

# Việt Nam: Phân tích kinh tế-kỹ thuật cho các công nghệ sản xuất điện

Ngày 23 tháng 10 năm 2023



**Bloomberg**NEF

# Mục lục

Phần 1.	Tóm tắt chính	1
Phần 2.	Lời nói đầu	3
Phần 3.	Phân tích kinh tế	6
	3.1. Nhà máy điện mới	6
	3.2. Nâng cấp các nhà máy nhiệt điện để sử dụng khí hydro và ammoniac	9
	3.3. Nâng cấp các nhà máy điện than để đốt cùng sinh khối	14
	3.4. Sử dụng công nghệ thu hồi và lưu trữ	14
Phần 4.	Khó khăn khi sử dụng khí hydro làm nhiên liệu để sản xuất điện	16
	4.1. Chi phí biến để giảm thiểu khí nhà kính cho các nhà máy nhiệt điện được nâng cấp để sử dụng khí hydro và ammoniac	17
	4.2. An toàn	18
Phần 5.	Lộ trình đến tương lai cho Việt Nam	20
	5.1. Các biện pháp để đẩy nhanh quá trình mở rộng hệ thống điện từ năng lượng tái tạo	20
	5.2. Việc hạn chế mở rộng quy mô nhiệt điện sẽ có lợi cho Việt Nam	22
Phụ lục		24
Phụ lục A.	Giả định về chi phí điện quy dẫn	24
Phụ lục B.	Giả định về chi phí cung cấp nhiên liệu sạch tương ứng với Việt Nam	28
Phụ lục C.	Chi phí sản xuất khí hydro và ammoniac	30
Phụ lục D.	Giá nhiên liệu sạch hỗn hợp	32
Phụ lục E.	Phân tích độ nhạy	35
Phụ lục F.	Tài liệu thông tin về các công nghệ	41
Giới thiệu về chúng tôi		57

# Phần 1. Tóm tắt chính

## 2026

Năm một dự án điện gió trên bờ mới có thể cạnh tranh về chi phí với một nhà máy điện tua bin khí chu trình hỗn hợp mới tại Việt Nam

## 3,3 lần

Chi phí điện quy dẫn của một nhà máy điện than được nâng cấp sử dụng 100% amoniac xanh lá được nhập khẩu từ Úc so với nhà máy điện mặt trời kèm pin lưu trữ vào năm 2050

## 2 lần

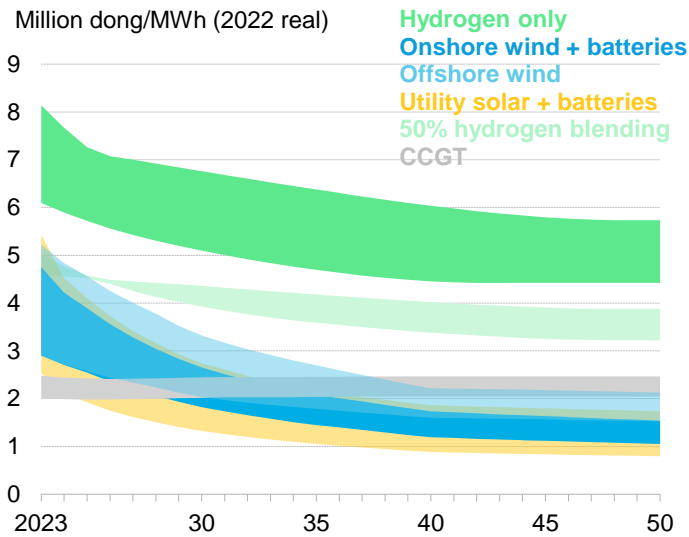
Chi phí điện quy dẫn (LCOE) của nhà máy tua bin khí chu trình hỗn hợp (TBKHH) được nâng cấp sử dụng 100% khí hydro xanh lá nội địa so với LCOE của nhà máy điện mặt trời kèm pin lưu trữ vào năm 2050

Mục tiêu tham vọng trong dài hạn của Việt Nam là loại bỏ hoạt động sản xuất điện từ than đá trong khoảng năm 2040-2049 và đưa mức phát thải ròng về 0 vào năm 2050. Mục tiêu này sẽ đối mặt với những khó khăn do tăng trưởng kinh tế và nhu cầu năng lượng gia tăng nhanh chóng. Báo cáo này nghiên cứu các công nghệ sản xuất điện có thể áp dụng cho Việt Nam và xác định các công nghệ phù hợp để đáp ứng nhu cầu điện đang tăng lên trong nước, đồng thời giúp Việt Nam đưa mức phát thải ròng về 0.

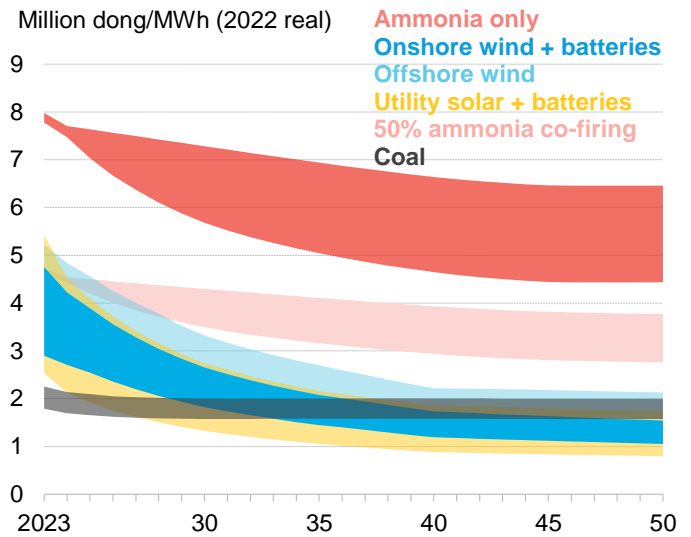
- Đây là thời điểm then chốt để Việt Nam đẩy nhanh quá trình chuyển dịch sang mức phát thải thấp cho ngành điện. Các mục tiêu khí hậu và giảm phát thải tham vọng của Việt Nam cùng sự hỗ trợ tài chính của quốc tế theo thỏa thuận Quan hệ đối tác về chuyển dịch năng lượng công bằng sẽ trợ giúp cho nỗ lực này. Việt Nam cần phát triển một hệ thống điện giúp đạt được mục tiêu về khí hậu, đồng thời duy trì năng lượng và giá điện phải chăng.
- Quy hoạch điện mới nhất của Việt Nam nhằm đến mục tiêu mở rộng các nhà máy nhiệt điện, cụ thể là các nhà máy điện khí phụ thuộc vào khí thiên nhiên hóa lỏng (LNG) nhập khẩu. Bắt đầu từ năm 2030 trở đi, quy hoạch định hướng đốt amoniac hoặc sinh khối cùng than đá và trộn khí hydro với khí thiên nhiên để giảm phát thải. Theo phân tích của BloombergNEF, phương pháp này không phải là phương án hiệu quả nhất về mặt chi phí cho Việt Nam. Để giảm phát thải ở mức rõ rệt, một nhà máy điện than cần được nâng cấp để có khả năng đốt amoniac cùng than đá ở tỷ lệ năng lượng trên 50%. Ở tỷ lệ cao như vậy, chi phí sản xuất điện sẽ cao hơn rất nhiều so với các nguồn năng lượng tái tạo. Đó cũng là kết quả khi nâng cấp tua bin khí chu trình hỗn hợp (TBKHH) để sử dụng khí hydro.
- Năng lượng mặt trời quy mô lớn vốn đã là nguồn sản xuất điện có chi phí thấp nhất tại Việt Nam. Chi phí điện quy dẫn (LCOE) cho một dự án năng lượng mặt trời quy mô lớn ở Việt Nam hiện nay dao động từ 53 USD đến 105 USD/megawatt-giờ (1,3-2,5 triệu đồng<sup>1</sup>)/MWh, so với 84-104 USD (2-2,5 triệu đồng)/MWh cho TBKHH và 74-94 USD (1,8-2,3 triệu đồng)/MWh cho nhà máy điện than. Đến năm 2030, điện mặt trời kèm pin lưu trữ cũng sẽ đạt được LCOE thấp hơn so với nhà máy nhiệt điện mới.
- Điện gió trên bờ cũng sẽ có LCOE thấp hơn so với TBKHH vào năm 2026 và nhà máy điện than vào năm 2028. BNEF dự kiến dự án điện gió trên bờ kèm pin lưu trữ sẽ có chi phí thấp hơn nhà máy điện than và điện khí mới trong năm năm từ năm 2030.
- Việt Nam có tiềm năng tốt để phát triển điện gió ngoài khơi và có tham vọng lớn nhưng chưa có dự án nào trong nước đi vào hoạt động. Đến năm 2030, trung bình việc lắp đặt dự án điện gió ngoài khơi sẽ đắt hơn so với nhà máy nhiệt điện mới. Tuy nhiên, việc lắp đặt các dự án điện gió ngoài khơi có thể cạnh tranh về chi phí với các dự án nhiệt điện vào năm 2030 nếu được tiếp cận chi phí phát triển và cấp vốn thấp nhất cũng như tài nguyên gió tốt.

<sup>1</sup> Giả định tỷ giá hối đoái trên cơ sở giá thực tế năm 2020 là 1 USD đổi được 23.952,50 đồng.

**Hình 1: So sánh chi phí điện quy dẫn cho các nguồn năng lượng tái tạo mới và tua bin khí chu trình hỗn hợp được nâng cấp để sử dụng khí hydro**



**Hình 2: So sánh chi phí điện quy dẫn cho các nguồn năng lượng tái tạo mới và nhà máy điện than được nâng cấp để sử dụng ammonia**



Nguồn: BloombergNEF. Ghi chú: Tỷ lệ trộn tính theo mức năng lượng. Pin là hệ thống pin lithium lưu trữ điện trong bốn giờ. Chi phí điện quy dẫn (LCOE) cho khí hydro và ammonia được tính theo kịch bản nhiên liệu nhập khẩu.

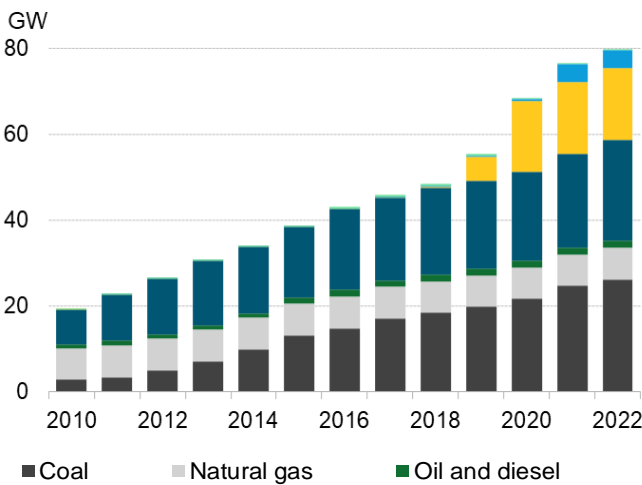
- Việt Nam cũng nhắm đến mục tiêu sản xuất khí hydro xanh lá nội địa bằng điện gió ngoài khơi, như được nêu trong quy hoạch điện mới nhất của quốc gia. Phân tích của BNEF cho thấy khí hydro xanh lá sản xuất trong nước có thể rẻ hơn khí hydro nhập khẩu. Tuy nhiên, khí hydro được sản xuất sẽ phù hợp hơn cho những ngành khó giảm thiểu khí nhà kính do không thể điện khí hóa so với ngành điện do hiệu suất thấp của quá trình sản xuất khí hydro. Việc trực tiếp sử dụng năng lượng tái tạo sẽ hiệu quả và ít tốn kém hơn nhiều so với sử dụng gián tiếp năng lượng tái tạo để cắt giảm các-bon trong ngành điện.

## Phần 2. Lời nói đầu

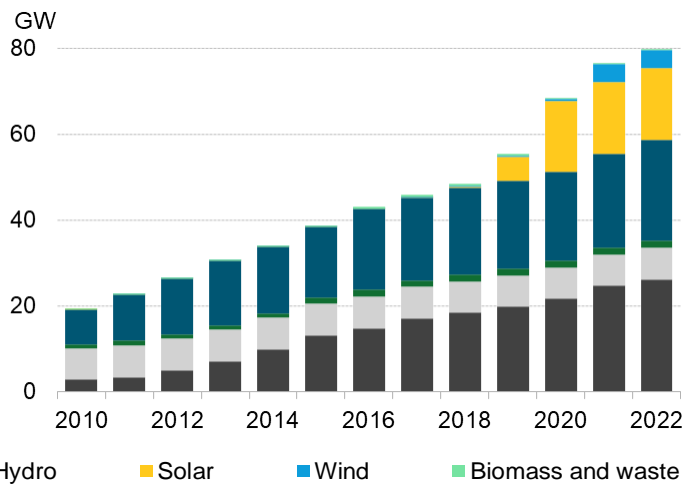
Điện mặt trời đã chiếm 21 % tổng công suất điện lắp đặt của Việt Nam

Trong mười năm qua, Việt Nam đã mở rộng nguồn điện để đáp ứng nhu cầu điện ngày càng tăng, đặc biệt từ lĩnh vực sản xuất. Nguồn điện chủ yếu từ trước đến nay vẫn là thủy điện, khí thiên nhiên và than đá. Giá bán điện cố định cao đã thúc đẩy sự bùng nổ trong lĩnh vực điện mặt trời và điện gió. Kết quả là hai loại điện này đã đạt công suất tương ứng là 19,8 gigawatt (GW) và 3,8 GW chỉ trong bốn năm. Kể từ năm 2022, tổng công suất lắp đặt của Việt Nam đạt mức 80 GW, trong đó các nhà máy điện than đóng góp 32 %, tiếp theo là các nhà máy thủy điện (29 %) và điện mặt trời (21 %). Tổng lượng điện sản xuất của điện mặt trời và điện gió chiếm 13 % lượng điện sản xuất năm 2022, cao hơn so với điện khí.

Hình 3: Công suất điện lắp đặt của Việt Nam qua các năm



Hình 4: Lượng điện sản xuất của Việt Nam qua các năm



Nguồn: BloombergNEF, Bộ Công thương

### Mục tiêu khí hậu tham vọng của Việt Nam và tiến độ thực hiện

Quy mô các mục tiêu dài hạn về khí hậu của Việt Nam đứng đầu Đông Nam Á. Tại Hội nghị về biến đổi khí hậu lần thứ 26 của Liên hiệp quốc (LHQ) tại Glasgow (COP26) vào năm 2021, Việt Nam đã công bố mục tiêu phát thải ròng bằng không vào năm 2050. Đây là mục tiêu táo bạo nhất trong số các quốc gia Đông Nam Á tại thời điểm đó. Việt Nam cũng đã tham gia Cam kết cắt giảm khí metan toàn cầu để giảm 30 % lượng phát thải khí metan vào năm 2030 so với mức năm 2020. Việt Nam cũng cam kết chấm dứt hoạt động điện than không sử dụng công nghệ giảm thiểu khí nhà kính từ sau năm 2040, theo Tuyên bố toàn cầu về chuyển dịch từ nhiên liệu than sang năng lượng sạch.

Kể từ đó, Việt Nam đã triển khai một số chiến lược để hỗ trợ mục tiêu trung tính các-bon, bao gồm Chiến lược quốc gia về biến đổi khí hậu giai đoạn đến năm 2050 (Quyết định 896/QĐ-TTg) và Phê duyệt chiến lược bảo vệ môi trường quốc gia đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2050 (Quyết định 450/QĐ-TTg).

Vào tháng 10 năm 2022, Việt Nam đã củng cố mục tiêu giảm phát thải đến năm 2030 theo kế hoạch Đóng góp do quốc gia tự quyết định. Đây là kế hoạch của Việt Nam nhằm góp phần đạt được mục tiêu của Hiệp định Paris. Kế hoạch này cam kết mục tiêu vô điều kiện và có điều kiện là giảm tương ứng 15,7 % và 43,5 % lượng phát thải theo kịch bản phát triển thông thường (BAU). Không lâu sau đó, Việt Nam tiếp tục công bố thỏa thuận tài trợ trị giá 15,5 tỷ USD theo Tuyên bố Quan hệ đối tác về chuyển dịch năng lượng công bằng (JETP) vào tháng 12 năm 2022 với Nhóm

đối tác quốc tế<sup>2</sup> để đẩy nhanh quá trình chuyển dịch năng lượng trong nước. Theo thỏa thuận JETP, Việt Nam cam kết củng cố các mục tiêu đạt đỉnh phát thải ở mức 170 triệu tấn vào năm 2030 và có ít nhất 47 % lượng điện sản xuất từ các nguồn năng lượng tái tạo vào năm 2030, với điều kiện là các đối tác quốc tế thực hiện đầy đủ cam kết theo thỏa thuận.

### Quy hoạch điện VIII

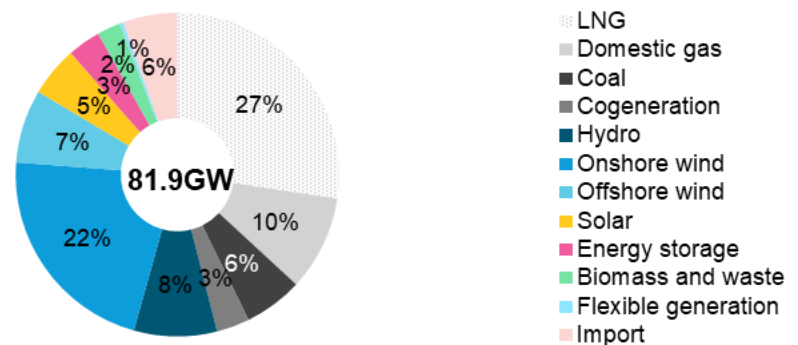
Các mục tiêu khí hậu của Việt Nam được phản ánh trong quy hoạch điện mới nhất là Quy hoạch điện VIII hay QHĐ VIII. Vào ngày 15 tháng 5 năm 2023, Thủ tướng Phạm Minh Chính ban hành quy hoạch điện dài hạn mới nhất của quốc gia vốn đã được chờ đợi từ lâu. Trong quy hoạch được phê duyệt, dự kiến công suất điện của Việt Nam sẽ tăng hơn hai lần, từ 70,2 GW năm 2020 lên 150,5 GW năm 2030, trong đó điện gió và điện khí, đặc biệt là các nhà máy TBKHH phụ thuộc vào LNG nhập khẩu sẽ bổ sung công suất phát điện hàng đầu trong thập kỷ này. Cụ thể, hai công nghệ này chiếm tổng cộng 66 % (hay 54,1 GW) lượng bổ sung công suất đề xuất trong khoảng thời gian từ năm 2023 đến năm 2030, cụ thể gồm 17,9 GW điện gió trên bờ, 6 GW điện gió ngoài khơi, 22,4 GW của nhà máy LNG và 7,8 GW của nhà máy điện khí trong nước.

Quy hoạch cũng yêu cầu lượng sản xuất điện than phải chiếm 6 % trong phần bổ sung công suất, mặc dù các nhà máy điện than theo kế hoạch trước đó đã bị trì hoãn do những khó khăn trong việc bảo đảm đất đai và vốn.

Để đạt được mục tiêu đạt phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050, QHĐ VIII nhằm đến giảm phát thải khí nhà kính từ ngành điện xuống còn 204 triệu đến 254 triệu tấn vào năm 2030 và 27 triệu đến 31 triệu tấn vào năm 2050. Để Việt Nam đảm bảo tiến độ thực hiện và đạt được các mục tiêu giảm phát thải, QHĐ VIII định hướng đốt than đá cùng sinh khối và/hoặc ammoniac và trộn khí đốt với khí hydro, bắt đầu từ khoảng năm 2035. Việt Nam mong muốn đến năm 2050 sẽ không còn sản xuất điện than không sử dụng công nghệ giảm thiểu khí nhà kính nữa và đạt công suất từ 25,6 GW đến 32,4 GW từ những nhà máy điện than hoàn toàn sử dụng sinh khối hoặc ammoniac. Việt Nam cũng đặt mục tiêu các nhà máy TBKHH sử dụng nhiên liệu là hỗn hợp khí LNG và khí hydro đạt công suất 4,5-9 GW, cùng 23,4-27,9 GW các nhà máy điện khí hoàn toàn sử dụng khí hydro.

Việt Nam rất cần phát triển hệ thống điện để tạo điều kiện đạt được mục tiêu về khí hậu, đồng

**Hình 5: Tổng công suất bổ sung mục tiêu của Việt Nam giai đoạn 2023-2030**



Nguồn: Quyết định 500/QĐ-TTg của Việt Nam, BloombergNEF. Ghi chú: Không bao gồm công suất điện mặt trời áp mái đã lắp đặt trước năm 2023. Giá trị công suất điện mặt trời năm 2030 bao gồm 2,6 GW công suất điện mặt trời mới để tự tiêu thụ. Hoạt động sản xuất linh hoạt để cập đến các động cơ đốt quốc tế và tua bin khí chu trình đơn.

thời vẫn duy trì an ninh năng lượng và giá điện phải chăng. Báo cáo này nghiên cứu chi phí điện quy dẫn (LCOE) đối với nhiều công nghệ sản xuất điện có thể áp dụng cho Việt Nam, cụ thể là các nhà máy điện mặt trời, điện gió, tua bin khí chu trình hỗn hợp (TBKHH) và điện than. Báo cáo cũng nghiên cứu tính kinh tế của chiến lược đồng đốt và trộn khí hydro được đề xuất của Việt

<sup>2</sup> Nhóm này gồm Liên minh châu Âu, Vương quốc Anh, Hoa Kỳ, Nhật Bản, Đức, Pháp, Ý, Canada, Đan Mạch và Na Uy.

Nam cho các nhà máy điện than và điện khí hiện tại. Ngoài LCOE, báo cáo cũng nghiên cứu những lợi thế và bất lợi của mỗi công nghệ về tác động đến an ninh năng lượng, giá điện phải chăng và lượng phát thải của Việt Nam.

#### Chi phí điện quy dẫn

LCOE đề cập đến giá bán điện dài hạn tính theo megawatt/giờ (MWh) cần thiết để bù đắp toàn bộ chi phí dự án nhằm đạt được lợi tức cho chi phí vốn chủ sở hữu. BNEF sử dụng *Mô hình định giá tài sản dự án năng lượng* độc quyền của mình ([trang web](#) | [Terminal](#)) để tính LCOE dựa trên dữ liệu đầu vào tương ứng cho mỗi công nghệ, trong đó có cân nhắc đến địa điểm sẽ xây dựng dự án. Cơ sở tính toán dựa trên lộ trình cấp vốn của dự án trong toàn bộ vòng đời dự án. Do đó, chúng tôi hiểu được tác động từ thời điểm của dòng tiền, chi phí phát triển và thi công, nhiều giai đoạn cấp vốn, tác động về tiền lãi và tiền thuế của các công cụ nợ dài hạn và khấu hao cùng các yếu tố khác đến chi phí dự án. Để biết các thông số đầu vào được sử dụng cho các phép tính LCOE trong báo cáo này, hãy xem Phụ lục A.

## Phần 3. Phân tích kinh tế

Năng lượng mặt trời quy mô lớn đã hoàn toàn cạnh tranh hơn các nhà máy điện than và điện khí mới tại Việt Nam. Chi phí sản xuất điện quy dẫn của điện mặt trời tại Việt Nam giảm sâu kể từ năm 2019, nhờ sự triển khai nhanh chóng của công nghệ này ở trong nước, kết hợp với giá thiết bị điện mặt trời giảm. LCOE của điện gió trên bờ cũng xấp xỉ bằng LCOE của nhà máy TBKHH mới. Đến năm 2030, một số dự án điện gió ngoài khơi cũng sẽ hoàn toàn cạnh tranh được với nhà máy nhiệt điện.

Trong khi đó, chi phí sản xuất điện của các nhà máy TBKHH sẽ càng biến động hơn do Việt Nam ngày càng phụ thuộc vào LNG nhập khẩu. Sử dụng khí hydro xanh lá hay ammonia dẫn xuất làm nhiên liệu đều không phải là con đường có hiệu quả chi phí để cắt giảm các-bon cho các nhà máy nhiệt điện hiện tại.

### 3.1. Nhà máy điện mới

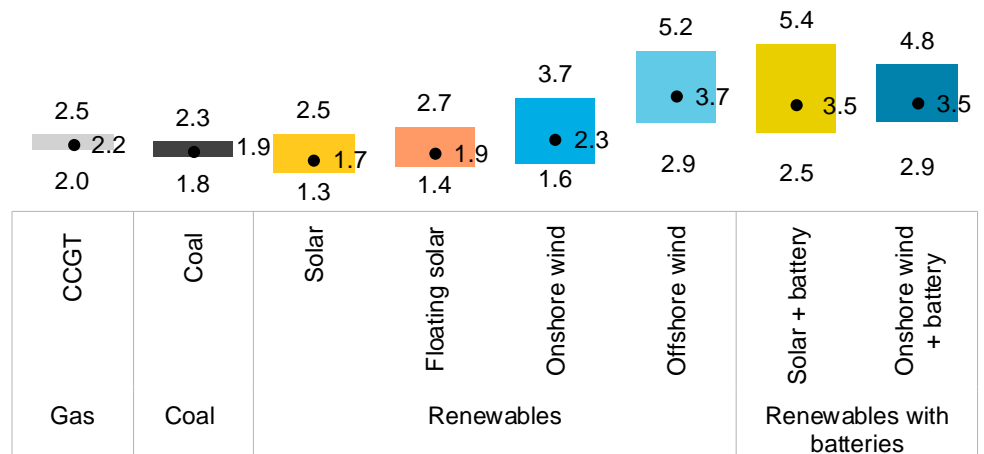
Năng lượng mặt trời quy mô lớn vốn đã là nguồn sản xuất điện quy mô lớn ít tốn kém nhất tại Việt Nam

Công nghệ năng lượng mặt trời nổi có thể giúp tránh những khó khăn về giới hạn đất đai

LCOE cho một nhà máy năng lượng mặt trời quy mô lớn mới hiện ở mức 53-105 USD/MWh (giá thực tế năm 2022). Đây là nguồn sản xuất điện quy mô lớn có chi phí thấp nhất ở Việt Nam. Cơ chế giá bán điện cố định của điện mặt trời tương đối cao trong nước đã thúc đẩy việc khai thác năng lượng mặt trời khối lượng lớn trong năm 2019 và 2020. Nhờ gia tăng hoạt động, tích lũy năng lực trong nước và khả năng tiếp cận thiết bị giá phải chăng từ Trung Quốc nên LCOE của điện mặt trời đã giảm đáng kể.

**Hình 6: Chi phí điện quy dẫn của các nhà máy điện mới tại Việt Nam vào năm 2023 theo công nghệ**

million dong/MWh (2022 real)



Nguồn: BloombergNEF. Ghi chú: Điện mặt trời và điện gió trên bờ kèm pin với mô hình pin lưu trữ bốn giờ. TBKHH là tua bin khí chu trình hỗn hợp.

Công nghệ năng lượng mặt trời nổi đang thu hút sự chú ý tại Đông Nam Á, trong đó có Việt Nam, như một phương án để khắc phục khó khăn về giới hạn đất đai đang ngày càng tăng lên. Ngoài ra còn có sự phối hợp giữa các dự án điện mặt trời nổi và hệ thống các nhà máy thủy điện hiện tại ở Việt Nam. Thủy điện có thể góp phần cân bằng tính gián đoạn của các nhà máy điện mặt trời và qua đó có thể tối ưu hóa cơ sở hạ tầng truyền tải điện hiện tại. Công nghệ năng lượng mặt trời

Không được sao chép, quét vào hệ thống điện tử, phân phối, hiển thị công khai một phần bất kỳ của tài liệu này hoặc sử dụng phần đó làm cơ sở cho các sản phẩm phái sinh nếu không có văn bản đồng ý trước của Bloomberg Finance L.P. Để biết thêm thông tin về điều khoản sử dụng, vui lòng liên hệ sales.bnef@bloomberg.net. Thông báo về Bản quyền và Tuyên bố miễn trừ trách nhiệm trên trang 60 được áp dụng cho toàn bộ tài liệu.



nổi cũng có thể góp phần giảm bay hơi. Ước tính của BNEF cho thấy LCOE của một dự án điện mặt trời (ĐMT) nổi tiêu chuẩn tại Việt Nam cao hơn khoảng 12 % so với dự án điện mặt trời mặt đất do chi phí vốn cần thiết cao hơn. Tuy nhiên, mức này vẫn có tính cạnh tranh so với nhà máy nhiệt điện mới có chi phí 60-114 USD/MWh.

