

Ngành Điện

Huy động nhiệt điện tích cực

- Chúng tôi cho rằng điện khí và điện than nội địa sẽ được hưởng lợi trong 2023 trong bối cảnh thủy điện suy yếu.
- Chúng tôi cho rằng định hướng phát triển NLTT đang rõ ràng hơn, ưu tiên cơ chế DPPA, tuy nhiên, tiến độ thực hiện vẫn đang chậm trễ.
- Chúng tôi nhận thấy sự phục hồi của điện khí và những kỳ vọng về tương lai NLTT là chủ đề chính của ngành. Chúng tôi ưa thích **POW** và **PC1**.

Tăng trưởng sản lượng điện dự kiến thấp hơn so với dự báo QHĐ 8

Trong 2023, chúng tôi kỳ vọng một mức tăng trưởng sản lượng điện thậm chí thấp hơn 6% so với dự báo QHĐ 8 do nhu cầu điện năng xây dựng dự kiến giảm sút, do những khó khăn của thị trường BĐS nhà ở. Chúng tôi cho rằng những ngành công nghiệp sản xuất như sắt thép, xi măng sẽ bị ảnh hưởng đáng kể. Tuy nhiên chúng tôi nhận thấy dự báo một mùa hè nóng bức hơn sẽ kéo nhu cầu điện nhóm tiêu dùng dân cư, bù đắp sự sụt giảm mảng Công nghiệp – Xây dựng. Trong 2024-30, chúng tôi dự kiến tăng trưởng kép sản lượng điện sẽ dựa trên kịch bản cơ sở trong QHĐ 8 đạt 8,4%.

Chúng tôi đánh giá khả năng EVN tăng giá điện trong năm nay cao khi đã giữ nguyên 4 năm nhờ khung giá bán điện mới được ban hành, tăng 220-528đ/kWh đạt 1.826-2.444đ/kWh. Chúng tôi cho rằng giá bán lẻ điện tăng sẽ giảm áp lực cho những khó khăn tài chính của EVN, cải thiện dòng tiền thanh toán và tạo dư địa huy động cho nguồn điện giá cao.

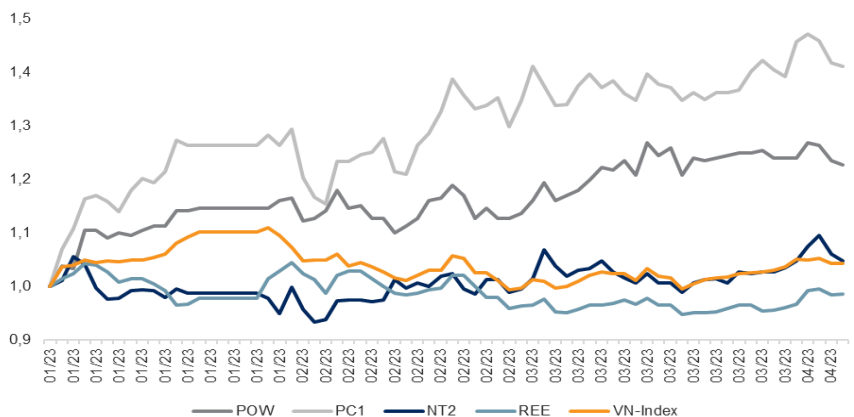
Sản lượng nhiệt điện cải thiện trong bối cảnh thủy điện suy yếu trong 2023

Chúng tôi nhận thấy điện khí sẽ hưởng lợi huy động sản lượng do 1) Thủy điện suy yếu, tạo dư địa huy động cho các nguồn thay thế; 2) Dự báo giá dầu Brent giảm trong 2023-24 đạt 85-80USD/thùng hỗ trợ khả năng cạnh tranh giá của nguồn trong bối cảnh giá đầu vào than tiếp tục neo cao. Đối với điện than, chúng tôi kỳ vọng các nhà máy sử dụng than nội địa tại miền Bắc sẽ được hưởng lợi rõ ràng nhất nhờ giá than nội ổn định cũng như chi phí rẻ hơn. Ngoài ra, chúng tôi nhận thấy một mùa hè nhiệt độ cao hơn sẽ là yếu tố cơ bản, hỗ trợ huy động sản lượng các nhà máy điện than tại khu vực này trong 2023.

Chúng tôi lựa chọn POW và PC1

Trong 2023, chúng tôi kỳ vọng POW – doanh nghiệp điện khí hàng đầu sẽ hưởng lợi từ triển vọng tích cực của mảng điện khí. Ngoài ra, trong bối cảnh vẫn có bất ổn trong giai đoạn phát triển tiếp theo của điện NLTT, chúng tôi vẫn đặt niềm tin vào một cơ chế giá điện chính thức sẽ được ban hành trong năm nay. Khi mọi nút thắt được giải quyết, chúng tôi nhận thấy mảng xây lắp điện, bao gồm thầu EPC điện gió và xây lắp đường dây, trạm biến áp sẽ bùng nổ đầu tiên. Do đó, chúng tôi nhận thấy PC1 là sẽ là doanh nghiệp đón đầu xu hướng này.

Hình 1: Diễn biến chỉ số P/B các cổ phiếu ngành điện tính từ đầu năm đến nay (Đơn vị: lần)



Nguồn: VNDIRECTS RESEARCH, BLOOMBERG

Chuyên viên phân tích:



Nguyễn Hà Đức Tùng

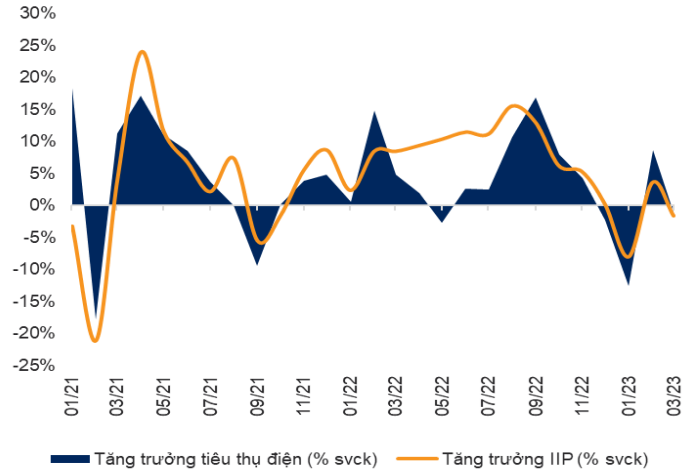
Tung.nguyenduc@vndirect.com.vn

Huy động nhiệt điện tích cực

Tổng quan ngành điện Q1/23: Sản lượng tiêu thụ điện tăng trưởng âm trong bối cảnh nhu cầu cho công nghiệp giảm

Hình 2: Sản lượng điện toàn quốc giảm trong bối cảnh hoạt động sản xuất công nghiệp giảm sút trong Q1/23

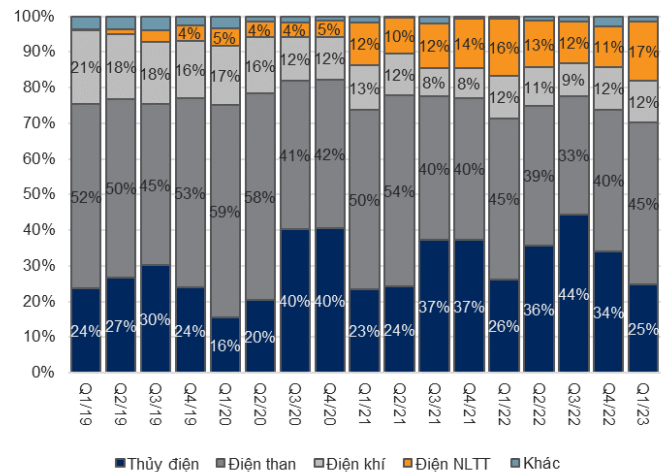
Sản lượng điện toàn quốc giảm 1,6% svck đạt 61,83 tỷ kWh trong Q1/23 do nhu cầu điện nhóm ngành công nghiệp giảm. Theo dữ liệu từ Tổng cục Thống kê (GSO), chỉ số sản xuất công nghiệp (IIP) của Việt Nam ghi nhận mức tăng trưởng âm 6,3% svck, trong đó, nhiều nhóm ngành thâm dụng điện như thép giảm 2,4% svck và xi măng giảm 9,6% svck trong bối cảnh hoạt động xây dựng giảm sút khi thị trường BĐS nhà ở đóng băng cũng như những chậm trễ trong việc giải ngân đầu tư công. Do đó, nhu cầu điện thấp ảnh hưởng lên mức giảm sản lượng của hầu hết các nguồn điện.



Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, EVN, Tổng cục Thống kê

Hình 3: Tỷ trọng huy động theo nguồn điện Q1/23 (Đơn vị: %)

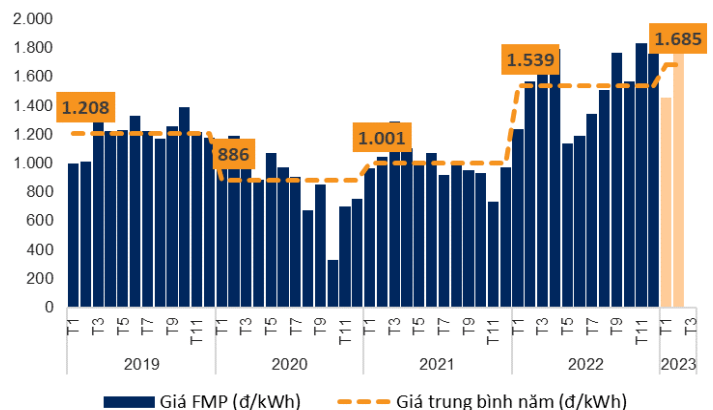
Về cơ cấu huy động nguồn, điện than ghi nhận sự cải thiện từ mức thấp trong nửa cuối 2022, chiếm 45% tổng sản lượng điện, hỗ trợ bởi giá than nhập hạ nhiệt từ T2/23. Tỷ trọng sản lượng điện khí ổn định, chiếm 12% tổng sản lượng điện phát. Thủy điện cũng ghi nhận mức sản lượng giảm nhẹ và chiếm tỷ trọng tương đương năm ngoái, 25% tổng sản lượng, thông thường giai đoạn Q1 là thời gian các nhà máy thủy điện mục tiêu tích nước để phục vụ cho mùa khô và các đợt nắng nóng. Điện MT ghi nhận mức cắt giảm công suất mạnh trong bối cảnh nhu cầu điện yếu tại miền Nam trong khi công suất nguồn đang dư thừa. Ngược lại, điện gió đóng góp mức sản lượng tích cực nhờ mùa gió tốt, hỗ trợ tỷ trọng nhóm điện NLTT tăng 5 điểm% đạt 17% tổng sản lượng.



Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, EVN

Hình 4: Giá FMP trên thị trường điện cạnh tranh neo cao khi huy động nguồn nhiệt điện tăng

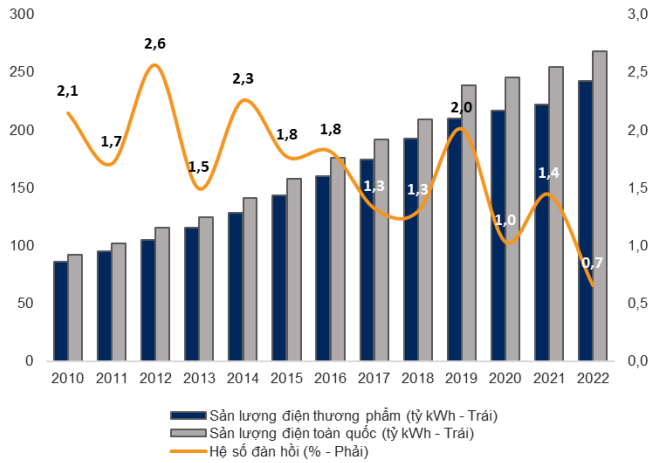
Giá điện toàn phần (FMP) trên thị trường điện cạnh tranh (CGM) tăng 20% svck đạt 1.685đ/kWh trong 2T23 do tỷ lệ huy động các nguồn nhiệt điện giá cao tăng. Hiện tại, giá bán điện cạnh tranh vẫn đang huy động theo Kế hoạch vận hành thị trường điện năm 2022 của Bộ Công thương (MOIT). Do đó, giá trần điện năng (SMP) vẫn tiếp tục neo cao ở mức 1.602đ/kWh, hỗ trợ nhóm nhiệt điện.



Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, GENCO3

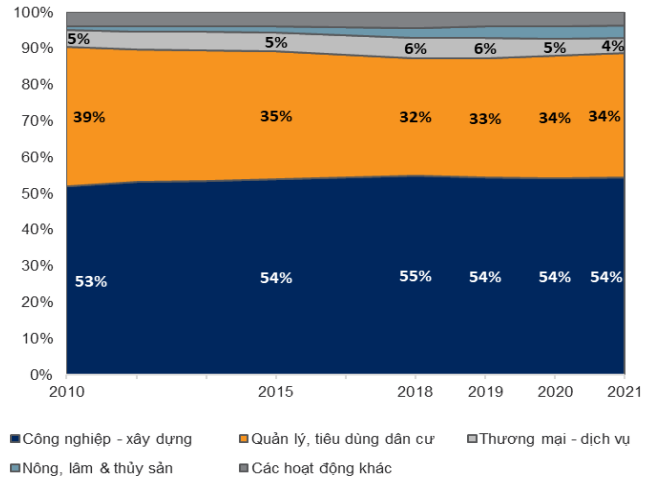
Chúng tôi dự báo tăng trưởng sản lượng điện 2023 sẽ thấp hơn nhiều so với kế hoạch trong dự thảo QHĐ8

Hình 5: Hệ số đàn hồi điện (Tăng trưởng sản lượng/tăng trưởng GDP) có xu hướng giảm dần trong giai đoạn 2010-22



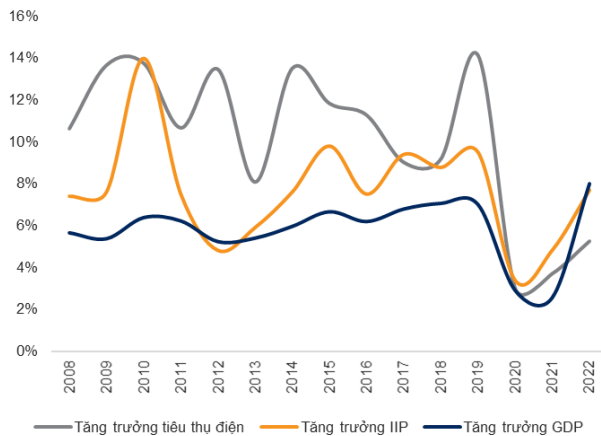
Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, Dự thảo QHĐ8

Hình 6: Tính đến 2021, nhóm Công nghiệp – Xây dựng vẫn chiếm 54% tổng nhu cầu điện, theo sau là nhóm tiêu dùng dân cư (Đơn vị: %)



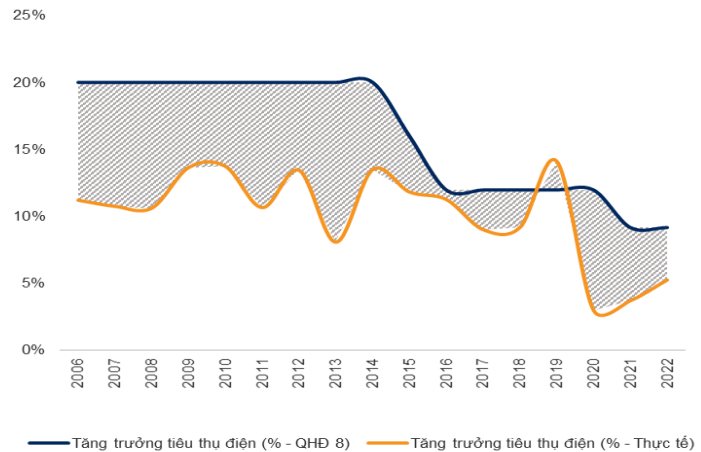
Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, EVN

Hình 7: Tăng trưởng nhu cầu điện thấp hơn GDP lần đầu tiên trong giai đoạn 2008-22 trong bối cảnh tăng trưởng IIP thấp (Đơn vị: %)



Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, EVN, GSO

Hình 8: Tăng trưởng tiêu thụ điện dự báo trong các bản QHĐ cao hơn so với thực tế trong 2006-14, sau đó chính xác hơn từ 2015



Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, Dự thảo QHĐ8

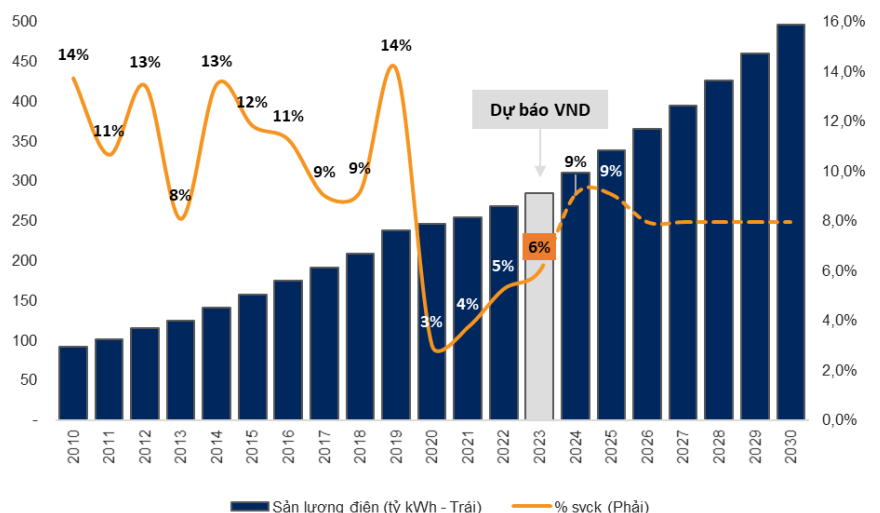
Tính đến 2021, cơ cấu nhu cầu điện toàn quốc bao gồm 53% từ nhóm Công nghiệp – Xây dựng, 39% từ nhóm Tiêu dùng dân cư – Thương mại & Dịch vụ, còn lại đến từ Nông nghiệp và các nhóm khác. Hệ số đàn hồi điện ghi nhận xu hướng giảm từ trung bình 1,9x trong giai đoạn 2010-25 xuống còn 1,4x trong giai đoạn 2015-20. Chúng tôi nhận thấy đây là một hệ số phản ánh đúng nền kinh tế của nước ta trong bối cảnh nhu cầu điện từ nhóm ngành Công nghiệp – Dịch vụ luôn chiếm hơn một nửa, trong khi đóng góp GDP của nhóm ngành này chỉ khoảng 37%. Đáng chú ý, Việt Nam sở hữu nhiều nhóm ngành công nghiệp nặng, có mức thâm dụng điện cao như xi măng, sắt thép, linh kiện điện tử và phụ trợ, dự kiến sẽ tiếp tục tăng trưởng trong tương lai.

