



BÁO CÁO CHIẾN LƯỢC NHÓM NGÀNH NĂNG LƯỢNG

***HOÀN THIỆN CƠ CHẾ CHÍNH SÁCH
CHÌA KHÓA KHAI MỞ TIỀM LỰC PHÁT TRIỂN GIAI ĐOẠN MỚI***

Tháng 11/2025 – Research and Advisory Division – FPTTS

1. NGÀNH NĂNG LƯỢNG

Hoàn thiện cơ chế chính sách – chìa khóa khai mở tiềm lực phát triển giai đoạn mới

“Trong giai đoạn 2026 - 2030, chúng tôi kỳ vọng hoàn thiện cơ chế chính sách sẽ là động lực chính của ngành Năng lượng, khắc phục các nút thắt dẫn tới chậm trễ trong 05 năm trở lại đây.

Việc phát triển ngành Năng lượng mang tính chiến lược, được ưu tiên hàng đầu để đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia theo Nghị quyết 70-NQ/TW, cũng như đóng góp nguồn lực trọng yếu cho mục tiêu tăng trưởng GDP trên 10%/năm của Chính phủ.

Nội dung:

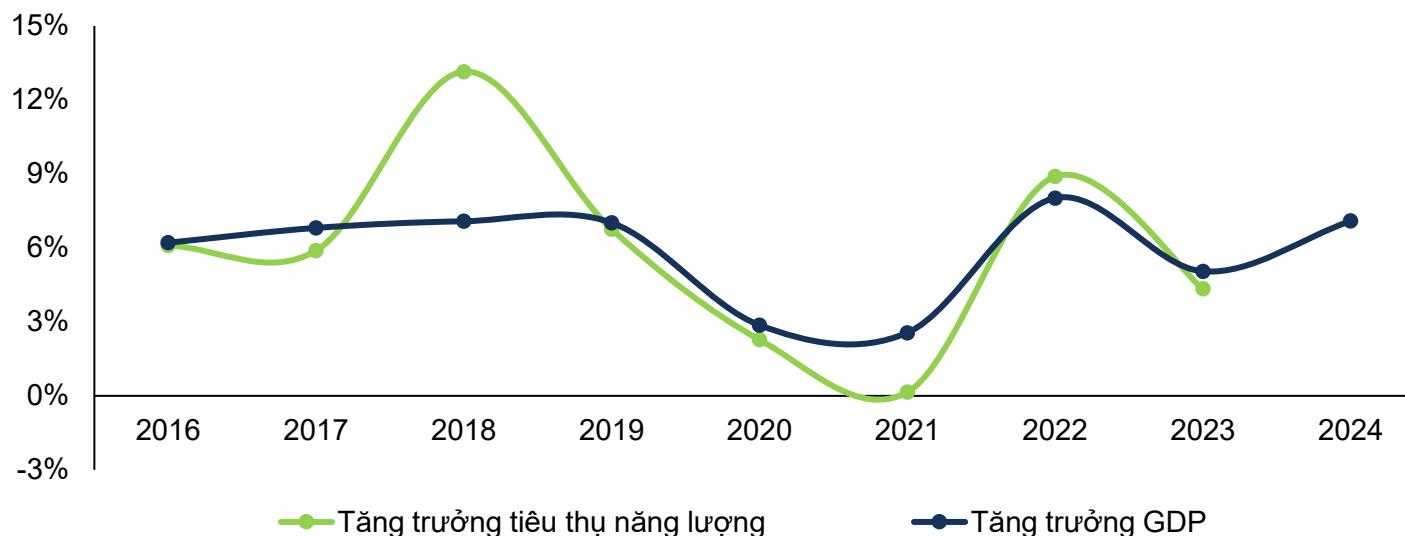
- 1.1. Năng lượng là đầu vào huyết mạch, không thể thiếu cho sản xuất cũng như dân dụng
- 1.2. Các nhóm năng lượng chậm lại trong giai đoạn gần đây do nhiều thách thức hiện hữu
- 1.3. Chìa khóa khai mở tiềm lực từ hoàn thiện chính sách

Tăng trưởng tiêu thụ năng lượng có tương quan cao với tăng trưởng kinh tế, lần lượt đạt +5,88%/năm và +5,92%/năm trong giai đoạn 2015 – 2023.

Xăng dầu và điện chiếm phần lớn cơ cấu tiêu thụ năng lượng cuối cùng, lần lượt ở 33,9% và 28,8% cơ cấu năm 2023.

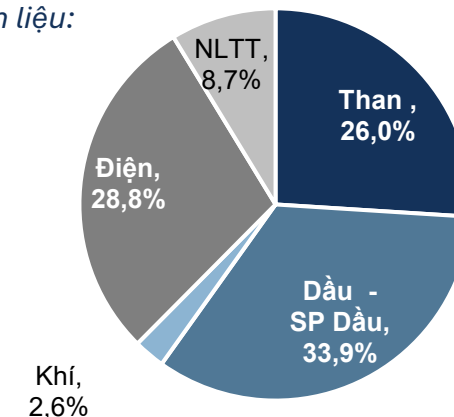
Ngành Công nghiệp dẫn dắt tăng trưởng tiêu thụ năng lượng khi chiếm tới 52,3% cơ cấu tiêu thụ năng lượng (2023) và đạt tăng trưởng +9,8%/năm trong giai đoạn 2015 – 2023, cao nhất trong các nhóm ngành. Chúng tôi cho rằng ngành công nghiệp vẫn tiếp tục dẫn dắt tăng trưởng tiêu thụ năng lượng trong giai đoạn tiếp theo khi Việt Nam tập trung phát triển các nhóm ngành công nghiệp tiêu thụ nhiều năng lượng hơn như luyện kim – cơ khí để hoàn thiện chuỗi cung ứng sản phẩm trong nước.

Biểu đồ: Tiêu thụ năng lượng cuối cùng có tương quan tăng trưởng cao với GDP (% YoY)

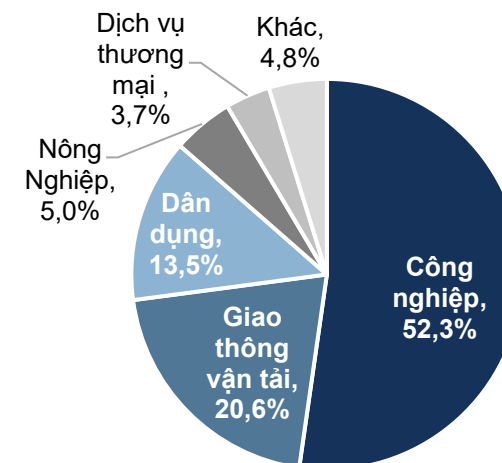


Biểu đồ: Cơ cấu tiêu thụ năng lượng cuối cùng (2023) theo:

Nguồn nhiên liệu:



Ngành tiêu thụ:

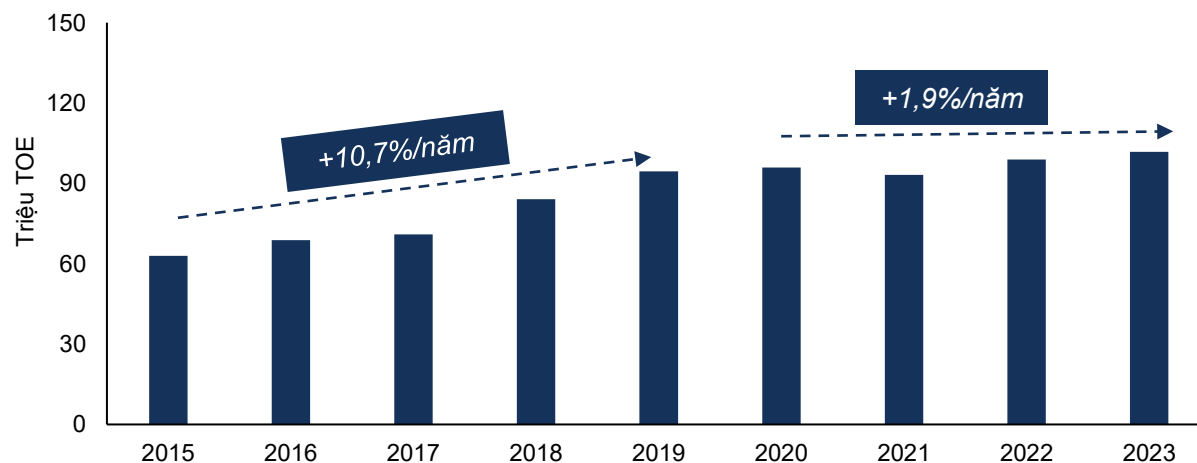


Nguồn: Thống kê năng lượng, FPTs tổng hợp

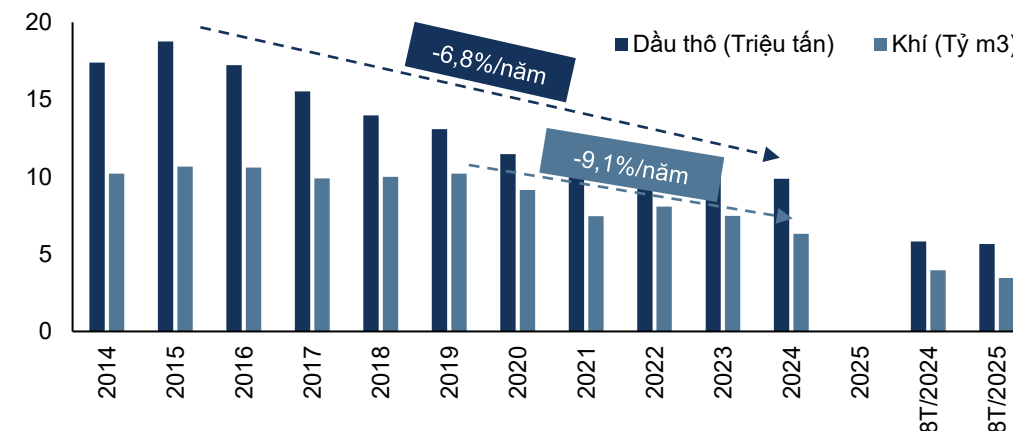
Tốc độ tăng trưởng tổng cung năng lượng sơ cấp giảm trong 2020 – 2023, đạt trung bình 1,9%/năm, chỉ bằng ~1/5 so với giai đoạn 2015 – 2019 (+10,7%/năm). Tốc độ tăng trưởng cung năng lượng sơ cấp giảm chủ yếu do tình hình khai thác tài nguyên trong nước ảm đạm khi sản lượng khí bắt đầu giảm từ 2019 và than từ 2022. Sự thiếu hụt này chủ yếu được bù lại bằng nguồn năng lượng tái tạo cũng như nhập khẩu tài nguyên.

Sản lượng tài nguyên khai thác trong nước giảm đến từ: (1) Đầu tư mới giảm trong 2015 – 2020 khi giá nhiên liệu thế giới mức thấp, và không nắm được cơ hội nhiên liệu tăng trong 2020 – 2023 do chậm trễ sửa đổi các luật Khoáng sản; luật Dầu khí (so với các nước trong khu vực Đông Nam Á) để phù hợp với điều kiện khai thác trong nước; và (2) Các nguồn than lộ thiên dễ khai thác đang dần cạn kiệt.

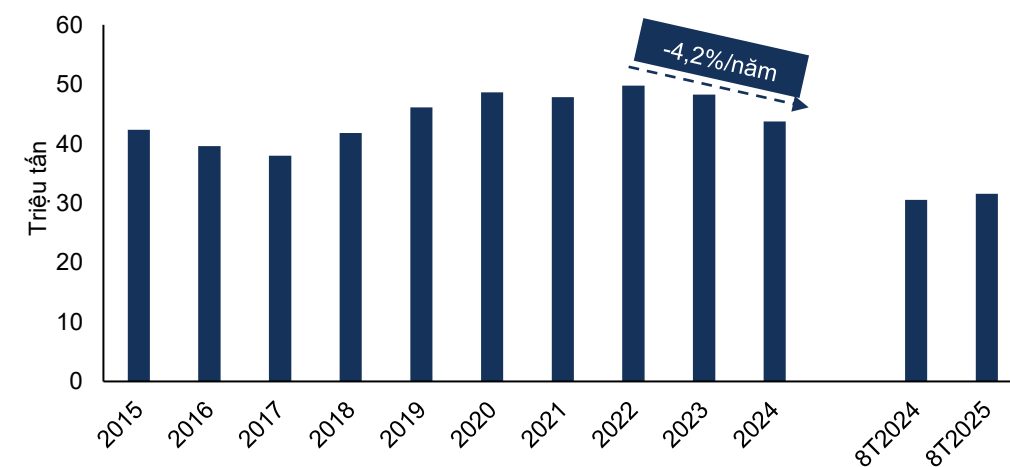
Biểu đồ: Tốc độ tăng trưởng tổng cung năng lượng sơ cấp giảm trong 2020 - 2023



Biểu đồ: Khai thác khí và dầu thô ảm đạm trong 5 – 10 năm gần đây



Biểu đồ: Khai thác than sụt giảm sau đỉnh năm 2022

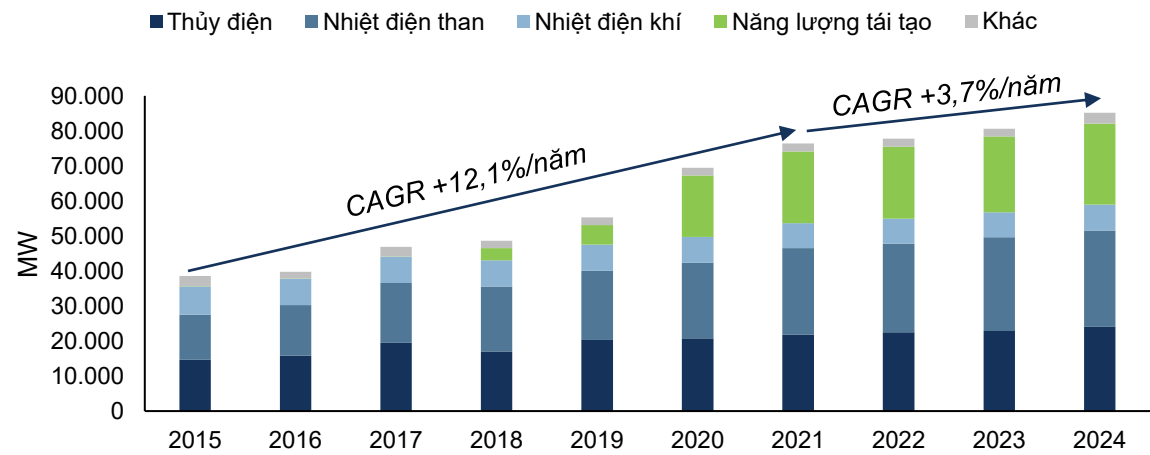


Nguồn: Thống kê năng lượng, MoIT, FPTs tổng hợp

Khu vực Miền Bắc gặp nguy cơ thiếu điện với công suất dự phòng chỉ đạt **14,5%**. Nguyên nhân đến từ việc nhu cầu tiêu thụ tăng mạnh trong giai đoạn 2021 – 2024 (CAGR +13,1%/năm), trong khi nguồn cung điện bị chững lại do:

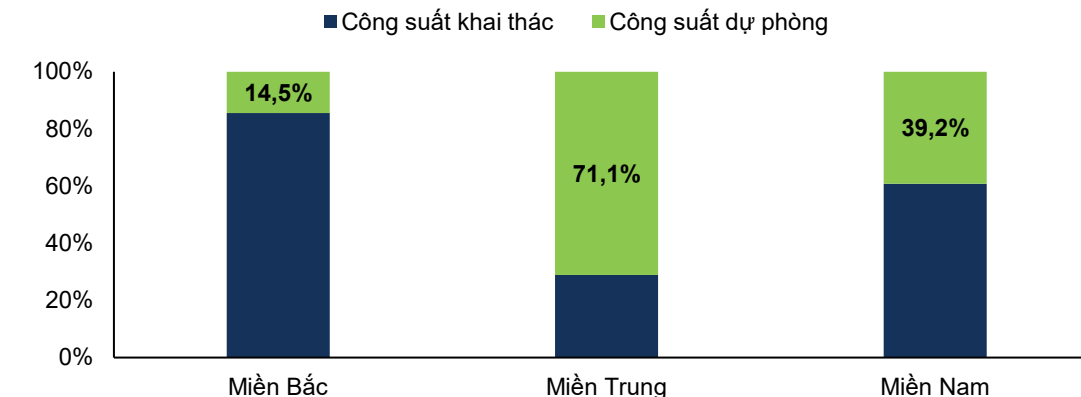
- (1) **Giai đoạn 2019 – 2021**, công suất toàn ngành tăng mạnh nhờ ban hành giá FiT cho các dự án NLTT, nhưng phát triển NLTT ở miền Bắc bị hạn chế do tư nhân chỉ tập trung đầu tư ở miền Trung & Nam – nơi có khí hậu thuận lợi hơn;
- (2) **Giai đoạn 2021 – 2024**, công suất tăng chậm, phần lớn đến từ các dự án chuyển tiếp (bao gồm các dự án chậm tiến độ, chưa kịp vận hành thương mại (COD) trong thời hạn FiT). Ngoài ra, các dự án mới cũng phải tạm dừng triển khai do thiếu cơ sở pháp lý để ký hợp đồng mua bán điện (PPA) với EVN khi Bộ Công Thương chậm ban hành khung giá mới.