### Đến năm 2030, điện gió trên bờ cũng cạnh tranh được về chi phí với nhà máy điện than và TBKHH

Dự án điện gió trên bờ mới sẽ cạnh tranh được về chi phí với nhà máy TBKHH mới và nhà máy điện than mới, tương ứng vào năm 2026 và 2028. Dự án điện gió trên bờ có chi phí thấp nhất hiện nay ở mức 65 USD/MWh, mức này đã thấp hơn các nhà máy nhiệt điện mới. Một nhà máy điện than mới ở Việt Nam có LCOE trong khoảng 75-94 USD/MWh và một nhà máy TBKHH mới có LCOE trong khoảng 84-104 USD/MWh.

Các nguồn năng lượng tái tạo ở Việt Nam có nhiều khả năng sẽ ngày càng tiết kiệm chi phí hơn nhờ chi phí thiết bị giảm, công nghệ cải tiến và sự gia tăng quy mô kinh tế. Dự kiến nhà máy nhiệt điện hầu như sẽ không giảm được chi phí do công nghệ đã hoàn thiện. Ước tính LCOE của nhà máy điện mặt trời và điện gió trên bờ mới tại Việt Nam sẽ giảm tương ứng 46 % và 33 % kể từ nay đến năm 2030.

### Đến năm 2030, các dự án điện gió ngoài khơi cạnh tranh nhất có thể cạnh tranh hơn so với các nhà máy nhiệt điện mới

Việt Nam chưa có bất kỳ nhà máy điện gió ngoài khơi nào đi vào vận hành. Tuy nhiên, chính phủ và các chủ đầu tư đều rất quan tâm đến lĩnh vực này. BNEF ước tính LCOE của dự án điện gió ngoài khơi tại Việt Nam hiện nay dao động trong khoảng 121-218 USD/MWh.

Trung bình tại Việt Nam, đến năm 2030, dự án điện gió ngoài khơi có nhiều khả năng sẽ vẫn tốn kém hơn so với nhà máy nhiệt điện mới. Tuy nhiên, các dự án điện gió ngoài khơi cạnh tranh nhất có thể tiếp cận chi phí phát triển và cấp vốn thấp nhất cũng như tài nguyên gió tốt nhất sẽ có khả năng cạnh tranh hơn so với nhà máy nhiệt điện mới vào năm 2030.

Đến năm 2050, tại Việt Nam, tất cả các công nghệ năng lượng tái tạo, bao gồm cả điện gió ngoài khơi, sẽ là những nguồn cung cấp điện có chi phí thấp hơn so với các nhà máy nhiệt điện mới. Vào năm 2050, ước tính năng lượng mặt trời sẽ có LCOE thấp hơn 25 % so với nhà máy TBKHH mới và 27 % so với nhà máy điện than mới. LCOE của dự án điện gió ngoài khơi giảm 32 % trong khoảng từ năm 2030 đến năm 2050 và sẽ có chi phí thấp hơn nhà máy TBKHH hoặc nhà máy điện than mới, tương ứng vào năm 2035 và 2039.

### Đến năm 2030, điện mặt trời kèm pin lưu trữ sẽ có chi phí thấp hơn so với nhà máy nhiệt điện

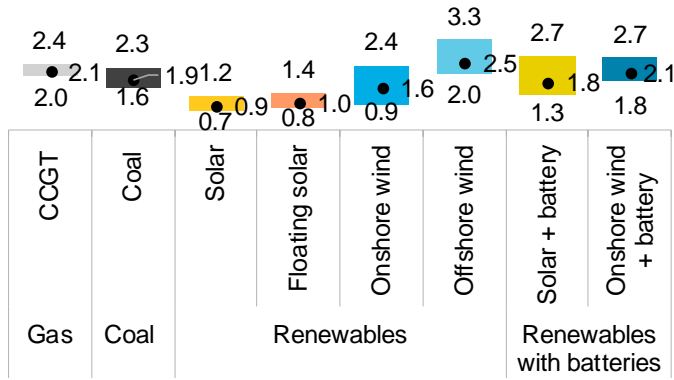
BNEF ước tính đến năm 2030 tại Việt Nam, dự án điện mặt trời kèm hệ thống pin lưu trữ sẽ có thể cạnh tranh về chi phí với nhà máy điện than và điện khí mới. Dự kiến LCOE của hệ thống dự án điện mặt trời kèm hệ thống pin lưu trữ sẽ giảm xuống còn 55-114 USD/MWh vào năm 2030 và còn 33-72 USD/MWh vào năm 2050, nhờ chi phí điện mặt trời và pin lithium đều giảm. Tương tự, dự kiến dự án điện gió trên bờ kèm pin lưu trữ cũng sẽ có chi phí thấp hơn nhà máy điện than và điện khí mới trong năm năm tính từ năm 2030.

Dự kiến đến năm 2030, dự án điện mặt trời nổi tiêu chuẩn kèm hệ thống pin lưu trữ sẽ cạnh tranh được về chi phí khi LCOE ước tính sẽ giảm xuống còn 48-149 USD/MWh vào năm 2030 và 30-81 USD/MWh vào năm 2050. Tuy nhiên, các nhà máy điện mặt trời nổi tốn kém hơn kèm pin lưu trữ ở 100 % công suất có thể không cạnh tranh được về chi phí so với nhà máy điện than vì cần chi phí vốn cao hơn nhiều.

Để biết quy mô các hệ thống pin được sử dụng trong các phép tính LCOE, hãy xem Phụ lục A.

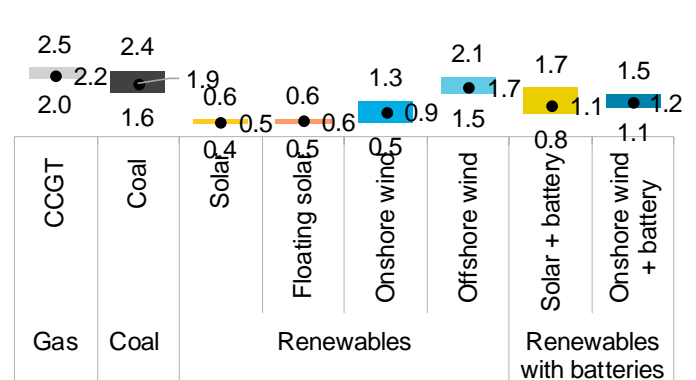
Dự kiến từ năm 2030 đến năm 2050, LCOE của dự án điện gió ngoài khơi sẽ giảm 30 %

**Hình 7: Chi phí điện quy dẫn của các nhà máy điện mới tại Việt Nam vào năm 2030 theo công nghệ**  
million dong/MWh (2022 real)



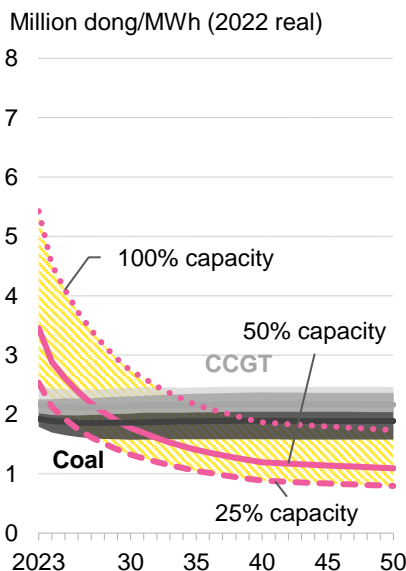
Nguồn: BloombergNEF. Ghi chú: Điện mặt trời và điện gió trên bờ kèm pin với mô hình pin lưu trữ bốn giờ. TBKHH là tua bin khí chu trình hỗn hợp.

**Hình 8: Chi phí điện quy dẫn của các nhà máy điện mới tại Việt Nam vào năm 2050 theo công nghệ**  
million dong/MWh (2022 real)



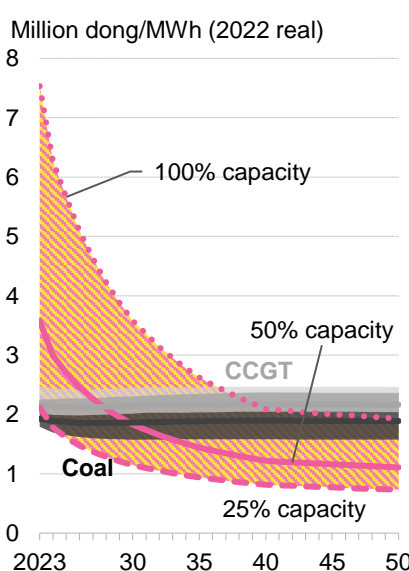
Nguồn: BloombergNEF. Ghi chú: Điện mặt trời và điện gió trên bờ kèm pin với mô hình pin lưu trữ bốn giờ. TBKHH là tua bin khí chu trình hỗn hợp.

**Hình 9: Chi phí điện quy dẫn của một dự án điện mặt trời kèm pin lưu trữ so với nhà máy điện than và điện khí mới tại Việt Nam**

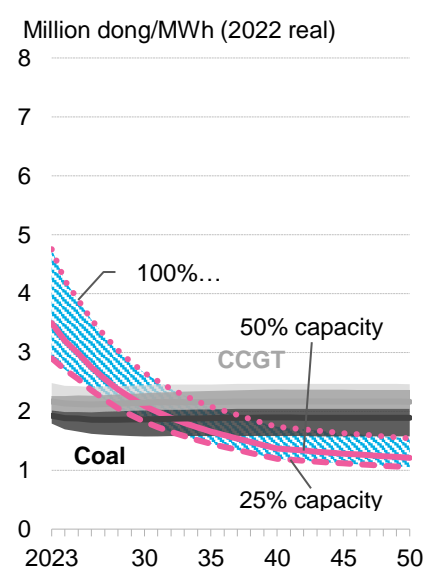


Nguồn: BloombergNEF. Ghi chú: Biên độ LCOE của dự án điện mặt trời kèm pin lưu trữ, điện mặt trời nổi kèm pin lưu trữ và điện gió trên bờ kèm pin lưu trữ đại diện cho hệ thống lưu trữ có quy mô từ 25 % đến 100 % công suất điện mặt trời và điện gió trên bờ. Không tính chi phí bổ sung có thể phát sinh do các quy định về chi phí của địa phương đối với thiết bị. TBKHH là tua bin khí chu trình hỗn hợp.

**Hình 10: Chi phí điện quy dẫn của một dự án điện mặt trời nổi kèm pin lưu trữ so với nhà máy điện than và điện khí mới tại Việt Nam**



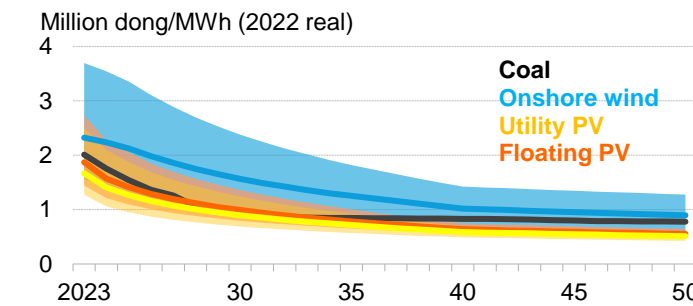
**Hình 11: Chi phí điện quy dẫn của một dự án điện gió trên bờ kèm pin lưu trữ so với nhà máy điện than và điện khí mới tại Việt Nam**



Một nhà máy điện mặt trời mới tại Việt Nam đã có thể sản xuất điện với chi phí thấp hơn so với các nhà máy nhiệt điện hiện tại

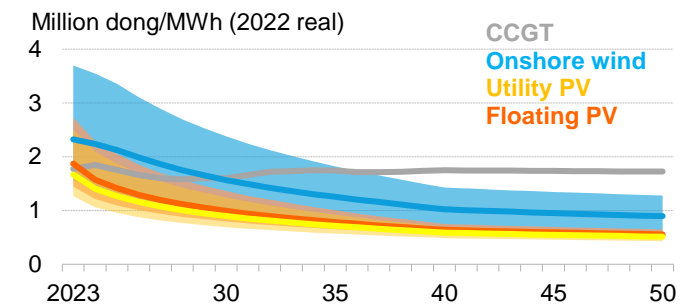
LCOE tiêu chuẩn hiện tại ở mức 70 USD/MWh đối với dự án điện mặt trời mặt đất mới và 78 USD/MWh đối với dự án điện mặt trời nổi đều thấp hơn chi phí biên ngắn hạn (CPBNH) của các nhà máy điện than và điện khí hiện tại ở Việt Nam. Tương tự, đến năm 2030, LCOE của dự án điện gió trên bờ sẽ thấp hơn so với các TBKHH hiện tại. Hoạt động sản xuất điện than và điện khí cũng phải đối mặt với tình trạng giá nhiên liệu biến động hơn. Chi phí nhiên liệu cao hơn dự kiến sẽ làm gia tăng hơn nữa CPBNH của các nhà máy điện than và điện khí đã đi vào hoạt động.

Hình 12: Chi phí điện quy dẫn của nhà máy điện mặt trời và điện gió trên bờ mới so với chi phí biên ngắn hạn của nhà máy điện than hiện tại ở Việt Nam



Nguồn: BloombergNEF

Hình 13: Chi phí điện quy dẫn của nhà máy điện mặt trời và điện gió trên bờ mới so với chi phí biên ngắn hạn của nhà máy tua bin khí chu trình hỗn hợp hiện tại ở Việt Nam



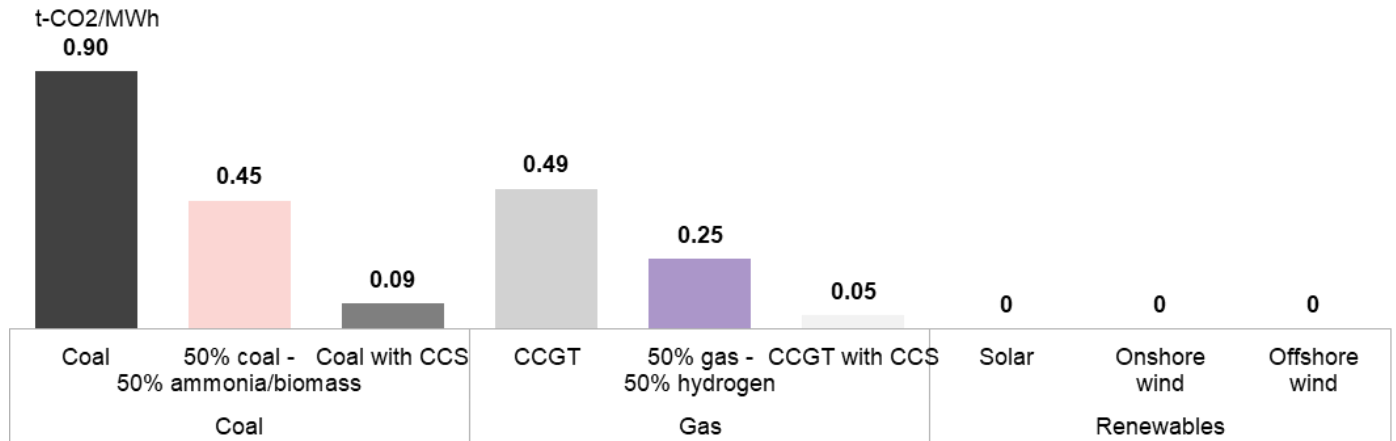
Nguồn: BloombergNEF

### 3.2. Nâng cấp các nhà máy nhiệt điện để sử dụng khí hydro và ammoniac

Một số quốc gia đang cân nhắc đốt than cùng ammoniac và trộn khí thiên nhiên với khí hydro để giảm phát thải từ các nhà máy nhiệt điện hiện tại, trong đó nổi bật là Nhật Bản và Hàn Quốc. Việt Nam cũng đang tìm hiểu chiến lược này. Các phân tử như khí hydro và ammoniac không thải ra khí các-bon trong khi cháy nếu trong phân tử không chứa các-bon. Mặc dù vậy, phương pháp này vẫn có rủi ro (xem Phần 4) và chi phí cao hơn các nguồn năng lượng tái tạo.

Đến nay, các dự án thử nghiệm mới chỉ tiến hành đốt 20 % ammoniac cùng than đá (tính theo mức năng lượng). Ở mức đốt cùng thấp như vậy, phát thải từ nhà máy điện than chỉ giảm ở mức giới hạn (Xem Phụ lục D để biết thêm chi tiết). Tính khả thi về thương mại khi đốt cùng ở các tỷ lệ cao hơn 20% là chưa chắc chắn.

Hình 14: Cường độ phát thải của than, khí thiên nhiên và năng lượng tái tạo khi sản xuất điện



Nguồn: BloombergNEF. Ghi chú: Tỷ lệ trộn tính theo mức năng lượng. Giả định các công nghệ thu hồi và lưu trữ (CCS) có tỷ lệ thu hồi là 90%. TBKHH là tua bin khí chu trình hỗn hợp; t-CO2/MWh là mét tấn các-bon/megawatt-giờ.

Khi đốt khí hydro xám sẽ phát thải nhiều các-bon với khí thiên nhiên

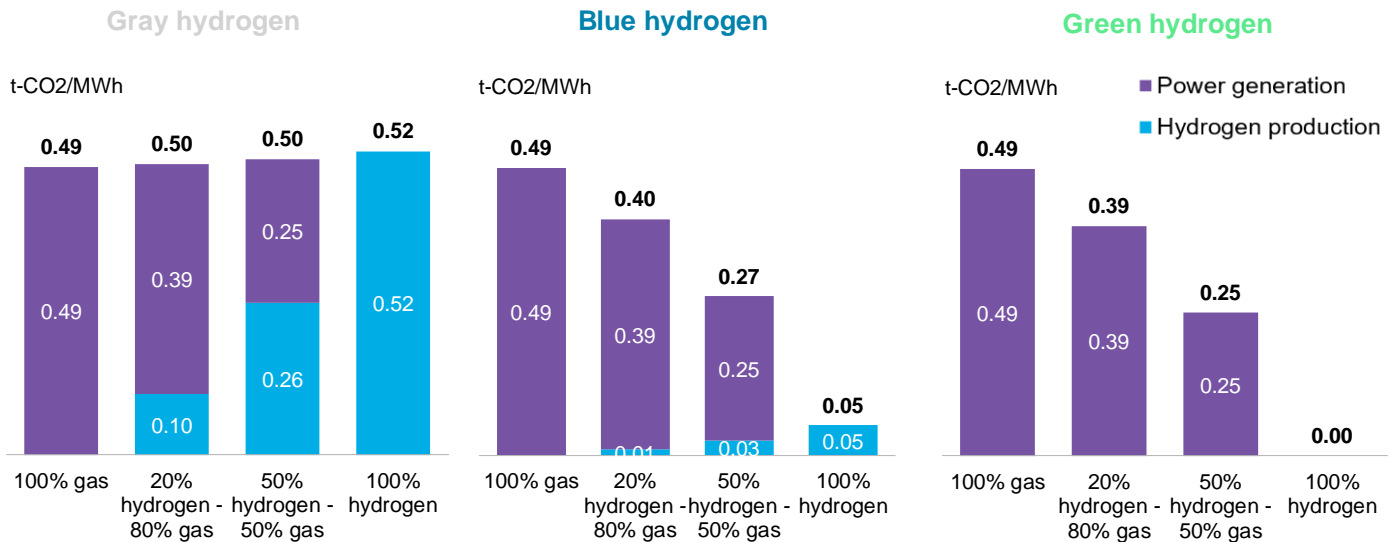
Việc sử dụng khí hydro và ammoniac để sản xuất điện mạng lại lợi ích về môi trường hạn chế

Để cắt giảm các-bon ở mức đáng kể cho nhà máy nhiệt điện, tỷ lệ khí hydro trên khí thiên nhiên cũng như ammoniac trên than phải rất cao. Ngoài ra, khí hydro và ammoniac dẫn xuất cần được sản xuất với mức phát thải thấp. Khí hydro xanh lá có thể được sản xuất thông qua điện phân nước sử dụng điện từ năng lượng tái tạo hoặc khí hydro xanh da trời được sản xuất từ nhiên liệu hóa thạch sử dụng công nghệ thu hồi và lưu trữ để giảm thiểu phát thải.

Hoạt động kèm khí hydro và ammoniac cũng gia tăng rủi ro ô nhiễm không khí. Khi cháy ở nhiệt độ cao, các nhiên liệu như ammoniac hoặc khí hydro sẽ thải ra khí ni tơ oxit (NOx). Vì nhiệt độ khi đốt khí hydro và ammoniac cao hơn so với nhiên liệu hóa thạch nên ni tơ và oxy có trong không khí khi đốt sẽ phản ứng nhanh hơn, do đó phát thải nhiều NOx hơn. NOx là nhóm chất gây ô nhiễm không khí gây ra hiệu ứng khí nhà kính một cách gián tiếp và mưa axit. Những công nghệ đốt này cũng thải ra một loại khí nhà kính là khí N2O. Chỉ số làm nóng lên toàn cầu (GWP) của khí N2O cao gấp 273 lần so với khí các-bon theo thang thời gian 100 năm.

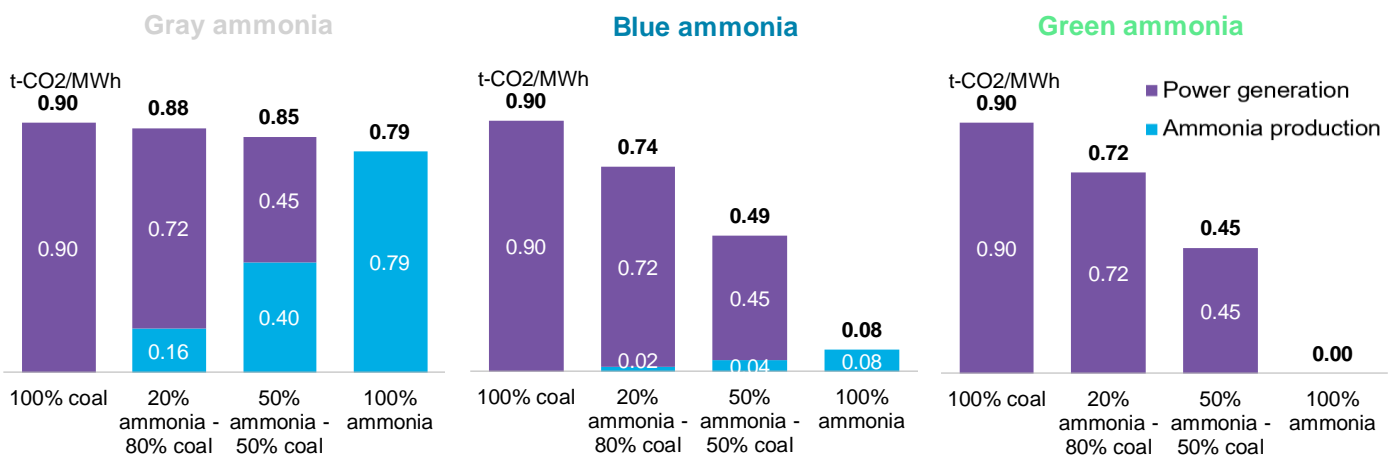
Các nhà máy nhiệt điện được nâng cấp để đốt kèm khí hydro hoặc ammoniac cũng sẽ cần đầu tư vào các công nghệ để thu hồi khí NOx và khí N2O để giảm nguồn gây ô nhiễm không khí, đồng thời đảm bảo được lợi ích giảm phát thải khí nhà kính. Điều này càng cho thấy chiến lược này có tính kinh tế thấp.

Hình 15: Lượng phát thải của tua bin khí chu trình hỗn hợp trong khi sản xuất điện phụ thuộc vào loại nhiên liệu



Nguồn: BloombergNEF. Ghi chú: Tỷ lệ trộn tính theo mức năng lượng. t-CO2/MWh là mét tấn các-bon/megawatt-giờ.

Hình 16: Lượng phát thải của nhà máy điện than trong khi sản xuất điện phụ thuộc vào loại nhiên liệu



Nguồn: BloombergNEF. Ghi chú: Tỷ lệ trộn tính theo mức năng lượng. t-CO2/MWh là mét tấn các-bon/megawatt-giờ.

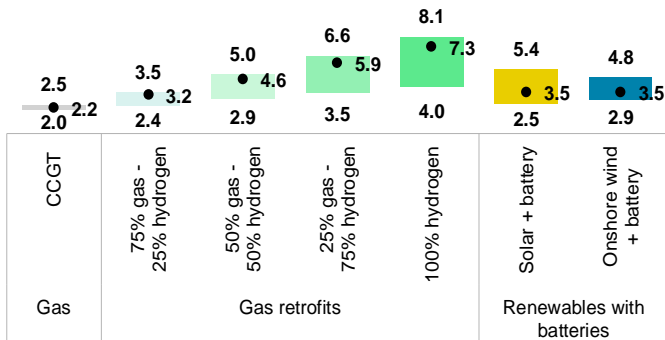
Sử dụng năng lượng tái tạo là lộ trình cắt giảm các-bon kinh tế hơn so với sử dụng khí hydro và ammoniac làm nhiên liệu cho nhà máy nhiệt điện

Nâng cấp các nhà máy nhiệt điện để đốt kèm khí ammoniac sạch và trộn khí hydro sạch ở tỷ lệ thấp dường như có chi phí thấp hơn so với sử dụng năng lượng tái tạo ở thời điểm hiện tại (Hình 17 và Hình 18). Tuy nhiên, để giảm phát thải ở mức đáng kể, các nhà máy nhiệt điện cần được nâng cấp để có thể đốt kèm khí hydro hoặc ammoniac với tỷ lệ tối thiểu 50%. Chiến lược này sẽ tốn kém hơn rất nhiều so với sử dụng năng lượng tái tạo. Để biết thêm số chi phí được sử dụng trong khi tính các điều chỉnh nhằm nâng cấp nhà máy sử dụng nhiên liệu hóa thạch, hãy xem Phụ lục A.

Không được sao chép, quét vào hệ thống điện tử, phân phối, hiển thị công khai một phần bất kỳ của tài liệu này hoặc sử dụng phần đó làm cơ sở cho các sản phẩm phái sinh nếu không có văn bản đồng ý trước của Bloomberg Finance L.P. Để biết thêm thông tin về điều khoản sử dụng, vui lòng liên hệ sales.bnef@bloomberg.net. Thông báo về Bản quyền và Tuyên bố miễn trừ trách nhiệm trên trang 60 được áp dụng cho toàn bộ tài liệu.

**Hình 17: Chi phí điện quy dẫn cho các nhà máy điện khí được nâng cấp để sử dụng khí hydro so với nguồn năng lượng tái tạo mới tại Việt Nam vào năm 2023**

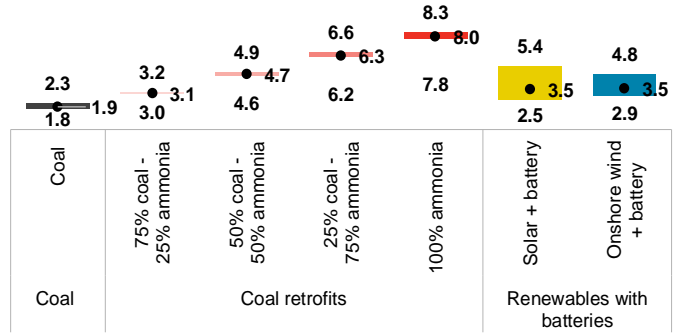
Million dong/MWh (2022 real)



Nguồn: BloombergNEF. Ghi chú: Tỷ lệ trộn tính theo mức năng lượng. TBKHH là tua bin khí chu trình hỗn hợp.

**Hình 18: Chi phí điện quy dẫn cho các nhà máy điện than được nâng cấp để sử dụng ammoniac so với nguồn năng lượng tái tạo mới tại Việt Nam vào năm 2023**

Million dong/MWh (2022 real)



Nguồn: BloombergNEF. Ghi chú: Tỷ lệ trộn tính theo mức năng lượng.

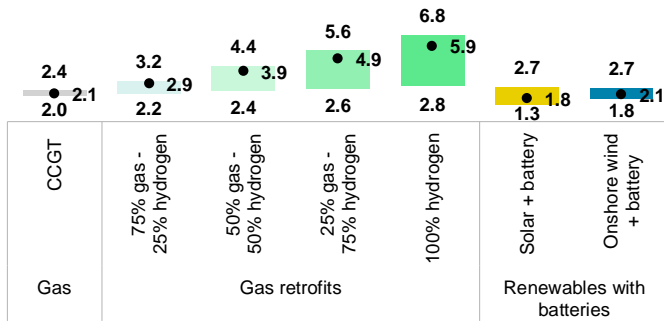
Đến năm 2030, điện mặt trời kèm pin lưu trữ sẽ là công nghệ có thể được điều độ có chi phí thấp nhất (Hình 19 và Hình 20). Tương tự, điện gió trên bờ kèm pin lưu trữ sẽ cạnh tranh về mặt kinh tế so với nâng cấp TBKHH và điện than, ngay cả ở tỷ lệ trộn/đốt cùng là 25%. Các nguồn năng lượng tái tạo kèm pin lưu trữ có sức cạnh tranh về kinh tế ngày càng cao so với đốt kèm khí hydro và ammoniac trong những năm sắp tới (Hình 21 và Hình 22).

