



ENERGY
TRANSITION
PARTNERSHIP



BÁO CÁO

Huy động nguồn vốn cho hạ tầng năng lượng bền vững tại Việt Nam: Từ Quy hoạch tham vọng đến triển khai dự án khả thi tài chính

THÁNG 12 - 2025

Thực hiện bởi:



EconomiX

DEPOCEN
Development and
Policies Research
Center
better informed, better decisions



UNOPS

AFD
AGENCE FRANÇAISE
DE DÉVELOPPEMENT

Federal Ministry
for Economic Affairs
and Climate Action

Department for
Energy Security
& Net Zero

Environment and
Climate Change Canada
Environnement et
Changement climatique Canada

Australian Government
Department of Climate Change, Energy,
the Environment and Water

CHILDREN'S
INVESTMENT FUND
FOUNDATION

SEQUOIA
CLIMATE
FOUNDATION

Tuyên bố miễn trừ trách nhiệm

Báo cáo này được đồng soạn thảo Viện Kinh tế Xã hội Việt Nam và Thế giới (VGSEI), EconomiX, Trung tâm Nghiên cứu Chính sách và Phát triển (DEPOCEN) và Công ty Tư vấn Đầu tư Năng lượng và Môi trường Việt Nam (E3). Mặc dù nhóm nghiên cứu đã nỗ lực tối đa để bảo đảm tính chính xác và đầy đủ của thông tin, chúng tôi không cam kết rằng mọi nội dung trong báo cáo đều hoàn toàn chính xác, đáng tin cậy hoặc được cập nhật tại mọi thời điểm. Đặc biệt, các phân tích và dữ liệu trong báo cáo được xây dựng trên cơ sở thông tin sẵn có đến ngày 15 tháng 12 năm 2025; do đó, các diễn biến mới phát sinh có thể ảnh hưởng đến một số kết luận và nhận định.

Các quan điểm và ý kiến thể hiện trong báo cáo này là của các tác giả và không nhất thiết phản ánh quan điểm chính thức của Đối tác Chuyển dịch Năng lượng Đông Nam Á (ETP)/UNOPS, Bộ Tài chính (trước đây là Bộ Kế hoạch và Đầu tư) hoặc bất kỳ tổ chức nào khác được đề cập.

Thông tin được cung cấp trong tài liệu này được cung cấp theo hiện trạng, không kèm theo bất kỳ bảo đảm nào, dù là rõ ràng hay ngụ ý, bao gồm nhưng không giới hạn ở các bảo đảm về khả năng thương mại, sự phù hợp cho một mục đích cụ thể và không vi phạm quyền sở hữu trí tuệ. UNOPS đặc biệt không đưa ra bất kỳ bảo đảm hay tuyên bố nào về tính chính xác hoặc tính đầy đủ của các thông tin này. Trong mọi trường hợp, UNOPS sẽ không chịu trách nhiệm đối với bất kỳ tổn thất, thiệt hại, trách nhiệm pháp lý hoặc chi phí nào phát sinh hoặc được cho là phát sinh từ việc sử dụng các thông tin có trong tài liệu này, bao gồm nhưng không giới hạn ở bất kỳ sai sót, lỗi, thiếu sót, gián đoạn hoặc chậm trễ nào liên quan đến các thông tin đó. Trong mọi trường hợp, bao gồm nhưng không giới hạn ở trường hợp do sơ suất, UNOPS hoặc các đơn vị liên kết sẽ không chịu trách nhiệm đối với bất kỳ thiệt hại trực tiếp, gián tiếp, ngẫu nhiên, đặc biệt hoặc mang tính hậu quả nào, ngay cả khi UNOPS đã được thông báo về khả năng xảy ra các thiệt hại đó. Tài liệu này cũng có thể bao gồm các khuyến nghị, ý kiến và tuyên bố từ và của nhiều nhà cung cấp thông tin khác nhau. UNOPS không đại diện hoặc bảo đảm cho tính chính xác hay độ tin cậy của bất kỳ khuyến nghị, ý kiến, tuyên bố hoặc thông tin nào do các nhà cung cấp thông tin đưa ra. Việc dựa vào bất kỳ khuyến nghị, ý kiến, tuyên bố hoặc thông tin nào như vậy hoàn toàn do người đọc tự chịu rủi ro. UNOPS, các đơn vị liên kết, cũng như bất kỳ đại diện, nhân viên, nhà cung cấp thông tin hoặc nhà cung cấp nội dung nào của họ sẽ không chịu trách nhiệm đối với bất kỳ người đọc hay bên thứ ba nào về bất kỳ sự không chính xác, lỗi, thiếu sót, gián đoạn, xóa bỏ, khiếm khuyết, chỉnh sửa hoặc việc sử dụng bất kỳ nội dung nào trong tài liệu này, cũng như về tính kịp thời hoặc tính đầy đủ của nội dung đó.

Nhóm tác giả không chịu trách nhiệm đối với bất kỳ hậu quả trực tiếp hoặc gián tiếp nào phát sinh từ việc sử dụng báo cáo này.

Lời cảm ơn

Báo cáo này được xây dựng trong khuôn khổ dự án hỗ trợ kỹ thuật “**Chính sách Ưu tiên Phát triển Hạ tầng Năng lượng Bền vững**”, với sự tài trợ của Đối tác Chuyển dịch Năng lượng Đông Nam Á (ETP)/UNOPS.

Chúng tôi trân trọng cảm ơn Đối tác Chuyển dịch Năng lượng Đông Nam Á (ETP)/UNOPS và Bộ Tài chính đã dành sự hỗ trợ quý báu và liên tục trong suốt quá trình triển khai nghiên cứu.

Chúng tôi cũng xin gửi lời cảm ơn tới tất cả các bên liên quan, chuyên gia và cá nhân đã đóng góp ý kiến và phản hồi có giá trị, góp phần nâng cao chất lượng của báo cáo. Đặc biệt, chúng tôi xin bày tỏ sự cảm ơn tới ông Nguyễn Anh Tuấn, Phó Chủ tịch Hiệp hội Năng lượng Việt Nam, vì sự hướng dẫn và đóng góp xuyên suốt quá trình xây dựng báo cáo.

Nhóm nghiên cứu xin ghi nhận và đánh giá cao sự nỗ lực và cam kết của các nhóm đến từ VGSEI, EconomiX, DEPOCEN và E3 Việt Nam trong quá trình chuẩn bị báo cáo này. Nếu không có chuyên môn và sự tận tâm của các đơn vị này, báo cáo khó có thể được hoàn thành.

Thời kỳ nghiên cứu của báo cáo bao gồm các thông tin trong giai đoạn 2016–2024, trong đó tập trung chủ yếu vào giai đoạn gần đây nhất là 2021–2024..

Tóm tắt

Quá trình chuyển dịch của Việt Nam hướng tới phát triển hạ tầng năng lượng bền vững đã bước sang một giai đoạn mới về mặt cấu trúc. Định hướng chiến lược này đã được xác lập ở cấp chính trị cao nhất, tiêu biểu là Nghị quyết số 55-NQ/TW của Bộ Chính trị về Chiến lược phát triển năng lượng quốc gia đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045, trong đó nhấn mạnh việc xây dựng một hệ thống năng lượng an toàn, hiệu quả, vận hành theo cơ chế thị trường và bền vững về môi trường. Nghị quyết 55 đặc biệt nhấn mạnh yêu cầu huy động nguồn lực xã hội và khu vực tư nhân, cải cách cơ chế giá, phát triển thị trường điện hiện đại và tăng cường quản trị tài khóa và thể chế nhằm hỗ trợ đầu tư dài hạn.

Các mục tiêu chiến lược này được cụ thể hóa thông qua Nghị quyết số 140/NQ-CP của Chính phủ, trong đó phân công rõ trách nhiệm cho các bộ, ngành. Theo Nghị quyết 140, Bộ Kế hoạch và Đầu tư (nay là Bộ Tài chính) được giao vai trò trung tâm trong việc xây dựng các chính sách tài khóa và tài chính nhằm ưu tiên đầu tư vào hạ tầng năng lượng bền vững, tăng cường kết nối vùng, huy động nguồn vốn trong nước và quốc tế và bảo đảm các cơ chế hỗ trợ ngành năng lượng phù hợp với kỷ luật tài khóa và ổn định kinh tế vĩ mô. Cách tiếp cận này đặt chính sách tài khóa, quản trị đầu tư và quản lý rủi ro vào vị trí trọng tâm của tiến trình chuyển dịch năng lượng.

Trong bối cảnh đó, Việt Nam đã chuyển dịch rõ rệt khỏi cơ chế giá điện hỗ trợ cố định (FIT) vốn đặc trưng cho giai đoạn đầu phát triển năng lượng tái tạo. Giai đoạn chuyển dịch hiện nay mang tính chất khác biệt về chất, với trọng tâm là các tài sản có quy mô vốn lớn và có vai trò then chốt đối với hệ thống, như điện gió ngoài khơi, lưu trữ năng lượng quy mô lớn, nguồn điện linh hoạt và các hành lang truyền tải trọng điểm. Đây là những tài sản thiết yếu đối với an ninh năng lượng và mục tiêu giảm phát thải, song đòi hỏi các điều kiện tài chính khác biệt, bao gồm thời hạn vốn dài, khuôn khổ doanh thu có tính dự báo cao và năng lực triển khai đáng tin cậy, khác căn bản so với các dự án năng lượng tái tạo thế hệ trước..

Để hỗ trợ triển khai Nghị quyết 55 và Nghị quyết 140, Bộ Tài chính phối hợp với ETP-UNOPS đã thực hiện dự án “**Khung chính sách chuyên biệt cho đầu tư và phát triển hạ tầng năng lượng bền vững**” trong thời gian 15 tháng. Dự án được thiết kế không phải như một can thiệp đơn ngành, mà là một nỗ lực phân tích và xây dựng chính sách mang tính liên ngành, nhằm giải quyết đồng thời các khía cạnh tài khóa, tài chính và thể chế của đầu tư năng lượng.

Báo cáo cuối cùng tổng hợp toàn bộ các kết quả nghiên cứu trong khuôn khổ dự án, bao gồm các ý kiến thu thập được từ các cuộc họp song phương và hội thảo công khai với hơn 300 đại biểu tham dự. Báo cáo dựa trên so sánh kinh nghiệm quốc tế, phân tích bối cảnh đầu tư hiện tại của Việt Nam, đánh giá các cơ chế giá và đấu thầu sau FIT và tham vấn sâu rộng các bên liên quan. Nền tảng phân tích của báo cáo được hỗ trợ bởi các bằng chứng định lượng từ phân tích chi phí – lợi ích (CBA) và mô hình tự hồi quy vector (VAR), nhằm đánh giá tác động vĩ mô, phúc lợi xã hội và tài khóa của các kịch bản chuyển dịch khác nhau. Theo đó, báo cáo vừa đóng vai trò là một chẩn đoán phân tích, vừa là tài liệu thiết kế chính sách, chuyển hóa các mục tiêu năng lượng quốc gia thành một kiến trúc đầu tư có thể triển khai trên thực tế.

Thực trạng hiện nay của Việt Nam

Hiện nay, Việt Nam đang vận hành một trong những hệ thống điện lớn nhất khu vực Đông Nam Á, với tổng công suất lắp đặt vượt 82 GW, trong đó năng lượng tái tạo chiếm khoảng một phần tư tổng công suất. Dữ liệu vận hành giai đoạn 2024–2025 cho thấy hệ thống điện ngày càng chịu áp lực về phụ tải cực đại, hạn chế truyền tải và mức độ khai thác cao. Nhiệt điện và thủy điện tiếp tục đóng vai trò nền

tăng trong bảo đảm độ tin cậy, trong khi nguồn năng lượng tái tạo vẫn đối mặt với rủi ro cắt giảm công suất, tắc nghẽn lưới và bất định trong điều độ. Cơ cấu sở hữu và vận hành vẫn mang tính tập trung cao, với EVN giữ vai trò chi phối trong điều độ, truyền tải và thanh toán, mặc dù tỷ trọng sở hữu nguồn phát của khu vực tư nhân và nhà đầu tư nước ngoài ngày càng gia tăng.

Hành vi đầu tư trong vòng năm năm qua cho thấy tốc độ triển khai đã chậm lại so với yêu cầu của Quy hoạch điện VIII. Nguyên nhân không xuất phát từ nhu cầu yếu hay tiềm năng kỹ thuật hạn chế, mà chủ yếu do mức độ nhạy cảm cao hơn đối với tính khả tín tài chính sau khi cơ chế FIT kết thúc. Khi cơ chế giá chuyển từ biểu giá cố định sang các hình thức đàm phán và khung trần, quyết định đầu tư chuyển từ mô hình “xây dựng theo biểu giá” sang “xây dựng theo hợp đồng”. Trong bối cảnh này, các dự án *либо* đạt được đóng tài chính nhanh chóng nếu khung pháp lý rõ ràng và có thể thực thi, *либо* bị đình trệ kéo dài do bất định.

Báo cáo xác định tính dự báo của doanh thu là ràng buộc tài chính then chốt. Các dự án năng lượng tái tạo hiện phụ thuộc lớn vào tín dụng ngân hàng trong nước với thời hạn tương đối ngắn, tạo ra sự lệch pha kỳ hạn đối với các tài sản có vòng đời 20–30 năm. Các công cụ thị trường vốn và nguồn tài chính dài hạn từ các nhà đầu tư tổ chức vẫn chưa phát triển đầy đủ. Việc đàm phán kéo dài các hợp đồng mua bán điện chuyển tiếp, cùng với cách tiếp cận chưa rõ ràng đối với cắt giảm công suất, điều độ và thanh toán, đã trực tiếp làm suy giảm niềm tin của các tổ chức cho vay. Ngược lại, các dự án truyền tải được tài trợ thông qua cơ chế doanh thu điều tiết và biểu giá ổn định cho thấy nguồn vốn dài hạn hoàn toàn có thể được huy động khi dòng tiền có tính dự báo và được neo chặt về mặt thể chế.

Đồng thời, tốc độ phát triển nhanh của năng lượng tái tạo trong giai đoạn FIT không đi kèm với đầu tư tương xứng vào lưới điện và tính linh hoạt của hệ thống. Tình trạng cắt giảm công suất, tắc nghẽn và hạn chế truyền tải liên vùng đã trở thành các rủi ro tài chính mang tính thực chất. Lưu trữ năng lượng và các giải pháp linh hoạt hệ thống vẫn chưa thể thu hút đầu tư quy mô lớn do thiếu các khuôn khổ doanh thu rõ ràng. Những hạn chế này hiện tác động trực tiếp đến suất sinh lời của nhà đầu tư và cấu trúc tài trợ nợ, đặc biệt đối với các công nghệ có cường độ vốn cao.

Cơ sở kinh tế và tài khóa của quá trình chuyển dịch

Các phân tích định lượng khẳng định rằng các kịch bản phát triển phù hợp với Quy hoạch điện VIII mang lại kết quả vượt trội so với kịch bản “không thay đổi” (BAU). Phân tích chi phí – lợi ích cho thấy lợi ích phúc lợi chủ yếu đến từ sự thay đổi cấu trúc của danh mục nguồn điện trong suốt vòng đời tài sản, đặc biệt là việc thay thế nguồn điện hóa thạch bằng năng lượng tái tạo, hơn là từ việc kiểm chế giá điện trong ngắn hạn. Ngược lại, các kịch bản BAU tạo ra tổn thất phúc lợi kéo dài do phát thải cao, phụ thuộc vào nhập khẩu nhiên liệu và kém hiệu quả hệ thống.

Kết quả mô hình VAR củng cố nhận định này ở cấp độ vĩ mô. Các kịch bản ưu tiên năng lượng tái tạo có thể hỗ trợ tăng trưởng kinh tế đồng thời ổn định phát thải ngành điện trong thập niên 2030, với điều kiện giá điện được điều chỉnh nội sinh dưới sự quản lý của Nhà nước thay vì bị neo cứng bằng các biện pháp hành chính. Việc cố định giá một cách cứng nhắc làm gia tăng biến động và tăng khả năng phát sinh can thiệp tài khóa gián tiếp thông qua nợ đọng, tái đàm phán hoặc áp lực lên bảng cân đối tài chính.

Đáng chú ý, phân tích cũng chỉ ra một điểm dễ tổn thương trong giai đoạn chuyển tiếp 2025–2030. Nhiều dự án mang lại lợi ích phúc lợi ròng trong dài hạn lại không thể huy động vốn trong điều kiện doanh thu, điều độ và thanh toán hiện nay. Điều này tạo ra một nghịch lý: quá trình chuyển dịch là hợp lý về kinh tế, nhưng đầu tư có thể bị đình trệ nếu vấn đề khả tín tài chính trong ngắn hạn không được xử lý một cách chủ động. Do đó, báo cáo tiếp cận tính khả tín tài chính không như một nhượng bộ cho nhà đầu tư, mà như một công cụ quản lý rủi ro tài khóa. Các cơ chế hỗ trợ rõ ràng, có trần và được

quản trị tốt được chứng minh là an toàn hơn về mặt tài khóa so với các can thiệp ngầm và mang tính phản ứng.

Các ràng buộc then chốt của Việt Nam

Báo cáo xác định một số ràng buộc mang tính cấu trúc:

- Tính dự báo doanh thu suy giảm sau khi kết thúc FIT, trong khi các thể chế thị trường chưa đủ hoàn thiện để định giá hiệu quả rủi ro biến động.
- Cấu trúc tài trợ vẫn phụ thuộc chủ yếu vào tín dụng ngân hàng trong nước với kỳ hạn ngắn, không phù hợp với các tài sản có vòng đời dài như điện gió ngoài khơi, lưu trữ và truyền tải.
- Tắc nghẽn lưới, rủi ro cắt giảm công suất và chậm trễ đấu nối đã trở thành biến số tài chính quan trọng.
- Lưu trữ và tính linh hoạt hệ thống thiếu khuôn khổ doanh thu rõ ràng, dẫn đến không thể thu hút đầu tư ở quy mô lớn.
- Cải cách pháp lý đã có tiến triển, song rủi ro thực thi vẫn tồn tại do cấp phép phân tán, hợp đồng thiếu nhất quán và độ tin cậy thanh toán chưa cao..

Những ràng buộc này tạo thành một vòng xoáy làm gia tăng chi phí vốn và làm chậm tiến độ triển khai. Việc phá vỡ vòng xoáy này đòi hỏi một kiến trúc chính sách tích hợp, thay vì các điều chỉnh rời rạc.

Kiến trúc chính sách theo danh mục: Năm gói chính sách tích hợp

Để xử lý các ràng buộc nêu trên, báo cáo đề xuất năm gói chính sách tích hợp (Gói A–E), cùng nhau hình thành một kiến trúc đầu tư thống nhất. Các gói chính sách này được thiết kế để vận hành như một hệ thống, trong đó mỗi gói giải quyết một nhóm rủi ro cụ thể và đều được quản trị trong các giới hạn tài khóa rõ ràng.

Gói A – Ổn định doanh thu gắn với kỷ luật thị trường

Gói chính sách này khôi phục tính dự báo của dòng tiền trong giai đoạn chuyển tiếp thông qua cơ chế đấu thầu với phí bổ sung linh hoạt (sliding feed-in premium) áp dụng cho các công nghệ đã trưởng thành và các hợp đồng hai chiều chọn lọc theo mô hình CfD đối với các tài sản có cường độ vốn cao như điện gió ngoài khơi. Các công cụ này được kết hợp với hợp đồng mua bán điện (PPA) tiêu chuẩn, có khả năng vay vốn và kỷ luật thanh toán được pháp điển hóa. Mục tiêu thiết kế là ổn định doanh thu ngay từ đầu, đồng thời giới hạn mức độ phơi nhiễm tài khóa thông qua các hành lang khối lượng rõ ràng, khung ngân sách cụ thể và các cam kết đã được kiểm định thông qua phân tích sức chịu đựng.

Gói B – Đấu thầu gắn với khả năng triển khai và mức độ sẵn sàng của lưới điện

Gói chính sách này đưa khả năng đấu nối và truyền tải của lưới điện trở thành điều kiện chính thức trong quá trình đấu thầu. Sản lượng phát điện được gắn với các khu vực đã sẵn sàng kết nối hoặc các kế hoạch tăng cường lưới đã được công bố; các vị trí điện gió ngoài khơi được Nhà nước chuẩn bị trước; và các quy tắc cắt giảm công suất được tiêu chuẩn hóa và minh bạch. Bằng cách coi khả năng triển khai như một phần của “sản phẩm đầu tư”, gói chính sách này giúp giảm rủi ro cắt giảm công suất, hạ chi phí tài chính và ngăn chặn tình trạng đấu thầu vượt trước khả năng đáp ứng của lưới điện.

Gói C – Biến tính linh hoạt của hệ thống thành một loại tài sản có thể đầu tư

Gói chính sách này tạo nguồn thu cho các giải pháp linh hoạt thông qua các hợp đồng trả tiền cho khả năng sẵn sàng vận hành đối với lưu trữ năng lượng và nguồn điện linh hoạt, kết hợp với các thị trường dịch vụ phụ trợ có quy tắc cộng gộp nguồn thu rõ ràng. Gói chính sách cũng tích hợp các công cụ quản

lý phụ tải và biểu giá điện theo thời gian sử dụng như các cơ chế mua sắm tính linh hoạt. Mục tiêu là đưa lưu trữ và tính linh hoạt của hệ thống trở thành các hạng mục có thể huy động vốn, qua đó giảm chi phí tích hợp và ổn định doanh thu của năng lượng tái tạo khi mức độ thâm nhập tăng lên.

Gói D – Kéo dài kỳ hạn tài trợ và thiết lập hàng rào bảo vệ tài khóa

Gói chính sách này mở rộng kỳ hạn vốn và đa dạng hóa nguồn tài trợ vượt ra ngoài bảng cân đối của các ngân hàng thương mại trong nước, thông qua cho vay của ngân hàng chính sách, các công cụ tăng cường tín dụng, trái phiếu xanh và các khuôn khổ tái cấp vốn. Trọng tâm của gói là khung quản trị nghĩa vụ tiềm ẩn do Bộ Tài chính chủ trì, bao gồm các trần ngân sách rõ ràng, sổ đăng ký tập trung các cam kết, phân tích kịch bản và kiểm định sức chịu đựng và việc công bố trong khuôn khổ tài khóa trung hạn. Cách tiếp cận này bảo đảm các cơ chế hỗ trợ duy trì được độ tin cậy mà không tạo ra các nghĩa vụ tài khóa tiềm ẩn.

Gói E – Nâng cao năng lực thể chế và thực thi

Gói chính sách này nhằm giảm các rủi ro phi tài chính vốn làm gia tăng chi phí vốn. Nội dung bao gồm cơ chế cấp phép một cửa trên nền tảng số với thời hạn pháp lý rõ ràng, các khuôn khổ chia sẻ lợi ích nhằm quản lý sự chấp thuận xã hội, phát triển nguồn nhân lực có trọng điểm trong các lĩnh vực lưới điện, lưu trữ và điện gió ngoài khơi và thúc đẩy nghiên cứu – phát triển ứng dụng nhằm tăng cường năng lực trong nước. Bằng cách giảm “phần bù thực thi”, gói chính sách này tạo nền tảng cho hiệu quả của tất cả các gói còn lại.

Triển khai: Từ kiến trúc đến thực thi

Thiết kế chính sách đơn thuần là chưa đủ. Do đó, báo cáo xây dựng một hệ điều hành triển khai dựa trên kiểm soát tài khóa, trình tự thực hiện và trách nhiệm giải trình. Các công cụ hỗ trợ được coi là các cam kết tài khóa, không chỉ là chính sách ngành; tính dự báo được ưu tiên hơn mức độ ưu đãi; các công cụ được triển khai theo mức độ khả tín tài chính và mức độ sẵn sàng của thị trường; đồng thời nền tảng thị trường được củng cố để ngăn ngừa việc các cơ chế hỗ trợ bị biến dạng thành các biểu giá cố định trên thực tế.

Việc triển khai đòi hỏi một cơ chế quản trị nhằm tránh phân mảnh và ngăn ngừa các nghĩa vụ tiềm ẩn. Trục điều phối trung tâm là mối quan hệ giữa Bộ Tài chính và Bộ Công Thương: Bộ Tài chính giữ vai trò chủ đạo trong việc xác lập khung tài khóa, quản trị nghĩa vụ tiềm ẩn và phân tích khả năng chuyển tải chi phí vào giá điện, trong khi Bộ Công Thương chịu trách nhiệm về thiết kế thị trường, điều tiết kỹ thuật và bảo đảm phù hợp với Quy hoạch điện VIII.

Một cơ chế phối hợp thường trực cần được thiết lập để cùng phê duyệt lịch đấu thầu, điều kiện đủ, khung ngân sách và các quy tắc thanh toán. Lựa chọn thiết kế then chốt là bảo đảm việc điều chỉnh dựa trên quy tắc, không mang tính tùy tiện; các ngưỡng kích hoạt điều chỉnh phải gắn với các kết quả có thể quan sát được như tỷ lệ trúng thầu, tỷ lệ triển khai, mức độ cắt giảm công suất, hiệu quả thanh toán và mức độ phơi nhiễm so với các trần đã đặt ra.

EVN và NSMO tiếp tục là trung tâm vận hành thanh toán của hệ thống, tuy nhiên độ tin cậy trong thanh toán phụ thuộc vào việc thiết lập các tài khoản tách biệt, quy tắc phân bổ nguồn lực minh bạch và các quy trình xử lý nợ đọng nghiêm ngặt có kiểm toán. Các quy định rõ ràng về thứ tự ưu tiên thanh toán, biện pháp khắc phục khi phát sinh thiếu hụt và việc công bố dòng thanh toán là điều kiện thiết yếu để bảo đảm khả tín tài chính và giám sát tài khóa. Việc huy động nguồn vốn trong nước cũng phụ thuộc đáng kể vào định hướng của Ngân hàng Nhà nước Việt Nam; các chuẩn mực cho vay liên quan đến giả định DSCR, kỳ hạn vốn, xử lý rủi ro tỷ giá và giới hạn tiếp xúc ảnh hưởng trực tiếp đến WACC và do đó

ảnh hưởng đến nhu cầu hỗ trợ. Sự phối hợp giữa Bộ Tài chính và Ngân hàng Nhà nước bảo đảm rằng các hàng rào tài khóa và động lực của khu vực tài chính vận hành như một hệ thống thống nhất.

Chính quyền địa phương tiếp tục đóng vai trò quyết định đối với công tác đất đai, cấp phép và mức độ sẵn sàng triển khai. Việc xây dựng lịch đấu thầu và trao dự án cần gắn chặt với các tiêu chí sẵn sàng có tính ràng buộc, được giám sát ở cấp tỉnh, nhằm tránh việc phân bổ công suất cho các dự án không thể triển khai trên thực tế.

Kết luận

Một trong những thách thức then chốt của quá trình chuyển dịch năng lượng tại Việt Nam là quản trị quá trình này như một chương trình đầu tư dài hạn gắn với quản lý rủi ro tài khóa. Chuyển dịch năng lượng mang lại lợi ích phúc lợi, phù hợp với tăng trưởng và là yêu cầu tất yếu đối với an ninh năng lượng, song sẽ không thể triển khai ở quy mô lớn nếu các mục tiêu quy hoạch không đi kèm với hợp đồng có khả tín tài chính, đấu thầu gắn với khả năng đấu nối lưới, các giải pháp linh hoạt có thể đầu tư và khuôn khổ quản trị tài khóa rõ ràng.

Việc triển khai đồng bộ năm gói chính sách tích hợp được đề xuất trong báo cáo sẽ giúp Việt Nam khôi phục động lực đầu tư, giảm chi phí hệ thống, huy động nguồn vốn dài hạn và tránh tích tụ các nghĩa vụ tài khóa tiềm ẩn. Kết quả đạt được là một tiến trình chuyển dịch năng lượng vận hành theo cơ chế thị trường, được neo chặt về tài khóa và có nhận thức đầy đủ về hệ thống, qua đó hỗ trợ không chỉ các mục tiêu khí hậu mà còn tăng cường khả năng chống chịu kinh tế, ổn định tài chính và phát triển quốc gia trong dài hạn.

Mục lục

Danh mục các bảng.....	x
Danh sách hình ảnh.....	x
1. Giới thiệu và bối cảnh dự án.....	1
1.1. Thực trạng năng lượng tái tạo hiện nay và những thách thức trong huy động vốn và triển khai 1	
1.2. Mục tiêu và phạm vi của báo cáo	2
2. Thực trạng cơ sở hạ tầng năng lượng bền vững tại Việt Nam.....	5
2.1. Tổng quan hệ thống: Công suất lắp đặt, cơ cấu sở hữu và cấu trúc thị trường định hình rủi ro và suất sinh lời.....	5
2.2. Hành vi đầu tư thể hiện qua thực tiễn: Từ giai đoạn tăng tốc FIT đến giai đoạn chững lại do ràng buộc khả tín tài chính	8
2.3. Cấu trúc tài trợ và các ràng buộc về khả tín tài chính: Nút thắt thực sự là tính dự báo của doanh thu	8
2.4. Mức độ sẵn sàng của hạ tầng và các thách thức tích hợp hệ thống: Lưới điện, tính linh hoạt và sự mất cân đối giữa nguồn và hạ tầng	10
2.5. Bối cảnh pháp lý và thể chế.....	10
2.5.1. Phê duyệt chính sách đầu tư theo Luật đầu tư năm 2020	12
2.5.2. Đấu thầu và lựa chọn nhà đầu tư theo Luật Đấu thầu năm 2023	13
2.5.3. Luật Đất đai và Luật Quy hoạch như các công cụ hỗ trợ thực thi đầu tư	13
2.5.4. Các ràng buộc pháp lý và điều tiết vẫn còn hiệu lực trên thực tế.....	14
2.6. Hàm ý đối với huy động đầu tư.....	15
3. Xu hướng đầu tư toàn cầu trong lĩnh vực năng lượng bền vững: Khả tín tài chính, phân bổ rủi ro và hàm ý chính sách	17
3.1. Cách thức dòng vốn toàn cầu định giá rủi ro trong các hệ thống điện có tỷ trọng năng lượng tái tạo cao.....	19
3.2. Các lĩnh vực đầu tư trọng tâm và hàm ý trực tiếp đối với Việt Nam	19
3.2.1. Phát điện từ năng lượng tái tạo: Từ “xây dựng theo biểu giá” sang “xây dựng theo hợp đồng”	19
3.2.2. Lưu trữ và tính linh hoạt của hệ thống: Tạo giá trị kinh tế cho độ tin cậy	20
3.2.3. Lưới điện: Nút thắt toàn cầu phản chiếu ràng buộc của Việt Nam	21
3.2.4. Điện hóa nhu cầu cuối và nhu cầu doanh nghiệp: Chuyển tăng trưởng phụ tải thành đầu ra có khả tín tài chính.....	21
3.3. Các công cụ giảm thiểu rủi ro cốt lõi được sử dụng phổ biến trên thế giới và cấu trúc của chúng	22
3.3.1. Hợp đồng chênh lệch hai chiều đối với các công nghệ có cường độ vốn cao, đặc biệt là điện gió ngoài khơi.....	22
3.3.2. Cơ chế phụ phí mua điện trượt giá thông qua đấu thầu đối với các công nghệ đã trưởng thành và có khả năng nhân rộng	23
3.3.3. Khả tín tài chính của lưu trữ thông qua một lần doanh thu hợp đồng kết hợp với xếp chồng doanh thu thị trường	23
3.3.4. Các công cụ bảo đảm khả năng đấu nối lưới, chuyển “MW trong quy hoạch” thành “MW có thể đấu nối”	24
3.3.5. Các cơ chế kiểm soát rủi ro tài khóa nhằm bảo đảm tính khả tín của các cam kết dài hạn.....	24

3.4.	Đầu tư lưới điện như trụ cột của hệ thống: Mô hình tài trợ và sắp xếp thể chế.....	25
3.4.1.	Sự khác biệt giữa tài trợ lưới điện và tài trợ nguồn phát.....	25
3.4.2.	Các mô hình thể chế cốt lõi được sử dụng trên thế giới và hàm ý đối với Việt Nam.....	26
3.4.3.	Bốn dòng doanh thu tạo nên khả năng huy động vốn cho lưới điện.....	26
3.4.4.	Tài trợ doanh nghiệp hay tài trợ dự án: Mô hình nào phù hợp với vấn đề lưới điện nào?.....	27
3.4.5.	Lựa chọn phân bổ rủi ro và các hàng rào tài khóa.....	27
3.4.6.	Các ví dụ quốc tế tương đồng với thách thức của Việt Nam.....	27
3.5.	Hàm ý đối với kiến trúc chính sách của Việt Nam.....	28
4.	Huy động vốn cho hạ tầng năng lượng bền vững: Từ mục tiêu quy hoạch đến các hệ thống triển khai có khả tín tài chính.....	31
4.1.	Vì sao điểm nghẽn đầu tư của Việt Nam mang tính cấu trúc?.....	31
4.2.	Kinh nghiệm quốc tế cho thấy: khả tín tài chính ở quy mô lớn đến từ “tổ hợp công cụ”, không phải từ một chính sách đơn lẻ.....	33
4.3.	Kiểm chứng phân tích: Hàm ý từ đánh giá tác động định lượng đối với ưu tiên chính sách	34
4.3.1.	Phúc lợi được quyết định bởi cơ cấu công suất, không phải bởi việc kìm giá ngắn hạn.....	34
4.3.2.	Ổn định kinh tế vĩ mô phụ thuộc vào kỷ luật định giá và độ tin cậy trong triển khai.....	34
4.3.3.	Bài học trung tâm: khả tín tài chính là một hình thức quản lý rủi ro tài khóa.....	35
4.3.4.	Bằng chứng ưu tiên điều gì và không ưu tiên điều gì.....	35
4.3.5.	Hàm ý đối với kiến trúc chính sách trong giai đoạn tới.....	35
4.4.	Các gói chính sách ưu tiên đề xuất cho Việt Nam.....	36
4.4.1.	Gói A. Ổn định doanh thu nhưng vẫn bảo toàn tín hiệu thị trường và giới hạn phơi nhiễm tài khóa.	36
4.4.2.	Gói B. Đấu thầu lấy khả năng bàn giao làm trung tâm: Gắn khối lượng phát điện với thực trạng lưới điện.	37
4.4.3.	Gói C. Tính linh hoạt hệ thống như một loại tài sản có thể đầu tư.....	38
4.4.4.	Gói D. Trưởng thành tài chính và hàng rào bảo vệ tài khóa: Huy động vốn dài hạn mà không tạo nghĩa vụ tiềm ẩn.....	39
4.4.5.	Gói E. Thực thi thể chế và năng lực: Bảo đảm triển khai có thể dự đoán ở quy mô lớn.....	40
4.5.	Hàm ý chiến lược: Câu hỏi hạm FIT là câu hỏi về kiến trúc.....	40
5.	Chuyển hóa kiến trúc chính sách thành triển khai: Kiểm soát tài khóa, trình tự thực hiện và triển khai ở quy mô lớn.....	42
5.1.	Hệ điều hành triển khai: Biến chính sách thành triển khai có thể đầu tư.....	42
5.1.1.	Coi các công cụ doanh thu là cam kết tài khóa, không chỉ là chính sách ngành.....	42
5.1.2.	Lấy tính dự đoán làm công cụ chính, sự hào phóng chỉ là phần còn lại.....	43
5.1.3.	Sắp xếp trình tự công cụ theo mức độ sẵn sàng và khả năng vay vốn của công nghệ.....	43
5.1.4.	Bảo đảm nền tảng thị trường ngăn hỗ trợ trở thành giá cố định trên thực tế.....	43
5.2.	Các luồng công việc triển khai.....	44
5.3.	Lộ trình trình tự dựa trên các ngưỡng sẵn sàng thay vì các giai đoạn theo lịch trình.....	46
5.4.	Lộ trình thực tiễn: Các hành động ưu tiên trong giai đoạn ổn định chuyển dịch và giai đoạn tiếp theo.....	47
5.5.	Quản trị và phối hợp thể chế: Vận hành trực Bộ Tài chính – Bộ Công Thương như một hệ thống triển khai.....	48
5.6.	Giám sát, thích ứng và học hỏi chính sách mà không làm suy giảm độ tin cậy.....	54
6.	Kết luận.....	55

Danh mục các bảng

Bảng 1. Tổng quan về các cơ chế chính nhằm khuyến khích đầu tư vào cơ sở hạ tầng năng lượng tái tạo.	11
Bảng 2. Các công cụ quốc tế nhằm cải thiện khả năng tiếp cận ngân hàng và quản lý rủi ro tài chính.....	29
Bảng 3. Phân bổ rủi ro doanh thu và kết quả khả năng huy động vốn theo từng loại công cụ tài chính	37
Bảng 4: Tóm tắt các gói chính sách đề xuất.....	40
Bảng 5. Trình tự thời gian dự kiến dựa trên các mốc sẵn sàng.	47
Bảng 6. Kế hoạch triển khai tích hợp và vai trò của các bên liên quan theo từng nhóm công việc	49

Danh sách hình ảnh

Hình 1. Sản lượng điện theo nguồn (tháng 1 – tháng 9 năm 2025)	6
Hình 2. Cơ cấu các nhà phát triển dự án điện mặt trời và điện gió năm 2023	7
Hình 3. Phân bổ đầu tư theo các tiểu ngành chính, năm 2025	17
Hình 4. Đầu tư toàn cầu vào năng lượng, 2015 – 2025	18

1. Giới thiệu và bối cảnh dự án

Ngành năng lượng Việt Nam đang bước vào giai đoạn quyết định. Sự mở rộng kinh tế nhanh chóng, nâng cấp công nghiệp và nâng cao mức sống đang thúc đẩy sự tăng trưởng bền vững về nhu cầu điện, trong khi các cam kết về khí hậu và áp lực thị trường toàn cầu đang đẩy nhanh quá trình chuyển đổi sang các hệ thống năng lượng sạch hơn. Trong bối cảnh này, khả năng huy động và định hướng đầu tư vào cơ sở hạ tầng năng lượng bền vững đã trở thành yếu tố quyết định đối với an ninh năng lượng, khả năng phục hồi kinh tế và năng lực cạnh tranh dài hạn.

