



ENERGY
TRANSITION
PARTNERSHIP

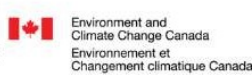


BÁO CÁO

BÁO CÁO TỔNG KẾT VÀ LỘ TRÌNH THỰC HIỆN

THÁNG 12 - 2025

Thực hiện bởi:



TUYÊN BỐ MIỄN TRỪ TRÁCH NHIỆM

Báo cáo này được xây dựng trên cơ sở phối hợp thực hiện giữa Viện Kinh tế Xã hội Việt Nam và Thế giới (VGSEI), LSE Consulting, Trung tâm Nghiên cứu Chính sách và Phát triển (DEPOCEN) và Công ty Tư vấn Đầu tư Năng lượng và Môi trường (E3).

Mặc dù nhóm tác giả đã nỗ lực tối đa nhằm bảo đảm tính chính xác và đầy đủ của các thông tin được trình bày, các tác giả và đơn vị đóng góp không đưa ra bất kỳ cam kết hay bảo đảm nào, dù rõ ràng hay ngụ ý, liên quan đến tính chính xác, độ tin cậy hoặc tính đầy đủ của nội dung báo cáo. Nội dung báo cáo được xây dựng trên cơ sở dữ liệu, phân tích và các thông lệ tốt nhất hiện có tại thời điểm biên soạn, trong giai đoạn từ tháng 10 năm 2025 đến tháng 12 năm 2025.

Tuy nhiên, những diễn biến mới và sự thay đổi của bối cảnh trong tương lai có thể ảnh hưởng đến tính phù hợp hoặc hiệu lực của một số phát hiện và khuyến nghị nêu trong báo cáo. Các quan điểm và ý kiến được trình bày trong báo cáo là quan điểm của nhóm tác giả và không nhất thiết phản ánh quan điểm, chính sách chính thức hoặc lập trường của Đối tác Chuyển dịch Năng lượng Đông Nam Á (ETP)/UNOPS, Bộ Tài chính hoặc bất kỳ tổ chức nào khác được đề cập trong báo cáo. Các tác giả và đơn vị đóng góp không chịu trách nhiệm đối với bất kỳ tổn thất hay thiệt hại nào, dù trực tiếp, gián tiếp hay phát sinh, phát sinh từ việc sử dụng hoặc dựa trên các thông tin được trình bày trong báo cáo này.

Lời cảm ơn

Chúng tôi xin bày tỏ lòng biết ơn chân thành đến Chương trình Đối tác Chuyển dịch Năng lượng Đông Nam Á (ETP)/UNOPS và Bộ Tài chính (MOF) vì sự hỗ trợ quý báu và xuyên suốt của họ trong quá trình thực hiện báo cáo.

Chúng tôi cũng xin gửi lời cảm ơn đến tất cả các bên liên quan, chuyên gia và những người đã đóng góp ý kiến và phản hồi giúp làm phong phú thêm báo cáo này. Đặc biệt, báo cáo này đã tích hợp những hiểu biết và thảo luận từ... hội thảo tư vấn các cuộc khảo sát thực địa được tiến hành tại Hà Nội, Long An, Quảng Ninh, Ninh Thuận, Quảng Bình và Cần Thơ.

TÓM TẮT NỘI DUNG

Khả năng đáp ứng nhu cầu an ninh năng lượng và thực hiện cam kết phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050 của Việt Nam hiện phụ thuộc vào tốc độ huy động được lượng lớn vốn tư nhân một cách bền vững. Quy hoạch Điện VIII (PDP VIII) điều chỉnh ước tính rằng sản lượng điện và truyền tải sẽ cần khoảng 136,3 tỷ USD đầu tư trong giai đoạn 2026-2030, tương đương khoảng một phần ba GDP, trong đó 56% dành cho năng lượng bền vững. Các doanh nghiệp nhà nước và ngân sách nhà nước dự kiến chỉ đóng góp khoảng 31% tổng số này, để lại một khoảng thiếu hụt tài chính hơn 90 tỷ USD cần được bù đắp chủ yếu bởi các nhà đầu tư tư nhân và nước ngoài.

Nhận thức được thách thức này, ETP/UNOPS và Vụ Tài chính - Kinh tế Ngành thuộc Bộ Tài chính đã phối hợp khởi xướng sáng kiến chung “Thúc đẩy sự tiếp cận và tham gia của khu vực tư nhân vào lĩnh vực năng lượng của Việt Nam”. Chương trình này hỗ trợ việc triển khai Nghị quyết 55-NQ/TW của Bộ Chính trị về Định hướng chiến lược phát triển năng lượng quốc gia của Việt Nam đến năm 2030, với tầm nhìn đến năm 2045, cũng như chức năng, nhiệm vụ của Bộ Kế hoạch và Đầu tư (nay là Bộ Tài chính) nhằm đa dạng hóa mô hình đầu tư, tăng cường sự tham gia của khu vực tư nhân vào sản xuất điện và cơ sở hạ tầng lưới điện, đồng thời đẩy nhanh việc áp dụng mô hình hợp tác công tư (PPP) và các cơ chế tài chính đổi mới, như đã được nêu rõ hơn trong Nghị quyết 140/NQ-CP về kế hoạch thực hiện Nghị quyết 55-NQ/TW.

Báo cáo này là sản phẩm đầu ra cuối cùng của Chương trình. Trên cơ sở tổng hợp bảy sản phẩm trước đó, cùng với các hội thảo tham vấn chuyên sâu, khảo sát thực địa tại các tỉnh Long An, Quảng Ninh, Ninh Thuận, Cần Thơ và Quảng Trị, các cuộc làm việc song phương với các bộ, ngành và các khảo sát chuyên biệt đối với khu vực tư nhân với sự tham gia của 30 nhà đầu tư trong nước và nước ngoài, báo cáo đã hệ thống hóa kinh nghiệm quốc tế và đưa ra một đánh giá chẩn đoán toàn diện về khuôn khổ chính sách, pháp lý và tài chính hiện hành của Việt Nam đối với việc huy động vốn tư nhân trong lĩnh vực năng lượng.

Báo cáo đề xuất một tổ hợp các cấu trúc tài chính, mô hình PPP và tài chính kết hợp, cùng với các khuyến nghị cải cách pháp lý phù hợp với Quy hoạch Điện VIII, Chiến lược Tăng trưởng Xanh Quốc gia, Nghị quyết số 68-NQ/TW về phát triển kinh tế tư nhân và Nghị quyết số 70-NQ/TW về bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045. Đồng thời, báo cáo xây dựng một gói giải pháp hành động có lộ trình, hướng tới việc hỗ trợ Bộ Tài chính tăng cường sự tham gia của khu vực tư nhân trong đầu tư năng lượng sạch và thúc đẩy các mục tiêu chuyển dịch năng lượng dài hạn của Việt Nam, với trọng tâm đặc biệt là hoàn thiện khuôn khổ PPP và mở rộng các cơ chế tài chính đổi mới thuộc phạm vi quản lý của Bộ Tài chính.

THÁCH THỨC VỀ TÀI CHÍNH VÀ NHỮNG HẠN CHẾ RÀNG BUỘC ĐỐI VỚI VỐN TƯ NHÂN TẠI VIỆT NAM

Trong hơn một thập kỷ qua, Việt Nam đã chuyển dịch từ mô hình đầu tư chủ yếu dựa vào khu vực nhà nước sang cấu trúc định hướng thị trường hơn, trong đó vốn tư nhân trong nước và vốn đầu tư trực tiếp nước ngoài (FDI) hiện chiếm khoảng 80–85% tổng vốn đầu tư cho công suất phát điện mới. Giai đoạn áp dụng cơ chế giá FIT từ năm 2017 đến năm 2021 cho thấy rằng khi các hợp đồng, cơ chế phân bổ rủi ro và mức độ chắc chắn về doanh thu đạt các chuẩn mực quốc tế, khu vực tư nhân có thể huy động và triển khai hơn 25 GW công suất năng lượng tái tạo mới chỉ trong vòng bốn năm. Sự suy giảm mạnh của đầu tư kể từ năm 2021 phản ánh các ràng buộc mang tính cấu trúc nhiều hơn là sự suy giảm nhu cầu hay mức độ quan tâm của nhà đầu tư.

Khoảng trống về cơ chế giá sau khi FIT hết hiệu lực, hệ thống quy định còn phân mảnh, các hợp đồng mua bán điện (PPA) kém tính khả thi về tài chính, mức độ chia sẻ rủi ro còn hạn chế và thị trường vốn trong nước còn nông hiện đang làm suy giảm tính ngân hàng của dự án, đặc biệt đối với các lĩnh vực lưới điện, lưu trữ năng lượng, điện gió ngoài khơi và các dự án năng lượng tái tạo quy mô lớn. Thực tế này càng đáng chú ý khi mô hình đối tác công tư (PPP) đã được xác định rõ trong Luật PPP năm 2020 (Luật số 64/2020/QH14), Nghị quyết số 55-NQ/TW và Quy hoạch Điện VIII như một cơ chế then chốt nhằm huy động đầu tư tư nhân và phát triển hạ tầng năng lượng thiết yếu phục vụ các mục tiêu chuyển dịch năng lượng dài hạn và tăng trưởng xanh của Việt Nam.

Tính đến nay, 19 dự án điện BOT với tổng công suất khoảng 27.000 MW chủ yếu được phát triển trước khi Luật PPP được ban hành, theo các cơ chế BOT/IPP trước đây và với cơ cấu đầu tư tập trung chủ yếu vào điện than. Trên cơ sở “điểm xuất phát” mang tính lịch sử này, chưa có dự án PPP năng lượng sạch mới nào được ký kết theo khuôn khổ Luật PPP hiện hành và toàn bộ các dự án đang triển khai đều mang tính chuyển tiếp. Danh mục các dự án BOT điện than kế thừa hiện đang chịu áp lực ngày càng lớn từ các chính sách khí hậu chặt chẽ hơn và các tiêu chuẩn ESG ngày càng khắt khe, làm gia tăng rủi ro tài sản mắc kẹt.

Trong khi đó, khuôn khổ PPP hiện nay vẫn chưa được điều chỉnh đầy đủ để phù hợp với đặc thù của năng lượng tái tạo, hiện đại hóa lưới điện và lưu trữ năng lượng, cũng như chưa được đồng bộ hoàn toàn với hệ sinh thái chuyển dịch năng lượng và tài chính xanh đang phát triển nhanh chóng. Những cải cách gần đây đã bước đầu cải thiện điều kiện nền tảng cho đầu tư, bao gồm Luật số 57/2024/QH15 (có hiệu lực từ ngày 15 tháng 1 năm 2025) sửa đổi, bổ sung một số quy định về quy hoạch, đầu tư, PPP và đấu thầu nhằm đơn giản hóa công tác chuẩn bị và lựa chọn dự án, và Luật số 90/2025/QH15 (có hiệu lực từ ngày 1 tháng 7 năm 2025) tiếp tục cập nhật các quy định then chốt trong lĩnh vực đấu thầu và đầu tư nhằm giảm các vướng mắc trong quá trình triển khai.

Song song với đó, Quyết định số 21/2025/QĐ-TTg (có hiệu lực từ ngày 22 tháng 8 năm 2025) đã cụ thể hóa Hệ thống phân loại xanh quốc gia của Việt Nam thông qua việc thiết lập các tiêu chí môi trường và quy trình xác minh để các dự án có thể tiếp cận tín dụng xanh và trái phiếu xanh. Nghị quyết số 70-NQ/TW (ban hành ngày 20 tháng 8 năm 2025) tiếp tục củng cố định hướng ở cấp cao về bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia và cải cách ngành năng lượng theo lộ trình chuyển dịch năng lượng.

Báo cáo xác định ba nhóm yếu tố mang tính cấu trúc có mối liên hệ chặt chẽ, tiếp tục ảnh hưởng đến tính ngân hàng của dự án và khả năng huy động nguồn vốn tư nhân dài hạn. Thứ nhất, các thách thức về pháp lý, thể chế và hợp đồng phát sinh từ sự tương tác giữa các quy định của Luật PPP, Luật Điện lực, Luật Đầu tư, Luật Đất đai và Luật Bảo vệ môi trường, dẫn đến quy trình thủ tục phức tạp, sự chông chéo về trách nhiệm và những lĩnh vực mà thẩm quyền cũng như cơ chế quản lý rủi ro cần được làm rõ hơn. Các quy trình PPP hiện vẫn tương đối kéo dài, trong khi các cấu trúc PPA hiện hành còn thiếu mức độ chắc chắn cần thiết về nghĩa vụ mua điện theo cơ chế “take-or-pay”, bảo đảm thanh toán và cơ chế bồi thường, khiến nhà đầu tư có thể phải đối mặt với các rủi ro liên quan đến cắt giảm công suất và rủi ro đối tác...

BÀI HỌC QUỐC TẾ VÀ CÁC ƯU TIÊN CẢI CÁCH CHIẾN LƯỢC CHO BỘ TÀI CHÍNH

Trong bối cảnh đó, kinh nghiệm quốc tế mang lại những bài học rõ ràng. Các nền kinh tế mới nổi hàng đầu đã triển khai hàng chục gigawatt năng lượng tái tạo song song với nâng cấp hệ thống lưới điện đều dựa trên ba kênh hỗ trợ lẫn nhau: (i) các công cụ đầu tư tư nhân theo cơ chế thị trường như đấu thầu cạnh tranh và trái phiếu xanh; (ii) các cấu trúc tài trợ dự án truyền thống với sự tham gia của các tổ chức cho vay trong nước và quốc tế; và (iii) các mô hình PPP có mục tiêu dành cho hạ tầng chiến lược như truyền tải điện, lưu trữ quy mô lớn và kết nối lưới điện ngoài khơi. Tại Ấn Độ, Chile, Brazil, Nam Phi, Morocco, Indonesia và nhiều quốc gia khác, PPP đối với hạ tầng lưới điện trực chính và lưu trữ năng lượng đóng vai trò trung tâm chứ không mang tính hỗ trợ. Các mô hình này thường cung cấp cơ chế thanh toán theo mức độ sẵn sàng hoặc công suất, biểu giá được điều chỉnh theo chỉ số, các cơ chế bảo lãnh và chia sẻ rủi ro đáng tin cậy, cùng với một bên đối tác công có năng lực tín dụng cao. Sự kết hợp này đã giúp giảm chi phí vốn từ 150 đến 300 điểm cơ bản và kéo dài kỳ hạn tài trợ lên 20–30 năm. Phần lớn trái phiếu xanh và các khoản vay gắn với bền vững tại các thị trường mới nổi phát hành từ năm 2023 đến nay đều được phân bổ cho các dự án có cấu trúc doanh thu tương tự PPP, qua đó khẳng định rằng dòng tài chính khí hậu thường đi theo các tín hiệu PPP có độ tin cậy cao.

Báo cáo kết luận rằng Việt Nam đang từng bước dịch chuyển theo mô hình kết hợp này. Cơ chế đầu tư theo Luật Đầu tư năm 2020¹ cung cấp một lộ trình nhanh và linh hoạt cho các dự án phát điện. Những sửa đổi gần đây đối với khuôn khổ PPP, bao gồm việc nâng trần vốn nhà nước đối với các dự án chiến lược, áp dụng cơ chế thanh toán theo mức độ sẵn sàng và mở rộng không gian cho các đề xuất dự án do nhà đầu tư khởi xướng, đã tạo nền tảng cho việc triển khai PPP trong lĩnh vực truyền tải điện, lưu trữ năng lượng và điện gió ngoài khơi. Vấn đề then chốt trong giai đoạn năm năm tới là liệu các trụ cột PPP và tài chính xanh có thể được thiết kế đủ mức độ ổn định, dự đoán được và đáp ứng chuẩn mực tài trợ quốc tế trong thời gian đủ nhanh để huy động lượng vốn tư nhân cần thiết trước năm 2030 hay không.

Trên cơ sở đó, báo cáo đề xuất một gói cải cách tổng thể, nhất quán và bảo đảm kỷ luật tài khóa, được xây dựng xoay quanh bốn trụ cột trọng tâm, trong đó Bộ Tài chính giữ vai trò dẫn dắt.

Trụ cột 1 – Hiện đại hóa khuôn khổ PPP và phân bổ rủi ro

Trụ cột này tập trung vào việc hài hòa Luật PPP với Luật Đầu tư, Luật Đấu thầu, Luật Điện lực và Luật Đất đai; sửa đổi Nghị định số 28/2021/NĐ-CP về cơ chế quản lý tài chính đối với các dự án PPP nhằm phản ánh trần vốn nhà nước mới lên tới 70% đối với các dự án chiến lược có mức độ rủi ro cao; mở rộng phạm vi Điều 82 để cơ chế chia sẻ rủi ro doanh thu bao phủ các rủi ro thị trường xác định trước như cắt giảm công suất và biến động nhu cầu; nâng hạn mức bảo lãnh ngoại tệ đối với các dự án PPP năng lượng sạch ưu tiên; thí điểm các mô hình BLT và DBLT áp dụng cơ chế thanh toán theo mức độ sẵn sàng cho các dự án truyền tải điện; đồng thời xây dựng các mẫu hợp đồng PPP theo lĩnh vực chuyên biệt cho điện gió ngoài khơi, hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin (BESS) và các dự án lưới điện.

Trụ cột 2 – Thúc đẩy đầu tư vào hệ thống truyền tải và lưu trữ thông qua hình thức hợp tác công tư và tài chính hỗn hợp

Trụ cột thứ hai tập trung vào việc thúc đẩy đầu tư vào hạ tầng truyền tải và lưu trữ năng lượng thông qua các giải pháp PPP và tài chính kết hợp, bảo đảm phù hợp với các ràng buộc về bền vững tài khóa. Báo cáo khuyến nghị Bộ Tài chính phối hợp với Bộ Công Thương và Tập đoàn Điện lực Việt Nam xây dựng các cơ chế thanh toán theo mức độ sẵn sàng cho các đường dây và trạm biến áp 220–500 kV; phát triển các khung thù lao phản ánh đầy đủ chi phí đối với BESS và thủy điện tích năng, trong đó tách bạch rõ phần công suất cố định và phần vận hành; đồng thời xem xét các cơ chế hỗ trợ tập trung cho công tác giải phóng mặt bằng đối với các dự án lưới điện trọng điểm quốc gia. Các dự án PPP truyền tải và lưu trữ giai đoạn đầu cần

¹Quốc hội đã thông qua các sửa đổi đối với Luật Đầu tư vào ngày 11 tháng 12 năm 2025. Các sửa đổi này sẽ tiếp tục đơn giản hóa các thủ tục đầu tư, làm rõ cách xử lý các lĩnh vực chiến lược và ưu tiên, tăng cường phối hợp với luật đấu thầu, và dự kiến sẽ cải thiện tính chắc chắn về mặt pháp lý cho các dự án cơ sở hạ tầng quy mô lớn.

kết hợp vốn nhà nước với các nguồn vốn ưu đãi và tài chính khí hậu nhằm giảm chi phí vốn tổng thể và hình thành các mô hình có thể nhân rộng.

Trụ cột 3 – Xây dựng hệ sinh thái tài chính xanh đáng tin cậy dựa trên hệ thống phân loại xanh quốc gia định lượng

Trụ cột thứ ba tập trung vào việc xây dựng một hệ sinh thái tài chính xanh có độ tin cậy cao, lấy Hệ thống phân loại xanh quốc gia định lượng làm nền tảng. Báo cáo đề xuất Bộ Tài chính, phối hợp với Ngân hàng Nhà nước Việt Nam và các bộ, ngành liên quan, chuyển từ các tiêu chí sàng lọc mang tính định tính sang các tiêu chí định lượng phù hợp với các chuẩn mực quốc tế; tích hợp các tiêu chí của phân loại xanh vào khuôn khổ phát hành trái phiếu xanh của Chính phủ, chính quyền địa phương và doanh nghiệp; đồng thời tăng cường các yêu cầu về xác minh độc lập, báo cáo tác động và công bố thông tin. Các ưu đãi thuế và giảm phí có mục tiêu đối với các công cụ tài chính xanh phù hợp với phân loại xanh, kết hợp với các cơ chế tăng cường tín dụng, có thể giúp làm sâu sắc thị trường vốn xanh trong nước, kéo dài kỳ hạn tài trợ lên 10–20 năm và hỗ trợ quá trình chuyển dịch khỏi mô hình tài trợ ngân hàng ngắn hạn. Song song với đó, Bộ Tài chính cần hoàn thiện các khuôn khổ bảo lãnh và cho vay lại của Chính phủ, mở rộng có chọn lọc cơ chế hỗ trợ khả thi tài chính (viability gap funding) và hỗ trợ phát triển các công cụ phòng ngừa rủi ro tỷ giá cũng như cơ chế bồi thường cắt giảm công suất nhằm chuyển các rủi ro kỹ thuật thành các rủi ro tài chính có thể quản lý được.

Trụ cột 4 – Phối hợp thể chế, năng lực và dữ liệu

Trụ cột thứ tư tập trung vào điều phối thể chế, nâng cao năng lực và hoàn thiện hệ thống dữ liệu. Với vai trò là cơ quan chịu trách nhiệm về tài chính công, thị trường vốn, bảo lãnh và quy định tài chính đối với PPP, Bộ Tài chính có vị thế phù hợp để đóng vai trò kiến trúc sư trung tâm của khuôn khổ tài chính cho chuyển dịch năng lượng. Báo cáo khuyến nghị tăng cường năng lực nội bộ của Bộ Tài chính trong lĩnh vực PPP và tài chính xanh; nâng cao cơ chế phối hợp với Bộ Công Thương, Ngân hàng Nhà nước và chính quyền địa phương thông qua các nhóm công tác thường trực; đồng thời nâng cấp các hệ thống như Hệ thống mạng đấu thầu quốc gia để tích hợp các mô-đun PPP cho phép theo dõi theo thời gian thực danh mục dự án, mức độ phơi nhiễm rủi ro và các cam kết tài khóa. Việc cải thiện dữ liệu về các dự án được phân loại xanh, các khoản bảo lãnh và nghĩa vụ tiềm ẩn, kết hợp với việc công bố rõ ràng chiến lược tài khóa và huy động vốn xanh trung hạn, sẽ giúp củng cố kỳ vọng của nhà đầu tư và đánh giá của các tổ chức xếp hạng tín nhiệm.

LỘ TRÌNH TRIỂN KHAI THEO TỪNG GIAI ĐOẠN

Các định hướng cải cách nêu trên được cụ thể hóa thành một lộ trình triển khai theo từng giai đoạn. Trong ngắn hạn, các ưu tiên tập trung vào việc sửa đổi Nghị định số 28/2021/NĐ-CP và các nghị định PPP liên quan (bao gồm Nghị định số 35/2021/NĐ-CP đã được sửa đổi, bổ sung bởi Nghị định số 71/2025/NĐ-CP); ban hành các mẫu hợp đồng cho năng lượng tái tạo và truyền tải điện; xây dựng khung giá cho BESS và thủy điện tích năng; và định lượng các tiêu

chí của Hệ thống phân loại xanh. Trong trung hạn, các cải cách sẽ mở rộng cơ chế chia sẻ rủi ro doanh thu sang các rủi ro thị trường, tăng cường bảo vệ rủi ro tỷ giá, triển khai các dự án PPP truyền tải thí điểm, áp dụng các ưu đãi thuế và công cụ tăng cường tín dụng cho trái phiếu xanh và chuẩn hóa các chỉ tiêu tài chính như IRR, NPV và tỷ suất lợi ích – chi phí trong công tác thẩm định dự án. Về dài hạn, mục tiêu là hình thành một thị trường điện cạnh tranh và trưởng thành, trong đó PPP và các công cụ tài chính xanh đóng vai trò trụ cột, huy động hiệu quả sự kết hợp đa dạng giữa vốn nhà nước, vốn tư nhân và vốn kết hợp, đồng thời giảm dần sự phụ thuộc vào bảo lãnh trực tiếp của Chính phủ nhưng vẫn bảo đảm kỷ luật tài khóa.

Báo cáo kết thúc bằng việc nhấn mạnh các lĩnh vực cần tiếp tục nghiên cứu định lượng nhằm hỗ trợ thiết kế chính sách chi tiết, bao gồm mô hình hóa rủi ro tỷ giá và sự không tương thích kỳ hạn, thiết kế cơ chế bồi thường cắt giảm công suất, xác định các ngưỡng định lượng cho Hệ thống phân loại xanh và đánh giá tác động tài khóa của các cấu trúc PPP và BLT trong lĩnh vực truyền tải và lưu trữ. Việc triển khai kịp thời và có kỷ luật các giải pháp được đề xuất sẽ giúp Việt Nam đạt được các mục tiêu về công suất và năng lượng tái tạo theo Quy hoạch Điện VIII, duy trì nguồn điện tin cậy với chi phí hợp lý phục vụ tăng trưởng chất lượng cao và củng cố vị thế là quốc gia dẫn đầu khu vực trong thu hút đầu tư năng lượng sạch.

Đối với Bộ Tài chính, chương trình nghị sự được trình bày trong báo cáo này cung cấp một lộ trình thực tiễn nhằm sử dụng nguồn lực công một cách chiến lược hơn, quản lý rủi ro một cách minh bạch và giải phóng nguồn vốn tư nhân cần thiết để thúc đẩy quá trình chuyển dịch năng lượng công bằng và bền vững.

Hướng tới giai đoạn tiếp theo, báo cáo được kỳ vọng sẽ đóng vai trò là tài liệu tham chiếu thực tiễn cho quá trình triển khai, hỗ trợ chuyển hóa các cải cách pháp lý và cam kết chính sách gần đây thành một danh mục dự án có khả năng huy động vốn. Các kết quả của báo cáo có thể phục vụ việc ưu tiên và sắp xếp thứ tự triển khai các dự án PPP thí điểm trong lĩnh vực truyền tải, lưu trữ và điện gió ngoài khơi; thiết kế các cơ chế chia sẻ rủi ro và thanh toán thuộc phạm vi quản lý của Bộ Tài chính; cũng như tích hợp các công cụ tài chính xanh vào các chiến lược tài khóa và thị trường vốn trung hạn. Khi Việt Nam tiến tới các mốc mục tiêu năm 2030 của Quy hoạch Điện VIII, việc tiếp tục nghiên cứu phân tích, triển khai các dự án PPP hạ tầng năng lượng sạch, tăng cường phối hợp liên ngành và cung cấp hỗ trợ kỹ thuật có trọng tâm sẽ đóng vai trò then chốt trong việc hiện thực hóa các khuyến nghị, củng cố niềm tin của nhà đầu tư và từng bước mở rộng huy động vốn tư nhân phục vụ các mục tiêu chuyển dịch năng lượng dài hạn và cam kết phát thải ròng bằng không của quốc gia.

MỤC LỤC

Danh sách hình ảnh.....	III
Danh sách các bảng.....	III
Danh sách các hộp.....	IV
1. GIỚI THIỆU VÀ BỐI CẢNH DỰ ÁN.....	1
1.1. Nhu cầu đầu tư toàn cầu và quốc gia cho quá trình chuyển đổi năng lượng.....	1
1.2. Vai trò của quan hệ đối tác công tư và tài chính đổi mới tại Việt Nam.....	2
1.3. Những thách thức và trở ngại trong việc huy động vốn tư nhân.....	5
1.4. Cấu trúc của báo cáo.....	5
2. ĐÁNH GIÁ TÌNH HÌNH HIỆN TẠI CỦA VIỆC HUY ĐỘNG VỐN TƯ NHÂN.....	8
2.1. Những bài học quốc tế và những hiểu biết so sánh về huy động vốn tư nhân.....	8
2.2. Tổng quan về nhu cầu vốn cho quá trình chuyển đổi năng lượng của Việt Nam (2026–2030).....	16
2.3. Cơ cấu tài chính hiện tại của ngành điện Việt Nam.....	18
2.3.1. VỐN NHÀ NƯỚC – Điểm tựa vững chắc cho cơ sở hạ tầng thiết yếu và chiến lược. 19	
2.3.2. Vốn tư nhân – Động lực chính thúc đẩy công suất thể hệ mới.....	20
2.3.3. Vốn hỗn hợp và VỐN lai – Cầu nối mới nối cho giai đoạn 2026 – 2035.....	25
2.4. Rào cản, rủi ro và hạn chế về thể chế.....	28
2.4.1. NHẬN ĐỊNH về năng lực thể chế và quản lý.....	28
2.4.2. Đánh giá rủi ro định tính đối với đầu tư năng lượng tư nhân (2018–2025)....	29
2.4.3. Những bài học kinh nghiệm từ bốn dự án năng lượng tái tạo tiêu biểu.....	31
2.5. Xây dựng cấu trúc tài chính hỗn hợp tối ưu cho quá trình chuyển đổi năng lượng.....	32
2.5.1. Vai trò bổ TRỢ của nhà đầu tư trong nước và nước ngoài: Một CƠ CHẾ TÁI CHU CHUYỂN VỐN CÓ hiệu quả cao.....	32
2.5.2. Yêu cầu về vốn vay dài hạn chất lượng cao.....	34
2.5.3. Luật đầu tư so với Luật hợp tác công tư.....	36
2.5.4. Ma trận khả năng tiếp cận các nguồn vốn.....	37
2.5.5. Diễn biến cấu trúc vốn điển hình của một dự án năng lượng tái tạo tại Việt Nam 41	
2.5.6. Các nguyên tắc chính sách và hành động tức thời để hỗ trợ tài chính hỗn hợp trên quy mô lớn.....	42
3. KHUNG CHÍNH SÁCH VÀ THỂ CHẾ CHO VIỆC HUY ĐỘNG VỐN TƯ NHÂN.....	45
3.1. Các nền tảng pháp lý cốt lõi: Một hệ sinh thái đa tầng.....	45
3.2. Khung pháp lý PPP phân cấp và những tác động đối với Bộ Tài chính.....	50
3.2.1. Hiện trạng khung pháp lý về hợp tác công tư (PPP).....	50
3.2.2. Các cơ chế tài chính đổi mới.....	57

3.3.	Tóm tắt các khuyến nghị cải cách.....	61
4.	CHIẾN LƯỢC VÀ LỘ TRÌNH THỰC HIỆN.....	66
4.1.	Chiến lược triển khai	66
4.2.	Đề xuất cơ cấu đầu tư cho các dự án năng lượng được nhà nước hỗ trợ	67
4.2.1.	Hỗ trợ trực tiếp	67
4.3.	Kế hoạch thực hiện	69
4.4.	Lộ trình hành động chi tiết (Ngắn hạn, Trung hạn và Dài hạn).....	69
4.4.1.	Giai đoạn ngắn hạn (1 năm): Xây dựng nền tảng pháp lý và giải quyết các vướng mắc thông qua các cơ chế phối hợp.....	73
4.4.2.	Giai đoạn trung hạn (1-3 năm): Triển khai và phát triển thị trường tài chính .	75
4.4.3.	Giai đoạn dài hạn (4 năm trở lên): Phát triển thị trường bền vững và hội nhập quốc tế	78
5.	KẾT LUẬN	82

Danh sách hình ảnh

Hình 1. Huy động nguồn tài chính cần thiết cho các nước đang phát triển khác ngoài Trung Quốc (USD/năm đến năm 2030, mức tăng so với hiện tại được ghi trong ngoặc đơn, với x biểu thị tốc độ tăng trưởng tính theo lần so với hiện tại)	2
Hình 2: Mô hình cho CfD	13
Hình 3. Nhu cầu đầu tư của ngành điện đến năm 2030 (Số liệu dự kiến, làm tròn)	17
Hình 4. Cấu trúc phổ biến của các thỏa thuận cho vay nước ngoài	38
Hình 5. Sơ đồ cấu trúc khoản vay nước ngoài phổ biến	39

Danh sách các bảng

Bảng 1: Các kênh huy động vốn tư nhân đã được chứng minh và vai trò trung tâm của các mô hình hợp tác công tư (PPP) (2020–2025)	8
Bảng 2: Tóm tắt đầu tư và thực hiện xây dựng trong toàn ngành điện lực giai đoạn 2011-2020.	16
Bảng 3: Cơ cấu tài chính ba trụ cột của ngành điện lực Việt Nam	18
Bảng 4: Các nhà phát triển năng lượng tái tạo lớn	20
Bảng 5: Vốn FDI đăng ký tại Việt Nam theo lĩnh vực đầu tư năm 2024	23
Bảng 6: So sánh mô hình BOT truyền thống và mô hình PPP chuyển đổi thể hệ mới trong lĩnh vực năng lượng Việt Nam.....	26
Bảng 7: Hồ sơ rủi ro định tính cho các dự án năng lượng thuộc khu vực tư nhân (2018–2025)	29
Bảng 8: Tổng quan so sánh các cấu trúc tài chính.....	31
Bảng 9: Các đặc tính cần thiết của nguồn vốn vay đối với các dự án năng lượng	35
Bảng 10: Các đặc điểm cần thiết của vốn vay cho các dự án năng lượng	36
Bảng 11: Khả năng tiếp cận các nguồn vốn trong lĩnh vực năng lượng của Việt Nam	40
Bảng 12: Sự phát triển của cấu trúc vốn trong suốt vòng đời dự án	41
Bảng 13: Các luật cốt lõi và tác động chính của chúng đối với các quyết định tài chính tư nhân	45
Bảng 14: Khung pháp lý chính về hợp tác công tư (PPP) tại Việt Nam	51
Bảng 15: Tóm tắt các điểm nghẽn cấu trúc.....	55

Bảng 16: Các cơ chế tài chính đổi mới được mở khóa nhờ các cải cách pháp lý gần đây ..	58
Bảng 17: Tổng quan về lộ trình huy động vốn tư nhân thông qua hình thức hợp tác công tư (PPP) và các cơ chế đổi mới liên quan trong lĩnh vực năng lượng tái tạo, lưới điện và hệ thống lưu trữ năng lượng pin (BESS) tại Việt Nam.....	71
Bảng 18: Lộ trình thực hiện ngắn hạn (1 năm).....	73
Bảng 19: Lộ trình thực hiện trung hạn (1-3 năm)	76
Bảng 20: Lộ trình thực hiện dài hạn (4 năm trở lên).....	79

Danh sách các hộp

Hộp 1. Mô hình từ Vương quốc Anh: Mô hình hợp tác công tư (PPP) trưởng thành và năng lực lãnh đạo trong lĩnh vực điện gió ngoài khơi.....	12
---	----

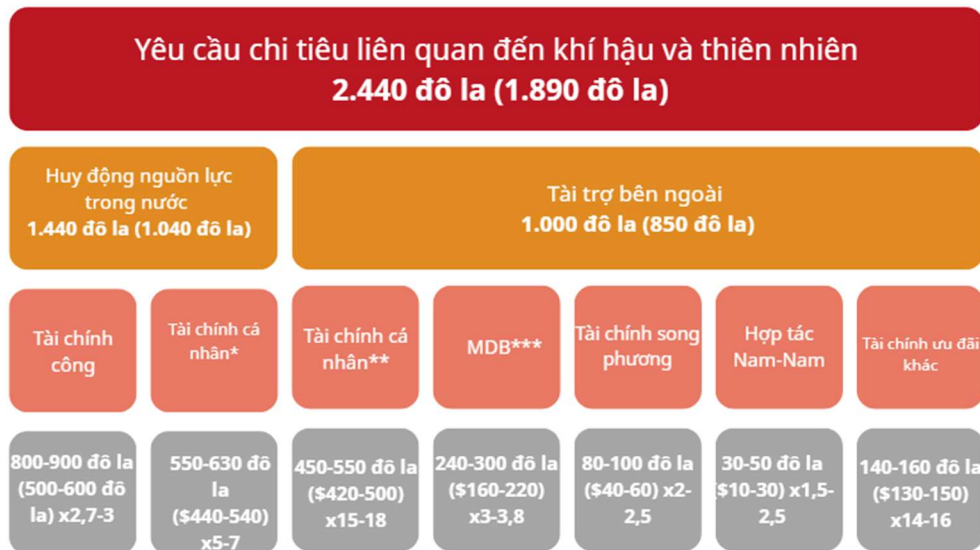
1. GIỚI THIỆU VÀ BỐI CẢNH DỰ ÁN

1.1. NHU CẦU ĐẦU TƯ TOÀN CẦU VÀ QUỐC GIA CHO QUÁ TRÌNH CHUYỂN ĐỔI NĂNG LƯỢNG

Quá trình chuyển dịch năng lượng đầy tham vọng của Việt Nam, được thúc đẩy bởi cam kết quốc gia đạt phát thải ròng bằng không vào năm 2050, đòi hỏi quy mô đầu tư vốn chưa từng có, ước tính từ **136,3–153,7 tỷ USD vào năm 2030 (tăng lên 786,7 tỷ USD đến năm 2050), tương đương khoảng 33% GDP quốc gia**. Quy mô này phù hợp với các dự báo toàn cầu đối với các nền kinh tế mới nổi và đang phát triển (EMDCs), theo đó đầu tư cho năng lượng sạch cần đạt 1,6 nghìn tỷ USD mỗi năm vào năm 2030 để đáp ứng các mục tiêu của Thỏa thuận Paris, trong đó các EMDCs (không bao gồm Trung Quốc) chiếm gần 50% mức gia tăng đầu tư cần thiết.

