

Grimm, Veronika et al.

Article

Strommarkt – Balance zwischen Wettbewerbsfähigkeit, Nachhaltigkeit und Bezahlbarkeit

ifo Schnelldienst

Provided in Cooperation with:

Ifo Institute – Leibniz Institute for Economic Research at the University of Munich

Suggested Citation: Grimm, Veronika et al. (2025) : Strommarkt – Balance zwischen Wettbewerbsfähigkeit, Nachhaltigkeit und Bezahlbarkeit, ifo Schnelldienst, ISSN 0018-974X, ifo Institut - Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung an der Universität München, München, Vol. 78, Iss. 03, pp. 03-35

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/314790>

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

Strommarkt – Balance zwischen Wettbewerbsfähigkeit, Nachhaltigkeit und Bezahlbarkeit

Getrieben von Klimaschutz und technologischem Fortschritt befinden sich die Strommärkte in Deutschland und Europa in einer Phase umfassender Transformation. Auch das heutige Strommarktdesign wird angesichts der geänderten Bedingungen kritisch hinterfragt. Die Beiträge in dieser Ausgabe greifen die aktuelle Diskussion um Strommarktdesign, neue Technologien sowie den zukünftigen Strommix auf. Wie kann die Integration volatiler erneuerbarer Energien gelingen? Welche Marktmechanismen können Versorgungssicherheit bei steigenden Anteilen erneuerbarer Energien garantieren? Wie Netzengpässen und regionalen Ungleichgewichten begegnen? Wie lassen sich private Investitionen in erneuerbare Energien verstärken?

Veronika Grimm und Axel Ockenfels*

Der Strommarkt steht am Scheideweg

Ein funktionsfähiger Strommarkt ist die Grundlage für Wohlstand und Wettbewerbsfähigkeit. Doch das Bundeswirtschaftsministerium konstatiert in seinem Optionenpapier zum »Strommarktdesign der Zukunft« ein mangelndes Vertrauen der Marktteilnehmer in die Rahmenbedingungen. Das ist nicht verwunderlich, denn Anpassungen der Marktregeln an ein zunehmend dezentrales Stromsystem wurden jahrelang versäumt. Stattdessen wird nahezu jeder Ein- und Austritt in den Markt energiepolitisch gesteuert und in die Strompreisbildung eingegriffen. Die Folge sind Fehlanreize, die immer neue Reparaturen und Eingriffe erforderlich machen. Notwendige Investitionen bleiben aus. Das Gelingen der Energiewende ist gefährdet.

Als Lösung favorisiert das Ministerium Kapazitätsmärkte. Die Vorschläge sind jedoch problematisch: Die Kapazitätsmärkte sollen nicht nur das Versorgungssicherheitsproblem

lösen, sondern auch Investoren von Marktrisiken befreien und weitere Aufgaben übernehmen, die ein Strommarkt besser lösen könnte. Die vorgeschlagenen Mechanismen sind hochkomplex, bürokratisch und wiederholen teils Fehler früherer fehlgeschlagener Kapazitätsmärkte in anderen Ländern. Insbesondere bei dem vorgeschlagenen dezentralen Kapazitätsmarkt ist mit volatilen und extremen Preisen zu rechnen, die weder etwas mit den Grenzkosten neuer Kapazität



Prof. Dr. Veronika Grimm

leitet das Energy Systems und Market Design Lab an der Technischen Universität Nürnberg (UTN) und ist Mitglied des Sachverständigenrats zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung.



Prof. Dr. Axel Ockenfels

ist Direktor am Max-Planck-Institut zur Erforschung von Gemeinschaftsgütern in Bonn und Professor für Wirtschaftswissenschaften an der Universität zu Köln.

Foto: © Fabian Stürtz | fabian-stuertz.com

* Axel Ockenfels bedankt sich bei der Deutschen Forschungsgemeinschaft (DFG) für die Förderung im Rahmen der Exzellenzstrategie des Bundes und der Länder – EXC 2126/1– 390838866.

zu tun haben dürften, noch zuverlässig das »richtige« Maß an kollektiver Versorgungssicherheit gewährleisten können (Cramton und Ockenfels 2024a; Grimm und Ockenfels 2024).

Problematisch ist auch die angedachte Förderung erneuerbarer Energien durch Kapazitätzahlungen. Das Optionenpapier argumentiert mit dem »Gleichzeitigkeitseffekt«. Demnach ist die strompreissenkende Wirkung der erneuerbaren Energien so groß, dass sie ihre eigenen Investitionskosten nicht durch Markterlöse refinanzieren können. Immer öfter ist sogar der Wert erneuerbarer Stromerzeugung negativ. Doch das Argument, erneuerbare Energien brauchen Subventionen, weil sie etwas produzieren, das auf dem Strommarkt nicht viel wert ist, überzeugt nicht. Ein weiterer vorgebrachter Grund für Subventionen ist, dass die CO₂-Preise zu niedrig seien, um erneuerbare Energien wirtschaftlich zu machen. Das favorisierte Fördermodell über Kapazitätzahlungen führt nun jedoch paradoxerweise dazu, dass beide unschönen Effekte sogar noch verstärkt werden. Durch den Zubau von Kapazitäten wird der Gleichzeitigkeitseffekt verstärkt, so dass erneuerbare Energien im Strommarkt weiter entwertet werden und die Belastungen auf dem EEG-Konto steigen. Zugleich wird der Preisdruck im europäischen Emissionshandel verringert, so dass in anderen Strommärkten oder in der Industrie Spielräume für zusätzliche CO₂-Emissionen entstehen.

Ein Strommarktdesign, das mit Kapazitätzahlungen gegen die Märkte ankämpft, kann nicht funktionieren. Kapazitäten sind für sich genommen wenig wert, wenn sie nicht an den richtigen Standorten errichtet werden und ihre Nutzung nicht durch geeignete Preissignale gesteuert wird. Der Strommarkt der Zukunft muss daher vor allem auf verlässliche Preissignale setzen, die Knappheiten und Kosten transparent abbilden. Der Strompreis kann Millionen von Akteuren und ihre Strategien effizient koordinieren und Wettbewerb, Investitionen und Innovationen fördern. Noch ist Zeit, die Weichen für einen funktionsfähigen Marktmechanismus zu stellen.

DREI MASSNAHMEN FÜR EINEN RESILIENTEN UND KOSTENEFFIZIENTEN STROMMARKT

Folgende Maßnahmen müssen für einen resilienten Strommarkt ergriffen werden.

Regional differenzierte Strompreise einführen

Unterschiedliche geographische Voraussetzungen des Stromangebots im Zusammenspiel mit der Netzphysik erzwingen regional differenzierte Preisanreize zur Adressierung von Netzengpässen. Die Frage ist daher nicht, ob, sondern wie regional differenzierte Anreize ausgestaltet werden. Die Politik und das Optionenpapier versuchen trotz der Existenz lokaler Märkte, bundeseinheitliche Strompreise zu erzwingen, und versuchen sodann, die entstehenden Ungleichge-

wichte, massiven Fehlanreize, teuren Fehlallokationen sowie die Gefahr strategischen Verhaltens über administrative Umwege und Mikromanagement in Form von Bonuszahlungen in Kapazitätsmärkten, regional variierenden Netzentgelten und ähnlichem in den Griff zu bekommen. Dies ist zum Scheitern verurteilt (siehe zum Beispiel Grimm et al. 2019, 2022; Bichler et al. 2024). Selbst wenn es gelänge, durch komplexe Eingriffe die Anlagen weitgehend systemdienlich zu platzieren, würden die preislichen Anreize für einen effizienten Betrieb fehlen. Denn der Versuch, die sich ständig ändernden Preissignale durch administrativ festgelegte Zahlungen »nachzuahmen« oder die Folgeprobleme eines bundeseinheitlichen Strompreises ex post zu reparieren, stellt ein zunehmend aussichtsloses Unterfangen dar. Der Strommarkt der Zukunft ist angesichts des notwendigen viertelstündlichen Zusammenspiels von erneuerbaren Energien, Nachfrageflexibilitäten, Batterien und Gaskraftwerken ohne verlässliche Preissignale nicht steuerbar.

Regional differenzierte Strompreise spiegeln die Knappheitsverhältnisse in den verschiedenen Netzregionen wider und ermöglichen dadurch eine kosteneffiziente Koordination von Angebot und Nachfrage. In Regionen mit hohem Stromangebot und niedriger Nachfrage resultieren niedrigere Preise, so dass viele Verbraucher günstig versorgt werden können, während in Engpassgebieten vergleichsweise höhere Preise die Nachfrage dämpfen. Dies schafft gezielte Investitionsanreize: Erzeuger investieren dann bevorzugt in Regionen mit relativ knappem Angebot, während stromintensive Unternehmen von niedrigeren Preisen in Überschussgebieten profitieren (Ambrosius et al. 2020; Grimm et al. 2021). Da sich die Produktion stärker an den lokalen Verbrauchsstrukturen orientiert und Netzengpässe strukturell entschärft werden, würde sich der Bedarf an überregionalem Netzausbau etwas reduzieren (Grimm et al. 2021).

Der Schritt zu regional differenzierten Preisen erfordert Überzeugungskraft und politisches Kapital. Süddeutsche Bundesländer befürchten dadurch steigende Strompreise, Verbände fürchten um die Wettbewerbsfähigkeit von Standorten. Dabei wird jedoch übersehen, dass die Anreize der Marktteilnehmer zur Erzeugung und zum Verbrauch von Strom sowie die Investitionsanreize in Erzeugungskapazitäten durch die räumliche Vereinheitlichung der Großhandelspreise massiv verzerrt werden. Die zunehmenden Ineffizienzen durch fehlgeleitete Investitionen treiben die Stromkosten immer weiter in die Höhe. Die Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands leidet.

Nicht mögliche Strompreisunterschiede zwischen Nord- und Süddeutschland gefährden die Wettbewerbsfähigkeit deutscher Unternehmen, sondern die im Vergleich zu ausländischen Standorten relativ hohen Strompreise in Deutschland. Regional differenzierte Strompreise können zwar zunächst etwas größere Unterschiede bei den Stromkosten innerhalb der Bundesrepublik bedeuten, Effizienzgewinne auf dem

Strommarkt bei Produktions- und Investitionsentscheidungen sowie die durch Kostenwahrheit ausgelösten Innovationsanreize dürften jedoch zu einem Absinken des durchschnittlichen Preisniveaus im Vergleich zu einem Marktdesign ohne regionale Marktpreise führen. Selbst die Hochpreisregionen dürften davon profitieren im Vergleich zu einem Szenario, in dem die künstlich verordnete einheitliche Preiszone fortbesteht. Verschiedene Studien, die sich dieser Fragestellung widmen, kommen zu relativ geringen Auswirkungen auf die Durchschnittspreise (Ambrosius et al. 2020; Grimm et al. 2021; Aurora 2023; ENTSO-E 2024; Fraunholz et al. 2021; Frontier Economics 2024; Tiedemann et al. 2024). Allerdings fehlt es bisher an umfassenden Analysen, die die kurz- und langfristigen Auswirkungen von Preiszonen oder Nodalpreisen (Knotenpreise) für entscheidungsrelevante Szenarien evaluieren.

Der Durchschnitt der Preiszonen ist eine Herausforderung: Wählt man etwa relativ große Zonen, so können die Preissignale die wesentlichen, aber nicht alle Engpässe adressieren. Außerdem ändern sich die Engpässe, wenn mit der Zeit Kapazitäten zugebaut werden. Es müsste also darauf geachtet werden, nicht die kurzfristig optimale Zonierung zu wählen, sondern eine langfristig robuste (Ambrosius et al. 2020). Wenn die Entscheidung gut durchdacht getroffen wird, dürfte die Verbesserung im Vergleich zum Status quo erheblich sein.

Von entscheidender Bedeutung wäre es, Übergangsregeln für bestehende langfristige Verträge zu etablieren. Zurecht weisen Skeptiker daher darauf hin, dass der Übergang zu einem neuen Marktdesign nicht von heute auf morgen möglich ist. Das ist richtig. Allerdings würde sich schon die politische Entscheidung für ein neues Marktdesign unmittelbar auf den Zubau von Kapazitäten auswirken – denn Investitionen werden in Antizipation zukünftiger Preisentwicklungen getätigt.

Bei der Umsetzung könnte man von den Erfahrungen in anderen Märkten profitieren. So hat Italien sein Stromnetz in mehrere Preiszonen unterteilt, um den regionalen Unterschieden in Angebot und Nachfrage gerecht zu werden. Italien weist – wie Deutschland – geografisch bedingt Unterschiede in der Stromerzeugung und -nachfrage auf, die durch die Etablierung von Preiszonen nun besser adressiert werden, wodurch die Effizienz und Stabilität des nationalen Strommarkts verbessert und gezielte Investitionsanreize geschaffen wurden. Um die negativen Auswirkungen der Strompreiszoneneinführung auf bestimmte Regionen und Bevölkerungsgruppen abzumildern, wurden Unterstützungsprogramme konzipiert.

Den CO₂-Preis stärken

Des Weiteren müssen die Preissignale auch über den Stromhandel hinaus gestärkt werden, insbesondere die CO₂-Preise als Klimapolitikinstrument im Emissionshandel. Strompreise, die die sozialen Kosten von CO₂-Emissionen widerspiegeln, erhöhen den Wert

der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und schaffen Anreize für Flexibilität und Speicher. Die erneuerbaren Energien sollten zugleich nicht von Preisrisiken abgeschirmt werden. Dort, wo der Markt aus sich heraus noch keine ausreichenden Anreize für den Ausbau der erneuerbaren Energien setzt, könnte eine Weiterentwicklung des bestehenden Marktprämiensmodells den Ausbau der erneuerbaren Energien fördern und gleichzeitig Anlagen, die ohne Förderung wirtschaftlich sind, automatisch in den Markt entlassen. In der Vergangenheit ist die Integration in den Strommarkt bereits oft gelungen. In Kombination mit regional differenzierten Preisen wäre es so für Betreiber attraktiv, Anlagen an Standorten mit hoher Auslastung und hohen Preisen zu errichten, wo die Anlagen aus Systemsicht einen hohen Nutzen stiften. Auch andere marktnahe Fördermodelle sind denkbar. In Kombination mit unserer dritten Empfehlung ist es beispielsweise möglich, Energieversorger zu verpflichten, einen bestimmten Anteil ihres Stroms aus erneuerbaren Energien im Rahmen einer Absicherungspflicht am Terminmarkt zu beziehen.

Bei den Überlegungen ist zu berücksichtigen, dass sich bei regional differenzierten Preissignalen dort, wo niedrige Strompreise erwartet werden, energieintensive Produktion ansiedeln dürfte, ebenso wie Elektrolysekapazitäten und Wasserstoffspeicher. Dadurch reduzieren sich die Stunden, in denen der Strompreis null ist oder gar negativ wird. Das Argument, dass sich die erneuerbaren Energien aufgrund der ausbleibenden Erlöse nicht aus dem Markt refinanzieren können, entbehrt auch vor diesem Hintergrund der Grundlage. Berechnungen der zu erwartenden Marktpreise in einem Stromsystem unter Berücksichtigung der Wasserstoffproduktion weisen auf Preisdauerlinien mit einem deutlich geringeren Anteil an niedrigen Preisen hin (Grimm et al. 2024a).

Unabhängig von der Umstellung des Marktdesigns sollte die direkte und indirekte Förderung des Zubaus kleiner Solaranlagen, deren Ausbau zurzeit zu immensen Anforderungen an den Netzausbau führt, eingestellt werden.

Marktbasierte Kapazitätsmechanismen nutzen

Schließlich hat die Forschung zu Kapazitätsmechanismen in den letzten Jahren gezeigt, dass traditionelle Kapazitätsmärkte weder hinreichend noch notwendig sind, um langfristig gute Investitionsanreize zu erreichen. Stattdessen sind Kapazitätsmechanismen zu empfehlen, die auf eine Absicherungspflicht auf Terminmärkten setzen. Mit einer bereits früh einsetzenden und graduell ansteigenden Absicherungspflicht können sich Marktteilnehmer, Regulierer und Politik durch frühzeitig verlässliche Terminpreise auf Engpässe vorbereiten. Ein modernes Marktdesign mit Absicherungspflicht ermöglicht einen schrittweisen und flexiblen Handel von verschiedenen Energieprodukten für ein optimales Risikomanagement, Flexibilitätsan-

reize, Innovationen und den Abbau von Marktmacht. Dadurch kann die für die neue Energiewelt so wichtige Versorgungssicherheit und Resilienz erreicht werden – ohne administrativ gesetzte Kapazitätsvorgaben und -bewertungen, zentral gesteuerte Standortwahl und die vielen anderen Herausforderungen der derzeit favorisierten Kapazitätsmärkte.

Cramton et al. (2025) machen dafür einen konkreten Vorschlag: Mit Hilfe der *Flow-Trading*-Technologie können Marktteilnehmer mit tausenden von Energieprodukten (unterschieden nach Zeit, Ort und Typ) z. B. bis zu 48 Monate vor Lieferung in stündlichen Auktionen handeln. Stromversorger haben dabei verpflichtende, aber flexible Kaufvorgaben, die linear von 0 auf 100% des erwarteten Bedarfs ihrer Kunden ansteigen, je näher der Lieferzeitpunkt rückt, während andere Teilnehmer freiwillig handeln. Alle Terminprodukte sind Finanzderivate, die gegen *Day-Ahead*-Preise abgerechnet werden. Dieses Marktdesign adressiert die zentralen Schwächen bestehender Vorschläge: Es reduziert Marktmacht, indem es viele kleine Transaktionen bei ausgeglichenen Positionen anstatt großer, seltener Transaktionen fördert; es liefert transparente Preissignale für Investitions- und Einsatzentscheidungen; es ermöglicht besseres Risikomanagement durch granulare Hedging-Möglichkeiten; und es kann problematische Kapazitätsmärkte ersetzen, während es zugleich Zuverlässigkeit und Resilienz stärkt. Das Design nutzt Methoden der konvexen Optimierung, die für tausende miteinander verbundene Produkte gleichzeitige Markträumung bei eindeutigen Preisen und Mengen ermöglichen.

FAZIT: TRANSFORMATION NUR DURCH VERLÄSSLICHE PREISE AM STROMMARKT

Ohne Koordination durch verlässliche Preise am Spot- und Terminmarkt für Strom ist die Transformation nicht zu bewältigen. Die Reparatur des Strommarkts ist im Vergleich zu dem Aufbau traditioneller Kapazitätsmärkte relativ einfach umzusetzen – und wirkt schon durch ihre Ankündigung. Würde sich die Politik heute verpflichten, künftig (lokale) Marktpreise als Koordinationsinstrument zuzulassen, würden ab sofort viele Standort- und Technologieentscheidungen den tatsächlichen Knappheiten und Bedarfen folgen und wichtige Innovations- und Flexibilitätsprozesse angestoßen werden. Eine Stärkung des Terminmarkts durch eine Absicherungspflicht stellt auch unabhängig von der Einführung eines klassischen Kapazitätsmarkts eine *No-Regret*-Option dar, die die Preissignale stärkt. Auch die zunehmende Integration der erneuerbaren Energien in den Strommarkt erscheint deutlich weniger aufwändig und effizienter als die Umstellung auf eine zentrale Steuerung durch Investitionskostenförderung.

Der Umbau des Strommarkts kann realistischerweise nicht von heute auf morgen erfolgen. In der Übergangszeit braucht es ein Sicherheitsnetz, um

den Übergang in die neue Stromwelt zu gestalten. Dies kann z. B. in Form einer erweiterten Kraftwerksstrategie oder einer klugen strategischen Reserve geschehen (Cramton und Ockenfels 2012, 2024a, 2024b), sowie durch eine Übergangslösung für Regionen, die bei regional differenzierten Strompreisen nicht sofort mit Preissenkungen rechnen können. Wichtig ist aber: Die Richtung muss stimmen. Mittelfristig sollten Kapazitätzahlungen im Strommarkt überflüssig werden. Werden sie hingegen eingeführt, um die zum Teil hausgemachten Probleme des Strommarkts zu kaschieren, wird der Flickenteppich weiter wachsen, der Subventionsdruck weiter steigen und der Strommarkt der Zukunft sein Versprechen einer resilienten und kostengünstigen Stromversorgung nicht halten können.

Schließlich darf man vor lauter Bäumen den Wald nicht aus den Augen verlieren. Die Diskussionen um die Umgestaltung des Strommarkts werden von der Klimaschutzpolitik getrieben. Entscheidend für den Klimaschutz ist aber, dass eine ambitionierte CO₂-Bepreisung auch über Deutschland und Europa hinaus umgesetzt wird. Dafür ist eine Politik entscheidend, die auf gegenseitige Klimakooperation und technologische Innovation setzt. Eine auf Deutschland und Europa bezogene CO₂-Minderungspolitik ist dagegen teuer und ungeeignet, den Klimawandel aufzuhalten (Ockenfels und Rostalski 2024; Ockenfels und Pahle 2025; Grimm et al. 2024b). Daran ändert selbst ein optimaler deutscher Strommarkt nichts.

REFERENZEN

- Ambrosius, M., V. Grimm, T. Kleinert, F. Liers, M. Schmidt und G. Zöttl (2020), »Endogenous Price Zones and Investment Incentives in Electricity Markets: An Application of Multilevel Optimization with Graph Partitioning«, *Energy Economics* 92, 104879.
- Aurora Energy Research (2023), *Power Market Impact of Splitting the German Bidding Zone*, verfügbar unter: <https://auroraer.com/wp-content/uploads/2023/10/German-Bidding-Zone-Split-Public-Report.pdf>.
- Bichler, M., O. Edenhofer, V. Grimm, Hirth, L. A. Löschel, F. Matthes, C. Maurer, K. Neuhoff, A. Ockenfels K. Pittel, A. Wambach und G. Zachmann (2024), »Der deutsche Strommarkt braucht lokale Preise«, *Frankfurter Allgemeine Zeitung*, 10. Juli, verfügbar unter: <https://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/klima-nachhaltigkeit/der-deutsche-strommarkt-braucht-lokale-preise-19845012.html>.
- Cramton, P. und A. Ockenfels (2012), »Economics and Design of Capacity Markets for the Power Sector«, *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 36(2), 113–134.
- Cramton, P. und A. Ockenfels (2024a), »Gradual and Flexible Procurement: A Note on Germany's Power Station Strategy«, *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 48, 32–41.
- Cramton, P. und A. Ockenfels (2024b), »Auction Design for Germany's Power Station Strategy«, *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 48, 20–31.
- Cramton, P., A. Ockenfels und S. Stoff (2013), »Capacity Market Fundamentals«, *Economics of Energy & Environmental Policy* 2(2), 27–46.
- Cramton, P., S. Brandkamp, J. Dark, D. Hoy, A. S. Kyle, D. Malec, A. Ockenfels und C. Wilkens (2025), »A Forward Energy Market to Improve Resiliency«, mimeo, verfügbar unter: <https://cramton.umd.edu/papers2020-2024/cramton-et-al-forward-energy-market.pdf>.
- ENTSO-E (2024), »Bidding Zone Review Consultative Group (BZR CG)«, Online Meeting, verfügbar unter: https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Network%20codes%20documents/NC%20EB/2024/241105_BZR_CG_ENTSO-E_slides.pdf
- Fraunholz, C., D. Hladik, D. Keles, D. Möst und W. Fichtner (2021), »On the Long-Term Efficiency of Market Splitting in Germany«, *Energy Policy* 149, 111833.

Frontier Economics (2024), *Auswirkungen und Folgemaßnahmen einer Trennung der einheitlichen deutschen Stromgebotzone für Baden-Württemberg*, Studie für das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, Stuttgart, verfügbar unter: https://um.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/5_Energie/Stromgebotzone-fuer-Baden-Wuerttemberg-Studie.pdf.

Grimm, V. und A. Ockenfels (2024), »Ist der Strommarkt noch zu retten?«, *Frankfurter Allgemeine Zeitung*, 9. Oktober, verfügbar unter: <https://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/mehr-wirtschaft/ist-der-strommarkt-noch-zu-retten-110033889.html>.

Grimm, V., L. Öchsle und G. Zöttl (2024a), »Levelized Cost of Load Coverage (LCOCLC) – A Simple and Meaningful Cost Measure for Electricity«, SSRN 5112248, verfügbar unter: <https://ssrn.com/abstract=5112248>.

Grimm, V., B. Rückel, C. Sölch und G. Zöttl (2021), »The Impact of Market Design on Transmission and Generation Investment in Electricity Markets«, *Energy Economics* 93.

Grimm, V., C. Sölch und J. Wirth (2024b), *Wachstum und Klimaschutz vereinen*, Studie im Auftrag der Konrad Adenauer Stiftung, Berlin, ver-

fugbar unter: [https://www.kas.de/documents/252038/29391852/WEB_KAS_Wachstum+\(1\).pdf](https://www.kas.de/documents/252038/29391852/WEB_KAS_Wachstum+(1).pdf).

Grimm, V., B. Rückel, C. Sölch und G. Zöttl (2019), »Regionally Differentiated Network Fees to Affect Incentives for Generation Investment«, *Energy* 177, 487–502.

Grimm, V., A. Martin, C. Sölch, M. Weibelzahl und G. Zöttl (2022), »Market-Based Redispatch May Result in Inefficient Dispatch«, *The Energy Journal* 43(5), 205–230.

Ockenfels, A. und M. Pahle (2025), »Das Pariser Abkommen droht zu scheitern. Was jetzt?«, *Zeitschrift für Wirtschaftspolitik*, doi: 10.1515/zfwp-2025-2002.

Ockenfels, A. und F. Rostalski (2024), »Klimawandel und Verantwortung«, *Klima und Recht* 9, 258–265.