1.1. Thực trạng năng lượng tái tạo hiện nay và những thách thức trong huy động vốn và triển khai

Thách thức đặt ra đối với Việt Nam hiện nay không chỉ đơn thuần là mở rộng công suất phát điện. **Thách thức cốt lõi nằm ở việc chuyển đổi cấu trúc của hệ thống điện trong khi vẫn duy trì độ tin cậy, khả năng chi trả và kỷ luật tài khóa.** Thực tiễn vận hành hệ thống trong thời gian gần đây cho thấy quy mô của nhiệm vụ này. Theo EVN, sản lượng điện sản xuất và nhập khẩu trong chín tháng đầu năm 2025 đã vượt 241 tỷ kWh, với phụ tải cực đại của hệ thống đạt trên 54.000 MW. Mức tăng trưởng nhu cầu ở quy mô này tạo ra áp lực liên tục lên các nguồn phát điện, mạng lưới truyền tải và các đơn vị vận hành hệ thống, qua đó nhấn mạnh yêu cầu phải có các quyết định đầu tư kịp thời và được phối hợp chặt chẽ.

Đồng thời, cơ cấu nguồn điện hiện nay phản ánh rõ tính chất chuyển tiếp của hệ thống điện Việt Nam. Nhiệt điện, đặc biệt là nhiệt điện than, vẫn chiếm gần một nửa tổng sản lượng điện, trong khi thủy điện tiếp tục giữ vai trò quan trọng trong cân bằng hệ thống. Năng lượng tái tạo đã tăng trưởng nhanh về công suất lắp đặt, song đóng góp của nguồn này vào tổng sản lượng điện vẫn bị hạn chế bởi tính linh hoạt của hệ thống, tình trạng tắc nghẽn lưới và các giới hạn trong điều độ. Các nút thắt truyền tải giữa các vùng, đặc biệt từ các khu vực giàu tiềm năng tái tạo ở miền Trung và miền Nam tới các trung tâm phụ tải lớn, tiếp tục bộc lộ sự mất cân đối giữa đầu tư vào nguồn phát và đầu tư vào lưới điện. Những mất cân đối mang tính cấu trúc này cho thấy chuyển dịch năng lượng không còn là vấn đề về tham vọng, mà là vấn đề về năng lực thực thi và điều phối đầu tư.

Chính sách năng lượng quốc gia đã có những phản ứng tương ứng thông qua việc xác lập tầm nhìn dài hạn hướng tới một hệ thống điện sạch hơn và đa dạng hơn. Quy hoạch điện VIII điều chỉnh đã đưa ra các mục tiêu rõ ràng về phát triển năng lượng tái tạo, lưới điện và đa dạng hóa hệ thống đến năm 2030 và các giai đoạn tiếp theo. Gần đây hơn, Quốc hội đã thông qua một nghị quyết về cơ chế, chính sách phát triển năng lượng quốc gia giai đoạn 2026–2030, qua đó hình thành một khuôn khổ pháp lý nhằm đẩy nhanh công tác chuẩn bị dự án, đơn giản hóa việc cập nhật quy hoạch và xử lý các điểm nghẽn thể chế tồn tại kéo dài. Tổng thể các công cụ này phản ánh cam kết chính trị mạnh mẽ trong việc chuyển từ lập kế hoạch sang triển khai thực hiện.

Tuy nhiên, kinh nghiệm trong những năm gần đây cho thấy các mục tiêu quy hoạch và cải cách pháp lý, tự thân, là chưa đủ để huy động quy mô vốn cần thiết. Việc hiện thực hóa các mục tiêu của Quy hoạch điện VIII sẽ đòi hỏi mức đầu tư vượt xa khả năng của ngân sách nhà nước. Do đó, vốn tư nhân và vốn nước ngoài phải đóng vai trò trung tâm. Tuy nhiên, sự tham gia của nhà đầu tư vẫn chịu tác động lớn từ các quan ngại liên quan đến tính chắc chắn của doanh thu, phân bổ rủi ro, khả tín của hợp đồng và mức độ dự báo của môi trường pháp lý. Những khoảng trống trong cơ chế giá, sự thiếu hụt các công cụ giảm thiểu rủi ro và sự kém phát triển của thị trường vốn trong nước đã hạn chế dòng vốn

dài hạn vào ngành điện, đặc biệt đối với các dự án cung cấp tính linh hoạt cho hệ thống thay vì sản lượng điện tức thời.

Những thách thức này ngày càng trở nên rõ nét hơn khi quá trình chuyển dịch năng lượng đi vào chiều sâu. Tỷ trọng cao hơn của năng lượng tái tạo biến đổi làm gia tăng giá trị của hạ tầng lưới điện, lưu trữ năng lượng và nguồn điện linh hoạt, những lĩnh vực thường đòi hỏi vốn đầu tư ban đầu lớn hơn và cấu trúc tài chính phức tạp hơn. Nếu không có một khuôn khổ chính sách thống nhất nhằm định hướng hỗ trợ của Nhà nước, phân bổ rủi ro và thu hút vốn tư nhân, nguy cơ gia tăng là các khoản đầu tư sẽ tiếp tục bị phân mảnh, chậm trễ hoặc không phù hợp với nhu cầu thực tế của hệ thống.

1.2. Mục tiêu và phạm vi của báo cáo

Nhận thức được điều này, lãnh đạo Việt Nam đã nhất quán nhấn mạnh việc huy động đầu tư như một ưu tiên chiến lược trong phát triển năng lượng. Nghị quyết số 55-NQ/TW ngày 11 tháng 2 năm 2020 của Bộ Chính trị đã xác lập các định hướng chiến lược cho phát triển năng lượng quốc gia đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045 và xác định hạ tầng năng lượng bền vững là nền tảng cho phát triển kinh tế dài hạn. Nghị quyết này kêu gọi đa dạng hóa nguồn vốn tài trợ và nâng cao hiệu quả sử dụng nguồn lực công. Nghị quyết số 140/NQ-CP của Chính phủ đã cụ thể hóa các định hướng chiến lược này thành các nhiệm vụ rõ ràng, trong đó giao Bộ Kế hoạch và Đầu tư (nay là Bộ Tài chính) chủ trì thiết kế các chính sách ưu tiên đầu tư vào hạ tầng năng lượng bền vững, tăng cường kết nối vùng và hỗ trợ phát triển các chuỗi cung ứng trong nước gắn với ngành năng lượng.

Chính trong bối cảnh chính sách và thể chế đó, sáng kiến “Khung chính sách chuyên biệt cho đầu tư và phát triển hạ tầng năng lượng bền vững” đã được triển khai. Đây là sáng kiến hợp tác giữa Bộ Tài chính và ETP-UNOPS, được thiết kế nhằm vượt ra ngoài các ưu đãi mang tính ngành hẹp để giải quyết một câu hỏi rộng hơn: làm thế nào Việt Nam có thể huy động vốn một cách có hệ thống cho quá trình chuyển dịch năng lượng. Trong thời gian 15 tháng, một loạt nghiên cứu phân tích đã được thực hiện nhằm xem xét kinh nghiệm quốc tế, đánh giá môi trường đầu tư hiện tại của Việt Nam và phân tích các công cụ chính sách có khả năng gắn kết thiết kế thị trường điện với các mục tiêu tài chính công..

Các sản phẩm cụ thể thuộc phạm vi sáng kiến này gồm:

- i. **Báo cáo:** Kinh nghiệm quốc tế trong việc cung cấp và huy động nguồn lực cho đầu tư hạ tầng năng lượng bền vững;
- ii. **Báo cáo:** Đánh giá thực trạng đầu tư hạ tầng năng lượng tại Việt Nam;
- iii. **Báo cáo:** Nghiên cứu về khung chính sách chuyên biệt cho đầu tư và phát triển hạ tầng năng lượng bền vững;
- iv. **Báo cáo:** Gắn kết thị trường điện và tài chính công – cách tiếp cận theo danh mục đối với hỗ trợ năng lượng tái tạo tại Việt Nam (2025–2035);
- v. **Báo cáo:** Đánh giá tác động của các cơ chế ưu đãi đầu tư đối với hạ tầng năng lượng bền vững tại Việt Nam.

Bên cạnh đó, hai hội thảo tham vấn công khai đã được tổ chức với sự tham gia của hơn 300 đại biểu đến từ các cơ quan nhà nước, khu vực tư nhân, giới học thuật, các viện nghiên cứu, tổ chức tài chính, các tổ chức xã hội – nghề nghiệp và các đối tác phát triển quốc tế, nhằm thu thập các ý kiến thực tiễn về rào cản đầu tư và rủi ro trong triển khai.

Báo cáo cuối cùng này, Khuyến nghị và Lộ trình hành động cho việc triển khai hiệu quả Khung chính sách chuyên biệt, tổng hợp các phát hiện và kết luận chính từ sáu nghiên cứu chuyên sâu, đồng thời cập nhật phân tích trong bối cảnh môi trường đầu tư toàn cầu và trong nước đang biến đổi nhanh chóng. Báo cáo tích hợp các thông lệ quốc tế tốt nhất, đánh giá toàn diện môi trường đầu tư hiện tại của Việt Nam, thiết kế khung chính sách chuyên biệt và các cơ chế giá linh hoạt cho giai đoạn hậu FIT.

Dựa trên cả bằng chứng phân tích và ý kiến của các bên liên quan, báo cáo xây dựng một lộ trình thống nhất và khả thi nhằm huy động nguồn lực công và tư, tăng cường sự đồng bộ trong quản lý điều tiết và thúc đẩy phát triển một hệ thống điện có khả năng chống chịu và phát thải thấp, phù hợp với các mục tiêu chuyển dịch năng lượng của Việt Nam.

Cấu trúc của báo cáo như sau:

Chương 1 – Giới thiệu và bối cảnh dự án

Chương này đặt tiến trình chuyển dịch năng lượng của Việt Nam trong bối cảnh phát triển quốc gia và chính sách tài khóa được xác lập bởi Nghị quyết số 55-NQ/TW và Nghị quyết số 140/NQ-CP của Chính phủ. Chương giải thích vì sao việc huy động vốn tư nhân cho hạ tầng năng lượng bền vững đã trở thành thách thức chính sách trung tâm sau khi cơ chế giá FIT kết thúc và trong bối cảnh các mục tiêu công suất đầy tham vọng của Quy hoạch điện VIII điều chỉnh. Chương giới thiệu sáng kiến Khung chính sách chuyên biệt, làm rõ mục tiêu và phạm vi của báo cáo và trình bày logic phân tích từ chẩn đoán đến kiến trúc chính sách và triển khai.

Chương 2 – Thực trạng hiện nay của hạ tầng năng lượng bền vững tại Việt Nam

Chương này chẩn đoán các điều kiện đầu tư và vận hành hệ thống đang chi phối việc huy động vốn trong ngành điện Việt Nam. Nội dung bao gồm việc rà soát công suất lắp đặt, cơ cấu sở hữu, thiết kế thị trường, mô hình tài trợ và hành vi của nhà đầu tư, qua đó chỉ ra rằng quá trình chuyển từ FIT sang cơ chế giá trần hành chính đã làm bộc lộ một ràng buộc then chốt về khả tín tài chính do tính dự báo doanh thu suy yếu. Chương cũng phân tích mức độ sẵn sàng của lưới điện, tính linh hoạt của hệ thống, quy trình điều tiết và các điểm nghẽn thể chế, và kết luận rằng sự chững lại của đầu tư mang tính cấu trúc chứ không mang tính chu kỳ.

Chương 3 – Xu hướng đầu tư toàn cầu trong lĩnh vực năng lượng bền vững: Khả tín tài chính, phân bổ rủi ro và hàm ý chính sách

Chương này khai thác kinh nghiệm quốc tế nhằm chỉ ra cách thức huy động vốn trong các hệ thống điện có tỷ trọng năng lượng tái tạo cao và cách rủi ro được phân bổ giữa nhà đầu tư, đơn vị điện lực và Nhà nước. Chương xem xét các xu hướng toàn cầu trong phát triển nguồn điện tái tạo, lưu trữ, lưới điện và hợp đồng mua bán điện doanh nghiệp, đồng thời rà soát các công cụ giảm thiểu rủi ro cốt lõi được sử dụng rộng rãi trên thế giới, bao gồm cơ chế phí bổ sung linh hoạt, hợp đồng CfD, mô hình doanh thu cho lưu trữ và cơ chế gắn kết đầu tư nguồn với khả năng truyền tải. Chương nhấn mạnh vai trò của đầu tư lưới điện như một trụ cột hệ thống và rút ra các hàm ý trực tiếp cho thiết kế chính sách và thể chế tại Việt Nam.

Chương 4 – Huy động vốn cho hạ tầng năng lượng bền vững: Từ mục tiêu quy hoạch đến hệ thống triển khai có khả tín tài chính

Chương này phát triển lập luận phân tích trung tâm của báo cáo: điểm nghẽn đầu tư của Việt Nam bắt nguồn từ sự thiếu vắng một kiến trúc chính sách thống nhất, chứ không phải do khan hiếm nguồn lực hay thiếu quan tâm của nhà đầu tư. Dựa trên bằng chứng từ phân tích chi phí – lợi ích và mô hình tự hồi quy vector, chương chỉ ra rằng các kịch bản phù hợp với Quy hoạch điện VIII mang lại lợi ích phúc lợi vượt trội, nhưng dễ bị tổn thương trong giai đoạn chuyển tiếp 2025–2030 nếu các vấn đề về khả tín tài chính và khả năng triển khai không được xử lý. Trên cơ sở đó, chương đề xuất năm gói chính sách tích hợp bao phủ các nội dung ổn định doanh thu, đấu thầu gắn với khả năng triển khai, phát triển tính linh hoạt của hệ thống, kéo dài kỳ hạn tài trợ gắn với hàng rào tài khóa và nâng cao năng lực thể chế trong triển khai.

Chương 5 – Chuyển hóa kiến trúc chính sách thành triển khai: Kiểm soát tài khóa, trình tự thực hiện và triển khai ở quy mô lớn

Chương này tập trung vào khâu thực thi, làm rõ cách thức vận hành kiến trúc chính sách đề xuất mà không tạo ra rủi ro tài khóa ngoài kiểm soát. Nội dung bao gồm việc xác lập các nguyên tắc triển khai chiến lược, định nghĩa các nhóm công việc cụ thể và xây dựng lộ trình triển khai theo mức độ sẵn sàng, gắn kết đấu thầu, đầu tư lưới điện, công cụ tài chính và cải cách thị trường. Chương nhấn mạnh vai trò trung tâm của trục phối hợp Bộ Tài chính – Bộ Công Thương, các cơ chế thanh toán và quyết toán được điều phối chặt chẽ và các hệ thống giám sát minh bạch trong việc chuyển hóa thiết kế chính sách thành các dự án có khả năng đầu tư.

Chương 6 – Kết luận

Chương cuối cùng tổng hợp các phát hiện chính của báo cáo và tái khẳng định kết luận cốt lõi rằng chuyển dịch năng lượng của Việt Nam là hợp lý về kinh tế và có thể bảo vệ được về mặt tài khóa, nhưng chỉ khi được triển khai thông qua một khuôn khổ chính sách có kỷ luật, nhận thức đầy đủ về hệ thống và vận hành theo cơ chế thị trường. Chương nhấn mạnh rằng việc vượt qua giai đoạn FIT là một thách thức về kiến trúc chính sách hơn là một lựa chọn về biểu giá, và rằng việc đồng bộ hóa khuôn khổ doanh thu, mức độ sẵn sàng của lưới điện, kỳ hạn tài trợ và quản trị thể chế là điều kiện tiên quyết để huy động vốn tư nhân dài hạn, đồng thời bảo đảm an ninh năng lượng, ổn định tài khóa và tăng trưởng dài hạn.

2. Thực trạng cơ sở hạ tầng năng lượng bền vững tại Việt Nam

Quá trình chuyển dịch năng lượng bền vững của Việt Nam đã bước sang một giai đoạn mới, khác biệt rõ rệt cả về chất và về cấu trúc. Sau một giai đoạn mở rộng nhanh công suất năng lượng tái tạo được thúc đẩy bởi cơ chế giá mua điện hỗ trợ (FIT), định giá hành chính và đầu tư mạnh từ bảng cân đối trong nước, ngành năng lượng hiện đang chuyển dần sang các cơ chế mang tính thị trường hơn, các công nghệ có cường độ vốn cao và hạ tầng then chốt đối với hệ thống. Các ưu tiên đầu tư mới ngày càng tập trung vào điện gió ngoài khơi quy mô lớn, lưu trữ năng lượng bằng pin quy mô lưới, thủy điện tích năng và các hành lang truyền tải 500 kV và HVDC quy mô lớn. Những hạng mục này có hồ sơ rủi ro, cấu trúc tài chính và mức độ phức tạp trong triển khai hoàn toàn khác so với các thế hệ dự án năng lượng tái tạo trước đây. Do đó, nhu cầu vốn đang gia tăng nhanh chóng, trong khi mức độ chấp nhận rủi ro về pháp lý và doanh thu của nhà đầu tư lại suy giảm.

Trong giai đoạn mới này, các ràng buộc then chốt không còn nằm ở khả năng tiếp cận tài nguyên, mức độ quan tâm của các nhà phát triển dự án hay tham vọng chính sách ở cấp độ tổng thể. Thay vào đó, chúng nằm ở năng lực của hệ thống trong việc chuyển hóa các mục tiêu quy hoạch thành một danh mục dự án có khả tín tài chính, có thể huy động vốn và có khả năng triển khai, trong bối cảnh dư địa tài khóa bị thu hẹp, lãi suất toàn cầu ở mức cao, khẩu vị rủi ro của các tổ chức cho vay ngày càng thận trọng và các yêu cầu tích hợp hệ thống ngày càng khắt khe. Do đó, thách thức của quá trình chuyển dịch đã dịch chuyển từ việc triển khai công suất sang điều phối đầu tư, quản lý rủi ro và củng cố độ tin cậy thể chế trong toàn bộ vòng đời dự án.

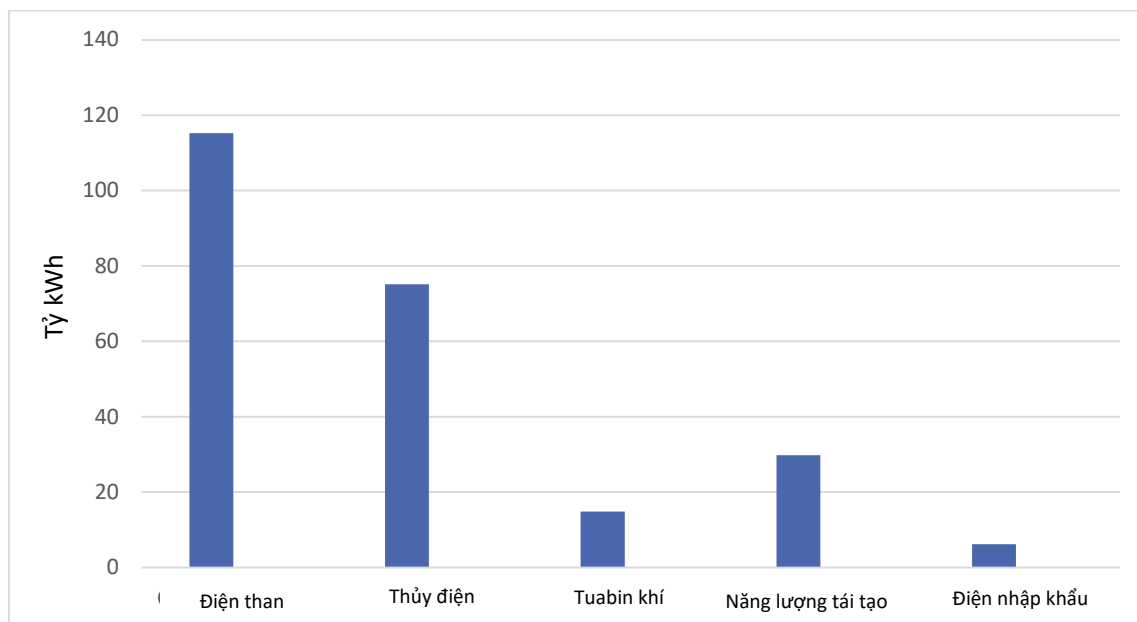
Chương này cung cấp một bức tranh tổng quan mang tính định lượng và thể chế về hạ tầng năng lượng của Việt Nam, tập trung vào công suất lắp đặt, cơ cấu sở hữu và cấu trúc thị trường, thực tiễn điều độ vận hành, hành vi đầu tư và xu hướng huy động vốn, cấu trúc tài trợ và khả tín tài chính, mức độ sẵn sàng của hạ tầng và các ràng buộc tích hợp hệ thống, cũng như bối cảnh pháp lý và thể chế hiện hành..

2.1. Tổng quan hệ thống: Công suất lắp đặt, cơ cấu sở hữu và cấu trúc thị trường định hình rủi ro và suất sinh lời

Hệ thống điện Việt Nam đã mở rộng nhanh chóng trong thập kỷ qua và đến cuối năm 2024, tổng công suất lắp đặt đạt khoảng 82.400 MW, tăng khoảng 1.500 MW so với năm 2023. Công suất điện gió và điện mặt trời đạt 21.447 MW, chiếm xấp xỉ 26% tổng công suất lắp đặt, trong khi thủy điện tiếp tục đóng vai trò ổn định trong vận hành hệ thống thông qua cân bằng theo mùa và hỗ trợ phụ tải cực đại. Quy mô mở rộng này đưa Việt Nam trở thành một trong những hệ thống điện lớn nhất Đông Nam Á, đồng nghĩa với việc ngay cả những thay đổi nhỏ trong thiết kế hệ thống hoặc chính sách cũng có thể kéo theo các hệ quả rất lớn về đầu tư và tài khóa. Nhiệt điện than vẫn chiếm tỷ trọng đáng kể do các khoản đầu tư quá khứ và vai trò tiếp tục của loại hình này trong việc bảo đảm độ tin cậy điều độ vào các giai đoạn phụ tải cao điểm, các năm thủy văn bất lợi và các thời kỳ sản lượng năng lượng tái tạo biến động. Tổng sản lượng điện sản xuất và nhập khẩu năm 2024 đạt khoảng 308,73 tỷ kWh, phản ánh sự quay trở lại của tăng trưởng nhu cầu mạnh mẽ cùng với quá trình phục hồi kinh tế vĩ mô và sản xuất công nghiệp.

Dữ liệu vận hành trong nửa đầu năm 2025 xác nhận rằng Việt Nam hiện đang lập kế hoạch và đầu tư trong điều kiện hệ thống có mức độ khai thác cao, bị ràng buộc bởi phụ tải cực đại và chịu áp lực lớn. Tổng sản lượng điện toàn hệ thống và nhập khẩu đạt 155,79 tỷ kWh, với sản lượng phát tối đa trong ngày đạt 1,04 tỷ kWh và công suất cực đại của hệ thống đạt 51.672 MW. Các chỉ số này có ý nghĩa then chốt đối với công tác quy hoạch hạ tầng và đầu tư, bởi chúng cho thấy thách thức của quá trình chuyển

dịch không còn được xác định đơn thuần bởi sản lượng điện hàng năm. Thay vào đó, thách thức ngày càng chịu chi phối bởi khả năng đáp ứng phụ tải cực đại, tính linh hoạt của hệ thống, biên dự phòng, khả năng tăng giảm công suất nhanh và năng lực truyền tải liên vùng. Những yếu tố này tác động trực tiếp đến rủi ro cắt giảm công suất, thứ tự ưu tiên điều độ, dòng doanh thu của các dự án lưu trữ và sự ổn định của dòng tiền trong các kỳ hạn tài trợ dài, đặc biệt đối với các dự án có cường độ vốn cao và mức độ chấp nhận rủi ro thị trường hạn chế.

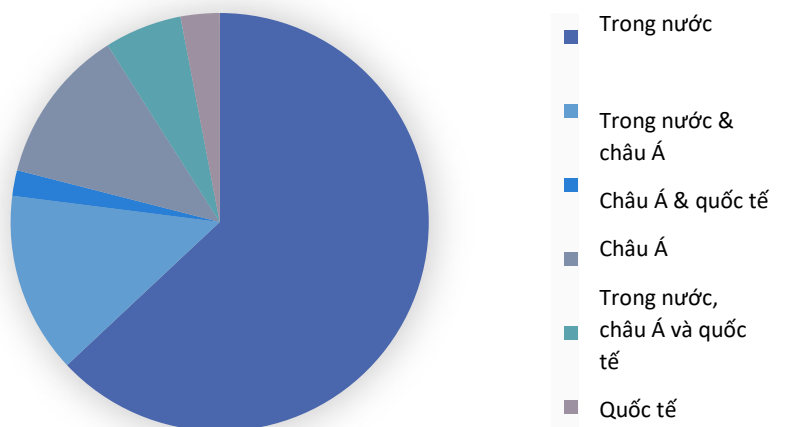


Hình 1. Sản lượng điện theo nguồn (tháng 1 – tháng 9 năm 2025)

Mô hình điều độ trong những tháng đầu năm 2025 tiếp tục làm rõ thực tế mang tính cấu trúc này. Nhiệt điện than đạt 84,6 tỷ kWh, chiếm 54,3% tổng sản lượng điện được huy động; thủy điện đạt 36,5 tỷ kWh, tương đương 23,4%; tua-bin khí đạt 10,27 tỷ kWh, chiếm 6,6%; năng lượng tái tạo đạt 20,98 tỷ kWh, tương đương 13,5%; và điện nhập khẩu đạt 3,24 tỷ kWh, chiếm 2,1%. Trong nhóm năng lượng tái tạo, điện mặt trời đạt 13,63 tỷ kWh và điện gió đạt 6,71 tỷ kWh. Xét về quy mô tuyệt đối, các nguồn nhiệt điện và thủy điện tiếp tục giữ vai trò trụ cột trong bảo đảm độ tin cậy của hệ thống, trong khi sản lượng điện tái tạo vẫn chịu tác động lớn từ các ràng buộc điều độ, tắc nghẽn lưới và rủi ro liên quan đến tính biến động. Các số liệu này cho thấy quá trình chuyển dịch năng lượng của Việt Nam hiện chưa phải là sự thay thế các nguồn điện có khả năng điều độ, mà chủ yếu là việc chùng ghép các nguồn năng lượng biến đổi lên một hệ thống vẫn được neo giữ bởi các nguồn phát truyền thống. Khi chưa có các cơ chế có khả năng tài chính đối với tính linh hoạt của hệ thống, lưu trữ năng lượng và tăng cường lưới điện, việc gia tăng công suất năng lượng tái tạo không tự động chuyển hóa thành mức tăng tương ứng về sản lượng điện hoặc dòng tiền ổn định.

Cơ cấu sở hữu tiếp tục củng cố tính tập trung trong vận hành của hệ thống. EVN và các đơn vị thành viên chiếm khoảng 38% tổng công suất lắp đặt, song vẫn sản xuất khoảng 40,3% tổng sản lượng điện, phản ánh vai trò chi phối của EVN trong công tác điều độ, sở hữu lưới truyền tải và hoạt động phân phối điện. Mức độ tập trung này giúp EVN thực hiện vai trò ổn định hệ thống, đồng thời cũng đặt EVN vào vị trí trung tâm của quá trình truyền dẫn rủi ro trên toàn chuỗi giá trị. Khu vực tư nhân và các nhà đầu tư nước ngoài hiện nắm giữ tỷ trọng đáng kể các tài sản phát điện, đặc biệt trong lĩnh vực năng lượng tái tạo (Hình 2), tuy nhiên về mặt cấu trúc vẫn phụ thuộc vào một hệ thống trong đó quyền tiếp cận lưới điện, quyết định điều độ, quy trình thanh toán và kỷ luật chi trả phần lớn mang tính tập trung. Sự bất đối xứng giữa quyền sở hữu tài sản và quyền kiểm soát vận hành này là một đặc điểm then chốt trong phân bổ rủi ro của ngành điện Việt Nam và là yếu tố quan trọng đối với các tổ chức cho vay khi

đánh giá rủi ro đối tác và rủi ro điều tiết. Các yếu tố về khả năng chống chịu trong vận hành cũng tiếp tục có ý nghĩa đáng kể: EVN cho biết đã duy trì cung ứng điện ổn định phục vụ các sự kiện quốc gia quan trọng và triển khai các biện pháp ứng phó khẩn cấp, khôi phục hệ thống sau khi bão số 5 (Kajiki) ảnh hưởng tới một số khu vực miền Trung. Điều này tiếp tục khẳng định rằng độ tin cậy, tính dự phòng và năng lực khôi phục nhanh vẫn là những ưu tiên đầu tư cốt lõi, song hành cùng mục tiêu giảm phát thải.



Hình 2. Cơ cấu các nhà phát triển dự án điện mặt trời và điện gió năm 2023

Nguồn: Tác giả minh họa từ Mekong Infrastructure Tracker. Chỉ bao gồm các dự án đang vận hành trong khuôn khổ phân tích.

Mặc dù cải cách thị trường điện đã đạt được những bước tiến nhất định, hệ thống điện của Việt Nam trên thực tế vẫn đang vận hành chủ yếu theo mô hình một người mua duy nhất. Trong khi thị trường phát điện cạnh tranh đã mở rộng đáng kể, từ 31 nhà máy tham gia (9.212 MW) năm 2012 lên hơn 140 nhà máy vào năm 2025, thị trường bán buôn điện vẫn còn nông, thanh khoản hạn chế và khả năng hình thành giá còn yếu, còn thị trường bán lẻ điện vẫn chưa được triển khai. Do đó, cơ chế hình thành giá minh bạch tiếp tục bị hạn chế và các tín hiệu doanh thu dài hạn đối với nhà đầu tư vẫn chủ yếu chịu chi phối bởi các quyết định hành chính, hợp đồng đàm phán và các mức giá trần điều tiết, thay vì các kết quả hình thành từ cân bằng thị trường. Điều này làm giảm khả năng của nhà đầu tư trong việc định giá rủi ro, phòng ngừa biến động và dựa vào các cơ chế ổn định dòng tiền dựa trên thị trường.

Các cải cách gần đây đã bắt đầu cho phép sự tham gia ở mức độ hạn chế của phía cầu, nổi bật nhất là Nghị định số 57/2025/NĐ-CP về cơ chế mua bán điện trực tiếp (DPPA). Cơ chế này cho phép các khách hàng sử dụng điện lớn đủ điều kiện được mua điện trực tiếp từ các đơn vị phát điện năng lượng tái tạo, đánh dấu một bước tiến quan trọng trong việc đa dạng hóa cấu trúc bên mua điện và giảm sự phụ thuộc tuyệt đối vào mô hình một người mua. DPPA đặc biệt có ý nghĩa đối với các ngành sản xuất định hướng xuất khẩu có nhu cầu tiếp cận nguồn điện xanh có khả năng truy xuất nguồn gốc và đối với các dự án mong muốn giảm thiểu một phần rủi ro từ cơ chế giá hành chính. Tuy nhiên, điều kiện tham gia hiện nay vẫn bị giới hạn đối với các khách hàng có mức tiêu thụ điện bình quân trên 200.000 kWh mỗi tháng, qua đó làm thu hẹp đáng kể tác động của cơ chế này trong ngắn hạn. Trong bối cảnh chưa có cải cách bán lẻ toàn diện, chưa làm rõ cơ chế phân bổ chi phí cân bằng hệ thống và chưa thiết lập được các cơ chế thanh toán có khả năng mở rộng, DPPA đơn lẻ chưa thể tạo ra các tín hiệu đầu tư mang tính hệ thống hoặc giảm thiểu rủi ro một cách đáng kể đối với phần lớn các dự án quy mô lớn.

Tổng hợp lại, bức tranh hiện tại cho thấy ngành điện Việt Nam là một hệ thống có quy mô vật lý lớn, chịu áp lực cao trong vận hành và mang tính tập trung về thể chế. Tăng trưởng công suất lắp đặt và tỷ trọng năng lượng tái tạo không còn là các ràng buộc chính. Thay vào đó, thiết kế thị trường, quy tắc

điều độ, cơ chế giá, mức độ sẵn sàng của lưới điện và tiến độ cũng như độ tin cậy của cải cách ngày càng đóng vai trò quyết định trong việc phân bổ rủi ro, định hình suất sinh lời kỳ vọng và khả tín tài chính của các dự án. Việc hiểu rõ bối cảnh cấu trúc này là điều kiện then chốt để lý giải vì sao động lực đầu tư đã chậm lại và vì sao việc huy động vốn ở quy mô lớn hiện nay phụ thuộc ít hơn vào tham vọng chính sách ở cấp độ tổng thể, mà phụ thuộc nhiều hơn vào việc xây dựng các khuôn khổ đầu tư thống nhất, phù hợp với logic hệ thống và có độ tin cậy cao về tài chính, đủ khả năng hỗ trợ sự tham gia dài hạn của khu vực tư nhân. **Trên phương diện thực tiễn, “độ tin cậy” ngày càng được hiểu là năng lực của hệ thống trong việc chứng minh khả năng cung ứng lưới điện một cách lặp lại và áp dụng nhất quán các quy tắc điều độ và thanh toán có khả tín trong các điều kiện phụ tải cao và áp lực vận hành lớn.**

2.2. Hành vi đầu tư thể hiện qua thực tiễn: Từ giai đoạn tăng tốc FIT đến giai đoạn chững lại do ràng buộc khả tín tài chính

Kết quả đầu tư trong vòng năm năm qua cho thấy khoảng cách ngày càng gia tăng giữa tham vọng chính sách và năng lực thực thi. Trong giai đoạn từ năm 2021 đến giữa năm 2024, mức đầu tư bình quân hằng năm vào phát điện và truyền tải điện duy trì dưới 9 tỷ USD, thấp hơn đáng kể so với mức đỉnh trong thời kỳ FIT cũng như so với mức đầu tư hàm ý từ các mục tiêu của Quy hoạch điện VIII và các điều chỉnh tiếp theo. Sự chững lại này không bắt nguồn từ nhu cầu yếu hay tiềm năng tài nguyên hạn chế. Nền tảng tài nguyên kỹ thuật của Việt Nam vẫn rất lớn, với tiềm năng năng lượng tái tạo ước tính lên tới hàng trăm gigawatt đối với điện gió và điện mặt trời.

