

ĐÁNH GIÁ KHẢ NĂNG ỨNG DỤNG CÔNG NGHỆ TÁCH CO₂ TỪ KHÍ THẢI CỦA CÁC NHÀ MÁY NHIỆT ĐIỆN THAN CÓ PHẦN VỐN GÓP CỦA PETROVIETNAM

Nguyễn Hữu Lương

Viện Dầu khí Việt Nam (VPI)

Email: luongnh.pvpro@vpi.pvn.vn

<https://doi.org/10.47800/PVSI.2024.05-04>

Tóm tắt

Việt Nam có tiềm năng lưu trữ CO₂, tập trung tại các bể Sông Hồng, Cửu Long và Nam Côn Sơn với công suất lưu trữ có thể lên đến ~ 41 - 110 tỷ tấn CO₂ và đã được định hướng phát triển trong Quy hoạch tổng thể về năng lượng quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050. Tập đoàn Dầu khí Việt Nam (Petrovietnam) có lợi thế khi tích hợp CCUS vào chuỗi giá trị hoạt động dầu khí hiện tại. Quá trình thu giữ CO₂ từ khí thải của nhà máy nhiệt điện có thể được thực hiện bằng các phương pháp như thu giữ trước khi đốt (pre-combustion), thu giữ sau khi đốt (post-combustion) hoặc đốt cháy nhiên liệu bằng oxygen (oxy-fuel combustion), trong đó, phương pháp thu giữ sau khi đốt được áp dụng rộng rãi nhất do thuận lợi khi tích hợp vào các nhà máy hiện hữu. Các nhà máy điện than của Petrovietnam có thể giảm phát thải thông qua phương pháp thu giữ carbon sau khi đốt, sử dụng công nghệ hấp thụ bằng dung dịch amine với hiệu suất thu giữ đạt 90%. Tổng mức đầu tư của phân xưởng thu hồi CO₂ khoảng 1,8 tỷ USD/nhà máy. Quá trình thu giữ carbon dẫn đến tăng LCOE ~ 62 - 94% với chi phí thu giữ carbon LCOC ~ 50 - 60 USD/tấn CO₂ (bao gồm chi phí năng lượng sử dụng từ nhà máy điện ~ 30%). Tăng số giờ vận hành nhà máy điện than và thời gian khấu hao cụm thu giữ CO₂ có thể giúp giảm 15 - 20% chi phí thu giữ CO₂. Để triển khai giải pháp thu giữ carbon từ khí thải của các nhà máy nhiệt điện than, cần hoàn thiện khung pháp lý, chính sách và khoa học công nghệ, đồng thời xây dựng lộ trình tổng thể để phát triển toàn diện chuỗi giá trị CCUS.

Từ khóa: CCUS, hấp thụ, nhiệt điện than, thu hồi CO₂.

1. Giới thiệu

Chuyển dịch năng lượng là sự thay đổi đáng kể về cấu trúc của một hệ thống năng lượng, dẫn đến một chuỗi thay đổi về quy mô hệ thống, kinh tế và chính sách năng lượng. Cùng với các xu hướng chuyển dịch năng lượng khác, quá trình thu hồi, lưu giữ và/hoặc sử dụng CO₂ (CCUS) là một lựa chọn công nghệ quan trọng để giảm phát thải CO₂ trong ngành năng lượng và là yếu tố cần thiết để đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng "0" (net zero). CCUS là quá trình thu giữ CO₂ từ các điểm nguồn lớn và vận chuyển đến nơi lưu trữ, là các cấu trúc địa chất dưới lòng đất hoặc sử dụng carbon cho các mục đích như tăng cường thu hồi dầu hay tổng hợp nhiên liệu, sản xuất hóa chất... Vai trò CCUS trong quá trình hướng đến phát

thải ròng bằng "0" bao gồm: (i) giải quyết vấn đề phát thải đối với các hoạt động năng lượng, nhà máy hiện tại; (ii) là giải pháp cho các lĩnh vực khó hoặc không thể giảm phát thải hoàn toàn như công nghiệp sản xuất xi măng; (iii) là nền tảng để sản xuất hydrogen sạch. Mức độ đóng góp của CCUS vào việc giảm phát thải ngày càng cao khi công nghệ ngày càng phát triển, chi phí giảm và chưa có các phương án khử carbon hoàn toàn khác với chi phí thấp hơn. Theo ước tính của IEA (2020) và IRENA (2022), trong các giải pháp nhằm hướng đến mục tiêu đạt Net zero vào năm 2050, CCUS góp phần khoảng 20 - 25% [1, 2]. CCUS không phải là một khái niệm hay công nghệ hoàn toàn mới, những dự án CCUS đã xuất hiện từ những năm 1970 tại Mỹ, nơi có nhu cầu về CO₂ cho hoạt động tăng cường thu hồi dầu. Tuy nhiên, ngày nay, với các cam kết về chống biến đổi khí hậu, chính sách khuyến khích đầu tư và sự phát triển công nghệ đã đang và sẽ tạo động lực mới cho công nghệ CCUS. Ủy ban chuyển đổi năng lượng ETC



Ngày nhận bài: 12/10/2024.

Ngày phân biên đánh giá và sửa chữa: 12 - 18/10/20224.

Ngày bài báo được duyệt đăng: 18/10/2024.

(Energy Transition Commission) ước tính đến năm 2050, thế giới cần thu giữ và sử dụng hoặc lưu trữ từ 7 - 10 Gt CO₂ mỗi năm so với mức 40 triệu tấn CO₂ mỗi năm đến từ khoảng 30 hệ thống CCS/CCUS như hiện nay [3]. Đến năm 2030, công suất thu giữ carbon cao hơn gấp 20 lần so với hiện tại, đạt mức 800 triệu tấn CO₂ mỗi năm đến từ 300 hệ thống CCUS. Như vậy, tốc độ phát triển hiện tại của CCUS là còn quá thấp so với yêu cầu, triển khai phát triển CCUS ngay từ bây giờ là cơ sở để có thể đạt công suất cần thiết vào năm 2050 và giảm chi phí tổng thể. Để đạt được điều này, đòi hỏi các chính phủ, các ngành phải có hành động để tăng tốc độ phát triển dự án, phát triển cơ sở hạ tầng vận tải và lưu trữ dùng chung và tăng cường đầu tư trong lĩnh vực này.

Việt Nam đã chủ động hội nhập quốc tế từ nhiều năm qua và nền kinh tế Việt Nam có liên hệ rất mật thiết với kinh tế toàn cầu. Với nhận thức sâu sắc về biến đổi khí hậu và chuyển dịch năng lượng, trong 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, 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. Việt Nam phải đáp ứng nhu cầu công suất hệ thống điện tăng gấp đôi trong vòng 10 năm tới, từng bước từ bỏ điện than, không xây dựng các nhà máy điện than mới, đạt trung hòa carbon vào năm 2050, giảm 30% phát thải methane vào năm 2030 (so với 2020). Do đó, các lĩnh vực liên quan đến việc sử dụng các nguồn hóa thạch và tạo ra phát thải sẽ được khảo sát, đánh giá và đề xuất các giải pháp nhằm giảm thiểu lượng phát thải khí nhà kính.

Hiện nay, phát thải của công nghiệp sản xuất điện từ nhiên liệu hóa thạch chiếm khoảng 40% tổng phát thải của thế giới trong lĩnh vực năng lượng, trong đó, mỗi kWh điện than được sản xuất sẽ có 0,9 - 1 kg CO₂ được thải ra môi trường [4]. Tại Điều 6 Nghị định số 06/2022/NĐ-CP về quy định giảm nhẹ phát thải khí nhà kính và bảo vệ tầng ozone có quy định các cơ sở phải thực hiện kiểm kê khí nhà kính, bao gồm: (i) Các cơ sở có tổng lượng phát thải khí nhà kính hàng năm từ 3.000 tấn CO₂ tương đương trở lên; (ii) các cơ sở có tổng tiêu thụ năng lượng hàng năm từ 1.000 tấn dầu tương đương; (iii) các cơ sở xử lý chất thải rắn có công suất hoạt động hàng năm từ 65.000 tấn trở lên.

Theo đó, các nhà máy nhiệt điện than sẽ thuộc phạm vi các đối tượng áp dụng nghị định nói trên. Hiện tại, điện than chiếm khoảng 50 - 60% trong cơ cấu phát điện của Việt Nam và góp phần 84% vào tổng phát thải của ngành

điện [5]. Vì vậy, việc xanh hóa các nhà máy nhiệt điện than là một vấn đề thách thức và cần giải quyết cấp bách của Việt Nam. Bên cạnh các giải pháp về tiết kiệm năng lượng, chuyển đổi nhiên liệu, phát triển/tích hợp năng lượng tái tạo..., CCUS đóng vai trò quan trọng trong việc xanh hóa ngành điện nói chung và điện than nói riêng. 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) đã đặt ra mục tiêu thu giữ CO₂ đạt công suất 1 triệu tấn/năm vào năm 2040 và 3 - 6 triệu tấn/năm vào năm 2050. Một số định hướng phát triển trong lĩnh vực CCUS tại Việt Nam như sau:

- Thu hồi CO₂ trong sản xuất công nghiệp, nhà máy điện và các quá trình sản xuất hydrogen từ than và khí tự nhiên;
- Sử dụng CO₂ trong sản xuất hóa chất, vật liệu xây dựng, hoạt động nông nghiệp, quá trình sản xuất nhiên liệu tổng hợp...;
- Thực hiện các biện pháp lưu giữ CO₂.

Kế hoạch hành động giảm thiểu, thích ứng với biến đổi khí hậu giai đoạn 2018 - 2030 đã được Petrovietnam triển khai từ năm 2019 và đang được cập nhật để phù hợp với xu hướng chuyển dịch năng lượng. Với định hướng của Chính phủ về việc cắt giảm khí nhà kính từ lĩnh vực năng lượng, việc nghiên cứu các công nghệ tách CO₂ từ khí thải của các nhà máy nhiệt điện than là cần thiết. Hiện tại, Petrovietnam đang vận hành 3 nhà máy nhiệt điện than là Vũng Áng 1, Sông Hậu 1 và Thái Bình 2) với lượng phát thải khoảng 7,2 triệu tấn CO₂/năm (năm 2022) và dự kiến vận hành vào năm 2026 nhà máy nhiệt điện than Long Phú 1. Khi các nhà máy này hoạt động toàn công suất theo thiết kế, tổng lượng phát thải CO₂ đạt xấp xỉ 22,5 triệu tấn/năm. Vì vậy, việc tìm kiếm các giải pháp phù hợp để xanh hóa các nhà máy này là hết sức cần thiết, góp phần vào việc đạt mục tiêu chung của quốc gia về phát thải ròng bằng "0" vào năm 2050.

