

IMPLEMENTATION RISKS UNDER THE REVISED PDP8: A 10.5 TO 16.2 GW SHORTFALL AND PROPOSED SPECIAL MECHANISMS TUÂN THỦ RỦI RO TRIỂN KHAI ĐIỀU CHỈNH QUY HOẠCH ĐIỆN VIII: THIẾU HỤT 10,5-16,2 GW VÀ ĐỀ XUẤT CƠ CHẾ ĐẶC THÙ

Trang Nguyen, Partner
Lam Tran, Associate

Takeaways Tiêu điểm

- Capacity gap through 2030:** From 2027, power shortage risks may shift from peak capacity shortages to simultaneous shortages in both capacity and output. By 2030, the shortfall may reach **10.5 to 16.2 GW**, equivalent to **81 to 141 billion kWh**.
Khoảng trống công suất đến năm 2030: Từ năm 2027, rủi ro thiếu điện có thể chuyển từ thiếu công suất đỉnh sang thiếu đồng thời cả công suất và sản lượng. Đến năm 2030, mức thiếu hụt có thể đạt **10,5 đến 16,2 GW**, tương ứng **81 đến 141 tỷ kWh**.
- Delayed power project groups:** Around **44,900 MW** of large-scale power sources, excluding renewable energy sources with uncertain progress, may face delays through 2030. In addition, around **6,000 MW** of offshore wind power is expected to be delayed beyond 2030.
Các nhóm dự án chậm tiến độ: Khoảng **44.900 MW** nguồn điện lớn, chưa bao gồm các nguồn năng lượng tái tạo có tiến độ còn nhiều bất định, có khả năng chậm tiến độ đến năm 2030. Ngoài ra, khoảng **6.000 MW** điện gió ngoài khơi dự kiến chậm sau năm 2030.
- System-level causes:** Delays are not only procedural. They also stem from planning assumptions, fragmented legal frameworks, capital constraints, implementation capacity and international market volatility.
Nguyên nhân nằm ở cấp hệ thống: Chậm tiến độ không chỉ do thủ tục, mà còn đến từ giả định quy hoạch, khung pháp lý phân tán, hạn chế về vốn, năng lực triển khai và biến động của thị trường quốc tế.
- Proposed special mechanisms:** The MOIT proposed expedited planning adjustment, mechanisms to address planning and investment bottlenecks, non-tender project allocation for certain projects, recognition of renewable energy and BESS hybrid projects, and an emergency power project list for Northern Vietnam.
Các cơ chế đặc thù được đề xuất: Bộ Công thương kiến nghị cơ chế rút gọn trong điều chỉnh quy hoạch, xử lý vướng mắc về quy hoạch và đầu tư, giao một số dự án không qua đấu thầu, công nhận mô hình hybrid giữa năng lượng tái tạo và BESS, và lập danh mục dự án, công trình điện khẩn cấp cho miền Bắc.
- Uneven impact on investors:** Investors with survey results, implementation capacity, and the ability to manage contract and financing risks may be better positioned. Projects facing unresolved PPA, BOT or grid connection issues will still require careful assessment.
Tác động không đồng đều đối với nhà đầu tư: Nhà đầu tư có kết quả khảo sát, năng lực triển khai và khả năng xử lý rủi ro hợp đồng, huy động vốn có thể có vị thế thuận lợi hơn. Ngược lại, các dự án còn vướng PPA, BOT hoặc đấu nối vẫn cần được đánh giá thận trọng.
- Next points to monitor:** The key issue is whether the MOIT's proposals will be converted into effective legal instruments, specific implementation criteria and actual progress on key LNG projects.
Các điểm cần theo dõi tiếp theo: Trọng tâm là việc các kiến nghị của Bộ Công thương có được chuyển hóa thành văn bản có hiệu lực, tiêu chí triển khai cụ thể và tiến độ xử lý thực tế tại các dự án LNG trọng điểm hay không.

On 13 May 2026, the Ministry of Industry and Trade (MOIT) submitted Report No. 312/BC-BCT on the implementation status and proposed solutions for the Revised National Power Development Plan for the period 2021 to 2030, with a vision to 2050, and on the implementation of national important projects and key energy sector projects (“**Report 312**”), to Permanent Deputy Prime Minister Pham Gia Tuc.

*Ngày 13/05/2026, Bộ Công thương trình Báo Cáo 312/BC-BCT về tình hình triển khai và giải pháp thực hiện Điều chỉnh Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2050 và tình hình thực hiện các dự án quan trọng quốc gia, trọng điểm ngành năng lượng (“**Báo Cáo 312**”) đến Phó Thủ tướng Thường trực Chính phủ Phạm Gia Túc.*

Report 312 is notable for three main points: (1) the implementation of many power projects under the adjusted PDP8 remains behind schedule; (2) the bottlenecks are not limited to individual projects, but extend across investment procedures, investor selection, land, site clearance, environmental matters, financing arrangements, and the implementation mechanisms for certain types of power sources; and (3) the Ministry of Industry and Trade proposed a number of solutions to update the plan, address implementation bottlenecks, add flexible power sources, and accelerate the progress of key power generation and grid projects to ensure power supply through 2030.

Báo Cáo 312 nổi bật ở ba điểm chính: (1) tiến độ triển khai nhiều dự án điện theo Điều chỉnh Quy hoạch điện VIII còn chậm; (2) các vướng mắc không chỉ nằm ở từng dự án riêng lẻ mà trải rộng từ thủ tục đầu tư, lựa chọn nhà đầu tư, đất đai, giải phóng mặt bằng, môi trường, thu xếp vốn đến cơ chế triển khai một số loại hình nguồn điện; và (3) Bộ Công thương đã đề xuất một số giải pháp nhằm cập nhật quy hoạch, tháo gỡ vướng mắc, bổ sung nguồn điện linh hoạt và đẩy nhanh tiến độ các dự án nguồn điện, lưới điện quan trọng để bảo đảm cung ứng điện đến năm 2030.

In this issue, Vilasia Watt Weekly reviews Report 312 across six points: (i) the capacity gap through 2030; (ii) groups of power projects likely to

face delays; (iii) system level causes of project delays; (iv) special mechanisms proposed by the MOIT; (v) implications for investors and large power consumers; and (vi) key points to monitor in assessing whether the proposals can be converted into effective mechanisms and specific projects.

Trong số này, Vilasia Watt Weekly phân tích Báo Cáo 312 theo sáu nội dung: (i) khoảng trống công suất nguồn điện đến năm 2030; (ii) các nhóm dự án nguồn điện có khả năng chậm tiến độ; (iii) nguyên nhân hệ thống của tình trạng chậm tiến độ; (iv) các cơ chế đặc thù được Bộ Công thương kiến nghị; (v) tác động đối với nhà đầu tư và hộ tiêu thụ điện lớn; và (vi) các điểm cần theo dõi tiếp theo để đánh giá liệu các kiến nghị này có được chuyển hóa thành cơ chế có hiệu lực và dự án cụ thể hay không.

1. Capacity gap through 2030

Khoảng trống công suất nguồn điện đến năm 2030

As of 20 April 2026, national peak load (Pmax) reached **52,300 MW**, of which Northern Vietnam accounted for **24,440 MW**. By comparison, Northern Vietnam’s Pmax in 2025 was around **28,500 MW**. In April 2026 alone, electricity consumption was estimated at around **30 billion kWh**, up **11.8%** year on year. According to Report 312, year-to-date electricity consumption in 2026 reached **106.86 billion kWh**, up **8%** year on year and equivalent to **30.5%** of the 2026 plan approved by the MOIT. These figures first show that electricity demand continued to increase in the first months of 2026, especially in terms of electricity output, while Pmax had also reached a high level. At the same time, Report 312 noted that, as of the reporting date, power supply was still basically secured.