Bước sang 2022, tổng sản lượng tiêu thụ điện toàn quốc tăng 5,3% svck, lần đầu tiên thấp hơn tăng trưởng GDP và cũng thấp hơn nhiều so với kịch bản tăng trưởng thấp trong QHĐ8 là 8,4% svck. Theo đó, hệ số đàn hồi giảm xuống

0,7x. Chúng tôi nhận thấy tăng trưởng nhu cầu điện khá khiêm tốn do ảnh hưởng bởi hai nhóm chính:

- 1) Nhu cầu điện nhóm Công nghiệp – Xây dựng giảm trong bối cảnh tình hình sản xuất các ngành thâm dụng điện giảm sút như xi măng, sắt thép, điện tử trong khi hoạt động xây dựng cũng bị ảnh hưởng đáng kể trong giai đoạn thị trường bất động sản nội địa đóng băng. Hoạt động xuất nhập khẩu cũng chậm lại trong bối cảnh nền kinh tế của nhiều quốc gia trên thế giới gặp khó khăn, nhất là các đối tác thương mại lớn của Việt Nam như Mỹ, Trung Quốc, Châu Âu. Những ảnh hưởng đa kênh đã kìm hãm tăng trưởng IIP cũng như tăng trưởng GDP công nghiệp từ nửa cuối 2022 và kéo dài cho đến Q1/23, kéo nhu cầu tiêu thụ điện giảm. Chúng tôi nhận thấy ảnh hưởng của nhóm ngành Công nghiệp – Xây dựng lên nhu cầu điện là rất đáng kể, và có thể nhận thấy rõ ràng trong giai đoạn thiếu vắng đi nhu cầu của nhóm thâm dụng điện như giai đoạn vừa rồi.
- 2) Nhu cầu điện cho nhóm Tiêu dùng dân cư cũng thấp hơn dự kiến trong 2022 khi mùa nóng năm ngoái ghi nhận nhiệt độ mát mẻ hơn so với trung bình nhiều năm, ảnh hưởng bởi pha La Nina kéo dài. Trong giai đoạn 2010-20, nhu cầu điện của nhóm Tiêu dùng dân cư – Dịch vụ & thương mại ghi nhận tăng trưởng kép 9,5%, tuy nhiên, tổng tỉ trọng của 2 nhóm này giảm từ 44% xuống 39% do tỉ trọng giảm đáng kể từ nhóm Tiêu dùng dân cư. Chúng tôi nhận thấy nền tảng tăng trưởng cơ bản của nhóm phụ thuộc nhiều vào việc tăng dân số và khả năng tiếp cận điện năng của quốc gia. Nhu cầu điều hòa không khí ngày càng tăng và xu hướng chuyển đổi nhiên liệu hóa thạch sang đun nấu bằng điện cho thấy mức số ngày càng cao của người Việt. Trong QHĐ8, bộ phận nghiên cứu chỉ ra những yếu tố ảnh hưởng đến mức tiêu thụ của nhóm bao gồm thu nhập bình quân đầu người và tốc độ đô thị hóa.

Hình 9: Chúng tôi kỳ vọng tăng trưởng sản lượng điện 2023 đạt 6% svck, thấp hơn QHĐ8 9,1% svck. Trong giai đoạn 2024-30, tăng trưởng sản lượng sẽ bám sát kịch bản cơ sở QHĐ8



Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, Dự thảo QHĐ 8

Trong 2023, chúng tôi dự báo một mức tăng trưởng tiêu thụ điện thận trọng 6% svck, tương đương với mức dự báo của Bộ Công thương cho kế hoạch cung

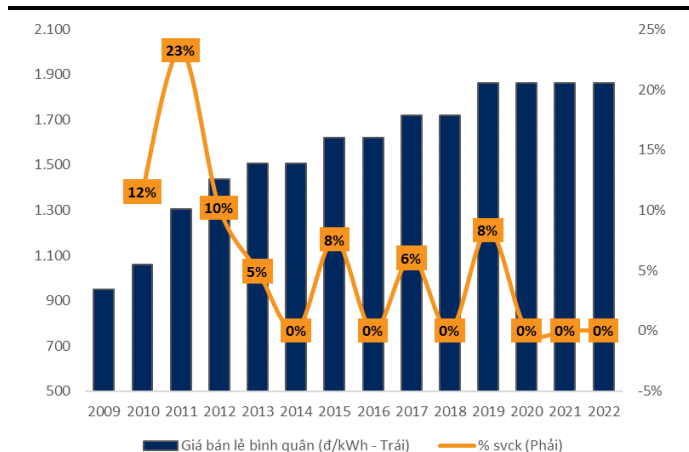
cấp điện 2023. Đây là mức thấp hơn 38% sv kịch bản cao và 28% sv kịch bản thấp trong QHĐ 8 do:

- Chúng tôi nhận thấy hoạt động xây dựng nội địa sẽ bị ảnh hưởng đáng kể do nhu cầu thấp tại thị trường BĐS nhà ở, dự kiến kéo dài đến hết 2023. Do đó, chúng tôi tiếp tục dự báo máng xi măng, sắt thép sẽ tiếp tục hạn chế sản xuất do nhu cầu yếu, kéo nhu cầu điện của nhóm Công nghiệp – Xây dựng giảm sút. Tuy nhiên, chúng tôi kỳ vọng hoạt động đầu tư công dự kiến sẽ giải ngân mạnh mẽ hơn năm nay phần nào bù đắp đi những mất mát cho những nhóm ngành này.
- Mặt khác, chúng tôi kỳ vọng vào một mùa hè nóng nực hơn khi pha El Nino dự kiến trở lại từ T5/23, cùng với hoạt động thương mại, dịch vụ đang dần phục hồi về mức trước dịch sẽ hỗ trợ nhu cầu điện đột biến của nhóm ngành Tiêu dùng dân cư – Dịch vụ. Theo đó, phần nào hỗ trợ bù đắp mức tiêu thấp nhóm Công nghiệp – Xây dựng.

Chúng tôi so sánh tăng trưởng sản lượng điện thực tế với dự báo của các bản QHĐ trước đó (Hình 8) để đánh giá hiệu quả cũng như việc triển khai hệ thống điện Việt Nam. Theo đó, tăng trưởng điện thực tế có xu hướng thấp hơn so với dự báo trong giai đoạn 2006-14 (giai đoạn QHĐ 6). Tuy nhiên, khoảng cách đã được thu hẹp đáng kể giai đoạn từ 2015 (QHĐ 7) với những dự báo chính xác hơn, trước khi lệch hướng do ảnh hưởng bất ngờ của Covid-19 từ năm 2020. Do đó, trong giai đoạn 2024-30, chúng tôi dự kiến sản lượng điện của Việt Nam sẽ tiếp tục tăng trưởng kép 8,4%, dựa theo kịch bản cơ sở trong QHĐ 8.

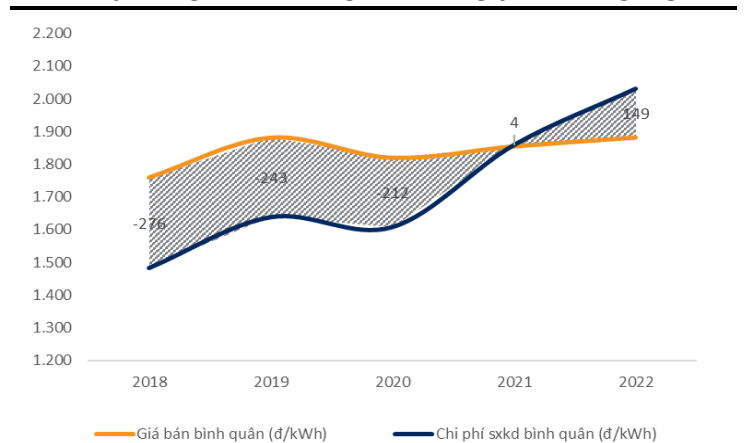
Chúng tôi nhận thấy những tín hiệu tăng giá điện bán lẻ sẽ phần nào giải quyết được những khó khăn tài chính của EVN

Hình 10: Giá bán lẻ điện đã không tăng 4 năm liên tiếp từ 2019...



Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, EVN

Hình 11: ...Trong khi chi phí sxkd điện của EVN đã vượt quá giá bán lẻ 2021, chủ yếu do giá đầu vào tăng cao từ đứt gãy chuỗi cung ứng



Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, EVN

Trong T3/23, Bộ Công thương công bố kết quả kiểm tra tình hình sản xuất và giá thành điện 2021-22 của EVN. Theo đó, giá thành sản xuất điện đạt 1.859đ/kWh (+1,84% svck) trong 2021 và 2.032đ/kWh (+9,27% svck) cao hơn mức giá bán bình quân năm 2021-22 lần lượt là 1.855.6đ/kWh và 1.882đ/kWh. Mặc dù đã có nhiều biện pháp tiết giảm chi phí, các giải pháp vẫn chưa đủ để bù đắp cho mức tăng rất cao của giá đầu vào như than nhập khẩu, giá khí và giá dầu. Theo báo cáo đánh giá hoạt động kinh doanh, EVN ghi nhận khoản lỗ

ròng 26.235 tỷ đồng trong năm 2022 và tình hình vẫn chưa được cải thiện trong 2023.

Chúng tôi nhận thấy sự mất cân đối giữa giá đầu vào và đầu ra là nguyên do chính khiến EVN lỗ nặng. Giá đầu vào tăng kéo giá mua điện bình quân tăng mạnh, cùng với việc tỉ trọng công suất NLTT – nguồn điện giá cao tăng mạnh từ 2020. Trong khi đó, giá bán lẻ điện vẫn giữ nguyên 4 năm liên tiếp tính từ 2019. Hiện tại chỉ còn thủy điện vẫn còn giá thành huy động thấp hơn giá bán lẻ mặc dù nguồn điện này chỉ chiếm 33% tổng công suất tính đến hết 2022. 67% còn lại đến từ các nguồn giá cao như nhiệt điện và NLTT. Chúng tôi nhận thấy một số hậu quả đáng lo ngại nếu tình hình không sớm được cải thiện trong thời gian tới:

- Nếu giá bán lẻ tiếp tục không đc thay đổi, dự kiến EVN sẽ cạn tiền mặt vào cuối T5/23 theo đánh giá của Bộ Công thương với khoản lỗ dự tính khoảng 64.941 tỷ đồng. Trong Q4/22, nhiều nhà máy ghi nhận khoản phải thu tiền điện từ EVN tăng vọt, phản ánh khó khăn tài chính của cơ quan này. Do đó, việc tình trạng tiếp diễn sẽ ảnh hưởng trực tiếp lên hoạt động kinh doanh và dòng tiền các doanh nghiệp phát điện.
- Bên cạnh đó, EVN là doanh nghiệp nhà nước và hiện tại không được chính phủ bảo lãnh vay vốn, việc hiệu quả kinh doanh giảm sút và thua lỗ sẽ ảnh hưởng đến quá trình phát triển công suất nguồn điện của quốc gia trong bối cảnh không huy động được nguồn vốn. Chúng tôi nhận thấy vấn đề này sẽ đe dọa đến an ninh năng lượng và xa hơn là ảnh hưởng đến khả năng phát triển kinh tế - xã hội của Việt Nam.

