Báo cáo cổ phiếu: HDG

Thủy văn kém và giá FIT kéo lợi nhuận 2026 đi ngang; trường hợp EVN đang áp đã trích lập gần đủ, hết rủi ro tỷ giá EUR, P/B 0,87x thấp nhất lịch sử

CTCP Tập đoàn Hà Đô (HOSE: HDG) · thủy điện, điện mặt trời, điện gió, bất động sản · BCTC hợp nhất đến Q2/2026 (soát xét 6T), dự báo Q3, Q4/2026 và 2027 · giá tham chiếu 15,0 nghìn đ (16/10/2026) · **Phát hành bởi AAS Research**

GIÁ HIỆN TẠI	GIÁ TRỊ HỢP LÝ	LNST MẸ Q3/2026F	LNST MẸ 2026F	P/B	DỰ PHÒNG GIÁ FIT ĐÃ TRÍCH
15,0 nghìn đ · 16/10/2026	18,0 nghìn đ · **+20%**	204 tỷ đ · −28% so cùng kỳ	859 tỷ đ · +12% so 2025	0,87x thấp nhất từ 2014	856 tỷ đ · Hồng Phong 4 + Infra 1

GÓC NHÌN AAS RESEARCH

TÍCH LŨY TỪNG PHẦN

GIÁ HIỆN TẠI	GIÁ TRỊ HỢP LÝ	VÙNG TÍCH LŨY	VÙNG GIẢM TỶ TRỌNG	LNST MẸ 2026F
15,0 nghìn đ	18,0 nghìn đ (+20%)	13,5–16,0 nghìn đ	20,0–24,0 nghìn đ	859 tỷ đ

Hành động: tích lũy từng phần ở 13,5–16,0 nghìn đ (chia 3 lệnh, tỷ trọng ban đầu ≤ 1/2 mục tiêu); phần còn lại sau BCTC quý 3/2026 hoặc khi có kết luận giá điện. **Nâng lên MUA** nếu Infra 1 ký phụ lục giá theo trường hợp A và Hồng Phong 4 có hướng xử lý đất titan. **Hạ về NẮM GIỮ/GIẢM** nếu Infra 1 bị xếp lại FIT2 hoặc Hồng Phong 4 phải dừng, hoặc LNST mẹ quý 4/2026 dưới 200 tỷ.

KẾT LUẬN

Lợi nhuận HDG 2026 bị hai lực kéo: nước ít (thủy điện quý 2 chỉ bằng ~56% cùng kỳ) và giá FIT (dự phòng ~860 tỷ cho Hồng Phong 4, Infra 1). AAS dự báo LNST mẹ 2026 ~859 tỷ (Q3 ~204, Q4 ~353), 2027 ~952 tỷ khi thủy văn bình thường. Rủi ro tỷ giá đã hết sau khi đổi nợ EUR sang VND; rủi ro mới là lãi suất VND thả nổi.

Theo hướng EVN đang áp NQ 45/2026/QH16, phần thiệt hại đã nằm trong BCTC; trường hợp xấu nhất AAS tính thêm ~676 tỷ (~10% vốn chủ). Với P/B 0,87x, giá đã chiết khấu phần lớn rủi ro; giá trị hợp lý 18,0 nghìn đ (+20%).

ĐIỆN: THỦY VĂN

529 triệu kWh 6T/2026 (−16%)

- Giá vốn điện cố định ~630 tỷ/năm
- Thủy điện Q2 bằng 56% cùng kỳ
- 10% thủy điện ≈ 112 tỷ LNST mẹ/năm

LÃI VAY, TỶ GIÁ

4.373 tỷ nợ vay, 100% VND

- Hết nợ EUR: 2025 lỗ tỷ giá 92,9 tỷ
- Lãi suất bình quân 7,1%
- +1 điểm % ≈ −28 tỷ LNST mẹ

GIÁ ĐIỆN FIT

856 tỷ dự phòng đã trích

- A (đang áp): ghi thêm ~6 tỷ
- B (Infra 1 FIT2): −164 tỷ LNST mẹ
- D (HP4 giữ FIT): +432 tỷ

TÓM TẮT ĐIỀU HÀNH

1. **6T/2026:** LNST mẹ 301 tỷ, nhưng lõi chỉ 328 tỷ (6T/2025: 224); khoản một lần gồm hoàn tiền đất An Khánh ~210 tỷ (+) và dự phòng Infra 1 193 tỷ (−).
2. **Giá FIT (NQ 45/2026/QH16):** trường hợp EVN đang áp đã trích ~860 tỷ; rủi ro thêm: Infra 1 bị xếp lại FIT2 (−164 tỷ LNST mẹ), Hồng Phong 4 phải dừng vì đất titan (−518 tỷ); thuận lợi: Hồng Phong 4 giữ FIT (+432 tỷ).
3. **Tỷ giá:** hết nợ EUR (lỗ tỷ giá 2025: 92,9 tỷ; 6T/2026: 3 tỷ); USD/VND tăng còn có lợi vì giá FIT tính bằng US cent. **Lãi vay:** 4.373 tỷ nợ VND, lãi suất bình quân ~6,7%; +1 điểm % ≈ −30 tỷ LNST mẹ/năm.
4. **Dự báo cơ sở:** LNST mẹ Q3/2026 204 tỷ, Q4 353 tỷ, năm 2026 859 tỷ (kịch bản 678–1.019), 2027 952 tỷ.
5. **TÍCH LŨY TỪNG PHẦN**, giá trị hợp lý 18,0 nghìn đ (+20%); P/B 0,87x thấp nhất từ 2014. Mốc: BCTC quý 3/2026, toàn văn NQ 45 và phụ lục giá Infra 1.

1 Mô hình kinh doanh: nhà máy điện nhỏ chi phí cố định, lợi nhuận đi theo lượng mưa; bất động sản đang ở nhịp chờ quỹ đất mới

- **Ba mảng, một mảng quyết định:** năm 2025 điện chiếm 82% doanh thu thuần (2.787 tỷ) và ~90% lợi nhuận gộp. 8 nhà máy 462 MW: 5 thủy điện 314 MW, điện mặt trời Hồng Phong 4 và Infra 1, điện gió 7A.
- **Biến số của mô hình lợi nhuận:** sản lượng thủy điện (thủy văn) × giá theo mùa; sản lượng mặt trời, gió × giá FIT (US cent, quy theo USD/VND); giá vốn điện gần như cố định; dự phòng chênh lệch giá FIT; lãi vay = dư nợ × lãi suất VND thả nổi; tỷ lệ cổ đông không kiểm soát ~17%.
- **Vốn chạy trong chuỗi:** nhà máy đã xây xong, khấu hao ~125 tỷ/quý, dòng tiền kinh doanh 2025 1.243 tỷ dùng trả nợ (dư nợ từ 6.123 xuống 4.373 tỷ). Phần EVN giữ lại tiền điện chênh lệch FIT nằm ở phải thu: phải thu EVN 30/06/2026 902 tỷ.

