng cửa cơ sở. Mỗi giai đoạn có các đặc điểm riêng, các vấn đề cần nhắc về khung pháp lý và quy định khác nhau. IEA đã đưa ra các khuyến nghị cho từng giai đoạn thực hiện CCS (Hình 1).

3. Khung pháp lý, chính sách cho CCUS/CCS của một số quốc gia, khu vực

Khung pháp lý ở các quốc gia/khu vực dẫn đầu về CCUS/CCS, bao gồm EU, Australia, Mỹ và Na Uy được thể hiện ở Bảng 3. EU đã đưa ra quy định toàn diện - Chỉ thị CCS (CCS Directive), Mỹ đã xây dựng các quy định CCS dựa

trên các khung pháp lý môi trường hiện có. Australia đã phát triển luật CCS độc lập cho cấp liên bang, tiểu bang và dự án. Ở nhiều quốc gia EU và Khu vực kinh tế châu Âu (EEA- European Economic Area), Chỉ thị CCS sau đó đã được đưa vào khuôn khổ pháp lý hiện có của mỗi quốc gia như ở Na Uy hoặc được sửa đổi, trong khi một số quy định mới được tạo ra để thực hiện Chỉ thị CCS của EU.

Chi tiết về khung pháp lý và quy định, chính sách cho CCUS ở nhiều nước trên thế giới có thể tham khảo các cơ sở dữ liệu do IEA thu thập, xây dựng trên trang web của IEA. Khung pháp lý và quy định về CCUS/CCS ở các quốc gia/khu vực dẫn đầu và một số nước trong khu vực được giới thiệu dưới đây.



	Đánh giá tài nguyên	Phát triển địa điểm	Xây dựng	Vận hành	Đóng cơ sở	Sau khi đóng cơ sở và tiếp tục
Mô tả	Quá trình nghiên cứu, đánh giá tài nguyên lưu trữ CO ₂ trong một khu vực nhằm xác định tài nguyên có thể được phát triển thành địa điểm lưu trữ.	Lập kế hoạch dự án nhằm đảm bảo địa điểm đã hoàn thành tất cả các hoạt động phát triển và thiết kế.	Xây dựng các công trình trên mặt, kết nối các tuyến giao thông, mở rộng thiết bị MMV và khoan bất kỳ giếng bổ sung nào.	Khoảng thời gian CO ₂ được bơm ép tích cực vào lòng đất.	- Bơm ép đã ngừng; - Việc ngừng hoạt động cơ sở hạ tầng không cần thiết để giám sát địa điểm; - Bỏ và đóng các giếng không cần thiết để giám sát.	- Khoảng thời gian sau khi bơm ép sẽ chấm dứt khi quảng CO ₂ vẫn đang được theo dõi tích cực; - Hoạt động khắc phục theo yêu cầu; - Chuyển giao trách nhiệm địa điểm, nếu có.
Thời gian (năm)	2 - 6	1 - 5	1 - 3	20 - 50	Biến đổi	10 +
Mức độ đầu tư	Trung bình - Cao	Trung bình	Cao	Thấp	Trung bình	Rất thấp
Loại tài nguyên lưu trữ SRMS	Triển vọng (Prospective)	Dự phòng - Sức chứa (Contingent to capacity)	Sức chứa (Capacity)	Đang bơm ép (On injection)	Đã lưu trữ (Stored)	Đã lưu trữ (Stored)
Các vấn đề khung pháp lý và quy định	- Sàng lọc khu vực, sàng lọc địa điểm, lựa chọn địa điểm, mô tả đặc điểm ban đầu, mô tả chi tiết; - Quyền sở hữu không gian lỗ rỗng trong đất đá; - Các vấn đề khác: tương tác với các tài nguyên bề mặt và dưới bề mặt khác.	- Kế hoạch kiểm tra, giám sát, xác minh MMV; - Kiểm tra địa điểm lưu trữ; - Xác định trách nhiệm điều hành và an toàn tài chính; - Các vấn đề xuyên suốt khác: đánh giá tác động môi trường, cấp phép, sự tham gia của công chúng, luật dành riêng cho dự án, các quyền và dự án ưu đãi, chuyển đổi cơ sở hạ tầng lưu trữ dùng chung từ CO ₂ - EOR sang lưu trữ chuyên dụng.			- Quy trình đóng cửa địa điểm và chứng nhận; - Trách nhiệm lâu dài sau khi đóng cửa (ví dụ: bảo trì địa điểm lưu trữ và trách nhiệm pháp lý dài hạn); - Đảm bảo tài chính cho việc quản lý địa điểm lâu dài.	

Hình 1. Các vấn đề khung pháp lý và quy định trong các giai đoạn thực hiện CCS [3]. (SRMS: Hệ thống quản lý tài nguyên lưu giữ - Storage Resource Management System).

Bảng 3. Khung quy định ở một số quốc gia dẫn đầu về CCUS/CCS [4]

Dạng quy định	Khu vực/ Quốc gia	Quy định chủ yếu	Các dự án chủ yếu
Quy định CCS độc lập/toàn diện	EU	Chỉ thị CCS (CCS Directive)	CarbFix, Acorn . . .
	Australia	<p>Cấp liên bang:</p> <ul style="list-style-type: none"> Đạo luật dầu khí và lưu trữ khí nhà kính ngoài khơi (Offshore Petroleum and Greenhouse Gas Storage Act). <p>Cấp bang:</p> <ul style="list-style-type: none"> Đạo luật có lập địa chất khí nhà kính bang Victoria 2008 (Victoria’s Greenhouse Gas Geological Sequestration Act 2008). <p>Cấp dự án:</p> <ul style="list-style-type: none"> Đạo luật Đảo Barrow 2003 (Barrow Island Act 2003) áp dụng cho Dự án Gorgon (trên đất liền và ngoài khơi trong vòng 3 hải lý). 	Gorgon
Sử dụng quy định về môi trường hiện có	Mỹ	Chương trình Kiểm soát bơm ép ngầm “UIC Program” dựa trên Đạo luật nước uống an toàn (Safe Drinking Water Act).	Nhiều dự án
Quy định toàn diện được lồng ghép vào các quy định hiện hành	Na Uy	<p>[Hiện có]</p> <ul style="list-style-type: none"> Đạo luật 1963 về nghiên cứu, thăm dò và khai thác các nguồn tài nguyên thiên nhiên khác ngoài dầu khí ở đáy biển (1963 Act on Research, Exploration and Exploitation of Other Natural Resources than Petroleum on the Ocean Floor). Đạo luật 1996 liên quan đến các hoạt động dầu khí (1996 Act Relating to Petroleum Activities). Đạo luật 1981 liên quan đến bảo vệ chống lại ô nhiễm và rác thải (1981 Act Concerning Protection Against Pollution and Concerning Waste). <p>[Được sửa đổi hay phát triển trên cơ sở Chỉ thị CCS - CCS Directive]</p> <ul style="list-style-type: none"> Các quy định 1997 liên quan đến Đạo luật về các hoạt động dầu khí (1997 Regulations to Act Relating to Petroleum Activities). Các quy định 2014 liên quan đến khai thác các tầng chứa dưới biển trên thềm lục địa để lưu trữ CO₂ và vận chuyển CO₂ trên thềm lục địa (2014 Regulations Relating to Exploitation of Subsea Reservoirs on the Continental Shelf for Storage of CO₂ and Relating to Transportation of CO₂ on the Continental Shelf). Các quy định 2017 liên quan đến tài liệu thăm dò, khai thác các tầng chứa dưới biển trên thềm lục địa để lưu trữ CO₂ (2017 Regulations Relating to Material and Documentation in Connection with Exploration for and Exploitation of Subsea Reservoirs on the Continental Shelf for Storage of CO₂). 	Longship/ Northern Lights

3.1. Mỹ

Mỹ có khung chính sách mạnh mẽ và toàn diện nhằm hỗ trợ các giai đoạn triển khai CCS. CCS là công cụ giảm thiểu quan trọng để đạt được các mục tiêu về khí hậu của liên bang, giảm 50 - 52% lượng phát thải so với mức năm 2005 vào năm 2030 và đạt phát thải ròng bằng "0" vào năm 2050 [5]. Mỹ có số lượng cơ sở CCS đang hoạt động, xây dựng và phát triển lớn nhất thế giới. Hơn ½ dự án CCUS trên thế giới được đặt tại Mỹ. Sự chú ý của cộng đồng quốc tế cũng đang tập trung vào giấy phép giếng khoan loại VI (Class VI well permits) ở Mỹ quản lý việc lưu trữ CO₂.

Luật Cơ sở hạ tầng lưỡng đảng (Bipartisan Infrastructure Law - BIL) năm 2021, Đạo luật giảm lạm phát (Inflation

Reduction Act - IRA) năm 2022 và Đạo luật khuyến khích nghiên cứu khoa học và sản xuất chất bán dẫn (2022 Creating Helpful Incentives to Produce Semiconductors and Science Act - CHIPS) đưa ra các khuyến khích về tài chính và chính sách để thúc đẩy triển khai CCS, đạt được các mục tiêu khí hậu đầy tham vọng của Mỹ.

Luật BIL 2021 cung cấp 12 tỷ USD cho các chương trình như quản lý, nghiên cứu, trình diễn và triển khai carbon đến năm 2026. Quỹ này cung cấp 8,5 tỷ USD tài trợ bổ sung cho CCS trong năm tài khóa 2022 - 2026, bao gồm tài trợ xây dựng các cơ sở thu hồi carbon mới và lưu trữ carbon thương mại và 3,6 tỷ USD tài trợ bổ sung cho thu gom CO₂ trực tiếp từ không khí, chủ yếu để hỗ trợ thành lập 4 trung tâm khu vực (hub) DAC ở Mỹ [5].

Bảng 4. Tóm tắt về Tín dụng Thuế 45Q của Mỹ (US 45Q Tax Credit) [4]

Mục	Mô tả
Tín dụng trên 1 tấn CO ₂	<ul style="list-style-type: none"> - CO₂ được lưu trữ/cô lập địa chất: 31,77 USD vào năm 2020, tăng lên 50 USD vào năm 2026, sau đó được điều chỉnh theo lạm phát. - CO₂ được lưu trữ/cô lập địa chất với EOR: 20,22 USD vào năm 2020, tăng lên 35 USD vào năm 2026, sau đó được điều chỉnh theo lạm phát. - Sử dụng CO₂ đủ điều kiện khác: 20,22 USD vào năm 2020, tăng lên 35 USD vào năm 2026, sau đó được điều chỉnh theo lạm phát.
Giai đoạn yêu cầu	- Thời hạn 12 năm kể từ khi cơ sở được đưa vào sử dụng.
Giai đoạn yêu cầu	- Bắt đầu xây dựng trước ngày 1/1/2026.
Các yêu cầu thu hồi hàng năm	<ul style="list-style-type: none"> - Nhà máy điện: thu hồi tối thiểu 500.000 tấn. - Cơ sở phát thải không quá 500.000 tấn/năm: thu hồi ít nhất 25.000 tấn. - Thu hồi trực tiếp từ không khí (DAC) và các phương tiện thu gom khác: ít nhất 100.000 tấn.
Điều kiện để yêu cầu tín dụng	- Người sở hữu thiết bị thu hồi và đảm bảo về mặt vật lý hoặc bằng hợp đồng xử lý, sử dụng khác hoặc sử dụng như một chất bơm CO ₂ tam cấp.

Các ưu đãi về thuế có trong IRA để triển khai CCS và các công nghệ DAC bổ sung cho nguồn tài trợ trong BIL. IRA cung cấp hàng tỷ USD để giúp khử carbon cho các cơ sở công nghiệp hiện có và bao gồm khoản tín dụng thuế thu nhập doanh nghiệp liên bang theo Mục 45Q [5].

Đạo luật CHIPS 2022 ủy quyền cho Bộ Năng lượng Mỹ (DOE) thành lập “Sáng kiến khoa học tính toán địa chất và nghiên cứu cô lập carbon” (Carbon Sequestration Research and Geologic Computational Science Initiative) nhằm thúc đẩy thực hiện cô lập carbon trong các thành tạo địa chất.

Mỹ tiếp tục thúc đẩy việc triển khai và nâng cao tính an toàn của toàn bộ chuỗi giá trị CCS đồng thời giải quyết các mối quan ngại của cộng đồng và nhà phát triển.

Cơ quan Quản lý An toàn đường ống và vật liệu nguy hiểm (Department of Transportation’s Pipeline and Hazardous Material Safety Administration - PHMSA) của Bộ Giao thông Vận tải tiếp tục nghiên cứu xây dựng quy tắc mới để cập nhật các tiêu chuẩn cho đường ống CO₂, bao gồm các yêu cầu liên quan đến chuẩn bị, ứng phó với tình huống khẩn cấp. Trong khi PHMSA quản lý an toàn đường ống, không có tổ chức liên bang nào quản lý việc bố trí đường ống ở Mỹ.

Cơ quan Bảo vệ Môi trường Mỹ (US Environmental Protection Agency - EPA) đã ban hành một đề xuất quy tắc để cấp thẩm quyền thực thi chính của tiểu bang Louisiana đối với các giếng khoan Loại VI theo chương trình Kiểm soát bơm ép ngầm (Underground Injection Control Program - UIC). EPA cũng ban hành quy định để xuất nhằm giảm lượng khí thải CO₂ từ các nhà máy điện, dự kiến sẽ được hoàn thiện vào năm tới.

Các bang cũng tích cực tham gia vào các hoạt động chính sách và quy định ở Mỹ. Ủy ban Tài nguyên Không khí

California (California Air Resources Board) đã phê duyệt kế hoạch hành động về khí hậu nhằm chuyển nền kinh tế bang California - lớn thứ 4 thế giới từ nhiên liệu hóa thạch sang năng lượng sạch và tái tạo, trong đó CCS là một trong những công cụ giảm thiểu tác động. Louisiana đã ban hành luật nhằm giải quyết các khía cạnh khác nhau của việc triển khai CCS, đồng thời đáp ứng các yêu cầu của liên bang [5].

Sự tham gia của cộng đồng là rất quan trọng để triển khai các dự án CCS. Thiếu sự hỗ trợ của cộng đồng, cùng với những thách thức về cấp phép, đã trở thành rào cản đối với một số dự án CCS trong giai đoạn phát triển ban đầu ở Mỹ.

3.2. Canada

Canada đã phát triển một khung pháp lý và quy định cho việc thu gom, vận chuyển và lưu trữ carbon giúp xác định trách nhiệm, chuẩn bị kế hoạch và giám sát các hoạt động CCUS. Cụ thể: (i) Luật Bảo vệ Môi trường Canada 1999 - The Canadian Environmental Protection Act, 1999 (CEPA 1999): quy định các hoạt động có ảnh hưởng đến môi trường và nguy cơ về an toàn; (ii) Luật Cô lập/Lưu trữ carbon (Carbon Sequestration Leadership Act): là một phần của Luật Chính sách về Năng lượng (Energy Policy Act) của Canada, có nhiệm vụ tạo ra cơ hội cho nghiên cứu, phát triển và triển khai các dự án lưu trữ carbon; (iii) Quy định khung về Thu hồi và Lưu trữ carbon (Carbon Capture and Storage Regulatory Framework): cung cấp hướng dẫn và quy định cụ thể về quản lý CCS, bao gồm quy trình xác nhận vị trí lưu trữ, quy định về bảo vệ môi trường, chuẩn bị báo cáo và giám sát các dự án CCS [5].

Canada cung cấp các khoản tài trợ và ưu đãi tài chính cho các dự án CCUS thông qua các chương trình khuyến

khích và hỗ trợ nghiên cứu. Cụ thể: (i) Quỹ kinh tế carbon thấp (Low Carbon Economy Fund): cung cấp tài trợ để hỗ trợ các dự án giảm lượng khí thải carbon và thúc đẩy các giải pháp năng lượng sạch (bao gồm CCS, phát triển năng lượng tái tạo và cải thiện hiệu suất năng lượng); (ii) Chương trình đổi mới năng lượng sạch (Clean Energy Innovation Program): cung cấp tài trợ cho các dự án nghiên cứu và phát triển công nghệ năng lượng sạch, bao gồm cả CCS; (iii) Quỹ đổi mới chiến lược (Strategic Innovation Fund): cung cấp hỗ trợ tài chính cho các dự án chiến lược về nghiên cứu, phát triển và thử nghiệm công nghệ mới, các dự án liên quan đến CCS có thể nhận được sự hỗ trợ trong việc phát triển công nghệ và triển khai thương mại; (iv) Chương trình thử nghiệm công nghệ (Technology Demonstration Program): hỗ trợ các dự án thử nghiệm công nghệ mới, bao gồm cả CCS; (v) Chương trình hạ tầng xanh (Green Infrastructure Program): cung cấp tài trợ cho các dự án xây dựng hạ tầng xanh, bao gồm cả năng lượng tái tạo và CCS.

3.3. Australia

Khối thịnh vượng chung Australia (Commonwealth of Australia) có các quy định riêng về quyền tài phán của liên bang, các tiểu bang và vùng lãnh thổ. Phù hợp với Ủy ban Liên chính phủ về biến đổi khí hậu (Intergovernmental Panel on Climate Change - IPCC), Australia nhìn nhận CCS như một thành tố chính của đóng góp do quốc gia tự quyết định (Nationally Determined Contributions - NDCs) và mục tiêu trung hòa carbon.

Các văn bản luật về CCS ở Australia đã xác lập hệ thống quy định để thăm dò các thành hệ để bơm ép và lưu trữ khí nhà kính (GHG) trong các thành hệ này - tương tự như các luật về khai thác mỏ khoáng và dầu khí.

Liên bang có quyền tài phán đối với các dự án CCS ngoài biển. Các bang Victoria, Queensland, South Australia đã thông qua các luật về CCS của riêng các bang này. Bang Western Australia đã có đề xuất khung pháp lý, đã áp dụng Luật cho riêng Dự án CCS Gorgon theo cơ chế “luật chuyên biệt” cho dự án (one-off or project-specific legislation) khi chưa có khung pháp lý quốc gia đầy đủ [5].

Chỉ có các dự án giảm phát thải và lưu trữ carbon, trong đó có CCS được tham gia Quỹ giảm phát thải (Emissions Reduction Fund), do vậy có thể đủ điều kiện cho đơn vị tín chỉ carbon Australia (Australian Carbon Credit Units - ACCUs). Các tín chỉ giảm phát thải (như CCS) có thể được bán trên thị trường, bù đắp chi phí cho dự án CCS.

Vào tháng 3/2023, Chính phủ Liên bang Australia đã công bố sửa đổi Cơ chế bảo vệ (Safeguard Mechanism) nhằm thiết lập khuôn khổ cho quy định trong tương lai

về việc giảm phát thải của các nguồn phát thải lớn (lượng phát thải > 100.000 tấn mỗi năm). Những sửa đổi chính bao gồm thiết lập cơ sở cho các cơ sở phát thải được điều chỉnh, tỷ lệ giảm phát thải cơ sở hàng năm là 4,9% so với cùng kỳ năm trước cho đến năm 2030, tạo và sử dụng Tín chỉ cơ chế bảo vệ (Safeguard Mechanism Credits - SMC), yêu cầu minh bạch cao hơn và “giới hạn cứng” đối với tổng lượng phát thải giữa năm 2020 và 2030 [5].

Chính quyền bang Western Australia đã đưa ra Dự luật sửa đổi pháp luật dầu khí, tích hợp việc vận chuyển và lưu trữ khí nhà kính vào luật pháp hiện hành của bang. Luật sửa đổi nhằm mang lại cơ hội khử carbon thông qua CCS. Các điều khoản chính bao gồm các yêu cầu cấp phép đối với các hoạt động lưu trữ trên đất liền và ngoài khơi, chuyển giao trách nhiệm pháp lý đối với CO₂ được lưu trữ cho bang sau thời gian 15 năm sau khi đóng cửa, các yêu cầu đóng cửa địa điểm mang tính quy định và cho phép vận chuyển khí nhà kính qua đường ống đến các tầng chứa dầu đã cạn kiệt trong bang.

Ủy ban Thường vụ Hạ viện về Biến đổi khí hậu, năng lượng, môi trường và nước Liên bang (Federal Government’s House of Representatives Standing Committee on Climate Change, Energy, Environment and Water) vào tháng 6/2023 đã khuyến nghị Australia phê chuẩn cả các sửa đổi năm 2009 và 2013 đối với Nghị định thư London, dự kiến dỡ bỏ các rào cản đối với việc vận chuyển CO₂ xuyên biên giới để lưu trữ ngoài khơi [5].

3.4. Liên minh châu Âu (EU)

EU đặt mục tiêu đạt được Thỏa thuận Paris thông qua 3 “trụ cột” [6]: Hệ thống thương mại (mua bán) khí thải của EU (ETS- Emissions Trading System); Quy định chia sẻ nỗ lực đối với phát thải không phải ETS (non-ETS emissions); Quy định về sử dụng đất, thay đổi sử dụng đất và lâm nghiệp (LULUCF- Land-Use, Land-Use Change and Forestry). Khung pháp lý liên quan đến CCS/CCUS của EU gồm các văn bản: Chỉ thị về CCS (CCS Directive 2009); Cơ chế mua bán phát thải (Emission Trade Scheme - ETS Directive); Chỉ thị trách nhiệm pháp lý về môi trường (Environmental Liability Directive) 2004.

Chỉ thị về CCS (CCS Directive 2009) là khung pháp lý cho việc lưu trữ CO₂ dưới lòng đất với 4 tài liệu hướng dẫn đi kèm: Tài liệu hướng dẫn 1 - Khung quy định quản lý rủi ro vòng đời lưu trữ CO₂; Tài liệu hướng dẫn 2 - Đặc điểm phức hợp lưu trữ, thành phần dòng CO₂, các biện pháp theo dõi và sửa chữa; Tài liệu hướng dẫn 3 - Các tiêu chí chuyển giao trách nhiệm cho cơ quan có thẩm quyền; Tài liệu hướng dẫn 4 - An toàn tài chính và cơ chế tài chính.

Cơ chế mua bán phát thải gồm các quy định và hướng dẫn về theo dõi và báo cáo (2003); Quy định về theo dõi và báo cáo (2018); Quy định về công nhận và xác minh (2018).

3.5. Na Uy

Na Uy là thành viên của Khu vực Kinh tế châu Âu (EEA - European Economic Area) và do đó là đối tác bình đẳng trong Thị trường Chung châu Âu, theo cùng các điều kiện như các quốc gia thành viên EU. Các quy định và chỉ thị của EU được thực hiện theo luật pháp Na Uy như đã cam kết trong thỏa thuận EEA. EU sẽ góp phần đạt được Thỏa thuận Paris thông qua 3 “trụ cột”. Na Uy tham gia vào cả 3 trụ cột trong chính sách khí hậu của EU [6].

Các dự án quy mô công nghiệp ở Na Uy có từ rất sớm là Sleipner (1996) và Snohvit (2008). Dự án trình diễn quy mô công nghiệp đầy đủ (Longship) bắt đầu vào 2015. Quyết định đầu tư cuối cùng FID cho dự án Longship vào tháng 12/2020 với dự kiến bắt đầu bơm ép trong Quý III/2024. Chỉ thị CCS của EU đã được triển khai trong luật của Na Uy vào năm 2014 thông qua Quy định lưu trữ (Storage Regulations), Đạo luật kiểm soát ô nhiễm (Pollution Control Act) và Quy định dầu khí (Petroleum Regulations). Các luật và quy định liên quan khác của Na Uy là Quy định xử lý các chất độc hại (Regulations on handling hazardous substances), Quy định an toàn CO₂ (CO₂ Safety Regulations) và Đạo luật quy hoạch và xây dựng (Planning and Building Act) [6].

3.6. Nhật Bản

Tháng 1/2023, Bộ Kinh tế, Thương mại và Công nghiệp Nhật Bản (Ministry of Economy, Trade and Industry - METI) đã công bố Lộ trình dài hạn CCS (CCS Long-term roadmap), đặt mục tiêu cho các dự án CCS thương mại đầu tiên của Nhật Bản sẽ bắt đầu hoạt động vào năm 2030 và hướng tới lưu trữ tới 240 triệu tấn CO₂/năm (Mtpa) vào năm 2050 với các điểm chính như sau: i) Hỗ trợ vốn từ METI; ii) Mục tiêu chi phí CCS trong tương lai (giảm 40% chi phí); iii) Tăng cường sự chấp nhận của công chúng đối với CCS; iv) Thúc đẩy các dự án CCS ở nước ngoài, đặc biệt là ở khu vực Đông Nam Á; v) Thiết lập khung pháp lý toàn diện cho CCS.

Vào tháng 6/2023, METI đã trình bày một bộ quy tắc dự thảo về quản lý chung CCS với Australia và Đông Nam Á tại cuộc họp của Cộng đồng châu Á không phát thải (Asia Zero Emission Community - AZEC) ở Indonesia. Việc áp dụng các quy tắc chung nhằm giảm chi phí CCS và rút ngắn thời gian xây dựng [5].

3.7. Trung Quốc

Trung Quốc chiếm 27% lượng khí thải CO₂ toàn cầu vào năm 2019 và là một nhân tố quan trọng trong việc theo đuổi các mục tiêu về khí hậu toàn cầu. Việc chuyển đổi sang nền kinh tế carbon thấp ở Trung Quốc là cấp thiết. CCUS là giải pháp trọng tâm giảm phát thải CO₂ tại Trung Quốc để đạt được mục tiêu trung hòa carbon trước năm 2060.

Quá trình phát triển CCUS đã được đẩy mạnh vào năm 2021 sau khi mục tiêu 30/60 của Trung Quốc được Chủ tịch Tập Cận Bình nêu ra trong phiên họp thứ 75 của Đại hội đồng Liên hợp quốc vào tháng 9/2020, chỉ ra rằng Trung Quốc sẽ đạt đỉnh phát thải carbon trước năm 2030 và trung hòa carbon trước năm 2060. Các dự án trình diễn CCUS cũng đang diễn ra với tốc độ chưa từng có ở Trung Quốc. Tính đến tháng 7/2023, đã có khoảng 100 dự án thí điểm và trình diễn CCUS với nhiều quy mô khác nhau trong cả nước [7].

Động lực mạnh mẽ để phát triển CCS diễn ra ở Trung Quốc kể từ khi bắt đầu vận hành thành công toàn bộ dự án CCS tích hợp quy mô lớn (megatonne) đầu tiên tại tỉnh Sơn Đông vào tháng 8/2022. Các tín hiệu CCUS rất rõ ràng nhưng các công cụ chính sách còn hạn chế. Kể từ năm 2020, hầu hết các tài liệu chính sách được ban hành đều đã tích hợp CCS nhằm đạt được trung hòa carbon vào năm 2060. Chính quyền các địa phương cũng ngày càng quan tâm - khoảng 10 chính quyền cấp tỉnh đã đưa việc phát triển CCS vào nỗ lực khử carbon, cho thấy CCS sẽ đóng một vai trò thiết yếu trong hành trình trung hòa carbon của Trung Quốc [5].

3.8. Hàn Quốc

CCS được coi là thành phần giảm phát thải cốt lõi trong một số chiến lược và kế hoạch hành động giảm thiểu biến đổi khí hậu quốc gia của Hàn Quốc, với việc chỉ định CCUS là một trong 10 công nghệ chính để đổi mới công nghệ trung hòa carbon trong Chiến lược thúc đẩy trung hòa carbon năm 2050 (2050 Carbon Neutral Promotion Strategy), kèm theo bằng cam kết thương mại hóa công nghệ vào năm 2030.

Vào tháng 3/2023, Hàn Quốc công bố dự thảo Kế hoạch khung quốc gia đầu tiên về trung hòa carbon và tăng trưởng xanh (National Framework Plan for Carbon Neutrality and Green Growth), trong đó đặt ra kế hoạch quốc gia đạt được mục tiêu giảm phát thải vào năm 2030; cam kết phát triển 2 chính sách quốc gia để hỗ trợ CCUS và pháp luật giải quyết vấn đề kinh doanh, an toàn và chứng

nhận các dự án CCS; thúc đẩy mối quan hệ đối tác của dự án CCS; tăng cường phát triển các khung chính sách và quy định tiếp theo để tạo điều kiện thuận lợi cho việc triển khai công nghệ [5].

3.9. Ấn Độ

Tháng 6/2023, Ấn Độ đã sửa đổi Dự luật Bảo tồn năng lượng (Energy Conservation Bill) nhằm thiết lập kế hoạch giao dịch tín chỉ carbon trong nước ngay sau khi Ấn Độ cập nhật NDC thông qua UNFCCC vào tháng 11/2022 và công bố tài liệu khung chính sách về CCUS tháng 12/2022. Tuy nhiên, CCUS chưa được đưa vào chương trình mua bán tín chỉ carbon.

Năm 2022 Ấn Độ đã công bố thành lập 2 Trung tâm quốc gia về Thu hồi và Sử dụng carbon (National Centres of Excellence in Carbon Capture and Utilization) để nghiên cứu, phát triển, đồng thời đóng vai trò là trung tâm hợp tác và các sáng kiến khác liên quan đến thu hồi và sử dụng carbon. Tháng 7/2023, Ấn Độ và Mỹ đã đồng ý bổ sung việc thu hồi, sử dụng và lưu trữ carbon như một nhóm công việc trong Trụ cột Công nghệ và Nhiên liệu mới nổi (Emerging Fuels and Technology Pillar) của Quan hệ đối tác năng lượng sạch Chiến lược Mỹ - Ấn Độ (US - India Strategic Clean Energy Partnership). Mỹ và Ấn Độ hoan nghênh sự tham gia thông qua Lực lượng đặc nhiệm khí phát thải thấp (Low-Emissions Gas Task Force) để giảm lượng khí thải thông qua việc triển khai các công nghệ mới bao gồm CCUS [5].

