



Energiepolitik 2025: Erwartungen an die neue Legislaturperiode

Schriftenreihe des Kuratoriums
Band 18

Impressum:

Forum für Zukunftsenergien e.V.
Reinhardtstraße 3
10117 Berlin

Telefon: +49 30 / 72 61 59 98 0
Fax: +49 (0)30 / 72 61 59 98 9
E-Mail: info@zukunftsenergien.de
Internet: www.zukunftsenergien.de

Berlin, im Mai 2025

Copyright

© 2025 Forum für Zukunftsenergien e.V.

Layout

Birte Herrmann, Forum für Zukunftsenergien e.V.

Printed in Germany 2025

ISBN: 978-3-930157-68-6

Mit herzlichem Dank für die freundliche Unterstützung des:

DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.

VDA Verband der Automobilindustrie e.V.

Inhalt

Vorwort zur Schriftenreihe des Kuratoriums	6
<i>Dr. Christoph Müller</i> Vorsitzender des Vorstandes, Forum für Zukunftsenergien e.V.	
Grüne Transformation im Saarland	10
<i>Jürgen Barke</i> Minister für Wirtschaft, Innovation, Digitales und Energie, Saarland	
Flexibilität - der Schlüssel im Strommarktdesign für eine erfolgreiche Energiewende	16
<i>Sven Becker</i> Sprecher der Geschäftsführung, Trianel GmbH	
Klimaschutz braucht Realitätscheck	28
<i>Dr. Achim Dercks</i> Stellvertretender Hauptgeschäftsführer der Deutschen Industrie- und Handelskammer (DIHK)	
Klimaschutz als Rückgrat einer wettbewerbsfähigen Wirtschaft	36
<i>Katrin Eder</i> Ministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie und Mobilität des Landes Rheinland-Pfalz	
Wie wir heute schon das Morgen gestalten – und was eine neue Bundesregierung dazu beitragen kann	50
<i>Susanne Fabry</i> Mitglied des Vorstands und Arbeitsdirektorin der RheinEnergie	
Erwartungen der Wohnungswirtschaft an die neue Legislaturperiode	58
<i>Axel Gedaschko</i> Präsident, GdW Bundesverband deutscher Wohnungs- und Immobilienunternehmen e.V.	
Strategische Weichenstellungen für ein resilientes und souveränes Energiesystem der Zukunft	66
<i>Prof. Dr.-Ing. Holger Hanselka</i> Präsident der Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e.V.	
Zwischen Krisen und Chancen – Politische Weichenstellungen für eine erfolgreiche Energiesystemtransformation	82
<i>Prof. Dr. Christopher Hebling</i> Direktor International, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE), stellvertretender Vorsitzender, Forum für Zukunftsenergien e.V.	

Energiepolitik: Mehr Markt und Realismus wagen	98
<i>Eric Heymann</i>	
Senior Economist, Deutsche Bank Research	
Energiepolitik 2025: Weichenstellungen für eine nachhaltige Zukunft	114
<i>Dr. Thomas Hüwener</i>	
Sprecher der Geschäftsführung Open Grid Europe GmbH	
Sechs Hebel für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft	120
<i>Silvio Konrad</i>	
Vorsitzender der Geschäftsführung, TÜV NORD EnSys, Chief Operating Officer, Business Unit Energy & Resources, TÜV NORD GROUP	
<i>Dr. Hans Koopman</i>	
Geschäftsführer, TÜV NORD EnSys	
Die drei europäischen Clean Tech Chancen	134
<i>Dr. Uwe Lauber</i>	
Vorstandsvorsitzender, MAN Energy Solutions SE	
Die Energiewende ist dank Neuer Gase machbar	138
<i>Prof. Dr. Gerald Linke</i>	
Vorstandsvorsitzender, Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.	
Wie wir klimaneutral werden und wettbewerbsfähig bleiben können – Für eine bessere Balance von Ökologie und Ökonomie	152
<i>Holger Lösch</i>	
Stellvertretender Hauptgeschäftsführer, Bundesverband der Deutschen Industrie e.V.	
Energiepolitik 2025: Erwartungen an die neue Legislaturperiode oder was in den nächsten vier Jahren geleistet werden muss	164
<i>Christian Meyer</i>	
Minister für Umwelt, Energie und Klimaschutz des Landes Niedersachsen	
Von Anomalien, Paradoxien und dem Streben nach einer stringenten Netzentgeltkalkulation	178
<i>Dr. Christoph Müller</i>	
Vorsitzender der Geschäftsführung, Amprion GmbH, Vorsitzender des Vorstandes, Forum für Zukunftsenergien e.V.	
Die Energiewende ist jeden Euro wert	188
<i>Klaus Müller</i>	
Präsident der Bundesnetzagentur	

Die Energiewende braucht einen Neustart – mit E-Autos im System	198
<i>Andreas Rade</i>	
Geschäftsführer Politik & Gesellschaft, Verband der Automobilindustrie e.V.	
<i>Loïc Geipel</i>	
Referent für Energie- und Klimapolitik, Verband der Automobilindustrie e.V.	
Nach der Wahl ist vor dem Regieren: Welche Basis bietet sich den möglichen Koalitionären für eine gemeinsame Energiepolitik?	206
<i>Florian Reuter</i>	
Vorsitzender der Geschäftsführung, DB Energie GmbH Mitglied des Vorstandes, Forum für Zukunftsenergien e.V.	
<i>Dr. Florian Baentsch</i>	
Experte Energiepolitik, DB Energie GmbH Berlin	
Neue Impulse für die Energiepolitik	216
<i>Christoph Schütte</i>	
Geschäftsführer, Siemens Energy Deutschland	
Energiewende als Ausgangspunkt der Transformation braucht einen pragmatischen Neustart	226
<i>Dr. Harald Schwager</i>	
Ehemaliges Mitglied und stellvertretender Vorsitzender des Vorstands, Evonik Industries AG, Mitglied des Vorstandes, Forum für Zukunftsenergien e.V.	
Wie schaffen wir einen zukunftsfähigen Strommarkt?	240
<i>Folker Trepte</i>	
Partner, Leiter Energiewirtschaft, PricewaterhouseCoopers GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft	
<i>Julian Holler</i>	
Senior Manager, PricewaterhouseCoopers GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft	
Das Ende der Ampelkoalition war krachend	258
<i>Michael Vassiliadis</i>	
Vorsitzender, Industriegewerkschaft Bergbau, Chemie, Energie IG BCE	
Deutschland braucht eine kosteneffiziente Energiewende.	270
<i>Dr. Frank Weigand</i>	
Vorstandsvorsitzender und Finanzvorstand, RWE Power AG, Mitglied des Vorstandes, Forum für Zukunftsenergien e.V.	



© Amprion GmbH/Julia Sellmann

Dr. Christoph Müller
Vorsitzender des Vorstandes, Forum für Zukunftsenergien e.V.

Vorwort zur Schriftenreihe des Kuratoriums

Dr. Christoph Müller

Liebe Mitglieder und Freunde des Forum für Zukunftsenergien,

Sie halten den nunmehr 18. Band der Schriftenreihe des Kuratoriums des Forum für Zukunftsenergien in Händen. Der Fokus liegt auf den aus unserer Sicht notwendigen energiepolitischen Weichenstellungen der neuen Bundesregierung: Die Kuratorinnen, Kuratoren und Vorstände des Forum für Zukunftsenergien beschäftigen sich mit dem Thema „Energiepolitik 2025: Erwartungen an die neue Legislaturperiode“. In einer Zeit, die von Social Media geprägt ist – von kurzen Nachrichten und vor allem von Bildern und Videos –, bietet unser Schriftenreihenband die Chance, sich umfassend und vertieft mit den Bedingungen für eine erfolgreiche Energiewende auseinanderzusetzen.

Welche energiewirtschaftlichen Themen sind wichtig für die kommende Legislaturperiode? So viel steht fest: Die Liste ist durch das vorzeitige Ende der Ampel-Koalition länger geworden. Denn große energiewirtschaftliche Projekte wie die Kraftwerksstrategie wurden nicht abgeschlossen. Aufgrund einer sich dramatisch verändernden Weltlage und der sich verschärfenden wirtschaftlichen Rahmenbedingungen mögen energiepolitische Themen aktuell nicht mehr so stark im Fokus stehen wie bei der Bundestagswahl 2021. Doch sie sind wichtiger denn je: Die Energiepolitik ist das Herzstück einer Wirtschaftspolitik, die darauf zielt, die internationale Wettbewerbsfähigkeit deutscher Unternehmen sicherzustellen. Dafür müssen wir allerdings das energiewirtschaftliche Zieldreieck aus Klimaneutralität, Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit neu ausrichten. Mit den inhärenten und unvermeidlichen Zielkonflikten sollten wir besser umgehen. Dieser Schriftenband zeigt dazu Wege und Möglichkeiten.

Die Kuratorinnen, Kuratoren und Vorstände des Forum für Zukunftsenergien wollen Impulse für die künftige Energiepolitik Deutschlands geben. Ihre Bewertungen und Empfehlungen sind von besonderer Bedeutung, da sie die wichtigsten Akteursgruppen der deutschen Energiewirtschaft repräsentieren. Die Beiträge illustrieren die hohe fachliche Expertise der Autorinnen und Autoren. Sie erweisen sich einmal mehr als unverzichtbare Stimmen im Diskurs über eine künftige Energiepolitik. Dafür danke ich ihnen sehr.

Nun wünsche ich Ihnen, liebe Leserinnen und Leser, eine spannende und erkenntnisreiche Lektüre.



Dr. Christoph Müller

Vorstandsvorsitzender des Forum für Zukunftsenergien e. V.

Berlin, im April 2025



© Oliver Dietze

Jürgen Barke
Minister für Wirtschaft, Innovation, Digitales und Energie, Saarland

Nach erfolgreichem Abschluss als Diplom-Verwaltungswirt (FH) an der Fachhochschule für Verwaltung des Saarlandes begann Jürgen Barke seine berufliche Tätigkeit 1986 als Beamter des gehobenen nichttechnischen Dienstes, zuletzt als persönlicher Referent des damaligen Staatssekretärs.

Von 1991-2001 war er hauptamtlicher Beigeordneter der Stadt Lebach. Im Februar 2001 wechselte er als Personalleiter und Prokurist zur Firma Michels GmbH. Ende 2002 gründete er die Jürgen Barke Consult Lebach und war ab Anfang 2003 alleiniger Geschäftsführer der KomCon GmbH.

Im Mai 2012 wurde Jürgen Barke zum Staatssekretär im Ministerium für Wirtschaft, Arbeit, Energie und Verkehr berufen. Seit April 2022 ist er Minister im Ministerium für Wirtschaft, Innovation, Digitales und Energie und stellvertretender Ministerpräsident des Saarlandes.

Jürgen Barke ist 1962 geboren und wohnt in Lebach, er ist verheiratet und hat zwei Kinder.

Grüne Transformation im Saarland

Jürgen Barke

Das Saarland beschreitet derzeit den ambitionierten Weg der grünen Transformation. Zahlreiche Herausforderungen sind dabei zu bewältigen, viele Chancen und neue Wege öffnen sich. Für das Saarland zentral sind die Neuausrichtung unserer bestehenden Unternehmen und der parallele Aufbau weiterer, zukunftsorientierter Wirtschaftszweige. Wir sind Energie- und Industriestandort – und tun alles dafür, dass dies auch so bleibt. Neben einem starken Mittelstand, einer zukunftsorientierten Gesellschaft sowie einer innovativen Wissenschafts- und Forschungslandschaft sind die klimaneutrale Produktion unserer Unternehmen und der hierfür erforderliche Ausbau der Infrastrukturen Anliegen, die wir gerne unterstützen und in die Zukunft begleiten. Die schrittweise Dekarbonisierung ist möglich, kann aber von den im internationalen Wettbewerb stehenden Unternehmen nicht alleine getragen werden.

Unsere Forderungen an eine neue Bundesregierung konzentrieren sich derzeit vor allem auf vier Bereiche: Versorgungssicherheit und Stabilisierung der Energiepreise, Schaffung grüner Leitmärkte für die Grundstoffindustrien, Flexibilisierung des Wasserstoffhochlaufs und Finanzierung der Energiewende:

Versorgungssicherheit und stabile Energiepreise

International wettbewerbsfähige Strompreise und Stromnetzentgelte sind für das Produzierende Gewerbe in Deutschland und im Saarland von entscheidender Bedeutung. An die Bemühungen in der letzten Legislaturperiode, ersichtlich an dem in den Bundestag eingebrachten Entwurf eines Gesetzes für einen Zuschuss zu den Übertragungsnetzkosten des Jahres 2025, sollte angeknüpft werden. Der Gesetzentwurf sieht einen Zuschuss aus dem Bundeshaushalt oder dem Klima- und Transformationsfonds vor. Auf diese Weise könnte der Anstieg der Übertragungsnetzentgelte von 6,43 Cent pro Kilowattstunde in 2024 auf 6,65 Cent pro Kilowattstunde in 2025 aufgefangen werden. Eine Verstetigung dieses Finanzierungsinstruments auf der Zeitachse ist allerdings erforderlich.

Darüber hinaus sollten weitere Netzentgeltabsenkungen speziell für energieintensive und außenhandelsabhängige Industrieunternehmen geprüft werden. Im Saarland ist die Deckelung insbesondere für die rund 30 energieintensiven und außenhandelsabhängigen Industrieunternehmen relevant. Zielführend wäre auch ein staatlich garantiertes Amortisationskonto der Stromübertragungsnetzbetreiber nach dem Vorbild des Wasserstoffsektors, das die Netzentgelte kurz- und mittelfristig begrenzen würde.

Für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit und Netzstabilität im deutschen und saarländischen Stromsektor sind zeitnah wasserstofftaugliche Gaskraftwerke zuzubauen. In der kommenden Legislaturperiode muss daher das Kraftwerkssicherheitsgesetz schnellstmöglich verabschiedet werden,

hinreichende Ausschreibungsmengen für H2-Ready-Gaskraftwerke und Gaskraftwerke sind dadurch sicherzustellen. Zudem muss das Auktionsdesign um wettbewerbskonforme Netzdienlichkeitskriterien oder Netzfaktoren für die zu errichtenden Anlagen ergänzt werden. Das Thema ist im Saarland für den Bau zweier geplanter H2-Ready-Gaskraftwerke sowie die Umstellung eines Gasheizkraftwerks auf Wasserstoff von besonderer Bedeutung. Zudem gilt es zu prüfen, ob bestehende Kraftwerkskapazitäten, die sich in der Netzreserve befinden, übergangsweise auch am Strommarkt teilnehmen können. Dies böte die Möglichkeit, weitere Beiträge zur Versorgungssicherheit, aber auch zur Senkung der Strompreise zu generieren.

Schaffung grüner Leitmärkte für die Grundstoffindustrien

Die Grundstoffindustrien in Deutschland und Europa wie Stahl, Aluminium, Chemie, Zement und Glas sind essenziell für die Wirtschaft und deren Wertschöpfungs- und Beschäftigungsketten. Gleichzeitig sind die Grundstoffindustrien große CO₂-Emittenten. Sie stehen vor zentralen transformativen Weichenstellungen, um klimafreundlicher zu werden. Die Unternehmen investieren Milliarden Euro in eine nachhaltige Produktion. Der Wandel wird jedoch nur gelingen, wenn verlässliche Rahmenbedingungen im internationalen Wettbewerb geschaffen werden. Dafür braucht es aber nicht nur Investitionen, sondern auch eine verlässliche Nachfrage nach grünen Grundstoffen, wie zum Beispiel Grünem Stahl.

Um diese Nachfrage zu steigern, bedarf es auf nationaler und europäischer Ebene paralleler rechtlicher und förderseitiger Unterstützungsmaßnahmen für die Entwicklung Grüner Leitmärkte. Dies schließt die Festlegung von Standards, die Schaffung von wirtschaftlichen Anreizen sowie die Berücksichtigung von grünen Grundstoffen bei öffentlichen Vergabeentscheidungen mit ein. Ein wichtiger Schritt ist hierbei nach meiner Bewertung der technologie-neutrale und europäisch implementierbare „Low Emission Steel Standard (LESS)“ der Wirtschaftsvereinigung Stahl, der als Kennzeichnungssystem auch für andere Grundstoffe als Benchmark herangezogen werden kann. Zu begrüßen ist auch der im Entwurf des Vergaberechtstransformationsgesetzes enthaltene Ansatz, dass die Bundesregierung in den Allgemeinen Verwaltungsvorschriften sozial und umweltbezogen nachhaltige Beschaffungskriterien der öffentlichen Hand erlassen kann. Die EU-Kommission wiederum hat im Rahmen ihres Clean Industrial Deal auch eine Überarbeitung der Richtlinie über die Vergabe öffentlicher Aufträge zugunsten heimischer Produkte vorgeschlagen, was es jetzt instrumentell zu konkretisieren gilt

Wasserstoffmarkt flexibilisieren

In der kommenden Legislaturperiode muss baldmöglichst ein planungssicherer rechtlicher Rahmen für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft geschaffen werden. Die angestrebte Transformation und Klimaneutralität von Energiewirtschaft und Industrie ist nur dann zu erreichen, wenn erneuerbare und kohlenstoffarme Energieträger in bedarfsgerechter Weise und zu wettbewerbsfähiger

higen Preisen zur Verfügung stehen.

Zielführend wäre es daher, auf europäischer und nationaler Ebene pragmatische Kriterien für grünen und kohlenstoffarmen Strom und Wasserstoff zu entwickeln, die in den einschlägigen Regularien und den Förderbescheiden der Transformationsvorhaben verankert werden. Auf diese Weise wird auch sichergestellt, dass Einfuhren aus Drittstaaten und in Grenzregionen nicht durch zu strenge Vorgaben gehemmt werden und die lokale Wasserstoffproduktion ihre Wettbewerbsfähigkeit nicht verliert.

Finanzierung der Energiewende

Weitere wesentliche Forderungen der saarländischen Landesregierung beziehen sich auf die Finanzierung des energiewendebedingten Netzausbaus. Zentrales Ziel in diesem Zusammenhang ist die zeitlich und räumlich optimierte Anbindung dezentraler Erneuerbare-Energien-Anlagen an die örtlichen und überörtlichen Stromverteilernetze. Die Herausforderungen in diesem Zusammenhang betreffen sowohl die Ebene des Netzanschlusses einzelner Erneuerbare-Energien-Anlagen als auch den übergeordneten Themenkreis der Verstärkung und des Ausbaus der Stromverteilernetze. Mit dem Wärmeplanungsgesetz des Bundes und der landesrechtlichen Umsetzung rückt zudem die Wärmewende mit ihren vielfältigen Herausforderungen ebenfalls in den Mittelpunkt unseres Handelns.

Die anstehenden Investitionen der regionalen und kommunalen Stakeholder in den Auf- und Ausbau Erneuerbarer-Energien-Anlagen, Stromnetze, Wasserstoffnetze, Wärmenetze und Speicher muss die Politik auf Bundes-, Landes- und kommunaler Ebene kurzfristig in den Blick nehmen. Alleine der Investitionsbedarf für den Netzausbau wird im kleinsten Flächenland Deutschlands in den nächsten zehn bis zwölf Jahren bei rund drei Milliarden Euro liegen. Davon entfallen rund 50 Prozent auf Reinvestitionen und rund 50 Prozent auf Neuinvestitionen. Aufgrund der im Durchschnitt relativ niedrigen und weiter sinkenden Eigenkapitalquoten der Stadt- und Gemeindewerke wird die Finanzierung ohne Thesaurierungsmaßnahmen und alternative Finanzierungen kaum mehr darstellbar sein. Es ist daher dringend erforderlich, dass wir über neue Finanzierungsmodelle und -lösungen bundesweit beratschlagen und Lösungen anbieten.

Die Eigenkapitalbereitstellung kann grundsätzlich durch klassische Kapitalerhöhungen, nachrangige Genussrechte, stille Beteiligungen, Nachrangkapital der Investoren, Fondslösungen und Sale-and-Lease-back-Modelle erfolgen. Die Einrichtung eines Energiewendefonds müssen wir erneut auf die Tagesordnung der Bundespolitik setzen. Dabei sind viele Fragen noch offen, von steuerlichen über beihilferechtliche bis zu finanzwirtschaftlichen und rechtlichen Implikationen. Lösungen sind möglich, jedoch bedarf es auch diesbezüglich neuer Ansätze und vor allem auch eines ausreichenden Maßes an

Entschlossenheit.

Diese Entschlossenheit muss die neue Bundesregierung, müssen wir alle, zeigen und umsetzen, um die enormen gesellschaftlichen und politischen Herausforderungen dieser Tage zu bewältigen. Die Energiewende und die grüne Transformation sind hierbei Garanten für eine sichere und wirtschaftlich erfolgreiche Zukunft.



