

## Triển vọng năm 2025: Tăng tốc mạnh mẽ

**Natalie Nguyễn**  
 Trưởng Phòng, Ngành Năng Lượng  
 natalie.nguyen@hsc.com.vn  
 +84 28 3823 3299 Ext. 110

**Nguyễn Hoàng Nam**  
 Giám Đốc, Ngành Năng Lượng  
 nam.nhoang@hsc.com.vn  
 +84 28 3823 3299 Ext. 190

- Bản dự thảo sửa đổi Quy hoạch điện VIII (QHĐ8) phù hợp với kỳ vọng GDP tăng trưởng mạnh mẽ hơn (trên 8% vào năm 2025 và cao hơn nữa trong giai đoạn 2026-2030), ưu tiên mở rộng năng lượng tái tạo, phát triển điện hạt nhân và đẩy nhanh nâng cấp lưới điện nhằm đáp ứng nhu cầu điện tăng mạnh.
- Sản lượng điện của Việt Nam dự kiến tăng trưởng 12,2% cho năm 2025 với sản lượng điện than và điện khí tăng, trong khi thủy điện giảm 7,3%. Tuy nhiên, giá điện thị trường thấp hơn cùng phân bổ Qc không đổi có thể giới hạn lợi nhuận của các nhà sản xuất điện.
- HSC ưa thích GEG và PC1 (đều khuyến nghị Mua vào) nhờ tiềm năng tăng giá cao và khả năng hưởng lợi từ việc mở rộng năng lượng tái tạo trong bản dự thảo QHĐ8. REE (Tăng tỷ trọng) cũng hấp dẫn nhờ mảng năng lượng tái tạo quy mô lớn nhưng thiếu dự địa cho sở hữu nước ngoài.

### QHĐ8 sửa đổi: Thúc đẩy tăng trưởng, “xanh hóa” tương lai

Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2050 của Việt Nam (QHĐ8) được phê duyệt vào năm 2023, mang tính linh hoạt và hướng đến tương lai, đặt mục tiêu phát thải carbon ròng bằng 0 vào năm 2050, đồng thời đảm bảo cung cấp điện ổn định phục vụ tăng trưởng kinh tế. Kế hoạch ban đầu dựa trên kỳ vọng GDP tăng trưởng khoảng 7% hằng năm giai đoạn 2021-2030 và 6,5-7,5% trong giai đoạn 2031-2050. Tuy nhiên, bối cảnh kinh tế thay đổi và nhu cầu năng lượng ngày càng tăng đã thúc đẩy việc chỉnh sửa QHĐ8 (dự kiến phê duyệt vào tháng 3/2025), phản ánh các ưu tiên mới và một chiến lược mở rộng quyết liệt hơn.

Các động lực chính đằng sau việc sửa đổi lần này bao gồm nhu cầu điện cao hơn, theo sau việc điều chỉnh tăng dự báo tăng trưởng GDP lên trên 8% vào năm 2025 và khoảng 10% giai đoạn 2026-2030, thúc đẩy nhu cầu điện tăng khoảng 1,4 lần, bình quân 10,3-12,5% mỗi năm. Để đáp ứng nhu cầu lớn này, Việt Nam đang đẩy nhanh quá trình chuyển đổi năng lượng, mở rộng quy mô năng lượng tái tạo đồng thời khôi phục các dự án điện hạt nhân để tăng cường tính ổn định của lưới điện. Ngoài ra, Chính phủ đang đẩy nhanh việc mở rộng lưới điện, đảm bảo truyền tải điện năng lớn hơn giữa các khu vực nhằm đáp ứng tiêu thụ tăng và tạo điều kiện xây dựng một hệ thống năng lượng vững mạnh hơn.

### Năm 2025: Nhu cầu tiếp tục tăng trưởng trên 12%

Sản lượng điện của Việt Nam dự kiến tăng trưởng 12,2% cho năm 2025 đạt 347,5 tỷ kWh với sản lượng điện than và điện khí tăng, trong khi thủy điện giảm 7,3%. Mặc dù mức trần giá thị trường điện giao ngay (SMP) được nâng, lợi nhuận nhà máy điện có thể giảm do Giá công suất thị trường điện (CAN, Capacity Add-On) giảm mạnh từ 330đ/kWh xuống 30-50đ/kWh, kéo giá điện thị trường toàn phần (FMP) giảm 18% so với cùng kỳ xuống 1.166đ/kWh trong hai tháng đầu năm 2025. Trong khi đó, phân bổ sản lượng điện theo hợp đồng hằng tháng (Qc) không đổi, giúp EVN hạn chế chi phí thanh toán cho công suất không sử dụng. Cuối cùng, hiện tượng *La Nina* trong Q1/2025 có lợi cho sản lượng thủy điện, nhưng việc chuyển sang trạng thái ENSO trung tính vào giai đoạn sau trong năm đòi hỏi chiến lược năng lượng cân bằng để ứng phó rủi ro biến động thủy điện.

### Khuyến nghị

HSC ưa thích GEG và PC1 trong ngành điện (đều khuyến nghị Mua vào) nhờ tiềm năng tăng giá tốt và khả năng hưởng lợi từ xu hướng mở rộng công suất năng lượng tái tạo theo dự thảo sửa đổi QHĐ8. Chúng tôi cũng ưa thích REE (Tăng tỷ trọng) do có sự tiếp xúc lớn với công suất năng lượng tái tạo nhưng mức độ hấp dẫn hạn chế hơn do thiếu dự địa cho các nhà đầu tư nước ngoài.

*Bản gốc bằng tiếng Anh của báo cáo này được phát hành vào ngày 26/3.*

Mã CK	Giá (đồng)	Khuyến nghị		Giá mục tiêu (đồng)		Tiềm năng tăng/giảm (%)	P/E (lần)		EV/EBITDA (lần)		L.suất cổ tức (%)	
		Mới	Cũ	Mới	Th.đổi (%)		2025F	2026F	2025F	2026F	2025F	2026F
GEG	13,800	Mua vào	-	17,800	-	29.0	13.3	11.4	6.57	6.08	0	0
PC1	23,000	Mua vào	-	28,000	-	21.7	12.6	10.3	7.23	6.14	0	0
PGV	19,850	Giảm tỷ trọng	-	17,000	-	(14.4)	22.7	12.4	-	-	0	3.08
POW	13,050	Tăng tỷ trọng	-	13,500	-	3.45	15.4	-	7.69	-	2.30	-
REE	72,500	Tăng tỷ trọng	-	77,000	-	6.21	13.1	13.8	9.19	9.30	2.07	2.07

Giá cổ phiếu tại ngày 25/3/2025.  
 Nguồn: Công ty, FactSet, HSC

## Mục lục

### Ước mơ lớn, phát triển năng lượng xanh, xây dựng mạnh mẽ

QHĐ8 sửa đổi: Thay đổi để thích ứng	3
Năm 2025: Điện than tiếp tục đóng vai trò then chốt	10
Dự báo thời tiết	12
Tác động lên các cổ phiếu trong danh sách khuyến nghị	13

---

## Ước mơ lớn, phát triển năng lượng xanh, xây dựng mạnh mẽ

Bản dự thảo sửa đổi QHĐ8 phản ánh dự báo tăng trưởng GDP cao hơn (khoảng 7% mỗi năm cho đến năm 2030) và nhấn mạnh việc tăng cường sử dụng năng lượng tái tạo, khởi động lại điện hạt nhân, và đẩy nhanh việc mở rộng lưới điện để đáp ứng nhu cầu điện ngày càng tăng. Sản lượng điện của Việt Nam dự kiến sẽ tăng trưởng 12,2% cho năm 2025, đạt 347,5 tỷ kWh nhờ sự mở rộng của điện than và điện khí, trong khi thủy điện giảm (giảm 7,3%). Tuy nhiên, mặc dù có những điều chỉnh trong cơ chế thị trường, giá điện tổng thể thấp và phân bổ Qc không đổi có thể kìm hãm lợi nhuận, khi EVN vẫn kiểm soát chặt chẽ các khoản thanh toán theo hợp đồng. Lựa chọn hàng đầu của HSC trong ngành là GEG và PC1 (Mua vào) và REE (Tăng tỷ trọng).