2. Tình hình triển khai các dự án CCUS tại khu vực châu Á

Tại khu vực châu Á, Trung Quốc là quốc gia có tiềm năng lớn về khả năng lưu giữ CO₂ ước tính lên đến 1.800 - 3.000 Gt CO₂, cao hơn hàng trăm lần so với lượng khí thải CO₂ hàng năm hiện tại [6]. Chính phủ Trung Quốc đã hỗ trợ nghiên cứu cơ bản, đột phá công nghệ và hoạt động thương mại của CCUS thông qua các chương trình khác nhau. Trung Quốc đẩy nhanh việc phát triển thí điểm quy mô lớn, toàn quy trình và xây dựng thu hồi,

sử dụng và lưu trữ carbon (CCUS) trong các ngành công nghiệp điện, thép, xi măng và hóa chất nhằm mục đích phát triển hơn nữa các công nghệ thu hồi, sử dụng và lưu trữ carbon (CCUS). Năm 2050, tỷ lệ thâm nhập CCS trong sản xuất thép dự kiến đạt 67% và 77% sản lượng xi măng áp dụng công nghệ CCS. Tương tự, Nhật Bản cũng đã đưa định hướng phát triển CCUS vào chiến lược chuyển dịch năng lượng của mình để giảm phát thải từ hoạt động sản xuất công nghiệp và sản xuất hydrogen sạch [7]. Theo IEA, Nhật Bản có thể đạt được công suất lưu giữ 120 - 240 triệu tấn CO₂/năm vào năm 2050, tương đương 10 - 20% tổng lượng phát thải hiện tại. Từ năm 2020, Chính phủ Nhật Bản đã phát triển đối tác chiến lược về chuỗi giá trị hydrogen sạch với các quốc gia như Australia và Saudi Arabia. Theo đó, hydrogen có thể được sản xuất từ các nguồn nhiên liệu hóa thạch dồi dào tại các quốc gia này và kết hợp với quá trình CCUS tại chỗ, sau đó, hydrogen sạch sẽ được vận chuyển về Nhật Bản. Một số công ty của Nhật Bản như JOGMEC và JX cũng đã và đang thực hiện các dự án hợp tác với Malaysia, Indonesia và Việt Nam về nghiên cứu thử nghiệm khả năng phát triển chuỗi giá trị CCUS.

Đông Nam Á được xem là khu vực có tốc độ tăng trưởng cao nhất thế giới với nhu cầu năng lượng tăng 80% trong giai đoạn 2000 - 2020, trong đó hơn 70% nguồn cung năng lượng được đáp ứng từ các nguồn hóa thạch (than, dầu và khí thiên nhiên) [7]. Việc áp dụng quá trình CCUS trong khu vực giúp giảm phát thải từ các hoạt động sử dụng năng lượng và đảm bảo phát triển bền vững. Mặt khác, với tiềm năng to lớn về lưu giữ CO₂ tại một số quốc gia như Malaysia, Indonesia và Việt Nam, khu vực này có tiềm năng phát triển các trung tâm CCUS (CCUS hubs) để giảm chi phí lưu giữ carbon cũng như tạo cơ hội phát triển dịch vụ lưu giữ carbon từ các khu vực khác. Vào tháng 9/2020, Tập đoàn Pertamina (Indonesia) đã phối hợp với các công ty J-Power và JANUS (Nhật Bản) thực hiện dự án thu hồi và lưu giữ CO₂ từ nhà máy chế biến khí thiên nhiên tại khu vực miền Trung Java (Indonesia). Tập đoàn Petronas (Malaysia) hiện đang xây dựng bản đồ về tiềm năng lưu giữ CO₂ của Malaysia và dự kiến thực hiện một dự án CCS ở quy mô lớn tại Sarawak (Malaysia). Việt Nam, với tiềm năng lưu giữ carbon lên đến 41 - 110 tỷ tấn CO₂ tại các bể Sông Hồng, Cửu Long và Nam Côn Sơn, thời gian lưu giữ CO₂ từ phát thải của lĩnh vực năng lượng của các khu vực có thể kéo dài trên 100 năm [8].

Từ năm 2007, Petrovietnam, JX NIPPON, JOGMEC đã tiến hành nghiên cứu khả thi CO₂-EOR và triển khai thử nghiệm thí điểm tại mỏ dầu Rạng Đông vào năm 2011.

Trong một nghiên cứu của Viện Dầu khí Việt Nam (VPI) về đánh giá khả năng sản xuất hydrogen sạch tại Việt Nam (2022), chi phí cho quá trình thu hồi và lưu giữ CO₂ để sản xuất hydrogen lam làm tăng 30% chi phí sản xuất so với hydrogen xám sản xuất từ khí thiên nhiên tại thời điểm năm 2025, trong đó, chi phí cho quá trình tách CO₂ khoảng 0,37 USD/kg hydrogen lam, tương đương 46 USD/tấn CO₂ được tách ra khỏi khí thải của quá trình sản xuất hydrogen [9].

Trong lĩnh vực ứng dụng chuyển hóa CO₂, năm 2012 - 2013, VPI đã nghiên cứu và phát triển hệ xúc tác trên cơ sở các kim loại Al, Zn, Cu và Ce kết hợp ứng dụng công nghệ lò phản ứng màng để chuyển hóa hiệu quả CO₂ thành methanol. Kết quả nghiên cứu cho thấy việc ứng dụng lò phản ứng màng trên cơ sở vật liệu zeolite giúp tăng hiệu suất tạo methanol 17% so với loại lò phản ứng thông thường [10]. Tuy nhiên, tại thời điểm năm 2013, quá trình này chỉ đạt hiệu quả kinh tế nếu chi phí hydrogen giảm đi 2,5 lần hoặc thị trường chấp nhận được giá bán methanol cao hơn 2 lần so với methanol truyền thống đi từ nguồn nguyên liệu hóa thạch (than hoặc khí thiên nhiên). Năm 2021, Petrovietnam đã ban hành Khung chương trình nghiên cứu khoa học dài hạn giai đoạn 2021 - 2025 của Petrovietnam, trong đó, vấn đề chuyển hóa CO₂ được xác định là một trong các chủ đề quan trọng, cần được nghiên cứu để tạo ra bước phát triển đột phá cho Petrovietnam trong bối cảnh diễn ra xu hướng chuyển dịch năng lượng (Quyết định số 3379/QĐ-DKVN ngày 17/6/2021). Theo đánh giá của VPI (2022), Petrovietnam có thể phát triển và ứng dụng các công nghệ mới để chuyển hóa CO₂ thành các loại hóa chất, nhiên liệu sạch và vật liệu tiên tiến như methanol, dimethyl ether (DME), carbon nanotubes (CNTs), nhựa... để phục vụ nhu cầu thị trường trong nước, góp phần giảm gần 37 triệu tấn CO₂/năm vào năm 2030 [11].

3. Công nghệ thu hồi CO₂ từ khí thải

CO₂ phát thải từ nhà máy nhiệt điện than có thể được giảm bằng một trong ba phương pháp sau: (1) Tách và thu hồi CO₂ từ dòng khí thải (Post-combustion); (2) Khí hóa than thành hỗn hợp chứa H₂ và CO₂, CO₂ được phân tách ra khỏi hỗn hợp và H₂ được sử dụng làm nhiên liệu để phát điện (Pre-combustion); hoặc (3) Thay thế không khí bằng oxy giúp quá trình thu hồi CO₂ từ khí thải dễ dàng hơn (Oxy-fuel combustion) [12]. Xét về khía cạnh tiêu hao năng lượng khi kết hợp quá trình thu hồi CO₂ tại các nhà máy điện hiện hữu, công nghệ thu tách CO₂ trước khi đốt có mức tiêu hao năng lượng bổ sung thấp nhất (18,4% ±

4,4%), công nghệ đốt cháy oxygen có mức tiêu hao năng lượng bổ sung trung bình (21,6% ± 5,5%) và công nghệ thu tách CO₂ sau khi đốt có mức tiêu hao năng lượng bổ sung cao nhất (24,7% ± 7,9%) [13]. Tuy nhiên, xét về khía cạnh chi phí đầu tư bổ sung, công nghệ thu tách CO₂ trước khi đốt và công nghệ đốt cháy oxygen sẽ có mức CAPEX cao nhất do cần bổ sung các hệ thống công nghệ khí hóa than hoặc tách oxygen từ không khí. Vì vậy, việc lựa chọn công nghệ thu hồi CO₂ phù hợp sẽ phụ thuộc vào các yếu tố như công suất hiện hữu của nhà máy, khả năng cung cấp nguồn năng lượng bổ sung, thị trường điện và các chính sách liên quan. Đối với các nhà máy nhiệt điện than đang hoạt động, công nghệ thu tách CO₂ sau khi đốt thường được lựa chọn do sự thuận lợi khi tích hợp phân xưởng thu hồi CO₂ và mức độ trưởng thành công nghệ cũng như áp dụng thực tế cao hơn. Có 4 công nghệ chính để tách CO₂ từ dòng khí thải, bao gồm: hấp thụ, hấp phụ, màng và tách lạnh. Bảng 1 so sánh các ưu, nhược điểm của những công nghệ này.

