



VĂN PHÒNG QUỐC HỘI
THƯ VIỆN QUỐC HỘI



Hanns
Seidel
Foundation

KHAI THÁC DẦU KHÍ Ở VIỆT NAM TRONG BỐI CẢNH CHUYỂN DỊCH NĂNG LƯỢNG: THỰC TRẠNG VÀ MỘT SỐ KIẾN NGHỊ

(Tài liệu tham khảo phục vụ đại biểu Quốc hội)

- THÁNG 06/2022 -

Copyright © 2022 TVQH - HSF

Bản quyền tài liệu thuộc về Thư viện Quốc hội và Tổ chức Hanns Seidel tại Việt Nam. Việc sử dụng mọi thông tin trong tài liệu phải tuân thủ theo các quy định của pháp luật về bản quyền.

MỤC LỤC

PHẦN I: CHÍNH SÁCH KHAI THÁC DẦU KHÍ Ở VIỆT NAM HIỆN NAY¹

1. Khuôn khổ chính sách và các quy định pháp lý hiện hành về khai thác dầu khí ở Việt Nam	1
1.1 Luật Dầu khí và các văn bản dưới luật hướng dẫn Luật Dầu khí	1
1.2 Các văn bản quy phạm pháp luật khác điều chỉnh hoạt động dầu khí ..	6
2. Thực trạng khai thác dầu khí ở Việt Nam hiện nay	8
2.1 Khai thác dầu thô	11
2.2 Khai thác khí	12
2.3 Lọc hóa dầu	13
2.4 Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN)	14
3. Những khó khăn trong khai thác dầu khí ở Việt Nam hiện nay	18
3.1 Một số vấn đề bất cập về khuôn khổ pháp lý	18
3.2 Một số khó khăn trong thực tiễn khai thác dầu khí	23
3.3 Khó khăn đối với PVN trong quá trình chuyển dịch năng lượng	26

PHẦN II: KHAI THÁC DẦU KHÍ Ở VIỆT NAM TRONG BỐI CẢNH GIẢM SÚT TRỮ LƯỢNG VÀ XU HƯỚNG CHUYỂN DỊCH NĂNG LƯỢNG

1. Khai thác dầu khí trong bối cảnh giảm sút trữ lượng	27
2. Xu hướng chuyển dịch năng lượng ở các nước trên thế giới	29
3. Chiếm lược chuyển dịch năng lượng của một số công ty dầu khí trên thế giới	36
4. Thách thức và cơ hội của ngành dầu khí Việt Nam trong xu hướng chuyển dịch năng lượng toàn cầu	47
4.1 Thách thức của ngành dầu khí Việt Nam	47
4.2 Cơ hội của ngành dầu khí Việt Nam	49

CHƯƠNG III: MỘT SỐ ĐỀ XUẤT, KHUYẾN NGHỊ

1. Các đề xuất, khuyến nghị chung	54
2. Một số đề xuất, kiến nghị cụ thể	60

MỤC LỤC BIỂU ĐỒ MINH HỌA

Biểu đồ 1: Xu hướng cung cấp, tiêu thụ các nguồn năng lượng sơ cấp của PVN .	15
Biểu đồ 2: Xu hướng cung cấp các nguồn NLCC của PVN.....	16
Biểu đồ 3: Tỷ trọng nguồn nhập khẩu và sản xuất trong nước của PVN	17
Biểu đồ 4: Dự báo lợi nhuận lọc dầu thế giới đến năm 2025 (WM, 2018)	50
Biểu đồ 5: Nhu cầu tiêu thụ dầu khí Việt Nam trong tổng nhu cầu NLSC	51

LỜI GIỚI THIỆU

Ngành dầu khí Việt Nam hiện đang đối mặt với những rủi ro trong bối cảnh chuyển dịch năng lượng nhanh chóng và không thể đảo ngược, đòi hỏi những chính sách và chiến lược có tầm nhìn lâu dài của Chính phủ. Nhiều mỏ dầu khí đã qua giai đoạn khai thác đỉnh cao và đang trong đà suy giảm sản lượng một cách nhanh chóng. Trong khi đó, các quy định pháp lý hiện hành chưa được điều chỉnh kịp thời để ứng phó với các vấn đề phát sinh. Mặc dù mục tiêu của việc sửa đổi Luật Dầu khí được đánh giá là đúng đắn nhưng chưa đầy đủ, cần bổ sung các mục tiêu mang tính chiến lược và phát triển bền vững ngành dầu khí đặc biệt trong bối cảnh dịch chuyển năng lượng và cam kết về mục tiêu giảm phát thải ròng của Việt Nam đến năm 2050 của Thủ tướng Chính phủ tại Hội nghị COP26.

Dự án Luật Dầu khí (sửa đổi) sẽ được Quốc hội thảo luận, cho ý kiến tại Kỳ họp thứ ba, Quốc hội Khóa XV. Để góp phần cung cấp thêm thông tin về thực tiễn khai thác dầu khí ở Việt Nam, cũng như kinh nghiệm một số quốc gia trên thế giới trong việc thích ứng với biến động của thị trường năng lượng, sức ép của biến đổi khí hậu toàn cầu và hiệu ứng cách mạng công nghiệp 4.0, Thư viện Quốc hội với sự hỗ trợ kỹ thuật của Quỹ Hanns Seidel Cộng hòa Liên bang Đức tổ chức thực hiện báo cáo nghiên cứu: ***Khai thác dầu khí ở Việt Nam trong bối cảnh chuyển dịch năng lượng: thực trạng và một số kiến nghị.***

Báo cáo gồm 03 phần, tập trung vào những nội dung cơ bản sau đây: 1) Chính sách, quy định của pháp luật và thực trạng khai thác dầu khí ở Việt Nam hiện nay; 2) Khai thác dầu khí trong bối cảnh giảm sút trữ lượng và xu hướng chuyển dịch năng lượng; 3) Một số đề xuất, kiến nghị.

Báo cáo do Thư viện Quốc hội chủ trì với sự tham gia thực hiện của Nhóm tác giả đến từ Văn phòng luật sư NHQuang&Cộng sự, Trung tâm Nghiên cứu Kinh tế và Chiến lược Việt Nam, Trường Đại học Xây dựng Hà Nội, một số chuyên gia nghiên cứu độc lập trong lĩnh vực dầu khí, năng lượng và các chuyên viên Văn phòng Quốc hội. Các nội dung được trình bày ở Báo cáo dựa trên việc đánh giá, phân tích các khía cạnh về pháp lý, kinh tế, dầu khí và chuyển dịch năng lượng. Báo cáo thể hiện quan điểm cá nhân của Nhóm tác giả không phản ánh quan điểm của bất kỳ tổ chức, cá nhân nào.

Thư viện Quốc hội xin trân trọng gửi Báo cáo nghiên cứu này tới các vị Đại biểu Quốc hội để nghiên cứu, tham khảo. Chúng tôi rất mong nhận được phản hồi từ Quý vị để hoàn thiện và nâng cao chất lượng của các báo cáo nghiên cứu tiếp theo.

PHẦN I:

CHÍNH SÁCH KHAI THÁC DẦU KHÍ Ở VIỆT NAM HIỆN NAY

1. Khuôn khổ chính sách và các quy định pháp lý hiện hành về khai thác dầu khí ở Việt Nam

Nhà nước Việt Nam đã có định hướng phát triển công nghiệp dầu khí từ rất sớm. Ngày 23/7/1959, Chủ tịch Hồ Chí Minh đã thực hiện chuyến thăm Khu công nghiệp dầu khí ở Baku (Azerbaijan thuộc Liên Xô). Sau đó, nhiều cán bộ đã được Đảng và Nhà nước cử sang Liên Xô cũng như các nước xã hội chủ nghĩa để học các chuyên ngành về dầu khí¹. Ngày 20/7/1975, Bộ Chính trị đã họp và xác định đường lối phát triển ngành dầu mỏ và khí đốt Việt Nam, bao gồm chính sách hợp tác với nước ngoài với những nguyên tắc cơ bản về lựa chọn đối tượng hợp tác, hình thức hợp tác và địa bàn hợp tác. Dựa trên nội dung cuộc họp, Nghị quyết số 244-NQ/TW của Bộ Chính trị về việc triển khai thăm dò dầu khí trên cả nước đã được ban hành vào ngày 9/8/1975². Phương hướng, chiến lược phát triển ngành dầu khí tiếp tục được Nhà nước Việt Nam hoạch định tại nhiều văn bản như: Nghị quyết số 15-NQ/TW của Bộ Chính trị ngày 7-7-1988 về phương hướng phát triển của ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2000, Kết luận số 41-KL/TW của Bộ Chính trị và Quyết định số 386/QĐ-TTg ngày 9-3-2006 của Thủ tướng Chính phủ về Chiến lược phát triển ngành dầu khí Việt Nam giai đoạn năm 2006 - 2015, định hướng đến năm 2025...

Luật Dầu khí và các văn bản dưới luật hướng dẫn Luật Dầu khí

Luật Dầu khí lần đầu tiên được ban hành vào ngày 06 tháng 7 năm 1993 được soạn thảo theo thông lệ áp dụng trong công nghiệp dầu khí quốc tế và xuất phát từ

¹ Tạp chí Tuyên giáo, *Ngành dầu khí Việt Nam qua 60 năm thực hiện ý nguyện của Bác Hồ*, 2019, <https://tuyengiao.vn/theo-guong-bac/nganh-dau-khi-viet-nam-qua-60-nam-thuc-hien-y-nguyen-cua-bac-ho-123024-lan-truy-cap-cuoi-10/04/2022>; Vietnam Plus, *Những mốc son trong 60 năm ngành dầu khí thực hiện ý nguyện của Bác Hồ*, 2019, <https://www.vietnamplus.vn/nhung-moc-son-trong-60-nam-nganh-dau-khi-thuc-hien-y-nguyen-cua-bac-ho/581350.vnp>, lần truy cập cuối 10/04/2022

² Báo điện tử Đảng Cộng sản Việt Nam, *60 năm Tập đoàn dầu khí quốc gia Việt Nam: Từ những quyết định đúng đắn, kịp thời của Đảng*, 2021, <https://dangcongsan.vn/xay-dung-dang/60-nam-tap-doan-dau-khi-quoc-gia-viet-nam-tu-nhung-quyet-dinh-dung-dan-kip-thoi-cua-dang-596195.html>, lần truy cập cuối 10/04/2022

những đặc điểm của Việt Nam³. Luật Dầu khí được sửa đổi bổ sung 02 lần vào các năm 2000 và 2008. Các quy định của Luật Dầu khí hiện hành tập trung vào hoạt động tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí trong phạm vi lãnh thổ, vùng đặc quyền kinh tế và thềm lục địa của Việt Nam.

Dựa vào đặc điểm, ngành công nghiệp dầu khí được chia thành thành 3 lĩnh vực:

Thứ nhất, thượng nguồn (tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí - Upstream): bao gồm toàn bộ các hoạt động tìm kiếm thăm dò, khai thác. Mục đích cuối cùng của hoạt động thượng nguồn là tìm kiếm phát hiện và đưa dầu, khí vào khai thác. Khâu thượng nguồn được phân chia làm 2 hoạt động: tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí;

Thứ hai, trung nguồn (vận chuyển, tàng trữ và phân phối dầu, khí - Midstream): bao gồm toàn bộ các hoạt động vận chuyển, tàng trữ và phân phối dầu khí;

Thứ ba, hạ nguồn (chế biến, lọc, hóa dầu - Downstream): các hoạt động trong lĩnh vực hạ nguồn đã trở thành một lĩnh vực công nghiệp độc lập (công nghiệp lọc, hóa dầu). Do hoạt động dầu khí có tính đặc thù cao, Luật Dầu khí hiện hành chỉ điều chỉnh cho hoạt động thượng nguồn. Đối với các hoạt động của các khâu trung và hạ nguồn, do không có tính đặc thù cao được điều chỉnh bởi các văn bản pháp luật khác như: Luật Đầu tư, Luật Xây dựng, Luật Bảo vệ môi trường, Luật Thương mại... và các hướng dẫn thi hành nằm rải rác ở nhiều văn bản khác nhau⁴.

Trên cơ sở tính chất đặc thù của các hoạt động tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí, tổ chức cá nhân hoạt động dầu khí phải tuân thủ nhiều nghĩa vụ theo luật định bao gồm: **(i)** phải sử dụng kỹ thuật, công nghệ tiên tiến, tuân thủ các quy định của pháp luật Việt Nam về bảo vệ tài nguyên, bảo vệ môi trường, an toàn cho người

³ Tờ trình của Chính phủ về Dự thảo Luật Dầu khí đọc tại kỳ họp thứ 3, Quốc hội khoá IX, ngày 16/06/1993 <https://quochoi.vn/tulieuquochoi/anpham/Pages/anpham.aspx?AnPhamItemID=1470>

⁴ Theo Báo cáo của Bộ Công thương số 52/BC-BCT về việc Tổng kết thi hành Luật Dầu khí năm 1993, sửa đổi bổ sung năm 2000 và 2008 ban hành ngày 22 tháng 3 năm 2022

và tài sản⁵, **(ii)** thiết lập vùng an toàn cho các công trình phục vụ hoạt động dầu khí⁶, **(iii)** mua bảo hiểm đối với các phương tiện, công trình phục vụ hoạt động dầu khí, bảo hiểm môi trường và các bảo hiểm khác theo quy định của pháp luật Việt Nam, phù hợp với thông lệ trong công nghiệp dầu khí quốc tế⁷, **(iv)** không được tiến hành hoạt động dầu khí tại khu vực mà Nhà nước Việt Nam tuyên bố cấm hoặc tạm thời cấm vì lý do quốc phòng, an ninh quốc gia hoặc lợi ích công cộng⁸ và **(v)** thu dọn các công trình cố định, thiết bị và phương tiện phục vụ hoạt động dầu khí không còn sử dụng và phục hồi môi trường theo quy định của pháp luật sau khi kết thúc từng công đoạn hoặc từng giai đoạn hoặc kết thúc hợp đồng dầu khí⁹.

Đối với nghĩa vụ bảo vệ môi trường, Luật Dầu khí quy định tổ chức, cá nhân tiến hành hoạt động dầu khí, bao gồm việc phải có đề án bảo vệ môi trường, thực hiện tất cả các biện pháp để ngăn ngừa ô nhiễm, loại trừ ngay các nguyên nhân gây ra ô nhiễm và có trách nhiệm khắc phục hậu quả do sự cố ô nhiễm môi trường gây ra¹⁰.

Ngoài ra, Luật Dầu khí và các văn bản hướng dẫn thi hành có yêu cầu tổ chức, cá nhân trước khi tiến hành các hoạt động dầu khí phải đáp ứng một số điều kiện và trình tự thủ tục, như:

✓ *Đáp ứng về quy trình đấu thầu*: Tổ chức, cá nhân phải thông qua đấu thầu¹¹ hoặc các hình thức khác như chỉ định thầu bởi Thủ tướng Chính phủ để chọn đối tác ký kết hợp đồng dầu khí trong trường hợp đặc biệt¹² trước khi ký kết hợp đồng dầu

⁵ Luật Dầu khí, Điều 4

⁶ Luật Dầu khí, Điều 6

⁷ Luật Dầu khí, Điều 7

⁸ Luật Dầu khí, Điều 9

⁹ Luật Dầu khí, Điều 13

¹⁰ Luật Dầu khí, Điều 5

¹¹ Quy trình đấu thầu tại Luật Dầu khí 1993 được cụ thể hóa tại Nghị định 84-CP năm 1996. Sau nhiều lần sửa đổi Luật Dầu khí và các văn bản dưới luật, Quy trình đấu thầu hiện tại đang được quy định tại Nghị định 95/2015/NĐ-CP hướng dẫn Luật Dầu khí.

¹² Luật Dầu khí, Điều 1 Khoản 4.

khí. Có 03 hình thức lựa chọn nhà thầu thực hiện dự án tìm kiếm thăm dò và khai thác dầu khí bao gồm: Đấu thầu rộng rãi, Chào thầu cạnh tranh và Chỉ định thầu¹³;

✓ *Các điều kiện liên quan đến hợp đồng dầu khí:* Tổ chức, cá nhân tiến hành các hoạt động dầu khí sẽ ký kết hợp đồng dầu khí với Tổng công ty dầu khí Việt Nam (tên giao dịch quốc tế là "PETROVIETNAM") - doanh nghiệp Nhà nước do Chính phủ Việt Nam thành lập và có nhiệm vụ chính gồm nghiên cứu, tìm kiếm, thăm dò, khai thác, chế biến, tàng trữ, vận chuyển, làm dịch vụ về dầu khí; xuất nhập khẩu vật tư, thiết bị dầu khí, dầu thô, các sản phẩm dầu khí; lưu thông các sản phẩm dầu khí¹⁴. Việc ký kết hợp đồng với PETROVIETNAM nhằm mục đích tập trung vào một đầu mối để thống nhất quản lý các hoạt động dầu khí¹⁵.

✓ *Về hiệu lực của hợp đồng:* Hợp đồng dầu khí phải được Thủ tướng Chính phủ phê duyệt dự thảo hợp đồng trước khi Tập đoàn Dầu khí Việt Nam và nhà thầu tiến hành ký kết¹⁶ và có hiệu lực theo quy định tại Giấy chứng nhận đầu tư¹⁷, giấy chứng nhận đăng ký đầu tư được Bộ Công Thương xem xét, cấp trong thời hạn 10 ngày làm việc kể từ ngày nhận được hợp đồng dầu khí gốc đã ký kết do Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trình¹⁸.

✓ *Về thời hạn hợp đồng:* Thời hạn hợp đồng dầu khí không quá hai mươi lăm năm, trong đó giai đoạn tìm kiếm thăm dò không quá năm năm; Đối với các dự án khuyến khích đầu tư dầu khí và dự án tìm kiếm thăm dò, khai thác khí thiên nhiên, thời hạn hợp đồng dầu khí không quá ba mươi năm, trong đó giai đoạn tìm kiếm thăm dò không quá bảy năm¹⁹.

¹³ Nghị định 95/2015/NĐ-CP quy định chi tiết một số điều của Luật Dầu khí, Điều 1 Khoản 4

¹⁴ Quyết định 330-TTg Điều 2 Khoản 1

¹⁵ Tờ trình của Chính Phủ về Dự thảo Luật Dầu khí đọc tại kỳ họp thứ 3, Quốc hội khoá IX, ngày 16/06/1993
<https://quochoi.vn/tulieuquochoi/anpham/Pages/anpham.aspx?AnPhamItemID=1470>

¹⁶ Nghị định 95/2015/NĐ-CP quy định chi tiết một số điều của Luật Dầu khí, Điều 37 Khoản 3

¹⁷ Luật Dầu khí, Điều 23

¹⁸ Nghị định 95/2015/NĐ-CP quy định chi tiết một số điều của Luật Dầu khí, Điều 37 Khoản 4

¹⁹ Luật Dầu khí, Điều 17

✓ *Về hình thức hợp đồng:* Hợp đồng dầu khí phải tuân thủ Hợp đồng mẫu do Chính phủ Việt Nam ban hành, các bên ký kết hợp đồng được thoả thuận các điều khoản khác ngoài những quy định trong Hợp đồng mẫu nhưng không được trái với quy định của Luật Dầu khí và pháp luật Việt Nam²⁰. Hợp đồng dầu khí được ký kết theo hình thức hợp đồng chia sản phẩm dầu khí (theo mẫu quy định tại Nghị định 33/2013/NĐ-CP về ban hành Hợp đồng mẫu của Hợp đồng Chia sản phẩm dầu khí) hoặc hình thức khác do Tập đoàn Dầu khí Việt Nam thoả thuận với nhà thầu và được Thủ tướng Chính phủ chấp thuận²¹.

Ngoài ra, Luật Dầu khí và các văn bản hướng dẫn thi hành còn quy định một số nghĩa vụ đối nhà thầu hoạt động trong lĩnh vực dầu khí như: phải thông báo cho Bộ Công Thương và Tập đoàn Dầu khí Việt Nam khi phát hiện dầu khí; cùng Tập đoàn Dầu khí Việt Nam trình Bộ Công Thương và Hội đồng thẩm định báo cáo trữ lượng dầu khí hồ sơ về báo cáo trữ lượng dầu khí khi tuyên bố phát hiện thương mại; tuân thủ các quy trình về trình, thẩm định và phê duyệt liên quan đến kế hoạch đại cương phát triển mỏ; kế hoạch khai thác sớm; kế hoạch phát triển mỏ; an toàn công trình dầu khí trên đất liền, thu dọn các công trình, thiết bị và phương tiện phục vụ hoạt động dầu khí là một trong những trách nhiệm của tổ chức, cá nhân khi tiến hành hoạt động dầu khí²².

Việc khai thác dầu khí phải tuân theo Quy chế ban hành theo Quyết định số 84/2010/QĐ-TTg ngày 15 tháng 12 năm 2010 của Thủ tướng Chính phủ áp dụng đối với các cơ quan nhà nước, tổ chức, cá nhân liên quan đến hoạt động khai thác dầu khí. Quy chế quy định về nội dung và một số hoạt động đặc thù trong lĩnh vực dầu khí như: nội dung kế hoạch phát triển mỏ dầu khí và các hoạt động khai thác dầu khí khác, nghiên cứu khảo sát giếng, vỉa và mỏ, vận hành giếng phát triển, bảo

²⁰ Điều 15 Luật Dầu khí;

²¹ Nghị định 95/2015/NĐ-CP của Chính phủ quy định chi tiết một số điều của Luật Dầu khí, Điều 25 Khoản 1; Nghị định 33/2013/NĐ-CP của Chính phủ ban hành hợp đồng mẫu của hợp đồng phân chia sản phẩm dầu khí.

²² Theo các điều 63,64,68,69,70 Nghị định 95/2015/NĐ-CP của Chính phủ quy định chi tiết một số điều của Luật Dầu khí.

vệ tài nguyên, sản lượng khai thác, vấn đề đo lường và kiểm tra, các yêu cầu về chất lượng an toàn kỹ thuật và môi trường đối với công trình khai thác dầu khí...

Tuy nhiên, hoạt động kinh doanh khí và điều kiện kinh doanh khí tại thị trường Việt Nam (hay nói cách khác là hoạt động thuộc khâu hạ nguồn) lại không thuộc phạm vi điều chỉnh của Luật Dầu khí. Hoạt động này được điều chỉnh theo Nghị định 87/2018/NĐ-CP ban hành ngày 15 tháng 6 năm 2018 quy định chi tiết về kinh doanh khí.

Các văn bản quy phạm pháp luật khác điều chỉnh hoạt động dầu khí

Như đã phân tích, ngoài các quy định của Luật Dầu khí và các văn bản hướng dẫn thi hành hoạt động dầu khí chịu sự điều chỉnh của nhiều văn bản pháp luật khác nhau, ví dụ như:

- *Hoạt động kinh doanh khí* được quy định chủ yếu tại Nghị định 87/2018/NĐ-CP quy định chi tiết về kinh doanh khí. Nghị định tập trung quy định về điều kiện kinh doanh khí²³, quyền và nghĩa vụ của thương nhân kinh doanh khí²⁴, hồ sơ/trình tự/thẩm quyền cấp giấy chứng nhận đủ điều kiện đối với hoạt động xuất nhập khẩu, kinh doanh mua bán sản phẩm khí, mở cửa hàng bán lẻ cùng một số các hoạt động kinh doanh khí khác²⁵. Các quy định này căn cứ theo các quy định của Luật Thương mại, Luật Chất lượng sản phẩm, hàng hoá, Luật Giá, Luật Đầu tư.

- *Đối với thủ tục đầu tư trong hoạt động dầu khí*, Luật Đầu tư có quy định về thẩm quyền của Thủ tướng Chính phủ chấp thuận chủ trương đầu tư đối với các dự án đầu tư chế biến dầu khí²⁶. Nếu dự án dầu khí sử dụng toàn bộ hoặc một phần vốn đầu tư công (gồm vốn ngân sách nhà nước; vốn từ nguồn thu hợp pháp của các cơ quan nhà nước, đơn vị sự nghiệp công lập dành để đầu tư theo quy định của pháp

²³ Nghị định 87/2018/NĐ-CP về kinh doanh khí, Chương II Mục 1

²⁴ Nghị định 87/2018/NĐ-CP về kinh doanh khí, Chương II Mục 2

²⁵ Nghị định 87/2018/NĐ-CP về kinh doanh khí, Chương III

²⁶ Luật Đầu tư, Điều 31.

luật²⁷) sẽ phải tuân thủ các quy định của Luật Đầu tư công. Dựa trên mức độ quan trọng và quy mô, dự án đầu tư công về dầu khí được phân loại thành dự án quan trọng quốc gia và sẽ có sự khác nhau về thẩm quyền quyết định chủ trương đầu tư đối với các loại dự án này²⁸.

- *Đối với hoạt động đấu thầu trong lĩnh vực dầu khí*, Luật Đấu thầu điều chỉnh hoạt động **(i)** lựa chọn nhà thầu đối với dự án dầu khí sử dụng vốn nhà nước từ 30% trở lên hoặc dưới 30% nhưng trên 500 tỷ đồng trong tổng mức đầu tư của dự án²⁹, **(ii)** lựa chọn nhà đầu tư thực hiện dự án đầu tư về dầu khí có sử dụng đất³⁰ (ví dụ xây dựng công trình khai thác dầu khí khai thác mỏ dầu tại khu vực đất liền), **(iii)** Lựa chọn nhà thầu trong lĩnh vực dầu khí, trừ việc lựa chọn nhà thầu cung cấp dịch vụ dầu khí liên quan trực tiếp đến hoạt động tìm kiếm thăm dò, phát triển mỏ và khai thác dầu khí theo quy định của pháp luật về dầu khí³¹.