Để đáp ứng nhu cầu đầu tư này, **cần huy động toàn bộ các nguồn lực tài chính sẵn có, bao gồm nguồn vốn trong nước và quốc tế, vốn công và vốn tư nhân**. Hiện nay, các nguồn lực trong nước đang cung cấp khoảng 70% tổng tài chính cho khí hậu, trong đó các nguồn vốn công và tư nhân dự kiến sẽ đóng góp 1,4 nghìn tỷ USD trong tổng số 2,4 nghìn tỷ USD cần thiết mỗi năm vào năm 2030, và 1,9 nghìn tỷ USD trong tổng số 3,2 nghìn tỷ USD cần thiết vào năm 2035 (**Hình 1**). Khi trách nhiệm đầu tư ngày càng chuyển dịch mạnh hơn sang khu vực tư nhân, tài chính tư nhân trong nước và các định chế tài chính phát triển trong nước (DFIs) sẽ giữ vai trò then chốt, song điều này chỉ có thể đạt được nếu hệ thống tài chính được mở rộng nhanh chóng: nguồn tài chính công cần tăng gấp ba lần, trong khi nguồn tài chính tư nhân cần tăng gấp bảy đến tám lần vào năm 2030..

Hình 1. Huy động nguồn tài chính cần thiết cho các nước đang phát triển khác ngoài Trung Quốc (USD/năm đến năm 2030, mức tăng so với hiện tại được ghi trong ngoặc đơn, với x biểu thị tốc độ tăng trưởng tính theo lần so với hiện tại)



Nguồn: Chuyển thể từ Bhattacharya, Songwe, Soubeyran và Stern (2024).

Ghi chú:* Bao gồm tiết kiệm của hộ gia đình. ** Một tỷ trọng đáng kể của nguồn tài chính tư nhân này sẽ được kích hoạt trực tiếp và gián tiếp thông qua các ngân hàng phát triển đa phương (MDBs), các định chế tài chính phát triển khác và các nguồn tài trợ song phương. *** Bao gồm các quỹ khí hậu đa phương.

Tại Việt Nam, các kênh tài trợ truyền thống như ngân sách nhà nước và nguồn vốn hỗ trợ phát triển chính thức (ODA) đang chịu nhiều ràng buộc ngày càng gia tăng do nguồn vốn ưu đãi suy giảm, áp lực tài khóa (thâm hụt ngân sách ở mức -2,4% GDP năm 2024), tiến độ giải ngân chậm và mức nợ khu vực tư nhân cao (128,6% GDP). **Trong bối cảnh đó, việc đa dạng hóa các nguồn tài chính và mở rộng sự tham gia của khu vực tư nhân – dự kiến sẽ đáp ứng khoảng 80% tổng nhu cầu đầu tư vào năng lượng tái tạo – trở nên hết sức cần thiết nhằm thu hẹp khoảng cách tài trợ và bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia.**

1.2. VAI TRÒ CỦA QUAN HỆ ĐỐI TÁC CÔNG TƯ VÀ TÀI CHÍNH ĐỔI MỚI TẠI VIỆT NAM

Đối tác công tư (PPP) mang lại một cách tiếp cận mang tính chuyển đổi trong việc huy động vốn tư nhân cho hạ tầng năng lượng xanh, vừa đáp ứng nhu cầu năng lượng ngày càng gia tăng (dự báo tăng trưởng 10,3–12,5%/năm), vừa thúc đẩy việc thực hiện các mục tiêu khí hậu của Việt Nam. Theo định nghĩa của Ngân hàng Thế giới (2017), PPP là “một hợp đồng dài hạn giữa một bên tư nhân và một cơ quan nhà nước nhằm cung cấp tài sản hoặc dịch vụ công, trong đó bên tư nhân chịu rủi ro đáng kể và trách nhiệm quản lý, đồng thời thù lao gắn

với kết quả thực hiện”. Khái niệm này được phản ánh trong khuôn khổ pháp lý của Việt Nam, theo đó đầu tư theo phương thức PPP được xác định là sự hợp tác có thời hạn giữa Nhà nước và nhà đầu tư tư nhân thông qua việc ký kết và thực hiện hợp đồng dự án PPP, nhằm thu hút sự tham gia của khu vực tư nhân vào các dự án PPP, như được quy định tại Luật PPP (Điều 3). Xét tổng thể, các định nghĩa này xác định PPP như một công cụ tài chính kết hợp, trong đó nguồn lực công được sử dụng một cách chiến lược để “kéo” vốn tư nhân, tăng cường chia sẻ rủi ro và triển khai các công cụ giảm thiểu rủi ro – bao gồm bảo lãnh, vốn thứ cấp và tài chính ưu đãi – nhằm hỗ trợ phát triển bền vững.

Trong bối cảnh Việt Nam, **PPP được xác định là một trong những cơ chế then chốt cho phát triển năng lượng, như được nêu tại Nghị quyết số 55-NQ/TW (2020) của Bộ Chính trị về Chiến lược phát triển năng lượng quốc gia đến năm 2030, và được củng cố thêm tại Nghị quyết số 70-NQ/TW ban hành ngày 20 tháng 8 năm 2025 về bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045.** Cả hai nghị quyết đều nhấn mạnh yêu cầu đổi mới chính sách tài chính nhằm tối đa hóa huy động vốn tư nhân, trong đó có PPP và các mô hình nhà đầu tư độc lập, đồng thời xác định khu vực tư nhân là động lực quan trọng song hành cùng các sáng kiến do Nhà nước dẫn dắt. Các nghị quyết này kêu gọi ban hành các chính sách đột phá về tín dụng, thuế, trái phiếu xanh và tín dụng xanh nhằm thu hút đầu tư ngoài nhà nước vào năng lượng sạch, với sự hỗ trợ rõ ràng đối với PPP trong hạ tầng truyền tải, các dự án quy mô lớn và hiện đại hóa lưới điện để tích hợp năng lượng tái tạo. Ngoài mục tiêu huy động vốn tư nhân, PPP còn được kỳ vọng đóng góp vào các mục tiêu chính sách rộng hơn, bao gồm giảm phát thải khí nhà kính 15–35% so với kịch bản thông thường, đưa phát thải của ngành điện đạt đỉnh ở mức 170 triệu tấn CO₂eq vào năm 2030, nâng tỷ trọng năng lượng tái tạo lên 25–30% trong tổng cung năng lượng sơ cấp (và 47–50% trong cơ cấu phát điện) vào năm 2030, đồng thời tăng cường an ninh năng lượng phù hợp với các cam kết phát thải ròng bằng không của Việt Nam trong khuôn khổ Đối tác Chuyển dịch Năng lượng Công bằng (JETP) và Đóng góp do quốc gia tự quyết định (NDC) cập nhật.

PPP có thể được áp dụng hiệu quả trong các lĩnh vực năng lượng tái tạo (RE), hiệu quả năng lượng (EE) và quản lý nhu cầu (DSM) nhằm đẩy nhanh quá trình chuyển dịch năng lượng sạch, phù hợp với các định hướng tại Nghị quyết 70 về ưu tiên khai thác năng lượng tái tạo, thúc đẩy công nghệ tiết kiệm năng lượng với yêu cầu tiết kiệm 8–10% tổng tiêu thụ cuối cùng và phát triển các hệ thống thông minh. Trong lĩnh vực RE, PPP tạo điều kiện cho đầu tư tư nhân vào điện mặt trời và điện gió (bao gồm điện gió ngoài khơi với các cơ chế đột phá riêng) thông qua các mô hình BOT, BOO hoặc BLT, tận dụng tiềm năng tài nguyên dồi dào của Việt Nam (ví dụ 21,4 GW điện mặt trời và điện gió được bổ sung kể từ năm 2018) cùng các cơ chế khuyến khích như chứng chỉ năng lượng tái tạo (REC), hợp đồng mua bán điện trực tiếp (DPA) theo Nghị định số 57/2025/NĐ-CP, cơ chế tự sản xuất – tự tiêu thụ điện mặt trời mái nhà và cam kết 15,5 tỷ USD trong khuôn khổ JETP (trong đó 7,5 tỷ USD từ khu vực tư nhân). Đối với EE, PPP hỗ trợ cải tạo các tòa nhà công, cơ sở công nghiệp và hệ thống

chiếu sáng thông qua hợp đồng hiệu quả năng lượng, trong đó phần tiết kiệm được xác minh sẽ được chia sẻ, với sự hỗ trợ của các chương trình quốc gia, ưu đãi thuế cho thiết bị hiệu suất cao và yêu cầu các cơ sở tiêu thụ lớn xây dựng hệ thống thu hồi năng lượng. Trong lĩnh vực DSM, PPP cho phép triển khai công tơ thông minh, công nghệ dịch chuyển phụ tải và các công cụ tối ưu hóa lưới điện, giúp khu vực tư nhân giảm nhu cầu giờ cao điểm, tích hợp tốt hơn các nguồn năng lượng tái tạo biến thiên (hiện chỉ chiếm 12,8% sản lượng phát điện dù chiếm 26% công suất lắp đặt) và nâng cao độ tin cậy của hệ thống thông qua các cơ chế khuyến khích lưu trữ pin và bảo lãnh đa chủ thể. Nghị quyết 70 cũng yêu cầu triển khai PPP trong hiện đại hóa lưới truyền tải (như các tuyến 500 kV và kết nối khu vực với ASEAN), cùng với đầu tư tư nhân vào lưu trữ năng lượng (pin quy mô lớn, thủy điện tích năng) và hợp tác Nam – Nam, bao gồm chuyển giao công nghệ chi phí thấp thông qua Sáng kiến Vành đai và Con đường của Trung Quốc.

Để hiện thực hóa tầm nhìn này, **cần có một khuôn khổ PPP vững chắc, được neo giữ bởi các chính sách rõ ràng, hệ thống pháp luật hài hòa, quy trình đơn giản và quản trị tài khóa minh bạch.** Luật Đầu tư theo phương thức đối tác công tư (Luật số 64/2020/QH14) đã thể chế hóa cách tiếp cận này và cho phép các hình thức hợp đồng như BOT, BOO và BLT. Các cấu trúc này đóng vai trò thiết yếu trong việc thu hút đầu tư tư nhân vào hạ tầng then chốt, đồng thời tạo sự rõ ràng về phân bổ rủi ro, cơ chế doanh thu (chẳng hạn định giá theo thị trường không có bù chéo) và giám sát điều tiết. Một khuôn khổ PPP được thiết kế tốt sẽ củng cố niềm tin của nhà đầu tư và công chúng thông qua các cơ chế chia sẻ rủi ro có thể dự đoán được và tính rõ ràng về pháp lý, trong đó Nghị quyết 70 yêu cầu cải cách khẩn trương nhằm tháo gỡ các nút thắt thể chế, áp dụng cơ chế đặc thù cho các dự án ưu tiên quốc gia (như điện gió ngoài khơi) và mở rộng thị trường tài chính xanh (bao gồm trái phiếu GSSS và thị trường carbon).

PPP cho phép sự hợp tác bổ trợ giữa khu vực công và khu vực tư nhân trong việc tài trợ, phát triển và vận hành các dự án năng lượng sạch. Khu vực tư nhân mang lại đổi mới sáng tạo, năng lực vận hành và nguồn lực tài chính (như FDI và các nhà đầu tư tổ chức), trong khi khu vực công cung cấp định hướng chiến lược và giảm thiểu rủi ro thông qua bảo lãnh, hỗ trợ chính sách, các gói tín dụng xanh từ Ngân hàng Nhà nước Việt Nam và tài chính kết hợp trong khuôn khổ JETP. Đối với các dự án có cường độ vốn lớn như điện gió ngoài khơi, PPP cho phép Nhà nước giảm áp lực chi phí đầu tư ban đầu trong khi vẫn duy trì quyền kiểm soát đối với các mục tiêu chiến lược dài hạn. Đồng thời, nhà đầu tư tư nhân được tiếp cận thị trường, hưởng lợi từ sự ổn định chính sách (ví dụ giải quyết các vấn đề về tính khả thi tài chính của PPA như cơ chế take-or-pay và phòng ngừa rủi ro tỷ giá) và các cơ chế chia sẻ rủi ro phù hợp nhằm nâng cao mức độ an toàn đầu tư, bao gồm bảo lãnh của Chính phủ đối với các dự án trọng điểm và tiếp cận nguồn vốn xúc tác từ các ngân hàng phát triển đa phương và định chế tài chính phát triển. Khi được đặt trên nền tảng quản trị vững chắc, PPP có thể cung cấp hạ tầng chất lượng cao, hài hòa lợi ích công và mục tiêu môi trường, qua đó thúc

đẩy lộ trình phát triển carbon thấp của Việt Nam trong bối cảnh các tác động khí hậu đang gây tổn thất tương đương 3,2% GDP mỗi năm.

1.3. NHỮNG THÁCH THỨC VÀ TRỞ NGẠI TRONG VIỆC HUY ĐỘNG VỐN TƯ NHÂN

Mặc dù tồn tại nhiều cơ hội, các dự án PPP trong lĩnh vực năng lượng tại Việt Nam vẫn đang đối mặt với những ràng buộc đáng kể. Chi phí đầu tư ban đầu cao, cùng với những hạn chế trong huy động vốn (như thiếu nguồn tín dụng dài hạn và thị trường trái phiếu xanh còn kém phát triển), làm suy giảm tính khả thi tài chính của nhiều dự án. Các dự án PPP năng lượng phải đối mặt với mức độ rủi ro cao, bao gồm biến động giá nhiên liệu, cơ chế giá điện chưa minh bạch (ở mức thấp hơn mặt bằng ASEAN), khả năng tiếp cận bảo lãnh Chính phủ còn hạn chế và tình trạng chậm trễ trong cấp phép, phê duyệt thủ tục. Đáng chú ý, một tỷ trọng lớn các khoản đầu tư PPP hiện hữu vẫn tập trung vào phát điện từ nhiên liệu hóa thạch. Tính đến năm 2024, Việt Nam có 19 nhà máy điện BOT, trong đó phần lớn là điện than (dự kiến đạt đỉnh 30,2 GW vào năm 2030). Các dự án này có tổng công suất khoảng 27.000 MW và đã huy động xấp xỉ 200 tỷ USD, chủ yếu được tài trợ thông qua các khoản vay quốc tế. Tuy nhiên, **trước sự gia tăng giám sát toàn cầu và sự dịch chuyển chính sách theo hướng khử carbon, được thúc đẩy mạnh mẽ hơn bởi lộ trình giảm dần điện than sau năm 2035 theo Nghị quyết số 70-NQ/TW, dòng vốn tương lai đối với hạ tầng phát thải carbon cao ngày càng bị thu hẹp**, cho thấy nhu cầu cấp bách phải điều chỉnh thông qua việc tăng cường các cơ chế khuyến khích PPP và cải cách trợ cấp nhiên liệu hóa thạch.

Bên cạnh đó, những bất cập trong khuôn khổ pháp lý và điều tiết vẫn tiếp tục ảnh hưởng đến quá trình triển khai. Mặc dù các cải cách gần đây đã cải thiện môi trường pháp lý, vẫn còn tồn tại các khoảng trống, đặc biệt giữa Luật PPP và các văn bản hướng dẫn như Nghị định số 28/2021/NĐ-CP, cùng với việc các cơ chế giá FIT đã hết hiệu lực nhưng chưa có cơ chế thay thế rõ ràng. Những bất cập này dẫn đến kéo dài thủ tục và làm suy giảm mức độ chắc chắn pháp lý đối với nhà đầu tư. Cơ chế chia sẻ rủi ro doanh thu hiện nay đang đặt phần lớn gánh nặng tài chính lên khu vực tư nhân, trong khi chưa xử lý đầy đủ các rủi ro thị trường như biến động giá điện hay rủi ro tỷ giá. Đồng thời, các nút thắt tài chính vẫn tồn tại, bao gồm khả năng tiếp cận tín dụng dài hạn còn hạn chế, thị trường trái phiếu xanh trong nước chưa phát triển và tình trạng bất cân xứng thông tin liên quan đến các hệ thống phân loại xanh (taxonomy)..

1.4. CẤU TRÚC CỦA BÁO CÁO

Báo cáo cuối cùng này, được chuẩn bị theo sáng kiến “Thúc đẩy sự tiếp cận và tham gia của khu vực tư nhân vào lĩnh vực năng lượng của Việt Nam” do Đối tác Chuyển đổi Năng lượng Đông Nam Á (ETP)/UNOPS và Bộ Tài chính phối hợp thực hiện, phân tích các mô hình hợp tác công tư (PPP) và các cơ chế tài chính đổi mới nhằm tăng cường huy động khu vực tư nhân cho năng lượng sạch. Báo cáo xác định các rào cản về quy định, tài chính và thể chế, đồng thời đề xuất các chiến lược để nâng cao khả năng huy động vốn, phân bổ rủi ro và thu

hút đầu tư. Điều này phù hợp với nhiệm vụ được giao của Bộ Tài chính trong Nghị quyết 55-NQ/TW và Nghị quyết 140/NQ-CP thực thi Nghị quyết 55.

Báo cáo cuối cùng này dựa trên các kết quả đạt được sau đây thuộc sáng kiến này:

- Báo cáo: Kinh nghiệm quốc tế trong việc huy động vốn tư nhân để hỗ trợ quá trình chuyển đổi năng lượng và cấu trúc tài chính cho ngành năng lượng.
- Báo cáo: Hiện trạng cơ cấu tài chính, các công cụ tài chính và huy động vốn tư nhân cho quá trình chuyển đổi năng lượng tại Việt Nam.
- Báo cáo: Các khuyến nghị về việc triển khai mô hình hợp tác công tư (PPP) tại Việt Nam
- Báo cáo: Nghiên cứu và khuyến nghị về cấu trúc tài chính, các công cụ tài chính đổi mới, nền tảng và hệ thống để huy động vốn từ khu vực tư nhân cho các dự án năng lượng sạch.
- Bốn hội thảo tham vấn đã được tổ chức tại các tỉnh Hà Nội, Long An và Quảng Ninh.
- Tham quan thực địa bốn dự án năng lượng tái tạo, bao gồm Dự án Điện mặt trời Trung Nam – Ninh Thuận, Dự án Điện mặt trời Dohwa Lê Thủy, Dự án Điện gió Lotus và Dự án Điện gió Lạc Hoa giai đoạn 1.
- Khảo sát với phản hồi từ 30 nhà đầu tư năng lượng tái tạo lớn.

Báo cáo cuối cùng này tổng hợp các kết quả phân tích, hiểu biết về chính sách và chiến lược thực hiện được phát triển thông qua các sản phẩm đầu ra trước đó. Báo cáo cung cấp một bản tổng hợp mạch lạc về tất cả các kết quả đầu ra và xác định một lộ trình rõ ràng để chuyển các khuyến nghị thành các biện pháp khả thi. Nhìn chung, báo cáo nhằm mục đích đưa ra các khuyến nghị có thể nâng cao hiệu quả và khả năng huy động vốn của các dự án PPP năng lượng sạch, thu hút đầu tư tư nhân nhiều hơn và đảm bảo phù hợp với các mục tiêu chuyển đổi năng lượng của Việt Nam, đặc biệt nhấn mạnh vào việc hỗ trợ nỗ lực của Bộ Tài chính trong việc sửa đổi và tăng cường khung pháp lý PPP và các cơ chế tài chính đổi mới.

Báo cáo được chia thành bảy chương như sau:

1. **Giới thiệu và bối cảnh dự án**– Phần này giới thiệu bối cảnh và mục tiêu của dự án, trong đó nêu rõ các mục tiêu chuyển đổi năng lượng của Việt Nam, vai trò của khu vực tư nhân và lý do cần tăng cường các khuôn khổ hỗ trợ huy động vốn tư nhân.
2. **Đánh giá thực trạng huy động vốn tư nhân hiện nay**– Phần này cung cấp phân tích toàn diện về các bài học quốc tế về tài chính chuyển đổi năng lượng và sự tham gia của khu vực tư nhân trong lĩnh vực năng lượng sạch của Việt Nam. Phần này xem xét các công cụ tài chính (trái phiếu xanh, tài chính hỗn hợp, PPP), sự sẵn sàng của thể chế và các rào cản đầu tư để làm nổi bật khả năng ứng dụng đối với Việt Nam.

3. **Khung chính sách và thể chế cho việc huy động vốn tư nhân**– Phần này trình bày các khuyến nghị nhằm tăng cường môi trường thuận lợi cho đầu tư công tại Việt Nam thông qua cải cách pháp lý, phối hợp thể chế và bảo vệ nhà đầu tư. Phần này tích hợp quản trị PPP, các ưu đãi về thuế, các công cụ tài chính và cơ chế chia sẻ rủi ro vào một khuôn khổ mạch lạc.
4. **Chiến lược và lộ trình thực hiện**– Phần này phác thảo kế hoạch từng bước để triển khai các cơ chế và cải cách được đề xuất. Nó nêu rõ các hành động chính, các tổ chức chịu trách nhiệm, mốc thời gian và các chỉ số giám sát để hướng dẫn việc thực hiện.
5. **Phần kết luận**– Phần này tóm lược các thông điệp chiến lược của báo cáo và nhấn mạnh tầm quan trọng của việc duy trì phối hợp chính sách một cách liên tục, cùng với sự tham gia chủ động của khu vực tư nhân. Đồng thời, phần này đưa ra góc nhìn hướng tới tương lai nhằm định hướng các cải cách tiếp theo và tăng cường quan hệ đối tác trong giai đoạn tới.

2. ĐÁNH GIÁ TÌNH HÌNH HIỆN TẠI CỦA VIỆC HUY ĐỘNG VỐN TƯ NHÂN

2.1. NHỮNG BÀI HỌC QUỐC TẾ VÀ NHỮNG HIỂU BIẾT SO SÁNH VỀ HUY ĐỘNG VỐN TƯ NHÂN

Kinh nghiệm quốc tế cho thấy thách thức cốt lõi đối với các nền kinh tế mới nổi không nằm ở sự thiếu hụt nguồn vốn, mà ở khả năng huy động nguồn vốn đó với quy mô, kỳ hạn và chi phí phù hợp cho quá trình chuyển dịch năng lượng quy mô lớn. Những quốc gia đã triển khai thành công hàng chục gigawatt năng lượng tái tạo đồng thời nâng cấp hệ thống lưới điện đều dựa trên ba kênh bổ trợ lẫn nhau và được củng cố theo thời gian:

1. **Các công cụ đầu tư tư nhân theo cơ chế thị trường**, như đấu thầu cạnh tranh, hợp đồng mua bán điện trực tiếp với doanh nghiệp (DPPA), trái phiếu xanh và vốn chủ sở hữu từ các nhà đầu tư tổ chức.
2. **Các cấu trúc tài trợ dự án truyền thống**, kết hợp ngân hàng trong nước, các tổ chức cho vay thương mại quốc tế và các định chế tài chính phát triển.
3. **Các mô hình đối tác công tư (PPP) có mục tiêu**, áp dụng cho hạ tầng chiến lược, đặc biệt là truyền tải điện, lưu trữ năng lượng quy mô lớn và kết nối lưới điện cho điện gió ngoài khơi, trong đó sự tham gia của Nhà nước là điều kiện then chốt để bảo đảm tính khả thi tài chính của dự án.

Trên thực tế, ba kênh này tạo thành một hệ sinh thái tài chính, chứ không phải các con đường cạnh tranh lẫn nhau. PPP giúp ổn định các tài sản mang tính sống còn đối với hệ thống và giảm thiểu các rủi ro mang tính cấu trúc; đầu tư tư nhân thúc đẩy hiệu quả chi phí, đổi mới công nghệ và mở rộng quy mô nhanh chóng; trong khi tài trợ dự án cung cấp kỷ luật tài chính, tăng cường tín dụng và nguồn vốn dài hạn. Khi được thiết kế hợp lý, các cơ chế PPP không thay thế mà còn khuếch đại đầu tư tư nhân, thường giúp huy động lượng vốn gấp năm đến mười lần so với cam kết vốn công ban đầu.

Phần tiếp theo trình bày các bằng chứng so sánh nhằm minh họa rõ nét cho động lực này..

Bảng 1: Các kênh huy động vốn tư nhân đã được chứng minh và vai trò trung tâm của các mô hình hợp tác công tư (PPP) (2020–2025)

Quốc gia / Chương trình	Các kênh chính được sử dụng	Quy mô huy động (2020–2025)	Vai trò của PPPs	Thông tin quan trọng dành cho Việt Nam
-------------------------	-----------------------------	-----------------------------	------------------	--

Ấn Độ	Đấu giá + Quỹ Phát triển Cộng đồng (VGF) + Trái phiếu Xanh Quốc gia + Mô hình Hợp tác Công tư (PPP) cho hệ thống truyền tải điện	85 tỷ USD tư nhân (12 GW/năm)	Các dự án PPP đã cung cấp 100% lượng truyền tải mới và 30% lượng dự trữ.	VGF + PPP truyền tải là điều kiện tiên quyết để đấu giá thành công.
Chile	Hợp đồng mua bán điện doanh nghiệp (Corporate PPAs) + Hợp tác công tư (PPPs) thanh toán theo khả năng cung cấp + Trái phiếu xanh	25 tỷ USD (70% vốn tư nhân) cho công suất 12 GW cộng với lưới điện.	100% các tuyến truyền tải liên vùng mới được xây dựng theo hình thức hợp tác công tư (PPP) với mức thanh toán đảm bảo 95% khả dụng.	Các dự án hợp tác công tư (PPP) cho lưới điện trực chính đã tạo điều kiện cho thị trường hợp đồng mua bán điện (PPA) doanh nghiệp phát triển mạnh.
Brazil	Đấu giá + Nợ dài hạn của BNDES + PPPs cho kết nối lưới điện ngoài khơi	Dự án có công suất 50 GW, đã được trao thầu 15 GW.	Luật điện gió ngoài khơi (2025) quy định bắt buộc áp dụng mô hình hợp tác công tư (PPP) để kết nối lưới điện.	Nếu không có cơ chế PPP cho hạ tầng lưới điện, ngay cả các cơ chế đấu thầu được thiết kế tốt nhất cũng khó có thể đưa dự án đến quyết định đầu tư cuối cùng (FID).
Ai Cập Benban	- Trái phiếu xanh dự án + bảo lãnh MIGA/EBRD + PPP cho truyền tải	4 tỷ USD (2,7 GW)	Hạ tầng truyền tải triển khai theo PPP; các nhà máy điện mặt trời đầu tư theo Luật Đầu tư	Mô hình lai: PPP cho lưới điện, đầu tư tư nhân thuần túy cho phát điện

Ma-rốc	- Tài chính kết hợp + trái phiếu xanh + PPP có bảo lãnh của Nhà nước	+ 8 tỷ USD (4 GW)	MASEN đóng vai trò là bên đối tác PPP của Nhà nước cho toàn bộ các dự án quy mô lớn	Một đầu mối Nhà nước duy nhất, có năng lực tín dụng cao, là yếu tố then chốt số một bảo đảm tính khả thi tài chính
Nam Phi	- Đấu thầu + nợ ưu đãi + PPP cho truyền tải/xã hội hóa chi phí	20 tỷ USD (8 GW)	Hạ tầng truyền tải được “xã hội hóa” thông qua PPP, qua đó khai thông toàn bộ danh mục dự án	PPP giải quyết bài toán “con gà – quả trứng” giữa lưới điện và năng lượng tái tạo
Indonesia	Bảo lãnh (IGF) + tài chính kết hợp + PPP cho điện mặt trời nổi và truyền tải	6 tỷ USD	80% hạ tầng truyền tải mới và toàn bộ điện mặt trời nổi triển khai theo PPP	Quỹ bảo lãnh kết hợp PPP tạo hiệu ứng đòn bẩy gấp 7 lần vốn công

Kinh nghiệm của các thị trường mới nổi hàng đầu cho thấy một số bài học nhất quán có liên quan trực tiếp đến Việt Nam.

- **Mô hình hợp tác công tư (PPP) đóng vai trò trung tâm trong việc đạt được quy mô lớn, chứ không phải là một công cụ thứ yếu.**

Mỗi quốc gia huy động hơn 10 tỷ USD vốn tư nhân mỗi năm đều dựa vào mô hình hợp tác công tư (PPP) cho ít nhất một phần ba tổng vốn đầu tư chuyển đổi năng lượng. Lý do nằm ở cấu trúc. Việc mở rộng lưới điện, hệ thống lưu trữ và các tài sản kết nối điện gió ngoài khơi đòi hỏi sự chắc chắn về doanh thu dài hạn, thanh toán theo khả năng cung cấp hoặc công suất, và phân bổ rủi ro minh bạch. Những điều kiện này chỉ có thể được tạo ra thông qua một đối tác công đáng tin cậy. Khi được thiết lập, cơ chế này sẽ mở khóa tính thanh khoản thương mại và thể chế mà không ngân sách nhà nước nào có thể tự cung cấp được.

- **Mô hình hiệu quả nhất là mô hình lai và triển khai theo trình tự:**

Bằng chứng quốc tế cho thấy một cách tiếp cận hai trục mang tính nhất quán:

- Tài sản phát điện được phát triển theo các luật đầu tư linh hoạt, thông qua đấu thầu cạnh tranh, các cấu trúc DPPA và các hợp đồng PPA đàm phán.
- Tài sản lưu trữ điện và lưu trữ năng lượng được tài trợ thông qua các mô hình PPP với cơ chế thanh toán có thể dự đoán được và kỳ hạn dài.

Cấu trúc lai này đã giúp Ấn Độ, Chile, Vương quốc Anh, Brazil và Ma-rốc đẩy nhanh tốc độ triển khai mà không làm suy giảm tính ổn định của hệ thống. Các dự án giai đoạn đầu thường tập trung vào phát điện, trong khi các dự án PPP về truyền tải và lưu trữ được triển khai tiếp theo nhằm tháo gỡ các nút thắt và tạo dư địa cho mở rộng quy mô trong các giai đoạn sau.

- **Bốn đặc điểm của mô hình PPP luôn thu hút nguồn vốn có chi phí thấp nhất.**

Các quốc gia đạt được tốc độ triển khai nhanh nhất đều áp dụng bốn yếu tố thiết kế:

- Cơ chế thanh toán theo mức độ sẵn sàng hoặc theo công suất, bảo đảm nguồn thu ổn định không phụ thuộc vào việc huy động phát điện.
- Cấu trúc biểu giá có điều chỉnh theo chỉ số, phản ánh lạm phát hoặc một phần rủi ro tỷ giá.
- Cơ chế bảo lãnh trung tâm hoặc cơ chế chịu rủi ro trước (first-loss) nhằm tạo niềm tin cho các tổ chức cho vay và nhà đầu tư tổ chức.
- Một đầu mối đối tác công duy nhất, có năng lực tín dụng cao, giúp chuẩn hóa hợp đồng và giảm chi phí giao dịch..

