

Một số định hướng, giải pháp về giá điện và giá dịch vụ về điện đến năm 2035**Trần Ngọc Luân, Nguyễn Đức Bảo***Viện Nghiên cứu Chiến lược, Chính sách Công Thương*

Trong những năm gần đây, ngành điện lực Việt Nam đã đạt được nhiều thành tựu quan trọng, bảo đảm cung cấp điện ổn định cho phát triển kinh tế – xã hội và đời sống nhân dân. Hệ thống nguồn và lưới điện được đầu tư, mở rộng mạnh mẽ, với tỷ lệ tiếp cận điện năng đạt gần 100% dân cư, bao phủ cả vùng sâu, vùng xa, biên giới và hải đảo. Cơ cấu nguồn điện chuyển dịch tích cực theo hướng tăng tỷ trọng năng lượng tái tạo như điện gió, điện mặt trời, điện sinh khối.

Trong bối cảnh chuyển đổi cơ cấu nguồn điện và nhu cầu quản lý chi phí ngày càng phức tạp, việc nghiên cứu và triển khai cơ chế giá điện hai thành phần - bao gồm giá công suất cố định và giá điện năng biến đổi theo sản lượng tiêu thụ - là yêu cầu cấp thiết. Mặc dù vậy, chính sách giá điện hiện hành vẫn còn tồn tại nhiều bất cập. Giá bán lẻ điện ở nhiều thời điểm chưa phản ánh đầy đủ chi phí sản xuất, truyền tải và phân phối. Trước tình hình đó, việc xây dựng Chiến lược giá điện và giá dịch vụ về điện đến năm 2035 là yêu cầu tất yếu, nhằm thể chế hóa Nghị quyết số 70-NQ/TW ngày 20/8/2025 của Bộ Chính trị về bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia và Nghị quyết số 55-NQ/TW ngày 11/02/2020 về Chiến lược phát triển năng lượng quốc gia đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045.

Từ khóa: *Giá điện; khung giá điện.*

1. Thực trạng về giá điện và giá dịch vụ về điện hiện nay**1.1 Khung giá phát điện loại hình nhà máy thủy điện**

Căn cứ Quyết định 982/QĐ-BCT ban hành ngày 10/04/2025, khung giá phát điện cho loại hình thủy điện năm 2025 là: 0 - 1.110 đồng/kWh (chưa bao gồm thuế tài nguyên nước, tiền phí dịch vụ môi trường rừng, tiền cấp quyền khai thác tài nguyên nước và thuế giá trị gia tăng). Mức giá tối đa là 1.110 đồng/kWh.

Bảng 1. Tổng hợp khung giá phát điện nhà máy thủy điện

Mùa	ĐVT	Mùa khô			Mùa mưa		
Tỷ lệ điện năng sản xuất		Cao	B.T	Thấp	Cao	B.T	Thấp
		20%	23%	7%	10%	29%	11%
Bắc	đ/kWh	726	726	725	703	704	702
Trung	đ/kWh	729	729	729	707	708	706
Nam	đ/kWh	749	749	748	727	727	726
Giá công suất	đ/kWh	1932					

Nguồn: Tập đoàn Điện lực Việt Nam

1.2 Khung giá phát điện loại hình nhà máy nhiệt điện tua bin khí sử dụng khí thiên nhiên

Căn cứ Quyết định số 983/QĐ-BCT ban hành ngày 10/04/2025, khung giá phát điện loại hình nhà máy nhiệt điện tua bin khí chu trình hỗn hợp sử dụng khí thiên nhiên năm 2025 là: 0-3.069,38 đồng/kWh (chưa bao gồm thuế giá trị gia tăng). Mức giá tối đa là 3.069,38 đồng/kWh.

Các thông số sử dụng tính toán mức giá tối đa của khung giá phát điện áp dụng cho nhà máy nhiệt điện tua bin khí chu trình hỗn hợp sử dụng khí thiên nhiên năm 2025 như sau:

- Công suất tính: 1.040,468 kW.
- Suất tiêu hao nhiệt tính ở mức tải 85%: 6.516,24 BTU/kWh.
- Giá nhiên liệu chính (khí thiên nhiên): 11,69 USD/triệu BTU.
- Giá vận chuyển nhiên liệu chính đến nhà máy: 1,83 USD/triệu BTU.
- Tỷ giá: 25.670 đồng/USD.

1.3 Khung giá phát điện nhà máy nhiệt điện than

Căn cứ Quyết định số 988/QĐ-BCT ban hành ngày 14/04/2025, khung giá phát điện cho nhà máy nhiệt điện than năm 2025 là 0 - 1.705,68 đồng/kWh (chưa bao gồm thuế giá trị gia tăng). Trong đó, mức giá tối đa là 1.705,68 đồng/kWh.

Các thông số sử dụng tính toán mức giá tối đa của khung giá phát điện áp dụng cho nhà máy nhiệt điện than năm 2025 như sau:

- Công suất tính 1.309,4 MW.
- Suất tiêu hao nhiệt tính ở mức tải 85%: 2.167,81 kcal/kWh.
- Nhiệt trị than (HHV): 4.788 kcal/kg.
- Giá than: 1.974.952 đồng/tấn.
- Tỷ giá: 25.670 đồng/USD.