Biểu đồ: Công suất đặt tăng chậm từ sau 2021 do Bộ Công Thương không ban hành khung giá mới sau khi cơ chế giá FiT hết thời hạn

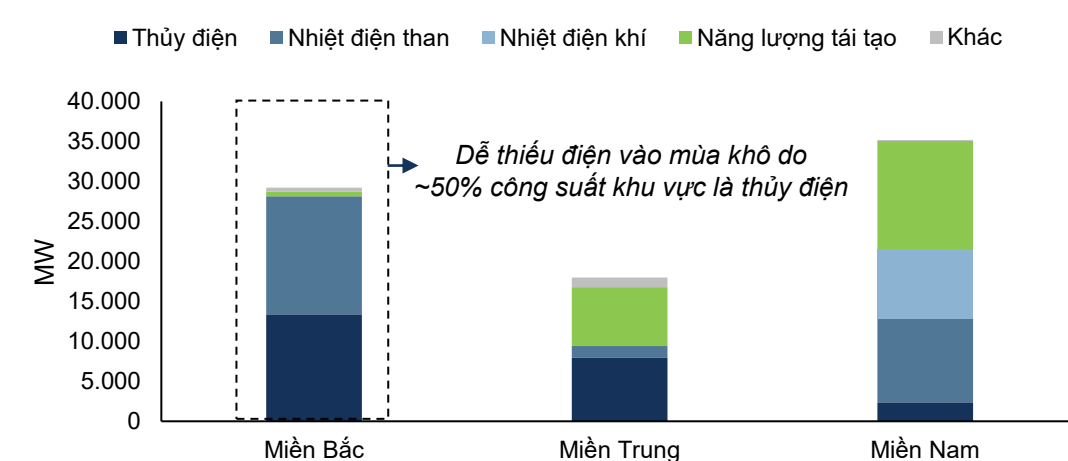


Nguồn: EVN, FPTs tổng hợp

Biểu đồ: Công suất phân bố không đều gây rủi ro thiếu điện ở khu vực miền Bắc



Biểu đồ: Tăng trưởng NLTT tập trung chính ở miền Trung & Nam khiến miền Bắc thiếu công suất bổ sung để đáp ứng nhu cầu tiêu thụ tăng

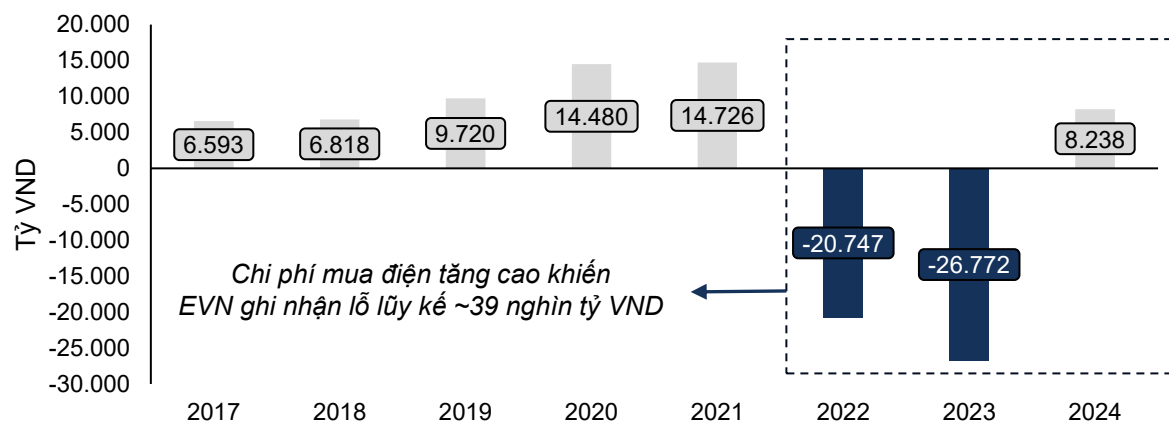


Nguồn: EVN, FPTs tổng hợp

Hệ thống truyền tải điện chịu áp lực lớn khi phải gia tăng truyền tải điện từ miền Nam ra miền Bắc do mất cân đối cung – cầu điện giữa các vùng miền. Để đảm bảo an ninh năng lượng, hạ tầng lưới truyền tải liên miền 500kV đã được đẩy mạnh đầu tư, đạt CAGR +9,4%/năm trong 2021 – 2024.

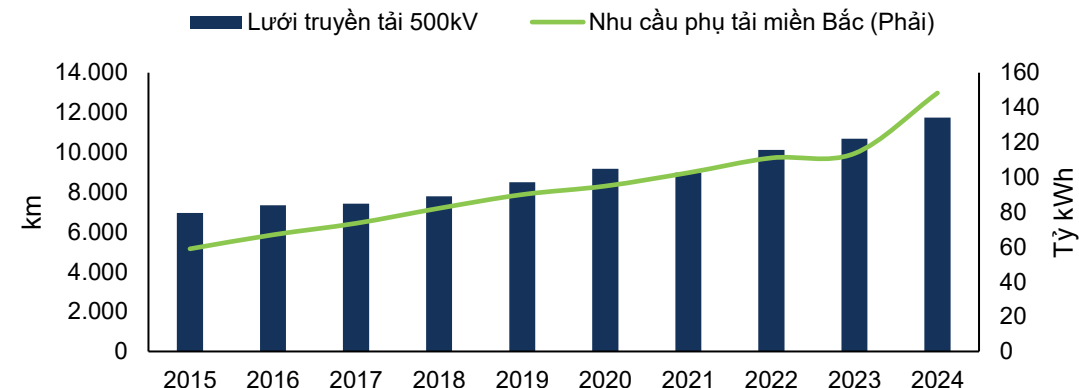
Dù vậy, việc đầu tư mới chỉ hoàn thành 60 – 70% mục tiêu đề ra cho giai đoạn 2021 – 2025 theo Quy hoạch Điện VIII, chưa theo kịp tốc độ tăng phụ tải thực tế miền Bắc (CAGR +13,1%/năm). Nguyên nhân đến từ khó khăn trong thu xếp vốn của EVN – đơn vị đầu tư chính hệ thống truyền tải – sau khi phải chịu khoản lỗ lũy kế ~39 nghìn tỷ VND do chi phí mua điện tăng cao, khiến tiến độ triển khai các dự án truyền tải bị chậm lại so với kế hoạch.

Biểu đồ: Dòng tiền đầu tư cho hạ tầng điện của EVN bị hạn chế khi tập đoàn gặp áp lực tài chính do giá thành điện tăng cao

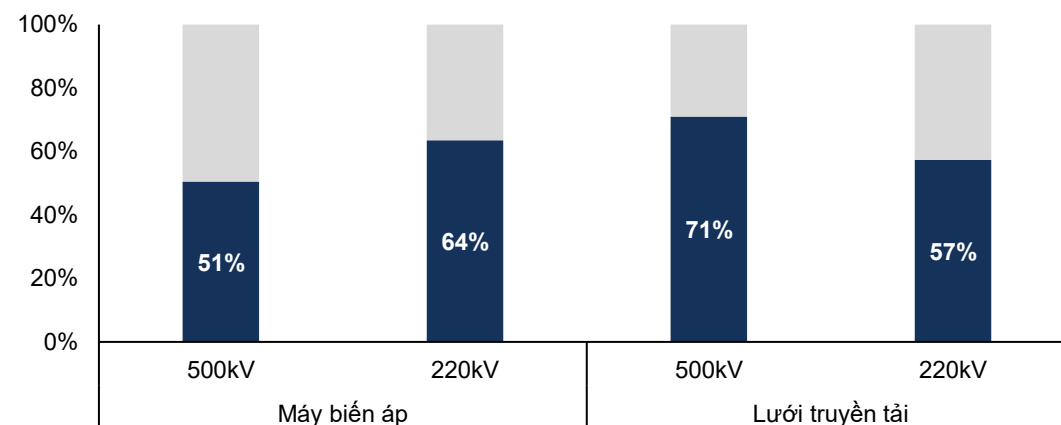


Nguồn: EVN, FPTs tổng hợp

Biểu đồ: Đầu tư lưới truyền tải liên miền không theo kịp nhu cầu tiêu thụ điện miền Bắc dù đã được đẩy mạnh



Biểu đồ: Kết quả thực hiện thấp so với kế hoạch đề ra trong giai đoạn 2021 – 2025 của QHĐ8

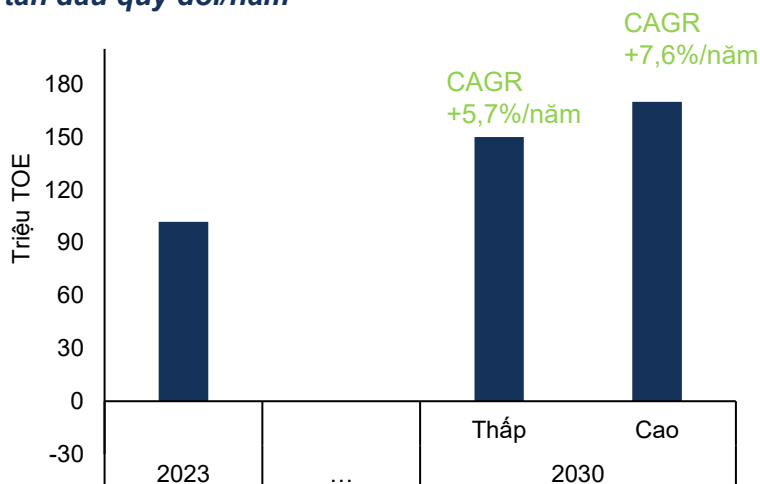


Nguồn: EVN, Quy hoạch điện 8, FPTs tổng hợp

Việt Nam nâng mục tiêu tăng trưởng kinh tế lên 10%/năm trong giai đoạn 2026 – 2030 dẫn đến nhu cầu năng lượng sơ cấp và nhu cầu điện gia tăng.

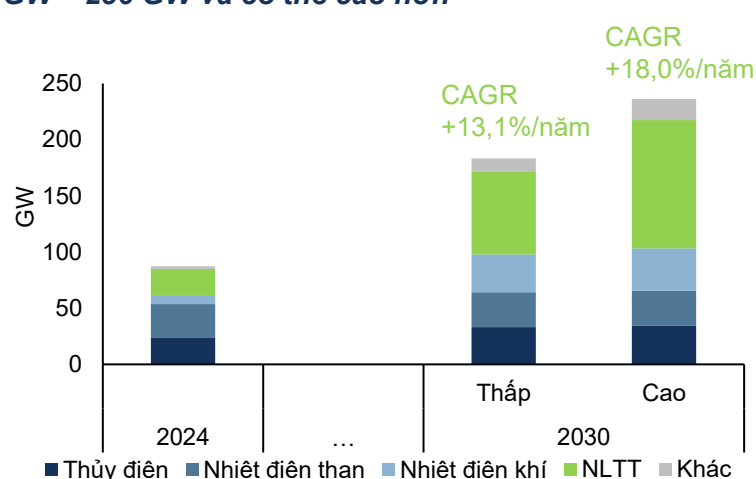
Để phục vụ mục tiêu trên, trong năm 2025, Việt Nam ban hành hai văn bản quan trọng bao gồm: **(1) Quy hoạch điện VIII điều chỉnh** đặt mục tiêu tăng sản lượng điện toàn ngành do nâng kịch bản tăng trưởng GDP trong giai đoạn 2025 – 2030 và bổ sung thêm công suất điện tái tạo nhằm bù đắp thiếu hụt từ các dự án chậm triển khai; **(2) Nghị Quyết 70-NQ/TW** về đảm bảo an ninh năng lượng quốc gia đến năm 2030 nhằm nhấn mạnh các kế hoạch phát triển năng lượng nói chung và phát triển ngành điện nói riêng, phù hợp với mục tiêu tăng trưởng kinh tế 10%/năm trong 2026 – 2030.

BĐ: Tổng cung năng lượng sơ cấp đạt 150 – 170 triệu tấn dầu quy đổi/năm



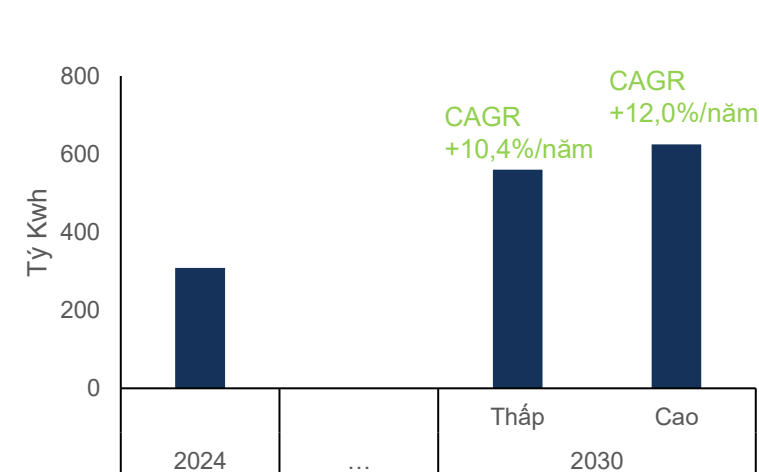
Tổng cung năng lượng sơ cấp đạt mức tăng trưởng lần lượt +5,7%/năm với kịch bản thấp và +7,6%/năm với kịch bản cao, gấp 03 – 04 lần tăng trưởng giai đoạn 2020 – 2023. Trong đó nguồn cung từ NLTT chiếm 20 – 25% (so với mức 19% trong năm 2023).