Ở những nơi thiếu vắng các yếu tố này, dòng vốn đầu tư chậm lại hoặc chuyển sang các nguồn tài trợ trong nước có kỳ hạn ngắn hơn. Ngược lại, khi các yếu tố này hiện diện đầy đủ, chi phí vốn giảm từ 150 đến 300 điểm cơ bản, đồng thời kỳ hạn tài trợ dự án được kéo dài lên 20–30 năm.

- **Tài chính xanh và tài chính khí hậu phản ứng mạnh với các tín hiệu PPP.**

Hơn 80% trái phiếu xanh, các khoản vay gắn với bền vững và công cụ tài chính kết hợp tại các thị trường mới nổi kể từ năm 2023 đã được phân bổ cho các dự án có cấu trúc doanh thu ổn định, tương tự PPP. Nhà đầu tư ưu tiên các cấu trúc này vì chúng kết hợp được tính toàn vẹn môi trường với năng lực tín dụng cao và cơ chế phân bổ rủi ro minh bạch. Xu hướng này cho thấy khuôn khổ PPP đang dần trở thành nền tảng ưu tiên để huy động nguồn vốn khí hậu quốc tế. Đối với Việt Nam, điều này hàm ý rằng mức độ trưởng thành của các công cụ PPP sẽ ảnh hưởng trực tiếp đến khả năng tiếp cận các nguồn vốn khí hậu toàn cầu quy mô lớn.

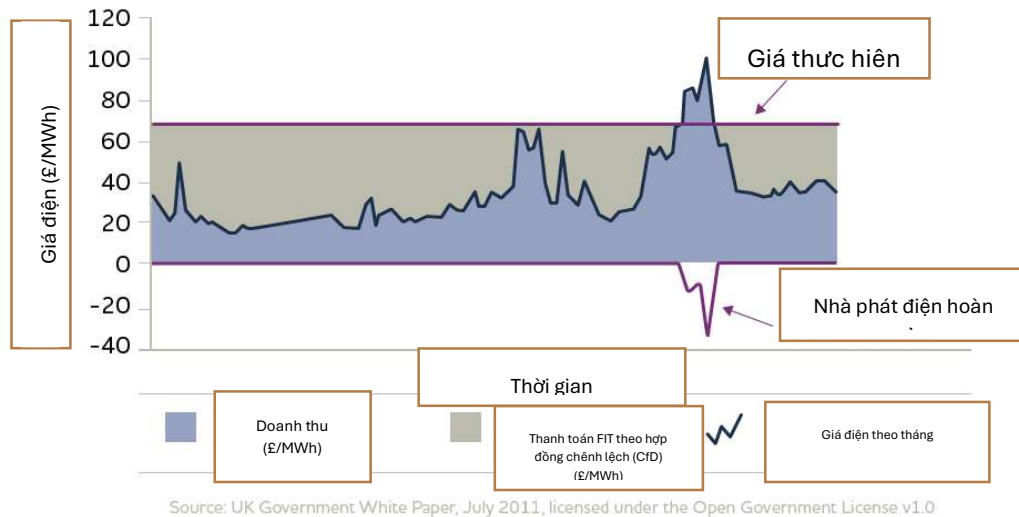
Việt Nam hiện đang từng bước dịch chuyển theo mô hình lai vốn đặc trưng của các nền kinh tế mới nổi có hiệu quả cao nhất trên thế giới. Lộ trình đầu tư theo Luật Đầu tư, kết hợp với các cải cách DPPA theo Luật Điện lực năm 2024, tạo nền tảng cho tăng trưởng phát điện nhanh chóng dựa trên cơ chế thị trường. Song song với đó, các sửa đổi gần đây đối với khuôn khổ PPP – bao gồm việc nâng trần vốn nhà nước, áp dụng cơ chế thanh toán theo mức độ

sẵn sàng và hiện đại hóa các quy định về hợp đồng – đã thiết lập cơ sở cần thiết để tài trợ cho hạ tầng truyền tải, lưu trữ năng lượng và kết nối điện gió ngoài khơi.

Hộp 1. Mô hình từ Vương quốc Anh: Mô hình hợp tác công tư (PPP) trưởng thành và năng lực lãnh đạo trong lĩnh vực điện gió ngoài khơi.

Kinh nghiệm từ Vương quốc Anh mang lại những hiểu biết đặc biệt hữu ích cho Việt Nam vì quốc gia này đã phát triển một trong những hệ sinh thái tài chính năng lượng tái tạo thành công nhất thế giới, dựa trên các cơ chế thu nhập có thể dự đoán được và cấu trúc hợp tác công tư (PPP) vững chắc.

- **Mô hình Hợp đồng chênh lệch (Contract-for-Difference – CfD):** Cơ chế CfD của Vương quốc Anh cung cấp một khuôn khổ doanh thu có thể dự đoán, dựa trên quy tắc rõ ràng, qua đó giúp giảm đáng kể chi phí điện gió ngoài khơi và tạo điều kiện cho sự tham gia sâu rộng của các nhà đầu tư tổ chức. Vòng phân bổ thứ 7 (Allocation Round 7 – AR7), được khởi động vào tháng 8 năm 2025, đã kéo dài thời hạn hợp đồng lên 20 năm, đơn giản hóa các yêu cầu về cấp phép và đưa ra Khoản thưởng Công nghiệp Sạch trị giá 20,1 triệu bảng/GW nhằm củng cố chuỗi cung ứng trong nước. AR7 dự kiến trao thầu từ 15 đến 23 GW, với kết quả công bố vào quý I năm 2026 (DESNZ, 2025). Kể từ năm 2014, chương trình CfD đã ký hợp đồng cho khoảng 39 GW công suất, đủ để cung cấp điện cho khoảng 13 triệu hộ gia đình vào năm 2025. Tuy nhiên, mô hình CfD cũng tồn tại những hạn chế nhất định. Kết quả triển khai phụ thuộc lớn vào thiết kế đấu thầu, áp lực lạm phát trong chuỗi cung ứng và năng lực của cơ quan điều tiết trong việc xác định mức giá trần (strike price) phù hợp với thực tế. Khi giá trần được đặt quá thấp, mức độ tham gia của nhà đầu tư có thể sụt giảm mạnh; ngược lại, khi cơ chế điều chỉnh theo lạm phát không đầy đủ, các dự án trúng thầu có nguy cơ mất tính khả thi trước khi đạt quyết định đầu tư cuối cùng. Đối với Việt Nam, mô hình CfD cho thấy rõ lợi ích của tính ổn định và khả năng dự đoán trong chính sách, đồng thời cũng cảnh báo rằng kỷ luật điều tiết chặt chẽ và năng lực quy hoạch lưới điện toàn diện là những điều kiện tiên quyết để có thể áp dụng thành công cơ chế này.



Hình 2: Mô hình cho CfD

- Mô hình Regulated Asset Base (RAB) cho truyền tải điện:** Việc Vương quốc Anh áp dụng mô hình Regulated Asset Base (RAB) trong hệ thống điều tiết giá điện lưới cho thấy cách thức hạ tầng lưới điện có vòng đời dài có thể được tài trợ với chi phí vốn thấp, đồng thời vẫn duy trì các động lực mạnh mẽ về hiệu quả vận hành và bảo vệ người tiêu dùng. Thông qua việc bảo đảm dòng doanh thu ổn định, được điều chỉnh theo lạm phát trên cơ sở tài sản đã được phê duyệt, khuôn khổ RAB giúp giảm thiểu rủi ro phơi nhiễm thị trường và cho phép kéo dài kỳ hạn nợ lên 20–40 năm, qua đó đặc biệt hấp dẫn đối với các quỹ hưu trí và nhà đầu tư dài hạn. Các cơ chế kiểu RAB áp dụng cho truyền tải điện ngoài khơi, thông qua mô hình chủ đầu tư truyền tải được chỉ định theo cạnh tranh, cũng như các cơ chế “cap-and-floor” cho đường dây liên kết xuyên biên giới, cho thấy cách các công cụ điều tiết có thể khuyến khích đầu tư tư nhân vào cả tài sản mạng độc quyền và bán cạnh tranh. Tuy nhiên, mô hình RAB phụ thuộc lớn vào uy tín của cơ quan điều tiết, tính minh bạch của quy trình rà soát giá và niềm tin của công chúng đối với việc xác định biểu giá. Mô hình này cũng đòi hỏi năng lực thể chế cao để quản lý các cơ chế khuyến khích hiệu suất, giải quyết tranh chấp và xử lý việc chuyển chi phí. Hơn nữa, do doanh thu cuối cùng được hình thành từ giá điện hoặc các khoản phí điều tiết, mô hình RAB thường chịu sự giám sát chặt chẽ của xã hội, đặc biệt trong bối cảnh giá điện tăng. Đối với Việt Nam, mô hình RAB minh họa cách thức điều tiết doanh thu có thể dự đoán được giúp huy động vốn cho đầu tư truyền tải thiết yếu theo Quy hoạch Điện VIII, đồng thời nhấn mạnh rằng tính độc lập và rõ ràng của cơ quan điều tiết cần được tăng cường trước khi mô hình này có thể mang lại hiệu quả tương tự.

- Ngân hàng Đầu tư Xanh (nay là Tập đoàn Đầu tư Xanh Vương quốc Anh):** Ngân hàng Đầu tư Xanh của Vương quốc Anh, sau này là UK Green Investment Group (GIG), cho thấy cách một nền tảng tài chính xanh quốc gia có thể giảm thiểu rủi ro cho các dự án giai đoạn đầu, hình thành danh mục dự án có khả năng huy động vốn và thu hút dòng vốn tư nhân ở quy mô lớn. Trong giai đoạn đầu, GIG đã tham gia khoảng 60% tổng vốn đầu tư vào điện gió ngoài khơi của Vương quốc Anh (hơn 15 GW), qua đó góp phần đưa Anh trở thành thị trường điện gió ngoài khơi hàng đầu thế giới. Năm 2025, quan hệ đối tác của GIG với TotalEnergies và RIDG trong dự án điện gió nổi West of Orkney 1,5 GW đã huy động 240 triệu bảng Anh cho đầu tư chuỗi cung ứng (GIG, 2025). Tuy nhiên, mô hình GIB cũng đi kèm những đánh đổi nhất định: vốn công cần được triển khai với cơ chế quản trị chặt chẽ để tránh làm méo mó thị trường hoặc chấp nhận rủi ro quá mức, và tổ chức này phải có kỷ luật trong việc rút lui khỏi thị trường khi các dự án đã đạt được tính khả thi thương mại. Kinh nghiệm này cho thấy một nền tảng đầu tư xanh có thể đóng vai trò chất xúc tác hiệu quả, nhưng chỉ khi được vận hành dựa trên các nhiệm vụ đầu tư minh bạch, hệ thống quản lý rủi ro vững chắc và các kỳ vọng rõ ràng về thời điểm giảm dần hỗ trợ của Nhà nước. Đối với Việt Nam, một thiết chế theo mô hình GIB có thể hỗ trợ giảm rủi ro cho các dự án thí điểm điện gió ngoài khơi, BESS và truyền tải, nhưng cần được thiết kế để bổ trợ, chứ không thay thế, vai trò của vốn tư nhân.
- Chương trình bảo lãnh của Vương quốc Anh:** Chương trình Bảo lãnh của Vương quốc Anh cho thấy cách các bảo lãnh của Chính phủ được thiết kế có mục tiêu và giới hạn thời gian có thể giúp giảm đáng kể chi phí tài trợ cho các dự án năng lượng tái tạo và truyền tải phức tạp, mà không tạo ra gánh nặng tài khóa dài hạn quá mức. Thông qua việc cung cấp hỗ trợ tín dụng ở cấp độ chủ quyền cho một số dự án được lựa chọn, chương trình đã giúp giảm chi phí tài trợ cho điện gió ngoài khơi khoảng 150 điểm cơ bản, đồng thời cho phép các dự án có yêu cầu vốn đầu tư ban đầu lớn tiếp cận nguồn nợ dài hạn từ các nhà đầu tư tổ chức. Tính linh hoạt của chương trình, với khả năng bảo lãnh lên tới 20 năm và sự gắn kết chặt chẽ với các cấu trúc doanh thu kiểu PPP, khiến công cụ này đặc biệt hiệu quả đối với các dự án lưới điện và truyền tải có rủi ro cao ở giai đoạn đầu. Tuy vậy, bảo lãnh của Chính phủ cũng tạo ra các nghĩa vụ tiềm ẩn cần được giám sát chặt chẽ, và nếu thiết kế không phù hợp, có thể dẫn đến rủi ro đạo đức, làm suy yếu động lực quản lý chi phí và rủi ro hiệu quả. Do đó, bảo lãnh phát huy hiệu quả cao nhất khi được sử dụng như công cụ chuyển tiếp, thay vì trở thành đặc điểm thường trực của hệ sinh thái tài chính. Đối với Việt Nam, kinh nghiệm của Vương quốc Anh cho thấy một cơ chế bảo lãnh được quản trị chặt chẽ và tuân thủ kỷ luật tài khóa có thể giúp khai thông đầu tư vào kết nối điện gió ngoài khơi, BESS và truyền tải điện cao áp theo Quy hoạch Điện

VIII, nhưng chỉ khi đi kèm với sàng lọc dự án nghiêm ngặt, quản lý rủi ro tài khóa minh bạch và chiến lược thoái lui rõ ràng.

- **Cấp phép điện gió ngoài khơi và cho thuê đáy biển bởi Crown Estate** Chế độ quản lý tập trung và dựa trên quy tắc của Crown Estate đối với việc cho thuê đáy biển là yếu tố then chốt giúp Vương quốc Anh vươn lên trở thành thị trường điện gió ngoài khơi hàng đầu thế giới. Bằng cách kiểm soát việc cho thuê, quy hoạch không gian và sàng lọc môi trường giai đoạn đầu, chế độ này tạo ra một nguồn cung cấp ổn định các địa điểm đầu tư với tiến độ phát triển rõ ràng, từ đó giảm thiểu sự không chắc chắn ở giai đoạn đầu và giảm chi phí vốn. Tính nhất quán của các vòng cho thuê, chẳng hạn như việc Vòng 5 trao 4,5 GW công suất điện gió nổi và Chương trình Tăng công suất 4,7 GW tiếp theo, mang lại cho các nhà phát triển những kỳ vọng khả thi về việc tiếp cận đáy biển, phối hợp kết nối lưới điện và quyền dự án dài hạn. Tuy nhiên, mô hình này cũng có những hạn chế: hiệu quả của nó phụ thuộc vào năng lực thể chế cao, khả năng phối hợp với các nhà điều hành lưới điện và các cơ quan hàng hải, cũng như việc quản lý cẩn thận các tác động môi trường và xã hội. Hơn nữa, sự cạnh tranh đối với các khu vực đáy biển hạn chế có thể đẩy giá thầu lên cao, cuối cùng làm tăng chi phí dự án. Đối với Việt Nam, hệ thống của Anh cho thấy rằng việc cho thuê tập trung, minh bạch kết hợp với quy hoạch lưới điện phối hợp là điều cần thiết để xây dựng một thị trường điện gió ngoài khơi khả thi, nhưng cũng cho thấy cần phải tăng cường đáng kể các thể chế trước khi mô hình này có thể được áp dụng hiệu quả trên quy mô lớn.

Kinh nghiệm của Vương quốc Anh cho thấy việc triển khai năng lượng tái tạo được đẩy nhanh khi bốn yếu tố sau hội tụ:

1. **Khuôn khổ doanh thu có thể dự đoán được (ví dụ như CfD);**
2. **Mô hình tài sản điều tiết cho hạ tầng lưới điện;**
3. **Các công cụ giảm rủi ro có mục tiêu của Chính phủ; và**
4. **Một thiết chế tài chính xanh chuyên trách có khả năng thu hút vốn tư nhân ở quy mô lớn.**

Nhiều nguyên tắc trong số này có sự tương đồng rõ rệt với các cải cách PPP đang được triển khai tại Việt Nam và nhu cầu cấp bách phải mở rộng đầu tư vào điện gió ngoài khơi, truyền tải và lưu trữ năng lượng theo Quy hoạch Điện VIII. Đồng thời, kinh nghiệm của Vương quốc Anh cũng nhấn mạnh rằng các cơ quan điều tiết mạnh, khuôn khổ pháp lý đồng bộ và quy trình cấp phép minh bạch là những điều kiện tiên quyết không thể thiếu trước khi áp dụng rộng rãi các mô hình kiểu RAB hoặc CfD.

Tuy nhiên, bằng chứng quốc tế cho thấy rõ ràng thách thức tiếp theo của Việt Nam không phải là về mặt khái niệm mà là **về tài chính và cơ cấu**. Việc huy động vốn tư nhân ở mức cần thiết

theo PDP8 sẽ phụ thuộc vào việc các công cụ PPP của Việt Nam có đủ nhanh chóng để đảm bảo an ninh thanh toán, cơ chế chia sẻ rủi ro và điều kiện tài chính dài hạn mà các nhà đầu tư toàn cầu kỳ vọng hay không.

Điều này dẫn trực tiếp đến câu hỏi tiếp theo: **Thách thức huy động vốn mà Việt Nam phải đối mặt trong giai đoạn 2026-2030 lớn đến mức nào, và nguồn tài chính tư nhân, công cộng và hỗn hợp cần phải phát triển như thế nào để đáp ứng thách thức này?** Phần 2.2 sẽ xem xét chi tiết vấn đề này, cho thấy bối cảnh tài chính của Việt Nam đã thay đổi như thế nào kể từ năm 2015 và tại sao việc chuyển sang một hệ thống dựa trên thị trường, được hỗ trợ bởi mô hình hợp tác công tư (PPP) hiện nay là điều cần thiết để duy trì đầu tư ở quy mô cần thiết.

2.2. TỔNG QUAN VỀ NHU CẦU VỐN CHO QUÁ TRÌNH CHUYỂN ĐỔI NĂNG LƯỢNG CỦA VIỆT NAM (2026–2030)

Từ năm 2015 đến năm 2025, Việt Nam đã thực hiện một trong những quá trình chuyển đổi tài chính năng lượng nhanh chóng và sâu sắc nhất trong số các thị trường mới nổi. Trước năm 2015, hơn 65-70% tổng vốn đầu tư vào ngành điện đến từ nguồn công (ngân sách nhà nước, doanh nghiệp nhà nước và ODA được chính phủ bảo lãnh). Đến năm 2024-2025, vốn tư nhân, cả trong và ngoài nước, tài trợ 80-85% tổng công suất phát điện mới, đặc biệt là năng lượng tái tạo. Sự chuyển đổi mô hình từ mô hình “phân bổ vốn” sang mô hình “thị trường hóa tài chính” này được thúc đẩy bởi chính sách giá mua điện ưu đãi (2017-2021), việc rút dần các bảo lãnh của nhà nước, việc áp dụng các hợp đồng mua bán điện tiêu chuẩn hóa (mặc dù vẫn chưa hoàn hảo), định hướng thị trường của Quy hoạch phát triển nông thôn giai đoạn 8 (PDP8), và sự hội nhập của Việt Nam vào chuỗi cung ứng xanh toàn cầu và dòng chảy tài chính khí hậu.

Bảng 2: Tóm tắt đầu tư và thực hiện xây dựng trong toàn ngành điện lực giai đoạn 2011-2020.

	Mục	Tổng cộng (tỷ VND)	Tỷ lệ (%)
I	Nguồn điện	1.412.142	81,3%
1	EVN + Genco 1,2,3	350.228	20,2%
2	TVN + PVN + BOT + Riêng tư	1.061.914	61,2%
II	Lưới điện	324.187	18,7%
1	Truyền tải điện	115.837	6,7%
2	Phân bố	208.350	12,0%
	Tổng nguồn và lưới	1.736.329	100%

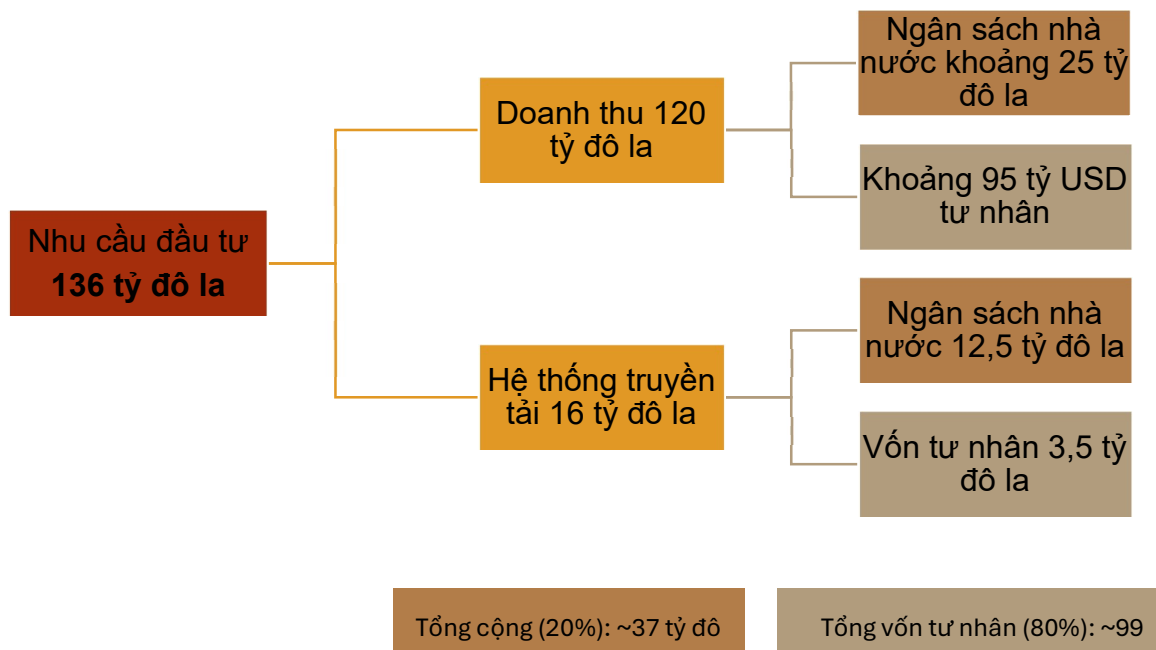
Nguồn: PDP VIII

Trong tổng công suất lắp đặt của Việt Nam là 82.387 MW vào năm 2024:

- Các nhà đầu tư tư nhân (trong nước và nước ngoài) sở hữu 53%, tương đương 43.664 MW.
- Các nhà đầu tư tư nhân trong nước nắm giữ 33% (26.914 MW).
- Các nhà đầu tư tư nhân nước ngoài nắm giữ 20% (16.750 MW).
- Các doanh nghiệp nhà nước (chủ yếu là EVN, PVN và Vinacomin) nắm giữ 47% (38.723 MW).

Quyền sở hữu tư nhân chiếm ưu thế tuyệt đối trong lĩnh vực năng lượng tái tạo biến đổi (năng lượng mặt trời ≈90%, năng lượng gió ≈85%), trong khi các nhà máy thủy điện, nhiệt điện và hệ thống truyền tải quy mô lớn vẫn chủ yếu nằm dưới sự kiểm soát của các doanh nghiệp nhà nước. EVN tiếp tục nắm giữ độc quyền về truyền tải và phần lớn hệ thống phân phối, tạo thành nút thắt cổ chai cấu trúc lớn nhất cản trở việc tích hợp năng lượng tái tạo và khả năng huy động vốn cho các dự án.

Bất chấp những thành tựu này, hệ thống hiện đang đối mặt với những rào cản về cấu trúc: thời hạn vay nợ trong nước vẫn ngắn, mô hình mua độc quyền tập trung vào EVN tiếp tục tập trung rủi ro tiêu thụ điện, và thị trường vốn dài hạn trong nước vẫn còn hạn chế. Những hạn chế này đe dọa khoản đầu tư hàng năm từ 12 đến 15 tỷ USD cần thiết đến năm 2030 và khoản đầu tư lớn hơn nhiều là 136,3 tỷ USD cần thiết trong giai đoạn 2026-2030 theo lộ trình PDP8 sửa đổi và mục tiêu Net Zero 2050.



Hình 3. Nhu cầu đầu tư của ngành điện đến năm 2030 (Số liệu dự kiến, làm tròn)

Trong tổng số này, 118,2 tỷ USD, tương đương 87%, cần thiết cho sản xuất điện, bao gồm chuyển đổi từ than sang khí đốt, mở rộng công suất năng lượng tái tạo và triển khai hệ thống lưu trữ năng lượng để hỗ trợ mục tiêu đạt 47% điện năng tái tạo vào năm 2030. 18,1 tỷ USD

còn lại cần thiết cho việc nâng cấp hệ thống truyền tải và phân phối, vốn rất cần thiết để giảm thiểu tình trạng cắt giảm điện năng tái tạo, hiện ước tính ở mức 8-12% tại một số khu vực miền Trung Việt Nam, và để tích hợp an toàn công suất điện mặt trời và điện gió đang tăng lên.

Mức vốn cần thiết tương đương 27,3 tỷ USD mỗi năm, xấp xỉ 5,7% GDP của Việt Nam năm 2024. Nhu cầu đầu tư sẽ tăng mạnh sau năm 2030: từ năm 2031 đến năm 2050, tổng nhu cầu tăng lên 699,1 tỷ USD, trong đó 655,3 tỷ USD dành cho sản xuất điện và 43,8 tỷ USD cho việc tăng cường và mở rộng lưới điện.

Các nguồn tài chính công, bao gồm ngân sách nhà nước, vốn chủ sở hữu của các doanh nghiệp nhà nước và viện trợ phát triển chính thức (ODA), không thể đáp ứng được quy mô nhu cầu này. Giải ngân ODA đã giảm từ khoảng 4,5 tỷ USD mỗi năm trong giai đoạn 2016-2020 xuống dưới 2,8 tỷ USD vào năm 2024 do Việt Nam chuyển sang trạng thái quốc gia có thu nhập trung bình thấp hơn và việc ưu tiên lại ngân sách của các nhà tài trợ. Không gian tài chính vẫn bị hạn chế bởi trần nợ công ở mức 60% GDP và chi tiêu xã hội ngày càng tăng, trong khi các doanh nghiệp nhà nước phải đối mặt với điều kiện bảng cân đối kế toán ngày càng eo hẹp. Do đó, trên thực tế, nguồn tài chính công chỉ có thể đáp ứng chưa đến 20% nhu cầu đầu tư năng lượng cần thiết trong giai đoạn 2026-2030.

Điều này dẫn đến nhu cầu vốn tư nhân tối thiểu khoảng 109 tỷ USD trong vòng 5 năm, gấp 3,6 lần so với dòng vốn đầu tư tư nhân hàng năm hiện tại. Việc huy động lượng vốn tư nhân khổng lồ này sẽ đòi hỏi những cải cách sâu rộng trên thị trường tài chính, các cơ chế giảm thiểu rủi ro mạnh mẽ hơn, và một môi trường chính sách và pháp lý thuận lợi hơn cho năng lượng sạch.

2.3. CƠ CẤU TÀI CHÍNH HIỆN TẠI CỦA NGÀNH ĐIỆN VIỆT NAM

Nguồn tài chính cho ngành điện lực Việt Nam hiện nay dựa trên ba trụ cột riêng biệt nhưng ngày càng liên kết chặt chẽ với nhau:

Bảng 3: Cơ cấu tài chính ba trụ cột của ngành điện lực Việt Nam

Trụ cột	Vai trò	Tỷ lệ ước tính trong tài trợ công suất mới (2015–2025)	Công cụ điển hình & kỳ hạn
Vốn nhà nước	Trụ cột cho hạ tầng truyền tải, lưới điện nông thôn và các dự án chiến lược	15–20%	ODA kỳ hạn 20–40 năm, vốn chủ sở hữu của DNNN

Vốn tư nhân	Động lực chủ đạo cho công suất phát điện mới (điện mặt trời, điện gió, điện khí)	80–85%	Nợ ngân hàng 7–12 năm, tài trợ dự án quốc tế 15–18 năm
Vốn hỗn hợp / lai	Cầu nối đang nổi cho hạ tầng mang tính sống còn của hệ thống	5–10% hiện nay → 30–40% dự kiến vào năm 2035	Tài chính kết hợp, PPP xanh, bảo lãnh

2.3.1. VỐN NHÀ NƯỚC – ĐIỂM TỰA VỮNG CHẮC CHO CƠ SỞ HẠ TẦNG THIẾT YẾU VÀ CHIẾN LƯỢC.

Mặc dù thị phần tương đối của vốn nhà nước trong sản xuất điện đã giảm mạnh, nhưng nó vẫn giữ vai trò then chốt và định hướng trong các lĩnh vực mà sự tham gia của tư nhân bị hạn chế hoặc không có: hệ thống truyền tải điện, điện khí hóa nông thôn và đảo, thủy điện tích năng và các dự án lưới điện liên vùng quy mô lớn.

Các thành phần chính và quy mô (2024–2025):

- Tổng vốn chủ sở hữu hợp nhất của ba doanh nghiệp nhà nước lớn trong lĩnh vực năng lượng (EVN, PVN, TKV) ước tính khoảng 1,2–1,4 triệu tỷ đồng.
- Đầu tư công hàng năm vào lĩnh vực năng lượng chiếm 8–10% tổng vốn đầu tư xã hội quốc gia, được thực hiện thông qua kế hoạch đầu tư công trung hạn.
- Viện trợ phát triển chính thức (ODA) và các khoản vay ưu đãi/giảm giá tiếp tục huy động hàng chục tỷ USD tích lũy, chủ yếu từ Ngân hàng Thế giới, Ngân hàng Phát triển Châu Á (ADB), JICA, AFD, KfW, EU và các đối tác song phương. Năm 2025, một khoản viện trợ kết hợp ODA-khí hậu mang tính bước ngoặt trị giá 430 triệu EUR (AFD, JICA, KfW, EIB) đã được cam kết cho dự án thủy điện tích năng Bắc Ai công suất 1.200 MW thuộc khuôn khổ JETP.
- Các khoản phân bổ ngân sách nhà nước cũng bổ sung vốn điều lệ cho EVN, PVN và TKV, cải thiện tỷ lệ nợ trên vốn chủ sở hữu và tạo điều kiện thuận lợi cho việc huy động vốn đối ứng cho các dự án ODA.

Vốn nhà nước đóng vai trò là "vốn chủ đạo" và công cụ chia sẻ rủi ro. Thúc đẩy sự tham gia của tư nhân vào các dự án phát điện liền kề và đảm bảo đạt được các mục tiêu an ninh năng lượng quốc gia.

2.3.2. VỐN TƯ NHÂN – ĐỘNG LỰC CHÍNH THỨC ĐẨY CÔNG SUẤT THẾ HỆ MỚI

Các nhà đầu tư tư nhân hiện sở hữu 53% tổng công suất lắp đặt và tài trợ phần lớn các dự án năng lượng mặt trời và gió mới.

2.3.2.1. CÁC NHÀ ĐẦU TƯ TƯ NHÂN TRONG NƯỚC VÀ CÁC NHÀ SẢN XUẤT ĐIỆN ĐỘC LẬP (IPP)

Trong hơn một thập kỷ qua, các nhà đầu tư tư nhân trong nước và các nhà sản xuất điện độc lập (IPP) đã trở thành nguồn vốn năng động nhất trong lĩnh vực năng lượng của Việt Nam. Tính đến cuối năm 2024, khu vực IPP đã phát triển khoảng 25 GW công suất lắp đặt, tương đương khoảng 40% tổng công suất của hệ thống điện quốc gia. Nhiều nhà phát triển trong nước tiêu biểu như Trung Nam Group, BCG Energy, T&T Group, Xuân Thiện, Thành Thành Công (TTC) và AMI AC Energy đã nổi lên như những chủ thể quan trọng, triển khai hàng loạt dự án điện mặt trời, điện gió trên bờ và các dự án năng lượng tái tạo lai quy mô lớn.

Mô hình IPP cho phép doanh nghiệp tư nhân huy động kết hợp vốn chủ sở hữu và tín dụng thương mại, phát triển tài sản phát điện và bán điện cho Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) thông qua các hợp đồng mua bán điện (PPA) dài hạn. Mô hình này đóng vai trò đặc biệt quan trọng trong việc đa dạng hóa nguồn vốn đầu tư, giảm sự phụ thuộc vào vốn công và đẩy nhanh tiến độ triển khai dự án. Đồng thời, IPP đại diện cho một cấu trúc tài trợ linh hoạt, ngoài ngân sách, phù hợp với định hướng chuyển dịch của Việt Nam sang huy động vốn theo cơ chế thị trường.

Giai đoạn bùng nổ mạnh mẽ nhất của hoạt động IPP diễn ra trong giai đoạn 2018–2021, được thúc đẩy bởi các cơ chế giá FIT cho điện mặt trời (Quyết định số 11/2017/QĐ-TTg và 13/2020/QĐ-TTg) và điện gió (Quyết định số 39/2018/QĐ-TTg). Các cơ chế này đã kích hoạt làn sóng đầu tư lớn, giúp hàng chục dự án quy mô lớn đạt vận hành thương mại trong khung thời gian rút ngắn. Những dự án tiêu biểu có thể kể đến như Điện mặt trời Trung Nam Thuận Nam (450 MWp), BIM Solar Energy (330 MWp), TTC Phong Điền, cùng các cụm điện gió tại Bạc Liêu, Ninh Thuận và Bình Thuận, nhiều dự án trong số đó đã trở thành các hình mẫu tham chiếu cho đầu tư năng lượng tái tạo trong khu vực.

