

BÁO CÁO CẬP NHẬT

NGÀNH ĐIỆN

QUÝ 1 NĂM 2026

Vũ Thị Tuyết Mai

Chuyên viên Phân tích
maivtt@tmr.vn

Lại Thế Ngọc

Phó Giám đốc Phân tích
ngoclt@tmr.vn

27/05/2026

Tỷ lệ dự phòng công suất thu hẹp và chi phí nhiên liệu thúc đẩy sự phân hóa lợi nhuận; Thách thức đáo hạn trái phiếu đối với nhóm năng lượng tái tạo.

Q1/2026, sản lượng toàn hệ thống đạt 76,9 tỷ kWh (+6,6% YoY) và phụ tải cực đại Pmax tăng mạnh +7,5% YoY. Nhu cầu tiêu thụ điện duy trì dự báo tiếp tục đà tăng trưởng 11,3%, vượt xa tốc độ tăng trưởng công suất lắp đặt 5,5% trong năm 2026, khiến hệ thống chịu áp lực lớn, đặc biệt tại miền Bắc, tỷ lệ dự phòng công suất dự báo thu hẹp về mức 1,3% (2025: 7,0%), làm gia tăng áp lực lên hệ thống truyền tải liên miền.

Điện than duy trì trạng thái vận hành ổn định với sản lượng Q1/2026 đạt 40,6 tỷ kWh; biên EBITDA và chi phí nguyên liệu đầu vào năm 2026 dự kiến cải thiện hơn dự báo trước nhờ duy trì tỷ trọng than nhập khẩu thấp hơn so với dự kiến của chúng tôi. Tỷ trọng than nhập khẩu trong năm 2026 dự kiến sẽ tương đương với mức của năm 2025.

Phân khúc thủy điện Q1/2026 ghi nhận kết quả tích cực với sản lượng đạt 16,1 tỷ kWh (+8,3% YoY) và biên EBITDA cải thiện so với 2025 (doanh nghiệp niêm yết đạt 75,6% vs 2025: 63,3%). Tuy nhiên, biên EBITDA cả năm 2026 dự báo sẽ giảm so với Q1/2026 và ổn định quanh mức 62,1% do chịu tác động tiêu cực từ hiện tượng El Nino từ Q3/2026.

Sản lượng điện khí Q1/2026 tăng mạnh +15,8% YoY (đạt 5,4 tỷ kWh) nhờ động lực từ cụm LNG Nhơn Trạch 3&4 mới vận hành; tuy nhiên, áp lực giá khí đầu vào tăng mạnh khiến biên EBITDA toàn phân khúc năm 2026 dự báo giảm 5,0 đpt so với dự phóng trước đây của chúng tôi.

Nhiều doanh nghiệp NLTT, phần lớn là doanh nghiệp không niêm yết, gặp khó khăn do phải áp dụng khung giá chuyển tiếp thấp (chỉ bằng ~50% giá FIT) và trong việc áp dụng cơ chế DPPA. Chúng tôi lưu ý mảng NLTT chiếm áp đảo với 77,3% trong tổng số 5.800 tỷ đồng trái phiếu ngành điện đáo hạn năm 2026, trong đó 96,3% khối lượng đáo hạn NLTT thuộc về các tổ chức phát hành có lịch sử chậm trả hoặc tái cơ cấu nợ.

Nội dung

1. Tổng quan ngành	2
2. Điện than	4
3. Thủy điện	5
4. Điện khí	5
5. Năng lượng tái tạo (NLTT)	6

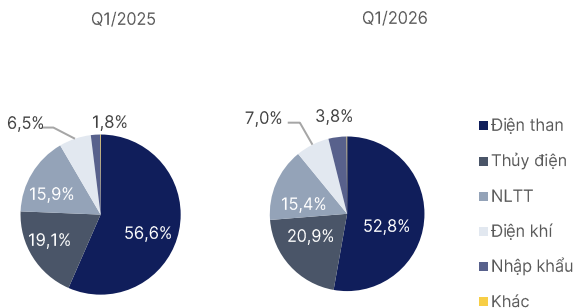
1. TỔNG QUAN NGÀNH

Sản lượng điện duy trì đà tăng trưởng, cơ cấu huy động có sự điều chỉnh nhẹ trong Q1/2026

Sản lượng điện sản xuất toàn hệ thống Q1/2026 đạt 76,9 tỷ kWh (+6,6% YoY) trong bối cảnh tăng trưởng GDP Q1/2026 đạt 7,8% YoY. Cơ cấu huy động có sự điều chỉnh nhẹ so với Q1/2025. Tỷ trọng điện than giảm nhẹ xuống 52,8% (Q1/2025: 56,6%), trong khi thủy điện và điện nhập khẩu gia tăng tỷ trọng lên lần lượt 20,9% (Q1/2025: 19,1%) và 3,8% (Q1/2025: 1,8%). Trong Q1/2026, NLTT chỉ đóng góp 15,4% sản lượng điện trong khi chiếm 26,6% công suất lắp đặt toàn hệ thống. Hệ thống pin lưu trữ năng lượng (BESS) được kỳ vọng là giải pháp giúp tăng sản lượng huy động NLTT, tuy nhiên, chúng tôi cho rằng BESS sẽ chưa được triển khai mạnh trong năm 2026 do chi phí đầu tư lớn và chưa có khung giá điện cho dịch vụ lưu trữ năng lượng, gây khó khăn cho việc thu hút vốn đầu tư.

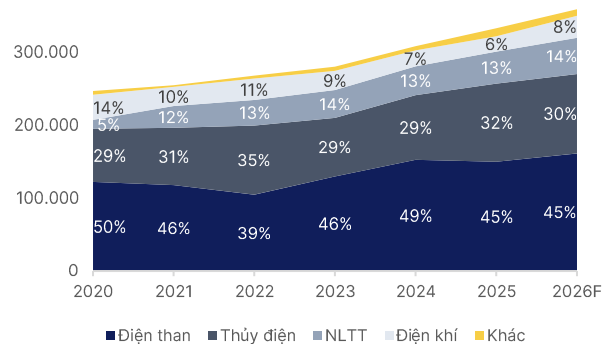
Trong năm 2026, chúng tôi duy trì dự báo về sản lượng điện sản xuất đạt 360 tỷ kWh (tăng trưởng 7,8% YoY). Với công suất lắp đặt dự phóng chỉ tăng 5,5% YoY, chúng tôi cho rằng khả năng dự phòng hệ thống sẽ chịu áp lực lớn. Từ Q3/2026 tác động El Nino sẽ rõ nét hơn, làm suy yếu thủy văn, chúng tôi cho rằng điện than được tăng cường huy động để chạy nền bù đắp cho sự sụt giảm của thủy điện.

