

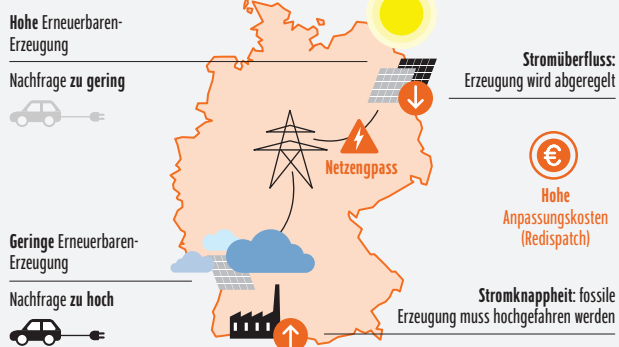
Lokale Marktpreise können Stromkosten reduzieren

Von Karsten Neuhoﬀ und Leon Stolle

- Deutschlands einheitliche Strompreiszone berücksichtigt nicht regionale Unterschiede bei Angebot und Nachfrage, die durch erneuerbare Energien zeitlich stark variieren
- Um Netzüberlastung zu vermeiden, werden Stromerzeuger angewiesen ihre Produktion anzupassen – das kostet jährlich knapp vier Milliarden Euro
- Mit lokalen Marktpreisen werden diese Kosten vermieden und es ergeben sich Engpasserlöse – der Netzausbaubedarf wird reduziert
- Mit Engpasserlösen können Stromkunden gegen lokale Preisrisiken abgesichert und deutschlandweit verlässliche Investitionsbedingungen geschaffen werden
- Breite internationale Erfahrung sollte genutzt werden, um lokale Marktpreise in Deutschland und anderen europäischen Ländern schnell umzusetzen

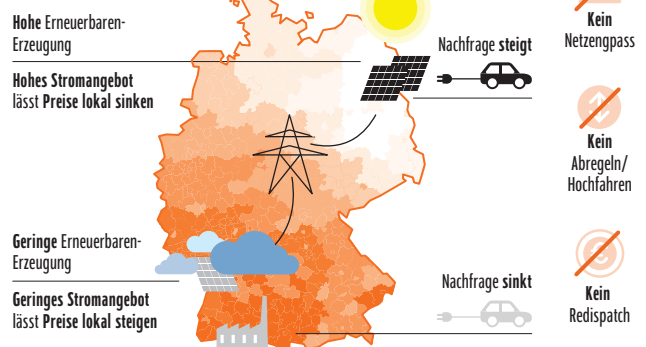
Die Einheitspreiszone führt zu Netzengpässen und Kosten – lokale Marktpreise bringen Angebot und Nachfrage regional in Einklang

EINHEITSPREISZONE (bisheriges Strommarktdesign)



Quelle: Eigene Darstellung.

LOKALE MARKTPREISE (Reformoption)



© CC BY 4.0, creativecommons.org/licenses/by/4.0

ZITAT

„Der deutsche Strommarkt muss dringend reformiert werden, weil die Einheitspreiszone hohe Kosten für Engpassmanagement und Netzausbau verursacht. Alternativen wie Preiszonensplits und dynamische Netzentgelte können das Problem nur teilweise lösen. Lokale Marktpreise hingegen können Kosten zum Netzausbau und zur Lösung von Netzengpässen einsparen.“ — Karsten Neuhoﬀ —

Lokale Marktpreise können Stromkosten reduzieren

Von Karsten Neuhoﬀ und Leon Stolle

ABSTRACT

Deutschland hat sich mit der Liberalisierung der Strommärkte 1998 für einen deutschlandweit einheitlichen Großhandelspreis entschieden. Regionale Unterschiede bei Angebot und Nachfrage werden dabei nicht berücksichtigt. Bei Netzengpässen werden Stromerzeuger bezahlt, um ihre Produktion anzupassen. Das führt zu steigenden Kosten, einer Überschätzung des Netzausbaubedarfs und mehr Bürokratie. Aktuell werden deswegen Reformen diskutiert, insbesondere eine Aufteilung der Einheitspreiszone, lokale Marktpreise und dynamische Netzentgelte. Während eine Aufteilung in große Preiszonen die Probleme nur begrenzt löst, können mit lokalen Marktpreisen die Kosten zur Lösung von Netzengpässen eingespart und zugleich Engpässerlöse erzielt werden. Diese können genutzt werden, um Marktteilnehmer gegen lokale Preisrisiken abzusichern. Für die Bestimmung lokal differenzierter dynamischer Netzentgelte, wie sie jüngst von der Bundesnetzagentur vorgeschlagen wurden, wären Prognosen von Angebot und Nachfrage in unerreichbarer Präzision nötig. Lokale Marktpreise werden hingegen in Echtzeit gestellt und sind auf diese Prognosen nicht angewiesen. Die breite internationale Erfahrung sollte genutzt werden, um lokale Marktpreise in Deutschland und anderen europäischen Ländern schnell umzusetzen.

Energieversorgungsunternehmen haben lange Zeit die meisten Kraftwerke in der Nähe der Nachfrage gebaut oder mit leistungsfähigen Übertragungs- und Verteilnetzen verbunden. Dank dieser sogenannten Kupferplatte gab es im Betrieb wenige Netzengpässe. Auf Grundlage dieses durchgängig starken Netzes wurde bei der Liberalisierung des Strommarkts 1998 nur ein deutschlandweit einheitlicher Großhandelspreis eingeführt. Mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien und der gestiegenen Stromnachfrage aus E-Mobilität, Wärmepumpen und elektrifizierter Industrieproduktion hat sich die Anschlussleistung vervielfacht. Aktuell werden deswegen Netzausbaukosten in der Größenordnung von 650 Milliarden Euro bis 2045 prognostiziert,¹ um Engpässe im Verteil- und Übertragungsnetz zu beseitigen.

Wenn der Netzausbau nicht alle Netzengpässe beseitigt, führt der deutsche Einheitsstrompreis zu Marktverzerrungen: Er ist zu niedrig in Regionen, in denen es gerade wenig Wind und Sonnenschein gibt – die lokale Erzeugung und Importe aus anderen Regionen können die hohe Nachfrage nicht decken. Zugleich ist er dann für andere Regionen zu hoch, was dort zu einem Stromüberschuss führt, der aufgrund begrenzter Übertragungskapazität nicht exportiert werden kann.

