



TRIỂN VỌNG NGÀNH ĐIỆN VIỆT NAM QUÝ 3/2022

TÓM TẮT



“Tổng sản lượng điện toàn cầu tăng 6,2% vào năm 2021 - tương tự như mức tăng mạnh trở lại vào năm 2010 hậu khủng hoảng tài chính (6,4%). Chúng tôi dự báo nhu cầu điện tiêu thụ cho tăng trưởng nền kinh tế Việt Nam vẫn sẽ đạt ở mức cao. Trong vòng 5 năm tới, tốc độ tăng trưởng tiêu thụ điện đạt 8,5%/năm, tập trung vào lĩnh vực sản xuất công nghiệp và xây dựng.

Chúng tôi dự báo sản lượng điện thiếu hụt trên toàn hệ thống sẽ vào khoảng 13,3 tỷ kWh trong năm 2023 và 27,7 tỷ kWh đến năm 2025. Do vậy, Việt Nam vẫn phải nhập khẩu khí LNG và tăng phụ tải nhiệt điện để đáp ứng nhu cầu sản xuất công nghiệp phát triển kinh tế.

Ngoài ra, chúng tôi cũng kỳ vọng những tín hiệu khởi sắc từ các dự án điện năng lượng tái tạo trong khi Chính Phủ Việt Nam tập trung đẩy mạnh chiến lược phát triển năng lượng sạch, giảm thiểu khí thải carbon.

Tuy nhiên, chúng tôi cùng không đặt kỳ vọng khả quan với sản lượng điện năng lượng tái tạo sẽ đạt được mục tiêu đề ra như trong Dự thảo Quy Hoạch Điện VIII do những khó khăn trong việc triển khai dự án.

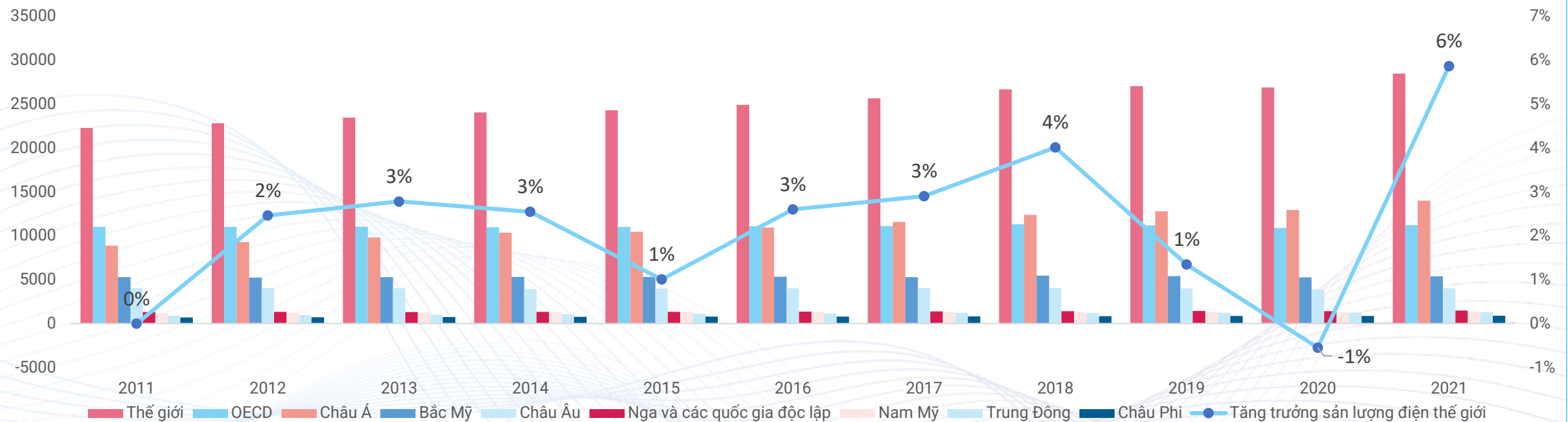
Thay vào đó, thủy điện và nhiệt điện vẫn là nòng cốt đóng góp vào lưới điện quốc gia giai đoạn 2023 – 2025. Sau đó, nguồn điện năng lượng tái tạo có thể sẽ dần thay thế nguồn điện truyền thống này.”

TOÀN CẢNH NGÀNH ĐIỆN THỂ GIỚI NĂM 2022

SẢN LƯỢNG ĐIỆN TOÀN CẦU TRUNG BÌNH TĂNG 3% GIAI ĐOẠN 2011 – 2021

- Tổng sản lượng điện toàn cầu** tăng 6,2% vào năm 2021 - tương tự như mức tăng mạnh trở lại vào năm 2010 hậu khủng hoảng tài chính (6,4%).
- Khí thiên nhiên** trong sản xuất điện tăng 2,6% vào năm 2021, mặc dù tỷ trọng giảm từ 23,7% vào năm 2020 xuống 22,9% vào năm 2021.
- Than** vẫn là nguồn nguyên nhiên liệu chủ đạo của nguồn điện vào năm 2021, với tỷ trọng của nó tăng lên 36%, tăng từ 35,1% vào năm 2020.
- Năng lượng gió và mặt trời** đạt 10,2% tổng sản lượng điện toàn cầu trong năm 2021. Đây là lần đầu tiên năng tái tạo vượt qua năng lượng hạt nhân để cung cấp nhiều hơn hai con số tỷ trọng.

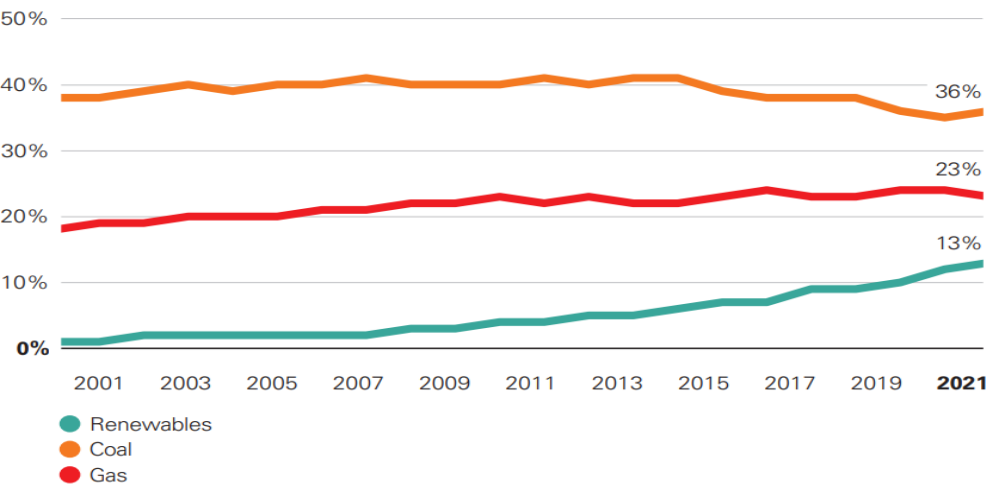
Biểu đồ 1: Sản lượng điện theo khu vực năm 2021 (đơn vị: TWh)



NĂNG LƯỢNG TÁI TẠO TĂNG TRƯỞNG GẤP 2 LẦN ĐIỆN THAN VÀ KHÍ

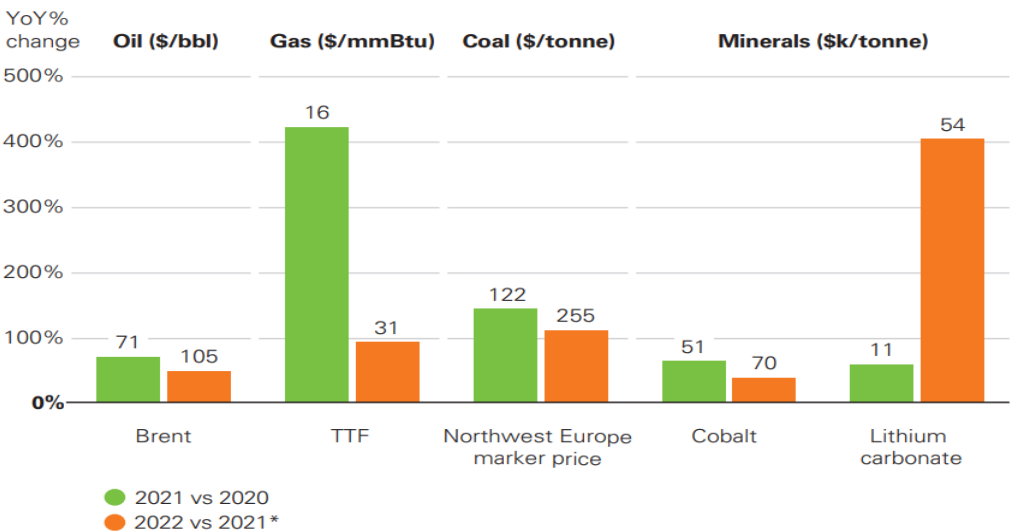
- Tỷ trọng năng lượng điện tái tạo (không bao gồm thủy điện) tiếp tục xu hướng tăng, được thúc đẩy bởi sự mở rộng mạnh mẽ của năng lượng mặt trời và năng lượng gió. Tỷ trọng này đạt gần 13% vào năm 2021, cao hơn tỷ trọng năng lượng hạt nhân (9,8%).
- Tỷ trọng điện than tăng nhẹ từ 35% lên 36% vào năm 2021 nhưng vẫn ở dưới mức của năm 2019. Tỷ trọng khí thiên nhiên không thay đổi trong năm 2021 vẫn ở mức gần mức trung bình của 10 năm.
- Giá năng lượng toàn cầu tăng mạnh vào năm 2021 và tiếp tục tăng vào năm 2022.
- Sự gia tăng rõ rệt nhất là giá khí đốt tự nhiên, tăng hơn 400% lên mức trung bình \$16/mmBtu. Giá dầu Brent dao động khoảng \$90-100/bbl trong năm 2021-2022. Giá lithium cacbonat đã tăng hơn 400% trong năm tháng đầu tiên năm, lên mức kỷ lục 54.000 USD/tấn