*Tính đến ngày 20/04/2026, công suất phụ tải cực đại (Pmax) toàn quốc đạt **52.300 MW**, trong đó miền Bắc đạt **24.440 MW**. Để đối chiếu, Pmax miền Bắc năm 2025 từng đạt khoảng **28.500 MW**. Riêng trong tháng 4/2026, sản lượng điện tiêu thụ ước đạt khoảng **30 tỷ kWh**, tăng **11,8%** so với cùng kỳ năm 2025. Theo Báo Cáo*

312, sản lượng điện tiêu thụ lũy kế đầu năm 2026 đạt **106,86 tỷ kWh**, tăng **8%** so với cùng kỳ và tương đương **30,5%** kế hoạch năm 2026 đã được Bộ Công thương phê duyệt. Các số liệu này trước hết cho thấy nhu cầu điện tiếp tục tăng trong những tháng đầu năm 2026, đặc biệt về sản lượng điện, trong khi Pmax cũng đã ở mức cao. Đồng thời, Báo Cáo 312 ghi nhận rằng, đến thời điểm báo cáo, việc cung ứng điện vẫn cơ bản được bảo đảm.

However, on the supply side, the pace of new capacity additions has not kept up with the growth in peak load. By the end of 2025, the total installed capacity of the power system reached approximately **89,756 MW**, including **2,140 MW** of imported power. During the 2021–2025 period, installed capacity increased by only around **3.27% per year** on average, significantly lower than the average annual growth rate of Pmax, at around **7.1%**. This gap indicates that power supply risks do not arise only from growing demand, but also from the fact that many planned power sources have not been added on schedule.

*Tuy nhiên, ở phía nguồn điện, tốc độ bổ sung công suất mới chưa theo kịp tốc độ tăng phụ tải. Đến cuối năm 2025, tổng công suất đặt của hệ thống điện đạt khoảng **89.756 MW**, bao gồm **2.140 MW** nguồn điện nhập khẩu. Trong giai đoạn 2021–2025, công suất nguồn điện tăng bình quân khoảng **3,27%/năm**, thấp hơn đáng kể so với tốc độ tăng bình quân của Pmax ở mức khoảng **7,1%/năm**. Khoảng cách này cho thấy rủi ro cung ứng điện không chỉ xuất phát từ nhu cầu tăng, mà còn từ việc nhiều nguồn điện theo quy hoạch chưa được bổ sung đúng tiến độ.*

As a result, although the power system is still broadly able to meet output demand in **2026**, Report 312 noted a risk of peak capacity shortages during prolonged hot weather and the evening peak period from **6 p.m. to 9 p.m.**, particularly from May to August. From **2027** onwards, the risk may no longer be limited to seasonal peak capacity shortages, but may extend to shortages in both capacity and electricity output.

Vì vậy, mặc dù năm **2026** hệ thống điện cơ bản vẫn đáp ứng nhu cầu về sản lượng, Báo Cáo 312 đã ghi nhận nguy cơ thiếu công suất đỉnh trong các đợt nắng nóng kéo dài và trong khung giờ cao điểm tối từ **18h đến 21h**, đặc biệt trong giai đoạn từ tháng 5 đến tháng 8. Từ năm **2027** trở đi, rủi ro không còn chỉ là thiếu công suất đỉnh theo mùa, mà có thể mở rộng thành thiếu hụt đồng thời cả công suất và sản lượng.

By **2030**, the MOIT calculated three capacity shortfall scenarios depending on the implementation progress of renewable energy sources: a shortfall of around **10.5 GW** if renewable energy sources reach 100% of the planned progress; around **13.6 GW** if they reach only 75%; and around **16.2 GW** if they reach only 50%. The corresponding electricity output shortfall is estimated at approximately **81–141 billion kWh**. These scenarios show that the capacity gap through 2030 has been quantified in Report 312 based on the actual implementation progress of planned power sources.

*Đến năm 2030, Bộ Công thương tính toán ba kịch bản thiếu hụt công suất tùy theo tiến độ phát triển nguồn năng lượng tái tạo: thiếu khoảng **10,5 GW** nếu các nguồn năng lượng tái tạo đạt 100% tiến độ quy hoạch; khoảng **13,6 GW** nếu chỉ đạt 75%; và khoảng **16,2 GW** nếu chỉ đạt 50%. Sản lượng điện thiếu hụt tương ứng được ước tính trong khoảng **81–141 tỷ kWh**. Các kịch bản này cho thấy “khoảng trống công suất nguồn điện đến năm 2030” không phải là một rủi ro giả định, mà là rủi ro đã được lượng hóa trong Báo Cáo 312 trên cơ sở tiến độ thực tế của các nguồn điện theo quy hoạch.*

(For background on the Revised PDP8, please see [VWW 14: Revised Power Development Plan VIII – What’s New?](#))
(Về bối cảnh Điều chỉnh Quy hoạch điện VIII, vui lòng xem [VWW 14: Quy hoạch điện VIII điều chỉnh – Có gì mới?](#))

2. Groups of power projects likely to face delays *Các nhóm dự án nguồn điện có khả năng chậm tiến độ*

According to Report 312, the total capacity of large-scale power sources likely to face delays through **2030**, excluding renewable energy sources with uncertain progress, is approximately **44,900 MW**. This figure covers gas-fired power, large hydropower, pumped storage hydropower and power imports. Separately, Report 312 also notes that **6,000 MW** of offshore wind power is expected to be delayed beyond **2030**, while other renewable energy sources such as onshore wind, solar power and small hydropower remain subject to many uncertainties in implementation progress.

Theo Báo Cáo 312, tổng công suất các nguồn điện lớn có khả năng chậm tiến độ đến năm 2030, chưa bao gồm các nguồn năng lượng tái tạo có tiến độ còn nhiều bất định, là khoảng 44.900 MW. Con số này bao gồm điện khí, thủy điện lớn, thủy điện tích năng và nguồn điện nhập khẩu. Riêng đối với điện gió ngoài khơi, Báo cáo 312 cũng ghi nhận khoảng 6.000 MW dự kiến chậm sau năm 2030, trong khi các nguồn năng lượng tái tạo khác như điện gió trên bờ, điện mặt trời và thủy điện nhỏ vẫn còn nhiều bất định trong quá trình triển khai.

Gas-fired power accounts for the largest delayed capacity. Report 312 states that approximately **27,014 MW** out of **33,524 MW** of gas-fired capacity may be delayed, equivalent to around **80.6%**. This includes approximately **21,324 MW** of LNG power expected to be delayed beyond **2030**, except for **LNG Hiep Phuoc Phase 1** and **LNG Quang Trach II**, which may meet schedule. Power sources using gas from the **Ca Voi Xanh** and **Bao Vang** fields, with total capacity of around **4,090 MW**, are also expected to be delayed beyond **2030**.

