

Positionspapier

Regulierung in der Transformationsituation der Energiewende

GEFÖRDERT VOM



Bundesministerium
für Bildung
und Forschung

Beteiligte Institution

Energiewirtschaftliches Institut
an der Universität zu Köln

Autoren

Energiewirtschaftliches Institut
an der Universität zu Köln

Mit freundlicher Unterstützung von

TenneT
Hansewerk
Hitachi Energy
SH Netz
RWTH Aachen
Energiewirtschaftliches Institut
an der Universität zu Köln

Kontakt

Philipp Artur Kienscherf
Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln
Vogelsanger Weg 321a
50827 Köln
philipp.kienscherf@ewi.uni-koeln.de

Projektleitung

Philipp Artur Kienscherf

Tom Brinker
Lisa Just
Philipp Artur Kienscherf
Amelie Sitzmann
Pia Willers

Simon Fechner
Malte Hinrichsen
Jochen Kreusel
Rade Lukic
Albert Moser
Lena Pickert



Zusammenfassung

Regulierung in der Transformationssituation der Energiewende

Die Liberalisierung des Strommarkts hat grundlegende Veränderungen des Energiesystems mit sich gebracht. Dabei reagierte der regulatorische Rahmen auf Komplikationen meist punktuell. Das Ergebnis ist eine fragmentierte Regulierung. Ziel des Positionspapiers ist es, den Bedarf für Forschung und die praktische Umsetzung in der Regulierung im Zuge gegenwärtiger und zukünftiger Entwicklungen aufzuzeigen.

Im aktuellen Strommarktdesign existieren unzureichende wirtschaftliche Anreize für erneuerbare Energien (EE)-Anlagen einen systemdienlichen Standort zu wählen. Windenergieanlagen siedeln sich größtenteils im Norden Deutschlands an, sodass eine zunehmende geografische Asymmetrie zwischen der Allokation der Windenergie in Norddeutschland und der Verteilung der Last mit einem Schwerpunkt in Süd-West-Deutschland und dadurch Engpässe entstehen. Vor dem Hintergrund der Versorgungssicherheit kommt der Koordination von Stromerzeugung und -verbrauch im Zuge des Ausbaus von EE und der Stilllegung steuerbarer Erzeugungstechnologien ebenfalls eine bedeutende Rolle zu.

Eine verbesserte Anreizstruktur durch räumlich differenzierte Preissignale kann die kurz- und langfristige Koordination von Verbrauchern und Erzeugern verbessern. Eine Reform des Strommarktdesigns kann zudem einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten, indem über die Zahlungen am Strommarkt hinaus Anreize geschaffen werden, Investitionen in systemdienliche, gesicherte Leistung zu tätigen. Kapazitätsmärkte stellen einen möglichen Lösungsansatz hierfür dar, gehen jedoch auch mit direkten Eingriffen in den Strommarkt einher. Die Flexibilisierung der Stromnachfrage, unter anderem im Rahmen der Sektorenkopplung, ist eine weitere Möglichkeit zur Garantie der Versorgungssicherheit am Strommarkt.

Zur Vermeidung von Engpässen und Verbesserung der Versorgungssicherheit ist der Netzausbau auch bei einer Einführung von räumlich differenzierten Strompreisen unerlässlich. Hierbei stellt sich die Frage der Refinanzierung der Netzkosten. Aktuell erfolgt eine Wälzung von hohen auf niedrige Spannungsebenen, die von den Letztverbrauchern getragen wird. Hierdurch werden Innovationen in eine Flexibilisierung der Nachfrage gehemmt. Gleichmaßen sollte die Anreizstruktur für die Netzbetreiber auf die Anforderungen der Transformation so angepasst werden, dass Anreize bestehen, Innovationen im Netzbetrieb zu entwickeln und einzusetzen. Derzeit führt die Kapitalverzinsung dazu, dass Netzbetreiber einen höheren Anreiz haben, in kapitalkostenintensive Maßnahmen wie den Netzausbau anstelle von intelligenten Technologien zu investieren, da sich die Optionen hinsichtlich ihrer Kostenstruktur unterscheiden.

Im Zuge der Dekarbonisierung des Energiesystems wird die Verflechtung der Energiesektoren Strom, Wärme, Gas und Mobilität enger. Hinsichtlich der neuen Technologien stellt sich die Frage, wie ein geeigneter Regulierungsrahmen für beispielsweise den Ausbau der Infrastruktur von Elektromobilität und Wasserstoff und den Rückbau bestehender Infrastruktur für Erdgas geschaffen werden kann. Neben neuen Herausforderungen bieten Sektorenschnittstellen auch die Möglichkeit, sie netz- und marktdienlich einzusetzen, beispielsweise durch die Erbringung von Systemdienstleistungen (SDL) oder als flexible Nachfrager am Strommarkt. Es wäre eine systemübergreifende und zentralisierte Marktplattform für verschiedene SDL denkbar, die regional und produktübergreifend Effizienzgewinne möglich macht.

Die diskutierten Instrumente sind nur politisch umsetzbar, wenn gesellschaftlich akzeptiert, d.h. als gerecht und angemessen empfunden. Bei allen zuvor genannten Themen und Regulierungsaufgaben ist zu überprüfen, welche sozioökonomischen Verteilungseffekte diese nach sich ziehen. Ziele für den Regulierungsrahmen sollten Ganzheitlichkeit, Konsistenz und Kohärenz sein.



Inhalt

1	Motivation: Ganzheitliche vs. bedarfsorientierte Regulierung.....	5
2	Koordination von Netzinfrastruktur und Markt.....	6
2.1	Räumliche und zeitliche Koordination zwischen Netz und Markt.....	6
2.2	Netzregulierung und Refinanzierung der Netzkosten.....	10
2.3	Sektorenkopplung.....	12
2.4	Systemdienstleistungen.....	14
3	Koordination von Stromerzeugung und -verbrauch zur Versorgungssicherheit.....	15
4	Akzeptanz und Gerechtigkeit.....	16
5	Fazit.....	17



1 Motivation: Ganzheitliche vs. bedarfsorientierte Regulierung

Die Liberalisierung des deutschen Strommarktes in den 1990er-Jahren ging mit der Gestaltung eines regulatorischen Rahmens zur Sicherung der Funktionalität und Effizienz des Gesamtsystems einher. Zur Implementierung einer Wettbewerbsstruktur für den Großhandel von Strom lag der initiale Fokus auf der Regulierung des natürlichen Monopols der Netzbetreiber und der Entflechtung der Wertschöpfungskette zwischen Erzeugung/Vertrieb und dem Netzbetrieb. Zusätzlich unterliegen aber auch die wettbewerblichen Wertschöpfungsstufen gewissen regulatorischen Rahmenbedingungen, die den Strommarkt flankieren. Diese wurden zum Zeitpunkt der Liberalisierung vor allem vor dem Hintergrund eines Stromsystems mit einzelnen großen Kraftwerken vis-à-vis einer unelastischen Stromnachfrage konzipiert. Reformen der Netzregulierung im klassischen Sinne sowie des flankierenden regulatorischen Rahmens wurden seither, mit Ausnahme weniger Grundsatzreformen wie etwa der Anreizregulierungsverordnung, meist punktuell auf die mit der Energiewende einhergehenden Veränderungen ausgerichtet.

Entsprechend ist die Regulierung teilweise an die Transformation des Stromsystems und die verbundenen Herausforderungen angepasst. Sie ist jedoch keineswegs entworfen, um weitere Ad-hoc-Regulierung zu vermeiden, bzw. nicht grundsätzlich an den mittel- und langfristigen Veränderungsprozessen orientiert.¹ Vielmehr ist das aktuelle Regulierungssystem stark fragmentiert. Ein solches Vorgehen kann einzelne Probleme lösen, birgt aber das Risiko, dabei gleichzeitig — durch ungewollte Wechselwirkungen — erneute regulatorische Eingriffe an anderer Stelle erforderlich zu machen. Im Folgenden wird ein Überblick über besonders relevante Problemstellungen sowie jeweils existierende Lösungsansätze und offene Fragen gegeben. Somit dient dieses Papier insbesondere als Ausgangspunkt praktischer und akademischer Arbeiten im Bereich der zukünftigen Regulierung von Energieinfrastrukturen im Allgemeinen und Stromnetzen im Speziellen.

