

## Sự rõ ràng trong pháp lý sẽ giúp khôi phục niềm tin vào ngành điện

### Natalie Nguyễn

Trưởng Phòng, Ngành Năng Lượng  
 natalie.nguyen@hsc.com.vn  
 +84 28 3823 3299 Ext. 110

### Nguyễn Hoàng Nam

Giám Đốc, Ngành Năng Lượng  
 nam.nhoang@hsc.com.vn  
 +84 28 3823 3299 Ext. 190

- Các lo ngại pháp lý về điều kiện hưởng giá FIT đã ảnh hưởng tiêu cực đến tâm lý NĐT, khi 172 dự án năng lượng tái tạo có nguy cơ bị giảm giá FIT do chậm được cấp văn bản chấp thuận kết quả nghiệm thu (CCA). Tuy nhiên, các đề xuất mới của EVN cho thấy sự chuyển hướng tích cực, nhằm vừa duy trì khả năng triển khai dự án, vừa đảm bảo tuân thủ pháp luật.
- Giải pháp mới nhất đã đưa ra hướng xử lý cân bằng, cho phép các dự án có CCA tiếp tục áp dụng mức giá FIT gốc và các dự án chưa có CCA tạm thời nhận mức giá chuyển tiếp. Khi được cấp CCA, giá FIT gốc sẽ được khôi phục, phần thanh toán dự sẽ được thu hồi dần thông qua khấu trừ.
- Tâm lý NĐT có thể cải thiện trên toàn ngành, với GEG, REE và HDG là các bên hưởng lợi trực tiếp. HSC duy trì đánh giá tích cực cho triển vọng của ngành điện.

### Giảm bớt sự bất định chính sách nhờ đề xuất mới

Cuộc rà soát của Chính phủ đối với 172 dự án năng lượng tái tạo đã làm dấy lên lo ngại lớn về tính hợp lệ của các dự án trong các chương trình đã được hưởng giá FIT. Cốt lõi của vấn đề là việc cấp CCA chậm, có thể khiến nhiều dự án mất quyền hưởng mức giá FIT gốc. Điều này làm gia tăng lo ngại về khả năng giá FIT giảm mạnh, ảnh hưởng tiêu cực tới lợi nhuận và niềm tin NĐT. Tuy nhiên, các giải pháp được EVN đề xuất gần đây cho thấy sự dịch chuyển theo hướng thực tế hơn, thể hiện tín hiệu hỗ trợ về mặt chính sách cho sự phát triển liên tục của lĩnh vực năng lượng tái tạo.

### Giải pháp mang tính thỏa hiệp tích cực

Theo phương án mới nhất của EVN, các dự án có CCA hợp lệ sẽ được giữ nguyên giá FIT gốc, bất kể thời điểm cấp CCA là lúc nào. Các dự án chưa có CCA sẽ tạm thời được thanh toán theo mức giá chuyển tiếp cho tới khi có phê duyệt chính thức. Khi được cấp CCA, giá FIT gốc sẽ được khôi phục và phần chênh lệch thanh toán trong giai đoạn trước đó sẽ được thu hồi dần thông qua khấu trừ. Phương án này cân bằng giữa yêu cầu thực thi pháp luật và đảm bảo ổn định tài chính, giúp các nhà phát triển dự án duy trì lợi nhuận, đảm bảo khả năng triển khai và tiếp tục thu hút đầu tư – yếu tố đặc biệt quan trọng khi Việt Nam đang đẩy nhanh lộ trình phát triển năng lượng tái tạo và hạ tầng điện.

### Tiềm năng cải thiện tâm lý toàn ngành

Giải pháp được đề xuất nếu được chấp thuận có thể khôi phục niềm tin thị trường. Các nhà phát triển niềm yết như GEG, REE và HDG (niềm yết, chưa khuyến nghị) là những bên hưởng lợi tiềm năng song HSC đánh giá triển vọng chung của ngành cũng được cải thiện đáng kể. PC1 (Mua vào) vẫn là lựa chọn hàng đầu của chúng tôi trong ngành điện nhờ sự hiện diện lớn trong mảng hạ tầng lưới điện, phát triển năng lượng tái tạo và thế mạnh trong mảng EPC, tiếp đến là GEG (Tăng tỷ trọng) nhờ danh mục năng lượng sạch đa dạng. Sản lượng thủy điện ngắn hạn cũng được hỗ trợ bởi điều kiện thời tiết ENSO trung tính, giúp củng cố kết quả HĐKD chung của ngành trong nửa cuối năm 2025.

*Bản gốc bằng tiếng Anh của báo cáo này được phát hành vào ngày 14/8.*

Mã CK	Giá (đồng)	Khuyến nghị		Giá mục tiêu (đồng)		Tiềm năng tăng/giảm (%)	P/E (lần)		EV/EBITDA (lần)		L.suất cổ tức (%)	
		Mới	Cũ	Mới	Th.đổi (%)		2025F	2026F	2025F	2026F	2025F	2026F
GEG	17,200	Tăng tỷ trọng	-	18,800	-	9.30	9.30	13.6	6.15	6.54	0	0
REE	68,500	Nắm giữ	-	69,130	-	0.92	13.9	14.6	9.75	9.83	1.90	1.90

*Giá cổ phiếu tại ngày 13/8/2025.  
 Nguồn: Công ty, FactSet, HSC*

## Nút thắt được tháo gỡ, tâm lý cải thiện

Cuộc rà soát pháp lý đối với 172 dự án năng lượng tái tạo đã làm dấy lên lo ngại về điều kiện hưởng giá FIT, với phần lớn dự án có nguy cơ bị giảm giá do chậm được cấp văn bản chấp thuận kết quả nghiệm thu (CCA). Tuy nhiên, các giải pháp EVN vừa đề xuất nếu được chấp thuận có thể giúp giảm rủi ro giảm giá bằng cách duy trì khả năng hưởng FIT, cho thấy định hướng của Chính phủ trong việc thúc đẩy điện tái tạo. Trong khi đó, sản lượng thủy điện ngắn hạn tiếp tục được hỗ trợ nhờ điều kiện thời tiết thuận lợi trong bối cảnh ENSO trung tính. Các doanh nghiệp niêm yết hưởng lợi từ đề xuất mới của EVN gồm GEG, REE và HDG; HSC coi đây là yếu tố hỗ trợ tâm lý chung cho toàn ngành. PC1 (Mua vào) là lựa chọn hàng đầu của chúng tôi trong ngành, tiếp đến là GEG (Tăng tỷ trọng).