### QHĐ8 sửa đổi: Thay đổi để thích ứng

QHĐ8, được phê duyệt năm 2023, áp dụng một cách tiếp cận năng động và linh hoạt, hướng đến mục tiêu phát thải carbon ròng bằng 0 vào năm 2050, đồng thời bảo đảm đủ điện cho tăng trưởng kinh tế, căn cứ theo mục tiêu tăng trưởng GDP khoảng 7% hàng năm giai đoạn 2021-2030 và 6,5-7,5% giai đoạn 2031-2050. Tuy vậy, một số yếu tố đã định hình lại chiến lược phát triển điện lực của Việt Nam và thúc đẩy một phiên bản sửa đổi của QHĐ8, bao gồm:

- Nhu cầu điện tăng do mục tiêu tăng trưởng GDP được điều chỉnh tăng. Với mục tiêu tăng trưởng GDP trên 8% vào năm 2025 và tăng trưởng hai con số cho giai đoạn 2026-2030, nhu cầu điện dự kiến sẽ tăng khoảng 1,4 lần, bình quân 10,3-12,5% mỗi năm (so với ước tính trước đây của HSC là 8-9% mỗi năm, với mức tăng trưởng GDP bình quân là 6,0-6,5%/năm).
- Điều chỉnh cơ cấu năng lượng bằng cách nâng tỷ trọng năng lượng tái tạo và tái khởi động các dự án điện hạt nhân.
- Đẩy mạnh mở rộng lưới điện để tăng truyền tải điện giữa các vùng.

### Tăng trưởng sản lượng: Sản lượng tăng để hỗ trợ tăng trưởng kinh tế của Việt Nam

GDP của Việt Nam gần như tăng gấp đôi từ khoảng 257 tỷ USD năm 2016 lên gần 470 tỷ USD năm 2024, dẫn tới nhu cầu điện tăng mạnh để đáp ứng sự mở rộng kinh tế của đất nước. Trong giai đoạn 2016-2024, sản lượng điện thương phẩm tăng 1,7 lần đạt 276 tỷ kWh (tăng trưởng bình quân 7,2%/năm). Tương tự, phụ tải đỉnh gần như tăng gấp đôi từ 28 GW vào năm 2016 lên gần 49 GW vào năm 2024 (cũng tăng trưởng bình quân 7,2%/năm).

**Bảng 1: Nhu cầu sử dụng điện tăng để hỗ trợ tăng trưởng kinh tế**

Chỉ tiêu	Đơn vị	2010	2015	2020	2024
GDP (2010)	Triệu tỷ đồng	2,74	3,70	5,01	6,26
GDP/đầu người (danh nghĩa)	USD	1,690	2,596	3,552	4,700
Dân số	Triệu	87	92	98	101
Tỷ lệ đô thị hóa	%	30	34	37	38
Tổng sản lượng điện	Tỷ kWh	100	163	257	308
Tổng điện thương phẩm	Tỷ kWh	85	144	217	276
Sản lượng điện tiêu thụ/người	kWh	971	1,558	2,223	2,730

Nguồn: MoIT, HSC

Mặt khác, những năm gần đây đã chứng kiến nhiều cuộc khủng hoảng ảnh hưởng đến nguồn cung đầu vào, gây bất ổn cho hệ thống điện. Những cuộc khủng hoảng toàn cầu như COVID-19, xung đột Nga-Ukraine và căng thẳng Trung Đông đã đẩy giá nhiên liệu (than, dầu, khí đốt) tăng cao, làm chi phí sản xuất điện của EVN. Ngoài ra, biến đổi khí hậu – đặc biệt chu kỳ *El Nino* kéo dài (2021-2023) – đã làm giảm mực nước các hồ thủy điện, trong khi các đợt nắng nóng cực đoan làm giảm hiệu suất các nhà máy nhiệt điện than, gây ra tình trạng thiếu điện, nhất là khu vực phía Bắc từ cuối tháng 5 đến tháng 6/2023. Tăng trưởng nhu cầu quá nhanh kèm nguồn cung chưa

kịp bổ sung đã đặt áp lực lớn lên hệ thống điện, đòi hỏi phải liên tục mở rộng công suất.

Bên cạnh đó, Chỉ thị số 01/CT-TTg (ký ngày 3/1) của Thủ tướng đã nhấn mạnh cần giải pháp chủ động để bảo đảm nguồn cung điện giai đoạn 2025-2030. Với mục tiêu tăng trưởng kinh tế được đề ra cao hơn trước – trên 8% cho năm 2025 và tăng trưởng hai con số từ 2026-2030 – nhu cầu điện dự kiến sẽ tăng 1,5 lần, bình quân khoảng 12%/năm, đòi hỏi công suất phát điện bổ sung từ 8.000-10.000 MW công suất mỗi năm, theo Bộ Công Thương (văn bản tháng 2/2025), dựa trên hệ số đàn hồi điện trong quá khứ. Trong khi đó, trong dự thảo sửa đổi QHĐ8, nhu cầu điện được đặt mục tiêu tăng trưởng 10,3-12,5% mỗi năm cho đến 2030 trong kịch bản cơ sở và kịch bản tăng trưởng cao, có xem xét việc sử dụng điện hiệu quả hơn để đóng góp vào tăng trưởng GDP.

Các kịch bản phát triển kinh tế - xã hội dự kiến cho giai đoạn 2026-2050 được thể hiện trong Bảng 2.

**Bảng 2: 4 kịch bản cho mục tiêu tăng trưởng GDP**

	2024	2025	2026-30	2031-50
<b>Kịch bản tăng trưởng thấp</b>	7.09%	6.6%	6.6%	6.5%
<b>Kịch bản tăng trưởng trung bình</b>		8.0%	8.0%	7.5%
<b>Kịch bản tăng trưởng cao</b>		9.0%	10.0%	7.5%
<b>Kịch bản tăng trưởng đặc biệt</b>		9.0%	10.1%	10.0%

Nguồn: MoIT, HSC

**Bảng 3: Nhu cầu điện tương ứng cho từng kịch bản tăng trưởng GDP**

Điều chỉnh mục tiêu tăng trưởng kinh tế sẽ thúc đẩy nhu cầu sử dụng điện thương phẩm và nhu cầu sử dụng năng lượng

Kịch bản	Chỉ tiêu (bình quân 5 năm)	2025	2030	2035	2040	2045	2050
<b>Tăng trưởng thấp</b>	Tăng trưởng điện thương phẩm	6.9%	8.3%	6.2%	4.6%	3.2%	2.8%
	Hệ số đàn hồi điện thương phẩm/GDP	1.17	1.26	0.95	0.71	0.49	0.44
<b>Kịch bản cơ sở</b>	Tăng trưởng điện thương phẩm	7.2%	10.3%	7.3%	5.0%	3.5%	2.7%
	Hệ số đàn hồi điện thương phẩm/GDP	1.16	1.28	0.92	0.66	0.47	0.38
<b>Tăng trưởng cao</b>	Tăng trưởng điện thương phẩm	7.4%	12.5%	9.0%	5.2%	2.8%	1.7%
	Hệ số đàn hồi điện thương phẩm/GDP	1.16	1.25	0.90	0.63	0.41	0.33
<b>Tăng trưởng đặc biệt</b>	Tăng trưởng điện thương phẩm	7.4%	12.8%	10.5%	6.5%	3.0%	2.0%
	Hệ số đàn hồi điện thương phẩm/GDP	1.16	1.27	0.94	0.63	0.33	0.29

Nguồn: MoIT, HSC ước tính

*Hệ số đàn hồi điện thương phẩm/GDP = tăng trưởng về nhu cầu điện năng tương ứng với 1% thay đổi GDP*

Với từng kịch bản, nhu cầu điện thương phẩm và hệ số đàn hồi điện thương phẩm mong muốn theo GDP (nghĩa là mức độ hiệu quả của việc sử dụng điện) được xác định để đáp ứng các mục tiêu tăng trưởng GDP (Bảng 3).

Nhìn chung, kịch bản tăng trưởng cao tương đồng với mục tiêu do Quốc hội đề ra tháng 2/2025. Cụ thể, trong kịch bản này, nhu cầu điện sẽ chứng lại khi thu nhập bình quân đầu người vượt 22.000 USD, cao hơn cả mức phát triển trước đây của Hàn Quốc giai đoạn 1970-2017 (theo Viện Năng lượng, Bộ Công thương). Vì vậy, nếu không có những điều chỉnh kịp thời và hợp lý về cơ cấu năng lượng và mở rộng công suất phát điện, Việt Nam có nguy cơ thiếu điện nghiêm trọng, đặc biệt trong giai đoạn 2026-2028 (thời điểm GDP đạt mục tiêu tăng trưởng hai con số).

**Tăng trưởng công suất: Mở rộng năng lượng tái tạo, khôi phục điện hạt nhân**

Trong giai đoạn 2016-2024, tổng công suất điện lắp đặt ở Việt Nam (không tính điện mặt trời áp mái) tăng gần gấp đôi từ 42 GW lên 75 GW. Tỷ lệ dự phòng công suất đạt 54% vào năm 2024, nhưng nếu không tính đến điện gió và điện mặt trời, tỷ lệ này giảm xuống chỉ còn 26%, cho thấy những thách thức về ổn định lưới điện.