Es ist zu erwarten, dass in den kommenden Jahren weitere grundlegende Entwicklungen in der Energielandschaft zusätzlichen Änderungsbedarf in der Regulierung nach sich ziehen werden: Hierzu gehören bspw. die zunehmend dezentrale und bidirektionale Koordination zwischen Netz, Erzeugung und Verbrauch, die stärker dargebotsabhängige Angebotsseite, die Kopplung der Elektrizitäts-, Wärme- und Mobilitätssektoren sowie die umfassende Digitalisierung des Energiesektors. Der regulatorische Rahmen sollte hinsichtlich dieser und weiterer Veränderungsprozesse Anreize im Sinne der Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit, Versorgungssicherheit und Akzeptanz setzen.

Um auch zukünftig auf Problemstellungen und Herausforderungen in der Transformation des Energiesystems eingehen zu können, benötigt es daher ein ganzheitlich konzipiertes, in sich konsistentes und kohärentes Regulierungssystem, das intra- und intersektorale Veränderungsprozesse richtungsgebend begleitet und sowohl statisch als auch dynamisch effiziente Anreize für Investitions- und Einsatzentscheidungen setzt.

Dieses Positionspapier ist wie folgt unterteilt: Abschnitt 2 beschäftigt sich mit der Koordination von Netzinfrastruktur und dem Markt und beleuchtet in diesem Zusammenhang die Dimension der räumlichen und zeitlichen Koordination (Abschnitt 2.1), die Netzregulierung und Refinanzierung der Netzkosten (Abschnitt 2.2) sowie die Themen Sektorenkopplung (Abschnitt 2.3) und

¹ Die Transformation des Stromsystems benötigt Innovationen, die kaum bis gar nicht regulatorisch berücksichtigt werden. Das wird in einem bereits veröffentlichten ENSURE Positionspapier im Detail aufgezeigt (vgl. Kreuzel, J.; Moser, A.; Pletzer, T. (2021): „Positionspapier zum Regulierungsrahmen für Netze in der Transformationssituation der Energiewende“).



Systemdienstleistungen (Abschnitt 2.4). Abschnitt 3 greift darüber hinaus die Koordination zwischen Stromerzeugung und -verbrauch auf und diskutiert Herausforderungen zur Sicherstellung von Versorgungssicherheit. Abschnitt 4 schließt mit den Herausforderungen der Akzeptanz und der Gerechtigkeit ab.

2 Koordination von Netzinfrastruktur und Markt

Das Stromnetz stellt die physikalische Grundlage für die Übertragung und Verteilung von Strom zwischen Angebot und Nachfrage dar. Es ist somit Vehikel für jeglichen Handel am Strommarkt und von zentraler systemischer Bedeutung. Unter Berücksichtigung des Netzes spielt, neben der zeitlichen, auch die räumliche Dimension eine entscheidende Rolle für die zukünftige Anreizgestaltung der Regulierung. Dies wirft einige zentrale Fragen auf:

- Wann wird wo wie viel Übertragungs- und Verteilnetzkapazität sowie mögliche Substitute wie (Nachfrage-)Flexibilität benötigt, um die dezentraler werdende Erzeugung und die strukturellen Veränderungen des Verbrauchs zu adressieren?
- Können sowohl angebots- als auch nachfrageseitig Anreize für Marktakteure gesetzt werden, sodass das Netz als limitierender Faktor in die Entscheidungen der Marktakteure miteinbezogen wird?
- Wie sollten sich die finanziellen und betrieblichen Herausforderungen der Energiewende in der Refinanzierung der Netze widerspiegeln?
- Welche Kompetenzen und Betriebsmittel benötigen Netzbetreiber in Zukunft, um auf zunehmende Volatilität in der Erzeugung und Veränderungen in der Nachfragestruktur reagieren zu können?
- Wie kann die räumliche Koordinationsaufgabe des Aus- bzw. Umbaus des Stromsektors und dessen zunehmender Verflechtung mit dem Wärme- und dem Mobilitätssektor zukünftig gelingen, und welche Implikationen hat die Verflechtung der drei Energiesektoren für deren jeweilige Regulierung, insbesondere beim Betrieb von Schnittstellen wie Elektrolyseuren oder Ladesäulen für Elektrofahrzeuge (Sektorenkopplung)?
- Wie können Systemdienstleistungen im Hinblick auf neue Anforderungen weiterentwickelt und der Bedarf für Systemdienstleistungen in Zukunft effizient und sicher gedeckt werden, wenn im Zuge der Energiewende etablierte Anbieter, wie Betreiber konventioneller Kraftwerke, aus dem Markt ausscheiden?

2.1 Räumliche und zeitliche Koordination zwischen Netz und Markt

Zunächst ist zu hinterfragen, wie der gleichzeitige Ausbau und Betrieb von Erzeugungs- und Verbrauchskapazitäten sowie der Netzinfrastruktur koordiniert werden kann, um räumlich und zeitlich effiziente Marktergebnisse zu ermöglichen. Die Trennung des Handels von der physikalischen Netzebene und der einheitliche Strompreis in der deutschen Gebotszone mit einem kostenbasierten Redispatch setzen keine Anreize für Erzeuger oder Verbraucher, die gegebene Infrastruktur als möglicherweise limitierenden Faktor bei der Standortwahl oder bei Erzeugungs- und Verbrauchsentscheidungen zu berücksichtigen. Stellt sich innerhalb des Marktgleichgewichtes in der deutschen Gebotszone ein



Engpass ein, greifen die Netzbetreiber durch kostenbasierten Redispatch an den Netzknoten ein.² Der Preis bzw. die Kosten der Redispatch-Maßnahme sind jedoch nur für die beteiligten Erzeuger bzw. Speicher und die Netzbetreiber, nicht aber am Markt sichtbar. Reicht Redispatch nicht aus, um einen Engpass aufzulösen, ergreifen die Netzbetreiber weitere Maßnahmen, um die Netzstabilität zu garantieren. Dies kann z.B. die Aktivierung der Netzreserve sein.

Die Marktorganisation mit Einheitspreis und kostenbasiertem Redispatch war bisher überwiegend unproblematisch, da der historisch gewachsene Stromsektor auf eine aufeinander abgestimmte Struktur von Kraftwerken, Last und Infrastruktur aufbaute. Veränderungen in der Stromerzeugung (z.B.: steigender Anteil Erneuerbaren Energien (EE)-Erzeugung und deren regionales Ungleichgewicht) und in der Nachfrage, u.a. durch die Elektrifizierung des Mobilitäts- und Wärmesektors, stellen das System jedoch vor neue Herausforderungen.

Das regionale Ungleichgewicht von EE-Erzeugung und Stromnachfrage betrifft in besonderem Maße die Koordination zwischen den Marktakteuren und der Netzinfrastruktur: Bei Windenergieanlagen an Land und Photovoltaik (PV)-Anlagen besteht die Problematik, dass neben deren grundsätzlicher Dargebotsabhängigkeit die Menge der Stromerzeugung zwischen verschiedenen Standorten innerhalb Deutschlands variiert. Geografische Lagen unterscheiden sich hinsichtlich der Sonnenstunden und/oder Windmenge bzw. -stärke. Betriebswirtschaftlich ertragreiche Standorte sind daher nicht immer gleichbedeutend mit netz- oder systemdienlichen Standorten. Im aktuellen Strommarktdesign existieren allerdings unzureichende wirtschaftliche Anreize für EE-Anlagen einen systemdienlichen Standort einem anderen Standort mit höherem erwartetem Wind- oder solarem Strahlungsertrag vorzuziehen.³ Dies führt dazu, dass sich Windenergieanlagen größtenteils im Norden Deutschlands ansiedeln und so eine zunehmende Nord-Süd-Asymmetrie zwischen der Allokation der Windenergieanlagen in Norddeutschland und der Verteilung der Last mit einem Schwerpunkt in Süd-West-Deutschland bewirken. Unter den aktuell in Deutschland gegebenen Markt- und Netzbedingungen führt dies vermehrt zu Netzengpässen und dementsprechend auch zu einem höheren Ausmaß an Redispatch-Maßnahmen.