1.4 Khung giá phát điện áp dụng cho loại hình nhà máy điện mặt trời

Căn cứ Quyết định số 988/QĐ-BCT ban hành ngày 10/04/2025, khung giá phát điện năm 2025 áp dụng cho loại hình nhà máy điện mặt trời quy định cụ thể như sau:

- Đối với nhà máy điện mặt trời mặt đất không có hệ thống pin tích trữ, mức giá tối đa (chưa bao gồm thuế giá trị gia tăng) cho khu vực miền Bắc là 1.382,7 đồng/kWh; miền Trung là 1.107,1 đồng/kWh; miền Nam là 1.012,0 đồng/kWh.

- Đối với nhà máy điện mặt trời nổi không có hệ thống pin tích trữ, mức giá tối đa (chưa bao gồm thuế giá trị gia tăng) cho khu vực miền Bắc là 1.685,8 đồng/kWh; miền Trung là 1.336,1 đồng/kWh; miền Nam là 1.228,2 đồng/kWh.

Bảng 2. Mức giá tối đa (chưa VAT) của khung giá phát điện loại hình nhà máy điện mặt trời không có hệ thống pin tích trữ

Đơn vị tính: Đồng/kWh

Loại hình	Miền Bắc	Miền Trung	Miền Nam
Điện mặt trời mặt đất	1.382,7	1.107,1	1.012,0
Điện mặt trời nổi	1.685,8	1.336,1	1.228,2

Nguồn: Quyết định số 988/QĐ-BCT ban hành ngày 10/04/2025

- Đối với nhà máy điện mặt trời mặt đất có hệ thống pin tích trữ, mức giá tối đa (chưa bao gồm thuế giá trị gia tăng) cho khu vực miền Bắc là 1.571,98 đồng/kWh; miền Trung là 1.257,05 đồng/kWh; miền Nam là 1.149,86 đồng/kWh.

- Đối với nhà máy điện mặt trời nổi có hệ thống pin tích trữ, mức giá tối đa (chưa bao gồm thuế giá trị gia tăng) cho khu vực miền Bắc là 1.876,57 đồng/kWh; miền Trung là 1.487,18 đồng/kWh; miền Nam là 1.367,13 đồng/kWh.

Ngoài ra, các thông số của hệ thống lưu trữ điện (hệ thống pin tích trữ) sử dụng tính toán mức giá tối đa của khung giá phát điện loại hình nhà máy điện mặt trời có hệ thống pin tích trữ như sau:

- Công suất: Tối thiểu 10% công suất của nhà máy điện mặt trời.
- Thời gian lưu trữ/xả: 2 giờ.
- Tỷ trọng sản lượng điện sạch: 5% sản lượng nhà máy điện mặt trời./.

1.5 Khung giá phát điện nhà máy điện sinh khối

Căn cứ Quyết định số 988/QĐ-BCT ban hành ngày 14/04/2025, khung giá phát điện cho nhà máy điện sinh khối năm 2025 là: 0 - 2.091,74 đồng/kWh (chưa bao gồm thuế giá trị gia tăng). Trong đó, mức giá tối đa là 2.091,74 đồng/kWh.

1.6 Khung giá phát điện loại hình nhà máy điện gió

Theo Quyết định số 1508/QĐ-BCT, ngày 30/5/2025; Quyết định số 1824/QĐ-BCT, ngày 26/6/2025 của Bộ trưởng Bộ Công Thương phê duyệt khung giá phát điện loại hình nhà máy điện gió trên đất liền, điện gió gần bờ và điện gió ngoài khơi cụ thể như sau:

- Đối với điện gió trên đất liền, mức giá tối đa (chưa bao gồm thuế giá trị gia tăng) của khung giá phát điện năm 2025 cho khu vực miền Bắc là 1.959,4 đồng/kWh; khu vực miền Trung là 1.807,4 đồng/kWh; khu vực miền Nam là 1.840,3 đồng/kWh.
- Đối với điện gió gần bờ, mức giá tối đa (chưa bao gồm thuế giá trị gia tăng) của khung giá phát điện năm 2025 là 1.987,4 đồng/kWh cho cả 3 miền Bắc, Trung, Nam.
- Đối với điện gió ngoài khơi, mức giá tối đa (chưa bao gồm thuế giá trị gia tăng) của khung giá phát điện cho loại hình nhà máy điện gió ngoài khơi năm 2025 cho khu vực biển Bắc bộ là 3.975,1 đồng/kWh; khu vực biển Nam Trung bộ là 3.078,9 đồng/kWh; khu vực biển Nam bộ là 3.868,5 đồng/kWh.

1.7 Khung giá đối với nhà máy điện chất thải

Ngày 6/5/2025 Bộ Công Thương ban hành Quyết định 1251/QĐ-BCT phê duyệt khung giá phát điện nhà máy điện chất thải năm 2025. Theo đó, mức giá tối đa của khung giá phát điện năm 2025 áp dụng cho loại hình nhà máy điện chất thải (chất thải rắn) quy định tại điểm a khoản 2 Điều 1 Thông tư 09/2025/TT-BCT quy định hồ sơ, trình tự, thủ tục, phương pháp xác định, phê duyệt khung giá phát điện; quy định hồ sơ, trình tự, thủ tục xây dựng, phê duyệt khung giá nhập khẩu điện là 2.575,18 đồng/kWh (chưa bao gồm thuế giá trị gia tăng).

1.8 Khung giá đối với nhà máy thủy điện tích năng

Bộ Công Thương vừa ban hành Quyết định phê duyệt khung giá phát điện loại hình nhà máy thủy điện tích năng năm 2025. Theo đó, mức giá tối đa của khung giá phát điện áp dụng cho loại hình nguồn điện này là 3.457,02 đồng/kWh (chưa bao gồm thuế giá trị gia tăng).

