

## CÔNG TY CỔ PHẦN ĐIỆN LỰC DẦU KHÍ NHƠN TRẠCH 2 (HSX: NT2)

**Lê Hữu Sơn**

Chuyên viên phân tích

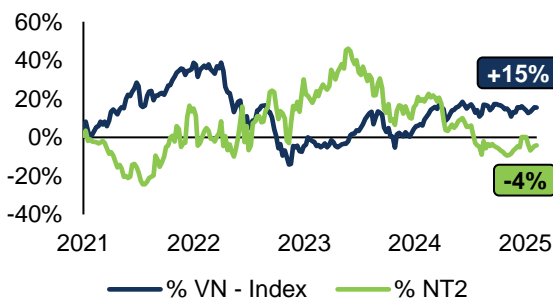
Email: sonlh@fpts.com.vn

Điện thoại: 1900 6446 - Ext : 7585

Người phê duyệt báo cáo:

**Nguyễn Hữu Thiên Ân**

Trưởng nhóm Phân tích cơ bản

**Diễn biến VN - Index và giá cổ phiếu NT2**

**Giá thị trường:**
**19.900**
**Khuyến nghị**
**Giá mục tiêu:**
**19.300**
**THEO DÕI**
**Chênh lệch:**
**-2,9%**
**SẢN LƯỢNG ĐIỆN ĐI NGANG DO NGUỒN CUNG KHÍ HẠN CHẾ**

Chúng tôi tiến hành định giá lần đầu cổ phiếu NT2 – CTCP Điện lực Dầu khí Nhơn Trạch 2, niêm yết trên sàn HSX. Bằng cách sử dụng phương pháp chiết khấu dòng tiền, chúng tôi xác định giá mục tiêu một cổ phiếu NT2 là **19.300 VND/cp**, thấp hơn 2,9% so với mức giá đóng cửa ngày 17/03/2025 (*chi tiết*). Qua đó, chúng tôi đưa ra khuyến nghị **THEO DÕI** đối với cổ phiếu NT2. Nhà đầu tư có thể bán cổ phiếu NT2 ở thời điểm hiện tại do kết quả kinh doanh trong năm 2025F vẫn chưa khởi sắc. Nhà đầu tư có thể xem xét mua vào cổ phiếu NT2 ở giá 16.100 VND/cp với mức sinh lời kỳ vọng đạt 20% nhờ triển vọng lợi nhuận và tỷ suất cổ tức phục hồi trong giai đoạn 2026F – 2036F.

**LUẬN ĐIỂM ĐẦU TƯ:**

**Hoạt động kinh doanh của NT2 vẫn chưa khởi sắc trong năm 2025F**, với doanh thu thuần đạt 5.574 tỷ VND (-6% YoY) và lợi nhuận gộp đạt 75 tỷ VND (+3% YoY). **Kể từ năm 2026F, tình hình sẽ cải thiện hơn**, với tăng trưởng kép hàng năm (CAGR) của doanh thu thuần và lợi nhuận gộp lần lượt đạt 3% & 21%. Kết quả dự phóng được xây dựng dựa trên:

- ▶ **Sản lượng khí duy trì ở mức thấp dù được bổ sung từ các nguồn mới.** NT2 sẽ nhận thêm khí từ NMB BOT Phú Mỹ 2.2 vào năm 2025F và từ hai mỏ khí mới trong giai đoạn 2026F – 2027F. Lượng khí này giúp nguồn cung của nhà máy ổn định hơn trong dài hạn, dao động trong khoảng  $\pm 10\%$  so với mức 516 triệu m<sup>3</sup> trong năm 2024 (*chi tiết*). **Năm 2025F: Sản lượng khí đi ngang nhờ nhận thêm nguồn cung của NMB BOT Phú Mỹ 2.2.** Kể từ năm 2025F, tỷ lệ phân bổ khí cho NT2 dự kiến tăng từ 12% lên 15% tổng sản lượng khí dành cho sản xuất điện nhờ được nhận thêm nguồn khí của NMB BOT Phú Mỹ 2.2 do đơn vị này đã hết hợp đồng BOT. Qua đó giúp sản lượng khí trong năm của nhà máy đi ngang, đạt 513 triệu m<sup>3</sup> (-1% YoY) (*chi tiết*). **Sau năm 2026F: Nguồn cung được ổn định nhờ hai mỏ khí mới.** Tổng cung khí tại bể Nam Côn Sơn tiếp tục giảm còn 3,2 & 2,9 tỷ m<sup>3</sup>/năm (-16% & -9% YoY) trong 2025F – 2026F. Kể từ năm 2027F, sản lượng khí tại bể sẽ ổn định hơn, đạt mức 3,0 – 3,6 tỷ m<sup>3</sup>/năm nhờ được bổ sung 2,4 – 3,0 tỷ m<sup>3</sup>/năm từ hai mỏ khí mới (*chi tiết*).
- ▶ **Chênh lệch giá bán điện bình quân và giá thành sản xuất điện tăng nhờ chi phí khấu hao giảm.** Chênh lệch giá bán và giá thành điện của NT2 dự kiến đạt 35 VND/kWh (+160% YoY so với mức 13 VND/kWh năm 2024) trong năm 2025F và tăng lên mức 174 – 320 VND/kWh trong giai đoạn 2026F – 2036F, chủ yếu nhờ chi phí khấu hao liên tục giảm 124 tỷ VND (-18% YoY) trong năm 2025F và 409 tỷ VND (-73% YoY) trong năm 2026F (*chi tiết*).

Thông tin giao dịch	17/03/2025
Giá hiện tại (VND/cp)	19.900
Giá cao nhất 52 tuần (VND/cp)	24.200
Giá thấp nhất 52 tuần (VND/cp)	17.600
Số lượng CP niêm yết (triệu cp)	287,87
Số lượng CP lưu hành (triệu cp)	287,87
KLGD bình quân 10 ngày (cp)	477.980
% sở hữu nước ngoài	13,34
Vốn điều lệ (tỷ VND)	2.878,76
Vốn hóa (tỷ VND)	5.728,73
P/E trailing 12 tháng (lần)	30,10
EPS trailing 12 tháng (VND/cp)	240

Tổng quan doanh nghiệp	
Tên	Công ty Cổ phần Điện lực Dầu khí Nhơn Trạch 2
Địa chỉ	Trung tâm Điện lực Dầu khí, Xã Phước Khánh, Huyện Nhơn Trạch, Tỉnh Đồng Nai
Doanh thu chính	Sản xuất và kinh doanh điện
Chi phí chính	Chi phí mua khí, chi phí khấu hao tài sản cố định
Rủi ro chính	Rủi ro suy giảm nguồn cung nhiên liệu đốt và biến động giá nhiên liệu

## I. TỔNG QUAN DOANH NGHIỆP

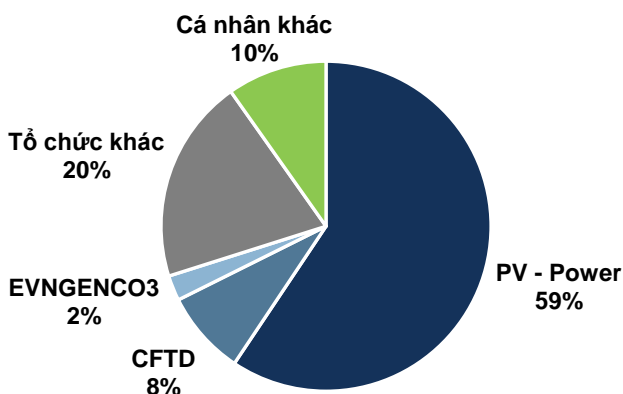
### 1. Lịch sử hình thành và một số cột mốc phát triển



Năm	Sự kiện
2007	• Thành lập Công ty cổ phần Điện lực Dầu khí Nhơn Trạch 2 với vốn điều lệ đăng ký ban đầu là 2.560 tỷ VND.
2009	• Khởi công xây dựng Dự án Nhà máy Điện Nhơn Trạch 2.
2010	• Đăng ký giao dịch cổ phiếu trên sàn UPCoM với mã chứng khoán NT2.
2011	• Hoàn thành xây dựng và chính thức vận hành thương mại Nhà máy Điện Nhơn Trạch 2.
2012	• Đạt sản lượng điện 5 tỷ kWh.
2013	• Cán mốc 10 tỷ kWh sản lượng điện.
2014	• Ký hợp đồng mua bán điện giá chính thức với Công ty Mua bán điện (EPTC).
2015	• Niêm yết cổ phiếu trên sàn HSX.
2017	• Quyết định tăng vốn điều lệ lên 2.879 tỷ VND. • Đạt mốc sản lượng 30 tỷ kWh điện thương phẩm.
2018	• Tiếp tục chạm mốc 35 tỷ kWh điện thương phẩm.
2024	• Đánh dấu 55 tỷ kWh điện thương phẩm phát lên lưới điện quốc gia.

### 2. Cơ cấu cổ đông

Cơ cấu cổ đông của NT2 ngày 17/03/2025



Nguồn: NT2, FPTS tổng hợp

**Cơ cấu cổ đông của NT2 khá cô đặc** với hai nhóm cổ đông chính nắm giữ 70% cổ phần của doanh nghiệp, bao gồm:

(1) Nhóm cổ đông Nhà nước: Công ty Điện lực Dầu khí Việt Nam - CTCP (PV Power – POW) sở hữu 59% cổ phần, xếp sau là Tổng Công ty Phát điện 3 (EVNGENCO3) sở hữu 2% cổ phần.

(2) Công ty TNHH Phát triển Công nghệ (CFTD) hiện nắm giữ 8% cổ phần, được đại diện bởi ông Lương Ngọc Anh – Chủ tịch Hội đồng thành viên kiêm Tổng giám đốc của CFTD, đồng thời là thành viên Hội đồng Quản trị của NT2.

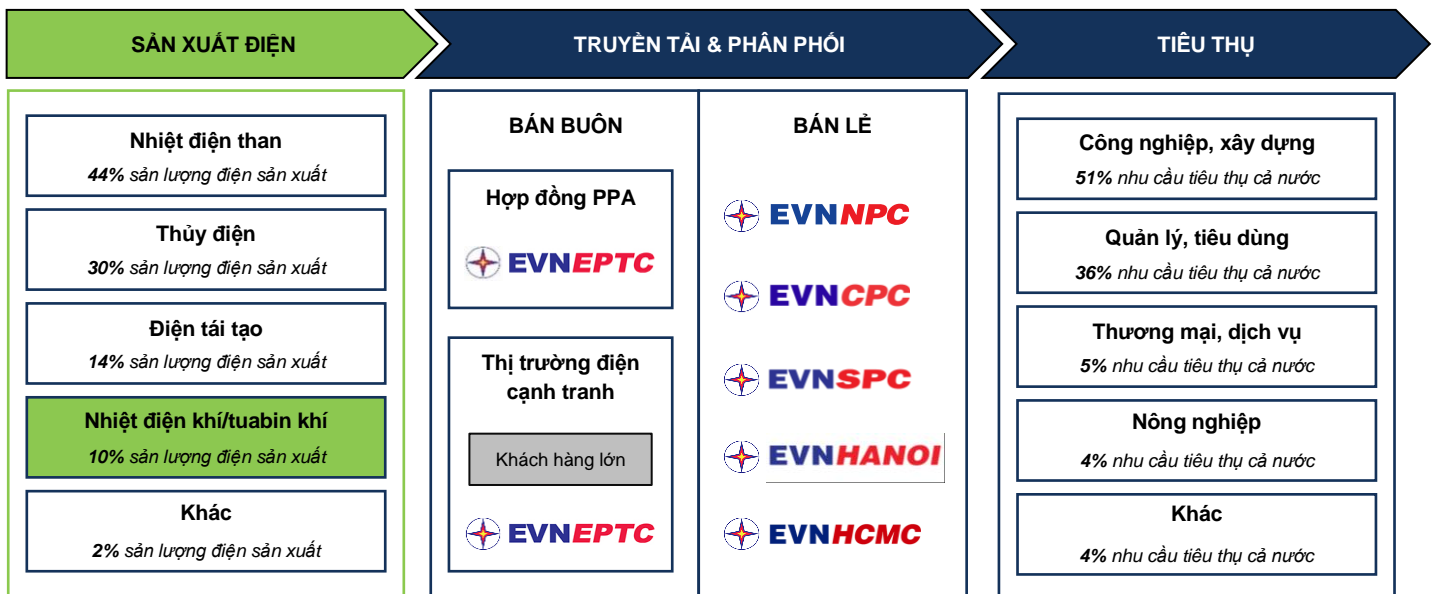
### 3. Vị thế doanh nghiệp

**NT2 tham gia vào hoạt động sản xuất điện thông qua đầu tư, quản lý, và vận hành Nhà máy Điện khí Nhơn Trạch 2.** Nhà máy này sử dụng công nghệ tuabin khí chu trình hỗn hợp có cấu hình 2 tuabin khí – 2 lò thu hồi nhiệt – 1 tuabin hơi, với công suất thiết kế 750 MW (có khả năng sản xuất được ~4,8 tỷ kWh điện mỗi năm) ([chi tiết](#)).

**Hoạt động sản xuất điện nằm ở phân khúc thượng nguồn trong chuỗi giá trị ngành điện.**

Hoạt động sản xuất điện là giai đoạn đầu tiên trong chuỗi giá trị ngành điện, đóng vai trò quyết định nguồn cung điện cho hệ thống. Trong đó, các đơn vị phát điện sẽ chuyển đổi các nguồn năng lượng sơ cấp (nhiên liệu hóa thạch, nước, gió, mặt trời, sinh khối, ...) thành điện năng thông qua các nhà máy phát điện. Lượng điện năng sản xuất ra sau đó sẽ được bán buôn cho các đơn vị của Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) thông qua hai hình thức chính: (1) Ký hợp đồng mua bán điện dài hạn (PPA) với EVN hoặc (2) chào giá trên thị trường phát điện cạnh tranh (CGM).

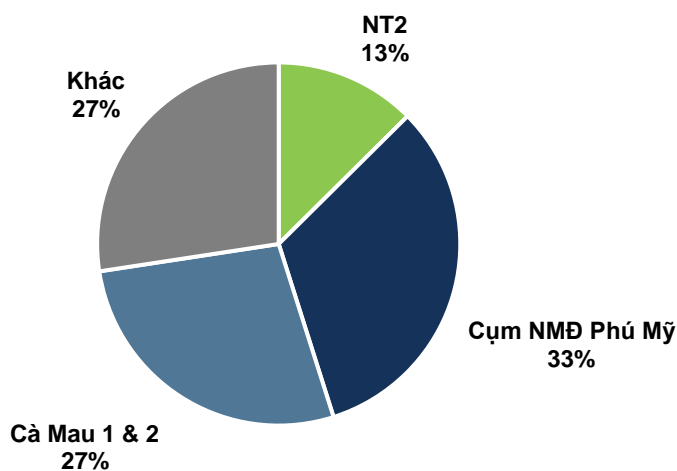
#### Chuỗi giá trị ngành điện Việt Nam



Nguồn: FPTs tổng hợp

**NT2 là một trong 11 nhà máy điện khí đang hoạt động tại Việt Nam.**

#### Cơ cấu điện năng sản xuất của nguồn điện khí năm 2024



Nguồn: EVN, NT2, FPTs tổng hợp

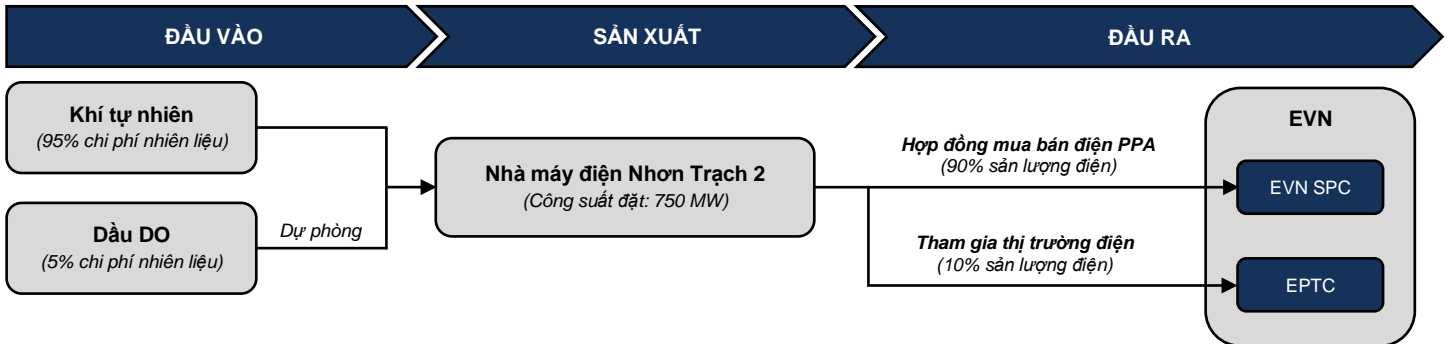
NT2 là một trong 11 nhà máy điện khí đang vận hành tại Việt Nam, được đặt tại khu vực Đông Nam Bộ. Loại hình này hiện chiếm khoảng 9% tổng công suất đặt toàn hệ thống, tương đương 8.109 MW. Các nhà máy nhiệt điện khí sử dụng khí tự nhiên làm nhiên liệu đầu vào chính, chuyển hóa thành điện năng thông qua tuabin khí kết hợp với chu trình hơi nước.

Kể từ thời điểm vận hành, nhà máy NT2 luôn duy trì mức công suất vận hành vượt trội hơn so với mặt bằng chung các nguồn nhiệt điện khí trong nước (cao hơn khoảng 5 – 20%), nhờ được ưu tiên huy động trong hệ thống điện vì NT2 là một trong những nhà máy điện khí sử dụng công nghệ có mức hiệu suất chuyển đổi năng lượng cao nhất trong nước ([chi tiết](#)).

## II. PHÂN TÍCH HOẠT ĐỘNG KINH DOANH

Hoạt động kinh doanh của NT2 xoay quanh công tác sản xuất và bán điện thông qua việc vận hành Nhà máy Điện Nhơn Trạch 2. Nhà máy điện khí của NT2 sử dụng khí tự nhiên nội địa và dầu DO làm nhiên liệu đầu vào, chuyển hóa thành điện năng qua công nghệ tuabin khí, toàn bộ sản lượng điện do nhà máy sản xuất ra sau đó được phát lên hệ thống điện quốc gia và bán cho các đơn vị trực thuộc của EVN.

### Chuỗi giá trị hoạt động sản xuất điện của NT2



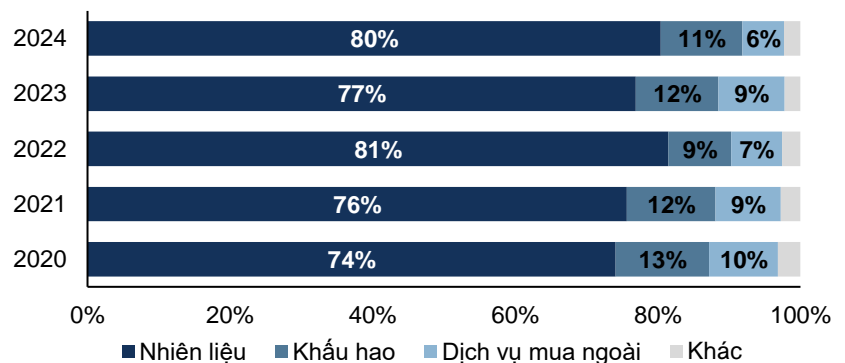
Nguồn: FPT S tổng hợp

### 1. Đầu vào: Biến động chi phí sản xuất kinh doanh đến từ chi phí nhiên liệu

Chi phí nhiên liệu chiếm tỷ trọng lớn nhất trong cơ cấu chi phí sản xuất điện của NT2, dao động từ ~77 – 80%, do đặc thù phụ thuộc vào nhiên liệu hóa thạch của các nhà máy nhiệt điện.

Ngoài ra, doanh nghiệp còn phát sinh hai khoản chi phí khác, bao gồm chi phí khấu hao khoảng 690 tỷ VND (chiếm ~11% tổng chi phí sản xuất điện), và chi phí dịch vụ mua ngoài khoảng 500 tỷ VND (chiếm ~8% chi phí sản xuất điện), trong đó khoảng 83% đến từ chi phí bảo dưỡng và sửa chữa nhà máy.