3.10. Indonesia

Indonesia đã đạt được tiến bộ đáng kể trong việc xây dựng các công cụ cần thiết tạo điều kiện thuận lợi cho đầu tư CCUS nhằm đạt mục tiêu phát thải ròng bằng “0” vào năm 2060. Indonesia đã có kinh nghiệm thông qua Dự án thí điểm Gundih và đã thể hiện mối quan tâm chiến lược đối với CCUS thông qua việc ra mắt Trung tâm CCS và CCU vào năm 2017 và lên kế hoạch ban đầu cho một số dự án CCUS thương mại.

Ngày 3/3/2023, Bộ Năng lượng và Tài nguyên khoáng sản Indonesia (Ministry of Energy and Mineral Resources) (“MEMR”) đã ban hành Quy định MEMR số 2 năm 2023 về CCS và CCUS cho các hoạt động dầu khí thượng nguồn (“MEMR 2/2023”) công nhận công nghệ CCS/CCUS như một phương thức hứa hẹn để giảm lượng khí thải carbon [8]. Quy định bao trùm toàn bộ quá trình hoạt động CCS/CCUS, “từ thiết kế đến triển khai”, bao gồm: i) Quyền, nghĩa vụ, trách nhiệm của nhà thầu triển khai CCS/CCUS trong khu vực hoạt động dầu khí; ii) Quyền của các nhà thầu dầu

khí được bơm ép và lưu trữ lượng khí thải carbon do bên thứ ba tạo ra trong khu vực hoạt động của nhà thầu; iii) Cơ chế phê duyệt kế hoạch và triển khai các dự án CCS/CCUS; iv) Các khía cạnh sức khỏe, an toàn, môi trường và xã hội của dự án CCS/CCUS; v) Các yêu cầu theo dõi, đo lường, báo cáo và xác minh; vi) Thu lợi từ các dự án CCS/CCUS; vii) Đóng các hoạt động CCS/CCUS.

Theo Quy định của Tổng thống số 98 năm 2021 về thực hiện Giá trị kinh tế carbon để đạt được Mục tiêu NDC và Kiểm soát phát thải khí nhà kính trong Phát triển quốc gia (Implementation of Carbon Economic Value for Achieving NDC Target and Controlling GHG Emissions in National Development) (“PR 98/2021”) và được triển khai thêm theo Quy định của Bộ trưởng Bộ Môi trường và Lâm nghiệp số 21 năm 2022 về Quy trình thực hiện định giá carbon (Procedures for Carbon Pricing Implementation), phát thải carbon có thể sử dụng để thu được tiền. Đối với các hoạt động CCS/CCUS liên quan đến các hoạt động dầu khí thượng nguồn, nhà thầu của khu vực hợp đồng dầu khí có thể thu được tiền từ các hoạt động CCS/CCUS thông qua giao dịch mua bán carbon và/hoặc thu hồi chi phí từ các cơ sở trang thiết bị chung. Indonesia cũng cho phép mua bán khí thải carbon quốc tế. Các nhà thầu thực hiện hoạt động CCS/CCUS được hưởng ưu đãi về thuế theo quy định hiện hành áp dụng cho các dự án dầu khí thượng nguồn có hợp đồng chia sản phẩm.

Indonesia cũng cho phép CCS như một dịch vụ. Quy định cho phép các nhà thầu khu vực hợp đồng dầu khí bơm ép và lưu trữ lượng khí thải carbon do bên thứ ba tạo ra trong khu vực làm việc của nhà thầu. Việc lưu trữ CO₂ của bên thứ ba phải được ghi lại trong thỏa thuận hợp tác và phải được Cơ quan đặc trách về kinh doanh Dầu và Khí thượng nguồn (Special Task Force for Upstream Oil and Gas Business Activities - SKK Migas) hoặc Cơ quan quản lý Dầu khí Aceh (Aceh Oil and Gas Management Agency - BPMA) phê duyệt.

Trách nhiệm của nhà thầu đối với dự án được chuyển giao cho chính phủ sau khi hợp đồng hợp tác chấm dứt. Nhà thầu phải đảm bảo các cơ sở CCS/CCUS đã được đóng cửa an toàn, không có dấu hiệu rò rỉ và đã tuân thủ các yêu cầu kỹ thuật để ngăn chặn rò rỉ và hỏng trong tương lai và phải được xác minh bởi cơ quan kiểm định của bên thứ ba.

Tiếp theo MEMR 2/2023, ngày 12/1/2024, SKK Migas đã ban hành Hướng dẫn làm việc PTK-070 - quy định kỹ thuật áp dụng cho các nhà thầu dầu khí thượng nguồn thực hiện các hoạt động CCS/CCUS trong khu vực làm việc của họ. SKK Migas chịu trách nhiệm thực hiện kiểm soát,

giám sát cũng như đánh giá và phê duyệt kế hoạch công việc và ngân sách để nhà thầu thực hiện các hoạt động CCS/CCUS trong khu vực làm việc. Các nhà thầu chịu trách nhiệm triển khai thực tế các hoạt động CCS/CCUS trong khu vực làm việc tương ứng của họ, bao gồm lập kế hoạch, đánh giá, thực hiện, giám sát, báo cáo và xác minh (MRV) và kết thúc. Trước khi triển khai các hoạt động CCS/CCUS, trước tiên nhà thầu phải xác định ranh giới và hệ thống CCS/CCUS bằng cách xác định rõ ràng các nguồn phát thải CO₂. Các nhà thầu có thể thực hiện CCS/CCUS bằng việc thu hồi CO₂ từ các ngành công nghiệp khác. CO₂ có thể được lưu trữ trong các tầng chứa nước mặn hoặc các tầng chứa dầu, khí đã cạn kiệt. Giám sát và MRV phải được thực hiện ở mọi giai đoạn của quy trình (từ thu hồi đến đóng cửa) để đảm bảo rằng các hoạt động CCS/CCUS được thực hiện an toàn và hiệu quả. Nhà thầu phải dành riêng chi phí cho các hoạt động giám sát trong thời gian 10 năm sau khi hoàn thành việc đóng cửa các hoạt động CCS/CCUS. Các chi phí cho hoạt động giám sát phải được gửi vào tài khoản ký quỹ theo hướng dẫn của SKK Migas [9].

Vào ngày 30/1/2024, Indonesia đã thực hiện một bước quan trọng để đáp ứng cam kết khử carbon của mình với việc ban hành Quy định của Tổng thống (Presidential Regulation - PR) số 14 năm 2024 ("PR 14/2024"). Quy định này thiết lập khuôn khổ cho việc thực hiện các hoạt động CCS trong nước. Là quy định chung về việc triển khai CCS ở Indonesia, PR 14/2024 mở rộng ra ngoài các khu vực hoạt động dầu khí thượng nguồn, được điều chỉnh bởi MEMR 2/2023 và PTK-070, cũng như bao gồm các lĩnh vực cấp phép kinh doanh mở và khai thác mỏ. PR 14/2024 đưa ra 2 cơ chế cho CCS ở Indonesia, cụ thể là thông qua "khu vực dầu khí hiện có" hoặc "khu vực làm việc" và "khu vực cấp phép hoạt động lưu trữ carbon". Mỗi khu vực được cấp cho các thực thể kinh doanh khi đáp ứng các yêu cầu theo quy định của Indonesia. Cả nhà thầu hợp đồng chia sản phẩm (PSC) và người giữ giấy phép vận hành lưu trữ đều có thể thu tiền từ hoạt động của mình dưới dạng phí lưu trữ. PR 14/2024 cũng cung cấp ưu đãi cho các nhà thầu PSC và chủ sở hữu giấy phép hoạt động thăm dò, vận chuyển và lưu trữ carbon dưới hình thức xử lý thuế và phi thuế [10].

Việc ban hành 3 quy định về CCS/CCUS (MEMR 2/2023, PR 14/2024 và PTK-070) trong vòng một năm thể hiện cam kết mạnh mẽ của Indonesia trong việc thúc đẩy CCS/CCUS và tham vọng áp dụng công nghệ này để giảm lượng khí thải CO₂ cho các ngành công nghiệp trong nước, đồng thời đóng vai trò là trung tâm của khu vực và tìm cách thu được tiền cho các dự án CCUS/CCS.

3.11. Malaysia

Malaysia chưa ban hành Khung pháp lý cho hoạt động CCUS cho toàn quốc, nhưng đã có khung pháp lý CCUS cho bang Sarawak [5]. Năm 2023, Chính phủ Malaysia đã đề xuất ưu đãi thuế đối với CCS để hạn chế lượng khí thải CO₂ bằng cách sử dụng các công nghệ CCS đồng thời đảm bảo đạt được khát vọng quốc gia carbon thấp vào năm 2040. Các công ty thực hiện hoạt động CCS nội bộ sẽ được miễn thuế đầu tư 100% trong 10 năm, miễn thuế nhập khẩu và thuế bán hàng đối với thiết bị được sử dụng cho công nghệ CCS từ năm 2023 - 2027, miễn thuế 70% đối với thu nhập ổn định trong 10 năm. Ngoài ra, một khoản khấu trừ thuế cũng được đưa ra cho chi phí trước khi bắt đầu trong vòng 5 năm từ khi bắt đầu hoạt động và chi phí dịch vụ phát sinh [11].

4. Xây dựng khung pháp lý và quy định về CCUS ở Việt Nam

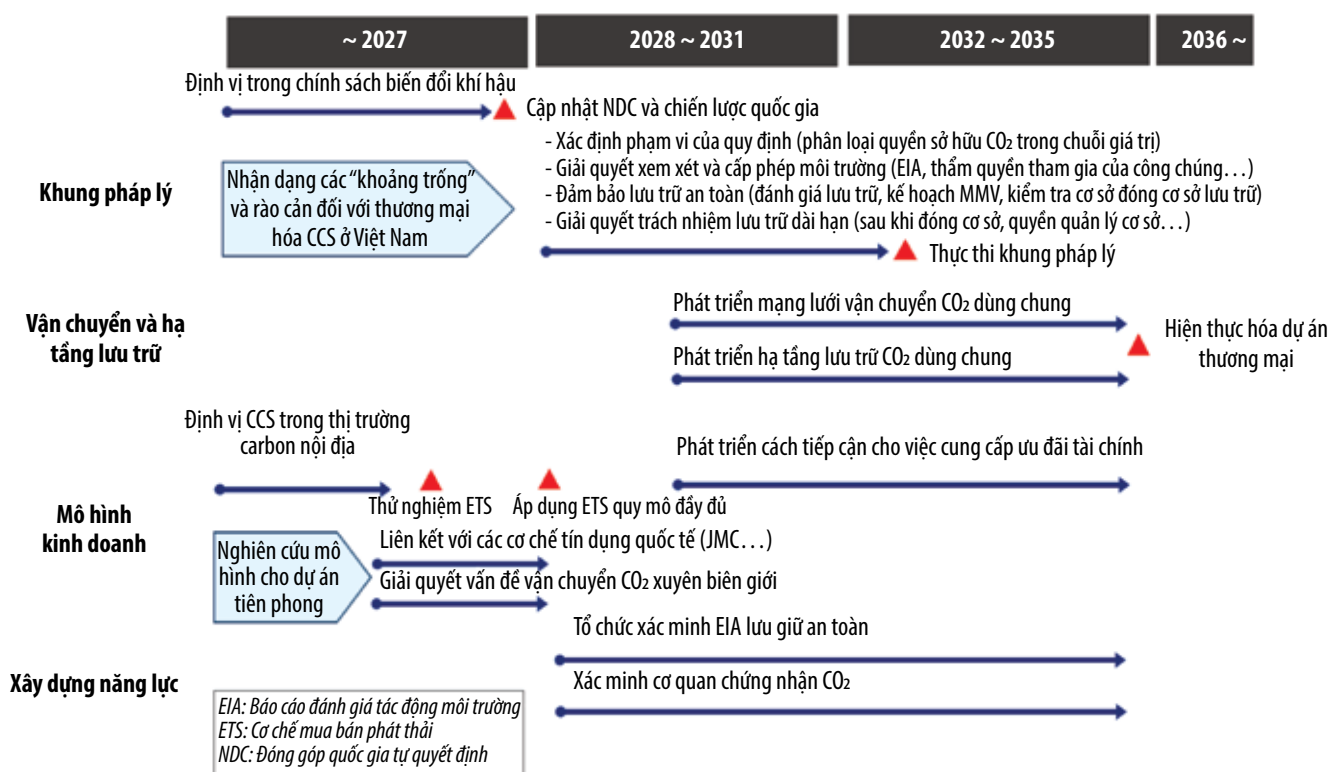
Việt Nam chưa có cơ chế, chính sách cụ thể liên quan đến việc triển khai công nghệ CCUS/CCS. Tuy nhiên, công nghệ CCUS/CCS đã được Chính phủ đưa vào danh mục công nghệ cao được ưu tiên phát triển [12]. Các quy định hiện hành về "nhận chìm ở biển" trong Luật Tài nguyên, môi trường biển và hải đảo [13] có thể được xem xét áp dụng cho việc chôn lấp CO₂.

Để chuẩn bị cho các công việc sắp triển khai trong khi chưa có khung pháp lý quốc gia cho CCS, dựa trên Hướng dẫn thực hiện dự án CCS "Recommended working guidelines for implementing CCS projects (CCS Guidelines)" của Cơ quan Kim loại và An toàn Năng lượng Nhật Bản (Japan Organization for Metals and Energy Security - JOGMEC) ban hành tháng 5/2022, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam) đã xây dựng và ban hành nội bộ "Hướng dẫn triển khai các dự án lưu giữ địa chất CO₂" tại Quyết định số 8843/QĐ-DKVN ngày 29/12/2023.

Mặc dù 25 vấn đề mà IEA đưa ra ở Bảng 2 có thể cung cấp điểm khởi đầu cho việc đánh giá cấp quốc gia hoặc khu vực, nhưng từng nước phải xác định các vấn đề trong bối cảnh chính sách và quy định cụ thể của mình. Đối với Việt Nam, nhóm các vấn đề pháp lý chính khi triển khai dự án CCUS/CCS có thể bao gồm: phạm vi điều chỉnh; quy trình đánh giá và thẩm quyền cấp phép; xác định quyền đối với không gian lỗ rỗng; các cơ chế đặc trưng; đo lường, giám sát và xác minh địa điểm lưu trữ; đảm bảo lưu trữ an toàn; trách nhiệm lưu trữ dài hạn; các vấn đề quốc tế và xuyên biên giới và một số vấn đề mới khác; giải quyết các xung đột tiềm ẩn giữa bơm ép, lưu trữ CO₂ với các nguồn tài nguyên khác (như dầu, khí, than, nước ngầm, các

Bảng 5. Khung pháp lý hiện có liên quan đến hoạt động CCUS/CCS tại Việt Nam

Khung pháp lý	Liên quan đến CCUS/CCS
Luật Bảo vệ môi trường (LEP) số 72/2020/QH14 và Nghị định số 08/2022/NĐ-CP quy định chi tiết một số điều của Luật Bảo vệ môi trường	Quan trắc bơm ép CO ₂ . Rò rỉ CO ₂ trong thu hồi, vận chuyển, bơm ép CO ₂ .
Luật về Tài nguyên nước số 17/2012/QH13	Giám sát công việc bơm ép CO ₂ .
Luật Đất đai số 45/2013/QH13	Sở hữu, quản lý và sử dụng đất tại địa điểm lưu trữ CO ₂ .
Luật Dầu khí số 12/2022/QH15	Khoan các giếng khoan có CO ₂ . Bơm ép CO ₂ .
Nghị định số 42/2020/NĐ-CP quy định về Danh mục hàng hóa nguy hiểm, vận chuyển hàng hóa nguy hiểm bằng phương tiện giao thông cơ giới đường bộ và vận chuyển hàng hóa nguy hiểm trên đường thủy nội địa	Vận chuyển CO ₂ trên đường bộ và đường thủy.
Luật Tài nguyên, môi trường biển và hải đảo số 82/2015/QH13	Kiểm soát ô nhiễm môi trường biển và hải đảo. Nhận chìm ở biển.



Hình 2. Lộ trình xây dựng môi trường pháp lý và kinh doanh để hiện thực hóa CCS tại Việt Nam [14].

khóang sản khác); tạo điều kiện thuận lợi cho các dự án tiên phong và các quy định về quản lý cho các giai đoạn đóng cửa và sau đóng cửa địa điểm lưu trữ CO₂...

Việc xây dựng khung pháp lý và quy định về CCUS/CCS tại Việt Nam cần được thực hiện theo khuyến nghị 6 bước của IEA. Các nhà hoạch định chính sách và cơ quan quản lý cần cân nhắc trong việc lập kế hoạch phát triển các luật và quy định của CCUS/CCS, bao gồm:

- Vai trò của CCUS/CCS trong việc đáp ứng các mục tiêu năng lượng và khí hậu quốc gia?
- Các luật và quy định CCUS/CCS sẽ phù hợp thể nào với các khuôn khổ pháp lý hiện hành?

- Có sẵn các nguyên tắc hướng dẫn quy định, chẳng hạn để giải quyết các vấn đề như trách nhiệm lưu trữ CO₂ dài hạn không?

- Các bên liên quan chính là ai và họ sẽ được tư vấn như thế nào?

- Có quy trình xem xét hoặc sửa đổi khuôn khổ trong tương lai để tính đến những thay đổi trong ngành hoặc bài học kinh nghiệm không?

- Các cơ quan quản lý có đủ nguồn lực để giám sát các hoạt động của CCUS/CCS không?

Nghiên cứu chung về CCS giữa Petrovietnam và JOGMEC trong giai đoạn 1 (tháng 11/2022 - 3/2023) đã

tham khảo các lộ trình của Anh và Nhật Bản để xây dựng Lộ trình sơ bộ hướng đến dự án CCS thương mại đầu tiên ở Việt Nam vào năm 2036 (Hình 2).

Cần xem xét, đánh giá đề xuất về lộ trình phát triển các khung pháp lý và quy định toàn diện cho CCUS ở Việt Nam nói trên của Petrovietnam và JOGMEC để sớm triển khai thực hiện, song song với việc nghiên cứu, đề xuất các quy định tạm thời, trình các cấp có thẩm quyền xem xét, phê duyệt chuẩn bị cho việc thực hiện dự án thí điểm bơm ép và lưu trữ CO₂ ở mỏ khí Tiền Hải.

5. Kết luận

Thế giới sẽ phải tiếp tục phụ thuộc vào nhiên liệu hóa thạch trong tương lai gần. CCUS là một lựa chọn công nghệ quan trọng để giảm phát thải CO₂ trong các lĩnh vực nói chung và năng lượng nói riêng và sẽ là yếu tố cần để đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng "0". Triển khai thành công CCUS phụ thuộc vào việc thiết lập các khuôn khổ pháp lý và quy định để đảm bảo quản lý hiệu quả các hoạt động của CCUS và lưu trữ CO₂ an toàn, bảo mật.

Để từng bước tiến tới xây dựng, ban hành khung pháp lý, quy định CCUS đầy đủ của quốc gia, thúc đẩy các hoạt động CCUS ở Việt Nam, cần nghiên cứu, đánh giá các yếu tố chuẩn bị xây dựng khung pháp lý cho các hoạt động CCUS theo khuyến nghị 6 bước của IEA. Thực tế tại Việt Nam, hệ thống luật pháp hầu như chưa hoặc rất ít để cập các vấn đề liên quan của CCUS, định hướng xây dựng khung pháp lý độc lập cho CCUS. Các vấn đề ưu tiên chính trong khuôn khổ này bao gồm phạm vi điều chỉnh; quy trình đánh giá và thẩm quyền cấp phép; xác định quyền đối với không gian lỗ rỗng; các cơ chế đặc trưng; đo lường, giám sát và xác minh địa điểm lưu trữ; đảm bảo lưu trữ an toàn; trách nhiệm lưu trữ dài hạn; các vấn đề quốc tế và xuyên biên giới và một số vấn đề mới khác; giải quyết các xung đột tiềm ẩn giữa bơm ép, lưu trữ CO₂ với các nguồn tài nguyên khác (như dầu, khí, than, nước ngầm, các khoáng sản khác); tạo điều kiện thuận lợi cho các dự án tiên phong và các quy định về quản lý cho các giai đoạn đóng cửa và sau đóng cửa địa điểm lưu trữ CO₂...

Các thông lệ quốc tế cung cấp những hiểu biết có giá trị mà Việt Nam có thể cân nhắc, học hỏi để phát triển khung pháp lý và quy định cho CCUS/CCS của Việt Nam như Quy định Chương trình Kiểm soát Bơm ép ngầm (UIC) của EPA (Mỹ), Chỉ thị Thu hồi và Lưu trữ carbon của Liên minh châu Âu, các khung pháp lý và quy định về CCUS/CCS của Canada, Na Uy, Trung Quốc, Nhật Bản, Indonesia, đặc biệt là các kinh nghiệm của EU và Indonesia. EU có Chỉ thị Thu hồi và Lưu trữ carbon đi kèm với các hướng

dẫn rất chi tiết, được tất cả các nước trong EU và một số nước thuộc khu vực kinh tế châu Âu (bao gồm cả một số nước không nằm trong EU) áp dụng, thực hiện. Indonesia là thành viên ASEAN có trình độ phát triển tương đương Việt Nam, có tiềm năng, tham vọng phát triển các trung tâm (hub) CCUS khu vực, có công nghiệp dầu khí cũng khá tương đồng như Việt Nam. Hiện Indonesia đang tập trung hoàn thiện khung pháp lý và quy định về CCUS/CCS để chuẩn bị cho các dự án CCUS/CCS đã được lập kế hoạch đi vào hoạt động ngay trong giai đoạn 2030 - 2035.

CCUS/CCS là lĩnh vực hoàn toàn mới ở Việt Nam. Việc phát triển các khung pháp lý và quy định toàn diện cho CCUS/CCS ở Việt Nam có thể cần nhiều năm, đòi hỏi sự hợp tác chặt chẽ giữa các bộ ngành (Ủy ban Quản lý vốn Nhà nước, Bộ Công Thương, Bộ Tài nguyên và Môi trường, Bộ Tài chính, Bộ Kế hoạch và Đầu tư, Bộ Khoa học và Công nghệ, Bộ Tư pháp), các doanh nghiệp, các chuyên gia và cộng đồng để đảm bảo sự an toàn, bền vững và phát triển hiệu quả của công nghệ này.

Trước mắt, cần khẩn trương chuẩn bị, xây dựng khung pháp lý, quy định riêng cho dự án thử nghiệm (pilot) lưu trữ CO₂ đầu tiên ở mỏ khí Tiền Hải để đề xuất Chính phủ/các cấp có thẩm quyền phê duyệt quy định cho dự án thử nghiệm theo cơ chế phê duyệt chuyên biệt (one-off project) khi chưa kịp ban hành khung pháp lý, quy định CCUS đầy đủ của quốc gia.

Bên cạnh đó, tiếp tục thực hiện các khảo sát đánh giá tiềm năng thu hồi, sử dụng và lưu trữ CO₂, xây dựng bản đồ tiềm năng lưu trữ CO₂ trên toàn bộ lãnh thổ Việt Nam bao gồm cả các đối tượng địa chất khác như các bể trầm tích chứa than, các bể trầm tích trên đất liền, các tầng chứa nước mặn. Chính phủ cần khuyến khích, tài trợ công tác nghiên cứu phát triển công nghệ CCUS; mở rộng hợp tác với các tổ chức quốc tế, tìm kiếm sự hỗ trợ quốc tế cho các dự án nghiên cứu, triển khai và đào tạo về CCUS. Ngoài ra, cần tăng cường công tác truyền thông nhằm nâng cao nhận thức cộng đồng về lợi ích, vai trò và tầm quan trọng của công nghệ CCUS trong giải quyết các vấn đề môi trường, xã hội, cuộc sống.

Tài liệu tham khảo

[1] Krysta Biniek, Luciano Di Fiori, Neil Segel and Rosie Liffey, "Global energy perspective 2023: CCUS outlook", 24/1/2024. [Online]. Available: <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/global-energy-perspective-2023-ccus-outlook>.

[2] IEA, "CCUS policies and business models: Building a commercial market", 2023. [Online]. Available: <https://>

www.iea.org/reports/ccus-policies-and-business-models-building-a-commercial-market.

[3] IEA, "Legal and regulatory frameworks for CCUS", 2022. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/legal-and-regulatory-frameworks-for-ccus>.

[4] Shigeru Kimura, Kikuko Shinchi, Ulysses Coulmas, and Ayami Saimura, "Study on the potential for promoting carbon dioxide capture, utilisation, and storage (CCUS) in ASEAN countries", 2022. [Online]. Available: <https://www.eria.org/publications/study-on-the-potential-for-promoting-carbon-dioxide-capture-utilisation-and-storage-ccus-in-asean-countries-vol-ii/>.

[5] Global CCS Institute, "Global status of CCUS 2023: Scaling up through 2030", 2023. [Online]. Available: <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2024/01/Global-Status-of-CCS-Report-1.pdf>.

[6] Gassnova SF report, "Regulatory lessons learned from longship - The public sector's involvement in Europe's first industrial CCS chain", 2022. [Online]. Available: <https://gassnova.no/app/uploads/sites/6/2022/07/Regulatory-lessons-learned-from-Longship-FINAL-WEB-1.pdf>.

[7] Xialiang Yang and Xiaochun Li, "A gap analysis of China's regulatory framework for CO₂ geological storage", 2024. [Online]. Available: <https://www.globalccsinstitute.com/wp-content/uploads/2024/04/CCS-in-China-15-April.pdf>.

[8] Shearman and Sterling, "Indonesia introduces CCUS/CCS regulation to capture CCUS/CCS development", 2023. [Online]. Available: [https://www.aoshearman.com/](https://www.aoshearman.com/en/perspectives/2023/03/indonesia-introduces-ccus-regulation-to-capture-ccs-development)

[en/perspectives/2023/03/indonesia-introduces-ccus-regulation-to-capture-ccs-development](https://www.aoshearman.com/en/perspectives/2023/03/indonesia-introduces-ccus-regulation-to-capture-ccs-development).

[9] Frédéric Draps, Alfred Ng, Jean-Louis Neves Mandelli, Jessica Davies, Guy Dwyer, Norman Ibnuaji, Dan Trevanion, and Rachelia Jumanti, "Indonesia issues further regulations for CCS and CCUS deployment - A quick guide to Presidential regulation 14/2024 and SKK Migas regulation PTK-070", Ashurst, 2024. [Online]. Available: <https://www.ashurst.com/en/insights/indonesia-issues-further-regulations-for-ccs-and-ccus-deployment/>.

[10] Rudi Bachtiar, Evan Tobias, and Via Andriana, "Indonesia's carbon capture storage regulatory overview: Presidential Regulation No. 14 of 2024", 2024. [Online]. Available: <https://www.arma-law.com/news-event/newsflash/indonesias-carbon-capture-storage-regulatory-overview-presidential-regulation-no-14-of-2024>.

[11] IEA, "Tax incentive for carbon capture storage", 17/5/2023. [Online]. Available: <https://prod.iea.org/policies/17250-tax-incentive-for-carbon-capture-storage>.

[12] Thủ tướng Chính phủ, "Ban hành Danh mục công nghệ cao được ưu tiên đầu tư phát triển và Danh mục sản phẩm công nghệ cao được khuyến khích phát triển", Quyết định số 38/2020/QĐ-TTg ngày 30/12/2020.

[13] Quốc hội, "Luật Tài nguyên, môi trường biển và hải đảo", Luật số 82/2015/QH13 ngày 1/7/2016.

[14] Petrovietnam and JOGMEC, "CCS joint study - Phase 1 report", 2023.

LEGAL FRAMEWORK FOR CARBON CAPTURE, UTILIZATION AND STORAGE (CCUS): INTERNATIONAL EXPERIENCE AND RECOMMENDATIONS FOR VIETNAM

Nguyen Anh Duc, Nguyen Thi Thuy Tien, Nguyen Trung Khuong, Dang Thanh Tung

Vietnam Oil and Gas Group

Email: ducna@pvn.vn

Summary

Carbon capture, utilization and storage (CCUS) technology is being regarded as a crucial solution to reduce greenhouse gas emissions and achieve global climate goals. However, the deployment of this technology requires a comprehensive legal framework to ensure safety, efficiency, and compliance with environmental standards.

This paper introduces the current legal framework related to CCUS worldwide, based on which recommendations are proposed for developing a legal framework for this activity in Vietnam.

Key words: Carbon capture, utilization and storage (CCUS), carbon capture and storage (CCS), legal and regulatory framework, policy.

CHIẾN LƯỢC PHÁT TRIỂN NĂNG LƯỢNG CỦA CÁC QUỐC GIA KHU VỰC ĐÔNG NAM Á

Các quốc gia khu vực Đông Nam Á tập trung vào xu hướng chuyển dịch sang năng lượng carbon thấp với các chính sách và quy định hỗ trợ nhằm thúc đẩy phát triển năng lượng sạch. Dự báo trong khu vực cho thấy có sự gia tăng đáng kể về công suất lắp đặt và sản lượng điện từ nguồn năng lượng tái tạo đến năm 2025. Mặc dù nhiên liệu hóa thạch vẫn đóng vai trò quan trọng, nhưng có xu hướng giảm dần, nhường chỗ cho năng lượng mặt trời, gió và thủy điện. Sự chuyển dịch này phản ánh nỗ lực của khu vực trong việc cân bằng nhu cầu năng lượng ngày càng tăng với mục tiêu giảm phát thải và đảm bảo an ninh năng lượng.

1. Giới thiệu

Với 9% dân số thế giới, Đông Nam Á là một trong những khu vực có tốc độ phát triển kinh tế nhanh nhất, chiếm 6% GDP thế giới và tiêu thụ 4% năng lượng toàn cầu [1]. Đến năm 2050, dân số khu vực này dự kiến sẽ tăng lên gần 800 triệu người, kéo theo nhu cầu năng lượng tăng mạnh.