Biểu đồ 2: Tốc độ tăng trưởng sản lượng điện toàn cầu năm 2021



Nguồn: BP; CTS tổng hợp và dự báo

Biểu đồ 3: Giá năng lượng toàn cầu năm 2021

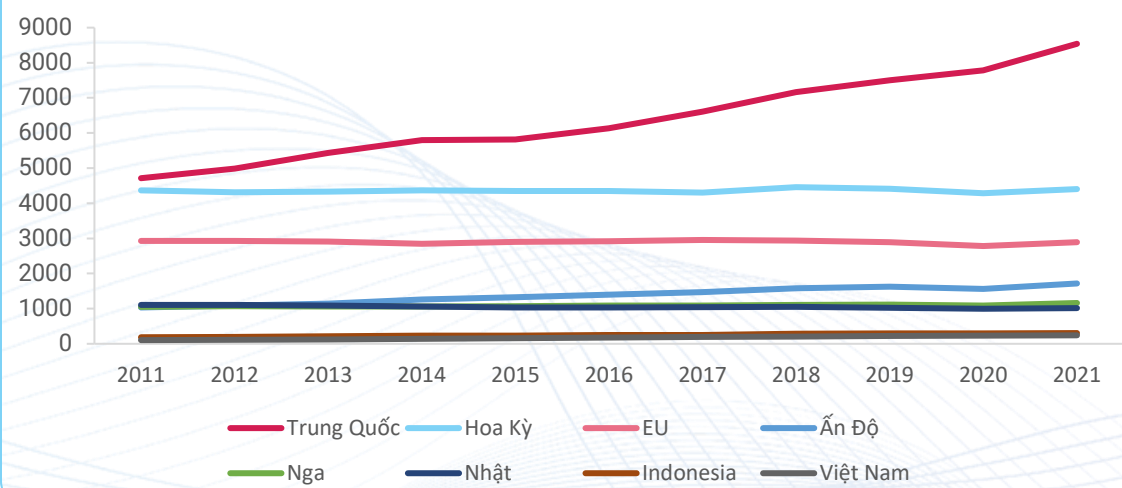


Nguồn: BP; CTS tổng hợp và dự báo

VIỆT NAM NẴM TRONG TOP QUỐC GIA CÓ SẢN LƯỢNG TIÊU THỤ ĐIỆN LỚN TRÊN THẾ GIỚI VÀ ĐỨNG THỨ HAI TRONG KHU VỰC

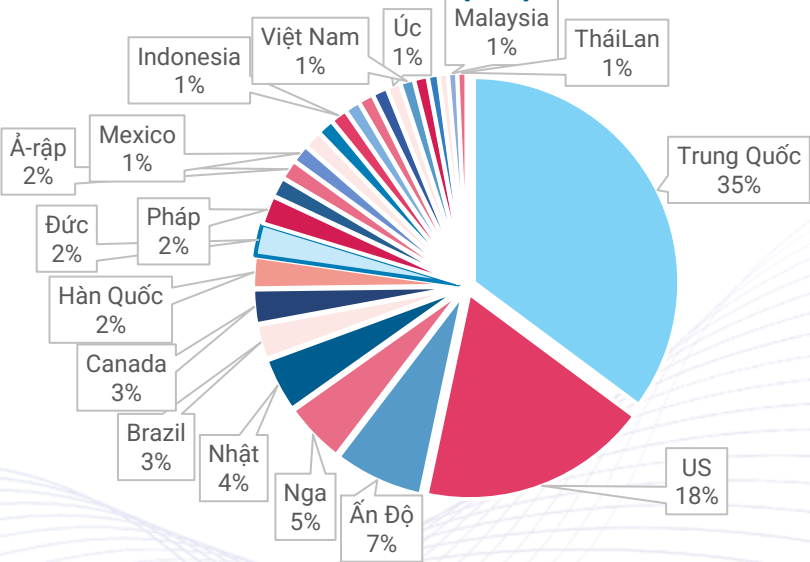
- Sản lượng tiêu thụ điện trên toàn thế giới đạt 28.466 TWh, tăng 6,2% trong năm 2021. Châu Á – Thái Bình Dương là khu vực tiêu thụ điện lớn nhất cả nước (chiếm 49,2%), trong đó Trung Quốc chiếm 30%, và chủ yếu sử dụng nhiệt điện than. Đứng thứ hai là khu vực Bắc Mỹ với tỷ trọng điện khí và điện hạt nhân (chiếm 18,9%).
- Trong số 91 quốc gia và vùng lãnh thổ, Việt Nam đứng thứ 21 về quy mô sản lượng điện toàn cầu năm 2021, cụ thể, đạt 244 TWh tương đương 1% tổng tiêu thụ điện thế giới. Điều này cho thấy tốc độ tăng trưởng sản xuất kinh doanh của Việt Nam được đẩy mạnh và phục hồi.

Biểu đồ 4: Sản lượng điện của một số quốc gia sản xuất điện lớn trên thế giới (đơn vị: TWh)



Nguồn: BP; CTS tổng hợp và dự báo

Biểu đồ 5: Cơ cấu tiêu thụ điện toàn cầu năm 2021



Nguồn: BP; CTS tổng hợp và dự báo

TỔNG QUAN VÀ TRIỂN VỌNG NGÀNH ĐIỆN VIỆT NAM 2022 - 2023

DỰ BÁO SẢN LƯỢNG ĐIỆN THIẾU HỤT TOÀN HỆ THỐNG ĐẠT HƠN 13 TỶ KWH TRONG NĂM 2023

	Dự báo						Nhận định			
	2020	2021	%yoy	% cơ cấu	2022	%yoy	% cơ cấu	2023	%yoy	% cơ cấu
Phụ tải đỉnh của toàn hệ thống (MW)	38,300.0	43,518.0	14%	-	45,528.0	5%	-	49,397.9	9%	-
Tổng công suất đặt hệ thống điện (MW)*	69,300.0	76,620.0	11%	100%	79,351.0	4%	100%	81,545.0	3%	100%
1. Thủy điện	21,000.0	21,836.7	4%	29%	22,345.0	2%	28%	22,345.0	0%	27%
2. Nhiệt điện than	22,314.6	24,671.6	11%	32%	25,820.0	5%	33%	26,400.0	2%	32%
3. Tua bin khí	6,444.9	7,125.7	11%	9%	7,398.0	4%	9%	8,000.0	8%	10%
4. Nhiệt điện dầu	1,386.0	1,532.4	11%	2%	1,579.0	3%	2%	1,600.0	1%	2%
5. Điện nhập khẩu	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
6. Năng lượng tái tạo	17,250.0	20,670.0	20%	27%	21,590.0	4%	28%	22,400.0	4%	29%
Điện gió	567.0	3,970.00	600%	5%	4,667.00	18%	6%	5,000.0	7%	7%
Điện mặt trời	16,500.0	16,500.0	0%	22%	16,567.0	0%	22%	17,000.0	3%	22%
Điện sinh khối	183.0	200.0	9%	0%	356.0	78%	0%	400.0	12%	0%
7. Khác	207.9	229.9	11%	0%	619.0	169%	1%	800.0	29%	1%

Dự án mở rộng NMTĐ Trị An được TT phê duyệt, dự kiến khởi công vào quý 2/2023, vận hành 2 tổ máy (tổng công suất lắp đặt 100 MW) vào quý 3/2026. Lượng điện bổ sung hàng năm là 131 triệu kWh.

Dự án mở rộng NMTĐ Hòa Bình chậm tiến độ 01 năm, tức lùi lịch vận hành 2 tổ máy (tổng công suất lắp đặt 480 MW) sang năm 2025. Lượng điện bổ sung hàng năm là 479 triệu kWh.

Dự án mở rộng NMTĐ Ialy, đã khởi công vào tháng 6/2021, dự kiến đưa vào vận hành 2 tổ máy (tổng công suất lắp đặt 360 MW) vào tháng 12/2024. Lượng điện bổ sung hàng năm là 232.2 triệu kWh.

Ước tính theo tờ trình mới nhất về QHĐ8, phát hành tháng 10/2022.

Duy trì nhập khẩu khí thiên nhiên LNG để phục vụ cho các nhà máy điện khí mới.

Để giảm thiểu hụt điện, EVN tăng cường huy động nguồn điện từ các nhà máy nhiệt điện than và nguồn điện chạy dầu. Đây là nguồn điện có chi phí rất cao.

Cũng giống như điện dầu, để đảm bảo nguồn điện cho sinh hoạt và sản xuất, hiện nay Việt Nam nhập khẩu điện từ Trung Quốc và Lào. Trong đó phần nhập khẩu điện chiếm tỷ lệ khá nhỏ trong toàn bộ nhu cầu điện năng toàn quốc.

Trung Nam Group hiện đang đóng góp 1,6 GW** nguồn điện NLTT chủ yếu là điện gió và điện mặt trời. Dự kiến, tập đoàn này sẽ tăng gấp 3 lần tổng công suất hiện tại đến năm 2026, tập trung vào dự án điện gió gần bờ và ngoài khơi.

Nguồn: CTS tổng hợp và dự báo

DỰ BÁO SẢN LƯỢNG ĐIỆN THIẾU HỤT TOÀN HỆ THỐNG ĐẠT HƠN 13 TỶ KWH TRONG NĂM 2023 (tiếp)

	Dự báo									Nhận định	
	2020	2021	%yoy	% cơ cấu	2022	%yoy	% cơ cấu	2023	%yoy		% cơ cấu
Tổng sản lượng điện sản xuất & nhập khẩu và cung ứng toàn hệ thống (triệu kWh)	247.1	259.7	5%	100%	289.8	12%	100%	328.8	13%	100%	TTKTTVQG dự báo trạng thái La Nina sẽ tiếp tục duy trì từ nay đến hết năm 2022 với xác suất khoảng 60-65% và khả năng còn kéo dài sang các tháng đầu năm 2023. Chúng tôi nhận định thủy điện vẫn sẽ đóng góp tích cực, duy trì tăng trưởng ổn định như trong giai đoạn 2020-2022. Tính đến tháng 10/2022, giá than thế giới đã vượt hơn 400 USD/tấn. CTS dự báo giá điện than tiếp tục tăng trong thời gian tới, đạt hơn 8 \$cent/kWh, kéo theo sản lượng sản xuất điện than trong năm 2022 có thể sẽ tương đương với cùng kỳ năm 2021. Giá khí thế giới trong xu hướng giảm khi EU ổn định nguồn cung khí đốt, đạt 5,7 USD/mmbtu. Chúng tôi dự báo với mức giá khí dưới 12 USD/mmbtu và tốc độ phát triển điện khí đang ở giai đoạn hình thành như hiện nay, sản lượng điện khí năm 2022 có thể sẽ tăng nhẹ so với cùng kỳ năm 2021. Duy trì Duy trì Do giai đoạn 2021 - 2022, chưa có cơ chế cụ thể về giá FIT cho các dự án NLTT vận hành thương mại và chỉ có trong giai đoạn trước đó nên chúng tôi đặt dự báo duy trì với sản lượng điện NLTT. Duy trì
1. Thủy điện	72.9	78.6	8%	30%	99.4	26%	34%	125.0	26%	38%	
2. Nhiệt điện than	122.5	118.1	-4%	45%	112.6	-5%	39%	115.0	2%	35%	
3. Tua bin khí	34.7	26.3	-24%	10%	30.9	17%	11%	40.0	30%	12%	
4. Nhiệt điện dầu	1.0	3.0	188%	1%	5.0	67%	2%	5.0	0%	2%	
5. Điện nhập khẩu	3.1	1.4	-54%	-	2.9	104%	-	3.0	5%	-	
6. Năng lượng tái tạo	12.1	31.5	161%	12%	39.1	24%	15%	40.0	2%	15%	
Điện gió	1.0	3.3	240%	1%	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	
Điện mặt trời	10.8	27.8	159%	11%	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	
Điện sinh khối	0.3	0.3	-6%	0%	0.3	0%	0%	0.3	0%	0%	
7. Khác	0.8	0.8	0%	0%	0.8	0%	0%	0.8	0%	0%	
Ước tính tổng sản lượng điện thiếu hụt toàn hệ thống (tỷ kWh)	-	-	-	-	-	-	-	13.3	-	-	

