

TRƯỜNG ĐẠI HỌC MỎ - ĐỊA CHẤT

TUYỂN TẬP HỘI NGHỊ KHOA HỌC QUỐC GIA
**CÔNG NGHỆ NĂNG LƯỢNG
VÀ ỨNG PHÓ BIẾN ĐỔI KHÍ HẬU (ENCCR - 2026)**

TUYỂN TẬP HỘI NGHỊ KHOA HỌC QUỐC GIA
**CÔNG NGHỆ NĂNG LƯỢNG
VÀ ỨNG PHÓ BIẾN ĐỔI KHÍ HẬU (ENCCR - 2026)**

TUYỂN TẬP HỘI NGHỊ KHOA HỌC QUỐC GIA: CÔNG NGHỆ NĂNG LƯỢNG VÀ ỨNG PHÓ BIẾN ĐỔI KHÍ HẬU (ENCCR - 2026)

ISBN: 978-604-76-3382-1



SÁCH KHÔNG BÁN



NHÀ XUẤT BẢN GIAO THÔNG VẬN TẢI

MỤC LỤC

1. COP26 và tác động đến ngành dầu khí biển Việt Nam: thực trạng và định hướng “Dầu khí xanh”	1
<i>Trương Hoài Nam, Mai Văn Cảnh, Đồng Thị Minh Hà</i>	
2. Ứng dụng trí tuệ nhân tạo trong sàng lọc và lựa chọn phương pháp gia tăng thu hồi dầu, thử nghiệm tại mỏ Tê Giác Trắng	13
<i>Đặng Duy, Nguyễn Tiến Hùng, Nguyễn Hải An</i>	
3. Ảnh hưởng của hóa lỏng đất đến bể chứa xăng dầu và biện pháp phòng ngừa	23
<i>Đặng Quang Huy, Phạm Văn Hùng, Vũ Minh Ngạn</i>	
4. Đánh giá cấu trúc bộ chuyển đổi DC/AC một pha điện mặt trời đến việc lựa chọn thông số bộ lọc sóng hài đảm bảo tiêu chuẩn kết nối	31
<i>Đỗ Đức Thành, Ngô Thanh Tuấn</i>	
5. Cơ sở kỹ thuật - kinh tế của mô hình cụm CCUS tập trung và định hướng cho Việt Nam	39
<i>Doãn Thị Trâm, Lê Quang Duyệt, Nguyễn Khắc Long, Nguyễn Văn Thành, Trần Văn Quảng</i>	
6. Investigation of seasonal correlation between land surface temperature and spectral indices: A case study in Gia Lai province	51
<i>Eaint Chit Phone, Le Mai Son, Nguyen Manh Hung</i>	
7. Assessing the influence of surface characteristics on evapotranspiration in evergreen forest ecosystems	57
<i>Le Mai Son, Nguyen Thu Ha</i>	
8. Ứng dụng mặt phản xạ mô phỏng đáy biển phục vụ dự báo địa nhiệt cho khu vực Đông Bắc bể trầm tích Nam Côn Sơn	64
<i>Lê Ngọc Ánh, Nguyễn Hải Bình, Bùi Thái Sơn, Hà Văn Thành, Vương Gia Bảo</i>	
9. Quản lý rủi ro sinh cát trong phát triển mỏ tầng Mioxen giữa, bể Cửu Long dưới góc nhìn tích hợp yếu tố địa kỹ thuật và kinh tế	71
<i>Lê Vũ Quân, Nguyễn Văn Thịnh</i>	
10. Tích hợp thuộc tính địa chấn và phân tách phổ nghiên cứu dự báo vỉa chứa địa tầng Oligocen muộn khu vực lô X bể Cửu Long	80
<i>Nguyễn Duy Mười, Lê Ngọc Ánh, Nguyễn Thị Minh Hồng, Bùi Thị Ngân, Nguyễn Thị Thu Hằng</i>	
11. Ảnh hưởng các yếu tố tới sự phát triển chiều cao khe nứt đối với giếng X tầng Oligocene trong quá trình nứt vỉa thủy lực	87
<i>Nguyễn Hữu Trường</i>	
12. Thực trạng và thách thức khi triển khai lưu giữ CO₂ trong thành hệ địa chất tại Việt Nam	97
<i>Nguyễn Khắc Long, Trương Văn Từ, Nguyễn Văn Thành, Doãn Thị Trâm, Phạm Hồng Sơn, Đỗ Minh Cường</i>	
13. Hydrogen trắng (hydrogen tự nhiên): Cơ chế hình thành, tiềm năng và định hướng nghiên cứu cho Việt Nam	108
<i>Nguyễn Thế Vinh, Lê Quang Duyệt, Nguyễn Hải An</i>	

Cơ sở kỹ thuật - kinh tế của mô hình cụm CCUS tập trung và định hướng cho Việt Nam

Doãn Thị Trâm^{1,*}, Lê Quang Duyệt¹, Nguyễn Khắc Long¹, Nguyễn Văn Thành¹, Trần Văn Quảng²

¹ Trường Đại học Mỏ - Địa chất, Hà Nội, Việt Nam

² Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam – Công ty cổ phần, Việt Nam

TÓM TẮT

Trong bối cảnh Việt Nam cam kết đạt phát thải ròng bằng “0” vào năm 2050, công nghệ thu giữ, sử dụng và lưu trữ carbon (CCUS) được xem là giải pháp quan trọng đối với các ngành công nghiệp khó giảm phát thải. Tuy nhiên, chi phí đầu tư và vận hành lớn của các dự án CCUS độc lập đang là rào cản chính đối với việc triển khai thương mại. Bài báo phân tích cơ sở kỹ thuật – kinh tế của mô hình cụm CCUS tập trung (CCUS Hub) thông qua phương pháp đánh giá kỹ thuật – kinh tế (TEA), kết hợp tổng hợp kinh nghiệm quốc tế từ Hoa Kỳ, Châu Âu và Trung Quốc. Kết quả cho thấy việc chia sẻ hạ tầng thu giữ, vận chuyển và lưu trữ CO₂ tạo ra lợi thế kinh tế theo quy mô rõ rệt, giúp giảm đáng kể chi phí thu giữ quy dẫn (LCOC), đặc biệt đối với các nguồn phát thải quy mô nhỏ và trung bình. Nghiên cứu điển hình tại cụm công nghiệp Louisiana (Hoa Kỳ) cho thấy mô hình hạ tầng dùng chung có thể giảm tới 66% chi phí vận chuyển và tới 36% chi phí thu giữ so với phương án độc lập. Trên cơ sở phân tích các mô hình kinh doanh, cơ chế tài chính và rủi ro chuỗi giá trị, bài báo đánh giá mức độ sẵn sàng của khung pháp lý Việt Nam, đồng thời đề xuất định hướng phát triển các cụm CCUS tiềm năng tại Nhơn Trạch và Hải Phòng. Kết quả nghiên cứu cho thấy việc triển khai thành công CCUS tại Việt Nam cần được hỗ trợ bởi cơ chế hợp đồng chênh lệch carbon (CCfD), mô hình hạ tầng dùng chung có sự tham gia của Nhà nước và một hành lang pháp lý hoàn chỉnh đối với lưu trữ địa chất CO₂. Đây là những tiền đề quan trọng để CCUS trở thành công cụ hỗ trợ chuyển dịch năng lượng và nâng cao năng lực cạnh tranh của ngành công nghiệp Việt Nam trong nền kinh tế carbon thấp.

Từ khóa: CCUS Hub; Thu giữ và lưu trữ carbon; Kinh tế kỹ thuật; Net Zero; Chính sách khí hậu; Việt Nam.

1. Đặt vấn đề

Sự nóng lên toàn cầu và các cam kết đạt mức phát thải ròng bằng không (Net Zero) vào giữa thế kỷ 21 đã đặt ra những thách thức đối với các nền kinh tế đang phát triển. Trong nỗ lực hiện thực hóa các mục tiêu khí hậu, công nghệ thu giữ, sử dụng và lưu trữ Carbon (CCUS) đã chuyển từ vị thế của một công nghệ thử nghiệm đắt đỏ sang một giải pháp công nghiệp then chốt, đặc biệt là đối với các lĩnh vực được phân loại là “khó giảm phát thải” như sản xuất xi măng, sắt thép, hóa chất và nhiệt điện hóa thạch (Tubagus Aryandi Gunawan và nnk., 2024). Mặc dù các giải pháp như điện khí hóa, chuyển đổi nhiên liệu sang hydro hay amoniac xanh và nâng cao hiệu suất năng lượng đóng vai trò quan trọng, lượng phát thải tiềm năng có thể được cắt giảm thông qua CCUS vẫn được đánh giá là vượt trội hơn đáng kể so với điện khí hóa trong các ngành công nghiệp nặng (Tubagus Aryandi Gunawan và nnk., 2024).

Tuy nhiên, sự phát triển của CCUS trên quy mô toàn cầu trong giai đoạn vừa qua đã bị hạn chế bởi cấu trúc của các dự án tích hợp đơn lẻ: một nhà máy phát thải duy nhất phải tự đầu tư toàn bộ hệ thống từ tháp thu giữ hóa học, mạng lưới đường ống vận chuyển áp suất cao, cho đến việc thăm định địa chất và vận hành các giếng bơm ép sâu dưới lòng đất (Zhang Jiutian và nnk., 2022). Sự phân bổ rủi ro theo chiều dọc này không chỉ đòi hỏi chi phí đầu tư cơ bản (CAPEX) lớn mà còn đặt gánh nặng kỹ thuật địa chất lên các nhà sản xuất công nghiệp - những đơn vị vốn không có chuyên môn về thăm dò dầu khí hay quản lý cấu trúc ngầm (Zhang Jiutian và nnk., 2022).