### Tín hiệu tích cực cho các dự án năng lượng tái tạo chịu giảm giá FIT

Theo Kết luận số 1027/KL-TTCT ngày 4/2023 của Thanh tra Chính phủ, một số dự án điện mặt trời và điện gió đã được công nhận Ngày vận hành thương mại (COD) và cho phép phát điện thương mại khi chưa có văn bản chấp thuận kết quả nghiệm thu hoàn thành công trình xây dựng (CCA) của cơ quan nhà nước có thẩm quyền. Việc này vi phạm nhiều quy định pháp luật, bao gồm Khoản 1 Điều 32 và Khoản 4 Điều 31 Nghị định 46/2015/NĐ-CP, Khoản 4 Điều 123 Luật Xây dựng và các Thông tư liên quan của Bộ Công Thương. Do đó, Bộ Công Thương phối hợp với EVN đã được yêu cầu rà soát, xử lý các vi phạm theo quy định. Theo đó, bất kỳ dự án nào được xác định là đã hưởng lợi không đúng quy định từ cơ chế FIT do không đáp ứng điều kiện sẽ bị thu hồi mức giá FIT ban đầu và phải đàm phán lại giá mua điện theo quy định. Ngoài ra, phần chênh lệch giá FIT đã thanh toán vượt sẽ có thể bị thu hồi thông qua việc khấu trừ dần vào các khoản thanh toán tiền điện trong tương lai.

Hệ quả là nhiều dự án có thể đối mặt với việc giảm giá bán điện đáng kể, làm giảm lợi nhuận kỳ vọng. Điều này có thể ảnh hưởng tiêu cực đến niềm tin của NĐT đối với ngành điện Việt Nam, đặc biệt là khối NĐT nước ngoài, mặc dù tác động trực tiếp của diễn biến này đến các doanh nghiệp trong danh sách khuyến nghị của HSC là hạn chế. Tuy nhiên, EVN gần đây đã đề xuất một số phương án giải quyết mang tính thực tế và thân thiện hơn với NĐT để tháo gỡ nút thắt pháp lý liên quan đến thời điểm cấp CCA. Cụ thể, thay vì áp dụng hồi tố mức giá điện thấp hơn kể từ ngày COD đã điều chỉnh như ở Phương án 1 thì Phương án 2 cho phép các nhà phát triển dự án được giữ nguyên mức giá FIT ban đầu sau khi được cấp CCA, đồng thời hoàn trả phần chênh lệch đã nhận trong giai đoạn trước đó thông qua xử phạt hành chính và khấu trừ dần vào các khoản thanh toán tiền điện. Cuối cùng, Phương án 3 – đề xuất mới nhất của EVN – cho phép các dự án đã có CCA được giữ nguyên mức giá FIT gốc kể từ ngày COD theo hợp đồng mua bán điện (PPA), trong khi các dự án chưa có CCA sẽ tạm thời được thanh toán theo mức giá trần của biểu giá chuyển tiếp cho tới khi được cấp CCA, sau đó mức giá FIT gốc cũng sẽ được khôi phục. HSC đánh giá Phương án 3 là giải pháp thực tế và thân thiện nhất với NĐT, có thể đóng vai trò quan trọng trong việc khôi phục ổn định thị trường và mở khóa dòng vốn đầu tư cho lĩnh vực năng lượng tái tạo tại Việt Nam trong tương lai.

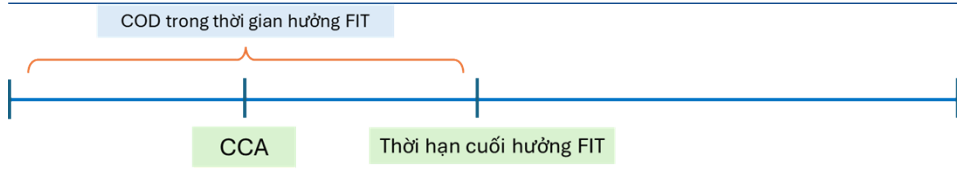
Trong các phần tiếp theo, HSC sẽ cung cấp cái nhìn tổng quan toàn diện về quá trình rà soát pháp lý hiện tại và những tác động của quá trình đối với ngành năng lượng tái tạo tại Việt Nam. Trước hết, chúng tôi tóm lược các phát hiện của EVN đối với nhóm dự án năng lượng tái tạo đang bị xem xét liên quan đến điều kiện hưởng giá FIT. Tiếp theo, chúng tôi điểm lại phản hồi chung từ 172 nhà phát triển dự án bị ảnh hưởng, những doanh nghiệp đã bày tỏ lo ngại về việc điều chỉnh giá điện. Sau đó, chúng tôi trình bày các động thái mới nhất của cơ quan quản lý với các phương án giải quyết được đề xuất nhằm tháo gỡ tình hình tranh cãi hiện nay. Cuối cùng, chúng tôi xác định một số bên hưởng lợi đáng chú ý, bao gồm các doanh nghiệp niêm yết trong danh sách khuyến nghị của HSC, có thể được hưởng lợi đáng kể nếu Phương án 3 – thuận lợi hơn – được triển khai.

### Tóm tắt kết quả rà soát của EVN đối với các dự án năng lượng tái tạo đang bị điều tra

Trong khuôn khổ một đợt rà soát toàn diện, EVN đã kiểm tra CCA của các nhà máy điện mặt trời và điện gió hiện đang nhận thanh toán theo cơ chế giá FIT. Kết quả cho thấy có 172 nhà máy điện có CCA được cấp sau ngày COD, bao gồm 145 nhà máy điện mặt trời và 27 nhà máy điện gió. HSC tóm lược kết quả rà soát này thành ba kịch bản, như thể hiện ở Biểu đồ 1-3:

#### Biểu đồ 1: Các dự án đã được cấp CCA trước thời hạn FIT (Kịch bản 1)

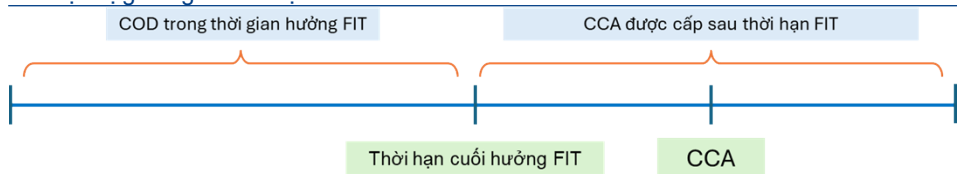
Không ảnh hưởng. Các dự án có thể tiếp tục hưởng mức giá FIT được xác định tại thời điểm COD



