

Quá trình chuyển đổi đạt phát thải ròng bằng 0: Cơ hội cho Việt Nam

Ngày 23 tháng 12 năm 2024



BloombergNEF

Contents

Phần 1.	Tóm tắt chính	1
Phần 2.	Giới thiệu	3
	2.1. Bối cảnh báo cáo	3
	2.2. Các kịch bản tại BloombergNEF	7
	2.3. Phương pháp tiếp cận mô hình	11
Phần 3.	Phát thải và giảm thiểu phát thải	19
Phần 4.	Triển vọng cung cấp năng lượng của Việt Nam	25
Phần 5.	Cơ hội đầu tư cho quá trình chuyển đổi đạt phát thải ròng bằng 0	29
	5.1. Nhu cầu đầu tư toàn cầu	31
	5.2. Nhu cầu đầu tư của Việt Nam	33
	5.3. Ngành điện	36
	5.4. CCS và khí hydro	39
	5.5. Đầu tư vào cầu năng lượng	40
	5.6. Giao thông vận tải	41
	5.7. Công nghiệp	42
	5.8. Chất thải	43
Phần 6.	Nông nghiệp và sử dụng đất	45
Phần 7.	Khuyến nghị chính sách	49
	7.1. Điện	50
	7.2. Công nghiệp	51
	7.3. Giao thông	52
	7.4. Nông nghiệp và chất thải	52
Phụ lục		55
Phục lục A.	Nguồn dữ liệu cho các dữ liệu đầu vào chính	55
	Giá hàng hóa	55
	Dữ liệu kinh tế vĩ mô	60
	Chi phí bình quân	61
Về chúng tôi		62

Phần 1. Tóm tắt chính

2.4 nghìn tỉ đô-la

Tổng vốn đầu tư cần có để Việt Nam đạt phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050

5%

Tỉ trọng đầu tư trung bình cho cung năng lượng trên GDP từ năm 2024 đến năm 2050 theo kịch bản phát thải ròng bằng 0

2026

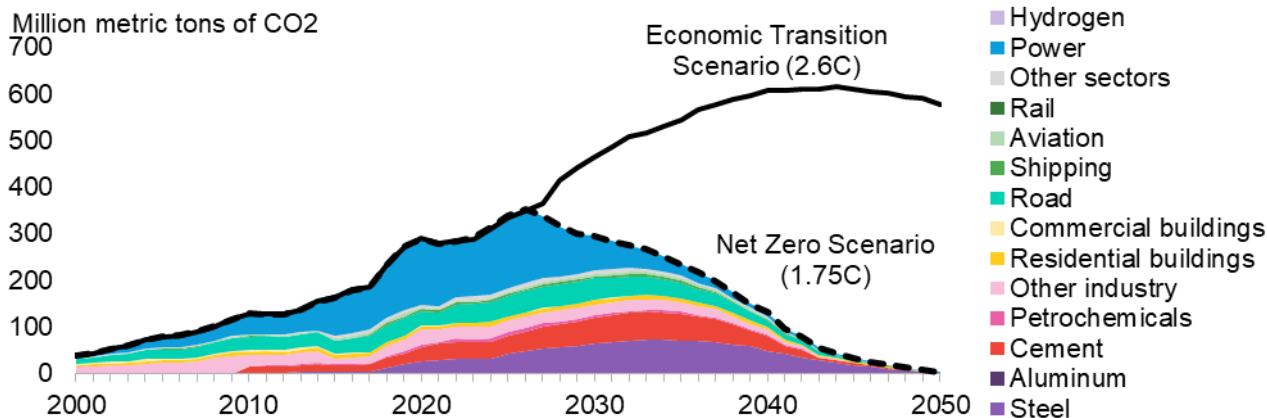
Năm mà mức phát thải năng lượng của Việt Nam cần đạt đỉnh theo kịch bản phát thải ròng bằng 0 của BNEF

Việt Nam đã đặt ra mục tiêu tham vọng là đạt phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050. Để đi đúng lộ trình phát thải ròng bằng 0, Việt Nam cần tăng tốc độ giảm phát thải trong thập kỷ này. Báo cáo này tìm hiểu các cơ hội đầu tư và đưa ra khuyến nghị cho quá trình chuyển đổi phát thải ròng bằng 0 của Việt Nam dựa trên hai kịch bản được xét trong Báo cáo Triển vọng Năng lượng mới của BloombergNEF.

Mục tiêu phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050 đòi hỏi phát thải từ năng lượng của Việt Nam phải đạt đỉnh trước năm 2030

- Lộ trình phát thải giữa hai kịch bản là phát thải ròng bằng 0 và chuyển đổi kinh tế có rất nhiều điểm khác biệt:** Trong kịch bản phát thải ròng bằng 0 (NZS) của BNEF, mức phát thải năng lượng của Việt Nam cần đạt đỉnh vào năm 2026 với 353MtCO₂ để tương thích với mục tiêu của Hiệp định Paris là giữ mức tăng nhiệt độ toàn cầu dưới 2°C so với thời kỳ tiền công nghiệp. Thời điểm này sớm hơn 18 năm so với kịch bản chuyển đổi dựa trên tính kinh tế (ETS) với mức phát thải năng lượng đạt đỉnh vào năm 2044 ở mức 616MtCO₂.
- Mức phát thải của ngành điện sẽ đạt đỉnh trước tiên:** Trong kịch bản NZS, ngành điện cần nhanh chóng tăng công suất năng lượng tái tạo để thay thế các nhà máy nhiệt và mức phát thải sẽ đạt đỉnh vào năm 2026. Mức phát thải ngành giao thông vận tải đạt đỉnh vào năm 2029 và nhanh chóng giảm sau đó, đặc biệt là nhờ quá trình điện hóa phương tiện giao thông đường bộ. Mức phát thải của ngành công nghiệp sẽ đạt đỉnh cuối cùng vào năm 2033, và sau đó bắt đầu giảm mạnh vào cuối những năm 2030 nhờ áp dụng công nghệ thu hồi và lưu trữ các-bon (CCS) và sử dụng khí hydro nhằm giảm phát thải các ngành công nghiệp hạng nặng. Trong kịch bản ETS, mức phát thải của tất cả các ngành, ngoại trừ ngành công nghiệp, đều đạt đỉnh trước năm 2050 và sau đó tiếp tục giảm, mặc dù tốc độ giảm chậm hơn so với kịch bản NZS.

Hình 1.1: Mức phát thải năng lượng của Việt Nam và hạn mức các-bon để đạt phát thải ròng bằng 0, Kịch bản chuyển đổi dựa trên tính kinh tế và Kịch bản phát thải ròng bằng 0



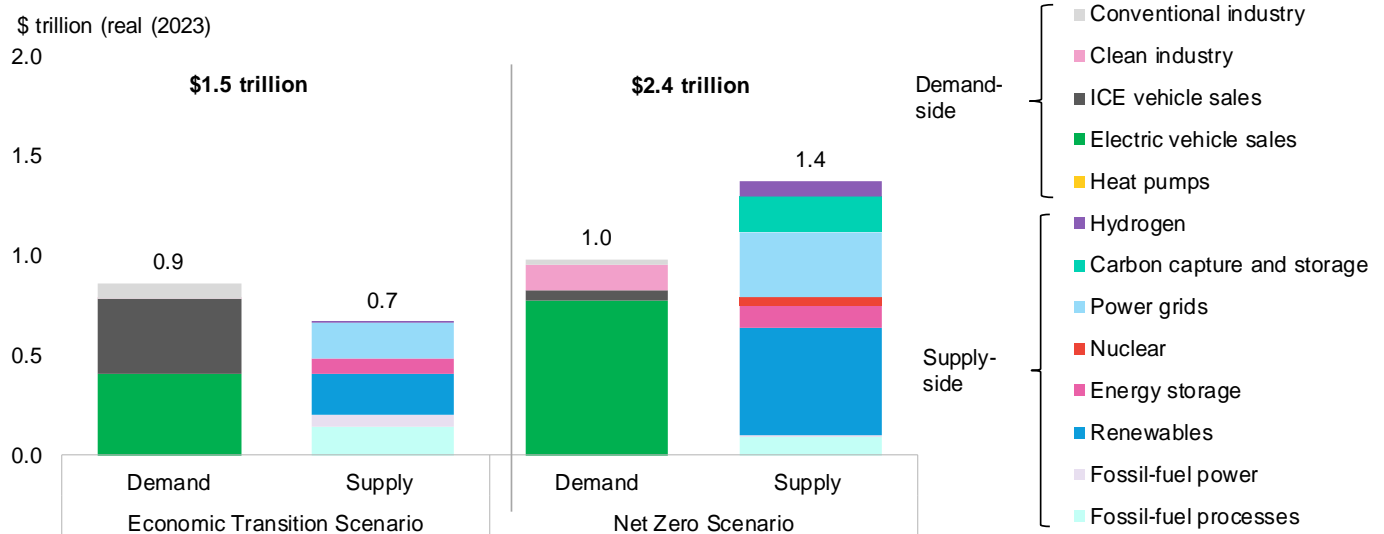
Nguồn: BloombergNEF

- **Điện sạch, CCS, và sử dụng năng lượng hiệu quả là ba động lực chính giúp Việt Nam giảm phát thải:** Điện sạch (36%), CCS (27%), và sử dụng năng lượng hiệu quả (15%) là ba động lực giảm phát thải chính để phát thải ròng bằng 0. Ba công cụ này chiếm 78% tổng mức phát thải CO2 được giảm thiểu trong kịch bản NZS trong khi mức giảm phát thải còn lại là nhờ quá trình điện hóa, năng lượng sinh học, và khí hydro.

Cơ hội đầu tư cho phát thải ròng bằng 0 ở mức độ chưa từng có tại Việt Nam giai đoạn 2024-2050

- **Cơ hội đầu tư tiềm năng trị giá 2.4 nghìn tỉ đô-la được mở khóa:** Nỗ lực đạt phát thải ròng bằng 0 vào giữa thế kỷ này mang đến cơ hội đầu tư trị giá 89 tỉ đô-la mỗi năm trong giai đoạn 2023 đến năm 2050. Trong giai đoạn năm 2024 đến năm 2030, mức đầu tư trung bình mỗi năm là 46 tỉ đô-la.
- **Đầu tư cho hệ thống năng lượng trong tỉ trọng nền kinh tế quốc gia:** Theo kịch bản NZS, đầu tư cho cung năng lượng tương đương với 5% tổng sản phẩm quốc nội (GDP) trung bình hàng năm của Việt Nam trong giai đoạn năm 2024 đến năm 2050, gấp đôi so với mức đầu tư trong kịch bản ETS. Đầu tư vào cầu năng lượng lần lượt chiếm 2.8% và 3.3% GDP trung bình hàng năm của quốc gia trong giai đoạn này theo kịch bản ETS và NZS.

Hình 1.2: Đầu tư và chi tiêu cho năng lượng giai đoạn 2024-2050 của Việt Nam, Kịch bản chuyển đổi dựa trên tính kinh tế và Kịch bản phát thải ròng bằng 0



Nguồn: BloombergNEF. Ghi chú: ICE là động cơ đốt trong. Những con số trên thanh đồ thị chỉ số liệu đầu tư và chi tiêu tích lũy từ năm 2024 đến năm 2050.

- **Năng lượng tái tạo và xe điện lần lượt chiếm tỉ lệ lớn nhất trong chi tiêu cho cung và cầu năng lượng:** Trong 1.4 nghìn tỉ đô-la cần đầu tư cho cung năng lượng theo kịch bản NZS, nhà máy điện tái tạo chiếm 39% tổng mức đầu tư, theo sau là lưới điện chiếm 23% trong giai đoạn từ năm 2024 đến năm 2050. Trong tổng 1 nghìn tỉ đô-la đầu tư vào cầu năng lượng từ nay đến giữa thế kỷ, xe điện chiếm tỉ trọng lớn nhất này với 80%, tiếp theo là đầu tư cho ngành công nghiệp sạch.

Phần 2. Giới thiệu

Báo cáo này là một phần trong chuỗi báo cáo Triển vọng năng lượng mới của BloombergNEF. Báo cáo xem xét các lộ trình chuyển đổi năng lượng tiềm năng và cơ hội dành cho Việt Nam trong bối cảnh dịch chuyển năng lượng toàn cầu. Chương này xem xét hiện trạng chuyển dịch năng lượng ở Việt Nam, các mục tiêu trong tương lai và giải thích các kịch bản chuyển đổi năng lượng được xem xét trong báo cáo Triển vọng năng lượng mới.

2.1. Bối cảnh báo cáo

Việt Nam là một trong những nền kinh tế tăng trưởng nhanh nhất trên thế giới. Trong thập kỷ qua, sự mở rộng kinh tế nhanh chóng của Việt Nam đã kèm theo sự gia tăng nhanh chóng lượng khí thải nhà kính do sự phụ thuộc ngày càng tăng vào nhiên liệu hóa thạch. Kể từ năm 2019, Việt Nam đã trở thành thị trường năng lượng tái tạo lớn nhất Đông Nam Á nhờ các chính sách như chính sách giá điện hỗ trợ cho điện mặt trời và điện gió.

Tại Hội nghị lần thứ 26 Các bên tham gia Công ước khung của Liên Hợp Quốc về biến đổi khí hậu (COP26) vào cuối năm 2021, Việt Nam đã chính thức đặt mục tiêu đạt phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050. Vào cuối năm 2022, Việt Nam và Nhóm đối tác quốc tế (IPG¹) đã thiết lập Tuyên bố chính trị thiết lập quan hệ đối tác chuyển đổi năng lượng công bằng (JETP) để khơi thông nguồn lực tài chính hỗ trợ quá trình chuyển đổi năng lượng công bằng và bền vững của Việt Nam. Gói tài trợ JETP trị giá 15.5 tỷ đô la cho Việt Nam được cam kết hỗ trợ bởi các nước thành viên IPG cũng như các tổ chức tài chính đã ký kết vào Liên minh tài chính Glasgow vì mục tiêu phát thải ròng bằng 0 (GFANZ²).

Với tư cách là thành viên của GFANZ, Tập đoàn HSBC, thông qua HSBC Việt Nam, đã đóng vai trò tiên phong trong hỗ trợ quá trình chuyển đổi năng lượng của Việt Nam. Vào tháng 11 năm 2022 tại COP27, HSBC Việt Nam đã ký biên bản ghi nhớ với Bộ Tài nguyên và Môi trường (MONRE) để hỗ trợ Bộ Tài nguyên và Môi trường “xây dựng phương pháp tiếp cận thực tế trong việc hiện thực hóa các chiến lược phù hợp với các mục tiêu phát thải ròng bằng “0” của Việt Nam cũng như xây dựng cơ cấu để mở ra các nguồn tài chính quốc tế nhằm hỗ trợ các mục tiêu này”. Báo cáo này do Bloomberg Philanthropies thực hiện nhằm mục đích hỗ trợ sự hợp tác giữa HSBC và Bộ Tài nguyên và Môi trường.

Mục tiêu giảm phát thải của Việt Nam

Việt Nam đã nộp bản báo cáo cập nhật Đóng góp quốc gia tự quyết định (NDC) vào tháng 11 năm 2022, một năm sau khi Thủ tướng Phạm Minh Chính thông báo về mục tiêu phát thải ròng bằng 0 của Việt Nam vào năm 2050 tại COP26. Báo cáo NDC cập nhật đưa ra mục tiêu giảm

¹ Một nhóm gồm các thành viên G7 - Canada, Liên minh châu Âu, Pháp, Đức, Italy, Nhật Bản, Vương quốc Anh, và Hoa Kỳ - cộng Đan Mạch và Na Uy.

² Thành viên của Liên minh Tài chính Glasgow vì mục tiêu phát thải ròng bằng 0 (GFANZ) gồm các ngân hàng Bank of America, Citi, Deutsche Bank, HSBC, Macquarie Group, Mizuho, MUFG, Prudential Plc, Shinhan, SMBC và Standard Chartered.

phát thải khí nhà kính 15.8% đến năm 2030 so với kịch bản phát triển thông thường. Nếu có thêm nguồn lực tài chính và kỹ thuật từ quốc tế, Việt Nam đặt mục tiêu giảm phát thải 43.5% đến năm 2030 so với kịch bản thông thường (Bảng 2-1). Trong báo cáo NDC 2020, các mục tiêu vô điều kiện và có điều kiện lần lượt là 9% và 27%.

Bảng 2-1: Mức phát thải khí nhà kính của Việt Nam năm 2030 chia theo ngành, với mức đóng góp vô điều kiện và có điều kiện so với kịch bản phát triển thông thường (BAU) theo Đóng góp quốc gia tự quyết định (NDC)

	NDC 2022		NDC 2020	
	Mức giảm so với kịch bản BAU (không điều kiện)	Mức giảm so với kịch bản BAU (có điều kiện)	Mức giảm so với kịch bản BAU (không điều kiện)	Mức giảm so với kịch bản BAU (có điều kiện)
Năng lượng	7.0%	24.4%	5.5%	16.7%
Nông nghiệp	1.3%	5.5%	0.7%	3.5%
Sử dụng đất, thay đổi sử dụng đất và lâm nghiệp	3.5%	5.0%	1.0%	2.3%
Chất thải	1.0%	3.2%	1.0%	3.6%
Quá trình công nghiệp	3.0%	5.4%	0.8%	0.9%
Tổng	15.8%	43.5%	9.0%	27.0%

Nguồn: Đóng góp quốc gia tự quyết định của Việt Nam năm 2022 và 2020, BloombergNEF.

Cũng tại hội nghị COP26, Việt Nam cam kết sẽ giảm phát thải 30% khí mê tan vào năm 2030 so với năm 2020 và tham gia Tuyên bố toàn cầu về Chuyển đổi điện than sang điện sạch, Tuyên bố Glasgow của các Lãnh đạo về Rừng và Sử dụng đất để ngăn ngừa và đảo ngược tình trạng phá rừng và suy thoái đất đai vào năm 2030, và Liên minh hành động thích ứng để huy động các nguồn lực cho thích nghi với biến đổi khí hậu.

Thỏa thuận Đối tác chuyển dịch năng lượng công bằng nhằm hỗ trợ Việt Nam chuyển đổi sang nền kinh tế phát thải ròng bằng 0

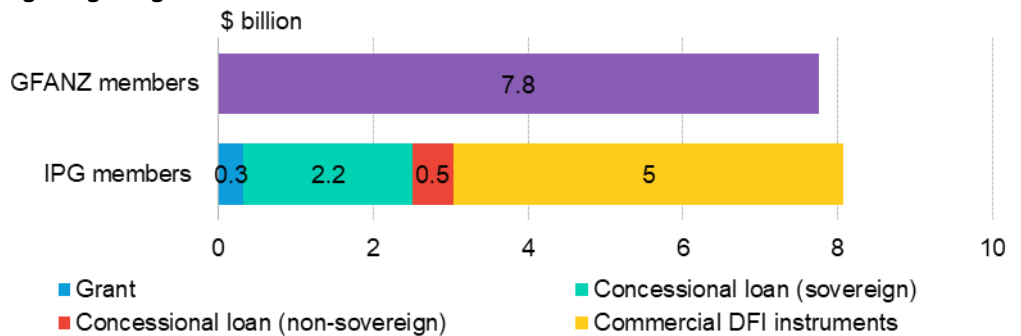
Vào tháng 12 năm 2022, Việt Nam và nhóm IPG đã thiết lập thỏa thuận JETP tại Hội nghị Thượng đỉnh EU-ASEAN ở Brussels, Bỉ nhằm hỗ trợ Việt Nam thực hiện mục tiêu phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050. Các thành viên của JETP cùng các tổ chức tài chính cam kết sẽ cung cấp cho Việt Nam 15.5 tỉ đô-la để chuyển đổi sang nền kinh tế phát thải thấp. Việt Nam và các đối tác JETP đồng ý với bốn mục tiêu:

- Đẩy sớm năm dự báo tổng mức thải khí nhà kính đạt đỉnh của Việt Nam là năm 2035 sang năm 2030
- Mức phát thải hàng năm của ngành điện đạt đỉnh vào năm 2030 với 170 triệu tấn CO₂e
- Giới hạn tổng công suất điện than ở mức 30.2 gigawatt (tổng công suất điện than là 26.7 gigawatt năm 2023)
- Đẩy nhanh áp dụng năng lượng tái tạo để năng lượng tái tạo chiếm ít nhất 47% sản lượng điện năm 2030

Bên lề hội nghị COP28 năm 2023, Thủ tướng Phạm Minh Chính công bố Kế hoạch Huy động Nguồn lực (RMP) nhằm chi tiết hóa việc huy động 15.8 tỉ đô-la từ đối tác JETP. Các thành viên IPG cam kết sẽ cung cấp tài chính trị giá 8.1 tỉ đô-la cho Việt Nam, và khoản đầu tư còn lại trị giá

7.8 tỉ đô-la sẽ đến từ các thành viên của GFANZ (Hình 2.1). Bản kế hoạch này cung cấp thông tin chi tiết về cấu trúc khoản đầu tư trị giá 8.1 tỉ đô-la của các thành viên IPG. Chỉ 4% nguồn đầu tư là dưới hình thức tài trợ, trong khi 34% là dưới hình thức vay ưu đãi bao gồm có bảo lãnh (27%) và không bảo lãnh chính phủ (7%). Các khoản vay thương mại do các tổ chức tài chính phát triển phát hành chiếm 62%. Bản kế hoạch này không đưa ra cấu trúc chi tiết về nguồn đầu tư của các thành viên GFANZ.

Hình 2.1: Mức cam kết hỗ trợ cho Việt Nam trong Thỏa thuận Đối tác chuyển dịch năng lượng công bằng



Nguồn: Kế hoạch Huy động Nguồn lực cho JETP, BloombergNEF. Ghi chú: Thành viên của GFANZ là các tổ chức tài chính đã ký kết gia nhập Liên minh Tài chính Glasgow vì phát thải ròng bằng 0. IPG là Nhóm Đối tác Quốc tế gồm các thành viên G7 cộng thêm Đan Mạch và Na Uy. DFI là tổ chức tài chính phát triển.

RMP xác định các dự án cụ thể cho từng lĩnh vực trong ba lĩnh vực ưu tiên, bao gồm lưới điện, hệ thống lưu trữ năng lượng, và nhà máy điện gió ngoài khơi. Các ưu tiên khác bao gồm sử dụng năng lượng hiệu quả, dự án điện mặt trời và chuyển đổi nhà máy điện than (Bảng 2-2). Cơ quan quản lý, chủ dự án, cơ quan tài chính, cùng các bên liên quan khác sẽ đàm phán để lựa chọn dự án đầu tư cụ thể trong các danh mục nhất định dựa trên cơ sở tuân thủ quy định pháp lý của Việt Nam và xét đến các tiêu chí lựa chọn như phát triển, chuyển giao công nghệ và chuyển đổi công bằng.

Bảng 2-2: Danh mục dự án và lĩnh vực ưu tiên đầu tư trong Kế hoạch Huy động Nguồn lực của Việt Nam triển khai Thỏa thuận Đối tác chuyển dịch năng lượng công bằng (JETP)

	Ưu tiên đầu tư	Đề xuất dự án đầu tư
Ưu tiên chính	Lưới điện	Đường dây truyền tải điện 500 kilovolt (kV), 220kV, 110kV và 22kV của Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN)
		Đường dây truyền tải và trạm biến áp cho các dự án điện gió ngoài khơi
Ưu tiên bổ sung	Lưu trữ năng lượng	Pin lưu trữ <ul style="list-style-type: none"> Dự án pin lưu trữ điện 50-megawatt (MW)/50-megawatt - giờ (MWh) của EVN Dự án pin lưu trữ điện 7MW/7MWh tại một nhà máy điện mặt trời 50MW Dự án pin lưu trữ điện 105MW/105MWh tại một nhà máy điện mặt trời 400MW
		Nhà máy thủy điện tích năng <ul style="list-style-type: none"> Nhà máy thủy điện tích năng Bác Ái có công suất 1,200MW
	Điện gió ngoài khơi	Dự án điện gió ngoài khơi 6 gigawatt (GW) được đấu nối vào lưới điện
	Sử dụng năng lượng hiệu quả	Dự án Thành phố thông minh và sử dụng năng lượng hiệu quả sẽ cải tạo, nâng cấp và mở rộng hệ thống chiếu sáng đường phố bằng 2.6 triệu điểm sáng

Điện mặt trời	Bổ sung 25-30GW điện mặt trời vào năm 2030, bao gồm 16GW điện mặt trời có hệ thống lưu trữ năng lượng
Chuyển đổi nhà máy điện than	Ninh Bình (100MW; 49 năm tuổi) (nhiên liệu chuyển đổi chưa được xác định) Phả Lại 1 (440MW; 40 năm tuổi) sang 100% hydro sản xuất từ năng lượng tái tạo Phả Lại 2 (600MW; 22 năm tuổi) sang 100% ammoniac xanh Cao Ngạn (115MW; 17 năm tuổi) sang 100% sinh khối Vân Phong (1,432MW; chạy nghiệm thu vào tháng 8 năm 2023) chuyển đổi một phần sang sinh khối và thu hồi, sử dụng và lưu trữ các-bon

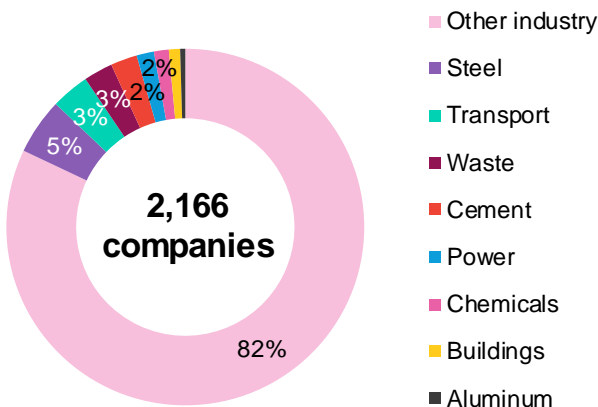
Nguồn: Kế hoạch Huy động Nguồn lực để triển khai Thỏa thuận Đối tác chuyển dịch năng lượng công bằng, BloombergNEF.

Doanh nghiệp có lượng phát thải lớn sẽ tiên phong trong quá trình giảm phát thải quốc gia

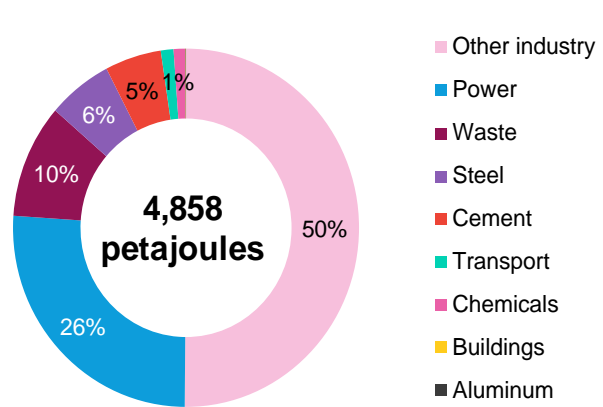
Để đạt được mục tiêu giảm phát thải theo bản cập nhật NDC năm 2022, chính phủ đã ban hành quy định (Nghị định 06/2022/ND-CP) yêu cầu các doanh nghiệp có lượng phát thải lớn phải báo cáo kiểm kê lượng phát thải và thực hiện hoạt động giảm thiểu phát thải.

Các công ty phải tuân thủ là những doanh nghiệp có lượng phát thải lớn hơn 3,000 tấn CO2 hoặc tiêu thụ năng lượng tương đương với mức trên 1,000 tấn dầu mỗi năm, thuộc năm ngành là điện, công nghiệp, xây dựng, giao thông vận tải và chất thải (Quyết định 01/2022/QĐ-TTg). Doanh nghiệp phải báo cáo kiểm kê lượng phát thải khí nhà kính trực tiếp từ những nguồn do công ty kiểm soát hoặc sở hữu (Phạm vi 1), và lượng phát thải gián tiếp khi mua điện, hơi nước, nhiệt hoặc làm mát³ (Phạm vi 2). Các công ty sẽ báo cáo hai năm một lần, bắt đầu vào năm 2024 và thực hiện hoạt động giảm thiểu từ năm 2026 trở đi.

Hình 2.2: Các công ty phải báo cáo kiểm kê lượng phát thải ở Việt Nam, tính đến tháng 8 năm 2024, chia theo ngành



Hình 2.3: Tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng của công ty phải báo cáo kiểm kê phát thải ở Việt Nam, chia theo ngành



Nguồn: Quyết định 13/2024/QĐ-TTg, BloombergNEF. Ghi chú: Ngành công nghiệp khác bao gồm Các kim loại màu khác, khoáng sản phi kim loại khác, thực phẩm và thuốc lá, giấy, bột giấy và in ấn, gỗ và sản phẩm gỗ, dệt may và da, máy móc, thiết bị giao thông vận tải, xây dựng; khai mỏ và đá, và các ngành không được xác định cụ thể hơn. Quy định không nêu cụ thể mức tiêu thụ năng lượng cuối cùng của doanh nghiệp phải tuân thủ là vào năm nào.

Tính đến tháng 8 năm 2024, có 2,166 công ty được yêu cầu phải báo cáo kiểm kê phát thải, trong đó có các công ty thuộc các ngành công nghiệp hạng nhẹ như thực phẩm và thuốc lá, giấy, bột giấy và in ấn, gỗ và sản phẩm gỗ chiếm tới 82% tổng số các công ty. Tiếp theo là các công ty

³ Theo Thông tư 38/2023/TT-BCT và Thông tư 17/2022/TT-BTNMT

trong ngành thép và giao thông vận tải. Tính theo mức tiêu thụ năng lượng hàng năm, các công ty được yêu cầu tuân thủ trong ngành công nghiệp hạng nhẹ dẫn đầu với 50% tổng mức tiêu thụ năng lượng, tiếp sau là ngành điện (26%), chất thải (10%) và thép (6%) (Hình 2.2). Chính phủ sẽ áp dụng hạn ngạch phát thải mà công ty được yêu cầu tuân thủ có thể phát thải mỗi năm trong giai đoạn 2026 đến 2030. Các công ty có mức phát thải lớn và không thể đáp ứng hạn ngạch cho năm đó sẽ phải tham gia thị trường thứ cấp để mua thêm đơn vị hoặc tín chỉ. Việt Nam lên kế hoạch triển khai thí điểm một thị trường các-bon vào năm 2025 và đưa vào vận hành chính thức thị trường các-bon năm 2028.

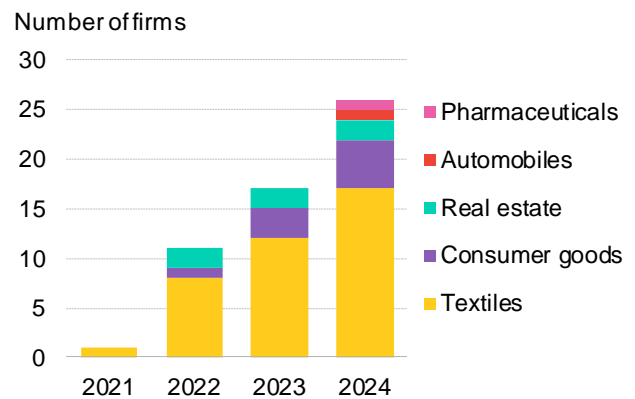
Thậm chí trước khi có sự thúc đẩy của cơ quan quản lý, các doanh nghiệp tại Việt Nam đã tự đặt ra các mục tiêu giảm phát thải, chủ yếu dưới hình thức mua điện sạch. Việt Nam là nơi tập trung sản xuất của nhiều công ty thành viên RE100 (Hình 2.4). Đây là một sáng kiến tự nguyện mà các công ty thành viên cam kết sử dụng tất cả nhu cầu điện năng từ năng lượng tái tạo. Số lượng công ty có trụ sở tại Việt Nam đặt ra mục tiêu giảm phát thải dựa trên cơ sở khoa học đã tăng lên 26 công ty vào năm 2024, tăng hơn 63% so với 16 công ty tham gia vào năm 2023 (Hình 2.5). Đa số các công ty thuộc lĩnh vực dệt may, chiếm 65% trong tổng số 26 công ty đã đặt ra mục tiêu theo thống kê. Một trong những lý do chính là do thị trường xuất khẩu chính của các công ty dệt may là châu Âu, nơi các khách hàng thường đặt ra mục tiêu nội bộ nghiêm ngặt về giảm phát thải.

Hình 2.4: Các thành viên RE100 hoạt động tại Việt Nam, chia theo ngành hoạt động



Nguồn: BloombergNEF. Ghi chú: Lô-gô được lấy từ website của công ty.

Hình 2.5: Tổng số các công ty Việt Nam đặt mục tiêu dựa trên cơ sở khoa học



Nguồn: Sáng kiến Mục tiêu Dựa trên Cơ sở Khoa học (SBTi), BloombergNEF. Ghi chú: Dữ liệu năm 2024 tính đến tháng 6.

2.2. Các kịch bản tại BloombergNEF

Nghiên cứu này là một phần trong thư viện kịch bản chuyển dịch năng lượng của BNEF.

Kịch bản cốt lõi được sử dụng trong nghiên cứu của BNEF là Kịch bản chuyển đổi dựa trên tính kinh tế (ETS), đưa ra lộ trình chuyển đổi hoàn toàn dựa trên tính kinh tế và sự đột phá về mặt công nghệ dẫn đến ưu tiên áp dụng các công nghệ phát thải thấp mà không cần có thêm các chính sách can thiệp. Bên cạnh kịch bản ETS, BNEF cũng xây dựng các kịch bản cấp toàn cầu, cấp ngành, và cấp quốc gia, bao gồm mô hình chi tiết cho ngành giao thông vận tải.

Các kịch bản đều tập trung mô phỏng tương lai, kết hợp nhiều thông số không chắc chắn vào một kịch bản mô tả nhất quán. Các mô hình này chủ yếu sử dụng cho nghiên cứu điều tra trung

hạn đến dài hạn, và có thể cũng bao gồm nghiên cứu về độ nhạy theo các biến số chính. Kịch bản khác với dự báo ở chỗ dự báo luôn luôn là các phỏng đoán ngắn hạn về cái chúng ta nghĩ rằng sẽ xảy ra.

Báo cáo *Triển vọng Năng lượng mới* trình bày hai kịch bản được hiệu chỉnh cẩn trọng, thay vì sử dụng một loạt các kết quả dựa trên độ nhạy. Do đó, các kịch bản của chúng tôi có thể được hiểu rõ nhất khi coi chúng là kịch bản tham chiếu, chứ không phải kịch bản về độ nhạy hoặc kịch bản kiểm tra sự ổn định (Bảng 2-3).