Theo đó, thế giới đang chứng kiến một sự chuyển dịch mô hình mang tính bước ngoặt: phát triển các Cụm CCUS tập trung thay vì hoạt động cô lập, nhiều nguồn phát thải công nghiệp trong cùng một khu vực địa lý được kết nối vào một mạng lưới hạ tầng vận chuyển và lưu trữ dùng chung (Economic Research Institute for ASEAN and East, 2023).

* Tác giả liên hệ

Email: doanthitram@humg.edu.vn

Mô hình cụm cho phép tối đa hóa lợi thế kinh tế theo quy mô, cắt giảm chi phí đơn vị và đặc biệt là mở ra cơ hội khử carbon cho các cơ sở phát thải quy mô nhỏ và vừa - những đối tượng mà việc tự xây dựng hệ thống CCUS độc lập là chưa khả thi về mặt tài chính (Tubagus Aryandi Gunawan và nnk., 2024).

Báo cáo này cung cấp một phân tích đa chiều về cơ sở nhiệt động lực học, cấu trúc chi phí, các rủi ro chuỗi giá trị và sự đổi mới trong mô hình kinh doanh của các cụm CCUS trên thế giới. Bằng việc đối chiếu các bài học từ Hoa Kỳ, Châu Âu và Trung Quốc với hệ thống thể chế đang thay đổi nhanh chóng của Việt Nam, đồng thời kiến nghị quy hoạch không gian và chính sách tài chính trong tương lai với định hình một lộ trình chiến lược giúp Việt Nam hiện thực hóa các cam kết tại COP26, chuyển hóa CCUS từ một gánh nặng tuân thủ môi trường thành một lợi thế cạnh tranh cốt lõi trong chuỗi cung ứng xanh.

2. Phương pháp nghiên cứu

2.1. Phạm vi tài liệu và nguồn số liệu

Dữ liệu kinh tế - năng lượng: Dữ liệu cơ sở về chi phí nhân công lao động, giá khí tự nhiên và biểu giá điện lưới được tham chiếu từ Bộ Lao động Hoa Kỳ (U.S. BLS); Cơ quan Thông tin Năng lượng Hoa Kỳ (EIA) và nghiên cứu của Viện Đại học Princeton (tiếng Anh: Princeton University), còn gọi là Đại học Princeton (một viện đại học tư thục tọa lạc ở Princeton, New Jersey, Hoa Kỳ).

Tài liệu chiến lược và pháp lý: Nghiên cứu tổng hợp các báo cáo đánh giá của Ủy ban Liên chính phủ về Biến đổi Khí hậu (IPCC), Viện CCUS Toàn cầu (GCCSI) và nền tảng lập trình tối ưu hóa SimCCS của Đại học Princeton. Đối với bối cảnh thực tiễn tại Việt Nam, bài viết phân tích dựa trên các chính sách gồm: Nghị định số 119/2025/NĐ-CP ngày 09/06/2025 của Chính phủ về Sửa đổi, bổ sung một số điều của Nghị định số 06/2022/NĐ-CP ngày 07/01/2022 của Chính phủ quy định giảm nhẹ phát thải khí nhà kính và bảo vệ tầng ô-dôn và Quyết định số 21/2025/QĐ-TTg ngày 04/07/2025 của Thủ tướng Chính phủ về Quy định tiêu chí môi trường và việc xác nhận dự án đầu tư thuộc danh mục phân loại xanh.

2.2. Tiêu chí lựa chọn các nghiên cứu điển hình quốc tế

Cụm CCUS Louisiana (Hoa Kỳ) đại diện cho mô hình quy hoạch tuyến tính sử dụng thuật toán tối ưu hóa, đánh giá sự đánh đổi giữa việc dùng đường ống thông gió hay ống áp suất cao, thúc đẩy bởi chính sách Tín dụng Thuế Liên bang 45Q; Alberta Carbon Trunk Line (Canada) đại diện cho cấu trúc tuyến ống dẫn đường dài liên tỉnh, sử dụng mô hình vốn từ các quỹ hưu trí và tìm kiếm lợi nhuận thông qua việc bán CO₂ phục vụ tăng cường Thu hồi Dầu (EOR).

2.3. Tiêu chí phân tích chi phí – chính sách

Về chi phí: Sử dụng Khung Phân tích Kỹ thuật - Kinh tế (TEA) để lượng hóa hệ số cơ giãn quy mô cận biên. Chi phí đầu tư (CAPEX) được tính toán bằng cách áp dụng hệ số Lang, hệ số dự phòng công nghệ cho dự án tiên phong và rủi ro cải tạo vào chi phí thiết bị gốc. Toàn bộ các dòng tiền bao gồm CAPEX và OPEX (cố định, biến đổi) được chiết khấu và san phẳng để tìm ra chi phí thu giữ quy dẫn (LCC) trên mỗi tấn CO₂.

Về chính sách: Phân tích tập trung vào năng lực của các công cụ điều tiết nhằm san lấp “khoảng trống tài trợ”, khả năng cô lập rủi ro trên bảng cân đối kế toán của các nhà máy công nghiệp và cách nhà nước can thiệp để ngăn chặn sự độc quyền phí vận chuyển.

2.4. Giới hạn của nghiên cứu

Các phương trình tính toán chi phí giả định các cơ sở công nghiệp đã "sẵn sàng để cải tạo". Có nghĩa là các nhà máy này được cho là có sẵn quỹ đất để xây dựng và luồng khí thải không cần thực hiện thêm các bước tiền xử lý tạp chất trước khi đưa vào tháp hấp thụ.

Mô hình kinh tế giả định toàn bộ cơ sở hạ tầng được xây dựng và hoàn thành ngay lập tức (overnight construction) thay vì phân kỳ đầu tư theo thời gian thực. Mô hình cũng áp đặt giả định dự án sẽ hoạt động ổn định ở mức công suất 90% liên tục trong suốt vòng đời 30 năm.

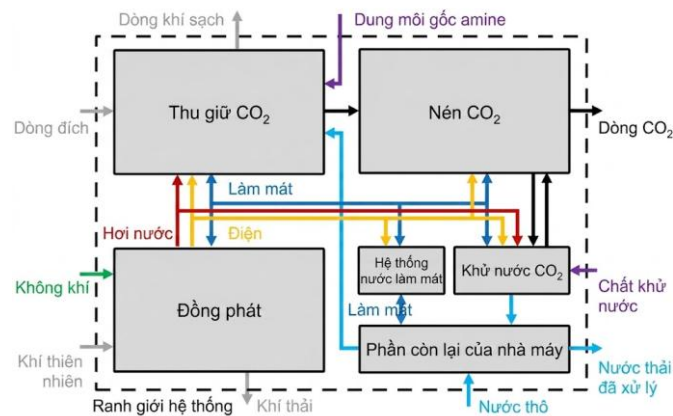
Trong tính toán hiệu quả Net Zero, nghiên cứu chỉ ra “hình phạt carbon”. Thiết kế mô phỏng sử dụng trạm đồng phát chạy bằng khí tự nhiên để cung cấp năng lượng bóc tách nhưng không thu hồi chính lượng khí thải từ trạm này, khiến mức giảm phát thải ròng thực tế của cụm công nghiệp chỉ đạt khoảng 53%, thấp hơn nhiều so với thiết kế 95% của hệ thống tháp hấp thụ.

Khả năng sai số chi phí trong thực tiễn vận hành. Thực tế từ dự án Alberta Carbon Trunk Line cho thấy OPEX đã đội lên hơn 60% chỉ trong 3 năm đầu và sản lượng thu hồi hụt gần 33% so với công suất thiết kế, phá vỡ các mô hình dự phóng ban đầu.

2. Cơ sở kỹ thuật và nhiệt động lực học của chuỗi giá trị CCUS

Để đánh giá chính xác tính ưu việt của mô hình cụm tập trung, trước tiên cần phải đánh giá các rào cản kỹ thuật nội tại của từng phân hệ trong chuỗi giá trị CCUS, bao gồm: thu giữ tại nguồn, tiền xử lý và nén khí, vận chuyển đường ống và bơm ép lưu trữ địa chất.

Thu giữ carbon là công đoạn phức tạp nhất và chiếm tỷ trọng chi phí lớn nhất trong toàn bộ chuỗi giá trị (Tubagus và nnk., 2024). Đối với các cơ sở công nghiệp hiện hữu, giải pháp công nghệ có mức độ trưởng thành cao nhất và khả thi nhất để áp dụng cải tạo là công nghệ thu giữ sau quá trình cháy (post-combustion capture) sử dụng dung môi amine dạng lỏng. Dung môi phổ biến nhất được thiết kế và mô phỏng trong các nghiên cứu kỹ thuật là Monoethanolamine (MEA) với nồng độ 30% theo khối lượng (wt%) (Tubagus và nnk., 2024).



Hình 1. Sơ đồ khối của các hệ thống thu hồi CO₂ mô phỏng dùng để xử lý các dòng khí mục tiêu với nồng độ CO₂ là 5, 10 và 15 mol%.

Khối đồng phát cung cấp toàn bộ nhu cầu nhiệt và điện tự dùng. Đối với các dòng khí mục tiêu có 99 mol% CO₂, chỉ bao gồm các khối được tô xám; nhu cầu điện tự dùng được cung cấp từ lưới điện và nhu cầu nhiệt tự dùng ở mức thấp được đáp ứng thông qua quá trình đốt khí thiên nhiên.