Bảng 4: Các nhà phát triển năng lượng tái tạo lớn

Tập đoàn/Công ty	Công suất	Lĩnh vực
Tập đoàn Trung Nam	3.800 MW	Năng lượng gió và năng lượng mặt trời
BCG Energy	600MW	Năng lượng gió và năng lượng mặt trời

Tập đoàn Xuan Thien	1.500 MW	Năng lượng gió, năng lượng mặt trời, năng lượng thủy điện
Tập đoàn Thanh Thanh Công	600MW	Năng lượng gió và năng lượng mặt trời
Tập đoàn Gelex	1.200 MW	Năng lượng gió, năng lượng mặt trời, năng lượng thủy điện
REE	700MW	Năng lượng gió, năng lượng mặt trời, năng lượng thủy điện
Bitexco Power	1.000 MW	Thủy điện
Nhóm BB	620MW	Năng lượng gió, năng lượng mặt trời, năng lượng thủy điện

Tất cả các dự án này đều được thực hiện theo Luật Đầu tư năm 2020 với tư cách là các nhà sản xuất điện độc lập bán cho EVN theo hợp đồng mua bán điện (PPA) 20 năm. Mô hình này đã chứng tỏ hiệu quả vượt trội trong giai đoạn áp dụng giá điện ưu đãi (FiT) (2018–2021), khi biểu giá và thời hạn rõ ràng cho phép các nhà phát triển hoàn tất thủ tục tài chính, xây dựng và vận hành thương mại (COD) trong vòng 18–30 tháng.

Một bước phát triển đặc biệt quan trọng là sự tham gia của khu vực tư nhân vào cơ sở hạ tầng truyền tải và kết nối lưới điện. Trong lịch sử, đây là lĩnh vực dành riêng cho Nhà nước. Trường hợp mang tính bước ngoặt là khoản đầu tư của Trung Nam vào đường dây truyền tải 500 kV Thuận Nam – Vinh Tân (khoảng 4.000 tỷ đồng), đại diện cho dự án truyền tải điện xã hội hóa đầu tiên tại Việt Nam. Kinh nghiệm này cũng cho thấy một số vướng mắc về cấu trúc, bao gồm việc thiếu cơ sở pháp lý rõ ràng cho quyền sở hữu và vận hành tư nhân đối với tài sản truyền tải điện cao áp, sự không chắc chắn về việc bàn giao tài sản, định giá và cơ chế bồi thường, và việc thiếu các thỏa thuận thanh toán hoặc thu hồi chi phí được xác định trước sau khi đường dây được chuyển giao cho nhà điều hành lưới điện quốc gia. Ngoài ra, những thách thức trong việc phối hợp giữa các cơ quan quản lý ngành, nhà điều hành lưới điện và chính quyền địa phương đã góp phần làm phức tạp quá trình thực hiện và bàn giao. Mặc dù những vấn đề này nhấn mạnh sự cần thiết phải có khung pháp lý và hợp đồng rõ ràng hơn, dự án này vẫn tạo ra một tiền lệ quan trọng cho việc mở rộng sự tham gia của tư nhân vào cơ sở hạ tầng lưới điện, một yêu cầu ngày càng quan trọng khi Việt Nam đẩy mạnh phát triển năng lượng tái tạo biến đổi..

Phần lớn các nhà phát triển trong nước có lịch sử hoạt động tương đối ngắn (thành lập sau năm 2004), quy mô vốn chủ sở hữu tích lũy còn hạn chế và thường tiếp cận phát triển dự án theo mô hình xây dựng – chuyển nhượng. Năng lực chấp nhận rủi ro ở giai đoạn dự án ban đầu (greenfield), kết hợp với tốc độ triển khai nhanh và hiểu biết sâu về bối cảnh địa phương, đã tạo nền tảng cho làn sóng dòng vốn nước ngoài tham gia tiếp theo thông qua các thương vụ mua bán – sáp nhập (M&A) và chuyển nhượng từng phần dự án (farm-downs).

2.3.2.2. CÁC NGÂN HÀNG THƯƠNG MẠI TRONG NƯỚC VÀ CÁC KÊNH TÍN DỤNG XANH

Các ngân hàng thương mại trong nước tiếp tục đóng vai trò là nguồn tài trợ vốn vay chính cho các dự án năng lượng. Thông thường, nguồn vốn này cung cấp tỷ lệ đòn bẩy từ 60-70% trong các cấu trúc tài chính dự án và chiếm 40-50% tổng vốn tư nhân huy động. Tính đến cuối năm 2024, dư nợ cho ngành năng lượng đạt khoảng 1.050 nghìn tỷ đồng (42 tỷ USD), chiếm 8,2% tổng tín dụng hệ thống ngân hàng.

Tín dụng xanh, được thúc đẩy từ Chỉ thị 03/2015 và Quyết định 1604/2016 của Ngân hàng Nhà nước Việt Nam, đã đạt 664 nghìn tỷ đồng (26,5 tỷ USD) tính đến tháng 9 năm 2024, tương đương 4,5% tổng cho vay toàn nền kinh tế – một sự tăng trưởng ấn tượng so với mức 1,54% năm 2016. Tuy nhiên, chỉ khoảng 17% trong số này được dùng để tài trợ các dự án năng lượng tái tạo; phần lớn hỗ trợ nông nghiệp xanh (~45%), lâm nghiệp, phát triển đô thị bền vững và các sáng kiến giảm thiểu ô nhiễm. Các điều khoản cho vay tiêu chuẩn có thời hạn từ 7 đến 12 năm (hiếm khi vượt quá 12 năm nếu không tái cấp vốn) với lãi suất từ 8,5 đến 10,5% mỗi năm, phản ánh cả sự biến động của chuẩn mực và phí bảo hiểm rủi ro cao áp dụng cho các tài sản năng lượng có tuổi thọ dài.

Một số trở ngại về cấu trúc hạn chế việc mở rộng quy mô hơn nữa:

- Hạn mức tăng trưởng tín dụng hàng năm do Ngân hàng Nhà nước áp đặt (thường khoảng 14–15%) làm hạn chế khả năng mở rộng tín dụng trên toàn hệ thống.
- Giới hạn cấp tín dụng đối với một khách hàng đơn lẻ (15% vốn tự có của ngân hàng) khiến từng tổ chức tín dụng không thể tự tài trợ đầy đủ cho các dự án quy mô lớn như điện gió ngoài khơi (khoảng 1,5–2 tỷ USD/GW).
- Sự mất cân đối kéo dài về kỳ hạn giữa nguồn vốn ngân hàng (chủ yếu là tiền gửi ngắn và trung hạn) và vòng đời kinh tế 15–20 năm của các dự án năng lượng tái tạo, vốn cần thời hạn dài để bảo đảm khả năng trả nợ.
- Lĩnh vực năng lượng tái tạo thường bị đánh giá là rủi ro cao, do rủi ro cắt giảm công suất, quan ngại về khả năng tài trợ của hợp đồng PPA và biến động chính sách, dẫn đến yêu cầu trích lập dự phòng cao hơn và chi phí vốn tăng.

2.3.2.3. ĐẦU TƯ TRỰC TIẾP NƯỚC NGOÀI (FDI) VÀ TÀI TRỢ DỰ ÁN QUỐC TẾ

Đầu tư trực tiếp nước ngoài đã đóng vai trò quan trọng trong việc chuyển giao công nghệ, nâng cao năng lực quản trị và đưa các thông lệ tài trợ dự án có cấu trúc vào lĩnh vực năng lượng. Trong giai đoạn 2020–2024, tổng vốn FDI đăng ký dưới hình thức vốn chủ sở hữu vào lĩnh vực điện và năng lượng tái tạo đạt khoảng 15,7 tỷ USD, tăng từ 1,82 tỷ USD năm 2020 lên 4,12 tỷ USD năm 2024.

Nếu tính theo tổng vốn cam kết (bao gồm vốn chủ sở hữu và vốn vay), cơ sở dữ liệu Private Participation in Infrastructure của Ngân hàng Thế giới cho thấy quy mô cam kết cao hơn khoảng 2,5–3 lần. Điều này phản ánh cấu trúc đòn bẩy điển hình, trong đó 70–80% tổng vốn dự án là vốn vay do các tổ chức tài chính đa phương và song phương như ADB, KfW, AFD, JICA, IFC, cùng với các liên danh ngân hàng thương mại quốc tế, cung cấp.

Bảng 5: Vốn FDI đăng ký tại Việt Nam theo lĩnh vực đầu tư năm 2024

Ngành/Lĩnh vực	Giá trị (tỷ USD)	Tỷ lệ (%)	Ghi chú
Chế biến và sản xuất	25,58	66,9	
Bất động sản	6,31	16,5	
Sản xuất và phân phối điện	1,42	3,7	
Bán buôn, bán lẻ	1,41	3,7	
Năng lượng tái tạo	0,89	2,3	
Nông nghiệp - Lâm nghiệp - Ngư nghiệp	0,46	1,2	
Khác	2,18	5,7	
Tổng cộng	38,25	100	Giải ngân năm 2024 đạt mức kỷ lục khoảng 25,35 tỷ USD, tăng 9,4% so với năm 2023.

Nguồn: Tổng hợp từ dữ liệu của Tổng cục Thống kê vào năm 2024.

Đầu tư vẫn tập trung chủ yếu vào điện mặt trời (khoảng 68% tổng cam kết) và điện gió trên bờ (khoảng 12%), trong khi điện gió ngoài khơi, mặc dù có tiềm năng kỹ thuật ước tính vượt

quá 600 GW, lại thu hút được lượng vốn đầu tư không đáng kể do thiếu khung pháp lý toàn diện, đảm bảo kết nối lưới điện và quy hoạch không gian biển.

Các nhà đầu tư nổi bật bao gồm các nhà đầu tư điện gió ngoài khơi của Singapore, các tập đoàn đa ngành của Thái Lan (Gulf Energy, B.Grimm), các nhà phát triển và cung cấp tuabin của Đan Mạch (Ørsted, Vestas, Copenhagen Infrastructure Partners), và các công ty thương mại và tiện ích của Nhật Bản (JERA, Sojitz).

2.3.2.4. TRÁI PHIẾU DOANH NGHIỆP VÀ TRÁI PHIẾU XANH/BỀN VỮNG

Mặc dù thị trường trái phiếu doanh nghiệp của Việt Nam đã mở rộng nhanh chóng, với giá trị phát hành năm 2024 đạt 443 nghìn tỷ VND, tăng 27% so với cùng kỳ, nhưng phân khúc này hiện chưa phù hợp với đặc thù dài hạn và thâm dụng vốn của hạ tầng năng lượng.

Trái phiếu xanh và trái phiếu liên kết bền vững tăng 41%, đạt 6,9 nghìn tỷ VND, nhưng vẫn chỉ chiếm 1,55% tổng giá trị phát hành. Các doanh nghiệp trong lĩnh vực năng lượng và khai khoáng chỉ chiếm 2% tổng lượng trái phiếu doanh nghiệp phát hành trong giai đoạn 2021–2024, với quy mô giảm từ 18,2 nghìn tỷ VND năm 2021 xuống còn 9,4 nghìn tỷ VND năm 2024. Kỳ hạn bình quân của trái phiếu đã rút ngắn xuống khoảng 2,5 năm, tạo ra sự lệch pha căn bản so với yêu cầu dòng tiền 15–20 năm của các dự án năng lượng sạch.

Sự phát triển của thị trường còn bị cản trở bởi mức độ tập trung cao (65% thuộc các ngân hàng, 21% thuộc lĩnh vực bất động sản), số lượng tổ chức được xếp hạng tín nhiệm rất hạn chế (chỉ có 9 tổ chức phát hành được xếp hạng), thanh khoản thị trường thứ cấp thấp (tỷ lệ vòng quay dưới 6%) và chưa có hệ thống phân loại trái phiếu xanh quốc gia mang tính ràng buộc, cũng như chế độ công bố thông tin ESG bắt buộc.

Ngoại lệ đáng chú ý nhất là trái phiếu xanh trị giá 500 triệu USD, kỳ hạn 10 năm của Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) phát hành năm 2023 và niêm yết trên Sở Giao dịch Chứng khoán Singapore, phù hợp với Nguyên tắc Trái phiếu Xanh của ICMA.

2.3.2.5. VỐN CỔ PHẦN TƯ NHÂN, VỐN ĐẦU TƯ MẠO HIỂM VÀ CÁC QUỸ HẠ TẦNG CHUYÊN BIỆT

Các quỹ vốn cổ phần đóng vai trò bổ trợ hơn là dẫn dắt trong hệ sinh thái tài chính năng lượng. Các quỹ cổ phần tư nhân và quỹ hạ tầng chuyên về năng lượng sạch hiện quản lý khoảng 1,2–1,5 tỷ USD tài sản, tiêu biểu như Armstrong Southeast Asia Clean Energy Fund, Energy Capital Vietnam, Dragon Capital Mekong Enterprise Fund, VinaCapital Vietnam Opportunity Fund và các quỹ CLMV.

Quy mô đầu tư điển hình dao động trong khoảng 15–50 triệu USD, với thời gian nắm giữ 5–7 năm. Do đó, phần lớn các quỹ chỉ tham gia sau khi dự án đã đạt chốt tài chính, cung cấp vốn mezzanine hoặc vốn tăng trưởng, thay vì gánh chịu rủi ro phát triển dự án giai đoạn đầu.

Hoạt động mua bán và sáp nhập (M&A) diễn ra sôi động, với giá trị giao dịch ước khoảng 2–3 tỷ USD trong giai đoạn 2020–2024, cho phép các nhà phát triển trong nước giai đoạn đầu tái chế vốn để đầu tư vào các danh mục mới như lưu trữ năng lượng, điện gió ngoài khơi và hydro.

2.3.3. VỐN HỖN HỢP VÀ VỐN LẠI – CẦU NỐI MỚI NỐI CHO GIAI ĐOẠN 2026 – 2035

Các mô hình đối tác công – tư (PPP) tiếp tục giữ vai trò cầu nối quan trọng giữa Nhà nước và khu vực tư nhân trong lĩnh vực năng lượng của Việt Nam, đặc biệt đối với các dự án hạ tầng quy mô lớn và có thời gian thu hồi vốn dài. Trong các dự án này, khu vực công cung cấp khuôn khổ pháp lý, quy hoạch dài hạn, cấp phép và chia sẻ rủi ro có chọn lọc, trong khi nhà đầu tư tư nhân đóng góp công nghệ, năng lực quản trị và khả năng tiếp cận thị trường vốn quốc tế.

Trong giai đoạn 2000–2015, mô hình Xây dựng – Vận hành – Chuyển giao (BOT) truyền thống là trụ cột phát triển hạ tầng điện của Việt Nam. Nhiều dự án nhiệt điện lớn như Phú Mỹ 2.2 (715 MW), Phú Mỹ 3 (715 MW), Mông Dương 2 (1.240 MW) và Vĩnh Tân 1 (1.200 MW) đã thu hút 1,2–2 tỷ USD vốn đầu tư nước ngoài cho mỗi dự án từ các tập đoàn như EDF, AES, Sumitomo và China Southern Power Grid, với EVN và PVN đóng vai trò bên mua điện dài hạn theo các cấu trúc hợp đồng có bảo lãnh của Chính phủ. Các dự án BOT này đã bổ sung công suất đáng kể nhưng phụ thuộc nhiều vào bảo lãnh chủ quyền, cam kết mua điện bắt buộc và nghĩa vụ ngoại tệ dài hạn.

Tuy nhiên, sau năm 2015, các dự án BOT truyền thống suy giảm mạnh do sự hội tụ của nhiều yếu tố:

- Các tiêu chuẩn ESG quốc tế nghiêm ngặt hơn và việc gần như chấm dứt tài trợ cho các dự án than và khí đốt không được kiểm soát;
- Cải cách trong nước đòi hỏi tính minh bạch cao hơn và giảm phạm vi bảo lãnh của Chính phủ;
- Những hạn chế dai dẳng như sự thiếu linh hoạt trong các thỏa thuận mua bán điện (PPA), biến động tỷ giá hối đoái, rủi ro doanh thu do nhà đầu tư gánh chịu không đồng đều, quy trình thu hồi đất kéo dài và năng lực thể chế hạn chế trong việc quản lý các hợp đồng PPP phức tạp. Hệ quả là các dự án BOT nhiên liệu hóa thạch gần như không còn khả năng tài trợ, với chi phí vốn tăng 20–30% và phần lớn các tổ chức cho vay đa phương cũng như ngân hàng thương mại rút khỏi tài trợ cho than và các dự án điện khí mới không kèm theo công nghệ thu giữ carbon.

Trong bối cảnh đó, Việt Nam đang chuyển dịch sang các mô hình PPP “thế hệ mới” cho năng lượng xanh và năng lượng chuyển tiếp, phù hợp hơn với chuẩn mực tài chính khí hậu toàn

cầu và yêu cầu đầu tư của quá trình chuyển dịch năng lượng. Các mô hình mới được đề xuất trong báo cáo này bao gồm:

- PPP tập trung vào truyền tải, bao gồm các cấu trúc BLT/DBLT cho đường dây 220–500 kV và tài sản đấu nối lưới cho điện gió ngoài khơi;
- PPP lai cho hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin và thủy điện tích năng, trong đó lợi nhuận thương mại không cao nhưng giá trị hệ thống lớn;
- PPP điện gió ngoài khơi theo cụm, liên kết các vùng phát điện với đầu tư truyền tải trực chính, áp dụng cơ chế chia sẻ chi phí và thanh toán theo mức độ sẵn sàng vận hành.

Bảng 6: So sánh mô hình BOT truyền thống và mô hình PPP chuyển đổi thể hệ mới trong lĩnh vực năng lượng Việt Nam

Khía cạnh	BOT truyền thống (2000–2015)	Các mô hình hợp tác công tư chuyển đổi thể hệ mới (2025–2035)
Loại dự án chủ đạo	Nhà máy nhiệt điện than và khí (Phú Mỹ 2.2, Mông Dương 2, Vĩnh Tân 1, v.v.)	Đường dây truyền tải (220–500 kV), đấu nối lưới điện gió ngoài khơi, hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin (BESS), thủy điện tích năng, các cụm năng lượng tái tạo
Cấu trúc tài chính	Phụ thuộc lớn vào vốn vay thương mại nước ngoài và bảo lãnh Chính phủ; kỳ hạn 20–25 năm	Tài chính pha trộn (ODA + quỹ khí hậu + vốn tư nhân); vốn vay ưu đãi; khoản vay liên kết bền vững kỳ hạn 15–18 năm
Vai trò của Nhà nước	Bảo lãnh diện rộng (bảo lãnh chủ quyền, bảo đảm cung cấp nhiên liệu, PPA take-or-pay)	Chia sẻ rủi ro có mục tiêu (bảo lãnh một phần, thanh toán theo mức độ sẵn sàng, biểu giá được chỉ số hóa); phần vốn Nhà nước bị khống chế
Yếu tố tạo khả năng tài trợ	Biểu giá PPA cố định; bảo đảm bao tiêu toàn bộ; điểm tựa chủ quyền	Độ chắc chắn doanh thu thông qua thanh toán theo mức độ sẵn sàng, điều khoản sản lượng được coi là phát, công cụ FX nâng cao, cấu trúc PPA cải thiện
Tương thích ESG và khí hậu	Ngày càng không phù hợp với các hạn chế ESG toàn cầu; tài trợ cho than hầu như không còn	Phù hợp đầy đủ với mục tiêu Net Zero, JETP và PDP VIII; đủ điều kiện tiếp cận tài chính khí hậu (GCF, CIF, JETP 15,5 tỷ USD)

Mức độ phức tạp thể chế	Chu kỳ đàm phán dài (5–7 năm); thẩm định sâu rủi ro nhiên liệu hóa thạch	Cấu trúc nhanh hơn nhờ mẫu PPP chuẩn hóa; yêu cầu phối hợp liên bộ mạnh hơn
Rủi ro tiền tệ và tỷ giá	Phơi nhiễm FX cao; thiếu công cụ phòng ngừa chuẩn; thường chuyển rủi ro cho Nhà nước	Cơ chế hỗ trợ FX theo tầng; bảo lãnh FX một phần; công cụ phòng ngừa rủi ro do các định chế tài chính phát triển hỗ trợ
Vai trò khu vực tư nhân	Nhà phát triển chịu trách nhiệm EPC và O&M; vai trò hạn chế trong hạ tầng truyền tải	Tham gia vào truyền tải, lưu trữ, tích hợp điện gió ngoài khơi và các cấu phần đổi mới cao
Vai trò khu vực công	Nhà đầu tư và bên bảo lãnh cốt lõi; phơi nhiễm tài khóa lớn; chủ sở hữu hạ tầng chính	Nhà đầu tư “xúc tác” chiến lược; huy động vốn tư nhân; dùng nguồn lực công hạn chế để kéo theo dòng vốn tư nhân lớn hơn
Công cụ đủ điều kiện	Hợp đồng BOT, bảo lãnh chủ quyền, PPA dài hạn	PPP BLT/DBLT, thanh toán theo mức độ sẵn sàng, mô hình chia sẻ doanh thu, trái phiếu xanh và bền vững, bảo lãnh của MIGA/IFC/ADB
Phù hợp với PDP VIII	BOT nhiên liệu hóa thạch mới không còn khả thi do giới hạn than/khí sau 2035	Trung tâm của PDP VIII: mở rộng truyền tải, tích hợp điện gió ngoài khơi, công suất linh hoạt và ổn định hệ thống
Tính khả thi trong tương lai	Suy giảm; BOT nhiên liệu hóa thạch bị coi là không còn khả năng tài trợ	Dự kiến chiếm ưu thế đối với các khoản đầu tư năng lượng quy mô lớn, lợi nhuận thấp nhưng có tính hệ thống then chốt

Đồng thời, Việt Nam đang áp dụng các cấu trúc tài chính pha trộn, kết hợp vốn ODA, tài chính khí hậu ưu đãi và vốn tư nhân. Các nguồn lực then chốt bao gồm Quỹ Khí hậu Xanh (GCF), Quỹ Đầu tư Khí hậu (CIF), Đối tác Chuyển dịch Năng lượng Công bằng (JETP) với quy mô 15,5 tỷ USD, cùng nguồn đồng tài trợ đang triển khai từ ADB, IFC, JICA, KfW, AFD và MIGA. Khi được kết hợp với các công cụ tăng cường tín dụng, các nguồn vốn này có thể kéo dài kỳ hạn vay lên 15–18 năm và giảm chi phí vốn khoảng 200–300 điểm cơ bản, qua đó cải thiện đáng kể khả năng tài trợ cho các dự án giai đoạn đầu hoặc có suất đầu tư lớn.

Các công cụ giảm rủi ro đáng chú ý mà Việt Nam có thể tận dụng gồm:

- Cơ chế chia sẻ rủi ro của IFC cho các dự án năng lượng sạch;
- Bảo lãnh tín dụng từng phần và bảo lãnh rủi ro từng phần của ADB;
- Bảo hiểm không thực hiện nghĩa vụ tài chính của chủ thể công và bán công của MIGA đối với các rủi ro liên quan đến bên mua điện;
- Các khoản vay liên kết bền vững và tài chính chuyển dịch, giúp cải thiện khả năng chi trả cho các nhà phát triển tư nhân đáp ứng điều kiện ESG.

Mặc dù đã triển khai tích cực, nhiều điểm nghẽn vẫn tồn tại. Cần hoàn thiện quy định rõ ràng hơn về trách nhiệm đầu nối lưới cho điện gió ngoài khơi, cơ chế chia sẻ chi phí giữa Nhà nước và nhà phát triển, cũng như khung thanh toán theo mức độ sẵn sàng đối với các dự án truyền tải do khu vực tư nhân tài trợ. Đồng thời, việc nâng cao năng lực trong nước về cấu trúc PPP, đàm phán và quản lý hợp đồng dài hạn là thiết yếu, đặc biệt trong bối cảnh Việt Nam tích hợp khối lượng lớn năng lượng tái tạo biến đổi và thực hiện các mục tiêu của Quy hoạch điện VIII.

Hướng tới giai đoạn 2026–2035, các mô hình PPP lai kết hợp vốn công, vốn tư nhân và vốn ưu đãi được kỳ vọng sẽ trở thành kiến trúc tài chính chủ đạo cho quá trình chuyển dịch năng lượng của Việt Nam. Các mô hình này mở ra lộ trình khả thi để huy động đầu tư quy mô hàng tỷ USD vào các hạ tầng có suất sinh lợi thấp nhưng mang tính hệ thống then chốt như đường dây truyền tải, hệ thống lưu trữ và tích hợp điện gió ngoài khơi, qua đó đặt nền móng cho một hệ thống điện hiện đại, bền vững và phát thải thấp.

2.4. RÀO CẢN, RỦI RO VÀ HẠN CHẾ VỀ THỂ CHẾ

2.4.1. NHẬN ĐỊNH VỀ NĂNG LỰC THỂ CHẾ VÀ QUẢN LÝ

2.4.1.1. PHÂN CẤP THẨM QUYỀN RA QUYẾT ĐỊNH

Hiện nay, trách nhiệm đối với phát triển và tài trợ các dự án năng lượng được phân bổ giữa nhiều cơ quan có thẩm quyền, bao gồm Bộ Tài chính, Bộ Công Thương, Ngân hàng Nhà nước Việt Nam và UBND các tỉnh, thành phố. Cách tiếp cận đa chủ thể này giúp huy động được chuyên môn đa dạng, nhưng đồng thời cũng có thể kéo dài thời gian phối hợp và ra quyết định.

Kinh nghiệm từ nhiều nền kinh tế tương đồng cho thấy việc thiết lập một cơ chế phối hợp liên bộ chuyên trách, tương tự như Ủy ban Tài chính Xanh của Hàn Quốc hoặc Ủy ban Điều hành Chuyển dịch Xanh của Nhật Bản, có thể giúp tăng tính nhất quán chính sách và đẩy nhanh quá trình ra quyết định mà vẫn bảo đảm tính thận trọng và đầy đủ trong thẩm định..

2.4.1.2. TÍNH MINH BẠCH VÀ KHẢ NĂNG TIẾP CẬN DỮ LIỆU NGÀNH

Dữ liệu đầy đủ, kịp thời và công khai về kinh tế dự án, hiệu quả vận hành và cơ cấu sở hữu là điều kiện thiết yếu để nhà đầu tư đưa ra quyết định chính xác và để cơ quan quản lý thiết kế chính sách hiệu quả. Hiện nay, các bộ dữ liệu quốc gia toàn diện về suất đầu tư, chi phí vận hành, tỷ lệ cắt giảm công suất và lịch sử dòng tiền vẫn còn phân tán.

Việc chuẩn hóa và tập trung hóa các thông tin này sẽ giúp giảm đáng kể chi phí thẩm định cho nhà đầu tư và tổ chức cho vay, nâng cao năng lực đánh giá tín dụng và cho phép dự báo chính xác hơn nhu cầu vốn trong tương lai.

2.4.1.3. PHÁT TRIỂN CÁC CÔNG CỤ CHIA SẼ RỦI RO VÀ TĂNG CƯỜNG TÍN DỤNG

Việt Nam đã huy động thành công lượng lớn vốn tư nhân mà không phụ thuộc rộng rãi vào bảo lãnh chủ quyền, phản ánh cách tiếp cận thận trọng trong quản lý tài khóa. Tuy nhiên, việc thiếu các công cụ chuẩn hóa về chia sẻ rủi ro từng phần hoặc hỗ trợ khả thi tài chính, vốn phổ biến tại nhiều thị trường tương đồng, khiến một số rủi ro mang tính hệ thống như rủi ro tín dụng bên mua điện, rủi ro cắt giảm công suất và rủi ro chuyển đổi ngoại tệ vẫn chủ yếu do chủ đầu tư và tổ chức cho vay gánh chịu.

Các cơ chế tăng cường tín dụng có mục tiêu, có thời hạn và được quản trị chặt chẽ có thể giúp phân bổ các rủi ro này hiệu quả hơn, qua đó giảm chi phí vốn chung cho dự án trong khi vẫn duy trì kỷ luật tài khóa.

2.4.2. ĐÁNH GIÁ RỦI RO ĐỊNH TÍNH ĐỐI VỚI ĐẦU TƯ NĂNG LƯỢNG TƯ NHÂN (2018–2025)

Dưới đây là bảng tổng hợp đánh giá định tính các nhóm rủi ro chính trong lĩnh vực đầu tư năng lượng tại Việt Nam, đặc biệt đối với các dự án năng lượng tái tạo và truyền tải trong giai đoạn 2018–2025. Bảng phân loại các nhóm rủi ro theo bản chất (chính sách, tài chính, kỹ thuật, thị trường, thể chế), đồng thời đánh giá mức độ tác động, khả năng xảy ra và ảnh hưởng đối với khu vực tư nhân:

Bảng 7: Hồ sơ rủi ro định tính cho các dự án năng lượng thuộc khu vực tư nhân (2018–2025)

Loại rủi ro	Các biểu hiện chính	Mức độ nghiêm trọng	Xác suất	Tác động quan sát được đối với đầu tư tư nhân
Chính sách và pháp lý	Chuyển đổi từ cơ chế FIT sang các cơ chế mới, điều	Cao	Cao	Giảm tốc tạm thời các cam kết đầu tư mới

	phối giữa nhiều luật và văn bản				
Thể chế và cấp phép	Quy trình phê duyệt liên ngành, nhiều cấp	Cao	Cao	Kéo dài thời gian chuẩn bị dự án	
Tài chính và thanh khoản	Thiếu nguồn vốn kỳ hạn dài, độ sâu thị trường trái phiếu hạn chế	Cao	Cao	Yêu cầu vốn chủ sở hữu cao hơn, WACC tăng	
Kỳ hạn và tiền tệ	Lệch pha giữa kỳ hạn vay và vòng đời tài sản; doanh thu VND trong khi nghĩa vụ USD	Cao	Trung bình–Cao	Áp lực dòng tiền giai đoạn giữa vòng đời dự án	
Cắt giảm công suất	Tắc nghẽn lưới tại các tỉnh có tỷ trọng năng lượng tái tạo cao	Cao	Cao	Suy giảm doanh thu và thách thức về DSCR	
Kỹ thuật và vận hành	Chất lượng thiết bị, năng lực O&M trong nước	Trung bình	Trung bình	Tác động ở mức vừa phải đến hiệu suất nhà máy	
Thị trường và bao tiêu	Mô hình người mua duy nhất, kỷ luật và thời điểm thanh toán	Cao	Cao	Gia tăng rủi ro tín dụng cảm nhận đối với PPA	
Môi trường, xã hội và quản trị (ESG)	Chuyển đổi mục đích sử dụng đất, tham vấn cộng đồng, tiêu chuẩn ESG quốc tế	Trung bình–Cao	Cao	Hạn chế tiếp cận một số nguồn vốn	
Hệ sinh thái tài chính xanh	Phân loại xanh đang hoàn thiện, ít tiền lệ tài chính pha trộn	Trung bình–Cao	Cao	Chi phí vốn cao hơn so với các nước trong khu vực	
Dữ liệu và quản trị	Công bố dữ liệu hiệu suất dự án còn phân tán	Trung bình	Cao	Tăng gánh nặng thẩm định cho nhà	

Bảng này nêu bật những rủi ro chủ yếu mang tính hệ thống hơn là rủi ro cụ thể của từng dự án, cho thấy rằng các chính sách và biện pháp ứng phó thể chế được thiết kế tốt có thể cải thiện đáng kể môi trường đầu tư nói chung.

2.4.3. NHỮNG BÀI HỌC KINH NGHIỆM TỪ BỐN DỰ ÁN NĂNG LƯỢNG TÁI TẠO TIÊU BIỂU

Bốn dự án được lựa chọn kỹ lưỡng, bao gồm Lạc Hoa Wind, Trung Nam Thuận Nam Solar, LOTUS Wind và Dohwa Solar, minh họa cụ thể cách thức các phương pháp tài chính khác nhau được áp dụng trong thực tế. Tổng cộng, các dự án này có công suất lắp đặt hơn 650 MW và tổng vốn đầu tư hơn 700 triệu USD, cho thấy rõ những thách thức về tài chính, pháp lý và vận hành mà ngành này phải đối mặt trong kỷ nguyên FIT (Feed-in Tariff - giá điện ưu đãi).

Bảng 8: Tổng quan so sánh các cấu trúc tài chính

Chỉ số	Lạc Hoa Wind (do nước hiện)	Trung Nam Thuận Nam Solar (thương hiệu chủ lực trong nước)	Dự án LOTUS Wind (do DFI dẫn đầu)	Dohwa Solar (được tài trợ bởi Hàn Quốc)
COD	2021	2020	2021	2020
Công suất	30 MW	450 MWp	144 MW	49,5 MWp
Tổng đầu tư	~55 triệu USD	~480 triệu USD	254 triệu USD	~45 triệu USD
Nợ : Vốn chủ sở hữu	65 : 35	65 : 35	68 : 32	70 : 30
Các chủ nợ chính	Ngân hàng thương mại trong nước	Ngân hàng thương mại trong nước	Liên minh do ADB dẫn đầu	Shinhan + các ngân hàng địa phương
Lãi suất hỗn hợp	8–9%	8–8,5%	~4,5%	Hỗn hợp 4,5–8,5%
Thời hạn	12 năm	13 năm	15 năm	14 năm

Điểm chính	Điểm mạnh	Thực thi nhanh chóng	Quy mô và tham vọng	Quản trị ESG mạnh mẽ	Quan hệ đối tác song phương hiệu quả
Nhận thức chính	Định thức	Áp lực về kỳ hạn/chi phí	Tác động của việc giảm công suất	Rủi ro tỷ giá	Sự phức tạp về đất đai và cấp phép

Các trường hợp nghiên cứu cho thấy những thế mạnh bổ trợ lẫn nhau: các cấu trúc do doanh nghiệp trong nước dẫn dắt nổi trội về tốc độ triển khai và khả năng thực thi tại địa phương, trong khi các dự án có sự hỗ trợ quốc tế lại hưởng lợi từ chi phí vốn thấp hơn và khuôn khổ quản trị chặt chẽ hơn. Cả hai mô hình đều đối mặt với các thách thức chung liên quan đến kỳ hạn tài trợ, rủi ro tỷ giá và nhu cầu hoàn thiện các cơ chế điều chỉnh doanh thu linh hoạt hơn.