Thay vào đó, hành vi đầu tư quan sát được cho thấy mức độ nhạy cảm ngày càng cao đối với các điều kiện khả tín tài chính. Việc chuyển dịch khỏi cơ chế FIT đã làm thay đổi bản chất quyết định đầu tư, từ mô hình “xây dựng theo biểu giá” sang mô hình “xây dựng theo hợp đồng”, trong đó cơ chế giá, khả năng thực thi hợp đồng, cách thức xử lý cắt giảm công suất, rủi ro tỷ giá và mức độ chắc chắn về đầu nối lưới trở thành các yếu tố mang tính quyết định. Trong các điều kiện này, khẩu vị của nhà đầu tư và tổ chức cho vay mang tính gián đoạn: các dự án không mở rộng dần theo từng bước nhỏ, mà либо đạt được đồng tài chính nhanh chóng khi khung quy tắc rõ ràng, либо bị đình trệ trên toàn bộ chuỗi dự án khi tồn tại bất định.

Các dòng vốn đầu tư trực tiếp nước ngoài (FDI) minh họa rõ nét động lực này. Trong các giai đoạn có cơ chế giá rõ ràng và doanh thu có tính dự báo, Việt Nam nằm trong nhóm các nền kinh tế đang phát triển hàng đầu về thu hút FDI vào năng lượng tái tạo. Tuy nhiên, sau khi cơ chế FIT hết hiệu lực và việc triển khai đấu thầu cạnh tranh quy mô lớn bị chậm trễ, FDI vào năng lượng tái tạo đã suy giảm mạnh. Đến năm 2023, lĩnh vực này chỉ thu hút khoảng 2,4 tỷ USD, tương đương khoảng 6–7% tổng dòng vốn FDI, mặc dù nhu cầu đầu tư trung hạn lớn hơn rất nhiều. Sự suy giảm này không phản ánh việc mất đi sự quan tâm chiến lược, mà là kết quả của việc tái định giá rủi ro, đặc biệt trong bối cảnh dòng vốn quốc tế ngày càng chọn lọc và đòi hỏi các điều khoản tiêu chuẩn hóa, có khả năng huy động vốn.

2.3. Cấu trúc tài trợ và các ràng buộc về khả tín tài chính: Nút thắt thực sự là tính dự báo của doanh thu

Các dự án năng lượng tái tạo tại Việt Nam chủ yếu được tài trợ thông qua tín dụng ngân hàng thương mại trong nước, với tỷ trọng vốn vay thường chiếm khoảng 70–80% tổng vốn đầu tư dự án. Một số ngân hàng trong nước đã tích cực hỗ trợ lĩnh vực năng lượng tái tạo, tuy nhiên kỳ hạn vay thường chỉ dao động từ 7 đến 12 năm, ngắn hơn nhiều so với vòng đời kinh tế của các dự án điện gió, điện mặt trời, lưu trữ và điện gió ngoài khơi. Sự lệch pha kỳ hạn này làm gia tăng rủi ro tái cấp vốn, tăng yêu cầu về hệ số bao phủ nghĩa vụ trả nợ và đẩy chi phí vốn hiệu quả lên cao. Kết quả là một cấu trúc tài trợ có

thể mở rộng nhanh trong điều kiện rủi ro thấp, nhưng trở nên mong manh khi tính chắc chắn của doanh thu suy giảm.

Tín dụng xanh đã có sự mở rộng nhưng vẫn còn hạn chế so với nhu cầu của hệ thống. Đến giữa năm 2022, dư nợ tín dụng xanh đạt khoảng 474 nghìn tỷ đồng, chỉ chiếm hơn 4% tổng dư nợ toàn hệ thống ngân hàng, trong đó khoảng một nửa được phân bổ cho năng lượng tái tạo và năng lượng sạch. Các công cụ thị trường vốn như trái phiếu xanh, trái phiếu dự án, quỹ hạ tầng và nguồn vốn dài hạn từ các nhà đầu tư tổ chức vẫn chưa phát triển đầy đủ và chưa đóng vai trò mang tính hệ thống trong việc tài trợ cho các tài sản năng lượng có vòng đời 20–30 năm.

Từ góc độ của các tổ chức cho vay, ràng buộc chính không phải là suất sinh lời danh nghĩa mà là dòng tiền có thể dự báo. Quá trình đàm phán kéo dài các hợp đồng mua bán điện chuyển tiếp là minh chứng rõ ràng. Tính đến cuối tháng 4 năm 2025, chỉ có năm dự án năng lượng tái tạo ký được hợp đồng PPA chính thức có giá với EVN, mặc dù đã nộp hồ sơ và đàm phán trong gần hai năm. Kết quả này trực tiếp làm suy giảm niềm tin của các tổ chức cho vay, làm chậm tiến độ đóng tài chính và gia tăng phần bù rủi ro đối với các cam kết mới. Trên thực tế, tình trạng này cũng cản trở hoạt động của thị trường thứ cấp, tái cấp vốn và luân chuyển danh mục dự án, những yếu tố then chốt để mở rộng đầu tư mà không gây quá tải cho bảng cân đối của các ngân hàng.

Sự tương phản với tài trợ cho truyền tải điện mang tính minh họa rõ rệt. Đầu tư lưới điện tại Việt Nam chủ yếu được tài trợ thông qua cho vay doanh nghiệp đối với Tổng công ty Truyền tải điện Quốc gia (EVNNPT), với sự hỗ trợ của các thỏa thuận tín dụng dài hạn từ các tổ chức tài chính mang tính chính sách. Các thỏa thuận gần đây giữa EVNNPT và Ngân hàng Phát triển Việt Nam (VDB), với tổng giá trị khoảng 105 nghìn tỷ đồng cho gần 80 dự án truyền tải, cho thấy nguồn vốn dài hạn hoàn toàn có thể được huy động ở quy mô lớn khi doanh thu được điều tiết, có tính dự báo và được neo chặt về mặt thể chế. Trong mô hình này, các tổ chức cho vay đánh giá rủi ro tín dụng ở cấp độ doanh nghiệp, dựa trên vị thế độc quyền của EVNNPT, dòng tiền gắn với biểu giá truyền tải, quyền sở hữu nhà nước và sự tích hợp trong quy hoạch điện quốc gia, thay vì dựa vào doanh thu thị trường của từng dự án riêng lẻ.

Sự so sánh này cho thấy ràng buộc về tài trợ của Việt Nam không nằm ở việc thiếu thanh khoản trong nước, mà ở sự bất đối xứng về khả năng tín dụng giữa các nhóm tài sản. Các tài sản truyền tải, dù có cường độ vốn cao, vẫn có thể huy động vốn vì cơ chế thu hồi chi phí được điều tiết và rủi ro thanh toán thấp. Ngược lại, các dự án phát điện năng lượng tái tạo phải đối mặt với điều độ bất định, rủi ro cắt giảm công suất, các cơ chế giá chuyển tiếp và thời gian ký kết hợp đồng kéo dài, tất cả đều trực tiếp làm suy giảm khả năng xác định quy mô nợ và kéo dài kỳ hạn vay.

Đây là giai đoạn mà thiết kế chính sách cần lấy các tổ chức cho vay làm trọng tâm. Nhà đầu tư có thể chấp nhận mức lợi nhuận thấp hơn nếu rủi ro được phân bổ rõ ràng và có thể thực thi. Tuy nhiên, các tổ chức cho vay sẽ không chấp nhận sự mơ hồ trong các nội dung như cách thức điều độ, kỷ luật thanh toán, bảo vệ trước thay đổi pháp luật, nguyên tắc bồi thường khi cắt giảm công suất hoặc các khoản thanh toán khi chấm dứt hợp đồng. Nếu các vấn đề này không được tiêu chuẩn hóa ở quy mô lớn, ngay cả các dự án có chất lượng tốt cũng sẽ không thể huy động được nguồn vốn dài hạn cần thiết cho điện gió ngoài khơi, lưu trữ năng lượng, các hành lang truyền tải lớn và nguồn điện linh hoạt.

Tổng hợp lại, các mô hình tài trợ hiện nay cho thấy tính dự báo của doanh thu, chứ không phải công nghệ hay khả năng tiếp cận vốn, mới là ràng buộc then chốt. Khi doanh thu được điều tiết và có độ tin cậy cao, dòng vốn sẽ được huy động. Ngược lại, khi doanh thu mang tính đàm phán, chuyển tiếp hoặc dễ bị điều chỉnh tùy nghi, việc tài trợ sẽ bị đình trệ. Việc thu hẹp khoảng cách này đòi hỏi khuôn khổ hợp đồng phát điện phải được gắn kết chặt chẽ hơn với các đặc điểm thể chế vốn đã bảo đảm thành công cho tài trợ lưới điện.

2.4. Mức độ sẵn sàng của hạ tầng và các thách thức tích hợp hệ thống: Lưới điện, tính linh hoạt và sự mất cân đối giữa nguồn và hạ tầng

Việc triển khai nhanh năng lượng tái tạo trong giai đoạn FIT không đi kèm với đầu tư tương xứng vào truyền tải và tính linh hoạt của hệ thống. Hệ quả là sự mất cân đối kéo dài giữa nguồn phát và hạ tầng, đặc biệt tại các khu vực giàu tiềm năng năng lượng tái tạo, nơi công suất phát tăng nhanh hơn nhiều so với khả năng mở rộng của lưới điện. Tại một số địa điểm, tỷ lệ cắt giảm công suất trong các thời kỳ cao điểm đã lên tới 30–40%, phản ánh tình trạng tắc nghẽn, hạn chế năng lực truyền tải và các ràng buộc trong vận hành.

Mặc dù đầu tư lưới điện gần đây là đáng kể, thách thức mang tính cấu trúc vẫn còn. Trong nửa đầu năm 2025, sản lượng điện truyền tải đạt khoảng 124,7 tỷ kWh. EVN ghi nhận mức truyền tải tối đa qua các giao diện quan trọng, bao gồm 3.959 MW đối với giao diện Bắc – Trung và 5.625 MW đối với giao diện Trung – Nam, cho thấy các ràng buộc cân bằng vùng đang ở trạng thái chặt và hệ thống tiếp tục phải dựa vào các luồng truyền tải liên vùng quy mô lớn trong điều kiện chịu áp lực cao. EVN cũng báo cáo khối lượng xây dựng đáng kể, với 80 dự án lưới điện được khởi công và 124 dự án được đóng điện ở cấp điện áp 110–500 kV, bao gồm nhiều đường dây và trạm biến áp quan trọng. Những kết quả này cho thấy năng lực triển khai đang được cải thiện, song quy mô và mức độ phức tạp của nhu cầu trong giai đoạn tới theo các mục tiêu điều chỉnh của Quy hoạch điện VIII sẽ lớn hơn, bao gồm các hành lang điện áp cao hơn, các phương án đấu nối ngoài khơi và tăng cường lưới phục vụ tích hợp lưu trữ. Cập nhật của EVN tháng 8 năm 2025 tiếp tục lượng hóa quy mô và tiến độ truyền tải: sản lượng điện truyền tải trong tháng 8 năm 2025 ước đạt 23,4 tỷ kWh và lũy kế tám tháng đầu năm 2025 đạt 171,44 tỷ kWh. Trong cùng giai đoạn từ tháng 1 đến tháng 8, EVN và các đơn vị thành viên đã khởi công 103 dự án lưới điện và đóng điện 149 dự án ở cấp 110–500 kV. Sự kết hợp giữa vận hành với thông lượng cao và đẩy nhanh tiến độ đưa lưới điện vào vận hành là tín hiệu tích cực, đồng thời cũng làm nổi bật thách thức tài trợ: giai đoạn tiếp theo đòi hỏi các tài sản có mức độ phức tạp cao hơn, phụ thuộc vào nguồn vốn dài hạn và phân bổ rủi ro được tiêu chuẩn hóa.

Tính linh hoạt của hệ thống vẫn là trụ cột chưa được phát triển đầy đủ. Tính đến năm 2024, Việt Nam chưa có hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin quy mô lưới nào đi vào vận hành thương mại, trong khi thủy điện tích năng đối mặt với thời gian triển khai dài, chi phí đầu tư cao và các khuôn khổ giá và doanh thu chưa được giải quyết. Dự án thủy điện tích năng Bắc Ái công suất 1.200 MW được khởi công năm 2020 dự kiến đến khoảng năm 2029 mới có thể vận hành, cho thấy độ trễ mang tính cấu trúc giữa quy hoạch và triển khai. Nếu không đẩy nhanh việc phát triển lưu trữ, nguồn điện linh hoạt và các chương trình điều chỉnh phụ tải, việc gia tăng công suất năng lượng tái tạo sẽ ngày càng làm tăng cắt giảm công suất và chi phí hệ thống, thay vì mang lại lợi ích giảm phát thải một cách tin cậy.

Hạ tầng số cũng là một bộ phận của mức độ sẵn sàng hệ thống. EVN đã xây dựng các nền tảng dữ liệu nền tảng, bao gồm 26 hệ thống phần mềm dùng chung và 12 kho dữ liệu chuyên ngành (khách hàng, đo đếm, đầu tư, nhà thầu, giá thiết bị và các lĩnh vực khác). Các năng lực này có ý nghĩa quan trọng vì cho phép nâng cao chất lượng dự báo phụ tải, quản lý tài sản, ứng phó sự cố, giảm tổn thất và giám sát đầu tư minh bạch hơn. Đồng thời, chúng cũng hỗ trợ các chương trình phía cầu và là nền tảng vận hành cần thiết cho cơ chế DPPA, cải cách điều độ thị trường và lựa chọn nhà đầu tư ở quy mô lớn.

2.5. Bối cảnh pháp lý và thể chế

Các cải cách pháp lý và điều tiết gần đây đã cải thiện mức độ rõ ràng, song vẫn đang ở giai đoạn đầu của quá trình triển khai. Luật Điện lực năm 2024 lần đầu tiên đưa ra các định nghĩa pháp lý rõ ràng về điện năng lượng tái tạo và điện năng lượng mới, tập hợp các chính sách liên quan trong một chương riêng và thiết lập các nguyên tắc về hợp đồng dài hạn, cam kết sản lượng tối thiểu và nghĩa vụ của nhà

đầu tư. Nghị định số 58/2025/NĐ-CP tiếp tục cụ thể hóa các quy định này, cho thấy sự chuyển dịch sang một khuôn khổ dựa trên quy tắc rõ ràng hơn.

Tuy nhiên, phát triển hạ tầng năng lượng bền vững tại Việt Nam không chỉ chịu sự điều chỉnh của pháp luật chuyên ngành năng lượng mà còn chịu tác động của một mạng lưới dày đặc các quy định liên ngành, cùng nhau định hình khả tín tài chính của dự án, mức độ phơi nhiễm tài khóa, phân bổ rủi ro và kết quả đấu thầu (Bảng 1). Bên cạnh Luật Điện lực, đầu tư vào năng lượng tái tạo còn chịu ảnh hưởng đáng kể của Luật Đầu tư, Luật Đấu thầu, Luật Đất đai, Luật Quy hoạch và một loạt các quy định về môi trường, xây dựng và phòng cháy chữa cháy. Tổng thể các công cụ pháp lý này xác lập môi trường pháp lý và tài khóa trong đó các cơ chế hỗ trợ năng lượng tái tạo phải vận hành.

Bảng 1. Tổng quan về các cơ chế chính nhằm khuyến khích đầu tư vào cơ sở hạ tầng năng lượng tái tạo

Cơ chế	Các đặc tính chính	Lợi ích	Thách thức	Hàm ý về đầu tư
Giấy phép hoạt động	<ul style="list-style-type: none"> Năng lượng tái tạo được xếp vào ngành nghề ưu đãi đầu tư (Luật Đầu tư số 61/2020/QH14) Quyền tiếp cận truyền tải cho mọi thành phần kinh tế (Luật số 03/2022/QH15) 	<ul style="list-style-type: none"> Đơn giản hóa thủ tục đăng ký kinh doanh Khuyến khích khu vực tư nhân tham gia đầu tư truyền tải. 	<ul style="list-style-type: none"> Ưu đãi cấp phép còn hạn chế (chỉ điện mặt trời mái nhà dưới 1 MW được miễn) 	<ul style="list-style-type: none"> Giảm rào cản hành chính nhưng thiếu các cơ chế hỗ trợ cấp phép ở quy mô rộng hơn
Cơ chế đấu thầu	<ul style="list-style-type: none"> Đấu thầu lựa chọn nhà đầu tư (Thông tư 27/2024/TT-BCT) Khung pháp lý minh bạch (Nghị định 115/2024/NĐ-CP) 	<ul style="list-style-type: none"> Tăng cường tính minh bạch và cạnh tranh Tăng cường chuỗi cung ứng trong nước 	<ul style="list-style-type: none"> Tiêu chí chưa rõ ràng đối với điện gió ngoài khơi Ràng buộc lưới điện (cắt giảm công suất tới 25% tại Ninh Thuận năm 2023) 	<ul style="list-style-type: none"> Thu hút nhà đầu tư nhưng các khoảng trống pháp lý và hạn chế về lưới điện làm suy giảm khả tín tài chính
Thuế nhập khẩu	<ul style="list-style-type: none"> Miễn thuế đối với tài sản cố định và nguyên liệu đầu vào (Luật số 107/2016/QH13) Miễn thuế 5 năm cho các dự án đặc biệt (Khoản 13, Điều 16) 	<ul style="list-style-type: none"> Giảm chi phí thiết bị Có lợi cho các dự án quy mô nhỏ (ví dụ điện mặt trời mái nhà dưới 50 kW) 	<ul style="list-style-type: none"> Phân loại thuế chưa nhất quán (ví dụ tua-bin gió không thuộc diện miễn) 	<ul style="list-style-type: none"> Giảm chi phí đầu tư ban đầu nhưng sự thiếu nhất quán làm nản lòng các nhà đầu tư nhỏ
Thuế thu nhập doanh nghiệp	<ul style="list-style-type: none"> Thuế suất 10% trong 15 năm, miễn thuế 4 năm, giảm 50% trong 9 năm tiếp theo (Nghị định số 218/2013/NĐ-CP) 	<ul style="list-style-type: none"> Cải thiện hiệu quả tài chính dự án Linh hoạt trong việc lựa 	<ul style="list-style-type: none"> Ngưỡng vốn cao (ví dụ 30 nghìn tỷ đồng) loại trừ các nhà đầu tư nhỏ 	<ul style="list-style-type: none"> Mức ưu đãi cạnh tranh so với khu vực nhưng chưa bao trùm được doanh nghiệp vừa và nhỏ

		chọn ưu đãi có lợi nhất		
Ưu đãi tín dụng	- Tín dụng đầu tư của Nhà nước, miễn tiền thuê đất, thuê mặt nước (Luật Điện lực 2024) - Không bảo lãnh cho doanh nghiệp nhà nước	- Cải thiện khả năng tiếp cận vốn - Hỗ trợ các dự án điện gió ngoài khơi	- Quy định tín dụng ngân hàng chặt chẽ - Hạn chế về năng lực tài chính của EVN	- Nâng cao khả tín tài chính cho các dự án lớn nhưng khả năng tiếp cận vốn vẫn bị hạn chế
Quy định về đất đai	- Dự kiến bố trí 288,51 nghìn ha đất đến năm 2030 (Nghị quyết 39/NQ-QH, 2021) - Giảm tới 50% thuế sử dụng đất phi nông nghiệp (Luật số 48/2010/QH12)	- Hỗ trợ mở rộng quy mô dự án - Giảm chi phí tiếp cận đất đai	- Thủ tục hành chính kéo dài - Chồng chéo với Luật Lâm nghiệp và Luật Nhà ở	- Tạo điều kiện cho các dự án quy mô lớn nhưng chậm trễ thủ tục cản trở tiến độ triển khai
Đào tạo nguồn nhân lực	- Chưa có chính sách ưu đãi cụ thể nào dành cho lĩnh vực năng lượng tái tạo.	- Không áp dụng	- Nhu cầu kỹ sư trình độ cao chưa được đáp ứng - Hạn chế tăng trưởng của ngành	- Thiếu ưu đãi đào tạo làm hạn chế phát triển lực lượng lao động, ảnh hưởng đến khả năng mở rộng dự án

2.5.1. Phê duyệt chính sách đầu tư theo Luật đầu tư năm 2020

Luật Đầu tư năm 2020 là điểm khởi đầu mang tính quyết định đối với các dự án năng lượng tái tạo và hạ tầng lưới điện. Luật này điều chỉnh các dự án thuộc diện được hưởng ưu đãi đầu tư và hỗ trợ đầu tư đặc biệt, đặc biệt là các dự án có tổng vốn đầu tư trên 30.000 tỷ đồng và giải ngân tối thiểu 10.000 tỷ đồng trong vòng ba năm. Các ngưỡng này có ý nghĩa đặc biệt đối với các dự án điện gió ngoài khơi, lưu trữ năng lượng quy mô lớn và truyền tải điện.

Một điểm quan trọng là Luật Đầu tư quy định thủ tục chấp thuận chủ trương đầu tư là một “cửa ải” bắt buộc, không phân biệt dự án được tài trợ bằng nguồn vốn công hay vốn tư nhân. Trên thực tế, quyết định này xác định việc dự án có thể chuyển sang các bước tiếp theo như giao đất, lựa chọn nhà thầu và thu xếp tài chính hay không. Sự thiếu đồng bộ hoặc không rõ ràng ở giai đoạn này trong quá khứ đã gây ra những chậm trễ đáng kể và làm gia tăng bất định trong thu xếp vốn.

Kinh nghiệm từ EVN và các đơn vị thành viên cho thấy việc chồng chéo trong cách diễn giải giữa Luật Đầu tư, Luật Quản lý, sử dụng vốn nhà nước đầu tư vào sản xuất, kinh doanh tại doanh nghiệp (Luật số 69/2014/QH13) và các quy định về đấu thầu đã tạo ra một “mê cung” thủ tục. Tại một số địa phương, các dự án lưới điện được coi là không thuộc phạm vi điều chỉnh của Luật Đầu tư, trong khi ở các địa phương khác lại yêu cầu thực hiện đầy đủ quy trình lựa chọn nhà đầu tư hoặc đấu giá đất, kể cả đối với các tuyến truyền tải phục vụ lợi ích công cộng.

Các hướng dẫn gần đây của Bộ Tài chính đã làm rõ hai nguyên tắc then chốt:

- Phê duyệt chủ trương đầu tư theo Luật Đầu tư và phê duyệt dự án theo Luật số 69/2014/QH13 là hai thủ tục riêng biệt và đều phải được thực hiện khi thuộc diện áp dụng.
- Các dự án truyền tải và phân phối điện không thuộc diện đấu thầu lựa chọn nhà đầu tư theo Nghị định số 23/2024/NĐ-CP vẫn phải thực hiện thủ tục chấp thuận chủ trương đầu tư nếu sử dụng hình thức Nhà nước giao đất hoặc cho thuê đất, theo quy định tại điểm d khoản 4 Điều 29 Luật Đầu tư.

Những làm rõ này có tác động trực tiếp đến tiến độ dự án, mức độ sẵn sàng thu xếp tài chính và trình tự phê duyệt.

2.5.2. Đấu thầu và lựa chọn nhà đầu tư theo Luật Đấu thầu năm 2023

Việc lựa chọn nhà đầu tư và nhà thầu đối với các dự án năng lượng tái tạo được điều chỉnh bởi Luật Đấu thầu năm 2023, trong đó kế thừa các nguyên tắc cốt lõi về mua sắm công, đồng thời bổ sung các quy định mới liên quan đến hủy thầu, chỉ định thầu và các trường hợp đặc biệt. Luật số 90/2025/QH15 tiếp tục hoàn thiện các công cụ này bằng việc cho phép chỉ định trực tiếp nhà đầu tư trong những trường hợp được xác định chặt chẽ, kèm theo yêu cầu giải trình và giám sát nghiêm ngặt.

Một số cải thiện quan trọng đã gắn liền với các quy định về đấu thầu. Đáng chú ý, Nghị định số 225/2025/NĐ-CP đã sửa đổi Nghị định số 115/2024/NĐ-CP, loại bỏ yêu cầu bắt buộc phải có quy hoạch tỷ lệ 1/2.000 hoặc quy hoạch chi tiết xây dựng đối với các dự án năng lượng tái tạo, một điều kiện từng gây chậm trễ đáng kể trong lựa chọn nhà đầu tư cho nhiều dự án điện gió và điện mặt trời.

Các công cụ đấu thầu do Bộ Tài chính giám sát được hỗ trợ bởi hướng dẫn chuyên ngành của Bộ Công Thương. Theo Nghị định số 56/2025/NĐ-CP, các dự án năng lượng tái tạo đã được đưa vào quy hoạch điện quốc gia và quy hoạch điện cấp tỉnh, nếu có từ hai nhà đầu tư trở lên quan tâm, phải thực hiện đấu thầu cạnh tranh, qua đó gắn kết đầu tư năng lượng chặt chẽ hơn với các nguyên tắc thị trường và giám sát tài khóa. Thông tư số 27/2024/TT-BCT của Bộ Công Thương và các sửa đổi tại Thông tư số 32/2025/TT-BCT đã ban hành các mẫu hồ sơ mời thầu và tiêu chí đánh giá đối với các dự án đầu tư ngành điện. Các thông tư này cụ thể hóa cách thức đánh giá trần giá điện, năng lực tài chính và kinh nghiệm thực hiện dự án của nhà đầu tư. Đối với các dự án thuộc diện áp dụng khung giá do Bộ Công Thương ban hành, mức giá chào thầu không được vượt quá trần giá điều tiết, qua đó gắn trực tiếp kết quả đấu thầu với khả năng chi trả tài khóa và chính sách giá điện.

Ở cấp độ vận hành, Hệ thống mạng đấu thầu quốc gia hiện đã bao phủ 100% hoạt động lựa chọn nhà thầu và đang từng bước mở rộng sang lựa chọn nhà đầu tư. Việc số hóa này góp phần tăng cường tính minh bạch, giảm chi phí giao dịch và nâng cao giám sát hậu kiểm đối với các cuộc đấu thầu năng lượng tái tạo. EVN và các đơn vị thành viên đang được đào tạo một cách hệ thống về các quy định đấu thầu mới và quy trình đấu thầu điện tử.

2.5.3. Luật Đất đai và Luật Quy hoạch như các công cụ hỗ trợ thực thi đầu tư

Luật Đất đai năm 2024 đã xử lý một điểm nghẽn kéo dài trong khâu thực thi bằng việc cho phép các dự án năng lượng được bổ sung vào kế hoạch sử dụng đất theo hình thức cuốn chiếu sau khi đã được chấp thuận chủ trương đầu tư. Cải cách này phá vỡ vòng lặp trước đây, trong đó dự án không thể được phê duyệt nếu chưa có trong kế hoạch sử dụng đất, trong khi lại không thể đưa vào kế hoạch nếu chưa có thông tin chi tiết về dự án.

Tương tự, Luật Quy hoạch năm 2017 thiết lập mối liên kết trực tiếp giữa quy hoạch năng lượng với hệ thống quy hoạch quốc gia, vùng và tỉnh. Đối với Bộ Tài chính, mối liên kết này có ý nghĩa then chốt: chỉ những dự án phù hợp với quy hoạch được phê duyệt mới có thể được tích hợp vào Kế hoạch đầu tư công trung hạn, Khung tài khóa trung hạn và các giới hạn bảo lãnh Chính phủ. Cách tiếp cận này bảo

đảm bảo danh mục đầu tư năng lượng tái tạo luôn phù hợp với các ràng buộc tài khóa và các ưu tiên phát triển dài hạn.

2.5.4. Các ràng buộc pháp lý và điều tiết vẫn còn hiệu lực trên thực tế

Mặc dù đã có những tiến bộ pháp lý đáng kể trong giai đoạn 2024–2025, môi trường pháp lý hiện nay vẫn tạo ra “rủi ro thực thi” đủ lớn để làm đình trệ các dự án, ngay cả khi các dự án đó khả thi về mặt kỹ thuật và đã được đưa vào quy hoạch. Ràng buộc cốt lõi không phải là thiếu luật, mà là thiếu các lộ trình triển khai được tiêu chuẩn hóa và có khả tín tài chính, đủ để đồng bộ hóa cơ chế giá, đấu thầu, hợp đồng, tiếp cận lưới điện và kiểm soát rủi ro tài khóa.

- Thứ nhất, quá trình chuyển từ FIT sang đấu thầu cạnh tranh vẫn chưa hoàn tất trên phương diện vận hành. Mặc dù các nguyên tắc đấu thầu, quy định lựa chọn nhà đầu tư và trần giá điện đã được làm rõ trong nhiều văn bản, các đợt đấu thầu năng lượng tái tạo quy mô lớn vẫn chưa được triển khai với tốc độ và quy mô cần thiết. Điều này tạo ra khoảng trống giữa các mục tiêu quy hoạch và con đường khả tín để đạt được đóng góp tài chính, đặc biệt đối với các công nghệ có cường độ vốn cao như điện gió ngoài khơi, lưu trữ năng lượng và các hành lang lưới điện lớn, nơi nhà đầu tư đòi hỏi thiết kế hồ sơ mời thầu rõ ràng, quy tắc đánh giá minh bạch và tiến độ từ trao thầu đến COD có thể dự báo.
- Thứ hai, khả tín doanh thu tiếp tục bị hạn chế do thiếu các hợp đồng PPA tiêu chuẩn với phân bổ rủi ro có thể thực thi. Đối với các tổ chức cho vay, việc chưa thống nhất hoặc áp dụng không nhất quán các nguyên tắc liên quan đến rủi ro cắt giảm công suất, rủi ro điều độ, bảo vệ trước thay đổi pháp luật, bồi thường khi chấm dứt hợp đồng, khả năng chuyển đổi ngoại tệ và giải quyết tranh chấp trực tiếp dẫn đến chi phí vốn cao hơn, kỳ hạn vay ngắn hơn và mức đòn bẩy thấp hơn. Ngay cả khi chính sách ngành phát đi tín hiệu ủng hộ năng lượng tái tạo, việc thiếu một chuẩn mực hợp đồng có khả tín tài chính buộc mỗi dự án phải đàm phán riêng lẻ, làm tăng chi phí giao dịch và tạo ra kết quả không đồng đều giữa các địa phương và nhóm nhà đầu tư.
- Thứ ba, các ràng buộc về giá và khả năng chi trả ngày càng gắn chặt với quản trị tài khóa. Trần giá điện và các mục tiêu “kiểm soát chi phí” là cần thiết để bảo vệ người tiêu dùng và hệ thống, nhưng nếu việc xác lập trần giá không được liên kết minh bạch với diễn biến chi phí công nghệ, chi phí tích hợp lưới và phân bổ rủi ro, kết quả có thể là một mức giá tuân thủ về mặt hình thức nhưng không thể huy động vốn khi đã tính đến xác suất cắt giảm công suất, rủi ro tái cấp vốn và rủi ro thực thi PPA. Đây là điểm mà vai trò của Bộ Tài chính trở nên mang tính cấu trúc: không phải trong việc xác định giá kỹ thuật, mà trong việc bảo đảm rằng thiết kế đấu thầu và hợp đồng không tạo ra phơi nhiễm tài khóa tiềm ẩn thông qua các dự án gặp khó khăn, thất bại trong tái cấp vốn hoặc các nghĩa vụ dự phòng sau này phải xử lý bằng can thiệp hành chính.
- Thứ tư, trình tự và mức độ phối hợp giữa các khâu phê duyệt chủ trương đầu tư, đất đai, tính phù hợp quy hoạch, giấy phép môi trường và xây dựng và cam kết đấu nối lưới điện vẫn chưa đồng đều giữa các địa phương. Luật Đất đai năm 2024 đã tháo gỡ một điểm nghẽn bằng việc cho phép bổ sung kế hoạch sử dụng đất sau khi phê duyệt chủ trương đầu tư, song các dự án năng lượng và lưới điện quy mô lớn vẫn đối mặt với chậm trễ liên quan đến giải phóng mặt bằng, phê duyệt hướng tuyến và sự phối hợp giữa nhiều cơ quan và cấp chính quyền. Đối với nhà đầu tư, điều này tạo ra rủi ro về tiến độ rất khó phòng ngừa và thường không thể phản ánh đầy đủ vào các biểu giá cố định dài hạn nếu không làm tăng suất sinh lời yêu cầu.
- Cuối cùng, thiết kế thị trường mới chỉ được triển khai một phần, làm suy yếu các tín hiệu phía cầu và cơ chế hình thành giá. Khuôn khổ DPPA là một bước tiến có ý nghĩa, nhưng các ngưỡng đủ điều kiện còn hạn chế hiệu ứng quy mô và các hệ thống thanh toán vẫn đang trong quá trình hoàn thiện. Chừng nào thị trường vẫn bị chi phối bởi mô hình một người mua, chưa có

cơ chế giá bán lẻ phản ánh đầy đủ chi phí và cạnh tranh bán buôn đáng tin cậy, doanh thu dự án vẫn mang tính cấu trúc phụ thuộc vào điều chỉnh hành chính và rủi ro phi thị trường, ngay cả khi được hỗ trợ về mặt chính sách.

Tổng hợp lại, các ràng buộc này lý giải vì sao các cải cách pháp lý, dù cần thiết, vẫn chưa chuyển hóa thành một danh mục đầu tư có thể mở rộng. Vấn đề then chốt nằm ở “tăng triển khai”: các cuộc đấu thầu tiêu chuẩn hóa, hợp đồng tiêu chuẩn hóa, quy trình cấp phép và đấu nối lưới có thể dự báo và một khuôn khổ giá vừa có khả tín tài chính đối với nhà cung cấp vốn vừa bảo đảm kỷ luật tài khóa đối với Nhà nước.

2.6. Hàm ý đối với huy động đầu tư

Bức tranh hiện tại của hạ tầng năng lượng bền vững tại Việt Nam dẫn tới một kết luận mang tính cấu trúc rõ ràng: ràng buộc then chốt không còn nằm ở tiềm năng năng lượng tái tạo hay ý chí chiến lược, mà ở năng lực thể chế trong việc chuyển hóa các mục tiêu quy hoạch thành một danh mục đầu tư có khả tín tài chính và có thể triển khai đúng tiến độ, đồng thời được tích hợp an toàn vào hệ thống điện.