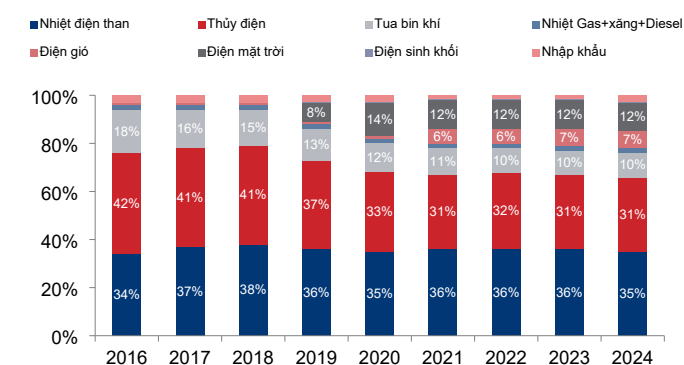
Trước năm 2019, cơ cấu điện của Việt Nam chủ yếu bao gồm điện than, điện khí, và thủy điện. Tuy nhiên, chính sách ưu đãi của Chính phủ đã thúc đẩy sự tăng trưởng nhanh chóng của năng lượng tái tạo, với điện mặt trời và điện gió đạt lần lượt gần 9

GW và hơn 5 GW vào năm 2024. Song, các nguồn truyền thống vẫn là trụ cột của lưới điện, đóng góp 58 GW, bao gồm 26 GW từ điện than, 23 GW từ thủy điện và 7 GW từ các nhà máy tuabin khí. Việc bổ sung hơn 7,5 GW từ các nhà máy nhiệt điện than lớn trong giai đoạn 2021-2024 đã củng cố công suất nền, dù triển vọng mở rộng điện than trong tương lai gặp nhiều rào cản về môi trường và tài chính. Tương tự, tỷ trọng thủy điện (gồm cả thủy điện nhỏ) giảm dần khi hầu hết các nguồn thủy điện khả thi đã được khai thác”.

Tuy nhiên, năng lượng tái tạo đang tăng trưởng nhanh. Điện mặt trời và điện gió, hai nguồn điện gần như không tồn tại vào năm 2018 hiện đóng góp lần lượt 12% và 7% tổng công suất vào năm 2024. Trong khi đó, điện khí gần như không có sự mở rộng nào đáng kể trong các năm gần đây, tỷ trọng giảm từ 18% năm 2016 xuống còn 10% năm 2024. Các nguồn điện khác tiếp tục chỉ đóng góp một phần nhỏ trong cơ cấu năng lượng của Việt Nam.

**Biểu đồ 4: Nguồn phát điện, theo công suất thiết kế**

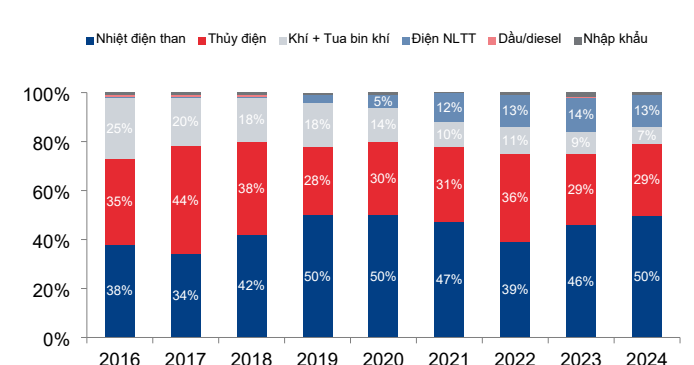
Các dự án mới tập trung vào điện than và điện NLTT



Nguồn: MoIT, HSC

**Biểu đồ 5: Nguồn phát điện, theo các loại hình**

Điện than và thủy điện là các nguồn điện chính



Nguồn: MoIT, HSC

Dựa trên dự thảo QHĐ8 sửa đổi, để cân bằng nhu cầu điện tăng trưởng nhanh chóng và cam kết phát thải carbon ròng bằng 0 vào năm 2050, Chính phủ đang đẩy nhanh quá trình chuyển đổi sang năng lượng tái tạo và năng lượng xanh (như hydro, ammoniac xanh), đồng thời giảm dần điện than, mở rộng điện khí và điện LNG ở quy mô phù hợp. Về dài hạn, điện hạt nhân sẽ đóng vai trò thay thế các nhà máy điện than để trở thành nguồn điện nền cho lưới điện.

### Hệ thống lưu trữ năng lượng hỗ trợ mở rộng năng lượng tái tạo

Dự thảo QHĐ8 sửa đổi đã tăng đáng kể quy mô năng lượng tái tạo với tổng công suất có thể lên đến 74.048-114.144 MW vào năm 2030 (tăng trưởng tới 166%) và 498.364-533.704 MW vào năm 2050 (tăng trưởng tới 75%) so với QHĐ8 ban đầu (tháng 5/2023). Công suất điện gió ngoài khơi gần như tăng trưởng gấp đôi (tăng tới 90%) vào năm 2050 còn điện mặt trời tăng trưởng tới 470% vào 2030 và tới 75% vào 2050. Những mục tiêu đầy tham vọng này thể hiện quyết tâm của Việt Nam trong phát triển năng lượng sạch và đáp ứng nhu cầu điện đang tăng.

Tuy nhiên, sản xuất điện mặt trời và điện gió vốn dĩ không ổn định vì, không giống như thủy điện hoặc các nguồn nhiên liệu nhiệt, sản lượng của chúng phụ thuộc hoàn toàn vào bức xạ mặt trời và tốc độ gió – dẫn đến việc không thể chủ động tăng sản lượng khi cần. Thêm vào đó, nguồn năng lượng đầu vào từ gió và mặt trời biến động lớn trong ngắn hạn, đòi hỏi dự báo thời tiết chính xác, nguồn điều tiết linh hoạt (như thủy điện) và công suất dự phòng đủ để duy trì sự ổn định của lưới điện khi tỷ trọng các nguồn năng lượng tái tạo tăng lên.

Để giải quyết tính gián đoạn của điện gió và điện mặt trời, hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin (BESS) cần được mở rộng đáng kể, với công suất có thể tăng tới 213% vào năm 2050 so với kế hoạch trước đó. Những bước đi này nhằm bảo đảm nguồn cung điện ổn định, cho phép Việt Nam tích hợp nhiều năng lượng tái tạo hơn vào lưới điện.

**Bảng 6: Công suất thiết kế dự kiến theo dự thảo PDP8 sửa đổi (tháng 2/2025) so với PDP8 ban đầu (tháng 5/2023)**

Năng lượng tái tạo và năng lượng hạt nhân tăng lên dần thay thế năng lượng nhiệt điện than

MW	2023	PDP8 điều chỉnh		PDP8 ban đầu	
		2030	2050	2030	2050
<b>Thủy điện</b>	<b>22,872</b>	<b>33,294 - 34,667</b>	<b>40,624</b>	<b>29,346</b>	<b>36,016</b>
<b>Nhiệt điện than</b>	<b>26,756</b>	<b>31,055</b>	-	<b>30,127</b>	-
<b>Nhiệt điện dầu khí</b>	<b>1,126</b>	-	-	-	-
<b>Nhiệt điện khí và các loại hình liên quan</b>	<b>7,152</b>	<b>10,861 - 14,930</b>	<b>14,930</b>	<b>14,930</b>	<b>14,060</b>
Nhiệt điện khí trong nước	7,152	10,861 - 14,930	-	14,930	-
Nhiệt điện khí trong nước + chuyển đổi sang LNG	-	-	7,900	-	7,900
chuyển đổi hoàn toàn thành hydro	-	-	7,030	-	7,030
<b>Nhiệt điện LNG và các loại hình liên quan</b>	-	<b>22,524</b>	<b>28,663 - 39,717</b>	<b>22,400</b>	<b>43,300 - 52,300</b>
Nhiệt điện LNG	-	22,524	-	22,400	-
Nhiệt điện LNG với hydrogen	-	-	18,200 - 26,123	-	4,500 - 9,000
Nhiệt điện LNG và nhiệt điện hydrogen	-	-	8,576 - 11,325	-	16,400 - 20,900
Nhiệt điện LNG với CCS	-	-	1,887 - 2,269	-	-
<b>Năng lượng tái tạo</b>	<b>21,664</b>	<b>74,048 - 114,144</b>	<b>498,364 - 533,704</b>	<b>42,986</b>	<b>304,569 - 363,859</b>
Điện gió trên đất liền và gần đất liền	7,777	26,066 - 38,029	84,696 - 91,400	21,880	60,050 - 77,050
Điện gió ngoài khơi	-	6,000*	113,503 - 139,097	6,000	70,000 - 91,500
Điện mặt trời	13,332	46,459 - 73,416	293,088 - 295,646	12,836	168,594 - 189,294
Điện sinh khối, năng lượng từ chất thải và các nguồn năng lượng tái tạo khác	199	3,009 - 4,881	7,077 - 9,561	2,270	6,015
<b>Điện hạt nhân</b>	-	<b>6,000 - 6,400*</b>	<b>10,500 - 14,000</b>	-	-
Nhiệt điện than bằng sinh khối và/hoặc amoniac	-	-	25,798	-	25,632 - 32,432
Nguồn điện linh hoạt	-	2,000 - 3,000	21,333 - 38,641	300	30,900 - 46,200
Thủy điện tích năng (PSH)	-	2,400 - 6,000	20,691 - 21,327	2,400	-
Hệ thống lưu trữ năng lượng pin (BESS)	-	10,000 - 16,300	95,983 - 96,120	300	30,650 - 45,550
Đồng phát điện	-	-	-	2,700	4,500
Diesel và các loại khác	165	-	-	-	-
Nhập khẩu	820	9,360 - 12,100	14,688	5,000 - 8,000	11,042
<b>Tổng cộng (không gồm nhập khẩu, điện mặt trời áp mái, ...)</b>	<b>79,735</b>	<b>183,291 - 236,363</b>	<b>774,503 - 838,681</b>	<b>150,489</b>	<b>490,529 - 573,129</b>