Hệ thống thu giữ này bao gồm một chu trình khép kín với hai thiết bị cốt lõi: tháp hấp thụ (absorber) và tháp tái sinh (stripper). Khí thải từ các lò hơi hoặc tuabin khí, mang theo khí CO₂ ở áp suất gần áp suất khí quyển và nhiệt độ khoảng 50°C, được đưa vào đáy tháp hấp thụ (Tubagus và nnk., 2024). Tại đây, khí thải di chuyển ngược chiều với dòng dung môi MEA chảy từ trên xuống. MEA phản ứng hóa học với CO₂, tạo ra một hợp chất giàu carbon. Phần khí sạch (chủ yếu là nitơ và oxy còn dư) được thải ra môi trường. Dung môi giàu CO₂ sau đó được bơm sang tháp tái sinh, nơi nó được gia nhiệt đến nhiệt độ cao (thường sử dụng hơi nước từ chu trình phát điện hoặc lò hơi phụ trợ) để bẻ gãy liên kết hóa học, giải phóng CO₂ tinh khiết và phục hồi dung môi MEA nghèo carbon để đưa trở lại tháp hấp thụ (Tubagus và nnk., 2024).

Kích thước và chi phí của tháp hấp thụ phụ thuộc phi tuyến tính vào nồng độ CO₂ trong dòng khí thải (Tubagus và nnk., 2024). Khí thải công nghiệp có nồng độ CO₂ cực kỳ đa dạng. Các nhà máy xử lý khí tự nhiên hoặc sản xuất amoniac thường phát thải dòng khí có nồng độ CO₂ lên tới 99% (chỉ cần tiền xử lý và nén mà không cần hệ thống hấp thụ hóa học tốn kém). Ngược lại, khí thải từ các tuabin khí chu trình hỗn hợp (CCGT) thường chỉ chứa 3% đến 4% CO₂, trong khi khí thải từ lò hơi đốt than hoặc lò nung xi măng có nồng độ dao động từ 12% đến hơn 20%. Khi nồng độ CO₂ thấp (như 5 mol%), hệ thống phải xử lý một lưu lượng khí khổng lồ chứa phần lớn là khí nitơ trơ để thu được một lượng CO₂ mục tiêu. Sự gia tăng khối lượng khí thải này đòi hỏi diện tích mặt cắt ngang của tháp hấp thụ phải mở rộng đáng kể để duy trì vận tốc dòng chảy ổn định, ngăn ngừa hiện tượng ngập lụt (flooding) bên trong tháp, từ đó làm tăng vọt chi phí chế tạo, vật liệu và không gian lắp đặt. Không chế kỹ thuật thường giới hạn đường kính tối đa của tháp ở mức 15 m và chiều cao 20 m để tối đa hóa khả năng chế tạo tại xưởng nhằm tiết kiệm chi phí xây dựng; nếu yêu cầu vượt qua giới hạn này, nhà máy phải xây dựng song song nhiều tháp hấp thụ (Tubagus và nnk., 2024).

4. Phân tích chi phí - lợi ích và mô hình tối ưu hóa Cụm tập trung

Hiệu quả kinh tế của công nghệ CCUS được thể hiện rõ nhất thông qua hàm số chi phí phụ thuộc vào quy mô. Sự hiện diện của hiệu ứng quy mô này chính là luận điểm nền tảng hỗ trợ sự phát triển của các cụm CCUS thay vì các dự án độc lập.

4.1. Mô hình hàm chi phí và hiệu ứng quy mô

4.1.1. Khung toán học chi phí thu giữ quy dẫn (LCOC)

Hiệu quả tài chính xuyên suốt vòng đời hoạt động của dự án CCUS được đánh giá dựa trên thước đo tiêu chuẩn: Chi phí thu giữ quy dẫn (Levelized Cost of Capture - LCOC, hoặc mở rộng là LCC). LCOC san phẳng dòng tiền đầu tư thô ban đầu và chi phí vận hành hàng năm trên một mặt bằng quy chiếu của sản lượng CO₂ thu giữ thực tế:

$$LCOC = \frac{CAPEX \times CRF + OPEX_{fix} + OPEX_{var}}{Q} \quad (1)$$

Trong đó, từ số thể hiện tổng chi phí hàng năm quy dẫn. CAPEX là tổng chi phí đầu tư ban đầu để chế tạo, lắp đặt và chạy thử hệ thống. CRF là Hệ số thu hồi vốn (Capital Recovery Factor) nhằm chuyển đổi chi phí vốn trả trước thành một chuỗi niên kim đều đặn hàng năm. CRF chịu sự chi phối chặt chẽ bởi hai biến số: tỷ suất chiết khấu “i” (hay chi phí vốn bình quân gia quyền WACC) và vòng đời hoạt động kỳ vọng của dự án “n” (năm):

$$CRF = \frac{i(1+i)^n}{(1+i)^n - 1} \quad (2)$$

Mẫu số Q là sản lượng CO₂ khối lượng tịnh thực tế được hệ thống thu giữ thành công trong một năm tài chính $OPEX_{fix}$ là chi phí vận hành cố định (nhân sự, bảo hiểm, O&M cố định) và $OPEX_{var}$ là chi phí vận hành biến đổi (năng lượng hơi nước tái sinh, điện lưới nén siêu tới hạn, dung môi amine bù hao hụt).

4.1.2. Phương pháp luận định cỡ chi phí vốn (CAPEX)

Để ước tính chi phí đầu tư của các thiết bị chính trong chuỗi CCUS khi thay đổi quy mô công suất mà không phải thiết kế lại từ đầu (bottom-up), kỹ thuật lập dự toán chi phí áp dụng Phương pháp định cỡ quy mô phi tuyến (Scaling Method):

$$C = C_o \times \left(\frac{Q}{Q_o} \right)^b \quad (3)$$

Trong đó: C là chi phí vốn ước tính của hệ thống mục tiêu; C₀ là chi phí vốn thực tế đã được chứng thực của một hệ thống mô neo tham chiếu; Q và Q₀ lần lượt là công suất thiết kế của hệ thống mục tiêu và hệ thống tham chiếu; b: là hệ số định cỡ quy mô (scaling exponent) mô tả đặc tính phi tuyến. Theo quy chuẩn chất lượng của NETL (Bộ Năng lượng Hoa Kỳ), các hệ số “b” cho từng phân hệ thiết bị thu giữ CO₂ bao gồm: hệ thống tháp hấp thụ hóa học (b=0,6), hệ nén khí đa cấp và làm khô (b=0,61), hệ quạt hút khối lưu lượng lớn (b=0,69) và hệ trao đổi nhiệt (b=0,7).

Để khái quát hóa việc tính toán cho các dòng thải công nghiệp có nồng độ và lưu lượng bất kỳ, nghiên cứu của Đại học Princeton đã thiết lập hàm hồi quy phi tuyến dạng lũy thừa để dự báo trực tiếp tổng chi phí đầu tư lắp đặt (C_{CAP} - tính bằng 2020 USD/(tC CO₂/năm) và tổng chi phí quy dẫn (LCC - tính bằng 2020 USD/t CO₂) dưới dạng:

$$\begin{aligned} C_{CAP} &= C_0 \times M^{-b} \\ LCC &= C_0 \times M^{-b} \end{aligned} \quad (4)$$

Trong đó: M là công suất thu giữ thực tế của nhà máy mục tiêu (tấn C CO₂/năm); C₀ là hằng số mô neo thực nghiệm cho từng nồng độ phát thải.

Các hằng số mô neo C₀ và hệ số quy mô phi tuyến “b” đối với nhà máy thương mại thế hệ sau (NOAK) được xác lập cụ thể như sau:

a. Hệ số Chi phí Vốn lắp đặt (C_{CAP}):

- Dòng khí thải loãng (5 mol% CO₂): C₀=696; b=0,167 (hệ số tương quan R²=0,91).
- Dòng khí thải trung bình (10 mol% CO₂): C₀=580; b=0,197 (hệ số tương quan R²=0,92).
- Dòng khí thải công nghiệp nặng (15 mol% CO₂): C₀=540; b=0,207 (hệ số tương quan R²=0,92).
- Dòng quá trình tinh khiết (99 mol% CO₂): C₀=141; b=0,528 (hệ số tương quan R²=0,99).

b. Hệ số định Chi phí Thu giữ quy dẫn (LCC):

- Dòng khí thải loãng (5 mol% CO₂): C₀=123; b=0,146 (hệ số tương quan R²=0,90).
- Dòng khí thải trung bình (10 mol% CO₂): C₀=105; b=0,167 (hệ số tương quan R²=0,91).
- Dòng khí thải công nghiệp nặng (15 mol% CO₂): C₀=99; b=0,175 (hệ số tương quan R²=0,90).
- Dòng quá trình tinh khiết (99 mol% CO₂): C₀=27; b=0,415 (hệ số tương quan R²=0,97).

4.1.3. Chi phí vận hành (OPEX)

OPEX quyết định tính bền vững tài chính của dự án sau khi vận hành, Dòng $OPEX_{fix}$ thường được nội suy chiếm từ 1,5% đến 3,0% tổng CAPEX để chi trả cho nhân sự trực ca, bảo hiểm và bảo trì vật lý ăn mòn (Tubagus và nnk., 2024).

Dòng $OPEX_{var}$ chịu sự thống trị của "hình phạt năng lượng" (energy penalty) (Tubagus và nnk., 2024). Nhiệt lượng cần thiết cho quá trình hoàn nguyên dung môi trong tháp Stripper đòi hỏi trung bình 3.6 GJ/tấn CO_2 . Để đáp ứng lượng nhiệt và điện ký sinh khổng lồ này mà không phụ thuộc vào nguồn hơi nước trích ly của nhà máy gốc (vốn thường không đủ công suất (Tubagus và nnk., 2024), hệ thống thu giữ thiết kế tích hợp một trạm đồng phát (cogeneration) đốt khí thiên nhiên sử dụng lò hơi và tuabin hơi đối áp (áp suất đầu vào 130 barg, áp suất đối áp 18 barg) đạt hiệu suất nhiệt tổng thể lên tới 93% (84% hơi nước, 9% điện ròng) (Tubagus và nnk., 2024). Chi phí vận hành biến đổi được mô hình hóa theo mặt bằng giá năng lượng công nghiệp tại Vùng Vịnh: giá khí thiên nhiên đạt 3 USD/GJ (tính theo thông số năng lượng cao HHV), điện lưới công nghiệp đạt 49 USD/MWh và dung môi MEA thương mại đạt 2880 USD/tấn (Tubagus và nnk., 2024).