© Andreas Steindl

Sven Becker
Sprecher der Geschäftsführung, Trianel GmbH

Sven Becker ist Sprecher der Geschäftsführung der Trianel GmbH seit 2005. Seitdem ist Trianel zum größten kommunalen Handelsunternehmen und Projektentwickler avanciert und zählt mittlerweile über 50 kommunale Gesellschafter.

Neben unterschiedlichen Organfunktionen in den Tochter- und Beteiligungsgesellschaften der Trianel-Gruppe ist er in verschiedenen energiewirtschaftlichen und energiepolitischen Funktionen tätig, so u.a. als Mitglied der Bundesvorstände von BDEW und VKU, als Landesvorsitzender des BDEW NRW, als Mitglied des Beirats des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln sowie als Gastdozent in den Bereichen „Energiehandel & Risikomanagement“ sowie „Energiepolitik“.

Vor seiner Tätigkeit bei Trianel sammelte er über 12 Jahre umfangreiche Erfahrung bei internationalen Energiekonzernen wie Ruhrgas, BP Exploration, Enron und Statkraft sowohl im In- als auch im Ausland. Herr Becker studierte Volkswirtschaft in Kiel und Dublin und hält einen MBA von der University of Chicago.

Flexibilität - der Schlüssel im Strommarktdesign für eine erfolgreiche Energiewende

Sven Becker

Die Dekarbonisierung bedingt eine fundamentale Transformation des Stromsystems in Deutschland. Durch den Ausstieg aus konventioneller, grundlastfähiger Erzeugung (Kernenergie, Kohlekraft, perspektivisch Erdgas) und den starken Anstieg von stochastischer Erzeugung aus Wind- und Solarstrom wird das Stromsystem notwendigerweise volatiler und dezentraler. Das bedingt einen Paradigmenwechsel. Während bisher die planbare Erzeugung dem Verbrauch folgte, wird perspektivisch zunehmend der Verbrauch dann stattfinden müssen, wenn die Erneuerbaren produzieren. Da Industrie und Verbraucher aber nicht ausschließlich Strom verbrauchen können, wenn die Sonne scheint oder der Wind weht, sind Flexibilisierung z.B. durch Speicher oder Elektrolyseure und der Ausbau der Infrastruktur, wesentliche Bedingungen, für ein Stromsystem der Zukunft. Insofern wird die Systemintegration der Erneuerbaren Energien und die Nutzung von Flexibilitäten zur zentralen Herausforderung für die nächste Regierung.

Status Quo der Energiewende:

Die Integration der erneuerbaren Energien erfordert die Flexibilisierung auf der Angebots- und Nachfrageseite, die Modernisierung der Netzinfrastruktur sowie den Aufbau von Back-Up Kapazitäten. Daraus ergeben sich unter anderem drei Konsequenzen:

Erstens muss sich das Marktdesign ändern, das anfangs für einen Markt mit gut planbaren und zentralen Erzeugungsanlagen konzipiert wurde und von Brennstoff- bzw. Emissionsrechtmarktpreisen abhängig war. Über den Energy-Only-Markt (EOM) wurde eine Preisfindung entsprechend der Grenzkosten organisiert. In einem zukünftig fast ausschließlich von Kapitalkosten dominierten System (Netze, Erneuerbare mit Grenzkosten nahe Null) setzen diese Grenzkosten keine für Investitionen ausreichenden Preissignale.

Denn Märkte erfüllen drei wesentliche Aufgaben: erstens die Steuerung bestehender Anlagen zum Erreichen des wirtschaftlichen Systemoptimums (kurzfristige Allokationsfunktion), zweitens das Schaffen von Investitionsanreizen für neue Anlagen sowohl auf der Erzeugungs- als auch auf der Verbrauchsseite (langfristige Steuerungsfunktion) und drittens die Preisabsicherung auf Angebots- und Nachfrageseite (Risikomanagementfunktion). Ein neues Marktdesign muss Antworten für diese drei Aufgaben liefern, für ein System, in dem die Kapitalkosten die entscheidende Größe sein werden.

Zweitens nimmt die Bedeutung von nachfrage- und angebotsseitiger Flexibilität für das neue Stromsystem zu, da flexibler Verbrauch und Speicher in

einem weit stärkeren Maße als bisher zur Stabilität des Stromsystems beitragen müssen. Im konventionellen Stromsystem sorgte die Steuerbarkeit der Kraftwerke für kurzfristige Stabilität, während Erdgasspeicher die saisonale Versorgungssicherheit gewährleisteten.

Drittens wird das künftige Stromsystem durch die Vielzahl von Akteuren bei Erzeugung und Verbrauch wesentlich komplexer. Damit wird eine sofortige und kontinuierliche Steuerung aller Anlagen unabdingbar. Schlüssel dazu ist die Digitalisierung.

Die zunehmende Digitalisierung sehe ich für sämtliche Bereiche der Energiewirtschaft als unabdingbare Voraussetzung im Rahmen der Transformation. Daher konzentriere ich mich im Folgenden auf die absehbaren Änderungen auf der Nachfrage- und Angebotsseite und deren künftiges Zusammenspiel.

1. Stromverbrauch heute und in Zukunft

Der Stromverbrauch in Deutschland war von 2000 bis 2017 relativ stabil und schwankte zwischen 575 und 620 Terawattstunden (TWh), abhängig von der konjunkturellen Entwicklung und der Witterung. Seit 2018 ist der Verbrauch gesunken, besonders in den Jahren 2022 und 2023, hauptsächlich aufgrund von Produktionseinbußen in der energieintensiven Industrie. 2023 entfielen 43 % der Stromnachfrage auf die Industrie, etwa ein Viertel auf private Haushalte und Gewerbe/Handel/Dienstleistungen, und nur 3 % auf den Verkehrssektor. Innerhalb eines Jahres gibt es starke tageszeitliche Schwankungen in der Stromnachfrage, mit Unterschieden zwischen Werktagen und Wochenenden/Feiertagen. Saisonale Schwankungen sind weniger stark ausgeprägt, obwohl die Nachfrage im Winter tendenziell höher ist. Die Höchstlast wird meist am Spätnachmittag bzw. frühen Abend eines Werktages zwischen November und Februar erreicht und lag zuletzt bei ca. 74 GW. Seit 2021 ist sie rückläufig, hauptsächlich aufgrund der verminderten Industrieproduktion.

Zukünftig wird eine verstärkte Elektrifizierung angestrebt, um die Dekarbonisierung der Energieversorgung bis 2045 zu erreichen. CO₂-arm erzeugter Strom soll fossile Brenn- und Treibstoffe in Industrie, privaten Haushalten, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen und Verkehr ersetzen. Dies soll durch Prozess-Innovationen in der Industrie, den Einsatz von elektrisch betriebenen Wärmepumpen im Gebäudesektor und die Förderung der Elektromobilität erfolgen. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz erwartet bis 2030 einen Anstieg des Stromverbrauchs auf 680 bis 750 TWh. Der Stromverbrauch für Wärmepumpen soll bis 2045 von 4,5 TWh im Jahr 2022 auf etwa 100 TWh steigen. Im Mobilitätssektor ist der Stromverbrauch zwischen 2014 und 2022 von praktisch null auf etwa 2,5 TWh gestiegen. Die elektrische Fahrzeugflotte soll bis 2030 etwa 15 Millionen Pkw erreichen, was einen Strombedarf von 100 bis 150 TWh im Jahr 2045 bedeutet.

In der Industrie kann die Dekarbonisierung durch direkte Nutzung von erneuerbarem Strom oder elektrolytisch hergestelltem Wasserstoff erfolgen.

Der Strombedarf der Industrie soll bis 2045 um mindestens 100 TWh steigen. Der Strombedarf für Elektrolyse wird für 2037 auf mindestens 100 TWh und für 2045 auf mehr als 200 TWh geschätzt. Einige Faktoren könnten den künftigen Stromverbrauch der Industrie dämpfen, wie das Beispiel BASF zeigt: Das Unternehmen reduzierte seinen Stromverbrauch am Standort Ludwigshafen von 6,0 TWh im Jahr 2021 auf 4,5 TWh im Jahr 2023. Der Stromverbrauch in Deutschland ist insgesamt nicht in dem Maße angestiegen, wie er prognostiziert war. Laut Statista lag der Bruttostromverbrauch im Jahr 2024 bei ca. 512 TWh. Damit liegen wir derzeit deutlich unter den Prognosen, die die alte Bundesregierung auf dem Pfad Richtung 2030 angenommen hatte. Eine wichtige Frage für den effizienten Ausbau der Infrastruktur ist allerdings, bis wann wie viel Strom verbraucht (und natürlich auch erzeugt) wird. Die BNetzA wird daher für den Netzentwicklungsplan auch Szenarien annehmen, die deutlich von den bisherigen, politisch festgelegten Pfaden abweichen. Mit einer Neufestlegung wären auch die Ausbauziele für erneuerbare Energien und damit auch der notwendige Netzausbau betroffen. Mit zunehmender Elektrifizierung wird eine Umkehr des Trendverlaufs bei der Höchstlast erwartet. Das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln prognostiziert für 2030 eine Spitzenlast von 111 GW. Die wachsende Saisonalität des Stromverbrauchs stellt das Stromsystem vor neue Herausforderungen, insbesondere durch den vermehrten Einsatz von Wärmepumpen im Gebäudesektor und die Unterschiede zwischen Winter und Sommer.

2. Stromangebot heute und in Zukunft

In der Vergangenheit war die Verfügbarkeit steuerbarer Kraftwerksleistung in Deutschland ausreichend, mit einer installierten Nettoleistung konventioneller Kraftwerke (Kernenergie, Kohle, Erdgas, Mineralöl) von rund 100 GW zwischen 2000 und 2010. Diese Anlagen konnten Nachfrage-Schwankungen und die fluktuierende Einspeisung von Strom ausgleichen. Seit Beginn des letzten Jahrzehnts nimmt steuerbare Leistung kontinuierlich ab, insbesondere durch die Stilllegung von Kernkraftwerken nach der Fukushima-Katastrophe und den schrittweisen Kohleausstieg. Bis April 2024 sank die konventionelle Stromerzeugungsleistung auf rund 89,3 GW.

Im Gegensatz dazu gab es einen starken Zubau von Wind- und Photovoltaikanlagen, deren installierte Leistung bis Juni 2024 auf 70,8 GW bzw. 89,7 GW stieg. Insgesamt beträgt die Leistung der Erneuerbare-Energien-Anlagen rund 180 GW, doppelt so hoch wie die konventionelle Erzeugungsleistung. Die gesicherte Leistung konventioneller Kraftwerke liegt bei etwa 90 %, während sie bei Windenergie unter 10 % und bei Solarenergie bei ungefähr Null liegt. Insgesamt wird die gesicherte Leistung des gesamten Stromerzeugungsparks auf 93,2 GW geschätzt. Bis Ende 2026 werden weitere 4,35 GW konventionelle Leistung stillgelegt, während nur 1,56 GW neu gebaut werden, hauptsächlich Erdgas-Anlagen. Dies führt zu einem Rückgang der konventionellen Stromerzeugungsleistung auf 86,5 GW. Ein vollständiger Kohleausstieg bis 2030 würde die steuerbare konventionelle Leistung auf etwa 53 GW reduzieren.

Deutschland ist eng mit den Nachbarstaaten verknüpft und war 2023 erstmals seit 20 Jahren Netto-Importeur von Strom, hauptsächlich aufgrund der verbesserten Verfügbarkeit französischer Kernkraftwerke und sinkender Gaspreise. Die Verfügbarkeit von Erzeugungsleistung im Ausland ist jedoch unsicher, insbesondere während der Lastspitzen in den Wintermonaten. Auch in anderen EU-Staaten ist ein Rückgang der steuerbaren Kraftwerksleistung zu erwarten. Daher ist der Bau von Kraftwerken in Deutschland sinnvoll und notwendig.

3. Drei zentrale Herausforderungen für ein neues Marktdesign

Das zukünftige Stromsystem steht vor mehreren Herausforderungen, darunter die Sicherstellung einer konstanten Stromversorgung trotz wachsender Nachfrage und die Anpassung von Angebots- und Nachfragestrukturen. Die Infrastruktur, einschließlich Netzen und Speichern, muss diesen Veränderungen gerecht werden. Die Entwicklung von Angebot und Nachfrage verläuft nicht synchron. Im Sommer steigt das Stromangebot durch den Ausbau der Photovoltaik, während die Nachfrage hinterherhinkt, was zu einem Stromüberschuss führt. Verbraucher mit Eigenstromerzeugung und Speichern beziehen in diesen Zeiten weniger Strom aus dem Netz. Im Winter hingegen steigt die Nachfrage aufgrund der Elektrifizierung des Gebäudesektors, während das Angebot an Solarstrom trotz Kapazitätsausbau gering bleibt. Damit sind auch Verbraucher mit Eigenstromerzeugung zunehmend auf die Netzinfrastruktur angewiesen. Simulationen von ENTSO-E für das Jahr 2033 zeigen eine zunehmende Saisonalität im Lastverlauf und eine starke Zunahme der residualen Lastspitze, trotz des Ausbaus erneuerbarer Energien. Dies erfordert saisonale Speicherlösungen. Dezentrale Energiespeicher können zwar den Tag-Nacht-Ausgleich im Sommer unterstützen, sind aber keine ausreichende Lösung für den Winterausgleich.

3.1 Flexibilitäten im neuen Marktdesign gegen Angebotsknappheit

Um die Versorgungssicherheit bei einem Kohleausstieg bis 2030 zu gewährleisten, hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) mehrere Maßnahmen vorgeschlagen. Dazu gehören der Zubau von H₂-ready Gaskraftwerken (17 bis 21 GW), neuen Biomasse-Kraftwerken (7 GW), und Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien (Wind, Photovoltaik) auf 360 GW bis 2030. Außerdem sollen Großbatterien und Netzersatzanlagen massiv ausgebaut, zusätzliche Potenziale von Nachfrage-Flexibilität erschlossen und die Übertragungs- und Verteilnetze durch beschleunigte Genehmigungsverfahren erweitert werden. Auch die Nutzung von Überkapazitäten in Nachbarländern ist vorgesehen. Das Marktdesign muss Investitionsanreize für den Zubau gesicherter Kapazität bieten, wobei liquide Terminmärkte und Kapazitätsmechanismen eine Rolle spielen. Herausforderungen wie Knappheitssignale, Liquidität und Volatilität sind bereits erkennbar und erfordern systemstützende Maßnahmen. Beispiele für Knappheit an Flexibilität zeigen sich in negativen Preisen bei Überangebot und positiven Preisen bei Unterangebot. Am 7. April 2024 führte unerwartet hohe Wind- und Solarenergieproduktion zu stark negativen Preisen, während am 3. Juni 2024 eine geringere PV-Einspeisung zu stark positiven Preisen führte. Diese Situationen verdeutlichen die Notwendigkeit

flexibler thermischer Kapazitäten.

Zukünftige Kraftwerksflotten, die hauptsächlich aus gas- oder wasserstoffbefeuelten Kraftwerken bestehen, werden alle ähnliche Grenzkosten haben, was zu niedrigeren Clean Spark Spreads führt und die finanziellen Möglichkeiten für Kraftwerksbetreiber einschränkt. Dunkelflauten können nicht allein durch den Ausbau erneuerbarer Energien kompensiert werden, und die saisonalen Effekte werden durch den zunehmenden Einsatz von Wärmepumpen verstärkt. Marktpreise orientieren sich am Verlauf der residualen Last, was zu mehr Saisonalität in den Strompreisen führt. Thermische Kraftwerke werden hauptsächlich im Winter betrieben, was ihre Erlösstruktur beeinflusst. Schnelle und zuweilen schwer vorhersehbare Änderungen der Residuallast – insbesondere während der Wintermonate – und daraus resultierende volatile Marktpreise, stellen schwer kalkulierbare Preis- und Volumenrisiken für Investoren gesicherter Leistung dar. Diese Risiken, die bereits heute durch zunehmende kurzfristige Volatilitäten sichtbar werden, können zu Hürden bei der Finanzierung führen und erfordern Absicherungsstrategien, die allein im Kurzfristmarkt nicht ausreichend verfügbar sind. Das unterstreicht zum einen die Notwendigkeit liquider und saisonaler Terminmärkte, in denen verschiedene langfristige und bedarfsgerechte Absicherungsstrategien umgesetzt werden können. Zum anderen bedeuten schwer quantifizierbare Preis- und Volumenrisiken höhere Risikoprämien für Projektfinanzierungen, die im Zweifel eine Investition in gesicherte Flexibilität unattraktiv gestalten können.

Besonders schädlich für den Strommarkt und die Investition in Flexibilitäten sind Diskussionen, die im Rahmen der Sondierungsgespräche zur Regierungsbildung aufkamen: die Nutzung von Reservekraftwerken zur Preisstabilisierung! Das wäre einer der staatlichen Eingriffe, die für enorme Unsicherheit bei Investitionen in steuerbare Kapazitäten oder Kraftwerke sorgen. Anlagen, die nur wenige Stunden betrieben werden, darunter auch Batterien, brauchen eine hohe Volatilität bei Strompreisen für eine möglichst marktliche Refinanzierung. Eine Nutzung von Reservekraftwerken würden zum Absenken solcher Spitzen führen und damit die mittelfristig notwendigen Investitionen in Flexibilitäten und Kraftwerke verhindern. Investitionen erfordern Stabilität – die politische Unentschlossenheit von heute, sollte nicht die Versorgungslücke von morgen verursachen.

3.2 Anpassung der Infrastruktur für ein flexibles Stromsystem

Das Stromversorgungssystem in Deutschland war ursprünglich darauf ausgelegt, Brennstoffe über große Entfernungen zu transportieren, anstatt Strom. Dies führte zu weitgehend ausgeglichenen Leistungsbilanzen auf Bundesländerebene. Mit dem Ausbau erneuerbarer Energien (EE) hat sich dies jedoch geändert, da ein Großteil der Erzeugung nun weit entfernt von den Verbrauchszentren erfolgt, insbesondere bei Offshore-Windparks. Gleichzeitig ist durch die Stilllegung von Kernkraftwerken eine wichtige Säule der Stromerzeugung in Süddeutschland weggefallen, was einen starken Ausbau der Stromtransportnetze in Nord-Süd-Richtung erforderlich macht.

Neben dem Ausbau des Übertragungsnetzes ist auch eine Aufrüstung des Verteilnetzes notwendig. Viele EE-Anlagen, wie Photovoltaik-, Onshore-Wind- und Biogasanlagen, speisen in das Verteilnetz ein. Dieses muss daher nicht nur Strom an Verbraucher liefern, sondern auch die zunehmende Einspeisung bewältigen. Weitere Faktoren, die eine Verstärkung des Verteilnetzes erfordern, sind der wachsende Einsatz von Wärmepumpen und die zunehmende Elektromobilität. Die bestehenden Netze sind oft nicht auf die Lasten durch Wärmepumpen und die Ladeleistung für Elektrofahrzeuge ausgelegt. Der Investitionsbedarf in die Verteilnetze wird bis 2030 auf 32 Milliarden Euro und bis 2050 auf 111 Milliarden Euro geschätzt. Besonders wichtig wird es sein, bestehende Netzkapazitäten effizienter zu nutzen, z.B. mit der Überbauung von Netzverknüpfungspunkten und dem Bau von Speichern an geeigneten Stellen.

3.3 Wettbewerbsfähige Strompreise durch mehr Flexibilität und weniger Regulierung

Angesichts der erheblichen Kosten, die mit der Transformation der Energieversorgung verbunden sind, stellt sich die Frage, wie dies mit der Notwendigkeit in Einklang zu bringen ist, wettbewerbsfähige Strompreise wiederherzustellen. Entscheidend dafür ist die Flexibilisierung des Stromverbrauchs in Zeiten, in denen ausreichend Strom zur Verfügung steht. Das Strompreissignal muss beim Verbraucher ankommen. Daher sollte der Strompreis so weit wie möglich von Steuern und Abgaben befreit werden.

Auch die Regulierung muss einfach und umsetzbar sein. Hohe regulatorische Anforderungen erhöhen die Systemkosten. Auf europäischer Ebene gibt es einen einheitlichen Rahmen, der für die Bepreisung von CO₂ sorgt und marktlich organisiert ist, den Emissionshandel. Diese Form der CO₂-Bepreisung existiert allerdings nicht weltweit, wodurch sich unterschiedliche Wettbewerbsbedingungen ergeben. Diesen wirtschaftlichen Nachteil gilt es für die europäische Industrie im internationalen Wettbewerb auszugleichen. Es gibt bereits erste Bemühungen, einen Ausgleich zu anderen Weltregionen anzustreben, die in ihren Klimaschutzbemühungen nicht vergleichbar sind (CBAM).