Es gibt zwei mögliche Ansatzpunkte Engpässe zu reduzieren, die gleichermaßen eine Rolle in der zukünftigen Regulierung einnehmen sollten:

- a) die kurz- und langfristige räumliche Koordination von Verbrauchern und Erzeugern sowie
- b) der Ausbau der Infrastruktur zur Übertragung und Verteilung von Strom.

Der erste Ansatz findet sich, punktuell in Bezug auf die Standortwahl von Windenergieanlagen an Land, bereits in der Gesetzgebung wieder. Im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) wurde zur gleichmäßigeren Allokation von Windenergieanlagen an Land eine lokale Steuerungskomponente, das sogenannte Referenzertragsmodell⁴, eingeführt. Der Regulierungsrahmen wurde somit hinsichtlich der

² Seit der Einführung des Redispatch 2.0 Modells im Oktober 2021 können sowohl konventionelle Erzeuger als auch Erneuerbare Energien (EE)- und KWK-Anlagen in den Redispatch einbezogen werden. Eingriffe in die Einspeisung von EE- und KWK-Anlagen erfolgen im Rahmen von Redispatch 2.0 jedoch nur, wenn keine konventionellen Anlagen zur Verfügung stehen, oder bei hohen Kostendifferenzen von EE-Anlagen (EE um den Faktor 10 günstiger; siehe BNetzA (2020): „Mindestfaktor-Festlegung vom 20. November 2020“). Zuvor erfolgte die Abregelung von EE-Anlagen bei Netzengpässen durch das sogenannte Einspeisemanagement, welches den konventionellen Redispatch-Maßnahmen nachgelagert war.

³ Hinzu kommt die Verfügbarkeit geeigneter Flächen, die zumeist eher im ländlichen Raum gegeben ist, sodass sich die EE-Erzeugung in bevölkerungsarmen Regionen mit geringem lokalem Stromverbrauch konzentriert.

⁴ Um Anreize für einen gleichmäßigeren Ausbau von Windenergieanlagen an Land zu schaffen, wird innerhalb des EEG ein Referenzstandort definiert. Anlagen, die niedrigere Erträge erzielen als dies am Referenzstandort möglich wäre, erhalten eine höhere Vergütung, um den wettbewerblichen Nachteil auszugleichen, während Anlagen, die höhere Erträge erzielen können, eine geringere Vergütung erhalten.



Standortentscheidung selektiv angepasst. Allerdings bestehen auch im Hinblick auf Investitionen aller anderen Marktakteure die beschriebenen langfristigen Koordinationsprobleme zum Ausbau der Netzinfrastruktur. Es fehlt zudem ein räumliches Steuerungsinstrument für die Abstimmung zwischen den Betriebsentscheidungen am Strommarkt und dem Netzbetrieb in der kurzen Frist. Es lässt sich somit feststellen, dass sowohl statisch, in Bezug auf den Netzbetrieb, als auch dynamisch, hinsichtlich der Investitionsanreize, Bedarf für regulatorische Reformen besteht.

Ein möglicher ganzheitlicher Lösungsansatz sind lokal differenzierte Preissignale am Stromgroßhandelsmarkt. Dies würde bedeuten, dass die Netzauslastung bereits während des Stromhandels berücksichtigt wird. Im aktuellen Marktdesign ist dies innerhalb der deutsch-luxemburgischen Gebotszone nicht der Fall. Berücksichtigt wird lediglich die Netzkapazität an den Grenzen zu den Nachbarländern. Intrazonale Netzengpässe werden im Rahmen von Redispatch-Maßnahmen nur bei Erzeugungs- und Speicheranlagen durch die Netzbetreiber aufgelöst (s.o.)⁵. Die umfassendste Berücksichtigung lokal differenzierter Preissignale wäre ein nodales Preissystem. In einem solchen System reichen Anbieter Angebote für die Erzeugung von Strom und Nachfrager ihre Nachfrage von Strom an den verschiedenen Netzwerkknoten bei der Auktionsplattform ein. Die Netzkapazitäten zwischen den einzelnen Knoten werden anschließend durch den Auktionator berücksichtigt, sodass sich der Netzzustand in den Marktpreisen und demnach im Handel widerspiegelt. Eine solche Änderung des Strommarktdesigns bietet zwei Vorteile. Zum einen können in der kurzen Frist die Einsatzentscheidungen von Erzeugung, Verbrauch und Netz zeitgleich und für alle Marktakteure transparent koordiniert werden. Zum anderen signalisieren Preisdifferenzen zwischen einzelnen Knoten Knappheiten, die in der langen Frist Standortsignale für Investitionsentscheidungen von Marktakteuren senden und den Netzausbau informieren können.⁶ Eine weitere, weniger umfassende mögliche Alternative zu nodalen Preisen stellt die Unterteilung des aktuellen Marktgebiets in mehrere Gebotszonen dar. Hierbei ist jedoch unklar, wie die Grenzen der einzelnen Zonen verlaufen sollten, bzw. wie robust ein statisch optimaler zentraler Zuschnitt in der dynamischen Perspektive ist.⁷

Während lokal differenzierte Preise eine direkte Änderung des Strommarktdesigns implizieren, besteht alternativ die Möglichkeit, regulatorische Maßnahmen zur räumlichen Steuerung unabhängig von der Marktpreisbildung einzuführen. So könnten Netzentgelte so definiert werden, dass diese den Marktakteuren ein Preissignal über die Netzdienlichkeit ihrer Standortwahl (z.B. räumlich differenzierte Netzanschlussgebühren) oder ihrer Betriebsentscheidung (z.B. räumlich und zeitlich variierende

⁵ Für eine bessere Netzstabilität und damit eine höhere Versorgungssicherheit ist seit 2013 die Verordnung über Vereinbarungen zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) in Kraft. Mit der Abschaltbaren Lasten-Umlage werden Vergütungszahlungen der Übertragungsnetzbetreiber an Anbieter von Abschaltleistung gezahlt. Außerdem hat im Jahr 2017 die Bundesregierung die Möglichkeit Strom zu nutzen statt abzuregeln (§ 13 Abs. 6a EnWG) auf den Weg gebracht. Unter dem Motto „Nutzen statt Abregeln“ ist vorgesehen, dass in den sogenannten Netzausbaugebieten Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen bis zu 2.000 MW überschüssigen Strom in Wärme umwandeln können.

⁶ Die praktische Umsetzung eines nodalen Marktes setzt eine zentrale Abwicklung von Angebot und Nachfrage voraus (Gross-Pool-Markt). Aktuell wird der Handel auf europäischen Strommärkten vielmals bilateral abgewickelt, sodass die Umstellung auf ein nodales Preissystem signifikante organisatorische Umstellungen mit sich bringen würde. Außerdem ist umstritten, ob nodale Preise in der Praxis allein als Investitionsanreize ausreichen würden, da weitere Kriterien wie politische und regulatorische Rahmenbedingungen und damit verbundene Unsicherheiten eine Rolle spielen.

⁷ Die Umsetzbarkeit von unterschiedlichen Gebotszonen ist gesellschaftlich und politisch umstritten, da sie mitunter zu signifikanten Strompreisunterschieden innerhalb von Deutschland führen würde. Aufgrund der Verteilungseffekte ist der Zuschnitt der Gebotszonen stark von politischen Verhandlungen abhängig, sodass mögliche Effizienzgewinne aus der Aufteilung des Marktes nicht realisiert werden können.



