

TRANSITIONAL TARIFF FOR RENEWABLE ENERGY GIÁ NĂNG LƯỢNG TÁI TẠO CHUYỂN TIẾP

Ngũ Trương, Managing Partner
Trang Nguyễn, Senior Associate

Key takeaways Tiêu điểm

- (1) **The End of the FIT Era:** The Feed-in Tariff (FIT) mechanism has officially come to an end—on December 31, 2020 for solar power and October 31, 2021 for wind power. As a result, projects that failed to sign Power Purchase Agreements (PPAs) in time are now required to adopt the new pricing mechanism under Circulars 09/2025/TT-BCT and 12/2025/TT-BCT.
Kết thúc thời đại FIT: Cơ chế giá FIT đã chính thức kết thúc (31/12/2020 cho điện mặt trời và 31/10/2021 cho điện gió), buộc các dự án không kịp ký PPA phải chuyển sang cơ chế giá mới theo Thông tư 09/2025/TT-BCT và 12/2025/TT-BCT.
- (2) **Current Legal Challenges:** Investors are facing a range of legal challenges, including a constantly evolving regulatory framework, transitional tariffs that are lower than FIT rates, and the absence of critical project documentation such as AGC minutes, electricity operation licenses, and meter reading confirmation reports. In addition, many PPAs remain incomplete, particularly in terms of provisions on capacity dispatch, price adjustment mechanisms, and payment guarantees.
Thách thức pháp lý hiện tại: Các nhà đầu tư đang đối mặt với nhiều thách thức pháp lý: khung pháp lý thay đổi liên tục, mức giá chuyển tiếp thấp hơn giá FIT, nhiều dự án thiếu hồ sơ quan trọng (biên bản AGC, giấy phép điện lực, biên bản chốt chỉ số công tơ), và các điều khoản PPA chưa hoàn thiện về huy động công suất, cơ chế điều chỉnh giá và bảo lãnh thanh toán.
- (3) **New Pricing Structure:** The Ministry of Industry and Trade has approved the 2025 electricity price framework for solar power, with maximum tariffs ranging from **VND 1,012.0 to VND 1,876.57 per kWh**, depending on the type of system (ground-mounted, floating, with or without energy storage) and geographic region (North, Central, South). For wind power, the ceiling price under **Decision 21/QĐ-BCT** remains in effect. Meanwhile, according to Official Letter 1771/EVN-TTĐ, EVN has proposed a new wind power price framework with higher rates, ranging from **VND 1,643.89 to VND 1,913.67 per kWh** for onshore and nearshore wind farms. However, these proposed rates have **yet to receive official approval from the MOIT**.
Cấu trúc giá mới: Khung giá phát điện cho điện mặt trời năm 2025 đã được Bộ Công Thương phê duyệt, với mức giá tối đa dao động từ **1.012,0 đến 1.876,57 đồng/kWh**, tùy theo loại hình (mặt đất, nổi, có hoặc không có hệ thống lưu trữ) và khu vực (miền Bắc, Trung, Nam). Đối với điện gió, hiện vẫn áp dụng mức giá trần theo **Quyết định 21/QĐ-BCT**. Trong khi đó, theo **Công văn 1771/EVN-TTĐ**, EVN đã đề xuất khung giá điện gió mới cao hơn, dao động từ **1.643,89 đến 1.913,67 đồng/kWh** cho nhà máy điện gió trên đất liền và gần bờ. Tuy nhiên, các mức giá này vẫn **chưa được Bộ Công Thương phê duyệt chính thức**.
- (4) **Current Status and Recommendations:** At present, 72 out of 85 transitional projects have accepted the temporary tariff, which is set at 50% of the ceiling price under Decision 21/QĐ-BCT. Among these, 63 projects have already had their temporary tariffs approved. Enterprises are advised to carefully review the pricing framework determination process under Circular 09/2025/TT-BCT, complete the necessary COD documentation, closely monitor the approval process for the new pricing framework, and thoroughly review the relevant provisions in their PPAs.
Hiện trạng và khuyến nghị: Hiện tại, 72/85 dự án chuyển tiếp đã chấp nhận mức giá tạm bằng 50% giá trần theo Quyết định 21/QĐ-BCT, trong đó 63 dự án đã được phê duyệt giá tạm. Doanh nghiệp cần rà soát kỹ quy trình xác định khung giá theo Thông tư 09/2025/TT-BCT, hoàn thiện hồ sơ COD, theo dõi quá trình phê duyệt khung giá mới và rà soát các điều khoản PPA.

1. Introduction Giới thiệu

In the context of Vietnam accelerating its energy transition under Power Development Plan VIII, renewable energy is playing an increasingly critical role in ensuring energy security and reducing greenhouse gas emissions. However, the shift from the Feed-in Tariff (FIT) mechanism to the transitional renewable energy pricing scheme presents numerous challenges, particularly for investors who have completed their projects but were unable to sign Power Purchase Agreements (PPAs) under the FIT regime.

Trong bối cảnh Việt Nam đẩy mạnh chuyển dịch năng lượng theo Quy hoạch điện VIII, năng lượng tái tạo đóng vai trò ngày càng quan trọng trong việc đảm bảo an ninh năng lượng và giảm phát thải khí nhà kính. Tuy nhiên, quá trình chuyển từ cơ chế giá FIT sang giá năng lượng tái tạo chuyển tiếp đang đặt ra nhiều thách thức, đặc biệt với các nhà đầu tư đã hoàn thành dự án nhưng chưa kịp ký kết hợp đồng mua bán điện (PPA) theo giá FIT.

To address these challenges, the Ministry of Industry and Trade has issued Circular **09/2025/TT-BCT** (replacing Circular 15/2022/TT-BCT) and Circular **12/2025/TT-BCT** (replacing Circular 07/2024/TT-BCT). Nevertheless, the practical implementation of these regulations continues to face significant obstacles, highlighting the need for more flexible and effective solutions.