Cụ thể, tại Điều 1 của Quyết định số 1198/QĐ-BCT ngày 26 tháng 4 năm 2025 của Bộ trưởng Bộ Công Thương phê duyệt khung giá phát điện loại hình nhà máy thủy điện tích năng năm 2025 như sau: Mức giá tối đa của khung giá phát điện năm 2025 áp dụng cho loại hình nhà máy thủy điện tích năng theo quy định tại Điểm a Khoản 2 Điều 1 Thông tư số 09/2025/TT-BCT là 3.457,02 đồng/kWh (chưa bao gồm thuế giá trị gia tăng).

1.9 Giá nhập khẩu điện

Theo Quyết định số 1007/QĐ-BCT ban hành ngày 14/4/2025 của Bộ Trưởng Bộ Công Thương phê duyệt mức giá trần (giá tối đa) mua điện nhập khẩu từ Lào về Việt Nam áp dụng đối với các loại hình nhà máy điện vận hành thương mại từ ngày 31/12/2025 như sau:

- Đối với loại hình nhà máy thủy điện: 6,95 USCent/kWh.
- Đối với loại hình nhà máy nhiệt điện than: 7,02 USCent/kWh.

- Đối với loại hình nhà máy điện gió: 6,95 USCent/kWh.

Khung giá điện nhập khẩu từ Lào về Việt Nam áp dụng đối với nhà máy điện, hoặc một phần nhà máy điện vận hành thương mại từ ngày 31/12/2025 đến hết ngày 31/12/2030. Giá điện xác định tại biên giới phía Việt Nam, các bên có trách nhiệm đầu tư, xây dựng và vận hành đường dây truyền tải ở mỗi nước đến biên giới. Thời hạn áp dụng giá điện tại hợp đồng mua bán điện là 25 năm. Giá điện bình quân cả đời dự án (levelized cost) tại thời điểm đàm phán được Tập đoàn Điện lực Việt Nam (EVN) thỏa thuận với chủ đầu tư các dự án điện nhập khẩu không được vượt quá mức giá trần (giá tối đa).

Ngày 05/5/2025, Bộ trưởng Bộ Công Thương đã ban hành Quyết định số 1231/QĐ-BCT phê duyệt khung giá nhập khẩu điện từ Trung Quốc về Việt Nam. Theo đó, mức giá tối đa của khung giá nhập khẩu điện từ Trung Quốc thông qua lưới điện quốc gia theo quy định tại khoản 3 Điều 9 Thông tư số 09/2025/TT-BCT ngày 01/02/2025 của Bộ trưởng Bộ Công Thương quy định hồ sơ, trình tự, thủ tục, phương pháp xác định, phê duyệt khung giá phát điện; quy định hồ sơ, trình tự, thủ tục xây dựng, phê duyệt khung giá nhập khẩu điện là 9,3 UScent/kWh.

Căn cứ khung giá trên, Tập đoàn Điện lực Việt Nam và bên bán điện đàm phán giá nhập khẩu điện từ Trung Quốc bảo đảm nguyên tắc tiết kiệm chi phí mua điện

1.10 Giá truyền tải điện

Giá truyền tải điện hàng năm do Bộ Công Thương phê duyệt trên cơ sở chi phí hợp lý và tỷ suất lợi nhuận của EVNNPT. Theo Quyết định số 485/QĐ-BCT ngày 28/3/2022, giá truyền tải điện năm 2021 được xác định là 78,32 đồng/kWh (chưa thuế VAT). Đến năm 2022, Quyết định 1052/QĐ-BCT ngày 31/5/2022 ban hành giá truyền tải điện năm 2022 ở mức 75,85 đồng/kWh. Tuy nhiên, do sản lượng thực tế thấp hơn kế hoạch và chi phí phát sinh (nhất là lỗ tỷ giá) tăng cao, EVN đề nghị điều chỉnh giá, dẫn đến Quyết định 621/QĐ-BCT ngày 10/3/2023 tăng giá truyền tải 2022 lên 79,08 đồng/kWh. Gần đây, Quyết định 3420/QĐ-BCT ngày 20/12/2024 quy định 83,07 đồng/kWh cho năm 2024. Như vậy, sau khi giảm nhẹ cho năm 2022 (từ 78,32 về 75,85) giá truyền tải đã tăng trở lại do áp lực chi phí, với mức khoảng tăng 4 - 10%/năm giai đoạn 2022 - 2024. Nguyên nhân tăng chủ yếu do suất đầu tư lưới và chi phí vốn tăng, thêm chi phí lỗ tỷ giá và tỷ suất lợi nhuận rất thấp trước khi điều chỉnh (3 - 5%).

Lưới truyền tải được vận hành rất ổn định với tốc độ tăng trưởng sản lượng ~5%/năm, các chỉ số sự cố giảm đều dù quy mô lưới mở rộng. Đến nay, EVNNPT quản lý ~32.300 km đường dây 220–500 kV (tăng 22,5% so với 2020) và 206 trạm biến áp (tăng 27,2%). Trong đầu tư xây dựng, EVNNPT đã khởi công 161 dự án và đóng điện 187 dự án giai đoạn 2020-2024 với tổng vốn thực hiện ~91.400 tỷ đồng.