Những thành tựu của Việt Nam trong việc huy động hơn 20 tỷ USD, chủ yếu là vốn tư nhân, cho lĩnh vực năng lượng tái tạo trong chưa đầy một thập kỷ vẫn là ngoại lệ nổi bật theo tiêu chuẩn khu vực và toàn cầu. Vì vậy, các ràng buộc được nhận diện ở trên nên được nhìn nhận như những khó khăn tất yếu của một thị trường trẻ đang phát triển nhanh, hơn là các khiếm khuyết mang tính nền tảng.

Các bằng chứng hội tụ vào một kết luận mang tính xây dựng: nguồn vốn dồi dào, cả trong nước và quốc tế, sẵn sàng được huy động ở quy mô lớn hơn và với chi phí thấp hơn đáng kể, với điều kiện môi trường hỗ trợ được cải thiện tập trung vào ba ưu tiên chính:

1. Tăng cường tính dự báo của chính sách và phối hợp liên cơ quan;
2. Các công cụ chia sẻ rủi ro có mục tiêu, minh bạch và có thời hạn;
3. Nâng cao công bố dữ liệu và chuẩn hóa các khuôn khổ tăng cường tín dụng.

Việc giải quyết các ưu tiên này thông qua đối thoại hợp tác giữa Chính phủ, khu vực doanh nghiệp và các đối tác phát triển sẽ giúp Việt Nam duy trì động lực doanh nghiệp đã tạo nên giai đoạn bùng nổ 2017–2025, đồng thời xây dựng độ trưởng thành thể chế cần thiết để tài trợ cho các khoản đầu tư lớn hơn và phức tạp hơn nhiều trên lộ trình Net Zero.

2.5. XÂY DỰNG CẤU TRÚC TÀI CHÍNH HỖ HỢP TỐI ƯU CHO QUÁ TRÌNH CHUYỂN ĐỔI NĂNG LƯỢNG

2.5.1. VAI TRÒ BỔ TRỢ CỦA NHÀ ĐẦU TƯ TRONG NƯỚC VÀ NƯỚC NGOÀI: MỘT CƠ CHẾ TÁI CHU CHUYỂN VỐN CÓ HIỆU QUẢ CAO

Sự mở rộng năng lượng tái tạo tại Việt Nam được thúc đẩy bởi sự phân công vai trò rõ nét và hiệu quả giữa các nhà đầu tư trong nước và nhà đầu tư nước ngoài. Các chủ đầu tư trong nước thường xuyên đảm nhận giai đoạn rủi ro cao nhất của chu kỳ đầu tư. Họ chịu trách nhiệm xác định địa điểm, đàm phán đất đai và thủ tục pháp lý, bảo đảm thỏa thuận đấu nối lưới điện và quản lý tiến độ xây dựng trong điều kiện thời gian gấp rút. Lợi thế cốt lõi của nhóm này nằm ở năng lực địa phương, tính linh hoạt và sự am hiểu sâu sắc các quy trình hành chính tại Việt Nam.

Do phần lớn các chủ đầu tư trong nước chỉ được thành lập sau Luật Điện lực năm 2004 và vì vậy có quy mô vốn chủ sở hữu tích lũy còn hạn chế, họ vận hành theo một mô hình phát triển hợp lý: phát triển dự án từ giai đoạn ý tưởng đến vận hành thương mại (COD), sau đó thoái vốn một phần hoặc toàn bộ trong vòng từ hai đến bảy năm. Hoạt động thoái vốn này cung cấp nguồn lực tài chính cần thiết để khởi động chu kỳ dự án tiếp theo, qua đó hình thành nền tảng cho thị trường mua bán và sáp nhập (M&A) trong lĩnh vực năng lượng tại Việt Nam.

Các nhà đầu tư nước ngoài thường tham gia thị trường ở các giai đoạn sau. Họ mang lại chi phí vốn thấp hơn, năng lực tài chính mạnh hơn và chiến lược nắm giữ dài hạn phù hợp với các tài sản ổn định, tạo dòng tiền bền vững. Nhóm nhà đầu tư này bao gồm các tập đoàn điện lực toàn cầu, các quỹ hạ tầng và các nhà đầu tư chiến lược đến từ Thái Lan, Nhật Bản, Hàn Quốc, Singapore, châu Âu và Hoa Kỳ. Những tên tuổi tiêu biểu có thể kể đến như Gulf, Super Energy, Banpu, B.Grimm, Enel, Ørsted, TotalEnergies, SCATEC, Tokyo Gas, SK Energy, ACEN, Actis, CIP và các tổ chức khác.

Một vòng tái chu chuyển vốn điển hình hiện đang định hình thị trường năng lượng Việt Nam:

1. Các chủ đầu tư trong nước khởi xướng, giảm thiểu rủi ro và triển khai dự án đến giai đoạn COD.
2. Các nhà đầu tư nước ngoài mua lại phần vốn chủ sở hữu thông qua các thương vụ M&A hoặc cấu trúc liên doanh.
3. Các chủ đầu tư trong nước tái sử dụng nguồn vốn thu được để phát triển các danh mục dự án mới và khởi động lại chu trình.

Một số giao dịch gần đây minh họa rõ nét cơ chế này:

- Trung Nam chuyển nhượng 35% cổ phần dự án điện gió công suất 151,95 MW (giá trị VND 4.000 tỷ, xấp xỉ 160 triệu USD) cho Hitachi Sustainable Energy vào tháng 5 năm 2021.
- Seampcorp Solar Vietnam mua lại 196 MW tài sản điện gió và điện mặt trời từ Gelex vào ngày 20 tháng 6 năm 2024.

Cơ chế này tạo ra những lợi ích mang tính hệ thống rõ rệt:

- Đẩy nhanh tiến độ triển khai nhờ các chủ đầu tư trong nước xử lý hiệu quả các giai đoạn rủi ro cao.
- Tái chu chuyển hiệu quả nguồn vốn chủ sở hữu còn khan hiếm trong nước, cho phép duy trì dòng dự án liên tục.
- Đưa các tiêu chuẩn quốc tế, nguồn vốn vay dài hạn và chi phí tài chính thấp hơn vào hệ thống.
- Củng cố niềm tin của nhà đầu tư nhờ các khung pháp lý, giá điện và sản lượng rõ ràng.

Việt Nam nên củng cố hệ thống này thông qua:

- Đẩy nhanh phê duyệt các giao dịch M&A.
- Áp dụng chính sách thuế trung lập đối với phần vốn được tái đầu tư.
- Chuẩn hóa hồ sơ và tài liệu giao dịch nhằm giảm chi phí và độ ma sát.

Cơ chế tái chu chuyển vốn này đóng vai trò then chốt trong việc duy trì tăng trưởng năng lượng tái tạo của Việt Nam đến năm 2050.

2.5.2. YÊU CẦU VỀ VỐN VAY DÀI HẠN CHẤT LƯỢNG CAO

Các dự án năng lượng đòi hỏi mức đầu tư ban đầu rất lớn trong khi dòng doanh thu kéo dài trong nhiều thập kỷ. Do đó, vốn vay thường chiếm khoảng 70–80% tổng mức đầu tư dự án. Vì việc trả nợ phụ thuộc vào dòng tiền ổn định trong dài hạn, chất lượng và tính phù hợp của nguồn vốn vay có vai trò quyết định đối với khả năng thu xếp tài chính của dự án và mức độ hợp lý của giá điện.

Theo thông lệ tài trợ dự án quốc tế, vốn vay cần đáp ứng các đặc điểm sau:

- Quy mô lớn
- Kỳ hạn dài
- Thời gian ân hạn phù hợp với tiến độ dự án
- Chi phí vốn thấp và có tính dự báo
- Cấu trúc tài trợ không truy đòi
- Được cung cấp bởi các tổ chức cho vay có năng lực kỹ thuật và tiêu chuẩn ESG vững mạnh

- Có khả năng quản lý rủi ro chênh lệch tiền tệ.

Những đặc điểm này là thiết yếu do các dự án năng lượng có các đặc trưng sau:

- Dòng tiền chi ra liên tục trong giai đoạn xây dựng
- Quá trình thu hồi vốn chậm và kéo dài
- Tính đặc thù kỹ thuật cao
- Yêu cầu nghiêm ngặt về quản lý môi trường và xã hội

Hiện nay, Việt Nam vẫn đang đối mặt với một số hạn chế mang tính cấu trúc:

- Các ngân hàng trong nước hiếm khi cho vay với kỳ hạn vượt quá 12 năm.
- Các công cụ phòng ngừa rủi ro còn kém phát triển.
- Rủi ro tỷ giá cao do doanh thu bằng VND trong khi chi phí đầu vào bằng USD hoặc EUR.
- Hình thức cho vay dựa trên tài sản bảo đảm vẫn chiếm ưu thế so với tài trợ dự án dựa trên dòng tiền.

Giải quyết những hạn chế này có thể giảm chi phí vốn từ 250 đến 400 điểm cơ bản, từ đó làm giảm đáng kể giá điện và tăng lợi nhuận cho nhà đầu tư.

Bảng 9: Các đặc tính cần thiết của nguồn vốn vay đối với các dự án năng lượng

Đặc điểm	Ý nghĩa đối với các dự án năng lượng	Tình hình hiện tại của Việt Nam (năm 2025)
Quy mô khoản vay lớn	Điện gió ngoài khơi \geq 2 tỷ USD; các hành lang truyền tải từ 500 triệu – 1 tỷ USD	Các ngân hàng trong nước bị hạn chế bởi quy định về giới hạn cấp tín dụng đối với một khách hàng
Kỳ hạn dài (15–25 năm)	Cần phù hợp với hợp đồng mua bán điện (PPA) 20 năm và vòng đời tài sản	Ngân hàng trong nước hiếm khi cho vay trên 12 năm; các giao dịch quốc tế đạt 15–18 năm
Ân hạn trong giai đoạn xây dựng	Không phát sinh nghĩa vụ trả nợ cho đến khi dự án bắt đầu tạo doanh thu	Phổ biến trong tài trợ quốc tế; rất hạn chế trong nước

Chi phí vốn thấp và ổn định (all-in cost)	Giữ tỷ suất sinh lời vốn chủ sở hữu (IRR) ở mức hợp lý và bảo đảm giá điện có khả năng chi trả	Trong nước 8,5–10,5%; quốc tế/hỗn hợp 5–7%
Tài trợ dự án không truy đòi hoặc truy đòi hạn chế thực chất	Bên cho vay dựa trên dòng tiền của dự án, không phụ thuộc vào tài sản bảo đảm của doanh nghiệp	Là chuẩn mực quốc tế; trong nước vẫn chủ yếu dựa trên tài sản thế chấp
Năng lực kỹ thuật và ESG	Bên cho vay cần hiểu rõ công nghệ và các rủi ro môi trường – xã hội	Mạnh ở các định chế tài chính phát triển (DFIs); đang cải thiện tại các ngân hàng trong nước dẫn đầu
Quản lý rủi ro tỷ giá	Doanh thu bằng VND trong khi phần lớn chi phí đầu vào bằng USD/EUR	Thị trường phòng ngừa rủi ro gần như chưa tồn tại

2.5.3. LUẬT ĐẦU TƯ SO VỚI LUẬT HỢP TÁC CÔNG TƯ

Tất cả các dự án điện mặt trời và điện gió quy mô lưới điện tại Việt Nam, bao gồm 143 nhà máy điện mặt trời và 83 nhà máy điện gió, với tổng công suất hơn 24 GW, đều được phát triển theo Luật Đầu tư chứ không phải Luật Hợp tác công tư. Nguyên nhân là do cơ cấu (Bảng 10):

- Quyền tự chủ của nhà đầu tư
- Thời gian triển khai nhanh hơn
- Đàm phán thương mại đơn giản hơn
- Ít lớp thủ tục hơn
- Phân bổ rủi ro rõ ràng hơn

Bảng 10: Các đặc điểm cần thiết của vốn vay cho các dự án năng lượng

Kích thước	Luật Đầu tư (lộ trình đã chọn)	Luật PPP (hầu như không được sử dụng trong lĩnh vực năng lượng)
Mức độ tự chủ của nhà đầu tư	Toàn quyền chủ động về tiến độ, đối tác và cấu trúc tài chính	Quy trình phê duyệt nhiều tầng nấc, bắt buộc đấu thầu

Thời gian đạt COD	Có thể đạt trong 18–30 tháng	Thông thường 5–7 năm hoặc hơn đối với các dự án BOT nhiệt điện trước đây
Độ chắc chắn về doanh thu	Đàm phán PPA trực tiếp, chưa hoàn hảo nhưng nhanh hơn	Cơ chế chia sẻ doanh thu cứng 75–125%; hỗ trợ VGF còn chưa rõ ràng
Tỷ lệ vốn Nhà nước tham gia	0%	Lên tới 70% theo sửa đổi năm 2024, nhưng thủ tục chưa được đơn giản hóa
Rủi ro tỷ giá và chấm dứt hợp đồng	Cùng tồn tại điểm yếu của PPA, nhưng không phát sinh thêm tầng rủi ro hợp đồng	Gia tăng một lớp rủi ro hợp đồng bổ sung
Kết quả giai đoạn 2017–2025	Triển khai trên 24 GW công suất	0 GW dự án năng lượng PPP mới kể từ năm 2021

Luật PPP (Hợp tác công tư) đưa ra cơ chế chia sẻ rủi ro có cấu trúc, đảm bảo doanh thu tiềm năng và đóng góp vốn của nhà nước lên đến 70% (sau các sửa đổi năm 2024). Tuy nhiên, sự phức tạp về thủ tục và hợp đồng, cùng với các yêu cầu chuẩn bị và đấu thầu kéo dài, khiến PPP trở nên kém cạnh tranh đối với các dự án năng lượng tái tạo cần thực hiện gấp. Ngay cả sau khi Luật PPP có hiệu lực vào năm 2021, vẫn chưa có dự án PPP năng lượng mới nào được khởi xướng, đặc biệt là các dự án năng lượng tái tạo và lưới điện.

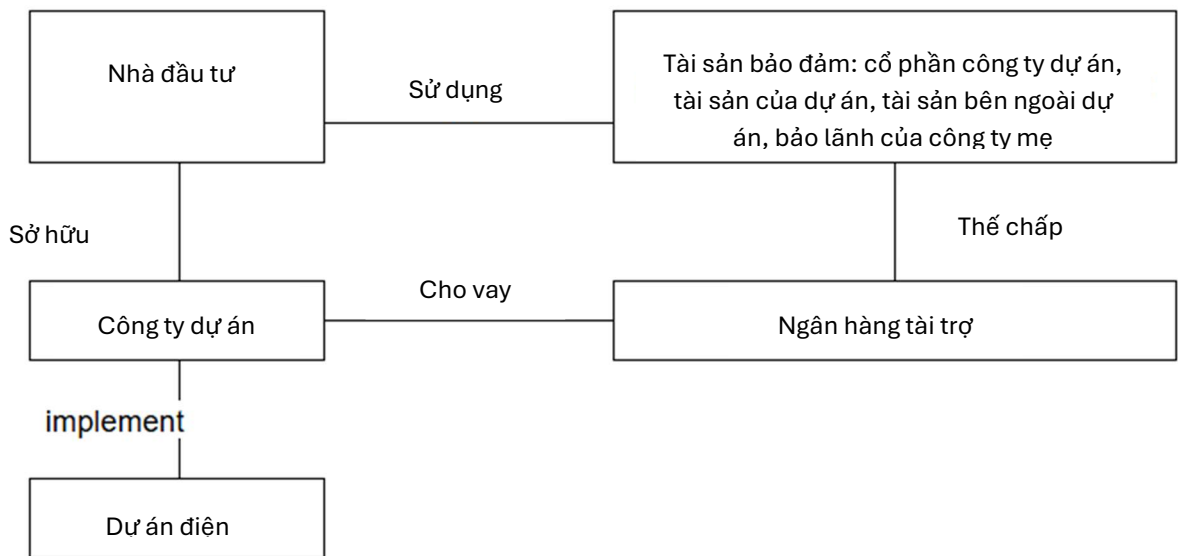
Ngược lại, Luật Đầu tư cho phép các nhà phát triển đáp ứng các thời hạn FIT nghiêm ngặt vào năm 2019 và 2021. Tốc độ và sự linh hoạt cần thiết để xây dựng 24 GW năng lượng tái tạo trong vòng bốn năm sẽ là điều không thể thực hiện được theo các thủ tục PPP.

Việt Nam tiếp tục dựa vào Luật Đầu tư phản ánh các ưu tiên của nhà đầu tư: tốc độ, quyền tự chủ và kiểm soát chi phí. Để mô hình hợp tác công tư (PPP) đóng vai trò có ý nghĩa trong lĩnh vực năng lượng sạch, cần thiết phải có những cải cách pháp lý và thủ tục quan trọng. Vấn đề này được đề cập trong Phần 4 về Khung chính sách và thể chế huy động vốn tư nhân.

2.5.4. MA TRẬN KHẢ NĂNG TIẾP CẬN CÁC NGUỒN VỐN

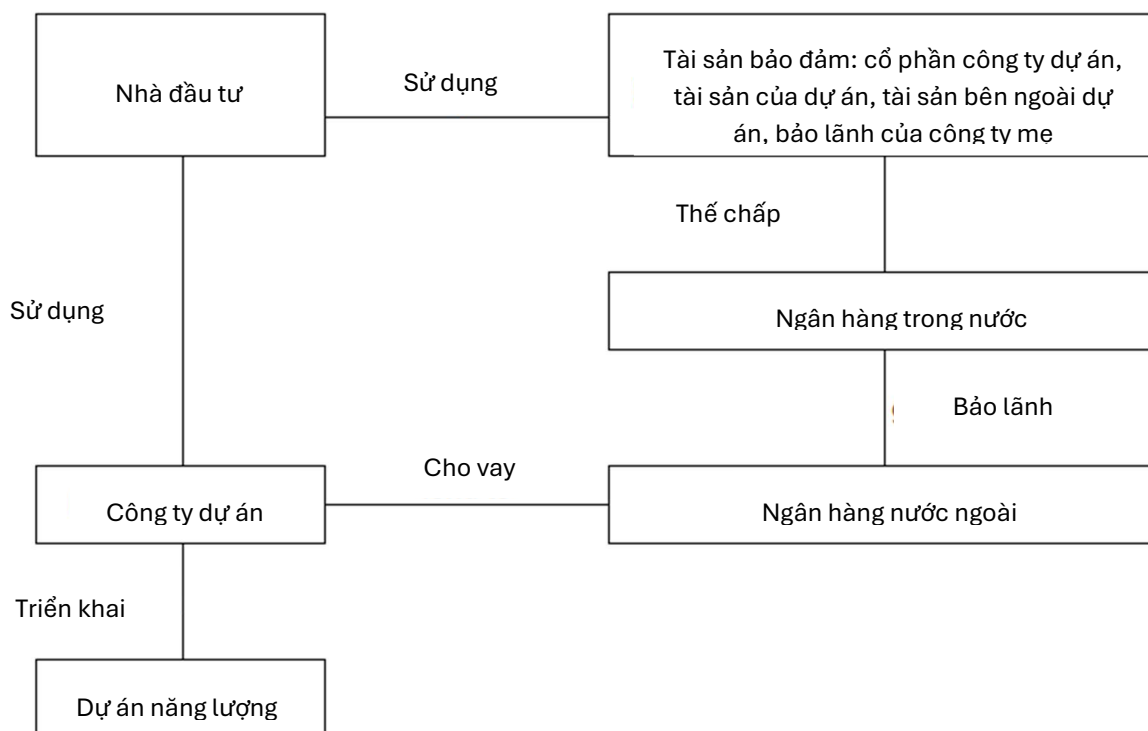
Từ năm 2005 đến năm 2025, các nhà đầu tư năng lượng Việt Nam đã sử dụng một số loại vốn vay chính, với mức độ tiếp cận rất khác nhau giữa các nhóm nhà đầu tư.

- Viện trợ phát triển chính thức và các khoản vay ưu đãi từ các tổ chức đa phương:**
 Hầu hết các khoản vay này đều được chuyển đến EVN và các công ty con như EVNPT và EVNPC thông qua cơ cấu cho vay lại của Nhà nước, trong đó Ngân hàng Nhà nước Việt Nam và Bộ Tài chính vay hộ cho Nhà nước. Không có trường hợp nào ghi nhận nhà đầu tư tư nhân trực tiếp tiếp cận các nguồn vốn này.
- Các khoản vay thương mại nước ngoài:** Các khoản vay này tuân theo một mô hình tương tự. Chúng chủ yếu được huy động cho EVN và các công ty con theo các thỏa thuận cho vay lại của chính phủ, chứ không phải bởi các nhà phát triển tư nhân. Hình 4 minh họa cấu trúc điển hình của các thỏa thuận vay vốn nước ngoài này.



Hình 4. Cấu trúc phổ biến của các thỏa thuận cho vay nước ngoài

- Tín dụng ngân hàng thương mại trong nước:** Nguồn vốn vay chủ yếu trong giai đoạn FIT đã được sử dụng rộng rãi. Các ngân hàng tích cực tài trợ cho các dự án năng lượng tái tạo bao gồm BIDV, VietinBank, Vietcombank, MB Bank và HDBank, trong đó HDBank tập trung chủ yếu vào điện mặt trời mái nhà. Hình 5 thể hiện cấu trúc phổ biến của các khoản vay trong nước này.



Hình 5. Sơ đồ cấu trúc khoản vay nước ngoài phổ biến

- Trái phiếu doanh nghiệp:** Phát hành trái phiếu nổi lên như một kênh tài trợ bổ sung trong giai đoạn mở rộng nhanh chóng của thị trường trái phiếu từ năm 2018 đến năm 2021, khi khối lượng phát hành tăng mạnh, chủ yếu do các công ty bất động sản thúc đẩy. Các công ty năng lượng cũng tham gia thị trường này, nhưng thị phần trái phiếu của họ vẫn còn khiêm tốn. Điều này phản ánh sự phù hợp tốt hơn giữa chu kỳ kinh doanh bất động sản và kỳ hạn trái phiếu điển hình của Việt Nam từ ba đến năm năm, trong khi các dự án năng lượng yêu cầu kỳ hạn từ mười năm trở lên và thường đối mặt với rủi ro tái cấp vốn và tái cấu trúc nếu sử dụng trái phiếu.

Một số mô hình tiếp cận vốn nổi bật có thể được nhận diện như sau:

- Tín dụng thương mại trong nước** dễ tiếp cận nhất đối với các tập đoàn lớn và doanh nghiệp nhà nước, do hoạt động cho vay chủ yếu dựa trên tài sản bảo đảm. Ngược lại, các doanh nghiệp tư nhân quy mô nhỏ, thiếu cấu trúc tập đoàn đa tầng và không có đủ quỹ tài sản, gặp nhiều khó khăn trong việc đáp ứng yêu cầu về tài sản thế chấp và các điều kiện ràng buộc tài chính.
- Phát hành trái phiếu doanh nghiệp** là nấc tiếp theo trong thang tiếp cận vốn. Để sử dụng kênh này, nhà đầu tư cần có uy tín thị trường đủ lớn để thu hút người mua, nền tảng tài chính vững để đáp ứng điều kiện phát hành, và năng lực tái cơ cấu hoặc đảo nợ khi trái phiếu đáo hạn, do kỳ hạn trái phiếu thường không phù hợp với thời gian hoàn vốn của dự án năng lượng. Vì vậy, vốn trái phiếu chỉ phù hợp với một nhóm nhà

đầu tư có quy mô và nền tảng tài chính mạnh, không thể trở thành giải pháp phổ quát cho các chủ đầu tư nhỏ.

- **Vay thương mại nước ngoài** là lựa chọn thứ ba đối với khu vực tư nhân. Kênh này mang lại chi phí vốn thấp hơn và kỳ hạn dài hơn, nhưng cấu trúc giao dịch phức tạp, hồ sơ pháp lý tuân theo chuẩn mực quốc tế, gây nhiều khó khăn cho các doanh nghiệp trong nước khi đàm phán và tuân thủ. Trên thực tế, vay vốn nước ngoài chỉ khả thi đối với các nhà đầu tư nước ngoài và một số ít doanh nghiệp Việt Nam quy mô lớn, có năng lực tài chính mạnh, kinh nghiệm triển khai dự án và đội ngũ nhân sự chuyên sâu.

Bảng tóm tắt dưới đây cung cấp cái nhìn tổng quan về các nguồn tài trợ này và khả năng tiếp cận của các nhà đầu tư.

Bảng 11: Khả năng tiếp cận các nguồn vốn trong lĩnh vực năng lượng của Việt Nam

Nguồn vốn	Doanh nghiệp nhà nước / EVN	DN tư nhân lớn	DN tư nhân nhỏ	Nhà đầu tư nước ngoài / FDI
ODA và vốn vay ưu đãi	✓✓✓	X	X	X (trừ trường hợp tài chính pha trộn)
Vốn vay thương mại quốc tế / các định chế tài chính phát triển (DFI)	✓✓✓ (kèm bảo lãnh Chính phủ)	✓ (khi có đối tác nước ngoài)	X	✓✓✓
Tín dụng ngân hàng thương mại trong nước	✓✓✓	✓✓	✓ (quy mô khoản vay nhỏ)	✓ (theo cấu trúc tài trợ dự án)
Trái phiếu doanh nghiệp (trong nước)	✓✓	✓ (khi có xếp hạng tín nhiệm)	X	✓ (niêm yết trên thị trường quốc tế)

Những điểm chính :

- **Thứ tự ưu tiên chất lượng vốn:** ODA → các khoản vay quốc tế → các khoản vay trong nước → trái phiếu doanh nghiệp. Các nguồn vốn này khác nhau rõ rệt về thời hạn, chi phí và phân bổ rủi ro.

- **Thứ tự ưu tiên về khả năng tiếp cận:** Doanh nghiệp nhà nước → nhà đầu tư nước ngoài → doanh nghiệp lớn trong nước → doanh nghiệp nhỏ trong nước. Khả năng tín dụng của doanh nghiệp càng cao, các lựa chọn tiếp cận vốn càng đa dạng.

Các nhà phát triển bất động sản quy mô nhỏ của Việt Nam gặp khó khăn trong việc mở rộng quy mô vì thiếu tài sản thế chấp và xếp hạng tín dụng cần thiết để được cấp vốn dài hạn.

Thu hẹp khoảng cách đầu tư của Việt Nam phụ thuộc vào việc từng bước nâng cao khả năng tiếp cận thị trường cho các nhà phát triển tư nhân trong nước thông qua các biện pháp bảo lãnh, tăng cường tín dụng và khung doanh thu ổn định.

2.5.5. DIỄN BIẾN CẤU TRÚC VỐN ĐIỂN HÌNH CỦA MỘT DỰ ÁN NĂNG LƯỢNG TÁI TẠO TẠI VIỆT NAM

Cơ cấu vốn của một dự án phát triển qua các giai đoạn khác nhau:

Bảng 12: Sự phát triển của cấu trúc vốn trong suốt vòng đời dự án

Giai đoạn	Cấu trúc điển hình	Chủ sở hữu vốn góp	Bên cung cấp vốn vay
Phát triển và xây dựng	25–30% vốn chủ sở hữu / 70–75% vốn vay	Chủ đầu tư trong nước	Ngân hàng thương mại trong nước
1–5 năm sau COD	Chuyển nhượng một phần dự án (farm-down) kết hợp tái cấp vốn	Liên doanh trong nước và nước ngoài	Liên danh ngân hàng trong nước và quốc tế
Nắm giữ dài hạn (10–25 năm)	30–40% vốn chủ sở hữu / 60–70% vốn vay dài hạn	Nhà đầu tư chiến lược hoặc quỹ nước ngoài	Liên danh do các định chế tài chính phát triển (DFI) dẫn dắt, kỳ hạn 15–18 năm hoặc dài hơn

Mô hình này phản ánh thực tế là các nhà phát triển trong nước thường dựa vào các ngân hàng địa phương trong giai đoạn xây dựng, trong khi việc ổn định sau khi bàn giao nhà cho phép tiếp cận nguồn vốn dài hạn và chi phí thấp hơn từ các nhà đầu tư chiến lược nước ngoài và các tổ chức tài chính phát triển.

Một ví dụ tiêu biểu là Dự án Điện gió Duyên Hải của Tập đoàn REE, dự án đã nhận được gói vay khoảng 1.640 tỷ đồng (khoảng 64 triệu USD). Dự án này minh họa cách thức các tài sản

năng lượng tái tạo của Việt Nam ban đầu được tài trợ bằng nguồn vốn trong nước, trước khi trở nên phù hợp cho việc tái cấp vốn và cân bằng vốn chủ sở hữu khi rủi ro vận hành được giảm thiểu. Trên thực tế, quá trình chuyển đổi này thường đi kèm với:

- **Vòng quay vốn chủ sở hữu:** Thông qua việc thoái vốn một phần cho các nhà đầu tư nước ngoài hoặc đa dạng hóa cơ sở cổ đông; và
- **Tái cấu trúc nợ:** bao gồm việc tái cấp vốn thành các khoản vay quốc tế có kỳ hạn dài hơn hoặc chi phí thấp hơn, thường liên quan đến các tổ chức tài chính phát triển (DFI) hoặc các nhà cho vay quốc tế.

Sự phát triển này nhấn mạnh tầm quan trọng của các hợp đồng mua bán điện (PPA) có thể dự đoán được, các quy định tạo điều kiện thuận lợi cho việc tái cấp vốn và khả năng tiếp cận thị trường vốn quốc tế trong việc giảm tổng chi phí vốn cho các dự án năng lượng tái tạo tại Việt Nam.

2.5.6. CÁC NGUYÊN TẮC CHÍNH SÁCH VÀ HÀNH ĐỘNG TỨC THỜI ĐỀ HỖ TRỢ TÀI CHÍNH HỖN HỢP TRÊN QUY MÔ LỚN

Ngành năng lượng Việt Nam hiện có khả năng tiếp cận đa dạng các nguồn vốn và sự tham gia của nhiều nhóm nhà đầu tư, mỗi nhóm sở hữu những lợi thế so sánh khác nhau. Các chủ đầu tư trong nước đóng góp tính linh hoạt và năng lực triển khai tại địa phương, trong khi các nhà đầu tư nước ngoài mang lại khả năng tài trợ dài hạn và kinh nghiệm quốc tế. Sự khác biệt này cũng dẫn tới điều kiện tài trợ không đồng đều giữa các nhóm nhà đầu tư, qua đó định hình cách thức dòng vốn chảy vào ngành.

Mặc dù thanh khoản vốn chủ sở hữu vẫn ở mức tốt, việc chuyển hóa nguồn vốn này thành các khoản tài trợ dự án dài hạn, đáp ứng tiêu chuẩn quốc tế về khả năng vay vốn, vẫn còn nhiều thách thức. Các yếu tố như rủi ro tỷ giá, chênh lệch kỳ hạn, cơ chế bảo lãnh còn hạn chế, khung giá điện đang trong quá trình hoàn thiện và thiếu các công cụ chia sẻ rủi ro chuẩn hóa tiếp tục ảnh hưởng đến tâm lý nhà đầu tư. Sau khi cơ chế giá FIT kết thúc năm 2021, hoạt động phát triển năng lượng tái tạo chững lại, phản ánh cả giai đoạn chuyển tiếp chính sách và nhu cầu về tín hiệu dài hạn rõ ràng hơn đối với cơ chế giá và lựa chọn nhà đầu tư..

2.5.6.1. MỤC TIÊU CHÍNH SÁCH

Định hướng chính sách của Việt Nam cần cân bằng hai mục tiêu bổ trợ lẫn nhau:

- **Về lâu dài:**
Hình thành một nhóm doanh nghiệp năng lượng sạch Việt Nam quy mô lớn, có năng

lực cạnh tranh quốc tế, đủ khả năng tiếp cận thị trường vốn toàn cầu và vận hành theo chuẩn mực quốc tế.

- **Ngắn hạn:**

Tăng cường môi trường tài trợ cho khu vực tư nhân thông qua mở rộng khả năng tiếp cận nguồn vốn chất lượng cao, bằng các biện pháp như:

- Công cụ tăng cường tín dụng có bảo lãnh tạm thời của Nhà nước;
- Cơ chế doanh thu dự báo được;
- Khung giá điện ổn định, minh bạch;
- Hỗ trợ chênh lệch khả thi (VGF) và cơ chế chia sẻ doanh thu linh hoạt;
- Hợp đồng mẫu chuẩn hóa, minh bạch.

Những biện pháp này sẽ giúp thu hẹp khoảng cách giữa nhu cầu đầu tư trước mắt và sự phát triển thị trường dài hạn.

2.5.6.2. NGUYÊN TẮC ĐỊNH HƯỚNG CHO THIẾT KẾ TÀI CHÍNH KẾT HỢP

Hình thức tài chính hỗn hợp hiệu quả nhất khi phản ánh được sự trưởng thành của thị trường và đặc điểm của các nhà đầu tư tham gia. Một số nguyên tắc có thể định hướng việc xây dựng chính sách:

- Các dự án khác nhau đòi hỏi cấu trúc vốn khác nhau; một mô hình duy nhất không thể phù hợp với tất cả các nhà đầu tư.
- Cấu trúc tài trợ cần được điều chỉnh theo thời gian, ngày càng tinh vi hơn cùng với sự nâng cao năng lực trong nước.
- Mọi cấu trúc vốn đều khởi nguồn từ vốn chủ sở hữu, do đó khẩu vị rủi ro của nhà đầu tư là yếu tố then chốt.
- Chính sách cần phản ánh các ràng buộc tài trợ thực tế, không chỉ dựa trên mô hình phân bổ rủi ro mang tính lý thuyết.
- Lộ trình phát triển ngành rõ ràng là điều kiện thiết yếu để định hướng kế hoạch của nhà đầu tư và bảo đảm tính dự báo của khung pháp lý.
- Việc theo dõi thường xuyên thị trường vốn trong nước và quốc tế giúp cơ quan quản lý sớm nhận diện các điểm nghẽn mới và chủ động điều chỉnh chính sách.

