



Ministry of Industry and Trade



Implemented by



Đề xuất các nhóm giải pháp quản lý lưới điện/ Proposals of the grid management measures

VIETNAMESE:

I. Nhóm giải pháp mang tính hoạch định

1. Nhóm giải pháp về khung chính sách

- **Ban hành cơ chế giá FIT thay đổi theo vùng hoặc theo thời gian:** Cấu trúc lại thị trường điện thành các thị trường điện vùng áp dụng cơ chế đấu thầu theo khu vực (Bidding zones) hay cơ chế giá biên nút (nodal pricing). Cơ chế giá FIT cho toàn quốc hiện nay đang khuyến khích các nhà đầu tư tập trung vào các khu vực thuận lợi về điều kiện tự nhiên, ở Nam Trung Bộ và Nam Bộ, điều này dẫn tới tình trạng nghẽn lưới cục bộ tại một vài khu vực nhất định. Có thể khắc phục tình trạng này bằng cách thay đổi cơ chế giá FIT theo thời gian trong ngày hoặc khác nhau giữa các vùng để hạn chế việc chỉ tập trung đầu tư tại các vùng có điều kiện tự nhiên thuận lợi.
- **Ban hành cơ chế giá FIT thay đổi theo nhu cầu phụ tải:** Giá FIT được đặt ở mức thấp tại thời điểm nhu cầu phụ tải thấp và các hệ thống điện mặt trời có nguy cơ sản xuất thừa điện, ngược lại giá FIT được nâng lên cao tại thời điểm nhu cầu phụ tải cao. Chính sách này nhằm khuyến khích các nhà đầu tư lắp đặt thêm hệ thống lưu trữ năng lượng hoặc điều hướng các tấm quang điện để tận dụng được mức giá FIT cao, giúp giảm nghẽn lưới vào thời điểm cao điểm sản xuất điện.
- **Ban hành quy định về nguyên tắc thứ tự ưu tiên vận hành nguồn điện năng lượng tái tạo:** Ngoài cơ chế giá FIT, hiện nay các nguồn điện NLTT ở Việt Nam đang được ưu tiên vận hành trước và chỉ bị hạn chế sau các nhà máy điện truyền thống. Thứ tự ưu tiên này có thể được thay thế bằng các phương pháp hiệu quả hơn, ví dụ như ưu tiên theo chi phí quy dẫn.
- **Giải pháp Số hóa/Tự động hóa lưới điện truyền tải và lưới điện phân phối** Nhằm nâng cấp các tính năng kết nối SCADA giữa các trạm biến áp và trung tâm điều độ, đồng thời nâng cấp hạ tầng băng thông rộng (bandwidth) giao tiếp để đảm bảo khả năng trao đổi thông tin nhanh, chính xác và phản ứng kịp thời trong quá trình vận hành điều độ hệ thống.
- Các hệ thống điện mặt trời (bao gồm cả điện mặt trời mái nhà), điện gió chủ yếu được kết nối với lưới điện phân phối. Do đó, sẽ cần **số hóa các trạm biến áp phân phối** để cải thiện sự phối hợp giữa các đơn vị sản xuất, vận hành hệ thống truyền tải và phân phối. Cụ thể, các trạm biến áp cần được trang bị kết nối SCADA với trung tâm điều khiển và sử dụng băng thông rộng, nhất là mạng cáp quang.

2. Giải pháp nâng cấp, mở rộng nâng cao năng lực truyền tải của mạng lưới điện:

- Đây là giải pháp truyền thống để nâng cao khả năng truyền tải của lưới và máy biến áp, tuy nhiên đòi hỏi chi phí lớn và thời gian xây dựng dài.