Nguồn: HSC ước tính

#### Biểu đồ 2: Các dự án được cấp CCA sau thời hạn hưởng giá FIT (Kịch bản 2)

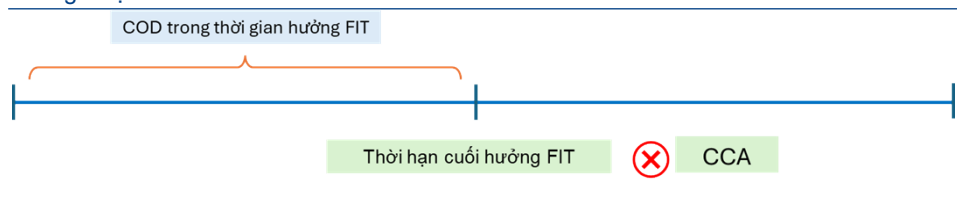
Các dự án không được hưởng cơ chế giá FIT tại thời điểm COD, và có thể phải đối mặt với việc bị giảm giá bán điện



Nguồn: HSC ước tính

#### Biểu đồ 3: Các dự án chưa được cấp CCA (Kịch bản 3)

Không được EVN thanh toán



Nguồn: HSC ước tính

Cụ thể, đối với 82 nhà máy điện mặt trời được hưởng giá FIT 1 (9,35 US cent/kWh), có 12 nhà máy được cấp CCA trong thời hạn hưởng FIT 1 hợp lệ và đang tạm thời được thanh toán đủ mức giá này. Có 25 nhà máy đang được thanh toán theo mức FIT 2 (7,09 US cent/kWh) do ngày cấp CCA rơi vào thời hạn của FIT 2. Hai nhà máy chưa có CCA đã bị tạm dừng thanh toán, trong khi 43 nhà máy đang được thanh toán theo mức giá trần của biểu giá chuyển tiếp (VND1.184,9/kWh) do CCA được cấp sau khi thời hạn hưởng FIT đã hết.

Đối với 63 nhà máy điện mặt trời được hưởng giá FIT 2, có 6 nhà máy có CCA hợp lệ và đang được thanh toán theo giá FIT 2, 8 nhà máy chưa có CCA nên chưa được thanh toán, và 49 nhà máy còn lại đang được thanh toán theo mức giá trần của biểu giá chuyển tiếp do không kịp thời hạn hưởng FIT. Trong khi đó, đối với 27 nhà máy điện gió được hưởng giá FIT (8,5 US cent/kWh), có 10 nhà máy tuân thủ với CCA được cấp đúng hạn, 3 nhà máy bị dừng thanh toán do chưa có CCA, và 14 nhà máy đang nhận mức giá trần của biểu giá chuyển tiếp (điện gió trên bờ và gần bờ) do CCA được cấp muộn.

**Bảng 4: Mức độ ảnh hưởng đến các dự án điện mặt trời liên quan đến khoản thanh toán nhận được từ EVN**

Phần lớn các dự án được thanh toán theo mức giá trần của biểu giá chuyển tiếp

Khoản thanh toán từ EVN	FIT 1 (9.35 US cents/kWh)	FIT 2 (7.09 US cents/kWh)	Giá trần của biểu giá chuyển tiếp (VND1.184,9/kWh)	Không có CCA – Không được thanh toán	Tổng cộng
Các nhà máy điện mặt trời (hoặc một phần) áp dụng cơ chế FIT 1	12	25	43	2	<b>82</b>
Các nhà máy điện mặt trời (hoặc một phần) áp dụng cơ chế FIT 2	0	6	49	8	<b>63</b>

Nguồn: HSC ước tính

**Bảng 5: Mức độ ảnh hưởng đến các dự án điện gió liên quan đến khoản thanh toán nhận được từ EVN**

Khoản thanh toán từ EVN	FIT (8.5 US cents/kWh)	Giá trần của biểu giá chuyển (gần bờ: 1.815,95 đ/kWh Trên bờ: 1.587,12 đ/kWh)	Không có CCA – không được thanh toán	Tổng
Các nhà máy điện mặt trời (hoặc một phần) áp dụng cơ chế FIT	10	14	3	27

Nguồn: HSC ước tính

Các dự án được rà soát còn được phân loại thêm theo tính chất đầu tư (nước ngoài hay trong nước) và thời điểm cấp CCA so với ngày COD. Trong số 34 dự án do NĐT nước ngoài tự phát triển từ đầu, chỉ có 2 dự án được cấp CCA trong thời hạn hợp lệ của FIT, đủ điều kiện hưởng mức giá này. 31 dự án còn lại nhận CCA sau thời hạn FIT hoặc trong giai đoạn áp dụng giá chuyển tiếp. Một dự án trong nhóm này đến nay vẫn chưa có CCA. Trong số 41 dự án được NĐT nước ngoài mua lại sau khi hoàn thành xây dựng, có 2 dự án có CCA đúng hạn, đủ điều kiện hưởng FIT, nhưng 38 dự án còn lại được cấp CCA trong giai đoạn chuyển tiếp hoặc sau thời hạn FIT. Trong nhóm này, 6 dự án được xác định có vi phạm từ phía cơ quan quản lý nhà nước và 2 dự án có vi phạm từ cả cơ quan nhà nước và NĐT. Một dự án vẫn chưa có CCA. Đối với 98 dự án do NĐT trong nước phát triển và vận hành, có 24 dự án được cấp CCA đúng hạn, trong khi 63 dự án được cấp CCA muộn, trong đó 42 dự án nộp hồ sơ sau khi hết thời hạn hưởng FIT. Ngoài ra, 11 dự án chưa có CCA tại thời điểm rà soát.