Theo giả định trong phân tích của BNEF, khí hydro xanh lá được sản xuất tại Việt Nam từ điện mặt trời. Đây là nguồn năng lượng tái tạo trong nước có chi phí thấp nhất. Mục tiêu của Việt Nam là sản xuất khí hydro xanh lá bằng điện phân từ các dự án điện gió ngoài khơi. Việc sử dụng khí hydro xanh lá được sản xuất từ điện gió ngoài khơi sẽ tốn kém hơn do LCOE của điện gió ngoài khơi cao hơn so với điện mặt trời.

Để biết thêm chi tiết về khí hydro và ammoniac liên quan đến Việt Nam, hãy xem Phụ lục B (chi phí cung cấp khí hydro và ammoniac), Phụ lục C (chi phí sản xuất khí hydro và ammoniac) và Phụ lục D (giá nhiên liệu hỗn hợp).

Hình 19: Chi phí điện quy dẫn cho các nhà máy điện khí được nâng cấp để sử dụng khí hydro so với nguồn năng lượng tái tạo tại Việt Nam vào năm 2030

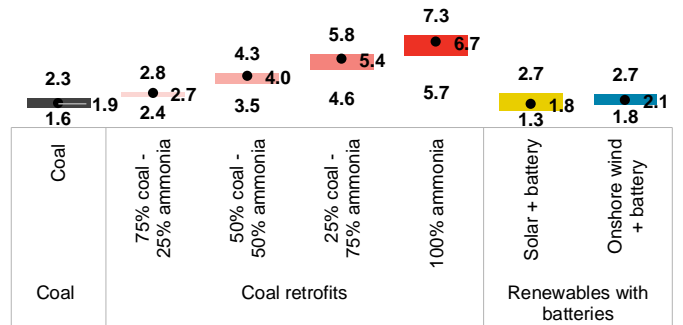
Million dong/MWh (2022 real)



Nguồn: BloombergNEF. Ghi chú: Tỷ lệ trộn tính theo mức năng lượng. TBKHH là tua bin khí chu trình hỗn hợp.

Hình 20: Chi phí điện quy dẫn cho các nhà máy điện than được nâng cấp để sử dụng khí ammoniac so với nguồn năng lượng tái tạo tại Việt Nam vào năm 2030

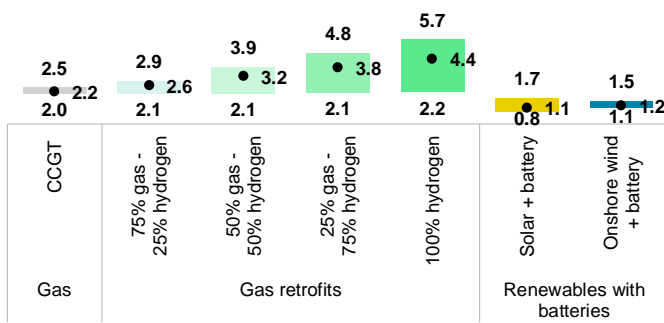
Million dong/MWh (2022 real)



Nguồn: BloombergNEF. Ghi chú: Tỷ lệ trộn tính theo mức năng lượng.

Hình 21: Chi phí điện quy dẫn cho các nhà máy điện khí được nâng cấp để sử dụng khí hydro so với nguồn năng lượng tái tạo tại Việt Nam vào năm 2050

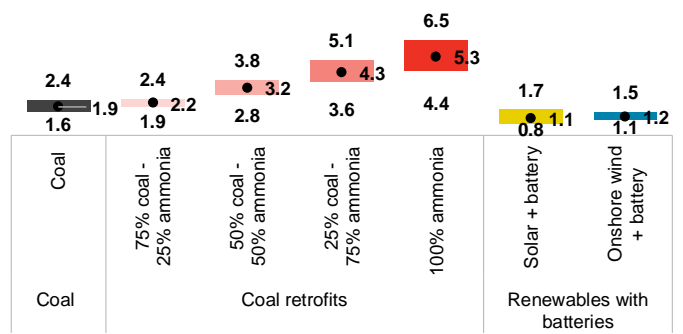
Million dong/MWh (2022 real)



Nguồn: BloombergNEF. Ghi chú: Tỷ lệ trộn tính theo mức năng lượng. TBKHH là tua bin khí chu trình hỗn hợp.

Hình 22: Chi phí điện quy dẫn cho các nhà máy điện than được nâng cấp để sử dụng khí ammoniac so với nguồn năng lượng tái tạo tại Việt Nam vào năm 2050

Million dong/MWh (2022 real)



Nguồn: BloombergNEF. Ghi chú: Tỷ lệ trộn tính theo mức năng lượng.

### 3.3. Nâng cấp các nhà máy điện than để đốt cùng sinh khối

Bảo đảm nguồn cung sinh khối liên tục với giá phải chăng sẽ trở nên thách thức.

Việc sử dụng sinh khối để đốt cùng than cũng có những khó khăn tương tự như ammoniac. Nếu tỷ lệ đốt cùng thấp thì lợi ích giảm phát thải chỉ ở mức hạn chế. Nếu tỷ lệ đốt cùng cao sẽ cần nâng cấp đáng kể cho nhà máy điện than.

Bảo đảm liên tục có đủ nguồn cung sinh khối cho tỷ lệ đốt kèm cao sẽ khó khăn do nhu cầu nguyên liệu đầu vào gia tăng đáng kể. Khả năng sử dụng sinh khối như nguồn cung nhiên liệu thay thế phụ thuộc vào giá nguyên liệu đầu vào, vốn rất nhạy cảm với khoảng cách vận chuyển.

Nếu không đủ nguyên liệu sinh khối đầu vào trong nước, Việt Nam sẽ phải nhập khẩu nhưng nhiều khả năng sẽ gặp phải sự cạnh tranh khốc liệt từ các quốc gia khác cũng đang theo đuổi chiến lược tương tự. Trong kế hoạch kinh doanh cung cấp điện 10 năm hiện tại của mình, doanh nghiệp tiện ích nhà nước Indonesia PT Perusahaan Listrik Negara dự kiến khối lượng nhiên liệu sinh khối cần thiết sẽ tăng đáng kể từ 0,5 triệu đến 0,6 triệu tấn trong năm 2021 lên gấp 23 đến 27 lần trong năm 2025 để hỗ trợ mục tiêu đốt kèm của quốc gia này. Điều này có thể giới hạn khối lượng sinh khối sẵn có để nhập khẩu ở khu vực trong tương lai.

### 3.4. Sử dụng công nghệ thu hồi và lưu trữ

Nâng cấp các nhà máy hiện tại với công nghệ CCS sẽ không giảm sự lệ thuộc vào nhiên liệu hóa thạch và sẽ tốn kém hơn

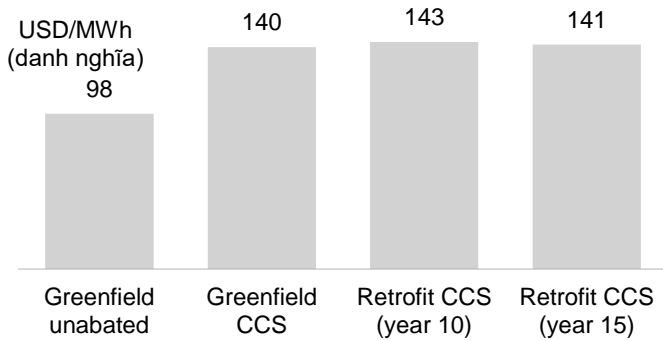
Nhiều quốc gia đang cân nhắc sử dụng công nghệ thu hồi và lưu trữ (CCS) để giảm phát thải từ các nhà máy nhiệt điện nhưng đến nay chỉ có một vài dự án đi vào hoạt động. BNEF đã lập mô hình LCOE cho một vài kịch bản sử dụng công nghệ CCS: nhà máy nhiệt điện mới có công nghệ CCS, cũng như nâng cấp các nhà máy nhiệt điện hiện tại bằng công nghệ CCS sau 10 năm và 15 năm kể từ ngày hoạt động thương mại.

Phân tích của BNEF cho thấy nhà máy điện than hoặc điện khí mới được trang bị công nghệ CCS ngay từ đầu là kịch bản kinh tế nhất, do chi phí vốn để nâng cấp các nhà máy hiện tại cao hơn so với các dự án mới được thiết kế có sẵn công nghệ CCS. Chi phí nâng cấp nhà máy nhiệt điện sau 15 năm có thể thấp hơn một chút so với nâng cấp sau 10 năm, nhờ giảm chi phí CCS. Tuy nhiên, điều này sẽ tạo ra rủi ro đối với lộ trình giảm phát thải do nhà máy nhiệt điện sẽ tiếp tục hoạt động mà không sử dụng công nghệ giảm thiểu khí nhà kính thêm nữa.

Tại Việt Nam, tất cả các kịch bản CCS trong phân tích của BNEF đều vẫn tốn kém hơn so với điện mặt trời và điện gió. Mặc dù các kịch bản CCS dường như tiết kiệm hơn so với đốt kèm ammoniac cùng than hoặc trộn khí hydro với khí thiên nhiên ở tỷ lệ năng lượng cao nhưng vẫn cần đánh giá khả năng lưu trữ các-bon tại Việt Nam, cũng như tính khả thi của vận chuyển lượng phát thải đã thu hồi từ các nhà máy nhiệt điện hiện tại tới cơ sở lưu trữ các-bon. Hiện tại, Việt Nam chưa có khung pháp lý để triển khai công nghệ CCS.

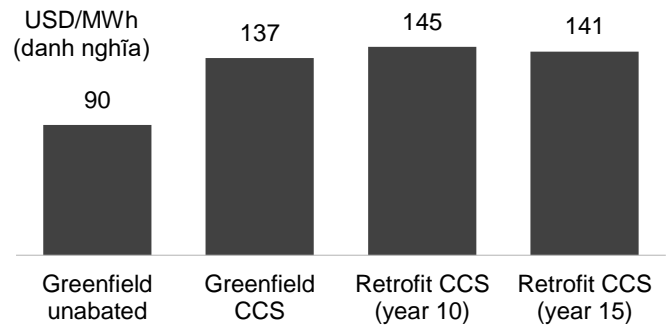


**Hình 23: Chi phí điện quy dẫn cho một nhà máy tua bin khí chu trình hỗn hợp mới và TBKHH có công nghệ thu hồi và lưu trữ tại Việt Nam**



Nguồn: BloombergNEF. Ghi chú: Các nhà máy mới đại diện cho một nhà máy được cấp vốn ở hiện tại và dự kiến sẽ tiến hành chạy thử vào năm 2025. Nâng cấp sau 10 và 15 năm, tương ứng vào năm 2035 và 2040.

**Hình 24: Chi phí điện quy dẫn cho một nhà máy điện than mới và điện than có công nghệ thu hồi và lưu trữ tại Việt Nam**



Nguồn: BloombergNEF. Ghi chú: Các nhà máy mới đại diện cho một nhà máy được cấp vốn ở hiện tại và dự kiến sẽ tiến hành chạy thử vào năm 2025. Nâng cấp sau 10 và 15 năm, tương ứng vào năm 2037 và 2042.

# Phần 4. Khó khăn khi sử dụng khí hydro làm nhiên liệu để sản xuất điện

Phần trước của báo cáo đã trình bày về LCOE liên quan đến việc nâng cấp các nhà máy nhiệt điện để đốt kèm nhiên liệu dẫn xuất từ khí hydro. Phần này sẽ nghiên cứu bổ sung tính an toàn, cũng như những khó khăn về an ninh năng lượng và giá điện phải chăng liên quan đến nâng cấp nhà máy nhiệt điện để sử dụng nhiên liệu sạch.

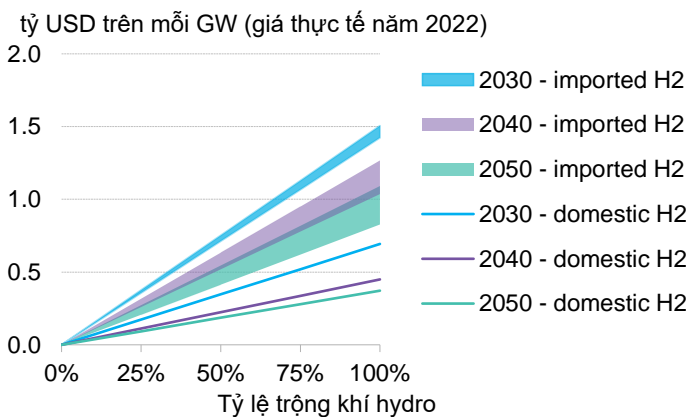
## Việc phụ thuộc vào khí hydro làm nhiên liệu điện sẽ tăng gánh nặng tài chính của Việt Nam

Khí hydro và ammoniac đều là nhiên liệu đắt hơn khí thiên nhiên và than đá nếu tính theo năng lượng tương đương do những phân tử này có mật độ thể tích năng lượng thấp hơn. Đây là nguyên nhân khiến LCOE tăng lên khi tỷ lệ khí hydro và ammoniac cao hơn. Việc phụ thuộc vào những nhiên liệu này sẽ làm tăng giá điện và có khả năng tăng gánh nặng tài chính lên người nộp thuế, tùy thuộc vào việc chính phủ có quyết định hỗ trợ chi phí cao hơn của các nhiên liệu sạch này thông qua nâng giá bán điện hoặc thuế hay không.

Chi phí mua khí hydro nhập khẩu có thể cao gấp ba đến năm lần so với khí thiên nhiên

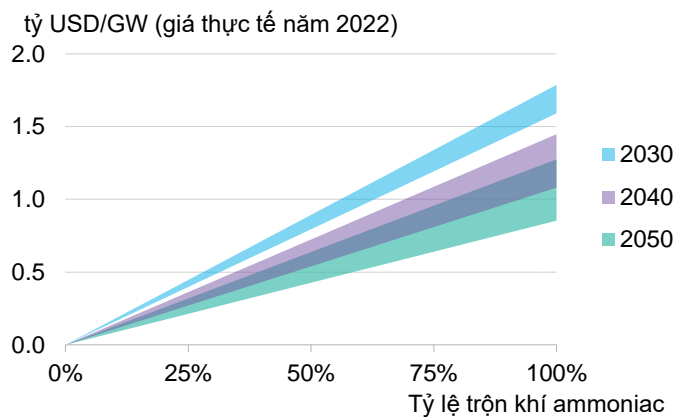
BNEF ước tính nhà máy điện khí 1 GW được nâng cấp sử dụng 100% khí hydro sẽ cần 276,4 nghìn tấn khí hydro mỗi năm. Để tìm được nguồn cung cấp khí hydro khối lượng lớn như vậy ở trong nước, chi phí mua khí hydro hàng năm trên mỗi GW sẽ là 0,69 tỷ USD vào năm 2030, 0,45 tỷ USD vào năm 2040 và 0,37 tỷ USD vào năm 2050 (Hình 25). Số tiền này sẽ thấp hơn chi phí mua khí hydro nhập khẩu, tương ứng là 1,51-1,54 tỷ USD vào năm 2030, 1-1,27 tỷ USD vào năm 2040 và 0,83-1,1 tỷ USD vào năm 2050. Để sản xuất được sản lượng điện tương tự, chi phí hàng năm của các nhà máy TBKHH trong nước chỉ là 0,28 tỷ USD cho mỗi GW vào năm 2030, 0,24 triệu USD vào năm 2040 và 0,26 triệu USD vào năm 2050 để mua khí thiên nhiên. Chi phí mua khí hydro nhập khẩu có thể cao hơn gấp ba đến năm lần so với chi phí mua khí thiên nhiên, khiến giá bán điện sẽ cao hơn.

**Hình 25: Chi phí mua khí hydro hàng năm của Việt Nam trên mỗi GW của nhà máy tua bin khí chu trình hỗn hợp theo tỷ lệ trộn và năm**



Nguồn: BloombergNEF. Ghi chú: BNEF ước tính cần 0,06 mét tấn khí hydro để sản xuất 1 megawatt-giờ điện. Giả định nhà máy TBKHH hoạt động ở hệ số công suất 55% hoặc hệ số công suất trung bình hàng năm của các nhà máy TBKHH từ năm 2018 đến năm 2022. Tỷ lệ trộn tính theo mức năng lượng.

**Hình 26: Chi phí mua ammoniac hàng năm của Việt Nam trên mỗi GW của nhà máy điện than theo tỷ lệ trộn và năm**



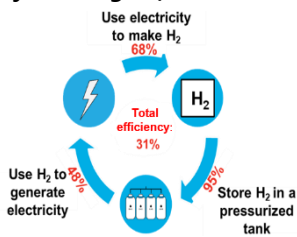
Nguồn: BloombergNEF. Ghi chú: BNEF ước tính cần 0,5 mét tấn ammoniac để sản xuất 1 megawatt-giờ điện. Giả định nhà máy điện than hoạt động ở hệ số công suất 57% hoặc hệ số công suất trung bình hàng năm của các nhà máy điện than từ năm 2018 đến năm 2022. Tỷ lệ trộn tính theo mức năng lượng.

Chi phí mua ammoniac có thể đắt gấp bảy đến chín lần so với chi phí mua than đá vào năm 2030

Đối với nhà máy điện than có công suất 1 GW được nâng cấp tại Việt Nam, khối lượng ammoniac cần thiết là 1,25 triệu tấn ammoniac cho tỷ lệ đốt kèm 50 % và 2,5 triệu tấn cho tỷ lệ đốt 100 %. BNEF ước tính nếu đốt kèm ammoniac ở tỷ lệ 50 % thì chi phí hàng năm vào năm 2040 sẽ là 0,54-0,72 triệu USD trên mỗi GW (Hình 26). Ngoài ra, nếu chỉ đốt ammoniac ở quy mô giống như các nhà máy điện than thì sẽ cần 1,6 tỷ USD đến 1,8 tỷ USD trên mỗi GW vào năm 2030, 1,1 tỷ USD đến 1,4 tỷ USD vào năm 2040 và 0,9 tỷ USD đến 1,3 tỷ USD vào năm 2050. Mặt khác, nếu chỉ đốt than đá ở nhà máy điện than có công suất 1 GW tại Việt Nam thì chi phí hàng năm sẽ là 0,21 tỷ USD vào năm 2030, 0,19 tỷ USD vào năm 2040 và 0,18 tỷ USD vào năm 2050. Chi phí mua ammoniac sẽ đắt gấp bảy đến chín lần so với chi phí mua than đá vào năm 2030.

#### 4.1. Chi phí biên để giảm thiểu khí nhà kính cho các nhà máy nhiệt điện được nâng cấp để sử dụng khí hydro và ammoniac

Hình 27: Hiệu suất từ khí hydro sang điện



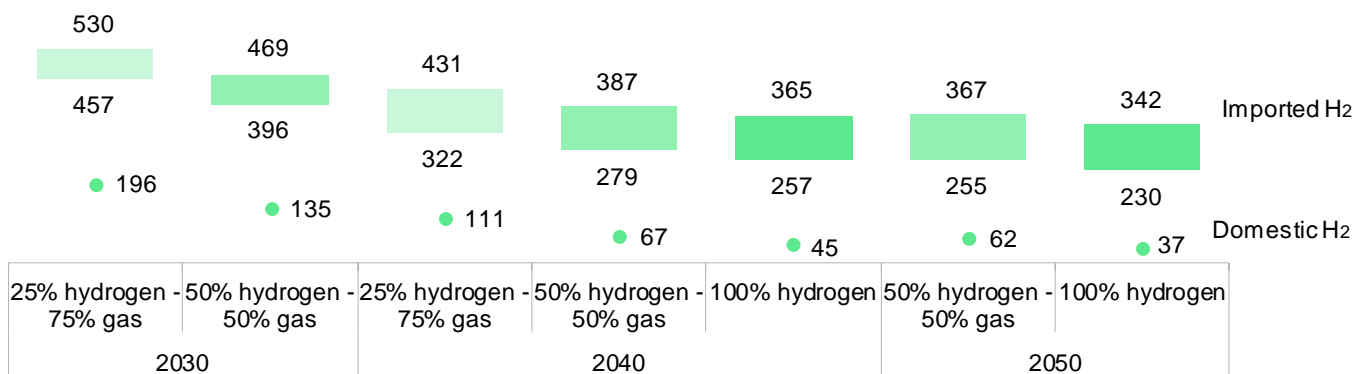
Nguồn: BloombergNEF

Mặc dù về lý thuyết, việc sử dụng khí hydro xanh lá được sản xuất trong nước sẽ có chi phí biên thấp hơn để giảm thiểu khí nhà kính (Hình 28) nhưng việc sản xuất hydro sẽ phụ thuộc vào việc sử dụng điện từ năng lượng tái tạo trong nước và sau đó sử dụng khí hydro để sản xuất điện. Việc gián tiếp sử dụng điện từ năng lượng tái tạo như vậy sẽ kém hiệu quả hơn và tốn kém hơn nhiều so với việc trực tiếp sử dụng điện tạo ra từ năng lượng tái tạo.

Để trong nước cung cấp đủ khí hydro cần thiết cho nhà máy TBKHH được nâng cấp có công suất 1 GW, Việt Nam sẽ cần xây dựng các dự án điện mặt trời có tổng công suất 9,8 GW. Trong khi đó, chỉ cần các dự án điện mặt trời có công suất 3,2 GW để sản xuất cùng sản lượng điện tương tự. Tương tự, để sản xuất đủ ammoniac trong nước cho nhà máy điện than được nâng cấp có công suất 1 GW, Việt Nam sẽ cần thêm các công trình điện mặt trời mới có tổng công suất 15,7 GW. Con số này cao gấp bốn lần so với tổng công suất điện mặt trời cần thiết (3,4 GW) để sản xuất sản lượng điện tương tự như nhà máy điện than.

Hình 28: Chi phí biên để giảm thiểu khí nhà kính cho TBKHH được nâng cấp để trộn khí hydro

\$/t-CO<sub>2</sub> (2022 real)



Nguồn: BloombergNEF. Ghi chú: Tỷ lệ trộn tính theo mức năng lượng. t-CO<sub>2</sub> là mét tấn các-bon.

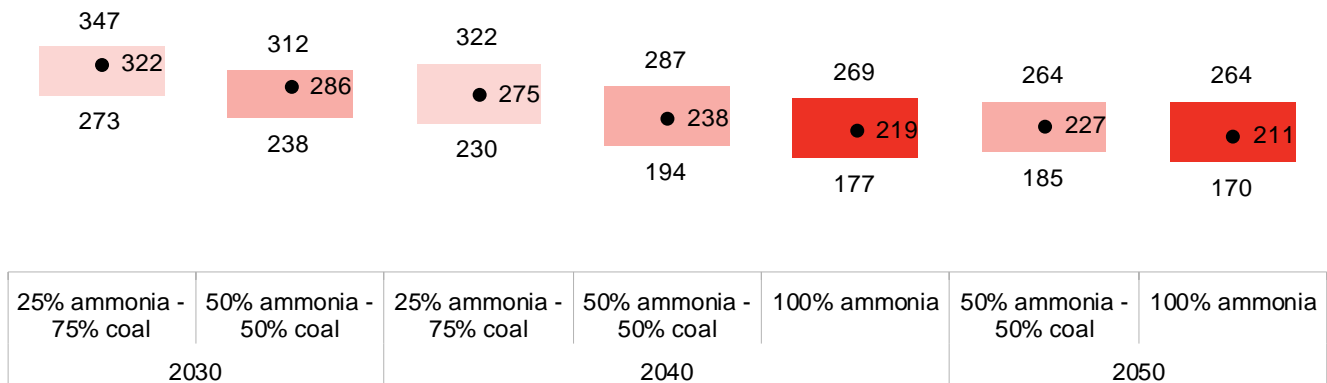
BNEF ước tính chi phí biên để giảm thiểu khí nhà kính khi đốt cùng ammoniac ở tỷ lệ 25 % vào năm 2030 sẽ dao động từ 273-347 USD/mét tấn các-bon (t-CO<sub>2</sub>) (**Error! Reference source not found.**). Nếu đốt cùng ammoniac ở tỷ lệ 50 %, chi phí giảm thiểu khí nhà kính sẽ là 194-287 USD/t-CO<sub>2</sub> vào năm 2040 và 185-264 USD/t-CO<sub>2</sub> vào năm 2050. Những khoản tiền này sẽ là gánh nặng tài chính lớn đối với chủ đầu tư nhà máy điện và người dùng điện cuối. Nếu Việt Nam thiết lập giá các-bon gần với những mức này, nhiều khả năng các chủ đầu tư nhà máy điện sẽ

Không được sao chép, quét vào hệ thống điện tử, phân phối, hiển thị công khai một phần bất kỳ của tài liệu này hoặc sử dụng phần đó làm cơ sở cho các sản phẩm phái sinh nếu không có văn bản đồng ý trước của Bloomberg Finance LP. Để biết thêm thông tin về điều khoản sử dụng, vui lòng liên hệ sales.bnef@bloomberg.net. Thông báo về Bản quyền và Tuyên bố miễn trừ trách nhiệm trên trang 60 được áp dụng cho toàn bộ tài liệu.

chọn đóng cửa các nhà máy nhiệt điện hiện tại và xây dựng các dự án năng lượng tái tạo có chi phí thấp hơn.

**Hình 29: Chi phí biên để giảm thiểu khí nhà kính cho nhà máy điện than được nâng cấp để đốt cùng ammoniac tại Việt Nam**

\$/t-CO<sub>2</sub> (2022 real)



Nguồn: BloombergNEF. Ghi chú: Tỷ lệ trộn tính theo mức năng lượng. t-CO<sub>2</sub> là mét tấn các-bon

## 4.2. An toàn

**Hình 30: Tai nạn liên quan đến khí hydro tại Hoa Kỳ trong năm 2007**



Nguồn: WHA International

Ammoniac và khí hydro cần được xử lý thận trọng do đây là những chất dễ cháy nổ khi gặp nhiệt độ cao (Hình 30),

Bảng 1). Sự cố rò rỉ ammoniac đang lỏng tại một lò giết mổ gia súc ở tỉnh Cát Lâm, Trung Quốc vào năm 2013 đã gây ra hỏa hoạn và khiến 120 người thiệt mạng. Trong cùng năm đó, một sự cố rò rỉ ammoniac khác đã khiến 15 người thiệt mạng và 25 người bị thương tại một xưởng chế biến hải sản đông lạnh ở Thượng Hải, Trung Quốc. Vào năm 2017, sự cố rò rỉ khí hydro từ dung dịch làm mát tại một nhà máy điện than ở Ohio, Hoa Kỳ đã gây ra một vụ nổ khiến một người thiệt mạng và 10 người bị thương. Vì khí hydro không có mùi và màu nên sẽ khó phát hiện rò rỉ.

Ngoài ra, ammoniac phải được lưu trữ cẩn thận vì hóa chất này có thể đe dọa nghiêm trọng đến sức khỏe. Phân tử ammoniac phản ứng với nước tạo thành amoni hydroxit, có thể ăn mòn và gây tổn thương tế bào trong cơ thể khi tiếp xúc. Ammoniac dễ bị phát hiện khi rò rỉ hơn vì có mùi nhưng tiếp xúc với ammoniac có thể gây chết người.

**Bảng 1: So sánh độ an toàn của ammoniac, khí hydro và khí thiên nhiên**

	Ammoniac	Khí hydro	Khí thiên nhiên (khí metan)
Dễ cháy	Dễ cháy	Dễ cháy	Dễ cháy
Dễ nổ	Có thể nổ ở nhiệt độ cao	Có thể nổ ở nhiệt độ cao	Có thể nổ ở nhiệt độ cao
Độc tính	Gây độc cấp tính khi hít phải, gây tổn thương da/mắt/hệ hô hấp	Không có nhưng nồng độ khí hydro cao có thể khiến cơ thể thiếu oxy	Không có nhưng nồng độ khí metan cao có thể khiến cơ thể thiếu oxy
Mùi	Nặng mùi (dễ phát hiện)	Không mùi (khó phát hiện)	Không mùi (khó phát hiện); các công ty khí đốt thêm mùi nhân tạo

Không được sao chép, quét vào hệ thống điện tử, phân phối, hiển thị công khai một phần bất kỳ của tài liệu này hoặc sử dụng phần đó làm cơ sở cho các sản phẩm phái sinh nếu không có văn bản đồng ý trước của Bloomberg Finance L.P. Để biết thêm thông tin về điều khoản sử dụng, vui lòng liên hệ sales.bnef@bloomberg.net. Thông báo về Bản quyền và Tuyên bố miễn trừ trách nhiệm trên trang 60 được áp dụng cho toàn bộ tài liệu.