4. Konsequenzen für das Design des Strommarktes

Der bestehende Energy-Only-Markt (EOM) bleibt auch in Zukunft unverzichtbar für die effiziente Steuerung des komplexen Stromversorgungssystems mit vielen Akteuren und dezentralen Anlagen. Ein neues Marktdesign muss nicht nur für aktuelle und zukünftige Erzeugungstechnologien geeignet sein, sondern auch klare Signale für Speicher und Verbrauchssteuerung liefern. Da sich Knappheitssignale künftig vermehrt im Winter zeigen werden, sind gezielte Entgelt-Systeme für das Vorhalten von Leistung notwendig, um Investitionen in neue steuerbare Energieanlagen zu fördern. Kapazitätsmechanismen sollten wettbewerblich und technologieoffen organisiert werden, um eine Versicherungsprämie für Systemdienstleistungen zu etablieren und die Risiken für Investoren zu mindern.

Neben dem Bau von wasserstofffähigen Erdgas-Kraftwerken ist der Ausbau von Speicheranlagen erforderlich. Es gibt Großspeicher wie Pumpspeicherkraftwerke (PSW) und Großbatteriespeicher sowie Kleinspeicher wie Gewerbespeicher, Heimspeicher und rückspeisende Elektrofahrzeuge. PSW und Batteriespeicher sind derzeit die wichtigsten Kategorien für kurzfristige Stromspeicherung. In Deutschland sind etwa 30 PSW mit einer Kapazität von 24 GWh und einer Leistung von 6 GW installiert, zusätzlich zu PSW aus Luxemburg und Österreich. Batteriespeicher haben eine Kapazität von 11 GWh und eine Leistung von 7 GW, eignen sich aber eher für die sehr kurzfristige Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch. Langzeitspeicherung für saisonalen Ausgleich wird durch Umwandlung von Strom in Energieträger wie Wasserstoff und anschließende Rückverstromung erreicht. Gaskraftwerke sollen künftig mit Wasserstoff betrieben werden können. Differenzverträge (Carbon Contracts for Difference – CCfD) könnten die Marktanreize für den Einsatz von Wasserstoff gewährleisten. Der Aufbau einer Wasserstoff-Infrastruktur ist ebenfalls notwendig, mit geplanten rund 9.000 Kilometern Wasserstofffernleitungen bis 2037.

Neben angebotsseitigen Maßnahmen sind Demand Side Management und Lastmanagement zentrale Flexibilitätsoptionen. Variable Tarife und neue Technologien wie Smart Meter können helfen, Erzeugung und Verbrauch im Gleichgewicht zu halten und die Höchstlast zu reduzieren. Das wirtschaftlich erschließbare Lastreduktionspotenzial der Industrie wird für 2030 auf 15,6 GW geschätzt. Die Bundesnetzagentur erwartet für 2031 ähnliche Ergebnisse, mit 8 GW drosselbarer Leistung aus industriellen Prozessen und Querschnittstechnologien sowie 4,5 GW aus Netzersatzanlagen.

5. Welche Maßnahmen sollte die Politik für ein neues Marktdesign ergreifen?

Sieht man sich die Anforderungen für die Weiterentwicklung des Strommarktes an, ergeben sich konkrete Forderungen an die Politik, die kurzfristig, aber in einem Gesamtrahmen umzusetzen sind. Wichtig wird dabei sein, die Wechselwirkungen zwischen den verschiedenen Maßnahmen zu betrachten.

- Wir benötigen mehr Markt und weniger Staat. In den letzten 20 Jahren hat der Staat mit der Förderung der Erneuerbaren Energien außerhalb des Marktes und der Integration in den EOM die langfristige Steuerungsfunktion der Märkte untergraben. Die mit der Liberalisierung im Jahr 1998 entfesselten Marktkräfte, die die Systemeffizienz deutlich erhöht haben, sind einem wachsenden Interventionismus und Dirigismus gewichen. Die Folge sind zunehmende Staatseingriffe (Verbot der Stilllegung oder Anreize zur Stilllegung, Bau von Netzersatz-Anlagen, Kraftwerksstrategie, Kostendämpfung für bestimmte Verbrauchsgruppen, Technologieauswahl, ...), so dass Investitionen im nichtregulierten Bereich vermehrt ausbleiben. In den Koalitionsverhandlungen tauchte die Idee auf, Reservekraftwerke für den Markt und zur Preisstabilisierung zurückzuholen. Ein weiteres Beispiel für einen politischen Eingriff in den EOM und die

Investitionssicherheit in den Markt. Mehr Markt und damit auch mehr Verantwortung aller Akteure würde zu einem Mehr an Koordinierung und Effizienzsteigerung führen: die berühmte unsichtbare Hand des Marktes. Zielsetzend für das Erreichen von Klimaschutz im Energiebereich sollte die Minderung der Treibhausgasemissionen sein. Über den europäischen Emissionshandel, besser, die europäischen Emissionshandelssysteme, werden marktliche Anreize zunehmen.

- Der Umsetzung von Maßnahmen sollte oberste Priorität eingeräumt werden: Die verbreitete Diskussion, ob Klimaziele oder EE-Ausbauziele erreichbar oder zu wenig ambitioniert sind oder gar weiter verschärft werden sollten, leistet keinen geeigneten Beitrag zu der angestrebten Transformation und Treibhausgas-Neutralität. Vielmehr kommt es auf die Implementierung der vorhandenen Technologien und Maßnahmen an, insbesondere derjenigen, die sich zu den geringstmöglichen CO₂-Vermeidungskosten umsetzen lassen.
- Flexibilität ins Zentrum der politischen Debatte stellen: Um die notwendige Flexibilität des Systems schnellstmöglich zu heben, ist es notwendig, einen verlässlichen Rahmen für Speicher zu schaffen. Wir brauchen eine Flexibilitäts-Agenda. Erste Verbesserungen haben Wirkung gezeigt und einen ersten Hype um Batteriespeicher entstehen lassen. Es ist aber entscheidend, diesen Hype zu einem Boom werden zu lassen. Dazu gehören langfristig planbare Bedingungen. Unterschiedliche Regelungen zu Baukostenzuschüssen müssen der Vergangenheit angehören. Die Regeln für den Neubau müssen einfach und vor allem einheitlich sein und die Systemdienlichkeit in den Vordergrund stellen. Das gilt im Übrigen nicht nur für Speicher, sondern für sämtliche Regelungen der neuen Energiewelt. Hierauf ist in der gesetzlichen Umsetzung der Speicherstrategie oder bei der möglichen Festlegung von Baukostenzuschüssen für Speicher besonders zu achten.
- Die technischen Lösungen für die Gestaltung des Energiesystems, das bis 2045 gemäß den Zielen der Bundesregierung CO₂-neutral sein soll, sind vorhanden. Die kosteneffiziente Einhaltung der Ziele kann durch das Setzen auf europäische Regelungen statt eines national angelegten Mikromanagements gewährleistet werden. Mit dem bestehenden EU-Emissionshandelssystem für Stromerzeugungsanlagen und energieintensive Industrien sowie dem auf EU-Ebene neu eingeführten Emissionshandelssystem für den Gebäude- und Verkehrssektor werden die europäischen Klimaziele sicher und möglichst effizient erreicht.
- Einführung eines Kapazitätsmarktes, der technologieoffen, wettbewerbsfähig und europaweit harmonisiert ist: Um die Versorgungssicherheit in einem System, das auf erheblichem Ausbau von Erneuerbaren Energien beruht, zu gewährleisten, wird eine enorme Anstrengung notwendig sein. Die bisherige Planung sah vor, in einem ersten Schritt 12,5 GW neue

steuerbare Kraftwerke auszuschreiben. Die neue Regierung hat bis zu 20 GW Gaskraftwerkskapazitäten angekündigt. Eine schnelle Umsetzung des Kraftwerksicherheitsgesetzes ist wegen des geplanten Kohleausstiegs zentral. Dem ersten wichtigen Schritt muss der zweite folgen: die Einführung eines zentralen und technologieoffenen Kapazitätsmarktes.

Neben Kraftwerken müssen Speicher und Batterien, Demand-Side-Management, dynamische Tarife und alle weiteren Möglichkeiten zur Flex-Bereitstellung in diesen Mechanismus eingebunden werden. Das ganze System muss flexibel werden, von der Erzeugung bis zum Verbrauch. Leitziele müssen Klimaneutralität, Kosteneffizienz und System-sicherheit sein. Aufgrund der Notwendigkeit einer schnellen Umsetzung, sollte die Bundesregierung auf einen zentralen Kapazitätsmarkt setzen und keinen Sonderweg wählen, sondern auf Einfachheit und Bewährtes zurückgreifen. Es gibt kein Land in der EU, das einen kombinierten Kapazitätsmarkt umgesetzt hat. Frankreich, das bisher einzige Land mit einem dezentralen Leistungsmarkt, schwenkt aktuell auf einen zentralen Kapazitätsmechanismus um. Dafür gibt es empirische Erfahrung mit zentralen Kapazitätsmärkten in Belgien, Italien, Polen und UK.

- Refinanzierung des Ausbaus Erneuerbarer Energien sichern: Der Ausbau der Erneuerbaren Energien soll weitergehen. Neuanlagen zur Erzeugung von Strom aus Sonne und Wind haben die niedrigsten Stromgestehungskosten. Dieser Sachverhalt sollte für zukünftige Planungen unter Beachtung der Systemkosten berücksichtigt werden. Allerdings sehen wir schon jetzt das Problem, dass dem Stromsystem die Flexibilität fehlt. In der Mittagssonne sehen wir deutlich sinkende Preise für den Strom, bis hin zu negativen Preisen. Dieser Trend wird sich bei zunehmendem Ausbau verschärfen. Was für Flexibilitäten ein guter Anreiz sein mag, ist für die Refinanzierung der PV-Projekte ein Problem.

Das EEG sollte in einem ersten Schritt beihilferechtlich konform weiterentwickelt werden, um dann in einem zweiten Schritt an ein Stromsystem mit über 80 % Erneuerbaren Energien angepasst werden. Die Diskussion darüber muss jetzt beginnen

- Begrenzung der Kosten des Ausbaus des Stromnetzes durch Vorrangregelungen für Freileitungen statt Verkabelung im Höchstspannungsbereich: Die Kosten für den Netzausbau werden ein immenser Faktor für die zukünftigen Strompreise. Sowohl auf Verteil- als auch Übertragungsebene stehen erhebliche Investitionen an. Dazu kommt der Neubau des Wasserstoffnetzes, der jetzt anlaufen soll. Hier müssen kostengünstige Optionen gewählt werden. Sonderregelungen für bestimmte Regionen darf es dann nicht geben. Freileitungen müssen gerade im Übertragungsnetz Vorrang haben. Die Bundesregierung hat zudem angekündigt, dass vermiedene Netznutzungsentgelte und weitere Bausteine zur Prüfung anstehen. Die Überprüfung und Korrektur ist notwendig, um die Fle-

xibilitätspotenziale der Industrie zu heben und die richtigen Anreize zu setzen. Flexibilität wird den Netzausbau nicht verhindern, aber hoffentlich kleiner ausfallen lassen. Dazu muss es die richtigen Anreize für Verbraucher und auch Produzenten geben. Diese Anreize können auch über Netzentgelte gesetzt werden. Dabei ist aber auf die Effizienz des Gesamtsystems zu achten, z.B. auch anderweitige Steuerungsinstrumente, die bereits eingeführt sind (Ausweisung von 2 % der Flächen der Bundesländer für Windenergie etc.).

- Verstärkte Digitalisierung (Smart Meter und Anreizsysteme für Industrie) sowie der Abbau von Bürokratie: Wärmepumpen, Hausspeicher und vor allem E-Mobile eröffnen künftig neue Flexibilitäten. Mit diesen Flexibilitäten steht ein starker Hebel für die Verschiebung von Lastspitzen zur Verfügung, der über kurze Zeiträume ein erhebliches Speicher- und Ausspeicherungspotenzial besitzt. Dazu muss der Rückstand beim Rollout der Smart-Meter und bei der Digitalisierung schnellstmöglich behoben werden. Alle Technologien, sämtliche Flexibilitäten sind von ihrer Sichtbarkeit im System und der möglichen Steuerung abhängig. Erste Erfolge für einen schnelleren Rollout sind erkennbar; allerdings reicht die Geschwindigkeit bei weitem nicht aus. Es werden deutliche Vereinfachungen notwendig sein, um den Rollout zu beschleunigen. Zudem muss sich die Politik um den Rahmen für bidirektionales Laden und dessen Integration in den Markt kümmern. In wenigen Jahren werden wir eine große Flotte an E-Autos auf der Straße haben, die auch als Speicher genutzt werden müssen.

Die Bundesregierung sollte mit Erstellung eines systemdienlichen Energie(wende)programms ein konsistentes energie- und klimapolitisches Konzept vorlegen, in dem die Rolle des Staates und des Marktes im Energiesektor transparent kommuniziert wird. Das „jüngste“ auf Bundesebene vorgelegte Energieprogramm datiert aus dem Jahr 2010 und ist von daher als weitestgehend überholt anzusehen.

6. Fazit

Wir stehen vor fundamentalen Änderungen im Energiemarkt. Flexibilität ist sowohl auf Nachfrage- als auch Angebotsseite die wichtigste Eigenschaft, um die zunehmend volatile Erzeugung zukünftig mit dem Verbrauch in Einklang zu bringen. Digitalisierung und Sichtbarkeit der Marktteilnehmer im Stromsystem sind wesentliche Grundvoraussetzung der Entwicklung. Diese Schritte müssen politisch zügig begleitet und umgesetzt werden.

Auf der Angebotsseite wird es darauf ankommen, die richtigen Signale für Investitionen in gesicherte Leistung, Flexibilität und saisonale Speicher zu setzen. Bestehende Marktmechanismen sind prinzipiell hervorragend in der Lage, bei einer Vielzahl von Akteuren in einem komplexen und internationa-

len Umfeld rasche Entscheidungen über den Anlageneinsatz zu fällen. Für Investitionsentscheidungen sind diese aber nicht ausreichend und deshalb um einen zentralen Kapazitätsmarkt zu ergänzen.

Auf der Nachfrageseite ist die Flexibilisierung ebenso wichtig. Nur mit angepasstem Stromverbrauch zu Zeiten hoher Stromerzeugung und Zwischenspeicherung von Strom, kann die Energiewende gelingen. Preissignale müssen vor diesem Hintergrund bei Verbrauchern ankommen, sowohl bei privaten als auch industriellen Abnehmern.

Flexibilität auf beiden Seiten ist der Schlüssel für die Energiewende. Daher muss sie in das Zentrum der politischen Aufmerksamkeit gerückt werden. Wir haben es zu lange versäumt, neben dem notwendigen Netzausbau und dem Ausbau der Erneuerbaren Energien, gleichzeitig kurz- und langfristige Speicherlösungen aufzubauen. Denn es stimmt: Sonne und Wind schicken keine Rechnung – aber die Dunkelflaute kommt mit Zinsen!

Für ein kosteneffizientes Gesamtsystem sind die oben beschriebenen politischen Maßnahmen ein wichtiger Schritt für ein flexibles und zukunftsfähiges Marktdesign.



© Werner Schuering

Dr. Achim Dercks
Stellvertretender Hauptgeschäftsführer der Deutschen Industrie- und Handelskammer (DIHK)

Dr. Achim Dercks (Jahrgang 1967) studierte Wirtschafts- und Sozialwissenschaften an der Universität zu Köln und in Paris. Nach seiner Promotion im Jahr 1996 an der Universität Köln war er zunächst als Leiter des Referats Arbeitsmarkt und Soziale Sicherung sowie anschließend als Leiter des Büros für Präsidialangelegenheiten, Arbeitsmarkt und Gesellschaftspolitik des DIHK e. V. tätig. Seit 2004 ist er stellvertretender Hauptgeschäftsführer der DIHK (vormals Deutscher Industrie- und Handelskammertag e. V.) und 2005 bis Oktober 2024 war er Geschäftsführer der DIHK Service GmbH.

Weitere Funktionen nimmt Herr Dercks u.a. wahr als stellvertretender Vorsitzender des Deutsche Welle Verwaltungsrates, Mitglied des Verwaltungsrats RKW Kompetenzzentrum und als Kuratoriumsvorsitzender der Stiftung Senior-Expert-Service (SES). Zugleich ist er Mitglied im Beirat des Deutschen Volkshochschulverbandes und im Advisory Council der Hertie School. Die DIHK vertritt als Dachorganisation von 79 deutschen Industrie- und Handelskammern die Interessen der deutschen Wirtschaft gegenüber der Bundespolitik und den europäischen Institutionen.

Klimaschutz braucht Realitätscheck

Dr. Achim Dercks

Herausforderungen sind groß

Verlässliche und gute Rahmenbedingungen sind die Basis für Investitionen und neue Chancen. In weiten Teilen der Wirtschaft wird die Energiewende stattdessen inzwischen als Risiko für die eigene Wettbewerbsfähigkeit wahrgenommen, Unternehmen verbinden die Energiewende vor allem mit politischer Detailsteuerung, die weit in betriebliche Ressourcenplanungen und Investitionsentscheidungen eingreift. Auch die Maßnahmen für den Klimaschutz sind durch bürokratische Detailregelungen geprägt. Klimapolitische Maßnahmen werden zudem häufig ohne ausreichende Rücksicht auf die internationale Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen ergriffen. Die Herausforderungen sind also groß. Es fehlt an Raum für Eigenverantwortung und Innovation sowie die erforderliche langfristige Perspektive. Dabei bietet der Transformationspfad zur Klimaneutralität grundsätzlich durchaus nachhaltige Wachstumsperspektiven. Denn die deutsche Wirtschaft kann eine technologische Vorreiterrolle auf weltweit wachsenden Märkten einnehmen.

Der internationale Rahmen und die Rolle der Industrie

Der zunehmende Protektionismus weltweit, der intensive globale Wettbewerb um technologische Innovation und Marktanteile sowie die umfangreichen Subventionen in Ländern wie China und den USA stellen Deutschland und Europa vor enorme Herausforderungen. Während China insbesondere durch hohe staatliche Investitionen in grüne Technologien wie Solaranlagen oder Batterien hervorsteicht, haben die USA mit dem Inflation Reduction Act großzügige Steuerkredite eingeführt, die ebenfalls die Wettbewerbsbedingungen verändern. Auch Donald Trump scheint Teile beizubehalten.

Die Europäische Union hat mit dem Green Deal unter der ersten Präsidentschaft von Ursula von der Leyen ihrerseits versucht, eine klare Strategie zu definieren. Ziel war es, Europa bis 2050 zum ersten klimaneutralen Kontinent zu machen und durch ambitionierte Klima-, Energie- und Umweltziele die Führungsposition europäischer Unternehmen in grünen Industrien zu stärken. Dies sollte Exportchancen und Wachstumsmöglichkeiten in zukunftsträchtigen Sektoren wie Wärmepumpen, Windkraftanlagen oder Elektromobilität schaffen. Doch fünf Jahre nach der Ausrufung des Green Deals haben sich die geoökonomischen Realitäten grundlegend verändert.

Steigende Energiepreise und geopolitische Unsicherheiten

In seinem Bericht zur Wettbewerbsfähigkeit Europas¹ hebt Mario Draghi drei zentrale Herausforderungen hervor, die den Kontinent zunehmend in eine schwächere Position versetzen. Erstens sind die Energiepreise in Europa durch den russischen Angriffskrieg auf die Ukraine und das Ende günstiger Energieimporte aus Russland immens gestiegen. Der Gaspreis auf europäischen Großhandelsmärkten liegt bis zu siebenmal höher als in den USA, was die Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Industrie stark beeinträchtigt. Zweitens machen protektionistische Tendenzen auf den Weltmärkten, wie höhere Zölle, nichttarifäre Handelsbarrieren und die Politisierung von Lieferketten, insbesondere einer offenen Volkswirtschaft wie der EU zu schaffen. Gleichzeitig wird der Zugang zu kritischen Rohstoffen schwieriger, was import- und exportorientierte Unternehmen in Deutschland und Europa zusätzlich belastet. Drittens zeigt sich, dass Europa deutlich mehr Anstrengungen in der Verteidigungs- und Sicherheitspolitik unternehmen muss, da die sogenannte „Friedensdividende“ seit dem Ukraine-Krieg endgültig Geschichte ist.

Für europäische Unternehmen kommt als zusätzliche Belastung ein komplexes regulatorisches Umfeld mit hohen Berichtspflichten hinzu. Die gesamtwirtschaftliche Produktivität stagniert unter anderem als Folge der demografischen Entwicklung und einer vergleichsweise niedrigeren Zahl digitaler Innovationen.

Strategien für eine wettbewerbsfähige europäische Industrie

Mit Blick auf den internationalen Wettbewerb sind aus Perspektive der DIHK symbolische Maßnahmen oder sektorale Subventionen der falsche Weg. Vielmehr braucht die Wirtschaft Rahmenbedingungen, die der europäischen Industrie langfristig eine verlässliche und investitionsfreundliche Grundlage bieten. Der Clean Industrial Deal ist grundsätzlich eine Chance, in der Energie- und Klimapolitik Versorgungssicherheit und Kosteneffizienz gleichzeitig zu gewährleisten.

Welche Möglichkeiten eines kosteneffizienten und wirtschaftlich tragbaren Weges zum Klimaschutz gibt es?

