

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

**Nguyễn Hữu Lương, Lê Dương Hải, Trương Văn Nhân**

Viện Dầu khí Việt Nam

Email: luongnh.pvpro@vpi.pvn.vn

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

### Tóm tắt

Để thích ứng với xu hướng chuyển dịch năng lượng, Chính phủ đã đặt mục tiêu đạt phát thải ròng bằng "0" vào năm 2050 cùng với những chính sách về kiểm soát, hạn chế phát thải và định hướng phát triển các giải pháp xanh hóa tại Việt Nam, trong đó có hydrogen xanh (GH<sub>2</sub>) và ammonia xanh (GNH<sub>3</sub>). Bên cạnh việc nâng cao hiệu quả hoạt động trong các lĩnh vực năng lượng truyền thống, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam) định hướng tham gia chuỗi giá trị năng lượng mới, năng lượng tái tạo, thu hồi, sử dụng và lưu giữ CO<sub>2</sub> (CCUS), sản xuất hydrogen/ammonia xanh để tích hợp dần vào các hoạt động hiện có.

Trên cơ sở tận dụng các ưu thế về nguồn lực và kinh nghiệm trong hoạt động dầu khí, Petrovietnam cũng đang nghiên cứu phát triển điện gió ngoài khơi và sản xuất GH<sub>2</sub> để tích hợp vào hoạt động thượng nguồn, tận dụng hệ thống đường ống dẫn khí hiện có để vận chuyển hỗn hợp khí thiên nhiên và GH<sub>2</sub> và cung ứng cho các nhà máy lọc dầu, đạm, điện khí/LNG...

Trong dài hạn, Petrovietnam có thể xem xét đầu tư mới các nhà máy sản xuất GNH<sub>3</sub> từ GH<sub>2</sub> để phục vụ nhu cầu xanh hóa của các lĩnh vực hoạt động khác như điện than và giao thông vận tải biển. Với vai trò là đơn vị vận hành hoặc có cổ phần chi phối trong các đơn vị khai thác và vận chuyển dầu khí, nhà máy lọc dầu, nhà máy điện than, nhà máy sản xuất phân bón..., Petrovietnam và các đơn vị thành viên có thể tham gia vào chuỗi cung ứng này dựa trên lợi thế cạnh tranh của từng đơn vị/nhà máy và hình thành liên kết chuỗi, phát triển bền vững trong bối cảnh mới của ngành công nghiệp năng lượng.

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

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

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

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

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



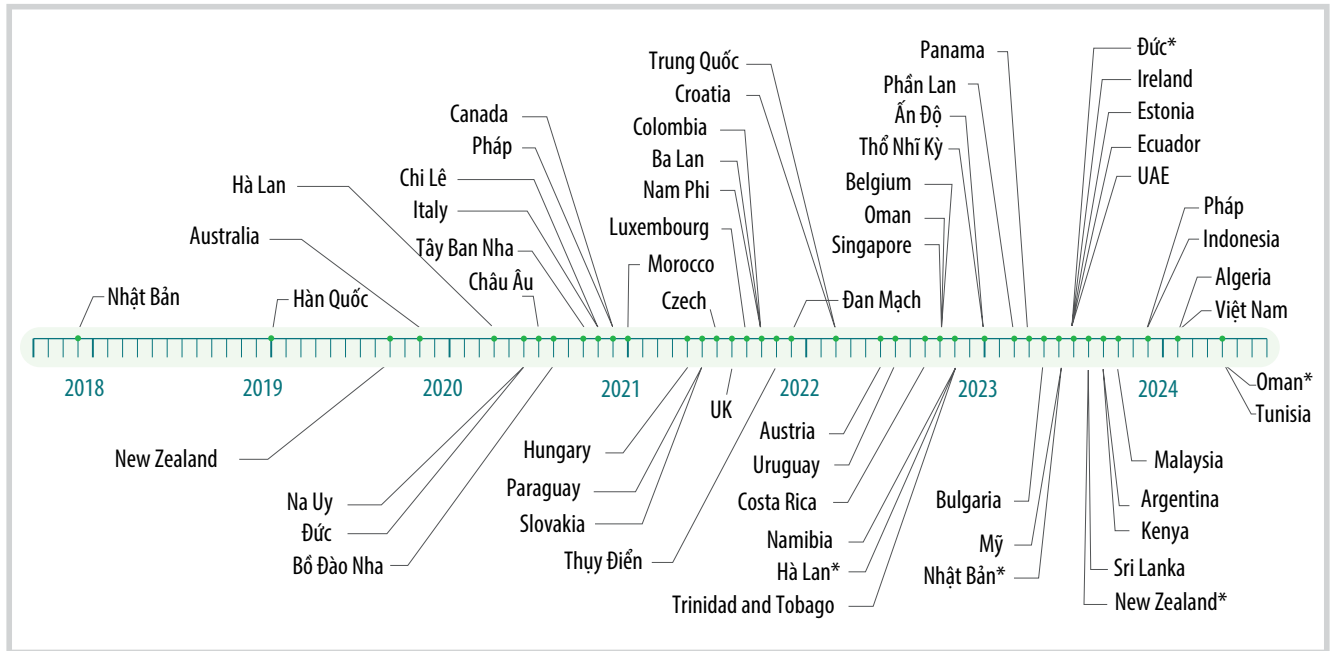
Ngày nhận bài: 3/7/2024.

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

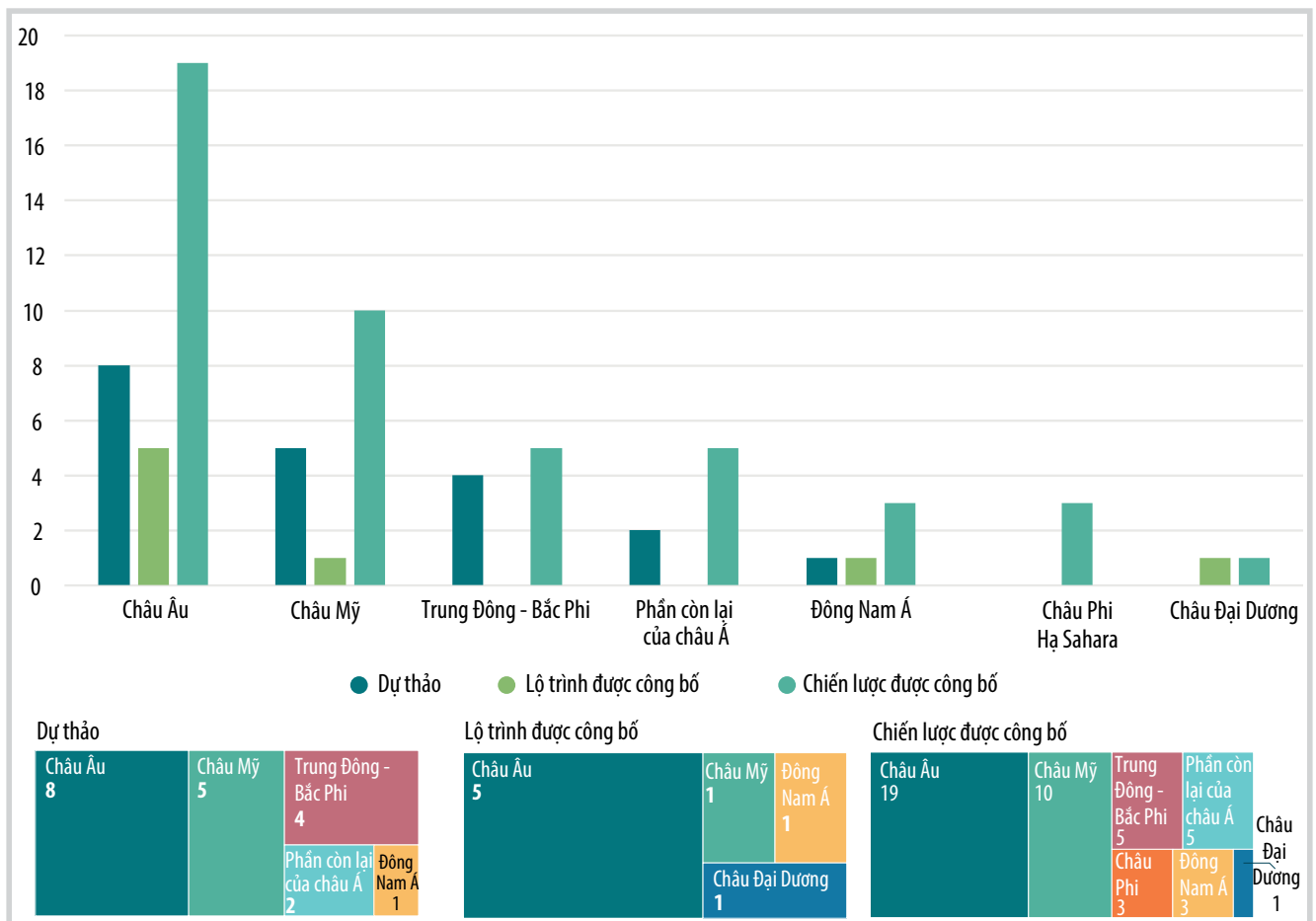
Ngày bài báo được duyệt đăng: 4/8/2024.

