



## CẬP NHẬT NGÀNH ĐIỆN QUY HOẠCH ĐIỆN VIII MỞ RA NHIỀU CƠ HỘI

Kính gửi Quý khách hàng,

Điện là ngành hạ tầng quan trọng trong quá trình phát triển bền vững kinh tế - xã hội của đất nước. Thời gian qua, nhiều chính sách mới liên quan đến ngành điện đã được ban hành. Trong đó, đáng chú ý là Quy hoạch điện VIII chính thức phê duyệt, tạo hành lang pháp lý cho việc triển khai các dự án thời gian tới, từ đó mở ra nhiều cơ hội đầu tư trên thị trường chứng khoán. Agriseco Research kính gửi Quý khách hàng báo cáo "Cập nhật ngành điện".

Kính chúc Quý khách đầu tư hiệu quả!

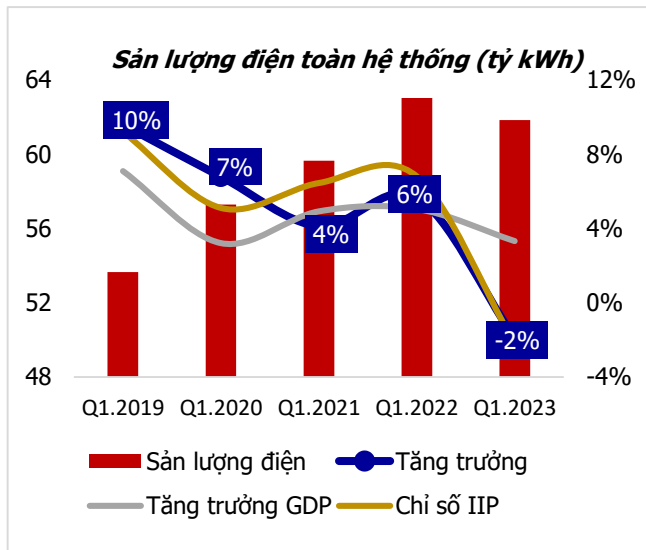
### I. Cập nhật ngành điện Q1.2023

#### ❖ Tổng quan

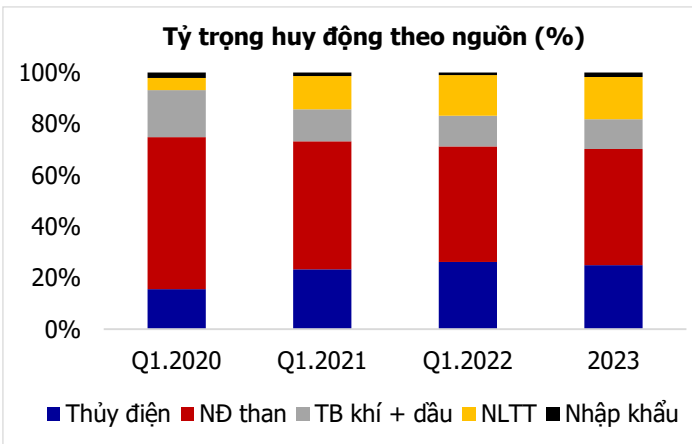
**Sản lượng điện toàn hệ thống thấp hơn trong bối cảnh tăng trưởng kinh tế chậm lại:** Trong Q1.2023, sản lượng điện toàn hệ thống đạt 61,83 tỷ kWh, giảm 1,6% yoy. Nguyên nhân xuất phát từ tăng trưởng GDP giảm tốc xuống 3,3% yoy – mức thấp thứ 2 trong vòng 12 năm qua, chủ yếu do hoạt động sản xuất công nghiệp (chiếm trên 50% tổng nhu cầu sử dụng điện) suy yếu. Song tín hiệu tích cực đến từ sự hồi phục của nhóm ngành thâm dụng điện như sắt thép với mức tăng trưởng 9% yoy. Cộng hưởng với thời tiết nắng nóng sẽ thúc đẩy nhu cầu điện của nhóm tiêu dùng dân cư (chiếm khoảng 38% nhu cầu tiêu thụ điện), Agriseco Research kỳ vọng sản lượng điện sẽ cải thiện trong các quý tới.

**Về cơ cấu nguồn:** Trong Q1.2023, điện than duy trì tỷ trọng cao nhất với 45,3%, tăng 0,3% so với cùng kỳ. Tỷ trọng điện NLTT tăng 0,6% so với cùng kỳ lên 16,5%, được hỗ trợ chính bởi tăng trưởng của nhóm điện gió. Trái lại, nhóm thủy điện ghi nhận mức giảm 1,2% so với cùng kỳ, chiếm tỷ trọng 24,9% tổng sản lượng do thời tiết chuyển dần sang pha EL Nino ảnh hưởng tới lưu lượng nước trong hồ.

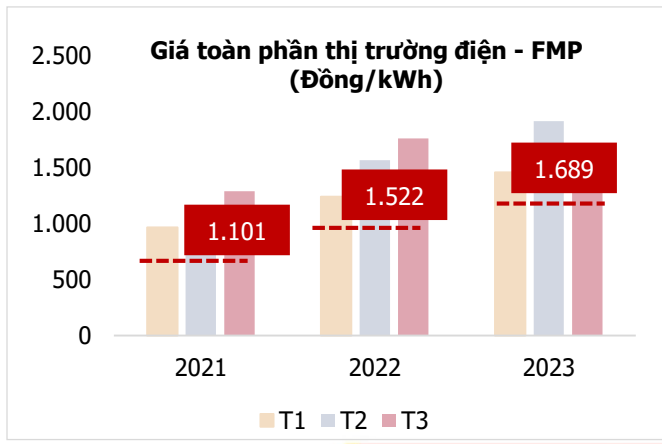
**Giá điện toàn phần (FMP):** Giá FMP trung bình 3 tháng đầu năm đạt 1.689 đồng/kWh, tăng 9% yoy. Chúng tôi cho rằng giá điện toàn phần sẽ tiếp tục neo ở mức cao trong thời gian tới khi tỷ lệ huy động các nguồn nhiệt điện giá cao tăng.



Nguồn: EVN, GSO, Agriseco Research tổng hợp



Nguồn: EVN, PGV, Agriseco Research tổng hợp



## ❖ Kết quả kinh doanh Q1.2023 và kế hoạch năm 2023

### ➤ Kết quả kinh doanh sụt giảm trong Q1.2023.

Thống kê 44 doanh nghiệp điện trên 3 sàn, tổng doanh thu đạt 39.800 tỷ đồng (+5% yoy) và LNST đạt 5.250 tỷ đồng (-14% yoy). Nguyên nhân xuất phát từ sự suy giảm lợi nhuận của nhóm thủy điện và nhiệt điện than.