II. Nhóm giải pháp về vận hành hệ thống điện

1. Các giải pháp về lưới điện

- **Đầu tư lưới điện truyền tải điện một chiều siêu cao áp (HVDC):** cho phép truyền tải linh hoạt luồng điện năng lớn ở khoảng cách xa mà vẫn đảm bảo tính ổn định của lưới điện với mức tổn thất thấp. HVDC là giải pháp dài hạn được đề xuất khi vừa giúp giải tỏa đường dây truyền tải Bắc – Nam, vừa có thể cung cấp các chức năng ổn định lưới điện như bù công suất phản kháng.
- **Trang bị máy biến áp dịch pha** cho phép điều chỉnh góc pha của điện áp giữa đầu vào và đầu ra nhờ đó dòng công suất tác dụng có thể được điều chỉnh linh hoạt giữa các cấp điện áp trong thời gian rất ngắn. Điều này sẽ giúp giải tỏa các đường dây đang bị quá tải một cách nhanh chóng từ đó giải quyết vấn đề nghẽn lưới. Công nghệ này cho phép kết nối hiệu quả hơn giữa hai vùng và tăng hiệu quả sử dụng giới hạn truyền tải của đường dây.
- **Trang bị bộ điều áp dưới tải:** ở lưới điện phân phối, cho phép điều chỉnh linh hoạt điện áp mà không làm ảnh hưởng tới dòng điện cấp cho phụ tải. Có thể sử dụng các bộ điều áp dưới tải ở lưới phân phối để điều chỉnh điện áp mà không làm gián đoạn dòng điện. Lợi thế của công nghệ này là khi tất cả các máy biến áp trung thế được trang bị bộ điều áp, điện áp trung thế có thể được điều chỉnh mà không làm ảnh hưởng tới cấp điện áp thấp hơn.
- **Cơ chế thay đổi cấu trúc kết dây lưới điện:** Thay đổi cấu trúc đấu nối của các đường dây tải điện, máy biến áp, cấu hình thanh cái để thích ứng với trào lưu công suất các nguồn điện và nhu cầu phụ tải sẽ giải phóng điểm nghẽn lưới. Tuy nhiên, cần đảm bảo việc thay đổi cấu trúc kết dây lưới điện sẽ không ảnh hưởng tới tính ổn định của hệ thống điện cũng như không làm phát sinh các điểm tắc nghẽn khác, ví dụ như kết nối hay ngắt các đường dây, máy biến áp và thay đổi điểm đấu thanh cái giúp loại bỏ nghẽn lưới. Thao tác còn có thể được thực hiện ở các trạm phân phối để giữ điện áp được ổn định và giảm tải cho lưới.
- **Trang bị hệ thống giám sát nhiệt độ đường dây:** cho phép giám sát, đánh giá khả năng mang tải của đường dây trên không trong điều kiện vận hành thời gian thực, từ đó đơn vị điều độ sẽ có thể tận dụng khả năng tải thực tế của đường dây truyền tải để tăng công suất truyền tải trên đường dây, ở điều kiện tốt thì đường dây truyền tải điện có khả năng mang tải cao hơn 30% so với giới hạn tải danh định.

2. Các giải pháp về thị trường điện

- **Thúc đẩy phát triển hệ thống lưu trữ năng lượng:** Lưu trữ năng lượng có thể bù lại sự biến động của nguồn NLTT, tạo ra sự linh hoạt trong vận hành. Hơn nữa, hệ thống lưu

trữ năng lượng giúp dịch chuyển công suất đỉnh của nguồn NLTT sang thời điểm nhu cầu phụ tải đỉnh.