Dễ thấy (màu sắc)

Không màu (khó phát hiện)

Không màu (khó phát hiện)

Không màu (khó phát hiện)

*Nguồn: BloombergNEF, phân loại theo Hệ thống hài hòa toàn cầu về phân loại và ghi nhãn hóa chất (GHS). Ghi chú: Màu đỏ biểu thị mỗi nguy hiểm. Màu xanh lá cây biểu thị không gây hại.*

## Phần 5. Lộ trình đến tương lai cho Việt Nam

Điện mặt trời và điện gió vốn là những phương án được ưu tiên về mặt kinh tế để đáp ứng nhu cầu dùng điện ngày càng tăng của Việt Nam, đồng thời đảm bảo đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050 và cam kết cắt giảm các-bon theo thỏa thuận JETP. Việc gia tăng số lượng nhà máy nhiệt điện của Việt Nam sẽ gây rủi ro cho an ninh năng lượng và giá điện phải chăng trong nước. Việc nâng cấp các nhà máy nhiệt điện sau này để đốt khí hydro hoặc ammoniac ít có khả năng trở thành phương án có lợi về kinh tế. Việt Nam có thể kiểm soát quá trình chuyển dịch năng lượng hiệu quả hơn khi đẩy nhanh việc bổ sung điện từ năng lượng tái tạo và mở rộng công suất truyền tải điện, đồng thời hạn chế bổ sung công suất nhiệt điện mới.

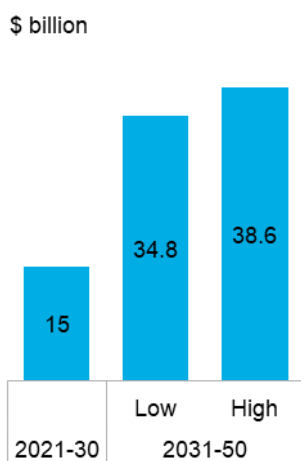
### 5.1. Các biện pháp để đẩy nhanh quá trình mở rộng hệ thống điện từ năng lượng tái tạo

Có lộ trình đấu giá năng lượng tái tạo dài hạn, rõ ràng

Lộ trình cơ hội dài hạn rõ ràng sẽ góp phần gây dựng niềm tin cho nhà đầu tư, hỗ trợ quy hoạch công suất và tạo điều kiện thuận lợi cho việc đầu tư vào chuỗi cung ứng địa phương

Việt Nam đã đưa ra tín hiệu cho thấy cam kết dài hạn về việc phát triển điện từ năng lượng tái tạo thông qua QHĐ VIII mới được phê duyệt gần đây. Các nhà đầu tư và chủ đầu tư ở trong nước và nước ngoài đều rất quan tâm đến lĩnh vực năng lượng tái tạo của Việt Nam vì đây là lĩnh vực đã góp phần đưa công suất điện mặt trời và điện gió trên bờ tăng nhanh từ năm 2019. Tuy nhiên, các cơ hội đã chững lại kể từ khi cơ chế giá bán điện cố định kết thúc do khuôn khổ quy định và chính sách không rõ ràng. Chu kỳ bùng nổ-sụp đổ lặp lại nhiều lần có thể khiến nhà đầu tư mất niềm tin vào thị trường. Đây là vấn đề có thể giải quyết nếu có một lộ trình cơ hội dài hạn rõ ràng. Lộ trình này cũng sẽ hỗ trợ các hoạt động phát triển khác có liên quan như quy hoạch công suất điện, đồng thời có thể giúp thu hút đầu tư để gia tăng chuỗi cung ứng địa phương.

**Hình 31: Đầu tư lưới điện truyền tải cần thiết theo QHĐ VIII của Việt Nam**



Nguồn: BloombergNEF, Bộ Công thương

Việt Nam cũng có thể sử dụng cơ chế đấu thầu để hỗ trợ các dự án năng lượng tái tạo quy mô lớn. Chương trình đấu thầu được xây dựng hiệu quả với các quy tắc minh bạch có thể nâng cao tính cạnh tranh và giảm chi phí điện từ năng lượng tái tạo. Hoạt động đấu thầu được thiết kế xoay quanh công suất trạm biến áp sẵn có đã xác định cũng có thể giúp giảm bớt các rủi ro cắt giảm công suất, vốn đang là thách thức tại Việt Nam, qua đó hạ thấp chi phí cấp vốn cho các chủ đầu tư và giảm bớt khó khăn vận hành lưới điện.

Tạo điều kiện thuận lợi để khu vực tư nhân đầu tư vào lưới điện

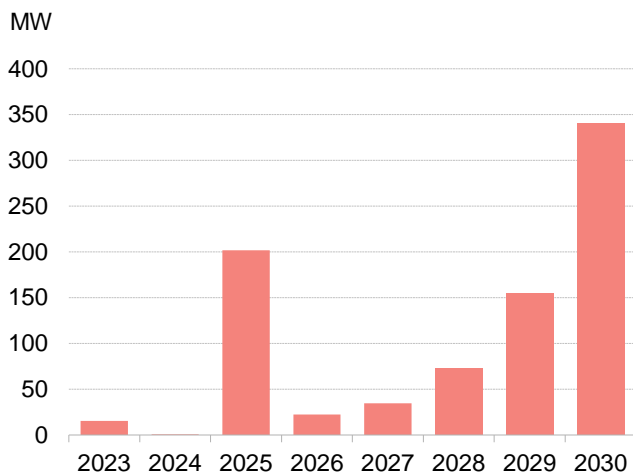
Cơ sở hạ tầng truyền tải điện hiện đang là một trong những khó khăn lớn nhất để tích hợp các nguồn năng lượng tái tạo tại Việt Nam. Sự bùng nổ của công suất điện mặt trời và điện gió trong khoảng thời gian từ năm 2019 đến năm 2021 tạo thêm khó khăn do quá tải lưới điện và cắt giảm công suất do công suất điện tái tạo tập trung ở khu vực miền Trung và miền Nam Việt Nam. Chênh lệch giữa năng lực sản xuất điện mặt trời và phụ tải của Việt Nam cũng dẫn đến tình trạng cung vượt cầu điện vào ban ngày. Để có thể khai thác năng lượng tái tạo nhiều hơn, cần mở rộng và tăng cường lưới điện của Việt Nam. Hiện nay, Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) là cơ quan duy nhất chịu trách nhiệm phát triển lưới điện. EVN là cơ quan độc quyền về truyền tải và phân phối điện. Tuy nhiên, giới hạn tài chính của EVN đang làm chậm quá trình nâng cấp. Một phương án tiềm năng là tận dụng vốn tư nhân.

Luật Điện lực sửa đổi năm 2022 của Việt Nam cho phép khu vực tư nhân đầu tư và vận hành lưới điện. Một khuôn khổ rõ ràng cho các khoản đầu tư từ khu vực tư nhân là cần thiết, qua đó tạo điều kiện cho Việt Nam tiếp cận nguồn vốn đa dạng hơn để phát triển lưới điện và đẩy nhanh quá trình tích hợp thêm nguồn năng lượng tái tạo.

**Cho phép các nguồn linh hoạt tham gia hệ thống điện của Việt Nam**

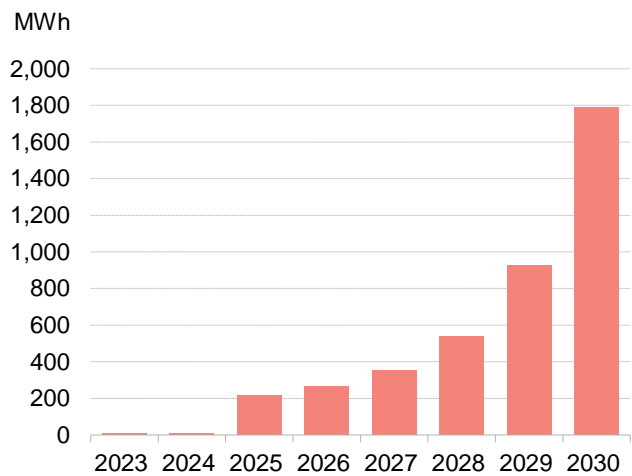
Đến năm 2030, điện mặt trời kèm pin lưu trữ có thể cạnh tranh hơn so với các nhà máy nhiệt điện mới tại Việt Nam. Tuy nhiên, Việt Nam chưa ban hành khuôn khổ cho hoạt động lưu trữ năng lượng để vận hành tại Việt Nam. Quy hoạch điện mới nhất của quốc gia đề cập đến việc kết hợp điện mặt trời và pin lưu trữ nhưng mục tiêu còn ở mức khiêm tốn, chỉ lưu trữ 300 MW vào năm 2030. Kinh nghiệm của nước láng giềng như Philippines cho thấy Việt Nam có thể triển khai hệ thống pin lưu trữ lớn hơn nhiều theo khuôn khổ quy định thích hợp. BNEF dự kiến ngay cả ở điều kiện hiện tại, lượng năng lượng lưu trữ cũng sẽ cao hơn gấp đôi so với mục tiêu năm 2030.

**Hình 32: Dự báo xây dựng hệ thống pin lưu trữ hàng năm của Việt Nam dựa trên công suất điện**



Nguồn: BloombergNEF. Ghi chú: Dự báo vào Quý 1 năm 2023.

**Hình 33: Dự báo triển khai hệ thống pin lưu trữ tích lũy của Việt Nam dựa trên công suất điện**



Nguồn: BloombergNEF. Ghi chú: Dự báo vào Quý 1 năm 2023.

Việc ban hành các khuôn khổ cho phép các nguồn linh hoạt tham gia vào hệ thống điện của Việt Nam có thể giúp tận dụng các nguồn sản xuất điện có thể được điều độ một cách kinh tế. Việc này cũng có thể giảm nhẹ khó khăn cắt giảm công suất, đồng thời nâng cao tính linh hoạt truyền tải điện để tích hợp các nguồn năng lượng tái tạo không cố định. Trong đó bao gồm sử dụng phụ tải có thể được kiểm soát, ví dụ như nhà máy điện ào, điều chỉnh phụ tải điện và lược đồ tải điện gián đoạn, qua đó có thể giúp lưới điện ổn định hơn và giúp mức nhu cầu phù hợp hơn với năng lực sản xuất của các nhà máy năng lượng tái tạo tại Việt Nam.

**Đẩy nhanh quá trình cải cách thị trường điện bán lẻ theo kế hoạch**

Việt Nam có kế hoạch tự do hóa thị trường bán lẻ điện vào năm 2025. Tuy nhiên, chương trình thí điểm hợp đồng mua bán điện trực tiếp (DPPA) đã bị trì hoãn trong hai năm vừa qua do chính phủ nỗ lực tập trung ban hành QHĐ VIII. Việc đẩy nhanh thực hiện DPPA và tự do hóa thị trường bán lẻ điện sẽ cho phép Việt Nam khai thác nhu cầu mua điện sạch đang tăng lên của doanh nghiệp.

Việt Nam có cơ sở nhà sản xuất và nhà cung ứng lớn cho các công ty đa quốc gia với những mục tiêu bền vững đầy tham vọng. Trong đó, Tập đoàn Samsung đã tham gia sáng kiến RE100 vào năm 2022. Việc cung cấp cho các doanh nghiệp phương án mua điện sạch có thể giúp Việt Nam trở thành trung tâm sản xuất hấp dẫn hơn.

**Điều phối quy hoạch liên ngành để tạo điều kiện phát triển điện gió ngoài khơi**

Điện gió ngoài khơi có thể đẩy mạnh đáng kể thị phần năng lượng tái tạo tại Việt Nam. Năng lực sản xuất điện gió ngoài khơi cũng có xu hướng bổ sung cho điện mặt trời. Mục tiêu điện gió ngoài khơi trong dài hạn đầy tham vọng của Việt Nam là bước đi đầu tiên rất đáng khích lệ. Việt Nam có thể đẩy nhanh hơn nữa quá trình phát triển ngành điện gió ngoài khơi thông qua điều

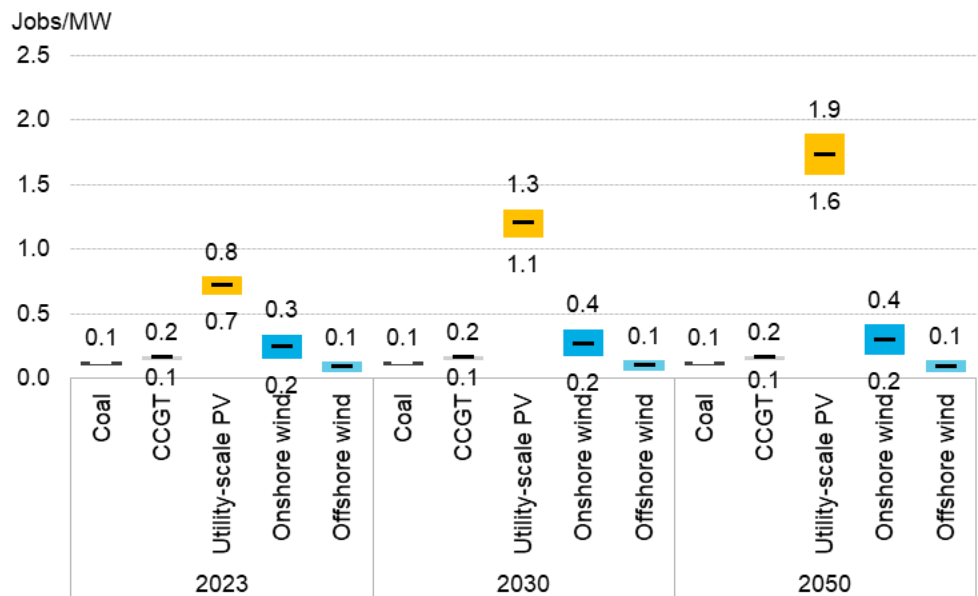
Không được sao chép, quét vào hệ thống điện tử, phân phối, hiển thị công khai một phần bất kỳ của tài liệu này hoặc sử dụng phần đó làm cơ sở cho các sản phẩm phái sinh nếu không có văn bản đồng ý trước của Bloomberg Finance LP. Để biết thêm thông tin về điều khoản sử dụng, vui lòng liên hệ sales.bnef@bloomberg.net. Thông báo về Bản quyền và Tuyên bố miễn trừ trách nhiệm trên trang 60 được áp dụng cho toàn bộ tài liệu.

phối các quy hoạch cấp quốc gia, ví dụ như quy hoạch không gian biển. Nếu có nhiều bên liên quan tham gia ngay từ đầu, Việt Nam sẽ có cơ hội xác định những khu vực phù hợp cho dự án điện gió ngoài khơi và giúp quá trình phát triển dễ dàng hơn, giảm bớt rủi ro và chi phí.

**Lập kế hoạch các chương trình đào tạo việc làm trong lĩnh vực công nghệ sạch**

Các dự án năng lượng tái tạo có thể tạo ra cơ hội việc làm trong dài hạn. Phân tích của BNEF cho thấy các nguồn năng lượng tái tạo có hệ số việc làm cho lao động địa phương cao hơn so với các nhà máy nhiệt điện. Để khai thác triệt để lợi ích tạo việc làm của lĩnh vực năng lượng tái tạo, chính phủ sẽ cần đảm bảo có sẵn các chương trình đào tạo thích hợp. Chính phủ cũng cần đảm bảo các chương trình này có thể mở rộng theo sự tăng trưởng của thị trường năng lượng tái tạo.

**Hình 34: Công việc trong lĩnh vực vận hành và bảo trì dự kiến trên mỗi 1 triệu USD chi phí vốn đầu tư tại Việt Nam**



Nguồn: BloombergNEF. Ghi chú: Chi phí vốn đầu tư 1 triệu USD tính theo giá thực tế năm 2022.

**5.2. Việc hạn chế mở rộng quy mô nhiệt điện sẽ có lợi cho Việt Nam**

Mục tiêu theo QHĐ VIII của Việt Nam là các nhà máy điện khí mới có tổng công suất 30,2 GW trong thập kỷ này, trong đó gần 75 % sử dụng nhiên liệu LNG nhập khẩu, mặc dù giá LNG tăng mạnh trong năm ngoái. Điều này sẽ gia tăng đáng kể khả năng Việt Nam phải chịu rủi ro do biến động thị trường LNG toàn cầu. BNEF dự kiến các dự án phụ thuộc vào nhập khẩu LNG như vậy sẽ gặp khó khăn trong việc đảm bảo các hợp đồng mua bán điện (PPA) có thể chấp nhận song phương với EVN. Các chủ đầu tư dự án điện khí phụ thuộc vào LNG nhập khẩu sẽ cần EVN đồng ý điều khoản chuyển tiếp chi phí nhiên liệu trong PPA để đảm bảo các dự án của họ có lợi về tài chính trong bối cảnh giá LNG gia tăng. Điều khoản này sẽ tăng chi phí mua điện của EVN và có nhiều khả năng dẫn đến tăng giá điện.

Không được sao chép, quét vào hệ thống điện tử, phân phối, hiển thị công khai một phần bất kỳ của tài liệu này hoặc sử dụng phần đó làm cơ sở cho các sản phẩm phái sinh nếu không có văn bản đồng ý trước của Bloomberg Finance LP. Để biết thêm thông tin về điều khoản sử dụng, vui lòng liên hệ sales.bnef@bloomberg.net. Thông báo về Bản quyền và Tuyên bố miễn trừ trách nhiệm trên trang 60 được áp dụng cho toàn bộ tài liệu.



### Đánh giá các nhà máy nhiệt điện theo lộ trình dự kiến

Việt Nam cũng cần đánh giá thường xuyên và kịp thời tính khả thi cũng như tính kinh tế của lộ trình phát triển các nhà máy nhiệt điện theo dự kiến. Tình trạng trì hoãn của các nhà máy điện than và điện khí theo kế hoạch tại Việt Nam từng dẫn đến những mối quan ngại về thiếu nguồn cung điện trước đây, đặc biệt là ở miền Bắc Việt Nam. Việt Nam đặc biệt cần áp dụng quy trình đánh giá để đảm bảo các dự án không khả thi cần được hủy bỏ nhằm tăng cường an ninh năng lượng và tạo điều kiện để chọn các phương án kinh tế nhất mà vẫn đáp ứng được nhu cầu điện ngày càng tăng. Nhờ đó, Việt Nam có thể giữ đúng tiến độ thực hiện cam kết theo thỏa thuận JETP và mục tiêu phát thải ròng bằng 0.

### Tăng tính linh hoạt cho hợp đồng mua bán điện đối với các nhà máy nhiệt điện mới

Nhiều nhà máy nhiệt điện hiện tại do các nhà đầu tư tư nhân phát triển có hợp đồng mua bán điện cứng nhắc, trong đó có các khoản thanh toán công suất. Điều này có nghĩa là kể cả khi không được sử dụng hết công suất thì các nhà máy điện đó vẫn được thanh toán một phần. Mặc dù cơ chế này hữu ích cho các nhà máy điện trong việc thu xếp tài chính song lại dồn thêm gánh nặng tài chính lên EVN và gây trở ngại cho việc mở rộng công suất điện từ năng lượng tái tạo trong tương lai.

Việt Nam cần tìm cách thay thế một số nhà máy điện than và điện khí theo kế hoạch hiện tại bằng các nhà máy năng lượng tái tạo ở mức tối đa có thể. Phương pháp phân tích độ nhạy của mô hình do BNEF thực hiện cho nhà máy năng lượng tái tạo và nhà máy nhiệt điện sẽ có giá ngang bằng nhau chỉ trong vài năm, ngay cả khi chi phí nhiên liệu. Điện mặt trời và điện gió là những phương án kinh tế hơn cho ngành điện sẽ là điều không thay đổi trong dài hạn. Xem Phụ lục E để biết thêm chi tiết.

## Phụ lục

### Phụ lục A. Giả định về chi phí điện quy dẫn

**Bảng 2: Giả định về chi phí điện quy dẫn, giá trị danh nghĩa**

Công nghệ	Biến số	Đơn vị tính	2023	2030	2050
Than đá	Chi phí vốn	\$/MW	1,409,685	1,626,199	2,432,594
	Chi phí hoạt động cố định	\$/MW/năm	33,231	37,243	55,059
	Chi phí hoạt động thay đổi	\$/MW	5.4	5.9	8.9
	Hệ số công suất	%	60	61.8	61.8
	Tỉ suất lợi nhuận (IRR) tối thiểu	%	13	14.75	15.5
	Chi phí vay vốn	Điểm cơ bản	750	820	850
	Tỉ lệ nợ trên vốn chủ sở hữu	%	75	56	49.3
	Kỳ hạn vay	Năm	18	18	18
TBKHH	Chi phí đầu tư cố định	\$/MW	1,068,030	1,232,069	1,843,024
	Opex cố định	\$/MW/năm	28,929	32,418	47,926
	Chi phí hoạt động thay đổi	\$/MW	2.4	2.7	4
	Hệ số công suất	%	60	61.8	61.8
	IRR tối thiểu	%	14	14	14
	Chi phí vay vốn	Điểm cơ bản	750	750	750
	Tỉ lệ nợ trên vốn chủ sở hữu	%	75	68	65
	Kỳ hạn vay	Năm	18	18	18
Năng lượng mặt trời quy mô lớn	Chi phí đầu tư cố định	\$/MW	790,520	536,787	533,852
	Opex cố định	\$/MW/năm	14,414	13,781	18,186
	Chi phí hoạt động thay đổi	\$/MW	-	-	-
	Hệ số công suất	%	17	17	17
	IRR tối thiểu	%	14	12	8.5
	Chi phí vay vốn	Điểm cơ bản	1,000	784	600

	Tỉ lệ nợ trên vốn chủ sở hữu	%	75	75	75
	Kỳ hạn vay	Năm	15	15	15
Công nghệ năng lượng mặt trời nổi	Chi phí đầu tư cố định	\$/MW	897,960	672,477	889,626
	Opex cố định	\$/MW/năm	14,414	13,781	18,186
	Chi phí hoạt động thay đổi	\$/MW	-	-	-
	Hệ số công suất	%	17	17	17
	IRR tối thiểu	%	14	12	8.5
	Chi phí vay vốn	Điểm cơ bản	1,000	784	600
	Tỉ lệ nợ trên vốn chủ sở hữu	%	75	75	75
	Kỳ hạn vay	Năm	15	15	15
Điện gió trên bờ	Chi phí đầu tư cố định	\$/MW	1,517,257	1,533,048	1,880,790
	Opex cố định	\$/MW/năm	40,460	39,389	49,164
	Chi phí hoạt động thay đổi	\$/MW	-	-	-
	Hệ số công suất	%	29	32	35
	IRR tối thiểu	%	16	13.5	8.5
	Chi phí vay vốn	Điểm cơ bản	1,000	784	600
	Tỉ lệ nợ trên vốn chủ sở hữu	%	70	70	70
	Kỳ hạn vay	Năm	15	15	15
Điện gió ngoài khơi	Chi phí đầu tư cố định	\$/MW	3,854,683	4,020,743	5,967,322
	Opex cố định	\$/MW/năm	75,000	71,076	79,339
	Chi phí hoạt động thay đổi	\$/MW	-	-	-
	Hệ số công suất	%	43	46.2	51.4
	IRR tối thiểu	%	14	12	8.5
	Chi phí vay vốn	Điểm cơ bản	1,000	692	600
	Tỉ lệ nợ trên vốn chủ sở hữu	%	75	75	75
	Kỳ hạn vay	Năm	15	15	15

Nguồn: BloombergNEF

## Điều chỉnh để nâng cấp nhà máy điện sử dụng nhiên liệu hóa thạch

Nâng cấp các nhà máy điện sử dụng nhiên liệu hóa thạch có thể trộn khí hydro, ammoniac hoặc sinh khối cần bổ sung trang thiết bị hoặc cơ sở vật chất mới cho các nhà máy điện hiện tại. Bảng 3 tóm tắt các giả định điều chỉnh của BNEF đối với chi phí và hiệu suất dự án được sử dụng trong phân tích của chúng tôi dựa trên kết quả phỏng vấn những người tham gia thị trường và nghiên cứu nguồn mở.

**Bảng 3: Tác động khi nâng cấp nhà máy điện sử dụng nhiên liệu hóa thạch đến việc sử dụng khí hydro, ammoniac hoặc sinh khối**

	Nâng cấp điện than với ammoniac	Nâng cấp điện than với sinh khối	Nâng cấp tua bin khí chu trình hỗn hợp với khí hydro
Chi phí vốn	11 % chi phí đầu tư cố định của điện than	4,5 % chi phí đầu tư cố định của điện than	20 % chi phí đầu tư cố định của TBKHH
Chi phí hoạt động thay đổi	Không áp dụng	Không áp dụng	+20 % so với chi phí hoạt động thay đổi của TBKHH
Opex cố định	+10 % so với opex cố định của điện than	Không áp dụng	+12,5 % so với opex cố định của TBKHH
Hiệu suất	-12 % so với hiệu suất của nhà máy điện than	-4 % so với hiệu suất của nhà máy điện than	-7,5 % so với hiệu suất của TBKHH
Giảm phát thải	Giống như tỷ lệ trộn ammoniac tính theo năng lượng	Giống như tỷ lệ trộn sinh khối tính theo năng lượng	Giống như tỷ lệ trộn khí hydro tính theo năng lượng
Thời hạn	20 năm	20 năm	20 năm
Cấp vốn	Như nhà máy điện than mới	Như nhà máy điện than mới	Như nhà máy TBKHH mới

Nguồn: BloombergNEF. Ghi chú: Giả định hoạt động nâng cấp diễn ra sau khi khấu hao toàn bộ nhà máy điện ban đầu.

Hoạt động nâng cấp nhà máy điện than bằng **ammoniac** bao gồm nâng cấp lò hơi và cân bằng thêm chi phí nhà máy để tiếp nhận và lưu trữ ammoniac. Việc kiểm soát phát thải NO<sub>x</sub> cũng sẽ có vai trò chủ đạo đối với chiến lược đốt của mỗi nhà máy. Hoạt động nâng cấp nhà máy điện than với tỷ lệ đốt cùng ammoniac hơn 20 % chưa được kiểm định hoặc thương mại hóa. Do đó, nghiên cứu của chúng tôi áp dụng các giả định chi phí nâng cấp giống như các giả định đã được sử dụng trong hoạt động đốt cùng 20 % ammoniac của Nhật Bản cho các chi phí nâng cấp để đốt cùng trên 20 %, cụ thể là 25 %, 50 %, 75 % và 100 %. Trên thực tế, tỷ lệ đốt cùng của ammoniac cao hơn có nhiều khả năng sẽ yêu cầu chi phí đầu tư cố định cao hơn vì lò hơi sẽ cần nâng cấp nhiều hơn hoặc thậm chí cần thay thế. Các bể chứa ammoniac cũng cần phải lớn hơn khi tỷ lệ đốt cùng cao hơn. Cũng cần có trang thiết bị tiên tiến hơn để thu hồi NO<sub>x</sub> phát thải. Xem *Chiến lược đốt ammoniac cùng than tốn kém của Nhật Bản* ([trang web](#) | [Terminal](#)) để biết thêm chi tiết.

Hoạt động nâng cấp nhà máy điện than với **sinh khối**, đặc biệt là ở tỷ lệ trộn thấp, chỉ yêu cầu ít nâng cấp, ví dụ như silo mới có nắp che để lưu trữ nguyên liệu đầu vào. Nguyên nhân là vì ở tỷ lệ trộn thấp, khối lượng nguyên liệu sinh khối đầu vào cần trộn sẽ không đáng kể. Tương tự như đốt cùng ammoniac, tỷ lệ trộn sinh khối cao nhiều khả năng sẽ cần nhiều hoạt động củng cố vì sẽ cần xử lý riêng khối lượng lớn nguyên liệu sinh khối đầu vào trước khi trộn nhiên liệu.

Hoạt động đốt **khí hydro** cũng yêu cầu trang thiết bị mới, bao gồm các vật liệu bền hơn để chịu được nhiệt độ đốt cao hơn, đồng thời cần nhiều hoạt động vận hành và bảo trì hơn để xử lý nhiệt độ cao hơn như vậy và mức nước sử dụng cao hơn để làm mát. Chi phí và hiệu suất liên quan đến điều chỉnh này nhiều khả năng sẽ giảm theo thời gian. Trong phân tích này, chúng tôi dẫn chiếu đến chi phí và hiệu suất ước tính của tua bin khí hydro tương ứng với tua bin khí thiên nhiên hiện đại nhất trong khoảng thời gian từ năm 2019 đến năm 2040. Để ước tính chi phí bổ sung và hiệu suất bị giảm khi nâng cấp, chúng tôi đã lấy bình quân đơn giản của hai hạng mục này và áp dụng điều chỉnh cho các nhà máy TBKHH. Xem *Khí hydro: Tính kinh tế trong sản xuất điện* ([trang web](#) | [Terminal](#)) để biết thêm chi tiết.