Tỷ trọng sản lượng điện sản xuất theo loại hình phát điện [%]



Nguồn: NSMO, TMR

Sản lượng theo loại hình phát điện 2020 – 2026F [triệu kWh]



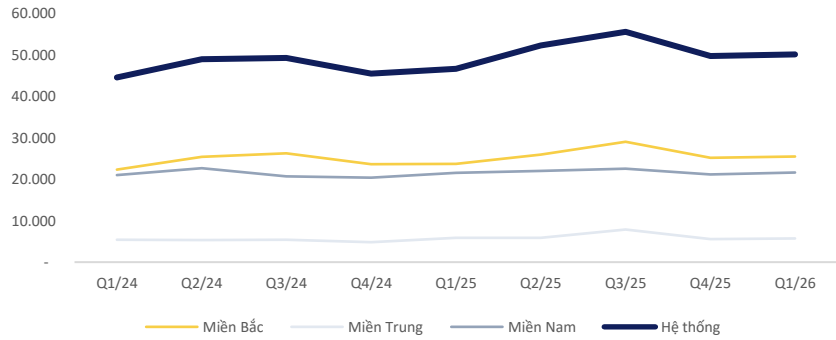
Nguồn: EVN, NSMO, TMR dự phóng

Dự phóng nhu cầu tiêu thụ điện thương phẩm và phụ tải đỉnh tiếp tục tăng cao trong năm 2026

Phụ tải cực đại (Pmax) toàn hệ thống Q1/2026 tăng mạnh 7,5% YoY, vượt mức tăng 5,4% của công suất lắp đặt, gây áp lực vận hành trực tiếp lên hệ thống các nhà máy chạy phủ đỉnh. Áp lực phụ tải chỉ tập trung ở miền Bắc - Pmax miền Bắc tăng 7,3% YoY - trong khi Pmax miền Trung giảm 3,1% và Pmax miền Nam chỉ tăng 0,5%. Yếu tố chính đẩy đỉnh Pmax miền Bắc lên cao đến từ đà tăng trưởng mạnh của sản xuất công nghiệp tại các tỉnh thành phía Bắc (8/10 địa phương dẫn đầu tăng trưởng IIP trong Q1/2026 nằm ở phía Bắc) cùng nhu cầu điện làm mát gia tăng từ tháng 03/2026 do thời tiết nắng nóng sớm.

Chúng tôi duy trì dự phóng nhu cầu tiêu thụ điện thương phẩm năm 2026 đạt 320 tỷ kWh (+11,3% YoY), được hỗ trợ bởi đà tăng trưởng sản xuất công nghiệp, bán lẻ và dịch vụ trong bối cảnh lượng khách du lịch tăng trưởng tốt. Bên cạnh đó, sự lệch pha giữa các miền dự kiến sẽ tiếp tục trong thời gian tới, tạo áp lực lên trục truyền tải 500kV liên miền khi nhu cầu ứng cứu điện từ Nam ra Bắc sẽ dự kiến tăng trong các quý tới.

Phụ tải cực đại theo vùng miền 2024 – Q1/2026 [MW]



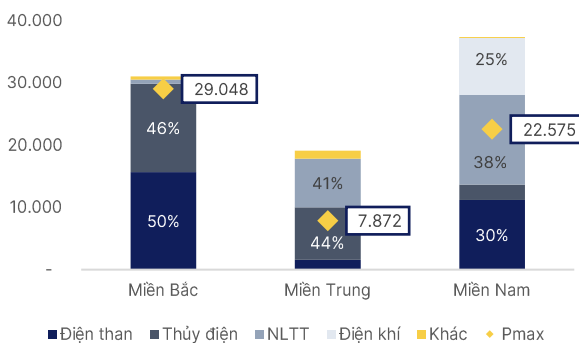
Nguồn: NSMO, TMR

Giá điện thị trường năm 2026 dự báo tăng trong bối cảnh tỷ lệ huy động thủy điện và tỷ lệ dự phòng công suất miền Bắc suy giảm

Chúng tôi duy trì mức dự phóng giá điện thị trường (SMP) trung bình tăng trưởng năm 2026 khoảng 15,0% YoY, trong bối cảnh sản lượng sản xuất thủy điện giảm (-1,9 đpt so với 2025) do điều kiện thủy văn kém thuận lợi. Việc này sẽ hỗ trợ các doanh nghiệp sản xuất điện miền Bắc, đặc biệt các doanh nghiệp có khả năng phủ đỉnh như điện than và thủy điện có hồ điều tiết trên 1 tuần, tăng mạnh doanh thu nhờ tối ưu hóa công suất huy động khi tham gia vào thị trường cạnh tranh trong các khung giờ có giá SMP cao.