*Để tháo gỡ những vướng mắc này, Bộ Công Thương đã ban hành Thông tư **09/2025/TT-BCT** (thay thế Thông tư 15/2022/TT-BCT) và Thông tư **12/2025/TT-BCT** (thay thế Thông tư 07/2024/TT-BCT). Dù vậy, việc triển khai thực tế vẫn còn nhiều rào cản, đòi hỏi các giải pháp linh hoạt và hiệu quả hơn.*

This article will focus on analyzing **pricing** developments in **wind** and **solar power** projects (both ground-mounted and floating) amid the ongoing policy transition in Vietnam's renewable energy sector.

*Bài viết này sẽ tập trung phân tích diễn biến **giá** các dự án năng lượng **gió** và **mặt trời** (mặt đất và nổi) trong bối cảnh chuyển đổi chính sách hiện nay.*

2. Evolution of the renewable energy pricing mechanism Quá trình tiến triển của cơ chế giá năng lượng tái tạo

2.1. FIT Period (2017–2021) Giai đoạn FIT (2017 - 2021)

- (a) **Solar Power:** Decision 11/2017/QĐ-TTg and Decision 13/2020/QĐ-TTg introduced fixed Feed-in Tariff (FIT) rates for a 20-year period, set at **9.35 US cents/kWh** and **7.09 US cents/kWh** respectively for ground-mounted solar projects. The FIT mechanism for solar power officially expired on **December 31, 2020**.

***Điện mặt trời:** Quyết định 11/2017/QĐ-TTg và Quyết định 13/2020/QĐ-TTg áp dụng giá FIT cố định trong 20 năm, lần lượt là **9,35 cent/kWh** và **7,09 cent/kWh** (điện mặt trời mặt đất). Thời hạn áp dụng cơ chế FIT cho điện mặt trời kết thúc vào **31/12/2020**.*

- (b) **Wind Power:** Decision No. 39/2018/QĐ-TTg introduced fixed Feed-in Tariff (FIT) rates for a 20-year period, set at **8.5 US cents/kWh** for onshore wind power and **9.8 US cents/kWh** for offshore wind power. The FIT mechanism for wind power officially expired on **October 31, 2021**.

***Điện gió:** Quyết định 39/2018/QĐ-TTg áp dụng giá FIT cố định trong 20 năm là **8,5 cent/kWh** cho điện gió trên bờ và **9,8 cent/kWh** cho điện gió ngoài khơi. Thời hạn áp dụng cơ chế FIT cho điện gió kết thúc vào **31/10/2021**.*

2.2. Transitional Period (2021–present) Giai đoạn chuyển tiếp (2021 - nay)

- (a) After **December 31, 2020**, **solar power** projects that failed to sign Power Purchase Agreements (PPAs) under the FIT scheme were required to transition to a new pricing mechanism.

*Sau ngày **31/12/2020**, các dự án điện **mặt trời** không kịp ký PPA theo giá FIT phải chuyển sang cơ chế giá mới.*

- (b) Similarly, after **October 31, 2021**, **wind power** projects that did not sign FIT-based PPAs also had to adopt the new pricing regime.

*Sau ngày **31/10/2021**, các dự án điện **gió** không kịp ký PPA theo giá FIT cũng phải chuyển sang cơ chế giá mới.*

- (c) Circular **57/2020/TT-BCT**, issued by the Ministry of Industry and Trade on December 31, 2020, stipulated the methodology for determining power generation prices and standard PPA templates. However, it did

not apply to solar and wind power plants. This circular was later replaced by Circular 07/2024/TT-BCT, which aimed to update and improve the electricity pricing framework for transitional projects.

Thông tư 57/2020/TT-BCT ngày 31/12/2020 của Bộ Công thương quy định phương pháp xác định giá phát điện, hợp đồng mua bán điện, nhưng lại không áp dụng cho nhà máy điện gió và nhà máy điện mặt trời. Thông tư này sau đó đã được thay thế bởi Thông tư 07/2024/TT-BCT nhằm cập nhật và hoàn thiện cơ chế khung giá phát điện cho các dự án chuyển tiếp.

- (d) Circular **15/2022/TT-BCT** dated October 3, 2022 ("**Circular 15**") provided the methodology for establishing the price framework applicable to transitional solar and wind power projects. However, it did not set specific tariff levels, leading to prolonged delays in PPA negotiations.

Thông tư 15/2022/TT-BCT ngày 3/10/2022 của Bộ Công thương ("Thông Tư 15") quy định phương pháp xây dựng khung giá phát điện cho nhà máy điện mặt trời, điện gió chuyển tiếp, nhưng không đưa ra cơ chế giá cụ thể, khiến quá trình đàm phán kéo dài.

- (e) Decision **21/QĐ-BCT** dated January 7, 2023 ("**Decision 21**") introduced temporary tariffs for wind and solar power projects (excluding rooftop solar systems). Nevertheless, many investors objected, as the ceiling prices under the framework were significantly lower than the previous FIT rates.

Quyết định số 21/QĐ-BCT ngày 7/1/2023 của Bộ Công thương ("Quyết Định 21") đưa ra mức giá tạm thời cho nhà máy điện gió và nhà máy điện mặt trời (không bao gồm hệ thống điện mặt trời mái nhà), nhưng nhiều nhà đầu tư không đồng ý do mức giá trần của khung phát điện thấp hơn nhiều so với giá FIT.

- (f) Circular **09/2025/TT-BCT**, issued on February 1, 2025 (providing the methodology for determining the **power price framework**), and Circular **12/2025/TT-BCT**, also issued on February 1, 2025 (providing the methodology for determining **electricity service fees**), were introduced with the expectation of facilitating smoother negotiations and PPA execution. However, several issues related to pricing calculation parameters remain and will be further discussed below.