Có thể thấy rằng, công nghệ màng có mức tiêu hao năng lượng thấp nhất, thường được áp dụng ở quy mô

công suất lớn và yêu cầu về mức độ tách CO₂ không quá cao. Trong khi đó, công nghệ hấp thụ có mức tiêu hao năng lượng cao hơn nhưng vẫn được áp dụng rộng rãi do đạt được sự trưởng thành về mặt công nghệ, áp dụng được cho dải rộng về công suất và hàm lượng CO₂ của nguồn khí chứa CO₂ và có thể tách triệt để CO₂ ra khỏi nguồn khí. Hiện nay, để giảm mức tiêu hao năng lượng đối với công nghệ hấp thụ, nhiều loại dung môi hấp thụ trên cơ sở amine đã được phát triển nhằm nâng cao hiệu quả hấp phụ và giảm tiêu hao năng lượng trong quá trình tái sinh dung môi. Ngoài ra, việc kết hợp các quá trình màng và hấp thụ cũng sẽ giúp tối ưu hóa tiêu hao năng lượng cho quá trình tách CO₂ tùy theo đặc điểm của nguồn khí chứa CO₂ và yêu cầu về mức độ tách CO₂. Trong các nhà máy nhiệt điện than hiện hữu, con đường Post-combustion được áp dụng rộng rãi để giảm phát thải và phương pháp hấp thụ bằng dung dịch amine (MEA) thường được sử dụng để tách và thu hồi CO₂.

Gần đây, loại vật liệu khung cơ kim (MOF) cũng được quan tâm ứng dụng cho quá trình tách CO₂. Vật liệu MOF có các ưu điểm vượt trội so với các loại vật liệu hấp phụ rắn

Bảng 1. Ưu, nhược điểm của các công nghệ thu hồi CO₂

Hệ tiêu chí	Hấp thụ	Hấp phụ	Màng	Tách lạnh
Trưởng thành công nghệ (TRL)	9	7	8	6
Hiệu suất thu giữ	> 90%	> 90%	50 - 80%	> 90%
Nồng độ CO ₂ áp dụng	≥ 3	≥ 12	> 15	> 15
Quy mô hiện tại	≥ 1,4 triệu tấn/năm	4 tấn/năm	60 tấn/năm	Không có
Khả năng mở rộng	Có thể mở rộng	Dạng module	Dạng module	Có thể mở rộng
Tiền xử lý khí thải	Có, các tạp chất như SO _x và NO _x có thể ảnh hưởng đến hiệu suất, suy giảm dung môi.	Có, các tạp chất như SO _x và NO _x có thể ảnh hưởng đến hiệu suất, suy giảm dung môi.	Không, SO _x và NO _x không ảnh hưởng đến hiệu suất.	Không, SO _x và NO _x không ảnh hưởng đến hiệu suất.
Yêu cầu về diện tích thiết bị	Lớn: Tháp hấp thụ và tái sinh kế bên nhau; quạt, máy nén, hệ thống loại nhiệt.	Trung bình: Module hấp phụ kế bên và chồng lên nhau; quạt, máy nén, hệ thống làm mát.	Trung bình: Ngân hàng màng xếp chồng, quạt, máy nén.	Lớn: Hệ thống đông lạnh, hệ thống phân tách, quạt, máy nén.
Nhu cầu tiện ích (nhiệt, điện, nước)	75 - 125 kWh/tấn CO ₂ thu giữ: Quạt thổi, gia nhiệt, tái chế dung môi [14].	1.800 - 2.400 kWh/tấn CO ₂ : Quạt thổi, hút chân không, gia nhiệt [15].	270 - 290 kWh/tấn CO ₂ : Máy nén và làm mát [16].	220 - 240 kWh/tấn CO ₂ : Máy nén và làm mát [17].
Suất đầu tư (Capex)	100 - 125 USD/tấn CO ₂ : Tháp hấp thụ/tái sinh đơn giản [14].	1.600 - 1.700 USD/tấn CO ₂ : Nhiều module với lợi thế quy mô [15].	40-50 USD/tấn CO ₂ : Máy nén HP và màng đặc biệt [18].	50 - 60 USD/tấn CO ₂ : Hệ thống đông lạnh phức tạp [17].
Chi phí vận hành và bảo trì (O&M)	Thấp: Dung môi cần bổ sung, bảo trì thấp chứa	160 - 180 USD/tấn CO ₂ : Độ bền chất hấp phụ, bảo trì module [15].	1 - 10 USD/tấn CO ₂ : Độ bền màng [18].	1 - 10 USD/tấn CO ₂ : Hệ thống đông lạnh phức tạp [17, 18].
Kết luận	Công nghệ đã thương mại hóa và áp dụng quy mô lớn ở thực tế (> 1,4 triệu tấn/năm), chi phí O&M thấp và suất đầu tư trung bình.	Công nghệ mới nổi với cơ hội module hóa; chưa được chứng minh ở quy mô lớn; rủi ro về độ bền của chất hấp phụ.	Công nghệ đã chứng minh với nồng độ CO ₂ thấp; cần nén cao; màng cần bảo trì bổ sung, lưu ý về độ bền.	Công nghệ chưa được chứng minh ở quy mô lớn, nhưng cần đầu tư vào thiết bị phức tạp.

truyền thống như diện tích bề mặt cao, độ xốp lớn và có cấu trúc đa dạng tùy thuộc vào thành phần tổng hợp. Một số nghiên cứu cho thấy các loại vật liệu MOF như ZIP-8, MIL-53(Al), MIL-101(Cr), MOF-177, MOF-210, HKUST-1, NU-100 có thể mang lại dung tích hấp phụ cao hơn 1,5 - 7,5 lần so với vật liệu zeolite [19, 20]. Hiện tại, các nghiên cứu về khả năng ứng dụng vật liệu MOF cho quá trình tách CO₂ chủ yếu mới dừng ở quy mô phòng thí nghiệm. Bên cạnh đó, vật liệu MOF cũng có thể được ứng dụng làm xúc tác cho các quá trình chuyển hóa CO₂ thành các sản phẩm như CO, methanol... Việc kết hợp các quá trình phân tách và chuyển hóa CO₂ trong một hệ thống thiết bị thông qua ứng dụng vật liệu MOF hứa hẹn một con đường giảm phát thải carbon hiệu quả cho các nguồn thải từ hoạt động sản xuất công nghiệp nói chung và nhiệt điện than nói riêng trong tương lai. Để triển khai ứng dụng vật liệu MOF trong thực tế, hai vấn đề sau cần được giải quyết: (1) giảm chi phí sản xuất vật liệu MOF và (2) cải thiện độ bền của vật

liệu MOF trong điều kiện có mặt hơi nước và các loại khí acid ở nhiệt độ cao [21].

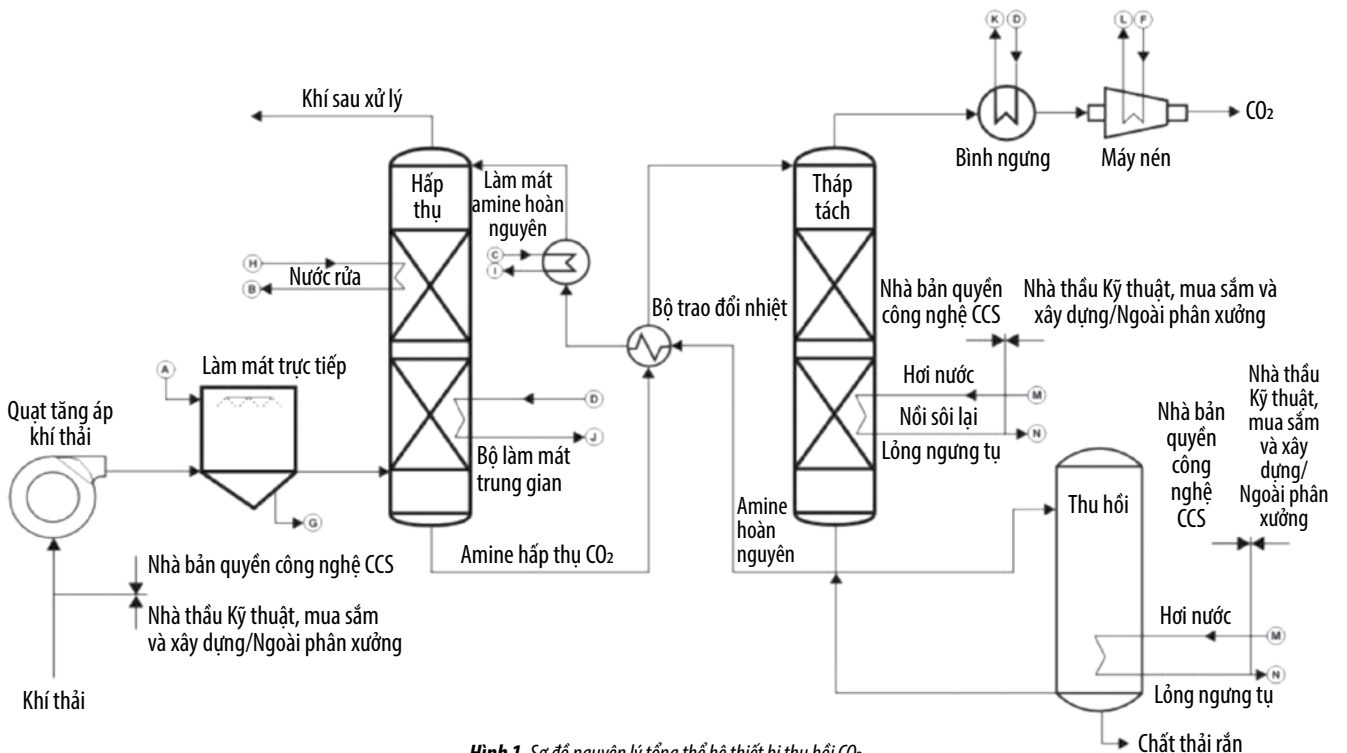
4. Ứng dụng công nghệ tách CO₂ từ khí thải của các nhà máy nhiệt điện than có phần vốn góp của Petrovietnam

Thiết kế sơ bộ hệ thống thu hồi CO₂ tại các nhà máy nhiệt điện than có phần vốn góp của Petrovietnam được dựa trên các yếu tố sau:

- Tỷ lệ phát thải CO₂: Xác định lượng CO₂ thải ra từ quá trình đốt than tại các nhà máy. Điều này phụ thuộc vào hiệu suất của nhà máy, loại than sử dụng và lượng điện sản xuất.
- Thành phần khí thải: Phân tích thành phần khí thải giúp xác định các tạp chất khác như NO_x, SO_x, bụi mịn... cần được xử lý trước khi thực hiện quá trình thu giữ CO₂.

