

Ngành điện

Ngành
Ngày báo cáo

Tiền ích
29/09/2026

Phạm Phú Lộc
Chuyên viên

Nguyễn Thị Thùy Dương
Chuyên viên

Đinh Thị Thùy Dương
Phó Giám đốc

Tiêu thụ điện tăng mạnh, rủi ro thiếu điện từ năm 2028 trở đi

Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) gần đây đã dự báo tăng trưởng tiêu thụ điện đạt mức 10,5%-12% trong 4 tháng cuối năm 2026, cao hơn so với mức tăng 9,8% YoY trong 8 tháng đầu năm 2026 (8T 2026), nhờ hoạt động sản xuất công nghiệp tăng trưởng tích cực và nhu cầu điện dân dụng tăng cao do thời tiết nắng nóng. Theo đó, chúng tôi điều chỉnh tăng dự báo tăng trưởng nhu cầu điện năm 2026 từ mức 8% lên 10% YoY, qua đó phản ánh nhu cầu thực tế trong 8T 2026 cao hơn kỳ vọng và ảnh hưởng của hiện tượng El Nino. Mặc dù nhu cầu điện tăng, Bộ Công Thương (BCT) vẫn đánh giá hệ thống điện năm 2026 nhìn chung đủ khả năng đáp ứng nhu cầu điện của Việt Nam. Chúng tôi cũng nâng dự báo tăng trưởng tiêu thụ điện năm 2027 từ mức 9% lên 10% do hiện tượng El Nino được dự báo kéo dài đến nửa đầu năm 2027.

El Nino đã hình thành và đang mạnh lên nhanh chóng: Xác suất xảy ra El Nino hiện ở mức gần như 100% trong giai đoạn tháng 8/2026–tháng 1/2027, cao hơn mức 95%-97% trong dự báo đồng thuận tháng 5/2026.

Rủi ro nguồn cung trong ngắn hạn được kiểm soát; nguy cơ thiếu điện mang tính cơ cấu từ năm 2027 theo đánh giá của BCT: BCT dự báo mức thiếu hụt công suất điện toàn quốc sẽ tăng từ 4.256 MW trong năm 2027 lên 13.964 MW vào năm 2030, chủ yếu tập trung tại khu vực miền Bắc, do tính đến hiện tại mới chỉ có khoảng 5% công suất theo Quy hoạch điện VIII được đưa vào vận hành. Tình trạng thiếu điện trong năm 2027 mà BCT cảnh báo sẽ tương tự như đợt thiếu hụt năm 2023 (xem đánh giá chi tiết của chúng tôi tại trang 5).

Chúng tôi kỳ vọng nguồn cung điện năm 2027 sẽ vẫn được đảm bảo nếu các biện pháp phản ứng/điều chỉnh phụ tải vào thời điểm cao điểm được triển khai hiệu quả. Chúng tôi ước tính tổng công suất lắp đặt đạt 8.100 MW, tương ứng với công suất khả dụng bổ sung là 2.474 MW, đủ để bù đắp cho mức thiếu hụt 2.456 MW (sau khi giả định nhu cầu phụ tải được điều chỉnh giảm 1.800 MW). Tuy nhiên, nếu các biện pháp điều chỉnh phụ tải kém hiệu quả hơn dự kiến hoặc tiến độ triển khai hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin (BESS) chậm hơn kỳ vọng, tình trạng thiếu điện vẫn có thể xảy ra (xem trang 7).

Đối với giai đoạn 2028-2030, chúng tôi dự báo mức thiếu hụt điện tương đương khoảng 37% so với kế hoạch của BCT. Cụ thể, chúng tôi dự báo mức thiếu hụt lần lượt là 2.339/6.228/4.464 MW lần lượt trong các năm 2028/2029/2030, tương đương khoảng 37% mức kế hoạch của BCT và trung bình khoảng 3,3% tổng công suất điện quốc gia (dựa trên dự báo của chúng tôi).

Giá điện trên thị trường phát điện cạnh tranh (CGM) trung bình trong 8T 2026 đạt 1.430 đồng/kWh (+37% YoY), nhờ được hỗ trợ bởi (1) nhu cầu tiêu thụ điện tăng cao và (2) chi phí đầu vào (khí/than) tăng. Mức giá này tương đương 116% dự báo năm 2026 trước đây của chúng tôi.

Theo đó, chúng tôi nâng 6% dự báo giá CGM năm 2026 lên mức 1.305 đồng/kWh (+46% YoY), chủ yếu nhờ (1) dự báo giá than và giá khí/LNG năm 2026 cao hơn trong [Báo cáo Cập nhật Ngành Năng lượng](#) ngày 22/09/2026, so với [Báo cáo Cập nhật tháng 7/2026](#) của chúng tôi, (2) dự báo nhu cầu điện cao hơn, và (3) hiện tượng El Nino diễn ra mạnh hơn so với dự kiến.

Nhìn chung, chúng tôi nâng giả định giá CGM trung bình giai đoạn 2026-30 thêm 4% (với các mức điều chỉnh lần lượt là +5,7%/+5,6%/+3,5%/+2,6%/+2,6% cho các năm 2026/27/28/29/30, so với dự báo trước đó) do các giả định giá CGM cao hơn cho năm 2026/27 đã làm tăng mức nền so sánh cho giai đoạn 2028/29/30.

Chúng tôi hiện đánh giá tích cực đối với POW, NT2, QTP và REE. Chúng tôi không thay đổi dự báo lợi nhuận/giá mục tiêu đối với các cổ phiếu ngành điện thuộc phạm vi theo dõi trong Báo cáo Cập nhật Ngành này, nhưng sẽ cập nhật các giả định mới vào các báo cáo cập nhật doanh nghiệp sắp tới.

Chúng tôi nhận thấy tác động tích cực nhẹ đối với các nhà máy nhiệt điện than: QTP (khuyến nghị MUA) và PPC (khuyến nghị KHẢ QUAN) do giá CGM cao hơn và khả năng sản lượng gia tăng có thể bù đắp cho tác động từ giá than cao hơn.

Chúng tôi nhận thấy tác động trung lập đối với POW (khuyến nghị MUA) và NT2 (khuyến nghị MUA) do giá CGM cao hơn có thể bù đắp cho giá khí/LNG gia tăng. Chúng tôi cho rằng trong bối cảnh nguy cơ thiếu điện trong giai đoạn 2027-2030, sản lượng của các nhà máy nhiệt điện khí vẫn sẽ duy trì ở mức cao dù giá LNG cao (xem trang 9).

Chúng tôi cho rằng tác động đối với REE là tương đối trung lập (khuyến nghị MUA) do chúng tôi đã phản ánh ảnh hưởng của El Nino đối với sản lượng thủy điện. Nếu sản lượng thủy điện thấp hơn dự kiến, tác động tiêu cực này có thể được bù đắp bởi mức giá CGM cao hơn.