Arbeitspreise) senden können.⁸ Die verschiedenen Möglichkeiten betreffen dabei jeweils unterschiedliche Netzebenen. Die Diskussion über eine Einführung nodaler Preise adressiert Netzengpässe im Übertragungsnetz, während bei einer Netzentgeltreform, wie beispielsweise die Einführung von variablen Netzentgelten, die Auswirkungen auf Verteilnetze diskutiert wird. Analog zum Referenzertragsmodell für Windenergieanlagen im EEG (s.o.) wäre es ebenso denkbar, weitere kleinteilige Reformmaßnahmen umzusetzen. Diese würden unabhängig vom Markt umgesetzt werden und insofern nicht dem Gedanken eines ganzheitlichen Koordinationsansatzes, sondern einer Fortführung der selektiven Eingriffe in den bestehenden regulatorischen Rahmen entsprechen.

Insgesamt besteht ein klarer Bedarf für eine tiefgreifendere Analyse von Vor- und Nachteilen der zuvor erwähnten Möglichkeiten, um sowohl statisch als auch dynamisch netzdienliche Anreize für Marktakteure hervorzubringen und damit konkrete Lösungsansätze für das regulatorische Problem zu schaffen.

Die Maßnahmen zur Koordination zwischen Markt und Netz dienen dem Ziel, die gegebene Infrastruktur möglichst effizient zu nutzen und die Standortwahl von neuen Marktakteuren auf das Netz abzustimmen. Zusätzlich wird der Netzausbau als zweiter Lösungsansatz ebenso notwendig sein, um das Stromsystem optimal auf seine zukünftigen Herausforderungen hin auszurichten. Zum Beispiel impliziert der Ausbau von Windenergieanlagen auf See, dass weiterhin eine Asymmetrie zwischen Stromerzeugungspotential im Norden Deutschlands und großen industriellen Energieverbrauchern im Süden bestehen bleiben wird. Es gilt dementsprechend ein effizientes Maß an Koordination der Marktakteure sowie beim Netzbau zu finden, sodass alle Anforderungen an das Stromsystem kostenminimal erfüllt werden.

Vorhaben zum Bau und zur Erweiterung von Stromleitungen zwischen Nord- und Süddeutschland finden sich in den Netzentwicklungsplänen (NEP) der Übertragungsnetzbetreiber wieder. Durch den NEP soll eine Basis für eine ganzheitliche und langfristig optimal ausgerichtet Infrastrukturentwicklung geschaffen werden. Da aktuell für Marktakteure keine Netzdienlichkeitssignale für Investitionen existieren, kann durch unkoordinierte Standortwahlen ein ineffizient hoher Bedarf für weitere Stromleitungskapazität entstehen. Dies kann in Zukunft unter anderem Elektrolyseure betreffen (siehe auch Abschnitt 2.3 zur Sektorenkopplung), die aktuell einen Anreiz hätten, sich nah an die Abnehmer von Wasserstoff zu positionieren, um Transportkosten zu minimieren. Durch die fehlenden Signale über die Auslastung der gegebenen Stromnetzinfrasturktur entstehen zusätzliche Ineffizienzen durch initial inadäquate Netzkapazitäten. Diese werden erst nachträglich an neue Erzeugungs- und Verbrauchskapazitäten angepasst. Erzeugen beispielsweise EE-Anlagen zuvor zu viel Strom für die gegebene Netzkapazität, werden sie im Rahmen des Redispatch durch die Netzbetreiber abgeregelt, wodurch Letzteren wiederum Kosten entstehen, und weniger erneuerbarer Strom eingespeist wird. Sofern Marktakteure keine Signale über die Netzdienlichkeit ihrer Entscheidungen erhalten, wäre es beispielsweise ein denkbarer Lösungsansatz, designierte EE-Vorrangflächen in der Planung potenzieller zusätzlicher Netzinfrasturktur abzubilden, sodass zukünftige Erzeugungskapazitäten in der Netzplanung und Errichtung bereits miteinbezogen werden können.

Im Hinblick auf den parallelen Ausbau von Erzeugungs- und Verbrauchskapazitäten am Markt und von Netzen gilt es außerdem, die Handlungsreihenfolge von Netzbetreibern und Marktakteuren zu betrachten. In der Praxis liegt der initiale Schritt in der Errichtung von neuen Erzeugungs- oder Verbrauchseinheiten, wonach deren Netzanschluss und ggf. ein Netzausbau folgt. Erfolgen

⁸ Dies ist in Zusammenhang mit der Spreizung der Netzentgelte, mit steigenden Tendenzen in Regionen, die sich durch eine hohe EE-Dichte auszeichnen (s.u.), umso relevanter. Räumlich und zeitlich variable Netzentgelte setzen für Verbraucher Anreize, sich für einen netzdienlichen Standort zu entscheiden. Darüber hinaus dürfte die praktische Umsetzung sehr wahrscheinlich zu ähnlichen Fairnessdebatten wie eine Teilung der Deutsch-Luxemburgischen Gebotszone führen.



Netzanschluss oder Netzausbau zeitverzögert, führt dies dazu, dass Anlagen (zeitweise) ungenutzt bleiben. Um beiderseits angemessene Anreizstrukturen zu schaffen, ist hierbei unter anderem relevant, in welchen Zeithorizonten die Planung vorstattgehen sollte. In diesem Zusammenhang gilt es zu untersuchen, inwiefern eine Harmonisierung des parallelen Ausbaus von Erzeugung-, Verbrauchseinheiten sowie des Verteil- und Übertragungsnetzes geschaffen werden kann, die eine zeiteffiziente Handlungsreihenfolge ermöglicht.

2.2 Netzregulierung und Refinanzierung der Netzkosten

Da der Netzbetrieb ein natürliches Monopol darstellt, unterliegen die Netzbetreiber grundsätzlich einer Netzregulierung. Dieser regulatorische Rahmen wird in Deutschland in der Anreizregulierungsverordnung (ARegV), der Stromnetzzugangsverordnung (StromNZV) sowie der Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) definiert. Diese regeln die Grundsätze für Investitions- und Betriebsentscheidungen der Netzbetreiber sowie für die Netzanschlussbedingungen und die Refinanzierung der Netzkosten über die Netzentgelte.

Aufgrund der tiefgreifenden Veränderungen des Energiesystems werden zukünftig, auch bei möglicherweise verbesserter räumlicher Koordination zwischen Markt und Netz, Investitionen in die Netzinfrastruktur notwendig sein. Zudem entstehen den Netzbetreibern laufende Kosten durch die Bewirtschaftung des Netzes, beispielsweise durch die Erbringung und Beschaffung von Systemdienstleistungen (siehe Abschnitt 2.4). Die Refinanzierung der Netzkosten wird somit auch zukünftig eine zentrale Rolle spielen. Die aktuelle Netzentgeltssystematik ist jedoch nicht geeignet, den Anforderungen der bevorstehenden Systemtransformation zu begegnen.