Bảng 2. Cơ sở thiết kế sơ bộ cho các nhà máy điện than có vốn góp của Petrovietnam

Hạng mục	Nhà máy Nhiệt điện			
	Vũng Áng 1	Thái Bình 2	Sông Hậu 1	Long Phú 1
Công suất thiết kế (MW)	1.200	1.200	1.200	1.200
Net Power (MW)	1.106	1.106	1.115	1.115
Tỷ lệ tiêu thụ than (tấn/giờ)	57	56	58	58
Nồng độ CO ₂ trong khí thải (% thể tích)	11,96	14,6	14,27	14,27
Lưu lượng CO ₂ (tấn/giờ)	874,3	874,3	811,2	811,2
Hệ số công suất năm (%)	68,5	74,2	74,2	74,2
Lượng phát thải CO ₂ (triệu tấn/năm)	5,22	6,48	5,48	5,48



Hình 1. Sơ đồ nguyên lý tổng thể hệ thống thiết bị thu hồi CO₂.

- Công suất của nhà máy điện than: Quy mô nhà máy ảnh hưởng lớn đến việc lựa chọn công nghệ và thiết kế hệ thống thu giữ CO₂. Với các nhà máy có công suất lớn, phương pháp hấp thụ dung môi (amine) thường được ưu tiên, do khả năng mở rộng tốt và hiệu suất cao.

Bảng 2 trình bày thông tin phát thải của các nhà máy/ dự án nhiệt điện than có phần vốn góp của Petrovietnam.

Sơ đồ nguyên lý quá trình thu hồi CO₂ từ khí thải của nhà máy điện than được thể hiện ở Hình 1. Sơ đồ thể hiện 1 dây chuyền (train) cho quá trình thu hồi CO₂ (dự kiến bao gồm 4 dây chuyền trong mỗi phân xưởng thu hồi CO₂).

Nhu cầu năng lượng cho hoạt động của hệ thống thu giữ CO₂ bao gồm các nguồn điện và hơi được trình bày trong Bảng 3:

- Hơi nước bão hòa được sử dụng trong cột tái sinh và bộ tái chế amine;
- Nhiệt lượng từ quy trình được loại bỏ qua vòng làm mát tuần hoàn kín (CCCW);
- Điện sử dụng cho các thiết bị bao gồm bơm tuần hoàn, quạt tăng áp khí thải, thiết bị loại nhiệt và nén CO₂.

Có thể thấy, nhu cầu hơi cho phân xưởng thu hồi CO₂ được tính cho 1 Tổ máy 600 MW là khoảng 490 - 525 tấn/giờ, do đó, cho cả nhà máy CCS (với 1.200 MW) từ 980 - 1.050 tấn/giờ. Tương tự, nhu cầu điện cho cả phân xưởng thu hồi CO₂ (tính cho 1.200 MW) là khoảng 162-175 MW. Yêu cầu về điện và hơi là đang được tính cho riêng phân xưởng thu hồi CO₂ (standalone). Tác động của việc áp

dụng quá trình thu hồi CO₂ đến hiệu suất tổng thể của các nhà máy điện than được thể hiện ở Bảng 4.

Kết quả cho thấy sản lượng điện sẽ giảm từ 320 - 365 MW khi xây dựng phân xưởng thu hồi CO₂ ở các nhà máy điện hiện hữu (tương ứng 160 - 182 MW cho 1 tổ máy 600 MW). Việc giảm sản lượng điện tổng thể do ảnh hưởng của việc sử dụng hơi cũng như điện phụ trợ cho các thiết bị của CCS.

Sơ bộ yêu cầu về diện tích đất cho nhà máy CCS là khoảng 70.000 m² (7 ha) cho 4 dây chuyền. Diện tích của CCS phụ thuộc vào công nghệ được chọn và yêu cầu thiết bị cũng như không gian của nhà cung cấp. Diện tích này có thể tối ưu bằng cách sắp xếp, bố trí thiết bị tùy theo vị trí diện tích đất trống ở khu vực lân cận nhà máy. Với Nhà máy Nhiệt điện Thái Bình 2, đề xuất sơ bộ vị trí phân xưởng thu hồi CO₂ để phù hợp với vị trí hiện có, sử dụng 60.000 m² ở phía Tây và 10.000 m² ở phía Đông của nhà máy. Cơ sở thu hồi carbon dự kiến gồm 4 dây chuyền, diện tích khu đất khoảng 70.000 m². Khoảng 210 m ống dẫn hình vuông 8,5 m x 8,5 m được dự kiến để dẫn khí thải từ nhà máy nhiệt điện đến phân xưởng thu hồi CO₂. Hình 2 trình bày sơ bộ về vị trí dự kiến của phân xưởng thu hồi CO₂ ở Nhà máy Nhiệt điện Thái Bình 2. Tương tự cho một cơ sở thu hồi CO₂ tại chỗ ở Nhà máy Nhiệt điện Sông Hậu 1, phân xưởng dự kiến cũng gồm 4 dây chuyền và 70.000 m² diện tích khu đất, 200 m ống dẫn có kích thước 8,5 m x 8,5 m để dẫn khí thải từ nhà máy đến phân xưởng này (Hình 3). Các nhà máy nhiệt điện Vũng Áng 1 và dự án Long Phú 1 sẽ được thực hiện tương tự.

Bảng 3. Nhu cầu điện và hơi cho cụm thiết bị thu hồi CO₂

Tiện ích cho 1 tổ máy (600 MW)	Vũng Áng 1	Thái Bình 2	Sông Hậu 1	Long Phú 1
Yêu cầu hơi cho phân xưởng thu hồi CO ₂ (tấn/giờ)	524	524	487	487
Nhu cầu điện (kW)	87.340	87.340	81.120	81.120

Bảng 4. Kết quả đánh giá tổng thể ảnh hưởng của CCS đến nhà máy hiện hữu

Chỉ tiêu	Vũng Áng 1/Thái Bình 2		Sông Hậu 1/Long Phú 1	
	Không thu hồi CO ₂	Tích hợp thu hồi CO ₂	Không thu hồi CO ₂	Tích hợp thu hồi CO ₂
Công suất turbine (MW)	600	505	600	521
Hơi quá trình đến phân xưởng thu hồi CO ₂ (tấn/giờ)	-	524	-	486
Nhu cầu điện của nhà máy (không bao gồm thu hồi CO ₂), (MW)	46,8	46,8	42,5	42,5
Nhu cầu điện cho phân xưởng thu hồi CO ₂ (MW)	-	87,4	-	81,1
Công suất nhà máy (MW)	553,2	370,8	553,2	397,4
Ảnh hưởng thu hồi CO ₂ đến 1 tổ máy 600 MW (MW)	-	-182,4	-	-160
Ảnh hưởng thu hồi CO ₂ đến cả nhà máy 1.200 MW (MW)		- 364,8		- 320



Hình 2. Dự kiến vị trí lắp đặt phân xưởng thu hồi CO₂ tại Nhà máy Nhiệt điện Thới Bình 2.



Hình 3. Dự kiến bố trí phân xưởng thu hồi CO₂ tại Nhà máy Nhiệt điện Sông Hậu 1.

5. Điều kiện để triển khai áp dụng công nghệ thu hồi CO₂ tại các nhà máy nhiệt điện than có phần vốn góp của Petrovietnam

5.1. Ước tính sơ bộ tổng mức đầu tư

Để phản ánh và xác định tính khả thi của việc triển khai công nghệ CCS cho các nhà máy nhiệt điện than hiện có của Petrovietnam hoạt động hiện có, ước tính sơ bộ chi phí lắp đặt (TIC - Total Installed Cost) của hệ thống CCS được trình bày trong Bảng 5. Lưu ý phần tổng mức đầu tư này chưa bao gồm các chi phí liên quan đến tài chính và chi phí chủ đầu tư.

5.2. Ước tính sơ bộ chi phí vận hành và bảo dưỡng

Chi phí vận hành và bảo dưỡng (O&M) liên quan đến công nghệ thu hồi CO₂ bằng dung môi amine gồm chi phí nguyên vật liệu và nhân công cần thiết cho phân xưởng thu hồi CO₂. Các chi phí này thường được phân loại thành chi phí O&M cố định hàng năm (chi phí chung và nhân công) và chi phí biến đổi (hóa chất quá trình, vật tư tiêu hao, và xử lý chất thải). Bảng 6 cung cấp mô tả về các yếu tố O&M cho các cơ sở thu hồi CO₂ và các chi phí hàng năm liên quan. Có thể thấy, chi phí vận hành cố định và các biến phí (không bao gồm chi phí năng lượng) khoảng 7,04 - 7,3

Bảng 5. Tổng mức đầu tư cho dự án CCS

Hạng mục	Vũng Áng 1	Thái Bình 2	Sông Hậu 1	Long Phú 1
Công suất thiết kế (MW)	1.200	1.200	1.200	1.200
Công nghệ	Cận tới hạn		Siêu tới hạn	
Công nghệ CCS lựa chọn	Công nghệ thu tách CO ₂ sau khi đốt			
Công suất thu hồi (tấn CO ₂ /ngày)	20.983	20.983	19.470	19.470
Mức độ sai số (%)	Mức 5 (+/- 50%)			
Tổng chi phí lắp đặt (TIC), (triệu USD)	1.840	1.840	1.760	1.760

Bảng 6. Chi phí vận hành phân xưởng thu hồi CO₂

Hạng mục	Vũng Áng 1/Thái Bình 2		Sông Hậu 1/Long Phú 1	
	Chi phí hàng năm (USD/năm)	Chi phí (USD/tấn CO ₂)	Chi phí hàng năm (USD/năm)	Chi phí (USD/tấn CO ₂)
Chi phí vận hành cố định	41.905.000	5,7	40.305.000	5,67
Nhân công vận hành	4.641.000	0,61	4.641.000	0,65
Dịch vụ hỗ trợ và bảo dưỡng cố định	464.000	0,06	464.000	0,07
Chi phí O&M cố định (phân xưởng thu hồi CO ₂)	36.800.000	4,80	35.200.000	4,95
Chi phí vận hành biến động	12.038.000	1,57	11.509.000	1,62
Vật tư tiêu hao	9.992.000	1,3	9.553.000	1,34
Xử lý chất thải	2.046.000	0,27	1.956.000	0,28
Tổng chi phí vận hành và bảo dưỡng	53.943.000	7,04	51.814.000	7,29

USD/tấn CO₂ thu giữ. Trong đó, chi phí vận hành và bảo dưỡng định kỳ hệ thống CCS theo kế hoạch chiếm khoảng gần 70%, trong khi đó, các biến phí như vật tư tiêu hao và xử lý chất thải (không bao gồm điện) chiếm khoảng 20%. Lưu ý ở phần chi phí vận hành và bảo dưỡng, chưa đề cập đến chi phí năng lượng cho vận hành nhà máy.