ĐẦU VÀO: NƯỚC, NẮNG, GIÓ

5 thủy điện
314 MW
Đăk Mi 2 147, Nhạn Hạc 59, Sông Tranh 4 48, Za Hưng 30, Nậm Pông 30 MW · sản lượng theo lượng mưa (2025 ướt, 2026 El Niño) · Trên BCTC: TSCĐ, khấu hao

2 điện mặt trời + 1 điện gió
148 MW
Hồng Phong 4 (48), Infra 1 (50), điện gió 7A (50) · giá FIT tính bằng US cent · Trên BCTC: phải thu EVN, dự phòng

Đang xây
La Trọng 22 MW
COD dự kiến 08/2026 (chưa xác nhận); Sơn Nham 9 MW 2027 · Trên BCTC: XDCB dở dang 1.763 tỷ

→

BÁN ĐIỆN CHO EVN

Hợp đồng mua bán điện 20 năm
2.274 tỷ DT 2025
1.758 triệu kWh; thủy điện nhỏ theo biểu giá chi phí tránh được (mùa mưa ~700 đ/kWh miền Bắc), tái tạo theo FIT · Trên BCTC: DT bán điện

Chi phí gần như cố định
630 tỷ giá vốn/năm
2024 và 2025 bằng nhau dù DT +20%; ~80% là khấu hao · Trên BCTC: giá vốn điện

Rủi ro giá FIT
~856 tỷ đã trích
Hồng Phong 4 (vi phạm theo kết luận thanh tra), Infra 1 (COD trước khi có nghiệm thu) · Trên BCTC: dự phòng phải thu khó đòi

→

BẤT ĐỘNG SẢN, DỊCH VỤ

Văn phòng, khách sạn, quản lý vận hành
~538 tỷ/năm
IBIS Sài Gòn Airport, Hà Đô Airport Building; HaDo PM quản lý ~20 dự án · Trên BCTC: BĐS đầu tư, DT dịch vụ

Nhà ở để bán
21 căn tồn
Hado Charm Villas; quỹ đất Phan Đình Giót 2,3 ha, Linh Trung 2,8 ha chờ chủ trương · Trên BCTC: hàng tồn kho BĐS 466 tỷ

→

100 ĐỒNG LN GỘP 6T/2026

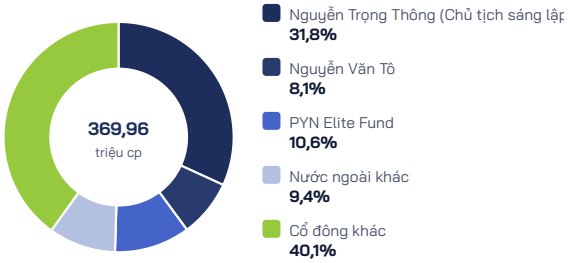
Điện	63,9
BĐS (có hoàn tiền đất)	23,9
Dịch vụ, cho thuê	12,2

Không tính hoàn nhập tiền đất An Khánh (Q2/2026), mảng điện tạo ~85–93% LN gộp; thủy văn và giá bán điện quyết định lợi nhuận.

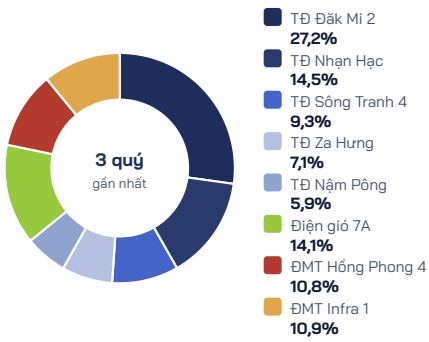
Nguồn: BCTN 2025, bản tin nhà đầu tư Q1, Q2/2026, BCTC hợp nhất soát xét 6T/2026 (thuyết minh 6, 25, 26, 34) của HDG; AAS tính.

Cổ đông: nhóm sáng lập ~40%, PYN ~10%; khối ngoại hiện nắm 15,8%, room 50%

Cơ cấu cổ đông (BCTN 2025) % vốn



Doanh thu điện theo nhà máy (Q3/2025, Q1–Q2/2026) % DT điện



Nguồn: BCTN 2025 (danh sách cổ đông chốt 16/06/2025, cập nhật); kho AAS (room khối ngoại 203,48 triệu cp, còn trống 139,31 triệu cp ngày 16/10/2026; 406,96 triệu cp niêm yết); bản tin nhà đầu tư HDG.

- **Công ty con nắm không trọn:** Za Hưng 51,75%, Sông Tranh 4 62,92%, Hà Đô Bình Thuận (Hồng Phong 4) 83,22%, Trường Thịnh (La Trọng) 26,39% lợi ích; Infra 1, 7A, Đăk Mi 2 gần 100%. Vì vậy cổ đông HDG chịu 83% thiệt hại FIT của Hồng Phong 4 nhưng chỉ hưởng ~26% lợi nhuận La Trọng.
- **Cổ phiếu:** 406,96 triệu cp sau đợt cổ tức cổ phiếu 10% (06/2026); room khối ngoại 50%; PYN Elite Fund từng nắm 10,01% (11/2025) và giảm sở hữu trước ngày nhận cổ tức 2026.

2 Kết quả kinh doanh: LNST mẹ 6T/2026 301 tỷ (+121%) nhờ hết lỗ tỷ giá và hoàn tiền đất; phần lõi giảm vì thủy văn và dự phòng Infra 1

Tỷ đồng	2021	2022	2023	2024	2025	6T/2025	6T/2026	6T so cùng kỳ
Doanh thu thuần	3.777	3.581	2.889	2.718	2.787	1.188	1.175	−1%
LN gộp trước khấu hao	**2.578**	**2.744**	**2.206**	**2.105**	**2.259**	**906**	**1.157**	**+28%**
Biên gộp trước khấu hao	68,2%	76,6%	76,3%	77,5%	81,1%	76,2%	98,4%	+22,2 điểm
CPBH, QLDN trừ khấu hao, dự phòng	−301	−172	−168	−165	−155	−66	−67	n/m
Dự phòng (chủ yếu giá FIT)	−50	0	−14	−508	−118	−60	−248	n/m
EBITDA	**2.277**	**2.572**	**2.037**	**1.456**	**1.987**	**779**	**842**	**+8%**
Khấu hao	−298	−511	−501	−525	−525	−261	−260	n/m
EBIT	**1.979**	**2.062**	**1.537**	**931**	**1.461**	**518**	**582**	**+12%**
Lãi vay	−388	−513	−489	−343	−300	−151	−153	n/m
Tỷ giá, phí vay	−20	−66	−82	−27	−144	−113	−4	n/m
DT tài chính, khác	22	138	42	11	53	15	8	−43%

Tỷ đồng	2021	2022	2023	2024	2025	6T/2025	6T/2026	6T so cùng kỳ
LNTT	**1.643**	**1.604**	**963**	**573**	**1.070**	**269**	**434**	**+61%**
LNST cổ đông mẹ	**1.096**	**1.096**	**665**	**348**	**770**	**137**	**301**	**+121%**
LNST mẹ lõi (bỏ khoản một lần)	1.090	1.121	757	752	852	224	328	+46%

Nguồn: BCTC hợp nhất HDG (năm: kiểm toán; 6T: soát xét); AAS tính. Khấu hao giá vốn = khấu hao theo yếu tố − khấu hao trong QLDN (HDG không có khấu hao trong CPBH). LNST mẹ lõi bỏ các khoản ở bảng khoản một lần (thuế 12%).

Khoản một lần: dự phòng FIT, lỗ tỷ giá EUR và hoàn tiền đất làm lợi nhuận báo cáo lệch xa lợi nhuận lõi