- **Triển khai mô hình Nhà máy điện ảo (Virtual Power Plant - VPP):** VPP cho phép một nhóm các nhà máy điện phân tán có quy mô nhỏ (bao gồm cả năng lượng tái tạo và năng lượng truyền thống) kết hợp với các phụ tải và hệ thống lưu trữ năng lượng hoạt động thống nhất như một nhà máy điện nhằm sử dụng tối ưu các nguồn năng lượng, đồng thời hỗ trợ điện áp ở cấp phân phối. Nhà máy điện ảo có thể lưu trữ điện năng khi công suất phát NLTT lớn, qua đó hạn chế cắt giảm nguồn NLTT. Ngược lại, nhà máy điện ảo có thể phát điện năng được lưu trữ để bù cho lưới điện khi đang thiếu nguồn.
- **Triển khai các chương trình quản lý nhu cầu phụ tải (Demand Side Management - DSM):** cho phép phụ tải điều chỉnh linh hoạt phù hợp với sự thay đổi của các nguồn cấp điện, đặc biệt là nguồn điện năng lượng tái tạo. DSM cho phép điều chỉnh thói quen sử dụng điện phù hợp hơn với khả năng phát của các nguồn điện NLTT, là dịch vụ nhanh và linh hoạt, giúp làm mịn biểu đồ phụ tải chênh lệch.
- **Cơ chế tái điều độ:** các nguồn phát điện truyền thống đã được lên lịch vận hành nhưng khi cần thiết có thể lên lịch tái điều độ nếu hệ thống điện có nguy cơ bị nghẽn mạch. Đơn vị vận hành lưới truyền tải đề nghị thay đổi công suất phát lên lưới của nhà máy điện so với lịch trình trước đó để giảm nghẽn lưới. Chi phí phát sinh do thay đổi lịch trình được đơn vị truyền tải chi trả trên thị trường điện.
- **Cơ chế tái điều độ xuyên biên giới:** cho phép điều độ lại các nguồn điện ở các quốc gia lân cận để giúp giải tỏa các điểm nghẽn mạch. Tái điều độ có thể được tiến hành xuyên biên giới, với điều kiện là lưới điện hai nước không tách biệt.
- **Cơ chế trao đổi điện đối lưu:** cho phép phân phối lại trào lưu công suất liên vùng nhằm giải quyết tình trạng nghẽn mạch xuất hiện trong thời gian ngắn: Khi điện năng được truyền tải giữa hai khu vực do hai đơn vị truyền tải khác nhau quản lý vượt quá giới hạn kỹ thuật cho phép, đơn vị truyền tải có thể ngừng điện năng truyền theo hướng ngược lại. Khi ngừng trao đổi điện năng theo hướng còn lại thì điện năng thực tế được truyền tải trên lưới sẽ giảm xuống.
- **Cơ chế Tái điều độ 2.0** có sự tham gia của các nguồn năng lượng tái tạo có quy mô nhỏ ở cấp lưới điện phân phối (Redispatch 2.0): cho phép đánh giá tính hiệu quả của việc điều chỉnh công suất phát các nguồn điện năng lượng tái tạo phân tán ở cấp lưới điện phân phối đối với việc hạn chế giảm phát các nhà máy điện truyền thống bằng cách so sánh chi phí ẩn và các hệ số tối thiểu của các nguồn điện phân tán đó với chi phí biên của các nhà máy điện truyền thống. Nước Đức hiện tại chỉ cho phép các nhà máy điện truyền thống tham gia tái điều độ. Nhưng sau ngày 1/10/2021, Cơ chế tái điều độ 2.0 sẽ cho phép sự tham gia của các nhà máy NLTT nối lưới phân phối, có cấp điện áp từ 100kW trở xuống. Chi phí ẩn và hệ số tối thiểu là hai thông số được tính cho các nhà máy điện NLTT khi tham gia tái điều độ. Chi phí ẩn của nhà máy điện

NLTT tương đương với chi phí biên của nhà máy phát điện truyền thống, còn hệ số tối thiểu thể hiện giới hạn ảnh hưởng của nhà máy điện NLTT đến tình trạng nghẽn lưới, khiến nhà máy điện NLTT phải ngừng phát trước các nhà máy điện truyền thống.

- 3. Giải pháp kiểm soát nguồn năng lượng tái tạo được phát vào lưới điện:** Cho phép áp dụng biện pháp giảm phát các nguồn điện năng lượng tái tạo khi đã áp dụng hết các biện pháp rồi mà vẫn chưa giải quyết được tình trạng nghẽn mạch. Nhà đầu tư sẽ được bù đắp doanh thu đã bị mất ở một mức độ nhất định do việc áp dụng biện pháp giảm phát nguồn điện NLTT gây ra. Trước khi nghẽn lưới xảy ra, các nhà máy điện NLTT được yêu cầu giảm phát. Việc quản lý nguồn điện NLTT có thể được thực hiện ở lưới phân phối. Tại Đức, việc quản lý nguồn điện NLTT chỉ được thực hiện khi các biện pháp quản lý tắc nghẽn khác không còn hiệu quả. Tổn thất bán điện và các trợ cấp khác sẽ được đơn vị truyền tải đền bù.

ENGLISH:

I. Planning Measures

1. Regulatory framework

- **Region or time-dependent feed-in-tariffs:** The national feed-in tariffs created an incentive mechanism for investors, which led to a huge expansion of wind and solar PV in the south of Viet Nam due to better conditions. By varying the feed-in tariffs according to the time of day or through regional differentiation, bottlenecks can be bypassed by providing incentives to investors.
- **Load dependent feed-in tariff:** The feed-in tariff can be set at the lowest level at times when the grid load is low and there is a risk of overproduction by solar PV systems, while the highest tariff can be set at times when the load in the grid is also at its highest. This gives investors an incentive to invest in storage options or change the orientation of the solar PV systems in order to receive a higher feed-in tariff, resulting in less grid congestion and lower grid management costs at peak feed-in hours.
- **Prioritisation of RE feed-in-tariffs:** Beyond the feed-in tariff, there is a prioritisation of renewable energy in Viet Nam in terms of operation and curtailment of generation. There is a chance for improvement by using more efficient mechanisms such as those which are based on imputed cost.