5.3. Đánh giá chi phí thu giữ carbon

LCOC (Levelized Cost of Capture) là chỉ số quan trọng trong các dự án thu hồi CO₂, dùng để đánh giá chi phí bình quân trên mỗi tấn CO₂ được thu hồi từ các nguồn khí thải. Chỉ số này giúp các nhà đầu tư xác định hiệu quả kinh tế của quá trình thu hồi CO₂ trong một thời gian dài, đặc biệt khi có sự đầu tư lớn ban đầu và những yếu tố chi phí khác nhau theo thời gian. Chỉ số này rất hữu ích để so sánh giữa các dự án hoặc công nghệ thu hồi CO₂ khác nhau, giúp tối ưu hóa chi phí và quyết định đầu tư.

LCOC được tính toán dựa trên các yếu tố sau:

- Chi phí vốn ban đầu: Chi phí để xây dựng hệ thống thu hồi CO₂, bao gồm các hạng mục như thiết bị, cơ sở hạ tầng và lắp đặt.
- Chi phí vận hành và bảo trì (O&M): Bao gồm cả chi phí cố định và biến đổi cho việc vận hành hệ thống, chẳng hạn như chi phí cho nguyên liệu (amine), điện năng, nhân công, bảo dưỡng và xử lý chất thải.
- Thời gian hoàn vốn và tuổi thọ hệ thống: Thời gian hoạt động dự kiến của hệ thống thu hồi CO₂ sẽ ảnh hưởng đến việc phân bổ chi phí theo năm.
- Khối lượng CO₂ thu hồi: Đây là yếu tố quan trọng trong việc tính toán chi phí bình quân. Khối lượng CO₂ được thu hồi càng nhiều, chi phí bình quân trên mỗi tấn CO₂ sẽ giảm đi.

Bên cạnh LCOC, một chỉ số khác cũng thường sử dụng để đánh giá hiệu quả kinh tế của dự án là LCOE. LCOE

(Levelized Cost of Electricity) hay "Chi phí sản xuất điện bình quân" là một chỉ số quan trọng để đánh giá chi phí tổng thể sản xuất điện từ một nhà máy trong suốt vòng đời của nó. Chỉ số này giúp xác định mức giá trung bình mà nhà máy cần bán điện để bù đắp cho toàn bộ chi phí, bao gồm chi phí xây dựng, vận hành, bảo trì và nhiên liệu. LCOE thường được sử dụng để so sánh giữa các công nghệ sản xuất điện khác nhau (than, khí, năng lượng tái tạo,...) và để đánh giá tác động kinh tế của việc bổ sung các hệ thống như CCS (Carbon Capture and Storage). Ở nghiên cứu này, nhóm tác giả sử dụng Chênh lệch LCOE (Δ LCOE) để đánh giá hiệu quả kinh tế của việc lắp đặt hệ thống CCS vào nhà máy điện than hiện có. Để đơn giản cho việc tính toán, Δ LCOE được tính là phần chi phí bình quân sau khi tích hợp thu hồi CO₂ vào nhà máy hiện hữu so với sản lượng điện đầu ra của nhà máy sau khi tích hợp. Kết quả tính toán LCOC và chênh lệch LCOE được thể hiện ở Bảng 7.

Kết quả Bảng 7 cho thấy:

- Chi phí LCOC khoảng 49 - 58 USD/tấn CO₂ thu hồi, trong đó, LCOC của Vũng Áng 1 là 58,1 USD/tấn, cao nhất trong số các nhà máy, tiếp theo là Sông Hậu 1 và Long Phú 1 (52,8 USD/tấn) và Thái Bình 2 thấp nhất (48,9 USD/tấn).
- LCOC (TIPC): Chi phí đầu tư chiếm một phần trong LCOC, trong đó Vũng Áng 1 có mức chi phí đầu tư trên mỗi tấn CO₂ thu hồi cao nhất (17,6 USD/tấn) và Thái Bình 2 thấp nhất (14,2 USD/tấn).
- LCOC (O&M, không bao gồm năng lượng): Chi phí vận hành và bảo trì cho mỗi tấn CO₂ không bao gồm năng lượng dao động từ 8,3 USD/tấn (Thái Bình 2) đến 10,3 USD/tấn (Vũng Áng 1).
- LCOC (năng lượng): Chi phí năng lượng trên mỗi tấn CO₂ thu hồi cũng khác nhau, với Vũng Áng 1 cao nhất (30,2 USD/tấn) và Thái Bình 2 thấp nhất (26,4 USD/tấn). Điều này phản ánh tác động của mức giảm năng lượng

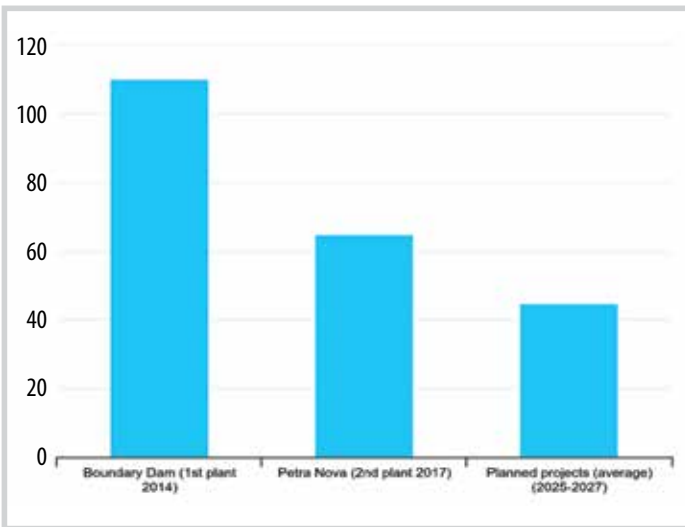
Bảng 7. LCOC và chênh lệch LCOE khi thực hiện thu hồi CO₂ (Kịch bản cơ sở)

Hạng mục	Đơn vị	Vũng Áng 1	Thái Bình 2	Sông Hậu 1	Long Phú 1
Tổng lượng CO ₂ thu hồi (TCC)	Tấn/năm	5.220.000	6.470.000	5.480.000	5.480.000
Tổng mức đầu tư dự án (TIPC)	Triệu USD	1.840	1.840	1.760	1.760
Tổng chi phí O&M (TIOMC)	Triệu USD	53,943	53,943	51,814	51,814
Tổng giảm năng lượng do thu hồi CO ₂	MW	364,8	364,8	320,0	320,0
Vòng đời dự án (PDL)	Năm	20			
Chi phí thu hồi CO₂ (LCOC)	USD/tấn	58,1	48,9	52,8	52,8
LCOC (TIPC)	USD/tấn	17,6	14,2	16,1	16,1
LCOC (O&M, không gồm năng lượng)	USD/tấn	10,3	8,3	9,5	9,5
LCOC (năng lượng)	USD/tấn	30,2	26,4	27,3	27,3
Chênh lệch giá điện do thu hồi CO₂ (ΔLCOE)	USD/kWh	0,068	0,066	0,056	0,056

lớn hơn tại Vũng Áng 1. Tổng LCOC (năng lượng) chiếm hơn 50% tổng chi phí LCOC tổng.

Kết quả cho thấy, LCOC từ các dự án ở Việt Nam vào năm 2024 nằm trong khoảng LCOC so với các tính toán trên thế giới (khoảng 40 - 60 USD/tấn, tùy thuộc vào công nghệ và địa điểm). Điều này cho thấy các dự án tại Việt Nam nằm trong khoảng trung bình, mặc dù Vũng Áng 1 cao hơn một chút so với các dự án khác. Theo IEA, chi phí LCOC của 2 dự án CCS trên thế giới thể hiện ở Hình 4, trong đó, dự án Boundary Dam năm 2014 với LCOC = 110 USD/tấn CO₂, dự án Petra Nova năm 2017 chi phí LCOC = 64 USD/tấn CO₂ và dự án tương lai được dự báo có thể giảm còn 45 USD/tấn CO₂ trong giai đoạn 2025 - 2027 [22].

Mặc dù, chi phí LCOC khi triển khai thu hồi CO₂ tại các nhà máy nhiệt điện than có phần vốn góp của Petrovietnam tương đồng với kết quả trên thế giới, để giảm thêm LCOC và LCOE, một phương án được đề xuất bao gồm việc vận hành phân xưởng thu hồi CO₂ ở chế độ vận hành tối đa (8.760 giờ/năm) và tăng vòng đời dự án lên 30 năm (Bảng 8).



Hình 4. LCOC (USD/tấn CO₂) của một số nhà máy CCS từ nhà máy điện than thương mại và dự báo đến năm 2027 [22].

Kết quả cho thấy với phương án nêu trên, nhờ tăng thời gian vận hành và vòng đời dự án, chi phí thu giữ carbon giảm đáng kể khi CCS vận hành ở thời gian cao (đến 8.760 giờ) và vòng đời dự án 30 năm, cụ thể LCOC từ 46 - 48 USD/tấn CO₂ và chênh lệch LCOE từ 45 - 53 cent/kWh. Do đó, giải pháp nêu trên sẽ hợp lý và khả thi để giảm LCOC và ΔLCOE, giúp nâng cao hiệu quả kinh tế của hệ thống thu hồi carbon. Một số lưu ý và đánh giá kỹ hơn ở giai đoạn tiếp theo của Dự án.