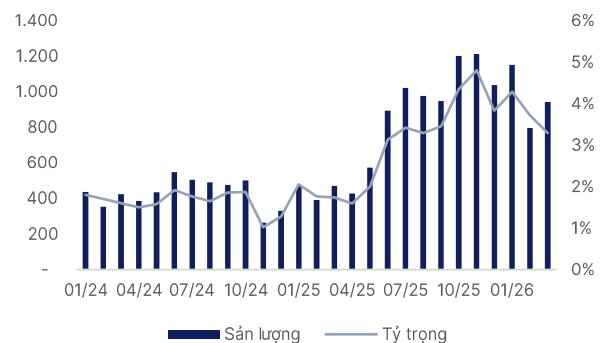
Do thiếu các dự án nguồn điện quy mô lớn đi vào vận hành kịp thời trong khi nhu cầu điện gia tăng, hệ thống điện miền Bắc đối mặt với rủi ro cắt điện trong cao điểm mùa nắng nóng. Chúng tôi duy trì dự báo tỷ lệ dự phòng công suất tại miền Bắc năm 2026 thu hẹp về mức 1,3% (2025: 7,0%). Để khắc phục tình trạng trên, Việt Nam dự kiến nhập khẩu điện từ 47 dự án điện tại Lào. Bên cạnh đó, Chính phủ ban hành chỉ thị 10/CT-TTg, ngày 30/03/2026 yêu cầu tăng cường tiết kiệm điện và phát triển điện mặt trời mái nhà tự sản tự tiêu, đặt mục tiêu giảm 3.000 MW công suất phụ tải vào các khung giờ cao điểm. Tuy nhiên, hiệu quả cắt đỉnh phụ tải của điện mặt trời là tương đối hạn chế do sự lệch pha giữa chu kỳ phát điện mặt trời và biểu đồ phụ tải, do đó chúng tôi cho rằng áp lực lên hệ thống vẫn duy trì ở mức cao, Pmax tiếp tục tăng khoảng 7,3% - 8,0%, cho năm 2026.

Công suất và Pmax theo khu vực năm 2025 [MW]



Nguồn: EVN, NSMO, TMR

Sản lượng điện nhập khẩu [triệu kWh - cột trái] và tỷ trọng nhập khẩu [% - cột phải]



Nguồn: NSMO, TMR

2. ĐIỆN THAN

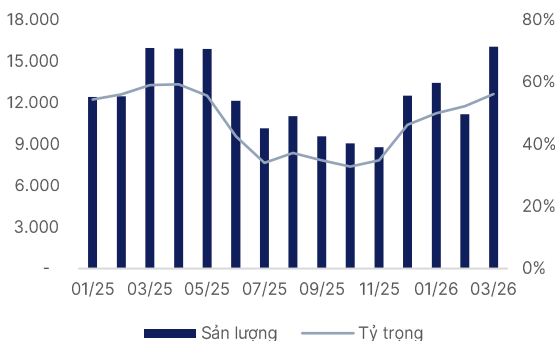
Điện than duy trì ổn định nhờ duy trì tỷ trọng than nhập khẩu tương đương năm 2025, giúp ổn định giá nguyên vật liệu đầu vào

Giá than quốc tế Newcastle (Australia) cuối Q1/2026 chạm mức 140,1 USD/tấn (+20,9% YTD), kéo mặt bằng giá trung bình trong Q1/2026 tăng 10,1% YoY. Trước áp lực tăng giá từ thị trường thế giới, Việt Nam đã chủ động duy trì khối lượng than nội địa và giảm khối lượng than nhập khẩu (-2,9% YoY) trong Q1/2026, góp phần giúp giá nguyên liệu than đầu vào của các nhà máy vẫn ổn định so với đầu năm và Q1/2025, neo ở mức 2,3 triệu đồng/tấn. Bên cạnh đó, nhằm chủ động phòng ngừa rủi ro thiếu hụt nhiên liệu trong bối cảnh hệ thống dự kiến tăng cường huy động nguồn điện than để bù đắp cho sự suy giảm sản lượng của khối thủy điện, vào tháng 04/2026, Bộ Nông nghiệp và Môi trường đã đề xuất Chính phủ cho phép các mỏ than nội địa tăng sản lượng khai thác vượt 15,0% so với công suất cấp phép. Liên quan đến các xung đột địa chính trị toàn cầu gần đây, chúng tôi đánh giá rủi ro gián đoạn nguồn cung than nhập khẩu của Việt Nam ở mức thấp nhờ mạng lưới đối tác thương mại đa dạng và có độ nhạy cảm địa chính trị thấp.

Q1/2026 ghi nhận sản lượng điện than ổn định ở mức 40,6 tỷ kWh, giảm nhẹ -0,6% YoY, hệ số tải đạt 62,8%. Theo số liệu tổng hợp từ các doanh nghiệp điện than niêm yết¹, tổng doanh thu giảm nhẹ, -1,3% YoY do sản lượng giảm và giá huy động trên thị trường cạnh tranh giảm nhẹ. Tuy nhiên, biên EBITDA Q1/2026 đi ngang ở mức 18,9% (so với mức 18,4% năm 2025) nhờ giá than đầu vào ổn định. Tỷ lệ EBITDA/Chi phí lãi vay Q1/2026 cải thiện lên mức 10,9x (2025: 8,4x) do nợ vay giảm 5,4% so với đầu năm.

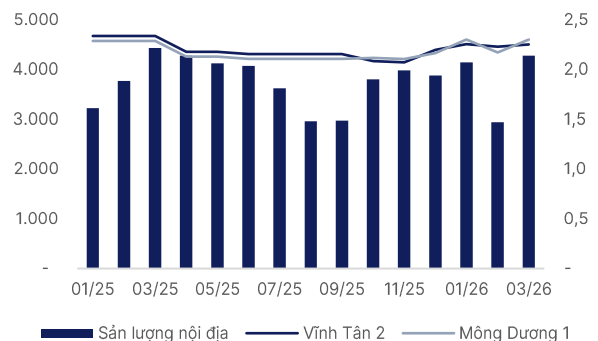
Cho cả năm 2026, chúng tôi kỳ vọng nhóm doanh nghiệp điện than sẽ tiếp tục duy trì trạng thái ổn định. Biên EBITDA cả năm 2026 dự báo sẽ cải thiện hơn so với dự phóng trước của chúng tôi, do kỳ vọng sản lượng huy động tăng và giá nguyên liệu đầu vào được tối ưu nhờ chủ động hạ tỷ trọng than nhập khẩu xuống mức 58% (thay vì mức 60% trong dự báo cũ). Tỷ lệ đòn bẩy Nợ vay/EBITDA tiếp tục cải thiện do dự nợ vay tiếp xu hướng giảm và dòng tiền hoạt động dồi dào.