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

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



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



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



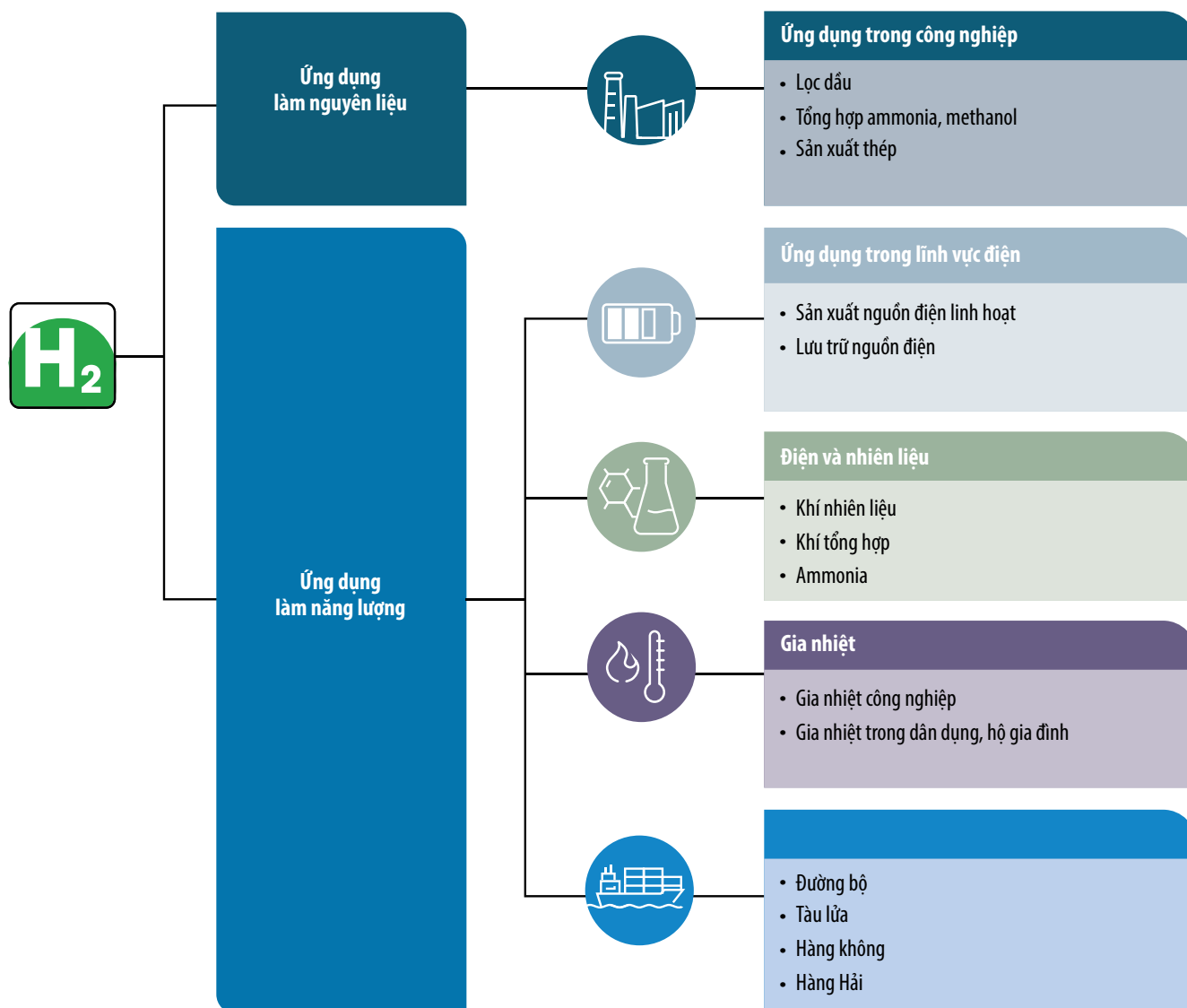
Hình 3. Bản đồ các nước đã công bố chiến lược hydrogen cấp quốc gia [6].

Châu Âu đặt mục tiêu đạt 26% là hydrogen sạch trong nhu cầu năng lượng sử dụng cuối vào năm 2050 [7]. Hàn Quốc phát triển hydrogen sạch, bao gồm cả hydrogen xanh (GH<sub>2</sub>) và hydrogen lam, với mục tiêu đạt 33% cơ cấu năng lượng sử dụng cuối và 24% nguồn cung sản xuất điện của quốc gia vào năm 2050 [8]. Trong khi đó, với mục tiêu hàng đầu là đảm bảo an ninh năng lượng, Nhật Bản đã đưa ra mục tiêu 11% nguồn cung năng lượng quốc gia được đáp ứng bởi hydrogen vào năm 2030. Trung Quốc xác định hydrogen đóng vai trò then chốt để đạt được nền kinh tế không phát thải vào 2060, tập trung phát triển ứng dụng hydrogen trong các lĩnh vực điện và giao thông vận tải và đặt mục tiêu đạt lần lượt 5% và 10% trong cơ cấu năng lượng quốc gia vào năm 2030 và năm 2050 [9].

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

sản xuất, tuy nhiên, mức tiêu thụ chỉ khoảng 185 triệu tấn [10]. Ngoài ứng dụng trong sản xuất phân bón, ammonia còn được sử dụng trong các lĩnh vực khác như làm lạnh, khai thác, dược phẩm, xử lý nước, nhựa... [11]. Theo kịch bản nhiệt độ toàn cầu không vượt quá 1,5°C vào năm 2050 (kịch bản net-zero), dự báo thị trường ammonia cho các ứng dụng truyền thống sẽ tăng nhu cầu lên 223 triệu tấn vào năm 2030 và đạt 333 triệu tấn vào năm 2050. Ngoài ra, còn có những thị trường mới cũng rất được mong chờ trong thập kỷ tới, bao gồm nhu cầu cho chất mang hydrogen, nhiên liệu cho nhà máy điện, giao thông vận tải và đặc biệt là lĩnh vực hàng hải. Đến năm 2050, tổng nhu cầu dự báo cho ammonia khoảng 688 triệu tấn theo kịch bản net-zero, trong đó, khoảng 80% ammonia xanh (GNH<sub>3</sub>) được sản xuất từ năng lượng tái tạo vào năm 2050. Như vậy, dưới tác động của xu hướng chuyển dịch năng lượng, nhu cầu ammonia được mở rộng mạnh mẽ và các dạng ammonia sạch dần chiếm lĩnh thị trường từ sau năm 2035.