Tiedemann, S., C. Stiewe, C. Kratzke, L. Hirth, M. Jentsch, N. Damm, N. Gerhardt und C. Pape (2024), *Gebotszonenteilung: Auswirkungen auf den Marktwert der Erneuerbaren Energien im Jahr 2030*, Ariadne-Analyse, Potsdam Institute for Climate Impact Research, Potsdam, verfügbar unter: https://publications.pik-potsdam.de/pubman/item/item_29530.

Lion Hirth

Warum die Teilung der deutschen Strompreiszone sinnvoll ist*

In Deutschland stößt die Kapazität der Stromnetze regelmäßig an ihre Grenzen. Dann ist der Wert von Strom regional unterschiedlich: In Regionen, in denen viel Wind- und Solarstrom erzeugt wird, ist der ökonomische Wert des Stroms in diesen Zeiten gering. Oft liegt er sogar bei null oder wird negativ, weil Strom im Überfluss vorhanden und das Abregeln von Kraftwerken kostspielig ist. Entsprechend niedrig wäre in diesen Regionen der marktwirtschaftliche Gleichgewichtspreis. Umgekehrt verhält es sich in Regionen, in denen ein hoher Stromverbrauch auf ein begrenztes Angebot trifft. Hier ist Strom sehr wertvoll und der

»wahre« Gleichgewichtspreis hoch. Strom hat also in Wirklichkeit einen lokalen Wert. Nur in den Stunden, in denen das Stromnetz genügend Kapazität hat, um Angebot und Nachfrage in allen Regionen gleichzeitig auszugleichen, nivellieren sich die regionalen Wertunterschiede.

Der deutsche Strommarkt ignoriert diese regionalen Unterschiede jedoch. Es gibt in Deutschland eine einheitliche Preiszone, d. h., der Großhandelspreis an der Strombörse ist für ganz Deutschland immer gleich. Der Strommarkt tut gewissermaßen so, als gäbe es zu jeder Zeit ausreichend Netzkapazität – die »Illusion der Kupferplatte«. Die einheitliche Preiszone ist allerdings kein Ergebnis eines freien Markts, sondern eine politische Entscheidung.



Prof. Dr. Lion Hirth

ist Professor of Energy Policy am Centre for Sustainability der Hertie School, Berlin.

* Der Artikel basiert abschnittsweise auf einem Gastbeitrag in der *Frankfurter Allgemeinen Zeitung*, den der Autor gemeinsam mit Axel Ockenfels (Uni Köln und MPI Bonn), Martin Bichler (TU München), Ottmar Edenhofer (PIK und TU Berlin), Veronika Grimm (TU Nürnberg), Andreas Löschel (Ruhr-Universität Bochum), Felix Matthes (Öko-Institut), Christoph Maurer (Consentec und FAU Erlangen-Nürnberg), Karsten Neuhoff (DIW), Karen Pittel (ifo Institut), Achim Wambach (ZEW) und Georg Zachmann (Bruegel) verfasst hat (Bichler et al. 2024).

ES GIBT BEREITS SEIT JAHREN REGIONALE UNTERSCHIEDE IN STROMPREISEN

Ein oft genannter Grund für dieses Marktdesign ist die Vermeidung politisch unerwünschter regionaler Preisungleichheiten (»gleichwertige Lebensverhältnisse«). Dies ist insofern überraschend, als dass sich die Endkundenpreise für Strom regional seit vielen Jahren stark unterscheiden. Grund hierfür ist nicht der Großhandelsmarkt, sondern die zweite große Kostenkomponente auf der Stromrechnung: die Netzentgelte. Netzentgelte werden regional für jeden der rund 900 Verteilnetzbetreiber separat ermittelt. Diese legen die Kosten in ihrem jeweiligen Netzgebiet, z. B. durch den Ausbau des Netzes, auf die angeschlossenen Stromverbraucher um. So waren die Netzentgelte in Schleswig-Holstein letztes Jahr im Schnitt knapp 3 ct/kWh höher als in Bayern. Ein wesentlicher Kostentreiber der hohen Verteilnetzentgelte im Norden und Osten Deutschlands ist die hohe Zahl der Netzanbindungen von Wind- und Solarparks. Es ist also paradoxerweise so, dass die Strompreise für Endkunden heute tendenziell gerade in den Regionen besonders hoch sind, in denen ein struktureller Erzeugungsüberschuss vorhanden ist – also dort, wo marktwirtschaftliche Preise besonders niedrig wären. Es bleibt also festzuhalten, dass Endkundenpreise für Strom bereits jetzt regional unterschiedlich sind und waren dies auch schon immer.

Durch die politische Vorgabe eines deutschlandweit einheitlichen Strompreises auf dem Großhandelsmarkt entstehen echte volkswirtschaftliche Kosten. Alle Akteure im Strommarkt – die Stromkunden, Kraftwerke, Wind- und Solarparks, Batterien und Pumpspeicherkraftwerke, Wasserstoffherzeuger, Importe und Exporte – orientieren sich an eben diesem deutschlandweiten Preissignal. In der Folge werden häufig Anlageneinsatz- und Investitionsentscheidungen getroffen, die in der Physik des Netzes nicht möglich und volkswirtschaftlich unsinnig sind.

DIE EINHEITLICHE PREISZONE BEDINGT FEHLENTSCHEIDUNGEN – JEDE VIERTELSTUNDE

An einem windigen Tag mit moderaten Strompreisen erzeugen beispielsweise Windparks an der Nordsee und Braunkohlekraftwerke in der Lausitz viel Strom, obwohl dieser gar nicht in die Verbrauchszentren des Südens abtransportiert werden kann. Gleichzeitig stehen Gaskraftwerke in Bayern still, so dass die lokale Stromnachfrage nicht gedeckt werden kann. Damit fangen die Probleme aber erst an: Pumpspeicherkraftwerke im Schwarzwald pumpen trotz der Stromknappheit in Süddeutschland Wasser in die Berge und intelligente Elektroautos in Stuttgart laden ihre Batterien auf, weil der für sie sichtbare Strompreis niedrig ist – in Wirklichkeit erreicht der günstige Windstrom Baden-Württemberg jedoch gar nicht. Mehr noch: Deutschland exportiert Strom nach Frankreich und

die Schweiz, weil die Preise dort höher sind, aber kann den Strom gar nicht an die Grenze liefern – gleichzeitig importieren wir aufgrund des Preissignals Strom aus Schweden und Dänemark, obwohl die Leitungen in Niedersachsen ja bereits von der heimischen Produktion überfordert sind.

Die Nord-Süd-Engpässe in Deutschland wirken jedoch nicht nur in eine Richtung. Bei einem weiteren Ausbau der Solarenergie im Süden Deutschlands oder einem niederschlagsarmen Jahr in Skandinavien mit großen Stromexporten nach Norden können sich dieselben Probleme mit umgekehrten Vorzeichen als Folgen eines Überangebots in Bayern oder Baden-Württemberg ergeben.

Weil die Physik bei dem Wunsch nach einem deutschlandweit einheitlichen Strompreis nicht mitspielt, müssen die Netzbetreiber all diese (Fehl-)Entscheidungen in mühsamer Kleinarbeit im Rahmen des sogenannten *Redispatch* korrigieren: Kraftwerke in Süddeutschland werden auf Anordnung hochgefahren, Windparks in der Nordsee abgeregelt. Die einen bekommen für die Produktion mehr Geld als den einheitlichen Strompreis, die anderen bekommen Geld dafür, dass sie nicht produzieren.

DER REDISPATCH ERREICHT FLEXIBLE VERBRAUCHER NICHT

Der Redispatch ist ein zentral durch Netzbetreiber gesteuerter Prozess, der für eine kleine Anzahl von Großkraftwerken gut funktioniert. Jedoch ändert sich der Strommarkt aktuell fundamental: Viele Großkraftwerke gehen vom Netz. Deren Stromerzeugung wird zunehmend von Wind und Solar übernommen, die jedoch viel kleinteiliger sind: In Deutschland sind heute bereits rund 30 000 Windturbinen und an die 5 Mio. Solaranlagen am Netz. Gerade kleine Aufdachanlagen sind oft in der Praxis durch Netzbetreiber nicht regelbar. Dazu kommen eine Vielzahl von flexiblen, d. h. auf Strompreise reagierenden, Verbrauchstechnologien – beispielsweise Großbatterien, Heimspeicher, intelligent geladene Elektroautos und gesteuerte Wärmepumpen mit Pufferspeicher. Diese Anlagen können aufgrund ihrer schieren Anzahl, aber auch wegen der kostenbasierten Entschädigung für Netzbetreibereingriffe nicht sinnvoll in den Redispatch integriert werden. Sie richten ihr Verhalten weiterhin an dem einheitlichen Börsenstrompreis aus und belasten so oft die Netze. Auch Exporte und Importe werden algorithmisch und hoch automatisiert anhand des Großhandelspreises optimiert und können bei Netzengpässen nur sehr begrenzt revidiert werden.

Die Redispatch-Reparatur beraubt Deutschland der Effizienz und Effektivität einer marktwirtschaftlichen Preissteuerung. Anstatt also den einheitlichen Markt und seine resultierenden, physikalisch unmöglichen, Entscheidungen mühselig und unvollständig zu reparieren, sollte der Weg frei gemacht werden für Strompreise, die Angebot und Nachfrage regional

ausgleichen und dadurch den lokalen Stromwert widerspiegeln. Der Strompreis an der Börse sollte dort höher sein, wo gerade hohe Nachfrage herrscht, und dort niedrig, wo in diesem Moment ein Überangebot vorliegt. Dann richten Kraftwerke, Batterien, steuerbare Verbraucher und der Stromaußenhandel sich am lokalen Preis aus und verhalten sich damit von vorneherein netzdienlich.

Lokale Strompreise bedeuten auch, dass neue Industrieinvestitionen vom lokalen Grünstromüberschuss profitieren können. Wer heute in Mecklenburg in Wasserstoffherstellung, Rechenzentren oder grüne Stahlfabriken investiert, zahlt ja immer den deutschlandweiten Preis, selbst wenn der Strom regional im Überfluss vorhanden ist und der Windpark nebenan abgeregelt wird. Weil Investoren in Deutschland keinen günstigen Strom bekommen, zieht es sie immer häufiger ins Ausland: beispielsweise nach Schweden, wo es schon lange regionale Strompreise gibt. Dazu kommt ein Detail der europäischen Regulierung: Würde man die deutsche Gebotszone teilen, läge der Anteil erneuerbarer Energien im Norden so hoch, dass der dort erzeugte Wasserstoff automatisch als »grün« gälte – in der gesamtdeutschen Preiszone ist das nicht der Fall.

GEBOTSZONENTEILUNG VS. NODAL PRICING

Lokale Strompreise auf dem Großhandelsmarkt lassen sich in zwei grundlegend unterschiedlichen Formen darstellen. Der europäische Strommarkt ist seit seiner Liberalisierung vor mehr als 20 Jahren in Preiszonen organisiert, also Regionen, in denen ein einheitlicher Preis gilt. In diesem Kontext sind lokale Preise dadurch zu erreichen, dass man die Preiszone in kleinere Zonen teilt. Dänemark, Norwegen, Schweden und Italien haben schon länger kleinere regionale anstelle einer nationalen Preiszone. Und auch Deutschland hat bereits eine Zonenteilung gemeistert: Wir hatten 17 Jahre lang eine gemeinsame Gebotszone mit Österreich, die 2018 aufgetrennt wurde.

Neben einer Preiszonenteilung gibt es die Möglichkeit, lokale Preise auf Ebene der Netzknoten einzuführen (*Nodal Pricing/Locational Marginal Pricing*). Nachdem die dahinterstehende Theorie 1988 etabliert wurde, haben viele US-amerikanische Strommärkte Nodal Pricing vor rund 15 Jahren in der Praxis eingeführt. Eine Umstellung auf Nodal Pricing in Deutschland würde jedoch tiefgreifende Änderungen u. a. am Europarecht erfordern, so dass es für einen Zeithorizont von 15 Jahren unrealistisch erscheint.

Auf europäischer Ebene neigt sich aktuell ein jahrelanger Prozess dem Ende entgegen, der die Gebotszonenzuschnitte neu regeln soll, der *Bidding Zone Review*. Die Ergebnisse waren für Ende 2023 angekündigt, wurden dann auf den diesjährigen Januar und später nochmals auf den Frühling verschoben.

Unabhängig von diesem Prozess bin ich der Auffassung, dass Deutschland seine Preiszone teilen

sollte, um dem Strom bereits in naher Zukunft seinen wahren, regionalen Wert zu geben. Mit großzügigem Vorlauf und Übergangsfristen wäre eine Teilung noch in den 2020er-Jahren machbar.

Die Diskussion um lokale Preise hat eine bemerkenswerte Dynamik angenommen. In der Wissenschaft herrscht nahezu Konsens, dass es lokale Preise braucht (wenn auch keine Übereinstimmung, ob eine Zonenteilung ausreicht oder es Nodal Pricing braucht). Gleichzeitig gibt es unter Verbänden und allen größeren Parteien einen ebenso bemerkenswerten Konsens, dass die einheitliche deutsche Gebotszone erhalten werden muss. Die am häufigsten geäußerte Sorge im politischen Raum ist dabei eine befürchtete negative Auswirkung auf die Wettbewerbsfähigkeit der energieintensiven Industrie in Süd- und Westdeutschland.

DIE MUSIK SPIELT IM EIN-VIERTEL-TAKT

Ein fundamentales Missverständnis in der politischen und medialen Diskussion ist dabei die Fokussierung auf Jahresdurchschnittspreise. Für die allokativen Effizienz des Strommarkts ist der durchschnittliche Strompreis im Jahresmittel von geringer Bedeutung. Die Verhältnisse im Stromnetz ändern sich im Minutentakt, so dass im europäischen Strommarkt für jede Viertelstunde ein Gleichgewichtspreis ermittelt wird. Es sind die 35 000 viertelstündlichen Preise, die den Einsatz von Speichern, Kraftwerken und Außenhandel determinieren und damit die Effizienz des Stromsystems ganz wesentlich bestimmen. Dies ist auch an den bestehenden Gebotszonen in Europa sichtbar: So lagen die Großhandelspreise in Deutschland und Frankreich im Jahr 2023 um weniger als 0,3 ct/kWh auseinander – jedoch gab es in mehr als 30% aller einzelnen Stunden erhebliche Unterschiede von mehr als 1 ct/kWh. Die Preise waren in Frankreich etwa gleich häufig teurer als in Deutschland und umgekehrt.

Wie stark würden denn die durchschnittlichen Strompreise in Süddeutschland steigen, sollte die deutsche Preiszone geteilt werden? Diese Frage lässt sich am besten durch numerische Lastflussmodellierung beantworten, wie dies drei öffentliche Studien von ewi/THEMA (Diers et al. 2023), dem Ariadne-Forschungsprojekt (Tiedemann et al. 2023) und Frontier Economics (2024) getan haben. Diese Studien deuten auf sehr geringe Preisunterschiede im Jahresmittel hin. Für den Fall einer Aufspaltung Deutschlands in zwei bis drei Zonen ermitteln sie für das Jahr 2030 einen jahresgemittelten Preisanstieg in Bayern von 0,3 bis 0,5 ct/kWh. Für private Haushalte würde dies eine Preissteigerung von etwa 1% bedeuten. Der Preisanstieg ist auch geringer als die heute bestehenden Unterschiede zwischen den Netzentgelten in Bayern und Schleswig-Holstein!

Hinzu kommt, dass eine Zonenteilung einerseits zu geringeren Redispatch-Kosten führt und andererseits an der Zonengrenze Engpassrenten anfallen. Engpassrenten entstehen, wenn sich die Preise bei

einem Engpass in zwei Zonen unterscheiden und damit Strom aus der billigen Zone in der teuren verkauft wird. Geringere Redispatch-Kosten und neue Engpassrenten senken die Netzentgelte, so dass es zu einer weiteren Entlastung für alle deutschen Verbraucher kommt, die in den genannten Studien noch nicht einmal berücksichtigt ist.

ENERGIEINTENSIVE BRANCHEN KÖNNEN KOMPENSIERT WERDEN – OHNE VERZERRUNG UND OHNE WEITEREN FINANZBEDARF

Auch wenn der Preisanstieg für private Haushalte unmerklich klein sein dürfte, könnte er für einige sehr stromintensive Branchen der Industrie eine spürbare Belastung darstellen. Sollte die Politik dies aus industriepolitischen Gründen vermeiden wollen, ließen sich solche Auswirkungen finanziell kompensieren, ohne den Marktmechanismus auszuhebeln. Durch die Zuteilung von *Financial Transmission Rights* lassen sich Verbraucher oder Erzeuger finanziell neutral stellen, d. h., die Kompensation wird automatisch so bemessen, dass die Nettostromkosten denen einer einheitlichen Strompreiszone entsprechen. Eine solche Kompensation bedarf dabei keiner Steuermittel, sondern kann aus den durch die Zonenteilung entstehenden Engpassrenten finanziert werden. Auch bei der Kompensation von Verlierern durch solche Übertragungsrechte kann auf langjährige Erfahrung aus den USA aufgebaut werden.

Eine Teilung der deutschen Gebotszone würde wahrscheinlich auch eine Reform des Terminmarkts erfordern. So wie der kurzfristige Spotmarkt ist auch der Terminmarkt deutschlandweit organisiert. Hier sichern sich Versorger und Erzeuger gegen Preisschwankungen ab. Ein liquider Terminmarkt ist essenziell für einen funktionierenden liberalisierten Strommarkt. Es war der Terminmarkt, der uns 2021/22 vor noch wesentlich drastischeren Konsequenzen der Energiekrise bewahrt hat. Im Falle einer Gebotszonenteilung droht die Liquidität des großen einheitlichen Markts verloren zu gehen. Deshalb müsste der deutsche Terminmarkt vermutlich auf einen sogenannten virtuellen Handlungspunkt umgestellt werden, bei dem nicht mehr eine Gebotszone, sondern der gemittelte Spotpreis von mehreren Gebotszonen das *Underlying* der Terminverträge darstellt. Solche Terminmärkte sind in den USA seit vielen Jahren gelebte Praxis. Die Europäische Union (EU) hat ohnehin die Einführung von virtuellen Handlungspunkten angekündigt.

Ohne lokale Preise aus dem Großhandelsmarkt bleiben zwei Möglichkeiten: Einerseits könnten die Netze so weit ausgebaut werden, dass strukturelle Engpässe verschwinden. Angesichts massiv gestiegener Kosten für Leitungen und Transformatoren dürfte dies eine hochgradig ineffiziente Lösung darstellen, die einen weiteren deutlichen Anstieg der Netzentgelte mit sich bringen wird. Andererseits könnten Politik und Regulierungsbehörden andere Formen von

lokalen Anreizen und Preissignalen installieren. Solche lokalen Signale können beispielsweise aus dem Fördersystem für erneuerbare Energien oder demjenigen für Elektrolyseure kommen, aus dem geplanten Kapazitätsmarkt oder einer Reform der Netzentgelte. Diese Proxypreise haben jedoch eine Reihe von Nachteilen, vor allem sind sie häufig statisch und wirken nur auf die Investitionsentscheidung. Selbst wenn es dadurch gelänge, die Standortentscheidungen effizient zu regulieren, blieben Kraftwerkseinsatz, Speicher, Verbraucher und Import/Export im Betrieb weiterhin auf dem lokalen Auge blind, da sich die momentanen Marktverhältnisse nicht im Preis widerspiegeln. Nur lokale Preise auf dem Strommarkt können die Dynamik des Stromsystems sinnvoll in viertelstündliche Anreize übersetzen. Dazu kommt: Lokale Signale außerhalb des Strommarkts bringen die gleichen Probleme mit sich, die Kritiker einer Zonenteilung vorwerfen.

OHNE PREISZONEN HABEN ZUKUNFTS-TECHNOLOGIEN KEINE ZUKUNFT

Weil Batterien, intelligent geladene Elektroautos und *Power-to-Heat*-Anlagen ohne starke lokale Signale die Netze zu überlasten drohen, steht zu befürchten, dass sie eng reguliert oder ganz ausgebremst werden – obwohl es ja gerade solche Flexibilitätsoptionen sind, die wir für das Energiesystem der Zukunft dringend brauchen.

Eine Teilung der Gebotszone kann natürlich einen ambitionierten und schnellen Ausbau der Stromnetze nicht ersetzen. Doch das wird nicht reichen. Damit Deutschland seine ehrgeizigen wirtschaftlichen und klimapolitischen Ziele erreichen kann, braucht es ein Strommarktdesign, das die physikalische und ökonomische Realität widerspiegelt. Und dazu gehört auch die Teilung der deutschen Preiszone.

REFERENZEN

Bichler, M., O. Edenhofer, V. Grimm, Hirth, L. A. Löschel, F. Matthes, C. Maurer, K. Neuhoff, A. Ockenfels K. Pittel, A. Wambach und G. Zachmann (2024), »Der deutsche Strommarkt braucht lokale Preise«, *Frankfurter Allgemeine Zeitung*, 10. Juli, verfügbar unter: <https://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/klima-nachhaltigkeit/der-deutsche-strommarkt-braucht-lokale-preise-19845012.html>.

Diers, H., P. Emelianova, P. A. Kienscherf, M. Walde und J. Zinke (2023), *Preiseffekte einer deutschen Gebotszonenteilung*, ewi-Gutachten im Auftrag von THEMA Consulting, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Executive Summary verfügbar unter: <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/preiseffekte-einer-deutschen-gebotszonenteilung/>.

Frontier Economics (2024), *Auswirkungen und Folgemaßnahmen einer Trennung der einheitlichen deutschen Stromgebotszone für Baden-Württemberg*, Studie für das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, Stuttgart, verfügbar unter: https://www.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/5_Energie/Stromgebotszone-fuer-Baden-Wuerttemberg-Studie.pdf.

Tiedemann, S., C. Stiewe, C. Kratzke, L. Hirth, M. Jentsch, N. Damm, N. Gerhardt und C. Pape (2024), *Gebotszonenteilung: Auswirkungen auf den Marktwert der Erneuerbaren Energien im Jahr 2030*, Ariadne-Analyse, Potsdam Institute for Climate Impact Research, Potsdam, verfügbar unter: https://publications.pik-potsdam.de/pubman/item/item_29530.

Klaus Müller

Zuverlässig, bezahlbar, nachhaltig: Dreiklang für Strommarkt und Regulierung

ANGEBOT UND NACHFRAGE – TAKTGEBER FÜR DEN MARKT

Dystopische Beschreibungen des Strommarkts sind gerade en vogue. Kritisch werde es dann, wenn die Sonne nicht scheint und der Wind nicht weht. Einige Chronisten fürchten Stromknappheit, explodierende Verbraucherpreise oder gar den Blackout. Für diesen Zustand haben sie den Begriff Dunkelflaute geprägt. Hier sollten wir uns erden. Und die Symptome einordnen. Was wir in Zeiten der sogenannten Dunkelflaute sehen, ist eigentlich genau das, was Ökonomen von unserem Strommarktdesign erwarten: Dass Knappheiten in Preise überführt werden. In diesem Winter gab es bisher drei Dunkelflauten. Der Preis an der Strombörse stieg infolge der Dunkelflaute zuletzt am 20. Januar 2025 plötzlich auf ungefähr das Siebenfache des Preisdurchschnitts 2024. Eine Megawattstunde kostete zwischenzeitlich knapp 590 Euro. Wie sind diese Preisausschläge zu bewerten?

Der deutsche Strommarkt ist Teil des europäischen Strommarkts. Die Staaten unterstützen sich gegenseitig. Deutschland importiert Strom aus dem elektrischen Nachbarland, in dem er gerade günstiger ist. In den anderen Ländern läuft es genauso. Grund für die Importe ist also nicht zu wenig selber erzeugter Strom, sondern eine simple Rechnung. Manchmal ist es günstiger, Strom woanders einzukaufen, als ihn selber zu produzieren. Das System ist für alle effizient und zuverlässig. Genau so funktioniert Markt. Und der europäische Binnenmarkt.

Infolge des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine sahen wir einen Niveaueffekt beim Großhandelsstrompreis. Zuletzt war dieser wieder rückläufig. Der durchschnittliche Preis im Jahr 2024 war mit 78,51 Euro/MWh der niedrigste in den letzten vier Jahren. 2021 bis 2023 lag er jeweils oberhalb von 95,18 Euro/MWh. Der durchschnittliche Preis seit Jahresbeginn bis zum 21. Januar, also nach der erneuten Dunkelflaute, liegt mit etwa 116 Euro pro/MWh im erwartbaren Rahmen für kalte und dunkle Wintertage. In den Jahren 2026 bis 2029 antizipiert der Markt Jahresdurchschnittspreise zwischen 65 und 95 Euro/MWh. Kurzfristige Preisspitzen kommen vor und können eingeplant werden. Flexible Akteure wie Batteriespeicher sowie flexible Verbraucher docken hier an. Sie sorgen dafür, dass Preisspitzen nicht so stark durchschlagen. Es ist heute schon ein Geschäftsmodell, dem Markt in Zeiten hoher Strompreise Batteriestrom zur Verfügung zu stellen.