Bảng 2-3: Hai kịch bản trong Triển vọng Năng lượng mới

Kịch bản chuyển đổi dựa trên tính kinh tế (ETS)	Kịch bản phát thải ròng bằng 0 (NZS)
<ul style="list-style-type: none"> Kịch bản cơ sở mô tả ngành điện, công nghiệp, giao thông vận tải và xây dựng sẽ tiến triển ra sao dựa trên sự thay đổi công nghệ về mặt chi phí. Nhất quán với kết quả là toàn cầu sẽ ấm lên 2.6°C. Giả định không có thêm chính sách hỗ trợ cho quá trình chuyển dịch năng lượng ngoài các chính sách hiện có. Chuyển dịch sang mức phát thải các-bon thấp phần lớn chỉ hạn chế ở ngành điện và giao thông vận tải. 	<ul style="list-style-type: none"> Kịch bản khí hậu chuẩn mực mô tả chặng đường khó khăn nhưng có thể đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050 thông qua các hạn mức các-bon cho các ngành khác nhau. Nhất quán với kết quả là toàn cầu ấm lên 1.75°C. Không vượt quá mức phát thải cho phép, hoặc phụ thuộc vào mức phát thải ròng âm sau năm 2050. Loại bỏ hoàn toàn khí thải các-bon trong ngành điện, giao thông vận tải, công nghiệp và xây dựng vào năm 2050.
<ul style="list-style-type: none"> Sử dụng mô hình từng phân ngành từ dưới lên, thay cho mô hình cân bằng tổng thể từ trên xuống dưới, hoặc kết hợp các mô hình đánh giá. Cả hai kịch bản đều sử dụng các thông số kinh tế vĩ mô nhất quán. Tận dụng dữ liệu độc quyền và chuyên môn của 200 nhà phân tích. Các mô hình chi tiết theo năm cho ngành giao thông vận tải, công nghiệp và xây dựng; và chi tiết theo giờ cho ngành điện cho tới năm 2050. Cung cấp dữ liệu minh bạch với các dữ liệu đầu vào và kết quả cấp ngành và quốc gia. 	

Nguồn: BloombergNEF

Kịch bản chuyển đổi dựa trên tính kinh tế

Kịch bản chuyển đổi dựa trên tính kinh tế đánh giá nền kinh tế năng lượng có thể tiến triển ra sao dựa trên sự thay đổi công nghệ về mặt chi phí từ thời điểm hiện tại cho đến năm 2050. Kịch bản này kết hợp hoạt động của thị trường trong tương lai gần, mức độ sử dụng sản phẩm năng lượng mà người tiêu dùng trực tiếp tương tác, mô hình hệ thống chi phí thấp nhất và phân tích xu hướng, nhằm mô tả quá trình triển khai và phổ biến các công nghệ hiện có trên thị trường và điểm đột phá của công nghệ đó.

Kịch bản này bao gồm chính sách và điều luật được thông qua tương lai gần nhằm tác động lên nền kinh tế cạnh tranh. Tuy nhiên, kịch bản này không giả định các mục tiêu năng lượng và khí hậu dài hạn cấp quốc gia hoặc doanh nghiệp sẽ đạt được. Chuyển dịch công nghệ trong kịch bản này chỉ diễn ra khi công nghệ đó giúp giảm chi phí hệ thống, hoặc đưa ra một đề xuất thu hồi vốn hấp dẫn cho người tiêu dùng. Theo cách này, kịch bản ETS mô tả ngành năng lượng có thể tiến triển ra sao khi không có các can thiệp chính sách lớn cho mục tiêu khí hậu, mà trong một thế giới công nghệ sạch có thể cạnh tranh trên một sân chơi bình đẳng.

Các kịch bản của BNEF đều áp dụng cách tiếp cận mô hình theo nhu cầu. Dân số và hoạt động kinh tế khắp thế giới tiếp tục mở rộng, thúc đẩy nhu cầu dành cho hàng hóa tiêu tốn năng lượng, chẳng hạn như thép, xi-măng, nhôm và hóa chất. Nhu cầu lưu thông hàng hóa và con người bằng đường bộ, tàu hỏa, hàng không và đường biển cũng vậy. Tăng trưởng dân số và GDP cao hơn cũng gia tăng hoạt động xây dựng thương mại và dân cư, kéo theo nhu cầu về không gian và nước ấm, điện chiếu sáng và thiết bị, và cả khí ga hoặc điện dùng cho nấu ăn.

Trong mô hình của chúng tôi, cường độ sử dụng điện trên GDP của các quốc gia cũng thay đổi khi các hình thái kinh tế chủ đạo thay đổi, và hiệu suất sử dụng năng lượng được cải thiện theo thời gian trong nền kinh tế thông qua cải thiện ở cả mặt cung và cầu. Giá các-bon được đưa vào khi các chính phủ thực hiện các chương trình tuân thủ, dựa trên nguyên tắc thị trường.

Theo kịch bản ETS trong báo cáo Triển vọng Năng lượng mới, mức phát thải khí nhà kính nhất quán với 67% khả năng hạn chế mức nóng lên toàn cầu là 2.6°C vào năm 2100.

Kịch bản phát thải ròng bằng 0

Kịch bản phát thải ròng bằng 0 (NZS) mô tả quá trình phát triển nền kinh tế năng lượng dựa trên tính kinh tế, duy trì trong giới hạn phát thải các-bon và đạt phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050, không vượt quá mức phát thải cho phép hoặc phụ thuộc vào mức phát thải ròng âm sau năm 2050. Chúng tôi áp dụng cách tiếp cận theo ngành cho mục tiêu giảm phát thải, tức là hạn mức phát thải các-bon của các quốc gia chủ yếu do các ngành cấu thành nên nền kinh tế đó quyết định, cùng mức tăng trưởng dự báo của các ngành đó. Kịch bản này không xét đến trách nhiệm lịch sử hoặc khả năng tài chính.

Kịch bản NZS kết hợp phương pháp triển khai nhanh hơn và mạnh mẽ hơn công nghệ năng lượng tái tạo, hạt nhân và công nghệ phát điện khác có mức các-bon thấp và có thể huy động được, đồng thời tăng mức sử dụng nhiên liệu sạch hơn, đáng chú ý nhất là khí hydro và năng lượng sinh học, trong các ngành sử dụng cuối cùng. Công nghệ thu hồi và lưu trữ các-bon (CCS) xuất hiện vào cuối những năm 2020, cho phép tiếp tục sử dụng một phần nhiên liệu hóa thạch trong sản xuất điện và ngành công nghiệp. Ngoài ra, quá trình điện hóa được tăng tốc và tăng cường tái chế vật liệu góp phần hơn nữa cho mục tiêu giảm phát thải. Do đó, kịch bản NZS không phải phần mở rộng của kịch bản ETS: kịch bản này mô tả một nền kinh tế năng lượng khác biệt về cơ bản.

Mặc dù các lựa chọn công nghệ trong kịch bản NZS chủ yếu dựa trên tính kinh tế, chúng tôi cũng tính đến các ưu tiên chiến lược cùng thể mạnh của các quốc gia, chính sách hiện hành được pháp luật hóa, và cả nguồn lực của địa phương.

Theo như kịch bản NZS trong báo cáo *Triển vọng Năng lượng mới 2024*, mức phát thải khí nhà kính tương thích với 67% khả năng hạn chế mức nóng lên toàn cầu ở mức 1.75°C vào năm 2050. Kịch bản này cũng phù hợp với 33% khả năng có thể duy trì trong phạm vi 1.5°C, và khả năng cao hơn là 67% cơ hội duy trì dưới 2°C.

Kịch bản phát thải ròng bằng 0 của chúng tôi cho thấy một lộ trình toàn cầu, khả thi - chi tiết đến từng quốc gia cho các nền kinh tế chủ chốt - để đạt được mục tiêu chính của Hiệp định Paris và duy trì mức ấm lên toàn cầu dưới 2°C. Mục tiêu tham vọng hơn là 1.5°C có vẻ ngoài tầm với, nhưng cùng nhau phối hợp hành động vẫn có thể giúp thế giới duy trì mức nóng lên toàn cầu dưới 2°C và tránh được những tác động tồi tệ nhất của biến đổi khí hậu.

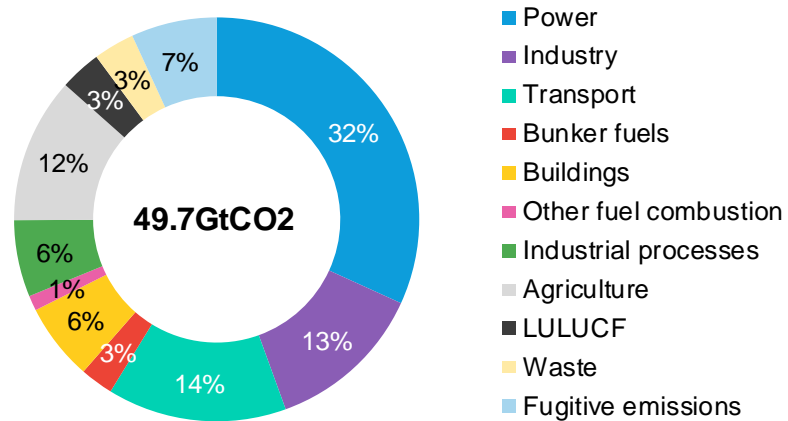
Loại phát thải được đề cập

Mô hình trong báo cáo này chủ yếu tập trung vào phát thải các-bon dioxide trong quá trình đốt nhiên liệu của ngành năng lượng bao gồm điện, giao thông vận tải, công nghiệp và xây dựng. Theo tỉ trọng năm 2019, tổng lượng khí thải từ những lĩnh vực này chiếm tới khoảng 69% lượng phát thải khí nhà kính⁴ (Hình 2.6).

Mức phát thải năng lượng đến từ sản xuất điện và nhiệt, công nghiệp và giao thông vận tải tăng nhanh nhất, tăng khoảng 80% kể từ năm 1990. Mức tăng này khác nhau tùy vào từng quốc gia, nhưng gần đây nhất được ghi nhận ở các nền kinh tế mới nổi có GDP và dân số tăng.

Tổng lượng phát thải khí nhà kính toàn thế giới năm 2019 là khoảng 49.7GtCO₂e, tăng 48% so với mức 33.7GtCO₂e năm 1990.⁵ Nếu chia theo từng ngành, trên toàn cầu, lượng phát thải lớn nhất đến từ sản xuất điện và nhiệt, chiếm 32% tổng lượng, tức là 15.8GtCO₂e. Nhóm lớn thứ hai là công nghiệp, bao gồm các quá trình công nghiệp, chiếm 19%, tức 9.4GtCO₂e, tiếp theo là giao thông vận tải và hàng không và vận tải biển quốc tế (dầu nhiên liệu) chiếm 17%, tức 8.4GtCO₂e. Xây dựng chiếm 3.1GtCO₂e, tức 6%.

Hình 2.6: Ước tính mức phát thải khí nhà kính năm 2019



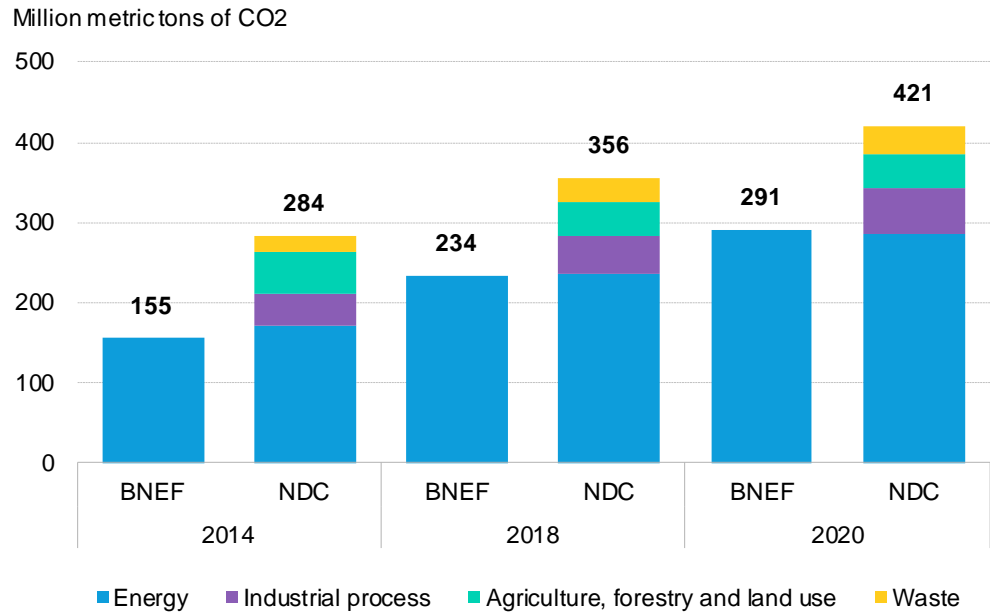
Nguồn: Viện Tài nguyên Thế giới, IEA, BloombergNEF. Ghi chú: GtCO₂ là tỷ tấn carbon dioxide. Bao gồm tất cả lượng phát thải khí CO₂ và tương đương CO₂. LULUCF là sử dụng đất, thay đổi sử dụng đất và lâm nghiệp. Phát thải rò rỉ chỉ việc giải phóng khí nhà kính không mong muốn từ các quy trình, thiết bị, hoặc cơ sở hạ tầng công nghiệp.

Hình 2.7 cho thấy lượng khí thải lịch sử được đề cập trong các kịch bản BNEF cho Việt Nam so với tổng lượng khí thải được đề cập trong báo cáo kỹ thuật của quốc gia về kiểm kê khí thải quốc gia năm 2018 và 2020.

⁴ Tính toán được thực hiện bằng dữ liệu sử dụng IPCC, Báo cáo Đặc biệt về Sự nóng lên toàn cầu 1.5°C, <https://www.ipcc.ch/sr15/>

⁵ BNEF sử dụng năm 2019 làm năm cơ sở để tính toán tỉ trọng phát thải năng lượng trong tổng lượng phát thải. Dữ liệu mới nhất có trên Theo dõi Khí hậu (Climate Watch) có bao gồm năm 2020, nhưng năm này không phù hợp làm năm cơ sở cho mục đích của chúng tôi do dữ liệu năm đó bị tác động và biến dạng nghiêm trọng vì đại dịch Covid-19.

Hình 2.7: Lượng phát thải CO2 lịch sử của Việt Nam trong mô hình của BNEF và tổng lượng phát thải khí nhà kính trong Đóng góp quốc gia tự quyết định (NDC) của Việt Nam



Nguồn: BloombergNEF, Báo cáo phân tích kỹ thuật Đóng góp quốc gia tự quyết định (NDC) của Việt Nam. Ghi chú: 2014 là năm cơ sở. Dữ liệu phát thải năm 2018 và 2020 từ dự thảo báo cáo thẩm định phát thải của hai năm này được chia sẻ bởi Bộ Tài nguyên và Môi trường.

2.3. Phương pháp tiếp cận mô hình

Phần này trình bày phương pháp và cách tiếp cận đối với mô hình của BloombergNEF, cũng như các nguyên tắc được sử dụng cho mô hình phát thải ròng bằng 0.

Các nguyên tắc của mô hình năng lượng

Cách tiếp cận theo ngành

Dữ liệu đầy đủ theo ngành và quốc gia được công bố tại [Triển vọng năng lượng mới 2024: Bảng dữ liệu \(web | terminal\)](#)

Báo cáo Triển vọng Năng lượng mới sử dụng phương pháp tiếp cận mô hình theo ngành và cấp quốc gia. Mô hình sử dụng một loạt các mô hình từ dưới lên tập trung vào ngành có liên kết với nhau ở mức độ chi tiết theo khu vực, quốc gia và cấp dưới quốc gia, dựa trên chuyên môn của các nhà phân tích BNEF và dữ liệu độc quyền về ngành và khu vực. Chúng tôi không sử dụng các mô hình cân bằng chung hoặc đánh giá tích hợp.

Bốn ngành chính được mô hình hóa là những ngành đại diện cho phần lớn nhu cầu năng lượng – ngành điện, công nghiệp, giao thông vận tải và tòa nhà.

Sau khi nhu cầu năng lượng được mô hình hóa, nhu cầu đầu tư cho cung năng lượng, đầu tư chuỗi cung ứng, nhu cầu kim loại, tác động đến lưới điện, khí thải, tác động đến sử dụng đất và các đầu ra khác sẽ được tính toán dựa trên nhu cầu năng lượng. Bằng cách duy trì các đầu vào kinh tế vĩ mô nhất quán như dân số, tăng trưởng kinh tế, giá dầu, khí đốt và than, mô hình hóa cho phép có được thông tin chi tiết về các điểm bùng phát cho các giải pháp các-bon thấp.

Kết quả đầu ra hàng năm được thể hiện trong báo cáo *Triển vọng Năng lượng Mới: Thông tin dữ liệu* ([trang web](#) | [terminal](#)) cho tất cả các tập dữ liệu từ nay đến năm 2050 và dữ liệu lịch sử đến năm 2000.

Để mô hình hóa sự thay đổi công nghệ và những thay đổi trong lựa chọn năng lượng trên khắp các lĩnh vực điện, công nghiệp, giao thông và tòa nhà, chúng tôi dựa vào ba phương pháp tiếp cận chủ đạo :

- **Mô hình chi phí thấp nhất** là tiêu chuẩn vàng của chúng tôi, trong đó các mô hình của chúng tôi tìm ra giải pháp tối ưu về chi phí cho nhu cầu trong từng lĩnh vực, chẳng hạn như lĩnh vực điện và các lĩnh vực công nghiệp khác nhau.
- Chúng tôi cũng sử dụng **mô hình tiếp nhận công nghệ**, xem xét chi phí và các điểm giao thoa công nghệ để dự báo sự tiếp nhận công nghệ của người tiêu dùng hoặc doanh nghiệp, như đối với xe điện, vận tải ít phát thải, máy bơm nhiệt, năng lượng mặt trời và pin quy mô nhỏ.
- Chúng tôi sử dụng các mô hình dựa trên xu hướng cho các lĩnh vực khác, xem xét các xu hướng trong quá khứ và dự báo xu hướng trong tương lai dựa trên phân tích chuyên sâu về các lựa chọn và mức độ sẵn sàng của công nghệ, lộ trình của công ty và các yếu tố kinh tế-chính trị.

Bảng 2-4: Các phương pháp tiếp cận mô hình hóa theo ngành trong Báo cáo Triển vọng năng lượng mới 2024

		Các phân ngành	Mô tả	Loại mô hình
Các ngành chuyển đổi				
Năng lượng	Điện	26 công nghệ sản xuất và lưu trữ	<ul style="list-style-type: none"> • Hệ thống điện NEFM-2 mô hình hóa sự gia tăng theo giờ cho 55 mô hình tiểu khu vực; mô hình lựa chọn công nghệ để sản xuất điện nhằm tối ưu hóa chi phí hệ thống, đồng thời điều động để đáp ứng nhu cầu cho từng giờ • Mô hình hóa việc tiếp nhận công nghệ cho điện mặt trời 	Chi phí thấp nhất và tiếp nhận công nghệ
	Nhiệt	Nhiệt	Sử dụng nhu cầu nhiệt từ mô hình cho tòa nhà và ngành công nghiệp và sử dụng phân tích dựa trên xu hướng để lập mô hình hóa việc sử dụng năng lượng trong tương lai	Dựa trên xu hướng
	Sản xuất nhiên liệu	Khí hydro	Mô hình hóa sản xuất hydro trong nước	Chi phí thấp nhất
Ngành sử dụng năng lượng cuối cùng				
Giao thông	Giao thông đường bộ	Xe ô tô chở khách, xe thương mại, xe hai bánh, ba bánh	Mô hình dựa trên chi phí xem xét các chính sách, xu hướng bán hàng và ra mắt mẫu xe điện trong ngắn hạn và mức độ tiếp nhận của người tiêu dùng (mô hình khuếch tán Bass) trong dài hạn	Tiếp nhận công nghệ
	Hàng không	Chở khách và hàng hóa	Xác định mức sử dụng nhiên liệu hàng không trong tương lai thông qua dự báo nhu cầu hành khách và hàng hóa, kết hợp cải tiến hiệu suất, sử dụng nhiên liệu hàng không bền vững, công nghệ máy bay và nhiên liệu mới	Dựa trên xu hướng
	Vận tải biển	Container, tàu chở dầu, tàu chở hóa chất, tàu chở khí, tàu chở hàng rời, hàng hóa nói chung	Xác định việc sử dụng nhiên liệu vận chuyển trong tương lai dựa trên nhu cầu vận chuyển hàng hóa theo tàu và loại tuyến, lượng đặt hàng và doanh thu đội tàu và ước tính cho tàu mới đóng. Bao gồm việc sử dụng khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG), amoniac và metanol, và nhiên liệu sinh học	Tiếp nhận công nghệ
	Đường sắt	Đô thị, tốc độ cao, truyền thống và vận chuyển hàng hóa	Sử dụng mô hình tổng chi phí sở hữu	Dựa trên xu hướng

Các phân ngành		Mô tả	Loại mô hình	
Công nghiệp	Thép, nhôm, xi măng	Mô hình chi phí thấp nhất giúp giảm thiểu tổng chi phí hệ thống bằng cách sử dụng nhiều chi phí sản xuất bình quân khác nhau để đáp ứng dự báo nhu cầu, theo từng phân ngành và quốc gia	Chi phí thấp nhất	
	Hóa chất	Hóa dầu	Mô hình hóa năng lượng dựa trên xu hướng, xây dựng trên dự báo nhu cầu chi tiết	Dựa trên xu hướng
	Ngành công nghiệp khác	Bột giấy và giấy, chế biến thực phẩm, thuốc lá, dệt may, chế biến gỗ, máy móc và các ngành khác	Các mô hình dựa trên xu hướng cho mức tiêu thụ năng lượng cuối cùng	Dựa trên xu hướng
Tòa nhà	Dân cư, thương mại	Máy bơm nhiệt	Mô hình máy bơm nhiệt như mô hình tiếp nhận của người tiêu dùng và nhu cầu năng lượng của tòa nhà nói chung tương tự mô hình dựa trên xu hướng	Tiếp nhận công nghệ và dựa trên xu hướng

Nguồn: BloombergNEF. Chú thích: Tất cả các lĩnh vực đều được mô hình hóa theo hướng từ dưới lên theo mức tăng hàng năm.

Hạn chế và cân nhắc

Chúng tôi giảm thiểu việc sử dụng các hạn chế để tránh xác định trước kết quả mô hình, do đó, kết quả có thể đưa ra một con đường cho nền kinh tế năng lượng trong tương lai.

Tuy nhiên, chúng tôi cân nhắc đến các hạn chế tiềm ẩn về chuỗi cung ứng và sản xuất, bằng cách tránh những bước nhảy vọt đột ngột trong việc áp dụng bất kỳ công nghệ cụ thể nào. Chúng tôi cũng hạn chế các kết quả trong ngắn hạn bằng cách đánh giá các chính sách hiện tại và danh mục các dự án. Khi chúng tôi có thể 'nhìn thấy' các kết quả ngắn hạn, chúng tôi hạn chế các mô hình để tránh thay thế các kết quả đó.

Như đã nói ở trên, có rất nhiều rào cản (hoặc các yếu tố hỗ trợ cần thiết) đối với quá trình chuyển đổi năng lượng. Thay vì coi tất cả những điều này là các hạn chế được mô hình hóa, chúng tôi cung cấp phân tích chi tiết về các hạn chế dựa trên các kết quả của mô hình cốt lõi, để đưa ra kết luận về những yếu tố cần thiết hỗ trợ quá trình chuyển đổi. Những yếu tố này gồm lưới điện, nguồn cung vật liệu và kim loại quan trọng, đầu tư và sử dụng đất.

Chúng tôi không đặt mục tiêu giải quyết cân bằng cung-cầu (toàn cầu), thương mại hoặc giá cả.

Các hạn chế về khí thải, chỉ áp dụng trong kịch bản NZS của chúng tôi, được thảo luận bên dưới.

Các hạn chế phát thải trong kịch bản phát thải ròng bằng Không

Kịch bản ETS của chúng tôi không đặt ra hạn mức phát thải. Kịch bản NZS hạn chế phát thải toàn cầu và theo ngành để đạt được kết quả phù hợp với Thỏa thuận Paris, với kết quả nhiệt độ thay đổi dựa trên dữ liệu hạn mức các-bon của Ủy ban liên chính phủ về Biến đổi khí hậu. Chúng tôi không sử dụng các biện pháp giảm thiểu biên được thúc đẩy bởi giá định về giá các-bon toàn cầu hoặc chạy các mô hình khí hậu của riêng mình.

- **Cách tiếp cận theo ngành.** Hạn mức các-bon được mô hình hóa ở cấp độ ngành và xem xét xu hướng phát thải trong lịch sử, dự báo tăng trưởng phát thải và các lựa chọn giảm phát thải sẵn có để đảm bảo 'chuyển đổi năng lượng một cách trật tự' nhằm tránh thay đổi đột ngột và duy trì an ninh kinh tế và xã hội.
- **Tính không chắc chắn của các giải pháp công nghệ tương lai chưa được chứng minh.** Mô hình của chúng tôi dựa vào các công nghệ đã được thương mại hóa hiện nay cũng như các công nghệ đã có mức độ sẵn sàng để có thể mở rộng quy mô. Chúng tôi ưu tiên các công nghệ có thể được triển khai ở cấp độ toàn cầu và có thể được ứng dụng rộng rãi.

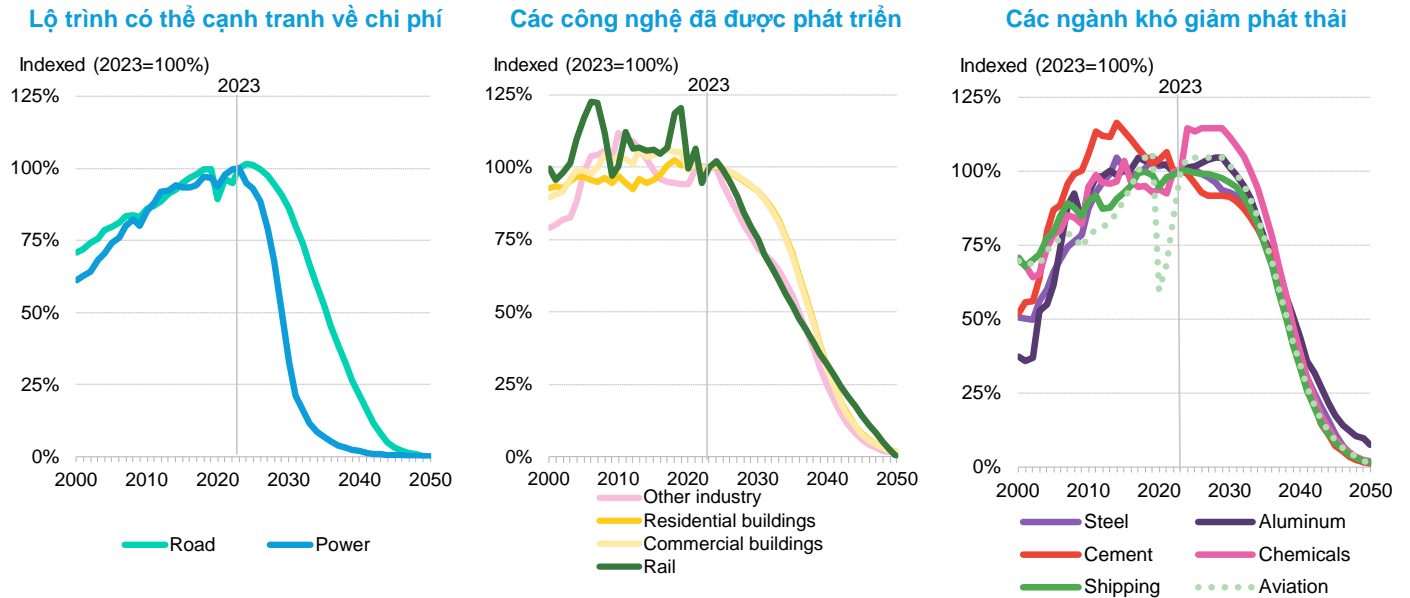
Chúng tôi hạn chế các công nghệ chưa được chứng minh hoặc đang trong giai đoạn phát triển ban đầu tại thời điểm hiện tại, như công nghệ thu giữ các-bon trực tiếp từ không khí.

- **Hạn mức phát thải các-bon ở cấp độ quốc gia.** Những hạn mức này được xác định bởi cơ cấu của các ngành khác trong nền kinh tế mỗi quốc gia, mức tăng trưởng dự kiến trong các ngành đó và tiến trình tương đối của ngành theo kịch bản cơ sở ETS. Trên thực tế, điều này có nghĩa là những quốc gia có nhu cầu điện ngày càng tăng sẽ có hạn mức phát thải cho ngành điện cao hơn so với những quốc gia có nhu cầu không đổi hoặc giảm. Các yếu tố như "trách nhiệm" lịch sử và sự sẵn có của nguồn lực tài chính đều không được xem xét. Mọi ngành trong nền kinh tế và mỗi quốc gia đều phải đạt mức phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050, không có ngoại lệ.
- **Không vượt quá hạn mức phát thải đã đặt ra.** Các kịch bản của chúng tôi kết thúc vào năm 2050 và không dựa vào lượng khí thải ròng âm sau năm 2050. Hơn 99% lượng khí thải giảm được thông qua giảm phát thải thực tế, chuyển đổi nhiên liệu hoặc sử dụng công nghệ CCS. Các công nghệ loại bỏ các-bon như công nghệ thu giữ các-bon trực tiếp từ không khí chỉ được sử dụng để thu hồi lượng khí thải còn dư mà không được thu giữ hoàn toàn bởi công nghệ CCS.
- **Không có sự thay đổi hành vi.** Mô hình của BNEF không dựa vào sự thay đổi hành vi, giả định xu hướng nhu cầu giống nhau đối với các dịch vụ năng lượng hữu ích như di chuyển (du lịch hàng không, nhu cầu về dịch vụ vận tải đường bộ), vật liệu (ví dụ, thép và nhôm) và các dịch vụ hữu ích từ năng lượng, trong cả hai kịch bản.
- **Giả định các nỗ lực giống nhau đối với phát thải không liên quan đến năng lượng.** BNEF giả định mức phát thải ngoài lĩnh vực năng lượng sẽ giảm với tốc độ tương tự như mức phát thải của các ngành được đề cập trong phân tích của chúng tôi. Điều này tránh đưa ra các giả định quá lạc quan về các lĩnh vực khó giảm nằm ngoài phạm vi phân tích như sử dụng đất và thay đổi sử dụng đất và lâm nghiệp (LULUCF) hoặc nông nghiệp.

Hạn mức phát thải theo ngành

Trong kịch bản NZS, hạn mức phát thải theo ngành được chia thành ba nhóm. Nhóm đầu tiên bao gồm các ngành có lộ trình áp dụng các công nghệ giảm thiểu phát thải có thể cạnh tranh về chi phí sẵn có hiện nay như ngành điện và vận tải đường bộ. Nhóm này được không chế bởi hạn mức phát thải tham vọng nhất.

Hình 2.8: Hạn mức phát thải theo ngành và phân ngành – Kịch bản phát thải ròng bằng 0



Nguồn: BloombergNEF. Chú thích: Lộ trình phát thải được tham chiếu theo giá trị năm 2023. Lượng phát thải trực tiếp từ nhôm vào năm 2050 gần bằng 0 (khoảng 14 triệu tấn CO2) nhưng được thể hiện trên biểu đồ do lượng phát thải tuyệt đối hiện nay ở mức thấp.

Nhóm thứ hai là những ngành có các giải pháp về công nghệ giảm phát thải đã được phát triển nhưng chưa cạnh tranh về mặt chi phí hoặc chưa được triển khai ở quy mô lớn – như tòa nhà, ngành công nghiệp hạng nhẹ và đường sắt. Nhóm thứ ba là các ngành ‘khó giảm phát thải’. Đây là những ngành mà các công nghệ tương lai hoặc các loại hình nhiên liệu mới chỉ xuất hiện.