Deutschland trägt überproportional zu den europäischen CO₂-Minderungszielen bei. Ein neues EU-Klimaziel von minus 90 Prozent bis 2040 würde diese Zusatzlast weiter verschärfen. Europa und Deutschland verlieren als Wirtschaftsstandort generell und in der Industrie im Besonderen derzeit aber bereits an Attraktivität. Vor diesem Hintergrund sollte die Energie- und Klimapolitik mehr Realismus zeigen:

Klimaziele - Realitätssinn ist nötig

Die EU-Kommission will trotz der Wettbewerbsnachteile für die EU-Wirtschaft eine 90-prozentige Verringerung der Netto-Treibhausgasemissionen (THG)

1 https://commission.europa.eu/topics/strengthening-european-competitiveness/eu-competitiveness-looking-ahead_en

im Vergleich zu 1990 als neues Klimaziel vorschlagen. Die Studie "Mögliche Auswirkungen eines EU-Klimaziels von minus 90 Prozent für 2040 auf Deutschland" von DIHK und VKU (Verband kommunaler Unternehmen) aus dem August 2024 zeigt, dass bereits das für 2030 anvisierte europäische Ziel einer 55-prozentigen CO₂-Reduktion verfehlt wird. Nach derzeitigen Emissionsprognosen der EU-Mitgliedstaaten gerät das Erreichen eines zusätzlichen Ziels, das auf der Annahme einer vollständigen Zielerreichung 2030 aufbaut, damit außer Reichweite.

Die Studie stellt dar, dass das Klimaziel 2040 auf extrem optimistischen Annahmen beruht, insbesondere in Bezug auf die Verfügbarkeit von Technologien, Fachkräften, Rohstoffen und den Mitteln für Investitionen. Wenn diese voraussehbar nicht gegeben sind, drohen aus Sicht von DIHK und VKU als Folge eines unrealistischen Zielpfades mehr Regulierung, steigende Kosten sowie politische und wirtschaftliche Verwerfungen.

Aus diesem Grund ist Realitätssinn in der Klimapolitik notwendig. Die Glaubwürdigkeit der Klimapolitik leidet, wenn man unerreichbare Ziele setzt. Der Fokus sollte auf einem kosteneffizienten und wirtschaftlich tragbaren Klimaziel liegen, nicht aber auf einem Wettbewerb um immer höhere Klimaziele.

Wie groß die Verunsicherung der Unternehmen mittlerweile ist, zeigt das jährliche Energiewende-Barometer der IHK-Organisation. Während früher viele Unternehmen auch Chancen in der Energiewende für den eigenen Betrieb sahen, überwiegen zuletzt deutlich die Risiken. Die Politik sollte aufpassen, dass nicht ganze Branchen bei den Themen Energiewende und Klimaschutz die Zuversicht verlieren. Denn ohne private Investitionen gelingt die Transformation zu einer klimaneutralen Wirtschaft nicht.

Marktbasierte Energiepolitik und niedrigere Energiepreise als zentrale Pfeiler einer erfolgreichen nationalen und europäischen Klimapolitik

Im Energiebereich sollte der Fokus künftig auf einer marktbasierter und technologieoffenen Ausgestaltung liegen - und weniger auf einer detaillierten und berichtslastigen Gesetzgebung. Dies gilt für die nationale und die europäische Ebene. Denn Überregulierung bremst die Potenziale einer kostengünstigen Zielerreichung. Es braucht mehr Raum für Eigenverantwortung und Innovation sowie die erforderliche langfristige Perspektive. Die hohen Energiekosten sind eine Belastung für die deutsche Wirtschaft und schränken deren internationale Wettbewerbsfähigkeit ein.

Gleichzeitig sind zusätzliche Anreize sowohl für die Erzeugung als auch für die Beschaffung klimaneutraler Technologien erforderlich. Instrumente wie Klimaschutzverträge oder Programme wie H2Global sowie europäische Initiativen wie IPCEI und die Wasserstoffbank spielen hierbei eine zentrale Rolle. Sie ermöglichen den Einstieg in langfristige Investitionen.

Ziel ist die Integration erneuerbarer Energien und eine stabile Versorgung. Langfristige Stromabnahmeverträge (PPAs) erleichtern insbesondere KMU den Zugang zu stabilen Strompreisen und reduzieren die Dominanz des Erdgaspreises als marginaler Preissetzer im Strommarkt. Damit sinken auch die Kosten für strombasierte Technologien (Power-to-X), die einen wichtigen Beitrag zur Energiespeicherung und somit zur Versorgungssicherheit leisten.

Industrie in der Breite entlasten und unterstützen

Europa und Deutschland sollten auf dem Weg zur Klimaneutralität darauf abzielen, die Standortfaktoren für die Breite der Industrie zu verbessern. Dazu gehören vor allem technologieoffene, flexible und bürokratiearme Ansätze, um die digitale und nachhaltige Transformation zu unterstützen und Innovationen zu fördern. Anstatt sektoraler Förderungen brauchen wir Entlastungen für alle Wirtschaftsbereiche - dabei sollten Doppelstrukturen in Deutschland und der EU verhindert werden, etwa mit Blick auf den Net Zero Industry Act oder den Critical Raw Materials Act.

Wichtige Maßnahmen zur Erreichung von Versorgungssicherheit und der Verringerung von einseitigen Abhängigkeiten sind Handelsabkommen und Rohstoffpartnerschaften. Denn diese ermöglichen den Betrieben ihre Lieferketten selbstständig zu diversifizieren und ihre Resilienz zu erhöhen. Darüber hinaus können Förderprogramme wie Klimaschutzverträge oder Important Projects of Common European Interest (IPCEI) sinnvolle Ergänzungen darstellen.

Kreislaufwirtschaft bürokratiearm und technologieoffen stärken

Die Kreislaufwirtschaft ist eine Chance, Stoffkreisläufe bürokratiearm und technologieoffen zu gestalten. Die Aktivitäten der Mitgliedstaaten bei der Kreislaufwirtschaft sollten innerhalb der EU gebündelt werden. Damit wird Europa effizienter und resilienter - dies wird unterstützt durch Rohstoffpartnerschaften mit Drittstaaten. Europaweit einheitliche Vorgaben zum Einsatz von z. B. recycelten Baustoffen sind notwendig, um die europäischen Leitmärkte für Sekundärrohstoffe und nachhaltige Produkte weiterzuentwickeln.

Vorgaben zu Langlebigkeit, Reparaturfreundlichkeit und Recyclingfähigkeit von Produkten, beispielsweise als Teil von Öko-Design-Anforderungen, sollten Unternehmen genügend Freiraum bei der Produktentwicklung einräumen und technologieoffene Innovationen fördern.

Europa hat auch in diesem Bereich eine Vielzahl an neuen Gesetzen und Rechtsakten hervorgebracht. Statt auf neue Regulierungsmaßnahmen zu setzen, sollte die einheitliche Anwendung und Durchsetzung bestehender Regeln der europäischen Umweltpolitik Ziel in Europa sein. Bestehende Regularien sollten auf Potenziale zur Erleichterung des EU-Binnenmarktes geprüft werden, wie z. B. bei Notifizierungspflichten von Recyclingprodukten.

Planungs- und Genehmigungsverfahren beschleunigen

Die Dauer und Komplexität von Planungs- und Genehmigungsverfahren hemmt Unternehmen in ihrer Entwicklungsfähigkeit und bremst sie bei der Transformation zu einer klimaneutralen und digitalen Wirtschaft. Gerade Deutschland hat einen großen Nachholbedarf bei Investitionen in seine Infrastruktur. Private Investitionen und wirtschaftliche Aktivitäten werden so zunehmend behindert. Hinzu kommt eine zu langsame Digitalisierung, die zu erheblichen Verzögerungen bei wichtigen Projekten führen.

Die EU-Richtlinien im Natur-, Immissions- oder Gewässerschutz be- oder verhindern dabei nationale Bestrebungen zur Verfahrensbeschleunigung. Das gilt bspw. für die Stichtagsregelung zur maßgeblichen Sach- und Rechtslage, Präklusion, Genehmigungsfiktionen oder Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen. Unternehmen erfahren deshalb zusätzliche Verzögerungen und Rechtsunsicherheiten bei ihren Investitionsprojekten.

Europäische Vorgaben, so im Umweltrecht die Bestimmungen für den Arten-, Natur- und Gewässerschutz sowie die Umweltverträglichkeitsprüfung, müssen vereinfacht werden. In der FFH-Richtlinie sollten Unternehmen Ausgleichs- und Ersatzmaßnahmen auch auf Vorratsflächen vornehmen können sowie Ökokonten anwenderfreundlich nutzen dürfen. Die Vogelschutzrichtlinie sollte eine stärkere Fokussierung auf den Populations- statt auf den Individualschutz erhalten.

Forschung und Innovation mitdenken und fördern

Forschung und Innovation (FuE) fungieren als wichtiger Treiber für die industrielle Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands und Europas.

Aus Sicht der DIHK sollten private FuE-Tätigkeiten durch einen gelockerten Rechtsrahmen und vereinfachte Zulassungsverfahren gefördert werden. So könnte die flächendeckende Einführung von Reallaboren legale Testräume für disruptive Innovationen schaffen und Erkenntnisse aus der industriellen Praxis in die Anpassung bestehender Rechtsrahmen einfließen lassen. Der Industrie ist auch besonders dann geholfen, wenn der Zugang zu Förderprogrammen erleichtert und KMU-freundlicher gestaltet wird, etwa durch transparente Ausschreibungen, eine reduzierte Bürokratie bei der Antragsstellung sowie eine ausreichende finanzielle Aufstockung der Programme. Gute Industrie- und Klimapolitik sollte auch den Technologietransfer zwischen Wissenschaft und Industrie fördern und gleichzeitig den Schutz geistigen Eigentums stärken. So kann Europa langfristig als führender Standort für Industrie und Innovation gesichert werden.

Regulatorische Hürden für klimaneutrale Technologien beseitigen

Die neue Bundesregierung steht vor der dringenden Aufgabe, zentrale regulatorische Hemmnisse zu beseitigen, um den Markthochlauf klimaneutraler

Technologien zu beschleunigen. Auch wenn Technologien wie erneuerbarer Wasserstoff oder die Kohlenstoffabscheidung und Speicherung, ggf. Nutzung (CC(U)S), derzeit noch knapp und teuer sind, werden sie in einer überwiegend strombasierten Welt die notwendige Flexibilität und Stabilität bringen - und damit eine Schlüsselrolle spielen.

Vor dem Hintergrund, dass es bereits 2039 keine Zuteilung von CO₂-Zertifikaten an Unternehmen mehr geben soll, ist faktisch hier das Ziel schon für die Klimaneutralität der Unternehmen und nicht erst 2045. Es fehlen klare Antworten auf die Frage, wie Unternehmen dieses Ziel ohne Verlust ihrer Wettbewerbsfähigkeit erreichen können.

Ein Teil der Antwort ist der Hochlauf klimaneutraler Technologien wie Wasserstoff und CC(U)S – um diesen voranzutreiben, braucht es zusätzlich zu Vereinfachungen bei den Planungs- und Genehmigungsverfahren eine bundesweit leistungsfähige Pipelineinfrastruktur. Hierbei sollte der Staat durch finanzielle Absicherungen Investitionen von Netzbetreibern fördern.

Darüber hinaus bleibt die Förderung von Innovation auch im Wasserstoff- sowie im CC(U)S-Bereich ein zentraler Hebel, um diese klimaneutralen Technologien wettbewerbsfähig zu machen. Energieverluste über die gesamte Wertschöpfungskette müssen noch reduziert, und innovative Speicher- und Transportlösungen sowie Anlagen für verschiedene dezentrale Bedarfe je nach Unternehmensgröße und -lage entwickelt werden.

Fazit

Klimaschutz ist auch für die Wirtschaft ein wichtiges Ziel. Die Politik darf den Klimaschutz aber nicht mit unrealistischen Zielen überfrachten, die zu höheren Kosten und schwindender Wettbewerbsfähigkeit führen. Klimaschutzpolitik wird unwirksam, wenn sie zu „Carbon Leakage“ und zur Verlagerung von Wertschöpfungsketten ins Ausland führt. Minderungen von Treibhausgasemissionen auf nationaler oder EU-Ebene sind für sich allein kein Gradmesser für eine wirksame Klimaschutzpolitik. Klimaschutz geht erfolgreich nur gemeinsam - mit der Wirtschaft und mit wichtigen Partnern in der Welt.

Klimaschutz ist dann eine Chance für die internationale Wettbewerbsfähigkeit, wenn Unternehmen innovativ sind und investieren. Gerade die zusätzlichen Verschuldungsmöglichkeiten, die der Bundestag für den Klimaschutz beschlossen hat, machen noch deutlicher: Ohne die Wirtschaft geht es nicht. Denn Kredite zu bedienen, gelingt nur mit Wachstum und mit erfolgreichen Unternehmen, die investieren und Arbeitsplätze schaffen.

Der Transformationspfad zur Klimaneutralität bietet nachhaltige Wachstumsperspektiven, wenn die deutsche Wirtschaft eine technologische Vorreiterrolle auf weltweit wachsenden Märkten einnehmen kann. Es mangelt hierfür nicht am Willen der Betriebe, es mangelt auch nicht an technischen Konzepten. Es

braucht aber ein größeres Vertrauen der Politik in den marktwirtschaftlichen Wettbewerb um gute Lösungen. Nur wenn die Politik klare Leitplanken setzt, statt kleinteilig steuern zu wollen - nur dann gewinnt sie auch das Vertrauen der Unternehmen zurück.



© MKUEM / Christof Mattes

Katrin Eder

Ministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie und Mobilität des Landes Rheinland-Pfalz

Katrin Eder ist seit dem 15. Dezember 2021 Ministerin für Klimaschutz, Umwelt, Energie und Mobilität des Landes Rheinland-Pfalz.

Sie wurde am 24.10.1976 in Mainz geboren und ist Mutter zweier Kinder.

Nach dem Abitur 1996 an der Maria-Ward-Schule in Mainz studierte sie an der Johannes Gutenberg-Universität Mainz die Fächer Politikwissenschaft, Soziologie und Öffentliches Recht.

Von 1999 bis 2011 war sie Mitglied im Stadtrat der Landeshauptstadt Mainz u.a. als Fraktions-Vorsitzende.

Von 2004 bis 2007 war sie wissenschaftliche Mitarbeiterin der Bundestagsabgeordneten Ulrike Höfken.

2007 bis 2011 arbeitete sie als Beraterin der TBS gGmbH Rheinland-Pfalz, einer Tochtergesellschaft des DGB Rheinland-Pfalz und seiner Einzelgewerkschaften.

Von 2011 bis 2021 bekleidete sie das Amt der Dezernentin für Umwelt, Grün, Energie und Verkehr der Landeshauptstadt Mainz. In Ihre Amtszeit entfielen Projekte wie der Bau der Mainzelbahn, mehrere Stadtumbauprojekte oder die Renaturierung des Gonsbaches.

Vom 18. Mai 2021 bis zum 15. Dezember 2021 war sie Staatssekretärin im Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie und Mobilität des Landes Rheinland-Pfalz.

Klimaschutz als Rückgrat einer wettbewerbsfähigen Wirtschaft

Regieren in Zeiten der Polykrise

Katrin Eder

Am 02.04.2025 durfte ich für die Landesregierung Rheinland-Pfalz dem Landtag den Entwurf der Novelle des Landesklimaschutzgesetzes vorstellen und für die Parlamentsberatungen einbringen. Gesetzesvorhaben einzubringen und kontroverse Plenardebatten zu führen, gehört freilich zur Aufgabenbeschreibung einer Berufspolitikerin, dennoch werde ich diesen Tag besonders in Erinnerung behalten.

Die Novelle des Landesklimaschutzgesetzes Rheinland-Pfalz ist zeitgleich eine Rückschau auf den zurückgelegten Weg und eine Vorschau auf die zu erwartenden Herausforderungen. Es ist die Novelle eines Gesetzes, das im politischen Konsens der Post-Fukushima-Katastrophe entstanden ist. Eine Novelle, die dem Geist der Protestbewegung „Fridays for Future“ und des Urteils vom Bundesverfassungsgericht aus dem Jahr 2021 gerecht werden muss. Gleichwohl handelt es sich um eine Novelle, die die weltweiten ökonomischen Verwerfungen nach der Corona-Pandemie und dem Angriffskrieg Russlands Rechnung zu tragen hat. Es ist eine Novelle, die ambitioniertere Ziele und Regelungen verfolgt und die auch nach dem Scheitern der Ampel auf Bundesebene beziehungsweise auch nach den politischen Verschiebungen im neuen Bundestag zur Beratung an die Parlamentarierinnen zugeleitet wird.

Mir wurde dabei klar: Wir haben uns als Gesellschaft für einen zukunftsfähigen Pfad entschlossen; die demokratiepolitischen, klimapolitischen und ökonomischen Kosten, die durch das Verlassen dieses Pfads entstehen würden, überwiegen sämtliche kurzfristigen Kosten. Für mich ist daher Stillstand in der Klimaschutzdynamik das Schädlichste für unsere Volkswirtschaft. Sachdienlich für die Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands und Europas ist hingegen die Zukunftsfähigkeit durch eine konsequente Transformation mit einem Standortfaktor Klimaschutz.

Dementsprechend möchte ich die Ausgangslage mit zwei Meldungen aus dem Januar dieses Jahres voranstellen.

Zum einen: „Die deutsche Wirtschaft steckt so lange in der Rezession wie seit über 20 Jahren nicht mehr. Deutschlands Wirtschaft ist im vergangenen Jahr erneut geschrumpft. Das Bruttoinlandsprodukt (BIP) sank um 0,2 Prozent im Vorjahresvergleich. In der Industrie schrumpfte das BIP demnach um 3,0 Prozent. Vor allem wichtige Bereiche wie der Maschinenbau oder die Automobilindustrie produzierten deutlich weniger. In den energieintensiven Industrie-

zweigen – wie in der Chemie- und Metallindustrie – blieb die Produktion auf niedrigem Niveau“.¹

Zum anderen: „2024 war das wärmste Jahr seit 1850. Erstmals lag die globale Durchschnittstemperatur 1,6 Grad über dem vorindustriellen Niveau. Jedes Jahr des letzten Jahrzehnts gehörte zu den zehn wärmsten seit Beginn der Aufzeichnungen. Diese hohen globalen Temperaturen haben zusammen mit den Rekordwerten des atmosphärischen Wasserdampfs im Jahr 2024 zu noch nie dagewesenen Hitzewellen und starken Regenfällen geführt, die Millionen von Menschen in Not bringen.“²

In der öffentlichen Debatte werden diese beiden unbestreitbaren Erkenntnisse im Kontrast zueinander gestellt. Vereinzelt Denkanstöße plädieren sogar für eine Rangfolge und Priorisierung in der Behandlung dieser Handlungsfelder. Auch der aktuelle politische Wettbewerb – geprägt durch den Fokus auf den kurzfristigen Erfolgsdruck – trägt zu dieser Entwicklung bei und betreibt eine einseitige Verengung auf die aktuellen wirtschaftlichen und geopolitischen Probleme und blendet die weiterhin virulente Klimakrise oft aus. Die Zweitrangigkeit der Klimakrise wurde dann im Verhandlungsentwurf des Finanzpakets von den zukünftigen Koalitionspartnern deutlich.

In diesem Kontext gilt es, entschieden zu intervenieren und die eingeleitete Transformation des Wirtschaftssystems nicht abzubremsen und zwar nicht nur aus Klimaschutzsicht, sondern insbesondere aus harten ökonomischen und standortbezogenen Faktoren. Diese Überzeugung leitet sich nicht aus einem politischen Grundsatzprogramm ab. Die Erforderlichkeit der Transformation hin zu einem zukunftsfähigen Wirtschaftssystem stützt sich sowohl auf natur- als auch wirtschaftswissenschaftliche Fakten. Neu hinzugekommen ist allerdings ein gesamtgesellschaftlicher Konsens, dass wir grundlegende Veränderungen anstoßen müssen, damit wir nicht weiterhin auf die Substanz des Wirtschaftsbooms im vergangenen Jahrhundert angewiesen sind und wir den explodierenden Klimafolgenanpassungskosten frühzeitig entgegenwirken können. Es geht in meinen Augen um ein einmaliges Opportunitätsfenster für den Klimaschutz, für den Wirtschaftsstandort Deutschland und allem voran für die Generationengerechtigkeit.