## Phụ lục B. Giả định về chi phí cung cấp nhiên liệu sạch tương ứng với Việt Nam

### Dán nhãn khí hydro

Ngành công nghiệp hydro sử dụng các nhãn như màu xanh lá cây và xanh da trời để tóm tắt cách sản xuất khí hydro. Các phương pháp sản xuất có khối lượng khí nhà kính thải ra khác nhau. Các nhãn khí hydro phổ biến nhất là:

- **Xanh lá cây**, được sản xuất thông qua điện phân nước bằng điện từ năng lượng tái tạo. Phương pháp này phát thải ít hoặc không phát thải khí nhà kính.
- **Xanh da trời**, được sản xuất thông qua nhiệt hóa khí metan hoặc khí hóa than kết hợp với công nghệ thu hồi và lưu trữ (CCS). Phương pháp này phát thải nhiều hơn khí hydro xanh lá cây nhưng ít hơn khí hydro xám.
- **Xám**, được sản xuất thông qua nhiệt hóa khí metan hoặc khí hóa than mà không có công nghệ CCS. Đây là phương pháp phổ biến nhất hiện nay và phát thải khối lượng lớn các-bon.

Nghiên cứu của BNEF tích hợp ba loại hóa chất sạch khác nhau là khí hydro/ammoniac xanh lá được sản xuất tại Việt Nam, khí hydro/ammoniac xanh lá nhập khẩu từ Úc và khí hydro/ammoniac xanh da trời nhập khẩu từ Trung Đông. Cả Úc và Trung Đông đều nhắm đến mục tiêu trở thành các nước xuất khẩu khí hydro sạch. Úc có nguồn điện mặt trời chi phí thấp với các khu đất rộng lớn, trong khi Trung Đông có nhiều dầu và khí, cũng như các cơ sở lưu trữ các-bon tiềm năng. Thông qua khai thác những tài nguyên này, nhiều công ty trong các khu vực này đã hợp tác với các bên mua khí hydro tại những thị trường khác để phát triển chuỗi cung ứng khí hydro.

Nghiên cứu của chúng tôi không xem xét ammoniac và khí hydro được sản xuất từ nhiên liệu hóa thạch mà không giảm thiểu phát thải, dù gần như toàn bộ ammoniac và khí hydro được sản xuất hiện nay đều là màu xám. Việc sử dụng những hóa chất này không kèm theo công nghệ giảm thiểu khí nhà kính không lý giải được tại sao những công nghệ này được sử dụng ngay từ đầu. Nhiều thị trường cũng đang khuyến khích sử dụng hóa chất sạch thông qua định nghĩa khí hydro hoặc ammoniac "các-bon thấp".

Chúng tôi ước tính giá khí hydro/ammoniac nhiên liệu theo chi phí sản xuất khí hydro, chuyển đổi sang ammoniac (và chuyển đổi về khí hydro nếu cần) và vận chuyển tới Việt Nam.

### Sản xuất khí hydro

Vì ammoniac được sản xuất từ khí hydro nên chúng tôi lấy cơ sở là chi phí sản xuất khí hydro từ *Mô hình định giá dự án khí hydro* của BNEF. Dưới đây là các giả định về công nghệ được sử dụng để sản xuất khí hydro.

- Việt Nam: điện phân kiềm sử dụng các dự án điện mặt trời có trực cố định và máy điện phân Trung Quốc (khí hydro xanh)
- Úc: điện phân kiềm sử dụng các dự án điện mặt trời có trục xoay theo hướng nắng và máy điện phân phương Tây (khí hydro xanh)
- Trung Đông: nhiệt hóa khí metan bằng khí thiên nhiên (khí hydro xanh da trời)

## Chuyển đổi từ khí hydro sang ammoniac

Tiếp theo, chúng tôi đã thêm chi phí chuyển đổi khí hydro thành ammoniac dựa trên các giả định sau. Chúng tôi dự kiến tính kinh tế theo quy mô sẽ bắt đầu phát huy tác dụng sau năm 2027 và sau đó hạ chi phí chuyển đổi.

**Bảng 4: Chi phí chuyển đổi từ khí hydro sang ammoniac**

	<b>\$/kg khí hydro (tính theo giá thực tế năm 2022)</b>
Đến năm 2027	1.61
2028-2049	Nội suy tuyến tính cho mỗi năm theo giá trị cho năm 2027 và 2050
2050	1.00

Nguồn: BloombergNEF

## Vận chuyển ammoniac

Cần phải vận chuyển ammoniac được sản xuất ở nước ngoài về Việt Nam. Dưới đây là giả định của chúng tôi về chi phí vận chuyển được cộng thêm cho ammoniac sản xuất tại Úc và Trung Đông. Chúng tôi đã sử dụng ước tính sau đây để tính toán: 2.585 hải lý từ Dampier ở Úc đến Việt Nam và 4.820 hải lý từ Đảo Das của Các tiểu Vương quốc Ả-rập Thống nhất đến Việt Nam. Do hoạt động vận chuyển ammoniac đã hoàn thiện nên chi phí vận chuyển sau đây được sử dụng trong suốt khoảng thời gian trong mô hình:

- Hóa chất từ Úc: 0,21 USD/kg khí hydro (tính theo giá thực tế năm 2022)
- Hóa chất từ Trung Đông: 0,22 USD/kg khí hydro (tính theo giá thực tế năm 2022)

## Chuyển đổi từ ammoniac về khí hydro

Ammoniac đã vận chuyển phải được chuyển đổi về khí hydro nếu lĩnh vực dùng cuối cùng sử dụng khí hydro mà không phải là ammoniac. Tương tự như chuyển đổi sang ammoniac, dưới đây là chi phí chuyển đổi sang khí hydro.

**Bảng 5: Chi phí chuyển đổi từ ammoniac sang khí hydro**

	<b>\$/kg khí hydro (tính theo giá thực tế năm 2022)</b>
Đến năm 2027	1.63
2028-2049	Nội suy tuyến tính cho mỗi năm theo giá trị cho năm 2027 và 2050
2050	1.07

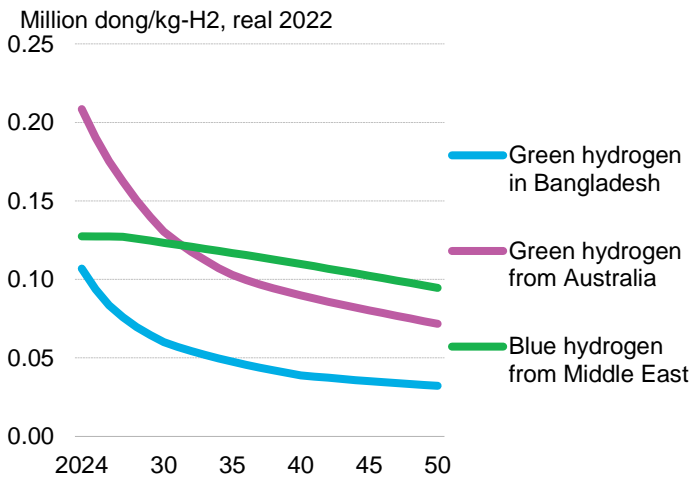
Nguồn: BloombergNEF

# Phụ lục C. Chi phí sản xuất khí hydro và ammoniac

## Khí hydro xanh lá sản xuất trong nước là phương án ít tốn kém nhất

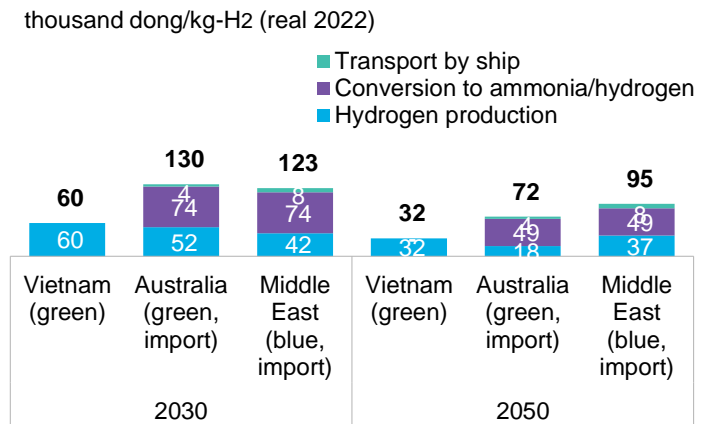
Khí hydro xanh được sản xuất tại Việt Nam là phương án ít tốn kém nhất và vẫn có chi phí thấp nhất đến năm 2050 nhờ được hỗ trợ bởi điện từ năng lượng tái tạo có khả năng cạnh tranh về chi phí và giảm chi phí của máy điện phân. Đến năm 2050, khí hydro sạch được nhập khẩu từ Úc và Trung Đông sẽ có chi phí cao gấp hai hoặc ba lần so với khí hydro xanh được sản xuất trong nước.

**Hình 35: Chi phí sản xuất khí hydro được cung cấp tại Việt Nam**



Nguồn: BloombergNEF

**Hình 36: Chi phí cung cấp khí hydro thích hợp với Việt Nam**



Nguồn: BloombergNEF

Phần chi phí lớn nhất của khí hydro nhập khẩu là quy trình chuyển đổi. Trong khi phân tích, chúng tôi giả định khí hydro được xuất khẩu từ Úc hoặc Trung Đông sang Việt Nam ở dạng ammoniac vì đây là phương án vận chuyển tiết kiệm nhất.<sup>3</sup> Phương án này yêu cầu phải tổng hợp ammoniac từ khí hydro. Sau khi đến Việt Nam, ammoniac phải được chuyển đổi về khí hydro (và ni tơ) thông qua nhiệt phân, có nghĩa là đảo ngược quá trình tổng hợp ammoniac. Quy trình chuyển đổi này tốn kém và gia tăng tổng chi phí thu mua của khí hydro nhập khẩu.

Chúng tôi không xem xét kịch bản khí hydro xanh da trời được sản xuất tại Việt Nam. Việc trực tiếp sử dụng công nghệ thu hồi và lưu trữ (CCS) để thu hồi lượng phát thải từ các nhà máy nhiệt điện sẽ ít tốn kém hơn so với sử dụng công nghệ CCS để thu hồi lượng phát thải từ quy trình chuyển đổi LNG nhập khẩu hoặc than đá sang khí hydro hoặc ammoniac và sau đó sử dụng khí hydro/ammoniac xanh da trời thu được trong các nhà máy nhiệt điện. Việc trực tiếp áp dụng công nghệ CCS cho nhà máy nhiệt điện là quy trình tiết kiệm năng lượng hơn so với sử dụng công nghệ CCS để sản xuất khí hydro và sau đó dùng khí hydro hoặc dẫn xuất của khí hydro để vận hành các nhà máy nhiệt điện.

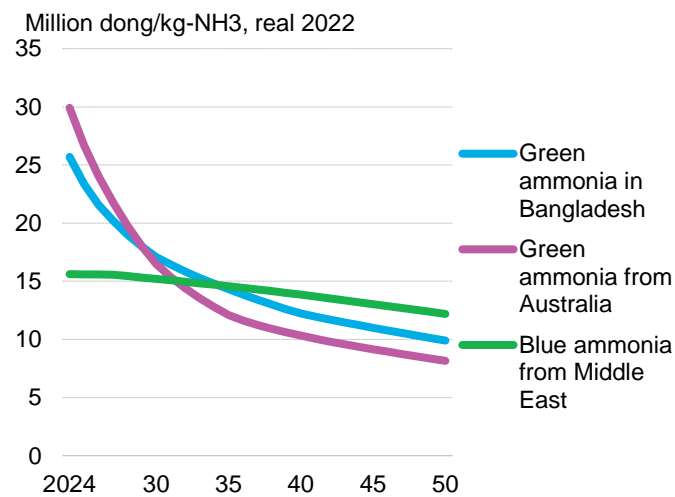
<sup>3</sup> Ammoniac dạng lỏng có mật độ hydro rất cao (107-121 kg khí hydro/mét khối), cao hơn cả khí hydro lỏng (70,8 kg/mét khối). Ngoài ra, cũng có thể vận chuyển ammoniac dạng lỏng ở nhiệt độ -33 ° C vì về mặt kỹ thuật thì dễ kiểm soát hơn khí hydro lỏng cần được làm mát ở -253 ° C.



### Đến năm 2035, ammoniac xanh da trời từ Trung Đông sẽ trở thành phương án đắt đỏ nhất

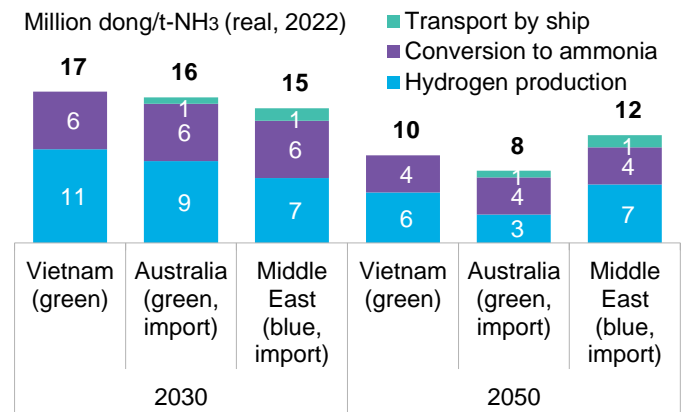
Ammoniac xanh lá được sản xuất trong nước sẽ là phương án đắt đỏ nhất trong thời gian sắp tới vì chi phí năng lượng tái tạo ở Việt Nam tương đối cao hơn giá khí đốt tại Trung Đông (Hình 37 và Hình 38). Ammoniac xanh lá nhập khẩu từ Úc sẽ có chi phí thấp hơn ammoniac xanh lá trong nước nhưng sẽ tốn kém hơn ammoniac xanh da trời nhập khẩu từ Trung Đông. Chi phí sản xuất của ammoniac xanh lá nhập khẩu từ Úc và ammoniac xanh lá được sản xuất trong nước sẽ thấp hơn chi phí ammoniac xanh da trời từ Trung Đông tương ứng vào năm 2032 và 2035. Từ năm 2035, ammoniac xanh da trời từ Trung Đông sẽ trở thành phương án tốn kém nhất. Ammoniac xanh da trời (cũng như khí hydro xanh da trời) có ít tiềm năng giảm chi phí vì mức giảm chi phí nhiên liệu hóa thạch trong tương lai sẽ có giới hạn.

**Hình 37: Chi phí sản xuất ammoniac được cung cấp tại Việt Nam**



Nguồn: BloombergNEF. Ghi chú: NH3 là ammoniac.

**Hình 38: Chi phí sản xuất ammoniac tương ứng với Việt Nam**

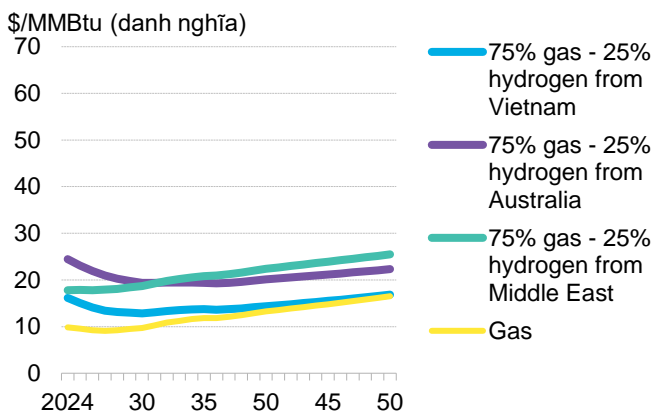


Nguồn: BloombergNEF. Ghi chú: NH3 là ammoniac.

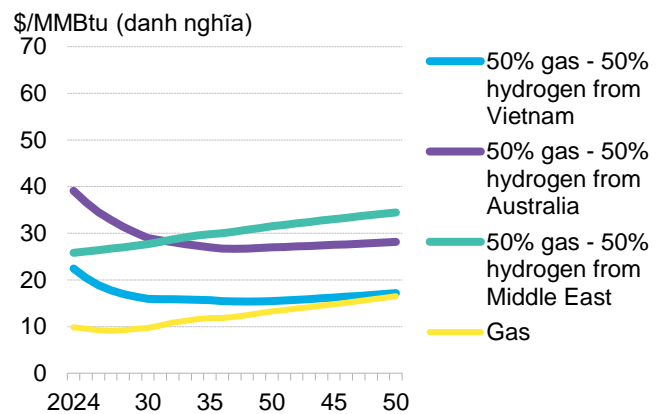
# Phụ lục D. Giá nhiên liệu sạch hỗn hợp

## Giá nhiên liệu hỗn hợp khí hydro-khí thiên nhiên theo tỷ lệ trộn

Hình 39: Giá nhiên liệu hỗn hợp khí trộn 25 % khí hydro

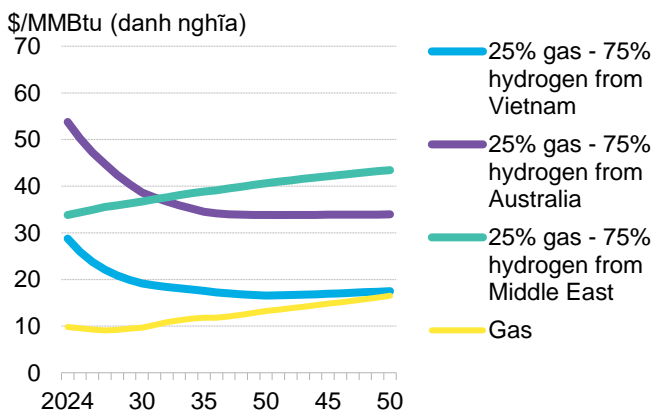


Hình 40: Giá nhiên liệu hỗn hợp khí trộn 50 % khí hydro

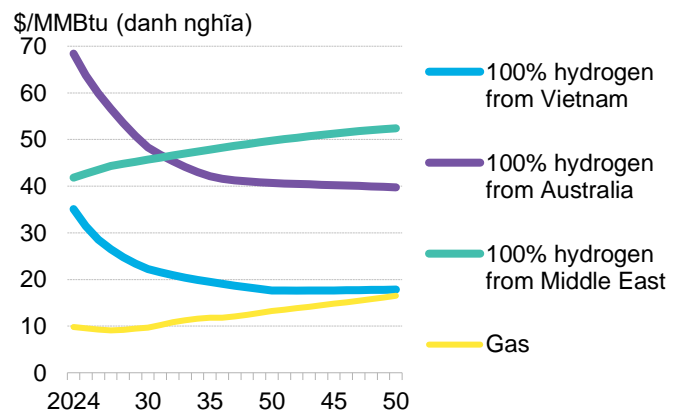


Nguồn: BloombergNEF. Ghi chú: Tỷ lệ trộn tính theo mức năng lượng. MMBtu là triệu đơn vị nhiệt Anh.

Hình 41: Giá nhiên liệu hỗn hợp khí trộn 75 % khí hydro



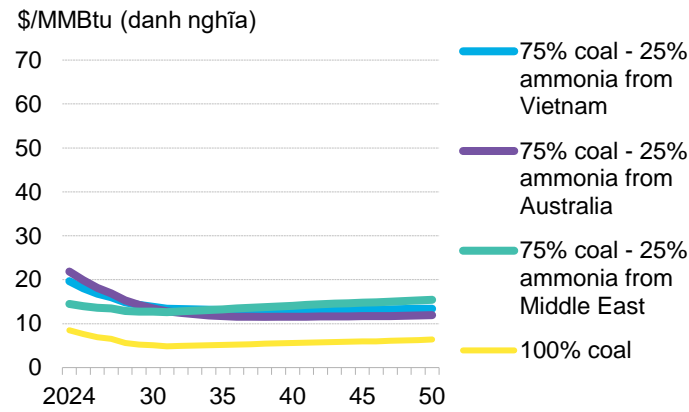
Hình 42: Giá nhiên liệu hỗn hợp khí trộn 100 % khí hydro



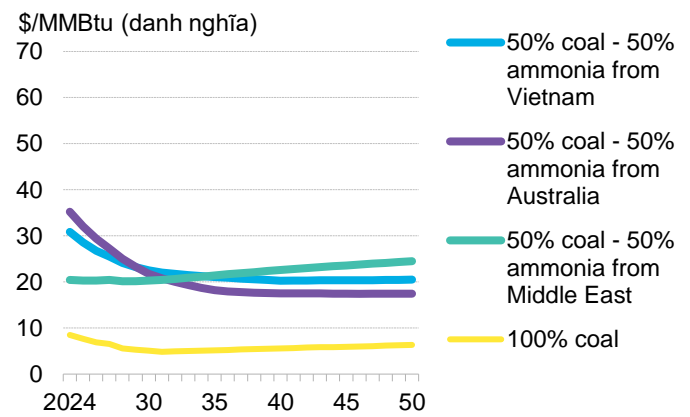
Nguồn: BloombergNEF. Ghi chú: Tỷ lệ trộn tính theo mức năng lượng. MMBtu là triệu đơn vị nhiệt Anh.

Giá nhiên liệu hỗn hợp ammoniac-than đá theo tỷ lệ trộn

Hình 43: Giá nhiên liệu hỗn hợp khí trộn 25 % ammoniac

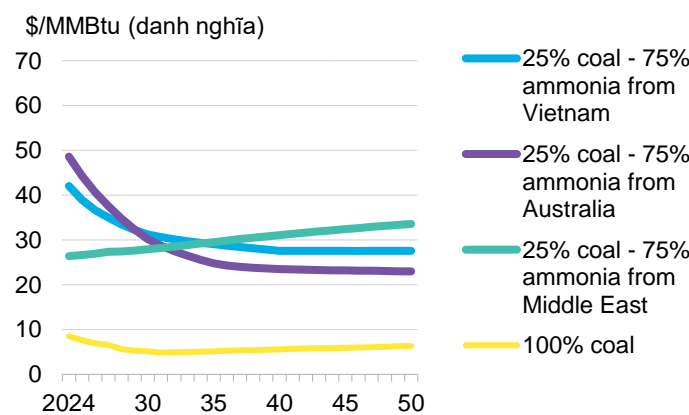


Hình 44: Giá nhiên liệu hỗn hợp khí trộn 50 % ammoniac

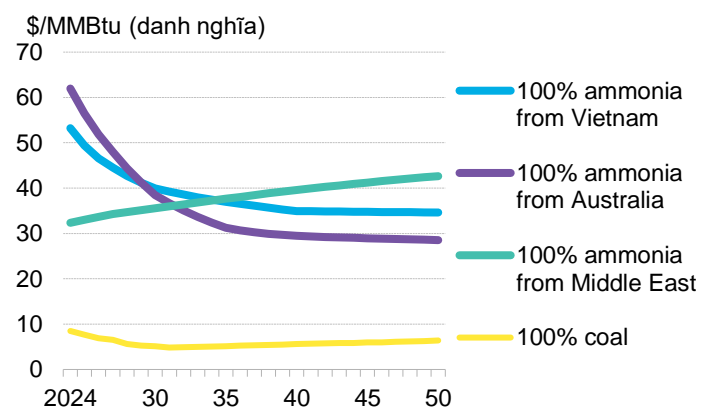


Nguồn: BloombergNEF. Ghi chú: Tỷ lệ trộn tính theo mức năng lượng. MMBtu là triệu đơn vị nhiệt Anh.

Hình 45: Giá nhiên liệu hỗn hợp khí trộn 75 % ammoniac



Hình 46: Giá nhiên liệu hỗn hợp khí trộn 100 % ammoniac



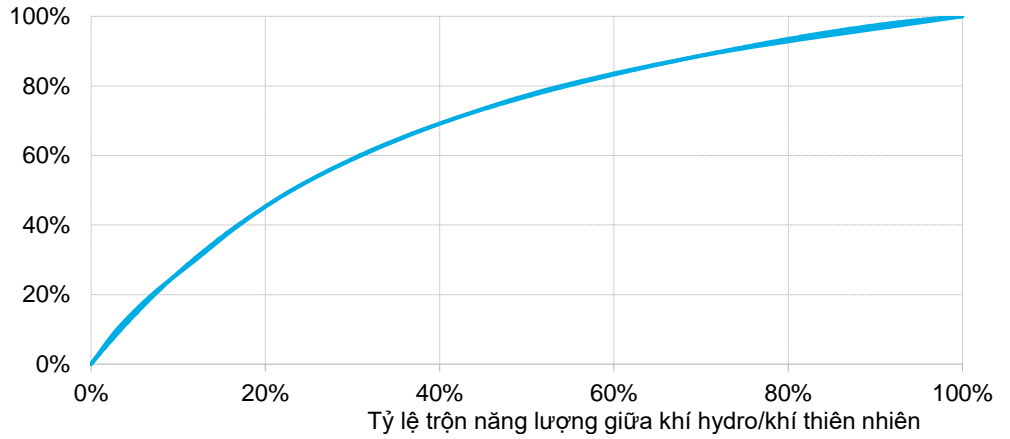
Nguồn: BloombergNEF. Ghi chú: Tỷ lệ trộn tính theo mức năng lượng. MMBtu là triệu đơn vị nhiệt Anh.

Mật độ năng lượng của khí hydro

Vì khí hydro có mật độ thể tích năng lượng thấp hơn khí thiên nhiên nên cần thể tích khí hydro lớn hơn khí thiên nhiên để đạt được tỷ lệ trộn tương đương về năng lượng. Do đó, để giảm đáng kể lượng phát thải các-bon của TBKHH thì phải tiêu thụ thể tích khí hydro lớn hơn khí thiên nhiên. Chúng tôi sử dụng tỷ lệ trộn tính theo mức năng lượng xuyên suốt báo cáo này.

**Hình 47: Mối quan hệ giữa năng lượng và thể tích khí trộn khí hydro**

Tỷ lệ trộn khí hydro/khí thiên nhiên theo thể tích



Nguồn: BloombergNEF, GE, Biến điện năng thành khí: Khí hydro để sản xuất điện

## Phụ lục E. Phân tích độ nhạy

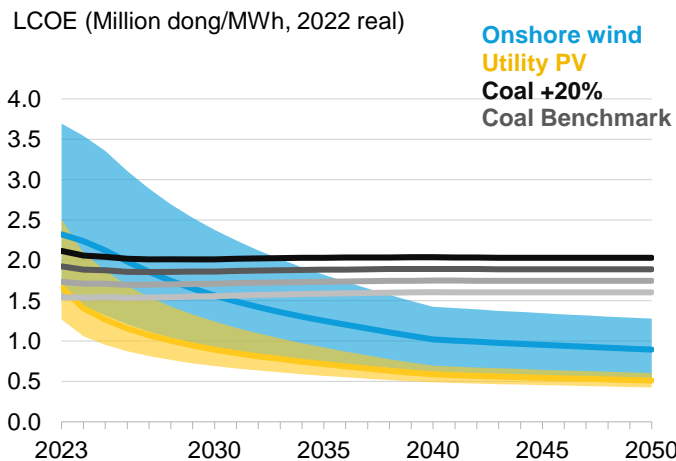
### Chi phí nhiên liệu giảm không đủ để cạnh tranh với mức thay đổi giá của nhà máy điện mặt trời và điện gió trên bờ mới

Khi các nguồn năng lượng tái tạo có khả năng cạnh tranh về chi phí tăng trưởng và thay thế hoạt động sản xuất điện từ than đá và khí đốt thì có khả năng giá than đá và khí đốt sẽ giảm do nhu cầu giảm trên toàn cầu, do đó làm giảm LCOE và chi phí vận hành biên của các nhà máy điện sử dụng nhiên liệu hóa thạch. Mặt khác, giá nhiên liệu có thể tăng do tình trạng căng thẳng về địa chính trị, kéo theo LCOE cao hơn. Để tìm hiểu tình hình cạnh tranh của các công nghệ sản xuất điện trong kịch bản đó, chúng tôi đã tính LCOE của nhà máy điện than và TBKHH mới với chi phí nhiên liệu được đặt ở mức chênh lệch cao hơn 20% đến thấp hơn 40% so với trường hợp tiêu chuẩn được nêu trong Phần 3.1.

Giá than đá cho nhà máy nhiệt điện được vận chuyển bằng đường biển giảm 40% sẽ giảm tiêu chuẩn LCOE của nhà máy điện than mới ở mức trung bình 15,8% trong suốt thời gian dự báo (Hình 48). Điều này sẽ chỉ trì hoãn kịch bản nhà máy điện mặt trời quy mô lớn mới và nhà máy điện gió trên bờ mới có chi phí ngang bằng với nhà máy điện than mới thêm hai năm, tương ứng vào năm 2025 và 2031.