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

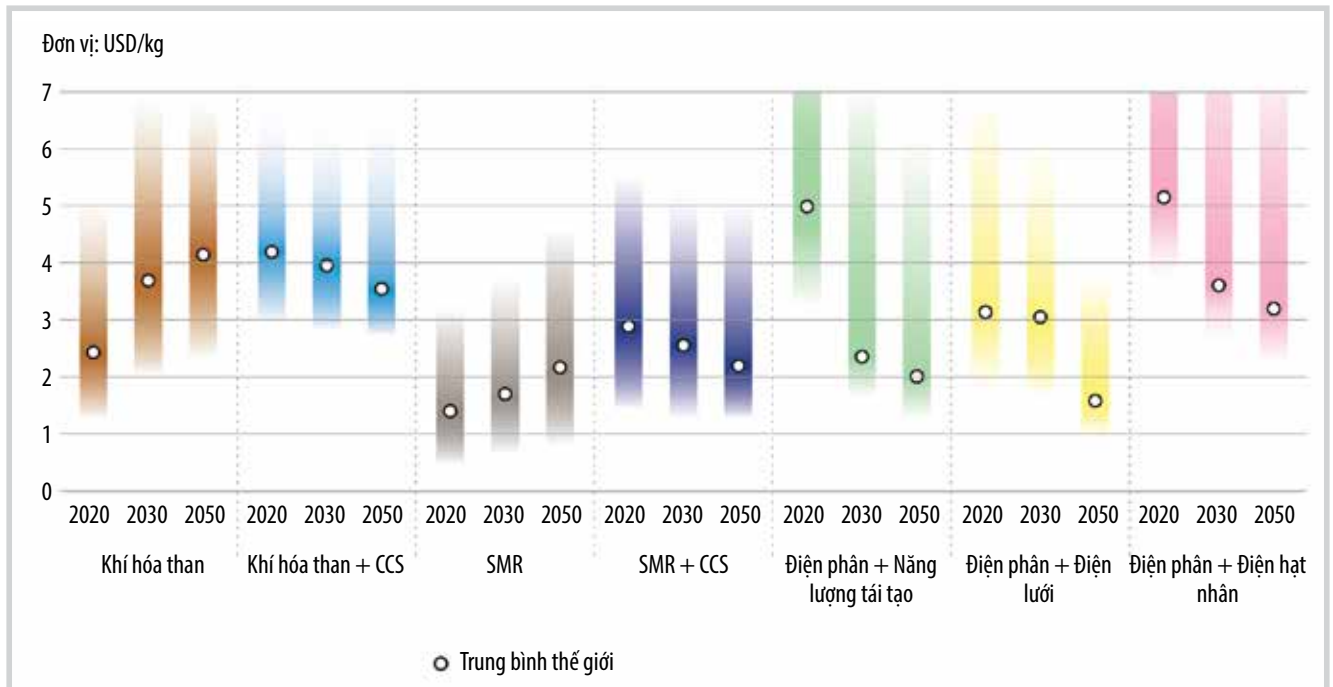


Hình 4. Ứng dụng hydrogen tiềm năng theo lĩnh vực [3].

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

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

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



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

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

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

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

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

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

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

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

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

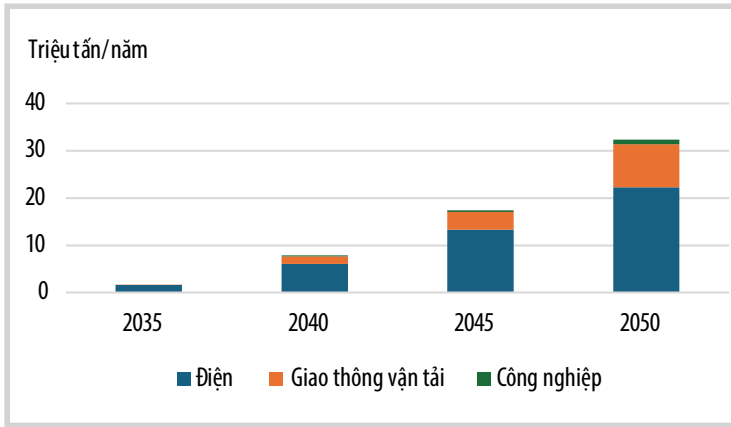
Theo Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050 [21], các nhà máy điện than của Việt Nam sẽ bắt đầu được chuyển đổi nhiên liệu thông qua công nghệ đồng đốt với ammonia hoặc sinh khối sau 20 năm vận hành và đến năm 2050 sẽ được chuyển đổi hoàn toàn sang sử dụng nhiên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

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

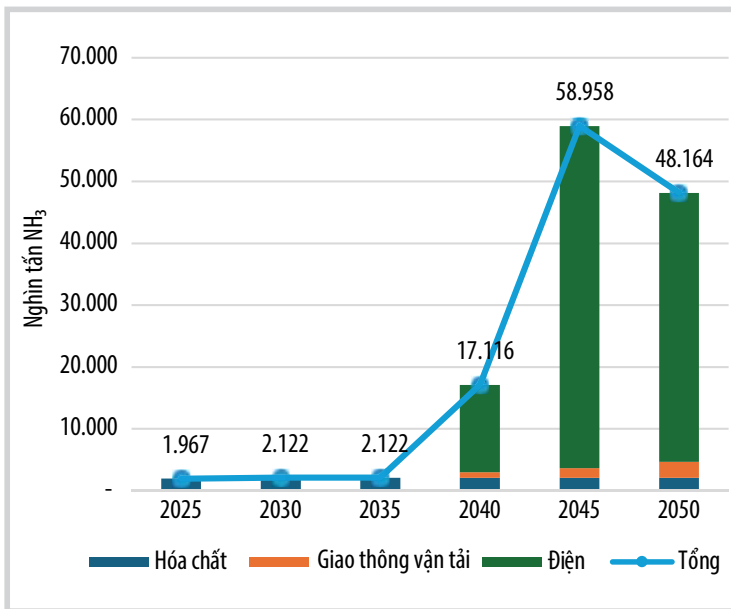
## **2.2. Hiện trạng và dự báo nhu cầu phát triển hydrogen và ammonia xanh tại Việt Nam**

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

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



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



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

nhà máy đạm lớn đều áp dụng quy trình công nghệ tổng hợp ammonia của hãng Haldor-Topsoe, bao gồm Nhà máy Đạm Phú Mỹ và Nhà máy Đạm Cà Mau (từ khí thiên nhiên), Nhà máy Đạm Ninh Bình và Nhà máy Đạm Hà Bắc (từ than đá). Theo xu hướng chuyển dịch năng lượng, trong tương lai, nhu cầu trong nước về ammonia truyền thống và  $\text{GNH}_3$  sẽ tập trung vào các lĩnh vực chính như hóa chất, giao thông vận tải và điện. Trong lĩnh vực hóa chất, nhu cầu ammonia tập trung chủ yếu cho lĩnh vực phân bón và sẽ ổn định ở mức khoảng 2,1 triệu tấn/năm giai đoạn năm 2025 - 2050. Đối với lĩnh vực phân bón,  $\text{GNH}_3$  có thể thay thế  $\text{NH}_3$  xám để tích hợp vào một số ứng dụng chính, đặc biệt cho sản xuất urea... Tiềm năng ứng dụng ammonia trong giao thông vận tải chủ yếu tập trung vào lĩnh vực hàng hải. Theo Chương trình hành động về chuyển đổi năng lượng xanh, giảm phát thải khí carbon và khí methane của ngành giao thông vận tải [24], từ năm 2050, tất cả các phương tiện, trang thiết bị tại cảng, các thiết bị báo hiệu hàng hải sử dụng điện, năng lượng xanh hoặc có các biện

pháp tương đương. Tương tự, Quy hoạch tổng thể về năng lượng quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050 cũng đưa ra mục tiêu sử dụng 100% nhiên liệu xanh trong vận tải vào năm 2050. Theo đó, có thể giả định tỷ lệ sử dụng  $\text{GNH}_3$  từ 10% năm 2040 sẽ tăng dần đến 20% vào 2050 so với tổng nhu cầu tiêu thụ nhiên liệu cho lĩnh vực hàng hải. Theo Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050 [21], các nhà máy điện than dự kiến đốt kèm nhiên liệu sinh khối hoặc ammonia sau 20 năm vận hành với tỷ lệ đốt kèm bắt đầu từ 20% và tăng dần lên 100% từ sau năm 2050. Dự báo nhu cầu tiêu thụ ammonia của Việt Nam giai đoạn 2025 - 2050 được thể hiện ở Hình 7.

