

EXPLAINER

Tổng Chi Phí Cung Ứng Điện

Lion Hirth (hirth@neon.energy)

Phiên bản: Ngày 9, Tháng 3, Năm 2026

Tài liệu ngắn gọn này tập trung giải đáp hai câu hỏi chính:

- Chi phí điện năng từ các nguồn khác nhau là bao nhiêu?
- Tổng chi phí cung ứng điện của toàn hệ thống là bao nhiêu?

Việc trả lời các câu hỏi này thực tế rất khó khăn do tính phức tạp trong các tương tác của hệ thống điện. Đã có rất nhiều tài liệu học thuật nghiên cứu về cách tính toán tổng chi phí hệ thống. Bài viết này sử dụng phương pháp tiếp cận ba bước mang tính thực tiễn như sau:

Bước 1: Chi phí phát điện. Bước đầu tiên là tính toán chi phí phát điện cho các công nghệ liên quan. Chi phí toàn vòng đời tính trên mỗi MWh (chi phí điện năng quy dẫn - levelized costs of electricity) không chỉ bao gồm chi phí biến đổi của quá trình sản xuất như nhiên liệu và hạn ngạch phát thải carbon, mà còn bao gồm cả chi phí đầu tư và các chi phí cố định khác. Thứ tự huy động (Merit Order) không bao gồm chi phí đầu tư, vì vậy các con số chi phí quy dẫn là khác biệt.

Phát điện là một lĩnh vực kinh doanh thâm dụng vốn đầu tư. Ví dụ, nhà máy điện hạt nhân Hinkley Point C mới dự kiến có chi phí là 55 tỷ EUR. Ngoài ra, cùng một công nghệ có thể có các mức chi phí đầu tư rất khác nhau. Chẳng hạn, so với một trang trại điện mặt trời lớn, mỗi kW công suất phát của một tấm pin mặt trời áp mái quy mô nhỏ có thể đắt gấp ba lần do chi phí lắp đặt cao. Tại miền Nam Tây Ban Nha, cùng một tấm pin mặt trời sản xuất lượng năng lượng mặt trời gấp đôi so với tại miền Bắc nước Đức.

Một tham số chính có tác động khổng lồ đến kết quả là chi phí vốn (cost of capital); rủi ro đầu tư càng cao thì chi phí này càng lớn. Bảng 1 báo cáo một số tính toán minh họa dựa trên các thông số của Đức, dẫn đến chi phí quy dẫn trong khoảng từ xấp xỉ 50 €/MWh (điện mặt trời) đến xấp xỉ 150 €/MWh (điện hạt nhân, điện khí). Các giả định chi tiết được báo cáo không phải vì độ chính xác tuyệt đối của chúng mà nhằm đảm bảo tính minh bạch của các phép tính. Tuy nhiên, đây chưa phải là kết thúc của câu chuyện. Tất cả các con số được cung cấp trong tài liệu này là các phép tính sơ bộ nhằm đưa ra hình dung về quy mô của các giá trị

Bảng 1. Giá điện từ những nguồn khác nhau (middle-of-the-road generation costs for Germany)

	Điện mặt trời (Dân cư)	Điện mặt trời (Trang trại)	Điện gió (Trên bờ)	Điện hạt nhân(EPR)	Điện khí (CCGT)
Chi phí đầu tư (€/kW)	1,500	500	1,500	17,000	2,000
WACC (%)	6%	6%	6%	6%	6%
Vòng đời (năm)	30	30	25	60	25
Sản lượng hàng năm (MWh /MW)	1,000	1,000	2,500	8,000	3,000
Chi phí nhiên liệu (€/MWh_e)	0	0	0	0	50
Chi phí carbon (€/MWh_e)	0	0	0	0	27
Thuê đất (€/MWh)	0	10	20	0	0
Vận hành & Bảo trì (€/MWh)	10	10	10	10	10
LCOE (€/MWh)	119	56	77	141	139
Tỷ lệ giá trị thu hồi	50%	50%	80%	100%	130%
LCOE đã hiệu chỉnh tỷ lệ thu hồi	238	113	96	141	107
Chi phí lưới điện	Cao nhất	Cao hơn	Cao	Thấp hơn	Thấp hơn