### ✓ Nhóm thủy điện tăng trưởng âm do điều kiện thời tiết bất lợi.

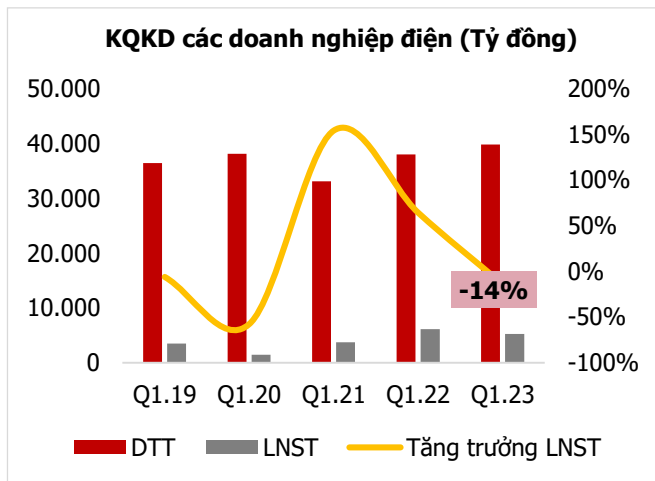
Chu kỳ La Lina dần kết thúc với lượng mưa ít (lưu lượng nước trung bình về hồ 4 tháng đầu năm của các hồ thủy điện phía Bắc bằng khoảng 60-70% so với trung bình nhiều năm) khiến các doanh nghiệp thủy điện hầu hết ghi nhận LNST tăng trưởng âm từ 10% - 75% so với mức nền cao cùng kỳ. Dù vậy, vẫn có một số ít doanh nghiệp như CTCP Thủy điện Vĩnh Sơn - Sông Hinh (VSH) ghi nhận LNST tăng 18%.

### ✓ Nhóm điện than chịu ảnh hưởng từ giá nhiên liệu đầu vào tăng cao.

Mặc dù doanh thu ghi nhận mức tăng trưởng trung bình 10% yoy do giá bán điện và sản lượng huy động cao hơn song nhóm điện than vẫn ghi nhận LNST giảm mạnh từ 20% - 96% do giá than đầu vào ở mức cao. Giá than hiện tại đã hạ nhiệt khoảng 65% từ đỉnh song vẫn cao gấp 2,5 lần so với thời điểm trước dịch (2019).

### ➤ Kế hoạch kinh doanh năm 2023 đi lùi.

Đa phần các doanh nghiệp điện đều đặt kế hoạch lợi nhuận tăng trưởng âm trong năm 2023. Đối với nhóm thủy điện nguyên nhân do điều kiện thời tiết bất lợi ảnh hưởng đến sản lượng huy động. Đối với nhóm nhiệt điện xuất phát từ sự lo ngại biến động của nguồn cung và giá than sẽ ảnh hưởng đến đầu vào của doanh nghiệp.



Nguồn: Agriseco Research tổng hợp



Nguồn: tradingeconomics

DN	Nhóm	LN Q1.22	LN Q1.23	% yoy	KHLN 2023	% yoy
GHC	Thủy điện	57,23	41,47	-28%	93	-41%
SHP		61,48	15,34	-75%	255	-21%
SJD		29,20	19,20	-34%	-	-
TBC		88,39	79,27	-10%	235	-38%
VSH		403,85	476,65	18%	856	-32%
HND	Nhiệt điện	258,10	10,15	-96%	566	4%
PPC		80,4	39,9	-50%	267	-52%
QTP		345,89	143,94	-58%	440	-42%
NT2		159,58	233,82	47%	473	-46%
POW		803,48	649,98	-19%	1.118	-56%
GEG	NLTT	173,67	103,67	-40%	155	-58%
REE		955,36	1054,78	10%	2.700	+0,3%
HDG		295,75	357,28	21%	971	-29%

Nguồn: Agriseco Research tổng hợp

## II. Các yếu tố tác động đến ngành điện

### ❖ Cơ chế giá mới cho các dự án năng lượng tái tạo chuyển tiếp thấp hơn giá FIT

Ngày 07/01/2023, Bộ Công Thương đã công bố Quyết định số 21/QĐ-BCT ban hành khung giá phát điện nhà máy điện mặt trời và điện gió chuyển tiếp. Khung giá này áp dụng cho 85 dự án bao gồm các dự án đã xây dựng nhưng không kịp thời hạn hưởng giá FIT ưu đãi (31/12/2020 với điện mặt trời và 31/10/2021 với điện gió) và các dự án mới đang trong quá trình triển khai. Trong đó có 77 nhà máy điện gió với tổng công suất 4.185,4 MW và 8 nhà máy điện mặt trời với tổng công suất 506,66 MW.

Theo EVN, tính đến ngày 02/06/2023, trong 85 dự án NLTT chuyển tiếp có 40 dự án đã được Bộ Công Thương phê duyệt giá tạm tính và ký PPA; có 9 dự án đã công nhận COD, giúp các doanh nghiệp giảm bớt gánh nặng chi phí. Nhà đầu tư có thể tham khảo danh sách chi tiết [tại đây](#).

Loại hình nhà máy	Giá trần, không tính VAT (VNĐ/kWh)	Giá quy đổi* (cent/kWh)	Giá FIT (cent/kWh)	Thay đổi	Suất đầu tư (triệu USD/MW)
Điện mặt trời mặt đất	1.184,90	5,05	7,09	-29%	0,9
Điện mặt trời nổi	1.508,27	6,42	8,38	-23%	0,9
Điện gió trong đất liền	1.587,12	6,76	8,50	-20%	1,6
Điện gió trên biển	1.815,95	7,73	9,80	-21%	1,9

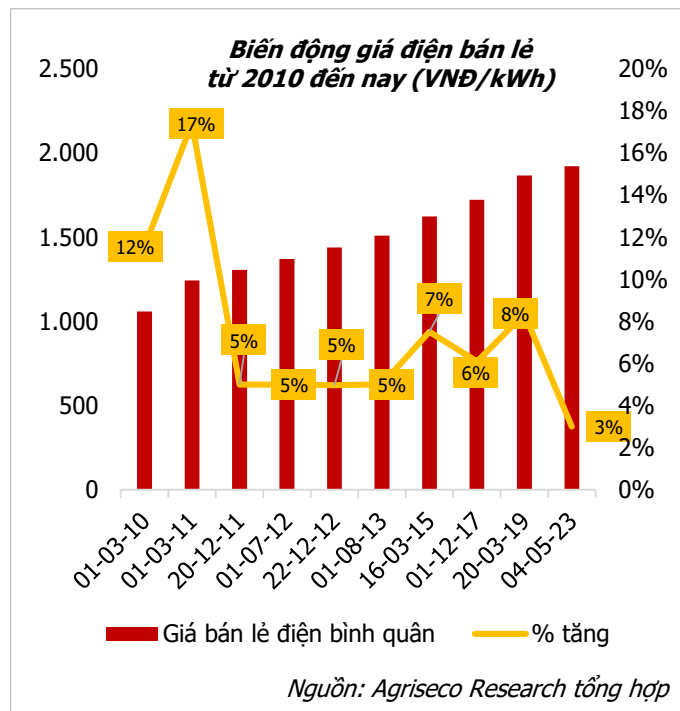
\*Giá quy đổi tính theo tỷ giá USD / VND: 23.480 tại ngày 26/05/2023

Nguồn: Agriseco Research tổng hợp

### ❖ Tăng giá điện bán lẻ

Theo Bộ Công thương, giá thành sản xuất điện năm 2022 của EVN tăng hơn 9% so với giá bán lẻ điện khiến tập đoàn ghi nhận khoản lỗ trên 26.000 tỷ đồng. Nguyên nhân chủ yếu do giá than đầu vào tăng cao (gấp 4-5 lần cùng kỳ) trong khi giá bán lẻ điện đã không điều chỉnh tăng 4 năm nay. Trước tình trạng mất cân đối tài chính của EVN, Ngày 03/02/2023, Bộ Công thương đã ban hành khung giá điện bán lẻ mới, đạt 1.826-2.444 đồng/kWh, tăng 220-538 đồng/kWh so với khung giá cũ, làm cơ sở xác định giá điện bán lẻ.