4.2. Nghiên cứu điển hình tại cụm Louisiana

4.2.1. Mô hình kiểm chứng

Để kiểm chứng tính ưu việt của chia sẻ hạ tầng, một nghiên cứu mô phỏng không gian mạng lưới kết hợp thuật toán tối ưu hóa (SimCCS) đã được thực hiện đối với Cụm Công nghiệp Số 4 (Cluster 4) nằm tại hành lang công nghiệp Geismar, Đông Nam bang Louisiana, Hoa Kỳ (Tubagus và nnk., 2024). Khu vực này hội tụ 22 cơ sở công nghiệp thuộc nhiều lĩnh vực khác nhau (hóa dầu, phân bón amoniac, nhiệt điện, chế biến khí) với tổng phát thải khoảng 8,12 triệu tấn CO_2 /năm, trong đó phần lớn là các cơ sở quy mô nhỏ và vừa (Tubagus và nnk., 2024).

Nghiên cứu mô phỏng năm kịch bản với các mức độ chia sẻ hạ tầng tịnh tiến, từ cô lập đến tích hợp toàn diện (Tubagus và nnk., 2024). Thông qua thuật toán tối ưu hóa SimCCS^{PRO}, 5 kịch bản thiết kế chuỗi CTS (Capture, Transport, Storage) được mô phỏng chi tiết:

a. Kịch bản 1 (Standalone Point-to-Point):

Mỗi nhà máy tự xây tháp thu giữ, tự kéo ống thép riêng biệt dẫn CO_2 nén thẳng đến giếng Class VI. Kịch bản này gánh chịu mức CAPEX khổng lồ, trung bình từ 900 USD đến 1.400 USD cho mỗi tấn công suất hàng năm.

b. Kịch bản 2 & 3 (Dùng chung đường ống midstream):

Cho phép kết nối các nguồn phát vào một trục đường ống chính dùng chung (trunkline) để đưa về bể chứa Bayou Sorrel. Kết quả định lượng chứng minh: Việc chuyển sang dùng chung trục ống giúp giảm tới 2/3 chi phí vận chuyển trung bình (giảm xuống dài chỉ còn 8 USD/tấn so với mức Standalone trung bình). Đồng thời, tổng chiều dài mạng lưới đường ống thép thi công trên thực địa sụt giảm ngoạn mục từ hơn 700 km xuống chỉ còn 200 km, loại bỏ phần lớn chi phí giải phóng mặt bằng và rủi ro chậm trễ pháp lý của giếng Class VI (Tubagus và nnk., 2024).

c. Kịch bản 4 & 5 (Chia sẻ tháp thu giữ trung tâm):

Thay vì mỗi cơ sở tự xây tháp hấp thụ MEA đắt đỏ, khói thải (flue gas) từ các nhà máy được dẫn trực tiếp qua hệ thống đường ống dẫn khí áp suất thấp (ducting) về một tháp hấp thụ dung môi dùng chung của nhóm nhỏ (Scenario 4) hoặc một siêu tháp thu giữ trung tâm khổng lồ duy nhất cho toàn cụm (Scenario 5) (Tubagus và nnk., 2024).

Hiệu quả tiết kiệm LCOC khâu thu giữ: Scenario 4 giúp giảm trung bình 19% chi phí thu giữ quy dẫn. Đặc biệt, Scenario 5 (siêu tháp trung tâm cụm) giúp giảm tới 36% chi phí thu giữ quy dẫn trung bình nhờ khai thác tối đa lợi thế quy mô phi tuyến ($b=0,167$ đến $b=0,207$ cho dòng khí loãng).

Cứ cánh cho các nhà máy nhỏ: Đối với các cơ sở phát thải siêu nhỏ (dưới 0.1 Mtpa), việc tham gia vào tháp trung tâm của Hub giúp giảm tới 55% LCOC thu giữ, biến một dự án “bất khả thi về tài chính” thành một phương án kinh tế khả thi.

Sự đánh đổi của chi phí dẫn khói thải (ducting): Do khói thải ở áp suất khí quyển có thể tích khổng lồ, việc xây dựng hệ thống ống dẫn khói đường kính lớn lắp quạt tăng áp hướng trục (ducting) có CAPEX và OPEX vận hành đắt gấp 3 đến 5 lần so với đường ống vận chuyển CO_2 lỏng nén. Tuy nhiên, do mức tiết kiệm CAPEX từ việc gộp tháp thu giữ quá khổng lồ, toàn bộ chi phí phát sinh từ hệ thống ducting bị triệt tiêu hoàn toàn. Tổng chi phí chuỗi CTS ròng của Scenario 5 vẫn ghi nhận mức giảm ròng 17% (từ 138

USD/tấn xuống mức tối ưu).

Phân tích cho thấy, sự dịch chuyển từ S1 sang kịch bản S2 và S3 giúp tổng độ dài đường ống vận chuyển CO₂ siêu tới hạn giảm hơn hai phần ba (từ hơn 700 km xuống chỉ còn khoảng 200 km) (Tubagus và nnk., 2024). Do chi phí xây dựng, cấp phép tuyến hành lang và quản trị rủi ro chiếm phần lớn trong tổng mức đầu tư của các dự án đường ống, mạng lưới chia sẻ trong mô hình cụm đem lại mức tiết giảm chi phí vận chuyển lên tới 66% (Tubagus và nnk., 2024).

4.2.2. Khác biệt giữa thu giữ tập trung và vận chuyển khí thải thô

Với mức giảm ấn tượng trong chi phí thu giữ (giảm 55% chi phí CAPEX và OPEX thu giữ tại S5), mô hình thu gom trung tâm lại gặp phải một rào cản tài chính ẩn: chi phí thiết lập hệ thống ống dẫn khí thải thô (Tubagus và nnk., 2024). Khác với CO₂ siêu tới hạn di chuyển dễ dàng trong ống thép nhỏ gọn ở áp suất cao, khí thải thô chứa nồng độ tro rất cao (oxy, nitơ), thể tích khổng lồ và chỉ có áp suất ngang bằng khí quyển.

Để di chuyển khối lượng khí này từ ống khói nhà máy hiện hữu đến trạm thu giữ tập trung, cần phải xây dựng các đường ống dẫn khí lớn bằng kim loại chống ăn mòn. Hơn nữa, việc duy trì dòng lượng của dòng khí này đòi hỏi phải lắp đặt các quạt ly tâm công suất cực lớn dọc tuyến, gây phát sinh chi phí điện năng và chi phí vận hành. Tại kịch bản S5 của cụm Louisiana, các mô hình toán học chỉ ra rằng chi phí dẫn khí thải thô cao gấp từ 3 đến 5 lần so với chi phí vận chuyển CO₂ siêu tới hạn (Tubagus và nnk., 2024).

Do đó, sự thành bại của mô hình S5 phụ thuộc vào mật độ không gian của các nguồn phát thải. Trong bán kính nhỏ (thường dưới 10-14 km), sự gia tăng chi phí đường ống thông gió được bù đắp dư thừa bởi lợi ích giảm chi phí đầu tư thiết bị của nhà máy thu giữ trung tâm (Tubagus và nnk., 2024). Nhưng vượt quá khoảng cách này, lợi ích quy mô lại bị triệt tiêu. Đặc điểm kỹ thuật này cho thấy bài toán quy hoạch là yếu tố then chốt để kiến tạo một cụm công nghiệp CCUS khả thi.

4.2.3. Thực tế tại Louisiana

CF Industries Donaldsonville & Danh mục của ExxonMobil: vào tháng 7/2025, ExxonMobil đã chính thức đưa vào vận hành thương mại chuỗi T&S kết nối với Tổ hợp Donaldsonville (nhà máy amoniac lớn nhất thế giới của CF Industries), đánh dấu mốc dự án CCS thương mại quy mô lớn đầu tiên của ExxonMobil tại Mỹ. Với đường ống dài 2,3 dặm kết nối Donaldsonville vào mạng lưới 1.500 dặm của ExxonMobil, hệ thống hiện đang thu hồi, sấy khô và nén thành công 2 triệu tấn CO₂ tinh khiết mỗi năm để phục vụ lưu trữ vĩnh viễn. Sự bất phá tiếp tục diễn ra vào tháng 2/2026 khi ExxonMobil khởi động dự án CCS thương mại thứ hai tại Louisiana: thu gom và lưu trữ tới 1,2 triệu tấn CO₂ mỗi năm từ nhà máy xử lý khí thiên nhiên New Generation Gas Gathering (NG3) tại Gillis. Hiện tại, tổng danh mục hợp đồng CCUS của ExxonMobil tại Louisiana đã lên tới hơn 9 triệu tấn/năm (bao gồm các khách hàng lớn khác như Nucor Steel - 0,8 Mtpa và Linde - 2,2 Mtpa chuẩn bị vận hành trong năm 2026, Lake Charles Methanol II - 1,3 Mtpa, AtmosClear - 0,7 Mtpa).