Es geht aber auch andersherum: An sonnenreichen Tagen ist die Stromerzeugung aus Photovoltaik

(PV) ein Garant für einen niedrigen Börsenstrompreis. Auch wenn die Sonne scheint, macht der Markt also genau das, was er soll. Stromverbraucherinnen und -verbraucher können durch dynamische Tarife in dieser Situation profitieren. Leider speisen viele PV-Anlagen auch dann ins Netz ein, wenn schon alle Nachfrage- und Exportmöglichkeiten ausgeschöpft sind. Das ist ein Stresstest für das System. Schon jetzt zeigen die Spitzen in der Erzeugung der erneuerbaren Energien (EE) an manchen Tagen, dass auf kurz oder lang eine verbesserte Steuerungsfähigkeit und damit Flexibilität der Solareinspeisung nötig sein wird. Diese Anlagen müssen verstärkt in den Markt integriert werden. Darum war es richtig, dass der Bundestag im Rahmen einer Novelle des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) Abhilfe initiiert hat: Photovoltaikanlagen sollen steuerbar werden, die Vergütungen bei negativen Strompreisen entfallen und Speicher in den Markt integriert werden. Wichtig dafür ist, dass die Anlagen mess- und regelbar sind. Die verabschiedete EnWG-Novelle hätte aus Sicht der Bundesnetzagentur auf dem Weg der Direktvermarktung noch weiter gehen können. Jetzt geht es darum, dass alle betroffenen Stakeholder Maßnahmen zur technischen Beherrschung und zum ökonomischen Umgang mit Stromspitzen entwickeln.

JUNKTIM FÜR DEN MARKT: BAU NEUER KRAFTWERKE

Nicht obwohl, sondern weil wir an den Markt glauben, brauchen wir Backup-Kraftwerke. Niemand wird ein neues Gaskraftwerk bauen in der Erwartung, dass die Strompreise gelegentlich nach oben schießen. Wir hatten 2024 insgesamt 41 Stunden mit Börsenstrompreisen über 300 Euro. Das reicht als Anreiz für eine Kraftwerkssinvestition nicht aus. Darum empfehlen wir der Politik dringend, ein Kraftwerkssicherheitsgesetz zu verabschieden. Im Kern muss es darum gehen, so schnell wie möglich steuerbare Kraftwerkskapazitäten zu ermöglichen. Die Kraftwerksstrategie ist eine Vorstufe für die Implementierung eines umfassenden Kapazitätsmarkts. Auch dessen Ausgestaltung war vor der Wahl schon in der Diskussion und wird es auch aktuell noch bleiben. Der Kapazitätsmarkt ist Teil eines zukunfts-fähigen Strommarktdesigns.

DAS NETZ – RÜCKGRAT FÜR DEN MARKT

Der Markt funktioniert nicht ohne Infrastruktur. Sein Rückgrat ist das



Klaus Müller

ist Präsident der Bundesnetzagentur.

Netz. Noch konkreter der Netzausbau. Diese Aufgabe ist groß, aber unumgänglich. Wichtig ist, dass die Planung der Netze vorausschauend, also vom Ende her, erfolgt. So müssen die Netze auch im Jahr 2045 in der Lage sein, den dann erwarteten Verbrauch und die Änderungen in der Erzeugungsstruktur zu bewältigen. Der Blick in die Zukunft bedeutet hohe Investitionen. Bis 2045 ca. 160 Mrd. Euro für die landseitigen Übertragungsnetze. Sowohl um den Stromtransport vom windreichen Norden in den verbrauchsintensiven Süden und Westen zu ermöglichen als auch um das Netz sicher betreiben zu können. Und um den Stromhandel mit unseren Nachbarländern zu gewährleisten. Auch in den Verteilernetzen besteht großer Investitionsbedarf. Ergebnis der Analysen der Verteilernetzbetreiber ist, dass hier bis 2045 knapp über 200 Mrd. Euro zu investieren sind. Auch diese Investitionen sind erforderlich, um die Versorgung der Verbraucherinnen und Verbraucher und die Integration erneuerbarer Energien sicherzustellen und das Netz zu digitalisieren.

Die Zahlen zum Übertragungsnetzausbau sind nicht in Stein gemeißelt. Die Planungsprozesse werden regelmäßig alle zwei Jahre wiederholt und an die neuen Erkenntnisse angepasst. Das ist gesetzlich vorgeschrieben. Die Bundesnetzagentur überprüft die Ausbauplanung sehr intensiv. Wir sind dankbar über jeden Kilometer, der nicht gebaut und nicht finanziert werden muss. Trotzdem bleiben Fragen. Die neue Regierung wird klären, wie sie mit dem Erdkabelvorrang für Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungs-Vorhaben (HGÜ) umgehen will, wenn Vorhaben noch nicht im Genehmigungsverfahren sind und/oder ein Präferenzraum ermittelt wurde.

NETZAUSBAU UND LOKALISATIONSSIGNALE STATT GEBOTZONENTRENNUNG

Der Gesetzgeber überführt bestätigte Vorhaben in das Bundesbedarfsplangesetz, wenn er dies für geboten hält. Blicken wir also auf den aktuellen Stand der Genehmigungsverfahren bzw. des Bundesbedarfsplans: Bis zum Ende des Jahres 2024 wurden für 2 657 km Leitungen die Verfahren vollständig abgeschlossen. Ab Mitte 2024 ist die Zahl der Genehmigungen deutlich angestiegen. 96 Anträge auf vorzeitigen Baubeginn wurden gestellt und davon 78 Anträge entschieden (Stand Januar 2025).

Mit dem Netzausbau kommen wir also voran. Auch deshalb sollten wir uns lösen von der stark akademisierten Diskussion um eine Gebotzonentrennung. An ihrer Notwendigkeit und einer sinnvollen Aufteilung scheiden sich die Geister. Für jede der diskutierten Lösungsoptionen gibt es Befürworter oder Gegner. Bis zu einer konsensualen Lösung und ihrer Implementierung ist der Netzausbau so weit vorangeschritten, dass vermutlich keine regionale Aufteilung mehr hilfreich wäre. Ich werbe für einen großen, liquiden deutschen Strommarkt. Für diesen müssen wir über Lokalisationssignale sprechen. Wo hat das

Netz noch freie Kapazitäten? Dies trägt zu einem effizienteren Netzausbau und einem besseren Umgang mit der Netzanschlusskapazität bei. Das Instrument der Baukostenzuschüsse knüpft hier an. Aus Sicht der Bundesnetzagentur sollte diese Logik auch für EE-Anlagen gelten.

NETZENTGELTE SENKEN UND VERTEILUNGSFRAGEN ADRESSIEREN

Neben dem Investitionsbedarf werden auch die Systemführung und die Systembeherrschung zukünftig anspruchsvoller. Das ist mit zusätzlichen Kosten z. B. für Momentanreserve verbunden. Auch die Engpassmanagementkosten sind seit einigen Jahren ein gewichtiger Posten. Im Jahr 2023 haben die Netzbetreiber rund 3,1 Mrd. Euro dafür bezahlt. Durch den fortschreitenden Netzausbau können diese Kosten aktuell sinken.

Der Betrieb der Infrastruktur wird insgesamt trotzdem teurer werden. Damit stellt sich zwangsläufig die Frage, wie sich das alles auf die Netzentgelte auswirkt und auf die Netznutzer verteilt. Wir bauen die Netze deshalb aus, weil die Nachfrage nach Strom als Energieträger langfristig zunehmen wird und mehr Energie transportiert werden muss. Die Netzkosten werden bei der Netzentgeltkalkulation – vereinfacht – auf die Menge umgelegt. Mit der logischen Folge, dass die steigenden Transportmengen die steigenden Kosten einigermaßen kompensieren sollten. Funktionieren wird dieses Rechenspiel nur dann, wenn sich auch tatsächlich alle Nutzer der Netze an deren Finanzierung beteiligen. Daher müssen wir die zahlreichen Ausnahmen und das aktuelle System der Netzentgelt-systematik auf den Prüfstand stellen.

Das Entgeltsystem muss also Verteilungsfragen adressieren. In dem Zusammenhang wird regelmäßig diskutiert, ob es richtig sei, dass sich nur Verbraucherinnen und Verbraucher an der Finanzierung der Netze beteiligen und nicht auch die Einspeiser. Denn je mehr Schultern die steigenden Kosten tragen, desto geringer die individuelle Last. Die Diskussionen dazu sollten sachlich und zügig geführt werden.

Insgesamt greifen verschiedene Fragen ineinander, bei denen wir als Bundesnetzagentur entscheiden. Als Regulierungsbehörde müssen wir uns ganz konkret mit den Themen EE-Kostenwälzung, bundeseinheitliche Netzentgelte auf Verteilernetzebene, Entgeltkomponenten, Dynamisierung der Netzentgelte und sonstige Sondernetzentgelte bzw. Netzentgeltbefreiungen auseinandersetzen. Netzentgeltprivilegierungen können ein geeignetes Mittel sein, um ein Verhalten anzureizen, das dem System zugutekommt. Sie müssen dabei aber gut austariert sein und dürfen nicht über Gebühr bevorteilen. In der Gesamtschau brauchen wir ein Netzentgeltsystem, das unserer neuen Energiewelt gerecht wird, das unnötige Verwerfungen vermeidet und das alle Netznutzer zu einer gerechten Finanzierung heranzieht. Abgesehen

von der Frage der Kostenverteilung begrüße ich auch die Idee, Netzentgelte insgesamt zu senken. Sie sind ein deutlich preistreibender Faktor beim Strom. Ich sehe den politischen Willen, sich diesem Gedanken gegenüber offen zu zeigen. Haushaltszuschüsse und gezielte Beihilfen für bestimmte Industrien werden im politischen Raum diskutiert werden.

UNABHÄNGIGER UND AUSGEWOGENER REGULIERUNGSRAHMEN ALS GRADMESSE FÜR INVESTITIONEN

Die Transformation unseres Energiesystems wird flankiert durch einen Umbau des Regulierungssystems. Die Rahmenbedingungen werden nach dem EuGH-Urteil von 2021 nicht mehr normativ durch Verordnungen vorstrukturiert, sondern durch Festlegungen der Bundesnetzagentur. Die neue Große Beschlusskammer Energie hat dafür Zwischenstände veröffentlicht. Wir befinden uns inmitten einer ausführlichen Diskussion. Dabei kommt der Bundesnetzagentur als unabhängiger Regulierungsbehörde eine tragende Rolle zu.

Der EuGH hat durchgesetzt, was auf EU-Ebene Standard ist: Die Regulierungsbehörde muss unabhängig von Marktinteressen und politischem Einfluss handeln. Bei der Wahrnehmung der Regulierungsaufgaben dürfen sie keine direkten Weisungen von Regierungsstellen oder anderen öffentlichen oder privaten Einrichtungen einholen oder entgegennehmen. Diese neue Verantwortung nehmen wir sehr ernst. Wir müssen allerdings jede einzelne Regelung fachlich vor den Gerichten vertreten können, nicht nur das Gesamtergebnis. Denn: Die Überprüfung einer Festlegung der Bundesnetzagentur ist deutlich tiefgreifender als die gerichtliche Prüfung der bisherigen Rechtsverordnungen. Es gilt hier, auch für die Zukunft einen Dialog zu etablieren, damit der regulatorische Rahmen in den nächsten Jahren zunächst aufgebaut

und dann kontinuierlich weiter gepflegt werden kann. Und »Dialog« heißt nicht, dass man am Ende immer einer Meinung ist.

Finanzierungsfragen sind hier aktuell von besonderer Relevanz. Wenn wir uns den Investitionsbedarf der nächsten Jahre ansehen, ist klar: Der hohe Kapitalbedarf kann nur gedeckt werden, wenn Investoren und Fremdkapitalgeber für ihr Kapital eine hinreichend attraktive Verzinsung erhalten. Gleichzeitig muss das Geld, das da ist, zielgerichtet ausgegeben werden. Da die Netze natürliche Monopole darstellen, muss die Regulierung zudem Anreize für Erhalt und Steigerung der Kosteneffizienz setzen. Unverhältnismäßig üppige Renditen der Netzbetreiber mögen die Attraktivität von Investitionen erhöhen, verteuern aber den Netzausbau und belasten Haushalte und Industrie. Umgekehrt bremsen zu geringe Renditen Investitionen und verzögern die Energiewende. Diesen Balanceakt müssen wir gemeinsam austarieren. Dabei ist uns eine transparente Entscheidungsfindung und der ständige Austausch mit den Stakeholdern sehr wichtig. Nur dadurch können wir für Verständlichkeit bei Netzbetreibern, Investoren und Netznutzern sorgen. Das bisherige Regulierungsregime hat uns eine Stabilität beschert, die einen Wert an sich darstellt. Das ist und bleibt unsere Prämisse.

RESÜMEE

Wir als Bundesnetzagentur stellen uns den dynamischen Herausforderungen der Energiewende. Wir gestalten die Weiterentwicklung der Regulierung aktiv, gewissenhaft und mit Augenmaß. Unsere Rolle ist die des sachkundigen und neutralen Moderators und Entscheiders vieler netzbezogener Fragen. Manchmal beschützen wir die Marktakteure vor den Netzbetreibern, manchmal auch die Netzbetreiber vor den Marktakteuren. Wir achten auf Kosteneffizienz im Interesse aller.

Anke Weidlich

Preissignale durch Netzentgelte – welche Rolle können dynamische Stromnetzentgelte für den systemdienlichen Verbrauch spielen?

Mit der zunehmenden Häufigkeit von Netzengpässen im deutschen Stromsystem wächst der Bedarf an Maßnahmen, diese zu beheben bzw. zu bewirtschaften. Räumlich aufgelöste Preissignale könnten in den Regionen, in denen zu einem Zeitpunkt viel und solche, in denen zur gleichen Zeit wenig Stromerzeugung aus wetterabhängigen erneuerbaren Energien verfügbar ist, unterschiedliche Erzeugungs- und Verbrauchsan-

reize setzen und dadurch Netzengpässe reduzieren. In der öffentlichen Debatte lag in diesem Kontext der Fokus bisher auf Übertragungsnetzengpässen, da diese mittlerweile nahezu täglich auftreten. Aus der Wissenschaft wird eine Aufteilung der deutsch-lux-



Prof. Dr. Anke Weidlich

ist Inhaberin des Lehrstuhls für Technologien der Energieverteilung am Institut für Nachhaltige Technische Systeme (INATECH) der Albert-Ludwigs-Universität Freiburg.

emburgischen Gebotszone oder gleich ein Übergang zum Nodalpreissystem vorgeschlagen (z. B. Eicke und Schittekatte 2022; Neuhoff et al. 2024; Ambrosius et al. 2020), was jedoch in der Politik und der energiewirtschaftlichen Praxis kontrovers diskutiert wird.

Weniger im Fokus der Debatten sind hingegen mögliche Maßnahmen zur Behebung von Engpässen im Verteilnetz, hier vor allem in der Mittel- und Niederspannung. Diese treten bisher noch kaum auf, daher ist der Handlungsdruck in diesem Bereich aktuell noch nicht hoch. Jedoch wird mit dem Ausbau von Wärmepumpen, Elektrofahrzeugen und weiteren Stromverbrauchern auch eine Zunahme von lastseitigen Engpässen in diesen niederen Spannungsebenen erwartet. Die Regelungen des § 14a Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) geben Netzbetreibern bereits einen Mechanismus an die Hand, um die Leistung solcher neuen Verbraucher zukünftig im Bedarfsfall reduzieren zu können. Mit der Einführung zeitvariabler Netzentgelte für diese Verbrauchsgruppen wurde zudem auch ein Instrument eingeführt, durch das netzorientierte lokale Preissignale entstehen können.

Vor dem Hintergrund der Diskussionen um Netzengpässe und lokale Preissignale stellt sich zum einen die Frage, ob die zeitvariablen Netzentgelte, wie sie mit § 14a EnWG eingeführt wurden, ein geeignetes Instrument sind, um zukünftige Netzengpässe im Verteilnetz zu reduzieren. Zum anderen ist die Frage interessant, ob zeitlich und räumlich differenzierte Netzentgelte auch dazu genutzt werden könnten, Engpässe im Übertragungsnetz zu adressieren, sofern bzw. solange an der einheitlichen Preiszone festgehalten wird. In dem Optionenpapier »Strommarkt der Zukunft« der Ampelregierung wurden immerhin »regionale/zeitliche Netzentgelte« als ein mögliches Instrument zur Schaffung lokaler Preissignale vorgeschlagen. Die genannten Fragen sollen im Folgenden näher erörtert und mögliche Implikationen für die Weiterentwicklung der energiewirtschaftlichen Prozesse diskutiert werden.

WEITERENTWICKLUNGSBEDARF DER NETZENTGELTE

Die aktuelle Netzentgeltsystematik in Deutschland ist in vielerlei Hinsicht nicht mehr zeitgemäß. Dies gilt sowohl für industrielle Verbraucher (ab 100 MWh Jahresverbrauch) als auch für Haushalte und kleine gewerbliche Verbraucher (nach Standardlastprofil, SLP). Die Entgeltstruktur stammt aus einer Zeit, in der Netzengpässe kein relevantes Thema waren und die technischen Voraussetzungen für dynamischere Methoden der Bepreisung der Netznutzung nicht gegeben waren – letzteres ist allerdings bis heute noch mehrheitlich der Fall. Die verwendeten Entgeltkomponenten der SLP-Kunden und der Kunden mit registrierender Leistungsmessung (RLM) unterscheiden sich und haben daher auch eine unterschiedliche Anreizwirkungen auf den Verbrauch. In beiden Fällen

geht mit der Entgeltstruktur bisher kein Anreiz einher, beim Betrieb von Anlagen und Geräten die jeweilige Netzsituation zu berücksichtigen.

Während die Ausbaukosten des Netzes wesentlich durch die *zeitgleiche* Höchstlast aller Verbraucher determiniert wird (teilweise auch durch die zeitgleich höchste Einspeisung dezentraler Erzeugungsanlagen), bemisst sich der Preis, den Industriekunden mit RLM für die Netznutzung zahlen, zu einem großen Teil an deren *individueller* Lastspitze. Auf diese, gemessen als die pro Jahr maximal in einem Viertelstunden-Durchschnitt aus dem Netz bezogene Leistung, wird ein Leistungspreis angewendet. Ein weiterer Anteil wird über den Arbeitspreis auf die in einem Jahr bezogene Energieeinheit entrichtet. Der Beitrag der individuellen zur kollektiven (*zeitgleichen*) Lastspitze wird vom Netzbetreiber über eine Gleichzeitigkeitsfunktion anhand der Jahresbenutzungsdauer recht grob approximiert. Er ist somit nur in grober Näherung verursachergerecht in Bezug auf die Netzinvestitionen.

Der Leistungspreis setzt für RLM-Kunden einen starken Anreiz, Lastspitzen zu vermeiden und somit den Strombezug möglichst gleichmäßig zu halten. In diesem Regime ist es somit vorteilhaft, ggf. vorhandene Flexibilität dafür einzusetzen, diesen gleichmäßigen Strombezug zu unterstützen. Der Anreiz zur Vergleichmäßigung wird durch die Regelungen der individuellen Netzentgelte nach § 19 Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) noch verstärkt; diese gewähren Netzentgeltreduktionen zwischen 80 und 90%, wenn die Benutzungsdauer eines Abnehmers 7 000 bzw. 8 000 Stunden pro Jahr übersteigen, was einem nahezu konstanten Verbrauch über das ganze Jahr entspricht.

Bei SLP-Kunden wird nur ein jahreseinheitlicher Arbeitspreis und ein optionaler Grundpreis angelegt und somit die Netznutzung zum wesentlichen Teil auf die insgesamt in einem Jahr aus dem Netz entnommene Strommenge umgelegt. Grundsätzlich erzeugt dies die Anreizwirkung, den Strombezug aus dem Netz so niedrig wie möglich zu halten. Diese Regelung führt dazu, dass Verbraucher, die Eigenerzeugungsanlagen haben (vor allem Photovoltaikanlagen, ggf. mit Batteriespeicher) für die Strommengen, die sie aus diesen eigenen Anlagen direkt verbrauchen, keine Netzentgelte zahlen. Bei diesen Verbrauchern mit eigener Erzeugung ist die Verursachergerechtigkeit deutlich reduziert, denn sie beteiligen sich weniger an der Finanzierung der Stromnetze, können aber den gleichen Nutzen aus dem Netzanschluss ziehen wie Verbraucher ohne Eigenerzeugung. Dies gilt im Hinblick darauf, dass die höchste Last ebenso wie die höchste Einspeiseleistung im Jahr unverändert vom Netz bereitgestellt bzw. abgenommen werden kann, so dass Eigenverbraucher die Höhe und den Zeitpunkt des Leistungsaustausches nicht als Kriterium für ihre Betriebsweise berücksichtigen müssen. Selbst Heimspeicher, die eigentlich den optimalen Systembetrieb unterstützen könnten, leisten nicht zwingend einen

Systembeitrag: Wenn die Batterie zum Zeitpunkt der höchsten Photovoltaikeinspeisung im Jahr bereits voll geladen oder zur Zeit der höchsten Last (i. d. R. im Winter abends) schon leer ist, wird das Netz nicht entlastet.

GELEGENHEITSFENSTER ZUR NEUAUSRICHTUNG DER NETZENTGELTSYSTEMATIK

Aufgrund gesetzlicher Festlegungen sind ohnehin in naher Zukunft Weiterentwicklungen an den Netzentgelten erforderlich. Zum 31. Dezember 2028 wird die StromNEV außer Kraft treten. Die Bundesnetzagentur befindet sich daher in einem Prozess der Entwicklung einer Nachfolgeregelung. Aktuell liegt ein Eckpunktepapier zunächst für die Weiterentwicklung der individuellen Netzentgelte vor, die für industrielle Verbraucher mit mehr als 10 GWh Stromabnahme im Jahr gelten. Diese sollen bereits zum Jahresbeginn 2026 reformiert werden. Im Eckpunktepapier wird außerdem in Aussicht gestellt, dass auch die allgemeine Netzentgeltsystematik überprüft und ggf. reformiert wird.

Die anstehenden Änderungen könnten und sollten auch dazu genutzt werden, Netzbetreibern die Möglichkeit zu eröffnen, ein Preissignal an Stromverbraucher zu senden, das jeweils die lokale Netz-situation reflektiert, um dadurch Anreize für einen systemdienlichen Betrieb zu setzen. Richtig gesetzte Anreize können den Netzausbaubedarf begrenzen und die verursachergerechte Kostenverteilung fördern. Die Umsetzung eines solchen Preissignals bringt jedoch viele Detailfragen mit sich, von denen einige im Folgenden kurz diskutiert werden.

MÖGLICHE AUSGESTALTUNG DYNAMISCHER NETZENTGELTE

Mit einer Einführung dynamischer Netzentgelte stellen sich viele Fragen der bestmöglichen Umsetzung. In diesem Artikel sollen hiervon nur vier kurz beleuchtet werden.

- Wie lang sollte die Vorlaufzeit bei der Ermittlung dynamischer Netzentgelte sein?
- Für welche Netznutzer sollten dynamische Netzentgelte gelten?
- Welche Netzebenen sollten berücksichtigt werden und wie sollen Entgelte zwischen den Netzebenen erhoben werden?
- Welche Preiskomponenten sollten in einem System dynamischer Tarife zur Anwendung kommen?

Vorlaufzeit

In einem System mit hohen Anteilen an variabler, wetterabhängiger Stromerzeugung lassen sich keine langfristig stabilen zeitlichen Muster der Netzauslastung formulieren. Somit kann ein Preissignal, das Netzdienlichkeit anreizt, erst kurzfristig festgelegt

werden. Prognosen von Wolkenzügen oder Unwettern können in ihrem zeitlichen Verlauf lokal deutlich vom tatsächlichen Wetter abweichen, was vor allem bei der Stromerzeugung aus Photovoltaik zu relevanten Differenzen führen kann. Hier wären aus Systemsicht sogar untertägige Anpassungen von Preissignalen wünschenswert. Gleichzeitig sollte für Netznutzer ein ausreichendes Maß an Planbarkeit gegeben sein, was für eine möglichst frühe Festlegung spricht. Um eine Berücksichtigung des Preissignals im Stromhandel zu ermöglichen, scheint eine Festlegung der Tarife vor dem Beginn der *Day-Ahead*-Auktion ein guter Kompromiss zwischen der Planbarkeit und der Prognosegenauigkeit zu sein. Die zeitliche Auflösung der Entgelte sollte stündlich oder sogar viertelstündlich sein, im Einklang mit üblichen Stromhandelsprodukten und energiewirtschaftlichen Prozessen.

Einzubeziehende Netznutzer

Wenn Preissignale eine systemdienliche Netznutzung fördern, sollten sie für möglichst viele Netznutzer gelten. Hierbei ergeben sich jedoch Grenzen in der praktischen Umsetzbarkeit und der Vereinbarkeit mit den regulatorischen Rahmenbedingungen. Der größte Teil der SLP-Kunden in Deutschland hat bisher keinen *Smart Meter*; der Roll-out dieser Stromzähler hat gerade erst begonnen. Wer keine Wärmepumpe, Batteriespeicher oder Elektroautoladestation hat, kann zudem wenig zur Flexibilität beitragen. In einer – eher kurzen – Übergangsphase sollten dynamische Netzentgelte daher nur für Verbraucher gelten, bei denen diese auch entsprechend abgerechnet werden können. Später sollte es dann für alle verpflichtend werden. Ein Wahlmodell könnte die adverse Selektion fördern und zu höheren Entgelten für nicht flexible Verbraucher führen und ist daher nicht wünschenswert. Über aktuelle Verbraucher hinaus könnten dynamische Netzentgelte auch von Speichern und Erzeugern entrichtet werden. Speicher (und Elektrolyseure) sind nach einer zeitlich befristeten Regelung von den Netzentgelten befreit. Da sie sehr relevante Flexibilitätspotenziale bieten, sollten sie so bald wie möglich bei dynamischen Netzentgelten einbezogen werden. Die Anwendung von dynamischen Netzentgelten auch auf Erzeuger wäre prinzipiell denkbar. Dies stellt jedoch eine bedeutende Umstellung und somit eine eigene Fragestellung dar, die hier nicht betrachtet wird.