BĐ: Tổng công suất lắp đặt các nguồn điện đạt 183 GW – 236 GW và có thể cao hơn



Công suất nguồn điện tăng thêm +39,4% (chủ yếu ở nhóm NLTT +85,4%) nhằm: (1) Khả năng cung cấp điện theo kịp tốc độ tăng trưởng của nền kinh tế (GDP +10,0%/năm); (2) Bù đắp cho phần công suất thiếu hụt từ các dự án nhiệt điện khí chậm tiến độ.

BĐ: Tổng sản lượng điện đạt 560 – 624 tỷ KWh



Sản lượng điện đạt mức tăng trưởng cao +10,4%/năm với kịch bản thấp và +12,0%/năm với kịch bản cao, cao hơn +2,6 – 4,2 đpt so với bình quân giai đoạn 2021 – 2024. Đây là một trong những điều kiện cần cho kỳ vọng GDP tiếp tục tăng trưởng mạnh +10,0%/năm tới 2030.

Nghị quyết 70-NQ/TW đi kèm các giải pháp cụ thể bao gồm: (1) Hoàn thiện thể chế chính sách để tháo gỡ các điểm nghẽn; (2) Phát triển nguồn cung và hạ tầng năng lượng; (3) Khuyến khích khu vực tư nhân tham gia phát triển ngành năng lượng; và (4) **Hành động quyết liệt từ Chính phủ** khi đã ban hành: (a) Kế hoạch thực hiện kèm thời hạn và cơ quan chịu trách nhiệm (Nghị quyết 238/NQ-CP) – ưu tiên hoàn thiện các cơ chế chính sách cũng như (b) Dự thảo Nghị Quyết Quốc hội về các cơ chế chính sách tháo gỡ khó khăn phát triển năng lượng quốc gia giai đoạn 2026 – 2030 (Dự kiến trình Quốc Hội trong kỳ họp T10 – T12/2025).

Bảng: Hoàn thiện cơ chế chính sách được ưu tiên cao với thời hạn trong giai đoạn 2025 – 2026 để thực hiện các nhóm mục tiêu của Nghị quyết 70-NQ/TW

Nhóm mục tiêu	Các mục tiêu cụ thể	Thời gian	Nhóm hưởng lợi	Tác động
Hoàn thiện cơ chế chính sách	Nghị quyết Quốc hội về các cơ chế chính sách tháo gỡ khó khăn phát triển năng lượng quốc gia 2026 – 2030.	Q4/2025	Nhóm Thương nguồn; Nhóm NLTT; Nhóm Điện khí	Giảm 30 - 50% thủ tục và thời gian thực hiện. Khởi thông các điểm nghẽn (Mục tiêu trong năm 2025) bao gồm: Giao quyền cho PVN phê duyệt một số dự án dầu khí; Qc cho các dự án điện LNG; Điện gió ngoài khơi,... Cơ chế giá, cơ chế bao tiêu tốt nhằm đảm bảo IRR cho các dự án điện, giúp thu hút đầu vào các lĩnh vực NLTT; điện LNG; hạ tầng truyền tải điện, tăng cường vốn từ khu vực tư nhân.
	Khung chính sách quy định cơ chế mua bán điện trực tiếp (DPPA)	Cập nhật thường xuyên	Nhóm NLTT	
	Đề án giá điện hai thành phần	Q4/2025 - Áp dụng 1/1/2026	Nhóm Điện khí LNG	
	Đề án Thị trường bán buôn điện cạnh tranh	T12/2025 - Áp dụng 1/7/2025	Ngành Điện	
	Đề án Thị trường bán lẻ điện cạnh tranh	T6/2026 - Áp dụng 01/01/2027	Ngành Điện	
	Hoàn thiện - sửa đổi các pháp luật về điện lực, dầu khí	Năm 2026	Ngành Điện; Ngành Dầu khí	
Phát triển nguồn cung và hạ tầng	Lập, Xây dựng Kế hoạch thực hiện điều chỉnh Quy hoạch năng lượng quốc gia 2021 - 2030	Q4/2025 - Q1/2026	Nhóm xây lắp điện; Nhóm Thương nguồn; Nhóm Khí	Điều chỉnh quy hoạch để phù hợp kế hoạch tăng trưởng mới; Cập nhật tiến độ và giải quyết ngay các vướng mắc của các dự án trong quy hoạch
	Hoàn thiện và xây dựng kế hoạch thực hiện Chiến lược phát triển ngành dầu khí Việt Nam đến 2030	Q4/2025 - Q1/2026	Ngành Dầu khí	
Đẩy mạnh tư nhân hóa	Công khai danh mục các dự án năng lượng - Tư nhân được tham gia thêm nhiều lĩnh vực	Cập nhật thường xuyên	Ngành Điện; Nhóm xây lắp điện	Tư nhân được tham gia nhiều hơn vào các mảng NLTT, LNG, truyền tải điện và tăng tham gia vào bán buôn - bán lẻ điện. Nhà nước nắm giữ truyền tải chính và phát triển điện hạt nhân
	Tạo cơ chế chính sách đột phá để thu hút vốn đầu tư tư nhân (Cơ chế giá, bao tiêu điện, PPP)			

Nguồn: Ban kinh tế Trung Ương, Các văn bản Chính phủ, FPTS tổng hợp

Trong khuôn khổ báo cáo chiến lược ngành Năng Lượng T11–2025, chúng tôi sẽ tập trung phân tích triển vọng nhóm (1) Thương nguồn dầu khí; (2) Điện khí – LNG; (3) Năng lượng tái tạo nhờ cơ hội đầu tư từ nỗ lực đổi mới cơ chế chính sách trong giai đoạn 2025 – 2026.

Bảng: Các nhóm ngành hưởng lợi thông qua Nghị quyết 70-NQ/TW

Nhóm hưởng lợi	Cơ hội	Doanh nghiệp
Thương nguồn dầu khí	- Tăng mục tiêu gia tăng trữ lượng và sản lượng khí nội địa. - Rút ngắn thủ tục đầu tư dự án nhờ phân quyền cho PVN phê duyệt một số dự án thăm dò và khai thác dầu khí. - Khả năng đưa vào quy hoạch các phát hiện dầu khí trong giai đoạn 2021 – 2025.	PVS (Xây lắp dầu khí); PVD (Cung cấp giàn khoan)
Năng lượng tái tạo	- Tăng mục tiêu tăng trưởng các nguồn năng lượng tái tạo, bổ sung quy hoạch điện gió ngoài khơi. - Qc cho các dự án điện gió ngoài khơi đạt 80% trong vòng 15 năm (dự thảo điều chỉnh lên 90%). - Cơ chế mua bán điện trực tiếp (DPPA) giải quyết lượng công suất dư thừa. - Thu hút đầu tư tư nhân và nước ngoài thông qua công khai các dự án năng lượng tái tạo, rút ngắn quy trình đấu thầu đối với dự án NLTT và giảm vị thế độc quyền của EVN.	REE; HDG ; GEG
Điện khí & LNG	- Ưu tiên phát triển điện khí, nhập khẩu LNG, mở rộng thị trường khí 30 – 35 tỷ m³/năm - Qc cho dự án điện LNG đạt tối thiểu trên 65% sản lượng thiết kế trong vòng 10 năm (dự thảo điều chỉnh tăng lên mức 75%).	POW, NT2 (Nhà máy điện khí, LNG); GAS (Hạ tầng khí)
Xây lắp & Phát triển hạ tầng điện	- Nhu cầu xây lắp cao đến từ kế hoạch tăng trưởng công suất đặt và hệ thống truyền tải điện. - Cho phép tư nhân tham gia vào điện khí LNG; NLTT và hạ tầng truyền tải điện giúp đẩy nhanh tiến độ đầu tư. - Ưu tiên các nhà thầu EPC trong nước; triển khai chiến lược phát triển sản xuất thiết bị năng lượng trong nước.	PVS (Xây lắp công nghiệp – Điện gió ngoài khơi); PC1, TV2 (Xây lắp và tư vấn EPC); GEE (Thiết bị điện)
Hạ nguồn	Mục tiêu 70% nhu cầu xăng dầu trong nước được đáp ứng bởi nguồn cung nội địa	BSR (Lọc dầu)

2. THƯƠNG NGUỒN DẦU KHÍ

Hoạt động thăm dò khai thác dầu khí sôi động mang lại khối lượng công việc lớn

“Hoạt động thăm dò khai thác tại Việt Nam vẫn duy trì tích cực nhờ hành động của Chính phủ nhằm gỡ rối vướng mắc đầu tư và tiến độ triển khai các dự án dầu khí, dù giá dầu dự kiến giảm và tạo đáy trong năm 2026.

Chúng tôi kỳ vọng nguồn vốn đầu tư hoạt động thăm dò khai thác dầu khí tăng trưởng trong giai đoạn 2026F – 2028F mang lại khối lượng công việc lớn nhờ tiếp tục nhận được sự quan tâm của Chính Phủ và đẩy nhanh tiến độ thực hiện các dự án từ PVN.”

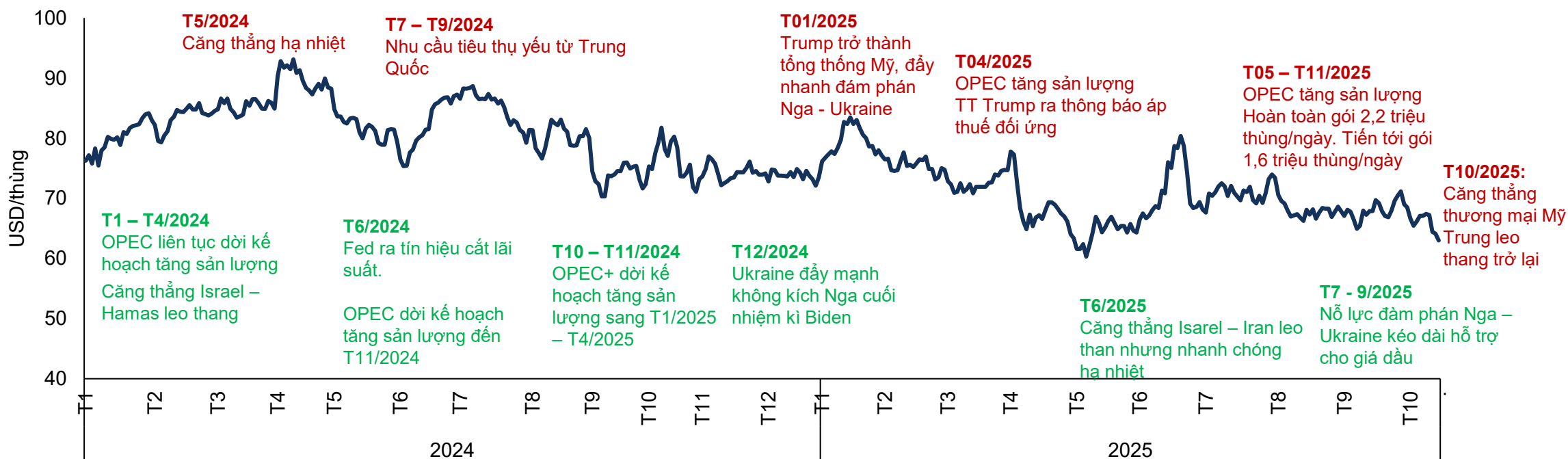
Nội dung:

- 2.1. Giá dầu thô tạo đáy và hồi phục trong năm 2026
- 2.2. Triển vọng tích cực nhờ hoạt động thăm dò khai thác sôi động
- 2.3. Doanh nghiệp theo dõi: PVS - PVD

Giá dầu thô giảm trong năm 2025: Giá dầu Brent đạt trung bình 71,1 USD/thùng trong 9T/2025, đang ổn định ở mức 65 – 67 USD/thùng, giảm -18,1% so với trung bình 2024. Giá dầu thô giảm do:

- **Thuế đối ứng của Mỹ ảnh hưởng đến triển vọng tăng trưởng kinh tế:** IMF dự báo giảm dự báo tăng trưởng kinh tế năm 2025 đạt +3,2% YoY so với mức tăng trưởng +3,3% YoY thực hiện trong năm 2024.
- **OPEC+ gia tăng sản lượng nhanh hơn kế hoạch ban đầu** khi đã gia tăng hoàn toàn gói cắt giảm 2,2 triệu thùng/ngày vào T9/2025 (sớm hơn 11 tháng so với kế hoạch) và tiếp tục gia tăng 137 thùng/ngày trong T10 – T11/2025, đưa ra tín hiệu khôi phục hoàn toàn gói cắt giảm 1,6 triệu thùng/ngày đến T11/2026.

Biểu đồ: Giá dầu Brent giảm trong năm 2025 sau khoảng thời gian đi ngang trong năm 2024

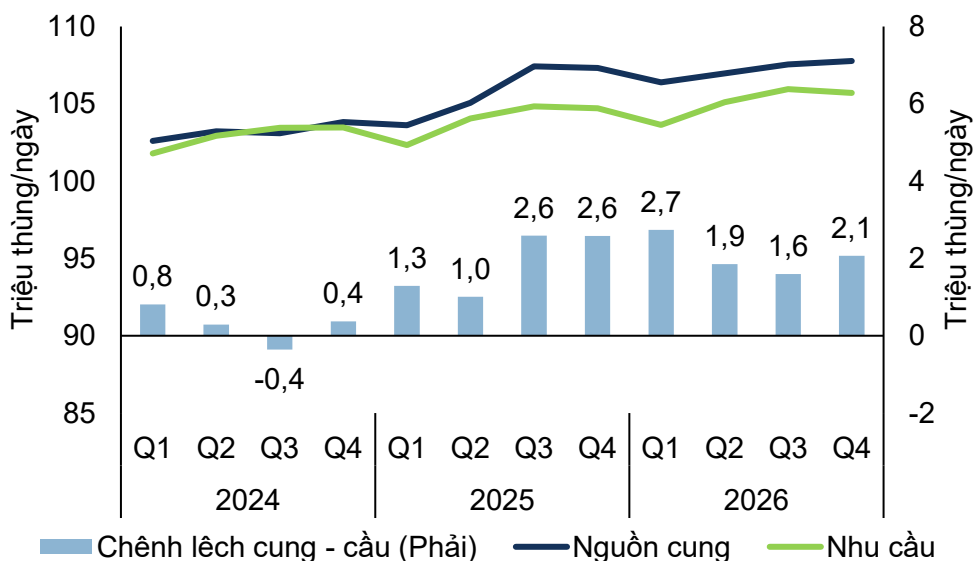


Nguồn: MoIT, PVN, FPTTS tổng hợp và ước tính

Chúng tôi dự phóng giá dầu sẽ tạo đáy trong năm 2026F với mức trung bình 60 USD/thùng: Giá dầu giảm trong giai đoạn H2/2025 – 2026 do thặng dư dầu thô gia tăng chủ yếu đến từ sản lượng nhóm OPEC+ khi khôi phục hoàn toàn gói 2,2 triệu thùng/ngày và tiến tới khôi phục gói 1,6 triệu thùng/ngày vào T11/2026. EIA dự đoán nguồn cung dầu thặng dư đạt trung bình 2,1 triệu thùng/ngày trong năm 2026.