* Tính đến tháng 12 của năm

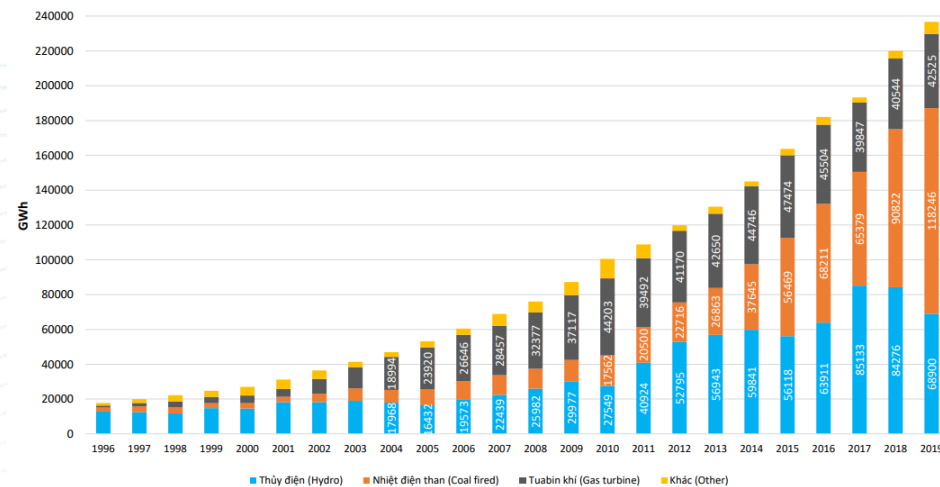
** 1GW = 1000MW

Nguồn: CTS tổng hợp và dự báo

DỰ BÁO NHU CẦU TIÊU THỤ ĐIỆN TĂNG MẠNH DẪN ĐẾN NGUY CƠ THIẾU ĐIỆN GIAI ĐOẠN 2023 – 2025

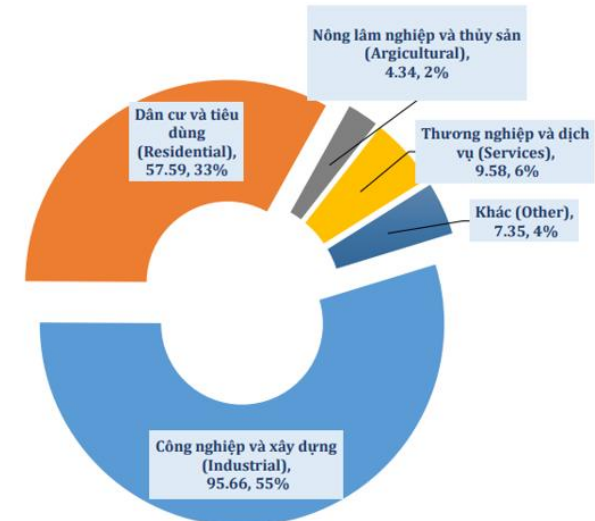
- Sản lượng điện sản xuất toàn hệ thống hàng năm tăng với CAGR đạt 6,8% giai đoạn năm 2019 – 2021, đạt gần 260 triệu kWh vào năm 2021.
- Trong hơn 5 năm qua, cơ cấu phụ tải gần như không thay đổi với công nghiệp vẫn chiếm tỉ trọng chủ yếu trong cơ cấu phụ tải của Việt Nam.
- Lĩnh vực sản xuất công nghiệp và xây dựng luôn chiếm tỷ trọng cao nhất trong tổng sản lượng tiêu thụ điện toàn hệ thống, gần 96% tổng sản lượng điện tiêu thụ toàn hệ thống.
- Chúng tôi dự báo nhu cầu điện sẽ tiếp tục tăng cao trong những năm tới trong bối cảnh Việt Nam liên tục thu hút dòng vốn FDI chảy vào lĩnh vực sản xuất công nghiệp và xây dựng.

Biểu đồ 6: Sản lượng điện sản xuất và nhập khẩu toàn hệ thống, Giai đoạn 1996 – 2019



Nguồn: EVN; CTS tổng hợp và dự báo

Biểu đồ 7: Cơ cấu phụ tải hệ thống điện năm 2019



Nguồn: EVN; CTS tổng hợp và dự báo

DỰ BÁO SẢN LƯỢNG ĐIỆN THIẾU HỤT TOÀN HỆ THỐNG ĐẾN GẦN 30 TỶ KWH VÀO NĂM 2025

Hội nghị Tiết kiệm năng lượng toàn quốc năm 2022 tại TP Đà Nẵng ngày 14/7 do Bộ Công Thương tổ chức đã đưa ra dự báo:

1. Trong 5 năm tới, **nhu cầu điện năng vẫn tăng** trưởng ở mức **khoảng 8,5%/năm**,
2. Theo báo cáo cập nhật cân đối cung cầu điện giai đoạn 2021 – 2025 của EVN, **sản lượng điện thiếu hụt** có thể lên tới **27,7 tỷ kWh** vào năm 2025,
3. **Tỉ lệ dự phòng công suất toàn quốc** đến năm 2025 (không tính năng lượng tái tạo) **chỉ khoảng 18%**. Cụ thể, tỉ lệ dự phòng hệ thống điện miền Nam sẽ giảm mạnh từ năm 2023 và không đủ điện vào năm 2025. Còn ở miền Bắc, tỉ lệ dự phòng năm 2025 chỉ còn 10%.



DỰ BÁO ĐIỀU KIỆN THỦY VĂN THUẬN LỢI KÉO DÀI ĐẾN NỬA ĐẦU NĂM 2023

- TTKTTVQG dự báo:
 1. Trạng thái La Nina sẽ tiếp tục duy trì từ nay đến hết năm 2022 với xác suất khoảng 80-90% và khả năng còn kéo dài sang các tháng đầu năm 2023 với xác suất khoảng 60-65%.
 2. Nhiệt độ trung bình tháng 10/2022 trên cả nước có xu hướng cao hơn khoảng 0,5 độ C so với TBNN và sẽ giữ nền tảng này đến đầu năm 2023.

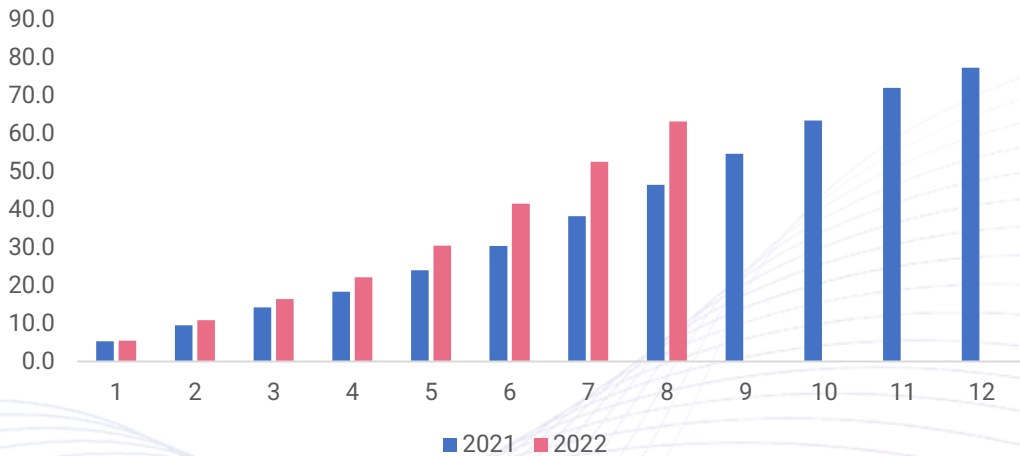
Biểu đồ 8: Tổng lượng mưa và dung tích trữ các hồ thủy điện ở Việt Nam, năm 2022

	Tổng lượng mưa (mm)	So sánh với TBNN (%)	Dung tích trữ các hồ thủy điện (%)	So với 2019-2021 (%)
Miền núi phía Bắc	200-250	5 - 15	61-100	19-27
Trung Du và ĐBBS	280-340	15-20	53-94	13-21
Bắc Trung Bộ	320-520	29	49-98	21
Nam Trung Bộ	230-390	40	22-69	29
Tây Nguyên	260-380	28	75-97	22
Đông Nam Bộ	220-340	8.2	81-93	15-20
ĐBSCL	206-262	1	N/A	N/A

Nguồn: TT Dự báo KTTVQG; CTS tổng hợp và dự báo

- Chúng tôi dự báo:
 1. Điều kiện thủy văn thuận lợi có thể sẽ kéo dài đến nửa đầu năm 2023, kéo theo sản lượng thủy điện sản xuất và cung ứng trên toàn hệ thống tăng 25-26% yoy và đạt khoảng 125 triệu kWh vào năm 2023.
 2. Các doanh nghiệp thủy điện như CHP, S4A, TBC, SBA, VSH, SJD duy trì tích cực với ROE trung bình đạt 17-20%.

Biểu đồ 9: Sản lượng thủy điện sản xuất và tiêu dùng toàn hệ thống qua từng tháng (đơn vị: tỷ kWh, ytd)



Nguồn: TT Dự báo KTTVQG; CTS tổng hợp và dự báo

DỰ BÁO NHIỆT ĐIỆN THAN DUY TRÌ CÔNG SUẤT KHOẢNG 26.000 MW TRONG NĂM 2023

- Chúng tôi dự báo Việt Nam về cơ bản tiếp tục nhập khẩu than Cụ thể, nhu cầu than sẽ ngày càng tăng cao đến năm 2035 từ 94-127 triệu tấn/năm, Cùng với đó, Việt Nam phải nhập khẩu than nhiều nhất khoảng 80 triệu tấn vào năm 2030. Trong khi đó, tiềm năng tài nguyên than là có hạn – TKV sản xuất trung bình 43-47 triệu tấn than thương phẩm/năm đến 2030
- Chúng tôi đặt dự báo khả quan cho hoạt động kinh doanh của các doanh nghiệp điện than về dài hạn khi nhu cầu về nhiệt điện than và khí vẫn tăng cao, và sự linh hoạt trong vận hành và cơ chế đầu tư duy trì. Các mã cổ phiếu khuyến nghị có thể nắm giữ về dài hạn như POW, NT2, PGV, HND, QTP.

Biểu đồ 10: Công suất lắp đặt các dự án nhiệt điện đã và sắp được vận hành (Đơn vị: MW)

Dự án mới	2021	2022	2023	2024	2025	Khu vực
NĐ Duyên Hải 2	1320					Miền Nam
Nghi Sơn 2	600	600				Miền Bắc
Sông Hậu 1	600	600				Miền Nam
Vân Phong 1			1320			Miền Trung
Thái Bình 2		600	600			Miền Bắc
Quảng Trạch 1				1200		Miền Trung

Nguồn: EVN; CTS tổng hợp và dự báo

Nhiệt điện than tại Việt Nam có thể lấy các thông số đại diện như: giá điện quy đổi LCOE của loại hình này sẽ từ 6,14 - 8,1 \$cent/kWh khi giá than từ 60-100 \$ tấn. Nếu Tmax tăng - khoảng 7.000h/năm (load factor 80%) LCOE sẽ giảm, khoảng 7,7 \$cent/kWh với giá than 100 \$/tấn. Chúng tôi dự báo giá than và khí sau xung đột sẽ sớm trở lại mặt bằng ổn định khi xung đột địa chính trị được giải quyết. Chúng tôi đánh giá sẽ không có nhiên liệu giá rẻ, mà chỉ có giá thị trường; giá than và khí đốt khi được mua bán với chu kỳ dài, có cam kết bao tiêu sẽ chỉ THẤP HƠN nhiều so với giá thị trường giao ngay (spot). Giá khí đốt thị trường châu Á vào năm 2030 DỰ BÁO sẽ không vượt quá 9,7 \$/triệu BTU.



