

## Aktuelle Debatte zum Strommarktdesign

# Regionalisierung als Chance für mehr Effizienz, Akzeptanz und Resilienz im Stromsystem

Die Transformation des Strommarktdesigns wird ohne lokale Markt- und Steuerungselemente nicht auskommen. Um gleichzeitig Kosteneffizienz, Systemstabilität und Akzeptanz zu erhalten und 100 Prozent erneuerbare Energien zu erreichen, wird eine Kombination mehrerer regionaler Instrumente erforderlich sein.

Von Steven Salecki und Bernd Hirschl

Die Energiewende in Deutschland ist eines der ambitioniertesten energiepolitischen Projekte weltweit. Bis 2045 soll Klimaneutralität in allen Sektoren erreicht werden. Dabei kommt der Stromwende aufgrund der Sektorkopplungspotenziale eine besondere Bedeutung zu. Bereits heute stammt mehr als die Hälfte der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, zum Teil getragen von Bürgerenergieanlagen. Das Tempo und der Umfang dieser Transformation bringt jedoch erhebliche systemische Herausforderungen mit sich. So stößt das bisherige Strommarktdesign mit einer einheitlichen nationalen Preiszone zunehmend an seine Grenzen: Netzengpässe, steigende Kosten für die Systemstabilität und unzureichende Partizipation regionaler Akteure gefährden Effizienz und Akzeptanz der Energiewende. Wir untersuchen hier, welche Rolle regionale Elemente im Strommarkt spielen können, und gehen dabei gezielt über die vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK 2024) vorgeschlagenen Optionen für lokale Signale hinaus, um weitere Potenziale und Synergien zu erschließen. Die Analyse befasst sich mit potenziellen Wirkungen zur Minderung von Stromnetzengpässen, der Einbindung lokaler Akteure wie Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften zur Stärkung der Akzeptanz und regionaler Wertschöpfung sowie der Erweiterung der Diskussion von einer rein nationalen Effizienzperspektive zu regionalen und lokalen Systemelementen.

## Ausgangslage: ein nationaler Strommarkt

Das deutsche Strommarktdesign basiert seit der Liberalisierung Ende der 1990er Jahre auf einer einheitlichen, nationalen Preiszone (inkl. Luxemburg). Dieses Modell hat sich über

Jahrzehnte bewährt und bietet Vorteile wie hohe Marktliquidität, einfache Abwicklung und Transparenz für die Akteure. Mit der zunehmenden Dezentralisierung der Stromerzeugung treten jedoch diverse Probleme auf, die durch das Marktdesign nicht adäquat gelöst werden. Durch die zunehmende Installation hoher erneuerbarer Erzeugungsleistungen – beispielsweise viel Windenergie im Norden – bei gleichzeitigem Wegfall konventioneller Kraftwerke nahe der Verbrauchszentren kommt es zunehmend zu Netzengpässen oder -Überlastungen, wenn die vorhandene Netzkapazität für den Stromtransport nicht ausreicht. Redispatch-Maßnahmen zur Vermeidung von Netzüberlastungen führten 2024 zu Kosten von 2,9 Milliarden Euro und sind im ersten Quartal 2025 um 37 Prozent gegenüber dem Vorjahreszeitraum angestiegen. Diese Kosten werden auf die Verbraucher\*innen umgelegt und verschärfen die Diskussion um Systemeffizienz und Verteilungsgerechtigkeit. Gleichzeitig stellen sie ein Symptom dar für ein Marktmodell, das Netzengpässe ignoriert und den regionalen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch nicht anreizt (BNetzA 2025; Grimm et al. 2025).

Eine Lösung des Problems wäre ein perfekt ausgebautes Netz, die sogenannte „Kupferplatte“. Auf Übertragungsnetzebene sollen Projekte wie SuedLink oder SuedOstLink große Mengen Windstrom von Nord nach Süd transportieren und so die Netzengpässe mindern. Allerdings sind diese Vorhaben langwierig, anfällig für Verzögerungen, stoßen auf Widerstände in der Bevölkerung und decken nur einen Teil des zukünftig übertragbaren Stroms ab (FFe e. V. 2025). Gleiches gilt auf Verteilnetzebene, deren Ausbau den zugebauten Erzeugungs- und Verbrauchsleistungen chronisch hinterherhinkt. Im einheitlichen Strommarkt mit nationalen Preiszonen wird aber ein perfekt ausgebautes Netz angenommen, wodurch Fehlallokationen wie falsche Standortentscheidungen für Kraftwerks- und Industriestandorte aber auch nicht sachgerechte Kostenverteilungen und Akzeptanzprobleme entstehen. Umgekehrt können regionale Preissignale Verbrauchern und Erzeugern Anreize für ein netzdienliches Verhalten geben (Ganz et al. 2025).

