



Danish Energy  
Agency



EMBASSY  
OF DENMARK



BỘ CÔNG THƯƠNG



# Báo cáo Triển vọng Năng lượng Việt Nam

Đường đến phát thải ròng bằng không





Hà Nội, tháng 6 năm 2024

## Bản quyền

Nội dung thông tin trong báo cáo này có thể được tự do sử dụng, chia sẻ hoặc tái bản, nhưng phải trích dẫn đầy đủ nguồn thông tin, trừ trường hợp có quy định khác. Các trích dẫn (Tiếng Việt) cần được ghi chú như sau: Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo & Cục Năng lượng Đan Mạch: Báo cáo Triển vọng Năng lượng Việt Nam - Đường đến phát thải ròng bằng không (2024).

## Lời cảm ơn

"Báo cáo Triển vọng Năng lượng Việt Nam - Đường đến phát thải ròng bằng không" do Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo, Bộ Công Thương phối hợp với Cục Năng lượng Đan Mạch xây dựng, với sự hỗ trợ của Đại sứ quán Đan Mạch tại Hà Nội, Việt Nam. Viện Năng lượng, Đại học Bách khoa Hà Nội, Đại học Điện lực, Ea Energy Analyses, E4SMA và Energy Modelling Lab đã đóng góp cho báo cáo này, trong đó có quá trình mô hình hóa hệ thống năng lượng.

## Liên hệ

- Ông Nguyễn Hoàng Linh, Chuyên viên chính, Phòng Kế hoạch - Quy hoạch, Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo (Bộ Công Thương), linhnh@moit.gov.vn
- Bà Trần Hồng Việt, Quản lý Chương trình cấp cao, Đại sứ quán Đan Mạch tại Hà Nội, thviet@um.dk
- Ông Rasmus Munch Sørensen, Cố vấn dài hạn Chương trình DEPP tại Việt Nam, rsms@ens.dk
- Bà Giada Venturini, Cố vấn đặc biệt, Cục Năng lượng Đan Mạch, gve@ens.dk
- Ông Stefan Petrović, Cố vấn đặc biệt, Cục Năng lượng Đan Mạch, snpc@ens.dk
- Bà Tabea Louisa Jaenicke, Cố vấn, Cục Năng lượng Đan Mạch, tljn@ens.dk
- Ông Daniel Brøndsted Vesterlund Nielsen, Cố vấn, Cục Năng lượng Đan Mạch, dabvn@ens.dk



---

*"Hoạt động hợp tác đối tác giữa Việt Nam và Đan Mạch trong lĩnh vực năng lượng đã đạt được các kết quả khả quan và đem lại những lợi ích thiết thực cho cả hai quốc gia. Ngành năng lượng Việt Nam hiện đang đối mặt với những thách thức trong việc đảm bảo các mục tiêu an ninh năng lượng và phát triển bền vững. Chúng tôi luôn đánh giá cao sự hỗ trợ của Chính phủ Đan Mạch trong thời gian qua nhằm giúp Việt Nam từng bước hiện thực hóa các mục tiêu chuyển đổi năng lượng xanh và bền vững. Tôi hy vọng rằng, trong thời gian tới, hai bên tiếp tục phối hợp chặt chẽ để triển khai hiệu quả các chương trình hợp tác năng lượng."*

---

Ông Nguyễn Sinh Nhật Tân, Thứ trưởng, Bộ Công Thương

---

*"Việt Nam và Đan Mạch đều có chung mục tiêu khí hậu đầy tham vọng. Báo cáo 'Triển vọng Năng lượng Việt Nam – Đường đến phát thải ròng bằng không' thể hiện nỗ lực hợp tác của hai nước trong quá trình chuyển đổi xanh và giải quyết vấn đề biến đổi khí hậu. Báo cáo cho thấy Việt Nam có tiềm năng năng lượng tái tạo dồi dào và chuyển đổi xanh sẽ là động lực cho tăng trưởng kinh tế, đảm bảo an ninh năng lượng và phát triển bền vững cho toàn xã hội."*

---

Ông Kristoffer Böttzauw, Cục trưởng, Cục Năng lượng Đan Mạch

## Danh mục từ viết tắt

ASEAN	Hiệp hội các quốc gia Đông Nam Á
BESS	Hệ thống pin lưu trữ năng lượng
BSL	Kịch bản cơ sở
CCUS	Thu hồi, sử dụng và lưu trữ carbon
CCS	Thu hồi và lưu trữ carbon
CHP	Động phát nhiệt điện
CO <sub>2</sub> eq	Carbon dioxide tương đương
COP26	Hội nghị của Liên Hợp quốc về Biến đổi khí hậu lần thứ 26
DAC	Thu giữ khí trực tiếp
DEA	Cục Năng lượng Đan Mạch
DEPP	Chương trình Hợp tác Đối tác Năng lượng Việt Nam - Đan Mạch
EREA	Cục Điện lực và Năng lượng tái tạo
EV	Phương tiện giao thông điện
EVN	Tập đoàn Điện lực Việt Nam
FEC	Năng lượng tiêu thụ cuối cùng
FLH	Số giờ vận hành công suất cực đại cao nhất
GDP	Tổng sản phẩm quốc nội
GG	Kịch bản tăng trưởng xanh
GOV	Chính phủ Việt Nam
GSO	Tổng cục Thống kê Việt Nam
GT	Kịch bản giao thông xanh
JETP	Thỏa thuận Đối tác chuyển đổi năng lượng công bằng
KNK	Khí nhà kính
LNG	Khí tự nhiên hoá lỏng
MOIT	Bộ Công Thương
MONRE	Bộ Tài nguyên và Môi trường
MOT	Bộ Giao thông Vận tải
NCCS	Chiến lược quốc gia về Biến đổi khí hậu
NDC	Đóng góp do quốc gia tự quyết định
NLTT	Năng lượng tái tạo
NZ	Kịch bản phát thải ròng bằng không
NZ+	Kịch bản phát thải ròng bằng không+ (có mục tiêu giảm phát thải cao hơn)
QHĐ8	Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050
QHNLQG	Quy hoạch tổng thể về năng lượng quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050
PM <sub>2.5</sub>	Bụi mịn có kích thước tới 2,5 micromet
PPA	Hợp đồng mua bán điện
PtX	Chuyển đổi điện thành các dạng năng lượng khác
PV	Quang điện
R&D	Nghiên cứu và phát triển
TFEC	Tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng
TPES	Tổng cung năng lượng sơ cấp
VGGS	Chiến lược Tăng trưởng xanh của Việt Nam
VNEEP3	Chương trình quốc gia về Sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả giai đoạn 2019-2030
WB	Ngân hàng Thế giới

## Các thông điệp và khuyến nghị chính

### Khuyến nghị hướng tới mục tiêu phát triển hệ thống năng lượng xanh và đảm bảo hiệu quả chi phí

#### 1. Chuyển đổi năng lượng xanh mang lại hiệu quả chi phí cho Việt Nam

Theo phân tích tối ưu hóa chi phí các lộ trình phát triển hệ thống năng lượng của Việt Nam trong tương lai, quá trình chuyển đổi xanh không chỉ khả thi về mặt kỹ thuật mà còn hiệu quả về mặt kinh tế. Ngay cả khi không có mục tiêu giảm phát thải KNK rõ ràng (kịch bản BSL), tổng phát thải vẫn đạt đỉnh vào năm 2030 và giảm dần sau đó. Hơn nữa, lượng phát thải KNK hàng năm dự kiến vào năm 2050 sẽ thấp hơn 21% so với lượng phát thải được ghi nhận vào năm 2022.

Để đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng không theo cam kết của Việt Nam công bố tại COP26, Việt Nam cần tiếp tục nghiên cứu các biện pháp nhằm cắt giảm đáng kể lượng phát thải bắt đầu ngay từ bây giờ, đặc biệt là trong ngành điện (kịch bản NZ). Mục tiêu giảm phát thải ở mức cao hơn vào năm 2050 là khả thi (kịch bản NZ+) được khuyến nghị để có thể bù đắp trong trường hợp mức phát thải của lĩnh vực sử dụng đất và lĩnh vực nông nghiệp không đạt được như đã nêu trong Chiến lược quốc gia về Biến đổi khí hậu.

*Khuyến nghị: Khuyến khích giảm phát thải CO<sub>2</sub> thông qua các cơ chế thị trường.*

- Cơ chế hạn ngạch CO<sub>2</sub> (Cơ chế mua bán phát thải) cần đảm bảo phù hợp với các mục tiêu tham vọng đến năm 2030 và 2035 đối với ngành điện và công nghiệp và là một công cụ kinh tế quan trọng để hỗ trợ cắt giảm phát thải trong ngắn hạn.
- Xem xét đặt ra các mục tiêu cao hơn nhằm đưa mức phát thải đỉnh của toàn hệ thống năng lượng về trước năm 2035 và phù hợp với các mục tiêu JETP cho ngành điện vào năm 2030<sup>1</sup>. Ngoài ra, nên cân nhắc tăng mục tiêu giảm phát thải của ngành năng lượng đến năm 2050 cao hơn mục tiêu phát thải ròng bằng không chung của toàn xã hội.

#### 2. Cần đầu tư sớm và ổn định vào năng lượng tái tạo

Quy hoạch Phát triển Điện lực quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050 (QHĐ8) đưa ra mục tiêu đặc biệt tham vọng trong phát triển dài hạn, tập trung mở rộng đáng kể quy mô NLTT sau năm 2030. Tuy nhiên, để đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng không vào năm 2050 một cách hiệu quả về mặt chi phí, Việt Nam nên tăng cường thu hút đầu tư vào lĩnh vực NLTT từ trước năm 2030, với nhu cầu điện tăng thêm sẽ được đáp ứng chủ yếu bằng nguồn điện từ NLTT kể từ năm 2025.

Theo kết quả tính toán từ mô hình với kịch bản NZ, hiệu quả về chi phí trong dài hạn có thể đạt được nếu từ nay đến năm 2030 Việt Nam lắp đặt thành công khoảng 56 GW NLTT (17 GW điện gió trên bờ và 39 GW điện mặt trời). Cơ sở cho khuyến nghị này là các khoản đầu tư vào nguồn điện NLTT trước năm 2030 sẽ phải thay thế bằng các khoản đầu tư lớn và lãng phí vào các dự án nhiệt điện chỉ vận hành trong 10-15 năm trước khi phải loại bỏ dần hoặc vận hành ở mức tải thấp để tuân thủ các mục tiêu giảm phát thải theo cam kết.

*Khuyến nghị: Đưa ra các mục tiêu tham vọng cho phát triển NLTT trong ngắn hạn, đồng thời giảm thiểu rủi ro và chậm trễ trong việc phê duyệt các dự án NLTT. Các bước sau đây có thể giúp giảm rủi ro cho các nhà đầu tư, qua đó giảm chi phí vốn cho NLTT:*

- Hỗ trợ thúc đẩy đầu tư sớm và có chọn lọc vào NLTT thông qua việc hoàn thiện và triển khai các khung pháp lý bao gồm cơ chế đấu thầu, cơ chế mua bán điện trực tiếp (DPPA) và các điều khoản trong hợp đồng mua bán điện.
- Phân tích và đề xuất cơ chế hỗ trợ thích hợp khi cắt giảm nguồn điện NLTT.

#### 3. Chuyển đổi cơ cấu kinh tế theo hướng giảm tỉ trọng các ngành sử dụng nhiều năng lượng sẽ giúp đạt được tăng trưởng xanh và hiệu quả hơn về chi phí

Kịch bản GG cho thấy Việt Nam có thể đạt được tăng trưởng xanh bền vững và hiệu quả hơn về chi phí bằng việc tái cấu trúc nền kinh tế theo hướng ưu tiên phát triển dịch vụ, giảm các lĩnh vực sử dụng nhiều năng lượng và

<sup>1</sup> Phát thải đỉnh của sản xuất điện đạt được trước năm 2030 và không vượt quá 170 triệu tấn CO<sub>2</sub>eq.

tăng các lĩnh vực sản xuất có giá trị gia tăng cao sử dụng ít năng lượng. Định hướng này giúp giảm tổng cầu năng lượng, qua đó tiết kiệm đầu tư vào phát triển hệ thống năng lượng mà vẫn đạt được các mục tiêu tăng trưởng kinh tế và các mục tiêu khí hậu.

*Khuyến nghị:*

- Xem xét điều chỉnh cấu trúc mô hình tăng trưởng và phát triển kinh tế của Việt Nam theo định hướng nền kinh tế với tăng trưởng cao hơn từ khu vực dịch vụ và các ngành công nghiệp sử dụng ít năng lượng.
- Đặt ra các mục tiêu tăng trưởng kinh tế cho các phân ngành thuộc lĩnh vực sản xuất, trong đó ưu tiên sản xuất các sản phẩm có giá trị cao như ô tô, điện tử, pin, quang điện, chip và chất bán dẫn v.v.
- Hỗ trợ tái cơ cấu lực lượng lao động bằng cách xây dựng chiến lược đào tạo dài hạn và đào tạo lại kỹ năng cho người lao động, tập trung triển khai các chương trình đào tạo kỹ năng cho lĩnh vực sản xuất các sản phẩm có giá trị cao.

#### **4. Sử dụng năng lượng hiệu quả là lựa chọn giúp đạt mục tiêu phát thải ròng bằng không hiệu quả về chi phí**

Từ năm 2020 đến năm 2050, nhu cầu năng lượng trung bình của ngành công nghiệp sẽ tăng khoảng từ 4-7 lần tùy theo kịch bản, trong đó kịch bản GG có mức tăng trưởng nhu cầu năng lượng thấp hơn. Trong các ngành dân dụng và dịch vụ, nhu cầu năng lượng được dự báo sẽ tăng lên 150% vào năm 2050 và đóng góp khoảng 18%-24% tổng nhu cầu điện của cả nước. Theo dự báo, chậm nhất vào năm 2040, tất cả các dây chuyền sản xuất công nghiệp hiện có sẽ được thay thế bằng các quá trình và công nghệ mới hiệu quả hơn. Do đó, sử dụng năng lượng hiệu quả là giải pháp mang lại hiệu quả về mặt chi phí trong các ngành công nghiệp, dân dụng và dịch vụ. Tuy nhiên, để đạt được tối đa tiềm năng tiết kiệm năng lượng, cần có cơ chế khuyến khích phù hợp và các giải pháp để tăng mức độ tuân thủ chính sách.

*Khuyến nghị:*

- Khuyến khích đầu tư vào các quá trình hiệu quả hơn trong tất cả các lĩnh vực. Đặc biệt cần đầu tư vào các quá trình hiệu quả nhất trong lĩnh vực công nghiệp nặng, như xi măng, thép để giúp đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng không.
- Phân tích và lượng hóa các rào cản phi tài chính đối với hoạt động đầu tư vào lĩnh vực công nghiệp, dịch vụ và dân dụng để khuyến nghị các chính sách phù hợp.

#### **5. Tích hợp năng lượng tái tạo trong ngành điện là điều kiện cần cho quá trình chuyển đổi xanh của ngành giao thông vận tải**

Theo Chiến lược Giao thông xanh (Quyết định số 876/QĐ-TTg, 2022), ngành giao thông sẽ cần nguồn điện xanh cho quá trình chuyển đổi xanh trong ngắn hạn để phát triển phương tiện giao thông điện. Tuy nhiên, nếu ngành điện không có kế hoạch tương ứng để phát triển và tích hợp các nguồn điện từ NLTT thì giải pháp mang tính liên ngành sẽ không phát huy hiệu quả. Điều này được thể hiện trong kịch bản GT, trong đó ngành điện phát triển xanh chậm hơn trong khi ngành giao thông yêu cầu chuyển đổi nhanh chóng sang nhiên liệu điện phân và nhiên liệu xanh khác dẫn đến chi phí cao hơn để đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng không vào năm 2050.

*Khuyến nghị:* Đảm bảo sự đồng bộ trong quá trình chuyển đổi giữa ngành điện và giao thông bằng cách hài hòa các mục tiêu tích hợp NLTT trong ngành điện với các mục tiêu giao thông đầy tham vọng.

### **Khuyến nghị đảm bảo an ninh cung cấp điện trong quá trình chuyển đổi năng lượng xanh**

#### **6. Tăng cường khai thác tiềm năng sử dụng đất cho điện gió trên bờ và điện mặt trời phù hợp với mục tiêu phát thải ròng bằng không vào năm 2050**

Kịch bản NZ đòi hỏi dành quỹ đất lớn hơn cho điện mặt trời mặt đất, với tiềm năng công suất điện mặt trời được giả định gấp đôi so với kịch bản BSL. Trường hợp không bổ sung được thêm quỹ đất thì điện mặt trời mái nhà là một giải pháp cần tính đến.

*Khuyến nghị:*

- Thực hiện nghiên cứu các khu vực đất đai có thể sử dụng đa mục đích (nông nghiệp và năng lượng), để bổ sung quỹ đất tiềm năng cho NLTT có tính đến bối cảnh địa phương và nhu cầu nông nghiệp.
- Xây dựng các tiêu chuẩn và quy định cụ thể nhằm thúc đẩy điện mặt trời áp mái nối lưới.

## **7. Năng lượng hạt nhân có thể đóng vai trò hỗ trợ quan trọng cho năng lượng tái tạo trong dài hạn trong các kịch bản giảm phát thải cao**

Điện hạt nhân có vai trò nhất định trong việc thực hiện mục tiêu phát thải ròng bằng không và có thể trở thành một phần của cơ cấu nguồn điện tối ưu về chi phí vào năm 2050 theo kịch bản NZ. Với kịch bản có mục tiêu khí hậu cao hơn (kịch bản NZ+), kéo theo nhu cầu điện tăng cao, công suất điện hạt nhân lên tới khoảng 28 GW vào năm 2050.

*Khuyến nghị:* Nghiên cứu sâu hơn về vai trò của điện hạt nhân trong hệ thống điện tương lai, bao gồm đa dạng hóa loại hình nguồn điện, vận hành an toàn và ổn định hệ thống điện với tỷ trọng nguồn điện NLTT cao.

## **8. Sớm ban hành khung pháp lý và các quy định, hướng dẫn để triển khai các dự án điện gió ngoài khơi**

Trong kịch bản NZ, điện gió ngoài khơi dự kiến sẽ đi vào hoạt động vào năm 2035 với công suất sẽ tăng lên 84 GW trong 15 năm tiếp theo cho đến năm 2050. Quá trình đầu tư và xây dựng trang trại điện gió ngoài khơi cần thời gian dài từ 6-10 năm. Do vậy, để đạt được quy mô điện gió ngoài khơi theo QHĐ8 và những mục tiêu cao hơn, cần sớm ban hành khung pháp lý cũng như các quy định, hướng dẫn để đảm bảo tốc độ triển khai, bao gồm quy hoạch không gian biển, khung giá và quy trình cấp phép rõ ràng. Đồng thời, sớm thực hiện các nghiên cứu về các vị trí đầu nối khả dụng, hạ tầng cảng biển, chuỗi cung ứng và sự sẵn sàng của lực lượng lao động.

Sớm triển khai các dự án điện gió ngoài khơi thí điểm theo định hướng trong QHĐ8 để tích lũy kinh nghiệm, giảm thiểu rủi ro và chi phí, cũng như nâng cao nhận thức cho các cơ quan có thẩm quyền và tăng niềm tin cho nhà đầu tư.

*Khuyến nghị:* Sớm ban hành khung pháp lý và các quy định, hướng dẫn cụ thể là điều kiện tiên quyết để triển khai hiệu quả và kịp thời các dự án điện gió ngoài khơi.

## **9. Cải thiện hiệu suất của hệ thống điện bằng các giải pháp tăng cường tính linh hoạt và ưu tiên thực hiện giải pháp theo từng giai đoạn**

Nhu cầu điện gia tăng nhanh chóng nhằm đáp ứng các yêu cầu phát triển của nền kinh tế đồng thời với cam kết phát thải ròng bằng không đòi hỏi Việt Nam cần phải mở rộng công suất của nguồn và lưới điện với tỉ trọng lớn NLTT trong cơ cấu nguồn. Để phù hợp với quá trình chuyển đổi này, tính linh hoạt là một trong những yếu tố then chốt giúp tăng hiệu suất của hệ thống điện và cho phép tích hợp hiệu quả các nguồn điện từ NLTT. Một số biện pháp đảm bảo vận hành linh hoạt hệ thống điện bao gồm: nâng cấp lưới truyền tải, đầu tư hệ thống lưu trữ năng lượng, vận hành linh hoạt các nguồn nhiệt điện.

Tất cả các biện pháp nêu trên đều cần thiết và khả thi để thực hiện ở Việt Nam, tuy nhiên cần cân nhắc mức độ ưu tiên theo từng giai đoạn để đạt được hiệu quả kinh tế cao nhất. Kết quả phân tích mô hình cho thấy đầu tư vào lưới điện truyền tải với quy mô phù hợp và tăng cường vận hành linh hoạt các nhà máy nhiệt điện than là các biện pháp hiệu quả nhất về mặt chi phí trong giai đoạn từ nay đến năm 2035, sau đó pin lưu trữ năng lượng cũng sẽ trở nên hiệu quả về chi phí.

Việc vận hành linh hoạt các nhà máy nhiệt điện than có thể đạt được bằng cách ban hành cơ chế phù hợp để tăng khả năng phối hợp vận hành hiệu quả của các nhà máy nhiệt điện than với các nhà máy điện NLTT, qua đó giảm được chi phí chung của hệ thống do giảm khối lượng đầu tư vào lưới truyền tải và pin lưu trữ năng lượng hiện đang có giá thành cao. Bên cạnh đó, cần tăng cường các chương trình đào tạo nhân viên quản lý vận hành nhằm tăng cường vận hành linh hoạt các nhà máy điện.

Khuyến nghị:

- Các biện pháp hỗ trợ vận hành linh hoạt sẽ có tác dụng đảm bảo tính ổn định và tăng hiệu quả của hệ thống điện. Xem xét áp dụng các biện pháp thị trường cho các dịch vụ phụ trợ để khuyến khích tăng độ linh hoạt.
- Xem xét áp dụng mức mang tải tối thiểu và tăng tốc độ điều chỉnh dải công suất cho các nhà máy nhiệt điện hiện hữu và đang đầu tư để tạo cơ sở và động lực tăng cường khả năng vận hành linh hoạt cho nhà máy nhiệt điện.
- Thực hiện các thử nghiệm để tích lũy kinh nghiệm và kiến thức về chi phí cần thiết cũng như các rào cản khác nhằm tăng cường tính linh hoạt của nhà máy nhiệt điện.
- Xây dựng khung pháp lý để hỗ trợ triển khai hệ thống lưu trữ điện với quy mô lớn sau năm 2030.

## 10. Kiên định và sớm triển khai nâng cao năng lực lưới điện truyền tải

Theo kết quả phân tích mô hình, việc tăng cường công suất truyền tải liên vùng từ 27 GW hiện tại lên 48 GW vào năm 2030 là rất quan trọng, là một trong những điều kiện tiên quyết để đảm bảo an ninh cung cấp điện với tỷ trọng NLTT cao. Trong kịch bản NZ, việc đầu tư đường truyền tải HVDC (đường dây cao áp một chiều) công suất 1 GW từ miền Trung ra miền Bắc được bắt đầu vào năm 2030. Trong dài hạn, kết nối HVDC trở thành một phần quan trọng của hệ thống truyền tải, cho phép kết nối nguồn NLTT lớn đến các trung tâm phụ tải. Đến năm 2050, dự kiến công suất truyền tải liên vùng sẽ tăng gấp ba lần với vai trò đáng kể của các đường truyền tải HVDC.

Khuyến nghị: Xây dựng kế hoạch mở rộng và nâng cấp lưới truyền tải, bao gồm kết nối HVDC để đạt gấp ba lần công suất truyền tải liên vùng vào năm 2050 so với hiện nay.

## Khuyến nghị về giải pháp thúc đẩy hiệu quả tổng hợp của hệ thống năng lượng bằng cách kết hợp nhiên liệu tái tạo và hydrogen

### 11. Sản xuất và vận chuyển hydrogen từ năng lượng tái tạo sẽ có hiệu quả chi phí từ năm 2035

Trong dài hạn, Việt Nam sẽ cần nguồn hydrogen xanh đáng kể để khử carbon trong ngành giao thông và công nghiệp. Ngoài mục đích nói trên, mức độ sử dụng hydrogen dự kiến sẽ được giới hạn ở khoảng 1-5% tổng mức tiêu thụ nhiên liệu (tùy theo kịch bản) do chi phí sản xuất trong nước cao và chi phí nhập khẩu thậm chí còn cao hơn.

Nhu cầu hydrogen trong tương lai được giả định phân bố tương tự như tại các khu vực có nhu cầu cao hiện nay, do đó chủ yếu ở các khu vực phía Bắc và phía Nam. Tuy nhiên, phân tích cho thấy sẽ hiệu quả hơn về mặt chi phí nếu đặt cơ sở sản xuất hydrogen gần các nguồn NLTT dồi dào và việc thiết lập hệ thống vận chuyển hydrogen bằng đường ống sẽ mang lại lợi ích kinh tế và giảm nhu cầu đầu tư vào lưới truyền tải điện trong dài hạn.

Khuyến nghị:

- Việc xây dựng cơ sở hạ tầng hydrogen gồm sản xuất, truyền tải, phân phối và lưu trữ sẽ có hiệu quả chi phí từ 2035.
- Nghiên cứu vị trí tiềm năng của địa điểm sản xuất hydrogen gần với nguồn NLTT và cơ sở tiêu thụ, và khả năng kết hợp với phương thức vận chuyển hydrogen bằng đường ống nhằm giảm nhu cầu đầu tư lưới điện truyền tải trong dài hạn.

### 12. Ưu tiên sử dụng hydrogen trong các lĩnh vực khó giảm phát thải hơn là sử dụng hydrogen để sản xuất điện

Dự kiến Việt Nam sẽ cần hydrogen xanh ở quy mô lớn bắt đầu từ những năm 2040, đạt sản lượng 334 PJ vào năm 2050 (kịch bản NZ), hoặc trên 573 PJ (kịch bản NZ+). Các phân tích cho thấy việc sử dụng hydrogen xanh và các dẫn xuất mang lại hiệu quả về mặt chi phí trong các lĩnh vực khó giảm phát thải hoặc không thể điện hóa trực tiếp như công nghiệp nặng, vận tải biển và hàng không; không hiệu quả về chi phí khi sử dụng làm nhiên liệu để phát điện. Trong các phân ngành công nghiệp như sản xuất sắt, thép và xi măng, hydrogen có thể góp phần đạt được mục tiêu giảm phát thải, tuy nhiên chỉ từ những năm 2040, khi công nghệ đã chín muồi. Hơn nữa, quá trình sản xuất hydrogen trong nước bằng công nghệ điện phân có thể góp phần tận dụng nguồn NLTT tại địa phương, qua đó giảm sự phụ thuộc vào nhiên liệu nhập khẩu.

*Khuyến nghị:*

- *Ưu tiên sử dụng hydrogen xanh trong các ngành công nghiệp nặng, như sản xuất xi măng, sắt thép, cũng như trong vận tải biển và hàng không thông qua sự kết hợp giữa việc thiết lập mục tiêu và các biện pháp thị trường, như cơ chế hạn ngạch carbon, thuế carbon và tín chỉ carbon.*
- *Triển khai các dự án thí điểm trước năm 2035 trong các ngành khó khử carbon nhằm tích lũy kinh nghiệm và kiến thức trước khi triển khai mở rộng.*

### **13. Sử dụng tài nguyên sinh khối và sản xuất khí sinh học một cách bền vững**

Sinh khối đóng vai trò quan trọng để loại bỏ sử dụng than trong công nghiệp do chỉ có một số lượng hạn chế các lựa chọn khả thi khác, ví dụ gia nhiệt ở nhiệt độ cao. Sinh khối cũng được dùng để sản xuất methanol sinh học thông qua quá trình khí hóa sinh khối, khí tự nhiên tổng hợp và dầu diesel sinh học cho giao thông vận tải hạng nặng. Việc sử dụng sinh khối trong ngành điện không mang lại hiệu quả về mặt chi phí xét từ góc độ hệ thống, vì sinh khối là nguồn tài nguyên hạn chế và kém cạnh tranh hơn so với các giải pháp sử dụng NLTT khác và năng lượng hạt nhân để sản xuất điện.

Các phân tích xem xét tiềm năng sinh khối bền vững vào khoảng 1.719 PJ vào năm 2050; tuy nhiên, ước tính về tiềm năng và chi phí vẫn chưa chắc chắn vì có thể có thay đổi trong sử dụng đất và các tác động của biến đổi khí hậu, bao gồm nhu cầu nước, mực nước biển dâng và các yếu tố khác. Những yếu tố này làm tăng rủi ro nếu phụ thuộc nhiều vào sử dụng sinh khối. Do đó, cần có những quy định và hướng dẫn cụ thể về tạo nguồn, thu gom, chế biến và sử dụng sinh khối.

Hơn nữa, trong tất cả các kịch bản, tiềm năng khí sinh học lên tới 176 PJ nên được tận dụng để giảm lượng phát thải trong nông nghiệp và đảm bảo nguồn cung cấp nhiên liệu tin cậy ở khu vực nông thôn.

*Khuyến nghị:*

- *Ưu tiên sử dụng sinh khối một cách bền vững trong ngành công nghiệp và giao thông hơn là trong ngành điện.*
- *Nghiên cứu xây dựng các quy định, hướng dẫn sản xuất, thu gom, chế biến và sử dụng tài nguyên sinh khối, bao gồm giải pháp sản xuất khí sinh học, nếu phù hợp.*

## **Khuyến nghị về giải pháp chuyển đổi năng lượng xanh trong ngành giao thông vận tải**

### **14. Nhanh chóng điện hóa các phương tiện vận tải hạng nhẹ và sử dụng nhiên liệu tái tạo trong các phân khúc vận tải hạng nặng để giảm tác động đến khí hậu và môi trường một cách hiệu quả về chi phí**

Cần tập trung điện hóa các phân khúc vận tải hạng nhẹ vì giải pháp này mang lại hiệu quả về mặt chi phí, kể cả trong kịch bản BSL. Chuyển đổi sang phương tiện chạy điện (ví dụ như ô tô điện, xe máy điện, cũng như xe van và xe buýt) không chỉ là một biện pháp giảm tác động khí hậu mà còn mang lại cơ hội giảm chi phí y tế và môi trường liên quan đến ô nhiễm không khí, đặc biệt là ở khu vực thành thị. Điện hóa toàn bộ ô tô và xe máy vào năm 2050 là lựa chọn tối ưu về chi phí trong tất cả các kịch bản phân tích, với sự thay đổi đáng kể về nguồn cung phương tiện bắt đầu từ năm 2030. Tuy nhiên, phương tiện giao thông điện (BEV) nên được xem xét đưa ngay vào quá trình chuyển đổi để cân nhắc các yếu tố như quán tính và hành vi trong quyết định mua sắm của các hộ gia đình.

*Khuyến nghị:*

- *Xem xét đặt mục tiêu 50% phương tiện giao thông hạng nhẹ sử dụng pin vào năm 2030 và 90% vào năm 2040.*
- *Cân nhắc cơ chế khuyến khích trong ngắn hạn (ví dụ trợ giá) khi mua phương tiện hạng nhẹ sử dụng pin, nhất là xe 2 bánh, cũng như có giá điện phù hợp tại các trạm sạc xe điện.*
- *Xem xét ưu tiên sử dụng hydrogen và nhiên liệu điện phân cho các phân khúc vận tải hạng nặng (xe tải chở hàng, hàng không và vận tải biển).*

## 15. Quy hoạch cơ sở hạ tầng cần thiết cho điện hóa ngành giao thông vận tải

Trong bối cảnh phát triển công nghệ toàn cầu và chi phí phương tiện giao thông điện dự kiến sẽ giảm, tại Việt Nam, nhu cầu của người tiêu dùng đối với xe điện 2 và 4 bánh sẽ tăng rất nhanh trong thập kỷ này. Tuy nhiên, cơ sở hạ tầng lưới điện và quy hoạch đô thị địa phương của Việt Nam hiện chưa được chuẩn bị sẵn sàng đáp ứng yêu cầu của quá trình chuyển đổi đó. Nhu cầu điện cho lĩnh vực vận tải sử dụng phương thức điện hóa sẽ tăng mạnh trong tương lai, cần khoảng 380 TWh điện vào năm 2050 theo kịch bản NZ, tăng lên mức 408 TWh trong kịch bản GT. Tương ứng, mức độ điện hóa trên tất cả các phân khúc giao thông vận tải sẽ tăng mạnh từ mức chiếm 0,4% tỉ trọng nhiên liệu vào năm 2022 lên đáp ứng 44% nhu cầu năng lượng trong giao thông vận tải vào năm 2050 trong kịch bản NZ.

*Khuyến nghị:*

- Nghiên cứu xây dựng chiến lược đầu tư cấp quốc gia và cấp tỉnh để phát triển cơ sở hạ tầng sạc xe điện theo tiêu chuẩn quốc tế.
- Tích hợp hạ tầng sạc xe điện, bao gồm tăng cường năng lực lưới điện phân phối cho trạm sạc, vào quy hoạch đường bộ và quy hoạch tỉnh, thành phố, đô thị trước 2030.

## 16. Đảm bảo đủ cơ sở hạ tầng để thúc đẩy chuyển đổi sang phương tiện giao thông công cộng và đường sắt điện hóa

Các kịch bản NZ giả định rằng chuyển đổi phương thức đóng vai trò chủ chốt trong việc giảm tổng nhu cầu năng lượng cần thiết cho vận chuyển hành khách và hàng hóa trong tương lai ở Việt Nam. Đặc biệt, việc chuyển từ phương tiện cá nhân sang đường sắt đô thị ở các khu vực đô thị chính để vận chuyển hành khách, và chuyển một phần nhu cầu vận tải đường bộ, đường biển và hàng không sang đường sắt để vận chuyển hành khách và hàng hóa có thể giảm tối thiểu 9% tổng mức tiêu thụ nhiên liệu trong ngành giao thông vận tải khi so sánh giữa kịch bản BSL và NZ. Quá trình chuyển đổi phương thức được dự báo dựa trên các kế hoạch nâng cấp cơ sở hạ tầng đường sắt, bao gồm hệ thống đường sắt cao tốc Bắc-Nam phục vụ nhu cầu vận tải hành khách và hàng hóa. Những khoản đầu tư cơ sở hạ tầng như vậy cần được lập kế hoạch và thực hiện kịp thời, đồng thời phải có cơ chế khuyến khích để thúc đẩy sự chuyển đổi từ các phương thức hiện tại sang các phương thức vận tải hành khách và hàng hóa mới.

*Khuyến nghị:* Sớm có lộ trình cụ thể cho việc đầu tư xây dựng hệ thống đường sắt chạy điện, phù hợp với các mục tiêu giao thông, cả về quy mô và thời gian, cùng với các cơ chế khuyến khích cần thiết để thúc đẩy sử dụng phương tiện giao thông công cộng.

## 17. Nhiên liệu tái tạo sẽ đóng vai trò quan trọng trong các phân khúc vận tải hạng nặng

Theo kết quả phân tích mô hình, hydrogen xanh sản xuất trong nước sẽ trở nên cạnh tranh về chi phí từ những năm 2040. Nhu cầu sử dụng nhiên liệu điện phân bao gồm hydrogen và nhiên liệu sinh học trong các phân khúc vận tải phi đường bộ không thể điện hóa trực tiếp, như hàng không và vận tải biển, sẽ lên tới khoảng 65-90 PJ vào năm 2050 trong các kịch bản NZ. Hơn nữa, methanol và ammonia có thể đóng một vai trò lớn trong vận tải hàng hải và các phương tiện vận tải hạng nặng, với tổng nhu cầu lên tới 500 PJ trong các kịch bản GT và NZ+ vào năm 2050.

*Khuyến nghị:* Phát triển sản xuất và ưu tiên sử dụng nhiên liệu điện phân bao gồm hydrogen và nhiên liệu sinh học cho lĩnh vực vận tải biển và hàng không.

## Khuyến nghị để có một ngành công nghiệp hiệu quả về chi phí và sử dụng ít năng lượng hơn

### 18. Điện hóa tất cả các quá trình công nghiệp khi công nghệ sẵn sàng

Vào năm 2050, điện có thể chiếm 58-73% năng lượng tiêu thụ cuối cùng của các ngành công nghiệp, tùy theo kịch bản. Sử dụng điện là một trong những giải pháp có chi phí thấp nhất để tăng hiệu suất và giảm phát thải, đặc biệt khi sử dụng điện thay thế các nhiên liệu truyền thống. Do các ngành công nghiệp đang phát triển nhanh chóng, việc chuyển đổi cần được thực hiện mạnh mẽ và tập trung vào các phân ngành có mức tiêu thụ năng lượng lớn và có tiềm năng giảm phát thải thông qua sử dụng điện hoặc sinh khối để thay thế than.

Khuyến nghị:

- Nghiên cứu xây dựng cơ chế chính sách hỗ trợ chuyển đổi các dây chuyền sản xuất công nghiệp sang sử dụng điện sớm nhất có thể.
- Xem xét quy định bắt buộc sử dụng điện đối với các quá trình cụ thể khi xây dựng cơ sở mới hoặc chuyển đổi sang sử dụng thiết bị mới. Giải pháp này có thể bao gồm việc xây dựng lộ trình thực hiện chuyển đổi sử dụng điện trong công nghiệp từ cơ chế tự nguyện sang bắt buộc.
- Loại bỏ sử dụng than cho mục đích cung cấp năng lượng trong đầu tư dây chuyền hoặc thiết bị công nghiệp mới từ năm 2030 và tiến tới không sử dụng than trong các ngành công nghiệp từ năm 2040 trừ khi kết hợp các biện pháp thu giữ và lưu trữ carbon.

## 19. Tập trung chuyển đổi nhiên liệu của các phân ngành công nghiệp phát thải cao

Các phân ngành công nghiệp nặng như sắt, thép và xi măng hiện chiếm tỷ trọng lớn trong tổng tiêu thụ năng lượng của ngành công nghiệp tại Việt Nam. Tuy nhiên, tỷ trọng của các phân ngành này trong tổng tiêu thụ năng lượng của ngành công nghiệp có thể giảm từ 42% xuống còn 23-25% vào năm 2050. Hơn nữa, các lĩnh vực này cũng chiếm tỷ trọng phát thải KNK lớn nhất, không bao gồm phát thải liên quan đến các quá trình công nghiệp. Lượng phát thải lên tới 69 triệu tấn trong kịch bản BSL vào năm 2050, và giảm xuống còn 20 triệu tấn trong kịch bản NZ.

Khuyến nghị: Tập trung vào các ngành công nghiệp khó giảm phát thải, áp dụng các biện pháp sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả, chuyển đổi nhiên liệu sang điện và sinh khối cũng như thúc đẩy sản xuất vật liệu xây dựng bền vững hơn.

- Nghiên cứu thực hiện thí điểm quá trình sản xuất xi măng phát thải carbon thấp hoặc không phát thải carbon. Từ năm 2030, nghiên cứu áp dụng cơ chế hỗ trợ sản xuất thép xanh sử dụng điện và hydrogen xanh thay cho than.
- Thúc đẩy sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả trong ngành xi măng và nghiên cứu trợ giá cho việc chuyển đổi sang thiết bị sử dụng năng lượng hiệu quả.
- Xây dựng và triển khai các chương trình giáo dục chuyên sâu tập trung vào quá trình chuyển đổi của các phân ngành phát thải cao nhất.
- Hỗ trợ các ngành công nghiệp của Việt Nam đáp ứng yêu cầu của các cơ chế quản lý carbon theo thông lệ quốc tế, như cơ chế Điều chỉnh biên giới carbon (CBAM), nhằm hỗ trợ quá trình chuyển đổi xanh dài hạn của Việt Nam.

## 20. Chuẩn bị cho nhu cầu thu giữ và lưu trữ carbon (CCS) trong các phân ngành được chọn

Kịch bản NZ bao gồm các khoản đầu tư hệ thống CCS để hấp thụ gần 50 triệu tấn CO<sub>2</sub> vào năm 2050. Do đó, để đáp ứng mục tiêu phát thải ròng bằng không, CCS là một giải pháp công nghệ cho Việt Nam, mặc dù giải pháp này được sử dụng chủ yếu trong công nghiệp từ năm 2040 (với dự kiến 88% CO<sub>2</sub> được thu giữ vào năm 2050) chứ không ưu tiên áp dụng trong các nhà máy điện vì rất tốn kém.

Khuyến nghị:

- Nên sớm bắt đầu chuẩn bị cho áp dụng lưu trữ CO<sub>2</sub> từ năm 2030.
- CCS nên được ưu tiên cho các mục đích công nghiệp và có thể nghiên cứu tính khả thi của sử dụng CCS trong giải pháp đốt rác.
- Các cơ sở sản xuất xi măng và ammonia mới từ năm 2030 nên chuẩn bị sẵn sàng cơ sở thu giữ carbon để xử lý khí thải.

## Khuyến nghị giải pháp hỗ trợ về xã hội và môi trường trong quá trình chuyển đổi năng lượng công bằng

### 21. Quá trình chuyển đổi năng lượng xanh cần lực lượng lao động có kiến thức và kỹ năng

Để hỗ trợ quá trình tăng trưởng của lĩnh vực NLTT, Việt Nam nên khuyến khích mở rộng giáo dục về công nghệ năng lượng sạch. Cụ thể, việc triển khai và vận hành các nhà máy NLTT, với công suất dự kiến hơn 590 GW điện mặt trời và điện gió vào năm 2050 theo kịch bản NZ mang lại nhiều cơ hội việc làm mới trong nước và đòi hỏi phải có lực lượng lao động có kiến thức và kỹ năng phù hợp. Đào tạo lực lượng lao động hiện tại về các công

nghe mới, như điện gió, điện mặt trời và pin, cũng như tính linh hoạt của hệ thống điện cũng là một phần quan trọng trong nhiệm vụ chuẩn bị lực lượng lao động cho quá trình chuyển đổi.

*Khuyến nghị:*

- Tăng cường đào tạo, trang bị kiến thức và kỹ năng cho khu vực học thuật và lực lượng lao động để đáp ứng yêu cầu chuyển đổi xanh và tăng trưởng kinh tế bền vững.
- Xây dựng và hoàn thiện các giáo trình đào tạo từ cơ bản đến chuyên sâu về NLTT và thị trường năng lượng, bao gồm các khía cạnh về pháp lý, công nghệ, kỹ thuật, và kinh tế.

## **22. Kiểm kê ô nhiễm không khí trong sản xuất và sử dụng năng lượng để có các biện pháp cải thiện sức khỏe cộng đồng và đẩy nhanh quá trình chuyển đổi xanh**

Không khí ô nhiễm do chứa các thành phần PM<sub>2.5</sub>, SO<sub>2</sub> và NO<sub>x</sub> vượt mức quy định gây ra tác động tiêu cực đối với sức khỏe con người kéo theo những hậu quả đối với cả nền kinh tế và môi trường. Một số nghiên cứu cho thấy ô nhiễm không khí phần lớn đến từ giao thông vận tải, điện và công nghiệp, vốn là các lĩnh vực vẫn tiếp tục sử dụng nhiên liệu hóa thạch cho đến năm 2050. Kiểm kê ô nhiễm không khí để xác định nguồn và mức độ ô nhiễm qua đó thúc đẩy các giải pháp giảm thiểu ô nhiễm. Điện hóa quy mô lớn có thể giúp giảm hơn 50% mức độ ô nhiễm không khí và các hậu quả tiêu cực đi kèm vào năm 2050 so với mức hiện nay. Tuy nhiên, quá trình khử carbon trong ngành vận tải hạng nặng khó hơn do một số nhiên liệu tái tạo như dầu diesel sinh học và methanol sinh học vẫn góp phần gây ô nhiễm không khí.

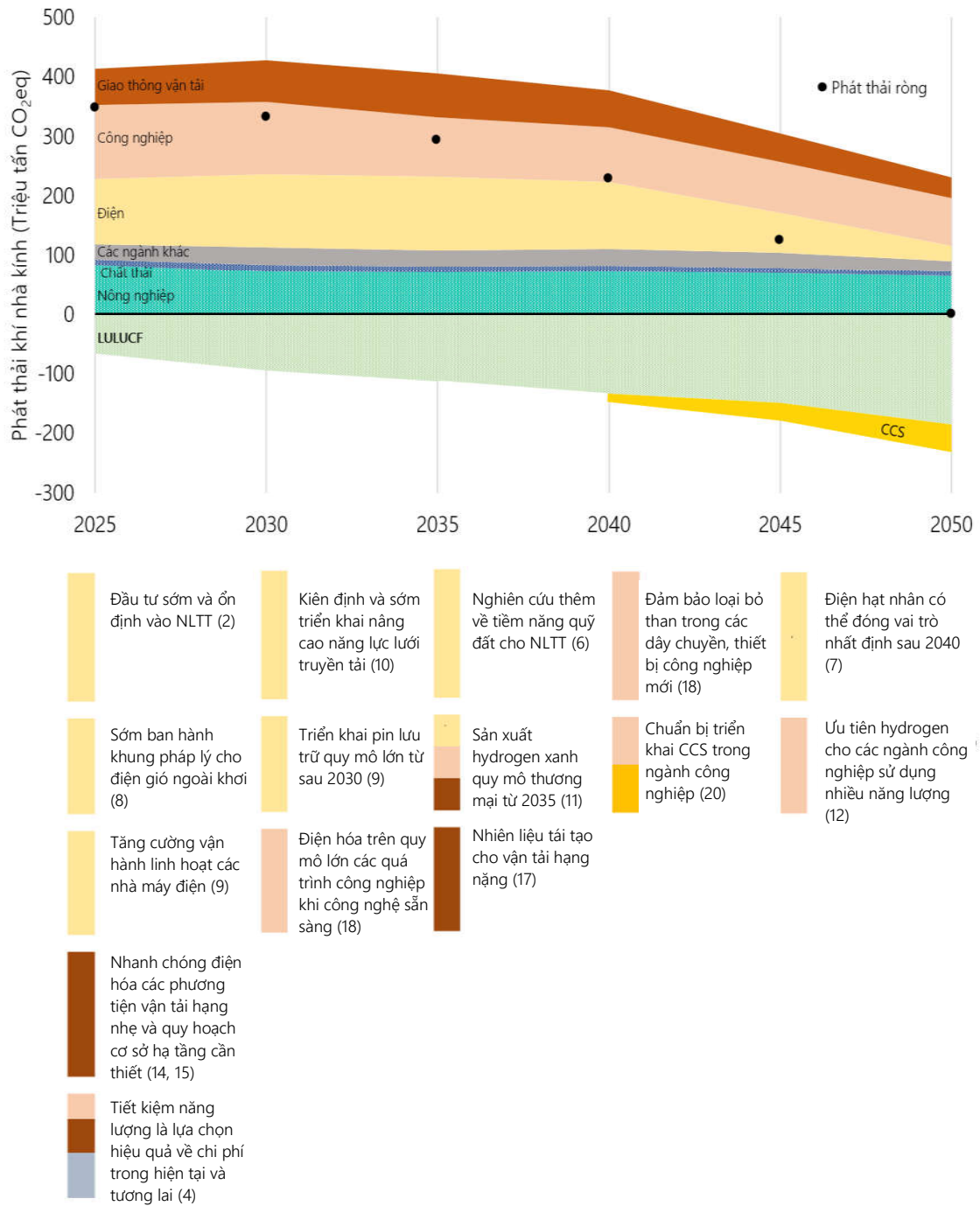
*Khuyến nghị:* Mở rộng mạng lưới quan trắc chất lượng không khí cũng như tiến hành các nghiên cứu, kiểm kê để xác định mức độ và tác động của ô nhiễm chi tiết theo từng ngành, lĩnh vực và đưa ra biện pháp giảm thiểu kèm theo lộ trình thực hiện.

## **23. Đốt rác thải phát điện mang lại nhiều lợi ích về xã hội và môi trường**

Xử lý rác thải bằng biện pháp chôn lấp gây hậu quả nghiêm trọng về xã hội và môi trường, đặc biệt tiềm ẩn nguy cơ cao về ô nhiễm đất và nguồn nước ngầm. Để tận dụng tài nguyên rác và bảo vệ môi trường, cần giảm tối đa lượng rác thải chôn lấp đồng thời tăng cường hệ thống quản lý và xử lý chất thải hiệu quả, trong đó ưu tiên công tác thu gom và phân loại rác thải cho tái chế và phát điện.

Nhà máy đốt rác để sản xuất điện công nghệ hiện đại là biện pháp giúp cải thiện sức khỏe cộng đồng, mang lại tác động tích cực đối với môi trường địa phương, giảm lượng phát thải KNK đáng kể so với biện pháp chôn lấp, tận dụng tài nguyên hiệu quả để phát triển bền vững.

*Khuyến nghị:* Xem xét sửa đổi quy định pháp luật theo hướng không cho phép chôn lấp chất thải cháy được hoặc có khả năng tái chế. Tăng cường thu gom và phân loại rác thải để tái chế và phát điện.



**Hình 0.1 Tóm tắt các khuyến nghị chính và đề xuất thời gian thực hiện đến năm 2050, trên cơ sở lượng phát thải KNK được dự báo trong kịch bản NZ. Phát thải của các ngành nông nghiệp, LULUCF và chất thải được lấy từ Chiến lược quốc gia về Biến đổi Khí hậu và không được đưa vào mô hình tính toán. Báo cáo này chỉ xem xét phát thải liên quan đến năng lượng và các quá trình công nghiệp.**

## Mục lục

Bản quyền.....	i
Lời cảm ơn.....	i
Liên hệ.....	i
Danh mục từ viết tắt.....	iv
Các thông điệp và khuyến nghị chính.....	1
Khuyến nghị hướng tới mục tiêu phát triển hệ thống năng lượng xanh và đảm bảo hiệu quả chi phí.....	1
Khuyến nghị đảm bảo an ninh cung cấp điện trong quá trình chuyển đổi năng lượng xanh.....	2
Khuyến nghị về giải pháp thúc đẩy hiệu quả tổng hợp của hệ thống năng lượng bằng cách kết hợp nhiên liệu tái tạo và hydrogen.....	4
Khuyến nghị về giải pháp chuyển đổi năng lượng xanh trong ngành giao thông vận tải.....	5
Khuyến nghị để có một ngành công nghiệp hiệu quả về chi phí và sử dụng ít năng lượng hơn.....	6
Khuyến nghị giải pháp hỗ trợ về xã hội và môi trường trong quá trình chuyển đổi năng lượng công bằng..	7
Mục lục.....	10
Danh mục hình.....	12
Danh mục bảng.....	13
Phần A – Giới thiệu và bối cảnh.....	14
1. Giới thiệu.....	14
1.1 Bối cảnh chính sách khí hậu và năng lượng ở Việt Nam.....	14
1.2 Cấu trúc của báo cáo.....	15
2. Khung kịch bản.....	16
2.1 Các kịch bản được phân tích.....	16
2.2 Phân tích độ nhạy.....	19
2.3 Khung mô hình hóa và các giả định chính.....	20
Phần B – Các kết quả kịch bản.....	21
3. Lộ trình phát thải ròng bằng không đến năm 2050.....	21
3.1 Tổng quan và xu hướng.....	21
3.2 Các kết quả chính.....	22
3.3 Các thông điệp và khuyến nghị chính.....	28
4. Ngành điện.....	31
4.1 Tổng quan và xu hướng.....	31
4.2 Các kết quả chính.....	33
4.3 Các thông điệp và khuyến nghị chính.....	46
5. An ninh và cân bằng hệ thống điện.....	48
5.1 Tổng quan và xu hướng.....	48
5.2 Các kết quả chính.....	49
5.3 Các thông điệp và khuyến nghị chính.....	60

6.	Nhiên liệu tái tạo: nguồn cung và tiêu thụ .....	61
6.1	Tổng quan và xu hướng .....	61
6.2	Các kết quả chính.....	63
6.3	Các thông điệp và khuyến nghị chính .....	67
7.	Ngành giao thông vận tải.....	69
7.1	Tổng quan và xu hướng .....	69
7.2	Các kết quả chính.....	70
7.3	Các thông điệp và khuyến nghị chính .....	75
8.	Ngành công nghiệp.....	77
8.1	Tổng quan và xu hướng .....	77
8.2	Các kết quả chính.....	79
8.3	Các thông điệp và khuyến nghị chính .....	83
9.	Các ngành dân dụng, dịch vụ và nông nghiệp.....	85
9.1	Tổng quan và xu hướng .....	85
9.2	Các kết quả chính.....	85
10.	Ô nhiễm không khí.....	89
10.1	Tổng quan và xu hướng.....	89
10.2	Các kết quả chính.....	89
10.3	Các thông điệp và khuyến nghị chính .....	93

## Danh mục hình

HÌNH 0.1 TÓM TẮT CÁC KHUYẾN NGHỊ CHÍNH VÀ ĐỀ XUẤT THỜI GIAN THỰC HIỆN ĐẾN NĂM 2050, TRÊN CƠ SỞ LƯỢNG PHÁT THẢI KNK ĐƯỢC DỰ BÁO TRONG KỊCH BẢN NZ. PHÁT THẢI CỦA CÁC NGÀNH NÔNG NGHIỆP, LULUCF VÀ CHẤT THẢI ĐƯỢC LẤY TỪ CHIẾN LƯỢC QUỐC GIA VỀ BIẾN ĐỔI KHÍ HẬU VÀ KHÔNG ĐƯỢC ĐƯA VÀO MÔ HÌNH TÍNH TOÁN. BÁO CÁO NÀY CHỈ XEM XÉT PHÁT THẢI LIÊN QUAN ĐẾN NĂNG LƯỢNG VÀ CÁC QUÁ TRÌNH CÔNG NGHIỆP. ....	9
HÌNH 2.1. CÁC GIẢ ĐỊNH CHÍNH TRONG KHUNG THỜI GIAN ĐƯỢC PHÂN TÍCH CHO HAI KỊCH BẢN CHÍNH.....	16
HÌNH 3.1. CÁC ĐƯỜNG CONG PHÁT THẢI KNK (2022-2050) CHO CÁC KỊCH BẢN CHÍNH CỦA NGÀNH NĂNG LƯỢNG SO VỚI MỤC TIÊU PHÁT THẢI RÒNG BẰNG KHÔNG VÀO NĂM 2050 CỦA VIỆT NAM. SỐ LIỆU PHÁT THẢI LỊCH SỬ (1990-2020) (IEA 2024b) .....	22
HÌNH 3.2 PHÁT THẢI KNK THEO NGÀNH VÀ PHÁT THẢI RÒNG TỪ HỆ THỐNG NĂNG LƯỢNG. KHÔNG BAO GỒM PHÁT THẢI TRONG LĨNH VỰC LULUCF, NÔNG NGHIỆP VÀ CHẤT THẢI. BAO GỒM PHÁT THẢI TỪ ĐỐT NHIÊN LIỆU TRONG LĨNH VỰC NÔNG NGHIỆP.....	23
HÌNH 3.3 PHÁT THẢI KNK LŨY KẾ (2022-2050) CỦA HỆ THỐNG NĂNG LƯỢNG TRONG CÁC KỊCH BẢN CHÍNH.....	24
HÌNH 3.4 TỔNG CUNG NĂNG LƯỢNG SƠ CẤP (TPES) TRONG CÁC KỊCH BẢN CHÍNH. GIÁ TRỊ NHẬP KHẨU LÀ PHẦN CỘT CỐ HÌNH NỀN. ....	25
HÌNH 3.5 TIÊU THỤ NĂNG LƯỢNG CUỐI CÙNG THEO LOẠI NHIÊN LIỆU, SO SÁNH GIỮA HỆ THỐNG NĂNG LƯỢNG HIỆN TẠI VÀ TƯƠNG LAI (2050) TRONG CÁC KỊCH BẢN CHÍNH .....	26
HÌNH 3.6 SẢN LƯỢNG NHIÊN LIỆU TÁI TẠO THEO CÁC KỊCH BẢN. TỶ LỆ HYDROGEN ĐƯỢC SỬ DỤNG ĐỂ SẢN XUẤT NHIÊN LIỆU TÁI TẠO ĐƯỢC THỂ HIỆN BẰNG PHẦN GẠCH CHÉO VỚI MŨI TÊN BIỂU THỊ LƯỢNG HYDROGEN ĐƯỢC SỬ DỤNG TRONG QUÁ TRÌNH SẢN XUẤT NHIÊN LIỆU TÁI TẠO.....	26
HÌNH 3.7 TỔNG CHI PHÍ HỆ THỐNG NĂNG LƯỢNG THEO NĂM (CHI PHÍ HÀNG NĂM CHỨA CHIẾT KHẤU) VÀ GIÁ TRỊ HIỆN TẠI RÒNG TRONG GIAI ĐOẠN 2022-2050 TRONG CÁC KỊCH BẢN CHÍNH. ....	27
HÌNH 4.1 LỊCH SỬ CÔNG SUẤT LẮP ĐẶT NGUỒN ĐIỆN CỦA VIỆT NAM (NGUỒN: VIỆN NĂNG LƯỢNG) .....	31
HÌNH 4.2 TIỀM NĂNG NĂNG LƯỢNG TÁI TẠO ĐƯỢC GIẢ ĐỊNH TRONG CÁC KỊCH BẢN PHÂN TÍCH .....	32
HÌNH 4.3 TĂNG TRƯỞNG NHU CẦU ĐIỆN (TWh) GIAI ĐOẠN 2022-2050.....	33
HÌNH 4.4 TỶ TRỌNG NHU CẦU ĐIỆN THEO NGÀNH .....	34
HÌNH 4.5 CÔNG SUẤT LẮP ĐẶT NGUỒN ĐIỆN TRONG CÁC KỊCH BẢN CHÍNH.....	35
HÌNH 4.6 CÔNG SUẤT LẮP ĐẶT CỦA ĐIỆN MẶT TRỜI, ĐIỆN GIÓ VÀ ĐIỆN TỬ NHIÊN LIỆU HÓA THẠCH TRONG KỊCH BẢN BSL VÀ KỊCH BẢN NZ TỪ 2022 ĐẾN 2035.....	35
HÌNH 4.7 SẢN LƯỢNG ĐIỆN & TỶ TRỌNG NĂNG LƯỢNG TÁI TẠO TRONG CÁC KỊCH BẢN CHÍNH VÀO CÁC NĂM CƠ SỞ.....	36
HÌNH 4.8 CÔNG SUẤT LẮP ĐẶT NGUỒN ĐIỆN THEO VÙNG TRONG CÁC KỊCH BẢN BSL, NZ, VÀ NZ+ VÀO NĂM 2050 .....	37
HÌNH 4.9 TIỀM NĂNG NLTT (%) ĐƯỢC SỬ DỤNG TRONG TỪNG KỊCH BẢN VÀO NĂM 2050 VÀ TIỀM NĂNG GIẢ ĐỊNH TỐI ĐA CHO TỪNG LOẠI CÔNG NGHỆ NLTT ĐƯỢC THỂ HIỆN TRÊN CÁC CỘT CỦA BIỂU ĐỒ. *CÔNG SUẤT LẮP ĐẶT ĐIỆN MẶT TRỜI MẶT ĐẤT TỐI ĐA LÀ 136 GW CHO KỊCH BẢN BSL VÀ GT, VÀ 272 GW CHO CÁC KỊCH BẢN NZ, NZ+ VÀ GG.....	38
HÌNH 4.10 FLH CHO CÁC NGUỒN ĐIỆN (A) THAN, (B) KHÍ TỰ NHIÊN TRONG NƯỚC VÀ (C) LNG NHẬP KHẨU .....	40
HÌNH 4.11 MỨC TIÊU THỤ NHIÊN LIỆU (PJ) ĐỐI VỚI CÁC NGUỒN ĐIỆN (A) THAN, (B) KHÍ TỰ NHIÊN TRONG NƯỚC VÀ (C) LNG NHẬP KHẨU .....	41
HÌNH 4.12 SỰ KHÁC BIỆT VỀ CÔNG SUẤT LẮP ĐẶT GIỮA KỊCH BẢN NZ VÀ KỊCH BẢN NZ-H50-LNG / NZ-H100-LNG.....	41
HÌNH 4.13 ĐẦU TƯ ĐIỆN HẠT NHÂN THEO VÙNG. KHÔNG CÓ KHOẢN ĐẦU TƯ NÀO TRƯỚC NĂM 2040 TRONG TẤT CẢ CÁC KỊCH BẢN.....	43
HÌNH 4.14 TỶ TRỌNG CÔNG SUẤT VÀ MỨC ĐỘ ĐA DẠNG. HHI THẤP HƠN THỂ HIỆN MỨC ĐỘ ĐA DẠNG CUNG CẤP ĐIỆN CAO HƠN.....	44
HÌNH 4.15 CHI PHÍ HỆ THỐNG ĐIỆN HÀNG NĂM TRONG KỊCH BẢN BSL, NZ VÀ NZ+, ĐƯỢC TRÌNH BÀY DƯỚI DẠNG CHÉNH LỆCH CHI PHÍ GIỮA KỊCH BẢN BSL VÀ KỊCH BẢN NZ/NZ+ .....	45
HÌNH 4.16 NHU CẦU ĐẦU TƯ NGUỒN ĐIỆN VÀ CÔNG NGHỆ LƯU TRỮ THEO KỊCH BẢN TRONG GIAI ĐOẠN 2025-2050.....	46
HÌNH 5.1 SẢN LƯỢNG VÀ NHU CẦU ĐIỆN TRONG MỘT NGÀY HÈ NĂM 2023. [TRUNG TÂM ĐIỀU ĐỘ HỆ THỐNG ĐIỆN QUỐC GIA] .....	48
HÌNH 5.2 NHU CẦU VÀ NHU CẦU CÒN LẠI Ở VIỆT NAM VÀO NGÀY 17 THÁNG 6 NĂM 2030 (BÊN TRÁI) VÀ 2050 (BÊN PHẢI) THEO KỊCH BẢN NZ....	49
HÌNH 5.3 ĐIỀU ĐỘ HÀNG GIỜ CỦA TOÀN VIỆT NAM TRONG MỘT TUẦN THÁNG 6 NĂM 2050 ĐỐI VỚI KỊCH BẢN NZ.....	50
HÌNH 5.4 TRIỂN KHAI CÁC BIỆN PHÁP LINH HOẠT ĐỂ ĐẠT ĐƯỢC MỤC TIÊU PHÁT THẢI RÒNG BẰNG KHÔNG VÀO NĂM 2050 .....	50
HÌNH 5.5 ĐIỀU ĐỘ THEO GIỜ CÁC NHÀ MÁY ĐIỆN KHÍ VÀ THAN TRONG TUẦN THỨ 8 NĂM 2030 KỊCH BẢN NZ, THEO NHU CẦU VÀ CẮT GIẢM CÔNG SUẤT. TỔNG CÔNG SUẤT CẮT GIẢM TRONG TUẦN THỨ 8 LÊN TỚI 284 GWh. ....	51
HÌNH 5.6 CÁC ĐƯỜNG DÂY TRUYỀN TẢI THEO GW ĐƯỢC LẮP ĐẶT VÀO NĂM 2022, 2030 VÀ 2050 TRONG KỊCH BẢN NZ. MÀU ĐEN BIỂU DIỄN ĐƯỜNG DÂY TRUYỀN TẢI CAO ÁP XOAY CHIỀU, MÀU XANH BIỂU DIỄN ĐƯỜNG DÂY TRUYỀN TẢI CAO ÁP MỘT CHIỀU. ....	53
HÌNH 5.7 SẢN LƯỢNG PHÁT VÀ TIÊU THỤ ĐIỆN THEO VÙNG TRONG KỊCH BẢN NZ VÀO NĂM 2022 VÀ 2050. ....	53
HÌNH 5.8 PHÁT TRIỂN CÔNG SUẤT TRUYỀN TẢI LIÊN VÙNG TRONG CÁC KỊCH BẢN CHÍNH.....	54
HÌNH 5.9 CÔNG SUẤT PIN TÍCH NĂNG VÀ THUỶ ĐIỆN TÍCH NĂNG TÍNH BẰNG GW VÀ TỔNG DUNG LƯỢNG LƯU TRỮ TÍNH BẰNG GWh.....	55
HÌNH 5.10 CÔNG SUẤT LẮP ĐẶT CỦA CÁC HỆ THỐNG LƯU TRỮ (PIN VÀ THUỶ ĐIỆN TÍCH NĂNG) THEO GWh VÀ ĐIỆN MẶT TRỜI THEO GW Ở CÁC VÙNG TRONG KỊCH BẢN NZ. ....	56
HÌNH 5.11 CÔNG SUẤT LẮP ĐẶT NGUỒN ĐIỆN VÀ CÁC CÔNG NGHỆ LƯU TRỮ THEO GIẢ ĐỊNH CHI PHÍ PIN CAO (HC BESS) VÀ GIẢ ĐỊNH CHI PHÍ PIN THẤP (LC BESS) SO VỚI KỊCH BẢN NZ VÀO NĂM 2050.....	56
HÌNH 5.12 SẢN LƯỢNG VÀ NHU CẦU ĐIỆN TRƯỚC VÀ SAU KHI ÁP DỤNG GIẢI PHÁP LINH HOẠT TRONG MỘT NGÀY HÈ TRONG KỊCH BẢN NZ NĂM 2050 .....	57
HÌNH 5.13 VẬN HÀNH CÁC NHÀ MÁY ĐIỆN PHÂN TRONG 1 TUẦN CỦA NĂM 2050 THEO KỊCH BẢN NZ Ở VÙNG NAM TRUNG BỘ. GIÁ ĐIỆN ĐƯỢC BIỂU THỊ BẰNG ĐƯỜNG MÀU ĐEN. ....	58
HÌNH 5.14 CHÉNH LỆCH CÔNG SUẤT LẮP ĐẶT GIỮA KỊCH BẢN NZ- DỰ PHÒNG VÀ KỊCH BẢN NZ (KHÔNG BAO GỒM DỰ PHÒNG).....	59
HÌNH 6.1 LỊCH SỬ CÁN CÂN XUẤT NHẬP KHẨU CÁC SẢN PHẨM NĂNG LƯỢNG CỦA VIỆT NAM. SỐ ẨM THỂ HIỆN XUẤT KHẨU RÒNG (IEA 2024c).....	61
HÌNH 6.2 TIÊU THỤ SINH KHỐI RẮN CHO MỤC ĐÍCH NĂNG LƯỢNG TRONG CÁC KỊCH BẢN PHÂN TÍCH (PJ) .....	64