Aktuell werden die Netzkosten eines Netzgebiets über einen vorgegebenen, überwiegend vertikalen Wälzungsmechanismus von den höheren auf die niedrigeren Spannungsebenen gewälzt und ausschließlich von den Letztverbrauchern getragen. Diese Systematik ist in verschiedener Hinsicht nicht auf die Anforderungen des aktuellen und zukünftigen Systems ausgerichtet. Sie hemmt beispielsweise Innovationen in eine Flexibilisierung der Nachfrage und entfaltet aufgrund fehlender räumlicher und zeitlicher Auflösung keine koordinative Wirkung, die beispielsweise Netzengpässe reduzieren könnte. Zudem stellt die wachsende strukturelle Heterogenität der Netzbetreiber innerhalb Deutschlands, insbesondere in den Verteilnetzen, eine zunehmende Herausforderung dar. Während urbane Regionen überwiegend mit den Änderungen des Verbrauchs durch Elektromobilität und Wärmepumpen konfrontiert werden, betrifft der Ausbau von Windenergie- und PV-Anlagen vor allem ländliche Gebiete. Steigende Netzkosten durch die Integration von EE, insbesondere der Windenergie in Nord- und Ostdeutschland, werden in ländlichen Regionen auf tendenziell wenige Verbraucher gewälzt. Dies führt zu einer bereits zu beobachtenden regionalen Spreizung der Netzentgelte innerhalb Deutschlands mit zunehmend steigenden Netzentgelten in Nord- und Ostdeutschland und tendenziell niedrigeren Netzentgelten in West- und Süddeutschland.⁹ In diesem Zusammenhang stellt sich die Frage, wer künftig an der Refinanzierung der Netzkosten beteiligt werden sollte. Beispielsweise könnten auch Erzeuger über eine sogenannte G-Komponente (vom englischen Wort „generation“) an den Kosten des Netzes beteiligt werden. Bislang werden die Netzentgelte vollständig von der Ausspeiseseite getragen. Bei der Einführung der G-Komponente stellt diese den Anteil der Anteil der Netzkosten dar, der von Einspeisern gezahlt wird. Die restlichen Netzkosten zahlen die Verbraucher. Eine weitere Möglichkeit wäre die

⁹ Dadurch kommt es zu allokativen Fehlanreizen, da hohe Netzentgelte abschreckend für neue Verbraucher sind. Folglich siedeln sich Verbraucher tendenziell eher in West- und Süddeutschland an, wodurch die zunehmende Nord-Süd-Asymmetrie entsteht. Würden sich jedoch mehr Verbraucher in Nord- und Ostdeutschland ansiedeln, könnten diese die Netzentgelte und Nord-Süd-Asymmetrie reduzieren.



Einführung eines Baukostenzuschusses für Erzeuger, bei dem im Rahmen der Anschlusserrichtung eine Zahlung für den Ausbau des allgemeinen Netzes an den Netzbetreiber entrichtet werden muss. Zudem stellt sich perspektivisch auch in den Verteilnetzen die Frage, ob eine vertikale Wälzung eine faire Lastenverteilung innerhalb Deutschlands darstellt. Da EE-Anlagen vielfach auf den Spannungsebenen des Verteilnetzes angeschlossen werden, ihre Stromerzeugung jedoch für das Gesamtsystem notwendig ist, kommen Maßnahmen im Verteilnetz nicht mehr nur den eigenen Netzkunden zugute. Im Kontext der Übertragungsnetzentgelte wurde dieser Aspekt beispielsweise bereits im Rahmen des Gesetzes zur Modernisierung der Netzentgeltstruktur (NEMoG) im Jahr 2017 mit einer schrittweisen Umstellung auf bundesweit einheitliche Netzentgelte adressiert. Im Rahmen einer Netzentgeltreform sollte die zunehmende Heterogenität zwischen den Verteilnetzen ebenso wie die durch Netzentgelte geschaffenen Anreizstrukturen berücksichtigt werden, um beispielsweise künftig die Flexibilisierung der Nachfrage zu ermöglichen und diese sowohl markt- als auch netzdienlich zu integrieren.

Die zunehmenden strukturellen Unterschiede in der Versorgungsaufgabe der Netzbetreiber und die damit einhergehende wachsende Heterogenität zwischen Netzbetreibern stellen nicht nur die Netzentgeltsystematik, sondern auch die Netzregulierung vor eine Herausforderung. Diese Unterschiede sollten in der Anreizregulierung berücksichtigt werden, um etwa im Effizienzvergleich vergleichbare Ausgangsbedingungen zu schaffen. Hier stellt sich die Frage, inwieweit die Definition der Effizienz und der darauf aufbauende Effizienzvergleich in seiner aktuellen Ausgestaltung weiterhin angewendet werden können oder ob künftig neue Konzepte, wie beispielsweise eine verstärkte Output-orientierte Regulierung oder eine Menü-Regulierung zum Einsatz kommen könnten.¹⁰

Zum anderen ist es ebenso relevant, die Anreizstruktur für die Netzbetreiber auf die Anforderungen der Transformation anzupassen. Analog zu den Marktakteuren bedarf es auch auf Seiten der Netzbetreiber entsprechender Rahmenbedingungen, die eine möglichst effiziente Gesamtsystementwicklung anreizen. Aktuell bestehen beispielsweise für Netzbetreiber nur geringe Anreize, Innovationen im Netzbetrieb zu entwickeln und zum Einsatz zu bringen. So führt die Kapitalverzinsung im Rahmen der Anreizregulierung beispielsweise dazu, dass Netzbetreiber einen höheren Anreiz haben, in kapitalkostenintensive Maßnahmen zu investieren anstelle von Maßnahmen, die die operativen Kosten (OPEX) erhöhen. Die Implementierung einer Anreizstruktur für operative Innovationen stellt insbesondere vor dem Hintergrund der voranschreitenden Digitalisierung einen relevanten Aspekt einer zukünftigen Netzregulierung dar. Diese wird mit signifikanten OPEX verbunden sein. In diesem Zusammenhang sollte der Abbau von Hemmnissen beim Einsatz intelligenter Technologien verstärkt fokussiert werden. Ein Beispiel sind erforderliche operative Innovationen für die Entwicklung der Netze zu Smart Grids, welche den konventionellen Netzausbau reduzieren könnten. Da die operativen-Kosten im Gegensatz zu den Investitionskosten nicht ohne Zeitverzug anerkennungsfähig sind, müssen entsprechende Anreize geschaffen werden.

Daneben stellt sich die Frage, welche Maßnahmen zur Systemstabilisierung der Netzbetreiber vor dem Hintergrund der regulatorischen Rahmenbedingungen umsetzbar sind bzw. wie diese miteinander abgewogen werden müssen. Beispielhaft sei hier die Nutzung von Groß-Batteriespeichern als sogenannte Netzbooster auf Übertragungs- und/oder Verteilnetzebene zu nennen, in deren Zusammenhang unter anderem die Klärung der Besitz- und Betriebsstrukturen im Kontext der Entflechtungsvorschriften notwendig ist. Hiermit wird verdeutlicht, dass die Frage, wie Flexibilitätsoptionen zur Systemstabilisierung für Netzbetreiber genutzt werden können, weiteren Klärungsbedarf benötigt.

¹⁰ Eine weitere zu diskutierende Möglichkeit könnte die Schaffung von Anreizen für eine verstärkte Kooperation und physische Kopplung zwischen (benachbarten) verbrauchs- und produktionsintensiven Verteilnetzbetreibern sein. Dies könnte einerseits zu einem Leistungsausgleich führen und andererseits Ausbaumaßnahmen auf höheren Spannungsebenen vermeiden.



Die Umgestaltung der Regulierung infolge des Urteils des Europäischen Gerichtshofs (EuGH)¹¹ bietet die Möglichkeit, die genannten Fragestellungen zu berücksichtigen und die Netzregulierung so an die neuen Systemstrukturen anzupassen. Darüber hinaus sollte dies Berücksichtigung in der anstehenden Vorbereitung der 5. Regulierungsperiode der ARegV finden. Die 5. Regulierungsperiode startet für Gasnetzbetreiber im Jahr 2028 und für Stromnetzbetreiber ein Jahr später im Jahr 2029. Die Basisjahre sind 2025 für Gas und für Strom 2026. Dabei sollten geplante Änderungen bereits vor Beginn eines Basisjahres einer Regulierungsperiode bekannt sein. In diesem Zusammenhang wird es zudem von Bedeutung sein, zu klären, wie der Stromsektor künftig mit den im Rahmen der Sektorenkopplung entstehenden Verflechtungen mit den Energiesektoren Wärme und Mobilität gemeinsam gedacht werden kann und wie diese im regulatorischen Rahmen berücksichtigt werden können. Eine der entscheidenden Herausforderungen ist dabei die Koordination der Interessen aller Stakeholder, dies beinhaltet die Marktakteure, die vier Übertragungsnetzbetreiber und, maßgeblich, die fast 900 Verteilnetzbetreiber.