Sự bế tắc của Dự án Air Products Louisiana: Sự tương phản sắc nét nhất về mặt kinh tế giữa mô hình Hub dùng chung và dự án đơn lẻ (Standalone Greenfield) được phơi bày qua quyết định đình chỉ dự án của Air Products tại Ascension Parish, Louisiana. Ban đầu được thiết kế là tổ hợp hydro xanh/lam trị giá từ 4,5 tỷ USD đến 7 tỷ USD với mục tiêu thu giữ và tự lưu trữ độc lập 5 triệu tấn CO₂/năm, Air Products đã chính thức tuyên bố tạm dừng toàn bộ chi phí đầu tư mới vào tháng 5/2025. Mặc dù dự án đủ điều kiện nhận trợ cấp 85 USD/tấn CO₂ từ tín dụng thuế 45Q nâng cấp của Đạo luật Giảm lạm phát (IRA), mức chi phí CAPEX thực tế bị đội lên dãi 900 - 1.400 USD cho mỗi tấn công suất năm đã bóp nghẹt mô hình tài chính. Thêm vào đó, dữ liệu thực tế từ nhà máy thu giữ Port Arthur (Texas) của họ trong giai đoạn 2021-2024 cho thấy hiệu suất thu giữ thực tế chỉ đạt 50-60% so với mục tiêu lý thuyết 90%+, làm gia tăng lo ngại rủi ro vận hành. Đồng thời, các nghiên cứu độc lập từ IEEFA chỉ ra dự án standalone này sẽ gây ra gánh nặng phát thải thứ cấp khổng lồ (energy penalty) và rò rỉ methane thượng nguồn, tạo ra rất ít lợi ích môi trường thực tế bất chấp việc thu tới hơn 6 tỷ USD tiền thuế của người dân Mỹ trong 12 năm. Thất bại lâm sàng này củng cố luận điểm rằng: các siêu dự án standalone tự gánh hạ tầng midstream/downstream greenfield là bất khả thi về tài chính, buộc các nhà phát triển phải dịch chuyển sang mô hình chia sẻ hạ tầng Hub để phân bổ chi phí.

5. Sự tiến hóa mô hình kinh doanh và rủi ro chuỗi giá trị

Sự dịch chuyển từ cấu trúc dự án đơn lẻ sang cấu trúc cụm tập trung đòi hỏi các mô hình kinh doanh tương ứng để quản lý dòng vốn và giảm thiểu xung đột lợi ích của nhiều đối tác liên quan. Sổ tay về Chính sách và Mô hình kinh doanh CCUS của Tổ chức Hợp tác và Phát triển Kinh tế (OECD) và Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA) đã vạch ra ba mô hình cốt lõi chi phối thị trường CCUS hiện tại (IEA, 2023).

5.1. Cấu trúc mô hình kinh doanh tập trung

Mô hình phân tách chuỗi giá trị: Để tránh việc ép buộc một công ty sản xuất phân bón hay xi măng phải điều hành giếng bơm ép địa chất (một năng lực cốt lõi của các công ty dầu khí), mô hình này chia tách pháp nhân kinh doanh thành ba mảng độc lập: Công ty thu giữ (Capture Company), Công ty trung nguồn (Transport/Midstream Company) và Công ty lưu trữ (Storage Company) (IEA, 2023). Việc bóc tách này cho phép tối ưu hóa chi phí vốn (WACC); các quỹ hưu trí và định chế tài chính dài hạn sẵn sàng cấp vốn cho hạ tầng đường ống với mức lợi nhuận kỳ vọng thấp vì tính rủi ro vận hành thấp, khác biệt hoàn toàn với lợi nhuận kỳ vọng cao của mảng hóa chất.

Mô hình mạng lưới trung tâm và vệ tinh: Một đơn vị phát triển hạ tầng (thường là doanh nghiệp do nhà nước tài trợ hoặc tập đoàn năng lượng đa quốc gia) tiên phong xây dựng một tuyến đường ống xương sống và phát triển một khu vực lưu trữ địa chất có sức chứa dư thừa so với nhu cầu hiện tại (IEA, 2023). Các nhà máy công nghiệp xung quanh đóng vai trò là các vệ tinh, chỉ cần trả một mức phí tính trên mỗi tấn CO₂ đưa vào hệ thống. Mô hình này giải phóng hoàn toàn gánh nặng rủi ro địa chất và tìm kiếm cấu trúc ngầm khỏi bảng cân đối kế toán của nhà máy công nghiệp, cho phép họ tập trung nguồn lực vào hoạt động kinh doanh cốt lõi.

Mô hình thu giữ như một dịch vụ: Một đơn vị thứ ba chuyên nghiệp cung cấp gói dịch vụ chìa khóa trao tay. Bằng vốn đầu tư của mình, tổ chức thi công và trực tiếp vận hành hệ thống thu hồi carbon ngay tại khuôn viên nhà máy của khách hàng, sau đó thu phí dịch vụ xử lý môi trường. Mô hình này đang thu hút sự chú ý mạnh mẽ từ các tập đoàn công nghệ làm sạch đa quốc gia (IEA, 2023).

5.2. Rủi ro giao thoa

Sự phân mảnh chuỗi giá trị, dù tối ưu hóa chuyên môn, lại sinh ra “Rủi ro Giao thoa” là điểm yếu của mô hình cụm, kinh nghiệm thực tiễn từ quá trình phát triển CCUS tại Trung Quốc (nơi mô hình cụm đang được hoạch định để đối phó với mạng lưới công nghiệp khổng lồ) cung cấp cái nhìn hiện thực về rủi ro này (Zhang và nnk., 2022).

Sự phụ thuộc lẫn nhau theo chuỗi tạo ra hiệu ứng rủi ro dây chuyền, trường hợp một nhà máy luyện thép - nguồn phát thải mỏ neo của cụm - tạm dừng sản xuất để bảo dưỡng hoặc phá sản do suy thoái kinh tế, mạng lưới đường ống sẽ mất đi phần lớn lưu lượng vận chuyển. Không có dòng lưu lượng ổn định, nhà khai thác đường ống và đơn vị lưu trữ sẽ không có doanh thu để trả nợ vay ngân hàng (Zhang Jiutian và nnk., 2022). Ở chiều ngược lại, nếu quá trình bơm ép CO₂ tại mỏ địa chất gặp sự cố kỹ thuật (ví dụ: áp suất vỉa chứa tăng đột biến) buộc phải dừng tiếp nhận khí, tất cả các nhà máy đang kết nối vào hệ thống sẽ gặp khủng hoảng. Họ buộc phải xả CO₂ trực tiếp ra môi trường (phá vỡ cam kết giảm phát thải, chịu án phạt từ thị trường carbon) hoặc tồi tệ hơn, phải tạm dừng dây chuyền sản xuất chính (Zhang và nnk., 2022).

Hơn nữa, rủi ro bất đồng bộ trong trường hợp sử dụng CO₂ để tăng cường thu hồi Dầu (Enhanced Oil Recovery - EOR) là cực kỳ lớn. Các nhà máy phát thải tạo ra luồng CO₂ liên tục với sản lượng không đổi trong suốt năm vận hành (Zhang và nnk., 2022). Ngược lại, nhu cầu CO₂ của một dự án EOR biến động mạnh theo vòng đời của mỏ: ban đầu cần một lượng khổng lồ để tạo áp suất đẩy dầu, nhưng vài năm sau, lượng CO₂ bơm xuống sẽ hòa trộn với dầu và được khai thác lên lại bề mặt. Lượng CO₂ tái sinh này sẽ được bóc tách và bơm ngược lại mỏ, làm giảm mạnh nhu cầu CO₂ mới cần mua từ hệ thống công nghiệp (Zhang và nnk., 2022). Sự lệch pha về cung - cầu này không thể được giải quyết bằng các hợp đồng song phương đơn thuần túy.

Đứng trước các vấn đề này, IEA khuyến nghị không thể phó mặc toàn bộ cho cơ chế thị trường tự do, sự thành bại của cụm CCUS bắt buộc phải có sự hiện diện của Chính phủ trong vai trò “Người mua cuối cùng” (IEA, 2026). Cơ quan nhà nước phải đóng vai trò như một quỹ bảo hiểm hệ thống, cam kết chi trả các khoản bù đắp rủi ro cho nhà khai thác hạ tầng nếu một mắt xích trong chuỗi bị đứt gãy ngoài ý muốn, từ đó giúp dự án trở nên có khả năng được ngân hàng cho vay. Đồng thời, rủi ro trách nhiệm pháp lý dài hạn đối với sự cố rò rỉ khí CO₂ khỏi tầng lưu trữ ngầm - vốn kéo dài nhiều thế kỷ - cũng cần được Chính phủ tiếp nhận và chuyển giao sau khoảng 10-20 năm mở đóng cửa thành công (IEA, 2023).

6. Thiết kế chính sách và cơ chế tài chính

Bản chất của CCUS (nếu không kết hợp với EOR) là hoạt động xử lý chất thải thuần túy, không tạo ra sản phẩm hàng hóa có giá trị thặng dư trực tiếp trên thị trường tiêu dùng. Do đó, động lực thương mại duy nhất tồn tại là giá trị của “tín chỉ carbon” hoặc việc tránh phải nộp “thuế carbon”. Tuy nhiên, sự biến động cực đoan của thị trường mua bán hạn ngạch khí thải (như Hệ thống ETS của Châu Âu) khiến các nhà đầu tư cân nhắc đối với các đại dự án CCUS kéo dài hàng thập kỷ. Để kiến tạo tính ổn định về dòng tiền, các quốc gia phương Tây đã thiết kế các cơ chế tài chính tiên phong (Economic Research Institute for ASEAN and East, 2023).

6.1. Hợp đồng chênh lệch Carbon (CCfD)

CCfD được đánh giá là cơ chế chính sách tốt nhất hiện nay, được cải biên từ thị trường năng lượng tái tạo sang lĩnh vực khử carbon công nghiệp (Clean Air Task Force, 2024). Trọng tâm của CCfD là bảo vệ dự án khỏi rủi ro giá trị carbon sụp đổ.

