



ASMES - 2025

www.khaithacloathien.edu.vn



Application of CCUS Technology in TKV Thermal Power Plants: Potentials and Prospects (Part I)

Phạm Anh Hải^{1, *}, Nguyễn Anh Tuấn¹, Trịnh Văn Hiệp³, Phạm Hồng Thái², Đặng Anh Đức²

¹ Research Center for Mining and Electro-Mechanical Engineering, Hanoi University of Mining and Geology, Vietnam

² TKV, Cao Ngan Thermal Power Company, Thai Nguyen province, Vietnam

ABSTRACT

This study explores the feasibility of implementing carbon capture, utilization, and storage (CCUS) technology at coal-fired power plants using circulating fluidized bed (CFB) boilers, operated by the Vietnam National Coal and Mineral Industries Holding Corporation Limited (TKV). Against the backdrop of Vietnam's Net Zero commitment and its preparation for implementing a domestic carbon market, the application of CCUS is considered a long-term solution to maintain coal-fired power generation while reducing CO₂ emissions. The paper analyzes flue gas characteristics, infrastructure conditions, applicable CCUS technologies, expected outcomes and benefits, economic feasibility, and the potential to generate carbon credits. On that basis, it proposes pilot deployment of CCUS at suitable power plants under TKV.

Keywords:

CCUS, Net Zero, Carbon credits, Green transition, Amine solvents.

*Tác giả liên hệ

E - mail: haiphamanh@gmail.com

Ứng dụng công nghệ CCUS trong các nhà máy nhiệt điện TKV: tiềm năng và triển vọng (Kỳ I)

Phạm Anh Hải^{1, *}, Nguyễn Anh Tuấn¹, Trịnh Văn Hiệp³, Phạm Hồng Thái², Đặng Anh Đức²

¹ Trung tâm Nghiên cứu Cơ Điện Mỏ, Trường Đại học Mỏ - Địa Chất, Hà Nội, Việt Nam

² Công ty Nhiệt điện Cao Ngạn - TKV, Thái Nguyên, Việt Nam

TÓM TẮT

Bài báo này nhằm đánh giá tiềm năng ứng dụng công nghệ thu hồi, sử dụng và lưu trữ cacbon (CCUS) tại các nhà máy nhiệt điện đốt than lò hơi tăng sôi tuần hoàn (CFB) thuộc Tập đoàn Công nghiệp Than - Khoáng sản Việt Nam (Tập đoàn TKV). Trong bối cảnh Việt Nam cam kết Net Zero và chuẩn bị triển khai thị trường carbon, việc áp dụng CCUS sẽ đóng vai trò là giải pháp lâu dài để duy trì sản xuất nhiệt điện đốt than mà vẫn giảm được phát thải CO₂. Bài viết phân tích đặc điểm khí thải, điều kiện hạ tầng, công nghệ CCUS phù hợp, kết quả và lợi ích mang lại, hiệu quả kinh tế và khả năng tạo tín chỉ carbon. Trên cơ sở đó, đề xuất thí điểm CCUS tại nhà máy phù hợp thuộc TKV.

Từ khóa: CCUS, Netzero, Tín chỉ carbon, Chuyển đổi xanh, Dung môi amine

1. Mở đầu

Trước thách thức khí hậu toàn cầu ngày càng nghiêm trọng, nhiều quốc gia, trong đó có Việt Nam, đã phải triển khai các biện pháp mạnh mẽ nhằm kiểm soát và cắt giảm phát thải khí nhà kính. Theo báo cáo “Global Status of CCS Report 2024 - Collaborating For A NetZero Future” của Global CCS Institute (Head Office Australia) năm 2024:

+ Trên thế giới, CCUS đang nổi lên như một lĩnh vực phát triển nhanh chóng và được ứng dụng ngày càng rộng rãi.

+ Số lượng cơ sở CCS vận hành tăng lên 50 dự án (gấp 1,5 lần so với năm 2023).

+ Dự án CCS trong giai đoạn thiết kế, chuẩn bị tăng mạnh lên 628 dự án (tăng 60% chỉ trong 1 năm).

Các xu hướng chính trên toàn cầu hiện nay:

+ Hoa Kỳ hiện giữ vị trí tiên phong toàn cầu về quy mô các dự án CCS nhờ các chính sách ưu đãi tài chính lớn như Luật Cơ sở Hạ tầng lưỡng đảng 2021 (BIL), Luật giảm lạm phát 2022 (IRA) đã tăng mức tín dụng thuế thu nhập liên bang dành cho CO₂ được lưu trữ cố định lên 85 đô la/tấn, tăng từ mức 50 đô la/tấn,....

+ Châu Âu đang nhanh chóng xây dựng chuỗi giá trị CCS xuyên biên giới (ví dụ như Northern Lights - vận chuyển CO₂ từ nhiều nước đến lưu trữ tại Na Uy). Theo định hướng phát triển của EU, Ủy ban châu Âu đã đề xuất một chiến lược quản lý carbon cho ngành công nghiệp, nhấn mạnh chỉ tiêu về khả năng lưu trữ CO₂ hằng năm là 50 triệu tấn trong khối vào

năm 2030. Điều này diễn ra sau cam kết phân bổ 594 triệu euro cho tám chương trình phát triển hạ tầng năng lượng khu vực, trong đó có năm dự án liên quan đến mạng lưới CO₂.