HÌNH 6.3 SỬ DỤNG NĂNG LƯỢNG SINH HỌC TRONG CÁC NGÀNH THEO KỊCH BẢN. NĂNG LƯỢNG SINH HỌC BAO GỒM SINH KHỐI RẮN VÀ NHIÊN LIỆU SINH HỌC ĐƯỢC CHUYỂN ĐỔI TỪ SINH KHỐI RẮN .....	64
HÌNH 6.4 SỬ DỤNG NHIÊN LIỆU TÁI TẠO Ở NGƯỜI DÙNG CUỐI (KHÔNG BAO GỒM SINH KHỐI RẮN) TRONG CÁC NGÀNH VÀO NĂM 2050.....	65
HÌNH 6.5 SẢN XUẤT HYDROGEN XANH VÀ CÔNG SUẤT CÁC NHÀ MÁY ĐIỆN PHÂN ĐƯỢC LẮP ĐẶT TRONG CÁC KỊCH BẢN .....	66
HÌNH 6.6 ĐẦU TƯ VÀO ĐƯỜNG ỐNG HYDROGEN TRONG KẾT NỐI LIÊN VÙNG VÀ THEO CÁC KỊCH BẢN .....	67
HÌNH 7.1. NHU CẦU VẬN TẢI HÀNH KHÁCH THEO PHƯƠNG THỨC (NIÊN GIÁM THỐNG KÊ GSO, 2021). DỮ LIỆU SƠ BỘ CỦA NĂM 2022.....	69
HÌNH 7.2. NHU CẦU VẬN CHUYỂN HÀNG HÓA THEO PHƯƠNG THỨC (NIÊN GIÁM THỐNG KÊ CỦA TỔNG CỤC THỐNG KÊ, 2021). DỮ LIỆU SƠ BỘ CỦA NĂM 2022 .....	70
HÌNH 7.3 NHU CẦU VẬN CHUYỂN HÀNH KHÁCH THEO CÁC PHƯƠNG THỨC VẬN TẢI .....	71
HÌNH 7.4. NHU CẦU VẬN CHUYỂN HÀNG HÓA THEO CÁC PHƯƠNG THỨC VẬN TẢI .....	71
HÌNH 7.5 TIÊU THỤ NĂNG LƯỢNG CUỐI CÙNG TRONG NGÀNH GIAO THÔNG VẬN TẢI (PJ). TỶ TRỌNG NHIÊN LIỆU TÁI TẠO BAO GỒM AMMONIA, METHANOL, XĂNG-TT, DIESEL-TT, DẦU MÁY BAY-TT VÀ KHÍ TỰ NHIÊN TỔNG HỢP, KHÔNG BAO GỒM ĐIỆN .....	72
HÌNH 7.6 MỨC TIÊU THỤ NHIÊN LIỆU THEO PHƯƠNG THỨC VẬN TẢI VÀO NĂM 2022 VÀ 2050 TRONG KỊCH BẢN NZ (PJ %).....	73
HÌNH 7.7 TIÊU THỤ NHIÊN LIỆU THEO LOẠI TRONG TOÀN BỘ CÁC PHẦN NGÀNH GIAO THÔNG VẬN TẢI VÀ TỶ TRỌNG ĐIỆN HÓA.....	74
HÌNH 7.8 CHI PHÍ CHO NGÀNH GIAO THÔNG VẬN TẢI, KHÔNG BAO GỒM HẠ TẦNG GIAO THÔNG. ....	74
HÌNH 7.9 TỶ TRỌNG NHIÊN LIỆU NHẬP KHẨU TRÊN TỔNG NHIÊN LIỆU TIÊU THỤ TRONG NGÀNH GIAO THÔNG VẬN TẢI THEO CÁC KỊCH BẢN CHÍNH ...	75
HÌNH 8.1 TĂNG TRƯỞNG NHU CẦU CỦA CÁC PHẦN NGÀNH CÔNG NGHIỆP THEO KỊCH BẢN.....	79
HÌNH 8.2 MỨC TIÊU THỤ NĂNG LƯỢNG CUỐI CÙNG CỦA NGÀNH CÔNG NGHIỆP [PJ] THEO CÁC KỊCH BẢN.....	80
HÌNH 8.3 PHÁT THẢI CO <sub>2</sub> EQ CỦA CÁC PHẦN NGÀNH CÔNG NGHIỆP .....	80
HÌNH 8.4 NHU CẦU NĂNG LƯỢNG TRONG LĨNH VỰC CÔNG NGHIỆP CỦA CÁC THIẾT BỊ CÓ MỨC HIỆU QUẢ NĂNG LƯỢNG KHÁC NHAU [PJ]. ....	81
HÌNH 8.5 CHI PHÍ Ô NHIỄM CỦA NGÀNH CÔNG NGHIỆP .....	82
HÌNH 8.6 CHI PHÍ CỦA CÁC PHẦN NGÀNH CÔNG NGHIỆP.....	82
HÌNH 8.7 SỬ DỤNG CCS TRONG CÁC PHẦN NGÀNH CÔNG NGHIỆP THÍCH HỢP TRONG CÁC KỊCH BẢN .....	83
HÌNH 9.1 MỨC TIÊU THỤ NĂNG LƯỢNG CUỐI CÙNG CỦA CÁC NGÀNH DÂN DỤNG, DỊCH VỤ VÀ NÔNG NGHIỆP TRONG CÁC KỊCH BẢN CHÍNH .....	86
HÌNH 9.2 TỶ TRỌNG NHU CẦU NĂNG LƯỢNG TRONG CÁC LĨNH VỰC DÂN DỤNG, DỊCH VỤ VÀ NÔNG NGHIỆP ĐƯỢC CUNG CẤP BỞI CÁC QUÁ TRÌNH CÓ MỨC HIỆU QUẢ NĂNG LƯỢNG KHÁC NHAU.....	86
HÌNH 9.3 PHÁT THẢI TỪ CÁC NGÀNH DÂN DỤNG, DỊCH VỤ VÀ NÔNG NGHIỆP TRONG CÁC KỊCH BẢN CHÍNH .....	87
HÌNH 9.4 TIÊU THỤ NĂNG LƯỢNG CUỐI CÙNG CỦA NGÀNH NÔNG NGHIỆP TRONG CÁC KỊCH BẢN CHÍNH .....	87
HÌNH 10.1 MỨC Ô NHIỄM KHÔNG KHÍ VÀ CHI PHÍ Ô NHIỄM KHÔNG KHÍ TRONG NĂM 2022 VÀ 2050 TRONG CÁC KỊCH BẢN CHÍNH.....	89
HÌNH 10.2 PHÁT THẢI GÂY Ô NHIỄM KHÔNG KHÍ (NO <sub>x</sub> , PM <sub>2.5</sub> VÀ SO <sub>2</sub> ) VÀ CÁC CHI PHÍ LIÊN QUAN TRONG CÁC KỊCH BẢN CHÍNH .....	91
HÌNH 10.3 Ô NHIỄM KHÔNG KHÍ VÀ LƯỢNG PHÁT THẢI CO <sub>2</sub> EQ CỦA BA NGÀNH GÂY Ô NHIỄM NHẤT (CÔNG NGHIỆP, ĐIỆN VÀ GIAO THÔNG VẬN TẢI) TRONG KỊCH BẢN GT .....	92
HÌNH 10.4 LƯỢNG PHÁT THẢI Ô NHIỄM NO <sub>x</sub> THEO LOẠI NHIÊN LIỆU VÀ LƯỢNG PHÁT THẢI CO <sub>2</sub> EQ TRONG LĨNH VỰC GIAO THÔNG VẬN TẢI ĐẾN NĂM 2050 ĐỐI VỚI CÁC KỊCH BẢN CHÍNH.....	92

## Danh mục bảng

BẢNG 2.1. CÁC KỊCH BẢN CHÍNH VÀ CÁC BIẾN THỂ CỦA KỊCH BẢN PHÁT THẢI RÒNG BẰNG KHÔNG. ....	17
BẢNG 2.2 PHÂN TÍCH ĐỘ NHAY CỦA HỆ THỐNG NĂNG LƯỢNG (MÔ HÌNH TIMES), CỦA HỆ THỐNG ĐIỆN (MÔ HÌNH BALMOREL) HOẶC CẢ HAI. ....	19
BẢNG 3.1. TỔNG QUAN (DANH SÁCH KHÔNG ĐẦY ĐÚ) VỀ MỘT SỐ CHIẾN LƯỢC VÀ KẾ HOẠCH TRỌNG ĐIỂM VỀ KHÍ HẬU VÀ NĂNG LƯỢNG QUỐC GIA, VỚI CÁC LĨNH VỰC TRỌNG TÂM VÀ MỤC TIÊU CHÍNH.....	21
BẢNG 5.1 RÀO CẢN VÀ GIẢI PHÁP VẬN HÀNH LINH HOẠT CÁC NHÀ MÁY NHIỆT ĐIỆN. ....	52
BẢNG 5.2 DỰ PHÒNG VẬN HÀNH VÀ DỰ PHÒNG KẾ HOẠCH TRONG KỊCH BẢN NZ – DỰ PHÒNG.....	58
BẢNG 6.1 TIỀM NĂNG GIÁ ĐỊNH CỦA CÁC LOẠI SINH KHỐI (PJ). PHỤ PHẨM TRỒNG TRọt BAO GỒM BÃ MÍA, RƠM RA VÀ TRẤU .....	63
BẢNG 6.2 CHI PHÍ ĐẦU TƯ CỦA BA HỆ THỐNG TRUYỀN TẢI ĐIỆN KHÁC NHAU SO VỚI ĐƯỜNG ỐNG HYDROGEN. CHI PHÍ ĐƯỢC CHUẨN HÓA TRÊN MỖI GW/KM, BAO GỒM CÁC TRAM HVDC Ở KHOẢNG CÁCH 150 KM (ENERGINET, 2020).....	66

## Phần A – Giới thiệu và bối cảnh

### 1. Giới thiệu

#### 1.1 Bối cảnh chính sách khí hậu và năng lượng ở Việt Nam

Việt Nam đã trải qua giai đoạn tăng trưởng kinh tế mạnh mẽ, GDP bình quân đầu người tăng gấp 3,6 lần chỉ trong hai thập kỷ, đạt 3.700 USD vào năm 2022<sup>2</sup> và đang nổi lên là một trong những nền kinh tế tăng trưởng nhanh nhất Đông Nam Á. Xu hướng tăng trưởng dự kiến sẽ vẫn được tiếp tục, thúc đẩy nhu cầu năng lượng. Quá trình công nghiệp hóa, đô thị hóa, mở rộng sản xuất và sự phát triển của tầng lớp trung lưu dẫn đến nhu cầu năng lượng liên tục tăng cao.

Việt Nam nằm trong số 5 quốc gia dễ bị tổn thương nhất trên thế giới do biến đổi khí hậu<sup>3</sup>. Việt Nam ngày càng chịu nhiều ảnh hưởng trực tiếp của biến đổi khí hậu, bao gồm mực nước biển dâng cao, các hiện tượng thời tiết cực đoan và lượng mưa thay đổi. Theo tính toán sơ bộ của Ngân hàng Thế giới vào năm 2022, hiện nay, nền kinh tế Việt Nam chịu thiệt hại khoảng 10 tỷ USD, tương đương 3,2% GDP hàng năm do tác động của biến đổi khí hậu. Triển vọng về những tác động tiêu cực dưới đây nhấn mạnh sự cần thiết phải có hành động cấp bách ở cấp quốc gia và toàn cầu nhằm giảm phát thải KNK: "Nếu không có các biện pháp thích ứng và giảm nhẹ thích hợp, ước tính tác động của biến đổi khí hậu đối với Việt Nam vào khoảng 12% đến 14,5% GDP mỗi năm vào năm 2050" (Nguồn: Ngân hàng Thế giới<sup>4</sup>). Nhận thức được khả năng dễ bị tổn thương của nền kinh tế và dân số, Việt Nam đang tích cực giải quyết các mối lo ngại về biến đổi khí hậu trong bối cảnh chính sách, tập trung vào các hoạt động sử dụng năng lượng bền vững và thích ứng.

Cấu trúc khung hành động về khí hậu của Việt Nam được nêu rõ trong Chiến lược quốc gia về Biến đổi khí hậu đến năm 2050 đặt mục tiêu đạt mức phát thải ròng bằng không vào năm 2050 (Quyết định 896/QĐ-TTg và Quyết định 888/QĐ-TTg về những nhiệm vụ, giải pháp triển khai kết quả hội nghị COP26). Bên cạnh đó, vào tháng 12 năm 2022, Việt Nam đã tham gia Thỏa thuận Đối tác chuyển đổi năng lượng công bằng (JETP). JETP dự kiến cung cấp 15,5 tỷ USD hỗ trợ cho giai đoạn đến năm 2026-2028, bởi một nhóm các nước tài trợ và tư nhân để giúp Việt Nam đạt được cam kết phát thải ròng bằng không vào năm 2050. Các nội dung chính của JETP bao gồm các mục tiêu đến năm 2030 như sau: đỉnh phát thải của ngành điện đạt 170 triệu tấn CO<sub>2</sub>eq, sản lượng NLTT chiếm tỷ trọng 47% và công suất đỉnh của các nhà máy điện than là 30,2 GW.

Dựa trên Chiến lược quốc gia về Biến đổi khí hậu, Việt Nam đã lồng ghép quá trình chuyển đổi bền vững vào QHĐ8 theo Quyết định 500/QĐ-TTg và được phê duyệt vào tháng 5 năm 2023, qua đó đặt ra các mục tiêu tăng tỷ trọng NLTT và cải thiện hiệu quả sử dụng năng lượng để hỗ trợ đất nước đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng không vào năm 2050. Đáng chú ý là không có kế hoạch đầu tư nhà máy nhiệt điện than mới nào sau năm 2030 và việc giảm dần các nhà máy điện than sẽ diễn ra sau năm 2035.

Ngoài ra, Quy hoạch tổng thể về năng lượng quốc gia (QHNLQG) (Quyết định số 893/QĐ-TTg) được phê duyệt vào tháng 7 năm 2023 đã lồng ghép QHĐ8 trong lộ trình rộng hơn cho ngành năng lượng, nhằm đạt được các mục tiêu phát triển của Việt Nam đồng thời đảm bảo mục tiêu phát thải ròng bằng không vào năm 2050. Đồng thời, QHNLQG có kế hoạch giảm sự phụ thuộc vào các nguồn năng lượng nhập khẩu và đảm bảo sử dụng hiệu quả các nguồn tài nguyên trong nước.

Về quy hoạch ngành, Việt Nam gần đây đã thông qua lộ trình chuyển đổi năng lượng xanh (Quyết định 876/QĐ-TTg, 2022), với mục tiêu tổng thể là phát triển hệ thống giao thông xanh, vận hành hoàn toàn bằng điện hoặc năng lượng xanh vào năm 2050 theo hướng phù hợp với mục tiêu phát thải ròng bằng không của Việt Nam.

<sup>2</sup> Tổng quan: Tin tức phát triển, nghiên cứu, dữ liệu | Ngân hàng Thế giới, <https://www.worldbank.org/en/country/vietnam/overview>. Truy cập ngày: 01.02.2024

<sup>3</sup>Theo tờ thông tin về biến đổi khí hậu của USAID: <https://www.usaid.gov/sites/default/files/2023-07/2022-USAID-Vietnam-Climate-Change-Country-Profile.pdf>

<sup>4</sup> Điểm nổi bật chính: Báo cáo khí hậu và phát triển quốc gia của Việt Nam <https://www.worldbank.org/en/country/vietnam/brief/key-highlights-country-climate-and-development-report-for-vietnam>

Ngoài ra, các biện pháp liên ngành về giảm phát thải KNK và bảo vệ tầng ozone cũng được nêu trong nghị định 06/2022/NĐ-CP.

Với tiềm năng NLTT dồi dào, tỷ trọng điện mặt trời và điện gió trong tổng sản lượng điện đã tăng nhanh trong vài năm qua, từ gần 0% năm 2018 lên 21% đối với điện mặt trời và 5% đối với điện gió vào năm 2022, tương ứng với hơn 16 GW công suất đặt điện mặt trời (bao gồm điện mặt trời mái nhà) và 5 GW công suất điện gió. Trong tương lai, QHĐ8 đặt mục tiêu 31-39% sản lượng điện tái tạo vào năm 2030 (47% trong trường hợp “thực hiện đầy đủ và thực chất” JETP) và 68-72% vào năm 2050.

Mục tiêu của Báo cáo Triển vọng Năng lượng Việt Nam (EOR) được tóm tắt như sau:

- Đánh giá một cách tương đối và lượng hoá tác động của các lộ trình khác nhau của hệ thống năng lượng đối với nền kinh tế, sự phụ thuộc vào nhập khẩu nhiên liệu, phát thải KNK và tác động sức khỏe do ô nhiễm không khí.
- Cung cấp **những hiểu biết sâu sắc về công nghệ và chính sách** nhằm thu hẹp khoảng cách về mục tiêu không phát thải carbon trong các lĩnh vực khó khử carbon gồm công nghiệp và giao thông vận tải.
- Nghiên cứu **tác động trên toàn hệ thống**, cũng như các tác động và cơ hội theo từng ngành cụ thể trong việc hoàn thành các mục tiêu năng lượng và khí hậu đã công bố.
- Thúc đẩy sự đồng thuận và hiểu biết rộng rãi về các thách thức và cơ hội đối với ngành năng lượng Việt Nam trong trung và dài hạn, thông qua sự tham gia của các bên liên quan trong suốt quá trình xây dựng Báo cáo Triển vọng Năng lượng.

## 1.2 Cấu trúc của báo cáo

Báo cáo được chia thành hai phần chính:

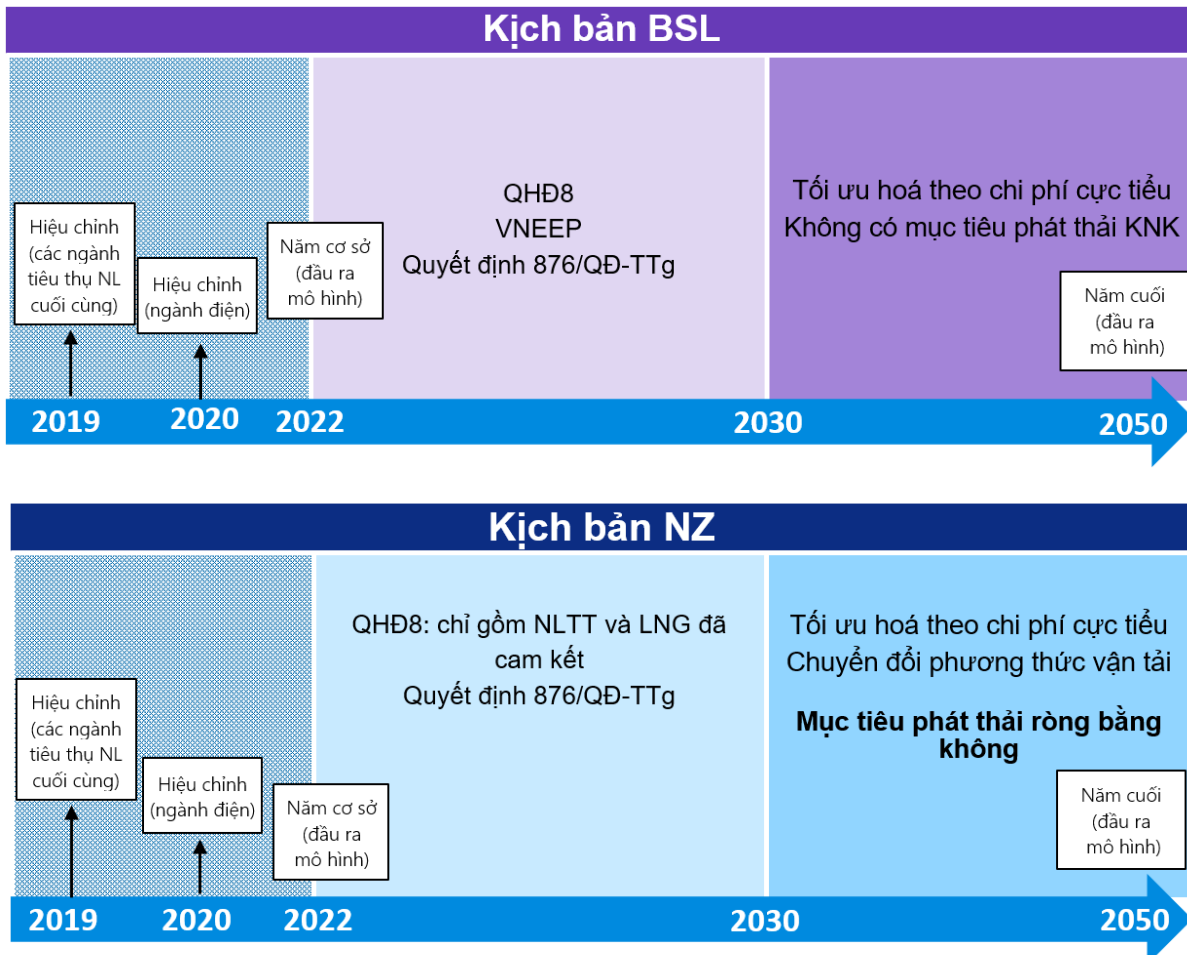
1. Phần giới thiệu đầu tiên (Phần A) mô tả khung kịch bản và các giả định cũng như các đặc điểm chính của phương pháp lập mô hình cho nghiên cứu này.
2. Phần thứ hai (Phần B) trình bày các kết quả ở cấp độ hệ thống và các thông điệp chính phản ánh mục tiêu phát thải ròng bằng không vào năm 2050, tiếp theo là các kết quả cụ thể theo từng lĩnh vực bao gồm: quy hoạch và vận hành hệ thống điện, cung cấp và sử dụng nhiên liệu tái tạo, giao thông vận tải, công nghiệp và các lĩnh vực nhu cầu khác. Tác động của ô nhiễm không khí cũng được nhấn mạnh. Các khuyến nghị chính sách rút ra từ các phân tích được trình bày ở cuối mỗi chương liên quan.

## 2. Khung kịch bản

Báo cáo này trình bày hai kịch bản chính, dựa trên mô hình hóa hệ thống năng lượng toàn diện, mô tả và so sánh phương án phát triển cơ sở của Việt Nam với phương án phát triển bền vững, cả hai phương án đều thể hiện tầm nhìn dài hạn nhất quán, hợp lý và phù hợp về hệ thống năng lượng tương lai của Việt Nam (Hình 2.1). Phương pháp tiếp cận này tương tự như các Báo cáo Triển vọng Năng lượng trước đây, mặc dù Báo cáo Triển vọng Năng lượng – Đường đến phát thải ròng bằng không có sự khác biệt nhờ cam kết mới đây của Thủ tướng Chính phủ về mục tiêu phát thải ròng bằng không vào năm 2050 được công bố tại hội nghị COP26 năm 2021, cũng như sự tích hợp mục tiêu đó trong Chiến lược quốc gia về Biến đổi khí hậu và QHĐ8.

### 2.1 Các kịch bản được phân tích

Mục đích của Kịch bản cơ sở (BSL) là cung cấp một lộ trình thực tế cho việc phát triển hệ thống năng lượng nếu thiếu các hành động cụ thể được thực hiện nhằm giảm lượng phát thải KNK xuống mức phát thải ròng bằng không vào năm 2050. Kịch bản này được tối ưu hóa theo hướng tổng chi phí hệ thống thấp nhất nhưng vẫn đáp ứng mức tăng trưởng cao về nhu cầu năng lượng đến năm 2050. Kịch bản BSL, mặc dù không có bất kỳ mục tiêu khí hậu nào, nhưng vẫn được kỳ vọng có khả năng thể hiện một hệ thống cần đầu tư ở mức cao để đáp ứng nhu cầu năng lượng ngày càng lớn. Kịch bản cũng có thể cho thấy liệu có hiệu quả về chi phí hay không khi áp dụng các biện pháp và công nghệ giảm phát thải KNK như công nghệ NLTT, sử dụng năng lượng tiết kiệm hiệu quả và lưu trữ điện năng, kể cả trong trường hợp không khuyến khích giảm KNK.



Hình 2.1. Các giả định chính trong khung thời gian được phân tích cho hai kịch bản chính.

Kịch bản Phát thải ròng bằng không (NZ) đưa ra lộ trình tối ưu hóa về kỹ thuật và kinh tế đến năm 2050 để Việt Nam đạt được các mục tiêu giảm phát thải. Theo Chiến lược quốc gia về Biến đổi khí hậu (NCCS), giả định mức bù trừ lượng phát thải âm, hay hấp thụ từ sử dụng đất, thay đổi sử dụng đất và lâm nghiệp (LULUCF) là 185 triệu tấn/năm cho đến năm 2050. Để đạt được phát thải ròng bằng không, NCCS đặt mục tiêu phát thải tối đa mỗi

năm của ngành năng lượng là 101 triệu tấn, của ngành nông nghiệp là 56 triệu tấn, của các quá trình công nghiệp là 20 triệu tấn và lĩnh vực xử lý chất thải là 8 triệu tấn. Các giới hạn trần này được áp dụng cho kịch bản NZ. Để đánh giá giá trị tiềm năng của việc loại bỏ các rào cản hiện tại và nới lỏng các giới hạn, đầu vào của kịch bản giả định rằng tiềm năng NLTT tăng lên so với kịch bản BSL, cũng như không có ràng buộc về khả năng giảm công suất của các nhà máy điện hiện hữu. Kịch bản NZ đưa ra lộ trình phát triển được tối ưu hóa về mặt kinh tế nhưng có thể vẫn cần có các biện pháp nhằm giải quyết các vấn đề xã hội quan trọng chưa được tính đến trong mô hình, chẳng hạn như nghĩa vụ pháp lý, các vấn đề xã hội liên quan đến chuyển đổi việc làm, yêu cầu về giáo dục cũng như môi trường và vấn đề quy hoạch.

Mô hình được thiết lập nhằm đáp ứng các ràng buộc và mục tiêu kịch bản đặt ra với chi phí thấp nhất có thể. Như vậy, một trong những thông số chính để so sánh các kết quả khác nhau sẽ là thay đổi bất kỳ về chi phí kinh tế xã hội, bao gồm những thay đổi về tổng mức đầu tư cần thiết.

Bảng 1 minh họa nội dung và việc triển khai mô hình của các kịch bản chủ chốt và các biến thể chính của kịch bản NZ. Sự khác biệt giữa kịch bản BSL và kịch bản NZ tập trung vào các khía cạnh sau:

- Công nghệ nhà máy điện và nguồn nhiên liệu sẵn có ở Việt Nam: cụ thể, vai trò của các nhà máy điện khí và than hiện hữu và nhà máy điện khí và than được cam kết trong hệ thống điện tương lai là gì? Làm thế nào có thể tối ưu hóa quá trình chuyển đổi trong trung và dài hạn (2030 và 2040) và các nhiên liệu thay thế như hydrogen, ammonia và sinh khối sẽ đóng vai trò như thế nào?
- Công nghệ CCS trong ngành công nghiệp và năng lượng khả thi và hiệu quả về mặt chi phí ở mức độ như thế nào?
- Mức độ khai thác tối ưu về kỹ thuật tiềm năng NLTT trên bờ là gì, có tính đến quỹ đất sẵn có và các mục đích sử dụng đất theo quy hoạch?
- Tác động của các lộ trình phát triển năng lượng đối với an ninh nguồn cung, về cung cấp điện, mức độ phụ thuộc vào nhập khẩu nhiên liệu cho tất cả các ngành và sự đa dạng hóa nguồn cung?
- Những khoản đầu tư cần thiết để nâng cấp và củng cố cơ sở hạ tầng năng lượng, cho lưới điện và hydrogen trong tương lai?

Ngoài hai kịch bản chính (BSL và NZ), có ba phiên bản khác đều đạt được các mục tiêu dài hạn vào năm 2050 đã được xây dựng. Những nghiên cứu này phục vụ mục đích nghiên cứu các phương pháp tiếp cận cơ bản đối với sự phát triển của xã hội Việt Nam và tác động của phương pháp này đối với hệ thống năng lượng cũng như khả năng hoàn thành các mục tiêu phát thải của Việt Nam. Các câu hỏi sau đây đã được xem xét thông qua định nghĩa và mô hình hóa ba kịch bản NZ chính.

- **Kịch bản Phát thải ròng bằng không+ (NZ+):** Nếu Việt Nam tăng cường mục tiêu phát thải ròng bằng không cho ngành năng lượng vào năm 2050 thì sẽ tác động như thế nào đối với các khoản đầu tư bổ sung cần thiết và công nghệ mới là gì? Chi phí gia tăng khi tăng cường mục tiêu như vậy là bao nhiêu?
- **Kịch bản Tăng trưởng xanh (GG):** Tác động của quá trình phát triển kinh tế của Việt Nam đối với tính khả thi và chi phí của quá trình chuyển đổi xanh? Cụ thể, các khoản đầu tư và cơ cấu công nghệ sẽ bị ảnh hưởng như thế nào trước sự phát triển nhanh hơn theo hướng tăng nền kinh tế khu vực dịch vụ, kết hợp với sản xuất sản phẩm công nghiệp có giá trị cao?
- **Kịch bản Giao thông xanh (GT):** Giả sử Quyết định số 876 của Thủ tướng Chính phủ về chuyển đổi giao thông xanh ở Việt Nam được triển khai đầy đủ, điều này sẽ tác động như thế nào đến sự phát triển của các ngành năng lượng khác? Kịch bản này có phù hợp với ngành điện có nhiều ràng buộc hơn bao gồm hạn chế về tiềm năng NLTT không?

**Bảng 2.1. Các kịch bản chính và các biến thể của kịch bản Phát thải ròng bằng không.**

	Mục đích và áp dụng	Triển khai mô hình
<b>Kịch bản cơ sở (BSL)</b>	Kịch bản này mang tính tham chiếu nhằm mô tả một tương lai giả định chỉ bao gồm các chính sách hiện có và các kế hoạch ngắn hạn và không quan tâm đến mục tiêu tránh tác động của biến đổi khí hậu đối với Việt Nam. Sự phát triển của hệ thống năng lượng tuân theo lộ trình không	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Dựa trên Kịch bản BSL từ Báo cáo Triển vọng Năng lượng 2021, với những điều chỉnh cần thiết để bao gồm các kế hoạch và phát triển ngắn hạn đến năm 2030, có tính đến QHĐ8, VNEEP và Quyết định 876.</li> </ul>

	<p>ưu tiên giảm phát thải KNK và không đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng không vào năm 2050. Khi đối chiếu so sánh với các kịch bản Phát thải ròng bằng không (NZ), kịch bản này có thể minh họa các khu vực cần đặc biệt thực hiện quá trình chuyển đổi để đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng không (ví dụ: ngành/công nghệ/lĩnh vực nào);</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Những điều kiện hạn chế về vận hành tối thiểu của các nhà máy điện than được thực thi. Không được phép ngừng hoạt động nhà máy trước khi hết tuổi thọ kỹ thuật.</li> <li>Tiềm năng NLTT cơ bản: đất dành cho năng lượng mặt trời (không bao gồm điện mặt trời mái nhà và điện mặt trời nổi) ở mức 136 GW<sup>5</sup>.</li> <li>NDC trong trường hợp không có sự hỗ trợ của quốc tế (điều chỉnh vào năm 2022) được sử dụng để thiết lập lộ trình phát thải đến năm 2030, tức là giảm phát thải 15,8% vào năm 2030 so với kịch bản thông thường (BAU)</li> </ul>
<p><b>Kịch bản Phát thải ròng bằng không (NZ)</b></p>	<p>Kịch bản NZ minh họa cách thức đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng không một cách <b>tối ưu hóa chi phí</b> từ góc độ kinh tế xã hội và kỹ thuật, với giả định rằng các chính sách tạo điều kiện cho quá trình chuyển đổi được thực hiện kịp thời và các nỗ lực đang diễn ra để đảm bảo rằng các rào cản quan trọng được loại bỏ, tạo đà thúc đẩy quá trình chuyển đổi.</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Mục tiêu phát thải ròng bằng không vào năm 2050 đối với phát thải KNK cho tất cả các lĩnh vực cũng được đưa vào, tương đương 101 triệu tấn cho hệ thống năng lượng, và 20 triệu tấn cho phát thải từ quá trình công nghiệp.</li> <li>Tiềm năng NLTT cao hơn: đất dành cho năng lượng mặt trời (không bao gồm điện mặt trời mái nhà và điện mặt trời nổi) ở mức 272 GW<sup>6</sup>.</li> <li>Các nhà máy điện than được phép ngừng hoạt động trước khi kết thúc tuổi thọ kỹ thuật.</li> <li>Cho phép vận hành nhà máy điện linh hoạt từ năm 2030 (yêu cầu hợp đồng về sử dụng nhiên liệu tối thiểu chỉ được thực thi cho đến thời điểm này).</li> <li>Có sự phát triển cơ sở hạ tầng giao thông đáng kể hỗ trợ chuyển đổi phương thức từ vận tải cá nhân sang vận tải công cộng (vận tải hàng hóa và hành khách), cũng như mức độ điện hóa cao hơn (đặc biệt là đối với đường sắt).</li> </ul>
<p><b>Kịch bản Phát thải ròng bằng không+ (NZ+)</b></p>	<p>Phiên bản biến thể này của kịch bản NZ được phát triển để cho phép đánh giá sâu hơn về tính chắc chắn của các kết quả kịch bản NZ, minh họa lộ trình phát triển hướng tới <b>mục tiêu tham vọng hơn vào năm 2050</b>. Mục đích xây dựng kịch bản này là nghiên cứu những công nghệ nào được áp dụng và lĩnh vực nào sẽ tiết kiệm chi phí nhất để giảm phát thải hơn nữa, chẳng hạn như nếu trong trường hợp không thể đạt được hoàn toàn mục tiêu 185 triệu tấn phát thải âm từ LULUCF vào năm 2050.</p>	<p>Sự thay đổi này giống hệt với kịch bản NZ, ngoại trừ mục tiêu phát thải tăng lên vào năm 2050. Lượng phát thải được phép cho riêng ngành năng lượng của Việt Nam vào năm 2050 sẽ giảm từ 101 triệu tấn, theo Chiến lược quốc gia về Biến đổi khí hậu, xuống 0. Mức này sẽ tương ứng với việc giảm tổng lượng phát thải của Việt Nam từ 185 triệu tấn xuống còn 84 triệu tấn vào năm 2050, với lượng phát thải còn lại đến từ nông nghiệp, các quá trình công nghiệp và xử lý chất thải, theo Chiến lược quốc gia về Biến đổi khí hậu.</p>
<p><b>Kịch bản Tăng trưởng xanh (GG)</b></p>	<p>Biến thể này của kịch bản NZ nghiên cứu tác động của một lộ trình phát triển kinh tế khác, hướng tới <b>tăng trưởng kinh tế sử dụng năng lượng ít hơn</b>, đối với quá trình chuyển đổi hệ thống năng lượng. Mục đích là để hiểu được tác động của các quyết định kinh tế vĩ mô lớn hơn đối với khả năng tiết kiệm năng lượng của hệ thống và giảm phát thải.</p> <p>Kịch bản này chỉ bao gồm các tác động đối với hệ thống năng lượng do các giả định kinh tế thay đổi và do đó không phản ánh các tác động kinh</p>	<p>Kịch bản biến thể tăng trưởng xanh được áp dụng cho cơ cấu kinh tế của Việt Nam trong khi vẫn duy trì tốc độ tăng trưởng GDP hàng năm như cũ. Trong khi các kịch bản BSL và kịch bản NZ giả định tốc độ phát triển tương đối chậm của Việt Nam theo hướng từ ngành sản xuất sang khu vực dịch vụ, thì sự chuyển dịch này được tăng tốc đáng kể trong kịch bản biến thể này. Hơn nữa, trong lĩnh vực công nghiệp sản xuất, tỷ lệ tăng trưởng kinh tế cao hơn được thúc đẩy bởi các sản phẩm có giá trị cao như điện tử, bán dẫn và ô tô xe máy, trong khi tốc độ tăng trưởng ở các ngành sử dụng nhiều năng lượng</p>

<sup>5</sup> Trên cơ sở diện tích đất được phân bổ cho mục đích năng lượng tại Nghị quyết 39/2021/QH15 về Quy hoạch sử dụng đất quốc gia giai đoạn 2021-2030, tầm nhìn đến 2050.

<sup>6</sup> Giả định diện tích đất phân bổ cho mục đích năng lượng được tăng lên.

	tế vĩ mô lớn hơn, chẳng hạn như tác động việc làm, yêu cầu giáo dục và cán cân xuất nhập khẩu.	(ví dụ như chế biến kim loại, dệt may và sản xuất nhựa) bị giảm sút.  Đóng góp chung vào GDP theo cấu trúc này vào năm 2050: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Công nghiệp: 30%</li> <li>• Dịch vụ: 60%</li> <li>• Nông nghiệp: 10%</li> </ul>
<b>Kịch bản Giao thông xanh (GT)</b>	Biến thể này của kịch bản NZ khám phá các mục tiêu tham vọng cao hơn cho ngành giao thông vận tải, từ đó phân tích ý nghĩa đối với toàn hệ thống của việc <b>khử carbon hoàn toàn trong ngành giao thông vận tải vào năm 2050</b> , đồng thời duy trì mục tiêu tổng thể về phát thải ròng bằng không cho hệ thống năng lượng vào năm 2050.	Kịch bản GT được xây dựng dựa trên kịch bản NZ với các thay đổi sau: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Giới hạn phát thải KNK liên quan đến giao thông vận tải được đặt ở mức 1 triệu tấn vào năm 2050 dựa trên việc thực hiện đầy đủ Quyết định số 876/QĐ-TTg.</li> <li>• Tiềm năng NLTT cơ bản: đất dành cho năng lượng mặt trời (không bao gồm điện mặt trời mái nhà và điện mặt trời nổi) ở mức 136 GW.</li> </ul>

## 2.2 Phân tích độ nhạy

Một số phân tích độ nhạy (Bảng 2.2) cũng được thực hiện để nghiên cứu tác động của một số yếu tố phát triển nhất định, chẳng hạn như thay đổi về giá nhiên liệu toàn cầu và tiến triển về chi phí công nghệ phát điện và lưu trữ.

**Bảng 2.2 Phân tích độ nhạy của hệ thống năng lượng (mô hình TIMES), của hệ thống điện (mô hình Balmorel) hoặc cả hai.**

Phân tích độ nhạy	Trọng tâm và triển khai mô hình	Hệ thống năng lượng	Hệ thống điện
NZ – Hệ số chiết khấu thấp hơn	Hệ số chiết khấu: 6,3% (thay vì 10%)	✓	✓
NZ - GDP cao	Tốc độ tăng trưởng GDP hàng năm từ 2030 đến 2050: 7,5% (thay vì 6,5%)	✓	✓
NZ - Chi phí pin cao	Chi phí vốn của hệ thống pin lưu trữ cao hơn dựa trên giới hạn trên của Cấm nung công nghệ (TC)		✓
NZ - Chi phí pin thấp	Chi phí vốn của hệ thống pin lưu trữ giảm dựa trên giới hạn dưới của TC		✓
NZ - Chi phí năng lượng mặt trời cao	Chi phí vốn của điện mặt trời PV cao hơn dựa trên giới hạn trên của TC		✓
NZ – +50% giá LNG	Giá LNG tăng 50% so với kịch bản NZ từ năm 2030		✓
NZ – +100% giá LNG	Giá LNG tăng 100% so với kịch bản NZ từ năm 2030		✓
BSL - Giá nhiên liệu cao	Giá nhiên liệu (không bao gồm hạt nhân) tăng 25% so với kịch bản BSL, từ năm 2025	✓	✓
BSL - Giá nhiên liệu thấp	Giảm 25% giá nhiên liệu (không bao gồm hạt nhân) so với kịch bản BSL, từ năm 2025	✓	✓
NZ - Dự phòng	Lập mô hình rõ ràng về dự phòng chiến lược và dự phòng vận hành hệ thống điện		✓
NZ – Mức độ linh hoạt của các nhà máy nhiệt điện hạn chế	Mức sử dụng nhiên liệu tối thiểu cho các nhà máy điện khí đến năm 2030		✓
BSL - Cải thiện hiệu quả sử dụng năng lượng	Cải thiện mức độ hiệu quả năng lượng trong khu vực dân dụng và dịch vụ	✓	✓

Hầu hết các phân tích độ nhạy đều bao gồm việc thay đổi một tham số duy nhất để phân tích tác động đối với hệ thống năng lượng và/hoặc hệ thống điện về thay đổi liên quan đến công nghệ và hỗn hợp nhiên liệu, cũng như những thay đổi về chi phí hệ thống. Ví dụ, phân tích độ nhạy tập trung vào dự phòng của hệ thống điện bao gồm lập mô hình rõ ràng về dự phòng chiến lược và vận hành để đánh giá công nghệ nào phù hợp nhất đáp ứng nhu cầu dự phòng và đánh giá chi phí phát sinh thêm của công suất dự phòng này.

Một ví dụ khác là độ nhạy của việc cải thiện hiệu quả sử dụng năng lượng. Phân tích này được thực hiện nhằm đánh giá tác động tiềm tàng của việc áp dụng các công nghệ và thiết bị sử dụng năng lượng hiệu quả trong khu vực dân dụng và dịch vụ, giả định rằng các mục tiêu đặt ra trong Chương trình quốc gia về Sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả (VNEEP) năm 2030 sẽ được nâng lên hướng tới năm 2050.

## 2.3 Khung mô hình hóa và các giả định chính

Mục đích của phần này là cung cấp sự hiểu biết chung về thông số thiết lập mô hình, ranh giới hệ thống cho các phân tích kịch bản được thực hiện và các giả định chính trong các kịch bản.

Các phân tích được trình bày dựa trên việc tối ưu hóa kinh tế xã hội với chi phí thấp nhất trong đầu tư và vận hành công nghệ năng lượng mà không hạch toán trực tiếp thuế và trợ giá, bao gồm tất cả các lĩnh vực của hệ thống năng lượng Việt Nam (cung cấp, chuyển đổi, nhu cầu) trong giai đoạn đến năm 2050. Cụ thể hơn, hệ thống năng lượng được mô hình hóa bao gồm các lĩnh vực sau:

- **Thượng nguồn:** tài nguyên trong nước, cơ sở hạ tầng khai thác, nhập khẩu nhiên liệu, lọc dầu, quá trình chuyển hóa năng lượng hiện tại và tương lai;
- **Ngành điện:** sản xuất, truyền tải và lưu trữ.
- Lĩnh vực sử dụng cuối cùng:
  - **Giao thông vận tải:** hành khách và hàng hóa, không bao gồm hàng không và vận chuyển quốc tế;
  - **Công nghiệp:** đại diện cho 14 phân ngành khác nhau;
  - **Các khu vực nhu cầu khác:** dân cư (nông thôn và thành thị), nông nghiệp và dịch vụ.

Khung mô hình bao gồm hai mô hình chính, được liên kết để bổ trợ lẫn nhau về phạm vi hệ thống, thời gian và độ phân giải địa lý:

- **Mô hình TIMES** bao gồm việc tối ưu hóa tất cả các lĩnh vực của hệ thống năng lượng với giả định tầm nhìn xa hoàn hảo, đại diện cho Việt Nam như một khu vực duy nhất với 48 lát cắt thời gian và có mức độ chi tiết về công nghệ cao, do đó rất phù hợp để phân tích tài nguyên và phân bổ phát thải giữa các lĩnh vực khác nhau.
- **Mô hình Balmorel** phân tích hệ thống điện với độ phân giải thời gian và địa lý cao hơn: 624 lát cắt thời gian được thiết kế để nắm bắt các biến đổi theo mùa, hàng tuần và hàng ngày về cung và cầu điện cũng như truyền tải và lưu trữ. Bên cạnh đó, hệ thống điện được chia thành 7 vùng được liên kết động bằng đường dây truyền tải.

Ngoài ra, một mô hình chi tiết của lưới điện Việt Nam (**PSS/E**) đã được sử dụng để kiểm tra các kết quả liên quan đến lưới điện từ các phân tích hệ thống điện trong mô hình Balmorel vào năm 2025 và 2030, ví dụ như để xác định các vi phạm tiềm ẩn về điện áp hoặc công suất truyền tải tại một số nút nhất định. Chi tiết tham khảo báo cáo “Mô hình hóa lưới điện của kịch bản Phát thải ròng bằng không” (Viện Năng lượng, 2024).

Đối với tất cả các kịch bản, giả định tăng trưởng GDP là 7%/năm trong giai đoạn 2021-2030 và 6,5%/năm từ năm 2030 đến năm 2050. Ngoài ra, mức lãi suất chung được áp dụng là 10%.

Để biết thêm chi tiết về khung mô hình, dữ liệu đầu vào (ví dụ: nhu cầu sử dụng cuối và giá nhiên liệu) và các giả định khác trong các phân tích kịch bản, vui lòng tham khảo Báo cáo kỹ thuật EOR (EREA & DEA, 2024) và Cẩm nang Công nghệ Việt Nam về Sản xuất điện (EREA & DEA, 2023a)<sup>7</sup> và Cẩm nang Công nghệ Việt Nam về Lưu trữ điện năng, Nhiên liệu tái tạo, Power-to-X (EREA & DEA, 2023b)<sup>8</sup>.

<sup>7</sup> Truy cập tại: [ens.dk/sites/ens.dk/files/Globalcooperation/viet\\_nam\\_technology\\_catalogue\\_2023\\_-\\_power\\_generation\\_eng.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Globalcooperation/viet_nam_technology_catalogue_2023_-_power_generation_eng.pdf)

<sup>8</sup> Truy cập tại: [ens.dk/sites/ens.dk/files/Globalcooperation/viet\\_nam\\_technology\\_catalogue\\_2023\\_-\\_energy\\_storage\\_renewable\\_fuels\\_power-to-x\\_eng.pdf](https://ens.dk/sites/ens.dk/files/Globalcooperation/viet_nam_technology_catalogue_2023_-_energy_storage_renewable_fuels_power-to-x_eng.pdf)

## Phần B – Các kết quả kịch bản

### 3. Lộ trình phát thải ròng bằng không đến năm 2050

#### 3.1 Tổng quan và xu hướng

Chương này trình bày các kịch bản phù hợp nhất cho quá trình chuyển đổi xanh của Việt Nam đến năm 2050, tập trung vào lộ trình giảm phát thải và chuyển đổi cơ cấu năng lượng cho ngành điện và các lĩnh vực sử dụng cuối cùng. Vai trò của hydrogen và các nhiên liệu sản xuất từ các nguồn NLTT khác cũng được nhấn mạnh trong những kịch bản được phân tích.

Như đã trình bày trong Chương 1, gần đây Chính phủ đã ban hành nhiều kế hoạch và chuẩn bị triển khai, tập trung vào quá trình chuyển đổi hệ thống năng lượng hướng tới mục tiêu phát thải ròng bằng không vào năm 2050. Để thiết lập bối cảnh cho các phân tích và phát hiện được trình bày trong chương này, phần tổng quan trong Bảng 3.1 tổng hợp các chiến lược năng lượng quan trọng ở Việt Nam và các mục tiêu phù hợp cho nghiên cứu này. Cần lưu ý rằng không phải tất cả các chiến lược và kế hoạch được liệt kê đều được đưa vào các kịch bản được phân tích. Vui lòng tham khảo Chương 2 để biết tổng quan về các kế hoạch và mục tiêu được đưa vào nghiên cứu này.

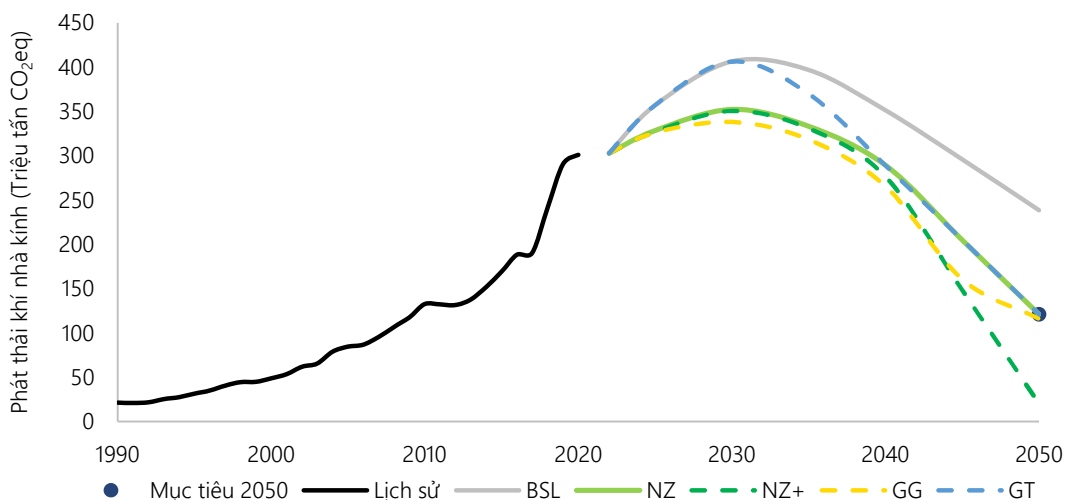
**Bảng 3.1. Tổng quan (danh sách không đầy đủ) về một số chiến lược và kế hoạch trọng điểm về khí hậu và năng lượng quốc gia, với các lĩnh vực trọng tâm và mục tiêu chính.**

Văn bản tham chiếu	Lĩnh vực trọng tâm	Mục tiêu chính
Định hướng chiến lược phát triển năng lượng quốc gia, Nghị quyết 55-NQ/TW (2020)	Định hướng chiến lược phát triển hệ thống năng lượng Việt Nam đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045.	Tỷ trọng NLTT trong TPES: 15-20% vào năm 2030; 25-30% vào năm 2045. Mục tiêu giảm phát thải trong toàn bộ lĩnh vực năng lượng: 15% vào năm 2030, 20% vào năm 2045.
Chiến lược quốc gia về Biến đổi khí hậu (2022)	Chiến lược thích ứng với biến đổi khí hậu và giảm phát thải KNK, đặt mục tiêu phát thải ròng bằng không vào năm 2050 thông qua công nghệ năng lượng sạch và hiệu quả.	Mục tiêu phát thải của toàn ngành năng lượng: 457 triệu tấn CO <sub>2</sub> eq (2030) và 101 triệu tấn CO <sub>2</sub> eq (2050, bao gồm 20,8 triệu tấn CO <sub>2</sub> eq từ giao thông vận tải); quá trình công nghiệp: 89 triệu tấn CO <sub>2</sub> eq (2030) và 20 triệu tấn CO <sub>2</sub> eq (2050); nông nghiệp: 64 triệu tấn CO <sub>2</sub> eq (2030) và 56 triệu tấn CO <sub>2</sub> eq (2050); chất thải: 18,2 triệu tấn CO <sub>2</sub> eq (2030) và 7,8 triệu tấn CO <sub>2</sub> eq (2050); LULUCF: -95 triệu tấn CO <sub>2</sub> eq (2030) và -185 triệu tấn CO <sub>2</sub> eq (2050). Tỷ trọng NLTT trong sản lượng phát điện: ít nhất 33% vào năm 2030 và 55% vào năm 2050.
Đóng góp do quốc gia tự quyết định (2022)	Mục tiêu giảm phát thải KNK cho toàn bộ Việt Nam, như một phần của cam kết Thỏa thuận Paris.	Mục tiêu giảm phát thải của toàn xã hội: giảm 15,8% không có hỗ trợ của cộng đồng quốc tế (146,3 triệu tấn CO <sub>2</sub> eq) và giảm 43,5% có hỗ trợ của cộng đồng quốc tế (403,7 triệu tấn CO <sub>2</sub> eq) vào năm 2030 so với kịch bản thông thường.
Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050 (2023)	Quy hoạch ngành điện đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2050	Mức phát thải ngành điện: 204-254 triệu tấn CO <sub>2</sub> eq (2030) và giảm xuống còn 170 triệu tấn CO <sub>2</sub> eq, nếu cam kết JETP được thực hiện; 27-31 triệu tấn CO <sub>2</sub> eq (2050). Công suất lắp đặt ngành điện: 150 GW (2030) và 490-573 GW (2050). Tỷ trọng NLTT trong sản lượng điện: 31-39% vào năm 2030 (lên tới 47% nếu thực hiện cam kết JETP) và 67,5-71,5% vào năm 2050.

Quy hoạch tổng thể về năng lượng quốc gia thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2050 (2024)	Quy hoạch toàn ngành năng lượng về phát triển cơ cấu nhiên liệu đến năm 2050, bao gồm các mục tiêu sản xuất than, khí và dầu, cũng như sản xuất nhiên liệu thay thế và hydrogen, và CCUS.	Nhu cầu năng lượng: 107 triệu tấn dầu tương đương (2030) và 165-184 triệu tấn dầu tương đương (2050). Mục tiêu phát thải của toàn ngành năng lượng: 399-449 triệu tấn CO <sub>2</sub> eq vào năm 2030 và 101 triệu tấn CO <sub>2</sub> eq vào năm 2050.
Chiến lược phát triển năng lượng hydrogen đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2050 (2024)	Chiến lược phát triển nền kinh tế hydrogen của Việt Nam dựa trên NLTT, bao gồm sản xuất, lưu trữ, vận chuyển, phân phối cho cả mục đích sử dụng trong nước và xuất khẩu.	Mục tiêu sản xuất hydrogen: 100.000-500.000 tấn/năm vào năm 2030 và 10-20 triệu tấn/năm vào năm 2050
Chiến lược Giao thông xanh (2022)	Chiến lược phát triển hệ thống giao thông xanh hướng tới mục tiêu không phát thải KNK vào năm 2050.	Tăng tỷ lệ điện và năng lượng xanh của các phương thức vận tải, với mục tiêu bắt đầu từ năm 2025.
Thỏa thuận Hợp tác đối tác chuyển đổi năng lượng công bằng (2022)	Quốc tế hỗ trợ Việt Nam thực hiện mục tiêu phát thải ròng bằng không vào năm 2050 và năm 2030, đồng thời đẩy nhanh đỉnh phát thải, giảm mức phát thải KNK và chuyển đổi từ nhiên liệu hóa thạch sang năng lượng sạch.	Khí thải, ngành điện: 170 triệu tấn CO <sub>2</sub> eq (2030) Tỷ trọng NLTT trong sản lượng điện: 47% (2030) Công suất điện than: 30,2 GW (2030)
Chương trình quốc gia về Sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả giai đoạn 2019-2030 (2019)	Chương trình quốc gia về sử dụng năng lượng hiệu quả, tiết kiệm và bảo tồn tài nguyên năng lượng.	Tiết kiệm năng lượng trong toàn ngành năng lượng: 8% đến 10% tổng năng lượng tiêu thụ quốc gia vào năm 2030 (so với năm 2019); công nghiệp: 5-25% vào năm 2030 tùy theo phân ngành; giao thông vận tải: 5% lượng nhiên liệu tiêu thụ vào năm 2030.

### 3.2 Các kết quả chính

Các lộ trình phát triển hệ thống năng lượng đã được nghiên cứu (Hình 3.1) dựa trên mục tiêu phát thải ròng bằng không của Việt Nam vào năm 2050, cũng như các mục tiêu theo ngành khác nhau trong cả ngắn hạn và dài hạn (Bảng 3.1). Phát thải KNK từ hệ thống năng lượng (không bao gồm LULUCF, các lĩnh vực nông nghiệp và chất thải) đạt đỉnh vào năm 2030 trong tất cả các kịch bản, với 338 triệu tấn CO<sub>2</sub>eq trong kịch bản GG và 406 triệu tấn CO<sub>2</sub>eq trong cả hai kịch bản BSL và GT vào năm 2030.



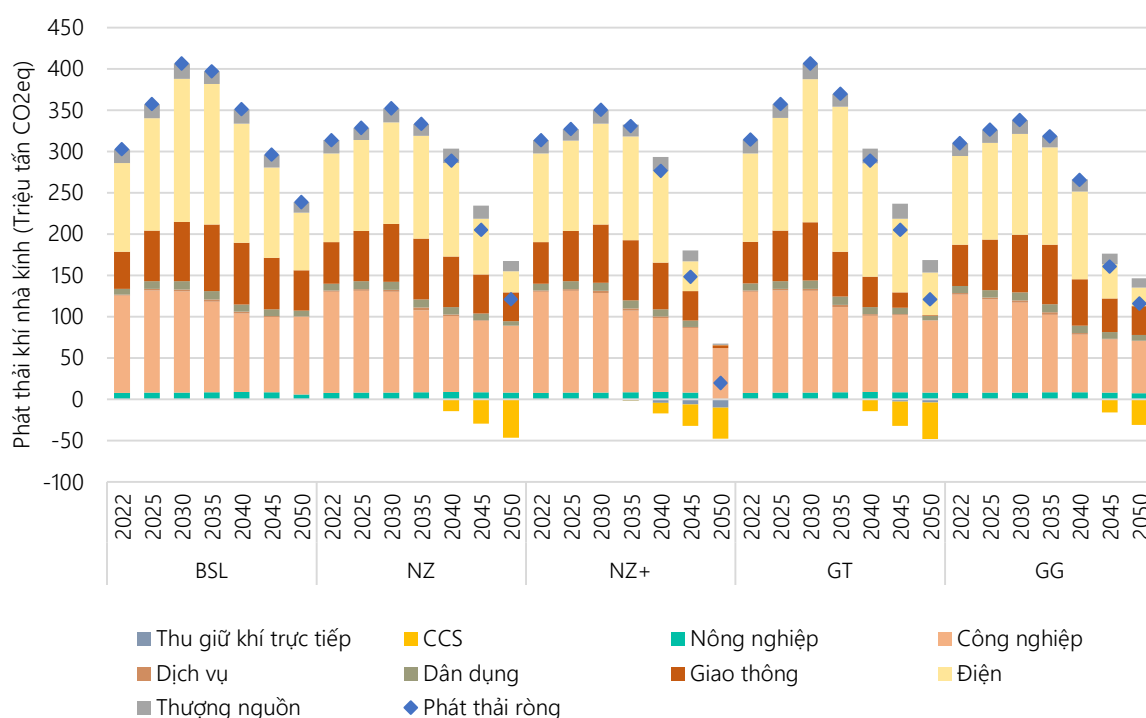
**Hình 3.1. Các đường cong phát thải KNK (2022-2050) cho các kịch bản chính của ngành năng lượng so với mục tiêu phát thải ròng bằng không vào năm 2050 của Việt Nam. Số liệu phát thải lịch sử (1990-2020) (IEA 2024b)**

Hơn nữa, ngay cả khi không có mục tiêu giảm phát thải rõ ràng trong dài hạn (kịch bản BSL), lượng phát thải KNK trên toàn quốc vẫn đạt 239 triệu tấn vào năm 2050, thấp hơn nhiều so với mức hiện nay, trong đó lượng phát thải cho hệ thống năng lượng chỉ ở mức trên 300 triệu tấn vào năm 2020. Phát hiện này chỉ ra rằng quá trình chuyển đổi xanh trong hệ thống năng lượng là hiệu quả về chi phí và khả thi về kỹ thuật đối với Việt Nam, ngay cả khi không xem xét đến các mục tiêu về khí hậu (kịch bản BSL). Đường cong phát thải tối ưu về chi phí của tất

cả các kịch bản đều đưa ra dự báo đồng nhất rằng đỉnh phát thải sẽ vào năm 2030, điều này cho thấy nhu cầu cấp thiết phải thay đổi lộ trình hướng tới phát triển bền vững trong thập kỷ này.

Hướng tới năm 2050, mục tiêu giới hạn phát thải ở mức 101 triệu tấn CO<sub>2</sub>eq đối với hệ thống năng lượng và 20 triệu tấn CO<sub>2</sub>eq đối với các quá trình công nghiệp có thể đạt được thông qua các phương án phát triển ngành (Hình 3.2). Quá trình chuyển đổi xanh trong ngành điện sẽ là nền tảng để đạt được các mục tiêu chung của ngành năng lượng, do việc khử carbon trong ngành điện là điều kiện tiên quyết cho quá trình điện hóa xanh của các ngành khác. Theo kịch bản BSL, phát thải KNK của ngành điện sẽ đạt đỉnh 173 triệu tấn CO<sub>2</sub>eq vào năm 2030, do đó nằm trong ngưỡng chấp nhận được so với các mục tiêu cam kết JETP cho ngành điện (170 triệu tấn CO<sub>2</sub>eq vào năm 2030). Theo kịch bản NZ, phát thải của ngành điện sẽ đạt đỉnh vào năm 2035 với 124 triệu tấn CO<sub>2</sub>eq thông qua việc đẩy mạnh phát triển NLTT.

Bắt đầu từ năm 2040, ngành điện sẽ cần phải cắt giảm phát thải nhiều hơn nữa để đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng không, chủ yếu thông qua việc loại bỏ dần các nhà máy điện than và giảm đáng kể các nhà máy nhiệt điện khí.



**Hình 3.2 Phát thải KNK theo ngành và phát thải ròng từ hệ thống năng lượng. Không bao gồm phát thải trong lĩnh vực LULUCF, nông nghiệp và chất thải. Bao gồm phát thải từ đốt nhiên liệu trong lĩnh vực nông nghiệp**

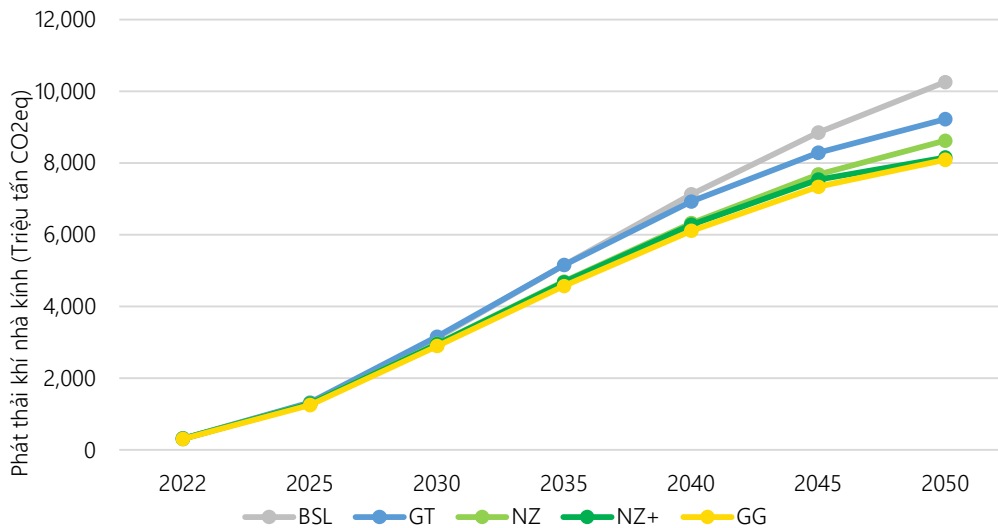
Điện hóa các lĩnh vực sử dụng cuối, đặc biệt là ngành giao thông và các phân ngành công nghiệp phát thải cao, sẽ là chìa khóa trong việc giảm lượng carbon từ nhu cầu sử dụng cuối vào năm 2050. Tuy nhiên, bất chấp xu hướng điện hóa, vào năm 2050 vẫn còn một lượng phát thải ở tất cả các kịch bản, chủ yếu từ các phân ngành công nghiệp và giao thông vận tải không thể điện hóa hoàn toàn trong khi các giải pháp thay thế sử dụng nhiên liệu tái tạo vẫn còn đắt đỏ.

Việc đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng không của riêng hệ thống năng lượng vào năm 2050 (kịch bản NZ+) là khả thi về mặt kỹ thuật. Tuy nhiên, lượng phát thải còn lại chủ yếu từ ngành công nghiệp nặng sẽ cần được bù trừ thông qua công nghệ thu giữ và lưu trữ carbon (CCS) bắt đầu từ năm 2035 (với 17-48 triệu tấn CO<sub>2</sub>eq được thu giữ vào năm 2050 trong các kịch bản NZ) và thu giữ khí trực tiếp (DAC) trong kịch bản NZ+, với 10 triệu tấn CO<sub>2</sub>eq được thu giữ vào năm 2050.

Ngoài ra, có thể đạt được mục tiêu giảm phát thải thông qua các hoạt động phát triển kinh tế khác nhau trong ngành công nghiệp. Phát thải từ ngành công nghiệp, không bao gồm phát thải từ các quá trình, sẽ giảm từ mức 81 triệu tấn CO<sub>2</sub>eq dự kiến vào năm 2030 trong kịch bản NZ, xuống còn 63 triệu tấn CO<sub>2</sub>eq vào năm 2050 trong

kịch bản GG, với giả định rằng nền kinh tế Việt Nam sẽ chuyển đổi theo hướng dựa vào dịch vụ và sử dụng ít năng lượng hơn bắt đầu từ năm 2030.

Phát thải KNK lũy kế cho giai đoạn từ 2022 đến 2050 (là công cụ được sử dụng để đánh giá tham vọng khí hậu trong các kịch bản có mục tiêu khí hậu cao hơn) trong kịch bản GG thấp hơn lần lượt là 21% và 6% so với kịch bản BSL và NZ (Hình 3.3). Kịch bản có mục tiêu khí hậu tham vọng nhất là kịch bản NZ+ với lượng phát thải từ hệ thống năng lượng đạt 0 triệu tấn CO<sub>2</sub>eq vào năm 2050, giảm 6% (476 triệu tấn CO<sub>2</sub>eq) lượng phát thải lũy kế so với kịch bản NZ. Mặt khác, khi áp dụng các chính sách giao thông xanh tiên tiến không đồng bộ với tốc độ khử carbon của hệ thống điện và các ngành khác (kịch bản GT), lượng khí thải lũy kế sẽ tăng 7% (600 triệu tấn CO<sub>2</sub>eq) so với kịch bản NZ.