Giá dầu phục hồi về mức 65 USD/thùng sau năm 2026F nhờ: (1) OPEC+ hoàn tất quá trình khôi phục sản lượng; và (2) Mức 65 USD/thùng là hòa vốn khai thác dầu đá phiến Mỹ và các mỏ dầu khí ngoài khơi (~10% tổng sản lượng dầu thô), khiến mặt bằng giá dầu giảm dưới 60 USD/thùng có thể làm giảm nguồn cung dầu thô từ khu vực này.

Biểu đồ: Dự phóng cung cầu dầu khí (EIA – T10/2025)



Bảng: Tổng hợp dự phóng giá dầu

Tổ chức	2025F	2026F	2027F	2028F	Cập nhật
Wood Mackenzie	69	59	61	65	Tháng 10/2025
EIA	69	52			Tháng 10/2025
Goldman Sachs	68	56			Tháng 9/2025
Fitch Rating	70	65	65	60	Tháng 9/2025
JP Morgan	66	58			Tháng 5/2025
Barclays	66	60			Tháng 5/2025
HSBC	69	65			Tháng 4/2025
Trung bình	68	59	63	63	
FPTS	68	60	65	65	
<i>So với mức trung bình</i>	<i>0%</i>	<i>+1%</i>	<i>+3%</i>	<i>+4%</i>	

Nguồn: EIA, FPTS tổng hợp

Nguồn vốn đầu tư vào thượng nguồn ngành dầu khí năm 2025 được dự phóng giảm -4,5% YoY, thị trường Mỹ đóng góp lớn trong mức giảm.

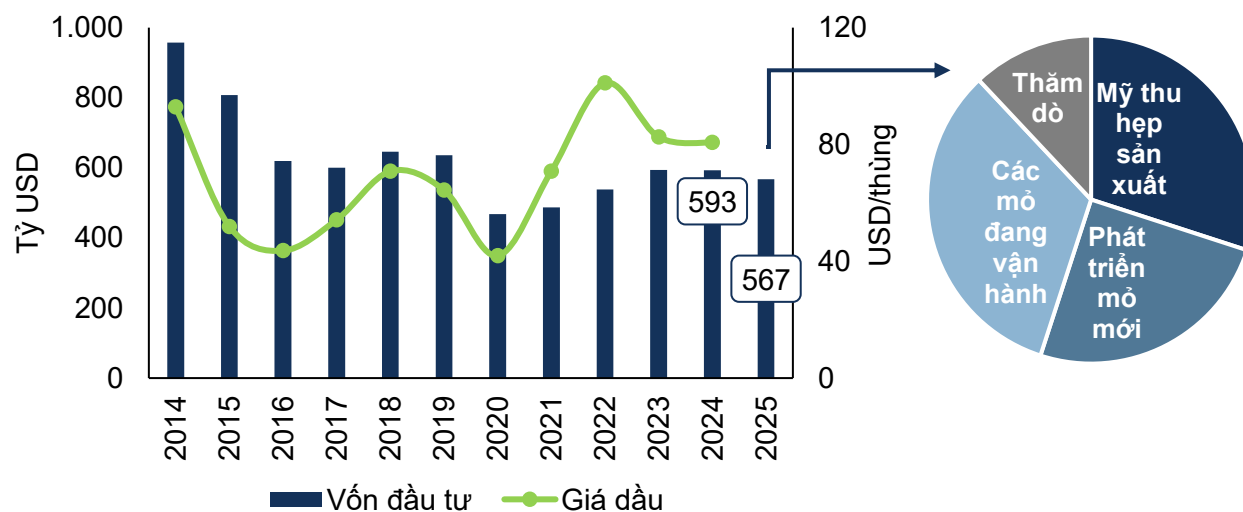
Sau khi giá dầu giảm mạnh, IEA ước tính kế hoạch đầu tư vào thượng nguồn ngành dầu khí sẽ giảm -4,5% YoY trong năm 2025 (so với dự báo mức tăng khoảng +5% YoY đầu năm 2025) trong đó mạnh nhất đến từ việc Mỹ thu hẹp sản xuất.

Mỹ thu hẹp sản xuất do chi phí khai thác hòa vốn dầu đá phiến cao hơn mặt bằng giá dầu hiện tại, khoảng 60 – 65 USD/thùng.

Vốn đầu tư khu vực Đông Nam Á bị ảnh hưởng nhưng vẫn giữ mức tăng trưởng.

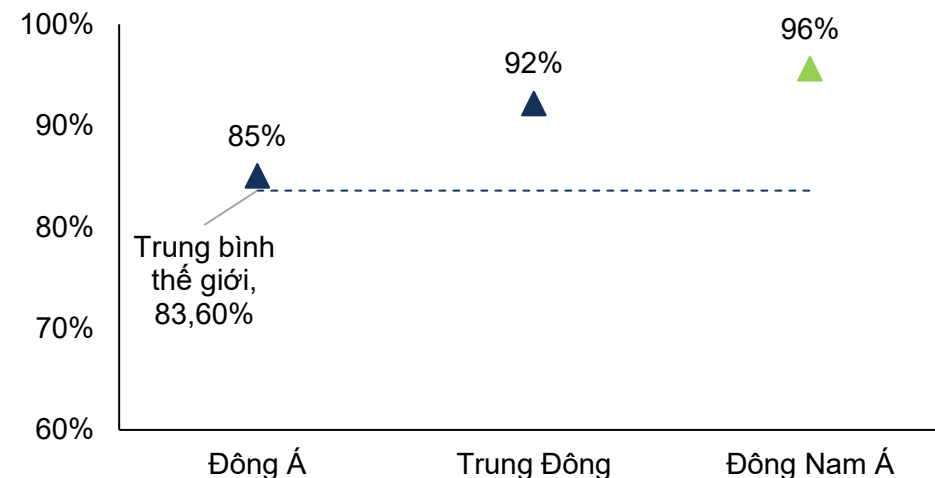
Đầu năm 2025 Fitch Solution dự báo CAPEX của các doanh nghiệp dầu khí quốc gia (NOCs) tại ĐNÁ sẽ đạt 39 tỷ USD (+29% YoY), là khu vực có vốn đầu tư tăng trưởng tốt nhất. Đối với mặt bằng giá dầu mới sau thuế quan, CAPEX tại ĐNÁ có chậm lại so với kế hoạch nhưng vẫn tăng trưởng trong năm 2025. Thượng nguồn ngành dầu khí Đông Nam Á vẫn tích cực thể hiện ở hiệu suất giàn khoan tự nâng đang cao nhất trên thế giới.

Biểu đồ: Kế hoạch đầu tư vào thượng nguồn ngành dầu khí giảm, trong đó đóng góp lớn nhất đến từ nguồn vốn thu hẹp sản xuất từ Mỹ



Nguồn: IEA – WEI T6/2026, FPTs tổng hợp

Biểu đồ: Hiệu suất giàn khoan tự nâng tại một số khu vực

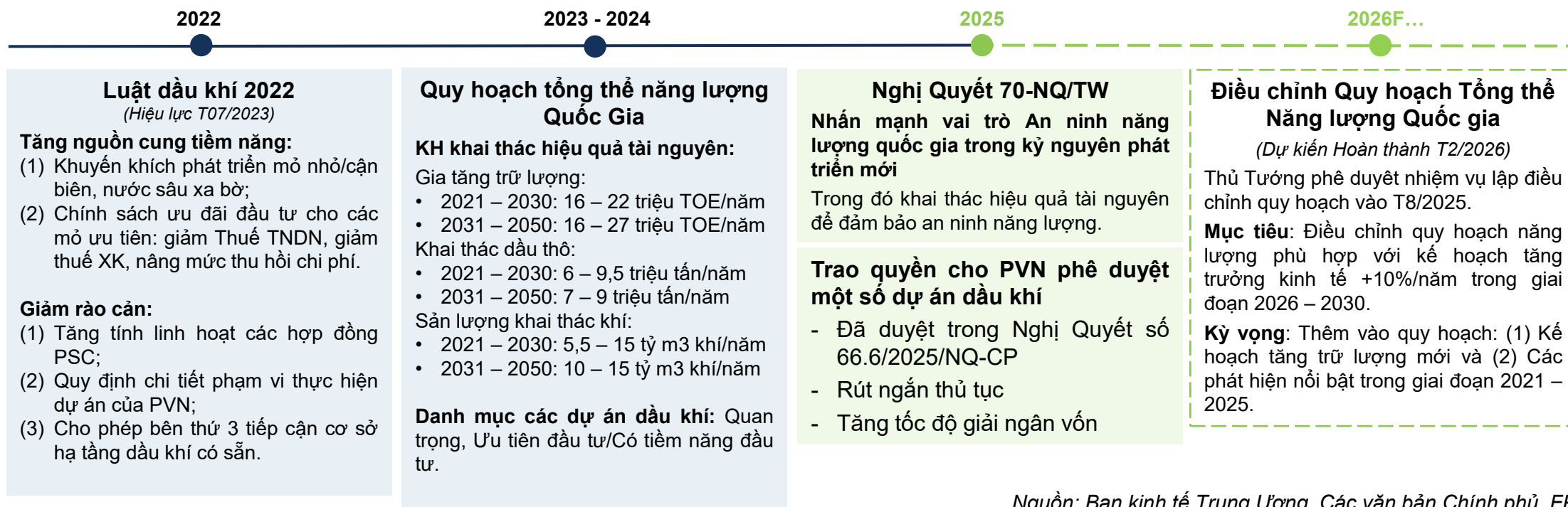


Nguồn: S&P Petrodata (T7/2025), FPTs tổng hợp

Kể từ năm 2022, Chính phủ có các hành động gỡ rối cho hoạt động thăm dò dầu khí với mục tiêu chuyển đổi tình hình từ suy giảm sản lượng sang **duy trì sản lượng dầu thô và thúc đẩy sản lượng khí** trong giai đoạn 2021 – 2030 thông qua:

- (1) **Luật dầu khí 2022** và Nghị định hướng dẫn Luật dầu khí trong giai đoạn 2022 – 2023 nhằm sửa đổi cơ chế hợp đồng phân chia sản phẩm (PSC) cho phù hợp với tình hình khai thác hiện tại và tạo cơ chế khuyến khích phát triển các mỏ ưu tiên;
- (2) **Quy hoạch tổng thể năng lượng quốc gia 2021 - 2030**, nêu rõ các dự án thuộc diện ưu tiên và tiềm năng phát triển, kèm tiến độ cụ thể cho các dự án.

Hình: Các kế hoạch và chính sách phát triển tác động tích cực đến hoạt động thăm dò khai thác dầu khí Việt Nam



Nguồn: Ban kinh tế Trung Ương, Các văn bản Chính phủ, FPTTS tổng hợp

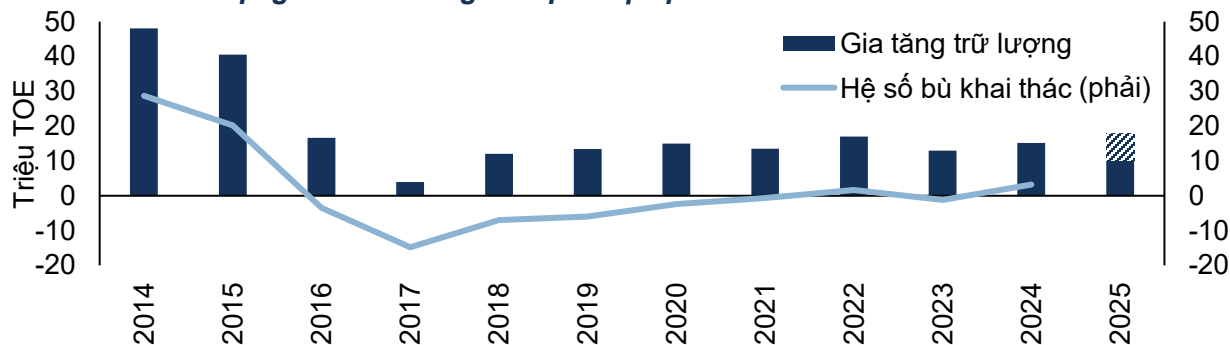
Trong giai đoạn tiếp theo, chúng tôi kỳ vọng hoạt động thăm dò khai thác sẽ tiếp tục hưởng lợi nhờ: (1) Phân quyền cho PVN phê duyệt các dự án dầu khí và (2) Điều chỉnh Quy hoạch Tổng thể Năng lượng Quốc gia với kỳ vọng gia tăng mục tiêu trữ lượng và sản lượng khí, đồng thời thêm các phát hiện mới vào quy hoạch phát triển.

Các tín hiệu hồi phục của hoạt động dầu khí sau nỗ lực tháo gỡ của Chính phủ:

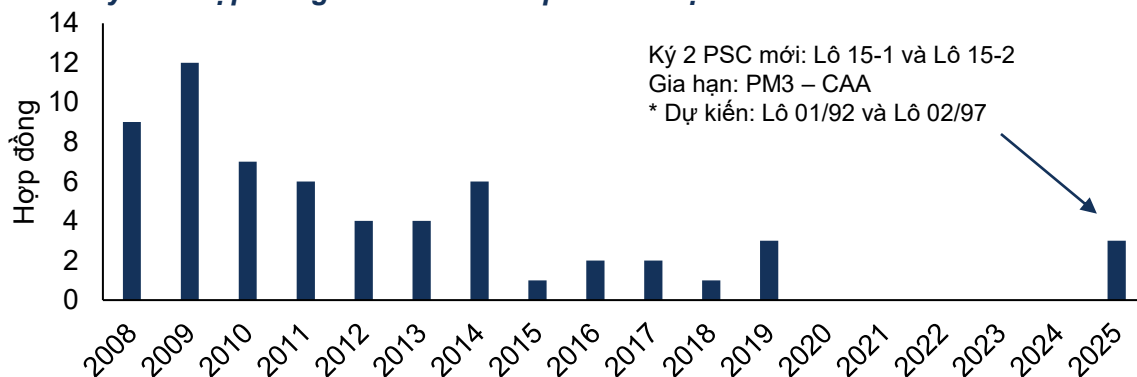
Gia tăng trữ lượng dầu khí tăng và hệ số bù khai thác trên 01 trong năm 2024; Trong 9T/2025, gia tăng trữ lượng Việt Nam đạt 10,4 triệu tấn quy dầu, vượt 13% so với kế hoạch 9T/2025. Các phát hiện tiềm năng trong 9T/2025 bao gồm mỏ Lạc Đà Hồng; Hải Sư Vàng; các giếng thăm dò Đại Hùng.

Hợp đồng phân chia sản phẩm được ký trở lại: Với 02 hợp đồng ký mới và gia hạn 01 hợp đồng nhằm đảm bảo nguồn cung dầu khí cho giai đoạn tiếp theo.