- Việc duy trì vận hành 365 ngày/năm sẽ yêu cầu quản lý bảo trì và giám sát vận hành tốt để tránh gián đoạn.

- Khấu hao thiết bị: Khi vòng đời dự án kéo dài, cần tính toán kỹ lưỡng khấu hao thiết bị CCS và chi phí bảo trì dài hạn.

Chi phí thu hồi 1 tấn CO₂, hay LCOC cho các nhà máy dao động từ 49 - 58 USD/tấn CO₂. Đây là mức chi phí cạnh tranh nếu so sánh với các dự án CCS tương tự trên thế giới. Các dự án lớn như Petra Nova và Boundary Dam cũng có LCOC trong cùng mức này, cho thấy hiệu quả kinh tế của công nghệ hấp thụ dung môi. Những dự án quy mô lớn hơn có xu hướng đạt được lợi thế kinh tế tốt hơn so với các dự án quy mô nhỏ hơn là do việc chia sẻ chi phí cố định và tận dụng tối đa cơ sở hạ tầng hiện có, dẫn đến giảm LCOC tổng thể. Việc lắp đặt hệ thống CCS sẽ làm tăng chi phí sản xuất điện của các nhà máy, với chênh lệch giá điện (ΔLCOE) tăng thêm từ 4,5 - 6,8 cents/kWh. Điều này tương đương với mức tăng 62 - 94% so với giá điện trước khi lắp đặt phân xưởng thu hồi CO₂ với giá định LCOE trước khi thực hiện thu hồi CO₂ là 7,2 cent/kWh. Dù mức tăng này là đáng kể, nhưng trong phạm vi chấp nhận được khi so sánh với các dự án CCS quốc tế có chi phí tương tự. Mặc dù CCS là công nghệ cần

Bảng 8. LCOC và chênh lệch LCOE khi thực hiện thu hồi CO₂ (Kịch bản cao)

Hạng mục	Đơn vị	Vũng Áng 1	Thái Bình 2	Sông Hậu 1	Long Phú 1
Tổng lượng CO ₂ thu hồi (TCC)	Tấn/năm	7.276.000	7.276.000	6.751.000	6.751.000
Tổng mức đầu tư dự án (TIPC)	Triệu USD	1.840	1.840	1.760	1.760
Tổng chi phí O&M (TIOMC)	Triệu USD	53,943	53,943	51,814	51,814
Tổng giảm năng lượng do thu hồi CO ₂	MW	364,8	364,8	320,0	320,0
Vòng đời dự án (PDL)	Năm	30			
Chi phí thu hồi carbon (LCOC)	USD/tấn	47,5	47,5	46,3	46,3
LCOC (TIPC)	USD/tấn	8,4	8,4	8,7	8,7
LCOC (O&M, không có năng lượng)	USD/tấn	7,4	8,3	7,7	7,7
LCOC (năng lượng)	USD/tấn	31,6	26,4	29,9	29,9
Chênh lệch giá điện do CCS (ΔLCOE)	USD/kWh	0,053	0,053	0,045	0,045

thiết để đáp ứng các cam kết về giảm phát thải khí nhà kính (cụ thể hàng năm hơn 5 triệu tấn CO₂/mỗi nhà máy), nhưng chi phí đầu tư lớn và chi phí thu hồi CO₂ cao có thể làm giảm hiệu quả kinh tế của nhà máy. Để duy trì tính khả thi về kinh tế, cần có các cơ chế chính sách hỗ trợ như:

- Định giá CO₂: Đưa ra các chính sách định giá carbon đánh vào lượng phát thải CO₂, giúp tạo động lực kinh tế cho các nhà máy đầu tư vào CCS. Định giá carbon cần được áp dụng ở mức tối thiểu bằng chi phí giảm phát thải xét trên toàn chuỗi giá trị của quá trình CCUS. Theo đó, đối với các nhà máy nhiệt điện có phần vốn góp của Petrovietnam, với chi phí thu giữ CO₂ ở mức 50 - 60 USD/tấn CO₂, ước tính sơ bộ cho chi phí của toàn chuỗi giá trị CCS, bao gồm các công đoạn thu hồi, vận chuyển và lưu chứa CO₂ có thể đạt khoảng 1,5 lần chi phí thu giữ CO₂, tương đương 75 - 90 USD/tấn CO₂ [23]. Chi phí này phù hợp với công bố của IEA (2021) và BloombergNEF (2022) về khoảng giá trị của chi phí CCS đối với các nhà máy nhiệt điện than. Vì vậy, định giá carbon để có thể áp dụng quá trình CCS cho các nhà máy này được đề xuất ở mức 80 - 100 USD/tấn CO₂ từ năm 2040. Mức định giá carbon này có thể so sánh được với lộ trình áp dụng dự kiến định mức carbon được công bố bởi một số quốc gia như Singapore (37 - 59 USD/tấn CO₂ từ năm 2030), Nam Phi (30 USD/tấn CO₂ từ năm 2030 và tăng lên 120 USD/tấn CO₂ trước năm 2050), Trung Quốc (52 USD/tấn CO₂ từ năm 2035), Ấn Độ (80 USD/tấn CO₂ từ năm 2040 và tăng lên 130 USD/tấn CO₂ từ năm 2050)... [24 - 26].

- Hỗ trợ về chi phí đầu tư và vận hành: Chính phủ có thể cung cấp các khoản hỗ trợ hoặc ưu đãi về thuế cho việc triển khai CCS, giúp giảm bớt gánh nặng tài chính cho các nhà đầu tư.

Bên cạnh đó, việc tăng thời gian vận hành CCS lên 365 ngày/năm và kéo dài vòng đời dự án lên 30 năm là một trong những biện pháp hiệu quả nhất để giảm LCOC. Khi kéo dài thời gian vận hành, tổng lượng CO₂ thu hồi sẽ tăng lên, giúp giảm chi phí trung bình trên mỗi tấn CO₂. Tương tự, kéo dài vòng đời dự án sẽ giúp phân bổ chi phí đầu tư

ban đầu trong thời gian dài hơn, từ đó làm giảm tổng chi phí cho mỗi tấn CO₂ thu hồi.

6. Lộ trình triển khai các dự án tách CO₂ từ khí thải các nhà máy nhiệt điện than có phần vốn góp của Petrovietnam

6.1. Cơ sở đề xuất

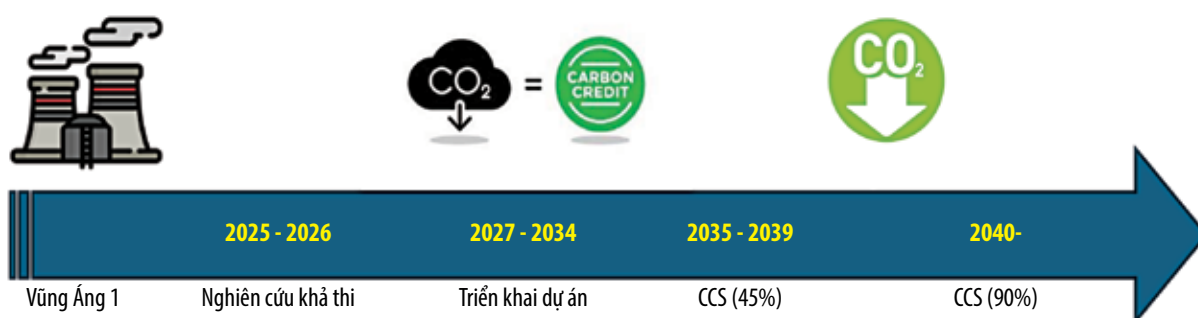
- Thực hiện CCUS từ năm 2040 (Quy hoạch Năng lượng tổng thể quốc gia);
- Nhà máy điện bắt đầu giảm phát thải sau 20 năm hoạt động (Quy hoạch Điện 8);
- Cam kết của Việt Nam hướng về mục tiêu đạt phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050;
- Thời gian triển khai dự án CCUS tại Indonesia: 7 năm (IESR, 2024) [27].

6.2. Giả định

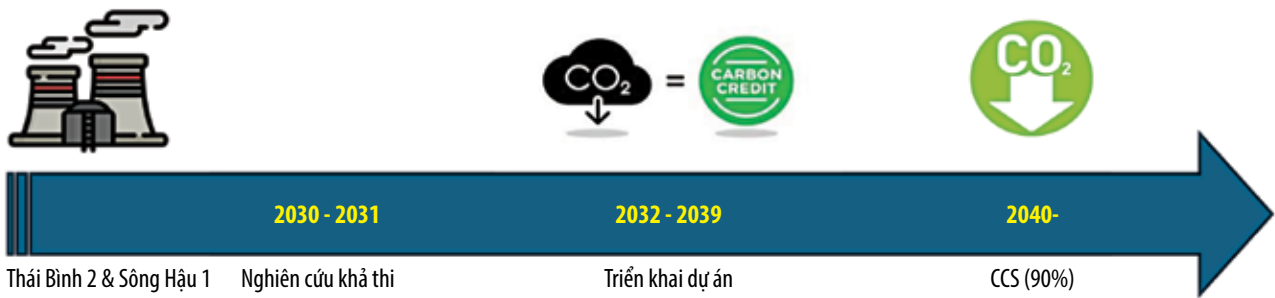
- Đã hình thành luật và các tiêu chuẩn, quy chuẩn về CCUS sau năm 2030;
- Đã cập nhật Luật Điện lực về quy định định mức tiêu hao trong sản xuất điện theo mức phát thải;
- Đã quy hoạch các khu vực lưu trữ CO₂ và trung tâm CCUS;
- Đã áp dụng mức giới hạn phát thải đối với các nhà máy điện than sau năm 2030;
- Đã hình thành thị trường carbon và mức giá carbon áp dụng trong lĩnh vực điện khoảng 80 - 100 USD/tấn;
- Kéo dài tuổi thọ của các dự án nhiệt điện than đến 40 năm.