Nhiều công trình giải tỏa công suất nguồn điện mới, đấu nối điện và tăng cường liên kết quốc tế đã hoàn thành đúng hoặc vượt tiến độ – ví dụ dự án đường dây 500 kV mạch 3 Quảng Trạch – Phố Nối được đẩy nhanh và hoàn thành thần tốc chỉ sau 6 tháng thi công. Đồng thời, EVNNPT cũng đẩy mạnh ứng dụng công nghệ hiện đại, số hoá trong quản lý vận hành và bảo dưỡng, đóng góp nâng cao năng suất lao động và chất lượng cung cấp điện.

2. Định hướng, giải pháp về giá điện và giá dịch vụ về điện đến năm 2035

2.1 Định hướng

Giá điện và giá dịch vụ về điện được định hướng phát triển theo cơ chế thị trường có sự điều tiết của Nhà nước, bảo đảm phản ánh đầy đủ và minh bạch chi phí trong toàn chuỗi giá trị điện năng, khuyến khích sử dụng điện tiết kiệm, hiệu quả, đồng thời hài hòa các mục tiêu kinh tế, xã hội và môi trường.

Giá điện cần phản ánh đúng bản chất kinh tế của từng khâu sản xuất - truyền tải - phân phối, bảo đảm khả năng thu hồi vốn, duy trì phát triển hệ thống điện bền vững và công bằng giữa các chủ thể tham gia thị trường. Cơ chế giá điện hai thành phần (gồm giá công suất và giá điện năng) được triển khai theo lộ trình phù hợp, trước hết áp dụng với khách hàng công nghiệp và thương mại lớn, sau đó mở rộng khi hạ tầng đo đếm và quản lý phụ tải đáp ứng yêu cầu kỹ thuật.

Thị trường hóa giá điện được thúc đẩy theo quy luật cung – cầu, Nhà nước tập trung điều tiết các khâu độc quyền tự nhiên và phân khúc chưa đủ cạnh tranh, đồng thời chuyển dần từ kiểm soát giá trực tiếp sang điều tiết gián tiếp thông qua khung giá, cơ chế giám sát và quy định minh bạch. Biểu giá điện được thiết kế đa dạng, linh hoạt theo thời gian, không gian và nhóm khách hàng, kết hợp giữa giá điện hai thành phần và biểu giá theo thời gian sử dụng (TOU), phù hợp đặc thù vùng miền và tín hiệu cung – cầu của hệ thống điện.

Chính sách giá điện phải bảo đảm công bằng xã hội và khả năng tiếp cận điện năng, duy trì cơ chế trợ giá trực tiếp cho hộ nghèo, hộ chính sách và vùng khó khăn, đồng thời giảm dần và tiến tới xóa bỏ bù chéo giữa các nhóm khách hàng. Giá điện cần từng bước tích hợp yếu tố môi trường và cam kết quốc tế, nội hóa chi phí phát thải carbon, phù hợp với cơ chế CBAM, JETP và mục tiêu Net Zero 2050.

Đồng thời, tăng cường minh bạch và năng lực điều tiết trong quản lý giá điện. Việc xây dựng và điều chỉnh giá điện, giá dịch vụ điện phải dựa trên cơ sở khoa học, được công khai và giám sát độc lập. Các đơn vị điện lực có trách nhiệm công bố định kỳ chi phí, giá thành và cơ cấu điều chỉnh giá; đồng thời, cơ quan điều tiết điện lực cần được nâng cao năng lực thẩm định, kiểm tra và giám sát, bảo đảm thị trường điện vận hành ổn định, minh bạch và hiệu quả.

Trên cơ sở các định hướng chung nêu trên, giai đoạn 2026-2035 sẽ được triển khai theo hai bước: (i) giai đoạn 2026-2030 tập trung hoàn thiện thể chế, khung pháp lý và nền tảng công nghệ cho cơ chế giá điện cạnh tranh có điều tiết; và (ii) giai đoạn 2031-2035 vận hành toàn diện cơ chế giá điện theo thị trường, gắn với hội nhập khu vực và mục tiêu chuyển dịch năng lượng công bằng.

Chuyển sang vận hành hoàn chỉnh thị trường điện cạnh tranh minh bạch và hiệu quả. Thị trường bán lẻ điện cạnh tranh được hình thành, cho phép khách hàng tự do lựa chọn nhà cung cấp. Giá điện và giá dịch vụ được xác định hoàn toàn theo cơ chế thị trường; nhà nước chỉ điều tiết qua các công cụ vĩ mô và trợ giá xã hội công khai. Cơ chế giá dịch vụ phản ánh đúng chi phí, hiệu quả đầu tư và chất lượng phục vụ, khuyến khích tư nhân và PPP vào đầu tư lưới điện. Đẩy mạnh chuyển dịch năng lượng xanh, đảm bảo lộ trình đạt các mục tiêu cam kết quốc tế (Net Zero vào 2050).

Hoàn thiện cơ chế định giá dịch vụ theo cơ chế thị trường: Giá dịch vụ điện phản ánh đầy đủ chi phí, hiệu quả đầu tư và chất lượng cung cấp dịch vụ. Xem xét áp dụng đấu thầu cạnh tranh cho các công trình truyền tải, phân phối, phụ trợ. Mở rộng hợp tác công - tư (PPP) cho truyền tải, phân phối, trạm biến áp, trạm đo đếm để huy động vốn ngoài ngân sách. Cơ chế đấu thầu cạnh tranh được áp dụng cho dịch vụ phụ trợ hệ thống (điều tần, điều áp, bù công suất phản kháng, dự phòng quay, khởi động đen), đảm bảo minh bạch và hiệu quả chi phí. Các chỉ số chất lượng dịch vụ (SAIDI, SAIFI, tổn thất điện năng, độ tin cậy cung cấp điện...) được đưa vào đánh giá và gắn với cơ chế điều chỉnh giá, khuyến khích các nhà đầu tư nâng cao hiệu suất và cải thiện chất lượng.