Bảng 2-5: Phân nhóm hạn mức các-bon theo ngành

Nhóm	Ngành	Phân ngành	Lộ trình phát thải	Hạn mức các-bon
Lộ trình có thể cạnh tranh về chi phí	Điện	Điện	<ul style="list-style-type: none"> Ngành điện đã chứng kiến mức giảm phát thải mạnh nhất từ trước đến nay, với động lực mạnh mẽ từ các công nghệ phát thải thấp 	Mục tiêu tương đương 1.6C
	Vận tải	Vận tải đường bộ	<ul style="list-style-type: none"> Ngày càng nhiều các lựa chọn giảm phát thải có thể cạnh tranh về chi phí dưới dạng xe điện Những thách thức phát sinh từ tốc độ tiếp của người tiêu dùng, năng lực sản xuất, cơ sở hạ tầng và nhu cầu giảm phát thải cho phương tiện vận tải thương mại hạng nặng 	1.78C cho xe chở khách, xe buýt và xe hai và ba bánh 1.82C cho phương tiện thương mại 1.8C cho toàn ngành
Các công nghệ đã được phát triển	Tòa nhà	Dân cư, thương mại	<ul style="list-style-type: none"> Có các lựa chọn giảm phát thải song nâng cấp công nghệ có mức độ khó và chi phí cao Lượng phát thải giảm tương đối đến năm 2030 và giảm mạnh sau đó 	1.9C cho tòa nhà dân cư 1.9C cho tòa nhà thương mại
	Công nghiệp	Các ngành công nghiệp khác	<ul style="list-style-type: none"> Lượng phát thải giảm theo chiều hướng tuyến tính từ nay đến năm 2050 trong các ngành công nghiệp sử dụng nhiệt thấp, đẩy nhanh quá trình suy giảm kể từ năm 2010 	1.7C-1.8C
	Vận tải	Đường sắt	<ul style="list-style-type: none"> Lượng phát thải giảm nhanh đến năm 2050 	1.8C

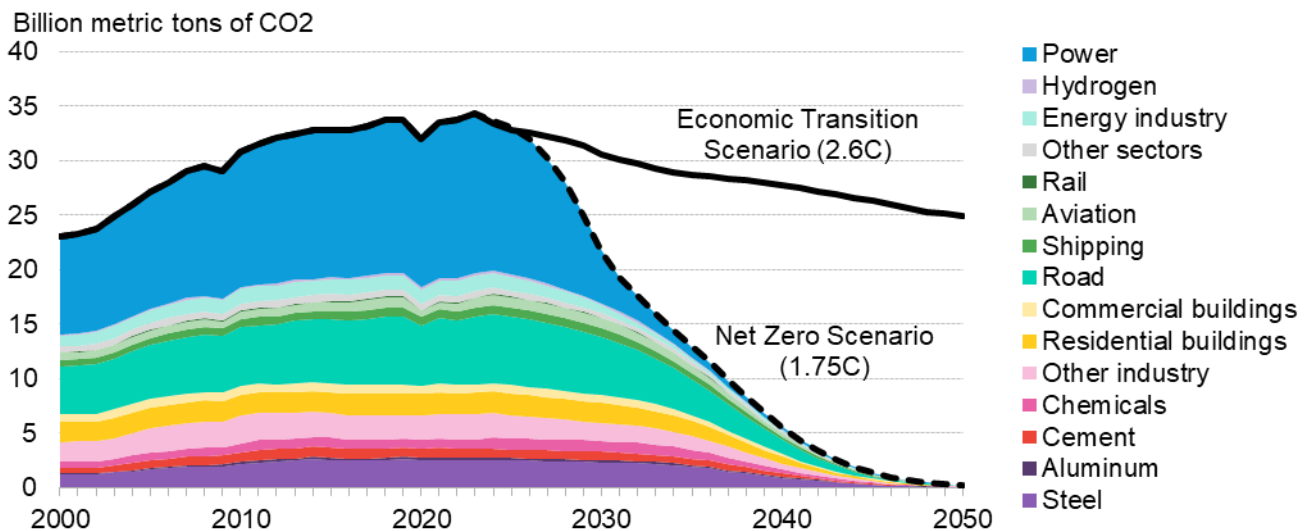
Nhóm	Ngành	Phân ngành	Lộ trình phát thải	Hạn mức các-bon
Các ngành khó giảm phát thải	Vận tải	Hàng không	<ul style="list-style-type: none"> Lượng phát thải từ ngành hàng không duy trì ở mức năm 2024 cho đến năm 2030, trước khi bước vào giai đoạn suy giảm nhanh và chậm lại vào những năm cuối. 	1.9C
		Đường biển	<ul style="list-style-type: none"> Trong vận tải đường thủy, lượng phát thải giảm vừa phải từ năm 2024 đến năm 2030, sau đó giảm mạnh đến năm 2050 	1.9C
	Công nghiệp	Hóa chất, thép, xi măng, nhôm	<ul style="list-style-type: none"> Lượng phát thải ngành thải hóa chất duy trì ở mức 1.9C năm 2024, trước khi bước vào giai đoạn suy giảm nhanh Lượng phát thải ngành xi măng tiếp tục duy trì xu hướng giảm từ những năm 2010 đến 2030 trong khi lượng khí thải ngành thép bắt đầu giảm vừa phải Lượng khí thải ngành xi măng và thép đều giảm mạnh sau năm 2030 Lượng khí thải trực tiếp của ngành nhôm hiện đã tương đối thấp và sẽ giảm mạnh sau năm 2030 	

Nguồn: BloombergNEF

Tổng hạn mức phát thải

Hạn mức các-bon cho quá trình đốt nhiên liệu trong ngành năng lượng bằng tổng tất cả hạn mức các-bon cho từng ngành. Mô hình của chúng tôi cho thấy lượng phát thải cần phải giảm 37% vào năm 2030 so với mức năm 2023 và giảm 84% vào năm 2040. Nếu đạt được, quá trình chuyển đổi sẽ diễn ra một cách có trật tự, đạt được mức phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050 cũng như mục tiêu của Thỏa thuận chung Paris, với mức nóng lên toàn cầu là 1.75C vào năm 2050. Điều này cho phép mức phát thải không vượt quá hạn mức phát thải đã đặt ra hoặc không cần dựa vào phát thải ròng âm sau năm 2050.

Hình 2.9: Lượng khí thải ngành năng lượng toàn cầu và hạn mức các-bon để đạt phát thải ròng bằng 0 – Kịch bản chuyển đổi kinh tế và Kịch bản phát thải ròng bằng 0

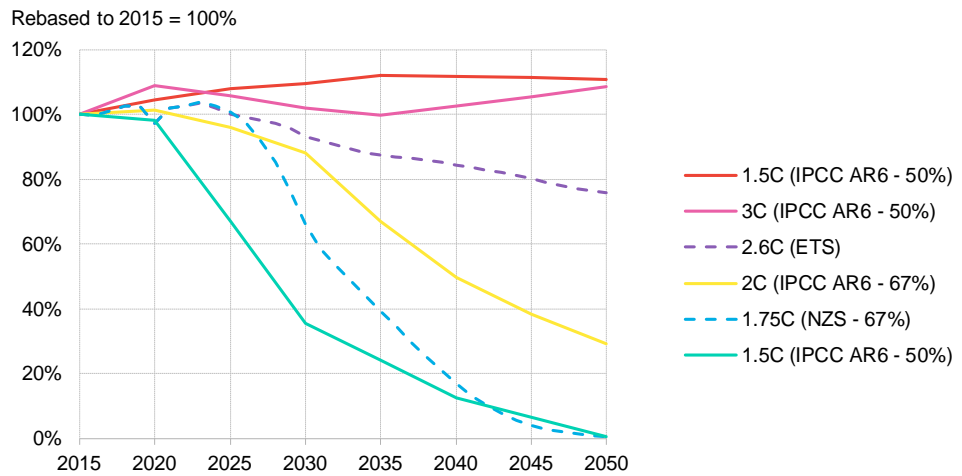


Nguồn: BloombergNEF

Ngược lại, lượng khí thải trong kịch bản ETS chỉ giảm 10% vào năm 2030 và trung bình 1% mỗi năm cho đến năm 2040. Kết quả là tổng lượng phát thải dẫn đến kịch bản nhiệt độ toàn cầu ấm lên 2.6 độ C vào cuối thế kỷ.

Hình 2.10 cho thấy quỹ đạo phát thải tương thích với các kịch bản nhiệt độ khác nhau theo Báo cáo đánh giá thứ sáu của Ủy ban liên chính phủ về biến đổi khí hậu (IPCC). Theo tính toán của chúng tôi, kịch bản NZS phù hợp với mục tiêu 1.75 độ C, với 67% khả năng hạn chế nhiệt độ nóng lên ở mức này.

Hình 2.10: Lượng khí thải các-bon toàn cầu hàng năm toàn cầu trong các kịch bản của IPCC và BNEF



Nguồn: BloombergNEF, Ủy ban liên chính phủ về biến đổi khí hậu (IPCC) 2022: Tóm tắt cho các nhà hoạch định chính sách. Chú thích: ETS là Kịch bản chuyển đổi kinh tế; NZS là Kịch bản phát thải ròng bằng 0; AR6 là Báo cáo đánh giá thứ sáu của IPCC. Năm cơ sở là năm 2015. Phạm vi của báo cáo Triển vọng năng lượng mới bao gồm 69% lượng khí thải các-bon toàn cầu theo kịch bản 1,5C của IPCC – quỹ đạo phát thải trong quá khứ và tương lai được điều chỉnh tăng lên để phù hợp với kịch bản của IPCC.

Sự bao trùm và mức độ sẵn sàng của công nghệ trong Kịch bản đạt phát thải ròng bằng 0

Một lộ trình giảm phát thải nhanh yêu cầu cần phải tăng cường các công nghệ hiện vẫn chưa được triển khai trên quy mô lớn. Ngoài các công nghệ đã được triển khai ở quy mô lớn như năng lượng tái tạo và xe điện, chúng tôi cũng bao gồm các công nghệ giảm phát thải sâu như:

- **Có thể có mặt trên toàn cầu:** có thể triển khai ở hầu hết các thị trường
- **Có thể áp dụng rộng rãi:** linh hoạt và được sử dụng trong nhiều lĩnh vực và ngành công nghiệp
- **Có lộ trình mở rộng quy mô:** có mức độ công nghệ sẵn sàng và lộ trình mở rộng quy mô hợp lý

Do mức độ không chắc chắn cao về sự phát triển công nghệ trong tương lai, kịch bản của chúng tôi nên được hiểu là một tập hợp các mục tiêu mà mỗi ngành công nghệ phải hướng tới, thay vì dự đoán về mức độ tăng trưởng của các công nghệ giảm phát thải thấp thế hệ mới. Ví dụ, để hoàn thành vai trò tương ứng của từng công nghệ trong kịch bản NZS, khí hydro và CCS phải

được thương mại hóa hoàn toàn vào cuối thập kỷ này, với tốc độ khác nhau tùy thuộc vào từng phân ngành.

Trong mô hình hóa ngành điện, các nhà máy điện sử dụng khí hydro, than và khí đốt được trang bị CCS và các nhà máy hạt nhân (cả công nghệ truyền thống và thế hệ mới như lò phản ứng mô-đun nhỏ) xuất hiện dưới dạng các dự án thí điểm vào năm 2027. Các công nghệ này được triển khai ở quy mô hoàn chỉnh từ năm 2030 trở đi.

Trong ngành công nghiệp, do một số ngành hiện đã sử dụng khí hydro và CCS, chúng tôi giả định việc áp dụng các công nghệ này sẽ diễn ra sớm hơn. Ví dụ, trong ngành thép, lò khử trực tiếp sử dụng khí hydro hoặc cải tạo để sử dụng CCS có thể được triển khai ngay lập tức.

Việc triển khai các công nghệ giảm phát thải sâu cũng sẽ phụ thuộc vào việc xây dựng cơ sở hạ tầng và lưu trữ tương ứng. Trong ngành điện, các nỗ lực đổi mới và mở rộng lưới điện cần được đẩy nhanh. Đối với khí hydro và CO₂, cần có cơ sở hạ tầng vận chuyển và lưu trữ hoàn toàn mới. Mặc dù điều này có thể đặt ra thách thức để đạt được các mục tiêu của kịch bản, chúng tôi không cho rằng các điều kiện này sẽ ảnh hưởng đến tiến độ hoặc hạn chế việc tiếp nhận các công nghệ này.

Các giả định kinh tế vĩ mô

Triển vọng kinh tế ngắn hạn do các tổ chức quốc tế công bố, chẳng hạn như Quỹ Tiền tệ Quốc tế (IMF) và Tổ chức Hợp tác và Phát triển Kinh tế (OECD) nhấn mạnh tính không chắc chắn và rủi ro tiềm ẩn đang bao trùm các dự báo tăng trưởng GDP và lạm phát.

Dự báo GDP trong báo cáo này là sự kết hợp giữa dự báo của báo cáo Triển vọng Kinh tế Thế giới của IMF tháng 10 năm 2023 và dự báo GDP dài hạn của OECD năm 2021. Trong trường hợp không có dự báo dài hạn, chúng tôi đã sử dụng mô hình nội bộ để ước tính tăng trưởng dài hạn. Đối với dân số, chúng tôi sử dụng ước tính của Ngân hàng Thế giới, cụ thể là bộ dữ liệu của ngân hàng này từ tháng 5 năm 2023.

BNEF sử dụng các giả định về GDP và dân số nhất quán trong cả hai kịch bản. Chúng tôi đang nghiên cứu cách kết hợp các vòng phản hồi giữa mô hình hóa và kết quả kinh tế vĩ mô trong các báo cáo trong tương lai.

Phần 3. Phát thải và giảm thiểu phát thải

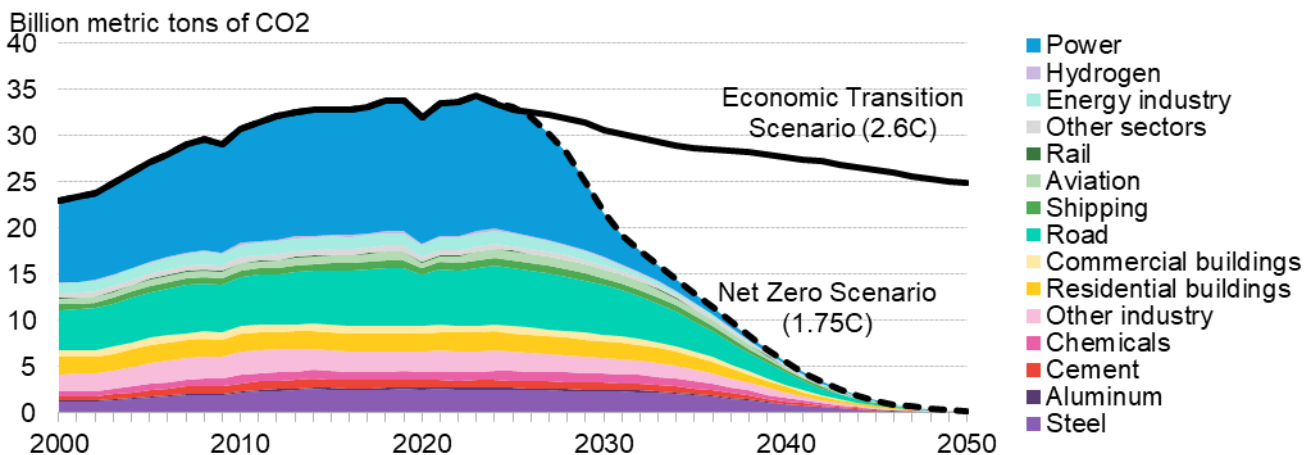
Trong kịch bản phát thải ròng bằng 0 của BNEF, lượng khí thải liên quan đến lĩnh vực năng lượng của Việt Nam cần đạt đỉnh vào năm 2026 ở mức 353 triệu tấn các-bon để phù hợp với mục tiêu của Thỏa thuận Paris là giữ mức nóng lên toàn cầu ở mức dưới 2 độ C so với thời kỳ tiền công nghiệp. Năng lượng sạch, thu hồi và lưu trữ các-bon và sử dụng năng lượng hiệu quả là ba động lực giảm phát thải hàng đầu giúp Việt Nam đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050. Ba bộ công cụ này chiếm 78% tổng lượng khí CO2 được giảm thiểu theo kịch bản NZS. Lượng phát thải được giảm còn lại là nhờ quá trình điện hoá, năng lượng sinh học và sử dụng khí hydro.

Tổng hạn mức phát thải

Để có thể đạt được mục tiêu của Thỏa thuận Paris về hạn chế mức nóng lên toàn cầu dưới 2°C so với thời kỳ tiền công nghiệp, lượng phát thải của ngành năng lượng toàn cầu phải bắt đầu giảm ngay lập tức từ mức cao hiện tại là khoảng 34.3 tỉ tấn CO2 (GtCO2) vào năm 2023 theo kịch bản NZS của BNEF. Đến năm 2030, con số này giảm xuống mức 21.7GtCO2, giảm 37% so với năm 2023. Đến năm 2040, sẽ tiếp tục giảm xuống 5.6GtCO2 và gần bằng 0 vào năm 2050. Mức giảm phát thải nhất thiết phải giảm mạnh nhất vào thập kỷ này.

Phát thải của ngành điện sẽ giảm ngay lập tức nhờ có các công nghệ cạnh tranh về chi phí như điện mặt trời, điện gió và lưu trữ năng lượng. Phát thải của ngành điện đạt đỉnh với 14.7 GtCO2 vào năm 2023. Đến đầu những năm 2040, ngành điện sẽ đạt trung hòa các-bon (Hình 3.1). Mức phát thải trong ngành giao thông vận tải, công nghiệp và xây dựng rõ ràng là cũng đi chệch khỏi quỹ đạo của Kịch bản chuyển đổi dựa trên tính kinh tế (ETS), nhưng ở mức khiêm tốn hơn, phản ánh rằng các ngành này có ít lựa chọn giảm thiểu phát thải có thể cạnh tranh về chi phí. Từ năm 2031 trở đi, tất cả các ngành sẽ bước vào giai đoạn giảm phát thải mạnh mẽ hơn.

Hình 3.1: Mức phát thải của ngành năng lượng toàn cầu và hạn mức các-bon để đạt phát thải ròng bằng 0, Kịch bản chuyển đổi dựa trên tính kinh tế và Kịch bản mức phát thải ròng bằng 0



Nguồn: BloombergNEF

Nếu ngành công nghiệp và xây dựng đã có thể giảm phát thải ngay từ bây giờ, lượng phát thải của các ngành này đã có thể đạt đỉnh lần lượt vào các năm 2014 và 2018. Trong kịch bản NZS, mức phát thải của ngành giao thông vận tải đạt đỉnh vào năm 2024; trong khi đó, phát thải của ngành điện đạt đỉnh vào năm 2023 ở cả hai kịch bản.

Theo kịch bản chuyển đổi dựa trên tính kinh tế (ETS), vào năm 2050, mức phát thải của ngành năng lượng giảm 27% so với hiện tại, tức là 1.1% một năm, đạt 24.9GtCO₂. Con số này tương tự với mức phát thải năm 2003 nhưng với GDP lớn hơn gấp ba lần. Mô hình của chúng tôi cho thấy mức phát thải đạt đỉnh với khoảng 34.3GtCO₂ vào năm 2023, và giảm đều sau đó. Điều này đánh dấu quá trình đảo ngược rõ ràng so với tình hình phát thải gia tăng trong những thập kỷ qua, nhưng cũng củng cố xu hướng tăng trưởng phát thải chậm lại kể từ năm 2017. Động lực này được thúc đẩy nhờ vào triển khai điện mặt trời và điện gió một cách mạnh mẽ, chuyển đổi từ than đá sang khí đốt tại các thị trường như Hoa Kỳ, và quá trình công nghiệp hóa chậm lại, đáng chú ý nhất là ở Trung Quốc.

Mức phát thải của ngành năng lượng Việt Nam và hạn mức các-bon để đạt phát thải ròng bằng 0

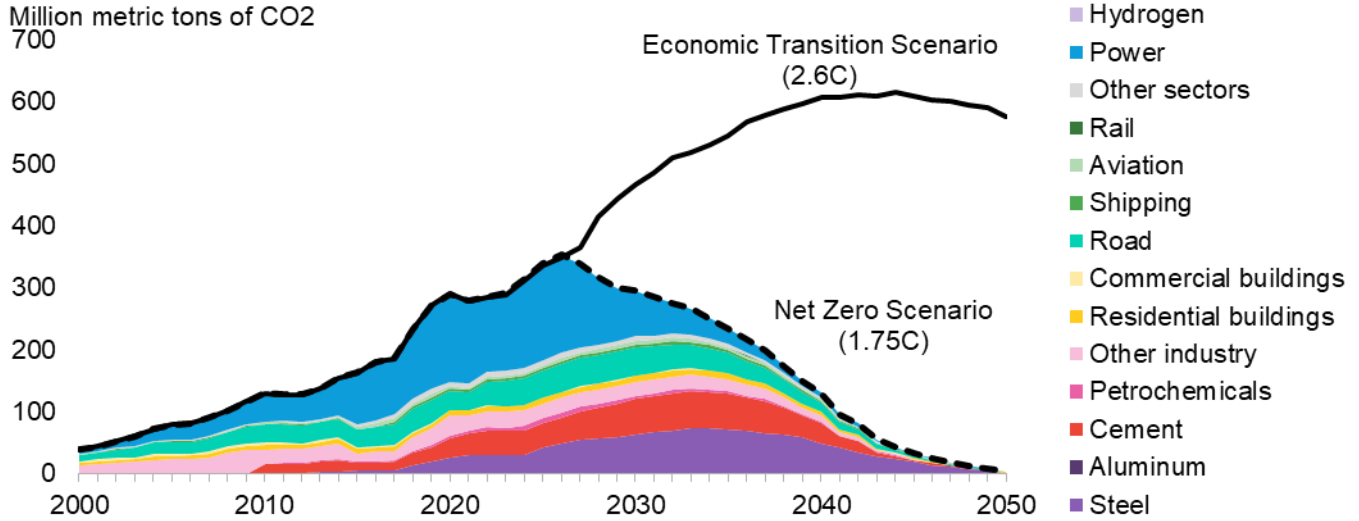
Trong kịch bản NZS của BNEF, mức phát thải ngành năng lượng của Việt Nam cần đạt đỉnh vào năm 2026 với 353MtCO₂ để nhất quán với mục tiêu của Hiệp định Paris là giữ nhiệt độ tăng dưới 2°C so với thời kỳ trước công nghiệp. Thời điểm này sớm hơn 18 năm so với thời điểm mức phát thải đạt đỉnh trong kịch bản ETS, khi mức phát thải của ngành năng lượng đạt đỉnh vào năm 2044 với 616MtCO₂ (Hình 3.2).

Mô hình của chúng tôi cho thấy mặc dù mục tiêu 1.5°C dường như ngày càng ngoài tầm với, vẫn có những lộ trình hợp lý giúp duy trì nhiệt độ nóng lên ở mức 1.75°C. Lộ trình này yêu cầu một cuộc cách mạng cho ngành năng lượng nhằm tăng động lực và tăng tốc giảm phát thải.

Trong kịch bản NZS, ngành điện cần nhanh chóng tăng công suất năng lượng tái tạo để thay thế công suất sử dụng nhiên liệu hóa thạch và đạt đỉnh vào năm 2026. Mặc dù công nghệ thu hồi và lưu trữ các-bon và khí hydro đều đóng vai trò trong quá trình giảm phát thải của ngành điện, vai trò của khí hydro sẽ hạn chế hơn so với CCS. Mức phát thải của ngành giao thông vận tải đạt đỉnh vào năm 2029 và nhanh chóng giảm sau đó, đặc biệt là nhờ quá trình điện hóa phương tiện giao thông đường bộ.

Mức phát thải của ngành công nghiệp Việt Nam sẽ đạt đỉnh cuối cùng vào năm 2033, và sau đó bắt đầu giảm mạnh vào cuối những năm 2030 nhờ áp dụng công nghệ CCS và khí hydro để giảm phát thải cho ngành công nghiệp hạng nặng, như sản xuất thép, xi-măng và hóa dầu. Phát thải của ngành xây dựng, dù đã thấp hơn mức phát thải của ngành công nghiệp và giao thông vận tải, lại giảm tương đối chậm từ thời điểm đạt đỉnh. Trong kịch bản ETS, mức phát thải của tất cả các ngành, ngoại trừ ngành công nghiệp, đều đạt đỉnh trước năm 2050 và tiếp tục giảm, mặc dù tốc độ suy giảm chậm hơn so với kịch bản NZS.

Hình 3.2: Mức phát thải của ngành năng lượng Việt Nam và hạn mức các-bon để đạt phát thải ròng bằng 0, Kịch bản chuyển đổi dựa trên tính kinh tế và Kịch bản phát thải ròng bằng 0



Nguồn: BloombergNEF

Các động lực giảm phát thải trong kịch bản phát thải ròng bằng 0

Để hiểu được quy mô thay đổi cần thiết nhằm đạt được phát thải ròng bằng 0, chúng tôi định lượng mức đóng góp của các công nghệ giảm phát thải và các biện pháp khác, đồng thời so sánh với lộ trình 'không chuyển đổi', là lộ trình không có thêm các nỗ lực giảm phát thải. (Hình 3.3).

Giảm phát thải ngành điện chiếm khoảng một nửa mức giảm thiểu phát thải trong giai đoạn 2024-2050. Hiện nay, điện là ngành năng lượng phát thải các-bon lớn nhất. Theo kịch bản NZS, sản xuất điện sẽ tiếp tục tăng do nhu cầu mới từ dân số tăng lên và quá trình điện hóa của các ngành sử dụng năng lượng cuối cùng so với kịch bản ETS. Trong phạm vi của 'điện sạch', sản xuất điện gió chiếm 18% lượng giảm thiểu phát thải so với một kịch bản 'không chuyển đổi', theo sau là điện mặt trời (17%) và điện hạt nhân (4%). Các năng lượng tái tạo khác - bao gồm thủy điện, địa nhiệt, năng lượng sinh học để phát điện và nhiệt mặt trời - đóng góp 6%.

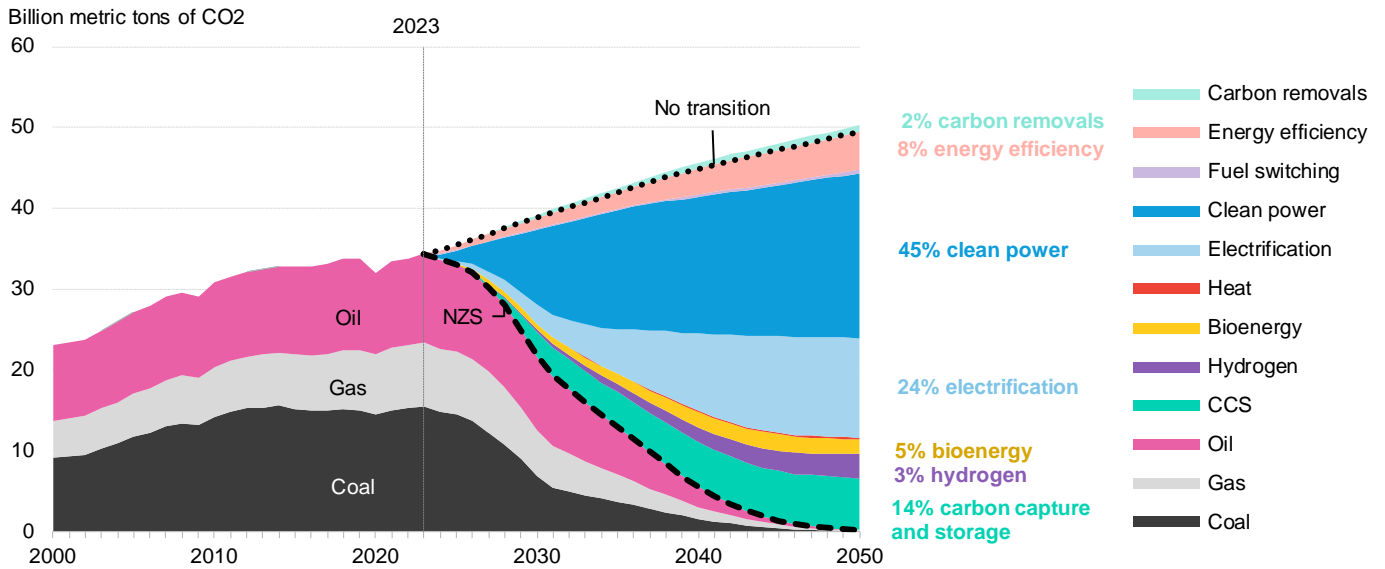
Quá trình điện hóa ngành sử dụng năng lượng cuối cùng chiếm một phần tư lượng giảm thiểu phát thải. Đây là động lực chính của quá trình giảm phát thải nhờ tính kinh tế và dễ triển khai. Nếu có thể điện hóa các quy trình công nghiệp thì các quy trình này có thể dễ dàng giảm phát thải hơn nhờ vào các công nghệ đã phát triển hoàn thiện trong ngành điện.

Ngành xây dựng có thể tránh được 9 trong số 10 tấn phát thải khi thay thế nhiên liệu hóa thạch cho sưởi ấm và nước nóng bằng các giải pháp thay thế bằng điện. Với ngành giao thông vận tải, quá trình điện hóa giúp giảm 60% lượng phát thải, chủ yếu khi xe điện chiếm ưu thế trong vận tải đường bộ; và với ngành công nghiệp, quá trình điện hóa giúp giảm 38% lượng phát thải.

Triển khai công nghệ CCS trong ngành công nghiệp và điện có thể giúp thu hẹp khoảng cách để đạt được mục tiêu giữ nhiệt độ tăng lên ở mức 1.75°C, nếu có thể triển khai nhanh chóng và với quy mô lớn. CCS đóng góp 14% mức giảm phát thải toàn cầu - gần bằng mức đóng góp từ điện mặt trời. Ba phần tư lượng giảm phát thải là trong ngành điện, và phần còn lại là của ngành công nghiệp. Tuy nhiên, CCS chỉ có thể được coi là hoàn toàn trung hòa các-bon nếu được kết hợp với các công nghệ loại bỏ các-bon khác. Ví dụ, công nghệ này có thể ở dạng thu hồi không khí

trực tiếp và cần thiết để giảm 10% lượng khí thải còn dư, vốn không được thu giữ triệt để trong quá trình CCS. Loại bỏ các-bon chiếm 2% lượng giảm thiểu phát thải giai đoạn 2024-2050.

Hình 3.3: Giảm phát thải CO2 toàn cầu từ quá trình đốt cháy nhiên liệu theo biện pháp, Kịch bản phát thải ròng bằng 0 so với kịch bản không chuyển đổi



Nguồn: BloombergNEF. Ghi chú: Kịch bản 'không chuyển đổi' là một giả định phản thực tế, đưa ra mô hình khi không có thêm cải thiện trong quá trình giảm phát thải và sử dụng năng lượng hiệu quả. Trong ngành điện và giao thông vận tải, kịch bản này giả định hỗn hợp nhiên liệu trong tương lai không thay đổi từ năm 2023 (năm 2027 với ngành vận tải biển). Với tất cả các ngành khác, giả định phản thực tế của Kịch bản phát thải ròng bằng 0 (NZS) chính là Kịch bản chuyển đổi dựa trên tính kinh tế. 'Điện sạch' bao gồm năng lượng tái tạo và hạt nhân, và không bao gồm công nghệ thu hồi và lưu trữ các-bon (CCS), khí hydro và năng lượng sinh học, vốn đã được phân bổ vào các mục tương ứng. 'Sử dụng năng lượng hiệu quả' bao gồm tăng hiệu quả của cầu năng lượng, và tái chế nhiều hơn trong ngành công nghiệp.

Năng lượng sinh học đóng góp 4% cho các ngành khó giảm thiểu phát thải, hầu hết trong hàng không và vận tải biển là nhiên liệu sinh học, và trong ngành công nghiệp như nhiên liệu rắn. Trong khi đó, khí hydro không phát thải chỉ đóng góp 3% cho quá trình giảm phát thải, chủ yếu thay thế sản xuất khí hydro bằng nhiên liệu hóa thạch, trong các quy trình công nghiệp, hàng không, vận chuyển đường biển và xe tải hạng nặng. Mô hình của chúng tôi cũng nhấn mạnh mối quan hệ phụ thuộc đáng kể giữa các giải pháp riêng lẻ; ví dụ, nhiên liệu hàng không bền vững cũng cần một lượng lớn khí hydro không phát thải cho quá trình xử lý.

Sử dụng năng lượng hiệu quả cho cầu năng lượng là nội dung mới được trình bày trong báo cáo Triển vọng Năng lượng mới 2024, đóng góp thêm 9% giảm phát thải thông qua nhu cầu điện giảm, ngành công nghiệp sử dụng ít nhiên liệu hơn nhờ tăng cường tái chế; và các ngành vận tải biển, hàng không và xây dựng cũng sử dụng ít năng lượng hơn.

Đối với Việt Nam

Điện sạch, CCS và sử dụng năng lượng hiệu quả là ba công nghệ giảm phát thải chính giúp Việt Nam đạt phát thải ròng bằng 0. Ba công nghệ này chiếm đến 78% tổng mức CO2 giảm thiểu trong kịch bản NZS. Mức giảm phát thải còn lại là nhờ quá trình điện hóa, năng lượng sinh học và khí hydro (Hình 3.4). Chuyển đổi sản xuất điện từ nhiên liệu hóa thạch sang năng lượng sạch chiếm 36% tổng lượng phát thải giảm đến giữa thập kỷ. Trong lĩnh vực điện sạch, sản xuất điện

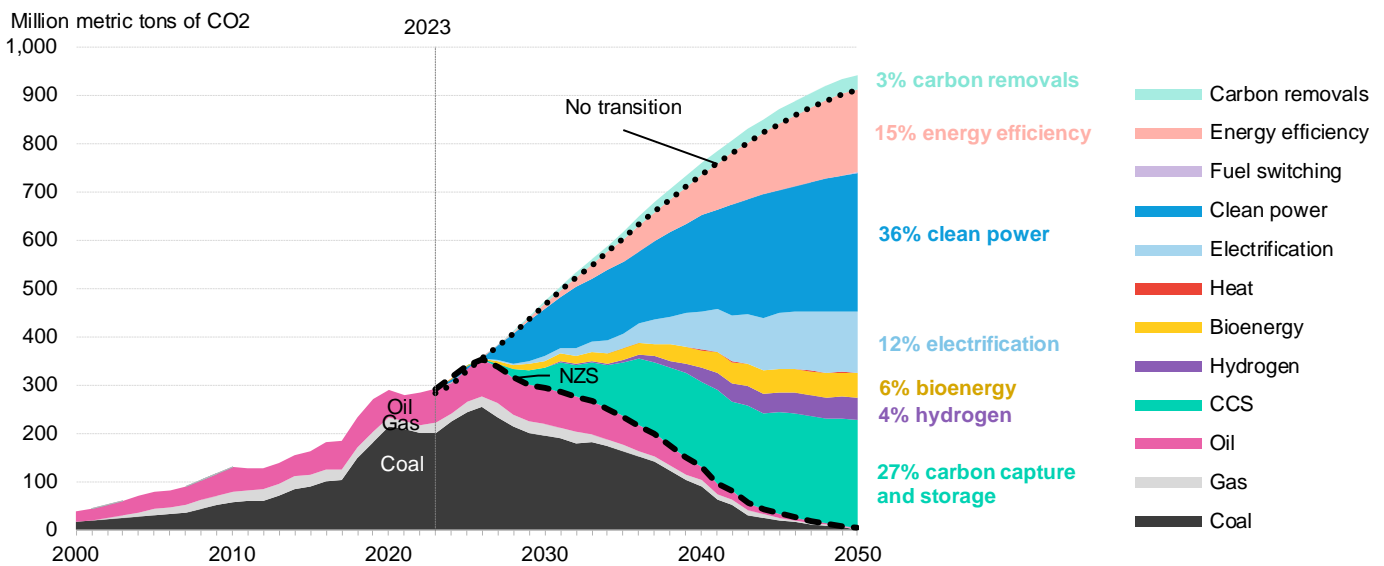
mặt trời và điện gió lần lượt chiếm 17% và 16% lượng giảm phát thải khi so với kịch bản giả định phản thực tế là kịch bản 'không chuyển đổi'.

CCS ngày càng đóng vai trò quan trọng hơn từ cuối những năm 2030 để giảm thiểu phát thải từ các nhà máy nhiên liệu hóa thạch và hỗ trợ các ngành khó giảm thiểu phát thải do mức độ hạn chế của các giải pháp sạch hơn, hoặc hiện tại các giải pháp đó quá đắt đỏ. CCS là công nghệ giúp giảm phát thải lớn thứ hai sau điện sạch, chiếm 27% lượng phát thải mà Việt Nam giảm được từ năm 2024 đến năm 2050 theo kịch bản NZS. CCS chủ yếu được áp dụng để thu hồi khí thải của ngành điện (58%), tiếp theo là các ngành công nghiệp nặng như thép và xi măng (41%).

Sử dụng năng lượng hiệu quả đóng góp 15% tổng lượng giảm phát thải giai đoạn 2024-2050, bao gồm tăng hiệu suất ở phía cầu năng lượng như hộ gia đình, tòa nhà và tăng cường tái chế trong ngành công nghiệp cũng như ở phía cung năng lượng (ngành điện).