Tuy nhiên, đã có những tín hiệu tích cực nhằm giảm đi áp lực tài chính cho EVN. Theo đó, ngày 23/2/2023, Bộ Công thương đã ban hành khung giá bán lẻ mới, làm cơ sở để xác định giá bán lẻ điện trong thời gian tới. Cụ thể, khung giá mới đạt 1.826-2.444đ/kWh, tăng 220-528 đ/kWh so với khung giá cũ. Chúng tôi nhận thấy khả năng cao giá bán lẻ của EVN sẽ tăng trong năm nay, tuy nhiên mức tăng nhiều hay ít cần đánh giá kỹ lưỡng dựa trên tình hình lạm phát của Việt Nam. Chúng tôi nhận thấy giá bán lẻ điện mới, nếu tăng, sẽ hỗ trợ nhiều cho tình hình tài chính của EVN, đảm bảo dòng tiền thanh toán cho nhà máy cũng như có dư địa để huy động từ nguồn điện giá cao hơn.

Nhiệt điện sẽ hưởng lợi với sản lượng huy động tích cực hơn nhờ sự yếu đi của thủy điện trong 2023

Về phát triển công suất nguồn 2023, điện than dự kiến sẽ tăng tỉ trọng lên 34% nhờ sự bổ sung của 2.632MW đi vào vận hành, theo sau là thủy điện, chiếm 29% tổng công suất với 1.636MW nguồn bổ sung. Công suất các nguồn điện khác không thay đổi nhiều và chỉ có NLTT ghi nhận các dự án chuyển tiếp nhưng chưa rõ ngày đi vào vận hành. Về huy động sản lượng, chúng tôi dự báo sản lượng thủy điện giảm mạnh trong 2023 do điều kiện thời tiết không thuận lợi và phục hồi từ 2024. Nhiệt điện than sẽ tiếp tục ghi nhận tỉ trọng huy động thấp, chủ yếu do các nhà máy điện than trộn và nhập khẩu được huy động ít hơn. Nhiệt điện khí có thể sẽ ghi nhận tình trạng huy động tích cực hơn với 12% tổng tỷ trọng nhờ thủy điện thoái trào và giá khí đầu vào hạ nhiệt. Sản lượng điện NLTT dự kiến tăng nhờ 2.000MW dự án chuyển tiếp bổ sung.

Hình 12: Tăng trưởng công suất theo nguồn điện 2023

MW	2022			2023		
	Công suất	%svck	%tỉ trọng	Công suất	%svck	%tỉ trọng
Thủy điện	22.345	1%	28%	23.981	7%	28%
Điện than	25.820	7%	33%	28.452	10%	33%
Điện dầu	1.579	0%	2%	1.579	0%	2%
Điện khí	7.398	3%	9%	7.398	0%	9%
Điện mặt trời	16.567	1%	21%	17.019	3%	20%
Điện gió	4.667	17%	6%	6.305	35%	7%
Điện sinh khối	356	0%	0%	386	8%	0%
Khác	619	0%	1%	619	0%	1%
Tổng	79.351	4%		85.739	8%	

Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, EVN

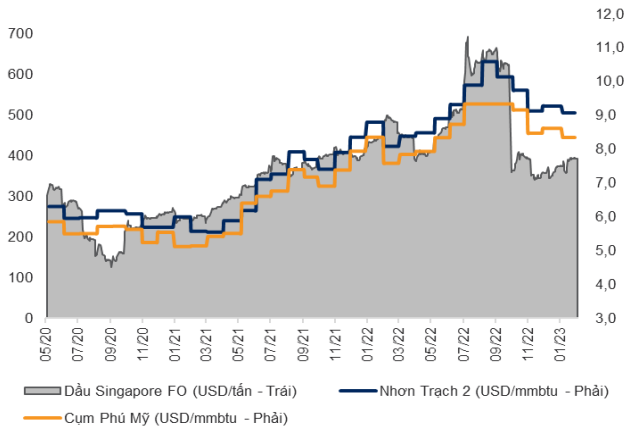
Hình 13: Dự báo sản lượng điện 2023-24 theo loại nguồn

Tỷ kWh	2022			2023			2024		
	Sản lượng	%svck	%tỉ trọng	Sản lượng	%svck	%tỉ trọng	Sản lượng	%svck	%tỉ trọng
Thủy điện	95	21%	35%	85	-10%	30%	96	13%	31%
Điện than	105	-11%	39%	114	8%	40%	127	12%	41%
Điện khí	30	12%	11%	34	15%	12%	37	9%	12%
NLTT	35	10%	13%	46	31%	16%	43	-5%	14%
Khác	4	193%	2%	6	37%	2%	6	9%	2%
Tổng	268	5%		285	6%		310	9%	

Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, EVN

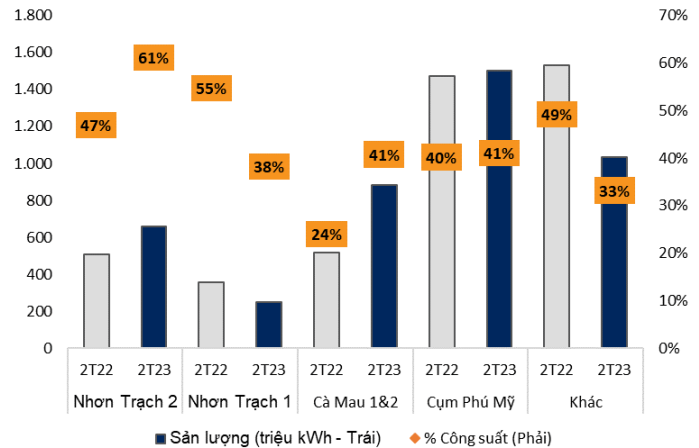
Chúng tôi cho rằng giá đầu vào hạ nhiệt là yếu tố cơ bản hỗ trợ huy động điện khí tích cực hơn trong 2023

Hình 14: Giá khí có xu hướng giảm từ mức đỉnh 2022, neo theo đà giảm của giá dầu Singapore FO



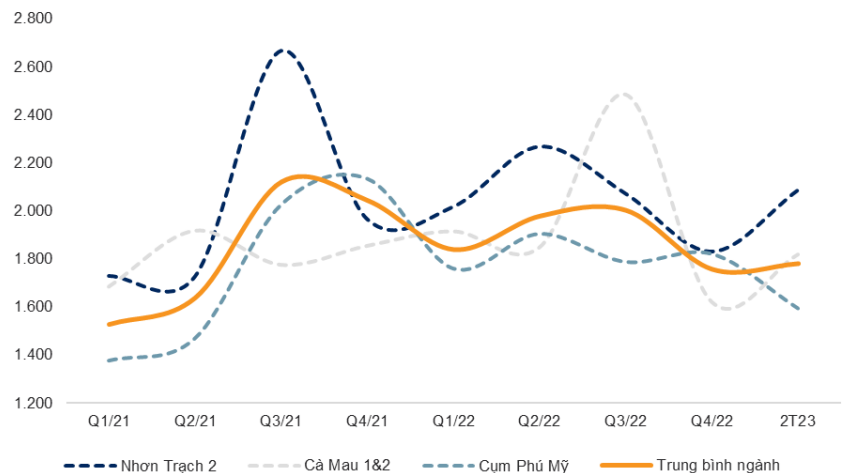
Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, GENCO3, Bloomberg

Hình 15: Nhiều nhà máy điện khí có hiệu suất tốt vẫn ghi nhận mức tăng sản lượng trong bối cảnh sản lượng cả ngành giảm nhẹ



Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, Báo cáo công ty

Hình 16: Giá bán điện bình quân theo đó giảm trong 2023 từ mức nền cao 2022, hỗ trợ bởi giá khí đầu vào giảm (Đơn vị: đ/kWh)



Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, Báo cáo công ty

Trong 2T23, một số nhà máy điện khí vẫn ghi nhận sản lượng huy động khá quan như Nhơn Trạch 2, Cà Mau 1&2 nhưng nhìn chung tổng sản lượng cả ngành vẫn giảm nhẹ do nhu cầu điện yếu đặc biệt tại các khu công nghiệp phía Nam. Đáng chú ý, giá khí ghi nhận xu hướng giảm, neo theo đà giảm của giá dầu Singapore FO. Hiện tại, giá dầu FO đã giảm từ mức đỉnh 2022 khoảng gần 700USD/tấn xuống dưới 400USD/tấn trong T3/23. Tuy rằng đây vẫn là mức giá cao hơn nhiều so với trung bình quá khứ 5-năm, chúng tôi đánh giá đây là tín hiệu tích cực, hỗ trợ khả năng cạnh tranh giá của nguồn điện khí trong bối cảnh giá than nhập đang neo rất cao.

Trong năm 2023, chúng tôi nhận thấy có một số mối lo ngại, ảnh hưởng tiêu cực đến tình hình huy động điện khí trong bối cảnh EVN đang gặp phải nhiều khó khăn tài chính. Hiện tại các tình hình huy động các nhà máy điện khí phụ thuộc chủ yếu vào nhu cầu tiêu thụ điện tại khu vực miền Nam, chúng tôi nhận thấy nhu cầu điện cho công nghiệp và hoạt động xây dựng của khu vực này sẽ bị giảm đáng kể trong năm nay, ảnh hưởng lên nhu cầu tiêu thụ điện. Tuy nhiên, chúng tôi nhận thấy điện khí vẫn sở hữu những lợi thế riêng, và được hưởng lợi trong bối cảnh thủy điện suy yếu từ 2023. Chúng tôi nhận thấy khoảng cách giá điện khí và điện than đang được thu hẹp dần do giá than hiện tại đang neo cao hơn nhiều so với quá khứ. Trong giai đoạn 2023-24, chúng tôi dự báo giá dầu Brent sẽ duy trì ở mức thấp hơn so với đỉnh 2022, và khoảng 85-80USD/thùng, hỗ trợ giá khí giảm. Chúng tôi nhận thấy giá bán điện khí đang có tính cạnh tranh hơn và rẻ hơn nhiều so với các nhà máy điện than nhập khẩu. Chúng tôi cho rằng điện khí vẫn đóng vai trò quan trọng, là nguồn điện chạy nền đảm bảo tính đầy đủ của hệ thống cũng như hưởng lợi từ giá CGM neo cao. Chúng tôi ước tính sản lượng điện khí sẽ tăng 15% svck và 9% svck giai đoạn 2023-24, và POW, NT2, PGV sẽ là một số cái tên nổi bật hưởng lợi từ xu hướng này.