Nguồn: Tradingeconomics; CTS tổng hợp và dự báo

NHẬN ĐỊNH ĐIỆN KHÍ LNG CẦN ĐẦU TƯ TƯƠNG XỨNG VỚI TIỀM NĂNG

- Chúng tôi nhận định **Việt Nam vẫn phải tiếp tục nhập khẩu khí thiên nhiên LNG để phục vụ cho các nhà máy điện khí mới**. Nguyên nhân chủ yếu như sau:
 - Chi phí đầu tư cao:** Để có giá khí sau tái hóa khí và giá điện ở mức hợp lý, các hợp đồng cung cấp khí phải có khối lượng lớn (cho cả cụm trung tâm nhiệt điện) và dài hạn, tức là cần quy hoạch các trung tâm nhiệt điện LNG lớn, liên kết chuỗi giá trị LNG (khí, điện, cảng biển) để đạt được lợi thế theo quy mô, ngoài ra còn để tăng khối lượng, giảm giá thành và ổn định trong vận hành và tiêu thụ.
 - BLNGTB hàng năm không cố định:** do giá khí bán cho các nhà máy điện được điều chỉnh biến động theo giá dầu thô thế giới.
 - Sản lượng khí tại các mỏ đang suy giảm:** Hiện tại, hệ thống điện có 15 NMĐ khí với tổng công suất khoảng 8.000 MW đang được vận hành, trong khi những năm trở lại đây không có NMĐ khí mới nào được đưa thêm vào hoạt động toàn hệ thống.
 - Chính sách pháp lý phát triển đầu tư chưa cụ thể:**
 - (1) Chưa có khung biểu giá điện khí LNG, tỷ lệ bao tiêu và đồng ý chuyển ngang giá khí sang giá điện,
 - (2) Bảo lãnh của Chính phủ cho khoản vay, bảo lãnh tỷ giá và chuyển đổi ngoại tệ, bảo lãnh các khoản thanh toán của bên mua điện đối với phát triển điện khí chưa hài hòa giữa các loại hình doanh nghiệp,
 - (3) Công tác giải phóng mặt bằng vẫn luôn là khó khăn.

“... Muốn bán điện ở mức 8 - 9 cent/kWh thì giá (khí) LNG phải ở mức bằng, hoặc dưới 12 USD/MMBTU và sản lượng điện bao tiêu Qc phải 80 - 90%. Phải ký hợp đồng dài hạn, khối lượng lớn mới có thể có giá khí LNG hợp lý, ít bị chi phối bởi những biến động địa chính trị. Giá khí phải được chuyển ngang sang giá điện khi có thay đổi trên thị trường khí. Nhiều nhà đầu tư còn yêu cầu bảo lãnh của Chính phủ cho khoản vay, bảo lãnh tỷ giá và chuyển đổi ngoại tệ, bảo lãnh các khoản thanh toán của bên mua điện ...”

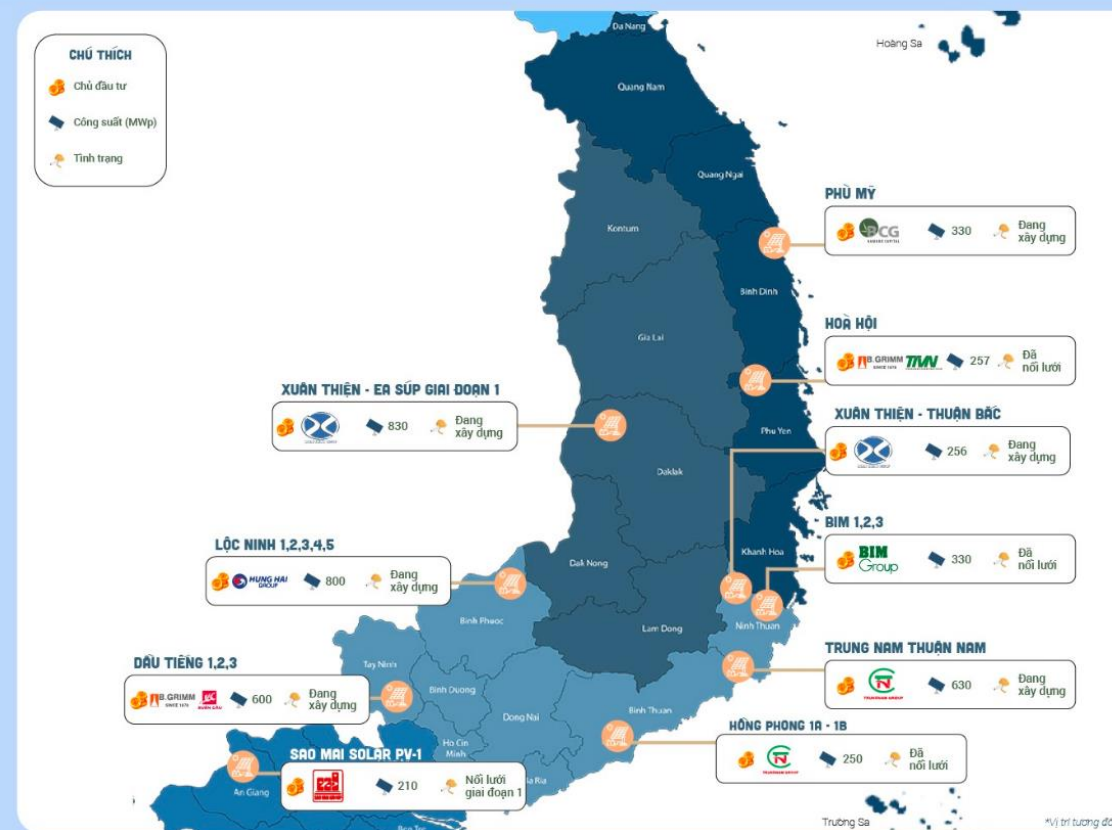
Nguồn: Hội thảo quốc tế “Chính sách cho phát triển các dự án điện gió, điện mặt trời và điện khí tại Việt Nam” do Cục Điện lực và Năng lượng Tái tạo - Bộ Công Thương, Hội đồng Khoa học Tạp chí Năng lượng Việt Nam tổ chức hồi cuối tháng 8/2022 tại TP. HCM



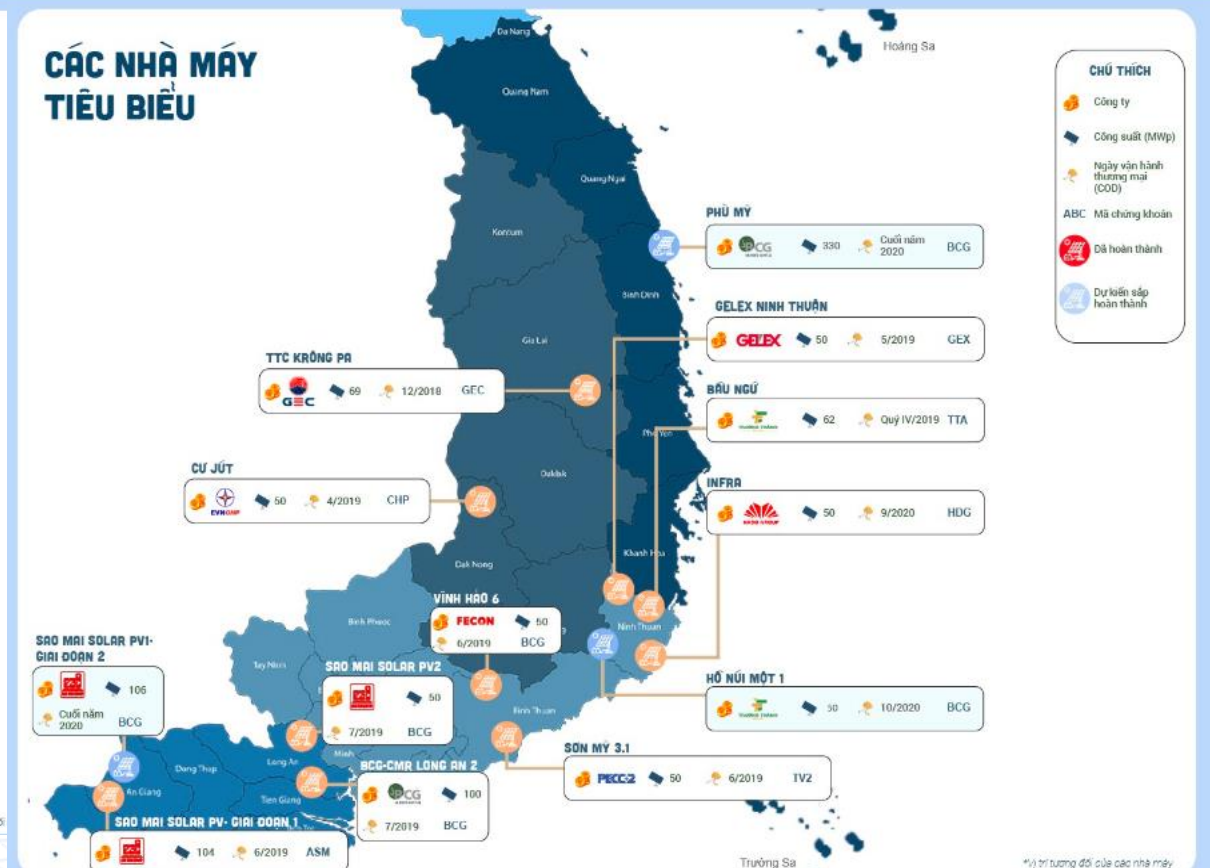
Nguồn: Báo Doanh nghiệp, CTS tổng hợp và dự báo

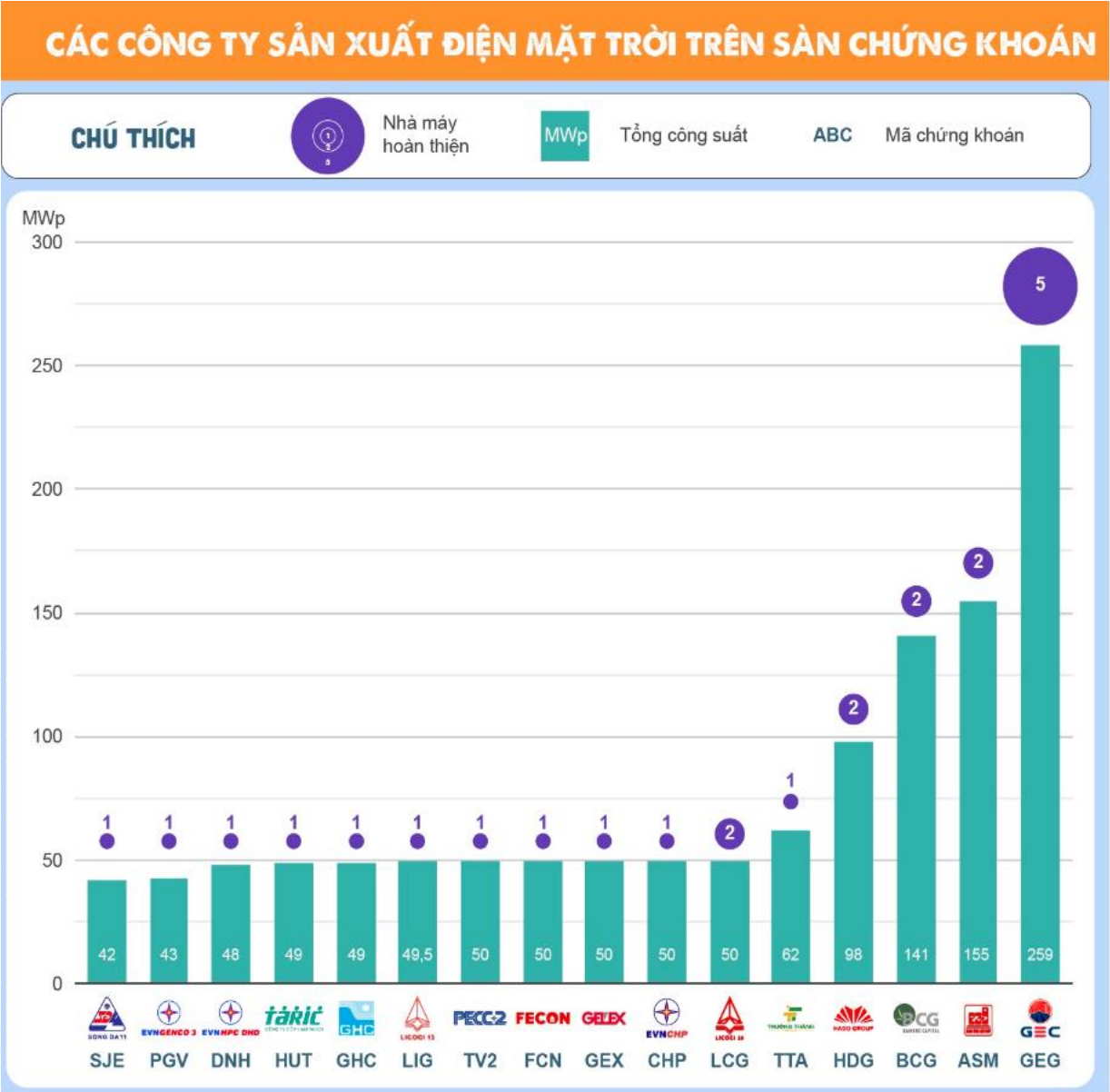
MỘT SỐ DỰ ÁN ĐIỆN MẶT TRỜI LỚN Ở VIỆT NAM