Trong kịch bản NZS, giảm phát thải nhờ quá trình điện hóa chiếm 12% tổng lượng giảm phát thải, chủ yếu trong các tòa nhà, ngành công nghiệp và sản xuất khí hydro. Thay thế nhiên liệu hóa thạch bằng các công nghệ điện hóa sẽ giúp giảm phát thải cho các ngành này. Với ngành công nghiệp, quá trình điện hóa trong ngành công nghiệp hạng nhẹ ở Việt Nam sẽ phổ biến hơn so với ngành công nghiệp hạng nặng. Sản xuất khí hydro sẽ được điện hóa từ năm 2030 trở đi. Tỷ lệ điện hóa trong ngành giao thông vận tải đạt 5%.

Hình 3.4: Giảm phát thải CO2 của Việt Nam từ quá trình đốt cháy nhiên liệu chia theo biện pháp, Kịch bản phát thải ròng bằng 0 so với kịch bản không chuyển đổi



Nguồn: BloombergNEF. Ghi chú: Kịch bản 'không chuyển đổi' là một giả định phản thực tế, đưa ra mô hình khi không có thêm cải thiện trong quá trình giảm phát thải và sử dụng năng lượng hiệu quả. Trong ngành điện và giao thông vận tải, kịch bản này giả định hỗn hợp nhiên liệu trong tương lai không thay đổi từ năm 2023 (năm 2027 với ngành vận tải biển). Với tất cả các ngành khác, giả định phản thực tế của Kịch bản phát thải ròng bằng 0 (NZS) chính là Kịch bản chuyển đổi dựa trên tính kinh tế. 'Điện sạch' bao gồm năng lượng tái tạo và hạt nhân, và không bao gồm công nghệ thu hồi và lưu trữ các-bon (CCS), khí hydro và năng lượng sinh học, vốn đã được phân bổ vào các danh mục tương ứng. 'Sử dụng năng lượng hiệu quả' bao gồm tăng hiệu quả của bên nhu cầu, và tái chế nhiều hơn trong ngành công nghiệp.

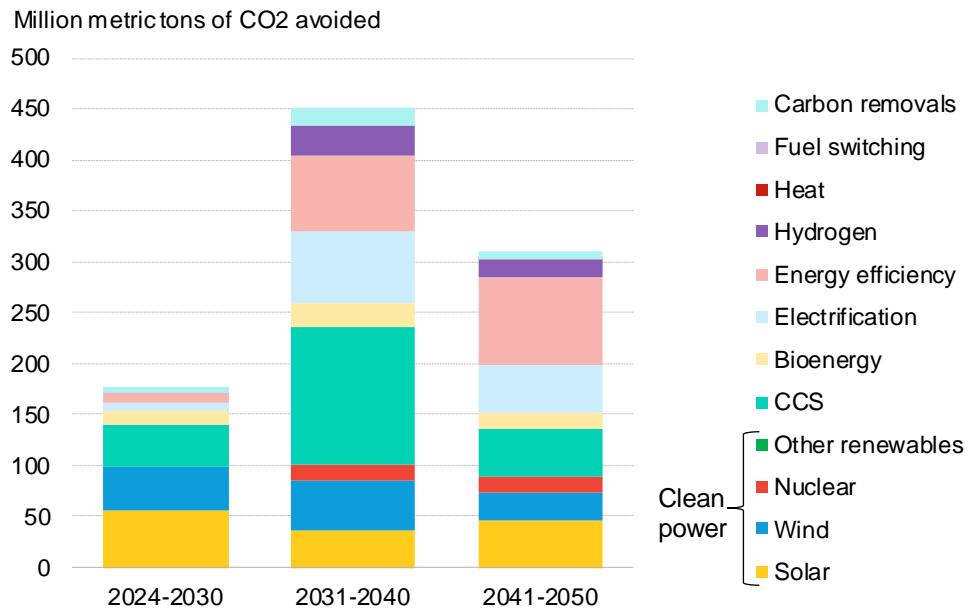
Tiến độ trong sáu năm tới đóng vai trò quan trọng

Đến cuối thập kỷ này, giảm phát thải ngành điện chiếm ưu thế trong tổng lượng giảm thiểu phát thải. Trong thập kỷ này, chỉ tính riêng sản xuất điện mặt trời và điện gió đã chiếm 57%, tức là giảm được 99MtCO2 (Hình 3.5).

Hoạt động giảm thiểu phát thải CO2 trong 10 năm tới đóng vai trò quyết định đối với lộ trình đạt phát thải ròng bằng 0 của Việt Nam. Tổng mức giảm thiểu phát thải từ năm 2031 đến năm 2040 cần tăng tốc và tăng hơn gấp đôi tổng mức giảm thiểu phát thải từ năm 2024 đến năm 2030 với 433MtCO2. Từ năm 2031 đến năm 2040, CCS là công nghệ đóng góp lớn nhất vào tổng mức giảm thiểu phát thải với 31%, giảm phát thải từ các cơ sở điện than và khí đốt, tiếp sau là điện sạch (20%) và tăng sử dụng năng lượng hiệu quả (17%).

Động lực giảm thiểu phát thải cần duy trì cho đến thập kỷ cuối cùng trước năm 2050, với tổng mức giảm thiểu phát thải là 70% so với thập kỷ trước ở mức 303MtCO2. Sử dụng năng lượng hiệu quả và điện sạch thúc đẩy hoạt động giảm thiểu phát thải của thập kỷ này ở mức 29% cho mỗi biện pháp.

Hình 3.5: Giảm phát thải ròng CO2 của Việt Nam chia theo giai đoạn và biện pháp/công nghệ, Kịch bản phát thải ròng bằng 0 so với Kịch bản không chuyển đổi



Nguồn: BloombergNEF. Ghi chú: Dữ liệu thể hiện mức đóng góp ròng của từng công nghệ cho quá trình giảm thiểu phát thải theo khoảng thời gian so với một kịch bản giả định phần thực tế 'không chuyển đổi' – kịch bản giả định không có thêm nỗ lực giảm phát thải. Các giai đoạn có khoảng thời gian khác nhau. CCS là công nghệ thu hồi và lưu trữ các-bon. 'Năng lượng tái tạo khác' bao gồm tất cả các năng lượng tái tạo khác không đốt cháy trong quá trình phát điện, bao gồm khí hydro, địa nhiệt và nhiệt mặt trời.

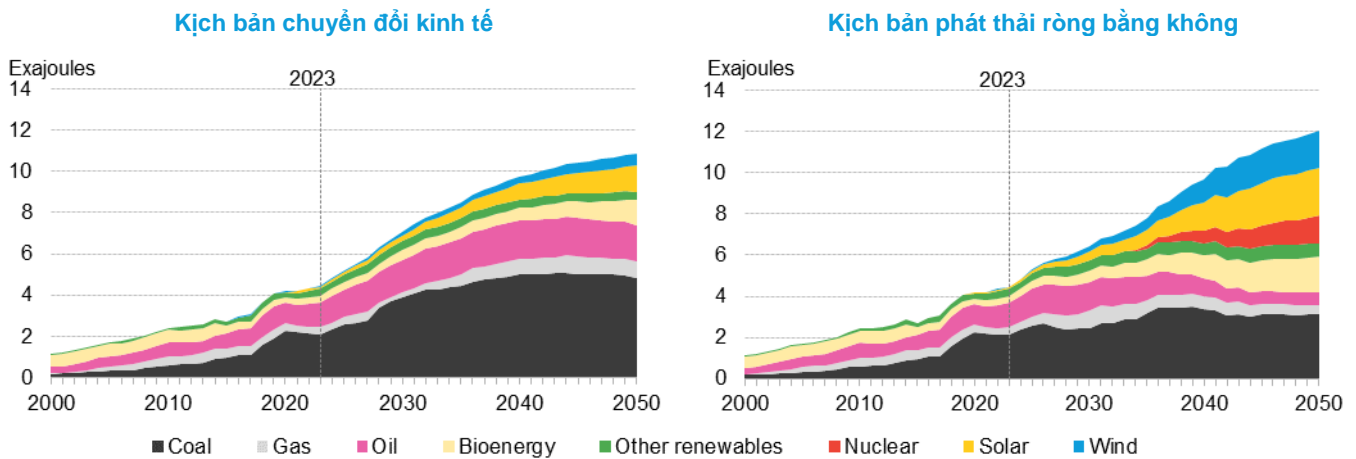
Phần 4. Triển vọng cung cấp năng lượng của Việt Nam

Trong cả kịch bản chuyển đổi kinh tế và kịch bản phát thải ròng bằng 0, các nguồn năng lượng tái tạo đang ngày càng trở nên rẻ hơn sẽ thay thế nhiên liệu hóa thạch để trở thành nguồn phát điện chính. Trong kịch bản chuyển đổi kinh tế, nhu cầu than, dầu và khí đốt ở Việt Nam sẽ đạt đỉnh trước năm 2050. Điện hóa và CCS sẽ chi phối nhu cầu năng lượng cuối cùng của Việt Nam theo kịch bản đạt phát thải ròng bằng 0 do các lĩnh vực sử dụng cuối có tỷ lệ điện hóa cao hơn và CCS được áp dụng để giảm phát thải cho ngành điện và công nghiệp.

Nhiên liệu hóa thạch tiếp tục được duy trì trong cả hai kịch bản

Nhiên liệu hóa thạch chiếm phần lớn mức tiêu thụ năng lượng sơ cấp của Việt Nam vào năm 2023 ở mức 83%. Theo kịch bản phát thải ròng bằng 0, trong khi mức tiêu thụ tuyệt đối của nhiên liệu hóa thạch tiếp tục tăng, tỷ trọng chung sẽ giảm xuống còn 35% trong tổng năng lượng sơ cấp vào năm 2050. Năng lượng tái tạo thay thế nhiên liệu hóa thạch để trở thành nguồn phát điện chính trong kịch bản chuyển đổi kinh tế và kịch bản NZS.

Hình 4.1: Tiêu thụ năng lượng sơ cấp của Việt Nam, theo nhiên liệu – Kịch bản chuyển đổi kinh tế và Kịch bản phát thải ròng bằng không



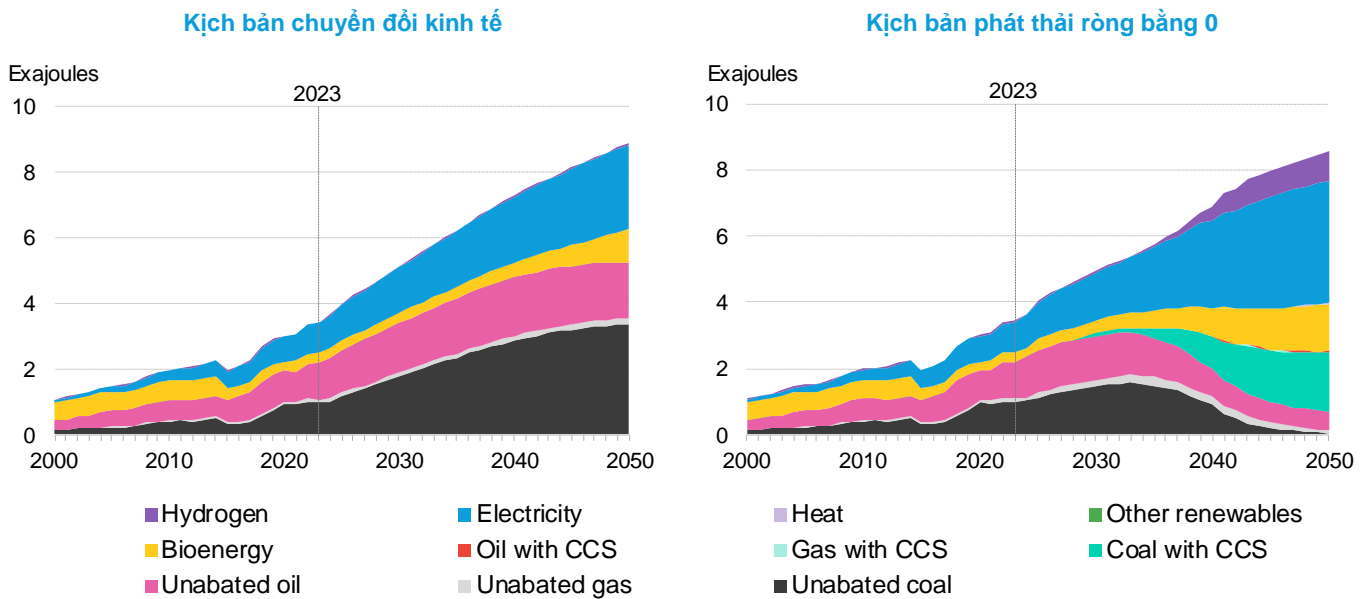
Nguồn: BloombergNEF

Điện và CCS chi phối nhu cầu năng lượng cuối cùng của Việt Nam theo NZS

Theo kịch bản NZS, nhu cầu năng lượng cuối cùng của Việt Nam vào năm 2050 thấp hơn 4% so với kịch bản ETS do tỷ lệ điện hóa cao hơn, giúp giảm tổn thất trong quá trình chuyển đổi năng lượng. Theo kịch bản ETS, tổng nhu cầu năng lượng cuối cùng của Việt Nam đạt 8.9 exajoule (EJ) vào năm 2050, tăng 160% so với mức 3.5 EJ hiện nay. Trong kịch bản NZS, nhu cầu năng lượng cuối cùng tăng lên mức 8.6 EJ, tăng 150%.

Sử dụng điện theo kịch bản NZS tăng gấp ba lần từ 0.9 EJ vào năm 2023 lên 3.7 EJ vào năm 2050, chiếm 43% tổng nhu cầu năng lượng cuối cùng (Hình 4.2). Điều này là do tỷ lệ điện hóa cao hơn trong các ngành sử dụng năng lượng cuối cùng như xe điện trong vận tải đường bộ. Công nghệ thu giữ và lưu trữ các-bon và khí hydro sạch, hiện không được sử dụng, sẽ đóng vai trò quan trọng trong lộ trình phát thải ròng bằng 0 của Việt Nam. Các nhà máy điện than không giảm phát thải sẽ gần như bị loại bỏ vào năm 2050 theo kịch bản NZS và được thay thế bằng các nhà máy điện than kết hợp sử dụng CCS, đáp ứng 21% nhu cầu năng lượng cuối cùng.

Hình 4.2: Tiêu thụ năng lượng cuối cùng của Việt Nam, theo nhiên liệu – Kịch bản chuyển đổi kinh tế và Kịch bản phát thải ròng bằng 0



Nguồn: BloombergNEF. Chú thích: CCS là thu hồi và lưu trữ các-bon.

Nhu cầu than, dầu và khí đốt dự kiến sẽ đạt đỉnh trước năm 2050 trong kịch bản cơ sở

Theo kịch bản ETS, nhu cầu than, khí đốt và dầu dự kiến của Việt Nam sẽ đạt đỉnh vào đầu những năm 2040 và giảm dần đến năm 2050 do sự thay thế của năng lượng tái tạo trong ngành điện, sử dụng khí hydro sạch trong ngành công nghiệp và xe điện trong ngành vận tải.

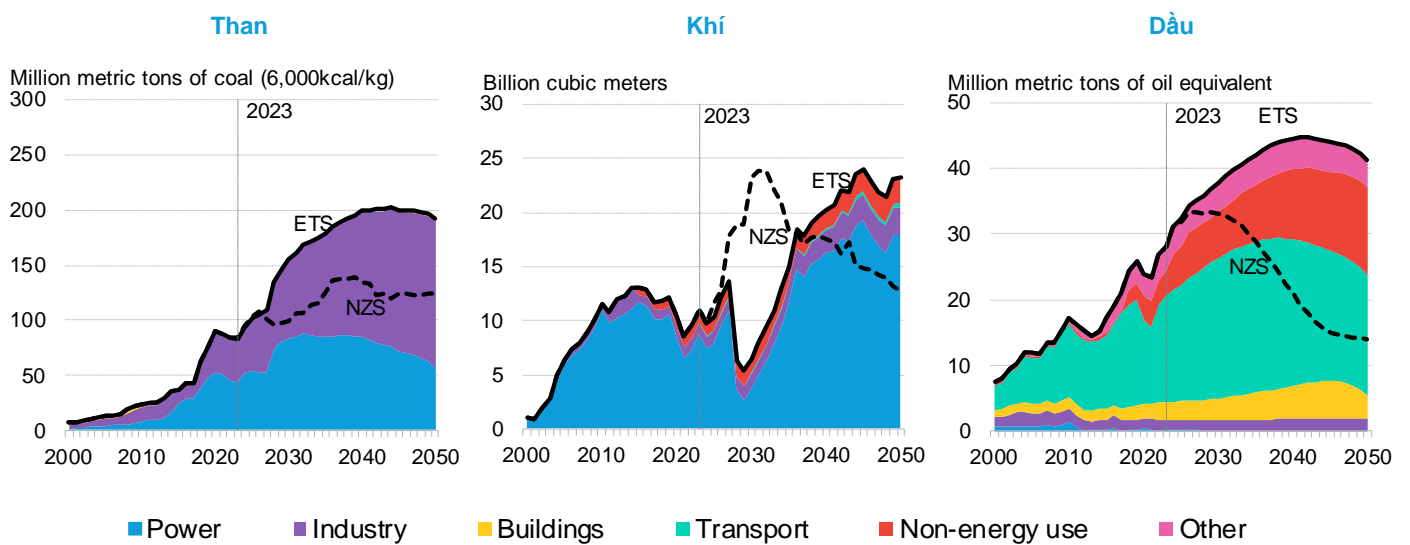
Nhu cầu than đạt 192 triệu tấn vào năm 2050 theo kịch bản ETS trong khi ở kịch bản NZS, nhu cầu này thấp hơn 35% ở mức 124 triệu tấn. Tiêu thụ than trong các ngành công nghiệp theo kịch bản NZS giảm đáng kể hơn so với ngành điện so với kịch bản cơ sở. Các ngành công nghiệp tiêu thụ ít hơn 46% than ở kịch bản NZS so với kịch bản ETS do sử dụng khí hydro sạch thay thế trong khi ngành điện chỉ chứng kiến mức tiêu thụ than giảm 12% (Hình 4.3).

Theo kịch bản NZS, nhu cầu khí đốt ban đầu tăng, đặc biệt là đối với sản xuất điện, để thay các nhà máy điện than có mức phát thải cao và bắt đầu giảm từ năm 2033. Đến năm 2050, nhu cầu khí đốt theo kịch bản NZS tăng 16% so với mức năm 2023. Ngược lại, theo kịch bản cơ sở, nhu cầu khí đốt ban đầu giảm, vì ngành điện phụ thuộc nhiều hơn vào than và năng lượng mặt trời, vốn rẻ hơn các nhà máy khí đốt sử dụng LNG nhập khẩu. Theo kịch bản ETS, nhu cầu khí đốt bắt đầu tăng trở lại vào những năm 2030 do nhu cầu điện cao hơn. Tổng lượng tiêu thụ khí đốt

của Việt Nam từ năm 2024 đến năm 2050 theo kịch bản NZS là 460 tỷ mét khối (bcm), cao hơn 5% so với kịch bản ETS.

Trong lĩnh vực vận tải, việc chuyển sang xe điện và sử dụng nhiên liệu phát thải thấp dẫn đến nhu cầu dầu đạt đỉnh vào năm 2043 và sau đó giảm 9% xuống còn 41 triệu tấn dầu tương đương (Mtoe) vào năm 2050 theo kịch bản ETS. Theo lộ trình phát thải ròng bằng 0, nhu cầu dầu đạt đỉnh sớm hơn vào năm 2026. Mức tiêu thụ dầu giảm xuống chỉ còn 14 Mtoe vào năm 2050, giảm gần một nửa so với năm 2023.

Hình 4.3: Tiêu thụ than, khí đốt và dầu của Việt Nam theo từng ngành – Kịch bản chuyển đổi kinh tế so với Kịch bản phát thải ròng bằng 0



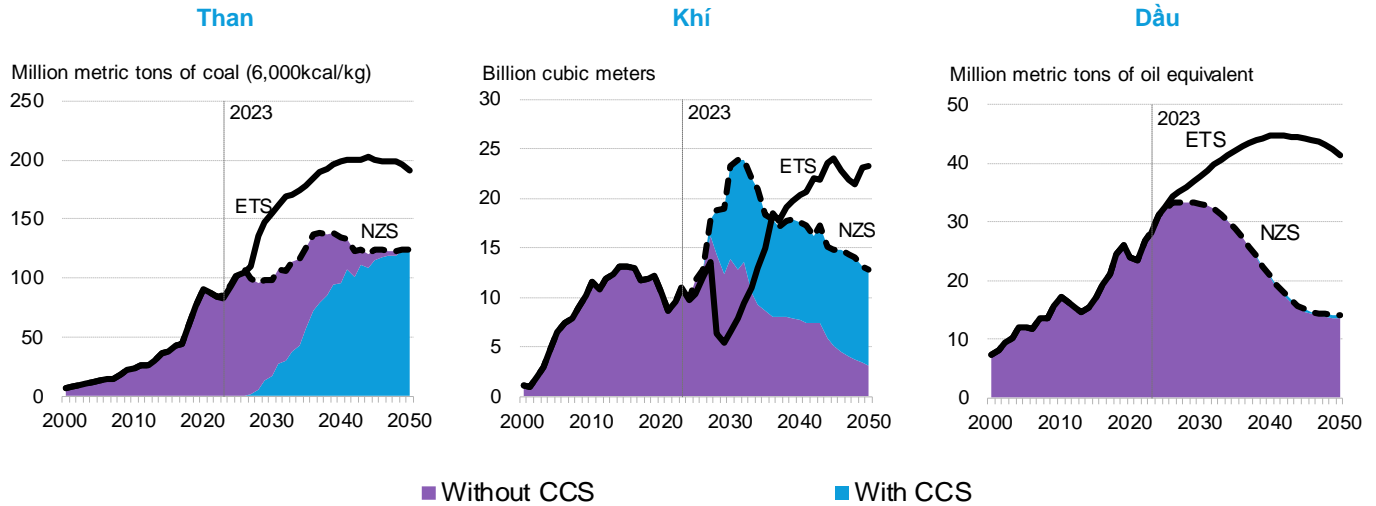
Nguồn: BloombergNEF. Chú thích: ETS là Kịch bản chuyển đổi kinh tế; NZS là Kịch bản phát thải ròng bằng 0. Sử dụng không liên quan đến năng lượng là tiêu thụ nhiên liệu không đốt, chủ yếu là nguyên liệu đầu vào trong công nghiệp (hóa dầu).

CCS đóng vai trò quan trọng trong giảm phát thải ngành điện và công nghiệp

Theo kịch bản NZS, việc sử dụng than và khí kết hợp với CCS bắt đầu đóng vai trò quan trọng từ năm 2028 trong việc giảm phát thải. Đến năm 2050, hầu như không có lượng tiêu thụ than nào nếu không có CCS. Khí đốt sẽ tiếp tục được sử dụng trong các ngành sử dụng làm nguyên liệu đầu.

Lượng khí thải từ các nhà máy điện khí không sử dụng công nghệ giảm phát thải sẽ được loại bỏ thông qua công nghệ loại bỏ cacbon từ không khí. CCS không đóng vai trò trong việc giảm phát thải từ việc sử dụng dầu do loại nhiên liệu hóa thạch này chủ yếu được sử dụng trong các lĩnh vực không phù hợp để sử dụng CCS như trong các tòa nhà dân cư, vận tải đường bộ và sử dụng không liên quan đến năng lượng (Hình 4.4).

Hình 4.4: Lượng khí thải của Việt Nam giảm nhờ công nghệ thu hồi và lưu trữ các-bon, theo nhiên liệu – Kịch bản chuyển đổi kinh tế so với Kịch bản phát thải ròng bằng 0

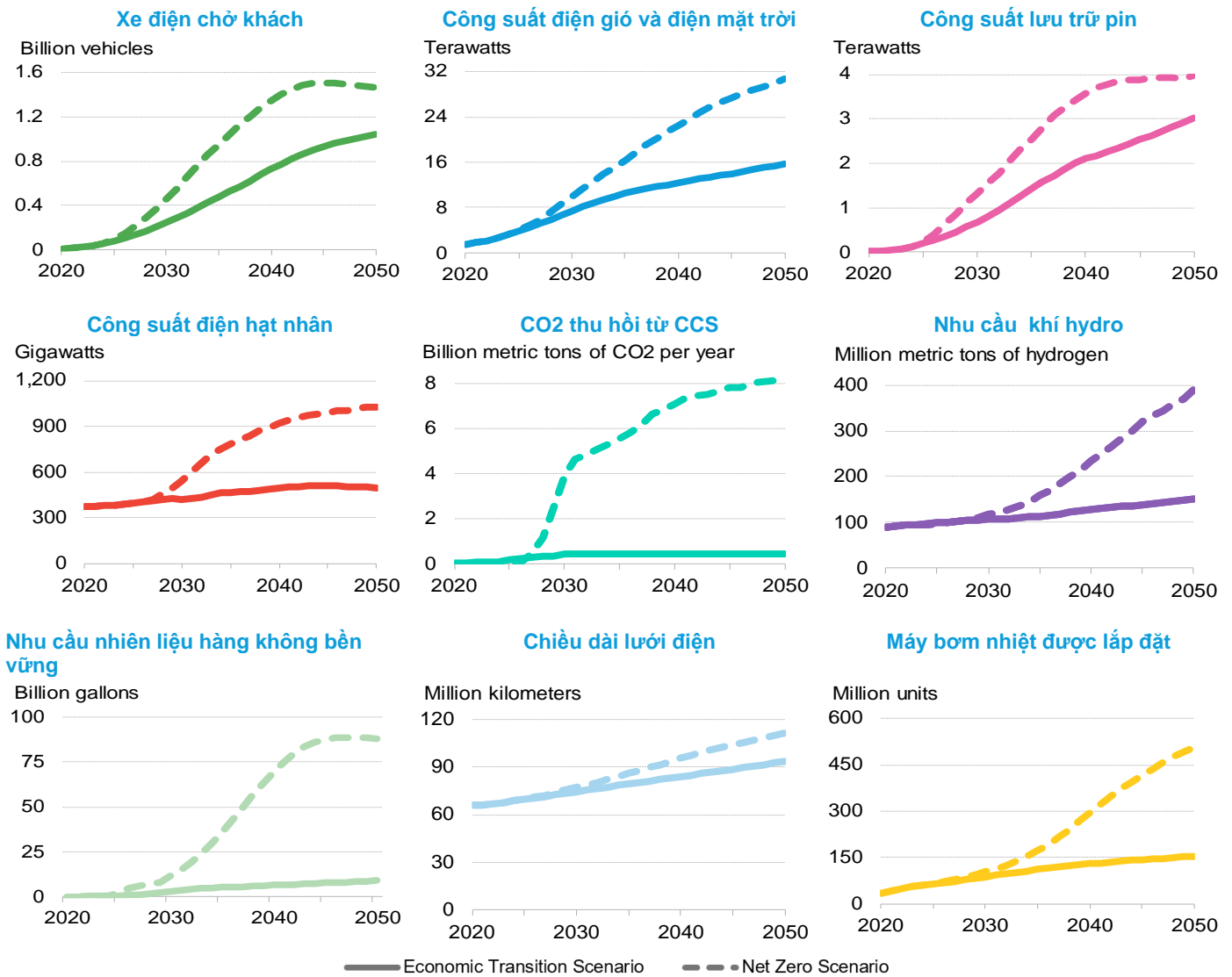


Nguồn: BloombergNEF. Chú thích: ETS là Kịch bản chuyển đổi kinh tế; NZS là Kịch bản phát thải ròng bằng 0; CCS là thu hồi và lưu trữ các-bon.

Phần 5. Cơ hội đầu tư cho quá trình chuyển đổi đạt phát thải ròng bằng 0

Những nỗ lực thúc đẩy mục tiêu phát thải ròng bằng 0 tại Việt Nam vào giữa thế kỷ mở ra cơ hội đầu tư tiềm năng trị giá 2.4 nghìn tỷ đô la cho cung và cầu năng lượng. Theo kịch bản NZS, đầu tư vào cung năng lượng tương đương với 5% GDP trung bình hàng năm của Việt Nam trong giai đoạn 2024 - 2050 trong khi tỷ trọng đầu tư vào cầu năng lượng là 3%. Năng lượng tái tạo và xe điện lần lượt chiếm phần lớn đầu tư và chi tiêu cho cung và cầu năng lượng.

Hình 5.1: Các công nghệ chính thúc đẩy chuyển đổi phát thải ròng bằng 0 toàn cầu trong mô hình kịch bản của BNEF



Nguồn: BloombergNEF. Ghi chú: Điện gió bao gồm điện gió ngoài khơi và trên bờ. Điện mặt trời bao gồm điện mặt trời quy mô nhỏ và quy mô lớn. Pin lưu trữ bao gồm cả lưu trữ cố định. CCS là công nghệ thu hồi và lưu trữ các-bon và kịch bản chuyển đổi dựa trên tính kinh tế thể hiện danh mục dự án hiện tại.

Theo kịch bản ETS, doanh số bán xe điện hàng năm tăng gần gấp ba, lên tới 41 triệu xe, so với 14 triệu vào năm 2023. Triển khai điện mặt trời tăng gấp ba lần, đạt tới 6,833 gigawatt vào năm 2030 khi so với 1,733GW thời điểm hiện tại. Đồng thời, công suất hàng năm của điện gió trên bờ tăng thêm gấp đôi trong khi công suất hàng năm của điện gió ngoài khơi tăng thêm từ 12GW tới 40GW vào năm 2030. Để tích hợp được các năng lượng tái tạo này vào lưới điện, mức lắp đặt pin hàng năm tăng hơn ba lần để cung ứng cho dịch vụ chuyển đổi năng lượng. Kịch bản ETS cũng chỉ ra công suất điện hạt nhân tiếp tục tăng, với mức tăng 12% ở quy mô toàn cầu trong kịch bản cơ sở.

Tuy nhiên, từng công nghệ trong nhóm các công nghệ chính yếu này vẫn đang ở quy mô rất nhỏ so với nhu cầu cần có trong kịch bản phát thải ròng bằng 0. Những công nghệ cần thiết khác để giảm phát thải các ngành khó giảm phát thải và loại bỏ lượng phát thải còn dư vẫn đang trong giai đoạn triển khai ban đầu.

Bảng 5.1: Khung phân loại đầu tư và chi tiêu của BNEF

Cung cấp năng lượng <i>Sản xuất và cung cấp nhiên liệu và điện</i> 		Nhu cầu năng lượng <i>Tiêu thụ nhiên liệu và điện bởi người sử dụng cuối cùng</i> 	
Công suất sản xuất điện	Năng lượng tái tạo, điện hạt nhân, lưu trữ năng lượng, sản xuất nhiên liệu hóa thạch không được giảm thiểu	Nhiệt điện	Doanh số máy bơm nhiệt
Mạng lưới điện	Truyền tải và phân phối lưới điện, và cơ sở hạ tầng sạc pin cho xe điện (cả thương mại và dân dụng) ⁶	Công nghiệp	Cơ sở sản xuất và tái chế nhôm, xi măng, hóa dầu và thép. Bao gồm cả nhà máy sạch và nhà máy thông thường
Các quá trình nhiên liệu hóa thạch	Chuỗi giá trị thượng nguồn, trung nguồn và hạ nguồn của các ngành dầu, khí tự nhiên và than đá	Giao thông vận tải đường bộ	Doanh số bán xe ô tô, xe buýt, xe tải và xe hai và ba bánh là xe điện và xe lai điện cùng xe động cơ đốt trong
Thu hồi và lưu trữ các-bon	Nhà máy sản xuất điện có giảm thiểu, và cơ sở hạ tầng thu hồi, lưu trữ và vận chuyển CO2		
Khí hydro	Tua-bin khí hydro, và sản xuất khí hydro xanh lam và xanh lá, cơ sở lưu trữ và vận chuyển		

Phân loại: Chữ màu xanh lá = các-bon thấp; Chữ màu đen = nhiên liệu hóa thạch

Nguồn: BloombergNEF

Mới chỉ có dưới 10% điện gió và điện mặt trời cần thiết cho năm 2050 được lắp đặt, và thực tế là chưa có máy điện phân hydro, công suất thu hồi và lưu trữ các-bon, hoặc cơ sở hạ tầng nhiên liệu hàng không bền vững được triển khai để đạt mục tiêu năm 2050.

Dù vậy, tốc độ tăng trưởng ở quy mô cần thiết của bốn công nghệ hiện có ngày nay - xe điện, điện gió, điện mặt trời và điện hạt nhân - rất khác nhau. Các công nghệ này cần được triển khai để đạt quy mô đỉnh hàng năm, cao hơn đáng kể so với mức độ hiện tại. Doanh số bán xe điện sẽ cần tăng sáu lần, từ 14 triệu vào năm 2023 lên 90 triệu mỗi năm vào năm 2030 để có thể đáp

⁶ Sạc pin thương mại bao gồm bộ sạc nơi công cộng, nhà ở, và sạc tại kho bãi tập trung. Sạc pin dân dụng bao gồm bộ sạc gia đình.

ứng mục tiêu phát thải ròng bằng 0 và đáp ứng hạn mức các-bon của ngành này. Điện mặt trời cần tăng gấp đôi, còn lắp đặt điện gió sẽ cần gấp bốn lần.

Vốn đầu tư so với chi tiêu tiêu dùng

Trong phần này của báo cáo, các con số bằng đô-la đại diện cho **vốn đầu tư** hoặc **chi tiêu tiêu dùng** dựa theo các quy ước kế toán quốc gia.

Vốn đầu tư chỉ tổng đầu tư vào tài sản vật chất để tạo ra dịch vụ liên tục sau giao dịch. Tài sản này bao gồm công suất sản xuất điện, lưới điện, bộ sạc xe điện thương mại, quy trình nhiên liệu hóa thạch, thu hồi và lưu trữ các-bon, nhà máy sản xuất khí hydro và công nghiệp. Trong khi đó, 'chi tiêu' chỉ những khoản chi phí của người tiêu dùng và hộ gia đình (về cơ bản là người dùng cuối cùng), phản ánh doanh số máy bơm nhiệt, xe điện và phương tiện động cơ đốt trong, và bộ sạc xe điện dân dụng.

Xin lưu ý rằng cả vốn đầu tư và chi tiêu tiêu dùng đều được mô tả là 'đầu tư' trong toàn bộ báo cáo này, trừ trường hợp được phân biệt cụ thể.