**Hình 3.3 Phát thải KNK lũy kế (2022-2050) của hệ thống năng lượng trong các kịch bản chính**

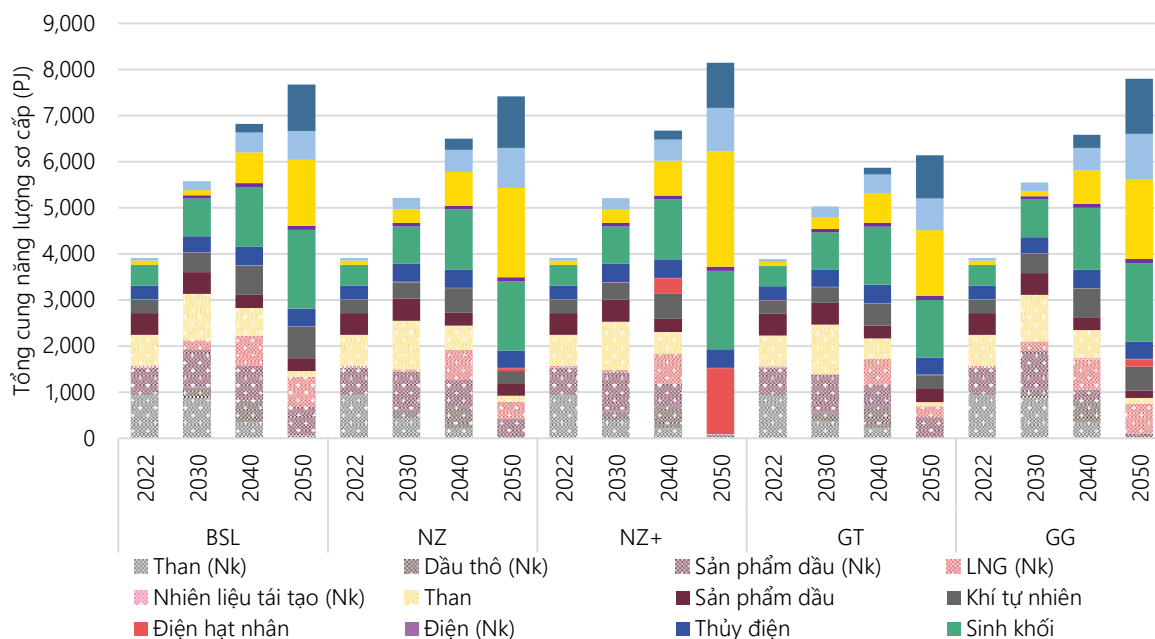
Quá trình chuyển đổi hệ thống năng lượng đến năm 2050 sẽ dẫn đến những thay đổi đáng kể trong cơ cấu nguồn cung nhiên liệu (Hình 3.4), với NLTT, đặc biệt là năng lượng mặt trời và gió, đóng vai trò ngày càng quan trọng hơn và do đó giảm sự phụ thuộc vào nhập khẩu nhiên liệu hóa thạch. Tổng cung năng lượng sơ cấp (TPES) gần như tăng gấp đôi từ 3,9 EJ vào năm 2022 lên 7,4-8,1 EJ vào năm 2050, ngoại trừ kịch bản GG đạt 6,1 EJ vào năm 2050 do vai trò gia tăng của các ngành sử dụng ít năng lượng sẽ làm giảm mức tăng trưởng TPES.

Trong tất cả các kịch bản, việc loại bỏ dần than và vai trò ngày càng tăng của các nguồn tài nguyên trong nước trong cơ cấu năng lượng, đặc biệt là NLTT nói chung và điện gió nói riêng, giúp làm giảm sự phụ thuộc vào nhập khẩu. Vào năm 2022, nhập khẩu than và dầu (cả dầu thô và các sản phẩm dầu lọc) chiếm 40% TPES. Mặc dù trong khi LNG và các sản phẩm dầu vẫn được nhập khẩu, tỷ trọng nhập khẩu trong TPES giảm xuống còn 17% trong kịch bản BSL, 10% trong kịch bản NZ, và chỉ còn 1% trong kịch bản NZ+ vào năm 2050.

Tổng sản lượng điện gió và điện mặt trời chiếm từ 50% - 54% TPES vào năm 2050 trong các kịch bản NZ, trong khi trong kịch bản BSL, con số này tương ứng với tỷ trọng vẫn ở mức cao (40%), tăng so với tỷ lệ hiện tại (4%) vào năm 2022. Sự gia tăng tỷ trọng NLTT trong các kịch bản cho thấy rằng sự tăng trưởng về nhu cầu năng lượng trong tương lai của Việt Nam lý tưởng nhất là phải được đáp ứng chủ yếu từ điện mặt trời và điện gió, bất kể mục tiêu phát thải KNK cao hay thấp. Để đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng không vào năm 2050, sự tăng trưởng về NLTT sẽ thúc đẩy quá trình loại bỏ than, dầu và khí.

Với việc khử carbon hoàn toàn trong hệ thống năng lượng (kịch bản NZ+), thậm chí sẽ cần nhiều NLTT hơn, dẫn đến tăng sản lượng năng lượng gió và mặt trời trong tổng nguồn cung lên hơn 4.420 PJ vào năm 2050, tương ứng với sản lượng điện là 1.228 TWh. Năng lượng hạt nhân có thể đóng vai trò nhất định trong cơ cấu nguồn cung trong dài hạn để đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng không, và vai trò này có thể lớn hơn trong các kịch bản có mục tiêu giảm phát thải cao (NZ+).

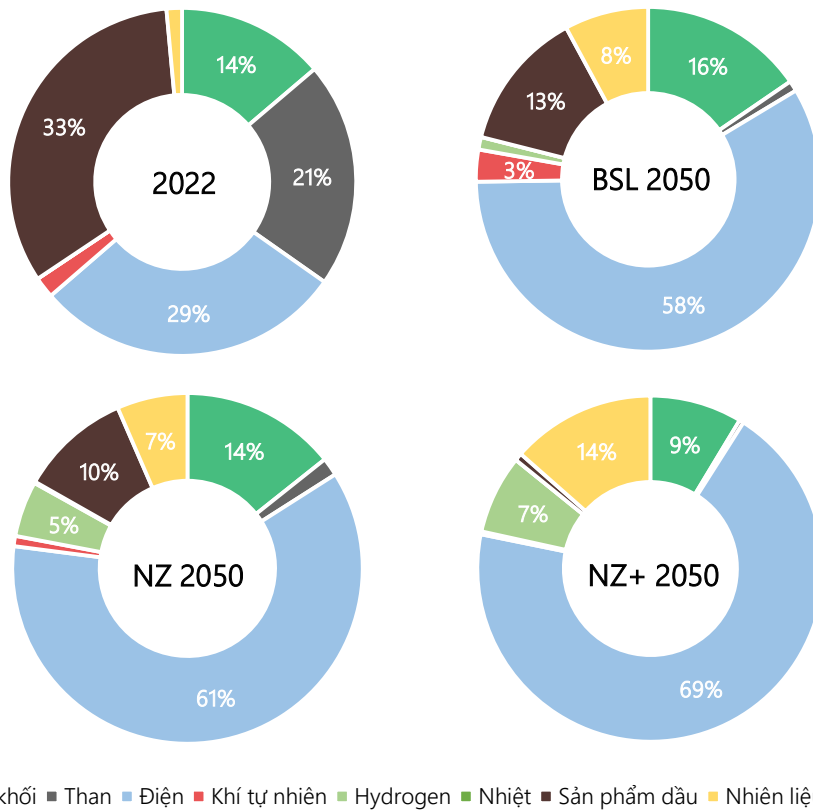
Tài nguyên sinh khối cũng đóng vai trò quan trọng góp phần đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng không, với tổng tiềm năng sinh khối dự kiến (1719 PJ) gần như được khai thác hết trong các kịch bản vào năm 2050. Nguồn sinh khối chính ở Việt Nam là trấu, bã mía, chất thải gỗ, chất thải động vật và phần hữu cơ của chất thải rắn đô thị. Tổng tiềm năng sinh khối được tham khảo từ "Cẩm nang Năng lượng xanh Việt Nam" (Bộ CT, Cục BVMT, VESC, 2021) áp dụng tỷ lệ thu gom giả định cho từng loại sinh khối. Sinh khối được sử dụng để sản xuất nhiên liệu tái tạo cần thiết cho giao thông vận tải (chủ yếu là methanol sinh học, khí tự nhiên tổng hợp và dầu diesel sinh học), cũng như trong ngành công nghiệp.



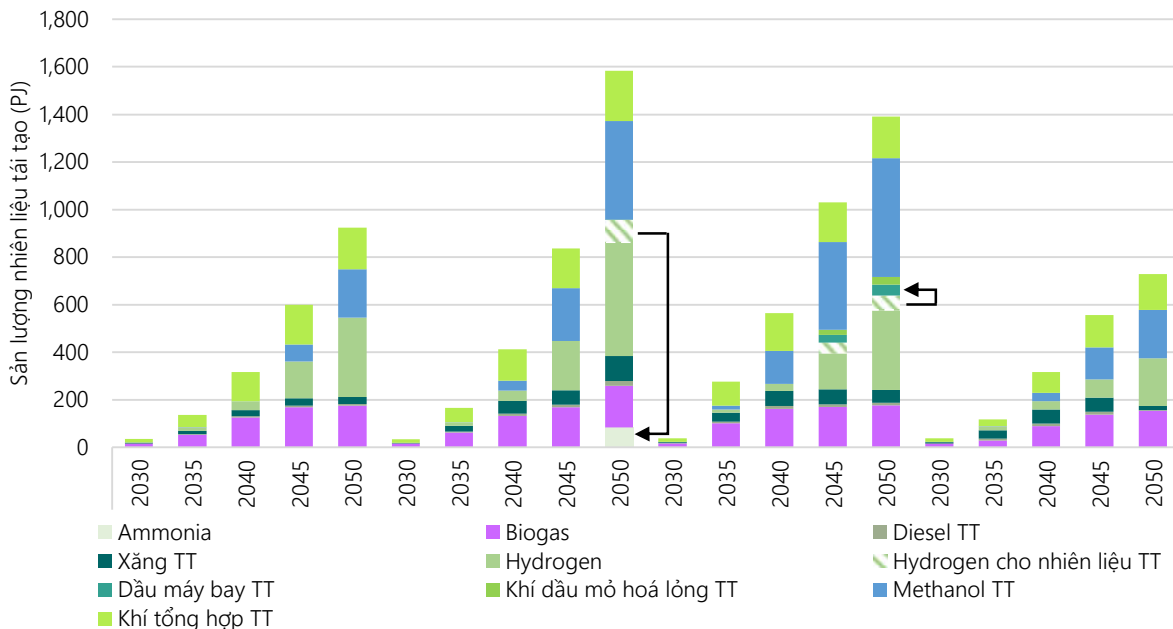
**Hình 3.4 Tổng cung năng lượng sơ cấp (TPES) trong các kịch bản chính. Giá trị nhập khẩu là phần cột có hình nền.**

Cơ cấu nhiên liệu trong Tiêu thụ năng lượng cuối cùng (FEC) thể hiện một bức tranh tương tự, với vai trò của dầu và khí giảm đáng kể và than gần như bị loại bỏ hoàn toàn trong hệ thống năng lượng vào năm 2050 trong kịch bản NZ (Hình 3.5). Chỉ còn một ít than được sử dụng trong công nghiệp vào năm 2050. Điều này giúp tăng tỷ lệ điện hóa, đạt lần lượt 61% trong các kịch bản NZ và 69% trong kịch bản NZ+ vào năm 2050. Công nghiệp chiếm khoảng 60% lượng điện tiêu thụ vào năm 2050 trong tất cả các kịch bản, với 705 TWh trong kịch bản NZ (và 809 TWh trong kịch bản NZ+) vào năm 2050, tăng so với 136 TWh năm 2022. Nhu cầu điện còn lại vào năm 2050 sẽ khác nhau tùy theo kịch bản: trong kịch bản NZ, 16,5% sẽ được tiêu thụ trong lĩnh vực giao thông thông qua điện hóa hoàn toàn các phương tiện cá nhân (ô tô và xe máy), tiếp theo là lĩnh vực dân dụng 14,5%, dịch vụ 5,5% và nông nghiệp.

Để đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng không vào năm 2050 cũng sẽ cần hydrogen và các nhiên liệu tái tạo khác trong cơ cấu nguồn cung năng lượng tương lai (Hình 3.5 và Hình 3.6), với nhu cầu tăng mạnh từ năm 2040. Hydrogen sẽ được sử dụng trực tiếp để khử carbon trong các ngành công nghiệp và giao thông vận tải với sản lượng hydrogen được sản xuất vào năm 2050 lần lượt là 334 PJ và 573 PJ trong kịch bản NZ và NZ+. Hơn nữa, với các giới hạn phát thải nghiêm ngặt nhất, hydrogen cũng sẽ được sử dụng để sản xuất nhiên liệu NLTT, với 97 PJ hydrogen được sử dụng để sản xuất ammonia theo kịch bản NZ+ và 63 PJ để sản xuất dầu máy bay tái tạo và LPG tái tạo theo kịch bản GT vào năm 2050. Nhiên liệu tái tạo sẽ cần thiết để khử carbon trong các phân khúc vận tải hạng nặng và sẽ có vai trò to lớn, đặc biệt trong các kịch bản có mục tiêu giảm phát thải cao (kịch bản NZ+) và giao thông xanh (kịch bản GT), với sản lượng nhiên liệu tái tạo dự kiến đạt 817 PJ trong kịch bản GT và 833 PJ trong kịch bản NZ+.



**Hình 3.5** Tiêu thụ năng lượng cuối cùng theo loại nhiên liệu, so sánh giữa hệ thống năng lượng hiện tại và tương lai (2050) trong các kịch bản chính

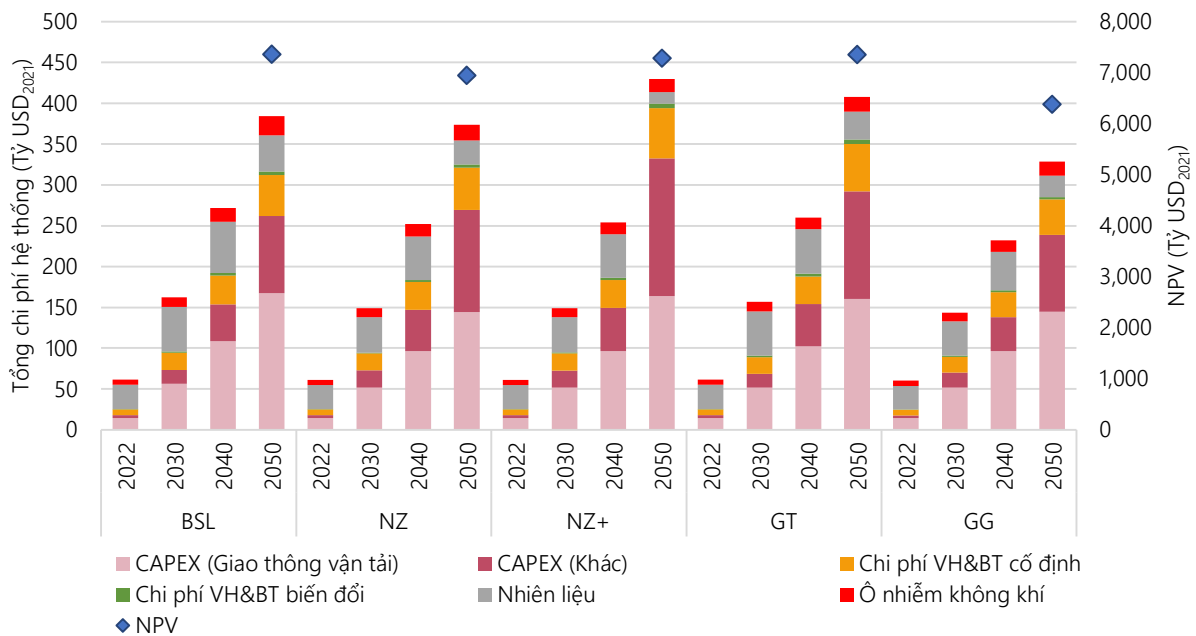


**Hình 3.6** Sản lượng nhiên liệu tái tạo theo các kịch bản. Tỷ lệ hydrogen được sử dụng để sản xuất nhiên liệu tái tạo được thể hiện bằng phần gạch chéo với mũi tên biểu thị lượng hydrogen được sử dụng trong quá trình sản xuất nhiên liệu tái tạo

Sự phát triển của hệ thống năng lượng trong tương lai sẽ làm gia tăng chi phí hệ thống hàng năm theo thời gian trong tất cả các kịch bản được phân tích, phù hợp với việc đáp ứng nhu cầu năng lượng ngày càng tăng (Hình

3.7). Các chi phí được trình bày là cho toàn bộ hệ thống năng lượng và không được chiết khấu theo năm. Chi phí vốn (CAPEX) tăng theo thời gian trong tất cả các kịch bản, chiếm 68%-77% tổng chi phí hệ thống vào năm 2050 do sự gia tăng số lượng các phương tiện giao thông vận tải và nhu cầu đầu tư vào ngành điện. Trong kịch bản NZ, chi phí nhiên liệu giảm 33% vào năm 2050 so với kịch bản BSL, trong khi chi phí vốn và chi phí vận hành và bảo trì tăng. Chi phí ô nhiễm không khí thể hiện các chi phí liên quan đến tác động của khí thải gây ô nhiễm không khí (NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub> và PM<sub>2.5</sub>) đối với sức khỏe con người. Chi phí ô nhiễm không khí hàng năm tăng lên theo thời gian trong các kịch bản, mặc dù lượng phát thải ô nhiễm không khí giảm theo đường cong phát thải KNK do giả định chi phí y tế tăng tương đối dựa trên tăng trưởng GDP. Kịch bản NZ có thể giảm thiểu 18% chi phí ô nhiễm không khí vào năm 2050 so với kịch bản BSL và thậm chí giảm tới 34% nếu đặt ra các mục tiêu phát thải KNK tham vọng hơn (theo kịch bản NZ+).

Để xem xét giá trị tiền tệ khác nhau tại thời điểm hiện tại và tương lai, chi phí trong tương lai được chiết khấu về hiện tại, sử dụng tỷ lệ chiết khấu kinh tế xã hội hàng năm là 10%. Tổng chi phí chiết khấu hàng năm của một kịch bản biểu thị giá trị hiện tại ròng (NPV) hoặc tổng chi phí hệ thống năng lượng trong giai đoạn được xem xét, như minh họa trong Hình 3.7 Tổng chi phí hệ thống năng lượng theo năm (chi phí hàng năm chưa chiết khấu) và giá trị hiện tại ròng trong giai đoạn 2022-2050 trong các kịch bản chính



**Hình 3.7 Tổng chi phí hệ thống năng lượng theo năm (chi phí hàng năm chưa chiết khấu) và giá trị hiện tại ròng trong giai đoạn 2022-2050 trong các kịch bản chính**

Kịch bản GG có mức giảm tổng chi phí hệ thống là 13% so với kịch bản BSL, chủ yếu vì tiết kiệm tổng cầu năng lượng, do đó giảm nhu cầu đầu tư. Điều đáng lưu ý là các phân tích không tính đến chi phí cũng như lợi ích tiềm năng mà quá trình chuyển đổi sang nền kinh tế xanh hơn sẽ phải có, bao gồm các biện pháp khuyến khích và các cơ chế khác để hỗ trợ quá trình chuyển đổi của ngành cũng như các chương trình đào tạo nâng cao trình độ của lực lượng lao động và các yếu tố khác.

Kịch bản NZ cũng có tổng chi phí hệ thống tương đối thấp hơn (5%) so với kịch bản BSL, với lý do chính là nhu cầu năng lượng giảm trong cả lĩnh vực vận tải hành khách và vận chuyển hàng hóa, do giả thiết chuyển đổi theo hướng tăng cường sử dụng đường sắt. Kịch bản NZ+ có chi phí hệ thống vào năm 2050 cao nhất do cần thực hiện các giải pháp công nghệ đắt tiền hơn để đạt được mục tiêu phát thải tham vọng hơn. Tuy nhiên, từ góc độ tổng chi phí hệ thống (được thể hiện bằng NPV), kịch bản BSL và kịch bản NZ+ có chi phí tương tự nhau, do hai xu hướng đối lập: nhu cầu năng lượng vận tải thấp hơn do chuyển đổi phương thức trong kịch bản NZ+, đi kèm với nhu cầu đầu tư trong kịch bản NZ+ cao hơn trong kịch bản BSL, đặc biệt là trong ngành điện và ngành giao thông vận tải với nhu cầu sử dụng các công nghệ vận tải dùng nhiên liệu tái tạo, để đạt được mục tiêu 0 triệu tấn vào năm 2050. Một lần nữa, việc so sánh chi phí có hạn chế là tính toán chi phí hệ thống không bao gồm đầy đủ

chi phí cơ sở hạ tầng nhiên liệu cần thiết (chỉ bao gồm chi phí vận chuyển và lưu trữ nhiên liệu), cũng như chi phí nâng cấp cơ sở hạ tầng giao thông (ví dụ: chi phí xây mới đường bộ hoặc đường sắt).

### 3.3 Các thông điệp và khuyến nghị chính

#### Chuyển đổi năng lượng xanh mang lại hiệu quả chi phí cho Việt Nam

Theo phân tích tối ưu hóa chi phí các lộ trình phát triển hệ thống năng lượng của Việt Nam trong tương lai, quá trình chuyển đổi xanh không chỉ khả thi về mặt kỹ thuật mà còn hiệu quả về mặt kinh tế. Ngay cả khi không có mục tiêu giảm phát thải KNK rõ ràng (kịch bản BSL), tổng phát thải vẫn đạt đỉnh vào năm 2030 và giảm dần sau đó. Hơn nữa, lượng phát thải KNK hàng năm dự kiến vào năm 2050 sẽ thấp hơn 21% so với lượng phát thải được ghi nhận vào năm 2022.

Để đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng không theo cam kết của Việt Nam công bố tại COP26, Việt Nam cần tiếp tục nghiên cứu các biện pháp nhằm cắt giảm đáng kể lượng phát thải bắt đầu ngay từ bây giờ, đặc biệt là trong ngành điện (kịch bản NZ). Mục tiêu giảm phát thải ở mức cao hơn vào năm 2050 là khả thi (kịch bản NZ+) được khuyến nghị để có thể bù đắp trong trường hợp mức phát thải của lĩnh vực sử dụng đất và lĩnh vực nông nghiệp không đạt được như đã nêu trong Chiến lược quốc gia về Biến đổi khí hậu.

*Khuyến nghị: Khuyến khích giảm phát thải CO<sub>2</sub> thông qua các cơ chế thị trường.*

- Cơ chế hạn ngạch CO<sub>2</sub> (Cơ chế mua bán phát thải) cần đảm bảo phù hợp với các mục tiêu tham vọng đến năm 2030 và 2035 đối với ngành điện và công nghiệp và là một công cụ kinh tế quan trọng để hỗ trợ cắt giảm phát thải trong ngắn hạn.
- Xem xét đặt ra các mục tiêu cao hơn nhằm đưa mức phát thải đỉnh của toàn hệ thống năng lượng về trước năm 2035 và phù hợp với các mục tiêu JETP cho ngành điện vào năm 2030<sup>9</sup>. Ngoài ra, nên cân nhắc tăng mục tiêu giảm phát thải của ngành năng lượng đến năm 2050 cao hơn mục tiêu phát thải ròng bằng không chung của toàn xã hội.

#### Cần đầu tư sớm và ổn định vào năng lượng tái tạo

Quy hoạch Phát triển Điện lực quốc gia thời kỳ 2021 - 2030, tầm nhìn đến năm 2050 (QHĐ8) đưa ra mục tiêu đặc biệt tham vọng trong phát triển dài hạn, tập trung mở rộng đáng kể quy mô NLTT sau năm 2030. Tuy nhiên, để đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng không vào năm 2050 một cách hiệu quả về mặt chi phí, Việt Nam nên tăng cường thu hút đầu tư vào lĩnh vực NLTT từ trước năm 2030, với nhu cầu điện tăng thêm sẽ được đáp ứng chủ yếu bằng nguồn điện từ NLTT kể từ năm 2025.

Theo kết quả tính toán từ mô hình với kịch bản NZ, hiệu quả về chi phí trong dài hạn có thể đạt được nếu từ nay đến năm 2030 Việt Nam lắp đặt thành công khoảng 56 GW NLTT (17 GW điện gió trên bờ và 39 GW điện mặt trời). Cơ sở cho khuyến nghị này là các khoản đầu tư vào nguồn điện NLTT trước năm 2030 sẽ phải thay thế bằng các khoản đầu tư lớn và lãng phí vào các dự án nhiệt điện chỉ vận hành trong 10-15 năm trước khi phải loại bỏ dần hoặc vận hành ở mức tải thấp để tuân thủ các mục tiêu giảm phát thải theo cam kết.

*Khuyến nghị: Đưa ra các mục tiêu tham vọng cho phát triển NLTT trong ngắn hạn, đồng thời giảm thiểu rủi ro và chậm trễ trong việc phê duyệt các dự án NLTT. Các bước sau đây có thể giúp giảm rủi ro cho các nhà đầu tư, qua đó giảm chi phí vốn cho NLTT:*

- Hỗ trợ thúc đẩy đầu tư sớm và có chọn lọc vào NLTT thông qua việc hoàn thiện và triển khai các khung pháp lý bao gồm cơ chế đấu thầu, cơ chế mua bán điện trực tiếp (DPPA) và các điều khoản trong hợp đồng mua bán điện.
- Phân tích và đề xuất cơ chế hỗ trợ thích hợp khi cắt giảm nguồn điện NLTT.

#### Chuyển đổi cơ cấu kinh tế theo hướng giảm tỉ trọng các ngành sử dụng nhiều năng lượng sẽ giúp đạt được tăng trưởng xanh và hiệu quả hơn về chi phí

Kịch bản GG cho thấy Việt Nam có thể đạt được tăng trưởng xanh bền vững và hiệu quả hơn về chi phí bằng việc tái cấu trúc nền kinh tế theo hướng ưu tiên phát triển dịch vụ, giảm các lĩnh vực sử dụng nhiều năng lượng và tăng các lĩnh vực sản xuất có giá trị gia tăng cao sử dụng ít năng lượng. Định hướng này giúp giảm tổng cầu năng

<sup>9</sup> Phát thải đỉnh của sản xuất điện đạt được trước năm 2030 và không vượt quá 170 triệu tấn CO<sub>2</sub>eq.

lượng, qua đó tiết kiệm đầu tư vào phát triển hệ thống năng lượng mà vẫn đạt được các mục tiêu tăng trưởng kinh tế và các mục tiêu khí hậu.

*Khuyến nghị:*

- *Xem xét điều chỉnh cấu trúc mô hình tăng trưởng và phát triển kinh tế của Việt Nam theo định hướng nền kinh tế với tăng trưởng cao hơn từ khu vực dịch vụ và các ngành công nghiệp sử dụng ít năng lượng.*
- *Đặt ra các mục tiêu tăng trưởng kinh tế cho các phân ngành thuộc lĩnh vực sản xuất, trong đó ưu tiên sản xuất các sản phẩm có giá trị cao như ô tô, điện tử, pin, quang điện, chip và chất bán dẫn v.v.*
- *Hỗ trợ tái cơ cấu lực lượng lao động bằng cách xây dựng chiến lược đào tạo dài hạn và đào tạo lại kỹ năng cho người lao động, tập trung triển khai các chương trình đào tạo kỹ năng cho lĩnh vực sản xuất các sản phẩm có giá trị cao.*

### **Sử dụng năng lượng hiệu quả là lựa chọn giúp đạt mục tiêu phát thải ròng bằng không hiệu quả về chi phí**

Từ năm 2020 đến năm 2050, nhu cầu năng lượng trung bình của ngành công nghiệp sẽ tăng khoảng từ 4-7 lần tùy theo kịch bản, trong đó kịch bản GG có mức tăng trưởng nhu cầu năng lượng thấp hơn. Trong các ngành dân dụng và dịch vụ, nhu cầu năng lượng được dự báo sẽ tăng lên 150% vào năm 2050 và đóng góp khoảng 18%-24% tổng nhu cầu điện của cả nước. Theo dự báo, chậm nhất vào năm 2040, tất cả các dây chuyền sản xuất công nghiệp hiện có sẽ được thay thế bằng các quá trình và công nghệ mới hiệu quả hơn. Do đó, sử dụng năng lượng hiệu quả là giải pháp mang lại hiệu quả về mặt chi phí trong các ngành công nghiệp, dân dụng và dịch vụ. Tuy nhiên, để đạt được tối đa tiềm năng tiết kiệm năng lượng, cần có cơ chế khuyến khích phù hợp và các giải pháp để tăng mức độ tuân thủ chính sách.

*Khuyến nghị:*

- *Khuyến khích đầu tư vào các quá trình hiệu quả hơn trong tất cả các lĩnh vực. Đặc biệt cần đầu tư vào các quá trình hiệu quả nhất trong lĩnh vực công nghiệp nặng, như xi măng, thép để giúp đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng không.*
- *Phân tích và lượng hóa các rào cản phi tài chính đối với hoạt động đầu tư vào lĩnh vực công nghiệp, dịch vụ và dân dụng để khuyến nghị các chính sách phù hợp.*

### **Tích hợp năng lượng tái tạo trong ngành điện là điều kiện cần cho quá trình chuyển đổi xanh của ngành giao thông vận tải**

Theo Chiến lược Giao thông xanh (Quyết định số 876/QĐ-TTg, 2022), ngành giao thông sẽ cần nguồn điện xanh cho quá trình chuyển đổi xanh trong ngắn hạn để phát triển phương tiện giao thông điện. Tuy nhiên, nếu ngành điện không có kế hoạch tương ứng để phát triển và tích hợp các nguồn điện từ NLTT thì giải pháp mang tính liên ngành sẽ không phát huy hiệu quả. Điều này được thể hiện trong kịch bản GT, trong đó ngành điện phát triển xanh chậm hơn trong khi ngành giao thông yêu cầu chuyển đổi nhanh chóng sang nhiên liệu điện phân và nhiên liệu xanh khác dẫn đến chi phí cao hơn để đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng không vào năm 2050.

*Khuyến nghị: Đảm bảo sự đồng bộ trong quá trình chuyển đổi giữa ngành điện và giao thông bằng cách hài hòa các mục tiêu tích hợp NLTT trong ngành điện với các mục tiêu giao thông đầy tham vọng.*

### **Quá trình chuyển đổi năng lượng xanh cần lực lượng lao động có kiến thức và kỹ năng**

Để hỗ trợ quá trình tăng trưởng của lĩnh vực NLTT, Việt Nam nên khuyến khích mở rộng giáo dục về công nghệ năng lượng sạch. Cụ thể, việc triển khai và vận hành các nhà máy NLTT, với công suất dự kiến hơn 590 GW điện mặt trời và điện gió vào năm 2050 theo kịch bản NZ mang lại nhiều cơ hội việc làm mới trong nước và đòi hỏi phải có lực lượng lao động có kiến thức và kỹ năng phù hợp. Đào tạo lực lượng lao động hiện tại về các công nghệ mới, như điện gió, điện mặt trời và pin, cũng như tính linh hoạt của hệ thống điện cũng là một phần quan trọng trong nhiệm vụ chuẩn bị lực lượng lao động cho quá trình chuyển đổi.

*Khuyến nghị:*

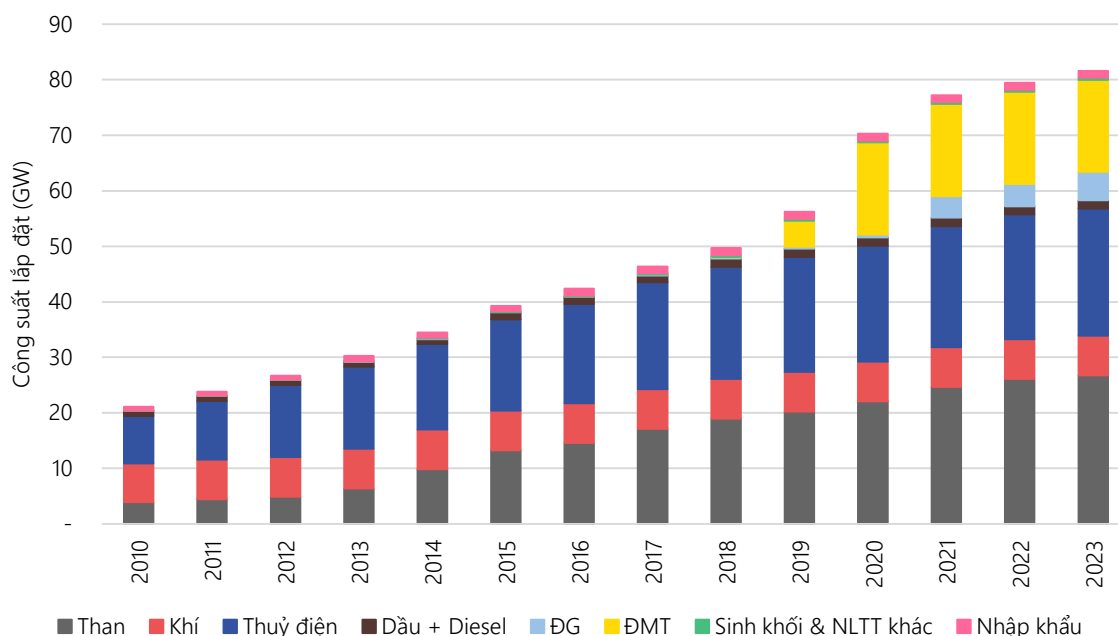
- *Tăng cường đào tạo, trang bị kiến thức và kỹ năng cho khu vực học thuật và lực lượng lao động để đáp ứng yêu cầu chuyển đổi xanh và tăng trưởng kinh tế bền vững.*

- *Xây dựng và hoàn thiện các giáo trình đào tạo từ cơ bản đến chuyên sâu về NLTT và thị trường năng lượng, bao gồm các khía cạnh về pháp lý, công nghệ, kỹ thuật, và kinh tế.*

## 4. Ngành điện

### 4.1 Tổng quan và xu hướng

Trong 10 năm qua, ngành điện Việt Nam đã phát triển và tăng trưởng vượt bậc nhờ vào sự phát triển kinh tế của đất nước và sự gia tăng của nhu cầu sử dụng điện. Trong thời kỳ này, hệ thống điện chủ yếu dựa vào các nhà máy điện than, điện khí và thủy điện (Hình 4.1).



**Hình 4.1 Lịch sử công suất lắp đặt nguồn điện của Việt Nam (Nguồn: Viện Năng lượng)**

Cả hai loại hình nhà máy thủy điện và nhiệt điện than đều đã được lắp đặt rộng rãi trên khắp Việt Nam, đạt công suất tương ứng là 22,8 GW và 26,7 GW vào năm 2023 (Số liệu từ Viện Năng lượng, Việt Nam). Điện mặt trời và điện gió chưa có đóng góp đáng kể vào cơ cấu năng lượng cho đến mãi gần đây. Điện mặt trời đã phát triển nhanh chóng trong giai đoạn 2019-2020, trong khi điện gió trên bờ và gần bờ cũng phát triển mạnh từ năm 2021. Tính đến năm 2023, đã có 16,5 GW điện mặt trời và 5,1 GW điện gió trên bờ được lắp đặt trên khắp cả nước.

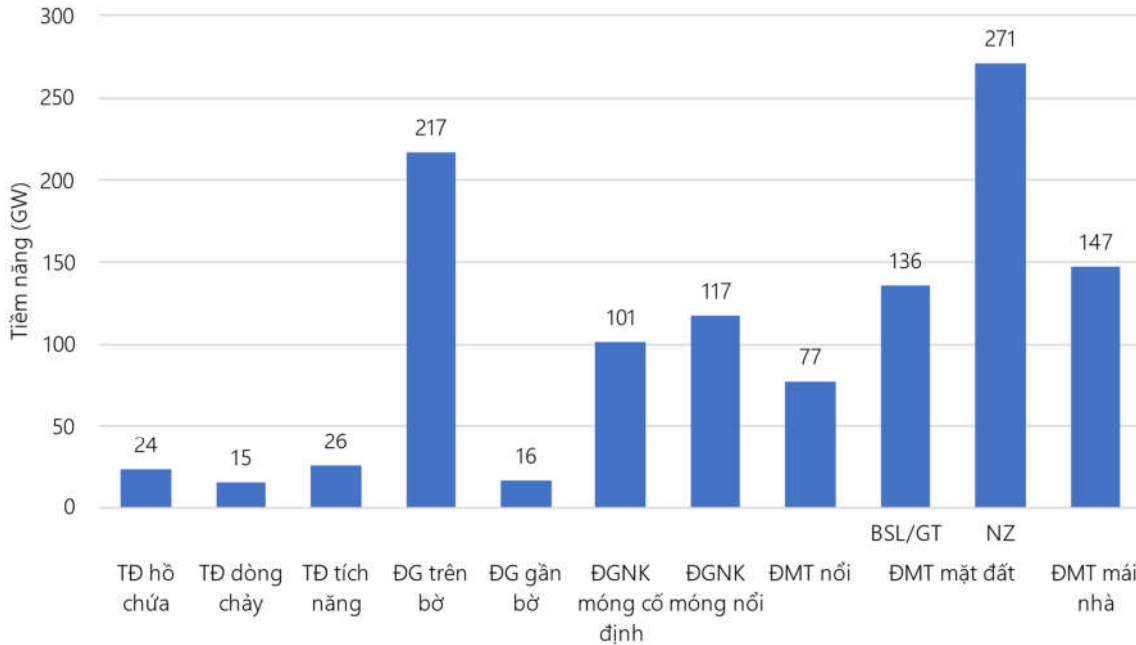
Chính phủ Việt Nam đã ban hành nhiều chiến lược và quy hoạch, kế hoạch về năng lượng và khí hậu (Bảng 3.1), trong đó QHĐ8 ban hành vào tháng 5/2023 đưa ra quy hoạch chi tiết cho việc phát triển ngành điện đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2050 với mục tiêu phát thải ròng bằng không. Thêm vào đó, thỏa thuận JETP đã được cam kết vào tháng 12/2022 nhằm huy động nguồn lực quốc tế để hỗ trợ cho quá trình chuyển đổi xanh và công bằng của ngành điện Việt Nam trong ngắn hạn. JETP đặt mục tiêu phát thải 170 triệu tấn CO<sub>2</sub>eq cho ngành điện, công suất điện than đạt đỉnh 30,2 GW vào năm 2030 và tỷ trọng NLTT trong tổng sản lượng điện đạt 47% (Chính phủ Việt Nam, 2022). QHĐ8 dự kiến tổng công suất lắp đặt sẽ đạt 150 GW vào năm 2030 và 490-573 GW vào năm 2050, với tỷ trọng nguồn NLTT là 31-39% vào năm 2030 (hoặc lên tới 47% nếu JETP được thực hiện) và 67,5-71,5% vào năm 2050 (Chính phủ Việt Nam, tháng 5/2023). Vào tháng 4/2024, kế hoạch triển khai QHĐ8 được ban hành đưa ra danh mục chi tiết các dự án nguồn điện đến năm 2030 (Chính phủ Việt Nam, tháng 4/2024).

#### Tiềm năng năng lượng tái tạo

Tiềm năng NLTT của Việt Nam rất dồi dào như được minh họa trong Hình 4.2. Điện mặt trời là nguồn NLTT có tiềm năng lớn nhất Việt Nam với công suất lên tới 500 GW (được giả định trong báo cáo này) bao gồm điện mặt trời mặt đất, điện mặt trời nổi và điện mặt trời mái nhà.

Việc lắp đặt các tấm quang năng mặt trời trên mặt đất (quy mô trang trại) đòi hỏi diện tích đất đai lớn, dẫn đến việc phải giảm diện tích sử dụng đất cho các mục đích sử dụng khác như nông nghiệp, đất ở, hay trồng rừng. Theo Quy hoạch sử dụng đất quốc gia tại Nghị quyết số 39/2021/QH15, tiềm năng điện mặt trời mặt đất được giả định là 136 GW trong các kịch bản BSL và GT, và 272 GW trong các kịch bản NZ, NZ+ và GG. Các kịch bản NZ,

NZ+ và GG áp dụng giả định có quỹ đất lớn hơn cho điện mặt trời (272 GW điện mặt trời mật đất cần 3.000 km<sup>2</sup> tương đương với 0,9% diện tích đất của Việt Nam). Tiềm năng điện mặt trời có ở khắp cả nước, với nguồn năng lượng mặt trời tốt nhất nằm ở Nam Bộ và Nam Trung Bộ. Tuy nhiên, theo phân bố đất cho mục đích năng lượng, miền Bắc có tiềm năng phát triển điện mặt trời mật đất lớn nhất. Tham khảo thêm về tiềm năng NLTT theo vùng trong Báo cáo Kỹ thuật của Báo cáo Triển vọng Năng lượng này (EREA, DEA, 2024).



**Hình 4.2 Tiềm năng năng lượng tái tạo được giả định trong các kịch bản phân tích**

Điện gió là nguồn NLTT lớn thứ hai ở Việt Nam. Điện gió trên bờ được đánh giá có tiềm năng 217 GW, phần lớn nằm ở Tây Nguyên, Tây Nam Bộ và Nam Trung Bộ, và 16 GW điện gió gần bờ chủ yếu nằm ở khu vực Tây Nam Bộ. Mặc dù tại thời điểm năm 2024 chưa có dự án điện gió ngoài khơi nào đi vào hoạt động, QHĐ8 đặt mục tiêu lắp đặt 6 GW điện gió ngoài khơi vào năm 2030 (móng cố định), với phương án công suất bổ sung để xuất khẩu điện và/hoặc sản xuất hydrogen xanh. Đến năm 2050, công suất dự kiến sẽ tăng ít nhất gấp 10 lần theo mục tiêu QHĐ8. Biển Việt Nam có nhiều điều kiện thuận lợi cho phát triển điện gió ngoài khơi, đặc biệt là ở khu vực Nam Trung Bộ chiếm 75% tiềm năng điện gió ngoài khơi của cả nước; Bắc Bộ và Tây Nam Bộ có một số khu vực phù hợp cho điện gió ngoài khơi với tiềm năng ở mức độ nhỏ hơn. Trong nghiên cứu này, tiềm năng giả định của điện gió ngoài khơi móng cố định là 101 GW và móng nổi là 117 GW (ở các khu vực biển nằm trong phạm vi từ 6 hải lý đến 150 km kể từ bờ, đã loại trừ các luồng hàng hải và có tốc độ gió trung bình lớn hơn 7m/giây).

Tiềm năng ước tính của các nhà máy thủy điện lớn và vừa (> 30 MW) là 23,5 GW bao gồm 2,5 GW công suất mở rộng các nhà máy hiện hữu. Cho đến nay, 77% tiềm năng nói trên đã được sử dụng. Tiềm năng của thủy điện nhỏ và thủy điện dòng chảy vào khoảng 11 GW, với 4 GW hiện đã đi vào hoạt động.

Chi tiết trong Báo cáo Kỹ thuật kèm theo báo cáo này (EREA & DEA, 2024).

**Giả định về phát điện sử dụng nhiên liệu hóa thạch**

Đối với các nhà máy nhiệt điện sử dụng nhiên liệu hóa thạch, công suất điện từ nhiên liệu hóa thạch sẽ tăng cho đến năm 2030 trong tất cả các kịch bản, ngoại trừ ba kịch bản NZ (NZ, NZ+, GG), trong đó chỉ có 2,8 GW<sup>10</sup> trong số 11 GW của các nhà máy điện LNG mới (theo QHĐ8) được cam kết xây dựng. Mức tiêu thụ LNG tối đa dựa vào lượng LNG nhập khẩu tối đa theo dự báo trong QHNLQG là 18,2 tỷ m<sup>3</sup>, tương đương 650 PJ (Vietnam Briefing, 2023). Trong các kịch bản NZ (NZ, NZ+, GG), cho phép các nhà máy nhiệt điện ngừng hoạt động sớm (trước khi kết thúc vòng đời kỹ thuật).

<sup>10</sup> Chỉ tính các nhà máy đang được xây dựng bao gồm nhà máy điện khí Nhơn Trạch 3 và 4, và nhà máy điện khí Hiệp Phước

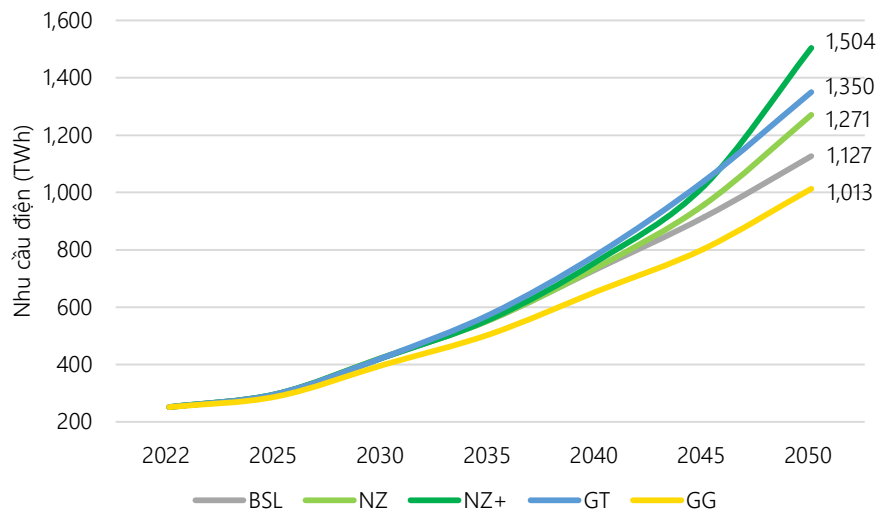
## 4.2 Các kết quả chính

### Nhu cầu điện

Nhu cầu điện của Việt Nam tăng trưởng rất nhanh, với tốc độ tăng trưởng trung bình 8%/năm trong 10 năm qua, đạt mức 251 TWh vào năm 2023. Hình 4.3 minh họa nhu cầu điện của các ngành sử dụng cuối đến năm 2050 cho các kịch bản chính và các kịch bản biến thể. Diễn biến tăng trưởng nhu cầu tiêu thụ điện là kết quả từ các phân tích chi tiết về mức tăng trưởng nhu cầu điện của các ngành dựa trên phát triển giả định của hơn 20 ngành kinh tế khác nhau.

Nhu cầu điện dự kiến sẽ tăng trưởng liên tục trong những năm tới, với mức tăng khá tương đồng trong kịch bản BSL và kịch bản NZ trong 2 thập kỷ tới, đạt khoảng 425 TWh<sup>11</sup> vào năm 2030 và khoảng 740 TWh vào năm 2040, tương ứng với tốc độ tăng trưởng trung bình hàng năm là 7,8% trong giai đoạn 2020-2030 và 5,6% trong giai đoạn 2030-2040. Kịch bản NZ+ và GT có nhu cầu điện nhỉnh hơn một chút vào năm 2040 (cao hơn tương ứng khoảng 20-40 TWh) trong khi dự báo nhu cầu vào năm 2040 của kịch bản GG chỉ vào khoảng 650 TWh. So với QHĐ8, kết quả dự báo nhu cầu trong các kịch bản chính thấp hơn khoảng 75 TWh vào năm 2030 (QHĐ8 giả định nhu cầu điện năm 2030 vào khoảng 500 TWh).

Sau năm 2040, nhu cầu tiêu thụ điện sẽ thay đổi khác nhau theo các kịch bản. Trong kịch bản BSL, nhu cầu đạt 1.127 TWh vào năm 2050, tăng gấp 4,5 lần so với hiện nay. Nhu cầu điện còn tăng hơn nữa khi đạt được mục tiêu của kịch bản NZ, do điện hóa các lĩnh vực sử dụng cuối cũng như sử dụng điện để sản xuất hydrogen cho nhiên liệu tái tạo. Nhu cầu điện ở kịch bản NZ vào khoảng 1.271 TWh và đạt mức cao nhất ở kịch bản NZ+ với 1.500 TWh, tăng gấp 6 lần so với mức hiện nay. Ngược lại, ở kịch bản GG với giả định thay đổi cơ cấu kinh tế vĩ mô của Việt Nam, nhu cầu điện để đạt được phát thải ròng bằng không khoảng 1.010 TWh vào 2050, thấp hơn so với kịch bản BSL và giảm 20% so với kịch bản NZ.



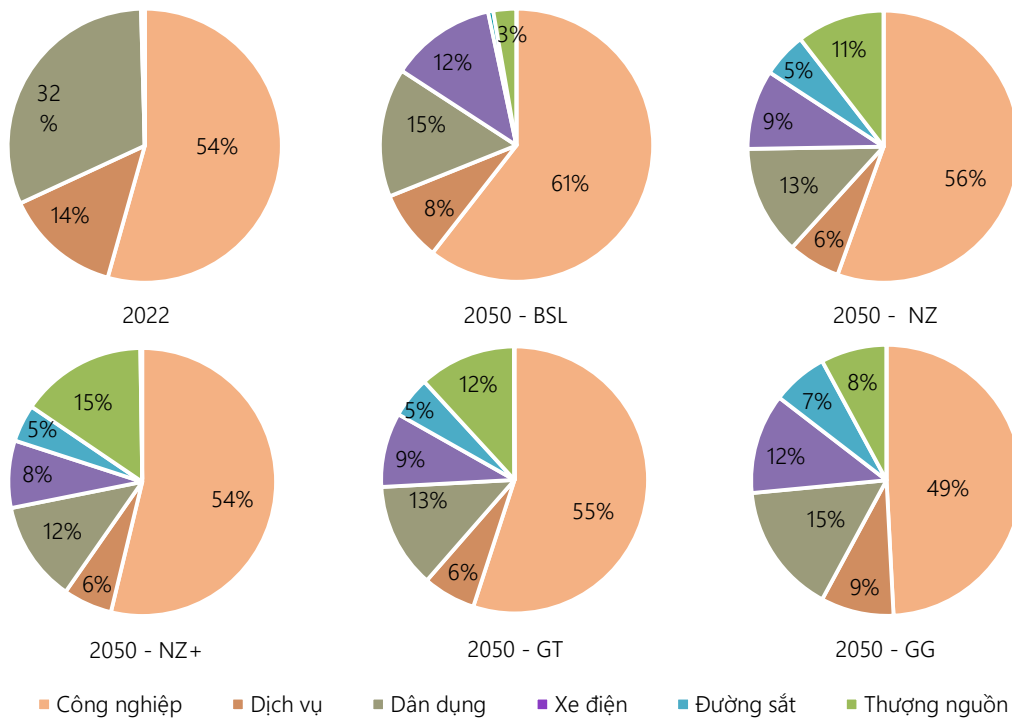
Hình 4.3 Tăng trưởng nhu cầu điện (TWh) giai đoạn 2022-2050

Nhu cầu điện tăng trưởng liên tục được thúc đẩy bởi kỳ vọng tăng trưởng GDP, điện hóa các quá trình và công nghệ sử dụng nhiên liệu hóa thạch truyền thống, cũng như các loại nhu cầu mới về sản xuất nhiên liệu tổng hợp để cung cấp cho các lĩnh vực sử dụng cuối. Công nghiệp vẫn là ngành tiêu thụ điện chính với 49-61% nhu cầu vào năm 2050 trong các kịch bản chính (Hình 4.4).

Tỷ trọng tiêu thụ điện tương đối của hộ gia đình giảm, trong khi điện hóa ngành giao thông vận tải (chủ yếu là vận tải đường bộ và đường sắt sử dụng điện) sẽ tăng mạnh và cần lượng điện bằng với lượng điện các hộ gia đình tiêu thụ vào năm 2050. Thêm vào đó, nhu cầu điện để sản xuất nhiên liệu điện phân (thuộc nhóm “Thương nguồn”, dưới đây gọi là Power-to-X, PtX), trở thành yếu tố thúc đẩy, chiếm khoảng 8-15% tổng nhu cầu điện trong các kịch bản NZ. Nhu cầu PtX chủ yếu bao gồm việc sản xuất hydrogen cho mục đích công nghiệp trong

<sup>11</sup> Bao gồm giả định tổn thất lưới phân phối là 5%, không bao gồm tổn thất lưới truyền tải.

nước và methanol cho lĩnh vực vận tải biển. Hydrogen cũng như nhiên liệu điện phân như ammonia được sử dụng cho sản xuất điện vì kém cạnh tranh so với các lựa chọn khác.



Hình 4.4 Tỷ trọng nhu cầu điện theo ngành

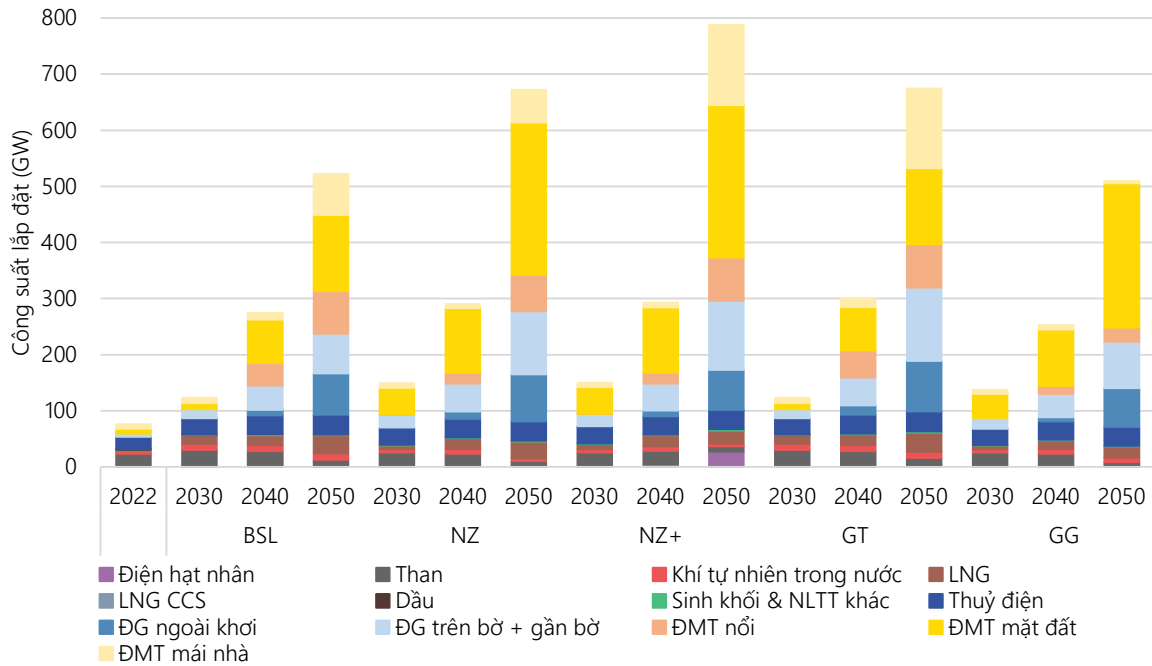
**Công suất và cơ cấu nguồn điện**

Để đảm bảo nguồn cung cấp điện ổn định, tin cậy và giá cả phải chăng nhằm đáp ứng nhu cầu điện ngày càng tăng nhanh của Việt Nam, cần đầu tư sâu rộng vào công nghệ phát điện và lưới điện. Các phần sau đây trình bày công suất lắp đặt cần thiết để phát triển hệ thống điện một cách hiệu quả về mặt chi phí nhằm đáp ứng nhu cầu điện trong tương lai theo các lộ trình phát thải ròng bằng không khác nhau. Công suất đặt của Việt Nam đạt 77,7 GW vào năm 2022. NLTT biến đổi (mặt trời và gió) chiếm 13,9% tổng sản lượng điện (EVN, 2023).

Hình 4.5 minh họa sự tăng trưởng tối ưu về công suất điện nhằm đáp ứng nhu cầu điện trong tương lai theo các kịch bản. Đến năm 2030, công suất đặt dự kiến sẽ tăng gấp đôi so với mức hiện nay, đạt lần lượt trong khoảng 124 đến 150 GW trong các kịch bản BSL, NZ và NZ+. Đến năm 2050, công suất này dự kiến sẽ tăng lên trong khoảng từ 522 GW đến 789 GW. Kịch bản BSL có công suất đặt thấp hơn do quá trình điện hóa diễn ra chậm hơn, nhu cầu về công nghệ PtX thấp và phụ thuộc nhiều hơn vào nguồn điện từ nhiên liệu hóa thạch với số giờ vận hành với công suất cực đại (FLH) cao. Bất chấp những điểm khác biệt này, tất cả các kịch bản, bao gồm kịch bản BSL, đều dự đoán sự gia tăng đáng kể của năng lượng mặt trời và năng lượng gió, với NLTT chiếm 85%-94% tổng công suất lắp đặt trong các kịch bản vào năm 2050.

Cụ thể, để tuân thủ lộ trình phát thải ròng bằng không và đáp ứng nhu cầu điện dự kiến 1.271 TWh vào năm 2050, công suất phát điện cần đạt 673 GW (kịch bản NZ). Trong đó, 591 GW đến từ điện mặt trời và điện gió, góp phần nâng tổng công suất NLTT, bao gồm thủy điện và sinh khối lên 627 GW trong kịch bản NZ. Đến năm 2050, 1,3 GW điện hạt nhân và 0,7 GW LNG với CCS được đầu tư, công suất điện hóa thạch còn lại là 44 GW vào năm 2050, trong đó 30 GW từ các nhà máy điện LNG.

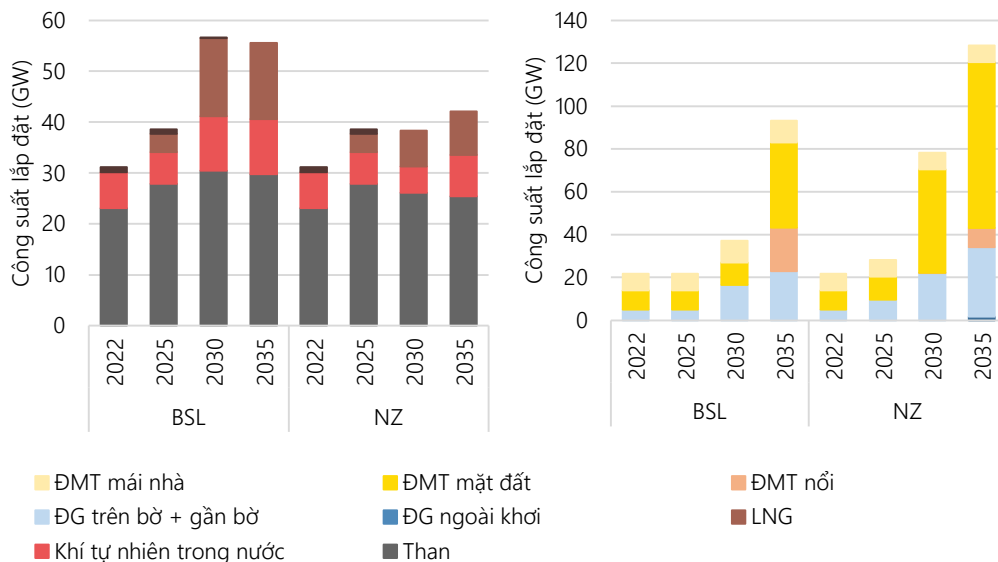
Với tham vọng đạt phát thải ròng bằng không cao hơn (kịch bản NZ+), công suất NLTT đạt 723 GW. Công suất điện tái tạo được bổ sung chủ yếu từ điện mặt trời mái nhà kết hợp với pin lưu trữ do đây là công nghệ rẻ nhất khi tiềm năng đất đai phân bố cho điện mặt trời mặt đất đã được sử dụng hết, tiếp theo là một phần điện gió trên bờ. Hơn nữa, sẽ có thêm 28 GW điện hạt nhân vào năm 2050, trong khi công suất LNG tối đa là 23 GW và cần thêm 1 GW LNG kết hợp CCS để đạt được mục tiêu giảm phát thải cao hơn.



**Hình 4.5 Công suất lắp đặt nguồn điện trong các kịch bản chính**

Trong kịch bản GG, tổng công suất lắp đặt chỉ ở mức 509 GW vào năm 2050, trong đó điện mặt trời chiếm 56% công suất lắp đặt vào năm 2050. Công suất NLTT đạt 473 GW và do nhu cầu năng lượng giảm nên điện hạt nhân sẽ không cần thiết trong quá trình chuyển đổi tối ưu về chi phí của ngành điện. Hơn nữa, để đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng không với chi phí tối ưu, các phân tích của báo cáo cho thấy đầu tư cho nguồn LNG cần đạt tối đa 19 GW trong kịch bản GG, thấp hơn 11 GW so với kịch bản NZ do nhu cầu điện giảm đáng kể.

Bên cạnh việc tăng công suất phát điện, sẽ có các khoản đầu tư đáng kể vào hệ thống lưu trữ điện dưới dạng thủy điện tích năng và pin lưu trữ năng lượng, cũng như việc tăng cường lưới điện truyền tải ở quy mô lớn trong tất cả các kịch bản, như được mô tả trong Chương 5, Mục 5.2.



**Hình 4.6 Công suất lắp đặt của điện mặt trời, điện gió và điện từ nhiên liệu hóa thạch trong kịch bản BSL và kịch bản NZ từ 2022 đến 2035**

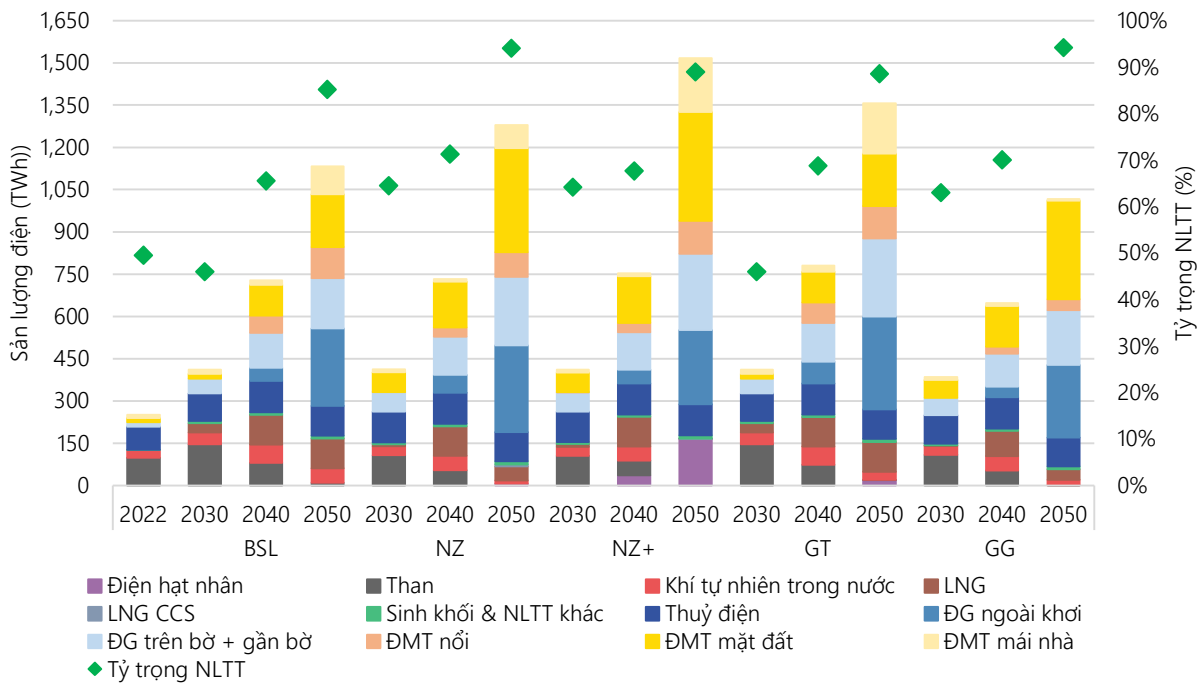
Lộ trình phát triển trong ngắn hạn của ngành điện khác nhau đáng kể trong các kịch bản BSL và kịch bản NZ (Hình 4.6), với 56 GW công suất nguồn điện hóa thạch vào năm 2030 trong kịch bản BSL, so với các khoản đầu tư nhiều hơn vào NLTT nhằm thay thế 18 GW công suất nguồn điện hóa thạch trong kịch bản NZ.

Kịch bản BSL có công suất điện than là 30,5 GW và công suất điện khí là 11 GW vào năm 2030, khá tương đồng với quy hoạch các nguồn điện hóa thạch trong QHĐ8 (30,1 GW điện than và 15 GW điện khí). Công suất các nhà máy điện sử dụng khí nội gồm 7,2 GW đầu tư mới nhà máy sử dụng khí nội và chuyển đổi 4,8 GW các nhà máy hiện có đang sử dụng khí nội sang sử dụng LNG trong giai đoạn 2024-2029.

Kịch bản NZ chỉ ra rằng quá trình chuyển đổi sớm với việc nhanh chóng tích hợp NLTT vào hệ thống điện sẽ tiết kiệm chi phí trên lộ trình hướng tới phát thải ròng bằng không (Hình 4.6). Theo kịch bản này, công suất điện than đạt đỉnh 28 GW trước năm 2030 và công suất điện khí sẽ giảm (đạt 8,1 GW nhà máy điện sử dụng khí nội và chỉ có 9 GW nhà máy điện LNG vào năm 2035). Đến năm 2030, sẽ có tổng cộng 78 GW điện gió và điện mặt trời được lắp đặt, trong đó 22 GW điện gió trên bờ (tương tự với QHĐ8) và 48 GW điện mặt trời trang trại (cao hơn 37,5 GW so với QHĐ8). Tốc độ phát triển này tương ứng với 7,4 GW công suất đặt cho điện mặt trời mỗi năm từ 2025 đến 2030.