**Bảng 6: Ước tính ban đầu của HSC về tác động đối với các dự án năng lượng tái tạo đang bị điều tra**

Chỉ tiêu	Số dự án	Các dự án đáng chú ý	Tác động
Các dự án điện gió hiện đang hưởng FIT và đã được cấp CCA trước thời hạn FIT (30/10/2021)	11	Một phần Ea Nam 400 MW (Trung Nam) la Bàn 1 50 MW (GEG) Phú Lạc (REE)	Không ảnh hưởng
Các dự án điện gió hiện đang hưởng FIT nhưng được cấp CCA sau thời hạn FIT (30/10/2021)	14	Một phần Ea Nam 400 MW (Trung Nam) Phong Điền Trung Nam 152 MW (Trung Nam) Phú Lạc giai đoạn 2: 25 MW (REE)	Giảm từ mức FIT xuống mức giá chuyển tiếp (giảm khoảng 25%), với hình thức thanh toán bằng VND cố định thay vì neo theo USD
Các dự án điện gió hiện đang hưởng FIT nhưng chưa được cấp CCA	13	Hồng Phong 4: 48 MW (HDG (không thuộc danh sách khuyến nghị))	Giảm từ mức FIT xuống mức giá chuyển tiếp (khoảng 25%), đồng thời thay đổi cơ chế thanh toán từ VND theo tỷ giá USD sang VND cố định
Các dự án điện mặt trời hiện đang hưởng FIT1 và đã được cấp CCA trước ngày 01/07/2019 (FIT1)	10	Krong Pa 55 MW (GEG)	Không ảnh hưởng
Các dự án điện mặt trời hiện đang hưởng FIT1, được cấp CCA trong giai đoạn 01/07/2019 – 31/12/2020 (FIT2)	25	Trúc Sơn 35 MW (GEG)	Giảm từ mức FIT1 xuống mức FIT2 (7,09 US cent/kWh thay cho 9,35 US cent/kWh), tức giảm 24% nhưng vẫn được tính theo USD
Các dự án điện mặt trời hiện đang hưởng FIT1 nhưng được cấp CCA sau ngày 31/12/2020 (kết thúc giai đoạn FIT2)	44	Trung Nam Trà Vinh 100 MW (Trung Nam) Điện mặt trời Trung Nam 204 MW (Trung Nam & ACIT)	Giảm từ mức FIT1 xuống mức giá chuyển tiếp, tương ứng mức giảm 49%
Các dự án điện mặt trời hiện đang hưởng FIT2 và đã được cấp CCA trước ngày 31/12/2020 (kết thúc giai đoạn FIT2)	7		3 dự án không bị ảnh hưởng  Bốn dự án tại tỉnh Ninh Thuận, nằm trong danh sách 'không hưởng mức 9,35 US cent/kWh' theo Quyết định 1027/KL-TTCT, có thể sẽ phải áp dụng giá chuyển tiếp (giảm 49%) Giảm từ mức FIT2 xuống mức giá chuyển tiếp ở mức 1.185,96 VND/kWh thay cho 7,09 US cent/kWh, tức giảm khoảng 33%, đồng thời thay đổi cơ chế thanh toán từ VND theo tỷ giá USD sang VND cố định
Các dự án điện mặt trời hiện đang hưởng FIT2 nhưng được cấp CCA sau ngày 31/12/2020 (kết thúc giai đoạn FIT2)	49	SP Infra 1 40 MW tại Ninh Thuận (HDG): Nằm trong danh sách 10 dự án "Nhận giá điện 9.35 cent/kWh" theo Quyết định 1027/KL-TTCT	SP Infra 1 có thể bị giảm 49% do ngày được cấp CCA sau 31/12/2020

Nguồn: HSC ước tính

### Tóm tắt: Phản hồi từ 172 dự án năng lượng tái tạo bị ảnh hưởng

Trước nguy cơ điều chỉnh hồi tố mức giá FIT, các NĐT của 172 dự án năng lượng tái tạo – chủ yếu là điện mặt trời và một phần nhỏ điện gió – với tổng công suất 4,2 GW đã chính thức kiến nghị lên Chính phủ (Bảng 6). Trong đó, 3,3 GW đến từ các dự án do NĐT nước ngoài tài trợ, và 0,9 GW từ nguồn vốn trong nước.

Theo ước tính của EVN, nếu thanh toán tiền điện dựa trên “ngày COD mới” (thay vì ngày COD ban đầu), doanh thu hàng năm (trước thuế GTGT) của các dự án này sẽ giảm đáng kể, ảnh hưởng nghiêm trọng đến tình hình tài chính. Trong 4 tháng đầu năm 2025, mức hụt doanh thu bình quân vào khoảng 35% so với kỳ vọng. Nhóm bị ảnh hưởng nặng nhất là các nhà máy điện mặt trời hưởng giá FIT 1 (9,35 US cent/kWh) hiện đang tạm thời được thanh toán theo mức giá trần của biểu giá chuyển tiếp là 1.184,9đ/kWh, khiến doanh thu sụt gần 50%. Nhóm này bao gồm 43 nhà máy điện mặt trời với tổng công suất 3.040 MWp.

Theo EVN, các dự án liên quan bao gồm 10.068 MWp điện mặt trời và 1.727 MW điện gió, chiếm khoảng 12% tổng công suất lắp đặt của Việt Nam. Nếu các nhà máy này không được bảo trì hoặc sửa chữa theo yêu cầu, điều này có thể gây tác động tiêu cực đến an ninh năng lượng quốc gia, đặc biệt trong bối cảnh Việt Nam đặt mục tiêu tăng trưởng kinh tế cao trong thời gian tới, kéo theo nhu cầu điện gia tăng.

### Diễn biến mới: Các bước tiến nhằm giải quyết “tranh chấp”

Theo lập luận của các NĐT, tại thời điểm dự án được công nhận COD, các quy định hiện hành khi đó không yêu cầu phải có CCA của cơ quan có thẩm quyền như một điều kiện tiên quyết để được công nhận COD. Do đó, mặc dù việc thiếu CCA là vi phạm Luật Xây dựng nhưng không vi phạm các quy định của ngành điện về điều kiện hưởng COD. Đáng chú ý, yêu cầu về CCA chỉ được đưa vào áp dụng theo Thông tư

“Ngày COD mới” được hiểu là ngày dự án được cấp CCA.

10/2023/TT-BCT, có hiệu lực từ ngày 9/6/2023 – thời điểm đã rất lâu sau khi hết hạn FIT cho các dự án điện mặt trời (FIT 1: tháng 6/2019, FIT 2: tháng 12/2020) và điện gió (tháng 10/2021). Hầu hết các chủ đầu tư đã khắc phục vấn đề này và nộp phạt hành chính theo quy định.

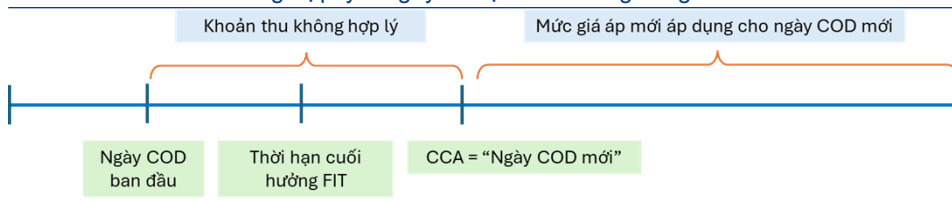
Ngoài ra, theo trao đổi của chúng tôi với các nhà phát triển năng lượng tái tạo, nhiều trường hợp chậm trễ trong việc nhận CCA bắt nguồn từ những gián đoạn do COVID-19 trong giai đoạn hoàn thiện dự án. Đại dịch đã gây ảnh hưởng nghiêm trọng đến quá trình xử lý thủ tục hành chính, khiến NĐT khó có thể xin được phê duyệt cần thiết trong khung thời gian quy định.