Die Netzbetreiber weisen in solchen Stunden Kraftwerke in Regionen mit Unterdeckung an, ihre Produktion zu steigern, und fordern Erzeuger in anderen Regionen auf, ihre Produktion zu reduzieren (Kasten). Alle Betroffenen erhalten dafür Zahlungen. Dieser sogenannte Redispatch kostete jährlich zuletzt knapp vier Milliarden Euro (Abbildung 1) und führt zu einer Erhöhung der Netzentgelte um rund acht bis zehn Euro je Megawattstunde (MWh). Dies entspricht rund zehn Prozent der Gesamtkosten bei sehr großen Stromabnehmern.² Die deutschen Netzbetreiber prognostizieren eine Verdoppelung des maximalen Redispatchvolumens von

¹ Tom Bauermann, Patrick Kaczmarczyk und Tom Krebs (2024): Ausbau der Stromnetze: Investitionsbedarfe. Institut für Makroökonomie und Konjunkturforschung (online verfügbar, abgerufen am 23. Februar 2026). Dies gilt für alle Onlinequellen in diesem Bericht, sofern nicht anders vermerkt.

² Im Jahr 2026 werden die Netzentgelte einmalig mit 6,5 Milliarden Euro aus dem Klima- und Transformationsfonds bezuschusst, vgl. Bundesregierung (2025): Entlastung bei Energiekosten: Niedrigere Stromkosten (online verfügbar).

25 Gigawatt (GW) Anfang des Jahrzehntes auf über 50 GW bis 2030.³ Europaweit könnten sich die Redispatchvolumen bis 2040 versechsfachen.⁴

Für den Redispatch müssen immer mehr Kraftwerke als Reserve bereitgehalten werden. Das Potenzial an Kraftwerkskapazitäten dafür ist größtenteils ausgeschöpft.⁵ Europaweit wird bis 2040 für den Redispatch ein zusätzlicher Kraftwerksbedarf von rund 60 GW prognostiziert; das entspricht rund 15 Prozent der aktuellen Stromnachfrage.⁶

Angestoßen durch eine europaweite Überprüfung der Preis-zonen sowie neue Empfehlungen von Seiten der Forschung, der Monopolkommission und der Bundesnetzagentur werden aktuell in Berlin und Brüssel drei Strommarktreformen diskutiert, um die Marktverzerrungen zu lösen: lokale Marktpreise, ein Preiszonensplit und dynamische Netzentgelte.⁷ In diesem Wochenbericht wird vor allem die Ausgestaltung der lokalen Marktpreise für Deutschland analysiert und mit den anderen beiden Optionen verglichen.

Lokale Marktpreise vermeiden Netzengpässe und sparen Kosten

Da sich der Wert von Strom je nach Angebot und Nachfrage zu jedem Zeitpunkt regional stark unterscheiden kann, gibt es in vielen Ländern lokale Marktpreise für jede größere Stadt oder ländliche Region. Der lokale Preis spiegelt die Situation vor Ort: Bei hoher Solar- und Windproduktion ist er gering und motiviert so zum Laden beispielsweise von Wärme- und Batteriespeichern; bei hoher Nachfrage und geringer Erzeugung ist er hingegen hoch. Dies stellt sicher, dass sich Erzeugung, Speicher und Last netzdienlich verhalten, vermeidet Netzengpässe und spart Kosten durch die Nutzung eines breiteren Flexibilitätspotenzials. Alle lokalen Märkte sind dabei in den europäischen Strommarkt integriert. Die Preise ergeben sich wie bisher an der Börse in Zusammenarbeit zwischen Börsenbetreibern und Netzbetreibern, die ihre kommerziellen und technischen Kompetenzen zusammenführen. Ein Algorithmus bestimmt den lokalen Strompreis so, dass Angebot und Nachfrage regional in Einklang kommen. Bei der Preisfindung werden die verfügbaren Übertragungskapazitäten berücksichtigt,

³ Florian Dinger und Marius Klemm (2026): Dynamische Netzentgelte. Präsentation der 4ÜNB im Rahmen des AgNes-Expertenworkshops am 14. Januar 2026 bei der Bundesnetzagentur (online verfügbar).

⁴ Unter der Annahme eines ambitionierten Netzausbaus im Rahmen des deutschen Netzausbauplans, vgl. Georg Thomassen et al. (2024): Redispatch and Congestion Management. Europäische Kommission (online verfügbar).

⁵ Karsten Neuhoﬀ, Marion Ott und Paula Prakash (2025): Welcher Reformbedarf besteht im Engpassmanagement? (online verfügbar).

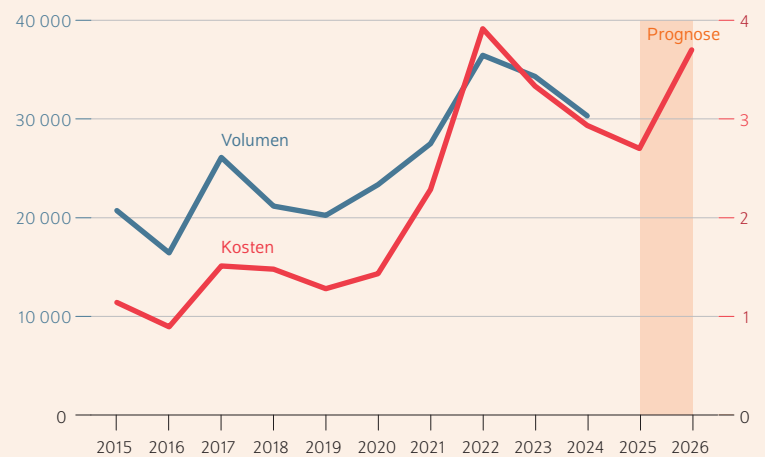
⁶ Georg Thomassen und Andreas Fuhrmanek (2025): Locational price signals in Europe. Publications Office of the European Union (online verfügbar); vgl. Nachfragedaten auf der Website von European Network of Transmission System Operators for Electricity (Entso-E) (online verfügbar).

⁷ European Network of Transmission System Operators for Electricity (2025): Bidding Zone Review (online verfügbar); Veronika Grimm et al. (2024): Der deutsche Strommarkt braucht lokale Marktpreise. Frankfurter Allgemeine Zeitung vom 10. Juli (online verfügbar); Monopolkommission (2025): 10. Sektorgutachten Energie: Wettbewerb und Effizienz für ein zukunftsfähiges Energiesystem (online verfügbar); Bundesnetzagentur (2025): Dynamische Netzentgeltkomponente. Festlegungsverfahren der Netzentgeltsystematik Strom (online verfügbar).

Abbildung 1

Entwicklung von Kosten und Volumen für Engpassmanagement in Deutschland

Volumen in Gigawattstunden (linke Achse); Kosten in Milliarden Euro (rechte Achse)



Anmerkung: Neben Redispatch als größtem Faktor gehören auch Countertrading und Einspeisemanagement zum Engpassmanagement. Die Kosten für die Jahre 2025 und 2026 sind Prognosen.

Quelle: Bundesnetzagentur (Smard; Workshop am 14. Januar 2026); Energate-Newsletter; eigene Darstellung.