Biểu đồ: Trữ lượng dầu khí đang có sự hồi phục vào 2024 - 2025



Biểu đồ: Ký mới hợp đồng Phân chia sản phẩm trở lại sau 5 năm



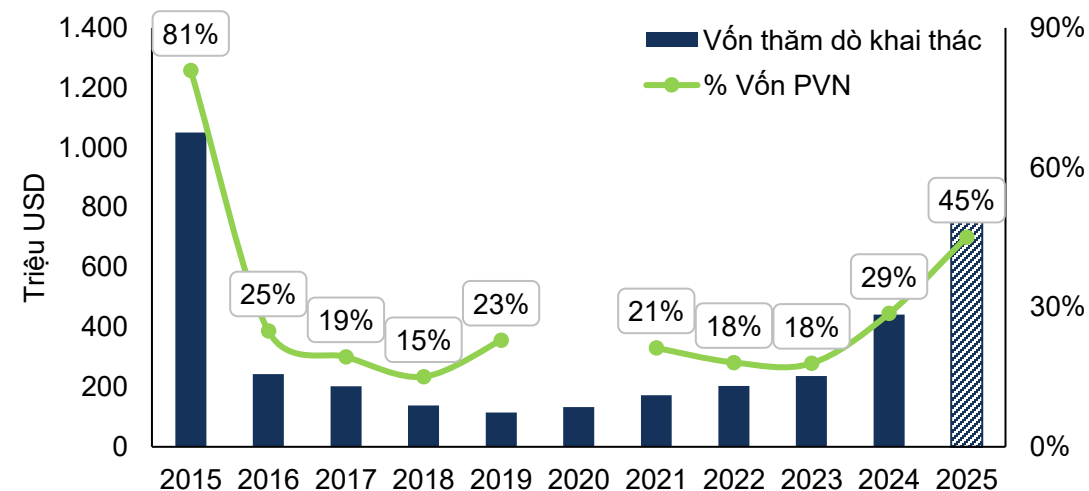
PVN tăng cường vốn đầu tư vào thăm dò khai thác dầu khí trong nước:

Trong năm 2025, PVN đặt kế hoạch đầu tư +95% YoY (866 triệu USD) vào hoạt động thăm dò khai thác dầu khí, chiếm 45% tổng vốn đầu tư tập đoàn.

Trong 9T/2025, tổng vốn đầu tư thượng nguồn đạt 492 triệu USD (hoàn thành 56,8% KH2025), trong đó bao gồm: Đưa 02 dự án Đại Hùng pha 3 và Kinh Ngư Trắng – Kinh Ngư Trắng Nam đi vào hoạt động; Thực hiện đúng tiến độ các dự án đang phát triển như Lạc Đà Vàng và Lô B.

Vốn đầu tư dự kiến cho năm 2025 sẽ đạt 821 triệu USD (hoàn thành 94% KH 2025; +86% YoY)

Biểu đồ: Vốn đầu tư vào thăm dò khai thác dầu khí phục hồi và dần gia tăng tỷ trọng trong cơ cấu vốn đầu tư của PVN



Nguồn: PVN, PVEP, FPTTS tổng hợp

Vốn đầu tư hoạt động dầu khí trong nước sẽ tiếp tục tăng trưởng nhờ tiến độ triển khai các dự án được đẩy mạnh trong giai đoạn 2026 – 2027. Hiện tại 7/11 dự án dầu khí phát triển cho giai đoạn 2021 – 2030 trong Quy hoạch Tổng thể năng lượng quốc gia đã được triển khai hoặc được cập nhật tiến độ phát triển, bên cạnh đó dự án mỏ Đại Hùng Nam được bổ sung vào kế hoạch phát triển. Ngược lại, các dự án còn lại đang gặp những vướng mắc nhất định và có khả năng trễ tiến độ phát triển trước năm 2030. Hiện tại, Chính phủ Việt Nam thể hiện quyết tâm lớn đối với dự án Cá Voi Xanh khi nhiều lần đề xuất Exxon Mobil tiếp tục thực hiện dự án và giao nhiệm vụ cho PVN thành lập tổ công tác để thống nhất với Exxon Mobil phương án triển khai dự án (dự kiến hoàn thành trong T10/2025).

Kỳ vọng tiến độ dự án cải thiện và phát triển tiếp các mỏ mới khi PVN được trao quyền phê duyệt một số dự án dầu khí: Ngày 28/10/2025 Chính phủ vừa ban hành Nghị quyết số 66.6/2025/NQ-CP bao gồm trao quyền cho PVN (1) Phê duyệt kế hoạch đại cường phát triển mỏ (trừ các dự án dạng chuỗi); (2) Phê duyệt điều chỉnh kế hoạch phát triển mỏ, kế hoạch khai thác sớm với điều kiện tổng mức đầu tư giảm hoặc tăng dưới 10% cho thấy khả năng đẩy nhanh tiến độ các mỏ có kết quả thăm lượng tốt trong giai đoạn 2020 – 2025 như: Đại Hùng, Lạc Đà Hồng - Hải Sư Vàng, Bunga Aster, ...

Hình: Mốc thời gian hoạt động phát triển các dự án dầu khí tại Việt Nam:

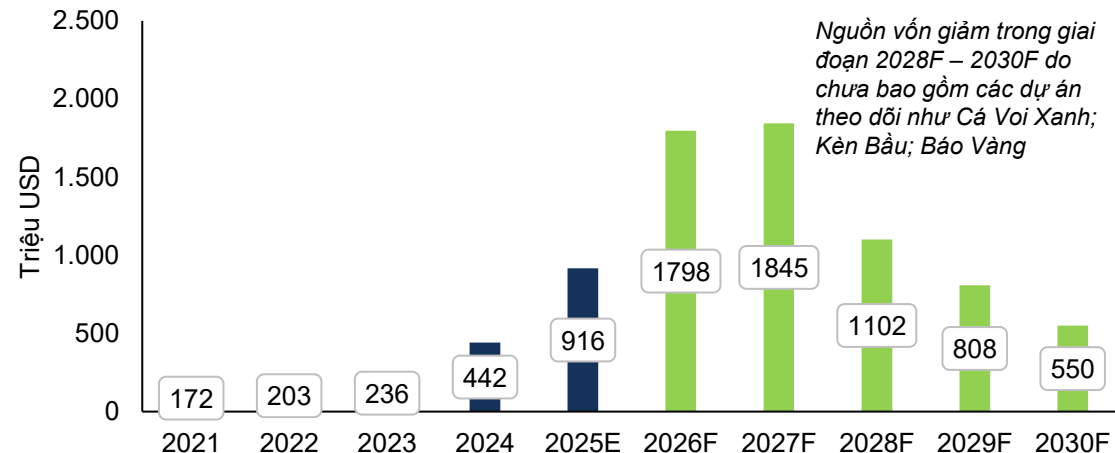
Nguồn: FPT S tổng hợp

	Dự án	Lô	Tổng mức đầu tư (Triệu USD)	Nhà điều hành	Sản lượng	2024	2025F	2026F	2027F	2028F	2029F	2030F	
Đang triển khai	Đại Hùng Giai đoạn 3	05.1(a)	400	PVEP	22 triệu thùng dầu								Giai đoạn phát triển
	Kinh Ngư Trắng - KNTN	09-2/09	650	VSP	30 triệu thùng dầu								
	Lô B	Lô B	6.600	PQPOC	107 tỷ m3 khí								Giai đoạn khai thác
	Lạc Đà Vàng	15-1/05	693	Murphy	100 triệu thùng dầu								
	Thiên Nga Hải Âu	12-11	348	VSP	7,4 tỷ m3 khí								
	Sư Tử Trắng GD2B	15-1	1.317	CuuLong JOC	17 tỷ m3 khí								
Tiềm năng	Đại Hùng Nam	05.1 (a)	477	PVEP	22 triệu thùng dầu								
	Khánh Mỹ - Đầm Dơi	46/13	395	PVEP	4,0 tỷ m3 khí								
	Nam Du - U Minh	46/07	378	Jadestone	5,6 tỷ m3 khí								
Theo dõi	Cá Voi Xanh	117-119	4.600	Exxon Mobil	150 tỷ m3 khí								
	Báo Vàng	112-113	1.321	Gazprom	58 tỷ m3 khí								
	Kền Bàu	114	N/A	Eni	200 - 250 tỷ m3								

Với các dự án đang triển khai, nguồn vốn đầu tư vào hoạt động thăm dò khai thác trong nước sẽ đạt 6,1 tỷ USD trong giai đoạn 2026 – 2030, tương đương 1,22 tỷ USD/năm, cao hơn 2,1 lần so với giai đoạn 2021 – 2025, cao điểm đầu tư vào giai đoạn 2026 – 2027 nhờ hoạt động phát triển dự án Lô B. Nguồn vốn giảm trong giai đoạn 2028F – 2030F chủ yếu do bất định về khả năng triển khai các dự án đang vướng mắc.

Vốn đầu tư vào hoạt động thăm dò khai thác tăng mạnh mang lại khối lượng công việc lớn cho các doanh nghiệp cung cấp dịch vụ khai thác dầu khí như PVD – Mảng cung cấp dịch vụ khoan và PVS – Mảng xây lắp công trình dầu khí

Biểu đồ: Nguồn vốn đầu tư thượng nguồn dầu khí trong nước tăng mạnh



Hình: Tiến độ và nhu cầu giàn khoan tiềm tăng cho PVD tại một số dự án dầu khí trong nước

Dự án	2024	2025F	2026F	2027F	2028F	2029F	2030F
Kinh Ngư Trắng - KNTN			1 giàn (267 n)				
Lô B			2 giàn (~540 n)		2 giàn dài hạn từ 2028F - 2042F		
Đại Hùng - Đại Hùng Nam			1 giàn ĐH (77n)	1 giàn ĐHN (343n)			
Sư Tử Trắng GĐ 2B			1 giàn (285 n)		1 giàn (1092 ngày)		
Khánh Mỹ - Đầm Dơi			1 giàn (150n)				
Nam Du - U Minh				1 giàn (100n)			

Hình: Tiến độ và khối lượng công việc xây lắp của PVS tại một số dự án dầu khí trong nước

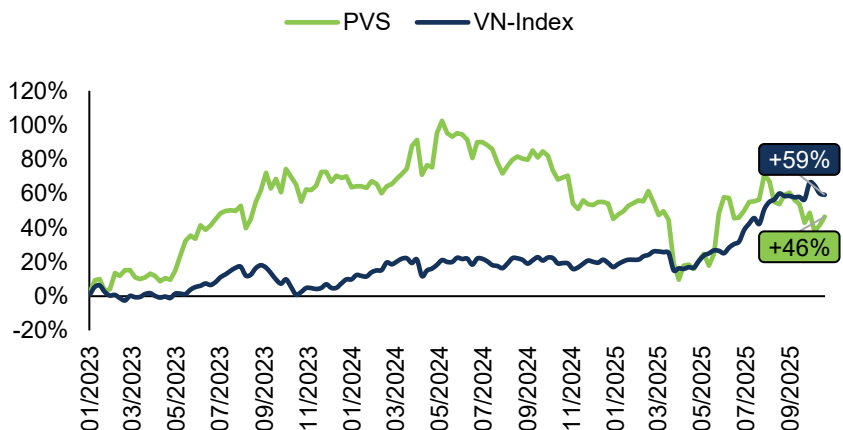
Dự án	2024	2025F	2026F	2027F	2028F	2029F	2030F
Lô B		EPCI + FSO			EPCI GĐ khai thác		
Lạc Đà Vàng		EPCI + FSO					
Sư Tử Trắng GĐ 2B			EPCIC				
Khánh Mỹ - Đầm Dơi			EPCI + FSO				
Nam Du - U Minh				EPCI + FSO			

Nguồn: PVN, thông tin đại chúng, FPTS tổng hợp

RẼ SÓNG VỮNG VÀNG – ĐẠP GIÓ VƯƠN LÊN

Giá hiện tại (03/11/2025):	32.500	KHUYẾN NGHỊ MUA
Giá mục tiêu:	41.000	
Tăng/giảm:	+26,1%	
Vốn hóa (tỷ VND)		15.534
P/E trailing 12 tháng (lần)		9,9x
EPS trailing 12 tháng (VND/cp)		3.279
P/B		1,1x
Book Value (Sau CĐTS)		32.215

Diễn biến giá cổ phiếu PVS và VNINDEX



Luận điểm đầu tư

Xem thêm: Báo cáo cập nhật tin tức T07-2025

Mảng xây lắp (66% Doanh thu): Triển vọng tích cực đến từ khối lượng công việc lớn với backlog đạt 5,8 tỷ USD đến từ: (1) Tiến độ các dự án dầu khí trong nước được thúc đẩy, (2) Dự địa tăng trưởng lớn đến từ mảng xây lắp điện gió khi đã chứng minh được năng lực thi công. Biên lợi nhuận gộp cải thiện dần lên 2,7% tới năm 2027F: (1) Dự án xây lắp công trình dầu khí có biên lợi nhuận tốt hơn, (2) Biên lợi nhuận gộp xây lắp điện gió cải thiện.

Lợi nhuận từ công ty liên doanh liên kết giữ ổn định, đạt trung bình 807 tỷ VND/năm (~40% LNST) nhờ đóng góp từ FSO Lạc Đà Vàng và FSO Lô B đầu tư trong giai đoạn 2026F – 2027F.

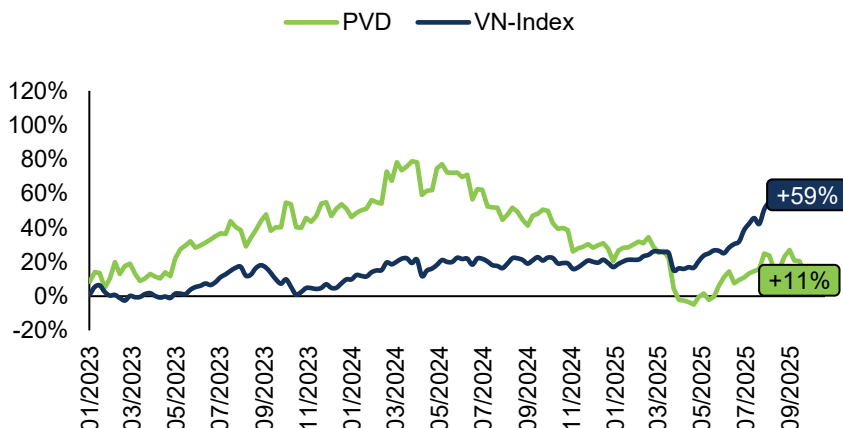
PVS có kế hoạch tham gia vào cung ứng dịch vụ/dự án mới: Bao gồm Cung cấp kho FRSU cho hoạt động nhập khẩu LNG; (2) Xây lắp nhà máy điện hạt nhân; (3) Dự án xuất khẩu điện gió ngoài khơi sang Singapore. Dù vậy, chúng tôi chưa đưa các dự án này vào định giá PVS và sẽ tiếp tục theo dõi tiến độ thực hiện.

Chỉ tiêu (tỷ VND)	2023	2024	2025F	2026F
Doanh thu	19.374	23.770	31.908	40.742
Lợi nhuận gộp	1.039	1.065	1.581	1.974
LNST	1.060	1.255	1.428	1.338
Tổng tài sản	26.416	34.077	41.209	50.171
VCSH	13.544	14.740	15.854	16.835
Tỷ lệ D/E	1,0	1,3	1,6	2,0

ĐẦU TƯ GIÀN KHOAN, ĐÓN ĐẦU CƠ HỘI

Giá hiện tại (03/11/2025):	22.150	KHUYẾN NGHỊ MUA
Giá mục tiêu:	28.800	
Tăng/giảm:	+30,0%	
Vốn hóa (tỷ VND)		12.034
P/E trailing 12 tháng (lần)		13.5x
EPS trailing 12 tháng (VND/cp)		1.595
P/B		0.7x
Book Value (Sau CĐTS)		30.876

Diễn biến giá cổ phiếu PVD và VNINDEX



Luận điểm đầu tư

Xem thêm: Báo cáo cập nhật định giá T10-2025

Việt Nam là điểm sáng trong thị trường khoan khu vực Đông Nam Á sôi động: nhờ nguồn vốn đầu tư lớn đến từ các dự án lớn như Lô B; Sư Tử Trắng GĐ 2B; Đại Hùng Nam, mở ra cơ hội cho 3 – 4 giàn khoan phục vụ riêng cho chiến dịch khoan trong nước.