#### Cơ cấu chi phí sản xuất kinh doanh của NT2

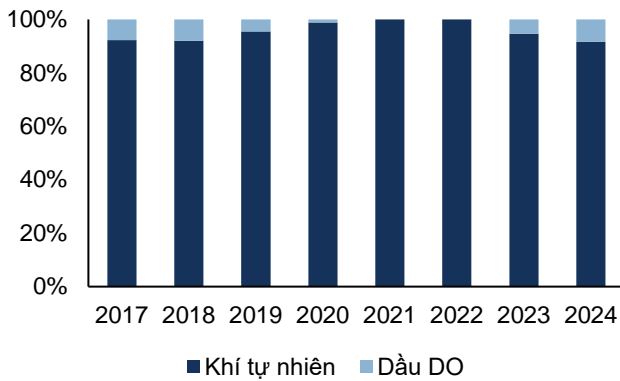


Nguồn: NT2, FPT S tổng hợp

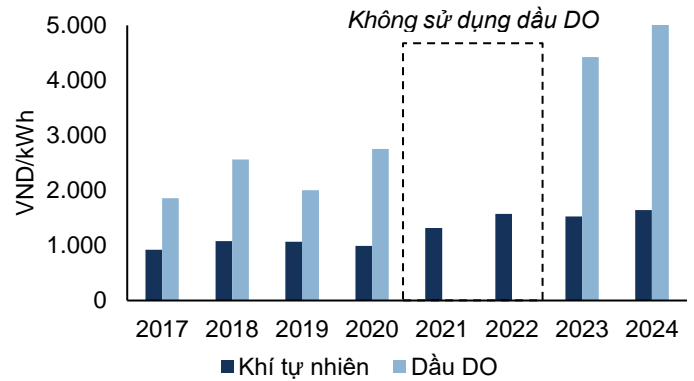
#### 1.1. Nhiên liệu: Sản lượng khí liên tục suy giảm, giá mua khí tại nhà máy duy trì ở mức cao

Khí tự nhiên là nhiên liệu chính, chiếm bình quân ~95% chi phí nhiên liệu. Nguồn khí này do Tổng Công ty Khí Việt Nam (PV Gas) cung cấp, với sản lượng cam kết bao tiêu là 784 triệu m<sup>3</sup>/năm kéo dài trong vòng 25 năm (2011 – 2036), tương ứng với vòng đời của dự án. Khí được vận chuyển từ mỏ vào bờ thông qua hai hệ thống đường ống là Nam Côn Sơn 1 và Nam Côn Sơn 2, sau đó phân phối đến nhà máy điện bằng đường ống dẫn khí Phú Mỹ – Hồ Chí Minh.

NT2 còn sử dụng dầu DO làm nhiên liệu dự phòng, chiếm khoảng 5% chi phí nhiên liệu hàng năm. Dầu DO chỉ được sử dụng làm nhiên liệu dự phòng và không có khả năng thay thế hoàn toàn khí tự nhiên vì: (1) Chi phí sản xuất điện từ dầu DO cao gấp 2 – 3 lần so với khí tự nhiên; (2) Việc sử dụng dầu DO thường xuyên có thể làm giảm tuổi thọ tuabin khí và gia tăng chi phí bảo dưỡng hàng năm do lưu huỳnh trong dầu gây ma sát và ăn mòn các linh kiện trong tuabin.

**Cơ cấu chi phí nhiên liệu của NT2**


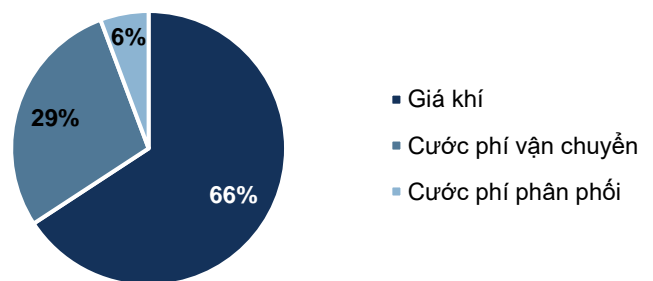
Nguồn: NT2, FPTS tổng hợp

**Chi phí nhiên liệu trên mỗi kWh điện của NT2**


Nguồn: NT2, FPTS tổng hợp & ước tính

### Giá mua khí của NT2 biến động theo giá dầu.

Chi phí mua khí tại nhà máy NT2 được cấu thành từ ba thành phần: (1) **Giá khí chiếm 66% chi phí**, được xác định bằng 46% giá MFO (giá dầu FO trung bình tháng tại thị trường Singapore theo Tạp chí Platt's), với giá sàn là giá miệng giếng (tức giá khí mua của chủ mỏ tại điểm giao nhận từ mỏ). (2) **Cước phí vận chuyển chiếm 29%**, có xu hướng trượt giá từ ~1,5 – 2,0% mỗi năm. (3) **Cước phí phân phối chiếm 6%**, được xác định tại thời điểm ký hợp đồng mua khí GSA và giữ cố định trong suốt thời hạn hợp đồng (2011 – 2036).

**Cơ cấu giá mua khí tại nhà máy của NT2**


Nguồn: POW, NT2, FPTS tổng hợp

(\*) Mức bình quân giai đoạn 2022 – 2024.

Giá mua khí tại nhà máy của doanh nghiệp qua đó được thể hiện theo công thức sau:

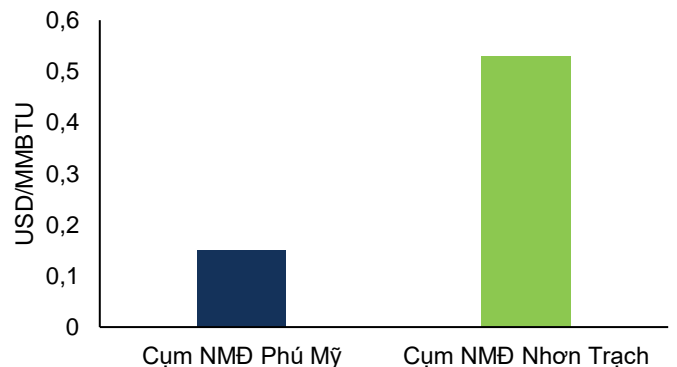
$$\text{Giá mua khí tại nhà máy} = \text{Max (46\% giá MFO, giá miệng giếng)} + \text{Cước phí vận chuyển \& phân phối}$$

Trong đó, giá MFO có xu hướng biến động theo giá dầu thô với hệ số tương quan cao, ước tính đạt mức ~92% trong giai đoạn 2016 – 2024. Nguyên nhân chủ yếu là vì dầu FO là sản phẩm thu được trong quá trình chưng cất dầu thô, do đó khi giá dầu thô biến động thì chi phí sản xuất và giá dầu FO cũng sẽ bị ảnh hưởng.

### Cước phí phân phối khí cao hơn mặt bằng chung do nhà máy nằm ở cuối tuyến ống cấp khí.

Trong chi phí mua khí, chênh lệch cước phí phân phối là yếu tố xác định lợi thế cạnh tranh giá thành của các nhà máy điện khí hoạt động trong cùng khu vực, do các nhà máy này thường hưởng chung một cơ chế giá và cước phí vận chuyển.

Việc nhà máy được đặt tại cuối tuyến đường ống khiến cước phí phân phối mà NT2 phải trả cao gấp ~3,5 lần so với các nhà máy điện khí khác trong khu vực. Điều này ảnh hưởng đến việc cạnh tranh giá chào của doanh nghiệp trước các nhà máy điện khí & nguồn điện khác trên thị trường điện cạnh tranh (CGM)<sup>1</sup> khi giá thành sản xuất điện của nhà máy bị đẩy lên cao.

**Cước phí phân phối các nhà máy điện khí khu vực ĐNB**


Nguồn: POW, PGV, FPTS tổng hợp

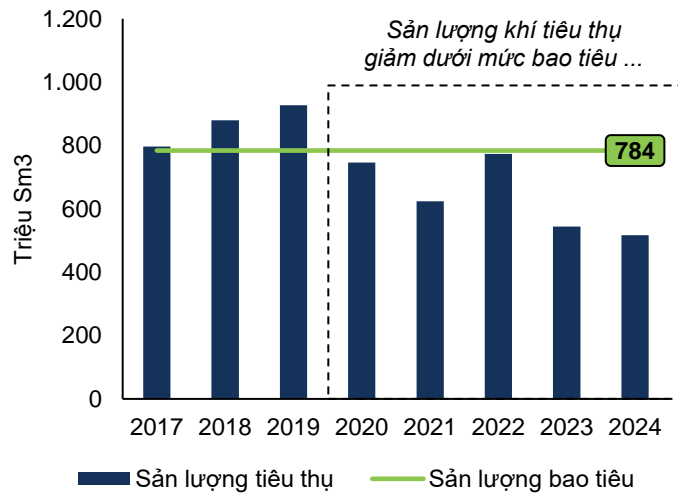
<sup>1</sup> Thị trường điện cạnh tranh (CGM): Hệ thống giao dịch nơi các nhà máy điện chào bán điện năng cho EVN, trong đó các nhà máy có giá chào thấp sẽ được huy động trước, sau đó mới đến các nhà máy có giá chào cao hơn.

### 1.1.1. Sản lượng khí đầu vào suy giảm trong giai đoạn 2020 – 2024

Trong giai đoạn 2020 – 2023, sản lượng khí tự nhiên phân bổ cho NT2 bắt đầu hao hụt khoảng 120 – 230 triệu m<sup>3</sup> mỗi năm (tương đương mức giảm 15 – 30% YoY), do trữ lượng còn lại của mỏ khí vốn cung cấp phần lớn lượng khí đầu vào cho doanh nghiệp (ước tính chiếm khoảng 70 – 85% sản lượng) đang dần cạn kiệt sau thời gian dài khai thác.

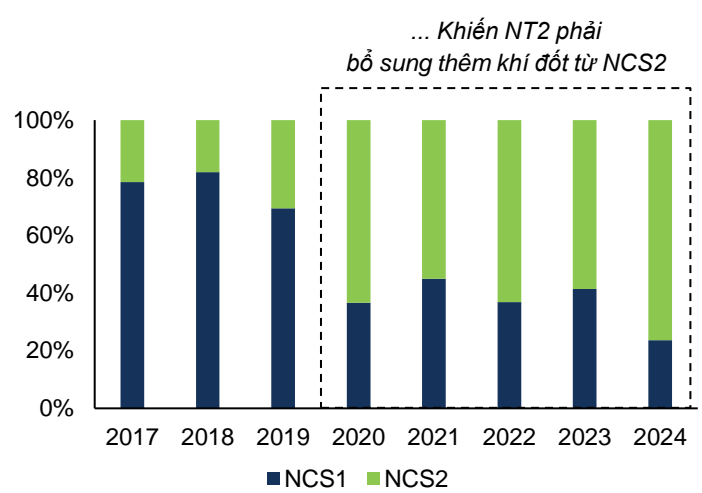
Nhằm bù đắp lượng khí hao hụt, NT2 đã tiêu thụ thêm khí từ các mỏ mới trong khu vực Nam Côn Sơn 2 kể từ năm 2020. Việc bổ sung thêm nguồn cung mới đã giúp sản lượng khí đầu vào của nhà máy tăng mạnh vào năm 2022, đạt mức 773 triệu m<sup>3</sup> (+24% YoY, tương đương tăng 149 triệu m<sup>3</sup>) khi sản lượng khai thác từ các mỏ này chạm đỉnh (đóng góp thêm tổng cộng 890 triệu m<sup>3</sup>). Nguồn khí bổ sung này theo đó cũng góp phần làm chậm tốc độ suy giảm sản lượng khí đầu vào của doanh nghiệp trong năm 2024 đi đáng kể, duy trì ở mức ~520 triệu m<sup>3</sup> (-5% YoY).

#### Sản lượng khí NT2 tiêu thụ bắt đầu suy giảm từ 2020



Nguồn: NT2, FPTS tổng hợp

#### Cơ cấu nguồn cung khí tự nhiên của NT2

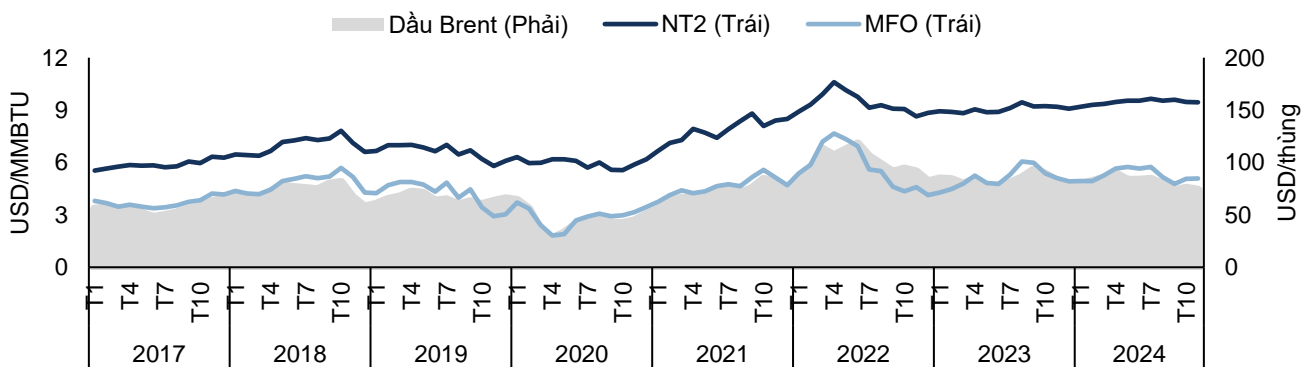


Nguồn: NT2, FPTS tổng hợp & ước tính

### 1.1.2. Giá mua khí tại nhà máy của NT2 tăng mạnh trong giai đoạn 2022 – 2024

Trong giai đoạn 2022 – 2024, giá mua khí tại nhà máy của NT2 bắt đầu tăng mạnh, đạt mức 9,1 – 9,5 USD/MMBTU (tương ứng tăng khoảng 15 – 20% so với năm 2021). Nguyên nhân do: (1) Giá dầu tăng cao do chiến tranh Nga – Ukraine làm gián đoạn nguồn cung dầu toàn cầu; (2) Chi phí vận chuyển khí của nhà máy tăng sau khi tiêu thụ thêm khí từ các mỏ tại khu vực Nam Côn Sơn 2, nơi có mức giá cước cao hơn.

#### Giá dầu Brent, MFO, và giá mua khí tại nhà máy của NT2 qua các năm



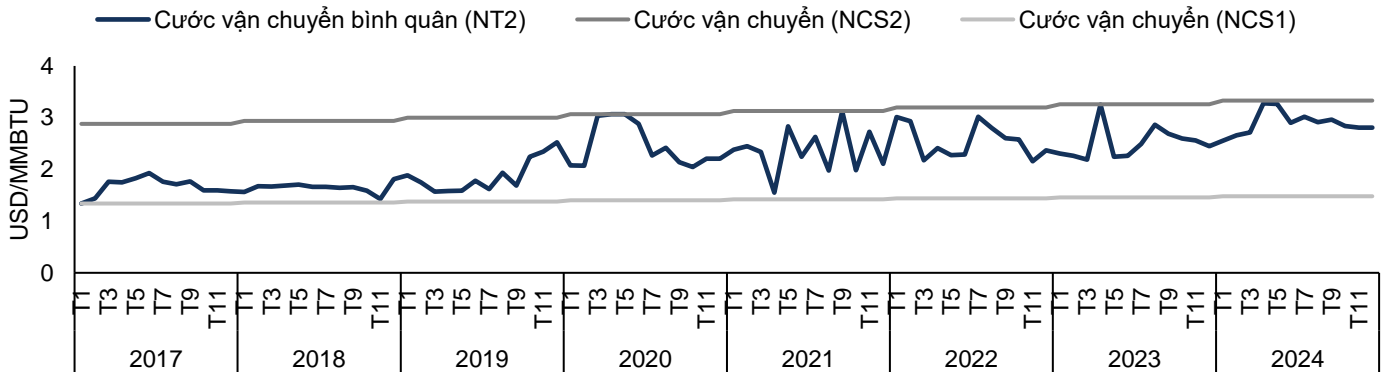
Nguồn: NT2, Bloomberg, FPTS tổng hợp

#### Chi phí vận chuyển khí của doanh nghiệp tăng do tiêu thụ thêm khí từ mỏ ở Nam Côn Sơn 2.

Trong giai đoạn 2020 – 2024, khoảng 60 – 75% lượng khí đầu vào của NT2 là đến từ các mỏ khí ở Nam Côn Sơn 2, mức tỷ trọng này cao gấp 2,0 – 2,5 lần so với giai đoạn 2017 – 2019. Việc gia tăng tiêu thụ nguồn khí từ khu vực này qua đó làm tăng chi phí vận chuyển khí của nhà máy, bình quân đạt mức ~2,6 USD/MMBTU (+44% so với năm

2019). Nguyên nhân do hệ thống đường ống Nam Côn Sơn 2 có mức cước phí vận chuyển cao gấp đôi so với tuyến ống cũ Nam Côn Sơn 1.

### Chi phí vận chuyển bình quân của NT2 tăng cao sau khi tiêu thụ thêm khí từ NCS2



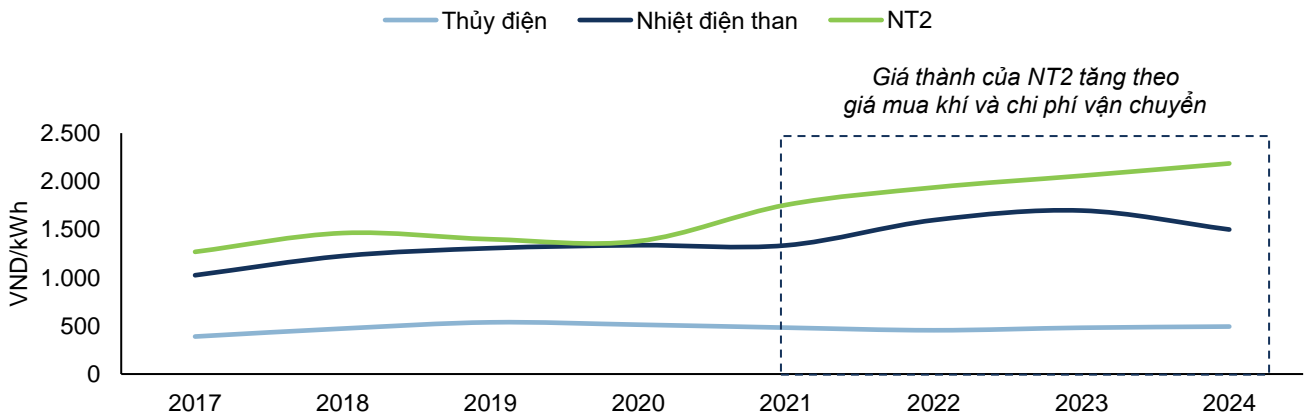
Nguồn: NT2, FPTS tổng hợp & ước tính

## 1.2. Giá thành sản xuất điện của NT2 cao hơn so với các nguồn khác, mức chênh lệch ngày càng mở rộng

### Giá thành sản xuất điện của NT2 cao hơn so với các nguồn khác do chi phí nhiên liệu đắt đỏ.

Giá thành sản xuất điện của NT2 luôn cao hơn so với các nguồn nhiệt điện than và thủy điện, xuất phát từ khác biệt về nhiên liệu đầu vào. Cụ thể, NT2 phụ thuộc chủ yếu vào nguồn khí tự nhiên có mức giá cao, trong khi nhiệt điện than sử dụng than nội địa hoặc than trộn nhập khẩu với giá rẻ hơn, các nguồn thủy điện thì chỉ dựa vào dòng chảy tự nhiên của nước nên giá thành không phát sinh thêm chi phí nhiên liệu. Điều này qua đó tạo ra bất lợi cạnh tranh giá thành cho các nhà máy điện khí như NT2 so với hai loại hình trên.

### Giá thành sản xuất điện của thủy điện, nhiệt điện than, và NT2 qua các năm



Nguồn: NT2, FPTS tổng hợp & ước tính

### Chênh lệch giá thành sản xuất điện tăng cao trong giai đoạn 2021 – 2024 do giá khí tăng.

Việc giá khí tăng vọt trong giai đoạn 2022 – 2024 (như đã đề cập ở phần Nhiên liệu) đã đẩy chi phí sản xuất điện của NT2 lên cao, đạt khoảng 2.200 VND/kWh vào năm 2024 (tương ứng mức tăng 6% YoY & 159% so với năm 2020). Điều này khiến chênh lệch giá thành của NT2 với các nguồn điện khác ngày càng mở rộng.