Trong diễn biến tiếp theo, EVN đã đề xuất ba phương án (trong các đề xuất khác nhau) để xử lý vi phạm tại các nhà máy điện mặt trời và điện gió:

- Phương án 1**, được đưa ra vào tháng 3/2025 và đã làm dấy lên nhiều tranh luận, quy định việc tính lại giá điện dựa trên “ngày COD mới”. Theo phương án này, mức giá áp dụng sẽ là FIT hoặc mức giá trần của biểu giá chuyển tiếp có hiệu lực tại thời điểm “COD mới”. Chủ đầu tư sẽ phải hoàn trả “khoản thu không hợp lý”, được tính bằng chênh lệch giữa mức giá FIT đã áp dụng ban đầu và mức giá áp dụng tại “COD mới”, nhân với sản lượng điện từ “COD ban đầu” tới “COD mới”, có điều chỉnh phần VAT đã nộp. Thời hạn hợp đồng mua bán điện vẫn được tính từ “COD ban đầu”.

**Biểu đồ 7: Phương án 1, giá điện mới theo “ngày COD mới”**

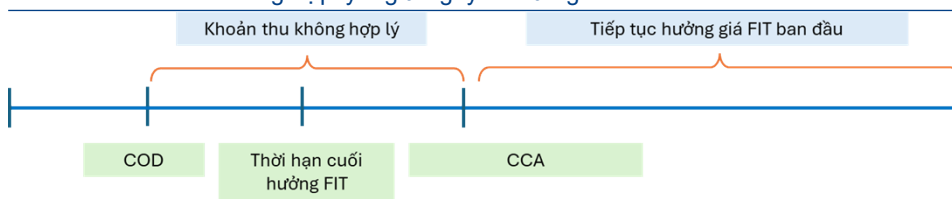
Hoàn trả khoản thu không hợp lý + nguy cơ bị điều chỉnh giảm giá từ 25% đến 49%



Nguồn: HSC ước tính

**Biểu đồ 8: Phương án 2, giữ nguyên mức giá cũ kể từ ngày được cấp CCA trở đi**

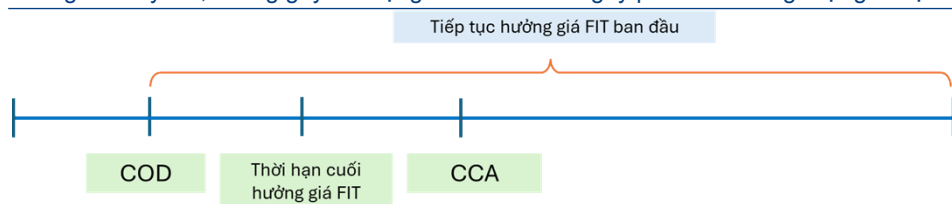
Hoàn trả khoản thu không hợp lý + giữ nguyên mức giá FIT cũ



Nguồn: HSC ước tính

**Biểu đồ 9: Phương án 3, giữ nguyên mức giá cũ kể từ ngày COD trở đi**

Không có thay đổi, không gây tác động đối với các công ty phát triển năng lượng tái tạo



Nguồn: HSC ước tính

- Phương án 2 giữ nguyên mức giá từ “COD ban đầu” nhưng áp dụng xử phạt tài chính. Cụ thể, chủ đầu tư sẽ chịu phạt hành chính từ 80–100 triệu đồng và phải hoàn trả “khoản thu không hợp lý”. Khoản này được tính bằng chênh lệch giữa giá FIT áp dụng tại “COD ban đầu” và mức FIT hoặc giá trần của biểu giá chuyển tiếp tại thời điểm cấp CCA, nhân với sản lượng điện phát từ “COD ban đầu” tới ngày cấp CCA, có điều chỉnh VAT. Giá FIT có hiệu lực tại “COD ban đầu” sẽ tiếp tục được áp dụng từ ngày cấp CCA trở đi, và thời hạn hợp đồng mua bán điện vẫn tính từ “COD ban đầu”.
- Chúng tôi cho rằng Phương án 2 mang lại giải pháp thuận lợi hơn cho các NĐT bị ảnh hưởng so với Phương án 1 hoặc cơ chế thanh toán hiện tại, vốn khiến phần lớn dự án không đủ điều kiện hưởng mức giá FIT gốc. Mặc dù Phương án 2 áp dụng xử phạt tài chính và yêu cầu hoàn trả “khoản thu không hợp lý” nhưng tác động chỉ giới hạn ở dòng tiền ngắn hạn. Đáng chú ý, khoản hoàn trả có thể được thực hiện một lần hoặc khấu trừ dần vào các khoản thanh toán từ EVN trong tương lai, giúp cải thiện khả năng quản trị thanh khoản và duy trì tính khả thi dài hạn của dự án.
- Phương án 3, đề xuất mới nhất, đưa ra giải pháp cho cả các dự án đã có và chưa có CCA. Đối với các dự án đã được cấp CCA, phương án này cho phép áp dụng mức FIT gốc kể từ ngày COD theo các điều khoản của hợp đồng mua bán điện đã ký, bất kể thời điểm cấp CCA là khi nào, đồng nghĩa không phát sinh tác động tài chính đối với các chủ đầu tư này. Trong khi đó, các dự án chưa có CCA sẽ tạm thời được thanh toán theo mức giá trần của biểu giá chuyển tiếp (có hiệu lực từ tháng 8/2025). Sau khi được cấp CCA, mức FIT theo hợp đồng mua bán điện gốc sẽ được khôi phục.
- HSC cho rằng Phương án 3 là giải pháp công bằng và thực tiễn, dung hòa giữa yêu cầu tuân thủ pháp luật và lợi ích của chủ đầu tư. Việc cho phép các dự án có CCA giữ nguyên mức FIT đã thỏa thuận ban đầu, đồng thời áp dụng mức giá trần chuyển tiếp cho các dự án đang chờ phê duyệt, giúp hạn chế rủi ro tài chính và gián đoạn hoạt động. Đây cũng là tín hiệu cho thấy các nhà hoạch định chính sách sẵn sàng duy trì niềm tin của NĐT và tránh các tác động hồi tố có thể làm giảm động lực tham gia trong tương lai. Dù kết quả cuối cùng vẫn chưa ngã ngũ, chúng tôi đặt niềm tin vào Phương án 3, vốn được xem là hướng đi khả thi nhất để ổn định ngành và hỗ trợ dòng vốn đầu tư tiếp tục chảy vào năng lượng tái tạo tại Việt Nam.