- *Về việc nhà thầu sử dụng công ty điều hành chung để điều hành hoạt động dầu khí*, thủ tục thành lập, cơ cấu tổ chức, hoạt động, quyền và nghĩa vụ của công ty điều hành chung tuân theo quy định của Luật Doanh nghiệp³² (bên cạnh các quy định tại Luật Đầu tư, Luật Dầu khí, hợp đồng dầu khí và thông lệ công nghiệp dầu khí quốc tế được chấp nhận chung).

- *Đối với các hoạt động xây dựng trong lĩnh vực dầu khí*, công trình dầu khí được phân vào loại công trình sử dụng cho mục đích sản xuất công nghiệp (công trình công nghiệp)³³. Công trình dầu khí cấp III trở lên thuộc danh mục công trình ảnh hưởng lớn đến an toàn, lợi ích cộng đồng³⁴, theo đó sẽ phải tuân thủ một số các quy định nhất định của pháp luật xây dựng Việt Nam như quy định về nghiệm thu

²⁷ Luật Đầu tư công, Điều 4 Khoản 22

²⁸ Luật Đầu tư công, Điều 6, Điều 7, Điều 8, Điều 9 và Điều 10.

²⁹ Luật Đấu thầu, Điều 1 Khoản 2

³⁰ Luật Đầu tư theo phương thức đối tác công tư 2020, Điều 99 Khoản 1 Điểm a

³¹ Luật Đấu thầu, Điều 1 Khoản 4

³² Nghị định 95/2015/NĐ-CP quy định chi tiết một số điều của Luật Dầu khí, Điều 35 Khoản 4 Điểm b

³³ Nghị định số 06/2021/NĐ-CP ngày 26 tháng 01 năm 2021 của Chính phủ, Phụ Lục I

³⁴ Nghị định số 15/2021/NĐ-CP ngày 03 tháng 3 năm 2021 của Chính phủ, Phụ Lục X

công trình xây dựng (phải được kiểm tra công tác nghiệm thu trong quá trình thi công và khi hoàn thành thi công xây dựng công trình³⁵), quy định về mua bảo hiểm bắt buộc trong hoạt động đầu tư xây dựng³⁶.

- *Đối với vấn đề môi trường trong hoạt động dầu khí*, hoạt động dầu khí cần phải tuân theo các quy định pháp luật về bảo vệ môi trường như: Quyết định phê duyệt kết quả thẩm định báo cáo đánh giá tác động môi trường là một trong căn cứ để cơ quan có thẩm quyền thực hiện phê duyệt kế hoạch thăm dò, kế hoạch phát triển mỏ đối với dự án đầu tư thăm dò, khai thác dầu khí³⁷; Nghị định 08/2022 quy định chi tiết quy định yêu cầu đặc thù về bảo vệ môi trường trong vận hành thử nghiệm, quản lý chất thải, quan trắc môi trường đối với hoạt động thăm dò, khai thác, vận chuyển dầu khí³⁸.

2. Thực trạng khai thác dầu khí ở Việt Nam hiện nay

Lịch sử công tác tìm kiếm thăm dò dầu khí ở Việt Nam được chia làm ba giai đoạn:

(i) từ năm 2000 về trước được triển khai chủ yếu ở 4 bể trầm tích Sông Hồng, Cửu Long, Nam Côn Sơn và Mã Lai – Thổ Chu;

(ii) sau năm 2000 công tác này được mở rộng ra các khu vực nước sâu xa bờ như Phú Khánh, phía Đông Nam Côn Sơn và Tư Chính – Vũng Mây;

(iii) từ năm 2010 đến nay, hoạt động thăm dò đã được triển khai ở vùng nước sâu, xa bờ như các hoạt động khảo sát địa chấn 2D và 3D ở khu vực Đông bể Phú Khánh, Đông bể Nam Côn Sơn và Tư Chính – Vũng Mây. Đặc biệt trong giai đoạn này, lần đầu tiên ngành dầu khí đã tiến hành khoan nước sâu ở các Lô 129-132, 04-1, 05-2/10 và 136.

³⁵ Luật Xây dựng sửa đổi 2020, Điều 1 Khoản 45

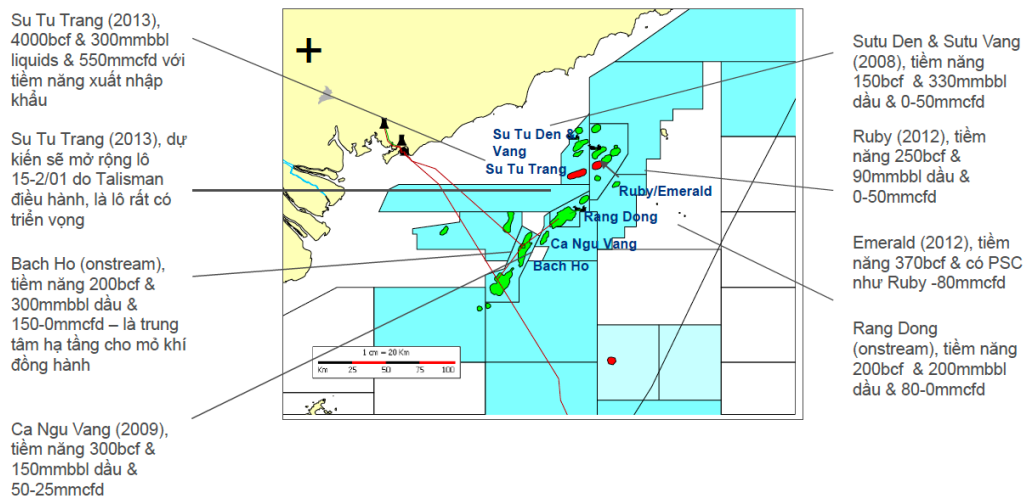
³⁶ Luật Xây dựng 2014 sửa đổi 2020, Điều 9 Khoản 2 Điểm a: Chủ đầu tư mua bảo hiểm công trình trong thời gian xây dựng đối với công trình có ảnh hưởng đến an toàn công đồng, môi trường, công trình có yêu cầu kỹ thuật đặc thù, điều kiện thi công xây dựng phức tạp

³⁷ Luật Bảo vệ môi trường 2020, Điều 36 Khoản 1 Điểm b

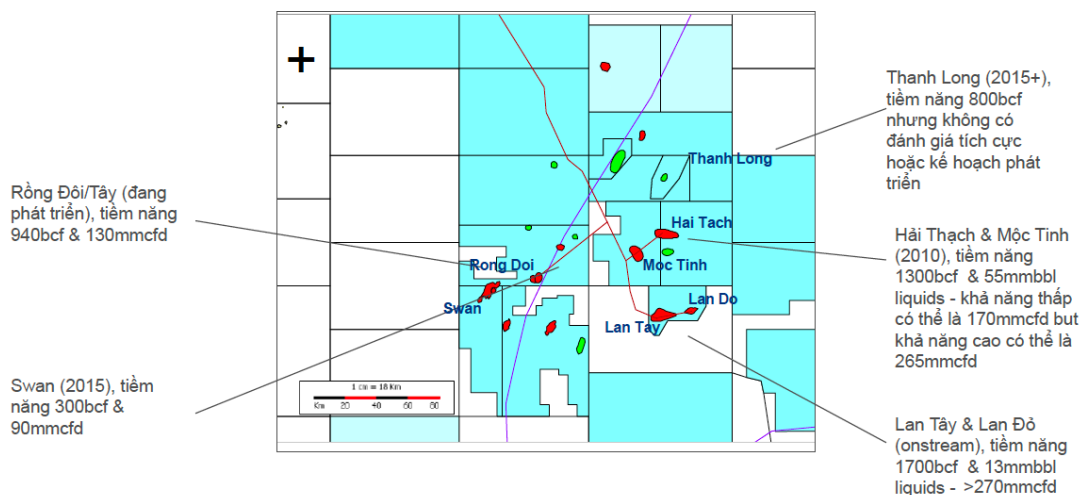
³⁸ Nghị định 08/2022 Điều 54 quy định về vận hành thử nghiệm, xử lý chất thải, quan trắc môi trường trong hoạt động thăm dò, khai thác, vận chuyển dầu khí.

Đến nay, khối lượng tìm kiếm, thăm dò dầu khí trên vùng biển, thềm lục địa Việt Nam đạt trên 600.000 km² tuyến địa chấn 2D, khoảng 100.000 km² địa chất 3D và gần 1.000 giếng khoan. Tập trung chủ yếu ở khu vực Cửu Long, Nam Côn Sơn, Sông Hồng và Mã Lai – Thổ Chu. Ngoài ra, Tập đoàn Dầu khí đã có các hoạt động phối hợp khảo sát địa chất 3 bên Việt Nam, Philippines và Trung Quốc ở khu vực Trường Sa, hoặc hợp tác song phương Việt Nam – Trung Quốc ở khu vực thoả thuận tại Vịnh Bắc Bộ. Trữ lượng dầu khí được mô tả như hình dưới:

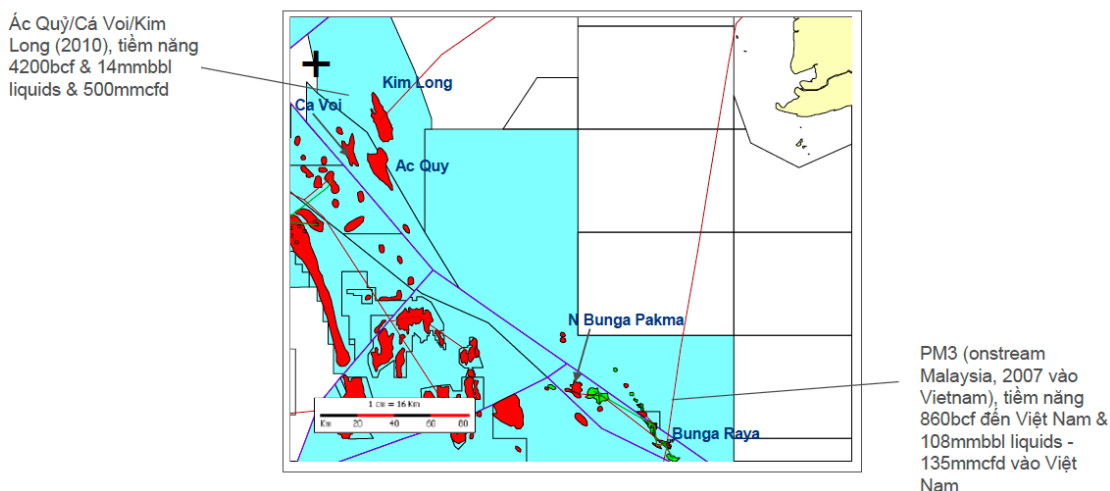
Khu vực bể Cửu Long



Khu vực bể Nam Côn Sơn



Khu vực bể Malay



Theo đánh giá của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN), tổng trữ lượng dầu khí đã phát hiện trên thềm lục địa Việt Nam vào khoảng trên 1,5 tỷ m³ quy dầu. Trữ lượng các mỏ đang khai thác tập trung chủ yếu ở bể Cửu Long, Nam Côn Sơn, Sông Hồng, Malay-Thổ Chu³⁹.

Ngoài các khu vực đã có phát hiện dầu khí, ở các bể trầm tích trên thềm lục địa và vùng đặc quyền kinh tế của Việt Nam còn nhiều cấu tạo chưa được thăm dò với tiềm năng có thể từ 1,5-2,5 tỷ m³ quy dầu, trong đó khu vực nước sâu, xa bờ, phức tạp được phân bổ như sau: Bể Cửu Long (9%), Sông Hồng (20%), Malay - Thổ Chu (3%), Phú Quốc (2%), Nam Côn Sơn (15%), Phú Khánh (16%), Tư Chính - Vũng Mây (32%), Hoàng Sa (5%). Tiềm năng các cấu tạo này phân bố ở các khu vực nước sâu, xa bờ, điều kiện thi công thực địa phức tạp, khó khăn, khó chủ động thực hiện ở các bể Tư Chính - Vũng Mây, Sông Hồng, Phú Khánh và Nam Côn Sơn (>50% tổng tiềm năng), các khu vực này ít được thăm dò, mới chỉ có phát hiện dầu khí, tài liệu còn hạn chế nên dự báo tiềm ẩn rủi ro cao⁴⁰.

³⁹ Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, *Thăm dò, khai thác dầu khí: Cần có cơ chế, chính sách phù hợp*, 2021, <https://www.pvn.vn/chuyen-muc/tap-doan/tham-do-khai-thac-dau-khi-can-co-co-che-chinh-sach-phu-hop/bdd75abe-1b4b-468b-bcd8-26e004b8f596>, truy cập lần cuối ngày 10/04/2020.

⁴⁰ Nguyễn Hoan (ghi), 'Hoạt động thăm dò khai thác Dầu khí ngoài khơi Việt Nam: Thực trạng và giải pháp', Tạp chí điện tử PetroTimes, cập nhật 10:46 | 16/12/2021

Hoạt động thăm dò khai thác dầu khí ở Việt Nam đều được triển khai thông qua các hợp đồng/dự án thăm dò khai thác dầu khí. Ngoài Liên doanh dầu khí Việt Nga Vietsovpetro (VSP) được thành lập trên cơ sở hiệp định liên Chính phủ được ký kết giữa Việt Nam và Liên Xô/Liên bang Nga, các hợp đồng dầu khí được ký kết chủ yếu theo hình thức hợp đồng chia sản phẩm nhưng dưới các tên gọi khác nhau như hợp đồng chia sản phẩm dầu khí (PSC), hợp đồng dầu khí (PC), hợp đồng hợp tác kinh doanh (BCC). Điểm khác biệt chính của các hợp đồng nêu trên là về tổ chức của Người điều hành và mức độ tham gia của phía Việt Nam trong hợp đồng cả về đầu tư và quản lý, điều hành hoạt động dầu khí theo quy định tại hợp đồng.

Tính từ khi có chính sách mở cửa nền kinh tế đến ngày 31 tháng 12 năm 2020, 108 hợp đồng dầu khí đã được PVN ký với các nhà thầu để thực hiện thăm dò khai thác dầu khí tại thềm lục địa Việt Nam, trong đó 53 hợp đồng đã kết thúc, 4 hợp đồng đang hoàn thiện thủ tục chấm dứt hiệu lực và 51 hợp đồng đang có hiệu lực. Trong tổng số 51 hợp đồng dầu khí đang có hiệu lực, có 43 PSC, 7 PC và 1 BCC.

Đối với các hợp đồng/dự án tham gia theo hình thức hợp đồng PC, Tổng công ty Thăm dò Khai thác dầu khí (PVEP) tham gia ngay từ khi ký kết hợp đồng với tỷ lệ khá cao (từ 30-50%). Các dự án được ký kết theo hình thức PSC, PVN/PVEP tham gia với tỷ lệ từ 15-25% từ khi có phát hiện dầu khí thương mại và với tỷ lệ từ 15-60% khi tham gia ngay từ khi hợp đồng được ký kết.

Trong quá trình tiến hành hoạt động dầu khí, PVN từ chỗ chỉ thay mặt Chính phủ ký hợp đồng dầu khí với nhà thầu và thực hiện quyền tham gia của nước chủ nhà khi có phát hiện dầu khí trong các diện tích hợp đồng cụ thể, PVN và các công ty chi nhánh của mình đã tích lũy vốn và kinh nghiệm, từng bước trưởng thành và đã có đủ khả năng để tự thực hiện hoạt động dầu khí.

2.1 Khai thác dầu thô

Sản lượng khai thác dầu thô ở Việt Nam hiện nay đang đến giai đoạn sụt giảm và dòng vốn đầu tư trực tiếp nước ngoài (FDI) vào các dự án thăm dò khai thác có xu thế chậm lại, dẫn đến xu thế nhập khẩu dầu thô tăng. Khai thác khí có tiềm năng

tăng mạnh, tuy nhiên vẫn phụ thuộc vào một số dự án khí ngoài khơi (Cá voi xanh, Kèn Bầu, và Lô B) nếu được thu hút đầu tư. Hoạt động hạ nguồn (vận chuyển, chế biến và phân phối) bị tác động mạnh của dịch Covid-19 và hiện nay là xung đột tại Ukraine, tuy nhiên viễn cảnh hạn dài có triển vọng lớn.

Về sản lượng dầu thô và khí, lượng dầu thô tiềm năng chưa khai thác đến năm 2021 là 4,4 tỷ thùng (1 barrel (thùng) = 159 lít), tương đương 600 triệu tấn dầu quy đổi, và khoảng 700 tỷ m³ khí. Lượng khí tiềm năng sẽ cạn kiệt trong vòng 67 năm nếu duy trì sản lượng khai thác ở mức như năm 2018 (9,7 tỷ m³). Năm 2002 xuất khẩu dầu thô đạt 322.100 thùng/ngày (th/ng), đạt đỉnh năm 2004 với mức 388.600 th/ng, và đến 2016 giảm xuống còn 148.900 th/ng. Với mức khai thác như hiện nay, dự báo lượng dầu thô tiềm năng sẽ còn 4,1 tỷ thùng vào năm 2025 và 3,8 tỷ thùng vào năm 2030. Sau nhiều thập kỷ, từ một nước xuất khẩu dầu thô, Việt Nam bắt đầu nhập dầu thô từ năm 2018, do trữ lượng khai thác sụt giảm. Hiện tại Cô Oét (Kuwait) đang là nước đứng đầu xuất dầu thô cho Việt Nam (chủ yếu cho nhà máy lọc dầu Nghi Sơn, do Cô Oét chiếm 35,1% cổ phần). Ngoài ra, nguồn nhập khẩu dầu thô khác là từ Hoa Kỳ và Nga. Trước đây, Việt Nam nhập khẩu dầu thô cho Công ty cổ phần Lọc hóa dầu Bình Sơn (Dung Quất) từ Azerbaijan, Brunei, Australia, Malaysia & Myanmar (khoảng 5 triệu thùng năm 2020), và từ US WTI & Nigeria Bonny Light (10 triệu thùng).

2.2 Khai thác khí

Về khí tự nhiên ở nước ta hiện nay trung bình mức khai thác khí là 10 tỷ m³/năm. Khí hiện nay chủ yếu được khai thác tại các mỏ thuộc 2 bồn trũng Nam Côn Sơn (NCS), và Cửu Long (CL). Các bồn trũng chứa tiềm năng là Sông Hồng (SH) và Malay-Thổ Chu (ML-TC). Lượng khí khai thác chủ yếu cung cấp cho các nhà máy nhiệt khí khu vực miền Nam (khoảng 8 tỷ m³/năm), với sản lượng điện khí chiếm 9,7% tổng nguồn điện sơ cấp (2018). Hiện có 48 mỏ khí đang khai thác và 15 mỏ đang có kế hoạch phát triển. Các mỏ lớn gồm Bạch Hổ (từ 1986, chiếm 60% tổng lượng dầu thô khai thác hiện nay), Lan Tây-Lan Đỏ (2002), Rồng Đồi (2006),

Hải Thạch-Mộc Tinh (2013), và khu vực chồng lấn Việt Nam-Malaysia PM3-CAA (2007). Các công ty nước ngoài chính có hợp đồng chia sản phẩm (PSC) với PVN là Gazprom, Rosneft, Mitsui, METI, KNOC, PTTEP và ONGC. Với mức khai thác như hiện nay, dự báo lượng khí tiềm năng chưa khai thác sẽ còn 657 tỷ m³ vào năm 2025 và 554 tỷ m³ vào năm 2030.

Bảng 1: Các mỏ khai thác dầu khí chính hiện nay ở Việt Nam

Tên mỏ/lô chính	Vùng bồn trũng	Dầu thô/khí	Lượng khai thác (tạm tính)
Bạch Hổ	Cửu Long	Dầu	263.000 th/n
Tê giác trắng	Cửu Long	Dầu & Khí	100.000 th/ng 0,3 tỷ m ³
Sur tử đen	Cửu Long	Dầu & Khí	82.000 th/ng
Lan Tây	Nam Côn Sơn	Khí & Condensate	4,4 tỷ m ³
Lan Đỏ	Nam Côn Sơn	Khí & Condensate	1,7 tỷ m ³
Junin 2	Venezuela	Mỏ dầu	200.000 th/ng
Dung Quất (BSR)	Quảng Ngãi	Lọc từ dầu thô	148.000 th/ng

2.3 Lọc hóa dầu

Nhu cầu tiêu thụ xăng dầu tăng từ 250.000 thùng/ngày năm 2006 lên 445.000 thùng/ngày trong năm 2016. Sản phẩm xăng dầu từ các nhà máy lọc dầu hiện nay (Dung Quất và Nghi Sơn), đáp ứng khoảng 35% (2016) nhu cầu xăng dầu trong nước, có thể làm giảm nhưng không giải quyết thiếu hụt đáng kể nhu cầu xăng dầu tiêu thụ trong nước. Sản phẩm hóa dầu của 2 nhà máy mới đáp ứng 67% nhu cầu trong nước, và thiếu hụt khoảng 70.000 thùng/ngày trong các năm tới. Thậm chí nếu làm thêm nhà máy lọc dầu Long Sơn (liên doanh với Siam Cement Group, sản lượng 200.000 thùng/ngày vào năm 2023) vẫn không đáp ứng nhu cầu thiếu hụt xăng dầu, và vẫn phụ thuộc nguồn nhập khẩu. Hơn nữa nguồn xăng dầu nhập khẩu có chất lượng và có giá cả cạnh tranh hơn so với sản phẩm từ lọc hóa dầu trong nước. Hiện nay Việt Nam nhập phần lớn xăng dầu từ Hàn Quốc, chiếm 33% tổng lượng nhập

hàng năm. Ngoài ra nhập từ Malaysia chiếm 23%, Singapore 19%, và từ Thái Lan và Trung Quốc 11%.

Việt Nam đã tham gia hiệp định thương mại tự do với các nước xuất khẩu xăng dầu (có cơ sở lọc dầu) trong ASEAN, Hàn Quốc, Nhật, trong khi thuế nhập khẩu từ các nước cấp quy chế “Tối huệ quốc” sẽ bằng “0” vào năm 2024. Hiệp định thương mại tự do với ASEAN và Hàn Quốc (nếu nhập xăng Euro 5 từ nước này) sẽ làm giảm tính cạnh tranh sản phẩm xăng dầu của 2 nhà máy lọc dầu do sản phẩm chỉ đạt tiêu chuẩn thấp (Dung Quất- Euro 2&3, Nghi Sơn- Euro 3&4). Từ ngày 1/1/2022 Tập đoàn xăng dầu Petrolimex đã chính thức kinh doanh xăng RON-95-V đạt tiêu chuẩn Euro 5 (EN 228). PVN đang chịu trách nhiệm tiêu thụ sản phẩm của Nghi Sơn trong 15 năm vận hành đầu tiên. Hiện nay Việt Nam chưa cho phép công ty nước ngoài kinh doanh và phân phối xăng dầu trong nước.

2.4 Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (PVN)

Ngành dầu khí Việt Nam được hình thành và phát triển kể từ năm 1986 với sự hình thành của PVN hoạt động dưới mô hình tập đoàn nhà nước. PVN đã tạo nguồn thu lớn đóng góp cho sự phát triển kinh tế xã hội của đất nước và góp phần bảo vệ chủ quyền biển đảo⁴¹. Theo các văn bản định hướng phát triển của PVN, PVN có vai trò và vị trí quan trọng trong việc cung cấp nguồn năng lượng đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia kể từ năm 2010 đến nay và dự báo đến năm 2035 – 2045, như sau:

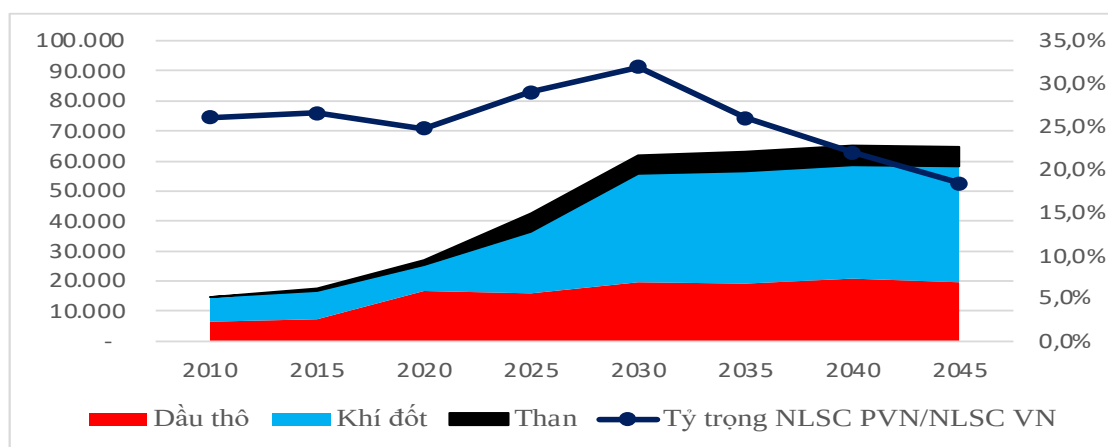
Vai trò cung cấp nhu cầu tiêu thụ năng lượng sơ cấp Việt Nam:

Mặc dù PVN bắt đầu khai thác dầu thô từ năm 1986, tuy nhiên trước khi nhà máy lọc dầu Dung Quất đi vào hoạt động vào tháng 2/2009 thì toàn bộ nguồn dầu thô khai thác được xuất khẩu. Vì vậy, đóng góp của PVN vào việc cung cấp nguồn năng lượng sơ cấp (NLSC) để đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia chưa được thể

⁴¹ Quyết định 1749/QĐ-DKVN ngày 15/10/2015 của TTCP v/v chiến lược phát triển Tập đoàn dầu khí Việt Nam đến năm 2025, tầm nhìn đến năm 2035; Chiến lược phát triển đến năm 2025, tầm nhìn đến năm 2035 của các đơn vị thành viên PVN; Dự thảo Báo cáo rà soát, cập nhật Chiến lược phát triển PVN và các đơn vị đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045

hiện rõ. Với việc triển khai hệ thống thu gom, vận chuyển khai thác khí vào bờ cung cấp cho các Nhà máy điện Phú Mỹ đánh dấu sự đóng góp quan trọng của PVN vào hệ thống năng lượng quốc gia với tỷ trọng tăng dần từ 16% lên đến 26% tổng nhu cầu năng lượng sơ cấp của Việt Nam vào năm 2010. Giai đoạn 2010-2020, PVN đã phát triển mạnh mẽ hoàn thiện chuỗi phát triển dầu khí từ thăm dò khai thác đến chế biến dầu khí và sản xuất điện; PVN đã duy trì tỷ trọng cung cấp nguồn năng lượng sơ cấp cho phát triển đất nước trong khoảng 25-26,5%. Giai đoạn 2021-2030, tỷ trọng cung cấp nguồn năng lượng sơ cấp của PVN cho đất nước tăng dần lên khoảng 31,9 % vào năm 2030 chủ yếu từ các dự án khí Lô B, Cá Voi Xanh; nguồn khí nhập khẩu LNG Thị Vải, Sơn Mỹ và các nhà máy điện than của PVN đi vào hoạt động. Sau năm 2035, hiện tại PVN chưa xác định rõ các dự án đầu tư lớn vì vậy, tỷ trọng đóng góp của PVN vào việc cung cấp nguồn năng lượng sơ cấp giảm dần xuống 26% vào năm 2035 và 18% vào năm 2045.