So với nhiệt điện than, chênh lệch giá thành của NT2 đã tăng mạnh từ mức 42 VND/kWh trong năm 2020 lên 686 VND/kWh vào năm 2024 (+1.533%, tương đương mức tăng 644 VND/kWh) bởi chi phí nhiên liệu của loại hình này có tốc độ tăng chậm hơn khi giá than nội địa được Nhà nước kiểm soát.

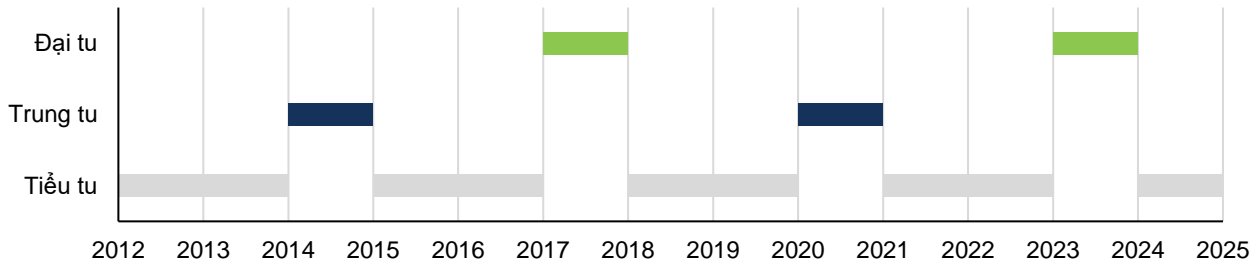
Với thủy điện, mức chênh lệch cũng mở rộng từ 867 VND/kWh năm 2020 lên 1.693 VND/kWh năm 2024 (+95%, tương đương mức tăng 826 VND) do loại hình này luôn không phải chịu áp lực từ chi phí nhiên liệu nên giá thành luôn ổn định quanh mức 450 – 500 VND/kWh.

## 2. Sản xuất: Công suất vận hành giảm kể từ năm 2020 do thiếu khí

Nhà máy điện của NT2 có mức công suất đặt là 750 MW, có khả năng sản xuất khoảng 4,8 tỷ kWh điện năng mỗi năm. Để nhà máy hoạt động hiệu quả và không gặp sự cố trong suốt quá trình vận hành, NT2 luôn tiến hành bảo dưỡng và sửa chữa nhà máy hàng năm. Cụ thể, công tác sửa chữa bảo dưỡng được chia thành ba giai đoạn tùy thuộc vào số giờ vận hành tương đương (EOH)<sup>2</sup>: Tiểu tu (kéo dài từ 1 – 2 tuần); Trung tu (tiến hành khi nhà máy đạt 75.000 giờ EOH và kéo dài ~1 tháng); Đại tu (tiến hành khi nhà máy đạt 100.000 giờ EOH và kéo dài ~40 – 55 ngày).

Sản lượng điện trong năm của nhà máy sẽ giảm khoảng 250 triệu kWh cho hoạt động trung tu và 400 triệu kWh cho hoạt động đại tu, tương ứng với thời gian nhà máy ngừng hoạt động để thực hiện bảo dưỡng.

### Lịch trình bảo dưỡng nhà máy của NT2 trong giai đoạn 2012 – 2024

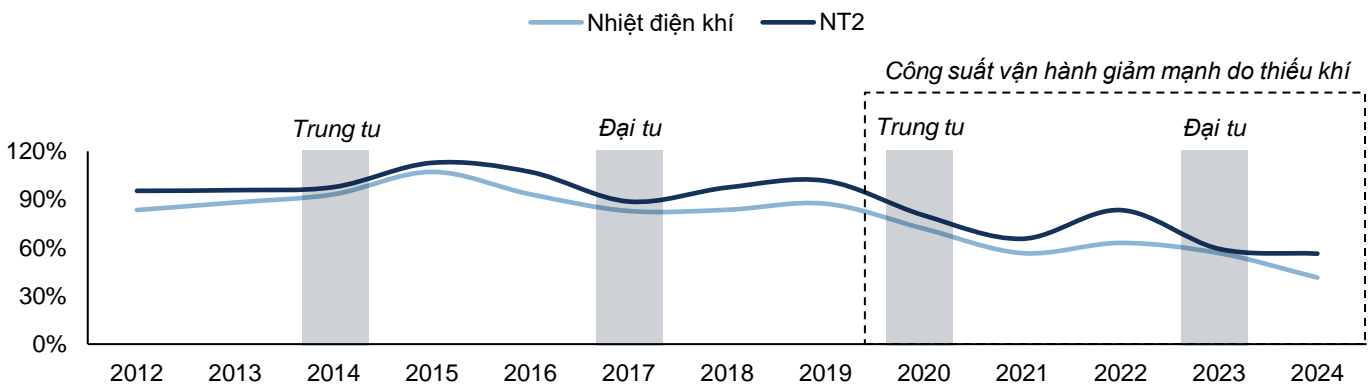


Nguồn: NT2, FPTS tổng hợp

### 2.1. Công suất vận hành giảm trong giai đoạn 2020 – 2024 do tình trạng thiếu khí

Trong giai đoạn 2012 – 2019, hiệu suất vận hành của nhà máy luôn duy trì ở mức cao, dao động trong khoảng 90 – 110% so với thiết kế, việc tăng giảm mức hiệu suất trong năm của doanh nghiệp trong giai đoạn này chủ yếu đến từ hoạt động bảo dưỡng. Cụ thể, hiệu suất của nhà máy trong các năm trung tu và đại tu thường đạt khoảng 80 – 100%, tương ứng giảm khoảng 10 – 20% so với thời điểm bình thường.

### Công suất vận hành nhiệt điện khí suy giảm theo tình trạng cung khí



Nguồn: EVN, NT2, FPTS tổng hợp

### Hiệu suất vận hành nhà máy giảm dần kể từ năm 2020 do nguồn cung khí giảm.

Hiệu suất của nhà máy NT2 giảm mạnh từ mức 80% trong năm 2020 xuống chỉ còn 56% vào năm 2024. Nguyên nhân do: (1) Huy động từ nhiệt điện khí thấp do nhu cầu tiêu thụ điện tăng trưởng chậm trong giai đoạn 2020 – 2023 (chỉ đạt khoảng 3 – 5% YoY), đến từ ảnh hưởng của đại dịch Covid-19 và giai đoạn hậu Covid; (2) Cạnh tranh với điện tái tạo; (3) Lượng khí cung cấp cho nhà máy giảm mạnh khoảng 120 – 230 triệu m<sup>3</sup>/năm (tương ứng giảm 15 – 30% YoY) như đã đề cập trong mục Đầu vào, khiến nhà máy không có đủ nhiên liệu để gia tăng công suất.

<sup>2</sup> Giờ vận hành tương đương (EOH): Số giờ hoạt động thực tế được quy đổi dựa trên điều kiện tải và chế độ hoạt động của nhà máy. Các bộ phận như cánh tuabin, vòng bi, buồng đốt đều có giới hạn tuổi thọ tính theo EOH. Khi EOH đạt đến mức giới hạn, các linh kiện này sẽ cần được bảo dưỡng hoặc thay thế.

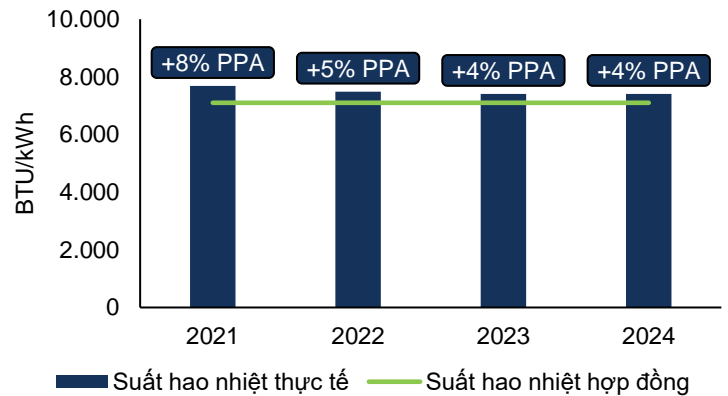


## 2.2. Nhà máy vận hành thiếu hiệu quả do bị cạnh tranh bởi điện tái tạo

Suất tiêu hao nhiệt tinh (Heat Rate/HR)<sup>3</sup> là một chỉ tiêu quan trọng quyết định tỷ lệ chi phí biến đổi có thể được chuyển giao vào giá phát điện hợp đồng PPA đối với các nhà máy nhiệt điện (*chi tiết*). Nếu nhà máy vận hành với suất hao nhiệt thực tế cao hơn mức quy định, lợi nhuận sẽ bị ảnh hưởng do giá hợp đồng không đủ bù đắp toàn bộ chi phí nhiên liệu, buộc doanh nghiệp phải tự chi trả phần chi phí phát sinh thêm.

Kể từ năm 2021, các nguồn năng lượng tái tạo được phát triển mạnh làm tăng đáng kể tỷ lệ huy động từ loại hình này, từ mức 5% trong năm 2020 lên khoảng 13% vào năm 2024. Điều này khiến nhu cầu huy động điện từ các nhà máy điện khí như NT2 bị ảnh hưởng, đẩy nhà máy vào tình trạng thường xuyên phải vận hành ở mức tải thấp và thực hiện thao tác lên xuống máy liên tục để nhường chỗ cho điện gió và mặt trời. Hệ quả là hiệu suất chuyển đổi năng lượng của nhà máy bị suy giảm, khiến suất tiêu hao nhiệt thực tế tăng cao hơn khoảng 4% so với mức thỏa thuận trong hợp đồng PPA, ước tính đạt khoảng 7.400 – 7.600 BTU/kWh.

**Suất tiêu hao nhiệt tinh nhà máy của NT2**



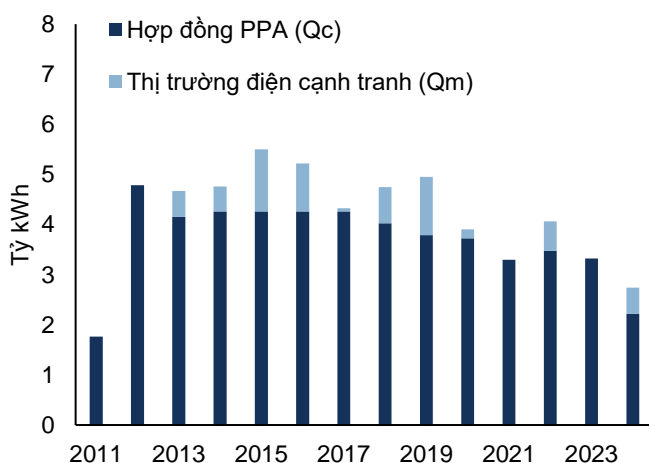
Nguồn: NT2, FPTIS tổng hợp & ước tính

## 3. Đầu ra: Sản lượng điện suy giảm theo nguồn cung khí, mức tăng giá bán điện không bù đắp hết chi phí

### 3.1. Doanh nghiệp ưu tiên bán điện theo hợp đồng PPA do phương thức này có giá bán điện cao

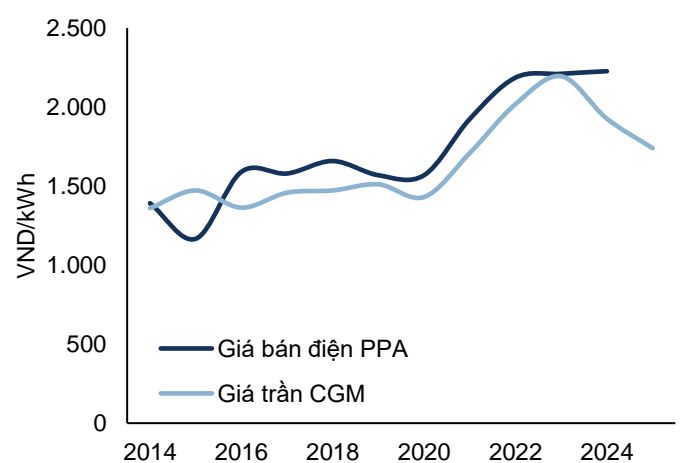
Toàn bộ sản lượng điện thương phẩm của nhà máy được bán cho các đơn vị thành viên của EVN theo hai phương thức khác nhau: (1) Sản lượng được bán theo hợp đồng PPA (Qc) với mức giá hợp đồng (Pc); (2) Sản lượng bán lên thị trường điện cạnh tranh (Qm) với giá thị trường (Pm). Khoảng 90% sản lượng điện của NT2 được bán theo hợp đồng mua bán điện PPA do phương thức này thường có mức giá cao hơn so với giá CGM (khoảng 9% bình quân trong giai đoạn 2017 – 2024).

**Cơ cấu sản lượng điện của NT2**



Nguồn: POW, NT2, FPTIS tổng hợp

**Giá điện PPA của NT2 thường cao hơn giá CGM**



Nguồn: NSMO, Bộ Công Thương, NT2, FPTIS ước tính

<sup>3</sup> Suất tiêu hao nhiệt tinh (Heat Rate/HR): Lượng nhiệt năng tiêu hao để sản xuất ra 1 kWh điện năng, giúp đánh giá mức độ hiệu quả trong việc chuyển đổi nhiên liệu đốt thành điện năng của nhà máy điện.

**Giá Pc thường cao hơn giá Pm nhờ:** (1) Giá Pc được xây dựng theo cơ chế chuyển giao chi phí, cho phép nhà máy đưa các khoản chi phí nhiên liệu, vận hành và bảo dưỡng vào giá bán điện, qua đó đảm bảo mức lợi nhuận ổn định (*chi tiết*); (2) Giá Pm biến động theo quy luật cung cầu, mức giá này dễ bị kéo xuống khi 81% công suất đặt của các đơn vị tham gia thị trường đến từ các nhà máy có chi phí sản xuất thấp như thủy điện (chiếm 45% công suất trên thị trường) và sử dụng nhiên liệu đầu vào giá rẻ như nhiệt điện than (chiếm 36% công suất) (*chi tiết*).

### 3.1.1. Hợp đồng PPA: Sản lượng Qc thu hẹp theo tổng sản lượng điện kế hoạch của nhà máy

Sản lượng Qc phân bổ hàng năm cho NT2 được tính theo công thức (*chi tiết*):

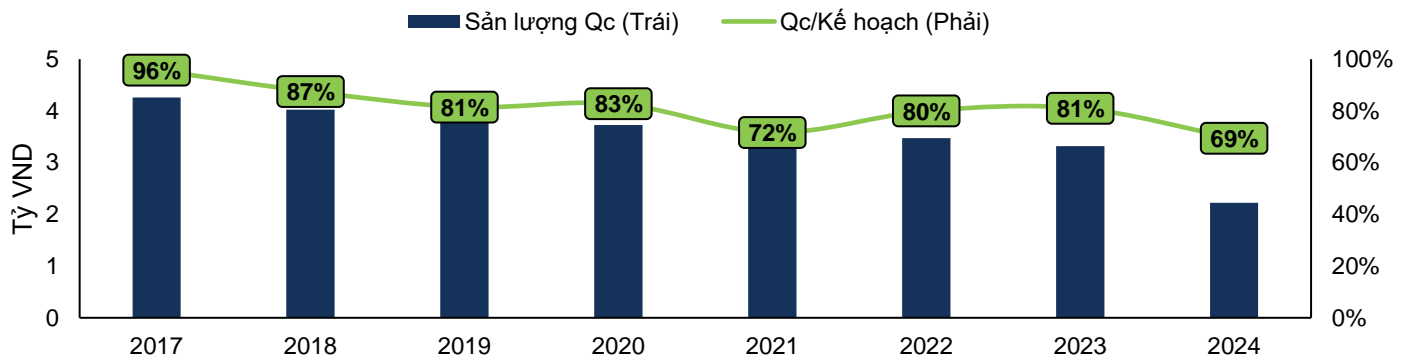
$$Qc = \alpha \times AGO$$

Trong đó: Tỷ lệ  $\alpha$  (alpha): Phần trăm sản lượng điện của nhà máy được bán theo hợp đồng PPA.

AGO: Tổng sản lượng kế hoạch do NSMO ước tính dựa trên khả năng sản xuất thực tế của nhà máy.

**Sản lượng Qc của NT2 đã giảm mạnh vào năm 2024**, từ mức bình quân 3,5 – 4,0 tỷ kWh mỗi năm (chiếm 80 – 85% kế hoạch) xuống còn 2,2 tỷ kWh (69% kế hoạch), tương ứng giảm 33% YoY. Lý do chính làm sản lượng Qc của NT2 giảm là do mức AGO bị điều chỉnh thấp hơn nhằm phản ánh việc tổng sản lượng điện thực tế của nhà máy suy giảm, chỉ còn khoảng 2,7 – 3,0 tỷ kWh/năm trong giai đoạn 2020 – 2024 (tương ứng giảm 20 – 45% so với năm 2019) do nhà máy không có đủ khí đầu vào để sản xuất điện như trước. Tình trạng thiếu hụt nguồn cung khí này khiến kỳ vọng về sản lượng điện của doanh nghiệp suy giảm, qua đó khiến sản lượng Qc được phân bổ bị sụt giảm theo.

**Sản lượng Qc và tỷ lệ Qc/sản lượng điện kế hoạch của NT2**

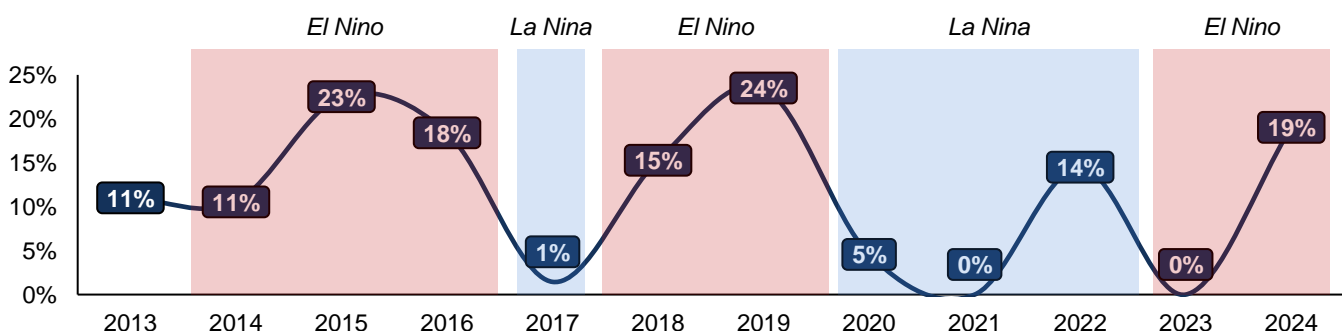


Nguồn: NT2, Bộ Công Thương, FPTS tổng hợp

### 3.1.2. Thị trường điện cạnh tranh: Sản lượng Qm tăng vào các đợt El Nino nhằm bù đắp suy giảm từ thủy điện

Sản lượng Qm của NT2 thường tăng khoảng 500 – 800 triệu kWh trong các năm El Nino, tương ứng chiếm 10 – 25% tổng sản lượng điện trong năm. Nguyên nhân do hiện tượng El Nino làm giảm lượng mưa, khiến sản lượng điện từ nguồn thủy điện bị giảm theo – đây là loại hình được ưu tiên huy động do có giá thành sản xuất điện thấp nhất trong hệ thống. Khi thủy điện thiếu hụt, hệ thống phải gia tăng huy động từ các nguồn nhiệt điện có giá thành đắt hơn để đáp ứng nhu cầu tiêu thụ. Điều này khiến giá Pm bị đẩy lên cao, thường xuyên vượt mức chi phí sản xuất của NT2, qua đó tạo cơ hội cho nhà máy gia tăng sản lượng Qm sau khi đã đáp ứng xong sản lượng Qc.