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

### 3. Tiềm năng tích hợp $\text{GNH}_3$ vào chuỗi giá trị của Tập đoàn Dầu khí Việt Nam

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

Dưới tác động của xu hướng chuyển dịch năng lượng, các hoạt động của Petrovietnam sẽ dần được xanh hóa để giảm phát thải carbon thông qua các định hướng phát triển năng lượng tái tạo, CCUS và hydrogen/ammonia để tích hợp dần vào các hoạt động hiện hữu. Trên cơ sở tận dụng các ưu thế về nguồn lực và kinh nghiệm trong hoạt động dầu khí, Petrovietnam có thể xem xét phát triển điện gió ngoài khơi và sản xuất  $\text{GH}_2$  để tích hợp vào hoạt động của khâu thượng nguồn, tận dụng hệ thống đường ống khí hiện

có để vận chuyển hỗn hợp khí thiên nhiên và GH<sub>2</sub> và cung ứng một phần cho các nhà máy lọc dầu, đạm, điện khí/LNG nhằm xanh hóa các nhà máy này, góp phần đáp ứng lộ trình giảm phát thải của Chính phủ. Trong dài hạn, Petrovietnam có thể xem xét đầu tư mới các nhà máy sản xuất GNH<sub>3</sub> từ GH<sub>2</sub> để phục vụ nhu cầu xanh hóa của các lĩnh vực hoạt động khác như điện than và giao thông vận tải biển.

Để giảm phát thải khí nhà kính, việc phát triển những loại nhiên liệu mới và thân thiện với môi trường là cần thiết. Trong đó, GH<sub>2</sub> và GNH<sub>3</sub> là loại nhiên liệu xanh được kỳ vọng sẽ phát triển mạnh trong tương lai, nhờ vào vai trò giảm phát thải khí nhà kính và khả năng ứng dụng rộng rãi trong nhiều lĩnh vực khác nhau bao gồm lĩnh vực lọc dầu, sản xuất điện, sản xuất phân bón, làm nhiên liệu trong giao thông vận tải (đặc biệt là hàng hải) và nhiều lĩnh vực khác. Theo đó, việc phát triển GH<sub>2</sub> và GNH<sub>3</sub> mang lại những cơ hội mới cho Petrovietnam, bao gồm:

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

- Có thể thay thế một phần/hoàn toàn nguyên liệu sản xuất NH<sub>3</sub>/phân bón, nhằm giảm lượng khí thải, đáp ứng yêu cầu giảm phát thải carbon tại các nhà máy đạm;

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

- Điện gió ngoài khơi được xem là giải pháp phù hợp để tích hợp năng lượng tái tạo vào chuỗi giá trị dầu khí nhờ tận dụng được cơ sở hạ tầng dầu khí hiện có, bao gồm các giàn khoan và tàu để giảm chi phí đầu tư ban đầu từ 30 - 40% so với các công ty không phải dầu khí. Điều này cho thấy tiềm năng tích hợp sản xuất GH<sub>2</sub>/GNH<sub>3</sub> với điện gió ngoài khơi trong tương lai đối với Petrovietnam.

### **3.2. Tiềm năng tích hợp GH<sub>2</sub> và GNH<sub>3</sub> vào chuỗi giá trị Petrovietnam**

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

Từ đó, Petrovietnam có thể phát triển GH<sub>2</sub> và GNH<sub>3</sub> trong chuỗi giá trị ứng dụng công nghệ Power-to-X, sản xuất hydrogen/ammonia như một dạng lưu trữ năng lượng cho nguồn năng lượng tái tạo và làm nguyên/nhiên liệu thay thế cho các nhà máy lọc dầu, nhà máy đạm có phần vốn góp của Petrovietnam. Tuy nhiên, tiềm năng phát triển thị trường GH<sub>2</sub> và GNH<sub>3</sub> còn phụ thuộc vào chính sách của Nhà nước, mức độ phát triển công nghệ và sự chấp nhận của người tiêu dùng... Công nghệ phối trộn GH<sub>2</sub>/GNH<sub>3</sub> sử dụng trong các nhà máy nhiệt điện cũng đang trong giai đoạn thử nghiệm, với quốc gia đi đầu là Nhật Bản (đang có chương trình thử nghiệm công nghệ), tích hợp với các nhà máy phân bón hữu cơ (urea, NPK, kali)... Nếu thành công, công nghệ này sẽ giúp giảm đáng kể lượng phát thải CO<sub>2</sub> và cải thiện hiệu quả sử dụng năng lượng. Trên cơ sở tận dụng lợi thế và phát triển chuỗi liên kết, có thể nhận diện các thuận lợi và khó khăn của Petrovietnam khi phát triển GH<sub>2</sub> và GNH<sub>3</sub> như sau:

- Thuận lợi:

- + Có thể tận dụng cơ sở hạ tầng sẵn có trong lĩnh vực khai thác và vận chuyển dầu khí để phát triển điện gió ngoài khơi và sản xuất GH<sub>2</sub>;

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

- + Có hạ tầng đường ống, bồn chứa... có thể vận chuyển và lưu trữ H<sub>2</sub>/NH<sub>3</sub>;

- + Là nguồn năng lượng sạch, GH<sub>2</sub> và GNH<sub>3</sub> là nguồn năng lượng/nguyên liệu cho quá trình xanh hóa các nhà máy điện, đạm, lọc dầu và các hoạt động dầu khí khác của Petrovietnam;

- + Chính phủ và các cơ quan quản lý có thể cung cấp các ưu đãi để Petrovietnam đầu tư vào các công nghệ bền vững như điện gió ngoài khơi và GH<sub>2</sub>/GNH<sub>3</sub>, cung cấp lợi ích tài chính bổ sung cho các dự án đầu tư trong lĩnh vực này, đồng thời, góp phần tăng cường hoạt động hợp tác với các đơn vị quốc tế hướng về phát triển bền vững.

- Khó khăn:

- + Quy mô ứng dụng GH<sub>2</sub> và GNH<sub>3</sub> còn hạn chế nên sẽ có những khó khăn nhất định về thị trường, công nghệ, cơ sở hạ tầng, chính sách và hiệu quả kinh tế;

- + Cần xác định phương án tích hợp hiệu quả để tận dụng cơ sở hạ tầng của các nhà máy đang có, dần chuyển sang sản xuất và ứng dụng GH<sub>2</sub>/GNH<sub>3</sub>;

- + Chi phí đầu tư cho sản xuất GH<sub>2</sub>/GNH<sub>3</sub> thường cao hơn so với sản xuất H<sub>2</sub>/NH<sub>3</sub> truyền thống, đặc biệt chi phí



công nghệ điện phân và năng lượng tái tạo, dẫn đến giá thành sản xuất  $\text{GH}_2/\text{GNH}_3$  cao hơn 2 - 3 lần sản xuất  $\text{H}_2/\text{NH}_3$  thông thường;

+ Sự thay đổi chính sách, quy định của Chính phủ có thể tác động lớn tới sự tăng trưởng và lợi nhuận của  $\text{GH}_2/\text{GNH}_3$ .