*Thông tư 09/2025/TT-BCT ngày 1/02/2025 của Bộ Công thương (có nội dung quy định phương pháp xác định **khung giá phát điện**) và Thông tư 12/2025/TT-BCT ngày 1/02/2025 của Bộ Công thương (có nội dung quy định phương pháp xác định **giá dịch vụ phát điện**) được ban hành với kỳ vọng tạo điều kiện thuận lợi hơn cho các bên trong quá trình đàm phán và ký kết PPA. Tuy nhiên, còn có nhiều vấn đề xoay quanh các thông số tính toán giá phát điện sẽ được thảo luận bên dưới.*

3. Current status and challenges *Thực trạng và thách thức*

From the perspective of many investors, the price negotiation journey for transitional renewable energy projects has experienced significant delays. After failing to achieve commercial operation (COD) before the FIT deadline, these projects entered a prolonged period of uncertainty and waiting. It was not until **October 2022** that the Ministry of Industry and Trade issued **Circular 15**, which set out the methodology for developing power price frameworks for transitional solar and wind power plants. Subsequently, investors had to wait another three months until **January 2023** when MOIT issued **Decision 21**, establishing ceiling tariffs for transitional solar and wind power projects. Only after this decision were EVN and investors able to initiate negotiations on electricity pricing and the terms of the Power Purchase Agreements.

Theo góc nhìn của nhiều nhà đầu tư, hành trình đàm phán giá điện cho các dự án năng lượng tái tạo chuyển tiếp đã trải qua nhiều trì hoãn đáng kể. Sau khi không thể hoàn thành vận hành thương mại (COD) trước thời hạn áp dụng giá FIT, các dự án này rơi vào tình trạng chờ đợi kéo dài. Phải đến tháng 10/2022, Bộ Công Thương mới ban hành Thông Tư 15 quy định phương pháp xây dựng khung giá phát điện cho nhà máy điện mặt trời và điện gió chuyển tiếp. Tiếp đó, các nhà đầu tư lại phải đợi thêm ba tháng nữa, đến tháng 1/2023, khi Bộ Công Thương ban hành Quyết Định 21 về khung giá trần phát điện áp dụng cho nhà máy điện mặt trời, điện gió chuyển tiếp. Dựa trên Quyết Định này, EVN và các nhà đầu tư mới có thể bắt đầu quá trình đàm phán giá điện và các điều khoản hợp đồng mua bán điện.

According to the latest data published on EVN's official portal as of **February 28, 2025**, out of a total of **85** transitional solar and wind power projects, **81** projects with a combined capacity of 4,597.86 MW have submitted negotiation dossiers. Notably, **72** projects, representing a total capacity of **4,128.01 MW**,

have accepted the temporary tariff, set at **50%** of the ceiling price under Decision 21. Meanwhile, **4** projects (totaling **136.70 MW**) have yet to submit negotiation documents. As of now, EVN has completed negotiations and signed initial PPAs with **64 out of the 72** projects, of which **63** projects with a combined capacity of **3,429.41 MW** have had their temporary tariffs approved by the Ministry of Industry and Trade.

Theo số liệu cập nhật trên cổng thông tin điện tử của EVN tính đến ngày **28/02/2025**, trong tổng số **85** dự án điện mặt trời và điện gió chuyển tiếp, đã có **81** dự án nộp hồ sơ đàm phán với tổng công suất **4.597,86MW**. Đáng chú ý, có **72** dự án với tổng công suất **4.128,01MW** đã chấp nhận mức giá tạm bằng **50%** giá trần theo Quyết Định 21. Hiện vẫn còn **4** dự án (**136,70MW**) chưa nộp hồ sơ đàm phán. Kết quả đến nay, EVN đã hoàn tất đàm phán và ký tất PPA với **64/72** dự án, trong đó **63** dự án với tổng công suất **3.429,41MW** đã được Bộ Công Thương phê duyệt giá tạm.

(According to **unofficial sources**, among the 85 transitional projects, the **Tan Phu Dong 1 Wind Power Plant (TPD1)** is reportedly one of the first to reach an agreement with EVN on the official electricity tariff under the transitional mechanism. On March 26, 2025, GEG is said to have signed **an appendix to the Power Purchase Agreement**, setting the official tariff at **VND 1,813 per kWh** (equivalent to approximately **7.8 US cents/kWh**, excluding VAT), nearly double the temporary tariff and close to the ceiling price for nearshore wind power (**VND 1,815.95 per kWh**). The agreement reportedly also includes a **retroactive payment of around VND 397 billion** for the electricity output TPD1 has fed into the grid over the past two years.)

(Theo một số nguồn tin không chính thức, trong số 85 dự án chuyển tiếp nói trên, **Nhà máy điện gió Tân Phú Đông 1 (TPĐ1)** được cho là đã đạt được thỏa thuận với EVN về mức giá bán điện theo cơ chế chuyển tiếp. Cụ thể, vào ngày 26/03/2025, công ty GEG được cho là đã ký kết **Phụ lục Hợp đồng Mua bán điện** với mức giá chính thức là **1.813 đồng/kWh** (tương đương khoảng **7,8 cent/kWh**, chưa bao gồm VAT) – gần gấp đôi mức giá tạm và tiệm cận mức trần dành cho điện gió gần bờ (**1.815,95 đồng/kWh**). Thỏa thuận này được cho là cũng bao gồm **khoản thanh toán hồi tố khoảng 397 tỷ đồng** cho sản lượng điện mà TPĐ1 đã phát lên lưới trong hai năm qua.)

Faced with an ever-changing regulatory landscape and unpredictable risks, many investors have opted for a temporary solution by accepting a tariff equivalent to 50% of the ceiling price set under Decision 21. This is seen as a

stopgap measure to partially recover investment costs, maintain project operations in an unstable legal environment, and mitigate the negative impacts on project cash flow and long-term profitability.

Đối mặt với khung pháp lý không ngừng thay đổi và những rủi ro khó lường, nhiều nhà đầu tư đành phải lựa chọn giải pháp tạm thời là chấp nhận mức giá bằng 50% giá trần theo Quyết Định 21. Đây được xem là giải pháp tình thế nhằm bù đắp một phần chi phí đã đầu tư, đảm bảo duy trì hoạt động trong môi trường pháp lý chưa ổn định, đồng thời giảm thiểu tác động tiêu cực đến dòng tiền và lợi nhuận dài hạn của dự án.