Nhóm điện khí chiếm tỷ trọng công suất chậm tiến độ lớn nhất. Báo Cáo 312 nêu rằng khoảng 27.014 MW trên tổng số 33.524 MW công suất điện khí có khả năng chậm tiến độ, tương đương

khoảng 80,6%. Trong đó, khoảng 21.324 MW nguồn LNG dự kiến chậm sau năm 2030, ngoại trừ LNG Hiệp Phước giai đoạn 1 và LNG Quang Trạch II có khả năng đáp ứng tiến độ. Các nguồn điện sử dụng khí từ mỏ Cá Voi Xanh và Báo Vàng, với tổng công suất khoảng 4.090 MW, cũng dự kiến chậm sau năm 2030.

Within gas-fired power, the causes of delay are not the same across projects. For the **Ca Voi Xanh gas-to-power chain**, Report 312 notes that the upstream gas development project remains stalled because **ExxonMobil**, as the operator, is not prioritising project implementation at this stage. As the timing of first gas has not been determined, the related power plants, including **Mien Trung I & II** and **Dung Quat I & III**, are also delayed. The MOIT proposed that **PVN** urge **ExxonMobil** to provide an official written notice on the proposed transfer of participating interests in **PSC Blocks 117, 118 and 119**, and to coordinate with **PVN** to complete the relevant procedures.

Trong nhóm điện khí, nguyên nhân chậm tiến độ không giống nhau giữa từng chuỗi dự án. Với chuỗi khí - điện Cá Voi Xanh, Báo Cáo 312 ghi nhận dự án phát triển mỏ khí vẫn bị đình trệ do ExxonMobil, với tư cách người điều hành, chưa ưu tiên triển khai dự án trong giai đoạn hiện nay. Do chưa xác định được thời điểm cấp khí, các nhà máy điện liên quan như Miền Trung I & II và Dung Quất I & III cũng bị chậm theo. Bộ Công thương kiến nghị PVN đôn đốc ExxonMobil sớm có thông báo chính thức bằng văn bản về phương án chuyển nhượng quyền lợi tham gia tại PSC Lô 117, 118 và 119, đồng thời phối hợp với PVN để hoàn tất các thủ tục liên quan.

For the **Son My LNG chain**, Report 312 identifies a different issue. The **LNG Son My terminal** has not yet approved its feasibility study because there has been no positive signal from the **Son My I** and **Son My II BOT power projects**. For **Son My I** and **Son My II**, investors are completing feasibility study dossiers as required by the MOIT, but certain legal provisions applicable to

BOT projects have expired, making it difficult to establish a legal basis for negotiating the BOT contracts. Report 312 identifies this as the main reason for the delay of the **Son My BOT power projects**.

Với chuỗi **LNG Sơn Mỹ**, Báo Cáo 312 ghi nhận một vướng mắc khác. Dự án **kho LNG Sơn Mỹ** chưa phê duyệt báo cáo nghiên cứu khả thi do chưa thấy tín hiệu tích cực từ các dự án nhà máy điện BOT **Sơn Mỹ I** và **Sơn Mỹ II**. Đối với **Sơn Mỹ I** và **Sơn Mỹ II**, các chủ đầu tư đang hoàn thiện hồ sơ nghiên cứu khả thi theo yêu cầu của Bộ Công thương, nhưng một số quy định pháp luật áp dụng cho dự án BOT đã hết hiệu lực, gây khó khăn trong việc xác lập cơ sở pháp lý để đàm phán hợp đồng BOT. Báo Cáo 312 xem đây là nguyên nhân chính làm cho các dự án nhà máy điện BOT **Sơn Mỹ I** và **Sơn Mỹ II** chậm triển khai.

For **LNG Hai Lang Phase 1**, the project has completed a number of key procedures, including planning adjustments, environmental impact assessment, risk assessment, relevant sectoral agreements, feasibility study, investment project approval, sea water exploitation permit and forest use conversion in principle. However, the project is still carrying out procedures relating to sea area allocation, PPA negotiation, land clearance, resettlement area investment and other implementation steps. Report 312 specifically notes **two issues**: the overlap between part of the project's sea area and the **My Thuy port area**, and the fact that certain provisions of the standard PPA do not satisfy the financing requirements of international financial institutions, particularly on offtake risk, change in law, force majeure, dispute resolution, termination and termination payments.

Đối với **LNG Hải Lăng giai đoạn 1**, dự án đã hoàn thành một số thủ tục chính, bao gồm điều chỉnh quy hoạch, báo cáo đánh giá tác động môi trường, báo cáo định lượng rủi ro, các thỏa thuận chuyên ngành, báo cáo nghiên cứu khả thi, phê duyệt dự án đầu tư, giấy phép khai thác nước biển và chủ trương chuyển đổi mục đích sử dụng rừng. Tuy nhiên, dự án vẫn đang thực hiện các thủ

tục về giao khu vực biển, đàm phán PPA, giải phóng mặt bằng, đầu tư khu tái định cư và các bước triển khai khác. Báo Cáo 312 nêu cụ thể **hai vướng mắc**: phần diện tích mặt biển của dự án có sự chồng lấn với khu bến cảng **Mỹ Thủy**, và một số điều khoản của mẫu hợp đồng PPA chưa đáp ứng điều kiện huy động vốn từ các tổ chức tài chính quốc tế, đặc biệt đối với rủi ro đầu ra, thay đổi chính sách pháp luật, bất khả kháng, giải quyết tranh chấp, chấm dứt và thanh toán khi chấm dứt hợp đồng.

Other LNG projects show delays or uncertainties at the investor selection and project preparation stages. For **LNG Hai Phong, Vingroup** submitted a letter dated **25 March 2026** requesting the MOIT to consider another investment plan to replace the entire scale of the **LNG Hai Phong** project, including **Phase 1 of 1,600 MW** and **Phase 2 of 3,200 MW**. For **LNG Nghi Sơn**, the project had previously approved bidding documents **twice** and extended the bid closing/opening time **once**, but no investor submitted a bid by the end of the extended period, resulting in the cancellation of the tender. In **2026, Nghi Sơn Management Board** continued the international open tender process, approved the bidding documents on **9 February 2026**, adjusted them on **23 March 2026**, and extended the bid closing/opening deadline to **20 April 2026**.

Một số dự án LNG khác cho thấy rủi ro hoặc bất định ở khâu lựa chọn nhà đầu tư và chuẩn bị đầu tư. Đối với **LNG Hải Phòng, Tập đoàn Vingroup** đã có văn bản ngày **25/3/2026** đề nghị Bộ Công thương xem xét phương án đầu tư khác để thay thế toàn bộ quy mô dự án **LNG Hải Phòng**, bao gồm **giai đoạn 1 công suất 1.600 MW** và **giai đoạn 2 công suất 3.200 MW**. Đối với **LNG Nghi Sơn**, dự án trước đó đã phê duyệt hồ sơ mời thầu **02 lần** và gia hạn thời điểm đóng/mở thầu **01 lần**, nhưng hết thời gian gia hạn vẫn không có nhà đầu tư nộp hồ sơ dự thầu, dẫn đến phải hủy thầu. Trong năm **2026, Ban Nghi Sơn** tiếp tục thực hiện thủ tục đấu thầu rộng rãi quốc tế, phê duyệt hồ sơ mời thầu ngày

09/02/2026, điều chỉnh hồ sơ mời thầu ngày **23/03/2026** và gia hạn thời hạn đóng/mở thầu đến ngày **20/04/2026**.

For coal-fired power, Report 312 states that coal-fired projects are generally around **one year** behind schedule. In the list of national important and key energy projects, **Long Phu I**, with capacity of **1,200 MW**, remains the only coal-fired power project and continues to face prolonged difficulties. **PVN** is implementing procurement, construction and installation of key components and selecting contractors for remaining packages, while the project continues to be affected by costs arising from a long suspension period and limitations on the participation of international credit institutions and international contractors or suppliers in coal-fired power projects.