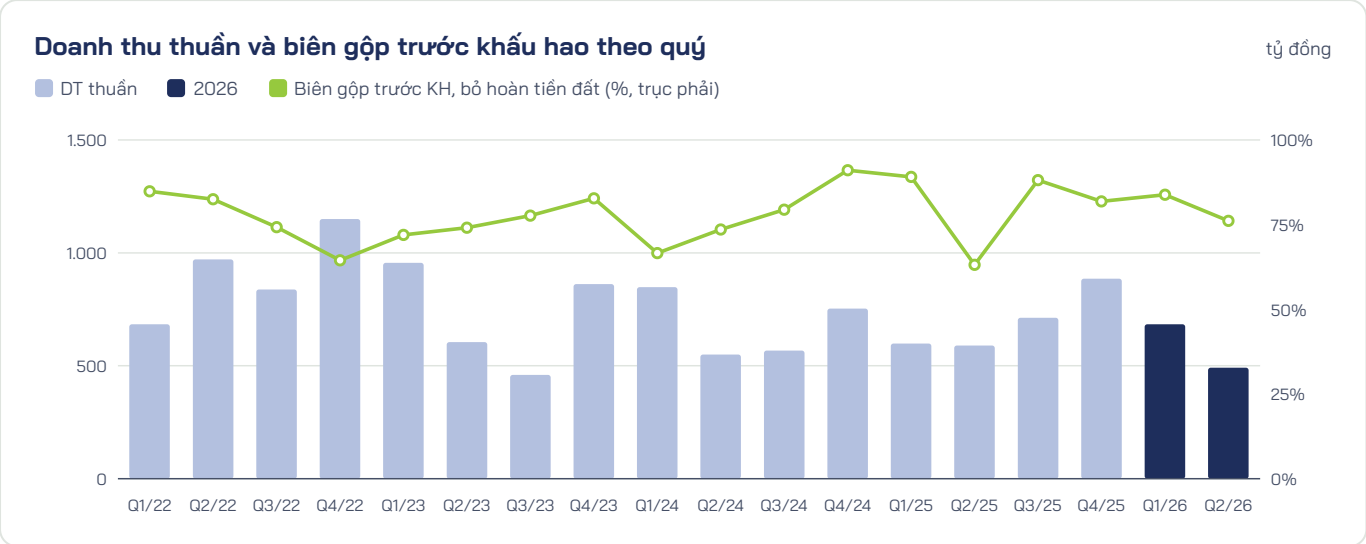
Khoản một lần (trước thuế, tỷ)	Quý	Ảnh hưởng LNTT	Ghi chú
Dự phòng chênh lệch FIT Hồng Phong 4 dồn từ COD	Q4/2024	−459	298,4 tỷ ở QLDN + 209,1 tỷ dự phòng phải trả (chi phí khác) cả năm 2024
Lỗ tỷ giá khoản vay EUR dự án 7A	2023, Q1–Q2/2025	−51 / −100	Năm 2025 lỗ 92,9 tỷ; chuyển sang VND cuối 2025
Dự phòng Infra 1: chênh FIT – giá trần chuyển tiếp, COD → CCA	Q1/2026	−193	Theo biên bản làm việc với EVN/EPTC 13/04/2026
Điều chỉnh tiền sử dụng đất An Khánh – An Thượng	Q2/2026	+209,6	Quyết định giá đất UBND Hà Nội 24/07/2026; giá vốn BĐS 6T âm 197,6 tỷ
Phạt chấm dứt hợp đồng	Q2/2026	−44	Chi phí khác

Nguồn: thuyết minh chi phí tài chính, chi phí quản lý, chi phí khác, giá vốn và cam kết – nợ tiềm tàng (BCTC kiểm toán 2024, 2025, soát xét 6T/2026); bản tin nhà đầu tư Q1/2026; công văn giải trình 343/CTHĐ-KT 28/08/2026.

Khấu hao: ổn định ~525 tỷ/năm, không có đợt đầu tư lớn mới đến khi La Trọng vận hành

Tỷ đồng	2023	2024	2025	6T/2025	6T/2026	2027F cơ sở
Khấu hao theo yếu tố (tổng, gồm lợi thế thương mại)	519,9	525,1	525,2	261,3	260,0	523,4
– trong chi phí bán hàng	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
– trong chi phí quản lý	10,9*	10,4	12,4	6,2	6,9	13,8
= Khấu hao trong giá vốn	**509,0**	**514,7**	**512,8**	**255,1**	**253,1**	**509,6**
Chi mua sắm TSCĐ, XDCB	147,8	17,5	138,6	100,3	66,7	–

Nguồn: thuyết minh chi phí sản xuất kinh doanh theo yếu tố và chi phí quản lý doanh nghiệp (BCTC kiểm toán 2024, 2025; soát xét 6T/2026); LCTT quý. (*) 2023: áp tỷ trọng bình quân 2024–2025 (2,2%), giả định.



Nguồn: BCTC quý HDG; AAS tính.

- **2026 lõi đi xuống vì nước:** sản lượng điện 6T/2026 529 triệu kWh so với 632 triệu kWh 6T/2025; riêng quý 2 thủy điện chỉ bằng 56% cùng kỳ. LNST mẹ lõi 6T/2026 328 tỷ so với 224 tỷ.
- **Lợi nhuận báo cáo được đỡ bởi khoản không lặp lại:** bỏ lỗ tỷ giá 6T/2025 (99,7 tỷ) và cộng hoàn tiền đất An Khánh (~210 tỷ trước thuế) mới ra mức +121%; ngược lại dự phòng Infra 1 193 tỷ kéo quý 1 xuống 50 tỷ.
- **Lưu ý số liệu:** BCTC tự lập 6T/2026 ghi LNST 207,8 tỷ; sau soát xét 386,2 tỷ (+178 tỷ) vì quyết định giá đất An Khánh ngày 24/07/2026 được coi là sự kiện điều chỉnh. Khoản này còn chờ cơ quan thuế xác định nghĩa vụ cuối cùng.

4 Giá điện FIT theo Nghị quyết 45/2026/QH16: trường hợp EVN đang áp đã được trích lập gần đủ (~860 tỷ); rủi ro còn lại là Infra 1 bị xếp lại FIT2 và đất titan của Hồng Phong 4

- **Văn bản người dùng nhắc là Nghị quyết 45/2026/QH16 (24/08/2026)** về cơ chế đặc thù cho 172 dự án điện gió, mặt trời. Toàn văn chưa công bố; cách thi hành đến nay theo văn bản EPTC (10/2026): FIT chỉ tính từ ngày nghiệm thu (CCA), giai đoạn COD → CCA không vượt giá trần 1.184,9 đ/kWh (mặt trời) và thu hồi phần chênh bằng bù trừ tiền điện.
- **HDG đã trích lập theo đúng hướng này:** dự phòng 2024 507,5 tỷ, 2025 116,6 tỷ, 6T/2026 247,8 tỷ; tại 30/06/2026 phải thu EPTC 804,3 tỷ được dự phòng 100% và còn ~52 tỷ dự phòng phải trả. AAS tính lại: Hồng Phong 4 về 1.184,9 từ COD ≈ 657 tỷ, Infra 1 COD → CCA ≈ 204 tỷ, tổng ≈ 862 tỷ so với ~856 tỷ đã trích → trường hợp A gần như không còn phải ghi thêm.
- **Lợi nhuận vẫn chịu ~101 tỷ/năm** vì doanh thu Hồng Phong 4 ghi theo FIT nhưng EVN chỉ trả ~1.184,9 đ/kWh; phần chênh được trích dự phòng mỗi quý (~25 tỷ) và đã nằm trong dự báo ở mục 6.