Quy mô đầu tư hàm ý từ Quy hoạch điện VIII và các điều chỉnh là hoàn toàn khác biệt so với giai đoạn FIT. Làn sóng đầu tư tiếp theo sẽ bị chi phối bởi các công nghệ và tài sản có chu kỳ xây dựng dài hơn, quy mô đơn vị lớn hơn, giao diện phức tạp hơn với lưới điện và mức độ nhạy cảm cao hơn với các điều kiện tài chính vĩ mô, bao gồm điện gió ngoài khơi, lưu trữ năng lượng, nguồn điện linh hoạt và các dự án tăng cường lưới điện 500 kV. Các tài sản này đòi hỏi nguồn vốn dài hạn và dòng tiền hợp đồng ổn định. Tuy nhiên, cấu trúc tài trợ của Việt Nam hiện vẫn chủ yếu dựa vào tín dụng ngân hàng trong nước với kỳ hạn tương đối ngắn, trong khi dòng vốn quốc tế ngày càng chọn lọc và chỉ tham gia khi có phân bổ rủi ro tiêu chuẩn hóa và có thể thực thi.

Do đó, nhu cầu vốn đã chuyển hẳn sang giai đoạn “xây dựng hệ thống” thay vì triển khai từng dự án đơn lẻ. Các đánh giá ngành gắn với lộ trình quy hoạch điều chỉnh cho thấy nhu cầu đầu tư vào phát điện đến năm 2030 vào khoảng 118 tỷ USD và khoảng 18,1 tỷ USD cho hạ tầng lưới điện trong cùng giai đoạn. Việc huy động quy mô vốn này phụ thuộc ít hơn vào các điều chỉnh chính sách rời rạc, mà phụ thuộc nhiều hơn vào việc thể chế hóa khả tín tài chính, bao gồm các cuộc đấu thầu tiêu chuẩn hóa được triển khai ở quy mô lớn, các hợp đồng PPA tiêu chuẩn với cơ chế xử lý có khả tín đối với cắt giảm công suất, chấm dứt hợp đồng và sự kiện bất khả kháng và các khuôn khổ doanh thu cho lưu trữ, công suất và dịch vụ phụ trợ mà các tổ chức cho vay có thể thẩm định lặp lại.

Trong bối cảnh này, hạn chế của các điều chỉnh chính sách đơn lẻ trở nên mang tính cấu trúc chứ không còn là tạm thời. Thị trường không bị kim hãm bởi một công cụ còn thiếu, mà bởi một chuỗi các bất định liên kết với nhau liên quan đến thiết kế đấu thầu, trần giá điện, khả năng thực thi PPA, xử lý cắt giảm công suất, mức độ chắc chắn về đấu nối lưới, trình tự phê duyệt và kỷ luật thanh toán. Chỉ cần một mắt xích yếu cũng đủ để ngăn cản việc đạt được đóng góp tài chính. Hệ quả thực tiễn là việc huy động đầu tư phụ thuộc vào việc xây dựng một lộ trình đầu tư xuyên suốt, mà nhà đầu tư và tổ chức cho vay có thể thẩm định lặp lại, thay vì phải đàm phán lại cho từng dự án riêng lẻ.

Do đó, huy động đầu tư cần được nhìn nhận như một bài toán “kỹ thuật thể chế”, chứ không chỉ là một bài toán quy hoạch năng lượng. Ưu tiên trước mắt là tiêu chuẩn hóa “gói khả tín tài chính” ở quy mô lớn, bao gồm các quy tắc đấu thầu có thể áp dụng lặp lại, các hợp đồng PPA với phân bổ rủi ro dự báo được và cơ chế khắc phục đáng tin cậy và các quy định về đấu nối lưới và cắt giảm công suất minh bạch, có thể huy động vốn. Song song với đó, Việt Nam cần các cơ chế tài chính phù hợp hơn với vòng đời tài sản, bao gồm các công cụ thu hút vốn dài hạn và cho phép luân chuyển vốn, thay vì phụ thuộc chủ yếu vào bảng cân đối của các ngân hàng trong nước. Để đạt được điều này, cần có sự phối hợp đồng bộ giữa Bộ Tài chính, Bộ Công Thương, EVN, NSMO, MAE và chính quyền địa phương, bảo đảm

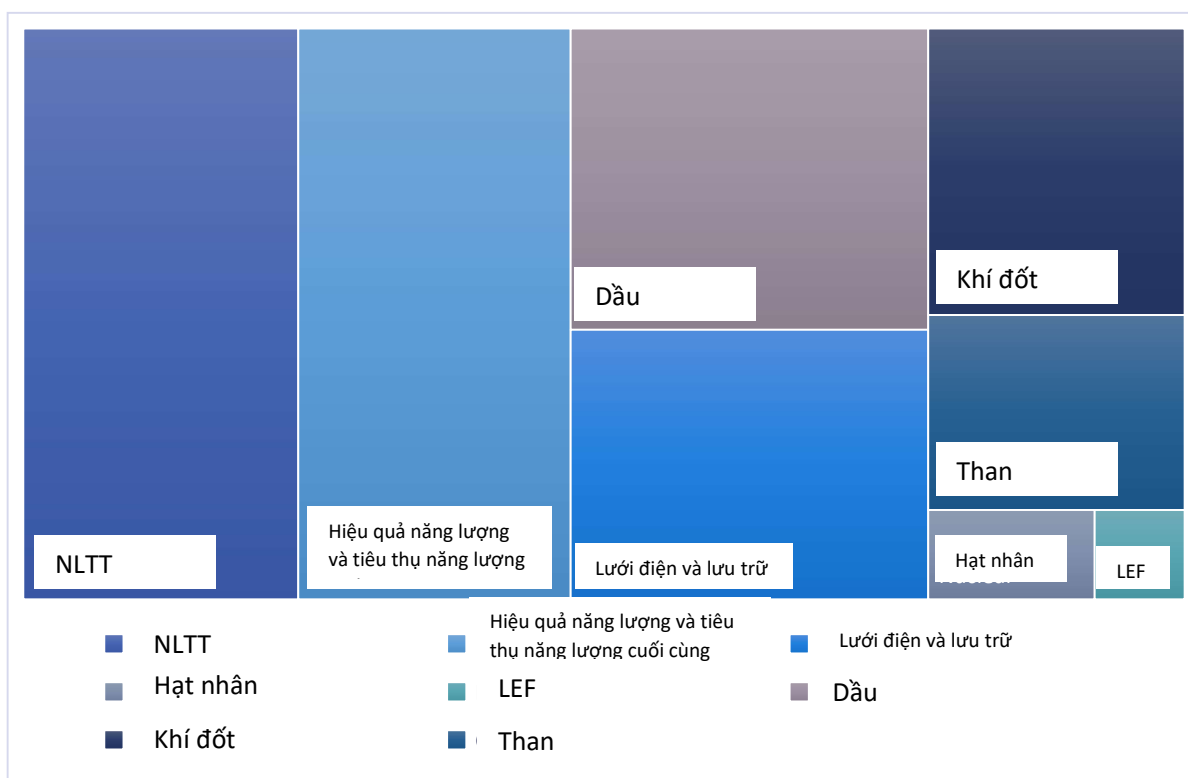
rằng các công cụ tài khóa, quản trị đấu thầu và cơ chế chia sẻ rủi ro được thiết kế phù hợp với cường độ vốn của quá trình chuyển dịch.

Nếu các yếu tố này được thiết lập đầy đủ, Việt Nam có thể giảm chi phí vốn, đẩy nhanh tiến độ triển khai dự án và mở rộng quy mô năng lượng tái tạo mà không lặp lại các động lực cắt giảm công suất và mất cân đối lưới điện của thời kỳ FIT. Ngược lại, nếu không thực hiện được, hệ thống có nguy cơ tiếp tục bị mắc kẹt trong trạng thái “tham vọng cao – thực thi thấp”, trong đó các mục tiêu quy hoạch tăng nhanh hơn khả năng đưa dự án có thể huy động vốn vào xây dựng và trong đó các chậm trễ và tái đàm phán làm gia tăng chi phí cho cả nhà đầu tư và Nhà nước.

3. Xu hướng đầu tư toàn cầu trong lĩnh vực năng lượng bền vững: Khả tín tài chính, phân bổ rủi ro và hàm ý chính sách

Các xu hướng đầu tư năng lượng toàn cầu trong giai đoạn 2024–2025 tiếp tục củng cố chẩn đoán trung tâm được nêu tại Chương 2. Ràng buộc mà Việt Nam đang đối mặt không nằm ở tiềm năng kỹ thuật hay mức độ tham vọng chính sách ở cấp độ tổng thể, mà ở năng lực chuyển hóa các mục tiêu quy hoạch thành một danh mục đầu tư có khả tín tài chính, được tích hợp hiệu quả với lưới điện và có thể triển khai trên thực tế trong bối cảnh điều kiện tài chính ngày càng thắt chặt. Trên phạm vi toàn cầu, dòng vốn vẫn tiếp tục chảy mạnh vào năng lượng sạch, song ngày càng tập trung vào các quốc gia và khu vực pháp lý có khuôn khổ doanh thu ổn định, hợp đồng tiêu chuẩn hóa và có thể thực thi, cơ chế thanh toán đáng tin cậy và năng lực đã được chứng minh trong việc triển khai đúng tiến độ hạ tầng lưới điện và các giải pháp linh hoạt của hệ thống.

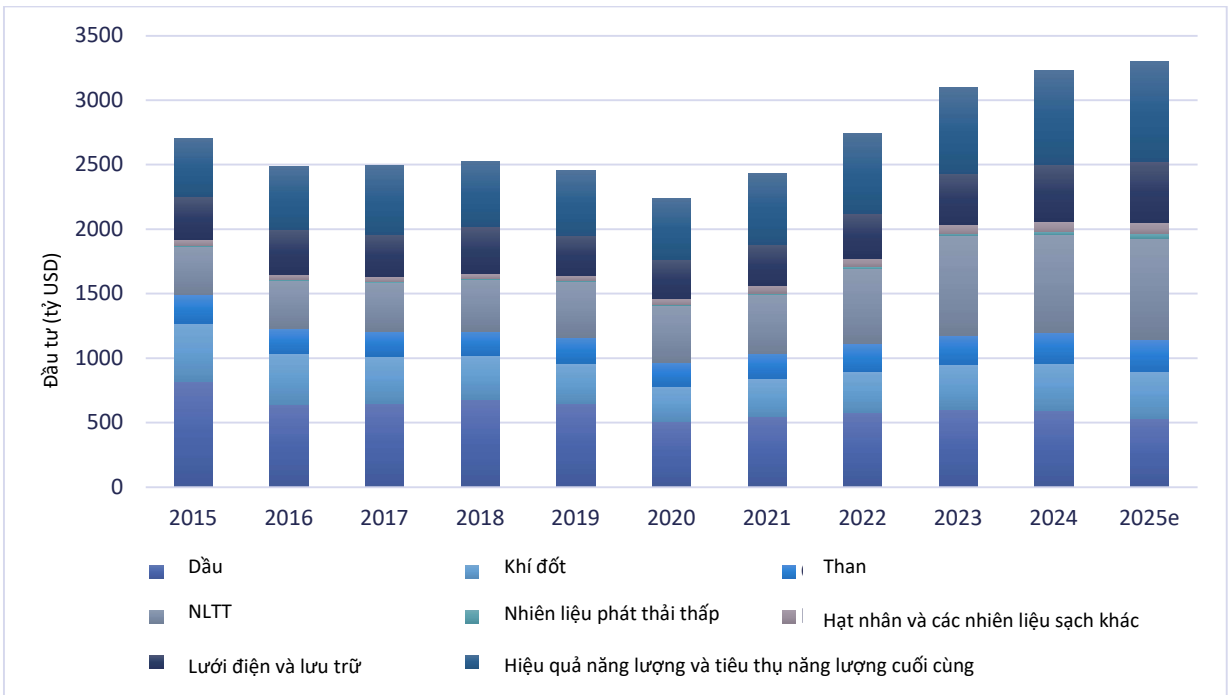
Theo các chuẩn so sánh quốc tế, tổng mức đầu tư năng lượng toàn cầu dự kiến đạt khoảng 3,3 nghìn tỷ USD vào năm 2025, trong đó khoảng 2,2 nghìn tỷ USD sẽ được phân bổ cho các công nghệ năng lượng sạch, cao gấp hơn hai lần mức đầu tư dự kiến vào nhiên liệu hóa thạch (Hình 2). Riêng đầu tư vào điện mặt trời được dự báo đạt khoảng 450 tỷ USD, lưu trữ năng lượng bằng pin khoảng 66 tỷ USD, trong khi đầu tư hằng năm vào lưới điện chỉ đạt khoảng 400 tỷ USD, thấp hơn nhiều so với mức cần thiết để bảo đảm độ tin cậy của hệ thống trong các hệ thống điện có tỷ trọng năng lượng tái tạo cao (Hình 3)..



Hình 3. Cơ cấu đầu tư theo các phân ngành chính, năm 2025.

Đơn vị: tỷ USD (MER, 2024)

Nguồn: Bản minh họa của tác giả dựa trên báo cáo Đầu tư Năng lượng Thế giới năm 2025 của IEA.



Hình 4. Đầu tư toàn cầu vào lĩnh vực năng lượng, giai đoạn 2015 – 2025.

Đơn vị: tỷ USD (năm 2024, tỷ giá hối đoái thị trường)

Nguồn: Minh họa của tác giả dựa trên báo cáo Đầu tư Năng lượng Thế giới năm 2025 của IEA.

Sự mất cân đối giữa đầu tư vào nguồn phát và đầu tư vào lưới điện cũng như tính linh hoạt của hệ thống phản ánh đúng trải nghiệm của Việt Nam trong quá trình triển khai Quy hoạch điện VIII: công suất phát có thể mở rộng nhanh chóng khi tín hiệu chính sách rõ ràng, nhưng khả năng truyền tải của lưới điện, tính linh hoạt của hệ thống và khả năng doanh thu ngày càng quyết định việc dự án có đạt được đóng tài chính và đi vào vận hành thương mại hay không. Do đó, ý nghĩa của các xu hướng toàn cầu đối với Việt Nam không nằm ở chỗ thế giới đang đầu tư “nhiều hơn”, mà ở chỗ dòng vốn hiện nay được điều kiện hóa bởi khả năng tài chính và mức độ sẵn sàng của hệ thống, thay vì chỉ dựa trên các mục tiêu quy hoạch mang tính hình thức.

Nói cách khác, ý nghĩa của các xu hướng toàn cầu đối với Việt Nam không đơn thuần là việc thế giới đang đầu tư “nhiều hơn”, mà là việc dòng vốn hiện nay được phân bổ một cách có chọn lọc, dựa trên khả năng tài chính, mức độ sẵn sàng của hệ thống và cấu trúc tài trợ, thay vì chỉ dựa trên các mục tiêu quy hoạch.

Hiện nay, dòng vốn đang ưu tiên chảy vào các thị trường đáp ứng được các điều kiện sau:

- có khuôn khổ doanh thu ổn định, có thể thực thi;
- cơ chế đấu thầu và hợp đồng được tiêu chuẩn hóa;
- các đối tác thanh toán và hệ thống quyết toán có độ tin cậy cao;
- tiến độ triển khai nhanh hạ tầng lưới điện và các giải pháp linh hoạt của hệ thống; và
- các hàng rào tài khóa rõ ràng nhằm giới hạn nghĩa vụ tiềm ẩn.

Đây chính là giai đoạn chuyển dịch mà Việt Nam phải vượt qua khi chuyển từ mô hình phát triển dựa trên FIT sang một chế độ đầu tư vận hành theo cơ chế thị trường.

3.1. Cách thức dòng vốn toàn cầu định giá rủi ro trong các hệ thống điện có tỷ trọng năng lượng tái tạo cao

Trên các thị trường năng lượng đã trưởng thành hoặc đang mở rộng nhanh, nhà đầu tư và các tổ chức cho vay đang dần hội tụ quanh bốn yêu cầu mang tính cấu trúc, phù hợp trực tiếp với các ràng buộc đã được xác định tại Chương 2.

Thứ nhất, tính chắc chắn của doanh thu ngày càng được định giá như một tài sản ở cấp độ hệ thống, chứ không chỉ là một đặc điểm riêng lẻ của từng dự án. Nguồn vốn vay dài hạn và vốn đầu tư tổ chức chỉ được huy động khi các quy tắc giá ổn định, cơ chế thanh toán đáng tin cậy và các thỏa thuận mua bán điện có thể thực thi về mặt pháp lý. Điều này lý giải vì sao các cơ chế ổn định giá hai chiều, dài hạn đang chiếm ưu thế đối với các công nghệ có cường độ vốn cao như điện gió ngoài khơi và vì sao các hợp đồng PPA tiêu chuẩn lại quan trọng hơn mức giá danh nghĩa.

Thứ hai, khả năng tiếp cận lưới điện và cách thức điều độ đã trở thành các biến số tài chính cốt lõi.

Trong các hệ thống có tỷ trọng năng lượng tái tạo cao, câu hỏi then chốt về khả tín tài chính không còn nằm ở chi phí quy dẫn đơn thuần, mà ở doanh thu kỳ vọng sau khi đã tính đến xác suất tắc nghẽn, cắt giảm công suất và chi phí cân bằng hệ thống. Điều này phản ánh trực tiếp các rủi ro hiện hữu của Việt Nam liên quan đến ràng buộc giao diện truyền tải, áp lực phụ tải cực đại và tình trạng cắt giảm công suất tại các khu vực giàu tiềm năng năng lượng tái tạo.

Thứ ba, tốc độ cấp phép và kỷ luật triển khai đã trở thành lợi thế cạnh tranh.

Các thị trường có khả năng tổ chức các vòng đấu thầu lặp lại, tiêu chuẩn hóa hồ sơ và bảo đảm đấu nối lưới đúng tiến độ thường thu hút được chi phí vốn thấp hơn. Các chậm trễ không còn bị coi là bất tiện hành chính, mà được nhìn nhận như rủi ro tín dụng thực chất.

Thứ tư, các bộ tài chính và các định chế tài chính công ngày càng đóng vai trò là chủ thể phân bổ rủi ro, thay vì chỉ là bên chi trả.

Trên phạm vi toàn cầu, các bộ tài chính giữ vai trò trung tâm trong việc thiết kế các hàng rào tài khóa, khung ngân sách, quy tắc điều chỉnh chỉ số và khuôn khổ quản lý nghĩa vụ tiềm ẩn, qua đó cho phép đưa ra các cam kết dài hạn một cách đáng tin cậy mà không làm mất ổn định tài chính công.

3.2. Các lĩnh vực đầu tư trọng tâm và hàm ý trực tiếp đối với Việt Nam

3.2.1. Phát điện từ năng lượng tái tạo: Từ “xây dựng theo biểu giá” sang “xây dựng theo hợp đồng”

Đầu tư toàn cầu vào năng lượng tái tạo tiếp tục tăng trưởng mạnh trong năm 2024, dẫn dắt bởi điện mặt trời. Việc giá mô-đun mặt trời tại Trung Quốc giảm mạnh, gần 60% kể từ năm 2022, đã làm giảm đáng kể chi phí đầu tư ban đầu và tạo điều kiện cho triển khai nhanh tại nhiều thị trường đang phát triển. Riêng trong năm 2024, Pakistan đã nhập khẩu khoảng 19 GW tấm pin mặt trời, chủ yếu phục vụ các hệ thống phân tán và sau công tơ, trong khi Ấn Độ đẩy nhanh cả các dự án quy mô lớn và điện mặt trời mái nhà. Dự báo trong thời gian tới, đầu tư toàn cầu vào điện mặt trời sẽ đạt khoảng 450 tỷ USD vào năm 2025, trở thành cấu phần lớn nhất trong tổng vốn đầu tư của ngành năng lượng.

Tham vọng về điện mặt trời của Việt Nam là rất lớn theo mọi chuẩn mực quốc tế. Quy hoạch điện VIII và các điều chỉnh đặt mục tiêu đạt từ 46.459 MW đến 73.416 MW công suất điện mặt trời vào năm 2030, bao gồm các dự án quy mô lớn như tổ hợp Dầu Tiếng 420 MWp và khoảng 103.000 hệ thống điện mặt trời mái nhà với tổng công suất khoảng 9.500 MW. Việc tiếp cận thiết bị nhập khẩu giá thấp đã hỗ trợ mở rộng nhanh quy mô, song cũng làm gia tăng mức độ phơi nhiễm trước các cú sốc nguồn

cung bên ngoài và biến động giá. Chương trình Ưu đãi gắn với sản lượng (Production Linked Incentive) của Ấn Độ cho thấy một cách tiếp cận khác, sử dụng khoảng 2,9 tỷ USD vốn công để thu hút các nhà sản xuất trong nước và nước ngoài, tăng cường an ninh chuỗi cung ứng và giữ lại giá trị trong chuỗi năng lượng sạch. Mặc dù thách thức trước mắt của Việt Nam không nằm ở năng lực sản xuất, kinh nghiệm này cho thấy chính sách công nghiệp có thể hỗ trợ cho các mục tiêu phát điện và ổn định điều kiện đầu tư dài hạn.

Điện gió mang hồ sơ rủi ro khác biệt. Trong năm 2024, đầu tư điện gió ngoài khơi chững lại tại một số nền kinh tế phát triển do lạm phát chi phí, lãi suất cao hơn và điều chỉnh chính sách, với các vụ hủy dự án đáng chú ý như Hornsea 4 của Ørsted cho thấy mức độ nhạy cảm cao của các dự án lớn đối với tính chắc chắn của doanh thu. Điện gió trên bờ tỏ ra bền bỉ hơn trên phạm vi toàn cầu, song ngày càng bị hạn chế bởi các nút thắt lưới điện. Các mục tiêu điện gió của Việt Nam, bao gồm 6.000 MW ngoài khơi và 26.066–38.029 MW trên bờ và gần bờ vào năm 2030, vẫn rất đáng kể, nhưng tiến độ đang bị cản trở bởi bất định pháp lý, đặc biệt liên quan đến quy hoạch không gian biển và các thỏa thuận mua điện dài hạn.

Trên tất cả các thị trường lớn, bài học chung là đầu tư năng lượng tái tạo ở quy mô lớn không còn phản ứng chủ yếu với mức giá danh nghĩa. Thay vào đó, dòng vốn phản ứng với các hợp đồng có khả tín tài chính, trong đó phân bổ rõ ràng rủi ro điều độ, xử lý cắt giảm công suất, bảo vệ trước thay đổi pháp luật, bồi thường khi chấm dứt hợp đồng và kỷ luật thanh toán.

Từ góc độ tài trợ, sự chuyển dịch này cũng đánh dấu việc rời bỏ mô hình đầu tư dựa trên bảng cân đối sang các mô hình tài trợ dự án và luân chuyển vốn, trong đó các hợp đồng tiêu chuẩn hóa cho phép nhà phát triển đạt được đóng tài chính, tái cấp vốn cho các tài sản đang vận hành và tái đầu tư vốn chủ sở hữu vào các dự án mới. Nếu không có sự chuyển dịch này, quy mô đầu tư sẽ bị giới hạn bởi bảng cân đối của nhà tài trợ thay vì nhu cầu của hệ thống. Đối với Việt Nam, quốc gia đã dứt khoát rời khỏi cơ chế FIT, việc chuyển từ “xây dựng theo biểu giá” sang “xây dựng theo hợp đồng” hiện là yếu tố quyết định trung tâm đối với khả năng thực hiện các mục tiêu công suất năng lượng tái tạo.

3.2.2. Lưu trữ và tính linh hoạt của hệ thống: Tạo giá trị kinh tế cho độ tin cậy

Lưu trữ năng lượng bằng pin đã trở thành công nghệ hỗ trợ then chốt trong các hệ thống điện có tỷ trọng năng lượng tái tạo cao. Trên phạm vi toàn cầu, đầu tư vào lưu trữ được dự báo đạt khoảng 66 tỷ USD vào năm 2025, sau khi đã có khoảng 90 GW công suất pin được lắp đặt tính đến năm 2023. Giá pin giảm, đặc biệt tại các thị trường đang phát triển, đã cải thiện hiệu quả kinh tế của dự án, trong khi các cải cách chính sách tại Trung Quốc, Ấn Độ, Australia và Hoa Kỳ đã tạo ra các dòng doanh thu mới gắn với dịch vụ hệ thống thay vì chỉ dựa vào chênh lệch giá điện.

Tham vọng về lưu trữ của Việt Nam—từ 10.000 đến 16.300 MW vào năm 2030—là rất lớn so với mức triển khai hiện tại, song đầu tư vẫn bị đình trệ do lưu trữ chưa có khuôn khổ doanh thu rõ ràng và bền vững. Kinh nghiệm quốc tế cho thấy lưu trữ chỉ có thể huy động vốn khi doanh thu được xác định rõ ràng và được hỗ trợ bằng hợp đồng. Ấn Độ, chẳng hạn, đã giảm rủi ro đầu tư bằng cách gia hạn miễn phí truyền tải đối với các dự án lưu trữ gắn với năng lượng tái tạo và phê duyệt các chương trình mua sắm quốc gia với tổng giá trị trên 600 triệu USD nhằm phát triển hàng chục GWh pin. Thị trường Dịch vụ phụ trợ điều chỉnh tần số của Australia là một ví dụ khác, trong đó pin được trả tiền cho các dịch vụ lưới phản ứng nhanh với mức giá đủ ổn định để hỗ trợ tài trợ dự án.

Bài học cốt lõi là lưu trữ không thể được coi là tài sản hoàn toàn mang tính thị trường trong giai đoạn đầu phát triển thị trường. Khả tín tài chính đòi hỏi một mô hình doanh thu “xếp chồng”, trong đó một phần doanh thu từ hợp đồng sẵn sàng công suất hoặc khả dụng vận hành tạo nền tảng ổn định cho trả nợ, trong khi các dịch vụ thị trường mang lại phần tăng thêm. Khi các “làn doanh thu” này chưa tồn

tại, lưu trữ vẫn phụ thuộc vào các chương trình thí điểm công, thay vì vốn tư nhân. Đối với Việt Nam, ràng buộc then chốt do đó không nằm ở mức độ sẵn sàng của công nghệ, mà ở việc chưa xác định rõ các loại dịch vụ, bên chi trả, chỉ số hiệu suất và quy tắc thanh toán cho năng lực linh hoạt và ổn định hệ thống.

3.2.3. Lưới điện: Nút thắt toàn cầu phản chiếu ràng buộc của Việt Nam

Trên phạm vi toàn cầu, đầu tư vào lưới điện không theo kịp tốc độ mở rộng nguồn phát. Trong năm 2024, đầu tư vào lưới điện chỉ dừng lại ở khoảng 400 tỷ USD, thấp hơn nhiều so với mức cần thiết để tích hợp tỷ trọng ngày càng tăng của năng lượng tái tạo biến đổi. Các chậm trễ trong cấp phép, thiếu hụt thiết bị quan trọng như máy biến áp và cáp cao áp, cùng với năng lực bảng cân đối hạn chế của các doanh nghiệp điện lực nhà nước tại nhiều nền kinh tế đang phát triển đã dẫn tới tình trạng hàng đợi đầu nối kéo dài và cắt giảm công suất trên diện rộng.

Việt Nam đang đối mặt với thách thức tương tự. Mặc dù Quy hoạch điện VIII dự kiến khoảng 18,1 tỷ USD đầu tư vào lưới điện đến năm 2030, tăng trưởng nhanh của công suất năng lượng tái tạo có nguy cơ vượt trước năng lực truyền tải và tăng cường hệ thống. Kinh nghiệm trước đây của Trung Quốc, nơi tỷ lệ cắt giảm điện gió từng lên tới 30% tại một số khu vực, cho thấy chi phí hệ thống lớn của việc đầu tư không đầy đủ vào lưới điện. Do đó, các nền kinh tế phát triển ngày càng coi triển khai lưới điện là cấu phần cốt lõi của chuyển dịch năng lượng. Thỏa thuận Xanh của Liên minh châu Âu nhấn mạnh lưới điện số hóa và linh hoạt, trong khi Luật Thúc đẩy Lưới điện Thông minh của Hàn Quốc đã đặt nền móng sớm cho việc tích hợp năng lượng tái tạo, lưu trữ và điều chỉnh phụ tải.

Thông lệ quốc tế ngày càng coi khả năng truyền tải của lưới điện là một phần của “sản phẩm đầu tư”, chứ không phải là vấn đề kỹ thuật phát sinh sau cùng. Các cuộc đấu thầu được thiết kế xoay quanh công suất “sẵn sàng đấu nối”, các vị trí điện gió ngoài khơi được Nhà nước chuẩn bị trước và các mốc tiến độ được giám sát chặt chẽ nhằm bảo đảm các dự án trúng thầu thực sự đi vào vận hành. Đối với Việt Nam, nơi các ràng buộc truyền tải liên vùng và rủi ro cắt giảm công suất đã trở nên hiện hữu, việc gắn kết các mục tiêu nguồn phát với một chương trình triển khai lưới điện song song, có khả năng tài chính, là điều kiện thiết yếu..

3.2.4. Điện hóa nhu cầu cuối và nhu cầu doanh nghiệp: Chuyển tăng trưởng phụ tải thành đầu ra có khả năng tài chính

Đầu tư toàn cầu vào điện hóa nhu cầu cuối và nâng cao hiệu quả năng lượng được dự báo đạt gần 800 tỷ USD vào năm 2025, gần gấp đôi so với một thập kỷ trước. Xe điện, bơm nhiệt và các thiết bị hiệu suất cao đang dần thay thế các công nghệ sử dụng nhiên liệu hóa thạch trong giao thông, tòa nhà và công nghiệp. Trong năm 2024, xe điện chiếm gần 29% doanh số xe mới tại Trung Quốc, trong khi một số quốc gia châu Âu ghi nhận doanh số bơm nhiệt vượt các hệ thống sưởi dùng nhiên liệu hóa thạch.

Nhu cầu điện tăng từ công nghiệp, hạ tầng số và các trung tâm dữ liệu đang tái định hình thị trường điện và gia tăng mức độ sẵn sàng của doanh nghiệp trong việc ký kết các hợp đồng mua điện sạch. Trong bối cảnh này, các thỏa thuận mua điện trực tiếp có ý nghĩa chiến lược không phải vì quy mô tức thời, mà vì chúng đa dạng hóa kênh tiêu thụ, cải thiện cơ chế hình thành giá và tạo nền tảng tài trợ dự án vượt ra ngoài mô hình một người mua. Tuy nhiên, khả năng tài chính của các thỏa thuận này phụ thuộc vào các quy tắc chi tiết liên quan đến phí truyền tải, phân bổ cắt giảm công suất, quyết toán mất cân bằng, năng lực tín dụng của đối tác và cơ chế giải quyết tranh chấp. Đây là các vấn đề nằm ở giao điểm giữa điều tiết ngành và quản trị tài khóa, đòi hỏi thiết kế phối hợp chặt chẽ.

3.3. Các công cụ giảm thiểu rủi ro cốt lõi được sử dụng phổ biến trên thế giới và cấu trúc của chúng

Kinh nghiệm mở rộng quy mô trên phạm vi toàn cầu cho thấy khả tín tài chính không được tạo ra bởi một công cụ chính sách đơn lẻ. Nó được hình thành từ một “tổ hợp công cụ”, trong đó mỗi công cụ nhắm tới một nhóm rủi ro cụ thể và toàn bộ tổ hợp được quản trị bởi các hàng rào tài khóa nhằm bảo đảm các cam kết dài hạn có thể thực hiện được.

Ba mô hình tài trợ chiếm ưu thế trong các hệ thống năng lượng sạch có khả năng mở rộng quy mô là:

- **Thứ nhất, mô hình tài trợ dự án dựa trên các hợp đồng tiêu chuẩn hóa.** Mô hình này cho phép huy động vốn vay dài hạn từ các ngân hàng thương mại, các định chế tài chính phát triển và các cơ quan tín dụng xuất khẩu, dựa trên dòng tiền có thể dự báo. Đây là mô hình chi phối đối với điện gió ngoài khơi, năng lượng tái tạo quy mô lớn và lưu trữ theo hợp đồng khi PPA hoặc CfD có thể thực thi.
- **Thứ hai, mô hình luân chuyển vốn và tái cấp vốn.** Khi tài sản đi vào vận hành, việc tái cấp vốn thông qua các nhà đầu tư tổ chức, trái phiếu xanh hoặc bán danh mục dự án giúp giảm chi phí vốn và giải phóng vốn chủ sở hữu để tái đầu tư. Các khu vực pháp lý tạo điều kiện thuận lợi cho tái cấp vốn thường đạt được tốc độ mở rộng công suất nhanh hơn với chi phí hệ thống thấp hơn.
- **Thứ ba, việc sử dụng có mục tiêu nguồn vốn công và vốn ưu đãi như một lớp giảm rủi ro, chứ không phải là sự thay thế về quy mô.** Các công cụ như bảo lãnh, khoản vay thứ cấp, giảm thiểu rủi ro tỷ giá và các cơ chế hỗ trợ thanh khoản giúp xử lý những rủi ro mà vốn tư nhân khó định giá hiệu quả, đồng thời không làm lấn át khu vực tư nhân.

Đối với Việt Nam, hàm ý là rất rõ ràng: nếu không có các mô hình tài trợ cho phép vay vốn dài hạn, luân chuyển vốn chủ sở hữu và giảm thiểu rủi ro có chọn lọc, ngay cả các công cụ chính sách được thiết kế tốt cũng khó có thể huy động được quy mô vốn tương xứng với các mục tiêu của Quy hoạch điện VIII. Các công cụ dưới đây là những công cụ được quan sát thường xuyên nhất tại các thị trường có khả năng mở rộng đầu tư trong khi vẫn tránh được bùng nổ nghĩa vụ tài khóa và thất bại trong triển khai.

3.3.1. Hợp đồng chênh lệch hai chiều đối với các công nghệ có cường độ vốn cao, đặc biệt là điện gió ngoài khơi

Một trong những công cụ được áp dụng rộng rãi nhất đối với các công nghệ năng lượng tái tạo có cường độ vốn cao là hợp đồng chênh lệch hai chiều (CfD). Cơ chế này giải quyết thách thức tài trợ cốt lõi của các dự án lớn có chi phí đầu tư ban đầu cao và thời gian xây dựng dài bằng cách chuyển đổi mức giá điện bán buôn biến động thành một dòng doanh thu có thể dự báo. Theo cấu trúc CfD hai chiều điển hình, dự án bán điện vào thị trường, nhưng doanh thu được quyết toán theo một mức giá mục tiêu được xác định thông qua đấu thầu cạnh tranh. Khi giá tham chiếu thị trường thấp hơn giá mục tiêu, bên đối tác chi trả phần chênh lệch; khi giá thị trường vượt giá mục tiêu, dự án hoàn trả phần chênh lệch dư. Điều quan trọng là cấu trúc này luôn đi kèm với các hàng rào tài khóa rõ ràng, bao gồm trần ngân sách, mức giá tối đa theo công nghệ và các mốc tiến độ triển khai.

Chương trình điện gió ngoài khơi của Vương quốc Anh minh họa rõ cách tiếp cận này trong việc cân bằng giữa khả tín tài chính và kỷ luật tài khóa. Các hợp đồng CfD được trao thông qua đấu thầu cạnh tranh với mức trần hành chính được công bố trước, và các khoản hỗ trợ được quyết toán thông qua

một đơn vị chuyên trách được tài trợ bằng khoản phụ thu đối với các nhà cung cấp điện, thay vì dựa vào bảng cân đối của doanh nghiệp điện lực. Trong các vòng đấu thầu gần đây, Vương quốc Anh đã điều chỉnh trần giá mục tiêu theo hướng tăng để phản ánh lãi suất cao hơn và chi phí chuỗi cung ứng, đồng thời vẫn duy trì kiểm soát chặt chẽ về khối lượng và ngân sách. Kết quả là sự tham gia bền bỉ của nhà đầu tư và khả năng tiếp cận vốn dài hạn tiếp tục được duy trì ngay cả trong điều kiện kinh tế vĩ mô khó khăn hơn.