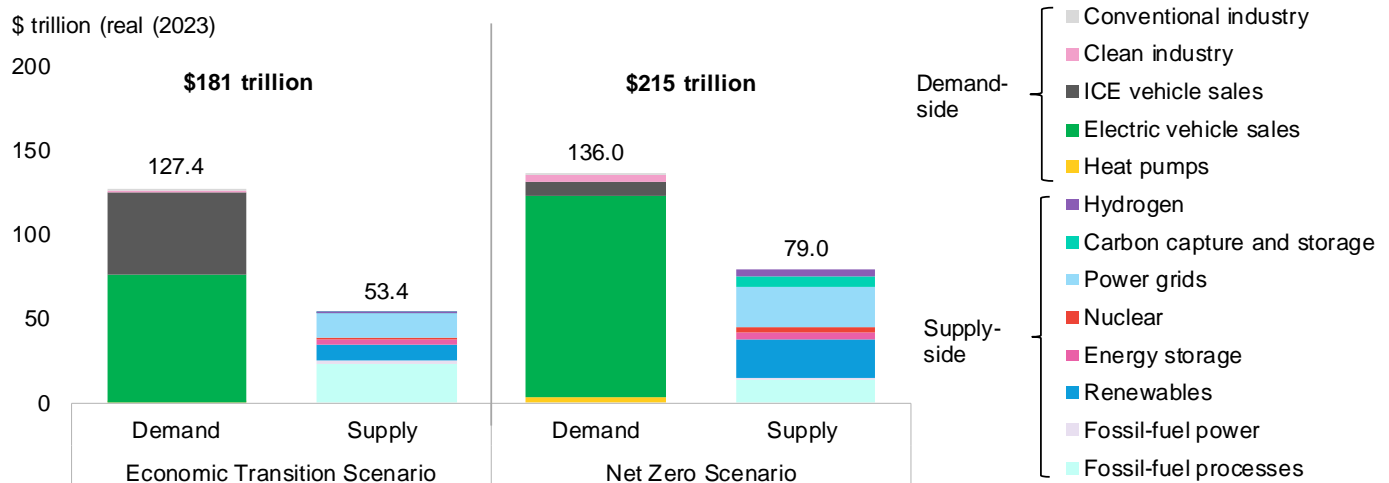
5.1. Nhu cầu đầu tư toàn cầu

Đầu tư và chi tiêu toàn cầu chỉ cao hơn 19% trong kịch bản phát thải ròng bằng 0 so với kịch bản chuyển đổi dựa trên tính kinh tế

Theo kịch bản ETS, các doanh nghiệp, tổ chức tài chính, chính phủ và người tiêu dùng đầu tư tổng cộng 181 nghìn tỉ đô-la vào đến năm 2050 cho cơ sở hạ tầng, công nghệ và sản phẩm năng lượng (Hình 5.2). Khoản đầu tư này chia thành 53 nghìn tỉ đô-la cho cung năng lượng (cả năng lượng hóa thạch và giảm phát thải) và 127 nghìn tỉ đô-la cho các sản phẩm cho cầu năng lượng (gần như toàn bộ dành cho xe chở khách, bao gồm cả xe điện và phương tiện động cơ đốt trong).

Tổng đầu tư trong kịch bản phát thải ròng bằng 0 ở mức 215 nghìn tỉ đô-la, chỉ cao hơn 19%. Chênh lệch tương đối nhỏ này là do xe điện dự kiến sẽ đạt được khả năng cạnh tranh về chi phí với phương tiện động cơ đốt trong những năm tới, tức là chi tiêu cho nhu cầu năng lượng chỉ cao hơn một chút so với kịch bản ETS, ở mức 136 nghìn tỉ đô-la.

Hình 5.2: Đầu tư và chi tiêu toàn cầu cho năng lượng giai đoạn 2024-2050, Kịch bản chuyển đổi dựa trên tính kinh tế và Kịch bản phát thải ròng bằng 0



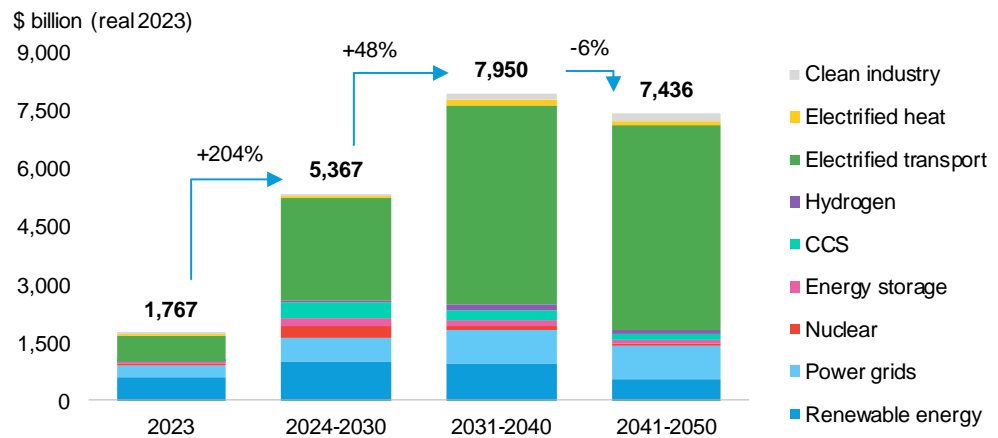
Nguồn: BloombergNEF. Ghi chú: ICE là động cơ đốt trong. Số liệu trên thanh đồ thị chỉ số liệu đầu tư và chi tiêu tích lũy từ năm 2024 đến năm 2050.

Tuy nhiên, đầu tư cho bên cung năng lượng lại lớn hơn đáng kể, với 79 nghìn tỉ đô-la. Điều này là do công nghệ năng lượng sạch đòi hỏi vốn đầu tư cao hơn các nguồn năng lượng truyền thống. Tuy nhiên, chi phí vận hành không được xem xét trong phân tích này và có khả năng là sẽ cao hơn đối với công nghệ nhiên liệu hóa thạch.

Hiện tại, đầu tư cho cung năng lượng được phân bổ khá đồng đều cho nhiên liệu hóa thạch và các nguồn giảm phát thải, với hơn 1 nghìn tỉ đô-la cho mỗi nhóm. Để đi đúng lộ trình của kịch bản NZS, cần phải tăng đáng kể khả năng cung cấp năng lượng sạch và giảm dần quy mô của nhiên liệu hóa thạch. Đến năm 2030, cứ mỗi một đô-la đầu tư cho cung năng lượng bằng nhiên liệu hóa thạch thì cần có 4.5 đô-la dành cho cung năng lượng phát thải thấp. Tỷ lệ trung bình này chỉ dưới mức 3:1 trong những năm còn lại của thập kỷ này, tương đương 2.7 nghìn tỉ đô-la đầu tư hàng năm cho cung năng lượng sạch, và 0.9 nghìn tỉ đô-la cho nhiên liệu hóa thạch.

Báo cáo *Xu hướng Đầu tư Chuyển đổi Năng lượng 2024* của chúng tôi kết luận rằng trong năm 2023, có 1.8 nghìn tỉ đô-la được đầu tư cho công nghệ năng lượng phát thải thấp. Áp dụng phạm vi tương tự, kịch bản NZS yêu cầu con số này tăng lên ở mức trung bình 5.4 nghìn tỉ đô-la mỗi năm, từ năm 2024 đến năm 2030 – gấp ba lần tốc độ đầu tư hiện tại (Hình 5.3)

Hình 5.3: Đầu tư toàn cầu cho chuyển đổi năng lượng – con số thực tế so với mức yêu cầu hàng năm giai đoạn 2023-2050, Kịch bản phát thải ròng bằng 0



Nguồn: BloombergNEF. Ghi chú: Năm 2023 trình bày số liệu thực tế. Không bao gồm đầu tư cho quá trình nhiên liệu hóa thạch và điện và năng lượng thông thường, và tiêu dùng cho xe điện không có trong báo cáo tình hình đầu tư thực tế năm 2023 của báo cáo *Xu hướng đầu tư chuyển đổi năng lượng của BNEF (trang web | terminal)*. CCS là công nghệ thu hồi và lưu trữ cac-bon.

Chênh lệch 19% giữa tổng mức đầu tư trong kịch bản NZS và kịch bản ETS là mức chênh lệch nhỏ, và chi phí vận hành thấp hơn cho năng lượng sạch có thể thu hẹp khoảng cách hơn nữa. Nhưng khoảng cách nhỏ đó lại che dấu khác biệt lớn trong lựa chọn đầu tư, với kịch bản NZS đại diện cho bước nhảy vọt ngoạn mục về tốc độ triển khai công nghệ sạch. Điều này nhấn mạnh nhu cầu cần có các tín hiệu chính sách ổn định, lâu dài - được củng cố bởi ý chí chính trị mạnh mẽ - để chuyển hướng đầu tư rời khỏi lộ trình dựa trên nhiên liệu hóa thạch và hướng đến giải pháp phát thải thấp.

5.2. Nhu cầu đầu tư của Việt Nam

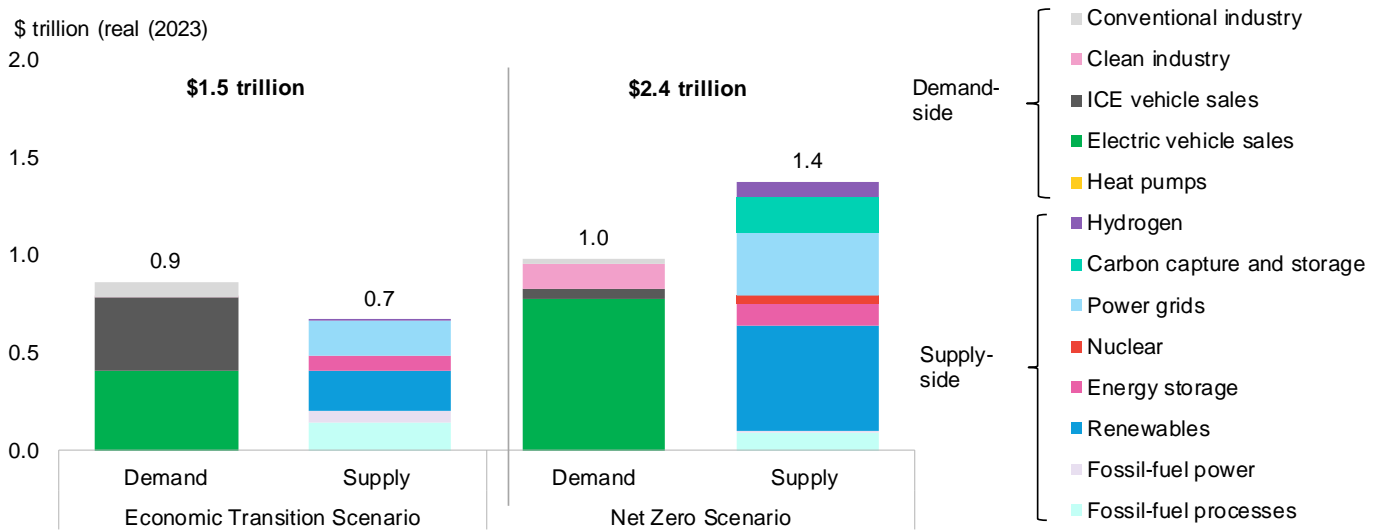
Nhu cầu đầu tư vào cung và cầu năng lượng của Việt Nam trong kịch bản phát thải ròng bằng 0 cao hơn 54% so với kịch bản chuyển đổi dựa trên tính kinh tế

Theo kịch bản ETS, tổng mức đầu tư cần thiết cho cung và cầu năng lượng đạt 1.5 nghìn tỉ đô-la trong giai đoạn 2024-2050. Mức đầu tư này cần tăng thêm 54%, đạt 2.4 nghìn tỉ đô-la trong cùng giai đoạn để đạt được phát thải ròng bằng 0. (Hình 5.4)

Đầu tư cho cầu năng lượng trong kịch bản NZS cần 1 nghìn tỉ đô-la, chỉ cao hơn 14% so với kịch bản ETS. Trong đó, 80% dành cho xe điện do công nghệ này dự kiến có thể cạnh tranh được về chi phí với phương tiện động cơ đốt trong trong những năm tới. Đầu tư vào công nghiệp sạch theo sau với khoảng 10% tổng đầu tư cho cầu năng lượng.

Tuy nhiên, theo kịch bản NZS, yêu cầu về vốn cho cung năng lượng sẽ tăng lên gấp đôi so với kịch bản ETS vì công nghệ sạch mới xuất hiện đòi hỏi nhiều vốn hơn, và phải được triển khai để giảm thiểu phát thải. Đầu tư cho năng lượng tái tạo và lưới điện cũng cần tăng lên gấp đôi theo kịch bản NZS. Đầu tư cho CCS đạt 183 tỉ đô-la theo kịch bản NZS trong khi kịch bản ETS không yêu cầu mức đầu tư cho công nghệ này.

Hình 5.4: Đầu tư và chi tiêu cho năng lượng giai đoạn 2024-2050 của Việt Nam, Kịch bản chuyển đổi dựa trên tính kinh tế và Kịch bản phát thải ròng bằng 0

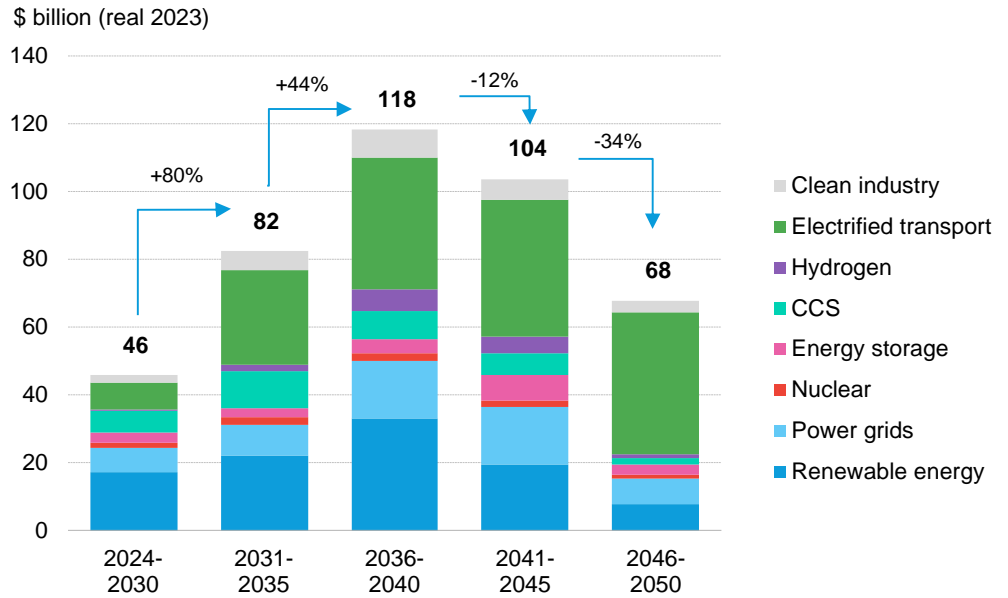


Nguồn: BloombergNEF. Ghi chú: ICE là động cơ đốt trong. Số liệu trên thanh đồ thị chỉ số liệu đầu tư và chi tiêu tích lũy từ năm 2024 đến năm 2050.

Để đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng 0 vào giữa thế kỷ, đầu tư cho cung và cầu năng lượng cần được tăng mạnh trong mỗi thập kỷ cho đến năm 2050. Trong giai đoạn từ năm 2024 đến năm 2030, đầu tư cho chuyển đổi năng lượng trung bình ở mức 46 tỉ đô-la mỗi năm. Con số này tăng gấp đôi trong thập kỷ tiếp theo, đạt mức trung bình hàng năm là 100 tỉ đô-la. Thập kỷ cuối cùng trước năm 2050 cho thấy mức đầu tư giảm, đặc biệt là cho năng lượng tái tạo do mức đầu tư cần có cho ngành này đã tăng nhanh trong giai đoạn 2031 và 2040 (Hình 5.5).

Xét đến mức chi tiêu theo ngành, chỉ xe điện và lưu trữ năng lượng tiếp tục có xu hướng tăng hàng năm trong giai đoạn từ năm 2024 đến năm 2050. Trong giai đoạn 2041-2050, đầu tư cho xe điện và lưu trữ năng lượng lần lượt tăng lên 41 tỉ đô-la và 5 tỉ đô-la mỗi năm, so với 8 tỉ đô-la và 3 tỉ đô-la mỗi năm trong thời gian còn lại của thập kỷ này.

Hình 5.5: Đầu tư của Việt Nam cho chuyển đổi năng lượng – mức yêu cầu hàng năm giai đoạn 2024-2050, Kịch bản phát thải ròng bằng 0



Nguồn: BloombergNEF. Ghi chú: Không bao gồm đầu tư cho quá trình nhiên liệu hóa thạch và điện và năng lượng thông thường, và tiêu dùng cho xe điện không có trong báo cáo tình hình đầu tư thực tế năm 2023 trong báo cáo Xu hướng đầu tư chuyển đổi năng lượng của BNEF ([trang web](#) | [tram dữ liệu](#)). CCS là công nghệ thu hồi và lưu trữ các-bon.

Đầu tư cho cung năng lượng của Việt Nam

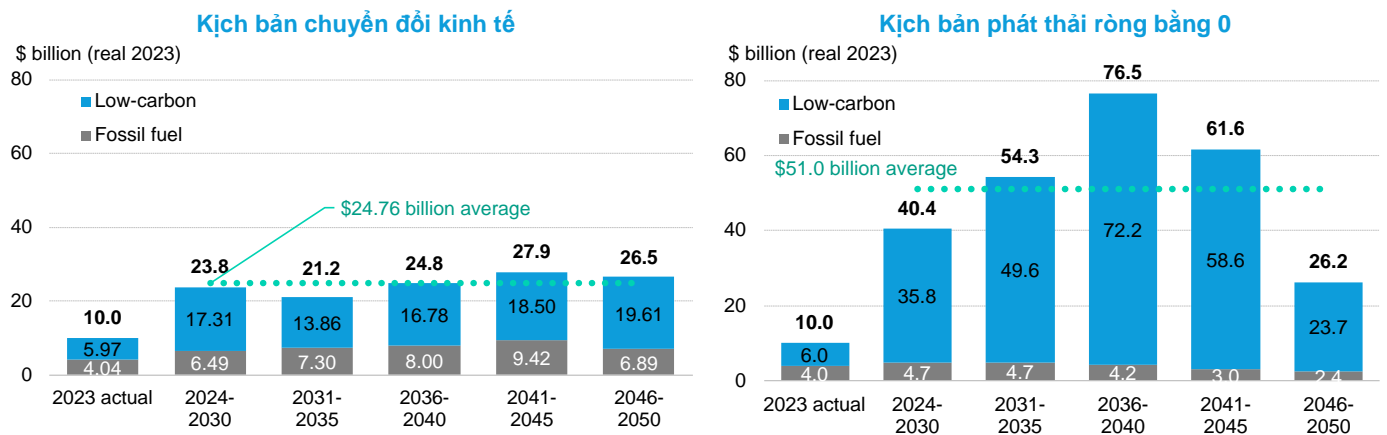
Lộ trình phát thải ròng bằng 0 dành cho Việt Nam yêu cầu 1.4 nghìn tỉ đô-la đầu tư cho cung năng lượng trong giai đoạn 2024-2050. Con số này cao hơn gấp đôi so với mức đầu tư trong kịch bản ETS là 668 tỉ đô-la. Theo kịch bản NZS, đầu tư cho nhiên liệu hóa thạch duy trì ở mức tương đương với năm 2023 là 4 tỉ đô-la trung bình mỗi năm trong thời gian còn lại của thập kỷ này và thập kỷ tiếp theo, trước khi giảm còn 2.7 tỉ đô-la mỗi năm trong thập kỷ cuối cùng trước năm 2050 (Hình 5.6).

Trong khi đó, đầu tư cho cung năng lượng của Việt Nam cần tăng lên 36 tỉ đô-la mỗi năm trong các năm còn lại của thập kỷ này theo kịch bản NZS. Do thập kỷ tiếp theo có ý nghĩa quyết định đối với mục tiêu giảm phát thải của Việt Nam, mức đầu tư vào các công nghệ giảm phát thải thấp cần tăng hơn nữa, trung bình 61 tỉ đô-la mỗi năm trong thập kỷ tiếp theo. Trong giai đoạn 2041-2050, con số này sẽ giảm xuống còn 41 tỉ đô-la mỗi năm.

Theo kịch bản ETS, mặc dù không có yêu cầu về hạn mức các-bon để thúc đẩy giảm phát thải cho cung năng lượng, mức đầu tư vào các công nghệ phát thải thấp luôn vượt trội hơn so với đầu tư vào nhiên liệu hóa thạch trong giai đoạn 2024-2050. Điều này chủ yếu là do các lựa chọn về điện sạch như điện mặt trời và điện gió hiện đã có khả năng cạnh tranh về chi phí với nhiên liệu hóa thạch. Tuy nhiên, đầu tư hàng năm cho giảm phát thải giai đoạn 2024-2050 của kịch bản ETS chỉ bằng khoảng 36% so với kịch bản NZS.

Cũng trong kịch bản ETS, đầu tư cho nhiên liệu hóa thạch tiếp tục tăng dần trong giai đoạn 2024-2050, từ 4 tỉ đô-la năm 2023 lên 8.2 tỉ đô-la mỗi năm trong giai đoạn 2041-2050 do công suất điện nhiên liệu hóa thạch và nhu cầu năng lượng của ngành công nghiệp tăng lên.

Hình 5.6: Đầu tư hàng năm của Việt Nam cho cung năng lượng, kịch bản chuyển đổi dựa trên tính kinh tế và kịch bản đạt phát thải ròng bằng 0



Nguồn: BloombergNEF, Cơ quan Năng lượng Quốc tế. Ghi chú: Con số thể hiện mức đầu tư hàng năm trong khoảng thời gian tương ứng. Dữ liệu của IEA được dùng để ước tính mức đầu tư cho cung cấp năng lượng từ nhiên liệu hóa thạch trong lịch sử.

Đầu tư cho hệ thống năng lượng trong tỉ trọng nền kinh tế

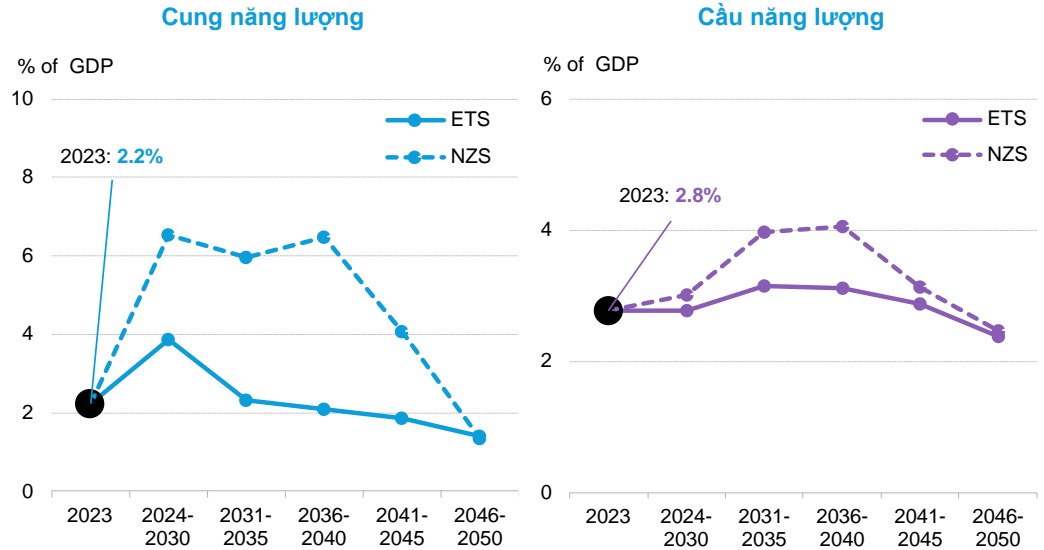
Nhìn chung, tỉ trọng đầu tư và chi tiêu cho cung và cầu năng lượng theo kịch bản NZS sẽ chiếm tỉ trọng lớn hơn trong GDP quốc gia so với kịch bản ETS trong suốt giai đoạn 2024 và 2050 để đạt phát thải ròng bằng 0.

Theo kịch bản NZS, đầu tư cho cung năng lượng tương đương 5% GDP trung bình của Việt Nam từ năm 2024 đến năm 2050. Con số này khác biệt đáng kể khi xét đến từng thập kỉ. Để đạt được phát thải ròng bằng 0, cần đầu tư cho cung cấp năng lượng lần lượt ở mức 6.5% và 6.3% GDP quốc gia trong thời gian còn lại của thập kỉ này và thập kỉ tiếp theo, so với mức 2.2% của năm 2023. Tỉ trọng đầu tư cao hơn cho thấy phía cung năng lượng cần mức đầu tư cao hơn trong hai thập kỉ tới để giảm phát thải ngành điện. Tỉ trọng này sẽ giảm xuống còn 2.6% từ năm 2041 đến năm 2050 (Hình 5.7).

Theo kịch bản ETS, tổng vốn đầu tư trung bình đạt 2.5% GDP quốc gia trong giai đoạn từ năm 2024 đến năm 2050, bằng một nửa tỉ trọng đầu tư cho cung cấp năng lượng theo kịch bản NZS.

Mức chênh lệch giữa tỉ trọng đầu tư cho cầu năng lượng trong GDP của Việt Nam từ năm 2024 đến năm 2050 theo cả hai kịch bản nhỏ hơn đáng kể so với tỷ trọng đầu tư vào cung năng lượng. Trung bình, mức đầu tư cho cầu năng lượng lần lượt chiếm 2.8% và 3.3% GDP quốc gia trong thời kỳ này theo kịch bản ETS và kịch bản NZS. Tỉ trọng này nhanh chóng tăng lên 4% trong thập kỉ tới theo như kịch bản NZS khi xe điện bắt đầu thay thế phương tiện động cơ đốt trong.

Hình 5.7: Đầu tư và chi tiêu cho năng lượng theo tỉ trọng GDP của Việt Nam giai đoạn 2020-2050, kịch bản ETS và NZS



Nguồn: BloombergNEF, Quỹ Tiền tệ Quốc tế, Tổ chức Hợp tác và Phát triển Kinh tế. Ghi chú: ETS là kịch bản chuyển đổi dựa trên tính kinh tế; NZS là kịch bản phát thải ròng bằng 0. Dự báo GDP dựa trên ước tính của BNEF khi sử dụng thông tin đầu vào của IMF và OECD. Phạm vi của cung và cầu năng lượng bao gồm cả đầu tư và chi tiêu. Giá trị lịch sử không được tính vào vốn đầu tư cho ngành công nghiệp thông thường.

5.3. Ngành điện

Tổng công suất điện chiếm tỉ trọng lớn nhất trong chi tiêu cho cung năng lượng của Việt Nam

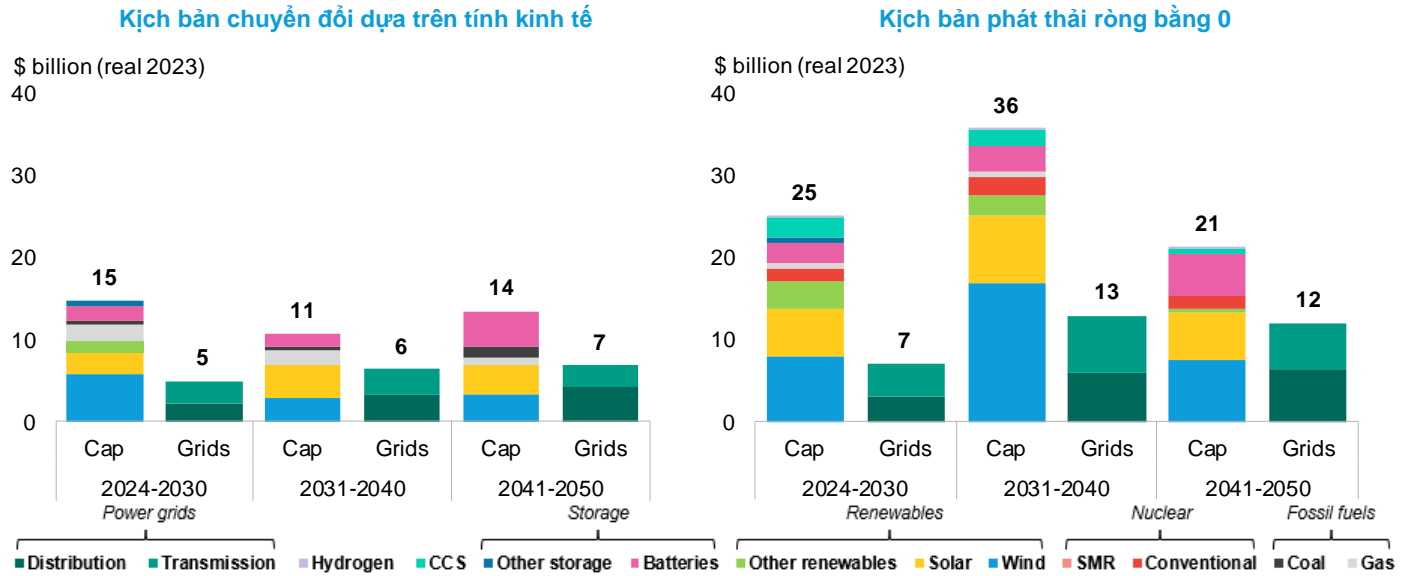
Các nhà máy điện chính là cơ hội đầu tư lớn nhất cho Việt Nam theo như kịch bản phát thải ròng bằng 0, giúp giảm phát thải cho ngành phát thải lớn nhất của nền kinh tế. Theo kịch bản NZS, đầu tư hàng năm để mở rộng công suất điện trung bình đạt 25 tỉ đô-la và 36 tỉ đô-la mỗi năm trong giai đoạn 2024-2030, và trong thập kỉ tiếp theo. Sau đó, mức đầu tư sẽ giảm xuống còn 21 tỉ đô-la trung bình mỗi năm trong giai đoạn 2041 - 2050 (Hình 5.8).

Về công nghệ sản xuất điện, hầu hết đầu tư cho công suất điện trong thời gian còn lại của thập kỉ này và thập kỉ tiếp theo dành cho điện mặt trời và điện gió với tỉ lệ lần lượt là 55% và 70%. Pin lưu trữ và CCS chiếm phần lớn khoản đầu tư còn lại để giải quyết tình trạng gián đoạn khi công suất điện mặt trời và điện gió ngày càng tăng, và giảm phát thải từ các nhà máy điện than và khí đốt.

Trong kịch bản ETS, chi phí cải thiện của các công nghệ điện sạch cũng thúc đẩy đầu tư đáng kể vào công suất điện mặt trời và điện gió, bất kể có mục tiêu phát thải ròng bằng 0 hay không. Đầu tư cho hai công nghệ này ở mức 4 tỉ đô-la trung bình mỗi năm, từ năm 2024 đến năm 2050. Việc công suất điện mặt trời và điện gió ngày càng gia tăng trong hệ thống điện cũng yêu cầu đầu tư vào pin lưu trữ để lưới điện được ổn định. Đầu tư cho pin lưu trữ chiếm 11% tổng mức đầu tư hàng năm cho công suất điện trong thời gian còn lại của thập kỉ này, và đạt được mức 33% mỗi năm trong giai đoạn 2041-2050.

Theo kịch bản ETS, từ nay cho đến giữa thế kỷ này, đầu tư vào các nhà máy điện sử dụng nhiên liệu hóa thạch sẽ tiếp tục, trung bình chiếm 11% tổng mức đầu tư cho công suất điện mỗi năm.

Hình 5.8: Mức đầu tư hàng năm của Việt Nam cho công suất và lưới điện, kịch bản chuyển đổi dựa trên tính kinh tế và kịch bản đạt phát thải ròng bằng 0



Nguồn: BloombergNEF, Cơ quan Năng lượng Quốc tế. Ghi chú: ‘Cap’ chỉ công suất. ETS là kịch bản chuyển đổi dựa trên tính kinh tế; NZS là kịch bản phát thải ròng bằng 0. SMR chỉ lò phản ứng mô-đun nhỏ. ‘Năng lượng tái tạo khác’ bao gồm sinh khối, khí hydro và địa nhiệt. ‘Grids’ chỉ lưới điện, cụ thể là truyền tải và phân phối. Sản xuất điện từ nhiên liệu hóa thạch bao gồm sản xuất than và dầu, cùng với các tua-bin khí chu trình hỗn hợp và chu trình mở.

So sánh các kịch bản của BNEF với Quy hoạch điện VIII của Việt Nam

Chính phủ Việt Nam đã phê duyệt Quy hoạch điện VIII (PDP) vào tháng 5 năm 2023. PDP VIII đưa ra một kế hoạch chi tiết cho 10 năm tới với tầm nhìn đến năm 2050. Bảng 5-2 và Hình 5.9 so sánh kết quả của kịch bản ETS và NZS của BNEF với PDP VIII.

Công suất điện mặt trời, điện gió và pin lưu trữ năng lượng thể hiện sự khác biệt lớn nhất giữa kết quả trong kịch bản NZS vào năm 2050 và PDP VIII

Kịch bản chuyển đổi kinh tế của BNEF cho thấy công suất lắp đặt của năng lượng mặt trời lần lượt cao hơn 25GW và 96GW so với PDP VIII vào năm 2030 và 2050. Để đạt được mức phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050, công suất năng lượng mặt trời cần phải được huy động nhiều hơn nữa. Khoảng cách hiện tại đối với công suất điện mặt trời giữa kịch bản NZS của BNEF và PDP VIII của Việt Nam vào năm 2050 là 333GW. Ngoài ra, công suất lưu trữ năng lượng pin có tiềm năng lớn để được mở rộng trong quy hoạch, với khoảng cách 90GW giữa PDP VIII và NZS vào năm 2050 (Bảng 5-2).

Trong khi Việt Nam nhận thấy điện gió ngoài khơi sẽ đóng vai trò quan trọng vào năm 2050 với tổng công suất lắp đặt đạt 81GW, kịch bản NZS cho thấy vai trò hạn chế hơn nhiều với chỉ 36GW. Khoảng cách về công suất điện gió ngoài khơi giữa PDP VIII và kịch bản ETS thậm chí còn lớn hơn ở mức 69GW. Điều này là do điện gió ngoài khơi sẽ duy trì chi phí cao hơn so với các công nghệ năng lượng tái tạo khác như điện mặt trời và điện gió trên bờ.

Bảng 5-2: Sự khác biệt đáng kể về công suất điện giữa các kịch bản của BNEF và Quy hoạch điện (PDP) VIII, theo loại hình công nghệ

Công nghệ	BNEF ETS 2030 (GW)	BNEF NZS 2030 (GW)	BNEF ETS 2050 (GW)	BNEF NZS 2050 (GW)
Điện than kết hợp CCS	Không có công suất quy hoạch trong PDP VIII			
Điện than chuyển sang sử dụng sinh khối và amonia	Không được xem xét trong kịch bản của BNEF			
CCGT	-24	-33	16	-4
CCGT với CCS	Không có công suất quy hoạch trong PDP VIII			
Điện khí khởi động nhanh	3	7	-8	-24
Khí hydro	0	3	-26	-20
Điện hạt nhân	Không có công suất quy hoạch trong PDP VIII			
Điện mặt trời quy mô lớn	16	62	65	302
Điện mặt trời quy mô nhỏ	9	9	31	31
Điện gió trên bờ	-8	-2	-24	66
Điện gió ngoài khơi	-0.5	0.4	-69	-45
Lưu trữ năng lượng	11	17	54	90

Nguồn: BloombergNEF. Chú thích: ETS là Kịch bản chuyển đổi kinh tế; NZS là Kịch bản phát thải ròng bằng 0; CCS là thu hồi và lưu trữ các-bon; CCGT là tua bin khí chu trình hỗn hợp. Màu càng đậm thể hiện sự khác biệt càng lớn về công suất nguồn điện trong các kịch bản của BNEF so với PDP VIII. Màu xám thể hiện không có sự khác biệt giữa các kịch bản BNEF và PDP VIII.