Từ ngày 04/05/2023, giá bán lẻ điện bình quân điều chỉnh tăng 3% so với giá hiện hành đạt 1.920,4 đồng/kWh (chưa bao gồm VAT). Theo ước tính của EVN, việc điều chỉnh giá điện bán lẻ tăng 3% giúp tập đoàn thu thêm 8.000 tỷ đồng (chưa bằng 1/3 khoản lỗ 26.000 tỷ đồng trong năm 2022). Trong khi đó, chu kỳ El Nino mạnh lên làm tăng nhu cầu huy động nguồn nhiệt điện giá cao khiến EVN có khả năng lỗ tiếp. Do đó, EVN đề xuất tiếp tục nâng giá bán lẻ điện vào tháng 9.



## ❖ Quy hoạch điện VIII tạo hành lang pháp lý phát triển nhiều dự án

Ngày 15/05/2023, Quy hoạch điện VIII chính thức được Chính phủ phê duyệt với mục tiêu bảo đảm vững chắc an ninh năng lượng quốc gia, đáp ứng yêu cầu phát triển kinh tế - xã hội và công nghiệp hóa, hiện đại hóa đất nước. Quy hoạch điện VIII đẩy mạnh phát triển năng lượng tái tạo, đồng thời giảm thiểu nguồn nhiệt điện theo lộ trình chuyển đổi nhiên liệu các nhà máy để đạt mục tiêu phát thải ròng bằng "0" vào năm 2050.

### ➤ Cơ cấu nguồn ưu tiên điện gió và điện khí:

✓ **Thủy điện:** Tổng công suất các nguồn thủy điện bao gồm thủy điện nhỏ dự kiến đạt 29.346 MW năm 2030 và đạt 36.016 MW năm 2050. Tỷ trọng trong cơ cấu nguồn điện giảm từ 28% năm 2022 về 20% năm 2030; về 7% năm 2050.

✓ **Điện gió:** Đẩy mạnh phát triển điện gió trên bờ và ngoài khơi phục vụ nhu cầu trong nước và xuất khẩu. Tổng công suất điện gió dự kiến đạt 27.880 MW năm 2030 và đạt 130.050 MW – 168.550 MW. Tỷ trọng trong cơ cấu nguồn điện tăng từ 5% năm 2022 lên 19% năm 2030 và 29% năm 2050.

✓ **Điện mặt trời:** Phát triển vượt quy hoạch trong giai đoạn 2019 – 2021 do hưởng lợi từ giá FIT dẫn đến quá tải lưới điện. Do đó, các dự án chưa giao chủ đầu tư, trước mắt sẽ bị trì hoãn và xem xét sau năm 2030. Công suất điện mặt trời dự kiến đạt 12.836 MW năm 2030 và đạt 168.594 MW – 189.294 MW năm 2050. Tỷ trọng trong cơ cấu nguồn điện giảm từ 21% năm 2022 xuống 9% năm 2030 và tăng lên 34% năm 2050.

✓ **Điện than:** Chỉ thực hiện tiếp các dự án đã có trong Quy hoạch điện VII điều chỉnh và đang đầu tư xây dựng đến năm 2030, định hướng đến năm 2050 không còn sử dụng than để phát điện. Công suất điện than cực đại vào năm 2030 đạt 30.127 MW chiếm tỷ trọng trong cơ cấu nguồn điện 20%, giảm so với mức 33% năm 2022.

✓ **Điện khí:** Tỷ trọng trong cơ cấu nguồn điện tăng từ 11% năm 2022 lên 25% năm 2030 và giảm về 15% năm 2050.

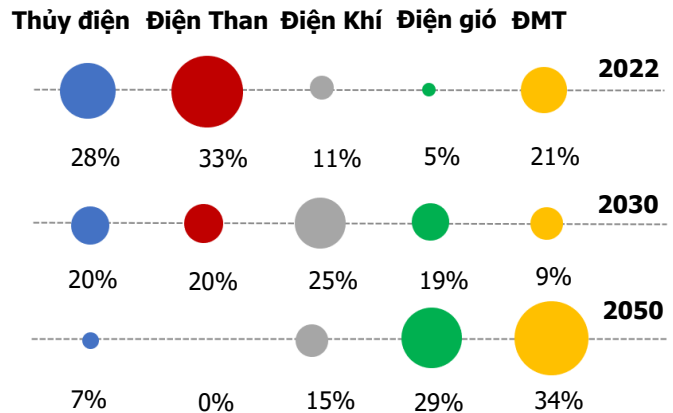
- **Nhiệt điện khí trong nước:** Ưu tiên sử dụng tối đa khí trong nước cho phát điện. Năm 2030, tổng công suất các nhà máy sử dụng khí trong nước đạt 14.930 MW. Định hướng đến năm 2050, khoảng 7.900 MW tiếp tục sử dụng khí trong nước hoặc chuyển sang sử dụng LNG, và 7.030 MW dự kiến chuyển sang hẳn sử dụng hydro hoàn toàn.

- **Nhiệt điện LNG:** Hạn chế phát triển các nguồn điện sử dụng LNG nếu có phương án thay thế để giảm phụ thuộc vào nhiên liệu nhập khẩu. Đến năm 2030, tổng công suất các nguồn điện LNG tối đa đạt 22.400 MW. Định hướng năm 2050, các nhà máy sử dụng LNG chuyển dần sang sử dụng hydro, tổng công suất đạt 25.400 MW.

### ➤ Nhu cầu vốn đầu tư lớn

✓ **Giai đoạn 2021 – 2030:** Tổng vốn đầu tư dự kiến 134,7 tỷ USD, trong đó đầu tư cho nguồn điện khoảng 119,8 tỷ USD (trung bình 12 tỷ USD/năm); lưới điện truyền tải khoảng 14,9 tỷ USD (trung bình khoảng 1,5 tỷ USD/năm).

✓ **Giai đoạn 2031 – 2050:** Tổng vốn đầu tư dự kiến 399,2 – 523,1 tỷ USD, trong đó đầu tư cho nguồn điện khoảng 364,4 – 511,2 tỷ USD (trung bình khoảng 18,2 – 24,2 tỷ USD/năm); lưới điện truyền tải khoảng 34,8 – 38,6 tỷ USD (trung bình khoảng 1,7 – 1,9 tỷ USD/năm).



Nguồn: Quy hoạch điện VIII, Agriseco Research tổng hợp

## ❖ Quy hoạch điện VIII tạo hành lang pháp lý phát triển nhiều dự án (Tiếp)

➤ **Quy hoạch điện VIII đặt mục tiêu tăng trưởng sản lượng điện toàn hệ thống ổn định.** Với giả định tăng trưởng GDP bình quân đạt khoảng 7%/năm trong giai đoạn 2021 – 2030 và khoảng 6,5 - 7,5%/năm trong giai đoạn 2031 – 2050, Quy hoạch điện VIII đặt mục tiêu sản lượng điện sản xuất và nhập khẩu năm 2025 khoảng 378,3 tỷ kWh; năm 2030 khoảng 567,0 tỷ kWh; đến năm 2050 khoảng 1.224,3 - 1.378,7 tỷ kWh. Tương ứng, tốc độ tăng trưởng kép sản lượng điện toàn hệ thống đạt 10% trong giai đoạn 2021 – 2025; đạt 8% trong giai đoạn 2025 – 2030 và đạt 4% - 4,5% trong giai đoạn 2030 – 2050.