**% sản lượng Qm của NT2 phụ thuộc vào diễn biến thời tiết**

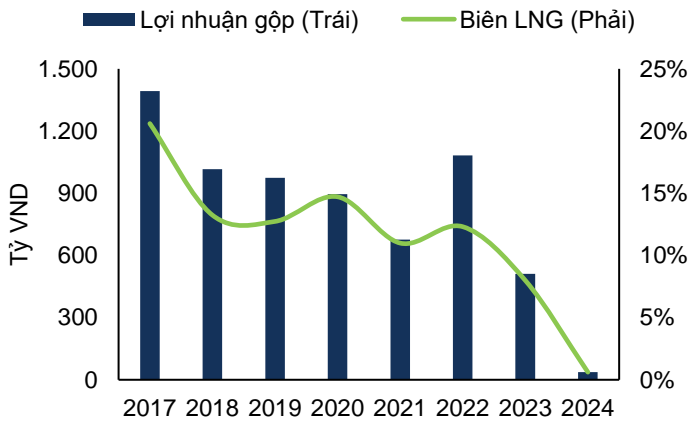


Nguồn: NT2, FPTS tổng hợp

### 3.2. Biên lợi nhuận gộp giảm do chênh lệch giá giữa giá bán và giá thành sản xuất thu hẹp

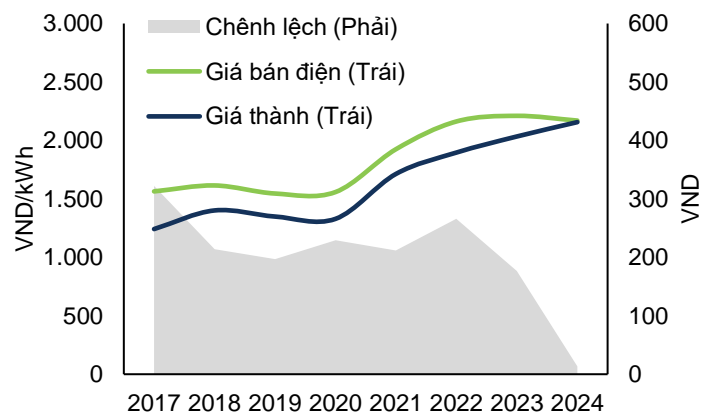
Biên lợi nhuận gộp của NT2 đã giảm mạnh trong giai đoạn 2022 – 2024, từ mức 12% xuống còn 1% vào năm 2024. Nguyên nhân đến từ việc chênh lệch giữa giá bán điện bình quân và giá thành sản xuất bị thu hẹp, từ mức 180 – 270 VND/kWh trong những năm trước đó xuống chỉ còn 13 VND/kWh vào năm 2024 (tương ứng giảm 92% YoY).

**Diễn biến các khoản biên lợi nhuận của NT2**



Nguồn: NT2, FPTS tổng hợp

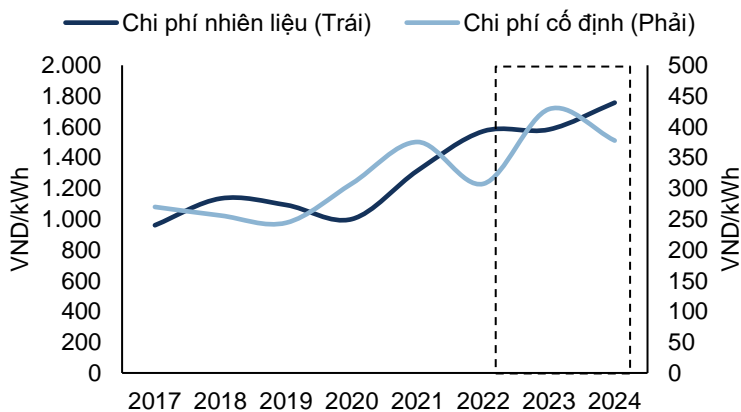
**Giá thành và giá bán điện bình quân của NT2**



Nguồn: NT2, FPTS tổng hợp

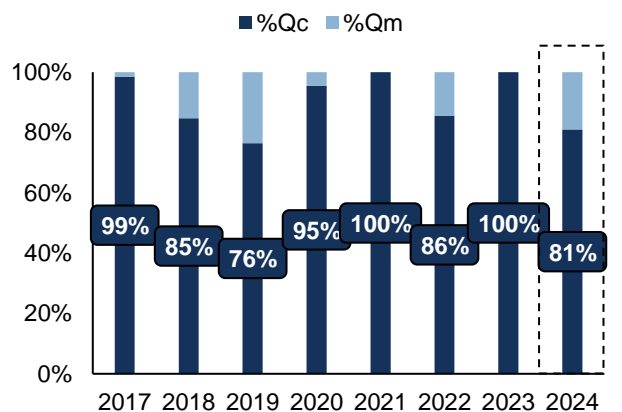
**Việc chênh lệch giá thành sản xuất và giá bán điện bình quân của NT2 bị thu hẹp đến từ:** (1) Chi phí nhiên liệu tăng từ 1.316 VND/kWh trong năm 2021 lên mức 1.757 VND/kWh trong năm 2024 (tương đương +34%) do giá mua khí tăng, từ đó đẩy giá thành sản xuất điện lên cao; (2) Sản lượng điện sụt giảm từ 4,3 – 5,5 tỷ kWh xuống còn 2,7 – 3,0 tỷ kWh/năm vì thiếu khí đã khiến các khoản chi phí cố định (bao gồm khấu hao và sửa chữa bảo dưỡng) phân bổ trên mỗi kWh điện tăng, góp phần làm tăng giá thành sản xuất điện; (3) Tỷ trọng Qc trong tổng sản lượng giảm từ 100% trong năm 2023 xuống 81% vào năm 2024, dẫn đến giá bán điện bình quân giảm còn 2.169 VND/kWh (-2% YoY) do ảnh hưởng của Pm.

**Chi phí nhiên liệu & chi phí cố định/kWh điện của NT2**



Nguồn: NT2, FPTS tổng hợp

**Cơ cấu sản lượng Qc & Qm của NT2**



Nguồn: NT2, FPTS tổng hợp

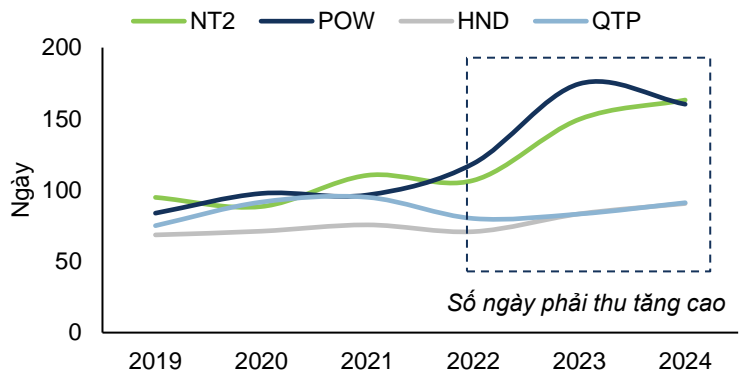
### III. PHÂN TÍCH TÀI CHÍNH

#### 1. Dòng tiền của NT2 bị hao hụt từ khoản phải thu nhưng vẫn đủ khả năng chi trả chi phí hoạt động

Trong giai đoạn 2020 – 2024, khoản phải thu từ EVN của NT2 đã tăng mạnh lên +1.508 tỷ VND (tương đương +101%), khiến số ngày phải thu kéo dài tương ứng từ 88 ngày trong năm 2020 lên mức 163 ngày trong năm 2024.

Tình trạng này không chỉ xảy ra với NT2 mà là vấn đề chung của nhiều doanh nghiệp sản xuất điện. Nguyên nhân chính xuất phát từ việc EVN đang ghi nhận mức lỗ lũy kế trong hơn 2 năm qua do phải kinh doanh dưới giá vốn, dẫn đến việc đơn vị này gặp tình trạng thiếu hụt dòng tiền để thanh toán kịp thời cho các nhà máy điện.

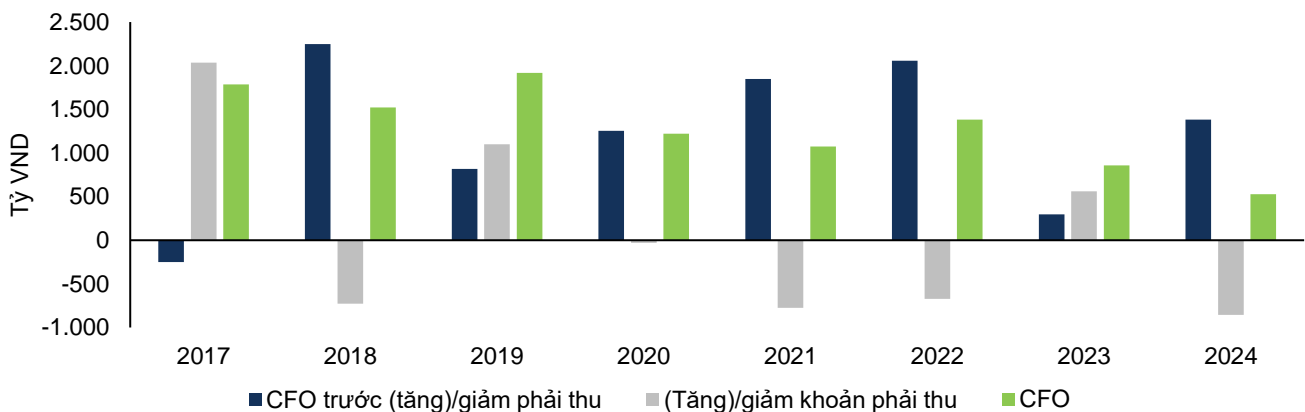
**Số ngày phải thu của các doanh nghiệp sản xuất điện**



Nguồn: NT2, FPTs tổng hợp

**Hậu quả là dòng tiền của NT2 trong giai đoạn này bị hao hụt khoảng 670 – 860 tỷ VND mỗi năm**, qua đó có thể ảnh hưởng đến việc cân đối dòng tiền để thanh toán các khoản chi phí hoạt động. Tuy nhiên, chúng tôi đánh giá hiện doanh nghiệp sẽ không chịu quá nhiều áp lực dòng tiền giảm do chậm thu hồi các khoản thanh toán tiền điện từ EVN, nhờ vào: (1) Dòng tiền từ hoạt động kinh doanh (CFO) luôn duy trì mức dương, cho thấy NT2 vẫn đủ khả năng chi trả các khoản chi phí hoạt động kinh doanh; (2) Doanh nghiệp không gặp áp lực tài chính do đã tắt toán toàn bộ nợ vay dài hạn và chưa có nhu cầu đầu tư xây dựng hay mua sắm tài sản cố định lớn trong giai đoạn tới.

**Dòng tiền từ hoạt động kinh doanh (CFO) của NT2 luôn duy trì ở mức dương**



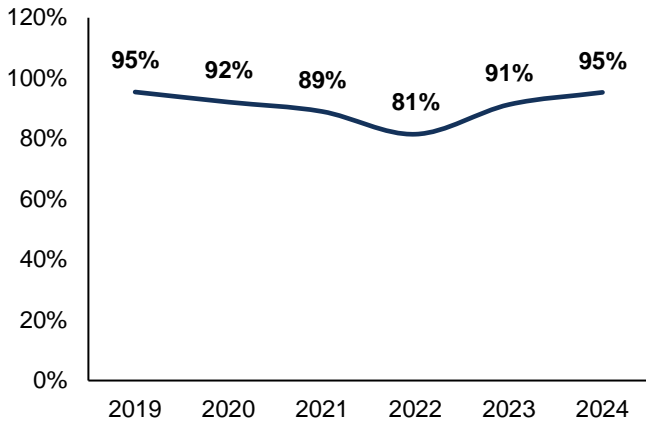
Nguồn: NT2, FPTs tổng hợp

Bên cạnh đó, EVN đã có quyết định về việc điều chỉnh mức giá bán lẻ điện bình quân lên 2.103 VND/kWh (tương đương tăng ~5% so với mức giá trước đó) từ tháng 10/2024. Điều này sẽ giúp EVN giảm bớt được những khó khăn về tài chính và cải thiện dòng tiền để thanh toán tiền mua điện từ các nhà máy điện, bao gồm NT2. Nhờ đó, chúng tôi kỳ vọng khoản phải thu và dòng tiền của doanh nghiệp sẽ được cải thiện trong giai đoạn tới.

## 2. Doanh nghiệp duy trì mức chi trả cổ tức cao nhưng tỷ suất cổ tức thấp do lợi nhuận sau thuế suy giảm

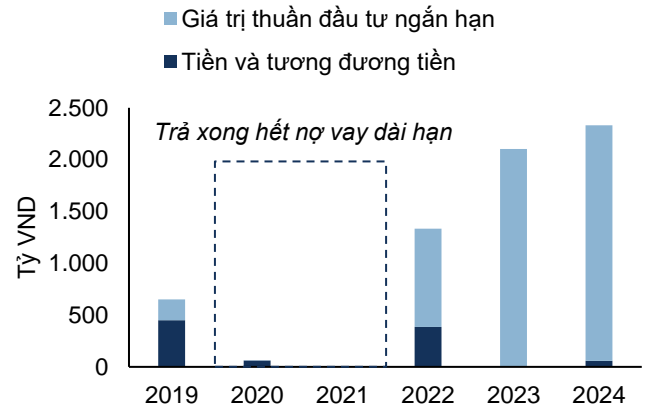
**Doanh nghiệp sử dụng phần lớn lợi nhuận sau thuế để chi trả cổ tức.** Tình hình chi trả cổ tức của NT2 khá ổn định, với tỷ lệ cổ tức tiền mặt đạt 80 – 95% lợi nhuận sau thuế (LNST) hàng năm. Chúng tôi kỳ vọng doanh nghiệp sẽ tiếp tục duy trì mức chi trả này trong những năm tới khi: (1) Lợi nhuận tăng trưởng khoảng 300 – 400 tỷ VND chủ yếu do hưởng lợi từ việc giảm chi phí khấu hao; (2) NT2 chưa có kế hoạch nâng cấp nhà máy trong thời gian tới nên sẽ không phát sinh nhu cầu vốn đầu tư lớn; (3) Gánh nặng tài chính thấp khi doanh nghiệp đã hoàn thành nghĩa vụ thanh toán nợ dài hạn vào tháng 6/2021 chỉ duy trì vay nợ ngắn hạn để tài trợ cho vốn lưu động, do đó không có nhiều gánh nặng về chi phí trả nợ gốc và lãi vay.

**Tỷ lệ chi trả cổ tức của NT2**



Nguồn: NT2, FPTS tổng hợp

**Trữ lượng tiền mặt cao sẵn sàng cho việc trả cổ tức**



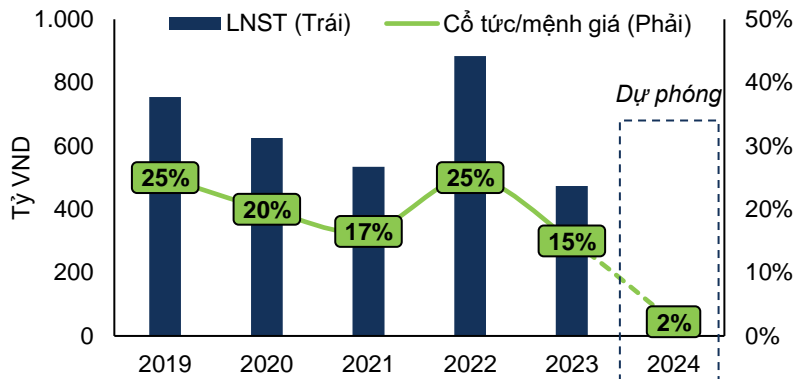
Nguồn: NT2, FPTS tổng hợp

### Tỷ suất cổ tức của NT2 thấp do lợi nhuận sau thuế suy giảm.

Dù duy trì chính sách chi trả cổ tức cao, nhưng từ năm 2023, tỷ suất cổ tức của NT2 đã trở nên kém hấp dẫn khi lợi nhuận sau thuế lao dốc, giảm từ 883 tỷ VND năm 2022 xuống chỉ còn 72 tỷ VND năm 2024 (tương ứng mức giảm 92%).

Chúng tôi kỳ vọng việc lợi nhuận suy giảm sẽ khiến tỷ suất cổ tức của NT2 giảm sâu từ 25% năm 2022 xuống mức ước tính chỉ còn 2% vào năm 2024. Hệ quả, mức cổ tức thực nhận của cổ đông theo đó cũng thu hẹp chỉ còn 200 VND/cổ phiếu.

**Diễn biến lợi nhuận sau thuế và tỷ suất cổ tức của NT2**



Nguồn: NT2, FPTS tổng hợp

#### IV. TRIỂN VỌNG KINH DOANH

**Chúng tôi cho rằng kết quả kinh doanh của NT2 chưa khởi sắc trong năm 2025F do:** (1) Sản lượng khí vẫn duy trì ở mức thấp, chỉ đạt 513 triệu m<sup>3</sup> (-1% YoY), trong đó nguồn cung khí sẽ được bổ sung từ Nhà máy điện BOT Phú Mỹ 2.2 (tạm dừng hoạt động vào tháng 02/2025 do hết hợp đồng BOT), qua đó giúp bù đắp sản lượng hao hụt cho các nhà máy điện khí trong khu vực; (2) Chênh lệch giữa giá bán bình quân và giá thành sản xuất điện tăng nhẹ, đạt 35 VND/kWh (+160% YoY so với mức 13 VND/kWh năm 2024) nhờ chi phí khấu hao giảm xuống còn 564 tỷ VND (-18% YoY).

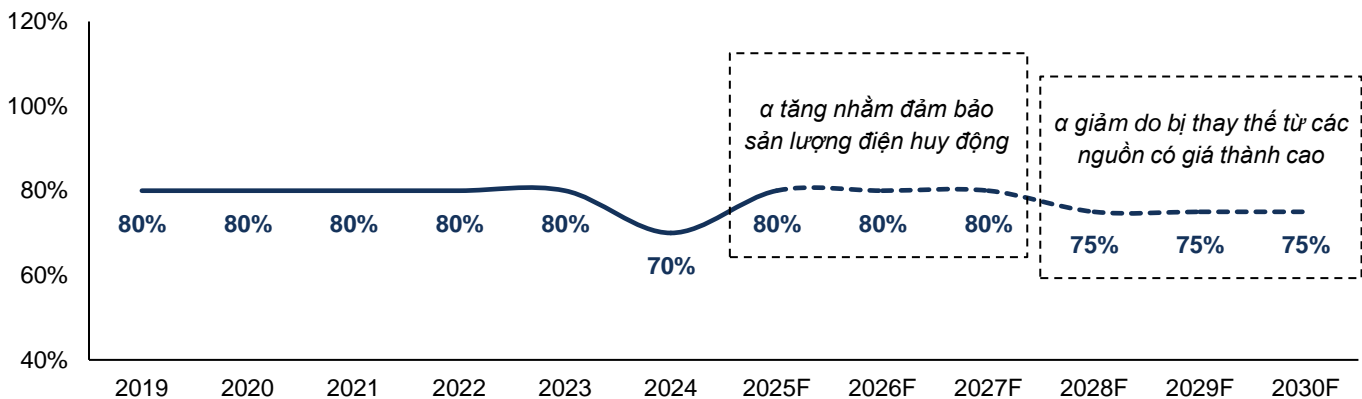
**Kết quả kinh doanh sẽ cải thiện hơn sau năm 2026F, đến từ:** (1) Nhà máy được cấp thêm nguồn khí từ hai mỏ khí mới, khiến sản lượng khí đầu vào ổn định trong mức 466 – 578 triệu m<sup>3</sup> (giảm 6 – 24% so với mức bình quân 614 triệu m<sup>3</sup>/năm trong giai đoạn 2021 – 2024); (2) Chênh lệch giá bán điện bình quân và giá thành sản xuất tăng lên mức 184 – 248 VND/kWh (+10 – 48% so với mức bình quân 167 VND trong giai đoạn 2021 – 2024), xuất phát từ việc chi phí khấu hao giảm sâu xuống còn 155 tỷ VND (-73% YoY) nhờ tài sản máy móc thiết bị đã được trích hết khấu hao.

##### 1. Nhóm nhiệt điện: Tỷ lệ $\alpha$ đạt 75 – 80% nhằm đảm bảo nguồn cung điện đáp ứng được nhu cầu tiêu thụ

**Chúng tôi kỳ vọng tỷ lệ  $\alpha$  của NT2 sẽ duy trì mức 80% trong giai đoạn 2025F – 2027F (tương đương tỷ lệ Qc/tổng sản lượng của doanh nghiệp trong năm 2024)** nhờ hệ thống gia tăng huy động các nguồn nhiệt điện nhằm đảm bảo nguồn cung đáp ứng tốc độ tăng trưởng cao của nhu cầu tiêu thụ.

**Sau giai đoạn này, tỷ lệ  $\alpha$  dự kiến giảm xuống 75%** để EVN bù đắp chi phí mua điện từ các dự án điện gió và điện khí LNG đi vào vận hành bằng cách để các nguồn nhiệt điện tăng tỷ trọng bán điện qua thị trường, từ đó giúp đơn vị này giảm chi phí mua điện.