CCS và điện hạt nhân có vai trò cần thiết giúp Việt Nam đạt phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050

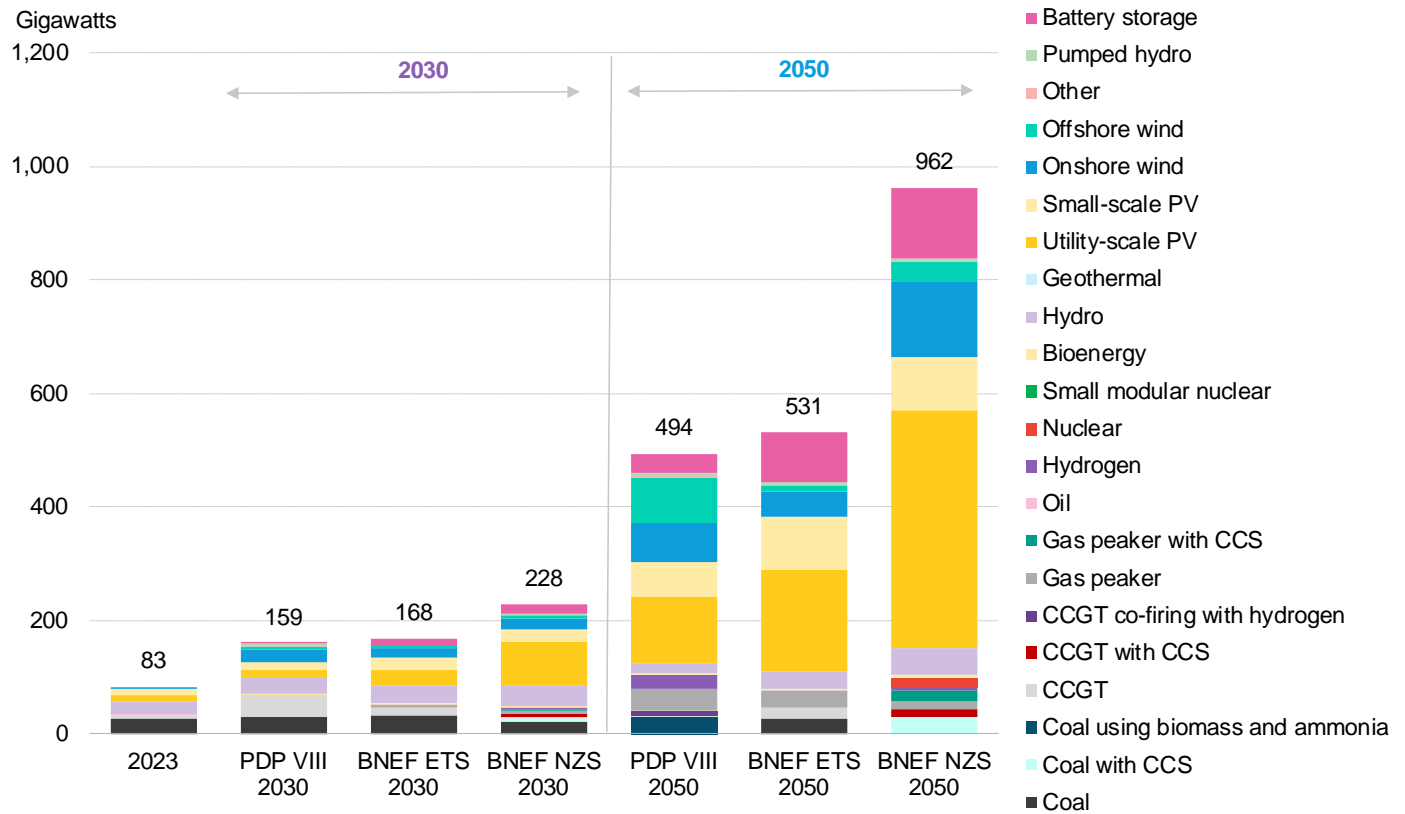
Để giảm phát thải từ các nhà máy nhiệt điện vào năm 2050, PDP VIII xem xét thay thế nhiên liệu hóa thạch bằng amoniac và khí hydro sạch. PDP VIII không xem xét cụ thể việc sử dụng CCS hoặc điện hạt nhân như kịch bản NZS của BNEF. Kịch bản NZS cho thấy công nghệ CCS và điện hạt nhân là những lựa chọn kinh tế hơn để đạt được mục tiêu giảm phát thải. Theo kịch bản NZS, các nhà máy nhiệt điện được trang bị CCS chiếm 43GW, tương đương 4% tổng công suất vào năm 2050. Kịch bản NZS cũng kỳ vọng công suất hạt nhân đạt 16.5GW vào giữa thế kỷ.

PDP VIII kỳ vọng 26GW nhà máy điện chạy bằng khí hydro vào năm 2050, chiếm 5% tổng công suất. Tuy nhiên, kịch bản NZS của BNEF chỉ kỳ vọng 6GW nhà máy điện chạy bằng khí hydro vào năm 2050 do chi phí sử dụng khí hydro sạch để phát điện tương đối cao.

Cả PDP VIII và kịch bản NZS cho thấy điện mặt trời và điện gió chiếm ưu thế trong tổng công suất lắp đặt năm 2050; kịch bản NZS cho thấy tổng công suất điện tăng gấp đôi so với PDP VIII

Trong PDP VIII, Việt Nam đặt mục tiêu công suất điện mặt trời và gió chiếm 67% tổng công suất lắp đặt vào năm 2050. Xu hướng tương tự cũng được thể hiện trong kịch bản NZS của BNEF. Theo đó, hai công nghệ này chiếm phần lớn tổng công suất lắp đặt của Việt Nam với 71% vào năm 2050. Tuy nhiên, để đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng 0 vào giữa thế kỷ, tổng công suất lắp đặt của nguồn điện theo kịch bản NZS cần đạt 962GW, tăng gấp đôi công suất được quy hoạch trong PDP VIII (Hình 5.9). Sự gia tăng công suất điện này chủ yếu được thúc đẩy bởi nhu cầu sử dụng điện tăng cao trong các ngành công nghiệp, vận tải và sản xuất khí hydro.

Hình 5.9: So sánh công suất lắp đặt dự kiến trong Quy hoạch điện (PDP) VIII của Việt Nam và Kịch bản chuyển đổi kinh tế (ETS) cũng như Kịch bản phát thải ròng bằng 0 (NZS) vào năm 2030 và 2050



Nguồn: Quy hoạch phát triển điện quốc gia VIII, BloombergNEF. Chú thích: CCS là thu hồi và lưu trữ carbon. CCGT là tua bin khí chu trình hỗn hợp. PV là quang điện mặt trời. Công suất lắp đặt PDP VIII vào năm 2050 là trung bình của kịch bản thấp và cao. Vì PDP VIII chỉ cung cấp tổng công suất dự kiến vào năm 2050 cho điện mặt trời và lưu trữ năng lượng nên tỷ lệ giữa điện mặt trời quy mô nhỏ và quy mô lớn cũng như tỷ lệ giữa thủy điện tích năng và pin lưu trữ năng lượng được giả định.

5.4. CCS và khí hydro

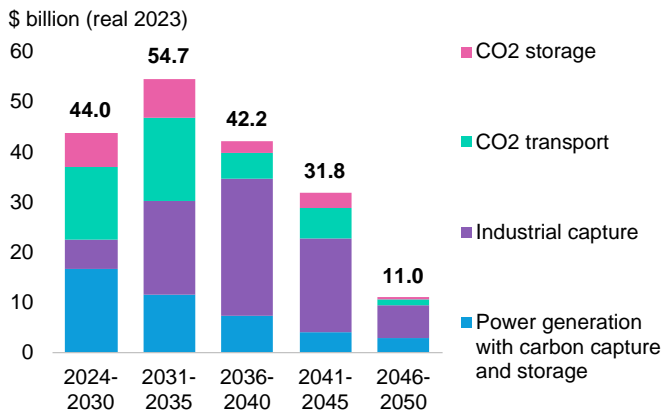
Đầu tư vào CCS và khí hydro đạt 258 tỉ đô-la trong kịch bản phát thải ròng bằng 0 của Việt Nam

Theo kịch bản NZS, CCS và khí hydro có vai trò quan trọng giúp Việt Nam giảm phát thải ngành điện và các ngành khó giảm thiểu phát thải. Mặc dù CCS là một công nghệ giảm thiểu phát thải quan trọng trong ngành công nghiệp, phần lớn lượng khí thải tính theo giá trị tuyệt đối (58%) đều được thu hồi bên trong ngành điện. Tiếp theo đó là 41% lượng khí thải từ ngành công nghiệp hạng nặng, trong đó 20% là từ sản xuất thép và 17% là từ sản xuất xi-măng.

Đi theo lộ trình phát thải ròng bằng 0 yêu cầu tổng đầu tư cho CCS của Việt Nam là 183.8 tỉ đô-la (Hình 5.10). Kết hợp CCS trong các nhà máy nhiệt điện yêu cầu tổng vốn đầu tư cao hơn so với sử dụng CCS trong các ngành công nghiệp trong thập kỷ này. Khoảng 42%, tức là 78 tỉ đô-la trong tổng mức đầu tư này là dành cho nhà máy sản xuất lắp đặt trong ngành công nghiệp nặng có áp dụng CCS. Đầu tư cho nhà máy điện từ nhiên liệu hóa thạch có áp dụng CCS chiếm 42 tỉ

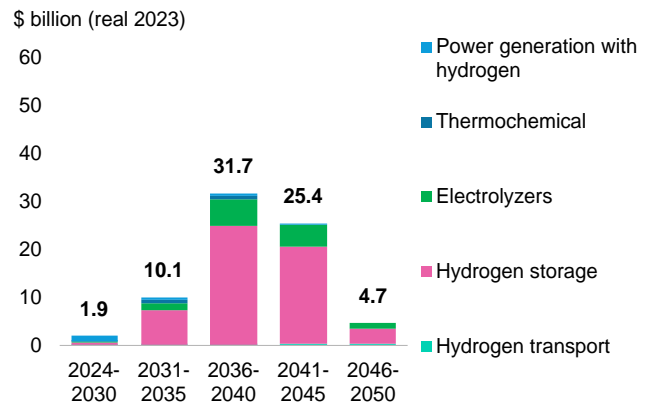
đô-la (23%). 64 tỉ đô-la còn lại là dành cho cơ sở hạ tầng CCS để vận chuyển và lưu trữ khí thải CO₂.

Hình 5.10: Tổng tích lũy đầu tư của Việt Nam cho công nghệ thu hồi và lưu trữ các-bon giai đoạn 2024-2050, kịch bản đạt phát thải ròng bằng 0



Nguồn: BloombergNEF. Ghi chú: 'Sản xuất điện áp dụng công nghệ thu hồi và lưu trữ các-bon' bao gồm nhà máy xuất điện và trang thiết bị thu hồi CO₂, 'vận chuyển' chỉ đường ống, 'lưu trữ' chỉ cơ sở vật chất dùng cho chôn khí CO₂; 'thu hồi công nghiệp' chỉ hệ thống thu hồi riêng lẻ để sử dụng trong công nghiệp.

Hình 5.11: Tổng tích lũy đầu tư của Việt Nam cho khí hydro giai đoạn 2024-2050, kịch bản đạt phát thải ròng bằng 0



Nguồn: BloombergNEF. Ghi chú: 'Sản xuất điện bằng khí hydro' chỉ việc sản xuất điện bằng cách đốt cháy khí hydro, 'nhiệt điện' chỉ cơ sở vật chất sản xuất khí hydro có trang bị công nghệ thu hồi và lưu trữ các-bon, 'vận chuyển' chỉ cơ sở hạ tầng đường ống.

Khí hydro giúp Việt Nam giảm phát thải cho sản xuất thép và giao thông vận tải song vẫn còn hạn chế ở các ngành khác. Theo kịch bản NZS, sản xuất sắt và thép là ngành sử dụng khí hydro lớn nhất vào giữa thế kỷ này, chiếm tới 74% tổng nhu cầu. Theo sau là ngành giao thông vận tải (22%), đặc biệt là đường bộ và hàng không.

Theo kịch bản NZS, đầu tư vào sản xuất khí hydro của Việt Nam chỉ chưa bằng một nửa tổng mức đầu tư cho CCS với 73.7 tỉ đô-la. Phần lớn trong tổng mức đầu tư này dành cho lưu trữ khí hydro, với 56 tỉ đô-la, theo sau là 13 tỉ đô-la dành cho sản xuất máy điện phân hydro (Hình 5.11). Mô hình của chúng tôi cho thấy vai trò của khí hydro trong sản xuất điện rất hạn chế do ngành điện đã có các lựa chọn giảm phát thải khác tối ưu hơn như điện gió và điện mặt trời.

Tương tự như bức tranh toàn cầu, trong kịch bản ETS, Việt Nam chỉ đầu tư 2.5 tỉ đô-la cho khí hydro và không cần đầu tư cho CSS do không có mục tiêu phát thải ròng bằng 0. Ứng dụng của khí hydro trong kịch bản ETS gần như chỉ hạn chế với ngành sản xuất sắt thép.

5.5. Đầu tư vào cầu năng lượng

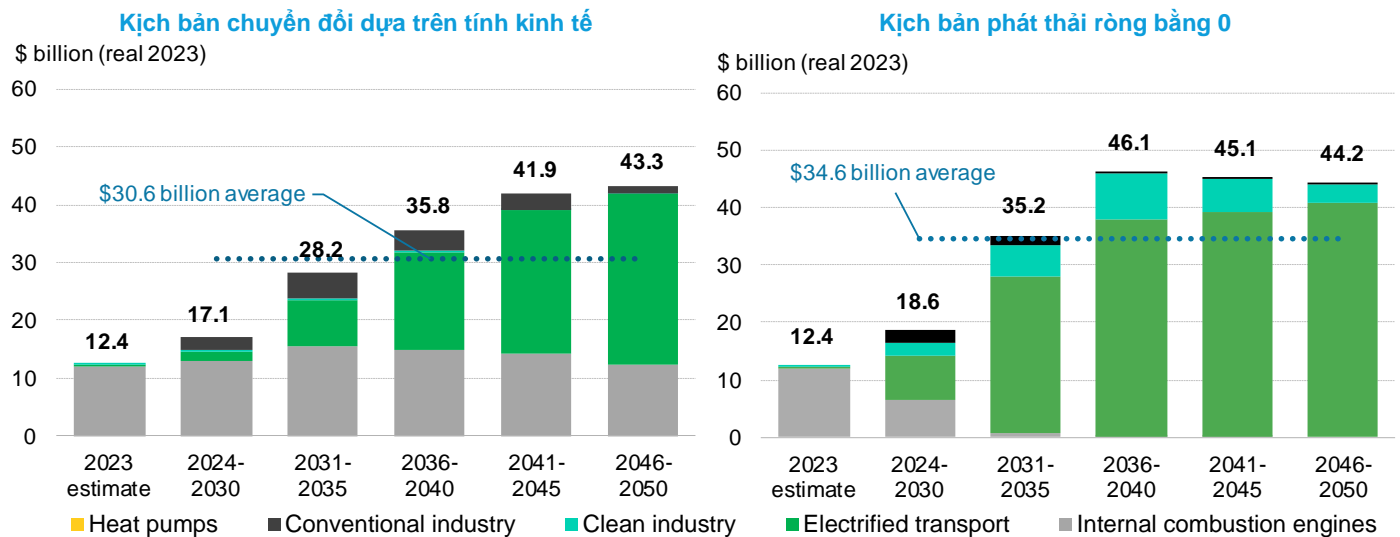
Xe điện chiếm phần lớn đầu tư và chi tiêu vào cầu năng lượng của Việt Nam từ năm 2031 trở đi theo kịch bản phát thải ròng bằng 0

Hạn mức các-bon theo kịch bản NZS sẽ thúc đẩy giảm phát thải không chỉ ở phía cung năng lượng mà còn cả ở phần cầu năng lượng. Người tiêu dùng sẽ chuyển đổi từ phương tiện truyền thống sang xe điện với quy mô lớn, và doanh nghiệp chuyển từ công nghiệp truyền thống sang công nghiệp sạch. Theo kịch bản NZS, tổng đầu tư cho cầu năng lượng là 983 tỉ đô-la từ nay đến năm 2050, trong đó doanh số xe điện chiếm 80% tổng đầu tư. Mức đầu tư trung bình hàng năm

trong thời kỳ này là 34.6 tỉ đô-la. Để đạt phát thải ròng bằng 0, đầu tư cho động cơ đốt trong cần giảm nhanh chóng từ 6.6 tỉ đô-la mỗi năm trong thời gian còn lại của thập kỉ này xuống chỉ còn 0.4 tỉ đô-la trung bình mỗi năm trong thập kỉ tiếp theo. Tổng đầu tư cho công nghiệp sạch đứng thứ 2 trong tổng đầu tư cho cầu năng lượng với 131 tỉ đô-la từ năm 2024 đến năm 2050.

Theo kịch bản ETS, mức đầu tư hàng năm vào cầu năng lượng từ nay đến năm 2050 chỉ thấp hơn 13% so với kịch bản NZS. Tổng đầu tư trong giai đoạn này là 866 tỉ đô-la. Tuy nhiên, tổng đầu tư cho xe động cơ đốt trong và các ngành công nghiệp không sử dụng các biện pháp giảm phát thải tiếp tục chiếm ưu thế trong tổng mức đầu tư trong thời gian còn lại của thập kỉ này và thập kỉ tiếp theo, lần lượt ở mức 90% và 60%. Chỉ vào thập kỉ cuối cùng trước thời điểm giữa thế kỉ này, đầu tư cho xe điện và công nghiệp sạch bắt đầu chiếm ưu thế trong tổng đầu tư của thập kỉ ở mức 63%. Xe điện chiếm phần lớn trong tổng mức đầu tư vì công nghệ này có thể cạnh tranh về chi phí với các phương tiện truyền thống.

Hình 5.12: Mức đầu tư hàng năm của Việt Nam cho bên nhu cầu năng lượng, theo kịch bản



Nguồn: BloombergNEF. Ghi chú: Con số thể hiện mức đầu tư hàng năm trong khoảng thời gian tương ứng. Ước tính năm 2023 dựa trên dữ liệu trong báo cáo Xu hướng đầu tư chuyển đổi năng lượng của BNEF (trang web / terminal). Không bao gồm các khoản đầu tư trước đó trong lịch sử cho ngành công nghiệp truyền thống, vì ngành này có khả năng chiếm phần nhỏ trong tổng đầu tư và chi tiêu cho bên nhu cầu.

5.6. Giao thông vận tải

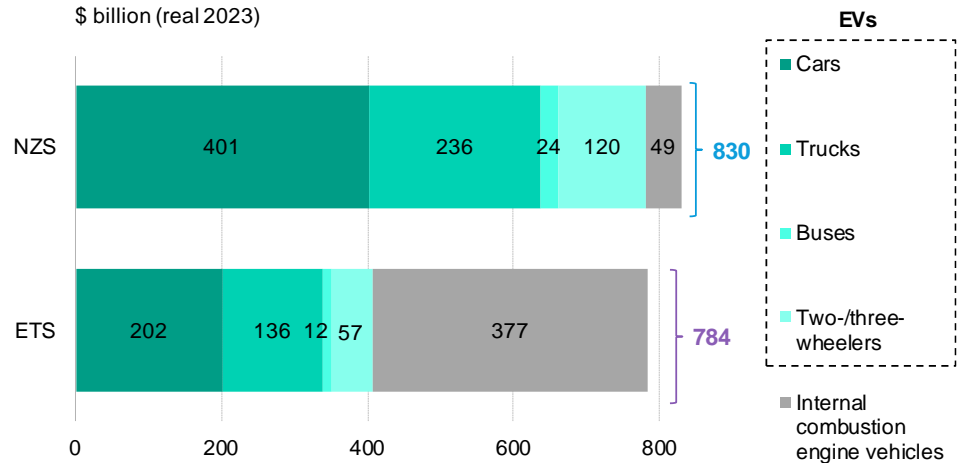
Phương tiện giao thông đường bộ là động lực chính của chi tiêu vào cầu năng lượng của Việt Nam

Chính phủ Việt Nam đã đặt ra mục tiêu 100% phương tiện giao thông vận tải đường bộ sử dụng điện hoặc năng lượng xanh vào năm 2050 trong Kế hoạch hành động quốc gia nhằm giảm phát thải trong ngành giao thông vận tải, được phê duyệt vào năm 2022. Vì ngành giao thông vận tải có mức phát thải lớn thứ ba tại Việt Nam vào năm 2023, giảm phát thải ngành này đóng vai trò quan trọng trong việc đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng 0.

Mô hình cho lộ trình phát thải ròng bằng 0 của chúng tôi cho thấy vào năm 2050, xe điện chiếm ưu thế trong tổng đầu tư dành cho giao thông vận tải đường bộ, với 94%. Hơn một nửa tổng mức chi tiêu cho xe điện dành cho ô tô chở khách, theo sau là xe tải. Chi tiêu cho xe điện hai bánh đạt

120 tỉ đô-la vào năm 2050 nhờ sự phổ biến của phương tiện hai bánh trong ngành giao thông vận tải của quốc gia (Hình 5.13).

Hình 5.13: Cơ hội chi tiêu cho giao thông vận tải đường bộ của Việt Nam đến năm 2050, chia theo loại hình và kịch bản



Nguồn: BloombergNEF. Ghi chú: ETS là kịch bản chuyển đổi dựa trên tính kinh tế; NZS là kịch bản phát thải ròng bằng 0.

Theo kịch bản ETS, tổng đầu tư cho giao thông vận tải đường bộ chỉ thấp hơn 6% so với kịch bản NZS. Tuy nhiên, chi tiêu cho từng công nghệ lại khác biệt đáng kể. Mặc dù chi tiêu cho xe điện chiếm hơn một nửa tổng chi tiêu, động cơ đốt trong tiếp tục giữ vai trò đáng kể với 48% tổng mức chi tiêu. Theo kịch bản NZS, chi tiêu cho phương tiện động cơ đốt trong chỉ chiếm 6% tổng chi tiêu.

5.7. Công nghiệp

Sản xuất thép chiếm mức đầu tư cao nhất trong ngành công nghiệp của Việt Nam

Tăng trưởng kinh tế sẽ quyết định quy mô đầu tư vào các cụm công nghiệp và cơ sở sản xuất để bắt kịp nhu cầu tăng lên đối với nguồn nguyên vật liệu. Đến năm 2050, tổng mức đầu tư vào các nhà máy sản xuất mới và tái chế dành cho nhôm, xi măng, hóa dầu và thép đạt 82 tỉ đô la theo kịch bản ETS và gần như gấp đôi theo kịch bản NZS với 153 tỉ đô la. Điều này là do nhu cầu triển khai các công nghệ có nhu cầu nguồn vốn lớn như CCS và các nguồn nhiên liệu có chi phí cao như khí hydro để giảm phát thải các ngành công nghiệp hạng nặng.

Ngành thép chiếm mức đầu tư lớn nhất vào các ngành công nghiệp ở Việt Nam, lần lượt chiếm 59% và 55% tổng mức đầu tư trong kịch bản ETS và NZS do sản xuất thép ngày càng tăng trong những năm tới. Theo sau là đầu tư cho ngành xi-măng và hóa dầu ở cả hai kịch bản. Tuy nhiên, tỉ lệ đầu tư cho công nghiệp sạch và công nghiệp truyền thống trong từng kịch bản khác nhau đáng kể.

Theo kịch bản NZS, tổng đầu tư cần có để giảm phát thải ngành công nghiệp là 153 tỉ đô-la từ năm 2024 đến năm 2050. Đầu tư cho công nghiệp sạch chiếm ưu thế với tổng giá trị là 131 tỉ đô-la trong giai đoạn này, trong khi đầu tư cho công nghiệp truyền thống sử dụng nhiên liệu hóa thạch là 22 tỉ đô-la. Ngược lại, kịch bản chuyển đổi dựa trên tính kinh tế cho thấy ngành công

ngành truyền thống chiếm 96% tổng mức đầu tư so với chỉ 4% tổng đầu tư cho công nghiệp sạch (Hình 5.14).

Hình 5.14: Đầu tư cho ngành công nghiệp của Việt Nam giai đoạn 2024-2050, theo kịch bản

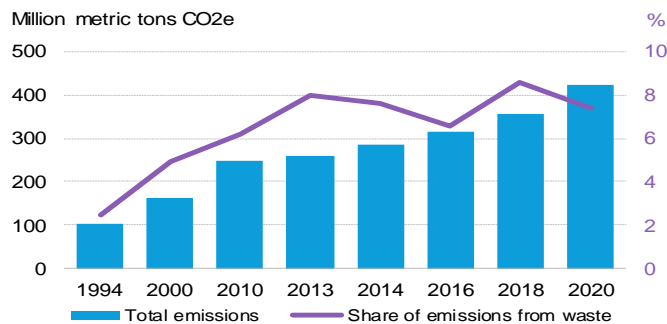


Nguồn: BloombergNEF. Ghi chú: Bao gồm đầu tư cho cơ sở sản xuất mới và nhà máy tái chế. Các nhà máy truyền thống bao gồm các nhà máy lọc hóa dầu và nhà máy luyện kim sử dụng nhiên liệu hóa thạch, lò thổi ô-xy (BOF) và lò hồ quang điện không sử dụng các biện pháp giảm thải. Ngành công nghiệp sạch bao gồm cơ sở giảm phát thải khoảng 90% hoặc nhiều hơn trong quá trình vận hành nói chung, không bao gồm chi phí sản xuất khí hydro và thu hồi và lưu trữ các-bon.

5.8. Chất thải

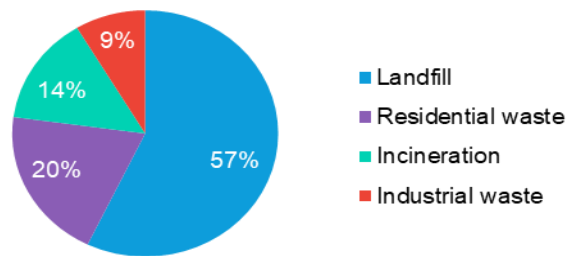
Phát thải khí nhà kính của Việt Nam đến từ bốn ngành, bao gồm năng lượng, quy trình công nghiệp, nông nghiệp, lâm nghiệp và sử dụng đất và chất thải.

Hình 5.15: Tỷ trọng phát thải từ chất thải trong tổng phát thải khí nhà kính của Việt Nam



Nguồn: Bộ Tài nguyên và Môi trường (MONRE), BloombergNEF

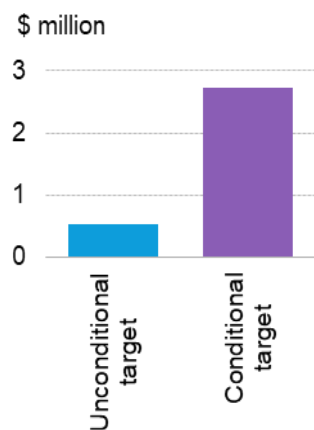
Hình 5.16: Tỷ trọng phát thải của ngành chất thải ở Việt Nam, chia theo phân ngành vào năm 2020



Nguồn: Bộ Tài nguyên và Môi trường (MONRE), BloombergNEF. Ghi chú: Dữ liệu được ước tính dựa trên thông tin của MONRE.

Năm 2020, chất thải là nguồn phát thải thấp nhất trong nền kinh tế, với tổng mức phát thải của ngành là 35MtCO_{2e}, chiếm 7% tổng phát thải khí nhà kính của Việt Nam⁷ (Hình 5.15). Tỷ trọng phát thải của ngành năng lượng, quy trình công nghiệp và nông nghiệp, lâm nghiệp và sử dụng đất lần lượt là 68%, 13% và 10%.

Hình 5.17: Đầu tư thêm cho ngành chất thải giai đoạn 2021-2030 để đạt mục tiêu trong NDC của Việt Nam



Nguồn: Bộ Tài nguyên và Môi trường, BloombergNEF.

Trong bản cập nhật của NDC năm 2022, Việt Nam dự báo mức phát thải của ngành chất thải sẽ đạt 46MtCO_{2e} theo như kịch bản phát triển thông thường (BAU). Để triển khai mục tiêu phát thải ròng bằng 0 của Việt Nam, chính phủ cũng đã đặt ra các mục tiêu giảm phát thải cho ngành chất thải vào năm 2030 với 17% nguồn lực là của quốc gia, và 63% là nguồn lực quốc tế so với kịch bản BAU. Theo Bộ Tài nguyên và Môi trường (MONRE), để đáp ứng được mục tiêu điều kiện cho ngành chất thải là giảm 63% vào năm 2030 so với kịch bản phát triển thông thường, đòi hỏi phải đầu tư thêm gần 3 triệu đô-la trong thập kỷ này (Hình 5.17).

Vào năm 2020, phát thải của ngành chất thải được báo cáo là đến từ bốn phân ngành, bao gồm chôn lấp rác thải (57%), rác thải sinh hoạt (20%), đốt rác thải (14%) và rác thải công nghiệp (9%) (Hình 5.16). Bộ Tài nguyên và Môi trường đã đưa ra các biện pháp cho Kế hoạch hành động quốc gia nhằm giảm thiểu phát thải cho ngành chất thải để đạt các mục tiêu trong bản cập nhật của NDC.

Bảng 3: Các biện pháp đề xuất để giảm phát thải trong ngành chất thải ở Việt Nam

Biện pháp giảm thiểu phát thải	Mục tiêu năm 2030 bằng nguồn lực quốc gia	Mục tiêu năm 2030 với nguồn lực quốc tế
Giảm thiểu và phân loại chất thải rắn sinh hoạt theo đầu người	10%	10%
Tái chế chất thải rắn	35%	100%
Sản xuất phân hữu cơ từ chất thải rắn dễ phân hủy	32%	70%
Sản xuất điện từ rác	9%	60%
Xử lý chất thải rắn tại bãi chôn lấp hợp vệ sinh và thu hồi khí từ bãi chôn lấp để sản xuất điện	30%	70%
Xử lý chất thải thực phẩm thông qua quá trình phân hủy kỵ khí và sử dụng khí để sản xuất điện		30%
Sản xuất viên nén Nhiên liệu từ rác (RDF) từ chất thải dễ cháy		40%
Xử lý nước thải sinh hoạt tối ưu		40%
Xử lý nước thải sinh hoạt bằng cách thu hồi khí mê tan		40%
Xử lý nước thải công nghiệp tối ưu		30%
Xử lý nước thải công nghiệp bằng cách thu hồi khí mê tan		40%

Nguồn: Bộ Tài nguyên và Môi trường (MONRE), BloombergNEF.

⁷ Theo dự thảo báo cáo về kiểm kê phát thải năm 2018 và 2020 của Bộ Tài nguyên và Môi trường.

Phần 6. Nông nghiệp và sử dụng đất

Các công cụ và công nghệ được phát triển để đạt mức phát thải ròng bằng 0 đòi hỏi một lượng lớn đất đai và tài nguyên sinh học, vốn có nguồn cung hạn chế. Những công nghệ này thường cạnh tranh trực tiếp với các nỗ lực bảo tồn thiên nhiên và các nguồn tài nguyên cần thiết để phục vụ nhu cầu thực phẩm cho dân số toàn cầu đang gia tăng. Các lộ trình chuyển đổi năng lượng sẽ được xác định bởi các hạn chế về đất đai, sinh học và chi phí. Trong một số trường hợp, các lộ trình sẽ thu hẹp lại khi các hạn chế về đất đai trở nên nghiêm trọng.

Trong hầu hết các ngành giảm phát thải, các giải pháp đạt phát thải ròng bằng 0 có nhu cầu đất lớn hơn so với các công nghệ sử dụng nhiên liệu hóa thạch. BNEF nhận thấy rằng có nhiều nguồn cung đất phù hợp khi xem xét từng ngành riêng lẻ song cạnh tranh về đất đai đang gia tăng nhanh chóng.

Điện sạch

Các nhà máy điện gió và điện mặt trời đòi hỏi nhu cầu đất cao hơn so với các nhà máy nhiệt điện. Giảm phát thải hệ thống điện có thể cần hàng triệu km vuông đất cho các tua-bin gió và các tấm pin mặt trời. Tổng cộng, diện tích đất cần có cho tua-bin gió và các tấm pin mặt trời có thể bao phủ từ 0,2% đến 23% tổng diện tích đất của các nền kinh tế lớn vào năm 2050 và do đó phải được triển khai cùng với các hoạt động nông nghiệp nhằm đảm bảo an ninh lương thực.

Mô hình của chúng tôi cho thấy tình trạng thiếu diện tích đất phù hợp có thể trở nên nghiêm trọng, đặc biệt là ở các thị trường đông dân với địa hình nhiều rừng và đồi núi như Hàn Quốc, Nhật Bản và Indonesia.

Nhu cầu đất đai theo khu vực

Nhu cầu về đất đai cho năng lượng mặt trời và gió trên bờ không được phân bổ đồng đều trên toàn thế giới do dân số và nhu cầu về điện không tương quan với diện tích đất đai của một khu vực pháp lý. Do đó, tình trạng thiếu đất có thể hạn chế việc xây dựng năng lượng sạch ở các thị trường nhỏ, đông dân trong khi vẫn dồi dào ở các khu vực lớn hơn. Chúng tôi thấy rằng ngành điện có thể đạt mức phát thải ròng bằng 0 mà các dự án năng lượng sạch không ảnh hưởng đến an ninh lương thực hoặc các mục đích sử dụng đất khác ở hầu hết các nơi, miễn là các khoản trợ cấp năng lượng tái tạo không khuyến khích chủ đất sản xuất điện thay vì lương thực.