Chi tiêu	2021	2025F	2030F	2050F
<b>GDP</b>		7%/năm		6,5 – 7,5 %/năm
<b>Sản lượng</b>	256,7	378,3	567,0	1378,7
<b>CAGR</b>		10%	8%	4,5%

➤ **Quy hoạch điện VIII đã có một số thay đổi qua các bản dự thảo nhằm hướng tới cam kết đưa mức phát thải ròng đến năm 2050 về 0.** Về cơ cấu nguồn, giảm dần tỷ trọng điện than và tăng tỷ trọng nguồn điện gió và điện khí (ưu tiên sử dụng điện khí trong nước). Về nhu cầu vốn đầu tư, có xu hướng tăng lên trong đó cơ cấu nguồn vốn dịch chuyển dần sang đầu tư cho nguồn điện. Những thay đổi này phù hợp nhằm hướng tới sử dụng tối đa năng lượng xanh trong cơ cấu nguồn phát.

Bản	Dự thảo T2/2021		Dự thảo T12/2022		Chính thức T5/2023	
<b>Công suất giai đoạn 2021 - 2030</b>						
Chỉ tiêu	MW	Tỷ trọng	MW	Tỷ trọng	MW	Tỷ trọng
<b>Tổng công suất điện quốc gia</b>	<b>147.522</b>	<b>100%</b>	<b>156.444</b>	<b>100%</b>	<b>150.489</b>	<b>100%</b>
<b>Thủy điện</b>	24.792	17%	28.946	19%	29.346	20%
<b>Nhiệt điện than</b>	39.783	27%	30.127	19%	30.127	20%
<b>Nhiệt điện khí trong nước</b>	10.636	7%	14.930	10%	14.930	10%
<b>Nhiệt điện sử dụng khí LNG</b>	21.247	14%	24.500	16%	22.400	20%
<b>Điện gió</b>	19.080	13%	28.480	18%	27.880	19%
<b>Điện mặt trời</b>	20.140	14%	16.491	11%	12.836	9%
<b>Nhu cầu vốn đầu tư giai đoạn 2021 - 2030</b>						
Chỉ tiêu	Tỷ USD	Tỷ trọng	Tỷ USD	Tỷ trọng	Tỷ USD	Tỷ trọng
<b>Tổng vốn</b>	<b>128</b>	<b>100%</b>	<b>105 – 142</b>	<b>100%</b>	<b>135</b>	<b>100%</b>
<b>Nguồn điện</b>	95	74%	89 – 126	87%	120	89%
<b>Lưới điện</b>	33	26%	15 – 16	13%	15	11%

Nguồn: Dự thảo QHĐ VIII, QHĐ VIII chính thức, Agriseco Research tổng hợp

## ❖ Quy hoạch điện VIII tạo hành lang pháp lý phát triển nhiều dự án (Tiếp)

**Đánh giá:** Quy hoạch điện VIII được phê duyệt tạo hành lang pháp lý cho việc triển khai nhiều dự án. Chủ trương phát triển năng lượng xanh và cắt giảm nguồn nhiên liệu hóa thạch phù hợp với xu thế chung toàn cầu. Song việc cơ sở hạ tầng kỹ thuật chưa đáp ứng được công suất nguồn phát (điển hình là điện mặt trời) sẽ là thách thức đối với ngành điện trong việc hoàn thành mục tiêu đề ra. Đối với các doanh nghiệp trong ngành, Quy hoạch điện VIII mang tính định hướng và có tầm nhìn dài hạn do đó sẽ chưa có tác động rõ ràng đến KQKD của các doanh nghiệp trong năm 2023.

Nhóm	Ngắn hạn (2023 – 2024)	Trung hạn (Tới 2030)	Dài hạn (2031 - 2050)
<b>Điện gió</b>	<b>Trung lập:</b> Các dự án điện gió chuyển tiếp sẽ kém hấp dẫn hơn do cơ chế giá bán điện mới thấp hơn 20% so với giá FIT. Song với suất đầu tư trong xu hướng giảm sẽ hỗ trợ lợi nhuận dự án.	<b>Khả quan:</b> Được ưu tiên phát triển thay thế cho điện mặt trời với tỷ trọng trong cơ cấu nguồn phát tăng mạnh từ 5% năm 2022 lên 19% năm 2030	<b>Khả quan:</b> Tỷ trọng trong cơ cấu nguồn điện tiếp tục tăng lên 29% năm 2050.
<b>Điện mặt trời</b>	<b>Kém khả quan:</b> Phát triển nhanh trong giai đoạn 2019 – 2021 dẫn đến quá tải lưới điện. Do đó, các dự án chưa giao chủ đầu tư, trước mắt sẽ bị trì hoãn và xem xét sau năm 2030.	<b>Kém khả quan:</b> Tỷ trọng trong cơ cấu nguồn điện giảm mạnh từ 21% năm 2022 xuống 9% năm 2030.	<b>Trung lập:</b> Đến năm 2050, điện mặt trời đạt mục tiêu tăng trưởng công suất trở lại, chiếm tỷ trọng cao nhất với 34% trong cơ cấu nguồn phát song triển vọng còn phụ thuộc vào phát triển hạ tầng cần thể theo kịp công suất phát.
<b>Thủy điện</b>	<b>Kém khả quan:</b> Thời tiết được dự báo chuyển sang pha El Nino từ H2.2023 và có thể kéo dài hết năm 2024 với lượng mưa giảm đáng kể là yếu tố bất lợi đối với nhóm thủy điện.	<b>Trung lập:</b> Thủy điện vừa và lớn đã hết tiềm năng khai thác nên sẽ tập trung vào thủy điện nhỏ. Tỷ trọng trong cơ cấu nguồn điện giảm từ 28% (năm 2022) xuống 20% (năm 2030) Triển vọng kinh doanh nhóm thủy điện chủ yếu phụ thuộc vào điều kiện thời tiết.	<b>Trung lập:</b> Tỷ trọng tiếp tục giảm xuống 7% năm 2050.
<b>Điện than</b>	<b>Khả quan:</b> Khả năng phát điện từ nguồn thủy điện giảm, kỳ vọng sản lượng từ nhiệt điện than tăng	<b>Trung lập:</b> Mặc dù công suất nguồn giảm từ 33% năm 2022 về 20% năm 2030, song vẫn là một phần trọng yếu của hệ thống điện quốc gia (dự kiến chiếm trên 1/3 tổng sản lượng sản xuất năm 2030 )	<b>Kém tích cực:</b> Với mục tiêu phát thải ròng bằng "0" vào năm 2050, tỷ trọng nguồn điện than trong cơ cấu điện có xu hướng giảm dần và đến năm 2050 không còn sử dụng điện than để phát điện
<b>Điện khí</b>	<b>Khả quan:</b> (1) Khả năng phát điện từ nguồn thủy điện giảm, kỳ vọng sản lượng từ nhiệt điện khí tăng (2) Giá khí đầu vào trong xu hướng giảm	<b>Khả quan:</b> Nhiệt điện khí được ưu tiên phát triển thay thế nhiệt điện than với tỷ trọng trong cơ cấu nguồn điện tăng từ mức 11% năm 2022 lên 25% năm 2030	<b>Trung lập:</b> Đến năm 2050, chính phủ định hướng các nhà máy sử dụng khí LNG chuyển dần sang sử dụng khí Hydro do đó điện khí LNG vẫn đối mặt với cắt giảm trong tương lai. Tỷ trọng nguồn điện khí giảm về 15% năm 2050.
<b>Xây lắp điện</b>	<b>Khả quan:</b> Vốn đầu tư trung bình cho hệ thống lưới điện tăng từ 1,5 tỷ USD/năm giai đoạn 2021 – 2030 lên 1,9 tỷ USD/năm giai đoạn 2031 – 2050 tạo động lực tăng trưởng doanh thu cho các doanh nghiệp xây lắp, tư vấn khi các gói thầu thi công lưới điện tăng.		