Tỷ lệ  $\alpha$  kỳ vọng cho các nhà máy nhiệt điện

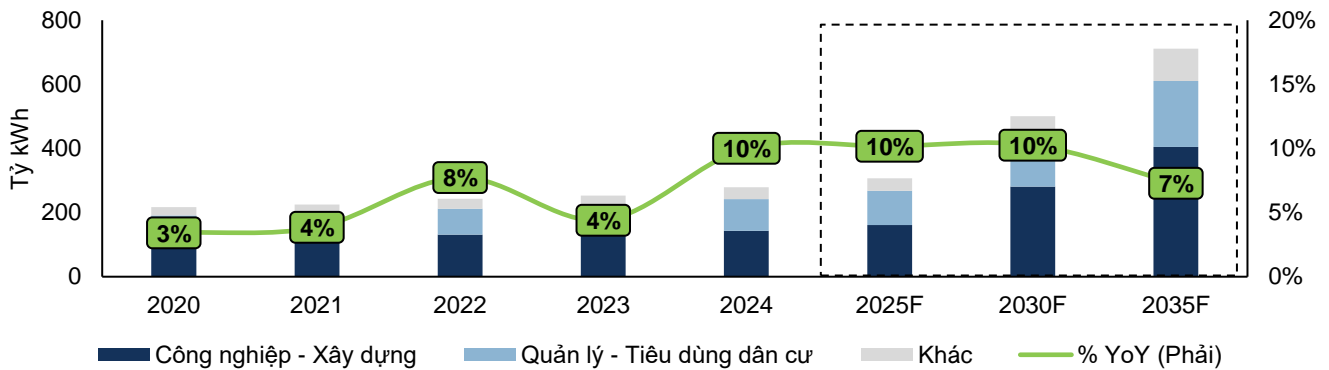


Nguồn: Cục Điều tiết điện lực – ERAV, FPTTS tổng hợp & dự phóng

##### (1) Kỳ vọng nhu cầu tiêu thụ điện duy trì mức tăng trưởng cao theo nền kinh tế

**Nhu cầu tiêu thụ điện tại Việt Nam trong giai đoạn 2025F – 2030F được dự báo tiếp tục mức tăng cao như năm 2024, khoảng 10%/năm**, nhờ nền kinh tế mở rộng với tốc độ GDP dự kiến tăng 7,5 – 8,0%/năm. Động lực đến từ: (1) **Nhu cầu điện trong lĩnh vực công nghiệp – xây dựng gia tăng** do dòng vốn FDI sản xuất đổ vào Việt Nam khi các nhà máy tiếp tục dịch chuyển khỏi Trung Quốc để tránh hàng rào thuế quan trong Cạnh tranh chiến lược Mỹ - Trung, kéo theo nhu cầu điện tại các khu công nghiệp và nhà máy tăng cao. (2) **Tiêu thụ điện sinh hoạt tiếp tục mở rộng** nhờ mức sống ngày càng cải thiện. Nhu cầu sử dụng điện dân dụng có mối tương quan chặt chẽ với thu nhập khi thực tế cho thấy thu nhập tăng thì người dân có xu hướng sử dụng nhiều điện hơn. Do đó với triển vọng tăng trưởng GDP như đã đề cập, thu nhập bình quân đầu người tại Việt Nam dự kiến sẽ tiếp tục tăng trong tương lai, kéo theo nhu cầu điện sinh hoạt tăng trưởng tương ứng. Ngoài ra, dư địa tăng trưởng tiêu thụ điện dân dụng vẫn còn rất lớn. Hiện tại, mức tiêu thụ điện bình quân đầu người tại Việt Nam chỉ khoảng 2.700 kWh/năm – tương đương 43% mức trung bình của các nước phát triển trong khu vực.

Từ năm 2030, tốc độ tăng trưởng tiêu thụ điện dự kiến sẽ chậm lại, chỉ còn khoảng 7%/năm, do nhu cầu điện sinh hoạt dần bão hòa khi chạm mức tương đương với các nước phát triển trong khu vực.

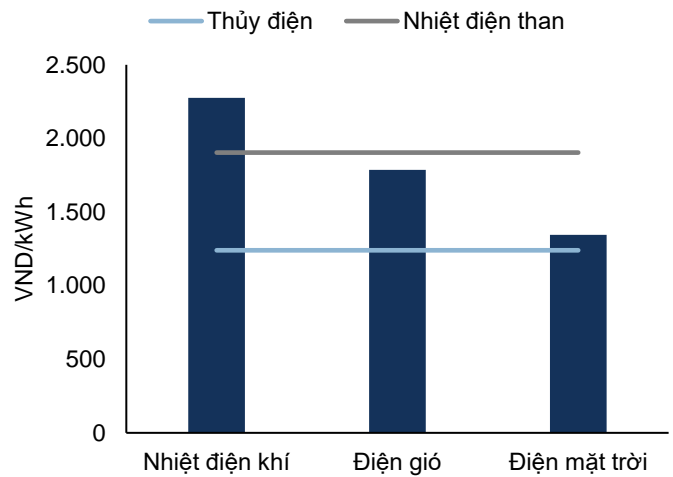
**Nhu cầu tiêu thụ điện kỳ vọng tiếp tục tăng trưởng ở mức cao**


Nguồn: EVN, Dự thảo điều chỉnh Quy hoạch điện VIII tháng 02/2025, FPTs tổng hợp

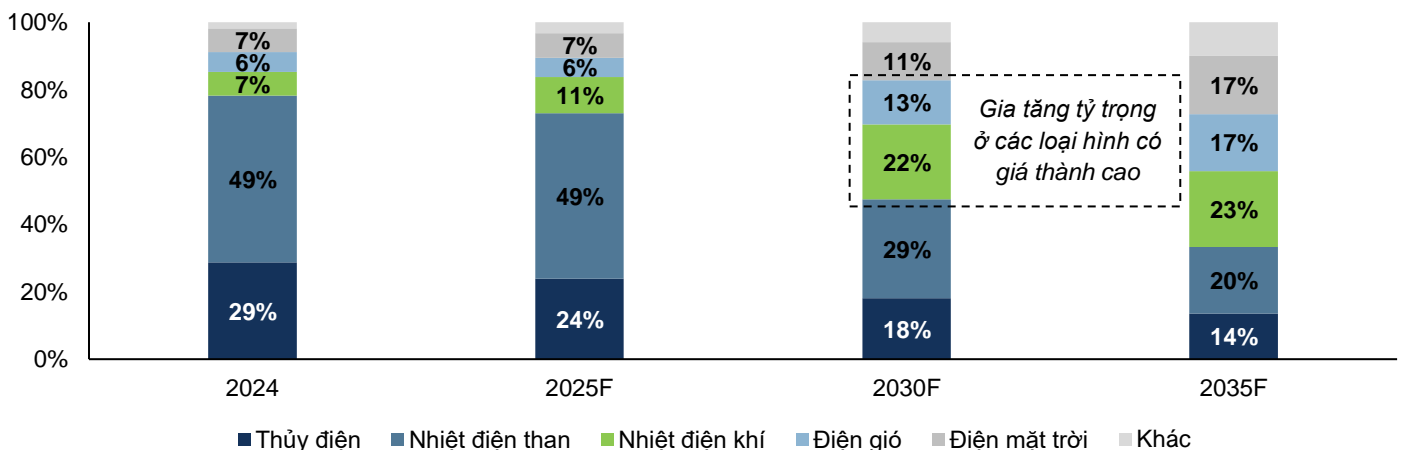
**(2) Hệ thống điện dần phụ thuộc vào các loại hình có giá thành cao hơn do đã khai thác hết nguồn điện giá rẻ**

Hiện nay, hai nguồn điện được huy động chính trong hệ thống – thủy điện và nhiệt điện than – đã gần như hết dư địa phát triển. Cụ thể, hầu hết các dự án thủy điện lớn đã đi vào vận hành nên khả năng mở rộng công suất từ nguồn này trở nên hạn chế, trong khi các nhà máy nhiệt điện than sẽ không được xây dựng thêm do định hướng giảm phát thải carbon.

Trong bối cảnh đó, hệ thống điện buộc phải chuyển sang các nguồn năng lượng thay thế như nhiệt điện khí và điện gió, vốn có chi phí sản xuất cao hơn đáng kể, từ 20 – 85% so với thủy điện và nhiệt điện than. Sự chuyển dịch này đồng nghĩa với việc EVN sẽ phải chịu áp lực chi phí mua điện lớn do hệ thống điện không còn được hưởng lợi từ nguồn cung giá rẻ như trước đây mà ngày càng phụ thuộc vào các loại hình có giá thành cao hơn.

**LCOE<sup>4</sup> 2030 các nguồn phát điện tại Việt Nam**


Nguồn: FPTs ước tính

**Điện năng sản xuất dự kiến dần phụ thuộc vào các nguồn có chi phí đắt hơn**


Nguồn: EVN, Dự thảo điều chỉnh Quy hoạch điện VIII tháng 02/2025, FPTs tổng hợp

Dự kiến, các dự án điện gió mới sẽ bắt đầu đi vào vận hành trong giai đoạn 2028 – 2030. Thời điểm dự báo này được xây dựng dựa trên động thái tích cực từ Nhà nước, khi cơ chế hỗ trợ cho các dự án điện gió được khơi thông trong

<sup>4</sup> Chi phí phát điện quy dẫn (LCOE): Chi phí bình quân để sản xuất một kWh điện năng trong suốt vòng đời của nhà máy.

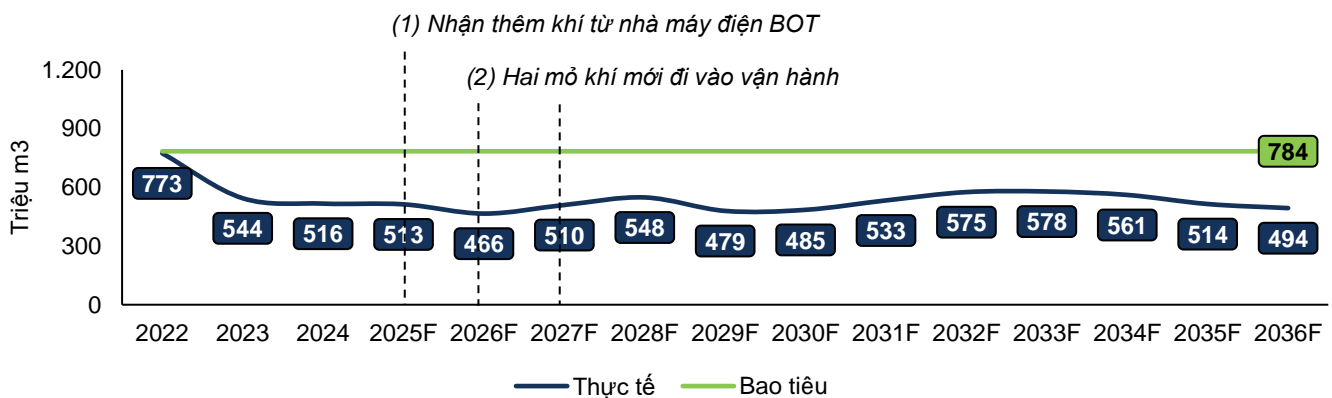
năm nay thông qua việc ban hành lại khung giá phát điện. Chính sách này không chỉ giúp các nhà máy điện gió đã hoàn thành xây dựng có thể nổi lưới mà còn khuyến khích các dự án mới tái khởi động, đáp ứng mục tiêu công suất đặt theo quy hoạch. Với kinh nghiệm triển khai trước đây, thời gian hoàn thành một dự án điện gió thường kéo dài từ 3 – 5 năm, qua đó chúng tôi kỳ vọng các nhà máy mới này sẽ đi vào vận hành trong giai đoạn 2028F – 2030F.

## 2. Sản lượng khí đi ngang sau khi được phân bổ thêm từ nhà máy điện khác và các mỏ mới (Quay lại)

**Chúng tôi kỳ vọng sản lượng khí phân bổ cho NT2 sẽ đi ngang trong năm 2025F, đạt 513 triệu m<sup>3</sup> (-1% YoY)** nhờ được phân bổ thêm nguồn khí từ nhà máy điện BOT hết hợp đồng bao tiêu.

**Trong giai đoạn 2026F – 2036F, chúng tôi ước tính sản lượng khí đầu vào của nhà máy dao động quanh mức 466 – 578 triệu m<sup>3</sup>/năm** (tương đương  $\pm 10\%$  so với mức 516 triệu m<sup>3</sup> trong năm năm 2024) do được bổ sung thêm nguồn cung từ hai mỏ khí mới đi vào vận hành. Lượng khí cấp thêm này chỉ giúp nhà máy đảm bảo nguồn cung sẽ duy trì ổn định hơn trong dài hạn chứ chưa thể phục hồi về lại mức trước khi xảy ra tình trạng thiếu hụt. Cụ thể, tổng sản lượng khí NT2 dự kiến nhận được vẫn thấp hơn khoảng 25 – 40% so với mức bao tiêu 784 triệu m<sup>3</sup>, tiếp tục hạn chế khả năng tăng trưởng sản lượng điện của nhà máy.

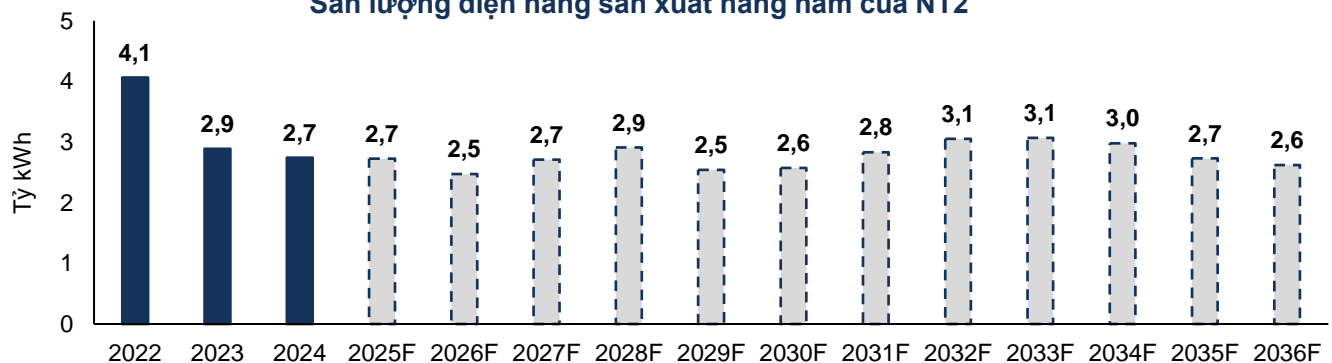
### Sản lượng khí phân bổ cho NT2 ngừng suy giảm và bắt đầu đi ngang



Nguồn: NT2, FPTS tổng hợp & dự phóng

Dựa trên sản lượng khí đầu vào hàng năm trên, **chúng tôi kỳ vọng sản lượng điện của NT2 sẽ đạt 2,7 tỷ kWh (-1% YoY) trong năm 2025F. Trong giai đoạn 2026F – 2036F, sản lượng điện dự kiến đạt 2,5 – 3,1 tỷ kWh** (tương ứng  $\pm 10\%$  so với mức 2,7 tỷ kWh trong năm 2024).

### Sản lượng điện năng sản xuất hàng năm của NT2



Nguồn: NT2, FPTS tổng hợp & dự phóng

#### (1) NT2 nhận thêm một phần nguồn khí từ nhà máy điện BOT Phú Mỹ 2.2 kể từ năm 2025F (Quay lại)

**Tỷ trọng khí phân bổ cho NT2 trên tổng sản lượng khí tự nhiên cung cấp cho hoạt động sản xuất điện dự kiến tăng từ mức bình quân 12% giai đoạn 2020 – 2024 lên 15% trong năm 2025F** và duy trì trong suốt vòng đời còn lại của nhà máy. Nguyên nhân do nguồn khí nội địa trước đây cung cấp cho nhà máy điện BOT Phú Mỹ 2.2 (715 MW), ước tính chiếm khoảng 14% tổng sản lượng khí phân bổ cho các nhà máy điện, sẽ được tái phân bổ cho các nhà máy còn hợp đồng bao tiêu.



Sự thay đổi này diễn ra sau khi BOT Phú Mỹ 2.2 được chuyển giao cho EVN vào tháng 2/2025, khiến các điều khoản ưu tiên bao tiêu khí tự nhiên nội địa đối với đơn vị phát điện này không còn hiệu lực. Trong tương lai, các nhà máy BOT này sẽ phải vận hành bằng khí LNG nhập khẩu, do toàn bộ nguồn khí tự nhiên nội địa hiện đã được phân bổ hết. Việc xem xét tái phân bổ khí nội địa cho BOT Phú Mỹ 2.2 chỉ xảy ra khi Petrovietnam/PV Gas khai thác thêm các mỏ khí mới và nguồn cung trong nước dư thừa sau khi đáp ứng xong các hợp đồng bao tiêu.

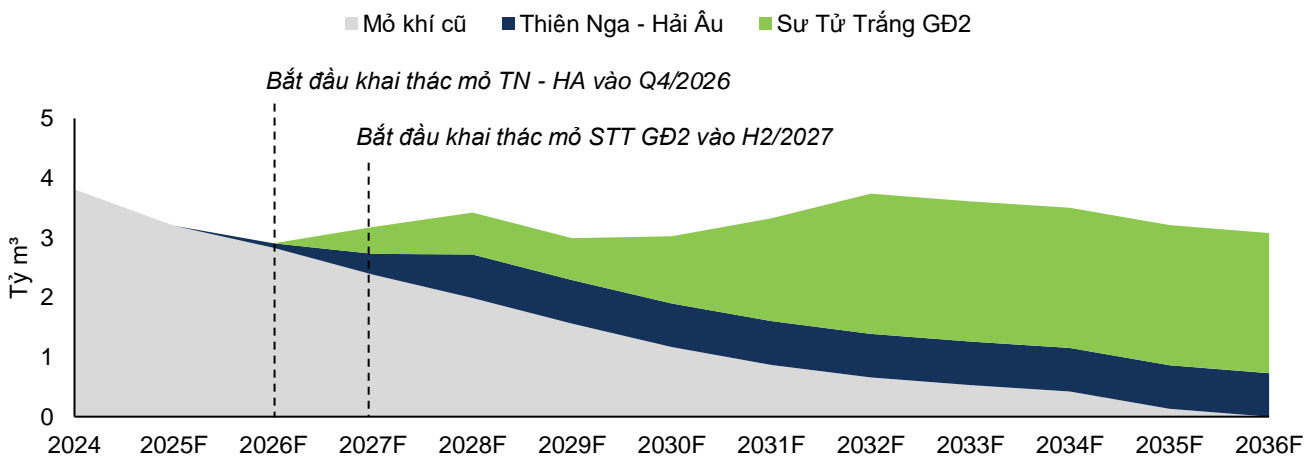
**(2) Sản lượng khí ổn định ở mức thấp nhờ khai thác thêm hai mỏ khí mới trong Q4/2026 – H2/2027 (Quay lại)**

**Trong giai đoạn 2025F – 2026F, tổng cung khí tại bể Nam Côn Sơn được dự báo sẽ tiếp tục giảm, ước tính chỉ đạt khoảng 3,2 & 2,9 tỷ m<sup>3</sup>/năm (tương ứng -16% & -9% YoY) nhằm phản ánh tình trạng cạn kiệt của các mỏ khí hiện hữu.**

**Kể từ năm 2027, chúng tôi kỳ vọng sản lượng khí khai thác tại bể này sẽ trở nên ổn định hơn, đạt 3,0 – 3,6 tỷ m<sup>3</sup>/năm (ước tính giảm 5 – 22% so với năm 2024) nhờ được bổ sung thêm từ hai mỏ khí mới: Thiên Nga – Hải Âu với trữ lượng thu hồi đạt ~7,4 tỷ m<sup>3</sup> và Sư Tử Trắng Giai đoạn 2 lên đến ~24,0 tỷ m<sup>3</sup>. Theo kế hoạch, mỏ Thiên Nga – Hải Âu sẽ bắt đầu khai thác từ quý 4/2026, trong khi Sư Tử Trắng Giai đoạn 2 dự kiến đi vào hoạt động vào nửa cuối năm 2027.**

Sau khi khai thác khoảng 2 – 5 năm, sản lượng khí từ hai mỏ này dự kiến sẽ đạt đỉnh và cung cấp ổn định cho bể Nam Côn Sơn khoảng 2,4 – 3,0 tỷ m<sup>3</sup>/năm, duy trì xuyên suốt vòng đời còn lại của nhà máy NT2. Lượng khí bổ sung này qua đó sẽ giúp doanh nghiệp đảm bảo nguồn cung khí đầu vào và duy trì ổn định được mức công suất vận hành, tránh tình trạng gián đoạn sản xuất điện như những năm trước đó.