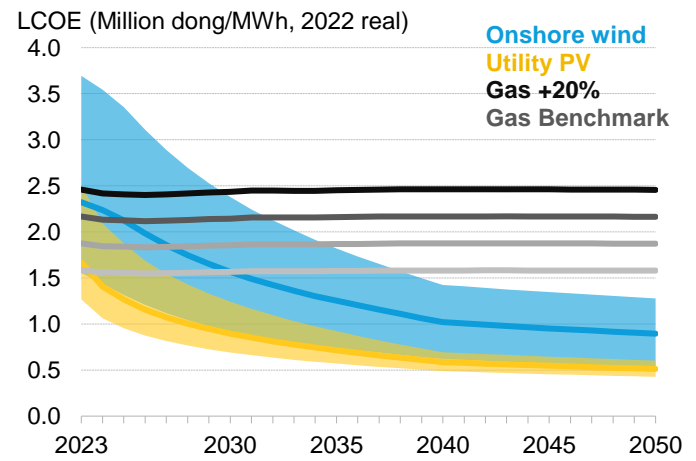
Giá khí đốt giảm xuống sẽ ảnh hưởng nhiều hơn đến LCOE của nhà máy TBKHH mới. LCOE của nhà máy TBKHH mới có thể giảm trung bình 27% so với trường hợp tiêu chuẩn trong suốt thời gian dự báo (Hình 49). Tương tự như trường hợp than đá, điều này sẽ chỉ trì hoãn thêm hai năm đến năm 2024 để nhà máy điện mặt trời quy mô lớn mới có chi phí tương đương với nhà máy TBKHH mới. Giá nhiên liệu giảm giúp nhà máy TBKHH mới kéo dài thời gian duy trì khả năng cạnh tranh về chi phí so với nhà máy điện gió trên bờ mới, cụ thể là trì hoãn thêm năm năm từ năm 2026 sang năm 2031. Nhưng điều này sẽ không thay đổi động lực chi phí trong dài hạn.

**Hình 48:** Chi phí điện quy dẫn của dự án điện mặt trời và nhà máy điện gió trên bờ mới so với khoảng LCOE của nhà máy điện than mới tại Việt Nam



Nguồn: BloombergNEF

**Hình 49:** Chi phí điện quy dẫn của một dự án điện mặt trời và nhà máy điện gió trên bờ mới so với khoảng LCOE của nhà máy điện khí mới tại Việt Nam

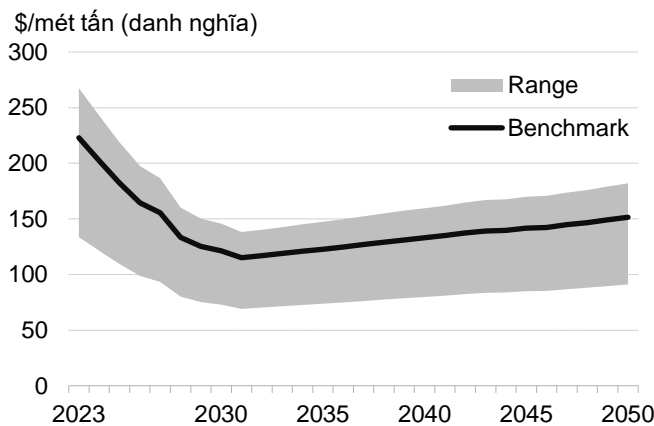


Nguồn: BloombergNEF

**Giá nhiên liệu sẽ phải giảm đáng kể để các nhà máy điện than và điện khí hiện tại duy trì được sức cạnh tranh**

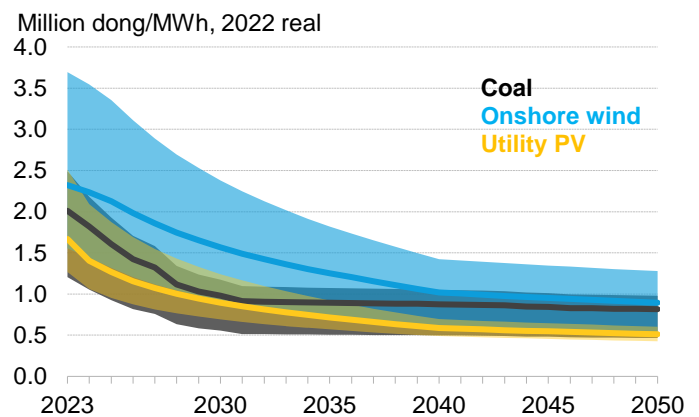
Do các nguồn năng lượng tái tạo có khả năng cạnh tranh về chi phí nên các nhà máy điện sử dụng nhiên liệu hóa thạch có thể bị tụt hậu trong tương lai do nguồn sản xuất điện đắt đỏ. Nếu giá nhiên liệu không giảm đáng kể thì các nhà máy nhiệt điện sẽ không có lợi về kinh tế trong hệ thống điện của Việt Nam. Ví dụ: giá nhiên liệu than đá sẽ phải giảm ít nhất 35 % (trung bình 49,7 \$/mét tấn theo giá danh nghĩa từ năm 2023 đến năm 2030) so với kịch bản giá nhiên liệu tiêu chuẩn để CPBNH của nhà máy điện than hiện tại thấp hơn CPBNH của nhà máy điện mặt trời quy mô lớn mới.

**Hình 50: Phạm vi giá than đá được dùng để phân tích độ nhạy**



Nguồn: BloombergNEF. Ghi chú: Phạm vi giá than đá dao động từ cao hơn 20 % đến thấp hơn 40 % so với giá tiêu chuẩn.

**Hình 51: Chi phí điện quy dẫn của nhà máy điện mặt trời và điện gió trên bờ mới so với chi phí biên ngắn hạn của nhà máy điện than hiện tại ở Việt Nam**

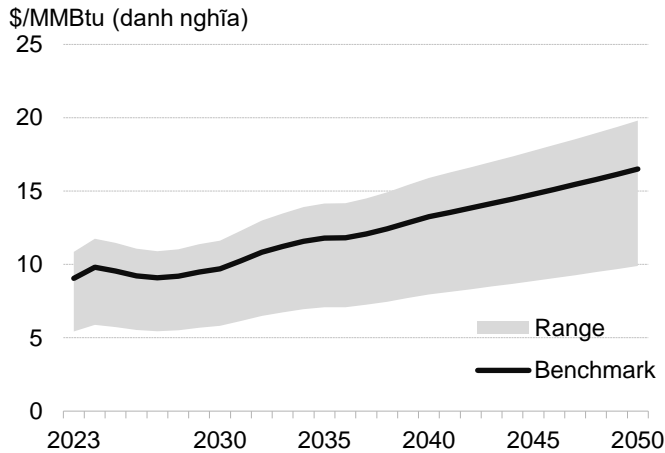


Nguồn: BloombergNEF. Ghi chú: Phạm vi LCOE của than đá dao động từ cao hơn 20 % đến thấp hơn 40 % so với giá nhiên liệu tiêu chuẩn.

Nhà máy điện mặt trời mới tại Việt Nam sẽ có CPBNH thấp hơn so với nhà máy TBKHH hiện tại, ngay cả khi chi phí nhiên liệu giảm sâu. Chi phí nhiên liệu giảm 40 % sẽ trì hoãn thời điểm điện mặt trời quy mô lớn mới có chi phí vận hành biên thấp hơn so với nhà máy TBKHH hiện tại thêm sáu năm, đến năm 2029. Để cạnh tranh với nhà máy điện gió trên bờ mới trong suốt thời gian dự báo là từ năm 2023 đến năm 2025, nhà máy TBKHH hiện tại sẽ cần duy trì chi phí nhiên liệu thấp hơn 49 % so với trường hợp tiêu chuẩn.

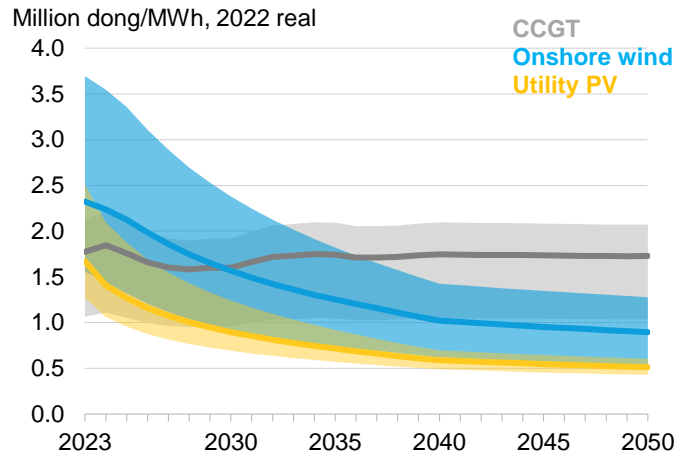
Các nhân tố khác cũng có thể khiến giá nhiên liệu giảm tạo nên tác động tiêu cực, ví dụ như chi phí cấp vốn cao hơn dự kiến cho nhà máy điện sử dụng nhiên liệu hóa thạch hoặc giá các-bon tại Việt Nam trong tương lai.

**Hình 52: Phạm vi giá khí đốt được dùng để phân tích độ nhạy**



Nguồn: BloombergNEF. Ghi chú: MMBtu là triệu đơn vị nhiệt Anh. Phạm vi giá khí đốt dao động từ cao hơn 20 % đến thấp hơn 40 % so với giá tiêu chuẩn.

**Hình 53: Chi phí điện quy dẫn của nhà máy điện mặt trời và điện gió trên bờ mới so với chi phí biên ngắn hạn của nhà máy tua bin khí chu trình hỗn hợp hiện tại ở Việt Nam**



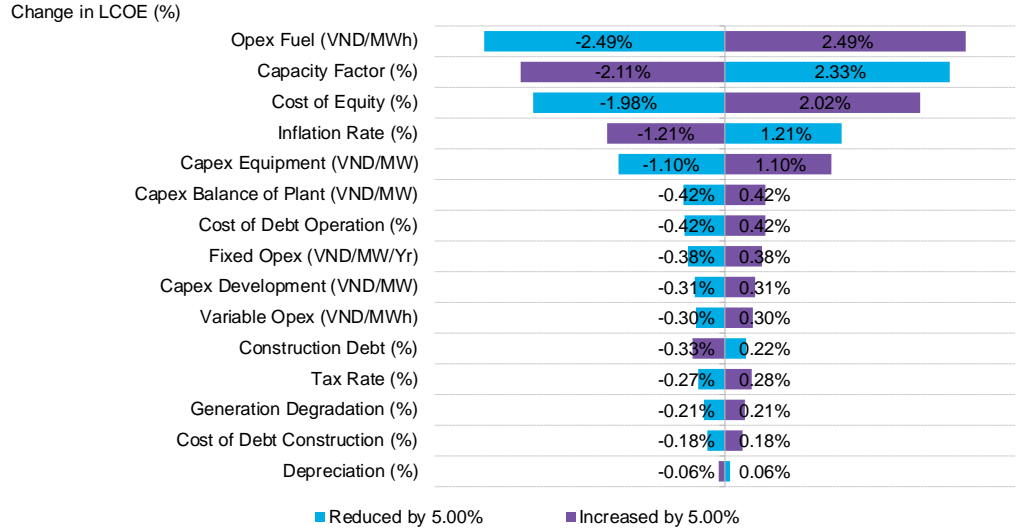
Nguồn: BloombergNEF. Ghi chú: Phạm vi LCOE của TBKHH dao động từ cao hơn 20 % đến thấp hơn 40 % so với giá nhiên liệu tiêu chuẩn.

### Thay đổi hệ số công suất để tác động tối đa đến LCOE

Khi xem xét khả năng cạnh tranh về chi phí của nhiều công nghệ sản xuất điện thì thay vì tiềm năng kỹ thuật của nhà máy, cần cân nhắc hệ số công suất tiềm năng thực hiện được của mỗi nhà máy vì đây là yếu tố đóng góp đáng kể trong LCOE, đặc biệt trong trường hợp của nhà máy điện sử dụng nhiên liệu hóa thạch. Cũng cần lưu ý khả năng cạnh tranh từ sự thâm nhập của năng lượng tái tạo đang gia tăng trong hệ thống điện của Việt Nam.

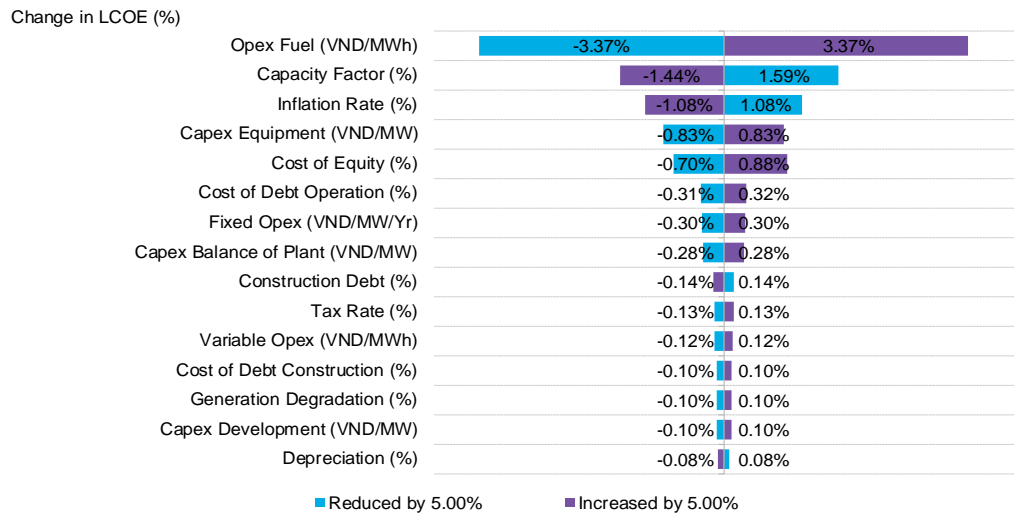
Phân tích của BNEF cho thấy hệ số công suất có tác động đáng kể đến LCOE của các nhà máy điện than và TBKHH. Hệ số công suất tăng 5 % sẽ làm giảm 2,11 % LCOE của nhà máy điện than, trong khi hệ số công suất giảm 5 % sẽ làm tăng 2,33 % LCOE (Hình 54). Đối với nhà máy TBKHH, hệ số công suất tăng 5 % sẽ giảm 1,44 % LCOE, trong khi hệ số công suất giảm 5 % sẽ tăng 1,49 % LCOE (Hình 55).

**Hình 54: Phân tích độ nhạy của chi phí điện quy dẫn của nhà máy điện than tại Việt Nam**



Nguồn: BloombergNEF. Ghi chú: Biểu đồ cho thấy tác động theo tỷ lệ phần trăm đến LCOE của nhà máy điện than tại Việt Nam với phương sai +/-5 % trên mỗi biến số dựa trên kịch bản chi phí tiêu chuẩn.

**Hình 55: Phân tích độ nhạy của chi phí điện quy dẫn của nhà máy điện tua bin khí chu trình hỗn hợp**



Nguồn: BloombergNEF. Ghi chú: Biểu đồ cho thấy tác động theo tỷ lệ phần trăm đến LCOE của nhà máy TBKHH tại Việt Nam với phương sai +/-5 % trên mỗi biến số dựa trên kịch bản chi phí tiêu chuẩn.



Số giờ hoạt động của nhà máy nhiệt điện tại Việt Nam đã được rút ngắn lại do điện từ năng lượng tái tạo hòa vào lưới điện ngày càng nhiều, đặc biệt là điện mặt trời. Trong năm 2022, hệ số công suất của cả hệ thống nhà máy điện than và điện khí tại Việt Nam đều là 47 %, so với mức trước đại dịch tương ứng là 64 % và 66 % vào năm 2019. Mặc dù tổng lượng sản xuất điện trong năm 2022 đã tăng 8 % so với mức năm 2019. Vì Việt Nam đặt mục tiêu phát triển điện mặt trời và điện gió nhiều hơn nên có nhiều khả năng các nhà máy nhiệt điện sẽ bị giới hạn số giờ hoạt động hơn nữa.

PPA của Việt Nam đối với các nhà máy điện than và TBKHH thường có cơ cấu thanh toán công suất gắn liền với mức độ sẵn sàng cung cấp nhất định của nhà máy, trong đó EVN có nghĩa vụ thanh toán bất kể lượng điện ròng hòa vào lưới điện. Quy định này có tác dụng bảo đảm doanh thu cho các chủ đầu tư dự án ở mức độ nào đó. Tuy nhiên, việc đảm bảo thêm nguồn cung điện than và điện khí theo cơ cấu đó sẽ gia tăng gánh nặng tài chính cho EVN vì phải thanh toán cho công suất nhiệt điện không sử dụng. Do đó, có nhiều khả năng sẽ cần tăng giá điện để thu hồi chi phí.

### Việc gia tăng chi phí cấp vốn đe dọa hơn nữa đến tính kinh tế của nhà máy điện than hoặc điện khí mới

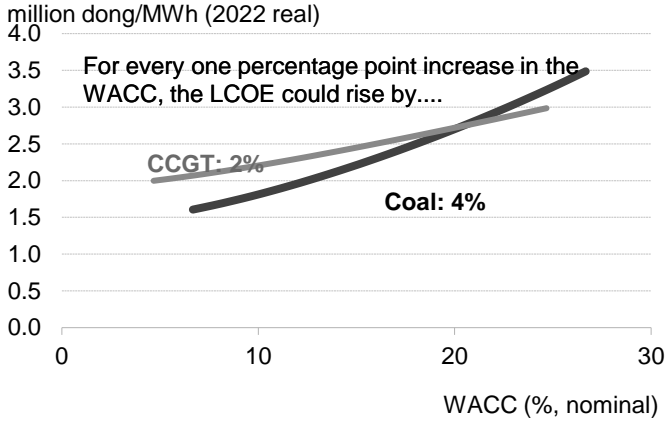
Do tình trạng từ bỏ nhiên liệu hóa thạch trên toàn cầu, đặc biệt là than đá, nên hiện tượng rút vốn khỏi các cơ sở điện than mới đã diễn ra trên diện rộng, ngày càng gia tăng trong các nhà máy điện khí. Hiện tượng các nhà đầu tư ngày càng lưỡng lự đầu tư vào nhà máy điện sử dụng nhiên liệu hóa thạch có nhiều khả năng làm gia tăng chi phí vay vốn đối với các dự án mới.

Phân tích của BNEF cho thấy khi chi phí sử dụng vốn bình quân (WACC) tăng một điểm phần trăm<sup>4</sup> thì LCOE của nhà máy điện than mới chạy thử vào năm 2035 sẽ tăng khoảng 3,93 \$/MWh (tương đương tăng 4 %). Đối với nhà máy TBKHH mới đi vào hoạt động trong cùng năm đó, LCOE sẽ tăng 2,06 \$/MWh (tăng 2 %). Ngoài chi phí cấp vốn cao hơn, các nhà máy điện than và TBKHH có thể phải đối mặt với điều kiện cấp vốn ngày càng khắt khe hơn, ví dụ như tỉ lệ nợ trên vốn chủ sở hữu thấp hơn và kỳ hạn vay ngắn hơn, từ đó càng tạo thêm áp lực lên chi phí.

Khi WACC tăng một điểm phần trăm, LCOE của nhà máy điện mặt trời quy mô lớn mới và nhà máy điện mặt trời quy mô lớn mới kèm hệ thống lưu trữ sẽ tăng tương ứng 2,09 \$/MW (tăng 5,1 %) và 4,12 \$/MWh (tăng 5,1 %). Nếu tính theo giá trị tuyệt đối thì mức tăng này thấp hơn mức tăng của LCOE của nhà máy điện than. Chi phí vốn gia tăng cũng có tác động đáng kể đến nhà máy điện gió trên bờ mới và nhà máy điện gió trên bờ mới kèm hệ thống lưu trữ. Nếu WACC tăng một điểm phần trăm thì mức tăng tương ứng là 3,76\$/MWh (tương đương tăng 5,2 %) và 7,61 USD/MWh (hay tăng 5,8 %).

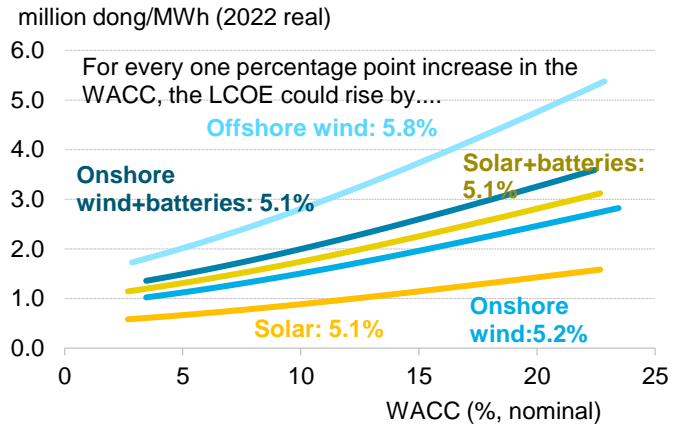
<sup>4</sup> Một nhà máy điện than mới được cấp vốn ở hiện tại có chi phí sử dụng vốn bình quân (WACC) là 7,75 %.

**Hình 56: Chi phí điện quy dẫn của nhà máy điện than và điện khí mới với chi phí vốn thay đổi tại Việt Nam**



Nguồn: BloombergNEF. Ghi chú: WACC là chi phí sử dụng vốn bình quân. Biểu đồ cho thấy LCOE của nhà máy điện chạy thử vào năm 2035.

**Hình 57: Chi phí điện quy dẫn của nhà máy điện năng lượng tái tạo với chi phí vốn thay đổi tại Việt Nam**



Nguồn: BloombergNEF. Ghi chú: WACC là chi phí sử dụng vốn bình quân. Chi phí lưu trữ được tính cho hệ thống pin lưu trữ trong bốn giờ. Biểu đồ cho thấy LCOE của nhà máy điện chạy thử vào năm 2035.

## **Phụ lục F. Tài liệu thông tin về các công nghệ**

Cần giảm ngay phát thải khí nhà kính để giảm thiểu biến đổi khí hậu.

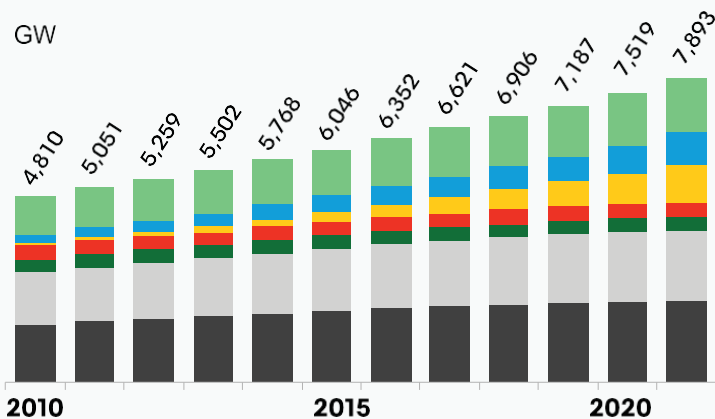
Sản xuất điện là nguồn phát thải đơn lẻ lớn nhất do phụ thuộc nhiều vào nhiên liệu hóa thạch.

Do chi phí của các công nghệ điện mặt trời và điện gió giảm mạnh nên hiện tại, đây là nguồn sản xuất điện ít tốn kém nhất ở hầu hết các quốc gia.

# Sự chuyển dịch của ngành điện

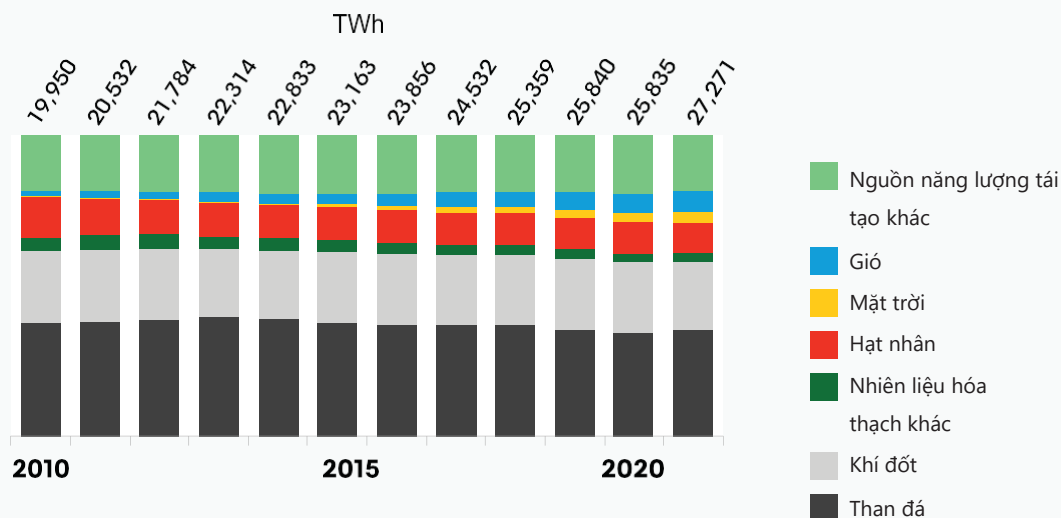
Từ trước đến nay, các nhà máy điện than và điện khí vẫn luôn chiếm ưu thế trong lĩnh vực sản xuất điện. Tuy nhiên, thị phần của điện mặt trời và điện gió đang tăng lên nhờ có chi phí thấp hơn và các chính sách hỗ trợ.

Công suất sản xuất điện lắp đặt trên toàn cầu



Nguồn: BloombergNEF.

Cơ cấu sản xuất điện trên toàn cầu

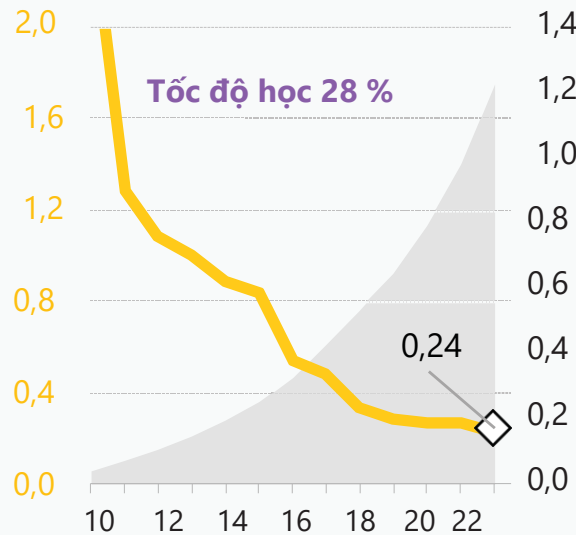


## Sự chuyển dịch của ngành điện

Hiện nay, điện gió trên bờ hoặc năng lượng mặt trời quy mô lớn là những nguồn sản xuất điện quy mô lớn ít tốn kém nhất tại các quốc gia chiếm 82 % lượng điện sản xuất trên toàn cầu. Do quy mô sản xuất và khai thác các nguồn tái tạo được mở rộng kết hợp với cải tiến công nghệ nên chi phí giảm đáng kể.