Văn bản áp dụng

Văn bản	Ngày	Nội dung liên quan HDG
Nghị quyết 45/2026/QH16 của Quốc hội về cơ chế đặc thù xử lý khó khăn, vướng mắc đối với các dự án điện gió, điện mặt trời	24/08/2026	Thông qua trong phiên họp riêng; theo báo cáo Chính phủ, tháo gỡ cho 172 dự án (9.779 MW, ~13 tỷ USD), dự kiến thu về ngân sách ~50.000 tỷ đồng. **Toàn văn chưa công bố** (không có trong danh sách 16 nghị quyết công bố 30/08/2026) → điều khoản về thời hạn, lãi, bù trừ chưa kiểm chứng được.
Văn bản EPTC gửi chủ đầu tư (thi hành NQ 45)	10/2026	FIT theo hợp đồng chỉ áp từ ngày có văn bản chấp thuận kết quả nghiệm thu (CCA); giai đoạn COD → CCA đàm phán giảm giá, không vượt giá trần khung giá chuyển tiếp; phần chênh lệch đã trả được thu hồi qua bù trừ tiền điện.
Biên bản làm việc EVN/EPTC – Surya (Infra 1)	13/04/2026	Đề xuất 1.184,9 đ/kWh từ COD (04/09/2020) đến CCA (28/02/2023); giá theo hợp đồng từ CCA đến hết hợp đồng; thu hồi chênh lệch giai đoạn COD → CCA.
Nghị quyết 17/NQ-CP; Văn bản 881/BCT-ĐT	26/01/2026	Yêu cầu bộ, ngành, địa phương xử lý dứt điểm dự án tồn đọng; giá bán điện của HDG "có thể bị ảnh hưởng".
Nghị quyết 233/NQ-CP; Báo cáo 321/BC-BCT	12/2024	Dự án vi phạm điều kiện hưởng FIT thì không được hưởng FIT, xác định lại giá theo quy định, thu hồi khoản FIT đã hưởng bằng bù trừ tiền mua điện. Infra 1 trong danh sách được COD và hưởng FIT khi chưa có CCA.
Thông báo kết luận thanh tra 3116/TB-TTCP	25/12/2023	Nêu Hồng Phong 4 (xây trên đất dự trữ khoáng sản titan khi chưa có ý kiến Thủ tướng) và SP Infra 1 (trong nhóm dự án Ninh Thuận áp FIT1).
QĐ 21/QĐ-BCT (khung giá phát điện chuyển tiếp)	07/01/2023	Giá trần chưa VAT: mặt trời mặt đất 1.184,90; mặt trời nổi 1.508,27; gió trong đất liền 1.587,12; gió trên biển 1.815,95 đ/kWh.
QĐ 11/2017, 13/2020 (Điều 5.3 riêng Ninh Thuận), 39/2018/QĐ-TTg	2017–2020	FIT1 mặt trời 9,35 cent (COD trước 01/07/2019, hoặc Ninh Thuận COD trước 01/01/2021 trong 2.000 MW); FIT2 mặt đất 7,09 cent; gió trong đất liền 8,5 cent (COD trước 01/11/2021). Định nghĩa COD không nhắc CCA.

Nguồn: thông cáo số 06, 16 của Kỳ họp không thường lệ thứ Nhất Quốc hội khóa XVI; báo cáo kinh tế – xã hội 2026 của Chính phủ; thuyết minh 35.5 BCTC soát xét 6T/2026 của HDG; văn bản QĐ 13/2020/QĐ-TTg, QĐ 21/QĐ-BCT. Toàn văn NQ 45/2026/QH16 chưa công bố tại 17/10/2026.

Hai dự án bị nêu tên và một dự án cần theo dõi

Dự án	Công suất	COD	Nghiệm thu (CCA)	Giá hợp đồng	Vấn đề
Hồng Phong 4 (Hà Đô Bình Thuận, HDG 83,22%)	48 MW	04/06/2019	chưa công bố	FIT1 9,35 cent (thực nhận ~9,1 cent ≈ 2.330 đ/kWh)	Kết luận thanh tra: xây trên đất dự trữ khoáng sản titan; HDG đã trích lập về 1.184,9 đ/kWh từ COD (2024: 507,5 tỷ).
SP Infra 1 (Surya, 99,97%)	50 MW	04/09/2020	28/02/2023	FIT1 9,35 cent theo Điều 5.3 QĐ 13/2020 (thực nhận ~8,9 cent)	COD trước CCA → 1.184,9 đ/kWh giai đoạn COD–CCA (đã trích 193 tỷ Q1/2026); còn nằm trong nhóm Ninh Thuận áp FIT1 bị thanh tra nêu.
Điện gió 7A (Thuận Nam, 99,97%)	50 MW	2021	không nêu	FIT gió 8,5 cent (thực nhận ~8,2 cent)	BCTC và kiểm toán không nêu; nếu bị đưa vào diện COD trước CCA thì trần là 1.587,12 đ/kWh (chênh ~500 đ/kWh).

Nguồn: thuyết minh 3.4, 35.5 và ý kiến lưu ý của kiểm toán (BCTC soát xét 6T/2026); bản tin nhà đầu tư Q1/2026; COD Hồng Phong 4 theo thông tin khánh thành của doanh nghiệp; giá thực nhận = doanh thu ÷ sản lượng (bản tin IR) quy US cent theo USD/VND Vietcombank.

Các trường hợp thiệt hại: phần lớn đã nằm trong dự phòng; rủi ro còn lại tập trung ở cách tính giá cho Hồng Phong 4

Trường hợp	Thiệt hại trước thuế (tỷ)	Đã trích lập (tỷ)	Phải ghi thêm (tỷ)	LNST mẹ một lần (tỷ)	LNTT mỗi năm sau đó (tỷ)	Xác suất AAS
A. Theo hướng EVN đang áp: Hồng Phong 4 giá 1.184,9 đ/kWh từ COD; Infra 1 giá 1.184,9 giai đoạn COD → CCA, FIT từ CCA	862	856	−5	−6	0	55%
B. A + Infra 1 bị xếp lại FIT2 (7,09 cent) từ CCA đến hết hợp đồng	1.037	856	−180	−164	−53	20%
C. A + Hồng Phong 4 phải dừng/di dời vì nằm trên đất dự trữ titan	1.477	856	−621	−518	−59	5%
D. Hồng Phong 4 được giữ FIT sau khi tháo gỡ theo NQ 45 (thuận lợi)	204	856	652	432	+101	20%
Kỳ vọng theo xác suất				**−62**	**+7**	**100%**

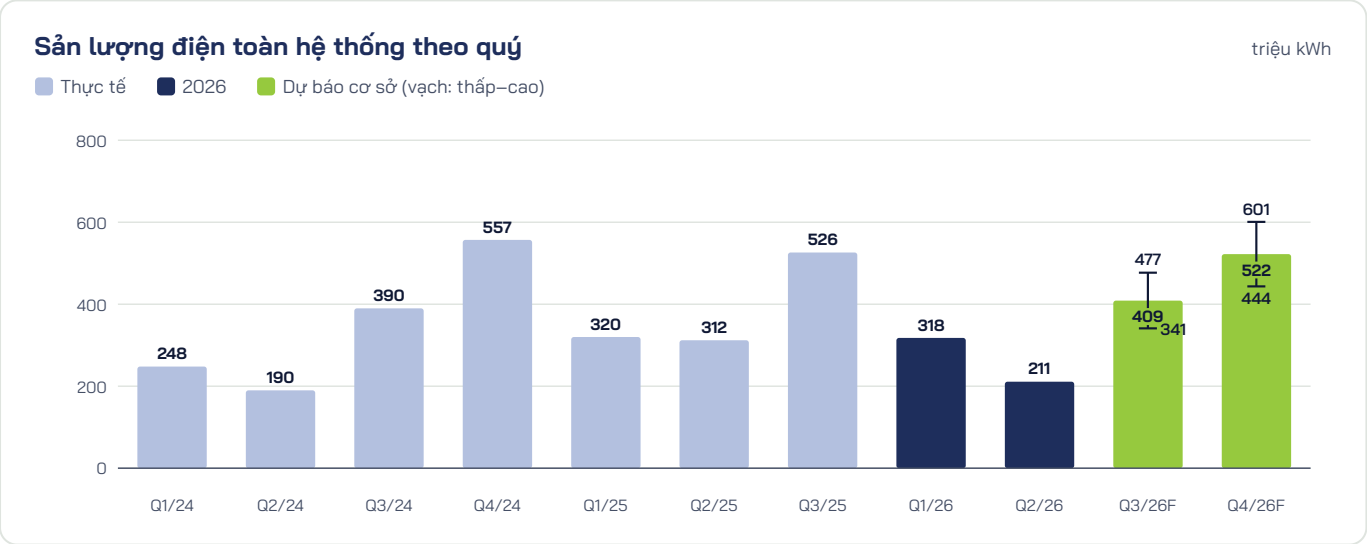
Nguồn: AAS tính trên sản lượng từng nhà máy (bản tin IR), giá FIT quy VND theo tỷ giá từng năm, dự phòng đã trích theo BCTC (2024: 507,5 tỷ; 2025: 116,6 tỷ; 6T/2026: 247,8 tỷ). Thuế 10–20%, lợi ích HDG ở Hồng Phong 4 83,22%, Infra 1 99,97%.