Sản lượng điện than [triệu kWh - cột trái] và tỷ trọng trong ngành [% - cột phải] 2025 – 03/2026



Nguồn: NSMO, TMR

Sản lượng than nội địa [nghìn tấn - cột trái] và giá nguyên liệu than của một số nhà máy điện [triệu đồng/tấn - cột phải] 2025 – 03/2026



Nguồn: GSO, PGV, TMR

¹ Chi tiết tại Phụ lục 02 đính kèm

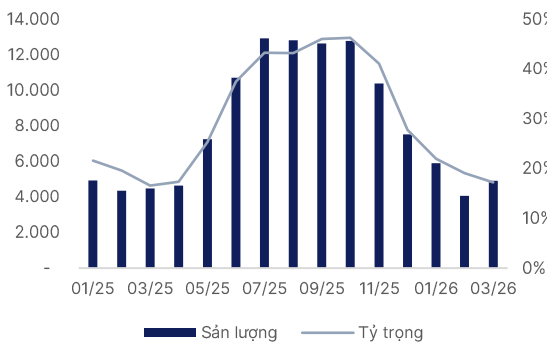
3. THỦY ĐIỆN

Triển vọng nhóm doanh nghiệp thủy điện duy trì ổn định trước tác động El Nino

Q1/2026 sản lượng thủy điện đạt 16,1 tỷ kWh, tăng 8,3% YoY. Kết quả kinh doanh của các doanh nghiệp thủy điện niêm yết nhìn chung phản ánh bức tranh tích cực chung của toàn ngành, tổng doanh thu² Q1/2026 tăng 7,9% YoY và biên EBITDA của các doanh nghiệp niêm yết cải thiện 6,8đpt YoY, lên 75,6%. Cuối Q1/2026, tổng nợ vay của doanh nghiệp niêm yết giảm 4,1% so với đầu năm và tỷ lệ đòn bẩy D/E của doanh nghiệp niêm yết duy trì ở mức 0,5x (2025: 0,5x).

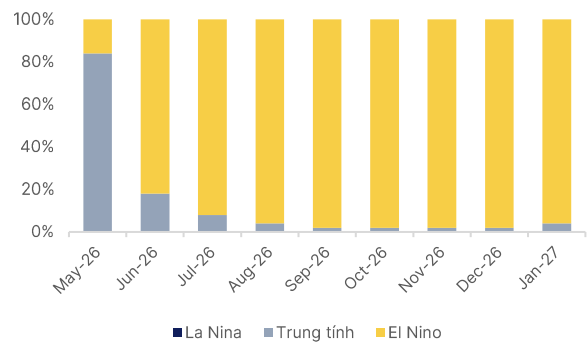
Chúng tôi tiếp tục duy trì triển vọng Ổn định với mảng thủy điện. Năm 2026, chúng tôi kỳ vọng biên EBITDA các doanh nghiệp thủy điện niêm yết duy trì ổn định quanh mức 62,1%. Dự báo này của chúng tôi đã tính đến tác động tiêu cực của El Nino từ Q3/2026, được bù đắp một phần bởi giá SMP tăng và kết quả tích cực trong Q1/2026. Nợ vay của các doanh nghiệp thủy điện niêm yết dự kiến giảm 9,8% YoY trong năm 2026.

Sản lượng thủy điện [triệu kWh - cột trái] và tỷ trọng sản lượng trong ngành [% - cột phải] 2025–03/2026



Nguồn: NSMO, TMR

Dự báo ENSO 05/2026 – 01/2027 [%]



Nguồn: NOAA CPC – Trung tâm dự báo khí hậu Hoa Kỳ (14/05/2026)

4. ĐIỆN KHÍ

Nhóm doanh nghiệp điện khí chịu áp lực trước biến động khí đầu vào và rủi ro gián đoạn nguồn cung

Q1/2026 ghi nhận sản lượng điện khí ở mức 5,4 tỷ kWh, tăng mạnh 15,8% YoY và chiếm 7,0% cơ cấu sản lượng hệ thống (Q1/2025: 6,5%), tuy nhiên, động lực chính đến từ sản lượng sản xuất mới từ cụm LNG Nhơn Trạch 3&4 - mới vận hành từ Q1/2026. Nếu loại trừ sản lượng từ Nhơn Trạch 3&4 (874 triệu kWh), tổng sản lượng Q1/2026 của các nhà máy điện khí hiện hữu giảm 2,9% YoY.

Theo số liệu tổng hợp từ các doanh nghiệp điện khí niêm yết trong Q1/2026, tổng doanh thu của doanh nghiệp điện khí niêm yết tăng 51,1% YoY; nếu không bao gồm doanh thu của Nhơn Trạch 3&4, tổng doanh thu tăng 16,8% YoY, tổng sản lượng tăng 18,0%. Tuy nhiên biên EBITDA của các doanh nghiệp điện khí niêm yết chỉ tăng nhẹ lên mức 21,3% (2025: 19,9%) do ảnh hưởng bởi giá khí đầu vào tăng. Tỷ lệ EBITDA/Chi phí lãi vay Q1/2026 giảm về mức 7,2x (2025: 12,0x) trong bối cảnh mặt bằng lãi suất ở mức cao hơn so với năm 2025.

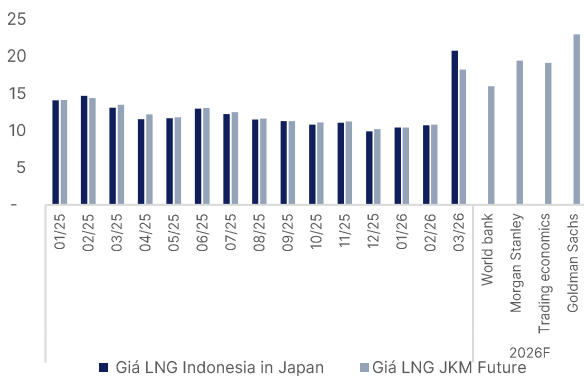
² Loại trừ doanh thu ngoài mảng thủy điện, gồm mảng kinh doanh phế liệu VCP và mảng cơ điện lạnh REE

Sản lượng của doanh nghiệp điện khí niêm yết đi ngược với xu hướng của ngành trong Q1/2026 được chúng tôi đánh giá có khả năng là do nhà máy Phú Mỹ 2.2 và 3 hết hợp đồng BOT và chuyển giao về EVN, và đã hết hợp đồng sử dụng khí tự nhiên buộc phải chuyển sang LNG. Do ảnh hưởng của biến động nguồn cung LNG dẫn tới sản lượng điện khí của 2 nhà máy này giảm xuống (Sản lượng ước tính Q1/2025 và Q1/2026 lần lượt là 565 triệu kWh và 63 triệu kWh), làm ảnh hưởng tới mức tăng của toàn ngành điện khí.