*Đối với nhiệt điện than, Báo Cáo 312 nêu rằng các dự án nhiệt điện than nhìn chung chậm khoảng **một năm** so với kế hoạch. Trong danh mục các công trình, dự án quan trọng quốc gia, trọng điểm ngành năng lượng, **Long Phú I**, công suất **1.200 MW**, là dự án nhiệt điện than duy nhất và tiếp tục gặp khó khăn, vướng mắc kéo dài. **PVN** đang triển khai mua sắm, thi công lắp đặt các hạng mục chính và lựa chọn nhà thầu cho các gói thầu còn lại, trong khi dự án vẫn bị ảnh hưởng bởi chi phí phát sinh do thời gian tạm dừng kéo dài và hạn chế trong việc tham gia của các tổ chức tín dụng, tổng thầu và nhà cung cấp quốc tế đối với dự án nhiệt điện than.*

For hydropower and pumped storage hydropower, Report 312 records around **1,000 MW** of large hydropower and around **4,500 MW** of pumped storage hydropower as delayed beyond **2030**. The detailed project updates show that the issues in this group mainly relate to implementation steps. For **Tri An expansion**, difficulties relate to land compensation and land handover for certain project areas. For **Bac Ai pumped storage hydropower**, the project is progressing but still requires completion of legal bases and technical design dossiers for appraisal. For **Don**

Duong pumped storage hydropower, the key issue is the inconsistency between the approved project capacity under the adjusted PDP8 and the capacity proposed by **EVN**, causing the local authority to lack a basis to receive the project dossier. For **Phuoc Hoa pumped storage hydropower**, the investor is preparing the feasibility study, land conversion, land allocation and land lease procedures for subsequent implementation steps. *Đối với thủy điện và thủy điện tích năng, Báo Cáo 312 ghi nhận khoảng **1.000 MW** thủy điện lớn và khoảng **4.500 MW** thủy điện tích năng chậm sau năm **2030**. Các cập nhật chi tiết cho thấy vướng mắc của nhóm này chủ yếu nằm ở các bước triển khai dự án. Đối với **Tri An mở rộng**, khó khăn liên quan đến bồi thường, hỗ trợ, tái định cư và bàn giao mặt bằng tại một số khu vực của dự án. Đối với **thủy điện tích năng Bắc Ái**, dự án đang được triển khai nhưng vẫn cần hoàn thiện cơ sở pháp lý và hồ sơ thiết kế kỹ thuật để thẩm định. Đối với **thủy điện tích năng Đơn Dương**, vướng mắc chính là sự chưa thống nhất giữa quy mô công suất được phê duyệt trong Điều chỉnh Quy hoạch điện VIII và quy mô công suất do **EVN** đề xuất, khiến địa phương chưa có cơ sở tiếp nhận hồ sơ dự án. Đối với **thủy điện tích năng Phước Hòa**, nhà đầu tư đang lập báo cáo nghiên cứu khả thi, thực hiện thủ tục chuyển mục đích sử dụng đất, giao đất và cho thuê đất để triển khai các bước tiếp theo.*

Power imports are another group of delayed capacity. Report 312 notes that approximately **3,000 MW** of power imports from China through a **500 kV back-to-back station** and approximately **3,400 MW** of power imports from Laos are expected to be delayed beyond **2030**. This group should be distinguished from domestic power projects because implementation necessarily depends not only on Vietnam's domestic procedures, but also on cross-border arrangements and the progress of the relevant counterparties. *Nguồn điện nhập khẩu là một nhóm công suất chậm tiến độ khác. Báo Cáo 312 ghi nhận khoảng **3.000 MW** nguồn điện nhập khẩu từ Trung Quốc qua trạm **500 kV Back-to-Back** và khoảng **3.400***

MW nguồn điện nhập khẩu từ Lào dự kiến chậm sau năm **2030**. Nhóm nguồn này cần được phân biệt với các dự án điện trong nước, vì việc triển khai không chỉ phụ thuộc vào thủ tục nội địa của Việt Nam, mà còn phụ thuộc vào các thu xếp xuyên biên giới và tiến độ của các bên liên quan ở nước ngoài.

For offshore wind, Report 312 states that **6,000 MW** is expected to be delayed beyond **2030**. The report does not provide a project-by-project breakdown for offshore wind, but identifies the current legal framework for renewable energy, particularly offshore wind, as not yet sufficiently attractive to investors. In its proposed solutions, the MOIT also recommends allowing offshore wind surveys to be conducted based on potential sea areas after excluding areas planned for maritime activities, aquaculture, security, national defence, heritage and other specific areas under the law.

*Đối với điện gió ngoài khơi, Báo Cáo 312 ghi nhận khoảng **6.000 MW** dự kiến chậm sau năm **2030**. Báo cáo không phân tích chi tiết từng dự án điện gió ngoài khơi, nhưng xác định rằng quy định pháp luật hiện hành về năng lượng tái tạo, đặc biệt là điện gió ngoài khơi, chưa thực sự hấp dẫn nhà đầu tư. Trong nhóm giải pháp kiến nghị, Bộ Công Thương cũng đề xuất cho phép khảo sát điện gió ngoài khơi trên cơ sở không gian biển tiềm năng sau khi loại trừ các khu vực quy hoạch hàng hải, nuôi trồng thủy sản, an ninh - quốc phòng, di sản và các khu vực đặc thù theo quy định pháp luật.*

Overall, Report 312 shows that delays in power projects do not arise from one single cause. Gas-fired and LNG projects face different issues depending on each project chain, including upstream gas development, BOT legal basis, PPA negotiation, financing conditions, investor selection and project preparation. Hydropower and pumped storage hydropower projects mainly face implementation issues such as land, technical dossiers, capacity consistency and coordination with local authorities.

Power imports depend on cross-border arrangements. Offshore wind remains affected by the absence of a sufficiently clear and attractive implementation framework. This classification shows that the capacity gap through **2030** cannot be addressed only by adding more projects to the plan; the bottlenecks need to be addressed by source group and by project type.

*Nhìn tổng thể, Báo Cáo 312 cho thấy tình trạng chậm tiến độ của các dự án nguồn điện không xuất phát từ một nguyên nhân duy nhất. Các dự án điện khí và LNG gặp các vướng mắc khác nhau tùy từng chuỗi dự án, bao gồm phát triển mỏ khí thượng nguồn, cơ sở pháp lý cho hợp đồng BOT, đàm phán PPA, điều kiện huy động vốn, lựa chọn nhà đầu tư và chuẩn bị đầu tư. Các dự án thủy điện và thủy điện tích năng chủ yếu gặp vướng mắc trong triển khai, như đất đai, hồ sơ kỹ thuật, thống nhất quy mô công suất và phối hợp với địa phương. Nguồn điện nhập khẩu phụ thuộc vào các thu xếp xuyên biên giới. Điện gió ngoài khơi vẫn bị ảnh hưởng bởi việc thiếu một khung triển khai đủ rõ và đủ hấp dẫn. Cách phân loại này cho thấy khoảng trống công suất đến năm **2030** không thể được xử lý chỉ bằng việc bổ sung thêm dự án vào quy hoạch; các điểm nghẽn cần được tháo gỡ theo từng nhóm nguồn và từng loại dự án.*

(For offshore wind development barriers, see [VWW 17: Key Challenges in Deploying Offshore Wind and Solar Power](#)).
(Về các rào cản triển khai điện gió ngoài khơi, xem [VWW 17: Thách Thức Chính Khi Triển Khai Điện Gió Ngoài Khơi và Điện Mặt Trời](#)).