2.3 Sektorenkopplung

Die Verflechtung der Energiesektoren Strom, Wärme, Gas und Mobilität wird mit der Dekarbonisierung des Energiesystems enger. Raumwärme soll zukünftig zunehmend durch Wärmepumpen statt Öl- oder Gasheizungen bereitgestellt werden, der Anteil an Elektrofahrzeugen steigt, der Hochlauf von (grünen) Wasserstofftechnologien — sowohl für Wärme- und Stromerzeugung als auch in der Industrie — nimmt an Fahrt auf. Dies birgt sowohl Chancen (z.B. die Flexibilisierung des Verbrauchs) als auch Herausforderungen. Es ist zu erwarten, dass sich die Sektorenkopplung auch auf die Regulierung der einzelnen Sektoren auswirken wird. In diesem Zusammenhang gilt es zu klären, ob und wie eine intersektorale Regulierung der unterschiedlichen Infrastrukturen für Strom, Gas, Nah- und Fernwärme sowie Wasserstoff zukünftig ausgestaltet werden kann, sodass sich die Infrastrukturen aller Sektoren ganzheitlich aufeinander abgestimmt entwickeln, Synergien bestmöglich genutzt und Pfadabhängigkeiten vermieden werden.

Die entstehenden Schnittstellen zum Wärme- und Mobilitätssektor werden maßgebliche Veränderungen in der Infrastruktur des Stromsektors nach sich ziehen. Dies umfasst Anschlüsse zum Betrieb von Ladesäulen für Elektroautos sowie für Elektrolyseure und darüber hinaus einen Ausbau der Verteilnetzkapazitäten zur Abdeckung des gesteigerten Strombedarfs der gekoppelten Sektoren. Beides ist notwendig, um die Stromnetze auf eine flächendeckende Wärme- und Mobilitätswende auszurichten. Zudem wird eine Leitungsinfrastruktur für Wasserstoff benötigt, wozu entweder bisherige Erdgasleitungen durch technische Anpassungen umgewidmet oder entsprechende neue Leitungen errichtet werden müssen. In letzterem Fall wäre überdies der Rückbau der alten Infrastruktur und damit einhergehende regulatorisch und finanzielle Implikationen zu berücksichtigen.

Es besteht eine wechselseitige Beziehung zwischen Bereitstellung und Nutzung der Infrastruktur, die auch für die Ausgestaltung des Regulierungsrahmens von Bedeutung ist. Fehlt die Infrastruktur, kann der jeweilige Sektor nicht wachsen, allerdings lohnt sich der Betrieb und Bau von Infrastruktur nicht ohne die entsprechende Nutzungsnachfrage. Hinzu kommt, dass Unklarheit über die Regulierung für den optimalen Übergangsbetrieb von bestehenden Erdgasleitungen — die möglicherweise ein Gemisch aus

¹¹ Laut des Urteils des EuGH hat der deutsche Gesetzgeber die Zuständigkeiten der Regulierungsbehörde zu stark beschränkt. Zukünftig muss die Regulierungsbehörde in den Entscheidungen zur Umsetzung der europäischen Vorgaben für die Regulierung von Strom- und Gasnetzen mehr Entscheidungsspielraum haben (siehe Hoppe, T.; Römer, R.; Laboch-Semku, L. (2021): „Urteil des EuGH zur Regulierung des deutschen Elektrizitäts- und Erdgasmarktes (Rs. C-718/18)“).



Wasserstoff und Erdgas transportieren – und neuen oder hierfür umgewidmeten Wasserstoffleitungen besteht. Ein weiterer Aspekt im Zusammenhang mit dem Auf- und Ausbau der Wasserstoffwirtschaft ist die Unsicherheit über die Betriebserlaubnis von Elektrolyseuren seitens der Netzbetreiber.

Auf der einen Seite nehmen Elektrolyseure eine Umwandlung der Energieform vor. Hier lässt sich argumentieren, dass es für die Energiewende förderlich sein kann, wenn ein Netzbetreiber, der sowohl Strom- als auch Gasnetze betreibt, im Sinne der Netzflexibilität die Energieformen umwandeln kann. Auf der anderen Seite existiert auf regulatorischer Ebene das „Unbundling“-Prinzip, demnach eine klare Entflechtung von Netzbetrieb und Produktion bestehen muss. Somit wird hier ebenfalls weiterer Klärungsbedarf im Kontext der Entflechtungsvorschriften benötigt. Hinsichtlich der neu zu implementierenden Technologien stellt sich daher die Frage, wie ein geeigneter Regulierungsrahmen sowohl für den Ausbau der Infrastruktur von Elektromobilität und Wasserstoff und den Rückbau bestehender Infrastruktur für Erdgas geschaffen werden kann. Auch in diesem Zusammenhang spielt die räumliche Koordination – sowohl intra- als auch intersektoral – eine wesentliche Rolle.

Standorte von Elektrolyseuren sind, als Schnittstellen zwischen Strom- und einem zukünftigen Wasserstoffnetz oder einer Wasserstoffinfrastruktur, auf intra- und intersektorale Aspekte abzustimmen, während die Ladeinfrastruktur sowohl in Bezug auf Netzdienlichkeit und -auslastung als auch auf flächendeckende Elektromobilität ausgerichtet sein sollte. Für Verteilnetzbetreiber sind außerdem die Implikationen von Ladezyklen der Elektrofahrzeuge und Heizperioden von Wärmepumpen im Herbst und Winter entscheidend. Diese zeitlich meist fixen und gleichzeitigen Stromverbrauchsanstiege haben das Potenzial, zu Überlastungen der Infrastruktur zu führen, sodass Ausbaubedarf auf den unteren Spannungsebenen entsteht. Für elektrisch betriebene Fahrzeuge und Wärmepumpen besteht bereits die Rechtsgrundlage zur Reglementierung der Ladeperioden (§ 14a EnWG).¹² Die konkrete Ausgestaltung eines Mechanismus, der sowohl für Netzbetreiber als auch Elektroauto- und Wärmepumpenbesitzer Anreize für die Flexibilisierung von Batterieladezeiten und Heizintensitäten setzt, ist zentral, um das Voranschreiten der Verkehrs- und Energiewende zu ermöglichen. In diesem Zusammenhang ist relevant, wie Lasten effizient gesteuert werden können, welche Anreize dafür bei privaten Haushalten gesetzt werden können und welche Kompetenzen Netzbetreiber benötigen, um für Netzstabilität zu sorgen.

Im Rahmen der Sektorenkopplung stellt sich somit die zentrale Frage nach einem regulatorischen Rahmen für den parallelen Betrieb aller relevanter Sektoren. Es ist offen, wie man auf die engen Interdependenzen in einem System eingehen kann, in dem sich sowohl Infrastruktur als auch Erzeugung und Verbrauch, Mobilität und Wärme gegenseitig beeinflussen und bedingen. Es können beispielsweise Priorisierungsprobleme auftreten, wie etwa in der Fahrweise von Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen. Im Hinblick auf die Netzplanung stellt sich die Frage, inwieweit sich Strom-, Gas- und Wasserstoffinfrastrukturkapazitäten gegenseitig bedingen und wie deren Aus- und Umbau aufeinander abgestimmt werden kann. Des Weiteren ist zu klären, wie Ladezyklen, Heizperioden, die Herstellung von Wasserstoff und der sonstige Stromverbrauch aufeinander abgestimmt werden. Sektorenschnittstellen sind jedoch nicht ausschließlich eine Herausforderung, sondern bieten auch die Möglichkeit sie netz- und marktdienlich einzusetzen, bspw. durch die Erbringung von Systemdienstleistungen oder als flexible Nachfrager am Strommarkt.

¹² Die Beschlusskammern 6 und 8 der BNetzA haben zwei Festlegungsverfahren sowie die zwischenzeitlichen Übergangsregelungen zur Ausgestaltung der Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit in einem Eckpunktepapier veröffentlicht. Bis zum 27.01.2023 können betroffene Marktteilnehmer sich mit einem Konsultationsbeitrag einbringen. Das Zielmodell soll zum 01.01.2024 zur Anwendung kommen (siehe BNetzA (2022): „Eckpunktepapier zur Integration von steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und steuerbaren Netzanschlüssen nach § 14a Energiewirtschaftsgesetz“).