Ich werde im Folgenden beschreiben, dass beide Krisen untrennbar miteinander verbunden sind und vielmehr ihre Lösung gegenseitig bedingen. Dabei reden wir hier nur von zwei Krisen, die Teil einer Polykrise sind, die aktuell für eine spürbare Verunsicherung sorgen. Neben Klimakrise oder globaler Kriegsgefahr stellt sich auch die Krise der deutschen Volkswirtschaft als eine Polykrise dar, wie gerade 24 führende deutsche Forschungsinstitute beschrieben, darunter die Deutsche Forschungsgemeinschaft, die Hochschulrektorenkonferenz und der Wissenschaftsrat, ebenso die Verbände der Digitalwirt-

1 Statistisches Bundesamt, 15. Januar 2025

2 Copernicus-Klimawandeldienst am 10. Januar 2025

schaft, der chemischen Industrie und weiterer forschungsintensiver Branchen. Sie sprechen in ihrem Gutachten von Verlust an Wettbewerbsfähigkeit, schleppender Transformation der Wirtschaft und perspektivischer Destabilisierung des Sozialsystems. Insbesondere heben die Autorinnen und Autoren hervor, dass es einer „Verlässlichkeit der Investitionen“ bedarf, um Investitionen anzureizen.³ Es ist daher eine gemeinsame Aufgabe für Entscheidungsträgerinnen und Entscheidungsträger in Wirtschaft, Gesellschaft und Politik, unter der erforderlichen Einbeziehung von Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftlern, Antworten auf diese ausgesprochen komplexe Gemengelage zu finden – Antworten, die mehr sind als kurzfristige Effekthascherei. Freilich, dies wird Zeit brauchen und dies wird auch Zumutungen bedeuten.

Schwierige Rahmenbedingungen auflösen und die Transformation entfesseln

Befragt man Unternehmen, so z.B. geschehen im jährlich veröffentlichten IHK Energiewendebarmeter, nach den größten Herausforderungen und Problemen, so stehen die oft als Standortnachteil genannten Energiepreise gar nicht auf Platz 1 der Liste. Auf den ersten drei Plätzen liegen mit 64 Prozent der Nennungen übermäßige Bürokratie, gefolgt von fehlenden Informationen bzw. Planbarkeit und Verlässlichkeit in der Energiepolitik sowie langsame Planungs- und Genehmigungsverfahren. Jedes zweite Unternehmen spricht sich für die weitere Senkung von Steuern und Abgaben auf den Strompreis aus. Knapp 90 Prozent der befragten Unternehmen sind der Meinung, dass die Rahmenbedingungen für Eigenversorgung und Direktlieferverträge verbessert werden müssen. Zudem werden Engpässe bei Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern und Planungssicherheit bei dem Ausbau der Energieinfrastruktur zunehmend als Problem gesehen.⁴

Dies entspricht in der Tat auch den persönlichen Rückmeldungen der Lenkerinnen und Lenker in der Wirtschaft, insbesondere im Mittelstand. Mit der Trump-Präsidentschaft droht dem globalen Klimaschutz ein spürbarer Rückschlag. Der Ausstieg der USA aus dem globalen Klimaschutzprozess erschwert das Erreichen der globalen Klimaschutzziele deutlich. Zudem steht die Weltwirtschaft als Folge der US-Zollpolitik zunehmend unter Druck. Die Planungsunsicherheit für Wertschöpfungsketten, Vertrieb und Absatz sind bereits auch bei uns spürbar. Dabei sind wir immer noch dabei, die Folgen des Angriffskrieges gegen die Ukraine zu bewältigen. Die deutsche Industrie ist weiterhin starren Abhängigkeiten in der Energieversorgung unterworfen – und das hauptsächlich von wenigen Exportländern. Deutschland bezog vor dem Krieg gegen die Ukraine Gas nur über Pipelines, also leitungsgebunden. Im Februar 2022, zum Zeitpunkt der russischen Invasion in der Ukraine, stammten folglich mehr als die Hälfte der deutschen Gasimporte aus Russland.

Und noch immer bestehen Importbeziehungen mit Russland in Europa. Zwar

3 FAZ-Exklusiv vom 17. März 2025

4 IHK-Energiewendebarmeter 2024, Juli 2024

konnte die Importabhängigkeit von russischem Erdgas von 45 Prozent in 2021 auf 18 Prozent in 2024 reduziert werden. Das ist ein beeindruckender Erfolg. Von den EU-Mitgliedern zählen Belgien, Frankreich und Spanien jedoch weiterhin als Einfuhrpunkte für russisches Flüssigerdgas. Trotz Sanktionen erreichten die Einfuhren in die EU im Jahr 2024 ein Rekordniveau, wie die Deutsche Umwelthilfe in einer Untersuchung festgestellt hat. Der Import stieg im Vergleich zum Vorjahr um 19,3 Prozent.⁵ Vor diesem Hintergrund ist es äußerst bedauerlich, dass die EU-Kommission die Ankündigung ihres Plans zur schrittweisen Beendigung der Abhängigkeit der Region von russischen Energieimporten zum zweiten Mal vom 26. März 2025 auf einen nicht näher festgelegten Termin verschoben hat. All dies muss uns umso mehr in dem Ziel bestärken, unsere Energieunabhängigkeit zu stärken und diversifizieren – auf europäischer wie nationaler Ebene.

Hier gibt es ermutigende Entwicklungen. Die Bundesregierung hat im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und im Windenergie-auf-See-Gesetz für die kommenden Jahre feste Ausbauziele formuliert:

- Bis 2030 soll sich die Leistung von Windkraftanlagen auf 145 Gigawatt mehr als verdoppeln.
- Bis 2045 soll die Windenergie dann 230 Gigawatt erreichen.
- Bei der Solarenergie sollen es 2030 bereits 215 Gigawatt sein.
- Bis 2045 soll die Leistung der Solaranlagen insgesamt 400 Gigawatt betragen.

2024 wurde bei der Windkraft zu wenig zugebaut, so dass die Leistung 4,9 Gigawatt unter dem Ziel blieb. Im selben Jahr wurde das Jahresziel bei der Solarenergie um 11,8 Gigawatt übertroffen. Mut macht jedoch, dass 2024 in Deutschland so viel Windkraft-Leistung genehmigt worden ist wie nie zuvor. Allein bis Mitte Dezember wurden laut FA Wind Genehmigungen für fast 2.000 Windkraftanlagen registriert, mit einer Gesamtleistung von rund 11,3 Gigawatt.

Dem entsprechen vielerorts auch die Zielsetzungen auf Landesebene. In Rheinland-Pfalz z.B. sieht der Koalitionsvertrag vor, dass ein jährlicher Zubau bei Photovoltaik und Windenergie von 500 Megawatt erreicht werden soll. In den letzten beiden Jahren wurde das Ziel bei Photovoltaik deutlich übertroffen, wogegen der Ausbau der Windenergie hinter den Zielen zurückblieb.

Auf den schleppenden Ausbau der Windenergie in Rheinland-Pfalz hat die Landesregierung mit einer Reihe von Maßnahmen reagiert. Ziel ist es, die Genehmigungsverfahren zu beschleunigen, Planungsprozesse verlässlicher

⁵ <https://www.duh.de/presse/pressemitteilungen/pressemitteilung/import-von-russischem-fluessigerdgas-auf-rekordhoch-umweltorganisationen-fordern-eu-weites-embargo/>

zu machen und wo Probleme auftreten, diese schneller zu identifizieren und Lösungen zu erarbeiten. Neben der Bündelung der Genehmigungsverfahren bei den Landesmittelbehörden, der Anpassung der Rahmenbedingungen im Planungsrecht, z.B. bei Abständen oder dem Natur- und Landschaftsschutz, und einer intensiveren Abstimmung zwischen naturschutzrechtlichen und energiewirtschaftlichen Belangen ist dies auch die Einrichtung einer Task Force Windenergie. Ich bin zuversichtlich, dass, wenn diese Maßnahmen ihre Wirkung entfalten, wir auch bei der Windenergie einen deutlichen Trendwechsel erleben werden. Durch die verschiedenen ergriffenen Maßnahmen hat sich die Genehmigungszeit von Windenergieanlagen (WEA) von 32,3 Monaten im Jahr 2023 auf 23,8 Monate im Jahr 2024 verkürzt; 2023 wurden neue WEA mit einer Leistung von 500 Megawatt und 2024 von 583 Megawatt genehmigt. Diese Dynamik ist allerdings gleichwohl der verlässlichen Unterstützung der Kommunen und der kommunalen Energieversorger zu verdanken. Ich appelliere an dieser Stelle dafür, die strategische Partnerschaft mit der kommunalen Ebene für den Klimaschutz gewinnbringend für die Beteiligten auszubauen.

Energiewende ist weit mehr als der Ausbau der Erneuerbaren

Die Weltklimakonferenz hat noch einmal verdeutlicht, dass ambitionierter Klimaschutz nicht verhandelbar ist. Wenn argumentiert wird, unsere 2021 vereinbarten Ziele seien aus der Zeit gefallen, dann sage ich: Die Emissionen sind nicht so stark gesunken, wie es nötig wäre. Deswegen müssten wir letztendlich noch ambitionierter werden, aber sicher nicht unsere Ambition zurückschrauben. Daher bleibt das von der Landesregierung formulierte Ziel, bis 2040 Klimaneutralität in Rheinland-Pfalz zu erreichen, richtig. Nicht zuletzt ist es auch ein Gebot der Planungs- und Investitionssicherheit für Unternehmen, gesetzte Ziele nicht ständig in Frage zu stellen. In diesem Sinne handelt auch die Bundesregierung vor dem Hintergrund der im März vorgestellten Projektion, nach der das bundesdeutsche 2030-Klimaschutzziel erreichbar ist.

Allerdings erschöpft sich der Handlungsbedarf nicht in einem Forcieren des Ausbaus der Erneuerbaren. Die Transformation des Energiesystems ist fundamental für eine sichere und klimaneutrale Versorgung, für die Dekarbonisierung von Industrie, Verkehr und Gebäuden und trägt damit zur Steigerung der Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands bei. Das Energiesystem sollen wir daher stetig erneuerbarer und resilienter gestalten. Eine klimaneutrale Energieversorgung dient so auch der Souveränität Deutschlands und der Europäischen Union. Eine solche Energieversorgung ist global betrachtet günstiger als ein vornehmlich importabhängiges, auf fossilen Energien basierendes System. Im Jahr 2024 wurden mehr als 50 Prozent des verbrauchten Stroms aus Erneuerbaren Energien erzeugt, Tendenz steigend. Erneuerbare und kohlenstoffarme Gase müssen zunehmend an die Stelle von Erdgas treten und ebenso wie der steigende Anteil von (Groß-)Wärmepumpen und Geothermie in der Wärmeerzeugung die Dekarbonisierung in allen Sektoren vorantreiben.

Ein solches Energiesystem muss auch mit dem Ziel umgestaltet werden, stabile, ökonomisch planbare und sozialverträgliche Energiekosten zu etablieren. Die Verfügbarkeit von wirtschaftlicher erneuerbarer Energie wird bereits jetzt immer mehr zum Standortfaktor, was sich beispielsweise an der von Eli Lilly in Alzey südlich von Mainz geplanten Investition ablesen lässt. Das im November 2023 angekündigte Investment von 2,3 Milliarden Euro in den Bau einer Hightech-Produktionsanlage in Alzey ist eines der größten Einzelinvestments von Eli Lilly and Company in den zurückliegenden Jahren – und das ohne Milliardensubventionen der öffentlichen Hand. Neben Fachkräfteangebot, verkehrstechnischer Lage und Forschungskompetenz im Bereich Biotechnologie spielte auch das Angebot erneuerbarer Energie bei der Investitionsentscheidung eine wichtige Rolle. Der in Alzey geplante Produktionsstandort von Eli Lilly soll zukünftig CO₂-neutral agieren.

Es wird auch zukünftig darauf ankommen, die Energiepreise in Deutschland für die Industrie und die Gesellschaft zu stabilisieren, z.B. durch eine Reform der Abgaben und steuerlichen Belastungen, wozu auch der Abbau klimaschädlicher Subventionen gehört, der lange überfällig ist. Aber auch mehr Kostenbewusstsein und Investitionsfreude im Transformationsprozess sind unabdingbar, um den erforderlichen Investitionsbedarf der kommenden Jahre zu begegnen. Der weitere Ausbau der Erneuerbaren Energien muss sich zukünftig stärker am Ertrag und an den Kosten für die Systemintegration orientieren. Entscheidend hierfür ist ein optimierter Netzausbau. Jetzt gilt es, die Netzinfrastruktur der Zukunft für die nachfolgenden Generationen auszubauen.

Der für die Transformation erforderliche Netzausbau und die Netzmodernisierung müssen wirtschaftlich sowie kosten- und systemeffizient möglich sein. Dafür muss die nächste Bundesregierung die Finanzierung des Netzausbaus angehen, analog etwa zum Wasserstoff-Kernnetz. Wichtig ist aber auch, nicht die Verteilnetzbetreiber aus dem Blick zu verlieren, die für die Transformation und die Umsetzung zahlreicher Projekte vor Ort unerlässlich sind. Eine optimierte Abstimmung zwischen Übertragungsnetz- und Verteilnetzbetreibern sowie Stromabnehmern kann nicht nur dazu beitragen, schneller, sondern auch effizienter und somit kostenbewusster zu werden. Abgestimmte Planungsprozesse der verschiedenen Infrastrukturen sind entscheidend für den Erfolg beim klimaneutralen Umbau der Energieversorgung. Für eine effiziente Stromnetzplanung ist es wichtig, dass die im Voraus getroffenen Annahmen zu Energiebedarfen und -verbräuchen für das Stromnetz mit den tatsächlichen Entwicklungen vor Ort übereinstimmen. Genau dieser „Bottom-up“-Abgleich zentraler Planungsannahmen für das rheinland-pfälzische Stromnetz mit lokalen Planungen und Informationen der Akteure vor Ort war das Ziel der sog. Datenwerkstatt Rheinland-Pfalz, die im Laufe des Jahres 2024 in Kooperation mit dem Übertragungsnetzbetreiber Amprion durchgeführt wurde. Die Datenwerkstatt hat es geschafft, erstmals auf Landesebene Akteure von Industrie, Stadtwerken, Kommunen, Planungsbehörden über Wirtschaftsverbände bis hin zu Netzbetreibern zum Abgleich ihrer Planungsannahmen zusammenzu-

bringen. Diese Plattform zum sektorübergreifenden Datenaustausch ist ein Mehrwert für alle und trägt zur Verbesserung der Datenqualität bei. Von Mai bis Oktober 2024 wurden Daten und Informationen zur künftigen Erzeugungslandschaft sowie zur kommunalen und industriellen Lastentwicklung landesweit zusammengetragen und diskutiert. In der Datenwerkstatt wurden Herausforderungen konkretisiert, Unterschiede aber auch Übereinstimmungen bei den Planungsannahmen verdeutlicht und Empfehlungen abgeleitet. Diese werden in die weitere Stromnetzplanung, aber auch in die energiepolitische Ausrichtung der Landesregierung einfließen und auch Eingang finden in eine optimierte Netzplanung von Amprion.

Darüber hinaus braucht es die notwendigen Flexibilitätskapazitäten mit Speichern, Kraft-Wärme-Kopplung oder Wasserstofftechnologien. Auch bei der anstehenden Transformation der Gasnetze ist ein wirtschaftlicher Betrieb unabdinglich. Nur so werden wir auch Investitionen auslösen, die ja von im Markt agierenden Unternehmen getätigt werden. Diese verlangen neben Planungssicherheit vor allem eine verlässliche Kalkulationsgrundlage.

Letztendlich ist ein optimierter Netzausbau die Grundlage für die in vielen Bereichen erforderliche Sektorenkopplung. Diese hat viele Facetten, die in Beiträgen dieser Schriftenreihe schon ausführlich beleuchtet wurden. Ich halte es für wichtig, die Kopplung der Sektoren weiter zu fassen und beispielsweise auch die Kreislaufwirtschaft stärker in den Blick und auch in die Pflicht zu nehmen. Nehmen wir als Beispiel den Bereich der Bioabfälle. Das Potenzial von Bioabfällen zur Energieversorgung durch Bioabfallvergärung ist erheblich, in Deutschland fallen jährlich rund 14 Millionen Tonnen Bioabfall an (u.a. Küchen- und Gartenabfälle). Das theoretische Gesamtpotenzial bei vollständiger Nutzung aller Bioabfälle in Deutschland beträgt bei Biogas bis zu 30-40 Terrawattstunden pro Jahr.

Durch eine Umstellung auf oder zumindest eine ergänzende Einspeisung von Bioabfällen kann zudem die Zukunftsfähigkeit von Biogasanlagen, deren Vergütung nach dem EEG 2027 auslaufen wird, langfristig sichergestellt werden. Nicht vermeidbare Bioabfälle fallen als kontinuierlicher Stoffstrom dauerhaft an, sodass Betreiber durch eine Verwertung dieser eine zuverlässige Inputquelle für den Betrieb ihrer Biogasanlagen generieren können. Durch planbare Mengen, die vertraglich mit dem öffentlich-rechtlichen Entsorgungsträger gesichert werden können, ist es möglich, Vergütungsausfälle durch die energetische Verwertung von Bioabfällen abzumildern oder auszugleichen.

In Rheinland-Pfalz nutzen wir diese Energiequelle bereits sehr umfassend: Aktuell werden bereits 71 Prozent der über die Biotonne erfassten Abfälle energetisch verwertet mit dem Ziel, bis 2035 100 Prozent zu erreichen. Dabei werden pro Kopf etwa 45 Prozent mehr Bioabfälle getrennt erfasst als im Bundesdurchschnitt.

Während die Bioabfallvergärung nicht allein die fossilen Energieträger ersetzen kann, bietet sie erhebliche Vorteile für die Stabilisierung des Stromnetzes, die Wärmeversorgung und die Dekarbonisierung des Gassektors. Biogas kann bedarfsgerecht Strom liefern und erneuerbare Energien (Wind/Solar) ergänzen. Abwärme aus Biogasanlagen könnte deutschlandweit bis zu 4 Millionen Haushalte versorgen. Aufbereitetes Biomethan könnte ca. 5-10 Prozent des aktuellen Erdgasbedarfs in Deutschland decken, Biomethan könnte einen signifikanten Teil des CNG-/LNG-Kraftstoffmarkts decken.

Mehr Wertschöpfung und Akzeptanz vor Ort sicherstellen

Für die enormen Transformationserfordernisse gilt es zum einen, die Akzeptanz bei den Menschen langfristig zu sichern, und zum anderen, eine solide Finanzierungsgrundlage zu schaffen. Auf diese beiden Punkte möchte ich abschließend eingehen.

Mit einem Gesetz über die Beteiligung von Bürgerinnen und Bürgern sowie Gemeinden an der Windenergie- und Freiflächen-Photovoltaiknutzung wollen wir in Rheinland-Pfalz ein größtmögliches Maß an Akzeptanz und Teilhabe erreichen, indem Bürgerinnen, Bürger und Gemeinden an Bau und Betrieb von neuen Windenergie- oder Freiflächen-Photovoltaikanlagen finanziell beteiligt werden. Das Gesetz soll auch dazu beitragen, die regionale Wertschöpfung und kommunale Gestaltungsfähigkeit im Umfeld der Anlagen zu erhöhen, die Akteursvielfalt in der Energiewende zu steigern und die Erfolgchancen für Windenergie- und Freiflächen-Photovoltaikvorhaben durch Kommunikations- und Beteiligungsprozesse unter Einbezug aller relevanten Anspruchsgruppen vor Ort zu verbessern.

Ich halte noch einen weiteren Aspekt für wichtig, um die Akzeptanz der Transformation zu erhalten und der Kritik daran den Wind aus den Segeln zu nehmen. Kritik an Klimaschutz und Energiewende entzündet sich zunehmend an einer vermeintlichen sozialen Schieflage: Klimaschutz sei ein Elitenprojekt, bei dem nur wenige profitieren. Damit klimafreundliche Alternativen für alle Menschen erschwinglich werden, sollten wir anstreben, in Zukunft Förderprogramme noch stärker so auszugestalten, dass Haushalte mit geringen und mittleren Einkommen höhere Förderbeträge erhalten. Die Einnahmen der CO₂-Bepreisung können als sozial gestaffeltes Klimageld an Menschen mit niedrigen und mittleren Einkommen ausgezahlt werden. Für Menschen mit geringen Einkommen würden die CO₂-Kosten durch das Klimageld in den meisten Fällen mehr als ausgeglichen. Das Klimageld könnte gleichmäßig mit den Einnahmen aus der CO₂-Bepreisung steigen.

Eigentümerinnen und Eigentümer, Mieterinnen und Mieter, Unternehmen und Kommunen sollen ohne große bürokratische Hürden eigene Energie nutzen oder an Energieprojekten teilhaben können. Wir müssen den von der EU-Kommission im Rahmen ihres Green Deals formulierten Prosumer-Gedanken auch praktisch zum Durchbruch verhelfen. Dazu werden wir auch in Zukunft dezentrale Erzeuger von Solar- und Windenergie sowie Speicher

und Elektrolyseure durch konsequenten Bürokratieabbau, Planungssicherheit und rentable Geschäftsmodelle unterstützen. Mit Energy Sharing werden wir es möglich machen, günstig erzeugten erneuerbaren Strom noch einfacher gemeinschaftlich und kommunal zu teilen.