3. System level causes of project delays ***Nguyên nhân hệ thống của tình trạng chậm tiến độ***

Report 312 groups the causes of project delays into three subjective groups and one objective group. This classification shows that the issue does not sit only at project level. The wider

bottlenecks lie in planning quality, policy design, implementation capacity and international market volatility.

Báo Cáo 312 chia nguyên nhân chậm tiến độ thành ba nhóm nguyên nhân chủ quan và một nhóm nguyên nhân khách quan. Cách phân loại này cho thấy vấn đề không chỉ nằm ở từng dự án riêng lẻ. Điểm nghẽn rộng hơn nằm ở chất lượng lập quy hoạch, thiết kế chính sách, năng lực triển khai và các biến động của thị trường quốc tế.

First, several planning assumptions have not kept pace with actual system operation. Renewable energy has not been selected based on meteorological principles to support system balancing. The approach to LNG also needs to be reconsidered, as LNG is not necessarily a low emission source in the way planning assumptions may suggest. According to Report 312, LNG emissions are around **65 to 70%** of ultra supercritical coal fired power. For coal fired power, the report also notes that the understanding of its role in energy security and emissions balancing is not fully aligned with Vietnam's economic realities and development needs.

Thứ nhất, một số giả định quy hoạch chưa theo kịp thực tế vận hành hệ thống điện. Năng lượng tái tạo chưa được lựa chọn theo nguyên tắc khí tượng để hỗ trợ cân bằng hệ thống. Quan điểm về LNG cũng cần được nhìn lại, vì nguồn điện này không hoàn toàn là nguồn phát thải thấp như cách tiếp cận quy hoạch có thể gợi ra. Theo Báo Cáo 312, mức phát thải của LNG bằng khoảng **65 đến 70%** so với nhiệt điện than trên siêu tới hạn. Với nhiệt điện than, Báo Cáo cũng cho rằng nhận thức về vai trò của nguồn điện này trong bảo đảm an ninh năng lượng và cân bằng phát thải chưa thật sự phù hợp với thực trạng nền kinh tế và yêu cầu phát triển đất nước.

Second, the legal framework for power source development remains fragmented across investment, land, construction, environment, bidding, exploitation and operation. This is a system

level bottleneck. Report 312 also identifies a planning-related bottleneck: under the Law on Planning No. 112/2025/QH15, a project list is no longer prescribed as a component of sectoral planning. This creates difficulties for implementation in the power sector, where a specific project list is often needed as the basis for subsequent steps such as investor selection, investment procedures, land-related procedures and grid connection. Current regulations on renewable energy, especially offshore wind, and on LNG power are also not attractive enough to investors. The lack of mechanisms to promote baseload and flexible power sources further weakens the ability to maintain system balance during the energy transition.

Thứ hai, khung pháp lý cho phát triển nguồn điện vẫn bị chia cắt giữa nhiều lĩnh vực: đầu tư, đất đai, xây dựng, môi trường, đấu thầu, khai thác và vận hành. Đây là điểm nghẽn có tính hệ thống. Báo Cáo 312 cũng chỉ ra một vướng mắc về mặt quy hoạch: theo Luật Quy hoạch số 112/2025/QH15, danh mục dự án không còn được quy định là một nội dung của quy hoạch ngành. Điều này gây khó khăn cho việc tổ chức thực hiện trong ngành điện, nơi thường cần một danh mục dự án cụ thể để làm cơ sở cho các bước tiếp theo như lựa chọn nhà đầu tư, thủ tục đầu tư, thủ tục đất đai và đấu nối. Bên cạnh đó, các quy định hiện hành về năng lượng tái tạo, nhất là điện gió ngoài khơi, cũng như về điện LNG, chưa đủ hấp dẫn nhà đầu tư. Việc thiếu cơ chế thúc đẩy nguồn điện nền và nguồn điện linh hoạt cũng làm giảm khả năng bảo đảm cân bằng hệ thống trong giai đoạn chuyển dịch năng lượng.

Son My and Hai Lang are two clear examples of this group of issues. For Son My, several **BOT** regulations have expired, leaving insufficient legal basis for BOT contract negotiations. For Hai Lang, some provisions of the standard PPA do not meet the financing requirements of international financial institutions, especially on offtake risk, change in law, force majeure, dispute resolution, termination and termination payments. These cases show that the problem is not only the progress of individual

projects, but a broader gap in contract design and risk allocation for internationally financed power projects.

Son Mỹ và Hải Lăng là hai ví dụ rõ nhất cho nhóm vướng mắc này. Với Son Mỹ, một số quy định pháp luật về BOT đã hết hiệu lực, khiến việc đàm phán hợp đồng BOT thiếu cơ sở pháp lý. Với Hải Lăng, một số điều khoản của mẫu hợp đồng PPA chưa đáp ứng điều kiện huy động vốn từ các tổ chức tài chính quốc tế, đặc biệt đối với rủi ro đầu ra, thay đổi pháp luật, bất khả kháng, giải quyết tranh chấp, chấm dứt hợp đồng và thanh toán khi chấm dứt. Hai trường hợp này cho thấy vấn đề không chỉ là tiến độ của từng dự án, mà là khoảng trống trong thiết kế hợp đồng và phân bổ rủi ro đối với các dự án điện sử dụng vốn quốc tế.

Third, resources and implementation capacity remain limited. Financing large scale projects, especially LNG power and transmission grids, is constrained by public debt ceilings and government guarantee regulations. Some LNG projects also depend on long term gas import contracts, LNG terminal infrastructure and output consumption commitments. Report 312 also notes that some investors have limited capacity, or request investment protections that exceed the current legal framework. For power grids, progress is also affected by delays in local investment policy approval, investor selection, land clearance and coordination among relevant authorities.

Thứ ba, nguồn lực và năng lực triển khai còn hạn chế. Việc thu xếp vốn cho các dự án lớn, nhất là điện LNG và lưới điện truyền tải, gặp khó do hạn chế về trần nợ công và quy định về bảo lãnh Chính phủ. Một số dự án LNG còn phụ thuộc vào hợp đồng nhập khẩu khí dài hạn, hạ tầng kho cảng và cam kết tiêu thụ sản lượng. Báo Cáo 312 cũng nêu rõ năng lực của một số chủ đầu tư còn hạn chế, hoặc có yêu cầu bảo đảm đầu tư vượt quá khuôn khổ pháp luật hiện hành. Đối với lưới điện, tiến độ triển khai còn bị ảnh hưởng bởi việc địa phương chậm cấp chủ trương đầu tư, chậm lựa chọn nhà đầu tư, khó khăn trong giải phóng mặt bằng và thiếu phối hợp đồng bộ giữa các cơ quan liên quan.

Fourth, objective factors continue to increase implementation risks. War, military conflict and international volatility have driven fuel prices, especially coal and LNG, higher and made them harder to forecast. Supply chains for materials and equipment have been disrupted, while the energy transition requires greater self-reliance in fuels, equipment and primary energy inputs. This pressure affects not only individual projects, but the power system as a whole.