**Sản lượng khí từ NCS duy trì ổn định ở mức thấp nhờ hai mỏ khí mới**



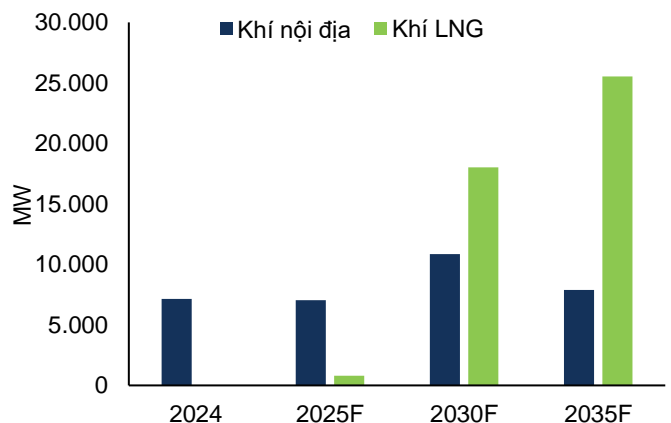
Nguồn: PV Gas, Quy hoạch phát triển ngành công nghiệp khí Việt Nam, FPTs tổng hợp & dự phóng

**(3) Tỷ trọng khí NT2 nhận được từ bể NCS dự kiến ổn định do không có thêm dự án mới tiêu thụ khí từ bể này**

Theo định hướng của Quy hoạch điện VIII, các nhà máy điện khí mới được xây dựng sau này sẽ tập trung sử dụng khí LNG nhập khẩu, với công suất đặt dự kiến đạt 18.000 MW vào năm 2030 (+2.120%) và 25.000 MW vào năm 2035 (+42%). Trong khi đó, công suất nhiệt điện khí sử dụng khí nội địa chỉ có thể tăng thêm khoảng 2.000 MW vào năm 2030 (tương ứng tăng khoảng 25% so với 2024), đến từ các dự án tiêu thụ các mỏ khí nằm ngoài bể Nam Côn Sơn – vốn là nguồn khí mà NT2 tiêu thụ.

Qua đó, chúng tôi cho rằng NT2 sẽ không phải đối mặt với rủi ro bị giảm tỷ trọng khí nhận được do phải chia sẻ nguồn khí nội địa cho các nhà máy điện mới trong tương lai.

**Cơ cấu công suất đặt của nguồn nhiệt điện khí**



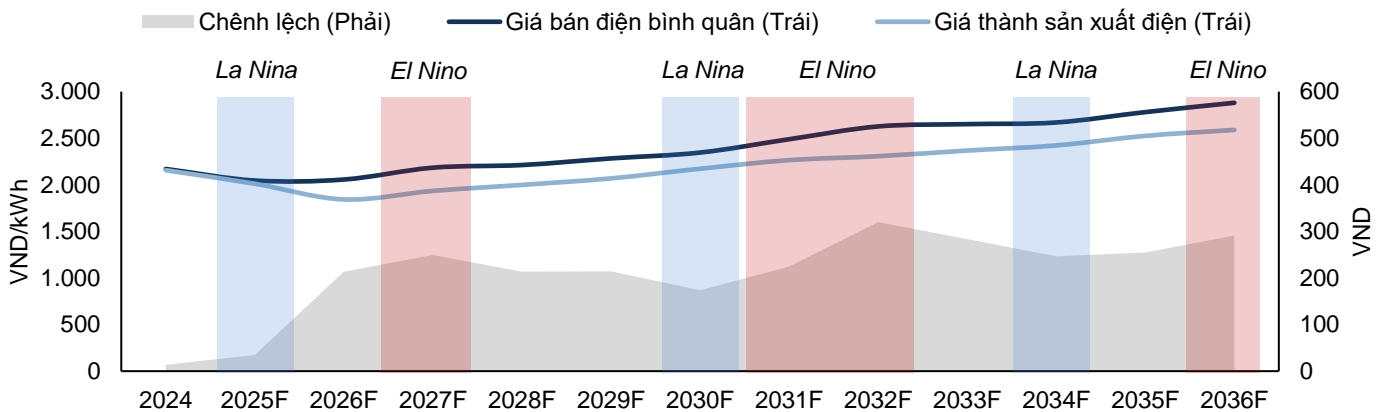
Nguồn: Dự thảo điều chỉnh Quy hoạch điện VIII tháng 02/2025

### 3. Chênh lệch giá thành sản xuất và giá bán điện bình quân tăng nhờ chi phí khấu hao giảm (Quay lại)

**Chúng tôi kỳ vọng chênh lệch giữa giá thành sản xuất điện và giá bán điện bình quân sẽ tăng nhẹ trong năm 2025F, đạt 35 VND/kWh (+160% YoY so với mức 13 VND/kWh năm 2024)** nhờ: (1) Giá thành điện giảm xuống còn 2.011 VND/kWh (-7% YoY), sâu hơn giá bán điện bình quân 2.046 VND/kWh (-6% YoY) nhờ chi phí khấu hao giảm còn 564 tỷ VND (-18% YoY); (2) Nguồn cung khí đầu vào và tỷ lệ  $\alpha$  (vẫn duy trì mức 80%) gần như không thay đổi (như đã đề cập ở trên).

**Trong giai đoạn 2026F – 2036F, chênh lệch giữa giá thành sản xuất điện và giá bán điện bình quân dự kiến tăng lên mức 174 – 320 VND/kWh** (tương đương tăng 7 – 153 VND/kWh so với mức bình quân 167 VND/kWh trong giai đoạn 2021 – 2024), đến từ: (1) Giá thành điện giảm mạnh, đạt 1.843 VND/kWh (-8% YoY) nhờ chi phí khấu hao giảm xuống mức 155 tỷ VND (-73% YoY) do tài sản máy móc thiết bị được trích hết khấu hao; (2) Giá Pm tăng cao trong các năm El Nino và giảm ở các năm La Nina, qua đó ảnh hưởng đến mức giá bán điện bình quân; (3) Tỷ lệ  $\alpha$  giảm xuống mức 75% để EVN giảm áp lực chi phí mua điện; (4) Sản lượng điện tăng theo nguồn cung khí khiến chi phí cố định phân bổ trên mỗi kWh điện giảm, qua đó làm giảm giá thành sản xuất điện của doanh nghiệp.

**Chênh lệch giá bán điện bình quân và giá thành sản xuất của NT2**



Nguồn: NT2, FPTs tổng hợp & ước tính

#### 3.1. Giá thành sản xuất điện của nhà máy giảm theo giá dầu và chi phí khấu hao

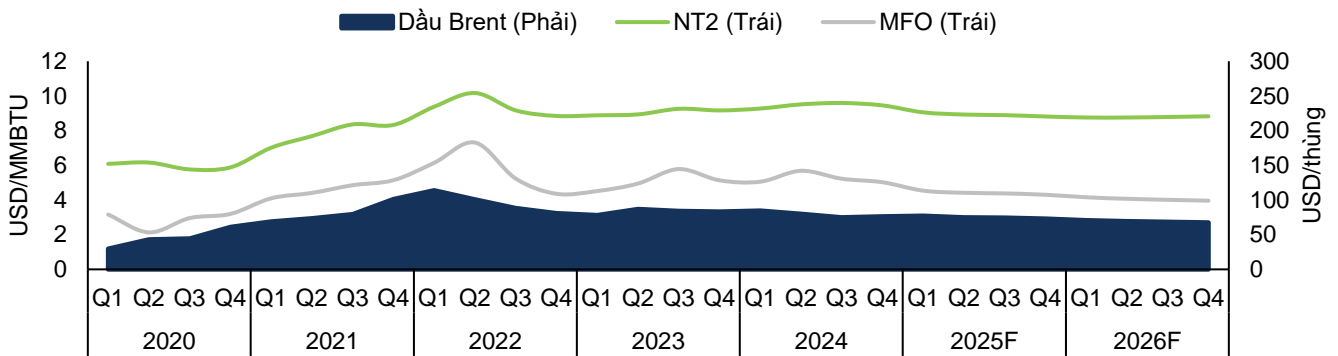
**Trong giai đoạn 2025F – 2026F, giá thành sản xuất điện của NT2 dự kiến lần lượt đạt 2.011 & 1.843 VND/kWh (tương đương -7% & -8% YoY)** nhờ vào: (1) Giá mua khí tại nhà máy giảm theo giá dầu; (2) Chi phí khấu hao giảm do tài sản máy móc thiết bị được trích hết khấu hao.

**Kể từ năm 2027F, giá thành sản xuất điện của NT2 tăng khoảng 2 – 5% YoY, đạt 1.935 – 2.589 VND kWh** (tương đương -1 – +33% so với mức bình quân 1.950 VND/kWh trong giai đoạn 2021 – 2024), chủ yếu do giá mua khí tại nhà máy duy trì mức tăng 2 – 6% YoY.

##### (1) Giá mua khí tại nhà máy dự kiến giảm trong giai đoạn 2025F – 2026F do giá dầu hạ nhiệt

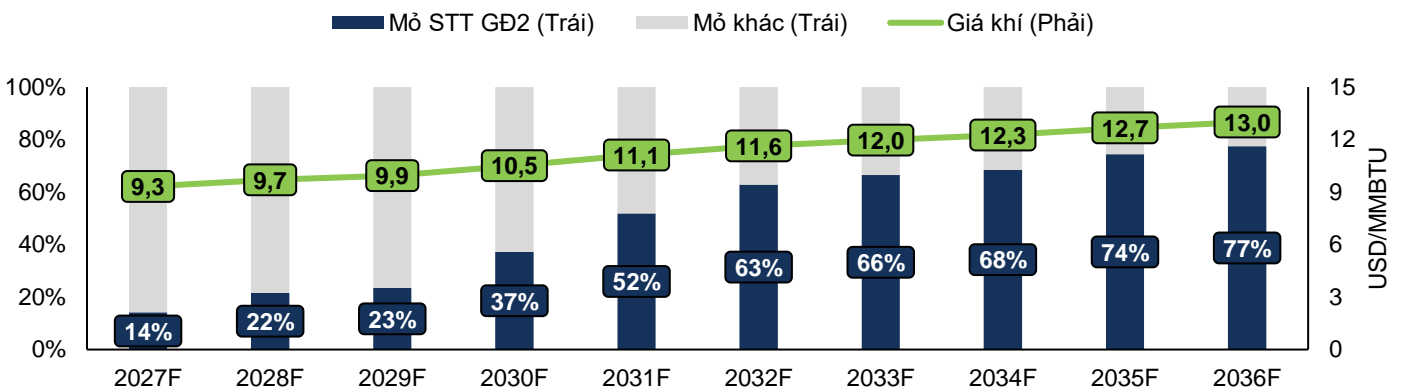
Do giá dầu MFO có xu hướng biến động theo giá dầu Brent, nên chúng tôi sẽ phân tích triển vọng giá dầu Brent để dự báo xu hướng giá khí tự nhiên.

Chúng tôi dự phóng giá mua khí tại nhà máy NT2 sẽ giảm liên tục trong hai năm tới, đạt **8,9 USD/MMBTU vào năm 2025 (-5,7% YoY)** và tiếp tục giảm xuống **8,8 USD/MMBTU vào năm 2026 (-1,6% YoY)**. Đến từ sự sụt giảm giá dầu Brent do nguồn cung dồi dào trong khi nhu cầu tiêu thụ tăng trưởng chậm, qua đó dự kiến giảm xuống 75,0 USD/thùng vào năm 2025 (-5,0% YoY) và tiếp tục hạ còn 68,8 USD/thùng vào năm 2026 (-8,2% YoY). Trong đó, giá mua khí của doanh nghiệp giảm chậm hơn do ảnh hưởng trượt giá 1,4 – 2,1%/năm trong chi phí vận chuyển.

**Dự phóng giá dầu Brent, MFO, và giá mua khí tại nhà máy của NT2**


Nguồn: NT2, Bloomberg, FPTS tổng hợp & dự phóng

Sau giai đoạn này, giá mua khí tại nhà máy của doanh nghiệp dự kiến duy trì mức tăng 2 – 6% YoY, đạt 9,3 – 13,0 USD/MMBTU nhằm phản ánh xu hướng trượt giá cước vận chuyển ~2%/năm và việc nhà máy dần gia tăng tỷ trọng tiêu thụ khí từ mỏ mới có mức giá miệng giếng đất hơn khoảng 1,5 – 2,0 lần so với các mỏ khí mà doanh nghiệp hiện tại đang tiêu thụ (dự kiến đạt khoảng 8,0 USD/MMBTU).

**Giá mua khí tại nhà máy & cơ cấu tiêu thụ khí của NT2**


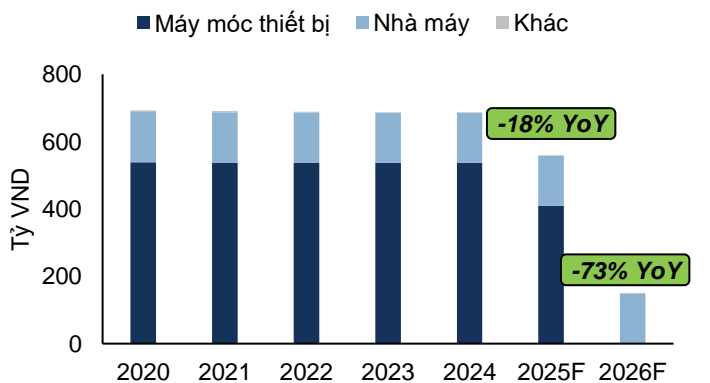
Nguồn: FPTS dự phóng

**(2) Chi phí khấu hao giảm từ năm 2025 do máy móc thiết bị hết khấu hao**

Hiện tại, chi phí khấu hao hàng năm của NT2 ở mức bình quân khoảng 690 tỷ VND, trong đó 74% (tương đương 510 tỷ VND) đến từ khấu hao máy móc thiết bị.

Khoản khấu hao máy móc thiết bị này sẽ được trích hết vào năm 2025, qua đó khiến chi phí khấu hao của NT2 giảm còn 564 tỷ VND trong năm 2025 (-18% YoY) và 155 tỷ VND trong năm 2026 (-73% YoY).

Nhờ chi phí khấu hao giảm, chi phí cố định phân bổ trên mỗi kWh điện của NT2 cũng giảm theo. Cụ thể, chi phí cố định trên mỗi kWh giảm từ 378 VND/kWh trong năm 2024 xuống còn 366 VND/kWh trong năm 2025 (-3% YoY) và 220 VND/kWh trong năm 2026 (-40% YoY).

**Diễn biến chi phí khấu hao của NT2**


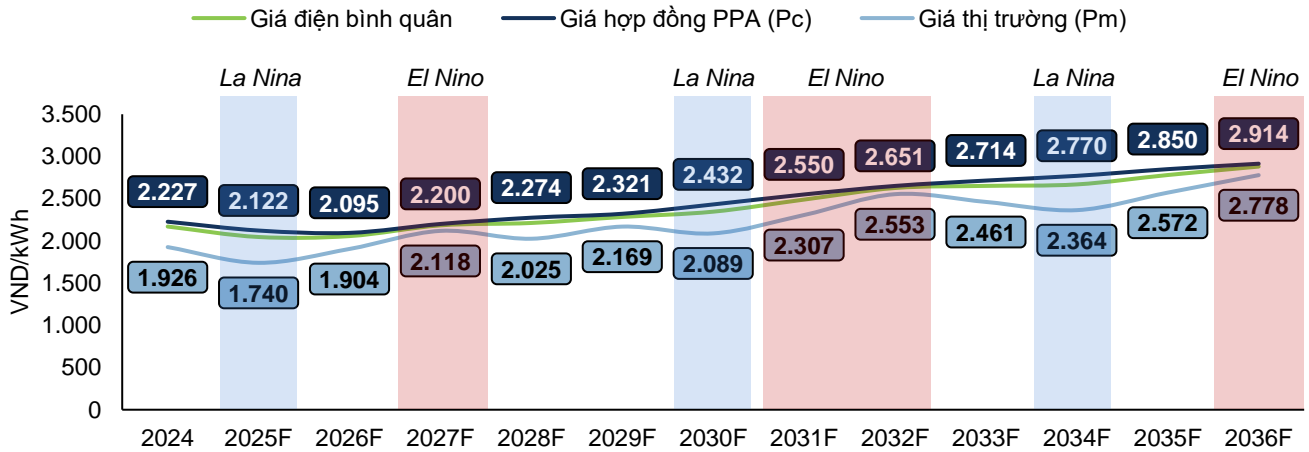
Nguồn: NT2, FPTS tổng hợp & ước tính

### 3.2. Giá bán điện bình quân giảm theo giá mua khí và mức giá trần trên thị trường điện thấp

**Giá bán điện bình quân của NT2 dự kiến đạt 2.046 VND/kWh trong năm 2025F (-6% YoY)**, đến từ: (1) Giá Pc của NT2 điều chỉnh đạt 2.122 VND/kWh (-5% YoY) do giá mua khí tại nhà máy giảm; (2) Giá Pm cũng giảm còn 1.740 VND/kWh (-10% YoY), tương đương mức giá trần trong năm do Bộ Công Thương quy định.

**Sang năm 2026F, giá bán điện bình quân dự kiến phục hồi nhẹ lên mức 2.057 VND/kWh (+1% YoY)**, nhờ vào: (1) Giá Pc giảm xuống còn 2.095 VND/kWh (-1% YoY) do giá mua khí giảm; (2) Giá Pm tăng trở lại, đạt 1.904 VND/kWh (+9% YoY) nhằm phản ánh việc hệ thống phải nâng cao huy động các nguồn nhiệt điện có giá chào cao để bù đắp suy giảm sản lượng từ thủy điện, do lượng mưa giảm sau khi thời tiết chuyển từ pha La Nina sang pha trung tính.

**Diễn biến giá bán điện bình quân, giá Pc & Pm của NT2**



Nguồn: NT2, NSMO, FPTTS tổng hợp & dự phóng

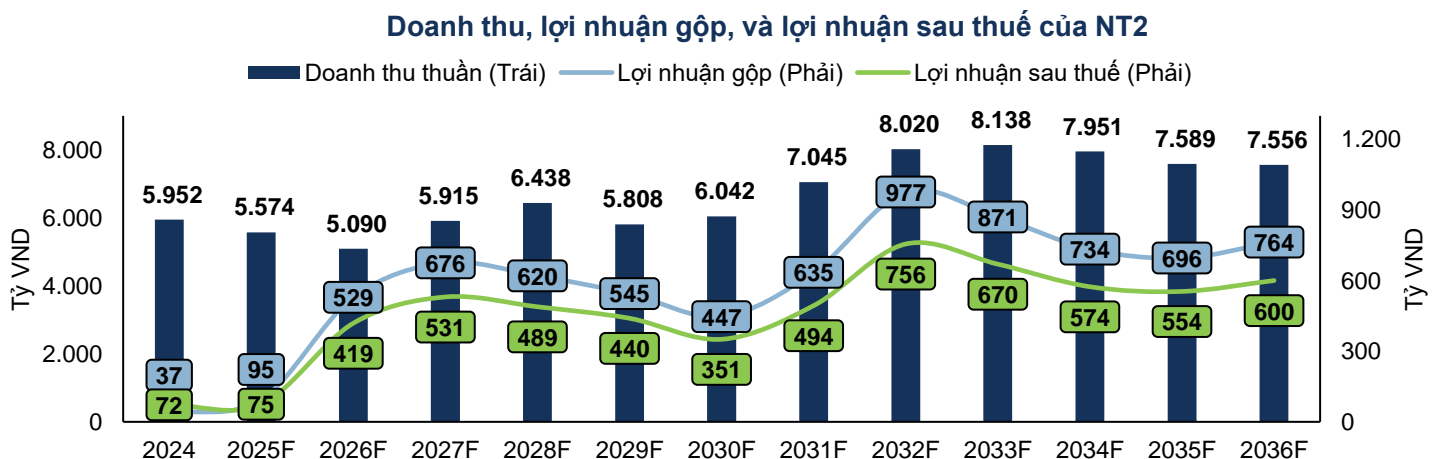
**Trong giai đoạn 2027F – 2036F, giá bán điện bình quân duy trì mức tăng 1 – 6%/năm, đạt 2.184 – 2.880 VND/kWh**, đến từ: (1) Giá Pc dự kiến tăng 2 – 5% YoY nhờ điều chỉnh theo mức tăng giá mua khí 2 – 6% YoY của nhà máy; (2) Giá Pm dự kiến dao động trong mức -4 – +11% YoY dựa trên giả định giá chào của các nguồn nhiệt điện trên thị trường cạnh tranh tăng theo chi phí nhiên liệu, cùng với kỳ vọng giá Pm sẽ tăng trong các năm El Nino (sản lượng thủy điện suy giảm theo lượng mưa, khiến hệ thống phải đẩy mạnh huy động các nhà máy nhiệt điện có giá cao để bù đắp thiếu hụt) và giảm ở các năm La Nina (lượng mưa tăng giúp nâng cao sản lượng thủy điện, từ đó thay thế nhu cầu huy động nhiệt điện).