Đối với Việt Nam, nơi các dự án điện gió ngoài khơi sẽ đòi hỏi các khoản đầu tư nhiều tỷ USD và thời gian xây dựng dài, một cấu trúc CfD hoặc cơ chế bảo đảm giá dài hạn tương đương là giải pháp đã được chứng minh rộng rãi nhất trên thế giới.

3.3.2. Cơ chế phụ phí mua điện trượt giá thông qua đấu thầu đối với các công nghệ đã trưởng thành và có khả năng nhân rộng

Đối với các công nghệ đã trưởng thành như điện mặt trời quy mô lớn và điện gió trên bờ, nhiều quốc gia áp dụng cơ chế phụ phí mua điện trượt giá thông qua đấu thầu do cơ chế này giúp giảm rủi ro chi trả vượt mức gắn với các biểu giá FIT cố định, đồng thời vẫn bảo đảm khả tín tài chính cho dự án. Theo cơ chế phụ phí trượt giá, dự án bán điện trực tiếp vào thị trường và được nhận khoản bù khi giá tham chiếu của thị trường thấp hơn mức giá tham chiếu trong hợp đồng được xác định thông qua đấu thầu cạnh tranh hoặc các chuẩn hành chính. Khi giá thị trường tăng vượt mức tham chiếu, khoản phụ phí sẽ tự động giảm về bằng không, qua đó bảo vệ người tiêu dùng và ngân sách công, đồng thời ổn định cân bằng lợi ích chính trị – kinh tế. Đức và Pháp đã triển khai các biến thể của mô hình này ở quy mô lớn, kết hợp với các quy trình đo đếm và quyết toán tiêu chuẩn hóa cùng các ngưỡng đủ điều kiện tham gia rõ ràng.

Điểm then chốt đối với Việt Nam nằm ở yếu tố thể chế. Phụ phí trượt giá chỉ có thể vận hành như một công cụ có khả tín tài chính khi chỉ số giá tham chiếu thị trường là đáng tin cậy, cơ chế thanh toán được thực hiện nghiêm túc và các điều khoản hợp đồng có thể thực thi. Nếu chỉ số thị trường bị bóp méo, nếu cơ chế điều độ và cắt giảm công suất thiếu minh bạch, hoặc nếu thanh toán bị chậm trễ, thì phụ phí này chỉ còn là một cam kết chính sách, chứ không phải là một dòng doanh thu có thể huy động vốn. Chương 2 đã xác định đây chính là các ràng buộc then chốt. Vì vậy, cơ chế phụ phí trượt giá cần được xem là một cấu phần của một gói giải pháp hệ thống rộng hơn, bao gồm minh bạch điều độ, quy tắc cắt giảm công suất và hợp đồng tiêu chuẩn hóa, thay vì được coi là một công cụ định giá độc lập.

3.3.3. Khả tín tài chính của lưu trữ thông qua một làn doanh thu hợp đồng kết hợp với xếp chồng doanh thu thị trường

Lưu trữ năng lượng chỉ trở nên có khả tín tài chính khi chính sách biến tính linh hoạt của hệ thống thành một sản phẩm được ký kết bằng hợp đồng. Cách tiếp cận phổ biến nhất trên thế giới là tạo ra một dòng doanh thu cơ sở ổn định thông qua hợp đồng sẵn sàng cung cấp hoặc cơ chế chi trả theo công suất, đồng thời cho phép các dòng doanh thu bổ sung từ các dịch vụ phụ trợ và tối ưu hóa trên thị trường điện. Cấu trúc này thừa nhận rằng lưu trữ cung cấp nhiều dịch vụ hệ thống khác nhau và việc chỉ dựa vào chênh lệch giá mang tính thị trường thuần túy thường không đủ để tài trợ dự án trong giai đoạn phát triển ban đầu. Trên thực tế, hợp đồng cơ sở là nền tảng mà các tổ chức cho vay dựa vào để thẩm định, trong khi doanh thu thị trường giúp cải thiện lợi nhuận vốn chủ sở hữu và khuyến khích vận hành hiệu quả.

Cách tiếp cận mới nổi của Ấn Độ đối với lưu trữ mang tính tham khảo quan trọng, bởi nó cho thấy một quốc gia có thể tạo ra các “làn” mua sắm có khả năng mở rộng cho lưu trữ và các hệ thống lai thông qua thiết kế chính sách, thay vì chờ đợi các thị trường dịch vụ phụ trợ phát triển đầy đủ. Việc triển khai lưu trữ quy mô lớn tại Trung Quốc cho thấy tác động của việc phối hợp chặt chẽ giữa chính sách và các kênh tài chính trong việc thúc đẩy lưu trữ như một công cụ tích hợp hệ thống. Kinh nghiệm của Australia trong lĩnh vực dịch vụ phụ trợ chứng minh rằng thị trường có thể tạo giá cho các dịch vụ phản ứng nhanh, song đồng thời cũng cho thấy rằng các dự án lưu trữ quy mô lớn vẫn thường tìm kiếm các nguồn doanh thu hợp đồng nhằm giảm biến động.

Đối với Việt Nam, hàm ý trực tiếp là chính sách về lưu trữ phải xác định rõ các loại dịch vụ được cung cấp, bên chi trả và các quy tắc thanh toán. Nếu không có các yếu tố này, lưu trữ sẽ chỉ dừng lại ở mức mục tiêu quy hoạch, chứ chưa thể trở thành một loại tài sản có khả năng huy động vốn.

3.3.4. Các công cụ bảo đảm khả năng đấu nối lưới, chuyển “MW trong quy hoạch” thành “MW có thể đấu nối”

Trong bối cảnh rủi ro đấu nối và cắt giảm công suất ngày càng chi phối khả tín tài chính của các dự án năng lượng tái tạo trong các hệ thống bị ràng buộc, nhiều quốc gia tiên phong đã lồng ghép yếu tố khả năng đấu nối vào ngay trong thiết kế đấu thầu. Một số quốc gia chỉ đấu thầu các dự án có năng lực đấu nối đã được xác nhận, trong khi các quốc gia khác tổ chức đấu giá quyền đấu nối một cách rõ ràng. Đối với điện gió ngoài khơi, nhiều nước châu Âu giảm rủi ro giai đoạn đầu bằng cách để Nhà nước chuẩn bị trước các địa điểm, hoàn thiện quy hoạch không gian biển, đánh giá tài nguyên, nghiên cứu môi trường nền và xác định điểm đấu nối lưới trước khi tổ chức đấu thầu. Cách tiếp cận này làm giảm rủi ro phát triển dự án, hạ giá chào thầu và nâng cao mức độ chắc chắn trong triển khai, bởi các nhà thầu cạnh tranh trên một “sản phẩm” đã được giảm thiểu rủi ro, thay vì phải đối mặt với các bất định về địa điểm và cấp phép.

Đối với Việt Nam, mối liên hệ giữa công cụ này và các phân tích tại Chương 2 là trực tiếp. Khi các ràng buộc truyền tải liên vùng là nghiêm trọng và rủi ro cắt giảm công suất mang tính thực chất, nhà đầu tư không thể coi kết quả về lưới điện là một bất định thứ yếu. Họ либо phải định giá rủi ro này ở mức rất cao, либо rút lui khỏi thị trường. Do đó, việc coi khả năng đấu nối lưới là một phần của “sản phẩm” đấu thầu không chỉ là một cải cách kỹ thuật, mà là một cải cách tài chính, giúp giảm bất định, cải thiện khả năng xác định quy mô khoản vay và nâng cao xác suất để công suất trúng thầu thực sự đạt được COD. Mục 3.4 sẽ tiếp tục mô tả chi tiết các mô hình tài trợ lưới điện, xét đến tầm quan trọng và sự khác biệt của lĩnh vực này so với tài trợ nguồn phát.

3.3.5. Các cơ chế kiểm soát rủi ro tài khóa nhằm bảo đảm tính khả tín của các cam kết dài hạn

Trong tất cả các trường hợp mở rộng quy mô thành công, tính khả tín tài khóa được tạo dựng thông qua các hàng rào bảo vệ cho phép các cam kết dài hạn trở nên có thể huy động vốn mà không tạo ra các nghĩa vụ tiềm ẩn không được ghi nhận. Các hàng rào này thường bao gồm các khung ngân sách rõ ràng cho từng vòng đấu thầu, các hành lang về khối lượng theo công nghệ và theo năm và các quy tắc điều chỉnh trước đối với lạm phát và tỷ giá. Chúng cũng bao gồm các chế độ tiêu chuẩn hóa về chấm dứt hợp đồng và thay đổi pháp luật, bởi các tổ chức cho vay định giá rất cao mức độ bất định pháp lý. Một thông lệ tốt khác là việc ghi nhận và công bố có hệ thống các nghĩa vụ dự phòng, bao gồm các

nghĩa vụ thanh toán theo các cơ chế hỗ trợ và bảo lãnh, nhằm giúp Nhà nước quản lý mức độ phơi nhiễm một cách minh bạch và tránh các điều chỉnh đột ngột làm suy giảm niềm tin của nhà đầu tư.

Quan trọng là các quốc gia không chỉ dựa vào các cơ chế giá. Họ còn sử dụng các công cụ cung ứng vốn. Cách tiếp cận trái phiếu chuyển đổi xanh của Nhật Bản cho thấy việc huy động vốn mang nhãn chủ quyền có thể hỗ trợ các khoản đầu tư chuyển dịch chiến lược, đồng thời duy trì kỷ luật đối với danh mục dự án. Việc Hàn Quốc dựa vào các kênh cho vay chính sách quy mô lớn cho thấy Chính phủ có thể kéo dài kỳ hạn vay và giảm chi phí tài trợ cho các lĩnh vực ưu tiên. Kiến trúc tài chính xanh mang tính chỉ đạo từ trên xuống của Trung Quốc minh họa cách hệ thống phân loại, định hướng và các kênh tín dụng phối hợp có thể dịch chuyển dòng vốn ở quy mô lớn. Tại Liên minh châu Âu, sự kết hợp giữa viện trợ nhà nước, hỗ trợ công nghiệp có mục tiêu và tài trợ khí hậu của EIB cho thấy tài chính công có thể kích hoạt đầu tư vào chuỗi cung ứng và hạ tầng mà không thay thế vốn tư nhân. Đối với Việt Nam, đây không phải là các “chính sách bổ sung”.

3.4. Đầu tư lưới điện như trụ cột của hệ thống: Mô hình tài trợ và sắp xếp thể chế

Ràng buộc then chốt của Việt Nam ngày càng không còn nằm ở chi phí phát điện tái tạo, mà ở năng lực triển khai hạ tầng lưới điện và hạ tầng linh hoạt đúng tiến độ và theo các điều kiện có thể huy động vốn. Trên phạm vi toàn cầu, ràng buộc này hiện được thừa nhận rộng rãi là nút thắt trung tâm của quá trình chuyển dịch sang hệ thống điện có tỷ trọng năng lượng tái tạo cao. Các ước tính quốc tế gần đây cho thấy nhu cầu đầu tư hàng năm vào lưới điện cần tăng mạnh đến năm 2030 để phù hợp với các lộ trình chuyển dịch năng lượng, trong khi tổng đầu tư truyền tải tích lũy đến giữa thế kỷ đạt mức hàng nghìn tỷ USD trong các kịch bản phát thải ròng bằng không. Song song với đó, IEA cảnh báo rằng nếu không có các nâng cấp lưới điện quy mô lớn, một khối lượng đáng kể tiềm năng phát điện tái tạo có thể bị cắt giảm trước cuối thập kỷ này, trực tiếp làm suy giảm doanh thu dự án và khả năng trả nợ.

Đối với Việt Nam, hàm ý là rõ ràng: đầu tư lưới điện không phải là một “hoạt động hỗ trợ”, mà là một công cụ bảo vệ doanh thu cho các tài sản phát điện, và do đó là yếu tố quyết định cốt lõi đối với khả tín tài chính. Nếu việc mở rộng và tăng cường lưới điện tiếp tục bị thiếu vốn hoặc chậm trễ, hệ thống sẽ chuyển rủi ro cắt giảm công suất và tổn thất do tắc nghẽn sang các nhà phát điện và tổ chức cho vay, ngay cả khi chi phí đầu tư cấp dự án là cạnh tranh.

3.4.1. Sự khác biệt giữa tài trợ lưới điện và tài trợ nguồn phát

Tài sản lưới điện có vòng đời dài, cường độ vốn cao và thường mang tính độc quyền điều tiết. Việc tài trợ cho các tài sản này chủ yếu dựa trên mức độ tin cậy của (i) mô hình doanh thu ổn định, (ii) cam kết điều tiết đối với thu hồi chi phí và (iii) năng lực thể chế trong việc lập kế hoạch và triển khai đúng tiến độ. Trên thực tế, khả tín tài chính của lưới điện ít bị chi phối bởi rủi ro công nghệ hơn là bởi cấu trúc quản trị và dòng tiền, bao gồm cơ chế thu hồi chi phí được phép, mức lợi nhuận cho phép, lộ trình giá và kỷ luật thanh toán đáng tin cậy.

Sự khác biệt này đặc biệt quan trọng đối với Việt Nam, bởi một chế độ thị trường hậu FIT làm gia tăng vai trò của độ tin cậy dòng tiền ở cấp độ hệ thống. FIT có thể “che giấu” một số điểm yếu của hệ thống bằng cách chuyển rủi ro vào cấu trúc giá; đấu thầu cạnh tranh và cơ chế giá gắn với thị trường thì không thể. Rủi ro đặt ra là Việt Nam có thể thắng đấu thầu về giá, nhưng lại thất bại trong triển khai do lưới điện chưa sẵn sàng.ng.

3.4.2. Các mô hình thể chế cốt lõi được sử dụng trên thế giới và hàm ý đối với Việt Nam

Trên thế giới, các hệ thống điện thường nằm trên một phổ từ mô hình doanh nghiệp điện lực tích hợp dọc đến các cấu trúc tách bạch, trong đó phát điện, truyền tải, phân phối, bán lẻ và vận hành hệ thống được tách riêng. Hệ quả về tài trợ là hệ thống càng được tách bạch thì càng phụ thuộc nhiều vào các cơ chế điều tiết chính thức để bảo đảm thu hồi chi phí lưới điện và tạo động lực đầu tư..

Bốn mô hình sở hữu và vận hành truyền tải có ý nghĩa tham chiếu lớn nhất bao gồm:

- i) sở hữu hoàn toàn của Nhà nước (ví dụ các công ty lưới điện nhà nước);
- ii) sở hữu tư nhân dưới sự điều tiết;
- iii) các hình thức nhượng quyền hoặc cho thuê, trong đó Nhà nước giữ quyền sở hữu nhưng trao quyền vận hành và đầu tư dài hạn; và
- iv) các cấu trúc PPP lai cho các hành lang hoặc gói tăng cường lưới điện cụ thể.

Cấu trúc hiện tại của Việt Nam gần với mô hình “độc quyền nhà nước tài trợ bằng tài chính doanh nghiệp” đối với truyền tải cốt lõi, mô hình này có thể phát huy hiệu quả khi bảng cân đối tài chính mạnh và biểu giá được thiết kế nhằm bảo đảm thu hồi chi phí có thể dự báo. Thách thức nảy sinh khi nhu cầu đầu tư tăng nhanh hơn so với (i) dự địa biểu giá, (ii) năng lực bảng cân đối của doanh nghiệp điện lực và (iii) trần đầu tư công.

3.4.3. Bốn dòng doanh thu tạo nên khả năng huy động vốn cho lưới điện

Lưới điện có thể huy động vốn khi mô hình doanh thu của nó minh bạch và có thể thực thi. Thông lệ quốc tế thường kết hợp bốn dòng doanh thu, với các tỷ trọng khác nhau tùy thuộc vào bối cảnh chính trị – kinh tế và thiết kế thị trường:

- **Thứ nhất, phí sử dụng hệ thống (UoS/TUoS).** Đây là các mức giá mạng lưới được điều tiết, do các nhà phát điện, đơn vị phân phối và/hoặc khách hàng lớn chi trả. Các cơ chế vận hành hiệu quả quy định rõ phí được tính theo sản lượng, theo công suất hay kết hợp, đồng thời xác định cơ chế điều chỉnh chỉ số, hệ số tổn thất và cơ chế chuyển tiếp chi phí. Điểm cốt lõi là các tổ chức cho vay chỉ chấp nhận bảo lãnh dòng phí UoS khi cơ quan điều tiết cam kết đáng tin cậy đối với việc điều chỉnh biểu giá kịp thời và thực thi nghiêm túc.
- **Thứ hai, phí đấu nối.** Đây là các khoản chi trả một lần của các đối tượng đấu nối vào lưới (thường là các nhà phát điện). Phí này giúp giảm gánh nặng chia sẻ chi phí xã hội, nhưng có thể làm nản lòng đầu tư nếu được xác định không hợp lý hoặc thiếu tính dự báo. Thông lệ quốc tế ngày càng kết hợp phí đấu nối với các cuộc đấu thầu “sẵn sàng đấu nối”, trong đó các nhà thầu cạnh tranh cho công suất đã có điểm đấu nối và lộ trình rõ ràng, qua đó giảm rủi ro chi phí đấu nối tăng vọt sau khi trúng thầu.
- **Thứ ba, hỗ trợ của Nhà nước.** Hỗ trợ này có thể bao gồm phân bổ ngân sách trực tiếp, hỗ trợ thiếu hụt tài chính, vay vốn có bảo lãnh chủ quyền hoặc vốn ưu đãi huy động thông qua các ngân hàng đa phương và định chế tài chính phát triển. Hỗ trợ của Nhà nước phát huy hiệu quả nhất khi được nhắm tới các nhóm rủi ro cụ thể như đẩy nhanh cấp phép, giải phóng mặt bằng, triển khai sớm các hạng mục ban đầu và tăng cường tín dụng, thay vì thay thế chi phí đầu tư một cách không giới hạn.
- **Thứ tư, doanh thu dựa trên thị trường.** Các khoản này bao gồm tiền thuê nghẽn mạch và doanh thu từ các dịch vụ phụ trợ trong các thị trường mà đơn vị vận hành truyền tải có thể hưởng lợi nhuận được điều tiết hoặc bán thị trường một phần. Tuy nhiên, các nguồn doanh thu này thường biến động lớn hoặc phụ thuộc mạnh vào chính sách, nên khó có thể đóng vai trò nền tảng chính cho trả nợ tại các thị trường mới nổi.

3.4.4. Tài trợ doanh nghiệp hay tài trợ dự án: Mô hình nào phù hợp với vấn đề lưới điện nào?

Việc mở rộng lưới điện có thể được tài trợ thông qua hai cấu trúc chủ đạo:

- **Tài trợ doanh nghiệp (tài trợ trên bảng cân đối).** Cấu trúc này dựa trên năng lực tín dụng và cơ sở tài sản của doanh nghiệp truyền tải (thường là doanh nghiệp nhà nước). Nó phát huy hiệu quả khi doanh nghiệp có doanh thu điều tiết ổn định, mức đòn bẩy hợp lý và cơ chế điều chỉnh biểu giá đáng tin cậy. Cách tiếp cận này tương đối đơn giản về mặt hành chính và có thể huy động khối lượng vốn lớn trong thời gian ngắn khi bảng cân đối đủ mạnh.
- **Tài trợ dự án (thông qua SPV).** Cấu trúc này huy động vốn dựa trên dòng tiền của một dự án hoặc hành lang truyền tải cụ thể thông qua một pháp nhân dự án, thường với mức độ truy đòi hạn chế hoặc không truy đòi đối với bảng cân đối của nhà tài trợ. Mô hình này thường được sử dụng khi (i) doanh nghiệp điện lực chủ chốt bị hạn chế về tài chính, (ii) nhà đầu tư mong muốn khoanh vùng rủi ro, hoặc (iii) Nhà nước muốn thu hút vốn tư nhân thông qua các hình thức nhượng quyền hoặc PPP. Đánh đổi là mức độ phức tạp giao dịch cao hơn và yêu cầu khắt khe hơn về hợp đồng và điều tiết.

Hàm ý thực tiễn đối với Việt Nam là không thể áp dụng một mô hình duy nhất cho mọi trường hợp.

Việc tăng cường các trục xương sống chủ chốt có thể tiếp tục phù hợp với tài trợ doanh nghiệp nếu điều kiện biểu giá và bảng cân đối cho phép. Tuy nhiên, các hành lang ưu tiên cao, có phạm vi xác định rõ và có vai trò mở khóa các vùng năng lượng tái tạo lớn, có thể được cấu trúc thành các gói tài trợ dự án, đặc biệt khi Nhà nước muốn khoanh vùng rủi ro, xác lập các mốc triển khai và thu hút hiệu quả xây dựng và vận hành từ khu vực tư nhân.

3.4.5. Lựa chọn phân bổ rủi ro và các hàng rào tài khóa

Trên phạm vi quốc tế, các chương trình phát triển lưới điện thường rơi vào bốn nhóm phân bổ rủi ro:

- **tài trợ trực tiếp từ ngân sách công** (rủi ro khu vực tư nhân thấp nhất, phơi nhiễm tài khóa cao nhất);
- **vay vốn có bảo lãnh của Chính phủ** (chuyển tài trợ sang thị trường nợ nhưng vẫn giữ rủi ro chủ quyền);
- **nhượng quyền hoặc PPP theo hình thức tài trợ dự án** (chia sẻ rủi ro và huy động vốn tư nhân nhưng đòi hỏi hợp đồng chặt chẽ); và
- **đầu tư tư nhân hoàn toàn dưới sự điều tiết** (phụ thuộc cao nhất vào độ tin cậy điều tiết và khẩu vị của nhà đầu tư).

Đối với Việt Nam, câu hỏi thiết kế trung tâm không mang tính ý thức hệ (công hay tư), mà mang tính tài chính: làm thế nào để phân bổ rủi ro xây dựng, rủi ro tỷ giá, rủi ro nhu cầu/sản lượng và rủi ro điều tiết cho các bên có khả năng quản lý tốt nhất, đồng thời giữ cho các nghĩa vụ dự phòng là minh bạch và có giới hạn. Vì vậy, tài trợ lưới điện phải được thảo luận song hành với các hàng rào tài khóa theo cách tiếp cận của Bộ Tài chính, bao gồm trần mua sắm, trần bảo lãnh, cơ chế bồi thường khi chấm dứt hợp đồng được tiêu chuẩn hóa và các sổ đăng ký nghĩa vụ dự phòng minh bạch.

3.4.6. Các ví dụ quốc tế tương đồng với thách thức của Việt Nam

Việc mở rộng truyền tải tại Brazil thường được dẫn chiếu như một mô hình nhượng quyền/đấu thầu, trong đó các lô truyền tải riêng biệt được đấu thầu cạnh tranh theo các cơ chế doanh thu điều tiết dài hạn, cho phép tài trợ dự án và thu hút nhà đầu tư quốc tế dựa trên một kiến trúc điều tiết mạnh. Bài học then chốt là vốn tư nhân chỉ tham gia khi “sản phẩm” đầu tư được xác định rõ ràng: tài sản rõ ràng, công thức doanh thu rõ ràng, cơ chế điều chỉnh chỉ số rõ ràng và các mốc triển khai có thể thực thi.

Australia cung cấp một đối chiếu khác, nơi nhiều khoản đầu tư truyền tải được tài trợ thông qua các cấu trúc doanh nghiệp dựa trên logic cơ sở tài sản điều tiết, song các tuyến mới quy mô lớn vẫn đòi hỏi các công kiểm soát nghiêm ngặt về quy hoạch và phê duyệt, trong bối cảnh trách nhiệm phân cấp theo địa phương tạo ra thách thức điều phối. Hàm ý rút ra là ngay cả các hệ thống giàu có với bảng cân đối mạnh cũng coi điều phối quy hoạch và cấp phép là các ràng buộc then chốt, chứ không chỉ là vấn đề cung vốn.

Nam Phi và Nigeria minh họa một bài học khác: khi sức khỏe tài chính của doanh nghiệp điện lực yếu và tình trạng tổn thất kỹ thuật hoặc thu tiền điện kém nghiêm trọng, nhà đầu tư sẽ chuyển sang các mô hình dự án khoanh vùng rủi ro (lưới mini, mạng điện nhúng) hoặc yêu cầu các biện pháp tăng cường tín dụng mạnh đối với truyền tải. Mục đích không phải là sao chép các hệ thống này, mà để nhấn mạnh rằng tính bền vững tài chính và kỷ luật thanh toán là điều kiện tiên quyết để tiếp cận vốn chi phí thấp.

Tổng hợp các kinh nghiệm quốc tế cho thấy các hàm ý sau đối với tài trợ lưới điện:

- i) **Xác định rõ “sản phẩm” đầu tư lưới điện**, tách biệt giữa các khoản đầu tư bảo đảm độ tin cậy xương sống quốc gia, các hành lang mở khóa vùng năng lượng tái tạo và các hạng mục tăng cường giao diện đấu nối, bởi mỗi nhóm phù hợp với một mô hình tài trợ khác nhau.
- ii) **Xác định rõ cơ sở doanh thu và bên chi trả**. Nếu phí UoS là nền tảng, cần quy định rõ phương pháp tính phí, cơ chế điều chỉnh, tần suất điều chỉnh và thực thi. Nếu sử dụng hỗ trợ của Nhà nước, cần xác định đó là tăng cường tín dụng có mục tiêu với các trần rõ ràng.
- iii) **Lựa chọn “làn” tài trợ theo loại tài sản**. Áp dụng tài trợ doanh nghiệp khi bảng cân đối và độ tin cậy biểu giá đủ mạnh; triển khai tài trợ dự án hoặc nhượng quyền khi cần khoanh vùng rủi ro và tăng cường kỷ luật triển khai.
- iv) **Lồng ghép khả năng đấu nối vào thiết kế đấu thầu**. Gắn kết việc trao thầu nguồn phát với công suất sẵn sàng đấu nối hoặc các mốc lưới điện theo giai đoạn, nhằm biến “dự án trúng thầu” thành “tài sản đi vào vận hành”, qua đó giảm rủi ro cắt giảm công suất và cải thiện khả năng xác định quy mô khoản vay.
- v) **Đặt các hàng rào tài khóa ngay trong thiết kế công cụ**. Khung ngân sách, trần bảo lãnh, quy tắc chấm dứt hợp đồng và công bố nghĩa vụ dự phòng cần được coi là hạ tầng của khả tín tài chính, chứ không phải là công cụ kiểm soát hậu kiểm.

3.5. Hàm ý đối với kiến trúc chính sách của Việt Nam

Tổng hợp lại, kinh nghiệm quốc tế cho thấy các quốc gia mở rộng thành công năng lượng tái tạo và hạ tầng hỗ trợ không chỉ dựa vào ý chí chính sách hay các mục tiêu tổng thể. Thay vào đó, họ triển khai một danh mục công cụ nhất quán và đồng bộ, chuyển hóa các mục tiêu quy hoạch thành các danh mục đầu tư có thể huy động vốn, phân bổ rủi ro cho các chủ thể có năng lực quản lý phù hợp nhất và đặt ra các hàng rào rõ ràng, có thể thực thi đối với phơi nhiễm tài khóa và ngân sách công. Khi các “tổ hợp công cụ” này vắng mặt hoặc chưa hoàn chỉnh, kết quả đầu tư sẽ chệch xa so với tham vọng quy hoạch, bất kể tiềm năng tài nguyên hay cam kết chính trị.

Trong tất cả các trường hợp được phân tích trong chương này, các ràng buộc then chốt có mức độ nhất quán cao. Tính dự báo của doanh thu, khả năng đấu nối lưới điện, điều phối thể chế và mức độ trưởng thành của tài trợ liên tục nổi lên như các yếu tố quyết định chi phí vốn, mức độ tham gia của nhà đầu tư và tiến độ triển khai. Các thị trường dẫn đầu giải quyết các ràng buộc này không phải bằng

các can thiệp rời rạc, mà thông qua các hợp đồng tiêu chuẩn hóa, đấu thầu gắn với khả năng đấu nối, các dòng doanh thu được ký kết rõ ràng cho tính linh hoạt và công suất đảm bảo và các khuôn khổ tài khóa do bộ tài chính dẫn dắt nhằm bảo đảm các cam kết dài hạn luôn khả tín trong giới hạn ngân sách.

Điều quan trọng là kinh nghiệm quốc tế cho thấy không có một công cụ đơn lẻ nào có thể giải quyết các ràng buộc này một cách độc lập. Khả tín tài chính ở quy mô lớn là kết quả nổi lên từ một kiến trúc chính sách tích hợp. Cơ chế giá không đi kèm hợp đồng tiêu chuẩn hóa sẽ không thể huy động vốn dài hạn. Đấu thầu không gắn với công suất sẵn sàng đấu nối sẽ dẫn tới các dự án trúng thầu nhưng đình trệ. Mục tiêu linh hoạt không có dòng doanh thu hợp đồng sẽ không thể huy động vốn. Và các cơ chế hỗ trợ không có hàng rào tài khóa cuối cùng sẽ đối mặt với đảo chiều chính trị và tài chính. Do đó, các công cụ được tóm lược trong Bảng 2 cần được hiểu là các cấu phần của một hệ thống phân bổ rủi ro phối hợp, chứ không phải là các công cụ chính sách độc lập.

Bảng 2. Các công cụ quốc tế nhằm cải thiện khả tín tài chính và quản lý rủi ro tài khóa

Công cụ	Sản lượng/hạng mục được hợp đồng hóa	Thời hạn điển hình	Rủi ro chính được giảm thiểu	Các biện pháp kiểm soát tài khóa chủ yếu
Hợp đồng chênh lệch hai chiều (Contract for Difference – CfD)	Giá điện ổn định trên mỗi MWh	15–20 năm	Biến động giá điện bán buôn; bất ổn doanh thu	Khung ngân sách cho từng vòng đấu thầu; trần giá thực hiện; hành lang sản lượng; đơn vị thanh toán được tài trợ bằng khoản thu (levy); công bố nghĩa vụ nợ dự phòng
Phụ phí FIT trượt giá thông qua đấu thầu (Auctioned Sliding Feed-in Premium – FIP)	Khoản phụ phí cộng thêm trên giá thị trường	15–20 năm	Rủi ro chi trả vượt mức; bất định về giá	Trần công suất hằng năm; trần theo từng công nghệ; cơ chế tự động đưa phụ phí về 0; quy tắc điều chỉnh chỉ số minh bạch
Hợp đồng sẵn sàng công suất lưu trữ dài hạn	MW công suất có thể huy động/điều độ	8–15 năm	Thiếu hụt doanh thu đối với lưu trữ	Trần mua sắm; trần chi trả theo mức sẵn sàng; chế tài không đạt hiệu suất; phân bổ ngân sách trong khuôn khổ tài khóa trung hạn
Thị trường dịch vụ phụ trợ (lưu trữ/tính linh hoạt)	Dịch vụ đáp ứng tần số, dự phòng	Ngắn hạn, lặp lại	Thiếu cơ chế tạo doanh thu cho tính linh hoạt	Tiêu chuẩn đủ điều kiện tham gia thị trường; quy tắc thanh toán; mức độ phơi nhiễm tài khóa gián tiếp בלבד (dựa trên cơ chế giá)
Đấu thầu gắn với khả năng đấu nối / bảo đảm khả năng truyền tải	MW bảo đảm có thể đấu nối	Gắn với đấu thầu	Chậm trễ đấu nối lưới; rủi ro cắt giảm công suất	Giới hạn khối lượng đấu thầu theo các nút lưới sẵn sàng; phối hợp với kế hoạch đầu tư lưới điện công
Nhà nước chủ trì chuẩn bị địa điểm (điện gió ngoài khơi)	Các địa điểm đã được cấp phép và khảo sát	Trước COD	Rủi ro phát triển và cấp phép giai đoạn đầu	Trần ngân sách cho công tác chuẩn bị; cơ chế thu hồi chi phí; phê duyệt theo giai đoạn để hạn chế rủi ro tài khóa do chi phí chìm
Công cụ huy động thị trường vốn (trái phiếu xanh,	Tái cấp vốn / vốn ở cấp danh mục	10–30 năm	Kỳ hạn nợ ngắn; rủi ro tái cấp vốn	Bảo lãnh của Chính phủ hoặc ngân hàng chính sách; trần bảo lãnh; giới hạn mức độ phơi

bảo lãnh, tài chính pha trộn)				nhiễm; sổ đăng ký nghĩa vụ dự phòng minh bạch
Cho vay chính sách công / tăng cường tín dụng	Nợ dài hạn	15–25 năm	Chi phí vốn cao; lệch kỳ hạn	Trần cho vay lại; trần trợ cấp lãi suất; bảo đảm phù hợp với giới hạn nợ công và giới hạn rủi ro tín dụng
Khung quản trị nghĩa vụ nợ dự phòng	Toàn hệ thống	Suốt vòng đời hợp đồng	Phơi nhiễm tài khóa chưa được định giá	Sổ đăng ký tập trung các bảo lãnh và cam kết hỗ trợ; kiểm định sức chịu đựng; công bố trong khuôn khổ tài khóa trung hạn và các tài liệu ngân sách

Đối với Việt Nam, câu hỏi chiến lược vì vậy không nằm ở việc có nên vượt ra khỏi cơ chế giá FIT hay không, mà ở cách thiết kế một kiến trúc hậu FIT trong đó các cơ chế định giá, công cụ mua sắm, triển khai lưới điện và quản trị tài khóa được liên kết với nhau một cách chặt chẽ về mặt cấu trúc. Bằng chứng quốc tế là rõ ràng và nhất quán: khả tín tài chính ở quy mô lớn chỉ hình thành khi các hợp đồng tiêu chuẩn hóa được đặt trong các khung ngân sách minh bạch, được hỗ trợ bởi các cơ chế thanh toán đáng tin cậy và được quản trị thông qua việc quản lý kỷ luật các nghĩa vụ nợ dự phòng.

Những kết luận này có ý nghĩa trực tiếp đối với kiến trúc chính sách của Việt Nam. Bộ Tài chính giữ vai trò trung tâm không phải với tư cách là cơ quan quyết định giá điện, mà là trụ cột thể chế bảo đảm rằng các cam kết dài hạn có thể tài trợ được, bền vững về tài khóa và có thể lặp lại qua các chu kỳ đầu tư. Do đó, thiết kế mua sắm, tiêu chuẩn hóa hợp đồng, trình tự đầu tư lưới điện và các công cụ tài trợ cần được coi là các cấu phần phụ thuộc lẫn nhau của một hệ thống thống nhất, thay vì các cải cách tuần tự hoặc riêng lẻ theo từng lĩnh vực.

Những nhận định này tạo nền tảng cho các chương tiếp theo, trong đó các công cụ quốc tế được chuyển hóa thành các phương án thiết kế cụ thể cho Việt Nam. Đặc biệt, chúng định hướng một cách tiếp cận phân hóa, kết hợp cơ chế phụ phí trượt giá thông qua đấu thầu đối với các công nghệ đã trưởng thành với các bảo đảm giá dài hạn kiểu CfD cho các tài sản có cường độ vốn cao như điện gió ngoài khơi, đồng thời bổ sung các khung doanh thu cho lưu trữ, cơ chế mua sắm gắn với khả năng truyền tải của lưới điện và các cấu trúc tài trợ phù hợp với bối cảnh tài khóa và thể chế của Việt Nam.