In addition to the challenges related to electricity price negotiations, it is important to note that many transitional renewable energy projects are also facing significant documentation issues. A large number of projects have yet to submit their applications for recognition of partial or full commercial operation date (COD) to the competent authorities. Among those that have submitted their applications, many dossiers remain incomplete and are missing key documents, such as:

Bên cạnh những khó khăn trong việc đàm phán giá điện, cần lưu ý rằng nhiều dự án năng lượng tái tạo chuyển tiếp còn đang gặp vướng mắc đáng kể về mặt hồ sơ. Nhiều dự án vẫn chưa gửi Hồ sơ công nhận ngày vận hành thương mại (COD) từng phần hoặc toàn bộ nhà máy điện cho cơ quan có thẩm quyền. Trong số các dự án đã gửi hồ sơ, nhiều bộ hồ sơ vẫn còn thiếu các thành phần hồ sơ quan trọng như:

- Minutes confirming the results of AGC (Automatic Generation Control) testing;
Biên bản xác nhận việc thử nghiệm AGC (Automatic Generation Control);
- Reliability test reports signed between the power generation entity and contractors;
Biên bản thử nghiệm tin cậy giữa Đơn vị phát điện và các nhà thầu;
- Power operation licenses for the power plant or relevant sections thereof, issued by the Electricity Regulatory Authority;
Giấy phép hoạt động điện lực trong lĩnh vực phát điện của Nhà máy điện/một phần Nhà máy điện do Cục điều tiết điện lực cấp;
- Meter reading confirmation reports;
Biên bản chốt chỉ số công tơ;

- Official documents approving the commissioning and acceptance of the project for commercial operation;
Văn bản chấp thuận kết quả nghiệm thu hoàn thành công trình đưa vào sử dụng;
- Decision amending the previously approved investment schedule or implementation plan of the project.
Quyết định điều chỉnh Quyết định chấp thuận tiến độ đầu tư về chủ trương thực hiện dự án.

On the other hand, the incomplete provisions of the Power Purchase Agreement have also been a major factor contributing to delays in negotiations between EVN and project investors. Key issues include:

Mặt khác, các điều khoản của hợp đồng mua bán điện chưa được hoàn thiện cũng là một yếu tố quan trọng làm kéo dài và chậm trễ quá trình đàm phán giữa EVN và các chủ đầu tư dự án, cụ thể như sau:

- Capacity Dispatch:** EVN does not commit to dispatching the full capacity of the plant, which adversely affects the project's ability to recover its investment.
Huy động công suất: EVN không cam kết huy động toàn bộ công suất, ảnh hưởng đến khả năng hoàn vốn của dự án.
- Contract Term:** While the PPA term is set at 20 years, it lacks a mechanism to adjust the tariff in response to cost fluctuations over time.
Thời hạn hợp đồng: Thời hạn PPA kéo dài 20 năm nhưng không có cơ chế điều chỉnh giá phù hợp với biến động chi phí.
- Payment Risk:** The payment clause does not clearly specify guarantees or penalties in the event of late payment by the buyer.
Rủi ro thanh toán: Điều khoản thanh toán chưa quy định rõ các biện pháp bảo lãnh hoặc chế tài khi bên mua chậm thanh toán.
- Dispute Resolution Mechanism:** There are still significant legal gaps regarding the choice of arbitration or other competent authorities for resolving disputes.
Cơ chế giải quyết tranh chấp: Còn nhiều khoảng trống pháp lý trong việc lựa chọn trọng tài hoặc cơ quan khác để giải quyết tranh chấp.

4. **New regulatory framework** *Khung pháp lý mới*

Faced with numerous difficulties and challenges in implementing transitional renewable energy projects, particularly obstacles related to electricity price negotiations, the Ministry of Industry and Trade has taken a positive step by issuing two key legal documents.

Đối mặt với nhiều khó khăn và thách thức trong quá trình thực hiện các dự án năng lượng tái tạo chuyển tiếp, đặc biệt là những vướng mắc liên quan đến việc đàm phán giá điện, Bộ Công Thương đã có động thái tích cực thông qua việc ban hành hai văn bản pháp lý quan trọng.

Specifically, the MOIT promulgated Circular **09/2025/TT-BCT** ("**Circular 09**") and Circular **12/2025/TT-BCT** ("**Circular 12**") to establish a clear and transparent mechanism for negotiating electricity prices. These two circulars are expected to facilitate a smoother negotiation process between EVN and the developers of transitional renewable energy projects, enabling them to reach consensus and finalize Power Purchase Agreements more efficiently.

*Cụ thể, Bộ đã ban hành Thông tư 09/2025/TT-BCT ("**Thông Tư 09**") và Thông tư 12/2025/TT-BCT ("**Thông Tư 12**") nhằm thiết lập một cơ chế rõ ràng, minh bạch cho quá trình đàm phán giá điện. Hai Thông Tư này được kỳ vọng sẽ tạo điều kiện thuận lợi để EVN và các chủ đầu tư dự án năng lượng tái tạo chuyển tiếp có thể sớm đi đến thống nhất và ký kết chính thức hợp đồng mua bán điện.*

4.1. **Power Generation Framework** *Về khung giá phát điện*

- Significance:** The electricity price framework sets a pricing range between a minimum price (VND 0/kWh) and a maximum ceiling price, which is determined separately for each type of power plant by the competent authority.

Ý nghĩa: Khung giá phát điện được giới hạn giữa mức giá tối thiểu (0 đồng/kWh) và mức giá tối đa (giá trần) được xác định riêng cho từng loại hình nhà máy điện. Giá trần sẽ do cơ quan có thẩm quyền quy định.

This framework establishes a "negotiation bandwidth" within which parties can negotiate electricity prices, but the agreed tariff must not exceed these boundaries.

Khung giá tạo ra "biên độ dao động" cho phép để các bên đàm phán, nhưng không thể thỏa thuận vượt quá giới hạn này.

The ceiling price plays a critical role in preventing excessive electricity prices—especially in cases where the market lacks competition or where monopolistic conditions exist. It also serves as a policy instrument for the Government to adjust the pricing framework to encourage the development of preferred energy sources. Furthermore, the price framework is publicly disclosed, providing a clear reference for stakeholders—including investors, electricity buyers, and regulatory agencies—to negotiate and plan. This transparency helps reduce risks and transaction costs in the negotiation and execution of Power Purchase Agreements (PPAs).