Nhiệt điện than nội tại miền Bắc sẽ được hưởng lợi nhờ giá đầu vào thấp hơn và nhu cầu tăng cao tại khu vực này trong 2023

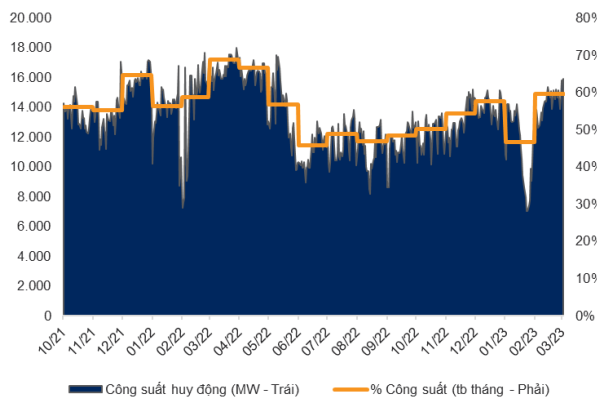
Trong 2T23, sản lượng điện than giảm 4,6% svck đạt 16,37 tỷ kWh, tiếp tục nối dài tình trạng huy động sản lượng thấp hơn tiềm năng từ 2022. Giá than nhập khẩu tăng phi mã là nguyên nhân chính, bên cạnh nhu cầu điện Việt Nam tăng trưởng chậm lại từ nửa cuối 2022, trong khi thủy điện – nguồn điện giá rẻ nhất đang trong pha thời tiết thuận lợi. Cụ thể, giá than hợp đồng tương lai Newcastle – mức giá tiêu chuẩn cho khu vực tiêu thụ Châu Á đã tăng lên gần 450USD/tấn trong Q4/22, và tiếp tục neo cao đến những tháng đầu tiên 2023, trước khi giảm xuống mức thấp nhất 14 tháng khoảng 173USD/tấn kể từ giữa tháng 3, bắt nguồn từ việc chính phủ Trung Quốc cho phép các nhà sản xuất thép có thể nối lại nhập khẩu than từ Úc, hành động đầu tiên kể từ khi Bắc Kinh áp đặt lệnh cấm nhập khẩu than từ nước này cuối 2020. Ngoài ra, thời tiết ấm áp hơn cũng giúp Mỹ và các nước Châu Âu giảm áp lực sưởi ấm trong mùa đông, phần nào xoa dịu nỗi lo thiếu hụt nhiên liệu. Tuy nhiên, chúng tôi nhận thấy mức giá hiện tại vẫn là rất cao so với trung bình quá khứ, và các nhà máy nhiệt điện than nhập và than trộn của Việt Nam vẫn gặp nhiều áp lực cạnh tranh về giá.

Trong 2023-24, chúng tôi kỳ vọng sản lượng điện than sẽ dần cải thiện 8-12% svck từ mức huy động thấp năm 2022. Tuy nhiên, chúng tôi nhận thấy triển vọng của nguồn điện này sẽ có sự khác biệt tùy theo khu vực và loại than đầu vào. Chúng tôi nhận thấy giá than toàn cầu sẽ vẫn neo cao do nhu cầu lớn khi Trung Quốc mở cửa lại hoàn toàn nền kinh tế, trong khi về phía cung, chính phủ Úc đã thông qua những đạo luật mới nhằm hạn chế phát thải, yêu cầu các mỏ than cắt giảm sản lượng, gây áp lực lên năng lực xuất khẩu của một trong nhà cung

cấp than lớn nhất thế giới. Chúng tôi cho rằng các nhà máy nhiệt điện than mới sự dụng hoàn toàn than nhập như Sông Hậu 1, Duyên Hải 2, Nghi Sơn 2 cũng như các nhà máy sắp đi vào hoạt động như Thái Bình 2 và Vân Phong 2 sẽ gặp nhiều khó khăn trong huy động điện do mức giá cao hơn nhiều các nhà máy khác. Ở chiều ngược lại, chúng tôi nhận thấy các nhà máy điện sử dụng chủ yếu than nội địa sẽ có lợi thế cạnh tranh hơn như QTP, HND và PPD do:

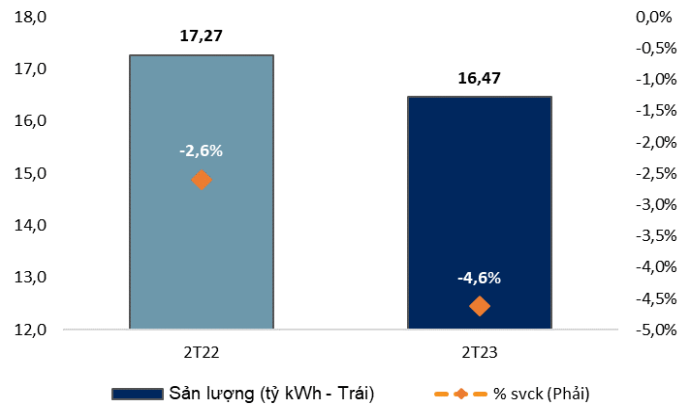
- Chúng tôi nhận thấy miền Bắc ghi nhận mức tăng trưởng phụ tải cao nhất cả nước do tập trung nhiều trung tâm công nghiệp lớn và đang phát triển rất nhanh. Ngoài ra, Trung tâm Khí hậu Thủy văn Quốc gia cũng dự báo về một mùa hè nắng nóng hơn với nhiệt độ tăng khoảng 0,5°C so với trung bình nhiều năm, kéo nhu cầu đột biến trong mùa hè.
- Chúng tôi nhận thấy mức tăng trưởng công suất khiêm tốn trong năm 2023 là cơ hội để các nhà máy điện đang vận hành hấp thụ một mức huy động tốt hơn, đặc biệt tại các khu vực có khả năng thiếu điện cao như miền Bắc.
- Chúng tôi nhận thấy mặt bằng giá than trong nước ổn định là lợi thế lớn cho các nhà máy nhiệt điện than nội địa trong bối cảnh giá than thế giới tăng cao. Hơn nữa, các nhà máy than miền Bắc thường ghi nhận chi phí vận chuyển thấp hơn với nguồn đầu vào được đảm bảo do vị trí gần mỏ than.

Hình 17: Công suất huy động điện than giảm từ nửa sau 2022 kéo dài đến 3T23 do giá đầu vào cao



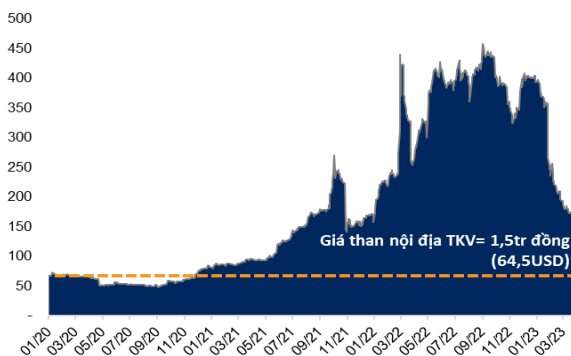
Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, NLDC

Hình 18: Sản lượng điện than giảm 4,6% svck trong 2T23



Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, EVN

Hình 19: Giá than thế giới đã giảm mạnh từ đỉnh 2022, nhưng vẫn cao hơn nhiều so với mức trung bình 5 năm (Đơn vị: USD/tấn)



Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, Bloomberg, TKV

Hình 20: Nhiều nhà máy nhiệt điện than tại miền Bắc ghi nhận giá bán thấp hơn hỗ trợ bởi nguồn than và chi phí vận chuyển rẻ

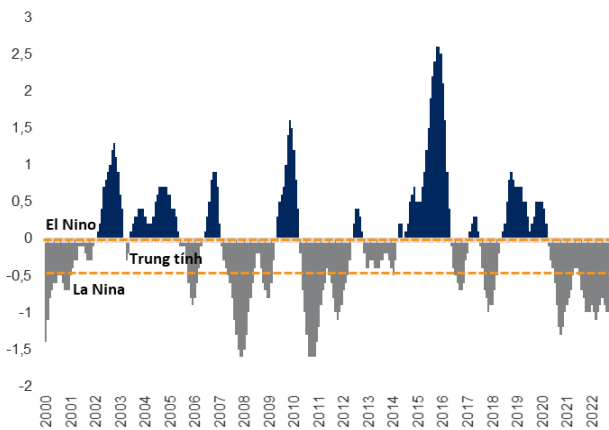
Nhà máy	Vị trí	Doanh thu 2022		Sản lượng		ASP (đ/kWh)
		(tỷ đồng)	%svck	(tr kWh)	%svck	
QTP	Quảng Ninh	10.453	9%	6.425	8%	1.627
HND	Hải Phòng	10.511	0,1%	6.718	-8%	1.565
PPC	Hải Dương	5.116	32%	2.979	11%	1.717
Mông Dương	Quảng Ninh	11.167	34%	7.020	6%	1.591
Vĩnh Tân	Bình Thuận	11.033	19%	6.711	1%	1.644
Vũng Áng 1	Hà Tĩnh	6.264	-36%	3.318	-21%	1.888
Sông Hậu	Hậu Giang	6.257		2.620		2.388

Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, Company reports

Thủy điện đã chính thức kết thúc pha thời tiết thuận lợi từ T3/23 tạo dư địa huy động cho các nguồn điện khác

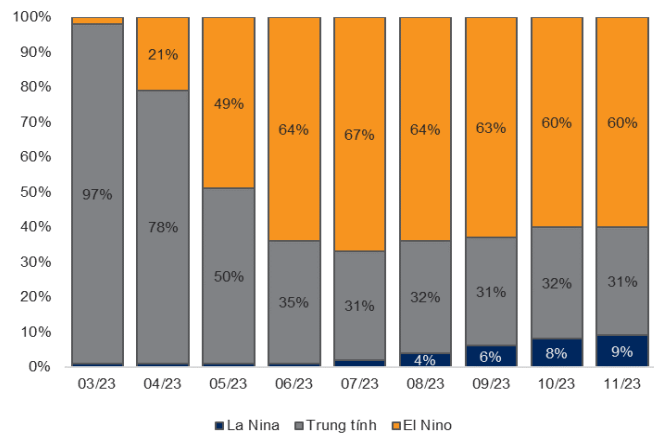
Theo quan sát của chúng tôi, pha La Nina đã kéo dài hơn dự kiến từ giữa 2020 đến đầu 2023 (khoảng 28 tháng), do đó, chúng tôi không thấy khả năng cao để pha La Nina tiếp tục duy trì trong 2023. Theo Viện nghiên cứu quốc tế (IRI), dự báo hiện tượng thời tiết ENSO đã chính thức chuyển sang pha trung tính từ T3/23 với xác suất xảy ra cao đạt 97%. Đáng chú ý, cơ quan này cũng dự báo khả năng xảy ra El Nino sẽ cao hơn từ T5/23. Pha El Nino sẽ gây ra thời tiết nóng hơn với những đợt hạn hán kéo dài hơn dự kiến, do đó, chúng tôi kỳ vọng sản lượng thủy điện sẽ giảm từ mức nền cao 2022. Nhìn chung, chúng tôi ước tính sản lượng thủy điện trong năm 2023-24 sẽ giảm tương ứng 13% - 17% svck.