- **Rủi ro còn lại có thể đo được:** trường hợp B (Infra 1 bị xếp lại FIT2) làm LNST mẹ giảm thêm ~164 tỷ một lần và ~53 tỷ LNTT/năm đến 2040; trường hợp C (Hồng Phong 4 phải dừng, giảm giá trị 615,6 tỷ tài sản) ~518 tỷ. Gộp B + C là trường hợp xấu nhất ~676 tỷ, ~10% vốn chủ thuộc mẹ.
- **Chiều thuận lợi cũng có:** nếu Hồng Phong 4 được giữ FIT sau khi tháo gỡ chồng lấn quy hoạch (trường hợp D), HDG hoàn nhập ~664 tỷ (LNST mẹ +~432 tỷ) và thêm ~101 tỷ LNTT/năm. Ban lãnh đạo kỳ vọng tháo gỡ nửa cuối 2026, nhưng chưa có hướng xử lý đất titan; AAS không đưa trường hợp này vào định giá.
- **Dòng tiền:** EVN đã giữ lại phần chênh từ đầu 2025 (trả ~50% hóa đơn theo giá trần), nên tác động tiền mặt chủ yếu đã xảy ra; phần còn có thể phải bù trừ là dự phòng phải trả ~52 tỷ. Chưa có quy định tính lãi trên phần thu hồi; nếu có, mỗi 1%/năm trên ~860 tỷ ≈ 9 tỷ/năm.
- **Mốc theo dõi:** công bố toàn văn NQ 45/2026/QH16 và nghị định/thông tư hướng dẫn; HDG ký phụ lục giá với EPTC cho Infra 1; kết luận về đất dự trữ titan của Hồng Phong 4; thuyết minh 35.5 BCTC quý 3/2026.

3 Mảng điện: thủy văn quyết định lợi nhuận; mỗi 10% sản lượng thủy điện ≈ 112 tỷ LNST mẹ/năm

Nhà máy	MW	Lợi ích HDG	SL 2024 (tr kWh)	SL 6T/2026	Giá Q3 (đ/kWh)	Giá quý khác	DT 3 quý gần nhất (tỷ)
ĐMT Hồng Phong 4	48	83,2%	87	48	2.357	2.289	162
ĐMT Infra 1	50	100,0%	88	48	2.295	2.302	164
Điện gió 7A	50	100,0%	106	70	2.118	2.100	212
TĐ Za Hưng	30	51,8%	149	42	699	1.470	107
TĐ Nậm Pông	30	~100%*	84	27	701	1.943	89
TĐ Nhạn Hạc	59	~100%*	215	64	708	1.849	218
TĐ Sông Tranh 4	48	62,9%	180	79	976	1.015	140
TĐ Đăk Mi 2	147	97,6%	476	151	1.186	1.176	408

Nguồn: bản tin nhà đầu tư HDG Q1/2024–Q2/2026 (Q2/2024, Q3/2024 suy từ lũy kế); BCTN 2025; AAS tính giá bình quân = doanh thu ÷ sản lượng. (*) Nậm Pông, Nhạn Hạc thuộc công ty mẹ/công ty con ~100%.



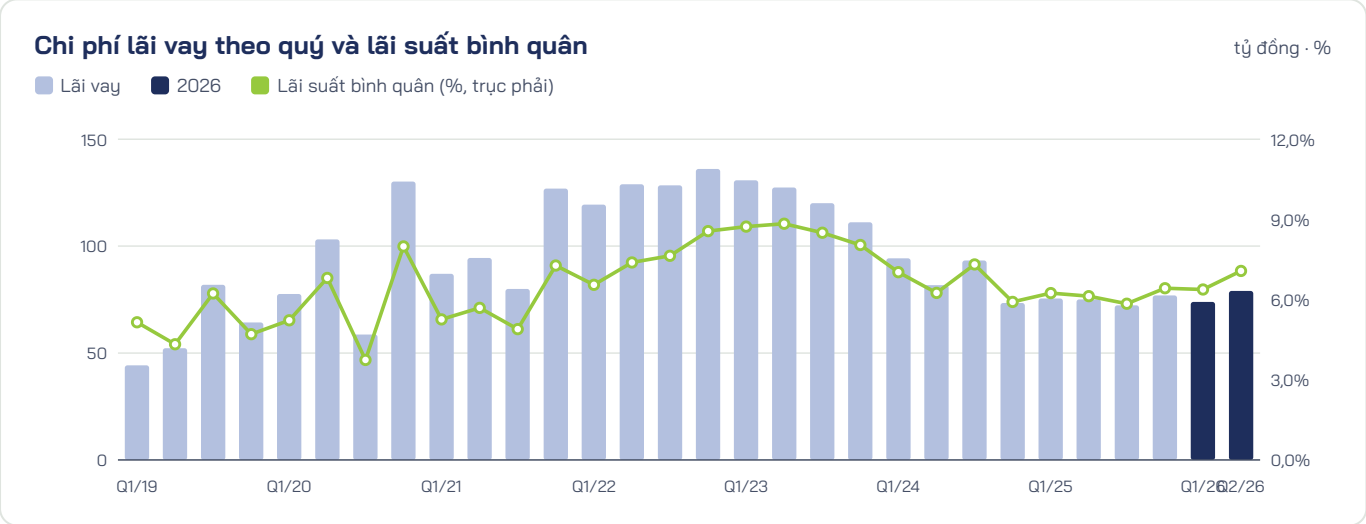
Nguồn: bản tin nhà đầu tư HDG (Q4/2025 không công bố riêng: năm 2025 1.758 triệu kWh trừ 9 tháng); AAS dự báo.

- **Giá thủy điện miền Bắc mùa mưa chỉ ~703 đ/kWh** so với ~1.899 đ/kWh mùa khô (biểu giá chi phí tránh được). Vì vậy quý 3 sản lượng cao nhưng doanh thu không cao tương ứng; Đăk Mi 2, Sông Tranh 4 (miền Trung) giá ổn định ~1.000–1.200 đ/kWh và mùa nước là quý 4.
- **Chi phí cố định → đòn bẩy hoạt động cao:** giá vốn điện 2024 và 2025 đều 630,2 tỷ trong khi doanh thu điện tăng 20%. Hồi quy quý cho thấy mỗi 1 đồng doanh thu điện tăng thêm làm LN gộp trước khấu hao tăng ~1,06 đồng.
- **Thủy văn 2026 kém:** thủy điện Q1/2026 bằng 97%, Q2 bằng 56% cùng kỳ; cơ sở giả định Q3 bằng 75%, Q4 bằng 85% cùng kỳ 2025 (năm 2025 là năm nước tốt nhất 5 năm). Năm 2027 giả định thủy điện bằng 95% bình quân 2024 (khô) và 2025 (ướt).
- **Điện gió 7A tăng ~20% sản lượng từ 2025** nhờ phụ lục hợp đồng (20/01/2025) bỏ điều kiện bị cắt giảm trước; La Trọng (22 MW, ~115–130 tỷ DT/năm) dự kiến phát điện thương mại 08/2026 nhưng HDG chỉ hưởng 26,39% lợi nhuận.