## III. Cơ hội đầu tư giai đoạn 2023 - 2024

Trong giai đoạn 2023 – 2024, chúng tôi kỳ vọng nhóm nhiệt điện, điện gió và xây lắp điện sẽ được hưởng lợi nhờ các yếu tố hỗ trợ hoạt động sản xuất kinh doanh như điều kiện thời tiết, chi phí đầu vào trong xu hướng giảm và định hướng phát triển theo Quy hoạch điện VIII. Cụ thể:

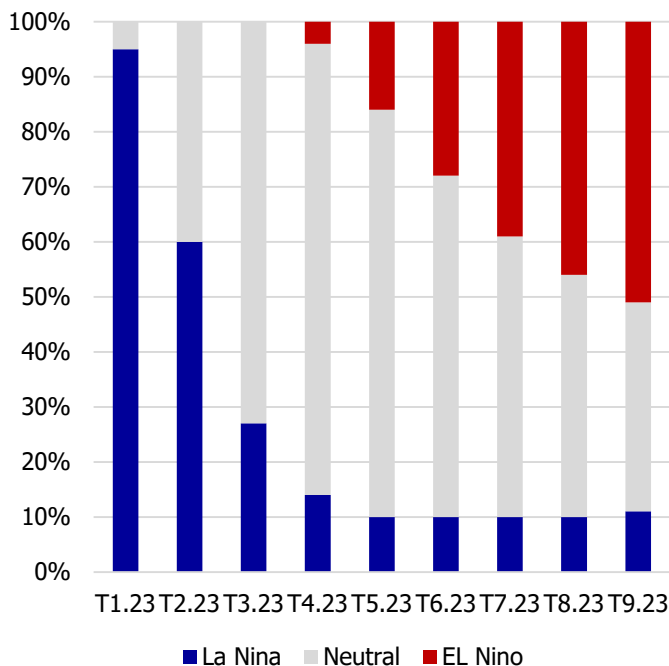
### ❖ Nhóm nhiệt điện – Yếu tố thời tiết thuận lợi

Theo NOAA, hiện tượng EL Nino sẽ diễn ra từ H2.2023 với lượng mưa giảm đáng kể so với giai đoạn 2020-2022. Bộ Tài nguyên và Môi trường dự báo tổng lưu lượng dòng chảy đến các hồ chứa lớn sẽ thấp hơn từ 15 – 40% so với trung bình nhiều năm. Theo đó, khả năng phát từ nguồn thủy điện sẽ giảm tạo điều kiện tăng sản lượng huy động và giá bán cho nhóm nhiệt điện.

**Nhiệt điện than:** Về công suất nguồn, dự kiến sẽ được bổ sung thêm 2.632 MW trong năm 2023, nâng tỷ trọng điện than từ 33% (năm 2022) lên 34% trong cơ cấu nguồn phát. Về sản lượng huy động, điện than chiếm tỷ trọng cao nhất 45,3% trong Q1.2023 và kỳ vọng tiếp tục tăng để đáp ứng nhu cầu điện, đặc biệt là khu vực miền Bắc khi bước vào mùa cao điểm nắng nóng. Song, nhóm điện than vẫn phải đối mặt với các rủi ro sau: (1) Thiếu hụt than và giá đầu vào tăng. Theo TKV, năng lực sản xuất của tập đoàn chỉ đáp ứng được 40 – 45% tổng nhu cầu than trong nước (2) Quy hoạch điện VIII định hướng cắt giảm dần điện than trong cơ cấu nguồn phát, tiến tới loại bỏ hoàn toàn vào năm 2050.

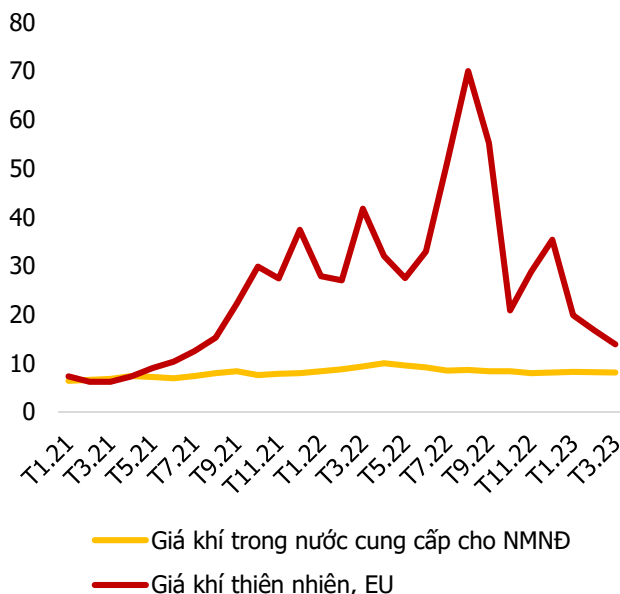
**Nhiệt điện khí:** Đẩy mạnh phát triển tới năm 2030 với tỷ trọng nguồn phát tăng từ 11% năm 2022 lên 25% năm 2030 để thay thế điện than. Trong ngắn hạn, giá khí nội địa duy trì ổn định cùng giá khí thế giới hạ nhiệt khoảng 80% từ đỉnh giúp các doanh nghiệp điện khí tăng khả năng cạnh tranh so với các nguồn điện khác.

ENSO Forecast



Nguồn: NOAA

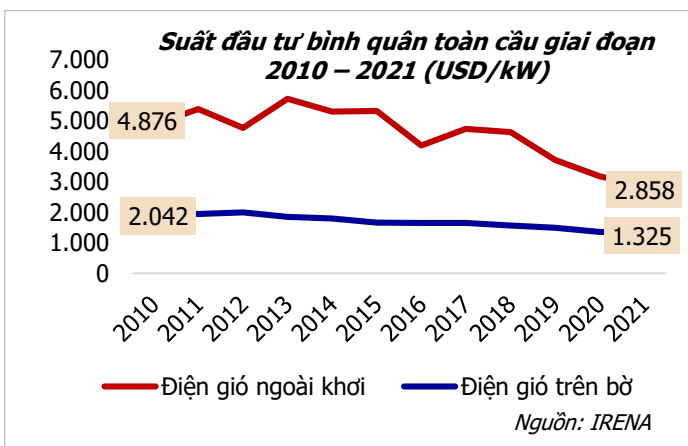
Giá khí trong nước và thế giới



Nguồn: PGV, Economic Data

## ❖ Nhóm điện gió – Mũi nhọn phát triển theo Quy hoạch điện VIII

**Chi phí đầu tư giảm:** Suất đầu tư bình quân của các nhà máy điện gió đã giảm đáng kể trong vòng hơn 10 năm qua. Cụ thể, suất đầu tư nhà máy điện gió ngoài khơi và điện gió trên bờ năm 2021 lần lượt là 2.858 USD/kW và 1.325 USD/kW giảm 41% và 35% so với năm 2010. Cơ quan Năng lượng Tái tạo Quốc tế (IRENA) dự báo tổng chi phí lắp đặt của các dự án điện gió sẽ tiếp tục giảm khoảng 40% vào năm 2030 và 50% vào năm 2050 so với năm 2021. Chi phí đầu tư thấp hơn sẽ hỗ trợ lợi nhuận của các doanh nghiệp sản xuất điện gió trong bối cảnh giá bán theo cơ chế mới thấp hơn khoảng 20% so giá FIT.