Thứ tư, các yếu tố khách quan tiếp tục làm tăng rủi ro triển khai. Chiến tranh, xung đột quân sự và biến động quốc tế khiến giá nhiên liệu, đặc biệt là than và LNG, tăng cao và khó dự báo. Chuỗi cung ứng nguyên liệu, thiết bị bị gián đoạn, trong khi quá trình chuyển dịch năng lượng lại đòi hỏi mức độ tự chủ cao hơn về nhiên liệu, thiết bị và nguồn năng lượng đầu vào. Đây là áp lực không chỉ của từng dự án, mà của toàn bộ hệ thống điện trong giai đoạn chuyển dịch.

Delays should therefore not be understood simply as procedural delay. For LNG, risks lie heavily in contracts, guarantees, BOT mechanisms, PPAs and international financing. For renewable energy, especially offshore wind, the bottleneck lies in the foundational legal framework and commercial mechanism. For hydropower, pumped storage hydropower and transmission grids, the main issues are project implementation, land, land clearance and local coordination.

Vì vậy, chậm tiến độ không nên được hiểu đơn giản là chậm thủ tục. Với LNG, rủi ro nằm nhiều ở hợp đồng, bảo lãnh, cơ chế BOT, PPA và khả năng huy động vốn quốc tế. Với năng lượng tái tạo, nhất là điện gió ngoài khơi, điểm nghẽn nằm ở khung pháp lý nền tảng và cơ chế thương mại. Với thủy điện, thủy điện tích năng và lưới truyền tải, vấn đề chủ yếu nằm ở triển khai dự án, đất đai, giải phóng mặt bằng và phối hợp địa phương.

4. Proposed special mechanisms

Các cơ chế đặc thù được đề xuất

On the basis of Law on Planning No. 112/2025/QH15 (Article 49), Decree No. 70/2026/ND-CP (Article 54) and Notice No. 211/TB-VPCP dated 24 April 2026, the MOIT has proposed that the Prime Minister consider certain mechanisms to address implementation bottlenecks.

Trên cơ sở Luật Quy hoạch số 112/2025/QH15 (Điều 49), Nghị định 70/2026/NĐ-CP (Điều 54) và Thông báo 211/TB-VPCP ngày 24/4/2026, Bộ Công thương kiến nghị Thủ tướng Chính phủ xem xét một số cơ chế để tháo gỡ vướng mắc trong triển khai các dự án.

First, the MOIT proposes allowing an expedited procedure to timely adjust the Revised PDP8, in order to create a basis for subsequent implementation steps.

***Thứ nhất**, Bộ Công thương đề xuất cho phép áp dụng trình tự, thủ tục rút gọn để điều chỉnh kịp thời Quy hoạch điện VIII điều chỉnh, nhằm tạo cơ sở cho các bước triển khai tiếp theo.*

Second, the MOIT proposed developing and submitting to the Government a normative resolution to address certain planning and investment bottlenecks. This group of mechanisms would include: allowing a list of power projects to be issued as part of the planning adjustment; exempting projects already included in the plan from investment policy approval; allowing project owners to approve investment projects and appraise basic designs and technical designs; assigning the MOIT to inspect acceptance work and appraise environmental impact assessment reports, while the Ministry of Agriculture and Environment confirms that environmental conditions are satisfied; and allowing the MOIT to conduct offshore wind surveys in potential sea areas after excluding areas planned for maritime activities, aquaculture, security, national defence, heritage and other specific areas.

***Thứ hai**, Bộ Công thương đề xuất xây dựng và trình Chính phủ ban hành một Nghị quyết quy phạm pháp luật để xử lý một số vướng mắc về quy hoạch và đầu tư. Nhóm nội dung này bao gồm: cho phép ban hành danh mục dự án điện trong điều chỉnh quy hoạch; miễn chấp thuận chủ trương đầu tư đối với các dự án đã có trong quy hoạch; cho phép chủ đầu tư tự phê duyệt dự án đầu tư, thẩm định thiết kế cơ sở và thiết kế kỹ thuật; giao Bộ Công thương kiểm tra công tác nghiệm thu và thẩm định báo cáo đánh giá tác động môi trường, đồng thời Bộ Nông nghiệp và Môi trường xác nhận điều kiện về môi trường; và cho phép Bộ Công thương khảo sát điện gió ngoài khơi trên không gian biển tiềm năng sau khi loại trừ các khu vực quy hoạch hàng hải, nuôi trồng thủy sản, an ninh, quốc phòng, di sản và các khu vực đặc thù khác.*

Third, as part of the investor selection solution, the MOIT proposes allowing wind and solar investors that already have renewable energy project survey results and have projects included in the plan to be allocated projects without tender in five provinces: Quang Tri, Ha Tinh, Dien Bien, Son La and Lai Chau.

***Thứ ba**, trong nhóm giải pháp về lựa chọn nhà đầu tư, Bộ Công thương đề xuất cho phép các nhà đầu tư điện gió và điện mặt trời đã có kết quả khảo sát dự án năng lượng tái tạo và có dự án trong quy hoạch được giao thực hiện dự án không qua đấu thầu tại năm tỉnh: Quảng Trị, Hà Tĩnh, Điện Biên, Sơn La và Lai Châu.*

Fourth, the MOIT proposes allowing the development of hybrid systems combining wind power, solar power and battery energy storage systems (BESS) as a complete power source feeding into the national power system.

***Thứ tư**, Bộ Công thương đề xuất cho phép phát triển hệ thống hybrid giữa điện gió, điện mặt trời và hệ thống lưu trữ năng lượng (BESS) như một loại nguồn điện hoàn chỉnh phát lên hệ thống điện quốc gia.*

Fifth, the MOIT proposes allowing the submission and issuance of a list of emergency power projects and works under the Electricity Law 2024, in order to implement construction investment to offset the capacity shortfall in Northern Vietnam.

Thứ năm, Bộ Công thương đề xuất cho phép trình ban hành danh mục các dự án, công trình điện khẩn cấp theo Luật Điện lực 2024 (Điều 14, Điều 15), nhằm triển khai đầu tư xây dựng để bù đắp lượng công suất thiếu hụt tại khu vực miền Bắc.

At present, these proposals remain recommendations of the MOIT. They are not yet effective mechanisms. Their implementation will depend on subsequent legal instruments, including a government resolution, a Prime Minister decision or another appropriate legal instrument.

Ở thời điểm hiện tại, các nội dung trên vẫn là kiến nghị của Bộ Công thương, chưa phải cơ chế có hiệu lực thi hành. Việc áp dụng trên thực tế sẽ phụ thuộc vào các văn bản pháp lý tiếp theo, bao gồm Nghị quyết của Chính phủ, quyết định của Thủ tướng Chính phủ hoặc văn bản phù hợp khác.

5. Implications for investors and large power consumers *Tác động đối với nhà đầu tư và hộ tiêu thụ điện lớn*

For **investors**, Report 312 shows that opportunities and risks are not distributed evenly across power source groups. Projects that may be better positioned are not necessarily only projects already included in the plan. They may also be projects with capable sponsors, clear preparation dossiers and a realistic path to implementation.

Đối với nhà đầu tư, Báo Cáo 312 cho thấy cơ hội và rủi ro không phân bố đồng đều giữa các nhóm nguồn điện. Các dự án có vị thế thuận lợi hơn có thể không chỉ là dự án nằm trong quy hoạch, mà còn là dự án có chủ đầu tư đủ năng lực, hồ sơ chuẩn bị rõ và khả năng đi đến triển khai thực tế.