Netzebenen und Kostenwälzung

Grundsätzlich sind dynamische Netzentgelte auf allen Spannungsebenen denkbar. So wie bisher könnte dabei das Entgelt, das auf einer Spannungsebene erhoben wird, die Entgelte aller vorgelagerten Netzebenen bis hin zum Übertragungsnetz mit enthalten. Aktuell werden die von den Netzbetreibern untereinander erhobenen Netzentgelte anhand der gleichen Regeln ermittelt wie bei industriellen Verbrauchern,

d. h. per Leistungspreis auf die Jahreshöchstlast und Arbeitspreis auf die ausgetauschten Strommengen. Mit der Einführung eines dynamischen Netzentgelts müsste auch diese vertikale Kostenwälzung mit angepasst werden. Das dynamische Entgelt einer höheren Spannungsebene müsste unverändert an die jeweiligen nachgelagerten Netzebenen durchgereicht werden, damit es beim Verbraucher wirksam werden kann. Hierbei würden sich die Signale der einzelnen Netzebenen durch die weitergereichten Entgelte überlagern. Dabei stellt sich die Frage, welche Netzebene zuerst ihr Entgelt festlegt, denn dessen Höhe beeinflusst die Anreizwirkung auch auf den anderen Spannungsebenen. Denkbar ist eine Kaskade, die bei der Niederspannung beginnt, da lokale Netzengpässe im Verteilnetz nur lokal gelöst werden können, während bei Übertragungsnetzengpässen Maßnahmen in größeren Gebieten gleichermaßen wirksam sein können. In einer einheitlichen Gebotszone, in der Übertragungsnetzengpässe häufig und lokale Engpässe im Verteilnetz selten sind, könnte das Signal auch von der höchsten Spannungsebene beginnend nach unten aufgebaut werden. Auch ein iteratives Verfahren, das eine Abstimmung zwischen den Netzebenen ermöglicht, wäre denkbar. Bei der Wahl des Verfahrens müssten die Praktikabilität (möglichst geringe Komplexität) mit der Qualität des Signals abgewogen werden. In allen Fällen sollten aber Netzbetreiber die Möglichkeit haben, innerhalb ihres Netzgebiets das dynamische Entgelt örtlich zu differenzieren, damit nur dort Flexibilität angereizt wird, wo sie auch tatsächlich benötigt wird.

Preiskomponenten

Ein dynamisches Netzentgelt entfaltet seine Wirkung durch den Arbeitspreis, daher sollte dieser einen relevanten Teil des Entgelts ausmachen. Gleichzeitig sollen über die Netzentgelte die Netzkosten auf die Verbraucher umgelegt werden, und diese bestimmen sich hauptsächlich aus Fixkosten, was eine relevante Bepreisung der Anschlussleistung nahelegt. Es sollte daher eine sinnvolle Kombination aus Arbeitspreisen und nach Anschlussleistung differenzierten Grundpreisen angestrebt werden. Ein Leistungspreis auf eine individuelle Lastspitze erscheint hingegen wenig zukunftstauglich.

AUSBLICK

Die Einführung dynamischer Netzentgelte stellt eine sehr vielversprechende Weiterentwicklung der Netz-

entgeltsystematik in Deutschland dar, die Preissignale für Stromverbraucher über das reine Marktsignal hinaus bereitstellen kann. So können Netzengpässe, vor allem auch solche in den niederen Spannungsebenen, durch flexible Lasten reduziert und dadurch bestehende Netze besser ausgelastet werden. Bei der Ausgestaltung stellen sich viele Detailfragen, u. a. zur praktikablen Vorlaufzeit bei der Bestimmung der Entgelte, zur Aggregation der Teilentgelte entlang der Netzebenen oder zum optimalen Zusammenspiel von Netzentgeltkomponenten. Eine Umsetzung dynamischer Netzentgelte sollte daher als »lernendes System« angelegt werden, in dem Netzbetreiber Erfahrungen sammeln und diese zur weiteren Verbesserung der Prozesse verwenden können.

Dynamische Netzentgelte sollten nicht als Ersatz für die Anpassung von Gebotszonenzuschnitten angesehen werden, sondern vielmehr als eine Ergänzung, vor allem für die niederen Spannungsebenen. Gegenüber kleineren Gebotszonen oder einem Nodalpreissystem haben dynamische Netzentgelte den Nachteil, dass sie administrativ gesetzt werden und sich nicht als Gleichgewicht in einem Markt ergeben. Zudem lösen sie als nationales Instrument nicht das Problem, dass mit der einheitlichen deutsch-luxemburgischen Gebotszone Anreize für grenzüberschreitende Stromausaustausche entstehen, die innerhalb Deutschlands zu Engpässen führen.

Dynamische Netzentgelte könnten an ihre Grenzen kommen, wenn in einzelnen Regionen flexible Lasten den größeren Teil der Stromnachfrage ausmachen. In dem Fall könnte die Optimierung der flexiblen Lasten auf die günstigsten Zeitpunkte zu neuen Engpässen führen. Dann würden weitere Instrumente benötigt, um die Netznutzung zu koordinieren. Diese könnten auf den Infrastrukturen und Erfahrungen, die mit der Umsetzung dynamischer Netzentgelte einhergehen, aufbauen.

REFERENZEN

- Ambrosius, M., V. Grimm, T. Kleinert, F. Liers, M. Schmidt und G. Zöttl (2020), »Endogenous Price Zones and Investment Incentives in Electricity Markets: An Application of Multilevel Optimization with Graph Partitioning«, *Energy Economics* 92, 104879.
- Eicke, A. und T. Schittekatte (2022), »Fighting the Wrong Battle? A Critical Assessment of Arguments Against Nodal Electricity Prices in the European Debate«, *Energy Policy* 170, 113220.
- Neuhoff, K., F. Klauke, L. Olmos, L. Ryan, S. Vitiello, S., Papavasiliou, C. Nabe und K. Staschus (2024), *EU Power Market Reform Toward Locational Pricing: Rewarding Flexible Consumers for Resolving Transmission Constraints*, Report, verfügbar unter: https://www.econstor.eu/bitstream/10419/295216/1/FPM_Summary_Report_16_05_2024.pdf.

Marie-Louise Arlt

Bringt die Zukunft sinkende Strompreise?

Strom ist teuer – und das ist ein Problem: Strom ist nicht nur ein wichtiger Inputfaktor für den Industriestandort und ein grundlegendes Konsumgut für Haushalte und Betriebe. Er ist auch der Energieträger, auf dem unsere Hoffnungen umfassender Dekarbonisierung fußen: CO₂-intensives Heizen mit Gas und anderen fossilen Brennstoffen soll durch Wärmepumpen ersetzt werden. Statt Diesel und Benziner, die für ca. 24% des CO₂-Ausstoßes in Deutschland verantwortlich sind, sollen Elektroautos fahren (UBA 2024a). In beiden Fällen wird eine erhebliche Reduktion des CO₂-Ausstoßes dadurch erhofft, als dass der alternative Inputfaktor Strom mittels erneuerbarer Energien erzeugt wird. Der Wechsel wird allerdings nur geschehen, wenn sich dies für Haushalte und Unternehmen auch lohnt und sich Strom nicht in gleichem Maße verteuert wie Benzin, Diesel und Gas auf Basis der angekündigten CO₂-Preise.

DREI RELEVANTE PREISKOMPONENTEN

Mit 40,92 ct/kWh¹ zahlen Haushalte in Deutschland im Durchschnitt einen der höchsten Strompreise in der Europäischen Union (EU) (BDEW 2024; Eurostat 2024). Diese Kosten setzen sich zu ungefähr gleichen Teilen aus den reinen Strombeschaffungskosten, Netzentgelten sowie Steuern, Abgaben und Umlagen zusammen. Die energieintensive Industrie dagegen profitiert unter bestimmten Bedingungen von erheblich reduzierten Netzentgelten sowie Steuern, Abgaben und Umlagen. Im Durchschnitt (Stand Dezember 2024) kostet dann der Strom 16,99 ct/kWh und bewegt sich damit im Mittelfeld der europäischen Strompreise (BDEW 2024; Statista 2024). Dieser Preis gilt für etwa 17% des in Deutschland konsumierten Stroms (Hirth und Eicke 2024; UBA 2024b).

Betrachten wir einmal die einzelnen Komponenten. Die *Steuern, Abgaben und Umlagen* (ca. 29% des Haushaltsstrompreises) umfassen neben kleineren Posten zur Finanzierung von Unterstützungsprogrammen für Kraft-Wärme-Kopplung oder Wind Offshore insbesondere die Mehrwert- und Stromsteuer (allein ca. 21%), die direkt vom Staat gestaltet werden können (BDEW 2024).

NETZENTGELTE ALS POTENZIELLER HEBEL

Die Berechnung der *Netzentgelte* (ca. 28%) ist wesentlich komplexer. Sie reflektieren im Wesentlichen die Kosten der Netzbewirtschaftung sowie Investitionen – insbesondere auch diejenigen Anpassungen der Infrastruktur, die zur Ermöglichung der Energiewende notwendig sind.

¹ Neukundentarife sind teilweise erheblich günstiger. 40,92 ct/kWh spiegeln die tatsächlich gezahlten Strompreise wider.

Eine wesentliche Ineffizienz, die hierbei in Kauf genommen wird und auf die Netzentgelte wirkt, ist der Verzicht auf sogenannte Knotenpreise. Im Gegensatz zu einem geographisch undifferenzierten Strompreis reflektieren Knotenpreise die regionale Knappheit von Strom aufgrund von Netzengpässen. Kurzfristig gehen damit Kosten für Maßnahmen zur Behebung von Netzengpässen (*Redispatch-Kosten*) in Höhe von min. 1,80 ct/kWh (4,4%)² einher sowie für eine umfassende Netzausbauplanung von ca. 300 Mrd. Euro bis 2045 auf der Übertragungsnetzebene (Übertragungsnetzbetreiber 2023; ef.Ruhr und ewi 2024). Langfristig ergeben sich höchstwahrscheinlich zusätzliche Kosten durch einen erhöhten Netzausbaubedarf, der durch verzerrte Investitionsanreize für erneuerbare Energieanlagen, Großbatterien oder Elektrolyseure vergrößert werden dürfte.

Weitere durchschnittliche 4,88 ct/kWh an Netzentgelten gehen auf die Verteilnetzebene zurück. Die Schätzungen für den Netzausbau bis 2045 betragen in etwa 323 bis 430 Mrd. Euro (Bauer mann et al. 2024; ef.Ruhr und ewi 2024). Die aktivere Einbindung von Kunden, bspw. über Aggregatoren oder flexible Netzentgelte, könnte auch diese Kosten und damit die Netzentgelte erheblich senken (Arlt et al. 2024). Es ist richtig, dass Investitionen in das Verteilnetz für Jahrzehnte im Voraus geplant werden müssen, obwohl unklar ist, wie genau die Bevölkerung neue Energieanlagen wie Elektroautos, Wärmepumpen und Speicher anschaffen und nutzen wird. Hier muss aber der gesetzliche Gestaltungsspielraum genutzt werden, um eine systemdienliche Nutzung dieser Anlagen zu ermöglichen, so dass diese schon heute in der Netzausbauplanung umfassend berücksichtigt werden können.

DIE GROSSE FRAGE: SINKEN DIE STROMPREISE IN DER ZUKUNFT?

Eine weitere große Frage ist die zukünftige Entwicklung der *Stromerzeugungskosten* (ca. 43% des Haushaltsstrompreises und Hauptteil der Industriestrompreise). Der Strompreis bildet sich maßgeblich an der Strombörse EPEX. Die teilnehmenden Kraftwerke geben Gebote zur Er-

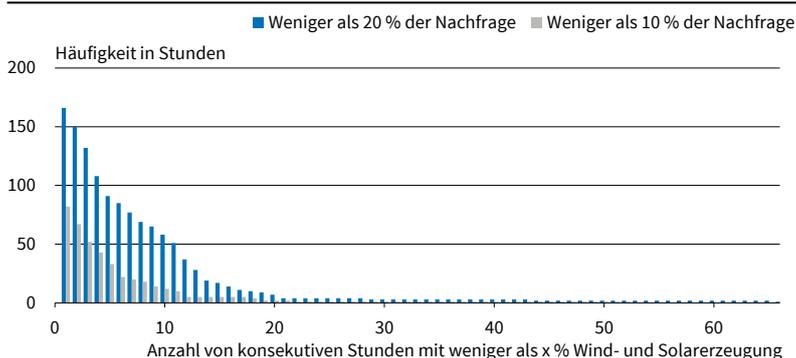
² Die Netzentgelte bestehen auf Netzentgelten der Übertragungs- und Verteilnetzebene. Die Netzentgelte der Übertragungsnetzebene betragen für 2025 6,65 ct/kWh (Amprion 2024). Davon entfallen ca. 27% auf Redispatch-Maßnahmen (BMWK 2023), d. h. 1,80 ct/kWh oder 4,4% des Haushaltsstrompreises. Hinzukommen die Redispatch-Kosten des Verteilnetzes, die 0 bis 7,8% der Verteilnetzentgelte betragen (ebenda). Die Gesamtkosten des Redispatches betragen 2023 2,4 Mrd. Euro (BNetzA 2024).



Prof. Dr. Marie-Louise Arlt

ist Juniorprofessorin für Wirtschaftsinformatik und vernetzte Energiespeicher an der Universität Bayreuth.

Abb. 1

Dunkelflauten 2024^a

^a In 8 339 Stunden übertraf die Erzeugung 10 % der Nachfrage, in 7 457 Stunden 20 % der Nachfrage.

Quelle: ENTSO E (2024); Berechnungen der Autorin.

© ifo Institut

zeugung von Strom ab, während die Energieversorger und Stromlieferanten ihre Kunden auf der Nachfrageseite repräsentieren. Die Preisbildung basiert dabei auf der *Uniform-Pricing*-Regel: Das höchste Gebot, das gerade noch zur Deckung der Nachfrage bezuschlagt wird, bestimmt den Preis. Dies ist sinnvoll, da dieser Preis den Wert auch günstiger produzierender Kraftwerke zu einem bestimmten Zeitpunkt repräsentiert und damit die richtigen Anreize für Investitionen und Kraftwerkseinsatz setzt.

Vom Ausbau der erneuerbaren Energien, die geringe Gestehungskosten und quasi Null-Einsatzkosten aufweisen, wird sich eine erhebliche Reduktion der Strompreise erhofft. Allerdings ist dies bisher nicht in diesem Maße geschehen. Die Anzahl der Stunden mit negativen Strompreisen ist zwar in den letzten drei Jahren auf 5,2% gestiegen (ENTSO-E 2025) und ist damit auch höher als in den Jahren vor der Energiekrise 2022. Der Durchschnittspreis dagegen liegt ungewichtet weiterhin trotz des massiven Ausbaus von Solar- und Windenergie mehr als doppelt so hoch (2019: 3,8 Euro/kWh; 2024: 7,9 Euro/kWh; ENTSO-E 2024). Es ist zwar zu vermuten, dass die Strompreise ohne diesen Ausbau noch höher liegen würden. Dennoch bleibt es für den Stromkunden und Bürger dabei, dass sich die Stromrechnung erhöht hat.

Ein Grund dafür ist, dass die Kosten für die teuersten, preissetzenden Kraftwerke gestiegen sind, nämlich die der Gaskraftwerke. Deren Betriebskosten haben durch den Ukrainekrieg und die alternativen Beschaffungswege von Erdgas wesentlich angezogen. Davon profitieren zwar erneuerbare Energien, jedoch nicht der Stromkunde in Form von geringeren Preisen zu diesen Zeiten.

Als Alternative wird daher immer wieder die *Pay-as-Bid*-Regel vorgeschlagen, unter der Kraftwerke nicht das höchste Gebot, sondern nur den eigenen Gebotspreis erhalten. Der Vorschlag verkennt allerdings, dass dies das strategische Verhalten ändern würde und Kraftwerke statt ihrer Grenzkosten den erwarteten (höheren) Gleichgewichtspreis bieten würden. Beispielsweise würden dann Direktvermarkter für Windenergieanlagen den erwarteten Preis für Gas-

kraftwerke bieten, wenn ein Gaskraftwerk das voraussichtlich teuerste eingesetzte Kraftwerk sein würde. Ein Wechsel der Preisbildungsregel hätte also keinen wesentlichen Effekt auf die Strompreise, bringt aber dafür Nachteile in Bezug auf Investitionsanreize, Transparenz und einen einfachen Markteintritt für gerade kleinere Unternehmen (Kahn et al. 2001).

NUR EIN PROBLEM DER TRANSITION?

Die Hoffnung ist, dass sich das Problem durch den fortschreitenden Ausbau der erneuerbaren Energien erübrigt: Ist der Ausbau nur schnell genug, kommen die Gaskraftwerke seltener zum Zug und die Durchschnittspreise sinken. Dafür sprechen auch die kontinuierlich fallenden Kosten pro Einheit erzeugter Energie (*Levelized Cost of Energy* oder Stromgestehungskosten). Diese betragen heute für die hiesigen Wetterverhältnisse ca. 4 ct/kWh für Solar- bzw. 5,5 ct/kWh für Windenergie (Grimm et al. 2024). Damit liegt man selbst ohne die Berücksichtigung von CO₂-Kosten eigentlich weit unter denjenigen fossiler Kraftwerke, bspw. von Gaskraftwerken (Kost et al. 2024). Tatsächlich gilt auch heute am Strommarkt: Je mehr erneuerbare Energien am Markt aktiv sind, desto geringer ist der Strompreis. Für jeden zusätzlichen Prozentpunkt von Solar- und Windstrom an der Stromnachfrage in Deutschland war der Strompreis 2024 mit einer Reduktion um 0,15 ct/kWh assoziiert (eigene Berechnung auf Basis von ENTSO-E 2024).

Kann man diese Kostendegression für ein zu 100% erneuerbares Stromsystem so extrapolieren? Die »einfache« Antwort ist: leider nein. Dies liegt an der Notwendigkeit, auch Strom in denjenigen Stunden bereitzustellen, in denen weder Wind- noch Solarenergie generiert wird. Abbildung 1 zeigt die Häufigkeit von Zeiten, in denen weniger als 10% bzw. 20% der Nachfrage durch erneuerbare Energien erzeugt wird. 2024 trat es bspw. einmal auf, dass in mindestens 24 konsekutiven Stunden weniger als 10% der Nachfrage erzeugt wurde, und viermal, dass weniger als 20% der Nachfrage erzeugt wurde.

Bereits heute fallen für die Überbrückung solcher Zeiten (Dunkelflauten) zusätzliche Kosten an, die nicht durch den günstigen Strompreis reflektiert werden. Dies betrifft insbesondere die Zahlung der Marktprämie an erneuerbare Energien zur Sicherung ihrer Investitionskosten sowie die Vorhaltung von Kraftwerken in der Kapazitätsreserve. Letztere soll sicherstellen, dass genügend Kraftwerke erzeugungsbereit sind, sollte die Nachfrage in Spitzenzeiten nicht gedeckt werden können. Die Zahlungen dafür betragen ca. 66 Mio. Euro (BNetzA 2024). Zusätzlich profitieren wir von der Integration in den europäischen Binnenmarkt, die die Deckung des Strombedarfs aus dem Ausland ermöglicht.

Was wären also die Kosten eines erneuerbaren Systems, wenn man an den ursprünglichen Dekarbonisierungszielen festhält? Grimm et al. (2024) berechnen die Stromgestehungskosten, die sich ergeben,

wenn man die Kosten zur Speicherung von Solar- und Windstrom mit einbezieht. Bei der Verwendung von Batteriespeichern und ohne flexible Nachfrage würden diese auf 21,70 ct/kWh steigen, sich also in etwa verdreifachen. Starke Kostensenkungen können allerdings erzielt werden, wenn Wasserstoff als Speichertechnologie mit einbezogen wird. Unter entsprechenden Kostenannahmen für 2040 würden dann die Speicherung berücksichtigenden Stromgestehungskosten 7,85 ct/kWh betragen, was in etwa dem heutigen Börsenstrompreis entspräche. Die Kosten für ein System mit Erdgas, dessen CO₂ abgeschieden und gespeichert wird, sind ähnlich. Auf ein etwas höheres Ergebnis kommen Brown et al. (2025), die zusätzlich einen Strommarkt mit elastischer Nachfrage simulieren und knapp 10 ct/kWh berechnen. Bei optimaler Organisation des Markts dürften die Kosten also in etwa in diesem Bereich liegen³, wobei anzumerken ist, dass die konkreten Zahlen natürlich stark von den Annahmen zur Entwicklung der Technologiekosten abhängen.

Die angegebenen Schätzungen liegen also über den Kosten, mit denen wir in Zeiten günstigen russischen Gases konfrontiert waren. Aber würde uns eine Rückkehr zum fossilen System wirklich diese Kosten ersparen? Wenn, dann nur kurzfristig. Die heutigen, von Gaskraftwerken bestimmten Strompreise zeigen, dass die Preise von 2019 und 2020 aufgrund der geopolitischen Bedingungen und der neuen Transportwege nicht mehr erzielt werden können. Alternative Ausstiegspfade für Kohle und Atomkraft hätten mittelfristige Preissenkungen erzielen können, ebenso wie Einstiegspfade für Wasserstoff; langfristig müssen jedoch die für Kohle und Gas anfallenden CO₂-Preise als reale Kosten, und nicht als politisch beliebig bestimmbare Steuer oder Abgabe begriffen werden. Aktuelle Schätzungen für die sozialen Kosten von CO₂-Emissionen gehen von 185 US-Dollar pro Tonne CO₂ aus (Renert et al. 2022). Dies entspricht unter optimistischen Annahmen in etwa einem Preisaufschlag von ca. 170 US-Dollar (ca. 16 ct/kWh) für Strom aus Braunkohle und 80 US-Dollar (ca. 8 ct/kWh) für Erdgas⁴. In Kombination mit den Stromgestehungskosten werden damit die für reine erneuerbare Systeme berechneten Kosten übertroffen. Zur Einordnung: Im weitaus weniger ambitionierten US-Markt hat Microsoft kürzlich einen langfristigen Stromabnahmevertrag für 110 bis 115 US-Dollar/MWh (10,5 bis 11,0 ct/kWh) abgeschlossen (Reuters 2024).

³ Kein noch so geschicktes Marktdesign kann unter die Stromgestehungs- bzw. Lastdeckungskosten kommen. Ein schlechtes Marktdesign kann hingegen die Kosten durch falsche Anreize beliebig erhöhen.

⁴ Der CO₂-Emissionsfaktor beträgt für Braunkohle 364 kg CO₂ pro MWh produzierter Energie (d. h. Strom und Wärme) und für Erdgas 202 kg CO₂ (Our World in Data 2025). Als Wirkungsgrad wurden für das Braunkohlekraftwerk 40 % und für das Gaskraftwerk 45 % angenommen.

WAS KÖNNEN WIR TUN?

Diese Analyse soll nicht ernüchtern, sondern hervorheben, wie wichtig es für die Energiepolitik ist, sämtliche zur Verfügung stehenden Hebel zu nutzen.

Erstens müssen die Kosten zur Deckung der Stromnachfrage gesenkt werden, durch die Kostendegression fördernde Technologieförderung als auch durch die Steigerung der Nachfrageflexibilität. Technologieförderung sollte insbesondere die Entwicklung von Speichertechnologien in den Blick nehmen (Brown et al. 2025). Das angekündigte Ende der Batterieförderung trifft nicht nur den Stromsektor, sondern auch wichtige Industrien wie die Automobilindustrie. Im Bereich der Nachfrage verhindert die gegenwärtige Netzentgeltstruktur die Nutzung der Flexibilität der Industrie (Hirth und Eicke 2024). Auch die Flexibilität von Haushalten, bspw. über Heimspeicher, Elektroautos und Solaranlagen, muss endlich systemdienlich genutzt werden (Eicke et al. 2024). Hier können auch Start-ups eine Rolle spielen, die technologiebasierte und verbraucherfreundliche Geschäftsmodelle entwickelt haben, aber aufgrund der derzeitigen Regulierung (z. B. auch im Datenschutz) wenig Spielraum haben und die Systemdienlichkeit ihrer Lösungen nicht in finanzielle Vorteile für ihre Kunden verwerten können. Grundsätzlich sind viele Stromverbraucher bereit dazu – wenn sie davon auch entsprechend profitieren.

Zweitens müssen die Netzentgelte sinken. Dazu zählt die oben beschriebene Vermeidung von *Redispatch*-Kosten sowie die Reduktion von Kosten des Netzausbaus im Übertragungsnetz, die durch fehlerhafte Investitionsanreize für Großbatterien etc. immer weiter steigen. In Kombination mit der Flexibilisierung von Verbrauchern kann wahrscheinlich auch im Verteilnetz gezielter ausgebaut werden. Schlussendlich gilt es, steuerliche Aspekte neu zu bewerten – im Rahmen der finanzpolitischen Möglichkeiten.

Auch wenn es keine einfache Lösung gibt und die Strompreise wohl dauerhaft über den historischen Preisen bleiben werden, können diese Maßnahmen unnötige Kosten beseitigen und die Strompreise näher an ihre eigentlichen Kosten bringen.

REFERENZEN

Amprion (2024), »ÜNB veröffentlichen vorläufige Netzentgelte für 2025«, 1. Oktober, verfügbar unter: https://www.amprion.net/Presse/Presse-Detailseite_73216.html.

Arlt, M.-L., D. Chassin, C. Rivetta und J. Sweeney (2024), »Impact of Real-Time Pricing and Residential Load Automation on Distribution Systems«, *Energy Policy* 184, 113906.