4. Huy động vốn cho hạ tầng năng lượng bền vững: Từ mục tiêu quy hoạch đến các hệ thống triển khai có khả tín tài chính

Thách thức của Việt Nam trong việc mở rộng hạ tầng năng lượng bền vững không xuất phát từ sự khan hiếm tài nguyên hay thiếu sự quan tâm của nhà đầu tư. Tiềm năng điện gió và điện mặt trời của Việt Nam vẫn thuộc nhóm mạnh nhất châu Á, đồng thời cả nguồn vốn trong nước và quốc tế vẫn đang tìm kiếm các tài sản carbon thấp có khả năng mở rộng quy mô. Rào cản mang tính quyết định hiện nay là về thể chế và tài chính: Việt Nam vẫn thiếu một kiến trúc chính sách, thị trường và tài khóa đủ đồng bộ để chuyển hóa Quy hoạch điện VIII đã điều chỉnh thành một chuỗi dự án có thể lập lại, đồng thời đáp ứng được các yêu cầu về khả tín tài chính, khả năng đấu nối lưới và khả năng huy động vốn dài hạn.

Việt Nam đang chuyển từ một hệ thống được thiết kế xoay quanh các nguồn nhiệt điện có khả năng điều độ và hồ sơ vận hành tương đối ổn định sang một hệ thống mà năng lượng tái tạo biến động, rủi ro tắc nghẽn, hạn chế về tính linh hoạt và kỷ luật thanh toán trở thành các yếu tố quyết định niềm tin của nhà đầu tư. Trong những hệ thống như vậy, câu hỏi cốt lõi đối với việc huy động vốn không phải là mức giá danh nghĩa có hấp dẫn hay không, mà là liệu rủi ro có được phân bổ rõ ràng, có thể thực thi bằng hợp đồng và được định giá trong một khuôn khổ tài khóa đáng tin cậy hay không. Khi kiến trúc này chưa được hình thành, nhà đầu tư có xu hướng trì hoãn cam kết, các tổ chức cho vay rút ngắn kỳ hạn, và hệ thống thường tự điều chỉnh thông qua tái đàm phán mang tính tình huống và hỗ trợ tài khóa ngầm – những kết cục làm suy giảm độ tin cậy và làm tăng chi phí trong dài hạn.

Phần này tái định hình vấn đề chính sách như một thách thức về “thiết kế hệ thống đầu tư”. Phần này trình bày các ràng buộc cốt lõi hiện đang chi phối quá trình chuyển dịch của Việt Nam, giải thích hàm ý từ kinh nghiệm quốc tế đối với khả tín tài chính ở quy mô lớn, và sau đó đề xuất một tập hợp các gói chính sách ưu tiên có ý nghĩa độc lập nhưng mang tính bổ trợ lẫn nhau. Đồng thời, phần này liên kết kiến trúc chính sách với bằng chứng định lượng từ các mô hình phân tích chi phí – lợi ích và kinh tế vĩ mô, qua đó làm rõ vì sao khả tín tài chính trong giai đoạn chuyển tiếp hiện nay là đòn bẩy quyết định đối với phúc lợi, phát thải và kết quả tài khóa..

4.1. Vì sao điểm nghẽn đầu tư của Việt Nam mang tính cấu trúc?

Môi trường đầu tư của Việt Nam đang bị ràng buộc bởi một tập hợp các ma sát mang tính tương hỗ, vận hành xuyên suốt toàn bộ chuỗi: quy hoạch → cấp phép → ký kết hợp đồng → tài trợ → điều độ → thanh toán → tái cấp vốn. Những ma sát này mang tính cấu trúc chứ không mang tính chu kỳ, bởi chúng xuất phát từ độ phức tạp nội tại của việc tích hợp năng lượng tái tạo biến động vào một hệ thống đang tăng trưởng nhanh với các thể chế thị trường đang trong quá trình hoàn thiện.

- **Chậm trễ hành chính và thể chế là rủi ro chi phí vốn, không phải là “vấn đề mềm”.**

Việc cấp phép, giải phóng mặt bằng, phê duyệt môi trường và cho phép đấu nối lưới điện vẫn phân tán giữa nhiều cơ quan và cấp chính quyền. Hệ quả không chỉ là chậm tiến độ triển khai mà còn là chi phí lãi vay trong thời gian xây dựng cao hơn, yêu cầu dự phòng vốn chủ sở hữu lớn hơn và mức độ rủi ro thực thi được cảm nhận cao hơn, tất cả đều làm tăng chi phí vốn bình quân gia quyền. Trong bối cảnh phân tích chi phí – lợi ích đã chỉ ra khoảng trống về khả tín tài chính trong giai đoạn chuyển tiếp, sự chậm trễ về thể chế trở thành một ràng buộc tài chính trực tiếp, thay vì chỉ là bất tiện trong quản trị.

- **Chế độ doanh thu hộ FIT làm suy yếu tính dự báo trước khi thị trường có thể định giá bất định.**

Các mức giá trần hành chính được áp dụng sau khi FIT kết thúc trong khi cơ chế giá bán buôn, tín hiệu tắc nghẽn và định giá khan hiếm vẫn chưa hoàn thiện. Trong các thị trường trưởng thành, mức độ phơi nhiễm lớn hơn với giá thị trường vẫn có thể bảo đảm khả tín tài chính nhờ các công cụ phòng ngừa rủi ro và hợp đồng có thể thực thi. Ở giai đoạn phát triển thị trường hiện tại của Việt Nam, phơi nhiễm giá kết hợp với bất định về điều độ và rủi ro thanh toán làm giảm hệ số đảm bảo trả nợ (DSCR) xuống dưới ngưỡng chấp nhận của ngân hàng và kéo tỷ suất hoàn vốn nội bộ (IRR) của dự án xuống dưới mức khả thi. Vì vậy, tranh luận “giá trần so với LCOE” không còn là vấn đề kỹ thuật thuần túy mà là yếu tố quyết định khả tín tài chính trong giai đoạn 2025–2030.

- **Hợp đồng và thanh toán vẫn là các rào cản khả tín tài chính chủ đạo.**

Ngay cả khi khung pháp lý đã tồn tại, khả tín tài chính của dự án vẫn được quyết định bởi những yếu tố mà các tổ chức cho vay có thể thẩm định và bảo lãnh: cách thức điều độ, phân bổ rủi ro cắt giảm công suất, thời hạn thanh toán, bồi thường khi chấm dứt hợp đồng, bảo vệ trước thay đổi pháp luật và cơ chế giải quyết tranh chấp có thể thực thi. Kinh nghiệm quốc tế cho thấy các ngân hàng sẵn sàng chấp nhận lợi suất thấp hơn khi việc phân bổ rủi ro rõ ràng và có thể thực thi, nhưng họ không chấp nhận sự mơ hồ. Một hệ thống dựa vào đàm phán riêng lẻ thay vì các mẫu hợp đồng tiêu chuẩn thường bị đình trệ đúng vào thời điểm cần mở rộng quy mô đầu tư.

- **Khả năng truyền tải của lưới điện đã trở thành một biến số tài chính.**

Rủi ro tắc nghẽn và cắt giảm công suất tại Việt Nam đã làm thay đổi nhận thức của nhà đầu tư: các hạn chế của lưới điện làm giảm doanh thu kỳ vọng có trọng số xác suất và biến tiến độ đầu nối thành một rủi ro thương mại. Trong các hệ thống có tỷ trọng năng lượng tái tạo cao trên thế giới, “khả năng triển khai” được coi là một phần của sản phẩm đầu tư: dự án chỉ được mua sắm khi việc đầu nối và điều độ có thể bảo đảm, hoặc khi các quy tắc bồi thường cắt giảm được tiêu chuẩn hóa. Nếu không, đầu tư nguồn phát có thể vượt trước lưới điện, đẩy chi phí tích hợp tăng cao và bào mòn lợi nhuận, ngay cả khi mức giá danh nghĩa có vẻ đủ hấp dẫn.

- **Tính linh hoạt của hệ thống chưa được định giá đầy đủ, cản trở đầu tư lưu trữ và làm tăng chi phí toàn hệ thống.**

Hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin, điều chỉnh phụ tải và các dạng công suất linh hoạt khác vẫn khó huy động vốn nếu không có các “làn doanh thu” được hợp đồng hóa (thanh toán theo mức sẵn sàng, thị trường dịch vụ phụ trợ, cơ chế trả công suất, hoặc quyền điều độ lai ghép) và không có quy tắc kết hợp doanh thu rõ ràng. Khi tính linh hoạt không thể đầu tư được, mức độ cắt giảm công suất tăng lên, chi phí cân bằng hệ thống gia tăng và quá trình chuyển dịch trở nên tốn kém hơn. Quan trọng hơn, điều này còn phản hồi ngược trở lại khả tín tài chính của nguồn phát, bởi doanh thu từ năng lượng tái tạo trở nên bất định hơn trong các khung giờ tắc nghẽn.

- **Hệ thống tài chính chưa phù hợp với vòng đời tài sản.**

Năng lượng tái tạo, lưu trữ và lưới điện đều là các tài sản có vòng đời dài, trong khi nền tảng tài trợ của Việt Nam vẫn chủ yếu dựa vào tín dụng ngân hàng thương mại trong nước với kỳ hạn tương đối ngắn. Sự lệch pha về kỳ hạn này làm gia tăng rủi ro tái cấp vốn, nâng cao yêu cầu DSCR và đẩy chi phí vốn bình quân gia quyền lên cao. Tín dụng xanh và thị trường trái phiếu đang phát triển nhưng chưa đủ quy mô và mức độ tiêu chuẩn hóa để làm nền tảng cho dòng vốn tổ chức dài hạn. Điều này trở thành ràng buộc nghiêm trọng đối với điện gió ngoài khơi, các hành lang truyền tải lớn và các khoản đầu tư linh hoạt quy mô hệ thống.

- **Rủi ro tài khóa nguy hiểm nhất khi tồn tại dưới dạng ngầm, thay vì được giới hạn rõ ràng.**
Khi các khoản trống về khả tín tài chính kéo dài, hệ thống thường “giải quyết” ex post – thông qua nợ đọng, tái đàm phán, giãn thanh toán hoặc bảo lãnh ngầm để duy trì ổn định hệ thống. Những hành động này tạo ra các nghĩa vụ nợ dự phòng khó quan sát, khó định giá và khó kiểm soát. Thực tiễn quốc tế ngày càng cho thấy các quá trình chuyển dịch an toàn về tài khóa là những quá trình mà hỗ trợ được thiết kế rõ ràng, có trần và được công bố minh bạch, thay vì mang tính ngầm và phản ứng tình huống.

Các ràng buộc này tạo thành một vòng lặp khép kín. Tính dự báo doanh thu yếu làm nản lòng tài trợ dài hạn; tài trợ ngắn hạn làm tăng áp lực tạo dòng tiền nhanh; áp lực dòng tiền làm gia tăng độ nhạy cảm với điều độ và cắt giảm công suất; cắt giảm gia tăng khi lưới điện và tính linh hoạt không theo kịp; chậm trễ triển khai tiếp tục đẩy chi phí tài chính lên cao; và hệ thống ngày càng phụ thuộc vào các can thiệp mang tính tùy nghi. Việc phá vỡ vòng lặp này đòi hỏi một kiến trúc chính sách tích hợp, thay vì các điều chỉnh gia tăng.

4.2. Kinh nghiệm quốc tế cho thấy: khả tín tài chính ở quy mô lớn đến từ “tổ hợp công cụ”, không phải từ một chính sách đơn lẻ.

Đối sánh quốc tế, bao gồm Liên minh châu Âu (Đức, Pháp), Vương quốc Anh, Trung Quốc, Ấn Độ, Nhật Bản, Hàn Quốc và Hoa Kỳ, cho thấy việc mở rộng năng lượng tái tạo vượt qua giai đoạn ban đầu đòi hỏi ba sự chuyển dịch trong thực tiễn chính sách.

- **Từ “mức hỗ trợ” sang “quy tắc phân bổ rủi ro”.**
Tại các thị trường dẫn đầu, câu hỏi chính sách trung tâm không còn là mức giá bao nhiêu là đủ, mà là rủi ro được phân bổ cho người tiêu dùng, người nộp thuế, doanh nghiệp điện lực và nhà đầu tư như thế nào, và được quản trị ra sao thông qua hợp đồng. Phụ phí trượt giá, CfD, thanh toán công suất và hợp đồng sẵn sàng không chỉ là công cụ trợ cấp, mà là công cụ cấu trúc hóa rủi ro.
- **Từ “khối lượng đấu thầu” sang “mua sắm gắn với khả năng triển khai”.**
Các thị trường duy trì tỷ lệ triển khai cao không đấu thầu thuần túy dựa trên giá chào. Họ áp đặt các điều kiện tiên thẩm định và sẵn sàng của lưới điện, giới hạn khối lượng tại các nút có thể đấu nối, chuẩn bị sẵn các địa điểm điện gió ngoài khơi, hoặc tiêu chuẩn hóa bồi thường cắt giảm công suất. Những cách tiếp cận này làm giảm bất định khi chào thầu và hạ chi phí vốn vì các tổ chức cho vay có thể bảo lãnh khả năng triển khai.
- **Từ “đàm phán theo từng dự án” sang “mẫu hợp đồng và thể chế thanh toán có thể lặp lại”.**
Khi các PPA được tiêu chuẩn hóa và cơ chế thanh toán đáng tin cậy, chi phí giao dịch giảm, thời gian đóng tài chính được rút ngắn và hoạt động thị trường thứ cấp trở nên khả thi. Điều này đặc biệt quan trọng vì việc mở rộng vượt quá năng lực bằng cân đối của ngân hàng đòi hỏi tái cấp vốn, chứng khoán hóa và tái phân bổ danh mục. Nếu thiếu tiêu chuẩn hóa, mỗi dự án trở thành một sự kiện tín dụng riêng lẻ và quá trình mở rộng bị đình trệ.
- **Từ “bảo trợ tài khóa ngầm” sang các hàng rào rõ ràng và sổ đăng ký minh bạch.**
Các quốc gia mở rộng nhanh nhưng vẫn bảo vệ được dư địa tài khóa thường đặt hỗ trợ doanh thu trong các khung ngân sách, các thực thể thanh toán được tài trợ bằng khoản thu, các hành lang sản lượng và cơ chế công bố nghĩa vụ nợ dự phòng. Điều này tạo dựng độ tin cậy, bởi nhà đầu tư thấy rằng Nhà nước có thể hỗ trợ khả tín tài chính mà không tạo ra phơi nhiễm mở.

Lógica toàn cầu này có ý nghĩa trực tiếp đối với Việt Nam. Hệ thống của Việt Nam không thiếu ý chí chính sách; điểm thiếu là một cơ chế tích hợp có khả năng chuyển hóa các mục tiêu quy hoạch thành các tài sản có thể đầu tư, với phân bổ rủi ro có thể thực thi và các ranh giới tài khóa rõ ràng.

4.3. Kiểm chứng phân tích: Hàm ý từ đánh giá tác động định lượng đối với ưu tiên chính sách

Các kết quả tổng hợp từ phân tích chi phí – lợi ích và mô hình tự hồi quy vectơ (VAR) đều dẫn đến một kết luận nhất quán: thách thức của Việt Nam trong việc mở rộng hạ tầng năng lượng bền vững không nằm ở tính khả thi kinh tế dài hạn, mà ở độ tin cậy trong triển khai ngắn hạn. Do đó, bằng chứng định lượng ủng hộ việc cải cách kiến trúc chính sách và thiết kế thị trường, thay vì chỉ điều chỉnh cận biên về giá hay mục tiêu quy hoạch.

4.3.1. Phúc lợi được quyết định bởi cơ cấu công suất, không phải bởi việc kìm giá ngắn hạn

Trong tất cả các nhóm kịch bản, phân tích chi phí – lợi ích cho thấy các lộ trình phù hợp với Quy hoạch điện VIII điều chỉnh tạo ra lợi ích xã hội ròng đáng kể so với kịch bản thông thường. Các lợi ích phúc lợi này chủ yếu đến từ sự thay đổi mang tính cấu trúc của cơ cấu nguồn điện, đặc biệt là việc thay thế công suất nhiên liệu hóa thạch bằng năng lượng tái tạo trong suốt vòng đời tài sản, chứ không đến từ các biện pháp kiểm soát giá ngắn hạn hay kìm chi phí tạm thời.

Sự phân biệt này có ý nghĩa then chốt đối với thiết kế chính sách. Các biện pháp kìm giá điện trong ngắn hạn có thể hấp dẫn về mặt chính trị, nhưng không cải thiện đáng kể phúc lợi dài hạn. Ngược lại, việc chậm trễ trong triển khai cơ cấu công suất theo Quy hoạch điện VIII gây ra tổn thất phúc lợi lớn và kéo dài, tích lũy theo thời gian thông qua phát thải cao hơn, phụ thuộc nhập khẩu nhiên liệu và chi phí y tế.

Tuy nhiên, cùng phân tích này cũng chỉ ra một điểm dễ tổn thương mang tính ràng buộc trong giai đoạn chuyển tiếp 2025–2030. Dưới các mức giá trần hành chính hiện nay và các thực tiễn điều độ và thanh toán đang áp dụng, nhiều dự án năng lượng tái tạo có lợi cho phúc lợi trong dài hạn lại không thể huy động vốn trong ngắn hạn. Trên thực tế, Việt Nam đang đối mặt với một nghịch lý: quá trình chuyển dịch là hợp lý về kinh tế, nhưng đầu tư có thể bị đình trệ nếu vấn đề khả tín tài chính ngắn hạn không được xử lý một cách rõ ràng.

- **Hàm ý chính sách:** bảo vệ phúc lợi dài hạn đòi hỏi phải ưu tiên các cơ chế cho phép triển khai đầu tư kịp thời, ngay cả khi các cơ chế này bao hàm sự hỗ trợ có giới hạn, minh bạch và mang tính tạm thời trong giai đoạn chuyển tiếp.

4.3.2. Ổn định kinh tế vĩ mô phụ thuộc vào kỷ luật định giá và độ tin cậy trong triển khai

Kết quả mô hình VAR củng cố nhận định rằng các lộ trình có tỷ trọng năng lượng tái tạo cao tương thích với tăng trưởng kinh tế và ổn định phát thải – nhưng chỉ trong những điều kiện thể chế cụ thể. Tăng trưởng và giảm phát thải được duy trì khi mở rộng công suất bám sát Quy hoạch điện VIII, giá điện được phép điều chỉnh nội sinh dưới sự quản lý của Nhà nước và trình tự đầu tư được thực hiện một cách kỷ luật.

Ngược lại, việc áp đặt giá hành chính cứng nhắc làm suy yếu tín hiệu đầu tư, khuếch đại biến động và gia tăng khả năng phải can thiệp điều chỉnh trong tương lai. Từ góc độ tài khóa – vĩ mô, đây là một phát hiện quan trọng. Định giá theo cơ chế thị trường không chỉ là cải cách hiệu quả, mà còn đóng vai trò như một cơ chế ổn định, giúp giảm xác suất phải áp dụng các biện pháp tài khóa mang tính phản ứng để bù đắp thiếu hụt đầu tư, áp lực hệ thống hoặc suy yếu bảng cân đối của doanh nghiệp điện lực.

Đối với Bộ Tài chính và các cơ quan lập kế hoạch hệ thống, bài học là rõ ràng. Các nỗ lực cách ly nền kinh tế khỏi điều chỉnh giá năng lượng thông qua kiểm soát hành chính thường chỉ chuyển dịch rủi ro

thay vì loại bỏ rủi ro. Những rủi ro này sau đó tái xuất hiện ở hạ nguồn dưới dạng nợ đọng, tái cơ cấu, hỗ trợ dự phòng hoặc gia tăng vay nợ công.

- **Hàm ý chính sách:** các khuôn khổ định giá kỷ luật giúp giảm biến động vĩ mô và phơi nhiễm tài khóa bằng cách cho phép điều chỉnh diễn ra một cách minh bạch và có thể dự báo, thay vì thông qua can thiệp mang tính tình huống.

4.3.3. Bài học trung tâm: khả tín tài chính là một hình thức quản lý rủi ro tài khóa.

Tổng hợp lại, bằng chứng định lượng tái định nghĩa khái niệm khả tín tài chính. Việc bảo đảm các dự án có thể đạt được đóng tài chính theo các quy tắc rõ ràng và có thể thực thi không phải là sự nhượng bộ cho nhà đầu tư, mà là một công cụ kiểm soát rủi ro tài khóa.

Khi các ràng buộc về khả tín tài chính không được giải quyết, kinh nghiệm cho thấy Chính phủ hiếm khi tránh hoàn toàn việc can thiệp. Thay vào đó, chi phí sẽ xuất hiện muộn hơn dưới dạng chậm thanh toán, tái đàm phán hợp đồng, hỗ trợ khẩn cấp cho doanh nghiệp điện lực hoặc suy giảm uy tín làm tăng chi phí vốn trong tương lai. Những kết cục này tạo ra các nghĩa vụ nợ dự phòng mờ đục, khó theo dõi và khó quản lý hơn nhiều so với các cơ chế hỗ trợ được thiết kế rõ ràng và hợp lý ngay từ đầu.

Do đó, kết quả từ phân tích chi phí – lợi ích và mô hình VAR ủng hộ một kết luận có vẻ nghịch lý nhưng vững chắc: các công cụ hỗ trợ rõ ràng, có trần và được quản trị tốt an toàn hơn về mặt tài khóa so với hỗ trợ ngầm. Việc xử lý rủi ro doanh thu, bất định điều độ và độ tin cậy thanh toán ngay từ đầu làm giảm xác suất Nhà nước buộc phải can thiệp về sau trong những điều kiện kém thuận lợi hơn..

- **Hàm ý chính sách:** giải quyết sớm các vấn đề về khả tín tài chính thông qua các công cụ có cấu trúc với hàng rào tài khóa rõ ràng giúp giảm phơi nhiễm tài khóa dài hạn và tăng cường kỷ luật ngân sách.

4.3.4. Bằng chứng ưu tiên điều gì và không ưu tiên điều gì.

Đánh giá định lượng cũng giúp làm rõ các ưu tiên chính sách thông qua phương pháp loại trừ.

- Phân tích cho thấy định giá carbon, dù hữu ích, nhưng không mang tính quyết định đối với kết quả phúc lợi trong các lộ trình phù hợp với Quy hoạch điện VIII. Sự thay đổi mang tính cấu trúc của cơ cấu công suất là yếu tố chi phối kết quả.
- Phân tích chứng minh rằng các mục tiêu quy hoạch đơn thuần là chưa đủ nếu không có các cơ chế triển khai mà nhà đầu tư và các tổ chức cho vay coi là đáng tin cậy.
- Phân tích chỉ ra rằng việc trì hoãn cải cách lưới điện, tính linh hoạt và cơ chế thanh toán làm gia tăng chi phí hệ thống và rủi ro tài khóa, thay vì bảo toàn dự địa tài khóa.

Ngược lại, phân tích nhất quán ưu tiên các chính sách có khả năng:

1. ổn định doanh thu trong giai đoạn chuyển tiếp mà không tạo ra các cam kết mở;
2. gắn kết định giá với tín hiệu chi phí và mức độ khan hiếm dưới sự giám sát của Nhà nước;
3. lồng ghép kỷ luật triển khai vào cơ chế mua sắm và mức độ sẵn sàng của lưới điện; và
4. làm cho mức độ phơi nhiễm tài khóa trở nên rõ ràng, có giới hạn và minh bạch.

4.3.5. Hàm ý đối với kiến trúc chính sách trong giai đoạn tới

Bằng chứng định lượng không chỉ định cụ thể từng công cụ riêng lẻ, nhưng thu hẹp đáng kể tập hợp các kiến trúc chính sách có khả năng thành công. Quá trình chuyển dịch của Việt Nam mang lại lợi ích phúc lợi và phù hợp với tăng trưởng, nhưng chỉ khi việc triển khai Quy hoạch điện VIII được hỗ trợ bởi các cơ chế có khả năng chuyển hóa logic kinh tế dài hạn thành độ tin cậy đầu tư trong ngắn hạn.

Điều này củng cố trọng tâm của báo cáo vào:

- Ổn định doanh thu tương thích với cơ chế thị trường;
- mua sắm gắn với khả năng đấu nối và triển khai của lưới điện;
- định giá và thương mại hóa tính linh hoạt của hệ thống; và
- quản trị tài khóa minh bạch và rõ ràng.

Theo nghĩa này, quá trình chuyển dịch năng lượng không nên được hiểu như một chương trình riêng của ngành điện, mà là một cấu phần cốt lõi của công tác lập kế hoạch đầu tư và quản lý rủi ro tài khóa. Các kết quả định lượng khẳng định rằng khi kiến trúc chính sách liên kết được các chiều cạnh này, Việt Nam có thể huy động vốn tư nhân ở quy mô lớn, đồng thời duy trì ổn định kinh tế vĩ mô và bền vững tài khóa trên lộ trình hướng tới phát thải ròng bằng không.

4.4. Các gói chính sách ưu tiên đề xuất cho Việt Nam

Để chuyển hóa Quy hoạch điện VIII thành các khoản đầu tư có khả tín tài chính và khả năng triển khai, Việt Nam cần một danh mục các chính sách ưu tiên được thiết kế đồng bộ và vận hành như một hệ thống tích hợp. Các gói dưới đây được thiết kế có chủ đích với mức độ can thiệp đủ lớn. Chúng tái cấu trúc cách phân bổ rủi ro, kỷ luật hợp đồng, độ chín của tài trợ và khả năng triển khai của lưới điện. Đồng thời, các gói này được thiết kế theo hướng mô-đun: Việt Nam có thể triển khai theo trình tự và thí điểm mà không cần tự do hóa toàn bộ hệ thống ngay từ đầu.

Các gói chính sách này không nhằm được triển khai đồng thời hoặc áp dụng đồng nhất cho mọi công nghệ. Giá trị cốt lõi của chúng nằm ở trình tự và sự tương tác. Ổn định doanh thu và kỷ luật hợp đồng cần được ưu tiên trước để mở khóa đầu tư (Gói A), trong khi mua sắm gắn với khả năng triển khai (Gói B) giúp ngăn ngừa áp lực hệ thống khi quy mô tăng lên. Tính linh hoạt của hệ thống (Gói C) ngày càng trở nên quan trọng khi tỷ trọng năng lượng tái tạo tăng cao, trong khi độ chín của tài trợ và các hàng rào tài khóa (Gói D) bảo đảm rằng việc mở rộng quy mô không dẫn đến các nghĩa vụ công tiềm ẩn. Năng lực và tổ chức triển khai thể chế (Gói E) là nền tảng hỗ trợ tất cả các gói, thông qua việc giảm rủi ro thực thi và duy trì niềm tin của nhà đầu tư trong dài hạn.

4.4.1. Gói A. Ổn định doanh thu nhưng vẫn bảo toàn tín hiệu thị trường và giới hạn phơi nhiễm tài khóa.

Mục tiêu: Khôi phục tính dự báo doanh thu cho các dự án có khả năng đầu tư trong giai đoạn chuyển tiếp 2025–2030, đồng thời duy trì cơ chế phát hiện giá và kiểm soát phơi nhiễm tài khóa.

Các công cụ cốt lõi:

1. Cơ chế phụ phí FIT trượt giá thông qua đấu thầu đối với các công nghệ đã trưởng thành (điện mặt trời, điện gió trên bờ).

Các nhà máy bán điện vào thị trường và nhận phụ phí khi giá thị trường thấp hơn mức tham chiếu được xác lập thông qua đấu thầu. Khi giá tăng, mức hỗ trợ tự động giảm về 0, qua đó bảo vệ người tiêu dùng và Nhà nước. Cơ chế này chuyển hỗ trợ từ giá cố định sang hỗ trợ có điều kiện và hạn chế rủi ro chi trả vượt mức. Các yếu tố thiết kế then chốt để bảo đảm khả tín tài chính bao gồm: quy tắc điều chỉnh chỉ số minh bạch, phương pháp xác định giá tham chiếu và một thực thể thanh toán đáng tin cậy.

2. Áp dụng có chọn lọc các công cụ tương tự CfD hai chiều đối với các công nghệ có cường độ vốn cao (điện gió ngoài khơi, các dự án lai ghép có lưu trữ).

Đối với các công nghệ có chi phí đầu tư lớn và thời gian chuẩn bị dài, biến động giá không thể được khu vực tư nhân hấp thụ một cách hiệu quả. Các hợp đồng hai chiều giúp ổn định dòng tiền nhưng vẫn yêu cầu hoàn trả khi giá ở mức cao, qua đó cho phép huy động vốn dài hạn và giảm chi phí vốn bình quân gia quyền. Biện pháp bảo vệ tài khóa cốt lõi là đặt các công cụ CfD trong các khung ngân sách và hành lang sản lượng để phơi nhiễm được giới hạn và công bố minh bạch.

3. Tiêu chuẩn hóa các PPA có khả tín tài chính và luật hóa kỷ luật thanh toán.

Các công cụ ổn định doanh thu sẽ không đủ nếu việc phân bổ rủi ro trong PPA vẫn mơ hồ. Việc tiêu chuẩn hóa cần làm rõ: nguyên tắc phân bổ và bồi thường cắt giảm công suất, cách thức điều độ, bồi thường khi chấm dứt hợp đồng, cơ chế xử lý thay đổi pháp luật, thời hạn thanh toán và giải quyết tranh chấp. Điều này giúp giảm rủi ro đàm phán và cho phép các tổ chức cho vay coi dự án là các khoản tín dụng có thể lập lại, thay vì các trường hợp riêng lẻ.

4. Mở rộng DPPA như một công cụ hỗ trợ chiến lược, không phải là giải pháp thay thế.

DPPA giúp đa dạng hóa kênh tiêu thụ điện, hỗ trợ mục tiêu giảm phát thải của doanh nghiệp và cải thiện cơ chế phát hiện giá. Tuy nhiên, các thỏa thuận này chỉ trở nên khả tín tài chính khi phí truyền tải, cơ chế thanh toán mất cân bằng và các biện pháp thực thi được xác định rõ ràng và có thể dự báo. Giá trị chiến lược của DPPA trong giai đoạn chuyển tiếp không nằm ở khối lượng tức thời, mà ở việc tạo ra các con đường hợp đồng thay thế đáng tin cậy, góp phần củng cố kỷ luật thị trường.

Hàm ý đối với kiến trúc chính sách của Việt Nam: Gói chính sách này giúp Việt Nam chuyển từ cơ chế giá trần hành chính và hợp đồng dựa trên đàm phán sang một hệ thống trong đó rủi ro doanh thu được cấu trúc từ trước, được giới hạn về tài khóa và có độ tin cậy đối với các tổ chức cho vay.

Bảng 3. Phân bổ rủi ro doanh thu và kết quả về khả tín tài chính theo từng công cụ.

Công cụ	Rủi ro giá	Rủi ro điều độ	Rủi ro thanh toán	Kỳ hạn điển hình có thể huy động	Kết quả về khả tín tài chính
FIT (cơ chế cũ)	Nhà nước	Nhà nước	Cao	15–20 năm	Cao nhưng phơi nhiễm tài khóa không có giới hạn
Giá trần	Nhà đầu tư	Nhà đầu tư	Cao	7–10 năm	Thấp
Phụ phí FIT trượt giá (Sliding FIP)	Chia sẻ	Chia sẻ	Trung bình–Thấp	12–18 năm	Trung bình–Cao
Hợp đồng CfD hai chiều	Nhà nước/Nhà đầu tư (có giới hạn)	Trung bình	Thấp	15–25 năm	Cao
DPPA (hiện hành tại Việt Nam)	Doanh nghiệp mua điện	Nhà đầu tư	Cao	7–10 năm	Trung bình–Thấp

4.4.2. Gói B. Đấu thầu lấy khả năng bàn giao làm trung tâm: Gắn khối lượng phát điện với thực trạng lưới điện.

Mục tiêu: Giảm rủi ro cắt giảm công suất và thất bại trong bàn giao điện bằng cách đưa khả năng tiếp nhận của lưới điện trở thành điều kiện chính thức trong đấu thầu và lập kế hoạch đầu tư.

Các công cụ cốt lõi:

1. Đấu thầu dựa trên khả năng sẵn sàng kết nối hoặc khả năng bàn giao.

Khối lượng đấu thầu cần được gắn với các nút lưới đã sẵn sàng tiếp nhận hoặc với các kế hoạch tăng cường lưới điện đã được cam kết trước, kèm theo các mốc bàn giao rõ ràng. Cách tiếp cận này ngăn ngừa tình trạng đấu thầu vượt trước khả năng của lưới điện và giảm cắt giảm công suất như một rủi ro doanh thu mang tính xác suất.

2. Tiền phát triển do Nhà nước dẫn dắt đối với điện gió ngoài khơi và các khu vực chiến lược.

Đối với điện gió ngoài khơi, Nhà nước có thể giảm rủi ro và hạ giá chào thầu bằng cách thực hiện quy hoạch không gian biển, khảo sát môi trường nền, nghiên cứu địa chất đáy biển và xác định các điểm đấu nối lưới trước khi tổ chức đấu giá các vị trí dự án. Cách tiếp cận này làm giảm rủi ro cấp phép giai đoạn đầu, vốn là loại rủi ro mà khu vực tư nhân khó có thể định giá hiệu quả.

3. Công nghệ tăng cường lưới điện như một bộ nhân công suất trong ngắn hạn.

Các giải pháp như đánh giá khả năng tải động, dây dẫn tiên tiến, trạm biến áp số hóa và tự động hóa có thể gia tăng năng lực lưới mà không cần tái thiết toàn diện, qua đó giảm tắc nghẽn và cải thiện mức độ khai thác. Đây là giải pháp bổ trợ nhanh cho các khoản đầu tư truyền tải có chu kỳ dài. Trong cấu trúc thị trường hiện nay của Việt Nam, độ tin cậy của thanh toán cuối cùng phụ thuộc vào hiệu quả hoạt động của cơ chế người mua duy nhất và chức năng điều độ hệ thống. Do đó, khả năng vay vốn không chỉ phụ thuộc vào nội dung hợp đồng, mà còn vào thời hạn thanh toán có thể cưỡng chế, quy trình đối soát minh bạch và các biện pháp khắc phục đáng tin cậy trong trường hợp chậm trễ. Việc tăng cường kỷ luật thanh toán giúp giảm phụ thuộc vào năng lực bảng cân đối kế toán và làm giảm xác suất phải hỗ trợ tài khóa gián tiếp.

4. Quy tắc cắt giảm công suất như quy tắc bảo đảm khả năng tài trợ vốn.

Việc cắt giảm công suất được bồi thường, xã hội hóa hay phân bổ cho nhà phát điện đều có tác động trực tiếp đến tài trợ dự án. Việt Nam không nhất thiết phải áp dụng mức bồi thường tối đa ở mọi nơi, nhưng cần thiết lập các quy tắc nhất quán, minh bạch và có thể định giá. Sự mơ hồ còn bất lợi hơn cả chính sách thận trọng, vì các tổ chức cho vay không thể bảo lãnh rủi ro trong điều kiện thiếu rõ ràng.

Hàm ý đối với kiến trúc chính sách của Việt Nam: Gói giải pháp này đưa “khả năng bàn giao” trở thành một thuộc tính cốt lõi của đầu tư và ngăn chặn việc hệ thống chuyển rủi ro lưới điện sang nhà đầu tư thông qua sự bất định, vốn làm gia tăng chi phí vốn.