Mức giá trần giúp ngăn chặn giá điện tăng quá cao, đặc biệt trong trường hợp thị trường thiếu cạnh tranh hoặc có doanh nghiệp độc quyền. Đây cũng là một công cụ giúp Chính phủ có thể điều chỉnh khung giá cho từng loại hình năng lượng để khuyến khích phát triển các nguồn năng lượng ưu tiên. Ngoài ra, khung giá được công bố công khai, giúp các bên liên quan (nhà đầu tư, người mua điện, cơ quan quản lý) có cơ sở rõ ràng để đàm phán và lập kế hoạch, nhằm giảm thiểu rủi ro và chi phí giao dịch trong đàm phán hợp đồng mua bán điện.

- (b) **Methodology:** The power generation price (P_c) is calculated based on three main components: the average fixed cost (FC), the fixed operation and maintenance cost (FOMC), and the variable cost (VC).

Phương pháp: Giá phát điện (P_c) được tính dựa trên ba thành phần chính: giá cố định bình quân (FC), giá vận hành và bảo dưỡng cố định (FOMC), và giá biến đổi (VC).

The general formula is expressed as: $P_c = FC + FOMC + VC$, with each component having its own specific calculation method.

Công thức tổng quát được thể hiện là: $P_c = FC + FOMC + VC$, trong đó mỗi thành phần đều có phương pháp tính toán riêng biệt.

- (c) **Procedure:** The project developer must submit the Feasibility Study Report and Basic Design to EVN within 15 days of approval. By November 1 each year, EVN is required to finalize its calculations and submit the electricity price framework dossier to the Ministry of Industry

and Trade. The competent authority has 5 days to review the submission and may request EVN to provide additional information within 15 days if necessary. The price framework is then subject to a 25-day appraisal process before being submitted to the Minister for final approval. In case of delays in publication, the price framework from the preceding year will be applied on a temporary basis.

Quy trình: Chủ đầu tư phải nộp Báo cáo nghiên cứu khả thi và thiết kế cơ sở cho EVN trong vòng 15 ngày sau khi được phê duyệt. Trước ngày 1/11 hàng năm, EVN hoàn tất tính toán và gửi hồ sơ khung giá phát điện đến Bộ Công Thương. Cơ quan quản lý có 5 ngày để kiểm tra hồ sơ, nếu cần có thể yêu cầu EVN bổ sung trong 15 ngày. Sau đó, khung giá được thẩm định trong 25 ngày trước khi trình Bộ trưởng phê duyệt. Trường hợp chậm công bố, tạm áp dụng khung giá năm liền kề trước.

(d) **Current Status**
Tình hình hiện tại

In **February 2025**, EVN assigned the Electricity Power Trading Company (**EVNEPTC**) to calculate the electricity price framework in accordance with the Ministry of Industry and Trade's instructions. Following the submission of its report via **Official Letter 1606/EPTC-KDMD** dated **March 1, 2025**, EVN submitted its official proposal to the MOIT under Official Letter **1771/EVN-TTD** dated **March 20, 2025**.

Tháng 2/2025, EVN giao Công ty Mua bán điện (**EVNEPTC**) tính toán khung giá phát điện theo yêu cầu của Bộ Công Thương. Sau khi EVNEPTC gửi báo cáo (**Công văn 1606/EPTC-KDMD** ngày **01/03/2025**), EVN trình đề xuất chính thức đến Bộ Công Thương tại Công văn **1771/EVN-TTĐ** ngày **20/03/2025**.

Based on this, on **April 10, 2025**, the MOIT issued Decision **988/QĐ-BCT**, approving the 2025 electricity price framework for **transitional solar power plants**. The maximum tariffs (excluding VAT) are clearly specified by project type and geographic region as follows:

Trên cơ sở đó, ngày 10/04/2025, Bộ Công Thương ban hành Quyết định 988/QĐ-BCT, phê duyệt khung giá phát điện năm 2025 cho các nhà máy điện mặt trời chuyển tiếp, với mức giá tối đa (chưa bao gồm VAT) được quy định rõ theo từng loại hình và khu vực như sau:

Project Type Loại hình	Northern Region Miền Bắc	Central Region Miền Trung	Southern Region Miền Nam
Solar PV without Energy Storage (VND/kWh) Điện mặt trời không có hệ thống pin tích trữ (đồng/kWh)			
Ground-mounted Solar PV Điện mặt trời mặt đất	1,382.7 1.382,7	1,107.1 1.107,1	1,012.0 1.012,0
Floating Solar PV Điện mặt trời nổi	1,685.8 1.685,8	1,336.1 1.336,1	1,228.2 1.228,2
Solar PV with Energy Storage Điện mặt trời có hệ thống pin tích trữ (đồng/kWh)			
Ground-mounted Solar PV Điện mặt trời mặt đất	1,571.98 1.571,98	1,257.05 1.257,05	1,149.86 1.149,86
Floating Solar PV Điện mặt trời nổi	1,876.57 1.876,57	1,487.18 1.487,18	1,367.13 1.367,13

A comparison of the pricing framework reveals that projects with integrated energy storage systems are entitled to ceiling tariffs approximately 11–14% higher than those without storage, depending on the region. This pricing differential is intended to offset the higher investment costs associated with storage systems and to encourage their integration—thereby enhancing dispatchability and grid stability. In addition, the new pricing framework is region-specific, with the highest rates applied in the North and the lowest in the South. This structure reflects regional differences in solar generation conditions and aims to guide more balanced investment distribution: higher tariffs in less favorable or electricity-deficient areas (such as the North) are designed to attract new projects, while lower tariffs in the South where solar potential is high but oversupply during peak hours is common seek to limit uncontrolled capacity expansion.