Bauermann, T., P. Kaczmarczyk und T. Krebs (2024), *Ausbau der Stromnetze: Investitionsbedarfe, Kompetenzcluster zu aktuellen Fragen in der Transformation*, IMK Study 97, Düsseldorf.

Brown, T., F. Neumann und I. Riepin (2025), »Price Formation Without Fuel Costs: The Interaction of Elastic Demand with Storage Bidding«, mimeo, verfügbar unter: <https://arxiv.org/abs/2407.21409>.

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz – BMWK (2023), *Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage Drs.-Nr. 20/8880*, 31. Oktober, Berlin, verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Parlamentarische-Anfragen/2023/10/20-8880.pdf?__blob=publicationFile&v=4.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft – BDEW (2024), *BDEW-Strompreisanalyse Dezember 2024*, verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/BDEW-Strompreisanalyse_12-2024_Q7960xD.pdf.

Bundesnetzagentur – BNetzA (2025), *Monitoringbericht 2024*.

ef.Ruhr und ewi (2024), *Abschätzung der Netzausbaukosten und die resultierenden Netzentgelte für Baden-Württemberg und Deutschland zum Jahr 2045*, Kurzstudie, verfügbar unter: https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2024/04/2024_04_Abschlussbericht_Netzentgelte_BW_DE.pdf.

Eicke, A., L. Hirth und J. Mühlenpfordt (2024), *Mehrwert dezentraler Flexibilität*, Kurzstudie, verfügbar unter: <https://neon.energy/Neon-Mehrwert-Flex.pdf>.

ENTSO-E (2025), »ENTSO-E Transparency Platform«, verfügbar unter: <https://transparency.entsoe.eu/>.

Eurostat (2024), »Electricity Price Statistics«, verfügbar unter: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=Electricity_price_statistics, aufgerufen am 25. Februar 2025.

Grimm, V., L. Oechsle und G. Zöttl (2024), »LCOE of Renewables Are Not a Good Indicator of Future Electricity Costs«, mimeo, verfügbar unter: <https://www.utm.de/files/2024/04/Grimm-Policy-Brief-CD-EN.pdf>.

Hirth, L. und A. Eicke (2024), *Weiterentwicklung der individuellen Netzentgelte*, Kurzgutachten, verfügbar unter: <https://neon.energy/Neon-Individuelle-Netzentgelte.pdf>.

Kahn, A. E., P. C. Cramton, R. H. Porter und R. D. Tabors (2001), »Uniform Pricing or Pay-as-Bid Pricing: A Dilemma for California and Beyond«, *The Electricity Journal* 14(6), 70-79.

Kost, C., P. Müller, J. Sepúlveda Schweiger, V. Fluri und J. Thomsen (2024), *Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien*, Fraunhofer Institut für solare Energiesysteme ISE, Freiburg.

Our World in Data (2025), »Carbon Dioxide Emissions Factors«, verfügbar unter: <https://ourworldindata.org/grapher/carbon-dioxide-emissions-factor>.

Rennert, K., F. Errickson, B. C. Prest et al. (2022), »Comprehensive Evidence Implies a Higher Social Cost of CO₂«, *Nature* 610, 687-692.

Reuters (2024), »Microsoft May Pay Constellation Premium in Three Mile Island Power Agreement, Jefferies Says (Sept 23)«, 24. September, verfügbar unter: <https://www.reuters.com/markets/deals/microsoft-may-pay-constellation-premium-three-mile-island-power-agreement-2024-09-23/>.

Statista (2024), »Electricity Prices for Enterprises Worldwide in March 2024, by Select Country«, verfügbar unter: <https://www.statista.com/statistics/1369634/business-electricity-price-worldwide-in-selected-countries/>, aufgerufen am 25. Februar 2025.

Übertragungsnetzbetreiber (2023), *Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2023, 2. Entwurf*, verfügbar unter: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2023-07/NEP_2037_2045_V2023_2_Entwurf_Teil1_1.pdf.

Umweltbundesamt – UBA (2024a), »Kohlendioxid-Emissionen 2023«, verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgas-emissionen-in-deutschland/kohlendioxid-emissionen#kohlendioxid-emissionen-2023>, aufgerufen am 25. Februar 2025.

Umweltbundesamt – UBA (2024b), »Entwicklung des Stromverbrauchs«, verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/stromverbrauch#entwicklung-des-stromverbrauchs>, aufgerufen am 25. Februar 2025.

Christoph Maurer

Strommarkt: Optimierung, aber keine Preiswende

ENERGIEPREISE IM ZENTRUM DER ENERGIEPOLITISCHEN DEBATTE

Spätestens seit der Energiekrise 2022 werden in der öffentlichen Debatte die hohen Energiepreise als wesentliche Hemmnisse für die Wettbewerbsfähigkeit gerade der Industrie identifiziert, so auch im kürzlich veröffentlichten Draghi-Report (Draghi 2024). Dementsprechend wird hier hoher politischer Handlungsbedarf gesehen. So benennt der *Mission Letter* für den neuen EU-Energiekommissar Dan Jørgensen (von der Leyen 2024) die Absenkung der Energiepreise als ein wesentliches Arbeitsziel. Auch in Deutschland werden die hohen Energiepreise häufig als Beleg für eine behauptetes Scheitern der Transformationsstrategie angeführt.



Dr. Christoph Maurer

ist Gesellschafter und Geschäftsführer der Consentec GmbH, Aachen, und Lehrbeauftragter zum Thema »Markt und Netze« an der FAU Erlangen-Nürnberg

Auf der anderen Seite wird von politisch Verantwortlichen der Eindruck erweckt, die aktuell hohen Energiepreise seien vor allem auf Nachwehen der Energiekrise und der veränderten geopolitischen Lage zurückzuführen und

ein temporäres Phänomen. Insbesondere im – aufgrund der Elektrifizierungsstrategie immer wichtiger werden – Stromsektor könne mit einer Intensivierung des Ausbaus der günstiger werdenden erneuerbaren Energien und der Stromnetze ein deutlicher Preisrückgang und eine Rückkehr zu international auch für energieintensive Industrien wettbewerbsfähigen Strompreisniveaus erreicht werden. Aus Sicht des Autors erscheint das bei einem Blick auf die wesentlichen Strompreisbestandteile zumindest fraglich. Im Bereich der Großhandelspreise, die insbesondere für die energieintensive Industrie die wesentliche Preiskomponente darstellen, lag das mittlere Preisniveau im Jahr 2024 zwar mit 79,6 Euro/MWh um gut 15% unter dem noch von der Energiekrise beeinflussten Vorjahreswert, gleichzeitig aber um mehr als 100% über dem Mittelwert der Jahre 2016 bis 2020 (für Details siehe FfE 2025). Vorliegende Prognosen sehen zwar erhebliche Unsicherheiten, aber in der Tendenz bis Ende der nächsten Dekade eine Stabilisierung des Jahresdurchschnittspreises auf dem aktuellen Realpreisniveau (vbw und Prognos 2024). Gleichzeitig wird bei den Netzkosten über die nächsten Jahrzehnte und alle Spannungsebenen hinweg ein deutlicher Anstieg erwartet. So errechnet eine Studie bei Haushalts- wie Industriekunden bis 2045 jeweils

mehr als eine Verdoppelung der realen Netzentgelte (ef.Ruhr und ewi 2024). Auch wenn derartige Prognosen stark annahmegetrieben und mit hohen Unsicherheiten behaftet sind, erscheint der dahinter erkennbare Trend doch stabil und wird auch durch eigene Analysen des Autors bestätigt.

Zusätzlich muss beachtet werden, dass Großhandelspreise und Netzkosten die Energiesystemkosten nicht vollständig abbilden. Wesentliche Kosten werden über unterschiedliche Fördermechanismen wie die derzeit aus dem Bundeshaushalt finanzierte EEG-Förderung übernommen.

NACHHALTIGKEIT HAT IHREN PREIS

Eine Rückkehr zu in der Vergangenheit gewohnten Energiepreisniveaus ist deshalb auch auf längere Sicht nicht zu erwarten. Dies ist allerdings nicht mit einem Scheitern der Energiewende gleichzusetzen. Vielmehr sind die niedrigen Preise in der Vergangenheit mit massiven Externalitäten bei Nachhaltigkeit und Versorgungssicherheit erkaufte worden. Werden diese internalisiert, geht das unvermeidbar mit Energiepreissteigerungen einher, auch wenn im Detail Nachsteuerungen und Optimierungen der Transformationsstrategie möglich und sinnvoll erscheinen (mehr dazu weiter unten).

- Die Potenziale für günstige Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, insbesondere der aus systemischer Sicht vergleichsweise günstigen Onshore-Windenergie, sind beschränkt. Deutschland wird auch in Zukunft auf Energieimporte in erheblichem Ausmaß angewiesen sein. Da dekarbonisierte Energieträger wie Strom und Wasserstoff technisch jedoch deutlich schwieriger zu transportieren sind als Erdgas oder Erdöl, ist zu erwarten, dass eine Verringerung globaler Energiepreisunterschiede durch internationalen Handel in viel geringerem Maße stattfinden wird als in der Vergangenheit.
- Aufgrund der geringen erreichbaren Kapazitätsfaktoren (Jahresenergieerzeugung bezogen auf die installierte Leistung), die bei Photovoltaik (PV) bei knapp 1000 Std./Jahr, bei Onshore-Windenergie je nach Standort bei ca. 2500 Std./Jahr liegen, sowie der tendenziell lastfernen Erzeugungsstandorte sind die Systemintegrationskosten von erneuerbaren Energien hoch. Die Netzkosten werden durch die hohe anzuschließende Leistung getrieben, müssen aber auf eine vergleichsweise kleine produzierte Energiemenge umgelegt werden. Zudem wirkt der Anschluss gerade kleiner Anlagen in den unteren Verteilnetzebenen kostentreibend, wenn die lokale Erzeugung die Nachfrage, wie heute schon in vielen ländlichen Gebieten, übersteigt und die Energie aus diesen Netzen über mehrere ggf. auszubauende Netzebenen hinweg abtransportiert werden muss.

Gleichzeitig versprechen auch alternative Strategien keine erhebliche Kostenentlastung.

- Die Stilllegung bestehender, zu sehr niedrigen variablen emissionsfrei Strom produzierender Kernkraftwerke in einer gerade aufgrund hoher Energiepreise wirtschaftlich angespannten Situation ist zu bedauern. Daraus Forderungen nach dem Wiedereinstieg in die Kernenergienutzung abzuleiten, verkennt jedoch, dass zumindest aktuell die Kosten für die Neuerrichtung von Kernkraftwerken in Europa so hoch sind, dass hierdurch auch unter Berücksichtigung der niedrigeren Systemintegrationskosten kein Systemkostenvorteil abgeleitet werden kann (Stöcker et al. 2024). Sollte es im Zuge der geplanten Neubauprojekte in verschiedenen europäischen Ländern zu erheblichen Kostensenkungen kommen, wäre diese Position ggf. zu überdenken (dazu z. B. Sämank-Roth et al. 2024).
- Auch die Weiternutzung fossiler Energieträger verspricht keine erheblichen Kostensenkungspotenziale, solange die EU-Emissionsziele beibehalten werden. Schon beim aktuellen CO₂-Preis von ca. 70 Euro/t liegen die variablen Stromerzeugungskosten selbst von Braunkohlekraftwerken nahe am Base-Preis. Bei den sich auch in CO₂-Futures abzeichnenden und zu erwartenden Preisanstiegen würde es zu einem weiteren Kostenanstieg kommen. Langfristig könnten fossile Energieträger nur in Verbindung mit vergleichsweise teuren CO₂-Abscheidungstechnologien (Carbon Capture and Storage – CCS; blauer Wasserstoff) genutzt werden. Holz et al. (2021) erwarten deshalb durch den Einsatz von CCS in der Stromerzeugung allenfalls geringe Systemkostensenkungspotenziale. Auch Kraftwerke zur Verbrennung von blauem Wasserstoff würden bei aktuellen Kostenschätzungen für den Brennstoff von deutlich über 3 Euro/kg (Klaas et al. 2025) variable Stromerzeugungskosten von ca. 200 EUR/MWh_{el} aufweisen und kämen damit als günstige Grundlastkraftwerke nicht in Frage.

Wird diese Analyse geteilt, wird klar, dass Deutschland mit hoher Wahrscheinlichkeit vor einem erheblichen Strukturwandel steht. Temporäre Energiepreissubventionen wie der in der Vergangenheit diskutierte Brückenstrompreis für die Industrie könnten diesen Strukturwandel allenfalls aufhalten, aber nicht verhindern. Dauerhafte Subventionen zum flächendeckenden Erhalt bestehender, allein nicht mehr wirtschaftlicher Industriestrukturen würden aber nicht nur enorme staatliche Mittel erfordern, sondern letztendlich auch Ressourcen in unproduktiven Tätigkeiten binden und dadurch das Wachstumspotenzial der Volkswirtschaft hemmen. Vor diesem Hintergrund erscheinen modifizierte Strategien, die z. B. auf den Import energieintensiver Vorprodukte und den Erhalt nachgelagerter

Produktionsstufen mit höherer Wertschöpfung in Deutschland setzen, langfristig vorzugswürdig (Verpoort et al. 2024). Gleichzeitig können, ohne dass dies hier genauer beleuchtet werden kann, die jüngsten geopolitischen Entwicklungen dazu führen, dass kurz- und mittelfristig Effizienz- und Nachhaltigkeitsziele gegenüber Fragen der Energiesicherheit und der Vermeidung von Importabhängigkeiten herunterpriorisiert werden müssen.

STROMMARKTDESIGN AUF MINIMIERUNG DER SYSTEMKOSTEN AUSRICHTEN

Auch wenn, wie zuvor geschildert, eine Wiederkehr der niedrigen Strompreisniveaus der Vergangenheit unrealistisch erscheint, können die Kosten des Stromsystems durch ein geeignetes Design der Strommärkte optimiert werden. Dass hier Handlungsbedarf besteht, zeigt ein Blick auf die Preisentwicklungen des Jahres 2024. So traten einerseits im Jahr 2024 in fast 500 Stunden am *Day-Ahead*-Markt negative Strompreise auf (ca. + 50% ggü. 2023), vorwiegend in Perioden mit hoher PV-Einspeisung. Andererseits kam es im November und Dezember in Phasen mit geringem Stromangebot der volatilen erneuerbaren Energien zu extrem hohen Preisen, die in der Spitze über 900 Euro/MWh erreichten. Letztendlich wird damit angebots- wie nachfrageseitiger Handlungsbedarf im Stromsystem erkennbar, der von der Bundesregierung grundsätzlich auch erkannt und im Rahmen der Plattform Klimaneutrales Stromsystem (PKNS 2024) zur Diskussion gestellt wurde. Er wird nachfolgend entlang der vier Arbeitsgruppen der Plattform (Erneuerbare Energien, Flexibilität, Steuerbare Erzeugung, Lokale Signale) diskutiert.

Eine Förderung oder zumindest Risikoabsicherung für den Ausbau erneuerbarer Energien wird zumindest dann absehbar notwendig bleiben, wenn Ausbauziele sicher und mit möglichst geringen Kosten erreicht werden sollen. Dabei sollte allerdings eine Fokussierung der Förderung auf bzw. Orientierung an den günstigsten Technologien erfolgen. Optimierungspotenziale bestehen z. B. im Bereich der Photovoltaik, wo große Freiflächenanlagen signifikant günstiger sind als kleine Dachanlagen, oder im Bereich der Offshore-Windenergie durch Optimierung der Netzanschlusskonzepte, Vermeidung von Abschattungseffekten und sogenannte hybride Kooperationsprojekte, die grenzüberschreitend den Anschluss von Offshore-Windparks und die Errichtung zusätzlicher Interkonnektoren miteinander verbinden. Gleichzeitig müssen die Fördersysteme selbst optimiert werden. Nach wie vor befindet sich der größte Teil der PV-Anlagen in der festen Einspeisevergütung und hat keinerlei Anreiz, die Produktion an Marktpreissignalen auszurichten. Für neue Anlagen aller Größenklassen muss unbedingt sichergestellt werden, dass Fördersysteme für Marktpreissignale durchlässig sind und Anreize zu systemdienlichem Verhalten setzen. Ein Ansatz kann dabei sein, die Förderung stärker als

bisher unabhängig von der tatsächlichen Einspeisung und stattdessen orientiert an exogenen Referenzprofilen auszuzahlen (Schlecht et al. 2024).

Im Bereich der nachfrageseitigen Flexibilität besteht Handlungsbedarf in mehrerlei Hinsicht. So scheidet die Flexibilisierung der Nachfrage von Haushalten trotz zunehmender technischer Potenziale (Elektroautos, Wärmepumpen, PV-Speichersysteme) weiterhin am überkomplexen und damit der Entwicklung im übrigen Europa weit hinterherhinkenden *Smart-Meter-Rollout*. Die andere drängende Baustelle im Bereich der Flexibilität ist das Netzentgeltsystem. Die heutige Systematik bestraft nicht nur bei den energieintensiven Industrien flexibles Verhalten. Auch für andere Netznutzer wird über die gerade in höheren Spannungsebenen besonders relevante Leistungspreiskomponente nicht flexibles, sondern gleichmäßiges Verhalten beanreizt. Mit Blick auf die stark ansteigende Preisvolatilität am Großhandelsmarkt und den darin ausgedrückten Bedarf nach Flexibilität ist eine Reform hier besonders dringend.

Die hohen Strompreise und -importe während Phasen niedriger Verfügbarkeit erneuerbarer Energien zeigen, dass der Bedarf an zusätzlicher steuerbarer Erzeugungsleistung, speziell an neuen Kraftwerken, wächst, gerade weil damit zu rechnen ist, dass aufgrund steigender CO₂-Preise die noch knapp 25 GW Kohlekraftwerke zeitnah aus dem Markt austreten wollen. Dass es trotz vielfältiger Ankündigungen, die wiederum zu einem Investitionsattentismus seitens der Marktakteure geführt haben, nicht gelungen ist, die angekündigte Kraftwerksstrategie umzusetzen, steht sicher auf der negativen Seite der energiepolitischen Bilanz der Ampelregierung. Bereits jetzt ist absehbar, dass neue Kraftwerke kaum noch in dieser Dekade in Betrieb genommen werden können. Hier wird eine neue Bundesregierung, durch die zügige Implementierung des angekündigten Kapazitätsmarkts wie die Fokussierung der Kraftwerksstrategie auf Versorgungssicherheit statt auf ein deutlich schwieriger umzusetzendes Dekarbonisierungsinstrument, schnell handeln müssen.

Eine weitere Herausforderung ergibt sich mit Blick auf Netzengpässe, die den deutschen Strommarkt trotz erfreulicher Fortschritte beim Netzausbau absehbar prägen. Dabei wird es zunehmend ineffizienter, diese mit dem ohnehin aufwändigen und immer schwieriger umzusetzenden *Redispatch* zu beherrschen. Denn die zum effizienten Umgang mit der Volatilität erneuerbarer Energien unverzichtbaren Speicher und nachfrageseitigen Flexibilitäten lassen sich prinzipbedingt nicht in den kostenbasierten *Redispatch* integrieren. Stattdessen richten sie ihre Betriebsweise an (zeitvariablen) Strompreissignalen aus. Spiegeln diese die Netzsituation nicht wider, wird nicht nur ein enormes Potenzial zur kostengünstigen Beseitigung von Netzengpässen verschenkt. Es ist vielmehr zu befürchten, dass derart verfälschte Signale sogar zu einem engpassverstärkenden Einsatz von Flexibili-

tät führen. In der Wissenschaft gibt es deshalb einen sehr weitgehenden Konsens, dass der deutsche Strommarkt lokale Preissignale z. B. über eine Aufteilung der einheitlichen Gebotszone benötigt und dass eine solche Maßnahme die Systemkosten deutlich reduzieren könnte (Bichler et al. 2024). Gleichzeitig wird genau dieser Schritt von Politik und Wirtschaft aufgrund der befürchteten Verteilungswirkungen vehement abgelehnt. Hier gilt es in den nächsten Jahren, geeignete Lösungen zu erarbeiten. Ein möglicher, praktikabel erscheinender und (aufgrund der bei einer Zonenteilung anfallenden zusätzlichen Engpasserlöse) auch finanzierbarer Ansatz bestünde in einer Kompensation der »Verlierer« einer Gebotszonenteilung in einer Art und Weise, die durchschnittliche Preiseffekte ausgleicht, gleichzeitig aber die Anreize zur Reaktion auf das situationsabhängige Preissignal erhält.

EUROPÄISCHE INTEGRATION

Große Bedeutung sollte eine neue Bundesregierung auch der weiteren europäischen Integration der Strommärkte beimessen. Gerade wegen der dominanten Rolle volatiler erneuerbarer Energien und der begrenzten Potenziale, aber auch wegen der geographischen Lage im Zentrum Europas, spielen Ex- und Importmöglichkeiten für das effiziente Funktionieren des deutschen Strommarkts eine besondere Rolle. In langfristigen Szenarienanalysen wird deshalb ein erheblicher Ausbau der Interkonnektoren an Land wie auf See als optimal angesehen (Dröscher et al. 2024). Da Kosten und Nutzen von grenzüberschreitenden Netzausbauprojekten jedoch ungleich verteilt sind, ist zu befürchten, dass die einzelnen Mitgliedstaaten ohne einen europäischen Finanzierungsmechanismus keinen ausreichenden Anreiz zur Verfolgung von Interkonnektorprojekten haben. Auch wenn Deutschland mit hoher Wahrscheinlichkeit ein Nettozahler wäre, sollte es sich für die Umsetzung eines solchen Mechanismus einsetzen. Das Ausbleiben grenzüberschreitenden Netzausbaus wäre auf lange Sicht noch sehr viel teurer. Ebenso sollte Deutschland in der Europäischen Union (EU) dafür werben, pragmatische Lösungen für eine möglichst gute Integration des Vereinigten Königreichs in den EU-Strommarkt zu finden. Aufgrund der hervorragenden Potenziale für erneuerbare Energien auf den britischen Inseln bei gleichzeitig geringerer Korrelation der wetterbedingten Verfügbarkeiten als auf dem Kontinent bietet diese erhebliche Potenziale zur Senkung der Energiesystemkosten.

FAZIT

Die hohen Energiepreise in Deutschland und Europa bleiben eine Herausforderung. Sollen die Nachhaltigkeitsziele erreicht werden, ist auch nicht erkennbar, dass sich das grundsätzlich verändern wird. Das ist

bei zukünftigen struktur- und industriepolitischen Entscheidungen zu berücksichtigen. Gleichzeitig sind in vielen Bereichen des Strommarktdesigns Anpassungen möglich und nötig, um die Energiesystemkosten zu verringern. Ein wesentliches Prinzip sollte dabei sein, effiziente Preissignale am Strommarkt entstehen und diese bei allen Marktteilnehmern ankommen und wirken zu lassen.

REFERENZEN

- Bichler, M., O. Edenhofer, V. Grimm, Hirth, L. A. Löschel, F. Matthes, C. Maurer, K. Neuhoff, A. Ockenfels, K. Pittel, A. Wambach und G. Zachmann (2024), »Der deutsche Strommarkt braucht lokale Preise«, *Frankfurter Allgemeine Zeitung*, 10. Juli, verfügbar unter: <https://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/klima-nachhaltigkeit/der-deutsche-strommarkt-brauht-lokale-preise-19845012.html>.
- Draghi, M. (2024), *The Future of European Competitiveness*, Report, Brüssel, verfügbar unter: https://commission.europa.eu/topics/eu-competitiveness/draghi-report_en.
- Dröscher, T., A. Ladermann, C. Maurer, B. Tersteegen, M. Wertenbruch und S. Willemsen (2024), Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3 - Orientierungsszenarien: Modul Stromnetze, Berichtsmodul zu einer Studie für das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, Fraunhofer ISI, Consentec, Ifeu, TU Berlin, verfügbar unter: https://langfristszenarien.de/en/erile-explorer-wAssets/docs/LFS3_045_Stromnetze_20241016.pdf.
- ef.Ruhr und ewi (2024), *Abschätzung der Netzausbaukosten und die resultierenden Netzentgelte für Baden-Württemberg und Deutschland zum Jahr 2045*, Kurzstudie, verfügbar unter: https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2024/04/2024_04_Abschlussbericht_Netzentgelte_BW_DE.pdf.
- FFE (2025), »Deutsche Strompreise an der Börse EPEX Spot im Jahr 2024«, 9. Januar, verfügbar unter: <https://www.ffe.de/veroeffentlichungen/deutsche-strompreise-an-der-boerse-epex-spot-im-jahr-2024/>.
- Holz, F., T. Scherwath, P. Crespo Del Granado, C. Skar, L. Olmos, Q. Ploussard, A. Ramos und A. Herbst (2021), »A 2050 Perspective on the Role for Carbon Capture and Storage in the European Power System and Industry Sector«, *Energy Economics* 104, 105631.
- Klaas, A.-K., F. Schäfer, C. Schmidt und D. Wohlleben (2025), »Low-Carbon Hydrogen: A Techno-Economic and Regulatory Analysis«, *ewi Research Report*.
- von der Leyen, U. (2024), »Mission Letter Dan Jørgensen Commissioner-designate for Energy and Housing«, verfügbar unter: https://commission.europa.eu/document/download/1c203799-0137-482e-bd18-4f6813535986_en?filename=Mission%20letter%20-%20JORGENSEN.pdf, aufgerufen am 2. März 2025.
- Plattform Klimaneutrales Stromsystem – PKNS (2024), *Bericht über die Arbeit der Plattform Klimaneutrales Stromsystem*, Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz, verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/P-R/integrierter-gesamtbericht-ueber-die-arbeit-der-pkns.pdf?__blob=publicationFile&v=4.
- Såmark-Roth, A., Y. Yang und D. Cox (2024), *Role of Nuclear in Germany's Decarbonisation*, A study by Quantified Carbon for WePlanet.
- Schlecht, I., C. Maurer und L. Hirth (2024), »Financial Contracts for Differences: The Problems with Conventional CfDs in Electricity Markets and How Forward Contracts Can Help Solve Them«, *Energy Policy* 186, 113981.
- Stöcker, P., B. Erlach, S. Wurbs, F.-D. Drake, M. Fishedick, J. Hanson, H.-M. Henning, W. Kiewitt, J. Kreusel, A. Moser, W. Münch, K. Pittel, A. Reuter, D. U. Sauer, W.-P. Schill, H. Spliethoff, C. Stephanos, C. Weber und A. Weidlich (2024), »Kernspaltung, Erdgas, Geothermie, Kernfusion Welche Rolle spielen Grundlastkraftwerke in Zukunft?«, *Impuls*, Schriftenreihe »Energiesystem der Zukunft« (ESYS).
- vbw und Prognos (2024), »Strompreisprognose 2024«, 21. Oktober, verfügbar unter: <https://www.vbw-bayern.de/vbw/Themen-und-Services/Energie-Klima/Energie/Neue-Strompreisprognose-bis-2040.jsp>, aufgerufen am 1. März 2025.
- Verpoort, P., F. Ueckerdt, Y. Beck, D. Bietenholz, A. Dertinger, T. Fleiter, A. Grimm, G. Luderer, M. Neuwirth, A. Odenweller, T. Sach, M. Schimmel und L. Sievers (2024), *Transformation der energieintensiven Industrie – Wettbewerbsfähigkeit durch strukturelle Anpassung und grüne Importe*, Ariadne-Report, Potsdam Institute for Climate Impact Research, Potsdam, verfügbar unter: <https://doi.org/10.48485/pik.2024.019>.