Ghi chú: \*Dự kiến sẽ đi vào hoạt động trong giai đoạn 2030-35 hoặc có thể sớm hơn.  
 Nguồn: MoIT, HSC

### Tái khởi động dự án điện hạt nhân

Chính phủ Việt Nam đã đưa ra đề xuất tái khởi động chương trình điện hạt nhân và đã được Quốc hội khóa 15 thông qua, với mục tiêu củng cố nguồn điện cơ bản trong bối cảnh mảng nhiệt điện truyền thống đang gặp khó khăn. Ngoài ra, điện hạt nhân được coi là giải pháp đáng tin cậy để duy trì sự ổn định năng lượng và cắt giảm khí thải nhà kính. Không giống như các nguồn năng lượng tái tạo, loại hình năng lượng này đảm bảo nguồn điện ổn định mà không bị ảnh hưởng bởi điều kiện thời tiết.

Chính phủ đã chỉ định hai doanh nghiệp Nhà nước lớn nhất là EVN và Petrovietnam tiến hành phát triển hai dự án điện hạt nhân tại Vĩnh Hải (Ninh Thuận 1) và Phước Dinh (Ninh Thuận 2). Hơn nữa, Chính phủ cũng đã nhấn mạnh 5 địa điểm quan trọng để phát triển các dự án điện hạt nhân mới tại Việt Nam là Bình Định, Phú Yên, Hà Tĩnh và Quảng Ngãi. Với kế hoạch này, Việt Nam kỳ vọng các nhà máy điện hạt nhân sẽ đi vào hoạt động với công suất 6.000-6.400 MW trong giai đoạn 2031-2035, và dự kiến sẽ có thêm 8.000 MW vào năm 2050.

Chúng tôi lưu ý rằng mục tiêu này được xem là rất tham vọng, vì khoảng thời gian bình để hoàn thành một nhà máy điện hạt nhân trên toàn thế giới – từ khâu lên kế hoạch và cấp phép đến xây dựng, thử nghiệm và vận hành – thường kéo dài từ 7 đến 10 năm. Việt Nam đang phải đối mặt với những thách thức chính như chi phí đầu tư phát sinh cao (ước tính hiện tại là 22 tỷ USD, cao hơn so với kế hoạch ban đầu là 10,8-12,2 tỷ USD vào năm 2010), thời gian xây dựng kéo dài (khoảng 6 năm) có thể làm chi phí đầu tư tăng cao.

Chính phủ đang nỗ lực sửa đổi Luật Năng lượng nguyên tử để giải quyết các vấn đề pháp lý, tuy nhiên việc Việt Nam không tham gia các công ước về trách nhiệm hạt nhân nên các cuộc đàm phán trong tương lai có thể sẽ gặp nhiều thách thức. Từ năm 2016, nhiều chuyên gia hạt nhân đã phải ra đi do bất ổn về chính sách, nên việc phát triển sắp tới phải dựa vào các nhà tư vấn nước ngoài cũng như triển khai chương trình đào tạo để xây dựng lại đội ngũ chuyên gia trong nước.

### **Dần loại bỏ điện than và điều chỉnh sự phụ thuộc vào điện khí**

Trong khi công suất lắp đặt điện than được dự báo tăng nhẹ 3% vào năm 2030, loại hình phát điện này vẫn sẽ bị loại bỏ hoàn toàn vào năm 2050. Vai trò của điện khí cũng đang được điều chỉnh, cho thấy mức độ phụ thuộc lâu dài vào nhiên liệu hóa thạch giảm bớt nhưng vẫn sử dụng LNG làm nguồn năng lượng chuyển tiếp trong ngắn hạn và trung hạn.

QHĐ8 sửa đổi đẩy nhanh quá trình chuyển đổi năng lượng của Việt Nam, ưu tiên các dự án năng lượng tái tạo có quy mô lớn, tái khởi động dự án điện hạt nhân và mở rộng hoạt động dự trữ năng lượng trong khi dần loại bỏ điện than và điều chỉnh sự phụ thuộc vào điện khí. Những thay đổi chiến lược này đưa Việt Nam trở thành quốc gia dẫn đầu khu vực về năng lượng sạch và củng cố cam kết đạt mục tiêu phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050.

### **Ưu tiên phát triển lưới điện để đảm bảo hoạt động truyền tải thông suốt**

Để đạt được mục tiêu đầy tham vọng là tăng cường nguồn điện trong nước, Chính phủ đang tích cực đẩy mạnh phát triển hạ tầng truyền tải điện. Là nơi có nguồn điện dư thừa lớn, Miền Trung đóng vai trò là nguồn cung cấp điện và công suất dự phòng quan trọng cho cả miền Bắc và miền Nam thông qua đường dây truyền tải. Trong kịch bản tăng trưởng cao, công suất truyền tải liên vùng dự kiến sẽ tăng đáng kể so với QHĐ8 ban đầu, đặc biệt là đối với truyền tải từ miền Trung ra miền Bắc.

**Bảng 7: Tiến độ thi công các dự án đường dây truyền tải điện đáng chú ý tại Việt Nam**

Dự án	Loại	Tiến độ	Nhà thầu xây dựng	Vốn đầu tư	Mục tiêu
1 Lào Cai - Vĩnh Yên	500 kV	Dự kiến khởi công T12/2025, hoàn thành T5/2026	N/a, (có khả năng là là PC1)	7000 tỷ đồng	- Tăng cường năng lực truyền tải và giải phóng cho các nhà máy thủy điện nhỏ ở Tây Bắc Việt Nam, tổng cộng 229 km - Tăng công suất nhập khẩu điện từ Trung Quốc
2 NMND Nhon Trạch 3 – TBA 500kV Long Thành	500 kV	Hoàn thành T5/2024	N/a	N/a	- Tổng cộng 26,5 km
3 500kV Nhon Trạch 4 - Phú Mỹ - Nhà Bè	500 kV	Hoàn thành vào T12/2024, như dự kiến	N/a	N/a	- Giải tỏa công suất cho NT4, tổng cộng 4,2 km.
4 Huội Quảng - Nghĩa Lộ - Việt Trì	220 kV	Bắt đầu vào năm 2022; dự kiến hoàn thành vào cuối năm 2024	PC1	Huội Quảng - Nghĩa Lộ: 750,5 tỷ đồng	- Tăng cường năng lực truyền tải và giải phóng cho các nhà máy thủy điện nhỏ ở Tây Bắc Việt Nam - Tăng năng lực nhập khẩu điện từ Trung Quốc - Huội Quảng - Nghĩa Lộ: 103,6 km
5 Pắc Ma - Mường Tè	220 kV	Dự kiến hoàn thành vào cuối Q2/2025	N/a	359 tỷ đồng	- Đảm bảo giải tỏa công suất cho các nhà máy thủy điện, 30 km
6 Nậm Sum - Nông Cống	220 kV	Khởi công cuối năm 2021; dự kiến hoàn thành cuối năm 2024	PC1 (~50%), Viet A	1000 tỷ đồng	- Hỗ trợ nhập khẩu điện từ Lào, 130 km
7 Nhon Trạch 3 - Ré Mỹ Xuân - Cát Lái	220 kV	Dự kiến khởi công Q1/2025 và hoàn thành Q3/2025	N/a	138 tỷ đồng	- Tăng cường khả năng truyền tải và giải phóng cho nhà máy điện Nhon Trạch 3, 6,8 km
8 Sóc Trăng - Côn Đảo	110 kV	Dự kiến khởi công vào T12/2024, hoàn thành vào năm 2026	PC1	4,9 nghìn tỷ đồng	- Kết nối Côn Đảo vào lưới điện quốc gia Việt Nam, 104 km

Nguồn: HSC

Đến năm 2030, cần xây dựng thêm đường dây truyền tải mạch kép cho khu vực Bắc Trung Bộ - Bắc Bộ và khu vực Tây Nguyên-Nam Bộ so với QHĐ8 ban đầu. Trong giai đoạn 2031-2035, công suất truyền tải Trung Trung Bộ-Tây Nguyên dự kiến tăng 11 GW, cùng với việc đưa vào sử dụng đường dây truyền tải điện một chiều (HVDC) 10 GW từ Trung Trung Bộ ra Bắc Bộ.