2.5.6.3. HÀNH ĐỘNG TẠO ĐIỀU KIỆN

Một số bước thực tiễn có thể giúp huy động vốn dài hạn, chi phí hợp lý trên quy mô lớn:

- Ban hành và thể chế hóa các cơ chế tăng cường tín dụng, như bảo lãnh rủi ro một phần và thư hỗ trợ của Chính phủ.

- Tăng cường giảm thiểu rủi ro tỷ giá thông qua công cụ ổn định tiền tệ, cơ chế phòng ngừa rủi ro hoặc cấu trúc giá điện có điều chỉnh theo tỷ giá.
- Nâng cao khả năng vay vốn của bên mua điện thông qua mở rộng PPA dài hạn, thanh toán công suất và cơ chế sàn giá.
- Giảm chi phí giao dịch bằng hợp đồng chuẩn hóa và quy trình phê duyệt tinh gọn.
- Cải thiện phối hợp giữa Bộ Tài chính, Bộ Công Thương, Ngân hàng Nhà nước, Kho bạc Nhà nước và chính quyền địa phương để bảo đảm triển khai thống nhất.
- Lồng ghép hỗ trợ chênh lệch khả thi và khung chia sẻ doanh thu được hiệu chỉnh phù hợp vào các dự án năng lượng tái tạo và lưu trữ khi cần thiết.
- Hỗ trợ các chủ đầu tư trong nước nâng cao minh bạch tín dụng, xây dựng lộ trình xếp hạng tín nhiệm và tiếp cận thị trường vốn trong nước và quốc tế..

Nhìn chung, những biện pháp này có thể giúp Việt Nam xây dựng một hệ sinh thái tài chính hỗn hợp ổn định, gắn kết và hiệu quả hơn, có khả năng duy trì đầu tư quy mô lớn trong suốt quá trình chuyển đổi năng lượng.

3. KHUNG CHÍNH SÁCH VÀ THỂ CHẾ CHO VIỆC HUY ĐỘNG VỐN TƯ NHÂN

Khung pháp lý của Việt Nam về huy động vốn tư nhân trong lĩnh vực năng lượng đã phát triển thành một hệ sinh thái pháp lý năng động, đa tầng, tích hợp các chính sách ngành, đầu tư và tài chính. Thay vì chỉ dựa vào một Luật Năng lượng tái tạo duy nhất, cách tiếp cận của quốc gia dựa trên các công cụ xuyên suốt nhằm định hình tính khả thi của dự án, sự chắc chắn về doanh thu và khả năng tiếp cận nguồn tài chính. Các cải cách được đưa ra vào năm 2024 và 2025, đặc biệt là các sửa đổi đối với Luật Điện lực, Luật Đầu tư và Luật Hợp tác công tư, đã tăng cường tính linh hoạt, cải thiện việc chia sẻ rủi ro và nâng cao sự phù hợp với các tiêu chuẩn tài chính xanh quốc tế. Nhìn chung, những cập nhật này đáp ứng trực tiếp sự suy giảm sau khi áp dụng chính sách giá ưu đãi (FIT), khoảng cách đầu tư trong PDP8 và cam kết dài hạn của Việt Nam về mục tiêu Net Zero vào năm 2050.

Phần này cung cấp một đánh giá tổng hợp về các nền tảng pháp lý hỗ trợ sự tham gia của khu vực tư nhân, với trọng tâm là xem xét Luật Đầu tư và khung pháp lý về hợp tác công tư (PPP) từ góc độ tài chính và khả năng huy động vốn.

3.1. CÁC NỀN TẢNG PHÁP LÝ CỐT LÕI: MỘT HỆ SINH THÁI ĐA TẦNG

Sự tham gia của khu vực tư nhân trong các khâu sản xuất, truyền tải, lưu trữ và tiêu thụ điện của doanh nghiệp phụ thuộc vào một hệ thống luật pháp liên kết chặt chẽ, cùng nhau quyết định chi phí vốn, thời hạn tài trợ, sự ổn định doanh thu và tính thanh khoản của nhà đầu tư.

- Luật Điện lực quy định hướng đi của ngành và tạo cơ sở pháp lý cho các thỏa thuận phân phối điện quốc tế (DPPA), các cơ chế cạnh tranh và tự do hóa thị trường trong tương lai.
- Luật Đầu tư là con đường mặc định và nhanh nhất cho hầu hết các dự án năng lượng tái tạo và điều chỉnh cách các nhà đầu tư tư nhân cơ cấu và thoái vốn khỏi tài sản.
- Luật PPP cung cấp khuôn khổ cho các mô hình được nhà nước hỗ trợ trong lĩnh vực truyền tải điện, điện gió ngoài khơi, hệ thống lưu trữ năng lượng pin (BESS) và các cơ sở hạ tầng quy mô lớn khác, nơi yêu cầu chia sẻ rủi ro giữa các quốc gia.

Mỗi đạo luật ảnh hưởng đến một khía cạnh rủi ro khác nhau, bao gồm rủi ro pháp lý, rủi ro vận hành, rủi ro tài chính và rủi ro đối tác. Hiểu được sự tương tác giữa chúng là điều cần thiết để đánh giá tính khả thi của dự án thay vì chỉ xem xét từng đạo luật một cách riêng lẻ.

Bảng 13: Các luật cốt lõi và tác động chính của chúng đối với các quyết định tài chính tư nhân

#	Luật / Quy định	Tác động tài chính/đầu tư chính
---	-----------------	---------------------------------

1 Luật Đầu tư số 61/2020/QH14 (được sửa đổi bởi Luật 57/2024 và 90/2025)

Lộ trình mặc định cho hơn 99% các dự án năng lượng tái tạo; tính linh hoạt tối đa về thủ tục, thời gian vận hành nhanh nhất, chuyển nhượng cổ phần và sáp nhập & mua lại dễ dàng nhất.

Các sửa đổi quan trọng nhằm tăng cường sự huy động nguồn lực tư nhân:

- **Các biện pháp khuyến khích và bảo vệ được mở rộng:** Các bản cập nhật nới lỏng quyền sở hữu nước ngoài trong lĩnh vực năng lượng tái tạo (lên đến 100% trong các phân khúc phi chiến lược), kéo dài thời gian miễn thuế thu nhập doanh nghiệp (lên đến 20 năm đối với các dự án công nghệ cao/xanh), và giới thiệu các thương vụ mua bán và sáp nhập không chịu thuế đối với lợi nhuận tái đầu tư. Điều này tạo điều kiện thuận lợi cho việc tái sử dụng vốn, một động lực cốt lõi của mô hình chuyển giao trong nước - nước ngoài.
- **Quy trình được đơn giản hóa:** Thời gian phê duyệt được rút ngắn (120-180 ngày đối với hầu hết các dự án), với các trường hợp "đặc biệt" dành cho các nguồn năng lượng tái tạo chiến lược (ví dụ: khảo sát điện gió ngoài khơi). Các nền tảng kỹ thuật số để đăng ký giúp giảm bớt thủ tục hành chính, cho phép hoàn tất thủ tục tài chính nhanh hơn.
- **Tích hợp với Tài chính Xanh:** Các sửa đổi phù hợp với phân loại của Quyết định 21/2025/QĐ-TTg, cho phép các dự án xanh đã được xác minh tiếp cận tín dụng và trái phiếu ưu đãi. Việc công bố thông tin ESG hiện là bắt buộc đối với các khoản đầu tư niêm yết, tăng cường khả năng tiếp cận nguồn vốn quốc tế.
- **Các biện pháp tăng cường thanh khoản và thoái vốn:** Các quy định rõ ràng hơn về chuyển nhượng cổ phần, chia nhỏ dự án và hồi hương lợi nhuận (với đảm bảo tỷ giá hối đoái một phần) làm cho luật này trở nên rất hấp dẫn đối với các chiến lược xây dựng và thoái vốn.

Tính linh hoạt của luật hỗ trợ tài chính dự án không truy đòi và vận hành nhanh chóng, nhưng khả năng thực thi yếu kém của các hợp đồng mua bán điện (không có cơ chế bảo lãnh của chính phủ) giới hạn thời hạn chỉ từ 12 đến 15 năm. Việc hài hòa hơn nữa với mô hình hợp tác công tư (PPP) đối với các mô hình lai sẽ mở rộng sức hấp dẫn của nó đối với các tài sản lớn hơn.

2 Luật PPP số 64/2020/QH14 (được sửa đổi bởi Luật 57/2024 & 90/2025) Được ban hành năm 2020 và sửa đổi bởi Luật số 57/2024/QH15 và Luật số 90/2025/QH15, Luật Hợp tác công tư (PPP) là không thể thiếu đối với sự tham gia của tư nhân trong lĩnh vực truyền tải điện, hệ thống lưu trữ năng lượng pin (BESS), thủy điện tích năng và phát điện chiến lược, nơi cần có sự hỗ trợ của nhà nước. Những thay đổi gần đây đã làm cho luật này thân thiện hơn với nhà đầu tư trong khi vẫn duy trì các biện pháp bảo vệ tài chính.

Các sửa đổi và điều khoản chính:

- **Phạm vi mở rộng và sự hỗ trợ của Nhà nước:** Lĩnh vực năng lượng (không bao gồm thủy điện độc quyền nhà nước) được ưu tiên, với vốn nhà nước hiện nay lên đến 70% cho các dự án rủi ro cao/vùng sâu vùng xa (ví dụ: các dự án điện gió ngoài khơi). Điều này tận dụng nguồn vốn công để giảm thiểu rủi ro cho sự tham gia của tư nhân, cho phép tỷ lệ DSCR $\geq 1,4-1,6$ và thời hạn vay nợ từ 20–30 năm.
- **Các loại hợp đồng và tính linh hoạt:** Công nhận các mô hình BOT, BOO, BTL, BT, O&M. Các sửa đổi khôi phục lại mô hình BT (xây dựng-chuyển giao) cho các tài sản lưới điện và đưa ra các khoản thanh toán dựa trên khả năng hoạt động (ngưỡng 95%), lý tưởng cho hệ thống truyền tải/lưu trữ năng lượng pin (BESS) nơi doanh thu không dựa trên mức sử dụng.
- **Cải thiện cơ chế chia sẻ rủi ro:** Chia sẻ doanh thu bù đắp các khoản thiếu hụt do thay đổi chính sách (50% dưới ngưỡng 75%); bảo lãnh ngoại hối lên đến 30% doanh thu VND. Luật 90/2025 mở rộng phạm vi bao

gồm cả rủi ro thị trường, với cơ chế giải quyết tranh chấp rõ ràng hơn.

- **Cải tiến quy trình mua sắm và tiến độ:** Nghị định 35/2021 (được sửa đổi bởi Nghị định 71/2025) rút ngắn thời gian đấu thầu xuống còn 120 ngày; lựa chọn "trường hợp đặc biệt" đối với các dự án phức tạp. Nghị định 243/2025 làm rõ thẩm quyền của các cơ quan, giảm sự chồng chéo.
- **Quản lý tài chính và bảo lãnh:** Nghị định 28/2021 quy định về thanh toán, phát hành trái phiếu và định giá đất. Các sửa đổi bổ sung yêu cầu kiểm toán ESG và nền tảng kỹ thuật số để đảm bảo tính minh bạch.

Với các điều khoản bảo đảm và thanh toán mạnh mẽ hơn, các mô hình PPP có thể đạt được tỷ suất lợi nhuận bình quân gia quyền (WACC) kết hợp từ 5,5–6,5%. Tuy nhiên, sự phức tạp về thủ tục (vẫn mất 4–7 năm đối với một số mô hình) và phạm vi bảo hiểm rủi ro hẹp đang hạn chế việc áp dụng – chỉ có 19 mô hình BOT truyền thống trong lĩnh vực năng lượng. Để khai thác hết tiềm năng, cần tích hợp phân loại xanh định lượng và các hợp đồng mẫu do Bộ Tài chính dẫn đầu.

3 Luật Điện lực số 61/2024/QH15 Tạo cơ sở pháp lý cho DPPA, các hợp đồng chênh lệch giá/đấu giá trong tương lai, việc điều chỉnh thuế quan theo chỉ số, các giao dịch mua bán giữa các cá nhân và cuối cùng là cạnh tranh bán buôn/bán lẻ.

Bằng cách đảm bảo tính chắc chắn về doanh thu dài hạn và sự phù hợp với các tiêu chí ESG, luật này làm giảm phí bảo hiểm rủi ro (có thể từ 150–250 điểm cơ bản) và kéo dài thời hạn vay nợ. Tuy nhiên, tác động đầy đủ phụ thuộc vào việc thực thi các nghị định (ví dụ: sửa đổi DPPA, các quy định về giá), cần được ưu tiên để tránh tình trạng suy giảm đầu tư sau khi áp dụng FiT.

4 Luật Đất đai số 31/2024/QH15 (có hiệu Chi phí này chiếm 12–20% tổng chi phí dự án thông qua việc giải phóng mặt bằng, phí thuê đất, phí chuyển đổi đất trồng lúa và phí phân bổ diện tích biển (mới) cho điện gió ngoài khơi.

	lực từ ngày 1 tháng 8 năm 2025)	
5	Luật Quy hoạch năm 2017 (sửa đổi năm 2024–2025)	Dự án phải được liệt kê rõ ràng trong kế hoạch phát triển quốc gia (PDP8) và quy hoạch tổng thể cấp tỉnh để đủ điều kiện thực hiện nghiên cứu lưới điện và thỏa thuận mua bán điện (PPA).
6	Luật đấu thầu số 22/2023/QH15 (sửa đổi năm 2024–2025)	Bắt buộc khi có liên quan đến thủ phủ hoặc đất đai của tiểu bang; điều chỉnh việc mua sắm EPC và (trong PPP) việc lựa chọn nhà đầu tư.
7	Luật Bảo vệ Môi trường năm 2020 + Nghị định 08/2022	Giấy phép đánh giá tác động môi trường (EIA) hiện là một điều khoản bắt buộc trong hầu hết các khoản vay quốc tế; việc không tuân thủ sẽ dẫn đến vi phạm hợp đồng.
8	Quyết định phân loại xanh số 21/2025/QĐ-TTg + Thông tư số 17/2022/TT-NHNN	Xác định điều kiện để được vay vốn xanh/bền vững, phát hành trái phiếu, hưởng ưu đãi thuế và tỷ lệ dự trữ ưu đãi cho các ngân hàng.

Từ góc độ tài chính, Luật Đầu tư và Luật Hợp tác công tư (PPP) đóng vai trò là những “rào cản” cấu trúc quyết định cách thức triển khai một dự án năng lượng tái tạo hoặc lưới điện. Trên thực tế, các nhà máy năng lượng tái tạo chủ yếu được phát triển theo Luật Đầu tư, trong khi các dự án truyền tải và lưu trữ năng lượng quy mô lớn chỉ có thể được tiến hành thông qua con đường PPP.

Luật Đầu tư mang lại cho các nhà phát triển mức độ tự chủ cao, cơ cấu vốn linh hoạt và ít thủ tục rườm rà hơn, điều này giải thích tại sao phần lớn các nhà máy điện gió và điện mặt trời đang hoạt động hiện nay đều lựa chọn con đường này. Luật này cho phép hình thành dự án nhanh chóng, cấp phép nhanh hơn và chuyển nhượng vốn dễ dàng hơn, một cơ chế thoái vốn thiết yếu cho các nhà phát triển trong nước.

Ngược lại, Luật PPP điều chỉnh các dự án đòi hỏi sự tham gia sâu rộng hơn của Nhà nước hoặc các nghĩa vụ vì lợi ích công cộng, bao gồm cả mạng lưới truyền tải điện. Khung pháp lý PPP của Việt Nam bắt nguồn từ Luật PPP số 64/2020/QH14, đã được sửa đổi đáng kể bởi Luật 57/2024/QH15 và Luật 90/2025/QH15. Những sửa đổi này báo hiệu một sự chuyển dịch chiến lược: PPP không còn chỉ được xem là một cơ chế đấu thầu mà là một công cụ đồng tài trợ ngân sách được thiết kế để huy động đầu tư tư nhân đồng thời đảm bảo kỷ luật ngân sách nhà nước thận trọng. Theo các luật sửa đổi, lĩnh vực năng lượng, bao gồm sản xuất điện (trừ thủy điện thuộc độc quyền nhà nước), đường dây truyền tải và lưu trữ, được xác định là lĩnh

vực ưu tiên cho đầu tư PPP. Khung pháp lý thiết lập một loạt các cơ chế cần thiết cho khả năng huy động vốn, chẳng hạn như tài trợ bù đắp chênh lệch khả thi, chia sẻ rủi ro doanh thu, hỗ trợ ngoại tệ và các ưu đãi về thuế và đất đai. Các cơ chế này cho phép Nhà nước thu hút vốn đồng thời chia sẻ rủi ro một cách hợp lý giữa các chủ thể công và tư.

Một bước phát triển quan trọng là việc xác nhận thẩm quyền theo luật định của Bộ Tài chính. Luật sửa đổi trao quyền rõ ràng cho Bộ Tài chính giám sát việc thực hiện các dự án hợp tác công tư (PPP) và thiết kế hoặc phê duyệt tất cả các cơ chế tài chính liên quan đến các dự án PPP, bao gồm cơ cấu đóng góp vốn của Nhà nước, quy tắc thanh toán và quyết toán, công thức chia sẻ rủi ro, quản lý nợ tiềm tàng và bảo lãnh tài chính. Điều này củng cố vai trò của Bộ Tài chính như là cơ quan trung ương chịu trách nhiệm đảm bảo tính bền vững về tài chính của các dự án PPP, đặc biệt là các dự án liên quan đến tài sản năng lượng và truyền tải quy mô rất lớn.

3.2. KHUNG PHÁP LÝ PPP PHÂN CẤP VÀ NHỮNG TÁC ĐỘNG ĐỐI VỚI BỘ TÀI CHÍNH

3.2.1. HIỆN TRẠNG KHUNG PHÁP LÝ VỀ HỢP TÁC CÔNG TƯ (PPP)

Cơ chế hợp tác công tư (PPP) của Việt Nam hoạt động thông qua một hệ thống pháp luật phân cấp, quy định chi tiết các nguyên tắc, cơ chế và thủ tục. Cấu trúc này đảm bảo tính nhất quán trong chính sách cấp quốc gia đồng thời cho phép sự linh hoạt trong thực thi. Dưới đây là phân tích chi tiết theo hệ thống. Khung pháp lý đã phát triển đáng kể kể từ năm 2024, với các sửa đổi nhấn mạnh vào năng lượng tái tạo và xã hội hóa hệ thống truyền tải điện.

Bảng 14: Khung pháp lý chính về hợp tác công tư (PPP) tại Việt Nam

Mức độ	Văn bản	Ngày có hiệu lực	Các quy định chính cho mô hình hợp tác công tư trong lĩnh vực năng lượng	Tác động đến tài chính và đầu tư
1. Luật Quốc hội (Nguyên tắc và phạm vi)	Luật số 64/2020/QH14 (Luật PPP, được sửa đổi bởi Luật số 57/2024/QH15 và Luật số 90/2025/QH15)	Bản gốc: 01/01/2021 Sửa đổi: 15/01/2025 (Luật 57) Sửa đổi: 01/07/2025 (Luật 70)	<ul style="list-style-type: none"> Mở rộng mô hình hợp tác công tư (PPP) cho tất cả các dự án dịch vụ công cộng (bao gồm năng lượng tái tạo, truyền tải, lưu trữ) ngoại trừ các dự án độc quyền của nhà nước (ví dụ: điều độ điện hạt nhân). Khôi phục các hợp đồng BT (sửa đổi Điều 45 thông qua Luật 57) và cho phép đóng góp 70% vốn nhà nước cho các dự án rủi ro cao/vùng sâu vùng xa (điện gió ngoài khơi, thủy điện vùng núi). Giới thiệu quy định về việc lựa chọn nhà đầu tư "trường hợp đặc biệt" (Điều 29) và quyền tự chủ của tỉnh trong việc phê duyệt (Luật 70). Yêu cầu định giá ESG trong thanh toán tài sản công và các nền tảng 	<ul style="list-style-type: none"> Giảm bớt các rào cản về vốn chủ sở hữu (có thể đạt 70% VGF của tiểu bang), cho phép DSCR $\geq 1,4-1,6$ đối với khoản nợ kỳ hạn 20–30 năm. Các khoản thanh toán dựa trên khả năng cung cấp và chỉ số doanh thu (lên đến 30% CPI/FX) giúp năng lượng tái tạo/truyền tải điện khả thi về mặt tài chính với chi phí vốn bình quân gia quyền gộp (WACC) từ 5,5–6,5%. Các công cụ kỹ thuật số giúp giảm thời gian đấu thầu 40%, giảm chi phí gián tiếp (~1–2% chi phí đầu tư).

				PPP kỹ thuật số cho quản lý đấu thầu/hợp đồng.	
2. Nghị định của Chính phủ (Cơ chế chi tiết)	Nghị định số 35/2021/ND-CP và Nghị định số 71/2025/ND-CP (sửa đổi Nghị định số 35/2021/ND-CP)	số 29/3/2021 (Nghị định số 35) và ngày 28/3/2025 (Nghị định số 71)		<ul style="list-style-type: none"> - Rút ngắn thời gian đấu thầu xuống còn 120 ngày; cho phép các đề xuất do nhà đầu tư khởi xướng cho các dự án truyền tải điện/điện gió ngoài khơi. - Giới thiệu mô hình thanh toán theo khả năng đáp ứng (ngưỡng 95%) và lựa chọn đặc biệt cho các dự án chiến lược. - Tăng cường các điều khoản bảo đảm (bảo hiểm rủi ro tỷ giá lên đến 30%) và tiêu chuẩn hóa các hợp đồng dành riêng cho ngành năng lượng. 	<ul style="list-style-type: none"> - Cho phép tài trợ dự án không truy đòi cho hệ thống truyền tải/lưu trữ; mô hình khả thi đầu tiên kể từ năm 2020.
	Nghị định số 243/2025/ND-CP	số 11/9/2025		<ul style="list-style-type: none"> - Chi tiết thẩm quyền của các cơ quan có thẩm quyền ký kết hợp đồng PPP và phê duyệt dự án (ví dụ: người đứng đầu các bộ, tỉnh là các cơ quan có thẩm quyền). 	<ul style="list-style-type: none"> - Đơn giản hóa sự phối hợp giữa nhiều cơ quan đối với các dự án hợp tác công tư trong lĩnh vực năng lượng, giảm thời gian phê duyệt từ 20–30% và làm rõ trách nhiệm tài chính cho Bộ Tài chính.

	<ul style="list-style-type: none"> - Quy định các thủ tục thẩm định dự án PPP, bao gồm cả nghiên cứu tiền khả thi đối với các dự án cấp Quốc hội. - Bao gồm các quy trình lựa chọn nhà đầu tư (đấu thầu, chỉ định), chấm dứt hợp đồng, chuyển giao tài sản và xử lý vi phạm. - Áp dụng cho các sửa đổi trong Luật 57/2024 và 90/2025, bao gồm việc khôi phục BT và giới hạn vốn nhà nước 70%. 	<ul style="list-style-type: none"> - Tăng cường khả năng huy động vốn bằng cách quy định chi tiết việc phân bổ rủi ro trong hợp đồng, hỗ trợ các khoản vay không truy đòi đối với năng lượng tái tạo/truyền tải. - Giúp đẩy nhanh quá trình đề xuất không theo yêu cầu cho các dự án chiến lược như điện gió ngoài khơi.
<p>Nghị định số 26/3/2021 28/2021/ND-CP (Quản lý tài chính PPP)</p>	<ul style="list-style-type: none"> - Quy định việc thanh toán chỉ được thực hiện trên các chứng từ hợp lệ; mở rộng phát hành trái phiếu để huy động vốn. - Chi tiết hóa việc thu hồi khoản thiếu hụt, định giá đất và giải quyết tranh chấp. - Sửa đổi Luật 70: phê duyệt thanh toán cấp tỉnh và kiểm toán tích hợp ESG. 	<ul style="list-style-type: none"> - Cải thiện dòng tiền và các thiết lập ký quỹ, tăng cường sự tin tưởng của người cho vay. - Giảm thiểu tranh chấp sau khi ký hợp đồng

Nghị định số 15/8/2019
69/2019/ND-CP(Thanh
toán tài sản BT)

- Cho phép sử dụng tài sản công (đất đai, cơ sở hạ tầng) để thanh toán BT, với định giá dựa trên thị trường. - Luật 57: Khôi phục BT cho năng lượng; bao gồm các yếu tố ESG trong việc quy đổi tài sản.

- Tạo điều kiện cho các nhà phát triển thoái vốn nhanh hơn thông qua việc hoán đổi tài sản; lý tưởng cho các thỏa thuận truyền tải điện liên quan đến năng lượng tái tạo của BT.

- Giảm nhu cầu vốn chủ sở hữu từ 20–30% thông qua việc bù trừ tài sản.

Tầm quan trọng của mô hình hợp tác công tư (PPP) đối với Bộ Tài chính đã tăng lên đáng kể sau khi Luật 57/2024/QH15 và Luật 90/2025/QH15 được thông qua. Một số sửa đổi đã tăng cường đáng kể quyền hạn và trách nhiệm của Bộ Tài chính:

- **Cơ chế tài chính và quy tắc thanh toán**

Bộ Tài chính hiện được trao quyền rõ ràng để xây dựng hoặc phê duyệt các quy định về cấu trúc tài chính của các dự án hợp tác công tư, thủ tục thanh toán, đóng góp vốn của nhà nước và chia sẻ rủi ro doanh thu.

- **Sự tham gia lớn hơn của dòng vốn nhà nước**

Đối với các dự án năng lượng có tầm quan trọng chiến lược hoặc rủi ro cao, bao gồm điện gió ngoài khơi và truyền tải điện, vốn đóng góp của nhà nước có thể lên tới 70% tổng vốn đầu tư. Điều này tạo ra đòn bẩy mạnh mẽ để huy động vốn tư nhân nhưng đòi hỏi quản lý cẩn thận các khoản nợ tiềm ẩn.

- **Tích hợp với quy hoạch**

Các sửa đổi đối với Luật Quy hoạch yêu cầu các dự án PPP phải được lồng ghép vào các kế hoạch quốc gia và tỉnh đã được phê duyệt, điều này giúp giảm bớt sự không chắc chắn về mặt pháp lý và cải thiện khả năng dự đoán về mặt tài chính.

- **Quy trình lựa chọn nhà đầu tư được đơn giản hóa**

Các sửa đổi đối với Luật Đấu thầu giúp đơn giản hóa quy trình đấu thầu theo mô hình PPP và cho phép lựa chọn "trường hợp đặc biệt" đối với các dự án phức tạp, từ đó giảm chi phí chuẩn bị và giảm thiểu rủi ro tài chính tiềm ẩn.

Những cải cách này đưa khuôn khổ PPP (hợp tác công tư) gần hơn với thông lệ quốc tế. Đồng thời, chúng tăng cường trách nhiệm của Bộ Tài chính trong việc đảm bảo các bảo lãnh tài chính, cam kết chia sẻ doanh thu và nghĩa vụ thanh toán theo khả năng sẵn có vững bền vững về mặt ngân sách.

Mặc dù đã có những tiến bộ, một số thách thức về cấu trúc vẫn đang hạn chế khả năng huy động vốn ở quy mô cần thiết của các mô hình hợp tác công tư (PPP).

Bảng 15: Tóm tắt các điểm nghẽn cấu trúc

Lĩnh vực cần tiếp tục tăng cường	Thực trạng hiện nay và dự địa cải thiện	Lợi ích kỳ vọng từ cải thiện có trọng tâm
1. Phối hợp thể chế, tiến độ triển khai và hài hòa pháp lý	Các luật và quy hoạch cấp cao được ban hành tương đối nhanh, nhưng nghị định, thông tư hướng dẫn, hợp đồng mẫu và cơ chế giá chi tiết thường chậm 12–24 tháng.	Rút ngắn đáng kể và nâng cao tính dự báo của chu kỳ chuẩn bị dự án (mục tiêu giảm từ 24–36 tháng xuống

	<p>Vẫn tồn tại một số chồng chéo và cách hiểu khác nhau giữa Luật PPP, Luật Điện lực, Luật Đầu tư, Luật Đất đai và Luật Bảo vệ môi trường. Việc bổ sung, điều chỉnh PDP VIII tuy cần thiết nhưng có thể tạo thêm rủi ro quy hoạch đối với các dự án chưa đạt đóng tài chính.</p>	<p>còn 12–18 tháng) và giảm hệ số rủi ro pháp lý trong chi phí vốn</p>
<p>2. Tính khả tín tài chính của PPA và rủi ro đối tác EVN</p>	<p>Hợp đồng PPA truyền thống với EVN còn ngắn so với chuẩn mực tài trợ dự án quốc tế, chưa có công thức thanh toán khi chấm dứt hợp đồng đủ tính “bankable”, và chưa có bảo lãnh thanh toán rõ ràng của Nhà nước. EVN vẫn có tỷ lệ nợ/vốn chủ sở hữu cao, làm gia tăng quan ngại của các tổ chức cho vay về khả năng thanh toán dài hạn trong mô hình một người mua.</p>	<p>Khôi phục tài trợ dự án theo hình thức không truy đòi hoặc truy đòi hạn chế cho các dự án quy mô lớn; tiềm năng giảm biên độ lãi vay 150–300 điểm cơ bản</p>
<p>3. Phân bổ rủi ro và cơ chế hỗ trợ của Nhà nước</p>	<ul style="list-style-type: none"> • Cơ chế chia sẻ rủi ro doanh thu (Điều 82 Luật PPP) hiện mới áp dụng cho thay đổi chính sách, pháp luật. • Hỗ trợ chuyển đổi ngoại tệ (Điều 81) bị giới hạn ở mức 30% doanh thu VND sau chi phí. • Sự kiện cắt giảm công suất năm 2025 tại một số địa phương lên tới 50–99% nhưng chưa có cơ chế bồi thường chuẩn hóa. • Chưa có công cụ bảo lãnh thanh toán nhanh cho nghĩa vụ availability payment hoặc take-or-pay.. 	<p>Phân bổ rủi ro cân bằng hơn, giúp các dự án điện gió ngoài khơi, truyền tải và lưu trữ năng lượng đủ điều kiện vay vốn theo chuẩn quốc tế</p>
<p>4. Khung thuế và sự đồng bộ của ưu đãi</p>	<p>Các ưu đãi hiện hành (miễn, giảm thuế TNDN, miễn thuế nhập khẩu, hoàn thuế VAT) được đánh giá tích cực nhưng phân tán ở nhiều văn bản, chưa mở rộng có hệ thống</p>	<p>Tăng lực kéo phía cầu đối với dòng vốn xanh và tạo lợi thế chi phí vốn rõ ràng hơn (giảm 50–150 điểm cơ bản)</p>

	cho trái phiếu xanh, khoản vay gắn với bền vững và nhà đầu tư danh mục nước ngoài.	cho các dự án bền vững được xác nhận
5. Độ sâu và kỳ hạn của thị trường vốn trong nước	Ngân hàng thương mại trong nước chủ yếu cho vay dưới 8 năm. Thị trường trái phiếu doanh nghiệp còn nông, trong khi các nhà đầu tư tổ chức (bảo hiểm, hưu trí, an sinh xã hội) phân bổ dưới 1% tài sản vào hạ tầng hoặc công cụ xanh.	Hình thành nguồn vốn nội tệ thực sự dài hạn 15–25 năm ở quy mô lớn, giảm phụ thuộc vào tái cấp vốn nước ngoài
6. Các điểm nghẽn còn lại đối với huy động vốn nước ngoài	Nhà đầu tư nước ngoài vẫn chịu chi phí giao dịch cao, thiếu công cụ phòng ngừa rủi ro tỷ giá VND dài hạn, và một số hạn chế liên quan đến chuyển nhượng vốn, hồi hương lợi nhuận. Hệ sinh thái tổ chức thẩm định độc lập trong nước còn ở giai đoạn đầu.	Gia tăng mạnh dòng FDI và vốn danh mục nước ngoài vào lĩnh vực năng lượng (mục tiêu USD 8–12 tỷ/năm đến 2030)
7. Năng lực thể chế, giải quyết tranh chấp và xác minh xanh	Quy trình trọng tài và tố tụng trong nước đôi khi còn kéo dài. Năng lực của địa phương trong cấu trúc tài chính phức tạp và xác minh phân loại xanh chưa đồng đều.	Triển khai dự án đồng đều, chất lượng cao trên phạm vi cả nước và giảm đáng kể chi phí dự phòng rủi ro trong định giá của các tổ chức cho vay

3.2.2. CÁC CƠ CHẾ TÀI CHÍNH ĐỔI MỚI

Những sửa đổi gần đây đối với Luật Điện lực, Luật Đầu tư và đặc biệt là Luật Hợp tác công tư không chỉ đơn thuần là đơn giản hóa thủ tục. Chúng đang dần tạo ra một nền tảng pháp lý cho thể hệ công cụ tài chính mới, có thể giảm thiểu rủi ro, kéo dài thời hạn vay và tăng lượng vốn tư nhân dành cho quá trình chuyển đổi năng lượng của Việt Nam.

Thay vì xem xét những cải cách này một cách trừu tượng, việc tập trung vào các cơ chế cụ thể mà chúng cho phép hiện nay sẽ hữu ích hơn. Mỗi công cụ đều dựa trên cơ sở pháp lý rõ ràng, đang ở một giai đoạn vận hành riêng biệt và có thể hỗ trợ một phần đáng kể trong nhu cầu vốn tư nhân dự kiến là 109 tỷ USD đến năm 2030.

Bảng dưới đây tóm tắt các cơ chế chính, các điều khoản pháp lý chủ yếu cho phép chúng hoạt động, tình trạng thực hiện tính đến tháng 12 năm 2025 và ước tính sơ bộ về đóng góp tiềm năng của chúng vào năm 2030.