**Công suất nguồn được đẩy mạnh:** Với mục tiêu phát triển hàng đầu trong Quy hoạch điện VIII, tỷ trọng nguồn điện gió tăng từ mức 5% năm 2022 lên 19% năm 2030 và 29% năm 2050. Trong đó, điện gió trên bờ sẽ tăng trưởng kép 20% giai đoạn 2022 - 2030 và 6% trong giai đoạn 2030 - 2050. Về điện gió ngoài khơi, dự kiến từ nay đến 2030, Việt Nam sẽ phát triển 6.000 MW và tăng trưởng kép 15% trong giai đoạn 2030 - 2050.

## ❖ Nhóm tư vấn và xây lắp điện – Nhu cầu xây dựng lưới điện còn nhiều dư địa

Để đáp ứng được mục tiêu phát triển năng lượng xanh và giải quyết tình trạng quá tải lưới điện hiện tại, Quy hoạch điện VIII dự kiến vốn đầu tư trung bình cho hệ thống lưới điện lên tới 1,5 tỷ USD/năm giai đoạn 2021 - 2030 và 1,9 tỷ USD/năm giai đoạn 2031 - 2050. Chúng tôi cho rằng nhu cầu đầu tư cho hệ thống lưới điện lớn sẽ tạo động lực tăng trưởng cho các doanh nghiệp xây lắp, tư vấn khi các gói thầu thi công lưới điện tăng tuy nhiên cơ hội sẽ phân hóa vào các doanh nghiệp có năng lực triển khai dự án tốt và tình hình tài chính lành mạnh.

- ✓ **Giai đoạn 2021 – 2030:** Xây dựng mới 49.350 MVA và cải tạo 38.168 MVA trạm biến áp 500 KV; xây dựng mới 12.300 km và cải tạo 1.324 km đường dây 500 KV; xây dựng mới 78.525 MVA và cải tạo 34.997 MVA trạm biến áp 220 KV; xây dựng mới 16.285 km và cải tạo 6.484 km đường dây 220 KV.
- ✓ **Giai đoạn 2031 – 2050:** Xây dựng mới 40.000-60.000 MW dung lượng trạm HVDC và 5.200-8.300 km đường dây HVDC; xây dựng mới 90.900-105.400 MVA và cải tạo 117.900-120.150 MVA trạm biến áp 500 kV; xây dựng mới 9.400-11.152 km và cải tạo 801 km đường dây 500 KV; xây dựng mới 124.875-134.125 MVA và cải tạo 105.375-106.750 MVA trạm biến áp 220 KV; xây dựng mới 11.395-11.703 km, cải tạo 504-654 km đường dây 220 KV.

Kế hoạch phát triển lưới điện	Năm 2021 – 2030				Năm 2031 - 2050			
	Trạm biến áp (MVA)		Đường dây (Km)		Trạm biến áp (MVA)		Đường dây (km)	
	Xây mới	Cải tạo	Xây mới	Cải tạo	Xây mới	Cải tạo	Xây mới	Cải tạo
500KV	49.350	38.168	12.300	1.324	105.400	120.150	11.152	801
220KV	78.525	34.997	16.285	6.484	134.125	106.750	11.703	654
HVDC	Xây mới: 60.000 MW trạm; 8.300 km đường dây							

Nguồn: Quy hoạch điện VIII, Agriseco Research tổng hợp



Mã	Luận điểm	Giá mục tiêu	Upside
<b>POW</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>❖ <b>Kỳ vọng sản lượng huy động tăng trong H2.2023:</b> (1) Nhu cầu điện tăng cao vào mùa cao điểm nắng nóng trong khi sản lượng thủy điện giảm do yếu tố thời tiết sẽ hỗ trợ nhóm nhiệt điện tăng sản lượng (2) Dự kiến tái vận hành tổ máy 1 (600 MW) của nhà máy Vũng Áng 1 trong tháng 8 năm 2023.</li> <li>❖ <b>Giá bán điện trên thị trường cạnh tranh dự báo tiếp tục tăng hỗ trợ biên lợi nhuận:</b> Giá FMP tháng 4/2023 đạt đỉnh 10 năm tại mốc 1.964 đồng/kWh, tăng 10% yoy. Giá FMP dự báo sẽ tiếp tục neo ở mức cao trong thời gian tới khi tỷ lệ huy động các nguồn nhiệt điện giá cao tăng.</li> <li>❖ <b>Động lực tăng trưởng trung và dài hạn đến từ 3 nhà máy LNG mới:</b> Với nguồn điện khí được đẩy mạnh phát triển trong giai đoạn 2021 - 2030 theo Quy hoạch điện VIII, kỳ vọng POW sẽ được hưởng lợi nhờ 3 dự án điện khí LNG mới bao gồm: NT3 (750 MW) dự kiến đi vào vận hành từ Q4.2024; NT4 (750 MW) dự kiến đi vào vận hành Q2.2025 và LNG Quảng Ninh (1.500 MW) sẽ triển khai trong giai đoạn 2025 - 2030. Trong đó, hai nhà máy NT3 và NT4 đang thực hiện đúng tiến độ và dự kiến kí hợp đồng PPA và GSA trong Q3.2023.</li> <li>❖ <b>Khoản bồi thường bảo hiểm sự cố nhà máy Vũng Áng kỳ vọng có thể ghi nhận trong năm nay:</b> Năm 2021, POW đã đạt được thoả thuận số tiền bồi thường lần đầu là 15 triệu USD (ước tính trên 300 tỷ đồng) từ PVI. Trong Q1.2023, POW đã ghi nhận 150 tỷ đồng và kỳ vọng sẽ ghi nhận số tiền còn lại trong H2.2023.</li> </ul>	<b>17.000 đồng/cp</b>	<b>+24%</b>
<b>QTP</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>❖ <b>Hưởng lợi nhờ nhu cầu tiêu thụ điện tăng cao tại miền Bắc:</b> Với tình hình thủy văn kém tích cực, EVN dự báo hệ thống điện miền Bắc thiếu hụt khoảng 1.600 MW – 4.900 MW khi bước vào mùa cao điểm nắng nóng. Trong bối cảnh đó, QTP sẽ được hưởng lợi nhờ sản lượng huy động và giá bán điện tăng.</li> <li>❖ <b>Cổ tức hấp dẫn:</b> QTP duy trì chính sách chi trả cổ tức bằng tiền mặt đều đặn với tỷ suất đạt 12% năm 2022. Với nợ vay dài hạn và chi phí khấu hao giảm dần, chúng tôi kỳ vọng QTP sẽ chi trả cổ tức với tỷ suất cao hơn trong các năm tới.</li> </ul>	<b>20.000 đồng/cp</b>	<b>+20%</b>