Điều chỉnh tăng dự báo tiêu thụ điện giai đoạn 2026-2027

EVN gần đây dự báo tiêu thụ điện trong 4 tháng cuối năm 2026 sẽ tăng trưởng 10,5%-12%, cao hơn mức tăng +9,8% YoY trong 8T 2026, được thúc đẩy bởi hoạt động sản xuất công nghiệp tăng trưởng tích cực và nhu cầu điện dân dụng tăng cao do thời tiết nắng nóng.

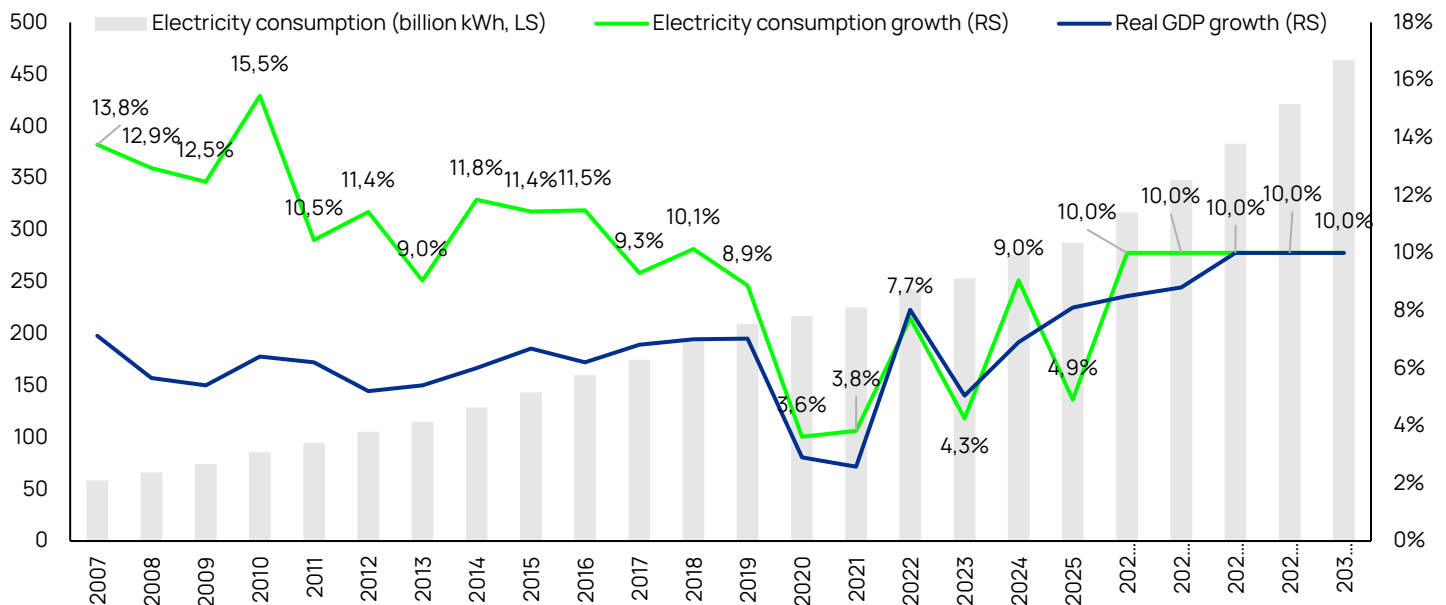
Theo đó, chúng tôi điều chỉnh tăng dự báo tăng trưởng nhu cầu điện năm 2026 từ mức 8% lên 10% YoY do nhu cầu 8T 2026 cao hơn kỳ vọng và hiện tượng El Nino, trong khi nhóm Vĩ mô của chúng tôi duy trì dự báo tăng trưởng GDP ở mức 8,5%.

Chúng tôi cũng điều chỉnh tăng dự báo tăng trưởng tiêu thụ điện năm 2027 từ mức 9% lên 10% do hiện tượng El Nino dự kiến kéo dài sang đầu năm 2027, trong khi nhóm Vĩ mô của chúng tôi duy trì dự báo tăng trưởng GDP ở mức 8,8%.

Chúng tôi duy trì dự báo tăng trưởng tiêu thụ điện giai đoạn 2028-30 lần lượt ở mức 10%/10%/10%, được thúc đẩy bởi mục tiêu tăng trưởng GDP 10% của Chính phủ cho giai đoạn 2026-30. Dự báo của chúng tôi thấp hơn định hướng của BCT ở mức 11,9%-14,3% mỗi năm (và công suất cực đại - Pmax - tăng 13,3%-15,9% mỗi năm) do chúng tôi kỳ vọng các điều kiện thời tiết trung tính/La Nina sẽ làm tiêu thụ điện tăng chậm lại.

Nhìn chung, chúng tôi dự báo tốc độ CAGR tiêu thụ điện giai đoạn 2025-2030 đạt 10% so với mức trung bình 10 năm trước đây là 8%.

Hình 1: Dự báo tăng trưởng tiêu thụ điện so với tăng trưởng GDP của Việt Nam*



Nguồn: EVN, Vietcap (*Tốc độ tăng trưởng GDP thực trong các năm 2025/26/27 là dự báo tăng trưởng GDP của Vietcap; tăng trưởng GDP giai đoạn 2028-30 ở mức 10% dựa trên mục tiêu tối thiểu của Chính phủ)

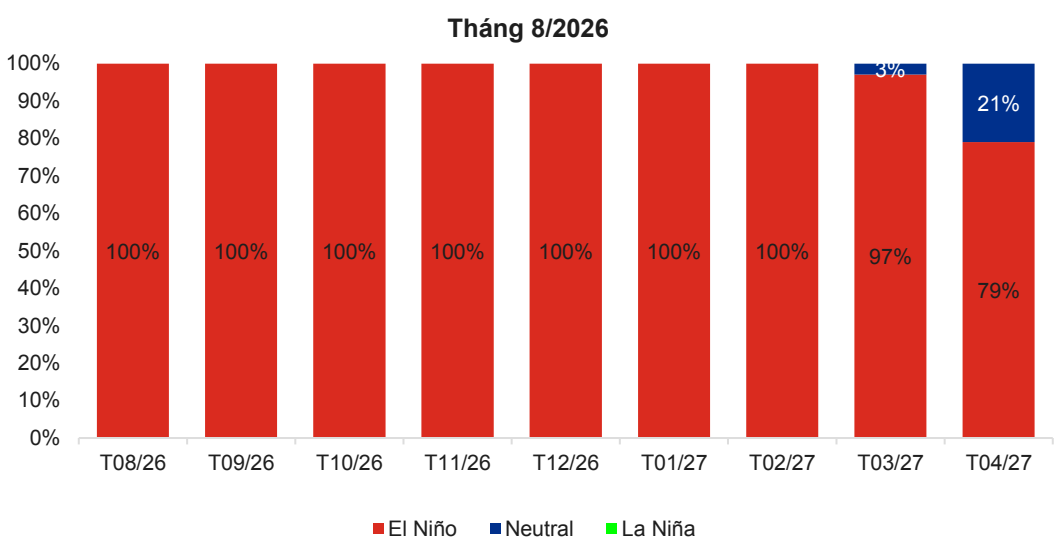
El Nino đã hình thành và đang mạnh lên nhanh chóng