Cơ chế hoạt động bắt đầu bằng việc nhà đầu tư dự án tính toán chi phí quy dẫn của hệ thống (LCC) để đề xuất một giá thực hiện - tức là mức giá cố định trên mỗi tấn CO₂ thu hồi cần thiết để dự án hòa vốn và có biên lợi nhuận hợp lý (Clean Air Task Force, 2024). Cơ quan nhà nước sẽ ký hợp đồng bảo hộ dài hạn (từ 10 đến 15 năm) với mức giá này. Trong quá trình vận hành, nếu giá chứng chỉ carbon trên thị trường thấp hơn mức giá thực hiện, ngân sách nhà nước sẽ giải ngân tiền mặt bù đắp phần chênh lệch này cho nhà đầu tư. Điểm tinh tế của CCfD là cơ chế phòng vệ hai chiều ở một số quốc gia: nếu giá trị thị trường carbon tăng vọt và vượt qua giá thực hiện, doanh nghiệp phải hoàn trả phần lợi nhuận siêu ngạch lại cho nhà nước, bảo vệ người nộp thuế khỏi sự lãng phí tài trợ.

Mô hình này đang được triển khai mạnh mẽ qua các biến thể ở Châu Âu:

Hà Lan (Chương trình SDE++): Là nòng cốt cho dự án Cụm Porthos tại Cảng Rotterdam, SDE++ sử dụng mô hình CCfD bất đối xứng (không yêu cầu hoàn trả khi giá cao hơn dự kiến) để trợ cấp sự chênh lệch chi phí thực tế cho việc thu giữ từ các cụm công nghiệp luyện kim và hóa dầu (Economic Research Institute for ASEAN and East, 2023). Ngân sách được phân bổ hàng năm có lúc lên tới 13 tỷ Euro để duy trì niềm tin đầu tư (Clean Air Task Force, 2024).

Vương quốc Anh (Hợp đồng ICC): Nước Anh tổ chức các đợt đấu thầu chọn lọc dựa trên hệ thống tiêu chí khắt khe: 30% điểm khả thi giao hàng, 25% điểm giảm phát thải, 20% lợi ích kinh tế và 15% hiệu quả chi phí (Clean Air Task Force, 2024). Các dự án thắng thầu (yêu cầu tỷ lệ thu giữ trên 85% và kết nối vào hạ tầng cụm T&S) được Công ty Hợp đồng Các-bon Thấp (LCCC) của chính phủ ký bảo trợ với mức giá cố định (ví dụ 83 Bảng/tấn) trong vòng 10 năm đầu tiên để ổn định khả năng vay nợ ngân hàng (Clean Air Task Force, 2024).

Dan Mạch (Quỹ CCUS): Chương trình trợ giá được tính toán chi tiết bằng cách lồng ghép dự báo dài hạn của thị trường ETS và thuế carbon nội địa vào mô hình giá thực hiện, trao thầu thông qua các hợp đồng kéo dài đến 20 năm, tập trung vào việc tạo khối lượng giảm phát thải (additionality) nhanh nhất có thể (Clean Air Task Force, 2024).

6.2. Thuế doanh nghiệp

Khác với triết lý quản lý giá của Châu Âu, Hoa Kỳ áp dụng một công cụ kinh tế tự do hơn: Tín dụng thuế 45Q (Đạo luật Giảm Lạm phát - IRA) (Economic Research Institute for ASEAN and East, 2023). Thay vì tạo lập hợp đồng phức tạp, cơ chế này cung cấp một khoản khấu trừ thuế thu nhập doanh nghiệp cố định - lên tới 85 USD cho mỗi tấn CO₂ được lưu trữ vĩnh viễn thành công (Economic Research Institute for ASEAN and East, 2023). Cơ chế này mang tính kích cầu trực tiếp, biến việc xử lý rác thải môi trường thành một lợi thế kinh tế thực thụ. Nhược điểm là dự án phải phụ thuộc vào các công ty có quy mô lợi nhuận lớn để tận dụng lợi ích này, dẫn đến cấu trúc tài trợ vốn phức tạp.

Đối với phần cơ sở hạ tầng mạng lưới đường ống dùng chung, các quốc gia đang khuyến khích áp dụng cơ chế RAB (Regulated Asset Base) (IEA, 2026). Trong RAB, một doanh nghiệp xây dựng hạ tầng xương sống (đường ống quy mô lớn) và được cơ quan quản lý năng lượng cho phép thu phí đối với người dùng (spokes) ở mức đảm bảo thu hồi đủ vốn đầu tư cộng với một tỷ suất lợi nhuận cố định được nhà nước phê duyệt (IEA, 2026). Mô hình này, tương tự như cách vận hành lưới điện quốc gia hoặc hạ tầng truyền tải khí đốt tự nhiên, giải quyết hoàn hảo bài toán xung đột trong giai đoạn sơ khai của ngành CCUS.

7. Hoàn thiện không gian pháp lý tại Việt Nam

Sự phát triển kinh tế bùng nổ của Việt Nam song hành với rủi ro gia tăng phát thải từ nền công nghiệp chế biến chế tạo nặng. Cột mốc cam kết Net Zero tại COP26 đã buộc Việt Nam phải cập nhật Đóng góp do quốc gia tự quyết định (NDC) và định hình CCUS như một trọng tâm công nghệ trong Quy hoạch Điện VIII (Quyết định số 768/QĐ-TTg ngày 15/04/2025) và Chiến lược Quốc gia về Biến đổi Khí hậu đến năm 2050 (Quyết định số 896/QĐ-TTg ngày 26/07/2022). Giai đoạn 2024 - 2026 đánh dấu những nỗ lực kiện toàn thể chế mang tính bước ngoặt nhằm đón đầu dòng vốn tài chính xanh (Economic Research Institute for ASEAN and East, 2023).

7.1. Về lập pháp

Mặc dù Việt Nam chưa ban hành một quy định riêng để điều chỉnh toàn diện chuỗi giá trị CCUS (U.S. Department of State's Bureau of Energy Resources, 2024), sự ra đời của các văn bản pháp luật nền tảng đã thiết lập một hệ sinh thái pháp lý hứa hẹn cho mô hình cụm tập trung:

Thị trường Carbon thí điểm và hạn mức xuất khẩu tín chỉ (Nghị định 119/2025/NĐ-CP): Nghị định này

là cú hích tạo ra nhu cầu tiêu thụ công nghệ CCUS nội địa (Economic Research Institute for ASEAN and East, 2023). Nghị định yêu cầu các cơ sở phát thải lớn (đối tượng kiểm kê nhà kính) tuân thủ hạn ngạch và được phép sử dụng tín chỉ carbon để bù trừ tối đa 30% nghĩa vụ (Economic Research Institute for ASEAN and East, 2023). Đáng chú ý, nhằm tối đa hóa động lực cho CCUS, Chính phủ cho phép các dự án CCUS được quyền xuất khẩu lên tới 90% số tín chỉ carbon tạo ra (Economic Research Institute for ASEAN and East, 2023). Quyết định này giúp các nhà phát triển dự án CCUS tiếp cận được mặt bằng giá carbon quốc tế cao hơn nhiều so với thị trường nội địa, đồng thời đảm bảo nguồn ngoại tệ để trả nợ cho các nhà cung cấp thiết bị nước ngoài.

Luật Đầu tư công 2024: Nút thắt đối với các dự án tại Việt Nam là công tác đền bù giải phóng mặt bằng phức tạp và kéo dài, Luật Đầu tư công sửa đổi năm 2024 cho phép tách rời hạng mục bồi thường, tái định cư và giải phóng mặt bằng thành một tiểu dự án độc lập. Điều này mang lại lợi thế cho việc thiết lập các hành lang đường ống CO₂ liên tỉnh kết nối các cụm công nghiệp với thêm lực địa.

Danh mục Phân loại Xanh (Quyết định 21/2025/QĐ-TTg): Việc chính thức đưa CCUS vào hệ thống phân loại xanh nội địa là hành pháp lý cho phép các liên danh đầu tư dự án tiếp cận các gói tín dụng xanh từ hệ thống ngân hàng thương mại và nguồn trái phiếu xanh ưu đãi (Economic Research Institute for ASEAN and East, 2023).

Luật Dầu khí 2022: Trong bối cảnh thiếu vắng luật riêng biệt, Luật Dầu khí hiện là văn bản có thẩm quyền quản lý trực tiếp nhất đối với hoạt động lưu trữ địa chất (U.S. Department of State's Bureau of Energy Resources, 2024). Các điều khoản về thăm dò, khoan khai thác và quản lý lòng đất đáy biển đang được điều chỉnh linh hoạt để áp dụng cho quy trình bơm ép và niêm phong CO₂ vào các mỏ dầu khí cạn kiệt.

7.2. Khoảng trống pháp lý

Bên cạnh những điểm sáng, Báo cáo kỹ thuật Sổ tay CLDP (2024) và các nghiên cứu của IEA cũng chỉ ra những rủi ro pháp lý còn tồn đọng cản trở dòng vốn tư nhân (IEA, 2026):

Khung luật pháp hiện tại chưa xác định rõ vị thế của CO₂ trong chuỗi giá trị CCUS đối với việc xác định CO₂ là chất thải nguy hại cần tiêu hủy hoặc hàng hóa thương mại chịu thuế GTGT, hay một tài nguyên cần cấp phép khai thác? Sự mơ hồ này gây lúng túng trong thủ tục hải quan nhập khẩu lưu lượng khí cũng như các quy chuẩn an toàn lao động (U.S. Department of State's Bureau of Energy Resources).