Thiết lập quỹ bình ổn giá điện linh hoạt để ứng phó với biến động giá nhiên liệu và rủi ro thị trường quốc tế. Quỹ này vận hành độc lập nhưng được quản lý bởi Nhà nước, để bù vào chi phí khi giá thị trường biến động quá mạnh, đảm bảo an ninh năng lượng và ổn định kinh tế vĩ mô.

Đến 2035, 100% khách hàng sử dụng công tơ điện tử thông minh, dữ liệu lưới được tích hợp vào hệ thống số quốc gia về điện năng. Hệ thống dữ liệu điện năng tích hợp phục vụ điều hành, dự báo và định giá điện theo thời gian thực, là nền tảng cho vận hành thị trường điện minh bạch, hiện đại và hội nhập khu vực.

2.2 Một số giải pháp

Để thực hiện hiệu quả các quan điểm, mục tiêu và định hướng về giá điện và giá dịch vụ về điện đến năm 2035, cần triển khai đồng bộ, thống nhất và quyết liệt hệ thống giải pháp phù hợp với bối cảnh phát triển mới của ngành năng lượng. Việc tổ chức thực hiện phải bám sát định hướng của Nghị quyết số 55-NQ/TW ngày 11/02/2020 của Bộ Chính trị về Chiến lược phát triển năng lượng quốc gia đến năm 2030, tầm nhìn đến năm 2045; Nghị quyết số 70-NQ/TW ngày 20/8/2025 của Bộ

Chính trị về bảo đảm an ninh năng lượng quốc gia; cùng với Luật Điện lực năm 2024, Luật Giá năm 2023 và Điều chỉnh Quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2050 (Quyết định 768/QĐ-TTg ngày 15/4/2025).

2.2.1 Nhóm giải pháp chung

2.2.1.1 Hoàn thiện khung pháp lý về giá điện và giá dịch vụ điện

Giải pháp này là điều kiện tiên quyết để chuyển đổi cơ chế giá điện từ bao cấp sang thị trường có sự điều tiết của Nhà nước.

- Cụ thể hóa Luật Điện lực 2024 về cơ chế giá thị trường

Cần khẩn trương ban hành các văn bản dưới luật (Nghị định, Thông tư) để cụ thể hóa các quy định mới của Luật Điện lực số 61/2024/QH15 (có hiệu lực từ 01/02/2025). Trọng tâm là ban hành Thông tư quy định chi tiết về phương pháp tính toán, thẩm định và phê duyệt giá công suất, giá điện năng, và giá dịch vụ phụ trợ hệ thống điện. Việc này nhằm xác định rõ cơ sở khoa học của từng cấu phần giá, thay vì chỉ dựa vào chi phí bình quân chung.

b) Hoàn thiện cơ chế điều chỉnh giá bán lẻ điện bình quân linh hoạt

Cần rà soát và thực thi nghiêm túc Nghị định 72/2025/NĐ-CP về cơ chế điều chỉnh giá bán lẻ điện bình quân, đảm bảo tính tự động, kịp thời và minh bạch. Cơ chế điều chỉnh giá phải được thực hiện tối thiểu 03 tháng/lần khi các thông số đầu vào như giá nhiên liệu (than, khí), tỷ giá hối đoái, và cơ cấu nguồn phát (thủy điện, NLTT) biến động vượt ngưỡng cho phép.

c) Tách bạch và định giá dịch vụ truyền tải và phân phối độc lập

Hoàn thiện phương pháp tính toán và ban hành khung giá dịch vụ truyền tải điện độc lập, tách bạch khỏi giá điện bán lẻ. Giá truyền tải cần được xác định trên cơ sở chi phí hợp lý, hợp lệ và một tỷ suất lợi nhuận trên vốn chủ sở hữu (ROE) hợp lý. Mức ROE định mức cần được nâng lên mức cạnh tranh (ví dụ: trên 10%) so với mức thấp hiện tại (3-5%) để thu hút đầu tư tư nhân vào lưới điện, giảm gánh nặng vốn cho đơn vị truyền tải điện quốc gia, phù hợp với định hướng của Quy hoạch điện VIII và Nghị quyết 55-NQ/TW. Tương tự, cần tách bạch chi phí phân phối và bán lẻ để xây dựng khung giá dịch vụ phân phối riêng biệt, làm nền tảng cho thị trường bán lẻ cạnh tranh.

2.2.1.2 Cải cách cơ cấu biểu giá và xóa bỏ cơ chế bù chéo

a) Lộ trình xóa bỏ bù chéo và chuyển sang trợ giá trực tiếp

Xây dựng lộ trình chi tiết giảm dần tỷ lệ bù chéo trong giá điện sinh hoạt và giữa các nhóm khách hàng, tiến tới xóa bỏ hoàn toàn cơ chế này theo tinh thần Nghị quyết số 70-NQ/TW ngày 20/8/2025 của Bộ Chính trị về bảo đảm an ninh năng lượng quốc

gia. Mục tiêu đến năm 2030, tỷ lệ bù chéo trong giá điện sinh hoạt giảm xuống dưới 10%, hướng tới xóa bỏ hoàn toàn vào năm 2035.