**3.3. Hiện trạng và khả năng tích hợp sản xuất và ứng dụng  $\text{GH}_2/\text{GNH}_3$  trong một số lĩnh vực hoạt động của Petrovietnam**

**3.3.1. Sản xuất  $\text{GH}_2$  từ điện gió ngoài khơi**

Với các ưu thế về nguồn thông tin địa chất, địa vật lý, môi trường cho khu vực thềm lục địa, cơ sở hạ tầng sẵn có, kinh nghiệm và nguồn nhân lực cho các hoạt động ngoài khơi, Petrovietnam có thuận lợi trong việc tích hợp phát triển điện gió ngoài khơi vào hoạt động khai thác dầu khí. Nguồn năng lượng sạch từ điện gió ngoài khơi có thể được sử dụng một phần để thay thế cho nhu cầu nhiên liệu hóa thạch đối với các hoạt động sản xuất dầu khí ngoài khơi, đồng thời, có thể được sử dụng để sản xuất  $\text{GH}_2$  phục vụ cho các nhu cầu trong bờ và xuất khẩu. Theo kết quả nghiên cứu của VPI và GICON (Cộng hòa Liên bang Đức) (2022) [25], LCOH của hydrogen xanh được sản xuất thông qua quá trình điện phân nước biển tại khu vực của mỏ Hải Thạch - Mộc Tinh đạt khoảng 7,7 USD/kg. Mặt khác, Tổng công ty Khí Việt Nam - CTCP (PV GAS) đang quản lý và vận hành hệ thống hạ tầng ngành công nghiệp khí bao gồm 5 hệ thống đường ống khí, 3 nhà máy xử lý khí có tổng công suất trên 10 tỷ  $\text{m}^3/\text{năm}$ , hệ thống kho LPG công suất 150 nghìn tấn và hệ thống phân phối khí/sản phẩm khí trên toàn quốc. Petrovietnam cũng có thể xem xét phương án phối trộn  $\text{GH}_2$  và khí thiên nhiên với tỷ lệ đến 20% để tận dụng hạ tầng hệ thống đường ống khí hiện có nhằm vận chuyển, phân phối  $\text{GH}_2$  vào bờ.

**3.3.2. Tích hợp  $\text{GH}_2$  để sản xuất  $\text{GNH}_3$  tại các Nhà máy Đạm Phú Mỹ và Nhà máy Đạm Cà Mau**

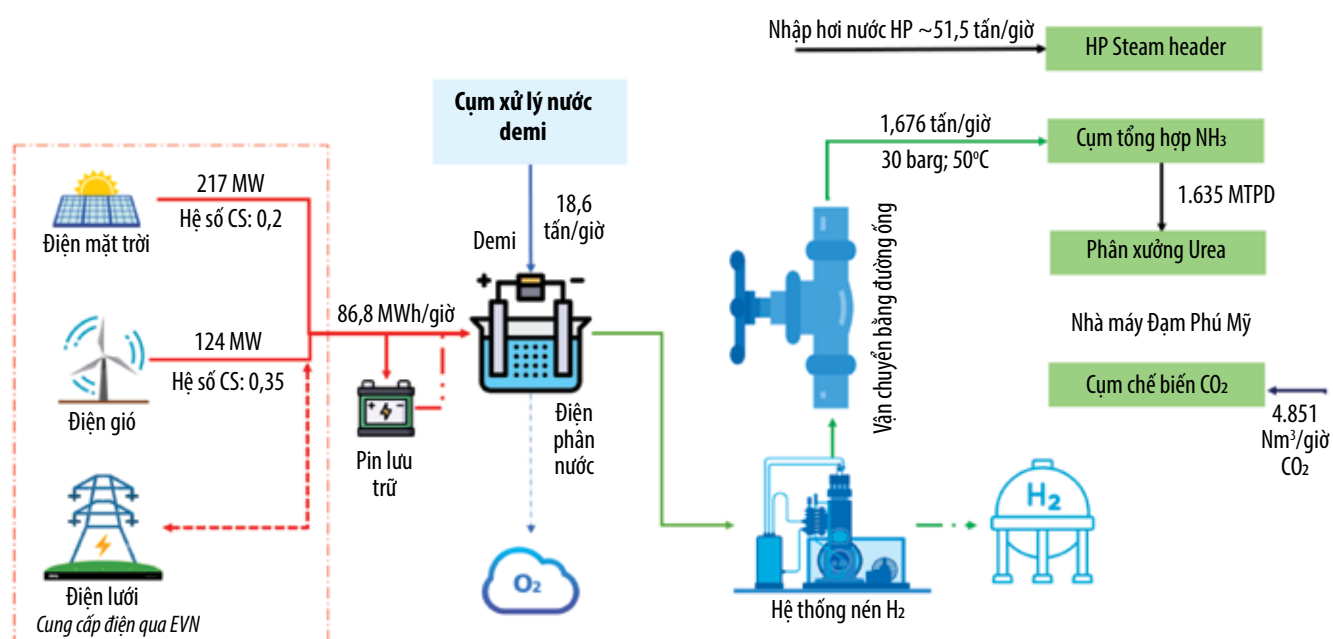
$\text{GH}_2$  là nguyên liệu tiềm năng có thể được tích hợp vào các nhà máy đạm hiện có để sản xuất  $\text{GNH}_3$  góp phần giảm phát thải carbon, đồng thời, tạo ra được các sản phẩm mới, thân thiện với môi trường, phù hợp với xu hướng phát triển bền vững. Hiện tại, khi sử dụng hydrogen xám để sản xuất urea trong nhà máy đạm, mỗi tấn urea sẽ phát thải trung bình khoảng 0,5 tấn  $\text{CO}_2$  [26]. Như vậy, trong tương lai, nếu các nhà máy đạm này thay thế toàn bộ lượng hydrogen xám bằng hydrogen sạch thì sẽ giảm phát thải gần 1 triệu tấn  $\text{CO}_2/\text{năm}$  trong lĩnh vực sản xuất phân đạm. Khi được tích hợp  $\text{GH}_2$ , công suất

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

Theo Nghị định quy định về cơ chế mua bán điện trực tiếp giữa đơn vị phát điện năng lượng tái tạo với khách hàng sử dụng điện lớn [27], các khách hàng sử dụng điện lớn ( $\geq 200.000$  kWh/tháng) có thể mua điện năng lượng tái tạo dưới 2 hình thức: (1) trực tiếp thông qua đường dây kết nối riêng; và (2) trực tiếp qua lưới điện quốc gia. Có thể thấy rằng, quy định này nhằm nâng cao hiệu quả khai thác và sử dụng tài nguyên quốc gia thông qua việc phát triển các nguồn cung điện năng lượng tái tạo để phục vụ cho các dự án sử dụng năng lượng sạch như sản xuất  $\text{GH}_2$  và  $\text{GNH}_3$ , đồng thời, tạo điều kiện thuận lợi cho các đơn vị phát triển ứng dụng năng lượng sạch trong điều kiện bị giới hạn về khả năng phát triển nguồn điện từ năng lượng tái tạo tại địa phương. Nghị định này đã thúc đẩy việc sử dụng năng lượng tái tạo để sản xuất  $\text{GH}_2/\text{GNH}_3$  tại các khu vực bị giới hạn về diện tích mở rộng cũng như cách xa nguồn cung năng lượng tái tạo, đồng thời, góp phần giảm chi phí đầu tư thông qua việc tận dụng hệ thống lưới điện quốc gia để tiếp nhận nguồn năng lượng sạch từ khu vực khác nhằm phục vụ việc phát triển sản xuất sạch tại chỗ. Bên cạnh đó, Nghị định này cũng sẽ tạo điều kiện thuận lợi cho việc phát triển năng lượng tái tạo (ví dụ như điện gió ngoài khơi) tại các khu vực phù hợp, xây dựng chiến lược và quy hoạch phát triển năng lượng tái tạo để tận dụng được lợi thế của Petrovietnam nhằm phát triển và tích hợp chuỗi giá trị của  $\text{GH}_2/\text{GNH}_3$  vào các lĩnh vực hoạt động sản xuất kinh doanh của Petrovietnam.