© CC BY 4.0

Das Volumen und die Kosten des Engpassmanagements sind stark gestiegen und führen ohne Strommarktreform zu höheren Netzentgelten.

sodass Strom aus Regionen mit niedrigen Preisen in Regionen mit höheren Preisen fließt. Redispatch wird so vermieden. In Stunden ohne Engpasssituation gleichen sich dabei die lokalen Strompreise untereinander an.

Durch die effiziente Nutzung von Flexibilität und Netzen reduzieren lokale Preise den Ausbaubedarf im Übertragungsnetz. Diese unterstützen das Engpassmanagement auch im Verteilnetz und reduzieren dort den Ausbaubedarf. Dafür muss der Preis nicht noch innerhalb des Verteilnetzes differenziert werden. Denn Wind, Sonne und Temperatur sind innerhalb einer Region sehr ähnlich. Somit motiviert zum Beispiel bei viel Wind und Sonne ein geringer lokaler Preis zum Aufladen von Batterien und Wärmespeichern in der ganzen Stadt. Das hilft dem gesamten Verteilnetz. Lokale Marktpreise können so Spielraum und damit Zeit schaffen, um durch Digitalisierung der Verteilnetze die tatsächliche Netzauslastung zu erfassen und Ausbaubedarf oder aktives Engpassmanagement darauf auszurichten.⁸

Lokale Marktpreise wurden in den meisten liberalisierten Strommärkten außerhalb von Europa eingeführt, wenn in großen Strompreiszonen wachsender Redispatch-Bedarf zu

⁸ Karsten Neuhoﬀ, Jörn Richstein und Carlotta Piantieri (2018): TSO-DSO-PX Cooperation II. Report on key elements of debate from a workshop of the Future Power Market Platform (online verfügbar).

Kasten

Redispatch: kosten- oder marktbasiert

In Deutschland entstehen pro Jahr Kosten in Höhe von knapp vier Milliarden Euro durch den Redispatch. Diese entstehen, wenn bei Netzengpässen die Netzbetreiber Kraftwerke anweisen, ihre Stromerzeugung anzupassen. Alle Betroffenen erhalten dafür Zahlungen. Die Nachteile, die durch Engpassmanagement mit Redispatch entstehen, wurden noch bis ins Jahr 2017 für Deutschland als wenig relevant eingeschätzt.¹ Deswegen wurde lediglich ein Wechsel vom kostenbasierten zum marktbasierten Redispatch diskutiert.² Beim kostenbasierten Redispatch erhalten Anlagenbetreiber eine regulatorisch geprüfte Kostenerstattung für die Anpassung der Stromerzeugung. Beim marktbasierten Redispatch geben Kraftwerke Gebote für die Anpassung ihrer Produktion ab. Der Netzbetreiber wählt die günstigsten Angebote aus. Die Preise sollen sich also im Wettbewerb zwischen Bietern bilden statt durch eine regulatorische Prüfung. Damit soll es zugleich Speichern und Nachfrage-Flexibilitäten ermöglicht werden, sich am Redispatch zu beteiligen. Sie können im kostenbasierten Redispatch nicht berücksichtigt werden, auch weil ihre Opportunitätskosten nicht regulatorisch geprüft werden können.

Internationale Erfahrungen und ökonomische Analysen zeigen jedoch, dass Profite, die Marktteilnehmer im marktbasierten Redispatch machen, zu erheblichen Fehlanreizen führen können.³ Sie erhöhen erst die Produktion, damit sie dann im Redispatch dafür bezahlt werden, die Produktion wieder zu verringern. So werden letztendlich nur Engpässe gelöst, die durch die Fehlanreize entstehen – die Netzsituation insgesamt kann sich verschlechtern.⁴

¹ In Workshops war die Einschätzung, dass Unterschiede zwischen Redispatch und lokalen Marktpreisen bei jeweils optimal gestalteten Systemen im Betrieb gering sind, vgl. Consen-tec und Neon (2018): Nodale und zonale Strompreissysteme im Vergleich. Kurzstudie für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Abschlussbericht (online verfügbar).

² Siehe Stellungnahme vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) am 23. Februar 2017 (online verfügbar).

³ Vgl. „Belden's experiment“ in Adam Nix, Stephanie Decker und Carola Wolf (2022): Enron and the California energy crisis: The role of networks in enabling organizational corruption. Business History Review, 95(4), 765–802 (online verfügbar).

⁴ Karl-Martin Ehrhart et al. (2025): Analysis of a capacity-based redispatch mechanism. Energy Economics (online verfügbar).

hohen Kosten und Systemrisiken führte.⁹ Diese Umstellung wurde in keinem einzigen Fall revidiert, sie diente stattdessen als Vorbild für Nachbarregionen, die ebenfalls auf lokale Marktpreise umstellten, insbesondere in Nordamerika.¹⁰

Dabei stellt der Echtzeitmarkt sicher, dass Angebot und Nachfrage im Gleichgewicht sind und ermöglicht den kurzfristigen Bezug von Strom. Zugleich erlaubt der Day-Ahead-Markt

großen Erzeugern wie Kraftwerken und großen Verbrauchern wie der Industrie die Einsatzplanung für den Folgetag. Zuletzt bieten Terminmärkte die Möglichkeit, Preise langfristig abzusichern.

Echtzeithandel ermöglicht flexiblen Strombezug

Viele Stromkunden entscheiden kurzfristig, wann sie wie viel Strom benötigen, wann also kleine Unternehmen ihre Maschinen betreiben und Haushalte ihr Elektroauto aufladen. Zugleich können immer mehr Stromkunden mit Energiemanagementsystemen und Batterien oder Wärmespeichern kurzfristig Strom einspeisen oder nutzen. Dafür benötigen sie transparente, attraktive Preise und unbürokratische Verfahren.¹¹

Da mit lokalen Marktpreisen kein Redispatch-Bedarf mehr besteht und damit der Handel nicht mehr frühzeitig gestoppt werden muss, kann in Echtzeit auf den Strompreis reagiert werden. Dafür wird den Stromkunden der lokale Strompreis in Fünf-Minuten-Intervallen mitgeteilt.¹² Natürlich beobachten nur wenige diese Strompreise direkt, dafür gibt es Energiemanagementsysteme von beispielsweise Wärmepumpen oder smarte E-Auto-Ladestationen. Diese können anhand des Strompreises über den Energieverbrauch beziehungsweise die Einspeisung entscheiden. Relevant sind lokale Preise nur für Kunden mit Smart Meter, die sie mit größeren Flexibilitätspotenzialen wie Speichern, E-Ladestationen oder Wärmepumpen ohnehin haben. Für alle anderen Kunden kann ein deutschlandweiter Durchschnittspreis erhalten bleiben. Zusammen profitieren alle Kunden vom sinkenden Preisniveau durch netzdienliches Verhalten aller Marktteilnehmer.