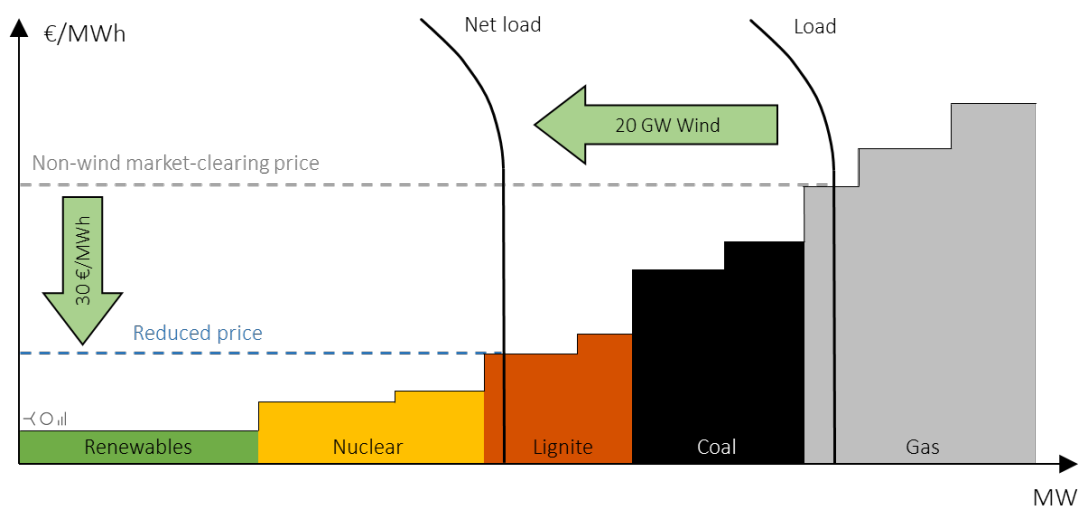
Các giả định: (1) Chi phí đầu tư điện hạt nhân được lấy từ các ước tính mới nhất cho dự án Hinkley Point C. Giá tuabin khí là giá thị trường hiện tại, sau một đợt tăng giá mạnh gần đây. Chi phí đầu tư điện mặt trời được tính cho các trang trại quy mô lớn (>50 MW); điện mặt trời mái nhà quy mô nhỏ có thể đắt gấp hơn 3 lần. (2) Tất cả các khoản đầu tư được giả định thực hiện theo một cơ chế đầu tư công giúp giảm thiểu rủi ro (de-risking), chẳng hạn như Hợp đồng chênh lệch (CfD - tài chính) hoặc tùy chọn độ tin cậy (reliability option) như một phần của cơ chế công suất. Nếu không có các chính sách này, chi phí vốn bình quân gia quyền (WACC) sẽ cao gấp đôi, làm tăng LCOE thêm 20% đối với điện khí nhưng tăng tới 90% đối với điện hạt nhân. (3) Điều kiện gió và mặt trời được tính theo thông số tại Đức. Để so sánh, vùng Andalusia (Tây Ban Nha) có hệ số công suất mặt trời gần gấp đôi, dẫn đến LCOE chỉ còn 40 €/MWh. Tương tự, điều kiện gió tốt hơn nhiều ở những nơi như Đan Mạch, Thụy Điển, Tây Ban Nha hoặc Scotland. (4) Chi phí nhiên liệu giả định giá khí là 30 €/MWh. Giá carbon giả định là 80 €/tấn. (5) Chi phí này có thể thay đổi rất lớn tùy theo đặc thù từng dự án. (6) Được tính toán sơ bộ dựa trên dữ liệu năm 2025 của Đức. Tỷ lệ này có xu hướng giảm khi mức độ thâm nhập (của năng lượng tái tạo) tăng lên, nhưng phụ thuộc quan trọng vào tính linh hoạt của hệ thống điện (lưu trữ, xuất nhập khẩu điện, v.v.).

Bước 2: Hiệu chỉnh giá trị. Giá trị kinh tế của một MWh điện năng phụ thuộc then chốt vào thời điểm nó được sản xuất, bởi giá bán buôn trên thị trường luôn biến động liên tục. Điều này tạo ra sự khác biệt đáng kể về hiệu quả kinh tế giữa các loại hình nguồn điện. Điện hạt nhân thường vận hành liên tục 24/7 (vận hành chạy nền). Ngược lại, các nhà máy điện khí vận hành chủ yếu vào những khung giờ cao điểm khi nhu cầu và giá điện tăng cao, giúp doanh thu trung bình trên mỗi MWh của chúng có thể cao hơn 30% so với điện hạt nhân. Điện gió và Điện mặt trời: Xảy ra hiệu ứng ngược lại gọi là "tự triệt tiêu giá trị". Khi trời nhiều gió, nguồn cung điện gió dồi dào sẽ kéo giá điện thị trường xuống thấp. Do đó, doanh thu trung bình hàng năm trên mỗi MWh của tuabin gió thường thấp hơn so với các nguồn điện truyền thống. Tại các thị trường như Đức, doanh thu của điện gió thấp hơn 10-20% so với giá điện trung bình, trong khi điện mặt trời có thể bị khấu trừ lên tới 50%). Điều này dẫn tới 2 hệ quả quan trọng:

- Chi phí cung ứng điện thực tế cho người tiêu dùng cao hơn so với mức chi phí mà chỉ số chi phí điện năng quy dẫn (LCOE) của điện gió và điện mặt trời gợi ý.
- Không thể so sánh trực tiếp chi phí quy dẫn giữa các nguồn phát khác nhau để đánh giá tính cạnh tranh tương quan của chúng.

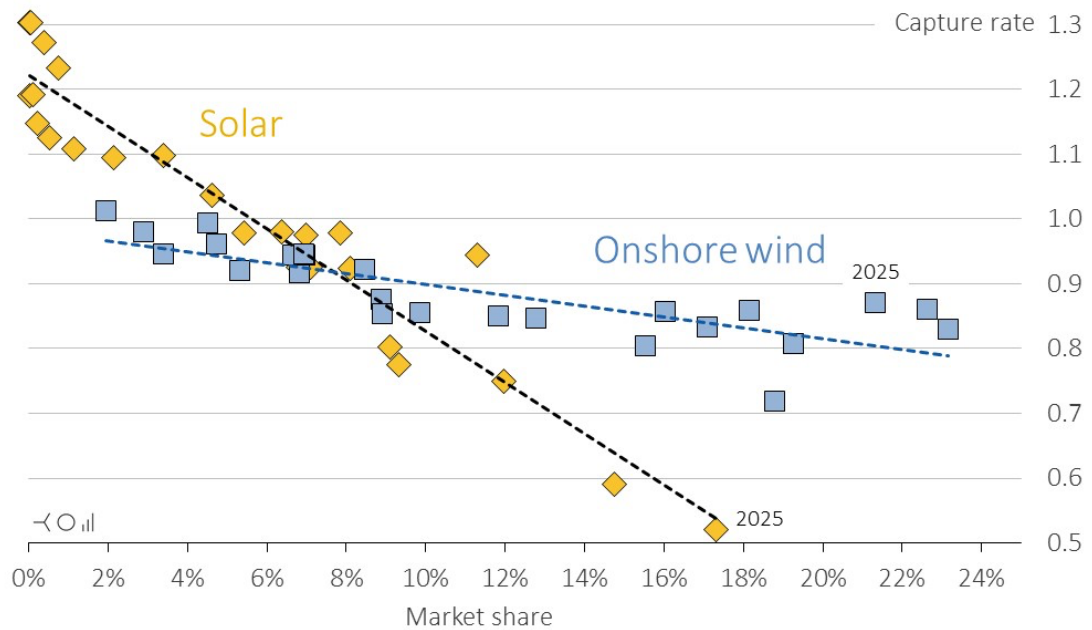
Như một chỉ báo sơ lược, Bảng 1 cung cấp 'chi phí quy dẫn đã hiệu chỉnh theo tỷ lệ giá trị thu hồi' bằng cách lấy LCOE chia cho tỷ lệ giá trị thu hồi (Capture Rate).

Cơ chế sụt giảm giá trị điện gió



Hình 1. Biểu đồ mô tả thị trường bán buôn điện trong một giờ có sản lượng điện gió cao so với một giờ lặng gió. Trong một giờ có nhiều gió, lượng cung bổ sung làm kéo thấp mức giá chốt thị trường (market-clearing price). Hệ quả là, doanh thu trung bình trên mỗi MWh của các tuabin gió trong cả một năm thấp hơn so với một nguồn công suất ổn định (nguồn chạy nền), chẳng hạn như nhà máy điện hạt nhân.

Giá trị trường của năng lượng gió và mặt



Hình 2. tỷ lệ giá trị thu hồi (hay còn gọi là "hệ số giá trị") của năng lượng gió và mặt trời tại Đức giai đoạn 2001 -2025. Tỷ lệ này là doanh thu bán buôn trên mỗi MWh so với giá điện trung bình (giá nền) của cùng năm đó. Chỉ số này sụt giảm vì những giờ có nắng và gió mạnh thường có giá thấp hơn các khung giờ khác và hiệu ứng này càng trở nên rõ rệt khi quy mô của các công nghệ này tăng lên.