5 Lãi vay và tỷ giá: rủi ro tỷ giá đã hết sau khi đổi nợ EUR sang VND; lãi suất +1 điểm % lấy ~28 tỷ LNST mẹ/năm

Tỷ đồng	2023	2024	2025	6T/2025	6T/2026
Chi phí lãi vay	486,6	342,7	299,8	150,5	152,9
Lỗ tỷ giá (khoản vay EUR dự án 7A)	51,4	0,6	92,9	99,7	3,0
Phí bảo lãnh, chi phí liên quan khoản vay	–	24,9	49,7	1,4	0,4
Tổng chi phí tài chính	**571,8**	**369,8**	**443,5**	**263,1**	**156,4**
Lãi suất vay bình quân	8,5%	6,6%	6,2%	–	6,7%
EUR/VND bình quân Q3 (Vietcombank)	26.784	28.248	31.492	30.259	31.406

Nguồn: thuyết minh chi phí tài chính, vay (BCTC kiểm toán 2023–2025, soát xét 6T/2026); tỷ giá EUR bán ra Vietcombank (kho AAS); AAS tính. Lãi suất bình quân = lãi vay quý × 4 ÷ dư nợ bình quân.



Nguồn: BCTC quý HDG; AAS tính.

Khoản vay (30/06/2026)	Dư nợ (tỷ)	Lãi suất	Đáo hạn	Dự án
BIDV Sở giao dịch	1.692	cơ sở + 2,8% (8,1%)	11/2032	Thủy điện Đăk Mi 2
BIDV Ba Đình	666	cơ sở + 2,6% (7,4–8,1%)	01/2033	Thủy điện Sông Tranh 4
Shinhan	605	5,8% cố định 2 năm, sau đó TK 12T + 1,45%	06/2033	Điện gió 7A (thay khoản EUR)
Woori	486	tham chiếu + 0,3% (4,98%)	04/2031	Thủy điện Za Hưng (bảo lãnh VietinBank, phí 1%/năm)
OCB	294	cơ sở + 3,7% (10,9–13,8%)	09/2029	Thủy điện La Trọng
BIDV Tây Hà Nội	267	cơ sở + 2,6% (8,5%)	08/2030	Điện mặt trời Infra 1
Vietcombank	263	TK 12T + 2,8% (7,1%)	06/2030	Điện mặt trời Hồng Phong 4
Shinhan, cá nhân, khác	101	4–7,8%	2026–2028	IBIS, vay cá nhân
Tổng	**4.373**	**bình quân 7,1%**		

Nguồn: thuyết minh 22 BCTC soát xét 6T/2026 (lãi suất áp dụng trong kỳ trong ngoặc); bản tin nhà đầu tư Q4/2025.

Lãi suất, tỷ giá tác động lợi nhuận bao nhiêu

Biến số	Thay đổi	LNST mẹ/năm (tỷ)	Ghi chú
Lãi suất vay VND	+1 điểm %	−28	phần thả nổi ~3.768 tỷ; khoản 7A cố định 5,8% đến ~Q4/2027
Lãi suất (kể cả 7A sau khi hết cố định)	+1 điểm %	−32	từ 2028
USD/VND	+1%	+4	giá FIT Infra 1, 7A tính bằng US cent; Hồng Phong 4 đã về 1.184,9 đ/kWh
EUR/VND	+10%	0	không còn nợ EUR từ cuối 2025 (2025: lỗ 92,9 tỷ)
Lãi suất tiền gửi, trái phiếu nắm giữ	+1 điểm %	+12	tiền gửi 515 tỷ + trái phiếu 1.038 tỷ (lãi cố định 7,2–9,5%)

Nguồn: AAS tính; thuế hiệu dụng 11,7%, tỷ lệ CĐKKS 16,8%.

- **Tỷ giá – câu chuyện đã khép lại:** khoản vay Landesbank Baden-Württemberg (EURIBOR + 0,75%, ~3,4–4,7%) cho điện gió 7A làm HDG lỗ tỷ giá 51,4 tỷ (2023) và 92,9 tỷ (2025) khi EUR/VND tăng từ 27.506 lên 31.492. Cuối 2025 khoản vay chuyển sang Shinhan VND 5,8% cố định 2 năm; quý 2/2026 lãi gấp 3,8 lần cùng kỳ chủ yếu vì không còn khoản lỗ này.
- **Cái giá của việc bỏ rủi ro tỷ giá:** lãi suất khoản 7A tăng ~1,5–2 điểm % (~11 tỷ lãi vay/năm), nhưng HDG bỏ được phí bảo lãnh tín dụng xuất khẩu, phí bảo lãnh ngân hàng (phí và chi phí vay 2025 49,7 tỷ, 6T/2026 chỉ 0,4 tỷ). Tính ròng chi phí tài chính ngoài lãi giảm ~45 tỷ/năm.
- **Tỷ giá USD/VND giờ có lợi:** giá FIT Infra 1, 7A tính bằng US cent nên USD/VND +1% làm doanh thu tăng ~5,0 tỷ/năm; HDG không còn nợ ngoại tệ, tiền ngoại tệ không đáng kể (8,9 nghìn USD, 24,7 nghìn EUR).
- **Lãi vay giảm dần theo dư nợ:** lãi vay từ 500,7 tỷ (2022) còn 299,8 tỷ (2025) nhờ trả nợ ~600–700 tỷ/năm và lãi suất giảm từ 8,5% (2023) còn ~6,2–6,7%. Rủi ro hiện tại là chiều ngược lại: gần như toàn bộ dư nợ thả nổi theo lãi cơ sở/tiết kiệm 12 tháng, nên mặt bằng lãi suất VND tăng 2026 sẽ đi thẳng vào chi phí; khoản La Trọng (OCB 10,9–13,8%) thôi vốn hóa sau khi vận hành.

6 Dự báo: LNST mẹ Q3/2026 ~204 tỷ, Q4 ~353 tỷ; cả năm 2026 ~859 tỷ (+12%), 2027 ~952 tỷ khi thủy văn về bình thường

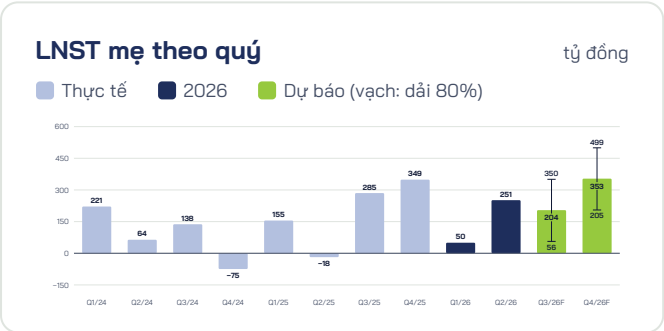
LNST mẹ 2026F cơ sở 859 tỷ (kịch bản 678–1.019 tỷ; dải 80% 563–1.151 tỷ); Q3 204 tỷ (56–350), Q4 353 tỷ (205–499). LNST hợp nhất 2026F cơ sở ~1.038 tỷ = 90% kế hoạch 1.151 tỷ. Chưa tính thiệt hại FIT ngoài phần đã trích lập (mục 4).

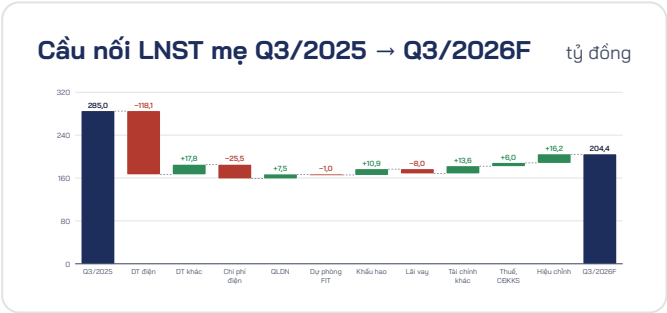
Tỷ đồng	Q3 thấp	Q3 cơ sở	Q3 cao	Q4 thấp	Q4 cơ sở	Q4 cao
Sản lượng điện (triệu kWh)	341	409	477	444	522	601
DT điện	411	483	554	597	695	790
DT dịch vụ, BĐS	125	155	185	128	188	278
LN gộp trước khấu hao	**411**	**502**	**592**	**611**	**744**	**889**
CPBH, QLDN	−35	−35	−35	−36	−36	−36
Dự phòng chênh lệch FIT HP4	−25	−25	−25	−25	−25	−25
EBITDA	**349**	**440**	**530**	**548**	**681**	**826**
Khấu hao	−125	−125	−125	−131	−131	−131
EBIT	**224**	**315**	**405**	**417**	**550**	**695**
DT tài chính	28	28	28	27	27	27
Lãi vay	−80	−80	−80	−90	−87	−85
LNTT	**165**	**256**	**346**	**347**	**482**	**630**
LNST mẹ – dự báo AAS	**121**	**204**	**254**	**255**	**353**	**463**
So cùng kỳ	−57%	−28%	−11%	−27%	+1%	+33%

Nguồn: AAS dự báo. Thủy điện: sản lượng cùng kỳ 2025 × hệ số thủy văn × giá theo mùa từng nhà máy; tái tạo: bình quân cùng kỳ 2024–2025 × giá 3 quý gần nhất; La Trọng theo giả định COD 08/2026; BĐS: thấp 0, cơ sở 1 căn Q3, 2 căn Q4.