### Các bên hưởng lợi đáng chú ý trên thị trường nếu áp dụng Phương án 3

Các dự án như Trung Nam–Thuận Nam, nhà máy điện mặt trời 450 MW do Tập đoàn Trung Nam (tư nhân; chưa khuyến nghị) phát triển, nhiều khả năng sẽ hưởng lợi đáng kể nếu Phương án 3 được áp dụng (Biểu đồ 9). Mặc dù nhà máy đã vận hành từ tháng 10/2020, nhưng do thời điểm cấp CCA nên dự án này đã bị chậm thu khoảng 2.000 tỷ đồng doanh thu. Nếu Phương án 3 được triển khai, đây có thể là cơ sở để thu hồi các khoản thanh toán tồn đọng và giảm áp lực tài chính. Tương tự, SP Infra 1 (50 MW) của Tập đoàn Hà Đô (HDG, chưa khuyến nghị) tại Khánh Hòa, vốn ban đầu đủ điều kiện hưởng FIT 2 ở mức 7,09 US cent/kWh, có thể cải thiện suất lợi nhuận sau khi bị hạ xuống mức giá trần của biểu giá chuyển tiếp là 1.184,9đ/kWh.

**Bảng 10: Tác động chính đến các dự án điện mặt trời và khung giá áp dụng tương ứng**

Phần lớn các dự án hiện đang được thanh toán theo mức trần của khung giá chuyển tiếp, tương đương giá bán điện đầu ra giảm khoảng 25–50%

STT	Dự án	Tỉnh	Công suất (MWp)	Giá bán điện (trên PPA)	Giá bán tạm thời
1	Trung Nam - Thuận Nam	Khánh Hòa	347	FIT 2 (7.09 US cents/kWh)	Giá trần chuyển tiếp (VND1.184,9/kWh)
2	Hoà Hới	Đắc Lắc	256	FIT 1 (9.35 US cents/kWh)	FIT 2 (7.09 US cents/kWh)
3	trung nam	Khánh Hòa	255	FIT 1	Giá trần chuyển tiếp
4	BIM 2	Khánh Hòa	250	FIT 1	Giá trần chuyển tiếp
5	Dầu Tiếng 2	Tây Ninh	200	FIT 1	Giá trần chuyển tiếp
6	Lộc Ninh 1	Đồng Nai	200	FIT 2	Giá trần chuyển tiếp
7	Lộc Ninh 2	Đồng Nai	200	FIT 2	Giá trần chuyển tiếp
10	Ea Súp 4	Đắc Lắc	188	FIT 2	Giá trần chuyển tiếp
11	Ea Súp 5	Đắc Lắc	188	FIT 2	Giá trần chuyển tiếp
12	Long Sơn	Khánh Hòa	170	FIT 2	Giá trần chuyển tiếp
13	NLTT CMX Việt Nam	Khánh Hòa	168	FIT 1	Giá trần chuyển tiếp
14	Trung Nam Trà Vinh	Vĩnh Long	165	FIT 1	Giá trần chuyển tiếp
15	Xuân Thiên Thuận Bắc Giai đoạn 1	Khánh Hòa	159	FIT 2	Giá trần chuyển tiếp
16	Dầu Tiếng 1	Tây Ninh	150	FIT 1	Giá trần chuyển tiếp
19	Ea Súp 1	Đắc Lắc	125	FIT 2	Giá trần chuyển tiếp
20	Ea Súp 2	Đắc Lắc	125	FIT 2	Giá trần chuyển tiếp
21	Ea Súp 3	Đắc Lắc	125	FIT 2	Giá trần chuyển tiếp
22	Phú Mỹ 1	Gia Lai	120	FIT 2	Giá trần chuyển tiếp
23	Phú Mỹ 2	Gia Lai	110	FIT 2	Giá trần chuyển tiếp
24	Dầu Tiếng 3	Tây Ninh	108	FIT 2	Giá trần chuyển tiếp
25	Sao Mai An Giang	An Giang	106	FIT 2	Giá trần chuyển tiếp
26	Sao Mai An Giang	An Giang	104	FIT 1	Giá trần chuyển tiếp
27	Gaia	Tây Ninh	101	FIT 2	Giá trần chuyển tiếp
28	KN Vạn Ninh	Khánh Hòa	100	FIT 2	Giá trần chuyển tiếp
29	Phú Mỹ 3	Gia Lai	100	FIT 2	Giá trần chuyển tiếp

*Nguồn: HSC ước tính*

Theo trao đổi của HSC với các bên liên quan, tâm lý thị trường đang ngày càng tích cực hơn đối với khả năng thông qua Phương án 3. Chúng tôi cho rằng phương án này sẽ góp phần tạo dựng môi trường chính sách mang tính xây dựng hơn bằng cách (1) khơi thông dòng tiền bị đình trệ và đảm bảo vận hành ổn định cho các nhà phát triển điện tái tạo; (2) cho phép các doanh nghiệp lớn trong ngành như Trung Nam tiếp tục triển khai các dự án mới, chẳng hạn như tổ hợp điện LNG Cà Ná 1.500 MW; (3) khôi phục niềm tin của NĐT, đặc biệt là khối NĐT nước ngoài vốn đã trở nên thận trọng hơn trước sự bất định về pháp lý trong ngành điện Việt Nam.