Về áp lực nhiên liệu, xung đột giữa Iran và Mỹ đang làm gián đoạn nghiêm trọng eo biển Hormuz – ví trí trung chuyển 20% lượng LNG toàn cầu, trong đó 83% hướng về châu Á. Xung đột này đẩy giá LNG giao ngay tăng gần gấp đôi từ đầu năm, chạm mức 20,8 USD/mmBTU vào tháng 03/2026. Đà tăng của thị trường thế giới đã kéo giá khí đầu vào của các nhà máy điện khí nội địa cuối Q1/2026 tăng 17,9% so với đầu năm, ở mức 10,4 USD/mmBTU. Chúng tôi lưu ý là ngoài LNG Nhơn Trạch 3&4, Phú Mỹ 2.2 và 3, đa phần các nhà máy điện khí khác vẫn đang vận hành bằng nguồn khí nội địa. Trong Q1/2026 nguồn cung khí nội địa được duy trì ổn định ở mức 9,0 triệu m³/ngày, qua đó hỗ trợ giảm thiểu tác động từ biến động mạnh của giá LNG thế giới.

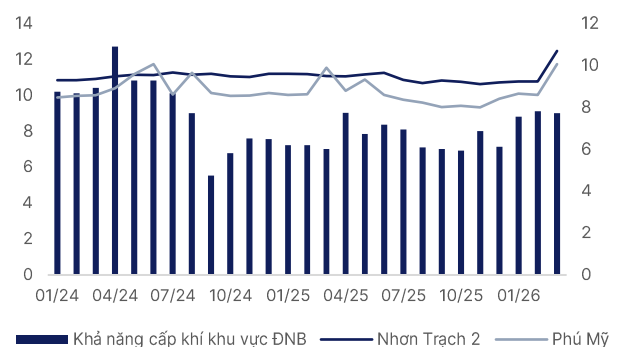
Cho cả năm 2026, chúng tôi cho rằng tỷ trọng nhiên liệu cho điện khí sẽ duy trì ở mức 84% khí nội địa và 16% LNG nhập khẩu, được hỗ trợ bởi kế hoạch khai thác và nhập khẩu khí của PVGas tăng 14,8% YoY. Dù vậy, trước áp lực giá khí đầu vào tăng mạnh trong Q1/2026, chúng tôi điều chỉnh giá khí trung bình năm 2026 tăng 15,8% so với dự phóng trước đây của chúng tôi, tương đương với mức tăng 56% so với trung bình năm 2025. Theo đó, biên EBITDA của toàn phân khúc điện khí năm 2026 giảm khoảng 5,0 đpt so với dự phóng trước đây, về mức 15,9% (2025: 19,9%) và tỷ lệ Nợ vay/EBITDA tăng lên 4,3x so với dự phóng trước của chúng tôi là 3,3x (2025: 3,7x).

Giá khí LNG 2025 –2026F [USD/mmBTU]



Nguồn: IMF, TMR

Khối lượng khí khu vực Đông Nam Bộ [triệu m³/ngày - cột trái] và giá khí đầu vào một số nhà máy điện [USD/mmBTU - cột phải] 2024 – 03/2026



Nguồn: NT2, PGV, TMR

5. NĂNG LƯỢNG TÁI TẠO

Nhóm doanh nghiệp NLTT đối mặt áp lực đáo hạn trái phiếu, với tỷ lệ trái phiếu có vấn đề gia tăng và tình hình tài chính của các tổ chức phát hành chưa có sự cải thiện

Q1/2026 ghi nhận sản lượng huy động NLTT đạt 11,8 tỷ kWh, tăng trưởng 2,5% YoY, đóng góp vào tổng sản lượng điện 15,4% (Q1/2025: 15,9%). Phân bổ sản lượng trong nhóm NLTT tương đối cân bằng, với tỷ trọng điện gió – điện mặt trời ở mức 44,2% - 55,8% (Q1/2025: 40,2% - 59,8%). Sự lệch pha bản chất giữa chu kỳ phát và biểu đồ phụ tải của NLTT vẫn tiếp tục là rào cản

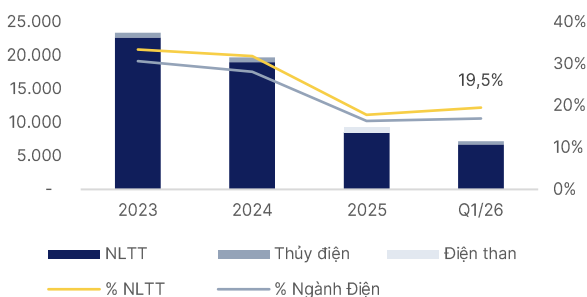
làm hạn chế khả năng gia tăng tỷ trọng sản lượng NLTT trong ngành. Tại thời điểm phụ tải cực đại trong Q1/2026, hệ thống tiếp tục huy động chủ yếu thông qua điện than và thủy điện, với NLTT chỉ chiếm 3,8% công suất (điện gió: 3,6%, điện mặt trời: 0,2%).

Tình hình tài chính của ngành NLTT đang ghi nhận sự phân hóa rõ nét giữa nhóm doanh nghiệp niêm yết và chưa niêm yết. Đối với nhóm niêm yết, tổng doanh thu Q1/2026 sụt giảm 14,3% YoY, chủ yếu do mức nền so sánh cao của Q1/2025 (GEG hạch toán khoản doanh thu hồi tố bán điện cho giai đoạn 2023-2024). Nếu loại trừ khoản mục này, hoạt động kinh doanh cốt lõi trong Q1/2026 thực tế duy trì xu hướng đi ngang. Sức khỏe tài chính của nhóm NLTT niêm yết ở mức ổn định với biên EBITDA đạt 63,2% (2025: 64,0%) và hệ số thanh toán ngắn hạn đạt 1,5x (2025: 1,5x).