+ Trung Quốc ưu tiên phát triển CCS trong các ngành phát thải cao như nhiệt điện than và xi măng, với sự hậu thuẫn mạnh mẽ từ chính sách quốc gia.

+ Trung Đông (UAE, Saudi Arabia, Qatar) đặt mục tiêu CCS rất tham vọng để gắn với sản xuất hydro xanh và thu hồi dầu (EOR).

+ Các nước châu Á - Thái Bình Dương như Nhật Bản, Hàn Quốc và Singapore đang mở rộng hợp tác khu vực, hướng tới việc chuyển CO₂ tới những điểm lưu trữ quy mô lớn tại Malaysia, Indonesia và Úc.

Bảng 1. Thống kê dữ liệu các dự án CCS đến năm 2024

TT	Thống kê	Giá trị
1	Số dự án CCS vận hành	50
2	Số dự án CCS đang xây dựng	44
3	Số dự án CCS (tất cả giai đoạn)	628
4	Công suất thu hồi CO ₂	416 triệu tấn CO ₂ /năm
5	Công suất CCS tại Mỹ	276 triệu tấn CO ₂ /năm
6	Công suất CCS tại Trung Quốc	25 triệu tấn CO ₂ /năm

Ngày 8/11/2022, Việt Nam đã gửi bản cập nhật NDC lần thứ hai tới Liên Hợp Quốc, trong đó cam kết giảm 43,5% lượng phát thải khí nhà kính vào năm 2030, tương ứng còn khoảng 927 triệu tấn CO₂, so với kịch bản phát triển thông thường (BAU) [Nguồn: scem.gov.vn]. Trong sản xuất điện và công nghiệp, nhiệt điện than vẫn là nguồn phát thải CO₂ chủ yếu. Thống kê năm 2024 cho thấy tỷ lệ điện sản xuất từ than đã tăng 17,7% so với năm 2023 [Nguồn: <https://tainguyenvamoitruong.vn/uoc-tinh-he-so-phat-thai-khi-nha-kinh-knk-cua-luoi-dien-viet-nam-nam-2024-cid128330.html>]. Tuy vậy, đến nay Việt Nam vẫn chưa triển khai các công nghệ kiểm soát phát thải CO₂ tại các nhà máy nhiệt điện. Việc loại bỏ hoàn toàn điện than trước năm 2040 được coi là khó khả thi và có thể gây lãng phí nguồn lực, do nhiều nhà máy vẫn còn trong thời hạn vận hành, đồng thời vẫn có kế hoạch bổ sung thêm một số dự án nhiệt điện than mới cho tới năm 2030.

Trong bối cảnh Chính phủ đang chuẩn bị cho việc vận hành thị trường carbon và đã cam kết đạt mục tiêu phát thải ròng bằng “0” vào năm 2050 tại COP26, việc triển khai công nghệ CCUS mang lại hai lợi ích song song: vừa giảm phát thải khí nhà kính, vừa tạo giá trị kinh tế từ khí CO₂ được thu hồi. Hiện nay, Tập đoàn TKV sở hữu và vận hành nhiều nhà máy nhiệt điện tăng sôi tuần hoàn như Cao Ngạn, Na Dương, Sơn Động, Cẩm Phả..., với đặc thù kỹ thuật thuận lợi cho việc tích hợp CCUS. Điều này mở ra cơ hội để các đơn vị của TKV trở thành lực lượng tiên phong trong hướng đi năng lượng tuần hoàn và trung hòa carbon.