So sánh khung giá cho thấy dự án có hệ thống pin tích trữ được hưởng mức giá trần cao hơn khoảng 11–14% so với dự án không lưu trữ, tùy

vùng miền. Sự chênh lệch này nhằm bù đắp chi phí đầu tư hệ thống lưu trữ và khuyến khích tích hợp lưu trữ – qua đó giúp tăng khả năng điều độ và ổn định lưới điện. Bên cạnh đó, khung giá mới được phân theo vùng (Bắc cao nhất, Nam thấp nhất) phản ánh điều kiện phát điện mỗi miền và định hướng phân bổ đầu tư hợp lý: những khu vực ít thuận lợi hoặc thiếu hụt điện (như miền Bắc) được áp dụng giá cao hơn để thu hút dự án, trong khi miền Nam – nơi tiềm năng lớn nhưng dư thừa công suất vào cao điểm – có giá thấp hơn nhằm hạn chế tình trạng bùng nổ mất kiểm soát.

From an investor's perspective, although the newly approved transitional electricity price framework is **significantly lower than the previous fixed FIT rates** (7.09–9.35 US cents/kWh), it nonetheless provides a clear legal basis for accelerating PPA negotiations and execution. The absence of fixed preferential tariffs now compels investors to assess project feasibility more cautiously, optimize costs, and consider the application of energy storage technologies to qualify for higher tariffs. In the post-FIT landscape, the new framework is expected to channel investment toward viable projects, promote the adoption of storage solutions, and encourage a more balanced geographical distribution of solar power development across regions.

Từ góc độ nhà đầu tư, khung giá phát điện chuyển tiếp chính thức này tuy thấp hơn đáng kể so với mức giá FIT cố định trước đây (7,09 – 9,35 cent/kWh), nhưng lại tạo cơ sở pháp lý rõ ràng để các dự án sớm hoàn tất đàm phán và ký kết PPA. Việc không còn mức giá ưu đãi cố định buộc nhà đầu tư phải tính toán thận trọng hơn về hiệu quả dự án, đồng thời thúc đẩy họ tối ưu chi phí và xem xét áp dụng công nghệ lưu trữ để hưởng giá cao hơn. Trong bối cảnh giá FIT đã kết thúc, khung giá mới này được kỳ vọng sẽ hướng dòng vốn vào các dự án khả thi, khuyến khích giải pháp lưu trữ năng lượng và góp phần phân bổ phát triển điện mặt trời đồng đều hơn giữa các vùng.

As of now, the official electricity price framework for **transitional wind power projects** has yet to be issued by the Ministry of Industry and Trade (MOIT). However, according to EVN's proposal submitted via Official Letter **1771/EVN-TTD**, the proposed framework for wind power is as follows:

Khung giá phát điện cho các **nhà máy điện gió chuyển tiếp** vẫn chưa được Bộ Công Thương ban hành chính thức. Tuy nhiên, theo đề xuất của EVN gửi đến Bộ Công Thương theo Công văn **1771/EVN-TTĐ** đã nói trên, khung giá phát điện gió như sau:

Wind Power Điện gió		Proposed Ceiling Price Mức giá tối đa của khung giá phát điện
1.	Onshore Wind Power Plant Nhà máy điện gió trên đất liền	1,643.89 VND/kWh 1.643,89 đồng/kWh
2.	Nearshore Wind Power Plant Nhà máy điện gió gần bờ	1,913.67 VND/kWh 1.913,67 đồng/kWh

- (e) **Note:** For wind and solar power projects that have signed PPAs with EVN but do not meet the eligibility conditions for FIT rates under Decision 11/2017/QĐ-TTg, Decision 13/2020/QĐ-TTg, or Decision 39/2018/QĐ-TTg, the applicable tariff shall be the maximum price under the electricity price framework, as follows:

Lưu ý: Đối với các dự án nhà máy điện gió, nhà máy điện mặt trời đã ký kết PPA với EVN nhưng không đáp ứng điều kiện hưởng giá FIT theo các Quyết định 11/2017/QĐ-TTg, Quyết định 13/2020/QĐ-TTg, hoặc Quyết định 39/2018/QĐ-TTg thì sẽ áp dụng mức giá tối đa của khung phát điện như sau:

Solar Power Điện mặt trời		Proposed Ceiling Price Mức giá tối đa của khung giá phát điện
1.	Ground-mounted Solar PV Nhà máy điện mặt trời mặt đất	1,184.90 VND/kWh 1.184,90 đồng/kWh
2.	Floating Solar PV Nhà máy điện mặt trời nổi	1,508.27 VND/kWh 1.508,27 đồng/kWh
Wind Power Điện gió		Proposed Ceiling Price Mức giá tối đa của khung giá phát điện

3.	Onshore Wind Power Plant Nhà máy điện gió trong đất liền	1,587.12 VND/kWh 1.587,12 đồng/kWh
4.	Nearshore Wind Power Plant Nhà máy điện gió gần bờ	1,815.95 VND/kWh 1.815,95 đồng/kWh

Accordingly, if FIT entitlements are revoked, 173 wind and solar power projects that achieved timely Commercial Operation Date (COD) but did not obtain the Construction Completion Acceptance (CCA) at the time of COD may be subject to the maximum electricity tariffs outlined in the table above. These ceiling prices remain unchanged as set forth under Decision 21.

Như vậy, nếu giá FIT bị thu hồi, 173 dự án điện gió và điện mặt trời đã có COD đúng hạn nhưng chưa có văn bản chấp thuận kết quả nghiệm thu (CCA) tại thời điểm COD có thể sẽ được áp dụng mức giá bán điện tối đa theo bảng này. Các mức giá trần vẫn được giữ nguyên theo Quyết Định 21.

4.2. Power Generation Price Về giá dịch vụ phát điện

Electricity generation service fees are categorized into three groups: (1) Service fees for newly built power plants; (2) Service fees for power plants already in commercial operation; and (3) Electricity prices specified annually in existing Power Purchase Agreements.

Giá dịch vụ phát điện được xác định theo 03 nhóm đối tượng, bao gồm: (1) Giá dịch vụ phát điện cho nhà máy điện mới, (2) Giá dịch vụ phát điện cho nhà máy điện đã vận hành thương mại, và (3) Giá hợp đồng mua bán điện theo từng năm của hợp đồng mua bán điện.