CÁC TỔ HỢP ĐIỆN MẶT TRỜI LỚN NHẤT VIỆT NAM



MỘT SỐ NHÀ MÁY ĐIỆN MẶT TRỜI CỦA DOANH NGHIỆP TRÊN SÀN





Nguồn: Báo Doanh nghiệp, CTS tổng hợp và dự báo

TỐC ĐỘ DỊCH CHUYỂN NĂNG LƯỢNG TÁI TẠO CAO TRONG KHI CHƯA CÓ CƠ CHẾ CỤ THỂ CHO GIÁ FIT

- Giai đoạn 2019 – 2021, công suất đặt của hệ thống điện quốc gia tăng mạnh, trung bình 18%/năm, chủ yếu là các nguồn điện gió và mặt trời. Trong Dự thảo QHĐ8, quy mô điện mặt trời và điện gió tương ứng vào năm 2030 là gần 19.500 MW và 28.480 MW, năm 2050 lên tới 168.900 MW và 153.550 MW chứng tỏ **sự chuyển dịch sang năng lượng tái tạo (NLTT) mạnh mẽ của Việt Nam**. NLTT chiếm tỷ lệ ở năm 2020 là 48,8% (bao gồm thủy điện, không bao gồm ĐMTMN), sẽ tăng lên đến 66,2% vào năm 2050.
- Điện mặt trời chưa chủ động được công suất phát điện.** Có một nghịch lý là các nhà máy điện mặt trời sau khi đi vào hoạt động lại luôn phải cắt giảm sản lượng điện, cao nhất cũng chỉ hoạt động 60% công suất. Nguyên nhân chính là do sự đầu tư nóng, ồ ạt nhà máy điện mặt trời tập trung tại các tỉnh Ninh Thuận, Bình Thuận, Đắk Lắk đã khiến cho lưới điện truyền tải tại khu vực này liên tục chịu áp lực lớn. Đặc điểm của loại hình nghịch lý điện mặt trời là phụ thuộc hoàn toàn vào thời tiết và chỉ hoạt động vào giờ có bức xạ mặt trời cao. Vì vậy, khi thời tiết thuận lợi, tất cả các nhà máy điện mặt trời cùng phát đồng loạt đã gây quá tải các đường dây, trạm biến áp liên quan. Điều này khác hoàn toàn với thủy điện, khi các NMTĐ có thể chủ động được công suất phát điện.
- Điện gió ngoài khơi đòi hỏi thời gian phát triển rất dài.** Quá trình đầu tư phát triển trang trại điện gió ngoài khơi có thể kéo dài từ 7 - 11 năm (bao gồm các giai đoạn phát triển dự án, chuẩn bị thi công, thi công, chạy thử).
- Giá thành điện mặt trời và điện gió cho thấy giá thành sản xuất giảm rất nhanh trong vòng một thập kỷ qua.** Giá thành ĐMT dự kiến sẽ có xu hướng giảm còn 5 - 6 \$cent/kWh vào khoảng 2030 và thấp hơn nữa sau đó. Giá thành điện gió hiện nay tương đương với chu trình hỗn hợp, nhưng cũng sẽ giảm tới mức như điện than vào khoảng năm 2030 và sau đó thấp hơn.
- Những thách thức cho NLTT** để có thể đạt được tổng công suất điện như theo Dự thảo QHĐ8 có thể chỉ ra như sau:
 - Chưa có khung giá điện NLTT chuyển tiếp:** Mức giá FIT đưa ra cho điện mặt trời (theo Quyết định 13/2020/QĐ-TTg) và điện gió (theo Quyết định 39/2018/QĐ-TTg) đã hết hạn áp dụng. Tính đến thời điểm hết thời hạn hiệu lực của các quy định trên, Tập đoàn điện lực Việt Nam (EVN) cho biết còn 62 dự án điện NLTT, trong đó có 37 dự án điện mặt trời, chưa kịp hoàn thành để kịp đón cơ chế giá FIT. Ngoài ra, chưa có cơ chế giá điện cụ thể cho các dự án điện NLTT chuyển tiếp. Do tính đến nay, Bộ Công Thương đang trình cơ chế đàm phán thay thế bằng cơ chế đấu thầu cho điện gió.
 - Áp lực lên sự ổn định của lưới điện quốc gia** khi những trở ngại về kỹ thuật vận hành hệ thống khi nguồn NLTT tích hợp ngày càng cao với nhiều yếu tố thiếu ổn định, đòi hỏi tăng cơ cấu nguồn dự phòng linh hoạt như điện khí và lưu trữ.

NHẬN ĐỊNH VỀ TỜ TRÌNH MỚI NHẤT QUY HOẠCH ĐIỆN 8

Về Tờ trình Chính phủ ngày 13/10/2022 của Bộ Công Thương về hoàn thiện dự thảo Quy hoạch điện VIII (QHĐ8), chúng tôi có một vài nhận định và dự báo như sau:

1. Nhiệt điện than

- **Nguồn điện than sụt giảm mạnh:** QHĐ8 định hướng phát triển sạch nên nguồn điện than được quy hoạch phát triển ở mức độ giảm mạnh. Cụ thể, nguồn điện than tới gần 58.500 MW trong phương án phụ tải tăng cao như trong Dự thảo đầu tiên (tháng 3/2021) về tổng cộng còn hơn 30.000 MW vào năm 2030, và dự kiến chỉ còn 25.600 MW đến năm 2050.
- **Công suất điện than được đưa thêm vào hệ thống giảm dần:** Tổng công suất nguồn điện than ước tính đến cuối năm 2022 là 26.400 MW. Như vậy, đến năm 2030 chỉ còn trên 3.800 MW được đưa thêm vào hệ thống. Cũng cần biết là trong lượng công suất nói trên, đã có 3 trên 4 dự án đang được xây dựng (Vân Phong: 1.432 MW, Vũng Áng 2: 1.200 MW, Quảng Trạch 1: 1.200 MW), chỉ còn dự án Na Dương 2: 100 MW đã có phương án vay vốn trong nước.

2. Tua bin khí:

- **Nguồn khí tăng thêm từ khai thác trong nước:** Chủ yếu đến từ các mỏ Cửu Long, Nam Côn Sơn và PM3-CAA. Ngoài ra, gần 7000 MW điện được điều chỉnh từ mỏ Lô B - Ô Môn và Cá Voi Xanh - miền Trung sang.

3. LNG nhập khẩu:

- **Nguồn điện LNG nhập khẩu được bổ sung thêm 6000MW** đến năm 2030, nâng tổng nguồn điện LNG lên đến 23.900 MW.
- **Chúng tôi đặt dự báo theo dõi về tính khả thi của dự án điện khí LNG** khi chủ trương giảm điện than được đẩy mạnh, cơ cấu nguồn điện cần xây mới hơn 21.000 MW nguồn điện LNG tính đến năm 2030, trung bình mỗi năm 2.650 MW mới có thể đạt được mục tiêu của Dự thảo QHĐ8, trong khi chỉ có 2 dự án LNG NMĐ Nhơn Trạch 3&4 mới đang được khởi công, dự kiến đi vào vận hành vào năm 2025 với 1500 MW công suất điện.

NHẬN ĐỊNH VỀ TỜ TRÌNH MỚI NHẤT QUY HOẠCH ĐIỆN 8 (tiếp)

4. Điện mặt trời và điện gió:

- **Cơ chế phân bổ phát triển các nguồn ĐMT được cụ thể hóa:** theo 6 tiểu vùng, theo tiến độ hài hòa với các nguồn truyền thống và khả năng phát triển lưới truyền tải.
- **Quy mô điện NLTT tăng mạnh:** Quy mô điện mặt trời và điện gió tương ứng vào năm 2030 là gần 19.500 MW và 28.480 MW, năm 2050 lên tới 168.900 MW và 153.550 MW chứng tỏ sự chuyển dịch năng lượng mạnh mẽ của Việt Nam. Năng lượng tái tạo chiếm tỷ lệ ở năm 2020 là 48,8% (bao gồm thủy điện, không bao gồm ĐMTMN), sẽ tăng lên đến 66,2% vào năm 2050. Tuy nhiên, chúng tôi nhận định điện mặt trời không ảnh hưởng đáng kể đến lưới điện. Cụ thể, điện mặt trời trang trại ước tính lượng điện bổ sung từ tất cả các nguồn cũng chỉ khoảng 0,6% tổng sản lượng điện dự báo vào năm 2030 là không lớn và điện mặt trời mái nhà (ĐMTMN) tác động lên lưới điện là không đáng kể, với tổng công suất 3.000 MW vào năm 2030 là còn khá thận trọng và chưa tương xứng với tiềm năng.

5. Chi phí sản xuất điện:

- **Giá điện trong QHĐ8 được tính toán khoảng 8,2 - 9 \$cent/kWh vào năm 2030, khoảng 10,2 - 10,5 \$cent/kWh vào năm 2050 là chấp nhận được,** khi tính thêm chi phí lưới điện, pin lưu trữ và các nhiên liệu giá cao (hydro, amoniac) sau năm 2030. Tuy nhiên, có vẻ còn thiên về kịch bản khá thấp.
- **Giá điện quy đổi LCOE của các loại nguồn điện truyền thống và NLTT phi thủy điện** sẽ có giá khoảng từ 7 - 9,5 \$cent/kWh giai đoạn đến năm 2030, sau đó giá thành nguồn ĐMT, điện gió sẽ giảm nhanh. Ngoài ra, điện gió sẽ khó được xác định chính xác do chưa thể biết vị trí đúng của các nguồn này, hay lưới điện tích hợp các nguồn ĐMT vốn khá phân tán.

Cần phải cân đối phát triển các nguồn điện khác nhau để giảm áp lực lên sự ổn định lưới điện quốc gia và đẩy mạnh tính khả thi với các dự án điện phi truyền thống mới.