Trái ngược với nhóm doanh nghiệp niêm yết, bức tranh tài chính nhóm NLTT không niêm yết kém khả quan hơn. Nguyên nhân do nhiều dự án không đủ điều kiện hưởng giá ưu đãi (FIT), buộc các chủ đầu tư phải ghi nhận doanh thu theo khung giá chuyển tiếp hoặc khung giá mới theo từng năm chỉ bằng khoảng 50% giá FIT ban đầu. Bên cạnh đó, dù Nghị định 57/2025/NĐ-CP có quy định về cơ chế mua bán điện trực tiếp (DPPA) cho các doanh nghiệp NLTT, tuy nhiên, đến nay vẫn chưa có doanh nghiệp nào triển khai thành công hợp đồng mua bán điện trực tiếp qua lưới điện quốc gia. Chúng tôi kỳ vọng Bộ Công Thương sẽ ban hành Nghị định sửa đổi vào cuối năm 2026, giúp các doanh nghiệp NLTT có thể bắt đầu ghi nhận nguồn thu từ cơ chế DPPA kể từ năm 2027.

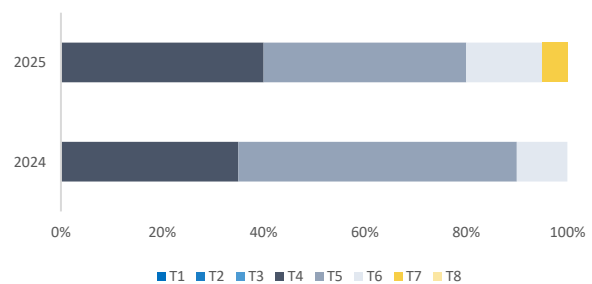
Một điểm lưu ý là tỷ lệ trái phiếu có vấn đề³ của các DN NLTT tiếp tục gia tăng, chiếm 19,5% tổng dư nợ trong Q1/2026 (2025: 17,8%). Chúng tôi thấy áp lực đáo hạn trái phiếu doanh nghiệp NLTT dồn vào 03 quý cuối năm. Trong 5.800 tỷ đồng trái phiếu đến hạn ngành điện năm 2026, có 77,3% đến từ mảng NLTT, trong đó 96,3% khối lượng đáo hạn NLTT trong năm 2026 đến từ các tổ chức phát hành đã từng chậm trả hoặc tái cơ cấu trong quá khứ. Theo dữ liệu của chúng tôi có được⁴, tình hình tài chính trong năm 2025 của nhóm tổ chức phát hành này tương đối áp lực: ROA giảm xuống mức -2,8% (2024: 28,2%), tỷ lệ D/E 2,0x (2024: 1,8x) và hệ số thanh toán ngắn hạn 2,1x (2024: 2,7x).

Giá trị trái phiếu có vấn đề [tỷ đồng - cột phải] và tỷ lệ trên tổng dư nợ [% - cột trái] 2023 – Q1/2026



Nguồn: Fiinpro-X, TMR

Phân bố mức điểm đánh giá của các tổ chức phát hành mảng NLTT⁵ [%]



Nguồn: TMR

Ghi chú: T1 là mức đánh giá tốt nhất và giảm dần từ T1 đến T8

³ Bao gồm trái phiếu chậm thanh toán gốc/lãi hoặc tái cấu trúc

⁴ Gồm dữ liệu 17/31 tổ chức phát hành NLTT, chiếm 45,4% dư nợ trái phiếu tại 31/12/2025

⁵ Mức điểm đánh giá chỉ phản ánh quan điểm của TMR về chất lượng tín dụng dựa trên việc phân tích các thông tin sẵn có. Mức điểm này không phải là kết quả xếp hạng tín nhiệm tổ chức phát hành, đồng thời không đóng vai trò dự báo kết quả xếp hạng tín nhiệm của bất kỳ tổ chức nào.

PHỤ LỤC 01: CẬP NHẬT TIẾN ĐỘ MỘT SỐ DỰ ÁN TRỌNG ĐIỂM ĐẾN HẾT THÁNG 04/2026

Dự án	Thông số kỹ thuật	Tiến độ
Nhiệt điện Vũng Áng 2	1330 MW	Chính thức vận hành thương mại tổ máy 2
Nhiệt điện Quảng Trạch 1	1403 MW	Đã thực hiện hòa lưới đầu thành công tổ máy 1, dự kiến vận hành trong Q2/2026
Nhiệt điện Na Dương 2	110 MW	Dự kiến vận hành Q4/2026
Nhiệt điện Long Phú 1	1200 MW	Hoàn thành lắp đặt hệ thống hâm nước lò hơi, dự kiến vận hành Q4/2027
Điện khí Ô Môn	660 MW	Dự kiến vận hành Q3/2027
LNG Quảng Trạch 2	1500 MW	Đã ký kết hợp đồng EPC và hợp đồng cung cấp nhiên liệu, dự kiến triển khai thi công Q2/2026
LNG Quảng Trạch 3	1500 MW ($\pm 15\%$)	Đang hoàn thiện báo cáo nghiên cứu khả thi và các giấy phép, dự kiến hoàn thành thẩm định FS Q2/2026, khởi công Q4/2026
LNG Hiệp Phước (giai đoạn 1)	1200 MW	Chính thức ký kết Hợp đồng mua bán điện
LNG Quỳnh Lập	1500 MW	Đã lựa chọn đơn vị cung cấp công nghệ tua bin, máy phát điện (Tập đoàn GE Vernova (Hoa Kỳ))
LNG Sơn Mỹ 1 và 2	4500 MW	Vướng mắc về bồi thường và pháp lý
LNG Cà Ná	1500 MW	Đã quyết định phê duyệt kết quả lựa chọn nhà đầu tư
Thủy điện Hoà Bình mở rộng	480 MW	Đã được Hội đồng Kiểm tra Nhà nước chấp thuận kết quả nghiệm thu hoàn thành thi công xây dựng
Thủy điện Trị An mở rộng	200 MW	Đang thi công, còn vướng mắc một số vấn đề về giải phóng mặt bằng, dự kiến vận hành Q4/2027
Thủy điện Tích năng Bắc Ái	1200 MW	Đã ký kết các thỏa thuận vay vốn quốc tế
Điện mặt trời Phước Thái 3	50 MW	Dự kiến vận hành Q2/2026
Nâng công suất Trạm biến áp 500kV Phố Nối	1800 MVA	Đã đóng điện
Trạm 220kV Gò Công, đường dây đấu nối 110kV	27 km	Đã đóng điện
Đường dây 500/220kV Nho Quan-Phủ Lý-Thường Tín	80 km	Đang xây dựng, vướng mắc giải phóng mặt bằng một số khu vực
Đường dây 500kV Đức Hòa - Chơn Thành	104 km	Vướng mắc tại nhiều trụ móng, chưa được bàn giao mặt bằng thi công
Đường dây 500kV LNG Quảng Ninh	35 km	Đã được UBND chấp thuận chủ trương đầu tư