Mã	Luận điểm	Giá mục tiêu	Upside
PC1	<ul style="list-style-type: none"> <li>❖ <b>Được hưởng lợi từ nhu cầu xây lắp lưới điện truyền tải lớn.</b> Theo quy hoạch điện VIII, quy mô đầu tư cho hệ thống lưới điện lên tới 1,5 tỷ USD/năm giai đoạn 2021 – 2030 và 1,9 tỷ USD/năm giai đoạn 2031 – 2050. Bên cạnh đó, các dự án NLTT chuyển tiếp đang được thúc đẩy nhanh quá trình đàm phán giá tạm tính, tiến đến ký hợp đồng mua bán điện và đi vào vận hành. Với vị thế doanh nghiệp hàng đầu trong lĩnh vực xây lắp điện, chúng tôi cho rằng PC1 sẽ được hưởng lợi nhờ có nhiều kinh nghiệm và năng lực triển khai dự án tốt.</li> <li>❖ <b>Mảng điện sinh dòng tiền đều đặn.</b> PC1 sở hữu 3 dự án điện gió (144 MW) đúng thời hạn hưởng giá FIT (cao hơn khoảng 20% cơ chế giá mới cho các dự án điện gió chuyển tiếp) và 7 nhà máy thủy điện (169 MW), được hưởng biểu giá tránh cho nhà máy thủy điện nhỏ (cao hơn 20-30% so với giá trong hợp đồng PPA của các dự án thủy điện trên 30 MW). Tốc độ tăng trưởng kép doanh thu mảng điện đạt trên 30% trong giai đoạn 2018 - 2022 với biên lợi nhuận gộp duy trì ở mức ổn định 60%. Hiện PC1 đang tiến hành khảo sát các dự án điện gió trên đất liền, định hướng đến năm 2035 sẽ hợp tác và phát triển thành công 1.000 MW điện gió; nghiên cứu chuẩn bị đầu tư thủy điện Bảo Lạc A (30MW), Thượng Hà (10MW) và điện mặt trời áp mái tại KCN Nhật Bản – Hải Phòng (8MW).</li> </ul>	35.000 đồng/cp	+17%
GEG	<ul style="list-style-type: none"> <li>❖ <b>Mảng điện gió, nhiều tiềm năng tăng trưởng trong trung và dài hạn:</b> GEG sở hữu 3 nhà máy điện gió với tổng công suất 130 MW, đi vào vận hành từ cuối năm 2021 và đều được hưởng giá FIT. Nguồn thu từ mảng này đã có sự gia tăng đáng kể từ 124 tỷ đồng (năm 2021) lên 691 tỷ đồng (năm 2022). Năm 2023, GEG đặt kế hoạch doanh thu mảng điện gió tiếp tục tăng trưởng 12%, chiếm tỷ trọng 47% - cao nhất trong cơ cấu doanh thu bán điện.</li> <li>❖ <b>Mảng điện mặt trời tăng trưởng ổn định:</b> 5 nhà máy điện mặt trời cùng hệ thống điện mặt trời áp mái của GEG có tổng công suất 292 MWp, đều được hưởng giá FIT. Các nhà máy điện mặt trời luôn đảm bảo được tỷ lệ phát điện ở mức tối đa 99,9% và biên LNG duy trì ở mức ổn định 50%.</li> <li>❖ <b>Động lực tăng trưởng từ các dự án mới:</b> Dự án điện gió Tân Phú Đông 1 (100 MW), dự án điện gió VPL 2 (30MW) đã được duyệt giá tạm tính và ký PPA. Trong đó, dự án điện gió Tân Phú Đông 1 chính thức công nhận vận hành thương mại.</li> </ul>	20.000 đồng/cp	+17%

**Phụ lục: Danh mục và tiến độ các dự án nhiệt điện trong QHĐ VIII**

Nhà máy	Công suất (MW)	Giai đoạn đầu tư	Chủ đầu tư
<b>Điện than</b>			
NMNĐ Na Dương II	110	2021-2030	TKV
NMNĐ An Khánh - Bắc Giang	650	2021-2030	Công ty CP Nhiệt điện An Khánh
NMNĐ Vũng Áng II	1330	2021-2030	VAPCO
NMNĐ Quảng Trạch I	1403	2021-2030	EVN
NMNĐ Vân Phong I	1432	2021-2030	Sumitomo Corp (Nhật Bản)
NMNĐ Long Phú I	1200	2021-2030	PVN
<b>Điện khí nhập khẩu LNG</b>			
LNG Quảng Ninh	1500	2021-2030	POW, Colavi , Tokyo GAS , Marubeni
LNG Thái Bình	1500	2021-2030	TTVN Group, Tokyo GAS, Kyushu
LNG Nghi Sơn	1500	2021-2030	Millennium (Hoa Kỳ)
LNG Quảng Trạch II	1500	2021-2030	EVN
LNG Quỳnh Lập/Nghi Sơn	1500	2021-2030	
LNG Hải Lăng giai đoạn 1	1500	2021-2030	T&T group, Hanwha, Kospo, kogas
LNG Cà Ná	1500	2021-2030	
NMNĐ Sơn Mỹ II	2250	2021-2030	AES Group
NMNĐ BOT Sơn Mỹ I	2250	2021-2030	EDF, Sojitz, Kyushu, Pacific Group
LNG Long Sơn	1500	2031-2035	GE, EVNGENCO 3, Tổng công ty Thái Bình Dương, PECC 2, Mitsubishi và TTC.
NMĐ Nhơn Trạch 3 và Nhơn Trạch 4	1624	2021-2030	POW
LNG Hiệp Phước giai đoạn I	1200	2021-2030	Công ty TNHH Hải Linh
LNG Long An I	1500	2021-2030	VinaCapital, GS Energy
LNG Long An II	1500	2031-2035	VinaCapital, GS Energy
LNG Bạc Liêu	3200	2021-2030	Delta Offshore Energy
<b>Điện khí trong nước</b>			
NMNĐ Ô Môn I (Lô B)	1050	2021-2030	
NMNĐ Ô Môn II (Lô B)	1050	2021-2030	Vietracimex – Marubeni
NMNĐ Ô Môn III (Lô B)	1050	2021-2030	PVN
NMNĐ Ô Môn IV (Lô B)	1050	2031-2035	PVN
TBKHH Dung Quất I (CVX)	750	2021-2030	
TBKHH Dung Quất II (CVX)	750	2021-2030	
TBKHH Dung Quất III (CVX)	750	2021-2030	
TBKHH Miền Trung I (CVX)	750	2021-2030	PVN
TBKHH Miền Trung II (CVX)	750	2031-2035	PVN
TBKHH Quảng Trị (Báo Vàng)	340	2021-2030	