6.3. Lộ trình

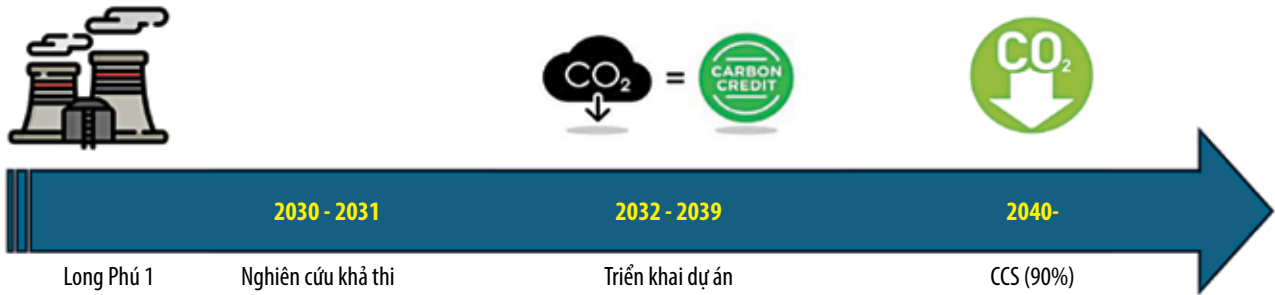
- Đối với nhà máy nhiệt điện Vũng Áng 1: nghiên cứu tính khả thi (2025 - 2026), triển khai dự án (2027 - 2034), đưa vào hoạt động từ năm 2035 (thu hồi 45% CO₂) và từ năm 2040 (thu hồi 90% CO₂).



Hình 5. Lộ trình triển khai dự án tách CO₂ tại Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1.



Hình 6. Lộ trình triển khai dự án tách CO₂ tại Nhà máy Nhiệt điện Thái Bình 2 và Sông Hậu 1.



Hình 7. Lộ trình triển khai dự án tách CO₂ tại Nhà máy Nhiệt điện Long Phú 1.

- Đối với nhà máy nhiệt điện Thái Bình 2 và Nhà máy Nhiệt điện Sông Hậu 1: nghiên cứu tính khả thi (2030 - 2031), triển khai dự án (2032 - 2039), đưa vào hoạt động từ năm 2040 (thu hồi 90% CO₂).
- Đối với Nhà máy Nhiệt điện Long Phú 1: nghiên cứu tính khả thi (2030 - 2031), triển khai dự án (2032 - 2039), đưa vào hoạt động từ năm 2040 (thu hồi 90% CO₂).

6.4. Chính sách

Xu hướng chuyển dịch năng lượng hướng đến một nền kinh tế giảm phát thải và cuối cùng là không phát thải đang tác động đến mọi lĩnh vực hoạt động của các quốc gia và Việt Nam không nằm ngoài xu thế này. Tại Hội nghị COP 26 (2021, Vương quốc Anh), Việt Nam đã đưa ra cam kết hướng đến mục tiêu phát thải ròng bằng "0" vào năm 2050. Để đạt được mục tiêu này, ngay từ bây giờ, Việt Nam cần có chiến lược và các chính sách phù hợp để loại dần các nguồn phát thải carbon ra khỏi nền kinh tế của mình. Bên cạnh các giải pháp khác như phát triển năng lượng tái tạo, điện khí hóa và hydrogen sạch (bao gồm hydrogen lam và hydrogen xanh), quá trình thu hồi, lưu trữ và sử dụng CO₂ (CCUS) phải được xem là một trong các giải pháp quan trọng của quá trình chuyển dịch năng lượng nhằm hướng đến mục tiêu trung hòa phát thải carbon vào năm 2050. Quy hoạch Tổng thể về Năng lượng Quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050 (Quyết định 893/QĐ-TTg ngày 26/7/2023) đã đặt ra mục tiêu thu giữ CO₂ đạt công suất 1 triệu tấn/năm vào năm 2040 và 3 - 6 triệu tấn/năm vào năm 2050. Việt Nam có tiềm năng

tốt về công suất lưu trữ CO₂ trong các tầng địa chất cũng như khả năng chuyển hóa CO₂ thành các sản phẩm hữu ích phục vụ đời sống con người. Quá trình CCUS có thể là một giải pháp phù hợp để giảm thiểu phát thải trong các lĩnh vực có nguồn phát thải lớn như các nhà máy nhiệt điện than. Tuy nhiên, chuỗi giá trị hoàn chỉnh của CCUS chưa được hình thành tại Việt Nam. Bên cạnh các cơ hội, việc phát triển công nghiệp CCUS tại Việt Nam đối diện với các thách thức về sự chưa hoàn thiện của chính sách hiện hành, cơ sở hạ tầng chưa phát triển và 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 CCUS. Theo đó, sự phát triển chuỗi giá trị CCUS cần được chú trọng trong các khía cạnh về chính sách, công nghệ, nhân sự, tài chính và hợp tác quốc tế.

- Về chính sách, hiện tại, Việt Nam chưa có luật và các tiêu chuẩn, quy chuẩn kỹ thuật, an toàn, môi trường về CCUS. Vì vậy, cần hoàn thiện hệ thống khung pháp lý cho quá trình này tại Việt Nam. Hiện tại, CCUS đã được đưa vào Quy hoạch tổng thể Năng lượng quốc gia với vai trò là một giải pháp để xanh hóa ngành công nghiệp năng lượng quốc gia. Chính phủ cần xây dựng chiến lược và lộ trình phát triển CCUS với các mục tiêu cụ thể, đồng thời, có thể xem xét xây dựng quy hoạch về khu vực lưu trữ CO₂, hình thành các trung tâm CCUS, cơ sở hạ tầng đi kèm

và các chính sách phù hợp để phát triển CCUS. Các chính sách phát triển CCUS phải hướng đến hình thành chuỗi giá trị CCUS hoàn chỉnh tại Việt Nam. Các chính sách được xây dựng trên cơ sở kết hợp tính khuyến khích và bắt buộc để đảm bảo phát triển hài hòa trong tất cả các lĩnh vực và mục tiêu phát triển chung của quốc gia như ưu đãi các loại thuế, phí, thực thi chính sách định giá carbon (~ 80 - 100 USD/tấn CO₂) và lộ trình về tỷ lệ giảm phát thải carbon bắt buộc trong các lĩnh vực. Việc áp dụng các chính sách khuyến khích và bắt buộc nhằm đảm bảo sự cạnh tranh của các quá trình có áp dụng CCUS so với các quá trình khác có phát thải từ hoạt động sản xuất. Việt Nam cần sớm hình thành cơ chế và thị trường trao đổi/mua bán tín chỉ CO₂/carbon. Các chính sách này sẽ được áp dụng trong những thời hạn cụ thể, có thể được thay đổi linh hoạt tùy theo sự phát triển của thị trường và công nghệ trong lĩnh vực CCUS để đảm bảo sự phát triển hài hòa trong các lĩnh vực, thu hút được các nguồn đầu tư và mục tiêu phát triển chung của Việt Nam.

- Về khoa học công nghệ, Việt Nam cần tận dụng các thành tựu khoa học công nghệ trong lĩnh vực phát triển CCUS của thế giới để áp dụng hiệu quả trong điều kiện của Việt Nam trên cơ sở đẩy mạnh các hoạt động về thử nghiệm công nghệ ở các quy mô pilot, trình diễn đối với các công nghệ đang phát triển và chuyển giao công nghệ đối với các công nghệ đã thương mại hóa. Một chương trình khoa học công nghệ quốc gia về phát triển và ứng dụng chuỗi giá trị CCUS trong các lĩnh vực nên được xây dựng và triển khai. Với các cam kết về phát triển bền vững, Việt Nam có thể tranh thủ 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, Việt Nam cần xây dựng các chương trình thu hút các chuyên gia và nguồn tài chính trong lĩnh vực này thông qua sự hỗ trợ từ các tổ chức quốc tế như ADB, UNIDO, UK-PACT, GIZ... Phát triển CCUS cần được xem là một trong những cột trụ phát triển kinh tế để thu hút đầu tư, hướng đến Việt Nam trở thành thị trường phát triển bền vững và là "CCUS hub" của khu vực.

7. Kết luận và kiến nghị

Việt Nam có tiềm năng tốt về lưu trữ CO₂, tập trung tại các bể Sông Hồng, Cửu Long và Nam Côn Sơn với công suất lưu trữ có thể lên đến ~ 41 - 110 tỷ tấn CO₂ và đã được định hướng phát triển trong Quy hoạch Năng lượng tổng thể quốc gia. Petrovietnam có lợi thế khi tích hợp CCUS vào chuỗi giá trị hoạt động dầu khí hiện tại. Quá

trình CCUS có thể cạnh tranh so với các giải pháp giảm phát thải carbon khác cho nhà máy điện than. Hiện tại, Tập đoàn Dầu khí Việt Nam đang vận hành 3 nhà máy nhiệt điện than (Vũng Áng 1, Sông Hậu 1 và Thái Bình 2) với lượng phát thải khoảng 7,2 triệu tấn CO₂/năm (năm 2022) và trong tương lai là nhà máy nhiệt điện than Long Phú 1 (dự kiến vận hành vào năm 2026). Khi các nhà máy hoạt động toàn công suất theo thiết kế, tổng lượng phát thải CO₂ từ các nhà máy này đạt xấp xỉ 22,5 triệu tấn/năm. Vì vậy, việc tìm kiếm các giải pháp phù hợp để xanh hóa các nhà máy này là hết sức cần thiết, góp phần vào việc đạt mục tiêu chung của quốc gia về phát thải ròng bằng "0" vào năm 2050.

Quá trình thu giữ CO₂ từ khí thải của nhà máy nhiệt điện có thể được thực hiện bằng các phương pháp như thu giữ trước khi đốt (pre-combustion), thu giữ sau khi đốt (post-combustion) hoặc đốt cháy nhiên liệu bằng oxygen (oxy-fuel combustion), trong đó, phương pháp thu giữ sau khi đốt được áp dụng rộng rãi nhất do sự thuận lợi khi tích hợp vào các nhà máy hiện hữu. Hiện tại, có 4 công nghệ được phát triển và áp dụng để tách CO₂ từ dòng khí thải của nhà máy, bao gồm: hấp thụ, hấp phụ, màng và phân tách nhiệt độ thấp. Công nghệ hấp thụ CO₂ bằng dung môi amine đang được áp dụng rộng rãi nhất do có khả năng tách loại CO₂ triệt để (> 90%) và mức độ trưởng thành công nghệ cao nhất. Công nghệ này đã được ứng dụng trong các nhà máy đạm tại Việt Nam.