Cách thức đáp ứng nhu cầu năng lượng ngày càng tăng sẽ phụ thuộc vào các quyết định đầu tư trong lĩnh vực năng lượng. Những quyết định này sẽ có tác động sâu rộng, ảnh hưởng đến an ninh năng lượng, khả năng chi trả của người tiêu dùng, và mức độ phù hợp với các mục tiêu phát triển bền vững toàn cầu. Các quốc gia ở khu vực Đông Nam Á đã đặt ra mục tiêu phát triển năng lượng sạch, nhưng theo Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA), các khoản đầu tư vẫn chưa đạt được kỳ vọng.

Hiện nay, 8 trên 10 quốc gia trong khu vực đã công bố mốc thời gian đạt mục tiêu trung hòa carbon: Singapore, Malaysia, Việt Nam và 3 quốc gia khác vào năm 2050; Indonesia vào năm 2060, và Thái Lan vào năm 2065. Hiện vẫn còn những

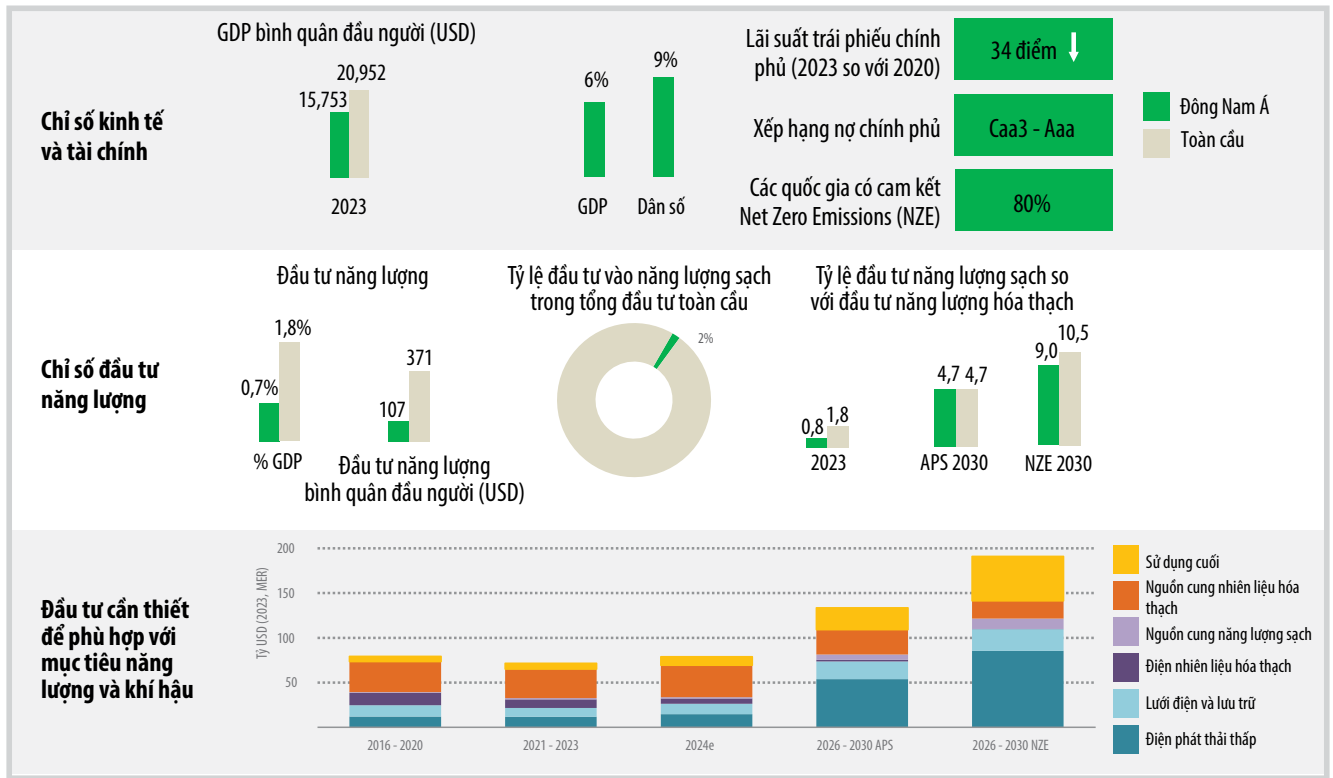
khoảng cách đáng kể giữa xu hướng đầu tư và các mục tiêu dài hạn của khu vực. Đầu tư cho năng lượng sạch của các quốc gia Đông Nam Á chỉ chiếm khoảng 2% tổng đầu tư toàn cầu. Đầu tư năng lượng hàng năm trong 3 năm qua ước đạt trung bình 72 tỷ USD, nhưng sẽ cần tăng lên hơn 130 tỷ USD để phù hợp với Kịch bản cam kết được công bố (Announced Pledges Scenario - APS) của IEA vào cuối thập kỷ.

IEA cho rằng cần có sự chuyển dịch trong phân bổ đầu tư về các công nghệ sạch hơn. Kế hoạch phát triển năng lượng ít phát thải và cơ sở hạ tầng cũng như các thay đổi trong thỏa thuận mua bán điện là tín hiệu quan trọng cho các nhà đầu tư. Tuy nhiên, cơ chế mua bán năng lượng tái tạo ở nhiều quốc gia chưa ổn định, dẫn đến rủi ro cho nhà đầu tư và tăng chi phí vốn. Sự hỗ trợ tài chính quốc tế có vai trò quan trọng trong quá trình chuyển dịch năng lượng của khu vực Đông Nam Á. Quan hệ đối tác chuyển dịch năng lượng công bằng (JETP) được phát động vào năm 2021 tại Indonesia và Việt Nam cung cấp khuôn khổ để huy động vốn đầu tư vào năng lượng sạch và hỗ trợ việc

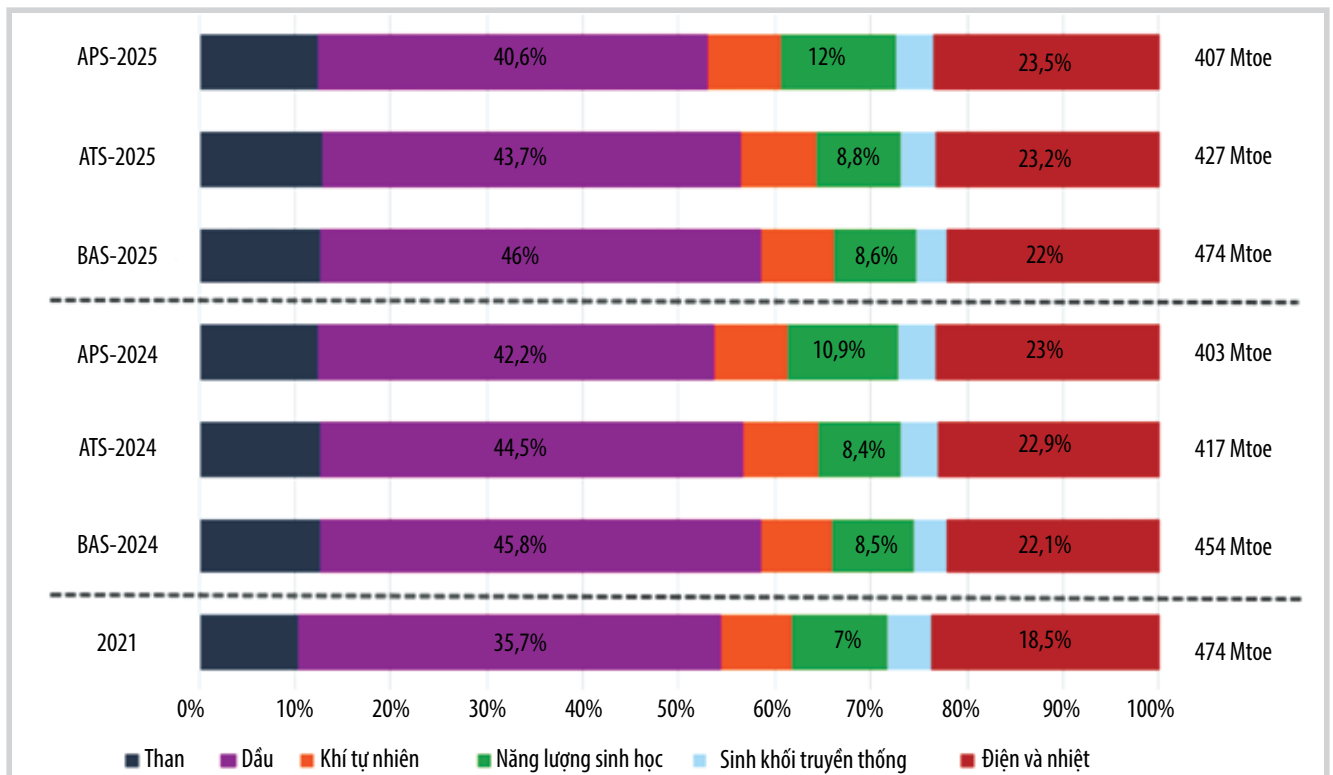
loại bỏ dần sản xuất điện từ than. Việc phát hành Kế hoạch đầu tư và chính sách toàn diện của Indonesia vào tháng 11/2023 là một cột mốc quan trọng cho JETP và dự kiến sẽ huy động 97 tỷ USD đầu tư vào ngành điện của Indonesia. Sáng kiến cộng đồng không khí thải của Nhật Bản cung cấp hỗ trợ tài chính lên đến 8 tỷ USD đến năm 2030 cho các dự án năng lượng ở các quốc gia tham gia, gồm Indonesia, Philippines, Thái Lan và Việt Nam [1].

Năm 2024, tăng trưởng GDP của khu vực Đông Nam Á được dự báo đạt 5,2%. Phân tích theo ngành cho thấy các lĩnh vực sử dụng cuối cùng đều có sự gia tăng tiêu thụ năng lượng do tăng trưởng dân số và kinh tế. Theo Trung tâm Năng lượng ASEAN (ACE) [2], nhu cầu năng lượng của khu vực trong năm 2024 dự kiến sẽ tăng 21% so với năm 2021 nếu không có can thiệp chính sách. Nhiên liệu hóa thạch tiếp tục chiếm ưu thế, với dầu chiếm 43,8% tiêu thụ năng lượng.

Các chính sách chuyển đổi nhiên liệu trong Kịch bản mục tiêu AMS (ATS) sẽ làm tăng nhẹ tỷ trọng điện và năng lượng sinh học trong nhu



Hình 1. Khu vực Đông Nam Á chiếm 9% dân số thế giới, 6% GDP thế giới và 4% tiêu thụ năng lượng toàn cầu [1].



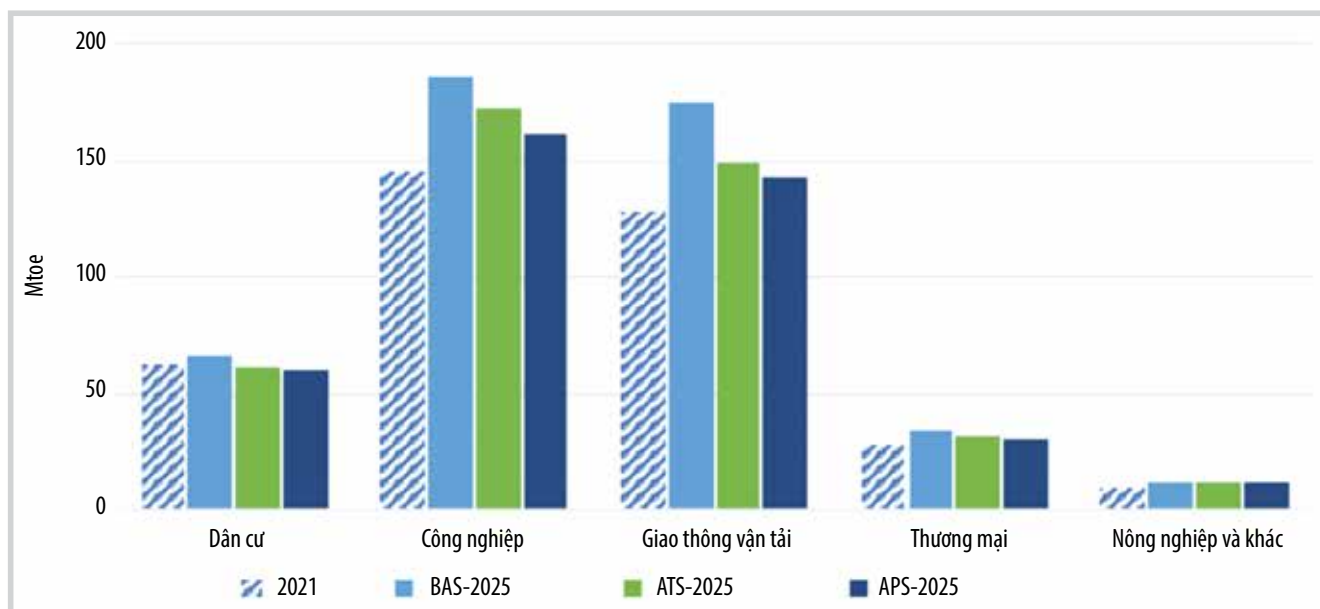
Hình 2. Dự báo nhu cầu năng lượng của khu vực Đông Nam Á trong giai đoạn 2024 - 2025 [2].

cầu năng lượng khu vực lên lần lượt 9% và 2% vào năm 2024 (Hình 2 và 3). Dự báo cho thấy trong năm 2024 khu vực Đông Nam Á sẽ cung cấp

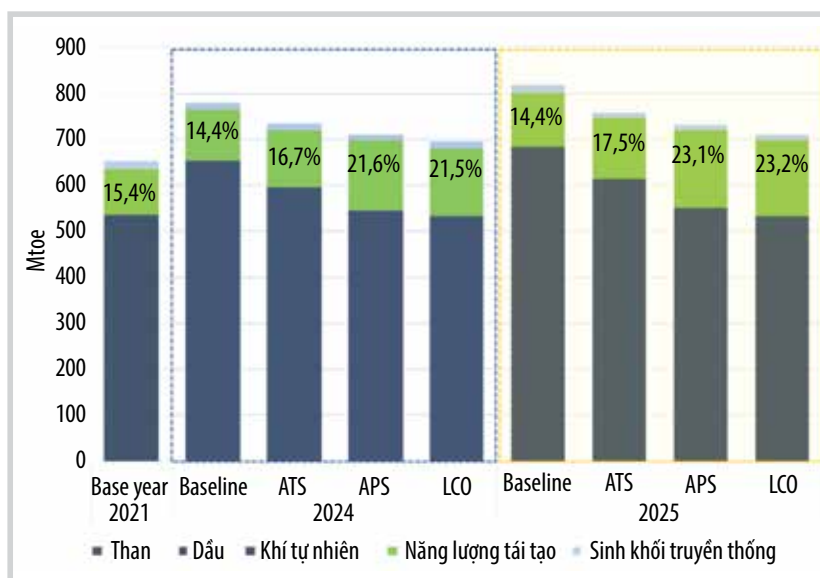
nhiều năng lượng hơn khoảng 19% so với năm 2021 (Hình 4).

Công suất điện của khu vực chủ yếu phụ thuộc vào nhiên liệu hóa

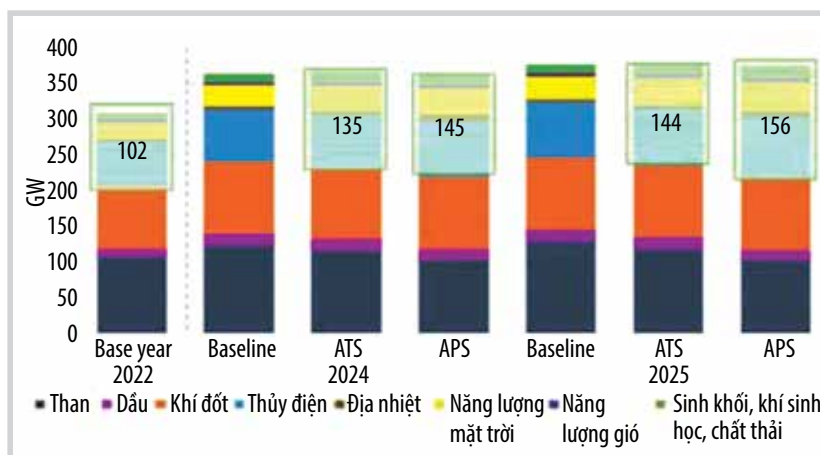
thạch, với tỷ trọng lớn nhất là 67% vào năm 2022, chủ yếu từ than và khí tự nhiên. Đến năm 2024, công suất điện của khu vực dự kiến sẽ tăng



Hình 3. Nhu cầu năng lượng của khu vực Đông Nam Á trong giai đoạn 2021 - 2025 [2].



Hình 4. Nguồn cung năng lượng của khu vực Đông Nam Á trong giai đoạn 2021 - 2025 [2].

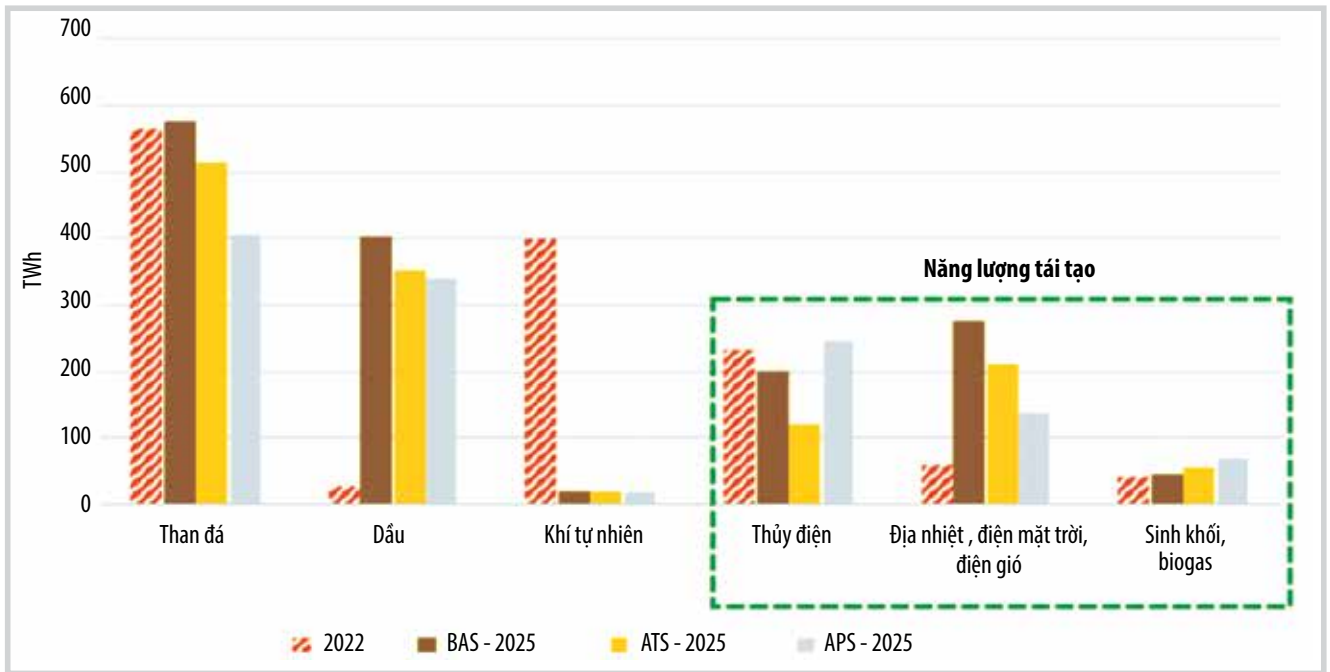


Hình 5. Dự báo công suất lắp đặt tại khu vực Đông Nam Á [2].

khoảng 18 - 19% trong Kịch bản cơ sở, ATS và APS (Hình 5). Trong Kịch bản ATS, các nước thành viên ASEAN dự kiến thực hiện các chính sách dựa trên Kế hoạch phát triển điện lực (PDP), tỷ trọng năng lượng tái tạo năm 2024 sẽ tăng khoảng 32,6% so với năm 2022. Tỷ lệ năng lượng tái tạo sẽ cao hơn 8,2% trong Kịch bản APS và AMS để tăng nhanh công suất năng lượng tái tạo vào năm 2025.

Về sản xuất điện, các dự báo cho thấy các nước thành viên ASEAN sẽ cần bổ sung 1.524 TWh công suất vào năm 2025. Trong khi Kịch bản mục tiêu các nước khu vực Đông Nam Á (ATS) thấp hơn 16% so với Kịch bản cơ sở (Hình 6). Năng lượng tái tạo trong Kịch bản mục tiêu theo Kế hoạch hành động của ASEAN trong hợp tác năng lượng APAEC (APS) năm 2025 chủ yếu bị chi phối bởi thủy điện với mức tăng trưởng 5,8% so với năm 2022. Trong khi đó, địa nhiệt, năng lượng mặt trời và gió sẽ đạt công suất phát điện lần lượt là 62,8 TWh, 69,2 TWh và 8 TWh.

Các quốc gia khu vực Đông Nam Á đặt mục tiêu phát triển năng lượng tái tạo (RE), với mục tiêu nâng tỷ trọng năng lượng tái tạo trong tổng cung năng lượng sơ cấp (TPES) lên 23% vào



Hình 6. Dự báo sản xuất điện tại khu vực Đông Nam Á [2].

năm 2025. Tại Hội nghị Bộ trưởng Năng lượng ASEAN lần thứ 41 (AMEM), tỷ trọng năng lượng tái tạo trong tổng cung năng lượng sơ cấp đạt 14,4% vào năm 2021, tăng nhẹ so với năm trước. Hình 7 thể hiện tỷ lệ năng lượng tái tạo trong tổng cung cấp năng lượng sơ cấp trong giai đoạn 2005 - 2021, dự báo tỷ lệ này sẽ tăng từ 15,4% (2021) lên 28,7% (Kịch bản APS) và 23% (Kịch bản ATS) vào năm 2050.

Tăng trưởng năng lượng tái tạo năm 2021 tăng 7,1% so với năm 2020. Trong đó, năng lượng mặt trời và gió có mức tăng trưởng lớn nhất, lần lượt là 50% và 29%. Tỷ trọng năng lượng tái tạo thực tế năm 2021 vượt Kịch bản cơ sở và Kịch bản ATS lần lượt 0,8% và 0,3%, nhưng vẫn còn khoảng cách 2,5% so với Kịch bản APS. Nếu các quốc gia vẫn tiếp tục duy trì chính sách như hiện tại, tỷ trọng năng lượng tái tạo sẽ đạt 17,5% vào năm 2025, thấp hơn 5,5% so với kỳ vọng. Về công suất điện lắp đặt, Đông Nam Á đang đi đúng hướng để đạt mục tiêu tỷ trọng năng lượng tái tạo chiếm 35% trong công suất điện

lắp đặt vào năm 2025.

2. Định hướng chiến lược phát triển năng lượng của các quốc gia khu vực Đông Nam Á

2.1. Việt Nam

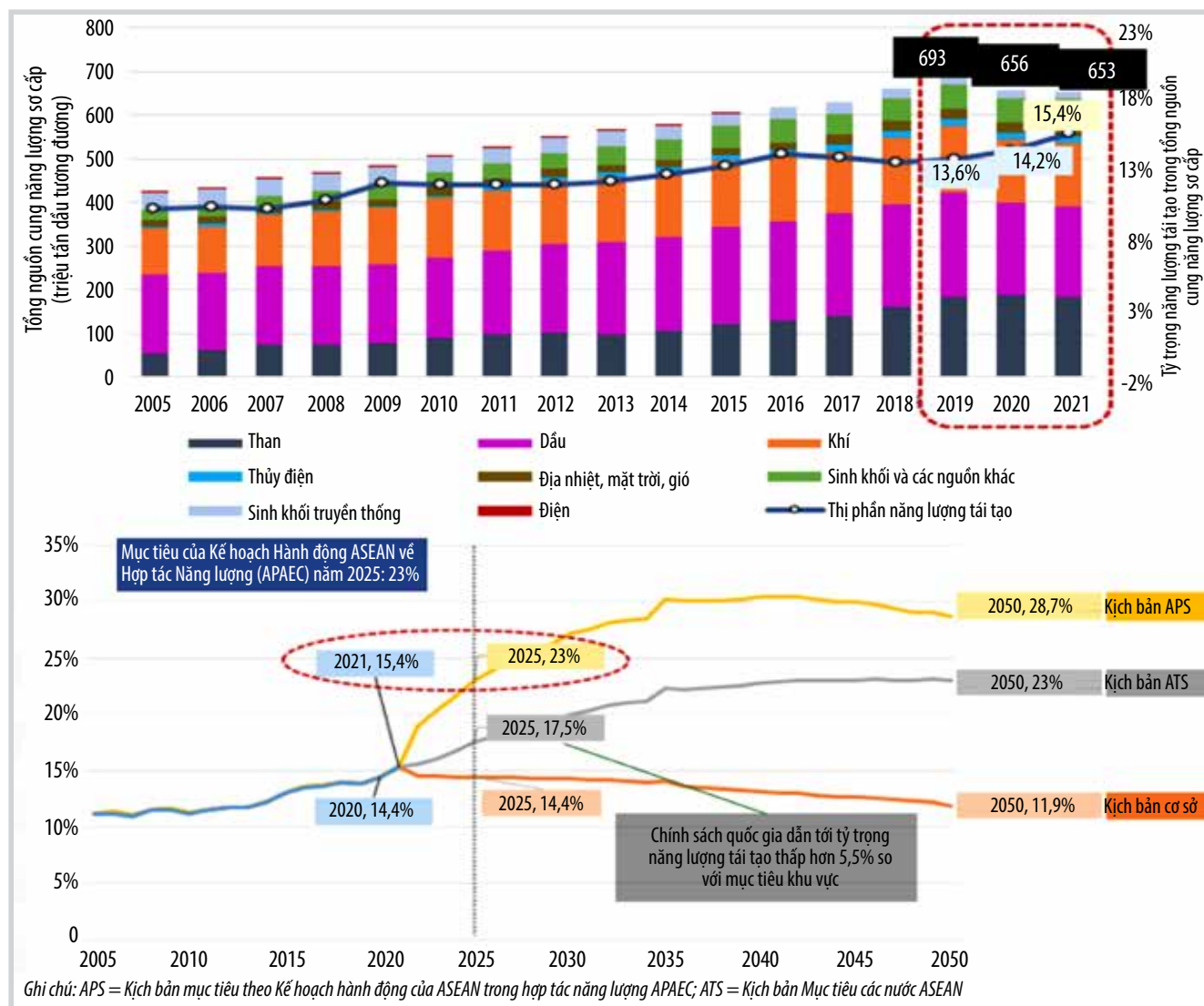
Theo Chiến lược phát triển năng lượng quốc gia Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045 [3, 4], Việt Nam đặt mục tiêu bảo đảm vững chắc an ninh năng lượng quốc gia; cung cấp đầy đủ năng lượng ổn định, có chất lượng cao với giá cả hợp lý cho phát triển kinh tế - xã hội nhanh và bền vững, bảo đảm quốc phòng, an ninh, nâng cao đời sống của nhân dân, góp phần bảo vệ môi trường sinh thái. Tiến hành chuyển đổi năng lượng góp phần quan trọng đáp ứng mục tiêu phát thải ròng bằng “0” vào năm 2050. Ngành năng lượng phát triển hài hòa giữa các phân ngành với hạ tầng đồng bộ và thông minh, đạt trình độ tiên tiến của khu vực. Xây dựng thị trường năng lượng cạnh tranh, minh bạch, hiệu quả, phù hợp với thể chế kinh tế thị trường định hướng xã hội chủ nghĩa. Khai thác

và sử dụng có hiệu quả nguồn tài nguyên năng lượng trong nước kết hợp với xuất, nhập khẩu năng lượng hợp lý; triệt để thực hành tiết kiệm và sử dụng hiệu quả năng lượng. Chủ động sản xuất được một số thiết bị chính trong các phân ngành năng lượng; nâng cấp, xây dựng lưới điện truyền tải, phân phối điện tiên tiến, hiện đại.

Cụ thể, Việt Nam đặt mục tiêu đáp ứng đủ nhu cầu năng lượng trong nước, phục vụ cho các mục tiêu của Chiến lược phát triển kinh tế xã hội 10 năm 2021 - 2030, trong đó năng lượng sơ cấp đến năm 2030 đạt khoảng 150 - 170 triệu tấn dầu quy đổi (TOE), đến năm 2045 đạt khoảng 260 - 280 triệu tấn dầu quy đổi.

- Tỷ trọng năng lượng tái tạo trong tổng năng lượng sơ cấp 15 - 20% năm 2030 và 65 - 70% năm 2045.

- Tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng đến năm 2030 đạt mức 105 - 115 triệu tấn dầu quy đổi, năm 2045 đạt mức 160 - 180 triệu tấn dầu quy đổi. Cường độ năng lượng sơ cấp năm 2030 đạt từ 400 - 420



Hình 7. Tỷ lệ năng lượng tái tạo trong tổng cung cấp năng lượng sơ cấp đến năm 2050 của khu vực Đông Nam Á [2].

kgOE/1.000 USD GDP, năm 2045 từ 250 - 280 kgOE/1.000 USD GDP.

- Xây dựng hệ thống điện thông minh, hiệu quả, có khả năng kết nối an toàn với lưới điện khu vực; bảo đảm cung cấp điện an toàn, đáp ứng tiêu chí N-1 đối với vùng phụ tải quan trọng và N-2 đối với vùng phụ tải đặc biệt quan trọng. Đến năm 2030, độ tin cậy cung cấp điện năng thuộc Top 4 nước dẫn đầu ASEAN, chỉ số tiếp cận điện năng thuộc Top 3 nước dẫn đầu ASEAN.