Bước 3: Chi phí lưới điện. Bước quan trọng thứ ba trong việc tính toán chi phí điện năng chính là lưới điện. Tại Đức, tổng chi phí cho mạng lưới điện tương đương với tổng chi phí phát điện. Nói cách khác, lưới điện chiếm một phần đáng kể trong tổng chi phí hệ thống điện. Chi phí lưới điện có tính đặc thù rất cao theo vị trí và phụ thuộc vào từng điều kiện cụ thể: Quy mô nhỏ: Một lượng nhỏ các nguồn năng lượng tái tạo phi tập trung có thể được lắp đặt bằng cách sử dụng lưới điện hiện hữu, do đó không cần thêm bất kỳ khoản đầu tư lưới điện bổ sung nào. Quy mô lớn: Khi khối lượng tăng cao, năng lượng gió và mặt trời có xu hướng gây ra chi phí lưới điện cao hơn so với các nhà máy điện khí và hạt nhân. Nguyên nhân là do hệ số công suất của chúng thấp hơn và chúng thường nằm xa các trung tâm phụ tải. Cấp điện áp: Ngoài ra, các tài sản nhỏ kết nối vào cấp điện áp trung thế hoặc hạ thế, làm tăng thêm chi phí lưới điện.

Chi phí hệ thống ngày nay. Cung ứng điện hiện nay tốn bao nhiêu chi phí, ví dụ như tại Đức? Các kênh tài chính sau đây phải được xem xét:

- Chi phí thu mua năng lượng: Là số tiền người tiêu dùng trả để mua năng lượng trên thị trường bán buôn. Năm 2025, con số này xấp xỉ 45 tỷ Euro (đây là ước tính sơ bộ).
- Chi phí lưới điện: Là số tiền người tiêu dùng trả để sử dụng lưới điện truyền tải và phân phối thông qua biểu giá và các loại phí dịch vụ lưới. Năm 2025, chi phí này khoảng 40 tỷ Euro.
- Nguồn quỹ công: Được sử dụng để chi trả cho cung ứng điện, đặc biệt là các khoản trợ giá năng lượng tái tạo. Năm 2025, con số này khoảng 15 tỷ Euro.

Các loại thuế (thuế điện năng, thuế giá trị gia tăng) không được bao gồm trong tính toán này vì chúng không phải là chi phí tiêu hao mà là khoản chuyển giao cho nhà nước

Với lượng điện năng tiêu thụ thực tế gần 500 TWh, tổng chi phí điện năng hiện nay rơi vào khoảng 200 €/MWh.

Kỳ vọng với thực tế. Một số bên liên quan trong các ngành công nghiệp thâm dụng năng lượng tuyên bố rằng họ cần mức giá điện cuối cùng là 50 €/MWh để duy trì khả năng cạnh tranh, và một số nhà hoạch định chính sách cũng bày tỏ kỳ vọng rằng chúng ta sẽ sớm đạt được mức giá đó. Tuy nhiên, về mặt thực tế, con số này thấp hơn nhiều so với những gì mà ngay cả hệ thống điện hiệu quả nhất tại Châu Âu có thể đáp ứng, ngoại trừ một vài khu vực có nguồn tài nguyên cực kỳ ưu đãi, ví dụ như miền Bắc Thụy Điển với nguồn thủy điện và điện gió dồi dào.

Ngay cả một hệ thống điện "phốt lờ" các vấn đề khí hậu, được xây dựng dựa trên các nhà máy nhiệt điện than và điện khí mới, cũng có khả năng tiêu tốn hơn 100 €/MWh (chưa tính đến chi phí thiệt hại do biến đổi khí hậu). Thậm chí, một hệ thống điện carbon thấp được tối ưu hóa ở mức cao nhất - bao gồm các tài sản quy mô công nghiệp, phụ tải linh hoạt (flexible demand), hội nhập sâu rộng mạng lưới điện Châu Âu, ứng dụng các công nghệ mới nhất, áp dụng giá điện theo vị trí (locational pricing), các chính sách không gây biến dạng thị trường, và các lựa chọn lưới điện/nguồn phát với chi phí thấp nhất - cũng khó có thể cung cấp điện cho các hộ tiêu thụ công nghiệp chạy nền ở mức giá dưới 150 €/MWh.

Để đạt được con số đó đòi hỏi sự nỗ lực bền bỉ và những lựa chọn chính trị đầy khó khăn. Hiện tại, chúng ta vẫn chưa đi đúng quỹ đạo để có thể đạt được mục tiêu này