**3.3.3. Sản xuất và ứng dụng  $\text{GH}_2$  trong lĩnh vực lọc dầu**

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



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

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

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

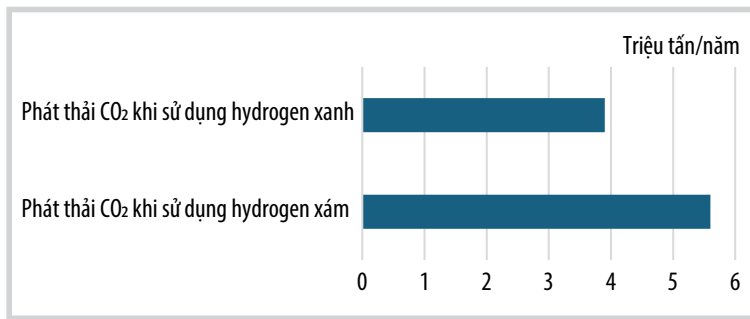
thải 9 tấn CO<sub>2</sub> [29]. Như vậy, nếu các nhà máy lọc dầu này thay thế toàn bộ lượng hydrogen xám truyền thống bằng hydrogen sạch thì sẽ góp phần giảm phát thải 1,7 triệu tấn CO<sub>2</sub>/năm, tương đương 30% phát thải trong lĩnh vực lọc dầu. Nhà máy có thể xây dựng phân xưởng sản xuất GH2 từ các nguồn tái tạo tại địa điểm của nhà máy hoặc mua từ các nguồn cung bên ngoài khi thị trường hydrogen lam hoặc GH2 đã phát triển tại Việt Nam. Hình 9 trình bày tiềm năng giảm phát thải carbon khi ứng dụng GH2 trong các nhà máy lọc dầu tại Việt Nam vào năm 2050.

### 3.3.4. Ứng dụng GH<sub>2</sub>/GNH<sub>3</sub> trong lĩnh vực sản xuất điện

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

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

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



**Hình 9.** Tiềm năng giảm phát thải carbon khi ứng dụng GH<sub>2</sub> trong các nhà máy lọc dầu tại Việt Nam vào năm 2050.

- Định hướng phát triển mạnh điện gió ngoài khơi kết hợp với các loại hình năng lượng tái tạo khác (điện mặt trời, điện gió trên bờ...) để sản xuất năng lượng mới (GH<sub>2</sub>, GNH<sub>3</sub>...) phục vụ nhu cầu trong nước và xuất khẩu. Các nguồn điện năng lượng tái tạo sản xuất năng lượng mới phục vụ nhu cầu trong nước và xuất khẩu được ưu tiên/cho phép phát triển không giới hạn trên cơ sở bảo đảm an ninh quốc phòng, an ninh năng lượng và mang lại hiệu quả kinh tế cao, trở thành một ngành kinh tế mới của đất nước.

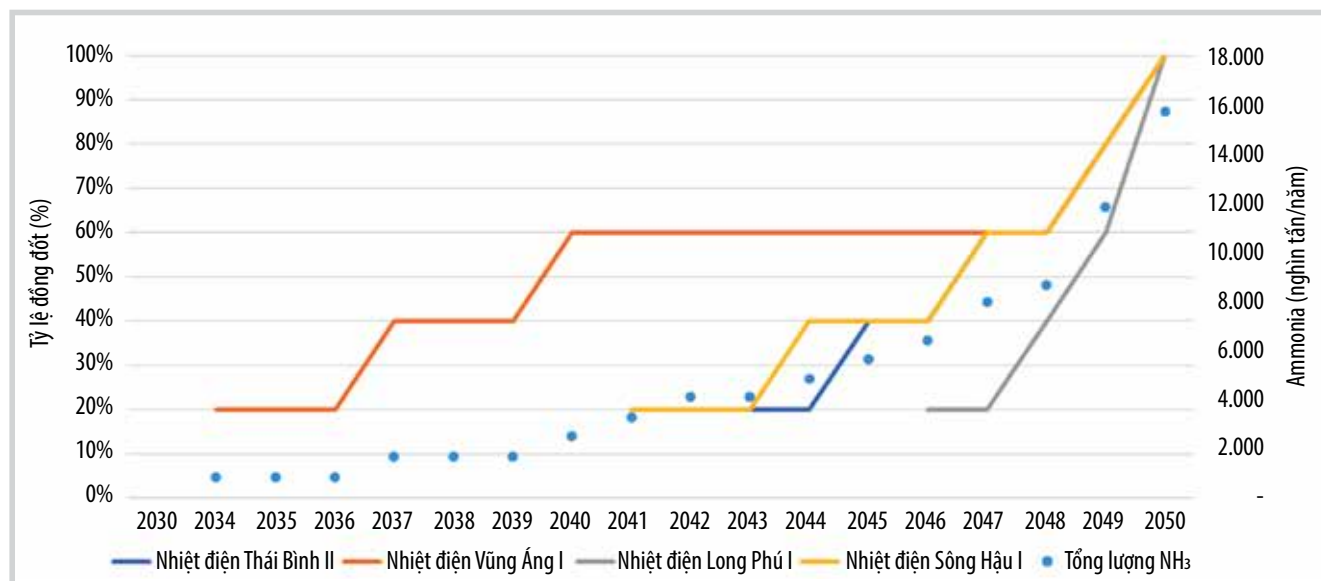
Hiện nay, Petrovietnam có 2 đơn vị là Chi nhánh Phát điện Dầu khí (PVPGB) và Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam - CTCP (PV Power), đang vận hành 8 nhà máy điện với tổng công suất lắp đặt là 5.405 MW và đang triển khai các dự án sản xuất điện khác (2 nhà máy điện khí trong nước, 2 nhà máy điện LNG, 1 nhà máy điện than). Sử dụng ammonia làm nhiên liệu trong các hoạt động đồng đốt có tiềm năng giảm lượng khí thải CO<sub>2</sub> của các nhà máy nhiệt điện than. Các nghiên cứu về đồng đốt GNH<sub>3</sub> ở nhà máy nhiệt điện than được thực hiện chủ yếu ở Nhật Bản dựa trên các hệ thống pilot và thử nghiệm thực tế ở nhà máy điện 1.000 MW. Khi thực hiện đồng đốt GNH<sub>3</sub> tại các nhà máy nhiệt điện than có phần vốn góp của Petrovietnam, các vấn đề kỹ thuật - công nghệ - môi trường cần được quan tâm bao gồm: cầu cảng và hệ thống công nghệ nhập GNH<sub>3</sub>, kho chứa và hệ thống đường ống vận chuyển GNH<sub>3</sub>, cải hoán/đầu tư bổ sung hệ thống thiết bị công nghệ phục vụ cho quá trình đồng đốt và hệ thống xử lý khí thải NO<sub>x</sub>. Tương tự, các nhà máy điện khí/LNG cũng có thể được đồng đốt với GH<sub>2</sub> để giảm phát thải. Việc sử dụng GH<sub>2</sub> tại các nhà máy điện khí đã được thử nghiệm đến mức 100% trong đó mức công suất 20% (theo nhiệt trị) đã được các nhà sản xuất turbine khí như GE thương mại hóa. Các nhà máy điện khí như Nhơn Trạch 3, Nhơn Trạch 4 được cho là có khả năng vận hành mà không cần bất kỳ một sự cải hoán nào khi nguồn nhiên liệu khí tự nhiên được trộn với 20% H<sub>2</sub>.

PVPGB, PV Power đã và sẽ vận hành các nhà máy điện than như: Vũng Áng 1, Sông Hậu 1, Thái Bình 2, và Long Phú 1. Các nhà máy này, sau 20 năm hoạt động, sẽ phải thực hiện đồng đốt ammonia và sinh khối theo lộ trình như quy định ở Quy hoạch điện VIII. Thời điểm các nhà máy điện vận hành bởi PVPGB và/hoặc PV Power thực hiện đồng đốt sớm nhất và lượng GNH<sub>3</sub> sử dụng được thể hiện ở Hình 10.