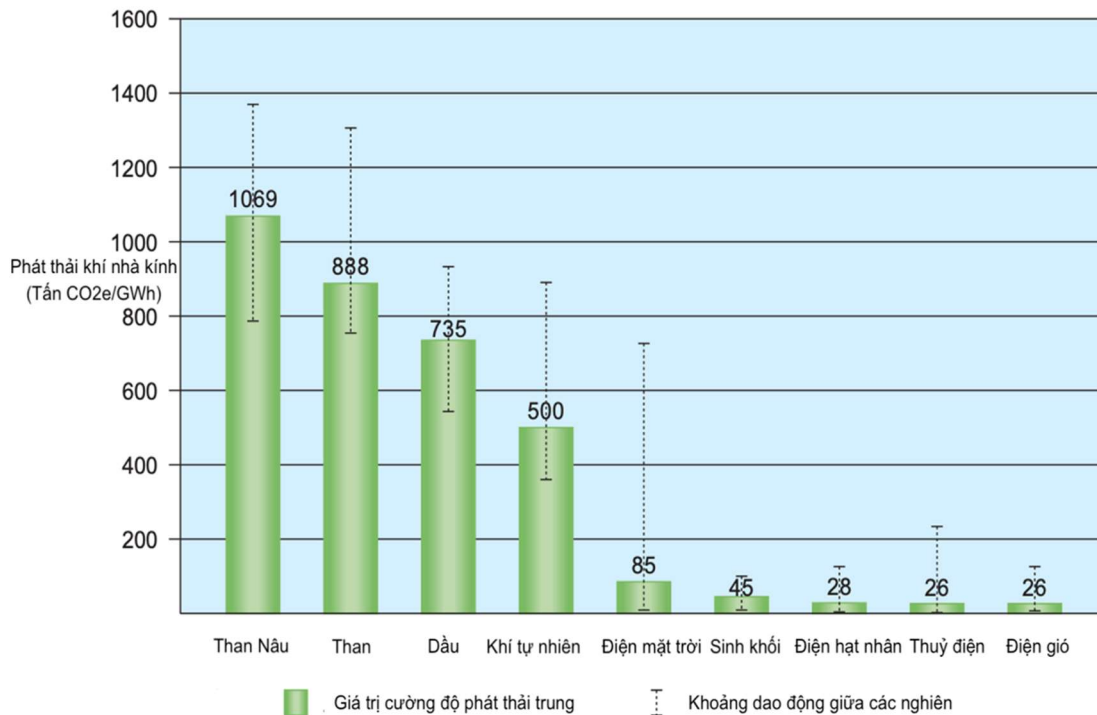
2. Dữ liệu và phương pháp nghiên cứu

2.1. Đặc điểm khí thải CO₂ từ các nhà máy nhiệt điện công nghệ lò hơi tăng sôi tuần hoàn và điều kiện tích hợp CCUS

Các nhà máy nhiệt điện tăng sôi tuần hoàn do TKV quản lý có ưu điểm vận hành ở mức nhiệt thấp (850–900°C), trong khi lò đốt than phun thường hoạt động ở 1.200–1.400°C. Điều kiện này tạo khả năng sử dụng hiệu quả các loại than có nhiệt trị thấp và chứa nhiều lưu huỳnh. Ngoài ra, việc đưa đá vôi trực tiếp vào buồng đốt giúp giữ lại SO₂ và đồng thời hạn chế quá trình hình thành NO_x nhờ nhiệt độ thấp. Nhờ đó, khí thải đầu ra có hàm lượng tạp chất thấp hơn, thuận lợi cho

quá trình thu hồi CO₂ so với các lò đốt than phun vốn hoạt động ở nhiệt độ cao và tạo ra khí thải chứa nhiều tạp chất và bụi mịn.

Theo số liệu của Hiệp hội Hạt nhân Thế giới (World Nuclear Association), phát thải CO₂ từ quá trình đốt than dao động 790 – 1.372 tấn CO₂e/GWh, trung bình khoảng 1.069 tấn CO₂e/GWh. Đối với các nhà máy nhiệt điện tăng sôi tuần hoàn (CFB) thuộc TKV có quy mô 100 – 600 MW như Cao Ngạn, Na Dương, Sơn Động hay Cẩm Phả, lượng than tiêu thụ dao động từ 450.000 đến gần 2 triệu tấn/năm. Tương ứng, khí thải CO₂ phát sinh ước tính trong khoảng 0,85 – 3,5 triệu tấn CO₂e/năm. Đây là nguồn phát thải tập trung, ổn định, thuận lợi cho việc triển khai công nghệ thu hồi và tái sử dụng CO₂.



Hình 1. Phát thải khí nhà kính theo nghiên cứu của Hiệp hội hạt nhân thế giới

Trong bối cảnh chuyển đổi năng lượng và thúc đẩy kinh tế tuần hoàn, công nghệ CCUS được coi là một giải pháp chiến lược giúp duy trì hoạt động của các nhà máy nhiệt điện than trong khi vẫn giảm thiểu phát thải CO₂. Trên thế giới, công nghệ này đã được áp dụng tại nhiều quốc gia có mức tiêu thụ than lớn như Trung Quốc, Hoa Kỳ, Nhật Bản và Hàn Quốc. Ngược lại, tại Việt Nam, CCUS mới dừng ở giai đoạn nghiên cứu ban đầu và chưa có nhà máy nhiệt điện nào triển khai ở quy mô công nghiệp.

Nghiên cứu này tập trung đánh giá khả năng tích hợp CCUS tại các nhà máy nhiệt điện tăng sôi tuần hoàn thuộc TKV, thông qua việc phân tích đặc tính công nghệ, tiềm năng thu hồi CO₂ cũng như chi phí và hiệu quả kinh tế - môi trường. Đây được coi là một hướng đi quan trọng nhằm hiện thực hóa cam kết giảm phát thải khí nhà kính của Việt Nam, đồng thời tạo điều kiện để TKV giữ vai trò tiên phong trong tiến trình chuyển dịch năng lượng bền vững.

Trong cơ cấu phát điện hiện nay của TKV, các nhà máy tăng sôi tuần hoàn có vị trí đáng kể nhờ khả năng sử dụng than chất lượng thấp, vận hành ổn định và hạn chế phát sinh các chất khí độc hại.

Bảng 2. Thông số khí thải tại Nhà máy Nhiệt điện Cao Ngạn

Thông số	Giá trị đo	Đơn vị	Ghi chú
NO _x	0	mg/Nm ³	Không phát hiện NO _x
SO ₂	86	mg/Nm ³	Khá thấp
CO	88	mg/Nm ³	Khá thấp
Nhiệt độ khí thải	129	°C	Bình thường
O ₂ (khô)	4.7	%	Nồng độ oxy trong khí xả
Áp suất khí thải (Stack Pressure)	96	kPa	Bình thường
Bụi (Dust)	43	mg/Nm ³	Rất thấp
Lưu lượng khí thải (Flow)	210	Nm ³ /s	Khá lớn
NO ₂	0	mg/Nm ³	Không phát hiện
Hơi nước (Water vapour)	4.8	%	Ấm nhẹ
NO	0	mg/Nm ³	Không phát hiện
CO ₂	7.7	%	Nồng độ CO ₂ trong khói thải

Theo đánh giá với các thông số dữ liệu tại bảng 2 trên thì nồng độ bụi và nồng độ SO₂ là khá thấp. NO_x, NO₂, NO đo được đều bằng 0 mg/Nm³ nên có thể không cần xử lý NO_x trước hấp thụ CO₂. Nồng độ CO₂ đầu vào 7.7% thể tích là rất phù hợp cho việc ứng dụng công nghệ CCUS tại Nhà máy.