Bảng 16: Các cơ chế tài chính đổi mới được mở khóa nhờ các cải cách pháp lý gần đây

Cơ chế/ công cụ	Cơ sở pháp lý chủ yếu	Ghi chú
PPP theo cơ chế thanh toán theo mức độ sẵn sàng (availability payment) cho truyền tải và BESS	Sửa đổi Luật PPP (Luật 57 và Luật 90) + Nghị định 71/2025	Luật 57/2024 và Luật 90/2025 sửa đổi Luật PPP, cho phép rõ ràng áp dụng cơ chế availability payment (ví dụ ngưỡng 95%) đối với hạ tầng nhạy cảm về vốn như truyền tải điện và hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin (BESS). Nghị định 71/2025/NĐ-CP (tháng 3/2025) sửa đổi Nghị định 35/2021, mở đường áp dụng cơ chế này cho các dự án rủi ro cao, bao gồm điện gió ngoài khơi.
Trái phiếu và khoản vay xanh, gắn với bền vững	Quyết định 21/2025 về phân loại xanh + ưu đãi thuế và quy định trái phiếu của Bộ Tài chính	Quyết định 21/2025/QĐ-TTg (ngày 4/7/2025) ban hành tiêu chí môi trường để phân loại dự án xanh, tạo cơ sở xác định điều kiện hưởng ưu đãi. Các chính sách thuế của Bộ Tài chính (ví dụ ưu đãi thuế thu nhập từ lãi) cùng quy định về trái phiếu hỗ trợ phát hành và gắn kết với tài chính bền vững.
Tài chính pha trộn và hỗ trợ chênh lệch khả thi (VGF)	Quy định tỷ lệ vốn Nhà nước tối đa 70% trong Luật PPP	Các sửa đổi Luật PPP (thông qua Luật 57/2024) nâng tỷ lệ vốn Nhà nước lên tối đa 70% đối với dự án chiến lược hoặc rủi ro cao, trực tiếp tạo điều kiện cho VGF và các cấu trúc tài chính pha trộn nhằm huy động thêm vốn tư nhân.
Cơ chế chuyển đổi và phòng ngừa rủi ro tỷ giá	Khung dự thảo của Bộ Tài chính và Ngân hàng Nhà nước (2025)	Khung dự thảo MOF-SBV (lưu hành năm 2025) đề xuất cơ chế phòng ngừa rủi ro tỷ giá cho tối đa 50% mức phơi nhiễm, kế thừa nền tảng quản lý ngoại hối của Ngân hàng Nhà nước theo các thông tư như Thông tư 17/2022.
Quỹ tín thác hạ tầng xanh và YieldCo	Sửa đổi Luật Đầu tư + Bộ Tài chính và Ngân hàng Nhà nước ban hành quy định hướng dẫn	Các sửa đổi Luật Đầu tư (Luật 57/2024 và Luật 90/2025) cho phép hình thành cấu trúc tín thác đối với tài sản xanh. Bộ Tài chính và Ngân hàng Nhà nước sẽ ban hành quy định chi tiết, bảo đảm phù

		hợp với phân loại xanh và nhu cầu của nhà đầu tư tổ chức.
Khoản vay gắn với bền vững, định giá theo KPI	Thông tư 17/2022 + thông lệ thị trường quốc tế	Thông tư 17/2022/TT-NHNN yêu cầu tích hợp rủi ro môi trường trong hoạt động cấp tín dụng, tạo cơ sở cho cơ chế định giá lãi suất theo KPI bền vững; đồng thời được hỗ trợ bởi thông lệ quốc tế như Nguyên tắc Equator mà nhiều ngân hàng Việt Nam đang áp dụng.
Thị trường trái phiếu dự án có tăng cường tín dụng	Luật PPP + Bộ Tài chính sửa đổi Nghị định 28	Luật PPP cho phép phát hành trái phiếu dự án. Nghị định 28/2021 về quản lý tài chính cần được sửa đổi để phản ánh các thay đổi của Luật PPP và yêu cầu triển khai thực tiễn hiện nay.

Tổng hợp các công cụ nêu trên cho thấy phạm vi lựa chọn dành cho cả chủ đầu tư dự án và các bên tài trợ đã được mở rộng đáng kể. Những tác động thực tiễn có thể được tóm lược như sau:

- **PPP theo cơ chế thanh toán theo mức độ sẵn sàng (availability payment)** cho truyền tải và BESS áp dụng mô hình đã được sử dụng rộng rãi trong các lĩnh vực hạ tầng khác. Nhà đầu tư được thanh toán dựa trên mức độ sẵn sàng và hiệu suất vận hành của tài sản, thay vì chỉ phụ thuộc vào doanh thu bán điện. Cấu trúc này cho phép kéo dài kỳ hạn vay và giảm chi phí vốn, đặc biệt phù hợp với các dự án truyền tải và lưu trữ có vòng đời dài nhưng không phải lúc nào cũng tạo ra doanh thu từ biểu giá.
- **Trái phiếu và khoản vay xanh**, gắn với bền vững cho phép cả khu vực công và tư tiếp cận nhóm nhà đầu tư có định hướng nắm giữ tài sản bền vững. Khi được hỗ trợ bởi hệ thống phân loại xanh rõ ràng và các ưu đãi phù hợp, các công cụ này có thể giúp giảm chi phí vốn cho các dự án đáp ứng tiêu chí, đồng thời thúc đẩy tiêu chuẩn cao hơn về môi trường và xã hội.
- **Tài chính pha trộn và hỗ trợ chênh lệch khả thi (VGF) kết hợp nguồn lực công và vốn ưu đãi với vốn tư nhân** nhằm nâng cao tính khả thi tài chính của các dự án phức tạp. Trong bối cảnh Việt Nam, các công cụ này đặc biệt quan trọng đối với các dự án điện gió ngoài khơi tiên phong và BESS quy mô lớn, nơi chi phí đầu tư ban đầu cao và mô hình doanh thu chưa được kiểm chứng có thể làm nản lòng khu vực tư nhân.
- **Cơ chế chuyển đổi và phòng ngừa rủi ro tỷ giá** xử lý rủi ro ngoại hối, vốn là một trong những rào cản lớn nhất đối với các khoản vay nước ngoài dài hạn trong bối cảnh doanh thu

bằng nội tệ. Việc cung cấp các lựa chọn chuyển đổi và phòng ngừa rủi ro dự báo được sẽ giúp thu hút thêm các tổ chức cho vay quốc tế và giảm mức phụ phí hiện đang gắn với rủi ro tỷ giá.

- **Quỹ tín thác hạ tầng xanh và YieldCo** tạo ra phương tiện để tập hợp các dự án đã vận hành và niêm yết, qua đó thu hút nhà đầu tư tổ chức trong nước có nghĩa vụ dài hạn. Về lâu dài, cơ chế này hỗ trợ tái chế vốn từ các tài sản trưởng thành sang phát triển dự án mới và làm sâu sắc thêm thị trường vốn trong nước.

- **Khoản vay gắn với bền vững bổ trợ cho khoản vay xanh** bằng cách gắn lãi suất với các chỉ tiêu hiệu suất đo lường được, thay vì chỉ dựa trên loại hình dự án. Cách tiếp cận này khuyến khích cải thiện liên tục hiệu quả ESG trên diện rộng, bao gồm cả các doanh nghiệp trong lĩnh vực năng lượng.

- **Trái phiếu dự án có tăng cường tín dụng** có thể từng bước kéo dài kỳ hạn và gia tăng độ sâu của thị trường trái phiếu trong nước. Khi được hỗ trợ bằng bảo lãnh hoặc bảo hiểm phù hợp, trái phiếu dự án có thể trở thành kênh bổ sung khả thi cho tín dụng ngân hàng, đặc biệt đối với các dự án truyền tải và củng cố lưới điện.

Các cơ chế này không còn chỉ mang tính khái niệm. Tất cả đều đã được quy định rõ trong pháp luật và hiện đã được triển khai, hoặc đang tiến tới giai đoạn thí điểm. Tác động tổng hợp của gói công cụ này là giải quyết ba ràng buộc lớn nhất đối với tài chính tư nhân mà nhà đầu tư thường xuyên nêu ra:

1. Kỳ hạn vay trong nước ngắn so với vòng đời dự án.
2. Rủi ro tỷ giá đối với các khoản vay bằng ngoại tệ.
3. Thiếu cơ chế bảo đảm thanh toán hoặc bên mua điện có xếp hạng tín nhiệm tương đương chủ quyền đối với các tài sản hạ tầng quy mô lớn.

Trong tổng thể này, PPP theo cơ chế availability payment cho truyền tải và lưu trữ có ý nghĩa đặc biệt quan trọng. Bằng việc kết hợp vốn vay dài hạn không truy đòi với dòng thanh toán dự báo được, cơ chế này có tiềm năng thay đổi căn bản cách thức tài trợ cho các dự án lưới điện và lưu trữ chiến lược, đồng thời đưa chi phí vốn tiệm cận mức trước đây thường chỉ dành cho doanh nghiệp nhà nước.

Nhìn chung, các cải cách pháp lý gần đây đã giúp Việt Nam chuyển từ trạng thái chủ yếu có khung pháp lý định hướng sang sở hữu một tập hợp công cụ sẵn sàng áp dụng trong thực tiễn. Thách thức then chốt hiện nay là bảo đảm triển khai kịp thời và đồng bộ, bao gồm ban hành đầy đủ văn bản hướng dẫn, hợp đồng mẫu và tăng cường năng lực thể chế. Với kinh

nghiệm triển khai các chương trình hạ tầng quy mô lớn trong quá khứ, cùng sự phối hợp hiệu quả giữa Bộ Tài chính, Bộ Công Thương, Ngân hàng Nhà nước và các bên liên quan, các cơ chế này hoàn toàn có thể được chuyển hóa thành dòng vốn đầu tư thực chất trong ngắn hạn..

3.3. TÓM TẮT CÁC KHUYẾN NGHỊ CẢI CÁCH

So sánh khung pháp lý đầu tư của Việt Nam với thông lệ quốc tế cho thấy các chế độ thành công đều có một số đặc điểm chung: nền tảng pháp lý rõ ràng và nhất quán, phân bổ rủi ro cân bằng, các công cụ tài chính đa dạng và quản trị thể chế mạnh mẽ.

Kinh nghiệm của Việt Nam trong thập kỷ qua đã tạo ra sự đồng thuận rộng rãi về ba mục tiêu trước mắt:

- 1. Hòa hòa khung pháp lý để nhà đầu tư và tổ chức cho vay nhìn thấy một lộ trình thống nhất từ phê duyệt quy hoạch đến ký PPA và đóng tài chính.**
- 2. Tái cân bằng cơ chế chia sẻ rủi ro và bảo lãnh, nhằm thu hút vốn dài hạn vào các tài sản ưu tiên như điện gió ngoài khơi, BESS và truyền tải.**
- 3. Phát triển thị trường vốn sâu hơn và công cụ tài chính xanh, để PPP và DPPA có thể khai thác nguồn tiết kiệm trong nước với kỳ hạn và chi phí phù hợp.**

Từ góc độ Bộ Tài chính, chương trình cải cách cần đồng thời giảm bất định pháp lý, bảo vệ dư địa tài khóa và bảo đảm các cơ chế PPP, DPPA vận hành nhất quán với kiến trúc tài chính xanh đang hình thành. Các khuyến nghị chính được trình bày dưới đây.

3.3.1.1. HÒA HÒA KHUNG PHÁP LÝ VÀ QUY ĐỊNH

- **Hài hòa hóa quy định**

Cần tiếp tục ưu tiên hài hòa Luật PPP với Luật Đầu tư, Luật Đấu thầu, Luật Điện lực, Luật Đất đai và các nghị định hướng dẫn. Sự chông chéo hiện nay làm gia tăng chi phí giao dịch và suy giảm niềm tin của nhà đầu tư. Cần có hướng dẫn liên bộ để hình thành một lộ trình thống nhất từ phê duyệt quy hoạch đến đóng tài chính.

- **Điều chỉnh các sửa đổi đối với Nghị định 35/2021/ND-CP và Nghị định 28/2021/ND-CP**

Hai nghị định này cần được rà soát, sửa đổi đồng bộ và phù hợp với các sửa đổi theo Luật 57 và Luật 90, nhằm hình thành một khung pháp lý – tài chính – chia sẻ rủi ro thống nhất. Việc sửa đổi cần:

- i) Phản ánh định hướng mới của PPP như một công cụ chiến lược quốc gia để huy động vốn tư nhân trong các lĩnh vực ưu tiên như năng lượng tái tạo, hiện đại hóa lưới điện, khoa học và công nghệ;

- ii) Làm rõ vai trò và trách nhiệm của các bộ ngành và chính quyền tỉnh trong việc chuẩn bị dự án, phê duyệt và quản lý hợp đồng;
- iii) Tăng cường tính nhất quán giữa các quy định về tài chính (Nghị định 28) và các quy định về kỹ thuật/ngành (Nghị định 35 và các sửa đổi theo Nghị định 71) và
- iv) Áp dụng các quy trình minh bạch, để dự đoán để sàng lọc dự án, đánh giá hiệu quả chi phí và kiểm soát rủi ro tài chính, phù hợp với các yêu cầu của Bộ Tài chính và Kho bạc Nhà nước.

- **Cập nhật Nghị định 28 để phản ánh những thay đổi pháp lý mới.**

Nghị định 28 cần phù hợp với Luật số 57/2024/QH15 và Luật số 90/2025/QH15, cho phép nhà nước đóng góp vốn lên đến 70% đối với một số dự án quy mô lớn, đòi hỏi vốn đầu tư cao. Cần có các quy định rõ ràng về điều kiện, ngân sách và báo cáo để đảm bảo tính minh bạch về tài chính và hỗ trợ ổn định cho các dự án hợp tác công tư chiến lược trong lĩnh vực năng lượng sạch.

- **Quy trình được đơn giản hóa và nhiệm vụ được giao rõ ràng.**

Các thủ tục hành chính cần được đơn giản hóa, đặc biệt là đối với các phê duyệt liên quan đến nhiều cơ quan (Bộ Tài chính, Bộ Công Thương, Ủy ban Nhân dân các tỉnh và Tập đoàn Điện lực Việt Nam). Việc phân công rõ ràng trách nhiệm của “cơ quan chủ trì”, thời hạn chuẩn và sử dụng các hệ thống điện tử (VNEPS, cổng thông tin PPP) sẽ giảm thời gian chuẩn bị và tăng tính dự đoán.

- **Bảo vệ khỏi những thay đổi pháp lý bất lợi**

Các điều khoản hợp tác công tư (PPP) cần bao gồm các điều khoản ổn định rõ ràng hơn và các quy tắc chuyển tiếp để bảo vệ nhà đầu tư khỏi những thay đổi bất lợi trong luật hoặc quy định có thể trực tiếp làm suy yếu tính kinh tế của dự án đã thỏa thuận. Điều này có thể được thiết kế với các biện pháp bảo vệ tài chính (ví dụ: giới hạn vốn, tiêu chí đủ điều kiện, điều khoản hết hiệu lực) để Bộ Tài chính có thể quản lý các tác động về ngân sách.

- **Phù hợp với các công cụ tài chính xanh**

Cải cách pháp luật cần viện dẫn rõ ràng Luật Bảo vệ Môi trường, Quyết định 21/2025/QĐ-TTg về Danh mục Phân loại Xanh và Thông tư 17/2022/TT-NHNN để đảm bảo các dự án PPP và DPPA đủ điều kiện nhận tín dụng xanh và trái phiếu xanh mà không cần thủ tục trùng lặp.

3.3.1.2. CẢI THIỆN VIỆC CHIA SẼ RỦI RO VÀ CÁC ĐẢM BẢO TÀI CHÍNH

Có sự đồng thuận rộng rãi rằng các cơ chế chia sẻ rủi ro hiện tại không cân bằng và cản trở việc đầu tư vốn dài hạn, đặc biệt là đối với các dự án điện gió ngoài khơi và lưới điện quy mô lớn.

- **Mở rộng cơ chế chia sẻ rủi ro doanh thu**

Điều 82 của Luật PPP cần được mở rộng để việc chia sẻ rủi ro doanh thu không chỉ bao gồm những thiếu hụt do thay đổi pháp luật hoặc chính sách mà còn, trong những điều kiện nhất định, cả rủi ro thị trường và biến động nhu cầu. Điều này đặc biệt quan trọng đối với các dự án có nguy cơ bị cắt giảm sản lượng hoặc không chắc chắn về nhu cầu.

- **Ngưỡng chia sẻ doanh thu linh hoạt**

Thay vì các ngưỡng cố định là 75% (thâm hụt) và 125% (thặng dư), nên đàm phán các khung doanh thu linh hoạt hơn (ví dụ: 110–130%) cho từng trường hợp cụ thể đối với các dự án rủi ro cao như điện gió ngoài khơi. Điều này sẽ phản ánh tốt hơn hồ sơ tài chính cụ thể của dự án trong khi vẫn bảo vệ được ngân sách nhà nước.

- **Tăng cường bảo lãnh ngoại hối**

Các khoản bảo lãnh ngoại hối theo Điều 81, hiện đang giới hạn ở mức 30% doanh thu sau khi trừ chi phí, là không đủ đối với các dự án phụ thuộc nhiều vào nợ USD. Đối với các dự án năng lượng sạch đủ điều kiện, mức trần có thể được nâng lên (ví dụ lên 50%) với các tiêu chí đủ điều kiện rõ ràng và báo cáo minh bạch. Cần có hướng dẫn chi tiết của Bộ Tài chính về các thủ tục, nguồn tài trợ và phương pháp hạch toán đối với các khoản bảo lãnh này.

- **Thành lập quỹ bảo lãnh chuyên dụng**

Một quỹ thu và bảo lãnh chuyên dụng, được tách biệt và quản lý bởi Kho bạc Nhà nước có thể cung cấp khoản bồi thường kịp thời cho các khoản thiếu hụt thu đủ điều kiện và bù đắp rủi ro tỷ giá hối đoái, giảm thiểu rủi ro thanh toán quốc gia. Nguồn đóng góp có thể đến từ phân bổ ngân sách, phí và có thể là tài trợ khí hậu hoặc hỗ trợ từ các đối tác phát triển.

- **Mở rộng nguồn vốn hỗ trợ bù đắp khoảng cách khả thi (Viability Gap Funding - VGF)**

Quỹ hỗ trợ tự nguyện (VGF) cần được mở rộng và nhắm mục tiêu tốt hơn vào các dự án năng lượng sạch có tính khả thi về kinh tế nhưng chưa khả thi về mặt thương mại theo mức giá hiện hành. Đối với Bộ Tài chính, điều này có nghĩa là cần xây dựng các tiêu chí minh bạch, cơ chế phân bổ cạnh tranh và các quy định rõ ràng về cách thức VGF tương tác với các khoản đóng góp vốn của Nhà nước trong mô hình hợp tác công tư (PPP) và các công cụ tài chính xanh.

3.3.1.3. PHÁT TRIỂN CÁC CÔNG CỤ TÀI CHÍNH VÀ THỊ TRƯỜNG VỐN SÁNG TẠO.

Giải quyết tình trạng thiếu tín dụng ngân hàng dài hạn đòi hỏi thị trường vốn phát triển hơn và một khuôn khổ tài chính xanh mạch lạc, trong đó Bộ Tài chính đóng vai trò trung tâm.

- **Thúc đẩy trái phiếu xanh và các công cụ nợ bền vững**

Việc phát hành trái phiếu xanh nên được khuyến khích thông qua các ưu đãi thuế, giảm phí dịch vụ thị trường và các yêu cầu công bố thông tin rõ ràng để thu hút các nhà đầu tư tổ chức. Trái phiếu xanh của chính phủ và các chính quyền địa phương, được thí điểm dưới sự lãnh đạo của Bộ Tài chính, có thể thiết lập các tiêu chuẩn và giúp thu hút vốn tư nhân vào các dự án hợp tác công tư (PPP) và các dự án mua bán sáp nhập kỹ thuật số (DPPA) trong lĩnh vực năng lượng.

- **Đưa vào vận hành hệ thống phân loại xanh quốc gia**

Quyết định 21/2025/QĐ-TTg đã thiết lập Danh mục Phân loại Xanh quốc gia. Bước tiếp theo là hoàn thiện Phụ lục I với các ngưỡng định lượng, cụ thể theo từng lĩnh vực và liên kết trực tiếp với các quy định về trái phiếu của Bộ Tài chính và hướng dẫn về tín dụng xanh của Ngân hàng Nhà nước Việt Nam (SBV). Điều này sẽ giảm bớt sự mơ hồ cho các ngân hàng và tổ chức phát hành, đồng thời hỗ trợ phát triển một loại tài sản xanh đáng tin cậy, được quốc tế công nhận.

- **Tăng cường vai trò của SBV và phối hợp với MOF**

Ngân hàng Nhà nước Việt Nam cần tiếp tục phát triển khung tín dụng xanh, đưa ra các công cụ giảm thiểu rủi ro (bảo lãnh tín dụng, cửa sổ tái cấp vốn, yêu cầu vốn khác biệt) và khuyến khích các ngân hàng thương mại kéo dài thời hạn cho các dự án năng lượng tái tạo và PPP. Sự phối hợp chặt chẽ giữa Ngân hàng Nhà nước và Bộ Tài chính là rất cần thiết để hệ thống phân loại tín dụng xanh, giám sát ngân hàng và quy định thị trường vốn tạo thành một hệ thống nhất quán.

- **Chuẩn hóa các chỉ số tài chính và báo cáo.**

Việc bắt buộc sử dụng các chỉ số tài chính tiêu chuẩn như IRR, NPV và Tỷ lệ Lợi ích/Chi phí trong đánh giá dự án, kèm theo các mẫu báo cáo tiêu chuẩn hóa, sẽ tăng cường tính minh bạch và khả năng so sánh của các dự án năng lượng sạch. Điều này rất quan trọng đối với cả việc đánh giá rủi ro tài chính của Bộ Tài chính và đối với các nhà đầu tư khi đánh giá danh mục trái phiếu và khoản vay.

- **Liên kết cải cách PPP với sự phát triển dài hạn của thị trường vốn.**

Việc sửa đổi Nghị định 35 và Nghị định 28 cần phải hỗ trợ rõ ràng cho sự phát triển của thị trường vốn nội địa dài hạn bằng cách cho phép các dự án hợp tác công tư (PPP) làm nền tảng cho trái phiếu xanh, các cấu trúc tài chính hỗn hợp và các công cụ chia sẻ rủi ro.

3.3.1.4. HỢP ĐỒNG, ƯU TIÊN DỰ ÁN VÀ NĂNG LỰC THỂ CHẾ

Các cải cách cũng cần điều chỉnh trọng tâm đầu tư PPP và tăng cường năng lực triển khai của khu vực công.

- Ưu tiên công nghệ sạch trong quy hoạch hợp tác công tư.**

Danh mục PPP cần phù hợp với các cam kết khí hậu quốc gia bằng cách ưu tiên năng lượng tái tạo, lưu trữ và hiện đại hóa lưới điện. Việc hỗ trợ các dự án nhiệt điện than mới cần được loại bỏ dần do rủi ro chuyển dịch cao và khả năng tiếp cận tài chính quốc tế hạn chế.
- Xây dựng các mẫu hợp đồng PPP chuyên biệt theo từng lĩnh vực.**

Việc xây dựng hợp đồng PPP theo lĩnh vực cần được thực hiện theo cách tiếp cận phối hợp, phù hợp với Luật PPP. Theo Luật PPP và các nghị định hướng dẫn, Bộ Tài chính, với vai trò cơ quan phụ trách chính sách tài chính PPP, vốn Nhà nước tham gia, cơ chế chia sẻ rủi ro và thanh toán, cần chủ trì xây dựng các điều khoản tài chính và phân bổ rủi ro chuẩn áp dụng chung cho các hợp đồng PPP. Trên cơ sở đó, các bộ quản lý ngành, đặc biệt là Bộ Công Thương đối với các dự án năng lượng, sẽ xây dựng các điều khoản kỹ thuật và vận hành đặc thù theo công nghệ, bao gồm rủi ro công nghệ, tiêu chuẩn hiệu suất và yêu cầu tích hợp lưới điện. Từ khuôn khổ chung này, các mẫu hợp đồng PPP chuẩn cho điện gió ngoài khơi, BESS và dự án lưới điện cần được ban hành thông qua cơ chế phối hợp liên bộ, trong đó tích hợp cơ chế điều chỉnh biểu giá, bồi thường cắt giảm công suất, sắp xếp ngoại hối và các chỉ tiêu xanh, chỉ tiêu hiệu suất.
- Tăng cường tính khả tín của PPA**

Các PPA cần có bảo đảm thanh toán rõ ràng hơn từ EVN, quy định minh bạch về cắt giảm công suất và cơ chế giải quyết tranh chấp đáp ứng chuẩn mực tài trợ quốc tế. Trong trung hạn, các nội dung này cần được tích hợp với khung DPPA và sự phát triển của thị trường điện bán buôn và bán lẻ.
- Tăng cường năng lực và hệ thống thể chế**

Vai trò điều phối trung tâm của Bộ Tài chính cần được củng cố, với một đầu mối chuyên trách về PPP và tài chính xanh. Hệ thống Mạng đấu thầu quốc gia (VNEPS) cần được nâng cấp với các mô-đun chuyên biệt cho PPP nhằm cho phép theo dõi theo thời gian thực toàn bộ quá trình chuẩn bị dự án, đấu thầu và quản lý hợp đồng.
- Lồng ghép các nguyên tắc chuyển dịch công bằng**

Các nguyên tắc chuyển dịch công bằng cần được lồng ghép vào chiến lược PPP và tài chính xanh, đặc biệt tại các khu vực phụ thuộc vào than. Nội dung này bao gồm kế hoạch đào tạo lại lao động, bảo đảm an sinh xã hội và đầu tư có trọng điểm vào các ngành công nghiệp xanh mới.

4. CHIẾN LƯỢC VÀ LỘ TRÌNH THỰC HIỆN

Chương này tổng hợp các phân tích chẩn đoán và khuyến nghị chính sách được trình bày trong các chương trước thành một khuôn khổ ngắn gọn, mạch lạc và có khả năng triển khai cao. Mục tiêu là cung cấp cho Chính phủ và các cơ quan liên quan các định hướng nhằm thực hiện mục tiêu huy động vốn tư nhân theo Kế hoạch Phát triển Điện lực Quốc gia điều chỉnh (PDP VIII), đồng thời thiết lập một lộ trình minh bạch hướng tới thị trường điện cạnh tranh, do khu vực tư nhân dẫn dắt vào giai đoạn giữa những năm 2030.

4.1. CHIẾN LƯỢC TRIỂN KHAI

Các định hướng sau đây được khuyến nghị nhằm tăng cường khả năng huy động vốn đầu tư tư nhân của Việt Nam trong lĩnh vực phát điện, mở rộng lưới điện và các công nghệ hỗ trợ, đồng thời đảm bảo tính thận trọng về tài chính và phù hợp với trách nhiệm ngày càng phát triển của Bộ Tài chính.

- **Ưu tiên các điều kiện đầu tư thúc đẩy sự mở rộng hệ thống.**

Nhu cầu cấp thiết của Việt Nam trong việc mở rộng công suất phát điện và lưới điện đòi hỏi một môi trường tài chính giảm thiểu rủi ro và đảm bảo tính khả thi của đầu tư dài hạn. Do đó, cần khuyến nghị Chính phủ xây dựng một lộ trình pháp lý có thể dự đoán được, như được đề xuất trong Bảng 17 bên dưới, phù hợp với các chu kỳ đầu tư thông thường, để nhà đầu tư và người cho vay có thể dự đoán rủi ro và cơ cấu tài chính một cách thích hợp. Các điều kiện này có thể dần trở nên chặt chẽ hơn khi thị trường trưởng thành hơn, nhưng khả năng dự đoán là điều thiết yếu trong ngắn hạn và trung hạn.

- **Thiết lập một phương pháp tiếp cận thống nhất của chính phủ để thu hút vốn tư nhân.**

Cần có sự thống nhất trong nhận thức giữa các bộ, ngành và địa phương rằng các dự án năng lượng do khu vực tư nhân tài trợ, bao gồm các dự án triển khai theo hình thức PPP hoặc DPPA, là một bộ phận của kết cấu hạ tầng quốc gia. Việc thừa nhận nhà đầu tư tư nhân là chủ thể cung cấp nguồn vốn và công nghệ thiết yếu sẽ giúp bảo đảm cho họ sự ổn định pháp lý, hỗ trợ hành chính và mức lợi nhuận điều chỉnh theo rủi ro phù hợp với đặc điểm dự án. Sự nhất quán này có ý nghĩa quyết định trong việc tránh tình trạng ra quyết định phân tán và các can thiệp mang tính ngẫu hứng làm suy giảm niềm tin đầu tư.

- **Đề xuất các cơ chế hỗ trợ đầu tư phù hợp với từng giai đoạn phát triển**

Các cơ chế hỗ trợ có thể là trực tiếp hoặc gián tiếp, nhưng cần được thiết kế dựa trên tiêu chí đủ điều kiện rõ ràng, kỷ luật tài khóa và sự phù hợp với các mục tiêu tài chính xanh. Tất cả các công cụ hỗ trợ cần có điều khoản hết hiệu lực bắt buộc (tối đa 5–7

năm) và gắn với tính bổ sung có thể kiểm chứng được, như công suất MW bổ sung, số việc làm tạo ra hoặc tỷ lệ nội địa hóa đạt được.

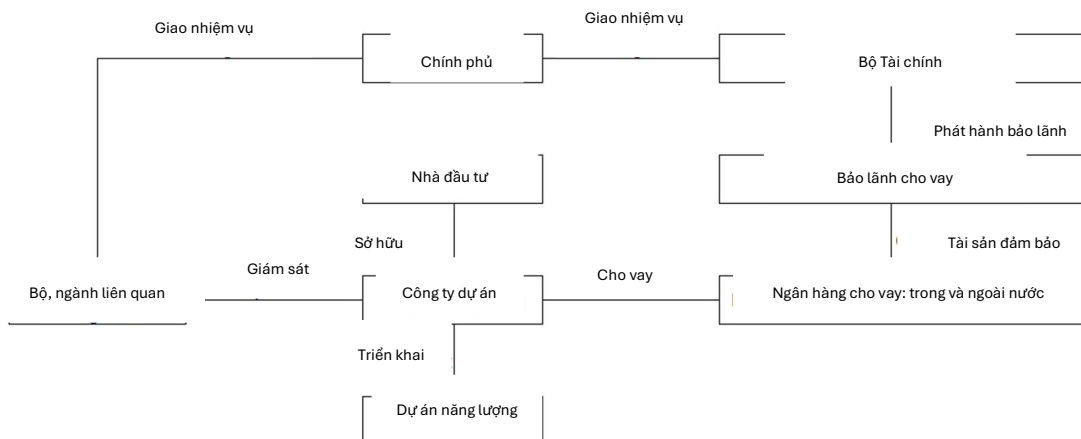
- **Trực tiếp** Đối với các dự án chiến lược, Chính phủ có thể xem xét các hình thức hỗ trợ có cấu trúc, bao gồm:
 - i) Cho vay lại các khoản vay ưu đãi hoặc vốn ODA cho các nhà phát triển tư nhân và FDI;
 - ii) Cung cấp bảo lãnh Chính phủ hoặc bảo lãnh một phần nhằm tạo điều kiện tiếp cận nguồn tài chính trong nước hoặc quốc tế có kỳ hạn dài;
 - iii) Sử dụng doanh nghiệp nhà nước làm “điểm tựa” đầu tư để thu hút vốn tư nhân, đồng thời duy trì vai trò giám sát.
- **Gián tiếp** Cơ chế giá FIT đã cho thấy rằng cấu trúc giá điện có thể dự đoán được có khả năng huy động nhanh nguồn vốn trong nước, dù ít phù hợp hơn đối với các dự án quy mô lớn có vốn đầu tư nước ngoài. Với quy mô vốn rất lớn theo PDP VIII, các cơ chế tương tự, đi kèm với lộ trình loại bỏ dần được công bố trước và minh bạch, có thể góp phần khôi phục niềm tin thị trường. Mặc dù các cải cách theo Luật Điện lực sửa đổi năm 2024 và Nghị định 56/2025/NĐ-CP đang đi theo hướng này, nhưng việc chậm trễ kéo dài cho thấy cần có những cam kết mạnh mẽ và đáng tin cậy hơn.

Các cơ chế nêu trên cho phép tận dụng lợi thế tiếp cận nguồn vốn ưu đãi của Nhà nước, đồng thời bảo đảm nhà đầu tư tư nhân đạt được mức sinh lời trong khuôn khổ minh bạch và dựa trên nguyên tắc, quy tắc rõ ràng.

4.2. ĐỀ XUẤT CƠ CẤU ĐẦU TƯ CHO CÁC DỰ ÁN NĂNG LƯỢNG ĐƯỢC NHÀ NƯỚC HỖ TRỢ

4.2.1. HỖ TRỢ TRỰC TIẾP

Mô hình 1: Chính phủ bảo lãnh cho công ty thực hiện dự án điện



Giải thích mô hình:

- Các nhà đầu tư, thông qua Công ty Dự án, thực hiện dự án điện, bao gồm phát triển dự án, ký kết hợp đồng EPC với các nhà thầu xây dựng và ký kết hợp đồng mua bán điện (PPA) với EVN.
- Chính phủ, thông qua Bộ Tài chính, cung cấp bảo lãnh vay trực tiếp cho Công ty thực hiện Dự án. Các khoản vay này có thể là trong nước hoặc quốc tế. Với bảo lãnh này, xếp hạng tín dụng của Công ty được nâng lên mức quốc gia, cho phép công ty huy động vốn với các điều kiện thuận lợi phù hợp với quy mô và nhu cầu vốn của dự án.
- Đồng thời, Chính phủ giám sát tất cả các hoạt động của Công ty Dự án, bao gồm chi phí đầu tư, mua sắm, ký kết hợp đồng, và thậm chí có thể cử nhân viên tham gia vào hoạt động của công ty cùng với Nhà đầu tư.