Khi so sánh với kịch bản BSL, kịch bản NZ cho thấy để đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng không hiệu quả về chi phí, mở rộng công suất NLTT trước năm 2030 là đặc biệt quan trọng, nhờ đó tránh việc bị mắc kẹt với các khoản đầu tư vào nguồn điện hóa thạch mà sau này Việt Nam sẽ phải tốn rất nhiều chi phí để loại bỏ.

Cùng với sự gia tăng công suất nguồn điện, cơ cấu nguồn điện trong tương lai sẽ trải qua những thay đổi đáng kể (Hình 4.7), với tỷ trọng NLTT tăng liên tục đạt mức trong khoảng 85-94% vào năm 2050 trong các kịch bản phân tích, đối lập lại là quá trình loại bỏ điện than ổn định và nhanh chóng từ sau 2030. Trong kịch bản NZ, có tới 1.203 TWh từ thủy điện, sinh khối, điện mặt trời và điện gió và chỉ 61 TWh có nguồn gốc từ khí hóa thạch (LNG và khí nội), 8 TWh từ LNG với CCS và 7 TWh từ điện hạt nhân vào năm 2050. Tổng sản lượng điện khác nhau giữa các kịch bản được quyết định bởi nhu cầu (Hình 4.3). Trong kịch bản GG, nhu cầu năng lượng giảm nên có thể được đáp ứng chủ yếu từ nguồn NLTT, dẫn đến nhu cầu LNG giảm và không cần đến điện hạt nhân. Điều này được phản ánh qua tỷ lệ NLTT là 94%, mức cao nhất mà kịch bản GG và NZ đạt được trong số tất cả các kịch bản phân tích.



**Hình 4.7 Sản lượng điện & tỷ trọng năng lượng tái tạo trong các kịch bản chính vào các năm cơ sở**

Điện than hiện là nguồn điện có tỷ trọng lớn nhất trong sản lượng điện toàn hệ thống của Việt Nam. Dự kiến điện than sẽ giảm sau năm 2030 trong tất cả các kịch bản và cuối cùng sẽ bị loại bỏ vào năm 2050. Cho đến năm 2030, sản lượng điện than chỉ tăng trong kịch bản BSL, trong khi sản lượng điện than được duy trì ở mức ổn định

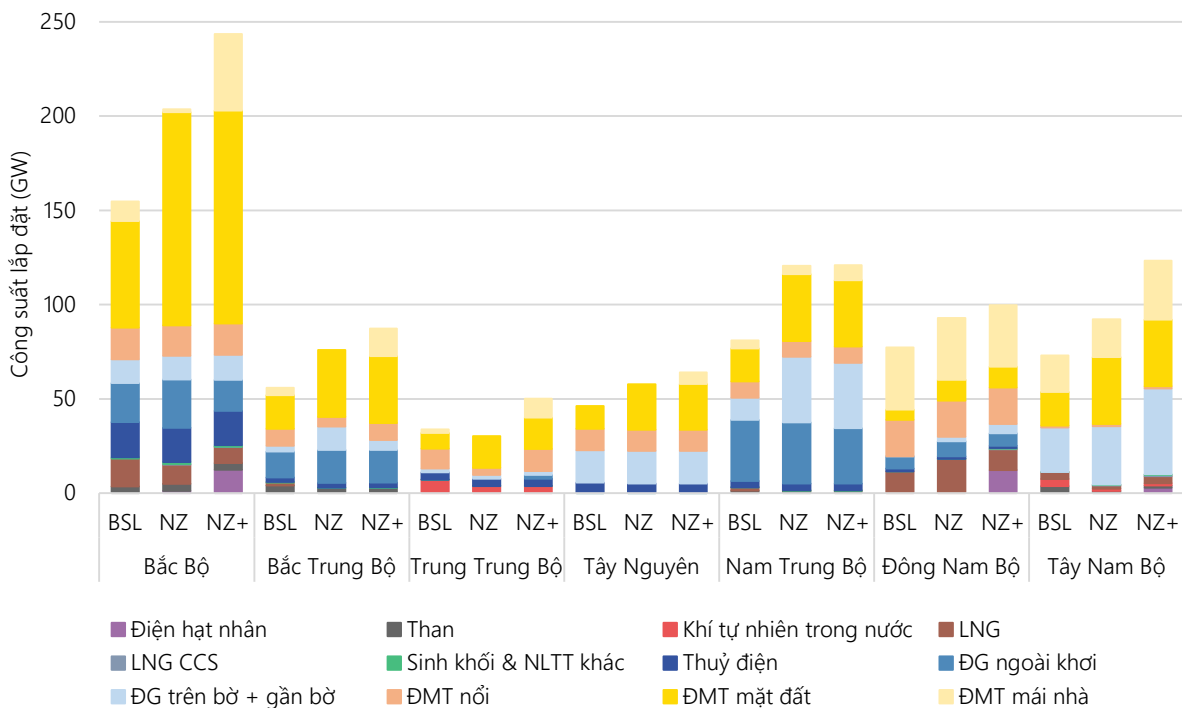
hàng năm trong khoảng 100-107 TWh trong các kịch bản NZ và NZ+ cho đến năm 2030. Điều này phù hợp với xu hướng phát triển các nhà máy điện than được mô tả ở trên.

Khí tự nhiên trong nước và LNG sẽ trở thành nguồn nhiên liệu phù hợp ở Việt Nam trong trung hạn, với tỷ trọng phát điện của hai nguồn này là 18% và 10% vào năm 2030, tương ứng với các kịch bản BSL và NZ. Về mặt tuyệt đối, mức tiêu thụ khí sẽ đạt đỉnh vào năm 2040, tạo ra 170 TWh trong kịch bản BSL và 156 TWh trong các kịch bản NZ và NZ+, trong đó 105 TWh là từ LNG. Để điều chỉnh cơ cấu nguồn năng lượng của Việt Nam phù hợp với mục tiêu phát thải ròng bằng không, sản lượng điện từ khí sẽ giảm từ năm 2040 đến năm 2050 xuống còn 61 GWh trong kịch bản NZ và được loại bỏ hoàn toàn trong kịch bản NZ+.

Tỷ trọng NLTT so với sản lượng điện toàn hệ thống trong kịch bản BSL là 46% vào năm 2030, phù hợp với mục tiêu JETP của Việt Nam. Các kịch bản NZ cho thấy có thể đạt được tỷ trọng cao hơn nữa là 64% (tương ứng với 267 TWh sản lượng NLTT). Điều này chứng tỏ rằng việc tăng đáng kể tỷ trọng NLTT trong thập kỷ này sẽ mang lại hiệu quả về mặt chi phí, giúp giảm lượng phát thải KNK của ngành điện. Hơn nữa, tỷ trọng điện tái tạo cao sẽ góp phần khử carbon trong các lĩnh vực sử dụng cuối, và giúp thúc đẩy quá trình điện hóa trong tương lai.

**Chênh lệch công suất vùng trong phát triển hệ thống điện**

Hệ thống điện của Việt Nam được chia thành bảy vùng, mỗi vùng có công suất phát điện, tiềm năng và đặc trưng NLTT, nhu cầu điện và năng lực truyền tải khác nhau. Công suất lắp đặt trình bày trong Hình 4.5 được phân bổ theo vùng, như trong Hình 4.8. Đến năm 2050, công suất lắp đặt lớn nhất là ở miền Bắc, trong đó điện mặt trời và điện gió chiếm tỷ trọng lớn, còn lại là LNG và thủy điện.



**Hình 4.8 Công suất lắp đặt nguồn điện theo vùng trong các kịch bản BSL, NZ, và NZ+ vào năm 2050**

Trong khi điện mặt trời phân bổ trên cả nước, chiếm phần lớn công suất của hầu hết các vùng thì tiềm năng điện gió lại có mức phân bổ khác nhau, trong đó khu vực Nam Trung Bộ có tỷ trọng công suất điện gió cao nhất (35 GW trên bờ và 33 GW ngoài khơi). Đáng chú ý, khu vực Nam Trung Bộ hoạt động như một trung tâm cung cấp quan trọng, phân phối nguồn NLTT đáng kể thông qua các liên kết với các vùng khác (mô tả chi tiết hơn trong Chương 5). Các nhà máy LNG được lắp đặt để hỗ trợ các khu vực có nhu cầu phụ tải cao và chỉ xuất hiện ở khu vực Bắc Bộ, Đông Nam Bộ và một phần nhỏ ở Tây Nam Bộ.

Với các mục tiêu về khí hậu tham vọng hơn (kịch bản NZ+), mức độ điện hóa cao hơn sẽ mang lại hiệu quả về mặt chi phí, do đó cần có lượng công suất phát lớn hơn, chủ yếu là điện mặt trời mái nhà ở tất cả các vùng, với công suất bổ sung lớn nhất ở miền Bắc và điện hạt nhân (SMR) chủ yếu ở Bắc Bộ và Đông Nam Bộ với 12 GW ở

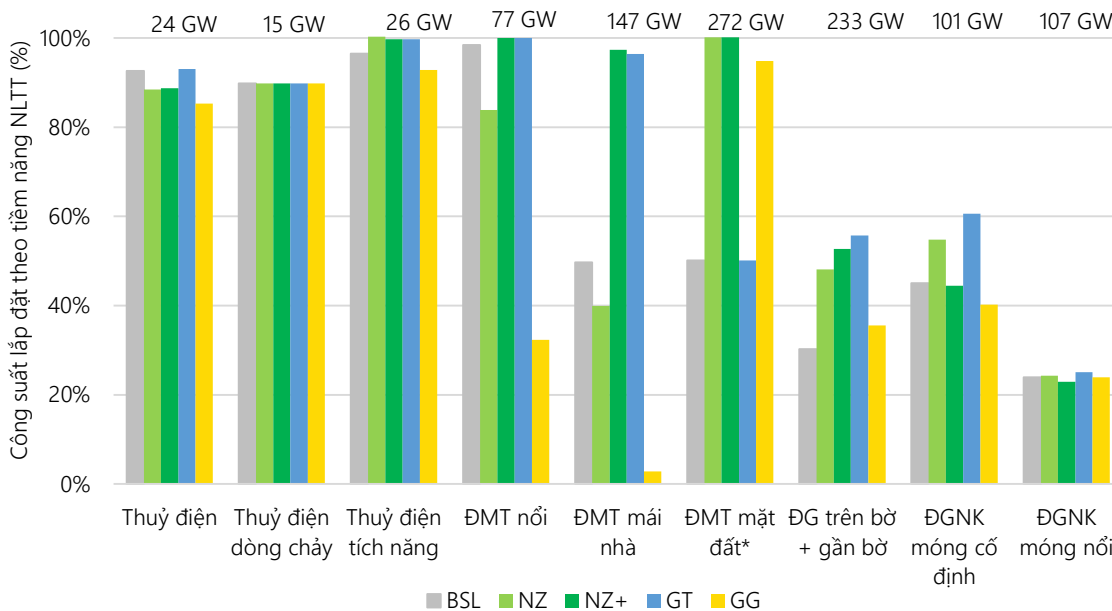
mỗi vùng (và 3 GW ở Tây Nam Bộ), để hỗ trợ cung cấp điện cho các trung tâm phụ tải lớn, là những nơi phát triển thêm năng lượng mặt trời hoặc gió trên bờ không mang lại hiệu quả về kinh tế kỹ thuật.

**Tiềm năng và tình hình phát triển điện năng lượng tái tạo**

NLTT sẽ trở thành nguồn năng lượng chính trong hệ thống điện tương lai của Việt Nam nhằm thực hiện cam kết phát thải ròng bằng không và sự phát triển NLTT sẽ diễn ra với tốc độ nhanh chóng. Như đã trình bày ở phần mở rộng công suất nguồn, điện mặt trời sẽ là nguồn đóng góp chính, tiếp theo là điện gió trên bờ và điện gió ngoài khơi có vai trò quan trọng như nhau, đạt tỷ trọng ngang nhau trong dài hạn, tiếp theo là thủy điện.

**Điện mặt trời** sẽ tăng gấp đôi tỷ trọng trong tổng công suất phát điện vào năm 2030, đạt 20% trong kịch bản NZ với công suất lắp đặt 56 GW. Con số này sẽ tăng nhanh cho đến năm 2050, khi tỷ trọng sản lượng điện đạt 42% và tổng công suất lắp đặt của điện mặt trời đạt 406 GW trong kịch bản NZ và khoảng 500 GW trong kịch bản NZ+. Theo đó, tốc độ phát triển công suất điện mặt trời cũng sẽ tăng từ mức trung bình 7,5 GW/năm trong giai đoạn 2025-2030, lên 9 GW/năm trong giai đoạn 2030-2040, đạt mức cao lên tới 27 GW/năm (kịch bản NZ) và 35 GW/năm (kịch bản NZ+) cho giai đoạn 2040-2050.

Mặc dù hệ số công suất của điện mặt trời thấp hơn so với các công nghệ khác do đặc tính công nghệ và chỉ phát được vào ban ngày, điện mặt trời là công nghệ được ưa chuộng do chi phí đầu tư thấp và vị trí phân tán. Về lâu dài, việc tích hợp một lượng lớn điện mặt trời sẽ ảnh hưởng đến yếu tố động lực học của hệ thống, đòi hỏi mức độ linh hoạt và nhu cầu lưu trữ cao hơn. Việc xây dựng hệ thống lưu trữ tương quan với mức tăng NLTT biến đổi, đặc biệt là điện mặt trời, sẽ được mô tả thêm trong Chương 5.2. Năng lượng mặt trời có công nghệ khác nhau, gồm điện mặt trời trang trại/mặt đất, điện mặt trời mái nhà và điện mặt trời nổi, trong đó điện mặt trời trang trại rẻ nhất với tiềm năng lớn nhất và do đó chiếm ưu thế trong các kịch bản BSL và NZ (Hình 4.5 và Hình 4.6). Điện mặt trời mái nhà tương đối đắt hơn so với điện mặt trời trang trại (EREA & DEA, 2023a), nhưng có thể mang lại lợi ích bổ sung khi diện tích đất phân bố bị hạn chế cũng như giúp giảm nhu cầu đầu tư vào lưới điện. Tuy nhiên những tác động này không được thể hiện trong mô hình. Đến cuối năm 2020, Việt Nam đã có hơn 100.000 hệ thống điện mặt trời mái nhà với tổng công suất 9,6 GW đi vào vận hành (EREA & DEA, 2023a). Phân tích cho thấy trong dài hạn, sẽ có thêm 48 GW điện mặt trời mái nhà trong kịch bản NZ và 135 GW trong kịch bản NZ+ được lắp đặt vào năm 2050. Tiềm năng của điện mặt trời nổi với giả định đạt 76 GW trên khắp Việt Nam, được tận dụng tối đa trong tất cả các kịch bản, trừ kịch bản GG.



**Hình 4.9 Tiềm năng NLTT (%) được sử dụng trong từng kịch bản vào năm 2050 và tiềm năng giả định tối đa cho từng loại công nghệ NLTT được thể hiện trên các cột của biểu đồ. \*Công suất lắp đặt điện mặt trời mặt đất tối đa là 136 GW cho kịch bản BSL và GT, và 272 GW cho các kịch bản NZ, NZ+ và GG**

Trong phương án kém lạc quan hơn về chi phí đầu tư của điện mặt trời (chi phí vốn cao hơn 70% chi phí theo các kịch bản chính), trong khi vẫn đạt mục tiêu phát thải ròng bằng không (kịch bản NZ - Điện mặt trời cao), điện

mặt trời sẽ vẫn chiếm tỷ trọng lớn nhất trong công suất lắp đặt trong tương lai. Tuy nhiên, công suất đến năm 2050 sẽ chỉ ở mức 250 GW. Công suất điện mặt trời còn lại được thay thế bằng 12 GW điện gió trên bờ và ngoài khơi, 9 GW điện khí (trong đó 6 GW được trang bị CCS) và 15 GW điện hạt nhân.

**Điện gió trên bờ** sẽ tăng tỷ trọng trong cơ cấu năng lượng từ 3,4% hiện nay lên 16% trong kịch bản BSL và lên 19% vào năm 2030 theo lộ trình phát thải ròng bằng không, giữ tỷ trọng ổn định lâu dài ở mức 18-20% từ năm 2030 đến năm 2050. Theo các kịch bản NZ, công suất điện gió trên bờ đạt đến 22 GW vào năm 2030, khoảng 50 GW, và 112-130 GW vào năm 2040 trong các kịch bản NZ, NZ+ và GG, trong khi chỉ có 83 GW trong kịch bản GG. Điều này có thể đạt được với tốc độ tăng công suất trung bình hàng năm là 2,4 GW/năm từ nay đến năm 2030, 2,7 GW/năm trong giai đoạn 2030-2040 và tăng lên 6,3 GW/năm theo kịch bản NZ và 13,8 GW/năm theo kịch bản NZ+ trong giai đoạn 2040-2050. Mặc dù chi phí cao hơn một chút so với điện mặt trời, điện gió trên bờ là yếu tố đóng góp lớn thứ hai vào quá trình chuyển đổi của Việt Nam vì nguồn điện này có FLH cao hơn và có thể phát điện cả ngày, do đó yêu cầu lưu trữ năng lượng hàng ngày thấp hơn so với điện mặt trời.

Với đường bờ biển dài, Việt Nam có tiềm năng **điện gió ngoài khơi** lớn. Khung pháp lý cho điện gió ngoài khơi hiện đang được xây dựng để tạo điều kiện cho ngành công nghiệp mới này phát triển. Điện gió ngoài khơi chỉ xuất hiện trong tất cả các kịch bản từ năm 2035 (kịch bản NZ và NZ+) hoặc 2040 (kịch bản BSL và GG), nhưng sẽ trở thành một phần không thể thiếu của hệ thống điện Việt Nam trong vòng một thập kỷ tiếp theo. Vào năm 2040, công suất đầu tư điện gió ngoài khơi đạt 9 GW trong kịch bản BSL và 14 GW trong kịch bản NZ. Sự thâm nhập muộn của công nghệ này là do chi phí đầu tư cao hơn so với điện mặt trời và điện gió trên bờ trong những năm đầu. Chi phí điện gió ngoài khơi dự báo sẽ giảm trong tương lai, nguồn gió phong phú ở một số khu vực ngoài khơi Việt Nam kết hợp với tiềm năng điện mặt trời bị hạn chế theo giả định, là các yếu tố dẫn đến nhu cầu phát triển và gia tăng tầm quan trọng của điện gió ngoài khơi ở Việt Nam trong dài hạn. Đến năm 2050, công suất điện gió ngoài khơi đạt 70-90 GW trong tất cả các kịch bản được phân tích, bao gồm 73 GW trong kịch bản BSL và 84 GW trong kịch bản NZ. Khoảng 2/3 số này là điện gió ngoài khơi móng cố định, phần còn lại là móng nổi.

Sự phát triển này đòi hỏi phải xây dựng một khung pháp lý đầy đủ, bao gồm quy hoạch không gian biển, quy trình đấu thầu điện gió ngoài khơi, và các quy định cấp phép rõ ràng. Thêm vào đó, quy mô dự kiến của điện gió ngoài khơi cũng đòi hỏi phải có quy hoạch lưới điện và phân tích các vị trí đấu nối khả dụng, cũng như phát triển kịp thời cơ sở hạ tầng cảng biển, chuỗi cung ứng và lực lượng lao động có kỹ năng.

**Thủy điện** là nguồn NLTT quan trọng nhất ở Việt Nam hiện nay, chiếm 73% tổng nguồn NLTT với tổng sản lượng phát điện là 81 TWh vào năm 2023 (EVN, 2023). Mức tăng công suất thủy điện hạn chế hơn so với điện mặt trời và điện gió, tối đa đạt 38,5 GW, bao gồm mở rộng các nhà máy hiện hữu (2,5 GW) và thủy điện nhỏ mới (11 GW). Có thể thấy sự phát triển liên tục của thủy điện từ mức 23 GW hiện tại cho đến khi đạt công suất ổn định 34 GW vào năm 2045, cung cấp sản lượng điện là 106 TWh. Công suất thủy điện tăng thấp dẫn đến giảm đáng kể tỷ trọng của thủy điện trong cơ cấu năng lượng xuống còn 8-11% trong các kịch bản NZ.

Đến năm 2050, tiềm năng NLTT sẽ được sử dụng phần lớn trong các kịch bản. Mặc dù Việt Nam có tiềm năng NLTT lớn, nhu cầu điện tăng theo hệ số 4,6-6,0 (tùy theo kịch bản) đòi hỏi phải sử dụng tới 90-100% tiềm năng điện mặt trời mặt đất<sup>12</sup>, điện mặt trời nổi, thủy điện lớn và nhỏ trong tất cả các kịch bản BSL, NZ, NZ+ và GT, cũng như điện mặt trời mái nhà trong kịch bản NZ+ và GT (Hình 4.9). Ngoài ra, thủy điện tích năng sẽ được sử dụng tối đa vào năm 2045 trong tất cả các kịch bản, vì đây là công nghệ lưu trữ có giá thành thấp nhất và có nhu cầu rất lớn khi công suất điện mặt trời và gió ngày càng mở rộng.

Đến năm 2050, 2/3 tổng tiềm năng NLTT giả định sẽ được khai thác trong kịch bản NZ, 73% ở kịch bản NZ+, trong khi con số này chỉ khoảng 50% trong kịch bản GG. Tiềm năng NLTT chưa được khai thác còn lại gồm một phần điện mặt trời mái nhà trong kịch bản BSL, NZ và GG, và chủ yếu là điện gió, với 98-106 GW điện gió trên bờ trong kịch bản NZ+ và 134-146 GW điện gió ngoài khơi trong kịch bản NZ.

Phần tiềm năng điện gió trên bờ còn lại nằm ở những khu vực gió thấp (FLH < 1800) nên khả năng cạnh tranh thấp, và ở các vùng đòi hỏi phải tăng cường lưới truyền tải như Tây Nguyên và Tây Nam Bộ để có thể tận dụng hết tiềm năng NLTT nhằm cung cấp cho các trung tâm phụ tải lớn.

<sup>12</sup> Giả định tiềm năng điện mặt trời mặt đất trong kịch bản BSL và GT là 136 GW bằng 50% của 272 GW giả định tiềm năng điện mặt trời mặt đất trong các kịch bản NZ, NZ+ và GG. Tiềm năng điện mặt trời mặt đất trong kịch bản BSL và GT sẽ được sử dụng hết vào năm 2050.

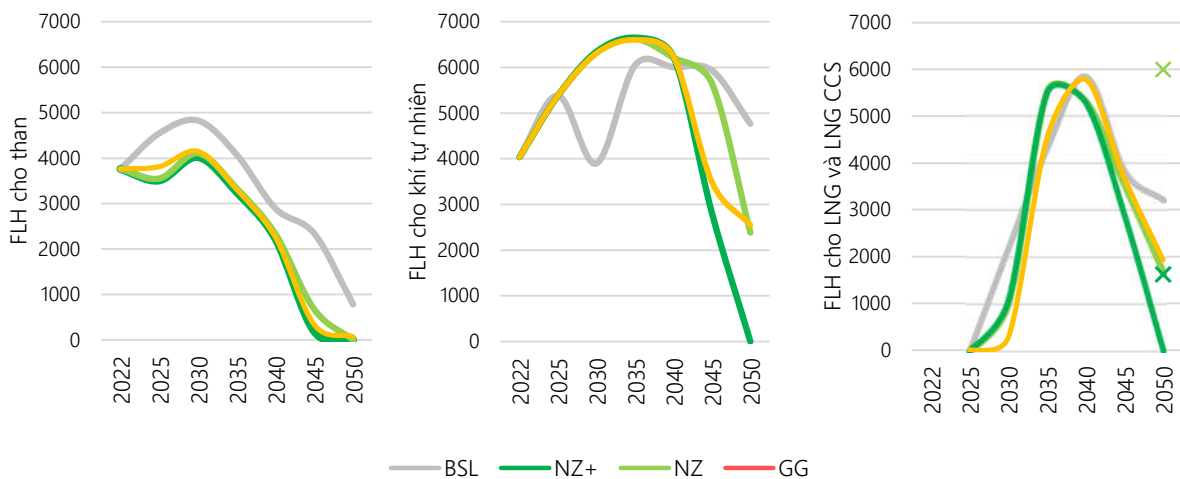
Tiềm năng điện gió ngoài khơi chưa được khai thác còn rất lớn cho thấy có khả năng tăng thêm sản lượng NLTT trong tương lai, trong trường hợp nhu cầu điện tăng hoặc để sản xuất nhiên liệu tái tạo. Tuy nhiên, tiềm năng này dự kiến sẽ chỉ được sử dụng trong tương lai xa vì cho đến năm 2050, tốc độ tăng trưởng công suất của điện gió ngoài khơi đã ở mức cao.

### Vai trò của nhà máy nhiệt điện

Vào năm 2022, các nhà máy nhiệt điện, chủ yếu là điện than và khí nội lần lượt đóng góp tới 33% và 9% tổng công suất lắp đặt tại Việt Nam (EVN, 2023). Sản lượng điện than và khí đóng góp lần lượt 36% và 11% tổng sản lượng điện. Theo cam kết phát thải ròng bằng không, sản lượng điện của nhà máy nhiệt điện hóa thạch truyền thống sẽ phải giảm, như được mô tả trong phần sau.

### Vận hành nhà máy điện than và khí

**Điện than:** Công suất và sản lượng điện than đạt đỉnh vào năm 2030 trong tất cả các kịch bản (Hình 4.7 và Hình 4.11). Tuy nhiên, mức tiêu thụ than tối đa trong các kịch bản NZ thấp hơn khoảng 253% so với mức tiêu thụ than khi đạt đỉnh ở kịch bản BSL (khoảng 1.050 PJ trong kịch bản NZ). Sản lượng điện của các nhà máy điện than liên tục giảm sau năm 2030 và đến năm 2040, công suất than còn lại chỉ đạt 2,300 FLH trong kịch bản NZ và kịch bản NZ+ và 3,000 FLH trong kịch bản BSL. Than sẽ được loại bỏ hoàn toàn vào năm 2050 trong kịch bản NZ và loại bỏ gần như hoàn toàn vào năm 2045 trong kịch bản NZ+, với FLH ở mức thấp chỉ còn 190 giờ.



(a) Than

(b) Khí tự nhiên trong nước

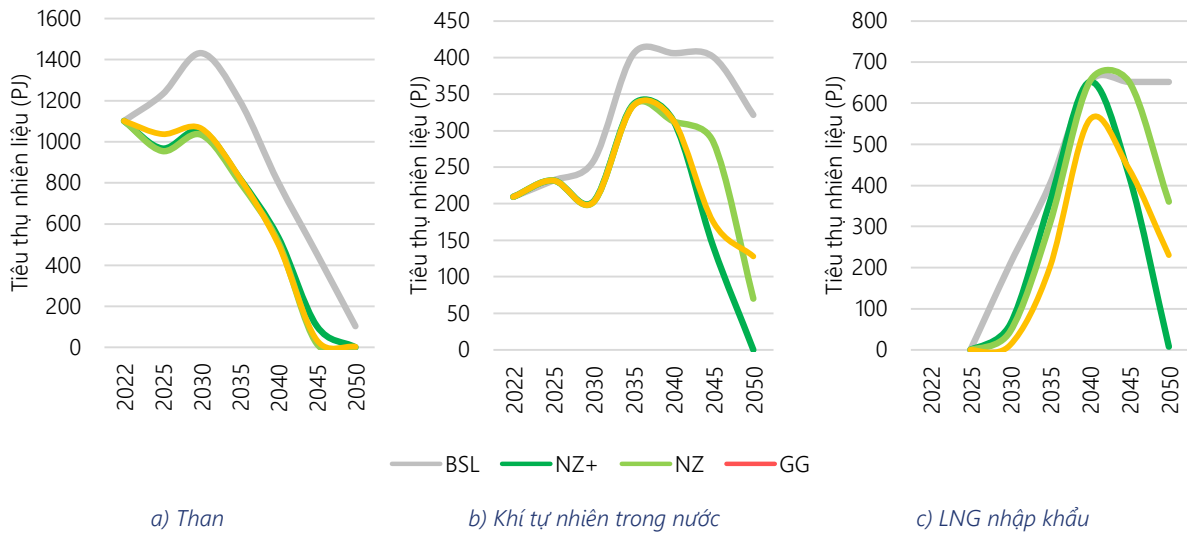
(c) LNG (đường nét liền) và LNG CCS (đường có dấu x)

### Hình 4.10 FLH cho các nguồn điện (a) than, (b) khí tự nhiên trong nước và (c) LNG nhập khẩu

Việc sử dụng các nhà máy **điện khí tự nhiên** trong nước tăng lên đến năm 2035 và duy trì ở mức cao đến năm 2040 trong tất cả các kịch bản với FLH trên 6.000. **Điện LNG** sẽ trở thành một phần trong cơ cấu năng lượng của Việt Nam vào năm 2030, chủ yếu để phủ đỉnh với FLH thấp, vào khoảng 1.000-2.200. Trong giai đoạn 2035-2040, LNG được sử dụng rộng rãi trong tất cả các kịch bản với FLH cao trong khoảng từ 4.300 đến 5.800. Từ năm 2040-2050, FLH sẽ giảm trở lại còn 1.700 và 1.900 tương ứng trong kịch bản NZ và GG, và LNG truyền thống bắt đầu bị loại bỏ dần trong kịch bản NZ+. Như vậy, LNG sẽ chỉ có tỷ lệ sử dụng cao trong trung hạn để phục vụ nhu cầu điện ngày càng tăng, còn về lâu dài, các nhà máy điện LNG chỉ đóng vai trò hỗ trợ khi nhu cầu cao điểm.

Mức sử dụng LNG tối đa (650 PJ) sẽ đạt được vào năm 2040 trong mọi kịch bản. Tuy nhiên, để đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng không, mức tiêu thụ LNG phải giảm trở lại vào năm 2050 tương ứng với diễn biến của FLH. Trong kịch bản GG và kịch bản NZ, mức sử dụng LNG sẽ giảm một nửa vào năm 2050 so với năm 2040, trong khi LNG không còn có mặt trong cơ cấu nguồn điện trong kịch bản NZ+.

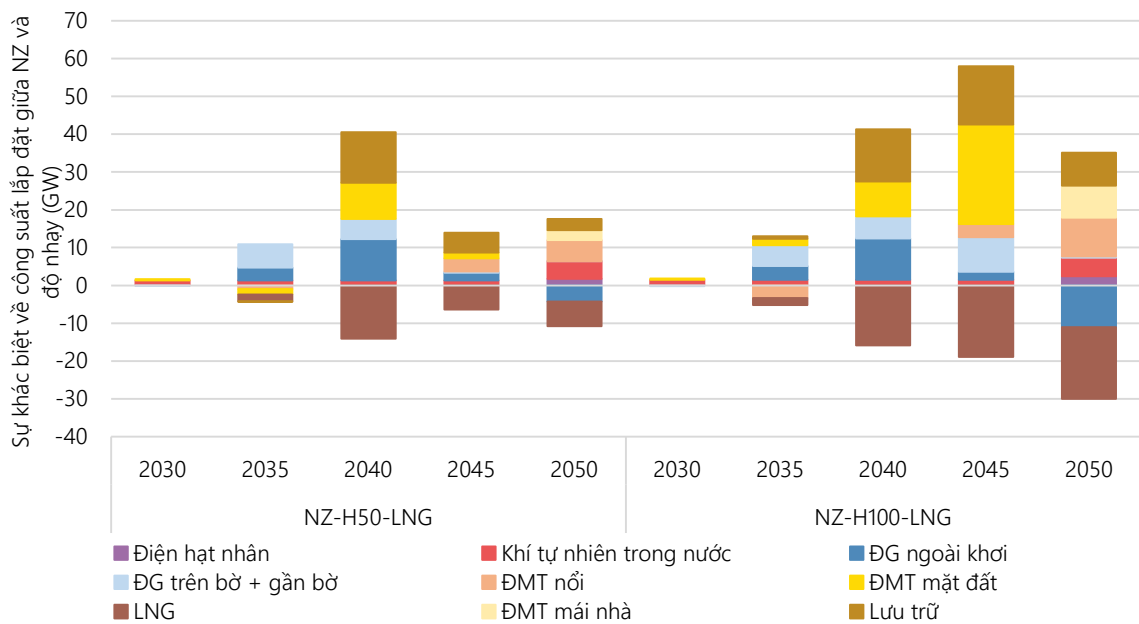
Do lượng phát thải thấp hơn và tính linh hoạt cao hơn, khí tự nhiên tiếp tục được sử dụng trong thời gian dài hơn một thập kỷ so với than, nhưng đối với cả hai công nghệ này, có nhiều thách thức trong việc giảm công suất/đóng cửa của các nhà máy hiện hữu, cũng như thiết lập các kế hoạch/khuôn khổ cần thiết để đảm bảo tính khả thi về kinh tế khi các nhà máy này chạy ở mức tải thấp.



**Hình 4.11** Mức tiêu thụ nhiên liệu (PJ) đối với các nguồn điện (a) than, (b) khí tự nhiên trong nước và (c) LNG nhập khẩu

**Chi phí của LNG và rủi ro khi giá nhiên liệu tăng**

Giống như bất kỳ loại nhiên liệu nào, chi phí nhập khẩu LNG phụ thuộc vào diễn biến của giá quốc tế cũng như chi phí đầu tư liên quan đến cơ sở hạ tầng. Cần phải đầu tư đáng kể vào cơ sở hạ tầng LNG cũng như các nhà máy điện sử dụng LNG để có được biểu đồ sản lượng như Hình 4.10. Mức tiêu thụ cao nhất 650 PJ mỗi năm tương ứng với khoảng 13 triệu tấn LNG mỗi năm. Đây là công suất đáng kể, đòi hỏi phải xây dựng một số cảng, có thể bao gồm cả kho chứa LNG nổi (FSRU). Chi phí cơ sở hạ tầng tại Việt Nam được ước tính chiếm khoảng 10% giá LNG nhận tại nhà máy điện (Viện Năng lượng & TEDIPORT 2019).



**Hình 4.12** Sự khác biệt về công suất lắp đặt giữa kịch bản NZ và kịch bản NZ-H50-LNG / NZ-H100-LNG

Thị trường LNG ở Châu Âu và Châu Á có mối liên kết chặt chẽ với nhau (IEA, 2024). Do đó, bất kỳ sự gián đoạn nào trên thị trường LNG quốc tế đều có tác động trực tiếp đến chi phí nhiên liệu ở Việt Nam. Giá nhiên liệu dài hạn cho LNG sử dụng trong nghiên cứu này là 12,5 USD/GJ, tương ứng khoảng 13,2 USD/MBtu. Tuy nhiên, tính bất định của giá nhiên liệu LNG trong dài hạn được đánh giá thông qua phân tích tác động của việc giá nhiên liệu LNG tăng 50% và 100% từ năm 2030 đến năm 2050. Hình 4.12 thể hiện sự khác biệt giữa công suất lắp đặt khi giá LNG tăng 50% và 100% trong kịch bản NZ, bắt đầu từ năm 2030. Trong kịch bản NZ, công suất lắp đặt các nhà máy điện LNG đạt 30 GW vào năm 2050, tuy nhiên, nếu giá LNG tăng theo mức phân tích độ nhạy nói trên

(tương ứng với kịch bản độ nhạy NZ-H50-LNG và NZ-H100-LNG), thì công suất đầu tư vào điện LNG chỉ còn 23,7 và 11,1 GW vào năm 2050. Khi giá nhiên liệu cao hơn thì không những công suất đầu tư mà thời gian vận hành của các nhà máy điện LNG cũng giảm vì các nhà máy này chỉ dùng để phủ đỉnh. Trong kịch bản NZ, các nhà máy điện LNG hoạt động nhiều hơn trong giai đoạn 2035 đến 2045, sau đó chỉ được dùng để cung cấp công suất đỉnh vào năm 2050. Với công suất và mức độ sử dụng thấp như vậy, mức tiêu thụ nhiên liệu cao nhất giảm còn 454 PJ trong kịch bản NZ-H50-LNG và còn 93 PJ trong kịch bản NZ-H100-LNG. Để bù đắp cho việc giảm công suất và thời gian phát của nhà máy điện LNG, cần phải đầu tư sớm hơn vào NLTT và hệ thống lưu trữ (Hình 4.12).

#### *Tương lai của các nhà máy nhiệt điện*

Việt Nam đã cam kết đạt mức công suất điện than cao nhất vào năm 2030, trong kịch bản BSL là 30,5 GW. Tuy nhiên, tất cả các kịch bản NZ, ngoại trừ kịch bản GT, đều cho thấy khả năng công suất than đạt mức đỉnh 28 GW trước năm 2030 là hiệu quả về chi phí. Điều này có thể đạt được bằng cách ngừng hoạt động các nhà máy cũ/kém hiệu quả hoặc hạn chế xây dựng các nhà máy mới. Dự kiến, các nhà máy điện than sẽ ngừng hoạt động sau khi hết vòng đời 40 năm, dẫn đến công suất còn lại của các nhà máy điện than là 12,8 GW (9 GW trong kịch bản NZ) vào năm 2050. Phần công suất còn lại này sẽ không còn vận hành vào năm 2050, và cũng sẽ không được trang bị thêm CCS hoặc chuyển sang đồng đốt do đây không phải là giải pháp tiết kiệm chi phí, như được trình bày dưới đây. Do đó, công suất điện than còn lại sẽ không đóng góp cho hoạt động vận hành hệ thống điện bình thường và giải pháp tháo dỡ hoặc sử dụng như nguồn công suất dự phòng/dự trữ có thể được xem xét.

Các nhà máy điện khí của Việt Nam sử dụng khí tự nhiên trong nước có mức tăng ròng trong kịch bản BSL từ 3,6 GW lên 10,6 GW vào năm 2030, nhờ có 7,9 GW lắp đặt mới và 4,3 GW chuyển đổi nhiên liệu sang LNG. Nhưng tương tự như điện than, cần phải tránh tăng công suất nguồn điện hóa thạch ở mức cao trong thập kỷ này để đạt lộ trình phát thải ròng bằng không hiệu quả về chi phí (kịch bản NZ). Công suất dài hạn của các nhà máy điện sử dụng khí trong nước ở mức 11 GW trong kịch bản BSL và 8 GW trong các kịch bản NZ, con số này tiếp tục giảm xuống chỉ còn 5 GW vào năm 2050 khi các nhà máy ngừng hoạt động.

Trong số các nhà máy điện sử dụng nhiên liệu hóa thạch, chỉ nhà máy điện LNG là có công suất ở mức cao vào năm 2050 trong tất cả các kịch bản, đạt tới 30-35 GW trong các kịch bản BSL, NZ và GT, và 19-23 GW trong kịch bản GG và NZ+. Tuy nhiên, các nhà máy này chỉ được sử dụng ở một mức độ hạn chế để phủ đỉnh khi hệ thống điện vận hành bình thường (Hình 4.10). Đối với nhà máy điện than, trang bị thêm CCS hoặc đồng đốt không phải là cách sử dụng hiệu quả về mặt chi phí để duy trì các nhà máy điện khí trong cơ cấu năng lượng nhằm đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng không.

Trong quá trình chuyển đổi và loại bỏ dần điện than và khí tự nhiên và tiến tới mục tiêu phát thải ròng bằng không, các lựa chọn khác nhau để phát triển các nhà máy nhiệt điện ở Việt Nam hiện đang được thảo luận. Những thay đổi đang được cân nhắc cho các nhà máy nhiệt điện ở Việt Nam bao gồm:

1. Triển khai CCS cho các nhà máy điện than và khí truyền thống
2. Đồng đốt hydrogen, ammonia hoặc sinh khối thay cho than hoặc khí
3. Bổ sung năng lượng hạt nhân vào nhóm các nhà máy nhiệt điện
4. Mở rộng các nhà máy sinh khối và đốt chất thải rắn đô thị

Các kết quả phân tích về các thay đổi nói trên sẽ được thảo luận chi tiết trong các phần tiếp theo của báo cáo.

#### **1. Công nghệ thu giữ và lưu trữ carbon cho các nhà máy điện than và khí truyền thống**

CCS là giải pháp thu giữ lượng CO<sub>2</sub> thải ra từ các nhà máy điện than, khí tự nhiên, LNG, sinh khối hoặc chất thải rắn đô thị, cho phép các nhà máy điện sử dụng nhiên liệu hóa thạch duy trì hoạt động trong bối cảnh phải đạt được mục tiêu giảm phát thải. Tuy nhiên, công nghệ CCS tốn kém cả về chi phí đầu tư (đắt gấp ba lần chi phí đầu tư nhà máy điện LNG truyền thống) và chi phí vận hành tại các nhà máy điện (EREA, DEA, 2024). Thêm vào đó, CCS còn đòi hỏi công suất lưu trữ lớn, chẳng hạn như phải có các thành tạo địa chất sâu cũng như vận chuyển CO<sub>2</sub>. Hơn nữa, hiệu suất khả dụng tối đa của quy trình CCS vào khoảng 90% (EREA, DEA, 2023a), do đó đây không phải là lựa chọn không phát thải carbon hoàn toàn. Các kịch bản cho thấy CCS trong ngành điện sẽ chỉ đóng vai trò thứ yếu, đến năm 2050 chỉ có 1,3 GW và 1 GW LNG với CCS được đầu tư tương ứng trong kịch bản NZ và NZ+ vào năm 2050. Vì ngành điện dễ dàng khử carbon hơn so với các ngành sử dụng cuối nên việc thay thế các nhà máy sử dụng năng lượng hóa thạch bằng NLTT sẽ tiết kiệm chi phí hơn là trang bị thêm hệ thống CCS quy mô lớn cho các nhà máy chạy nền.

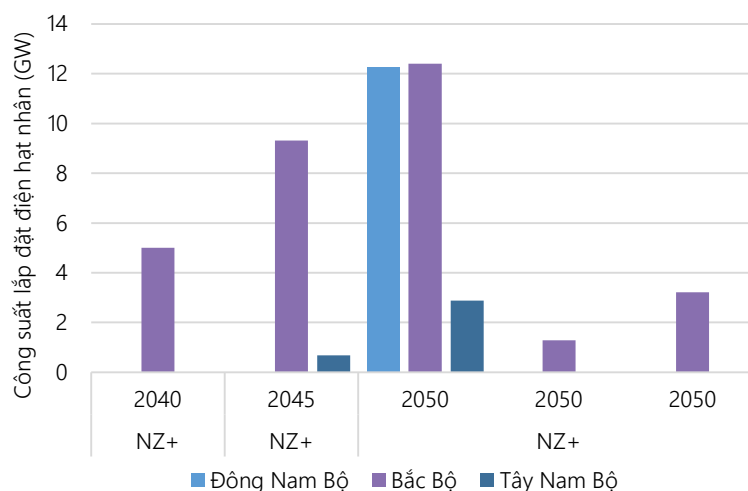
## 2. Đồng đốt và chuyển đổi các nhà máy điện khí và than sang hydrogen và ammonia

Đồng đốt và cuối cùng là chuyển đổi hoàn toàn nhiên liệu của các nhà máy than và khí sang ammonia, sinh khối và hydrogen, là một phương án khác được thảo luận cho các nhà máy nhiệt điện trong tương lai của Việt Nam và được xem xét trong QHĐ8. QHĐ8 dự kiến đến 2050 sẽ có 4,5-9 GW các nhà máy điện khí đồng đốt hydrogen, các nhà máy điện than với tổng công suất 25-32 GW sẽ chuyển đổi hoàn toàn sang sử dụng sinh khối hoặc ammonia, 7 GW khí trong nước và 20 GW LNG cũng chuyển đổi hoàn toàn sang sử dụng hydrogen.

Phân tích các kịch bản cho thấy đồng đốt là một giải pháp rất tốn kém và không có tính cạnh tranh với phương án tăng tỷ trọng NLTT kết hợp với hệ thống lưu trữ năng lượng. Chuyển đổi nhiên liệu/đồng đốt hydrogen hoặc ammonia không có vai trò đáng kể trong các kịch bản được phân tích, do sản xuất H<sub>2</sub> hoặc NH<sub>3</sub> trong nước có chi phí cao. Thêm vào đó, cũng không chắc rằng có thể nhập khẩu hydrogen hoặc ammonia từ các nước ASEAN với mức giá hợp lý để đồng đốt trở thành lựa chọn khả thi (xem thêm chi tiết về hydrogen ở Chương 6). Đến năm 2050, chỉ có một lượng nhỏ 0,4 GW nhà máy điện đồng đốt sinh khối trong kịch bản GT và 2,9 GW nhà máy điện LNG đồng đốt hydrogen. Tuy nhiên, những nhà máy này chỉ dùng để phủ đỉnh với FLH thấp ở mức 100 giờ. Kết quả này cho thấy việc sử dụng hydrogen hoặc ammonia cho mục đích dự phòng có thể được xem xét khi nhà máy điện không hoạt động thường xuyên, do đó không có chi phí tiêu thụ nhiên liệu cao. Vấn đề này sẽ được thảo luận thêm trong Chương 5, Mục 5.2.

## 3. Mở rộng nhóm nhà máy nhiệt điện: phương án điện hạt nhân

**Điện hạt nhân** là giải pháp công nghệ sản xuất điện không phát thải. Điện hạt nhân không nằm trong cơ cấu nguồn điện được dự báo trong các kịch bản BSL và GG, và chỉ có một lượng công suất nhỏ lần lượt là 1,3 GW và 3 GW là tối ưu về chi phí trong kịch bản NZ và GT. Chỉ trong kịch bản NZ+, là kịch bản có nhu cầu điện và mục tiêu giảm phát thải cao nhất, công suất điện hạt nhân mới đạt 28 GW vào năm 2050. Đầu tư điện hạt nhân tập trung vào công nghệ lò phản ứng mô-đun nhỏ (SMR), một lựa chọn công nghệ mới nổi, có ưu điểm là thời gian xây dựng ngắn và lắp đặt phân tán.



**Hình 4.13 Đầu tư điện hạt nhân theo vùng. Không có khoản đầu tư nào trước năm 2040 trong tất cả các kịch bản**

Vị trí vùng cũng là một yếu tố liên quan khi xem xét vai trò tiềm năng của điện hạt nhân ở Việt Nam. Các nhà máy điện hạt nhân truyền thống được giả định xây dựng ở Bắc Trung Bộ và Nam Trung Bộ, tuy nhiên, không có hiệu quả về chi phí trong mọi kịch bản. Thay vào đó, đầu tư vào các nhà máy điện hạt nhân SMR chủ yếu ở Bắc Bộ hoặc Đông Nam Bộ (Hình 4.13) là giải pháp có chi phí tối ưu để cung cấp điện cho các trung tâm phụ tải lớn do không cần phải đầu tư thêm vào lưới truyền tải liên vùng. Do đó, năng lượng hạt nhân có thể trở nên cạnh tranh về mặt chi phí trong một số vùng khi các công nghệ NLTT có chi phí thấp như điện mặt trời mặt đất đã được khai thác hết tiềm năng ở những nơi có nhu cầu sử dụng điện cao.

Do điện hạt nhân chưa có ở Việt Nam nên việc phát triển cơ sở hạ tầng cần thiết và kiến thức để áp dụng công nghệ mang tính đặc thù cao này có độ chắc chắn thấp về cả chi phí và thời gian đầu tư. Hơn nữa, việc tích hợp điện hạt nhân vào một hệ thống điện chủ yếu dựa vào nguồn NLTT là thách thức đối với việc vận hành điện hạt nhân ở mức tải cao liên tục. Hạt nhân là một công nghệ rất đắt đỏ cho hệ thống điện, tuy nhiên trong kịch bản NZ+, công nghệ này chỉ chiếm 3,5% công suất lắp đặt nhưng đóng góp tới 10% nhu cầu đầu tư trong giai đoạn

2025 đến 2050. Điều này cho thấy rằng việc lựa chọn công nghệ hạt nhân cần phải được cân nhắc kỹ, trong khi đó nên ưu tiên các công nghệ tái tạo trong nước cùng với hệ thống lưu trữ và nghiên cứu sâu hơn về vai trò tiềm năng của điện hạt nhân trong hệ thống điện tương lai, đặc biệt là đa dạng hóa loại hình nguồn điện.

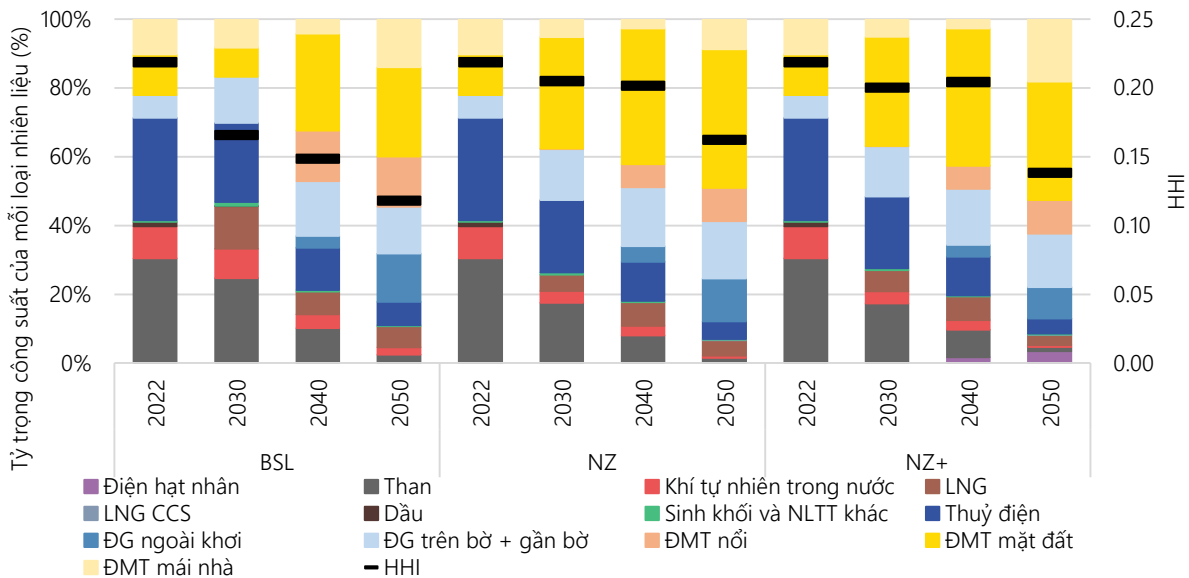
**4. Mở rộng công suất điện từ sinh khối và chất thải rắn đô thị**

Sinh khối tại Việt Nam được sử dụng cho các mục đích năng lượng khác ngoài ngành điện, chẳng hạn như sản xuất nhiên liệu sinh học cho ngành giao thông vận tải hoặc cho mục đích công nghiệp, như mô tả trong các Chương 6, 7 và 8. Do đó, không có thêm nhà máy điện sinh khối nào ngoài phạm vi hiện có là 0,3 GW.

Hiện nay chỉ có một số nhà máy điện đốt rác đang hoạt động ở Việt Nam. Đến năm 2050, các nhà máy điện rác với công suất 1,2 GW sẽ tạo ra tới 7,1 TWh từ 31,2 triệu tấn rác thải trong các kịch bản. Tiềm năng điện rác dựa trên các phân tích của Ngân hàng Thế giới (Ngân hàng Thế giới, 2018). Mặc dù chỉ đóng góp khiêm tốn vào cơ cấu năng lượng trong tương lai của Việt Nam nhưng giải pháp đốt rác mang lại lợi ích về môi trường và xã hội lớn hơn rất nhiều so với việc chôn lấp rác truyền thống. Nhà máy đốt rác để sản xuất điện giúp cải thiện sức khỏe cộng đồng, mang lại tác động tích cực đối với môi trường địa phương, giảm lượng phát thải KNK đáng kể so với biện pháp chôn lấp, và tận dụng tài nguyên hiệu quả để phát triển bền vững.

**Đa dạng hóa công nghệ**

Trong quy hoạch hệ thống điện, đa dạng hóa đóng vai trò quan trọng trong việc đảm bảo độ tin cậy, an toàn và khả năng phục hồi của hệ thống. Việc phụ thuộc quá nhiều vào một công nghệ duy nhất có thể khiến hệ thống dễ bị gián đoạn nếu có vấn đề về nguồn cung với công nghệ đó. Đây là quan ngại lớn đối với các công nghệ phát điện sử dụng nhiên liệu phụ thuộc vào nguồn nhiên liệu phải nhập khẩu liên tục. Để đánh giá mức độ đa dạng trong hệ thống điện, chỉ số Herfindahl-Hirschman (HHI) thường được sử dụng. Chỉ số này đo lường sự đa dạng về các công suất nguồn điện sử dụng nhiên liệu được lắp đặt. HHI thấp hơn thể hiện mức độ đa dạng cao hơn. Chỉ số này cho phép hiểu sâu hơn về tính đa dạng của hệ thống dựa trên các loại nhiên liệu sử dụng, nhưng không tính đến nguồn gốc của nhiên liệu (trong nước so với nhập khẩu) và khả năng tiếp cận nhiên liệu.



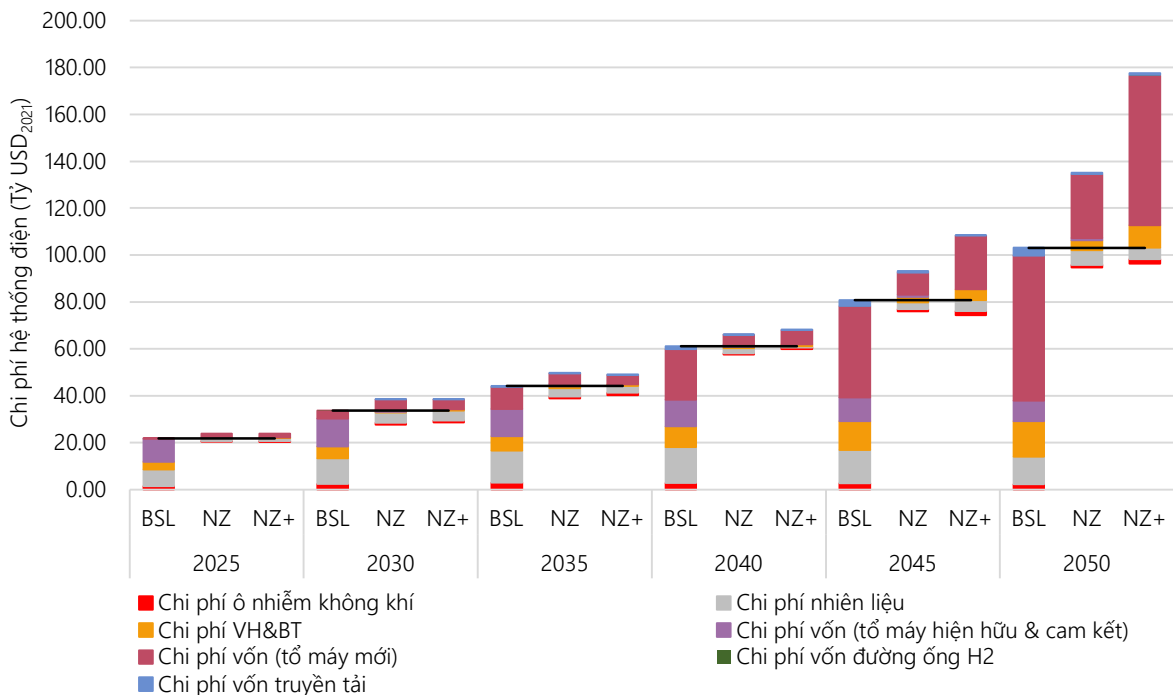
**Hình 4.14 Tỷ trọng công suất và mức độ đa dạng. HHI thấp hơn thể hiện mức độ đa dạng cung cấp điện cao hơn**

Hình 4.14 minh họa tỷ trọng công suất lắp đặt trong kịch bản BSL, NZ và NZ+ cùng với điểm HHI tương ứng, mô tả quá trình chuyển đổi ưu thế từ than và thủy điện sang điện mặt trời và điện gió. Tuy nhiên, điểm HHI có xu hướng giảm dần trong tương lai, cho thấy sự đa dạng hơn của cơ cấu nguồn năng lượng, khi điện mặt trời và gió chiếm vai trò chủ đạo. Vào năm 2050, điểm HHI là 0,12 cho kịch bản BSL và cao hơn một chút ở mức 0,16 đối với kịch bản NZ và 0,14 đối với kịch bản NZ+, cho thấy sự phụ thuộc lớn vào LNG nhập khẩu trong kịch bản BSL. Đáng chú ý, kịch bản NZ+, với tỷ trọng công suất điện hạt nhân đáng kể, có điểm HHI thấp hơn so với kịch bản NZ. Điều này nêu bật tiềm năng của điện hạt nhân trong việc đa dạng hóa cơ cấu năng lượng của Việt Nam. Tuy nhiên, việc phụ thuộc vào nhiên liệu hạt nhân nhập khẩu cũng cần được xem xét.

Điều đáng lưu ý là điểm HHI có thể không thể hiện được đầy đủ lợi ích của các nguồn NLTT. NLTT là nguồn năng lượng nội địa có thể tiếp cận được trên khắp Việt Nam, giúp giảm sự phụ thuộc vào nhiên liệu nhập khẩu và hỗ trợ phân bổ công suất điện về mặt địa lý, đóng vai trò không thể thiếu trong bối cảnh phát triển năng lượng thích ứng và bền vững ở Việt Nam.

### Chi phí hệ thống điện

Hệ thống điện đóng vai trò là cơ sở hạ tầng quan trọng cho quá trình chuyển đổi xanh, tạo điều kiện cho quá trình khử carbon của các ngành khác và chiếm hơn 14-31% tổng chi phí của hệ thống năng lượng từ nay đến năm 2050. Xu hướng gia tăng điện hóa và việc đảm bảo công suất nguồn điện đáp ứng nhu cầu ngày càng tăng dẫn đến chi phí hệ thống điện tăng đáng kể. Sự thay đổi này thể hiện rõ khi so sánh kịch bản BSL với kịch bản NZ và kịch bản NZ+. Ban đầu, chi phí nhiên liệu chiếm khoảng 1/3 chi phí của hệ thống vào năm 2025. Tuy nhiên, với nhu cầu điện ngày càng tăng và đầu tư chủ yếu vào NLTT, hệ thống điện sẽ thay đổi theo hướng sử dụng vốn đầu tư lớn, như mô tả trong Hình 4.15.



**Hình 4.15 Chi phí hệ thống điện hàng năm trong kịch bản BSL, NZ và NZ+, được trình bày dưới dạng chênh lệch chi phí giữa kịch bản BSL và kịch bản NZ/NZ+**

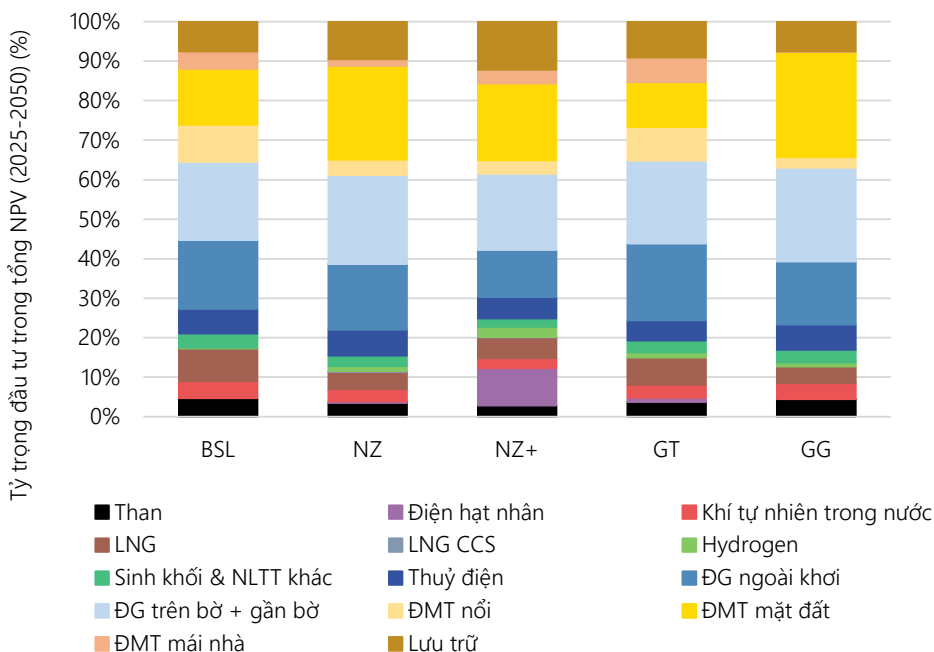
Hầu hết các chi phí đều gắn liền với công suất điện mới hơn là cơ sở hạ tầng điện. Chi phí đầu tư vào lưới điện truyền tải vẫn còn tương đối nhỏ so với chi phí đầu tư công suất phát điện, được mô tả chi tiết hơn trong Hình 4.15. Hơn nữa, đầu tư vào truyền tải điện có tổng chi phí cao hơn đáng kể so với đầu tư vào cơ sở hạ tầng lưới hydrogen (được mô tả chi tiết hơn trong Chương 6).

Nhu cầu đầu tư<sup>13</sup> cho công nghệ sản xuất và lưu trữ (không bao gồm đầu tư truyền tải) trong giai đoạn 2025 đến 2050 (Hình 4.16) cho thấy các khoản đầu tư chủ yếu hướng vào năng lượng mặt trời và năng lượng gió, chiếm lần lượt là 65%, 69% và 58% tổng vốn đầu tư trong các kịch bản BSL, NZ và NZ+. Mặc dù pin và thủy điện tích năng được đầu tư muộn hơn (lưu trữ điện quy mô lớn xuất hiện sau năm 2035, xem Chương 5), đầu tư công nghệ lưu trữ chiếm 8-12% tổng nhu cầu đầu tư. Đầu tư vào 28 GW điện hạt nhân trong kịch bản NZ+ chiếm 10% tổng chi phí vốn, cho thấy cần lượng vốn rất lớn cho công nghệ này. Đối với các kịch bản đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng không, đầu tư vào sản xuất và lưu trữ hydrogen lần lượt chiếm 1% và 3%. Phân tích chi tiết này cho thấy rằng, trong bất kỳ kịch bản nào, đầu tư vào điện gió và điện mặt trời cần được ưu tiên và đặc biệt quan trọng để phát triển hệ thống điện của Việt Nam có hiệu quả về chi phí. Xem xét tầm quan trọng chiến lược của việc ưu

<sup>13</sup> Tổng nhu cầu đầu tư được chiết khấu về năm 2025 với tỷ suất chiết khấu 10%.

tiên các nguồn NLTT trong nước, đồng thời nhanh chóng hoàn thiện khung pháp lý cần thiết sẽ giúp tạo động lực đầu tư và môi trường đầu tư ổn định.

Nhu cầu đầu tư trong toàn bộ giai đoạn từ 2030 đến 2050, như trong Hình 4.16, cho thấy các khoản đầu tư chủ yếu là cho điện mặt trời và điện gió, chiếm 79%, 75% và 64% tổng vốn đầu tư trong các kịch bản BSL, NZ và NZ+. Điều này cho thấy rằng kể cả khi không quan tâm đến mục tiêu phát thải ròng bằng không, đầu tư vào điện gió và điện mặt trời vẫn cần được ưu tiên. Để đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng không, cần đầu tư thêm cho hệ thống lưu trữ, sản xuất hydrogen và năng lượng hạt nhân.



**Hình 4.16** Nhu cầu đầu tư nguồn điện và công nghệ lưu trữ theo kịch bản trong giai đoạn 2025-2050.

Đầu tư vào công nghệ lưu trữ ở mức đáng chú ý, dao động từ 9% đến 12% trong các kịch bản khác nhau. Đối với các kịch bản NZ, đầu tư vào sản xuất và lưu trữ hydrogen cũng như tổng hợp ammonia lần lượt chiếm 4% và 10% trong các kịch bản NZ và NZ+. Năng lượng hạt nhân cũng đòi hỏi mức đầu tư đáng kể; trong kịch bản NZ+, 30 GW đầu tư vào hạt nhân chiếm 21% tổng nhu cầu đầu tư, trong kịch bản NZ, 7 GW công suất điện hạt nhân chiếm 3% tổng mức đầu tư. Các phân tích chi tiết này nêu bật tầm quan trọng chiến lược của việc ưu tiên NLTT trong nước và nhanh chóng xây dựng khung pháp lý nhằm tạo động lực và môi trường đầu tư ổn định.

### 4.3 Các thông điệp và khuyến nghị chính

#### Tăng cường khai thác tiềm năng sử dụng đất cho điện gió trên bờ và điện mặt trời phù hợp với mục tiêu phát thải ròng bằng không vào năm 2050

Kịch bản NZ đòi hỏi dành quỹ đất lớn hơn cho điện mặt trời mặt đất, với tiềm năng công suất điện mặt trời được giả định gấp đôi so với kịch bản BSL. Trường hợp không bổ sung được thêm quỹ đất thì điện mặt trời mái nhà là một giải pháp cần tính đến.

Khuyến nghị:

- Thực hiện nghiên cứu các khu vực đất đai có thể sử dụng đa mục đích (nông nghiệp và năng lượng), để bổ sung quỹ đất tiềm năng cho NLTT có tính đến bối cảnh địa phương và nhu cầu nông nghiệp.
- Xây dựng các tiêu chuẩn và quy định cụ thể nhằm thúc đẩy điện mặt trời áp mái nổi lưới.

#### Năng lượng hạt nhân có thể đóng vai trò hỗ trợ quan trọng cho năng lượng tái tạo trong dài hạn trong các kịch bản giảm phát thải cao

Điện hạt nhân có vai trò nhất định trong việc thực hiện mục tiêu phát thải ròng bằng không và có thể trở thành một phần của cơ cấu nguồn điện tối ưu về chi phí vào năm 2050 theo kịch bản NZ. Với kịch bản có mục tiêu khí

hậu cao hơn (kịch bản NZ+), kéo theo nhu cầu điện tăng cao, công suất điện hạt nhân lên tới khoảng 28 GW vào năm 2050.