Xác suất xảy ra El Nino hiện ở mức gần như 100% trong giai đoạn tháng 8/2026–tháng 1/2027, cao hơn mức 95%-97% trong dự báo đồng thuận tháng 5/2026. Cập nhật dự báo đồng thuận mới nhất như sau:

+ Viện Nghiên cứu Quốc tế về Khí hậu và Xã hội (IRICS) – ngày 19/08/2026, dự báo xác suất xảy ra El Nino trong giai đoạn tháng 8/2026 – tháng 2/2027 ở mức 100%, sau đó giảm xuống lần lượt 97%/79% trong tháng 3/tháng 4/2027.

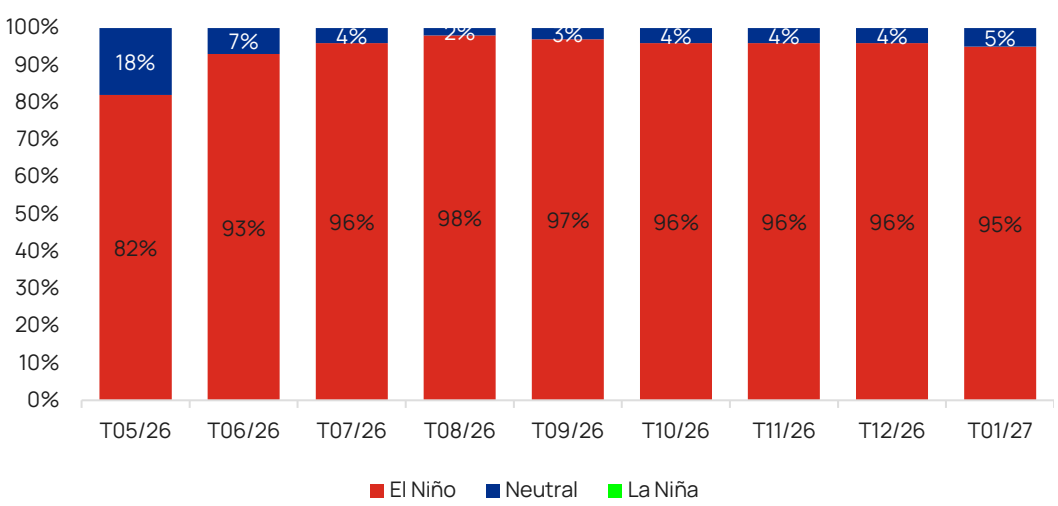
+ Cơ quan Quản lý Khí quyển và Đại dương Quốc gia Mỹ (NOAA) – dự báo ngày 10/09/2026: El Nino đang mạnh lên, với xác suất >90% xảy ra một đợt El Nino rất mạnh trong mùa thu-đông 2026-27 ở Bắc Bán cầu. Riêng trong quý 4/2026 (tháng 10-tháng 12), NOAA ước tính xác suất 75% đây sẽ là một đợt El Nino có cường độ mạnh nhất lịch sử, hơn cả các đợt El Nino từng được ghi nhận kể từ năm 1950.

Hình 2: Xác suất của các điều kiện thời tiết (giai đoạn tháng 9/2026 – tháng 4/2027) tính đến tháng 8/2026



Nguồn: Viện Nghiên cứu Quốc tế về Khí hậu và Xã hội, Vietcap

Hình 3: Xác suất của các điều kiện thời tiết (giai đoạn tháng 5/2026 – tháng 1/2027) tính đến tháng 5/2026



Nguồn: Viện Nghiên cứu Quốc tế về Khí hậu và Xã hội, Vietcap

Chúng tôi dự báo công suất điện tăng lần lượt 9,4% và 9,3% trong năm 2026 và 2027

Chúng tôi điều chỉnh tăng dự báo tăng trưởng công suất điện toàn quốc năm 2026 từ 7,0% YoY lên 9,4% YoY do (1) công suất lắp đặt điện mặt trời áp mái tăng trưởng mạnh (tính đến cuối tháng 7/2026 đạt khoảng 11.200 MWp, tương đương 9.300 MW, tăng 17% YTD) và (2) đóng góp mới từ tổ máy 2 Vũng Áng (665 MW) từ tháng 4/2026.

Chúng tôi ước tính công suất điện toàn quốc năm 2026 tăng 9,4% YoY, chủ yếu từ các dự án nhiệt điện than (Quảng Trạch 1 – 1.403 MW; tổ máy 2 Vũng Áng 2 – 665 MW), điện khí LNG (Nhơn Trạch 3&4, 1.500 MW), điện mặt trời (2.089 MW, chủ yếu là điện mặt trời áp mái) và điện gió (1.575 MW), bao gồm 3 nhà máy mới của REE với tổng công suất 176 MW, Tổ hợp Krông Búk – Cư Nê với 200 MW và Tổ hợp Cà Mau 1 với 350 MW.

Chúng tôi dự báo công suất điện tăng 9,3% YoY trong năm 2027, chủ yếu từ (1) điện gió (2.132 MW), bao gồm tới 20 dự án dự kiến đi vào vận hành như Điện gió Kỳ Anh và Eco Kỳ Anh của VinEnergy với khoảng 1.000 MW, Phú Cường 1A & 1B của REE với 200 MW, Sóc Trăng Giai đoạn 1 của GEX với 129 MW; (2) điện mặt trời (2.000 MW); và (3) các nhà máy nhiệt điện than (Long Phú 1 – 1.200 MW).