Damit Stromkunden kurzfristig auf diese Preise reagieren können, benötigen sie dynamische Stromtarife. Sie müssen dabei aber nicht mit ihrer gesamten Stromnachfrage dem Spotpreis ausgesetzt sein, sondern können für einen erwarteten Strombedarf abgesichert sein und den Spotpreis nur für Abweichungen davon zahlen. Wichtig ist, dass dynamische Stromtarife nicht wie bisher auf dem deutschen Einheitspreis, sondern auf lokalen Preissignalen beruhen. Sonst vergrößern statt reduzieren sie Engpässe, Redispatch-Bedarf und Systemkosten.¹³

Am Vortag Produktion planen und Preise absichern

Im Gegensatz zu privaten Stromkunden und kleinen Betrieben planen große Industriekunden und Kraftwerke ihre Produktionsabläufe im Voraus. Eine Stromauktion um 12 Uhr am Vortag bietet derzeit in Deutschland den zentralen Marktplatz (Day-Ahead-Markt).

¹¹ Karsten Neuhoﬀ et al. (2024): How can nodal prices engage consumers? Future Power Market Platform – Workshop Report June 2024 (online verfügbar).

¹² Zur Sicherung der Resilienz kann dabei Internetkommunikation durch Rundsteuerung über das Stromnetz oder Funksignale ergänzt werden.

¹³ Neuhoﬀ, Ott und Prakash (2025), a. a. O.

⁹ Zum historischen Kontext vgl. Ignacio Aravena et al. (2021): Transmission capacity allocation in zonal electricity markets. Operations research, 69(4).

¹⁰ Vgl. Webinar zur Einführung nodaler Preise in Nordamerika (online verfügbar).

Auch in Ländern mit lokalen Preisen gibt es eine Day-Ahead-Auktion. Dabei müssen Auktionsteilnehmer in ihrem Gebot angeben, wo sich das bietende Kraftwerk oder der Abnehmer befindet.¹⁴ Gebote auf Kraftwerksebene ersparen Kraftwerksbetreibern den bisherigen Aufwand, ihre Kraftwerkskapazitäten zu aggregieren, für diese komplexe Blockgebote und nach der Auktion für jedes einzelne Kraftwerk Fahrpläne zu erstellen, die sie den Netzbetreibern mitteilen. Stattdessen können sie direkt Gebote für jedes Kraftwerk abgeben. Das erleichtert kleineren Marktteilnehmern den Marktzugang.¹⁵ Durch die Integration der Märkte für Energie-, Regelenergieprodukte- und Übertragungskapazität erhöht sich zugleich die Liquidität und Wettbewerbsintensität.¹⁶ Dabei verbessern die Gebote auf lokaler Kraftwerksebene statt im Portfolio die Transparenz, so dass eine effektive Marktüberwachung möglich wird.¹⁷

In der Auktion am Vortag sichern sich Marktteilnehmer einen Preis für die in der Auktion bestimmten Strommengen. Nur für Abweichungen von diesen vereinbarten Mengen zahlen beziehungsweise erhalten sie den lokalen Echtzeitpreis. Internationale Erfahrungen zeigen, dass die Summe einer großen Zahl von kleinen Abweichungen mithilfe von Wetterprognosen und Preiselastizitäten gut prognostiziert und damit den sicheren Netzbetrieb stärken kann. Bei großen Kraftwerken und großen Batterien trifft dieses „Gesetz der großen Zahlen“ nicht zu. Deswegen dürfen sie ihre Einspeisung oder Last nur schrittweise anpassen (Ramping Constraints) oder müssen Abweichungen gegenüber den Auktionsergebnissen des Vortages mit dem Systembetrieb abstimmen. Dazu reichen Erzeuger Gebote für Anpassungen im Tagesverlauf ein.¹⁸

Längerfristige Verträge: Kosten- und Erlörisiken absichern

Versorger und große Erzeuger nutzen Terminmärkte zur längerfristigen Absicherung von Strompreisen für Zeiträume von mehreren Monaten bis zu wenigen Jahren, sowohl derzeit in Deutschland als auch in Märkten mit lokalen Preisen. Dort beziehen sich die Terminverträge jedoch nicht auf individuelle lokale Preise, sondern auf den durchschnittlichen lokalen Preis eines Landesteils (sogenannte Trading Hubs). Bei Terminverträgen zum Trading-Hub-Preis verbleibt ein lokales Preisrisiko, das aus der Differenz zwischen dem Hub-Preis und dem lokalen Preis am Anschlusspunkt einer Anlage entsteht.

Um diese lokalen Preisrisiken abzusichern, werden bei lokalen Marktpreisen Engpasserlöse genutzt, die anstelle von Redispatch-Kosten anfallen.¹⁹ Engpasserlöse entstehen, wenn Strom in einer Region mit geringem lokalem Strompreis eingespeist und in einer anderen Region mit einem höheren Strompreis ausgespeist wird. Sie ergeben sich bereits heute im internationalen Stromhandel zwischen Ländern und werden nach den bisherigen regulatorischen Vorgaben zur Finanzierung des Netzausbaus und zur Reduktion der Netzentgelte genutzt. In Nordamerika werden diese Engpasserlöse mithilfe von Financial Transmission Rights (FTRs) an Stromversorger für ihre Stromkunden ausgegeben, um diese gegen lokale Preisrisiken abzusichern.²⁰

Eine Herausforderung sind dabei Erzeugungsprofile von Wind- und Solaranlagen, die nicht langfristig prognostiziert werden können. In Nordamerika werden sie im Portfolio von Versorgern zusammen mit einem Portfolio von FTRs abgesichert. Das wäre für kleinere Versorger im Endkundenwettbewerb weniger geeignet. Ein vielversprechender Ansatz sind hier die von der EU-Kommission vorgeschlagenen Tripartite-Energie-Verträge.²¹ Dabei können Wind- und Solarprojekte ihre Erlöse mit langfristigen Differenzverträgen absichern: Die gepoolten Differenzverträge werden dann an Stromkunden ausgegeben. Dabei werden mit den Engpasserlösen die Preisunterschiede zwischen den Standorten der Wind- und Solaranlagen und denjenigen der Stromkunden ausgeglichen.²² So bekommen Stromkunden deutschlandweit verlässlich bezahlbare erneuerbare Energie.²³

Lokale Marktpreise könnten schnell umgesetzt werden

Die Einführung lokaler Marktpreise beinhaltet einmalige Kosten für Marktbetreiber und -teilnehmer, zum Beispiel um Software und Prozesse umzustellen. Erfahrungen in Nordamerika zeigen, dass diese Kosten bereits in den ersten Jahren durch Effizienzgewinne kompensiert werden können (Abbildung 2). Zusätzliche Einsparungen ergeben sich durch eingesparte Investitionen in Erzeugungskapazität und Netzausbau. Für Europa werden jährliche Einsparungen

¹⁴ Mit dem Angebot werden Startkosten, Warmlaufzeiten und die mögliche Flexibilität angegeben – wie bisher an Netzbetreiber für das Redispatch.