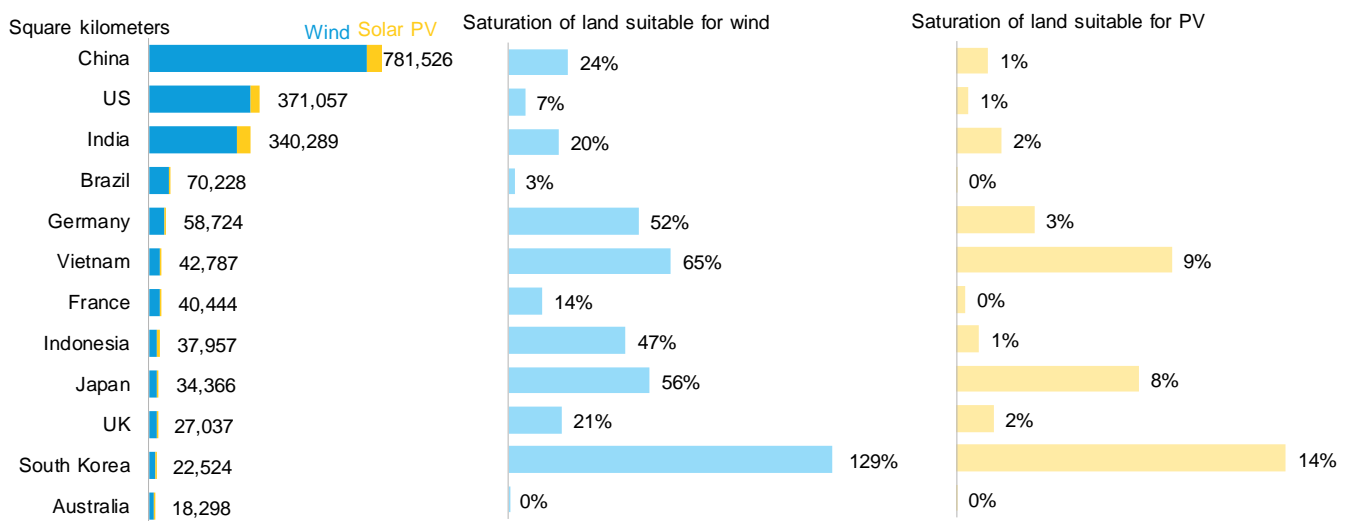
Mô hình của chúng tôi chỉ ra rằng, về mặt lý thuyết, hầu hết các thị trường đều có đủ đất phù hợp để triển khai năng lượng tái tạo theo kịch bản ETS. Tuy nhiên, có thể tồn tại một số điểm nghẽn trong kịch bản NZS. Một số ít quốc gia có đảo và đông dân khó có thể khai thác hết các nguồn tài nguyên gió và mặt trời của họ mà không ảnh hưởng đến sản xuất lương thực hoặc thúc đẩy nạn phá rừng.

Phân tích không gian địa lý của chúng tôi cho thấy nguồn cung đất đai eo hẹp nhất diễn ra ở Hàn Quốc. Đây là quốc gia mà các nhà máy điện gió trong kịch bản NZS có thể cần nhiều đất hơn 29% so với mức được coi là phù hợp. Hàn Quốc, Việt Nam và Nhật Bản cũng là những quốc gia

có hạn chế về đất đai nhất để triển khai năng lượng mặt trời trong số các thị trường được xem xét. Đối với Việt Nam, diện tích đất cần thiết để lắp đặt công suất điện gió và điện mặt trời để đạt được mức phát thải ròng bằng 0 lần lượt chiếm 65% và 9% tổng diện tích đất được xem là phù hợp cho hai công nghệ này (Hình 6.1).

Khi diện tích đất phù hợp để triển khai cạn kiệt, các quốc gia này có thể cần tìm cách tăng sản lượng năng lượng trên một héc-ta thông qua đổi mới công nghệ hoặc đầu tư chiến lược vào các công nghệ thay thế đất hơn hiện nay nhưng ít thâm dụng đất hơn trong tương lai như điện gió ngoài khơi, địa nhiệt hoặc điện hạt nhân.

Hình 6.1: Nhu cầu đất cao nhất cho năng lượng tại tạo theo khu vực – Kịch bản phát thải ròng bằng 0



Nguồn: BloombergNEF. Chú thích: Điện gió à điện gió trên bờ. PV là quang điện. Độ bão hòa là diện tích đất cần thiết (cần) theo tỷ lệ diện tích đất được xác định là phù hợp (cung), cho công nghệ tương ứng. Các hạn chế về đất đai phù hợp tính đến đặc điểm đất đai và tính khả dụng của tài nguyên, nhưng không tính đến khoảng cách tới lưới điện hiện có, cơ sở hạ tầng hoặc tính khả dụng của lao động địa phương.

Nhiên liệu sinh học và nhựa sinh học

Nhu cầu về nhiên liệu sinh học cho vận tải đường bộ và hàng không thúc đẩy nhu cầu đáng kể về đất canh tác trong những thập kỷ tới. Vai trò của các nhiên liệu này sẽ gây ra quan ngại nếu áp lực sử dụng đất làm suy yếu an ninh lương thực hoặc dẫn đến nạn phá rừng gia tăng.

Để giảm bớt những lo ngại này, các nhà sản xuất nhiên liệu sinh học và nhựa sinh học cần sử dụng các nguyên liệu từ chất thải để làm nguyên liệu đầu vào ở bất kỳ nơi nào có sẵn, thúc đẩy hiệu quả nông học thông qua khoa học thực vật, canh tác hai vụ và trồng cây che phủ, và nhanh chóng điện hóa vận tải đường bộ để giải phóng nguyên liệu cho các ngành khó giảm hơn như hàng không.

Nhu cầu đất dự kiến

Nhu cầu về nhiên liệu sinh học và nhựa sinh học đạt đỉnh ở mức 4.8 triệu km² đất canh tác vào năm 2044 theo kịch bản NZS, lớn hơn 20% so với diện tích EU. Để đạt được điều này, một diện tích đất nông nghiệp có diện tích bằng tiểu bang Washington ở Hoa Kỳ cần được chuyển hướng sang sản xuất nguyên liệu đầu vào mỗi năm từ năm 2023 đến năm 2044.

Nhu cầu sử dụng đất sau đó giảm xuống đến năm 2050 khi nhu cầu về nhiên liệu điện tử tăng lên và làm giảm áp lực đất đai từ nguyên liệu thô cho nhiên liệu sinh học. Ngược lại, diện tích đất cần thiết cho nhiên liệu sinh học đường bộ và nguyên liệu thô cho nhựa sinh học giảm theo kịch bản ETS, từ 916,000km² vào năm 2023 xuống còn 736,000km² vào năm 2050. Bằng cách như vậy, một diện tích canh tác lớn hơn Florida sẽ được sử dụng cho các mục đích khác.

Các yếu tố thúc đẩy nhu cầu đất toàn cầu

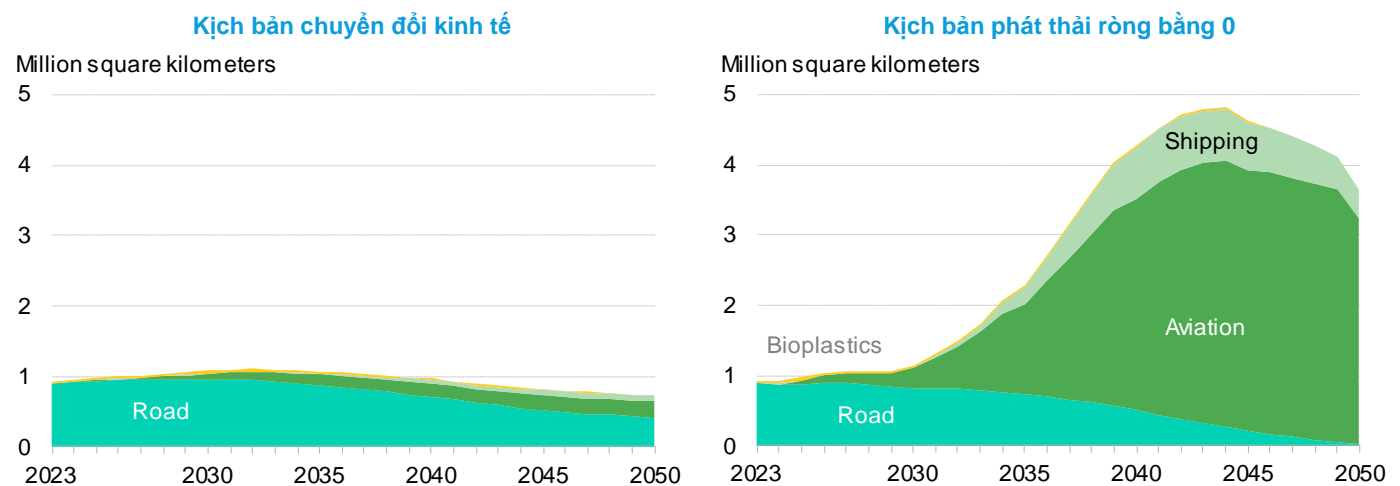
Theo kịch bản NZS, 3.7 triệu km² nguyên liệu thô cho nhiên liệu sinh học được canh tác vào năm 2050, gấp năm lần so với kịch bản ETS. Nhu cầu đất đai từ nhựa sinh học đạt đỉnh vào cuối những năm 2020 trong cả hai kịch bản khi các nhà sản xuất chuyển sang nguyên liệu thô từ chất thải.

Các nguồn nhu cầu nhiên liệu sinh học và do đó là việc sử dụng đất rất khác nhau giữa hai kịch bản. Nhiên liệu sinh học gần như bị loại khỏi vận tải đường bộ theo kịch bản NZS do một tỷ lệ lớn phương tiện được điện hóa. Hàng không trở thành ngành tiêu thụ nhiên liệu sinh học lớn nhất, với nguồn nguyên liệu hàng không bền vững (SAF) được sản xuất từ 3.8 triệu km² đất vào năm 2044. Điều này có nghĩa là phần lớn công suất nguyên liệu hiện đang cung cấp nhiên liệu đường bộ có thể được định hướng lại cho hàng không, một phần làm giảm bớt hạn chế về nguồn cung nếu cả hai phân khúc đều phụ thuộc vào nhiên liệu sinh học.

Mặt khác, theo kịch bản ETS, pha trộn ethanol vẫn đóng vai trò lớn đối với nhiên liệu đường bộ, với 409,000 km² đất được canh tác cho nguyên liệu này vào năm 2050. Hàng không đạt được mức giảm phát thải hạn chế trong kịch bản này, với SAF chỉ cần 240,000 km² đất cho canh tác vào năm 2050.

Diện tích đất canh tác nhiên liệu sinh học cho vận tải biển tăng từ mức không đáng kể vào năm 2023 lên 84,000 km² theo kịch bản ETS và 404,000 km² theo kịch bản NZS.

Hình 6.2: Nhu cầu đất toàn cầu của nhiên liệu sinh học và nhựa sinh học – Kịch bản chuyển đổi kinh tế và Kịch bản phát thải ròng bằng không



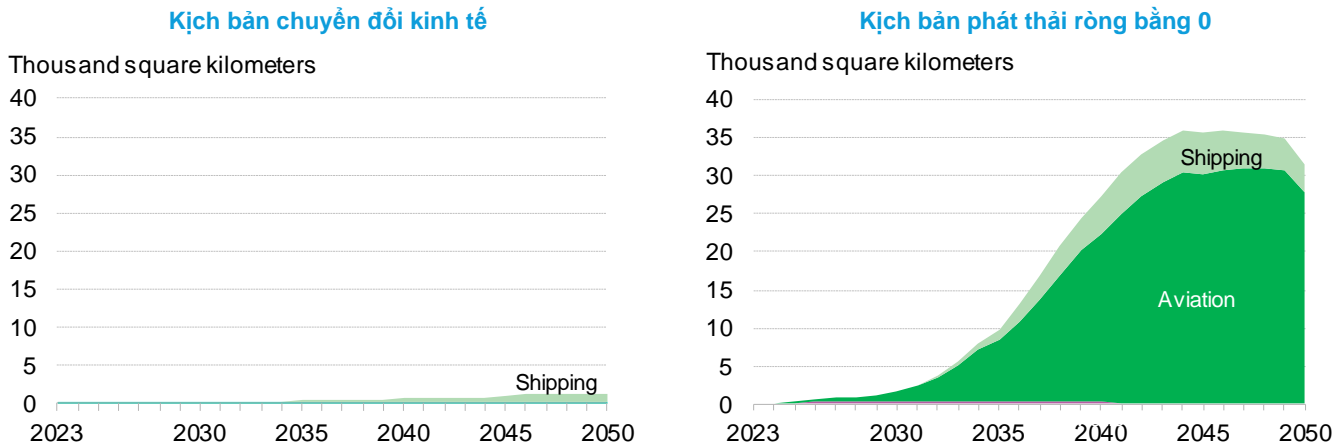
Nguồn: BloombergNEF

Nhu cầu về nhựa sinh học và tác động đến đất đai vẫn hạn chế, ngay cả trong kịch bản NZS, do có các lựa chọn giảm phát thải cạnh tranh hơn về chi phí và quy mô. Do đó, diện tích đất cần thiết cho nguyên liệu đầu vào của nhựa sinh học là không đáng kể và việc chuyển sang nguyên liệu đầu vào từ chất thải càng làm giảm nguồn cung cần thiết của loại nhiên liệu này.

Các yếu tố thúc đẩy nhu cầu đất của Việt Nam

Theo lộ trình phát thải ròng bằng 0, Việt Nam có nhu cầu lớn cho đất để sản xuất nhiên liệu sinh học nhằm giảm phát thải ngành vận tải song nhu cầu về nhựa sinh học lại hạn chế, phản ánh xu hướng toàn cầu.

Hình 6.3: Nhu cầu đất của nhiên liệu sinh học và nhựa sinh học tại Việt Nam – Kịch bản chuyển đổi kinh tế và Kịch bản phát thải ròng bằng 0



Nguồn: BloombergNEF

Tổng diện tích đất cần thiết cho nhiên liệu sinh học theo kịch bản NZS sẽ đạt 31,445km² vào năm 2050, tăng từ chỉ 1,381km² theo kịch bản ETS. Động lực lớn nhất cho nguồn nguyên liệu sinh học là nhu cầu về nhiên liệu hàng không bền vững (SAF) để giảm phát thải cho ngành hàng không tại Việt Nam. Việc thay thế nhiên liệu từ dầu mỏ bằng SAF theo kịch bản NZS đòi hỏi phải tăng gấp 27 lần tổng diện tích đất dành cho nguyên liệu này. Trong kịch bản ETS, nhu cầu cho SAF không tăng đáng kể do chi phí cao.

Động lực lớn thứ hai cho nhiên liệu sinh học tại Việt Nam theo kịch bản NZS là ngành vận tải biển. Nhu cầu đất đai cho nguồn nguyên liệu sinh học cho ngành này tăng khoảng ba lần lên 3,574km² so với kịch bản ETS. Cuối cùng, trong lĩnh vực vận tải, nhiên liệu sinh học đường bộ không đóng vai trò lớn ở Việt Nam trong cả hai kịch bản vì xe điện chủ yếu thay thế cho xe động cơ đốt trong.

Phần 7. Khuyến nghị chính sách

Để đi đúng lộ trình mục tiêu phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050, Việt Nam có thể cân nhắc các chính sách để giảm phát thải ngành điện, công nghiệp, giao thông, nông nghiệp và chất thải. Đối với ngành điện, các chính sách hỗ trợ đẩy nhanh năng lượng tái tạo và pin lưu trữ kết hợp với việc mở rộng lưới điện sẽ rất quan trọng trong ngắn hạn. Về lâu dài, cần đặt ra các mục tiêu loại bỏ dần các nhà máy nhiệt điện.

Ngành công nghiệp có thể hưởng lợi từ một kế hoạch giảm phát thải quốc gia, triển khai các chính sách cung cầu đối với các nguồn nguyên vật liệu được sản xuất từ công nghệ phát thải thấp và thúc đẩy sử dụng năng lượng hiệu quả. Trong lĩnh vực giao thông, việc đẩy nhanh áp dụng xe điện và triển khai cơ sở hạ tầng trạm sạc cũng như thúc đẩy việc dụng nhiên liệu bền vững trong ngành hàng không và vận tải biển có thể giúp giảm phát thải. Cuối cùng, việc giảm bớt áp lực về đất đai từ nguồn nguyên liệu sinh học và hoạt động khai thác khoáng sản quan trọng là rất quan trọng để đảm bảo quá trình chuyển đổi năng lượng.

Bảng 4: Khuyến nghị chính sách cho lộ trình phát thải ròng bằng 0 của Việt Nam

 Điện	 Công nghiệp	 Giao thông	 Nông nghiệp và chất thải
Triển khai cơ chế Mua bán điện trực tiếp (DPPA)	Ban hành kế hoạch quốc gia về giảm phát thải các ngành công nghiệp hạng nặng	Thắt chặt tiêu chuẩn khí thải cho phương tiện giao thông để đạt được mục tiêu loại bỏ dần xe động cơ đốt trong	Thực hành phương pháp canh tác nông nghiệp
Tổ chức đấu thầu cạnh tranh cho các dự án năng lượng tái tạo	Áp dụng các chính sách cung cầu để thúc đẩy sử dụng nguyên vật liệu có phát thải thấp	Đẩy nhanh việc áp dụng xe điện thông qua các ưu đãi có mục tiêu	Quản lý chất thải và nguyên liệu đầu vào
Thiết lập khuôn khổ quy định cho ngành điện gió ngoài khơi	Thành lập thị trường các-bon hiệu quả cho các ngành công nghiệp phát thải lớn	Đẩy nhanh việc xây dựng trạm sạc	Các công nghệ thay thế
Tăng quy mô đầu tư lưới điện để hỗ trợ tích hợp năng lượng tái tạo	Thúc đẩy sử dụng năng lượng sạch trong ngành công nghiệp hạng nhẹ	Thúc đẩy sử dụng nhiên liệu phát thải thấp trong ngành hàng không và vận tải biển	Giảm áp lực đất đai từ các hoạt động khai thác kim loại quan trọng
Triển khai các nguồn điện sạch ổn định và lưu trữ năng lượng dài kỳ	Thiết lập và thực thi các tiêu chuẩn sử dụng năng lượng hiệu quả trong ngành công nghiệp		
Đặt mục tiêu loại bỏ dần các nhà máy nhiệt điện			

Nguồn: BloombergNEF

7.1. Điện

Triển khai cơ chế Mua bán điện trực tiếp (DPPA)

Việc chính phủ ban hành Nghị định DPPA vào tháng 7 năm 2024 là một bước tiến tích cực giúp mở rộng ngành năng lượng tái tạo tại Việt Nam. Hiện tại, chính phủ cần đưa ra những quy định cụ thể để triển khai chính sách như các loại phí tham gia chương trình. Việc triển khai cơ chế DPPA sớm sẽ giúp các doanh nghiệp lớn nhanh chóng đạt được mục tiêu sử dụng năng lượng sạch cũng như giúp nhà đầu tư đa dạng hóa nguồn doanh thu cho dự án.

Tổ chức đấu thầu cạnh tranh cho các dự án năng lượng tái tạo

Nhiều chính phủ đã chuyển từ cơ chế đàm phán mua điện với giá cố định sang tổ chức đấu thầu cạnh tranh cho các dự án năng lượng tái tạo quy mô lớn. Theo dữ liệu của BNEF, 113 nền kinh tế trên thế giới đã hoàn thành hoặc công bố quá trình đấu thầu cạnh tranh cho các dự án năng lượng sạch đến thời điểm hiện tại. Tham khảo Đấu thầu năng lượng sạch giúp điện gió ngoài khơi tăng trưởng ([web](#) | [terminal](#)). Mặc dù mỗi nước có những quy định khác nhau song quy trình đấu thầu đều có thể giúp định giá và giảm chi phí cung cấp điện.

Thiết lập khuôn khổ quy định cho ngành điện gió ngoài khơi

Điện gió ngoài khơi sẽ đóng vai trò quan trọng giúp Việt Nam giảm phát thải ngành điện. Kịch bản đạt phát thải ròng bằng 0 của BNEF cho thấy công suất điện gió khơi đạt 36GW vào năm 2050. Việc đưa ra các quy định rõ ràng cho ngành điện gió ngoài khơi là rất quan trọng để tạo động lực phát triển và thu hút các nhà đầu tư nước ngoài. Do đây là ngành đang trong giai đoạn đầu phát triển và đòi hỏi quy mô đầu tư lớn, các nhà đầu tư nước ngoài có thể tận dụng chuyên môn từ các thị trường đã phát triển và tiếp cận vốn với chi phí thấp hơn để phát triển các dự án.

Tăng quy mô đầu tư lưới điện để hỗ trợ tích hợp năng lượng tái tạo

Chuyển đổi năng lượng thành công yêu cầu một cơ sở hạ tầng truyền tải vững chắc. Theo kịch bản NZS, Việt Nam cần 322 tỷ đô la đầu tư vào lưới điện đến giữa thập kỷ. Do đó, cần tăng cường đầu tư vào lưới điện, đặc biệt là sự tham gia của khu vực tư nhân, để đẩy nhanh quá trình tích hợp nguồn cung năng lượng tái tạo trong hệ thống điện.

Triển khai các nguồn điện sạch ổn định và lưu trữ năng lượng dài kỳ

Lộ trình phát thải ròng bằng 0 đòi hỏi sự gia tăng của công suất điện năng lượng tái tạo trong nguồn cung năng lượng. Để đảm bảo hệ thống điện hoạt động một cách bền vững và tin cậy, chính phủ có thể xem xét yêu cầu sử dụng lưu trữ năng lượng linh hoạt trong các dự án điện năng lượng tái tạo như điện mặt trời và gió. Việt Nam có thể tham khảo thông lệ ở các quốc gia khác như yêu cầu đồng lắp đặt hệ thống lưu trữ năng lượng trong các năng lượng tái tạo ở Trung Quốc.

Đặt mục tiêu loại bỏ dần các nhà máy điện sử dụng nhiên liệu hóa thạch

Việt Nam đã đưa ra những chính sách đột phá như hạn chế phát triển điện than bằng cách không xây dựng các nhà máy điện than mới sau năm 2030. Tuy nhiên, do các nhà máy nhiệt điện không sử dụng các công nghệ giảm thải không thể tiếp tục hoạt động trong kịch bản NZS, chính phủ cần đưa ra các chính sách mạnh mẽ hơn. Chính phủ có thể cân nhắc đặt lộ trình cụ thể để loại bỏ dần các nhà máy điện than hiện không triển khai các giải pháp giảm thiểu.

7.2. Công nghiệp

Ban hành kế hoạch quốc gia về giảm phát thải các ngành công nghiệp hạng nặng

Ngành công nghiệp hạng nặng hiện là một trong các ngành thách thức nhất để đạt phát thải ròng bằng 0. Chính phủ có thể xem xét ban hành Kế hoạch quốc gia nhằm định hướng giảm phát thải cho ngành này. Một số quốc gia như Nhật Bản và Brazil đang xây dựng hoặc hoàn thiện các chiến lược giảm phát thải cho ngành công nghiệp hạng nặng.

Áp dụng các chính sách cung cầu để thúc đẩy sử dụng nguyên vật liệu có phát thải thấp

Trong kịch bản NZS, CCS và khí hydro là chìa khóa để giảm phát thải các ngành công nghiệp phát thải lớn của Việt Nam như sản xuất thép và xi măng. Về phía cung, Việt Nam có thể thực hiện một số dự án thí điểm như sử dụng khí hydro trong sản xuất thép thông qua trợ cấp hoặc hỗ trợ chi phí vốn để tạo ra thị trường cho các công nghệ mới nổi này. Các dự án thí điểm tương tự đã được triển khai bởi một số nước như Ấn Độ. Để thúc đẩy nhu cầu đối với các vật liệu này, chính phủ có thể đưa ra các quy định như yêu cầu bắt buộc mua sắm xanh và đưa ra các ưu đãi nhằm thu hẹp chênh lệch chi phí cho các nguyên vật liệu xanh.

Thành lập thị trường các-bon hiệu quả cho các ngành công nghiệp phát thải lớn

Việt Nam đã triển khai một số quy định hướng tới giảm giảm phát thải ngành công nghiệp như yêu cầu các đơn vị phát thải lớn trong nước phải báo cáo, kiểm kê khí nhà kính và áp dụng kế hoạch giảm thiểu bắt đầu từ năm 2026. Hiện có 175 công ty được yêu cầu tuân thủ thuộc ngành công nghiệp hạng nặng như sản xuất thép, xi măng và hóa chất. Chính phủ đã đặt mục tiêu đưa vào vận hành thị trường các-bon vào năm 2028 để các công ty có thể trao đổi hạn ngạch hoặc tín chỉ các-bon. Việc đảm bảo có các quy định vững chắc khi triển khai thị trường các-bon như chất lượng dữ liệu, phân bổ hạn ngạch sẽ đóng vai trò quan trọng để thúc đẩy giảm phát thải của các đơn vị phát thải công nghiệp và thúc đẩy đổi mới công nghệ sản xuất.

Thúc đẩy sử dụng năng lượng sạch trong ngành công nghiệp hạng nhẹ

Các ngành công nghiệp hạng nhẹ như sản xuất thực phẩm, thuốc lá, dệt may, da giày chiếm 82% tổng các công ty được yêu cầu phải giảm phát thải tại Việt Nam. Chuyển sang sử dụng năng lượng sạch và điện hóa quy trình sản xuất là lựa chọn giảm phát thải dễ dàng nhất đối với ngành công nghiệp nhẹ do đây là những ngành sản xuất sử dụng nhiệt thấp. Việt Nam có thể tạo điều kiện cho quá trình chuyển đổi này bằng cách cho phép doanh nghiệp sử dụng lưới điện với chi phí thấp và hạ thấp ngưỡng sử dụng điện tối thiểu để nhiều doanh nghiệp có thể tham gia cơ chế DPPA.

Thiết lập và thực thi các tiêu chuẩn sử dụng năng lượng hiệu quả trong ngành công nghiệp

Sử dụng năng lượng hiệu quả là một trong ba công cụ giúp Việt Nam giảm phát thải hàng đầu theo kịch bản NZS, đóng góp 15% tổng lượng giảm phát thải. Các nhà hoạch định chính sách có thể xem xét việc điều chỉnh các tiêu chuẩn sử dụng năng lượng hiệu quả như thiết lập mức sử dụng năng lượng hiệu quả tối thiểu cho các sản phẩm khác nhau.

7.3. Giao thông

Thắt chặt tiêu chuẩn khí thải cho phương tiện giao thông để đạt được mục tiêu loại bỏ dần xe động cơ đốt trong

Việt Nam đặt mục tiêu 100% phương tiện giao thông đường bộ sử dụng điện hoặc chạy bằng nhiên liệu xanh vào giữa thế kỷ. Việc áp dụng mức phát thải cho phép thấp hơn sẽ thúc đẩy các nhà sản xuất xe động cơ đốt trong chuyển sang sản xuất xe điện do việc tuân thủ của xe động với đốt trong đối với mức phát thải cho phép thấp hơn sẽ trở nên thách thức và tốn kém.

Đẩy nhanh việc áp dụng xe điện thông qua các ưu đãi có mục tiêu

Áp dụng các chính sách hỗ trợ để thu hẹp khoảng cách về giá giữa xe điện với xe động cơ đốt trong có vai trò quan trọng để đẩy nhanh việc sử dụng xe điện. Đối với các nhà sản xuất, chính phủ có thể xem xét miễn thuế doanh nghiệp và đưa ra các khoản trợ cấp để hỗ trợ chi phí vốn ban đầu và mở rộng quy mô sản xuất. Đối với người tiêu dùng, các ưu đãi như trợ cấp mua hàng, tín dụng thuế xe điện và các khoản vay hợp lý có thể giúp người dùng dễ tiếp cận xe điện hơn.

Đẩy nhanh việc xây dựng trạm sạc

Đẩy nhanh việc áp dụng xe điện cũng đồng nghĩa với việc đẩy nhanh việc lắp đặt cơ sở hạ tầng trạm sạc tại nhà ở và nơi công cộng. Chính phủ có thể áp dụng các yêu cầu cũng như khuyến khích triển khai các điểm sạc tại các tòa nhà nhà ở và nơi làm việc mới, đồng thời đơn giản hóa quy trình cấp phép.

Thúc đẩy sử dụng nhiên liệu phát thải thấp trong ngành hàng không và vận tải biển

Việt Nam đang xem xét chuyển đổi một phần nhiên liệu hàng không để giảm lượng khí thải của ngành này từ năm 2027 trở đi. Chính phủ có thể cân nhắc đưa ra các yêu cầu pha trộn nhiên liệu cho ngành hàng không và cung cấp hỗ trợ tài chính cho các nhà cung cấp nhiên liệu.

7.4. Nông nghiệp và chất thải

Giảm áp lực về đất đai từ việc sản xuất nguyên liệu đầu vào cho nhiên liệu sinh học

Có một số biện pháp để giảm thiểu tác động của sản xuất nhiên liệu sinh học lên hệ thống lương thực. Các biện pháp này bao gồm thực hành phương pháp canh tác nông nghiệp, giảm thiểu chất thải thực phẩm, sử dụng các sản phẩm chất thải làm nguyên liệu đầu vào cho nhiên liệu sinh học và sử dụng các công nghệ thay thế.

Thực hành phương pháp canh tác nông nghiệp

Các biện pháp canh tác cải tiến và thực hành nông nghiệp khởi nghiệp để hỗ trợ dân số ngày càng tăng có vai trò cần thiết. Các biện pháp này bao gồm canh tác hai vụ để thu hoạch nhiều vụ mỗi năm và tái tạo đất hiện kém năng suất hoặc không phù hợp để trồng trọt⁸. Vào tháng 3 năm 2023, Corteva Agriscience đã hợp tác với Chevron và công ty chế biến hạt dầu Bunge để hỗ trợ những người trồng trọt ở miền Nam Hoa Kỳ trồng một vụ cải dầu mùa đông để sản xuất nhiên liệu sinh học sau vụ thu hoạch đậu nành hoặc bông chính của họ.

⁸ Phân tích nguồn cung đất của chúng tôi chỉ xem xét những vùng đất mà Tổ chức Lương thực và Nông nghiệp Liên hợp quốc coi là “rất phù hợp” hoặc “thích hợp” cho từng loại cây trồng.

Các công ty đa quốc gia trong lĩnh vực nông nghiệp đang chuyển sang biến đổi gen và lai tạo các loại cây trồng có dầu hơn với tỷ lệ dầu trên bột và bã cao hơn so với các giống thông thường. Điều này sẽ tạo ra nhiều nhiên liệu sinh học hơn trên mỗi héc-ta được canh tác. Ví dụ, Corteva đã hỗ trợ ZeaKal, một công ty khởi nghiệp có kế hoạch thương mại hóa lô hạt đậu nành có hàm lượng dầu cao đầu tiên vào năm 2024. Các loại cây che phủ như cây camelina và cải dầu pennycress, được trồng ngoài mùa vụ chính để bảo vệ hoặc 'che phủ' đất bỏ hoang, cũng có thể giảm bớt áp lực lên đất. BP, Bunge, Chevron và Bayer đều đang nghiên cứu các loại cây che phủ họ đậu có thể thu hoạch và ép lấy dầu.

Quản lý chất thải và nguyên liệu đầu vào

Chất thải nông nghiệp và thực phẩm có thể được giảm thiểu để giảm áp lực lên hệ thống lượm thực nhằm tạo ra nhiều đất hơn cho các mục đích khác như trồng cây nhiên liệu sinh học. Chất thải còn lại có thể được thu gom và chuyển đổi thành nhiên liệu sinh học và vật liệu bền vững thông qua các quy trình như tiêu hóa kỵ khí. Nguyên liệu đầu vào là chất thải từ lâm nghiệp, nông nghiệp hoặc thậm chí là chất thải rắn đô thị cũng có thể được xử lý từ khí thành chất lỏng. Tuy nhiên, các công nghệ này chưa hoàn thiện và tốn kém hơn so với nhiên liệu sinh học thế hệ đầu tiên. Nguyên liệu đầu vào là chất thải từ nông nghiệp và lâm nghiệp giúp giảm đáng kể lượng khí thải so với nhiên liệu thông thường song rất khó tổng hợp.

Dầu ăn đã qua sử dụng có cường độ sử dụng đất thấp hơn nhiều so với cây trồng mới và khoảng 80% có lượng khí thải trong vòng đời thấp hơn so với nhiên liệu hàng không thông thường. Tuy nhiên, nguồn cung của nó bị hạn chế và việc thu thập và tổng hợp nguyên liệu đầu vào có thể là một thách thức.

Các công nghệ thay thế

Trong khi nhiên liệu sinh học được coi là giải pháp giảm thiểu phát thải cho ngành hàng không trong ngắn hạn, vẫn còn những lựa chọn giảm phát thải khác với nhu cầu về đất thấp hơn. Do hầu hết các lựa chọn này phụ thuộc vào khí hydro xanh (được tạo ra từ việc phân tách nước bằng năng lượng tái tạo), việc mở rộng quy mô sẽ làm tăng lượng đất cần thiết cho các nhà máy điện gió và điện mặt trời.

Máy bay chạy bằng pin điện và pin nhiên liệu hydro có thể phục vụ các tuyến đường dài tới vài nghìn km. Nhiên liệu dễ cháy được sản xuất thông qua quy trình điện thành chất lỏng sử dụng khí hydro xanh và CO₂ thu được làm đầu vào có khả năng phục vụ cả các tuyến đường ngắn và dài. Tuy nhiên, các loại nhiên liệu điện tử này là công nghệ mới ra đời với chi phí cao.

Vận tải đường bộ hạng nặng có thể được giảm phát thải thông qua điện hóa hoặc sử dụng hydro thay cho nhiên liệu sinh học⁹. Vận tải biển có khả năng sẽ chuyển sang sử dụng methanol hoặc amoniac được sản xuất từ năng lượng tái tạo để thay thế các nhiên liệu chuyển tiếp như dầu nhiên liệu có hàm lượng lưu huỳnh rất thấp và LNG¹⁰.

Giảm áp lực đất đai từ các hoạt động khai thác kim loại quan trọng

Có một số biện pháp để giảm thiểu tác động của kim loại quan trọng đến đất đai và thiên nhiên.

Các công nghệ khai thác cải tiến như khai thác trực tiếp lithium có thể làm giảm đáng kể việc sử dụng nước và đất trong các hoạt động khai thác lithium.

⁹ Tham khảo *NetZero Pathfinders Quarterly: The Transport Edition* ([web](#) | [terminal](#)).

¹⁰ Những giải pháp này cũng tác động đến việc sử dụng đất. Methanol thường sử dụng sinh khối làm nguyên liệu đầu vào (được xem xét trong mô hình); hydro sẽ cần thêm nguồn năng lượng tái tạo để được coi là nhiên liệu không carbon.

Chính phủ Trung Quốc và Châu Âu đang đưa ra các quy định để thúc đẩy tái chế pin xe điện, với tỷ lệ thu hồi vật liệu bắt buộc, mạng lưới thu gom và khả năng truy xuất nguồn gốc pin trọn đời. Tại Hoa Kỳ, sản xuất vật liệu tái chế có thể được hưởng lợi từ các khoản tín dụng thuế sản xuất theo Đạo luật Giảm lạm phát, trong đó coi nội dung tái chế là vật liệu được sản xuất tại địa phương, giúp ô tô đủ điều kiện nhận tín dụng thuế xe điện. Sự hỗ trợ và đầu tư liên tục của chính phủ vào lĩnh vực này sẽ đóng vai trò quan trọng trong việc đảm bảo các nguồn kim loại thứ cấp trở thành giải pháp thay thế cạnh tranh để đáp ứng nhu cầu nguyên liệu thô của quá trình chuyển đổi năng lượng.