PHỤ LỤC 02: DANH SÁCH CÔNG TY NIÊM YẾT ĐƯỢC PHÂN TÍCH

Loại hình ⁶	Mã CK	Tên Công ty	Loại hình	Mã CK	Tên Công ty
Điện than	DTK	Tổng Công ty Điện lực TKV - CTCP	Thủy điện	S4A	Công ty Cổ phần Thủy điện Sê San 4A
Điện than	HND	Công ty Cổ phần Nhiệt điện Hải Phòng	Thủy điện	SBA	Công ty Cổ phần Sông Ba
Điện than	NBP	Công ty Cổ phần Nhiệt điện Ninh Bình	Thủy điện	SBH	Công ty Cổ phần Thủy điện Sông Ba Hạ
Điện than	PGV	Tổng Công ty Phát điện 3 - CTCP	Thủy điện	SEB	Công ty Cổ phần Đầu tư và Phát triển Điện miền Trung
Điện than	PPC	Công ty Cổ phần Nhiệt điện Phả Lại	Thủy điện	SHP	Công ty Cổ phần Thủy điện Miền Nam
Điện than	QTP	Công ty Cổ phần Nhiệt điện Quảng Ninh	Thủy điện	SJD	Công ty Cổ phần Thủy điện Cấn Đơn
Thủy điện	AVC	Công ty Cổ phần Thủy điện A Vương	Thủy điện	SP2	Công ty Cổ phần Thủy điện Sử Pán 2
Thủy điện	BHA	Công ty Cổ phần Thủy điện Bắc Hà	Thủy điện	SVH	Công ty Cổ phần Thủy điện Sông Vàng
Thủy điện	BSA	Công ty Cổ phần Thủy điện Buôn Đôn	Thủy điện	TBC	Công ty Cổ phần Thủy điện Thác Bà
Thủy điện	CHP	Công ty Cổ phần Thủy điện Miền Trung	Thủy điện	TMP	Công ty Cổ phần Thủy điện Thác Mơ
Thủy điện	DNH	Công ty Cổ phần Thủy điện Đa Nhim - Hàm Thuận - Đa Mi	Thủy điện	TTE	Công ty Cổ phần Đầu tư Năng lượng Trường Thịnh
Thủy điện	DRL	Công ty Cổ phần Thủy điện Điện lực 3	Thủy điện	VCP	Công ty Cổ phần Xây dựng và Năng lượng VCP
Thủy điện	GHC	Công ty Cổ phần Thủy điện Gia Lai	Thủy điện	VPD	Công ty Cổ phần Phát triển Điện lực Việt Nam
Thủy điện	GSM	Công ty Cổ phần Thủy điện Hương Sơn	Thủy điện	VSH	Công ty Cổ phần Thủy điện Vĩnh Sơn - Sông Hinh
Thủy điện	HJS	Công ty Cổ phần Thủy điện Nậm Mu	Thủy điện	XMP	Công ty Cổ phần Thủy điện Xuân Minh
Thủy điện	HNA	Công ty Cổ phần Thủy điện Hòa Na	NLTT	GEG	Công ty Cổ phần Điện Gia Lai
Thủy điện	ISH	Công ty Cổ phần Thủy điện Srok Phu Miêng IDICO	NLTT	HDG	Công ty Cổ phần Tập đoàn Hà Đô
Thủy điện	ND2	Công ty Cổ phần Đầu tư và Phát triển Điện miền Bắc 2	NLTT	TTA	Công ty Cổ phần Đầu tư Xây dựng và Phát triển Trường Thành
Thủy điện	NTH	Công ty Cổ phần Thủy điện Nước Trong	NLTT	TV2	Công ty Cổ phần Tư vấn Xây dựng điện 2
Thủy điện	PIC	Công ty Cổ phần Đầu tư Điện lực 3	Điện khí	BTP	Công ty Cổ phần Nhiệt điện Bà Rịa
Thủy điện	QPH	Công ty Cổ phần Thủy điện Quế Phong	Điện khí	NT2	Công ty Cổ phần Điện lực Dầu khí Nhơn Trạch 2
Thủy điện	REE	Công ty Cổ phần Cơ Điện Lạnh	Điện khí	POW	Tổng Công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam - CTCP

⁶ Loại hình của các doanh nghiệp trong phạm vi phân tích được xác định dựa trên phân khúc nguồn phát chiếm tỷ trọng công suất lớn nhất.