Tỷ đồng	2025	6T/2026	2026F thấp	2026F cơ sở	2026F cao	2027F cơ sở	Kế hoạch 2026
Doanh thu thuần	2.787	1.175	2.437	2.696	2.982	2.895	3.242*
DT điện	2.274	906	1.914	2.084	2.250	2.195	–
EBITDA	1.987	842	1.739	1.963	2.198	2.072	–
Khấu hao	−525	−260	−516	−516	−516	−523	–
Lãi vay	−300	−153	−323	−321	−318	−329	–
LNTT	1.070	434	946	1.172	1.410	1.296	–
LNST hợp nhất	993	386	838	1.038	1.248	1.145	1.151
LNST mẹ	**770**	**301**	**678**	**859**	**1.019**	**952**	**–**
So năm trước			−12%	+12%	+32%	+11%	
EPS (đ, 406,96 triệu cp)	1.893		1.665	2.111	2.503	2.340	

Nguồn: BCTC HDG, nghị quyết ĐHĐCĐ 2026 (kế hoạch LNST hợp nhất 1.151 tỷ; (*) doanh thu kế hoạch là tổng doanh thu); AAS dự báo.





Nguồn: AAS tính.

- **Quý 3/2026 giảm 28% so cùng kỳ:** quý 3/2025 thủy điện đạt 454 triệu kWh (+40%); cơ sở giả định quý 3/2026 chỉ ~75% mức đó (DT điện ~483 tỷ so với 594 tỷ). Thủy điện miền Bắc mùa mưa giá thấp nên thiếu nước quý 3 ít ảnh hưởng hơn quý 4.
- **Quý 4 là quý quyết định:** Đăk Mi 2, Sông Tranh 4 (miền Trung) chiếm phần lớn sản lượng quý 4; mỗi 10% sản lượng thủy điện quý 4 ≈ 39 tỷ LNST mẹ.
- **2027:** nếu thủy văn về mức bình quân 2024–2025, La Trọng vận hành cả năm và không có khoản một lần, LNST mẹ ~952 tỷ (715–1.127); vẫn gánh ~100 tỷ/năm dự phòng chênh lệch FIT Hồng Phong 4.

7 Định giá: P/B 0,87x thấp nhất lịch sử niêm yết; giá trị hợp lý 18,0 nghìn đ sau khi trừ rủi ro FIT

Chỉ số (16/10/2026)	Hiện tại	Trung vị từ 2014	Trung vị 3 năm	Phân vị hiện tại (3 năm)	z (3 năm)
P/E (LNST mẹ lõi 4 quý)	6,4x	11,1x	12,4x	1%	−2,32
P/B (vốn chủ thuộc mẹ)	0,87x	1,81x	1,50x	1%	−2,62
Vốn hóa (tỷ đ)	6.104				
Giá trị sổ sách/cp (đ)	17.159				

Nguồn: AAS tính; vốn hóa = giá × 406,96 triệu cp; P/E dùng LNST mẹ lõi 4 quý, P/B dùng vốn chủ thuộc cổ đông mẹ; BCTC lấy sau 45 ngày.

Phương pháp	Bội số	Cơ sở	Giá trị (nghìn đ/cp)
P/E × EPS 4 quý tới	9,1x	giữa tứ phân vị dưới từ 2014 (7,2x) và 3 năm (11,0x); EPS 2.541 đ (Q3/26F–Q2/27F)	23,1
P/B × BVPS	1,00x	ngưỡng dưới đó lịch sử cho lợi suất 250 phiên cao; BVPS 17.159 đ	17,2
P/B hợp lý theo ROE	0,83x	(ROE 12,3% − g 4%) / (chi phí vốn 14% − 4%)	14,2
Trừ kỳ vọng thiệt hại FIT bất lợi (A, B, C)		−62 tỷ LNST mẹ	−0,2
Giá trị hợp lý		**bình quân 3 cách − rủi ro FIT**	**18,0**

Nguồn: AAS tính.

- **Thị trường đang trả giá như thể thiệt hại FIT còn lớn:** vốn hóa 6.104 tỷ ≈ 7,1 lần LNST mẹ 2026F; P/B 0,87x thấp hơn mọi giai đoạn từ 2014 (kể cả 2020). Trường hợp xấu nhất AAS tính (mục 4) làm vốn chủ thuộc mẹ giảm ~10%, tức P/B điều chỉnh ~0,97x.
- **Vì sao không dùng bội số trung vị:** P/E, P/B trung vị lịch sử (11,1x, 1,81x) hình thành khi ROE 15–20% (2019–2022); ROE lõi hiện ~12%, gần chi phí vốn, nên P/B hợp lý theo ROE chỉ ~0,83x. AAS lấy bình quân ba cách và chỉ trừ các trường hợp FIT bất lợi (không cộng trường hợp D).

Vùng giá → hành động

Giá (nghìn đ)	P/B tương ứng	Hành động
Dưới 13,5	dưới 0,79x	Vùng mua mạnh: giá đã trừ cả trường hợp xấu nhất (B + C); mua phần còn lại.
13,5–16,0	0,79–0,93x	Tích lũy từng phần (hiện tại): chia 3 lệnh, lệnh đầu ở giá hiện tại, hai lệnh sau dưới 14,5 hoặc sau BCTC quý 3/2026.
16,0–20,0	0,93–1,17x	Nắm giữ; mua thêm chỉ khi có kết luận giá điện Hồng Phong 4/Infra 1 không xấu hơn trường hợp A.
20,0–24,0	1,17–1,40x	Giảm tỷ trọng dần (P/B quay về vùng trung vị 3 năm, chưa có hoàn nhập).
Trên 24,0	trên 1,40x	Chốt lời phần lớn, trừ khi Hồng Phong 4 được giữ FIT (trường hợp D, +~430 tỷ LNST mẹ một lần).