Hình 4: Dự báo của Vietcap về công suất phát điện của Việt Nam (MW)

MW	2023	2024	2025E	2026F	2027F
Thủy điện	22.872	23.664	24.640	25.273	25.562
Nhiệt điện than	26.757	26.757	28.100	30.278	31.478
Điện khí & LNG	7.160	7.160	7.160	8.660	8.660
Điện mặt trời (trang trại)	8.736	8.736	8.950	9.080	9.830
Điện mặt trời (áp mái)	7.954	7.954	7.954	9.913	12.413
Điện mặt trời (nổi)					750
Điện gió	4.757	4.757	6.640	8.215	10.347
Khác (bao gồm nhập khẩu)	2.319	3.372	4.156	4.456	5.756
Tổng công suất	80.555	82.400	87.600	95.875	104.796
Tăng trưởng YoY	3,5%	2,3%	6,3%	9,4%	9,3%

Nguồn: NSMO, dự báo của Vietcap

Rủi ro thiếu điện trong giai đoạn 2027-30

Ngày 12/09/2026, BCT cảnh báo Việt Nam đối mặt với rủi ro thiếu điện từ năm 2027 và mức thiếu hụt sẽ gia tăng đến năm 2030. BCT dự báo mức thiếu hụt công suất toàn quốc ở mức 4.256 MW trong năm 2027 (tương ứng 5% công suất lắp đặt cuối năm 2025 và 4,1% dự báo công suất toàn quốc năm 2027 của chúng tôi), tăng lên 13.964 MW trong năm 2030 (9,7%). Mức thiếu hụt điện năng tương ứng tăng từ 2,9 tỷ kWh (0,8% dự báo tiêu thụ điện năm 2027 của chúng tôi) lên 61,2 tỷ kWh (13,2% dự báo năm 2030 của chúng tôi) (Hình 5). Đây là các dự báo cơ sở của BCT trước khi áp dụng các biện pháp khẩn cấp được đề xuất. BCT cũng giả định nhu cầu tăng nhanh hơn so với giả định của chúng tôi: tiêu thụ điện thương phẩm tăng 11,9-14,3% mỗi năm so với dự báo tăng trưởng tiêu thụ điện 10% mỗi năm của chúng tôi (trang 3).

Miền Bắc chiếm toàn bộ mức thiếu hụt điện năng dự báo. BCT dự báo mức thiếu hụt công suất tại miền Bắc ở mức 5.680 MW trong năm 2027 so với mức thiếu hụt toàn quốc 4.256 MW, đạt đỉnh 14.081 MW trong năm 2029 trước khi giảm xuống 13.026 MW trong năm 2030.

Mức thiếu hụt của miền Bắc cao hơn con số toàn quốc do trong số liệu toàn quốc, mức thiếu hụt của miền Bắc một phần được bù đắp bởi công suất dư thừa tại miền Trung và miền Nam. Trên thực tế, miền Bắc không thể tận dụng toàn bộ công suất dư thừa này do lượng điện truyền tải bị giới hạn bởi lưới điện 500kV Bắc – Trung, với khả năng truyền tải ở mức **khoảng 5.000 MW** sau khi mạch 3 đường dây 500kV đi vào vận hành năm 2024, so với mức 2.500-2.700 MW vào năm 2023.

Hình 5: Dự báo của BCT về mức thiếu hụt điện toàn quốc và khu vực miền Bắc giai đoạn 2027-2030

	2027F	2028F	2029F	2030F
Thiếu hụt công suất toàn quốc (MW)	4.256	8.309	13.348	13.964
% dự báo công suất toàn quốc *	4,1%	7,2%	10,3%	9,7%
Trong đó: Thiếu hụt tại miền Bắc (MW)	5.680	9.678	14.081	13.026
% dự báo công suất toàn quốc *	5,4%	8,4%	10,9%	9,0%
Thiếu hụt điện năng toàn quốc (tỷ kWh)	2,9	20,7	50,4	61,2
% tiêu thụ điện toàn quốc *	0,8%	5,4%	12,0%	13,2%

Nguồn: BCT, Ngân hàng Thế giới, Vietcap. (*) Dựa trên dự báo của chúng tôi ở trên.

Mức thiếu hụt dự báo của miền Bắc năm 2027 có thể tương tự tình trạng thiếu điện năm 2023 (Hình 6). Mức thiếu hụt dự báo năm 2027 của BCT đối với miền Bắc ở mức 5.680 MW, cao hơn khoảng 31% so với mức thiếu hụt ước tính năm 2023. Tuy nhiên, xét theo tỷ lệ tương đối, mức này chiếm khoảng 5,4% công suất, cho thấy tình hình có thể xảy ra tương tự. Điểm khác biệt chính có thể là năm 2023 là cú sốc thời tiết cộng hưởng với các sự cố vận hành hệ thống, trong khi mức thiếu hụt giai đoạn 2027-30 mang tính cơ cấu do nguồn cung bổ sung chậm hơn nhu cầu và phải đối phó với hiện tượng El Nino cường độ mạnh.

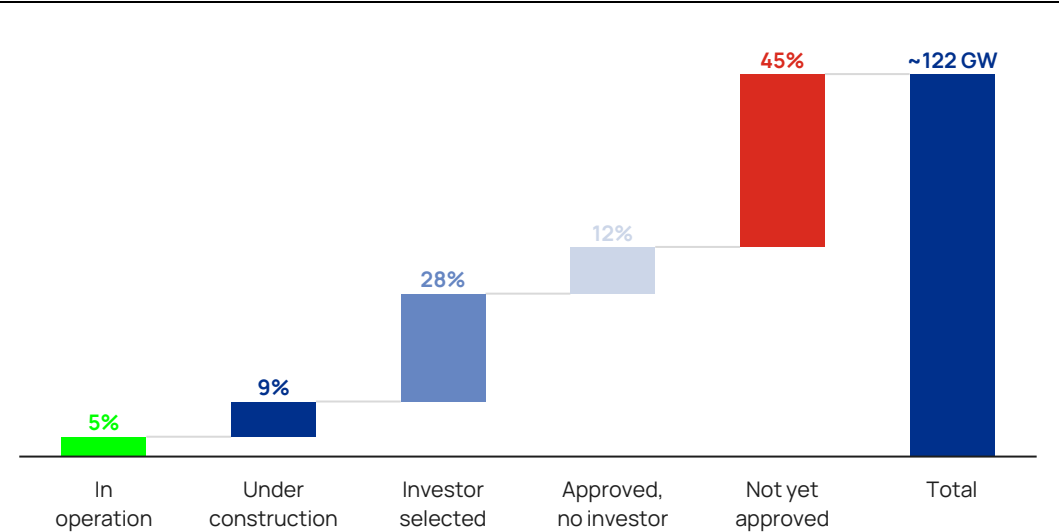
Hình 6: Khu vực miền Bắc – Tình trạng thiếu điện năm 2023 so với dự báo năm 2027 của BCT

	2023A (tháng 5-tháng 6)	2027F (kịch bản cơ sở của BCT)
Thiếu hụt công suất	Khoảng 4.350 MW (BCT)	5.680 MW (cao hơn khoảng 31% so với ước tính năm 2023 của BCT)
Thiếu hụt tại miền Bắc so với công suất toàn quốc	Khoảng 5,4%	Khoảng 5,4%
Thiếu hụt điện	Khoảng 0,9 tỷ kWh	2,9 tỷ kWh (khoảng 3 lần năm 2023)
Khả năng truyền tải 500kV Bắc – Trung	2.500-2.700 MW (đã sử dụng tối đa)	Khoảng 5.000 MW (sau khi mạch 3 đi vào vận hành năm 2024)
Nguyên nhân chính	Nắng nóng; hồ thủy điện về mực nước chết; thiếu hụt nguồn cung than; giới hạn truyền tải	Nguồn cung bổ sung chậm hơn nhu cầu (chỉ khoảng 5% công suất theo QHĐ8 đi vào vận hành); El Nino cường độ mạnh kéo dài đến 6T 2027
Kết quả / giải pháp	Cắt điện luân phiên; thiệt hại kinh tế 1,4 tỷ USD (0,3% GDP)	Phụ thuộc vào việc triển khai kịp thời các biện pháp khẩn cấp của BCT (Hình 8)