Kerstin Andreae

Anforderungen der Energiewende an das Strommarktdesign

Deutschland soll spätestens im Jahr 2045 klimaneutral sein. Um dieses Ziel zu erreichen, sind der Umbau des Energiesystems – insbesondere der Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (EE), der Aufbau eines Wasserstoffmarkts und der entsprechenden Netzinfrastrukturen (Strom, Erdgas/Wasserstoff) – von zentraler Bedeutung. Gleichzeitig gilt es, Versorgungssicherheit, Wettbewerbsfähigkeit, Akteursvielfalt und Kosteneffizienz zu gewährleisten.

Das bestehende Marktdesign bildet den ökonomischen Rahmen, innerhalb dessen diese herausfordernde Transformation gelingen kann. Es bietet jedoch keine Garantie dafür, dass die ambitionierten EE-Ausbauziele tatsächlich erreicht werden oder genügend steuerbare Kapazitäten als Backup vorhanden sind. Daher sind zusätzliche Instrumente erforderlich, deren Wirksamkeit sich daran messen lassen muss, inwieweit sie die gesetzten Ziele unterstützen, ohne gleichzeitig zu tief in die marktwirtschaftlichen Prozesse einzugreifen.

Als Teil des europäischen Energiebinnenmarkts müssen sich sämtliche Reformen des deutschen Strommarktdesigns in den von der Europäischen Union (EU) gesteckten rechtlichen Rahmen eingliedern. Dieser besteht aus der Strombinnenmarkttrichtlinie, der Strombinnenmarktverordnung und insbesondere den Leitlinien für Klima-, Umwelt- und Energiebeihilfen (KUEBILL). Diese stellen hohe Anforderungen an die nationale Energiepolitik und erfordern eine enge Abstimmung mit der Europäischen Kommission und den europäischen Partnern.

INTEGRATION ERNEUERBARER ENERGIEN ALS SCHLÜSSEL ZUR ENERGIEWENDE

Erneuerbare Energien sind der Schlüssel zur Energiewende. Sie sind das Fundament und tragen maßgeblich zu den Zielen Nachhaltigkeit und Wettbewerbsfähigkeit innerhalb des energiewirtschaftlichen Dreiecks aus Bezahlbarkeit, Umweltverträglichkeit und Versorgungssicherheit bei. In den vergangenen Jahrzehnten wurden in diesem Bereich erhebliche Fortschritte erzielt: Der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung ist im Jahr 2024 auf 58% gestiegen. Gleichzeitig ist das Niveau der Stromversorgungssicherheit in Deutschland eines der höchsten weltweit – belegt durch den SAIDI-Wert für Versorgungsunterbrechungen, der Deutschland im europäischen Vergleich auf Platz drei führt. Auch die durchschnittlichen

Strompreise sind im vergangenen Jahr wieder deutlich gesunken. Damit befindet sich das deutsche Stromsystem in einer insgesamt starken Position.

Die Gewährleistung der Versorgungssicherheit ist maßgeblich von zwei Faktoren abhängig: der Erzeugungs- und der Netzauslastung. Die Gewährleistung dieser beiden Faktoren ist eine unabdingbare Voraussetzung für eine stabile Stromversorgung. Insbesondere in Zeiten mit niedriger Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien stellt die Deckung der Residuallast eine Herausforderung dar. Im Falle eines hohen Dargebots an Strom aus erneuerbaren Energien sollte der Strom – anstelle von Anlagenabregelungen – flexibel genutzt werden, beispielsweise durch Umwandlung in Wasserstoff, Wärme (Sektorkopplung) oder Speicherung. Bei einem geringen Angebot lassen sich zwei Szenarien unterscheiden: kurzfristige Lastunterdeckungen, die durch Flexibilität und Batteriespeicher mit einer Ausspeisedauer von einer halben bis vier Stunden überbrückt werden können, und längerfristige Lastunterdeckungen während sogenannter Dunkelflauten. In diesen Fällen der Dunkelflaute sind neben einer gezielten Nachfragesteuerung weitere steuerbare und flexibel einsetzbare Erzeugungseinheiten erforderlich. In diesem Zusammenhang spielen flexibel fahrbare Gaskraftwerke eine wichtige Rolle, die langfristig mit klimaneutralem Wasserstoff betrieben werden sollen. Diese sind nicht als Konkurrenz zu erneuerbaren Energien zu verstehen, sondern als ergänzende Partner, die gemeinsam mit Speichern, Sektorkopplung und anderen Flexibilitätsoptionen das energiewirtschaftliche Dreieck ausbalancieren.

Erneuerbare Energien sind bezogen auf die Gestehungskosten im Regelfall die kostengünstigste Art der Stromerzeugung und decken in Kombination mit Speichern und anderen Flexibilitätsoptionen den Großteil des Jahres ab. Für länger andauernde Phasen mit geringer EE-Stromerzeugung können flexible Gaskraftwerke Strom erzeugen, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Sie decken nur die Last, die nicht durch erneuerbare Energien abgedeckt wird, die sogenannte Residuallast. Da diese Anlagen nur in wenigen Stunden des Jahres benötigt werden und dann in der Regel am Strommarkt preissetzend sind, können sie ihre Einnahmen zur Deckung der Investitionen kaum kalkulieren. Daher sind für einen wirtschaftlichen Betrieb dieser »Residuallastkraftwerke« zusätzliche Marktmechanismen erforderlich. Ein Kapazitätsmarkt kann ein solcher Mechanismus sein.

Die Erzeugungskapazität stellt einen wesentlichen Aspekt einer sicheren Stromversorgung dar, wobei auch die Netzauslastung, definiert als die Gewährleistung eines durchgängig sicheren Netzes, von entscheidender Bedeutung ist. Der Ausbau und die Moderni-



Kerstin Andreae

ist Vorsitzende der Hauptgeschäftsführung und Mitglied des Präsidiums des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft BDEW.

sierung der Stromnetze müssen daher mit der weiter zunehmenden Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien, der Elektrifizierung des Verkehrs und dem verstärkten Einsatz von Wärmepumpen Schritt halten. Um diesen Prozess zu beschleunigen, sind effizientere Genehmigungsverfahren ebenso erforderlich wie eine angemessene wirtschaftliche Rentabilität für Netzbetreiber, etwa durch eine attraktive Eigenkapitalverzinsung. Gleichzeitig müssen Maßnahmen zur Netzstabilität verstärkt werden, um auf die Herausforderungen einer zunehmend dargebotsabhängigen Stromerzeugung (Sonne und Wind) zu reagieren. Ein wesentlicher Aspekt ist in diesem Zusammenhang die marktliche Beschaffung von Systemdienstleistungen, wie Blindleistung und Momentanreserve, die für eine zuverlässige Netzführung notwendig sind.

DAS MARKTDESIGN FÜR EINE KLIMANEUTRALE ENERGIEVERSORGUNG

Das Strommarktdesign fußt auf dem Prinzip, dass ein funktionierender Wettbewerb mit freier Preisbildung und der europäische CO₂-Zertifikatehandel die kosteneffizientesten Technologien für eine klimaneutrale Energieversorgung hervorbringen. Gleichzeitig ist eine Weiterentwicklung des Marktdesigns erforderlich, um die Refinanzierung von erneuerbaren Energien, gesicherten Kapazitäten für die Residuallastabdeckung und flexiblen Erzeugungsoptionen zu gewährleisten. Die systemische Nutzbarmachung und Integration von Flexibilitätsoptionen in das Marktmodell sind dabei von entscheidender Bedeutung.

Da aktuell neben erneuerbaren Energien grundlastfähige Kohlekraftwerke eine tragende Rolle im Stromsystem spielen, ist mit dem Kohleausstieg gemäß Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVVG) bis spätestens 2038 ein Ersatz, bspw. durch klimafreundliche, flexible Wasserstoffkraftwerke, erforderlich. Dabei wird es sich nicht um einen 1:1-Ersatz handeln. Es sind aber neue, flexible und steuerbare Stromerzeugungsanlagen notwendig, um die Versorgungssicherheit in Phasen niedriger Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu gewährleisten. Mit weiter steigenden Anteilen von Strom aus erneuerbaren Energien sinkt die Anzahl der Stunden, in denen diese flexiblen Erzeugungsanlagen wirtschaftlich Strom produzieren können. Dies führt wie beschrieben dazu, dass ein zusätzliches Marktsegment – ein Kapazitätsmarkt – erforderlich ist, um die Finanzierung dieser Anlagen abzusichern.

Ein solcher Kapazitätsmarkt sollte allen Marktteilnehmern – von Stadtwerken über regionale bis hin zu überregionalen Energieversorgern – offenstehen und durch wettbewerbliche Ausschreibungen organisiert werden. Die konkrete Ausgestaltung dieser Ausschreibungen ist entscheidend, um sicherzustellen, dass der Kapazitätsmarkt in Kombination mit bestehenden Instrumenten wie der Kraftwerksstrategie (bzw. dem geplanten Kraftwerkssicherheitsgesetz), dem

Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG), Flexibilitätsoptionen und Investitionsrahmen für erneuerbare Energien eine effektive Mischung an technischen Lösungen hervorbringt.

Eine differenzierte Abbildung der Marktsegmente durch unterschiedliche Vertragslaufzeiten und Preisobergrenzen in den Kapazitätsausschreibungen kann dazu beitragen, die unterschiedlichen Finanzierungshorizonte und Betriebscharakteristika verschiedener Technologien abzubilden. Dies ermöglicht passgenaue Anreize für unterschiedliche Maßnahmen – vom Neubau von Kraftwerken über die Umrüstung bestehender Anlagen bis hin zu KWK-Technologien, Flexibilitätsoptionen und Speichersystemen. Neubauten oder Modernisierungen bestehender Kraftwerke sind genau wie innovative Flexibilitätslösungen und Speichertechnologien in der Lage, Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Allerdings muss differenziert werden, für welchen Bedarfsfall die jeweiligen Technologien am besten geeignet sind. Während steuerbare Kapazitäten längere Dunkelflauten überbrücken können, sind Flexibilitäten und Speicher geeignet, kürzere Versorgungsengpässe, z. B. während der abendlichen Lastspitzen, zu bedienen. Durch ein sorgfältig ausgearbeitetes Produktdesign können diese unterschiedlichen Anforderungen in zentralen Ausschreibungen zielgerecht adressiert werden, und Investitionen bzw. der Betrieb von entsprechenden Technologien für den jeweiligen Bedarfsfall europarechtskonform angereizt werden.

Der BDEW hat dieses Konzept als »Integrierten Kapazitätsmarkt« (IKM) im Herbst 2024 vorgestellt.¹

KOSTEN DER VERSORGUNGS- UND SYSTEMSICHERHEIT

Die Kosten eines Kapazitätsmarkts müssen verursachergerecht über eine Umlage umverteilt werden. Durch eine smarte Ausgestaltung des Umlagesystems kann erreicht werden, dass die Umlage nur von denjenigen Verbrauchern zu bezahlen ist, die in den Knappheitszeiten Strom aus dem Netz beziehen. Dies erzeugt einen zusätzlichen impliziten Anreiz, die eigenen Flexibilitätspotenziale in diesen Stunden selbständig zu heben, um die Residuallast und damit die eigene Umlage zu reduzieren. Eine derart ausgestaltete, verursachungsgerechte Umlage könnte dazu führen, dass flexible Verbraucher von niedrigeren durchschnittlichen Stromkosten profitieren. Dies würde nicht nur die Planbarkeit für Investoren erhöhen, sondern auch einen Anreiz zur flexiblen Nutzung von Strom setzen und somit die Systemeffizienz steigern.

STÄRKUNG PRIVATER INVESTITIONEN IN ERNEUERBARE ENERGIEN

Der bestehende Förderrahmen für erneuerbare Energien muss aufgrund neuer EU-Vorgaben überarbeitet

¹ https://www.bdew.de/media/documents/2024-09-06_BDEW-Stellungnahme_Optionenpapier_clean_final.pdf.

werden. Ziel der künftigen Gestaltung ist es, verstärkt private Investitionen und einen marktgetriebenen Zubau anzureizen. Staatliche Fördermechanismen für erneuerbare Energien dürfen dabei nicht den dynamischen Ausbau durch marktliche Mechanismen wie *Power Purchase Agreements* (PPAs) beeinträchtigen.

Aus Sicht des BDEW sollte sich jeder neue EE-Investitionsrahmen daran messen lassen, ob er mit einem förderfreien Zubau durch PPAs vereinbar ist. Hierbei sind die Auswirkungen auf Marktwerte, aber auch die Wechselwirkungen und -möglichkeiten zwischen gefördertem und marktgetriebenem Ausbau zu berücksichtigen. Aufwachsende PPA-Abschlüsse sollten zudem die Liquidität am Terminmarkt nicht beeinträchtigen. Langfristig könnte dies dazu führen, dass sich die Industrie nicht mehr effizient gegen Preisschwankungen absichern kann, was insbesondere für energieintensive Unternehmen problematisch wäre.

EUROPÄISCHE KOOPERATION ALS SCHLÜSSEL ZUR VERSORGUNGSSICHERHEIT

Das europäische Stromnetz stellt sowohl Herausforderungen als auch Chancen dar. Während einzelne Staaten unterschiedliche Strategien zur Dekarbonisierung des Stromsystems verfolgen – beispielsweise Deutschland mit dem Ausbau erneuerbarer Energien und Frankreich mit einer starken Kernenergienutzung – profitieren alle Beteiligten von der grenzüberschrei-

tenden Integration der Strommärkte. So ermöglicht es das europäische Verbundnetz, dass Deutschland bei hoher Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien günstigen Strom exportiert, während in Zeiten geringer Erzeugung Strom aus Frankreich oder aus anderen Nachbarländern importiert werden kann, wenn dieser günstiger ist als die teuersten inländischen Erzeugungseinheiten.

Deutschland nimmt als zentrale Drehscheibe im europäischen Stromsystem eine besondere Rolle ein – insbesondere in Bezug auf die Versorgungssicherheit und Netzstabilität. Die gemeinsamen EU-Klimaziele führen dazu, dass alle Mitgliedstaaten vor ähnlichen Herausforderungen stehen. Daher ist es entscheidend, voneinander zu lernen und Synergieeffekte gezielt zu nutzen. Dies zeigt sich auch in der zunehmenden Einführung zentral organisierter Kapazitätsmärkte in Europa, wie in Belgien oder Polen. Während Frankreich ursprünglich auf ein dezentrales Modell setzte, vollzieht das Land nun den Wechsel zu einem zentralen Kapazitätsmechanismus. Angesichts dieser Entwicklung sollte Deutschland nicht nur die Erfahrungen seiner Nachbarstaaten genau analysieren, sondern auch ein stabiles Marktumfeld schaffen, das den Anforderungen der Energiewende gerecht wird und langfristig Investitionssicherheit – auch für flexible und steuerbare Stromerzeugungsanlagen – gewährleistet.

Meinert Matzen und Christoph Weissbart

Die Attraktivität von Batteriespeichern in einem von erneuerbaren Energien geprägten Strommarkt

STROMMARKT IM ZEICHEN DES WANDELS

Der Anteil von erneuerbaren Energien (EE) an der Nettostromerzeugung im deutschen Strommarkt hat sich innerhalb der letzten 10 Jahre verdoppelt und lag 2024 bei knapp 63% (Energy Charts 2025). Der Grund hierfür liegt zuallererst in den ambitionierten Klimazielen. Die Einigung im Rahmen der Klimakonferenz in Paris von 2015 führte für Deutschland mit

dem Klimaschutzgesetz zu ambitionierten Treibhausgasemissionszielen.¹ Zusätzlich wurden sektorale Ziele für den deutschen Strommarkt abgeleitet, welche durch ein Erzeugungsziel für erneuerbare Energien

¹ Auf nationaler Ebene wurde nachfolgend im Bundes-Klimaschutzgesetz verankert, dass die nationalen Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2030 um mindestens 65% im Vergleich zum Jahr 1990 gemindert werden sollen, bis zum Jahr 2040 um mindestens 88%. Zudem soll bis zum Jahr 2045 die Nettotreibhausgasneutralität erreicht werden sowie bis 2050 negative Treibhausgasemissionen.

ergänzt wurden. Als eine der zentralen Maßnahmen zur Erreichung dieser Ziele wurde in der Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes von 2023 festgelegt, dass der Anteil des aus erneuerbaren Energien erzeugten Stroms am Bruttostromverbrauch Deutschlands bis zum Jahr 2030 auf mindestens 80 % gesteigert werden soll, das Stromsystem somit weitestgehend dekarbonisiert werden muss. Die Folge ist die Transformation des deutschen Energiesystems von gut planbaren, fossilen Erzeugungstechnologien hin zu fluktuierender EE-Erzeugungleistung. Folglich stieg die installierte Leistung von Wind On- und Offshore sowie Photovoltaik (PV) seit dem Jahr 2010 bis Ende 2024 von 45 auf 173 Gigawatt (GW) an und hat sich in diesem Zeitraum annähernd vervierfacht (AGEE-Stat 2024, 2025). Dabei wurde in den vergangenen beiden Jahren insbesondere die PV-Leistung ausgebaut, die installierte Leistung wuchs 2023 und 2024 um 15,1 GW bzw. 17,0 GW an und erfuhr somit einen deutlich stärkeren Zubau als in den vorangegangenen Jahren (vgl. Abb. 1).

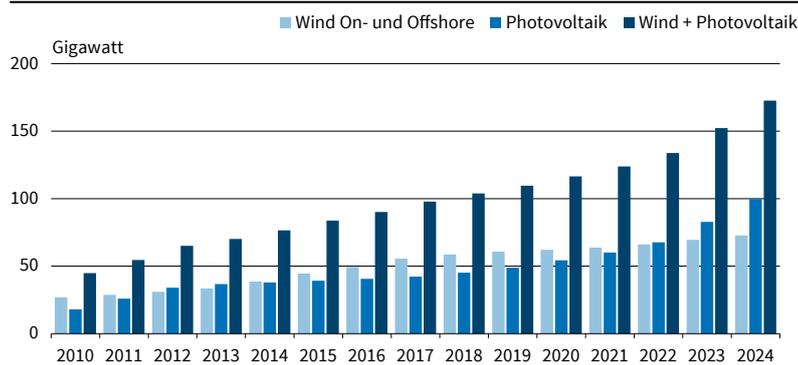
Der Ausbau der erneuerbaren Energien wurde von dem begonnenen Ausstieg aus der Kohleverstromung bis zum Jahr 2038 flankiert, da ein Erreichen der Treibhausgasminderungsziele nur mit einem deutlichen Rückgang der Emissionen aus dem Kraftwerkssektor möglich ist. Zugleich wurde der Ausstieg aus der Kernenergie vollzogen, weshalb der Zuwachs an erneuerbaren Energien mit einem Rückgang regelbarer konventioneller Kraftwerksleistung einherging. Für die kommenden Jahre ist davon auszugehen, dass weitere Kohleerzeugungsleistung aufgrund erwartbar steigender Preise für Emissionszertifikate im europäischen Emissionshandel (EU ETS) marktgetrieben stillgelegt werden.

Die Integration der fluktuierenden erneuerbaren Energien stellt das Stromsystem dabei bereits heute vor Herausforderungen, die an den Handelsmärkten für Strom sichtbar werden. Insbesondere in Stunden mit hoher PV-Einspeisung kommt es immer wieder zu einem temporären Überangebot. In der *Day-Ahead*-Stundenauktion (s. nachfolgender Abschnitt) findet dies Ausdruck durch das Auftreten negativer Strompreise; so war im Mai 2024 für die Stunde 14:00–15:00 Uhr in 45 % der Fälle ein negativer Preis zu verzeichnen. Betrachtet man die gleiche Stunde an den Juni-Wochenenden des vergangenen Jahres, lag der Wert in 90 % der Fälle im negativen Bereich.

Ein zweiter Effekt des Zubaus von fluktuierenden erneuerbaren Energien ist der Anstieg der Handelsvolumen auf dem kontinuierlichen *Intra-day*-Markt. Die prognostizierte Einspeisung aus EE-Anlagen verändert sich fortlaufend aufgrund von kontinuierlich aktualisierten Prognosemodellen bis kurz vor der tatsächlichen Einspeisung. Folglich passen Direktvermarkter dieser Anlagen die auf den Handelsmärkten vermarktete Energiemenge immer wieder an, um Abweichungen zur tatsächlichen

Abb. 1

Installierte Leistung Wind On- und Offshore und Photovoltaik



Quelle: AGEE-Stat (2025); AGEE-Stat (2024).

vorläufig
© ifo Institut

chen Produktion zu minimieren.² Die Einspeiseprognoseabweichungen in Kombination mit der steigenden Stromproduktion aus erneuerbaren Energien ist daher ein Grund für den Anstieg der Handelsvolumen auf dem kontinuierlichen Intraday-Markt. Diese stiegen seit 2020 um knapp 66 % an und erreichten im vergangenen Jahr allein in Deutschland ein gehandeltes Volumen von etwa 90 TWh (EPEX SPOT 2025a).

Hierdurch wird bereits heute deutlich, dass die Dekarbonisierung des Stromsystems einhergehen muss mit einer Flexibilisierung auf der Angebots- wie auch der Nachfrageseite. Diese Flexibilisierung muss dabei neben der Einführung von dynamischen Stromtarifen, zeitvariablen Netzentgelten und dem Neubau von steuerbarer Kraftwerksleistung auch durch Batteriespeicher erreicht werden. Die aus der EE-Einspeisung resultierenden Preisausschläge machen dabei nicht nur die Herausforderung für die bestehende Kraftwerks- und Netzinfrastruktur transparent, auf die der Gesetzgeber durch Änderungen von Vorgaben reagieren muss.³ Sie sind zugleich ein Anreiz für die Investition der Energiebranche in den Ausbau von Batteriespeichern und liefern das Signal, dass für die erfolgreiche Transformation des Energiesystems die zeitliche Angleichung der Erzeugung aus erneuerbaren Energien und der Nachfrage essenziell sein

² Direktvermarkter von EE-Anlagen versuchen stets die Abweichungen im Bilanzkreis und die in der Regel damit einhergehenden Kosten zu minimieren. Zudem bestehen gesetzliche Verpflichtungen für Bilanzkreisinhaber, die Abweichungen zwischen Ist und Prognose möglichst gering zu halten.

³ Ein Beispiel hierfür ist die Verabschiedung des Gesetzes zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Vermeidung temporärer Erzeugungüberschüsse Ende Januar dieses Jahres (Bundesgesetzblatt 2025).



Meinert Matzen

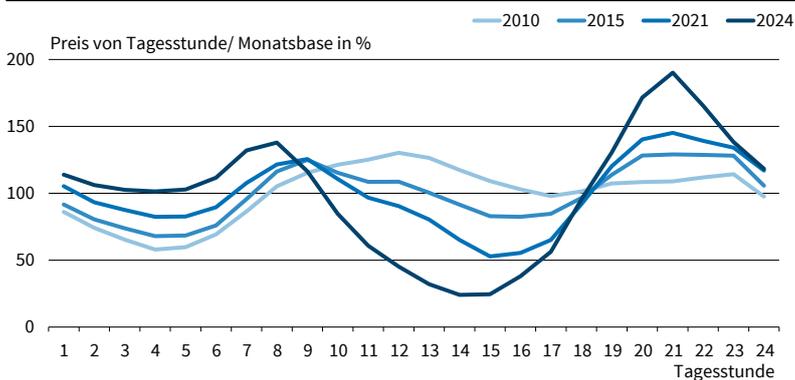
ist Leiter der Analyse im Handel der Stadtwerke München.



Dr. Christoph Weissbart

ist Analyst im Handel der Stadtwerke München.

Abb. 2

Durchschnittlicher Wert von Tagesstunden im Mai

Quelle: AGEE-Stat (2025); AGEE-Stat (2024).