*Khuyến nghị: Nghiên cứu sâu hơn về vai trò của điện hạt nhân trong hệ thống điện tương lai, bao gồm đa dạng hóa loại hình nguồn điện, vận hành an toàn và ổn định hệ thống điện với tỷ trọng nguồn điện NLTT cao.*

### **Sớm ban hành khung pháp lý và các quy định, hướng dẫn để triển khai các dự án điện gió ngoài khơi**

Trong kịch bản NZ, điện gió ngoài khơi dự kiến sẽ đi vào hoạt động vào năm 2035 với công suất sẽ tăng lên 84 GW trong 15 năm tiếp theo cho đến năm 2050. Quá trình đầu tư và xây dựng trang trại điện gió ngoài khơi cần thời gian dài từ 6-10 năm. Do vậy, để đạt được quy mô điện gió ngoài khơi theo QHĐ8 và những mục tiêu cao hơn, cần sớm ban hành khung pháp lý cũng như các quy định, hướng dẫn để đảm bảo tốc độ triển khai, bao gồm quy hoạch không gian biển, khung giá và quy trình cấp phép rõ ràng. Đồng thời, sớm thực hiện các nghiên cứu về các vị trí đầu nối khả dụng, hạ tầng cảng biển, chuỗi cung ứng và sự sẵn sàng của lực lượng lao động.

Sớm triển khai các dự án điện gió ngoài khơi thí điểm theo định hướng trong QHĐ8 để tích lũy kinh nghiệm, giảm thiểu rủi ro và chi phí, cũng như nâng cao nhận thức cho các cơ quan có thẩm quyền và tăng niềm tin cho nhà đầu tư.

*Khuyến nghị: Sớm ban hành khung pháp lý và các quy định, hướng dẫn cụ thể là điều kiện tiên quyết để triển khai hiệu quả và kịp thời các dự án điện gió ngoài khơi.*

### **Đốt rác thải phát điện mang lại nhiều lợi ích về xã hội và môi trường**

Xử lý rác thải bằng biện pháp chôn lấp gây hậu quả nghiêm trọng về xã hội và môi trường, đặc biệt tiềm ẩn nguy cơ cao về ô nhiễm đất và nguồn nước ngầm. Để tận dụng tài nguyên rác và bảo vệ môi trường, cần giảm tối đa lượng rác thải chôn lấp đồng thời tăng cường hệ thống quản lý và xử lý chất thải hiệu quả, trong đó ưu tiên công tác thu gom và phân loại rác thải cho tái chế và phát điện.

Nhà máy đốt rác để sản xuất điện công nghệ hiện đại là biện pháp giúp cải thiện sức khỏe cộng đồng, mang lại tác động tích cực đối với môi trường địa phương, giảm lượng phát thải KNK đáng kể so với biện pháp chôn lấp, tận dụng tài nguyên hiệu quả để phát triển bền vững.

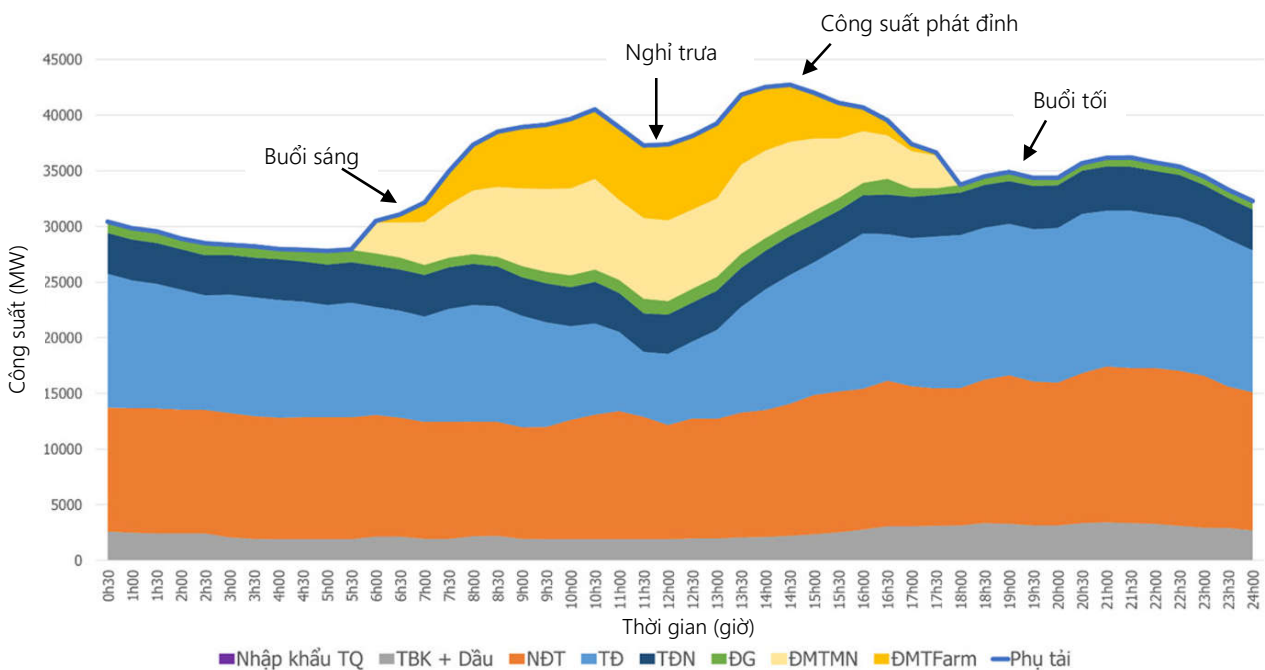
*Khuyến nghị: Xem xét sửa đổi quy định pháp luật theo hướng không cho phép chôn lấp chất thải cháy được hoặc có khả năng tái chế. Tăng cường thu gom và phân loại rác thải để tái chế và phát điện.*

## 5. An ninh và cân bằng hệ thống điện

### 5.1 Tổng quan và xu hướng

Hệ thống năng lượng Việt Nam cần đảm bảo sự cân bằng và ổn định liên tục. Đây là một nhiệm vụ phức tạp khi nhu cầu điện năng và tỷ trọng NLTT ngày càng tăng cao. Với thách thức chính là đáp ứng nhu cầu phụ tải tăng mạnh hàng năm, đồng thời quản lý những yếu tố biến động đến việc cung cấp điện hàng ngày và theo mùa, Việt Nam đã đạt được những thành tựu nổi bật trong việc duy trì hệ thống điện phát triển phù hợp với sự phát triển kinh tế của đất nước. Việt Nam vẫn sẽ phải tiếp tục đối mặt với thách thức trong việc đáp ứng nhu cầu điện ngày càng tăng và sẽ cần đầu tư vào phát điện và truyền tải để giải quyết thách thức này, như được mô tả trong Chương 4. Trong chương này, nội dung trọng tâm là mô tả những thách thức để đảm bảo hệ thống điện được cân bằng hiệu quả, không chỉ đáp ứng những thay đổi về nhu cầu mà còn sử dụng tốt nhất các nguồn năng lượng biến đổi mới chủ yếu là điện gió và mặt trời trong tương lai.

Hình 5.1 minh họa cách thức cân bằng hệ thống điện quốc gia vào một ngày điển hình của năm 2023. Trong ví dụ này, nhà máy điện than chạy tải nền, điện khí tự nhiên là nguồn đáp ứng nhu cầu trung bình và thủy điện điều chỉnh linh hoạt sản lượng để đáp ứng sự thay đổi hàng ngày về nhu cầu và sản lượng NLTT. Sự điều chỉnh này đặc biệt đáng chú ý vào thời điểm buổi trưa, khi sản lượng thủy điện giảm bớt để phù hợp với nhu cầu thấp hơn vào giờ nghỉ trưa. Tương tự, thủy điện được huy động vào buổi chiều để đáp ứng nhu cầu và bù đắp cho sản lượng điện mặt trời giảm đột ngột, dẫn đến yêu cầu tăng ròng từ các tổ máy khác – trong trường hợp ví dụ này, là yêu cầu tăng sản lượng thủy điện.



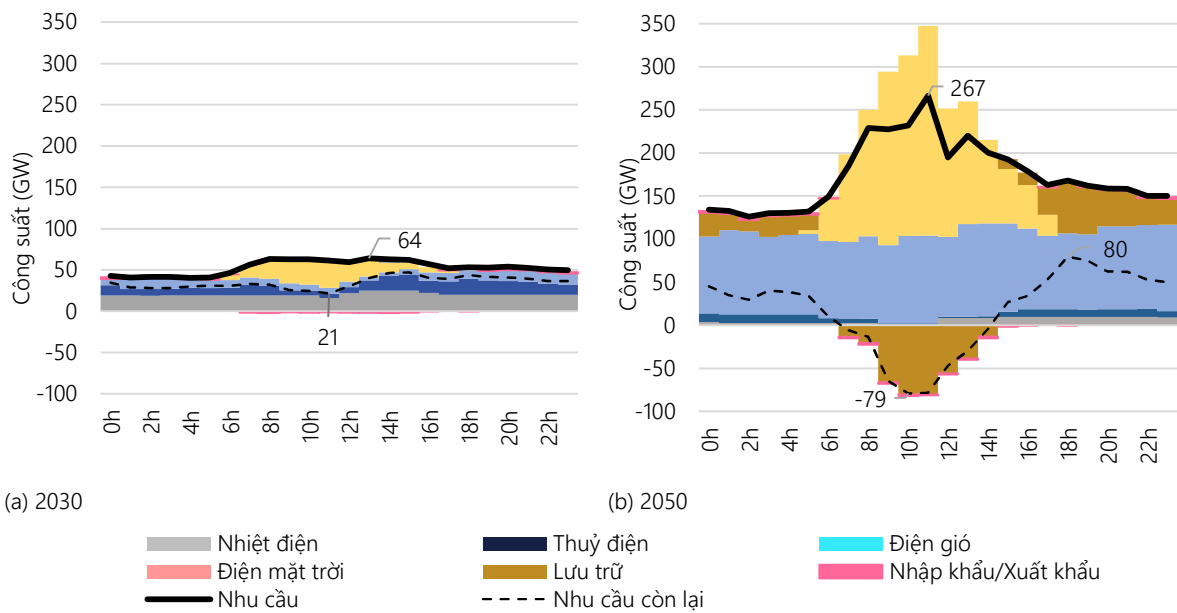
**Hình 5.1 Sản lượng và nhu cầu điện trong một ngày hè năm 2023. [Trung tâm Điều độ hệ thống điện quốc gia]**

Như có thể thấy trong Hình 5.1, các nhà máy nhiệt điện hiện nay của Việt Nam (than, khí và dầu) nhìn chung không hỗ trợ cân bằng hệ thống điện trong ngày, mặc dù có thể có những trường hợp do điều kiện ràng buộc tại khu vực có thể cần sự đóng góp của các nhà máy nhiệt điện, nhưng những trường hợp này không được hiển thị trong Hình 5.1. Bất kỳ sự gia tăng sản lượng NLTT đáng kể nào cũng sẽ dẫn đến khó khăn trong phương thức vận hành hiện tại này vì có những giới hạn tự nhiên và yêu cầu kỹ thuật đối với khả năng cân bằng của các nhà máy thủy điện của Việt Nam.

## 5.2 Các kết quả chính

### Tính chất biến đổi và động lực học của hệ thống điện

Việc tích hợp một lượng NLTT ngày càng tăng vào hệ thống điện Việt Nam gây ra sự phức tạp không chỉ do tính chất biến đổi của nhu cầu phụ tải mà còn do tính chất không liên tục của sản lượng điện tái tạo. Do đó, hệ thống tương lai sẽ được điều chỉnh bởi những thay đổi trong nhu cầu còn lại<sup>14</sup>, thay vì chỉ điều chỉnh theo mức tổng cầu. Hình 5.2 minh họa thách thức ngày càng tăng trong việc cân bằng hệ thống điện, dựa trên tỷ trọng điện tái tạo dự kiến trong kịch bản NZ. Vào một ngày cụ thể trong năm 2030, nhu cầu điện được dự báo sẽ đạt đỉnh 64 GW vào lúc 8 giờ sáng, trong khi nhu cầu điện còn lại thấp nhất trong cùng ngày giảm xuống 21 GW lúc 11 giờ trưa khi mặt trời lên cao nhất (Hình 5.2a).



**Hình 5.2 Nhu cầu và nhu cầu còn lại ở Việt Nam vào ngày 17 tháng 6 năm 2030 (bên trái) và 2050 (bên phải) theo kịch bản NZ.**

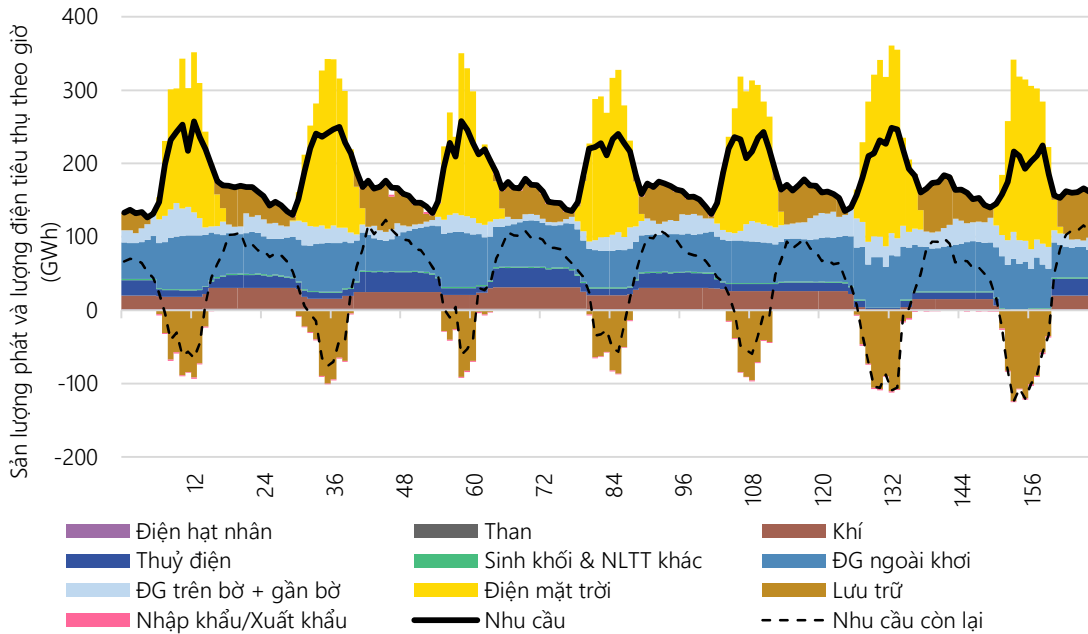
Đến năm 2050, nhu cầu điện hàng năm tăng hơn 460% so với năm 2022. Xu hướng gia tăng này tương ứng với sự gia tăng đỉnh phụ tải của một ngày điển hình vào tháng Sáu năm 2030 (Hình 5.2 b) đạt đến 267 GW. Thêm vào đó, công suất điện gió và đặc biệt là điện mặt trời tăng cao trong kịch bản NZ dẫn đến nhu cầu phụ tải còn lại là -79 GW. Hệ thống điện sẽ gặp khó khăn bởi sự chuyển đổi từ tình trạng sản lượng dư thừa rất lớn (nhu cầu phụ tải âm) vào buổi trưa sang nhu cầu phụ tải còn lại ở giá trị dương tương đối cao (cần thêm sản lượng phát) chỉ trong 6-7 giờ sau đó vào lúc chiều tối (khoảng 6 giờ tối), với nhu cầu phụ tải còn lại đạt 80 GW, như trong Hình 5.2b.

Những thay đổi hàng ngày như vậy đòi hỏi mức độ linh hoạt cao từ tất cả các tổ máy phát điện, đặc biệt là các tổ máy nhiệt điện, cũng như tính linh hoạt từ các nguồn khác như xe điện, pin và thủy điện tích năng cũng như nhu cầu của ngành công nghiệp. Diễn biến tương tự có thể được quan sát thấy trong kịch bản BSL, mặc dù ở mức độ thấp hơn công suất NLTT biến đổi thấp hơn.

Hình 5.3 thể hiện một hệ thống điện đa dạng hơn (so với hiện tại) với tỷ trọng NLTT và công nghệ linh hoạt cao hơn, thể hiện sự cân bằng cung và cầu trong một tuần nhất định vào năm 2050 trên toàn Việt Nam trong khi vẫn đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng không. Mặc dù hệ thống dựa trên NLTT như vậy khó vận hành hiệu quả hơn nhưng có thể sẽ đạt được lợi ích lớn nhờ giảm chi phí nhiên liệu và giảm sự phụ thuộc vào nhiên liệu nhập khẩu.

<sup>14</sup>Nhu cầu còn lại được định nghĩa là nhu cầu điện còn lại mà nguồn điện gió và mặt trời không thể đáp ứng được.

Sản lượng điện dư thừa lớn từ các nhà máy điện gió và mặt trời được hỗ trợ bởi các nguồn linh hoạt như lưu trữ và nhu cầu linh hoạt, trong khi thủy điện và LNG đóng vai trò quan trọng trong việc bù đắp sự thiếu hụt sản lượng vào buổi chiều và buổi tối. Ngay cả điện hạt nhân cũng có thể phải ngừng hoạt động trong khung thời gian cụ thể. Những nguồn linh hoạt này đều rất quan trọng để đảm bảo nguồn cung năng lượng trong thời gian không có điện mặt trời, giúp duy trì nguồn cung ổn định và tin cậy trong suốt thời gian ban ngày và ban đêm.

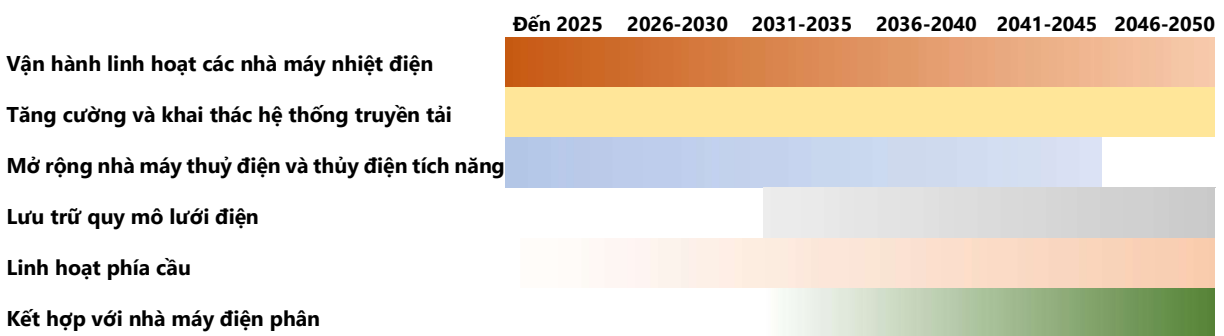


**Hình 5.3 Điều độ hàng giờ của toàn Việt Nam trong một tuần tháng 6 năm 2050 đối với kịch bản NZ.**

Để có được nguồn cung cấp điện linh hoạt và đầy đủ vào năm 2050 đồng thời đảm bảo hệ thống vận hành hiệu quả, chi phí thấp cũng như an toàn và tin cậy, cần sớm xây dựng và triển khai một loạt các giải pháp ngay từ bây giờ.

**Các biện pháp linh hoạt và nâng cao hiệu quả hệ thống**

Việt Nam phải đối mặt với rủi ro đáng kể về nguồn cung năng lượng nếu việc tích hợp NLTT bị trì hoãn và không triển khai kịp thời các biện pháp linh hoạt để hỗ trợ tích hợp NLTT. Điều này có thể dẫn đến mức độ tiết giảm công suất lớn hơn, chi phí hệ thống tăng và sự phụ thuộc nhiều hơn vào nhập khẩu nhiên liệu. Tổng quan về các biện pháp linh hoạt bao gồm khung thời gian phù hợp cho việc triển khai công nghệ được mô tả trong Hình 5.4.



**Hình 5.4 Triển khai các biện pháp linh hoạt để đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng không vào năm 2050**

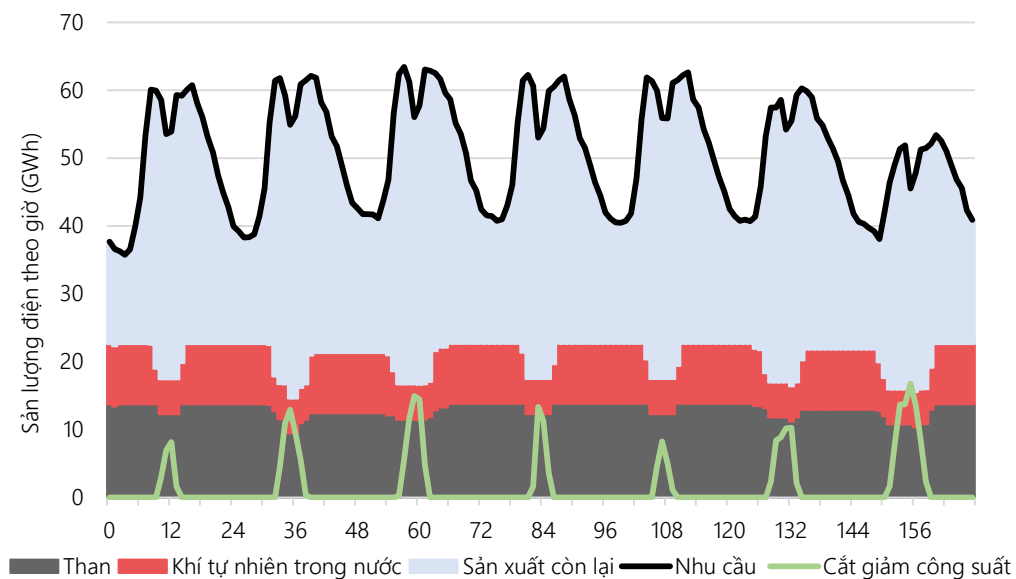
Một số biện pháp sẽ mang lại lợi ích cho hệ thống điện Việt Nam hiện nay, chẳng hạn như cải thiện tính linh hoạt của các nhà máy nhiệt điện hiện hữu và nhà máy mới, mở rộng thủy điện và củng cố hệ thống truyền tải. Các biện pháp khác cũng quan trọng không kém, tuy nhiên theo các kịch bản, chúng không mang lại hiệu quả về mặt chi phí nếu được triển khai so với giải pháp tăng cường tính linh hoạt trong các nhà máy điện. Tuy nhiên, cuối cùng thì giải pháp lưu trữ điện, giải pháp tăng cường tính linh hoạt từ phía nhu cầu và sự kết hợp với sản xuất hydrogen xanh (công nghệ điện phân) sẽ trở nên cần thiết. Dù vậy, cho đến giữa những năm 2030, những công nghệ này sẽ chỉ phát triển ở mức độ thử nghiệm hoặc thí điểm do chi phí đầu tư và vận hành cao.

Tất cả các biện pháp được liệt kê trong Hình 5.4 là những biện pháp quan trọng nhằm nâng cao khả năng thích ứng của hệ thống điện trong các tình huống khẩn cấp, chẳng hạn như mức nước hồ chứa của các nhà máy thủy điện xuống thấp, giá nhiên liệu nhập khẩu cao, các nhà máy điện bị sự cố ngừng máy và nhu cầu cao hoặc thấp đột biến. Nói cách khác, để nâng cao hiệu quả của hệ thống điện, cần có các biện pháp linh hoạt để tăng cường số lượng các nguồn điện mà Trung tâm Điều độ Hệ thống điện quốc gia có thể huy động để cân bằng hệ thống. Do đó, các biện pháp linh hoạt trong Hình 5.4 không thể được thực hiện đơn lẻ và phụ thuộc nhiều vào việc xây dựng khung pháp lý phù hợp, yêu cầu đầu nối lưới đối với nhà sản xuất và khách hàng sử dụng điện, việc tuân thủ các yêu cầu đó và đưa ra các biện pháp khuyến khích để tất cả các chủ thể sẵn sàng tham gia vào việc nâng cao hiệu quả của hệ thống điện.

Mặc dù có các kế hoạch trong QHNLQG và QHĐ8 nhằm chuyển đổi các nhà máy điện than của Việt Nam sang ammonia và các nhà máy điện LNG sang hydrogen, nhưng sự phát triển này không được hỗ trợ bởi các kết quả kịch bản được phân tích trong báo cáo này. Mặc dù phương án sản xuất hydrogen và ammonia xanh là những lựa chọn có sẵn trong quá trình lập mô hình, nhưng cả hai phương án này đều quá tốn kém để sử dụng làm nhiên liệu cho các nhà máy điện. Thay vào đó, LNG được sử dụng trong các kịch bản NZ và BSL trong thời kỳ nhu cầu phụ tải còn lại cao. Hydrogen xanh và nhiên liệu điện phân được sử dụng hầu hết trong lĩnh vực giao thông vận tải, với một phần nhỏ được sử dụng trong công nghiệp (xem Chương 7 và 8).

### Tiềm năng linh hoạt của các nhà máy nhiệt điện hiện hữu

Ở Việt Nam, tất cả các nhà máy nhiệt điện đều được khuyến khích vận hành ở mức tải và nhiệt độ cao nhất có thể (hiệu suất nhà máy), điều này khiến cho việc vận hành linh hoạt có rất ít cơ hội. Kết quả là các nhà máy nhiệt điện than chủ yếu đóng vai trò tải nền, trong khi thủy điện và các nhà máy điện khí, ở một mức độ nào đó, sẽ đáp ứng hầu hết các nhu cầu cân bằng hệ thống. Mặc dù về mặt lý thuyết, cách tiếp cận này tối đa hóa hiệu quả sản xuất của từng nhà máy riêng lẻ, nhưng phương thức vận hành này sẽ cản trở hiệu quả việc tích hợp các nguồn NLTT biến đổi như gió và mặt trời. Do đó, hiệu quả kinh tế của toàn hệ thống điện không được tối ưu hóa khi từng nhà máy điện vận hành hiệu quả hơn ở mức tải cao.



**Hình 5.5 Điều độ theo giờ các nhà máy điện khí và than trong tuần thứ 8 năm 2030 kịch bản NZ, theo nhu cầu và cắt giảm công suất. Tổng công suất cắt giảm trong tuần thứ 8 lên tới 284 GWh.**

Với tỷ trọng NLTT cao hơn, các nhà máy nhiệt điện không linh hoạt có thể dẫn đến khả năng cắt giảm sản lượng điện tái tạo, từ đó dẫn đến chi phí toàn bộ hệ thống điện cao hơn, cũng như tăng rủi ro - và điều này dẫn đến tăng chi phí - cho các nhà đầu tư vào dự án NLTT.

Hình 5.5 minh họa tác động khi vận hành nhà máy điện than và khí tự nhiên không linh hoạt trong một tuần của tháng 2 năm 2030. Trong ví dụ này, sản lượng điện mặt trời bị cắt giảm hơn 10 GW vào thời điểm giữa ngày, mặc

dù các nhà máy điện than hoặc khí có thể hoạt động ở mức tải thấp hơn và để giảm sản lượng điện năng bị tiết giảm.

Kinh nghiệm của Đức (Agora Energiewende, 2017), Đan Mạch (DEA, 2021) và Ấn Độ (Chính phủ Ấn Độ, 2023), cho thấy rằng có thể có được những lợi ích đáng kể nếu cải thiện tính linh hoạt của nhà máy điện. Các phương án chi phí thấp hoặc không tốn chi phí là đào tạo nhân viên về thay đổi cách thức vận hành nhà máy điện (ERAV & DEA, 2023) và có thể tăng cường cơ chế khuyến khích cho đơn vị vận hành nhà máy điện. Tùy thuộc vào từng nhà máy điện cụ thể, có thể có thêm giải pháp cải tạo để giảm mức tải tối thiểu, cải thiện tốc độ tăng giảm công suất và thời gian khởi động.

Tuy nhiên, mặc dù có các giải pháp vận hành linh hoạt tiềm năng nhưng vẫn còn những rào cản cần giải quyết trước khi các nhà máy nhiệt điện có thể vận hành linh hoạt. Các rào cản được trình bày trong Bảng 5.1:

**Bảng 5.1 Rào cản và giải pháp vận hành linh hoạt các nhà máy nhiệt điện.**

<b>Rào cản vận hành linh hoạt các nhà máy nhiệt điện</b>	<b>Giải pháp loại bỏ rào cản khả thi</b>
Hợp đồng mua bán điện và các hợp đồng khác thúc đẩy điều khoản tải tối thiểu ở mức cao và vận hành liên tục.	Sửa đổi hợp đồng mua bán điện hiện hành và đảm bảo rằng các nhà máy điện được hưởng lợi từ việc cung cấp dịch vụ hệ thống
Than trong nước được ưu tiên sử dụng mặc dù chất lượng than dẫn đến khó vận hành nhà máy điện ở tải thấp nếu không bổ sung dầu nhiên liệu (ERAV & DEA, 2023)	Giảm sự phụ thuộc và giảm sử dụng than trong nước, đặc biệt đối với các nhà máy điện ở khu vực có tiềm năng NLTT cao
Hệ thống điện Việt Nam yêu cầu quán tính rất cao dẫn đến vận hành tải nền cao	Xây dựng chiến lược để giảm sự phụ thuộc vào nhu cầu quán tính, bao gồm hoàn thiện quy định đấu nối lưới cho đơn vị phát điện và các phụ tải lớn
Đơn vị vận hành có kiến thức và kinh nghiệm hạn chế về vận hành nhà máy ở mức tải tối thiểu thấp hơn và tốc độ tăng giảm công suất cao hơn (ERAV & DEA, 2023)	Thường xuyên thử nghiệm các thông số linh hoạt, với yêu cầu cao hơn đối với các thử nghiệm và thông số vận hành hàng ngày

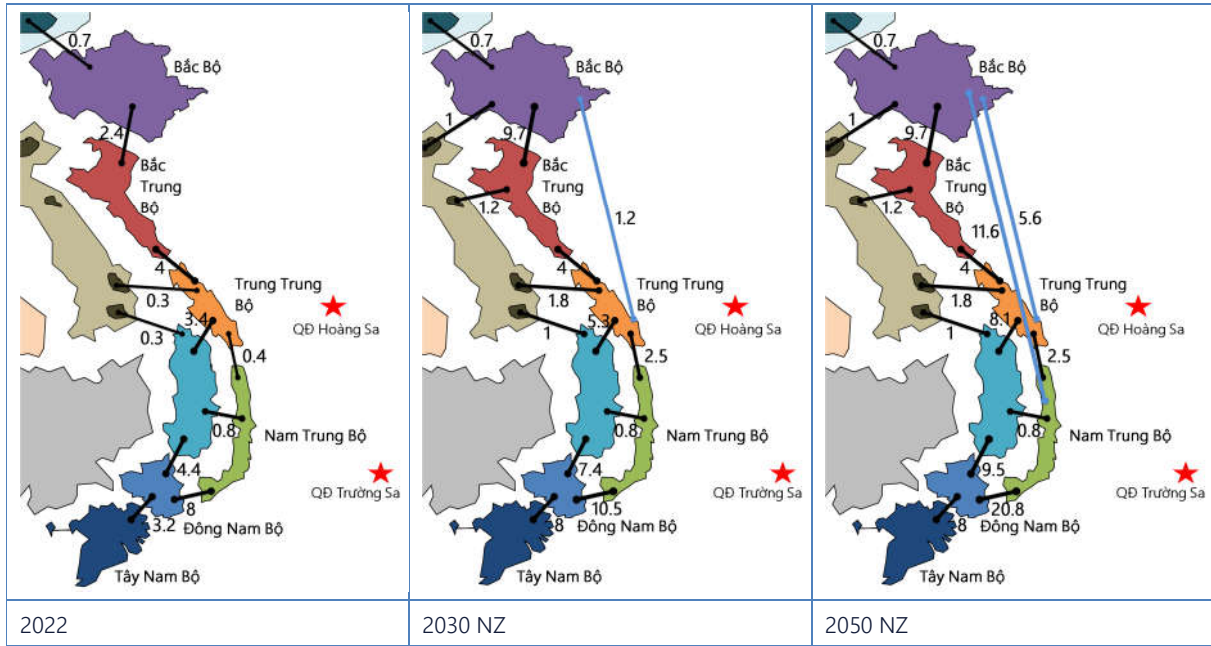
Khi áp dụng cơ chế khuyến khích và cải thiện lợi nhuận cho các nhà máy nhiệt điện để tăng tính linh hoạt, công suất nhiệt của từng nhà máy có thể giảm, nhưng điều này mang lại hiệu quả cao hơn cho toàn bộ hệ thống, vì NLTT được huy động nhiều hơn và khả năng thích ứng của hệ thống được cải thiện.

### **Tăng cường hệ thống truyền tải**

Tăng cường công suất truyền tải là cần thiết để cân bằng và vận hành hệ thống hiệu quả, giảm tắc nghẽn đường dây và đặc biệt là cân bằng việc phân bổ nguồn NLTT theo khu vực tới các khu vực có nhu cầu. Do đó, lưới truyền tải có vai trò quan trọng trong việc đảm bảo an ninh nguồn cung và hỗ trợ tỷ trọng NLTT cao.

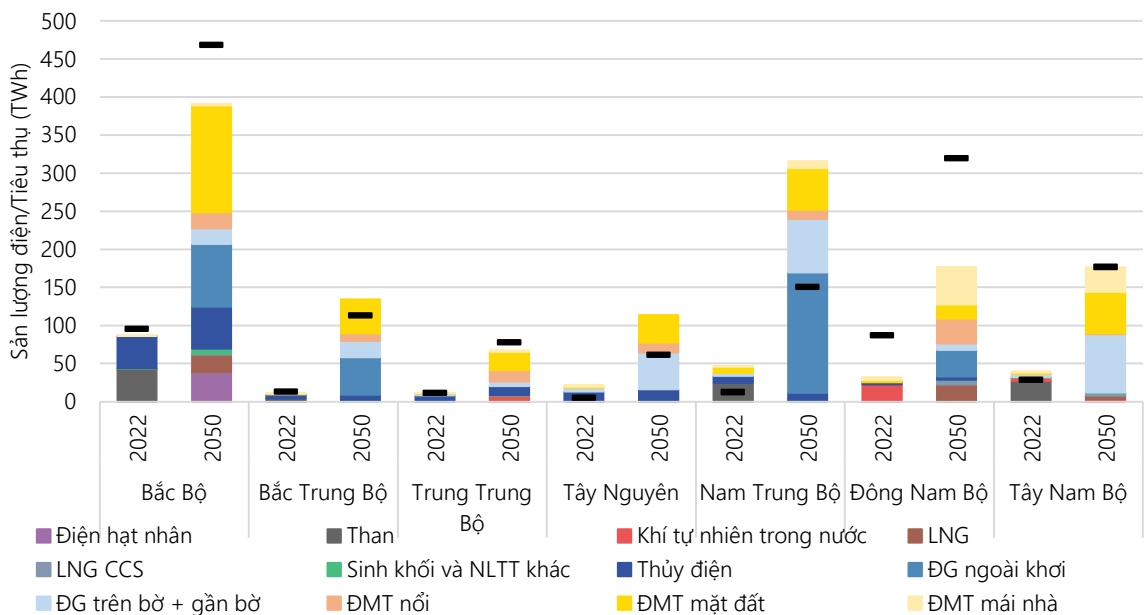
Các phân tích cho thấy tất cả các kịch bản đều cần tăng cường một lượng lớn công suất truyền tải (Hình 5.8) từ 27 GW năm 2022 lên 81-90 GW vào năm 2050, tức là công suất truyền tải sẽ tăng hơn 3 lần trong vòng ba thập kỷ tới ở Việt Nam. Cần đầu tư cả vào lưới cao áp xoay chiều và một chiều.

Hướng tới năm 2030, kế hoạch mở rộng công suất lưới liên vùng lên 48 GW, gần gấp đôi công suất hiện nay (Hình 5.8), được triển khai trong tất cả các kịch bản và được cho là phù hợp với nhu cầu dự kiến theo lộ trình phát thải ròng bằng không. Vì vậy, việc nâng cấp hệ thống truyền tải theo kế hoạch là rất cấp thiết và phải được triển khai trong thập kỷ này và được đưa vào vận hành để đảm bảo an ninh năng lượng và tích hợp các công nghệ NLTT phân tán. Kế hoạch tăng cường truyền tải này chủ yếu tập trung đẩy mạnh kết nối từ khu vực Bắc Trung Bộ về Bắc Bộ, bổ sung thêm 7 GW, cũng như 5 GW kết nối tới Đông Nam Bộ từ các khu vực lân cận và một số nâng cấp lưới ở Trung Bộ. Trong các kịch bản NZ, ngay từ năm 2030 sẽ có thêm 1 GW đường dây cao áp một chiều (HVDC) kết nối Bắc Bộ với Trung Trung Bộ.



**Hình 5.6** Các đường dây truyền tải theo GW được lắp đặt vào năm 2022, 2030 và 2050 trong kịch bản NZ. Màu đen biểu diễn đường dây truyền tải cao áp xoay chiều, màu xanh biểu diễn đường dây truyền tải cao áp một chiều.

Nhu cầu tăng công suất truyền tải liên vùng chủ yếu được thúc đẩy bởi sự phân bố địa lý giữa sản xuất và tiêu thụ điện. Sản lượng điện trong vùng sẽ được xác định bởi tiềm năng NLTT của vùng đó và lượng điện tiêu thụ với giả định là nhu cầu điện được phân bổ tương tự như hiện nay. Kết quả là các vùng Bắc Bộ và Đông Nam Bộ có mức tiêu thụ nhiều hơn lượng điện sản xuất nội vùng hàng năm vào năm 2050 (Hình 5.7) dẫn đến nhu cầu truyền tải liên vùng. Đến năm 2050 theo kịch bản NZ, khu vực phía Bắc, bao gồm Hà Nội, có mức thâm hụt ròng hàng năm là 77 TWh; Đối với khu vực Đông Nam Bộ bao gồm Thành phố Hồ Chí Minh, mức tiêu thụ hàng năm cao hơn sản lượng là 154 TWh, với giả định nhu cầu điện phân bổ tương tự như hiện tại. Mặc dù báo cáo này chưa phân tích ảnh hưởng về vị trí địa lý của các cơ sở công nghiệp mới đến lưới truyền tải, nhưng có thể thấy rằng việc quy hoạch địa điểm các cơ sở công nghiệp mới sử dụng nhiều năng lượng tại các khu vực có nhiều NLTT sẽ giúp tiết kiệm chi phí nâng cấp lưới truyền tải.

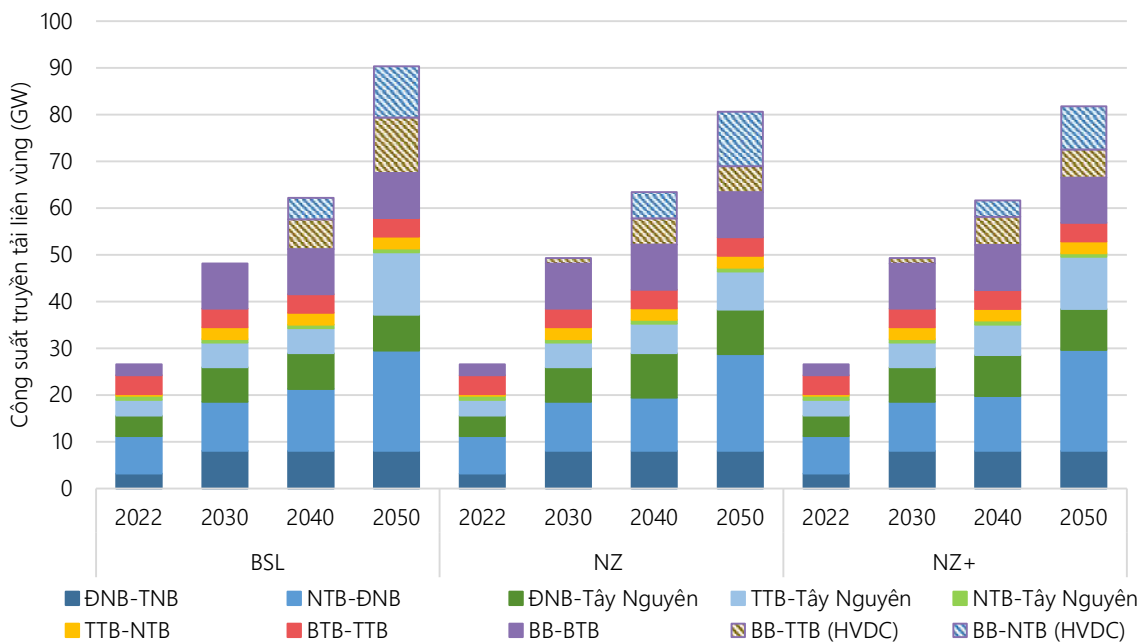


**Hình 5.7** Sản lượng phát và tiêu thụ điện theo vùng trong kịch bản NZ vào năm 2022 và 2050.

Trong giai đoạn 2030-2040, sẽ có thêm 12-14 GW công suất truyền tải được lắp đặt trong tất cả các kịch bản, trong đó phần lớn là các đường dây HVDC. Khi truyền tải điện trên khoảng cách xa, HVDC mang lại lợi ích là giảm tổn thất và giảm chi phí đầu tư cho khoảng cách xa (hơn 400 km) so với đường dây cao áp xoay chiều (HVAC) (Viện Năng lượng, 2020). Đến năm 2040, tổng cộng 10-13 GW đường dây HVDC được đưa vào vận hành trong tất cả các kịch bản để có thể trao đổi điện từ Nam Trung Bộ và Trung Trung Bộ với Bắc Bộ (Hình 5.8). Đến năm 2040, Nam Trung Bộ là khu vực dư thừa điện xuất bán do sản lượng điện gió trên bờ và đặc biệt là điện gió ngoài khơi rất lớn, trong khi khu vực Trung Trung Bộ chủ yếu phát điện khí linh hoạt.

Giai đoạn 2040-2050 cần đầu tư lớn, với công suất bổ sung 17 GW trong kịch bản NZ, 28 GW trong kịch bản BSL, và 20 GW trong kịch bản NZ+. Đầu tư tập trung vào 3 trục kết nối chính gồm 10 GW từ Nam Trung Bộ đến Đông Nam Bộ trong kịch bản NZ nhằm tiếp tục truyền tải lượng điện gió ngoài khơi ngày càng tăng từ đó hỗ trợ nhu cầu nhập khẩu của khu vực Đông Nam Bộ; mở rộng HVDC hướng tới trung tâm phụ tải cao ở Bắc Bộ với 5 GW từ Nam Trung Bộ, đồng thời tăng cường khả năng truyền tải từ Tây Nguyên đến Trung Trung Bộ.

Tóm lại, kết nối từ Nam Trung Bộ đến Đông Nam Bộ sẽ trở thành kết nối lớn nhất (21 GW trong kịch bản NZ, 22 GW trong kịch bản NZ+) để hỗ trợ nhu cầu nhập khẩu cao của Đông Nam Bộ. Ngoài ra, các kết nối từ Tây Nguyên đến Đông Nam Bộ và từ Tây Nguyên đến Trung Trung Bộ (mỗi tuyến 8-10 GW), sẽ khai thác nguồn NLTT dư thừa từ khu vực Tây Nguyên. Các đường dây HVDC dự kiến sẽ đóng một vai trò quan trọng và sự phát triển này có ý nghĩa quyết định nhằm hỗ trợ nhu cầu điện cao ở miền Bắc. Vào năm 2050, các đường dây HVDC 9-11 GW từ Nam Trung Bộ đến Bắc Bộ và 6 GW giữa Trung Trung Bộ và Bắc Bộ lần lượt được lắp đặt trong kịch bản NZ và kịch bản NZ+.



Hình 5.8 Phát triển công suất truyền tải liên vùng trong các kịch bản chính

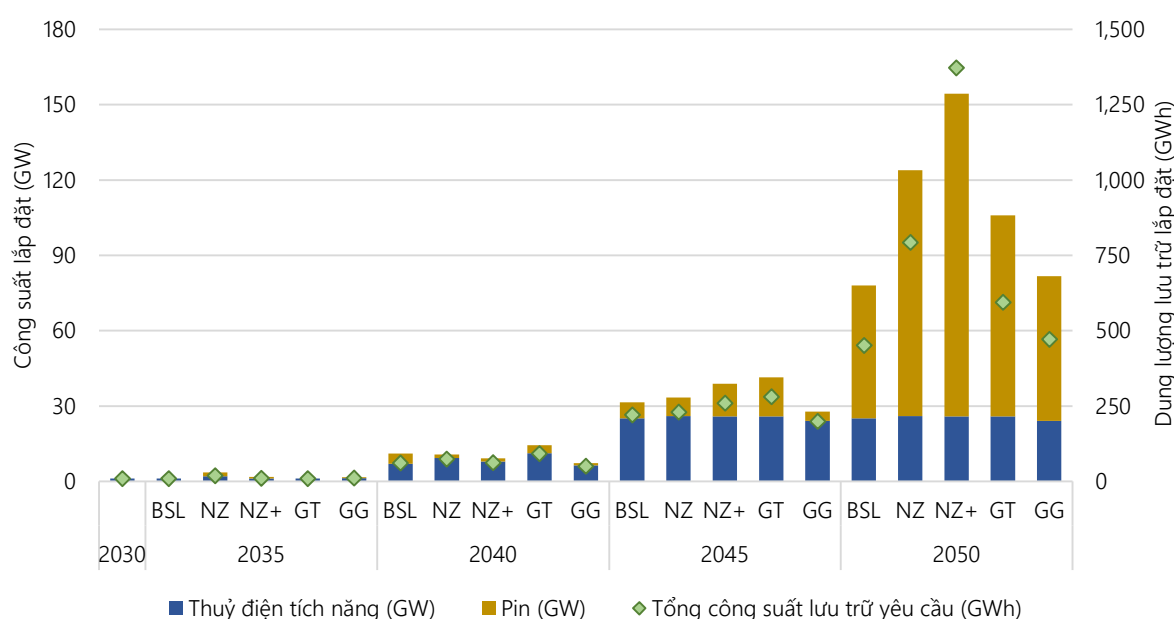
### Lưu trữ

Các giải pháp lưu trữ sẽ dần góp phần cân bằng hệ thống và hỗ trợ cho các khoản đầu tư lớn vào NLTT. Về lâu dài, hệ thống pin lưu trữ có tầm quan trọng đặc biệt trong hỗ trợ nguồn phát điện vào thời điểm ban đêm khi không có điện mặt trời. Đầu tư vào hệ thống lưu trữ là rất cần thiết từ năm 2035 trở đi (Hình 5.9) và ngay cả khi không có mục tiêu phát thải ròng bằng không, công suất lưu trữ 78 GW/451 GWh sẽ hiệu quả về chi phí vào năm 2050. Nhu cầu lưu trữ tăng nhanh trong các lộ trình phát thải ròng bằng không, với nhu cầu công suất lưu trữ tăng gần gấp đôi lên 124 GW/793 GWh trong kịch bản NZ và công suất tăng gấp ba lần lên tới 154 GW/1372 GWh trong kịch bản NZ+.

Công nghệ lưu trữ điện bao gồm các dự án thủy điện tích năng, pin và bánh đà. Tuy nhiên, chỉ có giải pháp thủy điện tích năng và pin được đầu tư trong tất cả các kịch bản phân tích. Hiện tại, một số nhà máy thủy điện tích năng đang được xây dựng và nhà máy thủy điện tích năng đầu tiên dự kiến sẽ được đưa vào vận hành vào năm 2030. Cho đến năm 2045, thủy điện tích năng phục vụ phần lớn nhu cầu lưu trữ và sẽ khai thác hết tiềm năng (26

GW/200 GWh). Hệ thống pin tích năng đầu tiên sẽ được lắp đặt vào năm 2035 trong các kịch bản NZ, NZ+ và GG với mức đầu tư nhỏ (0,6-1,5 GW) và đến năm 2040 trong các kịch bản BSL và GT. Đến năm 2040 nhu cầu lưu trữ tăng nhanh. Khi thủy điện tích năng phát triển đạt đến giới hạn và có thêm nhiều NLTT được tích hợp, pin trở thành công nghệ lưu trữ chính với công suất cần đầu tư lên đến 98 GW trong kịch bản NZ và thậm chí lên đến 128 GW ở kịch bản NZ+.

Theo thời gian, cần phải tăng tốc độ sạc xả (C-rate<sup>15</sup>) và công suất lưu trữ. Thủy điện tích năng có công suất lưu trữ cố định theo công suất tuabin (khoảng 7-9 giờ). Đối với công nghệ pin, dung lượng lưu trữ và dung lượng biến tần được tối ưu hóa để công suất lưu trữ tăng từ mức trung bình 2 giờ vào năm 2035 và 2040 lên 6 giờ trong kịch bản NZ và 9 giờ trong kịch bản NZ+ vào năm 2050. Đây là kết quả từ nhu cầu lưu trữ một lượng lớn điện mặt trời vào ban ngày và thời gian xả kéo dài vào ban đêm.

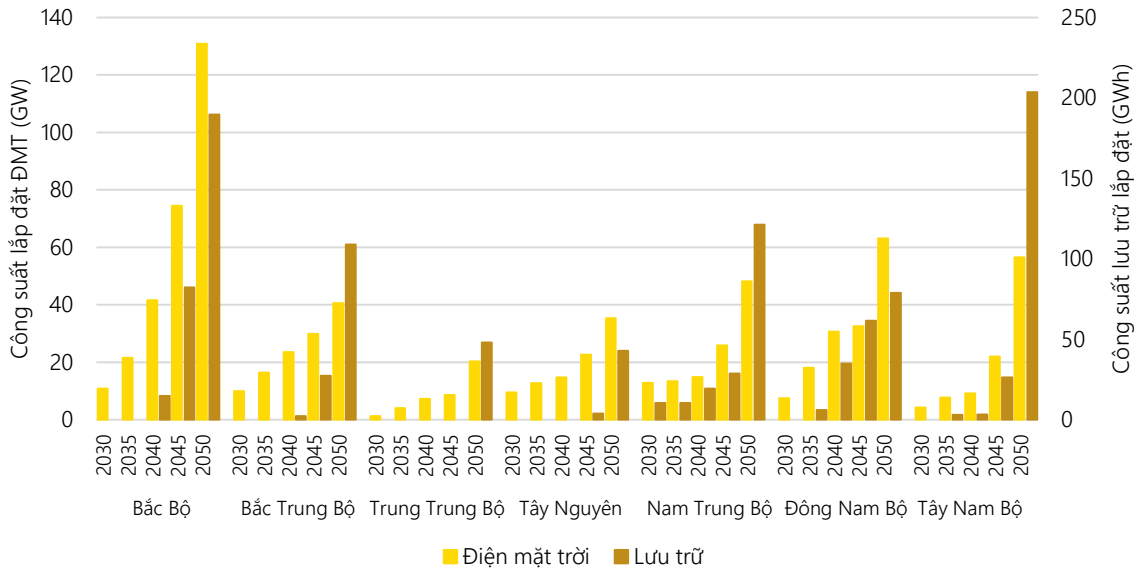


**Hình 5.9 Công suất pin tích năng và thủy điện tích năng tính bằng GW và tổng dung lượng lưu trữ tính bằng GWh**

Quyết định đầu tư hệ thống pin được thúc đẩy bởi hai yếu tố chính: vị trí có tiềm năng NLTT cao, đặc biệt là năng lượng mặt trời và sự sẵn sàng của các giải pháp cân bằng hệ thống khác như truyền tải và nhu cầu linh hoạt. Mối liên hệ chặt chẽ giữa hệ thống lưu trữ và sản lượng điện mặt trời được minh họa dưới đây (Hình 5.10) cho kịch bản NZ. Vì điện mặt trời chỉ có vào ban ngày nên hệ thống lưu trữ có thể sạc lượng điện mặt trời dư thừa trong ngày và cung cấp điện vào những giờ không có mặt trời (Hình 5.3). Kết quả là miền Bắc có nhu cầu lưu trữ rất cao (190 GWh trong kịch bản NZ), vì đây là vùng có công suất điện mặt trời cao nhất.

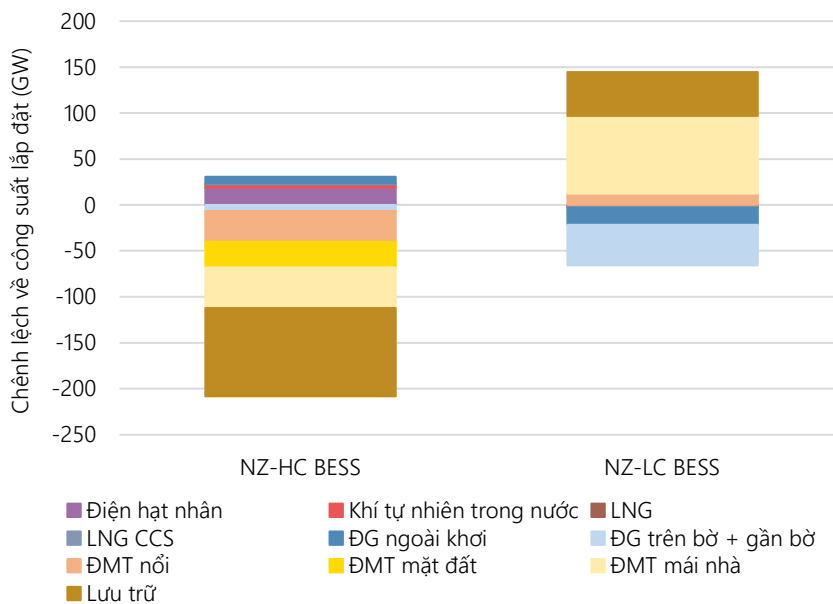
Mức độ sẵn sàng của các giải pháp cân bằng hệ thống khác như năng lực truyền tải cũng là nguyên nhân thúc đẩy nhu cầu lưu trữ, như trường hợp ở vùng Tây Nam Bộ có công suất lưu trữ cao (203 GWh trong kịch bản NZ) là do vùng này có tổng công suất điện mặt trời và điện gió trên bờ cao, cũng như cần bù đắp cho công suất truyền tải thấp ở những vùng không phải trung tâm Tây Nam Bộ.

<sup>15</sup> Dung lượng lưu trữ (GWh) chia cho công suất tuabin đã lắp đặt (GW), cho biết khoảng thời gian toàn bộ lưu trữ được xả hết hoàn toàn.



**Hình 5.10 Công suất lắp đặt của các hệ thống lưu trữ (pin và thủy điện tích năng) theo GWh và điện mặt trời theo GW ở các vùng trong kịch bản NZ.**

Mối quan hệ chặt chẽ giữa nhu cầu lưu trữ và điện mặt trời cũng được thể hiện rõ qua các phân tích độ nhạy về chi phí pin đối với kịch bản NZ. Giá pin giảm khoảng 52%<sup>16</sup> vào năm 2050 sẽ khiến các khoản đầu tư vào không chỉ hệ thống pin mà cả điện mặt trời (+80 GW) trở nên hấp dẫn hơn so với điện gió (-63 GW) và hạt nhân (-1 GW) (Hình 5.11). Tuy nhiên, giá pin cao hơn (tăng +150%)<sup>13</sup> dẫn đến không có khoản đầu tư nào vào pin và do đó công suất điện mặt trời cũng giảm xuống. Để đáp ứng nhu cầu, điện hạt nhân sẽ được bổ sung vào hệ thống.



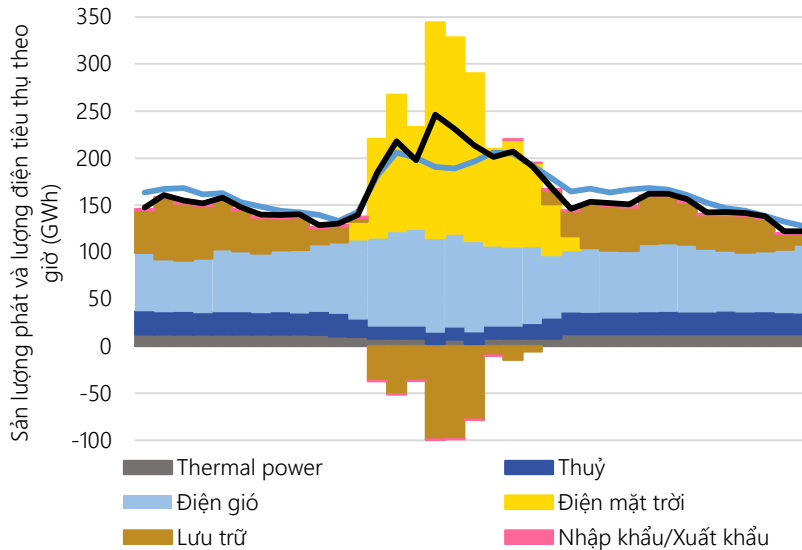
**Hình 5.11 Công suất lắp đặt nguồn điện và các công nghệ lưu trữ theo giả định chi phí pin cao (HC BESS) và giả định chi phí pin thấp (LC BESS) so với kịch bản NZ vào năm 2050.**

**Nhu cầu linh hoạt và sự kết hợp với nhà máy điện phân**

Với sự tăng trưởng về nhu cầu và tỷ trọng NLTT, tính linh hoạt về phía cầu là một công cụ quan trọng để đảm bảo hệ thống tin cậy. Đây là giải pháp điều chỉnh một phần điện năng tiêu thụ tương ứng với sản lượng NLTT. Tỷ lệ điện hóa ngày càng tăng trong các lĩnh vực sử dụng cuối, ví dụ điện hóa các quá trình công nghiệp và tỷ lệ sử dụng xe điện (EV) gia tăng cao ở Việt Nam, sẽ tạo ra những cơ hội mới cho nhu cầu linh hoạt.

<sup>16</sup> Theo mức độ không chắc chắn trong Cẩm nang Công nghệ Việt Nam về Lưu trữ năng lượng, Nhiên liệu tái tạo, Power-to-X 2023 (EREA & DEA, 2023b)

Giả định rằng đến năm 2050, 18% quá trình công nghiệp dựa trên điện sẽ thay đổi nhu cầu một cách linh hoạt, với thời gian dịch chuyển tối đa là 4 giờ. Xe điện có thể mang lại sự linh hoạt cho lưới điện bằng cách thay đổi thời gian sạc, điều chỉnh tốc độ sạc và thậm chí xả vào lưới điện. Đối với xe điện, giả định rằng có tới 40% tổng số xe điện sẽ góp phần vào giải pháp sạc linh hoạt, với các tỷ lệ sạc vào giờ cao điểm khác nhau. Với tổng số hơn 100 triệu xe điện (chủ yếu bao gồm ô tô và xe máy) vào năm 2050, xe điện có tiềm năng lớn về dịch chuyển nhu cầu điện thông qua phương thức sạc linh hoạt và xe nối lưới (V2G) của khách hàng tư nhân.



**Hình 5.12 Sản lượng và nhu cầu điện trước và sau khi áp dụng giải pháp linh hoạt trong một ngày hè trong kịch bản NZ năm 2050**

Sự thay đổi nhu cầu theo giờ trong ngày cho thấy tầm quan trọng của mức độ linh hoạt của nhu cầu, bằng cách dịch chuyển tiêu thụ sang những giờ trong ngày khi sản lượng NLTT dư thừa (sản lượng điện mặt trời cao), từ đó giảm nhu cầu bổ sung lưu trữ (Hình 5.12).

Bằng cách thiết lập yêu cầu nối lưới cho tất cả các bên tham gia, bao gồm đơn vị phát điện và khách hàng sử dụng điện, đồng thời đưa ra cơ chế khuyến khích cũng như phát triển các tiêu chuẩn về liên lạc và điều khiển, sẽ có thêm doanh nghiệp bắt đầu thay đổi hoạt động sản xuất dựa trên giá điện, cơ sở hạ tầng lưới điện và nhu cầu của khách hàng.

Sản xuất hydrogen cho các lĩnh vực sử dụng cuối cùng bằng công nghệ điện phân (được mô tả chi tiết hơn trong Chương 6) cho phép tăng độ linh hoạt trong tương lai.

Hoạt động linh hoạt của các nhà máy điện phân cho phép ghi nhận việc sử dụng NLTT biến đổi, ngay cả khi điện được lấy từ hệ thống điện quốc gia. Điều này cho phép hạch toán và ghi nhận tỉ trọng điện xanh được sử dụng (ví dụ: các yêu cầu này đã được áp dụng ở Liên minh châu Âu vào năm 2023<sup>17</sup>), đồng thời giúp giảm chi phí tiêu thụ điện, vì các nhà máy điện phân linh hoạt có thể dừng hoạt động vào các giờ có ít NLTT, từ đó giúp giảm giá thành sản xuất hydrogen.

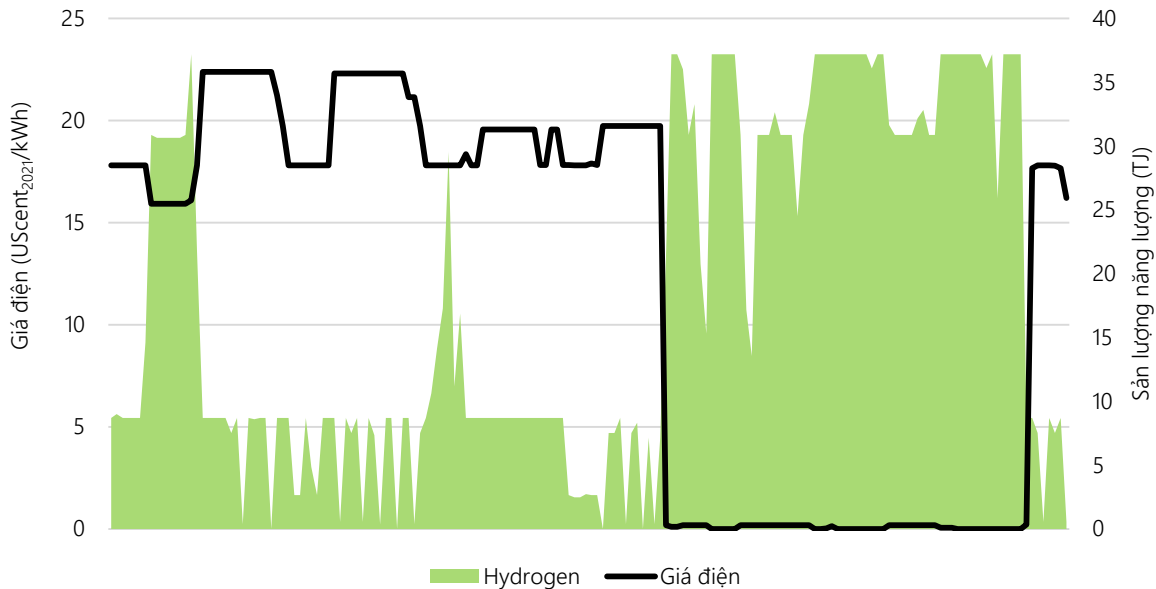
Hơn nữa, nhà máy điện phân vận hành linh hoạt trong hệ thống điện có tỉ trọng NLTT biến đổi lớn sẽ mang lại lợi ích đáng kể cho hệ thống điện và những hộ sử dụng điện khác (như trong ngành dân dụng, công nghiệp). Nhờ khả năng có thể vận hành ở mức từ 0% đến 100%, hoạt động linh hoạt của nhà máy điện phân cho phép điều chỉnh giảm mức tiêu thụ điện, tương ứng với điều độ tăng trong hệ thống điện, cũng như tăng nhanh mức tiêu thụ điện. Cả hai dịch vụ đều có ý nghĩa lớn đối với hệ thống điện dựa trên NLTT biến đổi.

Lợi ích của việc vận hành linh hoạt của các nhà máy điện phân đã được phân tích trong nhiều nghiên cứu, bao gồm nghiên cứu của Công ty truyền tải Đan Mạch, Energinet. Một kết luận được đưa ra như sau: "*Lợi ích của vận*

<sup>17</sup> Xem Quy định của Ủy ban Châu Âu (EU) 2023/1184 về chi tiết các quy định cho các nhiên liệu tái tạo có nguồn gốc phi sinh học.

hành linh hoạt cao hơn so với chi phí phải bỏ ra để có nó, và hệ số công suất tối ưu trong hầu hết mọi kịch bản được mô hình hóa đều dưới 50%<sup>18</sup>.

Chi phí để vận hành linh hoạt, như được mô tả, liên quan đến việc thay đổi hệ thống biểu giá và thanh toán thị trường đối với nguồn dự trữ và các dịch vụ linh hoạt khác có thể được cung cấp bởi các nhà máy điện phân.



**Hình 5.13** Vận hành các nhà máy điện phân trong 1 tuần của năm 2050 theo kịch bản NZ ở vùng Nam Trung Bộ. Giá điện được biểu thị bằng đường màu đen.

Hydrogen chủ yếu được sản xuất vào các khoảng thời gian có nhiều NLTT, tương ứng với lúc giá điện tương đối thấp (Hình 5.13). Khi giá điện tăng, sản lượng của các nhà máy điện phân giảm và ngược lại. Bằng cách này, quá trình sản xuất của nhà máy điện phân có tác động tích cực đối với tính kinh tế của nhà máy điện phân, giá trị của năng lượng tái tạo và giá điện chung cho người tiêu dùng, tương tự như vận hành linh hoạt các nhà máy nhiệt điện.

**Dự phòng**

Để duy trì một hệ thống điện ổn định và đáng tin cậy, đơn vị vận hành hệ thống cần phải luôn đảm bảo đủ công suất điện. Các nguồn dự phòng được lên kế hoạch đưa vào hệ thống để cân bằng lưới điện, đồng thời có thể giảm thiểu tác động của những tình huống đột xuất và những thay đổi khó lường trong sản xuất và tiêu thụ.