**Phụ lục : Danh mục và tiến độ vận hành các nhà máy điện mới năm 2023  
tại quyết định 2976/QĐ – BCT ngày 30/12/2022**

Nhà máy	Tổ máy	Công suất (MW)	Tiến độ vào vận hành	Chủ đầu tư
NĐ Thái Bình II	1	600	T1.2023	PVN
	2	600	T2.2023	
TĐ Hồi Xuân	1	34	T5.2023	VNECO
	2	34	T6.2023	
	3	34	T7.2023	
NĐ Vân Phong 1	1	716	T8.2023	Sumitomo Corporation
	2	716	T12.2023	
TĐ Sông Lô 7	1	12	T4.2023	CTCP Thủy điện sông Lô 7
	2	12	T7.2023	
	3	12	T8.2023	
TĐ Nậm Cúm 4	1	28	T4.2023	Công ty cổ phần thủy điện Nậm Cúm
	2	28	T4.2023	
Điện Rác Sóc Sơn	2	30	T12.2023	Công ty cổ phần Năng lượng môi trường Thiên Ý Hà Nội
TĐ Nậm San 3A	1	69	T1.2023	Tập đoàn Phongsubthavy
TĐ Nậm San 3B	1	45	T1.2023	Tập đoàn Phongsubthavy
TĐ Nam Tai	1	21	T1.2023	
TĐ Nam Sum 3	12	156	T12.2023	
TĐ Nam Sum 1A	10	45	T10.2023	Công ty Cổ phần Điện lực Trung Sơn
TĐ Nam Kong 3	5	54	T5.2023	Công ty Năng lượng Chaleun Sekong
TĐ Nam kong 2	5	66	T5.2023	Công ty Năng lượng Chaleun Sekong
TĐ Nam Emoun	4	129	T4.2023	Chaleun Sekong Energy Co., Ltd
TĐ nhỏ		857		
<b>Tổng cộng</b>		<b>4.298</b>		



## THÔNG TIN LIÊN HỆ

**Trụ sở chính 0246.2762.666**

**Tầng 5 tòa nhà Artex, 172 Ngọc Khánh, P. Giảng Võ, Q. Ba Đình, Hà Nội.**

22 Cơ sở phát triển Dịch vụ tại chi nhánh Agribank khu vực Hà Nội

**Miền Bắc 0243.8687.217**

**Chi nhánh miền Bắc Tầng 3, Tower 1, Times City, 458 Minh Khai, P. Vĩnh Tuy, Q. Hai Bà Trưng, HN**

80 Cơ sở phát triển Dịch vụ đặt tại chi nhánh Ngân hàng Agribank

Bắc Ninh	Tuyên Quang	Nghệ An	Bắc Giang II	Nam Sách	Ngô Quyền
Thái Bình	Thái Nguyên	Lào Cai	Bắc Nam Định	Kinh Môn	Cầm Giang
Hòa Bình	Hải Phòng	Hà Nam	Vĩnh Phúc II	Thanh Miện	Phù Ninh
Hà Giang	Hải Dương	Hải Dương II	Bình Giang	Tứ Kỳ	Đoan Hùng
Sơn La	Quảng Ninh	Bắc Hải Phòng	Vĩnh Phúc	Gia Lộc	Hạ Hòa
Bắc Giang	Nam Định	Nam Nghệ An	Phú Thọ II	Ninh Giang	Kim Thành
Lạng Sơn	Thanh Hóa	Tây Quảng Ninh	Hà Nam II	Thành Đông	Dương Kinh
Đồ Sơn	Trần Phú	TP Hải Dương	Hải An	Mạo Khê	Mai Châu
Thanh Ba	Thanh Hà	Phương Lâm	Hưng Yên	Thuận Thành	Thị Xã Phú Thọ II
Uông Bí	Kiến Thụy	Sông Đà	TP. Bắc Ninh	Nam Ninh Bình	Sông Cầu
Lương Sơn	Kim Bôi	Gia Bình	Lương Tài	Định Hóa	Đông Hỷ
Lạc Sơn	Cao Phong	Yên Phong	Quế Võ	Đại Từ	Lào Cai II
Tân Lạc	Nam Thanh Hoá	Bắc Yên Bái	Phú Lương	Võ Nai	Bắc Kạn
				Tây Nghệ An	Lạc Thủy

**Miền Trung 0236.367.1666**

**Chi nhánh miền Trung Tòa nhà Agribank, số 228 đường 2/9, P. Hòa Cường Bắc, Q.Hải Châu, TP Đà Nẵng.**

23 Cơ sở phát triển Dịch vụ đặt tại chi nhánh Ngân hàng Agribank

Hà Tĩnh	Bình Định	Lâm Đồng	Nam Đà Nẵng	Quảng Bình
Đắk Lắk	Phú Yên	Ninh Thuận	Bắc Đắk Lắk	Bắc Quảng Bình
Quảng Nam	Khánh Hòa	Đắk Nông	Đông Gia Lai	Lâm Đồng 2
Quảng Trị	Gia Lai	Quảng Ngãi	Bình Thuận	
Huế	Kon Tum	Đà Nẵng	Hà Tĩnh II	

**Miền Nam 0283.914.2111**

**Chi nhánh miền Nam 179A Nguyễn Công Trứ (2A Phó Đức Chính), Quận 1, TP. Hồ Chí Minh.**

**PGD Nguyễn Văn Trỗi Số 207 Nguyễn Văn Trỗi, Quận Phú Nhuận, TP. Hồ Chí Minh**

69 cơ sở phát triển dịch vụ đặt tại chi nhánh Ngân Hàng Agribank

Bạc Liêu	Bến Tre	Tân Phú	Bắc Đồng Nai	An Phú	Sài Gòn
Đồng Nai	An Giang	Phan Đình Phùng	Đông Long An	Thủ Đức 2	Chi nhánh 4
Bà Rịa – Vũng Tàu	Sóc Trăng	Thành Đô	TT Sài Gòn	Sóng Thần	Chi nhánh 7
Tây Ninh	Cần Thơ	Vũng Tàu	Chi nhánh 3	Thủ Đức	Phú Nhuận
Đồng Tháp	Bình Dương	LÝ Thường Kiệt	Tân Bình	Bình Phước	Bình Thạnh
Vĩnh Long	KCN Tân Tạo	Nam Đồng Nai	Chi nhánh 11	Củ Chi	Nhà Bè
Tiền Giang	Xuyên Á	Miền Đông	CN Trường Sơn	Chi nhánh 10	Gò Công Tiền Giang
Trà Vinh	Phú Quốc	Chợ Lớn	Tây Sài Gòn	Hóc Môn	Chi nhánh 5
Long An	Bắc Sài Gòn	Chi nhánh 9	Bình Tân	Bắc TP. HCM	Cần Thơ II
Hậu Giang	Bình Triệu	Đông TP.HCM	TP. HCM	Kiên Giang II	Chi nhánh 8
Tây Bình Phước	Cà Mau	Gia Định	Chi nhánh 1	Kiên Giang	Bến Cát Bình Dương
Nam Sài Gòn		Đông Sài Gòn	Nam Hồ Chí Minh		

## KHUYẾN CÁO

Bản tin này (gồm các thông tin, ý kiến, nhận định và khuyến nghị nêu trong bản tin) được thực hiện/gửi với mong muốn cung cấp cho nhà đầu tư thêm các thông tin liên quan đến thị trường chứng khoán. Thông tin nêu trong bản tin được thu thập từ các nguồn đáng tin cậy, tuy nhiên, chúng tôi không đảm bảo các thông tin nêu trong bản tin này là hoàn toàn chính xác và đầy đủ. Bản tin này được thực hiện/gửi bởi chuyên viên và không đại diện/nhân danh Agriseco. Agriseco không chịu trách nhiệm về bất cứ kết quả nào phát sinh từ việc sử dụng nội dung của báo cáo dưới mọi hình thức.