¹⁵ Jörn Richstein, Casimir Lorenz und Karsten Neuhoﬀ (2020): An auction story: How simple bids struggle with uncertainty. Energy Economics (online verfügbar).

¹⁶ Karsten Neuhoﬀ (2003): Integrating transmission and energy markets mitigates market power. Cambridge Working Papers (online verfügbar).

¹⁷ Paul Twomey et al. (2005): A Review of the Monitoring of Market Power. The Possible Roles of TSOs in Monitoring for Market Power Issues in Congested Transmission Systems. Center for Energy and Environmental Policy Research (online verfügbar).

¹⁸ Karsten Neuhoﬀ et al. (2025): EU power market reform toward locational pricing: Rewarding flexible consumers for resolving transmission constraints. Energy Policy, 207, 114808.

¹⁹ Leon Stolle et al. (2026): Designing Hedging Instruments for Locational Price Risks – Lessons from North American Financial Transmission Rights. DIW Discussion Paper Nr. 2156 (online verfügbar, abgerufen am 26. Februar 2026).

²⁰ Der Besitzer eines FTRs erhält für eine definierte Strommenge den Preisunterschied zwischen lokalen Marktplätzen und Trading Hubs ausgezahlt. Das sichert zusammen mit einem Terminvertrags auf den Trading Hub das Preisrisiko ab, vgl. Webinar zu der Erfahrung mit FTRs (online verfügbar).

²¹ Ankündigung von Tripartite-Energie-Verträgen: Pressemitteilung der Europäischen Kommission vom 5. September 2025: Commissioner Jørgensen announces first 2 sectorial tripartite contracts (online verfügbar). Zum Konzept vgl. Karsten Neuhoﬀ et al. (2024): Ein Erneuerbare-Energien-Pool lässt Verbraucher*innen an den Vorteilen der Energiewende teilhaben. DIW Wochenbericht Nr. 15, 227–234 (online verfügbar).

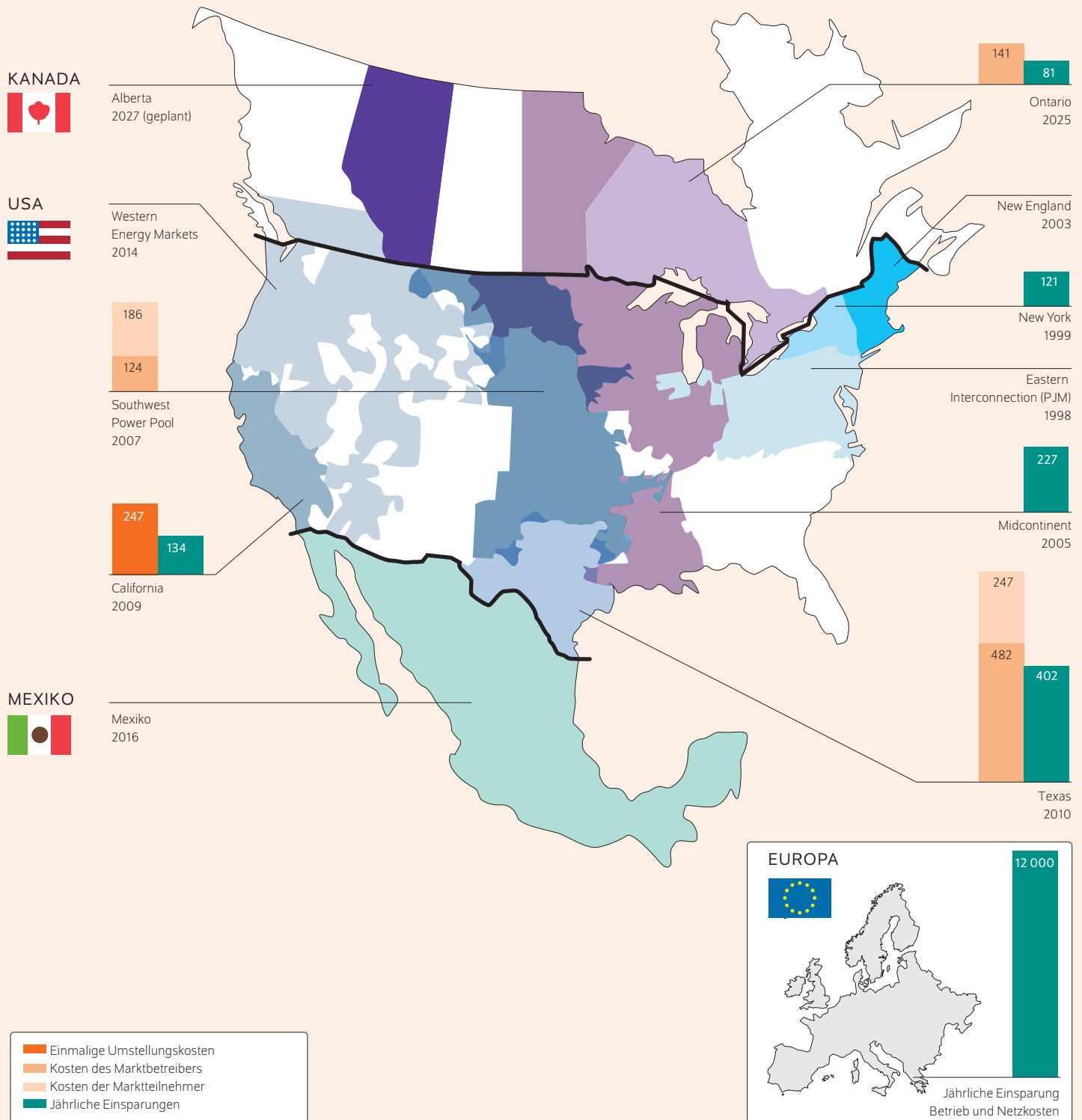
²² Zur Abschätzung der Preiseffekte vgl. Silvana Tiedemann et al. (2024): Auswirkung einer Gebotszonenteilung auf den Marktwert der Erneuerbaren Energien im Jahr 2030. Kopernikus-Projekt Ariadne (online verfügbar).

²³ Karsten Neuhoﬀ et al. (2025): Contracting Matters: Hedging Producers and Consumers with a Renewable Energy Pool. The Energy Journal (online verfügbar).