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

**3.3.5. Ứng dụng GNH<sub>3</sub> làm nhiên liệu thay thế trong dịch vụ vận tải biển**

GNH<sub>3</sub> có thể được sử dụng trong lĩnh vực hàng hải dưới dạng cung cấp nhiên liệu cho pin nhiên liệu để sản xuất năng lượng cho vận hành tàu hoặc là nguồn cung cấp nhiên liệu cho động cơ (2 thì, 4 thì) hoặc turbine khí. Các nghiên cứu gần đây về việc sử dụng GNH<sub>3</sub> cho lĩnh vực hàng hải tập trung vào việc đánh giá, thử nghiệm khả năng sử dụng GNH<sub>3</sub> ở động cơ (2 thì và 4 thì) trong đó bao gồm cả việc cải hoán sử dụng động cơ dual-fuel và động cơ turbine khí sử dụng 100% GNH<sub>3</sub>. Mục tiêu của chương trình hành động về chuyển đổi năng lượng xanh, giảm phát thải khí carbon và khí methane của ngành giao thông vận tải [24] là



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

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

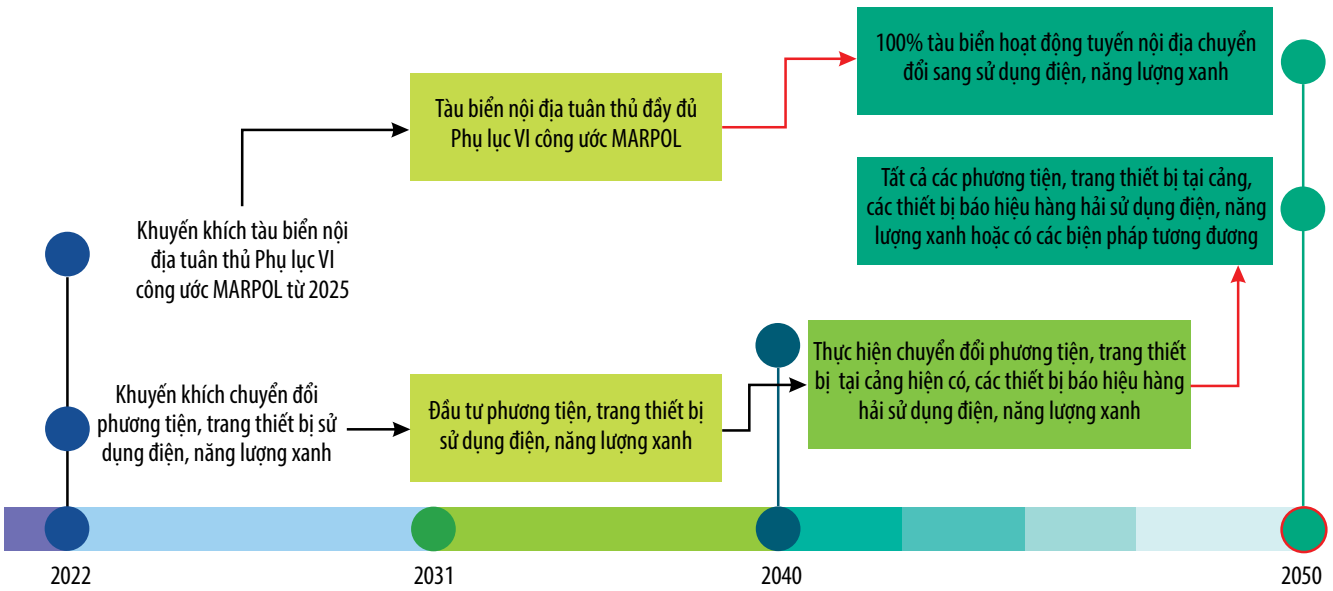
Trong lĩnh vực giao thông vận tải biển, PVTrans là đơn vị duy nhất trong Petrovietnam sở hữu đội tàu vận tải hàng lỏng lớn nhất Việt Nam. PVTrans thực hiện vận tải dầu thô, LPG, sản phẩm dầu/hóa chất, hàng rời và dịch vụ kỹ thuật hàng hải FPSO/FSO. Nhiên liệu sử dụng cho đội tàu của PVTrans hiện là FO/MFO và DO. Ước tính nhu cầu sử dụng GNH<sub>3</sub> theo tỷ lệ nhiên liệu được sử dụng trong giai đoạn đến năm 2050 của PVTrans sẽ tăng dần từ mức 4,8 nghìn tấn vào năm 2030 lên đến khoảng 212,7 nghìn tấn vào năm 2050. Tuy nhiên, việc sử dụng GNH<sub>3</sub> như là một nhiên liệu thay thế sẽ phụ thuộc rất lớn vào quy định của ngành hàng hải (IMO), các chính sách từ Chính phủ và tính kinh tế của việc sử dụng GNH<sub>3</sub> so với các nhiên liệu thay thế khác.

**4. Đề xuất mô hình và một số định hướng phát triển chuỗi giá trị GH<sub>2</sub>/GNH<sub>3</sub> cho Petrovietnam**

Chuỗi giá trị GH<sub>2</sub>/GNH<sub>3</sub> liên quan đến tổng hợp nhiều yếu tố trong các lĩnh vực từ thị trường cho đến kỹ thuật công nghệ, sản xuất và kinh doanh sản phẩm của nhiều lĩnh vực khác nhau. Với vai trò là đơn vị vận hành hoặc có cổ phần chi phối trong các đơn vị khai thác và vận chuyển dầu khí, nhà máy lọc dầu, nhà máy điện than, nhà máy sản xuất phân bón và công ty hàng hải, Petrovietnam và các đơn vị thành viên có thể tham gia vào chuỗi cung ứng này dựa trên lợi thế cạnh tranh của từng đơn vị/nhà máy

và hình thành liên kết chuỗi giữa các đơn vị trong Tập đoàn, tạo nên sức mạnh tổng hợp và đảm bảo phát triển bền vững trong bối cảnh mới của ngành công nghiệp năng lượng. Bảng 1 đề xuất một số định hướng sơ bộ của Petrovietnam và các đơn vị thành viên khi tham gia vào chuỗi giá trị của GH<sub>2</sub>/GNH<sub>3</sub>.

Petrovietnam và các đơn vị trực thuộc, ngay từ bây giờ, có thể xây dựng các định hướng về phát triển GH<sub>2</sub>/GNH<sub>3</sub> như là một trong các giải pháp để giảm phát thải carbon. Trong ngắn hạn (đến trước năm 2030), các đơn vị cần theo dõi sát sao các chỉ dấu về tình hình phát triển công nghiệp GH<sub>2</sub>/GNH<sub>3</sub> sạch để có thể xác định được thời điểm phù hợp tham gia vào chuỗi giá trị GH<sub>2</sub>/GNH<sub>3</sub> sạch. Các chỉ dấu quan trọng bao gồm thị trường, công nghệ và chính sách GH<sub>2</sub>/GNH<sub>3</sub> sạch. Các đơn vị hoạt động trong công nghiệp lọc dầu và đạm có thể là những đơn vị tiên phong trong việc phát triển GH<sub>2</sub>/GNH<sub>3</sub> sạch ở quy mô lớn do có lợi thế về kinh nghiệm, cơ sở hạ tầng và điều kiện ứng dụng (sản xuất và sử dụng hydrogen tại chỗ). Bên cạnh các cơ hội, việc phát triển công nghiệp hydrogen tại Việt Nam cũng đối diện với các thách thức bởi sự chưa hoàn thiện của chính sách hiện hành, cơ sở hạ tầng chưa phát triển và chưa đủ nguồn lực cần thiết về tài chính, nhân lực và công nghệ. Vì vậy, một chiến lược và kế hoạch tổng thể cần được xây dựng trên cơ sở phát huy nguồn nội lực của các thành phần trong và ngoài nước, tận dụng được các cơ hội và đảm bảo sự phát triển hài hòa trên các lĩnh vực của nền kinh tế, tạo ra sức bật tổng hợp từ đòn bẩy hydrogen. Theo đó, sự phát triển hydrogen cần được chú trọng trong các khía cạnh về chính sách, công nghệ, nhân sự, tài chính và hợp tác quốc tế.