Về dài hạn: Khung pháp lý Việt Nam chưa có quy định về cơ chế chuyển giao trách nhiệm từ doanh nghiệp khai thác về lại cho Nhà nước sau một khoảng thời gian theo dõi an toàn nhất định hậu đóng mỏ.

Chuẩn mực đo lường, báo cáo và thẩm định: Các dự án CCUS cần tuân thủ nghiêm ngặt các tiêu chuẩn kỹ thuật về chất lượng khí (độ ẩm, độ tinh khiết) chống ăn mòn đường ống và phương thức quan trắc rò rỉ tầng chứa. Việt Nam cần sớm nội luật hóa các tiêu chuẩn ISO tương ứng để đảm bảo tín chỉ carbon sinh ra được cộng đồng quốc tế công nhận (IEA, 2023).

8. Quy hoạch các cụm CCUS tiềm năng tại Việt Nam

Sự chênh lệch giữa vị trí phân bố các khu công nghiệp phát thải lớn và vị trí của các mỏ cấu tạo địa chất phù hợp tạo ra hai đặc thù kinh tế vùng miền có nhiều khác biệt. Cấu trúc mô hình tài chính cần được nghiên cứu, đánh giá trên cơ sở đặc thù cho từng khu vực trọng điểm: Cụm Đông Nam Bộ (Nhơn Trạch) và Cụm Phía Bắc (Hải Phòng) tại Bảng 1.

Bảng 1. Tổng hợp đặc điểm quy hoạch cho Việt Nam.

Đặc điểm Quy hoạch	Cụm Đông Nam Bộ (ví dụ Trung tâm điện lực Nhơn Trạch)	Cụm Công nghiệp Phía Bắc (Trọng điểm Hải Phòng)
Cấu trúc nguồn phát thải	Cụm điện khí tự nhiên CCGT (Nhơn Trạch 1,2,3,4).	Hỗn hợp công nghiệp nặng: Nhiệt điện than, Xi măng, Luyện thép, Sản xuất Hydro/Hóa chất.
Đặc tính nhiệt động lực học	Nồng độ CO ₂ cực thấp (3-4%). Yêu cầu thấp hấp thụ khổng lồ, tiêu hao nội bộ cực kỳ tốn kém.	Nồng độ CO ₂ cao (Nhiệt điện than 12-14%, Xi măng >20%, Hydro 99%). Hiệu suất hấp thụ rất tốt.
Đánh giá chi phí thu giữ	Mức rất cao, dao động từ \$60 đến \$90 trên mỗi tấn CO ₂ thu hồi.	Mức trung bình đến thấp, dao động từ \$25 (Hydro) đến \$40 - \$70 (Than) trên mỗi tấn CO ₂ .
Lợi thế vận chuyển và hạ tầng	Tiếp cận hệ thống đường ống khí Nam Côn Sơn hiện hữu; khả năng cải tạo thành luồng vận chuyển ngược (reverse flow).	Không có hạ tầng đường ống liên kết sẵn có. Đòi hỏi đầu tư mạng lưới thu gom (Gathering network) mới hoàn toàn.
Tiềm năng lưu trữ địa chất	Trực tiếp liên kế Bể trầm tích Cửu Long (khả năng chứa 692 triệu tấn), nơi tập trung nhiều mỏ dầu đang trong giai đoạn suy kiệt.	Khoảng cách xa đến Bể Sông Hồng hoặc bắt buộc tìm kiếm các tầng ngậm nước mặn (saline aquifers) trong đất liền. Thiếu số liệu địa chất sâu.
Dòng tiền	Doanh thu trực tiếp và lớn từ việc bán CO ₂ để thực hiện tăng cường thu hồi dầu (EOR) tại các mỏ Bạch Hổ, Rồng Đông.	Trồng cây hoàn toàn vào thị trường tín chỉ carbon, tránh thuế biên giới CBAM của Châu Âu, không có doanh thu gia tăng giá trị tại nguyên.

8.1. Bài toán LCOE tại Nhơn Trạch và Chiến lược EOR

Khu vực Nhơn Trạch với tổ hợp các nhà máy điện khí đang vận hành và đang xây dựng (đặc biệt là dự án Nhơn Trạch 3 & 4 công suất 1624 MW) mang trong mình đầy đủ tiềm năng để trở thành hạt nhân của cụm CCUS đầu tiên tại Việt Nam.

Tuy nhiên, bài báo cáo phân tích chi tiết công nghệ CAP tại Nhơn Trạch 2 chỉ ra thách thức nghiêm trọng về hiệu quả tài chính, với nồng độ CO₂ chỉ từ 3-4% trong khí thải tuabin CCGT, việc lắp đặt hệ thống MEA không chỉ ngốn một khoản CAPEX khổng lồ mà việc chia sẻ hơi nước cho quá trình tái sinh dung môi sẽ làm tụt giảm mạnh công suất phát điện tịnh của nhà máy. Hệ quả là giá thành sản xuất điện quy dẫn (LCOE) của Nhơn Trạch 2 có thể bị đẩy lên cao hơn từ 20% đến 50% so với giá thành cơ sở (Economic Research Institute for ASEAN and East, 2023).

Trong bối cảnh chi phí thu giữ cao (\$60 - \$90/tấn), phương án kinh tế cho cụm Nhơn Trạch là sự kết hợp với hoạt động EOR ngoài khơi thêm lục địa. Bơm CO₂ vào các mỏ cạn kiệt tại Bể Cửu Long không chỉ giúp giải bài toán phát thải khí nhà kính mà còn khôi phục áp suất vỉa, đẩy lượng dầu thô khó khai thác lên bề mặt, mang lại nguồn doanh thu bù đắp một phần chi phí vận hành lớn của hệ thống. Sự phối hợp nội bộ giữa Tập đoàn Công nghiệp- Năng lượng Quốc gia Việt Nam (PetroVietnam - đơn vị khai thác EOR) và PV Power (đơn vị phát điện) sẽ tạo ra chuỗi giá trị khép kín, tối ưu hóa dòng tiền và giảm chi phí giao dịch thương mại giữa các khâu (Economic Research Institute for ASEAN and East, 2023).

8.2. Động lực tín chỉ Carbon tại Cụm Hải Phòng

Trái ngược với sự bù đắp chi phí từ EOR ở phía Nam, Cụm trung tâm công nghiệp nặng Hải Phòng là bài kiểm tra độ bền vững về chính sách tài chính thuần túy. Nguồn phát thải từ xi măng và luyện thép ở đây mang tính cô đặc cao, giúp chi phí thu giữ tại nguồn ở mức khá lý tưởng (\$25 - \$70/tấn). Việc xây dựng mô hình Hub chia sẻ mạng lưới đường ống thu gom (như kịch bản S4 trong nghiên cứu Louisiana) tại Hải Phòng sẽ tối đa hóa hiệu quả kinh tế.

Tuy nhiên, do rào cản về khoảng cách lưu trữ đến Bể Sông Hồng và sự thiếu vắng cơ hội EOR, cụm Hải Phòng sẽ phải gánh chịu toàn bộ chi phí chìm cho hạ tầng lưu trữ. Động lực duy nhất để các nhà máy nhiệt điện than và xi măng tại đây lắp đặt CCUS là sự đe dọa của Cơ chế Điều chỉnh Biên giới Carbon (CBAM) do Liên minh Châu Âu áp đặt và sự hấp dẫn của nguồn thu từ xuất khẩu tín chỉ carbon theo Nghị định 119/2025/NĐ-CP. Cụm Hải Phòng là địa điểm lý tưởng để Chính phủ áp dụng các công cụ trợ giá theo mô hình Châu Âu.

9. Kiến nghị

Việc hiện thực hóa quy hoạch các kịch bản CCUS quy mô 1 GW điện khí vào năm 2030 và mở rộng thêm 3,2 GW nhiệt điện than cải tạo cộng 1,2 GW nhiệt điện khí mới mỗi năm trong giai đoạn 2035 - 2050 đòi hỏi hành động mạnh mẽ từ Nhà nước. Dựa trên thực trạng pháp lý và phân tích kỹ thuật kinh tế, sau đây là các nhóm kiến nghị khả thi cho Việt Nam.

9.1. Luật hóa cơ chế hợp đồng chênh lệch carbon và khung giá

Kinh nghiệm từ cơ chế SDE++ của Hà Lan chứng minh rằng thị trường tự do không thể giải quyết chi phí CAPEX rất lớn của CCUS (Clean Air Task Force, 2024).

Hình thành quỹ CCfD: Chính phủ xem xét thành lập một cơ chế Hợp đồng chênh lệch Carbon (CCfD), sử dụng nguồn tài trợ từ các cam kết quốc tế (như Đối tác Chuyển dịch Năng lượng Công bằng - JETP) và ODA. Đối với cụm công nghiệp nặng như Hải Phòng - nơi thiếu dòng doanh thu từ EOR, nhà nước sẽ ký cam kết bao tiêu. Trường hợp giá tín chỉ carbon nội địa và quốc tế giảm sút và thấp hơn chi phí thu hồi (LCC) trung bình của nhà máy xi măng, quỹ CCfD sẽ tự động bù đắp khoảng chênh lệch này. Sự chắc chắn về dòng tiền này là điều kiện tiên quyết để các định chế tài chính chấp thuận giải ngân vốn vay dài hạn.

Chính sách FiT cho điện khí: Tại Cụm Đông Nam Bộ, để giải quyết bài toán LCOE tăng 30-50% tại các nhà máy Nhơn Trạch do tổn hao năng lượng chạy thiết bị hấp thụ, Bộ Công Thương xem xét ban hành khung giá điện sạch cho Hợp đồng Mua bán điện (PPA) đặc thù với cơ chế giá mua điện năng (FiT) cao hơn hoặc cơ chế bao tiêu linh hoạt khi tích hợp hệ thống CCUS (PVPower, 2022).