4.4.3. Gói C. Tính linh hoạt hệ thống như một loại tài sản có thể đầu tư.

Mục tiêu: Bảo đảm lưu trữ và tính linh hoạt có thể huy động tài chính, nhằm tránh việc mở rộng năng lượng tái tạo dẫn đến cắt giảm công suất cao hơn và chi phí tích hợp gia tăng.

Các công cụ cốt lõi:

1. Doanh thu khả dụng theo hợp đồng cho lưu trữ và công suất linh hoạt.

Lưu trữ khó có thể mở rộng chỉ dựa trên kinh doanh chênh lệch giá điện trong các thị trường mới nổi. Các hợp đồng trả tiền theo mức độ sẵn sàng hoặc cơ chế thù lao theo công suất tạo ra mức doanh thu nền có thể vay vốn, cho phép các tổ chức cho vay chấp nhận các khoản nợ dài hạn. Các chế tài về hiệu suất giúp bảo đảm hiệu quả sử dụng nguồn lực.

2. Thiết kế thị trường dịch vụ phụ trợ với các quy tắc chồng ghép rõ ràng.

Các dịch vụ như điều chỉnh tần số, dự phòng, quản lý tắc nghẽn và các dịch vụ khác cần có sản phẩm được định nghĩa rõ, tiêu chuẩn đủ điều kiện và quy tắc thanh toán cụ thể. Trọng tâm không chỉ là hình thành thị trường mà còn cho phép chồng ghép với các nguồn doanh thu theo hợp đồng mà không phát sinh mơ hồ về pháp lý.

3. Yêu cầu kết hợp công nghệ khi có hiệu quả kinh tế.

Tại một số khu vực, việc yêu cầu các dự án năng lượng tái tạo mới tích hợp một tỷ lệ lưu trữ nhất định có thể giảm cắt giảm công suất, cải thiện khả năng điều độ và tạo ra lợi ích cho hệ thống. Các yêu cầu này phải đi kèm với cơ chế ghi nhận doanh thu để không trở thành nghĩa vụ chỉ làm tăng chi phí.

4. Quản lý nhu cầu và biểu giá theo thời gian sử dụng như công cụ mua sắm tính linh hoạt.

Quản lý phía cầu thường rẻ hơn so với việc xây dựng nguồn đỉnh hoặc mở rộng quá mức lưới điện. Biểu giá theo thời gian sử dụng, các chương trình đáp ứng phụ tải và hợp đồng linh hoạt với khu vực công nghiệp giúp giảm áp lực phụ tải đỉnh và nâng cao hiệu quả hệ thống. Việc coi quản lý nhu cầu là một nguồn lực mua sắm phù hợp với thông lệ quốc tế.

Hàm ý đối với kiến trúc chính sách của Việt Nam: Gói giải pháp này chuyển tính linh hoạt từ một mục tiêu kỹ thuật sang một phân khúc có thể huy động tài chính, qua đó giảm chi phí tích hợp và ổn định doanh thu từ năng lượng tái tạo.

4.4.4. Gói D. Trưởng thành tài chính và hàng rào bảo vệ tài khóa: Huy động vốn dài hạn mà không tạo nghĩa vụ tiềm ẩn

Mục tiêu: Kéo dài kỳ hạn tài trợ, đa dạng hóa nguồn vốn ngoài bảng cân đối của ngân hàng và bảo đảm mức độ tham gia của khu vực công được xác định rõ, giới hạn và công bố minh bạch.

Các công cụ cốt lõi:

1. Kênh ngân hàng chính sách và tài chính phát triển cho vay dài hạn và tăng cường tín dụng.

Các nguồn vốn ưu đãi, bảo lãnh rủi ro một phần và cho vay lại có cấu trúc có thể giảm chi phí vốn bình quân và kéo dài kỳ hạn. Yêu cầu cốt lõi là tích hợp các công cụ này vào giới hạn nợ công và rủi ro tín dụng với các trần minh bạch.

2. Phát triển thị trường trái phiếu xanh và tài chính hạ tầng với phân loại và xác minh đáng tin cậy.

Việc mở rộng vốn đầu tư tổ chức đòi hỏi hệ thống phân loại, công bố thông tin và xác minh chuẩn hóa để giảm lo ngại về “xanh hóa hình thức” và hạ thấp phần bù rủi ro. Tiến trình xây dựng phân loại xanh của Việt Nam có thể được sử dụng để chuẩn hóa phát hành và thu hút các nhà đầu tư dài hạn.

3. Khung tái cấp vốn danh mục và tái chế vốn.

Việc mở rộng quy mô không thể chỉ dựa vào tài trợ cho các dự án mới. Cần có hoạt động tái cấp vốn và thị trường thứ cấp khi tài sản đã đi vào vận hành. Các hợp đồng tiêu chuẩn, cơ chế thanh toán dự đoán được và môi trường pháp lý ổn định là điều kiện tiên quyết cho tái chế tài sản và chứng khoán hóa.

4. Khung quản trị nghĩa vụ tiềm ẩn do Bộ Tài chính chủ trì.

Đây là cấu phần cốt lõi bảo đảm tính toàn vẹn tài khóa. Khung này bao gồm: hệ thống đăng ký tập trung các bảo lãnh và cam kết hỗ trợ, kiểm tra sức chịu đựng dưới các kịch bản giá và sản lượng, công bố trong khuôn khổ tài khóa trung hạn và thiết lập các hạn mức ngân sách rõ ràng cho các chương trình hỗ trợ doanh thu.

Hàm ý đối với kiến trúc chính sách của Việt Nam: Gói giải pháp này bảo đảm hỗ trợ khả năng vay vốn không biến thành rủi ro tài khóa không kiểm soát và cho phép vốn dài hạn mở rộng mà không phụ thuộc vào bảo lãnh ngầm của Nhà nước.

4.4.5. Gói E. Thực thi thể chế và năng lực: Bảo đảm triển khai có thể dự đoán ở quy mô lớn

Mục tiêu: Giảm rủi ro phi tài chính làm gia tăng chi phí vốn, đồng thời xây dựng năng lực vận hành và đổi mới cho một hệ thống ngày càng phức tạp.

Các công cụ cốt lõi:

1. Cơ chế cấp phép một cửa số hóa với thời hạn pháp định và trách nhiệm giải trình minh bạch.

Đơn giản hóa thủ tục phê duyệt giúp giảm rủi ro chậm trễ, hạ chi phí tài chính và nâng cao tỷ lệ hoàn thành dự án. Các thời hạn pháp định và tính minh bạch số hóa ngăn chặn các điểm nghẽn mang tính tùy nghi.

2. Khung chia sẻ lợi ích và chấp thuận xã hội đối với phát triển trên đất liền và ngoài khơi.

Các dự án quy mô lớn cần có tính chính danh xã hội bền vững. Cơ chế bồi thường minh bạch, chương trình lợi ích cộng đồng và tham vấn giúp giảm rủi ro phản đối có thể làm chệch tiến độ.

3. Phát triển nguồn nhân lực và tiêu chuẩn hóa kỹ thuật.

Việt Nam cần các chương trình trọng điểm về vận hành lưới điện, lưu trữ, kỹ thuật điện gió ngoài khơi và tài chính dự án. Sự hợp tác giữa các trường đại học, doanh nghiệp nhà nước và nhà phát triển tư nhân nên tập trung vào năng lực ứng dụng thay vì đào tạo chung chung.

4. Nghiên cứu và phát triển ứng dụng và chiến lược chuỗi cung ứng trong các phân khúc chiến lược.

Các ưu đãi có mục tiêu cho hệ thống pin, cấu phần điện gió ngoài khơi và giải pháp lưới điện số có thể giảm phụ thuộc nhập khẩu, hạ chi phí theo thời gian và nâng cao khả năng chống chịu.

Hàm ý đối với kiến trúc chính sách của Việt Nam: Gói giải pháp này xử lý “phần bù thực thi” mà nhà đầu tư thường tính vào dự án và hỗ trợ mở rộng bền vững vượt qua giai đoạn triển khai ban đầu.

4.5. Hàm ý chiến lược: Câu hỏi hậu FIT là câu hỏi về kiến trúc

Xét tổng thể, năm gói giải pháp này vận hành như một hệ thống phân bổ rủi ro thống nhất, thay vì một tập hợp rời rạc các ưu đãi. Rủi ro doanh thu được ổn định từ trước thay vì đăm phán lại sau; rủi ro lưới điện và tính linh hoạt được định giá và quản lý mang tính cấu trúc thay vì bị chuyển ngầm sang nhà đầu tư; và mức độ phơi nhiễm tài khóa được giới hạn, công bố và quản trị thay vì bị hấp thụ thông qua các nghĩa vụ tiềm ẩn. Kiến trúc này giúp gắn kết động lực của khu vực tư nhân với nhu cầu của hệ thống, đồng thời duy trì quyền kiểm soát chính sách và kỷ luật ngân sách.

Bảng 4. Tóm tắt các gói chính sách được đề xuất

Gói	Rủi ro chính được xử lý	Tác động đối với nhà đầu tư	Tác động tài khóa	Thời gian
A	Biến động doanh thu	Cho phép đạt được chốt tài chính	Rõ ràng, có giới hạn	2025–2030
B	Cắt giảm công suất và chậm trễ	Giảm chi phí vốn bình quân (WACC)	Giảm rủi ro đàm phán lại	Ngay lập tức
C	Chi phí tích hợp hệ thống	Cải thiện doanh thu thực nhận	Tránh đầu tư lưới điện quá mức trong tương lai	Từ 2026 trở đi
D	Không phù hợp kỳ hạn tài trợ	Thu hút vốn đầu tư tổ chức	Cải thiện quản lý nghĩa vụ nợ	Liên tục
E	Rủi ro thực thi	Giảm phần bù rủi ro	Giảm chi phí vượt do chậm trễ	Xuyên suốt

Phân tích so sánh và mô hình hóa cho thấy câu hỏi chính sách chiến lược của Việt Nam nằm ở việc xây dựng một kiến trúc trong đó:

- các cơ chế ổn định doanh thu có thể vay vốn nhưng được giới hạn,
- hoạt động đấu thầu dựa trên khả năng bàn giao,
- tính linh hoạt được định giá và có thể đầu tư,
- kỳ hạn tài trợ được kéo dài và đa dạng hóa, và
- mức độ phơi nhiễm tài khóa được xác định rõ, có trần và được công bố, thay vì bị hấp thụ ngầm thông qua nợ đọng hoặc áp lực bảng cân đối kế toán.

Đây là kiến trúc tối thiểu cần thiết để khôi phục động lực của nhà đầu tư, giảm cắt giảm công suất và chi phí tích hợp, đồng thời huy động nguồn vốn dài hạn cho điện gió ngoài khơi, lưu trữ và các hành lang truyền tải chiến lược. Kiến trúc này cũng tạo cầu nối từ bằng chứng phân tích sang thiết kế chính sách: phân tích chi phí – lợi ích cho thấy quá trình chuyển dịch mang lại phúc lợi ròng nhưng dễ bị tổn thương trong giai đoạn 2025–2030, trong khi mô hình VAR cho thấy ổn định vĩ mô phụ thuộc vào kỷ luật giá và các quy tắc thực thi có độ tin cậy cao. Các chính sách ưu tiên nêu trên trực tiếp xử lý các ràng buộc mang tính quyết định này.

5. Chuyển hóa kiến trúc chính sách thành triển khai: Kiểm soát tài khóa, trình tự thực hiện và triển khai ở quy mô lớn

Các chương trước đã khẳng định rằng quá trình chuyển dịch năng lượng của Việt Nam là hợp lý về kinh tế, có thể kiểm soát được về tài khóa và tương thích với tăng trưởng dài hạn. Các bằng chứng định lượng cũng chỉ ra một luận điểm thực tiễn quan trọng hơn bất kỳ công cụ đơn lẻ nào: kết quả cuối cùng được quyết định bởi sự tương tác theo thời gian giữa các quy tắc doanh thu, khả năng bàn giao của lưới điện, mức độ sẵn sàng đầu tư và cơ chế quản trị tài khóa. Nói cách khác, sự khác biệt giữa một lộ trình tạo phúc lợi ròng và một lộ trình bị đình trệ không nằm ở mục tiêu, mà ở việc triển khai có chuyển hóa được kế hoạch thành các danh mục dự án có thể vay vốn, có thể bàn giao qua lưới và có thể tài trợ, với cơ chế thanh toán đáng tin cậy và các hàng rào tài khóa rõ ràng hay không.

Do đó, chương này tập trung vào chiến lược triển khai thay vì thiết kế công cụ. Chương đưa ra một “hệ điều hành” cho triển khai: (i) cách coi các công cụ thị trường là một phần của kiến trúc tài khóa, (ii) cách sắp xếp trình tự hỗ trợ doanh thu, mức độ sẵn sàng của lưới điện và phát triển thị trường mà không tái tạo các nghĩa vụ tiềm ẩn, (iii) cách tích hợp tính dự đoán và khả năng cưỡng chế thực thi vào đấu thầu và hợp đồng, và (iv) cách giám sát hiệu quả và điều chỉnh quy tắc mà không làm suy giảm độ tin cậy. Mục tiêu là tối đa hóa an ninh cung ứng và động lực đầu tư, đồng thời tránh tác động giá điện không kiểm soát, căng thẳng tài khóa và sự tích tụ các nghĩa vụ tiềm ẩn thông qua nợ đọng hoặc áp lực bảng cân đối kế toán.

5.1. Hệ điều hành triển khai: Biến chính sách thành triển khai có thể đầu tư

Triển khai chỉ thành công khi đồng thời thỏa mãn bốn điều kiện: dự án đạt được chốt tài chính, có thể đấu nối và bàn giao điện, kỷ luật thanh toán và quyết toán đáng tin cậy, và khu vực công có thể giải trình cũng như giới hạn mức độ phơi nhiễm của mình. Do đó, khuôn khổ của báo cáo này đạt hiệu quả cao nhất khi triển khai được thiết kế xoay quanh bốn nguyên tắc triển khai mang tính quy tắc hệ thống, chứ không phải các mục tiêu mang tính khát vọng.

5.1.1. Coi các công cụ doanh thu là cam kết tài khóa, không chỉ là chính sách ngành

Đấu thầu, cơ chế bù giá linh hoạt và các hợp đồng dạng CfD huy động được vốn tư nhân vì chúng làm giảm biến động doanh thu và cải thiện khả năng trả nợ. Tuy nhiên, xét trên góc độ tài khóa, các công cụ này tạo ra các nghĩa vụ đa niên mang tính bán tài khóa: chúng có thể tích lũy qua nhiều vòng, khó đảo ngược và sẽ không đủ độ tin cậy đối với các tổ chức cho vay nếu không được hỗ trợ bởi cơ chế thanh toán dự đoán được và công bố minh bạch. Đây không phải là lý do để tránh sử dụng các công cụ này, mà là lý do để quản trị chúng như một phần của kiến trúc tài khóa của Nhà nước.

Đối với Việt Nam, hàm ý là các cơ chế hỗ trợ cần được thiết kế với kỷ luật tương tự các chương trình đầu tư công: khối lượng công suất hàng năm và kỳ hạn hợp đồng phải được phê duyệt trong các khuôn khổ tài khóa rõ ràng; các nghĩa vụ hỗ trợ cần được ghi nhận và theo dõi như các khoản phơi nhiễm tiềm ẩn trong suốt vòng đời hợp đồng; và kiến trúc thanh toán phải đủ minh bạch để khả năng vay vốn không phụ thuộc vào giả định về bảo lãnh ngầm của Nhà nước. Cách tiếp cận này ngăn chặn một dạng thất bại phổ biến trong giai đoạn chuyển tiếp: khả năng vay vốn yếu trong những năm đầu tưởng như “rẻ” dưới các mức giá trần, nhưng sau đó được giải quyết bằng nợ đọng, điều chỉnh tùy tiện, tái cơ cấu hoặc bảo lãnh ngầm, gây thiếu minh bạch tài khóa và làm suy giảm độ tin cậy.

Chuyển hóa thực tiễn là mỗi vòng đấu thầu cần đi kèm một bản thuyết minh tài khóa ex ante: dự kiến chi trả hỗ trợ dưới các kịch bản giá thận trọng, mức trần phơi nhiễm tối đa, nguồn tài trợ và các quy tắc điều chỉnh khi mức phơi nhiễm tiệm cận trần. Đây là cách để hỗ trợ doanh thu trở thành một công cụ tài chính đáng tin cậy, thay vì một quá trình thương lượng mang tính chính trị.

5.1.2. Lấy tính dự đoán làm công cụ chính, sự hào phóng chỉ là phần còn lại

Hành vi của nhà đầu tư, điều kiện tài trợ và tỷ lệ hoàn thành dự án nhạy cảm với tính ổn định hơn là với các điều chỉnh tham số ngắn hạn. Việc thường xuyên điều chỉnh lại giá trần, quy định điều độ không rõ ràng, đàm phán PPA theo từng dự án và thực hành thanh toán không nhất quán làm tăng chi phí vốn ngay cả khi mức giá danh nghĩa có vẻ đủ hấp dẫn. Điều này tạo ra tổ hợp kết quả bất lợi nhất: danh mục dự án bị trì hoãn, WACC tăng cao và áp lực can thiệp tài khóa ngày càng lớn.

Do đó, để tối đa hóa tác động cần chuyển từ văn hóa hiệu chỉnh liên tục sang văn hóa dự đoán đa niên. Lịch đấu thầu nhiều năm được công bố trước, hợp đồng tiêu chuẩn hóa và các quy tắc thanh toán có khả năng cưỡng chế thực thi giúp giảm tổng chi phí hệ thống hiệu quả hơn việc nâng giá trần danh nghĩa, vì chúng làm giảm phần bù rủi ro, rút ngắn thời gian đàm phán, giảm tranh chấp pháp lý và hạ chi phí lãi vay trong giai đoạn xây dựng. Tính dự đoán cũng rẻ hơn về mặt tài khóa: nó làm giảm xác suất can thiệp khẩn cấp và ổn định quỹ đạo giá điện và ngân sách theo thời gian.

Nguyên tắc này không chỉ áp dụng cho công cụ giá mà còn cho các quy tắc vận hành. Các nguyên tắc phân bổ cắt giảm công suất, thời hạn thanh toán, bồi thường thay đổi pháp luật và chấm dứt hợp đồng, quy tắc chỉ số hóa và tiêu chí đủ điều kiện cần ổn định qua các vòng, trừ khi có các điều kiện kích hoạt được xác định trước. Cập nhật chính sách cần dựa trên quy tắc thay vì tùy nghi, vì yếu tố tùy nghi luôn được thị trường định giá như rủi ro.

5.1.3. Sắp xếp trình tự công cụ theo mức độ sẵn sàng và khả năng vay vốn của công nghệ

Các bằng chứng cho thấy tính nhất quán vĩ mô được cải thiện khi giá điều chỉnh nội sinh dưới sự quản lý của Nhà nước, thay vì duy trì cứng nhắc ở mức hành chính. Tuy nhiên, điều này phụ thuộc vào mức độ sẵn sàng. Việc phơi bày nhà đầu tư trước biến động thị trường khi các quy tắc điều độ và thanh toán chưa đáng tin cậy có thể làm đình trệ chốt tài chính. Ngược lại, việc kéo dài hỗ trợ cố định sẽ tái tạo các bất cập thời kỳ FIT: tín hiệu đầu tư bị bóp méo, động lực hệ thống suy yếu và phơi nhiễm tài khóa thiếu minh bạch.

Do đó, tối đa hóa tác động đòi hỏi một trình tự danh mục dựa trên hai phép thử trưởng thành: trưởng thành thị trường (hình thành giá và thanh toán) và khả năng vay vốn của công nghệ (cường độ vốn, thời gian xây dựng và nhu cầu tái cấp vốn). Các công nghệ trưởng thành, có khả năng nhân rộng và cạnh tranh cao như điện mặt trời và điện gió trên bờ phù hợp với đấu thầu cạnh tranh đi kèm cơ chế bù giá một chiều, tạo sản doanh thu trong giai đoạn chuyển tiếp nhưng vẫn duy trì tín hiệu thị trường. Các tài sản thâm dụng vốn, có thời gian chuẩn bị dài và rủi ro xây dựng nhiều năm, đặc biệt là điện gió ngoài khơi giai đoạn đầu và các cụm năng lượng tái tạo phụ thuộc lưới, cần mức độ chắc chắn doanh thu cao hơn thông qua các cấu trúc CfD hai chiều hoặc hợp đồng dài hạn tương đương, vì tài chính tư nhân không thể định giá hiệu quả biến động nhiều năm đối với các khoản nợ dài hạn.

Trình tự này về bản chất khác với thời kỳ FIT. Nó phân bổ công cụ dựa trên điều kiện vay vốn và ràng buộc tích hợp hệ thống, thay vì áp dụng đồng loạt một cơ chế. Đồng thời, nó cũng tạo ra logic thoái lui: cường độ hỗ trợ cần thu hẹp khi thị trường trưởng thành, chứ không mở rộng khi rủi ro tích tụ.

5.1.4. Bảo đảm nền tảng thị trường ngăn hỗ trợ trở thành giá cố định trên thực tế

Các cơ chế hỗ trợ doanh thu chỉ vận hành đúng mục tiêu khi việc hình thành giá bán buôn và thanh toán có ý nghĩa thực chất. Nếu giá cận biên hệ thống vẫn bị khống chế bởi mức trần thấp hơn dải chi phí khả thi của các dự án tái tạo mới, các khoản bù giá sẽ bị kích hoạt quá thường xuyên và hỗ trợ trên thực tế trở thành cố định. Điều này làm gia tăng phơi nhiễm bán tài khóa và làm suy yếu động lực cho các hành vi thân thiện với hệ thống như kết hợp công nghệ, phản ứng tắc nghẽn và đầu tư linh hoạt.

Do đó, tối đa hóa tác động đòi hỏi hoàn thiện một gói nền tảng thị trường tối thiểu. Thứ nhất, phương pháp xác định SMP cần minh bạch và có thể kiểm toán, bao gồm cách xử lý chi phí cận biên, điều kiện khan hiếm và cơ chế điều chỉnh trần. Thứ hai, nghĩa vụ thanh toán phải đáng tin cậy và có thể cưỡng chế, đặc biệt khi phát sinh các khoản bù. Thứ ba, lộ trình chuyển tiếp từ thí điểm thị trường bán buôn sang cạnh tranh bán buôn sâu hơn và sau đó là cạnh tranh bán lẻ cần được công bố, và các công cụ hỗ trợ phải được hiệu chỉnh rõ ràng theo các mốc này. Nếu thiếu các nền tảng này, ngay cả đấu thầu và hợp đồng được thiết kế tốt cũng có thể không huy động được đầu tư hoặc chỉ huy động được bằng cách tái tạo các rủi ro tài khóa tiềm ẩn.

5.2. Các luồng công việc triển khai

Thay vì coi triển khai như một chuỗi các “lần ban hành” chính sách, khuôn khổ này cần được thực hiện thông qua sáu luồng công việc tích hợp, cùng nhau quyết định liệu các danh mục dự án có trở nên có thể vay vốn và có thể bàn giao hay không.

Luồng công việc 1: Cấu trúc doanh thu có khả năng vay vốn với trần rõ ràng và cơ chế thanh toán đáng tin cậy

Mục tiêu vận hành là chuyển từ các kết quả đàm phán riêng lẻ sang các khoản tín dụng có thể lặp lại. Điều này đòi hỏi ba cấu phần được xây dựng song song: lịch đấu thầu dự đoán được, hợp đồng tiêu chuẩn hóa và một nền tảng thanh toán mà nhà đầu tư và các tổ chức cho vay có thể tin cậy.

Lịch đấu thầu đa niên cần xác định khối lượng công suất theo công nghệ và khu vực và được gắn với các ngưỡng sẵn sàng. Các quy tắc bù giá linh hoạt cần xác định rõ phương pháp giá tham chiếu, cơ chế chỉ số hóa và thời hạn thanh toán. Các cấu trúc dạng CfD cần quy định rõ cơ chế thanh toán hai chiều, chỉ số hóa giá thực hiện và cơ chế cưỡng chế. Các PPA tiêu chuẩn sau trúng thầu cần mã hóa cách xử lý cắt giảm công suất, quy tắc điều độ, chi trả khi chấm dứt hợp đồng, điều khoản thay đổi pháp luật, thời hạn thanh toán và giải quyết tranh chấp. Yêu cầu triển khai về tài khóa có tầm quan trọng tương đương: mỗi công cụ phải nằm trong một khuôn khổ trần rõ ràng, kèm theo công bố các cam kết lũy kế và kiểm tra sức chịu đựng theo các kịch bản giá và sản lượng.

Luồng công việc này là cách nhanh nhất để khôi phục động lực đầu tư vì nó trực tiếp làm giảm WACC thông qua việc giảm mơ hồ doanh thu và rủi ro đàm phán. Đồng thời, đây cũng là cách nhanh nhất để giảm rủi ro tài khóa dài hạn vì nó thay thế hỗ trợ ngầm bằng mức phơi nhiễm rõ ràng và được quản trị.

Luồng công việc 2: Đấu thầu dựa trên khả năng bàn giao và mức độ sẵn sàng của lưới điện như điều kiện đủ

Trong các hệ thống năng lượng tái tạo cao, “khả năng cung cấp” là một biến số tài chính. Việc cắt giảm sản lượng và trì hoãn kết nối sẽ làm giảm doanh thu tính theo xác suất và có thể phá hủy khả năng huy động vốn ngay cả khi giá cước niêm yết có vẻ khả thi. Do đó, mục tiêu thực hiện là đảm bảo rằng việc mua sắm không thể vượt quá khả năng cung cấp của lưới điện.

Điều này đòi hỏi một cơ chế kiểm soát khả năng cung cấp điện được tích hợp trong các cuộc đấu giá và lựa chọn dự án. Công suất chỉ nên được phân bổ ở những khu vực đã được xác nhận sẵn sàng kết nối hoặc theo các kế hoạch tăng cường mạng lưới đã được công bố với các mốc thời gian và trách nhiệm giải trình. Điện gió ngoài khơi cần một cách tiếp cận tiền phát triển do nhà nước dẫn dắt, trong đó quy hoạch không gian biển, khảo sát cơ bản và điểm tiếp giáp lưới điện được chuẩn bị trước khi đấu giá. Các quy tắc cắt giảm sản lượng phải nhất quán và khả thi về mặt tài chính: Việt Nam không cần mức bồi thường tối đa ở mọi nơi, nhưng cần một quy tắc rõ ràng, có thể lặp lại mà các nhà đầu tư có thể định giá. Sự mơ hồ sẽ tốn kém hơn sự thận trọng.

Các công nghệ nâng cao lưới điện nên được triển khai như những yếu tố nhân rộng công suất ngắn hạn để giảm tắc nghẽn các hệ thống có tỷ trọng năng lượng tái tạo cao, “khả năng bàn giao” là một biến số tài chính. Cắt giảm công suất và chậm đấu nối làm giảm doanh thu kỳ vọng theo xác suất và có thể phá vỡ khả năng

vay vốn ngay cả khi mức giá danh nghĩa có vẻ khả thi. Do đó, mục tiêu triển khai là bảo đảm đấu thầu không vượt trước khả năng của lưới điện.

Điều này đòi hỏi một ngưỡng khả năng bàn giao được tích hợp vào đấu thầu và lựa chọn dự án. Công suất chỉ nên được phân bổ tại các khu vực đã xác nhận mức độ sẵn sàng đấu nối hoặc theo các kế hoạch tăng cường lưới điện đã được công bố, có mốc tiến độ và trách nhiệm giải trình rõ ràng. Điện gió ngoài khơi đòi hỏi cách tiếp cận tiền phát triển do Nhà nước dẫn dắt, trong đó quy hoạch không gian biển, khảo sát nền và xác định điểm đấu nối lưới được hoàn tất trước khi đấu thầu. Các quy tắc cắt giảm công suất phải nhất quán và có thể vay vốn: Việt Nam không cần bồi thường tối đa ở mọi nơi, nhưng cần một quy tắc rõ ràng, có thể lặp lại để nhà đầu tư định giá. Sự mơ hồ gây tổn kém hơn cả cách tiếp cận thận trọng.

Các công nghệ tăng cường lưới điện cần được triển khai như các bộ nhân công suất trong ngắn hạn nhằm giảm tắc nghẽn trong khi các hành lang truyền tải chu kỳ dài được xây dựng. Điều này giúp giảm rủi ro cắt giảm công suất và hạ tổng chi phí hệ thống, cải thiện đồng thời khả năng vay vốn và ổn định tài khóa.

Luồng công việc 3: Tính linh hoạt như một loại tài sản có thể tài trợ, không chỉ là mục tiêu kỹ thuật

Lưu trữ và tính linh hoạt sẽ không thể mở rộng trong một thị trường mới nổi chỉ dựa trên kinh doanh chênh lệch giá điện. Khả năng vay vốn đòi hỏi các dòng doanh thu theo hợp đồng. Do đó, mục tiêu triển khai là tạo ra một “cấu trúc linh hoạt” kết hợp sản phẩm doanh thu theo hợp đồng với dư địa hưởng lợi từ thị trường, mà không phát sinh mơ hồ về pháp lý.

Điều này đòi hỏi doanh thu khả dụng theo hợp đồng cho lưu trữ và công suất linh hoạt, đi kèm chế tài hiệu suất; các định nghĩa sản phẩm rõ ràng cho dịch vụ phụ trợ; và các quy tắc chồng ghép minh bạch để nhà đầu tư có thể bảo lãnh các dòng doanh thu kết hợp. Khi áp dụng yêu cầu kết hợp công nghệ, cần đi kèm cơ chế ghi nhận doanh thu để tránh biến thành nghĩa vụ chỉ làm tăng chi phí. Quản lý phía cầu và biểu giá theo thời gian sử dụng cần được coi là công cụ mua sắm tính linh hoạt, vì chúng thường rẻ hơn so với xây dựng nguồn đỉnh hoặc mở rộng quá mức lưới điện.

Xét trên góc độ tài khóa, luồng công việc này nên được định vị như một biện pháp tránh chi phí và giảm rủi ro. Nó làm giảm cắt giảm công suất, tránh mua sắm khẩn cấp và cải thiện khả năng chống chịu của hệ thống, qua đó giảm xác suất phải can thiệp hỗn loạn trong tương lai.

Luồng công việc 4: Trưởng thành tài chính, tái chế vốn và hàng rào tài chính công

Việc phụ thuộc nhiều vào tín dụng ngân hàng trong nước với kỳ hạn ngắn khiến hệ thống dễ tổn thương trước rủi ro tái cấp vốn và không phù hợp kỳ hạn. Mục tiêu triển khai là kéo dài thời hạn vốn và đa dạng hóa nguồn vốn, đồng thời bảo đảm hỗ trợ công vẫn rõ ràng, có trần và được công bố.

Điều này đòi hỏi các kênh ngân hàng chính sách và tài chính phát triển cung cấp công cụ dài hạn, bảo lãnh rủi ro một phần và cho vay lại có cấu trúc trong các trần phơi nhiễm rõ ràng, được tích hợp vào giới hạn nợ công và rủi ro tín dụng. Phát triển thị trường trái phiếu xanh cần có hệ thống phân loại, xác minh và công bố đáng tin cậy, giúp giảm phần bù rủi ro “xanh hóa hình thức” và thu hút vốn đầu tư tổ chức. Tái chế vốn đòi hỏi hợp đồng tiêu chuẩn, khung pháp lý ổn định và thanh toán dự đoán được để các tài sản vận hành có thể tái cấp vốn và giải phóng bảng cân đối của ngân hàng cho các dự án mới.

Khung quản trị nghĩa vụ tiềm ẩn do Bộ Tài chính chủ trì là điểm tựa trung tâm. Khung này cần bao gồm hệ thống đăng ký tập trung các bảo lãnh và cam kết hỗ trợ, kiểm tra sức chịu đựng theo kịch bản, công bố trong khuôn khổ tài khóa trung hạn và các hạn mức ngân sách rõ ràng cho chương trình hỗ trợ doanh thu. Cách tiếp cận này biến khả năng vay vốn thành kỷ luật tài khóa, thay vì trượt dần thành rủi ro tài khóa..

Luồng công việc 5: Thể chế hỗ trợ làm giảm “phần bù thực thi”

Sự chậm trễ trong cấp phép, giải phóng mặt bằng và phê duyệt đấu nối chuyển trực tiếp thành chi phí lãi vay trong xây dựng cao hơn và phần bù rủi ro vốn chủ sở hữu lớn hơn. Do đó, mục tiêu triển khai là giảm “phần bù thực thi” bằng cách làm cho các phê duyệt trở nên dự đoán được và có thể cưỡng chế.

Điều này đòi hỏi cơ chế cấp phép một cửa sổ hóa với thời hạn pháp định, theo dõi trạng thái công khai và trách nhiệm giải trình rõ ràng. Các cơ chế chia sẻ lợi ích và tham vấn cần được hệ thống hóa cho các dự án trên bờ và ngoài khơi nhằm giảm rủi ro phản đối xã hội và kiện tụng. Các tiêu chuẩn kỹ thuật về đấu nối lưới, cấp phép lưu trữ và an toàn cần rõ ràng để quá trình phát triển dự án không biến thành đàm phán lặp đi lặp lại.

Phát triển nguồn nhân lực cần tập trung vào vận hành lưới điện, lưu trữ, kỹ thuật ngoài khơi và tài chính dự án trong các chương trình ứng dụng gắn với nhu cầu doanh nghiệp, thay vì đào tạo chung chung. Nghiên cứu và phát triển ứng dụng cùng chiến lược chuỗi cung ứng trong các phân khúc chiến lược giúp giảm phụ thuộc nhập khẩu và nâng cao khả năng chống chịu.

Luồng công việc 6: Minh bạch dữ liệu như công cụ cưỡng chế và cơ chế kiểm soát rủi ro

Trong giai đoạn chuyển tiếp, niềm tin được xây dựng thông qua bằng chứng thực hiện minh bạch. Việc công bố kết quả điều độ, mức cắt giảm công suất, dòng thanh toán và chi trả hỗ trợ giúp giảm tranh chấp và chi phí tài trợ, đồng thời tăng cường trách nhiệm giải trình. Đối với Bộ Tài chính, minh bạch không chỉ mang tính thông tin mà còn là công cụ kiểm soát tài khóa, giúp ngăn chặn các nghĩa vụ tiềm ẩn, nhận diện sớm điểm áp lực và củng cố các hàng rào bảo vệ. Đối với đơn vị vận hành hệ thống và cơ quan điều tiết, minh bạch cải thiện tín hiệu đầu tư và hỗ trợ học hỏi chính sách thông qua kết quả đấu thầu và thanh toán có thể quan sát.

5.3. Lộ trình trình tự dựa trên các ngưỡng sẵn sàng thay vì các giai đoạn theo lịch trình

Một lộ trình truyền thống thường liệt kê các cải cách theo từng năm. Một lộ trình vững chắc hơn cần gắn cải cách với các ngưỡng sẵn sàng, bởi việc triển khai rủi ro thị trường quá sớm có thể làm đình trệ đầu tư, trong khi cải cách chậm trễ có thể tái tạo các nghĩa vụ tiềm ẩn. Do đó, lộ trình triển khai cần được cấu trúc quanh ba ngưỡng sẵn sàng quyết định những nội dung có thể mở rộng quy mô.

Ngưỡng 1: Ngưỡng khả năng vay vốn — các tổ chức cho vay có thể bảo lãnh dòng tiền hay không?