Dịch vụ khoan (53,8% Doanh thu): Tích cực nhờ giá giàn thuê tăng và đóng góp từ hai giàn khoan mới trong đó: (1) Đơn giá khoan tăng dần trong giai đoạn 2025F – 2027F khi tham gia vào các chiến dịch khoan mới theo hợp đồng ký kết với giá cao hơn, (2) Đóng góp của 2 giàn khoan mới gồm giàn PVD VIII và PVD IX đầu tư trong năm 2025 và (3) Hiệu quả gia tăng khi các giàn khoan sẽ dần kéo về tham gia các chiến dịch khoan trong nước.

Dịch vụ kỹ thuật giếng khoan (34,6% doanh thu): Động lực tăng trưởng chính từ thị trường trong nước khi: (1) Tình hình thượng nguồn dầu khí trong nước sôi động đem lại khối lượng công việc lớn và (2) Số lượng giàn khoan hoạt động trong nước gia tăng từ cuối H2/2025.

Chỉ tiêu (tỷ VND)	2023	2024	2025F	2026F
Doanh thu	5.804	9.288	11.882	13.907
Lợi nhuận gộp	4.499	7.534	9.810	10.900
LNST	546	698	872	1.234
Tổng tài sản	21.633	23.719	26.661	28.402
VCSH	14.898	16.049	16.228	17.203
Tỷ lệ D/E	0,5	0,5	0,6	0,7

3. NGÀNH ĐIỆN

Hoàn thiện cơ chế chính sách là bước đệm mở ra chương tăng trưởng mới

“Ngành điện Việt Nam đang được thúc đẩy tăng trưởng trở lại sau giai đoạn “khoảng trống chính sách” nhờ ban hành hàng loạt văn bản pháp lý trọng điểm trong năm 2025, hướng tới phát triển đồng bộ nguồn – lưới – thị trường điện. Việc khơi thông pháp lý giúp giải phóng hàng loạt dự án tồn đọng và thu hút vốn đầu tư mới cho các khâu sản xuất và truyền tải điện, qua đó đảm bảo được an ninh năng lượng quốc gia trong dài hạn.”

Nội dung:

- 3.1. Hoạt động đầu tư được khơi thông nhờ ban hành các chính sách trọng điểm.
- 3.2. Cơ chế huy động điện khí được tối ưu để thu hút tư nhân đầu tư sớm.
- 3.3. Đẩy mạnh đầu tư năng lượng tái tạo nhằm bù đắp thiếu hụt công suất.
- 3.4. Doanh nghiệp theo dõi: GEG, NT2.

Chính phủ đang từng bước khơi thông hoạt động đầu tư trong ngành điện sau giai đoạn “khoảng trống chính sách” kéo dài trong 2023 – 2024, thông qua việc ban hành hàng loạt chính sách mới với bốn trọng tâm chính: **(1) Thu hút khu vực tư nhân quay trở lại đầu tư** phát triển nguồn điện thông qua việc ban hành khung giá phát điện mới, đẩy nhanh hoàn thiện khung pháp lý cho cơ chế mua bán điện trực tiếp (DPPA) và cơ chế giá điện hai thành phần; **(2) Tháo gỡ các dự án vướng mắc từ giai đoạn trước** nhằm khôi phục niềm tin của nhà đầu tư; **(3) Cho phép tư nhân tham gia đầu tư vào hạ tầng truyền tải điện** nhằm giảm gánh nặng vốn cho EVN và đẩy nhanh tiến độ nâng cấp lưới điện quốc gia; **(4) Thúc đẩy tiến độ triển khai Quy hoạch Điện VIII Điều chỉnh** bằng cách giải quyết các nút thắt khiến quy hoạch chậm triển khai trong thời gian qua.

Ngành điện đang từng bước được khơi thông chính sách khi Chính phủ từng bước ban hành các văn bản pháp lý quan trọng

2024

2025

2026F...

Luật Điện lực (sửa đổi)

(Hiệu lực T11/2024)

Đặt nền tảng để khai thông pháp lý

- Đặt ra khung pháp lý cơ chế sản lượng Qc cho các nhà máy điện khí nội địa và LNG;
- Luật hóa cơ chế khung giá phát điện mới & DPPA cho năng lượng tái tạo
- Thiết lập khung pháp lý cho điện gió ngoài khơi;
- Cho phép tư nhân tham gia đầu tư lưới điện truyền tải dưới 220kV (liên tỉnh);
- Luật hóa cơ chế giá điện bán lẻ điện 2 thành phần;
- Thông qua việc tái khởi động nghiên cứu và phát triển điện hạt nhân.

Điều chỉnh Quy hoạch điện VIII

- Tăng công suất NLTT nhằm bù đắp cho các dự án điện khí chậm tiến độ;
- Tăng mạnh nhu cầu vốn đầu tư vào hạ tầng điện nhằm giải quyết tình trạng quá tải lưới truyền tải.

Nghị định 56, 57, 58/2025/NĐ-CP

- Quy định mức Qc tối thiểu và thời gian áp dụng cho các nguồn NLTT & nhiệt điện khí;
- Quy định cơ chế tham gia DPPA.

Khung giá phát điện năm 2025

Tạo cơ sở pháp lý cho các dự án ký hợp đồng mua bán điện (PPA) với EVN.

Nghị quyết 70-NQ/TW

Giải quyết các nút thắt khiến QHĐ chậm triển khai

- Áp dụng cơ chế đấu thầu công khai cho các dự án nhà máy điện thay vì cơ chế chỉ định hoặc phê duyệt chủ trương đầu tư như trước đây;
- Chỉnh sửa cơ chế hợp đồng mua bán điện cho nguồn NLTT & LNG để cân bằng với lợi ích của nhà đầu tư;
- Mở cửa cho tư nhân tham gia đầu tư hạ tầng truyền tải điện.

Thông tư 32/2025/TT-BCT

Làm rõ quy trình đấu thầu và tiêu chí đánh giá hồ sơ dự thầu của nhà đầu tư.

Cơ chế giá điện 2 thành phần

(Dự kiến áp dụng từ T8/2027)

Hiện chưa có quyết định hoặc thông tư liên quan được công bố, chỉ đang áp dụng thí điểm cho nhóm khách hàng sử dụng điện lớn nhằm thu thập dữ liệu.

Thị trường điện cạnh tranh

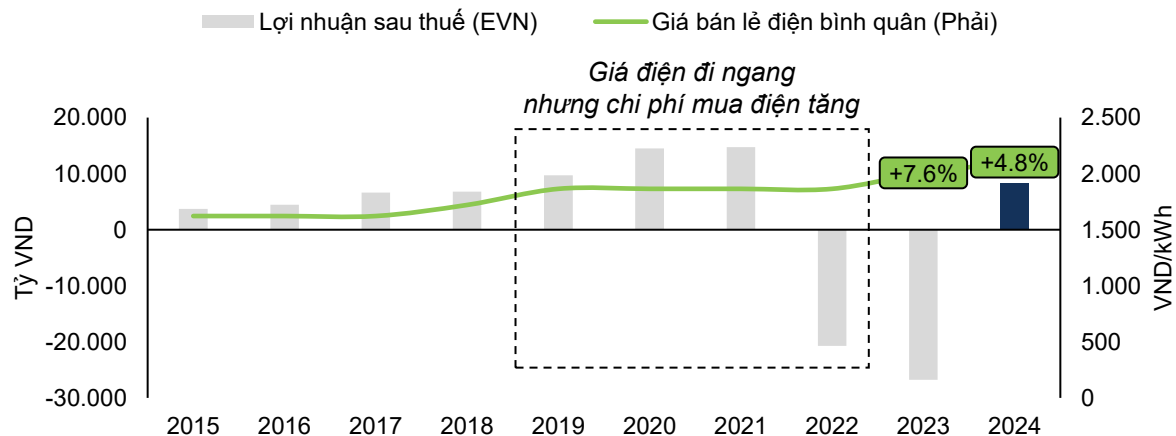
- Cho phép tư nhân tham gia vào từng khâu trong chuỗi giá trị ngành điện;
- Tái cơ cấu doanh nghiệp nhà nước để tách bạch chức năng từng khâu (hoạt động giữa các đơn vị tham gia thị trường điện & cung cấp dịch vụ độc lập với nhau), giúp giao dịch giữa các bên được minh bạch hơn.

Nguồn: Chính Phủ Việt Nam, FPTs tổng hợp

Quy hoạch Điện VIII Điều chỉnh ưu tiên đầu tư mở rộng hạ tầng truyền tải điện nhằm giảm tải cho tuyến đường dây 500 kV Bắc – Nam, giúp: (1) Giải tỏa công suất dư thừa cho các dự án năng lượng tái tạo, đặc biệt tại khu vực Nam Trung Bộ & Nam Bộ; đồng thời (2) Đảm bảo an ninh cung cấp điện cho khu vực miền Bắc – nơi có nguy cơ thiếu điện cao.

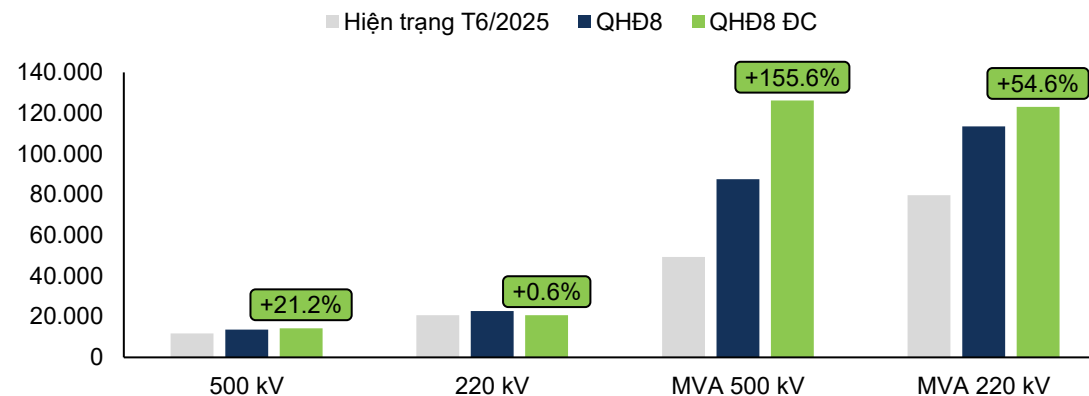
Triển vọng đầu tư vào hạ tầng truyền tải được củng cố nhờ: (1) EVN có khả năng thu xếp vốn tốt hơn để đầu tư hệ thống truyền tải trong giai đoạn 2025 – 2030 sau khi Chính phủ cho phép điều chỉnh giá bán lẻ điện, giúp tập đoàn; (2) Nghị quyết 70/NQ-TW mở ra cơ chế cho phép khu vực tư nhân tham gia đầu tư vào lưới điện truyền tải, qua đó giảm áp lực vốn cho EVN và tăng tốc độ triển khai các dự án trọng điểm.

Biểu đồ: Tình hình tài chính EVN bắt đầu cải thiện từ năm 2024 sau quyết định tăng giá bán lẻ điện trong giai đoạn 2023 – 2024

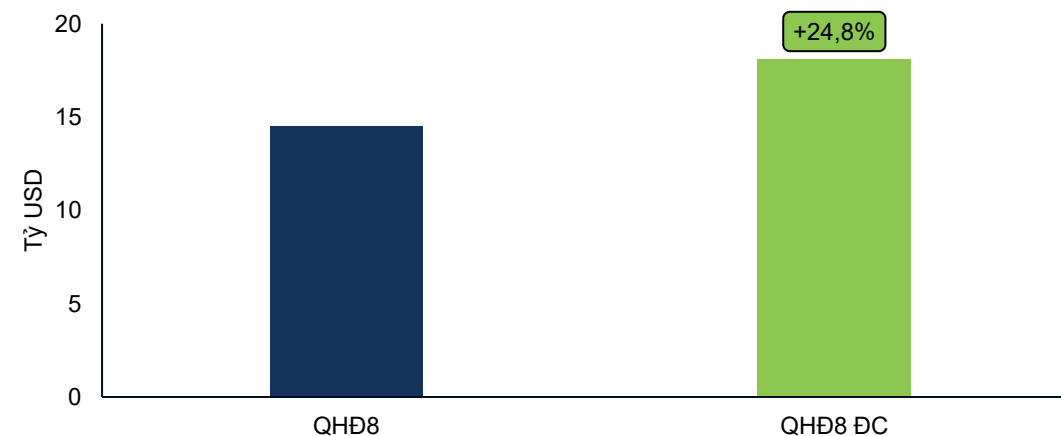


Nguồn: EVN, Bộ Công Thương, FPTs tổng hợp

Biểu đồ: QHĐ8 điều chỉnh tăng khối lượng đầu tư cho lưới truyền tải (km) và máy biến áp (MVA)



Biểu đồ: Nhu cầu vốn đầu tư cho hạ tầng điện dự kiến tăng cao thúc đẩy việc tư nhân hóa lưới truyền tải nhằm giảm áp lực vốn lên EVN



Nguồn: EVN, Bộ Công Thương, FPTs tổng hợp

Chính phủ đang tích cực xử lý các nút thắt dự án điện trong giai đoạn trước, bao gồm các trường hợp hưởng sai cơ chế giá FiT và vướng mắc pháp lý về đất đai. Việc tháo gỡ này giúp: (1) Bổ sung thêm công suất nguồn điện vào hệ thống; (2) Hoàn thiện khung pháp lý khi xử lý các vấn đề tồn đọng trong giai đoạn 2019 – 2023, giúp tăng tính minh bạch và củng cố niềm tin của nhà đầu tư.

Biện pháp tháo gỡ vướng mắc các dự án năng lượng tái tạo vi phạm nhằm khôi phục niềm tin của nhà đầu tư & giải phóng nguồn điện

Dự án	Vướng mắc	Phương án xử lý
14 dự án điện mặt trời tại tỉnh Ninh Thuận	Hưởng cơ chế giá FiT không đúng đối tượng.	1. Giữ nguyên giá FiT của các dự án theo hợp đồng mua bán điện đã ký; 2. Phạt hành chính theo quy định về việc đưa công trình vào vận hành khi chưa có nghiệm thu hoàn thành (CCA).
173 dự án điện gió & điện mặt trời	Công nhận vận hành thương mại (COD) và hưởng giá FiT khi chưa có văn bản chấp thuận kết quả nghiệm thu nhà máy.	
26 dự án điện gió & điện mặt trời	Chồng lấn quy hoạch.	Điều chỉnh quy hoạch bị chồng lấn cho phù hợp hoặc tích hợp cả hai (lưu trữ quy hoạch).
40 dự án NLTT	Sai trình tự, thủ tục hồ sơ về đất đai (khởi công khi chưa thuê được đất hoặc chưa chuyển mục đích sử dụng đất, sử dụng đất tăng sai so với quy định).	Cho phép hoàn thiện thủ tục.
413 dự án với công suất lớn (~1MW).	Đầu tư điện mặt trời mái nhà trên đất nông nghiệp, lâm nghiệp dưới mô hình đầu tư trang trại nuôi trồng.	Thực hiện đúng mục đích nuôi trồng đã đăng ký ban đầu, kết hợp triển khai dự án điện tái tạo.