Nguồn: BCT, EVN, Ngân hàng Thế giới, NSMO, Truyền thông trong nước, Vietcap

Nguyên nhân gốc rễ của rủi ro thiếu điện là tiến độ triển khai chậm. Sau khoảng 3 năm triển khai QHĐ8, các dự án đã vận hành chỉ chiếm khoảng 5% công suất quy hoạch; khoảng 9% đang xây dựng, 28% đã lựa chọn nhà đầu tư nhưng chưa khởi công, 12% đã có chủ trương đầu tư nhưng chưa có nhà đầu tư và khoảng 45% chưa có chủ trương đầu tư (**Hình 7**). **Lưới điện là điểm nghẽn thứ hai:** EVN và các đơn vị liên quan dự kiến hoàn thành 292 dự án truyền tải (78 dự án 500kV và 214 dự án 220kV, với tổng chiều dài khoảng 16.665 km đường dây truyền tải/phân phối và tổng dung lượng máy biến áp 91.263 MVA) trong giai đoạn 2026-2030 theo QHĐ8 đã điều chỉnh. Tuy nhiên, năng lực hiện tại của các đơn vị này chỉ tương đương 28,6% mục tiêu trên.

Hình 7: Tình trạng phát triển công suất nguồn điện theo QHĐ8 đã điều chỉnh (tính đến tháng 9/2026)



Nguồn: BCT, Vietcap

Giải pháp cho rủi ro thiếu điện

BCT đã đề xuất các giải pháp quyết liệt cho giai đoạn 2027-2030:

- Các giải pháp đề xuất của BCT phụ thuộc nhiều vào các nguồn năng lượng tái tạo có thể triển khai nhanh (điện mặt trời, điện gió, BESS), chiếm hơn 70% tổng công suất bổ sung theo kế hoạch (48.000 MW).
- Đề xuất bổ sung 5.300 MW nhiệt điện than ứng dụng công nghệ thu giữ carbon nhằm bù đắp cho tiến độ chậm của các nhà máy điện khí LNG.
- Điều chỉnh/đáp ứng phụ tải vào thời điểm cao điểm: BCT kỳ vọng vào các biện pháp quản lý nhu cầu, cụ thể là dịch chuyển khoảng 3.000 MW ra khỏi giờ cao điểm và tiết kiệm tối thiểu 3% điện năng.

Hình 8: Các giải pháp đề xuất của BCT và ước tính của chúng tôi về rủi ro thiếu điện

MW	2027F	2028F	2029F	2030F	Tổng
Điện mặt trời	3.800	3.000	5.500	3.000	15.300
Điện gió	2.000	2.000	4.000	3.000	11.000
BESS (Hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin)	1.000	3.000	3.000	3.000	10.000
Nhập khẩu	1.300	1.700	1.700	1.700	6.400
Than	0	0	0	5.300	5.300
Tổng công suất lắp đặt	8.100	9.700	14.200	16.000	48.000
Công suất khả dụng	2.474	2.970	4.120	6.500	16.064
Rủi ro thiếu điện - Ước tính của chúng tôi	18	-2.339	-6.228	-4.464	-13.013
Thiếu hụt điện (sau điều chỉnh/đáp ứng phụ tải vào thời điểm cao điểm)	-2.456	-5.309	-10.348	-10.964	-29.077
Thiếu hụt điện - Kế hoạch của BCT	-4.256	-8.309	-13.348	-13.964	-39.877
Điều chỉnh/đáp ứng phụ tải	1.800*	3.000	3.000	3.000	10.800

Nguồn: BCT, Vietcap. (*) Ước tính của chúng tôi so với đề xuất 3.000 MW của BCT.

Chúng tôi cho rằng nguồn cung điện sẽ đáp ứng đủ nhu cầu trong năm 2026, được hỗ trợ bởi nguồn cung và nhập khẩu than, LNG được đảm bảo tốt đủ nhu cầu tăng mạnh. BCT ước tính sản lượng điện sản xuất của Việt Nam trong năm nay đạt 354,4 tỷ kWh, tăng khoảng 9,7% YoY. Tuy nhiên, BCT đánh giá hệ thống điện năm 2026 nhìn chung vẫn có khả năng đáp ứng nhu cầu điện.

Chúng tôi kỳ vọng nguồn cung điện năm 2027 sẽ vẫn được đảm bảo nếu các biện pháp phản ứng/điều chỉnh phụ tải vào thời điểm cao điểm được triển khai hiệu quả. Chúng tôi ước tính tổng công suất lắp đặt đạt 8.100 MW, tương ứng với công suất khả dụng bổ sung là 2.474 MW, đủ để bù đắp cho mức thiếu hụt 2.456 MW (sau khi giả định nhu cầu phụ tải được điều chỉnh giảm 1.800 MW). Tuy nhiên, nếu các biện pháp điều chỉnh phụ tải kém hiệu quả hơn dự kiến hoặc tiến độ lắp đặt hệ thống lưu trữ năng lượng bằng pin (BESS) chậm hơn kỳ vọng, tình trạng thiếu điện vẫn có thể xảy ra.

Trong giai đoạn 2028-2030, chúng tôi kỳ vọng mức thiếu hụt điện ở mức khoảng 37% kế hoạch của BCT. Cụ thể, chúng tôi dự báo mức thiếu hụt lần lượt là 2.339/6.228/4.464 MW trong các năm 2028/2029/2030, tương ứng khoảng 37% mức kế hoạch của BCT và trung bình khoảng 3,3% công suất điện toàn quốc (theo dự báo của chúng tôi).