**Bảng 5.2** Dự phòng vận hành và dự phòng kế hoạch trong kịch bản NZ – Dự phòng.

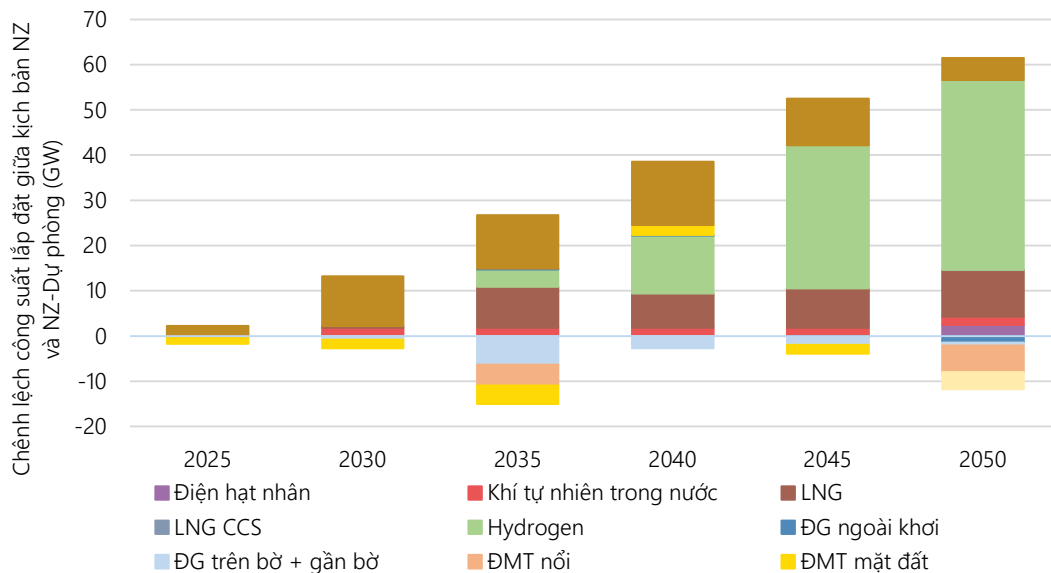
	Loại dự phòng	Phương pháp ước tính	2030	2050
<b>Dự phòng vận hành [GWh]</b>	Ngừng vận hành	N-1	55.005	296.872
		N-2		
	Quay	3% Nhu cầu		
	Quy định	1% Nhu cầu + 0,5 Gió + 0,5 Mặt trời		
	Linh hoạt	5% Gió + 5% Mặt trời		
<b>Dự phòng kế hoạch [GWh]</b>	Năm khô hạn, gió thấp	30% Thủy điện + 15% Gió	7	34
	Thay đổi nhiệt độ	2% (Phụ tải đỉnh – nhu cầu linh hoạt)		

Dự phòng, bao gồm dự phòng vận hành và dự phòng kế hoạch (Bảng 5.2) đều được tính đến trong phân tích độ nhạy kịch bản NZ-Dự phòng. Dự phòng vận hành được ước tính dựa trên sự gián đoạn và sai lệch trong dự báo về nhu cầu và sản lượng điện tái tạo. Để khắc phục sự cố ngừng vận hành, mỗi khu vực tuân theo tiêu chí N-1 (phần tử tổ máy lớn nhất trong khu vực) và một số khu vực có thêm tiêu chí N-2 (thêm một phần tử tổ máy lớn thứ hai trong hệ thống). Để dự phòng cho sai lệch, dự phòng được phân loại thành dự phòng quay, dự phòng quy định và dự phòng linh hoạt tùy thuộc vào tốc độ dự phòng cần đáp ứng. Dự phòng kế hoạch được xác định

<sup>18</sup> Nguồn: <https://energinet.dk/media/bonk4x1i/the-value-of-flexibility-for-electrolyzers-thomas-dalgas-fechtenburg-energinet.pdf>

dựa trên môi trường liên quan đến khí hậu, tức là những yếu tố có thể làm giảm sản lượng thủy điện và điện tái tạo hàng năm và làm tăng nhiệt độ dẫn đến tăng tiêu thụ điện. Để biết thêm chi tiết về cách ước tính các yêu cầu dự phòng trong mô hình Balmorel, vui lòng tham khảo Báo cáo kỹ thuật của Báo cáo Triển vọng Năng lượng (EREA & DEA 2024).

Khi đưa dự phòng vào mô hình hệ thống điện dài hạn, một số công nghệ sẽ được ưu tiên xét về mặt cung cấp dự phòng, vì không phải công nghệ nào cũng có thể thay đổi công suất đầu ra một cách nhanh chóng và linh hoạt. Đối với sự cố ngừng vận hành, các công nghệ lưu trữ như pin Lithium-ion rất phù hợp với thời gian phản hồi nhanh. Do đó, cơ cấu công suất được tối ưu hóa trong kịch bản NZ-Dự phòng có sự khác biệt với những kịch bản khác. Hình 5.14 thể hiện so sánh giữa kịch bản NZ (không gồm dự phòng) và kịch bản NZ -Dự phòng (có yêu cầu dự phòng). Các kế hoạch hiện tại đến năm 2030 đã bao gồm lượng công suất của năm cơ sở, do đó chỉ cần bổ sung một lượng nhỏ công suất lưu trữ vào năm 2025 để đáp ứng yêu cầu dự phòng vận hành. Tuy nhiên, từ năm 2030, cần lập kế hoạch và lắp đặt lượng công suất dự phòng bổ sung cho các kế hoạch hiện tại này. Đến năm 2050, công suất lưu trữ (5 GW) liên tục được bổ sung vào nguồn công suất dự phòng, cũng như 10 GW từ các nhà máy LNG. Đối với nguồn dự phòng chiến lược, cần có 42 GW nhà máy điện chạy bằng hydrogen, như mô tả trong Hình 5.14.



**Hình 5.14 Chênh lệch công suất lắp đặt giữa kịch bản NZ- Dự phòng và Kịch bản NZ (không bao gồm dự phòng).**

Tuy nhiên, cần có thêm phân tích và đánh giá về dự phòng vì trong tương lai sẽ có sự tương tác lớn hơn giữa các nhà máy. Việc mô hình hóa dự phòng bị giới hạn bởi các lựa chọn dự phòng, chẳng hạn như chỉ có nhiên liệu hydrogen và nhiên liệu hóa thạch được sử dụng cho dự phòng chiến lược. Mặc dù vậy, với một hệ thống điện hoàn toàn khác và có nhiều biện pháp linh hoạt hơn được triển khai, nhu cầu dự phòng có thể thấp hơn và NLTT cũng có thể tham gia cung cấp dự phòng. Thúc đẩy tăng cường kết nối liên vùng, ví dụ với các nước thuộc tiểu vùng sông Mekong mở rộng có thể tạo nên một quỹ điện dùng chung giúp tăng công suất dự phòng hoặc giảm nhu cầu dự phòng.

Dự phòng được triển khai để duy trì ổn định tần số; tuy nhiên, việc thiết lập mô hình ở đây chỉ thể hiện sự biến thiên theo giờ, do đó độ ổn định của hệ thống liên quan đến tần số và điện áp không được xem xét. Tuy nhiên, các hệ thống lưu trữ và nhu cầu linh hoạt đều có thể điều chỉnh sản lượng điện nhanh chóng và là yếu tố đóng góp lý tưởng để duy trì tần số ổn định. Phân tích chuyên sâu hơn về tần số, điện áp và dự phòng N-1 được thực hiện và mô tả trong báo cáo "Mô hình hóa lưới điện của kịch bản Net-Zero" (Viện Năng lượng, 2024).

### 5.3 Các thông điệp và khuyến nghị chính

#### Cải thiện hiệu suất của hệ thống điện bằng các giải pháp tăng cường tính linh hoạt và ưu tiên thực hiện giải pháp theo từng giai đoạn

Nhu cầu điện gia tăng nhanh chóng nhằm đáp ứng các yêu cầu phát triển của nền kinh tế đồng thời với cam kết phát thải ròng bằng không đòi hỏi Việt Nam cần phải mở rộng công suất của nguồn và lưới điện với tỉ trọng lớn NLTT trong cơ cấu nguồn. Để phù hợp với quá trình chuyển đổi này, tính linh hoạt là một trong những yếu tố then chốt giúp tăng hiệu suất của hệ thống điện và cho phép tích hợp hiệu quả các nguồn điện từ NLTT. Một số biện pháp đảm bảo vận hành linh hoạt hệ thống điện bao gồm: nâng cấp lưới truyền tải, đầu tư hệ thống lưu trữ năng lượng, vận hành linh hoạt các nguồn nhiệt điện.

Tất cả các biện pháp nêu trên đều cần thiết và khả thi để thực hiện ở Việt Nam, tuy nhiên cần cân nhắc mức độ ưu tiên theo từng giai đoạn để đạt được hiệu quả kinh tế cao nhất. Kết quả phân tích mô hình cho thấy đầu tư vào lưới điện truyền tải với quy mô phù hợp và tăng cường vận hành linh hoạt các nhà máy nhiệt điện than là các biện pháp hiệu quả nhất về mặt chi phí trong giai đoạn từ nay đến năm 2035, sau đó pin lưu trữ năng lượng cũng sẽ trở nên hiệu quả về chi phí.

Việc vận hành linh hoạt các nhà máy nhiệt điện than có thể đạt được bằng cách ban hành cơ chế phù hợp để tăng khả năng phối hợp vận hành hiệu quả của các nhà máy nhiệt điện than với các nhà máy điện NLTT, qua đó giảm được chi phí chung của hệ thống do giảm khối lượng đầu tư vào lưới truyền tải và pin lưu trữ năng lượng hiện đang có giá thành cao. Bên cạnh đó, cần tăng cường các chương trình đào tạo nhân viên quản lý vận hành nhằm tăng cường vận hành linh hoạt các nhà máy điện.

*Khuyến nghị:*

- Các biện pháp hỗ trợ vận hành linh hoạt sẽ có tác dụng đảm bảo tính ổn định và tăng hiệu quả của hệ thống điện. Xem xét áp dụng các biện pháp thị trường cho các dịch vụ phụ trợ để khuyến khích tăng độ linh hoạt.
- Xem xét áp dụng mức mang tải tối thiểu và tăng tốc độ điều chỉnh dải công suất cho các nhà máy nhiệt điện hiện hữu và đang đầu tư để tạo cơ sở và động lực tăng cường khả năng vận hành linh hoạt cho nhà máy nhiệt điện.
- Thực hiện các thử nghiệm để tích lũy kinh nghiệm và kiến thức về chi phí cần thiết cũng như các rào cản khác nhằm tăng cường tính linh hoạt của nhà máy nhiệt điện.
- Xây dựng khung pháp lý để hỗ trợ triển khai hệ thống lưu trữ điện với quy mô lớn sau năm 2030.

#### Kiên định và sớm triển khai nâng cao năng lực lưới điện truyền tải

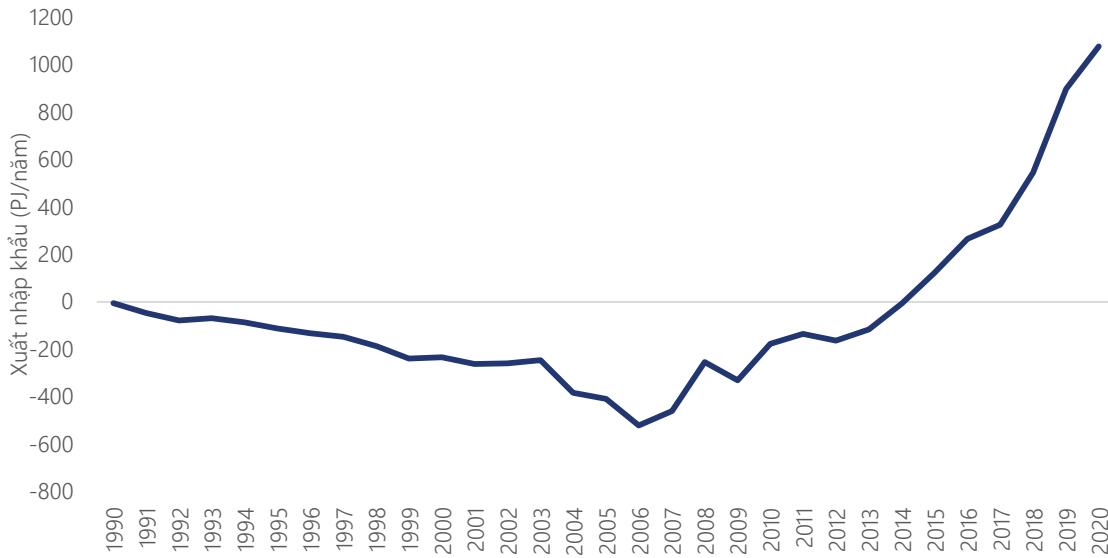
Theo kết quả phân tích mô hình, việc tăng cường công suất truyền tải liên vùng từ 27 GW hiện tại lên 48 GW vào năm 2030 là rất quan trọng, là một trong những điều kiện tiên quyết để đảm bảo an ninh cung cấp điện với tỷ trọng NLTT cao. Trong kịch bản NZ, việc đầu tư đường truyền tải HVDC (đường dây cao áp một chiều) công suất 1 GW từ miền Trung ra miền Bắc được bắt đầu vào năm 2030. Trong dài hạn, kết nối HVDC trở thành một phần quan trọng của hệ thống truyền tải, cho phép kết nối nguồn NLTT lớn đến các trung tâm phụ tải. Đến năm 2050, dự kiến công suất truyền tải liên vùng sẽ tăng gấp ba lần với vai trò đáng kể của các đường truyền tải HVDC.

*Khuyến nghị:* Xây dựng kế hoạch mở rộng và nâng cấp lưới truyền tải, bao gồm kết nối HVDC để đạt gấp ba lần công suất truyền tải liên vùng vào năm 2050 so với hiện nay.

## 6. Nhiên liệu tái tạo: nguồn cung và tiêu thụ

### 6.1 Tổng quan và xu hướng

Ngành điện Việt Nam đã phát triển vượt bậc từ đầu thế kỷ này, với sản lượng điện sản xuất tăng gần 10 lần, từ 26,5 TWh trong năm 2000 lên 260 TWh vào năm 2020. Đồng thời, phần còn lại của hệ thống năng lượng Việt Nam cũng có bước phát triển tương tự, với tổng mức tiêu thụ năng lượng sơ cấp tăng từ 214 TWh năm 2000 lên 1.275 TWh vào năm 2022<sup>19</sup>. Việc cung cấp năng lượng cho các ngành công nghiệp và giao thông đang phát triển nhanh chóng đã gây áp lực lên năng lực sản xuất và nhập khẩu nhiên liệu ở Việt Nam. Hơn nữa, các nhà máy nhiệt điện cũng cần một lượng lớn nhiên liệu hóa thạch được sản xuất trong nước hoặc nhập khẩu.



**Hình 6.1** Lịch sử cán cân xuất nhập khẩu các sản phẩm năng lượng của Việt Nam. Số âm thể hiện xuất khẩu ròng (IEA 2024c)

Việt Nam đã nỗ lực tăng cường sản xuất nhiên liệu (chủ yếu là nhiên liệu hóa thạch) để đáp ứng và thậm chí lớn hơn mức tăng tiêu thụ năng lượng cho đến năm 2014 (Hình 6.1). Trong thập kỷ trước (2010-2020), sản xuất than, dầu và khí đốt trong nước đã giảm, cộng với nhu cầu năng lượng ngày càng tăng đã dẫn đến nhập khẩu nhiên liệu vào Việt Nam tăng mạnh.

Để đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng không, việc tăng tỷ lệ nhiên liệu tái tạo là một trong những biện pháp chính để giảm phát thải carbon trong các lĩnh vực khó giảm phát thải, ví dụ trong công nghiệp (quá trình gia nhiệt ở nhiệt độ cao) và các phân khúc vận tải hạng nặng (vận tải đường bộ, hàng không và đường thủy). Nhiên liệu tái tạo bao gồm nhiên liệu lỏng và xăng sinh học, ví dụ: xăng sinh học từ quá trình lên men, khí sinh học từ quá trình phân hủy yếm khí, và nhiên liệu tổng hợp tái tạo, ví dụ: hydrogen từ quá trình điện phân sử dụng điện từ NLTT, và ammonia từ hydrogen tái tạo (IRENA, 2024).

Trong những năm gần đây, Việt Nam đã thực hiện một số kế hoạch nhằm giải quyết vấn đề sản xuất nhiên liệu trong nước trong tương lai, đặc biệt là nhiên liệu tái tạo. Theo kết quả của báo cáo này, để đạt được các mục tiêu giảm phát thải của quốc gia đồng thời giảm sự phụ thuộc vào nhập khẩu nhiên liệu cần dựa trên 3 trụ cột chính: 1) Chuyển từ than và các nhiên liệu hóa thạch khác sang NLTT; 2) Đẩy mạnh việc ứng dụng các công nghệ sử dụng năng lượng tiết kiệm hiệu quả và tăng mức độ điện hóa; và 3) Tăng cường sản xuất nhiên liệu tái tạo trong nước.

Chương này tập trung vào trụ cột thứ ba, tức là sản xuất nhiên liệu tái tạo ở Việt Nam. Quá trình chuyển đổi của ngành điện được trình bày trong Chương 4 và 5, trong khi trụ cột thứ hai, liên quan đến sử dụng năng lượng hiệu quả và điện hóa trong các lĩnh vực công nghiệp, dân dụng và giao thông được trình bày trong Chương 7, 8 và 9.

<sup>19</sup> Nguồn: Dữ liệu quốc gia Việt Nam từ Ourworldindata.org. Trích xuất thông tin trong tháng 4/2024.

Hiện nay, QHNLQG và Chiến lược Hydrogen đưa ra các định hướng về phát triển sản xuất nhiên liệu tái tạo trong nước ở Việt Nam. Các mục tiêu tổng thể và nỗ lực sau đây được mô tả trong QHNLQG:

- 1) Tỷ trọng NLTT trong tổng năng lượng sơ cấp đạt 80-85% vào năm 2050. Hiện tại, năng lượng tái tạo chiếm 14% sản lượng điện sản xuất vào năm 2022 (EVN, 2023).
- 2) Sản lượng năng lượng trong nước đạt 6.490 PJ vào năm 2030 và 12.309 đến 13.021 PJ vào năm 2050. Để so sánh, tổng cung năng lượng sơ cấp năm 2020 là 4.100 PJ, trong đó than chiếm khoảng 44%.

Các mục tiêu sản xuất nhiên liệu tái tạo trong QHNLQG và Chiến lược Hydrogen được nêu dưới đây. Tuy nhiên các mục tiêu cụ thể không được đưa vào giả định hay ràng buộc trong mô hình:

- 1) Sản lượng nhiên liệu sinh học đạt khoảng 11,7 PJ vào năm 2030, và 544 PJ vào năm 2050, trong đó khí sinh học đạt 60 triệu m<sup>3</sup> vào năm 2030 và 100 triệu m<sup>3</sup> vào năm 2050.
- 2) Sản lượng nhiên liệu tổng hợp hàng năm đạt 2-3 triệu tấn vào năm 2050 (lưu ý rằng con số này tương ứng với 37 đến 130 PJ, tùy thuộc vào loại nhiên liệu điện phân) như đã nêu trong QHNLQG, và hydrogen xanh lục hoặc xanh lam đạt 100- 500.000 tấn (12-60 PJ) vào năm 2030 và 10-20 triệu tấn vào năm 2050 (1.200-2.400 PJ), như đã nêu trong Chiến lược Hydrogen.

Trong Chiến lược Hydrogen, mục tiêu đến năm 2050 sẽ cung cấp tới 10% mức tiêu thụ năng lượng quốc gia bằng hydrogen sản xuất trong nước. Bất kỳ sản lượng bổ sung nào cũng có thể được xuất khẩu. Chưa có sự phân biệt rõ ràng giữa hydrogen xanh lam và xanh lục, ngoại trừ việc tuyên bố rằng cả hai loại đều khả thi.

Trong khi QHNLQG đặt mục tiêu sử dụng nhiên liệu sinh học trong lĩnh vực giao thông vận tải thì chiến lược Hydrogen lại rõ ràng hơn trong việc đặt mục tiêu sử dụng hydrogen xanh lục hoặc xanh lam trong các lĩnh vực khó cắt giảm phát thải. Mục tiêu này chủ yếu hướng tới lĩnh vực công nghiệp, chẳng hạn như phân bón, hóa chất và sản xuất thép, cũng như sử dụng trong một số phân khúc vận tải, như sử dụng trực tiếp hydrogen hoặc nhiên liệu điện phân, ví dụ: vận tải đường bộ hạng nặng, vận tải biển và hàng không.

Trong QHNLQG, một số ưu tiên tập trung vào việc thúc đẩy chuyển đổi theo hướng sử dụng hydrogen xanh lục và ammonia gốc hydrogen trong các nhà máy nhiệt điện đến năm 2050 theo QHĐ8, với công suất lên tới 25 GW sẽ được chuyển đổi sang đốt với khí tự nhiên hoặc thay thế than, nếu có giá cạnh tranh.

### **Các giả định chính cho mô hình hóa nhiên liệu tái tạo**

Để phân tích vai trò của nhiên liệu tái tạo trong hệ thống năng lượng tương lai với mục tiêu phát thải ròng bằng không, khung mô hình đã được cập nhật và hoàn thiện nhằm cho phép phân tích quá trình sản xuất, truyền tải, lưu trữ và tiêu thụ nhiên liệu sinh học và nhiên liệu tổng hợp, bao gồm hydrogen. Chuỗi cung ứng nhiên liệu tái tạo bao gồm sản xuất khí sinh học, khí tổng hợp (sinh học hoặc điện phân), methanol tái tạo (sinh học hoặc điện phân), ammonia điện phân và nhiên liệu tái tạo lỏng (sinh học hoặc điện phân) (diesel, xăng và dầu máy bay). Chuỗi cung ứng hydrogen bao gồm sản xuất hydrogen (xanh lam, xám và xanh lục), lưu trữ, quy trình chuyển đổi, và phân phối cho người sử dụng cuối trong nước. Hydrogen có thể được sản xuất từ quá trình điện phân hoặc thông qua quá trình biến đổi khí methane và hơi nước, có thể kết hợp hoặc không kết hợp với CCS.

Các giả định kinh tế-kỹ thuật về các công nghệ cũng được đưa vào mô hình, như một phần của chuỗi giá trị nhiên liệu tái tạo, được mô tả trong Cẩm nang công nghệ về Lưu trữ điện năng, Nhiên liệu tái tạo và Power-to-X (EREA & DEA, 2023b), trong khi thông tin chi tiết cụ thể về mô hình hóa được trình bày trong Báo cáo Kỹ thuật của báo cáo này (EREA, DEA, 2024) và Hướng dẫn sử dụng mô hình TIMES-Việt Nam (E4SMA, 2024).

### **Tiềm năng sinh khối**

Việt Nam có tiềm năng lớn về năng lượng sinh khối do là nước nông nghiệp với trữ lượng sinh khối lớn từ cây trồng, chăn nuôi, lâm nghiệp và các hoạt động công nghiệp. Nguồn sinh khối chính ở Việt Nam là trấu, bã mía, chất thải gỗ, chất thải chăn nuôi và chất thải rắn đô thị. Một nghiên cứu gần đây (MOIT, VEA, VESC, 2021) cho thấy tổng tiềm năng về mặt lý thuyết của tất cả các loại sinh khối lên tới 3.700 PJ vào năm 2050. Dựa trên dữ liệu này và với các giả định về tỷ lệ thu gom tăng đều cho từng loại sinh khối, tiềm năng áp dụng ước tính được trình bày trong Bảng 6.1. Chi phí giả định của sinh khối nằm trong khoảng 0,7-3,7 USD/GJ tùy thuộc vào loại sinh khối, được áp dụng trong toàn bộ giai đoạn phân tích mô hình. Tuy nhiên, giả định này có mức độ không chắc chắn cao vì giá sinh khối có thể dao động dựa trên thị trường quốc tế và tình trạng nguồn cung.

QHNLQG và QHĐ8 có các dự án cụ thể để phát triển nhà máy điện sinh khối trong ngắn hạn cũng như tầm nhìn dài hạn về sử dụng nguồn tài nguyên sinh khối cho mục đích năng lượng. Đối với nhiên liệu tái tạo được sản xuất

từ sinh khối, cũng như việc sử dụng trực tiếp sinh khối cho quá trình đốt trong công nghiệp, hiện chưa có mục tiêu nào khác được đặt ra, ngoại trừ việc pha trộn ethanol sinh học vào xăng (E5).

**Bảng 6.1 Tiềm năng giá định của các loại sinh khối (PJ). Phụ phẩm trồng trọt bao gồm bã mía, rơm rạ và trấu**

Loại sinh khối	2020	2030	2040	2050
Gỗ	239	326	405	498
Phụ phẩm trồng trọt	194	335	497	771
Phân chuồng	26	103	211	366
Khác	4	18	38	84
<b>Tổng</b>	<b>463</b>	<b>782</b>	<b>1151</b>	<b>1719</b>

Do rừng tự nhiên của Việt Nam hiện đang chịu áp lực lớn từ nạn phá rừng, tiềm năng sử dụng sinh khối lâm nghiệp cần được cân nhắc cẩn thận. Trong khi Việt Nam đang cố gắng giảm nạn phá rừng, như đã được minh chứng trong việc điều chỉnh diện tích đất dành cho mục đích năng lượng tại Nghị quyết số 39/2021/QH15, rừng nguyên sinh vẫn đang chịu áp lực đáng kể và độ che phủ rừng đang suy giảm ở nhiều khu vực. Do đó, việc quản lý cẩn thận các nguồn tài nguyên rừng còn lại của Việt Nam có ý nghĩa quan trọng không chỉ đối với người dân địa phương và môi trường mà còn đối với nỗ lực ứng phó với biến đổi khí hậu toàn cầu vì rừng lưu trữ hàng triệu tấn CO<sub>2</sub><sup>20</sup>.

## 6.2 Các kết quả chính

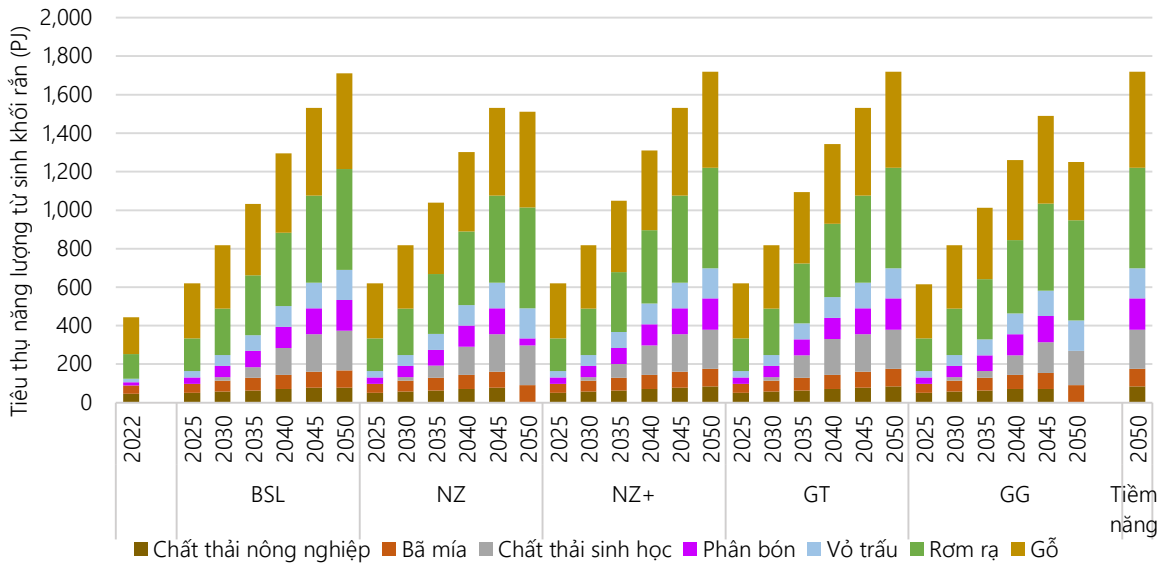
### Sử dụng sinh khối

Theo phân tích, đến năm 2050, phần lớn tiềm năng sinh khối sẽ được sử dụng cho mục đích năng lượng trong tất cả các kịch bản, với tỉ lệ sử dụng từ 73% đến 100% (Hình 6.2). Rơm rạ và trấu cũng như sinh khối gỗ được sử dụng hết trong tất cả các kịch bản chỉ trừ kịch bản GG vào năm 2050 không sử dụng hết sinh khối gỗ. Phần chất thải hữu cơ (chất thải sinh học) được sử dụng hoàn toàn trong tất cả các kịch bản, vì giả định rằng lợi ích môi trường từ việc thu gom và sử dụng chất thải sinh học cho mục đích năng lượng sẽ bù đắp cho chi phí thu gom. Chất thải nông nghiệp, không được sử dụng vào năm 2050 trong một số kịch bản (NZ và GG), có chi phí nhiên liệu dựa trên chi phí thu gom và vận chuyển, và không được sử dụng vào năm 2050 do mức sử dụng sinh khối nhìn chung thấp hơn trong các kịch bản này.

Lý do chính khiến mức tiêu thụ sinh khối nhìn chung thấp hơn trong các kịch bản NZ và GG là do sự phát triển của ngành xi măng. Sinh khối có thể được sử dụng làm nhiên liệu thay thế cho than trong sản xuất clinker. Tuy nhiên, trong các kịch bản NZ, đây không phải là lựa chọn ưu tiên vì CCS cần được lắp đặt trong các nhà máy xi măng để đạt được mục tiêu giảm phát thải từ các quá trình công nghiệp. Do các quan ngại về tính bền vững và môi trường, việc kết hợp các nhà máy điện sinh khối với CCS (BECCS) là không được phép trong việc tối ưu hoá kịch bản.

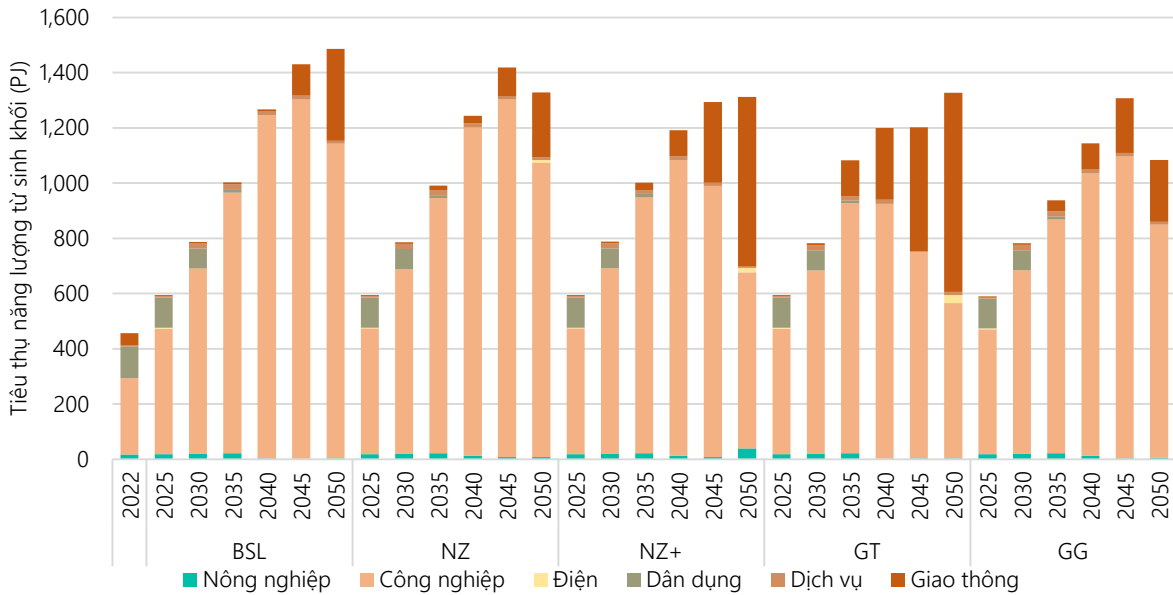
Lựa chọn mô hình này dựa trên thực tế là BECCS tiềm ẩn rủi ro về đa dạng sinh học, sinh kế và cân bằng carbon liên thời gian. Cụ thể, việc giả định có một lượng phát thải nhất định ban đầu từ quá trình chuyển đổi sử dụng đất (ví dụ liên quan đến thu gom sinh khối) bị phụ thuộc vào mức độ giảm phát thải sẽ xảy ra hàng chục năm sau đó hàm chứa nhiều rủi ro. Điều này đòi hỏi có cam kết lâu dài về việc sử dụng đất và không xem xét các động lực kinh tế để tái phân bổ đất cho các mục đích khác (Creutzig, 2021). Hơn nữa, đầu tư vào BECCS có thể ngăn cản hoặc trì hoãn việc thực hiện mục tiêu giảm phát thải của các ngành và công nghệ khác.

<sup>20</sup> Nguồn: <https://www.globalforestwatch.org/> và <https://www.weforum.org/forests-for-climate/vietnam-from-quantity-to-quality/>



**Hình 6.2 Tiêu thụ sinh khối rắn cho mục đích năng lượng trong các kịch bản phân tích (PJ)**

Trong tất cả các kịch bản, năng lượng sinh học được sử dụng chủ yếu trong lĩnh vực công nghiệp để bù đắp việc sử dụng nhiên liệu hóa thạch (Hình 6.3). Điều này xảy ra ngay cả trong Kịch bản BSL, cho thấy giải pháp này có hiệu quả về mặt chi phí ngay cả khi không tính đến các mục tiêu giảm phát thải CO<sub>2</sub>. Trong tất cả các kịch bản, việc sử dụng sinh khối trong các khu dân cư gần như bị loại bỏ hoàn toàn vào năm 2035, ưu tiên điện hóa và sử dụng các nhiên liệu khác ít gây ô nhiễm hơn.



**Hình 6.3 Sử dụng năng lượng sinh học trong các ngành theo kịch bản. Năng lượng sinh học bao gồm sinh khối rắn và nhiên liệu sinh học được chuyển đổi từ sinh khối rắn**

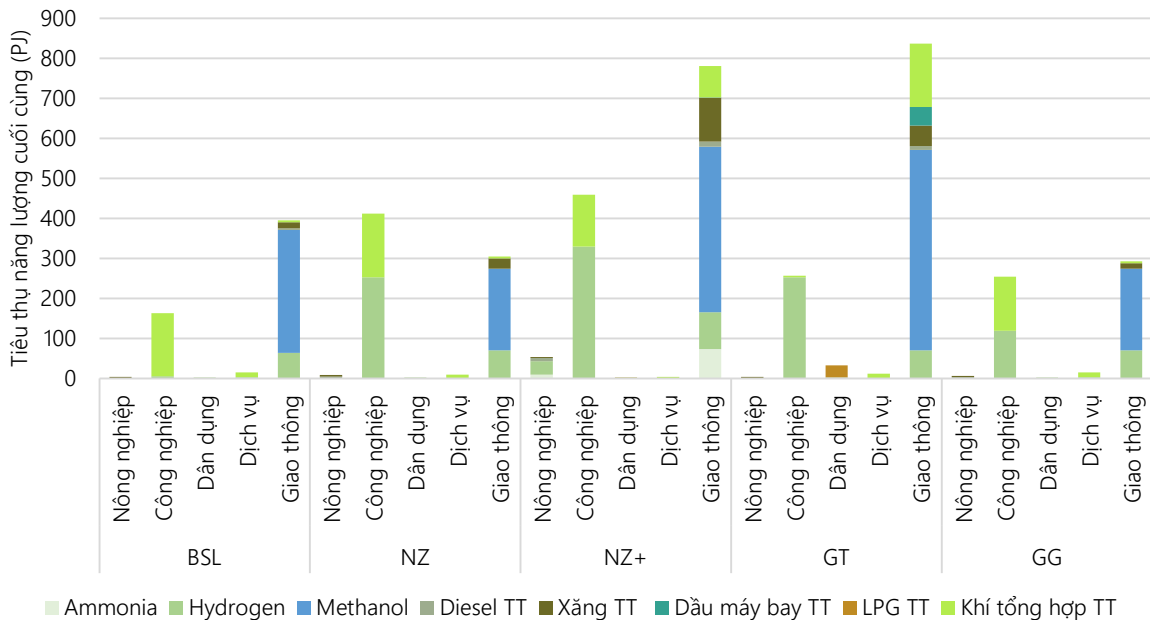
Trong kịch bản NZ, ngành giao thông vận tải sử dụng khoảng 235 PJ năng lượng sinh học để sản xuất nhiên liệu sinh học vào năm 2050, trong khi ở kịch bản GT và NZ+, ngành giao thông vận tải chiếm một nửa hoặc nhiều hơn mức tiêu thụ sinh khối cuối cùng. Điều này là do nhiên liệu sinh học là giải pháp đắt đỏ để giảm phát thải CO<sub>2</sub> và do đó đóng vai trò lớn hơn khi các mục tiêu giảm phát thải nghiêm ngặt hơn được áp dụng trên diện rộng.

Theo kết quả phân tích các kịch bản, sinh khối không nên dùng trong ngành điện do không sẵn có như các nguồn NLTT biến đổi. Do đó, sinh khối nên được ưu tiên sử dụng trong các tiểu ngành công nghiệp nơi có ít lựa chọn thay thế khả thi khác, chẳng hạn như cho quy trình sản xuất hơi nước nhiệt độ cao.

### Sản xuất và sử dụng nhiên liệu tái tạo

Bắt đầu từ năm 2030, có thể thấy sự gia tăng đáng kể trong sản xuất một số loại nhiên liệu dựa trên NLTT trong các kịch bản (Hình 3.6). Khí sinh học từ quá trình phân hủy kỵ khí tăng lên nhanh chóng trong tất cả các kịch bản, đến mức toàn bộ tiềm năng được sử dụng trong ngành công nghiệp và giao thông vận tải (khi nâng cấp lên khí tổng hợp), điều đó cho thấy công nghệ này có một lộ trình phát triển mạnh mẽ. Tổng nguồn cung nhiên liệu tái tạo trong kịch bản NZ đạt mức cao nhất khoảng 923 PJ/năm vào năm 2050. Trong tất cả các kịch bản khác, sản lượng nhiên liệu tái tạo thậm chí còn tăng hơn nữa để tuân thủ các mục tiêu giảm phát thải nghiêm ngặt hơn (đặc biệt đối với kịch bản NZ+ và GT).

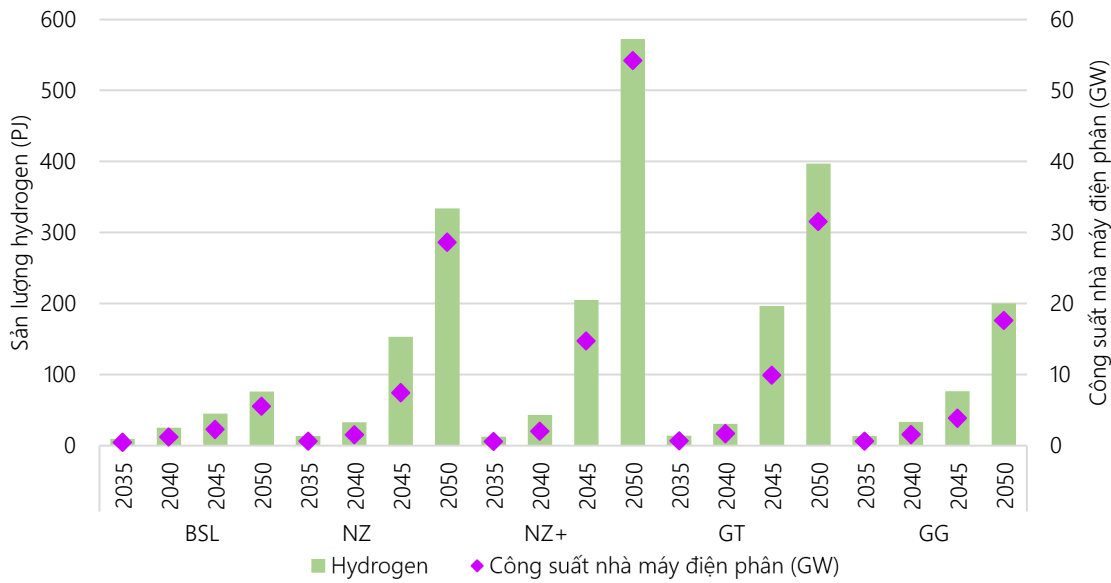
Khi xem xét việc tiêu thụ nhiên liệu tái tạo, bao gồm hydrogen và ammonia giữa các ngành vào năm 2050 (Hình 6.4), ngành công nghiệp là ngành tiêu dùng lớn nhất, chủ yếu là hydrogen và khí tổng hợp tái tạo, giúp giảm phát thải trong các tiểu ngành công nghiệp như sản xuất phân bón và thép (chi tiết trong Chương 8). Ngành giao thông vận tải tiêu thụ hầu hết các nhiên liệu tái tạo để sử dụng trong các phân khúc vận tải hạng nặng như hàng hải và hàng không, đặc biệt là methanol tái tạo và một lượng nhỏ hydrogen được dùng trong hàng hải (chi tiết trong Chương 7). Điều đáng chú ý là trong tất cả các kịch bản chính và kịch bản biến thể được phân tích, không có loại nhiên liệu tái tạo nào được sử dụng trong ngành điện, các nhiên liệu này chỉ được dùng trong các lĩnh vực khó điện hóa và khử carbon, ví dụ trong các quá trình công nghiệp và vận tải hạng nặng. Tuy nhiên, nếu dự phòng được triển khai cho hệ thống điện thì hydrogen có thể được sử dụng cho mục đích dự phòng chiến lược (xem Chương 5, Mục 5.2).



Hình 6.4 Sử dụng nhiên liệu tái tạo ở người dùng cuối (không bao gồm sinh khối rắn) trong các ngành vào năm 2050

### Sản xuất hydrogen và ammonia

Nhu cầu sản xuất hydrogen ở quy mô thương mại bắt đầu xuất hiện từ năm 2035 trong tất cả các kịch bản, với 9-13 PJ (80-110.000 tấn), ở mức thấp nhất theo chỉ tiêu đặt ra cho năm 2030 trong Chiến lược Hydrogen. Theo kịch bản BSL, sản lượng hydrogen tăng liên tục, đạt 76 PJ vào năm 2050 (Hình 6.5). Trong khi đó, sản lượng hydrogen tăng theo thời gian ở mức lớn hơn rất nhiều trong tất cả các kịch bản NZ. Trong kịch bản NZ, hơn 330 PJ (2,8 triệu tấn) hydrogen xanh được sản xuất vào năm 2050. Trong kịch bản NZ+, nhu cầu hydrogen cao hơn đáng kể so với kịch bản NZ, đạt 573 PJ vào năm 2050. Ngoài ra, đây cũng là kịch bản duy nhất trong đó một phần hydrogen (17%) được sử dụng để sản xuất ammonia xanh (83 PJ vào năm 2050) cho lĩnh vực vận tải biển.



**Hình 6.5 Sản xuất hydrogen xanh và công suất các nhà máy điện phân được lắp đặt trong các kịch bản**

Trong các kịch bản, tất cả hydrogen đều được sản xuất bằng phương pháp điện phân, đòi hỏi đầu tư khoảng 30 GW các nhà máy điện phân trong kịch bản NZ và 55 GW trong kịch bản NZ+ vào năm 2050. Quá trình chuyển đổi điện thành hydrogen có tổn thất đáng kể: dựa trên cân bằng năng lượng của pin điện phân kiềm 100 MW có hiệu suất 66,5% (EREA & DEA, 2023b). Để đáp ứng nhu cầu sản xuất hydrogen xanh, cần tổng cộng 13,6 TWh (tương ứng với 48,8 PJ) điện vào năm 2040 và 133 TWh vào năm 2050, tương ứng với 11% tổng nhu cầu điện trong kịch bản NZ. Do tổn thất năng lượng lớn và chi phí đầu tư công nghệ cao, việc sản xuất hydrogen sẽ chỉ được triển khai khi không có giải pháp thay thế khả thi nào khác.

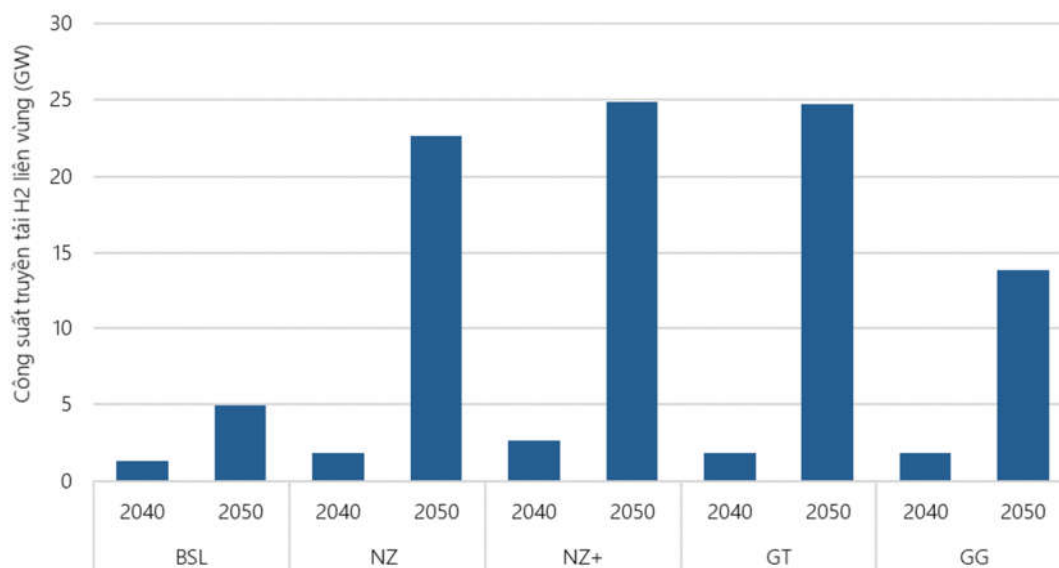
**Hạ tầng hydrogen**

Nhu cầu hydrogen được giả định là sẽ được phân bổ tương tự như nhu cầu điện trong 7 vùng hiện tại, do đó Bắc Bộ và Đông Nam Bộ là các vùng có nhu cầu lớn nhất. Phân tích cho thấy rằng việc sản xuất hydrogen không nhất thiết phải nằm ở những vùng có nhu cầu lớn. Điều này là do sự khác biệt đáng kể về chi phí giữa việc xây dựng hệ thống truyền tải điện và truyền tải hydrogen. Sử dụng dữ liệu từ Đan Mạch, chi phí vốn để truyền tải điện đắt hơn từ 5 đến 15 lần so với truyền tải hydrogen (Bảng 6.2).

**Bảng 6.2 Chi phí đầu tư của ba hệ thống truyền tải điện khác nhau so với đường ống hydrogen. Chi phí được chuẩn hóa trên mỗi GW/km, bao gồm các trạm HVDC ở khoảng cách 150 km (Energinet, 2020)**

Chi phí đầu tư mới dự kiến (Triệu USD/GW/km)	
HVDC (2 GW)	4,03
Đường dây ngầm 150 kV (0,26 GW)	1,37
Hệ thống truyền tải trên không (2x400 kV) (2x1,9 GW)	0,58
Đường ống Hydrogen 36 inch (10 GW)	0,18

Do tiềm năng tiết kiệm chi phí đáng kể này, mô hình tối ưu hóa chọn đặt các nhà máy điện phân để sản xuất hydrogen gần các khu vực có tiềm năng NLTT lớn (điện mặt trời, điện gió và thủy điện) như Nam Trung Bộ (SC) và Tây Nguyên (H), và từ đó vận chuyển hydrogen đến các trung tâm tiêu thụ giả định gần các thành phố lớn của Việt Nam. Vì vậy, có thể thấy đầu tư vào các đường ống hydrogen theo xu hướng tương tự như đầu tư vào các nhà máy điện phân (Hình 6.6).



**Hình 6.6 Đầu tư vào đường ống hydrogen trong kết nối liên vùng và theo các kịch bản**

Trong kịch bản BSL, nhu cầu đường ống hydrogen khá khiêm tốn chỉ khoảng 5 GW vào năm 2050, trong khi ở kịch bản NZ cần đến 23 GW. Do những tác động đáng kể của việc mở rộng quy mô chưa được tính toán đầy đủ vào quá trình tối ưu hóa đầu tư, việc Việt Nam đầu tư vào các đường ống lớn hơn giữa các vùng khác nhau sẽ khả thi hơn, tùy thuộc vào nhu cầu dự báo dài hạn. Ví dụ, trong kịch bản NZ, ngay từ ban đầu nên xây dựng các đường ống có công suất lớn hơn cần thiết để kết nối giữa các trung tâm sản xuất điện phân và các trung tâm nhu cầu ở miền Bắc và miền Nam, các đường ống này sau đó có thể được kết nối với các đường ống được đầu tư bổ sung đến miền Trung, từ đó kết nối hai hệ thống và cho phép sử dụng hết công suất. Một yếu tố liên quan khác cần xem xét khi phát triển đường ống truyền tải hydrogen trong vùng là địa điểm của các cơ sở công nghiệp tiêu thụ nhiều năng lượng có nhu cầu về hydro. Mặc dù ảnh hưởng về vị trí địa lý của các cơ sở công nghiệp chưa được phân tích trong báo cáo này, nhưng có thể thấy sẽ tiết kiệm được chi phí đường ống truyền tải hydrogen nếu các cơ sở công nghiệp có nhu cầu hydrogen được xây dựng ở các vùng có công suất NLTT và hydrogen cao.

Bên cạnh việc vận chuyển hydrogen, khả năng lưu trữ, ở cả hai dạng kho ngầm và bể thép quy mô lớn là hạ tầng cần thiết khi hydrogen trở thành một phần quan trọng của hệ thống năng lượng. Ở đây, các kho ngầm sẵn có trong vùng cần được xem xét khi quy hoạch cơ sở hạ tầng truyền tải hydrogen. Trong nghiên cứu này, chỉ các bể thép được đưa vào tối ưu hóa mô hình dựa trên các chi phí giả định từ Cẩm nang công nghệ (EREA & DEA, 2023b), do sự không chắc chắn về chi phí và khả năng sẵn có của các kho lưu trữ dưới lòng đất. Cần phải có các phân tích chi tiết hơn về kế hoạch đầu tư tối ưu vào cơ sở hạ tầng hydrogen, bao gồm các phân tích chi tiết về các địa điểm lưu trữ tiềm năng, vì các phân tích như vậy nằm ngoài phạm vi của báo cáo này.

### 6.3 Các thông điệp và khuyến nghị chính

#### Sản xuất và vận chuyển hydrogen từ năng lượng tái tạo sẽ có hiệu quả chi phí từ năm 2035

Trong dài hạn, Việt Nam sẽ cần nguồn hydrogen xanh đáng kể để khử carbon trong ngành giao thông và công nghiệp. Ngoài mục đích nói trên, mức độ sử dụng hydrogen dự kiến sẽ được giới hạn ở khoảng 1-5% tổng mức tiêu thụ nhiên liệu (tùy theo kịch bản) do chi phí sản xuất trong nước cao và chi phí nhập khẩu thậm chí còn cao hơn.

Nhu cầu hydrogen trong tương lai được giả định phân bố tương tự như tại các khu vực có nhu cầu cao hiện nay, do đó chủ yếu ở các khu vực phía Bắc và phía Nam. Tuy nhiên, phân tích cho thấy sẽ hiệu quả hơn về mặt chi phí nếu đặt cơ sở sản xuất hydrogen gần các nguồn NLTT dồi dào và việc thiết lập hệ thống vận chuyển hydrogen bằng đường ống sẽ mang lại lợi ích kinh tế và giảm nhu cầu đầu tư vào lưới truyền tải điện trong dài hạn.

Khuyến nghị:

- Việc xây dựng cơ sở hạ tầng hydrogen gồm sản xuất, truyền tải, phân phối và lưu trữ sẽ có hiệu quả chi phí từ 2035.
- Nghiên cứu vị trí tiềm năng của địa điểm sản xuất hydrogen gần với nguồn NLTT và cơ sở tiêu thụ, và khả năng kết hợp với phương thức vận chuyển hydrogen bằng đường ống nhằm giảm nhu cầu đầu tư lưới điện truyền tải trong dài hạn.

### Ưu tiên sử dụng hydrogen trong các lĩnh vực khó giảm phát thải hơn là sử dụng hydrogen để sản xuất điện

Dự kiến Việt Nam sẽ cần hydrogen xanh ở quy mô lớn bắt đầu từ những năm 2040, đạt sản lượng 334 PJ vào năm 2050 (kịch bản NZ), hoặc trên 573 PJ (kịch bản NZ+). Các phân tích cho thấy rằng việc sử dụng hydrogen xanh và các dẫn xuất mang lại hiệu quả về mặt chi phí trong các lĩnh vực khó giảm phát thải hoặc không thể điện hóa trực tiếp như công nghiệp nặng, vận tải biển và hàng không; không hiệu quả về chi phí khi sử dụng làm nhiên liệu để phát điện. Trong các phân ngành công nghiệp như sản xuất sắt, thép và xi măng, hydrogen có thể góp phần đạt được mục tiêu giảm phát thải, tuy nhiên chỉ từ những năm 2040, khi công nghệ đã chín muồi. Hơn nữa, quá trình sản xuất hydrogen trong nước bằng công nghệ điện phân có thể góp phần tận dụng nguồn NLTT tại địa phương qua đó giảm sự phụ thuộc vào nhiên liệu nhập khẩu.

Khuyến nghị:

- Ưu tiên sử dụng hydrogen xanh trong các ngành công nghiệp nặng, như sản xuất xi măng, sắt thép, cũng như trong vận tải biển và hàng không thông qua sự kết hợp giữa việc thiết lập mục tiêu và các biện pháp thị trường, như cơ chế hạn ngạch carbon, thuế carbon và tín chỉ carbon.
- Triển khai các dự án thí điểm trước năm 2035 trong các ngành khó khử carbon nhằm tích lũy kinh nghiệm và kiến thức trước khi triển khai mở rộng.

### Sử dụng tài nguyên sinh khối và sản xuất khí sinh học một cách bền vững

Sinh khối đóng vai trò quan trọng để loại bỏ sử dụng than trong công nghiệp do chỉ có một số lượng hạn chế các lựa chọn khả thi khác, ví dụ gia nhiệt ở nhiệt độ cao. Sinh khối cũng được dùng để sản xuất methanol sinh học thông qua quá trình khí hóa sinh khối, khí tự nhiên tổng hợp và dầu diesel sinh học cho giao thông vận tải hạng nặng. Việc sử dụng sinh khối trong ngành điện không mang lại hiệu quả về mặt chi phí xét từ góc độ hệ thống, vì sinh khối là nguồn tài nguyên hạn chế và kém cạnh tranh hơn so với các giải pháp sử dụng NLTT khác và năng lượng hạt nhân để sản xuất điện.

Các phân tích xem xét tiềm năng sinh khối bền vững vào khoảng 1.719 PJ vào năm 2050; tuy nhiên, ước tính về tiềm năng và chi phí vẫn chưa chắc chắn vì có thể có thay đổi trong sử dụng đất và các tác động của biến đổi khí hậu, bao gồm nhu cầu nước, mực nước biển dâng và các yếu tố khác. Những yếu tố này làm tăng rủi ro nếu phụ thuộc nhiều vào sử dụng sinh khối. Do đó, cần có những quy định và hướng dẫn cụ thể về tạo nguồn, thu gom, chế biến và sử dụng sinh khối.

Hơn nữa, trong tất cả các kịch bản, tiềm năng khí sinh học lên tới 176 PJ nên được tận dụng để giảm lượng phát thải trong nông nghiệp và đảm bảo nguồn cung cấp nhiên liệu tin cậy ở khu vực nông thôn.

Khuyến nghị:

- Ưu tiên sử dụng sinh khối một cách bền vững trong ngành công nghiệp và giao thông hơn là trong ngành điện.
- Nghiên cứu xây dựng các quy định, hướng dẫn sản xuất, thu gom, chế biến và sử dụng tài nguyên sinh khối, bao gồm giải pháp sản xuất khí sinh học, nếu phù hợp.

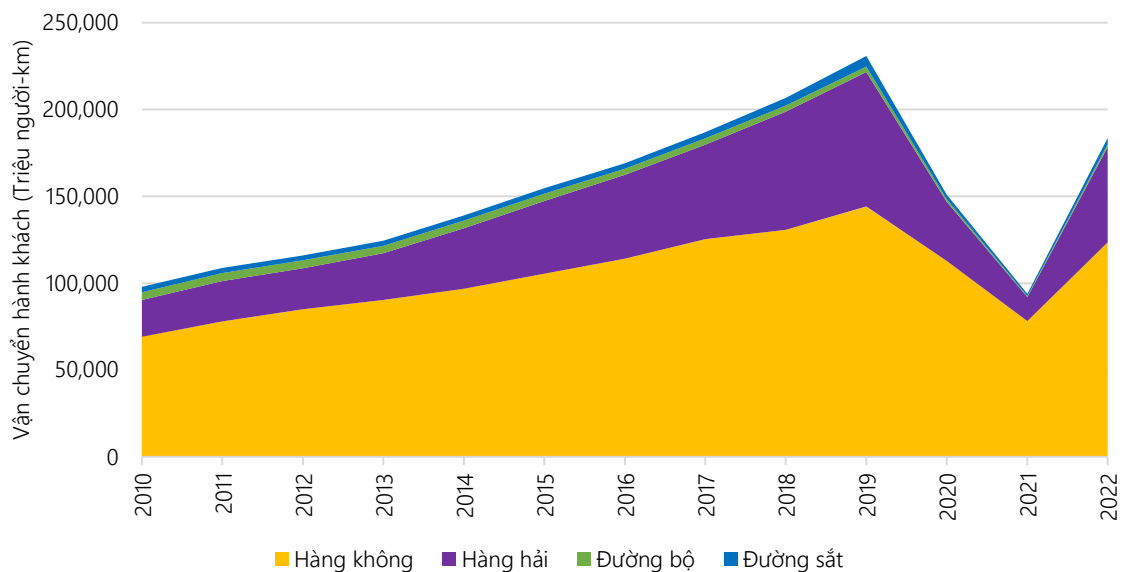
## 7. Ngành giao thông vận tải

### 7.1 Tổng quan và xu hướng

Lĩnh vực vận tải hành khách tăng trưởng đều đặn trong mười năm qua, mặc dù có sự sụt giảm mạnh trong giai đoạn 2020-2021 do ảnh hưởng của đại dịch COVID-19 (Hình 7.1). Dữ liệu sơ bộ của năm 2022 cho thấy nhu cầu vận tải đã tăng trở lại, trên quỹ đạo đạt đến mức trước đại dịch. Chú ý đây là dữ liệu lịch sử được lấy từ kết quả khảo sát thống kê các doanh nghiệp và công ty vận tải, chưa bao gồm số liệu sử dụng phương tiện cá nhân, do đó tổng nhu cầu vận tải hành khách có thể thấp hơn thực tế.

Hầu hết hoạt động vận tải hành khách nội địa ở Việt Nam hiện nay là bằng đường bộ, tiếp theo là hàng không. Đường sắt và vận tải biển chỉ đóng vai trò nhỏ. Ở các thành phố lớn, đa số hoạt động vận chuyển hành khách được thực hiện bằng xe máy. Tuy nhiên, với xu hướng mức sống được nâng lên và gia tăng tỷ lệ hộ gia đình có thu nhập cao, dự kiến sẽ có sự thay đổi theo hướng sử dụng nhiều ô tô hơn. Điều này có thể tạo ra gánh nặng lớn cho giao thông ở các thành phố vốn đã thường xuyên bị ùn tắc. Cải thiện khả năng tiếp cận, kết nối và độ tin cậy của các dịch vụ giao thông công cộng, như xe buýt và đường sắt đô thị, có thể góp phần giảm bớt xu hướng phát triển này, giúp tăng dịch chuyển tỷ trọng vận tải hành khách từ phương thức cá nhân sang phương thức công cộng.

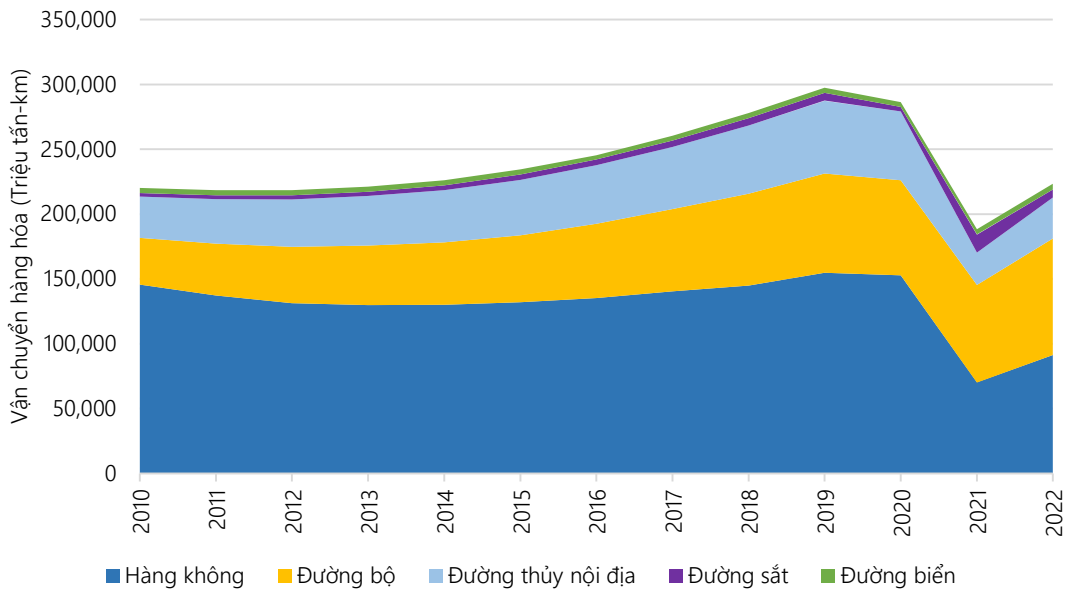
Hơn nữa, các thành phố lớn của Việt Nam đang phải đối mặt với tỷ lệ ô nhiễm không khí cao đáng báo động và có tác động tiêu cực đáng kể đến sức khỏe cộng đồng. Ngành giao thông vận tải cùng với các ngành kinh tế khác đóng góp đáng kể vào tình trạng này. Các tiêu chuẩn hiệu suất cao hơn, bộ lọc bụi mịn và điện hóa, cùng nhiều giải pháp khác, có thể góp phần giảm thiểu những tác động nói trên.



**Hình 7.1. Nhu cầu vận tải hành khách theo phương thức (Niên giám thống kê GSO, 2021). Dữ liệu sơ bộ của năm 2022**

Lĩnh vực vận tải hàng hóa có xu hướng tương tự như vận tải hành khách, mặc dù có tốc độ tăng trưởng thấp hơn (Hình 7.2), vẫn tăng trưởng ổn định trong 10 năm qua, ngoại trừ giai đoạn 2020-2021 do đại dịch. Bắt đầu từ năm 2022, như dữ liệu sơ bộ cho thấy, nhu cầu vận tải hàng hóa đã tăng trở lại. Vận tải hàng hóa nội địa chủ yếu được thực hiện bằng đường hàng hải (gồm đường thủy nội địa và đường biển) và đường bộ (xe tải cỡ lớn và xe van).

Nguồn cung cấp năng lượng cho ngành giao thông vận tải ở Việt Nam chiếm 23% tổng nguồn cung cấp năng lượng sơ cấp vào năm 2020. Ngày nay, ngành này hầu như chỉ được cung cấp nhiên liệu từ các sản phẩm dầu mỏ, trong đó ngành giao thông vận tải tiêu thụ khoảng 85% tổng lượng dầu sử dụng ở Việt Nam. Ngành giao thông vận tải chiếm 15% lượng khí thải CO<sub>2</sub>. Với nhu cầu vận tải dự kiến sẽ tiếp tục tăng trưởng và khi xét đến sự phụ thuộc vào các sản phẩm dầu mỏ hiện tại, ngành vận tải có thể có tác động ngày càng lớn đến khí hậu và sự phụ thuộc vào nhập khẩu nhiên liệu, trừ khi có các mục tiêu và biện pháp đầy đủ và phù hợp.



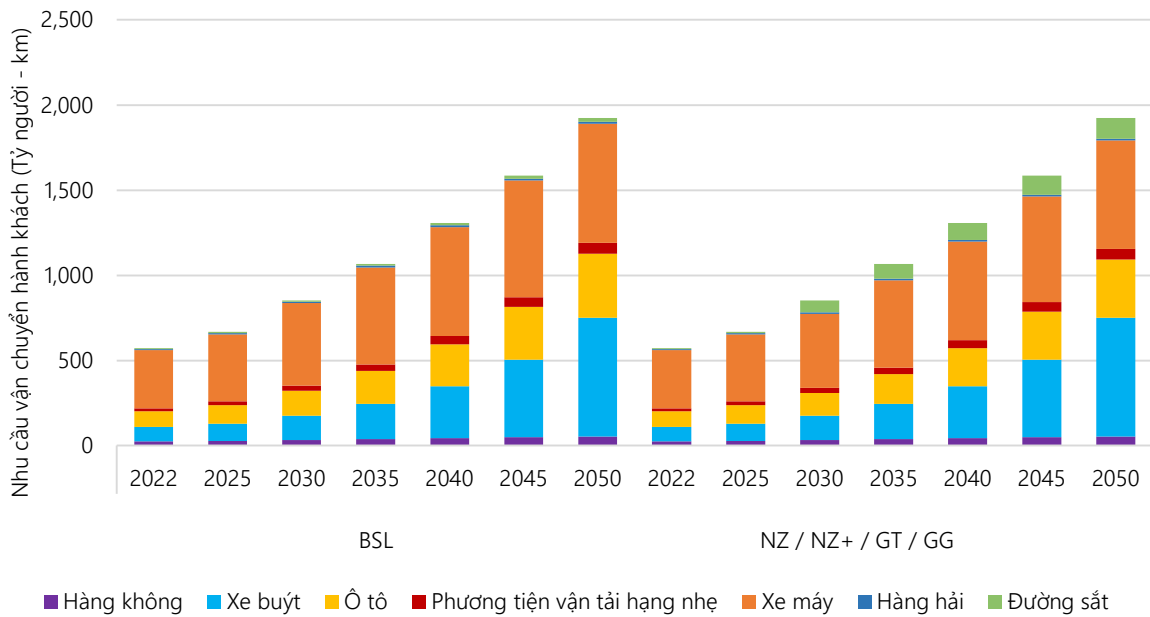
**Hình 7.2. Nhu cầu vận chuyển hàng hóa theo phương thức (Niên giám thống kê của Tổng cục Thống kê, 2021). Dữ liệu sơ bộ của năm 2022**

Chiến lược Giao thông xanh (Quyết định 876/QĐ-TTg, 2022) đặt ra các chỉ tiêu quan trọng để phát triển ngành giao thông vận tải hướng tới mục tiêu phát thải ròng bằng không vào năm 2050. Các chỉ tiêu này bao gồm tăng tỷ trọng phương thức vận tải sử dụng điện và năng lượng xanh, bắt đầu từ năm 2025, cũng như kế hoạch chuyển dịch nhu cầu vận tải sang phương thức công cộng tại các đô thị chính.