Ngoài ra, một số điều kiện hạ tầng thuận lợi khác để áp dụng bao gồm:

- + Không gian mặt bằng còn trống trong khuôn viên nhà máy, cho phép lắp đặt hệ thống thu hồi CO₂ dạng mô-đun.

- + Nguồn nhiệt dư/hơi nước sẵn từ hệ thống lò hơi có thể tận dụng cho quá trình tái sinh dung môi hấp thụ.

- + Đường ống khí thải ổn định và đồng nhất, thuận lợi tích hợp thiết bị hấp thụ và thu hồi CO₂ mà không cần cải tạo toàn bộ hệ thống.

Nhiều nhà máy nhiệt điện dự kiến vẫn tiếp tục hoạt động sau năm 2030, tạo điều kiện thuận lợi để triển khai các dự án CCUS với tầm nhìn trung và dài hạn.

Theo kế hoạch thị trường carbon sắp đi vào vận hành tại Việt Nam, các cơ sở này sẽ phải đáp ứng yêu cầu kiểm kê và giám phát thải theo Luật Bảo vệ môi trường 2020 cùng các quyết định của Chính phủ (01/2022/QĐ-TTg, 13/2024/QĐ-TTg). Do đó, việc đánh giá và từng bước áp dụng CCUS tại các nhà máy nhiệt điện tăng sôi không chỉ mang tính chiến lược, mà còn là yêu cầu tất yếu nhằm giúp TKV duy trì hoạt động ổn định, phù hợp với định hướng phát triển bền vững và cam kết quốc tế của Việt Nam.

Tuy vậy, hiện nay vẫn còn tồn tại nhiều rào cản:

- + Hệ thống giám sát và kiểm kê phát thải tự động chưa hoàn thiện;
- + Thiếu cơ chế tài chính cụ thể cho CCUS;
- + Chưa ban hành tiêu chuẩn hay hướng dẫn kỹ thuật quốc gia cho việc tích hợp công nghệ này vào nhà máy nhiệt điện.

2.2. Giải pháp công nghệ CCUS và khả năng tích hợp với công nghệ lò hơi tăng sôi tuần hoàn

Công nghệ thu hồi, sử dụng và lưu trữ cacbon là chuỗi giải pháp kỹ thuật cho phép cô lập CO₂ phát sinh từ các nguồn đốt nhiên liệu hóa thạch, trước khi nó phát tán ra môi trường. CCUS

thường bao gồm ba giai đoạn chính: thu hồi CO₂ tại nguồn phát, vận chuyển CO₂ và lưu trữ lâu dài trong tầng địa chất sâu hoặc sử dụng vào mục đích công nghiệp.

Trên thế giới, ba công nghệ thu hồi CO₂ chính đang được áp dụng gồm:

+ Công nghệ thu giữ CO₂ trước sau đốt cháy: Hấp thụ hóa học bằng dung môi (amine-based capture), sử dụng các dung dịch MEA, DEA hoặc MDEA để hấp thụ CO₂ từ khí thải. Đây là công nghệ thương mại hóa phổ biến nhất hiện nay.

+ Công nghệ đốt cháy Oxy (Oxy-fuel combustion): Đốt nhiên liệu trong môi trường oxy tinh khiết thay vì không khí, tạo ra khí thải chủ yếu gồm CO₂ và hơi nước, thuận lợi cho tách CO₂.

+ Công nghệ thu giữ CO₂ trước đốt cháy: Hấp thụ khô, màng lọc hoặc làm lạnh sâu (cryogenic), các công nghệ mới đang được phát triển nhằm giảm tiêu hao năng lượng và tăng tính kinh tế.

Khả năng tích hợp CCUS vào các nhà máy tăng sôi tuần hoàn (CFB) với công nghệ thu hồi carbon sau khi đốt có một số đặc điểm rất thuận lợi cho việc tích hợp công nghệ CCUS:

+ Nhiệt độ vận hành thấp hơn so với lò đốt than truyền thống (850–900°C), giúp giảm chi phí vật liệu và ăn mòn thiết bị khi gần hệ thống thu hồi CO₂.