**Bảng 11: Tác động chính đến các dự án điện gió và khung giá áp dụng tương ứng**

Một số nhà máy điện gió ghi nhận mức giá giảm khoảng 25%

STT	Dự án	Tỉnh	Công suất (MWp)	Giá bán điện (trên PPA)	Giá bán tạm thời
1	Trung Nam - Phong Điền	Ninh Thuận	152	FIT (8,5 US cents/kWh)	Giá trần chuyển tiếp (VND1.587.12/kWh)
2	Hiệp Thành 2	Trà Vinh	77	FIT	Giá trần chuyển tiếp
3	la Pech	Gia Lai	50	FIT	Giá trần chuyển tiếp

*Nguồn: HSC ước tính*

Đối với các doanh nghiệp trong danh sách khuyến nghị của HSC, GEG và REE cũng sẽ được hưởng lợi nếu Phương án 3 được lựa chọn. Cụ thể, dự án điện mặt trời Trúc Sơn (35 MW) của GEG, vốn ban đầu đủ điều kiện hưởng FIT 1, có thể sẽ phải áp dụng mức FIT 2 (7,09 US cent/kWh so với 9,35 US cent/kWh) do chậm được cấp CCA. Điều này tương ứng với mức giảm khoảng 25% giá bán, nhưng giá vẫn neo theo USD. Mặc dù thay đổi này làm giảm lợi nhuận của dự án Trúc Sơn, nhưng tác động đến GEG là không đáng kể (ước tính khoảng 3% lợi nhuận thuần năm 2025

theo dự báo của HSC) nhờ danh mục dự án đa dạng. Nếu Phương án 3 có hiệu lực, chúng tôi cho rằng dòng tiền dự án Trúc Sơn sẽ chỉ bị gián đoạn nhẹ và không ảnh hưởng đáng kể tới lợi nhuận dài hạn; GEG vẫn có thể tiếp tục hưởng lợi từ cơ chế FIT 2 của dự án. Đối với REE, tác động tiềm năng từ giai đoạn 2 của dự án điện gió Phú Lạc là không đáng kể, và theo Phương án 3 sẽ mang lại lợi ích tích cực ở mức khiêm tốn do công suất của Phú Lạc chỉ chiếm 2,3% tổng công suất phát điện của REE.

**Bảng 12: Các công ty HSC khuyến nghị chịu tác động không đáng kể, và sẽ có tiềm năng tăng giá nếu Phương án 3 được áp dụng**

Công ty	Dự án	Công suất (MWp)	Giá bán điện (trên PPA)	Giá bán tạm thời	Tác động
GEG	Điện mặt trời Trúc Sơn	35	FIT 1 (9.35 US cents/kWh)	FIT 2 (7.09 US cents/kWh)	Giá giảm ~25%, thanh toán theo tỷ giá USD
REE	Dự án điện gió Phú Lạc (Giai đoạn 2)	25	FIT (8,5 US cents/kWh)	Giá trần chuyển tiếp (VND1,587.12/kWh)	Giá giảm ~25%, thanh toán theo VND cố định
REE	Dự án điện gió Phú Lạc	24	FIT (8,5 US cents/kWh)	FIT (8,5 US Cents/kWh)	Không ảnh hưởng

*Nguồn: HSC ước tính*

## Tác động đối với các doanh nghiệp trong danh sách khuyến nghị của HSC

Cuộc rà soát pháp lý đang diễn ra đối với 172 dự án năng lượng tái tạo và khung giải pháp do EVN đề xuất có thể giúp khơi thông các khoản thanh toán bị tồn đọng và giảm rủi ro giảm giá, đặc biệt trong trường hợp áp dụng Phương án 3. Điều này có thể mang lại tiềm năng tăng trưởng cho các nhà phát triển dự án bị ảnh hưởng, bao gồm cả doanh nghiệp niêm yết và chưa niêm yết, đồng thời cải thiện niềm tin của NĐT vào triển vọng chung của ngành điện. Bên cạnh đó, điều kiện thời tiết thuận lợi trong bối cảnh ENSO trung tính tiếp tục hỗ trợ sản lượng thủy điện, góp phần ổn định hơn KQKD ngắn hạn cho các doanh nghiệp điện trong danh sách khuyến nghị của HSC.

- GEG (Tăng tỷ trọng, giá mục tiêu 18.800đ)** có vị thế thuận lợi để hưởng lợi từ khả năng tháo gỡ nút thắt pháp lý đối với dự án điện mặt trời Trúc Sơn (35 MW). Việc áp dụng Phương án 3 sẽ cho phép Công ty tiếp tục hưởng mức FIT trong tương lai. Đồng thời, điều kiện thủy văn thuận lợi trong bối cảnh ENSO trung tính hỗ trợ sản lượng ổn định từ các tài sản thủy điện. Các dự án ngắn hạn sắp đưa vào vận hành bao gồm điện mặt trời Đức Huệ 2 (49 MWp) và điện gió VPL2 (30 MW). Sau khi giá cổ phiếu tăng 31,3% trong 3 tháng qua, GEG đang giao dịch với P/E trượt dự phóng 1 năm ở mức 11,5 lần, thấp hơn 0,8 độ lệch chuẩn so với bình quân từ tháng 1/2023 ở mức 24,7 lần.
- REE (Nắm giữ, giá mục tiêu 69.130đ)** cũng được kỳ vọng hưởng lợi ở mức khiêm tốn từ giai đoạn 2 của dự án điện gió Phú Lạc khi áp dụng Phương án 3, qua đó giúp Công ty duy trì mức giá FIT thuận lợi cho một trong những dự án điện tái tạo của mình. REE dự kiến sản lượng điện năm 2025 tăng trưởng 11%, được hỗ trợ bởi ENSO trung tính, trong khi các dự án sắp tới như thủy điện Trà Khúc (30 MW) và điện gió Duyên Hải (48 MW) có thể được hưởng lợi từ việc thực thi các chính sách theo Quy hoạch điện 8 sửa đổi và Luật Điện lực mới. nỗ lực đưa các dự án điện gió (V1-4, V3-5, V3-7) vào danh mục Quy hoạch điện 8 sửa đổi phản ánh tham vọng tăng trưởng dài hạn của Công ty, khi REE đặt mục tiêu mở rộng danh mục công suất phát điện lên 5.000 MW từ 1.080 MW hiện tại. Sau khi giá cổ phiếu tăng 16,7% trong 3 tháng qua, REE đang giao dịch với P/E trượt dự phóng 1 năm ở mức 14,3 lần, cao hơn bình quân từ tháng 1/2023 ở mức 10,6 lần

**Bảng 13: So sánh các công ty cùng ngành Dịch vụ tiện ích – Điện**

	Vốn hóa (triệu USD)	EV/EBITDA điều chỉnh 2025	EV/EBITDA điều chỉnh 2026	P/E Điều chỉnh 2025	P/E điều chỉnh 2026	P/B FY25	Lợi nhuận bình quân /vốn CSH 2025
PetroVietnam Power (POW)	1,474.4	8.1	6.4	30.0	26.6	1.2	3.9%
Refrigeration Electrical Eng. (REE)	1,411.5	9.6	9.8	13.7	14.6	1.8	13.4%
Power Generation JSC 3 (PGV)	886.8	6.0	5.2	24.3	9.7	1.5	7.6%
Power Construction JSC (PC1)	378.2	7.0	6.1	13.8	13.1	1.6	13.3%
Gialai Electricity JSC (GEG)	234.4	6.0	6.5	8.6	14.3	1.2	15.7%
<b>Bình quân ngành Dịch vụ tiện ích – Điện</b>	<b>877.1</b>	<b>7.3</b>	<b>6.8</b>	<b>18.1</b>	<b>15.7</b>	<b>1.5</b>	<b>10.8%</b>

Nguồn: HSC ước tính

## Tuyên bố miễn trách

Bản quyền thuộc về CTCP Chứng khoán Thành phố Hồ Chí Minh (HSC) 2021.