2.4 Systemdienstleistungen

Systemdienstleistungen werden von den Netzbetreibern organisiert und durchgeführt und stellen Maßnahmen dar, die zur Wahrung der Netzstabilität im Sinne der Frequenz- und Spannungshaltung, des Versorgungswiederaufbaus sowie der Betriebsführung notwendig sind. Netzbetreiber beziehen Systemdienstleistungen in der Regel über jeweils eigens ausgestaltete Mechanismen von den Marktakteuren oder, in Ausnahmefällen, wie beispielsweise im Fall der Netzreserve, über kontrahierte Leistung außerhalb des Strommarktes.

Da sowohl die Beschaffung und Definition von Systemdienstleistungen im Aufgabenbereich der Netzbetreiber verortet ist, unterliegen diese ebenfalls dem regulierten Netzgeschäft. Insbesondere das Design des Regelleistungs- und Regelarbeitsmarktes wurde in den vergangenen Jahren sowohl auf nationaler als auch auf EU-Ebene vielfach reformiert, sodass die dort vermarkteten Produkte der Frequenzhaltung in einem durch steigende Volatilität und Prognoseunsicherheiten geprägten Stromsystem dienlich sind und die Teilnahmebedingungen die veränderten Strukturen auf Erzeugungs- und Verbrauchsseite berücksichtigen. Darüber hinaus werden die Veränderungen der kommenden Jahre, vor allem im Hinblick auf die Stilllegung konventioneller Kraftwerkskapazitäten, auch hinsichtlich der weiteren Systemdienstleistungen, insbesondere der Blindleistungserbringung, Diskussionen über den regulatorischen Rahmen notwendig machen. Dies betrifft beispielsweise die Erbringung von Systemdienstleistungen mit leistungselektronischen Netzbetriebsmitteln durch die Netzbetriebe und deren Refinanzierung. Blindleistung beispielsweise wird aktuell nicht auf öffentlichen Märkten gehandelt, sondern entweder von Netzbetreibern selbst bereitgestellt oder über bilaterale Verträge mit den Erzeugern bezogen.¹³ Durch die zunehmende Stilllegung von konventionellen Kraftwerken gewinnt die Bereitstellung von Blindleistung durch dezentrale Energieanlagen im Verteilnetz an Bedeutung. Eine marktliche Beschaffung würde Implikationen für die Kostenstruktur der Produkte nach sich ziehen. Entsprechend ist es möglich, dass die externe Beschaffung mit höheren Kosten einhergeht und dadurch neue interne Betriebsmittel für Netzbetreiber rentabler werden.

Um Netzstabilität zu gewährleisten, benötigen Netzbetreiber verschiedene Produkte für Systemdienstleistungen, die sie jeweils über individuelle Beschaffungsmechanismen von Netznutzern, die ansonsten zumeist auch am Strommarkt aktiv sind, beziehen. Netzengpässe werden im aktuellen Regulierungsrahmen über einen kostenbasierten Redispatch bewirtschaftet.¹⁴ Der Handel von verschiedenen Qualitäten von Regelleistung und -arbeit, die für eine kontinuierliche Frequenzhaltung im Netz benötigt werden, wird wiederum über eigens dafür eingeführte Ausschreibungs- und Auktionsplattformen organisiert. Abschaltbare Lasten werden im Rahmen der Verordnung über abschaltbare Lasten (AbLaV), vergleichbar zur Regelleistung, über einen Ausschreibungsmechanismus kontrahiert und können sowohl zur Frequenzhaltung als auch zur Netzengpassbeseitigung genutzt werden. Die individuelle Beschaffung und Dimensionierung von Systemdienstleistungen vernachlässigen jedoch mögliche Synergien. Zur Ko-Optimierung wäre daher eine systemübergreifende zentralisierte Marktplattform für alle bereits genannten Systemdienstleistungen denkbar, die regional und produktübergreifend Effizienzgewinne möglich macht. So könnten beispielsweise auch Wirk- und Blindleistung integriert optimiert werden.

Das Design der Mechanismen zur Beschaffung von Systemdienstleistungen hat wiederum einen Einfluss

¹³ Gesetzlich wird bereits eine marktliche Beschaffung gefordert (§ 12h EnWG). Grundsätzlich ist die Blindleistungsbereitstellung in den Technischen Anschlussregeln (TAR) geregelt. Die Vorgaben zum Blindleistungsvermögen und zum Blindleistungsverhalten sind in den Netzanschlussbedingungen der einzelnen Netzbetreiber bestimmt, die meistens auf Grundlage der TAR erstellt werden.

¹⁴ Redispatch ist in der gängigen europäischen Definition keine Systemdienstleistung, wird in Deutschland aber als solche behandelt.



auf das Verhalten der Akteure am Strommarkt, sodass eine Abstimmung des Marktdesigns und des regulatorischen Rahmens diesen berücksichtigen sollte. Durch die Möglichkeit der Teilnahme am Regelreservemarkt entstehen beispielsweise externe Optionen für Kraftwerksbetreiber, die zu Opportunitätskosten am Strommarkt führen. Zusätzlich geben die Teilnahme an Redispatch-Maßnahmen sowie der Abruf von Regelenergie Aufschluss über den Netzzustand, was sich auf das Gebotsverhalten der beteiligten Akteure am Intraday-Markt auswirken kann. Um das effiziente Wirken des Strommarktes zu ermöglichen, ist bei der Ausgestaltung dieser Instrumente somit eine Vermeidung von Informationsasymmetrien entscheidend. Überdies können Zahlungen für die Bereitstellung von elektrischer Leistung im Rahmen der Systemdienstleistungen auch Investitionsentscheidungen von Kraftwerksbetreibern beeinflussen und somit positive Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit haben.

3 Koordination von Stromerzeugung und -verbrauch zur Versorgungssicherheit

Neben der Koordination der Marktakteure bei dem Betrieb und dem Ausbau der Netzinfrastruktur ergeben sich aktuell auch am Strommarkt selbst verschiedene Herausforderungen hinsichtlich der Abstimmung von Angebot und Nachfrage. Im Folgenden werden die Anforderungen an die Versorgungssicherheit des Gesamtsystems aufgegriffen. Ebenso wie im Hinblick auf die Netzregulierung ist es auch hierbei notwendig, den regulatorischen Rahmen und dessen Anreizsetzung sowohl aus statischer als auch dynamischer Perspektive zu betrachten. In Zeiträumen, in denen weder Sonneneinstrahlung noch Wind ausreichen, um die Stromnachfrage zu decken, benötigt das System steuerbare Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten, um die Versorgungssicherheit mit elektrischer Energie zu gewährleisten. Ein Gros der bestehenden steuerbaren Erzeugungskapazitäten (Atom-, Kohle- und Erdgaskraftwerke) wird in den kommenden Monaten und Jahren aus politischen und wirtschaftlichen Gründen stillgelegt und somit den Markt verlassen. Aktuelle Studien deuten bereits darauf hin, dass Deutschland in den nächsten Jahren ein hohes Investitionsaufkommen in gesicherte Leistung benötigt. Dem prognostizierten Bedarf von etwa 14 bis 43GW bis 2030¹⁵ stehen jedoch nur wenige Bauvorhaben für steuerbare Kapazitäten gegenüber. Es stellt sich somit die Frage, wie die in den kommenden Jahren notwendigen Investitionen in gesicherte Leistung rechtzeitig und in ausreichendem Umfang angereizt werden können, sodass die Versorgungssicherheit auch zukünftig jederzeit gewährleistet ist.