Một số công nghệ mới như khai thác dưới biển sâu và 'khai thác nông nghiệp' (quy trình thu được kim loại từ một số loại cây hấp thụ và lưu trữ chúng), được xem là biện pháp để tăng nguồn cung và cải thiện tính bền vững của các kim loại quan trọng. Theo một nghiên cứu về vòng đời do công ty khai thác biển sâu The Metals Company (trước đây gọi là DeepGreen) thực hiện, việc khai thác các viên sỏi dưới biển chứa niken, coban, đồng và mangan sẽ thải ra ít hơn 70% lượng khí thải CO₂ và tiêu thụ ít hơn gần 90% lượng nước so với hoạt động khai thác trên đất liền tương đương¹¹.

Tuy nhiên, cả hai phương pháp đều có nhược điểm. Khai thác nông nghiệp sẽ đòi hỏi một lượng lớn đất canh tác, vốn đã khan hiếm do sản xuất lương thực, nhiên liệu và sợi.¹² Trong khi đó, khai thác biển sâu đã bị chỉ trích là có khả năng gây ra thảm họa cho hệ sinh thái biển.

Đa dạng sinh học chuyển đổi năng lượng

Trọng tâm của Khuôn khổ đa dạng sinh học toàn cầu (GBF) được gần 200 quốc gia thông qua tại Hội nghị đa dạng sinh học của Liên hợp quốc (COP15) tại Montreal, Canada là một thỏa thuận bảo tồn 30% đất đai, vùng nước nội địa, vùng ven biển và vùng biển vào năm 2030. GBF cũng kêu gọi khôi phục 30% hệ sinh thái bị suy thoái. Để đạt được các mục tiêu này, cần phải đưa đất nông nghiệp bị suy thoái ra khỏi sản xuất và khôi phục, trong khi nhu cầu lương thực và tiêu thụ nhiên liệu sinh học tăng lên. Vào thời điểm thỏa thuận được ký kết, chỉ có 17% đất đai và vùng nước nội địa là khu vực được bảo vệ trên toàn cầu hoặc theo các biện pháp bảo tồn hiệu quả khác dựa trên khu vực.

Các mục tiêu và chương trình bảo tồn cũng sẽ tác động đến các ngành công nghiệp khai thác kim loại cho quá trình chuyển đổi năng lượng, nhiều kim loại trong số đó có xu hướng nằm bên dưới các điểm nóng về đa dạng sinh học. Ví dụ, một số trữ lượng đồng, niken và coban giàu nhất thế giới nằm ở Nam Mỹ, Cộng hòa Dân chủ Congo và Indonesia. Điều này có thể khiến các nhà sản xuất pin xe điện phải phát triển các loại hóa chất thay thế nếu nguồn cung cấp tài nguyên bị hạn chế do bảo vệ rừng nhiệt đới.

¹¹ Tham khảo *Deep-Sea Rocks Offer 'Greener' Supply of Battery Metals* ([web](#) | [terminal](#)).

¹² Tham khảo *Technology Radar: Agromining* ([web](#) | [terminal](#)).

Phụ lục

Phụ lục A. Nguồn dữ liệu cho các dữ liệu đầu vào chính

Phụ lục này liệt kê các dữ liệu đầu vào chính được chọn cho mô hình của chúng tôi trong toàn bộ lĩnh vực điện, giao thông, công nghiệp và tòa nhà. Tất cả các giả định đều áp dụng cho cả kịch bản chuyển đổi kinh tế và kịch bản phát thải ròng bằng 0, trừ khi có quy định khác. Do thời gian chuẩn bị, tính phức tạp và trình tự cần thiết của các giai đoạn lập mô hình, vào thời điểm xuất bản, BNEF có thể đã công bố ước tính chi phí cập nhật cho những ước tính được sử dụng trong triển vọng này.

Giá hàng hóa

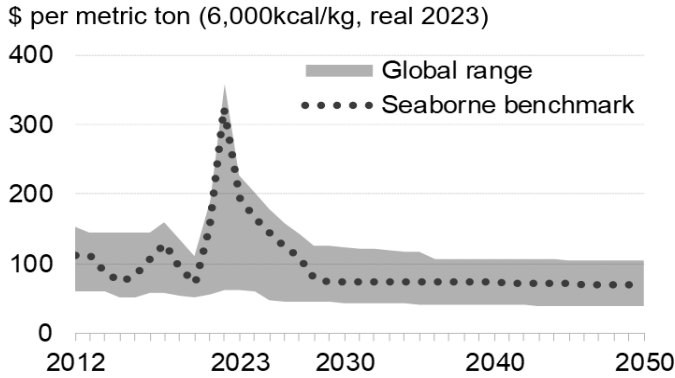
Giá nhiên liệu dài hạn tại trong mô hình NEO là đầu vào cho các mô hình năng lượng của chúng tôi và được ước tính dựa trên các kịch bản nhu cầu và nguồn cung được dự báo bởi BNEF. Hầu hết giá nhiên liệu quốc gia và khu vực được tính dựa trên giá của các trung tâm giao dịch chính như khí đốt Henry Hub, dầu Brent và than Newcastle. Giá nhiên liệu không thay đổi động trong suốt quá trình lập mô hình. Giá cả xem xét các động lực ngắn hạn và, trong trường hợp khí đốt, giá tại các trung tâm giao dịch chính phản ánh các đường cong kỳ hạn. Giá không thay đổi theo kịch bản.

Than

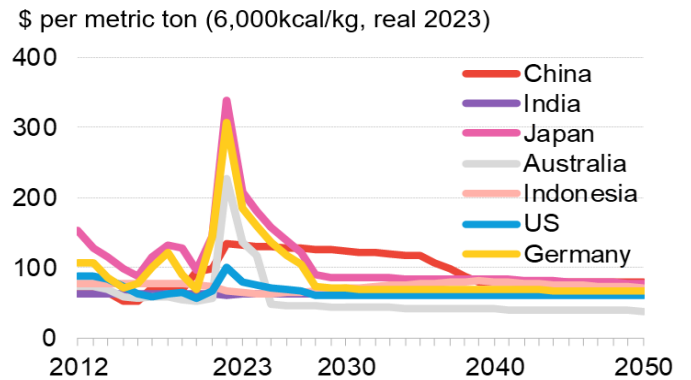
Chúng tôi đưa ra dự báo giá than cho các quốc gia dựa trên báo cáo *Chi phí điện bình quân Quý 2/2023* của chúng tôi từ tháng 12 năm 2023. Đối với mỗi thị trường, giá than nhiệt của chúng tôi xem xét:

- Cân bằng nguồn cung trong nước và nhập khẩu
- Giá trị nhiệt của các loại than khác nhau
- Chi phí khai thác, vận chuyển nội bộ, vận chuyển từ các khu vực xuất khẩu chính và chế biến than
- Thuế và phí, bao gồm các loại thuế áp dụng, phí môi trường và kiểm soát giá
- Nhu cầu dự kiến từ động lực chuyển đổi than sang khí đốt trong trung hạn ở khu vực Châu Á - Thái Bình Dương

Hình A.1: Giá than nhiệt – vận chuyển bằng đường biển và biên độ toàn cầu



Hình A.2: Giá than nhiệt tại một số thị trường



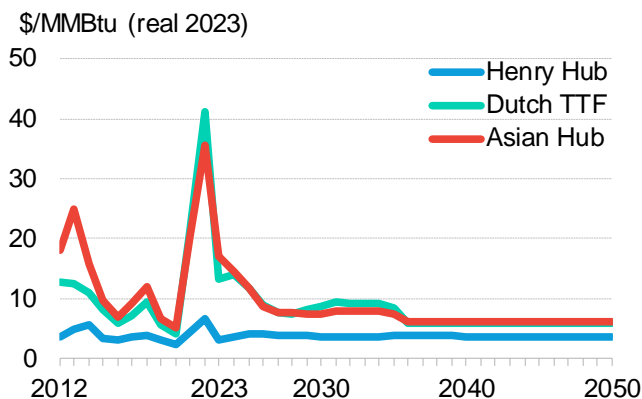
Nguồn: BloombergNEF. Chú thích: kcal/kg là kilocalories trên kilogam. Xem New Energy Outlook 2024 Data Viewer ([web](#) | [terminal](#)) về dữ liệu liên quan. Dữ liệu ở cấp quốc gia có thể được tìm thấy ở phần 'Market' tại in Mô hình định giá dự án năng lượng (EPVal) ([web](#) | [terminal](#)) và dữ liệu LCOE ([web](#) | [terminal](#)).

Khí đốt

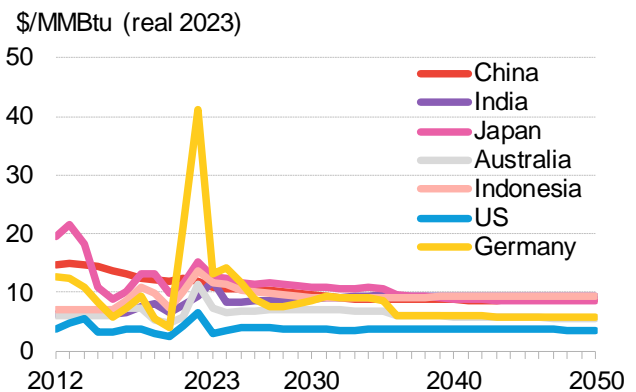
Chúng tôi lập mô hình với các dự báo giá khí đốt cấp quốc gia từ báo cáo *Chi phí điện bình quân quý 2/2023* của chúng tôi từ tháng 12 năm 2023. Những yếu tố này tính đến sự cân bằng của nguồn cung trong nước và nhập khẩu, các hợp đồng dài hạn được lập chỉ số the giá dầu (xem bên dưới), vận chuyển nội bộ, vận chuyển từ các khu vực xuất khẩu chính, chi phí chế biến và thuế.

Ngoài ra, giá của các trung tâm giao dịch, được đưa vào giá cấp quốc gia, được xây dựng bằng cách sử dụng các đường cong kỳ hạn trên Bloomberg Terminal (tính đến tháng 3 năm 2023) và tính đến tác động của các giá trung tâm khác trong bối cảnh thị trường khí đốt tự nhiên toàn cầu.

Hình A.3: Giá định giá trung tâm khí đốt tự nhiên



Hình A.4: Giá khí đốt tự nhiên được giao tại một số thị trường được chọn



Nguồn: BloombergNEF, RBAC. Lưu ý: TTF là viết tắt của Title Transfer Facility (Cơ sở chuyển nhượng quyền sở hữu). MMBtu là triệu đơn vị nhiệt Anh.

Dầu

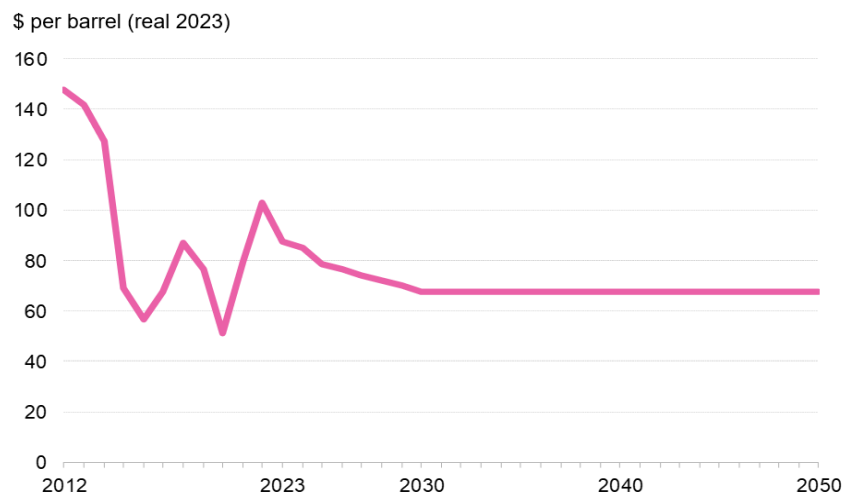
Chúng tôi lập mô hình với dự báo giá dầu toàn cầu từ báo cáo *Chi phí điện bình quân quý 2/2023* của chúng tôi từ tháng 12 năm 2023.

Dự báo giá dầu trong mô hình NEO 2024 dựa trên:

- Dự báo giá dầu Brent trung bình trong giai đoạn 2023-25 từ triển vọng tìm thấy trên CPFC<GO> (tính đến tháng 2 năm 2023), khi giá đạt 78.68 đô la một thùng theo giá thực
- Dự báo giá dầu Brent của Ngân hàng Thế giới vào khoảng 67.77 đô la một thùng vào năm 2030

Sau đó, chúng tôi giữ nguyên giá giả định của mình theo giá thực tế cho đến năm 2050.

Hình A.5: Giá định giá dầu Brent



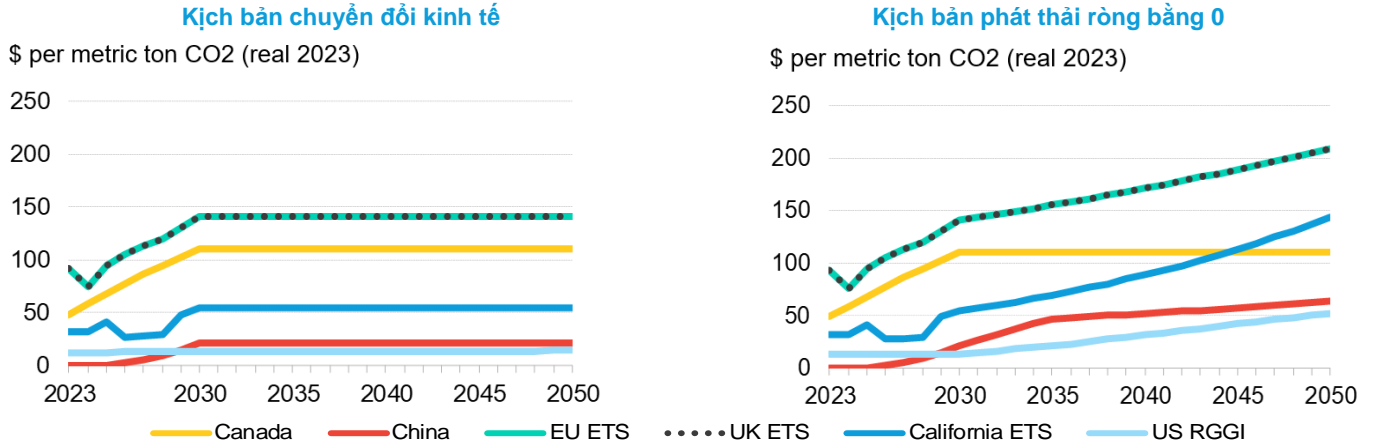
Nguồn: BloombergNEF

Các-bon

Chúng tôi xem xét giá các-bon ở các khu vực có thị trường các-bon. Dự báo giá được thực hiện bởi nhóm nghiên cứu các-bon của BNEF – xem tại [đây](#) để biết thêm thông tin về nghiên cứu thị trường các-bon của BNEF.

Giá các-bon cao hơn làm tăng chi phí sản xuất từ nhiên liệu hóa thạch, đặc biệt là nhiệt điện than. Giá được tính dựa trên cung và cầu về hạn ngạch, dự báo lượng khí thải và mục tiêu quốc gia. Trong kịch bản ETS, chúng tôi giữ giá ổn định theo giá thực tế sau năm 2030. Trong kịch bản NZS, giá các-bon tiếp tục tăng ở những thị trường mà dự kiến sẽ phân bổ ít hạn ngạch hơn để thúc đẩy quá trình giảm phát thải hoặc những nước có mục tiêu phát thải ròng bằng 0.

Hình A.6: Giá định giá carbon, theo kịch bản



Nguồn: BloombergNEF. Lưu ý: ETS là hệ thống giao dịch khí thải; RGGI là Sáng kiến khí nhà kính khu vực của Hoa Kỳ.

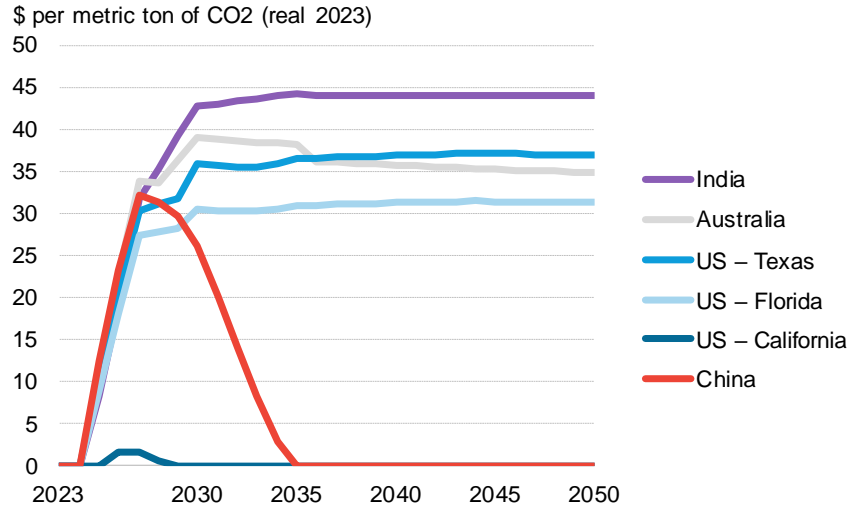
Giá các-bon cao hơn làm tăng chi phí sản xuất từ nhiên liệu hóa thạch, đặc biệt là nhiệt điện than. Giá được tính dựa trên cung và cầu về hạn ngạch, dự báo lượng khí thải và mục tiêu quốc gia. Trong kịch bản ETS, chúng tôi giữ giá ổn định theo giá thực tế sau năm 2030. Trong kịch bản NZS, giá các-bon tiếp tục tăng ở những thị trường mà dự kiến sẽ phân bổ ít hạn ngạch hơn để thúc đẩy quá trình giảm phát thải hoặc những nước có mục tiêu phát thải ròng bằng 0.

Vai trò của giá các-bon giả định

Ngoài các dự báo giá các-bon đã nêu, mô hình năng lượng của chúng tôi cũng tính đến giá carbon 'giả định' trong kịch bản NZS ở các khu vực không có thuế hoặc thị trường các-bon, hoặc các khu vực mà một trong hai cơ chế này không đủ để thúc đẩy việc chuyển đổi nhiên liệu sang sử dụng công nghệ thu hồi và lưu trữ các-bon hoặc khí hydro. Điều này nhằm đảm bảo rằng việc giảm phát thải không chỉ đạt được thông qua việc đóng cửa nhà máy nhiệt điện mà còn thông qua việc thay đổi các quyết định điều độ trong hệ thống điện hiện tại.

Giá các-bon giả định được đưa ra nhằm làm cho chi phí điện từ các nhà máy nhiệt điện không sử dụng các công nghệ giảm phát thải cao hơn trong, dẫn đến các công nghệ phát thải thấp hoặc không phát thải sẽ được điều động trước mặc dù chi phí biên để sản xuất điện của những công nghệ này cao hơn. Giá các-bon giả định thường phản ánh khoảng cách giữa chi phí biên ngắn hạn của các nhà máy nhiệt điện không sử dụng các công nghệ giảm phát thải so với các nhà máy nhiệt điện triển khai công nghệ CCS, không phải khí hydro do hydro đắt hơn CCS ở hầu hết các thị trường. Châu Âu không yêu cầu giá carbon giả định vì thị trường carbon của châu Âu, hệ thống giao dịch phát thải EU, đã đủ để đảm bảo ưu tiên triển khai CCS.

Hình A.7: Giả định giá carbon cho các thị trường được chọn

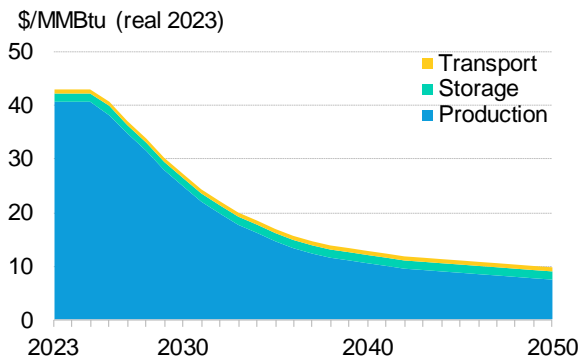


Nguồn: BloombergNEF. Lưu ý: 'US - Texas' đề cập đến trung tâm điều hành hệ thống điện độc lập được gọi là Hội đồng Độ tin cậy Điện của Texas (Ercot); 'US - California' là trung tâm điều hành Hệ thống điện Độc lập California (Caiso).

Khí hydro

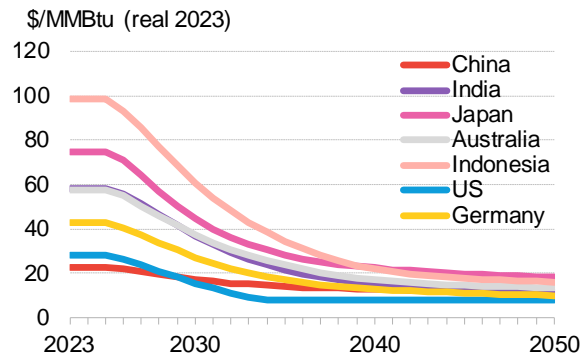
Giá khí hydro được giao được sử dụng trong mô hình của chúng tôi bao gồm chi phí sản xuất, vận chuyển và lưu trữ. Chi phí sản xuất dựa trên báo cáo Cập nhật chi phí sản xuất hydro năm 2023 của chúng tôi từ tháng 7 năm 2023. Chi phí sản xuất bình quân từ phân tích này được điều chỉnh khi chúng tôi giả định một thị trường hydro hoàn chỉnh hình thành khi nhu cầu tăng theo kịch bản NZS. Chúng tôi giả định chi phí vận chuyển đường ống là 0.77 đô la cho mỗi triệu đơn vị nhiệt Anh và chi phí lưu trữ là 1.54-5.39 đô la/MMBtu (tùy thuộc vào việc một quốc gia sử dụng hàng động muối hay hàng động đá).

Hình A.8: Giá hydro theo từng thành phần ở Đức



Nguồn: BloombergNEF. Lưu ý: Giá dựa trên sản lượng hydro được sản xuất bằng điện gió trên bờ hoặc điện mặt trời. MMBtu là triệu đơn vị nhiệt Anh. See New Energy Outlook 2024 Data Viewer ([web](#) | [terminal](#)) for the associated data. Country-level data can be also found on the 'Market' tab in Energy Project Valuation Model (EPVal) ([web](#) | [terminal](#)) and in the LCOE Data Viewer ([web](#) | [terminal](#)).

Hình A.9: Giá hydro được cung cấp tại các thị trường được chọn



Dữ liệu kinh tế vĩ mô

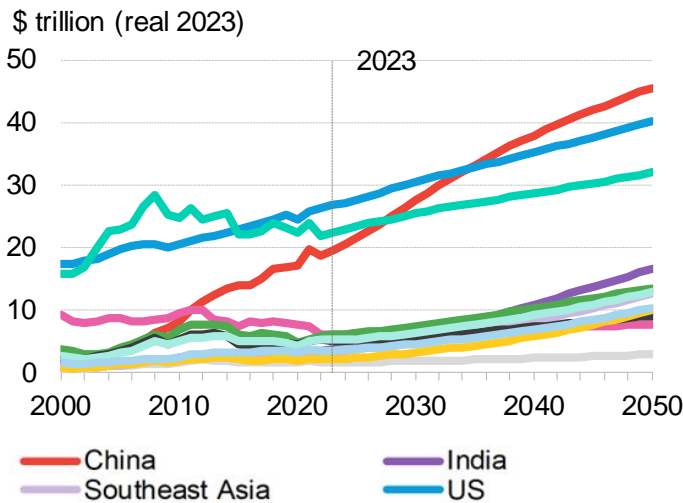
Chúng tôi sử dụng cùng dự báo GDP và dân số trong các kịch bản của mình.

GDP: Dữ liệu lịch sử và dự báo ngắn hạn cho GDP được sử dụng từ báo cáo tháng 10 năm 2023 của Triển vọng kinh tế thế giới của Quỹ Tiền tệ Quốc tế (IMF). Dự báo GDP dài hạn được sử dụng từ *Triển vọng kinh tế số 109 - Tháng 10 năm 2021 - Dự báo cơ sở dài hạn* của Tổ chức Hợp tác và Phát triển Kinh tế (OECD). GDP của các quốc gia không nằm trong phạm vi phân tích của OECD đã được ước tính nội bộ. Dữ liệu GDP được tính bằng đô la Mỹ thực tế năm 2023. GDP danh nghĩa theo tiền tệ địa phương đã được chuyển đổi sang đô la Mỹ thực tế bằng tỷ giá hối đoái thị trường và chỉ số giảm phát GDP USD từ OECD.

Cả dự báo GDP ngắn hạn và dài hạn từ IMF và OECD đều được kiểm tra chéo với dự báo dài hạn của Bloomberg Economics, có sẵn trên BECO <GO> trên Bloomberg Terminal.

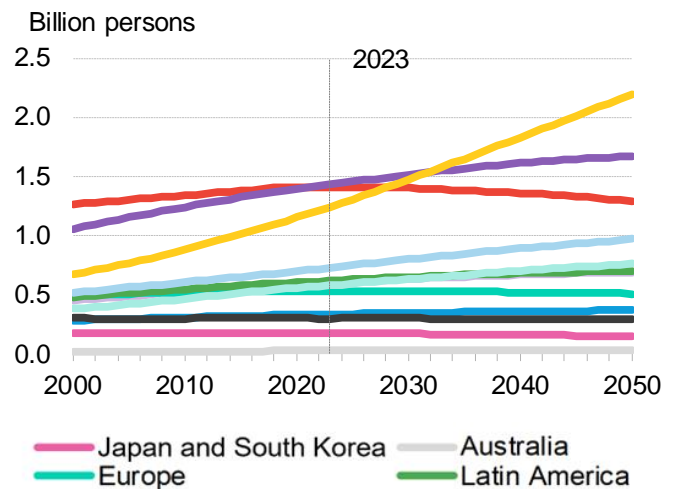
Dân số: Dữ liệu lịch sử và dự báo dài hạn về dân số được lấy từ *Ước tính và Dự báo dân số* của Ngân hàng Thế giới từ tháng 5 năm 2023. Đối với các vùng lãnh thổ không có trong bộ dữ liệu của Ngân hàng Thế giới, bộ dữ liệu Triển vọng dân số thế giới năm 2019 của Liên hợp quốc được điều chỉnh đã được sử dụng.

Hình A.10: Tổng sản phẩm quốc nội theo thị trường/khu vực



Nguồn: BloombergNEF, Bloomberg, Quỹ Tiền tệ Quốc tế, Tổ chức Hợp tác và Phát triển Kinh tế. Lưu ý: GDP danh nghĩa theo đơn vị tiền tệ địa phương đã được chuyển đổi sang đô la Mỹ thực tế bằng cách sử dụng tỷ giá hối đoái thị trường và chỉ số giảm phát GDP đô la Mỹ từ OECD. Do đó, chúng không được điều chỉnh theo sức mua tương đương.

Hình A.11: Triển vọng dân số theo thị trường/khu vực



Nguồn: BloombergNEF, Bloomberg, Ngân hàng Thế giới, Liên hợp quốc.

Chi phí bình quân

Ước tính chi phí hiện tại và dự báo dựa trên mô hình và nghiên cứu độc quyền của BNEF.

Chi phí điện quy dẫn

Chi phí đầu vào cho ngành điện dựa trên *Chi phí điện bình quân 2H 2023*

- *2H 2023 LCOE Update: An Uneven Recovery* ([web](#) | [terminal](#))
- *2H 2023 LCOE Update: Data Viewer* ([web](#) | [terminal](#))
- *Energy Project Valuation Model* ([web](#) | [terminal](#))

Chi phí hydro bình quân

Chi phí đầu vào cho hydro dựa trên Cập nhật *chi phí hydro bình quân 2H 2023*

- *2023 Hydrogen Levelized Cost Update: Green Beats Gray* ([web](#) | [terminal](#))
- *Hydrogen Project Valuation Model* ([web](#) | [terminal](#))

Chi phí sản xuất nguyên liệu bình quân

Chi phí đầu vào cho các ngành công nghiệp dựa trên các nghiên cứu của BNEF:

- *Decarbonizing Aluminum: Technologies and Costs* ([web](#) | [terminal](#))
- *Decarbonizing Steel: Technologies and Costs* ([web](#) | [terminal](#))
- *Aluminum Project Valuation Model (AluVal 1.1)* ([web](#) | [terminal](#))
- *Chemicals Production Valuation Model (ChemVal 1.1)* ([web](#) | [terminal](#))

Về chúng tôi

Thông tin liên hệ chi tiết

Bộ phận giải đáp thắc mắc của khách hàng:

- Bloomberg Terminal: press <Help> key twice
- Email: support.bnef@bloomberg.net

David Hostert	Trưởng bộ phận Mô hình hóa và Kinh tế Năng lượng Toàn cầu	dhostert@bloomberg.net
---------------	---	------------------------

Ali Izadi-Najafabadi	Trưởng đại diện khu vực châu Á-Thái Bình Dương	aizadinajafa@bloomberg.net
----------------------	--	----------------------------

Hạnh Phan	Phân tích viên khu vực Đông Nam Á	hphan46@bloomberg.net
-----------	-----------------------------------	-----------------------

Bản quyền

© Bloomberg Finance L.P. 2024. Ấn phẩm này thuộc bản quyền của Bloomberg Finance L.P. liên quan đến BloombergNEF. Không được sao chép, sao chép lại, quét vào một hệ thống điện tử, hoặc truyền, chuyển tiếp hoặc phân phối bất kỳ phần nào của tài liệu này dưới bất kỳ hình thức nào nếu không được BloombergNEF đồng ý trước.

Tuyên bố miễn trừ trách nhiệm

BloombergNEF ("BNEF"), dịch vụ/thông tin lấy từ các nguồn công khai chọn lọc. Khi cung cấp dịch vụ/thông tin, Bloomberg Finance L.P. và các bên liên kết của công ty tin rằng thông tin do mình sử dụng được lấy từ các nguồn đáng tin cậy, nhưng không đảm bảo rằng thông tin này chính xác hay hoàn chỉnh. Thông tin này có thể thay đổi mà không cần thông báo, và không có nội dung nào trong tài liệu này sẽ được hiểu là đảm bảo như vậy. Các tuyên bố trong dịch vụ/tài liệu này phản ánh nhận định hiện tại của tác giả các bài viết hoặc nội dung mô tả liên quan, và không nhất thiết sẽ phản ánh quan điểm của Bloomberg Finance L.P., Bloomberg L.P. hoặc bên liên kết bất kỳ của các công ty này ("Bloomberg"). Bloomberg từ chối mọi trách nhiệm pháp lý phát sinh từ việc sử dụng tài liệu này, nội dung trong tài liệu và/hoặc dịch vụ này. Không có nội dung nào trong tài liệu này cấu thành hoặc được hiểu là đề nghị cung cấp công cụ tài chính hoặc tư vấn hay khuyến nghị đầu tư của Bloomberg về một khoản đầu tư hoặc chiến lược khác (ví dụ: có nên "mua", "bán" hay "nắm giữ" một khoản đầu tư hay không). Thông tin được cung cấp thông qua dịch vụ này không dựa trên cơ sở cân nhắc hoàn cảnh riêng của người đăng ký và không nên được xem là thông tin đầy đủ là cơ sở ra quyết định đầu tư. Quý vị nên tự mình quyết định bản thân có đồng ý với nội dung này hay không. Dịch vụ này không được hiểu là tư vấn về thuế hoặc kế toán, hoặc là dịch vụ được thiết kế để tạo điều kiện thuận lợi cho bất kỳ người đăng ký nào tuân thủ các nghĩa vụ về thuế, kế toán hoặc pháp lý khác. Nhân viên tham gia dịch vụ này có thể giữ vị trí trong các công ty được đề cập trong các dịch vụ/thông tin.

Dữ liệu trong các tài liệu này chỉ dùng cho mục đích minh họa. Dịch vụ BLOOMBERG TERMINAL và sản phẩm dữ liệu của Bloomberg ("Dịch vụ") do Bloomberg Finance L.P. ("BFLP") sở hữu và phân phối, ngoại trừ (i) ở Argentina, Úc và một số khu vực pháp lý nhất định tại các đảo Thái Bình Dương, Bermuda, Trung Quốc, Ấn Độ, Nhật Bản, Hàn Quốc và New Zealand, là những nơi mà Bloomberg L.P. và công ty con của Bloomberg L.P. ("BLP") phân phối các sản phẩm này, và (ii) tại Singapore và các khu vực pháp lý mà văn phòng Singapore của Bloomberg phục vụ, là nơi một chi nhánh của BFLP phân phối các sản phẩm này. BLP cung cấp dịch vụ hỗ trợ và tiếp thị và vận hành toàn cầu cho BFLP và các công ty con của BFLP. Một số tính năng, chức năng, sản phẩm và dịch vụ nhất định chỉ dành cho các nhà đầu tư chuyên nghiệp và chỉ khi được phép. BFLP, BLP và các bên liên kết không đảm bảo rằng các giá cả hoặc thông tin khác trong Dịch vụ này là chính xác. Không nội dung nào trong Dịch vụ này sẽ cấu thành hoặc được hiểu là đề nghị cung cấp công cụ tài chính của BFLP, BLP hoặc các bên liên kết, hoặc là tư vấn hoặc khuyến nghị đầu tư của BFLP, BLP hoặc các bên liên kết về chiến lược đầu tư hoặc có nên "mua", "bán", hay "nắm giữ" một khoản đầu tư hay không. Thông tin được cung cấp thông qua Dịch vụ này không được xem là thông tin đầy đủ để làm cơ sở ra quyết định đầu tư. Dưới đây là các nhãn hiệu đăng ký và nhãn hiệu dịch vụ của BFLP, một công ty hợp danh trách nhiệm hữu hạn của Delaware, hoặc các công ty con của BFLP: BLOOMBERG, BLOOMBERG ANYWHERE, BLOOMBERG MARKETS, BLOOMBERG NEWS, BLOOMBERG PROFESSIONAL, BLOOMBERG TERMINAL và BLOOMBERG.COM. Quyền sở hữu trí tuệ của Bloomberg đối với tên gọi, nhãn hiệu hoặc logo bất kỳ không bị từ bỏ, ngay cả khi không có nhãn hiệu đăng ký hoặc nhãn hiệu dịch vụ đó trong danh sách này. Bảo lưu mọi quyền. © 2024 Bloomberg.