## V. DỰ PHÓNG KẾT QUẢ KINH DOANH

Chúng tôi đưa ra các dự phóng về NT2 trong giai đoạn 2025F – 2036F dựa trên các giả định chính sau:

Chỉ tiêu	Giả định
<b>Sản lượng điện</b>	Sản lượng điện giai đoạn 2025 – 2036 được dự báo dựa trên sản lượng khí đầu vào, ước tính <b>dao động trong khoảng 2,5 – 3,1 tỷ kWh/năm</b> . Trong đó, <b>sản lượng Qc dự kiến đạt 1,9 – 2,3 tỷ kWh/năm</b> , phản ánh giả định rằng tỷ lệ $\alpha$ sẽ duy trì mức 80% cho đến năm 2027 sau đó giảm xuống 75% trong giai đoạn 2028 – 2036.
<b>Giá bán điện</b>	<p><b>Giá Pc: Dự kiến đạt 2.122,4 VND/kWh vào năm 2025 (-4,7% YoY) và tiếp tục giảm xuống 2.094,8 VND/kWh vào năm 2026 (-1,3% YoY)</b>, điều chỉnh theo giá mua khí tại nhà máy của doanh nghiệp với suất hao nhiệt dự kiến cao hơn ~4,4% so với thỏa thuận PPA.</p> <p><b>Giá Pm: Dự kiến nằm ở mức trần 1.740,1 VND/kWh (-9,7% YoY) trong năm 2025</b>, ngang mức giá trần do Bộ Công Thương quy định. <b>Sang năm 2026, giá Pm dự kiến tăng lên 1.904,4 VND/kWh (+9,4% YoY)</b>, phản ánh tác động của việc hệ thống gia tăng huy động các nguồn nhiệt điện do thời tiết chuyển về pha trung tính sau La Nina.</p> <p><b>Trong giai đoạn 2027 – 2036</b>, giá Pc kỳ vọng duy trì mức tăng 2,0 – 5,0%/năm theo giá mua khí, giá Pm dao động trong mức -4,4 – +11,2%/năm nhằm phản ánh (1) mức tăng giá chào của các nguồn nhiệt điện và (2) nhu cầu huy động nguồn các nguồn nhiệt điện và thủy điện dựa trên chu kỳ El Nino/La Nina.</p>
<b>Chi phí hoạt động</b>	<p><b>Chi phí nhiên liệu:</b> Chúng tôi ước tính <b>giá mua khí tại nhà máy bình quân trong năm 2025 của NT2 sẽ đạt 8,9 USD/MMBTU (-5,7% YoY)</b> và tiếp tục <b>giảm xuống 8,8 USD/MMBTU (-1,6% YoY) vào năm 2026</b>, đến từ xu hướng hạ nhiệt của giá dầu. Trong giai đoạn 2027 – 2036, chúng tôi dự phóng giá khí sẽ tăng 2,4 – 6,1% YoY theo mức trượt giá hàng năm của chi phí vận chuyển và nhà máy gia tăng tỷ trọng tiêu thụ khí từ mỏ mới.</p> <p><b>Chi phí khấu hao:</b> Chúng tôi dự phóng khoản chi phí khấu hao <b>phát sinh 563,6 tỷ VND (-18,0% YoY) trong năm 2025 và giảm xuống 154,5 tỷ VND (-72,6% YoY) trong năm 2026</b>, đến từ việc suy giảm giá trị khấu hao của tài sản cố định máy móc thiết bị.</p> <p><b>Dịch vụ mua ngoài:</b> <b>Dự kiến đạt 432,3 tỷ VND trong năm 2025 (+24,0% YoY) và giảm xuống mức 389,0 tỷ VND (-10,0% YoY) vào năm 2026</b>, biến động theo số giờ vận hành EOH và mức lạm phát kỳ vọng của các thiết bị máy móc nặng.</p>

Dựa trên các dự phóng trên, kết quả kinh doanh của NT2 trong giai đoạn 2025F – 2036F được thể hiện như sau:



Nguồn: NT2, FPT S tổng hợp & dự phóng

## VI. ĐỊNH GIÁ VÀ KHUYẾN NGHỊ

Chúng tôi định giá cổ phiếu NT2 theo phương pháp chiết khấu dòng tiền tự do doanh nghiệp FCFF và dòng tiền tự do vốn chủ sở hữu FCFE với trọng số 50 : 50. Theo đó, mức giá mục tiêu dựa trên giá trị bình quân của hai phương pháp là **19.300 VND/cp**, thấp hơn 2,9% so với mức giá đóng cửa ngày 17/03/2025. Do đó, chúng tôi khuyến nghị **THEO DÕI** đối với cổ phiếu NT2 cho thời điểm hiện tại. Nhà đầu tư có thể bán cổ phiếu NT2 ở thời điểm hiện tại do kết quả kinh doanh trong năm 2025F vẫn chưa khởi sắc. Nhà đầu tư có thể xem xét mua vào cổ phiếu NT2 ở giá 16.100 VND/cp với mức sinh lời kỳ vọng đạt 20% nhờ triển vọng lợi nhuận và tỷ suất cổ tức phục hồi trong giai đoạn 2026F – 2036F (*Quay lại trang 1*).

Phương pháp	Kết quả	Trọng số
<b>Phương pháp chiết khấu dòng tiền</b>		
Dòng tiền tự do doanh nghiệp FCFF	19.000	50%
Dòng tiền tự do vốn chủ sở hữu FCFE	19.600	50%
<b>Bình quân giá các phương pháp (VND/cp)</b>	<b>19.300</b>	

### CÁC GIẢ ĐỊNH THEO PHƯƠNG PHÁP CHIẾT KHẤU DÒNG TIỀN

Giả định mô hình	Giá trị	Giả định mô hình	Giá trị
WACC	10,36%	Phần bù rủi ro thị trường	9,38%
Chi phí sử dụng nợ	3,14%	Hệ số beta không đòn bẩy	0,80x
Chi phí sử dụng VCSH	12,46%	Tăng trưởng dài hạn	0%
Lãi suất phi rủi ro kỳ hạn 10 năm	3,09%	Thời gian dự phóng	12 năm

### KẾT QUẢ ĐỊNH GIÁ THEO PHƯƠNG PHÁP CHIẾT KHẤU DÒNG TIỀN

<b>Tổng hợp định giá FCFF</b>	<b>Giá trị</b>
Tổng giá trị hiện tại của dòng tiền doanh nghiệp (tỷ VND)	4.152
(+) Tiền mặt (tỷ VND)	2.330
(-) Nợ ngắn hạn và dài hạn (tỷ VND)	996
Giá trị vốn chủ sở hữu (tỷ VND)	5.486
Số cổ phiếu lưu hành (triệu cổ phiếu)	288
<b>Giá mục tiêu (VND/cp)</b>	<b>19.000</b>
<b>Tổng hợp định giá FCFE</b>	<b>Giá trị</b>
Giá trị hiện tại của dòng tiền vốn chủ sở hữu (tỷ VND)	5.638
<b>Giá mục tiêu (VND/cp)</b>	<b>19.600</b>

**TÓM TẮT BÁO CÁO TÀI CHÍNH DỰ PHÓNG**

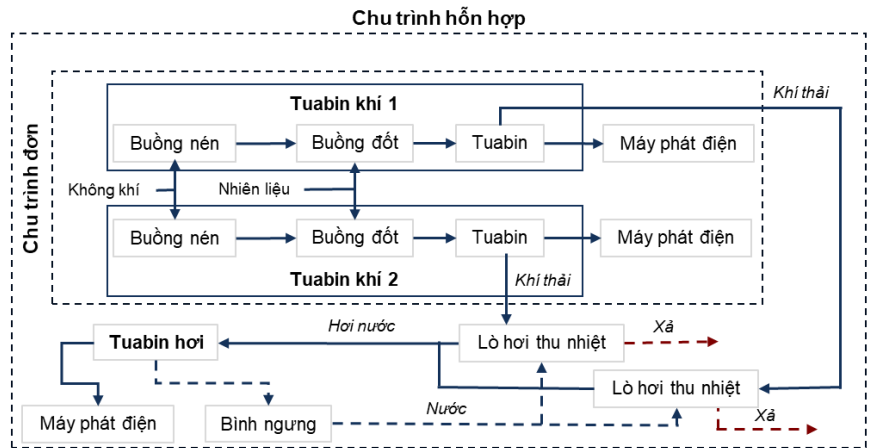
HĐKD (tỷ VND)	2024A	2025F	2026F	2027F
<b>Doanh thu thuần</b>	<b>5.952</b>	<b>5.574</b>	<b>5.090</b>	<b>5.915</b>
Giá vốn hàng bán	-5.915	-5.479	-4.561	-5.240
<b>Lợi nhuận gộp</b>	<b>37</b>	<b>95</b>	<b>529</b>	<b>676</b>
Chi phí bán hàng	0	0	0	0
Chi phí quản lý DN	-79	-74	-68	-79
<b>Lợi nhuận thuần HĐKD</b>	<b>-43</b>	<b>20</b>	<b>461</b>	<b>597</b>
(Lỗ)/lãi HĐTC	96	96	97	95
Lợi nhuận khác	72	-1	-1	-2
<b>Lợi nhuận trước thuế, lãi vay</b>	<b>126</b>	<b>115</b>	<b>556</b>	<b>690</b>
Chi phí lãi vay	-35	-32	-32	-27
<b>Lợi nhuận trước thuế</b>	<b>91</b>	<b>83</b>	<b>524</b>	<b>663</b>
Thuế TNDN	-18	-8	-105	-133
<b>Lợi nhuận sau thuế</b>	<b>72</b>	<b>75</b>	<b>419</b>	<b>531</b>
Lợi ích cổ đông thiểu số	0	0	0	0
<b>LNST của cổ đông CT Mẹ</b>	<b>72</b>	<b>75</b>	<b>419</b>	<b>531</b>
EPS (đ)	240	260	1.456	1.843
EBITDA	813	678	711	845
Khấu hao	687	564	155	155
Tăng trưởng doanh thu	-7%	-6%	-9%	16%
Tăng trưởng LN HĐKD	-110%	-147%	2180%	29%
Tăng trưởng EBIT	-77%	-9%	384%	24%
Tăng trưởng EPS	-84%	8%	460%	27%
<b>Chỉ số khả năng sinh lời</b>	<b>2024A</b>	<b>2025F</b>	<b>2026F</b>	<b>2027F</b>
Tỷ suất lợi nhuận gộp	0,6%	1,7%	10,4%	11,4%
Tỷ suất LNST	1,2%	1,3%	8,2%	9,0%
ROE DuPont	1,7%	1,9%	11,3%	13,2%
ROA DuPont	0,8%	0,8%	4,8%	6,2%
Tỷ suất EBIT/doanh thu	2,1%	2,1%	10,9%	11,7%
LNST / EBIT	72,2%	72,4%	94,2%	96,1%
LNST/LNNT	79,7%	90,0%	80,0%	80,0%
Vòng quay tổng tài sản	64,5%	58,4%	58,5%	69,1%
Đòn bẩy tài chính	216,9%	243,6%	234,8%	213,1%
<b>Chỉ số hiệu quả vận hành</b>	<b>2024A</b>	<b>2025F</b>	<b>2026F</b>	<b>2027F</b>
Thời gian luân chuyển tiền	-56,90	-95,41	-109,20	-80,65
Số ngày phải thu	163,22	190,04	192,55	152,08
Số ngày tồn kho	18,29	21,34	22,59	19,19
Số ngày phải trả	238,41	306,78	324,35	251,92
COGS / Hàng tồn kho	22,72	16,47	14,80	20,43
<b>Chỉ số TK/đòn bẩy TC</b>	<b>2024A</b>	<b>2025F</b>	<b>2026F</b>	<b>2027F</b>
CS thanh toán hiện hành	1,01	1,05	1,16	1,23
CS thanh toán nhanh	0,96	0,99	1,10	1,16
CS thanh toán tiền mặt	0,40	0,43	0,50	0,59
CS thanh toán nhanh	0,96	0,99	1,10	1,16
CS thanh toán tiền mặt	0,40	0,43	0,50	0,59
Nợ / Tài sản	0,58	0,60	0,55	0,51
Nợ dài hạn / Vốn CSH	0,00	0,00	0,00	0,00
Khả năng TT lãi vay	3,60	3,63	17,13	25,53
Nợ dài hạn / Vốn CSH	0,00	0,00	0,00	0,00
Khả năng TT lãi vay	3,60	3,63	17,13	25,53

ĐDKT (tỷ VND)	2024A	2025F	2026F	2027F
<b>Tài sản</b>				
Tiền và tương đương	2.330	2.327	2.304	2.645
Các khoản phải thu	2.997	2.807	2.563	2.366
Hàng tồn kho	333	308	256	295
Tài sản ngắn hạn khác	252	233	194	223
<b>Tổng tài sản ngắn hạn</b>	<b>5.912</b>	<b>5.675</b>	<b>5.318</b>	<b>5.528</b>
Tài sản CĐHH	1.442	905	750	597
<i>Nguyên giá</i>	11.364	11.391	11.391	11.392
<i>Khấu hao lũy kế</i>	-9.922	-10.486	-10.641	-10.795
Đầu tư tài chính dài hạn	0	0	0	0
Tài sản dài hạn khác	2.661	2.492	2.276	2.645
Xây dựng cơ bản dở dang	0	0	0	0
<b>Tổng tài sản dài hạn</b>	<b>4.103</b>	<b>3.397</b>	<b>3.026</b>	<b>3.242</b>
<b>Tổng Tài sản</b>	<b>10.015</b>	<b>9.072</b>	<b>8.344</b>	<b>8.770</b>
<b>Nợ &amp; Vốn chủ sở hữu</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
Vay và nợ ngắn hạn	996	1.021	850	976
Các khoản phải trả	4.827	4.384	3.722	3.511
Quỹ khen thưởng	12	12	11	12
<b>Nợ ngắn hạn</b>	<b>5.836</b>	<b>5.416</b>	<b>4.583</b>	<b>4.499</b>
Vay và nợ dài hạn	0	0	0	0
Phải trả dài hạn khác	0	0	0	0
<b>Nợ dài hạn</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>
<b>Tổng nợ</b>	<b>5.836</b>	<b>5.416</b>	<b>4.583</b>	<b>4.499</b>
Vốn góp chủ sở hữu	2.879	2.879	2.879	2.879
Thặng dư	0	0	0	0
LN chưa phân phối	1.074	566	690	1.178
Các khoản khác	226	212	193	214
Lợi ích cổ đông thiểu số	0	0	0	0
<b>Vốn chủ sở hữu</b>	<b>4.179</b>	<b>3.656</b>	<b>3.761</b>	<b>4.271</b>
<b>Tổng cộng nguồn vốn</b>	<b>10.015</b>	<b>9.072</b>	<b>8.344</b>	<b>8.770</b>
<b>Lưu chuyển tiền tệ</b>	<b>2024A</b>	<b>2025F</b>	<b>2026F</b>	<b>2027F</b>
<b>Tiền đầu năm</b>	<b>2.102</b>	<b>2.330</b>	<b>2.327</b>	<b>2.304</b>
<b>Lợi nhuận sau thuế</b>	<b>71</b>	<b>75</b>	<b>419</b>	<b>531</b>
Khấu hao	687	564	155	155
Dự phòng	0	0	0	0
Thay đổi vốn lưu động và điều chỉnh khác	-230	-64	-137	-470
<b>Tiền từ hoạt động KD</b>	<b>528</b>	<b>574</b>	<b>436</b>	<b>215</b>
Thanh lý tài sản cố định	0	0	0	0
Chi mua sắm TSCĐ	-4	-27	0	-2
Các HĐ đầu tư khác	-63	0	0	0
<b>Tiền từ HĐ đầu tư</b>	<b>-67</b>	<b>-27</b>	<b>0</b>	<b>-2</b>
Thay đổi nợ	-204	25	-171	126
Tăng (giảm) vốn	0	0	0	0
Cổ tức đã trả	-201	-576	-288	0
Các hoạt động TC khác	0	0	0	0
<b>Tiền từ hoạt động TC</b>	<b>-405</b>	<b>-551</b>	<b>-459</b>	<b>126</b>
Tổng lưu chuyển tiền tệ	56	-4	-23	340
Chênh lệch tỷ giá	0	0	0	0
<b>Tiền cuối năm</b>	<b>2.330</b>	<b>2.327</b>	<b>2.304</b>	<b>2.645</b>

**VII. PHỤ LỤC**
**PHỤ LỤC 1: TỔNG QUAN VẬN HÀNH NHÀ MÁY ĐIỆN TUABIN KHÍ**
*(Quay lại)*
**❖ Quy trình sản xuất điện trong nhà máy nhiệt điện khí**

Nhà máy điện tuabin khí là loại nhà máy phát điện sử dụng tuabin khí làm động cơ chính để chuyển hóa năng lượng từ nhiên liệu thành điện năng. Quá trình vận hành của nhà máy diễn ra theo ba giai đoạn chính: nén không khí, đốt cháy nhiên liệu, và tạo công suất từ tuabin.

Đầu tiên, không khí từ môi trường bên ngoài được hút vào và nén lại bằng máy nén khí. Khi bị nén, không khí tăng áp suất và nhiệt độ, giúp quá trình đốt cháy diễn ra hiệu quả hơn. Tiếp theo, nhiên liệu, chủ yếu là khí tự nhiên, được phun vào buồng đốt, trộn với không khí nén và đốt cháy. Quá trình này tạo ra khí nóng có áp suất cao. Cuối cùng, luồng khí nóng giãn nở qua tuabin, làm quay cánh tuabin và tạo ra cơ năng. Tuabin được kết nối trực tiếp với máy phát điện để biến đổi cơ năng thành điện năng.

**Sơ đồ vận hành nhà máy điện khí của NT2**

**❖ Đặc điểm thiết kế của tuabin khí**

Công nghệ sản xuất nhiệt điện khí được chia thành hai loại chính:

**(1) Công nghệ tuabin khí chu trình đơn (SCGT/OCGT)**

Đây là công nghệ sử dụng tuabin khí độc lập để phát điện, còn gọi là **chu trình hở**. Công nghệ này có hiệu suất chuyển đổi năng lượng khá thấp, thường tương đương hoặc thấp hơn so với tuabin hơi trong nhà máy nhiệt điện than. Tuy nhiên, chi phí đầu tư thấp giúp công nghệ này trở thành lựa chọn phù hợp cho các nhà máy quy mô nhỏ, dùng làm nguồn điện dự phòng hoặc chạy phủ đỉnh khi nhu cầu điện tăng đột biến.