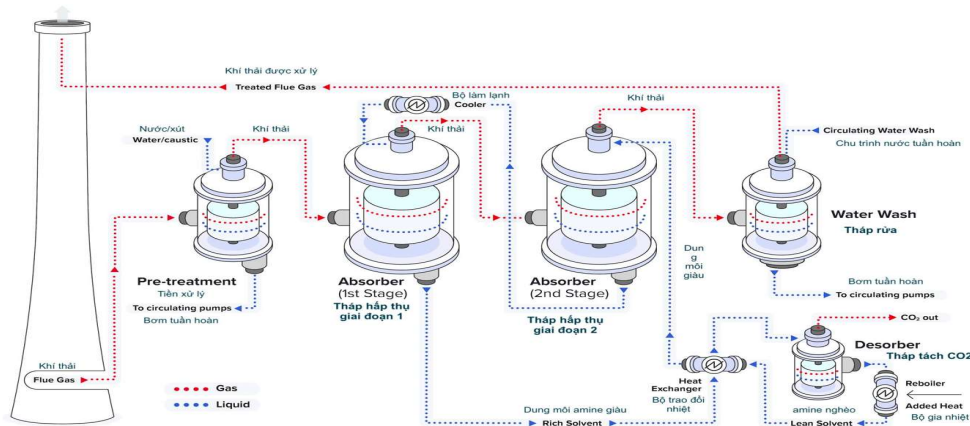
+ Khí thải sau buồng đốt có hàm lượng tạp chất thấp hơn (NO_x , SO_2 đã được khử nội tại nhờ đá vôi và nhiệt độ thấp), tạo điều kiện thuận lợi cho quá trình thu hồi CO_2 mà không cần hệ thống xử lý sơ cấp phức tạp.

+ Không gian mặt bằng thường còn trống trong khuôn viên nhà máy, có thể bố trí cụm thiết bị CCUS dạng mô-đun.

+ Thu hồi CO₂ bằng dung môi amine kết hợp với tái sinh nhiệt bằng dòng nhiệt thừa (hơi nước hoặc dòng khí nóng từ lò tầng sôi) có thể tận dụng để tái tạo dung môi, giúp giảm nhu cầu năng lượng bổ sung.

+ Việc áp dụng CCUS ở quy mô nhỏ và trung bình sẽ phù hợp với đặc điểm công suất của nhiều nhà máy trong TKV, điển hình như Cao Ngạn hay Na Dương (100 – 150 MW). Các hệ thống dạng mô-đun có thể triển khai theo từng bước, giúp giảm thiểu áp lực về vốn đầu tư và kỹ thuật trong giai đoạn khởi đầu.

Trong phạm vi nghiên cứu này (Kỳ I), nhóm tác giả đề xuất quy trình công nghệ dựa trên dung môi Amine để thu hồi, tái sử dụng và lưu trữ CO₂ từ khí thải nhà máy nhiệt điện, đồng thời cũng có thể mở rộng ứng dụng cho các ngành công nghiệp khác như thép và xi măng, với tính khả thi cao trong thực tiễn, cụ thể:



Hình 2. Mô tả sơ đồ nguyên lý chung chu trình Amine tách CO₂

Giai đoạn 1 – Khói thải từ nhà máy nhiệt điện

- Khí thải (Flue Gas) từ nhà máy nhiệt điện đốt than chứa CO₂ (~12–15%), cùng với hơi nước, bụi, SO_x, NO_x, O₂ dư,...

- Khí này được làm nguội và lọc sơ bộ (tháp làm mát/xút) trước khi dẫn vào hệ thống hấp thụ (Absorber).

Giai đoạn 2 - Tháp hấp thụ CO₂ (Absorber, có thể là 1 hoặc 2 giai đoạn)

- Giai đoạn này là trung tâm chính của hệ thống, khí thải đi lên từ đáy tháp, trong khi dung dịch amine (thường là MEA) được phun từ trên xuống. Khi hai luồng này tiếp xúc nhau CO₂ trong khí thải phản ứng hóa học với amine, tạo thành hợp chất hòa tan (carbamate hoặc bicarbonate). Khí "sạch" (đã loại CO₂) được đi qua tháp rửa và thoát ra đỉnh tháp về ống khói thải ra môi trường.

- Ở đáy tháp: Dung dịch amine giàu CO₂ (Rich amine solution)

Giai đoạn 3 - Dẫn dung dịch giàu Amine sang tháp tách CO₂ khỏi Amine (tháp Stripper)

- Dung dịch giàu CO₂ được chuyển đến tháp tách CO₂ (regenerator/stripper). Dung dịch được đun nóng bằng hơi nước.

- Ở nhiệt độ cao (~120°C), CO₂ sẽ bị giải phóng khỏi amine tạo khí CO₂ (99%) bay lên đỉnh tháp.

- Dung dịch MEA đã tách CO₂ (gọi là Lean Amine) sẽ:

+ Đi qua bộ làm mát.

+ Quay trở lại tháp hấp thụ để tái sử dụng.

Giai đoạn 4 - CO₂ đạt 99% ra ngoài

- CO₂ thu được ở đỉnh tháp stripper có độ tinh khiết cao (~99%)

- Khi thu hồi các bon 99%:

+ CO₂ sau khi được tinh chế có thể hóa lỏng đạt tiêu chuẩn thực phẩm (food-grade), cung cấp cho các nhà máy sản xuất đồ uống có gas, bia và nước giải khát (ví dụ: Coca-Cola, Pepsi).

+ Ngoài ra, khí CO₂ còn có thể sử dụng để chế tạo gạch hấp thụ các-bon (với khả năng lưu giữ tới 70 kg CO₂/m³ gạch) hoặc ứng dụng trong quá trình sản xuất xi măng.

+ Bên cạnh đó, CO₂ còn là nguyên liệu quan trọng trong sản xuất phân Ure và nhiều sản phẩm phục vụ công nghiệp cũng như đời sống, chẳng hạn như thiết bị chữa cháy.