Nguồn: Bộ Công Thương, FPTS tổng hợp

Bộ Chính trị đã ban hành Nghị quyết số 70/NQ-TW về bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia đến năm 2030, với trọng tâm là: (1) Tháo gỡ các nút thắt khiến Quy hoạch Điện VIII điều chỉnh chậm triển khai; và (2) Tăng cường hiệu quả thu hút đầu tư vào lĩnh vực điện.

Trong đó, điểm đáng chú ý của Nghị quyết này là: **(1) Chủ trương áp dụng cơ chế đấu thầu công khai đối với các dự án phát triển nguồn điện** – thay thế cho phương thức chỉ định hoặc phê duyệt chủ trương đầu tư như giai đoạn trước. Cơ chế này giúp đảm bảo tính cạnh tranh và lựa chọn được các nhà đầu tư thực sự có năng lực tài chính – kỹ thuật, qua đó hạn chế tình trạng “ôm dự án” nhưng chậm hoặc không triển khai, vốn là điểm nghẽn lớn của ngành trong những năm gần đây; **(2) Xây dựng chế tài cho các nhà đầu tư chậm tiến độ, không triển khai dự án sau khi được phê duyệt** như thu hồi dự án, hủy bỏ giấy phép, phạt tiền, ...).

Theo đó, Bộ Công Thương cũng đã ban hành **Thông tư 32/2025/TT-BCT**, làm rõ quy trình đấu thầu và các tiêu chí lựa chọn nhà đầu tư như sau:

Các tiêu chuẩn chính đánh giá hồ sơ dự thầu của nhà đầu tư

Năng lực & kinh nghiệm

Vốn chủ sở hữu tối thiểu bằng **15% tổng mức đầu tư dự án**, có khả năng huy động vốn vay, có kinh nghiệm trong đầu tư xây dựng dự án.

Phương án đầu tư

Mức độ phù hợp của **phương án đầu tư** do nhà đầu tư đề xuất (tổng mức đầu tư, vị trí công trình, quy mô, thông số kỹ thuật, và tính khả thi của dự án) so với quyết định/văn bản phê duyệt đầu tư dự án.

Hiệu quả đầu tư

Đánh giá chủ yếu dựa trên **giá điện chào thầu của nhà đầu tư**, với mức giá chào không được vượt quá khung trần giá phát điện được ban hành trong năm đấu thầu.

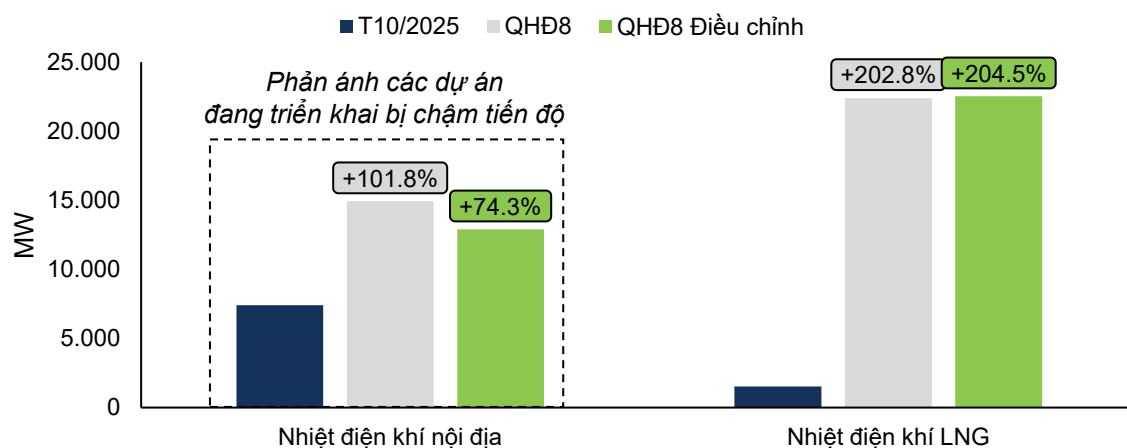
Trong đó, khung giá được xây dựng để đảm bảo tỷ lệ IRR của dự án <12%.

Nguồn: Bộ Công Thương, FPTS tổng hợp

Bộ Công Thương đã ban hành khung giá phát điện năm 2025 cho nguồn nhiệt điện khí, với mức trần 3.069 VND/kWh cho khí nội địa và 3.327 VND/kWh cho khí LNG. Về cơ chế huy động:

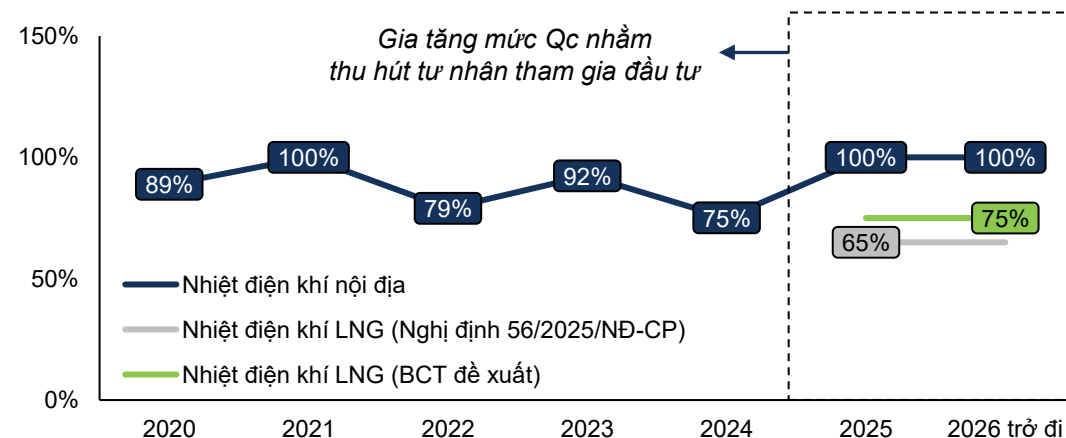
- **Nhiệt điện khí nội địa:** Nghị định 100/2025/NĐ-CP quy định các nhà máy điện khí sử dụng nguồn khí trong nước **được huy động tối đa sản lượng theo khả năng cấp khí**, áp dụng cho toàn bộ các dự án vận hành trước năm 2036. Cơ chế này giúp: (1) Các dự án nhiệt điện khí hiện hữu đảm bảo được dòng tiền trong bối cảnh nguồn cung khí suy giảm; (2) Tạo động lực cho các dự án đang triển khai đẩy nhanh tiến độ thi công để kịp thời hưởng cơ chế ưu đãi.
- **Nhiệt điện khí LNG:** Nghị định 56/2025/NĐ-CP quy định **mức (Qc) tối thiểu 65% công suất thiết kế trong 10 năm đầu** (dự kiến nâng lên 75% trong dự thảo sửa đổi). Tuy nhiên, khu vực tư nhân vẫn chưa tham gia đầu tư do Qc còn thấp và chưa có cơ chế huy động rõ ràng cho giai đoạn sau 10 năm, khiến các nhà máy điện: (1) Không ổn định được nguồn cung khí do thiếu cơ sở sản lượng điện dài hạn để ký hợp đồng cung cấp khí (GSA), làm khó đảm bảo lịch nhận tàu LNG; (2) Không đảm bảo được giá bán điện tốt, trong khi lợi nhuận của dự án đến từ phần điện bán theo hợp đồng; (3) Ngân hàng & tổ chức tín dụng ngần ngại cho vay do Qc thấp trong giai đoạn hoàn vốn nên không đảm bảo được dòng tiền trả nợ.

Biểu đồ: Quy hoạch điện VIII Điều chỉnh giảm tăng trưởng công suất nhiệt điện khí nội địa khi một số dự án chậm đưa vào triển khai



Nguồn: EVN, Bộ Công Thương, FPTs tổng hợp

Biểu đồ: Mức Qc cho các dự án điện khí được điều chỉnh tăng nhằm thu hút khu vực tư nhân tham gia đầu tư

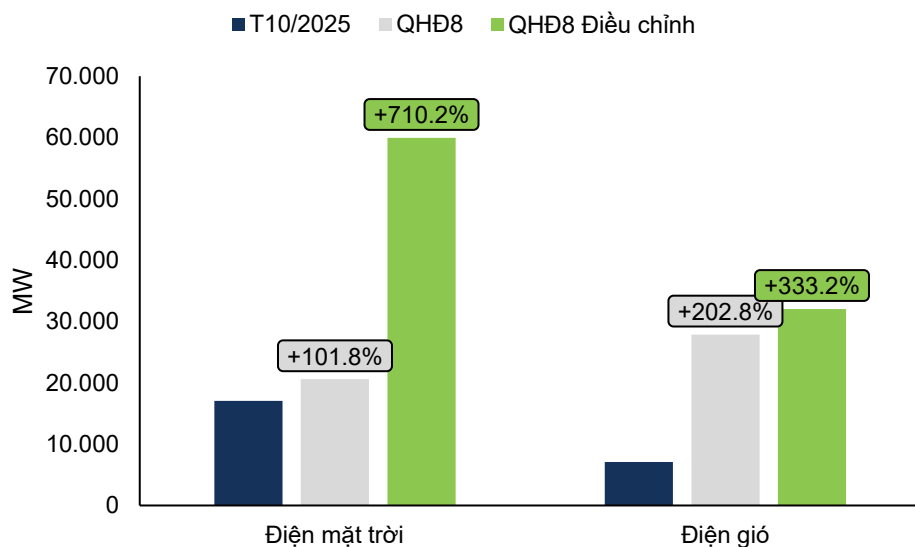


Nguồn: Bộ Công Thương, FPTs tổng hợp

Bộ Công Thương đã ban hành khung giá phát điện năm 2025 cho các dự án năng lượng tái tạo (NLTT) sau giai đoạn thiếu cơ sở pháp lý, giúp thúc đẩy đầu tư mới và gỡ vướng cho các dự án đang “treo”. Khung giá này được thiết kế theo vùng địa lý nhằm phản ánh:

- (1) **Khác biệt về hiệu suất phát điện giữa từng vùng do điều kiện tự nhiên**, giúp bù đắp chi phí đầu tư tại các khu vực có điều kiện phát điện kém thuận lợi hơn;
- (2) **Bổ sung công suất tại miền Bắc** (nơi có công suất dự phòng thấp) thông qua việc áp khung giá cao nhằm khuyến khích đầu tư dự án tại khu vực này;
- (3) **Giảm tải cho tuyến đường dây 500 kV Bắc – Nam**, vốn đang vận hành gần ngưỡng công suất tối đa, đồng thời hạn chế tổn thất điện năng và chi phí truyền tải nhờ cân bằng cung – cầu nội vùng.

Biểu đồ: Quy hoạch điện VIII Điều chỉnh đẩy mạnh điện tái tạo để bù đắp thiếu hụt công suất từ các dự án điện khí chậm triển khai



Nguồn: EVN, Bộ Công Thương, FPTs tổng hợp

Khung giá phát điện năm 2025 cho các nguồn tái tạo

Nguồn điện		Khu vực	FiT 1	FiT 2	Chuyển tiếp	Khung giá 2025	% giá chuyển tiếp
Điện mặt trời có hệ thống pin tích trữ (BESS)	Điện mặt trời nổi	Miền Bắc	2.348	1.931	1.508	1.877	+24,4%
		Miền Trung				1.487	-1,4%
		Miền Nam				1.367	-9,4%
	Điện mặt trời trang trại	Miền Bắc	2.348	1.781	1.185	1.572	+32,7%
		Miền Trung				1.257	+6,1%
		Miền Nam				1.150	-3,0%
Điện mặt trời không có hệ thống pin tích trữ (BESS)	Điện mặt trời nổi	Miền Bắc	2.348	1.931	1.508	1.686	+11,8%
		Miền Trung				1.336	-11,4%
		Miền Nam				1.228	-18,6%
	Điện mặt trời trang trại	Miền Bắc	2.348	1.781	1.185	1.383	+16,7%
		Miền Trung				1.107	-6,6%
		Miền Nam				1.012	-14,6%
Điện gió	Đất liền	Miền Bắc	1.959	2.135	1.587	1.959	+23,5%
		Miền Trung				1.807	+13,9%
		Miền Nam				1.840	+16,0%
	Gần bờ	Cả nước	1.959	2.461	1.816	1.987	+9,4%

Nguồn: Bộ Công Thương, FPTs tổng hợp

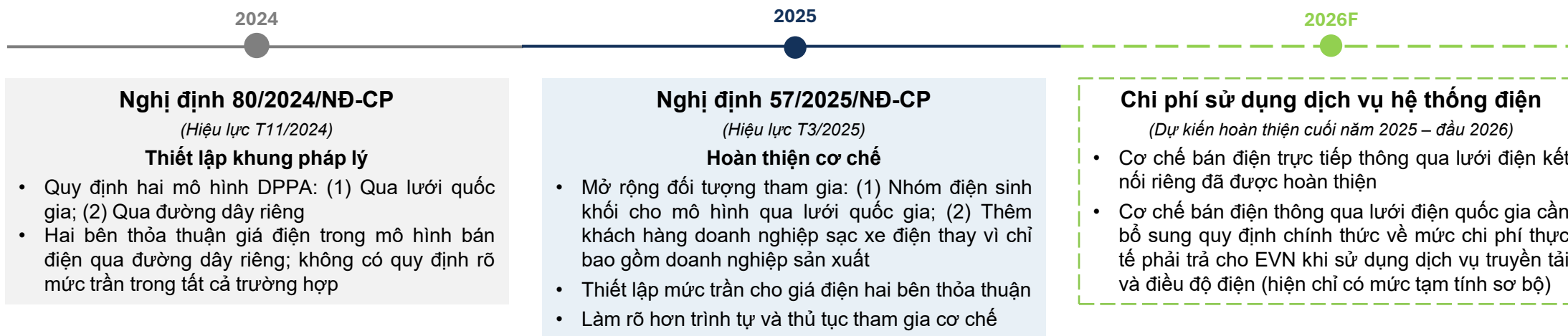
Cơ chế mua bán điện trực tiếp giữa các đơn vị phát điện năng lượng tái tạo và khách hàng sử dụng điện quy mô lớn ([chi tiết cơ chế](#)) giúp: **(1) Giải tỏa một phần công suất dư thừa của các nguồn NLTT** khi tạo điều kiện bán điện cho khách hàng khác thay vì bị hạn chế thông qua kênh duy nhất là EVN; **(2) Giảm áp lực tài chính cho EVN** khi chuyển dần vai trò từ “độc quyền mua điện” sang “điều phối & cung cấp dịch vụ hệ thống”.

Hiện tại, Chính phủ đã ban hành **Nghị định 57/2025/NĐ-CP**, thiết lập khung pháp lý chính thức cho cơ chế Hợp đồng mua bán điện trực tiếp (DPPA), Nghị định đưa ra hai nội dung chính:

- (1) Giá điện thông qua lưới riêng sẽ do các bên tự thỏa thuận**, tạo điều kiện linh hoạt cho các doanh nghiệp năng lượng tái tạo và khách hàng công nghiệp trong việc xác lập giá mua bán điện phù hợp với nhu cầu và năng lực tài chính. Tuy nhiên, **mức giá thỏa thuận không được vượt quá khung giá phát điện trần do Bộ Công Thương ban hành** nhằm đảm bảo ổn định mặt bằng giá điện;
- (2) Điện mặt trời mái nhà được phép bán phần điện dư lên lưới tối đa 20% sản lượng thực phát** (dự thảo nâng lên 50%) với mức giá bằng giá điện năng thị trường bình quân trong năm trước liền kề, nhằm khuyến khích hộ tiêu dùng và doanh nghiệp đầu tư hệ thống điện mặt trời áp mái để giảm tải cho hệ thống điện.