2. Digitalisation/Automation

- The promotion of generation plants based on solar PV and wind will lead to electricity in Viet Nam being increasingly generated remote from load centers in the coming years – which is already partly the case today. Above all, the progressive expansion of rooftop solar plants will lead to an increased feed-in of electricity at the distribution grid level, for which the transformers and lines are not fully designed. In order to avoid bottlenecks, the digitalisation of distribution grid level is necessary for improving the coordination among generators, distribution and transmission grid operators. Specifically, digitalisation for grid

management aims at the connection of substation to grid control centers with all important SCADA functions, and broadband penetration, especially fiber optic connection.

3. Grid expansion

- It is a logical approach to increase the grid capacities so that more current can flow through the lines and transformers. However, network expansion is a measure that entails long construction times and high costs.

II. Operational Measures

1. Grid-related measures

- **HVDC transmission** is recommended as a long-term solution as it can relieve the North-South transmission lines, and further provide grid-stabilising functionalities such as reactive power compensation.
- **On-load tap changer** can be used at the distribution grid level to regulate the voltage without interrupting the load current. The advantage of this technology is that if all local grid stations of a medium-voltage grid are equipped with controllable transformers, the voltage of the entire medium-voltage grid can be adjusted and decoupled from the voltage maintenance of the lower low-voltage level.
- **Phase shifting transformer**: The use of this technology will enable more efficient connections between two regions and help in better utilisation of existing grid capacities.
- **Topological modifications**: Changing the grid topology, for example by connecting or disconnecting lines and transformers and changing the busbar configuration, enables congestion in the power grid to be eliminated. Topological changes can also be carried out at local grid stations on the distribution grid level in order to relieve lines and keep the voltage stable.
- **Dynamic thermal line rating** monitors the condition of transmission line in real time. Therefore, the dispatcher can raise the transmitted power based on the instantaneous capacity of the line, resulting in an increase of about 30% above the normalised limit.

2. Market-related measures

- **Virtual power plants** are a set of small-scale, distributed electricity plants, both conventional and renewable units, along with electricity load and energy storage systems. They operate as one unit to optimise the use of energy resources. This combination can store surplus electricity production at times of high vRE production and thus prevent the curtailment of energy. On the other hand, a deficit in electricity production can be compensated by the energy stored in the storage systems.
- **Demand side management** allows the adjustment of electricity load according to changes in power generation, particularly vRE production. It rapidly provides flexibilities, system services and smoothen the residual load by adapting load to the supply-dependent volatile vRE generation.

- **Energy storage options:** Energy storage could compensate for the fluctuations of vRE feed-in and create flexibility in operation. Moreover, energy storage systems could shift the peak supply of vRE to the time of peak demand.
 - **Redispatch:** the transmission system operators can request a change in the feed-in deviating from the planned load schedule of the power plant to ease congestion. The cost incurred by the power plant due to this change is settled with the transmission system operators on the electricity market.
 - **Cross-border redispatch:** Extension of redispatch to neighbouring countries. Redispatch can be expanded cross-border if neighbouring systems are not galvanically separated from our own.
 - **Countertrading** allows the redistribution of inter-area power flow to solve short-term grid congestion. Congestion between transmission system operators' control areas occurs when market participants want to export more electricity from one control area to another control area, which is technically possible with the existing transmission lines. By concluding an opposite electricity trade transaction or "countertrading", the actual electricity flow to be physically transmitted is reduced.
 - **Redispatch 2.0** allows the assessment of the effectiveness of renewable power plants' output adjustment on distribution level, through comparison of imputed costs and minimum factors of these plants with marginal cost of conventional plants. In Germany, until now, the transmission system operator could only use conventional plants. Redispatch 2.0 introduced on 1st October 2021 will allow distribution-level renewable energy system of up to 100kW to participate. In order to include the renewable power plants in the shutdown sequence, Redispatch 2.0 uses imputed costs & minimum factors for these plants. The imputed costs are used to compare with the marginal costs of conventional power plants, while the minimum factor indicates how strongly a RES must act on congestion in order to be shut down before a conventional power plant.
- 3. RE feed-in management:** Renewable power systems are curtailed before grid congestion occurs. Feed-in management is also available at the distribution grid level. In Germany, feed-in management may only be used for grid management if other measures have been exhausted. The cost of lost revenue and the feed-in subsidy for German renewable energy system are reimbursed by the transmission system operator.