© ifo Institut

wird. Die Bereitstellung dieser Flexibilität wird daher eine wesentliche Voraussetzung dafür sein, dass der weitere Zubau an erneuerbaren Energien zusätzliche Emissionsvermeidung zur Folge haben wird.

Der Markt reagiert auf dieses Signal: Im Oktober 2024 lagen bei den vier Übertragungsnetzbetreibern in Deutschland Netzanschlussanfragen in Höhe von 161 GW für Batteriespeicher ab einem Megawatt Leistung vor, zum Jahresende 2024 erhöhten sich die Anfragen auf 226 GW aus 650 Batteriespeicherprojekten. Aktuell liegt die installierte Leistung in dieser Kategorie bei knapp 2 GW (Marktstammdatenregister 2025). Zwar ist absehbar, dass nur ein Teil dieser Projekte realisiert werden wird, zumal Projektierer teils für ein Speichervorhaben mehrere Netzanschlussanfragen stellen. Es ist aber ein Zeichen dafür, dass in den nächsten Jahren mit einem nennenswerten Ausbau der Speicherkapazitäten zu rechnen ist. Dementsprechend gehen die Übertragungsnetzbetreiber im Zuge des aktuellen Prozesses für den Netzentwicklungsplan für die Jahre 2037 und 2045 von einer Kapazität von mindestens 18 GW im Jahr 2037 aus (Übertragungsnetzbereiber 2024).

KURZFRISTIGE STROMMÄRKTE ALS ZENTRALES ELEMENT DES STROMHANDELS

Die Umsetzung jeglicher Geschäftskonzepte im Stromhandel hängt unmittelbar mit den zur Verfügung stehenden Handelsmärkten zusammen. Um in der Bewirtschaftung von Kraftwerken und Batteriespeichern Erlöse zu maximieren, stehen dem Stromhandel verschiedenste Handelsmärkte zur Verfügung. Die kurzfristigen Strommärkte stellen das Herzstück des Stromhandels dar, an denen am Vortag und bis kurz vor der eigentlichen Erzeugung eines Kraftwerks, nachfolgend als Lieferung bezeichnet, gehandelt wird.

Die drei zentralen Komponenten des deutschen kurzfristigen Strommarkts sind die *Day-Ahead*-Stundenauktion (DA-Auktion), die Viertelstunden *Intraday*-Auktionen (ID-Auktionen) sowie der kontinuierliche *Intraday*-Markt (ID-Markt). Die DA-Auktion findet um 12:00 Uhr mittags am Tag vor Lieferung statt und

stellt das zentrale Element zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage dar. Die Markträumung findet im Zuge einer Auktion statt, welche für alle 24 Stunden des Folgetags einen Markträumungspreis unter Berücksichtigung der Gebote der Angebots- und Nachfrageseite mit dem Ziel der Wohlfahrtsmaximierung ermittelt.⁴ Somit folgt die Preisbildung dem für den Strommarkt bekannten *Merit-Order*-Prinzip. Am Nachmittag um 15:00 Uhr steht mit der ID-Auktion eine weitere Möglichkeit zum Handel von Erzeugungs- und Nachfragemengen für den Folgetag zur Verfügung. Analog zur DA-Auktion wird eine Auktion für alle 96 Viertelstunden mit Lieferung am Folgetag durchgeführt.⁵ Zum gleichen Zeitpunkt eröffnet der kontinuierliche ID-Markt, welcher im Gegensatz zur Spot- und ID-Auktion nicht auf eine einmalige Auktion zurückgreift, sondern eine kontinuierliche Markträumung auf Basis von sich verändernden Geboten der Nachfrage- und Angebotsseite bietet. Dieser ID-Markt erstreckt sich für jede Viertelstunde eines Tages bis fünf Minuten vor Anbruch der entsprechenden Viertelstunde. So endet beispielsweise der ID-Handel von Angebots- und Nachfragemengen für die Viertelstunde 12:00–12:15 Uhr um 11:55 Uhr.

Die drei kurzfristigen deutschen Strommärkte dienen als zentrale Komponente zum Handel von Angebots- und Nachfragemengen. Dabei werden diese Märkte von den Regelleistungsmärkten zeitlich flankiert, auf welchen unterschiedliche Dienstleistungen zur Stabilisierung der Netzfrequenz des Stromnetzes (Regelenergie) gehandelt werden. Der deutsche Strommarkt kennt mit der Primärregelenergie (PRL), Sekundärregelenergie (SRL) und Minutenreserveleistung (MRL) drei verschiedene Arten der Regelenergie.⁶ Im Einklang mit den kurzfristigen Strommärkten nehmen Kraftwerke am Morgen des Vortags der Lieferung an einer Auktion teil, um Regelarbeit und -leistung in PRL bzw. Regelleistung für die SRL und MRL anzubieten.

ERLÖSPOTENZIAL VON BATTERIESPEICHERN AUFGRUND VON PREISDIFFERENZEN

Ein Beispiel für den Preisverlauf aller 24 Stunden eines Tages als Ergebnis der DA-Auktion findet sich in Abbildung 2. Die dunkelblaue Linie zeigt den durchschnittlichen Wert der einzelnen Tagesstunden im Mai 2024 im Vergleich zum gesamten Durchschnittspreis aller Stunden des Monats (auch Monatsbase genannt). Dabei zeigt sich der typische Preisverlauf für Sommermonate in der jüngeren Vergangenheit. Das im Zeitverlauf abnehmende Preisniveau zur Mitte des Ta-

⁴ Im Lauf des Jahres 2025 wird auch die *Day-Ahead*-Stundenauktion im Rahmen der weiteren Harmonisierung der europäischen Strommärkte auf Viertelstundenprodukte umgestellt. Der aktuelle Umstellungstermin ist der 11. Juni 2025 (EPEX SPOT 2024a).

⁵ Es gilt zu beachten, dass es seit dem 13. Juni 2024 zwei weitere ID-Auktionen um 22 Uhr des Vortags und 10 Uhr des Liefertags gibt (EPEX SPOT 2024b).

⁶ Die drei Regelenergiearten unterscheiden sich vorwiegend anhand der maximalen Vorlaufzeit bis ein Kraftwerk bzw. Batteriespeicher zur Verfügung stehen muss und dem Marktdesign zur Vergütung der Vorhaltung und möglichen Erzeugung des Kraftwerks.

ges ist auf den starken Zubau von PV-Anlagen in den letzten beiden Jahrzehnten zurückzuführen, welche zu Zeiten von hoher Sonneneinstrahlung mit Grenzkosten nahe null an der DA-Auktion teilnehmen. An den Randstunden eines Tages im Mai herrscht hingegen ein gegensätzliches Preisgefüge. Oftmals muss für nur einen vergleichsweise kurzen Zeitabschnitt die hohe Nachfrage der Morgen- und Abendstunden durch konventionelle Erzeugung gedeckt werden, ehe ab den Morgenstunden günstige PV-Einspeisung die Nachfrage weitestgehend deckt (vice versa während den Abendstunden). Der nur kurze Einsatz von konventioneller Kraftwerksleistung hat erhöhte Einsatzkosten zur Folge und bedingt höhere Strompreise in den jeweiligen Stunden.

Der Vergleich mit dem entsprechenden Preisverlauf für die Jahre 2010, 2015 und 2021 in Abbildung 2 zeigt die Veränderung der Werthaltigkeit einzelner Tagesstunden im Laufe der letzten 15 Jahre. Im Mai 2010 zeigten noch die Mittagsstunden das höchste Preisniveau des Tages. Zu dieser Tageszeit herrscht typischerweise eine hohe Stromnachfrage und führte in Kombination mit niedriger Erzeugung aus PV-Anlagen zu einem hohen Preisniveau. In Anlehnung daran ist das niedrige Preisniveau in den Randstunden auf das wiederum geringe Nachfrageniveau in diesen Stunden zurückzuführen. Mit zunehmendem Zubau von PV-Anlagen (vgl. Abb. 1) zeigte der tägliche Preisverlauf einen beträchtlichen Wertverlust der Mittagsstunden und eine Aufwertung der Morgen- und Abendstunden.

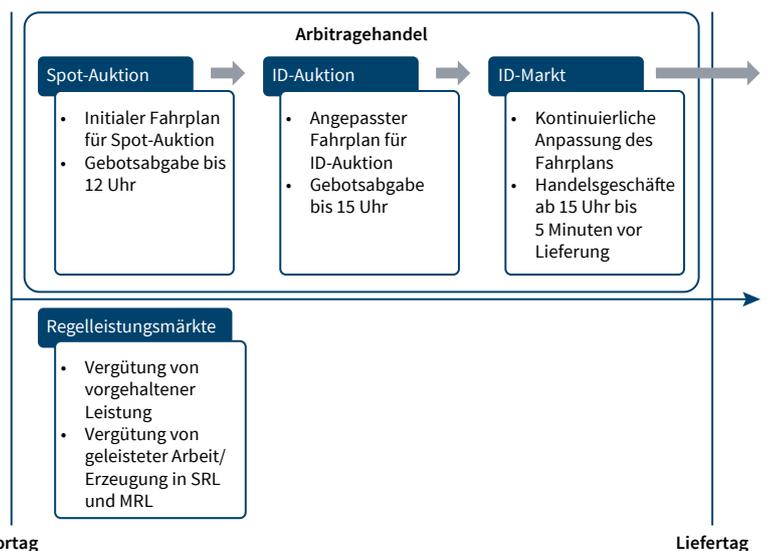
Neben dem veränderten Preisverlauf zeigt der Blick auf die Kurve für das Jahr 2024 in Abbildung 2 ebenso das beträchtliche Potenzial für den Einsatz von Batteriespeichern. So hätte die beispielhafte Bewirtschaftung eines Batteriespeichers unter perfekter Vorausschau mit Einspeicherung in den Tagesstunden 14 oder 15 (Wert von ca. 25% des Tagesdurchschnitts) und Ausspeicherung in der Stunde 21 (190%) eine Wertsteigerung von über 700% zur Folge. Der Vergleich mit den Kurven für die Jahre 2010, 2015 und 2021 zeigt den ansteigenden Wert der Flexibilität von Batteriespeichern. Die Monetarisierung dieser Preisunterschiede zwischen einzelnen Stunden wird als Arbitragehandel verstanden. Somit lässt sich aus dieser Marktconstellation direkt ein hohes Umsatzpotenzial im Sinne eines Geschäftsmodells ableiten. Dieses beträchtliche Potenzial spiegelt sich nicht zuletzt in eingangs dargelegter hoher Anzahl an Batteriespeicherprojekten wider.

ARBITRAGEHANDEL VON BATTERIESPEICHERN ENTLANG DER KURZFRISTIGEN STROMMÄRKTE

Die Umsetzung dieses Geschäftsmodells findet unmittelbar an den kurzfristigen Strommärkten statt. Dabei ist von einer Vielzahl an existierenden Ansätzen zur Bewirtschaftung eines Batteriespeichers auszugehen. Aus Sicht des systemdienlichen Verhaltens eines Speichers sollte der Arbitragehandel zu jedem gegebenen

Abb. 3

Cross-Market-Optimierung für Batteriespeicher in Deutschland



Hinweis: ID (Intraday), SRL (Sekundärregelleistung), MRL (Minutenreserveleistung).
Quelle: Darstellung der Autoren.

© ifo Institut

Zeitpunkt den zukünftigen, optimalen Fahrplan eines Batteriespeichers identifizieren und in Form von Handelsgeschäften am entsprechenden Handelsmarkt umsetzen. Dabei wird als Fahrplan die zeitliche Abfolge von Ein- und Ausspeicherungen des Speichers verstanden. Ein optimaler Fahrplan stellt sicher, dass der höchstmögliche »innere Wert« eines Speichers erreicht wird, welcher den erwirtschafteten Gewinn, aus dem mit aktuellen Preisen bewerteten Fahrplan, darstellt. Zudem erfolgt die Bewirtschaftung eines Batteriespeichers unter Berücksichtigung von zahlreichen technischen und marktlichen Gegebenheiten.

Die vollumfängliche Optimierung eines Batteriespeichers an den Handelsmärkten beinhaltet jedoch nicht nur den Arbitragehandel in der DA-Auktion, ID-Auktion und im kontinuierlichen ID-Handel. Vielmehr fügt die Aufteilung der Leistung eines Speichers zwischen den Regelleistungsmärkten und dem Arbitragehandel eine weitere Dimension in der Vermarktung eines Speichers hinzu und wird *Cross-Market-Optimierung* genannt. So erfordert die kontinuierliche Anpassung des optimalen Fahrplans eine Vielzahl von Entscheidungen entlang der engen Verzahnung aller kurzfristigen Strommärkte (vgl. Abb. 3).

Die vorgelagerte und erste Entscheidung dieser Vermarktungskette für einen gegebenen Tag in der Bewirtschaftung eines Batteriespeichers findet morgens am Vortag der Lieferung eines Fahrplans statt. Hier gilt es, die vollständige oder teilweise Aufteilung des Speichers zwischen Regelleistungsmärkten und Arbitragehandel vorzunehmen. Dabei ist die Erlöserwartung in den einzelnen Märkten der Haupttreiber für diese Allokation.

Im Zuge der zweiten Vermarktungsentscheidung wird bis 12 Uhr mittags am Vortag ein initialer Fahrplan auf Basis von Preisprognosen für die DA-Auktion festgelegt, mit welchem der Speicher an dieser Auk-

tion teilnimmt. Diesem Schritt folgt mit der Anpassung des Fahrplans aus der DA-Auktion für die ID-Auktion auf Viertelstundenbasis unter Berücksichtigung der aktualisierten Preiserwartung die dritte Vermarktungsstufe. Aufbauend auf diesem angepassten Fahrplan aus der ID-Auktion beginnt als vierte Vermarktungsentscheidung die Bewirtschaftung des Speichers im kontinuierlichen ID-Markt. In diesem Markt findet eine kontinuierliche Anpassung des Fahrplans auf Basis der sich verändernden Preise statt und endet für jede Viertelstunde spätestens fünf Minuten vor der tatsächlichen Ein- oder Ausspeicherung.

Weiteres Optimierungspotenzial besteht in der Cross-Market-Optimierung mit einer Vermarktungsentscheidung zwischen ID-Markt und Regelarbeitsmarkt, welches hier jedoch im Sinne der Übersichtlichkeit nicht weiter diskutiert wird.

HERAUSFORDERUNGEN BEI DER BEWERTUNG DES GESCHÄFTSMODELLS

In den vorherigen Absätzen wurde dargelegt, dass sich aus den aktuellen Preisdifferenzen zwischen einzelnen Stunden bzw. Viertelstunden ein beträchtliches Umsatzpotenzial von Batteriespeichern am deutschen Strommarkt erschließt. Dabei besteht mit der Bewirtschaftung eines Batteriespeichers im Arbitragehandel und in den Regelleistungsmärkten eine Handelsstrategie, um dieses Potenzial zu realisieren. Die Reform der Netzentgelte im Jahr 2023 und die damit verbundene Netzentgeltbefreiung für Batteriespeicher sowie die Innovationsausschreibungen für kombinierte Projekte aus Batteriespeichern und EE-Anlagen haben das Marktumfeld für Batteriespeicher zusätzlich positiv verändert.

Nichtsdestotrotz bestehen verschiedene Herausforderungen im Zuge der Bewertung des Geschäftsmodells für einen Batteriespeicher. Zunächst gilt es zu betonen, dass die zuvor dargelegten Preisdifferenzen eine Momentaufnahme darstellen und somit lediglich als Bewertungsgrundlage für die kurze und mittlere Frist dienen können. Die Entwicklung des langfristigen Erlöspotenzials unterliegt verschiedenen Treibern. Dabei ist der zukünftige Zubau von Batteriespeichern selbst einer der wichtigsten Faktoren. So würde ein starker Zubau in den nächsten Jahren zu einem Kannibalisierungseffekt führen, wobei sich die Volatilität an den kurzfristigen Strommärkten wieder reduzieren und folglich in geringere Erlöse für Batteriespeicher münden würde. Der zukünftige Zubau von Wind- und PV-Anlagen birgt eine ähnliche Unsicherheit für die Wirtschaftlichkeit von Batteriespeichern. Werden die ambitionierten deutschen Ausbauziele nicht erreicht, besteht Zweifel an der Nachhaltigkeit des Geschäftsmodells der großen Anzahl von geplanten Batteriespeicherprojekten. Eine weitere Herausforderung ist die Abschätzung der Erlöse, welche tatsächlich beim Betreiber eines Batteriespeichers verbleiben. Wird die Vermarktung des Speichers an einen

Dienstleister vergeben, muss dessen Entgelt für die Vermarktungsdienstleistung eingepreist werden. Dabei bestehen derzeit unterschiedlichste Ansätze, um die erwirtschafteten Erlöse zwischen Betreiber und Vermarkter aufzuteilen. Diese reichen von anteiligen oder fixen Vermarktungsentgelten bis hin zu garantierten Ober- oder Untergrenzen für den Betreiber, wobei die geeignete Ausgestaltung von dessen Risikoaversion abhängt.

Trotz dieser bestehenden Unsicherheiten kann derzeit, wie oben anhand der Netzanschlussanfragen dargelegt, von einem marktlich getriebenen Ausbau von Batteriespeicherleistung ausgegangen werden. Das von den Strommärkten ausgehende Preissignal im Zusammenspiel mit der Erwartung, dass eine weitere Flexibilisierung des Stromsystems notwendig sein und zukünftig entsprechend bewertet wird, reicht nach heutigem Stand hierfür aus. Dies steht im Gegensatz zu weiten Teilen der Transformation des Energiesystems, die stark auf Fördermechanismen und, zumindest bisher, weniger auf marktlich basierten Investitionsentscheidungen beruht.

REFERENZEN

- Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik – AGEE-Stat (2024), »Erneuerbare Energien in Zahlen«, verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen/#uberblick>.
- Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik – AGEE-Stat (2025), *Monatsbericht zur Entwicklung der erneuerbaren Stromerzeugung und Leistung in Deutschland*, verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/372/dokumente/02-2025_agee-stat_monatsbericht_final.pdf.
- Bundesgesetzblatt (2025), *Gesetz zur Änderung des Energiewirtschaftsrechts zur Vermeidung von temporären Erzeugungsüberschüssen*, BGBl. 2025 I Nr. 51 vom 24.02.2025, Bonn.
- Energy Charts (2025), »Jährlicher Anteil Erneuerbarer Energien an der öffentlichen Nettostromerzeugung und Last in Deutschland«, verfügbar unter: https://www.energy-charts.info/charts/renewable_share/chart.htm?l=de&c=DE&interval=year, aufgerufen am 20. Februar 2025.
- EPEX SPOT (2024a), »15-Minute Products Set to Go-Live in June 2025 in the European Single Day-Ahead Coupling (SDAC)«, 19. Dezember, verfügbar unter: <https://www.epexspot.com/en/news/15-minute-products-set-go-live-june-2025-european-single-day-ahead-coupling-sdac>.
- EPEX SPOT (2024b), »Intraday Auctions (IDAs) Were Implemented Across Europe on 13 June 2024«, 14. Juni, verfügbar unter: <https://www.epexspot.com/en/news/intraday-auctions-idas-were-implemented-across-europe-13-june-2024>.
- EPEX SPOT (2025 a), »Annual Trading Results of 2024 – Power Trading on EPEX SPOT Reaches All-time High«, Pressemitteilung, 28. Januar, verfügbar unter: https://www.epexspot.com/sites/default/files/download_center_files/2025-01-28_EPEX%20SPOT_Annual%20Power%20Trading%20Results%202024_finaldraft_0.pdf.
- EPEX SPOT (2025b), »Market Data«, verfügbar unter: <https://www.epexspot.com/en/market-data>, aufgerufen am 14. Februar 2025.
- Marktstammdatenregister (2025), »Marktstammdatenregister Daten-download«, Bundesnetzagentur, verfügbar unter: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Datendownload>, aufgerufen am 24. Februar 2025.
- Übertragungsnetzbetreiber (2024), *Netzentwicklungsplan Strom, Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2025*, Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, verfügbar unter: https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/2024-07/Szenariorahmenentwurf_NEP2037_2025_1.pdf.

Mathias Mier und Till Fladung

Investitionsverhalten im europäischen Strommarkt – Hindernis oder Chance?

Derzeit wird viel über notwendige oder fehlende Investitionen im Strommarkt diskutiert. Zu wenig erneuerbare Energien, zu wenig Wasserstoff, kein CCS (Carbon Capture and Storage), zu wenig Batterien und natürlich zu wenig konventionelle Gaskraftwerkskapazitäten. Diese sollten möglichst wasserstofftauglich sein, also nicht nur Erdgas, sondern auch Wasserstoff verbrennen können. Wir sehen auch keine Investitionen in die Kernenergie, zumindest nicht von privatwirtschaftlichen Akteuren. Hier stellt sich zunächst die Frage, ob es überhaupt stimmt, dass so viel fehlt. Tatsache ist, dass massive Subventionen in alle diese Richtungen geflossen sind, fließen oder noch fließen werden. Dahinter muss doch eine Vision des zukünftigen Strommix stehen. Oder nicht?

WIE SOLLTE DER EUROPÄISCHE STROMMIX AUSSEHEN?

Mit der Frage des europäischen Strommix beschäftigt sich dieser Artikel. Abbildung 1 zeigt den Kapazitätsmix und den Erzeugungsmix von 2022 jährlich bis 2030 und dann fünfjährlich bis 2050. Die Werte wurden mit dem EUREGEN-Modell berechnet, das die Systemkosten aus Unternehmenssicht minimiert – unter Berücksichtigung einer privaten Diskontrate, die sich aus Zinssätzen, erwarteten Eigenkapitalrenditen, Eigenkapitalanteilen und Unternehmensteuern errechnet (vgl. Box »Das EUREGEN-Modell«).

Die Abbildung gibt einen guten Überblick, wie sich die Höhe und die Zusammensetzung der europäischen Stromerzeugung verändern muss, um den Anstieg der Stromnachfrage in Europa von 3 000 auf 4 180 TWh im Jahr 2050 zu decken und die europäischen Klimaziele – CO₂-Neutralität im Jahr 2050 – möglichst kostengünstig zu erreichen. CO₂-Neutralität bedeutet hier, dass die Stromerzeugung im Jahr 2050 negative CO₂-Emissionen von 305 Megatonnen (Mt) liefert. Der CO₂-Preis beträgt dann 228 Euro/t (heute ca. 65 Euro/t). Dieser Strommix und die damit verbundenen Strompreise können praktisch ohne Subventionen erreicht werden. Die einzigen Subventionen, die implizit gezahlt werden, sind die Subventionen für im Bau oder in Planung befindliche Kernkraftwerke (vor allem in Polen und Frankreich) sowie das französische Festhalten an der Kernenergie, so dass immer mindestens 70 % des französischen Strombedarfs durch Kernenergie gedeckt werden. Erneuerbare Energien, Batterien und auch Wasserstoff sind dagegen ohne Subventionen am Markt konkurrenzfähig.

DAS EUREGEN-MODELL

Die verwendete Version des EUREGEN-Modells minimiert die Systemkosten des europäischen Stromsystems (28 Länder: EU 27 ohne Inselstaaten Malta und Zypern, mit Norwegen, Schweiz und Vereinigtem Königreich). Das Modell entscheidet Investitionen, Außerbetriebnahme von Kapazitäten und Einsatz etlicher Erzeugungs-, Speicher- und Übertragungstechnologien. Die Länder untereinander sind durch Übertragungsnetzleitungen verbunden, welche Stromhandel zulassen. Bis 2030 wird jährlich optimiert, damit der europäische Emissionshandel (EU ETS) mit der Marktstabilitätsreserve (MSR) detailliert abgebildet werden kann, danach in Fünfjahresschritten bis 2050. 2022 und 2023 dienen als gemeinsame Kalibrierungsjahre. Details zu der verwendeten Version können Mier (2024) entnommen werden.

MARKT ODER STAAT?

Der Staat scheint jedoch der Wettbewerbsfähigkeit von Wind- und Solarstrom nicht zu trauen und subventioniert stattdessen massiv. Auch für Speicher, Wasserstoff und CCS gibt es (in Zukunft) Subventionen. Subventionen sind nicht per se schlecht, um eine Technologie zur Marktreife zu bringen. Allerdings haben die Erfahrungen (z. B. in Deutschland) mit Wind- und Solarstrom eher gezeigt, dass diese einen Teufelskreis in Gang gesetzt haben, in dem die Subventionen nicht mehr aufhören, auch wenn die Differenz zwischen den Subventionen für Wind- und Solarstrom und dem Strompreis nicht mehr allzu groß ist. Die Gefahr von Subventionen ist immer, dass an der Realität vorbei subventioniert wird. Beispielsweise wird derzeit massiv auf den Ausbau der Photovoltaik gesetzt, obwohl diese nach Abbildung 1 jetzt noch gar nicht benötigt wird, sondern erst verstärkt ab 2035,



Dr. Mathias Mier

ist wissenschaftlicher Mitarbeiter am ifo Zentrum für Energie, Klima und Ressourcen.



Till Fladung

ist Doktorand am ifo Zentrum für Energie, Klima und Ressourcen.