KHUYẾN NGHỊ ĐẦU TƯ

CẬP NHẬT KẾT QUẢ HOẠT ĐỘNG KINH DOANH MỘT SỐ DOANH NGHIỆP NGÀNH ĐIỆN

Nguồn điện	Mã CK	Sàn	Vốn hóa thị trường Đơn vị: Tỷ VND	ROE Quý 3 2022	ROA Quý 3 2022	ROE 2021	ROA 2021	P/E	Tăng trưởng DTT Quý 3 2022	Tăng trưởng DTT 2021	Tăng trưởng LNST Quý 3 2022	Tăng trưởng LNST 2021	Khuyến nghị
Thủy điện	HND	UPCOM	6,947.00	13%	9%	7%	5%	8.3x	40%	-17%	548%	-69%	Khả quan
	CHP	HOSE	3,599.36	28%	17%	13%	7%	6.7x	31%	-5%	92%	-13%	Khả quan
	TBC	HOSE	1,892.30	21%	17%	14%	11%	7.0x	93%	-7%	225%	-5%	Tiêu cực: Sản lượng giảm nhẹ
	SBA	HOSE	1,419.72	23%	16%	14%	9%	6.8x	111%	6%	253%	14%	Khả quan
	VSH	HOSE	8,327.50			11%	4%	10.3x		373%		91%	THEO DÕI: (1) Chuẩn bị đàm phán xong cơ chế giá bán mới, (2) LNST tăng 3x svck năm 2021. Công suất và sản lượng điện tăng mạnh khi nhà máy Thượng Kon Tum đi vào hoạt động từ tháng 4/2021
	SJD	HOSE	1,090.18	19%	14%	17%	12%	5.7x	14%	28%	1%	56%	Khả quan
	S4A	HOSE	1,519.20	26%	16%	25%	14%	9.7x	27%	22%	8%	64%	Khả quan
Nhiệt điện khí và than	QTP	UPCOM	6,266.25	14%	9%	9%	6%	7.6x	59%	-7%	72%	-55%	Khả quan
	POW	HOSE	23,348.46			6%	3%	14.9x		-17%		-19%	THEO DÕI: Lũy kế 10 tháng, sản lượng điện của POW đạt 18,6 tỷ kWh, tăng 7,1% so với cùng kỳ năm trước, hoàn thành 86,2% kế hoạch năm.
	PGV	HOSE	23,424.31			19%	4%	8.2x		-6%		71%	Khả quan
Năng lượng tái tạo	NT2	HOSE	7,571.14	19%	12%	13%	8%	9.0x	74%	1%	-25%	-15%	THEO DÕI: Sản lượng điện phân bổ theo hợp đồng điện Qc của EVN tăng 5%, tổng doanh thu tăng.
	REE	HOSE	27,899.10		13%		7%	11.9x		3%		25%	MUA: REE ghi nhận lợi nhuận đột biến trong quý 2/2022 khi đưa thêm 01 nhà máy Thượng Kontum – VSH vào vận hành từ cuối năm 2021, BLNG tăng +50%
	GEG	HOSE	3,863.24			8%	3%	11.7x		-8%		19%	MUA: BLNG của GEG cao hơn với nhiều doanh nghiệp thủy điện khác cùng công suất
	HDG	HOSE	6,689.97			23%	7%	4.8x		-24%		7%	Khả quan
Xây lắp điện	PC1	HOSE	5,349.88			13%	5%	11.0x		47%			MUA: năng lượng tái tạo tiếp tục gặt hái được thành công nâng tổng công suất điện lên gần 400MW, 38%PC1 sẽ bắt đầu ghi nhận doanh thu đột biến khi mở niken – đồng chính thức đi vào khai thác trong năm 2023F
	TV2	HOSE	1,580.14			21%	7%	7.8x		8%		3%	Khả quan

POW | TỔNG CÔNG TY ĐIỆN LỰC DẦU KHÍ VIỆT NAM

KHUYẾN NGHỊ | THEO DÕI

Luận điểm đầu tư:

- Tổng quan:
 - Doanh nghiệp phát điện lớn thứ 3 cả nước. POW sở hữu 8 nhà máy điện, công suất 4.208 MW, sản lượng phát điện trung bình 21 tỷ kwh/năm, năng lực sản xuất điện đạt 10-11% tổng sản lượng điện cung ứng toàn hệ thống.
 - Về điện khí, POW đang vận hành một số các NMD tiêu biểu Cà Mau, Nhơn Trạch, Than - Vũng Áng.
 - Thủy điện chỉ chiếm tỷ lệ rất nhỏ so với tổng công suất phát điện. Trong khi, NT2 là công ty con, có hoạt động kinh doanh tốt hơn hẳn.
- Hoạt động kinh doanh:
 - Lũy kế 10 tháng, sản lượng điện của POW đạt 18,6 tỷ kWh, tăng 7,1% so với cùng kỳ năm trước, hoàn thành 86,2% kế hoạch năm. Tuy nhiên mức tăng này không cao do cùng kỳ năm ngoài một số tổ máy gặp trục trặc kỹ thuật và phải trùng tu. Cụ thể, NMD Vũng Áng lớn nhất miền Trung có tổ máy số 1 đã tạm dừng hoạt động từ tháng 9/2021 kéo dài đến nay trong khi hệ thống phụ trợ vẫn phải chạy theo quy định làm tăng chi phí vận hành trong khi tổng công suất thực tế chỉ đạt 50%.
 - Kể từ thời điểm niêm yết năm 2019 cũng như dữ liệu Báo cáo tài chính bắt đầu công bố từ năm 2014 tới nay, POW chưa năm nào dòng tiền kinh doanh chính âm. Như vậy, 6 tháng đầu năm 2022 với việc ghi nhận dòng tiền âm kỷ lục 1.508,6 tỷ đồng, đây là giá trị âm kỷ lục từ năm 2014 tới nay.
 - Lỗ chênh lệch tỷ giá do tỷ giá bất lợi từ tình hình vĩ mô chung của nền kinh tế và POW vay nợ NH nước ngoài (chiếm gần 80% tổng nợ của POW) để tài trợ cho các dự án NMD.
 - Các tổ máy thuộc các NMD thương xuyên phải trùng tu gây trở ngại cho việc gia tăng sản lượng điện.

POW | TỔNG CÔNG TY ĐIỆN LỰC DẦU KHÍ VIỆT NAM

KHUYẾN NGHỊ | THEO DÕI

	Q2/2021	Q3/2021	Q4/2021	Q1/2022	Q2/2022	%yoy	TTM	%BLNG
Doanh số thuần	7,963.00	5,342.00	3,598.00	7,061.00	7,463.00	-6%	23,465.00	100%
Giá vốn hàng bán	(6,813.00)	(4,500.00)	(3,925.00)	(6,034.00)	(6,533.00)	-4%	(20,992.09)	-89%
Lãi gộp	1,150.00	842.80	(326.00)	1,027.00	929.30	-19%	2,473.00	11%
Thu nhập tài chính	373.90	119.40	106.90	65.70	63.16	-83%	355.20	2%
Chi phí tài chính	(210.00)	(137.00)	(166.00)	(108.00)	(227.00)	8%	(638.00)	-3%
Trong đó: Chi phí lãi vay	(134.00)	(131.00)	(110.00)	(53.90)	(143.00)	7%	(437.00)	-2%
Lãi/(lỗ) từ công ty liên doanh (từ năm 2015)	1.54	7.08	-	-	25.22	1534%	32.30	0%
Chi phí bán hàng	-	-	-	-	-	0%	-	0%
Chi phí quản lý doanh nghiệp	(239.00)	(154.00)	397.00	(116.00)	(202.00)	-15%	(75.30)	0%
Lãi/(lỗ) từ hoạt động kinh doanh	1,077.00	678.00	11.73	869.50	588.40	-45%	2,148.00	9%
Thu nhập khác	7.98	2.21	4.14	11.50	2.83	-65%	20.67	0%
Chi phí khác	(133.00)	(1.27)	(4.45)	(1.12)	(1.91)	-99%	(8.74)	0%
Thu nhập khác, ròng	(125.00)	0.94	(0.31)	10.38	0.92	-101%	11.93	0%
Lãi/(lỗ) từ công ty liên doanh	-	-	-	-	-	0%	-	0%
Lãi/(lỗ) ròng trước thuế	951.70	678.90	11.42	879.90	589.30	-38%	2,160.00	9%
Thuế thu nhập doanh nghiệp – hiện thời	(56.10)	(75.60)	76.67	(76.40)	(2.85)	-95%	(78.10)	0%
Thuế thu nhập doanh nghiệp – hoãn lại	(31.80)	-	(89.20)	-	-	-100%	(89.20)	0%
Chi phí thuế thu nhập doanh nghiệp	(87.90)	(75.60)	(12.60)	(76.40)	(2.85)	-97%	(167.00)	-1%
Lãi/(lỗ) thuần sau thuế	863.80	603.30	(1.13)	803.50	586.50	-32%	1,992.00	8%
Lợi ích của cổ đông thiểu số	13.87	120.00	61.57	82.14	164.80	1088%	428.50	2%
Lợi nhuận của Cổ đông của Công ty mẹ	849.90	483.30	(62.70)	721.30	421.70	-50%	1,564.00	7%
Lãi cơ bản trên cổ phiếu (VND)	-	-	-	-	-	-50%	-	0%
Lãi trên cổ phiếu pha loãng (VND)	-	-	-	-	-	0%	-	0%

NT2 | CTCP ĐIỆN LỰC DẦU KHÍ NHƠN TRẠCH 2

KHUYẾN NGHỊ | THEO DÕI

Luận điểm đầu tư:

- Tổng quan:
 - Doanh nghiệp quản lý, vận hành và khai thác NMT Tuabin khí Nhơn Trạch 2, công suất 750MW, có khả năng cung cấp lên lưới điện quốc gia khoảng 4,5-4,8 tỷ kWh/năm, chiếm 2 – 2,5%/năm tổng sản lượng điện phát lên hệ thống
- Hoạt động kinh doanh:
 - Quý 3/2022, NT2 thông báo lợi nhuận sụt giảm vì ghi nhận hơn 187 tỷ đồng dự phòng nợ khó đòi từ Công ty Mua bán Điện (EPTC) – là các khoản nợ phải thu tiền điện theo hợp đồng giữa NT2 và EPTC. Chúng tôi đánh giá dấu quý 3 đi lùi nhưng xét trên giai đoạn 9 tháng, NT2 vẫn có lợi nhuận tăng trưởng mạnh lên 723 tỷ đồng sau thuế (tăng 75%). Doanh thu đạt 6.8 ngàn tỷ đồng, tăng trưởng 52% so với cùng kỳ.
 - Sản lượng điện phân bổ theo hợp đồng điện Qc của EVN tăng 5%, tổng doanh thu tăng.
 - BLNG không đổi do giá khí đầu vào và đầu ra tăng cùng hướng.
 - Áp lực nợ vay tài chính giảm, dòng tiền tích lũy tăng (chủ yếu do capex đầu tư ban đầu lớn đã đc trả gần hết), hiện nay NT2 chủ yếu tăng đòn bẩy để bổ sung VLĐ. Ngoài ra, NT2 đã trả xong nợ nước ngoài phục vụ đầu tư dự án Nhà máy điện Nhơn Trạch 2
 - Phải thu ngắn hạn thông thường từ hợp đồng mua bán điện gặp ít rủi ro do cuối năm khoản này sẽ được EVN thanh toán điện.
 - Lợi nhuận đột biến đến từ hoàn nhập chênh lệch tỷ giá do hoàn nhập khoản lãi chênh lệch tỷ giá đ 2015-2019 khoảng 200-400 tỷ đồng. Cụ thể, theo ban lãnh đạo, NT2 còn một khoản hoàn nhập khoản 400 tỷ đồng, đây là khoản đền bù tỷ giá cho giai đoạn 2016-2020 dựa trên thông tư 56. Dự kiến công ty sẽ ghi nhận trong giai đoạn năm 2022-2023.