Auch der internationale Stromhandel ist durch Ungleichgewichte im deutschen Stromnetz betroffen, denn: Massive Engpässe in Deutschland führen zu Ringflüssen über andere Länder und länderübergreifenden Ausgleichshandel. Daher wird von EU-Seite eine Teilung der deutschen Gebotszone in zwei bis fünf Zonen angeregt (ENTSO-E 2025). Ein solcher Zonen-

split ist jedoch seitens der letzten wie auch der aktuellen deutschen Bundesregierung aus industriepolitischen Erwägungen insbesondere aus dem Süden Deutschlands abgelehnt worden (BMWK 2024; Bundestagsfraktionen CDU, CSU und SPD 2025).

Internationale Vergleiche verdeutlichen demgegenüber, dass andere Länder stärker auf regionale Ansätze setzen: In Skandinavien und Italien sind Gebotszonenteilungen gängige Praxis, Spanien experimentiert mit zeitvariablen Netzentgelten und Frankreich nutzt eine zentrale Koordination zur Steuerung regionaler Märkte (Gorenstein Dedecca et al. 2025; ACER 2024). Diese Beispiele zeigen, dass ein stärker regional differenziertes Marktmodell kein Sonderweg, sondern eine etablierte Option darstellt.

In Deutschland gibt es zwar auch bereits einige regional wirksame Instrumente im Strommarkt (BMWK 2024), diese sind jedoch in allen Fällen vergleichsweise schwach ausgeprägt. So benötigen grüne Regionalstromprodukte für beide Eigenschaften (regional und grün) zertifizierte Nachweise, was derartige Produkte komplex und teuer macht, weshalb sie seit Einführung ein Nischendasein fristen. Gleiches gilt für Mieterstrommodelle oder die gemeinschaftliche Gebäudeenergieversorgung. Zur regionalen Steuerung der Ansiedelung von Windenergieanlagen an windärmeren Standorten vor allem im Süden Deutschlands bietet das EEG bereits seit vielen Jahren das sogenannte Referenzertragsmodell – ebenfalls mit nur sehr begrenztem Erfolg. Auch für zwei Regelungen jüngerer Datums zur Stabilisierung der Verteilnetze – „Nutzen statt Abregeln“ sowie das Angebot zeitvariabler Netzentgelte – gilt: zu komplex, bisher begrenzt genutzt und ein gering eingeschätztes Potenzial. Ein Grundproblem für alle lokalen und regionalen Instrumente ist dabei, dass sie intelligente Messsysteme (Smart Meter) benötigen, deren Rollout sich seit Jahren verzögert und bei deren Verbreitung Deutschland zu den europäischen Schlusslichtern zählt (FFE e. V. 2025).

Diese Analyse zeigt also, dass es zwar bereits einige regional wirksame Instrumente in Deutschland gibt, keines jedoch derzeit eine marktrelevante Wirkung entfaltet. Dabei ist die Berücksichtigung der regionalen und lokalen Ebene nicht nur aus Gründen der System- und Kosteneffizienz hoch relevant: Die sozialwissenschaftliche Energiewendeforschung belegt bereits seit Langem, dass die Akzeptanz der Energiewende stark von regionaler Teilhabe abhängt. So zeigen Untersuchungen, dass Bürgerenergieprojekte zu einer höheren lokalen Zustimmung führen und regionale Wertschöpfung sichern (Hildebrand et al. 2023) oder dass regionale Maßnahmen wie die Nutzung des vor Ort erzeugten Windstroms die Akzeptanz steigern können (FA Wind 2021).

### Empfehlungen für die Einführung regionaler Strommarktelemente

Die dargelegten Zusammenhänge legen nahe, dass ein Mix aus verschiedenen Instrumenten zur Stärkung regiona-

*„Die Stärkung von lokalen und regionalen Impulsen im Strommarkt wird überwiegend befürwortet, aber zu wenig diskutiert.“*

ler Elemente komplementär eingeführt werden sollte, um verschiedene Zielgruppen und Systemfunktionen zu adressieren:

1. *Zeitvariable und dynamische Netzentgelte für alle Verbrauchergruppen* sorgen für eine Reduktion von Lastspitzen, Aktivierung von lokalen Flexibilitätspotenzialen und senken damit die Netzkosten. Hierfür ist der beschleunigte Smart-Meter-Rollout unverzichtbar, den Energiedienstleister mit neuen Geschäftsmodellen unterstützten können (Gorenstein Dedecca et al. 2025).
2. *Lokal verankerte Bürger- und kommunale Energieprojekte* schaffen beste Voraussetzungen, Erzeugung und Verbrauch zusammenzubringen. Sie steigern zudem die Akzeptanz, finanzielle Teilhabe und regionale Wertschöpfung. Mit der neuen Form des Energy Sharings sollte möglichst gezielt eine netzentlastende Wirkung angestrebt werden, die dann auch vergütet wird (Taillanter et al. 2024). Insgesamt muss die Komplexität und Vielfalt der Regelungen vereinfacht werden. Eine integrierenden Lösung könnte alle bisherigen Anwendungen abdecken.
3. Auch *regionale Stromtarife* bieten die Möglichkeit, regionale Erzeugung und Verbrauch zusammenzubringen und dabei Akzeptanz zu schaffen. Bisher sind diese Angebote durch die Zertifikatekosten zu teuer, sie sollten jedoch für ihre netzentlastende Wirkung vergütet werden beziehungsweise eine verringerte Netzgebühr leisten. Diskutiert werden auch günstigere Formen der Nachweispflichten. Ein weitreichender eigener Vorschlag zielt auf eine Reform hin zu regional strukturierten Netzgebieten im Zuschnitt von angrenzenden Stadt-Umland-Verteilnetzen. So ließen sich in solchen Regionalnetzen (regionale Regelzonen) die regionalen Stromtarife sinnvoll bilanzieren und könnten gezielt und mit etablierten stromwirtschaftlichen Instrumenten gemäß EnWG zur Systemstabilität beitragen.
4. Zur Senkung von Redispatch-Kosten können auch *regionale Flexibilitätsmärkte* beitragen, wie Pilotprojekte wie „enera“ oder „SINTEG“ gezeigt haben (Kunz et al. 2020; Schill et al. 2018). Die praktische Umsetzung erfordert jedoch klare regulatorische Rahmenbedingungen und koordinierte Plattformen, um Skalierbarkeit zu erreichen.

5. Auch wenn sie aktuell politisch beerdigt wurde: die *Gebotszonenteilung* sollte als wirkmächtiges Instrument weiter geprüft und untersucht werden. Hier gilt es insbesondere, die zum Teil stark unterschiedlichen Ergebnisse und Einschätzungen zur Wirkung der Strommarktteilung auf die Strompreise und befürchteten Verbraucherbelastungen und Unternehmensabwanderungen genauer zu hinterfragen sowie einen Lösungsweg für potenziell benachteiligte Industriezweige aufzuzeigen.

## Fazit und Ausblick

Die weiterhin erfolgreiche Fortführung der Energiewende in Deutschland erfordert ein Strommarktdesign, das der neuen Komplexität gerecht wird und Effizienz, Akzeptanz und Resilienz vereint. Die bisherige national einheitliche Preiszone stößt an ihre Grenzen. Energiebranche und Wissenschaft sind sich einig: Es braucht stärkere „lokale Signale“. Da die Gebotszonenteilung als ein wirkungsmächtiges Instrument derzeit nicht infrage kommt, braucht es andere Maßnahmen. Wir schlagen hier einen Mix aus regionalen Instrumenten vor, da für uns die Region als sinnvoll strukturierbare Meso-Ebene die Anforderungen an einen effizienten Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch, Akzeptanz und Resilienz ermöglicht. Die jüngst eingeführten zeitvariablen Stromnetzentgelte für steuerbare Lasten sind dabei ein wichtiger Schritt, sollten aber möglichst schnell dynamisiert werden. Voraussetzung dafür ist eine deutliche Beschleunigung des Smart-Meter-Rollouts, auch für weitere Instrumente und Geschäftsmodelle, die das Potenzial für den regionalen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch in sich tragen: von regionalen Stromtarifen über Energy Sharing bis hin zu Mieterstrom. An sie alle sollte die Anforderung der Netzdienlichkeit gestellt werden – und sie sollten dafür entsprechend entlohnt werden, um die richtigen Anreize zur schnellen und zielsicheren Umsetzung zu bieten. Restrukturierte (Stadt-Umland-)Regionalnetze – entweder durch eine sinnvolle Zusammenlegung von Verteilnetzen oder Änderung des heutigen Regelzonenzuschnitts – könnten für alle empfohlenen Instrumente ein Bezugsraum sein, der mit dem vorhandenen energierechtlichen Instrumentarium bespielt werden kann.