Hình 21: Pha La Nina đã kéo dài hơn dự kiến, chúng tôi cho rằng không còn khả năng để La Nina quay lại trong 2023 (Đơn vị: °C)



Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, NOAA

Hình 22: Hiện tại thời tiết đang ở pha Trung tính với xác suất cao nhất, trong khi El Nino có thể sẽ trở lại từ tháng 5/23 (Đơn vị: %)

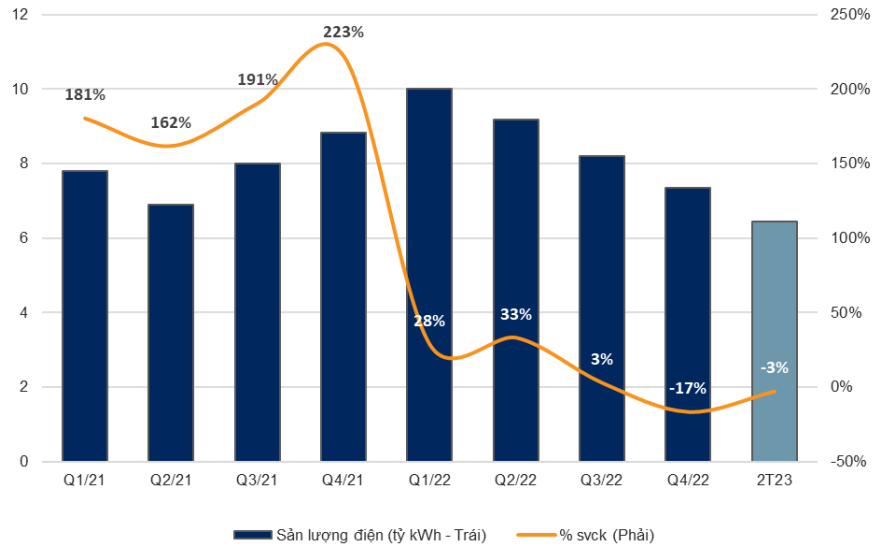


Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, IRI

Năng lượng tái tạo: Nút thắt chính sách vẫn chưa được tháo gỡ

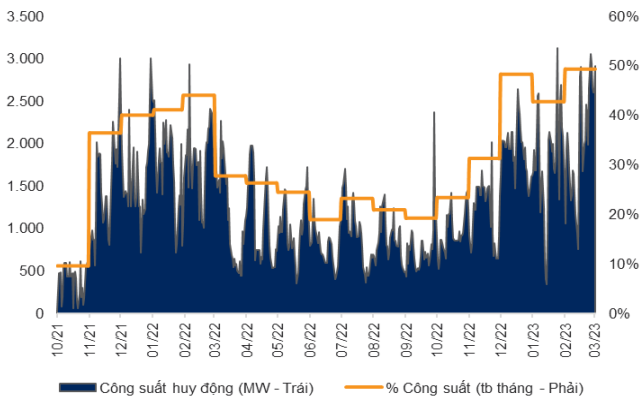
Trong 2T23, sản lượng điện NLTT giảm nhẹ xuống 6,45 tỷ kWh chủ yếu do các nhà máy điện mặt trời ghi nhận cắt giảm công suất. Trong khi đó, điện gió ghi nhận mức sản lượng tăng 9% svck nhờ mùa gió với tốc độ gió cao hơn năm ngoái, bắt đầu từ T11/22. Theo số liệu từ Trung tâm Điều độ Hệ thống điện Quốc gia (NLDC), chúng tôi nhận thấy điện gió có tính mùa vụ cao. Trong khi điện gió thường ghi nhận mức sản lượng tốt vào Q1 và Q4, điện mặt trời thường ghi nhận mức sản lượng ổn định và giảm vào Q4 để nhường chỗ cho huy động điện gió.

Hình 23: Sản lượng điện NLTT 2T22 giảm do huy động điện mặt trời giảm mạnh trong bối cảnh nhu cầu điện yếu tại miền Nam



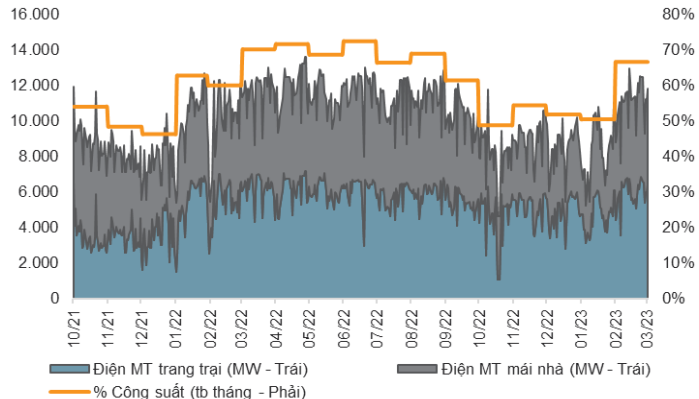
Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, EVN

Hình 24: Điện gió ghi nhận sản lượng tốt trong Q4/22 và Q1/23 hỗ trợ bởi mùa gió tốt



Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, NLDC

Hình 25: Công suất huy động điện mặt trời giảm từ Q4/22 do nhu cầu giảm sút tại miền Nam



Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, NLDC

Sau giai đoạn bùng nổ công suất với chính sách giá FIT, nâng tổng tỷ trọng công suất NLTT từ mức 9% 2019 lên 27% tổng công suất trong 2022, giai đoạn phát triển tiếp theo của nguồn điện đang gặp nhiều thách thức. Với việc chính sách giá FIT đã chính thức hết hiệu lực từ T11/21, hiện tại nhà đầu tư đã chờ đợi hơn 1 năm nhưng vẫn chưa thể phát triển thêm dự án mới, chủ yếu do những chậm trễ ban hành QHĐ 8 cũng như chưa có tin hiệu rõ ràng về thời gian ban hành chính sách giá mới cho NLTT.

Trong bối cảnh tắc nghẽn nhiều mặt, ngày 07/01/2023, Bộ Công Thương ban hành khung giá chuyển tiếp cho các dự án điện mặt trời, điện gió. Mức giá chính thức dựa trên những tính toán từ EVN, theo đó. Mức giá mới cho điện MT vào khoảng 1.184đ/kWh, thấp hơn 29,5% so với giá FIT 2. Mặt khác, giá điện gió trên bờ và gần bờ đều giảm khoảng 21% xuống 1.587đ/kWh và 1.816đ/kWh.

Hình 26: EVN đã tính toán và đưa ra mức giá kiến nghị trình lên Bộ Công thương vào ngày 20/11/2022 (Đơn vị: đồng/kWh)

	Phương án 1	Phương án 2	Phương án 3	Phương án 4	Phương án kiến nghị từ EVN
Điện mặt trời mặt đất	1.482,7	1.508,4	1.508,8	1.188,0	1.188,0
Điện mặt trời nổi	1.740,8	1.569,8	NA	NA	1.569,8
Điện gió trên bờ	1.590,9	1.597,6	1.630,2	NA	1.590,9
Điện gió ngoài khơi	1.971,1	1.944,9	1.974,0	NA	1.944,9

*Một số giả định đầu vào: (1) Suất đầu tư giả định bằng 90% so với số liệu NĐT cung cấp; (2) Lãi suất vốn vay ngoại/nội tệ giả định 4,62%/9,87%; (3) Ưu đãi thuế suất trung bình đạt 8,25%/20 năm.

Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, EVN, MOIT

Hình 27: Bộ Công thương đã ban hành quyết định chính thức tại ngày 07/01/2023 có hiệu lực ngay tại ngày quyết định (Đơn vị: đồng/kWh)

	Phương án chính thức	Phương án EVN	Giá FIT quy đổi ra VND	% thay đổi so với giá FIT
Điện mặt trời mặt đất	1.184,9	1.188,0	1.680,0	-29,5%
Điện mặt trời nổi	1.508,3	1.569,8	1.823,0	-17,3%
Điện gió trên bờ	1.587,1	1.590,9	2.015,0	-21,2%
Điện gió ngoài khơi	1.816,0	1.944,9	2.323,0	-21,8%

Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, EVN, MOIT

Mặc dù khung giá mới là dấu hiệu giải cứu đầu tiên cho các nhà phát triển NLTT chuyển tiếp khi các dự án của họ không được khai thác trong một thời gian dài kể từ khi giá FIT hết hạn. Tuy nhiên, với khung giá này, chúng tôi cho rằng không dự án nào cũng có khả năng sinh lời tốt. Chúng tôi đã tiến hành đánh giá tỷ suất sinh lời (IRR), sử dụng các giả định tiêu chuẩn cho các nhà máy NLTT theo mức giá mới, theo đó, IRR của các dự án chuyển tiếp sẽ giảm đáng kể. Cụ thể, IRR của các trang trại năng lượng mặt trời ở mức 5,1% trong khi IRR điện gió trên bờ và gần bờ giảm xuống 8,0% và 7,9% từ mức cũ 12% theo giá FIT. Theo đó, để tối ưu khả năng sinh lời, các nhà đầu tư cần nỗ lực cắt giảm chi phí đầu tư, chi phí vận hành và lãi vay. Hiện tại, có vẻ như chủ đầu tư của các dự án điện NLTT chuyển tiếp không quá mặn mà với mức giá thấp như vậy. Tính đến hết ngày 23/03, chỉ có 4 hồ sơ được gửi lên EVN để tiếp tục hoàn thiện và đàm phán giá điện trong PPA. Hiện tại, vẫn có nhiều bất đồng về điều khoản liên quan đến, đơn vị tiền tệ mua điện, thời hạn hợp đồng và mức giá, giữa bên mua là EVN và bên bán là nhà đầu tư. Vì vậy, mặc dù khung giá NLTT đã được công bố từ tháng một, khả năng để các dự án NLTT chuyển tiếp đi vào hoạt động vẫn chưa xác định được ngày cụ thể.