- Các cơ sở lọc dầu đáp ứng tối thiểu 70% nhu cầu xăng dầu cả nước; phấn đấu mức dự trữ xăng dầu đạt 75 - 80 ngày nhập ròng sau năm

2030. Đủ năng lực nhập khẩu khí tự nhiên hóa lỏng (LNG) khoảng 15 - 20 tỷ m³ vào năm 2030 và khoảng 10 - 15 tỷ m³ vào năm 2045.

- Tỷ lệ tiết kiệm năng lượng trên tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng so với kịch bản phát triển bình thường đạt khoảng 7 - 10% vào năm 2030 và khoảng 14 - 20% vào năm 2045.

- Giảm phát thải khí nhà kính từ hoạt động năng lượng so với kịch bản phát triển bình thường ở mức 15 - 35% vào năm 2030, lên mức 70 - 80% vào năm 2045.

Về tầm nhìn đến năm 2045, Việt Nam đặt mục tiêu bảo đảm vững

chắc an ninh năng lượng quốc gia; hình thành đồng bộ các yếu tố thị trường năng lượng cạnh tranh, minh bạch, phù hợp với thể chế kinh tế thị trường định hướng xã hội chủ nghĩa; các phân ngành năng lượng phát triển bền vững, sử dụng hiệu quả tài nguyên, bảo vệ môi trường và thích ứng với biến đổi khí hậu; hệ thống hạ tầng năng lượng phát triển đồng bộ, hiện đại, khả năng kết nối khu vực và quốc tế được nâng cao; chất lượng nguồn nhân lực, trình độ khoa học - công nghệ và năng lực quản trị ngành năng lượng đạt trình độ tiên tiến của một nước công nghiệp phát triển hiện đại.

a) Lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí

- Tìm kiếm, thăm dò dầu khí

- + Đẩy mạnh công tác điều tra cơ bản và tìm kiếm, thăm dò nhằm gia tăng trữ lượng và sản lượng khai thác dầu khí tại các khu vực tiềm năng, nước sâu, xa bờ gắn với nhiệm vụ bảo vệ chủ quyền quốc gia trên biển; nâng cao hệ số thu hồi, tận thu các mỏ nhỏ, khối sót cận biên.

- + Rà soát, chủ động và triển khai hiệu quả trong các dự án tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí ở nước ngoài.

- + Tập trung đẩy mạnh công tác tìm kiếm, thăm dò tại các khu vực nước nông, truyền thống: các bể Cửu Long, Nam Côn Sơn, Malay - Thổ Chu, Sông Hồng, đặc biệt 3 khu vực: bể Cửu Long, Malay - Thổ Chu, Nam bể Sông Hồng và Trung tâm bể Nam Côn Sơn; song song với công tác tận thăm dò, thăm dò mở rộng đối tượng truyền thống nhằm bổ sung trữ lượng và đưa vào phát triển khai thác sử dụng hệ thống hạ tầng cơ sở có sẵn dần chuyển hướng nghiên cứu thăm dò các đối tượng tìm kiếm thăm dò mới, các bể trầm tích mới và các dạng hydrocarbon phi truyền thống (tầng chứa chặt sét, khí than, khí nông, khí đá phiến sét, khí hydrate,...) để bổ sung trữ lượng phục vụ khai thác lâu dài.

- + Tiếp tục mở rộng thăm dò tại khu vực nước sâu, xa bờ như khu vực bể Phú Khánh, bể Tư Chính - Vũng Mây... Tiến hành đo đạc khảo sát, thu thập các số liệu địa chấn - địa vật lý để nghiên cứu đặc điểm cấu trúc địa chất và đánh giá tiềm năng dầu khí tại khu vực nước sâu, xa bờ khi điều kiện thuận lợi.

- + Đối với dầu khí đá phiến, khí hydrate (băng cháy): tích cực nghiên

cứu, đánh giá sâu hơn về địa chất và áp dụng tiến bộ khoa học - kỹ thuật để mở rộng phạm vi khảo sát; sớm triển khai đánh giá tổng thể, đẩy nhanh khai thác thử nghiệm khi điều kiện cho phép.

- Khai thác dầu khí

- + Thực hiện tốt công tác quản lý các mỏ dầu khí, tối ưu và duy trì khai thác có hiệu quả các mỏ dầu khí đã đưa vào khai thác.

- + Phát triển và đưa các mỏ đã có phát hiện dầu khí vào khai thác hợp lý và có hiệu quả để sử dụng tài nguyên dầu khí trong nước lâu dài, tập trung tại các khu vực tiềm năng như nước sâu xa bờ, đối tượng dầu khí phi truyền thống. Nghiên cứu xây dựng phương án hợp tác, cơ chế khai thác chung tại những vùng chồng lấn.

- + Tiếp tục đẩy mạnh nghiên cứu áp dụng các giải pháp nâng cao thu hồi dầu tại các mỏ. Thúc đẩy phát triển, khai thác mỏ nhỏ/cận biên áp dụng công nghệ mới, kết nối để sử dụng tối đa cơ sở hạ tầng đã đầu tư và chính sách khuyến khích của Nhà nước. Tiếp tục triển khai công tác phát triển, đưa vào khai thác cùng với việc triển khai công tác tận thăm dò các dự án khí Lô B, mỏ khí Cá Voi Xanh, các mỏ thuộc dự án khí Tây Nam và mỏ Báo Vàng, Báo Trắng. Tập trung nguồn lực đẩy nhanh tiến độ 2 dự án khí lớn: dự án Lô B & 48/95 và 52/97 và dự án Cá Voi Xanh.

Nghiên cứu sử dụng hiệu quả nguồn khí tự nhiên có hàm lượng CO₂ cao để có được lợi ích đồng thời từ việc: (i) sử dụng nguồn hydrocarbon; (ii) sử dụng CO₂ và (iii) chứng chỉ giảm phát thải (khi thị trường chứng chỉ giảm phát thải phát triển).

- + Ứng dụng các giải pháp giảm đốt bỏ và rò rỉ khí ra môi trường và

nghiên cứu tích hợp sử dụng nguồn điện năng lượng tái tạo.

b) Lĩnh vực công nghiệp khí

- Phát triển lĩnh vực công nghiệp khí hoàn chỉnh, đồng bộ tất cả các khâu: khai thác - thu gom - vận chuyển - chế biến - dự trữ - phân phối khí và xuất nhập khẩu sản phẩm khí.

- Thúc đẩy các dự án vận chuyển khí thiên nhiên (đặc biệt là các dự án gắn với khai thác mỏ khí Lô B, Cá Voi Xanh...), sử dụng tiết kiệm, hiệu quả, hợp lý nguồn khí thiên nhiên trong nước.

- Phát triển thị trường tiêu thụ khí theo cơ chế thị trường có sự điều tiết của Nhà nước và từng bước hội nhập với thị trường khí khu vực và thế giới.

- Triển khai đầu tư xây dựng kho cảng LNG và nhập khẩu khí thiên nhiên (LNG, nhập khẩu bằng đường ống) để phục vụ cho nhu cầu phát triển của các nhà máy điện, công nghiệp và dân dụng. Ưu tiên tìm kiếm các nguồn khí nhập khẩu thông qua việc sử dụng các cơ sở hạ tầng sẵn có, đồng thời, thúc đẩy quan hệ quốc tế để có được các nguồn nhập khẩu khí (LNG, nhập khẩu bằng đường ống) từ các nước có nguồn cung và thuận lợi về thương mại, vận tải, sẵn sàng nhập khẩu LNG từ năm 2023.

- Vận hành an toàn và hiệu quả các hệ thống đường ống thu gom, vận chuyển, xử lý, chế biến khí hiện hữu. Tiếp tục khai thác, thu gom tối đa khối lượng khí từ các mỏ khí có trữ lượng lớn, đồng thời, tăng cường thu gom các mỏ khí có trữ lượng nhỏ, các mỏ cận biên nhằm đảm bảo thu gom tối đa các nguồn khí thông qua các đường ống sẵn có tại các bể Sông Hồng, Cửu Long, Nam Côn Sơn và Malay - Thổ Chu.

- Tăng cường đầu tư cơ sở hạ

tầng, đẩy mạnh và khuyến khích các nhà thầu đầu tư xây dựng hệ thống thu gom khí ngoài khơi để kết nối với các hệ thống đường ống hiện có. Nghiên cứu triển khai xây dựng đường ống nhập khẩu khí từ các mỏ của các nước lân cận vào hệ thống đường ống hiện có và đường ống sẽ xây dựng mới trong tương lai.

- Đẩy mạnh triển khai các dự án phát triển mỏ, khai thác, thu gom khí bằng hệ thống đường ống tại các mỏ chưa có hệ thống thu gom, mở rộng phạm vi thu gom khí (CNG, LNG...) từ các mỏ không có khả năng thu gom khí bằng đường ống (mỏ nhỏ, mỏ cận biên, khí có hàm lượng CO₂ cao... đặc biệt là các mỏ khí đồng hành).

- Đầu tư xây dựng nhà máy xử lý khí, đường ống vận chuyển khí đến nhà máy xử lý khí để cung cấp khí cho trung tâm nhiệt điện, các nhà máy chế biến sâu khí, hộ tiêu thụ công nghiệp.

- Hoàn thiện hệ thống đồng bộ cung cấp khí thiên nhiên, LNG, CNG, LPG trên phạm vi toàn quốc đáp ứng nhu cầu nhiên liệu cho năng lượng, phân bón, công nghiệp, giao thông vận tải và sinh hoạt dân dụng; tiếp tục phát triển hệ thống vận chuyển đường ống khí thiên nhiên thấp áp cho nhu cầu sử dụng của các hộ tiêu thụ công nghiệp dọc tuyến ống dẫn khí, khu dân cư ở các thành phố lớn.

- Tận dụng hệ thống hạ tầng vận chuyển khí để vận chuyển hỗn hợp khí thiên nhiên và hydrogen, ammonia hoặc sử dụng khí để sản xuất hydrogen ngay tại nơi có nhu cầu tiêu thụ.

- Đầu tư nghiên cứu, áp dụng các giải pháp công nghệ hợp lý nhằm tận thu khí đang bị đốt bỏ tại các giàn khai thác, tách các sản phẩm có giá trị cao như: ethane, propane/butane (LPG), condensate tại các nhà

máy xử lý khí nhằm nâng cao giá trị nguồn tài nguyên dầu khí.

c) Lĩnh vực chế biến dầu khí

- Phát triển lĩnh vực chế biến dầu khí để đáp ứng nhu cầu trong nước, hướng tới mục tiêu xuất khẩu. Thu hút nguồn vốn đầu tư nước ngoài, nguồn vốn đầu tư từ xã hội để phát triển lĩnh vực chế biến dầu khí theo nguyên tắc bảo đảm hài hòa lợi ích quốc gia và nhà đầu tư.

- Tập trung tích hợp lọc dầu - hóa dầu, sử dụng các công nghệ lọc dầu hiện đại để chuyển dịch linh hoạt cơ cấu sản phẩm trong tương lai theo hướng giảm sản phẩm lọc dầu, tăng sản phẩm hóa dầu, hóa chất nhằm phù hợp với xu hướng chuyển dịch năng lượng, nâng cao giá trị gia tăng cho nguyên liệu dầu khí, tạo ra các nguyên, nhiên, vật liệu để phục vụ phát triển sản xuất công nghiệp trong nước, hướng tới xuất khẩu, giảm tỷ trọng nhập siêu.

- Duy trì vận hành an toàn, ổn định, hiệu quả các nhà máy lọc hóa dầu hiện hữu, các nhà máy chế biến condensate; đa dạng hóa sản phẩm của các nhà máy.

- Tập trung duy trì sự ổn định trong sản xuất, cung ứng xăng dầu, phân bón và các nguyên, nhiên liệu khác nhằm phục vụ phát triển kinh tế - xã hội, nâng cao tính cạnh tranh, đổi mới và phát triển.

- Chủ động nghiên cứu các giải pháp thay thế/bổ sung nguồn nguyên liệu thiếu hụt bằng các nguồn nguyên liệu/năng lượng ổn định khác cho các nhà máy chế biến dầu khí.

- Thường xuyên nghiên cứu thực hiện việc đầu tư cải tiến/nâng cấp để phù hợp với xu hướng thay đổi thị trường sản phẩm cũng như các yêu cầu về tiêu chuẩn môi trường ngày càng khắt khe (như các

nhà máy lọc dầu...). Nghiên cứu đầu tư phát triển các sản phẩm mới hóa dầu/hóa chất chuyên dụng có giá trị gia tăng cao.

- Tận dụng vị trí địa lý và cơ sở hạ tầng đã được đầu tư để phát triển các nhà máy theo chuỗi chế biến sâu, các nhà máy và cơ sở cung cấp dịch vụ. Nghiên cứu, đầu tư xây dựng các chuỗi vận chuyển - tồn chứa - sản xuất và kinh doanh dầu thô, xăng dầu. Triển khai hoàn thành Dự án nâng cấp, mở rộng Nhà máy Lọc dầu Dung Quất, hình thành Trung tâm lọc hóa dầu và năng lượng quốc gia tại Khu kinh tế Dung Quất.

- Nghiên cứu, đề xuất và triển khai công tác đầu tư xây dựng các dự án lọc hóa dầu/hóa chất mới gắn với các trung tâm chế biến dầu khí tại các khu vực tiềm năng.

- Nghiên cứu sản xuất hydrogen, sản xuất năng lượng tái tạo: tích hợp với nhà máy lọc hóa dầu, hóa chất, phân bón, sử dụng làm nhiên liệu cho pin nhiên liệu, định hướng hoàn thiện chuỗi giá trị hydrogen khâu sau.

d) Lĩnh vực vận chuyển, tồn trữ và phân phối sản phẩm dầu khí

- Phát triển hợp lý hệ thống phân phối xăng dầu nhằm bảo đảm lưu thông và bình ổn thị trường, đáp ứng toàn bộ nhu cầu tiêu thụ xăng dầu trong nước.

- Tăng cường các giải pháp gia tăng dự trữ chiến lược về dầu thô và xăng dầu.

- Khuyến khích sử dụng rộng rãi nhiên liệu sinh học, nhiên liệu mới nhằm giảm sự phụ thuộc vào nhiên liệu hóa thạch và bảo vệ môi trường.

e) Năng lượng mới và tái tạo

- Khuyến khích và thúc đẩy phát triển mạnh mẽ các nguồn năng

lượng tái tạo nhằm thay thế tối đa các nguồn năng lượng hóa thạch. Ưu tiên sử dụng năng lượng gió và mặt trời cho phát điện.

- Khuyến khích đầu tư xây dựng các nhà máy điện sử dụng rác thải đô thị, sinh khối và chất thải rắn đi đôi với công tác bảo vệ môi trường và phát triển kinh tế tuần hoàn.

- Hình thành và phát triển một số trung tâm năng lượng tái tạo tại các vùng và các địa phương có lợi thế. Sớm nghiên cứu, đánh giá tổng thể về tiềm năng và xây dựng định hướng phát triển năng lượng địa nhiệt, sóng biển, thủy triều, hải lưu; triển khai một số mô hình ứng dụng, tiến hành khai thác thử nghiệm để đánh giá hiệu quả.

- Nghiên cứu công nghệ, xây dựng một số đề án thử nghiệm sản xuất và khuyến khích sử dụng năng lượng hydrogen phù hợp với xu thế chung của thế giới.

- Thúc đẩy việc phát triển các dạng năng lượng tái tạo bao gồm nhiên liệu sinh học, hydrogen, ammonia và các nhiên liệu tổng hợp có nguồn gốc từ hydrogen sử dụng trong sản xuất điện, giao thông vận tải (đường bộ, đường sắt, đường thủy, đường hàng không), công nghiệp (thép xanh, hóa chất, lọc hóa dầu), tòa nhà dân dụng và thương mại (nhiệt) nhằm góp phần đẩy mạnh chuyển dịch năng lượng và từng bước phi carbon hóa nền kinh tế. Xây dựng lộ trình công nghệ cho sản xuất, sử dụng nhiên liệu hydrogen và các nhiên liệu có nguồn gốc từ hydrogen; pin nhiên liệu (fuel cell) sử dụng cho hoạt động giao thông vận tải và các mục đích khác.

- Nghiên cứu các dạng năng lượng mới, như năng lượng sóng biển, địa nhiệt...

2.2. Malaysia

Malaysia đã triển khai nhiều chính sách trong năm 2023 theo Lộ trình chuyển dịch năng lượng quốc gia (NETR) [5]. Một chính sách quan trọng là khát vọng quốc gia carbon thấp 2040 (LCNA 2040), đặt ra các mục tiêu cho việc chuyển đổi năng lượng, ưu tiên các nguồn năng lượng sạch hơn và tái tạo. LCNA 2040 nhấn mạnh các chính sách giảm phát thải carbon, cụ thể là hạn chế và giảm các nhà máy điện than, tăng tỷ trọng năng lượng tái tạo, nâng cao hiệu quả năng lượng, áp dụng nhiều xe điện hơn, tăng cường sử dụng giao thông công cộng, tăng cường báo cáo về dấu chân carbon và tính bền vững.

Bộ Kinh tế Malaysia đã phối hợp với Bộ Tài nguyên Thiên nhiên, Môi trường và Biến đổi Khí hậu rà soát và cập nhật các chính sách năng lượng tái tạo hiện hành. Những cập nhật này làm tăng tỷ trọng năng lượng tái tạo trong cơ cấu năng lượng quốc gia đồng thời nêu bật các lợi ích về cơ hội kinh tế từ việc sản xuất và phát triển năng lượng tái tạo nhiều hơn. Mục tiêu là tăng công suất năng lượng tái tạo đã lắp đặt từ 40% năm 2040 lên 70% vào năm 2050, thu hút đầu tư nước ngoài vào Malaysia.

Để bổ sung cho các chính sách và lộ trình được quy định trong NETR 2023, Malaysia đã ban hành các chính sách bổ sung nhằm tăng cường sử dụng công nghệ mới sạch hơn hoặc phát thải thấp hơn và khuyến khích đẩy nhanh quá trình chuyển dịch năng lượng sạch. Một số chính sách bao gồm:

- Lộ trình NDC, Chiến lược phát triển phát thải thấp dài hạn (LT-LEDS) do Bộ Tài nguyên Thiên nhiên, Môi trường và Biến đổi Khí hậu (nay là Bộ Chuyển đổi Năng lượng và Tiện ích Công cộng) ban hành;

- Lộ trình kinh tế và công nghệ hydrogen (HETR) do Bộ Khoa học, Công nghệ và Đổi mới Sáng tạo (MOSTI) ban hành;

- Công cụ định giá carbon được phát triển bởi Bộ Tài chính (MOF);

- Khung ngành công nghiệp ESG quốc gia, Kế hoạch tổng thể công nghiệp mới (NIMP) và Lộ trình phát triển ngành công nghiệp hóa chất (CIR) do Bộ Đầu tư, Thương mại và Công nghiệp (MITI) ban hành;

- Kế hoạch hành động quốc gia về sinh khối do KPK ban hành.

Bộ Kinh tế đang xây dựng lộ trình cho khí tự nhiên trong các kịch bản năng lượng của Malaysia. Khí tự nhiên được xem là yếu tố quan trọng cho các nguồn năng lượng phát thải thấp hơn. Lộ trình sẽ mở rộng việc triển khai và sản xuất khí tự nhiên trong nước, tăng tính cạnh tranh về chi phí, đồng thời đảm bảo khí tự nhiên vẫn là yếu tố chủ đạo trong quá trình chuyển dịch năng lượng của Malaysia.

Malaysia cũng ban hành các chính sách giải quyết vấn đề hiệu quả năng lượng. Dự luật hiệu quả năng lượng (2023) đặt ra các quy định cho các doanh nghiệp tư nhân và tòa nhà tiêu thụ ngưỡng năng lượng nhất định và phải tuân theo một số tiêu chuẩn, kiểm toán và xếp hạng. Dự luật này sẽ giúp Malaysia tiết kiệm 21 tỷ USD chi phí năng lượng và giảm 200.000 kiloton khí thải vào năm 2050, phù hợp với mục tiêu phát thải ròng bằng "0" vào năm 2050.

2.3. Thái Lan

Ủy ban Chính sách Năng lượng Quốc gia Thái Lan đã phê duyệt việc mua thêm năng lượng tái tạo cho giai đoạn 2022 - 2030, tăng nguồn cung năng lượng tái tạo ở Thái Lan, với sự gia tăng đáng kể trong sản

xuất điện gió và mặt trời. Cơ quan Phát điện Thái Lan (EGAT) đã triển khai thử nghiệm sandbox biểu giá xanh từ năm 2023, kỳ vọng sẽ được triển khai đầy đủ trong năm 2024. Mục đích của biểu giá xanh là để người tiêu dùng dễ dàng mua năng lượng tái tạo.

Trong lĩnh vực giao thông, Thái Lan đang tăng sử dụng xe điện trong giao thông công cộng. Ủy ban Chính sách Xe điện Quốc gia đã gia hạn miễn phí nhập khẩu đến cuối năm 2025. Ưu đãi này nhằm thu hút sản xuất xe điện trong nước ở Thái Lan. Các ưu đãi thuế cũng đang được đề xuất cho các doanh nghiệp sản xuất ô tô tư nhân để đầu tư vào tự động hóa tăng năng suất. Năm 2023, Thái Lan mở rộng chương trình ưu đãi cho xe điện với hy vọng phát triển công nghệ và cơ sở hạ tầng để triển khai quy mô lớn hơn trong tương lai.

Thái Lan đang thực hiện chứng nhận cơ chế điều chỉnh biên giới carbon (CBAM) phối hợp với EU, để theo dõi và định giá phát thải carbon cho các sản phẩm có thể được nhập khẩu vào EU. Thử nghiệm chứng nhận CBAM có hiệu lực từ năm 2023 đến 2025, sẽ được thực hiện đầy đủ trong năm 2026. CBAM tập trung vào các ngành công nghiệp phát thải cao như: xi măng, thép, điện, phân bón, nhôm... Chứng nhận này nhằm khuyến khích các doanh nghiệp tư nhân giảm phát thải, đặc biệt nếu thị trường xuất khẩu là EU. Chính phủ Thái Lan đã công bố các chiến lược giảm phát thải carbon và đang nghiên cứu các chính sách ưu đãi cho các doanh nghiệp đang triển khai hệ thống lưu trữ năng lượng pin.

2.4. Indonesia

Năm 2023, Bộ Năng lượng và Tài nguyên Khoáng sản Indonesia (MEMR) đã ban hành Quy định số 2

về thu giữ và lưu trữ carbon (CCS) và thu giữ, sử dụng và lưu trữ carbon (CCUS) trong các hoạt động kinh doanh dầu khí thượng nguồn (MEMR Reg 2/2023) [6]. Trong khi CCS giảm phát thải carbon bằng cách lưu trữ vĩnh viễn carbon được thu giữ sâu dưới lòng đất, CCUS sẽ sử dụng carbon được thu giữ để tạo ra các sản phẩm hoặc dịch vụ. Quy định này bao gồm nhiều khía cạnh như các yêu cầu kỹ thuật, thương mại hóa, vận hành, giám sát và đo lường, báo cáo và xác minh (MRV), an toàn và môi trường, và đóng cửa các hoạt động CCS/CCUS.

Trong năm 2024, Indonesia đã ban hành Nghị định Tổng thống số 14 năm 2024, chỉ đạo việc phát triển và thực hiện CCS để giảm phát thải [7]. Công nghệ CCS cao hơn ở Indonesia sẽ đạt được bằng cách thu hút đầu tư CCS và khung pháp lý của ngành CCS ở Indonesia. Khoảng 70% công suất thu giữ carbon sẽ được dành cho carbon trong nước, trong khi 30% còn lại sẽ được sử dụng cho carbon từ nước ngoài. Indonesia gần đây đã ký thỏa thuận hợp tác với Singapore về việc thiết lập CCS xuyên biên giới [8].

Indonesia cũng ban hành Quy định MEMR số 2/2024, nhằm khuyến khích điện mặt trời áp mái bằng cách loại bỏ giới hạn về công suất và tăng hạn ngạch điện mặt trời áp mái. Mục tiêu của quy định này là giảm chi phí điện mặt trời áp mái và giảm phát thải khí nhà kính thông qua năng lượng sạch hơn. Theo quy định mới này, bất kỳ hệ thống điện mặt trời áp mái nào có công suất trên 500 kW mỗi đơn vị sẽ được coi là nhà cung cấp năng lượng. Việc giảm chi phí lắp đặt ban đầu có thể khuyến khích nhiều hệ thống điện mặt trời áp mái được triển khai hơn.

Ngoài ra, Indonesia đang lên kế hoạch cập nhật Chính sách năng

lượng quốc gia (NEP), trong đó cập nhật các mục tiêu và chính sách về năng lượng và phát thải ở Indonesia cho giai đoạn 2023 - 2060. NEP mới dự kiến sẽ được ban hành trong năm 2024 và điều chỉnh mục tiêu năng lượng tái tạo từ 23% xuống 17 - 19% vào năm 2025.

2.5. Brunei

Từ năm 2023, Hội đồng quốc gia về biến đổi khí hậu Brunei (BNCCC) yêu cầu các cơ sở thuộc khu vực công và tư nhân phải báo cáo lượng phát thải khí nhà kính định kỳ hàng quý và hàng năm [9]. Kiểm kê lượng phát thải khí nhà kính là cơ sở để Brunei lượng hóa tác động khí hậu của các hoạt động kinh tế của các tổ chức. Brunei cam kết giảm 20% lượng phát thải so với kịch bản cơ sở và đặt mục tiêu trung hòa carbon vào năm 2050 thông qua thực hiện chuyển dịch năng lượng và bảo tồn rừng, đã nêu trong Đóng góp do quốc gia tự quyết định (NDC) 2030. Chính phủ Brunei có kế hoạch cập nhật mục tiêu giảm cường độ năng lượng trong năm 2024.

2.6. Cambodia

Năm 2023, Cambodia chuẩn bị triển khai Kế hoạch tổng thể phát triển điện lực (PDP) 2022 - 2040 bao gồm dự báo nhu cầu, mở rộng phát điện và kế hoạch truyền tải và phân phối [10]. Theo đó, Cambodia đặt mục tiêu tăng tỷ trọng năng lượng tái tạo và cuối cùng giảm tỷ trọng năng lượng từ nhiên liệu hóa thạch vào năm 2040. Năng lượng mặt trời và thủy điện dự kiến sẽ tăng trưởng đáng kể, đồng thời nhiều công nghệ hệ thống lưu trữ năng lượng sinh khối và pin cũng sẽ gia tăng. Cambodia hướng đến tỷ lệ 21% công suất điện từ tổng cơ cấu năng lượng vào năm 2030, giảm từ mức dự kiến ban đầu là 40% vào năm 2040, với công suất

dự kiến vẫn giữ nguyên nhưng tăng ở các công nghệ khác. Trong khuôn khổ nỗ lực triển khai PDP 2022 - 2040, Chính phủ Cambodia đã phê duyệt 5 dự án năng lượng tái tạo mới sẽ tạo ra 520 MW cho lưới điện quốc gia và giảm phát thải CO₂ [11]. Các dự án bao gồm thủy điện và năng lượng mặt trời để hướng tới việc thực hiện mục tiêu của PDP mới về công suất là 3.155 MW năng lượng mặt trời và 3.000 MW thủy điện vào năm 2040.

Ngoài ra, Cambodia mới công bố Chính sách hiệu quả năng lượng quốc gia (NEEP) 2022 - 2030 để đặt ra các kế hoạch và hướng dẫn nhằm giảm tiêu thụ năng lượng và tăng hiệu quả năng lượng [12]. Chính sách này nhằm giảm tổng tiêu thụ năng lượng 19% so với kịch bản kinh doanh thông thường. Trong đó, giảm tiêu thụ năng lượng sinh hoạt khoảng 34%, tiếp theo là các ngành công nghiệp 20% và giao thông 5%. Mục tiêu tổng thể của NEEP là thực hiện các chính sách năng lượng hiệu quả hơn, giảm chi phí và tăng cường phối hợp trong việc thực hiện PDP. Với các hành động mạnh mẽ nhằm tăng tỷ trọng năng lượng tái tạo và hiệu quả năng lượng, Cambodia hướng đến mục tiêu trung hòa carbon vào năm 2050.

2.7. Lào

Lào mở rộng sản xuất năng lượng tái tạo khi nhiều công nghệ phát thải sạch hơn đang được triển khai. Chiến lược quốc gia về sử dụng hydrogen và ammonia đang được xây dựng, nhằm giảm phụ thuộc vào các nguồn năng lượng nhập khẩu [13]. Những công nghệ này cũng có thể được sử dụng trong lĩnh vực giao thông vận tải. Việc sử dụng năng lượng tái tạo mang lại lợi ích cho doanh nghiệp, nâng cao mức sống và thúc đẩy tăng trưởng kinh tế.

2.8. Myanmar

Chính phủ Myanmar đã xây dựng chính sách năng lượng quốc gia nhằm tăng công suất phát điện lên 16,6 GW và điện khí hóa 100% vào năm 2030. Trong đó, các nguồn năng lượng tái tạo chiếm 9% trong tổng công suất lắp đặt vào năm 2030. Chính phủ Myanmar đã đưa ra các chính sách ưu đãi để thu hút đầu tư vào lĩnh vực năng lượng như miễn thuế nhập khẩu đối với công nghệ sản xuất năng lượng mặt trời [14], sản xuất và truyền tải năng lượng tái tạo nhằm khuyến khích các nhà đầu tư tham gia vào lĩnh vực này.