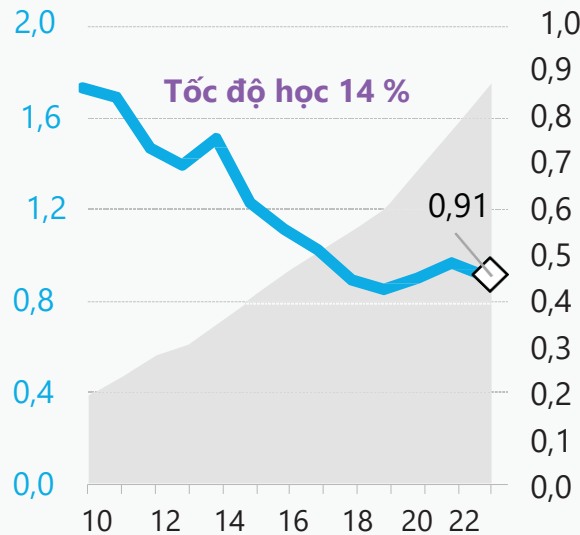
### Giá tấm pin năng lượng mặt trời

triệu USD/MW (giá thực tế năm 2022) TWh



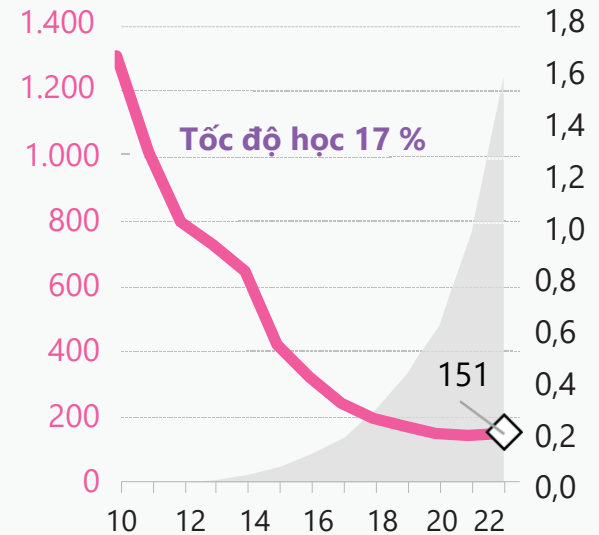
### Giá tua bin điện gió trên bờ

triệu USD/MW (giá thực tế năm 2022) TWh



### Giá bộ pin lithium

triệu USD/kWh (giá thực tế năm 2022) TWh

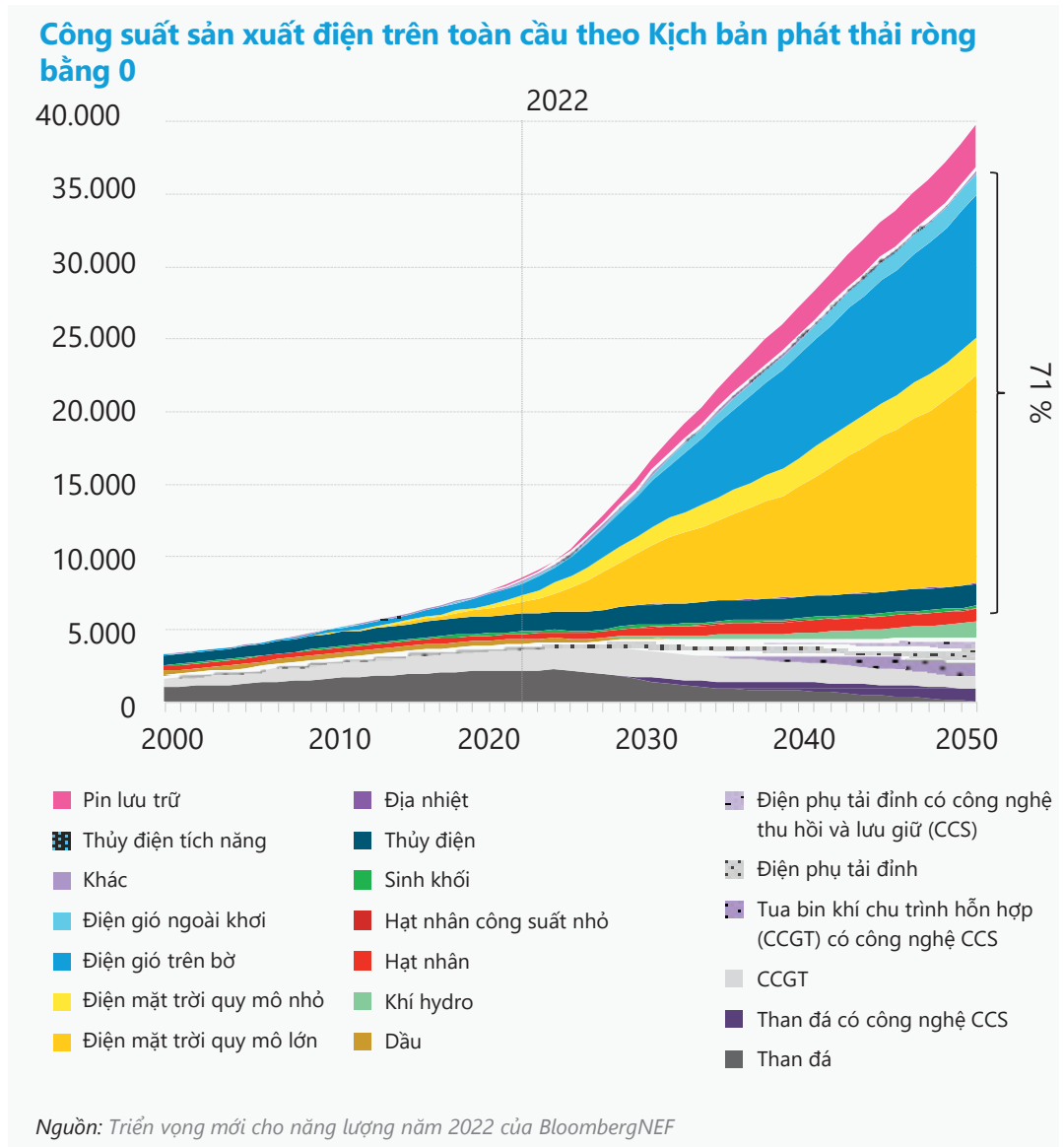
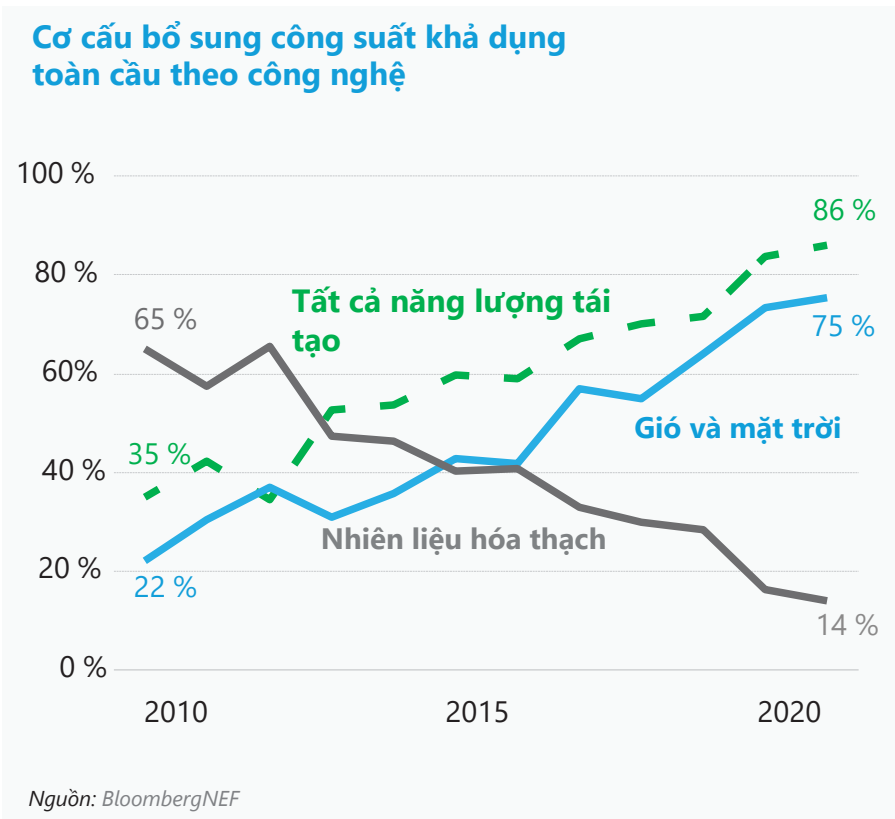


Nguồn: BloombergNEF.

Ghi chú: Vùng màu xám cho biết công suất điện lắp đặt cộng dồn trên toàn cầu của mỗi công nghệ.

# Sự chuyển dịch của ngành điện

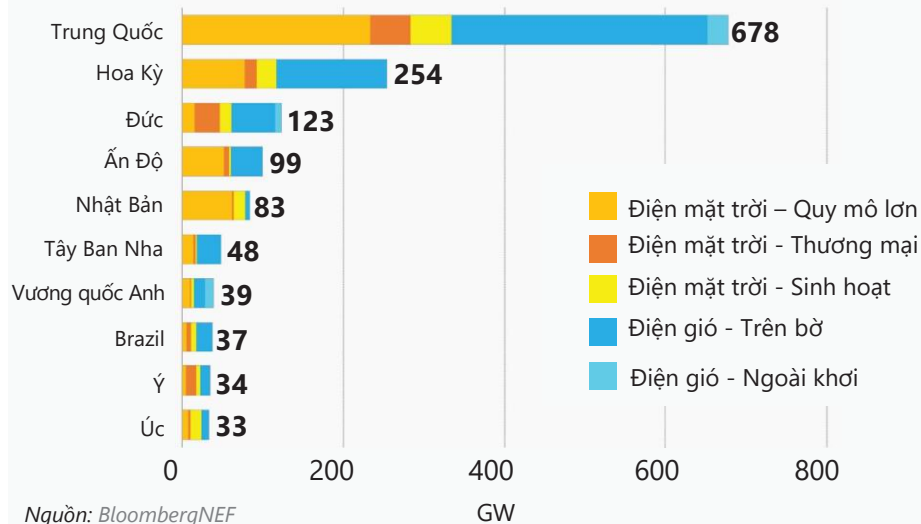
Phần bổ sung của công suất điện mặt trời và điện gió đã vượt quá 50 % phần bổ sung công suất khả dụng toàn cầu hàng năm trong năm 2017. Theo Kịch bản phát thải ròng bằng 0 của BNEF, điện mặt trời và điện gió sẽ chiếm khoảng 71 % công suất điện toàn cầu vào năm 2050.



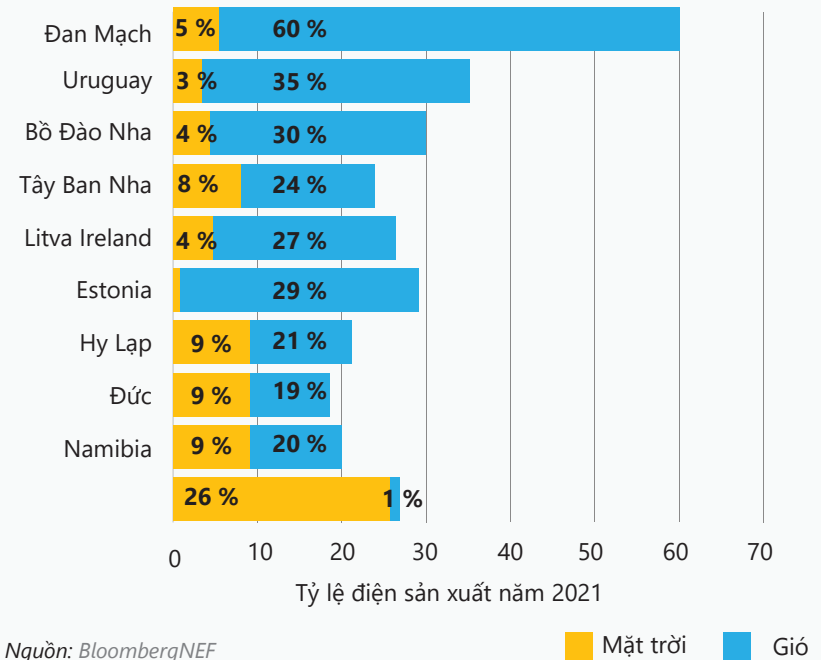
# Tích hợp điện mặt trời và gió vào hệ thống

Tính biến động khi sản xuất điện mặt trời và điện gió thường làm dấy lên những mối quan ngại về vận hành, vì hầu hết các thị trường điện đều được bố trí quanh những nhà máy nhiệt điện có thể được điều độ. Tuy nhiên, khi tính linh hoạt của hệ thống trở thành một đặc trưng xác định trong hoạt động của hệ thống điện thì đã có sẵn các giải pháp phần mềm và phần cứng để tích hợp các nguồn năng lượng tái tạo.

**10 quốc gia có công suất điện gió và điện mặt trời lắp đặt cao nhất năm 2021**



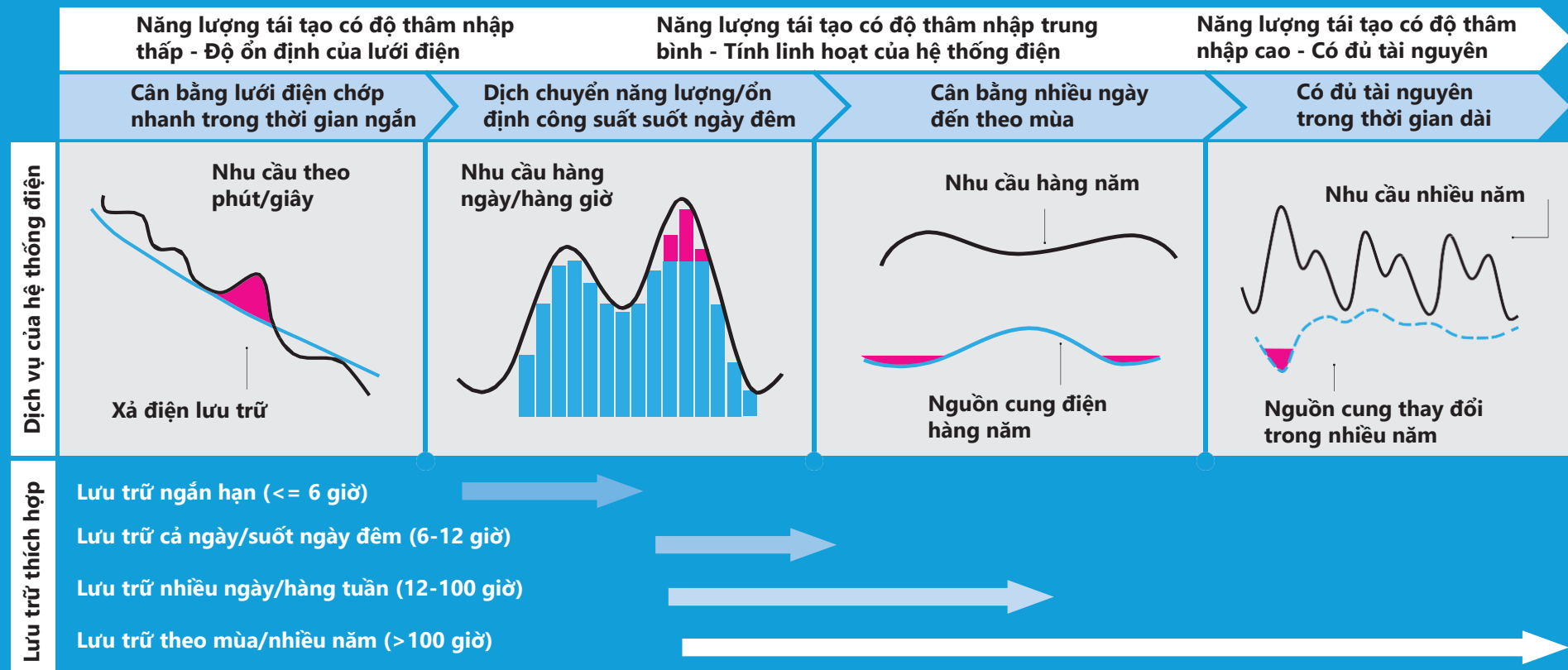
**10 quốc gia có tỷ lệ công suất điện gió và điện mặt trời hàng năm cao nhất năm 2021**



Điện mặt trời và điện gió đã đóng góp hơn một phần tư lượng điện sản xuất hàng năm ở nhiều quốc gia.

# Tích hợp điện mặt trời và gió vào hệ thống

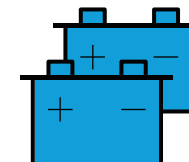
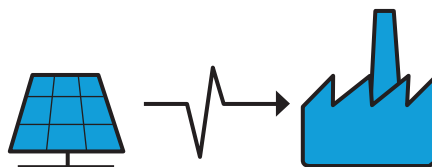
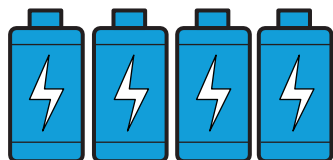
Thời gian cân bằng cần thiết khác nhau



Nguồn: BloombergNEF



## Tích hợp điện mặt trời và gió vào hệ thống



### Pin

Khả năng đáp ứng nhanh của pin lưu trữ, đặc biệt là pin lithium, giúp pin trở nên vô cùng thích hợp để giảm nhẹ tính biến động của điện gió và điện mặt trời. Trong đó bao gồm các ứng dụng như kiểm soát tần suất cũng như dịch chuyển năng lượng hàng giờ. Đến cuối năm 2022, BloombergNEF ước tính 16 GW/35 GWh của các hệ thống lưu trữ điện sử dụng pin trên toàn cầu.

Pin lưu trữ có thể lưu trữ lượng điện sản xuất dư từ các nguồn năng lượng tái tạo trong những thời điểm cầu thấp và/hoặc quá tải lưới điện cao ở địa phương và sau đó xả điện đã lưu trữ trong những thời điểm có cầu cao hơn và/hoặc quá tải lưới điện thấp hơn. Qua đó, pin trợ giúp cho người vận hành hệ thống và chủ đầu tư dự án năng lượng tái tạo bằng cách giảm nhu cầu cắt giảm công suất, đồng thời giảm tổng chi phí của hệ thống điện nhờ tận dụng lưới điện hiệu quả hơn.

### Quản lý cung và cầu

Sản xuất điện từ nguồn năng lượng tái tạo không cố định, dù thay đổi nhưng có thể dự đoán trước. Việc khai thác các công cụ dự báo phụ tải và lượng sản xuất có thể góp phần đảm bảo tính chắc chắn trong hoạt động sản xuất điện từ năng lượng tái tạo không cố định và hỗ trợ vận hành lưới điện. Việc sử dụng phụ tải có thể được kiểm soát, ví dụ như nhà máy điện ảo, điều chỉnh phụ tải điện và lược đồ tải điện gián đoạn có thể giúp ổn định lưới điện và gia tăng tính linh hoạt.

### Hệ thống lưu trữ điện dài hạn

Để các nguồn năng lượng tái tạo có mức độ thâm nhập cao, cần có các nguồn linh hoạt theo nhiều thang thời gian, từ mili giây cho đến công suất nhiều năm. So với pin lưu trữ ngắn hạn, hệ thống lưu trữ điện dài hạn như hệ thống thủy điện tích năng và hệ thống lưu trữ khí nén có thể cung cấp dịch vụ truyền tải điện đa dạng hơn.

Tuy nhiên, hầu hết các công nghệ vẫn đắt đỏ hơn rất nhiều so với pin lithium và có thể phải đối mặt với khả năng sinh lời thấp ở hiện tại.

# Các tùy chọn công nghệ để giảm lượng phát thải từ nhiệt điện

Trong ngành điện, cách trực tiếp và tiết kiệm nhất để giảm thiểu phát thải là thông qua tăng quy mô của năng lượng tái tạo. Đây là giải pháp có thể triển khai ngay ở thời điểm hiện tại.

## Đốt cùng hoặc trộn nhiên liệu là gì?

### Nhà máy điện than

Đốt than cùng các nhiên liệu thay thế sạch hơn là hoạt động dùng ammoniac hoặc sinh khối thay thế một phần than đá được sử dụng để sản xuất điện.

### Nhà máy điện khí

Trộn khí hydro bao gồm bơm khí hydro vào khí thiên nhiên dùng cho tua bin khí.

Tỷ lệ đốt cùng hoặc trộn thấp chỉ yêu cầu ít điều chỉnh đối với nhà máy nhiệt điện hiện tại. Tuy nhiên, tỷ lệ thấp như vậy chỉ giảm được rất ít lượng phát thải.

Hoạt động đốt than cùng ammoniac hoặc sinh khối và trộn khí hydro với khí thiên nhiên có thể tính theo tỷ lệ thể tích hoặc tỷ lệ năng lượng. Mỗi nhiên liệu có mật độ thể tích năng lượng

riêng. Tất cả các nhiên liệu sạch hơn (khí hydro, ammoniac và sinh khối) đều có mật độ thể tích năng lượng thấp hơn nhiên liệu hóa thạch. Do đó, nhiên liệu sạch hơn cần có thể tích lớn hơn so với nhiên liệu hóa thạch được thay thế để sản xuất cùng một lượng điện.

Trong khi sản xuất điện, hệ số phát thải trung bình của nhà máy điện than là khoảng 0,9 tCO<sub>2</sub>/MWh, trong khi hệ số phát thải trung bình của tua bin khí chu trình hỗn hợp (TBKHH) là khoảng 0,4 tCO<sub>2</sub>/MWh. Để có hệ số phát thải thấp hơn TBKHH, nhà máy điện than sẽ phải đốt ammoniac cùng than ở tỷ lệ mức năng lượng cao hơn 50 % (hay khoảng 80 % nếu tính theo tỷ lệ thể tích trộn).

Do không phát thải trong khi sản xuất điện nên các nguồn năng lượng tái tạo là lựa chọn tốt nhất để giảm phát thải của ngành điện.

Một số quốc gia và công ty đang cân nhắc giảm phát thải từ các nhà máy nhiệt điện sử dụng nhiên liệu hóa thạch bằng cách chuyển sang các nhiên liệu không chứa các-bon như khí hydro và/hoặc lắp đặt hệ thống thu hồi và lưu trữ (CCS).

Những chiến lược này phụ thuộc vào quy mô thương mại của các công nghệ mới phức tạp và tình trạng thiết lập của các chuỗi cung ứng toàn cầu mới.

Những chiến lược này cũng sẽ phải cạnh tranh công suất lưu trữ các-bon và nhiên liệu sạch với các hoạt động khác như hàng không và vận chuyển vốn có ít lộ trình thay thế để cắt giảm các-bon hơn.

# Các tùy chọn công nghệ để giảm phát thải từ hoạt động nhiệt điện

## Tùy chọn

**Đốt than cùng ammoniac (NH<sub>3</sub>)**

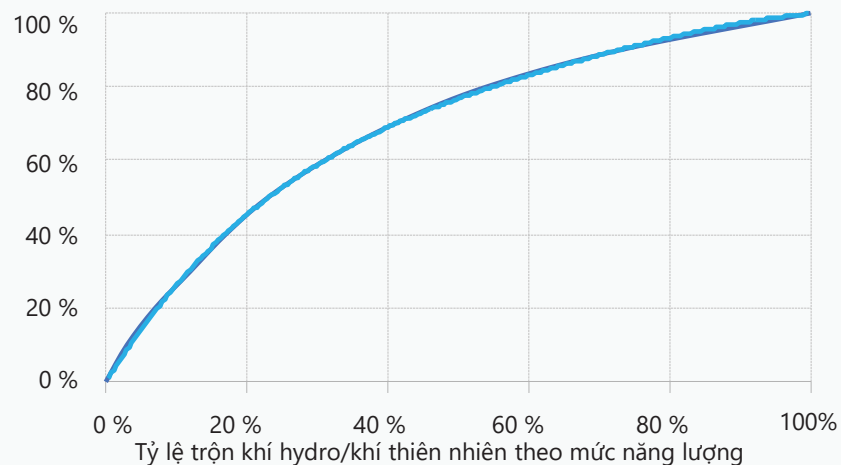
**Đốt than cùng sinh khối**

**Trộn khí đốt cùng khí hydro (H<sub>2</sub>)**

**Công nghệ thu hồi và lưu trữ (CCS)**

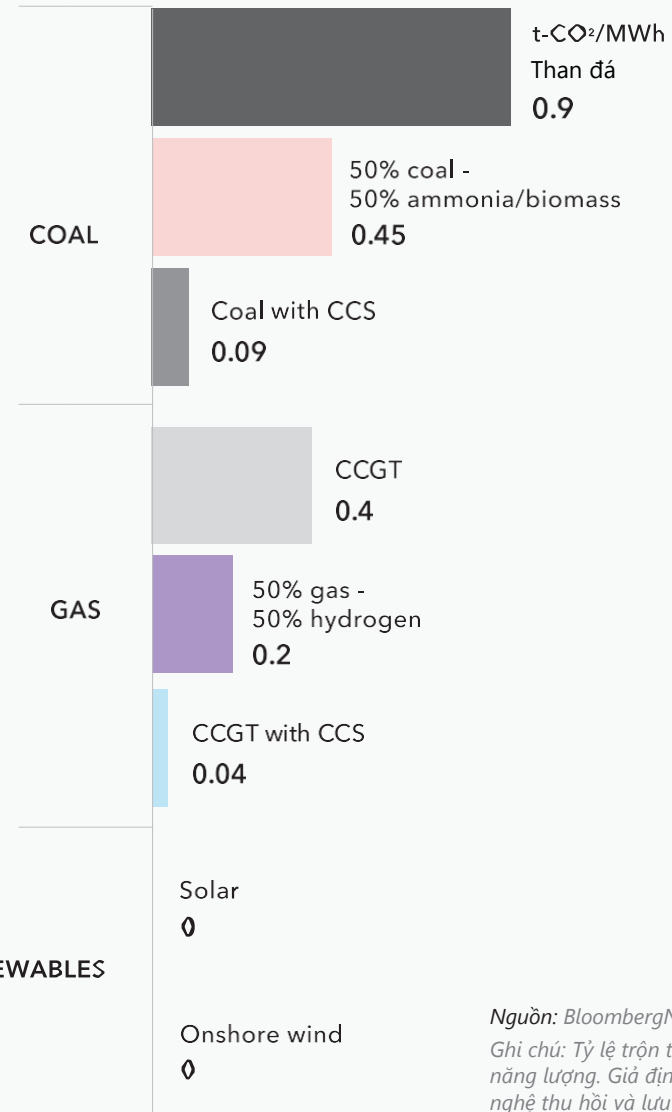
## Mối quan hệ giữa năng lượng và thể tích để trộn khí hydro

Tỷ lệ trộn khí hydro/khí thiên nhiên theo thể tích



Nguồn: BloombergNEF, GE, Biến điện năng thành khí: Khí hydro để sản xuất điện

## Cường độ phát thải trung bình của nhiều công nghệ sản xuất điện trong khi hoạt động



Nguồn: BloombergNEF.

Ghi chú: Tỷ lệ trộn tính theo mức năng lượng. Giả định các công nghệ thu hồi và lưu trữ (CCS) có tỷ lệ thu hồi là 90%.

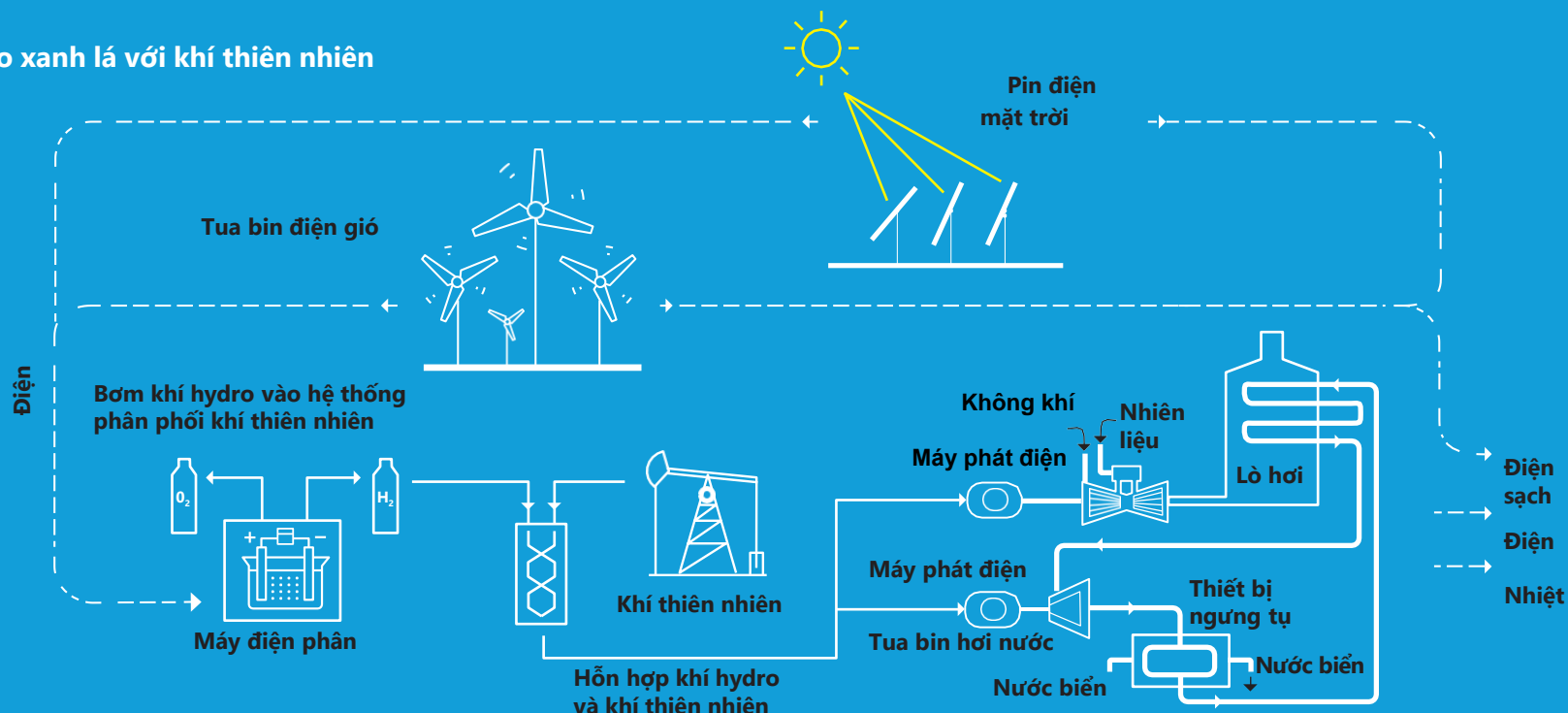
# Nâng cấp các nhà máy điện khí để sử dụng khí hydro

Một số quốc gia và công ty đang cân nhắc việc trộn khí hydro với khí thiên nhiên vì khí hydro là nhiên liệu giảm carbon cho tua bin khí chu trình hỗn hợp (CCGT). Để đạt mục tiêu không phát thải, CCGT sẽ cần có khả năng sử dụng 100 % nhiên liệu khí hydro.