Đồng thời, Nhà nước cần bảo đảm nguồn ngân sách và cơ chế phân bổ kinh phí đầy đủ, kịp thời để thực hiện hỗ trợ trực tiếp cho các đối tượng an sinh xã hội, bao gồm khoảng 5 triệu hộ nghèo, cận nghèo và hộ chính sách, với mức hỗ trợ tương đương 30 kWh/hộ/tháng theo Quyết định số 14/2025/QĐ-TTg ngày 10/3/2025 của Thủ tướng Chính phủ về cơ chế hỗ trợ giá điện cho hộ nghèo và hộ chính sách xã hội.

Việc chuyển gánh nặng chi phí an sinh xã hội từ khu vực sản xuất – kinh doanh điện lực sang trách nhiệm tài khóa của Nhà nước sẽ góp phần nâng cao tính minh bạch, công bằng và hiệu quả trong cơ chế giá điện, bảo đảm giá bán lẻ điện phản ánh đúng chi phí kinh tế, đồng thời duy trì chính sách hỗ trợ có trọng tâm, hướng tới nhóm người dân dễ bị tổn thương.

Đây là bước chuyển căn bản từ hình thức bù chéo gián tiếp giữa các nhóm khách hàng sang trợ giá trực tiếp từ ngân sách nhà nước, góp phần hoàn thiện thị trường điện minh bạch, cạnh tranh và bền vững trong giai đoạn đến năm 2035.

b) Hoàn thiện biểu giá bán lẻ điện sinh hoạt

Tiếp tục triển khai biểu giá sinh hoạt 5 bậc (theo Quyết định 14/2025/QĐ-TTg), nhưng cần điều chỉnh ngưỡng tiêu thụ và khoảng cách chênh lệch giá giữa các bậc để giảm áp lực cho các hộ có nhu cầu sử dụng hợp lý (ví dụ: gia đình đông người sử dụng hiệu quả nhưng vượt ngưỡng bậc thấp). Việc này có thể tham khảo kinh nghiệm của Hàn Quốc, quốc gia đã giảm từ 6 bậc xuống 3 bậc, và Nhật Bản, nơi có bậc giá cơ bản thấp để bảo vệ nhóm thu nhập thấp.

2.2.1.3 Nâng cao năng lực dự báo, điều hành thị trường và tiết kiệm năng lượng

a) Giảm thiểu tổn thất điện năng và tối ưu hóa vận hành hệ thống

Đầu tư nâng cấp lưới điện truyền tải và phân phối, đặc biệt là ứng dụng công nghệ SCADA/DMS để giám sát và điều chỉnh tải lưới điện hạ thế, nhằm giảm tổn thất điện năng toàn hệ thống xuống dưới 5% vào năm 2035. Việc giảm tổn thất điện năng (hiện tổn thất phân phối vẫn chiếm phần lớn, khoảng 6.4% năm 2023) là một giải pháp thiết yếu để giảm chi phí sản xuất mà không cần tăng giá điện, vì tổn thất giảm đồng nghĩa với việc giảm huy động các nguồn điện đắt đỏ (như nhiệt điện dầu, khí giá cao) để bù đắp.

b) Tối ưu hóa huy động nguồn và dự báo phụ tải

Tăng cường ứng dụng khoa học công nghệ (KH&CN) và tự động hóa trong điều hành hệ thống điện. Tối ưu hóa việc huy động các nguồn điện trong thị trường phát điện cạnh tranh (VCGM) và thị trường bán buôn điện cạnh tranh (VWEM). Đảm

bảo độ chính xác của công tác dự báo phụ tải (P_{max}) và dự báo sản lượng năng lượng tái tạo (NLTT) để giảm chi phí mua điện dự phòng, đặc biệt trong bối cảnh xu hướng truyền tải liên miền ngày càng phức tạp (cụ thể, truyền tải Trung - Bắc từ 1,5 tỷ kWh năm 2019 lên 7 tỷ kWh năm 2024).

c) Thúc đẩy chương trình quản lý nhu cầu phụ tải (DSM) và tiết kiệm năng lượng

Cơ chế giá điện linh hoạt (TOU, Giá hai thành phần) phải đi kèm với các chương trình khuyến khích sử dụng điện hiệu quả. Mục tiêu là đạt mục tiêu tiết kiệm 8–10% tổng nhu cầu điện vào năm 2030, giúp giảm áp lực đầu tư vào nguồn và lưới điện mới, giảm thiểu sự cần thiết phải huy động các nguồn điện đắt đỏ ở giờ cao điểm.