Thông tin liên hệ

Khối Nghiên cứu và Phân tích

Nguyễn Anh Duy

Giám đốc Nghiên cứu và Phân tích
duyna@tmr.vn

Lại Thế Ngọc

Phó Giám đốc Nghiên cứu và Phân tích
Khối Doanh nghiệp Phi tài chính
ngoct@tmr.vn

Nguyễn Duy Tùng

Phó Trưởng phòng
Khối Định chế Tài chính
tungnd@tmr.vn

Trần Thu Hà

Chuyên viên cao cấp
Khối Định chế Tài chính
hatt@tmr.vn

Nguyễn Chí Dũng

Chuyên viên
Khối Định chế Tài chính
dungnc@tmr.vn

Vũ Trọng Hiếu

Phó Trưởng phòng
Khối Doanh nghiệp Phi tài chính
hieuvt@tmr.vn

Phạm Hương Giang

Phó Trưởng phòng
Khối Doanh nghiệp Phi tài chính
giangph@tmr.vn

Vũ Thị Tuyết Mai

Chuyên viên cao cấp
Khối Doanh nghiệp Phi tài chính
maivtt@tmr.vn

Xếp hạng tín nhiệm (“XHTN”) của Thiên Minh Rating là những ý kiến về rủi ro tín dụng tương đối trong tương lai của một tổ chức phát hành hoặc một tổ chức có công cụ nợ. XHTN sẽ đánh giá các rủi ro cơ bản theo quy định của pháp luật Việt Nam (bao gồm nghị định 88/2014/NĐ-CP ngày 26 tháng 9 năm 2014 của chính phủ Việt Nam) về dịch vụ xếp hạng tín nhiệm tùy từng thời điểm, xếp hạng tín nhiệm không giải quyết bất kỳ rủi ro nào khác, bao gồm nhưng không giới hạn ở rủi ro thanh khoản, rủi ro giá trị thị trường hoặc biến động giá cả.

Kết quả XHTN mang tính dự báo và dựa trên các giả định về diễn biến trong tương lai, do đó không thể được xác minh hoàn toàn tại thời điểm công bố. Ngay cả khi dữ liệu hiện tại đã được xác minh, kết quả xếp hạng vẫn có thể bị ảnh hưởng bởi các sự kiện hoặc yếu tố không lường trước.

Báo cáo XHTN, các đánh giá, ý kiến và tài liệu phát hành của Thiên Minh Rating không phải là tư vấn đầu tư tài chính và không bao hàm, ám chỉ hay hướng dẫn bất kỳ ai trong việc mua, bán hay nắm giữ cổ phiếu, vốn góp hay công cụ nợ nào. Xếp hạng tín nhiệm cũng không đánh giá tính hợp lý của giá thị trường, sự phù hợp của công cụ nợ với nhà đầu tư cụ thể, hay các vấn đề liên quan khác. Thiên Minh Rating không tham gia vào hoạt động tư vấn phát hành, quản lý rủi ro, bảo lãnh phát hành hay phân phối với tổ chức được xếp hạng tín nhiệm hay tổ chức có công cụ nợ được xếp hạng tín nhiệm.

Khi đưa ra báo cáo kết quả xếp hạng tín nhiệm và các báo cáo khác, TMR dựa trên dữ liệu thực tế nhận được từ khách hàng, các nguồn thông tin công khai và các nguồn thông tin hợp pháp khác. TMR có thể tiến hành nhưng không bắt buộc quy trình đánh giá và xác minh thông tin được cung cấp. Tuy nhiên, mức độ đánh giá và xác minh của TMR thay đổi tùy theo bản chất của tổ chức phát hành hay công cụ nợ được xếp hạng, yêu cầu phân tích, đánh giá, thẩm định đầu tư, yêu cầu pháp lý, tính minh bạch của thông tin công khai, khả năng tiếp cận ban lãnh đạo và các xác minh từ bên thứ ba như báo cáo kiểm toán, báo cáo thẩm định, báo cáo kỹ thuật, ý kiến pháp lý và các tài liệu liên quan khác. TMR không đảm bảo tính chính xác hoặc đầy đủ tuyệt đối của tất cả thông tin sử dụng trong quá trình xếp hạng hoặc lập báo cáo. Trách nhiệm về tính chính xác và đầy đủ của thông tin thuộc về tổ chức phát hành trong các tài liệu công bố.

TMR không cam kết rằng báo cáo này hoặc bất kỳ nội dung nào của báo cáo sẽ đáp ứng mọi yêu cầu của người đọc. Xếp hạng của TMR là ý kiến về mức độ tín nhiệm của một tổ chức phát hành hoặc công cụ nợ. Ý kiến này và các báo cáo khác của TMR dựa trên các tiêu chí và phương pháp đánh giá được thiết lập và TMR liên tục đánh giá, cập nhật phương pháp đó. Do đó, báo cáo xếp hạng tín nhiệm và các báo cáo khác là sản phẩm của TMR mà không có một cá nhân hoặc nhóm cá nhân nào chịu trách nhiệm duy nhất về một báo cáo cụ thể này. Tất cả các báo cáo của TMR đều có sự đóng góp của nhiều tác giả. Một báo cáo xếp hạng tín nhiệm của TMR không phải là bản cáo bạch và không thay thế thông tin mà tổ chức phát hành cung cấp cho nhà đầu tư khi bán công cụ nợ.

Văn bản này, bao gồm tất cả nội dung, phân tích và tài liệu được trình bày ở đây, là tài sản độc quyền của Thiên Minh Rating và được bảo vệ bởi luật bản quyền hiện hành. Tất cả các quyền, quyền sở hữu và lợi ích trong và đối với báo cáo và nội dung của nó, bao gồm nhưng không giới hạn ở văn bản, đồ họa, dữ liệu và các tài sản trí tuệ khác, đều thuộc sở hữu hoặc cấp phép của Thiên Minh Rating. Không một phần nào của báo cáo này có thể được sao chép, phân phối hoặc truyền tải dưới bất kỳ hình thức nào hoặc bằng bất kỳ phương tiện nào, bao gồm sao chụp, ghi âm hoặc lưu trữ điện tử, mà không có sự đồng ý trước bằng văn bản của Thiên Minh Rating. Việc sử dụng, sao chép hoặc phân phối trái phép báo cáo này hoặc bất kỳ nội dung nào của báo cáo này đều bị cấm và có thể vi phạm luật bản quyền, nhãn hiệu hoặc luật sở hữu trí tuệ khác. Bất kỳ việc sử dụng hoặc sửa đổi trái phép nội dung của báo cáo đều có thể dẫn đến hành động pháp lý. Tất cả các nhãn hiệu, nhãn hiệu dịch vụ và logo được sử dụng trong báo cáo này là tài sản của chủ sở hữu tương ứng.