Biểu đồ 1: Xu hướng cung cấp, tiêu thụ các nguồn năng lượng sơ cấp của PVN (Đơn vị: 1000 TOE (nghìn tấn dầu quy đổi))



Nguồn: PVN⁴²

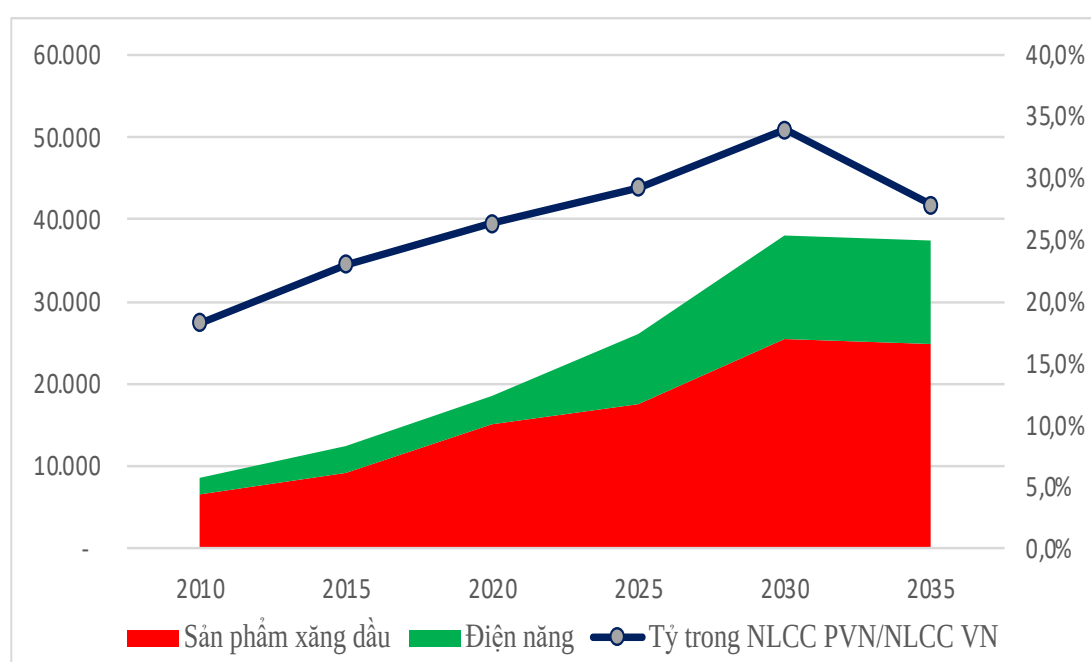
⁴² Quyết định 1749/QĐ-DKVN ngày 15/10/2015 của TTCP v/v chiến lược phát triển Tập đoàn dầu khí Việt Nam đến năm 2025, tầm nhìn đến năm 2035; Chiến lược phát triển đến năm 2025, tầm nhìn đến năm 2035 của các đơn vị thành viên PVN; Dự thảo Báo cáo rà soát, cập nhật Chiến lược phát triển PVN và các đơn vị đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045

Vai trò cung cấp năng lượng cuối cùng (NLCC) của Việt Nam:

Biểu đồ trên cho thấy rằng so với đóng góp về năng lượng sơ cấp của PVN thì tỷ trọng đóng góp các nguồn NLCC (xăng dầu và điện năng) của PVN trong tổng nhu cầu NLCC đất nước là khác nhau, tuy nhiên xu hướng tăng trưởng gần như tương đương. Cụ thể, tỷ trọng cung cấp các sản phẩm xăng dầu và điện năng năm 2010 chiếm 18,3% tổng nhu cầu năng lượng cuối cùng đất nước, chủ yếu đóng góp từ sản xuất của Nhà máy lọc dầu Dung Quất và các nhà máy điện khí của PVPower như: Cà Mau 1&2 và Nhơn Trạch 1&2. Tỷ trọng đóng góp các nguồn năng lượng cuối cùng của PVN tiếp tục duy trì tăng trưởng lên đến 34% vào năm 2030. Sau năm 2030, hiện tại PVN chưa xác định rõ các dự án đầu tư vào lĩnh vực khâu sau (Lọc hóa dầu, chế biến khí) cũng như lĩnh vực điện, vì vậy tỷ trọng đóng góp của PVN vào việc cung cấp nguồn năng lượng sơ cấp giảm dần xuống còn 27,9%.

Biểu đồ 2: Xu hướng cung cấp các nguồn NLCC của PVN

(Đơn vị: nghìn tấn dầu quy đổi)



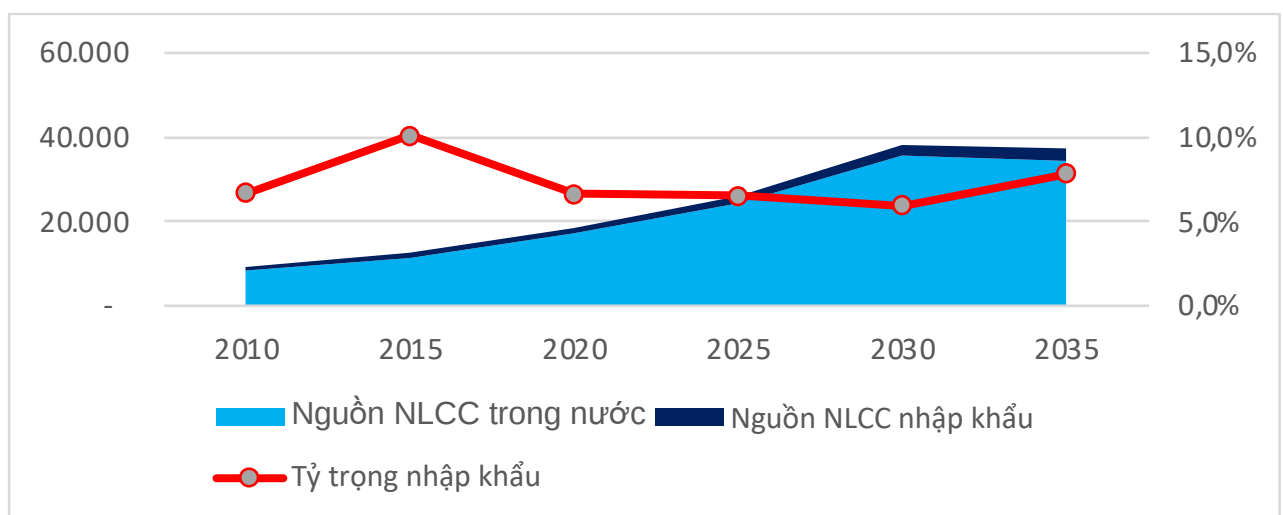
Nguồn: PVN⁴³

⁴³ Quyết định 1749/QĐ-DKVN ngày 15/10/2015 của TTCP v/v chiến lược phát triển Tập đoàn dầu khí Việt Nam đến năm 2025, tầm nhìn đến năm 2035; Chiến lược phát triển đến năm 2025, tầm nhìn đến năm 2035 của các đơn vị thành viên PVN; Dự thảo Báo cáo rà soát, cập nhật Chiến lược phát triển PVN và các đơn vị đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045

Qua phân tích tỷ trọng nguồn năng lượng nhập khẩu chủ yếu là các sản phẩm xăng dầu trong tổng nguồn cung cấp NLCC của PVN, có thể thấy rằng tỷ trọng nhập khẩu các nguồn năng lượng cuối cùng là tương đối thấp. Điều này cho thấy, chuỗi dầu khí từ khai thác, vận chuyển, chế biến, phân phối kinh doanh xăng dầu và sản xuất điện của PVN có liên kết chặt chẽ. Tuy nhiên, với tỷ trọng nhập khẩu năng lượng thấp cũng cho thấy các đơn vị phân phối, chế biến hạ nguồn phụ thuộc quá lớn vào nguồn khai thác cung cấp từ khâu thượng nguồn và chưa có định hướng phát triển mở rộng thị phần kinh doanh khi nguồn cung thượng nguồn sụt giảm và các nhà máy chế biến lọc dầu dừng mở rộng công suất.

Biểu đồ 3: Tỷ trọng nguồn nhập khẩu và sản xuất trong nước của PVN

(Đơn vị: 1000 TOE)



Nguồn: PVN⁴⁴

⁴⁴ Quyết định 1749/QĐ-DKVN ngày 15/10/2015 của Thủ tướng Chính phủ về chiến lược phát triển Tập đoàn dầu khí Việt Nam đến năm 2025, tầm nhìn đến năm 2035; Chiến lược phát triển đến năm 2025, tầm nhìn đến năm 2035 của các đơn vị thành viên PVN; Dự thảo Báo cáo rà soát, cập nhật Chiến lược phát triển PVN và các đơn vị đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045

3. Những khó khăn trong khai thác dầu khí ở Việt Nam hiện nay

3.1 Một số vấn đề bất cập về khuôn khổ pháp lý

Các quy định về hoạt động dầu khí trong các văn bản quy phạm pháp luật về cơ bản đảm bảo quyền và trách nhiệm của các chủ thể tham gia hoạt động dầu khí, tiệm cận với thông lệ dầu khí quốc tế nhưng vẫn còn tồn tại một số bất cập. Có thể khái quát như sau:

a) Một số vấn đề thực tế phát sinh nhưng chưa được pháp luật điều chỉnh

- *Các sản phẩm dầu khí phi truyền thống chưa được quy định để có định hướng phát triển:* Định hướng phát triển công nghiệp dầu khí của Việt Nam có xác định vai trò của các sản phẩm dầu khí phi truyền thống tại Nghị quyết số 41-NQ/TW về định hướng chiến lược phát triển ngành Dầu khí Việt Nam đến năm 2025 và tầm nhìn đến năm 2035 (Nghị quyết số 41-NQ/TW) và Quyết định 12119/QĐ-BCT. Tuy nhiên, Luật Dầu khí chưa quy định cụ thể nên tạo ra những khó khăn trong việc thực hiện. Theo định nghĩa về “dầu khí” của Luật Dầu khí, “*dầu khí gồm dầu thô, khí thiên nhiên và hydrocarbon ở thể khí, lỏng, rắn hoặc nửa rắn trong trạng thái tự nhiên, kể cả khí than, sulphur và các chất tương tự khác kèm theo hydrocarbon nhưng không bao gồm than, đá phiến sét, bitum hoặc các khoáng sản khác có thể chiết xuất được dầu*”⁴⁵. Định nghĩa này chưa bao gồm một số sản phẩm dầu khí phi truyền thống như “khí sét”, “băng cháy (natural hydrate hoặc gas hydrate)” đang được các quốc gia khai thác trong bối cảnh dịch chuyển năng lượng⁴⁶.

- *Chưa có quy định để phản ánh tình huống phát sinh thực tế* là hệ thống thiết bị của các dự án khai thác dầu khí có thể phải được xây dựng ở ngoài diện tích hợp đồng đã được xác định ban đầu (gồm tuyến ống dẫn sản phẩm từ mỏ về bờ, nhà máy xử lý khí ở trên bờ, đường ống dẫn khí thương phẩm tới các hộ tiêu thụ, như trường

⁴⁵ Luật Dầu khí, Điều 3 Khoản 2

⁴⁶ Tờ trình 9601/TTr-BCT của Bộ Công thương ngày 14/12/2020 đề nghị xây dựng Luật Dầu khí (thay thế Luật Dầu khí 1993, sửa đổi bổ sung năm 2000 và 2008, trang 4.

hợp Dự án phát triển mỏ Cá Voi Xanh, Lô 117-118-119), được xây dựng, lắp đặt trên đất liền nên có vướng mắc, khó khăn trong quá trình triển khai dự án.

- *Quy định về thời hạn hợp đồng, gia hạn của hợp đồng dầu khí chưa linh hoạt* để khuyến khích, ưu tiên cho nhà thầu dầu khí hiện hữu đầu tư lâu dài hơn (hợp đồng có thời hạn dài hơn hoặc theo đời mỏ). Thời gian khai thác dầu (25 năm) và thời gian khai thác khí (30 năm) khác nhau của hợp đồng dầu khí trong lô vừa có khai thác dầu và vừa có khai thác khí. Cho phép giữ lại phát hiện nhỏ chưa có điều kiện phát triển ở hiện tại, nhưng có tiềm năng ở những kế hoạch khác (hợp tác phát triển chung, công nghệ mới...)⁴⁷.

- *Chưa có quy định, chính sách khuyến khích các nhà thầu thực hiện đầu tư dự án khai thác mỏ cận biên*: Các quy định pháp luật hiện hành chưa khuyến khích các nhà thầu thực hiện đầu tư dự án khai thác mỏ cận biên. Trong khi đó, một số quốc gia tại Đông Nam Á đã có các chính sách này. Ở Indonesia, Bộ Năng lượng và Khoáng sản Indonesia (MoEMR) đã ban hành Quy định số 008/2005 về chương trình khuyến khích mỏ dầu cận biên (i) tăng thu hồi chi phí của nhà thầu, (ii) đưa ra tỷ lệ phân chia dầu khí lãi ưu đãi dành cho nhà thầu trong các vòng đấu thầu các mỏ cận biên năm 2005⁴⁸. Tại Malaysia, quốc gia này đã đưa ra khuyến khích về thuế đối với mỏ cận biên. Thuế thu nhập đối với các mỏ cận biên giảm từ 38% xuống 25%. Đồng thời Chính phủ Malaysia còn miễn thuế xuất khẩu dầu thô đối với toàn bộ sản lượng dầu khai thác được từ các mỏ cận biên này. Việc phát triển khai thác mỏ cận biên làm tăng sản lượng dầu khai thác của Malaysia lên khoảng 55.000 thùng dầu/ngày vào năm 2020⁴⁹.

- *Chưa có quy định, chính sách cho phép bên thứ ba được tiếp cận các hạ tầng cơ sở sẵn có của ngành dầu khí để nâng cao hiệu quả sử dụng*: Theo đánh giá của

⁴⁷ Theo Báo cáo của Bộ Công thương số 52/BC-BCT về việc Tổng kết thi hành Luật Dầu khí năm 1993, sửa đổi bổ sung năm 2000 và 2008 ban hành ngày 22 tháng 3 năm 2022.

⁴⁸ Bộ Công thương, *Báo cáo nghiên cứu về pháp luật dầu khí của một số nước trên thế giới*, ngày 03/12/2021, trang 42

⁴⁹ Tờ trình 9601/TTr-BCT của Bộ Công thương ngày 14/12/2020 đề nghị xây dựng Luật Dầu khí (thay thế Luật Dầu khí 1993, sửa đổi bổ sung năm 2000 và 2008, trang 4; Bộ Công thương, *Báo cáo nghiên cứu về pháp luật dầu khí của một số nước trên thế giới*, ngày 03/12/2021, trang 43.

Bộ Công thương, sau gần 40 năm phát triển, ngành dầu khí đã xây dựng được các cơ sở hạ tầng phục vụ cho hoạt động dầu khí, đặc biệt các hoạt động dầu khí thượng nguồn (các công trình xử lý dầu khí, kho chứa/xử lý nổi ngoài biển, hệ thống đường ống vận chuyển khí vào bờ...), trong đó nhiều hạng mục mang tính độc quyền tự nhiên. Do chưa có quy định pháp luật cho phép bên thứ ba được tiếp cận các cơ sở hạ tầng sẵn có này nên các chủ thể sở hữu các cơ sở hạ tầng này chưa phát huy tối đa công suất, hiệu quả sử dụng của các cơ sở này, gây lãng phí trong đầu tư và không khuyến khích, thúc đẩy phát triển các dự án dầu khí lân cận⁵⁰. Tuy nhiên, việc cho phép bên thứ ba tiếp cận các cơ sở hạ tầng sẵn có của ngành dầu khí cần phải bảo đảm tính công bằng trong tiếp cận, bảo đảm hài hoà lợi ích của bên thứ ba – chủ thể sở hữu cơ sở hạ tầng – Nhà nước và hiệu quả sử dụng cơ sở hạ tầng. Việc cho phép bên thứ ba được tiếp cận cơ sở hạ tầng sẵn có trong lĩnh vực dầu khí đã được một số quốc gia luật hoá hoặc đề ra các quy tắc thực hành (code of practice), như Anh Quốc, Trung Quốc⁵¹. Đặc biệt khi áp dụng cơ chế này cần chú ý tới các phương án giải xử lý tranh chấp phát sinh từ hoạt động này⁵².

- Các quy định pháp luật về ưu đãi đầu tư đối với các dự án dầu khí được ban hành từ lâu (năm 2005), đến nay một số tiêu chí không còn phù hợp với tình hình thực tế, chưa tương thích với việc ưu đãi và hỗ trợ đầu tư của pháp luật về đầu tư;

⁵⁰ Bộ Công thương, *Báo cáo Đánh giá tác động dự thảo Luật Dầu khí (sửa đổi)*, ngày 03/12/2021, trang 24 và 25.

⁵¹ Thomson Reuters – Practical Law, *Third party access to upstream gas infrastructure, gas storage facilities and LNG facilities: overview*, <https://content.next.westlaw.com/practical-law/document/1f188161394a211e8a5b3e3d9e23d7429/Third-party-access-to-upstream-gas-infrastructure-gas-storage-facilities-and-LNG-facilities-overview?transitionType=Default&contextData=%28sc.Default%29&viewType=FullText>, truy cập lần cuối ngày 10/04/2022; Hilary Lau, *China Enacts New Measures for Third-party Access Scheme*, Conventus Law, 2019, <https://conventuslaw.com/report/china-enacts-new-measures-for-third-party-access/>, truy cập lần cuối ngày 10/04/2022; Torkjel Grondalen, *Third Party Access to Infrastructure on Norwegian Continental Shelf*, LSU Journal of Energy Law and Resources, 2016; Alexander Kemp và các tác giả, *Third party access to Infrastructure hubs and the future recovery of oil and gas reserves in the UKCS*, 2012, <https://www.biee.org/wp-content/uploads/Third-Party-Access-to-Infrastructure-hubs.pdf>.

⁵² Hilary Lau, *China Enacts New Measures for Third-party Access Scheme*, Conventus Law, 2019, <https://conventuslaw.com/report/china-enacts-new-measures-for-third-party-access/>, truy cập lần cuối ngày 10/04/2022; DECC, *Guidance on Disputes over Third Party Access to Upstream Oil and Gas Infrastructure*, 2013, https://assets.publishing.service.gov.uk/government/uploads/system/uploads/attachment_data/file/212482/Guidance_on_Disputes_over_Third_Party_Access_to_Upstream.pdf

chưa có quy định về dự án/lô dầu khí được hưởng chính sách ưu đãi đầu tư đặc biệt đối với các diện tích hợp đồng còn mở hiện tại vùng nước sâu xa bờ, nhạy cảm về quốc phòng - an ninh...

- Điều khoản ổn định pháp luật trong Luật Dầu khí (Điều 48 - “*Chính phủ Việt Nam bảo đảm các quyền lợi về kinh tế của các bên đã ký kết các Hiệp định, hợp đồng dầu khí và đã được Chính phủ Việt Nam chuẩn y trước ngày Luật này có hiệu lực*”) và trong hợp đồng mẫu ban hành kèm theo Nghị định số 33/2013/NĐ-CP ngày 22 tháng 4 năm 2013 của Chính phủ (Điều 18.1.3) mới chỉ tập trung vào quyền lợi và nghĩa vụ thuế (thuế tài nguyên, thuế thu nhập doanh nghiệp, thuế xuất khẩu) trong khi quy định về bảo đảm đầu tư trong Luật Đầu tư số 61/2020/QH14 có phạm vi rộng hơn (*Bảo đảm: quyền sở hữu tài sản, hoạt động đầu tư kinh doanh, quyền chuyển tài sản của nhà đầu tư nước ngoài ra nước ngoài, đầu tư kinh doanh trong trường hợp thay đổi pháp luật;...*) gây tâm lý không yên tâm cho các nhà đầu tư, và có thể dẫn tới các tranh cãi trong quá trình triển khai hoạt động dầu khí theo quy định của các hợp đồng dầu khí và pháp luật Việt Nam. Các quy định về Luật áp dụng và giải quyết tranh chấp trong các hợp đồng dầu khí cần được cập nhật, bổ sung phù hợp với thông lệ quốc tế trong bối cảnh Việt Nam đã hội nhập quốc tế sâu rộng⁵³.

b) Chưa đồng bộ hoặc thống nhất giữa một số quy định pháp luật

- Một số văn bản quy phạm pháp luật mới được ban hành phát sinh các vấn đề chưa được quy định trong hợp đồng dầu khí ký kết theo quy định của Luật Dầu khí ảnh hưởng đến việc triển khai hoạt động dầu khí của nhà thầu (như: áp dụng tiền thuê mặt nước, mở tài khoản vốn đầu tư trực tiếp trong nước, việc các nhà thầu bán chung các sản phẩm của hoạt động dầu khí là đối tượng miễn trừ của Luật Cạnh tranh...) nên rất khó khăn trong việc hướng dẫn nhà thầu thực hiện nghĩa vụ tại thời điểm phát sinh, tiềm ẩn các khả năng phát sinh tranh chấp.

⁵³ Theo Báo cáo của Bộ Công thương số 52/BC-BCT về việc Tổng kết thi hành Luật Dầu khí năm 1993, sửa đổi bổ sung năm 2000 và 2008 ban hành ngày 22 tháng 3 năm 2022

- Theo Luật Dầu khí và các Nghị định hướng dẫn, đối với dự án dầu khí, PVN trình Bộ Công Thương (hồ sơ Dự án đầu tư dầu khí, hợp đồng dầu khí, kế hoạch phát triển mỏ,...) chủ trì xem xét, thẩm định trình Thủ tướng Chính phủ phê duyệt. Tại Điểm b Khoản 2 Điều 38 Luật Dầu khí quy định: *“Bộ Công Thương chịu trách nhiệm... chủ trì trình Thủ tướng Chính phủ phê duyệt hợp đồng dầu khí, dự án đầu tư dầu khí theo quy định của pháp luật về đầu tư”*.

Tuy nhiên, theo quy định tại Khoản 3 Điều 4 Luật Đầu tư số 61/2020/QH14 có hiệu lực từ ngày 01 tháng 01 năm 2021: *“Trường hợp có quy định khác nhau giữa Luật Đầu tư và luật khác đã được ban hành trước ngày Luật Đầu tư có hiệu lực thì hành về trình tự, thủ tục đầu tư kinh doanh, bảo đảm đầu tư thì thực hiện theo quy định của Luật Đầu tư, trừ các trường hợp sau đây: ... đ) Thẩm quyền, trình tự, thủ tục, điều kiện đầu tư kinh doanh theo quy định của Luật Các tổ chức tín dụng, Luật Kinh doanh bảo hiểm, Luật Dầu khí”*.

Do vậy, cần có quy định cụ thể về thẩm quyền, trình tự, thủ tục, điều kiện đầu tư kinh doanh trong pháp luật về dầu khí thay vì dẫn chéo sang Luật Đầu tư.