Abbildung 2

Einmalige Umstellungskosten und jährliche Einsparungen bei Einführung lokaler Strompreise in Nordamerika

In Millionen Euro; Jahr der Umstellung



Anmerkungen: Alle Werte wurden mit dem BIP-Deflator der World Bank und Währungsumrechnungskurse der Europäischen Zentralbank in Preise von 2024 in Euro umgerechnet. Da die Umstellung in Ontario erst 2025 stattfindet, sind die Werte Ex-ante-Prognosen für den Durchschnittswert der zehnjährigen erwarteten Erträge. Europa ist eine Prognose der Erträge für das Jahr 2030 unter der Annahme eines ambitionierten Netzausbaus.

Quellen: Eigene Darstellung auf Basis mehrerer Reports zu Ex-Post-Evaluierungen: Analysis Group (New York); Brattle Group (Midcontinent); FTI Consulting (Southwest Power Pool); FTI Consulting & Wolak (Kalifornien); FTI Consulting & Triolo, Wolak (Texas); IESO (Ontario); JRC (Europa).

Die Kosten für die Umstellung fallen nur einmalig an und amortisieren sich durch die jährlich anfallenden Erlöse schnell.

von zwölf Milliarden Euro, bis 2040 sogar 42 Milliarden Euro prognostiziert.²⁴

Die Erfahrungen zeigen, dass eine Umstellung in wenigen Jahren möglich ist.²⁵ Dafür gibt es bereits etablierte Softwarelösungen von international agierenden Unternehmen wie Siemens, Hitachi und General Electric. Verzögerungen gab es bei ungeeigneten Entscheidungsstrukturen, wie sie zum Beispiel in Kalifornien vorlagen.²⁶ Statt einer europaweit abgestimmten Umstellung auf lokale Marktpreise empfiehlt sich deswegen ein schrittweises Vorgehen.²⁷ Experimentierklauseln in der EU-Strommarktregulierung könnten geschaffen werden, damit Länder oder Gruppen von Ländern lokale Marktpreise ohne eine europaweite Abstimmung zu jedem Designdetail umsetzen können. So könnte auf guten Erfahrungen mit regionalen Pilotprojekten bei der europäischen Strommarktintegration und mit der schrittweisen Einführung lokaler Marktpreise in Nordamerika aufgebaut werden.

Bei Preiszonensplit verbleibt hoher Redispatch-Bedarf

Aktuell wird auch diskutiert, das derzeitige Einheitspreisgebiet in Zonen aufzuteilen. Eine Zweiteilung in Nord- und Südpriesszone klingt zunächst plausibel, da es in Zeiten hoher Stromerzeugung im windreichen Norden zu Übertragungsengpässen von Norden nach Süden kommt. Allerdings ignoriert diese Vereinfachung erstens die Vielzahl unterschiedlicher Wetterlagen. Simulationen des Stromnetzes zeigen, dass eine Aufteilung in zwei oder wenige Preiszonen strukturelle Engpässe im Übertragungsnetz nicht lösen kann (Abbildung 3). Kosten für Redispatch-Bedarf und Vorhaltung von Reserven bleiben bestehen.

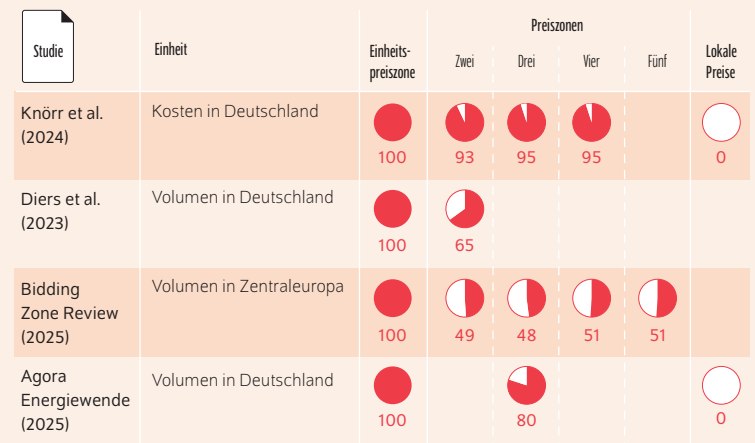
Zweitens wird bei einem Preiszonensplit im kontinuierlichen Handel zwischen Preiszonen die Übertragungskapazität jeweils kostenlos denjenigen Händlern gegeben, die zuerst eine Anfrage stellen.²⁸ Nach Vergabe der Übertragungskapazität bleiben Handel, Liquidität und Wettbewerb auf die jeweilige Preiszone begrenzt und nehmen bei kleineren Preiszonen entsprechend ab.

Drittens verbleibt der Energiemarkt fragmentiert zwischen Energie, diversen Regelenenergieprodukten, unterschiedlichen Besicherungen von Regelenenergieprodukten, Engpassmanagementenergie und diversen Reserven.²⁹ Das reduziert die Transparenz, schafft Marktzugangsbarrieren für

Abbildung 3

Reduzierung der Redispatch-Kosten und -Volumen nach Anzahl der Preiszonen

Einsparung (weiß) relativ zum Status quo (Einheitspreiszone = 100)



Anmerkung: Bei Agora Energiewende wird ein vereinfachtes Netzmodell mit 22 Knoten verwendet. Eine Modellierung von 22 Zonen entspricht somit lokalen Preisen ohne Redispatch-Bedarf. Die Werte für Bidding Zone Review und Agora Energiewende ergeben sich als Durchschnitte der jeweils modellierten Wetterjahre.

Quellen: Johannes Knörr, Martin Bichler und Teodora Dobos (2024): Zonal vs. Nodal pricing: An analysis of different pricing rules in the German day-ahead market (online verfügbar); Hendrik Diers et al. (2023): Preiseffekte einer deutschen Gebotszonenteilung. Gutachten von EWI und Thema Consulting (online verfügbar); Entso-e (2025): Bidding Zone Review of the 2025 Target Year (online verfügbar); Agora Energiewende und Fraunhofer IEE (2025): Lokale Strompreise. Wie die Integration der Netzrealität in den Strommarkt gelingt und Kosten senkt (online verfügbar).

© CC BY 4.0

Ein Preissplit nach Zonen könnte den Redispatch-Bedarf zwar verringern. Aber erst lokale Marktpreise würden ihn auf null senken.

Marktteilnehmer und schränkt somit Liquidität, Effizienz und Wettbewerb weiter ein.³⁰

Viertens ist zwar ein geringerer, aber weiterhin überdimensionierter Netzausbau zu befürchten. Denn die Ausbauplanung würde auf Vermeidung aller Engpässe, jetzt innerhalb der Preiszonen, ausgerichtet.