NT2 | CTCP ĐIỆN LỰC DẦU KHÍ NHƠN TRẠCH 2

KHUYẾN NGHỊ | THEO DÕI

	Q2/2021	Q3/2021	Q4/2021	Q1/2022	Q2/2022	%yoy	TTM	BLNG
Doanh số thuần	2,987.71	3,131.21	2,145.68	1,477.93	1,510.91	51%	8,265.72	100%
Giá vốn hàng bán	(2,745.37)	(2,816.49)	(1,745.72)	(1,127.97)	(1,166.00)	42%	(6,856.18)	-83%
Lãi gộp	242.34	314.72	399.95	349.96	344.91	142%	1,409.54	17%
Thu nhập tài chính	277.96	16.54	16.13	15.23	15.28	5%	63.18	1%
Chi phí tài chính	(77.18)	(83.03)	(137.39)	(121.08)	(215.17)	279%	(556.67)	-7%
Trong đó: Chi phí lãi vay	(77.51)	(82.50)	(92.83)	(111.54)	(138.18)	178%	(425.05)	-5%
Lãi/(lỗ) từ công ty liên doanh (từ năm 2015)	38.46	20.08	11.51	6.35	4.94	13%	42.89	1%
Chi phí bán hàng	(18.03)	(6.20)	(22.85)	(5.59)	1.91	-11%	(32.74)	0%
Chi phí quản lý doanh nghiệp	(71.64)	(61.99)	(54.80)	(49.24)	(66.34)	93%	(232.37)	-3%
Lãi/(lỗ) từ hoạt động kinh doanh	391.91	200.13	212.55	195.63	85.52	22%	693.84	8%
Thu nhập khác	22.31	1.07	7.49	0.76	0.68	3%	10.01	0%
Chi phí khác	(9.08)	(13.79)	(19.69)	(12.47)	(14.13)	156%	(60.08)	-1%
Thu nhập khác, ròng	13.23	(12.71)	(12.20)	(11.71)	(13.45)	-102%	(50.07)	-1%
Lãi/(lỗ) từ công ty liên doanh	-	-	-	-	-	0%	-	0%
Lãi/(lỗ) ròng trước thuế	405.14	187.42	200.35	183.91	72.07	18%	643.76	8%
Thuế thu nhập doanh nghiệp – hiện thời	(44.88)	29.44	(5.04)	(7.27)	(15.64)	35%	1.48	0%
Thuế thu nhập doanh nghiệp – hoãn lại	(18.44)	(60.46)	(9.36)	2.85	11.34	-62%	(55.62)	-1%
Chi phí thuế thu nhập doanh nghiệp	(63.32)	(31.02)	(14.40)	(4.42)	(4.29)	7%	(54.13)	-1%
Lãi/(lỗ) thuần sau thuế	341.83	156.40	185.95	179.49	67.78	20%	589.63	7%
Lợi ích của cổ đông thiểu số	14.07	12.52	44.89	46.46	4.12	29%	108.00	1%
Lợi nhuận của Cổ đông của Công ty mẹ	327.76	143.88	141.06	133.03	63.66	19%	481.63	6%
Lãi cơ bản trên cổ phiếu (VND)	-	-	-	-	-	11%	-	0%
Lãi trên cổ phiếu pha loãng (VND)	-	-	-	-	-	0%	-	0%

REE | CTCP CƠ ĐIỆN LẠNH

KHUYẾN NGHỊ | MUA

Luận điểm đầu tư:

- Tổng quan:
 - REE đang sở hữu danh mục tài sản trải rộng từ thủy điện, điện gió, điện mặt trời cùng với các nhà máy nhiệt điện than đã phát triển từ lâu. Tổng công suất lắp đặt đạt 2.734 MW, trong đó công suất thực sở hữu đạt 978 MW. Danh mục các nhà máy điện của tập đoàn hiện đang đóng góp gần 12 tỷ kWh vào tổng sản lượng điện năng toàn quốc.
- Hoạt động kinh doanh:
 - Mảng năng lượng là động lực tăng trưởng lợi nhuận của REE, đóng góp 63% tổng doanh thu toàn tập đoàn. LNSTHN của cổ đông công ty Mẹ quý 2/2022 đạt 597 tỷ đồng, tăng 55,7% svck chủ yếu từ sự tăng trưởng của mảng năng lượng. Mảng kinh doanh cơ điện lạnh, bất động sản, và nước đang đi ngang.
 - REE sở hữu 3 nhà máy điện gió đã đc COD từ tháng 10/2021, kịp ưu đãi giá FID cho vòng đời 20 năm.
 - REE ghi nhận lợi nhuận đột biến trong quý 2/2022 khi đưa thêm 01 nhà máy Thương Kontum – VSH vào vận hành từ cuối năm 2021, BLNG tăng +50%
 - Tháng 10/2022, một công ty con của REE vừa thông báo đã nâng tỷ lệ sở hữu từ 50,45% lên 52,15% và chính thức trở thành công ty mẹ nắm quyền chi phối.
 - Dư nợ CAO NHẤT NGÀNH chủ yếu nhà máy thủy điện ở Thương Kontum của VSH. Nợ vay tăng cao, chi phí lãi vay tăng mạnh không tạo áp lực lên dòng tiền vì doanh thu có thể bù đắp được.
 - REE ít chịu rủi ro tỷ giá hơn so với POW, PPC, HND, QTP do đầu tư capex bằng đồng USD.

REE | CTCP CƠ ĐIỆN LẠNH

KHUYẾN NGHỊ | MUA

	Q2/2021	Q3/2021	Q4/2021	Q1/2022	Q2/2022	%yoy	TTM	BLNG
Doanh số thuần	1,636.41	1,092.65	1,897.89	2,045.41	2,022.94	124%	7,058.90	100%
Giá vốn hàng bán	(972.74)	(743.16)	(1,035.27)	(895.05)	(1,127.01)	116%	(3,800.48)	-54%
Lãi gộp	663.68	349.50	862.62	1,150.36	895.93	135%	3,258.41	46%
Thu nhập tài chính	46.39	65.90	240.93	38.07	43.47	94%	388.37	6%
Chi phí tài chính	(220.25)	(190.71)	(200.60)	(217.57)	(225.45)	102%	(834.33)	-12%
Trong đó: Chi phí lãi vay	(190.88)	(183.86)	(195.05)	(213.92)	(212.65)	111%	(805.48)	-11%
Lãi/(lỗ) từ công ty liên doanh (từ năm 2015)	134.77	161.58	312.32	177.75	228.55	170%	880.21	12%
Chi phí bán hàng	(20.49)	(15.16)	(33.84)	(19.78)	(19.91)	97%	(88.68)	-1%
Chi phí quản lý doanh nghiệp	(75.00)	(73.44)	(156.92)	(83.66)	(86.25)	115%	(400.27)	-6%
Lãi/(lỗ) từ hoạt động kinh doanh	529.10	297.67	1,024.52	1,045.17	836.34	158%	3,203.71	45%
Thu nhập khác	5.05	2.03	15.21	2.46	9.96	197%	29.65	0%
Chi phí khác	(2.97)	(0.77)	(7.07)	(0.82)	(1.70)	57%	(10.36)	0%
Thu nhập khác, ròng	2.07	1.26	8.14	1.64	8.26	398%	19.30	0%
Lãi/(lỗ) từ công ty liên doanh	-	-	-	-	-	0%	-	0%
Lãi/(lỗ) ròng trước thuế	531.18	298.93	1,032.66	1,046.81	844.61	159%	3,223.01	46%
Thuế thu nhập doanh nghiệp – hiện thời	(62.74)	(28.67)	(115.43)	(89.39)	(91.14)	145%	(324.62)	-5%
Thuế thu nhập doanh nghiệp – hoãn lại	1.88	(0.03)	6.55	(2.06)	1.59	85%	6.06	0%
Chi phí thuế thu nhập doanh nghiệp	(60.86)	(28.69)	(108.88)	(91.45)	(89.54)	147%	(318.57)	-5%
Lãi/(lỗ) thuần sau thuế	470.32	270.23	923.78	955.36	755.06	161%	2,904.44	41%
Lợi ích của cổ đông thiểu số	86.65	6.59	131.99	262.02	158.62	183%	559.22	8%
Lợi nhuận của Cổ đông của Công ty mẹ	383.68	263.64	791.80	693.34	596.45	155%	2,345.22	33%
Lãi cơ bản trên cổ phiếu (VND)	-	-	-	-	-	112%	-	0%
Lãi trên cổ phiếu pha loãng (VND)	-	-	-	-	-	0%	-	0%

GEG | CTCP ĐIỆN GIA LAI

KHUYẾN NGHỊ | MUA

- Tổng quan:
 - CTCP Đầu Tư Thành Thành Công – Biên Hòa (Mã: SBT) nắm giữ 17% cổ phần.
 - Bắt đầu từ thủy điện vừa và nhỏ; sau đó, mở rộng sang NLTT bao gồm điện mặt trời và điện gió hưởng lợi được giá FIT ưu đãi từ năm 2018
 - GEG hiện đang tổng danh mục điện lên tới 768 MW với mục tiêu tổng công suất đạt 1.700 MW vào năm 2025, GEG hướng đến mở rộng thêm các loại hình mới là Điện Rác, Điện Sinh khối. Cụ thể,
 - 14 NMTĐ vừa và nhỏ tổng công suất 85 MW, tập trung chủ yếu Tây Nguyên, chỉ 7% tại Bắc Trung Bộ
 - 05 NMĐ Mặt Trời tổng công suất 260 MW
 - và 34 hệ thống điện áp mái tổng công suất 293 MW
 - 03 NMĐ gió ngoài khơi với tổng công suất 130MW
- Hoạt động sản xuất kinh doanh:
 - Về thủy điện:
 - Khu vực Tây Nguyên có mức mưa cao nhất cả nước trong khi các dự án của GEG tập trung ở đây nên GEG có lợi thế về thủy văn.
 - Nhìn chung, biểu giá điện có xu hướng tăng dần theo các năm trung bình 20-30%/ năm cho các NMĐ công suất >30 MW bán theo hợp đồng bán điện PPA (Qc) và bán trên VCGM (Qm). Do vậy, BLNG của GEG cao hơn với nhiều doanh nghiệp thủy điện khác cùng công suất.
 - Về điện mặt trời,
 - Tất cả các NMĐ do GEG sở hữu và vận hành đều được hưởng ưu đãi giá FIT với vòng đời 20 năm kể từ ngày vận hành thương mại do các dự án này nhận được hỗ trợ đầu tư phát triển giai đoạn 2018 – 2020. Tuy nhiên, mảng này phụ thuộc khá nhiều vào điều kiện thời tiết mùa khô, chủ yếu vào quý 1,4, quý 2,3 giảm do vào mùa mưa.
 - Về điện gió,
 - 3 dự án điện gió ngoài khơi đã hoàn thành trước 31/10/2020 để kịp hưởng giá bán ưu đãi FIT trong 20 năm thời gian vận hành của dự án, đã vận hành từ tháng T10/2021 và cũng phụ thuộc khá nhiều vào điều kiện thời tiết.
 - GEG tiếp tục đầu tư cho điện gió lớn nên doanh nghiệp tiếp tục tập trung chiến lược gia tăng nợ vay và tăng vốn. Do vậy, mặc dù doanh nghiệp kinh doanh có lãi nhưng không đủ để tạo thặng dư dòng tiền mà chỉ đủ trả lãi. Chúng tôi đánh giá tình hình tài chính chưa thực sự ổn định.
 - Dư nợ tiếp tục gia tăng, vay nợ bằng lãi suất thả nổi libor, trong khi nền kinh tế vĩ mô sụt giảm, BLNG có thể sẽ giảm theo.
 - Tăng VDL 4 lần trong khi LNST tăng 0,5 lần kéo theo ROA, ROE giảm
 - Tỷ lệ pha loãng SLCP tăng dẫn đến EPS giảm
 - Tuy nhiên, với Dự thảo QHĐ8 đặt trọng tâm vào NLTT với tiềm năng tiêu thụ điện phục hồi và tăng trưởng cao trong các năm tới. GEG vẫn có thể tạo ra được dòng doanh thu ổn định.