For **wind and solar projects in Quang Tri, Ha Tinh, Dien Bien, Son La and Lai Chau**, the proposed non tender project allocation mechanism, if approved, would only matter for investors that already have survey results and have projects included in the plan. This is a dual condition. Investors entering after the survey stage, or through minority consortium participation, will need to assess carefully whether they can be recognized as eligible participants. Criteria for confirming survey results, dealing with overlapping survey areas and assessing investor capability will still depend on subsequent legal instruments.

Với điện gió và điện mặt trời tại Quảng Trị, Hà Tĩnh, Điện Biên, Sơn La và Lai Châu, cơ chế giao dự án không qua đấu thầu, nếu được chấp thuận, sẽ chỉ có ý nghĩa đối với nhóm nhà đầu tư đã có kết quả khảo sát và có dự án trong quy hoạch. Đây là điều kiện kép. Nhà đầu tư tham gia sau giai đoạn khảo sát, hoặc tham gia thông qua liên danh thiếu số, sẽ cần đánh giá kỹ khả năng được công nhận tư cách trong dự án. Các vấn đề về tiêu chí xác nhận kết quả khảo sát, xử lý chồng lấn khu vực và đánh giá năng lực nhà đầu tư vẫn phụ thuộc vào văn bản tiếp theo.

For **hybrid renewable energy and BESS models**, recognizing this as a complete power source may help form an initial legal basis for combining generation and storage. However, investors still need specific rules on tariffs, metering, dispatch, allocation of storage costs and treatment of electricity exported to the grid. These factors directly affect financing and project operation.

Với mô hình hybrid giữa năng lượng tái tạo và BESS, đề xuất công nhận đây là một loại nguồn điện hoàn chỉnh có thể giúp hình thành cơ sở pháp lý ban đầu cho mô hình kết hợp giữa phát điện và lưu trữ. Tuy nhiên, nhà đầu tư vẫn cần chờ các quy định cụ thể về giá điện, đo đếm sản lượng, điều độ, phân bổ chi phí lưu trữ và xử lý phần điện phát lên hệ thống. Đây là các yếu tố ảnh hưởng trực tiếp đến khả năng huy động vốn và vận hành dự án.

For **certain LNG projects**, Report 312 identifies two major bottlenecks: the standard PPA does not meet certain international financing requirements, and the legal basis for BOT contracts still has gaps. Even if investment procedures are shortened, internationally financed LNG projects may still face difficulty unless issues such as payment support, dispatched output, fuel cost pass through, exchange rate and inflation adjustment, change in law, termination, lender step in rights and dispute resolution are addressed.

Đối với một số dự án LNG, Báo Cáo 312 ghi nhận hai điểm nghẽn lớn: mẫu PPA chưa đáp ứng một số yêu cầu huy động vốn quốc tế, và cơ sở pháp lý cho hợp đồng BOT còn khoảng trống. Vì vậy, ngay cả khi thủ tục đầu tư được rút ngắn, các dự án LNG sử dụng vốn vay quốc tế vẫn có thể gặp khó nếu chưa xử lý được các điều khoản về bảo đảm thanh toán, sản lượng huy động, chuyển ngang chi phí nhiên liệu, điều chỉnh tỷ giá và lạm phát, thay đổi pháp luật, chấm dứt hợp đồng, quyền can thiệp của bên cho vay và cơ chế giải quyết tranh chấp.

A faster procedure is not the same as better bankability. For large projects, especially LNG, the central question is whether the PPA and contract structure can support financing. Projects such as Hiep Phuoc Phase 1 and Quang Trach II may be positioned differently from projects that depend more heavily on international loans or unresolved BOT mechanisms.

Điểm cần tách bạch là thủ tục nhanh hơn không đồng nghĩa với khả năng cấp vốn tốt hơn. Với các dự án lớn, đặc biệt là LNG, câu hỏi chính là PPA và cấu trúc hợp đồng có đủ điều kiện để huy động vốn hay không. Các dự án như Hiệp Phước giai đoạn 1 và Quảng Trạch II có thể có vị thế khác với các dự án phụ thuộc nhiều hơn vào vốn vay quốc tế hoặc cơ chế BOT chưa rõ.

For **pumped storage hydropower**, the opportunity lies in its role as a flexible source for the system, especially as renewable energy penetration increases. This group faces less international

PPA risk than LNG, but remains highly dependent on planning, site conditions, land clearance, implementation capacity and financing progress. Projects such as Bac Ai, Don Duong and Phuoc Hoa should therefore be viewed as system relevant sources.

Với thủy điện tích năng, cơ hội nằm ở vai trò nguồn linh hoạt cho hệ thống, nhất là khi tỷ trọng năng lượng tái tạo tăng. Nhóm này ít chịu rủi ro PPA quốc tế như LNG, nhưng vẫn phụ thuộc lớn vào quy hoạch, địa điểm, giải phóng mặt bằng, năng lực triển khai và tiến độ thu xếp vốn. Các dự án như Bắc Ái, Đơn Dương và Phước Hòa vì vậy cần được nhìn như nhóm nguồn có vai trò hệ thống.

For **transmission grids and connection infrastructure**, local implementation risk remains a major variable. When valuing power generation projects, investors should not only account for plant COD risk. They also need to consider grid connection risk, route approval for transmission lines, land clearance, environmental conditions and local compensation.

Với lưới truyền tải và hạ tầng đấu nối, rủi ro thực thi tại địa phương vẫn là biến số lớn. Khi định giá dự án nguồn điện, nhà đầu tư không nên chỉ tính đến rủi ro COD của nhà máy, mà còn cần tính đến rủi ro đấu nối, phê duyệt tuyến đường dây, giải phóng mặt bằng, điều kiện môi trường và bồi thường tại địa phương.

Report 312 also affects **large industrial power consumers**, especially in Northern Vietnam. Capacity and output shortage risks during 2027 to 2030 may affect decisions on factory location, production expansion and long-term power procurement strategy. Options such as self-generation and self-consumption, rooftop solar, BESS, direct power purchase agreements and contingency planning for supply disruption should be assessed within a longer risk horizon.

Tác động của Báo Cáo 312 cũng mở rộng sang hộ tiêu thụ công nghiệp lớn, đặc biệt tại miền Bắc. Rủi ro thiếu hụt công suất và sản lượng trong giai đoạn 2027 đến 2030 có thể ảnh hưởng đến

quyết định lựa chọn địa điểm nhà máy, mở rộng công suất sản xuất và chiến lược mua điện dài hạn. Các phương án như điện tự sản tự tiêu, điện mặt trời mái nhà, BESS, hợp đồng mua bán điện trực tiếp và kế hoạch dự phòng khi gián đoạn nguồn cung cần được đánh giá trong khung rủi ro dài hơn.

In short, investors may have an advantage if they already have surveys in special locations, can manage contract and financing risks, or participate in flexible sources that support system balancing. Conversely, projects dependent on PPAs that are not yet financeable, BOT structures with unclear legal basis, or uncertain grid connection still require careful assessment, even if administrative procedures are shortened.

Tóm lại, nhà đầu tư có thể có lợi thế nếu đã có khảo sát tại địa bàn đặc thù, có khả năng xử lý rủi ro hợp đồng và cấp vốn, hoặc tham gia vào các nguồn linh hoạt phục vụ cân bằng hệ thống. Ngược lại, các dự án phụ thuộc vào PPA chưa đủ điều kiện huy động vốn, BOT chưa rõ cơ sở pháp lý hoặc hạ tầng đấu nối chưa chắc chắn vẫn cần được đánh giá thận trọng, ngay cả khi thủ tục hành chính được rút ngắn.