### Tổng vốn đầu tư ngành điện dự kiến tăng mạnh nhằm đáp ứng nhu cầu tăng trưởng đầy tham vọng

Chi tiêu của Việt Nam cho phát triển hạ tầng điện đã được điều chỉnh tăng đáng kể so với ước tính trước đây. Theo QHĐ8 ban đầu, tổng vốn đầu tư dự kiến ở mức 134,7 tỷ USD, với 119,8 tỷ USD đầu tư cho phát điện và 14,9 tỷ USD dành cho truyền tải điện trong giai đoạn 2021-2030 (tổng cộng 13,5 tỷ USD mỗi năm). Tuy nhiên, ước tính gần đây của QHĐ8 sửa đổi cho thấy mức đầu tư tăng mạnh lên 136,3 tỷ USD, trong đó 118,2 tỷ USD dành cho phát điện và 18,1 tỷ USD dành cho truyền tải điện giai đoạn 2026-2030 (27,3 tỷ USD mỗi năm, tăng 102% so với ước tính của QHĐ8 ban đầu).

Tương tự, cho giai đoạn 2031-2050, ước tính giá trị đầu tư ban đầu dao động từ 399,2 tỷ USD đến 523,1 tỷ USD, nhưng hiện tại con số đã tăng lên khoảng 700 tỷ USD, với nhu cầu hàng năm tăng từ khoảng 20-26,2 tỷ USD lên bình quân 35 tỷ USD. Điều này nhấn mạnh nhu cầu cấp thiết trong việc tích cực huy động vốn đầu tư cùng với các chiến lược huy động vốn trong dài hạn.

**Bảng 8: Vốn đầu tư ước tính cho phát triển hạ tầng ngành điện**

Tỷ USD	PDP8 điều chỉnh			PDP8 ban đầu	
	2026-30	2031-35	2035-50	2021-30	2031-50
Phát điện	118,2	114,1	541,2	119,8	364,4 – 511,2
Truyền tải lưới điện	18,1	15,9	27,9	14,9	34,8 – 38,6
<b>Tổng vốn đầu tư</b>	<b>136,3</b>	<b>130,0</b>	<b>569,1</b>	<b>134,7</b>	<b>399,2 – 523,1</b>

Nguồn: MoIT, HSC

**Công tác triển khai sẽ được tăng tốc nhờ các quy định pháp lý được sửa đổi**

Đến cuối năm 2024, tổng công suất lắp đặt của Việt Nam chỉ đạt khoảng 50% mục tiêu năm 2030 là 150 GW (mục tiêu được đề ra trong QHĐ8 ban đầu). Trong các loại nguồn phát điện, điện than là mảng duy nhất hoàn thành mục tiêu công suất lắp đặt, với 1.432 MW điện được đưa lên lưới điện (đạt 100% mục tiêu). Các nguồn phát điện khác có tỷ lệ triển khai thấp hơn nhiều: điện gió trên đất liền chỉ đạt 883 MW (đạt 19% mục tiêu), thủy điện vừa và lớn đạt 906 MW (42%) và thủy điện nhỏ đạt 569 MW (36%).

Việc triển khai QHĐ8 của Việt Nam đang bị chậm tiến độ do những rào cản về quy định và chính sách. Trong số 13 dự án điện khí (22.400 MW), chỉ có ba dự án (Nhơn Trạch 3, 4 và Hiệp Phước, với tổng công suất 2.824 MW) đang được triển khai đúng tiến độ, trong khi các dự án điện khí trong nước phải đối mặt với tình trạng không ổn định về nguồn nhiên liệu đầu vào. Việc mở rộng công suất sản xuất điện than cũng bị đình trệ khi dự án Quảng Trị (1.320 MW) bị hủy bỏ và hợp đồng BOT của dự án Sông Hậu II (2.120 MW) cũng bị hủy bỏ. Các dự án điện tái tạo, bao gồm điện gió và điện mặt trời đang vướng phải các rào cản liên quan đến quy định pháp lý không rõ ràng, khó khăn về tài chính và quy trình phê duyệt kéo dài. Do đòi hỏi vốn đầu tư ban đầu lớn và công nghệ phức tạp nên việc triển khai các dự án điện khí càng trở nên chậm tiến độ hơn. Những vấn đề này đe dọa mục tiêu mở rộng công suất phát điện và an ninh năng lượng trong tương lai của Việt Nam.

Tuy nhiên, chúng tôi kỳ vọng Chính phủ sẽ ban hành các nghị định mới cũng như có biện pháp quản lý mới để đẩy nhanh tiến độ phát triển các dự án điện. Trước khi có Quy hoạch điện 8 sửa đổi, Chính phủ cũng đã sửa đổi Luật Điện lực và dần ban hành các nghị định hướng dẫn, khuyến khích (xem Bảng 9).

**Bảng 9: Những nghị định đáng chú ý gần đây sau Luật Điện lực sửa đổi**

Các Nghị định này được kỳ vọng sẽ giúp tháo gỡ các nút thắt và đẩy nhanh phát triển cơ sở hạ tầng điện, đặc biệt là điện NLTT

Văn bản luật	Ngày ban hành	Quy định	Điểm chính/ hướng dẫn
Công văn số 1010/EVN-TTD	18/02/2025	Kế hoạch triển khai Nghị quyết của Chính phủ về tháo gỡ vướng mắc, khó khăn cho các dự án điện năng lượng tái tạo	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Điều kiện để các dự án năng lượng tái tạo đủ điều kiện hưởng giá ưu đãi</li> <li>- Thiết lập cơ chế định giá điện mới cho các dự án không đáp ứng tiêu chí FIT</li> <li>- Xác định tiêu chí để Phân loại dự án theo tình trạng nghiệm thu, ảnh hưởng đến giá cả và tính đủ điều kiện của dự án</li> </ul>
Nghị định số 56/2025/NĐ-CP	03/03/2025	Quy định chi tiết một số điều của Luật Điện lực về quy hoạch phát triển điện lực, phương án phát triển mạng lưới cấp điện, đầu tư xây dựng dự án điện lực và đấu thầu lựa chọn nhà đầu tư dự án kinh doanh điện lực.	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Thiết lập các quy định cho quy hoạch phát triển điện, bao gồm công suất phát điện và mức điện áp ở quy mô quốc gia và tỉnh.</li> <li>- Chỉ định các miễn trừ cho một số dự án điện khỏi các yêu cầu quy hoạch.</li> <li>- Thiết lập khuôn khổ đầu tư có cấu trúc, ưu tiên các dự án tăng cường an ninh năng lượng, cơ sở hạ tầng và điện khí hóa nông thôn.</li> <li>- Triển khai quy trình đấu thầu cạnh tranh cho các dự án điện với nhiều nhà đầu tư để đảm bảo cạnh tranh công bằng trên thị trường</li> </ul>
Nghị định số 57/2025/NĐ-CP	03/03/2025	Về việc điều chỉnh cơ chế mua bán điện trực tiếp giữa các đơn vị phát điện năng lượng tái tạo và khách hàng sử dụng điện lớn	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Giới thiệu hai mô hình giao dịch điện trực tiếp:                             <ul style="list-style-type: none"> <li>a) Giao dịch lưới điện tư nhân: Các nhà sản xuất năng lượng tái tạo và người tiêu dùng lớn có thể đàm phán các thỏa thuận mua điện trực tiếp (DPPA) trong khung giá cho phép.</li> <li>b) Giao dịch lưới điện quốc gia: Các nhà sản xuất năng lượng tái tạo có thể bán trên thị trường giao ngay, trong khi người tiêu dùng mua điện trực tiếp hoặc thông qua các trung gian bán lẻ.</li> </ul> </li> <li>- Đặt giá bán tối đa theo các thỏa thuận DPPA dựa trên khung giá quy định.</li> <li>- Yêu cầu các bên tham gia phải tuân thủ các quy định về thị trường điện bán buôn của Việt Nam.</li> <li>- Yêu cầu tuân thủ Luật Điện lực mới (2024) đối với tất cả các hoạt động giao dịch trực tiếp.</li> </ul>