Điều chỉnh tăng dự báo giá CGM năm 2026/27 nhờ nhu cầu/chi phí cao hơn và El Nino

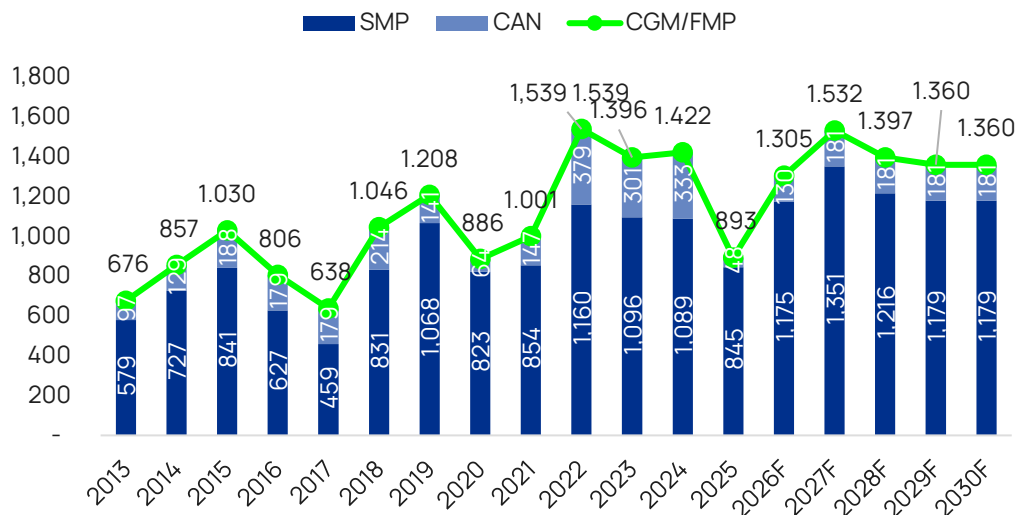
Giá CGM trong 8T 2026 đạt trung bình 1.430 đồng/kWh (+37% YoY), được hỗ trợ bởi (1) tiêu thụ điện tăng và (2) chi phí đầu vào (khí/than) tăng. Mức này tương đương với 116% dự báo năm 2026 trước đây của chúng tôi.

Theo đó, chúng tôi điều chỉnh tăng 6% dự báo giá CGM năm 2026 lên **1.305 đồng/kWh (+46% YoY)**, được thúc đẩy bởi (1) dự báo giá than và giá khí/LNG năm 2026 cao hơn trong Báo cáo Cập nhật ngành Năng lượng ngày 22/09/2026 so với Báo cáo Cập nhật tháng 7/2026, (2) nhu cầu dự báo cao hơn và (3) hiện tượng El Nino mạnh hơn so với dự kiến của chúng tôi.

Chúng tôi điều chỉnh tăng 6% dự báo giá CGM năm 2027 lên **1.532 đồng/kWh (+17% YoY)** do (1) mặt bằng giá năm 2026 cao hơn 6%, (2) El Nino có thể kéo dài sang năm 2027 và (3) rủi ro thiếu hụt nguồn cung năm 2027 mà BCT đã cảnh báo.

Nhìn chung, chúng tôi điều chỉnh tăng 4% giả định giá CGM trung bình giai đoạn 2026-30 (với các mức điều chỉnh lần lượt là +5,7%/+5,6%/+3,5%/+2,6%/+2,6% cho các năm 2026/27/28/29/30, so với dự báo trước đó) do các giả định giá CGM cao hơn cho năm 2026/27 đã làm tăng mức nền so sánh cho giai đoạn 2028/29/30.

Hình 9: Triển vọng giá CGM trung bình (đồng/kWh)



Nguồn: BCT, EVN, các doanh nghiệp trong ngành, Vietcap. Lưu ý: Giá CGM = FMP (giá thị trường toàn phần) = SMP (giá biên hệ thống) + CAN (giá công suất thị trường). SMP là mức giá chào cao nhất được chấp nhận nhằm cân bằng cung cầu của hệ thống; CAN là khoản thanh toán bổ sung giúp nhà máy điện mới tối ưu nhất đạt điểm hòa vốn.

Triển vọng giá than

Giá than dự báo tăng lần lượt 4%/3% trong năm 2026/27 theo kịch bản cơ sở của chúng tôi

Vui lòng xem thêm chi tiết tại [Báo cáo Cập nhật ngành Năng lượng](#) ngày 22/09/2026 của chúng tôi.

Chúng tôi điều chỉnh tăng lần lượt 4%/3% dự báo giá than trộn năm 2026-27 theo kịch bản cơ sở lên 3,0 triệu đồng/tấn (+32% YoY) trong năm 2026 và 2,7 triệu đồng/tấn (-11% YoY) trong năm 2027. Việc điều chỉnh này dựa trên (1) mức điều chỉnh tăng lần lượt 8%/7% đối với dự báo giá dầu Brent năm 2026/2027 theo kịch bản cơ sở và (2) dự báo đồng thuận của Bloomberg tăng nhẹ, với mức điều chỉnh tăng 2% cho năm 2026 và đi ngang (0%) cho năm 2027. Chúng tôi lưu ý rằng khí và than là các nhiên liệu có thể thay thế cho nhau trong hoạt động sản xuất điện; chi phí khí tăng theo giá dầu có thể khiến các quốc gia chuyển dịch sang sản xuất điện từ than nhiều hơn, qua đó làm tăng nhu cầu than nhiệt.

Hình 10: Dự báo giá trung bình của than 5a trong nước và than trộn tương đương

Nghìn đồng/tấn	2023	2024	2025	2026F	2027F	2028F	2029F	2030F
Than trong nước, 5a (5.500 kcal/kg)	1.808	1.898	1.993	2.093	2.198	2.308	2.423	2.544
Tăng trưởng YoY	-2,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%	5,0%
% Dự báo mới so với cũ	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Than trộn, tương đương 5a (*) - kịch bản cơ sở	2.238	2.460	2.275	3.003	2.678	2.707	2.792	2.906
Tăng trưởng YoY	-18,3%	9,9%	-7,5%	32,0%	-10,8%	1,1%	3,1%	4,1%
% Dự báo mới so với cũ	0,0%	0,0%	0,0%	3,9%	2,9%	0,0%	0,0%	0,0%
Than trộn, tương đương 5a (*) - kịch bản cao	2.238	2.460	2.275	3.374	2.798	2.707	2.792	2.906
Tăng trưởng YoY	-18,3%	9,9%	-7,5%	48,3%	-17,1%	-3,2%	3,1%	4,1%
% Dự báo mới so với cũ	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%

Nguồn: BCT, dự báo của Vietcap (*: Hỗn hợp than nhập khẩu và than 6a trong nước)

Triển vọng giá LNG nhập khẩu

Giá LNG nhập khẩu dự báo tăng lần lượt 14%/15% trong năm 2026/27 theo kịch bản cơ sở của chúng tôi

Vui lòng xem thêm chi tiết tại [Báo cáo Cập nhật ngành Năng lượng](#) ngày 22/09/2026 của chúng tôi.