6. The Week Ahead *Tuần tới cần theo dõi*

After Report 312, the issue to monitor is how the MOIT's proposals are converted into effective legal instruments and specific implementation mechanisms.

Sau Báo Cáo 312, vấn đề cần theo dõi là cách các kiến nghị của Bộ Công thương được chuyển hóa thành văn bản có hiệu lực và cơ chế triển khai cụ thể.

At policy level, the two most important signals are the timing of a government normative resolution and whether the Prime Minister approves the list of emergency power projects and works for Northern Vietnam. These will indicate whether the proposed

special mechanisms remain at the recommendation stage or begin moving into implementation.

Ở cấp chính sách, hai tín hiệu quan trọng nhất là thời điểm ban hành Nghị quyết quy phạm pháp luật của Chính phủ và khả năng Thủ tướng Chính phủ phê duyệt danh mục dự án, công trình điện khẩn cấp cho khu vực miền Bắc. Đây sẽ là cơ sở để đánh giá gói cơ chế đặc thù có dừng ở mức kiến nghị hay bắt đầu chuyển sang giai đoạn thực thi.

The next issues to be clarified include the criteria for non-tender project allocation in Quang Tri, Ha Tinh, Dien Bien, Son La and Lai Chau, the mechanism for recognizing and operating hybrid renewable energy and BESS projects, and the criteria for selecting projects to be included in the emergency list.

Các nội dung cần được làm rõ tiếp theo gồm: tiêu chí giao dự án không qua đấu thầu tại Quảng Trị, Hà Tĩnh, Điện Biên, Sơn La và Lai Châu; cơ chế công nhận và vận hành mô hình hybrid giữa năng lượng tái tạo và BESS; và tiêu chí lựa chọn dự án được đưa vào danh mục khẩn cấp.

At project level, developments to monitor include key LNG projects such as LNG Hai Phong, the Ca Voi Xanh gas to power chain, Son My I and II, and LNG Nghi Son. These cases may indicate whether issues relating to sponsors, feasibility study reports, BOT, PPA and commercial structure are being addressed in substance.

Ở cấp dự án, cần theo dõi các diễn biến tại một số dự án LNG trọng điểm, gồm LNG Hải Phòng, chuỗi khí điện Cá Voi Xanh, Sơn Mỹ I và II, và LNG Nghi Sơn. Đây là các trường hợp có thể cho thấy liệu vướng mắc về chủ đầu tư, báo cáo nghiên cứu khả thi, BOT, PPA và cấu trúc thương mại có được xử lý thực chất hay không.

These developments will show whether the capacity shortfall is addressed project by project, or elevated into a clearer

mechanism on planning, investor selection, contracts, financing and risk allocation.

Các diễn biến này sẽ cho thấy việc xử lý thiếu hụt công suất dừng ở tháo gỡ từng dự án riêng lẻ, hay được nâng lên thành cơ chế rõ hơn về quy hoạch, lựa chọn nhà đầu tư, hợp đồng, cấp vốn và phân bổ rủi ro.

Vilasia Watt Weekly is published every Tuesday at 3:00 pm. Subscribe for updates on Vietnam's energy landscape.

Vilasia Watt Weekly phát hành mỗi thứ Ba lúc 3 giờ chiều. Đăng ký để cập nhật bức tranh năng lượng Việt Nam.

Vilasia is a Vietnamese transactional law firm specialising in M&A, venture capital, finance and antitrust. The firm won “Best New Law Firm” at the Vietnam Law Firm Awards 2026 by Asia Business Law Journal.

Vilasia là công ty luật chuyên tư vấn về M&A, đầu tư mạo hiểm, tài chính và luật cạnh tranh. Công ty đã được vinh danh là “Công Ty Luật Mới Xuất Sắc Nhất Việt Nam” với giải thưởng Vietnam Law Firm Awards 2026 do Asia Business Law Journal tổ chức.



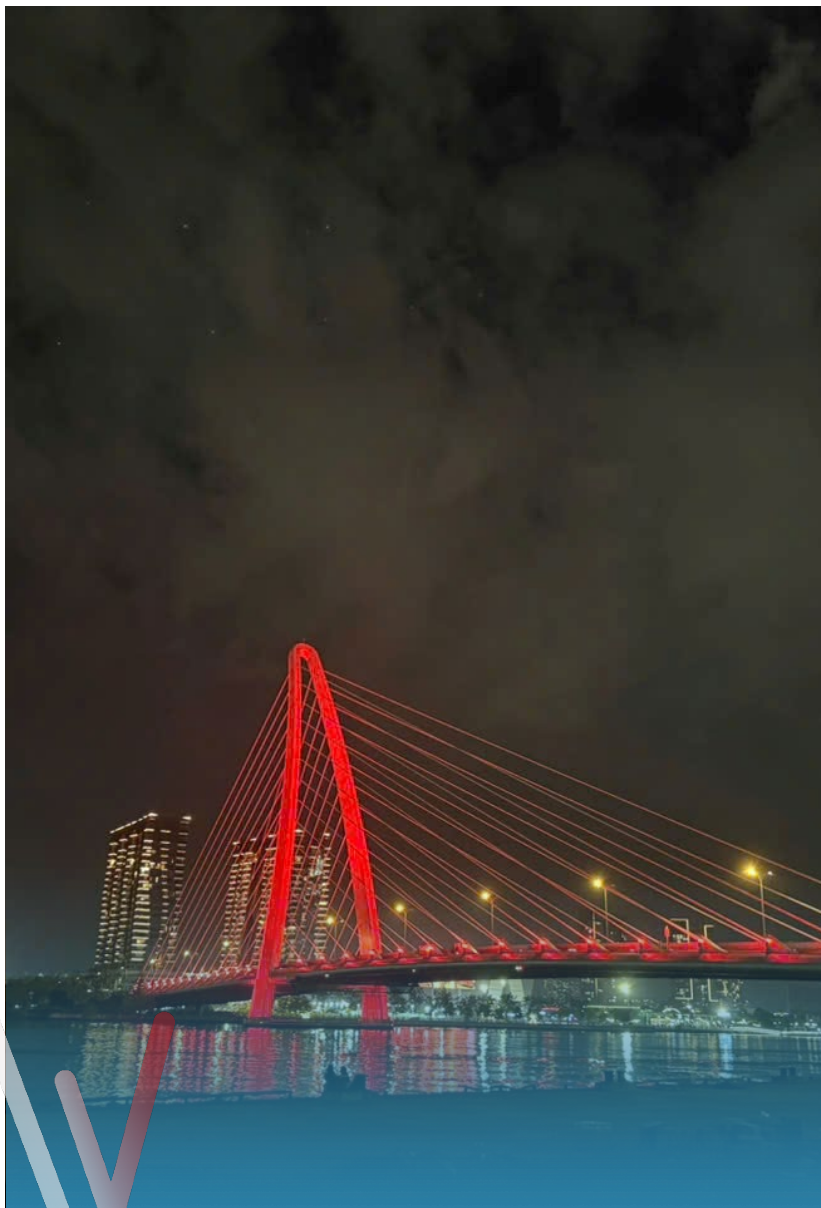
ABOUT VILASIA VỀ VILASIA

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

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



Trang Nguyen
Partner
thuytrangnguyen@vil.asia