Đồng thời phải sản xuất nhiên liệu khí hydro sao cho không phát thải, cũng như giảm thiểu tình trạng rò rỉ khí hydro trong quá trình sản xuất, vận chuyển và tiêu thụ vì khí hydro là khí nhà kính gián tiếp, có khả năng làm nóng toàn cầu cao hơn đáng kể so với carbon dioxit.

Cần đầu tư đáng kể để nâng cấp CCGT hiện tại cho tương thích với hàm lượng nhiên liệu khí hydro cao. Ngoài ra, hoạt động sản xuất, vận chuyển và lưu trữ khí hydro sạch sẽ cần khoản đầu tư mới đáng kể.

## Trộn khí hydro xanh lá với khí thiên nhiên



## Nâng cấp nhà máy điện khí để sử dụng khí hydro

### Dán nhãn khí hydro

Ngành công nghiệp hydro sử dụng các nhãn như màu xanh lá cây và xanh da trời để tóm tắt cách sản xuất khí hydro. Các phương pháp sản xuất có khối lượng khí nhà kính thải ra khác nhau. Các nhãn khí hydro phổ biến nhất là:

#### XANH LÁ CÂY

Được sản xuất thông qua điện phân nước bằng điện từ năng lượng tái tạo. Phương pháp này phát thải ít hoặc không phát thải khí nhà kính.

#### XANH DA TRỜI

Được sản xuất thông qua nhiệt hóa khí metan hoặc khí hóa than kết hợp với công nghệ thu hồi và lưu trữ (CCS) CO<sub>2</sub>. Phương pháp này phát thải nhiều hơn khí hydro xanh lá cây nhưng ít hơn khí hydro xám.

#### XÁM

Được sản xuất thông qua nhiệt hóa khí metan hoặc khí hóa than mà không có công nghệ CCS. Đây là phương pháp phổ biến nhất hiện nay. Phương pháp này thải ra khối lượng lớn CO<sub>2</sub>.

## Khí hydro có thể sử dụng phù hợp hơn ở đâu để decarbonization?

### Decarbonization trong sản xuất ammoniac

Có thể tận dụng hoạt động sản xuất ammoniac từ khí hydro sạch để khử carbon trong hoạt động sản xuất phân bón và ngành nông nghiệp, cũng như tách giá riêng phân bón với giá khí thiên nhiên.

### Decarbonization trong những ngành khó giảm thiểu khí nhà kính

Có thể sử dụng khí hydro sạch trong các ngành công nghiệp nặng khó hoặc không thể điện khí hóa trực tiếp, ví dụ như sản xuất metanol, sản xuất thép và nhôm, vận chuyển và hàng không cũng như cung cấp điện phụ tải đỉnh.



### Rủi ro và cân nhắc khi trộn khí hydro với khí thiên nhiên

#### Chi phí nhiên liệu và cơ sở hạ tầng

Vận chuyển khí hydro bằng đường biển sẽ tốn kém hơn nhiều so với LNG, bất kể sử dụng loại phương tiện nào để chứa khí hydro. Quy trình này cũng yêu cầu cơ sở hạ tầng vận chuyển mới.

#### Tác động đến giá điện

Chi phí nhiên liệu cao hơn sẽ kéo theo giá bán điện tăng lên, gây rủi ro đến giá điện phải chăng, đặc biệt là ở các nền kinh tế đang nổi.

#### Lợi ích giảm phát thải

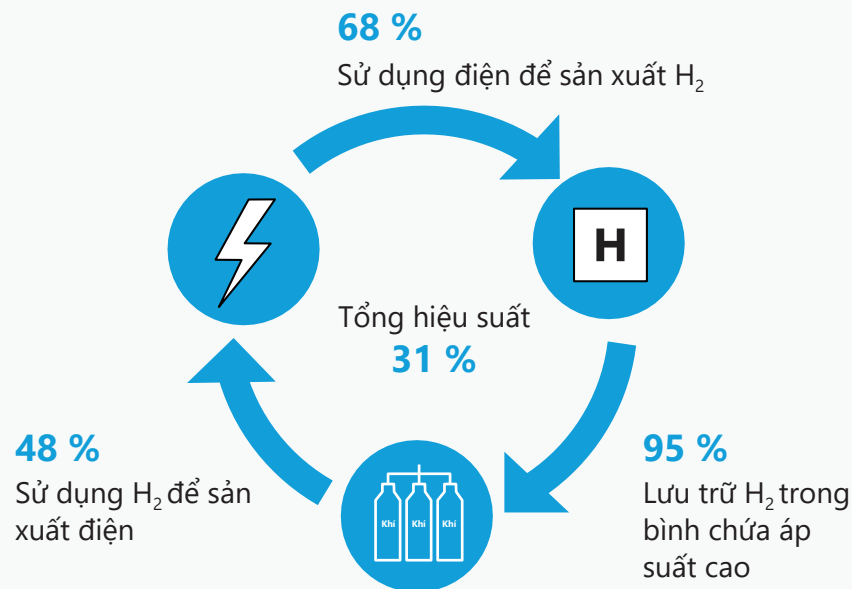
Do khí hydro có mật độ thể tích năng lượng thấp hơn nên chỉ có thể giảm phát thải rõ rệt ở tỷ lệ trộn trên 50 %, ngay cả đối với khí hydro xanh lá cây hoặc xanh da trời. Do đó cần mua khối lượng lớn khí hydro, dẫn đến chi phí tốn kém. Ngoài ra, TBKHH sử dụng tỷ lệ trộn khí hydro cao vẫn đang trong giai đoạn phát triển.

#### An toàn

Tương tự như khí thiên nhiên, khí hydro cũng là chất rất dễ cháy. Do khí hydro có kích thước phân tử nhỏ hơn, không có mùi và màu nên có thể khó bị phát hiện khi rò rỉ. Do tính hóa giòn của khí hydro nên không thể sử dụng phần lớn cơ sở hạ tầng phân phối khí thiên nhiên hiện tại cho hàm lượng khí hydro cao.

## Nâng cấp các nhà máy điện khí để sử dụng khí hydro

### Hiệu suất chu trình nạp-thải của hệ thống lưu trữ điện qua khí hydro



Nguồn: BloombergNEF.

Sản xuất điện từ khí hydro có hiệu suất thấp hơn so với sử dụng điện trực tiếp từ các nhà máy điện sử dụng năng lượng tái tạo.

Hiệu suất chu trình nạp-thải thấp khi sử dụng điện sạch để sản xuất khí hydro trước rồi dùng khí hydro đó trong TBKHH để sản xuất điện có nghĩa là phương pháp đó không có lợi về kinh tế.

Để sản xuất cùng một lượng điện, cần công suất điện mặt trời cao gấp 3-5 lần để sản xuất khí hydro cần thiết so với trực tiếp sử dụng điện từ năng lượng tái tạo.

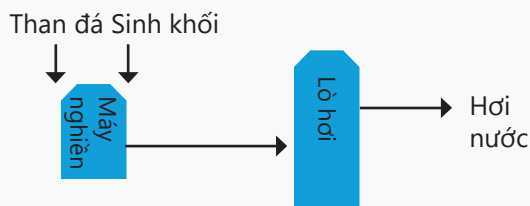
Việc sử dụng ít khí hydro sạch để cấp nhiên liệu cho tua bin khí chu trình mở làm phương án dự phòng trong lưới điện chủ yếu sử dụng năng lượng tái tạo có thể có lợi về kinh tế trong tương lai. Tuy nhiên, TBKHH sử dụng khối lượng lớn nhiên liệu, có nghĩa là việc sử dụng khí hydro sạch để khử carbon cho các nhà máy điện tạo "phụ tải cơ bản" sẽ không sinh lợi.

# Nâng cấp các nhà máy điện than để đốt cùng

## Đốt than cùng sinh khối

Đốt than cùng sinh khối bao gồm dùng sinh khối thay thế một phần than đá được sử dụng để sản xuất điện thông qua đốt cùng trực tiếp hoặc khí hóa sinh khối hoặc đốt cùng song song. Đốt cùng sinh khối đã được triển khai rộng rãi tại nhiều thị trường, bao gồm cả Hoa Kỳ và châu Âu. Việc sử dụng sinh khối thay thế làm giảm phát thải khí nhà kính so với sản xuất điện chỉ sử dụng than đá.

### Đốt cùng trực tiếp

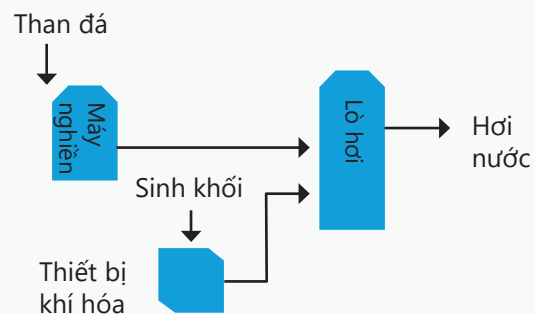


Sinh khối được xử lý (nếu cần), trộn với than đá và nạp trực tiếp vào lò hơi.

Quy trình này yêu cầu ít điều chỉnh nhất. Tỷ lệ trộn thấp chỉ yêu cầu ít nâng cấp, ví dụ như silo mới có nắp che để lưu trữ nguyên liệu đầu vào.

Tuy nhiên, khi trực tiếp đốt than cùng sinh khối thì có thể dẫn đến kết xỉ và tắc nghẽn vì tạo ra tro, do đó giới hạn tỷ lệ đốt cùng.

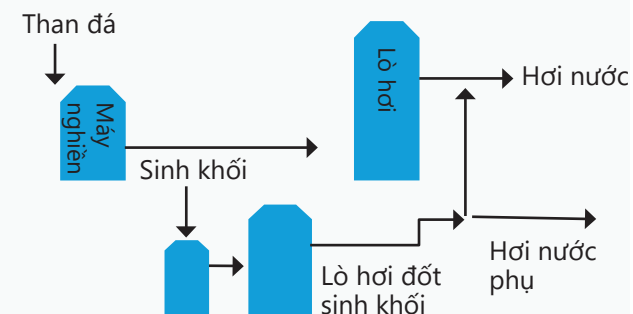
### Khí hóa sinh khối



Sinh khối dạng rắn được chuyển đổi thành khí tổng hợp trong thiết bị khí hóa, sau đó được bơm vào lò hơi để sản xuất điện.

Quy trình này giảm tình trạng kết xỉ vì không trực tiếp nạp sinh khối vào lò hơi. Tuy nhiên, cần lắp đặt thiết bị khí hóa riêng, do đó làm tăng chi phí nâng cấp.

### Đốt cùng song song



Sinh khối được xử lý và đốt trong lò hơi riêng để sản xuất hơi nước, sau đó được dùng để sản xuất điện trong nhà máy điện than.

Công nghệ này có thể đạt được tỷ lệ đốt cùng cao hơn nhưng sẽ tốn kém nhất do cần xây dựng thêm công trình cơ sở hạ tầng. Hoạt động nâng cấp có khả thi hay không cũng sẽ phụ thuộc vào thiết kế của cơ sở hiện tại.

## Nâng cấp nhà máy điện than để đốt cùng



### Rủi ro và cân nhắc

#### Độ phù hợp của nguyên liệu sinh khối đầu vào

Loại sinh khối phù hợp và hoạt động xử lý cần thiết đối với nguyên liệu đầu vào (ví dụ: kích thước hạt) sẽ thay đổi tùy theo công nghệ đốt than của nhà máy điện.

#### Cân nhắc về độ phù hợp

Sinh khối được coi là không phát thải. Tuy nhiên, mọi người ngày càng xem xét kỹ chất lượng nguồn cung cấp nhiên liệu sinh khối, bao gồm cả các khía cạnh bền vững và môi trường của các nguồn nhiên liệu sinh khối, trong đó có các mối quan ngại về nạn phá rừng.

#### Hậu cần

Tính khả thi về kinh tế khi đốt than cùng sinh khối có thể thay đổi theo từng dự án và địa điểm. Mật độ thể tích năng lượng của sinh khối thấp hơn nhiên liệu hóa thạch khi có cùng thể tích, do đó có chi phí hậu cần cao hơn.

## Đốt than cùng ammoniac

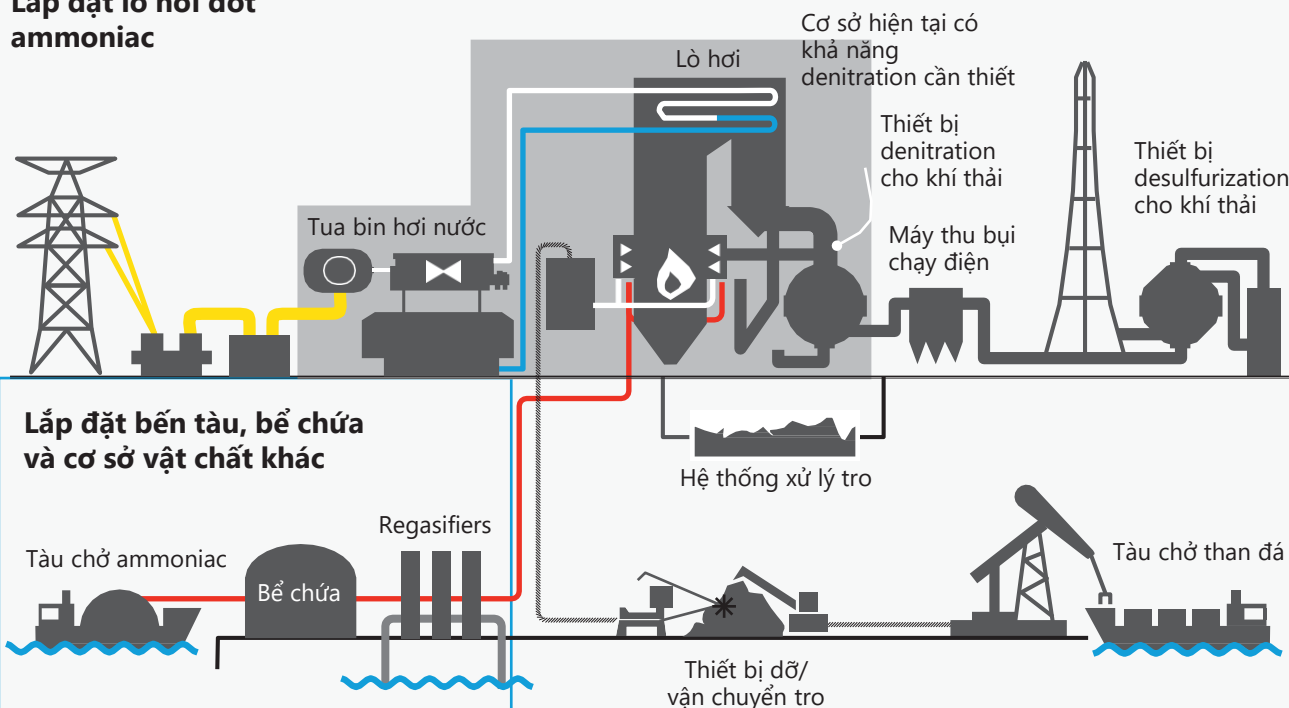
Đốt than cùng ammoniac chỉ hoạt động dùng ammoniac thay thế một phần than đá được sử dụng để sản xuất điện. Tính đến nay, các nhà máy điện than thương mại chưa được kiểm định để đốt cùng ammoniac ở tỷ lệ năng lượng trên 20 %.

Tỷ lệ đốt cùng của ammoniac cao hơn yêu cầu nhiều chi phí vốn hơn để nâng cấp lò hơi của nhà máy điện than, cũng như lưu trữ ammoniac tại cơ sở và trang thiết bị tiên tiến hơn để thu hồi phát thải ni tơ oxit.

Ammoniac thường được gọi là nhiên liệu "carbon thấp" vì không phát thải carbon trong khi đốt. Lợi ích giảm phát thải thực tế từ hoạt động đốt than cùng ammoniac phụ thuộc vào loại và nguồn sản xuất ammoniac.

Ammoniac xám thu được từ khí hydro tạo ra từ nhiên liệu hóa thạch không sử dụng công nghệ giảm thiểu khí nhà kính sẽ chỉ giảm ít phát thải, ngay cả khi ở tỷ lệ đốt cùng 100 %. Công nghệ này cũng thường bị chỉ trích là kéo dài thời gian hoạt động của nhà máy điện than.

### Lắp đặt lò hơi đốt ammoniac





## Nâng cấp nhà máy điện than để đốt cùng

### Dán nhãn ammoniac

Ngành công nghiệp ammoniac sử dụng các nhãn như màu xanh lá cây và xanh da trời để tóm tắt cách sản xuất khí hydro. Các phương pháp sản xuất có khối lượng khí nhà kính thải ra khác nhau. Các nhãn ammoniac phổ biến nhất là:

#### XANH LÁ CÂY

Thu được từ khí hydro được sản xuất thông qua điện phân nước bằng điện từ năng lượng tái tạo.

#### XANH DA TRỜI

Thu được từ khí hydro được sản xuất thông qua nhiệt hóa khí metan hoặc khí hóa than kết hợp với công nghệ thu hồi và lưu trữ (CCS).

#### XÁM

Thu được từ khí hydro được sản xuất thông qua nhiệt hóa khí metan hoặc khí hóa than mà không có công nghệ CCS. Đây là phương pháp phổ biến nhất hiện nay, phát thải khối lượng lớn carbon.

## Ammoniac có thể sử dụng phù hợp hơn ở đâu để cắt giảm các-bon?

### Thay thế ammoniac sản xuất từ nhiên liệu hóa thạch

Ammoniac là hợp chất cơ bản để sản xuất phân bón, từ đó tạo điều kiện để chế biến thực phẩm khối lượng lớn. Trên toàn thế giới, 81 % ammoniac được sản xuất được dùng cho mục đích này, trong khi lượng ammoniac còn lại được dùng cho các quy trình công nghiệp. Có thể sử dụng ammoniac xanh lá cây để

khử carbon cho hoạt động sản xuất phân bón và ngành nông nghiệp, đồng thời tách riêng giá phân bón với giá khí thiên nhiên.

### Cắt giảm các-bon trong những ngành khó giảm thiểu khí nhà kính

Có thể sử dụng ammoniac trong các ngành công nghiệp nặng khó hoặc không thể điện khí hóa trực tiếp, ví dụ như vận chuyển và hàng không.



### Rủi ro và cần nhắc khi đốt than cùng ammoniac

#### Chi phí nhiên liệu

Phân tích hiện tại của BNEF cho thấy chi phí nhiên liệu hỗn hợp gồm than đá và ammoniac tốn kém hơn giá nhiên liệu than đá, cho dù ở tỷ lệ đốt cùng thấp. Đối với ammoniac nhập khẩu, chi phí hậu cần (chi phí vận chuyển, lưu trữ và chuyển đổi) có tác động đáng kể đến chi phí cung cấp cuối cùng. Hiện tại, những chi phí này có thể khiến chi phí thu mua ammoniac cuối cùng hơn cả gấp đôi so với chi phí sản xuất khí hydro.

#### Tác động đến giá bán điện

Chi phí nhiên liệu cao hơn sẽ kéo theo giá điện tăng lên, gây rủi ro đến giá điện phải chăng, đặc biệt là ở các nền kinh tế đang nổi.

#### Lợi ích giảm phát thải

Do ammoniac có mật độ thể tích năng lượng thấp hơn nên chỉ có thể giảm phát thải rõ rệt ở tỷ lệ đốt cùng trên 50 %, ngay cả đối với ammoniac xanh lá cây và xanh da trời. Do đó cần mua khối lượng lớn ammoniac, dẫn đến chi phí tốn kém.

#### An toàn

Ammoniac rất dễ cháy và nổ ở nhiệt độ cao. Do ammoniac có độc tính nên cần bảo quản nhiên liệu cẩn thận, vì hóa chất này có thể gây ra mối đe dọa nghiêm trọng đến sức khỏe. Khi phản ứng với nước, hóa chất này sẽ hình thành amoni hydroxit, là chất ăn mòn và gây tổn thương tế bào trong cơ thể khi tiếp xúc. Ammoniac dễ bị phát hiện khi rò rỉ hơn vì có mùi nhưng tiếp xúc với ammoniac có thể gây chết người.

# Công nghệ thu hồi và lưu trữ

Việc nâng cấp nhà máy nhiệt điện hiện tại với công nghệ CCS có thể tốn kém, tùy thuộc vào khoảng cách tới cơ sở lưu trữ carbon. Các công nghệ CCS hiện tại cũng không thu hồi được 100 % lượng phát thải.

## Cân nhắc đối với công nghệ thu hồi và lưu trữ

### Tính khả thi về kỹ thuật

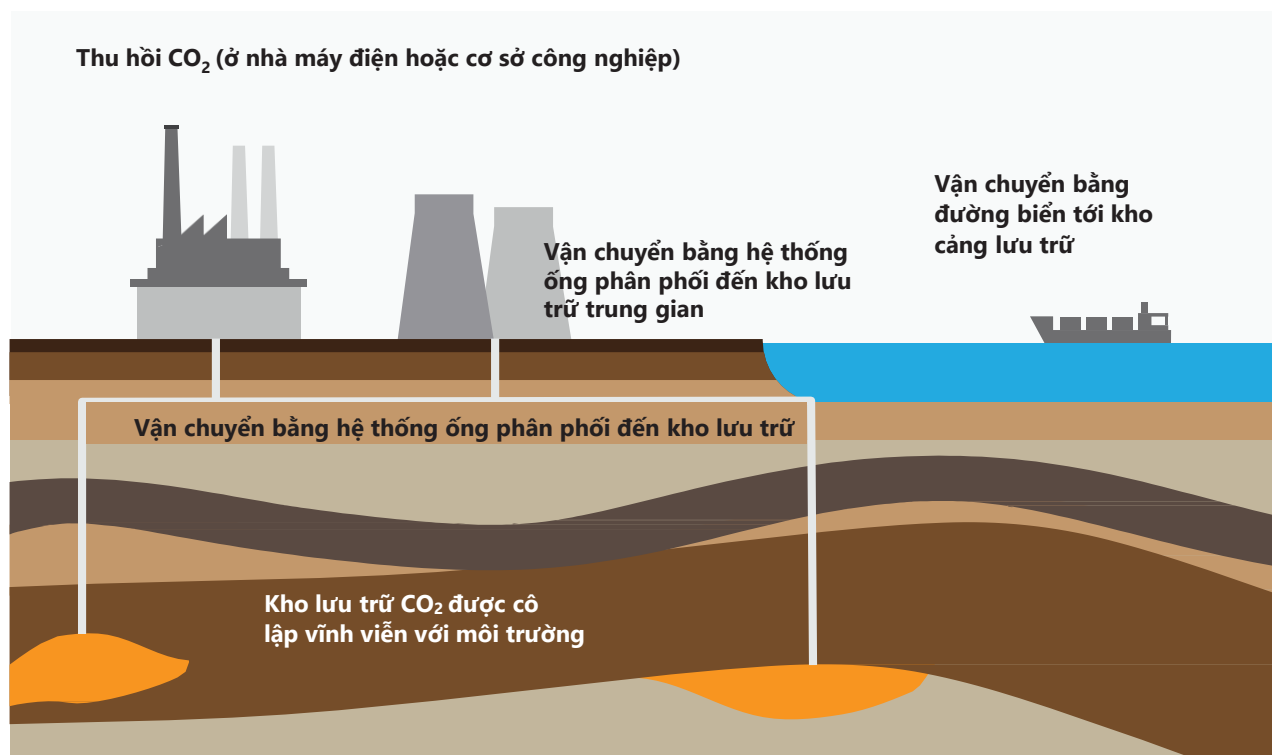
Cơ sở ban đầu của nhà máy nhiệt điện hiện tại phải có thiết kế đáp ứng thông số kỹ thuật thiết kế ban đầu. Có thể cần thêm hệ thống bổ sung cho cơ sở, đây là hoạt động phức tạp về kỹ thuật và hậu cần. Do những giới hạn trên nên xét về mặt kinh tế, không phải nhà máy nhiệt điện nào cũng có thể được nâng cấp với công nghệ CCS.

### Tình trạng sẵn có của cơ sở lưu trữ carbon

Để triển khai công nghệ này cần có sẵn cơ sở lưu trữ carbon, ví dụ như mỏ dầu và khí đã khai thác kiệt hoặc tầng ngậm nước ở độ sâu thích hợp.

### Hiệu suất

Dự án thu hồi và lưu trữ thường đặt mục tiêu đạt tỷ lệ thu hồi carbon là 90 %. Tuy nhiên, tỷ lệ thu hồi của các dự án hiện tại vẫn thấp hơn 90 %.



# Giới thiệu về chúng tôi

## Thông tin liên hệ chi tiết

### Bộ phận giải đáp thắc mắc của khách hàng:

- Bloomberg Terminal: nhấn phím [<Help>](#) (Trợ giúp) hai lần
- Email: [support.bnef@bloomberg.net](mailto:support.bnef@bloomberg.net)

Caroline Chua	Chuyên gia, Đông Nam Á
Isshu Kikuma	Cộng sự Cấp cao, Nhật Bản
TS. Ali Izadi-Najafabadi	Giám đốc Nghiên cứu APAC
Amar Vasdev	Cộng sự Cấp cao, Kinh tế Năng lượng

## Bản quyền

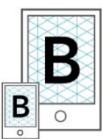
© Bloomberg Finance L.P. 2023. Ấn phẩm này thuộc bản quyền của Bloomberg Finance L.P. liên quan đến BloombergNEF. Không được sao chép, sao chép, quét vào hệ thống điện tử hoặc truyền, chuyển tiếp hoặc phân phối một phần bất kỳ của tài liệu này dưới bất kỳ hình thức nào nếu không được BloombergNEF đồng ý trước.

## Tuyên bố miễn trừ trách nhiệm

BloombergNEF ("BNEF"), dịch vụ/thông tin được 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 tính chính xác hoặc đầy đủ của thông tin đó. Thông tin 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 tính chính xác hoặc đầy đủ như vậy. Các tuyên bố trong dịch vụ/tài liệu này phản ánh nhận định hiện tại từ tác giả của các bài viết hoặc nội dung mô tả có liên quan và không nhất thiết phản ánh quan điểm của Bloomberg Finance L.P., Bloomberg L.P. hay bất kỳ bên liên kết nào 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 của tài liệu này 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 là tư vấn hay khuyến nghị đầu tư của Bloomberg về một khoản đầu tư hay chiến lược khác (ví dụ: có nên "mua", "bán" hoặc "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 mua và không nên được coi là thông tin đầy đủ để làm cơ sở ra quyết định đầu tư. Bạn nên tự quyết định có đồng ý với nội dung trong tài liệu này hay không. Dịch vụ này không nên 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 mua 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 nhằm mục đích minh họa. Dịch vụ BLOOMBERG TERMINAL và các sản phẩm dữ liệu của Bloomberg ("Dịch vụ") do Bloomberg Finance L.P. ("BFLP") sở hữu và phân phối, ngoại trừ (i) tại Argentina, Úc và một số khu vực pháp lý nhất định của các đảo Thái Bình Dương, Bermuda, Trung Quốc, Ấn Độ, Nhật Bản, Hàn Quốc và New Zealand, nơi Bloomberg L.P. và các công ty con của công ty này ("BLP") phân phối các sản phẩm này và (ii) tại Singapore và các khu vực pháp lý do văn phòng Singapore của Bloomberg phục vụ, nơi các sản phẩm này do một công ty con của BFLP phân phối. BLP cung cấp dịch vụ và hỗ trợ 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 cho phép. BFLP, BLP và các bên liên kết không đảm bảo tính chính xác của giá cả hoặc thông tin khác trong Dịch vụ. Không có nội dung nào trong Dịch vụ sẽ cấu thành hoặc được hiểu là đề nghị cung cấp công cụ tài chính từ BFLP, BLP hay các bên liên kết hoặc là tư vấn hay khuyến nghị đầu tư của BFLP, BLP hay các bên liên kết về chiến lược đầu tư hoặc có nên "mua", "bán" hoặc "nắm giữ" một khoản đầu tư hay không. Không nên coi thông tin được cung cấp qua Dịch vụ là thông tin đầy đủ để làm cơ sở ra quyết định đầu tư. Sau đây là các nhãn hiệu và nhãn hiệu dịch vụ của

Get the app



On IOS + Android  
[about.bnef.com/mobile](http://about.bnef.com/mobile)

công ty hợp danh trách nhiệm hữu hạn BFLP 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, nhân hiệu hoặc logo bất kỳ sẽ không bị từ bỏ ngay cả khi không có nhãn hiệu hoặc nhãn hiệu dịch vụ đó trong danh sách này. Bảo lưu mọi quyền. © 2023 Bloomberg.