Chúng tôi điều chỉnh tăng 10% dự báo giá LNG nhập khẩu trung bình của Việt Nam (bao gồm thuế) giai đoạn 2026-30 theo kịch bản cơ sở. Cụ thể như sau:

- + **2026F:** Chúng tôi điều chỉnh tăng 14% dự báo giá LNG của Việt Nam (bao gồm thuế) lên 21,6 USD/triệu BTU (+47% YoY), chủ yếu phản ánh dự báo đồng thuận về giá cao hơn.
- + **2027F:** Chúng tôi điều chỉnh tăng 15% giá định giá LNG lên 18,1 USD/triệu BTU (-16% YoY). Việc điều chỉnh phản ánh dự báo của CME cao hơn đáng kể và dự báo đồng thuận của Bloomberg cao hơn một chút.
- + **2028-30F:** Chúng tôi điều chỉnh tăng khoảng 5% giá định giá và duy trì xu hướng giá giảm trong giai đoạn 2028-30, được hỗ trợ bởi kỳ vọng nguồn cung LNG toàn cầu mở rộng.

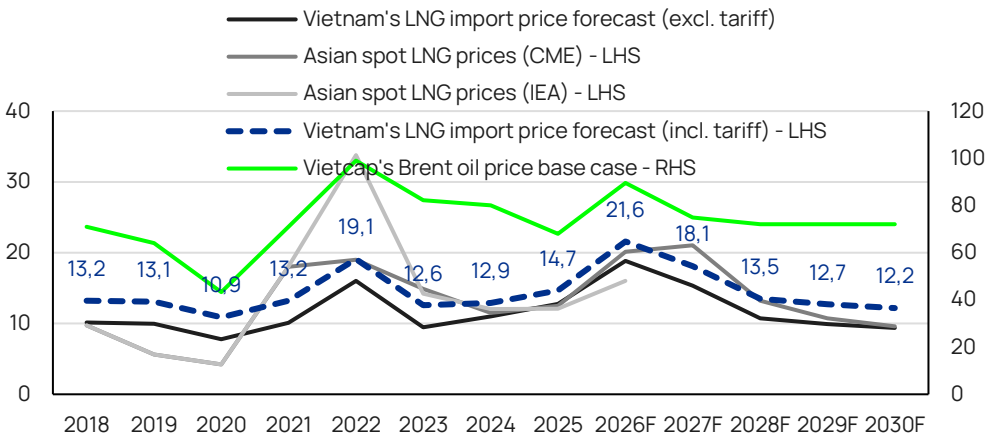
Giá LNG tăng mạnh trong năm 2026 và 2027 có thể tạm thời làm suy yếu nhu cầu từ các nhà máy điện khí, một phần được bù đắp bởi rủi ro thiếu điện. Tuy nhiên, xu hướng giá giảm dự kiến từ năm 2028 trở đi sẽ hỗ trợ tiêu thụ LNG phục hồi. Chúng tôi dự báo giá LNG của Việt Nam cung cấp cho các nhà máy điện, bao gồm thuế, ở mức 12-14 USD/triệu BTU trong giai đoạn 2028-30, nhìn chung ở mức cạnh tranh so với các mỏ khí mới trong nước như Lô B với giá khoảng 14-15 USD/triệu BTU.

Hình 11: Dự báo giá LNG nhập khẩu trung bình của Việt Nam (bao gồm thuế, USD/triệu BTU)

	2026F	2027F	2028F	2029F	2030F	Thay đổi trung bình 2026-30
Kịch bản cơ sở						
Giá LNG dự báo mới	21,6	18,1	13,5	12,7	12,2	
Giá LNG dự báo cũ	18,9	15,7	12,8	12,0	11,8	10%
Dự báo mới so với cũ	14%	15%	5%	6%	3%	
% YoY	47%	-16%	-26%	-6%	-4%	
Kịch bản cao						
Giá LNG dự báo mới	22,3	19,2	13,5	12,7	12,2	
Giá LNG dự báo cũ	20,8	17,6	12,8	12,0	11,8	7%
Dự báo mới so với cũ	7%	9%	5%	6%	3%	
% YoY	52%	-14%	-30%	-6%	-4%	

Nguồn: Vietcap

Hình 12: Dự báo giá dầu Brent (USD/thùng) và giá LNG (USD/triệu BTU)



Nguồn: IEA, CME, Vietcap. Lưu ý: Dự báo đồng thuận của CME tính đến ngày 14/09/2026 và dự báo của IEA từ tháng 7/2026.

Hệ thống khuyến nghị của Vietcap

Chúng tôi, Đinh Thị Thùy Dương, Nguyễn Thị Thùy Dương, Phạm Phú Lộc, xác nhận rằng những quan điểm được trình bày trong báo cáo này phản ánh đúng quan điểm cá nhân của chúng tôi về công ty này. Chúng tôi cũng xác nhận rằng không có phần thù lao nào của chúng tôi đã, đang, hoặc sẽ trực tiếp hay gián tiếp có liên quan đến các khuyến nghị hay quan điểm thể hiện trong báo cáo này. Các chuyên viên phân tích nghiên cứu phụ trách các báo cáo này nhận được thù lao dựa trên nhiều yếu tố khác nhau, bao gồm chất lượng, tính chính xác của nghiên cứu, và doanh thu của công ty, trong đó bao gồm doanh thu từ các đơn vị kinh doanh khác như bộ phận Môi giới tổ chức, hoặc Tư vấn doanh nghiệp.

Phương pháp định giá và Hệ thống khuyến nghị của Vietcap

Nội dung chính trong hệ thống khuyến nghị: Khuyến nghị được đưa ra dựa trên mức tăng/giảm tuyệt đối của giá cổ phiếu để đạt đến giá mục tiêu, được xác định bằng công thức (giá mục tiêu - giá hiện tại) / giá hiện tại và không liên quan đến hoạt động thị trường. Công thức này được áp dụng từ ngày 1/1/2014.

Các khuyến nghị	Định nghĩa
MUA	Tổng lợi nhuận cổ đông (bao gồm cổ tức) trong 12 tháng tới dự báo sẽ trên 20%
KHẢ QUAN	Tổng lợi nhuận cổ đông (bao gồm cổ tức) trong 12 tháng tới dự báo sẽ dương từ 10%-20%
PHÙ HỢP THỊ TRƯỜNG	Tổng lợi nhuận cổ đông (bao gồm cổ tức) trong 12 tháng tới dự báo sẽ dao động giữa âm 10% và dương 10%
KÉM KHẢ QUAN	Tổng lợi nhuận cổ đông (bao gồm cổ tức) trong 12 tháng tới dự báo sẽ âm từ 10-20%
BÁN	Tổng lợi nhuận cổ đông (bao gồm cổ tức) trong 12 tháng tới dự báo sẽ âm trên 20%
KHÔNG ĐÁNH GIÁ	Bộ phận nghiên cứu đang hoặc có thể sẽ nghiên cứu cổ phiếu này nhưng không đưa ra khuyến nghị hay giá mục tiêu vì lý do tự nguyện hoặc chỉ để tuân thủ các quy định của luật và/hoặc chính sách công ty trong trường hợp nhất định, bao gồm khi Vietcap đang thực hiện dịch vụ tư vấn trong giao dịch sáp nhập hoặc chiến lược có liên quan đến công ty đó.
KHUYẾN NGHỊ TẠM HOÃN	Hình thức đánh giá này xảy ra khi chưa có đầy đủ thông tin cơ sở để xác định khuyến nghị đầu tư hoặc giá mục tiêu. Khuyến nghị đầu tư hoặc giá mục tiêu trước đó, nếu có, không còn hiệu lực đối với cổ phiếu này.