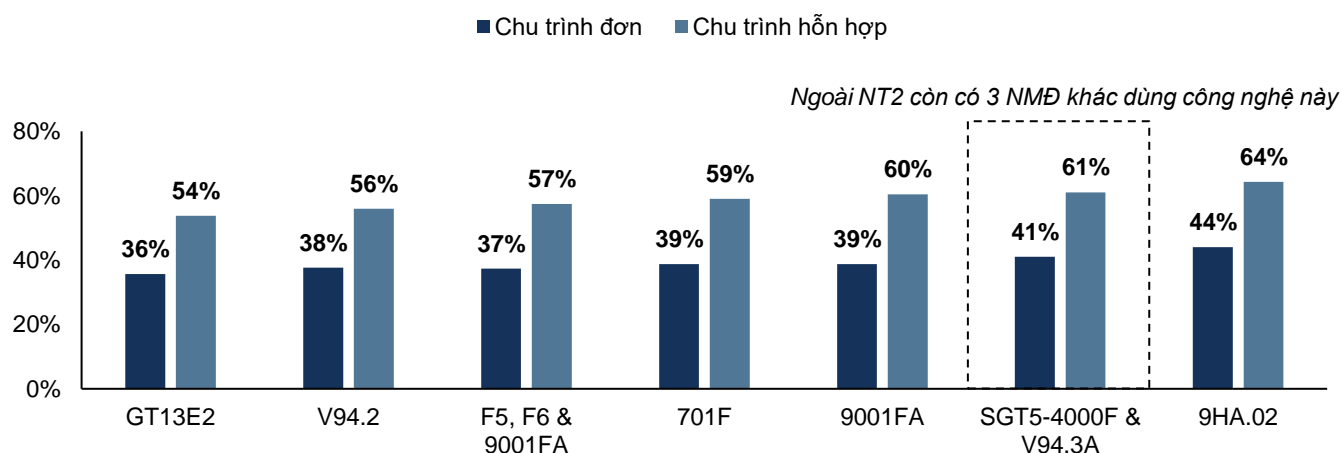
**(2) Công nghệ tuabin khí chu trình hỗn hợp (CCGT)**

Công nghệ này là một phiên bản nâng cấp của tuabin khí chu trình đơn. Điểm khác biệt lớn nhất là thay vì để khí thải nóng thoát ra môi trường, công nghệ CCGT tận dụng nguồn nhiệt dư thừa bằng cách sử dụng **lò hơi thu hồi nhiệt** để tạo ra hơi nước, cung cấp cho tuabin hơi vận hành tương tự như trong nhà máy nhiệt điện than. Nhờ tận dụng nhiệt thải, công nghệ này có thể đạt hiệu suất chuyển đổi năng lượng rất cao, lên đến **65%**, giúp tối ưu hóa sản xuất điện và tiết kiệm nhiên liệu.



**❖ Tổng quan công nghệ tuabin khí được sử dụng bởi các nhà máy điện trong nước**
*(Quay lại)*

Nhà máy điện	Loại tuabin khí / NSX	Công suất đặt (MW)	Năm vận hành
Bà Rịa	F5, F6 / GE Vernova	390	1995
Phú Mỹ 2.1	GT13E2 / Alstom	450	1997
Phú Mỹ 2.1 MR	V94.2 / Siemens	440	1999
Phú Mỹ 1	701F / Mitsubishi	1.090	2001
Phú Mỹ 3	V94.3A / Siemens	720	2003
Phú Mỹ 4	GT13E2 / Alstom	450	2004
Phú Mỹ 2.2	9001FA / GE Vernova	720	2005
Cà Mau 1	SGT5-4000F / Siemens	750	2008
Cà Mau 2	SGT5-4000F / Siemens	750	2008
Nhơn Trạch 1	GT13E2 / Alstom	450	2009
<b>Nhơn Trạch 2</b>	<b>SGT5-4000F / Siemens</b>	<b>750</b>	<b>2011</b>
Nhơn Trạch 3	9HA.02 / GE Vernova	650	2025F
Nhơn Trạch 4	9HA.02 / GE Vernova	880	2025F

*Nguồn: FPT S tổng hợp*
**Hiệu suất thiết kế của các loại tuabin khí đang được sử dụng**

*Nguồn: FPT S tổng hợp*

## PHỤ LỤC 2: CƠ CHẾ HỢP ĐỒNG MUA BÁN ĐIỆN PPA CHO CÁC NHÀ MÁY ĐIỆN

### ❖ Nguyên tắc xác định giá bán điện hợp đồng (Pc)

(*Quay lại Suất hao nhiệt*), (*Quay lại Đầu ra*)

Các nguyên tắc xác định giá Pc được quy định trong [Thông tư 07/2024/TT-BCT](#). Theo đó, giá Pc được xây dựng nhằm đảm bảo cho Chủ đầu tư nhà máy thu hồi được các chi phí hợp lý trong suốt vòng đời kinh tế của dự án và đạt được mức tỷ suất sinh lời nội bộ (IRR) không vượt quá 12%.

Nhìn chung, giá Pc giúp cho các nhà máy điện đảm bảo dòng tiền ổn định và hạn chế nhiều rủi ro. Ngoài việc giảm thiểu rủi ro từ biến động giá điện trên thị trường cạnh tranh, nhà máy còn có thể tránh được các rủi ro liên quan đến giá nhiên liệu, lạm phát, tỷ giá, ...

Công thức xác định giá Pc được quy định trong [Thông tư 07/2024/TT-BCT](#), cụ thể như sau:

$$\text{Giá hợp đồng trong năm (Pc)} = FC + FOMC + VC$$

Trong đó: **FC:** Giá cố định.

**FOMC:** Giá vận hành (nhân công) & bảo dưỡng sửa chữa trong năm.

**VC:** Giá biến đổi.

- **Giá cố định (FC):** Giúp chủ đầu tư thu hồi được các khoản chi phí cố định khi đầu tư xây dựng nhà máy. Hai bên sẽ thống nhất mức giá FC bình quân cho cả vòng đời của nhà máy dựa trên việc phân tích tài chính dự án, sau đó có thể lựa chọn áp dụng mức FC này cho toàn bộ vòng đời của nhà máy hoặc quy đổi thành giá cố định từng năm. Khi quy đổi, giá điện trong các năm đầu (thường gọi là profile) sẽ cao hơn để giúp chủ đầu tư chi trả nợ vay và rồi giảm xuống khi nợ vay được trả hết. Một số thông số cần thiết để tính toán FC được quy định như sau:

Tổng mức đầu tư	Đời sống kinh tế	Điện năng phát bình quân nhiều năm	Tỷ lệ điện tự dùng
Bao gồm toàn bộ chi phí liên quan đến việc đầu tư của đơn vị phát điện, tính từ điểm đấu nối của nhà máy điện.	Nhiệt điện than: 20 năm. Tuabin khí CTHH: 25 năm. Thủy điện: 40 năm.	Nhiệt điện: Xác định theo công suất đầu cực theo thiết kế được duyệt và Tmax <sup>5</sup> của nhà máy điện. Thủy điện: Xác định theo thiết kế cơ sở được duyệt.	Là giá trị nhỏ hơn của giá trị được xác định theo thiết kế cơ sở được duyệt của nhà máy điện hoặc xác định theo tài liệu kỹ thuật.
Thời gian trích khấu hao từng nhóm TSCĐ	Tỷ lệ vốn chủ sở hữu và vốn vay	Lãi suất vay vốn	Thuế
Xác định dựa trên thời gian trích khấu hao của từng nhóm tài sản cố định theo khung thời gian trích khấu hao quy định.	Được xác định trên căn cứ quyết định phê duyệt dự án đầu tư và thực tế huy động vốn cho dự án tại thời điểm đàm phán.	Căn cứ vào hợp đồng vay vốn và các văn bản tài liệu giữa chủ đầu tư và tổ chức tín dụng hoặc ngân hàng cho vay.	Xác định theo quy định của pháp luật liên quan.

- **Giá vận hành & bảo dưỡng (FOMC):** Giúp chủ đầu tư thu hồi các chi phí liên quan đến vận hành và bảo dưỡng nhà máy, bao gồm nhân công, chi phí sửa chữa lớn, và một số chi phí khác. FOMC thường sẽ được xác định trong năm cơ sở, sau đó được điều chỉnh theo tỷ lệ lạm phát hoặc mức lương tối thiểu trong các năm tiếp theo.
- **Giá biến đổi (VC):** Giúp chủ đầu tư thu hồi chi phí biến đổi, trong đó phần lớn là chi phí nhiên liệu. Cấu thành của VC được quy định trong [Thông tư 07/2024/TT-BCT](#), bao gồm các thành phần sau:

$$VC = VC_{\text{nhiên liệu chính}} + VC_{\text{nhiên liệu phụ}} + VC_{\text{khác}} + \text{Giá vận chuyển nhiên liệu chính}$$

<sup>5</sup> Tmax: Số giờ vận hành công suất cực đại bình quân nhiều năm của nhà máy, xác định theo thiết kế được duyệt nhưng không thấp hơn 6.000 giờ với nhiệt điện khí chu trình hỗn hợp và 6.500 giờ với nhiệt điện than.

VC sẽ được điều chỉnh hàng tháng theo biến động giá của các loại nhiên liệu, giúp nhà máy hạn chế được rủi ro từ thay đổi giá nhiên liệu. Việc điều chỉnh giá này dựa vào hai yếu tố (1) biến động giá nhiên liệu và (2) suất hao nhiệt. Nhờ cơ chế điều chỉnh này, nhà máy có thể bảo vệ lợi nhuận khỏi sự biến động của thị trường nhiên liệu, đồng thời khuyến khích việc cải thiện hiệu suất sử dụng nhiên liệu. Cụ thể điều chỉnh giá biến đổi nhiên liệu chính được xác định như sau:

$$VC_{\text{nhiên liệu chính}} = HR * k_{HR} * P_{\text{nhiên liệu chính}} * [1 + (I - 1) * k_{HS}]$$

Trong đó: **HR**: Suất hao nhiệt thỏa thuận theo hợp đồng, dựa theo thiết kế hoặc thông số của thiết bị.

**k<sub>HR</sub>**: Hệ số quy đổi suất hao nhiệt về điều kiện thực tế.

**P<sub>nhiên liệu chính</sub>**: Giá nhiên liệu chính bình quân trong tháng.

**I**: Số năm vận hành của nhà máy.

**k<sub>HS</sub>**: Hệ số suy giảm công suất (%).

(\*) Tỷ lệ chuyển đổi chi phí vận chuyển các nhóm nhiên liệu vào giá hợp đồng cũng sẽ phụ thuộc vào hiệu quả vận hành của nhà máy, do chi phí vận chuyển được nhân với suất hao nhiệt tính thỏa thuận trong PPA.

#### ❖ Nguyên tắc xác định sản lượng điện hợp đồng (Qc) ([Quay lại](#))

Sản lượng điện hợp đồng (Qc) trước tiên được xác định ở cấp độ năm (Qc năm), sau đó được phân bổ theo từng tháng và tiếp đến chia nhỏ theo từng chu kỳ giao dịch. Hiện nay, các quy định về Qc đã trở nên linh hoạt hơn, cho phép các bên tự thỏa thuận và đàm phán các điều khoản liên quan đến sản lượng Qc.

Nguyên tắc xác định sản lượng Qc được quy định trong [Thông tư 21/2024/TT-BCT](#). Sản lượng hợp đồng năm của nhà máy nhiệt điện qua đó được xác định theo công thức sau:

$$Qc = \alpha * AGO$$

Trong đó: **α**: Tỷ lệ sản lượng thanh toán theo hợp đồng áp dụng trong năm.

**AGO**: Tổng sản lượng kế hoạch trong năm của nhà máy điện.

- **Xác định tỷ lệ α**: Trước đây, Cục Điều tiết Điện lực (ERAV) có trách nhiệm tính toán và công bố tỷ lệ α cho các nhà máy điện dựa trên loại hình công nghệ. Tuy nhiên, kể từ năm 2019, Thông tư 24/2019/TT-BCT đã sửa đổi các quy định, cho phép các bên mua và bán điện tự thỏa thuận và thống nhất tỷ lệ α. Mặc dù vậy, tỷ lệ này vẫn bị giới hạn trong khoảng 60 – 100% sản lượng điện kế hoạch trong năm của nhà máy.
- **Xác định AGO**: AGO của nhà máy được NSMO xác định trong Kế hoạch vận hành thị trường điện năm tiếp theo. Trong bản kế hoạch này, NSMO sẽ mô phỏng thị trường điện trong năm tới và tính toán sản lượng điện dự kiến (EGO) của các nhà máy điện. Dựa trên các kết quả mô phỏng đó, NSMO sẽ xác định AGO của nhà máy theo công thức sau:

$$AGO = EGO \text{ nếu } a \times GO \leq EGO \leq b \times GO$$

$$AGO = a \times GO \text{ nếu } EGO < a \times GO$$

$$AGO = b \times GO \text{ nếu } EGO > b \times GO$$

Trong đó: **EGO**: sản lượng điện dự kiến của nhà máy, được tính toán từ mô phỏng thị trường điện.

**GO**: Sản lượng điện năng phát bình quân nhiều năm của nhà máy điện được quy định trong hợp đồng mua bán điện.

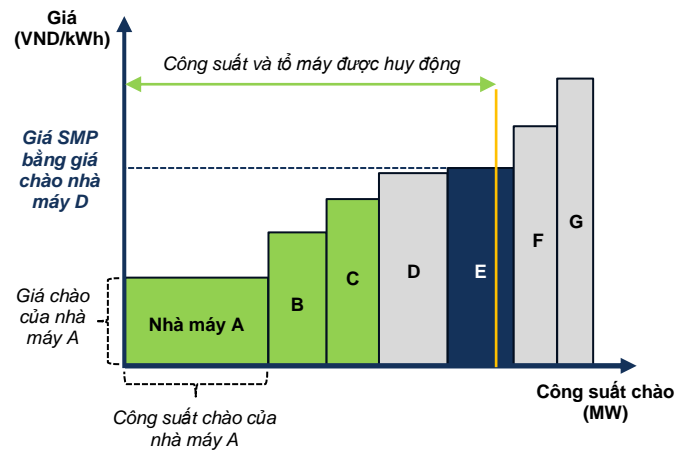
**a, b**: Hệ số hiệu chỉnh sản lượng năm do Bộ Công Thương công bố, trừ trường hợp đơn vị phát điện và đơn vị mua điện có thỏa thuận khác và thống nhất trong hợp đồng mua bán điện.

**PHỤ LỤC 3: CƠ CHẾ VẬN HÀNH THỊ TRƯỜNG ĐIỆN CẠNH TRANH**
*(Quay lại)*
**❖ Cơ chế chào giá và huy động**

Trong mô hình thị trường điện hiện tại, chỉ các nhà máy điện – bên bán – mới được phép chào giá. Cơ chế chào giá được áp dụng theo nguyên tắc **dựa trên chi phí (cost-based pricing)**. Các nhà máy điện được quy định mức giá chào trong khoảng từ giá sàn (0 – 1 VND/kWh) đến giá trần, với mức giá trần được xác định dựa trên chi phí biến đổi đối với các nhà máy nhiệt điện và giá trị nước<sup>6</sup> với các nhà máy thủy điện.

NSMO sẽ tính toán và lập lịch huy động các nhà máy điện dựa trên bản chào giá của các tổ máy, dự báo phụ tải hệ thống và các ràng buộc vận hành. Việc huy động tuân theo nguyên tắc **tối thiểu hóa chi phí mua điện** trong từng chu kỳ giao dịch. Theo đó, các nhà máy có giá chào thấp sẽ được huy động trước, sau đó đến các nhà máy có giá chào cao hơn, cho đến khi đáp ứng đủ nhu cầu tiêu thụ điện của hệ thống.

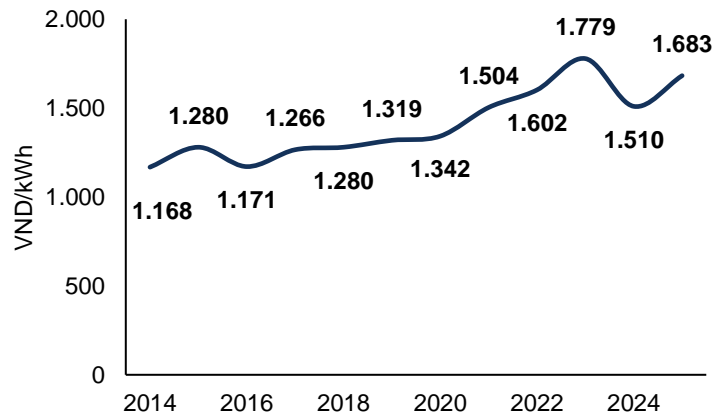
Đơn vị sau đó sẽ công bố lịch huy động cho ngày tiếp theo trước 16h hàng ngày sau khi hoàn tất tính toán. Trong ngày giao dịch, NSMO sẽ liên tục cập nhật, điều chỉnh và công bố lịch huy động trước mỗi chu kỳ giao dịch, nhằm đảm bảo hệ thống vận hành hiệu quả và đáp ứng chính xác nhu cầu tiêu thụ điện thực tế.

**Lập lịch huy động trên thị trường điện**

*Nguồn: FPTS tổng hợp*
**❖ Cơ chế giá thị trường**

Mức giá mà tất cả các nhà máy điện tham gia thị trường nhận được được tính theo công thức: **FMP = SMP + CAN**.

Trong đó, **SMP (System Marginal Price)** là mức giá chung mà các nhà máy điện trên thị trường được áp dụng. SMP được xác định bằng giá chào của tổ máy cuối cùng được huy động (tổ máy có giá chào cao nhất) và bị giới hạn bởi mức giá trần do NSMO tính toán và công bố hàng năm. **CAN (Capacity Payment)** là mức giá công suất bổ sung nhằm giúp các nhà máy thu hồi chi phí cố định, do giá chào trên thị trường chủ yếu phản ánh chi phí biến đổi.

Ngoài hai thành phần trên, còn có các thành phần giá bù trừ (uplift) không được chúng tôi đề cập chi tiết trong báo cáo do ảnh hưởng không đáng kể và phương pháp tính toán phức tạp.

**Giá trần SMP công bố các năm**

*Nguồn: NSMO, ERAV, FPTS tổng hợp*
**❖ Cơ chế thanh toán và công bố giá**

Giá thị trường được tính toán và công bố sau 2 ngày kể từ ngày giao dịch, đảm bảo tính minh bạch và chính xác trong hệ thống thanh toán. Các khoản thanh toán được thực hiện thông qua NSMO – đơn vị trung gian thu tiền từ bên mua điện và thanh toán lại cho các nhà máy điện bán điện trên thị trường.

<sup>6</sup> Giá trị nước: Mức giá biên kỳ vọng tính toán cho lượng nước tích trong các hồ thủy điện khi được sử dụng để phát điện thay thế cho các nguồn nhiệt điện (VND/kWh).

## Tuyên bố miễn trách nhiệm

Các thông tin và nhận định trong báo cáo này được cung cấp bởi FPTTS dựa vào các nguồn thông tin mà FPTTS coi là đáng tin cậy, có sẵn và mang tính hợp pháp. Tuy nhiên, chúng tôi không đảm bảo tính chính xác hay đầy đủ của các thông tin này.

Nhà đầu tư sử dụng báo cáo này cần lưu ý rằng các nhận định trong báo cáo này mang tính chất chủ quan của chuyên viên phân tích FPTTS. Nhà đầu tư sử dụng báo cáo này tự chịu trách nhiệm về quyết định của mình.

FPTTS có thể dựa vào các thông tin trong báo cáo này và các thông tin khác để ra quyết định đầu tư của mình mà không bị phụ thuộc vào bất kỳ ràng buộc nào về mặt pháp lý đối với các thông tin đưa ra.

Báo cáo này không được sao chép, phát hành và phân phối dưới bất kỳ hình thức nào nếu không được sự chấp thuận của FPTTS. Xin vui lòng ghi rõ nguồn trích dẫn nếu sử dụng các thông tin từ báo cáo này.

Tại thời điểm thực hiện báo cáo phân tích, FPTTS nắm giữ 0 cổ phiếu NT2, người phê duyệt và chuyên viên phân tích không nắm giữ cổ phiếu nào của doanh nghiệp này.

Các thông tin có liên quan đến chứng khoán khác hoặc các thông tin chi tiết liên quan đến cổ phiếu này có thể được xem tại <https://ezsearch.fpts.com.vn> hoặc sẽ được cung cấp khi có yêu cầu chính thức.

Bản quyền © 2010 Công ty chứng khoán FPT

### **Công ty Cổ phần Chứng khoán FPT**

#### **Trụ sở chính**

52 Lạc Long Quân, Phường Bưởi, Quận Tây Hồ, Hà Nội, Việt Nam.

ĐT: 1900 6446

Fax: (84.24) 3 773 9058

### **Công ty Cổ phần Chứng khoán FPT**

#### **Chi nhánh TP. Hồ Chí Minh**

Tầng 3, 136 – 138 Lê Thị Hồng Gấm, Quận 1, TP. Hồ Chí Minh, Việt Nam.

ĐT: 1900 6446

Fax: (84.28) 6 291 0607

### **Công ty Cổ phần Chứng khoán FPT**

#### **Chi nhánh TP. Đà Nẵng**

100, Quang Trung, Phường Thạch Thang, Quận Hải Châu, TP. Đà Nẵng, Việt Nam.

ĐT: 1900 6446

Fax: (84.236) 3553 888