## 7.2 Các kết quả chính

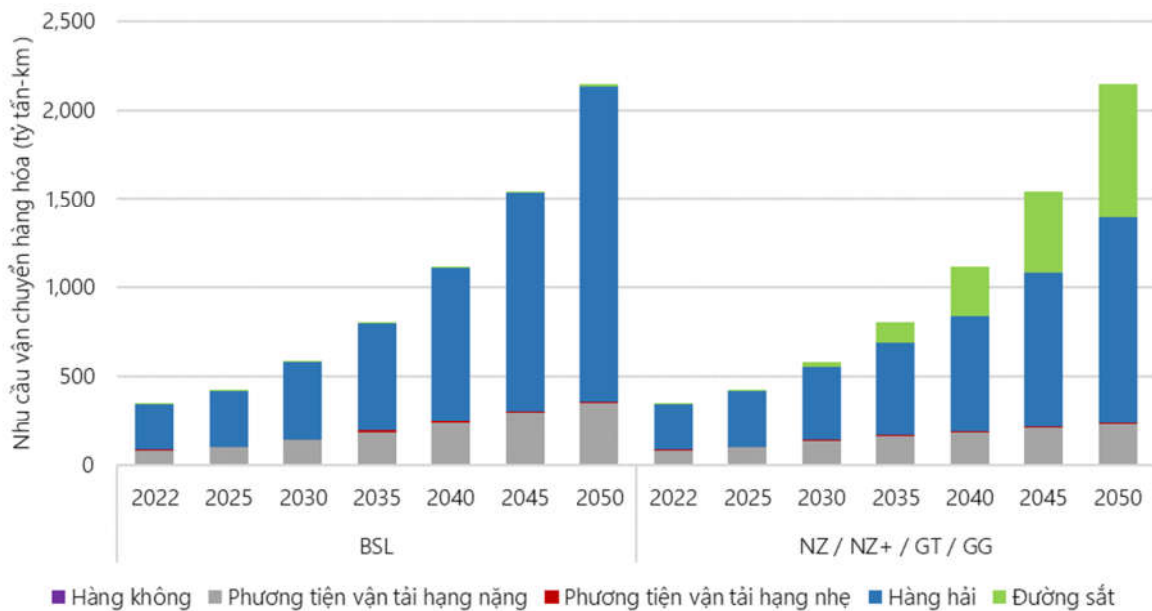
Theo xu hướng tăng trưởng GDP giả định, vào năm 2050, nhu cầu vận tải hành khách ở Việt Nam được dự đoán sẽ tăng gấp 4 lần và vận tải hàng hóa sẽ tăng gấp 10 lần so với mức của năm 2019, như thể hiện trong Hình 7.3 và Hình 7.4. Tiêu thụ năng lượng để đáp ứng nhu cầu vận tải trong tương lai cũng có xu hướng tăng trưởng tương tự (với hệ số tiêu thụ nhiên liệu là 2,3-2,5 tùy theo kịch bản). Có thể giảm tiêu thụ thông qua tăng cường điện hóa, đặc biệt là các phân khúc hạng nhẹ cũng như ở các phương thức khác trong những năm sau đó, đồng thời tăng hiệu quả sử dụng năng lượng khi áp dụng các công nghệ phương tiện tiên tiến hơn.

Hơn nữa, trong kịch bản NZ chính và tất cả các kịch bản biến thể của kịch bản NZ, giả định về chuyển đổi phương thức đã được đưa vào, phản ánh việc triển khai hệ thống đường sắt cao tốc Bắc-Nam phục vụ vận tải hàng hóa. Giả định đặt ra rằng 5% khối lượng vận tải hàng hóa vào năm 2030 sẽ được phục vụ bởi hệ thống này, tương đương với mức tăng gấp 5 lần so với dự báo trong kịch bản BSL, sẽ ảnh hưởng đến các phương thức vận tải hàng hóa khác, như vận tải biển, hàng không, xe tải cỡ lớn và xe van. Mức thay đổi này tăng dần lên 35% vào năm 2050. Đối với lĩnh vực vận tải hành khách, giả định về việc chuyển đổi sang hệ thống tàu điện ngầm và đường sắt đô thị ở 5 đô thị lớn của Việt Nam là Hà Nội, Hải Phòng, Đà Nẵng, Thành phố Hồ Chí Minh và Cần Thơ đã được đưa vào phân tích, tạo điều kiện chuyển dịch nhu cầu từ ô tô, xe máy sang đường sắt đô thị.



Hình 7.3 Nhu cầu vận chuyển hành khách theo các phương thức vận tải

Cả kịch bản BSL và các kịch bản NZ đều được điều chỉnh để đáp ứng các mục tiêu ngắn hạn cho ngành vận tải trong Quyết định số 876 của Thủ tướng Chính phủ cho các năm 2025 và 2030. Điều này đòi hỏi tất cả các xe buýt và taxi mới phải sử dụng điện hoặc nhiên liệu phi hóa thạch lần lượt vào năm 2025 và 2030 cho hai phương thức. Sau năm 2030, sự phát triển của ngành giao thông vận tải trong các kịch bản được phân tích tuân theo nguyên tắc tối ưu hóa chi phí cực tiểu mà không có yêu cầu cụ thể về tỷ trọng nhiên liệu ở các phương thức khác nhau, ngoại trừ giả định về tăng cường điện hóa mạng lưới đường sắt trong kịch bản NZ (đạt tỷ lệ điện hóa lần lượt là 96% đối với tàu chở hàng hoá và 57% đối với tàu chở khách).



Hình 7.4. Nhu cầu vận chuyển hàng hóa theo các phương thức vận tải.

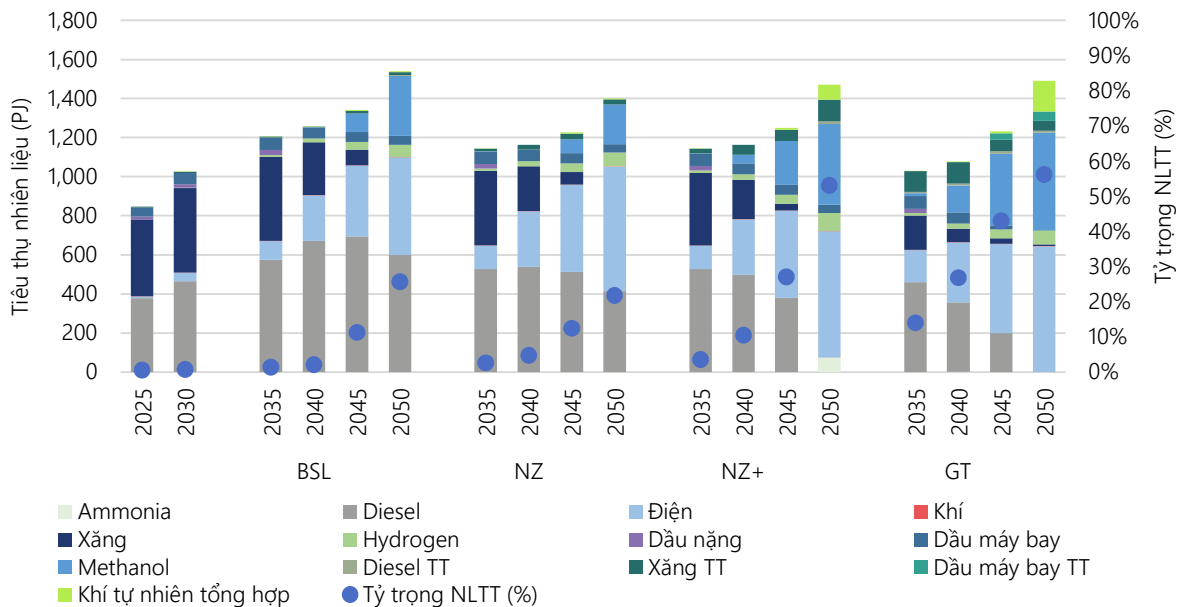
Giả định về xu hướng nhu cầu vận tải trong tương lai sẽ tăng được phản ánh qua mức tiêu thụ năng lượng tăng gần gấp đôi, từ 723 PJ hiện tại vào năm 2022 lên 1.380 PJ vào năm 2050 theo kịch bản NZ (Hình 7.5). Trong kịch bản BSL, nhu cầu năng lượng thậm chí còn cao hơn (1.515 PJ vào năm 2050), chủ yếu là do chưa tính đến tiềm năng tiết kiệm năng lượng của hệ thống điện hóa, cũng như cấu trúc phương thức được giả định là không thay

đổi trong tương lai. Ngoài ra, các kịch bản có mức hạn chế carbon cao hơn (kịch bản NZ+ và kịch bản GT) cũng dẫn đến mức tiêu thụ năng lượng cho giao thông vận tải vào năm 2050 cao hơn so với kịch bản NZ chính, do việc triển khai các công nghệ phương tiện kém hiệu quả hơn (so với phương tiện sử dụng nhiên liệu hóa thạch) cho xe hạng nặng bao gồm xe tải và xe buýt.

Tính đến năm 2022, dầu diesel và xăng là những loại nhiên liệu được sử dụng chính trong lĩnh vực giao thông vận tải với vai trò không nhỏ của nhiên liệu xăng tái tạo, một phần là do chính sách quy định mức pha trộn tối thiểu đối với nhiên liệu tái tạo. Cơ cấu năng lượng dành cho giao thông vận tải cho đến cuối thập kỷ này thể hiện xu hướng phát triển tương tự đối với tất cả các kịch bản được xem xét. Sau năm 2025, điện sẽ thay thế trước hết là xăng và dầu diesel, trở thành nhiên liệu chính được sử dụng trong kịch bản NZ vào năm 2050, và đặc biệt thể hiện vai trò rõ ràng trong các kịch bản có mức hạn chế carbon cao nhất (Hình 7.5).

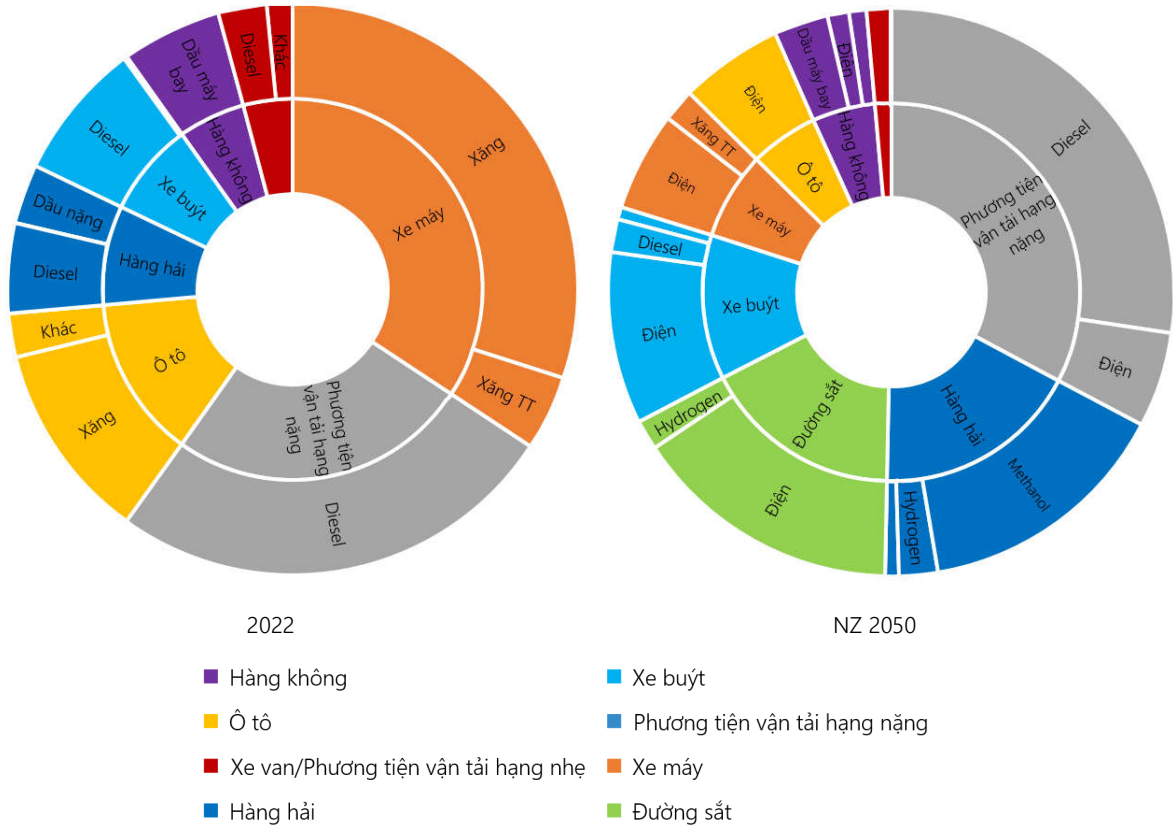
Trong những năm sau đó, methanol tái tạo thâm nhập vào cơ cấu nhiên liệu trong mọi kịch bản, trở thành nhiên liệu chính cho vận tải hàng hải. Phương án chuyển sang không sử dụng nhiên liệu hóa thạch trong giao thông đường thủy được thúc đẩy bởi chi phí ô nhiễm không khí (đặc biệt là trong kịch bản BSL) và giới hạn phát thải trong các kịch bản NZ. Chuyển đổi phương thức trong các kịch bản NZ dẫn đến tổng mức tiêu thụ nhiên liệu tương đối thấp hơn sau năm 2030, do nhu cầu vận chuyển cho cả hành khách và hàng hóa chuyển dần từ phương tiện cá nhân và hàng hải sang đường sắt (điện hóa) và đường sắt đô thị, cùng với sự gia tăng giải pháp sử dụng năng lượng hiệu quả.

Xu hướng sử dụng nhiên liệu tái tạo trong tương lai ngày càng tăng, được thúc đẩy bởi cả các mục tiêu về khí hậu và tích hợp chi phí ô nhiễm không khí trong phân tích, dẫn đến tỷ trọng NLTT trong tổng nhu cầu năng lượng lên tới 56% vào năm 2050, khi các chính sách giao thông đầy tham vọng được thực hiện trong kịch bản GT.



**Hình 7.5 Tiêu thụ năng lượng cuối cùng trong ngành giao thông vận tải (PJ). Tỷ trọng nhiên liệu tái tạo bao gồm ammonia, methanol, xăng-TT, diesel-TT, dầu máy bay-TT và khí tự nhiên tổng hợp, không bao gồm điện**

Đến năm 2050, cơ cấu các phương thức vận tải và cơ cấu tiêu thụ nhiên liệu đều phải đổi mới mạnh mẽ (Hình 7.6). Tính đến năm 2022, phân khúc đường bộ chủ yếu xe máy và xe hạng nặng chiếm ưu thế về mức tiêu thụ năng lượng từ nhiên liệu hóa thạch. Trong khi các lĩnh vực hàng hải và đường sắt chỉ chiếm lần lượt 8% và 0,3% tổng mức tiêu thụ năng lượng của ngành giao thông vận tải vào năm 2022, thì trong kịch bản NZ, đóng góp của hai lĩnh vực này lần lượt tăng lên 18% và 17% vào năm 2050, do xu hướng ngày càng tăng về nhu cầu giao thông vận tải, cũng như giả định về sự chuyển đổi phương thức sang đường sắt đối với vận tải hành khách và hàng hóa.

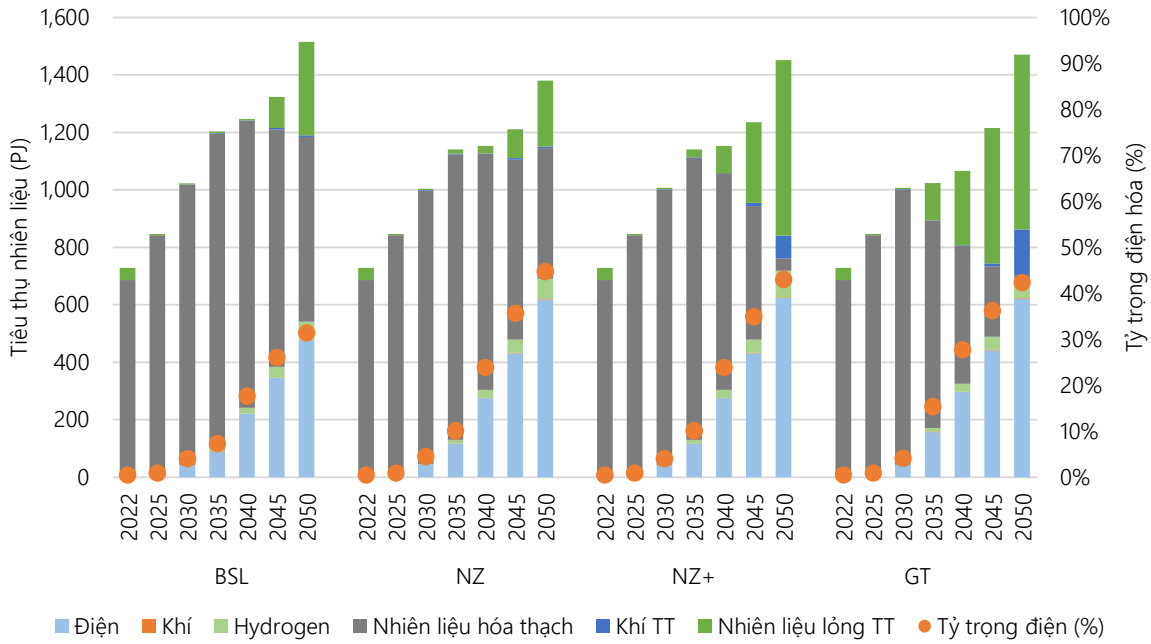


**Hình 7.6 Mức tiêu thụ nhiên liệu theo phương thức vận tải vào năm 2022 và 2050 trong kịch bản NZ (PJ %)**

Mức độ điện hóa trên tất cả các phân khúc giao thông vận tải, tăng mạnh từ mức 0,4% trong tổng cơ cấu nhiên liệu hiện tại vào năm 2022 lên đáp ứng 44% nhu cầu năng lượng trong giao thông vận tải vào năm 2050 trong kịch bản NZ (Hình 7.7). Tuy nhiên, ngay cả trong kịch bản BSL không có mục tiêu giảm phát thải KNK, tỷ lệ điện hóa vẫn tăng lên đến 32% vào năm 2050.

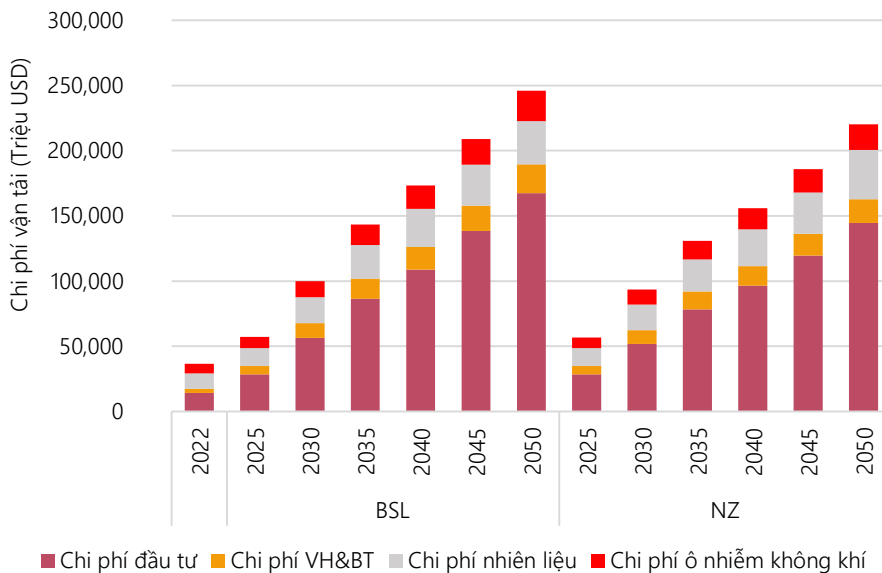
Hydrogen sau năm 2030 sẽ đóng vai trò cao hơn trong các kịch bản hạn chế carbon trong các phân khúc vận tải phi đường bộ, gồm hàng không, giao thông đường thủy và đường sắt. Trong số các nhiên liệu lỏng tái tạo, methanol chiếm phần lớn mức nhiên liệu tiêu thụ của vận tải hàng hải vào năm 2050 trong các kịch bản BSL và NZ, đạt tỷ lệ 86%. Bắt đầu từ năm 2040, methanol cũng sẽ trở thành nhiên liệu chính cho xe tải hạng nặng trong các kịch bản NZ+ và GT, đạt hơn một nửa tổng mức tiêu thụ năng lượng trong phân khúc này vào năm 2050. Theo mức hạn chế carbon cao hơn cho toàn bộ hệ thống năng lượng của kịch bản NZ+, với lượng khí thải còn lại duy nhất vào năm 2050 từ các quá trình công nghiệp, ammonia cũng sẽ là một phần trong cơ cấu nguồn cung nhiên liệu tối ưu cho vận tải hàng hải, đáp ứng 31% nhu cầu năng lượng vào năm 2050.

Đáng nói là có rất nhiều điều không chắc chắn xung quanh chi phí và dự báo phát triển cho hoạt động sản xuất nhiên liệu thay thế cho lĩnh vực giao thông vận tải, bao gồm methanol tái tạo, ví dụ như có thể sản xuất thông qua công nghệ sinh học hoặc dưới dạng nhiên liệu điện phân tổng hợp. Hơn nữa, cũng có sự không chắc chắn về chi phí và tiềm năng kỹ thuật trong thu hoạch và sử dụng sinh khối bền vững để sản xuất nhiên liệu tái tạo, cũng như sự sẵn có của nguồn carbon cạnh tranh về chi phí (CO<sub>2</sub>) để sản xuất nhiên liệu điện phân tổng hợp. Tóm lại, lĩnh vực vận tải hạng nặng chắc chắn sẽ cần nhiên liệu tái tạo (gốc sinh học hoặc điện phân) trong tương lai để đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng không vào năm 2050.



**Hình 7.7 Tiêu thụ nhiên liệu theo loại trong toàn bộ các phân ngành giao thông vận tải và tỷ trọng điện hóa**

Chi phí vận tải chiếm khoảng 50% tổng chi phí hệ thống năng lượng vào năm 2050 trong các kịch bản được phân tích, tăng từ mức 33% của năm 2022. Cả chi phí đầu tư và chi phí vận hành & bảo trì (VH&BT) trong kịch bản NZ đều thấp hơn một chút so với kịch bản BSL (Hình 7.8), chủ yếu là do tác động của việc chuyển đổi phương thức sang đường sắt, dẫn đến cần ít đầu tư hơn vào phương tiện mới để đáp ứng cùng một mức nhu cầu vận tải. Cần lưu ý là chi phí đầu tư không bao gồm bất kỳ khoản đầu tư cơ sở hạ tầng nào cho mở rộng và nâng cấp mạng lưới đường bộ và đường sắt cũng như bất kỳ chi phí cơ sở hạ tầng giao thông nào khác nói chung. Tương tự như vậy, cơ sở hạ tầng sạc cho xe điện không được đưa vào phân tích.

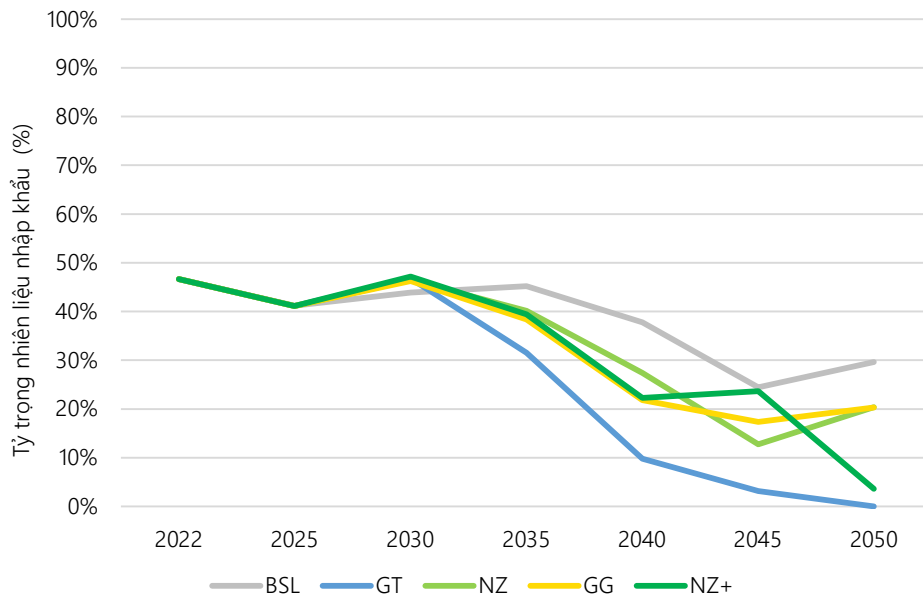


**Hình 7.8 Chi phí cho ngành giao thông vận tải, không bao gồm hạ tầng giao thông.**

Số lượng ô tô và xe máy tư nhân lưu hành sẽ có thay đổi lớn trong tương lai, cả về quy mô và thành phần, phù hợp với mức tăng nhu cầu vận tải dự kiến cũng như xu hướng điện hóa, cả trong kịch bản BSL và kịch bản NZ. Hiện có khoảng 2,4 triệu xe ô tô, gần như toàn bộ chạy bằng xăng. Vào năm 2050, chỉ có xe điện lưu thông trên đường với số lượng ô tô dự kiến là 10,5 triệu xe trong kịch bản BSL và 9,6 triệu xe trong kịch bản NZ. Số lượng xe

thấp hơn trong kịch bản NZ là do giả định có sự chuyển đổi phương thức từ ô tô cá nhân sang phương tiện giao thông công cộng (đường sắt đô thị) ở các thành phố lớn.

Xe máy là phương tiện vận tải hành khách cá nhân chính hiện nay và vẫn sẽ tiếp tục giữ vai trò quan trọng trong lĩnh vực giao thông vận tải trong tương lai. Trong khi toàn bộ 48,3 triệu xe vào năm 2022 đều chạy bằng xăng, thì xe máy trong tương lai sẽ chủ yếu chạy bằng điện (94-97%) với 89-98 triệu xe vào năm 2050 theo các kịch bản được phân tích. Một lần nữa, giả định chuyển đổi phương thức sang metro trong kịch bản NZ là cơ sở của số lượng xe trong kịch bản này thấp hơn so với kịch bản BSL.



**Hình 7.9 Tỷ trọng nhiên liệu nhập khẩu trên tổng nhiên liệu tiêu thụ trong ngành giao thông vận tải theo các kịch bản chính.**

Như đã mô tả trong phần trước, nhu cầu năng lượng cho lĩnh vực giao thông vận tải sẽ ngày càng tăng trong tương lai, chiếm tỷ trọng đáng kể trong tổng tiêu thụ năng lượng cuối cùng ở Việt Nam. Hơn nữa, trong khi một phần nhu cầu nhiên liệu này được cung cấp thông qua sản xuất trong nước thì một phần tương đối lớn còn lại phải được nhập khẩu. Hiện nay, khoảng 50% nhiên liệu sử dụng trong lĩnh vực vận tải (không bao gồm hàng không quốc tế) được nhập khẩu. Trong kịch bản BSL, tỷ lệ này sẽ giảm xuống 30% vào năm 2050, với một phần nhiên liệu diesel và nhiên liệu máy bay được nhập khẩu (Hình 7.9). Trong số các kịch bản NZ, kịch bản chính, cũng như kịch bản GG cho thấy nhu cầu nhiên liệu nhập khẩu thấp hơn, một phần do tổng tiêu thụ nhiên liệu thấp hơn khi chuyển đổi phương thức. Trong kịch bản NZ tham vọng nhất (kịch bản NZ+), toàn bộ nhiên liệu máy bay cần thiết sẽ được nhập khẩu vào năm 2050, cũng như một phần nhỏ (8%) xăng tái tạo. Không có nhiên liệu nhập khẩu trong kịch bản GT vào năm 2050, tất cả nhu cầu năng lượng được cung cấp từ nguồn nhiên liệu trong nước.

### 7.3 Các thông điệp và khuyến nghị chính

#### **Nhanh chóng điện hóa các phương tiện vận tải hạng nhẹ và sử dụng nhiên liệu tái tạo trong các phân khúc vận tải hạng nặng để giảm tác động đến khí hậu và môi trường một cách hiệu quả về chi phí**

Cần tập trung điện hóa các phân khúc vận tải hạng nhẹ vì giải pháp này mang lại hiệu quả về mặt chi phí, kể cả trong kịch bản BSL. Chuyển đổi sang phương tiện chạy điện (ví dụ như ô tô điện, xe máy điện, cũng như xe van và xe buýt) không chỉ là một biện pháp giảm tác động khí hậu mà còn mang lại cơ hội giảm chi phí y tế và môi trường liên quan đến ô nhiễm không khí, đặc biệt là ở khu vực thành thị. Điện hóa toàn bộ ô tô và xe máy vào năm 2050 là lựa chọn tối ưu về chi phí trong tất cả các kịch bản phân tích, với sự thay đổi đáng kể về nguồn cung phương tiện bắt đầu từ năm 2030. Tuy nhiên, phương tiện giao thông điện (BEV) nên được xem xét đưa ngay vào quá trình chuyển đổi để cân nhắc các yếu tố như quản tính và hành vi trong quyết định mua sắm của các hộ gia đình.

*Khuyến nghị:*

- Xem xét đặt mục tiêu 50% phương tiện giao thông hạng nhẹ sử dụng pin vào năm 2030 và 90% vào năm 2040.
- Cân nhắc cơ chế khuyến khích trong ngắn hạn (ví dụ trợ giá) khi mua phương tiện hạng nhẹ sử dụng pin, nhất là xe 2 bánh, cũng như có giá điện phù hợp tại các trạm sạc xe điện.
- Xem xét ưu tiên sử dụng hydrogen và nhiên liệu điện phân cho các phân khúc vận tải hạng nặng (xe tải chở hàng, hàng không và vận tải biển).

### **Quy hoạch cơ sở hạ tầng cần thiết cho điện hóa ngành giao thông vận tải**

Trong bối cảnh phát triển công nghệ toàn cầu và chi phí phương tiện giao thông điện dự kiến sẽ giảm, tại Việt Nam, nhu cầu của người tiêu dùng đối với xe điện 2 và 4 bánh sẽ tăng rất nhanh trong thập kỷ này. Tuy nhiên, cơ sở hạ tầng lưới điện và quy hoạch đô thị địa phương của Việt Nam hiện chưa được chuẩn bị sẵn sàng đáp ứng yêu cầu của quá trình chuyển đổi đó. Nhu cầu điện cho lĩnh vực vận tải sử dụng phương thức điện hóa sẽ tăng mạnh trong tương lai, cần khoảng 380 TWh điện vào năm 2050 theo kịch bản NZ, tăng lên mức 408 TWh trong kịch bản GT. Tương ứng, mức độ điện hóa trên tất cả các phân khúc giao thông vận tải sẽ tăng mạnh từ mức chiếm 0,4% tỉ trọng nhiên liệu vào năm 2022 lên đáp ứng 44% nhu cầu năng lượng trong giao thông vận tải vào năm 2050 trong kịch bản NZ.

*Khuyến nghị:*

- Nghiên cứu xây dựng chiến lược đầu tư cấp quốc gia và cấp tỉnh để phát triển cơ sở hạ tầng sạc xe điện theo tiêu chuẩn quốc tế.
- Tích hợp hạ tầng sạc xe điện, bao gồm tăng cường năng lực lưới điện phân phối cho trạm sạc, vào quy hoạch đường bộ và quy hoạch tỉnh, thành phố, đô thị trước 2030.

### **Đảm bảo đủ cơ sở hạ tầng để thúc đẩy chuyển đổi sang phương tiện giao thông công cộng và đường sắt điện hóa**

Các kịch bản NZ giả định rằng chuyển đổi phương thức đóng vai trò chủ chốt trong việc giảm tổng nhu cầu năng lượng cần thiết cho vận chuyển hành khách và hàng hóa trong tương lai ở Việt Nam. Đặc biệt, việc chuyển từ phương tiện cá nhân sang đường sắt đô thị ở các khu vực đô thị chính để vận chuyển hành khách, và chuyển một phần nhu cầu vận tải đường bộ, đường biển và hàng không sang đường sắt để vận chuyển hành khách và hàng hóa có thể giảm tối thiểu 9% tổng mức tiêu thụ nhiên liệu trong ngành giao thông vận tải khi so sánh giữa kịch bản BSL và NZ. Quá trình chuyển đổi phương thức được dự báo dựa trên các kế hoạch nâng cấp cơ sở hạ tầng đường sắt, bao gồm hệ thống đường sắt cao tốc Bắc-Nam phục vụ nhu cầu vận tải hành khách và hàng hóa. Những khoản đầu tư cơ sở hạ tầng như vậy cần được lập kế hoạch và thực hiện kịp thời, đồng thời phải có cơ chế khuyến khích để thúc đẩy sự chuyển đổi từ các phương thức hiện tại sang các phương thức vận tải hành khách và hàng hóa mới.

*Khuyến nghị:* Sớm có lộ trình cụ thể cho việc đầu tư xây dựng hệ thống đường sắt chạy điện, phù hợp với các mục tiêu giao thông, cả về quy mô và thời gian, cùng với các cơ chế khuyến khích cần thiết để thúc đẩy sử dụng phương tiện giao thông công cộng.

### **Nhiên liệu tái tạo sẽ đóng vai trò quan trọng trong các phân khúc vận tải hạng nặng**

Theo kết quả phân tích mô hình, hydrogen xanh sản xuất trong nước sẽ trở nên cạnh tranh về chi phí từ những năm 2040. Nhu cầu sử dụng nhiên liệu điện phân bao gồm hydrogen và nhiên liệu sinh học trong các phân khúc vận tải phi đường bộ không thể điện hóa trực tiếp, như hàng không và vận tải biển, sẽ lên tới khoảng 65-90 PJ vào năm 2050 trong các kịch bản NZ. Hơn nữa, methanol và ammonia có thể đóng một vai trò lớn trong vận tải hàng hải và các phương tiện vận tải hạng nặng, với tổng nhu cầu lên tới 500 PJ trong các kịch bản GT và NZ+ vào năm 2050.

*Khuyến nghị:* Phát triển sản xuất và ưu tiên sử dụng nhiên liệu điện phân bao gồm hydrogen và nhiên liệu sinh học cho lĩnh vực vận tải biển và hàng không.

## 8. Ngành công nghiệp

### 8.1 Tổng quan và xu hướng

Việc mở rộng công suất phát và truyền tải điện cũng như đáp ứng tốc độ gia tăng nhanh chóng của nhu cầu điện vẫn sẽ là một thách thức. Vì lý do này, Việt Nam đã tăng cường các biện pháp sử dụng năng lượng hiệu quả từ năm 2006 thông qua nhiều chương trình khác nhau. Chương trình chính là Chương trình quốc gia về Sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả (VNEEP), hiện tại là giai đoạn ba từ 2019-2030 (VNEEP3). Chương trình đã đạt được kết quả là mức tiết kiệm năng lượng 3,4% từ năm 2006 đến năm 2010 so với kịch bản thông thường (BaU) và mục tiêu giảm 5,7% trong giai đoạn 2011-2015 được cho là đã đạt được và thậm chí vượt mức ở một số lĩnh vực (Bộ Công Thương, tháng 3/2022).

VNEEP3 được chia thành hai giai đoạn, giai đoạn 2019-2025 và giai đoạn 2026-2030. Các mục tiêu đến năm 2025 bao gồm giảm nhu cầu năng lượng tổng thể từ 5-7%. Ngoài ra, có một số mục tiêu về sử dụng năng lượng hiệu quả của các phân ngành cụ thể cũng như mục tiêu tổn thất điện năng, mục tiêu phát triển chính sách, mục tiêu tuân thủ quy định, v.v. Mục tiêu đến năm 2030 bao gồm giảm nhu cầu năng lượng tổng thể từ 8-10% trong giai đoạn 2019-2030 so với kịch bản thông thường.

Việc triển khai VNEEP3 có phần bị chậm lại do một số yếu tố, bao gồm giai đoạn chuyển tiếp giữa VNEEP2 và VNEEP3 và đại dịch COVID-19. Trong lĩnh vực công nghiệp, cơ chế chính sách chủ yếu tập trung vào các cơ sở sử dụng năng lượng trọng điểm. Các cơ sở này được yêu cầu thực hiện kiểm toán năng lượng, triển khai hệ thống quản lý năng lượng và xây dựng kế hoạch sử dụng năng lượng hiệu quả<sup>21</sup>. Ngoài ra, quy định mức tiêu hao năng lượng đã được xây dựng cho 7 phân ngành công nghiệp.

Một nghiên cứu vào năm 2022 của Chương trình Hợp tác Đối tác Năng lượng Việt Nam - Đan Mạch cho thấy việc tuân thủ các quy định về kiểm toán năng lượng cũng như các kế hoạch năng lượng còn ở mức thấp<sup>22</sup>. Một cuộc khảo sát về việc tuân thủ các quy định về mức tiêu hao năng lượng của ngành nhựa được thực hiện năm 2022 cũng cho thấy mức độ tuân thủ thấp.

Nguyên nhân dẫn đến mức độ tuân thủ thấp là do việc thực thi các quy định còn yếu và thiếu chuyên môn kỹ thuật của các doanh nghiệp công nghiệp cũng như của các nhà cung cấp dịch vụ tiết kiệm năng lượng để phát triển và thực hiện các dự án lớn về tiết kiệm năng lượng<sup>23</sup>. Mặc dù nhiều giải pháp sử dụng năng lượng hiệu quả ở mức độ dễ thực hiện đã được triển khai trên diện rộng, nhưng tiềm năng cải thiện hiệu quả sử dụng nhiệt còn rất lớn, ví dụ hơi nước hoặc nước nóng.

Chính phủ đã đưa ra một số sáng kiến mới để tăng cường sử dụng năng lượng hiệu quả. Nghị định số 06/2022/NĐ-CP ngày 7/1/2022 ban hành quy định về hạn ngạch phát thải carbon, trên cơ sở đó các cơ sở liên quan phải lập kế hoạch giảm thiểu carbon. Thị trường carbon dự kiến sẽ hoạt động đầy đủ vào năm 2028 và thí điểm bắt đầu vào năm 2025.

Với sự hỗ trợ của Cục Năng lượng Đan Mạch, Bộ Công Thương đang nghiên cứu xây dựng cơ chế thỏa thuận tự nguyện với các hướng dẫn kỹ thuật về sử dụng năng lượng hiệu quả trong các lĩnh vực công nghiệp cũng như cung cấp hỗ trợ kỹ thuật cho các dự án có tiềm năng tiết kiệm năng lượng cao và quy mô lớn. Điều này sẽ hỗ trợ việc thực hiện Nghị định số 06/2022/NĐ-CP, khuyến khích áp dụng các công nghệ tốt nhất hiện có.

Khi được triển khai đầy đủ, Nghị định 06 có thể thúc đẩy đáng kể cơ chế khuyến khích tài chính cho các ngành sử dụng nhiều năng lượng, đầu tư nhiều hơn vào sử dụng năng lượng hiệu quả, chẳng hạn như ngành công nghiệp nặng.

Luật Sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả hiện đang được sửa đổi. Đây là cơ hội tốt để mang lại sự cân bằng giữa yêu cầu tuân thủ quy định pháp luật như các tiêu chuẩn, kiểm toán năng lượng, cải thiện sự tuân thủ với hỗ trợ kỹ thuật và xây dựng năng lực cho triển khai các dự án tiết kiệm năng lượng.

Tương tự như vậy với việc tăng cường thực thi Thông tư 25/2020/TT-BCT để cung cấp nền tảng dữ liệu vững chắc và thúc đẩy triển khai sử dụng năng lượng hiệu quả của khách hàng sử dụng năng lượng lớn. Thông tư

<sup>21</sup> Thông tư 25/2020/TT-BCT

<sup>22</sup> Thực hiện chuyển đổi carbon thấp ở Việt Nam, Bộ Công Thương và Cục Năng lượng Đan Mạch, 2018

<sup>23</sup> Phân tích và đánh giá về triển khai năng lượng hiệu quả ở Việt Nam, Đối tác chuyển đổi năng lượng, 2022

25/2020/TT-BCT quy định về báo cáo và kiểm toán các cơ sở sử dụng năng lượng lớn (hơn 100.000 kWh mỗi năm) và sẽ hỗ trợ đẩy mạnh lĩnh vực sử dụng năng lượng hiệu quả cũng như mang lại lợi ích cho các nghiên cứu quy hoạch năng lượng dài hạn.

Các sáng kiến hợp tác quốc tế khác đang được triển khai nhằm tăng cường thực hiện chương trình VNEEP3, đặc biệt là giải quyết các vấn đề tuân thủ quy định trong VNEEP3; khơi thông tài chính cho các dự án đầu tư sử dụng năng lượng hiệu quả và tăng cường năng lực thực hiện chương trình của Bộ Công Thương.

Ngoài chương trình VNEEP3, một chương trình quản lý nhu cầu phụ tải (DSM) đã được thực hiện trong một số năm với trọng tâm đặc biệt là sử dụng điện hiệu quả, bao gồm lắp đặt đồng hồ điện theo thời gian sử dụng, chương trình chiếu sáng hiệu quả, khuyến khích thiết bị đun nước nóng sử dụng năng lượng mặt trời và hệ thống điện mặt trời mái nhà để tiết kiệm điện lưới và các chương trình điều chỉnh phụ tải để giảm nhu cầu điện cao điểm. Chương trình DSM dự kiến sẽ tiếp tục cho đến năm 2030.

### Các giả định chính về tình hình phát triển của ngành công nghiệp

Trong những thập kỷ qua, Việt Nam đã trải qua quá trình tăng trưởng kinh tế mạnh mẽ, nhu cầu đô thị hóa và giao thông tăng, khả năng tiếp cận năng lượng được cải thiện, mức sống tăng cao cũng như phát triển công nghiệp, tất cả đều là động lực chính dẫn đến tăng tiêu thụ năng lượng.

Nhu cầu dịch vụ năng lượng công nghiệp đang tăng lên trong mọi kịch bản trong tương lai. Các động lực chính thúc đẩy nhu cầu bao gồm tăng trưởng GDP, tăng trưởng dân số và tỷ trọng ngành, tức là sự đóng góp của từng ngành vào GDP. Năm 2019, ngành công nghiệp đóng góp 36% GDP của Việt Nam trong khi ngành dịch vụ và nông nghiệp đóng góp lần lượt là 43% và 11%. Trong tất cả các kịch bản ngoại trừ kịch bản GG, tỷ trọng của ngành công nghiệp trong GDP sẽ tăng lên 40% vào năm 2030 và duy trì ở mức đó cho đến năm 2050. Tỷ trọng của ngành dịch vụ đạt 50% vào năm 2030 và không đổi cho đến năm 2050. Những giả định này phản ánh những ưu tiên và xu hướng kinh tế đang thay đổi trong những thập kỷ tới.

Tốc độ tăng trưởng GDP trung bình được áp dụng là 6,5%/năm trong tất cả các kịch bản ngoại trừ kịch bản NZ-GDP+, trong đó áp dụng tốc độ tăng trưởng GDP là 7,5%/năm. Trong kịch bản GG, tốc độ tăng trưởng GDP được giữ ở mức 6,5% nhưng tốc độ tăng trưởng của ngành được thay đổi để phản ánh sự chú trọng vào các ngành có giá trị gia tăng cao nhưng ít sử dụng năng lượng hơn, chẳng hạn như dịch vụ.

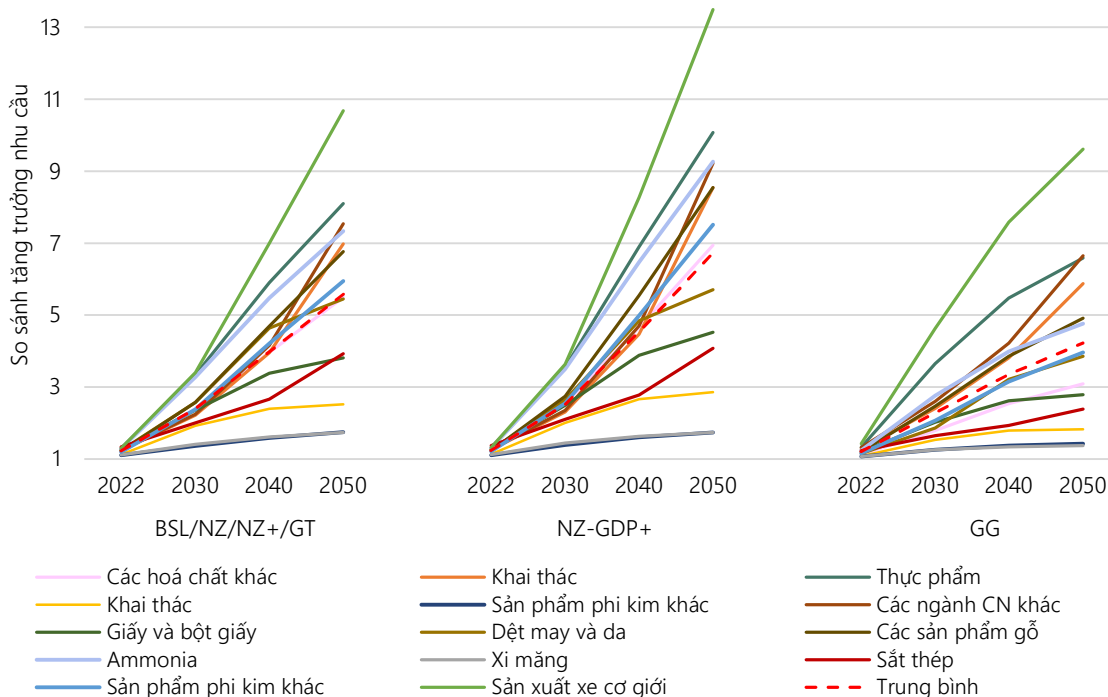
Sản lượng của ngành sắt thép dự kiến tăng trưởng với tốc độ 9,5%/năm trong giai đoạn 2019-2025, 1,9%/năm cho đến năm 2035 và 4,3% cho đến năm 2050. Ngành công nghiệp ammonia dự kiến sẽ tăng trưởng với tốc độ 8,6%, 14,9% và 4,1%/năm đến năm 2025, giai đoạn 2025-2030 và sau năm 2030. Sản lượng của ngành xi măng đạt mức lớn; tuy nhiên, tốc độ tăng trưởng nhu cầu giảm dần trong giai đoạn 2019-2050. Bắt đầu từ 97 triệu tấn vào năm 2019, nhu cầu dự kiến sẽ đạt 168 triệu tấn vào năm 2050. Nhìn chung, các dự báo về nhu cầu dịch vụ năng lượng cho các ngành công nghiệp có xu hướng tăng trưởng trong suốt giai đoạn 2019-2050. Tốc độ tăng trưởng nhu cầu giai đoạn 2025 - 2030 ở hầu hết các ngành đều cao hơn giai đoạn trước, tuy nhiên sau năm 2030, tốc độ tăng trưởng giảm dần.

Không giống như các kịch bản khác được phân tích, kịch bản GG tập trung vào một hệ thống, trong đó đóng góp vào GDP theo ngành chuyển từ các ngành công nghiệp sử dụng nhiều năng lượng sang ngành dịch vụ, trong khi nhìn chung vẫn duy trì được năng suất quốc gia như cũ, tức là tốc độ tăng trưởng GDP hàng năm được duy trì ở mức 6,5%. Từ năm 2030 đến năm 2050, dự kiến sẽ có sự thay đổi đáng chú ý. Kết quả là, tỷ trọng công nghiệp giảm từ 40% vào năm 2050 trong kịch bản NZ xuống 30% trong kịch bản GG và tỷ trọng dịch vụ tăng từ 50% trong kịch bản NZ lên 60% trong kịch bản GG.

Kịch bản BSL tuân theo các mục tiêu sử dụng năng lượng hiệu quả theo phân ngành đến năm 2030, như đã nêu trong VNEEP, trong khi các kịch bản NZ (NZ, NZ+, GG) minh họa các giải pháp tối ưu hóa chi phí cho toàn bộ hệ thống, do đó các giải pháp này có thể thấp hơn hoặc cao hơn các mục tiêu sử dụng năng lượng hiệu quả trong kịch bản BSL. Mức cải thiện về sử dụng năng lượng hiệu quả trong kịch bản BSL được xác định bằng cách phân tích mức tiêu thụ năng lượng và nhu cầu tiêu thụ của năm cơ sở, cùng với mức giảm cường độ năng lượng dự kiến tính theo điểm phần trăm của từng phân ngành vào năm 2030. Mục tiêu cải thiện hiệu suất năng lượng tối thiểu đến năm 2030 được đặt ra cho các phân ngành sau: dệt may và da giày, xi măng, thực phẩm và đồ uống, sắt thép, giấy và bột giấy và vật liệu xây dựng. Những cải thiện tối thiểu không được giả định cho các phân ngành công nghiệp còn lại. Các yêu cầu tối thiểu về sử dụng năng lượng tiết kiệm hiệu quả đặt ra trong VNEEP có thể đang thấp, đặc biệt về sử dụng nhiệt; việc ước tính tiềm năng và chi phí sử dụng năng lượng tiết kiệm hiệu quả có thể được phân tích chi tiết hơn trong các nghiên cứu của Báo cáo Triển vọng Năng lượng Việt Nam tiếp theo.

## 8.2 Các kết quả chính

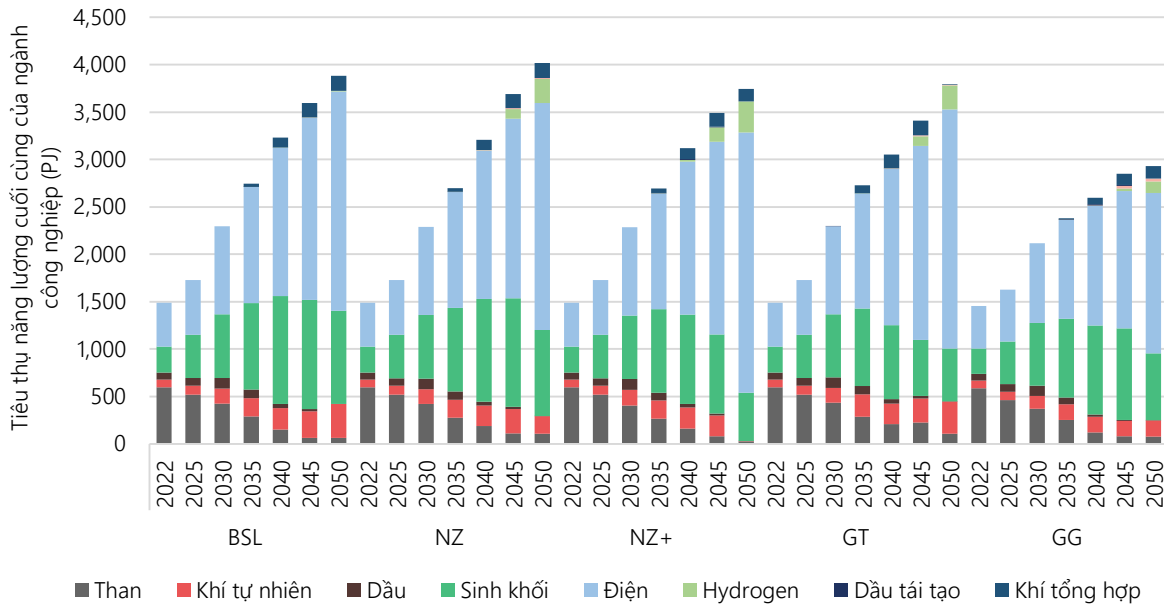
Hình 8.1 cho thấy mức tăng trưởng của nhu cầu dịch vụ năng lượng so với năm 2019 ở các kịch bản BSL, NZ-GDP+ và GG; nhu cầu dịch vụ năng lượng trong các kịch bản khác tăng trưởng như mức trong kịch bản BSL. Trong tất cả các kịch bản, nhu cầu dịch vụ năng lượng đều tăng chậm nhất ở ngành xi măng và nhanh nhất ở ngành sản xuất phương tiện chạy bằng động cơ. Nhu cầu dịch vụ năng lượng từ năm 2019 đến năm 2050 sẽ tăng trung bình lần lượt là 4,2, 5,6 và 6,7 lần trong các kịch bản GG, BSL và NZ-GDP+. Phân ngành dệt may và da đại diện cho mức tăng trưởng (trung bình) của toàn bộ ngành công nghiệp trong các kịch bản.



**Hình 8.1 Tăng trưởng nhu cầu của các phân ngành công nghiệp theo kịch bản**

Hình 8.2 trình bày Tiêu thụ năng lượng cuối cùng (FEC) trong ngành công nghiệp theo các kịch bản chính. Điện trở thành nhiên liệu chính được sử dụng trong tất cả các kịch bản, với tỷ trọng tăng từ 31% năm 2019 lên 58%-73% vào năm 2050. Trong kịch bản BSL, tỷ trọng điện trên FEC là khoảng 60% vào năm 2050. Trong 12 trên tổng số 14 phân ngành- điện chiếm tỷ trọng chính trong FEC vào năm 2050; đối với 2 phân ngành còn lại là xi măng và sản xuất ammonia, chiếm tỷ trọng chính tương ứng là sinh khối và khí tự nhiên. Trong các kịch bản NZ, tỷ lệ này dao động trong khoảng từ 58% đến 66%, ngoại trừ kịch bản NZ+ khi tỷ trọng điện đạt 73% vào năm 2050. Trong kịch bản NZ+, 6 phân ngành công nghiệp (trong tổng số 14 phân ngành) được điện hóa hoàn toàn dẫn đến kịch bản NZ+ có tỷ trọng điện của ngành công nghiệp trên FEC cao nhất. Kịch bản GT có tỷ trọng điện trên FEC của ngành công nghiệp vào năm 2050 cao thứ hai; mức tiêu thụ methanol cao hơn trong lĩnh vực giao thông vận tải trong kịch bản GT rất phù hợp với nguồn điện giá phải chăng hơn để điện hóa các ngành công nghiệp.

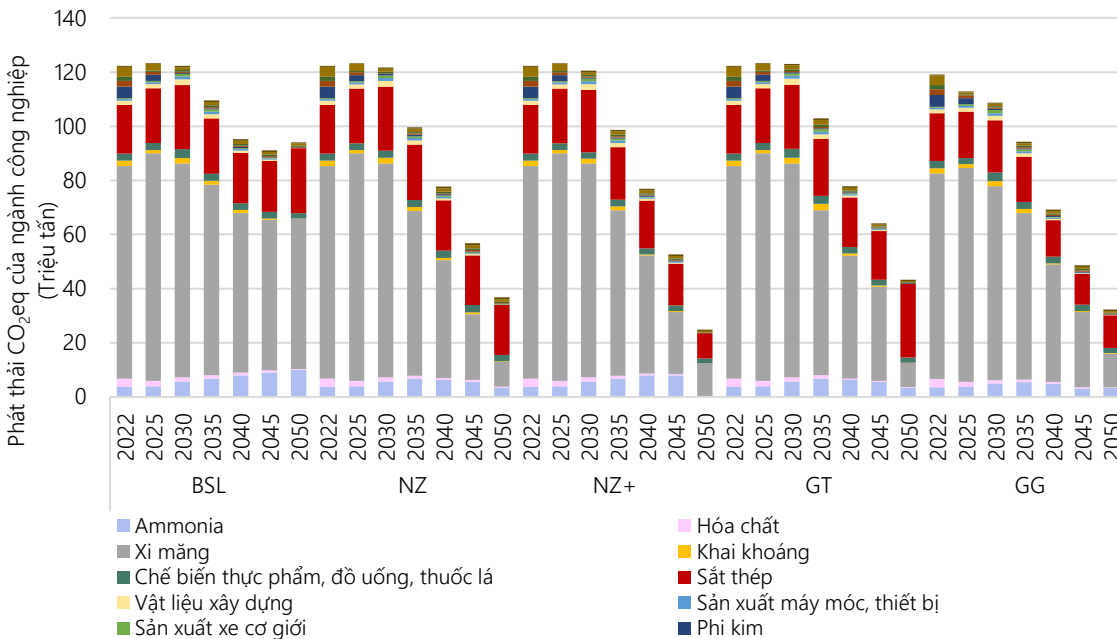
Sinh khối là nhiên liệu được sử dụng nhiều thứ hai trong tương lai, với tỷ trọng tăng từ 13% năm 2019 lên 14%-27% vào năm 2050 và chiếm tỷ trọng thấp nhất so với các loại nhiên liệu được sử dụng trong các kịch bản có tỷ trọng điện hóa cao nhất (kịch bản GT và NZ+). Tổng tỷ trọng của điện và sinh khối trong FEC của các ngành công nghiệp rất ổn định trong các kịch bản. Trong kịch bản BSL, tỷ lệ này lên tới 85% vào năm 2050, 81%-82% trong các kịch bản NZ, ngoại trừ trong kịch bản NZ+ có tổng tỷ trọng điện và sinh khối vào năm 2050 là 87%. Hydrogen không đóng bất kỳ vai trò nào trong kịch bản BSL, trong khi ở các kịch bản NZ, hydrogen sẽ phát huy vai trò từ năm 2040-2045, chiếm tới 4-9% FEC vào năm 2050.



**Hình 8.2 Mức tiêu thụ năng lượng cuối cùng của ngành công nghiệp [PJ] theo các kịch bản**

Phát thải CO<sub>2</sub>eq từ các phân ngành công nghiệp, bao gồm phát thải liên quan đến năng lượng và quá trình được trình bày trong Hình 8.3. Tổng phát thải gần như đồng đều trong kịch bản BSL và các kịch bản biến thể - giảm từ khoảng 118 triệu tấn trong năm cơ sở xuống 94 triệu tấn vào năm 2050. Trong các kịch bản NZ, lượng phát thải giảm xuống còn 25-43 triệu tấn vào năm 2050, điều này thể hiện rằng các mục tiêu phát thải là cần thiết cho quá trình khử carbon trong các ngành công nghiệp.

Sắt thép và xi măng hiện là những nguồn phát thải lớn nhất và sẽ tiếp tục là những nguồn phát thải lớn nhất trong tương lai. Tổng tỷ trọng phát thải của hai phân ngành này ở mức từ 78% vào năm 2019 lên 69%-88% vào năm 2050. Kịch bản NZ+ cho thấy tỷ trọng phát thải CO<sub>2</sub> cao nhất của phân ngành sắt thép và xi măng là 88% vào năm 2050. Lý do là vì, không giống như các kịch bản khác, trong đó tất cả các phân ngành công nghiệp vẫn phát thải vào năm 2050, 7 trong số 14 phân ngành vào năm 2050 được khử carbon hoàn toàn trong kịch bản NZ+ và toàn bộ ngành công nghiệp sẽ giảm phát thải 79%.



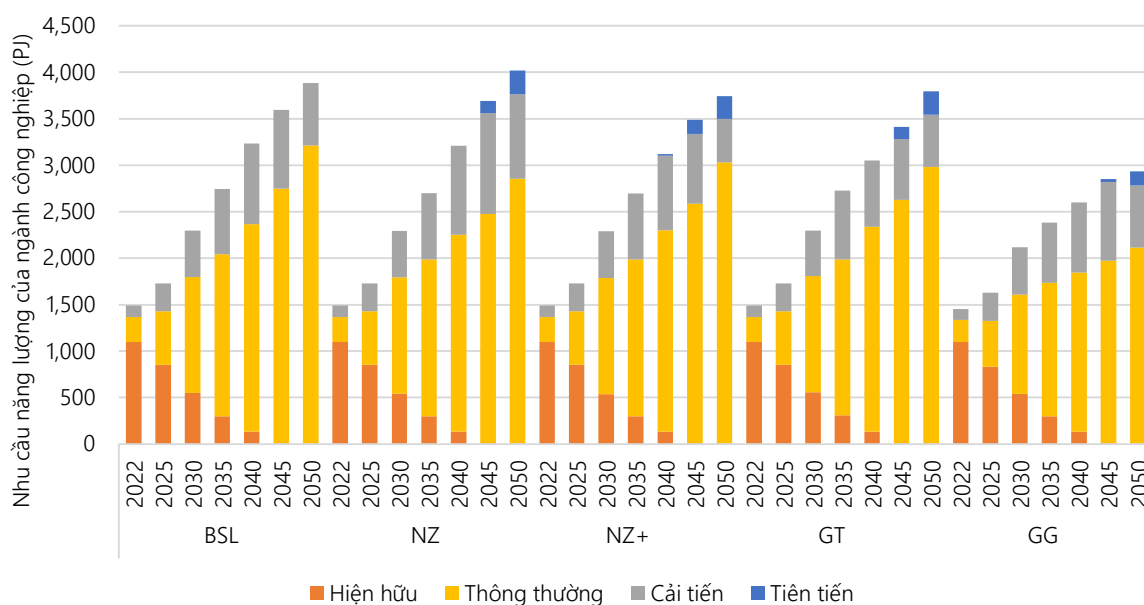
**Hình 8.3 Phát thải CO<sub>2</sub>eq của các phân ngành công nghiệp**

Phát thải liên quan đến quá trình công nghiệp trong kịch bản BSL tăng trong suốt giai đoạn phân tích và đạt 70 triệu tấn vào năm 2050. Phân ngành xi măng cho đến nay là ngành có phát thải liên quan đến quá trình lớn nhất trong kịch bản BSL, mặc dù tỷ trọng của phân ngành này giảm từ 90% năm 2019 xuống 77% trong 2050. Trong các kịch bản NZ, phát thải liên quan đến quá trình vào năm 2050 được giữ ở mức dưới 20 triệu tấn thông qua mục tiêu phát thải, cho thấy phát thải liên quan đến quá trình của phân ngành xi măng sẽ giảm mạnh. Trong kịch bản NZ và GG, phân ngành sắt và thép sẽ phát thải nhiều hơn phân ngành xi măng vào năm 2050. Sản xuất ammonia giúp giảm lượng phát thải từ quá trình công nghiệp xuống bằng không vào năm 2050 trong kịch bản NZ+.

Các quá trình công nghiệp hiện tại sẽ hết tuổi thọ vào năm 2045 và cần được thay thế, đồng thời cũng cần lắp đặt quá trình mới để đáp ứng nhu cầu tăng trưởng. Hình 8.4 thể hiện việc đáp ứng nhu cầu năng lượng công nghiệp theo mức độ hiệu quả sử dụng năng lượng. Các quá trình "hiện hữu" tồn tại trong năm cơ sở, trong khi mức "Thông thường", "Cải tiến" và "Tiên tiến" đề cập đến mức độ hiệu quả năng lượng ngày càng tăng của các quá trình mới.

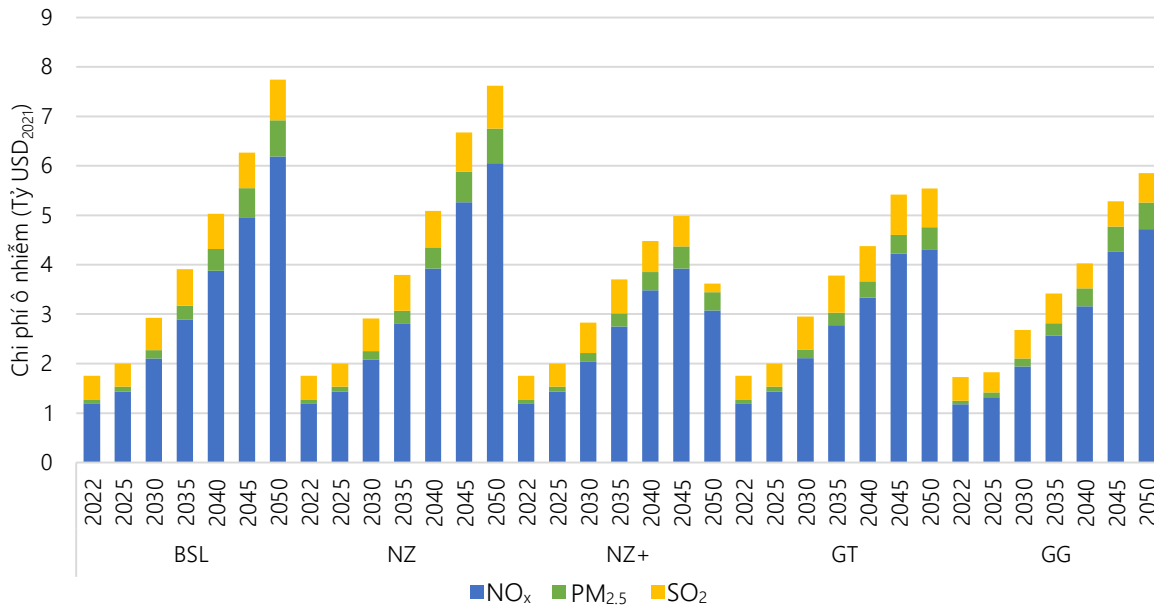
Đến năm 2040, tất cả các quá trình "Hiện hữu" sẽ hết vòng đời. Trong kịch bản BSL, các quá trình "Thông thường" chiếm ưu thế, trong khi các phương án hiệu quả nhất ("Tiên tiến") chỉ là một phần của giải pháp trong các kịch bản NZ và vẫn ở một mức độ hạn chế (tối đa là 7% vào năm 2050 trong kịch bản NZ+).