Trừ khi có khuyến cáo khác, những khuyến nghị đầu tư chỉ có giá trị trong vòng 12 tháng. Những biến động giá trong tương lai có thể làm cho các khuyến nghị tạm thời không khớp với mức chênh lệch giữa giá thị trường của cổ phiếu và giá mục tiêu nên việc diễn giải các khuyến nghị đầu tư cần được thực hiện một cách linh hoạt.

Rủi ro: Tình hình hoạt động trong quá khứ không nhất thiết sẽ diễn ra tương tự cho các kết quả trong tương lai. Tỷ giá ngoại tệ có thể ảnh hưởng bất lợi đến giá trị, giá hoặc lợi nhuận của bất kỳ chứng khoán hay công cụ tài chính nào có liên quan được nói đến trong báo cáo này. Để được tư vấn đầu tư, thực hiện giao dịch hoặc các yêu cầu khác, khách hàng nên liên hệ với đơn vị đại diện kinh doanh của khu vực để được giải đáp.

Khuyến cáo

Báo cáo này được viết và phát hành bởi Công ty Cổ phần Chứng khoán Vietcap, Báo cáo này được viết dựa trên nguồn thông tin đáng tin cậy vào thời điểm công bố, Công ty Cổ phần Chứng khoán Vietcap không chịu trách nhiệm về độ chính xác của những thông tin này, Quan điểm, dự báo và những ước lượng 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 Công ty Cổ phần Chứng khoán Vietcap và có thể thay đổi mà không cần thông báo trước, Báo cáo này chỉ nhằm mục đích cung cấp thông tin cho các tổ chức đầu tư cũng như các nhà đầu tư cá nhân của Công ty cổ phần chứng khoán Vietcap và không mang tính chất mời chào mua hay bán bất kỳ chứng khoán nào được thảo luận trong báo cáo này, Quyết định của nhà đầu tư nên dựa vào những sự tư vấn độc lập và thích hợp với tình hình tài chính cũng như mục tiêu đầu tư riêng biệt, Báo cáo này không được phép sao chép, tái tạo, phát hành và phân phối với bất kỳ mục đích nào nếu không được sự chấp thuận bằng văn bản của Công ty Cổ phần Chứng khoán Vietcap, Xin vui lòng ghi rõ nguồn trích dẫn nếu sử dụng các thông tin trong báo cáo này.

Liên hệ

CTCP Chứng khoán Vietcap (Vietcap)

www.vietcap.com.vn

Trụ sở chính (1): Bitexco

Tháp tài chính Bitexco, tầng 15,
Số 2 Hải Triều, Phường Sài Gòn, Tp. HCM
+84 28 3914 3588

Trụ sở chính (2): Nguyễn Huệ

Tòa nhà Vinatex, Tầng 3, Số 10 Nguyễn Huệ,
Phường Sài Gòn, TP. HCM
+84 28 8882 6868

Phòng giao dịch Hàm Nghi

Tòa nhà Doji, tầng 16, số 81-83-83B-85 Hàm Nghi,
Phường Sài Gòn, Tp. HCM
+84 28 8882 6868

Chi nhánh Hà Nội

109 Trần Hưng Đạo, tầng 6
Phường Cửa Nam, Tp. Hà Nội
+84 24 6262 6999

Phòng giao dịch Mỹ Đình

SAP.A09 Tòa A – Chung cư cao tầng HH2-1 (The Matrix One)
Phường Từ Liêm, Tp. Hà Nội (Số 1 Lê Quang Đạo)
+84 28 8882 6868

Phòng Nghiên cứu và Phân tích

Research Team: +84 28 3914 3588
research@vietcap.com.vn

Hoàng Nam
Giám đốc, ext 124
nam.hoang@vietcap.com.vn

Ngân hàng, Chứng khoán và Bảo hiểm

Huỳnh Thị Hồng Ngọc,

Trưởng phòng, ext 138

- Vũ Thế Quân, Trưởng phòng, ext 364
- Hồ Thu Nga, Chuyên viên, ext 516
- Đinh Kiến Vương, Chuyên viên, ext 468

Vĩ mô

Hoàng Thúy Lương

Trưởng phòng cao cấp, ext 368

- Đào Minh Quang, Chuyên viên, ext 365

Hàng tiêu dùng

Bùi Nguyên Cẩm Giang

Trưởng phòng cao cấp, ext 125

- Bùi Xuân Vĩnh, Chuyên viên cao cấp, ext 584
- Lý Phúc Thanh Ngân, Chuyên viên cao cấp, ext 532
- Nguyễn Thảo Nguyên, Chuyên viên, ext 268

Dầu khí, Điện và Nước

Đinh Thị Thùy Dương

Phó Giám đốc, ext 140

- Dương Tấn Phước, Chuyên viên cao cấp, ext 135
- Phạm Phú Lộc, Chuyên viên, ext 549
- Nguyễn Thị Thùy Dương, Chuyên viên, ext 132

Bất động sản

Lưu Bích Hồng

Trưởng phòng cao cấp, ext 120

- Thân Như Đoàn Thực, Chuyên viên cao cấp, ext 174
- Đỗ Công Anh Tuấn, Chuyên viên cao cấp, ext 181

Công nghiệp và Cơ sở hạ tầng

Nguyễn Thảo Vy

Trưởng phòng cao cấp, ext 147

- Nguyễn Thị Ngọc Hân, Chuyên viên, ext 191
- Hoàng Gia Huy, Chuyên viên, ext 526

Khách hàng cá nhân

Vũ Minh Đức - Phó Giám đốc, ext 363

- Nguyễn Quốc Nhật Trung, Trưởng phòng, ext 129
- Tống Hoàng Trâm Anh, Phó Trưởng phòng, ext 366
- Lê Hải Đăng, Chuyên viên, ext 570
- Võ Phan Hồng Kiệt, Chuyên viên, ext 470

Phòng Tư Vấn Đầu Tư và Phòng Giao dịch Chứng khoán – Khách hàng tổ chức

Anthony Le

Giám đốc

Phòng Giao dịch Chứng khoán – Khách hàng tổ chức

+84 28 3914 3588, ext 525

anthony.le@vietcap.com.vn

Châu Thiên Trúc Quỳnh

Giám đốc điều hành

Phòng Tư Vấn Đầu Tư

+84 28 3914 3588, ext 222

quynh.chau@vietcap.com.vn