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

- Về chính sách, Chính phủ cần xây dựng và hoàn thiện khung chính sách về GH<sub>2</sub>/GNH<sub>3</sub> sạch trên cơ sở kết hợp tính khuyến khích và bắt buộc để đảm bảo phát triển hài hòa trong tất cả các lĩnh vực vì mục tiêu phát triển chung của quốc gia, bao gồm: ưu đãi các loại thuế, phí và áp dụng giá FIT cho các công đoạn sản xuất, vận chuyển, phân phối và sử dụng GH<sub>2</sub>/GNH<sub>3</sub> sạch, thực thi chính sách thuế carbon, và lộ trình về tỷ lệ phối trộn/sử dụng bắt buộc GH<sub>2</sub>/GNH<sub>3</sub> sạch trong các lĩnh vực. Việc áp dụng các chính sách khuyến khích (ưu đãi và giá FIT) và bắt buộc (thuế carbon) nhằm đảm bảo được sự cạnh tranh của GH<sub>2</sub>/GNH<sub>3</sub> sạch trên thị trường năng lượng so với các loại nhiên liệu hóa thạch truyền thống. Việt Nam cần sớm hình thành cơ chế và thị trường trao đổi/mua bán tín chỉ CO<sub>2</sub>/carbon. Các chính sách này sẽ được áp dụng trong những thời hạn cụ thể, có thể được thay đổi linh hoạt tùy theo sự phát triển của thị trường và công nghệ trong lĩnh vực hydrogen để thu hút được các nguồn đầu tư. Các chính sách phát triển GH<sub>2</sub>/GNH<sub>3</sub> sạch phải hướng đến hình thành chuỗi giá trị hydrogen hoàn chỉnh tại Việt Nam;

- Về khoa học công nghệ, Petrovietnam cần tận dụng được các thành tựu khoa học công nghệ trong lĩnh vực phát triển GH<sub>2</sub>/GNH<sub>3</sub> sạch của thế giới để áp dụng hiệu quả trong điều kiện của mình trên cơ sở đẩy mạnh các hoạt động về thử nghiệm công nghệ ở các quy mô thí điểm, trình diễn đối với các công nghệ đang phát triển và chuyển giao công nghệ đối với các công nghệ đã được thương mại hóa. Với các cam kết về phát triển bền vững, Petrovietnam có thể tranh thủ được các nguồn tài chính từ các quỹ tài chính về hoạt động xanh trên thế giới cho các hoạt động này;

- Để đẩy mạnh huy động các nguồn lực về tài chính và nhân lực từ các thành phần kinh tế trong nước và hợp tác quốc tế, Petrovietnam và các đơn vị trực thuộc cần xây dựng các chương trình thu hút các chuyên gia và nguồn tài chính, phát triển nguồn nhân lực trong lĩnh vực này thông qua sự hỗ trợ từ các tổ chức quốc tế như ADB, UNIDO, JETP...; Phát triển GH<sub>2</sub>/GNH<sub>3</sub> sạch cần được xem là một trong những cột trụ phát triển của Petrovietnam để hướng đến phát triển xanh và trở thành trung tâm hydrogen/ammonia của khu vực.

**5. Kết luận**

Quá trình chuyển dịch năng lượng được dựa trên 5 giải pháp chính, bao gồm: sử dụng hiệu quả và tiết kiệm năng lượng, điện khí hóa, phát triển năng lượng tái tạo, CCUS, và hình thành nền kinh tế trên cơ sở các nguồn hydrogen sạch. Đến năm 2050, hydrogen có thể góp 10% vào lượng giảm phát thải theo kịch bản net-zero. Trong quá trình tồn trữ, vận chuyển và sử dụng, hydrogen có thể được chuyển hóa thành ammonia để sử dụng trực tiếp hoặc như là chất mang hydrogen, giúp thuận tiện và giảm chi phí trong quá trình tồn trữ và vận chuyển. Phù hợp với xu hướng chuyển dịch năng lượng, Chính phủ đã đưa ra cam kết Việt Nam sẽ hướng đến mục tiêu đạt net-zero vào năm 2050 cùng với những chính sách về kiểm soát, hạn chế phát thải và định hướng phát triển các giải pháp xanh hóa tại Việt Nam, trong đó có GH<sub>2</sub>/GNH<sub>3</sub>. Hiện tại, sản lượng hydrogen của Việt Nam đạt khoảng 500 nghìn tấn/năm, thuộc loại hydrogen xám và chủ yếu từ quá trình sản xuất và sử dụng tại chỗ trong các nhà máy lọc dầu và nhà máy đạm. Trong tương lai, ứng dụng của hydrogen và

**Bảng 1. Một số định hướng sơ bộ của Petrovietnam và các đơn vị thành viên khi tham gia vào chuỗi giá trị của GH<sub>2</sub>/GNH<sub>3</sub>**

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

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

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

động dầu khí, Petrovietnam có thể xem xét phát triển điện gió ngoài khơi và sản xuất GH<sub>2</sub> để tích hợp vào hoạt động của khâu thượng nguồn, tận dụng hệ thống đường ống khí sẵn có để vận chuyển hỗn hợp khí thiên nhiên và GH<sub>2</sub>, và cung ứng một phần cho các nhà máy lọc dầu, đạm, điện khí/LNG nhằm xanh hóa các nhà máy này, góp phần đáp ứng lộ trình giảm phát thải của Chính phủ. Trong dài hạn, Petrovietnam có thể xem xét đầu tư mới các nhà máy sản xuất GNH<sub>3</sub> từ GH<sub>2</sub> để phục vụ nhu cầu xanh hóa của các lĩnh vực hoạt động khác như điện than và giao thông vận tải biển. Với vai trò là đơn vị vận hành hoặc có cổ phần chi phối trong các đơn vị khai thác và vận chuyển dầu khí,

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

**Tài liệu tham khảo**

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

[21] Thủ tướng Chính phủ, “Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050”, Quyết định số 500/QĐ-TTg ngày 15/5/2023.

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

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

[24] Thủ tướng Chính phủ, “Chương trình hành động về chuyển đổi năng lượng xanh, giảm phát thải khí carbon

và khí methane của ngành giao thông vận tải”, Quyết định số 876/QĐ-TTg ngày 22/7/2022.

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

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

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

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

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

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

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

**Nguyen Huu Luong, Le Duong Hai, Truong Van Nhan**

Vietnam Petroleum Institute (VPI)

Email: luongnh.pvpro@vpi.pvn.vn

### Summary

To adapt to the energy transition trend, the Government has set a goal of achieving net-zero emissions by 2050, along with policies to control and limit emissions, and promote green solutions in Vietnam, including green hydrogen (GH<sub>2</sub>) and green ammonia (GNH<sub>3</sub>). Besides improving operational efficiency in traditional energy sectors, Vietnam Oil and Gas Group (Petrovietnam) aims to participate in new energy value chains, renewable energy, carbon capture, utilization and storage (CCUS), and production of green hydrogen/ammonia to gradually integrate into existing operations.

Based on leveraging advantages in resources and experience in oil and gas operations, Petrovietnam is also researching the development of offshore wind power and GH<sub>2</sub> production to integrate into upstream activities, utilizing existing gas pipeline systems to transport mixtures of natural gas and GH<sub>2</sub> and supply to refineries, fertilizer plants, gas/LNG power plants...

In the long term, Petrovietnam may consider new investments in GNH<sub>3</sub> production plants from GH<sub>2</sub> to serve the greening needs of other operational areas such as coal-fired power plants and maritime transportation. With its role as an operator or controlling shareholder in oil and gas exploitation and transportation units, refineries, coal-fired power plants, fertilizer production plants, etc., Petrovietnam and its member units can participate in this supply chain based on the competitive advantages of each unit/plant and form chain linkages, developing sustainably in the new context of the energy industry.

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