GEG – CTCP ĐIỆN GIA LAI

KHUYẾN NGHỊ | MUA

	Q2/2021	Q3/2021	Q4/2021	Q1/2022	Q2/2022	%yoy	TTM	BLNG
Doanh số thuần	320.53	313.17	442.73	570.16	505.67	158%	1,831.72	100%
Giá vốn hàng bán	(127.98)	(131.96)	(224.26)	(222.96)	(281.03)	220%	(860.22)	-47%
Lãi gộp	192.55	181.21	218.47	347.20	224.63	117%	971.51	53%
Thu nhập tài chính	7.65	17.48	8.13	7.64	7.88	103%	41.13	2%
Chi phí tài chính	(92.31)	(85.94)	(151.28)	(146.34)	(155.05)	168%	(538.61)	-29%
Trong đó: Chi phí lãi vay	(89.14)	(83.34)	(133.12)	(145.30)	(139.27)	156%	(501.02)	-27%
Lãi/(lỗ) từ công ty liên doanh (từ năm 2015)	-	(6.38)	12.71	3.23	5.31	64%	14.86	1%
Chi phí bán hàng	(0.11)	(0.04)	(0.20)	(0.24)	-	0%	(0.49)	0%
Chi phí quản lý doanh nghiệp	(30.85)	(20.21)	(40.95)	(29.64)	(38.14)	124%	(128.94)	-7%
Lãi/(lỗ) từ hoạt động kinh doanh	76.94	86.11	46.87	181.85	44.63	58%	359.46	20%
Thu nhập khác	4.48	-	97.20	1.40	0.95	21%	99.55	5%
Chi phí khác	(2.81)	(17.62)	(4.91)	(0.16)	(0.32)	11%	(23.01)	-1%
Thu nhập khác, ròng	1.67	(17.62)	92.28	1.24	0.63	38%	76.54	4%
Lãi/(lỗ) từ công ty liên doanh	-	-	-	-	-	0%	-	0%
Lãi/(lỗ) ròng trước thuế	78.61	68.48	139.15	183.09	45.27	58%	435.99	24%
Thuế thu nhập doanh nghiệp – hiện thời	(4.42)	(6.37)	(28.48)	(10.94)	(7.68)	174%	(53.48)	-3%
Thuế thu nhập doanh nghiệp – hoãn lại	(0.71)	(1.15)	3.81	1.52	1.50	-210%	5.68	0%
Chi phí thuế thu nhập doanh nghiệp	(5.13)	(7.52)	(24.67)	(9.43)	(6.18)	120%	(47.79)	-3%
Lãi/(lỗ) thuần sau thuế	73.48	60.97	114.48	173.67	39.09	53%	388.20	21%
Lợi ích của cổ đông thiểu số	9.82	8.14	12.88	31.61	9.56	97%	62.19	3%
Lợi nhuận của Cổ đông của Công ty mẹ	63.66	52.82	101.60	142.06	29.53	46%	326.01	18%
Lãi cơ bản trên cổ phiếu (VND)	-	-	-	-	-	26%	-	0%
Lãi trên cổ phiếu pha loãng (VND)	-	-	-	-	-	0%	-	0%

PC1 | CTCP TẬP ĐOÀN PC1

KHUYẾN NGHỊ | MUA

- Tổng quan:
 - PC1 là tổng thầu EPC các dự án điện dẫn đầu trong nước và, hướng tới top 5 toàn khu vực Đông Nam Á. Về dài hạn, PC1 cũng đang lấn sân sang các lĩnh vực kinh doanh khác, bao gồm đầu tư năng lượng, bất động sản, và khai thác khoáng sản.
- Hoạt động sản xuất kinh doanh:
 - Về tình hình kinh doanh, Công ty chưa công bố BCTC quý III/2022. Kết thúc quý II/2022, doanh thu thuần hợp nhất PC1 đạt 1.518 tỷ đồng, giảm tới gần 50% so với cùng kỳ năm trước; theo đó lợi nhuận sau thuế cổ đông mẹ đạt 63 tỷ đồng, giảm 81%. Kết thúc 6 tháng, Công ty mới hoàn thành lần lượt 27,23% và 29,83% các kế hoạch kinh doanh.
 - Hoạt động xây lắp điện hồi phục mạnh mẽ và duy trì tăng trưởng CAGR 16% trong giai đoạn 2021-2025F;
 - Chúng tôi kỳ vọng đầu tư năng lượng tái tạo tiếp tục gặt hái được thành công nâng tổng công suất điện lên gần 400MW, doanh thu năm 2022F tăng 51% so với năm trước;
 - PC1 sẽ bắt đầu ghi nhận doanh thu đột biến khi mỏ niken – đồng chính thức đi vào khai thác trong năm 2023F – dự toán gia tăng 5.200 tỷ đồng doanh thu trung bình năm;
 - Tiềm năng phát triển kinh doanh bất động sản khu công nghiệp là điểm sáng cho PC1 khi PC1 muốn nâng sở hữu tại Western Pacific lên 30%, mở đường cho KCN Yên Phong II, Bắc Ninh chính thức đi vào hoạt động, dự kiến trong năm 2023F, kỳ vọng BLNG mảng này tăng trung bình 7%/năm.

PC1 | CTCP TẬP ĐOÀN PC1

KHUYẾN NGHỊ | MUA

	Q2/2021	Q3/2021	Q4/2021	Q1/2022	Q2/2022	%yoy	TTM	BLNG
Doanh số thuần	2,987.71	3,131.21	2,145.68	1,477.93	1,510.91	51%	8,265.72	100%
Giá vốn hàng bán	(2,745.37)	(2,816.49)	(1,745.72)	(1,127.97)	(1,166.00)	42%	(6,856.18)	-83%
Lãi gộp	242.34	314.72	399.95	349.96	344.91	142%	1,409.54	17%
Thu nhập tài chính	277.96	16.54	16.13	15.23	15.28	5%	63.18	1%
Chi phí tài chính	(77.18)	(83.03)	(137.39)	(121.08)	(215.17)	279%	(556.67)	-7%
Trong đó: Chi phí lãi vay	(77.51)	(82.50)	(92.83)	(111.54)	(138.18)	178%	(425.05)	-5%
Lãi/(lỗ) từ công ty liên doanh (từ năm 2015)	38.46	20.08	11.51	6.35	4.94	13%	42.89	1%
Chi phí bán hàng	(18.03)	(6.20)	(22.85)	(5.59)	1.91	-11%	(32.74)	0%
Chi phí quản lý doanh nghiệp	(71.64)	(61.99)	(54.80)	(49.24)	(66.34)	93%	(232.37)	-3%
Lãi/(lỗ) từ hoạt động kinh doanh	391.91	200.13	212.55	195.63	85.52	22%	693.84	8%
Thu nhập khác	22.31	1.07	7.49	0.76	0.68	3%	10.01	0%
Chi phí khác	(9.08)	(13.79)	(19.69)	(12.47)	(14.13)	156%	(60.08)	-1%
Thu nhập khác, ròng	13.23	(12.71)	(12.20)	(11.71)	(13.45)	-102%	(50.07)	-1%
Lãi/(lỗ) từ công ty liên doanh	-	-	-	-	-	0%	-	0%
Lãi/(lỗ) ròng trước thuế	405.14	187.42	200.35	183.91	72.07	18%	643.76	8%
Thuế thu nhập doanh nghiệp – hiện thời	(44.88)	29.44	(5.04)	(7.27)	(15.64)	35%	1.48	0%
Thuế thu nhập doanh nghiệp – hoãn lại	(18.44)	(60.46)	(9.36)	2.85	11.34	-62%	(55.62)	-1%
Chi phí thuế thu nhập doanh nghiệp	(63.32)	(31.02)	(14.40)	(4.42)	(4.29)	7%	(54.13)	-1%
Lãi/(lỗ) thuần sau thuế	341.83	156.40	185.95	179.49	67.78	20%	589.63	7%
Lợi ích của cổ đông thiểu số	14.07	12.52	44.89	46.46	4.12	29%	108.00	1%
Lợi nhuận của Cổ đông của Công ty mẹ	327.76	143.88	141.06	133.03	63.66	19%	481.63	6%
Lãi cơ bản trên cổ phiếu (VND)	-	-	-	-	-	11%	-	0%
Lãi trên cổ phiếu pha loãng (VND)	-	-	-	-	-	0%	-	0%

TUYÊN BỐ MIỄN TRỪ TRÁCH NHIỆM

Bản quyền năm 2022 thuộc về Công ty Cổ phần Chứng khoán Ngân hàng Công Thương Việt Nam (CTS). Những thông tin sử dụng trong báo cáo được thu thập từ những nguồn đáng tin cậy và CTS không chịu trách nhiệm về tính chính xác của chúng. Quan điểm thể hiện trong báo cáo này là của (các) tác giả và không nhất thiết liên hệ với quan điểm chính thức của CTS. Không một thông tin cũng như ý kiến nào được viết ra nhằm mục đích quảng cáo hay khuyến nghị mua/bán bất kỳ chứng khoán nào. Báo cáo này không được phép sao chép, tái bản bởi bất kỳ cá nhân hoặc tổ chức nào khi chưa được phép của CTS.

ĐÀO TUẤN TRUNG

Trưởng phòng Nghiên cứu phân tích

 306 Bà Triệu, Quận Hai Bà Trưng, Hà Nội trungdt@cts.vn  +84-949-993-829**ĐÀO VIỆT ANH**

Phó trưởng phòng Nghiên cứu phân tích

 306 Bà Triệu, Quận Hai Bà Trưng, Hà Nội anhdv@cts.vn  +84-936-636-638**NGUYỄN PHƯƠNG MAI**

Chuyên gia phân tích

 306 Bà Triệu, Quận Hai Bà Trưng, Hà Nội mainp@cts.vn  +84-904-854-958

**CÔNG TY CỔ PHẦN CHỨNG KHOÁN
NGÂN HÀNG CÔNG THƯƠNG VIỆT NAM**

Trụ sở chính

📍 306 Bà Triệu, Quận Hai Bà Trưng, Hà Nội
☎ 024 3974 1771 📠 024 3974 1760

Chi nhánh TP. Hồ Chí Minh

📍 49 Tôn Thất Đạm, Phường Nguyễn Thái Bình, Quận 1, TP. Hồ Chí Minh
☎ 024 3974 1771 📠 028 3820 0899

Chi nhánh Đà Nẵng

📍 36 Trần Quốc Toản, Quận Hải Châu, TP. Đà Nẵng
☎ 024 3974 1771 📠 023 6358 4788