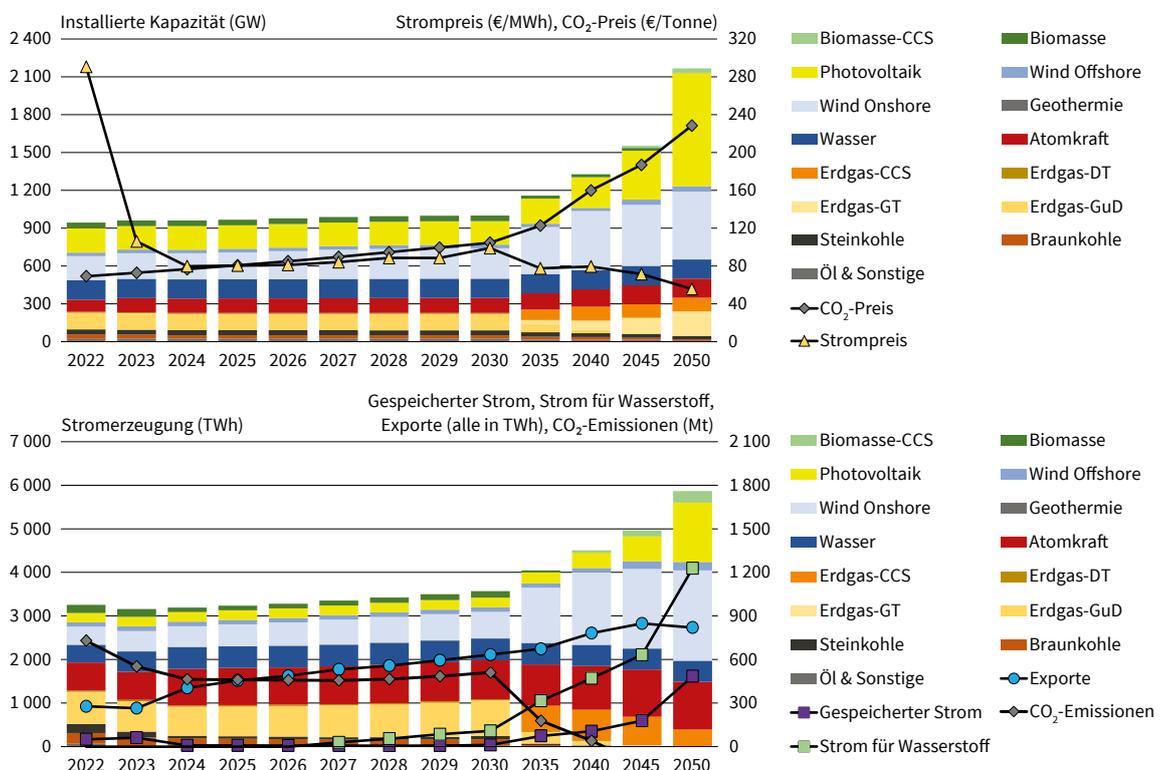
wenn auch Batterien einen relevanten Marktanteil haben. Im Gegenzug müsste deutlich mehr in Wind investiert werden. Dies ist jedoch aufgrund des gesellschaftlichen Widerstands gegen Windkraftanlagen fast überall in Europa schwierig. Es gibt aber auch andere Gründe für Subventionen. Subventionen nehmen nicht nur zu Beginn der Entwicklung einer Technologie zur Marktreife, sondern auch in späteren Phasen das Risiko von den privatwirtschaftlichen Akteuren. Weniger Risiko bedeutet niedrigere Renditeerwartungen der Akteure, niedrigere Zinssätze der Banken und insgesamt niedrigere Kapitalkosten, womit wir beim Investitionsverhalten der relevanten Akteure wären.

VERSTEHEN WIR DAS INVESTITIONSVERHALTEN RELEVANTER AKTEURE?

Das Investitionsverhalten der relevanten Akteure der Energiewende wurde noch nicht vollständig verstanden. Es fehlt ein ganzheitlicher Blick auf die unterschiedlichen Akteure und die Auswirkungen ihrer Unterschiede auf Investitionsentscheidungen, Kapitalkosten und schließlich Strom- und CO₂-Preise. In Deutschland gibt es unzählige kleine Stadtwerke, die meist lokale Verteilnetze betreiben und noch wei-

tere Teile der Daseinsvorsorge erfüllen (Müll, Wasser, Abwasser, Schwimmbäder). Daneben gibt es die vier (fünf) großen Energieerzeuger RWE, Vattenfall, Eon und EnBW (EWE) sowie unzählige kleine Erzeuger wie private Hausbesitzer mit Photovoltaikanlage auf dem Dach, Energiegenossenschaften sowie Quartiere und Unternehmen mit Eigenerzeugungsanlagen. Darauf kommen vier Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland. Auch energiefremde Firmen wie BASF SE, die einen Windpark in der Nordsee gebaut hat, treten als große Investoren auf. Jeder einzelne Akteur hat andere Finanzierungsbedingungen und Renditeerwartungen, andere Ausstattung mit Eigenkapital und Kreditobergrenzen sowie einen anderen Investitionshorizont. Regulierungstechnisch sind nicht nur die Bundesrepublik Deutschland, sondern auch Länder und Kommunen sowie europäische Institutionen relevant, weil der europäische Strommarkt hochgradig integriert ist. Ein großes Forschungsprojekt der TU München und des ifo Instituts (HAKE – Heterogene Akteure: Wie unterschiedliches Investitionsverhalten die Energiewende beeinflusst) widmet sich genau diesen Fragestellungen. Ein zentraler Punkt ist, inwieweit sich die Akteure in ihren Finanzierungsbedingungen unterscheiden und ob private Unternehmen höhere

Abb. 1
Europäischer Strommix von 2022 bis 2050^a



^a Installierte Kapazitäten und Stromerzeugung sind technologiespezifisch in gestapelten Balken auf den jeweils linken Achsen aufgetragen. Die anderen Faktoren sind in Symbolen auf den rechten Achsen aufgetragen. Jahre von 2022 bis 2030 sind jährlich dargestellt und danach alle fünf Jahre. Gespeicherter Strom umfasst Speichermengen in Pumpspeichern, Wasserreservoirs und in Batterien. Strom für Wasserstoff ist derjenige Strom, der benutzt wird, um Wasserstoff innerhalb Europas zu erzeugen. Die Wasserstoffnachfrage ist 1 247 TWh im Jahr 2050. 339 TWh davon werden importiert, der Rest wird innerhalb Europas erzeugt. Exporte ist die Gesamtsumme des im Marktgebiet (EU 27 ohne Malta und Zypern, mit Norwegen, Schweiz und dem Vereinigten Königreich) international gehandelten Stroms. CO₂-Emissionen umfassen ebenfalls das gesamte Marktgebiet, der CO₂-Preis ist allerdings derjenige aus dem EU ETS und gilt nicht für das Vereinigte Königreich. Die Werte wurden mit dem EUREGEN-Strommarktmodell berechnet. Dabei wurden 15 repräsentative Tage unterschiedlich gewichtet, um möglichst präzise fluktuierende Erzeugung und wechselnde Nachfrage über den Tag als auch saisonal abzubilden.
Abkürzungen: CCS (Carbon Capture and Storage), DT (Dampfturbine), GT (Gasturbine), GuD (Gas- und Dampfturbine).
Quelle: Berechnungen des ifo Instituts.

Kapitalkosten, Eigenkapitalknappheit oder Kreditobergrenzen haben. Es gibt fundamentale Unterschiede in den Kapitalkosten von privaten und öffentlichen Unternehmen. Die Kapitalkosten beider Typen sind vom Verhältnis von Fremd- zu Eigenkapital abhängig. Die Korrelation ist bei privaten Unternehmen schwächer als bei öffentlichen. Erste Analysen zeigen eindeutig: Bei geringer Fremdkapitalnutzung haben öffentliche Unternehmen geringere Kapitalkosten, während bei höherer Fremdkapitalnutzung private Unternehmen günstiger werden. Vor dem Hintergrund, dass Europa stark von unterschiedlichen Marktteilnehmern geprägt ist, hat dies enorme Auswirkungen auf die Kosten der Energiewende. Es ist offensichtlich, dass massive Investitionen notwendig sind, um die Energiewende in Europa bis 2050 hin zu CO₂-Neutralität zu schaffen. Diese müssen von den bereits am Markt etablierten Unternehmen aufgebracht werden. Und das Kapital muss irgendwoher kommen, entweder in Form von Eigen- oder Fremdkapital. Interessanterweise können sich öffentliche Unternehmen besser Eigenka-

pital beschaffen, solange der staatliche Eigentümer solvent ist.

WIRD DAS INVESTITIONSVERHALTEN SINNVOLL ABGEBILDET?

Politische Entscheidungsträger und Unternehmen setzen auf Prognosen, wie in Abbildung 1 dargestellt, um Politikmaßnahmen zu analysieren, zu ändern und Investitionsentscheidungen in bestimmte Technologien zu treffen. Dafür nutzen sie Strommarktmodelle (mit und ohne Sektorenkopplung). Das Investitionsverhalten wird dabei entweder durch jährliche Zahlungen in Form von Annuitäten abgebildet oder es wird angenommen, dass alle Investitionskosten in einer Periode anfallen. Wenn eine Investition noch außerhalb des Betrachtungszeitraums (z. B. nach 2050) nutzbar ist, wird mit Endeffekten gearbeitet. D. h., nur ein Teil der tatsächlichen Investitionskosten wird einbezogen, weil auch ein Teil der möglichen Profite außerhalb des betrachteten Zeitraums liegt. Tabelle 1 gibt einen

Tab. 1

Übersicht über existierende Investitionskostenspezifikationen aus einer Auswahl von Strommarkt- und Energiesystemmodellen

Modell (Quelle)	In einer Periode			Jährliche Investitionskosten					
	Endeffekte	Diskontrate	Abschreibungsdauer	Annuität	Kapitalreproduktionsfaktor	Diskontrate	Zinssatz	Eigenkapitalrendite	Gewichtiger Durchschnitt der Kapitalkosten (WACC)
Balmorel (Grohnheit und Larsen 2001)				x	x	x			
Calliope (Pfenninger und Keirstead 2015)	x ¹					x ²	x ²		
Dieter (Zerrahn und Schill 2015)				x	x		x		
DIMENSION (Richter 2011)				x	x			x	
dynELMOD (Gerbaulet und Lorenz 2017)				x	x	x ²	x ²		
E2M2 (Sun 2013)				x	x				
EMMA (Hirth et al. 2021)				x	x	x			
EMPIRE (Skar et al. 2016)	x	x	x						
EUREGEN (Weissbart und Blanford 2019)	x	x	x						
GEM-E3-Power(Capros et al. 2013)				x	x				x
LIMES (Nahmmacher et al. 2014)	x					x			
MESSAGEix (Huppmann et al. 2019)	x	x	x						
NEMO (Elliston et al. 2013)				x	x	x			
NEMS (Nalley et al. 2019)				x ³					x
OSeMOSYS (Howells et al. 2011)	x	x	x						
PyPSA (Brown et al. 2017)				x	x				
REMIND (Bauer et al. 2018)	x								
REMix (Gils et al. 2017)				x	x	x ²	x ²		
TIMES (Loulou et al. 2005)		x ⁴		x		x			
urbs (Dorfner 2016)			x ⁴	x	x			x	

¹ Benutzen einen leicht abgeänderten Ansatz mit Konstruktionszeiten. ² Benutzen Diskontrate und Zinssatz äquivalent. ³ Benutzen WACC, aber die genaue Spezifikation ist nicht klar. ⁴ Benutzen jährliche Kosten mit Kapitalreproduktionsfaktor und geben an, auch Endeffekte zu benutzen, was beides zusammen nicht funktioniert.

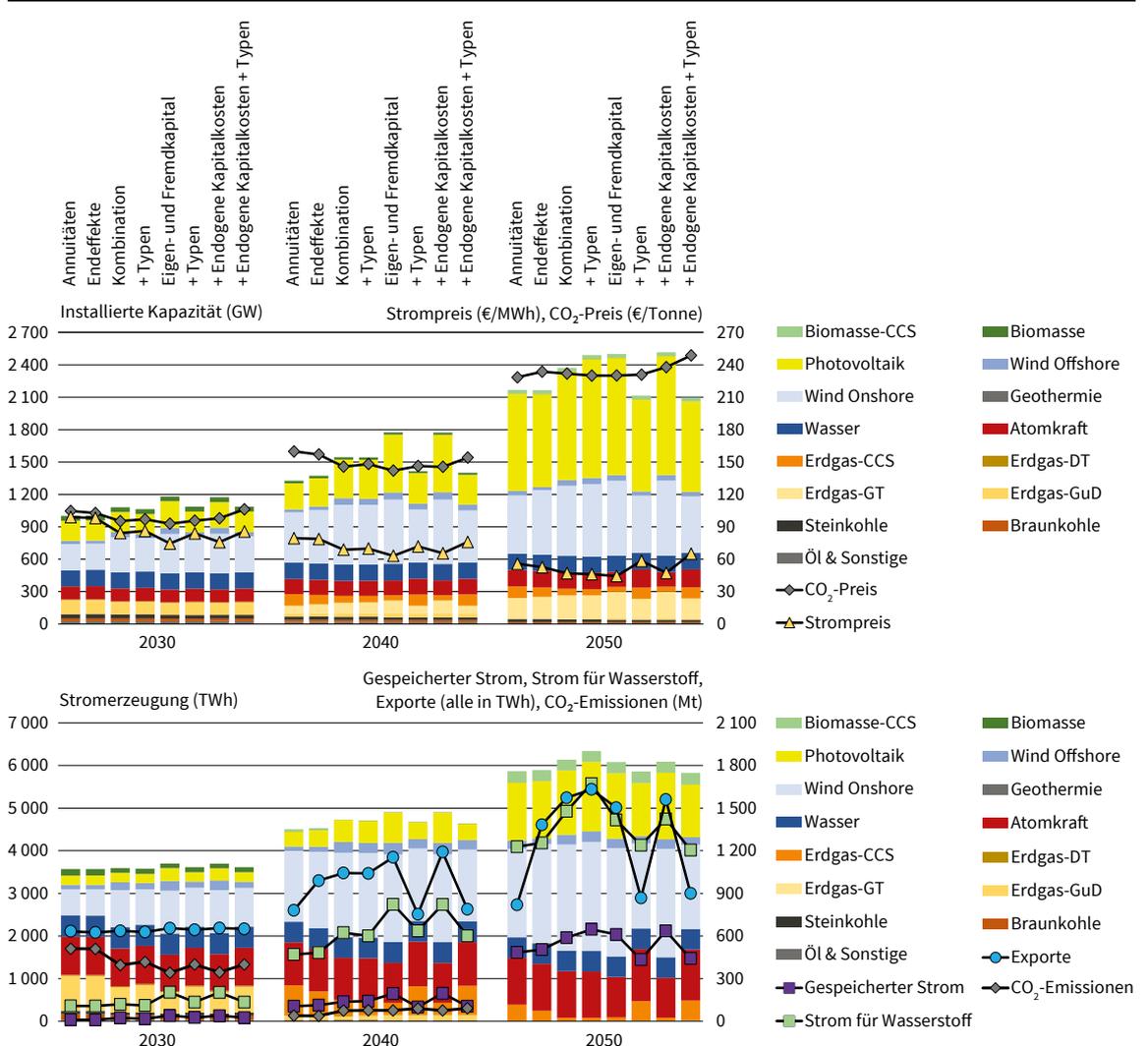
Überblick, welcher der beiden Ansätze in welchen Modellen verwendet wird. Mier und Azarova (2024) haben diese beiden Ansätze analysiert und ihre Schwächen aufgezeigt. Der Annuitätensatz ist gegenüber wechselnden Diskontraten unempfindlich und daher ungeeignet, um langfristige Entwicklungen abzubilden, wo Diskontraten eine wesentliche Rolle spielen (sollten).

Die in der Literatur verwendeten Modelle spiegeln das tatsächliche Investitionsverhalten nicht wider. Das Forschungsprojekt HAKE löst dieses Problem, indem es die Integration heterogener Akteure in Strommarktmodellen untersucht. So können Entscheidungsträger in Politik und Wirtschaft bessere Entscheidungen treffen. Das ifo Institut verfolgt dabei aktuell zwei Ansätze.

Der *erste Ansatz* kombiniert die zwei bereits existierenden Ansätze aus der Literatur. Dabei wird angenommen, dass immer ein bestimmter Anteil an Eigenkapital im Jahr der Investition eingesetzt werden muss. Das Unternehmen will auf das eingesetzte Eigenkapital eine gewisse Rendite. Die restliche Summe wird durch Fremdkapital gedeckt, das zurückgezahlt werden muss und für das Zinszahlungen anfallen. Der Fremdkapitaldienst wird dabei durch Annuitäten abgebildet. Bei fiktiven Eigenkapitalannahmen von 100% und ohne zusätzliche Eigenkapitalrendite ist dieser Ansatz äquivalent zu dem in der Literatur verbreiteten, bei dem alle Investitionskosten in einer Periode anfallen. Bei fiktiven Fremdkapitalannahmen

Abb. 2

Europäischer Strommix in den Jahren 2030, 2040 und 2050 für verschiedene Modellspezifikationen hinsichtlich Investitionskosten^a



^a Die Achsenbenutzung ist die Gleiche wie in Abbildung 1. Die Abbildung zeigt acht unterschiedliche Spezifikationen. Der erste Balken in jeder Jahresgruppe zeigt Modellergebnisse, wenn Investitionskosten durch Annuitäten abgebildet werden. Der zweite Balken platziert die gesamte Investitionssumme im Jahr der Investition und benutzt Endeffekte. Kombination ist ein neuentwickelter Ansatz, der Annuitäten und Endeffekte verbindet und sinnvoll ergänzt. Dieser Ansatz (vierter Balken) kann auch verwendet werden, um zwischen privaten und öffentlichen Unternehmen zu unterscheiden (Typen). Eigen- und Fremdkapital ist ein neuentwickelter Ansatz, der Abschreibungen von Eigenkapital und Rückzahlungen von Krediten realitätsnah abbildet. Auch dieser kann durch Typen erweitert werden (sechster Balken). Ebenso können Kapitalkosten endogen dargestellt werden über das Verhältnis von Fremd- zu Eigenkapital (siebter Balken). Der letzte Balken verbindet diese endogenen Kapitalkosten mit Typen. Die Werte wurden mit dem EUREGEN-Strommarktmodell berechnet. Dabei wurden 15 repräsentative Tage unterschiedlich gewichtet, um möglichst präzise fluktuierende Erzeugung und wechselnde Nachfrage über den Tag als auch saisonal abzubilden. Abkürzungen: CCS (Carbon Capture and Storage), DT (Dampfturbine), GT (Gasturbine), GuD (Gas- und Dampfturbine).
Quelle: Berechnungen des ifo Instituts.

von 100% ist der Ansatz äquivalent zu den jährlichen Zahlungen mit Annuitäten.

Der *zweite Ansatz* ist eine komplette Neugestaltung des Investitionsverhaltens in Strommarktmodellen. Es werden Eigen- und Fremdkapitalentscheidungen direkt in das Modell integriert. Das ermöglicht die Einführung unterschiedlicher Kosten für Eigen- und Fremdkapital, die sogar vom Verhältnis von Fremd- zu Eigenkapital abhängig gemacht werden können. Dieser Ansatz ist deutlich anschlussfähiger an die generelle ökonomische Theorie, enthält aber auch fundamentale betriebswirtschaftliche Instrumente.

Beide neuen Ansätze ermöglichen eine detaillierte Analyse von privaten und öffentlichen Unternehmen sowie eine klare Unterscheidung zwischen Ländern. Abbildung 2 zeigt deutlich, wie sich der europäische Strommix, Strom- und CO₂-Preise verändern, je nachdem, welcher Ansatz gewählt wird. Die Strompreise 2050 schwanken dabei zwischen 44 Euro/MWh (Eigen- und Fremdkapital) und 65 Euro/MWh (Eigen- und Fremdkapital + endogene Kapitalkosten + Typen). Die Abbildung von unterschiedlichen Firmentypen führt generell zu höheren Strompreisen. Auch die CO₂-Preise sind gestiegen, da insgesamt Investitionen verteuert werden.

FAZIT UND HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

Politische und wirtschaftliche Entscheidungsträger haben bislang nur ein unzureichendes Verständnis für das Investitionsverhalten der verschiedenen Akteure in der Energiewende. Insbesondere setzen sie bei der Politikgestaltung und der Planung von Investitionen Modelle ein, die die Heterogenität der Marktteilnehmer nicht adäquat abbilden.

Ein weiterer zentraler Aspekt betrifft die Finanzierungsmöglichkeiten von Unternehmen. Private Unternehmen profitieren in der Regel von günstigeren Finanzierungsbedingungen, insbesondere bei großen Fremdkapital-zu-Eigenkapital-Verhältnissen, im Vergleich zu öffentlichen Unternehmen.

Unsere Analysen zeigen, dass sich Investitionsentscheidungen sowie die Entwicklung von Strom- und CO₂-Preisen erheblich unterscheiden, wenn das Investitionsverhalten unterschiedlicher Akteure präziser modelliert wird.

Welche Handlungsempfehlungen können wir daraus ableiten? Politische Entscheidungsträger müssen sich endlich intensiver mit dem optimalen Strommix auseinandersetzen, Ausbauziele entsprechend anpassen und verzerrende Subventionen abschaffen. Öffentliche Unternehmen müssen gezielt eingesetzt werden, um die langfristige Perspektive unternehmerisch umzusetzen. Es ist zwingend geboten, einen ganzheitlichen Blick auf alle Akteure mitsamt ihren

Unterschieden, Stärken und Schwächen zu entwickeln. Zielgerichtete Subventionen können die Kapitalkosten von Unternehmen reduzieren, neue Investoren mit geringen Renditeerwartungen (wie institutionelle Investoren) für die Energiewende in Europa gewinnen und so die Kosten der Energiewende insgesamt reduzieren.

REFERENZEN

- Bauer, N., L. Baumstark, M. Haller, M. Leimbach, G. Luderer, M. Lueken, R. Pietzcker, J. Streifer, S. Ludig, A. Koerner, et al. (2008), »REMIND: The Equations«.
- Brown, T., J. Hörsch und D. Schlachtberger (2017), »PyPSA: Python for Power System Analysis«, arXiv preprint arXiv:1707.09913.
- Capros, P., D. Van Regemorter, L. Paroussos, P. Karkatsoulis, C. Fragkiadakis, S. Tsani, I. Charalampidis, T. Revesz, M. Perry und J. Abrell (Hrsg.) (2013), *GEM-E3 Model Documentation*, JRC Scientific and Policy Reports 26034, Joint Research Centre, Luxemburg.
- Dorfner, J. (2016), *Open Source Modelling and Optimisation of Energy Infrastructure at Urban Scale*, Dissertation, TU München.
- Elliston, B., I. Macgill und M. Diesendorf (2013), »Least Cost 100% Renewable Electricity Scenarios in the Australian National Electricity Market«, *Energy Policy* 59, 270–282.
- Gerbaulet, C. und C. Lorenz (2017), »dynELMOD: A Dynamic Investment and Dispatch Model for the Future European Electricity Market«, Data Documentation 88, DIW Berlin.
- Grohnheit, P. und H. Larsen (2001), Balmorel – Data and Calibration. Version 2.05.
- Hirth, L., O. Ruhnau und R. Sgarlato (2021), The European Electricity Market Model EMMA – Model Description.
- Howells, M., H. Rogner, N. Strachan, C. Heaps, H. Huntington, S. Kyproos, A. Hughes, S. Silveira, J. DeCarolis, M. Bazillian et al. (2011), »OSEMOSYS: The Open Source Energy Modeling System: An Introduction to Its Ethos, Structure and Development«, *Energy Policy* 39(10), 5850–5870.
- Huppmann, D., M. Gidden, O. Fricko, P. Kolp, C. Orthofer, M. Pimmer, N. Kushin, A. Vinca, A. Mastrucci, K. Riahi et al. (2019), »The MESSAGEix Integrated Assessment Model and the IX Modeling Platform (Ixm): An Open Framework for Integrated and Cross-Cutting Analysis of Energy, Climate, the Environment, and Sustainable Development«, *Environmental Modelling & Software* 112, 143–156.
- Loulou, R., U. Remme, A. Kanudia, A. Lehtila und G. Goldstein (2005), Documentation for the TIMES Model Part II, Energy Technology Systems Analysis Programme.
- Nahmmacher, P., E. Schmid, and B. Knopf (2014), Documentation of LIMES-EU – A Long-term Electricity System Model for Europe.
- Mier, M. und V. Azarova (2024), »Investment Cost Specifications Revisited«, *Energy Policy* 188, 114058.
- Mier, M. (2024), »European Electricity Prices in Time of Multiple Crises«, mimeo, SSRN 4936684.
- Nalley, S., A. LaRose, J. Diefenderfer, J. Staub, J. Turnure und L. Westfall (2019), *The National Energy Modeling System: An Overview 2018*, U.S. Department of Energy, Washington, D.C.
- Pfenninger, S. und J. Keirstead (2015), »Comparing Concentrating Solar and Nuclear Power as Baseload Providers Using the Example of South Africa«, *Energy* 87, 303–314.
- Richter, J. (2011), »DIMENSION – A Dispatch and Investment Model for European Electricity Markets«, EWI Working Paper 11/03.
- Skar, C., G. Doorman, G. A. Pérez-Valdés und A. Tomasgard (2016), »A Multi-Horizon Stochastic Programming Model for the European Power System«, CenSES Working Paper 2/2016.
- Sun, N. (2013), *Modellgestützte Untersuchung des Elektrizitätsmarktes: Kraftwerkseinsatzplanung und -investitionen*.
- Weissbart, C. und G. J. Blanford (2019), »A Framework for Modeling the Dynamics of Power Markets – The EU-REGEN Model«, ifo Working Paper 307.
- Zerrahn, A. und W.-P. Schill (2015), »A Greenfield Model to Evaluate Long-Run Power Storage Requirements for High Shares of Renewables«, DIW Discussion Paper 1457.