2.9. Philippines

Philippines đã công bố Kế hoạch hiệu quả năng lượng và bảo tồn quốc gia (NEECP) 2023 và Lộ trình cho giai đoạn 2023 - 2050 [15]. Lộ trình NEECP nhằm bổ sung cho Đạo luật hiệu quả năng lượng và bảo tồn năm 2019, là quy định đầu tiên về hiệu quả năng lượng được giới thiệu tại Philippines. Lộ trình đã chi tiết hóa các công nghệ được khuyến khích phát triển và các chính sách liên quan đến hiệu quả năng lượng được khuyến khích thực hiện. Mục tiêu của lộ trình là giảm phát thải thông qua các chương trình trong từng lĩnh vực. Philippines đặt mục tiêu giảm phát thải trong tất cả các lĩnh vực (chính phủ, thương mại, dân cư, công nghiệp, giao thông, tiện ích), hướng tới giảm ít nhất 15% phát thải trong tất cả các khung thời gian. Đáng chú ý, Philippines đặt mục tiêu giảm phát thải trong khu vực dân cư tối thiểu 30%; giảm phát thải trong lĩnh vực tiện ích khoảng 28% trong suốt giai đoạn.

Để tăng hiệu quả giảm phát thải trong các khu vực dân cư và công nghiệp, Chính phủ Philippines đã đặt ra các tiêu chuẩn hiệu suất hiệu quả

tối thiểu (MEPS) cho các thiết bị gia dụng và chiếu sáng. Nhiều hệ thống quản lý năng lượng và kiểm toán năng lượng cũng đang được thiết lập trong lĩnh vực công nghiệp. Chúng nhận xây dựng và các quy định xây dựng mới đã được thực hiện cho khu vực thương mại, bên cạnh việc đẩy nhanh công nghệ tiết kiệm năng lượng. Việc giảm 10% năng lượng sử dụng trong khu vực chính phủ đã được thực hiện cho tất cả các bộ phận và lĩnh vực. Các chương trình về hiệu quả nhiên liệu cao hơn và xe điện (EV) cũng đang được triển khai tại Philippines, gọi là các chương trình Bảo tồn và hiệu quả trong giao thông đường bộ (FCERT).

2.10. Singapore

Singapore đặt mục tiêu giảm phát thải xuống khoảng 60 triệu tấn CO₂ tương đương vào năm 2030 và đạt mức phát thải ròng bằng "0" vào năm 2050. Trong trung hạn, Singapore đặt mục tiêu đến năm 2025 cung cấp 1,5 GWP điện mặt trời cho 260.000 hộ gia đình, và cung cấp 2 GWP điện mặt trời cho 350.000 hộ gia đình vào năm 2030. Theo đánh giá của SERIS, Singapore có tiềm năng kỹ thuật năng lượng mặt trời đạt khoảng 8 GWp vào năm 2050. Hiện nay, Singapore đã lắp đặt 903 MWp năng lượng mặt trời và đang trên đà đạt được mục tiêu năm 2025 [16].

Để đạt được mục tiêu trên, Singapore đã ban hành tiêu chuẩn phát thải mới cho việc sản xuất điện bằng nhiên liệu hóa thạch [17]. Việc sản xuất sẽ có tiêu chuẩn phát thải và hiệu quả cao hơn, với một số lĩnh vực sản xuất bị giới hạn bởi lượng phát thải carbon. Singapore đánh giá hydrogen nguồn năng lượng đa dụng có thể được sử dụng để lưu trữ và ứng dụng trong nhiều lĩnh vực sử

dụng cuối. Hydrogen có thể đáp ứng tới 50% nhu cầu điện dự kiến của Singapore vào năm 2050, sau khi đã tối đa hóa việc triển khai năng lượng mặt trời và nhập khẩu điện khu vực. Những tiêu chuẩn phát thải đã ban hành cũng yêu cầu các máy phát điện chạy bằng nhiên liệu hóa thạch phải sẵn sàng sử dụng ít nhất 30% hydrogen, tiến tới sử dụng hoàn toàn hydrogen trong tương lai.

Mới đây, Bộ Thương mại và Công nghiệp Singapore đã trình Quốc hội thảo luận Dự luật Biện pháp chuyển đổi năng lượng và các sửa đổi khác. Sản lượng điện của Singapore, chủ yếu từ khí tự nhiên, chiếm khoảng 40% lượng khí thải carbon. Do đó, để đạt được tham vọng phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050, trong dự luật này, Singapore đã xây dựng lộ trình khử cacbon trong ngành điện đồng thời đảm bảo an ninh năng lượng và khả năng cạnh tranh về chi phí. Dự luật này tập trung vào việc sửa đổi các đạo luật hiện hành để tạo ra một khung pháp lý mạnh mẽ hơn, hỗ trợ cho quá trình chuyển đổi năng lượng và đảm bảo an ninh năng lượng cho Singapore. Theo đó, Dự luật (i) đề xuất thành lập một quỹ với số vốn ban đầu 5 tỷ SGD để hỗ trợ các dự án năng lượng sạch, đặc biệt là những dự án liên quan đến các công nghệ mới nổi, (ii) thành lập một thực thể trung tâm để tập trung việc mua khí cho các nhà máy điện hỗ trợ tăng cường khả năng đàm phán, đa dạng hóa nguồn cung và đảm bảo nguồn cung cấp khí ổn định cho ngành điện, (iii) Cơ quan Quản lý Thị trường Năng lượng (EMA) sẽ được trao thêm quyền hạn để quản lý các hoạt động liên quan đến năng lượng, bao gồm cả việc thu hồi chi phí cho các sáng kiến nhằm tăng cường an ninh năng lượng, phát triển thị trường và thúc đẩy khử carbon, (iv) quy định việc sử dụng cơ sở hạ tầng năng lượng quan

trọng và yêu cầu sự chấp thuận của EMA trước khi tái sử dụng các tài sản năng lượng. Điều này nhằm đảm bảo an ninh và độ tin cậy của hệ thống năng lượng, (v) trao quyền cho EMA thực hiện các biện pháp cắt điện trong trường hợp khẩn cấp để duy trì sự ổn định của hệ thống điện [18].

Nguyễn Huy Hoàng

Tài liệu tham khảo

[1] IEA, "World energy investment 2024", 2024. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2024/southeast-asia>.

[2] ASEAN Centre for Energy, "ASEAN energy in 2024: Key insights about ASEAN energy landscape and predictions in 2024", 2024. [Online]. Available: <https://accept.aseanenergy.org/asean-energy-in-2024>.

[3] Ban Chấp hành Trung ương, "Định hướng Chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045", Nghị quyết số 55/NQ-TW ngày 11/2/2020.

[4] Thủ tướng Chính phủ, "Chiến lược phát triển năng lượng quốc gia Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045", Quyết định số 215/QĐ-TTg ngày 1/3/2024.

[5] Malaysia's Ministry of Economy, "National energy transition roadmap", 2023.

[6] Indonesia's Ministry of Energy and Mineral Resources, "MEMR Regulation No. 2 on the implementation of carbon capture and storage, and carbon capture, utilization, and storage in upstream oil and gas business activities", 2023.

[7] Government of Indonesia, "Presidential Regulation 14/2024

on the implementation of carbon capture and storage", 2024.

[8] Antara News, "Indonesia, Singapore sign LOI on cross-border carbon capture storage".

[9] Prime Minister's Office Brunei Darussalam, "Launching of the directive on the mandatory reporting on greenhouse gas", 2023.

[10] Asian Power, "Cambodia's 18-year energy plan sets ambitious targets for renewables." Accessed: Feb. 19, 2024.

[11] Enerdata, "Cambodia approves five renewable projects totalling 520 MW".

[12] Royal Government of Cambodia, "National energy efficiency policy 2022 - 2040", 2022.

[13] The Star, "Lao government to utilize hydrogen ammonia as clean source of energy".

[14] World Bank, "Myanmar energy sector update: Energy poverty amid plenty", 2024.

[15] Philippines' Department of Energy, "National energy efficiency and conservation plan and roadmap 2023 - 2050", 23/5/2023.

[16] Toh Wee Khiang, "Singapore's climate ambitions", 5/10/2023.

[17] Energy Market Authority, "New emission standards for power generation units", 26/10/2023.

[18] Ministry of Trade and Industry and Energy Market Authority, "Introduction of energy transition measures and other amendments bill", 6/8/2024.

NHU CẦU NĂNG LƯỢNG TOÀN CẦU ĐẾN NĂM 2050 SẼ TĂNG 24%

Trong Báo cáo “Triển vọng dầu mỏ thế giới”, Tổ chức Các nước Xuất khẩu Dầu mỏ (OPEC) dự báo nhu cầu năng lượng sơ cấp có xu hướng tăng trong trung và dài hạn theo các loại nhiên liệu (ngoại trừ than) và khu vực và/hoặc quốc gia chính trong Kịch bản tham chiếu. Nhu cầu năng lượng sơ cấp dự kiến sẽ tăng từ 301 triệu thùng dầu quy đổi/ngày vào năm 2023 lên 374 triệu thùng dầu quy đổi/ngày vào năm 2050, tăng 24% trong giai đoạn dự báo. OPEC cho rằng nền tảng để xây dựng tương lai năng lượng bền vững không chỉ đến từ sự ổn định trên thị trường năng lượng, mà còn thông qua làm việc nhóm, minh bạch dữ liệu và hợp tác quốc tế.

1. Xu hướng chính trong nhu cầu năng lượng

Ngành năng lượng toàn cầu đang đối mặt với những thách thức lớn về đảm bảo an ninh năng lượng và duy trì khả năng chi trả. Do đó, các chính phủ và doanh nghiệp trên khắp thế giới buộc phải xem xét lại và điều chỉnh các lĩnh vực ưu tiên cũng như chiến lược phát triển trong ngắn hạn và dài hạn.

Các quốc gia có phản ứng khác nhau khi đối diện với tình trạng thiếu hụt năng lượng. Trong khi các nước phát triển có thể cung cấp các khoản trợ cấp, đảm bảo đủ nguồn cung năng lượng cho thị trường trong nước, thì ở các nước đang phát triển, nơi có hơn 80% dân số thế giới sinh sống, chính phủ chưa có điều chỉnh gì đáng kể. Nhiều quốc gia phải giảm nhập khẩu LNG do giá cao, dẫn đến tình trạng mất điện và thiếu hụt năng lượng.

OPEC cho rằng nhiều dự báo hiện nay đang đưa ra các mục tiêu quá tham vọng cho tương lai trung và dài hạn. Những mục tiêu này không chỉ gây khó khăn cho các nước phát triển, mà còn mang tới những thách thức lớn hơn đối với các quốc gia đang phát triển. Tuy nhiên, các dự báo này lại đang được sử dụng làm cơ sở

cho việc hoạch định chính sách năng lượng và ra quyết định đầu tư. Đáng lo ngại là các vấn đề quan trọng như tài chính, tính khả thi về mặt kỹ thuật và nguồn lực thường không được chú ý. Điều này có thể dẫn đến những hậu quả không mong muốn như không đảm bảo an ninh năng lượng và khả năng chi trả.

Công suất năng lượng tái tạo đã tăng cao kỷ lục trong năm 2023. Trung Quốc là quốc gia dẫn đầu thế giới về công suất năng lượng tái tạo, tiếp theo là Liên minh châu Âu và Mỹ, sau đó là Ấn Độ và Trung Đông, trong khi các khu vực khác chiếm tỷ lệ không đáng kể. Tỷ trọng năng lượng tái tạo trong cơ cấu năng lượng được dự báo sẽ tiếp tục tăng.

Nhu cầu năng lượng toàn cầu trong năm 2023 tăng khoảng 1,6% so với cùng kỳ năm trước. Nhu cầu về các loại nhiên liệu đều tăng, bao gồm cả dầu và khí đốt, thậm chí cả than đá. Tăng trưởng chủ yếu đến từ các khu vực đang phát triển, như Trung Quốc, Ấn Độ và Trung Đông. Nhu cầu năng lượng của OECD vẫn ổn định so với năm 2022.

Bảng 1 cho thấy triển vọng nhu cầu năng lượng toàn cầu trong trung và dài hạn theo Kịch bản tham chiếu.

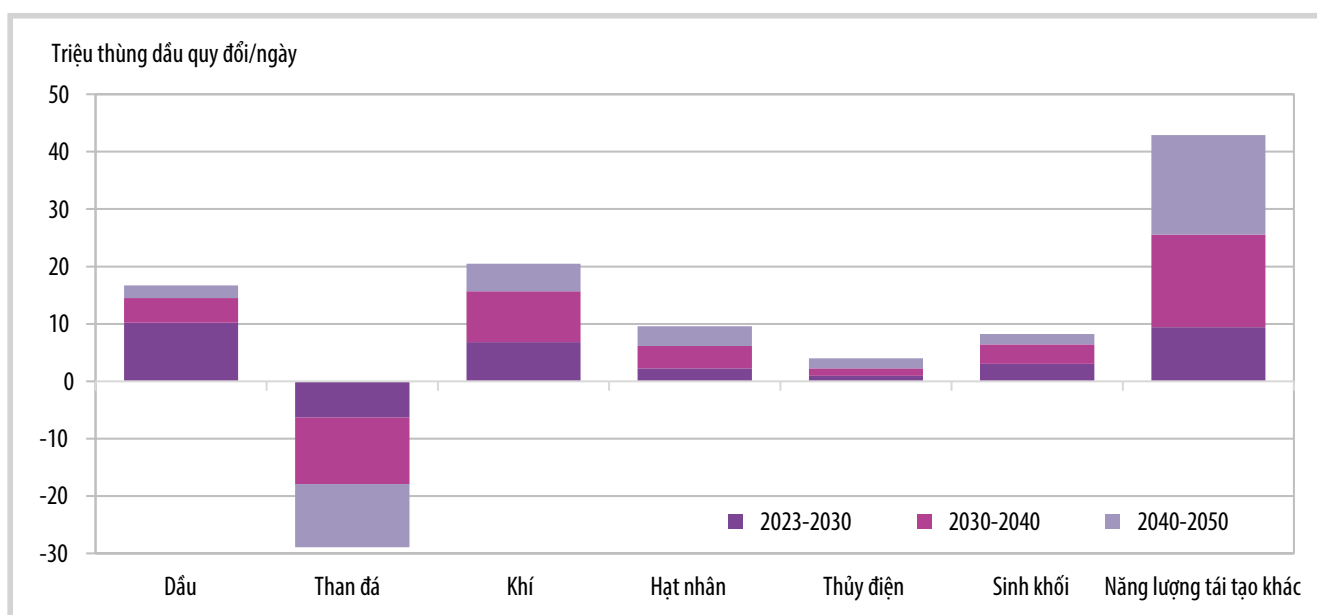
Tổng nhu cầu năng lượng sơ cấp dự kiến sẽ tăng khoảng 73 triệu thùng dầu quy đổi/ngày (24%) trong giai đoạn dự báo, từ 301,1 triệu thùng dầu quy đổi/ngày vào năm 2023 lên 374,1 triệu thùng dầu quy đổi/ngày vào năm 2050. Tốc độ tăng trưởng trung bình cho cả giai đoạn là 0,8%/năm, với tốc độ tăng trưởng chậm lại vào cuối giai đoạn dự báo. Điều này phù hợp với dự báo là tốc độ tăng trưởng dân số và kinh tế chậm lại, cũng như hiệu quả năng lượng ngày càng tăng trong sử dụng cuối cùng và chuyển đổi năng lượng.

Theo OPEC, trong nhu cầu năng lượng cuối cùng (sau khi chuyển đổi năng lượng) tăng trưởng nhu cầu năng lượng sơ cấp dự báo giảm nhưng không đáng kể. Nguyên nhân do tỷ trọng năng lượng tái tạo tăng, như năng lượng gió và mặt trời, vốn có ít hoặc không có tổn thất trong chuyển đổi và/hoặc truyền tải, và do thay thế một phần nhiên liệu hóa thạch, như than đá, nhiên liệu thường có tổn thất đáng kể trong quá trình chuyển đổi.

Nhu cầu các nhiên liệu sơ cấp đều tăng trong giai đoạn dự báo trong Kịch bản tham chiếu (Hình 1), ngoại trừ than đá. Trong đó, các

Bảng 1. Nhu cầu năng lượng sơ cấp thế giới đến năm 2050 [1]

Nhiên liệu	Nhu cầu năng lượng sơ cấp (triệu thùng dầu quy đổi/ngày)						Tăng trưởng 2023 - 2050		Tỷ trọng (%)	
	2023	2030	2035	2040	2045	2050	Triệu thùng dầu quy đổi/ngày	Tỷ lệ (%)	2023	2050
Dầu	92,9	103,1	106	107,4	108,5	109,6	16,7	0,6	30,9	29,3
Than đá	78	71,6	66,1	60,0	54,4	49,1	-28,9	-1,7	25,9	13,1
Khí	69,1	75,9	80,6	84,8	87,9	89,6	20,5	1	23	24
Hạt nhân	14,8	17	18,9	20,9	22,7	24,3	9,6	1,9	4,9	6,5
Thủy điện	7,6	8,6	9,2	9,9	10,7	11,6	4	1,6	2,5	3,1
Sinh khối	29,1	32,1	34,0	35,5	36,5	37,4	8,2	0,9	9,7	10
Năng lượng tái tạo khác	9,6	19	27,1	35,1	43,6	52,4	42,9	6,5	3,2	14
Tổng	301,1	327,3	342,0	353,7	364,4	374,1	72,9	0,8	100	100



Hình 1. Dự báo tăng trưởng nhu cầu năng lượng sơ cấp đến năm 2050 [1].

nguồn năng lượng tái tạo khác được dự báo có mức tăng trưởng lớn nhất, từ 9,6 triệu thùng dầu quy đổi/ngày năm 2023 lên 52,4 triệu thùng dầu quy đổi/ngày vào năm 2050. Mức tăng tuyệt đối đạt gần 43 triệu thùng dầu quy đổi/ngày trong giai đoạn dự báo, tương đương với tốc độ tăng trưởng trung bình là 6,5%/năm. Các nguồn năng lượng tái tạo khác phát triển mạnh mẽ trong giai đoạn dự báo được hỗ trợ bởi các chính sách thuận lợi, cũng như chi phí phát điện giảm. Do đó, tỷ trọng của năng lượng tái tạo khác trong cơ cấu năng lượng toàn cầu dự kiến sẽ tăng từ 3,2% năm 2023 lên 14% vào năm 2050.

Nhu cầu khí đốt dự kiến sẽ tăng từ khoảng 69 triệu thùng dầu quy đổi/ngày năm 2023 lên 89,6 triệu thùng dầu quy đổi/ngày vào năm 2050, tăng 20,5 triệu thùng dầu quy đổi/ngày. Tốc độ tăng trưởng trung bình ước đạt 1%/năm. Khí tự nhiên là nhiên liệu được nhiều quốc gia lựa chọn để giảm phát thải CO₂ và thay thế vai trò của than đá trong cơ cấu năng lượng. Dự báo đến năm 2030, khí tự nhiên sẽ vượt qua than đá và trở thành loại nhiên liệu lớn thứ 2 trong cơ cấu năng lượng. Đến năm 2050, tỷ trọng của khí tự nhiên trong cơ cấu năng lượng ước đạt 24%.

Nhu cầu dầu mỏ dự kiến sẽ tăng từ 92,9 triệu thùng dầu quy đổi/ngày

vào năm 2023 lên 109,6 triệu thùng dầu quy đổi/ngày vào năm 2050, tăng 16,7 triệu thùng dầu quy đổi/ngày. Tăng trưởng nhu cầu dầu chủ yếu tập trung tại các nước đang phát triển ở châu Á, châu Phi và Trung Đông; trong khi nhu cầu dầu giảm ở khu vực OECD. Mặc dù tỷ trọng của dầu mỏ dự kiến sẽ giảm từ gần 31% năm 2023 xuống 29,3% vào năm 2050, song dầu vẫn là nhiên liệu chiếm tỷ trọng cao nhất trong cơ cấu năng lượng toàn cầu xuyên suốt giai đoạn dự báo. Trong đó, nhu cầu nhiên liệu lỏng toàn cầu dự báo đạt 120,1 triệu thùng/ngày vào năm 2050, tăng gần 18 triệu thùng/ngày so với năm 2023.

Năng lượng hạt nhân dự kiến sẽ tăng từ 14,8 triệu thùng dầu quy đổi/ngày năm 2023 lên 24,3 triệu thùng dầu quy đổi/ngày vào năm 2050, tăng khoảng 9,5 triệu thùng dầu quy đổi/ngày. Năng lượng hạt nhân sẽ là nguồn cung cấp điện quan trọng ở nhiều khu vực, đặc biệt là với tỷ trọng ngày càng tăng của năng lượng tái tạo trong cơ cấu phát điện. Các công nghệ mới như lò phản ứng module nhỏ (SMRs) cũng có khả năng đóng góp vào sự tăng trưởng nhu cầu năng lượng hạt nhân trong dài hạn. Do đó, tỷ trọng của năng lượng hạt nhân trong cơ cấu năng lượng dự kiến sẽ tăng từ 4,9% năm 2023 lên 6,5% vào năm 2050.

Nhu cầu sinh khối dự kiến sẽ tăng từ 29,1 triệu thùng dầu quy đổi/ngày năm 2023 lên 37,4 triệu thùng dầu quy đổi/ngày vào năm 2050. Nhu cầu nhiên liệu sinh học (bao gồm cả nhiên liệu hàng không bền vững - SAFs), khí sinh học, nhựa sinh học, cũng như sinh khối để sản xuất điện ngày càng tăng. Đồng thời, việc sử dụng sinh khối truyền thống dự kiến sẽ giảm, chủ yếu ở các nước đang phát triển khu vực châu Phi và châu Á.

Nhu cầu thủy điện dự kiến sẽ tăng 4 triệu thùng dầu quy đổi/ngày trong giai đoạn dự báo, đạt 11,6 triệu thùng dầu quy đổi/ngày vào năm 2050. Mức tăng trưởng lớn nhất dự kiến sẽ đến từ các khu vực có nguồn tài nguyên sẵn có ở châu Á, châu Phi và Mỹ Latin, khi mở rộng quy mô và cải thiện hiệu suất bằng việc nâng cấp các nhà máy thủy điện hiện có.

Than đá là nhiên liệu sơ cấp duy nhất dự báo sẽ giảm nhu cầu, chủ yếu do các chính sách năng lượng ngày càng chặt chẽ khiến các nhà máy điện than phải đóng cửa và hạn chế xây dựng mới. Nhu cầu than đá dự kiến sẽ giảm từ 78 triệu thùng dầu quy đổi/ngày năm 2023 xuống 49 triệu thùng dầu quy đổi/ngày, giảm gần 29 triệu thùng dầu quy đổi/ngày. Do đó, tỷ trọng của than đá trong cơ cấu năng lượng dự kiến sẽ giảm từ gần 26% năm 2023 xuống còn gần 13% vào năm 2050.

Kịch bản tham chiếu của OPEC cho thấy những thay đổi lớn trong cơ cấu năng lượng trong suốt giai đoạn dự báo. Tuy nhiên, OPEC cũng chỉ ra rằng tất cả các loại nhiên liệu

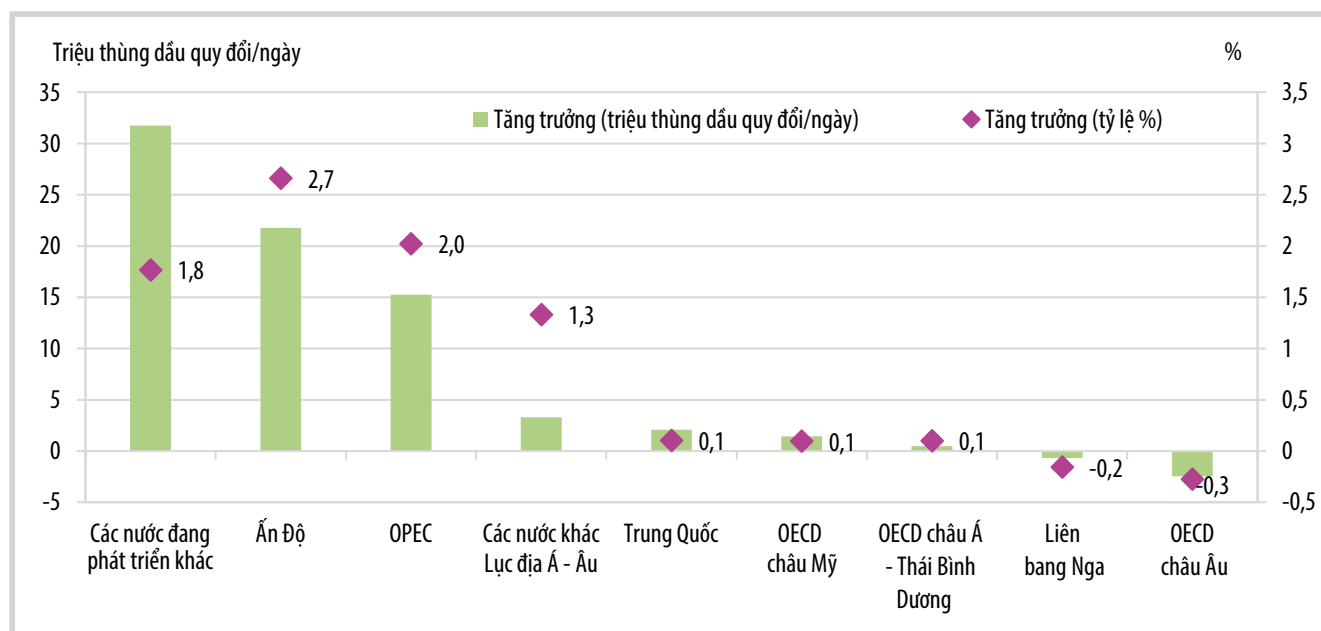
sẽ cần thiết để đáp ứng tăng trưởng nhu cầu năng lượng toàn cầu. Dầu mỏ và khí đốt tiếp tục đóng vai trò quan trọng và duy trì tỷ trọng trên 53% trong cơ cấu năng lượng trong giai đoạn đến năm 2050.

Bảng 2 và Hình 2 cho thấy triển vọng nhu cầu năng lượng theo khu vực chính. Trong đó, tăng trưởng nhu cầu năng lượng đến năm 2050 chủ yếu đến từ các khu vực ngoài OECD, trong khi nhu cầu năng lượng ở các nước OECD dự kiến sẽ ổn định hoặc giảm nhẹ.

Ở khu vực ngoài OECD, có một số quốc gia/khu vực đóng vai trò quan trọng đối với sự tăng trưởng nhu cầu năng lượng như: Ấn Độ, OPEC và các quốc gia đang phát triển khác. Nhu cầu năng lượng của Ấn Độ dự kiến sẽ tăng gấp đôi trong giai đoạn dự báo, đạt gần 43 triệu thùng dầu quy đổi/ngày vào năm 2050. Với tốc độ tăng trưởng trung bình ước đạt 2,7%/năm, Ấn Độ trở thành khu vực có tốc độ tăng trưởng nhu cầu năng lượng nhanh nhất. Tỷ trọng nhu cầu năng lượng của Ấn Độ trong nhu cầu năng lượng toàn

Bảng 2. Tổng nhu cầu năng lượng sơ cấp theo khu vực đến năm 2050 [1]

Khu vực	Nhu cầu năng lượng sơ cấp (triệu thùng dầu quy đổi/ngày)						Tăng trưởng 2023 - 2050		Tỷ trọng (%)	
	2023	2030	2035	2040	2045	2050	Triệu thùng dầu quy đổi/ngày	Tỷ lệ (%/năm)	2023	2050
OECD Châu Mỹ	54,9	56,1	56,5	56,2	56,1	56,4	1,4	0,1	18,2	15,1
OECD Châu Âu	34,5	34	33,5	32,9	32,3	32,0	-2,5	-0,3	11,4	8,6
OECD Châu Á - Thái Bình Dương	17,7	17,9	18,0	18,1	18,1	18,2	0,5	0,1	5,9	4,9
OECD	107,1	108,1	108,1	107,2	106,6	106,6	-0,6	0	35,6	28,5
Trung Quốc	74,8	78,9	79,4	78,3	77,5	76,9	2,1	0,1	24,8	20,6
Ấn Độ	21,1	26,6	30,6	34,6	38,8	42,9	21,8	2,7	7	11,5
OPEC	21,3	26,8	30	32,8	35,0	36,5	15,3	2,0	7,1	9,8
Các nước đang phát triển khác	52,6	62,1	68,7	75,3	80,4	84,4	31,8	1,8	17,5	22,6
Liên bang Nga	16,5	16,4	16,1	15,9	15,8	15,8	-0,7	-0,2	5,5	4,2
Các nước khác lục địa Á - Âu	7,7	8,4	9	9,6	10,3	11	3,3	1,3	2,6	2,9
Ngoài OECD	194	219,3	234	246,5	257,8	267,5	73,5	1,2	64,4	71,5
Toàn cầu	301,1	327,3	342	353,7	364,4	374,1	72,9	0,8	100	100



Hình 2. Tăng trưởng nhu cầu năng lượng sơ cấp theo khu vực đến năm 2050 [1].

cầu dự kiến sẽ tăng từ 7% năm 2023 lên 11,5% vào năm 2050.

Nhu cầu năng lượng ở các quốc gia đang phát triển khác (chủ yếu gồm các nước đang phát triển ở khu vực châu Á, châu Phi và Mỹ Latin) dự kiến sẽ tăng 31,8 triệu thùng dầu quy đổi/ngày trong giai đoạn dự báo và dự kiến đạt 84,4 triệu thùng dầu quy đổi/ngày vào năm 2050. Nhu cầu năng lượng của nhóm các nước OPEC dự kiến sẽ tăng từ 21,3 triệu thùng dầu quy đổi/ngày năm 2023 lên 36,5 triệu thùng dầu quy đổi/ngày năm 2050, do tăng trưởng dân số, kinh tế và tài nguyên năng lượng dồi dào.

Nhu cầu năng lượng ở Trung Quốc dự kiến sẽ chỉ tăng nhẹ, từ 74,8 triệu thùng dầu quy đổi/ngày vào năm 2023 lên 79,4 triệu thùng dầu quy đổi/ngày vào năm 2035, trước khi giảm dần xuống còn gần 77 triệu thùng dầu quy đổi/ngày vào năm 2050. Điều này chủ yếu do nhu cầu than đá của Trung Quốc giảm và tỷ trọng năng lượng tái tạo, hạt nhân và khí tự nhiên trong cơ cấu năng lượng tăng lên. Kết quả là, tỷ trọng nhu cầu năng lượng của Trung Quốc

trong nhu cầu năng lượng toàn cầu sẽ giảm từ 24,8% năm 2023 xuống 20,6% năm 2050.