Nguồn: HSC

**Năm 2025: Điện than tiếp tục đóng vai trò then chốt**

Theo Công ty TNHH MTV Vận hành hệ thống điện và thị trường điện Quốc gia (NSMO), tổng sản lượng điện sản xuất trong nước và điện nhập khẩu của Việt Nam trong năm 2025 được dự báo tăng 12,2% so với cùng kỳ, đạt 347,5 tỷ kWh. Trong khi đó, công suất tối đa của lưới điện quốc gia dự kiến tăng 11,35% so với cùng kỳ lên 54.510 MW. Trong tháng 2/2025, EVN báo cáo sản lượng điện thương phẩm đạt 22,2 tỷ kWh (tăng 12,6% so với cùng kỳ), gần với mục tiêu tăng trưởng cho cả năm là 12,2%.

Đối với tổng lượng điện được sản xuất, HSC nhận thấy mục tiêu tăng trưởng sản lượng trong Bảng 11 thể hiện một trường hợp khá cực đoan với sản lượng thủy điện thấp hơn (giảm 7,3% so với cùng kỳ) trong khi các nhà máy điện chạy bằng dầu vốn có chi phí cao đang được sử dụng nhiều hơn nhiều so với hai năm trước.

Theo quan điểm của chúng tôi, sản lượng điện than có thể sẽ cao hơn trong năm nay nhờ có sự cải thiện về tỷ lệ huy động vốn cũng như đưa vào vận hành các nhà máy điện mới (BOT Vũng Áng 2). Sản lượng điện khí cũng sẽ được cải thiện nhờ bổ sung thêm các nhà máy điện khí LNG mới (Nhơn Trạch 3 và Nhơn Trạch 4). Trong khi đó, sản lượng điện của các nhà máy thủy điện sẽ tăng vừa phải nhờ công suất thủy điện mới bổ sung khoảng 1,1GW (xem Bảng 11) cũng như điều kiện thời tiết thuận lợi hơn trong năm nay (chúng tôi sẽ thảo luận chi tiết hơn ở phần bên dưới).

**Bảng 10: Kế hoạch sản xuất điện theo nguồn điện cho năm 2025**

Điện than vẫn chiếm ưu thế, tiếp theo là thủy điện và năng lượng tái tạo

Triệu kWh	1Q25	1H25	2H25	2025	% tỷ trong
Điện than	44,823	94,935	81,750	176,685	50.8%
Thủy điện	12,760	29,248	52,992	82,240	23.7%
Năng lượng tái tạo	11,691	22,338	20,625	42,963	12.4%
Điện gió	4,167	7,129	7,274	14,403	4.1%
Điện mặt trời	7,149	14,521	12,933	27,454	7.9%
Trang trại điện mặt trời	4,152	8,433	7,391	15,824	4.6%
Điện mặt trời áp mái	2,998	6,089	5,540	11,629	3.3%
Điện sinh khối	374	687	419	1,106	0.3%
Nhiệt điện khí	5,404	13,878	15,454	29,332	8.4%
Nhiệt điện dầu	150	5,908	2,153	8,061	2.3%
Nhập khẩu	1,486	3,295	4,379	7,674	2.2%
Khác	113	259	293	552	0.2%
<b>Tổng sản lượng điện</b>	<b>76,427</b>	<b>169,861</b>	<b>177,646</b>	<b>347,507</b>	<b>100%</b>

Nguồn: NSMO, HSC

**Bảng 11: Sự thay đổi cơ cấu nguồn điện từ năm 2024 sang năm 2025**

Sản lượng nhiệt điện bù đắp cho sự sụt giảm của thủy điện

Triệu kWh	2023	2024E	2025F	Tăng trưởng
Điện than	129,764	152,775	176,685	15.7%
Thủy điện	80,621	88,723	82,240	-7.3%
Năng lượng tái tạo	38,145	39,641	42,963	8.4%
Nhiệt điện khí	26,362	21,827	29,332	34.4%
Nhiệt điện dầu	1,250	175	8,061	4506.3%
Nhập khẩu	4,220	5,144	7,674	49.2%
Nguồn điện khác	452	446	552	23.8%
<b>Tổng cộng</b>	<b>280,814</b>	<b>308,731</b>	<b>347,507</b>	<b>12.2%</b>

Nguồn: NSMO, HSC

**Bảng 12: Các dự án mới đáng chú ý sẽ được triển khai vào năm 2025**

Dự án	Loại hình	Công suất (MW)	COD dự kiến
1 Nậm Cùm 4	Thủy điện	56	T11/25
2 Ialy MR	Thủy điện	360	
H1	Thủy điện	180	T11/25
H2	Thủy điện	180	T12/25
3 Đăk Mi 1	Thủy điện	84	T6/25
4 Bản Mông	Thủy điện	45	T9/25
5 Hội Xuân	Thủy điện	102	
H1	Thủy điện	34	T7/25
H2	Thủy điện	34	T8/25
H3	Thủy điện	34	T9/25
6 Hòa Bình MR	Thủy điện	480	T12/25
5 Nhơn Trạch 3	LNG	812	T6/25
6 Nhơn Trạch 4	LNG	812	T9/25
7 Vũng Áng 2 (BOT)	Nhiệt điện	1,330	
S1	Nhiệt điện	665	T6/25
S2	Nhiệt điện	665	T10/25
<b>Tổng cộng</b>		<b>4,081</b>	

Nguồn: NSMO, HSC

Đối với thị trường phát điện cạnh tranh (CGM), giá điện trần (giá điện năng cao nhất thị trường điện) được điều chỉnh tăng, kỳ vọng sẽ phù hợp với biến động giá than, khí đầu vào. Tuy nhiên, chúng tôi dự báo năm 2025 là năm các nhà máy điện ghi nhận ít lợi nhuận hơn do giá công suất thị trường (CAN) giảm mạnh từ mức 330 đồng/kWh trong năm 2024 xuống khoảng 30-50 đồng/kWh trong năm 2025, làm giảm lợi nhuận của các nhà máy phát điện khi tham gia thị trường phát điện cạnh tranh. Do đó, giá

điện toàn phần bình quân (FMP) trong 2 tháng đầu năm 2025 đạt bình quân 1.166 đồng/kWh, giảm 18% so với 2 tháng đầu năm 2024 ở mức 1.431 đồng/kWh.

Trong khi đó, phân bổ Qc vẫn được giữ nguyên như năm 2024 với việc phân bổ Qc theo tháng thay vì theo năm. Điều này dẫn đến việc EVN khó có khả năng thanh toán trước cho sản lượng điện theo hợp đồng nhưng chưa sử dụng.

Mặt khác, các nguồn điện tái tạo, bao gồm điện mặt trời và điện gió, dự kiến sẽ cung cấp khoảng 42.963 triệu kWh, đóng góp 12,4% vào tổng cơ cấu năng lượng. HSC kỳ vọng các công ty phát điện đang có sẵn hoặc mở rộng công suất điện tái tạo như GEG, PC1 và REE đang có vị thế tốt để hưởng lợi từ việc mở rộng công suất trong tương lai gần.