Mit diesen Gedanken im Kopf haben wir zusammen mit dem VKU in Rheinland-Pfalz ein „Projekt Energieregionen“ gestartet. Eine Energieregion im Sinne dieses Projektes ist ein unter Energienutzungs-Gesichtspunkten sinnhaft abgegrenztes Gebiet, das eine oder mehrere kommunale Gebietskörperschaften umfasst und in dem ein besonderes Augenmerk auf die effiziente Nutzung von Energie gelegt wird. Im Zielzustand einer Energieregion sind in dieser Sektorenkopplung, der Aufbau virtueller Kraftwerke, die Lastverschiebung in öffentlichem und gewerblichem Verbrauch sowie die Energieerzeugung mit erneuerbaren Energien so aufgebaut, koordiniert und gesteuert sowie entsprechende Geschäftsmodelle entwickelt, dass ein Maximum an Eigenverbrauch erreicht und der Einsatz von Residualstrom minimiert wird. Ziel ist es, die regionalen Energiequellen optimal zu erschließen und zu nutzen, regionale Energiekreisläufe zu schließen, Bilanzkreise zu etablieren und die Potenziale für einen möglichst effizienten Umgang mit Energie in der Region zu heben. Durch die regionale Verankerung der beteiligten Akteure entstehen schlussendlich Chancen für neue Geschäftsmodelle wie z.B. Stromdirektbezug von lokalen Unternehmen von ortsansässigen Energieversorgern, was wiederum durch die Stärkung der heimischen Wirtschaft die Akzeptanz in der Bevölkerung erhöhen kann. Die Stadtwerke Trier und Speyer haben diese Idee bereits realisiert und stehen Pate für weitere Regionen im Land, um sie in die Fläche zu bringen.

Jetzt, da in anderen Teilen der Welt sich die politischen Prioritäten verschieben, eröffnen sich uns Chancen, durch den Fokus auf innovative Branchen wie der Umwelttechnologie langfristig Wertschöpfung und Arbeitsplätze in unserem Land zu sichern. Ich halte die Entwicklung „Grüner Leitmärkte“ für eine große Chance nicht nur für unser Land, sondern für ganz Europa. Es gilt zudem, hier ansässige Technologien im Land zu halten. Es ist daher schwer nachvollziehbar, warum z.B. der Resilienzbonus für die Solarindustrie nicht weitergeführt wurde. Im Lichte der wirtschaftlichen Probleme zahlreicher Windenergieunternehmen müssen wir uns fragen, ob mit der Solarindustrie erneut eine zukunftsfähige Technologie aus Deutschland und Europa verschwinden soll. Denn die Erfahrung hat uns gezeigt, dass Fehlentscheidungen in strategischen und zukunftsrelevanten Branchen sich nicht kurzfristig rückgängig machen lassen. Ich möchte an dieser Stelle insbesondere die Chip-Industrie und die deutsche Leitindustrie Automotive nennen.

Zu lange hat es in Deutschland zu wenig verlässliche öffentliche Investitionen gegeben. Dabei steht hinter jeder öffentlichen Investition realwirtschaftliche Wertschöpfung. Wir wollen eine starke, resiliente und verlässliche Infrastruktur bereitstellen, indem wir die öffentlichen Investitionen dafür aus nationalen und aus Mitteln der Europäischen Union stärken und ausbauen. Dafür werden

wir auch die Schuldenbremse strukturell reformieren müssen. Ich plädiere hier keineswegs für einen Ersatz oder Verdrängung von Privatinvestitionen. Aber die Erfordernisse sind so groß, dass die öffentliche Hand wieder mehr agieren muss. Gleichzeitig gilt es Fälle offen zu prüfen, in denen die öffentliche Hand Investitionszurückhaltungen lösen kann.

Denn der Investitionsbedarf ist hoch: Um die im gesamtgesellschaftlichen Konsens gesetzten Ziele der Energiewende zu erreichen, sind bis 2030 Investitionen von etwa 700 Milliarden Euro erforderlich. Dieser Investitionsbedarf übersteigt das bisherige Investitionsvolumen der Unternehmen um ein Vielfaches. Der Staat wird diese Investitionen nicht allein stemmen können. Um das notwendige Kapital möglichst kostengünstig bereitzustellen, müssen wir die Rahmenbedingungen verbessern und privates Kapital anreizen. Hiervon gibt es reichlich und dieses fließt – wenn überhaupt – leider noch viel zu häufig in andere Staaten. Hier gilt es, sowohl bestehende als auch innovative Finanzierungsinstrumente zu optimieren, private Investitionen zu ermöglichen und die Rahmenbedingungen zu verbessern. Zugleich gilt es, die Nutzung aller Finanzierungsinstrumente zu ermöglichen. Wo für die Energiewende auch öffentliche Mittel eingesetzt werden, eröffnen sich zahlreiche zusätzliche Möglichkeiten für Mischfinanzierungen aus öffentlichen und privaten Mitteln. Zudem sind staatliche flankierende Maßnahmen wie finanzielle Garantien oder Bürgschaften durch Bund und Länder sowie auf EU-Ebene notwendig, um das Risiko für Investorinnen und Investoren zu minimieren und somit ein attraktives Risiko-Rendite-Profil zu schaffen. BDEW und VKU haben mit ihrem Konzept eines Energiewendefonds hier einen interessanten Vorschlag gemacht.

In Rheinland-Pfalz arbeiten wir derzeit zusammen mit unserer Förderbank an der Entwicklung von entsprechenden Programmen. Um das klarzustellen: Es geht dabei nicht darum, die Energiemärkte, Versorger oder Infrastrukturen zu privatisieren. Vielmehr wollen wir, vorzüglich projektbezogen, privates Kapital an den Finanzierungskosten beteiligen und im Gegenzug eine rentierliche und sichere Möglichkeit der Kapitalanlage schaffen. Dies ist auch ein Beitrag zur Generationengerechtigkeit.

Erwartungen an die neue Legislaturperiode: Worauf es ankommt

Rheinland-Pfalz pflegt schon seit vielen Jahren eine intensive Freundschaft mit der französischen Region Burgund-Franche-Comté und baut seit einigen Jahren den Austausch in dem Bereich Energie und Klimaschutz mit dem Ziel der Schaffung von Energie- und Klimaschutzpatenschaften aus. Im November letzten Jahres besuchte ich mit einer großen Delegation Dijon und weitere Orte der Region. Abgesehen davon, wie bereichernd der Blick über das eigene Umfeld hinaus ist, wurden mir unter anderem zwei Dinge klar: Dadurch, dass der Ausbau der Erneuerbaren dort nicht so selbstverständlich Teil des Alltags ist wie bei uns, nehmen das Werben um Akzeptanz und die soziale Verankerung von Projekten eine größere Rolle ein. Bei der Umsetzung von Projekten steht der Gedanke an Energieeinsparung, Effizienz und Suffizienz viel mehr

im Vordergrund als bei uns. Die Energiewendediskussion wird hier zu Lande auch in der Öffentlichkeit viel zu technisch geführt. Damit kommt es häufig nicht nur zur Überforderung der Bevölkerung, sondern auch letztendlich zu ihrer Verunsicherung. Gleichzeitig erfreut mich das große Interesse unserer französischen Partner an der Idee der genossenschaftlichen Bürgerenergie und die Absicht, Bürgerinnen und Bürger aktiv an den Erträgen des Klimaschutzes zu beteiligen.

Auch in der Großregion mit Rheinland-Pfalz, dem Saarland, Luxemburg, Belgien und Frankreich arbeiten wir intensiv zusammen, um die grenzüberschreitende Zusammenarbeit im Energiebereich auszubauen und voneinander zu lernen. Hinzu kommt die deutsch-französisch-schweizerische Oberrheinkonferenz, an der Rheinland-Pfalz beteiligt ist. Ich halte es für eine zentrale Aufgabe der kommenden Jahre, die Vernetzung mit gleichgesinnten Partnern in Europa und darüber hinaus voranzutreiben, vereint in dem gemeinsamen Ziel, den Wandel zu erneuerbaren Energien und Klimaneutralität voranzutreiben und damit unabhängiger zu werden von fossilen Autokraten. Wir können und sollten viel mehr voneinander lernen. Hierin liegt das Geheimnis der EU-Integration und die Zukunft einer Globalisierung der Transformation!

Damit Deutschland international wieder zu einer Treibkraft im Klimaschutz wird, müssen wir schneller, effizienter und innovativer werden. Wenn mir Projektierer, Vertreterinnen und Vertreter der Stadtwerke oder auch Engagierte in der Bürgerenergie berichten, wie mühsam und zeitaufwändig die Umsetzung von Projekten mittlerweile geworden ist, drängt sich ein Handlungsbedarf förmlich auf. Nehmen wir den Artenschutz zum Beispiel: Vor dem Hintergrund des weltweiten Artensterbens dürfen wir hier nicht nachlassen. Artensterben und Klimakrise sind Zwillinge, die sich gegenseitig beeinflussen und daher auch im Zusammenhang gesehen werden müssen. Dennoch ist es ein richtiger Schritt, auch in diesem Bereich Vorschriften zu vereinfachen und zielgerichteter zu agieren. Die Novellierung des Windenergieflächenbedarfsgesetzes war in diesem Zusammenhang ein sinnvoller Schritt. Insgesamt braucht es ein Zusammenführen energierechtlicher Regelungen. Insbesondere mittelständische Unternehmen sollten den Weg zur Klimaneutralität beschreiten können, ohne die Begleitung durch eine Anwaltskanzlei zu benötigen.

Eine sichere, saubere und bezahlbare Energieversorgung ist ein entscheidender Standortfaktor. Um für die Industrie in unserem Land eine Zukunftsperspektive und Neuinvestitionen anzureizen, müssen wir die Wettbewerbsfähigkeit erhalten und ausbauen. Erleichterungen für Eigenstromproduktion, langfristig sichere Abnahmeverträge und die konsequente Erschließung von Flexibilitätspotenzialen und den Preisvorteilen der Erneuerbaren sichern der Wirtschaft direkten Zugang zu einer wirtschaftlichen Energieversorgung. Hinzu ist die weitere Absenkung der Steuern und Abgaben auf Strom wichtig sowie eine breitere Ausgestaltung der Strompreiskompensation für energieintensive Unternehmen, die im globalen Wettbewerb stehen. Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz sollten wir stärker unterstützen und das Was-

serstoffkernnetz zügig und bedarfsorientiert aufbauen, die Erzeugung von grünem Wasserstoff in Deutschland fördern und neue Importquellen sichern. Generell sollte die öffentliche Förderung zielgenauer erfolgen und mehr in regionale und lokale Projekte als in Großprojekte internationaler Investoren fließen, deren Zuverlässigkeit sich zunehmend als fraglich erweist.

Die hier ausgewählten thematischen Schwerpunkte sind nicht ausschöpfend. Sie stehen jedoch unmittelbar im Handlungsbereich der Landespolitik und ermöglichen mir einen direkten Beitrag zur Beibehaltung des Zukunftspfads. Die vor uns liegenden Aufgaben sind ambitioniert, jedoch in einem breiten Verbund zu meistern.

Ich will dies abschließend mit einer eindrucksvollen Zahl deutlich machen: Eine Studie des Potsdam Institut für Klimafolgenforschung hat die durch den Klimawandel weltweit entstehenden wirtschaftlichen Kosten geschätzt. Als Folge der bereits bis heute verursachten Emissionen rechnet die Studie im Jahr 2050 bereits mit einem Einkommensverlust von 19 Prozent sowie jährlichen Kosten von durchschnittlich 38 Billionen Dollar. Diese Kosten entstehen beispielsweise durch die Folgen des Klimawandels auf landwirtschaftliche Erträge, Arbeitsproduktivität oder Infrastruktur und liegen zusammengenommen sechsmal höher als die Kosten, die die Begrenzung der globalen Erwärmung auf zwei Grad erfordern würde. Die berechneten Summen würden auch dann entstehen, wenn heutige Treibhausgas-Emissionen drastisch reduziert würden – stellen also wohl lediglich eine Untergrenze für die erwartbaren Kosten durch den Klimawandel dar. Ich finde, diese Prognosen sollten jede und jeden aufhorchen lassen, der noch Zweifel daran hegt, dass wir dringend umsteuern müssen und eine gewaltige Aufgabe in Angriff nehmen müssen. Diese Aufgabe ist eine große Chance. Wir sollten sie ergreifen.

Es ist unsere gemeinsame Pflicht, den gesellschaftlichen Zweifeln gegenüber der Transformation entgegenzuwirken. Die Verunsicherung der Bürgerinnen und Bürger entsteht dann, wenn kein sichtbares konsequentes Handeln bemerkbar ist. Die Verunsicherung gilt nicht dem Ziel einer transformierten Wirtschaft mit Klimaschutz als Standortfaktor, sie gilt der Umsetzungsfähigkeit. Daher hat die Bundesregierung unter den wachsamen Augen der Stakeholder den eingeschlagenen Transformationspfad einzuhalten. Wir alle, Entscheidungsträgerinnen und Entscheidungsträger in der Wirtschaft und in der Politik, zivilgesellschaftliche Akteurinnen und Akteure sowie Wissenschaft und Forschung haben das Privileg, in einer gestaltungsreichen Ära mitzuwirken. Wir sind nicht nur im Kontext der Kostenverteilung, sondern viel mehr im Kontext der Investitionsentscheidung und Zukunftsgestaltung gefordert.



© RheinEnergie AG

Susanne Fabry

Mitglied des Vorstands und Arbeitsdirektorin der RheinEnergie AG

Susanne Fabry, Mitglied des Vorstandes bei RheinEnergie, arbeitet seit vielen Jahren im Bereich der deutschen Strom- und Gasnetze. Die Juristin mit MBA in European Utility Management verantwortete zuvor als Head of Regional Market, Energy Networks Germany bei E.ON SE die Koordinierung und strategische Ausrichtung der großen deutschen E.ON Regionalunternehmen, auch in der Integration mit Innogy und deren Regionalunternehmen. Davor arbeitete sie u.a. als Geschäftsführerin der Avacon Netz GmbH, Leiterin Netzwirtschaft bei der Westfalen Weser Netz GmbH und Head of Legal bei E.ON in Tschechien. Sie ist seit vielen Jahren in verschiedenen Netzgremien im BDEW sowie auch im DVGW und AGFW aktiv.

Wie wir heute schon das Morgen gestalten – und was eine neue Bundesregierung dazu beitragen kann

Susanne Fabry

Verantwortungsdelegation – Lebensabend – Betongold. Drei Worte, die auf den ersten Blick wenig miteinander zu tun haben. Trotzdem stehen sie in Verbindung miteinander, denn es hat darum in den vergangenen anderthalb Jahren eine teils erbitterte öffentliche Debatte gegeben. Und diese drei Worte haben viel damit zu tun, dass jetzt, während dieser Beitrag entsteht, im März 2025, große Erwartungen an eine neue Bundesregierung gerichtet sind.

Verantwortungsdelegation – so konnte man, ein wenig wohlwollender als der Begriff klingt, die Haltung vieler Menschen nennen, die jahrelang wie selbstverständlich das Thema „Energiewende und Klimaschutz“ an ihren Energieversorger delegiert haben. Nach dem Motto: Ich zahle euch doch was für Strom und Gas, da baue ich darauf, dass ihr für mich auch alles regelt, was zu regeln ist. Und wir Energieversorger regeln ja auch sehr viel: Wir schaffen und pflegen belastbare Energie-Infrastrukturen, wir kümmern uns bei Systemen wie der Fernwärme um zentrale Dekarbonisierung und Energieeffizienz, und wir beliefern unsere Kunden zunehmend mit grünem Strom. Dieser „Pakt“ hat grundsätzlich Bestand.

Mit dem ersten Entwurf des Heizungsgesetzes, genauer: Gebäude-Energie-Gesetzes, wurde aber eines deutlich: Bei dem Zeitdruck, den der Klimawandel auslöst und mit dem der Diskurs über das Thema Klimafolgenbewältigung geführt wird, brauchen wir das Engagement aller – auch im eigenen Haus. Das wurde durch den Gesetzentwurf überdeutlich, der enge Vorgaben auch für künftige private Heizsysteme vorsieht.

Mit einem Mal fühlten die Menschen zwei Dinge bedroht: Ihre Renteninvestition ins „Betongold“, das eigene Heim, für das man ihnen jetzt auf einmal teure Vorgaben macht, was da bis wann wie zu erneuern sei. Und den ruhigen Lebensabend in ebenjenem eigenen Häuschen, in das man jetzt gezwungenermaßen investieren sollte.

Das hat den Ton geprägt in einer Diskussion, wie man sie bei einem Gesetzgebungsprozess eigentlich immer führt – nur nicht gerade in einer solchen Polarisierung bis hin zur blanken Polemik. Manche Politiker haben da regelrecht Existenzängste geschürt.

Etwa über die Wärmepumpe, die zum politischen Zankapfel wurde. Dabei ist sie eine harmlose Maschine, deren einziger Daseinszweck doch darin besteht, Häuser zu erwärmen, und das äußerst effizient und wirtschaftlich. Sie wurde zur Bedrohung bürgerlicher Freiheiten hochstilisiert.

Das Erbe aus dieser Diskussion wird eine neue Bundesregierung jetzt aufnehmen und schauen, was sie daraus machen kann.

Ein solider Rahmen gibt Halt und Orientierung

Wir haben uns im Unternehmen umfassend damit befasst, was wir, auch über unseren eigenen Tellerrand als großes kommunales Versorgungsunternehmen hinausgeblickt, für Rahmenbedingungen und Themen sehen, die für eine wirksame Energiepolitik erfüllt und gesetzt sein müssen.

Beginnen wir mit dem Rahmen und den Eckpfeilern, die eine künftige Energiepolitik der Bundesregierung aufweisen sollte:

Da wäre zunächst eine Fokussierung aufs Wesentliche.

Welche Kernziele wollen wir verfolgen?

Welche Prioritäten setzen wir?

Beachten wir das Spannungsfeld zwischen bezahlbarer Energie, Versorgungssicherheit und Klimaschutz?

Dann ist die Planbarkeit und die Kalkulierbarkeit für uns als Branche lebenswichtig, denn wir haben immens lange Investitionszyklen. 30 - 40 Jahre sind da keine Seltenheit.

Ein weiterer Punkt: Umsetzbarkeit. Lassen sich die gesetzten Ziele erreichen?

Das klingt alles global und ist gleichzeitig eine gute Richtschnur. Nimmt man sie beim Koalitionsvertrag und später bei der Gesetzgebung zur Hand, kommt man weiter.

Wenn man liest, dass die Bundesregierung ein Sondervermögen von 500 Milliarden Euro in die Infrastruktur investieren will, bekommt man Ehrfurcht angesichts der Summe. Relativiert wird es aber, wenn man die Infrastrukturkosten einiger Sektoren dagegenhält. So hat der Verband Kommunaler Unternehmen (VKU) errechnet, dass alleine für die Trinkwasser-/Abwasserspate in ganz Deutschland Gesamtinvestitionen von bis zu 800 Milliarden Euro erforderlich sein könnten. Man kann an einige Prämissen Fragezeichen setzen, trotzdem bleibt ein recht hoher Betrag.

Was zeigt uns das?

Erstens: Auch eine Quelle von 500 Milliarden Euro ist nicht unerschöpflich und will klug eingesetzt sein.

Zweitens: Diese Gelder sollten systematisch genutzt werden, um Anschubfinanzierungen zu geben und Anreize zu setzen. Den Rest müssen dann die Marktteilnehmer oder Investoren aus eigener Kraft stemmen. So entstehen die Impulse, die wir brauchen, um unser Land nach vorne zu bringen.

Drittens: Kräfte bündeln.

Beispiel: Der Staat finanziert über Anschub die Vorstreckung einer Fernwärmetransportleitung mit. Der Fernwärmeversorger vor Ort übernimmt den Ausbau der Verteilnetze. Die Hauseigentümer beteiligen sich am Anschluss und ertüchtigen gegebenenfalls ihre Immobilie energetisch. Dann wirkt die Förderung durch, Lasten sind geteilt.

Der Wärmemarkt spielt eine Schlüsselrolle

Kommen wir zu dem, was wir aus unserer Sicht auf Basis des gerade geschilderten Rahmens an Feldern definiert haben, die für die Energie- und Wärmewende wichtig sind.

Da wären die Potentiale der Kraft-Wärme-Kopplung, kurz KWK.

In den Koalitionsverhandlungen wird es um den Zubau von 20 Gigawatt Leistung aus Gaskraftwerken gehen, um endlich aus der Kohle aussteigen zu können. Dies sollte ausschließlich über KWK und „h2-ready“ erfolgen, so dass sich neben einer erhöhten Versorgungssicherheit beim Strom auch Potentiale einer erweiterten Wärmeversorgung ergeben. In vielen Städten und Gemeinden spielen Fern- und Nahwärme eine zentrale Rolle bei der zukünftigen Kommunalen Wärmeplanung. Das erfordert dann neben dem Aufbau der Erzeugungskapazitäten noch drei weitere Schritte: Eine fortschreitende Dekarbonisierung der Erzeugungsanlagen, etwa durch grüne Gase. Ein zielgerichteter Ausbau der Netze und auch die energetische Sanierung der Wohnobjekte, damit die Wärme für mehr Einheiten reicht.