Nhu cầu năng lượng sơ cấp ở khu vực OECD dự kiến sẽ tăng nhẹ trong giai đoạn đến năm 2030, sau đó giảm nhẹ từ giữa năm 2035 và 2050. Từ năm 2023 đến 2050, nhu cầu năng lượng OECD dự kiến sẽ giảm khoảng 0,6 triệu thùng dầu quy đổi/ngày. Điều này là do tăng trưởng dân số và kinh tế thấp, bão hòa thị trường và tăng hiệu quả năng lượng (bao gồm cả sự thâm nhập của năng lượng tái tạo). Trong đó, các nước OECD ở khu vực châu Mỹ và châu Á - Thái Bình Dương dự kiến sẽ có mức tăng trưởng khiêm tốn lần lượt là 1,4 triệu thùng dầu quy đổi/ngày và 0,5 triệu thùng dầu quy đổi/ngày. Trong khi đó, nhu cầu năng lượng sơ cấp của các nước OECD khu vực châu Âu dự kiến sẽ giảm 2,5 triệu thùng dầu quy đổi/ngày trong giai đoạn dự báo.

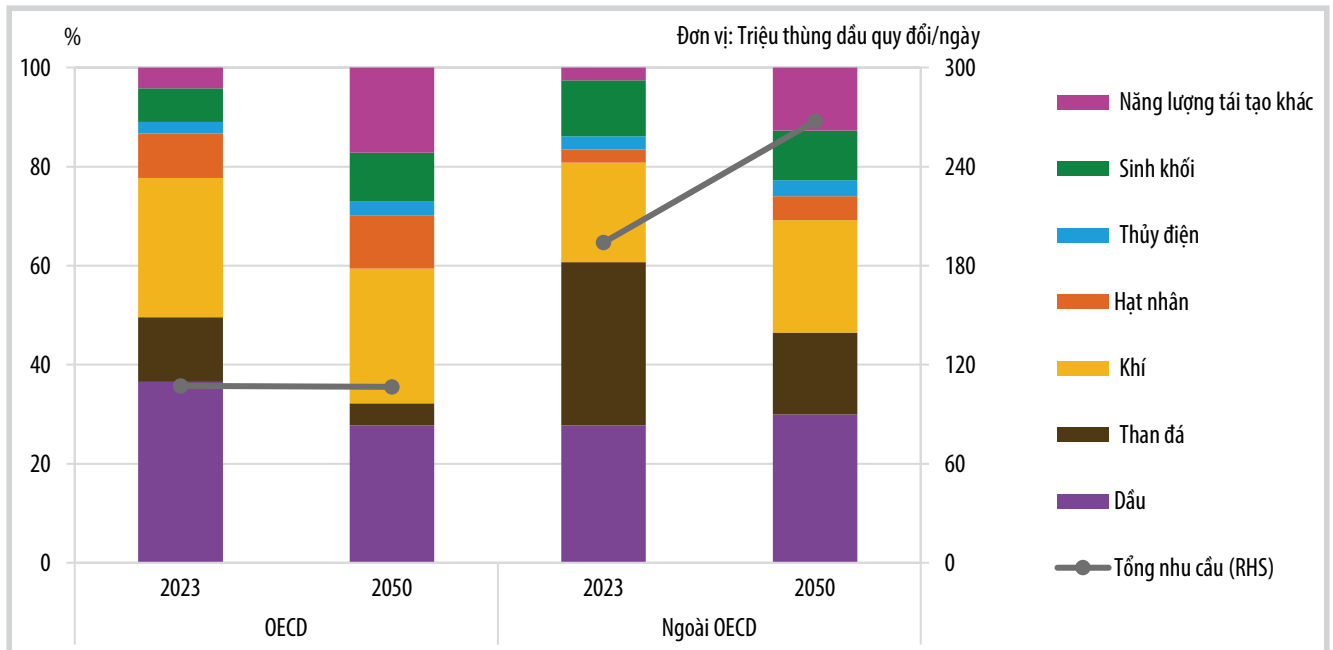
2. Nhu cầu năng lượng theo các khu vực chính

OPEC đã đưa ra dự báo xu hướng nhu cầu năng lượng sơ cấp tại các

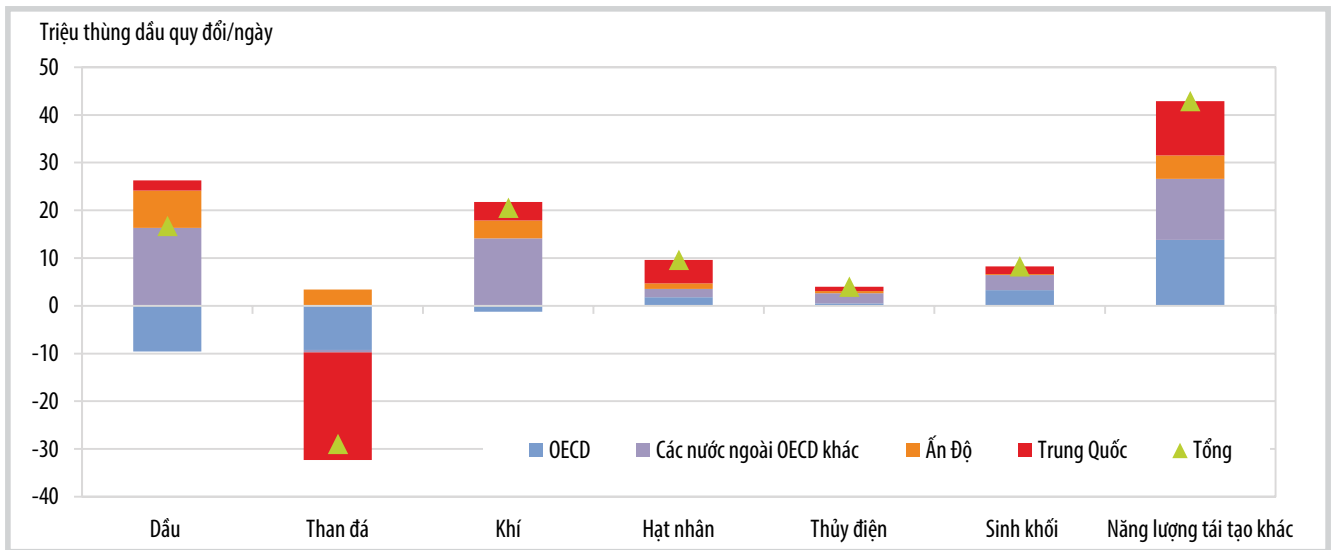
khu vực khác nhau trong trung và dài hạn, cũng như phân tích sự thay đổi của cơ cấu năng lượng liên quan đến phát triển kinh tế khu vực và các chính sách năng lượng quan trọng, tập trung vào các khu vực lớn như OECD và ngoài OECD, cũng như 2 quốc gia lớn là Trung Quốc và Ấn Độ. Dựa trên quy mô kinh tế, nhu cầu năng lượng của các khu vực và/hoặc quốc gia này có ảnh hưởng đáng kể đến nhu cầu năng lượng toàn cầu, so với nhu cầu năng lượng của các khu vực còn lại trên thế giới.

Hình 3 cho thấy sự thay đổi của cơ cấu năng lượng sơ cấp ở các quốc gia thuộc khối OECD và ngoài OECD giữa năm 2023 và 2050. Ở cả 2 khu vực, tỷ trọng nhiên liệu hóa thạch trong cơ cấu năng lượng dự kiến sẽ giảm trong giai đoạn dự báo.

Tỷ trọng nhiên liệu hóa thạch trong cơ cấu năng lượng của OECD dự kiến sẽ giảm từ gần 78% năm 2023 xuống 59,4% vào năm 2050. Nguyên nhân chủ yếu do sự sụt giảm tỷ trọng dầu trong cơ cấu năng lượng, từ 36,5% năm 2023 xuống 27,7% năm 2050. Than đá cũng giảm



Hình 3. Tổng nhu cầu năng lượng sơ cấp theo loại nhiên liệu và khu vực, năm 2023 và 2050 [1].



Hình 4. Tăng trưởng nhu cầu dầu hàng năm theo khu vực trong giai đoạn 2023 - 2029.

hơn 8,6% xuống còn 4,5% vào năm 2050. Tỷ trọng khí tự nhiên trong cơ cấu năng lượng của OECD dự kiến sẽ chỉ giảm nhẹ và ổn định ở mức dưới 27,2% vào năm 2050. Khoảng trống này sẽ được bù đắp bởi các nguồn năng lượng tái tạo khác (13%), sinh khối (3,1%), năng lượng hạt nhân (1,8%) và thủy điện (0,5%).

Ở các nước ngoài khối OECD, tỷ trọng dầu và khí đốt trong cơ cấu năng lượng đến năm 2050 tăng nhẹ lần lượt là 2,2% và 2,6%, trong khi tỷ

trọng than trong cơ cấu năng lượng giảm mạnh 16,4%. Kết quả là, tỷ trọng nhiên liệu hóa thạch dự kiến sẽ giảm 11,6% giữa năm 2023 và 2050. Sự gia tăng chủ yếu sẽ đến từ các nguồn năng lượng tái tạo khác (10,1%) và năng lượng hạt nhân (2,2%).

OPEC cũng cho biết tổng nhu cầu năng lượng là yếu tố chủ chốt quyết định cơ cấu năng lượng cuối cùng. Ở các nước OECD, nhu cầu năng lượng sơ cấp dự kiến sẽ giảm trong dài hạn, điều này góp phần đẩy

nhấn sự gia tăng tỷ trọng của năng lượng tái tạo. Ở các nước ngoài OECD, nhu cầu năng lượng tăng trong suốt giai đoạn dự báo, đó là nguyên nhân khiến tỷ trọng năng lượng tái tạo vào năm 2050 ở các nước ngoài OECD thấp hơn so với các nước OECD.

Nhu cầu dầu được dự báo sẽ giảm ở các nước OECD, do sự trì trệ chung của thị trường năng lượng và việc tích cực thay thế bằng năng lượng tái tạo. Đồng thời, nhu cầu dầu dự kiến sẽ tăng mạnh ở các nước ngoài OECD

Bảng 3. Nhu cầu năng lượng sơ cấp của OECD đến năm 2050 [1]

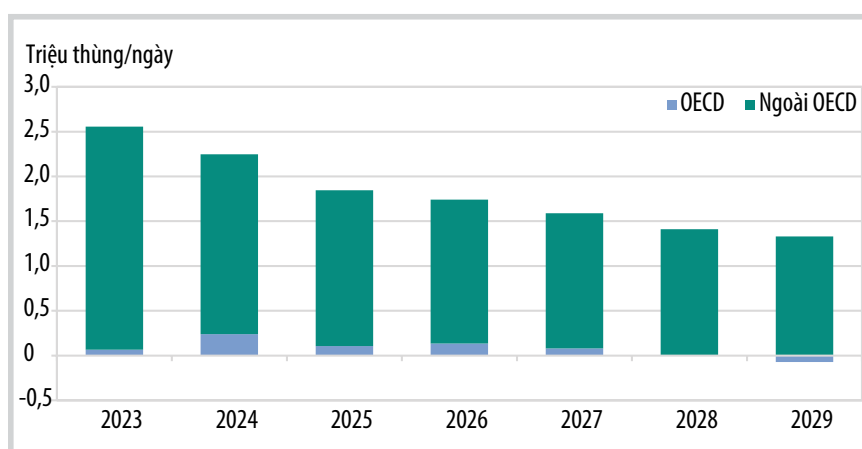
	Nhu cầu năng lượng sơ cấp của OECD đến năm 2050						Tăng trưởng 2023 - 2050		Tỷ trọng (%)	
	2023	2030	2035	2040	2045	2050	Triệu thùng dầu quy đổi/ngày	Tỷ lệ (%)	2023	2050
Dầu	39,1	38,9	36,9	34,1	31,7	29,6	-9,6	-1	36,5	27,8
Than đá	14	10,3	8,5	7	5,8	4,8	-9,2	-3,9	13,1	4,5
Khí	30,2	30	30	30	29,6	29	-1,2	-0,2	28,2	27,2
Hạt nhân	9,6	10,1	10,6	10,9	11,2	11,4	1,8	0,6	9	10,7
Thủy điện	2,5	2,6	2,7	2,8	2,9	3	0,5	0,7	2,3	2,8
Sinh khối	7,3	8,2	8,8	9,5	10	10,5	3,3	1,4	6,8	9,9
Năng lượng tái tạo khác	4,5	8	10,6	13	15,5	18,3	13,8	5,3	4,2	17,2
Tổng	107,1	108,1	108,1	107,2	106,6	106,6	-0,6	0	100	100

(Hình 4). Nhu cầu khí tự nhiên dự kiến sẽ tăng ở khu vực ngoài OECD, trong khi vẫn trì trệ ở các nước OECD. Ngoại trừ Ấn Độ, nhu cầu than giảm ở tất cả các khu vực, chủ yếu là tại Trung Quốc và các nước OECD.

2.1. OECD

Bảng 3 thể hiện nhu cầu năng lượng sơ cấp ở các nước OECD theo các loại nhiên liệu chính. Tổng nhu cầu năng lượng ở OECD dự kiến sẽ tăng nhẹ từ 107,1 triệu thùng dầu quy đổi/ngày năm 2023 lên 108,1 triệu thùng dầu quy đổi/ngày năm 2030, sau đó sẽ giảm dần xuống 106,6 triệu thùng dầu quy đổi/ngày vào năm 2050. Nhìn chung, nhu cầu năng lượng sơ cấp của OECD dự kiến sẽ chỉ giảm nhẹ 0,6 triệu thùng dầu quy đổi/ngày trong giai đoạn dự báo.

Xu hướng nhu cầu năng lượng của OECD chủ yếu bị ảnh hưởng bởi dân số tăng trưởng chậm và già hóa, cũng như tăng trưởng kinh tế khiêm tốn. Nhiều chính sách thúc đẩy hiệu quả sử dụng năng lượng và xu hướng thay thế nhiên liệu hóa thạch bằng năng lượng tái tạo sẽ quyết định bức tranh năng lượng của khu vực này trong tương lai. Về cơ cấu năng lượng, nhu cầu dầu, than và khí đốt của OECD dự kiến sẽ giảm trong giai đoạn dự báo, phần lớn sẽ được bù



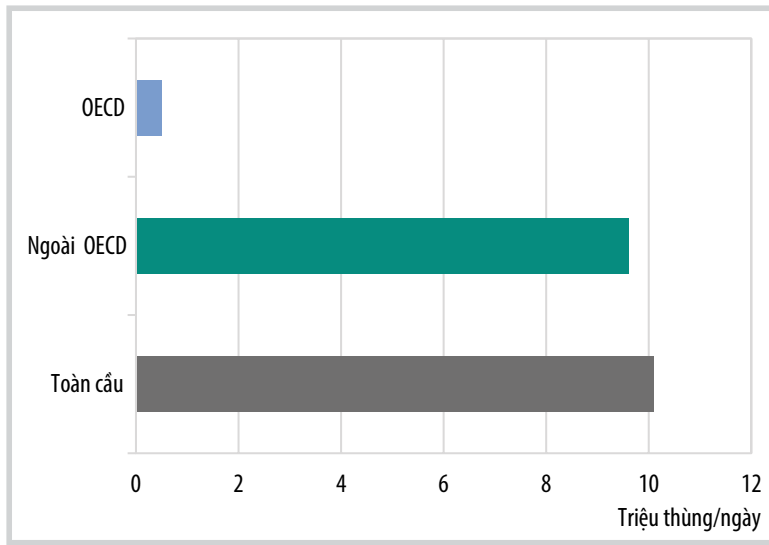
Hình 5. Tăng trưởng nhu cầu dầu hàng năm theo khu vực trong giai đoạn 2023 - 2029.

đắp bởi sự gia tăng của các nguồn năng lượng tái tạo khác, sinh khối, năng lượng hạt nhân và thủy điện.

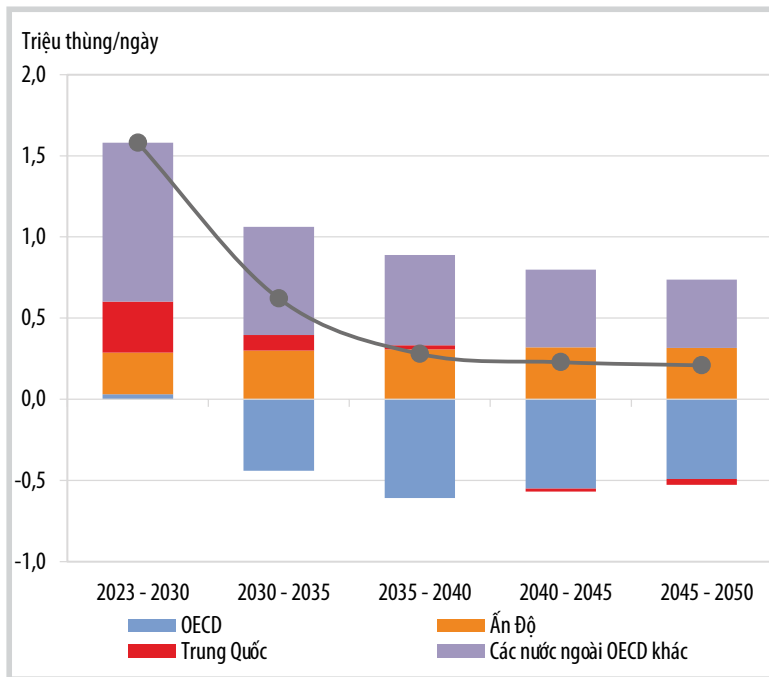
Tổng cộng, nhu cầu dầu của OECD dự kiến sẽ giảm khoảng 9,6 triệu thùng dầu quy đổi/ngày trong giai đoạn dự báo, đạt 29,6 triệu thùng dầu quy đổi/ngày vào năm 2050. Kết quả là, tỷ trọng dầu trong cơ cấu năng lượng của OECD giảm từ 36,5% năm 2023 xuống 27,8% năm 2050. Động lực chính là sự phát triển của xe điện, được hỗ trợ bởi các chính sách quyết liệt, cũng như việc tăng hiệu quả liên quan đến động cơ đốt trong truyền thống. OPEC dự báo nhu cầu dầu của các nước OECD ở khu vực châu Mỹ và châu Âu dự kiến sẽ giảm lần lượt 3,6 triệu thùng dầu quy đổi/ngày và 3,9 triệu thùng dầu quy đổi/ngày. Nhu cầu dầu ở các

nước OECD khu vực châu Á - Thái Bình Dương dự kiến sẽ giảm 2 triệu thùng dầu quy đổi/ngày giữa năm 2023 và 2050.

Nhu cầu than của OECD ước tính sẽ giảm từ 14 triệu thùng dầu quy đổi/ngày năm 2023 xuống 4,8 triệu thùng dầu quy đổi/ngày năm 2050, với tỷ trọng giảm từ 13,1% xuống 4,5%. Nhiều nước OECD đã giảm sử dụng than, đặc biệt trong lĩnh vực phát điện. Tỷ trọng than trong sản xuất điện giảm từ 33% năm 2010 xuống còn gần 17% năm 2023. Việc đóng cửa các nhà máy điện than cũ, cũng như việc thay thế nhiên liệu than bằng các nguồn năng lượng khác, bao gồm khí tự nhiên, năng lượng tái tạo và hạt nhân, dự báo sẽ góp phần khiến nhu cầu than ở OECD giảm mạnh.



Hình 6. Tổng tăng trưởng nhu cầu dầu theo khu vực trong giai đoạn 2023 - 2029.



Hình 7. Tăng trưởng nhu cầu dầu trung bình hàng năm theo khu vực trong giai đoạn 2023 - 2050.

Nhu cầu khí tự nhiên của OECD dự kiến sẽ ổn định trong giai đoạn từ nay đến năm 2040, trước khi giảm nhẹ trong thập kỷ cuối của giai đoạn dự báo. Nhu cầu khí tự nhiên sẽ giảm từ 30,2 triệu thùng dầu quy đổi/ngày năm 2023 xuống 29 triệu thùng dầu quy đổi/ngày năm 2050. Nguyên nhân do việc giảm nhu cầu khí đốt ở châu Âu khoảng 1,8 triệu thùng dầu quy đổi/ngày đồng thời nhu cầu khí ở OECD châu Mỹ tăng nhẹ, khoảng 0,5 triệu thùng dầu quy đổi/ngày giữa năm 2023 và 2050.

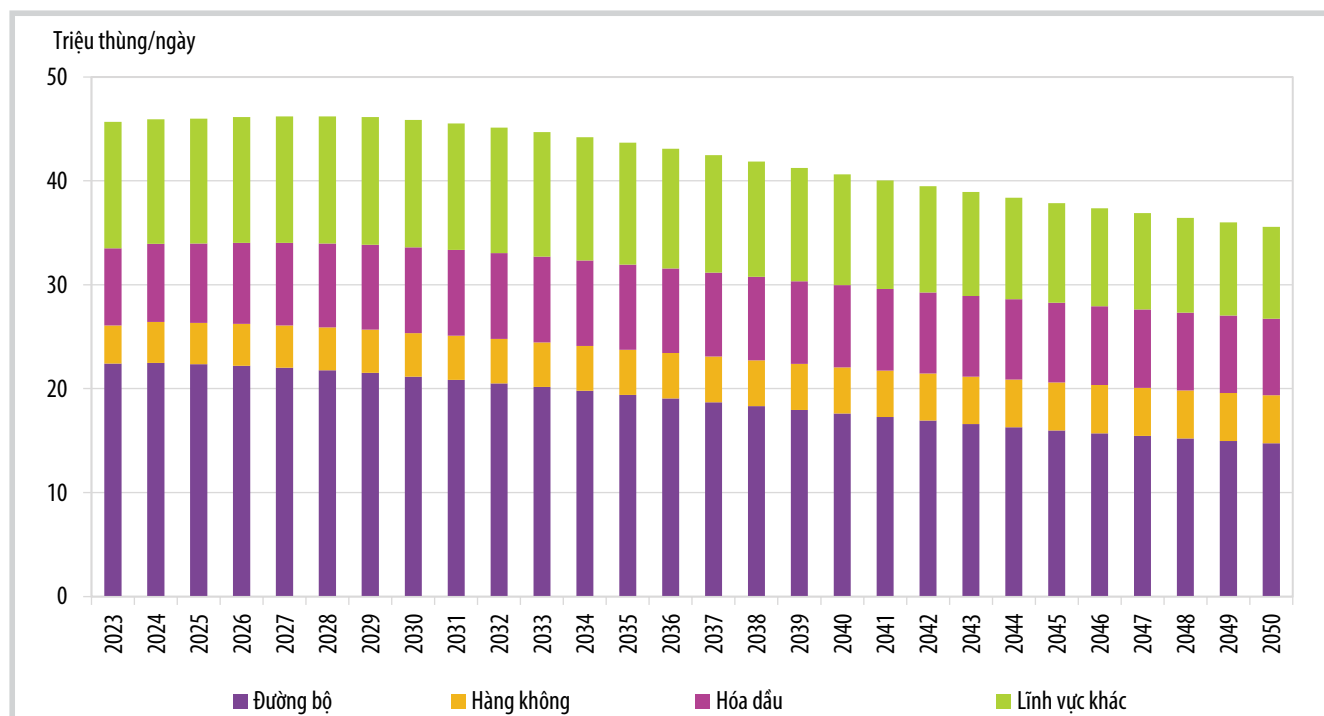
Nhìn chung, khí tự nhiên vẫn là nhiên liệu được nhiều nước OECD lựa chọn để tập trung giảm phát thải CO₂, cùng với việc thay thế than trong cơ cấu năng lượng và hỗ trợ mở rộng năng lượng tái tạo. Đúc đã công bố kế hoạch tăng công suất lắp đặt 25 GW điện khí mới vào năm 2030 và đóng cửa các nhà máy than hiện có.

Nhu cầu các nguồn năng lượng tái tạo khác ở OECD dự kiến sẽ tăng gần 14 triệu thùng dầu quy đổi/ngày giữa năm 2023 và 2050, với tỷ trọng trong cơ cấu năng lượng tăng từ 4,2% lên 17,2%. Do nguồn lực hạn chế, nhu cầu thủy điện dự kiến sẽ chỉ tăng 0,5 triệu thùng dầu quy đổi/ngày trong giai đoạn dự báo, đạt 3 triệu thùng dầu quy đổi/ngày vào năm 2050.

Nhu cầu sinh khối của OECD dự kiến sẽ tăng 3,3 triệu thùng dầu quy đổi/ngày, chủ yếu là do việc sử dụng sinh khối tiên tiến trong sản xuất nhiên liệu sinh học (bao gồm nhiên liệu hàng không bền vững - SAF), khí sinh học và nhựa sinh học. Các chính sách,

Bảng 4. Nhu cầu năng lượng sơ cấp của các nước ngoài OECD đến năm 2050 [1]

	Nhu cầu năng lượng sơ cấp (triệu thùng dầu quy đổi/ngày)						Tăng trưởng 2023 - 2050		Tỷ trọng (%)	
	2023	2030	2035	2040	2045	2050	Triệu thùng dầu quy đổi/ngày	Tỷ lệ (%/năm)	2023	2050
Dầu	53,8	64,2	69,1	73,3	76,9	80	26,3	1,5	27,7	29,9
Than đá	64	61,4	57,7	53	48,6	44,3	-19,7	-1,4	33	16,6
Khí	39	46	50,6	54,9	58,4	60,7	21,7	1,7	20,1	22,7
Hạt nhân	5,1	6,9	8,3	10	11,5	12,9	7,8	3,5	2,7	4,8
Thủy điện	5,2	6	6,6	7,1	7,9	8,6	3,5	1,9	2,7	3,2
Sinh khối	21,9	24	25,1	26,1	26,5	26,8	5	0,8	11,3	10
Năng lượng tái tạo khác	5	10,9	16,5	22,1	28,1	34,1	29	7,3	2,6	12,7
Tổng	194	219,3	234	246,5	257,8	267,5	73,5	1,2	100	100



Hình 8. Nhu cầu dầu của OECD theo lĩnh vực trong giai đoạn 2023 - 2050

bao gồm các quy định bắt buộc và trợ cấp năng lượng đã thúc đẩy tăng trưởng nhu cầu này.

Nhu cầu năng lượng hạt nhân của OECD dự kiến sẽ tăng gần 2 triệu thùng dầu quy đổi/ngày trong giai đoạn dự báo và đạt 11,4 triệu thùng dầu quy đổi/ngày vào năm 2050. Nhu cầu về nguồn cung điện phụ tải nền có lượng phát thải CO₂ thấp trong bối cảnh sản xuất điện từ năng lượng tái tạo không ổn định đã khiến năng lượng hạt nhân ngày càng được quan tâm. Nhiều quốc gia đã gia hạn thời gian hoạt động của các nhà máy điện hạt nhân (ví dụ như Bỉ), trong khi Nhật Bản đang trong quá trình khởi động lại một số nhà máy điện hạt nhân. Theo xu hướng này, nhà máy điện hạt nhân lớn nhất thế giới Kashiwazaki-Kariwa, với công suất lắp đặt hơn 8 GW, có thể được khởi động lại trong tương lai gần. Một số quốc gia đã bày tỏ quan tâm đến việc xây dựng các nhà máy điện hạt nhân mới, bao gồm Pháp, Mỹ, Anh, Nhật Bản và các nước khác.

2.2. Ngoài OECD

Bảng 4 thể hiện nhu cầu năng lượng sơ cấp dài hạn ở các nước ngoài OECD. Tổng nhu cầu năng lượng dự kiến sẽ tăng từ 194 triệu thùng dầu quy đổi/ngày năm 2023 lên 267,5 triệu thùng dầu quy đổi/ngày vào năm 2050. Điều này thể hiện mức tăng 73,5 triệu thùng dầu quy đổi/ngày, tương đương khoảng 38%, trong giai đoạn dự báo. Trong đó, Ấn Độ chiếm gần 30%, tương đương 22 triệu thùng dầu quy đổi/ngày.

Nhu cầu về các nguồn năng lượng tái tạo khác dự kiến sẽ tăng mạnh ở các nước ngoài OECD, tăng 29 triệu thùng dầu quy đổi/ngày, từ mức 5 triệu thùng dầu quy đổi/ngày năm 2023 lên hơn 34 triệu thùng dầu quy đổi/ngày vào năm 2050. Dự báo tốc độ tăng trưởng trung bình đạt 7,3%/năm. Trong đó, Trung Quốc chiếm gần 40% và đang tiếp tục mở rộng công suất phát điện từ năng lượng mặt trời và gió, tiếp theo là Ấn

Độ và OPEC. Ngay cả khi tổng nhu cầu năng lượng tăng, tỷ trọng của các nguồn năng lượng tái tạo khác vẫn sẽ tăng từ 2,6% năm 2023 lên 12,7% vào năm 2050.

Dầu mỏ dự kiến sẽ có mức tăng nhu cầu lớn thứ 2 ở các nước ngoài OECD, từ mức 53,8 triệu thùng dầu quy đổi/ngày năm 2023 lên 80 triệu thùng dầu quy đổi/ngày vào năm 2050. Mức tăng hơn 26 triệu thùng dầu quy đổi/ngày chủ yếu được thúc đẩy bởi sự tăng trưởng dân số nhanh chóng, và việc tiếp cận năng lượng ngày càng dễ dàng.