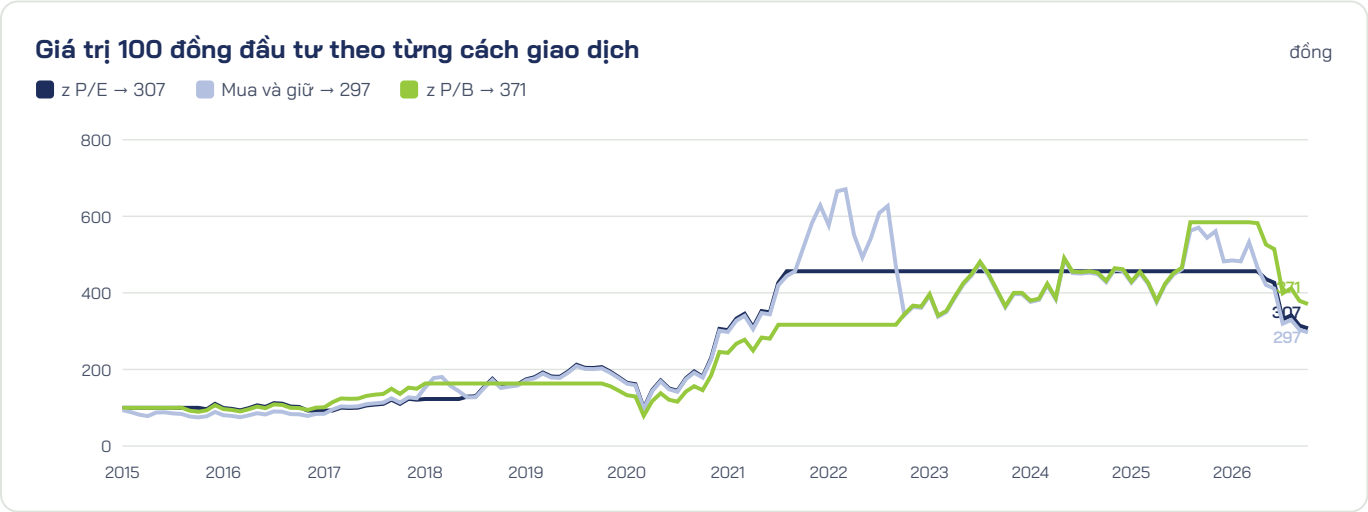
Nguồn: AAS tính trên BVPS 17.159 đ.

8 Giao dịch: định giá rẻ nhất lịch sử ủng hộ tích lũy từng phần; chia lệnh theo hai mốc thông tin

- **z-score là gì:** z đo bội số hiện tại cao hay thấp so với trung bình 3 năm gần nhất (750 phiên), tính bằng số độ lệch chuẩn; z < −1 là rẻ bất thường so với chính HDG. Hiện z P/E −2,32, z P/B −2,62: cả hai ở vùng rẻ nhất 3 năm.
- **Cách kiểm tra:** quy tắc đặt trước, chạy lại từ 01/2015 trên giá điều chỉnh gồm cổ tức; lợi nhuận và vốn chủ chỉ lấy từ BCTC đã công bố (trễ 45 ngày sau quý); lệnh khớp ở phiên sau tín hiệu; mỗi chiều trừ phí 0,4%. Không dùng thông tin tương lai.
- **Kết quả:** quy tắc z P/B cho +11,8%/năm so với mua và giữ +9,7%/năm, sụt giảm tối đa −52% so với −62%; z P/E +10,0%/năm. Chỉ 4 lệnh trong gần 12 năm nên kết quả có thể do may rủi.
- **Hạn chế:** cả hai quy tắc đang mở lệnh mua từ khi P/B, P/E rơi xuống vùng z < −1 (đầu 2026) và đã chịu mức giảm của cổ phiếu từ ~28 xuống 15 nghìn đ; quy tắc chỉ nói rẻ so với lịch sử, không đo được rủi ro pháp lý FIT.
- **Ý nghĩa hiện tại:** định giá ủng hộ mua dần, nhưng nên chia nhỏ và gắn với hai mốc: BCTC quý 3/2026 (thủy văn quý 3) và kết luận chính thức về giá điện Hồng Phong 4, Infra 1.

Quy tắc (01/2015–10/2026)	100 đồng thành	Lợi suất/năm	Sụt giảm tối đa	Số lệnh	Đang mở lệnh
z P/E < −1 mua, > +1 bán (đặt trước)	307	+10,0%	−55%	4	Có
z P/B < −1 mua, > +1 bán (đặt trước)	**371**	**+11,8%**	**−52%**	**4**	**Có**
Mua và giữ	297	+9,7%	−62%	1	Có

Nguồn: AAS tính trên giá điều chỉnh đến 16/10/2026; phí 0,4% mỗi chiều.



Nguồn: AAS tính; giá điều chỉnh gồm cổ tức, đã trừ phí; số cuối mỗi đường ghi ở chú giải.

Yếu tố hỗ trợ

- **Định giá:** P/B 0,87x, thấp nhất từ 2014.
- **Hết rủi ro tỷ giá EUR** từ 2026; phí vay giảm ~45 tỷ/năm.
- **Thủy văn đảo chiều:** sau El Niño thường là năm nước tốt (2025 sau 2023–2024).
- **La Trọng, Sơn Nham, Bình Gia** bổ sung công suất 2026–2028.

Rủi ro

- **Giá FIT:** kết luận cuối cùng cho Hồng Phong 4, Infra 1 bất lợi hơn phần đã trích (xấu nhất −676 tỷ LNST mẹ).
- **Thủy văn 2026 kém kéo dài** sang quý 4 (mùa nước miền Trung).
- **Lãi suất VND tăng:** +1 điểm % ≈ −28 tỷ LNST mẹ/năm.
- **Bất động sản:** tiền sử dụng đất An Khánh chờ cơ quan thuế xác định; Charm Villas bán chậm.

GÓC NHÌN AAS RESEARCH: CÁCH GIAO DỊCH HDG

- **Chưa có cổ phiếu:** mua 1/3 ở 15–16 nghìn đ; 1/3 dưới 14,5 nghìn hoặc sau BCTC quý 3/2026 nếu sản lượng thủy điện quý 3 không dưới 70% cùng kỳ; 1/3 khi có kết luận giá điện Infra 1/Hồng Phong 4. Dưới 13,5 nghìn đ (P/B ~0,79x) giá đã trừ cả trường hợp xấu nhất.
- **Đang nắm giữ:** giữ; không bán ở vùng giá hiện tại vì định giá đã phản ánh trường hợp A và phần lớn B. Giảm tỷ trọng ở 20–24 nghìn đ, chốt lời phần lớn trên 24 nghìn đ nếu chưa có hoàn nhập.
- **Hình thức:** trung hạn 12–18 tháng, chờ thủy văn hồi phục 2027 và kết luận FIT; biến động mạnh quanh tin pháp lý.
- **Đánh giá lại:** nâng lên MUA nếu Infra 1 ký giá theo trường hợp A và Hồng Phong 4 có hướng xử lý đất titan; hạ về NẮM GIỮ nếu Infra 1 bị xếp lại FIT2, Hồng Phong 4 phải dừng, hoặc LNST mẹ quý 4/2026 dưới 200 tỷ.
- **Mốc theo dõi:** BCTC quý 3/2026 (cuối 10/2026, thuyết minh 35.5); toàn văn NQ 45/2026/QH16 và văn bản hướng dẫn; COD La Trọng; sản lượng thủy điện quý 4 (Đăk Mi 2, Sông Tranh 4).

AAS | RESEARCH

Khuyến nghị trong báo cáo là quan điểm của AAS Research tại ngày 17/10/2026, dựa trên thông tin công khai và mô hình của AAS. Khuyến nghị không xét đến mục tiêu, tình hình tài chính và khẩu vị rủi ro của từng nhà đầu tư; nhà đầu tư cân nhắc trước khi quyết định và tự chịu trách nhiệm với quyết định của mình. Dự báo có thể khác kết quả thực tế.

THÔNG TIN CÔNG BỐ

- **Cơ sở khuyến nghị:** khuyến nghị và các vùng giá mua, nắm giữ, bán được xác định từ định giá P/E, P/B (hoặc phương pháp phù hợp với ngành) và đã được kiểm tra lại (backtest) trên lịch sử giá của chính cổ phiếu: quy tắc đặt trước, chỉ dùng BCTC đã công bố, khớp lệnh phiên sau, có trừ phí. Vùng giá áp dụng nằm trong bảng hành động của báo cáo. AAS xem lại khuyến nghị khi có BCTC quý mới hoặc sự kiện làm thay đổi luận điểm.
- **Phạm vi sử dụng:** báo cáo không phải lời chào mua hay chào bán chứng khoán. Thông tin được thu thập từ nguồn AAS đánh giá là đáng tin cậy nhưng không bảo đảm tuyệt đối chính xác. Không sao chép hoặc phát hành lại khi chưa có đồng ý bằng văn bản của AAS.