Bên cạnh đó, đối với PVN (doanh nghiệp nhà nước), PVEP (công ty 100% vốn của doanh nghiệp nhà nước) còn phải tuân thủ quy định của Luật Quản lý, sử dụng vốn nhà nước đầu tư vào sản xuất, kinh doanh tại doanh nghiệp và các văn bản quy phạm pháp luật hướng dẫn Luật (hiện còn có quy định chồng chéo về các bước duyệt dự án: chủ trương đầu tư, báo cáo đầu tư,...). Do vậy, cần có sự nhất quán về việc phê duyệt các bước triển khai dự án tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí theo Luật Dầu khí, Luật Đầu tư và Luật Quản lý, sử dụng vốn nhà nước đầu tư vào sản xuất, kinh doanh tại doanh nghiệp để tạo môi trường đầu tư thuận lợi cho các doanh nghiệp nhà nước trong lĩnh vực dầu khí.

- Hệ thống chuẩn mực kế toán Việt Nam đã được xây dựng dựa trên nền tảng của hệ thống chuẩn mực kế toán quốc tế. Hiện nay một số chuẩn mực kế toán quốc tế đã được các công ty dầu khí quốc tế áp dụng trong đó có 2 chuẩn mực ảnh hưởng lớn đối với lĩnh vực thăm dò và khai thác dầu khí bao gồm: (1) IAS 36 - Tổn thất tài sản: chuẩn mực này cho phép doanh nghiệp xác định tài sản có khả năng bị tổn thất

và hướng dẫn cách ghi nhận/phản ánh giá trị tổn thất tài sản này vào báo cáo tài chính của doanh nghiệp; (2) IFRS 6 - Thăm dò và đánh giá các tài nguyên khoáng sản: chuẩn mực này quy định việc trình bày báo cáo tài chính đối với doanh nghiệp hoạt động thăm dò và đánh giá các tài nguyên khoáng sản. Chuẩn mực này một lần nữa cũng quy định doanh nghiệp cần phải xem xét sự giảm giá của tài sản khi có dấu hiệu cho thấy giá trị còn lại của tài sản sử dụng cho khai thác và đánh giá tài nguyên lớn hơn giá trị có thể thu hồi. Do vậy:

- Các chi phí tìm kiếm thăm dò rủi ro không được ghi giảm ngay vào kỳ báo cáo mà đang được theo dõi trên bảng cân đối kế toán tại hạng mục tài sản dài hạn chờ phân bổ dần theo tỷ lệ sản lượng khai thác khi có phát hiện thương mại.

- Ngay cả trong quá trình khai thác, một số dự án gặp rủi ro trong dự báo trữ lượng thu hồi/sản lượng khai thác, một số dự án có giá thành cao hơn giá bán (đặc biệt khi giá dầu giảm sâu) nên hiệu quả kinh tế suy giảm, không thể thu hồi hết chi phí đã đầu tư, tuy nhiên các chi phí khai thác của các dự án này chỉ được hạch toán phân bổ hàng tháng theo tỷ lệ sản lượng khai thác trong kỳ trên trữ lượng khai thác còn lại dự kiến đến hết đời mỏ.

- Theo quy định tại Khoản 9 Điều 3 Luật Đầu tư số 67/2014/QH13, khoản 14 Điều 3 Luật Đầu tư số 61/2020/QH14, hợp đồng dầu khí được coi như là hình thức hợp đồng hợp tác kinh doanh (BCC). Theo quy định tại khoản 3 Điều 28 Luật Quản lý, sử dụng vốn nhà nước đầu tư vào sản xuất, kinh doanh tại doanh nghiệp không cho phép công ty mẹ - công ty con cùng nhau thực hiện BCC. Do vậy, các hợp đồng dầu khí trước đây đã ký có sự tham gia của PVN và PVEP là chưa phù hợp với quy định hiện hành⁵⁴.

3.2 Một số khó khăn trong thực tiễn khai thác dầu khí

Lĩnh vực tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí: Hệ số bù (gia tăng trữ lượng/sản lượng khai thác) trong năm 2021 đạt 0,82 lần tuy có sự cải thiện tốt hơn

⁵⁴ Theo Báo cáo của Bộ Công thương số 52/BC-BCT về việc Tổng kết thi hành Luật Dầu khí năm 1993, sửa đổi bổ sung năm 2000 và 2008 ban hành ngày 22 tháng 3 năm 2022.

so với trung bình cả giai đoạn 2016 – 2020 (chỉ đạt khoảng 0,55 lần) song vẫn chưa đáp ứng kỳ vọng. Nguyên nhân chủ yếu được đánh giá là do sự sụt giảm của công tác đầu tư cho tìm kiếm thăm dò dẫn đến suy giảm trữ lượng⁵⁵. Nếu tính riêng giai đoạn 2016-2021, tốc độ suy giảm sản lượng bình quân là 7,7%/năm. Sản lượng hiện tại suy giảm nhanh so hơn với dự kiến, nhiều dự án khai thác đang ở giai đoạn cuối đời mỏ, các giếng đang khai thác có độ ngập nước cao. Các mỏ còn lại nhỏ cận biên, điều kiện phát triển, vận hành phức tạp, rủi ro địa chất ngày càng cao... Điều kiện triển khai các dự án dầu khí ở trong nước ngày càng khó khăn do phải triển khai ở vùng sâu, xa bờ biển Đông trong khi Luật Dầu khí chưa được sửa đổi để phù hợp với tình hình mới, các vấn đề về thủ tục đầu tư/kết thúc đầu tư dự án chưa được tháo gỡ. Việc tìm kiếm, triển khai các dự án tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí tốt ở nước ngoài ngày càng khó khăn do phải cạnh tranh trực tiếp với các tập đoàn/công ty dầu khí trên thế giới.

Các dự án trọng điểm nhà nước về dầu khí (như Lô B, Cá Voi Xanh) đang tồn tại các vướng mắc lớn cần phải được cấp có thẩm quyền giải quyết, tháo gỡ.

Hiện tại xung đột giữa Liên bang Nga - Ukraine có khả năng làm gia tăng việc xuất hiện các lệnh trừng phạt bổ sung đối với Liên bang Nga gây ảnh hưởng đến các hoạt động hợp tác trong lĩnh vực dầu khí với đối tác Nga. Trong ngắn hạn PetroVietnam sẽ gặp khó khăn trong cách thức chuyển tiền (lợi nhuận, thanh toán hợp đồng mua vật tư thiết bị) từ liên bang Nga về Việt Nam và chiều ngược lại. Biến động tỷ giá theo hướng xấu sẽ ảnh hưởng đến nguồn thu của PetroVietnam tại Rusvietpetro (gồm cổ tức, gốc và lãi từ các hợp đồng nhận nợ).

Lĩnh vực công nghiệp khí tiếp tục gặp khó khăn, tiềm ẩn rủi ro về khả năng tiêu thụ khí khi công suất điện từ nguồn năng lượng tái tạo tăng, chiếm 11,3% tổng sản lượng điện sản xuất, trong khi nguồn khí giá cao ngày càng chiếm tỷ trọng lớn, giá thành khí ngày càng cao. Nhu cầu sử dụng khí phụ thuộc rất lớn yếu tố khách quan

⁵⁵ Tập đoàn Dầu khí Việt Nam, “Thông báo kết luận của Tổng giám đốc Tập đoàn tại Hội nghị Thăm dò - Khai thác Dầu khí năm 2022”, 6/4/2022.

(tăng trưởng kinh tế, thời tiết, dịch bệnh, giá dầu, sự phát triển đa dạng của các nguồn nhiên liệu thay thế giá rẻ như: than, trấu, biomass... với công nghệ thân thiện môi trường) sẽ ảnh hưởng đến tâm lý sử dụng khí làm nhiên liệu của khách hàng công nghiệp.

Lĩnh vực công nghiệp khí còn phải cạnh tranh trong kinh doanh nhập khẩu và phân phối tại thị trường nội địa đối với sản phẩm khí thiên nhiên hóa lỏng (Liquefied Natural Gas- LNG⁵⁶), khí đốt hoá lỏng (Liquified Petroleum Gas – LPG⁵⁷), khí nén thiên nhiên (Compressed Natural Gas – CNG⁵⁸). Tại khu vực phía Bắc, các doanh nghiệp kinh doanh khí đốt hóa lỏng LPG trong nước sẽ phải cạnh tranh với các doanh nghiệp có vốn nước ngoài, có lợi thế về nguồn LPG nhập khẩu từ phía Nam Trung Quốc. Tại khu vực phía Nam, Hyosung⁵⁹ và Pacific Petro⁶⁰ chuẩn bị đưa vào vận hành các dự án kho chứa LPG lớn, cạnh tranh với doanh nghiệp trong nước về nguồn cung và giá kinh doanh LPG. Ngoài ra nguồn cung LPG từ các nhà máy lọc hóa dầu trong khu vực Đông Nam Á (Thái Lan, Brunei, Malaysia) được miễn thuế nhập khẩu, cạnh tranh trực tiếp với nguồn LPG nhập khẩu từ Trung Đông đang chịu thuế. Kinh doanh khí trong nước sẽ bị ảnh hưởng bởi xung đột Nga – Ukraine khi giá dầu mazut (F0) tăng cao dẫn đến giá khí bán cho các hộ tiêu thụ điện, đạm sẽ tăng.

Lĩnh vực lọc hóa dầu với lộ trình điều chỉnh giảm thuế nhập khẩu sản phẩm xăng dầu theo các hiệp định thương mại cũng như quy định về lộ trình áp dụng tiêu chuẩn khí thải mức Euro V kể từ năm 2022, sản phẩm xăng dầu trong nước (như Nhà máy lọc dầu Dung Quất) sẽ phải cạnh tranh mạnh mẽ với sản phẩm nhập khẩu.

⁵⁶ LNG (Liquefied Natural Gas) là khí thiên nhiên được hóa lỏng khi làm lạnh sâu đến âm 162oC sau khi đã loại bỏ các tạp chất. LNG có thành phần chủ yếu là methane.

⁵⁷ LPG (Liquified Petroleum Gas) là khí đốt hoá lỏng hay còn được gọi là gas, là hỗn hợp khí chủ yếu gồm Propane (C₃H₈) và Butan (C₄H₁₀) đã được hoá lỏng. Thành phần hỗn hợp LPG có tỷ lệ Propane/Butane là 50/50 ±10% (mol)

⁵⁸ CNG (Compressed Natural Gas) là khí nén thiên nhiên được khai thác từ các mỏ khí tự nhiên hay là khí đồng hành trong quá trình khai thác dầu mỏ, qua thiết bị làm sạch để loại bỏ các tạp chất và các cấu tử nặng, vận chuyển bằng đường ống tới Nhà máy nén khí hay nén trực tiếp vào các tàu chở CNG.

⁵⁹ Hyosung là doanh nghiệp có 100% vốn đầu tư Hàn Quốc, Hyosung là tập đoàn lớn hoạt động trên nhiều lĩnh vực như: nguyên liệu công nghiệp, sợi, hóa chất, công nghệ thông tin, xây dựng, thương mại,... Tại Việt Nam, Hyosung đầu tư lớn vào Đồng Nai với việc thành lập nhiều nhà máy chuyên sản xuất các loại vải sợi mảnh – nguyên liệu làm lốp xe ô tô, sợi spandex, sợi nylon, sợi thép và các loại sợi khác.

⁶⁰ Công ty cổ phần Thương mại Xuất nhập khẩu Dầu khí Thái Bình Dương

Theo lộ trình điều chỉnh thuế nhập khẩu xăng theo các hiệp định thương mại, mức thuế nhập khẩu trong công thức giá xăng sẽ giảm dần trong giai đoạn 2020 – 2024 (giảm từ 10% xuống còn 8%). Theo tính toán, việc giảm thuế 2% thuế nhập khẩu xăng dầu sẽ làm giảm lợi nhuận của Nhà máy lọc dầu Dung Quất. Bên cạnh đó, việc phát triển mạnh mẽ thị trường xe điện sẽ ảnh hưởng trực tiếp đến nhu cầu tiêu thụ xăng dầu, sản lượng kinh doanh xăng dầu của PVOIL và chi nhánh Phân phối Sản phẩm Lọc dầu Nghi Sơn (PVNDB).

Khủng hoảng địa chính trị Nga – Ukraine dẫn đến việc mua dầu trong nước và nhập khẩu dầu cho Nhà máy lọc dầu Dung Quất gặp nhiều khó khăn, cụ thể: nguồn cung hạn chế, giá dầu thế giới, phụ phí mua dầu và cước phí vận tải tăng cao... Bên cạnh đó, nhu cầu dầu thô Trung Đông tăng do thiếu hụt nguồn cung dầu từ Liên Bang Nga dự kiến sẽ ảnh hưởng lớn đến hoạt động sản xuất kinh doanh của công ty TNHH Lọc hóa dầu Nghi Sơn.

Lĩnh vực công nghiệp điện, ảnh hưởng của nguồn năng lượng tái tạo chủ yếu tập trung ở miền Nam sẽ ảnh hưởng trực tiếp đến các nhà máy nhiệt điện của PetroVietnam như làm giảm giá thị trường, giảm tỷ lệ huy động liên tục các nhà máy nhiệt điện. Bên cạnh đó, xung đột giữa Liên bang Nga – Ukraine khiến giá nhiên liệu đầu vào (than, dầu, khí) tăng cao làm cho chi phí sản xuất điện khí tăng cao ảnh hưởng đến sự cạnh tranh phát điện trên thị trường điện, nhất là các nhà máy điện than và điện năng lượng tái tạo⁶¹.

3.3 Khó khăn đối với PVN trong quá trình chuyển dịch năng lượng

Có thể thấy rằng bên cạnh việc PVN đóng góp nguồn doanh thu lớn cho sự phát triển kinh tế xã hội của đất nước, đảm bảo an ninh lương thực và góp phần thực thi chủ quyền biển đảo, PVN còn thể hiện rõ vai trò quan trọng trong hệ thống năng lượng quốc gia trước đây cũng như trong tương lai đến năm 2045 với tỷ trọng cung

⁶¹ Theo Nguyễn Hương Chi, Nguyễn Thị Thủy Tiên, Đặng Thanh Tùng, Nguyễn Anh Đức, Nguyễn Trung Khương, ‘Các nhân tố tác động đến hoạt động sản xuất kinh doanh của tập đoàn dầu khí Việt Nam trong năm 2022’, *Tạp chí Dầu khí số 4 – 2022*, trang 42-43

cấp, đáp ứng khoảng 25-35% tổng nhu cầu năng lượng sơ cấp cũng như nhu cầu năng lượng cuối cùng của đất nước. Tuy nhiên, trong xu hướng chuyển dịch năng lượng đang diễn ra mạnh mẽ tại nhiều quốc gia, nhiều công ty dầu khí thế giới đã từng bước xây dựng chiến lược thích ứng với chuyển dịch năng lượng, PVN hiện gặp nhiều khó khăn trong quá trình chuyển đổi, thích ứng để đảm bảo phát triển bền vững trong tương lai, cụ thể như:

- PVN là công ty dầu khí quốc gia của Việt Nam với nhiệm vụ chính trị để đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia. Hoạt động của PVN bị quy định, chi phối, ràng buộc bởi nhiều quy định, thủ tục pháp luật khác nhau. Vì vậy, khả năng chủ động thích ứng sẽ khó khăn, chậm hơn so với các doanh nghiệp tư nhân, doanh nghiệp nước ngoài khác. Ngoài ra, với vai trò là công ty dầu khí quốc gia qua thực hiện nhập khẩu năng lượng với tỷ trọng ngày càng tăng cũng sẽ là thách thức cho PVN trong quá trình thích ứng với chuyển dịch năng lượng.

- Lĩnh vực công nghiệp khí ngày càng chiếm vai trò quan trọng trong cơ cấu nguồn cung năng lượng sơ cấp của PVN cũng như của đất nước. Điều này là phù hợp với xu hướng chuyển dịch năng lượng được nhiều quốc gia, công ty dầu khí lựa chọn là bước đi chuyển đổi sang hệ thống năng lượng phát thải carbon thấp.

- Bên cạnh đó, việc sở hữu nguồn tài nguyên trữ lượng dầu khí chủ yếu là các mỏ dầu ở vùng nước sâu, xa bờ hoặc là các mỏ nhỏ, chi phí khai thác cao hoặc là các mỏ khí với hàm lượng CO₂ cao với chi phí khai thác cao sẽ là điểm hạn chế, thách thức trong xu hướng chuyển dịch năng lượng.

PHẦN II: KHAI THÁC DẦU KHÍ Ở VIỆT NAM TRONG BỐI CẢNH GIẢM SÚT TRỮ LƯỢNG VÀ XU HƯỚNG CHUYỂN DỊCH NĂNG LƯỢNG

1. Khai thác dầu khí trong bối cảnh giảm sút trữ lượng

Trong chuỗi năng lượng, ngành dầu khí là một trong những ngành quan trọng, là nhiên liệu đầu vào cho nhiều ngành công nghiệp khác bao gồm ngành điện. Bên cạnh đó, nguồn thu từ dầu khí đóng vai trò quan trọng cho ngân sách của nhà nước để đầu tư vào các chương trình an sinh xã hội, hệ thống cơ sở hạ tầng, giáo dục, y tế, v.v. Tuy vậy, như đã phân tích ở trên, ngành dầu khí hiện đang đối mặt với nhiều

khó khăn và rủi ro, đặc biệt là trong bối cảnh chuyển dịch năng lượng đòi hỏi những chính sách và chiến lược có tầm nhìn lâu dài của Chính phủ. Các mỏ dầu dự trữ có thể trở thành tài sản bị mắc kẹt do những quy định hạn chế về lượng khí thải carbon toàn cầu, khiến cho những tài sản năng lượng này trở thành “Carbon không thể đốt được (unburnable carbon)”. Các công ty dầu khí lớn trên thế giới đang chuyển hướng đầu tư sang năng lượng tái tạo (NLTT) để thực hiện các cam kết cho một tương lai “các bon” thấp hoặc “các bon thấp hơn”⁶². Cụ thể, nhà sản xuất dầu mỏ, khí đốt và hóa chất lớn nhất của Áo (OMV) cam kết giảm cường độ phát thải carbon ít nhất 30% vào năm 2030, Equinor giảm 50% vào năm 2050, Eni giảm 80% phát thải ròng vào năm 2050 và Petronas đặt mục tiêu đưa mức phát thải bằng 0 vào năm 2050⁶³. Điều này dẫn đến một hệ quả tất yếu đó là việc đầu tư vào các lĩnh vực năng lượng hóa thạch sẽ không còn hấp dẫn so với trước đây. Ngành công nghiệp dầu khí đang phải đối mặt với các thách thức lớn như sự cạn kiệt của các nguyên liệu hóa thạch, chi phí khai thác ngày càng gia tăng và các tiêu chuẩn về bảo vệ môi trường ngày càng nghiêm ngặt⁶⁴ trong bối cảnh giá dầu rất khó dự đoán chính xác. Nhiều Chính phủ trên thế giới đang phải cân nhắc đến việc tiếp tục đầu tư vào những dự án dầu khí mới và chấp nhận những rủi ro lâu dài hay giảm dần đầu tư vào khai thác dầu khí⁶⁵.

Tại Việt Nam, nhiều mỏ dầu khí đã qua giai đoạn khai thác đỉnh cao đang trong đà suy giảm sản lượng nhanh. Theo thống kê của Tập đoàn dầu khí Việt Nam từ năm 2015 đến nay, sản lượng khai thác dầu trong nước liên tục sụt giảm, từ mức 16,9 triệu tấn năm 2015; xuống 15,2 triệu tấn năm 2016; 13,4 triệu tấn năm 2017; 12 triệu tấn năm 2018; 11 triệu tấn năm 2019; 9,7 triệu tấn năm 2020.

⁶² Đào Minh Phượng, Phạm Bá Nam, Nghiêm Thị Ngoan, Đường Minh Trí. 2021. “Các yếu tố định hình chiến lược chuyển dịch năng lượng của các công ty dầu khí quốc gia khu vực châu Á”. *Tạp chí dầu khí*, số 9 – 2021, trang 24-32

⁶³ IHS Market. 2021. “What is the oil industry's path to a lowcarbon future?”.

<https://experts.ihsmarket.com/events/oil-industry-path-toward-low-carbon-future>, truy cập 15/4/2022

⁶⁴ Phan Thị Mỹ Hạnh. 2022. “Chiến lược quản lý danh mục đầu tư của các công ty dầu khí trong xu hướng chuyển dịch năng lượng”. *Tạp chí dầu khí*, số 2 – 2022, trang 26-31

⁶⁵ David Manley, Patrick R.P. Heller. 2021. “Risky bet national oil companies in the energy transition”, NRGi.

Lĩnh vực tìm kiếm - thăm dò - khai thác dầu khí đang đối mặt với rất nhiều khó khăn, thách thức. Tốc độ suy giảm sản lượng dầu trong những năm gần đây diễn ra rất nhanh, nhiều mỏ dầu truyền thống chủ lực đóng góp sản lượng quan trọng cho Việt Nam sau 20 - 30 năm khai thác như Bạch Hổ, Sư Tử, Rạng Đông, Cá Ngừ, Tê Giác... cung cấp trên 500 triệu tấn dầu quy đổi đã qua giai đoạn khai thác đỉnh, sản lượng khai thác đang suy giảm, đòi hỏi phải đầu tư thêm các giải pháp công nghệ tận thu hồi dầu, khoan bổ sung để tận khai thác trong khi các mỏ mới được đưa vào khai thác chậm do thiếu vốn và vướng mắc các thủ tục đầu tư.

Giá dầu thô dao động mạnh ở mức khó dự báo, tác động kép của đại dịch Covid-19 tạo nhiều bất cập, doanh thu giảm khiến nguồn tài chính của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam ngày càng eo hẹp, phần Nhà nước để lại bị giới hạn, không đủ để đầu tư phát triển. Nguồn lực hạn hẹp, phân tán, thiếu thể chế để các đơn vị trong ngành hỗ trợ lẫn nhau nên các hoạt động tìm kiếm - thăm dò - khai thác dầu khí ngày càng bị thu hẹp. Bên cạnh đó, các điều khoản ưu đãi của Luật Dầu khí không còn đủ hấp dẫn các nhà đầu tư trong bối cảnh biến động giá dầu, không khuyến khích đầu tư vào các mỏ nhỏ, mỏ cận biên kinh tế và các mỏ đang ở thời kỳ khai thác tận thu hồi.

Sự thu hẹp hoạt động tìm kiếm - thăm dò trong nước kéo theo sự sụt giảm khối lượng dịch vụ và sự tăng trưởng không bền vững trong toàn ngành. Dòng tiền ngoại tệ bị chảy ra nước ngoài khi các đơn vị dịch vụ trong nước thiếu việc làm. Những bất cập trong các quy định hiện hành đã hạn chế sự phát triển dịch vụ dầu khí trong nước. Sự bất ổn về an ninh ở Biển Đông cũng gây khó khăn cho hoạt động dầu khí ở vùng đặc quyền kinh tế Việt Nam⁶⁶.

2. Xu hướng chuyển dịch năng lượng ở các nước trên thế giới

Tương tự như khi than rồi xăng dầu thay nhau trở thành nguồn năng lượng, nhiên liệu chính để phục vụ các cuộc cách mạng công nghiệp trước đây, trong tương lai điện và các nguồn năng lượng sạch, tái tạo được dự báo sẽ chiếm vị trí lớn nhất

⁶⁶ Ngô Thường San (Hội Dầu khí Việt Nam), ‘Phát triển ngành dầu khí Việt Nam gắn với an ninh năng lượng – kinh tế trong thời kỳ hội nhập quốc tế’, *Tạp chí Dầu khí* số 11 – 2021, trang 58-59

trong rõ năng lượng. Tuy nhiên, chuyển dịch năng lượng lần này sẽ có quy mô và tác động lớn hơn rất nhiều, bao gồm thay đổi lớn, mang tính cách mạng trong các thiết bị sử dụng năng lượng từ dân dụng đến công nghiệp, nằm trong bối cảnh điều chỉnh phức tạp của các chính sách quốc tế và quốc gia, cũng như sức ép không nhỏ của người tiêu dùng và xã hội về môi trường. Chiến lược trong xu thế chuyển dịch năng lượng được thể hiện ở 3 bước sau⁶⁷:

- *Giảm hàm lượng carbon (Decarbonisation)*

Với cơ cấu và tốc độ tăng trưởng dân số cùng với các kịch bản về phát triển kinh tế, nhu cầu năng lượng của thế giới chỉ có thể giảm chậm lại (nhờ các giải pháp công nghệ tiết kiệm) so với giai đoạn trước. Ngay cả với kịch bản tham vọng nhất về giảm lượng khí thải nhà kính, thì nhiên liệu hóa thạch (như than, dầu, khí) vẫn còn chiếm tỷ trọng lớn (ít nhất khoảng 50%) trong tổng cung năng lượng vào năm 2050. Như vậy, giải pháp trước tiên để thực hiện chuyển dịch năng lượng chính là giảm tối đa hàm lượng carbon trong các sản phẩm dầu khí. Đây cũng là chiến lược chung, rõ nhất của đa phần các công ty dầu khí lớn. Khí thiên nhiên với hàm lượng carbon thấp hơn và hiệu suất chuyển đổi thành năng lượng cao hơn dầu, được coi là sản phẩm chủ đạo để thực hiện thành công chiến lược này, dự báo sẽ chiếm tỷ trọng lớn nhất trong rõ năng lượng, thậm chí còn khiến các công ty dầu xem xét đổi tên thành công ty khí. Ngành công nghiệp khí đã phát triển mạnh, do vậy trong tương lai các công ty đang chú trọng vào việc phát triển hệ thống kho cảng khí thiên nhiên hóa lỏng (*Liquefied Natural Gas-LNG*), chuẩn bị cho giai đoạn khí thiên nhiên sẽ được thương mại hóa và vận chuyển quốc tế, giúp đáp ứng nhu cầu sản xuất, đặc biệt cho phát điện trong bối cảnh hệ thống điện cần linh hoạt để tiếp nhận các nguồn NLTT như điện gió, điện mặt trời. Bên cạnh đó, việc tăng cường an toàn và hiệu quả trong sản xuất, cung ứng và sử dụng khí để cắt giảm lượng khí methane thải/thoát (leaking), hạn chế tối đa đốt bỏ khí đồng hành được đa phần các công ty/tập đoàn đa

⁶⁷ Phan Ngọc Trung, Lê Ngọc Anh (Viện Dầu khí Việt Nam), ‘Chiến lược các công ty dầu khí – thách thức trước biến động và khủng hoảng’, *Tạp chí Dầu khí*, số 7 – 2020, trang 10-11

quốc gia lớn (IOC) như ExxonMobil, Total, Shell coi là giải pháp quan trọng để giảm thiểu hàm lượng carbon của công nghiệp khí.