Cấu trúc tài chính hỗn hợp dự kiến của dự án:

- Vốn chủ sở hữu (trong nước và nước ngoài): 30% tổng vốn đầu tư.
- Nguồn vốn vay (các khoản vay thương mại trong nước và quốc tế): 70% tổng vốn đầu tư.
- Bảo đảm khoản vay: Một sự bảo lãnh của Chính phủ bao gồm toàn bộ nghĩa vụ trả nợ, bao gồm cả tiền gốc, lãi và tất cả các khoản phí liên quan.

Mô hình 2: Chính phủ vay các khoản vay ưu đãi và cho vay lại đối với các doanh nghiệp dự án



Giải thích mô hình:

- Các nhà đầu tư, thông qua Công ty Dự án, thực hiện dự án điện, bao gồm phát triển dự án, ký kết hợp đồng EPC với các nhà thầu xây dựng và ký kết hợp đồng mua bán điện (PPA) với EVN để bán điện do dự án sản xuất.
- Chính phủ, thông qua Bộ Tài chính và Ngân hàng Nhà nước Việt Nam, vay vốn ưu đãi từ Ngân hàng Thế giới, Ngân hàng Phát triển Châu Á (ADB) và các đối tác phát triển quốc tế khác, sau đó cho Công ty Dự án vay lại. Thông qua hình thức này, các nhà

đầu tư tiếp cận được nguồn vốn dài hạn, chi phí thấp từ các tổ chức quốc tế, giúp giảm tổng chi phí đầu tư, giảm chi phí sản xuất điện và cuối cùng là giảm giá điện.

- Đồng thời, Chính phủ thực hiện giám sát đối với Công ty Dự án trong tất cả các lĩnh vực quan trọng, bao gồm chi phí đầu tư, mua sắm, thực hiện hợp đồng và thậm chí có thể chỉ định đại diện tham gia vào hoạt động của công ty cùng với nhà đầu tư.

Cấu trúc tài chính hỗn hợp dự kiến của dự án:

- **Vốn chủ sở hữu**(trong nước và nước ngoài): 30% tổng vốn đầu tư
- **Nguồn vay**: Nguồn vốn tái cấp từ Bộ Tài chính/ Ngân hàng Nhà nước Việt Nam, chiếm 70% tổng vốn đầu tư.
- **Điều khoản cho vay** Theo thỏa thuận cho vay lại, toàn bộ các quyền lợi ưu đãi của khoản vay ban đầu (vốn gốc, lãi suất và điều kiện đáo hạn) được chuyển giao cho Công ty Dự án.

4.3. KẾ HOẠCH THỰC HIỆN

Trong giai đoạn hiện nay, trước yêu cầu cấp bách phải mở rộng nhanh công suất lắp đặt để đáp ứng tăng trưởng kinh tế (183–236 GW vào năm 2030), cần triển khai các cơ chế khuyến khích đủ mạnh. Cụ thể:

- Xem xét đáp ứng các yêu cầu của nhà đầu tư về cam kết thanh toán theo nguyên tắc mua hoặc trả tiền (take-or-pay) và bảo đảm sản lượng tối thiểu.
- Xem xét cơ chế theo đó Chính phủ vay các nguồn vốn ưu đãi và cho vay lại đối với doanh nghiệp, hoặc cấp bảo lãnh chủ quyền cho các khoản vay tài trợ các dự án điện trọng điểm (kèm theo các điều kiện giám sát), áp dụng đối với các doanh nghiệp đáp ứng các tiêu chí nhất định về quy mô, năng lực và mức độ sẵn sàng chấp nhận cơ chế giám sát.
- Khi dự phòng hệ thống được ổn định và cải thiện, và khi 70–80% nhu cầu điện được đáp ứng thông qua thị trường điện cạnh tranh (tức là mức độ khả dụng trung bình của các nhà máy đạt mức tương đương), đồng thời khi thị trường giao ngay không còn áp dụng trần giá, thì:
 - Thị trường điện sẽ phản ánh đầy đủ chi phí thực và tạo ra một sân chơi bình đẳng cho tất cả các nhà đầu tư.
 - Các đơn vị phát điện có thể bán điện trên thị trường tại bất kỳ thời điểm nào với xác suất được huy động cao.
 - Tính khả tín tài chính của các hợp đồng mua bán điện (PPA) sẽ được cải thiện, cho phép cả các ngân hàng thương mại trong nước và quốc tế tham gia tài trợ dự án.
 - Các cơ chế khuyến khích sẽ từng bước được cắt giảm đối với các dự án mới và cuối cùng được loại bỏ hoàn toàn.

4.4. LỘ TRÌNH HÀNH ĐỘNG CHI TIẾT (NGẮN HẠN, TRUNG HẠN VÀ DÀI HẠN)

Lộ trình triển khai chi tiết nhằm tăng cường huy động vốn tư nhân thông qua các mô hình PPP trong lĩnh vực năng lượng tái tạo, lưới điện và hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin (BESS) tại Việt Nam được tổng hợp từ các khuyến nghị trình bày xuyên suốt báo cáo này.

Kế hoạch tập trung giải quyết các nút thắt cốt lõi hiện đang cản trở đầu tư, bao gồm khuôn khổ pháp lý chưa đồng bộ, cơ chế phân bổ rủi ro chưa cân bằng và sự thiếu vắng các công cụ tài chính dài hạn. Phần tiếp theo trình bày Kế hoạch triển khai chi tiết, được cấu trúc theo ba giai đoạn: ngắn hạn (1 năm), trung hạn (2–4 năm) và dài hạn (trên 4 năm).

Bảng 17: Tổng quan về lộ trình huy động vốn tư nhân thông qua hình thức hợp tác công tư (PPP) và các cơ chế đổi mới liên quan trong lĩnh vực năng lượng tái tạo, lưới điện và hệ thống lưu trữ năng lượng pin (BESS) tại Việt Nam

Lĩnh vực trọng tâm	Ngắn hạn (1 năm) – Xây dựng nền tảng pháp lý và giải quyết các vướng mắc	Trung hạn – Triển khai và phát triển thị trường tài chính	Dài hạn – Phát triển và hội nhập thị trường bền vững	Vai trò thể chế
Khung pháp lý, PPP và phân bổ rủi ro	<ul style="list-style-type: none"> Sửa đổi Nghị định quản lý tài chính PPP (Nghị định 28/2021/ND-CP) và các nghị định hướng dẫn thực hiện liên quan. Ban hành các mô hình PPP tiêu chuẩn hóa theo công nghệ năng lượng tái tạo Hoàn thiện hướng dẫn kỹ thuật DPPA Mở rộng việc chia sẻ rủi ro doanh thu và tăng cường bảo vệ tỷ giá hối đoái Cải thiện tính nhất quán pháp lý giữa các luật liên quan 	<ul style="list-style-type: none"> Tiếp tục đồng bộ hóa các luật về hợp tác công tư, điện lực, đầu tư và đất đai. Tăng cường các cơ chế cạnh tranh trên thị trường điện 	<ul style="list-style-type: none"> Cân nhắc ban hành một đạo luật chuyên biệt về năng lượng tái tạo. Củng cố các cơ chế đầu tư hoàn toàn dựa trên thị trường 	Bộ Tài chính (chủ trì về tài chính, rủi ro, hợp tác công tư); Bộ Công Thương (đóng góp về kỹ thuật và ngành)
Lưới truyền tải và hệ thống lưu trữ năng lượng pin (BESS)	<ul style="list-style-type: none"> Xây dựng khung giá cả và thu hồi chi phí cho hệ thống lưu trữ năng lượng pin (BESS) Thí điểm các mô hình hợp tác công tư (PPP) truyền tải điện, ưu tiên các mô hình BLT/DBLT có kèm theo thanh toán dựa trên khả năng cung cấp điện 	<ul style="list-style-type: none"> Mở rộng các dự án thí điểm hợp tác công tư (PPP) cho lưới điện và hệ thống lưu trữ năng lượng Mở rộng quy mô triển khai hệ thống lưu trữ năng lượng pin (BESS) gắn liền với việc tích hợp năng lượng tái tạo. 	<ul style="list-style-type: none"> Mở rộng dần sự tham gia có kiểm soát của tư nhân vào cơ sở hạ tầng lưới điện. Xây dựng các cơ chế bền vững cho việc giải phóng mặt bằng và chia sẻ chi phí. 	Bộ Tài chính (tài chính PPP, cơ chế thanh toán); Bộ Công Thương (quy hoạch lưới điện và tiêu chuẩn kỹ thuật)
Quỹ đầu tư và tài chính xanh	<ul style="list-style-type: none"> Định lượng các danh mục Phân loại Xanh Quốc gia Xây dựng các mẫu hợp đồng PPP tiêu chuẩn với các điều khoản về thanh toán và bao tiêu sản phẩm. 	<ul style="list-style-type: none"> Thúc đẩy trái phiếu xanh và các công cụ liên kết với phát triển bền vững 	<ul style="list-style-type: none"> Tích hợp với thị trường tài chính xanh quốc tế Huy động quỹ hưu trí, vốn đầu tư tư nhân và 	Bộ Tài chính (chủ trì); Ngân hàng Nhà nước và các bộ ngành liên quan (hỗ trợ)

		<ul style="list-style-type: none"> • Giới thiệu các yêu cầu về xếp hạng tín dụng và công bố thông tin. 	<ul style="list-style-type: none"> vốn đầu tư mạo hiểm cho các dự án hợp tác công tư dài hạn.
Các thể chế, quản trị và thực thi	<ul style="list-style-type: none"> • Tăng cường các cơ chế phối hợp trung ương • Cung cấp các khóa đào tạo chuyên sâu về cơ cấu tài chính, đánh giá rủi ro và quản lý hợp đồng. 	<ul style="list-style-type: none"> • Tiếp tục nâng cao năng lực thẩm định dự án hợp tác công tư (PPP) và đánh giá môi trường và xã hội (E&S). 	<ul style="list-style-type: none"> • Xây dựng hệ thống minh bạch dữ liệu và giám sát để hỗ trợ niềm tin của nhà đầu tư. <p>Bộ Tài chính (điều phối); các bộ ngành và tỉnh (thực hiện)</p>

4.4.1. GIAI ĐOẠN NGẮN HẠN (1 NĂM): XÂY DỰNG NỀN TẢNG PHÁP LÝ VÀ GIẢI QUYẾT CÁC VƯỚNG MẮC THÔNG QUA CÁC CƠ CHẾ PHỐI HỢP.

Giai đoạn này tập trung vào việc giải quyết các xung đột pháp lý cấp bách, tăng cường năng lực thể chế ban đầu và làm rõ các cơ chế giảm thiểu rủi ro tức thời để ổn định môi trường đầu tư.

Bảng 18: Lộ trình thực hiện ngắn hạn (1 năm)

Lĩnh vực	Các hành động chính	Mục tiêu cụ thể, có thể đo lường được	Thông tin cơ bản/Ghi chú
Rủi ro và pháp lý của PPP	Hoàn thiện các văn bản pháp luật dưới luật quan trọng	<p>1. Cập nhật Nghị định về Tài chính PPP: Sửa đổi Nghị định 28/2021/ND-CP để phản ánh mức trần mới về vốn đóng góp của Nhà nước (lên đến 70% tổng vốn đầu tư), đặc biệt đối với các dự án năng lượng tái tạo rủi ro cao (điện gió ngoài khơi).</p> <p>2. Cập nhật Nghị định về thực hiện và quản lý PPP để phù hợp với những thay đổi tiềm năng trong Nghị định 28.</p>	Giảm gánh nặng vốn cho các nhà đầu tư tư nhân và nâng cao sức hấp dẫn của mô hình hợp tác công tư (PPP).
	Chuẩn hóa các mẫu hợp đồng	3. Ban hành các Hợp đồng PPP Mẫu chuyên biệt: Phát triển các hợp đồng BOT/PPP mẫu cho các dự án năng lượng tái tạo và truyền tải. Làm rõ các cơ chế phân bổ rủi ro đối với việc cắt giảm sản lượng, biến động tỷ giá hối đoái và thay đổi chính sách.	Tăng cường khả năng huy động vốn cho dự án và củng cố niềm tin giữa các tổ chức tài chính quốc tế và các nhà cho vay quốc tế.

Lưới điện & Hệ thống lưu trữ năng lượng pin (BESS)	Thiết lập khung giá và cơ chế phục hồi	<p>4. Ban hành khung giá cho hệ thống lưu trữ năng lượng pin (BESS): Công bố khung giá dịch vụ và biểu giá phát điện cho hệ thống BESS và thủy điện tích năng.</p> <p>5. Dự án thí điểm truyền tải điện theo mô hình PPP: Thiết lập cơ chế thu hồi vốn và thanh toán dựa trên khả năng cung cấp rõ ràng theo mô hình BLT/DBLT.</p>	Việc thu hút vốn đầu tư vào cơ sở hạ tầng lưu trữ và hệ thống lưu trữ năng lượng pin (BESS) là vô cùng quan trọng.
Thị trường tài chính xanh	Hoàn thiện hệ thống phân loại xanh	<p>6. Định lượng Phân loại Xanh: Sửa đổi Phụ lục I của Quyết định 21/2025/QĐ-TTg với các tiêu chí kỹ thuật định lượng chi tiết và ngưỡng cho từng hoạt động trong lĩnh vực năng lượng.</p> <p>Đưa ra các tiêu chí thống nhất cho các dự án năng lượng tái tạo và định hướng thị trường tín dụng và trái phiếu xanh. Ban hành hướng dẫn cụ thể và hỗ trợ tài chính cho việc thực hiện phân loại năng lượng xanh và khởi xướng các chương trình thí điểm trái phiếu xanh quốc gia.</p>	Sự mơ hồ hiện tại về định nghĩa “xanh” hạn chế việc thẩm định tín dụng và bảo lãnh phát hành trái phiếu xanh. Điều này cần thiết để phù hợp với thị trường vốn quốc tế.

Cơ chế mua bán điện	Hoàn thành DPPA	7. Ban hành Hướng dẫn kỹ thuật của DPPA: Hoàn thiện các quy định về phí truyền tải/vận chuyển, thủ tục thanh toán và kết nối kỹ thuật.	Giảm thiểu rủi ro phụ thuộc vào một nhà mua duy nhất của EVN và mở khóa nhu cầu mua sắm năng lượng tái tạo của các doanh nghiệp nước ngoài. Việc này nên được Bộ Công Thương thực hiện sau khi tham khảo ý kiến của Bộ Tài chính và các bộ ngành liên quan.
Cơ chế đấu thầu	Cải thiện việc mua sắm năng lượng tái tạo	8. Triển khai cơ chế đấu thầu cạnh tranh một vòng thống nhất. Hoàn thành khẩn trương để đảm bảo lựa chọn nhà đầu tư minh bạch cho các dự án năng lượng tái tạo mới.	Bộ Tài chính sẽ sửa đổi khuôn khổ đấu thầu tổng thể (Luật đấu thầu và hướng dẫn) với các điều khoản ưu đãi cho bất động sản.
Năng lực và sự phối hợp thể chế	Chương trình đào tạo	9. Tăng cường vai trò điều phối trung ương của Bộ Tài chính đối với các dự án hợp tác công tư, đảm bảo sự phối hợp có hệ thống với Bộ Công Thương và Ủy ban nhân dân các tỉnh. 10. Tổ chức các khóa đào tạo chuyên sâu cho Bộ Tài chính, Bộ Công Thương và các đối tác chính sách công về cơ cấu tài chính PPP, đánh giá rủi ro nhu cầu và quản lý hợp đồng.	Giải quyết tình trạng phân mảnh thể chế và sự phức tạp về thủ tục. Xây dựng năng lực kỹ thuật và pháp lý cho các dự án năng lượng tái tạo và hệ thống lưu trữ năng lượng pin phức tạp.

4.4.2. GIAI ĐOẠN TRUNG HẠN (1-3 NĂM): TRIỂN KHAI VÀ PHÁT TRIỂN THỊ TRƯỜNG TÀI CHÍNH

Giai đoạn này tập trung vào việc thực thi các cải cách pháp luật đã được ban hành, mở rộng các cơ chế chia sẻ rủi ro tài chính và phát triển các công cụ tài chính xanh dài hạn để hỗ trợ các mục tiêu chuyển đổi năng lượng và thu hút vốn quốc tế.

Bảng 19: Lộ trình thực hiện trung hạn (1-3 năm)

Lĩnh vực	Các hành động chính	Mục tiêu cụ thể, có thể đo lường được	Bối cảnh / Ghi chú
Rủi ro và pháp lý của PPP	Áp dụng cơ chế chia sẻ rủi ro cân bằng	<p>1. Mở rộng phạm vi chia sẻ rủi ro doanh thu: Sửa đổi Điều 82 của Luật PPP để mở rộng phạm vi chia sẻ rủi ro sang các rủi ro biến động thị trường và cầu, thay vì chỉ giới hạn ở các rủi ro liên quan đến chính sách.</p> <p>2. Tăng cường bảo lãnh ngoại hối: Nâng mức trần bảo lãnh ngoại hối từ 30% lên mức cao hơn (ví dụ: 50% doanh thu VND sau khi trừ chi phí) đối với các dự án năng lượng tái tạo và truyền tải điện sử dụng nhiều USD.</p>	Giảm thiểu rủi ro kép (thời hạn và tỷ giá hối đoái) và thu hút các nhà đầu tư FDI dài hạn.
	Đồng bộ hóa pháp lý	<p>3. Hải hòa khung pháp lý: Tiến hành rà soát toàn diện để giải quyết sự chồng chéo giữa Luật PPP, Luật Điện lực 2024, Luật Đầu tư và Luật Đất đai. Ban hành hướng dẫn liên ngành để rút ngắn thời gian chuẩn bị dự án.</p>	Giảm chi phí tuân thủ quy định và đẩy nhanh tiến độ phát triển dự án.

<p>Lưới điện & Hệ thống lưu trữ năng lượng pin (BESS)</p>	<p>Mở rộng mô hình hợp tác công tư (PPP) để tích hợp cơ sở hạ tầng và năng lượng tái tạo.</p>	<p>4. Dự án thí điểm PPP cho lưới truyền tải: Triển khai các dự án thí điểm PPP cho đường dây truyền tải 220 kV và các trạm biến áp hoặc lưới kết nối phục vụ các cụm năng lượng tái tạo tập trung.</p> <p>5. Các ưu đãi cho hệ thống lưu trữ năng lượng pin (BESS): Cung cấp các gói tín dụng xanh hoặc ưu đãi (liên kết với JETP) cho các dự án BESS độc lập hoặc kết hợp.</p>	<p>Đảm bảo lưới điện theo kịp sự mở rộng của năng lượng tái tạo. Tăng cường sức hấp dẫn của hệ thống lưu trữ năng lượng pin (BESS) về mặt kinh tế.</p>
<p>Thị trường tài chính xanh</p>	<p>Tạo điều kiện cho thị trường vốn dài hạn</p>	<p>6. Thúc đẩy trái phiếu xanh: Cung cấp các ưu đãi thuế (ví dụ: giảm 5% thuế thu nhập doanh nghiệp), phí minh bạch và các cơ chế tăng cường tín dụng để hỗ trợ việc phát hành trái phiếu xanh dài hạn (10-20 năm) của EVN/NPT và khu vực tư nhân.</p> <p>7. Yêu cầu về xếp hạng tín dụng (CSR): Bắt buộc hoặc áp dụng mạnh mẽ xếp hạng bền vững doanh nghiệp đối với các doanh nghiệp năng lượng tái tạo, và phát triển các tiêu chí CSR phù hợp với lĩnh vực năng lượng.</p> <p>8.1 Phát triển các mẫu hợp đồng PPP chuyên biệt cho các lĩnh vực ưu tiên (điện gió ngoài khơi, hệ thống lưu trữ năng lượng pin), làm rõ các rủi ro cụ thể, cơ chế điều chỉnh</p>	<p>Giải quyết rủi ro chênh lệch kỳ hạn vốn, thu hút vốn đầu tư từ các tổ chức quốc tế và quỹ hưu trí.</p> <p>Giải quyết rủi ro không phù hợp giữa vốn và thời hạn vay, đồng thời thu hút vốn từ các tổ chức và quỹ hưu trí.</p> <p>Giúp ổn định nguồn thu, cải thiện tỷ lệ ADSCR và tăng cường khả năng huy động vốn.</p>

		<p>giá cước và các điều khoản tiếp cận lưới điện.</p> <p>8.2 Các điều khoản bảo đảm thanh toán và bảo đảm tiêu thụ sản lượng (ví dụ: 90% sản lượng trong 15 năm đối với điện gió ngoài khơi) trong các hợp đồng mua bán điện (PPA) cho các dự án năng lượng tái tạo quy mô lớn.</p>	
Thể chế và quản trị	Tăng cường năng lực thể chế	<p>9. Tiếp tục tăng cường điều phối trung ương: Phát huy những nỗ lực ngắn hạn bằng cách củng cố vai trò điều phối của Bộ Tài chính/Bộ Công Thương trong thẩm định tài chính, quản lý rủi ro và giám sát hợp đồng PPP, tránh sự phân mảnh hoặc chồng chéo.</p> <p>10. Nâng cao năng lực thẩm định rủi ro môi trường và xã hội: Các tổ chức tín dụng phải phát triển các bộ công cụ và đội ngũ chuyên gia để đánh giá rủi ro môi trường và xã hội (thẩm định ESG/E&S) theo tiêu chuẩn quốc tế (ICMA/IFC).</p>	Đảm bảo tính minh bạch, cải thiện quản trị và mở rộng khả năng tiếp cận các nguồn tài chính khí hậu quốc tế.

4.4.3. GIAI ĐOẠN DÀI HẠN (4 NĂM TRỞ LÊN): PHÁT TRIỂN THỊ TRƯỜNG BỀN VỮNG VÀ HỘI NHẬP QUỐC TẾ

Giai đoạn này nhằm mục đích hoàn thành quá trình chuyển đổi thể chế, đảm bảo quyền tự chủ vốn của khu vực tư nhân và duy trì tốc độ đầu tư ổn định mà không cần sự bảo lãnh trực tiếp của chính phủ, đạt được sự trưởng thành của thị trường vốn và ưu tiên các dự án mang tính hệ thống để đạt được mục tiêu Net-Zero vào năm 2050.

Bảng 20: Lộ trình thực hiện dài hạn (4 năm trở lên)

Lĩnh vực	Các hành động chính	Mục tiêu cụ thể, có thể đo lường được	Cơ sở / chú thích
Pháp luật và thị trường	Hoàn toàn thương mại hóa cơ chế đầu tư	<p>1. Tiếp tục rà soát và hài hòa hoàn toàn Luật PPP với Luật Điện lực, Luật Đầu tư và Luật Đất đai để đảm bảo quy trình đầu tư thông suốt và giảm thiểu các thủ tục hành chính không cần thiết.</p> <p>2. Thị trường điện cạnh tranh: Đạt được 70-80% sản lượng điện thông qua thị trường điện cạnh tranh. Loại bỏ cơ chế giá trần trên thị trường giao ngay để giá điện phản ánh đúng chi phí thị trường.</p>	<p>Nhà nước hoàn toàn chuyển sang vai trò “người tạo lập và trọng tài thị trường”.</p> <p>Cung cấp một khuôn khổ pháp lý ổn định và mạch lạc với khả năng dự đoán tối đa cho các cam kết đầu tư dài hạn.</p> <p>Giảm thiểu rủi ro pháp lý vốn có đối với nhà đầu tư.</p>
PPP & Năng lượng tái tạo/ Hệ thống lưu trữ năng lượng pin (BESS)	Đảm bảo tính bền vững của dự án	<p>3. Đa dạng hóa mô hình đầu tư: Mô hình PPP/BOT nên được ưu tiên áp dụng cho cơ sở hạ tầng chiến lược (truyền tải liên vùng 500 kV). Các dự án năng lượng tái tạo/hệ thống lưu trữ năng lượng pin (RE/BESS) quy mô nhỏ và trung bình nên ưu tiên các mô hình DPPA/BOO thương mại.</p> <p>4. Tăng cường cơ chế bồi thường khi cắt giảm sản lượng: Thiết lập một cơ chế bồi thường rõ ràng và có thể dự đoán được đối với sản lượng bị cắt giảm để giảm thiểu rủi ro tài chính cho các nhà đầu tư năng lượng tái tạo.</p>	Đảm bảo các dự án RE/BESS duy trì hiệu quả tài chính (tỷ suất lợi nhuận nội bộ) cao hơn chi phí vốn bình quân gia quyền (WACC).
Chi phí điện năng hợp lý	Đảm bảo tính bền vững của hệ thống	5. Áp dụng phương pháp tính toán chi phí toàn diện cho năng lượng tái tạo thay vì chỉ dựa vào LCOE khi lập	

		<p>kế hoạch và đánh giá các dự án và kế hoạch năng lượng tái tạo.</p>	
Lưới điện	<p>Lây truyền có kiểm soát xã hội</p>	<p>6. Tăng cường vai trò của khu vực tư nhân trong lưới điện: Mở rộng sự tham gia của khu vực tư nhân vào lưới phân phối, trạm biến áp và các cơ sở kết nối lưới điện cho các cụm năng lượng tái tạo theo mô hình PPP/BOO.</p> <p>7. Quỹ đối ứng giải phóng mặt bằng: Thành lập quỹ đối ứng giải phóng mặt bằng cấp trung ương/địa phương để đảm bảo tiến độ thực hiện các dự án truyền tải điện đúng thời hạn và giảm thiểu rủi ro phi kỹ thuật cho nhà đầu tư.</p>	<p>Giảm gánh nặng đầu tư cho EVN và đảm bảo khả năng thích ứng của lưới điện với năng lượng tái tạo.</p>
Huy động vốn	<p>Hội nhập tài chính xanh quốc tế</p>	<p>8. Huy động vốn tài chính hỗn hợp dài hạn: Tận dụng hiệu quả các cam kết quốc tế và cấu trúc tài chính hỗn hợp để cung cấp nguồn tài chính USD dài hạn, chi phí thấp cho các dự án PPP và năng lượng tái tạo.</p> <p>9. Minh bạch dữ liệu: Xây dựng cơ sở dữ liệu quốc gia toàn diện về chi phí đầu tư/chi phí vận hành, dòng vốn và cơ cấu sở hữu để giảm chi phí thẩm định và đánh giá rủi ro cho các nhà đầu tư quốc tế.</p> <p>10. Tận dụng các Trung tâm Tài chính Quốc tế (IFC) đang phát triển (ví dụ: Thành phố Hồ Chí Minh, Đà Nẵng) làm trung tâm cho các dịch vụ tài chính toàn cầu và vốn xanh, đặc biệt là FDI cho năng lượng tái tạo và cơ sở hạ tầng lưới điện hiện đại..</p>	<p>Khu vực tư nhân đóng vai trò trung tâm (70–75% tổng vốn), hỗ trợ phát triển bền vững phù hợp với mục tiêu Net Zero 2050.</p> <p>Đa dạng hóa nguồn vốn và giảm sự phụ thuộc vào nợ nước ngoài.</p>

11. Tăng cường sự tham gia của các quỹ hưu trí, quỹ đầu tư tư nhân và quỹ đầu tư mạo hiểm vào các dự án hợp tác công tư thông qua các quỹ đồng đầu tư, các phương tiện tài chính hỗn hợp và các ưu đãi thuế có mục tiêu.

5. KẾT LUẬN

Năng lực triển khai PDP VIII điều chỉnh và thực hiện các mục tiêu năng lượng và khí hậu đến năm 2030 của Việt Nam sẽ phụ thuộc quyết định vào tốc độ huy động được khối lượng lớn vốn tư nhân thông qua các cơ chế có tính dự báo cao, khả thi về tài chính và bảo đảm kỷ luật tài khóa. Hợp tác công tư (PPP) đóng vai trò là một trụ cột trung tâm trong nỗ lực này. Như đã được nhấn mạnh trong các Nghị quyết số 55 và số 70, PPP không chỉ là công cụ để mở rộng hạ tầng truyền tải, lưu trữ và các nguồn điện chiến lược, mà còn là phương thức then chốt nhằm củng cố an ninh năng lượng quốc gia và thúc đẩy chuyển dịch sang phát thải ròng bằng không. Khi được thiết kế phù hợp, PPP không thay thế vốn tư nhân mà tạo điều kiện “mở khóa” dòng vốn này thông qua việc bảo đảm doanh thu, phân bổ rủi ro minh bạch và thiết lập môi trường hợp đồng ổn định, qua đó khuyến khích các tổ chức tài chính và ngân hàng thương mại tham gia tài trợ ở quy mô lớn.

Trong hơn một thập kỷ qua, Việt Nam đã chuyển đổi từ hệ thống điện chủ yếu dựa vào vốn nhà nước sang mô hình được dẫn dắt bởi đầu tư tư nhân và vốn đầu tư trực tiếp nước ngoài. Giai đoạn mở rộng nhanh từ năm 2017 đến 2021 cho thấy, khi các điều khoản hợp đồng và cơ chế giá điện tiệm cận thông lệ quốc tế, khu vực tư nhân có thể triển khai công suất với tốc độ rất cao. Sự chững lại trong giai đoạn sau đó phản ánh các rào cản mang tính cấu trúc hơn là sự suy giảm về nhu cầu đầu tư. Khuôn khổ pháp lý còn phân tán, cơ chế phân bổ rủi ro cứng nhắc, hướng dẫn dưới luật thiếu nhất quán, hạn chế về nguồn vốn dài hạn trong nước và mức độ rủi ro tỷ giá gia tăng đã làm tăng rủi ro dự án, làm suy giảm tính khả tín tài chính và làm chậm đầu tư vào các hạ tầng then chốt như truyền tải điện, lưu trữ năng lượng bằng pin, lưới điện cho điện gió ngoài khơi và các dự án năng lượng tái tạo quy mô lớn.

Việc tháo gỡ các rào cản này đòi hỏi một chương trình cải cách đồng bộ và có phối hợp chặt chẽ. Việt Nam đã có những bước đi quan trọng thông qua Luật PPP và các sửa đổi gần đây nhằm tăng tỷ lệ tham gia vốn nhà nước và hiện đại hóa các công cụ tài chính. Tuy nhiên, thách thức trong khâu triển khai vẫn còn đáng kể. Cho đến nay, chưa có dự án PPP năng lượng mới nào đạt tới giai đoạn ký kết hợp đồng theo khuôn khổ hiện hành, trong khi các dự án đang triển khai mang tính chuyển tiếp. Để chuyển từ nền tảng pháp lý sang một thị trường PPP vận hành đầy đủ, khuôn khổ chính sách cần phản ánh tốt hơn thực tiễn cấp dự án, đặc biệt là các vấn đề liên quan đến biến động doanh thu, rủi ro tỷ giá, cơ chế bồi thường khi bị cắt giảm công suất và nhu cầu về các bảo lãnh dài hạn hoặc mô hình thanh toán theo mức độ sẵn sàng (availability payment).

Việc củng cố hệ sinh thái PPP cần được triển khai song song với việc làm sâu sắc hơn kiến trúc tài chính xanh. Kinh nghiệm quốc tế cho thấy, các khuôn khổ PPP vững chắc thường là nền tảng thu hút phần lớn trái phiếu xanh, các khoản vay gắn với bền vững và các cấu trúc tài chính pha trộn. Việt Nam có thể tái tạo động lực này thông qua việc hoàn thiện phân loại xanh

quốc gia, phát hành trái phiếu xanh cấp quốc gia và địa phương, mở rộng cơ chế hỗ trợ tài chính thiếu hụt (VGF), tăng cường các công cụ giảm thiểu rủi ro tỷ giá và cải thiện các cơ chế nâng cao tín nhiệm để cho phép các nhà tài trợ trong và ngoài nước cung cấp nguồn vốn dài hạn. Một hệ sinh thái tài trợ dự án tinh vi hơn cũng đòi hỏi việc chuẩn hóa các chỉ tiêu tài chính (NPV, IRR, tỷ lệ lợi ích/chi phí), nâng cao yêu cầu công bố thông tin và tăng cường phối hợp giữa Bộ Tài chính, Bộ Công Thương, Ngân hàng Nhà nước và các địa phương.

Gói cải cách được đề xuất trong báo cáo này phù hợp với quá trình Bộ Tài chính đang rà soát và hoàn thiện khuôn khổ pháp lý PPP, bao gồm luật, kế hoạch triển khai và các quy định về quản lý tài chính. Gói giải pháp này đưa ra một lộ trình thận trọng về tài khóa nhằm hỗ trợ Việt Nam huy động khoảng 135–150 tỷ USD vốn đầu tư, chủ yếu từ khu vực tư nhân, đến năm 2030, đồng thời bảo đảm ổn định kinh tế vĩ mô và quản lý hiệu quả các nghĩa vụ dự phòng. Cách tiếp cận ưu tiên các mô hình PPP thanh toán theo mức độ sẵn sàng đối với truyền tải và lưu trữ, mở rộng tham gia vốn nhà nước đối với các dự án rủi ro cao, thúc đẩy các đề xuất PPP do nhà đầu tư khởi xướng, xây dựng hợp đồng mẫu theo từng phân ngành, nâng cấp hệ thống đấu thầu và giám sát, và phát triển một hệ sinh thái tài chính xanh có khả năng cung cấp nguồn vốn dài hạn với chi phí thấp.

Cuối cùng, phân tích cũng nhấn mạnh nhu cầu áp dụng các công cụ định lượng chặt chẽ hơn để hỗ trợ triển khai chính sách. Điều này bao gồm mô hình hóa rủi ro biến động tỷ giá và lịch kỳ hạn, dự báo rủi ro cắt giảm công suất, thiết kế các cấu trúc PPP và BLT cho truyền tải và hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin, cũng như xây dựng các chỉ số cập nhật để đánh giá dự án phù hợp với phân loại xanh. Việc áp dụng kịp thời và thực thi nghiêm túc các biện pháp này sẽ giúp Việt Nam duy trì nguồn cung điện tin cậy và chi phí hợp lý cho tăng trưởng chất lượng cao, đẩy nhanh quá trình chuyển dịch năng lượng và củng cố vị thế là quốc gia dẫn đầu khu vực về đầu tư năng lượng sạch.