Each group is subject to different calculation methodologies and technical parameters. Within the scope of this article, we focus on Group (1) – newly built power plants – which are most directly affected by the transition in pricing mechanisms.

Mỗi nhóm đối tượng sẽ được áp dụng các phương pháp tính toán khác nhau dựa trên các thông số khác nhau. Trong khuôn khổ bài viết này, chúng tôi chỉ

đề cập đến nhóm (1) – các dự án nhà máy điện mới – vốn là đối tượng chịu tác động rõ nét nhất trong quá trình chuyển đổi cơ chế giá.

For new solar and wind power projects, the service fee is determined using the formula:

$P_C = P^{CD} + P^{BD}$, where P^{CD} includes the average fixed cost and fixed operation and maintenance (O&M) costs, and P^{BD} is zero. The resulting price must **not exceed the ceiling tariff** as defined in the MOIT's price framework for the relevant base year. If no framework has been issued for that year, the price must be converted for comparison against the most recent available framework.

*Đối với các dự án điện mặt trời và điện gió mới, giá được xác định theo công thức $P_C = P^{CD} + P^{BD}$, trong đó P^{CD} bao gồm giá cố định bình quân và chi phí vận hành, bảo dưỡng cố định, còn P^{BD} bằng 0. Giá này **không được vượt quá khung giá** phát điện do Bộ Công Thương ban hành cho năm cơ sở, hoặc được quy đổi để so sánh với khung giá gần nhất nếu năm cơ sở chưa có khung giá.*

It is important to note that for solar and wind power plants that have signed PPAs with EVN but do not qualify for FIT rates under Decisions 11/2017/QĐ-TTg, 13/2020/QĐ-TTg, 37/2011/QĐ-TTg, or 39/2018/QĐ-TTg, the generation service fee will be calculated based on the commercial operation year and the overall technical specifications of the plant.

Cần lưu ý rằng đối với các nhà máy điện mặt trời và điện gió đã ký hợp đồng mua bán điện với EVN nhưng không đáp ứng điều kiện áp dụng giá FIT theo các Quyết định 11/2017/QĐ-TTg, 13/2020/QĐ-TTg, 37/2011/QĐ-TTg và 39/2018/QĐ-TTg, giá dịch vụ phát điện sẽ được tính dựa trên năm vận hành thương mại và thông số kỹ thuật tổng thể của toàn nhà máy.

5. Conclusion

Kết luận

The transition from the FIT regime to the transitional pricing mechanism for renewable energy projects in Vietnam is a necessary step toward developing a competitive, transparent, and market-oriented electricity sector. However, the process has revealed multiple bottlenecks, including legal uncertainties, inconsistent pricing methodologies, prolonged negotiations, and the absence of investor protection mechanisms. The recent efforts by the Ministry of

Industry and Trade, particularly the issuance of Circulars 09/2025/TT-BCT and 12/2025/TT-BCT, are positive developments that help clarify the legal basis for establishing both the generation price framework and generation service fees. Nonetheless, to ensure the efficient operation of transitional renewable energy projects and their stable contribution to the national grid, further improvements are needed. These include finalizing PPA terms, introducing payment guarantees, implementing risk-sharing mechanisms, and streamlining COD approval procedures. In the long term, the creation of a flexible, multi-party electricity market aligned with Vietnam's net-zero commitments by 2050 will be a vital foundation for driving the sustainable growth of the renewable energy sector.

Việc chuyển đổi từ cơ chế giá FIT sang cơ chế giá chuyển tiếp đối với các dự án năng lượng tái tạo tại Việt Nam là một bước đi tất yếu trong lộ trình phát triển thị trường điện cạnh tranh, minh bạch và phù hợp với thực tiễn. Tuy nhiên, quá trình này cũng bộc lộ nhiều điểm nghẽn liên quan đến khung pháp lý, phương pháp xác định giá điện, thời gian đàm phán kéo dài và thiếu cơ chế bảo vệ lợi ích nhà đầu tư. Những nỗ lực gần đây của Bộ Công Thương trong việc ban hành Thông Tư 09 và Thông Tư 12 là tín hiệu tích cực, góp phần tháo gỡ vướng mắc và tạo hành lang pháp lý rõ ràng hơn cho việc xác lập giá dịch vụ phát điện cũng như khung giá phát điện. Dù vậy, để các dự án năng lượng tái tạo chuyển tiếp có thể vận hành hiệu quả và đóng góp ổn định vào lưới điện quốc gia, cần tiếp tục hoàn thiện các quy định liên quan đến hợp đồng mua bán điện, bảo lãnh thanh toán, cơ chế chia sẻ rủi ro và quy trình phê duyệt hồ sơ COD. Trong dài hạn, việc thiết lập một thị trường điện năng linh hoạt, có sự tham gia đa bên và phù hợp với cam kết phát thải ròng bằng 0 vào năm 2050 sẽ là nền tảng quan trọng thúc đẩy phát triển bền vững ngành năng lượng tái tạo tại Việt Nam.