Các nhà máy điện than của Petrovietnam có thể được giảm phát thải thông qua phương pháp thu giữ carbon sau khi đốt, sử dụng công nghệ hấp thụ bằng dung dịch amine với hiệu suất thu giữ đạt 90%. Tổng mức đầu tư của phân xưởng thu hồi CO₂ khoảng 1,8 tỷ USD/nhà máy. Quá trình thu giữ carbon dẫn đến tăng LCOE ~ 62 - 94% với chi phí thu giữ carbon LCOC ~ 50 - 60 USD/tấn CO₂ (bao gồm chi phí năng lượng sử dụng từ nhà máy điện ~ 30%). Tăng số giờ vận hành nhà máy điện than và thời gian khấu hao cụm thu giữ CO₂ có thể giúp giảm 15-20% chi phí thu giữ CO₂.

Để triển khai giải pháp thu giữ carbon từ khí thải của các nhà máy nhiệt điện than, cần hoàn thiện khung pháp lý, chính sách và khoa học công nghệ; xây dựng lộ trình tổng thể để phát triển toàn diện chuỗi giá trị CCUS. Theo đó, lộ trình áp dụng CCUS cho các nhà máy nhiệt điện than có phần vốn góp của Petrovietnam như sau:

- + Đối với Nhà máy Nhiệt điện Vũng Áng 1: nghiên cứu tính khả thi (2025 - 2026), triển khai dự án (2027 - 2034), bắt đầu hoạt động từ năm 2035 (thu hồi 45% CO₂) và từ năm 2040 (thu hồi 90% CO₂);

+ Đối với các nhà máy nhiệt điện Thái Bình 2 và Sông Hậu 1: nghiên cứu tính khả thi (2030 - 2031), triển khai dự án (2032 - 2039), bắt đầu hoạt động từ năm 2040 (thu hồi 90% CO₂);

+ Đối với Nhà máy Nhiệt điện Long Phú 1: nghiên cứu tính khả thi (2030 - 2031), triển khai dự án (2032 - 2039), bắt đầu hoạt động từ năm 2040 (thu hồi 90% CO₂).

Để hiện thực hóa lộ trình ứng dụng CCUS, các chính sách phát triển CCUS phải hướng đến hình thành chuỗi giá trị CCUS hoàn chỉnh tại Việt Nam. Các chính sách được xây dựng trên cơ sở kết hợp tính khuyến khích và bắt buộc để đảm bảo phát triển hài hòa trong tất cả các lĩnh vực và mục tiêu phát triển chung của quốc gia như ưu đãi các loại thuế, phí, thực thi chính sách định giá carbon (~80 - 100 USD/tấn CO₂) và lộ trình về tỷ lệ giảm phát thải carbon bắt buộc trong các lĩnh vực.

Trong giai đoạn tiếp theo, Petrovietnam và các đơn vị nhiệt điện than có phần vốn góp của Petrovietnam xem xét thực hiện các công việc sau:

+ Lựa chọn 1 nhà máy điện than điển hình để tối ưu hóa nhằm giảm chi phí và đánh giá khả năng phát triển toàn chuỗi giá trị CCUS;

+ Đánh giá khả năng cạnh tranh giữa phương pháp CCUS và các giải pháp khác (ngừng/giảm công suất hoạt động, đốt kèm, tích hợp năng lượng tái tạo hoặc kết hợp các giải pháp);

+ Kiến nghị Chính phủ hoàn thiện khung pháp lý và cơ chế chính sách phù hợp để thúc đẩy sự phát triển quá trình CCUS tại Việt Nam, trong đó chú trọng đến các vấn đề: luật CCUS, chiến lược phát triển CCUS, chính sách định giá carbon, quy hoạch nguồn cung năng lượng sạch/năng lượng tái tạo cho hoạt động CCUS, quy hoạch về vị trí chôn lấp CO₂ và trung tâm CCUS.

Tài liệu tham khảo

[1] IEA, "Energy technology perspectives 2020", 2020. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2020>.

[2] IRENA, "Global hydrogen trade to meet the 1.5°C 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>.

[3] Energy Transitions Commission, "Carbon capture, utilisation and storage in the energy transition: Vital but limited", 2022. [Online]. Available: <https://www>.

[energy-transitions.org/publications/carbon-capture-use-storage-vital-but-limited/](https://www.energy-transitions.org/publications/carbon-capture-use-storage-vital-but-limited/).

[4] IEA, "The role of CCUS in low-carbon power systems", 2020. [Online]. Available: <https://www.iea.org/reports/the-role-of-ccus-in-low-carbon-power-systems>.

[5] Cục Biến đổi khí hậu, Bộ Tài nguyên và Môi trường, "Thông báo kết quả tính toán hệ số phát thải của lưới điện Việt Nam năm 2019", 2021.

[6] Xueyan Zhang, Xin Ma, and Huimin Song, "Quality degradation of alfalfa caused by CO₂ leakage from carbon capture and storage", *Ecotoxicology and Environmental Safety*, Volume 246, 2022. DOI: 10.1016/j.ecoenv.2022.114147.

[7] Global CCS Institute, "Global status of CCS 2020", 2020. [Online]. Available: <https://www.globalccsinstitute.com/resources/publications-reports-research/global-status-of-ccs-report-2020/>.

[8] VPI and JOGMEC, "Preliminary CCS potential study in Vietnam", 2022.

[9] VPI and PECC4, "Pre-feasibility study for hydrogen production in Vietnam", 2022.

[10] Tri Van Tran, Nguyen Le-Phuc, Thu Hoai Nguyen, Tung Thanh Dang, Phuong Thuy Ngo, and Duc Anh Nguyen, "Application of NaA membrane reactor for methanol synthesis in CO₂ hydrogenation at low pressure", *International Journal of Chemical Reactor Engineering*, 2017. DOI: 10.1515/ijcre-2017-0046.

[11] VPI, "Carbon neutral LNG study in Vietnam", 2024.

[12] Shadia Moazzem, Mohammad Rasul, and M. Masud Kamal Khan, "A review on technologies for reducing CO₂ emission from coal fired power plants", *Thermal Power Plants*, 2012. DOI: 10.5772/31876.

[13] Anders Thorbjörnsson, "Carbon capture and storage - energy penalties and their impact on global coal consumption", Uppsala Universitet, 2014.

[14] NETL, "Cost performance baseline for fossil energy plants Volume 1: Bituminous coal & natural gas to electricity", 2022.

[15] NETL, "Direct air capture case studies: Sorbent system", 2022.

[16] MTR, "Large pilot testing of the MTR membrane post-combustion CO₂ capture process (DE-FE0031587: FOA 1788)", 2018.

- [17] Christopher Hoeger, "Cryogenic carbon capture from cement production", SES Innovation, 2023.
- [18] MTR, "Scale-up testing of advanced polaris membrane CO₂ capture technology (DE-FE0031591)", 2023.
- [19] Jian Liu, Praveen K. Thallapally, B. Peter McGrail, Daryl R. Brown, and Jun Liu, "Progress in adsorption-based CO₂ capture by metal-organic frameworks", *Chemical Society Reviews*, 2012.
- [20] Salma Ehab Mohamed Elhenawy, Majeda Khraishah, Fares AlMomani, and Gavin Walker, "Metal-organic frameworks as a platform for CO₂ capture and chemical processes: Adsorption, membrane separation, catalytic-conversion, and electrochemical reduction of CO₂", *Catalysts*, Volume 10, Issue 11, 2020. DOI: 10.3390/catal10111293.
- [21] Fanyi Kong, Wenqian Chen, "Carbon dioxide capture and conversion using metal-organic framework (MOF) materials: A comprehensive review", *Nanomaterials*, Volume 14, Issue 16, 2024. DOI: 10.3390/nano14161340.
- [22] IEA, "Cost of CO₂ capture from large-scale coal-fired power plants", 2021. [Online]. Available: <https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/cost-of-co2-capture-from-large-scale-coal-fired-power-plants>.
- [23] BloombergNEF, "Energy transition factbook", 2022.
- [24] World Bank, "State and trends of carbon pricing", 2022.
- [25] IEA, "The role of China's ETS in power sector decarbonisation", 2021.
- [26] World Bank, "Why carbon prices should and will be different across countries", 2018.
- [27] ERIA, "Economic impact of the early retirement of fossil power plants", 2024.

EVALUATION OF CO₂ CAPTURE TECHNOLOGY APPLICATION FOR EXHAUST GASES FROM PETROVIETNAM'S COAL-FIRED POWER PLANTS

Nguyen Huu Luong

Vietnam Petroleum Institute (VPI)

Email: luongnh.pvpro@vpi.pvn.vn

Summary

Vietnam has excellent CO₂ storage potential, concentrated in the Song Hong, Cuu Long, and Nam Con Son basins, with their total potential storage capacity reaching ~41 - 110 billion tons of CO₂, and has been oriented for its development in the National Energy Master Plan. Petrovietnam has an advantage in integrating CCUS into its current petroleum value chain. CO₂ capture from power plant exhaust gases can be implemented through methods such as pre-combustion capture, post-combustion capture, or oxy-fuel combustion, with post-combustion capture being the most widely applied due to its ease of integration with existing power plants. Petrovietnam's coal-fired power plants can reduce emissions through post-combustion carbon capture, using amine solution absorption technology with a capture efficiency of 90%. The total investment for a CO₂ recovery plant is approximately 1.8 billion USD/plant. Carbon capture results in a 62 - 94% increase in LCOE with a carbon capture cost (LCO_C) of ~ 50 - 60 USD/ton CO₂ (included power plant energy usage costs of ~ 30%). Increasing coal-fired power plant operating hours and CO₂ capture unit depreciation time can help reduce CO₂ capture costs by 15 - 20%. To deploy carbon capture solutions from coal-fired power plant exhaust, on one hand, legal, policy, and scientific-technological improvements are needed at the government level; on the other hand, coal-fired power plants and Petrovietnam in general need to develop a comprehensive roadmap for the full development of the CCUS value chain.

Key words: CCUS, absorption, coal-fired power, CO₂ recovery.