Hình 28: Chúng tôi tiến hành chạy mô hình đánh giá hiệu quả của một nhà máy điện NLTT tiêu chuẩn. IRR dự kiến sẽ giảm mạnh khi áp dụng khung giá mới

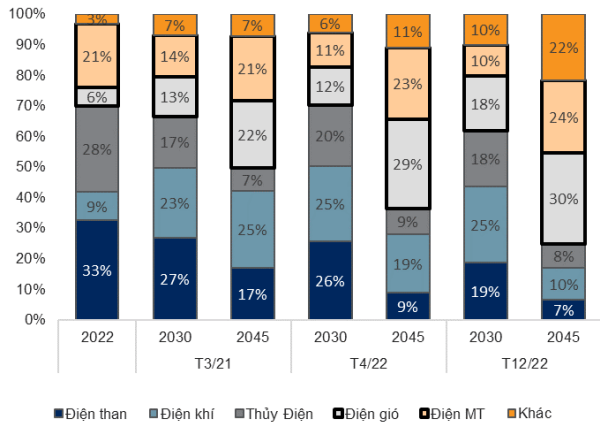
	Điện mặt trời mặt đất	Điện gió trên bờ	Điện gió gần bờ
Thông số đầu vào			
Tỷ lệ vốn vay	70%	70%	70%
Lãi suất vay nội tệ	11%	11%	11%
Số giờ vận hành (giờ/năm)	1.800	3.000	3.500
Thuế suất (TB 20 năm)	8,25%	8,25%	8,25%
Suất đầu tư (tr USD/MW)	0,9	1,6	1,9
Khấu hao (năm)	20	20	20
Giá FIT (đ/kWh)	1.680	2.015	2.323
Ước tính IRR giá FIT (%)	11,7%	12,7%	12,9%
Giá điện chuyển tiếp (đ/kWh)	1.185	1.587	1.815
Ước tính IRR giá chuyển tiếp (%)	5,1%	8,0%	7,9%

Nguồn: VNDIRECT RESEARCH

Chúng tôi cho rằng giá NLTT chuyển tiếp sẽ là cơ sở để Bộ Công Thương đưa ra những quyết định tiếp theo, đặc biệt là việc ban hành cơ chế giá chính thức cho các dự án NLTT mới phát triển. Đáng chú ý, Việt Nam đang tích cực thí điểm và hoàn thiện cơ chế mua bán điện trực tiếp (DPPA) và nhiều khả năng đây sẽ là hướng đi tiếp tục của giai đoạn phát triển sắp tới của thị trường NLTT. Tuy rằng tiến độ thực hiện vẫn chưa rõ ràng và hiện tại các nhà đầu tư rất khó để phán đoán khi chính sách sẽ được ban hành, chúng tôi nhận thấy tầm nhìn của Chính phủ đang dần được hình thành một cách rõ ràng hơn về giai đoạn tiếp theo của ngành. Do đó, với cam kết mạnh mẽ của Việt Nam tại COP26 cũng

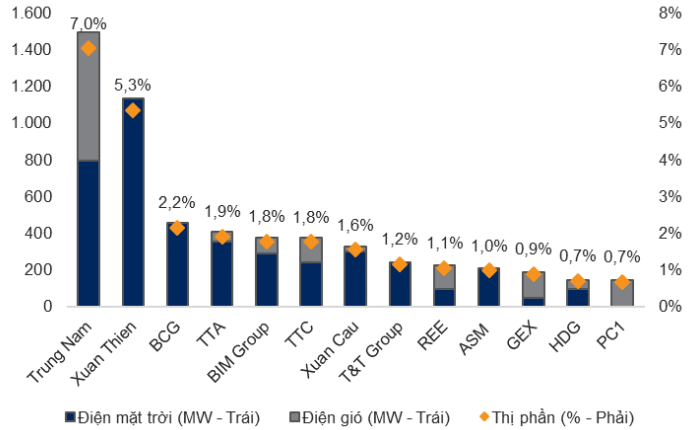
như những điều chỉnh đầy tham vọng trong dự thảo QHĐ 8 mới nhất – tăng công suất nguồn NLTT, chúng tôi tiếp tục kỳ vọng vào một cơ chế giá đủ thu hút nhưng mang tính cạnh tranh lành mạnh hơn, nhằm khuyến khích các nhà đầu tư có năng lực tham gia vào thị trường này. Về triển vọng huy động sản lượng, chúng tôi nhận thấy sự đóng góp của 2.000MW dự án NLTT chuyển tiếp sẽ hỗ trợ tổng sản lượng huy động của nhóm điện này khoảng 30% yoy trong 2023 và ổn định lại trong 2024.

Hình 29: Dự thảo QHĐ 8 mới nhất tiếp tục tăng cường tỉ trọng công suất NLTT trong 2022-45 (Đơn vị: %)



Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, dự thảo QHĐ 8

Hình 30: Doanh nghiệp có lợi thế về quy mô, năng lực đàm phán giá và khả năng huy động vốn sẽ bứt lên trong giai đoạn phát triển sắp tới



Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, Báo cáo công ty

Chúng tôi ưa thích POW và PC1

Hình 31: Luận điểm đầu tư

STT	Mã CP	Giá mục tiêu 1 năm (đ/cp)	Khuyến nghị	Luận điểm đầu tư
1	PC1	36.400	Khả quan	<p>(1) Giai đoạn 2023-24 sẽ là giai đoạn bước ngoặt lợi nhuận của PC1 nhờ hàng loạt những thương vụ mở rộng kinh doanh bao gồm mỏ niken, BĐS Nhà ở và BĐS KCN. Chúng tôi dự báo một mức tăng trưởng kép EPS cao cho PC1 đạt 74% giai đoạn 2023-24.</p> <p>(2) Chúng tôi nhận thấy khi QHĐ8 và chính sách giá NLTT dự kiến ban hành trong Q3/23 sẽ là động lực cho mảng xây lắp điện và EPC điện gió của doanh nghiệp.</p> <p>(3) PC1 sẽ tiếp tục mở rộng danh mục điện tái tạo, bao gồm 81MW thủy điện nhỏ trong giai đoạn 2023-25. Ngoài ra, doanh nghiệp đang tiến hành khảo sát hơn 1.000MW điện gió cả trên bờ và ngoài khơi, thực hiện hóa tham vọng phát triển thêm 350MW NLTT từ nay đến 2025.</p> <p>(4) Các dự án điện gió của PC1 là một trong những dự án nổi bật của Đông Nam Á, đảm bảo đầy đủ các tiêu chuẩn quản trị, môi trường (ESG) và đang được hưởng chính sách lãi vay rất ưu đãi (5-6%/năm) thấp hơn nhiều so với các dự án vay nội tệ (~10-11%). Chúng tôi nhận thấy đây là một lợi thế rất lớn không chỉ cho tính hiệu quả của dự án mà đồng thời tạo tiền đề để doanh nghiệp tiếp tục được tài trợ các khoản vay chi phí vốn thấp trong tương lai.</p>
2	POW	18.400	Khả quan	<p>(1) POW là doanh nghiệp điện khí hàng đầu, và sẽ được hưởng lợi từ xu hướng phát triển công suất điện khí mạnh mẽ theo những định hướng rõ ràng trong dự thảo QHĐ8. Doanh nghiệp đang nắm trong tay chuỗi hai dự án bao gồm 100% sở hữu tại Nhơn Trạch 3&4 (1.600MW), và 33% cổ phần tại dự án LNG Quảng Ninh (1.500MW). Trong khi Nhơn Trạch 3&4 sẽ đi vào vận hành từ lần lượt Q4/24 và Q2/25, LNG Quảng Ninh sẽ triển khai trong giai đoạn 2025-30.</p> <p>(2) Trong giai đoạn 2023-24, chúng tôi đánh giá một mức sản lượng huy động tích cực hơn cho điện khí nhờ 1) Sản lượng tiêu thụ điện dự báo tăng trưởng kép với tốc độ cao 8,4% trong khi dự kiến tốc độ phát triển công suất mới tại miền Nam sẽ chững lại; 2) Giá khí dự báo giảm theo dự báo giá Brent 2023-24 lần lượt là 85/80 USD/thùng giảm áp lực cạnh tranh giá cho điện khí đặc biệt trong bối cảnh giá than nhập tăng; 3) Thủy điện sẽ bước ra khỏi pha thời tiết thuận lợi, tạo dư địa huy động cho các nguồn nhiệt điện.</p> <p>(3) Chúng tôi nhận thấy sự quay trở lại của tổ máy 1 Vũng Áng 1 sẽ là động lực chính cho tăng trưởng của POW trong Q2/23, khi nhà máy này đã trải qua giai đoạn sửa chữa từ Q4/21.</p>