Chúng tôi kỳ vọng cơ chế này sẽ được hoàn thiện vào giai đoạn cuối năm 2025 – đầu 2026 do cần bổ sung thêm mức phí chính thức cho dịch vụ truyền tải & điều độ điện khi sử dụng lưới điện quốc gia.

Cơ chế DPPA dự kiến sẽ hoàn thiện vào đầu năm 2026 giúp các đơn vị năng lượng tái tạo giải tỏa một phần công suất dư thừa

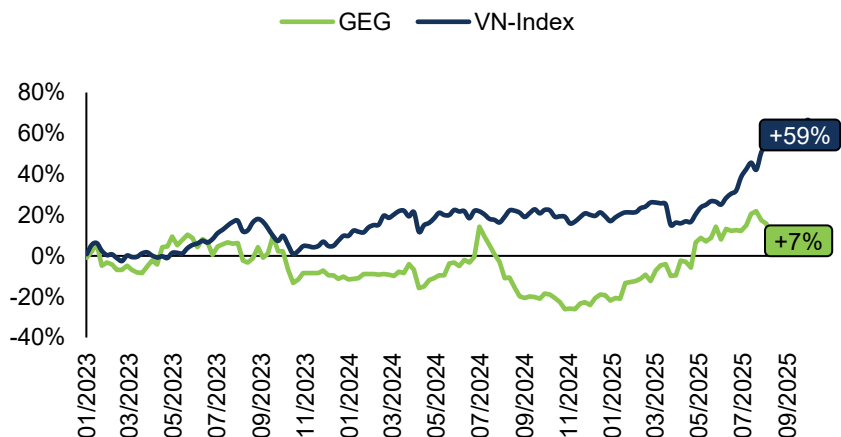


Nguồn: Chính Phủ Việt Nam, FPTs tổng hợp

SẢN LƯỢNG ĐIỆN TĂNG CAO NHỜ VẬN HÀNH THÊM CÁC DỰ ÁN MỚI

Giá hiện tại (03/11/2025):	15.500	KHUYẾN NGHỊ MUA
Giá mục tiêu:	20.300	
Tăng/giảm:	+31,0%	
Vốn hóa (tỷ VND)		5.553,78
P/E trailing 12 tháng (lần)		10,14x
EPS trailing 12 tháng (VND/cp)		1.538
KLGD bình quân 10 ngày (cp)		431.460
% sở hữu nước ngoài		46,30%

Diễn biến giá cổ phiếu GEG và VN-Index



Luận điểm đầu tư

Xem thêm: Báo cáo cập nhật định giá T10-2025

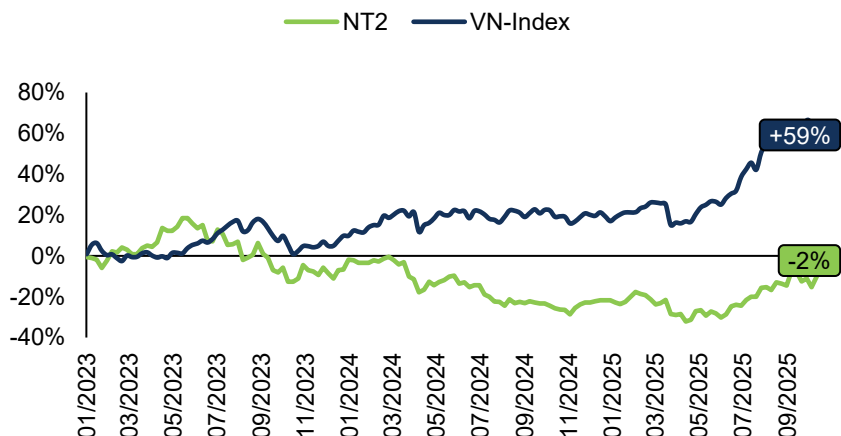
- **Mảng điện gió (54,0% doanh thu):** Doanh thu điện gió dự kiến tăng trưởng với CAGR +10,4%/năm trong giai đoạn 2025F – 2030F, đến từ: (1) Sản lượng tăng trưởng mạnh nhờ vận hành thêm các dự án mới trong 2027F – Q4/2028F; (2) Giá bán bình quân các dự án điện gió cải thiện nhờ hai dự án Tân Phú Đông 1 & trụ A7 – VPL (21,7% công suất điện gió) đàm phán xong giá bán điện với EVN.
- **Mảng điện mặt trời (29,9% doanh thu):** Doanh thu điện mặt trời duy trì tăng trưởng với CAGR +2,2%/năm trong giai đoạn 2025F – 2030F nhờ: (1) Sản lượng điện phục hồi nhờ thời tiết thuận lợi hơn và dự án Đức Huệ 2 (49 MW) giúp bổ sung công suất từ 2026F; (2) Giá bán điện bình quân giảm do dự án mới có giá bán thấp.
- **Mảng thủy điện (13,6% doanh thu):** Doanh thu thủy điện giảm theo sản lượng với CAGR -0,6%/năm trong giai đoạn 2025F – 2030F, trong khi giá bán đi ngang do biểu giá đã ổn định từ năm 2020.

Chỉ tiêu	2023	2024	2025F	2026F
Doanh thu	2.163	2.325	3.189	2.981
Lợi nhuận gộp	1.121	1.073	1.815	1.575
LNST	143	92	843	453
Tổng tài sản	16.132	15.174	17.382	18.014
VCSH	5.767	5.764	6.602	6.996
Tỷ lệ D/E	1,80	1,63	1,63	1,57

BIÊN LỢI NHUẬN MỞ RỘNG NHỜ TOÀN BỘ SẢN LƯỢNG ĐƯỢC BÁN THEO QC

Giá hiện tại (03/11/2025):	23.500	KHUYẾN NGHỊ MUA
Giá mục tiêu:	28.150	
Tăng/giảm:	+19,8%	
Vốn hóa (tỷ VND)		6.765,09
P/E trailing 12 tháng (lần)		10,55x
EPS trailing 12 tháng (VND/cp)		2.228
KLGD bình quân 10 ngày (cp)		1.995.040
% sở hữu nước ngoài		12,48%

Diễn biến giá cổ phiếu NT2 và VN-Index



Luận điểm đầu tư

Xem thêm: Báo cáo định giá lần đầu T03-2025

- **Sản lượng điện giảm nhẹ với CAGR -1,6%/năm** trong giai đoạn 2025F – 2030F do nguồn cung khí dần thu hẹp, đến từ: (1) Các mỏ cung cấp khí chính dần cạn kiệt do đi vào giai đoạn khai thác cuối đời; (2) Nguồn cung khí từ hai mỏ mới (Thiên Nga – Hải Âu & Sư Tử Trắng Giai đoạn 2) giúp bổ sung một phần sản lượng khí đầu vào.
- **Biên lợi nhuận gộp mở rộng lên mức bình quân ~15,8% trong giai đoạn này**, tăng +15,2 đpt so với năm 2024 nhờ: (1) Giá bán điện bình quân tăng mạnh với CAGR +3,3%/năm do toàn bộ sản lượng điện dự kiến sẽ được huy động theo hợp đồng mua bán điện PPA (Qc), nhằm đảm bảo lợi nhuận cho các nhà máy điện trong bối cảnh suy giảm nguồn cung khí; (2) Chi phí khấu hao giảm với CAGR -52,6%/năm trong 2025F – 2026F, sau đó đi ngang trong các năm còn lại của giai đoạn dự phóng nhờ khoản tài sản máy móc thiết bị được trích hết khấu hao.

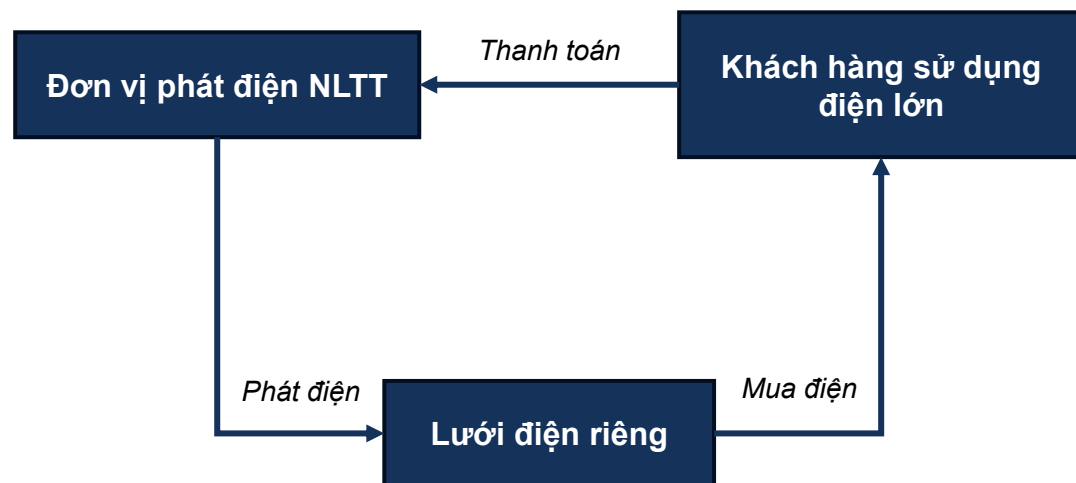
Chỉ tiêu	2023	2024	2025F	2026F
Doanh thu	6.386	5.952	6.674	5.840
Lợi nhuận gộp	510	37	759	1.101
LNST	473	72	659	909
Tổng tài sản	8.451	10.015	10.682	9.372
VCSH	4.336	4.179	4.834	4.518
Tỷ lệ D/E	0,95	1,40	1,21	1,07

Theo Nghị định 57/NĐ-CP, cơ chế Hợp đồng mua bán điện trực tiếp (DPPA) sẽ được thực hiện thông qua hai hình thức:

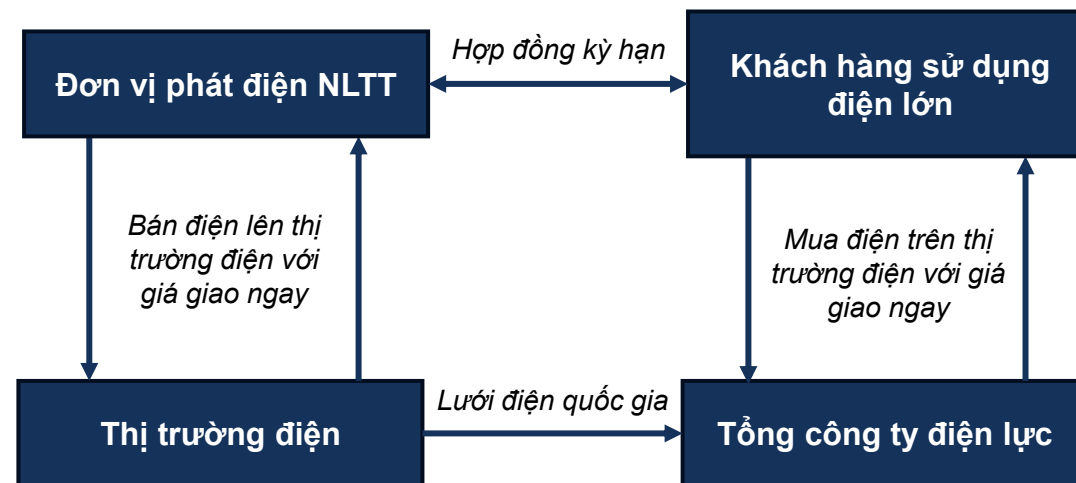
([Quay lại](#))

- (1) **Bán điện thông qua lưới điện kết nối riêng:** Các bên tự thỏa thuận công suất, sản lượng và giá (giá bán điện do các bên tự đàm phán thỏa thuận và không vượt mức giá tối đa của khung giá phát điện của loại hình nguồn điện tương ứng). Tuy nhiên, hai bên tham gia phải tự bỏ chi phí đầu tư đường dây, dẫn tới một số vấn đề phát sinh như xin bổ sung quy hoạch đường dây kết nối riêng & giải phóng mặt bằng.
- (2) **Bán điện thông qua lưới điện quốc gia:** Chỉ dành cho các dự án NLTT có công suất > 10MW & trực tiếp tham gia thị trường điện nhằm đảm bảo tính ổn định của hệ thống truyền tải điện. Theo đó, hai bên mua – bán điện sẽ ký kết hợp đồng kỳ hạn CfD và thanh toán dựa trên sự chênh lệch giữa giá thực hiện theo thỏa thuận và giá trên thị trường điện giao ngay.

Phương thức 1: Mô hình DPPA thông qua lưới kết nối riêng



Phương thức 2: Mô hình DPPA thông qua lưới điện quốc gia – thanh toán phần chênh lệch giữa giá giao ngay và giá hợp đồng kỳ hạn



Nguồn: Chính Phủ Việt Nam, FPTs tổng hợp

Người phê duyệt báo cáo:

Nguyễn Ngọc Đức, CFA

Trưởng phòng Phân tích đầu tư

Người thực hiện báo cáo:

Nguyễn Hữu Thiên Ân

Trưởng nhóm Phân tích cơ bản

Email: AnNHT2@fpts.com.vn

Lê Hữu Sơn

Chuyên viên Phân tích cơ bản

Email: SonLH@fpts.com.vn

Các thông tin và nhận định trong báo cáo này được cung cấp bởi FPTTS dựa vào các nguồn thông tin mà FPTTS coi là đáng tin cậy, có sẵn và mang tính hợp pháp. Tuy nhiên, chúng tôi không đảm bảo tính chính xác hay đầy đủ của các thông tin này.

Nhà đầu tư sử dụng báo cáo này cần lưu ý rằng các nhận định trong báo cáo này mang tính chất chủ quan của chuyên viên phân tích FPTTS. Nhà đầu tư sử dụng báo cáo này tự chịu trách nhiệm về quyết định của mình.

FPTTS có thể dựa vào các thông tin trong báo cáo này và các thông tin khác để ra quyết định đầu tư của mình mà không bị phụ thuộc vào bất kỳ ràng buộc nào về mặt pháp lý đối với các thông tin đưa ra.

Tại thời điểm thực hiện báo cáo phân tích, FPTTS, chuyên viên phân tích và người phê duyệt báo cáo hiện không nắm giữ cổ phiếu của các doanh nghiệp này.

Các thông tin có liên quan đến chứng khoán khác hoặc các thông tin chi tiết liên quan đến các cổ phiếu này có thể được xem tại <https://ezsearch.fpts.com.vn> hoặc sẽ được cung cấp khi có yêu cầu chính thức.

Bản quyền © 2010 Công ty Chứng khoán FPT

Công ty Cổ phần Chứng khoán FPT**Trụ sở chính**

52 Lạc Long Quân, Phường Tây Hồ,
Hà Nội, Việt Nam.

ĐT: 1900 6446

Fax: (84.24) 3 773 9058

Công ty Cổ phần Chứng khoán FPT**Chi nhánh Tp.Hồ Chí Minh**

Tầng 3, Tòa nhà 136-138 Lê Thị Hồng Gấm,
phường Bến Thành, TP.Hồ Chí Minh

ĐT: 1900 6446

Fax: (84.28) 6 291 0607

Công ty Cổ phần Chứng khoán FPT**Chi nhánh Tp. Đà Nẵng**

Số 100, Quang Trung, Phường Hải Châu, TP. Đà
Nẵng, Việt Nam

ĐT: 1900 6446

Fax: (84.23) 6 3553 888