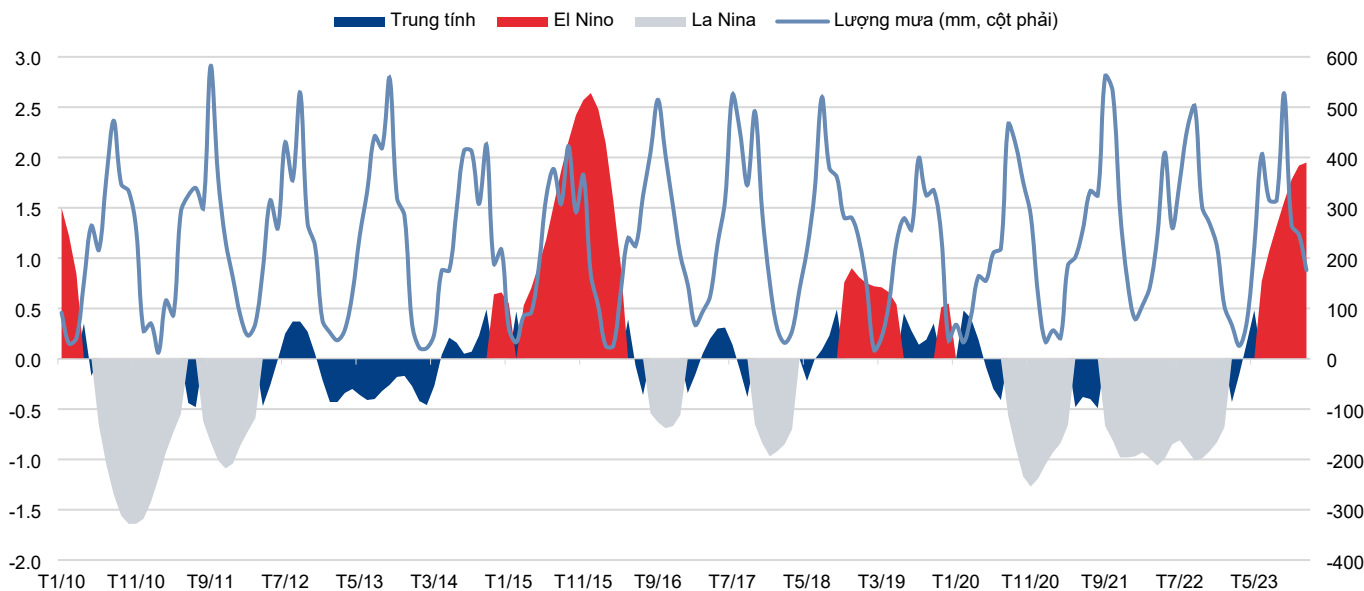
**Bảng 13: Các chỉ số chính cho thị trường phát điện bán buôn năm 2024 và 2025**

CAN năm 2025 giảm nhiều, dẫn đến lợi nhuận giảm cho thị trường CGM

	2025	2024
<b>SMP cap</b>	VND1,682.6/kWh	VND1,510/kWh
<b>CAN (bình quân)</b>	~VND30 -50/kWh	VND330/kWh
<b>Alpha</b> (phần trăm sản lượng hàng năm sẽ được thanh toán theo mức giá đã định trước)	98% cho thủy điện 80% cho nhiệt điện	98% cho thủy điện 80% cho nhiệt điện
<b>Qc</b> (phân bổ Qc hàng tháng khiến thị trường bán buôn trở nên khó khăn hơn)	Hàng tháng	Hàng tháng

Ghi chú: Qc thay đổi từ phân bổ năm sang phân bổ tháng từ năm 2024 theo thông tư 21/2024/TT-BCT. Nguồn: EVN, HSC

**Biểu đồ 14: Mối quan hệ giữa lượng mưa hàng tháng và Chỉ số Nino đại dương (ONI)\* tại Việt Nam**



Ghi chú: Chỉ số Nino đại dương (ONI) phân loại với El Niño ở mức +0,5 trở lên, La Niña ở mức -0,5 trở xuống và các giá trị ở giữa là trung tính. Nguồn: GSO, NOAA

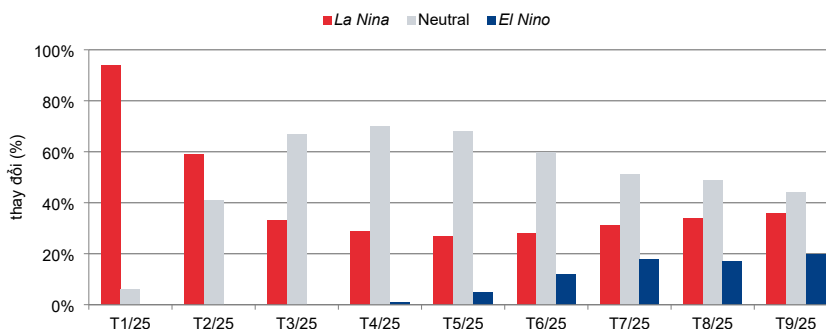
**Dự báo thời tiết**

Khí hậu Việt Nam chịu ảnh hưởng đáng kể của hiện tượng *El Nino* và *La Nina*, xảy ra xen kẽ theo chu kỳ. Trong thời gian xảy ra hiện tượng *El Nino*, nhiệt độ bình quân tăng cao hơn bình thường, lượng mưa giảm ở hầu hết các khu vực trong khi các cơn bão nhiệt đới và áp thấp nhiệt đới ít hoạt động hơn. Trái lại, hiện tượng *La Nina* mang lại lượng mưa cao hơn mức trung bình, bão xảy ra thường xuyên hơn, dòng chảy ở

các con sông tăng cao và khả năng xảy ra lũ lụt lớn cao hơn. Hiện tượng *El Nino* thường xuất hiện sau mỗi 4-5 năm, kéo dài bình quân 11 tháng, trong khi *La Nina* thường xuất hiện ngay sau đó và có xu hướng kéo dài hơn, bình quân 14 tháng, với lần xuất hiện lâu nhất được ghi nhận là 24 tháng.

Đây là những sự kiện quan trọng cần chú ý để tính toán mức đóng góp chi tiết từ các nguồn phát điện khác nhau, chẳng hạn như *La Nina* sẽ có lợi cho các nhà máy thủy điện trong khi *El Nino* lại có lợi cho các nhà máy nhiệt điện và năng lượng tái tạo.

**Biểu đồ 15: Xác suất dự báo của *El Nino* dao động phương Nam (ENSO)**



Nguồn: NOAA, HSC

Theo Cơ quan quản lý Đại dương và Khí quyển Quốc gia Hoa Kỳ (NOAA), hiện tượng *La Nina* chiếm ưu thế trong Q1/2025 trong khi hiện tượng thời tiết ENSO trung tính có khả năng sẽ diễn ra trong các quý tiếp theo. Vì vậy, chúng tôi có thể tiếp tục dự báo các nhà máy thủy điện sẽ có điều kiện thời tiết thuận lợi trong thời gian tới. Trong dài hạn, hiện tượng thời tiết ENSO trung tính diễn ra trong thời gian dài với các kiểu thời tiết cân bằng hơn nên các công ty phát điện cần phải có chiến lược phát điện đa dạng để giảm thiểu rủi ro KQKD thực tế thấp hơn dự báo do sản lượng thủy điện biến động.

### Tác động lên các cổ phiếu trong danh sách khuyến nghị

QHĐ8 sửa đổi và các nghị định mới ban hành dự kiến tạo ra tiềm năng tăng trưởng đáng kể cho các công ty phát điện trong danh sách khuyến nghị, nhờ dự báo nhu cầu điện cao hơn kỳ vọng và các sáng kiến về mặt chính sách có lợi cho các công ty này. Những thay đổi về mặt chính sách này tạo ra môi trường đầu tư thuận lợi hơn, thúc đẩy các dự án hạ tầng điện và phát triển năng lượng tái tạo.

Quan điểm của HSC:

- GEG (Mua vào; giá mục tiêu 17.800đ)** hưởng lợi lớn từ chính sách hỗ trợ ngành năng lượng tái tạo của Chính phủ. GEG đang có vị thế tốt để tận dụng những sáng kiến của Chính phủ trong việc thúc đẩy năng lượng tái tạo, mở rộng lưới điện và cải thiện cơ chế giá. Các dự án sẽ được triển khai trong thời gian tới bao gồm dự án điện mặt trời Đức Huệ 2 (49 MW) và dự án điện gió VPL 2 (30 MW). Sau khi giá cổ phiếu tăng 21% trong 2 tháng qua, GEG đang giao dịch với P/E trượt dự phóng 1 năm là 13,5 lần, thấp hơn 1,3 độ lệch chuẩn so với bình quân từ năm 2023 ở mức 29,3 lần.
- PC1 (Mua vào; giá mục tiêu 28.000đ)** sẽ mở rộng hoạt động cung cấp các gói thầu EPC (Thiết kế, Cung cấp hàng hóa và Xây lắp), vì các dự án sắp tới về phát triển lưới điện, đường dây truyền tải và cơ sở hạ tầng điện khá lớn, phù hợp với chiến lược điện khí hóa mạnh mẽ của Việt Nam. Việc ưu tiên và nâng cấp lưới điện trong QHĐ8 sửa đổi mang lại cơ hội tăng trưởng mạnh mẽ cho mảng xây dựng liên quan đến điện của PC1. PC1 đang giao dịch với P/E trượt dự phóng 1 năm là 13,3 lần, thấp hơn 1,2 độ lệch chuẩn so với bình quân từ năm 2023 ở mức 20,9 lần.
- REE (Tăng tỷ trọng, giá mục tiêu 77.000đ)** đang mở rộng danh mục đầu tư mảng năng lượng tái tạo bằng cách bổ sung thêm dự án thủy điện Trà Khúc 2 (30 MW tại tỉnh Quảng Ngãi) và nhà máy điện gió Duyên Hải (V1-4 48 MW tại tỉnh Trà Vinh).