2.2.2 Nhóm giải pháp đột phá

2.2.2.1 Đẩy mạnh chuyển đổi số và ứng dụng AI/Big Data trong điều hành giá

a) Triển khai toàn diện hạ tầng đo đếm thông minh (AMI)

Đến năm 2030, hoàn thành lắp đặt **AMI** cho 90% khách hàng lớn và tiếp tục đầu tư mạnh mẽ vào lắp đặt AMI cho 100% khách hàng vào năm 2035. Hệ thống AMI phải có khả năng đo đếm và truyền dữ liệu thời gian thực (tối thiểu 15 phút/lần) để làm nền tảng cho việc thanh toán theo giá TOU, giá hai thành phần và giá giao ngay (spot market).

b) Xây dựng hệ thống dữ liệu quốc gia về giá điện

Thiết lập một nền tảng dữ liệu tập trung, tích hợp dữ liệu từ AMI, dữ liệu vận hành (SCADA) và dữ liệu thị trường (MMS). Nền tảng này sử dụng Big Data để phân tích chi phí, dự báo phụ tải và tối ưu hóa điều độ. Việc có dữ liệu chính xác về công suất cực đại sử dụng và mô hình tiêu thụ theo giờ là yếu tố bắt buộc để tính toán chính xác chi phí đầu tư hạ tầng lưới cho từng khách hàng, từ đó tạo ra giá công suất hợp lý và công bằng. Nền tảng này cũng phải công khai, minh bạch các yếu tố cấu thành giá để hỗ trợ cơ quan điều tiết và người tiêu dùng giám sát.

c) Ứng dụng AI/Machine Learning trong dự báo và định giá linh hoạt

Sử dụng AI và học máy để cải thiện độ chính xác dự báo phụ tải đỉnh (P_{max}) và dự báo sản lượng NLTT biến đổi, từ đó tối ưu hóa việc chào giá và huy động nguồn, giảm chi phí mua điện dự phòng. Đồng thời, phát triển thuật toán cho phép tính toán và điều chỉnh giá điện bán lẻ theo thời gian thực (real-time pricing) cho các khách hàng có khả năng phản ứng phụ tải cao (Demand Response).

2.2.2.2 Xã hội hóa đầu tư, thu hút vốn tư nhân và phát triển PPP cho hạ tầng điện lực

a) Thu hút đầu tư tư nhân vào truyền tải và phân phối (T&D)

Thực hiện cơ chế đấu thầu công khai, minh bạch các dự án lưới điện truyền tải (220 kV, 500 kV) theo hình thức Đối tác công tư (PPP), phù hợp với Luật Đầu tư theo phương thức PPP. Cần nâng suất sinh lời định mức (ROE) cho các dự án T&D lên mức hấp dẫn (10-12%) để thu hút nhà đầu tư tư nhân, thu hẹp độc quyền tự nhiên theo hướng có điều tiết cạnh tranh của đơn vị truyền tải điện quốc gia.

b) Hoàn thiện hợp đồng mua bán điện trực tiếp (DPPA)

Khẩn trương hoàn thiện khung pháp lý cho DPPA (Nghị định 57/2025/NĐ-CP và Nghị định 80/2024/NĐ-CP) để triển khai thực tế. Trọng tâm là giảm thiểu các rào cản hành chính và tăng tính linh hoạt của Hợp đồng mua bán điện (PPA), đặc biệt là các điều khoản về rủi ro chính sách, cơ chế trọng tài quốc tế và bảo lãnh thanh toán. Việc giải quyết rủi ro chính sách (như tranh chấp giá FIT hồi tố) và cải thiện PPA là yếu tố quyết định để thu hút các nhà đầu tư nước ngoài (FDI) vào các dự án NLTT lớn, LNG và điện hạt nhân, vốn đòi hỏi sự ổn định pháp lý cao hơn.

c) Đòn bẩy tài chính xanh và tín dụng ưu đãi

Phối hợp với Ngân hàng Nhà nước và các tổ chức tài chính quốc tế (JETP, WB, ADB) để xây dựng gói tín dụng xanh ưu đãi (lãi suất thấp, thời hạn vay dài hơn) cho các dự án lưới điện thông minh, BESS và NLTT. Đưa ra các tiêu chí xanh rõ ràng cho các dự án điện lực để thu hút nguồn vốn tín dụng xanh (hiện đã đạt 736 nghìn tỷ đồng).

2.2.2.3 Thiết lập cơ chế giá điện hai thành phần và định giá cho dịch vụ phụ trợ

a) Áp dụng giá điện hai thành phần (công suất và điện năng)

Thí điểm áp dụng Giá điện Hai Thành phần (gồm Giá công suất cố định và Giá điện năng biến đổi) đối với khách hàng công nghiệp và thương mại lớn (sử dụng trên 200.000 kWh/tháng) ngay từ Quý I/2026. Giá công suất phải phản ánh chi phí đầu tư tối đa cần thiết để đáp ứng phụ tải đỉnh của khách hàng, còn Giá điện năng phản ánh chi phí vận hành (nhiên liệu, thị trường giao ngay).

b) Hoàn thiện khung giá dịch vụ phụ trợ và lưu trữ năng lượng (BESS)

Nghiên cứu ban hành cơ chế giá độc lập, minh bạch cho các dịch vụ phụ trợ (điều tần, điều áp, dự phòng quay, khởi động đen) dựa trên chi phí hợp lý và đấu thầu cạnh tranh, phù hợp với Thông tư 11/2025/TT-BCT. Đặc biệt, cần xây dựng cơ chế thanh toán hấp dẫn cho công suất lưu trữ năng lượng pin (BESS) và thủy điện tích năng, bao gồm cả phí công suất sẵn có và phí xả/nạp năng lượng. Cơ chế này là cần thiết để thu hút đầu tư vào các dự án BESS (mục tiêu 10.000 – 16.300 MW vào 2030), giúp giải quyết tính bất định của NLTT và đảm bảo ổn định lưới điện.