Báo cáo này được HSC hoặc một trong các chi nhánh viết và phát hành để phân phối tại Việt Nam và nước ngoài; phục vụ cho các nhà đầu tư tổ chức chuyên nghiệp là khách hàng của HSC và đồng ý nhận các sản phẩm nghiên cứu phân tích dành cho khách hàng tổ chức của HSC. Nếu quý độc giả không thuộc đối tượng nhà đầu tư nói trên, báo cáo này sẽ không nhằm phục vụ quý độc giả và quý độc giả không nên đọc hoặc dựa vào nội dung báo cáo này.

Báo cáo nghiên cứu này được viết với mục tiêu duy nhất là cung cấp những thông tin khái quát đến nhà đầu tư tổ chức. Báo cáo này không nhằm tới những mục tiêu đầu tư cụ thể, tình trạng tài chính cụ thể hay nhu cầu cụ thể của bất kỳ người nào nhận được hoặc đọc báo cáo này. Nhà đầu tư phải có quyết định của riêng mình dựa trên tình hình tài chính và mục tiêu đầu tư cụ thể của mình. Các thông tin cũng như ý kiến trong báo cáo không mang tính chất mời chào mua hay bán bất cứ chứng khoán, quyền chọn, hợp đồng tương lai hay công cụ phái sinh nào tại bất kỳ lãnh thổ có quyền tài phán nào. Đồng thời, các thông tin cũng như ý kiến trong báo cáo cũng không nhằm mục đích quảng cáo cho bất cứ công cụ tài chính nào.

Ý kiến, dự báo và ước tính chỉ thể hiện quan điểm của người viết tại thời điểm phát hành, không được xem là quan điểm của HSC và có thể thay đổi mà không cần thông báo. HSC có thể đưa ra khuyến nghị hoặc nhận định khác đối với các đối tượng nhà đầu tư không đồng ý với nội dung của báo cáo này. HSC không có nghĩa vụ phải cập nhật, sửa đổi báo cáo này dưới mọi hình thức cũng như thông báo với người đọc trong trường hợp các quan điểm, dự báo và ước tính trong báo cáo này thay đổi hoặc trở nên không chính xác. Thông tin trong báo cáo này được thu thập từ nhiều nguồn khác nhau và chúng tôi không đảm bảo về sự hoàn chỉnh cũng như độ chính xác của thông tin.

HSC có thể sử dụng các nghiên cứu trong báo cáo này cho hoạt động mua bán chứng khoán tự doanh hoặc mua bán chứng khoán cho các quỹ mà HSC đang quản lý. HSC có thể giao dịch cho chính công ty theo những gợi ý về giao dịch ngắn hạn của các chuyên gia phân tích trong báo cáo này và cũng có thể tham gia vào các giao dịch chứng khoán trái ngược với ý kiến tư vấn và quan điểm thể hiện trong báo cáo này. Nhân viên của HSC có thể có lợi ích tài chính ở những chứng khoán được đề cập trong báo cáo này hoặc các công cụ có liên quan. HSC có thể có nghiệp vụ ngân hàng đầu tư hoặc tìm kiếm mối quan hệ hợp tác kinh doanh với những công ty được đề cập đến trong báo cáo này.

Nhà đầu tư phải lưu ý rằng giá và khối lượng giao dịch của các công cụ tài chính luôn biến động, có thể lên hoặc xuống. Những diễn biến trong quá khứ, nếu có, không hàm ý cho những kết quả tương lai.

Báo cáo này là tài sản của HSC và không được công bố rộng rãi ra công chúng, vì vậy không ai được phép sao chép, tái sản xuất, phát hành cũng như tái phân phối bất kỳ nội dung nào của báo cáo hay toàn bộ báo cáo vì bất kỳ mục đích nào nếu không có văn bản chấp thuận của HSC. Mọi cá nhân, tổ chức sẽ chịu trách nhiệm đối với HSC về bất kỳ tổn thất hoặc thiệt hại nào mà HSC hoặc khách hàng của HSC phải chịu do bất kỳ hành vi vi phạm theo Tuyên bố miễn trách này và theo quy định của pháp luật.

### Giải thích các mức đánh giá cổ phiếu dành cho khách hàng tổ chức

Mua vào: Kỳ vọng tăng giá trên 20% trong khoảng thời gian 12 tháng  
 Tăng tỷ trọng: Kỳ vọng tăng giá từ 5% đến 20% trong khoảng thời gian 12 tháng  
 Nắm giữ: Kỳ vọng tăng giá hoặc giảm giá dưới 5% trong khoảng thời gian 12 tháng  
 Giảm tỷ trọng: Kỳ vọng giảm giá từ 5% đến 20% trong khoảng thời gian 12 tháng  
 Bán ra: Kỳ vọng giảm giá trên 20% trong khoảng thời gian 12 tháng



CÔNG TY CHỨNG KHOÁN TỐT NHẤT VÀ ĐỘI NGŨ PHÂN TÍCH HÀNG ĐẦU VIỆT NAM  
 Được trao bởi Finance Asia, Asiamoney, Institutional Investor & Thomson Reuters

#### TRỤ SỞ CHÍNH

Tầng 5 & 6, Tòa nhà AB  
 76 Lê Lai, Quận 1, TPHCM  
 T: (+84 28) 3823 3299  
 F: (+84 28) 3823 3301

#### CHI NHÁNH HÀ NỘI

Tầng 2, Tòa nhà Cornerstone  
 16 Phan Chu Trinh, Quận Hoàn Kiếm  
 T: (+84 24) 3933 4693  
 F: (+84 24) 3933 4822

E: [info@hsc.com.vn](mailto:info@hsc.com.vn) W: [www.hsc.com.vn](http://www.hsc.com.vn)