Ngành vận tải, cũng như công nghiệp (cụ thể là hóa dầu), dự kiến sẽ chiếm phần lớn trong mức tăng này. Kết quả là, tỷ trọng dầu mỏ trong cơ cấu năng lượng của các nước ngoài OECD dự kiến sẽ tăng lên gần 30% vào năm 2050, từ mức 27,7% của năm 2023. Dầu mỏ sẽ trở thành nhiên liệu có tỷ trọng cao nhất trong cơ cấu năng lượng của các nước ngoài OECD, vượt qua than đá vào năm 2030.

Bảng 5. Nhu cầu dầu trung hạn trong kịch bản cơ sở [1]

Khu vực	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	Tăng trưởng 2023 - 2029
OECD Châu Mỹ	25	25,2	25,3	25,4	25,5	25,6	25,7	0,7
OECD Châu Âu	13,4	13,5	13,5	13,5	13,4	13,3	13,2	-0,2
OECD Châu Á - Thái Bình Dương	7,2	7,2	7,3	7,3	7,3	7,3	7,2	0
OECD	45,7	45,9	46	46,1	46,2	46,2	46,1	0,5
Trung Quốc	16,4	17,1	17,5	17,8	18	18,2	18,4	2
Ấn Độ	5,3	5,6	5,8	6	6,3	6,6	6,9	1,5
Các nước khác khu vực châu Á	9,3	9,6	9,9	10,2	10,5	10,8	11	1,7
Mỹ Latin	6,7	6,9	7,1	7,3	7,5	7,7	7,8	1,2
Trung Đông	8,6	8,9	9,3	9,7	10	10,3	10,6	1,9
Châu Phi	4,5	4,6	4,7	4,8	4,9	5,1	5,2	0,8
Liên bang Nga	3,8	3,9	4	4	4,1	4,1	4,1	0,3
Các nước khác khu vực Á - Âu	1,2	1,2	1,3	1,3	1,3	1,3	1,4	0,2
Các nước châu Âu khác	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0
Ngoài OECD	56,6	58,6	60,3	61,9	63,4	64,8	66,2	9,6
Tổng	102,2	104,5	106,3	108	109,6	111	112,3	10,1

Nhu cầu khí tự nhiên ở các nước ngoài OECD dự kiến sẽ tăng tăng khoảng 21,7 triệu thùng dầu quy đổi/ngày trong giai đoạn dự báo, từ 39 triệu thùng dầu quy đổi/ngày năm 2023 lên 60,7 triệu thùng dầu quy đổi/ngày vào năm 2050. Nhiều quốc gia ngày càng tăng sử dụng khí tự nhiên trong chiến lược giảm phát thải CO₂, chủ yếu thông qua việc thay thế các nhà máy điện than cũ và kém hiệu quả bằng các nhà máy điện turbine khí chu trình hỗn hợp (CCGTs).

Nhu cầu sinh khối ở các nước ngoài OECD dự kiến sẽ tăng từ gần 22 triệu thùng dầu quy đổi/ngày năm 2023 lên gần 27 triệu thùng dầu quy đổi/ngày, chủ yếu do việc sử dụng rộng rãi và nhu cầu ngày càng tăng của sinh khối tiên tiến. Nhu cầu thủy điện dự kiến sẽ tăng từ 5,2 triệu thùng dầu quy đổi/ngày năm 2023 lên 8,6 triệu thùng dầu quy đổi/ngày vào năm 2050, được thúc đẩy bởi việc bổ sung công suất mới, chủ yếu ở khu vực châu Á và châu Phi.

Nhu cầu than ở các nước ngoài OECD dự kiến sẽ giảm gần 20 triệu thùng dầu quy đổi/ngày trong giai đoạn dự báo, do những nỗ lực trong việc giảm phát thải CO₂ như thay thế phát điện từ than bằng các nhiên liệu khác. Việc giảm sử dụng than gần như hoàn toàn đến từ Trung Quốc, nơi nhu cầu than dự kiến sẽ giảm 22,5 triệu thùng dầu quy đổi/ngày, điều này được bù đắp một phần bởi sự gia tăng ở những nơi khác, bao gồm Ấn Độ.

OPEC cung cấp nhu cầu năng lượng chi tiết về Trung Quốc và Ấn Độ, 2 quốc gia có tác động đáng kể đến bức tranh năng lượng toàn cầu.

Ở Trung Quốc, nhu cầu năng lượng sơ cấp dự kiến sẽ tăng trong nửa đầu của giai đoạn dự báo, từ 74,8 triệu thùng dầu quy đổi/ngày năm 2023 lên 79,4 triệu thùng dầu quy đổi/ngày vào năm 2035. Tuy nhiên, tổng nhu cầu năng lượng dự kiến sẽ đạt đỉnh, sau đó giảm dần xuống 76,9 triệu thùng dầu quy đổi/ngày vào năm 2050.

Đây cũng là thay đổi đáng kể nhất trong cơ cấu năng lượng của Trung Quốc trong dài hạn. Nhu cầu than của Trung Quốc dự kiến sẽ giảm 22,5 triệu thùng dầu quy đổi/ngày, từ 42,5 triệu thùng dầu quy đổi/ngày năm 2023 xuống còn gần 20 triệu thùng dầu quy đổi/ngày vào năm 2050, phù hợp với nỗ lực đạt đỉnh phát thải CO₂ vào năm 2030 và khả năng trung hòa carbon vào năm 2060. Tỷ trọng than trong cơ cấu năng lượng sơ cấp của Trung Quốc dự kiến sẽ giảm từ 57% năm 2023 xuống dưới 26% vào năm 2050.

Tổng công suất điện than mới được Trung Quốc phê duyệt trong năm 2023 đạt 114 GW, đảm bảo nguồn cung điện ổn định sau khi đất nước này phải đối mặt với tình trạng thiếu điện cách đây vài năm. Một số nhà máy điện than mới sẽ dần thay thế các nhà máy điện than cũ và kém hiệu quả, từ đó góp phần làm giảm nhu cầu than sơ cấp của Trung Quốc.

Nhu cầu dầu của Trung Quốc dự kiến sẽ tăng từ 15,4 triệu thùng

Bảng 6. Nhu cầu dầu dài hạn trong kịch bản cơ sở [1]

Khu vực	2023	2030	2035	2040	2045	2050	Tăng trưởng 2023 - 2050
OECD châu Mỹ	25	25,6	24,9	23,5	22,2	21,1	-3,8
OECD châu Âu	13,4	13,1	12,1	11	10	9,2	-4,2
OECD châu Á - Thái Bình Dương	7,2	7,2	6,7	6,1	5,7	5,2	-2
OECD	45,7	45,9	43,7	40,6	37,9	35,6	-10,1
Trung Quốc	16,4	18,6	19	19,2	19,1	18,9	2,5
Ấn Độ	5,3	7,1	8,6	10,2	11,8	13,3	8
Các nước khác khu vực châu Á	9,3	11,2	12,3	13,1	13,8	14,5	5,2
Mỹ Latin	6,7	8	8,8	9,2	9,5	9,7	3
Trung Đông	8,6	10,7	11,5	12,1	12,6	13	4,4
Châu Phi	4,5	5,4	6,2	7	7,9	8,9	4,4
Liên bang Nga	3,8	4,1	4,1	4,1	4,1	4	0,2
Các nước khác khu vực Á - Âu	1,2	1,4	1,5	1,5	1,6	1,6	0,4
Các nước khác khu vực châu Âu	0,8	0,8	0,8	0,8	0,8	0,7	-0,1
Ngoài OECD	56,6	67,4	72,7	77,2	81,1	84,6	28,0
Toàn cầu	102,2	113,3	116,4	117,8	118,9	120,1	17,9

Bảng 7. Triển vọng nguồn cung sản phẩm lỏng toàn cầu dài hạn [1]

Khu vực	2023	2030	2035	2040	2045	2050	Tăng trưởng 2023 - 2050
Mỹ	20,9	23	22,1	21,1	20,2	19,4	-1,5
Dầu chột xít	13,7	16,7	16,5	16,1	15,5	14,8	1,1
Canada	5,7	6,4	6,4	6,7	7	7,5	1,8
Dầu cát	3,2	3,6	3,8	4,1	4,5	5	1,7
OECD châu Mỹ	26,6	29,4	28,5	27,8	27,2	26,9	0,3
OECD châu Âu	3,7	3,9	3,9	3,9	4	4,1	0,4
OECD châu Á - Thái Bình Dương	0,4	0,5	0,5	0,5	0,5	0,5	0,1
Mỹ Latin	7	9,2	10,1	10,6	10,7	10,5	3,6
Trung Đông	2	2,7	2,7	2,7	2,7	2,7	0,7
Châu Phi	2,2	3	2,9	2,8	2,6	2,5	0,2
Trung Quốc	4,5	4,6	4,5	4,4	4,4	4,3	-0,2
Ấn Độ	0,8	0,9	0,9	0,9	0,8	0,8	0
Các nước khác khu vực châu Á	1,6	1,6	1,5	1,4	1,4	1,3	-0,3
Các nước khác khu vực Á - Âu	0,5	0,4	0,4	0,4	0,3	0,3	-0,2
Tăng trưởng chế biến tại các nhà máy lọc dầu toàn cầu	2,5	2,8	3	3,2	3,3	3,4	0,9
Sản phẩm lỏng ngoài DoC	51,7	59	58,9	58,5	57,8	57,3	5,5
Tổng sản phẩm lỏng từ DoC	50,3	54,5	57,6	59,4	61,1	62,9	12,7
Toàn cầu	102	113,5	116,5	117,8	119	120,2	18,2

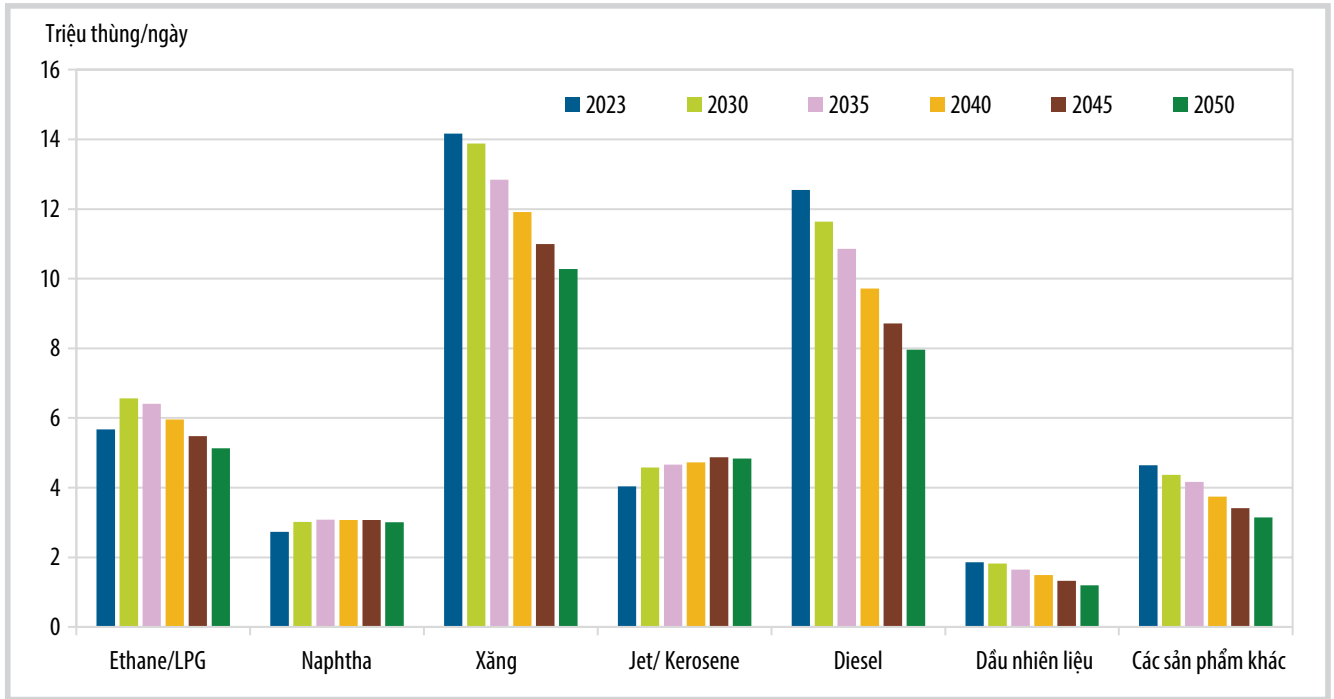
dầu quy đổi/ngày trong năm 2023 lên 17,9 triệu thùng dầu quy đổi/ngày vào năm 2040, sau đó giảm nhẹ xuống 17,7 triệu thùng dầu quy đổi/ngày vào năm 2045 và tiếp tục giảm xuống 17,5 triệu thùng dầu quy đổi/ngày vào năm 2050. Tỷ lệ xe điện của Trung Quốc ngày càng tăng dự kiến

sẽ gây áp lực lên nhu cầu dầu trong dài hạn, trong khi các lĩnh vực hàng không, hàng hải và hóa dầu sẽ thúc đẩy tăng trưởng nhu cầu dầu của nước này trong tương lai.

Tiêu thụ khí đốt tự nhiên ở Trung Quốc dự kiến sẽ tăng từ 6,3 triệu thùng dầu quy đổi/ngày trong năm

2023 lên 10,2 triệu thùng dầu quy đổi/ngày vào năm 2050. Việc sử dụng khí đốt nhiều hơn trong các lĩnh vực phát điện và sưởi ấm sẽ giúp Trung Quốc đạt được các mục tiêu giảm phát thải CO₂ trong trung và dài hạn.

Trung Quốc cũng đang mở rộng công suất nhà máy điện hạt nhân, với



Hình 9. Nhu cầu dầu của OECD theo sản phẩm trong giai đoạn 2023 - 2050 [2]

25 lò phản ứng đang được xây dựng, giúp tăng công suất lắp đặt lên gần 50% trong trung hạn. Việc mở rộng công suất nhà máy điện hạt nhân có thể tiếp tục trong dài hạn, với tổng năng lượng hạt nhân gần như tăng gấp ba lên 7,4 triệu thùng dầu quy đổi/ngày vào năm 2050, tăng từ mức 2,5 triệu thùng dầu quy đổi/ngày trong năm 2023. Nhu cầu thủy điện và sinh khối dự kiến sẽ tăng vừa phải, tăng lần lượt 0,9 triệu thùng dầu quy đổi/ngày và 1,6 triệu thùng dầu quy đổi/ngày.

Ấn Độ là động lực chính thúc đẩy nhu cầu năng lượng toàn cầu trong giai đoạn dự báo, với nhu cầu năng lượng chiếm khoảng 30% nhu cầu năng lượng toàn cầu. Nhu cầu về tất cả các loại nhiên liệu dự kiến sẽ tăng giữa năm 2023 và 2050, bao gồm cả than. Nhu cầu tăng lớn nhất dự kiến sẽ là dầu, dự kiến tăng từ 5,3 triệu thùng dầu quy đổi/ngày trong năm 2023 lên 13,2 triệu thùng dầu quy đổi/ngày vào năm 2050, được thúc đẩy chủ yếu bởi các lĩnh vực vận tải, hóa dầu. Do đó, tỷ trọng dầu trong cơ

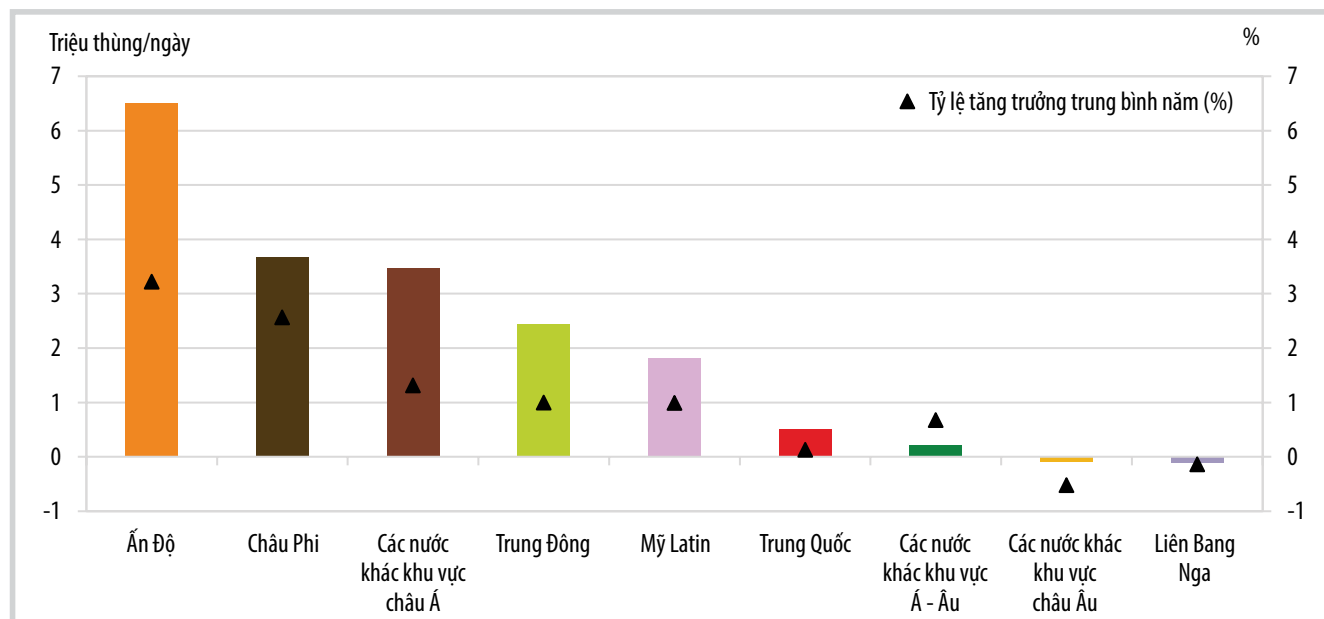
cấu năng lượng của Ấn Độ dự kiến sẽ tăng từ 25,2% năm 2023 lên 30,7% vào năm 2050.

Nhu cầu khí của Ấn Độ có khả năng tăng 3,8 triệu thùng dầu quy đổi/ngày trong giai đoạn dự báo, đạt gần 5 triệu thùng dầu quy đổi/ngày vào năm 2050. Nhu cầu khí đốt tăng là kết quả của nhu cầu cao hơn trong lĩnh vực phát điện, cũng như các lĩnh vực dân cư và vận tải. Chính phủ hỗ trợ việc tiếp tục khí hóa đất nước, giúp giảm việc sử dụng sinh khối truyền thống.

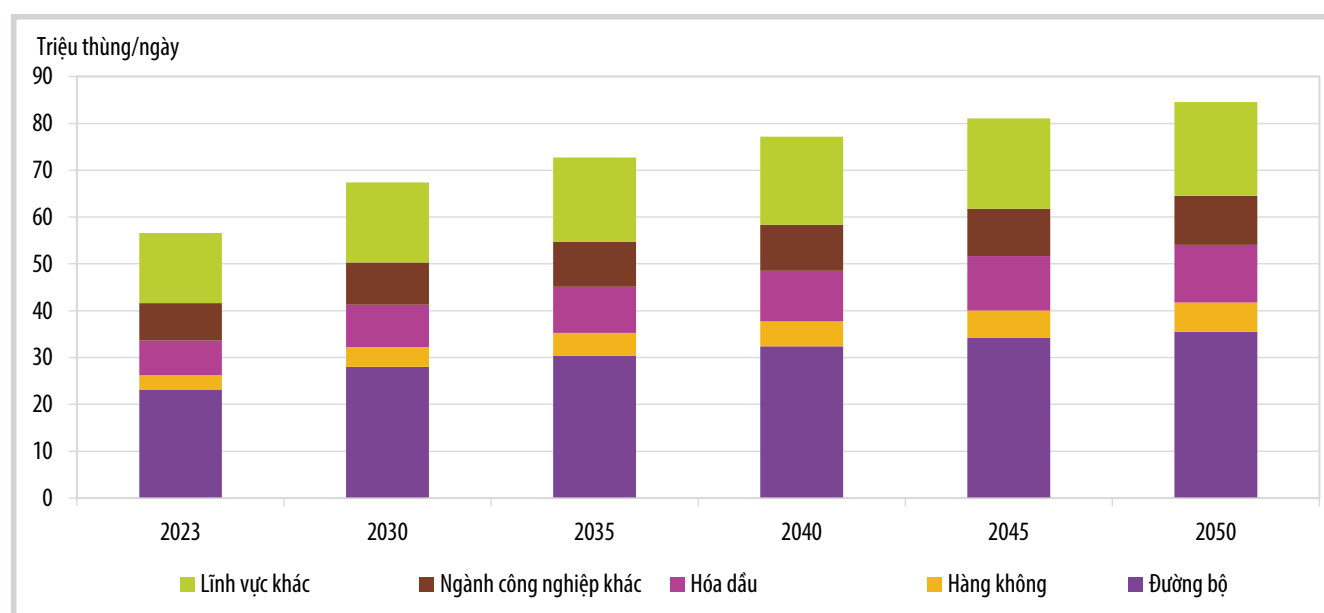
Nhu cầu than của Ấn Độ dự kiến sẽ tăng từ 9,4 triệu thùng dầu quy đổi/ngày năm 2023 đạt đỉnh ở mức 13,1 triệu thùng dầu quy đổi/ngày vào năm 2045, sau đó giảm nhẹ xuống 12,8 triệu thùng dầu quy đổi/ngày vào năm 2050. Mức độ tăng giảm nhu cầu than giai đoạn 2023 - 2050 thể hiện nỗ lực giảm dấu chân carbon và phản ánh tỷ trọng ngày càng tăng của năng lượng tái tạo, hạt nhân và khí đốt trong cơ cấu phát điện.

Các nguồn năng lượng tái tạo khác của Ấn Độ dự kiến sẽ tăng gần 5 triệu thùng dầu quy đổi/ngày trong giai đoạn dự báo để đạt 5,3 triệu thùng dầu quy đổi/ngày vào năm 2050. Do xuất phát từ mức cơ sở thấp, tốc độ tăng trưởng trung bình hàng năm cho các nguồn năng lượng tái tạo khác là gần 10%/năm. Mục tiêu chính thức hiện tại là 500 GW vào năm 2030, đây là một mục tiêu đầy tham vọng khi công suất năng lượng tái tạo đã lắp đặt trong năm 2023 của Ấn Độ ước đạt 175 GW.

Năng lượng hạt nhân dự kiến sẽ tăng mạnh, từ chỉ 0,3 triệu thùng dầu quy đổi/ngày trong năm 2023 lên 1,5 triệu thùng dầu quy đổi/ngày vào năm 2050. Hiện tại, Ấn Độ có 7 lò phản ứng hạt nhân đang được xây dựng, điều này sẽ giúp Ấn Độ tăng gần gấp đôi công suất lắp đặt hiện tại. Nhu cầu thủy điện của Ấn Độ dự kiến sẽ tăng từ 0,3 triệu thùng dầu quy đổi/ngày năm 2023 lên 0,8 triệu thùng dầu quy đổi/ngày, phù hợp với các nguồn có sẵn trong nước. Nhu cầu sinh khối của Ấn Độ dự kiến sẽ



Hình 10. Tăng trưởng nhu cầu dầu khu vực ngoài OECD trong giai đoạn 2029 - 2050 [2].



Hình 11. Nhu cầu dầu khu vực ngoài OECD theo lĩnh vực giai đoạn 2023 - 2050 [2].

chỉ tăng nhẹ, từ 4,2 triệu thùng dầu quy đổi/ngày năm 2023 lên 4,4 triệu thùng dầu quy đổi/ngày.

3. Cung - cầu dầu toàn cầu đến năm 2050

Nhu cầu dầu toàn cầu trên đà phục hồi, sau khi tăng 2,6 triệu thùng/ngày trong năm 2023, bất chấp giá năng lượng cao, áp lực lạm phát lớn, căng thẳng địa chính trị và sự suy giảm tăng trưởng kinh tế toàn cầu.

Tăng trưởng nhu cầu dầu chủ yếu tập trung ở khu vực châu Á và Trung Đông, chiếm 2,1 triệu thùng/ngày. Trong khi đó, nhu cầu dầu của OECD chỉ tăng 0,1 triệu thùng/ngày và các nước ngoài OECD còn lại chỉ tăng 0,4 triệu thùng/ngày. Đây là dấu hiệu rõ ràng cho thấy tăng trưởng nhu cầu dầu đang chuyển dịch mạnh hơn nữa sang các nước ngoài OECD.

Nhu cầu dầu toàn cầu sẽ tăng trưởng chậm lại trong trung hạn, nhưng nhìn chung vẫn ở mức cao

vào cuối giai đoạn dự báo (Bảng 5 và Hình 5, 6). Trong đó, nhu cầu dầu của các nước ngoài OECD tăng trưởng mạnh, dự báo trung bình hàng năm đạt 1,6 triệu thùng/ngày. Mức tăng nhu cầu dầu hàng năm ở khu vực này sẽ giảm dần trong trung hạn, nhưng vẫn duy trì ở mức 1,3 triệu thùng/ngày vào năm 2029.

OPEC dự báo nhu cầu dầu toàn cầu sẽ đạt 112,3 triệu thùng/ngày vào năm 2029, tăng hơn 10 triệu thùng/ngày so với năm 2023 (Hình 6). Nhu

cầu dầu của các nước ngoài OECD dự báo sẽ tăng 9,6 triệu thùng/ngày trong giai đoạn 2023 - 2029, đạt mức 66,2 triệu thùng/ngày, trong khi nhu cầu dầu của OECD dao động quanh mức 46 triệu thùng/ngày trong cùng thời kỳ.

Về triển vọng trong dài hạn, OPEC dự báo nhu cầu dầu toàn cầu dự kiến sẽ đạt 120,1 triệu thùng/ngày vào năm 2050, cao hơn gần 18 triệu thùng/ngày so với năm 2023 (Bảng 6). Tuy nhiên, trong dài hạn, nhu cầu dầu của OECD giảm liên tục xuống dưới 41 triệu thùng/ngày vào năm 2040, và thậm chí xuống dưới 36 triệu thùng/ngày vào cuối giai đoạn dự báo, chủ yếu do tăng trưởng kinh tế dài hạn tương đối thấp, chính sách giảm phát thải và sử dụng năng lượng hiệu quả hơn.

Trái ngược với OECD, nhu cầu dầu ở các nước ngoài OECD dự kiến sẽ tăng trong suốt thời kỳ dự báo. Cụ thể, nhu cầu dầu dự báo tăng 9,6 triệu thùng/ngày trong trung hạn, và gần như tăng gấp đôi trong dài hạn, với tổng mức tăng nhu cầu giữa năm 2023 và 2050 lên tới 28 triệu thùng/ngày. Nguyên nhân chủ yếu do tăng trưởng kinh tế mạnh mẽ, tăng dân số và đô thị hóa, chuyển đổi từ sử dụng sinh khối truyền thống sang khí hóa lỏng (LPG) và tăng nhu cầu các sản phẩm hóa dầu. Tuy nhiên, tăng trưởng nhu cầu dầu ở các nước ngoài OECD không đồng đều giữa các khu vực và nền kinh tế (Hình 7). Trong giai đoạn đến năm 2030, mức tăng nhu cầu trung bình hàng năm lớn nhất là Trung Quốc, tiếp theo là Ấn Độ, tăng khoảng 0,3 triệu thùng/ngày mỗi năm. Tuy nhiên, tăng trưởng nhu cầu ở Trung Quốc dự kiến sẽ mạnh nhất vào đầu giai đoạn dự báo và sau đó

chậm lại xuống dưới 0,2 triệu thùng/ngày vào năm 2030 và dưới 0,1 triệu thùng/ngày vào năm 2035. Ngược lại, tăng trưởng nhu cầu dầu ở Ấn Độ dự kiến sẽ tăng từ 0,2 triệu thùng/ngày lên 0,3 triệu thùng/ngày mỗi năm vào năm 2030 và duy trì đà tăng này trong thời gian còn lại của thời kỳ dự báo.

Trong trung hạn, nguồn cung sản phẩm lỏng từ các quốc gia không tham gia Tuyên bố hợp tác với OPEC (Declaration of Cooperation - DoC) dự kiến sẽ tăng 7,1 triệu thùng/ngày, từ 51,7 triệu thùng/ngày năm 2023 lên 58,8 triệu thùng/ngày năm 2029. Trong giai đoạn này, nguồn cung sản phẩm lỏng của các nước không tham gia DoC chủ yếu được thúc đẩy bởi sự gia tăng ở châu Mỹ, với sản lượng tăng chủ yếu ở Mỹ (2,3 triệu thùng/ngày), Brazil (1 triệu thùng/ngày) và Canada (0,6 triệu thùng/ngày), tiếp theo là từ Qatar (0,5 triệu thùng/ngày), Argentina (0,3 triệu thùng/ngày) và Na Uy (0,2 triệu thùng/ngày). Tổng nguồn cung sản phẩm lỏng của các nước không tham gia DoC, sau khi đạt đỉnh 59 triệu thùng/ngày vào đầu những năm 2030, bắt đầu giảm nhẹ, xuống còn 57,3 triệu thùng/ngày vào năm 2050. Nguồn cung sản phẩm lỏng của các nước không tham gia DoC, mặc dù giảm sau năm 2030, trong toàn giai đoạn dự báo từ 2023 - 2050 vẫn tăng 5,5 triệu thùng/ngày (Hình 8 - 11 và Bảng 7).

Nguồn cung sản phẩm lỏng từ các quốc gia tham gia Tuyên bố hợp tác với OPEC (DoC) dự kiến sẽ tăng từ 50,3 triệu thùng/ngày vào năm 2023 lên 53,1 triệu thùng/ngày vào năm 2029. Sau khi nguồn cung sản phẩm lỏng của các nước không tham gia

DoC đạt đỉnh vào đầu những năm 2030, nguồn cung sản phẩm lỏng của các nước tham gia DoC vẫn duy trì xu hướng tăng, lên tới 62,9 triệu thùng/ngày vào năm 2050. Tỷ lệ nguồn cung sản phẩm lỏng của các nước tham gia DoC tăng từ 49% năm 2023 lên 52% năm 2050.