- *Điện hóa nền kinh tế và xã hội (Electrification)*

Điện đang thâm nhập vào thị trường truyền thống cuối cùng của các sản phẩm dầu khí là lĩnh vực giao thông. Nếu như chưa đến 10 năm trước chỉ có xe ô tô điện Tesla, thì đến nay các hãng ô tô lớn đều đã tham gia thị trường xe điện, cho ra đời khoảng 100 mẫu xe điện/năm và số lượng xe điện bán đạt khoảng 2 triệu chiếc vào năm 2018. Các công ty dầu khí đã nhanh chóng đầu tư, thử nghiệm vào hệ thống dịch vụ sạc điện, để thu thập thông tin về tác động đối với sản phẩm xăng truyền thống, sẵn sàng mở rộng quy mô để tích hợp vào chuỗi giá trị ở khâu sau với thế mạnh sẵn có ở hệ thống cửa hàng xăng dầu hay cửa hàng tiện lợi, cũng như kết hợp tổng thể trong chuỗi giá trị thượng nguồn (khai thác khí) và hạ nguồn (nhà máy điện). Chiến lược của các công ty dầu khí hiện nay là nhanh chóng *thử nghiệm, chấp nhận thất bại, lựa chọn công nghệ và nền tảng phù hợp* để sẵn sàng phát triển khi thị trường mở rộng và định hình, dự kiến bao gồm cả hệ thống giao thông, căn hộ thông minh trong thời gian tới.

- *Phát triển năng lượng tái tạo (Renewable energy)*

Thách thức và cũng là bài toán chiến lược đặt ra cho các công ty dầu khí là dịch chuyển sang hệ thống năng lượng mới này và phát huy tốt nhất lợi thế cạnh tranh của các tài sản vô hình và hữu hình đã xây dựng trong thời gian dài vừa qua. Các tập đoàn đa quốc gia lớn (IOC) với tiềm lực tài chính lớn đang triển khai đồng loạt từ nghiên cứu phát triển cho tới dự án thương mại về NLTT. Điện gió ngoài khơi tận dụng tốt tiềm lực tài chính, kinh nghiệm quản lý dự án, cũng như tài sản, kinh nghiệm lắp đặt, vận hành bảo dưỡng các công trình ngoài khơi của công ty dầu khí. Thậm chí Dong Energy (Đan Mạch) đã chuyển hoàn toàn sang đầu tư, vận hành các dự án điện gió và đổi tên thành Orsted. Tuy thận trọng hơn, các IOC cũng rất tham vọng và quyết tâm thử sức với nhiều mảng khác nhau của NLTT: BP Lightsources đặt mục tiêu đạt công suất 10GW vào năm 2023. Shell đầu tư vào 2 công ty năng lượng mặt

trời lớn ở Mỹ (Silicon Ranch) và Đông Nam Á (Cleantech Solar), trong khi Total tiếp tục tăng sở hữu tại SunPower. Ngay cả các công ty dầu khí quốc gia (NOC) lớn ở Trung Đông như Saudi Aramco hay Mubadala cũng đang đầu tư mạnh vào NLTT, đặc biệt điện mặt trời. Các dạng NLTT khác như hydrogen, nhiên liệu sinh học thế hệ mới (advanced biofuel) cũng được các công ty dầu khí tăng cường nghiên cứu, triển khai: Eni hoàn thiện và sẵn sàng thương mại hóa công nghệ sản xuất nhiên liệu sinh học từ dầu ăn và sắp tới là nguyên liệu/rác thải sinh học (biofining) tại nhà máy ở Venice (Italy). OMV đã thử nghiệm công nghiệp tái chế nhựa thành nhiên liệu (dầu thô) tại nhà máy ở Schwechat (Austria) từ năm 2018. Nền kinh tế tái chế với công nghệ mới như chuyển đổi từ nhựa trở lại dầu (plastic pyrolysis) vừa là thách thức nhưng cũng là cơ hội cho các công ty dầu khí: Total, ExxonMobil đều nghiên cứu và đăng ký nhiều bằng sáng chế (patent) cho công nghệ này.

Chuyển dịch năng lượng là xu hướng không thể đảo ngược. Trước xu thế này, Trung Đông, khu vực xuất khẩu dầu lớn nhất trên thế giới, đã đặt mục tiêu trở thành nhà xuất khẩu lớn về năng lượng sạch hydro xanh. Các nhà sản xuất dầu lớn nhất ở Vịnh Ả Rập đã tham gia vào cuộc đua hydro, đặc biệt là hydro xanh được sản xuất từ điện phân nước sử dụng điện từ năng lượng mặt trời hoặc gió. Với sự “chuyển mình này” khu vực xuất khẩu dầu lớn nhất trên thế giới Trung Đông muốn cho thế giới thấy rằng, khi quá trình chuyển đổi năng lượng toàn cầu tăng tốc, họ có thể xuất khẩu năng lượng sạch, chứ không đơn thuần chỉ là sản xuất dầu thô.

Dubai, một trong Các Tiểu vương quốc Ả Rập Thống nhất (UAE), hiện là nhà sản xuất dầu lớn thứ ba của OPEC, đã khởi động cơ sở hydro xanh chạy bằng năng lượng mặt trời quy mô công nghiệp đầu tiên ở Trung Đông và Bắc Phi với sự hợp tác của Siemens Energy, Cơ quan Điện và Nước Dubai (DEWA) và Expo 2020 Dubai. Vào ban ngày, nhà máy sử dụng một phần quang điện từ Công viên Mặt trời Mohammed bin Rashid Al Maktoum để sản xuất hydro xanh thông qua quá trình điện phân. Vào ban đêm, hydro xanh được chuyển đổi thành điện năng để cung cấp năng lượng bền vững cho thành phố. Công viên mặt trời dự kiến sẽ tạo ra 5 gigawatt

(GW) năng lượng sạch vào năm 2030, với tư cách là công viên năng lượng mặt trời đơn lẻ lớn nhất trên thế giới.

Oman không phải là thành viên OPEC nhưng là một phần của liên minh OPEC+ cũng đã công bố kế hoạch xây dựng một trong những nhà máy hydro xanh lớn nhất thế giới. Theo đó, Công ty năng lượng nhà nước OQ của Oman, nhà phát triển nhiên liệu xanh InterContinental Energy có trụ sở tại Hồng Kông và nhà đầu tư và phát triển năng lượng sạch được chính phủ hỗ trợ của Kuwait, EnerTech, đã công bố kế hoạch cho một trong những cơ sở sản xuất hydro xanh lớn nhất trên thế giới. Nhà máy sẽ được cung cấp bởi 25 GW NLTT và có thể trị giá 30 tỷ USD⁶⁸.

Ở khu vực Đông Á, dù vẫn phải đối mặt với nhiều thách thức đáng kể song **Trung Quốc** đã đạt được những tiến bộ đáng chú ý trong quá trình chuyển đổi năng lượng sạch. Tuy than chiếm hơn 60% sản lượng điện và Trung Quốc tiếp tục xây dựng các nhà máy điện than mới trong nước, song Bắc Kinh đã bổ sung đáng kể công suất điện mặt trời. Đây là nước tiêu thụ dầu lớn thứ hai trên thế giới, nhưng cũng là nơi đóng góp 70% công suất sản xuất pin xe điện trên toàn cầu.

Trong những năm gần đây, Trung Quốc đã phải hành động nhanh chóng để thúc đẩy quá trình chuyển đổi sang một nền kinh tế sạch hơn. Trung Quốc là nhà đầu tư lớn nhất vào NLTT trong thập kỷ qua, chi gần 760 tỷ USD từ năm 2010 đến năm 2019, gấp đôi mức 356 tỷ USD của Mỹ. Toàn bộ châu Âu đứng ở vị trí thứ hai, với 698 tỷ USD. Theo đó, Trung Quốc không chỉ dẫn đầu thế giới về tổng năng lượng gió và năng lượng mặt trời được lắp đặt - với tổng công suất năng lượng gió là 288 gigawatt và 253 gigawatt công suất năng lượng mặt trời vào cuối năm 2020, nước này còn tự định vị mình là nhà cung cấp chính của nền kinh tế sạch.

Theo tổ chức truyền thông Foreign Policy, 30% nhà sản xuất tuabin gió trên thế giới là ở Trung Quốc và hơn 70% quang điện mặt trời trên thế giới được sản xuất

⁶⁸ Trang Hoàng, 'Khu vực dầu mỏ lớn nhất thế giới sẽ trở thành trung tâm Hydrogen?', *Kinh tế và xây dựng năng lượng (Chuyên trang của Petro Times)*, cập nhật 03:07 | 24/05/2021

bởi nước này. Hơn nữa, Trung Quốc kiểm soát gần như toàn bộ chuỗi cung ứng trước khi tiến tới bước lắp ráp cuối cùng cho xe điện.

Động thái kiểm soát phần lớn chuỗi cung ứng năng lượng sạch chỉ là một phần trong cách tiếp cận của Trung Quốc đối với quá trình chuyển đổi này. Các yếu tố khác, bao gồm cách tiếp cận kinh doanh để thử nghiệm các sáng kiến kinh tế, cấu trúc Chính phủ tạo điều kiện cho hành động nhanh chóng cũng như tuyên truyền cho người dân, đang thúc đẩy quá trình chuyển đổi xanh tại nước này.

Ở Châu Âu, từ cuối năm 2018, kế hoạch “Năng lượng sạch cho toàn châu Âu” đã ra đời. Theo đó, các thành viên EU dần chuyển đổi sang nền kinh tế có mức độ thải khí carbon thấp, an toàn sức khỏe cho người dân và góp phần tăng khả năng cạnh tranh cho nhiều ngành công nghiệp.

Đức có những bước chuyển mình mạnh mẽ trong việc đưa NLTT trở thành mục tiêu phát triển hàng đầu để thay thế khí đốt. Cũng từ đầu những năm 2000, Đức định hướng chiến lược năng lượng nhằm vào các nguồn NLTT. Tham vọng của Berlin là trở thành quốc gia đi đầu tại châu Âu trong lĩnh vực này, nhất là khẳng định vị thế thống trị trong ngành điện gió. Theo quy định trong Luật Năng lượng tái tạo (Luật EEG) của Đức, chậm nhất đến năm 2025, NLTT phải chiếm đến 40-45%; vào năm 2035, con số này là 55-60% trong cơ cấu năng lượng của quốc gia này. Nhờ sáng kiến khuyến khích đưa NLTT đến từng hộ gia đình thông qua các khoản trợ cấp của Chính phủ, hàng triệu người dân Đức lắp pin mặt trời trên mái nhà. Thay cho 20 nhà máy điện đốt than, Đức sử dụng năng lượng được sản xuất từ hơn 1 triệu tấm thu năng lượng mặt trời đặt trên các tòa nhà và dọc theo các xa lộ, bổ sung 30 terawatt giờ (TWh) vào mạng lưới điện của nước này. Cho đến nay, khoảng 25% nguồn năng lượng của Đức được sản xuất từ các nguồn tái tạo như gió, mặt trời và năng lượng sinh khối, đạt tỷ lệ cao nhất trong các quốc gia công nghiệp hùng mạnh.

Làn sóng phát triển NLTT đã tạo ra một số phát minh công nghệ trong các lĩnh vực, từ thiết kế máy móc đến kỹ thuật điện - như một turbine gió vận hành ở Đức đang sản xuất được lượng điện gấp 6 lần so với năm 1990. Chính phủ Đức còn hỗ trợ việc cải tạo hệ thống năng lượng trong những công trình xây dựng cũ.

Tại **Pháp**, Bộ Môi trường tuyên bố ngừng trợ cấp cho việc lắp đặt các lò sưởi khí đốt dân dụng mới và tăng cường hỗ trợ sưởi ấm bằng NLTT, nhằm giảm sự phụ thuộc vào xuất khẩu nhiên liệu hóa thạch của Nga. Pháp muốn chấm dứt nhập khẩu khí đốt và dầu của Nga vào năm 2027. Để giảm nhu cầu khí đốt, Pháp sẽ đẩy nhanh việc thay thế các lò sưởi hiện nay sang hệ thống sưởi sử dụng máy bơm nhiệt và máy sưởi sinh khối, bao gồm cả các hệ thống hybrid. Từ ngày 15-4 cho đến hết năm 2022, Pháp tăng trợ cấp thêm 1.000 EUR (1.102 USD) cho hệ thống sưởi ấm trong khu dân cư.

Điện khí hóa hệ thống sưởi đang là kế hoạch chính trong các chính sách của EU nhằm giảm lượng khí thải của các tòa nhà ở châu Âu. Thông qua Cơ quan Môi trường và Năng lượng nhà nước ADEME, Pháp cũng sẽ cung cấp 150 triệu EUR (166 triệu USD) để giúp các công ty và thành phố chuyển đổi sang hệ thống sưởi sử dụng NLTT, đặc biệt là bằng cách chuyển mạng lưới nhiệt sang sinh khối⁶⁹.

Trong khi đó, chỉ trong 10 năm, thị phần NLTT trong sản xuất điện của **Mỹ** đã tăng gấp đôi từ 10% vào năm 2010 lên 20% vào năm 2020, theo báo cáo của Deloitte. Phần lớn sự tăng trưởng đó là nhờ năng lượng mặt trời và năng lượng gió, với tốc độ tăng trưởng kép hàng năm lần lượt là 84% và 15% trong thập kỷ qua.

Bất chấp mức tăng ấn tượng này, Mỹ sẽ phải tăng tốc đáng kể để đạt được các mục tiêu năng lượng sạch. Vào cuối năm 2020, Mỹ có hơn 100 gigawatt (GW) năng lượng mặt trời và 122,5 GW công suất điện gió, nhưng nước này sẽ cần bổ sung thêm 70 – 100 GW cho năng lượng mặt trời và gió mỗi năm để trung hòa carbon từ năm 2035 đến năm 2050.

Hiện tại, Mỹ đang đề ra các chính sách năng lượng sạch lâu dài nhằm tạo ra một thị trường bền vững cho NLTT, khuyến khích và hỗ trợ việc tích hợp NLTT, tăng cường đầu tư cho nghiên cứu và phát triển lĩnh vực này. Đồng thời, Mỹ cũng đưa ra nhiều biện pháp kịp thời như nỗ lực cải thiện lưới điện bằng cách tăng cường

⁶⁹ Phương Nam (tổng hợp), ‘Cuộc đua phát triển NLTT’, *Sài Gòn giải phóng Online*, cập nhật Thứ Hai, 21/3/2022 08:39

hạ tầng cơ sở truyền dẫn để tích hợp được một lượng lớn NLTT, kết hợp với kế hoạch hóa phát triển lưới điện tiên tiến hơn để duy trì tính tin cậy và bền vững của loại năng lượng này.

Trong đó, năng lượng mặt trời được chú trọng bởi đó là thành phần chủ yếu trong hệ thống NLTT của Mỹ. Trong những năm qua, chi phí cho hệ thống sản xuất điện mặt trời đã giảm đáng kể, góp phần mang lại cho các gia đình và doanh nghiệp Mỹ cơ hội tiếp cận với năng lượng sạch và giá thành phải chăng.

Thông qua hạng mục đầu tư cho nghiên cứu và phát triển (R&D), Bộ Năng lượng Mỹ vẫn tiếp tục thúc đẩy phát triển và mở rộng thị trường năng lượng mặt trời trên cơ sở hài hòa, bền vững, phát triển sản xuất điện đi đôi với cơ sở hạ tầng kèm theo, như mạng lưới truyền tải hay tích trữ điện.

Bộ Năng lượng Mỹ sẽ tiếp tục định hướng chiến lược đầu tư nhằm chuyển đổi sang sản xuất năng lượng an toàn và sạch hơn. Đến nay, việc sản xuất các nguồn NLTT không ngừng gia tăng, các thống đốc bang tại Mỹ đang thúc đẩy phát triển công nghệ năng lượng sạch⁷⁰.

3. Chiến lược chuyển dịch năng lượng của một số công ty dầu khí trên thế giới

Trong hơn 10 năm qua, các công ty dầu khí thế giới đã chứng kiến sự thay đổi lớn trên thị trường năng lượng khiến cho chiến lược, mô hình kinh doanh cũ có thể không còn phù hợp. Khi người tiêu dùng, Chính phủ và thậm chí xã hội không thụ động sử dụng các sản phẩm dầu mỏ có nguồn gốc hóa thạch mà đòi hỏi phải gắn với trách nhiệm bảo vệ môi trường. Dầu khí chịu sức ép lớn của sản phẩm thay thế là điện được tạo ra từ các nguồn gốc tái tạo như: mặt trời, gió. Các yếu tố mới trên toàn bộ chuỗi giá trị khiến các công ty dầu khí cần hoạch định lại chiến lược phát triển và có sự điều chỉnh cho một thời kỳ mới. Sức ép đối với các công ty dầu khí không chỉ đến từ những nhà hoạt động vì môi trường mà từ chính thị trường tài chính: số lượng tổ chức đầu tư (Institutional investors) cam kết cắt giảm đầu tư vào năng lượng hóa thạch đã tăng từ 180 năm 2014 lên 1.000 năm 2019 (tổng giá trị quản lý lên tới

70 Thanh Trần, 'Bức tranh chuyển dịch xanh trên toàn cầu', Tạp chí Tài chính Online, cập nhật 09:32 08/12/2021

11 nghìn tỷ USD), khiến ngay cả Royal Dutch Shell hay BP cũng phải thừa nhận sức ép không nhỏ⁷¹.

Chiến lược của các công ty dầu khí cho giai đoạn tới sẽ khá đa dạng. Một phần vì loại hình, quy mô, tiềm lực công ty sẽ quyết định hướng đi phù hợp: các IOC chắc chắn sẽ có cách tiếp cận khác các NOC; NOC của nước có nhiều tài nguyên cũng sẽ rất khác NOC các quốc gia ít tài nguyên; công ty dầu khí của Mỹ như Cheaspeake, Pioneer sẽ chọn giải pháp khác các công ty E&P truyền thống như ConocoPhillips, Hess, Tullow... Một lý do nữa khiến việc chiến lược đưa ra đang rất khác nhau là các công ty đều đang tìm kiếm, lựa chọn trong bối cảnh chính sách, môi trường đầu tư còn chưa rõ ràng (nước Mỹ rút khỏi Thỏa thuận chung Paris về Biến đổi khí hậu, hay xu hướng đa cực hóa của thương mại, chính trị trên thế giới). Tuy nhiên, có 2 xu thế chiến lược lớn mà các IOC và NOC lớn đang tập trung nghiên cứu, triển khai - để có thể tiếp tục vai trò/nhiệm vụ trọng yếu lâu nay là cung cấp nguồn năng lượng cho nền kinh tế - xã hội với chi phí hợp lý, đảm bảo an ninh năng lượng, an toàn đồng thời thân thiện với môi trường, đó là **chuyển dịch năng lượng** (Energy Transition) và **cách mạng công nghiệp 4.0**⁷².

3.1 Tập đoàn năng lượng dầu khí ENI (Italy)

Tập đoàn năng lượng dầu khí ENI được thành lập vào năm 1953, có trụ sở đóng tại Roma- Italia, hoạt động trên 66 quốc gia.

Trong thời kỳ giá dầu suy giảm kéo dài, công suất lọc dầu dư thừa và cạnh tranh gay gắt, Eni đã thực hiện tái cơ cấu các lĩnh vực hoạt động chính để thích ứng với môi trường kinh doanh mới. Hiện tại, để đảm bảo hoạt động bền vững cũng như đáp ứng các chính sách về môi trường ngày càng khắt khe, Eni đã đặt tham vọng trở thành tập đoàn hàng đầu trong lĩnh vực năng lượng xanh và đạt mục tiêu “không carbon” vào năm 2050. Hoạt động của Eni, từ khâu thượng nguồn đến các khâu

⁷¹ Phan Ngọc Trung, Lê Ngọc Anh (Viện Dầu khí Việt Nam), ‘Chiến lược các công ty dầu khí – thách thức trước biến động và khủng hoảng’, *Tạp chí Dầu khí*, số 7 – 2020, trang 9-10

⁷² Phan Ngọc Trung, Lê Ngọc Anh (Viện Dầu khí Việt Nam), ‘Chiến lược các công ty dầu khí – thách thức trước biến động và khủng hoảng’, *Tạp chí Dầu khí*, số 7 – 2020, trang 10

trung, hạ nguồn, đều tập trung vào các mục tiêu nâng cao hiệu quả tài chính, thích ứng với thị trường biến đổi nhanh chóng và giảm phát thải⁷³.

Là một tập đoàn năng lượng, Eni nỗ lực xây dựng tương lai hướng đến mục tiêu mọi người có thể tiếp cận các nguồn năng lượng hiệu quả và bền vững. Phương châm hoạt động của Eni là tạo ra giá trị bền vững trong trung và dài hạn cho chính doanh nghiệp và các bên liên quan, kết hợp sức mạnh tài chính với sự bền vững về môi trường và xã hội. Đây là nền tảng cho hoạt động của Eni trong môi trường hiện tại đầy phức tạp và đối phó với các thách thức lớn của ngành năng lượng: chuyển đổi sang một tương lai carbon thấp và hướng đến mục tiêu “không carbon”. Eni đã bắt đầu tham gia vào chiến lược “không carbon” bằng việc nghiên cứu đổi mới, hợp tác với các nước phát triển để thúc đẩy tiếp cận nguồn năng lượng sạch theo cách hiệu quả và bền vững.

Mục tiêu tổng quát: Chiến lược của Eni hướng tới việc đặt nền tảng phát triển trong vòng 30 năm tới (đến năm 2050), kết hợp các mục tiêu phát triển liên tục trong một thị trường năng lượng thay đổi nhanh chóng và giảm đáng kể lượng khí thải carbon. Trong bối cảnh ngành năng lượng toàn cầu phải đối đầu với vấn đề giảm phát thải CO₂ và hướng tới nhiên liệu sạch và bền vững, Eni là một trong những đơn vị tiên phong của ngành dầu khí đã nhận thức được các thách thức và tiềm năng của lĩnh vực năng lượng, trên cơ sở đó xây dựng được chiến lược dựa trên sự chuyển tiếp từ năng lượng hóa thạch truyền thống sang năng lượng sạch, tái tạo và tạo ra giá trị của riêng mình.

Mục tiêu cụ thể:

- *Thăm dò và khai thác:* Eni đặt mục tiêu tăng trưởng khai thác dầu khí với tốc độ hàng năm là 3,5% đến năm 2025, sau đó giảm linh hoạt chủ yếu đối với dầu thô. Sản lượng khí khai thác vào năm 2050 sẽ chiếm khoảng 85% tổng sản lượng dầu khí

⁷³ Trương Như Tùng, Nguyễn Hữu Lương, Hoàng Thị Đào, ‘Chiến lược phát triển của Eni đến năm 2050’, *Tạp chí Dầu khí*, số 7 – 2020, trang 25

của Tập đoàn. Chiến lược giảm khai thác dầu phù hợp với chiến lược giảm CO2 của Tập đoàn Eni và phù hợp với xu hướng nhu cầu dầu thô giảm trong tương lai.

- *Trữ lượng 3P⁷⁴ linh động*: Đến năm 2035, sản lượng khai thác đạt tới 85% trữ lượng 3P và tương ứng đạt 94% giá trị hiện tại thuần (NPV) mục tiêu của lĩnh vực thăm dò và khai thác, với giả định giá dầu thô Brent không đổi là 50 USD/thùng. Eni có thể điều chỉnh các khoản đầu tư để đáp ứng với sự phát triển của thị trường trong tương lai.

- *Sản xuất khí bền vững*: Sản xuất khí bền vững là một trong những hoạt động chính của Eni trong tương lai. Eni đã xác lập mục tiêu bảo tồn rừng và triển khai các dự án thu gom và lưu trữ CO2 để đạt trên 40 triệu tấn CO2 /năm vào năm 2050. Sản xuất điện từ khí kết hợp với các dự án thu và lưu trữ CO2 đóng vai trò bổ sung cho NLTT.

- *Năng lượng tái tạo*: Eni chú trọng phát triển NLTT, đặt mục tiêu tăng trưởng lên hơn 55 GW vào năm 2050, phát triển chủ yếu ở các nước thuộc khu vực OECD.