Các dự án khác REE có thể phát triển trong lĩnh vực này là V3-5 (96 MW) và V3-7 (200 MW). Công ty đề xuất bổ sung thêm các dự án điện gió V1-4, V3-5 và V3-7 vào Quy hoạch điện 8 điều chỉnh trong năm 2025. Sau khi giá cổ phiếu tăng 13% trong 2 tháng qua, REE đang giao dịch với P/E trượt dự phóng 1 năm là 13,3 lần, thấp hơn 1,2 độ lệch chuẩn so với bình quân từ năm 2023 ở mức 12 lần.

- **PGV (Giảm tỷ trọng; giá mục tiêu 17.000đ)** dự kiến sẽ mở rộng danh mục đầu tư, tập trung vào năng lượng xanh như khí LNG, điện gió ngoài khơi, điện linh hoạt và thủy điện. Các dự án chính bao gồm nhà máy điện khí LNG Long Sơn (3,6-4,5 GW, với 1,5 GW của giai đoạn 1 được triển khai trong giai đoạn 2031-2035), nhà máy thủy điện mở rộng 110MW, nhà máy điện gió ngoài khơi 1GW và nhà máy điện linh hoạt 300MW. HSC dự báo các dự án này sẽ được triển khai trong dài hạn và không phản ánh vào mô hình dự báo lợi nhuận. Sau khi giá cổ phiếu tăng 2% trong 2 tháng qua, PGV đang giao dịch với P/B trượt dự phóng 1 năm là 1,2 lần, thấp hơn 1,4 độ lệch chuẩn so với bình quân từ năm 2023 ở mức 1,4 lần.
- **POW (đang xem xét lại khuyến nghị và giá mục tiêu)** dự báo sẽ tăng trưởng nhờ nhu cầu điện ngày càng tăng và dự kiến nhà máy điện khí Nhơn Trạch 3 và 4 sẽ được đưa vào vận hành trong nửa cuối năm 2025. Do LNG đóng vai trò ngày càng quan trọng trong chiến lược chuyển đổi năng lượng của Việt Nam, công suất hoạt động của POW có thể sẽ tăng cao hơn, từ đó triển vọng lợi nhuận được cải thiện trong những năm tới. Sau khi giá cổ phiếu tăng 13% trong 2 tháng qua, POW đang giao dịch với P/E trượt dự phóng 1 năm là 14,8 lần, thấp hơn 0,9 độ lệch chuẩn so với bình quân từ năm 2023 ở mức 18,7 lần.

## Tuyên bố miễn trách

Bản quyền thuộc về CTCP Chứng khoán Thành phố Hồ Chí Minh (HSC) 2021.

Báo cáo này được HSC hoặc một trong các chi nhánh viết và phát hành để phân phối tại Việt Nam và nước ngoài; phục vụ cho các nhà đầu tư tổ chức chuyên nghiệp là khách hàng của HSC và đồng ý nhận các sản phẩm nghiên cứu phân tích dành cho khách hàng tổ chức của HSC. Nếu quý độc giả không thuộc đối tượng nhà đầu tư nói trên, báo cáo này sẽ không nhằm phục vụ quý độc giả và quý độc giả không nên đọc hoặc dựa vào nội dung báo cáo này.

Báo cáo nghiên cứu này được viết với mục tiêu duy nhất là cung cấp những thông tin khái quát đến nhà đầu tư tổ chức. Báo cáo này không nhằm tới những mục tiêu đầu tư cụ thể, tình trạng tài chính cụ thể hay nhu cầu cụ thể của bất kỳ người nào nhận được hoặc đọc báo cáo này. Nhà đầu tư phải có quyết định của riêng mình dựa trên tình hình tài chính và mục tiêu đầu tư cụ thể của mình. Các thông tin cũng như ý kiến trong báo cáo không mang tính chất mời chào mua hay bán bất cứ chứng khoán, quyền chọn, hợp đồng tương lai hay công cụ phái sinh nào tại bất kỳ lãnh thổ có quyền tài phán nào. Đồng thời, các thông tin cũng như ý kiến trong báo cáo cũng không nhằm mục đích quảng cáo cho bất cứ công cụ tài chính nào.

Ý kiến, dự báo và ước tính chỉ thể hiện quan điểm của người viết tại thời điểm phát hành, không được xem là quan điểm của HSC và có thể thay đổi mà không cần thông báo. HSC có thể đưa ra khuyến nghị hoặc nhận định khác đối với các đối tượng nhà đầu tư không đồng ý với nội dung của báo cáo này. HSC không có nghĩa vụ phải cập nhật, sửa đổi báo cáo này dưới mọi hình thức cũng như thông báo với người đọc trong trường hợp các quan điểm, dự báo và ước tính trong báo cáo này thay đổi hoặc trở nên không chính xác. Thông tin trong báo cáo này được thu thập từ nhiều nguồn khác nhau và chúng tôi không đảm bảo về sự hoàn chỉnh cũng như độ chính xác của thông tin.

HSC có thể sử dụng các nghiên cứu trong báo cáo này cho hoạt động mua bán chứng khoán tự doanh hoặc mua bán chứng khoán cho các quỹ mà HSC đang quản lý. HSC có thể giao dịch cho chính công ty theo những gợi ý về giao dịch ngắn hạn của các chuyên gia phân tích trong báo cáo này và cũng có thể tham gia vào các giao dịch chứng khoán trái ngược với ý kiến tư vấn và quan điểm thể hiện trong báo cáo này. Nhân viên của HSC có thể có lợi ích tài chính ở những chứng khoán được đề cập trong báo cáo này hoặc các công cụ có liên quan. HSC có thể có nghiệp vụ ngân hàng đầu tư hoặc tìm kiếm mối quan hệ hợp tác kinh doanh với những công ty được đề cập đến trong báo cáo này.

Nhà đầu tư phải lưu ý rằng giá và khối lượng giao dịch của các công cụ tài chính luôn biến động, có thể lên hoặc xuống. Những diễn biến trong quá khứ, nếu có, không hàm ý cho những kết quả tương lai.

Báo cáo này là tài sản của HSC và không được công bố rộng rãi ra công chúng, vì vậy không ai được phép sao chép, tái sản xuất, phát hành cũng như tái phân phối bất kỳ nội dung nào của báo cáo hay toàn bộ báo cáo vì bất kỳ mục đích nào nếu không có văn bản chấp thuận của HSC. Mọi cá nhân, tổ chức sẽ chịu trách nhiệm đối với HSC về bất kỳ tổn thất hoặc thiệt hại nào mà HSC hoặc khách hàng của HSC phải chịu do bất kỳ hành vi vi phạm theo Tuyên bố miễn trách này và theo quy định của pháp luật.

### Giải thích các mức đánh giá cổ phiếu dành cho khách hàng tổ chức

Mua vào: Kỳ vọng tăng giá trên 20% trong khoảng thời gian 12 tháng  
Tăng tỷ trọng: Kỳ vọng tăng giá từ 5% đến 20% trong khoảng thời gian 12 tháng  
Nắm giữ: Kỳ vọng tăng giá hoặc giảm giá dưới 5% trong khoảng thời gian 12 tháng  
Giảm tỷ trọng: Kỳ vọng giảm giá từ 5% đến 20% trong khoảng thời gian 12 tháng  
Bán ra: Kỳ vọng giảm giá trên 20% trong khoảng thời gian 12 tháng



CÔNG TY CHỨNG KHOÁN TỐT NHẤT VÀ ĐỘI NGŨ PHÂN TÍCH HÀNG ĐẦU VIỆT NAM  
Được trao bởi Finance Asia, Asiamoney, Institutional Investor & Thomson Reuters

#### TRỤ SỞ CHÍNH

Tầng 5 & 6, Tòa nhà AB  
76 Lê Lai, Quận 1, TPHCM  
T: (+84 28) 3823 3299  
F: (+84 28) 3823 3301

#### CHI NHÁNH HÀ NỘI

Tầng 2, Tòa nhà Cornerstone  
16 Phan Chu Trinh, Quận Hoàn Kiếm  
T: (+84 24) 3933 4693  
F: (+84 24) 3933 4822

E: [info@hsc.com.vn](mailto:info@hsc.com.vn) W: [www.hsc.com.vn](http://www.hsc.com.vn)