+ Đưa vào hệ thống nén & lưu trữ địa chất (CCS).

- Trên phạm vi toàn cầu, công nghệ CCUS tiếp tục được đẩy mạnh với nhiều lợi ích rõ rệt, đặc biệt là giảm phát thải CO₂ từ các ngành tiêu thụ nhiều nhiên liệu hóa thạch như nhiệt điện than, xi măng và thép. Việc áp dụng CCUS không chỉ góp phần cải thiện hiệu quả vận hành mà còn hỗ trợ các quốc gia tiến gần hơn tới mục tiêu phát thải ròng bằng "0" vào năm 2050 theo cam kết tại COP26, đồng thời thúc đẩy định hướng phát triển bền vững. Đối với TKV, việc lựa chọn giải pháp công nghệ phù hợp cần xét đến quy mô từng nhà máy, nguồn năng lượng hiện có, điều kiện hạ tầng, đặc tính khí thải cũng như kế hoạch đầu tư trung và dài hạn.

3. Kết quả và thảo luận

Việc áp dụng công nghệ CCUS tại các nhà máy nhiệt điện tăng sôi không chỉ góp phần thực hiện các cam kết quốc tế về giảm phát thải mà còn mang lại nhiều giá trị thiết thực về mặt kinh tế, kỹ thuật và uy tín doanh nghiệp. Đối với TKV, việc triển khai CCUS được kỳ vọng sẽ mang lại đồng thời lợi ích ở cấp độ quốc gia và củng cố hình ảnh doanh nghiệp bền vững. Một số kết quả tiềm năng có thể đạt được bao gồm:

3.1. Góc độ cam kết quốc gia và luật pháp

- Tại Hội nghị COP26, Chính phủ Việt Nam đã khẳng định cam kết đạt mức phát thải ròng bằng “0” vào năm 2050, đó là mục tiêu mang tính tham vọng, đòi hỏi sự chuyển đổi căn bản trong các lĩnh vực, đặc biệt là năng lượng và khai thác tài nguyên.

- Về phương diện pháp lý, Luật Bảo vệ Môi trường 2020 cùng các văn bản hướng dẫn liên quan (như Quyết định 01/2022/QĐ-TTg, 13/2024/QĐ-TTg) đã thiết lập khung pháp lý cho việc kiểm kê và giảm phát thải, đồng thời định hình lộ trình vận hành thị trường carbon tại Việt Nam. Theo đó, các nhà máy nhiệt điện than thuộc TKV (Cao Ngạn, Na Dương, Đông Triều, Cẩm Phả,...) đều được xếp vào nhóm cơ sở phát thải lớn, bắt buộc phải thực hiện kiểm kê và triển khai kế hoạch giảm phát thải từ năm 2025.

- Việc tích hợp CCUS vào Chiến lược quốc gia về tăng trưởng xanh và Quy hoạch năng lượng quốc gia được coi là giải pháp quan trọng, ưu tiên áp dụng đối với các nhà máy nhiệt điện than hiện hữu, đặc biệt là những tổ máy còn thời gian vận hành sau năm 2030.

- Đồng thời, ban hành các tiêu chuẩn và quy chuẩn kỹ thuật quốc gia về hệ thống CCUS để tạo cơ sở cho việc thẩm định công nghệ, giám sát quá trình vận hành và đo lường phát thải.

- Lộ trình áp dụng CCUS bắt buộc cho các nhà máy phát thải lớn cần được xây dựng, đặc biệt trong giai đoạn sau năm 2030 khi thị trường carbon chính thức đi vào hoạt động.

- Với vai trò là doanh nghiệp chủ lực trong ngành than, TKV không chỉ khai thác mà còn quản lý, sở hữu nhiều nhà máy nhiệt điện than, đóng góp phần đáng kể vào sản lượng điện quốc gia. Do đó, TKV trở thành đơn vị chủ chốt trong chiến lược giảm phát thải quốc gia vừa là trách nhiệm, vừa là cơ hội để tiên phong trong tiến trình chuyển dịch năng lượng xanh.

3.2. Góc độ nội tại doanh nghiệp (TKV)

- Hoạt động sản xuất điện từ than hiện là nguồn phát thải CO₂ lớn nhất trong chuỗi giá trị của TKV. Nếu thiếu giải pháp giảm phát thải phù hợp, TKV sẽ phải đối mặt với nguy cơ chi phí tuân thủ môi trường tăng cao, hạn chế khả năng tiếp cận thị trường tài chính quốc tế và mất cơ hội từ cơ chế carbon trong nước.

- Việc đầu tư triển khai CCUS không chỉ giúp cắt giảm phát thải CO₂ mà còn đem lại nhiều lợi ích chiến lược cho TKV, cụ thể:

+ Nâng cao uy tín của doanh nghiệp trong vai trò tiên phong chuyển đổi xanh trong lĩnh vực năng lượng và khai thác than.

+ Khả năng thu hồi CO₂ đạt từ 90–95% lượng phát thải. Nếu không áp dụng công nghệ thu hồi, 1 MWh điện than phát ra khoảng 0,9–1,1 tấn CO₂; trong khi với CCUS, lượng này có thể giảm xuống còn 0,81–1,045 tấn CO₂/MWh.