Lokale Preise besser für Absicherung von Preisrisiken als Preiszonensplit

Lokale Marktpreise können aus drei Gründen Preisrisiken besser absichern als ein Preiszonensplit (Tabelle): Erstens wird bei lokalen Marktpreisen die gesamte Übertragungskapazität in den Auktionen bewirtschaftet und somit die Knappheitsrente als Engpasserlös erfasst. Beim Preiszonensplit muss hingegen ein Teil der Übertragungskapazität zurückgehalten werden, um Engpässe innerhalb von Zonen zu reduzieren, während weiterhin ein Anteil kostenlos im kontinuierlichen Handel vergeben wird. Das reduziert die Engpasserlöse.

²⁴ Unter der Annahme eines ambitionierten Netzausbaus, vgl. Thomassen und Fuhrmanek (2025), a. a. O.

²⁵ Vgl. Webinar zu Einführung nodaler Preise in Nordamerika (online verfügbar).

²⁶ Christopher Weare (2003): The California Electricity Crisis: Causes and Policy Options. Public Policy Institute of California (online verfügbar).

²⁷ Neuhoﬀ et al. (2025), a. a. O.

²⁸ Karsten Neuhoﬀ, Jörn Richstein und Nils May (2016): Auctions for Intraday – Trading Impacts on efficient power markets and secure system operation (online verfügbar).

²⁹ Karsten Neuhoﬀ et al. (2015): Flexible Short-Term Power Trading: Gathering Experience in EU Countries. DIW Discussion Paper 1494 (online verfügbar).

³⁰ Vgl. Anselm Eicke und Tim Schittekatte (2022): Fighting the wrong battle? A critical assessment of arguments against nodal electricity prices in the European debate. Energy Policy, 170, 113220 (online verfügbar).

Tabelle

Vergleich der Vor- und Nachteile von Einheitspreiszone und Reformoptionen

	Redispatch	Flexibilität	Liquidität und Wettbewerb	Preistransparenz	Netzausbau	Lokale Kostenrisiken	Resilienter Netzbetrieb
Einheitspreiszone	Knapp vier Milliarden Euro im Jahr, erhöht Netzentgelte um 8–10 Euro/MWh (Tendenz steigend), >25 GW Reserven	Kann Engpässe verschärfen	Marktsegmentierung (z. B. Energie, Engpass, Regelernergie)	Niedrig durch komplexe Blockgebote für gebündelte Anlagen	Stark erhöhter Bedarf, um bundesweit Engpässe zu vermeiden	Aktuell keine Kostenrisiken, aber Unsicherheit über Anpassung bleibt	Steigende Risiken im Redispatch
Preiszonensplit	Weniger Redispatch, max. 50 Prozent Einsparung	Lokalere Preise reduzieren Engpassrisiken	Marktsegmentierung, Liquidität und Wettbewerb bleiben auf Zonen begrenzt	Niedrig durch komplexe Blockgebote für gebündelte Anlagen	Für Engpässe innerhalb Zonen erhöhter Bedarf	Um rund 10 Euro/MWh geringere Preise für Norddeutschland prognostiziert	Moderate Risiken im Redispatch
Lokale Marktpreise	Kein Redispatch nötig	Effektiv eingesetzt und vergütet	Hohe Liquidität, Wettbewerb	Hoch durch anlagenscharfe Gebote	Kaum Netzausbau nötig, da Netznutzung effizient	Abgesichert mit Engpasserlösen	Keine Redispatchrisiken, Chance für modularen Betrieb

Quelle: Eigene Darstellung.

© CC BY 4.0

Zweitens ist es bei lokalen Marktpreisen schwer zu prognostizieren, ob ein lokaler Marktpreis im Jahresdurchschnitt ober- oder unterhalb des deutschlandweiten Durchschnittsniveaus liegen wird. Damit sind alle Stromkunden an einer Absicherung interessiert, wenn sie als faire Versicherung ausgestaltet ist, also neben Auszahlungen auch Rückzahlungen beinhaltet. Für große Preiszonen prognostizieren die meisten Modelle geringere Preise für Nord- als für Süddeutschland in Höhe von rund zehn Euro/MWh.³¹ Das mindert das Interesse von Stromkunden in Norddeutschland, sich an einer langfristigen Absicherung zu beteiligen. Ohne deren Beitrag werden bei einer Preiszonenaufteilung höhere Engpasserlöse zur Absicherung lokaler Preisrisiken benötigt.

Drittens zeigen diverse Studien, dass es keine perfekte Aufteilung in stabile Preiszonen gibt.³² In Zukunft wären also weitere Aufteilungen oder Preiszonenanpassungen notwendig. Jede Neuordnung würde dabei zu Interessenskonflikten führen, da Stromkunden immer darauf bestehen, durch die Anpassung nicht schlechter gestellt zu werden. Damit kein Reformschritt Marktteilnehmer schlechter stellt, wären noch zusätzliche Mittel zur Absicherung lokaler Preisrisiken notwendig.

Dynamische Netzentgelte benötigen präzise Vorhersagen

Eine dritte Reformoption sind dynamische Netzentgelte. Mit Netzentgelten werden die fixen Kosten für Investition und Betrieb der Netze auf die Stromkunden verteilt. Dabei ergeben sich unbeabsichtigt Anreize gegen Investition und Nutzung von Flexibilität. Deswegen haben einige Länder wie Schweden und Frankreich zeitlich variable Netzentgelte

eingeführt, die im Allgemeinen Monate im Vorhinaus angekündigt werden. So reizen reduzierte Netzentgelte zur Mittagszeit die verstärkte Nutzung von Strom während hoher Solarproduktion an.³³

In Deutschland hat jüngst die Bundesnetzagentur darüber hinaus vorgeschlagen, durch lokal variierende dynamische Netzentgelte ein lokales Preissignal zu erzeugen.³⁴ Diese Überlegung lässt sich so interpretieren, dass lokale Preissignale als notwendig angesehen werden, während gleichzeitig die politische Vorgabe einer einheitlichen Strompreiszone gewahrt wird.

Dass weltweit dynamische Netzentgelte nicht zum Management von strukturellen Engpässen genutzt werden,³⁵ hat zwei Gründe. Erstens können Netzbetreiber die regionale Erzeugung und Nachfrage nicht ausreichend präzise vorher-sagen.³⁶ Ein Sturmtief kann sich verzögern, Frühnebel sich später lichten. Netzbetreiber gehen deswegen von kurzfristigen Prognosefehlern von 14 bis 17 GW aus.³⁷ Somit besteht immer das Risiko, dass die dynamischen Netzentgelte zu einem falschen lokalen Preissignal führen und damit Netzengpässe verschärfen statt zu reduzieren. Eine genaue Vorhersage am Vortag wäre notwendig, da dynamische Netzentgelte spätestens am Vormittag des Vortages festgelegt werden müssten, um eine Grundlage für den Stromhandel zu bieten. Lokale Marktpreise können hingegen bis zur Echtzeit aktualisiert werden.