## Literatur

- ACER (2024): Market Monitoring Report. Ljubljana, Agency for the Cooperation of Energy Regulators. [www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER-CEER\\_2024\\_MMR\\_Retail.pdf](http://www.acer.europa.eu/sites/default/files/documents/Publications/ACER-CEER_2024_MMR_Retail.pdf)
- BMWK (2024): Strommarktdesign der Zukunft. Berlin, Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. [www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20240801-strommarktdesign-der-zukunft.pdf](http://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20240801-strommarktdesign-der-zukunft.pdf)
- BNetzA (2025): Uneinheitliche Entwicklungen. Bonn, Bundesnetzagentur. [www.smard.de/page/home/topic-article/444/217642/uneinheitliche-entwicklungen](http://www.smard.de/page/home/topic-article/444/217642/uneinheitliche-entwicklungen)
- Bundestagsfraktionen CDU, CSU und SPD (2025): Verantwortung für Deutschland – Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD. [www.koalitionsvertrag2025.de](http://www.koalitionsvertrag2025.de)

- ENTSO-E (2025): Bidding Zone Review of the 2025 Target Year. Brüssel, European Network of Transmission System Operators for Electricity. [www.entsoe.eu/network\\_codes/bzr/](http://www.entsoe.eu/network_codes/bzr/)
- FA Wind (2021): Umfrage zur Akzeptanz der Windenergie an Land Herbst 2021. Berlin, Fachagentur Wind. [www.fachagentur-wind-solar.de/fileadmin/Veroeffentlichungen/Wind/Akzeptanz/FA\\_Wind\\_Umfrageergebnisse-2021.pdf](http://www.fachagentur-wind-solar.de/fileadmin/Veroeffentlichungen/Wind/Akzeptanz/FA_Wind_Umfrageergebnisse-2021.pdf)
- FfE e. V. (2025): Wie steht es um den deutschen Smart-Meter Rollout? München, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. [www.ffe.de/veroeffentlichungen/wie-steht-es-um-den-deutschen-smart-meter-rollout-2](http://www.ffe.de/veroeffentlichungen/wie-steht-es-um-den-deutschen-smart-meter-rollout-2)
- Ganz, K. et al. (2025): The impact of variable grid fee tariffs on the electricity costs of EV users in Germany. In: IET Conference Proceedings 2024: 96–103.
- Gorenstein Dedecca, J. et al. (2025): Increasing Flexibility in the EU Energy System – Technologies and policies to enable the integration of renewable electricity sources. Brüssel, Europäisches Parlament. [www.europarl.europa.eu/thinktank/en/document/ECTI\\_STU\(2025\)769347](http://www.europarl.europa.eu/thinktank/en/document/ECTI_STU(2025)769347)
- Grimm, V. et al. (2025): Strommarkt – Balance zwischen Wettbewerbsfähigkeit, Nachhaltigkeit und Bezahlbarkeit. [www.econstor.eu/bitstream/10419/314790/1/ifo-sd-2024-03-03-35.pdf](http://www.econstor.eu/bitstream/10419/314790/1/ifo-sd-2024-03-03-35.pdf)
- Hildebrand, J. et al. (2023): Empirische Untersuchung des Zusammenhangs von regionaler Wertschöpfung, Beteiligungsmodellen und Akzeptanz in der Energiewende. [www.tib.eu/de/suchen/id/TIBKAT:1891089838](http://www.tib.eu/de/suchen/id/TIBKAT:1891089838)
- Taillanter, E. et al. (2024): Flexibilisierung des Stromsystems – Beitrag von Energy Sharing für Netz-, System- und Marktdienlichkeit. München, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e. V. [www.ews-schoenau.de/export/sites/ews/ews/.files/studie-energy-sharing-ews-ffe.pdf](http://www.ews-schoenau.de/export/sites/ews/ews/.files/studie-energy-sharing-ews-ffe.pdf)

## AUTOREN + KONTAKT

**Dr. Steven Salecki** ist wissenschaftlicher Mitarbeiter im Forschungsfeld „Nachhaltige Energiewirtschaft und Klimaschutz“ am IÖW.



**Dr. Bernd Hirschl** leitet das Forschungsfeld „Nachhaltige Energiewirtschaft und Klimaschutz“ am Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW) und ist Professor und Fachgebietsleiter „Management regionaler Energieversorgungssysteme“ an der Brandenburgischen Technischen Universität Cottbus-Senftenberg.



Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW), Potsdamer Str. 105, 10785 Berlin. Tel.: +49 30 884594-0. E-Mail: [steven.salecki@ioew.de](mailto:steven.salecki@ioew.de), [bernd.hirschl@ioew.de](mailto:bernd.hirschl@ioew.de)

Brandenburgische Technische Universität (btu) Cottbus-Senftenberg, Erich-Weinert-Straße 1, 03046 Cottbus, Tel.: +49 355 69-4409