+ Đáp ứng yêu cầu pháp lý trong nước và quốc tế, đặc biệt trong bối cảnh các thị trường nhập khẩu hoặc sản phẩm công nghiệp cần chứng nhận carbon thấp.

+ Tạo thêm nguồn thu từ tín chỉ carbon khi thị trường carbon vận hành ổn định.

Chi phí thu hồi CO₂ hiện dao động khoảng 40–80 USD/tấn, tùy thuộc vào công nghệ, quy mô và nguồn năng lượng sẵn có. Với những nhà máy có thể tận dụng nhiệt thừa, chi phí này sẽ được giảm đáng kể.

Bán tín chỉ carbon (carbon credits), với giá dự báo ban đầu có thể từ 30 – 50 USD/tấn CO₂, và có thể tăng theo xu hướng quốc tế.

Tránh các chi phí phạt hoặc hạn ngạch phát thải bắt buộc.

Ngoài ra, để phát triển CCUS, Việt Nam cần tiếp cận nguồn tài chính quốc tế thông qua các cơ chế như Quỹ Khí hậu Xanh (GCF), WB, ADB hoặc JETP.

Đồng thời, công nghệ CCUS hoàn toàn có thể tích hợp vào hệ thống quản lý năng lượng hiện có, tận dụng nhiệt thừa hoặc tái sử dụng CO₂ nhằm phục vụ mục tiêu kinh tế tuần hoàn trong nội bộ TKV.

3.3. Góc độ khoa học và thực tiễn triển khai

- Tại Việt Nam, việc nghiên cứu và ứng dụng công nghệ CCUS hiện vẫn chỉ ở giai đoạn khởi đầu, chưa có hệ thống nào được triển khai ở quy mô công nghiệp.

- Trong khi đó, nhiều dự án CCUS trên thế giới (tại Anh, Nhật Bản, Na Uy, Mỹ, Hàn Quốc...) đã chứng minh tính khả thi khi áp dụng cho các nhà máy nhiệt điện than quy mô trung bình và lớn, tương đồng với các tổ máy thuộc TKV.

- Kết quả khảo sát và phân tích cho thấy tổng công suất các nhà máy nhiệt điện của TKV đạt khoảng 1.735 MW. Việc áp dụng CCUS ở các nhà máy này không chỉ đem lại lợi ích giảm phát thải CO₂ rõ rệt mà còn là bước đi chiến lược để nâng cao hiệu quả kinh tế và vị thế cạnh tranh. Với quy mô nhà máy phù hợp, điều kiện khí thải thuận lợi cùng sự hỗ trợ từ Chính phủ, giai đoạn 2025–2040 được xem là thời điểm thuận lợi để TKV chủ động triển khai thí điểm CCUS, trước khi nhân rộng ra toàn bộ ngành than – điện.

3.4. Rủi ro và thách thức khi triển khai CCUS tại các nhà máy nhiệt điện công nghệ tăng sôi

Mặc dù công nghệ thu hồi, sử dụng và lưu trữ cacbon (CCUS) có thể mang lại nhiều cơ hội về cắt giảm phát thải cũng như lợi ích kinh tế nhờ thị trường tín chỉ carbon nhưng khi triển khai tại Việt Nam, thực tế vẫn phải đối mặt với không ít thách thức.

- Về kỹ thuật và vận hành: Việc tích hợp hệ thống thu hồi CO₂ vào các tổ máy hiện hữu có nguy cơ gây gián đoạn chu trình vận hành nếu không được đồng bộ hóa với chu trình nhiệt. Không gian lắp đặt hạn chế và sự ổn định dòng khí thải là yếu tố then chốt; thêm vào đó, quá trình tái sinh dung môi hấp thụ đòi hỏi nguồn nhiệt ổn định, nếu không sẽ phát sinh chi phí và làm giảm hiệu quả.

- Về hành lang pháp lý: Việt Nam hiện chưa có đầy đủ tiêu chuẩn kỹ thuật và các quy định pháp lý chi tiết cho thiết kế, vận hành và giám sát hệ thống CCUS. Điều này khiến các dự án khó tiếp cận tín dụng xanh và hạn chế cơ hội chứng nhận tín chỉ carbon quốc tế.

- Về thị trường sản phẩm CO₂: Các ứng dụng thương mại của CO₂ sau thu hồi vẫn còn hạn chế do thiếu chuỗi cung ứng liên kết, ví dụ giữa nhà máy nhiệt điện và các ngành tiêu thụ như vật

liệu xây dựng, hóa chất hay thực phẩm. Điều này làm giảm tính kinh tế và kéo dài thời gian hoàn vốn.

4. Kết luận và kiến nghị

4.1. Kết luận

Việt Nam đã đặt mục tiêu đạt mức phát thải ròng bằng “0” vào năm 2050. Trong bối cảnh ngành điện than chịu áp lực chuyển dịch mạnh mẽ, công nghệ CCUS nổi lên như một giải pháp then chốt, vừa hỗ trợ giảm phát thải CO₂, vừa duy trì an ninh năng lượng. Đặc biệt, với các nhà máy nhiệt điện tăng sôi thuộc TKV có quy mô trung bình, khí thải sạch hơn và khả năng tận dụng nhiệt dư, việc triển khai CCUS được đánh giá khả thi cả về kỹ thuật lẫn hiệu quả kinh tế.