Trong các kịch bản NZ vào năm 2050, phần lớn (khoảng 95%) nhu cầu được đáp ứng bởi các quá trình "Thông thường" và "Cải tiến", trong đó quá trình "Thông thường" đáp ứng 71%-81% nhu cầu và 13%-23% được cung cấp bằng các quá trình "Cải tiến". Các quá trình "Tiên tiến" chỉ được áp dụng trong lĩnh vực xi măng.



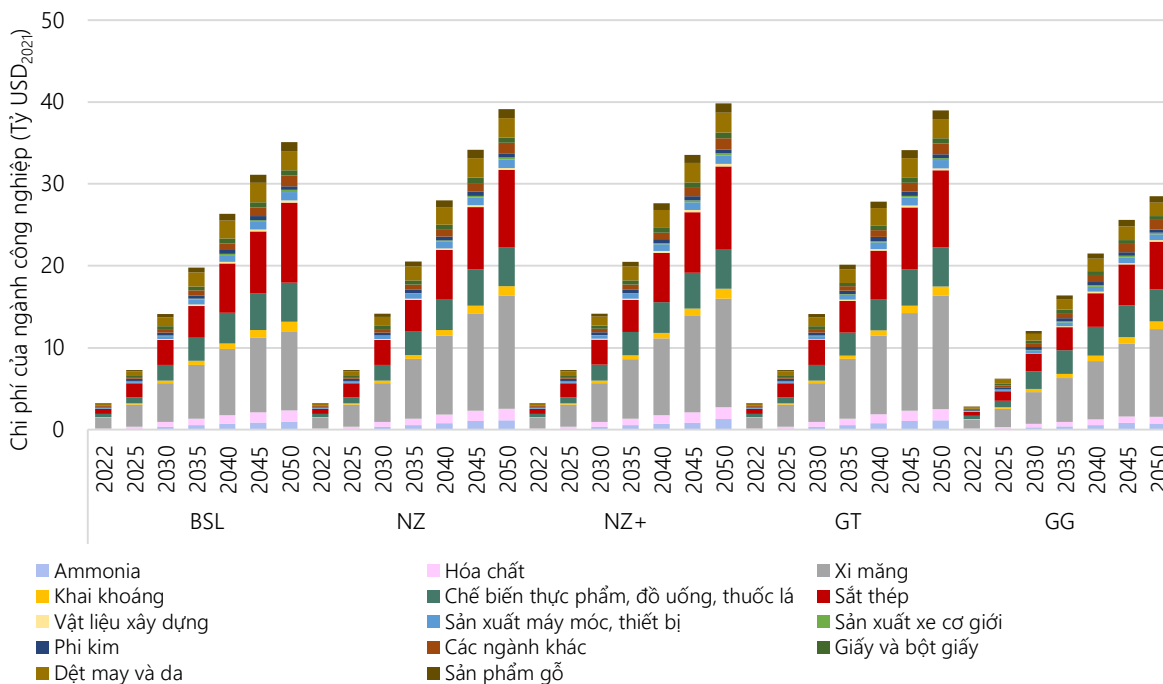
**Hình 8.4 Nhu cầu năng lượng trong lĩnh vực công nghiệp của các thiết bị có mức hiệu quả năng lượng khác nhau [PJ].**

Chi phí do ô nhiễm không khí từ khu vực công nghiệp được trình bày trong Hình 8.5. Có thể quan sát thấy một số xu hướng. Đầu tiên, chi phí ô nhiễm không khí tăng lên trong mọi kịch bản. Mức tăng cao nhất trong khoảng thời gian từ năm 2019 đến năm 2050 được ghi nhận trong kịch bản BSL, với mức tăng 5,4 lần. Trong các kịch bản NZ, mức tăng là từ 2,5 lần (kịch bản NZ+) đến 5,3 lần (kịch bản NZ). Thứ hai, trong tất cả các kịch bản ngoại trừ kịch bản GT, chi phí ô nhiễm không khí không đạt đỉnh trước năm 2050. Chỉ trong kịch bản NZ+, phát thải ô nhiễm không khí đạt đỉnh vào năm 2045. Trong đó, khí thải NO<sub>x</sub> vẫn là nguồn chi phí ô nhiễm không khí chính trong tất cả các kịch bản với khoảng 80% chi phí vào năm 2050. Nguồn phát thải NO<sub>x</sub> chính là than trong giai đoạn đầu và sinh khối trong giai đoạn đến gần năm 2050.



**Hình 8.5 Chi phí ô nhiễm của ngành công nghiệp**

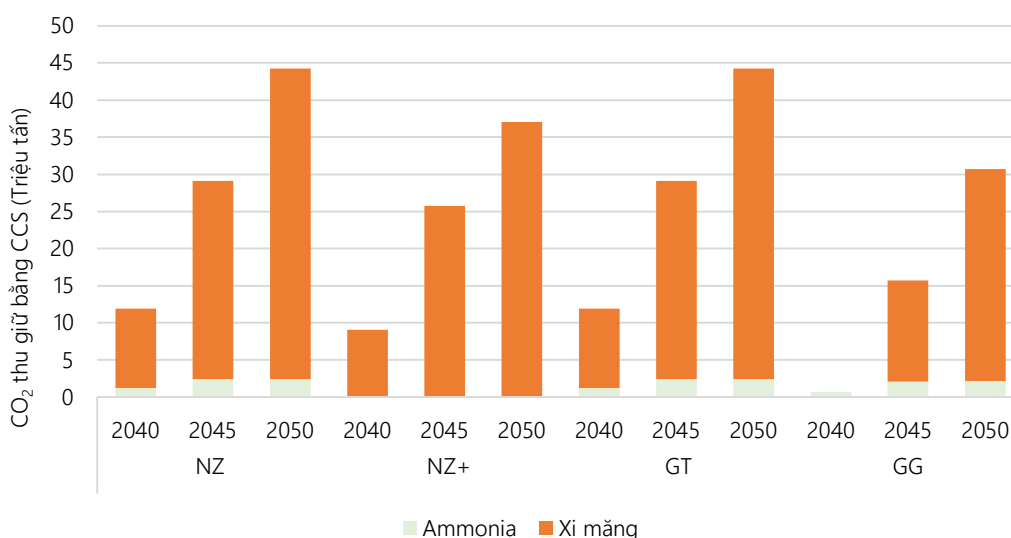
Trong số 14 phân ngành công nghiệp, xi măng, sắt thép và thực phẩm và đồ uống có chi phí ô nhiễm cao nhất (Hình 8.6). Tỷ trọng tương đối của phân ngành xi măng đang giảm và tỷ trọng của phân ngành sắt thép tăng lên trong kịch bản BSL, khiến cả hai phân ngành có chi phí tổn kém như nhau vào năm 2050, chiếm khoảng 28% tổng chi phí ô nhiễm của các ngành công nghiệp. Trong tất cả các kịch bản khác, tỷ trọng phân ngành sắt thép trong chi phí của toàn ngành công nghiệp đứng ở mức 20%-25% và phân ngành xi măng là 35%-40% trong suốt giai đoạn phân tích. Trong tất cả các kịch bản, bao gồm kịch bản BSL, tỷ trọng của phân ngành thực phẩm và đồ uống là 10% -15%. Tỷ trọng công nghiệp trên tổng nhu cầu công nghiệp và các giả định về tăng trưởng của các phân ngành là yếu tố dẫn đến kết quả này. Chi phí nhiên liệu và ô nhiễm không khí không được bao gồm trong Hình 8.6.



**Hình 8.6 Chi phí của các phân ngành công nghiệp**

Việc sử dụng công nghệ CCS là cần thiết trong các kịch bản NZ để đạt được mục tiêu phát thải ròng bằng không (Hình 8.7). Kết quả này đưa đến một số nhận định sau: Thứ nhất, công nghệ CCS là cần thiết để khử carbon cho ngành công nghiệp trong các kịch bản NZ; Thứ hai, các công nghệ CCS chỉ xuất hiện trong các kịch bản NZ, có nghĩa là chúng được thúc đẩy bởi các mục tiêu khí hậu chứ không chỉ là khả năng cạnh tranh về chi phí thuần túy; Thứ ba, CCS xuất hiện từ năm 2040-2045, hầu như chỉ trong lĩnh vực xi măng, với khả năng thu giữ 30-45 triệu tấn CO<sub>2</sub>eq vào năm 2050.

Khi triển khai CCS quy mô lớn trong ngành công nghiệp ở Việt Nam, cần xem xét đến vị trí địa lý của các cơ sở công nghiệp. Mặc dù báo cáo này không phân tích việc bố trí địa điểm của các tiểu ngành công nghiệp và cơ sở lưu trữ carbon theo vùng, nhưng có thể thấy lợi ích tiềm năng của việc phát triển các cụm CCS, ví dụ giúp giảm chi phí thông qua cơ sở hạ tầng dùng chung. Các yếu tố này cần được nghiên cứu và xem xét, đặc biệt là trong giai đoạn phát triển CCS ban đầu.



Hình 8.7 Sử dụng CCS trong các phân ngành công nghiệp thích hợp trong các kịch bản

### 8.3 Các thông điệp và khuyến nghị chính

#### Điện hóa tất cả các quá trình công nghiệp khi công nghệ sẵn sàng

Vào năm 2050, điện có thể chiếm 58-73% năng lượng tiêu thụ cuối cùng của các ngành công nghiệp, tùy theo kịch bản. Sử dụng điện là một trong những giải pháp có chi phí thấp nhất để tăng hiệu suất và giảm phát thải, đặc biệt khi sử dụng điện thay thế các nhiên liệu truyền thống. Do các ngành công nghiệp đang phát triển nhanh chóng, việc chuyển đổi cần được thực hiện mạnh mẽ và tập trung vào các phân ngành có mức tiêu thụ năng lượng lớn và có tiềm năng giảm phát thải thông qua sử dụng điện hoặc sinh khối để thay thế than.

Khuyến nghị:

- Nghiên cứu xây dựng cơ chế chính sách hỗ trợ chuyển đổi các dây chuyền sản xuất công nghiệp sang sử dụng điện sớm nhất có thể.
- Xem xét quy định bắt buộc sử dụng điện đối với các quá trình cụ thể khi xây dựng cơ sở mới hoặc chuyển đổi sang sử dụng thiết bị mới. Giải pháp này có thể bao gồm việc xây dựng lộ trình thực hiện chuyển đổi sử dụng điện trong công nghiệp từ cơ chế tự nguyện sang bắt buộc.
- Loại bỏ sử dụng than cho mục đích cung cấp năng lượng trong đầu tư dây chuyền hoặc thiết bị công nghiệp mới từ năm 2030 và tiến tới không sử dụng than trong các ngành công nghiệp từ năm 2040 trừ khi kết hợp các biện pháp thu giữ và lưu trữ carbon.

#### Tập trung chuyển đổi nhiên liệu của các phân ngành công nghiệp phát thải cao

Các phân ngành công nghiệp nặng như sắt, thép và xi măng hiện chiếm tỷ trọng lớn trong tổng tiêu thụ năng lượng của ngành công nghiệp tại Việt Nam. Tuy nhiên, tỷ trọng của các phân ngành này trong tổng tiêu thụ năng

lượng của ngành công nghiệp có thể giảm từ 42% xuống còn 23-25% vào năm 2050. Hơn nữa, các lĩnh vực này cũng chiếm tỷ trọng phát thải KNK lớn nhất, không bao gồm phát thải liên quan đến các quá trình công nghiệp. Lượng phát thải lên tới 69 triệu tấn trong kịch bản BSL vào năm 2050, và giảm xuống còn 20 triệu tấn trong kịch bản NZ.

*Khuyến nghị: Tập trung vào các ngành công nghiệp khó giảm phát thải, áp dụng các biện pháp sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả, chuyển đổi nhiên liệu sang điện và sinh khối cũng như thúc đẩy sản xuất vật liệu xây dựng bền vững hơn.*

- *Nghiên cứu thực hiện thí điểm quá trình sản xuất xi măng phát thải carbon thấp hoặc không phát thải carbon. Từ năm 2030, nghiên cứu áp dụng cơ chế hỗ trợ sản xuất thép xanh sử dụng điện và hydrogen xanh thay cho than.*
- *Thúc đẩy sử dụng năng lượng tiết kiệm và hiệu quả trong ngành xi măng và nghiên cứu trợ giá cho việc chuyển đổi sang thiết bị sử dụng năng lượng hiệu quả.*
- *Xây dựng và triển khai các chương trình giáo dục chuyên sâu tập trung vào quá trình chuyển đổi của các phân ngành phát thải cao nhất.*
- *Hỗ trợ các ngành công nghiệp của Việt Nam đáp ứng yêu cầu của các cơ chế quản lý carbon theo thông lệ quốc tế, như cơ chế Điều chỉnh biên giới carbon (CBAM), nhằm hỗ trợ quá trình chuyển đổi xanh dài hạn của Việt Nam.*

### **Chuẩn bị cho nhu cầu thu giữ và lưu trữ carbon (CCS) trong các phân ngành được chọn**

Kịch bản NZ bao gồm các khoản đầu tư hệ thống CCS để hấp thụ gần 50 triệu tấn CO<sub>2</sub> vào năm 2050. Do đó, để đáp ứng mục tiêu phát thải ròng bằng không, CCS là một giải pháp công nghệ cho Việt Nam, mặc dù giải pháp này được sử dụng chủ yếu trong công nghiệp từ năm 2040 (với dự kiến 88% CO<sub>2</sub> được thu giữ vào năm 2050) chứ không ưu tiên áp dụng trong các nhà máy điện vì rất tốn kém.

*Khuyến nghị:*

- *Nên sớm bắt đầu chuẩn bị cho áp dụng lưu trữ CO<sub>2</sub> từ năm 2030.*
- *CCS nên được ưu tiên cho các mục đích công nghiệp và có thể nghiên cứu tính khả thi của sử dụng CCS trong giải pháp đốt rác.*
- *Các cơ sở sản xuất xi măng và ammonia mới từ năm 2030 nên chuẩn bị sẵn sàng cơ sở thu giữ carbon để xử lý khí thải.*

## 9. Các ngành dân dụng, dịch vụ và nông nghiệp

### 9.1 Tổng quan và xu hướng

#### Các giả định chính về tình hình phát triển ngành dân dụng, dịch vụ và nông nghiệp

Tốc độ tăng dân số, tốc độ tăng trưởng GDP và tốc độ tăng trưởng GDP bình quân đầu người là những động lực thúc đẩy nhu cầu dịch vụ năng lượng cho các ngành dân dụng, dịch vụ và nông nghiệp. Nhu cầu năng lượng trong ngành dân dụng và dịch vụ gồm sử dụng nhiệt, điều hòa không khí, nấu ăn, chiếu sáng, thiết bị điện và các mục đích sử dụng khác. Chiếu sáng đường phố thuộc ngành dịch vụ. Ngành dân dụng được chia thành thành thị và nông thôn.

Nhu cầu dịch vụ năng lượng trong các ngành dân dụng, dịch vụ và nông nghiệp đang tăng lên trong mọi kịch bản trong tương lai. Tốc độ tăng trưởng GDP trung bình được áp dụng là 6,5%/năm trong tất cả các kịch bản ngoại trừ kịch bản NZ-GDP+ trong đó áp dụng tốc độ tăng trưởng GDP là 7,5%/năm. Trong kịch bản GG, tốc độ tăng trưởng GDP được giữ ở mức 6,5% nhưng tốc độ tăng trưởng của ngành được thay đổi để nhấn mạnh các ngành có giá trị gia tăng cao nhưng sử dụng ít năng lượng hơn, như ngành dịch vụ và các quy trình sản xuất có giá trị cao hơn trong phân khúc ngành này (xem Chương 8). Ngược lại với tất cả các kịch bản khác, trong kịch bản GG, tỷ trọng ngành công nghiệp giảm từ 40% vào năm 2050 (kịch bản NZ) xuống còn 30% (kịch bản GG), trong khi tỷ trọng dịch vụ 50% (kịch bản NZ) tăng lên 60% (kịch bản GG).

Những giả định này phản ánh các ưu tiên và xu hướng kinh tế đang thay đổi trong những thập kỷ tới, như được nêu trong Quy hoạch tổng thể quốc gia giai đoạn 2021-2030, trong đó mục tiêu tăng trưởng GDP trung bình hàng năm từ 6,5% đến 7,5%, cùng với 70-75% mức độ đô thị hóa vào năm 2050.

Kịch bản GG tập trung vào một hệ thống, trong đó tỷ trọng đóng góp cho GDP theo ngành thậm chí còn chuyển dịch nhanh hơn từ các ngành sử dụng nhiều năng lượng sang ngành dịch vụ, trong khi nhìn chung vẫn duy trì được năng suất quốc gia (GDP).

Các công nghệ phía nhu cầu hiện có trong các ngành dân dụng và dịch vụ được phân thành ba mức hiệu quả năng lượng: thông thường, cải tiến và tiên tiến, trong đó mức tiên tiến biểu thị hiệu quả cao nhất. Trong kịch bản BSL, mức độ đáp ứng các nhu cầu sử dụng cuối khác nhau theo danh mục bị ràng buộc, với tỷ trọng hàng năm tăng dần, đạt 100% đối với công nghệ thông thường và cải tiến, và lần lượt là 75% và 50% đối với công nghệ tiên tiến trong các ngành dân dụng và dịch vụ; không có ràng buộc nào trong các kịch bản NZ.

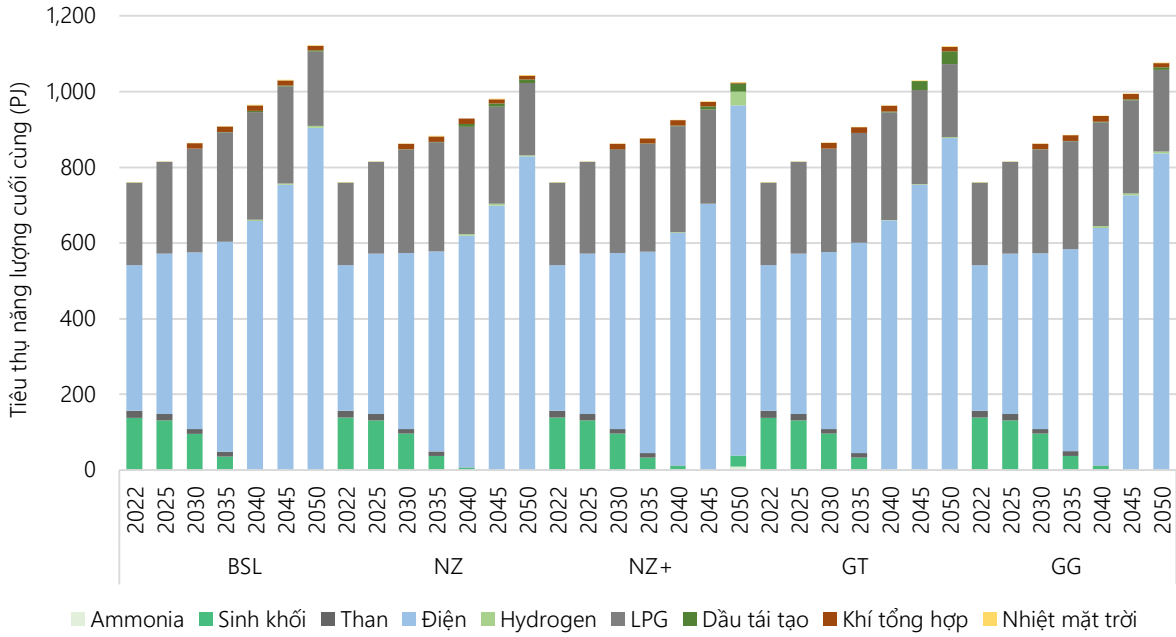
### 9.2 Các kết quả chính

Hình 9.1 minh họa tiêu thụ năng lượng cuối cùng (FEC) trong các ngành dân dụng, dịch vụ và nông nghiệp. Tất cả các kịch bản đều có sự phát triển tương tự nhau, ngoại trừ kịch bản NZ+. Điện sẽ trở thành loại năng lượng chủ đạo được sử dụng trong các ngành dân dụng, dịch vụ và nông nghiệp. Tỷ trọng điện tăng từ 50% vào năm 2019 lên 77%-83% trong tất cả các kịch bản ngoại trừ kịch bản NZ+, với tỷ trọng tăng lên 90%. LPG là nhiên liệu được sử dụng nhiều thứ hai năm 2019; tỷ trọng LPG giảm từ 28% vào năm 2019 xuống còn 15-21% vào năm 2050 trong mọi kịch bản, trừ kịch bản NZ+. Sinh khối sẽ được loại bỏ dần trong giai đoạn từ năm 2040 đến năm 2045. Nhu cầu gần như giống nhau trong tất cả các kịch bản ngoại trừ kịch bản NZ-GDP+ và kịch bản GG, do đó, sự khác biệt về tiêu thụ năng lượng cuối cùng là do mức độ điện hóa và cải thiện hiệu quả sử dụng năng lượng khác nhau. Các kịch bản NZ nhìn chung có FEC thấp hơn so với kịch bản BSL sau năm 2030, vì kịch bản BSL có hạn chế về tỷ trọng của các công nghệ "Cải tiến" và "Tiên tiến".

Theo Hình 9.1 nhu cầu năng lượng cuối cùng trong các ngành dân dụng, dịch vụ và nông nghiệp nhìn chung có xu hướng tương tự nhau, chỉ có sự khác biệt ở kịch bản NZ+, trong đó LPG bị loại bỏ ngay trước năm 2050.

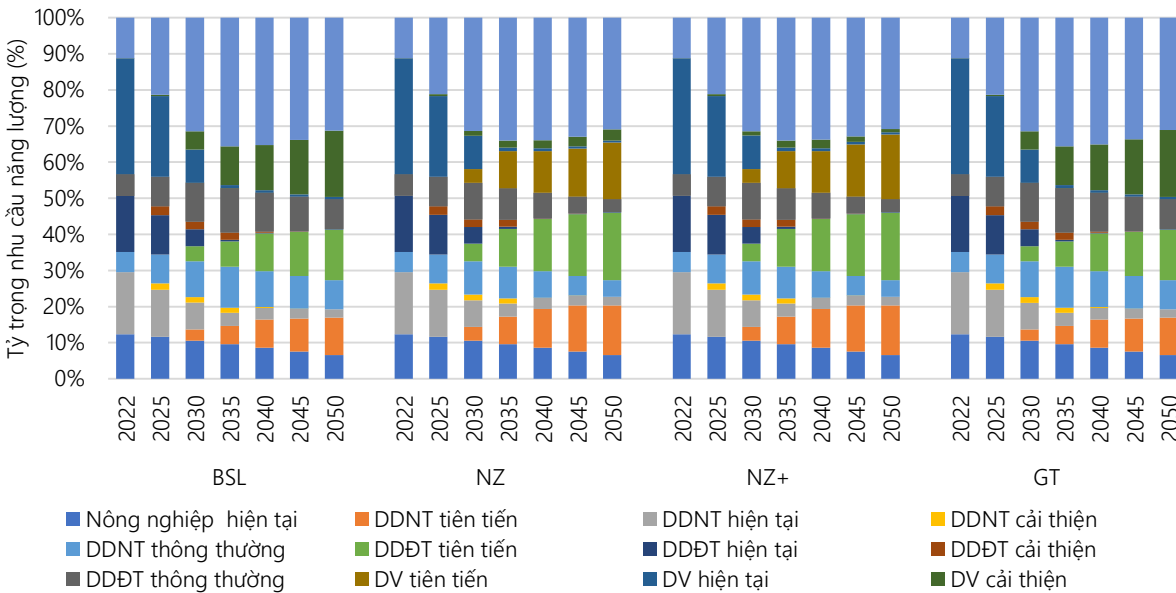
Hình 9.2 thể hiện mức độ thâm nhập của các công nghệ với các mức hiệu quả năng lượng khác nhau trong ngành dân dụng, dịch vụ và nông nghiệp (DDNT-Dân dụng nông thôn, DDĐT-Dân dụng đô thị, DV-Dịch vụ, NN-Nông nghiệp). Các quá trình công nghệ hiện tại đang đi đến giai đoạn cuối vòng đời và do đó tỷ trọng của chúng giảm xuống còn lại khoảng 24% vào năm 2030 và 3% vào năm 2050. Cả ba mức hiệu quả năng lượng trong các lĩnh vực nói trên được trình bày trong Hình 9.2 đóng vai trò: "Hiện tại" cho đến năm 2035, "Thông thường" trong suốt thời kỳ và "Tiên tiến" sau năm 2025. Chỉ có sự khác biệt nhỏ giữa các kịch bản. Hiệu quả năng lượng không được

đề cập trong lĩnh vực nông nghiệp, điều này làm tăng thêm sự khác biệt nhỏ giữa các kịch bản. Cấp độ "Tiên tiến" tăng lên từ năm 2025 và chiếm tỷ trọng đáp ứng nhu cầu lớn nhất trong tất cả các kịch bản NZ vào năm 2050, trừ kịch bản GT, nhưng bao gồm kịch bản BSL-EE. Tỷ trọng quá trình "Thông thường" đạt đỉnh vào năm 2025 và giảm xuống cho đến năm 2050.



**Hình 9.1** Mức tiêu thụ năng lượng cuối cùng của các ngành dân dụng, dịch vụ và nông nghiệp trong các kịch bản chính

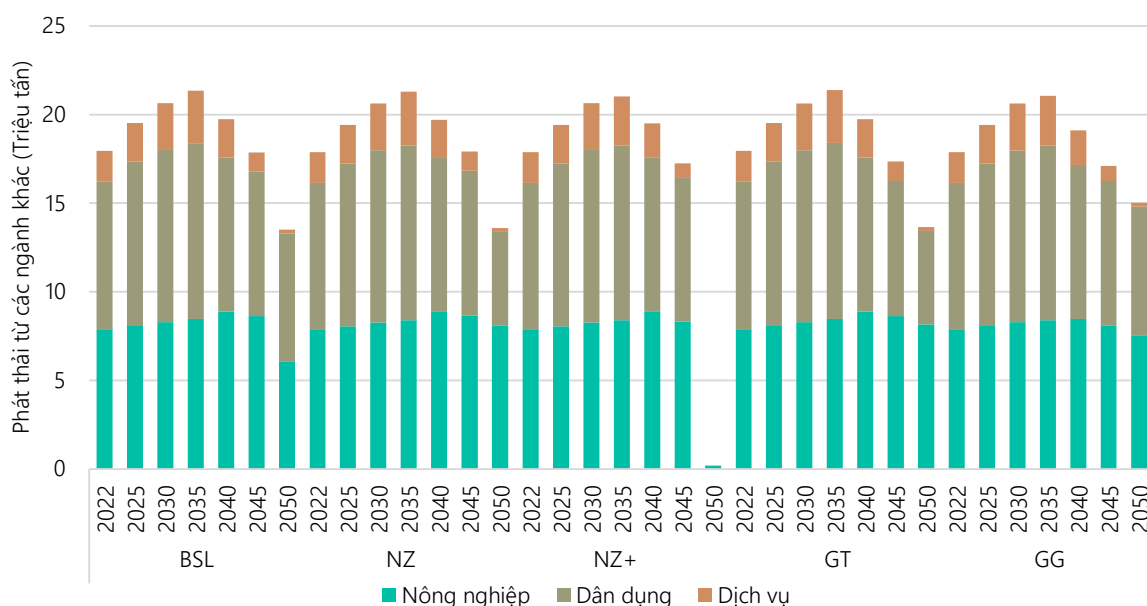
Nhu cầu về dịch vụ năng lượng trong ngành dân dụng, đặc biệt là các thiết bị điện, chiếu sáng và điều hòa không khí được cung cấp bởi các thiết bị ("Tiên tiến") ngay cả trong kịch bản BSL. Nhu cầu được cung cấp bởi các thiết bị "Tiên tiến" ở nông thôn lớn hơn so với khu vực thành thị. Mặt khác, điều hòa không khí trong ngành dịch vụ được cung cấp từ các thiết bị "Cải tiến" trong kịch bản BSL và "Tiên tiến" trong các kịch bản khác. Ngược lại, nấu ăn và chiếu sáng ở nông thôn trong ngành dịch vụ được cung cấp bởi các thiết bị "Thông thường", tức là những thiết bị mới kém hiệu quả nhất, trong mọi kịch bản.



**Hình 9.2** Tỷ trọng nhu cầu năng lượng trong các lĩnh vực dân dụng, dịch vụ và nông nghiệp được cung cấp bởi các quá trình có mức hiệu quả năng lượng khác nhau

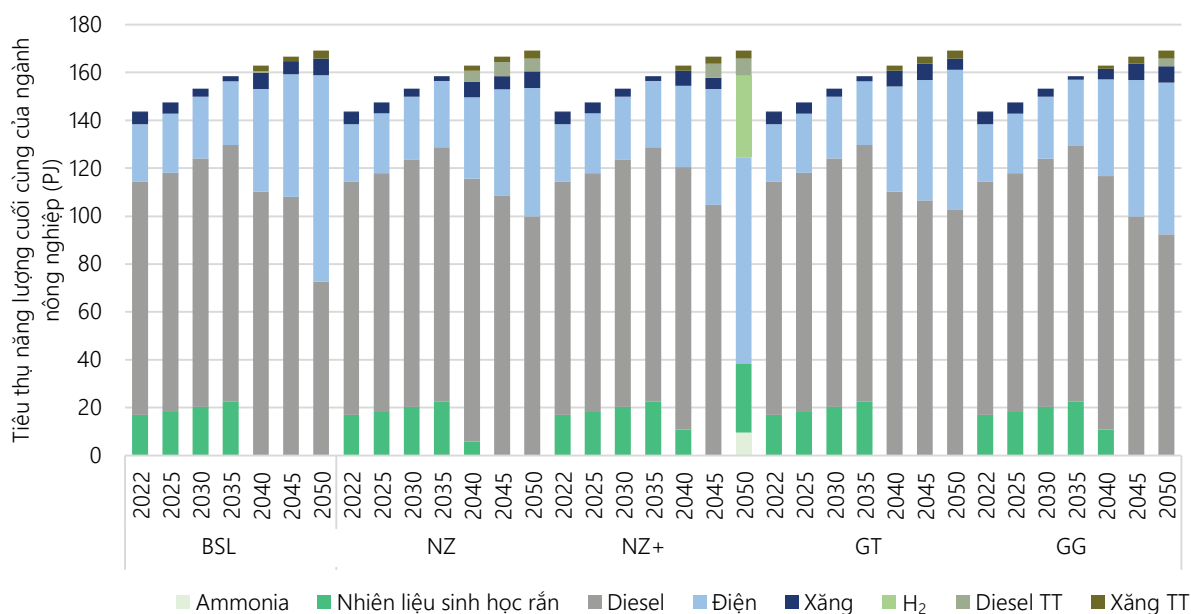
Hình 9.3 thể hiện mức phát thải CO<sub>2</sub>eq từ các lĩnh vực dân dụng, dịch vụ và nông nghiệp. Tất cả các kịch bản đều có mô hình phát triển giống nhau, trừ kịch bản NZ+. Trong tất cả các kịch bản ngoại trừ kịch bản NZ+, lượng phát thải giảm từ 16 triệu tấn vào năm 2019 xuống 11,5-15,3 triệu tấn vào năm 2050, trong khi lượng phát thải còn lại vào năm 2050 ở kịch bản NZ+ gần chạm ngưỡng 0. Đỉnh phát thải vào năm 2035 trong tất cả các kịch bản chỉ là trên 20 triệu tấn.

Các dịch vụ gần như đều được khử carbon trong mọi kịch bản, không phụ thuộc vào nhu cầu tăng trưởng. Trong lĩnh vực dân dụng và dịch vụ, lượng phát thải còn lại duy nhất vào năm 2050 là từ các lò hơi sử dụng LPG để nấu ăn và gia nhiệt.



**Hình 9.3 Phát thải từ các ngành dân dụng, dịch vụ và nông nghiệp trong các kịch bản chính**

Nhu cầu nhiên liệu trong lĩnh vực nông nghiệp được thể hiện trong Hình 9.4. Nhu cầu năng lượng tăng 18% từ năm 2022 đến năm 2050, với những diễn biến rất giống nhau trong mọi kịch bản.



**Hình 9.4 Tiêu thụ năng lượng cuối cùng của ngành nông nghiệp trong các kịch bản chính**

Tỷ trọng điện năng không đổi cho đến năm 2040 và tăng lên sau đó. Tỷ trọng điện tăng ở kịch bản BSL và NZ+ mạnh hơn so với các kịch bản khác. Ở kịch bản BSL, không có nhiều sự cạnh tranh về điện từ các ngành khác, do đó điện giá rẻ đang thay thế dầu diesel trên cơ sở chi phí. Ở kịch bản NZ+, điện không phát thải là giải pháp rẻ nhất để tránh phát thải trong lĩnh vực nông nghiệp. Trong các kịch bản khác, nhu cầu điện trên toàn hệ thống cao hơn và do đó, có sự cạnh tranh mạnh mẽ hơn giữa các ngành về sử dụng điện nhằm đạt được mục tiêu khử carbon; điều này dẫn đến tỷ trọng điện năng thấp hơn vào năm 2050. Diesel đóng vai trò quan trọng vào năm 2050 trong mọi kịch bản, ngoại trừ trong kịch bản NZ+, nơi hệ thống năng lượng bị đẩy đến giới hạn và cần tránh mọi phát thải. Hạn chế của phương pháp mô hình hóa hiện nay là nông nghiệp được mô hình hóa như một quá trình tổng hợp nhu cầu với hiệu quả đơn. Do đó, tất cả các kịch bản đều phục vụ nhu cầu năng lượng cuối cùng như nhau không tính đến FEC, trong khi điện hóa không dẫn đến giảm FEC.

## 10. Ô nhiễm không khí

### 10.1 Tổng quan và xu hướng

Ô nhiễm không khí là mối lo ngại lớn về sức khỏe ở Việt Nam. Công nghiệp tăng trưởng nhanh chóng góp phần vào sự phát triển kinh tế của đất nước, cùng với việc sử dụng phương tiện cơ giới và quá trình đô thị hóa ngày càng tăng, dẫn đến gia tăng đáng kể tình trạng ô nhiễm không khí, đặc biệt là ở các thành phố lớn như Hà Nội và Thành phố Hồ Chí Minh.

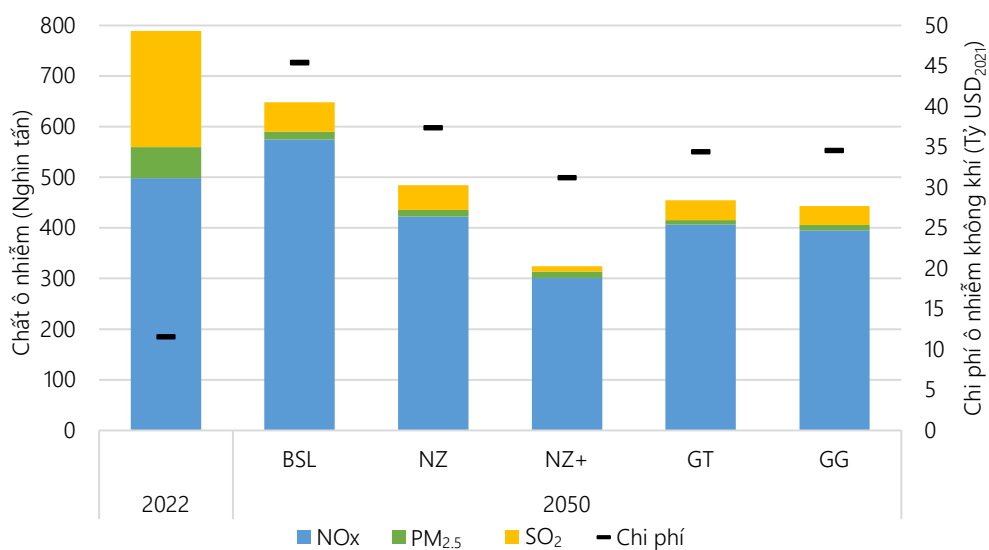
Theo Báo cáo Chất lượng Không khí Thế giới 2023, Hà Nội xếp thứ 8 trong số các thủ đô ô nhiễm nhất toàn cầu và chưa có thành phố nào ở Việt Nam được ghi nhận đạt mức hướng dẫn PM<sub>2.5</sub> hàng năm của WHO trong năm 2023 (IQAir, 2023).

Theo báo cáo “Năng lượng và ô nhiễm không khí” năm 2016 của Cơ quan Năng lượng Quốc tế (IEA), ngành năng lượng là một trong những nguồn gây ô nhiễm không khí đáng kể với gần như tất cả lượng khí thải dioxit lưu huỳnh (SO<sub>2</sub>) và ôxít nitơ (NO<sub>x</sub>) và khoảng 85% lượng khí thải dạng hạt (PM) có nguồn gốc từ quá trình sản xuất và sử dụng năng lượng phục vụ các nhu cầu của con người, chủ yếu từ việc đốt các nhiên liệu hóa thạch như than, dầu, khí tự nhiên cũng như các loại sinh khối và rác thải. Do đó, lợi ích đồng thời của việc thực hiện các biện pháp giảm phát thải CO<sub>2</sub>, chẳng hạn như giảm sản xuất điện than và tăng điện hóa (dựa vào NLTT) trong các lĩnh vực sử dụng cuối, có thể trực tiếp cải thiện chất lượng không khí.

Phát thải ô nhiễm không khí có ảnh hưởng kinh tế trực tiếp về chi phí chăm sóc sức khỏe cao hơn và hậu quả kinh tế gián tiếp về tác động đến chất lượng cuộc sống và môi trường. Cải thiện chất lượng không khí đã trở thành trọng tâm ở Việt Nam, chẳng hạn như QHĐ8 đã đưa chi phí ô nhiễm không khí vào phân tích. Tương tự, tất cả các kịch bản của EOR đều tính đến chi phí ô nhiễm không khí và bằng cách này, tích hợp các tác động đến sức khỏe và môi trường của ô nhiễm không khí vào mô hình hóa và quy hoạch năng lượng.

### 10.2 Các kết quả chính

Trong khung mô hình EOR, khí thải gây ô nhiễm không khí từ NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub> và PM<sub>2.5</sub> được tính cho mọi lĩnh vực (bao gồm điện, giao thông, công nghiệp, cung ứng, dân dụng, dịch vụ và nông nghiệp) và công nghệ. Các chi phí y tế liên quan được tính đến trong tất cả các kịch bản, với đơn vị chi phí cho mỗi lần phát thải thay đổi theo ngành tùy thuộc vào mức độ phơi nhiễm của con người. Kết quả là, chi phí trên mỗi đơn vị phát thải gây ô nhiễm không khí từ các lĩnh vực dân dụng và dịch vụ cao hơn đáng kể so với chi phí phát thải tương đương từ các lĩnh vực khác (cao hơn từ 2-5 lần so với phát thải công nghiệp), ngoại trừ hàng không nội địa.



Hình 10.1 Mức ô nhiễm không khí và chi phí ô nhiễm không khí trong năm 2022 và 2050 trong các kịch bản chính

Hơn nữa, chi phí đơn vị của ô nhiễm không khí tăng theo thời gian vì chi phí xã hội của ô nhiễm không khí được giả định sẽ tăng theo sự phát triển kinh tế của Việt Nam (dùng GDP PPP làm thước đo). Chi phí trên mỗi đơn vị tăng 8 lần trong khoảng thời gian từ 2020 đến 2050 đối với tất cả các lĩnh vực. Để biết thêm thông tin về chi phí ô nhiễm không khí, tham khảo Báo cáo kỹ thuật của báo cáo này (EREA & DEA, 2024) và phương pháp tính toán lượng phát thải ô nhiễm không khí được áp dụng trong EOR21 (EREA & DEA, 2022).

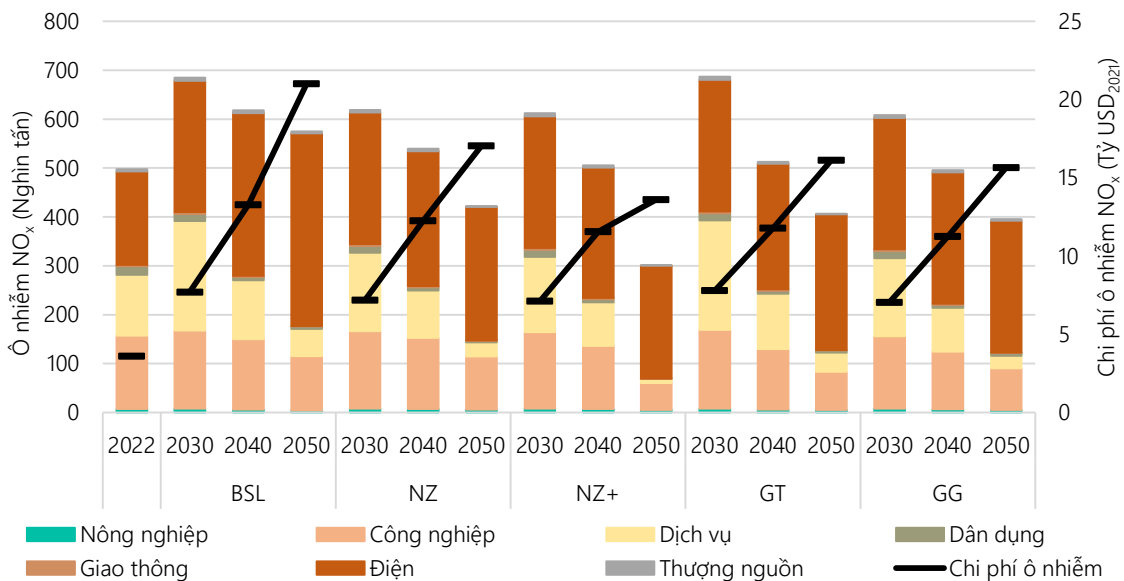
Trong tất cả các kịch bản, tổng mức ô nhiễm không khí sẽ giảm vào năm 2050 so với giá trị hiện nay; tuy nhiên, mức giảm đạt được sẽ khác nhau đối với chất gây ô nhiễm và lĩnh vực, phần lớn tùy thuộc vào kịch bản. Do chi phí đơn vị của ô nhiễm không khí ngày càng tăng, tổng chi phí xã hội tăng theo thời gian mặc dù lượng phát thải tuyệt đối có giảm (Hình 10.1). Giá trị chi phí ô nhiễm không khí trong Kịch bản BSL vào năm 2050 cao hơn khoảng 31% so với kịch bản NZ+, là kịch bản đạt mức ô nhiễm không khí thấp nhất trong tất cả các kịch bản.

Cho đến nay, tác động lớn nhất đến chất lượng không khí là khí thải NO<sub>x</sub>, đóng góp tới 57% tổng chi phí ô nhiễm không khí vào năm 2022, tiếp theo là PM<sub>2.5</sub> (31%) và SO<sub>2</sub> (12%). Đến năm 2050, tỷ lệ chi phí phát thải NO<sub>x</sub> ngày càng tăng, lên tới 87-90% ở các kịch bản.

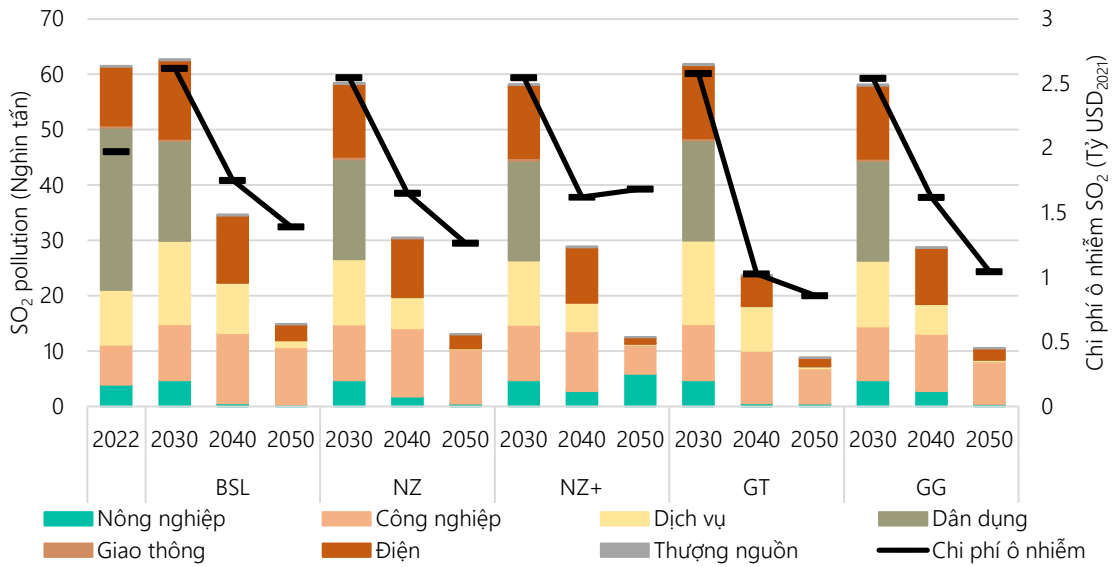
Hiện nay, ngành điện theo sau là ngành giao thông vận tải và công nghiệp có lượng khí thải NO<sub>x</sub> nhiều nhất (Hình 10.2a). Với tỷ trọng NLTT ngày càng tăng trong cơ cấu năng lượng, lượng khí thải gây ô nhiễm không khí từ ngành điện giảm đáng kể. Tuy nhiên, lượng khí thải NO<sub>x</sub> từ ngành giao thông vận tải vẫn duy trì ở mức cao trong tương lai, thậm chí còn tăng lên trong kịch bản BSL, với lượng khí thải NO<sub>x</sub> từ toàn bộ hệ thống năng lượng vào năm 2050 lên đến 498 nghìn tấn trong kịch bản BSL và chỉ đạt mức thấp nhất là 301 nghìn tấn trong kịch bản tham vọng nhất (NZ+) vào năm 2050.

Lượng phát thải PM<sub>2.5</sub> bắt nguồn từ một số lĩnh vực, trong đó dân dụng là lĩnh vực phát thải lớn nhất trong năm 2022. Tuy nhiên, lượng phát thải PM<sub>2.5</sub> từ lĩnh vực dân dụng sẽ giảm hoàn toàn vào năm 2040, chủ yếu là do việc loại bỏ sinh khối trong khi phát thải từ các ngành khác (chủ yếu từ ngành công nghiệp) tiếp tục tăng. Nhìn chung, lượng phát thải PM<sub>2.5</sub> giảm đáng kể, từ 62 nghìn tấn vào năm 2022 xuống còn 13 nghìn tấn vào năm 2050 theo kịch bản NZ, trong đó giao thông vận tải và công nghiệp là các ngành gây ô nhiễm chính vào năm 2050. Ngành công nghiệp là ngành đóng góp chính vào lượng phát thải SO<sub>2</sub>, trong đó tổng lượng phát thải SO<sub>2</sub> giảm 75% trong kịch bản BSL vào năm 2050, từ 147 nghìn tấn xuống 36 nghìn tấn.

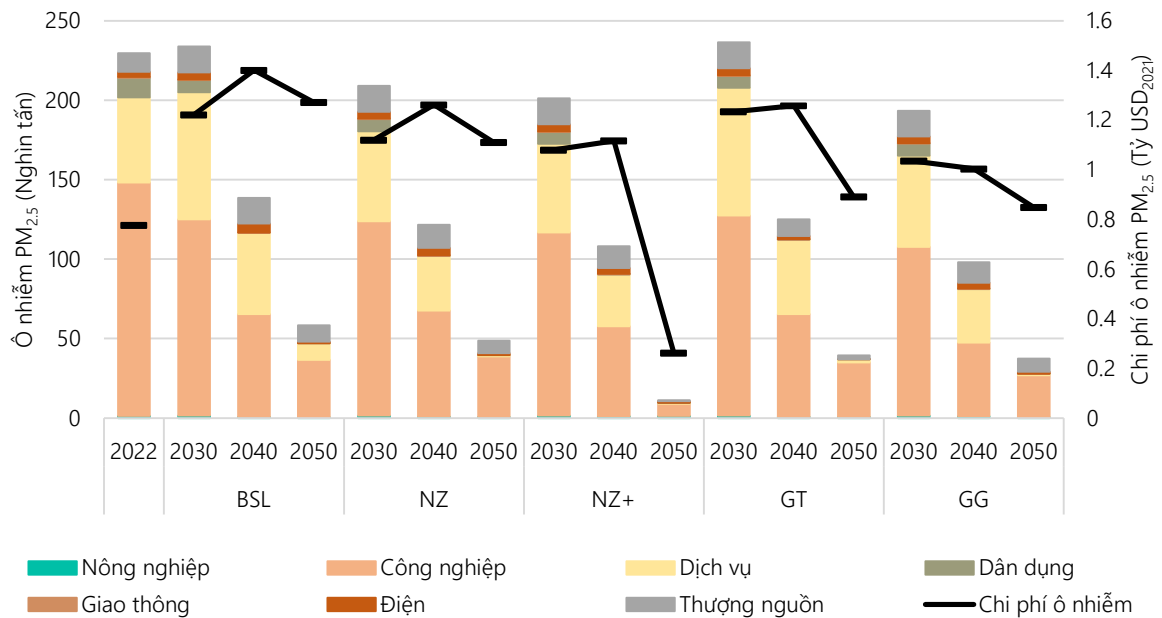
Ô nhiễm không khí nhìn chung sẽ giảm dần thông qua quá trình điện hóa và chuyển đổi nhiên liệu hóa thạch sang các loại nhiên liệu khác, với mức giảm phát thải cao hơn (kịch bản NZ+), mức giảm ô nhiễm không khí cao nhất sẽ đạt được (Hình 10.1). Các loại nhiên liệu và công nghệ gây ra lượng phát thải KNK lớn, như việc đốt nhiên liệu hóa thạch ở các nhà máy điện và cơ sở công nghiệp, cũng là những nguồn phát thải NO<sub>x</sub>, SO<sub>2</sub> và PM<sub>2.5</sub> chính.



a) Ô nhiễm NO<sub>x</sub>



b) Ô nhiễm PM<sub>2.5</sub>

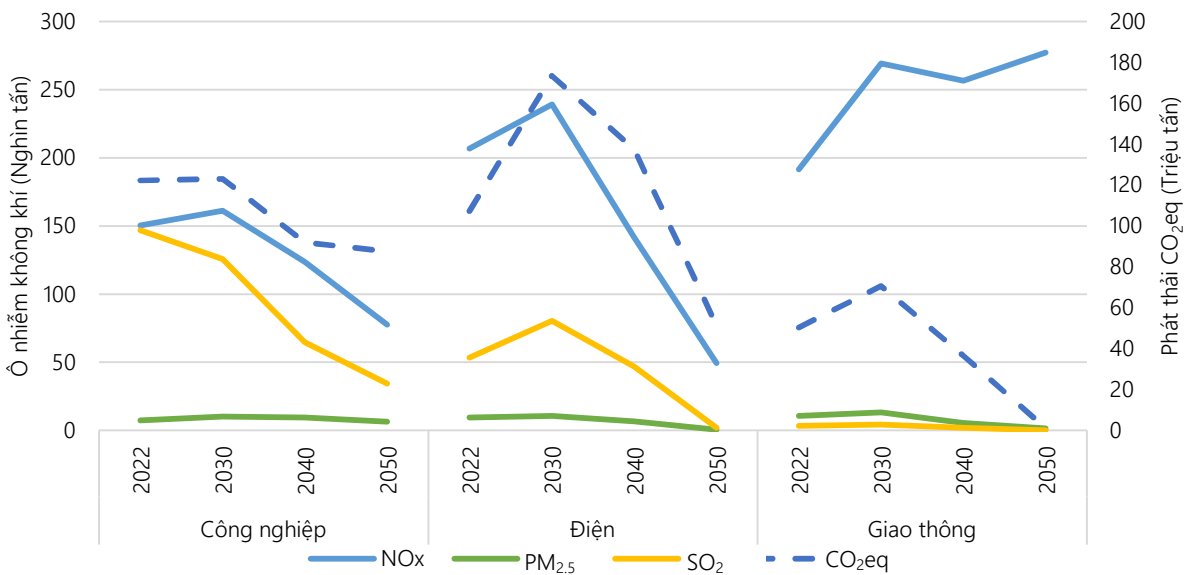


c) Ô nhiễm SO<sub>2</sub>

**Hình 10.2 Phát thải gây ô nhiễm không khí (NO<sub>x</sub>, PM<sub>2.5</sub> và SO<sub>2</sub>) và các chi phí liên quan trong các kịch bản chính**

Mối quan hệ giữa giảm phát thải KNK và ô nhiễm không khí đối với các ngành gây ô nhiễm chính như công nghiệp, điện và giao thông vận tải được thể hiện trong Hình 10.3 cho kịch bản GT. Trong tất cả các ngành, lượng phát thải CO<sub>2</sub> giảm từ năm 2022 đến năm 2050 và hầu hết các chất gây ô nhiễm không khí cũng giảm. Tuy nhiên, việc giảm ô nhiễm không khí dường như là thách thức lớn hơn đối với ngành công nghiệp, trong đó PM<sub>2.5</sub> gần như không đổi trong giai đoạn 2022-2050, trong khi lượng phát thải NO<sub>x</sub> giảm một nửa, từ 150 nghìn tấn vào năm 2022 xuống còn 77 nghìn tấn vào năm 2050, và phát thải SO<sub>2</sub> đạt 34 nghìn tấn vào năm 2050. Giảm tiêu thụ nhiên liệu hóa thạch, chủ yếu là than, làm giảm đáng kể ô nhiễm không khí. Điều này thể hiện rõ trong ngành điện, với phát thải PM<sub>2.5</sub> và SO<sub>2</sub> được loại bỏ hoàn toàn vào năm 2050, trong khi lượng khí thải NO<sub>x</sub> đạt 39 nghìn tấn trong cùng năm. Ở lĩnh vực giao thông vận tải, trong khi lượng phát thải CO<sub>2</sub> giảm theo thời gian và đạt mức 0 trong kịch bản GT thì lượng phát thải NO<sub>x</sub> lại tăng từ 192 nghìn tấn vào năm 2022 lên 277 nghìn tấn vào năm 2050. Một

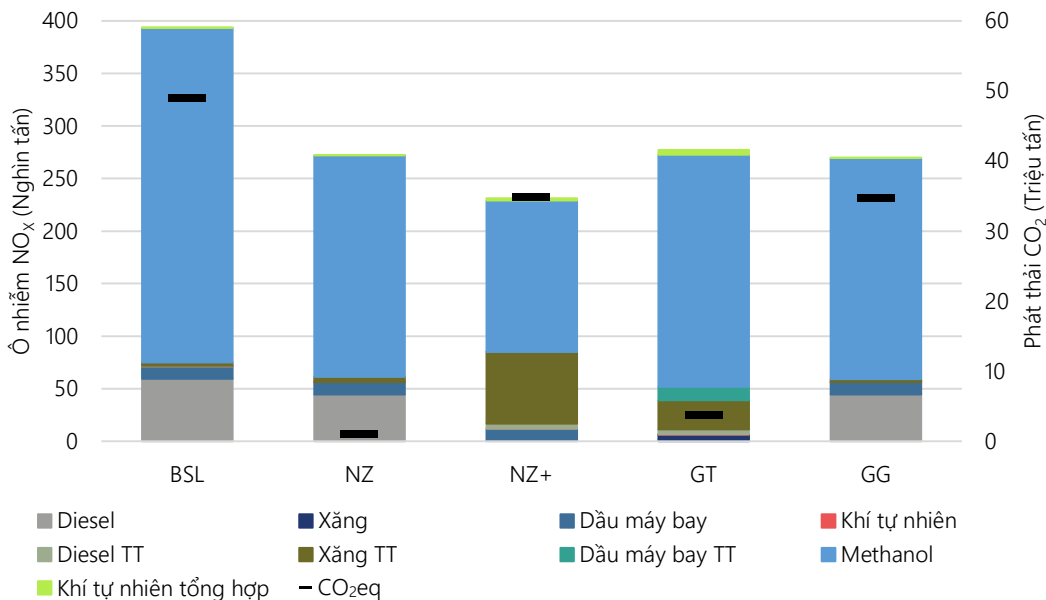
phần lớn ô nhiễm không khí (NO<sub>x</sub>) còn lại trong lĩnh vực giao thông vận tải là do phát thải từ methanol trong lĩnh vực hàng hải và từ dầu máy bay tái tạo trong hàng không, cả hai đều ở những khu vực ít dân cư.



**Hình 10.3 Ô nhiễm không khí và lượng phát thải CO<sub>2</sub>eq của ba ngành gây ô nhiễm nhất (công nghiệp, điện và giao thông vận tải) trong kịch bản GT**

**Ngành giao thông chuyển đổi nhanh hơn sẽ tác động tích cực đến giảm thiểu ô nhiễm không khí**

Lĩnh vực vận tải hạng nhẹ được điện hóa vào năm 2050 và vận tải hạng nặng và hàng hải được loại bỏ carbon bằng cách chuyển sang sử dụng nhiên liệu tái tạo trong các kịch bản NZ (Chương 7).



**Hình 10.4 Lượng phát thải ô nhiễm NO<sub>x</sub> theo loại nhiên liệu và lượng phát thải CO<sub>2</sub>eq trong lĩnh vực giao thông vận tải đến năm 2050 đối với các kịch bản chính**

Phân tích lượng phát thải NO<sub>x</sub> trong ngành giao thông vận tải vào năm 2050 (Hình 10.4) cho thấy kịch bản BSL có mức phát thải NO<sub>x</sub> cao nhất, kịch bản NZ và GT có mức ô nhiễm NO<sub>x</sub> tương đương nhau lần lượt là 272 nghìn tấn và 277 nghìn tấn mặc dù phát thải CO<sub>2</sub> của ngành giao thông vận tải đã được loại bỏ gần như hoàn toàn. Phát thải NO<sub>x</sub> phần lớn bắt nguồn từ việc sử dụng methanol trong cả hai kịch bản NZ và GT. Lý do của việc mức độ ô

nhiễm không khí như nhau, trong khi dự báo phát thải CO<sub>2</sub> khác nhau, là do diesel và dầu máy bay đều được sử dụng trong hàng không và vận tải hạng nặng trong kịch bản NZ vào năm 2050. Mặt khác, trong kịch bản GT, nhiên liệu này được thay thế bằng hỗn hợp nhiên liệu xăng tái tạo, diesel tái tạo và dầu máy bay tái tạo có lượng phát thải NO<sub>x</sub> tương tự như diesel và dầu máy bay thường.

Xu hướng này cho thấy quá trình khử carbon, đặc biệt điện hóa là một phần quan trọng của giải pháp giảm thiểu ô nhiễm không khí, trong khi nhiên liệu tái tạo cũng có thể góp phần gây ô nhiễm không khí.

### 10.3 Các thông điệp và khuyến nghị chính

#### **Kiểm kê ô nhiễm không khí trong sản xuất và sử dụng năng lượng để có các biện pháp cải thiện sức khỏe cộng đồng và đẩy nhanh quá trình chuyển đổi xanh**

Không khí ô nhiễm do chứa các thành phần PM<sub>2.5</sub>, SO<sub>2</sub> và NO<sub>x</sub> vượt mức quy định gây ra tác động tiêu cực đối với sức khỏe con người kéo theo những hậu quả đối với cả nền kinh tế và môi trường. Một số nghiên cứu cho thấy ô nhiễm không khí phần lớn đến từ giao thông vận tải, điện và công nghiệp, vốn là các lĩnh vực vẫn tiếp tục sử dụng nhiên liệu hóa thạch cho đến năm 2050. Kiểm kê ô nhiễm không khí để xác định nguồn và mức độ ô nhiễm qua đó thúc đẩy các giải pháp giảm thiểu ô nhiễm. Điện hóa quy mô lớn có thể giúp giảm hơn 50% mức độ ô nhiễm không khí và các hậu quả tiêu cực đi kèm vào năm 2050 so với mức hiện nay. Tuy nhiên, quá trình khử carbon trong ngành vận tải hạng nặng khó hơn do một số nhiên liệu tái tạo như dầu diesel sinh học và methanol sinh học vẫn góp phần gây ô nhiễm không khí.

*Khuyến nghị: Mở rộng mạng lưới quan trắc chất lượng không khí cũng như tiến hành các nghiên cứu, kiểm kê để xác định mức độ và tác động của ô nhiễm chi tiết theo từng ngành, lĩnh vực và đưa ra biện pháp giảm thiểu kèm theo lộ trình thực hiện.*

## Tài liệu tham khảo

- Agora Energiewende. *Vận hành linh hoạt các nhà máy nhiệt điện. Chú trọng và các nhà máy nhiệt điện than*. 2017.
- Creutzig, Felix & Erb, Karl-Heinz & Haberl, Helmut & Hof, Christian & Hunsberger, Carol & Roe, Stephanie. *Cân nhắc ngưỡng bền vững cho các nhà máy điện sinh khối có CCS (BECCS) ở IPCC và đánh giá đa dạng sinh học*. GCB Bioenergy, 2021.
- DEA & Energinet. *Mô hình phân tích tính linh hoạt của hệ thống điện Đan Mạch*, 2018.
- DEA. *Sự phát triển và vai trò của linh hoạt trong hệ thống điện Đan Mạch*, 2021.
- E4SMA. *Hướng dẫn sử dụng mô hình TIMES-Vietnam*, 2024.
- Energinet. *Làn gió mới cho hydrogen*, 2020.
- ERAV & DEA. *Vận hành linh hoạt các nhà máy nhiệt điện ở Việt Nam*, 2023.
- ERA & DEA. *Báo cáo Kỹ thuật cho Báo cáo Triển vọng Năng lượng Việt Nam - Đường đến phát thải ròng bằng không*, 2024.
- ERA & DEA. *Báo cáo Triển vọng năng lượng Việt Nam 2021*, 2022.
- ERA & DEA. *Cẩm nang công nghệ sản xuất điện Việt Nam*, 2023a.
- ERA & DEA. *Cẩm nang công nghệ Việt Nam về Lưu trữ năng lượng, Nhiên liệu tái tạo và Power-to-X*, 2023b
- EVN. *Báo cáo vận hành hệ thống điện và thị trường điện 2022*, 2023.
- Chính phủ Việt Nam. *Quyết định 500/QĐ-TTg. Quy hoạch điện lực quốc gia VIII*. Hà Nội, tháng 5/2023.
- Chính phủ Việt Nam. *Quyết định 262/QĐ-TTg về phê duyệt Kế hoạch thực hiện Quy hoạch Điện lực quốc gia giai đoạn 2021-2030, tầm nhìn đến 2050*. Hà Nội, tháng 4/2024.
- Chính phủ Việt Nam. *Tuyên bố chính trị về thiết lập Cam kết Đối tác chuyển đổi năng lượng công bằng với Việt Nam*. 2022.
- Chính phủ Ấn độ. *Linh hoạt hóa các nhà máy nhiệt điện than*, 2023.
- IEA. *Năng lượng và ô nhiễm không khí - Báo cáo đặc biệt về triển vọng năng lượng thế giới*, 2016.
- IEA. *Thị trường khí đốt, Quý 2-2024*. Cơ quan Năng lượng quốc tế, 2024.
- IEA. *Phát thải khí nhà kính từ Energy Data Explorer*. <https://www.iea.org/data-and-statistics/data-tools/greenhouse-gas-emissions-from-energy-data-explorer>: Truy cập ngày 18/03/2024, 2024b.
- Viện Năng lượng và TEDIPORT. *Nghiên cứu tổng quát về phát triển cơ sở hạ tầng cho nhập khẩu LNG*, 2019.
- Viện Năng lượng. *Phân tích HVDC cho Việt Nam. Phân tích lưới cao áp một chiều trong QHĐ8*. Cục Điện lực và NLTT, Cục Năng lượng Đan Mạch, 2020.
- Viện Năng lượng. *Số liệu từ Viện Năng lượng*, Việt Nam 2024.
- Viện Năng lượng. *Mô hình hóa lưới điện cho kịch bản Phát thải ròng bằng không. Báo cáo cơ sở cho Báo cáo triển vọng năng lượng Việt Nam - Đường đến phát thải ròng bằng không*, 2024
- IQAir. *Báo cáo chất lượng không khí thế giới*, 2023.
- IRENA. *Phân loại năng lượng: Phân loại cho quá trình chuyển đổi năng lượng*. Abu Dhabi: Cơ quan Năng lượng tái tạo quốc tế, 2024.
- MOIT, VEA, VESC. *Sổ tay năng lượng xanh Việt Nam: Sinh khối, Phát triển và Xanh*, 2021
- Vietnam Briefing. *Vietnam Briefing*, 2023 <https://www.vietnam-briefing.com/news/vietnams-national-energy-master-plan-key-takeaways.html/>
- World Bank Group. *Thật là lãng phí 2.0. Tổng quan toàn cầu về quản lý chất thải rắn đến năm 2050*. Silpa Kaza, Lisa Yao, Perinaz Bhada-Tata, and Frank Van Woerden: <https://openknowledge.worldbank.org/entities/publication/d3f9d45e-115f-559b-b14f-28552410e90a>. 2018.