Ein guter Stellhebel, um bei beiden Themen, Erzeugung wie Netzen, voranzukommen, ist das KWK-Gesetz. Es ist die seit Jahren bewährte und zentrale Säule der Investition in Fernwärme-Infrastrukturen. Deswegen ist und bleibt eine unserer zentralen Bitten an die Politik: Fortschreibung und Ausbau dieses Gesetzes, das überdies auch noch umlagenfinanziert ist und somit wenig bis keine Ressourcen des Staatshaushaltes kostet.

In diesem Kontext sei angemerkt, dass die Wärme-Dekarbonisierung der größte Knackpunkt sein wird: Als Gas- und Fernwärmeversorgung sind wir verantwortlich für Hunderttausende Haushalte und Betriebe, wir betrachten die eingangs erwähnten drei Facetten: Bezahlbarkeit, Versorgungssicherheit, Klimaschutz gemeinsam.

Da wird es anspruchsvoll, und deswegen sind Anschubfinanzierungen und Impulse für einen Umbau der Energiewelt so wichtig. Die Bundesförderung effizienter Wärmenetze, kurz BEW, ein äußerst gut durchdachtes Instrument der vorletzten Bundesregierung, kann bei bedarfsgerechter Aufstockung, hilfreich und zielgerichtet wirken. Es zeichnet sich ab, dass es so kommen wird.

Allein beim Thema Fernwärme, Erzeugung wie Netze, sind noch viele Themen offen, Details erschweren das Erreichen der Ziele. Das gilt etwa bei den Übergangsfristen, die das aktuelle Gebäude-Energie-Gesetz vorgibt, um auf 65 Prozent grüner Wärme zu kommen. Manche dieser Vorgaben sind so formuliert, dass sie ein unkalkulierbares Kostenrisiko für Lieferanten wie Kunden darstellen.

Genau die Anteile Erneuerbarer Energie an der Wärmeerzeugung sind nochmal pragmatisch und realitätsnah auszugestalten. Derzeit gelten äußerst starre und fixe Zwischenziele. Diese mögen aufgrund des Dekarbonisierungsdrucks richtig sein, nur erreichbar scheinen sie teils nicht. Denn alles, was man festschreibt, landet hinterher buchstäblich auf dem Konto der Kunden, als zusätzliche Belastung im Wärmepreis.

Die Liste alleine bei der Fernwärme ließe sich noch länger fortsetzen, es zeichnet sich hier ab, dass die potentiellen Koalitionsparteien erkannt haben, dass Kleinteiligkeit und Mikromanagement weniger geeignet sind, um voranzukommen.

Zankapfel Gasnetz: Ungeliebt und wohl noch erforderlich

Was mich bei der Wärme viel mehr beschäftigt, das ist die Frage nach der Transformation der Gasverteilnetze. Denn wenn wir uns ehrlich machen: Wir brauchen zwischen einer reinen Fernwärmeversorgung und den Gebieten, in denen wir vor allem Strom einsetzen, eine Art „dritten Weg“, womöglich auf Gasbasis.

Es gibt in den Großstädten dieser Republik Viertel, in denen Gas-Infrastrukturen liegen, in denen kaum mehr Platz ist für Fernwärmesysteme, und in denen elektrische Lösungen wie Wärmepumpen aus Platzgründen derzeit ebenfalls nicht in Frage kommen.

Wir können nicht über Jahre hinweg unsere halben Vorortgürtel und Innenstädte aufgraben und Fernwärme flächendeckend dorthin bringen, wo sie aktuell nicht existiert.

Also muss es erlaubt sein, über die Weiternutzung von Gasnetzen nachzudenken und diese perspektivisch zu vergrünen. Damit schützen wir volkswirtschaftliches Vermögen, was angesichts der ohnehin schon immensen Transformationskosten andernorts ein guter Beitrag zur Effizienz ist. Anstelle von fossilem Erdgas könnten Industrie- und Gewerbetunden zukünftig Wasserstoff nutzen.

Die Gasnetzinfrastruktur ist aufgrund der eingesetzten Materialien bereits zu 97 Prozent H2-ready. Das derzeitige Gebäudeenergiegesetz (GEG) lässt an dieser Stelle jedoch nach wie vor Technologieoffenheit vermissen.

Eine Grüngasquote ist eine regulatorische Maßnahme, die die heutigen Erdgas-Vertriebe zum anteiligen Einsatz grüner Gase verpflichtet. Sie basiert auf der zu beschaffenden Gasmenge und steigt mit den Jahren an.

Durch die Festlegung einer festen Quote für grünes Gas, wie Biomethan und Wasserstoff, würde der Anreiz geschaffen, in diese umweltfreundlichen Technologien zu investieren und deren Produktion zu steigern. Eine Grüngasquote könnte helfen, fossile Brennstoffe schrittweise zu ersetzen.

Das Stromnetz als Angelpunkt der Energiewende – vor allem im Verteilnetz

In vielen Diskussionen rund um das, was in der Energie- und Wärmewende geschehen muss, spielen die Stromnetze eine wesentliche Rolle. Wärmepumpen gelten in den Vorstadtbereichen als das Mittel der Wahl zur Dekarbonisierung – wenn sie mit Grünstrom arbeiten.

Deswegen sollte sich eine künftige Bundesregierung mit diesem Thema intensiver befassen. Zum einen erfordert ein großer Zuwachs an Wärmepumpen, E-Fahrzeugen und Batteriespeichern, aber auch Wasserstoff-Elektrolyseuren, einen immensen Netzausbau besonders im Verteilnetz. Die heutigen Netze können die Leistung an manchen Stellen kaum noch aufnehmen und übertragen. Gleichzeitig werden wir konsequent digitalisieren, um steuern und regeln zu können.

Deswegen lautet das Stichwort „Flexibilität“. Die Zukunft erfordert ein gut gesteuertes System, das Speicher wie Autos und Batterien im Keller ebenso ins Gesamtsystem einbindet wie die Verbraucher.

Davon können die Verbraucher profitieren, etwa, indem sie Teile der Batteriekapazität ihres E-Fahrzeugs vermarkten, was das Gesamtsystem stützt und einen gigantischen virtuellen Speicher aus Hunderttausenden E-Fahrzeugen schaffen kann.

Dafür bedarf es des entsprechenden Rahmens, vor allem im Strom-Verteilnetz.

Denn, das haben wir schon vor Jahren festgestellt: Dort spielt sich die Energiewende ab. Alle die volatilen Lasten, einspeisend wie entnehmend, wollen dort geregelt und gesteuert sein, bidirektionale Netznutzung und immens steigende Leistungsspitzen stellen ganz neue Herausforderungen.

Für Köln, rund 1,3 Prozent der Gesamtbevölkerung im Land, kostet das vorsichtig geschätzt bis 2035 bereits rund 900 Millionen Euro, und für die Folgejahre können da weitere Summen hinzukommen. Da kann man sich

die Gesamtsumme für den Ausbau der Strom Infrastruktur aller 83 Millionen Menschen leicht selbst ausrechnen. Wie eingangs erwähnt, wird schnell klar, dass 500 Milliarden Euro Gesamtbudget für die GESAMT-Infrastruktur sehr zielgerichtet eingesetzt werden wollen, um nachhaltig zu wirken. Keine leichte Aufgabe für die Bundesregierung, egal in welcher Konstellation.

Somit sind auch bisherige Tabuthemen im Fokus: Die Ausbauziele für Erneuerbare Energie etwa, deren Nutzen und Kosten wir gegenüber dem Gesamtsystem abwägen müssen. Weil Privathaushalte sich systematisch etwa mit Solardächern optimieren, wächst die sommerliche Mittags-Leistungsspitze dadurch ins Unermessliche, und wir sehen negative Strompreise – und überlastete Netzabschnitte, in denen wir abregeln müssen, soll das Gesamtsystem stabil bleiben.

Also muss die Frage erlaubt sein, ob es netzdienlich ist, so vorzugehen, oder ob wir behutsam regulierend eingreifen müssen. Das ist keine leichte Aufgabe für einen Gesetzgeber, zumal wir uns jetzt über 30 Jahre haben sagen lassen, dass jeder Zubau an Erneuerbaren kompromisslos und richtig sei. Wir brauchen jetzt eine stärkere Integration und Berücksichtigung sowohl für Markt als auch System und Netz – einen besseren Blick aufs Ganze, auch wenn es dann für Einzelne einmal „Nein“ heißen kann.

Ebenso wird man sich intensiver mit neuen Netzentgelt-Mechanismen zu beschäftigen haben. Das Netz wird in der Niederspannung langfristig immer ausgebaut werden. Hier sollten alle Kundinnen und Kunden anhand ihrer Leistungsanforderungen in verschiedene Stufen in vereinfachten Standardtarifen netzseitig abgerechnet werden. Nutzt man Strom in Zeiten hoher erneuerbarer Einspeisung und niedriger Netzlast, soll sich das auszahlen. In den höheren Spannungsebenen benötigen Lastverschiebung und Flexibilitätsbereitstellung Anreize; das hilft vielleicht auch, besonders teure Netzausbau-schritte zu sparen und kann die Netzstabilität steigern.

Ebenso werden wir über andere Wege der Finanzierung sprechen, da absehbar die finanziellen Ressourcen der umsetzenden Unternehmen begrenzt sein werden. Es gibt dazu hinlänglich diskutierte Ideen wie den Energiewende-Fonds, dazu Impulse wie einen Zukunfts-Fonds, der heute zu tätigen Investitionen mit positiver Wirkung für die kommenden 30 Jahre quasi vorfinanziert und in der Zukunft zurückgezahlt wird.

Kritiker solcher Modelle erheben schnell den Vorwurf, man belaste damit die kommenden Generationen. Ich halte das nicht für stichhaltig: Die kommenden Generationen profitieren schließlich auch von dem, was wir heute schaffen.

Morgen wird heute gemacht

„Morgen wird heute gemacht.“ Das ist unser Wahlspruch, der genau das programmatisch besagt, für das wir als engagierte Infrastrukturdienstleister stehen. Wir denken beständig jetzt schon an die Zukunft, antizipieren die Her-

ausforderungen, die morgen auf uns zukommen, und wir begegnen ihnen mit Ideen, Konzepten, konkreten Projekten und Investitionen.

Die Zeiten sind bewegt; eine künftige Bundesregierung kann durch kluges und klares Rahmen-Management viel dafür tun, dass wir unsere engagierten Beiträge leisten und die Zukunft gestalten können. Mit Rahmen-Management meine ich auch, zu kleinteilige behördliche Eingriffe und Vorgaben deutlich zu reduzieren und die Eigenverantwortung und Handlungsfähigkeit der Unternehmen zu steigern.

Dann können die Menschen die Verantwortung wieder an uns übergeben und im mit eigenen Händen erworbenen Betongold einem friedlichen Lebensabend entgegensehen.



© Copyright GdW Bundesverband deutscher Wohnungs- und Immobilienunternehmen e.V.

Axel Gedaschko
Präsident, GdW Bundesverband deutscher Wohnungs- und Immobilienunternehmen e.V.

Axel Gedaschko wurde am 20. September 1959 in Hamburg geboren.

Der studierte Jurist war von 1993 bis 2000 juristischer Dezernent im Dienst des Landes Niedersachsen. Im November 2000 erfolgte die Wahl zum Ersten Kreisrat des Landkreises Harburg. 2003 errang er das Landratsmandat des Landkreises Harburg. 2006 wurde Axel Gedaschko zum Staatsrat der Freien und Hansestadt Hamburg berufen und 2007 zum Senator der Behörde für Stadtentwicklung und Umwelt in Hamburg ernannt. Im Mai 2008 erfolgte die Ernennung zum Wirtschaftssenator und Präses der Behörde für Wirtschaft und Arbeit in der Freien und Hansestadt Hamburg.

Seit dem 01.02.2011 ist Axel Gedaschko Präsident des GdW. Herr Gedaschko ist in ehren- bzw. nebenamtlicher Tätigkeit u. a. Vorsitzender des Verwaltungsrates der DESWOS Deutsche Entwicklungshilfe für soziales Wohnungs- und Siedlungswesen e.V. und Vorsitzender des Kuratoriums des Europäischen Bildungszentrum der Wohnungs- und Immobilienwirtschaft.

Erwartungen der Wohnungswirtschaft an die neue Legislaturperiode

Axel Gedaschko

1. Stand der Dinge

Deutschland braucht mehr bezahlbare Wohnungen. Deutschland braucht perspektivisch klimaneutrale Wohnungen. Es gibt daher gute Gründe, den Wohnungsbau im bezahlbaren Segment schnell wieder auf die Straße zu bringen und im Bestand die Verminderung von Treibhausgasen bei Gebäuden voranzutreiben. Der Neubau ist in den letzten Jahren eingebrochen. Treibhausgas-minderung im Bestand wird durch Ordnungsrecht, Förderung und Beratung adressiert, jedoch im vergangenen Jahrzehnt mit mangelndem Erfolg. Die Verminderung der Treibhausgas-Emissionen kommt bei Wohngebäuden seit Jahren nicht ausreichend schnell voran.

Als übergreifendes Problem kann die Verfolgung eines strikten Effizienzpfades gesehen werden. Der Effizienzpfad hat die Erwartungshaltung geweckt, dass der Gebäudebestand flächendeckend und mit einer hohen Sanierungsrate von 2 % und mehr auf ein Effizienzhausniveau 55 oder gar 40 saniert werden könne, und Neubau als EH 40 erfolgen solle. An dieser Erwartungshaltung haben sich Wissenschaftler in ihren Simulationen zur Energiewende gehalten, Fördermittel wurden daran ausgerichtet, Kommunen haben entsprechende Beschlüsse gefasst. Nur: dieser Weg mag technisch möglich und sinnvoll sein; aber er überfordert alle. Er überfordert die selbstnutzenden und vermietenden Gebäudeeigentümer und die Mieter finanziell massiv, weiter den Staat und seine finanzielle Unterstützung und die Planungs- und Ausführungskapazitäten.

Die Initiative Praxispfad CO₂-Minderung bei Gebäuden¹ hat ein alternatives Herangehen entworfen, das ohne Überforderung zur Klimaneutralität im Gebäudesektor führt. Ein Hintergrundpapier der Initiative² erläutert Ursachen des Scheiterns des Effizienzpfades näher und stellt dem Effizienzpfad den Praxis-pfad gegenüber. Zusammengefasst geht es darum, der CO₂-Minderung Vorrang einzuräumen und Gebäudeeffizienz als Unterstützung für die effiziente Nutzung erneuerbarer Energien zu betrachten.

Mit dem Fokus auf erneuerbare Energie ergeben sich aber eine größere Reihe an Baustellen hinsichtlich des Energiesystems. Da in Zukunft die meisten Gebäude mit Fernwärme oder mit Wärmepumpen beheizt werden, stehen Strom- und Wärmenetze im Mittelpunkt des Interesses der Wohnungswirtschaft:

1 <https://www.initiativepraxispfad.de/>

2 https://www.gdw.de/media/2024/11/hintergrundpapier_manifest.pdf

- Funktioniert der Anschluss an das Netz oder gibt es Hemmnisse?
- Wie schnell wird die aus dem Netz gelieferte Energie klimaneutral?
- Was wird die gelieferte grüne Energie kosten?
- Wie muss das anzuschließende Gebäude mindestens ertüchtigt werden?

Daraus ergeben sich eine Reihe Erwartungen an die neue Legislaturperiode zur Umsteuerung, Erleichterung und Beschleunigung, die im Folgenden dargestellt werden. Wir brauchen eine Wohnstrategie, die alle Ressorts gemeinsam gestalten.

2 Neubau

Deutschland wächst und braucht deutlich mehr bezahlbaren Wohnraum. Das hat auch die Bevölkerungsprognose des BBSR bestätigt. Danach steigt die Bevölkerungszahl in Deutschland bis 2045 auf 85,5 Millionen Menschen an. Der anhaltende Wohnungsmangel in den beliebten Großstädten führt aber dazu, dass immer weniger Menschen überhaupt noch eine Wohnung finden – geschweige denn eine bezahlbare.

Um die Lage zu verbessern, erwarten wir die Umsetzung folgender Lösungsbausteine:

- Die Förderung des Wohnungsbaus der Zukunft muss gezielt das Wohnen der Mittelschicht sicherstellen. Die große Mehrheit in der Mitte der Gesellschaft, die keine sozialen Transferleistungen erhält, sondern ihren Lebensunterhalt aus eigener Kraft erwirtschaftet, ist nicht in der Lage, die kostendeckenden Mieten für eine (klimaschonende) Neubauwohnung aufzubringen.
- Die Neubauförderung sollte auf überambitionierte Standards verzichten und so kostengünstigen Wohnungsbau ermöglichen. Als Beispiel kommen die Regelungen des Landes Schleswig-Holstein infrage. Verzichtet werden könnte etwa auf Keller, Tiefgaragen, bei niedriggeschossigen Gebäuden auch auf Aufzugsanlagen. Schallschutz und Barrierefreiheit könnten den Mindeststandard erfüllen (DIN 4109 und DIN 18040-2). Anforderungen etwa an Dachbegrünung und Photovoltaikanlagen sollten mit der Maßgabe niedriger Bau- und Nutzungskosten sowie technischer Eignung und funktionaler und wirtschaftlicher Realisierbarkeit formuliert werden.
- Neben der sozialen Wohnraumförderung ist es unbedingt erforderlich, dass eine dritte Förder Säule für den bezahlbaren Wohnraum (8 bis 10 Euro /m²) dauerhaft etabliert wird. Mit dem Programm „Klimafreundlicher Neubau im Niedrigpreissegment“ (KNN) könnte hier ein erster Schritt ge-

gangen werden. Es ist wesentlich, dass eine dritte Säule der Förderung an eine Mietobergrenze gekoppelt wird. Es muss ausdrücklich das Ziel verfolgt werden, bezahlbaren Wohnraum zur Verfügung zu stellen – kein anderes Ziel darf dies verwässern.

3. Klimaschutz im Bestand

Wir erwarten von der neuen Bundesregierung

- Aus dem Gebäudeenergiegesetz ein Wärmewendegesetz machen, das sich auf Treibhausgas-minderung richtet und auf Mikromanagement verzichtet.
- Im Gebäudeenergiegesetz bzw. in einem Wärmewendegesetz muss der alternative Weg eröffnet werden, im Unternehmensportfolio (wie bei einem Flottenansatz) Erfolg anhand der tatsächlichen Treibhausgas-minderung auf der Grundlage bilanzieller Flottenverbrauchs- und Quartiersätze zu messen.
- Gebäudeenergiegesetz bzw. Wärmewendegesetz optimieren:
- Die jüngste Novellierung des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) fokussiert die Wohnungsunternehmen auf Nutzung erneuerbarer Energie. Eine Revision der jüngsten Novelle würde die nun aufgelegten wohnungswirtschaftlichen Pläne und getätigten Investitionen entwerten und wiederum keine Planungssicherheit bieten. Es besteht aber Optimierungspotenzial: Aus Zeitgründen und zur Vermeidung von Risiken sollte § 71 Abs. 9 GEG gestrichen werden.
- Auf keinen Fall dürfen die energetischen Anforderungen an die Gebäudehülle für Neubau oder Sanierung verschärft werden.
- Damit der Ausbau erneuerbarer Energien beschleunigt wird, sollten un-geförderte PV- und Wind-energie-Anlagen, in die Gebäudeeigentümer investieren, ortsunabhängig degressive bilanzielle Anrechnungsmöglichkeiten auf die Flotte oder das Quartier erhalten.
- Die Förderung umfassender Maßnahmen sollte sich an der CO₂-Vermeidung und der Endenergieeinsparung orientieren statt an Effizienz-häusern. Um realistische Modernisierungsmaßnahmen voranzubringen, sollte es zudem praxistauglichere Anforderungen bei der Förderung für Einzelmaßnahmen an Fenstern, Keller- und Geschosdecken und Fassaden geben, die nicht weit weg von den Mindestanforderungen des GEG bei Renovierung liegen.
- Es sollten geringinvestive Maßnahmen zur automatisierten Steuerung des Energieverbrauchs und zur Nutzerunterstützung (Heizungsoptimierung zur Effizienzverbesserung etc.) stärker gefördert werden.