- *Lọc dầu*: Chuyển đổi dần các nhà máy lọc dầu truyền thống của Eni ở Italy theo hướng tập trung vào các công nghệ mới để sản xuất các sản phẩm không carbon thông qua hoạt động tái chế chất thải và sử dụng các nguồn nguyên liệu sinh học. Eni đặt mục tiêu tăng công suất lọc dầu sinh học lên 5 triệu tấn/năm, trong đó không sử dụng nguyên liệu dầu cò từ năm 2023 (trước thời hạn 7 năm so với yêu cầu của EU). Hiện nay, Eni đã đưa vào kế hoạch thực hiện việc chuyển đổi sang nguyên liệu sinh học, không sử dụng dầu cò, tại 2 nhà máy lọc dầu xanh Venice và Gela (Italy) từ năm 2023.

- *Thị trường*: Eni thực hiện cải hoán từ trạm xăng dầu truyền thống sang trạm dịch vụ bán hàng, chỉ phân phối các loại nhiên liệu bền vững thế hệ mới và cung cấp các loại hình dịch vụ có tính khác biệt.

⁷⁴ Trữ lượng 3P là tổng lượng dự trữ mà một công ty ước tính có thể tiếp cận, được tính bằng tổng của tất cả trữ lượng đã được chứng minh và chưa được chứng minh. 3P là đại diện cho các khoản dự trữ đã được chứng minh, có thể xảy ra và có thể có.

- *Hóa chất*: Chuyển đổi dần các nhà máy hiện tại để sản xuất nhiều loại sản phẩm đặc trưng hơn, tăng cường sử dụng các công nghệ sản xuất nhựa sinh học và tái chế các loại nhựa thải.

- *Phát thải carbon (carbon footprint)*: Eni đã phát triển các phương pháp độc lập để xác định lượng phát thải carbon và được đánh giá bởi bên thứ ba nhằm đo lường toàn diện lượng khí thải trong các hoạt động. Trên cơ sở đó, Eni đã đưa ra mục tiêu giảm 80% lượng khí thải tuyệt đối vào năm 2050 (cao hơn ngưỡng 70% được IEA chỉ ra trong Kịch bản phát triển bền vững về mức giảm phát thải phù hợp với Paris Agreement) và giảm 55% về cường độ phát thải⁷⁵.

3.2 Tập đoàn dầu khí quốc gia Pertamina (Indonesia)

Pertamina là công ty năng lượng thuộc sở hữu nhà nước, có trách nhiệm đảm bảo cung ứng nhu cầu năng lượng của Indonesia. Trong bối cảnh nhu cầu năng lượng trong nước tiếp tục tăng lên theo mức độ tăng của dân số và phương tiện đi lại, giá dầu thế giới biến động liên tục, Pertamina đã chuyển đổi từ công ty dầu khí (với 60 năm hoạt động) sang công ty năng lượng. Pertamina đã xây dựng kế hoạch chi tiết cho các hoạt động và công ty con để xác định các ưu tiên trong chương trình nghị sự công ty nhằm đạt được tham vọng và hiện thực hóa tầm nhìn và sứ mệnh trở thành công ty năng lượng quốc gia tầm cỡ thế giới vào năm 2025 (“a world-class national energy company”).

Chiến lược của Pertamina đến năm 2025

Mục tiêu tổng quát: thực hiện, hỗ trợ các chính sách và chương trình của chính phủ về phát triển kinh tế và quốc gia nói chung, đặc biệt là trong hoạt động kinh doanh dầu khí ở trong nước và nước ngoài cũng như các hoạt động khác liên quan đến hoặc hỗ trợ các hoạt động kinh doanh trong lĩnh vực dầu khí. - Phát triển tối ưu hóa nguồn lực để sản xuất hàng hóa và/hoặc dịch vụ chất lượng cao, khả năng cạnh

⁷⁵ Trương Như Tùng, Nguyễn Hữu Lương, Hoàng Thị Đào, ‘Chiến lược phát triển của Eni đến năm 2050’, *Tạp chí Dầu khí*, số 7 – 2020, trang 27

tranh cao và theo đuổi mục tiêu lợi nhuận nhằm cải thiện giá trị của doanh nghiệp bằng cách áp dụng các nguyên tắc của công ty trách nhiệm hữu hạn.

Mục tiêu cụ thể: Pertamina tập trung vào thực hiện 8 ưu tiên chiến lược, đây được xem là cơ sở cho các chức năng hỗ trợ và công ty con tiếp tục đưa ra các sáng kiến chiến lược để hiện thực tham vọng trở thành công ty năng lượng quốc gia đẳng cấp thế giới vào năm 2025.

Các ưu tiên chiến lược gồm⁷⁶:

- An toàn sức khỏe môi trường (HSSE) và phát triển bền vững: Thực hiện các nguyên tắc an toàn sức khỏe môi trường xuất sắc và các khía cạnh 3P (con người, hành tinh, lợi nhuận) trong hoạt động của công ty; các chỉ số chính: hệ số xếp hạng bền vững quốc tế (ISRS), tỷ lệ tai nạn chết người (FAR), đánh giá đúng (Proper rating), sáng kiến báo cáo toàn cầu (GRI), số tai nạn (NOA).

- Phát triển nguồn nhân lực: Tăng cường và thúc đẩy phát triển nhân sự; lãnh đạo tài năng và năng lực kỹ thuật có thẩm quyền, văn hóa hiệu suất cao dựa trên hành vi làm việc hiệu quả 6C (sạch sẽ, cạnh tranh, tự tin, tập trung vào khách hàng và có khả năng) và thái độ JTA (Trung thực - Chân thành - Đáng tin cậy); các chỉ số chính: chỉ số năng lực lãnh đạo, thời gian học tập và phát triển/FTE.

- Tăng trưởng lĩnh vực thượng nguồn: Tăng trữ lượng và sản lượng khai thác dầu khí, cả hữu cơ và mua lô/mỏ, bao gồm phát triển kinh doanh, phát triển khả năng và tăng cường chia sẻ rủi ro thông qua việc mở rộng quan hệ đối tác với các công ty tầm cỡ thế giới; các chỉ số chính: hiệu quả chi phí (chi phí/thùng); tăng trưởng sản lượng (%), tỷ lệ thay thế trữ lượng (%).

- Tăng trưởng lĩnh vực khí: Phát triển mạnh mẽ và định hướng kinh doanh đối với danh mục đầu tư kinh doanh khí hạ nguồn; chọn lọc và hiệu quả thông qua việc mở rộng các nguồn cung cấp trong nước và toàn cầu; các chỉ số chính: doanh số bán khí, thị phần khí.

⁷⁶Pertamina, “Annual report”, [Online]. Available: <https://www.pertamina.com/en/documents/laporantahunan>

- Tăng cường lĩnh vực kinh doanh lọc dầu và hóa dầu: Tăng lợi nhuận hạ nguồn; nâng cao hiệu quả hoạt động (bảo dưỡng tổng thể nhà máy lọc dầu, nâng cấp và quy hoạch phát triển lọc dầu (RDMP)) và các sản phẩm giá trị cao; các chỉ số chính: tiền mặt ròng (USD/thùng), tỷ lệ sản lượng sản phẩm có giá trị (%), chỉ số tiêu thụ năng lượng (EII).

- Phát triển năng lượng mới và NLTT: Sử dụng năng lượng mới và NLTT có chọn lọc và hiệu quả để hỗ trợ áp lực đảm bảo năng lượng quốc gia, bao gồm cả địa nhiệt và phát triển quan hệ đối tác và quyền sở hữu đầu tư vào các công ty năng lượng mới và NLTT tiềm năng; chỉ số chính: công suất (MW).

- Phát triển marketing và cơ sở hạ tầng: Tăng khả năng sinh lợi và thị phần thông qua nỗ lực thâm nhập thị trường, mở rộng thị trường, phát triển cơ sở hạ tầng chiến lược và đáp ứng các yêu cầu về sản phẩm và marketing với chuỗi cung ứng cạnh tranh và tích hợp; các chỉ số chính: thị phần (%), biên lợi nhuận hoạt động (%), chỉ số hài lòng của khách hàng, hiệu quả chi phí (USD/KL).

- Tăng trưởng toàn công ty: Tăng trưởng công ty bền vững thông qua tối ưu hóa danh mục đầu tư và kinh doanh để Công ty tiếp tục phát triển và sau đó đáp ứng kỳ vọng của các bên liên quan; các chỉ số chính: tăng trưởng EBITDA (%), ROIC (%), tỷ lệ Capex trên doanh thu (%).

Kế hoạch thực hiện chiến lược đến năm 2025

Để hiện thực hóa tầm nhìn chiến lược trở thành công ty năng lượng quốc gia đẳng cấp thế giới, trong giai đoạn 2015 - 2019, Pertamina thực hiện mục tiêu “Thượng nguồn táo bạo, Hạ nguồn sinh lợi (Aggressive upstream, Profitable downstream strategy)” nhằm đạt được các mục tiêu⁷⁷:

- Thượng nguồn: Đặt mục tiêu khai thác dầu khí ở mức 1.039,4 nghìn thùng dầu quy đổi/ngày với mức tăng trưởng trung bình 15%/năm trong giai đoạn 2015 - 2019. - Khí, năng lượng mới và NLTT: Đặt mục tiêu nắm bắt các cơ hội đến từ các hoạt động trong chuỗi kinh doanh khí, phát triển và tích hợp danh mục đầu tư khí

⁷⁷ Pertamina, “New renewable energy”. [Online]. Available: <https://pertaminapower.com/new-renewable-energy>

của Pertamina từ thượng nguồn đến hạ nguồn, cũng như phát triển kinh doanh năng lượng mới và NLTT ở trong nước.

- Hạ nguồn (chế biến dầu khí, marketing và thương mại): Đặt mục tiêu lợi nhuận, tăng lợi nhuận thông qua việc tăng tính cạnh tranh, hiệu quả và tối ưu hóa hoạt động của nhà máy lọc dầu cho ra các sản phẩm có giá trị cao. Trong năm 2018, Pertamina đưa ra một kế hoạch triển khai 8 ưu tiên chiến lược trong giai đoạn 2019 - 2025 với trọng tâm là hiện thực hóa mục tiêu đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia. Tích hợp hoạt động sản xuất kinh doanh dầu khí tạo sức mạnh hợp lực trong toàn tập đoàn gồm công ty mẹ PT Pertamina (Persero) và các công ty con hoạt động trong lĩnh vực thượng nguồn dầu khí, hạ nguồn dầu khí và lĩnh vực phi dầu khí.

- Thượng nguồn: Đặt mục tiêu tăng sản lượng dầu khí và khai thác địa nhiệt thông qua việc tiếp tục thăm dò, khai thác các mỏ mới, áp dụng phương pháp gia tăng thu hồi dầu (EOR) đối với các mỏ hiện tại và thực hiện mua/ bán mỏ/dự án dầu khí ở cả trong nước và nước ngoài.

- Khí và năng lượng mới, NLTT: Phù hợp với chiến lược đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia khi nguồn nhiên liệu hóa thạch đang dần cạn kiệt và giảm lượng khí phát thải nhà kính. Chính sách năng lượng quốc gia (National Energy Policy) của chính phủ, tăng tỷ lệ năng lượng mới và NLTT từ 6% hiện tại lên 23% trong cơ cấu năng lượng quốc gia vào năm 2025. Pertamina ủng hộ và cam kết thực hiện chính sách của chính phủ thông qua kế hoạch triển khai dự án khí, năng lượng mới và NLTT đầy tham vọng, đặt ra mục tiêu đạt 1.010 MW công suất phát điện địa nhiệt, 15 MW từ năng lượng mặt trời và phân phối 65 nghìn tấn/năm nhiên liệu sinh học vào năm 2025.

- Hạ nguồn: Phù hợp với tham vọng an ninh năng lượng quốc gia, Pertamina có nghĩa vụ bảo đảm nguồn cung và đáp ứng nhu cầu nhiên liệu trong nước. Để thực hiện, Pertamina có kế hoạch nỗ lực thực hiện việc cải tiến và nâng cấp các nhà máy lọc dầu hiện có nhằm nâng cao hiệu suất, chất lượng đạt tiêu chuẩn Euro 5, giảm chi phí, tối ưu chế biến dầu thô trong nước..., đồng thời tìm kiếm cơ hội đầu tư nhà máy lọc dầu mới phù hợp với kế hoạch công ty. Pertamina đưa ra chương trình làm việc

gồm 5 khía cạnh là: An toàn và môi trường, Độ tin cậy, Lợi nhuận, Chất lượng và Bền vững, là tài liệu tham khảo cho tất cả các nhà máy lọc dầu trong việc thực hiện quy trình kinh doanh nhằm hướng tới nhà máy lọc dầu đẳng cấp thế giới.

3.3 Tập đoàn dầu khí PTT (Thái Lan)

PTT được thành lập ngày 29/12/1978 vào thời điểm bùng nổ cuộc khủng hoảng dầu mỏ lần thứ 2. Ngoài hoạt động thăm dò và khai thác dầu khí, PTT còn tham gia sản xuất điện, các sản phẩm hóa dầu và kinh doanh bán lẻ xăng dầu; sở hữu hệ thống đường ống dẫn khí và các kho cảng LPG tại Thái Lan. Một số công ty con nổi bật nhất của PTT là: PTT Exploration and Production Public Co., Ltd. (PTTEP) hoạt động trong lĩnh vực thăm dò, khai thác dầu khí và PTT Global Chemical Public Co., Ltd (PTTGC) hoạt động trong lĩnh vực lọc hóa dầu. PTTGC là tổ hợp lọc hóa dầu lớn nhất ở Thái Lan và được xếp hạng cao trong khu vực châu Á - Thái Bình Dương về quy mô và sự đa dạng về sản phẩm.

PTT đặt mục tiêu phát triển từ công ty năng lượng quốc gia hàng đầu Thái Lan trở thành công ty năng lượng đa quốc gia, tập trung tích hợp kinh doanh năng lượng và các sản phẩm hóa dầu nhằm phục vụ các chủ thể thiết yếu: Quốc gia - xã hội - cổ đông - khách hàng - đối tác - nhân viên. Đối với quốc gia, PTT bảo đảm an ninh năng lượng dài hạn thông qua việc cung cấp nguồn năng lượng chất lượng cao với giá thành hợp lý để hỗ trợ phát triển kinh tế. Đối với xã hội, PTT hướng tới mục tiêu trở thành doanh nghiệp tiêu biểu trong việc xử lý môi trường theo tiêu chuẩn quốc tế, cải thiện chất lượng sống của cộng đồng. Đối với cổ đông, PTT đặt mục tiêu hoạt động kinh doanh có lãi nhằm đảm bảo phát triển bền vững và tối đa hóa lợi nhuận mang lại. Đối với khách hàng, PTT bảo đảm sự hài lòng thông qua việc cung cấp các sản phẩm, dịch vụ đạt chất lượng quốc tế với giá thành hợp lý. Đối với đối tác doanh nghiệp, PTT đề cao hoạt động kinh doanh công bằng, coi trọng sự tin cậy, liên kết và hợp tác để phát triển năng lực và nâng cao hiệu quả hợp tác dài hạn. Đối với nhân viên, PTT cam kết hỗ trợ phát triển năng lực chuyên môn và đáp ứng các nhu cầu của nhân viên tương đương với các doanh nghiệp hàng đầu khác.

Chiến lược phát triển của PTT

PTT đang đặt mục tiêu về tương lai trong lĩnh vực xe điện (EV) và tăng hơn nữa đầu tư vào NLTT, đưa ra kế hoạch tăng trưởng và nâng mục tiêu NLTT từ 8 gigawatt (GW) trước kia lên 12 GW vào năm 2030. Theo Giám đốc điều hành PTT, “Năng lượng đã đến thời điểm thay đổi, hướng nhiều hơn tới NLTT... nhiên liệu hóa thạch đang góp phần làm biến đổi khí hậu, đã đến lúc PTT điều chỉnh tầm nhìn của mình”. Trong thập kỷ tới, PTT có kế hoạch tập trung vào năng lượng mới, dành 32% tổng chi tiêu vốn, 68% còn lại sẽ dành cho thăm dò và sản xuất khí đốt. PTT đặt mục tiêu 9 triệu tấn khí tự nhiên hóa lỏng (LNG) mỗi năm và đạt 8 GW điện từ các nguồn thông thường vào năm 2030. PTT đề ra kế hoạch có ít nhất 30% thu nhập ròng từ năng lượng mới và các nguồn kinh doanh mới như EV, khoa học đời sống và hậu cần (logistics) vào năm 2030⁷⁸.

Để hiện thực hóa, PTT tập trung tăng trưởng và phát triển bền vững tuân thủ các nguyên tắc về cơ cấu và cơ chế quản lý chặt chẽ, minh bạch; đảm bảo lợi ích của các bên liên quan. Đối với hoạt động kinh doanh, PTT tiếp tục triển khai theo chiến lược 3D:

- Hành động ngay (Do now): Trong ngắn hạn, PTT tập trung nâng cao khả năng cạnh tranh thông qua nâng cao hiệu quả hoạt động, tập trung đổi mới công nghệ trong kinh doanh để giảm chi phí và tăng lợi nhuận lên hơn 19 tỷ THB (tương đương 591 triệu USD). Chiến lược “Do now” được thực hiện theo 3 định hướng chính là tối ưu hóa chuỗi giá trị (value chain) trong các lĩnh vực hoạt động chủ chốt, số hóa để giảm chi phí và nâng cao hiệu quả hoạt động, xây dựng hệ thống quản lý tổng hợp hiệu quả và minh bạch thông qua quy trình quản trị, rủi ro và tuân thủ (Governance, Risk and Compliance - GRC).

⁷⁸ Thanh Bình, ‘Tập đoàn năng lượng của Thái Lan PTT tăng mục tiêu năng lượng tái tạo, để mắt đến EV’, *Tạp chí Năng lượng Quốc tế*, cập nhật 07:00 | 24/08/2021

- Quyết định ngay (Decide now): Trong trung hạn, PTT sẽ đầu tư cơ sở hạ tầng và mở rộng các lĩnh vực liên quan có tiềm năng tạo ra giá trị gia tăng ở trong và ngoài nước để phát triển bền vững như: Mở rộng đường ống dẫn khí, mở rộng kho cảng LNG, thành lập PTT Oil and Retail Business Public Co. Ltd. (PTTOR) để kinh doanh dầu nhờn ở Trung Quốc, mở rộng hoạt động tích hợp lọc hóa dầu bằng cách đầu tư phát triển các hóa chất có giá trị cao và tái cấu trúc các lĩnh vực cốt lõi.

- Hoạch định ngay (Design now): Trong dài hạn, PTT theo đuổi các cơ hội kinh doanh và đầu tư mới (Đường cong mới - New S-Curve) nhằm đảm bảo tăng trưởng dài hạn phù hợp với chiến lược 4.0 của Thái Lan. Cụ thể, PTT đã ký biên bản ghi nhớ với các tổ chức khác nhau để hợp tác phát triển các dự án về đổi mới tài chính, chuỗi giá trị điện, đổi mới động cơ điện (EV), phát triển thành phố thông minh (Smart city), phát triển nguyên mẫu pin. PTT đã phê duyệt đầu tư vào xây dựng cơ sở hạ tầng trong Dự án Hành lang đổi mới kinh tế phía Đông (EECi). Mục tiêu của dự án là hỗ trợ phát triển thung lũng Wang Chan trở thành trung tâm nghiên cứu và phát triển (R&D) sáng tạo và đổi mới công nghệ để có thể áp dụng vào các lĩnh vực hoạt động của PTT nhằm tạo ra giá trị gia tăng.

PTT dự kiến đầu tư tới 180.814 triệu THB (tương đương 5,6 tỷ USD) trong giai đoạn 2020 - 2024. Cụ thể, đối với lĩnh vực thượng nguồn, PTT tập trung vào Dự án đường ống dẫn khí trên bờ thứ 5, Dự án kho cảng tiếp nhận LNG và bảo trì Nhà máy tách khí. Đối với lĩnh vực hạ nguồn, PTT tăng cường sự hợp tác giữa các doanh nghiệp dầu khí trong tập đoàn để tối đa hóa năng suất, tăng giá trị cho doanh nghiệp và thúc đẩy nền kinh tế tuần hoàn. Giá trị đầu tư cho giai đoạn 5 năm này đã loại trừ khoản dự phòng dài hạn của doanh nghiệp. Ngoài ra, PTT dự kiến chi thêm 203.583 triệu THB (khoảng 6 tỷ USD) trong 5 năm tới để tăng cường hợp tác giữa các đơn vị trong Tập đoàn như: Dự án chuỗi giá trị LNG, Dự án chuyển hóa khí thành điện và Dự án năng lượng mới phù hợp với chiến lược phát triển của Thái Lan. Với sự thay đổi xu hướng công nghệ, hành vi tiêu dùng và xu hướng năng lượng sạch, PTT tập trung đổi mới để sử dụng các công nghệ mới như: NLTT, lưu trữ năng lượng, xe

điện cũng như các dự án tạo điều kiện cho tăng trưởng kinh tế quốc gia như dự án thành phố thông minh trong Hành lang kinh tế phương Đông (EEC)⁷⁹.

4. Thách thức và cơ hội của ngành dầu khí Việt Nam trong xu hướng chuyển dịch năng lượng toàn cầu

4.1 Thách thức của ngành dầu khí Việt Nam

Quá trình chuyển dịch năng lượng đang diễn ra nhanh chóng trên thế giới cùng với việc các quốc gia cam kết giảm dần các hoạt động khai thác và sử dụng năng lượng hoá thạch (dầu, khí và than đá). Đồng thời, ngành công nghiệp sản xuất đã xuất hiện những mặt hàng công nghiệp mới, từ đó đòi hỏi nguồn nhân lực với những kiến thức và chuyên môn mới để có thể tham gia vào quá trình sản xuất.

Là đầu vào cho nhiều ngành công nghiệp, các sản phẩm của ngành dầu khí Việt Nam hiện đang đối mặt với nhiều rủi ro trong bối cảnh chuyển dịch năng lượng nhanh chóng và không thể đảo ngược. Thực tiễn này đòi hỏi Việt Nam phải có chính sách và chiến lược có tầm nhìn lâu dài. Nhiều mỏ dầu khí đã qua giai đoạn khai thác đỉnh cao, đang trong đà suy giảm sản lượng một cách nhanh chóng, trong khi đó, giá dầu mỏ trên thị trường quốc tế với nhiều yếu tố tác động nên khó dự đoán chính xác.

Việc tìm kiếm thăm dò, phát hiện các mỏ dầu khí trong 10 năm trở lại đây chủ yếu có quy mô nhỏ, lợi nhuận cận biên thấp dẫn đến rủi ro cao không đủ hấp dẫn với các nhà thầu. Đi kèm theo đó là chính sách khuyến khích đầu tư chưa được cải thiện nhiều nên dầu khí không còn là lĩnh vực đầu tư hấp dẫn như giai đoạn trước năm 2010. Ngược lại với bức tranh đầu tư dầu khí ảm đạm thì các tập đoàn đa quốc gia trong lĩnh vực dầu khí lại có những tuyên bố và xây dựng chiến lược chuyển hướng đầu tư sang NLTT⁸⁰.

⁷⁹ Tạ Hiền Trang, Nguyễn Thuận Yên, 'Chiến lược phát triển của PTT, kế hoạch đến năm 2024', *Tạp chí Dầu khí*, số 7 – 2020, trang 49-50

⁸⁰ Có thể thấy các tập đoàn dầu khí lớn của thế giới đang đầu tư vào NLTT, như Exxonmobil (https://corporate.exxonmobil.com/News/Newsroom/News-releases/2021/0422_ExxonMobil-expands-renewable-fuels-agreement-with-Global-Clean-Energy-Holdings), Chevron, (<https://www.chevron.com/newsroom/2022/q1/chevron-announces-agreement-to-acquire-renewable-energy-group>), Shell (<https://www.reuters.com/world/india/shell-buys-indian-renewables-firm-sprng-energy-155-bln-2022-04-29/>), Idemitsu (<https://idemitsurenawables.com/>).

Trong bối cảnh chuyển dịch năng lượng, dự trữ dầu mỏ có thể dẫn đến việc tài sản bị mắc kẹt do những quy định hạn chế về lượng khí thải carbon toàn cầu khiến cho những tài sản năng lượng này trở thành “Carbon không thể đốt được (unburnable carbon)”. Rủi ro này có thể xảy đến với Chính phủ Việt Nam và nhà đầu tư trong cả hai giai đoạn thăm dò và khai thác. Những thách thức kể trên đặt ra câu hỏi liệu có nên tiếp tục đầu tư vào những dự án thăm dò mỏ dầu, khí mới hay không?

Những đặc thù trong hoạt động thăm dò và khai thác dầu, khí tiềm ẩn nhiều rủi ro, đòi hỏi vốn đầu tư ban đầu lớn cũng như sự phụ thuộc vào việc áp dụng công nghệ mới và tối ưu trong khi dự đoán về giá khó chính xác. Để phát triển các dự án dầu, khí mới, Chính phủ Việt Nam hiện đang đề xuất sử dụng công cụ thuế, theo đó đưa ra những chính sách ưu đãi thuế để thu hút đầu tư nước ngoài và cạnh tranh với chính sách ưu đãi thuế của các nước trong khu vực. Tuy nhiên, việc áp dụng công cụ thuế để thu hút đầu tư nước ngoài Việt Nam cần phải có một chiến lược được hoạch định rõ ràng để có thể không chỉ thu hút vốn đầu tư mà còn phải thu hút được công nghệ và lợi ích cho xã hội và môi trường theo các mục tiêu đặt ra tại Nghị quyết 50-NQ/TW của Bộ Chính trị về định hướng hoàn thiện thể chế, chính sách, nâng cao chất lượng, hiệu quả hợp tác đầu tư nước ngoài đến năm 2030. Bên cạnh đó, Việt Nam cần chú trọng vào cải thiện môi trường kinh doanh để có thể thu hút các nguồn vốn đầu tư có chất lượng và hiệu quả vào Việt Nam⁸¹.