3	NT2	33.000	Khả quan	(1) Trong 2023, NT2 sẽ có lịch đại tu, thông thường diễn ra trong 45 ngày, chúng tôi nhận thấy doanh nghiệp sẽ ghi nhận doanh thu giảm sau đó phục hồi trong 2024.
				(2) Chúng tôi nhận thấy luận điểm đầu tư đáng chú ý nhất của NT2 không hoàn toàn đến từ tăng trưởng LN mà bao gồm một sức khỏe tài chính lành mạnh và nguồn cổ tức ổn định. NT2 đã hoàn thành nghĩa vụ trả nợ dài hạn từ 2021 và hiện tại, doanh nghiệp ghi nhận dòng tiền dồi dào. Chúng tôi kỳ vọng NT2 sẽ duy trì trả cổ tức đều đặn ít nhất 15%/năm, với nhu cầu vốn từ công ty mẹ POW là một trong những động lực chính.
4	QTP	NA	KKN	(1) Chúng tôi đánh giá NT2 là một trong những cổ phiếu có tính phòng thủ cao, ngành nghề kinh doanh thiết yếu, không bị ảnh hưởng bởi tính chu kỳ.
				(1) Chúng tôi nhận thấy câu chuyện của QTP đang khá giống với luận điểm đầu tư NT2, bao gồm nợ vay sắp hoàn thành và chính sách cổ tức ổn định. (2) Chúng tôi cho rằng điện than nội địa tại miền Bắc sẽ hưởng lợi trong giai đoạn 2023-24 nhờ 1) Nhu cầu điện miền Bắc dự kiến tăng mạnh trong các năm tới, với rủi ro thiếu điện hiện hữu khi công suất phát triển thêm tại khu vực này đang không cao; 2) QTP hưởng lợi từ vị trí đặt nhà máy thuận lợi, gần mỏ than có chi phí vận chuyển thấp. Ngoài ra, doanh nghiệp cũng có hợp đồng cung cấp than dài hạn với TKV – cổ đông lớn của QTP, giúp doanh nghiệp có nguồn than ổn định.

Nguồn: VNDIRECT RESEARCH

Hình 32: So sánh doanh nghiệp cùng ngành

Tên công ty	Mã CP	Giá thị trường	Giá mục tiêu	Khuyến nghị	Vốn hóa	P/E (lần)		P/BV (lần)		EV/EBITDA (lần)		ROE (%)	
						Trượt 12T	2023	Hiện tại	2023	Trượt 12T	2023	Trượt 12T	2023
Điện khí													
PVPower	POW VN	13.750	18.400	Khả quan	1.373,2	15,1	12,0	1,0	0,9	5,3	2,9	6,9	7,8
GENCO 3	PGV VN	18.600	NA	KKN	910,3	8,5	8,4	1,2	1,1	6,1	5,2	14,7	13,4
CTCP Điện lực Dầu khí Nhơn Trạch 2 NT2 VN		30.250	33.000	Khả quan	371,4	10,1	10,6	1,9	1,8	4,9	NA	19,5	18,1
CTCP Nhiệt điện Bà Rịa	BTP VN	13.000	NA	KKN	33,4	11,1	NA	0,6	NA	13,3	NA	5,6	NA
<i>Trung bình</i>						11,2	10,3	1,2	1,3	7,4	4,0	11,7	13,1
<i>Trung vị</i>						10,6	10,6	1,1	1,1	5,7	4,0	10,8	13,4
Điện than													
Tổng Công ty Điện lực TKV	DTK VN	10.500	NA	KKN	305,7	9,2	NA	0,9	NA	4,2	NA	9,8	NA
CTCP Nhiệt điện Hải Phòng	HND VN	14.800	NA	KKN	315,6	13,5	9,5	1,2	1,1	4,9	NA	8,7	13,3
CTCP Nhiệt điện Quảng Ninh	QTP VN	15.600	NA	KKN	299,4	9,2	7,1	1,1	1,0	3,8	3,2	12,4	16,2
CTCP Nhiệt điện Phả Lại	PPC VN	15.500	NA	KKN	211,9	10,0	6,3	1,0	NA	14,7	NA	9,9	14,5
<i>Trung bình</i>						10,5	7,6	1,0	NA	6,9	NA	10,2	14,7
<i>Trung vị</i>						9,6	7,1	1,1	1,1	4,5	3,2	9,9	14,5
Thủy điện													
Thủy điện Vĩnh Sơn - Sông Hinh	VSH VN	40.750	NA	KKN	410,5	7,6	NA	1,9	NA	5,3	NA	28,0	NA
CTCP Thủy điện Hòa Na	HNA VN	18.400	NA	KKN	184,6	7,4	NA	1,3	NA	4,6	NA	19,0	NA
CTCP Thủy điện Thác Bà	TBC VN	34.900	NA	KKN	94,5	6,8	NA	2,0	NA	4,4	NA	31,4	NA
<i>Trung bình</i>						7,3	14,5	1,7	NA	NA	NA	26,1	NA
<i>Trung vị</i>						7,4	NA	1,9	NA	NA	NA	28,0	NA
Năng lượng tái tạo													
CTCP Điện Gia Lai	GEG VN	15.600	NA	KKN	214,2	13,1	17,5	1,4	1,1	10,7	8,3	8,1	7,1
Doanh nghiệp đa ngành													
CTCP Cơ Điện Lạnh	REE VN	70.000	77.000	Trung lập	1.060,9	9,2	9,1	1,6	1,2	7,6	7,7	18,7	14,3
CTCP Tập đoàn Hà Đô	HDG VN	32.800	43.800	Khả quan	342,1	7,3	5,8	1,5	NA	5,7	NA	22,7	21,0
CTCP Tập đoàn PC1	PC1 VN	29.250	36.400	Khả quan	337,3	17,2	9,1	1,5	1,1	9,4	8,9	9,4	13,7
CTCP Tập đoàn Bamboo Capital	BCG VN	8.420	NA	KKN	191,6	10,9	NA	0,7	NA	21,3	NA	6,8	NA
<i>Trung bình</i>						11,2	8,0	1,3	1,2	11,0	8,3	14,4	16,3
<i>Trung vị</i>						11,6	7,7	1,3	1,1	11,8	8,6	13,3	17,0

Nguồn: VNDIRECT RESEARCH, BLOOMBERG (Dữ liệu tại ngày 13/04/2023)

HỆ THỐNG KHUYẾN NGHỊ CỦA VNDIRECT

Khuyến nghị cổ phiếu

KHẢ QUAN	Khả năng sinh lời của cổ phiếu từ 15% trở lên
TRUNG LẬP	Khả năng sinh lời của cổ phiếu nằm trong khoảng từ -10% đến 15%
KÉM KHẢ QUAN	Khả năng sinh lời của cổ phiếu thấp hơn -10%

Khuyến nghị đầu tư được đưa ra dựa trên khả năng sinh lời dự kiến của cổ phiếu, được tính bằng tổng của (i) chênh lệch phần trăm giữa giá mục tiêu và giá thị trường tại thời điểm công bố báo cáo, và (ii) tỷ suất cổ tức dự kiến. Trừ khi được nêu rõ trong báo cáo, các khuyến nghị đầu tư có thời hạn đầu tư là 12 tháng.

Khuyến nghị ngành

TÍCH CỰC	Các cổ phiếu trong ngành có khuyến nghị tích cực, tính trên cơ sở vốn hóa thị trường gia quyền
TRUNG TÍNH	Các cổ phiếu trong ngành có khuyến nghị trung bình, tính trên cơ sở vốn hóa thị trường gia quyền
TIÊU CỰC	Các cổ phiếu trong ngành có khuyến nghị tiêu cực, tính trên cơ sở vốn hóa thị trường gia quyền

KHUYẾN CÁO

Báo cáo này được viết và phát hành bởi Khối Phân tích - Công ty Cổ phần Chứng khoán VNDIRECT. Thông tin trình bày trong báo cáo dựa trên các nguồn được cho là đáng tin cậy vào thời điểm công bố. Các nguồn tin này bao gồm thông tin trên sàn giao dịch chứng khoán hoặc trên thị trường nơi cổ phiếu được phân tích niêm yết, thông tin trên báo cáo được công bố của công ty, thông tin được công bố rộng rãi khác và các thông tin theo nghiên cứu của chúng tôi. VNDIRECT không chịu trách nhiệm về độ chính xác hay đầy đủ của những thông tin này.

Quan điểm, dự báo và những ước tính trong báo cáo này chỉ thể hiện ý kiến của tác giả tại thời điểm phát hành. Những quan điểm này không thể hiện quan điểm chung của VNDIRECT và có thể thay đổi mà không cần thông báo trước.

Báo cáo này chỉ nhằm mục đích cung cấp thông tin cho các nhà đầu tư của Công ty Cổ phần Chứng khoán VNDIRECT tham khảo và không mang tính chất mời chào mua hay bán bất kỳ chứng khoán nào được thảo luận trong báo cáo này. Các nhà đầu tư nên có các nhận định độc lập về thông tin trong báo cáo này, xem xét các mục tiêu đầu tư cá nhân, tình hình tài chính và nhu cầu đầu tư của mình, tham khảo ý kiến tư vấn từ các chuyên gia về các vấn đề quy phạm pháp luật, tài chính, thuế và các khía cạnh khác trước khi tham gia vào bất kỳ giao dịch nào với cổ phiếu của (các) công ty được đề cập trong báo cáo này. VNDIRECT 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. Bản báo cáo này là sản phẩm thuộc sở hữu của VNDIRECT, người sử dụng không được phép sao chép, chuyển giao, sửa đổi, đăng tải lên các phương tiện truyền thông mà không có sự đồng ý bằng văn bản của VNDIRECT.

Trần Khánh Hiền - Giám đốc Phân tích

Email: hien.trankhanh@vndirect.com.vn

Nguyễn Tiến Dũng – Trưởng phòng

Email: dung.nguyentien3@vndirect.com.vn

Nguyễn Hà Đức Tùng – Chuyên viên phân tích

Email: tung.nguyenduc@vndirect.com.vn

Công ty Cổ phần Chứng khoán VNDIRECT

Số 1 Nguyễn Thượng Hiền – Quận Hai Bà Trưng – Hà Nội

Điện thoại: +84 2439724568

Email: research@vndirect.com.vn

Website: <https://vndirect.com.vn>