Ngưỡng này được vượt qua khi tồn tại các hợp đồng tiêu chuẩn hóa, các quy tắc thanh toán có thể cưỡng chế thực thi và các công cụ hỗ trợ vận hành trong các khuôn khổ tài khóa rõ ràng. Nếu thiếu ngưỡng này, các cuộc đấu thầu có thể tạo ra các nhà trúng thầu danh nghĩa nhưng không thể đạt được chốt tài chính. Trên thực tế, ưu tiên đầu tiên là thiết lập nền tảng hợp đồng và thanh toán, vì đây là yếu tố mở khóa cả khả năng vay vốn trong nước và sự tham gia của tài chính quốc tế.

Ngưỡng 2: Ngưỡng khả năng bàn giao — dự án có thể đấu nối và bàn giao điện hay không?

Ngưỡng này được vượt qua khi đấu thầu gắn với mức độ sẵn sàng của lưới điện, các mốc đấu nối có độ tin cậy, các quy tắc cắt giảm công suất có thể vay vốn và các công nghệ tăng cường lưới điện cùng quy hoạch truyền tải được đồng bộ với đấu thầu. Nếu thiếu ngưỡng này, đầu tư trở thành công suất bị mắc kẹt và áp lực tài khóa sẽ quay trở lại thông qua đàm phán lại hoặc hỗ trợ tùy tiện.

Ngưỡng 3: Ngưỡng làm sâu thị trường — tín hiệu thị trường có thể dần thay thế cường độ hỗ trợ hay không?

Ngưỡng này được vượt qua khi hình thành giá bán buôn phản ánh điều kiện hệ thống với phương pháp minh bạch, các dịch vụ phụ trợ tạo ra kênh định giá cho tính linh hoạt và biểu giá bán lẻ bắt đầu truyền tải các tín hiệu theo thời gian và mức độ khan hiếm, đi kèm bảo vệ xã hội có mục tiêu.

Các ngưỡng này cung cấp một logic trình tự dễ truyền thông hơn so với các mô hình phức tạp về phương pháp luận: hỗ trợ được mở rộng khi hệ thống có khả năng kiểm soát nó và mức độ phơi bày thị trường được gia tăng khi hệ thống có khả năng định giá nó.

5.4. Lộ trình thực tiễn: Các hành động ưu tiên trong giai đoạn ổn định chuyển dịch và giai đoạn tiếp theo

Giai đoạn đến năm 2030 vẫn là giai đoạn mong manh nhất của quá trình chuyển dịch. Phúc lợi dài hạn là mạnh mẽ, nhưng khả năng vay vốn trong những năm đầu có thể thất bại do bất định về doanh thu, rủi ro điều độ, mơ hồ trong thanh toán và các mức trần giá không phù hợp với dải chi phí khả thi. Do đó, mục tiêu trong giai đoạn ổn định chuyển dịch là khôi phục động lực đầu tư, đồng thời ngăn chặn các cam kết bán tài khóa không kiểm soát và tránh các cú sốc giá điện.

Các hành động ưu tiên cần được cấu trúc như một gói triển khai tích hợp. Thứ nhất, công bố lịch đấu thầu đa niên gắn với mức độ sẵn sàng theo khu vực và thiết lập bộ tài liệu tiêu chuẩn cùng các yêu cầu tiền thẩm định. Thứ hai, triển khai cơ chế bù giá linh hoạt một chiều gắn với đấu thầu cho các công nghệ đã trưởng thành, với lộ trình tự động thu hẹp và các trần MW cũng như trần ngân sách được phê duyệt ex ante. Thứ ba, thí điểm các hợp đồng dạng CfD hai chiều chỉ cho một tập hợp hạn chế các dự án thâm dụng vốn, trong đó không thể huy động tài chính dài hạn bằng các công cụ khác, với các nghĩa vụ được ghi nhận như các khoản phơi nhiễm tiềm ẩn và chịu kiểm tra sức chịu đựng. Thứ tư, ban hành các PPA tiêu chuẩn sau trúng thầu với các quy tắc được mã hóa về cắt giảm công suất, xử lý điều độ, chi trả khi chấm dứt hợp đồng, điều khoản thay đổi pháp luật và thời hạn thanh toán. Thứ năm, vận hành DPPA cho các khách hàng lớn có năng lực tín dụng như một kênh bổ trợ nhằm đa dạng hóa đầu ra tiêu thụ và hỗ trợ năng lực cạnh tranh công nghiệp, đồng thời tích hợp minh bạch phí truyền tải và các quy tắc quyết toán mất cân bằng. Thứ sáu, làm rõ rằng các mức trần giá đóng vai trò là van an toàn chứ không phải là sự thay thế cho đấu thầu, và tránh thiết lập các mức trần thấp hơn dải chi phí khả thi theo cách làm nản lòng sự tham gia.

Cải cách về mức độ sẵn sàng của lưới điện và thủ tục cấp phép không phải là các cải cách song song mà là các điều kiện ràng buộc. Đầu tư truyền tải, công nghệ tăng cường lưới điện, cơ chế ngưỡng sẵn sàng và các thời hạn cấp phép pháp định quyết định liệu cấu trúc doanh thu có trở nên có thể tài trợ hay sụp đổ thành cắt giảm công suất và đàm phán lại.

Trong giai đoạn làm sâu thị trường, trọng tâm chuyển từ phục hồi đầu tư sang hiệu quả và tích hợp. Phạm vi đủ điều kiện áp dụng bù giá linh hoạt cần thu hẹp lại cho các phân khúc còn lại hoặc các nhu cầu chính sách. CfD trở thành công cụ chuẩn cho các công nghệ chiến lược thâm dụng vốn. Các thị trường dịch vụ phụ trợ và quy tắc chồng ghép cần trưởng thành để lưu trữ và đáp ứng phụ tải trở thành các loại tài sản có thể đầu tư. Cải cách biểu giá bán lẻ cần mở rộng biểu giá theo thời gian sử dụng đi kèm các chuyển khoản hỗ trợ có mục tiêu, thay vì kìm giá trên diện rộng. Hình thành giá bán buôn cần ngày càng phản ánh điều kiện hệ thống, trong khi khả năng chi trả được quản lý thông qua chính sách xã hội thay vì các mức trần áp dụng đồng loạt. Mức độ phơi nhiễm tài khóa cần giảm dần trong thực tế khi hỗ trợ được thu hẹp, kèm theo kiểm toán định kỳ các khoản phơi nhiễm tiềm ẩn và logic chấm dứt rõ ràng.

Trong tầm nhìn dài hạn hơn, mục tiêu là củng cố và đồng bộ với các yêu cầu Net Zero. Các hợp đồng dài hạn cần được giới hạn cho các công nghệ chiến lược hoặc thâm dụng vốn, nơi nhu cầu tài trợ vẫn không tương thích với việc phơi bày hoàn toàn theo cơ chế thị trường. Chính sách tài khóa chuyển từ hỗ trợ trực tiếp sang giám sát, cưỡng chế minh bạch và giảm thiểu xã hội có mục tiêu, nhằm ngăn chặn việc tích tụ không chủ ý các cam kết bán tài khóa mới.

Bảng 5. Lộ trình trình tự mang tính chỉ dẫn gắn với các ngưỡng sẵn sàng.

Giai đoạn / Cửa sổ	Thời kỳ chỉ dẫn*	Mục tiêu chính	Công cụ được mở rộng	Điều kiện sẵn sàng then chốt	Tình trạng tài khóa
Cửa sổ ổn định chuyển dịch	2025–2030	Khôi phục khả năng vay vốn và động lực đầu tư	Bù giá linh hoạt (công nghệ trưởng thành); thí điểm CfD (thâm dụng vốn);	Vượt qua Ngưỡng khả năng vay vốn: hợp đồng tiêu chuẩn,	Rõ ràng, có trần, được công bố

			PPA tiêu chuẩn; thí điểm DPPA	kỷ luật thanh toán, khuôn khổ tài khóa	
Làm sâu thị trường giai đoạn đầu	Sau khi đạt khả năng vay vốn, trước thị trường đầy đủ	Cải thiện hiệu quả và tích hợp	Thu hẹp phạm vi FiP; mở rộng CfD; hợp đồng khả dụng cho lưu trữ; thị trường dịch vụ phụ trợ	Vượt qua Ngưỡng khả năng bàn giao: mức độ sẵn sàng của lưới, quy tắc cắt giảm công suất, mốc đầu nối	Phơi nhiễm giảm dần
Làm sâu thị trường và củng cố	Sau giai đoạn mở rộng ban đầu	Giảm phụ thuộc vào hỗ trợ và phù hợp với Net Zero	Hợp đồng dài hạn hạn chế; linh hoạt dựa trên thị trường; biểu giá theo thời gian sử dụng (TOU)	Vượt qua Ngưỡng làm sâu thị trường: hình thành giá, độ tin cậy thanh toán	Tập trung giám sát
Trạng thái ổn định dài hạn	Phù hợp Net Zero	Duy trì kỷ luật tài khóa và khả năng chống chịu của hệ thống	Chỉ còn các hợp đồng chiến lược còn dư	Thể chế thị trường ổn định	Hỗ trợ trực tiếp tối thiểu

5.5. Quản trị và phối hợp thể chế: Vận hành trực Bộ Tài chính – Bộ Công Thương như một hệ thống triển khai

Triển khai đòi hỏi một cơ chế quản trị ngăn ngừa phân mảnh và tránh hình thành các nghĩa vụ tiềm ẩn ngầm. Trục triển khai trung tâm là mối quan hệ giữa Bộ Tài chính (MOF) và Bộ Công Thương (MOIT): Bộ Tài chính giữ vai trò neo các khuôn khổ tài khóa, quản trị nghĩa vụ tiềm ẩn và phân tích cơ chế chuyển tải giá điện, trong khi Bộ Công Thương giữ vai trò chủ đạo trong thiết kế thị trường, điều tiết kỹ thuật và bảo đảm phù hợp với quy hoạch theo PDP VIII.

Cần thiết lập một cơ chế phối hợp thường trực để cùng phê duyệt lịch đấu thầu, các ngưỡng đủ điều kiện, khuôn khổ tài khóa và quy tắc thanh toán. Lựa chọn thiết kế then chốt là bảo đảm các điều chỉnh được thực hiện theo quy tắc, không mang tính tùy nghi: các ngưỡng kích hoạt điều chỉnh cần gắn với các kết quả có thể quan sát được như tỷ lệ trúng thầu, tỷ lệ bàn giao dự án, mức độ cắt giảm công suất, hiệu quả thanh toán và mức phơi nhiễm so với các trần đã đặt ra.

EVN và NSMO tiếp tục là trung tâm vận hành và thanh toán, nhưng độ tin cậy của chi trả phụ thuộc vào các tài khoản được tách bạch, quy tắc nguồn vốn minh bạch và các quy trình xử lý nợ đọng nghiêm ngặt, chịu sự kiểm toán. Các quy định rõ ràng về thứ tự ưu tiên thanh toán, biện pháp khắc phục khi phát sinh thiếu hụt và việc công bố các dòng thanh toán là điều kiện thiết yếu cho khả năng vay vốn và giám sát tài khóa. Việc huy động tài chính trong nước cũng phụ thuộc đáng kể vào định hướng của Ngân hàng Nhà nước: các chuẩn mực cho vay liên quan đến giả định DSCR, kỳ hạn tín dụng, xử lý rủi ro tỷ giá và giới hạn phơi nhiễm có tác động trực tiếp đến WACC và do đó ảnh hưởng đến nhu cầu hỗ trợ. Sự phối hợp giữa Bộ Tài chính và Ngân hàng Nhà nước bảo đảm rằng các hàng rào tài khóa và động lực của khu vực tài chính vận hành như một hệ thống thống nhất.

Chính quyền địa phương vẫn giữ vai trò quyết định đối với đất đai, cấp phép và mức độ sẵn sàng triển khai. Lịch đấu thầu và việc trao dự án cần được gắn với các tiêu chí sẵn sàng có khả năng cưỡng chế, được giám sát ở cấp tỉnh, nhằm tránh việc phân bổ công suất cho các dự án không thể bàn giao.

Bảng 6. Kế hoạch triển khai tích hợp và vai trò của các bên liên quan theo từng luồng công việc

Chú giải: L = Chủ trì (chịu trách nhiệm chính) | CL = Đồng chủ trì (chịu trách nhiệm chung) | S = Hỗ trợ (thực thi) | C = Tham vấn (đóng góp/ thẩm định)

Luồng công việc	Cụm nhiệm vụ con	Các kết quả/sản phẩm chính	Ngưỡng trình tự	Điểm kiểm soát tài khóa của MOF	MOF	MOIT	NSMO	EVN	NPT (EVNNPT)	SBV	Ngân hàng chính sách	MAE	MOJ	UBND tỉnh
1. Cấu trúc doanh thu có khả năng vay vốn + thanh toán	A. Lịch đấu thầu + điều kiện đủ	Lịch đấu thầu đa niên (theo công nghệ/khu vực) + sổ tay điều kiện đủ + danh mục tiền thẩm định	Ngưỡng khả năng vay vốn	Phê duyệt trước khối lượng công suất hằng năm và trần ngân sách; quy tắc hủy/hoãn nếu vượt trần	L	CL	C	C	S	C	C	C	C	S
	B. Thiết kế FiP linh hoạt + giá tham chiếu	Nghị định/thông tư FiP; phương pháp giá tham chiếu; chỉ số hóa; thời hạn thanh toán; quy tắc thu hẹp bù giá	Ngưỡng khả năng vay vốn	Khuôn khổ tài khóa rõ ràng (trần VND) và hành lang khối lượng; kiểm tra sức chịu đựng định kỳ dưới SMP thấp	L	CL	C	C	S	C	C	C	C	C
	C. Thí điểm hợp đồng dài hạn dạng CfD	Mẫu CfD tiêu chuẩn (thanh toán hai chiều); chỉ số hóa giá thực hiện; bảo đảm thực hiện; các mốc tiến độ	Ngưỡng khả năng vay vốn	Ghi nhận cam kết như phơ nhiễm tiềm ẩn; trần theo từng vòng; ghi chú chính sách rủi ro tỷ giá; dấu vết kiểm toán	L	CL	C	C	S	C	S	C	C	C
	D. Gói PPA tiêu chuẩn	Bộ PPA tiêu chuẩn: quy tắc cắt giảm công suất, điều độ, thay đổi pháp luật, chi trả chấm dứt,	Ngưỡng khả năng vay vốn	Nguyên tắc “không hợp đồng tiêu chuẩn thì không trao thầu”; rà soát khả năng cưỡng chế để	CL	L	C	S	S	C	C	C	S	C

		thời hạn thanh toán, giải quyết tranh chấp		giảm rủi ro đàm phán lại										
	E. Nền tảng thanh toán	Tài khoản/thể chế thanh toán tách bạch; quy trình nợ đọng; mẫu báo cáo; thác tiền; thủ tục kiểm toán	Ngưỡng khả năng vay vốn	Quy tắc tách bạch, ngưỡng kích hoạt nợ đọng, biện pháp khắc phục; công bố trong MTFF/tài liệu ngân sách	L	CL	CL	CL	S	C	C	C	C	C
2. Đấu thầu theo khả năng bàn giao + sẵn sàng lưới	A. Phân vùng sẵn sàng lưới	Danh mục các “nút lưới sẵn sàng”; bản đồ khả năng tiếp nhận; quy tắc hàng đợi đấu nối	Ngưỡng khả năng bàn giao	Khối lượng đấu thầu gắn với trạng thái bàn giao để tránh trao thầu mắc kẹt và áp lực tài khóa ngầm	CL	L	CL	CL	CL	C	C	C	C	S
	B. Gắn đấu thầu với mốc truyền tải	Quy định đấu thầu yêu cầu thỏa thuận đấu nối đã ký hoặc kế hoạch tăng cường lưới công bố kèm mốc tiến độ	Ngưỡng khả năng bàn giao	Quy tắc “dừng–chạy” gắn với hoàn thành mốc lưới; ngăn đấu thầu vượt trước mạng	CL	CL	CL	CL	L	C	C	C	C	S
	C. Khung cắt giảm công suất	Sổ tay phân bổ cắt giảm; nguyên tắc bồi thường (nếu có); quy tắc điện năng giả định; phương pháp đo lường	Ngưỡng khả năng bàn giao	Quan điểm “mơ hồ cắt giảm = rủi ro vay vốn = rủi ro nghĩa vụ tiềm ẩn”; công bố quy tắc để giảm tranh chấp	C	L	CL	CL	S	C	C	C	C	C
	D. Công nghệ tăng cường lưới (GET)	Kế hoạch đầu tư GET (DLR, dây dẫn tiên tiến, trạm số); thông số mua sắm	Ngưỡng khả năng bàn giao	Tiêu chí giá trị đồng tiền; ưu tiên CAPEX phù hợp PDP VIII & MTIP	C	CL	C	C	L	C	C	C	C	S

	E. Tiền phát triển điện gió ngoài khơi	Quy hoạch không gian biển; khảo sát nền; nghiên cứu đáy biển; điểm đầu nối; gói vị trí đấu giá	Ngưỡng khả năng bàn giao	Phê duyệt theo giai đoạn để giới hạn chi phí chìm; thiết kế cơ chế thu hồi chi phí	CL	CL	C	C	S	C	C	L	C	C
3. Tính linh hoạt như loại tài sản có thể đầu tư	A. Cấp phép lưu trữ + tiêu chuẩn kỹ thuật	Chế độ cấp phép lưu trữ; tiêu chuẩn an toàn; sửa đổi quy chuẩn lưới; yêu cầu đo đếm & viễn thông	Ngưỡng làm sâu thị trường	Tránh hỗ trợ mở: xác định dịch vụ đủ điều kiện, trần và logic chấm dứt	C	L	CL	CL	S	C	C	C	S	C
	B. Hợp đồng khả dụng / công suất	Mẫu hợp đồng khả dụng (MW); chế tài hiệu suất; xác minh; phương thức mua sắm	Ngưỡng khả năng vay vốn	Trần mua sắm; trần chi trả; phân bổ ngân sách trung hạn; kiểm tra sức chịu đựng	L	CL	C	C	S	C	S	C	C	C
	C. Thị trường dịch vụ phụ trợ	Định nghĩa sản phẩm (điều tần, dự phòng, tắc nghẽn); đủ điều kiện; thanh toán; quy tắc chồng ghép	Ngưỡng làm sâu thị trường	Giảm phơi nhiễm tài khóa trực tiếp: ưu tiên thanh toán theo giá thị trường; thiết lập hàng rào	C	L	CL	CL	S	C	C	C	C	C
	D. Yêu cầu kết hợp công nghệ (khi phù hợp)	Quy tắc kết hợp theo khu vực; ngưỡng tỷ lệ lưu trữ; kiểm tra tuân thủ; ghi nhận doanh thu	Ngưỡng khả năng bàn giao	Bảo đảm không áp đặt nghĩa vụ không có nguồn; gắn với kênh tạo doanh thu	C	CL	C	C	S	C	C	C	C	S
	E. DSM + TOU như công cụ mua sắm linh hoạt	Thí điểm biểu giá TOU; chương trình đáp ứng phụ tải; hợp đồng linh hoạt công nghiệp	Ngưỡng làm sâu thị trường	Thiết kế hỗ trợ xã hội có mục tiêu để tránh cú sốc giá; hỗ trợ có dự toán (nếu có)	CL	CL	C	CL	S	C	C	C	C	C
4. Trưởng thành tài chính +	A. Sổ đăng ký	Sổ đăng ký tập trung bảo lãnh/cam kết hỗ	Ngưỡng khả năng vay vốn	Tích hợp vào MTF; công bố phơi nhiễm và	L	C	C	C	C	C	C	C	C	C

hàng rào tài khóa	nghĩa vụ tiềm ẩn	trợ; phân loại; lịch báo cáo		trần; khả năng kiểm toán											
	B. Kiểm tra sức chịu đựng + khuôn khổ tài khóa	Kiểm tra kịch bản (giá/sản lượng/tỷ giá); quy tắc xác lập trần hàng năm; ngưỡng điều chỉnh	Ngưỡng khả năng vay vốn	Trần ngân sách rõ ràng; ngưỡng điều chỉnh định trước; ngăn ngừa vụ ngầm	L	CL	C	C	C		C	C	C	C	C
	C. Tăng cường tín dụng ngân hàng chính sách	Bảo lãnh rủi ro một phần; nguồn vốn ưu đãi; khung cho vay lại; tiêu chí đủ điều kiện	Ngưỡng khả năng vay vốn	Trần bảo lãnh; giới hạn phơi nhiễm; phù hợp bền vững nợ	L	C	C	C	C		CL	CL	C	C	C
	D. Trái phiếu xanh + hệ sinh thái xác minh	Phù hợp phân loại; tiêu chuẩn xác minh; hướng dẫn phát hành; danh mục dự án đủ điều kiện	Ngưỡng làm sâu thị trường	Giảm rủi ro “xanh hóa hình thức”; công bố nhất quán; liên kết danh mục đầu tư công	L	C	C	C	C		C	S	C	C	C
	E. Tái chế vốn / tái cấp vốn	Gói hợp đồng chuẩn cho vay vốn; lộ trình tái cấp vốn; hướng dẫn chứng khoán hóa	Ngưỡng làm sâu thị trường	Giảm áp lực bảng cân đối ngân hàng; hạn chế bảo lãnh tiềm ẩn	CL	CL	C	C	C		CL	S	C	C	C
5. Thể chế thực thi + năng lực	A. Cấp phép một cửa số hóa	Nền tảng số; thời hạn pháp định; theo dõi công khai; cơ chế khiếu nại	Ngưỡng khả năng bàn giao	IDC thấp hơn = hỗ trợ cần thiết thấp hơn; giảm rủi ro đàm phán lại/nợ đọng	C	L	C	C	C		C	C	C	CL	CL
	B. Chia sẻ lợi ích / chấp	Chương trình lợi ích cộng đồng; tiêu	Ngưỡng khả năng bàn giao	Tránh đình trệ dự án và cú sốc tài	C	CL	C	C	C		C	C	CL	C	L

thuận xã hội	chuẩn tham vấn; quy trình bồi thường		khóa; minh bạch nguồn tài trợ											
C. Phát triển nguồn nhân lực	Đào tạo ứng dụng: vận hành lưới, lưu trữ, ngoài khơi, tài chính dự án; chứng chỉ	Ngưỡng làm sâu thị trường	Kế hoạch tài trợ đa niên; gắn với năng suất và chính sách công nghiệp	C	CL (MOET chủ trì)	C	C	C		C	C	C	C	S
D. R&D ứng dụng + chuỗi cung ứng	Ưu đãi có mục tiêu; nền tảng R&D; chiến lược nội địa hóa (linh kiện, lưới số)	Ngưỡng làm sâu thị trường	Ưu đãi có thời hạn và gắn hiệu quả; tránh trợ cấp vĩnh viễn	CL	CL	C	C	C		C	C	C	C	C
6. Minh bạch + giám sát (học hỏi chính sách)	A. Quy trình công bố dữ liệu	Công bố hàng tháng: điều độ, cắt giảm, dòng thanh toán, chi trả hỗ trợ, nợ đọng	Tất cả các ngưỡng	Minh bạch như công cụ kiểm soát tài khóa; cảnh báo sớm nghĩa vụ tiềm ẩn	CL	CL	L	L	S		C	C	C	C
	B. Bảng KPI + chu kỳ rà soát	Bộ KPI; rà soát hàng quý; ngưỡng điều chỉnh theo quy tắc	Tất cả các ngưỡng	Điều chỉnh dựa trên ngưỡng để tránh rủi ro tùy nghi	L	CL	S	S	S		C	C	C	C
	C. Kiểm toán độc lập + bảo đảm	Kiểm toán hàng năm nghĩa vụ hỗ trợ, quy trình nợ đọng, mức độ đầy đủ của sổ đăng ký	Tất cả các ngưỡng	Dấu vết kiểm toán củng cố độ tin cậy và giảm chi phí tài trợ	L	C	C	C	C		C	C	C	C

5.6. Giám sát, thích ứng và học hỏi chính sách mà không làm suy giảm độ tin cậy

Khuôn khổ này cần có khả năng thích ứng, bởi tăng trưởng nhu cầu, chi phí công nghệ, thị trường nhiên liệu toàn cầu và điều kiện tài chính khí hậu đều tiềm ẩn nhiều bất định. Tuy nhiên, việc điều chỉnh tùy tiện làm suy giảm độ tin cậy và làm tăng chi phí tài trợ. Giải pháp là thể chế hóa các chu kỳ rà soát có thể dự đoán, dựa trên các chỉ số minh bạch và các quy tắc điều chỉnh được xác định trước.

Một bảng điều khiển giám sát cần theo dõi: kết quả trúng thầu và mức giá đấu thầu, tỷ lệ đạt chốt tài chính, tiến độ xây dựng và đưa vào vận hành thương mại (COD), các mô hình cắt giảm công suất và tắc nghẽn, hiệu quả thanh toán và rủi ro nợ đọng, mức độ phơi nhiễm tài khóa lũy kế và các cam kết tiềm ẩn, tác động đến giá điện và chi phí giảm thiểu, mức độ tham gia DPPA và hiệu quả tín dụng, mức độ triển khai lưu trữ và tính linh hoạt, cũng như quỹ đạo phát thải so với các mốc của PDP VIII. Mỗi chỉ số cần đi kèm với một quy tắc phản ứng tương ứng. Giá đấu thầu phản ánh xu hướng chi phí. Hiệu quả thanh toán cho thấy rủi ro chi trả. Các mô hình cắt giảm công suất cho thấy những điểm nghẽn về mức độ sẵn sàng của lưới điện và nhu cầu đầu tư vào tính linh hoạt. Việc theo dõi phơi nhiễm tài khóa ngăn chặn sự tích tụ các nghĩa vụ tiềm ẩn.

Cách tiếp cận này chuyển học hỏi chính sách thành quản trị có kỷ luật. Nó cho phép Việt Nam cập nhật chính sách mà không làm suy giảm niềm tin của nhà đầu tư và không tái diễn vòng xoáy mất uy tín từng đặc trưng cho giai đoạn kết thúc của cơ chế FIT.

6. Kết luận

Báo cáo này cho thấy rằng quá trình chuyển dịch của Việt Nam sau thời kỳ Biểu giá FIT không chủ yếu là vấn đề tham vọng hay tiềm năng tài nguyên, mà là vấn đề thiết kế thể chế và triển khai đầu tư. Thách thức cốt lõi hiện nay không còn nằm ở việc có nên mở rộng năng lượng tái tạo hay không, mà ở chỗ các mục tiêu quy hoạch có thể được chuyển hóa thành một danh mục đầu tư có thể vay vốn, được tích hợp với lưới điện và bền vững về tài khóa, với tốc độ đáp ứng yêu cầu của Quy hoạch điện VIII điều chỉnh và cam kết Net Zero 2050 hay không.

Phân tích định lượng cung cấp nền tảng nhất quán cho kết luận này. Phân tích chi phí – lợi ích xác nhận rằng các lộ trình phù hợp với PDP VIII mang lại phúc lợi ròng vượt trội so với kịch bản duy trì hiện trạng trong một dải giá định rộng. Lợi ích chính phát sinh từ những thay đổi cấu trúc trong cơ cấu nguồn điện và giảm phát thải dài hạn, chứ không phải từ việc kìm giá điện ngắn hạn hay chỉ dựa vào định giá carbon. Đồng thời, phân tích cũng chỉ ra một điểm dễ tổn thương mang tính ràng buộc trong giai đoạn chuyển tiếp 2025–2030: các mức trần giá hành chính, bất định trong điều độ và kỷ luật thanh toán yếu có thể khiến các dự án vốn mang lại phúc lợi ròng trở nên không thể tài trợ. Điều này tạo ra một nghịch lý, trong đó quá trình chuyển dịch là hợp lý về kinh tế nhưng lại mong manh về vận hành nếu vấn đề khả năng vay vốn không được xử lý một cách rõ ràng.

Phân tích kinh tế vĩ mô củng cố thêm nhận định này. Các lộ trình có tỷ trọng năng lượng tái tạo cao có thể hỗ trợ tăng trưởng kinh tế đồng thời ổn định phát thải của ngành điện, nhưng chỉ khi được triển khai theo định hướng thị trường có quản lý, trong đó giá điện điều chỉnh một cách đáng tin cậy dưới sự giám sát của Nhà nước. Kiểm soát giá cứng nhắc làm suy yếu tín hiệu đầu tư, gia tăng biến động và làm tăng khả năng can thiệp tài khóa sau đó. Do đó, mở rộng nguồn phát đơn thuần là chưa đủ. Nếu thiếu đầu tư đồng bộ vào truyền tải, tăng cường lưới điện và tính linh hoạt của hệ thống, việc phát triển năng lượng tái tạo có nguy cơ dẫn đến cắt giảm công suất cao hơn, suy giảm độ chắc chắn doanh thu và gia tăng chi phí hệ thống.

Xét tổng thể, các bằng chứng cho thấy quá trình chuyển dịch năng lượng của Việt Nam đã bước vào giai đoạn “xây dựng hệ thống”. Nhu cầu đầu tư hiện nay chủ yếu tập trung vào các tài sản thâm dụng vốn và có vòng đời dài như điện gió ngoài khơi, lưu trữ, các hành lang truyền tải lớn và số hóa lưới điện. Những tài sản này đòi hỏi nguồn vốn dài hạn và dòng tiền dự đoán được, trong khi cấu trúc tài trợ hiện tại vẫn phụ thuộc nhiều vào tín dụng ngân hàng trong nước với kỳ hạn ngắn và các hợp đồng mang tính đàm phán. Sự không phù hợp kỳ hạn này làm gia tăng chi phí tài trợ và hạn chế khả năng mở rộng quy mô.

Kinh nghiệm quốc tế cho thấy các quốc gia mở rộng năng lượng tái tạo thành công không chỉ dựa vào ý chí chính sách. Họ triển khai các kiến trúc chính sách nhất quán, liên kết cơ chế giá, thiết kế đấu thầu, khả năng bàn giao của lưới điện và các hàng rào tài khóa. Các hợp đồng tiêu chuẩn hóa, đấu thầu dựa trên khả năng bàn giao, định giá tính linh hoạt và quản lý tập trung các nghĩa vụ tiềm ẩn không phải là những cải cách bên lề, mà là các cơ chế giúp biến quy hoạch thành các khoản đầu tư có thể tài trợ.

Trong bối cảnh đó, báo cáo đề xuất một tập hợp các gói chính sách ưu tiên vận hành như một hệ thống tích hợp. Các công cụ ổn định doanh thu trong giai đoạn chuyển tiếp, đặc biệt là bù giá linh hoạt gắn với đấu thầu và các hợp đồng dạng CfD có chọn lọc, là cần thiết để khôi phục khả năng vay vốn, đồng thời duy trì tín hiệu thị trường và giới hạn phơi nhiễm tài khóa. Đấu thầu lấy khả năng bàn giao làm trung tâm gắn phân bổ công suất phát với mức độ sẵn sàng của lưới điện, qua đó giảm cắt giảm công suất và rủi ro thực thi. Việc định giá rõ ràng lưu trữ, đáp ứng phụ tải và các dịch vụ phụ trợ chuyển tính linh hoạt của hệ thống từ một yêu cầu kỹ thuật thành một loại tài sản có thể đầu tư. Các công cụ kéo dài kỳ hạn tài trợ và các khuôn khổ quản trị tài khóa giúp mở rộng thời hạn vốn, đồng thời bảo đảm mức độ tham gia của khu vực công luôn rõ ràng, có trần và được công bố. Cuối cùng, các cải cách về thể chế và năng lực xử lý các rủi ro phi tài chính vốn làm tăng chi phí vốn và làm chậm tiến độ triển khai.

Do đó, triển khai là yếu tố mang tính quyết định. Báo cáo nhấn mạnh rằng việc thực thi hiệu quả phụ thuộc vào sự phối hợp thể chế rõ ràng, với trực Bộ Tài chính – Bộ Công Thương đóng vai trò trung tâm. Các công cụ định hướng thị trường mang bản chất là các cam kết bán tài khóa và cần được quản trị với kỷ luật tương tự đầu tư công và nợ công. Độ tin cậy của thanh toán, minh bạch và các cơ chế điều chỉnh theo quy tắc là điều kiện thiết yếu để ngăn chặn sự tích tụ các nghĩa vụ tiềm ẩn thông qua nợ đọng, đàm phán lại hoặc áp lực bảng cân đối. Việc triển khai theo trình tự cho phép Việt Nam ổn định đầu tư trong ngắn hạn, làm sâu thị trường khi năng lực hệ thống tăng lên và từng bước củng cố hướng tới một khuôn khổ dựa trên giá cả, có khả năng chống chịu trong dài hạn.

Kết luận lại, lộ trình hướng tới Net Zero của Việt Nam không thể đạt được bằng việc mở rộng năng lượng tái tạo một cách đơn lẻ, cũng không phải bằng cách lặp lại các cơ chế hỗ trợ trong quá khứ. Lộ trình này đòi hỏi một kiến trúc chính sách định hướng thị trường, được neo chặt vào kỷ luật tài khóa và có nhận thức đầy đủ về hệ thống, trong đó ổn định doanh thu, khả năng bàn giao của lưới điện, đầu tư vào tính linh hoạt và năng lực thể chế được liên kết chặt chẽ. Bằng cách chuyển hóa tham vọng quy hoạch thành triển khai có kỷ luật, Việt Nam có thể huy động nguồn vốn tư nhân dài hạn ở quy mô lớn, giảm chi phí tích hợp và bảo vệ khả năng chống chịu tài khóa. Qua đó, quá trình chuyển dịch năng lượng không trở thành nguồn rủi ro vĩ mô, mà là nền tảng cho tăng trưởng bền vững, an ninh năng lượng và phát triển dài hạn..

Do đó, việc thực thi là yếu tố quyết định. Báo cáo nhấn mạnh rằng việc thực hiện hiệu quả phụ thuộc vào một sự phối hợp thể chế rõ ràng, được củng cố bởi trực Bộ Tài chính - Bộ Công Thương mạnh mẽ. Các công cụ định hướng thị trường hoạt động như các cam kết tài chính và phải được quản lý với cùng một kỷ luật như đầu tư công và nợ công. Uy tín thanh toán, tính minh bạch và các cơ chế điều chỉnh dựa trên quy tắc là rất cần thiết để ngăn chặn sự tích lũy các khoản nợ tiềm ẩn thông qua nợ quá hạn, đàm phán lại hoặc áp lực lên bảng cân đối kế toán. Việc thực hiện theo trình tự cho phép Việt Nam ổn định đầu tư trong ngắn hạn, làm sâu sắc thêm thị trường khi năng lực hệ thống tăng lên và củng cố hướng tới một khuôn khổ dựa trên giá cả, có khả năng phục hồi theo thời gian.

Tóm lại, lộ trình hướng tới mục tiêu Net Zero của Việt Nam không thể đạt được bằng cách mở rộng sản xuất năng lượng tái tạo một cách riêng lẻ, cũng không phải bằng cách sao chép các chế độ hỗ trợ trong quá khứ. Nó đòi hỏi một kiến trúc chính sách hướng đến thị trường, dựa trên ngân sách nhà nước và có nhận thức về hệ thống, nhằm hài hòa giữa ổn định doanh thu, khả năng cung cấp điện của lưới điện, đầu tư vào tính linh hoạt và năng lực thể chế. Bằng cách chuyển tham vọng quy hoạch thành thực thi có kỷ luật, Việt Nam có thể huy động vốn tư nhân dài hạn trên quy mô lớn, giảm chi phí hội nhập và bảo đảm tính bền vững về tài chính. Khi đó, quá trình chuyển đổi năng lượng sẽ không còn là nguồn rủi ro kinh tế vĩ mô, mà trở thành nền tảng cho tăng trưởng bền vững, an ninh năng lượng và phát triển lâu dài.