9.2. Ưu tiên mô hình hạ tầng dùng chung và vai trò Nhà nước

Quy hoạch hành lang tuyến tính cấp Quốc gia: Khai thác tối đa điểm đột phá trong Luật Đầu tư công 2024 về tách rời công tác giải phóng mặt bằng (Economic Research Institute for ASEAN and East, 2023), Nhà nước xem xét dùng ngân sách trung ương hoặc vốn đối ứng để bồi thường giải phóng mặt bằng và ấn định sớm các hành lang đường ống CO₂ xương sống chiến lược liên kết đất liền ra thêm lục địa, cũng như kết nối liên vùng.

Vai trò đầu mối của PetroVietnam: Xem xét thí điểm giao đầu mối xây dựng hệ thống đường ống và thăm định kho chứa ngầm cho PetroVietnam nhờ bề dày chuyên môn địa chất. PetroVietnam sẽ đầu tư và quản lý theo mô hình RAB, thu lại chi phí thông qua khoản phí vận chuyển lưu trữ được Nhà nước điều tiết, bảo đảm tỷ suất hoàn vốn ở mức an toàn cho doanh nghiệp nhà nước (IEA, 2026).

Cơ chế bao tiêu: Để ngăn chặn hiệu ứng sụp đổ dây chuyền khi một mắt xích trong cụm gặp sự cố (ví dụ mô bơm ép bị quá áp hoặc đường ống rò rỉ), Bộ Tài chính phải đóng vai trò là bao tiêu cuối cùng (IEA, 2026), đồng thời cung cấp cơ chế bảo lãnh tín dụng tạm thời hoặc trợ cấp ngừng sản xuất để đảm bảo dòng tiền để các nhà khai thác hạ tầng trong thời gian hệ thống bảo trì sự cố.

9.3. Hoàn thiện hành lang pháp lý về không gian ngầm

Cuối cùng, mọi mô hình kinh tế sẽ không đạt kỳ vọng trong trường hợp dòng vốn FDI từ chối tham gia vì rủi ro pháp lý không định lượng được. Quốc hội và Bộ Nông nghiệp và Môi trường cần nghiên cứu bổ sung các quy định:

Định danh bản chất pháp lý của CO₂ tinh khiết sau thu hồi để làm rõ nghĩa vụ hải quan, quy trình xin giấy phép lưu chuyển hàng hóa nguy hiểm (U.S. Department of State's Bureau of Energy Resources, 2024).

Thiết lập cơ chế chấm dứt trách nhiệm minh bạch. Doanh nghiệp điều hành dự án lưu trữ địa chất tại Việt Nam chỉ chịu trách nhiệm giám sát mỏ chứa trong một số năm nhất định (ví dụ 20 năm) sau khi hoàn tất việc bơm ép và đóng niêm phong giếng. Nếu hệ thống quan trắc xác nhận không có hiện tượng di cư khí bất thường, toàn bộ trách nhiệm pháp lý và bảo hiểm cho mỏ lưu trữ trong thời gian tiếp theo sẽ được chuyển giao cho Nhà nước quản lý (IEA, 2026).

10. Kết luận

Mô hình Cụm CCUS tập trung có cấu trúc toàn diện về kinh tế học kỹ thuật, bằng việc san sẻ chi phí cố định của mạng lưới đường ống đất đỏ và thu nạp những khí thải phân tán vào các tháp hấp thụ trung tâm, lợi thế kinh tế theo quy mô làm giảm chi phí xử lý trên mỗi đơn vị carbon xuống mức có thể chấp nhận được về mặt thương mại (Tubagus và nnk., 2024).

Đối với Việt Nam, kỷ nguyên Net Zero đã mở ra với nền tảng pháp lý đang dần định hình thông qua Nghị định 119/2025/NĐ-CP và Quyết định 21/2025/QĐ-TTg. Cơ hội phát triển Cụm Nhon Trạch liên minh với lợi thế EOR của Bể Cửu Long, hay việc biến Cụm Hải Phòng thành trung tâm công nghiệp xanh khép kín chống lại thuế biên giới châu Âu là những đại điểm có tiềm năng. Tuy nhiên, để thực thi Nhà nước phải xem xét các chính sách tái phân bổ rủi ro phù hợp.

Bên cạnh đó, việc vận dụng Hợp đồng CCfD, Khung giá FiT cho điện sạch tích hợp cho nhiệt điện, vai trò bao tiêu trong hệ thống rủi ro chuỗi, sự hỗ trợ tài chính song hành cùng với quy hoạch không gian hạ tầng tuyến tính mạch lạc, công nghệ CCUS sẽ có cơ hội vượt qua giai đoạn thí điểm, chuyển hóa thành một hệ sinh thái tuần hoàn, bảo vệ nền tảng công nghiệp nặng của Việt Nam trước các chế tài thuế quan ngày càng khắt khe của thương mại xanh toàn cầu.

Tài liệu tham khảo

- Tubagus Aryandi Gunawan, Hongxi Luo, Chris Greig, Eric Larson, (2024). *Shared CO₂ capture, transport, and storage for decarbonizing industrial clusters*, Applied Energy, Volume 359, 2024, 122775, ISSN 0306-2619 (<https://doi.org/10.016/j.apenergy.024.2775>).
- Economic Research Institute for ASEAN and East (2023): *Viet Nam 2045: Development Issues and Challenges - Commemorating 50 years of Viet Nam–Japan* Edited by Fukunari Kimura and the Viet Nam 2045 team, ISBN no.78-602-5460-53-1.
- Zhang Jiutian, Wang Zhiyong, Kang Jia-Ning, Song Xiangjing and Xu Dong, (2022). *Several key issues for CCUS development in China targeting carbon neutrality*, Published: 16 May 2022 Volume 1, article number 17, (2022) (<https://doi.org/10.007/s43979-022-00019-3>).
- IEA, (2023). *CCUS Policies and Business Models: Building a Commercial Market*, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/ccus-policies-and-business-models-building-a-commercial-market>, Licence: CC BY 4.0.
- PVPower, *Dự án: Thu hồi và sản xuất CO₂ lỏng thương mại từ khói thải nhà máy điện Nhon Trạch 2 của Công ty Cổ phần Điện lực Dầu khí Nhon Trạch 2 (PVPower NT2) thuộc Tổng công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam – Công ty cổ phần (PVPower)*.
- IEA, (2026). *Financing CCUS at Scale*, IEA, Paris <https://www.iea.org/reports/financing-ccus-at-scale>, Licence: CC BY 4.0.
- Clean Air Task Force, (2024). *Designing Carbon Contracts for Difference: A comparison of incentives for carbon capture and storage in Europe*.
- U.S. Department of State's Bureau of Energy Resources, (2024). *Carbon Capture, Utilization, and Storage:*

Handbook for Policymakers.

Quyết định số 768/QĐ-TTg ngày 15/04/2025 của Thủ tướng Chính phủ *phê duyệt Điều chỉnh Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2050 (gọi tắt là Điều chỉnh Quy hoạch điện VIII)* và Quyết định số 896/QĐ-TTg ngày 26/07/2022 của Thủ tướng Chính phủ *phê duyệt Chiến lược quốc gia về biến đổi khí hậu giai đoạn đến năm 2050*; Nghị định số 119/2025/NĐ-CP ngày 09/06/2025 của Chính phủ về *Sửa đổi, bổ sung một số điều của Nghị định số 06/2022/NĐ-CP ngày 07/01/2022 của Chính phủ quy định giảm nhẹ phát thải khí nhà kính và bảo vệ tầng ô-dôn* và Quyết định số 21/2025/QĐ-TTg ngày 04/07/2025 của Thủ tướng Chính phủ về *Quy định tiêu chí môi trường và việc xác nhận dự án đầu tư thuộc danh mục phân loại xanh*.

ABSTRACT

Techno-economic foundations of centralized CCUS hubs and development pathways for Vietnam

Doan Thi Tram¹, Le Quang Duyen¹, Nguyen Khac Long¹, Nguyen Van Thanh¹, Tran Van Quang²

¹ Hanoi University of Mining and Geology, Hanoi, Vietnam

² PetroVietnam Power Corporation (PV Power), Vietnam

In the context of Vietnam's commitment to achieving net-zero greenhouse gas emissions by 2050, Carbon Capture, Utilization and Storage (CCUS) has emerged as a critical decarbonization pathway for hard-to-abate industrial sectors. However, the high capital and operating costs associated with standalone CCUS projects remain a major barrier to large-scale deployment. This study investigates the techno-economic foundations of centralized CCUS hubs through a Techno-Economic Assessment (TEA) framework, combined with an analysis of international experiences from the United States, Europe, and China. The results indicate that shared capture, transport, and storage infrastructure generates significant economies of scale, substantially reducing the Levelized Cost of Carbon Capture (LCOC), particularly for small- and medium-scale emission sources. A case study of the Louisiana industrial cluster demonstrates that shared infrastructure can reduce transportation costs by up to 66% and capture costs by up to 36% compared with standalone configurations. Based on an examination of business models, financing mechanisms, and value-chain risks, the study evaluates the readiness of Vietnam's emerging regulatory framework and identifies strategic opportunities for CCUS hub development in Nhon Trach and Hai Phong. The findings suggest that successful CCUS deployment in Vietnam will require the establishment of Carbon Contracts for Difference (CCfDs), state-supported shared infrastructure models, and a comprehensive legal framework governing geological CO₂ storage. These measures are essential to transforming CCUS from an environmental compliance tool into a strategic instrument for energy transition and industrial competitiveness in a low-carbon economy.

Keywords: CCUS Hub; Carbon Capture, Utilization and Storage; Techno-economic assessment; Net Zero; Climate policy; Vietnam.