c) Minh bạch hóa thông tin và quản trị giá điện

Để bảo đảm tính công khai, minh bạch và khách quan trong quá trình hình thành, điều chỉnh và giám sát giá điện, cần thiết lập cơ chế giám sát độc lập thông qua việc thành lập Hội đồng Giám sát Giá điện Quốc gia. Hội đồng gồm đại diện các bộ, ngành quản lý nhà nước có liên quan, tổ chức đại diện cộng đồng doanh nghiệp, tổ chức bảo vệ quyền lợi người tiêu dùng, cùng các chuyên gia độc lập trong lĩnh vực năng lượng, tài chính và kinh tế chính sách. Hội đồng có chức năng thẩm định độc lập chi phí sản xuất – kinh doanh điện, giám sát cơ chế điều chỉnh giá bán lẻ điện bình quân, đánh giá tính hợp lý, minh bạch của các yếu tố cấu thành giá điện, qua đó bảo đảm quá trình ra quyết định về giá điện được thực hiện trên cơ sở khoa học, khách quan và có trách nhiệm giải trình cao.

d) Xây dựng quỹ bình ổn giá điện linh hoạt

Cần nghiên cứu thiết lập Quỹ Bình ổn giá điện linh hoạt, hoạt động độc lập nhưng chịu sự điều tiết của Nhà nước, nhằm giảm thiểu tác động của các biến động bất thường về giá nhiên liệu (than, khí tự nhiên hóa lỏng – LNG, dầu) và tỷ giá hối đoái đối với chi phí sản xuất và giá bán lẻ điện. Nguồn hình thành quỹ có thể được huy động từ một phần lợi nhuận hợp lý của các doanh nghiệp điện lực, hoặc từ các khoản phụ thu nhỏ trong giai đoạn giá thị trường thấp, đồng thời có thể bổ sung từ ngân sách nhà nước trong trường hợp cần thiết.

Cơ chế quản lý và sử dụng quỹ cần bảo đảm nguyên tắc công khai, minh bạch, có sự giám sát của cơ quan quản lý giá và kiểm toán nhà nước, đồng thời chỉ được sử dụng trong những thời điểm thị trường biến động mạnh để bình ổn giá điện tạm thời, tránh gây sốc cho nền kinh tế và xã hội.

Tài liệu tham khảo

1. Luật Điện lực 2024 (Luật 61/2024/QH15), có hiệu lực từ 01/02/2025
2. Nghị định số 72/2025/NĐ-CP (28/3/2025): Quy định về cơ chế, thời gian điều chỉnh giá bán lẻ điện bình quân.
3. Nghị định số 57/2025/NĐ-CP (03/03/2025): Quy định cơ chế mua bán điện trực tiếp giữa đơn vị phát điện năng lượng tái tạo và khách hàng sử dụng điện lớn.
4. Nghị định số 80/2024/NĐ-CP (03/07/2024): Quy định về cơ chế mua bán điện trực tiếp giữa đơn vị phát điện năng lượng tái tạo với khách hàng sử dụng điện lớn.
5. Quyết định số 14/2025/QĐ-TTg (29/05/2025): Quy định về cơ cấu biểu giá bán lẻ điện.
6. Quyết định số 05/2024/QĐ-TTg (15/5/2024) của Thủ tướng quy định cơ chế điều chỉnh giá bán lẻ điện bình quân
7. Quyết định số 1279/QĐ-BCT (09/5/2025:) Quy định về giá bán điện.

8. Thông tư số 26/2024/TT-BCT (15/11/2024) của Bộ Công Thương: Quy định phương pháp lập khung giá bán buôn điện
9. Thông tư số 22/2025/TT-BCT (26/4/2025) của Bộ Công Thương: Quy định tính toán giá bán điện bình quân
10. Thông tư số 11/2025/TT-BCT (01/02/2025) của Bộ Công Thương: Quy định phương pháp xác định và trình tự, thủ tục phê duyệt giá dịch vụ phụ trợ hệ thống điện; Nội dung chính của hợp đồng cung cấp dịch vụ phụ trợ hệ thống điện.
11. Thông tư số 05/2025/TT-BCT (01/02/2025) của Bộ Công Thương: Quy định hệ thống truyền tải điện, phân phối điện và đo đếm điện năng.
12. Quyết định số 982/QĐ-BCT (10/4/2025): Phê duyệt khung giá phát điện loại hình nhà máy thủy điện năm 2025.
13. Quyết định số 1008/QĐ-BCT (14/4/2025): Phê duyệt khung giá phát điện nhà máy điện sinh khối năm 2025.
14. Quyết định số 1009/QĐ-BCT (14/4/2025): Phê duyệt khung giá phát điện nhà máy nhiệt điện than năm 2025.
15. Quyết định số 1198/QĐ-BCT (26/4/2025): Phê duyệt khung giá phát điện loại hình nhà máy thủy điện tích năng năm 2025.
16. Điều chỉnh quy hoạch phát triển điện lực quốc gia thời kỳ 2021-2030, tầm nhìn đến năm 2050 - Bộ Công Thương.
17. Báo cáo ngành điện (T4/2024) - FPT Securities.
18. Chiến lược phát triển công nghệ điện lực (2008) - Tập đoàn Điện lực Việt Nam.
19. Báo cáo Tổng kết thực tiễn thi hành luật Điện lực (giai đoạn 2005-2023) - Chính phủ.
20. Tạp chí Năng lượng Việt Nam (2023), Chính sách giá điện, thị trường điện Việt Nam - Một số vấn đề cần quan tâm hiện nay, truy cập tại <https://nangluongvietnam.vn/chinh-sach-gia-dien-thi-truong-dien-viet-nam-mot-so-van-de-can-quan-tam-hien-nay-30428.html>.