Zweitens eignet sich bei wachsender Nachfrageelastizität eine Mengensteuerung besser zur Vergabe knapper Ressourcen

³¹ Vgl. EWI (2025): Gebotszonensplit in Deutschland: Worum geht es? EWI Policy Brief (online verfügbar).

³² Teodora Dobos, Martin Bichler und Johannes Knörr (2025): Challenges in finding stable price zones in European electricity markets: Aiming to square the circle? Applied Energy, 382, 125315 (online verfügbar).

³³ Anke Weidlich et al. (2025): Dynamische Netzentgelte und ihre mögliche Ausgestaltung für Deutschland (online verfügbar).

³⁴ Vgl. Bundesnetzagentur (2025), a. a. O.

³⁵ Vgl. Weidlich et al. (2025), a. a. O.

³⁶ Vgl. Tagesspiegel Background (2026): Dynamische Netzentgelte laut ÜNB keine Lösung für kurzfristige Engpässe. Ausgabe vom 15. Januar (online verfügbar).

³⁷ Dinger und Klemm (2026), a. a. O.

als eine Preissteuerung.³⁸ Speicher erhöhen die Nachfrageflexibilität. Das spricht gegen die Vorgabe von Preisen am Vortag in Form von dynamischen Netzentgelten und stattdessen für die Vorgabe der Übertragungskapazität (Menge), die dann in den Auktionen zu lokalen Marktpreisen implizit vergeben wird.

Fazit: Lokale Marktpreise für langfristige verlässliche Stromkosten schnell umsetzen

Trotz fallender Kosten für den Ausbau von Solar- und Windenergie sind in Deutschland die Stromkosten hoch. Ein wichtiger Kostentreiber ist die einheitliche Preiszone, die lokale Angebots- und Nachfrageschwankungen nicht berücksichtigt und dadurch zu steigenden Redispatchkosten, hohen Netzausbaukosten und viel Bürokratie führt. Das gefährdet zunehmend industrielle Investitionen und macht eine grundlegende Reform des Strommarktdesigns dringend erforderlich.

Als mögliche Reformen werden drei Optionen diskutiert. Ein Preiszonensplit könnte den sich immer wieder ändernden Netzeingängen nur teilweise gerecht werden. Der Redispatch-Bedarf bliebe dadurch hoch, Liquidität und Wettbewerbsintensität nähmen ab und lokale Preisrisiken wären schwer abzusichern. Eine Anpassung der Netzentgelte als zweite Option könnte Flexibilitätshemmnisse abbauen, die bei der bisherigen Allokation von Fixkosten im Strommarkt entstehen. Bei der Lösung struktureller Netzeingänge

stießen sie aber an ihre Grenzen. Geeigneter wäre hingegen das Konzept lokaler Marktpreise für jede größere Stadt und ländliche Region. Sie ermöglichen einen effizienten Umgang mit Netzeingängen und trügen zu Liquidität, Wettbewerb und Transparenz bei. Lokale Marktpreise erhöhen die Effizienz des Stromsystems sowohl in der Übergangsphase als auch in einem perspektivisch vollständig erneuerbaren Energiesystem. Steuerbare Kapazitäten für Extremsituationen blieben Teil der Versorgungssicherheit, ihr Bedarf würde durch ein effizientes Marktdesign jedoch reduziert.

Viele Länder außerhalb der EU haben bereits lokale Marktpreise eingeführt. Ihre Erfahrung widerlegt dabei drei oft geäußerte Bedenken. Erstens wären unvollständige Digitalisierung und fehlende Smart Meter ein Hindernis. Tatsächlich waren bei den ersten Einführungen in Nordamerika vor rund 25 Jahren Computer noch langsamer als heute und Smart Meter unbekannt. Zweitens wären lokale Marktpreise ein ausschließlich theoretisches Konzept. Dies widerlegen aber die vielen erfolgreichen Umsetzungsbeispiele in Nordamerika und Neuseeland. Drittens gefährdeten lokale Preise Investitionen bei Stromkunden und Erzeugern erneuerbarer Energien. Tatsächlich entstehen aber mit der Einführung auch Engpasseerlöse. Weltweit wurde bei der Einführung auch immer regulatorisch vorgeschrieben, wie die Engpasseerlöse an die Stromkunden weitergegeben werden. Das sichert gegen lokale Preisrisiken ab und widerlegt somit die These, dass lokale Marktpreise zu Standortrisiken führen.

³⁸ Martin Weitzman (1974): Prices vs. Quantities. The Review of Economic Studies 41(4), 477–491.

Karsten Neuhoff ist Leiter der Abteilung Klimapolitik im DIW Berlin | kneuhoff@diw.de

Leon Stolle ist Doktorand in der Abteilung Klimapolitik im DIW Berlin | lstolle@diw.de

JEL: Q41, Q48, D47, L51

Keywords: Locational pricing, zonal pricing, grid charges, congestion management, redispatch, electricity market design

© Der Artikel ist gemäß der Creative-Commons-Lizenz CC BY 4.0 nachnutzbar: <https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>

This report is also available in an English version as DIW Weekly Report 12/2026:

www.diw.de/diw_weekly





DIW Berlin — Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e. V.
Anton-Wilhelm-Amo-Straße 58, 10117 Berlin

www.diw.de

Telefon: +49 30 897 89-0 E-Mail: kundenservice@diw.de

93. Jahrgang 25. März 2026

Herausgeber*innen

Prof. Anna Bindler, Ph.D.; Prof. Dr. Tomaso Duso; Sabine Fiedler; Prof. Marcel Fratzscher, Ph.D.; Prof. Dr. Peter Haan; Prof. Dr. Claudia Kemfert; Prof. Dr. Alexander S. Kritikos; Prof. Dr. Alexander Kriwoluzky; Prof. Karsten Neuhoff, Ph.D.; Prof. Dr. Sabine Zinn

Chefredaktion

Prof. Dr. Pio Baake; Claudia Cohnen-Beck; Sebastian Kollmann;
Kristina van Deuverden

Lektorat

Dr. Daniel Graeber; Dr. Dana Kirchem

Redaktion

Dr. Hella Engerer; Petra Jasper; Adam Mark Lederer;
Frederik Schulz-Greve; Sandra Tubik

Gestaltung

Roman Wilhelm; Stefanie Reeg; Eva Kretschmer, DIW Berlin

Umschlagmotiv

© imageBROKER / Steffen Diemer

Satz

Satz-Rechen-Zentrum Hartmann + Heenemann GmbH & Co. KG, Berlin

Der DIW Wochenbericht ist kostenfrei unter www.diw.de/wochenbericht
abrufbar. Abonnieren Sie auch unseren Wochenberichts-Newsletter unter
www.diw.de/wb-anmeldung

ISSN 1860-8787