Quá trình chuyển dịch năng lượng đang tạo ra nhu cầu ngày càng gia tăng về các loại khoáng sản để sản xuất các thiết bị cho NLTT như lithium, cobalt, đồng, ni ken, bạc, mangan, đất hiếm. Đây có thể là cơ hội tăng nguồn thu từ các hoạt động giao thương, xuất khẩu. Bên cạnh việc khai thác khoáng sản trong đất liền, sự phát triển công nghệ thúc đẩy tiềm năng khai thác khoáng sản ngoài khơi/nước sâu (deep-seabed mining). Với đặc điểm địa hình của Việt Nam có một bờ biển dài, liệu rằng khai thác khoáng sản ngoài khơi/nước sâu có phải là một sự lựa chọn đầu tư thay thế? Hình thức khai thác này đặt ra thách thức trong hoạt động thăm dò và nắm bắt

⁸¹ Ngân hàng Thế giới, *Chiến lược và định hướng chiến lược thu hút FDI thế hệ mới, giai đoạn 2018-2030*, 2018.

được thông tin, dữ liệu địa chất, khoáng sản và trữ lượng tiềm năng. Bên cạnh việc đòi hỏi về công nghệ, nguồn vốn lớn cho đầu tư cũng như đàm phán thương mại cho những hợp tác khai thác, những tác động về môi trường biển, tầng địa chất cũng cần được tính toán kỹ lưỡng.

Việt Nam hiện cũng đang trong tiến trình chuyển dịch năng lượng các nguồn thay thế với những tiềm năng lớn như điện mặt trời và điện gió. Sự phát triển của nguồn điện từ NLTT đã giảm được phần nào nhu cầu nhập khẩu nhiên liệu hóa thạch cho sản xuất điện. Tuy vậy, quá trình chuyển dịch này đặt ra các thách thức mới trong vận hành hệ thống điện. Do vậy, trong bối cảnh ở Việt Nam, tiềm năng phát triển của ngành công nghiệp khí trở nên hứa hẹn. Với đặc thù đòi hỏi về quy mô và cơ sở hạ tầng đồng nhất ở thượng nguồn và hạ nguồn trong quy trình khai thác, tuy nhiên thách thức lớn nhất đối với hoạt động khai thác các nguồn khí chủ yếu là vì vốn đầu tư ban đầu cao, khó khăn trong việc đàm phán thương mại và yếu tố địa chính trị tại biển Đông.

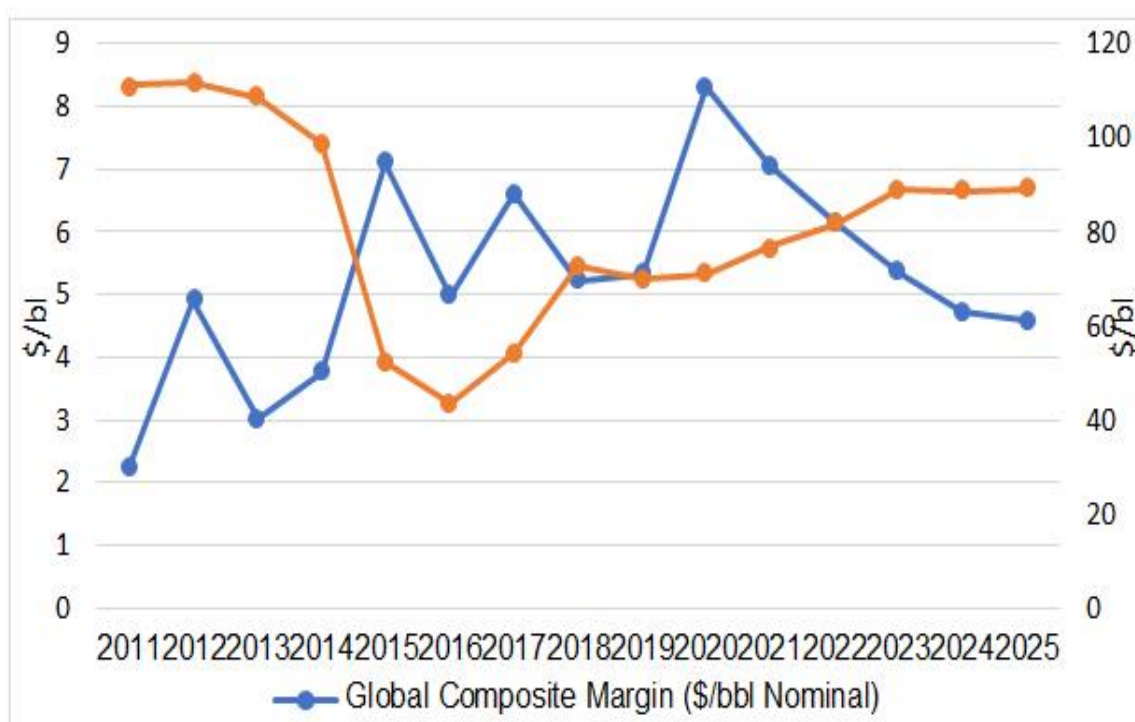
Trong bối cảnh chuyển dịch năng lượng nhanh và mạnh mẽ như hiện nay, các quy định pháp lý hiện tại chưa được điều chỉnh kịp thời để ứng phó với các vấn đề phát sinh. Mặc dù mục tiêu của việc sửa đổi Luật Dầu khí được đánh giá là đúng đắn nhưng cần cân nhắc thêm những cơ hội và thách thức trong chiến lược và phát triển bền vững ngành dầu khí đặc biệt trong bối cảnh dịch chuyển năng lượng và cam kết về mục tiêu giảm phát thải ròng về 0 (không) của Việt Nam đến năm 2050 của Thủ tướng Chính phủ tại Hội nghị COP26. Việc cam kết giảm phát thải ròng sẽ tạo động lực không chỉ cho ngành dầu khí có định hướng phát triển bền vững mà còn là mục tiêu cho nền kinh tế Việt Nam chuyển đổi mô hình tăng trưởng một cách kiên định và đúng đắn.

4.2 Cơ hội của ngành dầu khí Việt Nam

Mặc dù chuyển dịch năng lượng đang là xu thế phổ biến trên toàn cầu, song trong ngắn hạn, giá dầu thô vẫn được dự báo sẽ tăng ổn định đến 2023, điều này tạo điều kiện thuận lợi hơn cho các dự án tìm kiếm, thăm dò, khai thác dầu khí của Việt

Nam, giúp hoạt động đầu tư tìm kiếm, thăm dò, khai thác hoạt động khoan phục hồi trở lại. Mặt khác, giá dầu tăng ổn định kéo theo giá khí tăng (nhiều nguồn khí đang được định giá neo theo giá dầu thô/sản phẩm dầu) sẽ tạo động lực cho việc phát triển khai thác các nguồn khí, thúc đẩy phát triển các dự án lĩnh vực công nghiệp khí (vận chuyển, xử lý). Theo dự báo của WM (2018), giá dầu đến 2022 vẫn thuận lợi cho các nhà máy lọc dầu thế giới.

Biểu đồ 4: Dự báo lợi nhuận lọc dầu thế giới đến năm 2025 (WM, 2018)



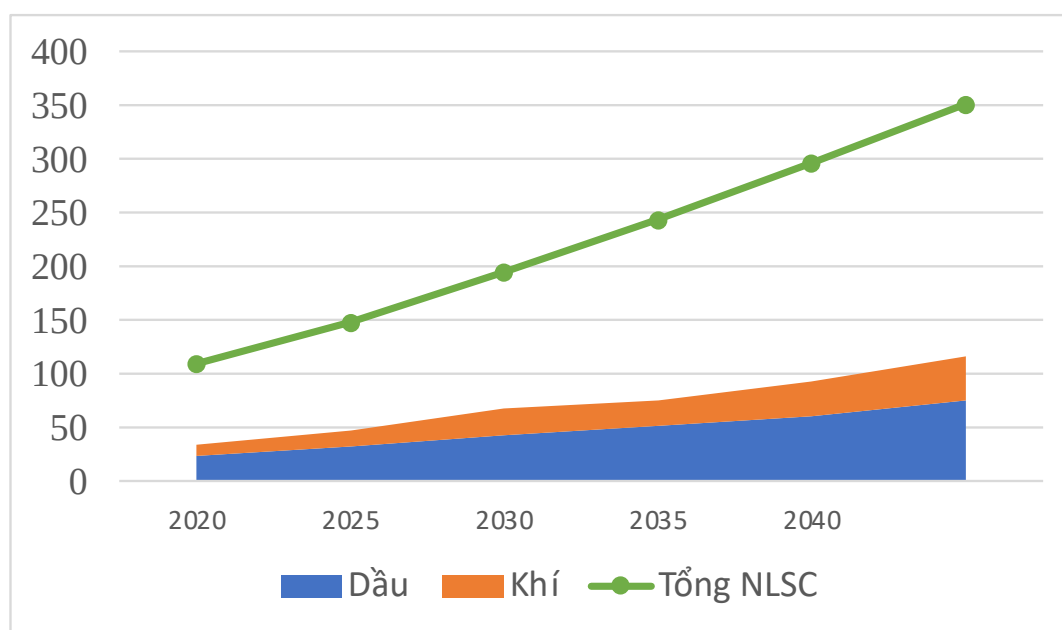
Dự báo về nhu cầu năng lượng tại Nghị quyết 55-NQ/TW và dự thảo Quy hoạch tổng thể năng lượng quốc gia thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn 2050⁸² cho thấy tổng cung năng lượng sơ cấp năm 2045 tăng gấp 3.2 lần so với năm 2020 đạt mức 351,08 triệu tấn dầu quy đổi tại Kịch bản cơ sở và 321,23 triệu tấn dầu quy đổi tại Kịch bản đề xuất. Trong đó, giai đoạn 2020-2045 chứng kiến nhu cầu tiêu thụ dầu mỏ tăng trưởng trung bình 4,8%/năm và duy trì tỷ trọng chiếm khoảng 20-22% tổng nhu cầu năng lượng sơ cấp đất nước. Nhu cầu tiêu thụ khí đốt tăng trưởng trung bình 5,5%/năm và với tỷ trọng tăng nhẹ từ 9% năm 2020 lên 12% vào năm 2045. Tính chung, tỷ

⁸² Dự thảo Quy hoạch tổng thể năng lượng quốc gia thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn 2050, dự thảo tháng 12/2021, đăng tải trên Hệ thống thông tin và cơ sở dữ liệu về quy hoạch - Bộ Kế hoạch và Đầu tư.

trọng tiêu thụ dầu và khí trong tổng nhu cầu năng lượng sơ cấp đất nước tăng nhẹ từ 31% năm 2020 lên 33% vào năm 2045.

Biểu đồ 5: Nhu cầu tiêu thụ dầu khí Việt Nam trong tổng nhu cầu NLSC

Đơn vị: Triệu tấn dầu quy đổi (TOE)



Nguồn: Ban Kinh tế trung ương⁸³

Số liệu nguồn dự báo nêu trên cho thấy, nhu cầu tiêu thụ các sản phẩm xăng dầu của Việt Nam tiếp tục tăng trưởng bình quân khoảng 5,5%/năm trong giai đoạn 2021-2030 và 4,6%/năm trong giai đoạn 2031-2050. Với tốc độ tăng trưởng đó, tỷ trọng tiêu thụ các sản phẩm xăng dầu trong tổng nhu cầu năng lượng cuối cùng của Việt Nam tăng nhẹ từ 31% năm 2020 lên 39% vào năm 2045. Tuy nhiên sau năm 2030, các sản phẩm xăng dầu nhường vị trí số 1 trong cơ cấu năng lượng cuối cùng cho điện năng.

Việt Nam hiện chưa có chính sách và giải pháp cụ thể cho chuyển dịch năng lượng, tuy nhiên chúng ta đã có các nhân tố có thể xem là các dấu hiệu khởi đầu chuyển dịch năng lượng, cụ thể:

⁸³ Ban Kinh tế trung ương, *Định hướng Chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045*, Nhà xuất bản Đại học Kinh tế Quốc dân, 2020.

✓ Chính sách tăng trưởng xanh và chương trình mục tiêu quốc gia ứng phó biến đổi khí hậu là giảm phát thải khí nhà kính (KNK), và dần loại bỏ than (trong sản xuất điện), cam kết trung hòa carbon vào 2050 tại Hội nghị COP26;

✓ Chuyển đổi chiến lược mới đây của PVN trong việc tập trung vào nhiên liệu thay thế không hóa thạch, sản xuất hydro xanh hỗ trợ cho quá trình chuyển dịch năng lượng;

✓ Tháng 11/2021, PVN ký bản ghi nhớ với Ngân hàng Á châu (ADB) về phát triển năng lượng xanh và trợ giúp doanh nghiệp nhà nước đạt được các mục tiêu chuyển dịch năng lượng. Bản ghi nhớ hợp tác trên nhiều lĩnh vực tiên phong bao gồm lập lộ trình chuyển dịch năng lượng, thu hồi và lưu trữ carbon (CO₂), phát triển sản xuất khí hydro, và năng lượng gió ngoài khơi;

✓ Khai thác và sử dụng nguồn nhiên liệu carbon thấp - Khí thiên nhiên. Năng lượng không tái tạo (nhiên liệu hóa thạch) vẫn được sử dụng trong giai đoạn đầu chuyển dịch năng lượng để bù cho tính bất ổn định của NLTT, do đó vẫn có cơ hội cho các hoạt động thăm dò khai thác dầu khí ở các dự án khí tiềm năng đã nêu;

Bên cạnh yếu tố kể trên, về mặt chủ trương, chiến lược dịch chuyển năng lượng cũng thể hiện ở các chính sách phát triển ngành công nghiệp khí vào năm 2017, như Quyết định số 60/QĐ-TTg phê duyệt quy hoạch phát triển ngành công nghiệp khí Việt Nam đến năm 2025, định hướng đến năm 2035 có xác định quan điểm:

(i) Phát triển ngành công nghiệp khí trên nguyên tắc sử dụng tiết kiệm, hiệu quả, hợp lý nguồn tài nguyên trong nước; *triển khai nhập khẩu khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG) song song với việc thu gom các nguồn khí mới trong nước để bổ sung cho các nguồn khí đang suy giảm, duy trì khả năng cung cấp khí cho các hộ tiêu thụ;*

(ii) Hoàn thiện hệ thống cơ sở hạ tầng thu gom, vận chuyển, xử lý khí trên nguyên tắc sử dụng tối đa công suất hệ thống hạ tầng hiện hữu, *từng bước xây dựng và hoàn thiện cơ sở hạ tầng hệ thống kho chứa, nhập khẩu, phân phối LNG;*

(iii) *Đẩy mạnh đầu tư chế biến sâu khí thiên nhiên, đa dạng hóa sản phẩm nhằm nâng cao giá trị sử dụng của khí và hiệu quả của sản phẩm khí trong nền kinh tế.* Theo Quyết định số 60, nhiều dự án đầu tư của ngành công nghiệp khí được dự kiến

vận hành bao gồm hệ thống đường ống chính ngoài khơi, hệ thống đường ống khí thấp áp và trạm khí nén thiên nhiên - CNG, các đường ống thu gom khí, hệ thống đường ống cao áp trên bờ, hệ thống đường ống cao áp chính ngoài khơi...

Nghị quyết số 55-NQ/TW ra đời trong bối cảnh chuyển đổi năng lượng toàn cầu và Việt Nam đang tái cơ cấu nền kinh tế để tạo đà phát triển nhanh hơn, bền vững hơn. Bám sát những xu thế thời đại nêu trên, Nghị quyết số 55-NQ/TW đã chỉ ra định hướng quan trọng cho phát triển năng lượng Việt Nam nói chung và ngành dầu khí nói riêng. Nghị quyết số 55-NQ/TW cho thấy, quan điểm chỉ đạo quan trọng, xuyên suốt là tiếp tục khẳng định vị trí, vai trò “nền tảng” và “tiền đề quan trọng cho sự phát triển kinh tế - xã hội” của năng lượng. Chính vì vậy, năng lượng được ưu tiên phát triển và cần phải “đi trước một bước”. Đối với ngành dầu khí, cần phải “Đẩy mạnh công tác 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, có chiến lược chủ động và hiệu quả trong hợp tác về tìm kiếm, thăm dò và khai thác dầu khí ở nước ngoài. Phát triển công nghiệp khí; ưu tiên đầu tư hạ tầng kỹ thuật phục vụ nhập khẩu và tiêu thụ khí tự nhiên hóa lỏng (LNG). Tiếp tục thu hút đầu tư trong lĩnh vực lọc - hóa dầu theo hướng chế biến sâu, nâng cao chất lượng sản phẩm xăng dầu, chủ động đáp ứng tối đa nhu cầu trong nước và hướng đến xuất khẩu”.

Quan điểm này cho thấy dầu khí tiếp tục được Đảng và Nhà nước quan tâm, có vai trò quan trọng trong an ninh năng lượng và phát triển kinh tế đất nước. Định hướng có tính đột phá trong Nghị quyết số 55- NQ/TW là mở cửa để thúc đẩy phát triển thị trường năng lượng, thông qua “xây dựng thị trường năng lượng đồng bộ, cạnh tranh, minh bạch, đa dạng hóa hình thức sở hữu và phương thức kinh doanh” và “khuyến khích và tạo mọi điều kiện thuận lợi để các thành phần kinh tế, đặc biệt là kinh tế tư nhân tham gia phát triển năng lượng”. Đối với dầu khí, định hướng này hướng tới thị trường khí, sản phẩm dầu khí, dịch vụ thăm dò, khai thác dầu khí và

môi trường bình đẳng cho mọi thành phần kinh tế tham gia đầu tư cũng như cung cấp dịch vụ cho các dự án dầu khí.

Phù hợp với xu thế chung, định hướng quan trọng tiếp theo là xanh hóa ngành năng lượng bằng việc “đa dạng hóa các loại hình năng lượng; ưu tiên khai thác, sử dụng triệt để và hiệu quả các nguồn NLTT”. Trong các giải pháp phục vụ cho định hướng này, Nghị quyết số 55-NQ/TW nhấn mạnh “ưu tiên sử dụng năng lượng gió và mặt trời cho phát điện”. Lần đầu tiên trong lĩnh vực năng lượng, Nghị quyết số 55-NQ/TW đề cập đến “năng lượng địa nhiệt, sóng biển, thủy triều, hải lưu”, “năng lượng hydro” và “tích hợp mô hình kinh tế tuần hoàn vào chiến lược phát triển các doanh nghiệp năng lượng”. Đây có thể coi là ngành năng lượng mới ở Việt Nam, không phải là lĩnh vực truyền thống của dầu khí. NLTT này là giao thoa của nhiều ngành công nghiệp, trong đó tri thức về biển, năng lực, kinh nghiệm, công nghệ liên quan đến biển, liên quan đến sản xuất hydro, tái chế carbon... của dầu khí đóng vai trò quan trọng.

Về việc hoàn thiện thể chế phát triển năng lượng Việt Nam, Nghị quyết số 55-NQ/TW nhấn mạnh việc hoàn thiện khung pháp lý, sửa đổi các luật chuyên ngành, “tách bạch chức năng kinh doanh với chức năng quản lý Nhà nước”, “áp dụng các mô hình và thông lệ quản trị tiên tiến” đối với doanh nghiệp Nhà nước trong lĩnh vực năng lượng. Nghị quyết số 55-NQ/TW cũng đề ra mục tiêu sửa đổi, hoàn thiện các luật chuyên ngành về dầu khí, điện lực, sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả và các luật khác liên quan đến ngành năng lượng để làm cơ sở thực hiện hiệu quả hơn cơ chế thị trường⁸⁴.

CHƯƠNG III: MỘT SỐ ĐỀ XUẤT, KHUYẾN NGHỊ

1. Các đề xuất, khuyến nghị chung

Những phân tích ở trên cho thấy, dù đang phải đối mặt với rất nhiều thách thức song trong tương lai, ngành Dầu khí Việt Nam, cùng các phân ngành năng lượng

⁸⁴ Theo Nguyễn Hồng Minh, ‘Nghị quyết số 55-NQ/TW và định hướng chiến lược đối với ngành dầu khí Việt Nam’, *Tạp chí Dầu khí*, số 7 – 2020, trang 15-16

khác, sẽ tiếp tục nắm giữ vai trò nền tảng và là tiền đề cho phát triển kinh tế - xã hội, góp phần vào bảo đảm an ninh nguồn cung, dưới cả 2 góc độ, sản xuất, chế biến và nhập khẩu năng lượng và đồng thời đóng góp vào bảo vệ chủ quyền trên biển của đất nước. Trong xu thế chuyển dịch năng lượng toàn cầu, dầu khí tuy không là ngành kinh tế - kỹ thuật “then chốt” hay “đầu tàu” nữa, nhưng vẫn cần phải là 1 trong 3 trụ cột năng lượng (cùng với than và NLTT) và 1 trong 5 trụ cột kinh tế (cùng với nông nghiệp, du lịch, công nghiệp nhẹ và công nghiệp thông tin) quan trọng của đất nước. Để duy trì vị trí trụ cột của mình, ngành dầu khí Việt Nam cần:

1) Tiếp tục khai thác và sử dụng nhiên liệu hóa thạch (khí & LNG) một cách hiệu quả và sạch hơn: Trong giai đoạn trước mắt, Việt Nam cần tiếp tục khai thác và sử dụng nhiên liệu hóa thạch (khí & LNG) một cách hiệu quả và sạch hơn bằng các công nghệ sạch (thu hồi và lưu trữ carbon-CCS), đồng thời từng bước tăng sản lượng NLTT và năng lượng sạch (quang điện, phong điện, sinh khối và hydro xanh) trong tổng thể cơ cấu năng lượng.

Chuyển dịch năng lượng sẽ có tác động đến các công ty dầu khí và quốc gia xuất khẩu dầu thô. Yếu tố thứ nhất cần quan tâm là tốc độ chuyển dịch và tác động của chuyển dịch đối với nhu cầu dầu dài hạn. Trong giai đoạn này, các công ty dầu khí quốc tế luôn ghi nhận 3 đặc điểm của đầu tư dầu khí: (i) đầu tư trong lĩnh vực hydrocarbon hầu như thua lỗ và không phục hồi được; (ii) luôn tồn tại vài bất định về việc thu lợi từ đầu tư và điều tốt nhất nhà đầu tư có thể quyết định là đánh giá các khả năng đạt được kết quả khác nhau có thể cho lợi nhuận đầu tư thấp hơn hay cao hơn; (iii) khả năng trì hoãn nghĩa là nhà đầu tư đợi cho đến khi có nhiều thông tin về tương lai. Do đó Chính phủ các quốc gia, trong giai đoạn đầu dịch chuyển năng lượng, cần chú ý đến 3 đặc điểm trên của các công ty dầu khí quốc tế về quyết định đầu tư của họ trong hoạt động dầu khí.

Chuyển dịch năng lượng trong bối cảnh nhu cầu dầu trở nên bất định (khó lường), các nguồn năng lượng truyền thống sụt giảm, đòi hỏi các công ty dầu cần một tiếp cận khác về chiến lược kinh doanh và lĩnh vực hoạt động. Tuy nhiên sẽ không một giải pháp nào có thể mang tính toàn diện. Việc thích ứng thành công của

các công ty dầu khí với xu thế dịch chuyển năng lượng không nằm ở việc tham gia tích hợp lĩnh vực NLTT hay không vào mô hình hoạt động. Các công ty dầu khí cũng không nên dựa trên quan điểm lựa chọn đầu tư hydrocarbon (nhiên liệu hóa thạch) hay NLTT, mà nên lựa chọn giữa hiệu quả tĩnh (khai thác tối đa lợi nhuận từ dầu khí) và hiệu quả động (đặt vào vị thế chuyển dịch và đa dạng hóa lĩnh vực hoạt động kinh doanh để tồn tại lâu dài). Chiến lược “chờ và quan sát” hay dịch chuyển vội vàng sang NLTT đều không phải là giải pháp tốt trong xu thế dịch chuyển năng lượng. Do đó mô hình mở rộng hoạt động kinh doanh và đa dạng hóa từng bước là một phần của chiến lược thích ứng toàn diện. Mở rộng mô hình kinh doanh là thay đổi về phương thức đầu tư, vận hành, nghiên cứu và phát triển, liên doanh liên kết, trên quan điểm phát triển công nghệ mới trong tương lai. Các công ty dầu khí cần đánh giá lại hồ sơ năng lực trên toàn bộ chuỗi giá trị và cân nhắc cơ hội đối với các nguồn tài nguyên hydrocarbon lẫn NLTT.