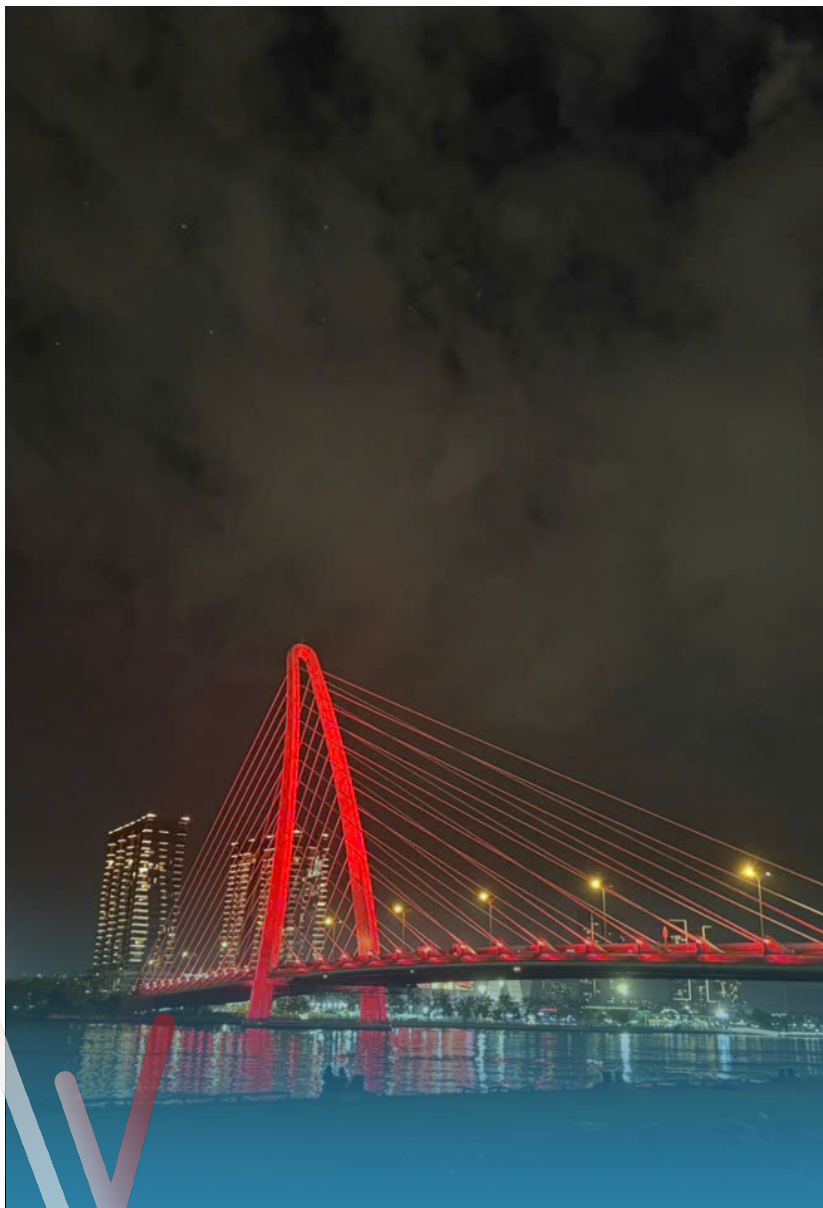
ABOUT VILASIA VỀ VILASIA

At Vilasia, we dedicate our full expertise and empathy to every client's cause. Our aim is not just to meet but to exceed your expectations without introducing unnecessary complexity or cost. With direct partner involvement, we ensure that you benefit directly from our deep experience and specialized knowledge. We maintain transparent, fixed fees, allowing us to focus solely on delivering the highest quality service and the quickest turnaround possible.

Chúng tôi dành toàn tâm, toàn ý cho mọi vấn đề. Mục tiêu của chúng tôi không chỉ là đáp ứng mà còn vượt ngoài mong đợi của khách hàng bằng chất lượng chuyên môn lẫn hiệu quả kinh tế. Luật sư hợp danh (partner) đều trực tiếp tham gia xử lý hoặc giám sát chặt chẽ công việc để bảo đảm rằng khách hàng hưởng lợi từ kinh nghiệm sâu rộng của những luật sư kỳ cựu nhất. Chúng tôi áp dụng mức phí minh bạch, cố định, và như thế chúng tôi có thể tập trung hoàn toàn vào việc cung cấp dịch vụ với chất lượng cao nhất trong thời gian ngắn nhất có thể.

By fostering a culture of close collaboration with clients, Vilasia supports a broader mission to encourage equitable economic growth and innovation throughout Vietnam. We engage in every case with a full heart and a sharp mind, ensuring that the legal support we offer is not just effective but also deeply empathetic and aligned with your real needs.

Bằng cách làm việc sâu sát với khách hàng, Vilasia theo đuổi sứ mệnh thúc đẩy tăng trưởng kinh tế công bằng và đổi mới sáng tạo trên khắp Việt Nam. Chúng tôi tham gia vào mọi dự án với trái tim nhiệt thành và trí óc sắc bén, để sự hỗ trợ pháp lý mà chúng tôi cung cấp không chỉ hiệu quả mà còn thấu cảm sâu sắc và phù hợp với nhu cầu thực tế của khách hàng.



VILASIA EMBODIES A UNIQUE BLEND OF: VILASIA LÀ SỰ KẾT HỢP ĐỘC ĐÁO GIỮA:



Youthful Zeal and
Seasoned Expertise
*Nhiệt Huyết Trẻ Trung và
Kinh Nghiệm Dày Dặn*



Theoretical Knowledge
and Practical Application
*Lý Thuyết Sâu Rộng và
Ứng Dụng Thực Tế*



Global Professional
Standards and Deep
Local Insights
*Tiêu Chuẩn Quốc Tế và
Am Hiểu Địa Phương*



Traditional Values with
Modern Technologies
*Giá Trị Truyền Thống và
Công Nghệ Hiện Đại*



Profit Seeking with Social
Contribution
*Tìm Kiếm Lợi Nhuận và
Cống Hiến Cộng Đồng*



Adaptive Flexibility with
Structured Governance
*Thích Ứng Linh Hoạt
và Quản Trị Chặt Chẽ*

CONTACT US
LIÊN HỆ VỚI CHÚNG TÔI

Visit Our Website
Website

www.vil.asia

Visit Our LinkedIn
LinkedIn

<https://www.linkedin.com/company/vilasia/>

Call Us
Điện thoại

(+84)286.270.8696

Email Us
Email

partners@vil.asia

Meet Us in Person
Gặp mặt trực tiếp

Aqua 1, Vinhomes Golden River 2
Ton Duc Thang
District 1, HCMC, Vietnam
Aqua 1, Vinhomes Golden River 2
Tôn Đức Thắng
Quận 1, TP. Hồ Chí Minh, Việt Nam



Ngu Truong
Managing Partner
ngutruong@vil.asia



Kien Doan
Associate
kiendoan@vil.asia



Trang Nguyen
Senior Associate
thuytrangnguyen@vil.asia