Bereits seit einigen Jahren wird darüber diskutiert, inwiefern das aktuelle Strommarktdesign geeignet ist, unter den existierenden Rahmenbedingungen die Versorgungssicherheit im Sinne einer Angemessenheit von Ressourcen am Strommarkt gewährleisten zu können. Aus dieser zu Beginn der 2010er-Jahre in Deutschland geführten Diskussion resultierend, existieren bereits verschiedene flankierende Maßnahmen wie die Kapazitätsreserve (§ 13d EnWG), die den Strommarkt gegen unsichere Extremereignisse absichern soll. Die Systemstabilität im Netz wiederum wird separat über die Netzreserve (§ 13d EnWG) sowie die Sicherheitsbereitschaft (§ 13g EnWG) abgesichert.

Vor dem Hintergrund des in den kommenden Jahren anstehenden Investitionsbedarfs in gesicherte Leistung ist offen, ob und inwieweit weitere Anpassungen des regulatorischen Rahmens notwendig sind,

¹⁵ Dena (2021): „dena-Leitstudie - Aufbruch Klimaneutralität. Eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe“ und BCG (2021): „Klimapfade für Deutschland 2.0 - Ein Wirtschaftsprogramm für Klima und Zukunft“.



um Versorgungssicherheit am Strommarkt zu gewährleisten. Eine Reform des Strommarktdesigns kann einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten, indem über die Zahlungen am Strommarkt hinaus Anreize geschaffen werden, Investitionen in gesicherte Leistung zu tätigen. Kapazitätsmärkte stellen einen möglichen Lösungsansatz hierfür dar, gehen jedoch auch mit direkten Eingriffen in den Strommarkt einher. Wichtige Eckpunkte, die im Rahmen einer Einführung eines Kapazitätsmechanismus zu klären sind, sind beispielsweise die spezifischen Technologien, die für einen solchen Kapazitätsmechanismus in Frage kommen sollten und die Höhe des Bedarfs an steuerbarer Leistung. Es ist außerdem offen, ob ein entsprechender Markt im europäischen Rahmen oder national umgesetzt werden sollte.

Der Verlust steuerbarer Einheiten hat darüber hinaus auch Folgen für die Netzstabilität: Vor allem konventionelle Kraftwerke sind durch ihre rotierende Masse und ihre flexible Fahrweise in der Lage, Systemdienstleistungen zur Frequenzhaltung und zum Engpassmanagement beizutragen. Falls sie als Anbieter für die benötigten Leistungen, wie Regelleistung oder -arbeit, wegfallen, steigt das Risiko, dass der Bedarf für Frequenzhaltungsprodukte nicht gedeckt werden kann. Dies würde die Garantie für physische Lieferungen bilateraler Verträge, die am Markt geschlossen wurden, beeinträchtigen. Einzelne Maßnahmen zur Stärkung des Strommarktes und zur Effizienzsteigerung im Netzbetrieb wie der kooperative Betrieb der Regelzonen und die kooperative Bewirtschaftung der Reservemärkte der vier Übertragungsnetzbetreiber oder die Verringerung der Vorlaufzeit von Geboten im Intradayhandel am Strommarkt auf 15 Minuten wurden bereits implementiert. Die Flexibilisierung der Stromnachfrage stellt eine weitere Säule zur Garantie der Versorgungssicherheit am Strommarkt dar. So könnten weitere Anreize zur Flexibilisierung von Produktionsprozessen geschaffen werden, sodass diese durch Demand-Side-Management aktiv am Strommarkt partizipieren und für Systemdienstleistungen eingesetzt werden können. In Zukunft ergeben sich durch die Sektorenkopplung hinsichtlich der Flexibilisierung der Nachfrage neue Handlungsspielräume (siehe Abschnitt 2.3). Sollten kurzfristig Situationen auftreten, in denen die Netzstabilität und damit die Versorgungssicherheit nicht mehr gewährleistet werden können, ist die Haftungsfrage entscheidend. Bisher sind ausschließlich die Netzbetreiber für die Netzstabilität verantwortlich. Wenn jedoch nicht genügend Flexibilität vorhanden ist, um diese Bedarfe zu decken, ist zu hinterfragen, ob die Verantwortlichkeit dafür bei den Betreibern liegen kann und welche Energieverbraucher von starken Frequenzschwankungen und ihren Folgen betroffen sein werden. Langfristig ist zu beleuchten, ob regulatorisch, beispielsweise durch ein verändertes Marktdesign und Anforderungsprofil an Stromerzeuger, eine Anpassung an das transformierte/sich transformierende System erfolgen kann. Auch spielt die räumliche Verteilung eine zentrale Rolle. Um hinter Engpässen den fehlenden Strom auszugleichen, werden genau dort flexible Marktakteure gebraucht. Daher ist nicht nur entscheidend, dass steuerbare Leistung zur Verfügung steht, sondern auch wo sie sich innerhalb des Systems befindet.

4 Akzeptanz und Gerechtigkeit

Die politische Umsetzbarkeit von regulatorischen Änderungen ist unabdingbar für deren praktische Implementierung. Wie man z.B. an Bürgerbewegungen gegen Netzausbau sehen kann, stößt die Akzeptanz der Öffentlichkeit für umweltpolitische Ziele und deren Ausgestaltung an Grenzen. Entsprechend ist bei allen zuvor genannten Themen und Regulierungsaufgaben zu überprüfen, welche sozioökonomischen Verteilungseffekte diese nach sich ziehen und wie Belastungen horizontal und vertikal verteilt werden sollten. So nutzen beispielsweise neue Transitleitungen und Windparks nicht unbedingt diejenigen, in deren Umgebung der Bau stattfindet und sich das Landschaftsbild verändert. Aufgrund der Diskrepanz von urbanen und ländlichen Netzen spielen auch die Gerechtigkeitsaspekte der



Ausgestaltung von Netzentgelten eine Rolle. Darüber hinaus wächst der Verbrauch von Strom und Wärme unterproportional zum Haushaltseinkommen, sodass umweltpolitische Instrumente wie das EEG oder CO₂-Preise untere Einkommensquantile finanziell stärker belasten. Förderungen für Elektromobilität hingegen nutzen Haushalten, die sich einen Neuwagen leisten können und Subventionen für energetische Sanierungen und elektrisches Heizen kommen vor allem Hausbesitzern zugute. Neben der Abwägung technischer und ökonomischer Aspekte gilt es somit, bei allen Änderungen des regulatorischen Rahmens auch die Akzeptanz und Verteilungsimplicationen der Maßnahmen zu hinterfragen, damit deren praktische Umsetzung schlussendlich gelingen kann.

5 Fazit

Insgesamt zeigt sich, dass die einzelnen Bereiche des Energiesystems stark miteinander verwoben sind. So betreffen zukünftige Herausforderungen und zugehörige Lösungsoptionen selten nur einen Teilbereich des Stromsystems und haben sowohl statisch, in der kurzen Frist, als auch dynamisch, in Hinblick auf langfristige Veränderungsprozesse, Implikationen für mögliche Reformen in der Regulierung. Demzufolge haben regulatorische Eingriffe zumeist keine isolierten Effekte, sondern oftmals systemübergreifende Folgen. Ein ganzheitlicher regulatorischer Rahmen sollte diese komplexen, intersektoralen und intertemporalen Verflechtungen aufgreifen, um optimale Bedingungen für die weitere Transformation der Erzeugung und des Verbrauchs von Energie zu gewährleisten. Bei all diesen Aspekten ist die Akzeptanz von regulatorischen Maßnahmen und ihren Folgen von entscheidender Bedeutung für ihren Erfolg und ihre Umsetzbarkeit.

Die zukünftige Regulierung des Strom- bzw. Energiesystems sollte daher das Ziel verfolgen, einen ganzheitlich gedachten, in sich konsistenten und kohärenten Regulierungsrahmen zu bilden, der intra- und intersektoralen Veränderungsprozessen Richtung gibt, statisch und dynamisch effiziente Anreize setzt und die Transformation des Systems gestaltet. Dieses Papier bietet einen grundlegenden Überblick zu besonders relevanten Themen der Ausgestaltung des regulatorischen Rahmens in Zeiten der Transformation des Energiesystems, offenen Fragestellungen sowie diskutierten Lösungsansätzen, um Ansätze für zukünftige Forschung und praktische Umsetzung zu liefern.