Trong bối cảnh giá dầu tăng và sản lượng sụt giảm, chuyển đổi nhà điều hành dầu khí sang khai thác năng lượng gió ngoài khơi là một khả năng đa dạng hóa, tuy nhiên cần có điều chỉnh pháp lý và chính sách đáp ứng các đòi hỏi sau:

- Bổ sung các quy định cho phép các công ty dầu khí, bao gồm các công ty dịch vụ dầu khí được khai thác và cung cấp dịch vụ cho nguồn năng lượng gió;
- Sử dụng nguồn lực hiện có cho thị trường năng lượng mới (gió ngoài khơi): nhân lực có kinh nghiệm, tàu lắp đặt và dịch vụ, quy trình thiết kế lắp đặt công trình ngoài khơi, và các quy trình an toàn công trình ngoài khơi;
- Điện khí hóa các công trình khai thác dầu khí ngoài khơi và vùng bờ;
- Tham gia thị trường cung cấp cho điện lưới quốc gia, góp phần nâng thị phần NLTT trong cơ cấu nguồn điện.

2) *Tái sử dụng giàn dầu khí ngoài khơi ở cuối giai đoạn khai thác*: Năng lượng gió ngoài khơi Việt Nam được đánh giá có tiềm năng lớn. Năm 2021, Ngân hàng Thế giới (World Bank) công bố kết quả nghiên cứu “Lộ trình điện gió ngoài khơi cho Việt Nam” khẳng định tiềm năng điện gió ngoài khơi dồi dào tại Việt Nam. Theo đánh giá của World Bank, Việt Nam có tiềm năng xây dựng dự án điện gió ở

các khu vực đất dọc ven biển Nam Trung Bộ, Nam Bộ, khu vực Tây Nguyên, khu vực Bắc Trung Bộ và một phần diện tích nhỏ ở khu vực miền Bắc. Tiềm năng lý thuyết đối với điện gió trên bờ khoảng 320,1 GW, đối với điện gió ngoài khơi khoảng 475 GW⁸⁵.

Do đó, năng lượng gió ngoài khơi (và quang điện) là lĩnh vực tiềm năng mà PVN có thể nhắm tới trong bối cảnh sản lượng dầu khí bắt đầu sụt giảm, do có thế mạnh về công nghệ, năng lực quản lý và tài chính, và kinh nghiệm vận hành quản lý các dự án dầu khí ngoài khơi. Ngoài ra các nguồn lực hiện có như nhân lực, tàu thuyền, hạ tầng và quy trình ngoài khơi, nguồn cung cũng là một lợi thế. Tuy nhiên khi đa dạng hóa lĩnh vực hoạt động (đầu tư hợp tác lĩnh vực carbon thấp và NLTT) cần xem xét các khía cạnh phân tích và đánh giá nêu trên trong giai đoạn chuyển dịch năng lượng.

Thế giới hiện nay có khoảng 7.500 giàn và công trình khai thác dầu khí ngoài khơi, trải trên thêm lục địa của 53 quốc gia, trong đó châu Á chiếm 950 giàn. Trọng lượng các giàn quy mô nhỏ khoảng 200 tấn đến quy mô lớn hơn 50.000 tấn hoặc các cấu trúc trọng lực lên tới hàng trăm ngàn tấn, thêm vào đó là hệ thống đường ống nội mỏ (nếu có).

Ở khu vực Biển Đông và vịnh Thái Lan đang có 444 giàn đã hoạt động từ 20-30 năm, và 389 giàn đã quá thời gian hoạt động 30 năm, nhiều giàn trong số đó đang chờ tháo dỡ trong vài năm tới. Vùng thêm lục địa chủ quyền Việt Nam hiện đang có khoảng 91 giàn khai thác dầu khí ngoài khơi đang hoạt động (trong đó có một số giàn không người), và 13 giàn hợp tác khai thác chung VN-Malaysia. Khu vực tập trung giàn cao nhất là 34 giàn thuộc kinh độ 107°E-109°E; vĩ độ 9°20'N-10°40'N, ở các mỏ Bạch Hổ (16), Rồng Đông (3), Rồng (3), Cá Ngừ Vàng, Hải Sư Trắng, Sư Tử Đen (5) và Ruby. Tái sử dụng giàn dầu khí ngoài khơi để phát triển NLTT là một dạng của hoạt động chuyển dịch năng lượng.

⁸⁵ Theo Nguyễn Thu Hà, Vũ Tuyết Vy, Tô Minh Hiếu, 'Đánh giá tiềm năng thị trường dịch vụ hỗ trợ điện gió ngoài khơi Việt Nam và cơ hội đối với các doanh nghiệp dịch vụ dầu khí đến năm 2030', *Tạp chí Dầu khí*, số 3 – 2022, trang 36

Việc tháo dỡ hệ thống các giàn khai thác dầu khí ngoài khơi do đó gặp nhiều khó khăn về kỹ thuật, gây tác động môi trường và chi phí rất lớn. Do đó một số nước có xu thế tái sử dụng (hoán cải) giàn dầu khí ngoài khơi, và coi đó là phương án “tháo dỡ xanh”, đóng góp nền kinh tế xanh trong giai đoạn dịch chuyển. Tuy nhiên, quyết định tái sử dụng cần căn cứ vào các đánh giá lợi ích và tác động về kỹ thuật, môi trường và kinh tế.

Khai thác nguồn NLTT ngoài khơi để hòa lưới và một phần sản xuất hydro xanh (bằng phương pháp điện phân nước) làm nhiên liệu thay thế cho một số ngành công nghiệp và giao thông. Để thực hiện chiến lược này, ngay từ bây giờ cần có chính sách và khuôn khổ pháp lý để thực hiện trong tương lai gần.

3) *Xây dựng lộ trình chuyển dịch năng lượng theo xu hướng chung của các nước trên thế giới:* Việc chuyển dịch năng lượng cần được quan tâm trên 4 lĩnh vực: Sự sẵn có của các nguồn năng lượng; khả năng tiếp cận các nguồn năng lượng ở các vùng miền; khả năng chi trả của người dân và sự chấp nhận các loại năng lượng tại các địa phương, người dân. Với mục tiêu đảm bảo an ninh năng lượng, cung cấp năng lượng với chi phí chấp nhận được và thực hiện các cam kết bảo vệ môi trường của Việt Nam với cộng đồng quốc tế, Việt Nam cần tích hợp một cách hài hòa và có lộ trình việc phát triển công nghệ NLTT, với khuyến khích thúc đẩy công nghệ hiệu quả năng lượng để thực hiện chuyển dịch năng lượng thành công ở Việt Nam.

Chính phủ cần nghiên cứu xây dựng chính sách và lộ trình chuyển dịch năng lượng cho toàn bộ các khâu: *khai thác - thu gom - vận chuyển - chế biến - dự trữ - phân phối, chuyển đổi và sử dụng* năng lượng từ tập trung, tập quyền sang phân tán, cạnh tranh và ngược lại.

Về chuyển dịch năng lượng từ khai thác sử dụng các năng lượng sơ cấp (than, dầu) sang các dạng năng lượng sạch hơn: khí đốt, thủy điện, NLTT, Việt Nam phải nghiên cứu lộ trình thực hiện, từ *cách thức, quá trình, tỷ lệ chuyển đổi* các nguồn NLTT (điện gió, mặt trời, khí hydro, sinh khối, sinh học), cho từng vùng miền, các thành phần kinh tế (nhà nước, tư nhân, nhà đầu tư nước ngoài) trong từng thời kỳ,

để đảm bảo hài hòa lợi ích kinh tế, vừa đảm bảo cung ứng năng lượng cho phát triển kinh tế-xã hội.

Về khâu *sử dụng năng lượng* trong chuyển dịch năng lượng, Việt Nam phải nghiên cứu trong lộ trình của mình, *cách thức, quá trình, mức độ chuyển đổi* (hiệu suất riêng phần, hiệu suất tổng thể) cho các vùng miền, các ngành, các thành phần, các đối tượng sử dụng năng lượng (công nghiệp, nông nghiệp, thương mại, dân dụng) trong từng thời kỳ, để đảm bảo hài hòa lợi ích kinh tế, an ninh năng lượng, trình độ phát triển khoa học công nghệ cho phát triển kinh tế-xã hội.

Khi xây dựng chính sách chuyển dịch năng lượng thì các đòn bẩy chính sách ở Việt Nam là trình độ công nghệ; cơ sở hạ tầng, trong đó bao gồm cả hạ tầng cứng và hạ tầng mềm (nguồn nhân lực); nguồn lực tài chính; cơ chế dài hạn và cân bằng giữa năng lượng truyền thống với những dạng năng lượng khác; yêu cầu giảm phát thải CO₂ từ tất cả các khâu: khai thác - thu gom - vận chuyển - chế biến - dự trữ - phân phối, chuyển đổi và sử dụng năng lượng.

Lộ trình chuyển dịch năng lượng cũng cần bám sát Nghị Quyết số 55-NQ/TW, do Bộ Chính trị ban hành tháng 2/2020, định hướng Chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2030 và tầm nhìn đến năm 2045, cụ thể:

- Cung cấp đủ nhu cầu năng lượng trong nước, đáp ứng 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 175-195 triệu TOE (tấn dầu quy đổi), đến năm 2045, đạt khoảng 320-350 triệu TOE; tổng công suất của các nguồn điện đến năm 2030 đạt khoảng 125-130 GW, sản lượng điện đạt khoảng 550-600 tỉ KWh

- Tỷ lệ các nguồn NLTT trong tổng cung năng lượng sơ cấp đạt khoảng 15-20% vào năm 2030; 25-30% vào năm 2045.

- Tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng đến năm 2030 đạt mức 105-115 triệu TOE, năm 2045 đạt mức 160-190 triệu TOE. Cường độ năng lượng sơ cấp năm 2030 đạt từ 420-460 kgOE/1.000 USD GDP, năm 2045 từ 375-410 kgOE/1.000 USD GDP.

- Xây dựng hệ thống lưới điện thông minh, hiệu quả, có khả năng kết nối 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 топ 4 nước dẫn đầu ASEAN, chỉ số tiếp cận điện năng thuộc топ 3 nước dẫn đầu ASEAN.

- Các cơ sở lọc dầu đáp ứng tối thiểu 70% nhu cầu trong nước; bảo đảm mức dự trữ chiến lược xăng dầu đạt tối thiểu 90 ngày nhập ròng. Đủ năng lực nhập khẩu khí tự nhiên hoá lỏng (LNG) khoảng 8 tỉ mét khối vào năm 2030 và khoảng 15 tỉ mét khối 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% vào năm 2030 và khoảng 14% 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% vào năm 2030, lên mức 20% vào năm 2045.

2. Một số đề xuất, kiến nghị cụ thể

2.1. Về khuôn khổ pháp lý

Một số vấn đề thực tế phát sinh nhưng chưa được Luật Dầu khí điều chỉnh hoặc có chồng chéo, bất cập với các luật khác thì cần được bổ sung hoặc sửa đổi, gồm:

- + Bổ sung quy định điều chỉnh đối với đối tượng dầu khí phi truyền thống (khí sét, băng cháy (natural hydrate hoặc gas hydrate)) để thống nhất với các chính sách của Việt Nam đã đề cập về các sản phẩm dầu khí này.

- + Bổ sung quy định khung việc cho phép bên thứ ba tiếp cận các cơ sở hạ tầng có sẵn của ngành dầu khí và nghĩa vụ, trách nhiệm chia sẻ công trình dầu khí, cơ sở hạ tầng sẵn có nhằm sử dụng tối ưu, hiệu quả hệ thống hạ tầng cơ sở sẵn có. Tuy nhiên, quy định mới cần chú ý bảo đảm tính công bằng trong tiếp cận, bảo đảm hài hoà lợi ích của bên thứ ba – chủ thể sở hữu cơ sở hạ tầng – Nhà nước và hiệu quả sử dụng cơ sở hạ tầng.

- + Bổ sung quy định, chính sách khuyến khích các nhà thầu thực hiện đầu tư dự án khai thác mỏ cận biên, mỏ nhỏ để tối ưu hoá khả năng khai thác cho Việt Nam.

+ Bổ sung các dạng hợp đồng dầu khí khác để tăng cường hiệu quả trong hoạt động dầu khí và hướng dẫn điều chỉnh lại các điều khoản trong hợp đồng mẫu về chia sản phẩm dầu khí để nhằm khuyến khích phát triển hoạt động dầu khí theo từng thời kỳ.

+ Nghiên cứu khắc phục việc chưa đồng bộ, thống nhất giữa Luật Dầu khí và các văn bản quy phạm pháp luật khác của Việt Nam, như Luật Quản lý thuế, Luật Đầu tư...

2.2 Một số đề xuất đối với PVN

Nghiên cứu đánh giá các ảnh hưởng, tác động của xu hướng chuyển dịch năng lượng trong nước/trên thế giới để xây dựng đề xuất với cơ quan thẩm quyền nhằm điều chỉnh Chiến lược phát triển PVN, đảm bảo phù hợp với Nghị quyết 55-NQ/TW. Trên cơ sở Chiến lược phát triển của PVN, tiếp tục hoàn thiện Đề án tái cơ cấu tổng thể PVN để trình cơ quan có thẩm quyền xem xét, phê duyệt.

Trong lĩnh vực dầu khí:

- Tích cực theo dõi bám sát xu hướng chuyển dịch năng lượng và các chiến lược thích ứng của các công ty dầu khí trong khu vực và trên thế giới để có các nghiên cứu cụ thể nhằm chủ động đề xuất điều chỉnh định hướng chiến lược phát triển theo từng lĩnh vực hoạt động sản xuất kinh doanh của PVN.

- Tiếp tục theo dõi, bám sát các kiến nghị với các bộ, ngành, Chính phủ về các nội dung sửa đổi, nội dung đề xuất liên quan đến quy định pháp luật, cơ chế chính sách đặc thù... nhằm tạo điều kiện cho ngành dầu khí Việt Nam nói chung và PVN nói riêng phát triển đồng bộ từ khâu thượng nguồn đến trung nguồn và hạ nguồn.

- Đẩy mạnh hoạt động hợp tác quốc tế để tiếp cận các thành tựu khoa học, công nghệ, kỹ thuật và kinh nghiệm quốc tế nhằm nâng cao, mở rộng hiệu quả các lĩnh vực hoạt động chính của PVN, đặc biệt trong việc mở rộng phát triển các nguồn năng lượng mới, năng lượng sạch... .

- Tăng cường: (i) các giải pháp nhằm khai thác hiệu quả nguồn tài nguyên trong nước; (ii) triển khai các giải pháp giảm phát thải CO₂ (*nhằm đạt chỉ tiêu tại Quyết định 2128/QĐ-DKVN ngày 19/4/2019*), metan trong toàn bộ chuỗi hoạt động

dầu khí; (iii) các giải pháp sử dụng tiết kiệm, hiệu quả năng lượng như sử dụng điện, hơi, nhiệt...; (ii) công tác nghiên cứu, ứng dụng công nghệ mới trong công tác quản lý, sản xuất.

Giải pháp cụ thể theo từng lĩnh vực:

Lĩnh vực thăm dò và khai thác (E&P):

(i) Nghiên cứu và thăm dò các bể nước nông, các bể trầm tích mới, các dạng dầu khí phi truyền thống/năng lượng mới (dầu khí đá phiến, hydrate (băng cháy), khí sét, khí than, hydro...) để bổ sung trữ lượng phục vụ khai thác lâu dài;

(ii) Nghiên cứu, đề xuất giải pháp cụ thể để tăng cường thu hút nguồn lực đầu tư trong và ngoài nước để tìm kiếm, thăm dò và phát triển, khai thác các mỏ dầu khí tại các khu vực truyền thống và tạo cơ chế đặc biệt để tìm kiếm thăm dò khu vực nước sâu, xa bờ và phức tạp;

(iii) Nghiên cứu, triển khai áp dụng các giải pháp nâng cao hệ số thu hồi dầu (EOR), trong đó có giải pháp EOR-CO₂, EOR-Năng lượng mặt trời...;

(iv) Ưu tiên đẩy mạnh rút ngắn tiến độ đưa các mỏ mới vào khai thác, tận dụng hạ tầng sẵn có, tận thăm dò và thăm dò mở rộng ở các khu vực lân cận bể Cửu Long và Nam Côn Sơn; (v) Nghiên cứu triển khai tích hợp các nguồn NLTT (điện gió ngoài khơi) vào cơ sở E&P. Triển khai các giải pháp nhằm giảm/loại bỏ rò rỉ khí mêtan, đốt bỏ khí trong quá trình khai thác... .

+ ***Lĩnh vực công nghiệp khí:*** Cần đặc biệt ưu tiên chú trọng phát triển lĩnh vực công nghiệp khí với tiềm năng phát triển ngày càng lớn trong xu hướng chuyển dịch năng lượng, đồng thời phù hợp với vị trí vai trò ngày càng lớn trong cơ cấu năng lượng của PVN trong tương lai. Cụ thể, ưu tiên các hướng phát triển sau:

(i) thúc đẩy các dự án khai thác, vận chuyển khí tự nhiên (đặc biệt là các dự án trọng điểm nhà nước như Dự án khí CVX, Lô B, Đường ống dẫn khí NCS 2, ...);

(ii) Đẩy mạnh công tác đầu tư xây dựng cơ sở hạ tầng hệ thống cảng nhập, kho chứa, phân phối LNG/khí đốt để đảm bảo cung cấp đủ khí theo nhu cầu của các hộ tiêu thụ;

(iii) xây dựng chiến lược nhập khẩu LNG phù hợp để đảm bảo một mặt đáp ứng nhu cầu tiêu thụ trong nước mặt khác khai thác hiệu quả, hợp lý nguồn khí trong nước;

(iv) xem xét, nghiên cứu triển khai chuỗi chế biến khí sâu nhằm gia tăng hiệu quả của chuỗi; (iv) tăng cường các giải pháp nhằm giảm/loại bỏ rò rỉ khí mê-tan, đốt bỏ khí trong chuỗi công nghiệp khí... .

+ Lĩnh vực lọc hóa dầu:

(i) Tập trung nghiên cứu phát triển lĩnh vực hóa dầu, chế biến sâu các sản phẩm dầu khí, tích hợp lọc dầu - hóa dầu để nâng cao giá trị gia tăng sản phẩm dầu khí; thu hút đầu tư trong lĩnh vực lọc hóa dầu theo hướng chế biến sâu, nâng cao chất lượng sản phẩm;

(ii) Tận dụng vị trí địa lý và cơ sở hạ tầng các trung tâm chế biến dầu khí đã được đầu tư (như trung tâm lọc hoá dầu Dung Quất và trung tâm lọc hoá dầu Nghi Sơn, Khí điện đạm Phú Mỹ, Cà Mau) để phát triển theo chuỗi chế biến sâu;

(iii) Tích hợp các nguồn năng lượng, nguyên liệu tái tạo vào các nhà máy lọc hóa dầu để thay thế dần nguồn nguyên liệu hóa thạch ngày càng cạn kiệt, giảm thiểu phát thải khí nhà kính trong hoạt động của các nhà máy lọc hoá dầu;

(iv) Nghiên cứu sản xuất hydro, chuyển đổi sản xuất các nhiên liệu phát thải carbon thấp, năng lượng sinh học tiên tiến... .

+ Lĩnh vực Điện:

(i) Hoàn thành đầu tư và đưa vào vận hành ổn định, hiệu quả 03 Nhà máy nhiệt điện than;

(ii) Nghiên cứu đầu tư xây dựng các nhà máy điện khí (bao gồm cả LNG), các nhà máy điện NLTT, trong đó có điện gió ngoài khơi, năng lượng từ biển trên cơ sở phát huy thế mạnh của ngành và đảm bảo hiệu quả đầu tư dự án;

(iii) Xem xét bổ sung nghiên cứu, tiếp cận các nguồn NLTT khác cho tương lai mà VN có tiềm năng: hydro, sóng biển, thủy triều, địa nhiệt.. ;

(iv) Xem xét bổ sung nghiên cứu: các giải pháp xanh hóa các Nhà máy nhiệt điện, đánh giá chuyển đổi các nhà máy điện than thành nhà máy điện khí và chuyển

đổi nguồn khí LNG đối với nhà máy điện khí hiện hữu trong trường hợp nguồn khí Đông, Tây Nam Bộ suy giảm, giá cao... .

Trong lĩnh vực năng lượng mới và NLTT:

- Xây dựng Chương trình hành động/giải pháp cụ thể phát triển nguồn năng lượng mới và NLTT;
- Chủ động là đầu mối nghiên cứu đề đề xuất tới Chính phủ các cơ chế, chính sách, mô hình kinh doanh, chương trình phát triển phù hợp, lưu ý các cơ chế chính sách ưu đãi phát triển NLTT, chính sách phát triển nhiên liệu sạch, hydro, giá/thuế phí môi trường, phí phát thải CO₂,;
- Tăng cường công tác nghiên cứu, hợp tác nghiên cứu và theo dõi, nắm bắt sự phát triển nền công nghiệp năng lượng mới, NLTT, lưu trữ pin... trên thế giới;
- Mở rộng hợp tác với các đối tác của PVN hoặc tìm kiếm đối tác mới có kinh nghiệm, công nghệ, tài chính... trong phát triển lĩnh vực năng lượng mới và NLTT;
- Tận dụng thế mạnh của ngành dầu khí nói chung và của riêng PVN nói riêng về dịch vụ kỹ thuật, cơ sở hạ tầng, hệ thống phân phối, khả năng tài chính, thu xếp vốn, các mối hợp tác quốc tế sẵn có, các ưu thế của công ty dầu khí 100% vốn nhà nước.. để phát triển NLTT;
- Nghiên cứu, khảo sát về khả năng phát triển điện gió ngoài khơi, điện mặt trời mặt nước, điện sóng biển, thủy triều (năng lượng biển), trong đó ưu tiên tại các khu vực có có hạ tầng các công trình dầu khí để sớm có đề xuất phát triển Dự án hoặc tham gia cung cấp dịch vụ kỹ thuật nhằm phát huy, tận dụng được thế mạnh của ngành, đem lại lợi ích cho nhà nước;
- Sớm có các nghiên cứu, đánh giá tổng thể về tiềm năng, định hướng phát triển địa nhiệt, sóng biển, thủy triều, hải lưu; đánh giá hiệu quả;
- Nghiên cứu triển khai tích hợp phát triển nguồn NLTT vào các hoạt động dầu khí truyền thống;
- Nghiên cứu công nghệ, xây dựng một số đề án thử nghiệm sản xuất và sử dụng năng lượng hydro phù hợp với xu hướng chung của thế giới;

- Nghiên cứu xây dựng, phát triển và kinh doanh chuỗi NLTT – Hydro – (i) Pin nhiên liệu (Fuel cell)/Sản xuất điện và (ii) sản xuất các sản phẩm hóa dầu (đạm, amoniac, methanol...) nhằm tận dụng thế mạnh năng lực, công nghệ và hạ tầng sản xuất khâu sau, vận chuyển, phân phối các sản phẩm dầu khí của PVN và các đơn vị thành viên, tạo nên giá trị chuỗi... .

3. Đối với Chính phủ và các cơ quan Nhà nước:

- Cần sớm hoàn thiện thể chế phát triển ngành công nghiệp dầu khí Việt Nam và xây dựng cơ chế, chính sách phù hợp cho PVN phát triển, cạnh tranh được với các tập đoàn, công ty dầu khí quốc gia của nước ngoài trong xu hướng PVN ngày càng hội nhập, phụ thuộc vào thị trường năng lượng thế giới.

- Tổ chức thực hiện đánh giá thực hiện Chiến lược phát triển PVN theo Nghị quyết số 41-NQ/TW, Quyết định 1749 và sửa đổi/điều chỉnh phù hợp với Nghị quyết 55-NQ/TW để PVN trở thành tập đoàn năng lượng, trong đó cho phép PVN đầu tư mọi nghiên cứu, phát triển các dự án đầu tư Năng lượng mới và NLTT (điện gió ngoài khơi, hydro...) trên cơ sở phát huy các thế mạnh của PVN;

- Sớm xây dựng: (i) chính sách cụ thể nhằm đưa Nghị quyết 55-NQ/TW vào thực tế cuộc sống; (ii) Chiến lược phát triển NLTT, Quy hoạch không gian biển cho phát triển NLTT và cụ thể hóa qua việc xây dựng và thực thi các luật, như Luật Bảo vệ môi trường, Luật sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả, Luật Quy hoạch và có thể là Luật Năng lượng tái tạo (nếu có); (iii) xác định mục tiêu dài hạn đối với năng lượng Hydro trong chiến lược phát triển năng lượng quốc gia; (iv) quy hoạch điện gió cũng như bổ sung vào Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2045 (Quy hoạch điện VIII) các vị trí tiềm năng phát triển điện gió ngoài khơi. Bên cạnh đó cần có chính sách nhằm đồng bộ giữa nguồn điện và lưới điện./.

NHÓM BIÊN SOẠN

Tham gia biên soạn:

Luật sư Nguyễn Hưng Quang
ThS. Ngô Thị Tố Nhiên
TS. Trần Khánh Việt Dũng
TS. Trần Phương Đông
TS. Nguyễn Ngọc Tân
PGS.TS. Nguyễn Đức Thành
Luật sư Lưu Tuệ Đăng
Th.S Phạm Minh Chinh
ThS Phạm Văn Long
Th.S Nguyễn Văn Giảng
CN. Hoàng Long
và Phòng Dịch vụ Nghiên cứu
Thư viện Quốc hội

VĂN PHÒNG QUỐC HỘI

Thư viện Quốc hội



Văn phòng Quốc hội

Tòa nhà Quốc hội, Đường Độc Lập, Ba Đình, Hà Nội

Điện thoại: 080. 41949

Email: thuvienquochoi@gmail.com hoặc thuvienquochoi@quochoi.vn