Ứng dụng CCUS không chỉ góp phần giảm đáng kể lượng khí nhà kính mà còn khẳng định vai trò tiên phong của Việt Nam trong lộ trình chuyển dịch sang năng lượng xanh. Đây cũng là thời điểm thuận lợi để thúc đẩy đưa công nghệ từ nghiên cứu vào thực tiễn. Với hiệu suất thu hồi CO₂ có thể đạt từ 90–95%, các dự án sẽ mở rộng cơ hội tiếp cận thị trường tín chỉ carbon, giảm chi phí môi trường, đồng thời nâng cao hình ảnh doanh nghiệp và mở rộng hợp tác Quốc tế.

4.2. Kiến nghị

Về phía Nhà nước:

- + Sớm ban hành hướng dẫn kỹ thuật, tiêu chuẩn quốc gia cho CCUS.
- + Thiết lập cơ chế tài chính hấp dẫn và chính sách tín chỉ carbon rõ ràng để khuyến khích doanh nghiệp đầu tư công nghệ CCUS.
- + Tài trợ một phần kinh phí cho dự án CCS thí điểm tại các nhà máy điện than, từ nguồn vốn JETP, ADB, WB hoặc ngân sách của Bộ NN và MT.

Về phía Tập đoàn TKV:

- + Kính đề nghị Tập đoàn TKV lựa chọn 01-02 nhà máy để triển khai thí điểm hệ thống CCUS mô-đun, xây dựng hồ sơ khả thi kỹ thuật - tài chính.
- + Đề xuất Bộ Công Thương và Bộ NN&MT đưa các dự án CCUS vào chương trình hỗ trợ của cơ chế JETP và Quỹ Khí hậu xanh GCF.
- + Tăng cường đào tạo kỹ thuật viên, đầu tư hệ thống giám sát phát thải CO₂ theo thời gian thực, làm nền tảng cho CCUS và thị trường carbon.

Kỳ II, các tác giả xin giới thiệu bài viết “Một số công nghệ CCUS áp dụng hiệu quả trên thế giới, đánh giá khả thi ứng dụng công nghệ tại NMNĐ lựa chọn thuộc TKV”.

Lời cảm ơn

Tập thể tác giả xin cảm ơn lãnh đạo và các đồng nghiệp thuộc Công ty nhiệt điện Cao Ngạn - TKV, Thái Nguyên đã giúp đỡ tác giả trong suốt quá trình thực hiện bài báo. Các nội dung bài báo được xuất phát từ thực tế của nhà máy, đồng thời gắn với các mục tiêu và cam kết quốc gia của Việt Nam trong ứng phó biến đổi khí hậu được thể hiện tại Hội nghị COP26 năm 2021. Kết quả nghiên cứu về tiềm năng ứng dụng công nghệ thu hồi, sử dụng và lưu trữ carbon (CCUS)

trong các nhà máy nhiệt điện thuộc TKV phù hợp với định hướng giai đoạn đầu cũng như chiến lược dài hạn đến 2050.

Đóng góp của tác giả

Tác giả thứ 1 - Phương pháp luận, Viết bản thảo bài báo, Kiểm chứng; Tác giả thứ 2 - Phân tích dữ liệu; Điều tra, khảo sát cùng với chuyên gia của nhà máy nhiệt điện Cao Ngạn; Tác giả thứ 3, 4 và 5 - Đánh giá và chỉnh sửa các số liệu phân tích phù hợp với điều kiện Nhà máy nhiệt điện Cao Ngạn.

Tài liệu tham khảo

- COP26. (2021). Hội nghị thượng đỉnh về biến đổi khí hậu của Liên Hợp Quốc lần thứ 26
- UNFCCC. (1992). Công ước khung của Liên hợp quốc về biến đổi khí hậu
- Global CCS Institute (Head Office Australia) (2024). Report: Global Status of CCS Report 2024 - Collaborating For A NetZero Future.
- Phùng Quốc Huy (2025). Ứng dụng công nghệ CCUS trong nhà máy nhiệt điện than (Hiện trạng, thách thức và triển vọng).
- Quyết định số 1658/QĐ-TTg ngày 01/10/2021 của Thủ tướng Chính phủ về việc phê duyệt Chiến lược quốc gia về tăng trưởng xanh giai đoạn 2021 - 2030, tầm nhìn 2050.
- Quyết định số 338/QĐ-TTg ngày 24/4/2024 của Thủ tướng Chính phủ về việc phê duyệt Kế hoạch thực hiện Quy hoạch tổng thể về năng lượng quốc gia thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2050.
- Memorandum of Understanding (2023). VietNam National Coal – Mineral Industrial Holding Corporation Limited; HaNoi Univesity of Mining and Geology; Kangwon National University, Korea; Carbon Mineralization Flagship Center; DL E&C CO.,LTD and Carbonco PTE.LTD on date.
- The Importance of CCUS towards Carbon Neutrality in the World (2022). The 31st "Clean Coal Day in Japan" International Symposium, Tokyo, Japan.
- US-KOREA ESFP (2023). Carbon Capture Utilization Storage Technologies for Climate Change; (with Vietnam).
- The 31st "Clean Coal Day in Japan" (2022). Possibility of Combining Coal Downstreaming and CCUS Implementation for Supporting Energy Transition in Indonesia. International Symposium.