Tăng trưởng nguồn cung sản phẩm lỏng của các nước không tham gia DoC trong trung hạn chủ yếu tập trung ở OECD châu Mỹ và Mỹ Latin, tương ứng là 2,7 triệu thùng/ngày và 2,1 triệu thùng/ngày. Không tính các nước tham gia DoC, nguồn cung sản phẩm lỏng từ châu Phi dự báo sẽ tăng 0,7 triệu thùng/ngày, Trung Đông tăng 0,6 triệu thùng/ngày và OECD châu Âu tăng 0,3 triệu thùng/ngày. Các khu vực khác đều tăng trưởng khá ổn định trong giai đoạn này.

Trong dài hạn, nguồn cung sản phẩm lỏng của khu vực Mỹ Latin dự báo sẽ tăng 3,6 triệu thùng/ngày từ 2023 đến 2050. Nguồn cung từ Trung Đông, OECD châu Âu và OECD châu Mỹ dự kiến tăng lần lượt 0,7 triệu thùng/ngày, 0,4 triệu thùng/ngày và 0,3 triệu thùng/ngày.

Hồng Minh

Tài liệu tham khảo

[1] OPEC, “World oil outlook”, 2024. [Online]. Available: https://www.opec.org/opec_web/en/publications/340.htm.

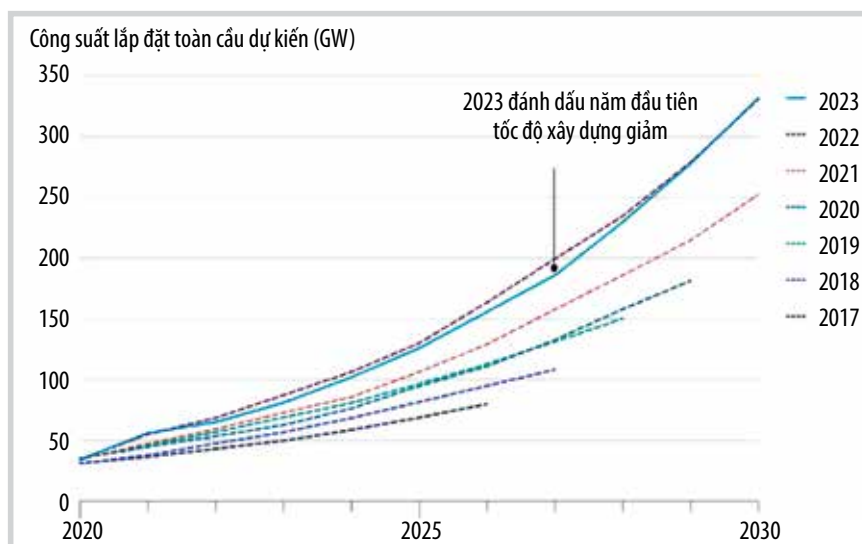
ĐIỆN GIÓ NGOÀI KHƠI: CHIẾN LƯỢC CHO THỜI KỲ BẤT ỔN

Áp lực kinh tế vĩ mô đang cản trở sự tăng trưởng và lợi nhuận của ngành công nghiệp điện gió ngoài khơi. McKinsey đưa ra 4 hành động chính có thể áp dụng để giúp doanh nghiệp điều hướng khi môi trường đang thay đổi [1].

Được chứng minh là nguồn năng lượng tái tạo có thể ngày càng mở rộng, công nghiệp điện gió ngoài khơi, cùng với điện gió trên bờ là những hình thức phát điện ít phát thải CO₂ nhất, đã trải qua 1 thập kỷ tăng trưởng và tạo ra giá trị, góp phần giúp thế giới đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng 0.

Tuy nhiên, môi trường kinh tế vĩ mô đang gây áp lực lên sự tăng trưởng và lợi nhuận của ngành công nghiệp điện gió ngoài khơi. Gần đây, các bên liên quan đã đặt câu hỏi về triển vọng phát triển của ngành công nghiệp điện gió ngoài khơi sau khi chứng kiến nhiều dự án bị hủy bỏ do chi phí tăng từ 40 - 60%. Liệu chi phí của điện gió ngoài khơi có thể sớm quay lại mức hấp dẫn hay ưu thế về giá của điện gió trên bờ cũng như điện mặt trời là quá lớn và không thể cạnh tranh, bất chấp việc sản xuất điện gió ngoài khơi có nhiều thuận lợi.

Các chuyên gia của McKinsey phân tích lý do điện gió ngoài khơi bị ảnh hưởng nặng nề và thời điểm ngành công nghiệp này có thể có lợi nhuận trở lại. Từ việc phân tích kỹ lưỡng các kịch bản tiềm năng có thể ảnh hưởng đến triển vọng của điện gió ngoài khơi, McKinsey đã vạch ra



Hình 1. Dự báo công suất lắp đặt điện gió ngoài khơi toàn cầu trong giai đoạn 2020 - 2030 (GW). Nguồn: Wood Mackenzie.

các bước đi quan trọng cần thực hiện để đảm bảo điện gió ngoài khơi tiếp tục tăng trưởng.

Trong thập niên 2010, ngành công nghiệp điện gió ngoài khơi đã trải qua sự tăng trưởng đáng kể để có chi phí ngày càng hợp lý và triển vọng hứa hẹn trong tương lai. Những doanh nghiệp phát triển điện gió (nhà phát triển) duy trì được lợi nhuận và tăng trưởng qua từng năm. Các chính phủ xem điện gió ngoài khơi như một nguồn năng lượng sạch bổ sung, có vai trò quan trọng trong quá trình chuyển dịch năng lượng. Năm 2023, các chính phủ đã hướng đến mục tiêu toàn cầu về tổng công suất lắp đặt trên 400 GW vào năm 2030 (Hình 1).

Công suất điện gió ngoài khơi đưa vào vận hành đã tăng từ 3 GW (2010) lên khoảng 66 GW (2023), đủ để đáp ứng nhu cầu điện của một quốc gia như Tây Ban Nha, giả định

hệ số công suất là 45%. Trong giai đoạn này, chi phí phát điện cho điện gió ngoài khơi đã giảm mạnh khoảng 60% nhờ gia tăng cạnh tranh, lãi suất thấp, sự phát triển của công nghệ và công nghiệp hóa.

Ngành công nghiệp điện gió ngoài khơi được đánh giá vẫn còn dư địa để tăng trưởng; về lý thuyết và quy mô toàn cầu, tiềm năng điện gió ngoài khơi vào khoảng 20.000 GW cho điện gió ngoài khơi móng cố định, cộng với 50.000 GW cho điện gió ngoài khơi móng nổi. Điều này mang đến thêm một lựa chọn về nguồn cung điện cho các trung tâm tiêu thụ ven biển, góp phần giảm tổng chi phí truyền tải. Những khu vực này đóng vai trò quan trọng khi chiếm tới khoảng 40% dân số tại các thị trường của điện gió ngoài khơi tại Liên minh châu Âu và Mỹ.

Những xu hướng kinh tế vĩ mô gần đây như chi phí vật liệu thô tăng,

Các yếu tố ảnh hưởng đến lợi nhuận (trong chu kỳ 2023 - 2033)			
← Khó khăn trầm trọng		→ Phục hồi nhanh chóng	
Đường cong chi phí	Lợi thế chi phí của điện gió ngoài khơi giảm so với các công nghệ năng lượng tái tạo khác	Hội tụ chậm về vị thế chi phí so với các công nghệ năng lượng tái tạo khác	Giảm nhanh LCOE, đưa điện gió ngoài khơi ngang hàng với các năng lượng tái tạo như năng lượng mặt trời và điện gió trên bờ
Khung pháp lý	Mục tiêu của chính phủ không phải được ưu tiên, mà đang bị tác động bởi môi trường kinh tế vĩ mô khó khăn	Ngân sách hạn chế kim hãm phát triển và tạo giá trị	Cam kết đạt mục tiêu điện gió ngoài khơi của chính phủ
Nhu cầu thị trường	Động lực về chính sách khí hậu yếu dần, người tiêu dùng giảm ưu tiên chuyển đổi năng lượng để duy trì cạnh tranh	Kỳ vọng nhu cầu thị trường giảm so với giai đoạn 2018 - 2022, nhưng vẫn cho thấy nhu cầu cao về năng lượng sạch	Nhu cầu thị trường tăng đáng kể với cam kết nâng cao mục tiêu giảm carbon
Chuỗi cung ứng	Chuỗi cung ứng tiếp tục bị gián đoạn, hạn chế khả năng cải thiện chi phí	Chuỗi cung ứng dần bình thường hóa, nhưng tỷ lệ nắm giữ giá trị không tương xứng giữa các nhà cung cấp	Làn sóng đầu tư vào chuỗi cung ứng (ví dụ: chính sách hỗ trợ, chấp nhận người tham gia mới)
Hành động của nhà phát triển điện gió ngoài khơi	Tiếp tục cạnh tranh cao và hợp nhất hạn chế	Nhà phát triển lựa chọn thị trường có chọn lọc hơn và một số thương vụ hợp nhất xảy ra	Hợp nhất đầy đủ và xác định lại chiến lược

Hình 2. Triển vọng lợi nhuận của nhà phát triển không chắc chắn trong tương lai, với nhiều kết quả có thể xảy ra.

lãi suất tăng và gián đoạn chuỗi cung ứng đã gây áp lực lên lợi nhuận của các nhà phát triển điện gió ngoài khơi. Đặc biệt, chi phí nguyên vật liệu tăng đã ảnh hưởng đến chi phí tài chính và làm chậm tăng trưởng, đặc biệt là ở khu vực châu Âu và Mỹ.

Kết quả phân tích của McKinsey cho thấy từ đầu thập kỷ này, chi phí dự án điện gió ngoài khơi tăng cao, với chi phí sản xuất điện quy dẫn (LCOE) tăng khoảng 40 - 60% so với năm 2020. Nhiều dự án có hợp đồng chênh lệch (CfD) không được điều chỉnh theo lạm phát, khiến các dự án này không có lợi nhuận.

Ngành công nghiệp điện gió ngoài khơi đang trải qua khó khăn nghiêm trọng, ví dụ khoảng 40% công suất đặt dự kiến đạt quyết định đầu tư cuối cùng (FID) vào tháng 2/2022 nhưng thực tế chỉ có được FID vào cuối năm 2023. Ngoài ra, nhiều dự án đã bị hủy ở các thị trường như Vương quốc Anh và khu vực Bồ Đông Mỹ.

Vai trò của điện gió ngoài khơi trong các hệ thống năng lượng trong tương lai phụ thuộc vào 5 khía cạnh. Sau các cú sốc kinh tế vĩ mô, vẫn chưa chắc chắn khi nào ngành công nghiệp điện gió ngoài khơi sẽ đạt được lợi nhuận trở lại. McKinsey cho rằng có 5 yếu tố tác động đến tương lai của ngành công nghiệp này: vị trí trên đường cong chi phí, khung pháp lý, nhu cầu thị trường, năng lực chuỗi cung ứng và hành động của nhà phát triển (Hình 2).

Đường cong chi phí

Chi phí vật liệu tăng, lạm phát, lãi suất và đấu thầu đáy biển cạnh tranh đã làm tăng dự báo về chi phí điện quy dẫn (LCOE). Vị thế chi phí xấu đi đã tạo ra những khó khăn cho ngành công nghiệp, trước đây từng trải qua những đợt giảm chi phí đều đặn hàng năm. Chính vì vậy, McKinsey đánh giá rằng lợi nhuận của các nhà phát triển điện gió ngoài khơi đang bị ảnh

hưởng nhiều hơn so với các nhà phát triển điện gió trên bờ và năng lượng mặt trời. Chi phí cho điện gió ngoài khơi đã tăng cao hơn từ 10 - 20% so với các công nghệ tái tạo khác, như ở Đức (Hình 3). Những xu hướng tương tự cũng được nhận thấy ở châu Âu và Mỹ. Mặc dù áp lực lạm phát và kỳ vọng lãi suất đã giảm từ đầu Quý 4/2023, lãi suất trái phiếu của Mỹ kỳ hạn 10 năm hiện tại dao động từ 4,0 - 4,5%, vẫn ở mức cao so với thập kỷ trước. Gần đây, giá khí cũng đã giảm về tương tự như mức giá ở châu Âu trước cuộc khủng hoảng năng lượng năm 2022, thách thức khả năng chi trả của điện gió ngoài khơi ở nhiều thị trường chính.

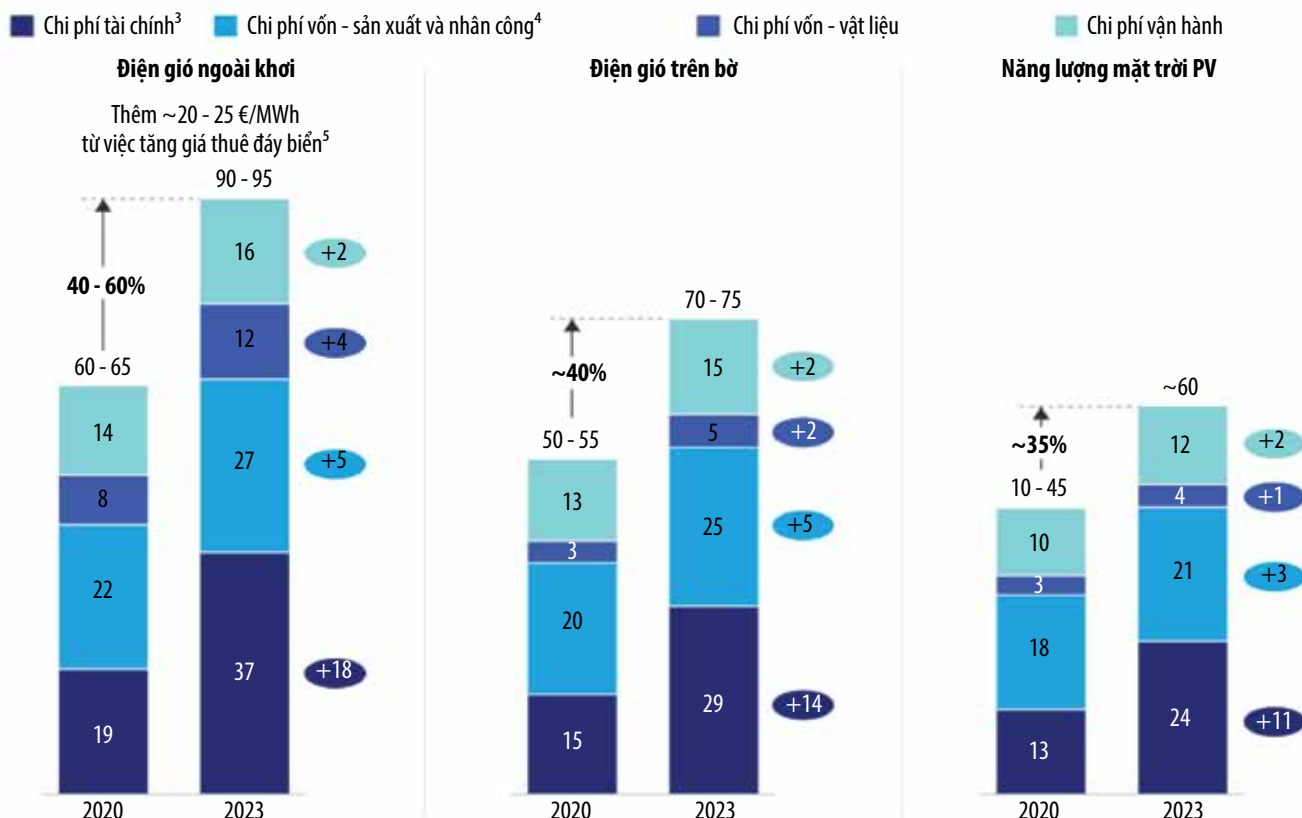
Khung pháp lý

Giá thực hiện CfD giảm và chi phí đấu giá cạnh tranh tăng ở một số khu vực đã làm giảm sự hấp dẫn của các dự án điện gió ngoài khơi. Giá thực hiện làm tăng LCOE dự kiến

Chi phí điện gió ngoài khơi đã tăng từ 10 - 20% so với các công nghệ năng lượng tái tạo khác.

LCOE¹ Đức

€ trên mỗi MWh theo năm của FID²



¹LCOE; ²Quyết định đầu tư cuối cùng (FID); ³Bao gồm chi phí đất đai cho điện gió trên bờ và năng lượng mặt trời PV và chi phí phát triển cho các công nghệ; ⁴Bao gồm chi phí vốn trung bình có trọng số (3 - 3,5% vào năm 2020 và 5,5% vào năm 2023) cũng như 150 điểm cơ bản của tỷ suất hoàn vốn nội bộ để tính rủi ro; ⁵Để cập đến giá thuê đáy biển tại Đức (BP và TotalEnergies trúng thầu) với khoản thanh toán ~€1,8 triệu/MW, trong đó 10% thanh toán trước và 90% còn lại chia đều trong 20 năm (bao gồm chi phí tài chính của khoản thuê đã thanh toán); giá định các FID năm 2020 có ít hoặc không có chi phí thuê đáy biển - không bao gồm doanh thu tiềm năng từ phí kết nối đường ống.
 Nguồn: IEA; IRENA; Wood Mackenzie; McKinsey Offshore Wind LCOE model.

Hình 3. Chi phí điện gió so với các công nghệ năng lượng tái tạo khác.

của điện gió ngoài khơi, điều này có thể làm nản lòng các nhà thầu tham gia (ví dụ, AR5 của Vương quốc Anh). McKinsey cho biết các nhà phát triển đang cố gắng đàm phán lại các hợp đồng CfD, mặc dù có nghĩa vụ thực hiện các hợp đồng với chính phủ.

Vào tháng 10 - 11/2023, có dấu hiệu cho thấy giá CfD tăng đáng kể ở cả Vương quốc Anh và Mỹ. Đấu thầu CfD tháng 10/2023 của New York cao hơn khoảng 50% so với gần đây, trong khi tiêu chí đấu giá AR6 của Vương quốc Anh có mức giá trần cao hơn khoảng 66% so với AR5. Trong năm 2024, gần 70 GW công suất điện gió ngoài khơi dự kiến sẽ được đấu thầu trên toàn cầu, gấp khoảng 3 lần so với năm 2023.

Nhu cầu thị trường

Nhu cầu thị trường đối với năng lượng xanh dự kiến sẽ là yếu tố quan trọng đối với sự tăng trưởng và việc mở rộng quy mô điện gió ngoài khơi. Việc áp dụng các khuôn khổ pháp lý như Chỉ thị Năng lượng Tái tạo III (RED III), Đạo luật Công nghiệp Net-Zero (NZIA) ở Liên minh Châu Âu; Đạo luật Giảm lạm phát (IRA) ở Mỹ và các cam kết của các quốc gia khác, sẽ đóng vai trò trung tâm trong nhu cầu về năng lượng xanh từ điện gió ngoài khơi.

Năng lực chuỗi cung ứng

Các nhà sản xuất thiết bị gốc (OEM) trong chuỗi cung ứng điện gió

ngoài khơi gần đây chỉ đạt lợi nhuận thấp, dấu hiệu cho thấy đầu tư không đủ vào năng lực chuỗi cung ứng để đáp ứng các mục tiêu của chính phủ. Gần đây, các nhà sản xuất turbine đã thông báo sự chuyển đổi chiến lược từ tăng trưởng và đổi mới nhanh chóng sang tập trung vào lợi nhuận trong tương lai, bao gồm việc giảm số lượng bằng sáng chế điện gió và cải tiến các nền tảng công nghệ hiện có. Các nhà cung cấp phải đối mặt với các yếu tố nhạy cảm như; tỷ lệ sử dụng, trợ cấp và chi phí vốn (CAPEX) cho chuỗi cung ứng, cũng như nhu cầu không chắc chắn. McKinsey cho rằng các yếu tố này dù thay đổi nhỏ nhưng có ảnh hưởng lớn đến mô hình kinh doanh của các bên tham

gia trong chuỗi cung ứng. Những cải thiện trong chuỗi cung ứng sẽ phụ thuộc vào việc các nhà cung cấp vượt qua những vấn đề này trong tương lai gần, tìm ra cách giảm thiểu rủi ro và đẩy nhanh đầu tư. Trong thời gian gần đây, McKinsey cho biết đã thấy những dấu hiệu ban đầu của khả năng phục hồi biên lợi nhuận của OEM và gia tăng sự hỗ trợ của chính phủ đối với các bên tham gia trong chuỗi cung ứng điện gió ngoài khơi.

Hành động của nhà phát triển

Trong thập kỷ qua, các nhà phát triển điện gió ngoài khơi toàn cầu đã tập trung nâng cao năng lực cạnh tranh, sau thời kỳ có lợi nhuận cao và lạc quan về việc giảm chi phí sản xuất. Ngoài ra, một số nhà sản xuất điện độc lập (IPP) lớn hơn và các doanh nghiệp dầu khí đã gia nhập lĩnh vực này. Sự cạnh tranh giữa các nhà phát triển điện gió ngoài khơi đã gây áp lực lên khả năng sinh lời, làm giảm trợ cấp trong khi đẩy giá thuê đáy biển lên cao. Tuy nhiên, giữa năm 2021 - 2023, có sự sụt giảm mạnh trong việc thực hiện các dự án trong kế hoạch, điều này có thể là những dấu hiệu ban đầu về sự không chắc chắn của các nhà phát triển khi tham gia thị trường trong tương lai. Việc các dự án điện gió ngoài khơi bị trì hoãn hoặc thậm chí bị hủy bỏ cho thấy có thể đang xuất hiện những dấu hiệu đầu tiên các nhà phát triển rút lui khỏi thị trường và hợp nhất.

Trên cơ sở phân tích các bất ổn mà ngành công nghiệp điện gió ngoài khơi đang phải đối mặt, McKinsey cho rằng có thể xảy ra 3 kịch bản trong thập kỷ tới.

- Kịch bản “thách thức về cấu trúc” dự báo các nhà phát triển và cơ quan quản lý không thể giải quyết được những thách thức hiện tại và



có thể dần dần ưu tiên các nguồn năng lượng tái tạo đang ngày càng cạnh tranh về chi phí. Trong kịch bản này, rất có thể sẽ tiếp tục có các dự án bị hủy bỏ hoặc trì hoãn, và thường xuyên xảy ra tình trạng rút lui khỏi thị trường hoặc lĩnh vực.

- Kịch bản “chỉ dành cho người hùng” kỳ vọng ngành công nghiệp điện gió ngoài khơi sẽ tiếp tục phát triển bất chấp thách thức về chi phí. Khả năng sinh lời sẽ thay đổi căn bản khi ưu thế về lợi nhuận của điện gió ngoài khơi so với năng lượng tái tạo trên đất liền không còn. Trong kịch bản này, các nhà phát triển hàng đầu trong ngành đang hiện diện ở các

thị trường “phù hợp” sẽ có khả năng thực hiện được những dự án tạo ra giá trị.

- Kịch bản “khôi phục khả năng sinh lời” là khi các nguồn lực thị trường giúp khôi phục khả năng dự báo và lợi nhuận của điện gió ngoài khơi, cho phép các nhà phát triển có biên lợi nhuận phù hợp hoặc cao hơn so với mục tiêu lợi nhuận đã công bố.

Sau khi thảo luận các kịch bản này với các bên tham gia thị trường trong 12 tháng qua, McKinsey khẳng định quan điểm ngành công nghiệp điện gió ngoài khơi có thể đang đối mặt với kịch bản “chỉ dành cho người



hùng". Trong kịch bản này, việc bổ sung công suất có thể sẽ không đạt được kỳ vọng tăng trưởng hiện tại, với các dự án mới cung cấp khoảng 10 - 15 GW/năm trong thập kỷ tới sẽ đạt được quyết định đầu tư cuối cùng (FID), thấp hơn 30 - 50% so với nhiều kịch bản hiện tại. Có thể quan sát thấy sự thay đổi lớn về hiệu suất giữa các nhà phát triển và thị trường với những khác biệt cơ bản về cơ cấu lợi nhuận, dẫn đến việc giảm ưu tiên cho các thị trường kém hấp dẫn. Do đó, việc bổ sung công suất mới có thể sẽ tập trung ở các thị trường trưởng thành và tự duy trì. Sự tin tưởng vào tính khả thi của kịch bản này dựa trên

những phát triển dự kiến trong môi trường kinh tế vĩ mô, khung pháp lý và nhu cầu thị trường.

Thứ nhất, môi trường kinh tế vĩ mô dự kiến sẽ còn khó khăn lâu dài, với giá hàng hóa và lãi suất cao hơn so với năm 2022. Thứ hai, bối cảnh pháp lý có thể dần dần thu hút nhiều vốn đầu tư hơn, tuy nhiên, tốc độ thay đổi quy định có thể sẽ bị ảnh hưởng bởi các hạn chế ngân sách. Thứ ba, nhu cầu năng lượng xanh có xu hướng gia tăng tại các quốc gia đi đầu về chuyển dịch năng lượng ở một số khu vực địa lý nhất định, nhưng chi phí vẫn là yếu tố quan trọng. Các yếu tố khác, như vị trí trên đường cong

chi phí và các vấn đề chuỗi cung ứng, có thể chỉ ra kịch bản thậm chí còn kém lạc quan hơn cho ngành công nghiệp điện gió ngoài khơi. Việc hủy bỏ dự án, trì hoãn và rút lui khỏi thị trường hiện tại có thể là những dấu hiệu đầu tiên của sự hợp nhất trong tương lai.

Có nhiều sự kiện có thể có tác động đáng kể đến tương lai của ngành công nghiệp điện gió ngoài khơi, bao gồm kết quả của các cuộc đấu giá đáy biển và CfD sắp tới, và cam kết của Liên minh Châu Âu và Mỹ trong việc đạt mức phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050.

Nghiên cứu trước đây của McKinsey chỉ ra lãnh đạo doanh nghiệp trong thời kỳ khó khăn thường có 2 cách tiếp cận. Cách thứ nhất, lãnh đạo doanh nghiệp thường thận trọng khi đối mặt với sự biến động và bất ổn; tập trung vào các mối đe dọa trước mắt, chú trọng vào lập kế hoạch kịch bản, chuẩn bị khả năng phục hồi, quản lý bảng cân đối kế toán, thúc đẩy hiệu quả ngắn hạn và theo dõi lạm phát; trong trạng thái chiến lược “chờ đợi và quan sát”. Cách thứ hai, lãnh đạo doanh nghiệp cũng thực hiện các hành động phòng thủ tương tự, đồng thời tận dụng biến động, sử dụng nó như chất xúc tác để nắm bắt cơ hội mới. Theo cách này, lãnh đạo doanh nghiệp suy nghĩ về sự phát triển của doanh nghiệp trong thập kỷ tới và xem xét lại các cơ hội và chiến lược trong điều kiện hiện tại. Các bên liên quan trong ngành công nghiệp điện gió ngoài khơi có thể lấy cảm hứng từ cách tiếp cận thứ hai. Nhấn mạnh không có giải pháp duy nhất nào để đảm bảo cho việc tạo ra giá trị liên tục, McKinsey cho rằng có 4 tư duy tạo giá trị mà các doanh nghiệp năng lượng có thể nghiên cứu áp dụng:

1. Lựa chọn thị trường thông minh và có kiểm soát với tầm nhìn xa, đồng thời đầu tư vào các lựa chọn

hạt giống để tạo thêm cơ hội trong trường hợp thị trường tăng trưởng. Do tính chất và quy mô của các dự án điện gió ngoài khơi, việc quyết định hiệu quả về phân bổ vốn theo các khu vực địa lý là rất quan trọng, ví dụ tập trung đầu tư vào các quốc gia có điều chỉnh lạm phát và rủi ro công nghệ thấp. Đầu tư vào việc mở rộng tiềm năng trong trường hợp môi trường kinh tế vĩ mô thay đổi nhanh chóng cũng có thể có lợi. Thêm nữa, đầu tư để nâng cao năng lực đầu thầu và hiểu rõ cách phát triển phần giá trị của các yếu tố phi giá cả cũng hết sức quan trọng.

2. Phát triển tư duy tích cực về hợp nhất. Các nhà phát triển có thể đánh giá cẩn thận các cơ hội M&A tiềm năng và, nếu có thể, khám phá khả năng đầu tư nghịch chu kỳ để cân bằng lại tăng trưởng.

3. Tập trung vào việc tối đa hóa hiệu quả để sẵn sàng cho một tương lai có cơ cấu lợi nhuận thấp hơn. Các nhà phát triển có thể nghiên cứu các cơ cấu tổ chức mới để thích ứng nhanh chóng với những thay đổi của thị trường điện gió ngoài khơi và xem xét xác định cơ hội để tăng hiệu suất trong chi phí phát triển, chi phí vận hành và vốn, cũng như thực hiện kỷ luật tài chính.

4. Thiết lập hợp tác chiến lược trong chuỗi cung ứng, tạo ra sự minh bạch và khả năng dự báo. Các nhà phát triển có thể xem xét chiến lược hợp tác chuỗi cung ứng, bao gồm tích hợp theo chiều dọc các nhà cung cấp chiến lược và tìm nguồn cung ứng trực tiếp từ các nhà cung cấp cấp 2 và cấp 3. Các doanh nghiệp năng lượng có thể minh bạch hóa danh mục dự án với các nhà sản xuất thiết bị gốc (OEM) và các nhà cung cấp chính, thiết lập quan hệ đối tác chiến lược để đảm bảo khối lượng, và cẩn trọng tìm kiếm, đánh giá các cải tiến kỹ thuật và cơ hội tạo giá trị trong chuỗi cung ứng.

Hồng Hạnh (dịch)

Tài liệu tham khảo

[1] Alexander Weiss, Andreas Schlosser, Florian Kühn, Jakub Zivansky, và Knut Aanstad, “Offshore wind: Strategies for uncertain times”, 12/7/2024.