- Es braucht eine Verpflichtung zur Interoperabilität aller Daten im Bereich Heizung und Warm-wasserbereitung, z. B. müssen digitale Steuerungssysteme für die Wärmeverteilung und -übergabe auf die Daten der Wärmeerzeuger (wie Wärmepumpen und Fernwärmeübergabestationen) zugreifen können. Das Schlüsselmaterial ist dem Gebäudeeigentümer kostenfrei zur Verfügung zu stellen.
- Zur Unterstützung einer klimaneutralen Mobilität sollten die Förderprogramme für Ladeinfrastrukturlösungen fortgeschrieben werden. Weiterhin sollten als Teil eines quartiersweiten Energiekonzeptes auch Energiespeicherlösungen gefördert werden.
- In der Kombination von ETS 2 und CO₂KostAufG müssen Lösungen gefunden werden, die das Eigenkapital der Wohnungsunternehmen nicht über Gebühr vermindern.
- Der Sozialbonus für Heizungsanlagen muss auf vermieteten Wohnraum erstreckt werden. Dies gilt auch für den Geschwindigkeitsbonus.
- Der Praxispfad CO₂-Minderung vermindert nicht nur Fördernotwendigkeiten, sondern auch den Anstieg der Wohnkosten im Vergleich zu einem Energieeffizienzpfad.

4 Fernwärme

Um für die Fernwärmebetreiber einen Anreiz für möglichst preiswerte Fernwärme zu setzen, sollten die Gedanken der Monopolkommission zur Begrenzung künftiger Fernwärmepreise aufgegriffen werden:

- Dringende Erhöhung der Markttransparenz durch eine verpflichtende Transparenzplattform und Einrichtung einer Transparenzstelle, um etwaiges missbräuchliches Verhalten überhaupt erkennen zu können. Die Novelle der AVBFernwärmeV kann eine Transparenzplattform trotz verbesserter Transparenzregeln nicht ersetzen.
- Weiterentwicklung der bestehenden Preisgleitklauseln so, dass sich die Preisentwicklung zukünftig stärker am allgemeinen Wärmemarkt orientiert.
- Prüfung des Einsatzes einer vereinfachten Price-Cap-Regulierung.

Aus wohnungswirtschaftlicher Sicht ist die Notwendigkeit einer Preisaufsicht zu ergänzen. Gutachten der Monopolkommission oder sporadische Sektoruntersuchungen des Bundeskartellamtes können diese nicht ersetzen. Gleichzeitig müssen einfache Lösungen ermöglicht werden, um eine kostenneutrale oder sehr kostengünstige Vorgehensweise zu unterstützen. Digitalisierung und Interoperabilität sind auch bei Fernwärmeanschlüssen ein wichtiger Schlüssel. Verlässliche Wärme aus der Tiefe muss für das Wohnen zugänglich

lich und bezahlbar gemacht werden. Nicht zuletzt verhindert derzeit die WärmeLV den Anschluss an ein Wärmenetz, hier bedarf es einer Lösung.

5 Solarausbau und gemeinschaftliche Gebäudeversorgung

Solarausbau und gemeinschaftliche Gebäudeversorgung sind für ganze Quartiere zu ermöglichen. Dort, wo eine Solarpflicht für Gebäudeeigentümer besteht oder eingeführt wird, muss diese mit einer Nutzungspflicht für Mieterinnen und Mieter unterlegt werden.

- Die Aufteilung des lokalen Stromes im Rahmen der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung ist einfacher zu gestalten.
- Bei der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung (diese stellt keine Energielieferung dar) sollten Mieterinnen und Mieter den Strombezug aus der PV-Anlage nur bei Unregelmäßigkeiten (Verstöße gegen vereinbarte Leistungen o. ä.) beenden dürfen.
- Vermietern ist zu ermöglichen, im Namen Ihrer Mieter Erneuerbare Energien-Gemeinschaften zu betreiben bzw. sich diesen anzuschließen.
- Lokaler Solarstrom muss im Sinne einer Erneuerbare-Energien-Gemeinschaft über das beste-hende Stromnetz geteilt werden dürfen. Wie in Österreich sollten die Teilnehmer lediglich am gleichen Trafo oder dem gleichen Umspannwerk angeschlossen sein.

6 Umsetzung der EPBD

Die Europäische Gebäuderichtlinie (EPBD) muss bezahlbar umgesetzt werden. Die Umsetzung der EPBD in nationales Recht darf keine Belastung enthalten, die über die vereinbarte Richtlinie hinausgeht (1:1-Umsetzung). Insbesondere darf es in keinem Fall eine Sanierungsverpflichtung mit verengtem Blick auf Einzelgebäude geben statt eines sinnvollen Einbeziehens ganzer Wohnquartiere in eine zukunftsfähige und kostengünstigere CO₂-arme Energieversorgungsstrategie.

Der GdW schlägt vor:

- Grundsätzlich sind die CO₂-Minderungsziele in der Zukunft im Neubau über den Lebenszyklus von Gebäuden und im Bestand über die Betrachtung von Treibhausgasemissionen in Wohnquartieren oder Wohnungsunternehmen in ihrer Gesamtheit und nicht über die Gebäudehülle des Einzelgebäudes zu erreichen.
- Nullemissionsgebäude im Gebäudebestand dürfen dementsprechend keine Emissionen aus lokaler Verbrennung fossiler Energie aufweisen. Dazu kommt eine rationelle Energieverwendung, z. B. durch Niedertemperaturfähigkeit.

- Sämtliche Maßnahmen zur Energieeinsparung und zur Treibhausgas-minderung sind als Sanie-rungen anzuerkennen, damit das Klimaziel finanzierbar bleibt. Dazu zählen insbesondere kos-tengünstige digitale Lösungen im Energie- und Heizungsmanagement. Es sind eigenständige Maßnahmen, die zu signifikanten Einsparungen in Bestandsanlagen und insgesamt in Gebäuden führen.

Fazit

Damit die sozial orientierten Wohnungsunternehmen ihre Rolle in der gesellschaftlichen Stabilisierung wahrnehmen können, ist es neben den aufgezeigten Maßnahmen zwingend erforderlich, schädliche Schritte zu unterlassen. Die im Einzelnen bereits erörterten Punkte werden hier noch einmal zusammengefasst:

- Keine Verschärfung des GEG-Standards
- Keine zusätzlichen Belastungen in der EPBD-Umsetzung
- Keine Verschärfungen des Mietrechts
- Keine schädliche Symbolik im Steuerrecht
- Keine fehlgeleitete Symbolpolitik durch Wiedereinführung der Wohnge-meinnützigkeit
- Berichtspflichten müssen reduziert werden



© Fraunhofer / Stefan Obermeier

Prof. Dr.-Ing. Holger Hanselka
Präsident der Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten
Forschung e.V.

Prof. Dr.-Ing. Holger Hanselka ist der 11. Präsident der Fraunhofer-Gesellschaft zur Förderung der angewandten Forschung e. V. Von 2013 bis 2023 führte er das Karlsruher Institut für Technologie (KIT) als dessen Präsident zurück in die Riege der Exzellenzuniversitäten und gestaltete die deutsche Forschungslandschaft als Vizepräsident für den Forschungsbereich Energie der Helmholtz-Gemeinschaft Deutscher Forschungszentren e. V. (HGF) entscheidend mit.

Zuvor leitete er seit 2001 das Fraunhofer-Institut für Betriebsfestigkeit und Systemzuverlässigkeit LBF in Darmstadt, gehörte von 2006 bis 2012 dem Präsidium der Fraunhofer-Gesellschaft an und war von 2011 bis 2013 Vizepräsident der Technischen Universität Darmstadt.

Als Mitglied des Leitungskreises der Plattform Industrie 4.0 und der Lenkungs-kreise der Wissenschaftsplattform Klimaschutz und der Plattform lernende Systeme der Bundesregierung, sowie als Teilnehmer des Zukunftsrats des Bundeskanzlers ist Prof. Hanselka in verschiedenen zentralen innovations-politischen Beratungsgremien zu relevanten Fragen der Wissenschafts- und Forschungspolitik aktiv.

Strategische Weichenstellungen für ein resilientes und souveränes Energiesystem der Zukunft

Prof. Dr.-Ing. Holger Hanselka

Klimaschutz und eine wettbewerbsfähige Energiewende stärken die deutsche und europäische Souveränität

Der Energiesektor trägt trotz aller erzielten Fortschritte immer noch am stärksten zu klimaschädlichen Emissionen bei. Der Erneuerbare-Energien-Anteil am deutschen Bruttoendenergieverbrauch belief sich Stand 2023 lediglich auf 21,5 Prozent¹. Um das Ziel für 2030 – eine Erhöhung auf 41 Prozent des Bruttoendenergieverbrauchs² – überhaupt erreichen zu können, müssten wir jetzt die notwendigen Weichen stellen. In Zeiten zunehmender geopolitischer Fragmentierungen steigern wir durch den Ausbau erneuerbarer Energien neben dem Klimaschutz auch die Ressourcensouveränität, allerdings muss die Abwägung auch die Stärkung des deutschen und europäischen Wirtschaftsstandorts einbeziehen – wir dürfen also die Anforderungen an die Versorgungssicherheit und schwer zu elektrifizierende Branchen nicht aus dem Blick verlieren. Beim Umbau des Energiesystems brauchen wir daher Weitsicht für gute Standortfaktoren, um Industrie und Wertschöpfung in Europa zu halten. Die im März 2025 vom Bundestag beschlossene Änderung des Grundgesetzes verankert den Klimaschutz in der Verfassung und schafft so eine verbindliche Grundlage für die beschleunigte Transformation des Energiesektors. Das ebenfalls im März beschlossene Sondervermögen »für zusätzliche Investitionen in die Infrastruktur und für zusätzliche Investitionen zur Erreichung der Klimaneutralität bis 2045«³ bietet gleichzeitig eine einmalige Chance, die nun zügig, aber mit Bedacht und Weitschau für einen auf langfristige Wirtschaftlichkeit ausgelegten, an tatsächlichen Energiebedarfen orientierten, standortstärkenden Klimaschutz genutzt werden muss. Die nächste Legislaturperiode ist entscheidend, um hierfür die Weichen zu stellen.

In den kommenden zehn bis fünfzehn Jahren wird die Transformation in Deutschland und Europa von **Energieeffizienzsteigerungen** und einer **Reduktion des Energieverbrauchs** abhängen – über alle Sektoren hinweg

1 Statistisches Bundesamt. (2025). Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland. Abgerufen am 17. März 2025 von https://www.destatis.de/Europa/DE/Thema/Umwelt-Energie/Ausbau_ErneuerbareEnergien.html

2 BMWK. (2024). Aktualisierung des integrierten nationalen Energie- und Klimaplan, S.19. https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/20240820-aktualisierung-necp.pdf?__blob=publicationFile&v=8

3 Deutscher Bundestag. (2025). Haushaltsausschuss beschließt Änderungen des Grundgesetzes. Abgerufen am 18. März 2025 von <https://www.bundestag.de/dokumente/textarchiv/2025/kw11-pa-haushalt-sonntag-1056790>

könnten bis 2035 durch Effizienzmaßnahmen 500 000 GWh⁴ gegenüber 2022 eingespart werden. Gleichmaßen entscheidend ist die umgehende Weiterentwicklung bereits etablierter Technologien:

- Der **schnelle Ausbau der Erneuerbaren** in Deutschland und Europa, um einer **verstärkten direkten Stromnutzung in allen Endenergieanwendungen** in Gebäuden, im Mobilitätssektor und der Industrie gerecht zu werden,
- flankierend der **Ausbau von flexiblen Stromerzeugungseinheiten**, die zunächst mit Erdgas und dann zunehmend mit Wasserstoff betrieben werden,
- Nutzung **fossiler Quellen für Prozesswärme**, wo diese der schnelleren Transformation der Industrie hin zur Klimaneutralität nützen und Großwärmepumpen nicht ausreichen bei parallelem Ausbau CCUS,
- Planungssicherheit durch **H2- und Strompreisstabilität** und ein funktionierender **Grenzausgleichsmechanismus** (Carbon Border Adjustment Mechanism CBAM), um internationale Wettbewerbsfähigkeit zu gewährleisten,
- die systemweite Flexibilisierung des Energiesystems durch **Sektorenkopplung, Lastanpassung und Lastverschiebung, um Abregelungen des schwankenden Angebots von erneuerbarer Energie zu minimieren**,
- die Adressierung von Sicherheits-, Stabilitäts- und Resilienzaspekten durch Digitalisierung und Automatisierung der Energieversorgungsinfrastruktur,
- die **Herstellung von Wasserstoff und Wasserstoffderivaten** (in Deutschland und Drittländern) für Industrie, Mobilität und Energiewirtschaft,
- die **Integration von Batteriespeichern** ins Stromnetz,
- die Dekarbonisierung des Wärmesektors unter anderem durch eine **umfassende Nutzung der Geothermie**, insbesondere zur Deckung des Wärmebedarfs klimaneutraler Fernwärmenetze, sowie
- der Schutz von **kritischer Infrastruktur** des Energiesystems.

4 Umweltbundesamt. (2025). Energieeinsparpotenziale. Abgerufen am 17. März 2025 von <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/energiesparen/energieeinsparpotenziale>

Technologieoffenheit ist das Gebot der Stunde

Mit Blick auf den Strom ist Deutschland gut positioniert, um von einem erneuerbaren Energiemix aus insbesondere Windkraft (ca. 29 Prozent am Gesamtstrom⁵), aber auch Photovoltaik profitieren zu können. Der Anteil erneuerbarer Energien an der öffentlichen Nettostromerzeugung betrug im Jahr 2024 nach aktuellen Zahlen 62,9%⁶ Prozent: In der Tagesbetrachtung wurde an einem Tag im September mit über 80% Erneuerbare-Energien-Anteil an der Erzeugung ein Höchstwert erreicht, während allerdings an einem Dezembertag bei kaum Wind und Sonnenschein nur ca. 20% der öffentlichen Nettostromerzeugung mit erneuerbaren Energien erzeugt wurden^{7,8}.

Um die erneuerbare Stromerzeugung weiter voranzutreiben, müssen wir die aktuelle Umsetzungsdynamik beibehalten und die Planung weiter beschleunigen. In den nächsten Jahren sind insbesondere der Windausbau zur Senkung der winterlichen Strompreise und der Zubau von Solaranlagen prioritär – die heimische Industrie sollte hier maßgeblich beteiligt und unterstützt werden. Die Offshore-Windkraft ist kostengünstig über Elektrolyse und eine hybride Netzanbindung erschließbar. Insbesondere für die Einbindung des Offshore-Potenzials ist der Ausbau der Übertragungsnetze ebenfalls zentral – Investitionen in Stromnetze machen 80 Prozent der Energieinfrastrukturausgaben aus, welche aber nur durch eine Stärkung des Eigenkapitals der Netzbetreiber erfolgen können. Darüber hinaus müssen wir europäisch denken – erneuerbarer Strom kann europaweit kostengünstig erzeugt werden, ein europaweit integriertes Stromnetz senkt Energiekosten und stärkt den europäischen Standort. In Deutschland müssen die Kosten für den Ausbau der Netze gleichzeitig durch die Priorisierung von Freileitungen, Offshore-Produktion von Wasserstoff und Strompreiszonen geringgehalten werden⁹. Gleichzeitig braucht es regulatorische Rahmenbedingungen, in denen die Digitalisierung zur Synchronisation von Angebot, Nachfrage und bereits realisierten Netzkapazitäten schneller voranschreiten kann.

5 BDEW. (2024). Die Energieversorgung 2024 (S. 28). https://www.bdew.de/media/documents/2024_12_18_Die_Energieversorgung_2024_Final.pdf

6 https://energy-charts.info/charts/energy_pie/chart.html?l=de&c=DE&interval=year&source=public&year=2024

7 https://energy-charts.info/charts/renewable_share/chart.html?l=de&c=DE&interval=day&share=ren_share&legendItems=01

8 In der Monatsbetrachtung wurden Spitzenwerte im Juli 2024 mit einem Anteil von ca. 60 Prozent erreicht, während als Minimalwert im November 2024 durchschnittlich ca. 45 Prozent des in Deutschland erzeugten Stroms aus erneuerbaren Energien erzeugt wurden (https://energy-charts.info/charts/renewable_share/chart.html?l=de&c=DE&year=2024&interval=month)

9 Fleiter, T., Gerhardt, N., Kost, C., Pfluger, B., Wietschel, M., Lux, B., Neuwirth, M., Lütz, L., Ragwitz, M., Braun, M., & Henning, H.-M. (2025). Wie unterstützen Investitionen in Erneuerbare Energien und Energieinfrastrukturen eine klimaneutrale und wettbewerbsfähige Industrie in Deutschland und Europa? Fraunhofer CINES.

Der Weg zur Klimaneutralität 2045 wird aber nicht komplett ohne fossile Energieträger funktionieren. Insbesondere zum Ausgleich unflexibler Kohlekraftwerke benötigen wir für die Stromerzeugung weitere flexible Gaskraftwerke zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit. Die geplante Ausschreibung von 20 GW an flexibler Erzeugungsleistung bis 2030 ist daher ein wichtiger Schritt. Im Wärmesektor steigt durch den zunehmenden Einsatz von Wärmepumpen zwar ebenfalls der Strombedarf, Gas-Kraft-Wärme-Kopplung wird aber zunächst weiterhin eine bedeutende Rolle für die Erzeugung der hohen Vorlauftemperaturen für die Nah- und Fernwärme spielen.

Darüber hinaus lassen sich nicht alle Endenergieanwendungen einfach elektrifizieren. Insbesondere die Stahl- und Chemieindustrien benötigen eine hohe Energiedichte für Hochtemperaturprozesse, hier eignet sich langfristig vor allem Wasserstoff als Energieträger. Um die Transformation dieser Industrien jetzt schon einzuläuten, muss bis zur Etablierung sicherer Lieferketten für grünen Wasserstoff auch Wasserstoff aus fossilen Quellen grundsätzlich möglich sein. Gleichzeitiger Klimaschutz wird durch den massiven Ausbau von Carbon-Management-Kapazitäten ermöglicht. Insbesondere in der Zement- und Kalkproduktion sowie bei der Müllverbrennung anfallendes CO₂ kann so abgeschieden werden und über eine zügig zu planende CO₂-Netzinfrastruktur zu Offshore-Speichern transportiert werden. Eine wichtige Priorität ist hierfür die Verabschiedung des Kohlenstoffspeicher- und Transportgesetzes (KSpTG). Darüber hinaus braucht es einen gut funktionierenden Grenzgleichmechanismus (Carbon Border Adjustment Mechanism CBAM) zur Sicherstellung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit und um international grüne H₂-Lieferketten anzureizen.

Um Klimaschutz, Versorgungssicherheit, Souveränität und soziale und wirtschaftliche Tragfähigkeit kurzfristig zu vereinen und langfristig zu sichern, ist auf dem Weg bis 2045 und darüber hinaus neben politischen Leitplanken auch eine **grundlegende Technologieoffenheit** das Gebot der Stunde.

Strategien für energieintensive Sektoren

Die fünf energieintensiven Industrien, v. a. die Stahl-, Zement- und Chemieindustrie, aber auch die Mineralölproduktion und Papierindustrie verbuchen zusammen rund 77 Prozent¹⁰ des gesamten industriellen Energieverbrauchs in Deutschland und verursachen 85 Prozent¹¹ der industriellen CO₂-Emissionen in Deutschland. Bei der Stahlproduktion könnten durch Anwendung der Direktreduktion (DRI) von Eisenerz die CO₂-Emissionen deutlich gesenkt werden. Gegenüber der klassischen Hochofenroute wäre hier schon mit was-

10 Statistisches Bundesamt. (2025). Produktionsindex energieintensive Branchen. Abgerufen am 31. März 2025 von <https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Industrie-Verarbeitendes-Gewerbe/produktionsindex-energieintensive-branchen.html>

11 Umweltbundesamt/DEHSt (2024): Emissionssituation im Europäischen Emissionshandel 2023 (S.15). https://www.dehst.de/SharedDocs/downloads/DE/publikationen/VET-Bericht-2023.pdf?__blob=publicationFile&v=4

serstoffreichem Erdgas eine Emissionsreduktion um zwei Drittel¹² möglich. Bei Nutzung von H₂ würden hier sogar gar keine direkten CO₂-Emissionen entstehen, außer denen für die Wasserstoffproduktion selbst, was auch im Kontext der volatilen Erdgasversorgung von Vorteil ist. Bei der Zementherstellung sind ca. 60 Prozent der CO₂-Emissionen nach dem aktuellen Stand der Technik prozessual unvermeidbar, da diese während der chemischen Reaktion der Kalzinierung¹³ entstehen, bei der Kalkstein (CaCO₃) in Calciumoxid (CaO) und Kohlendioxid (CO₂) zerfällt.

Um vor diesem Hintergrund die Klimaziele zu erreichen, ist es notwendig, Technologien zur CO₂-Abscheidung, -Speicherung oder -Verwertung (CCUS) zu implementieren und weiterzuentwickeln.

Mit CCUS kann das in diversen Industrieprozessen anfallende CO₂ inzwischen auf verschiedene Arten abgeschieden und somit ein Austreten in die Atmosphäre verhindert werden, sodass auch die energieintensiven oder schwer zu elektrifizierenden Sektoren klimaneutraler werden können. Das abgeschiedene CO₂ kann entweder langfristig gelagert werden, beispielsweise in im geologischen Untergrund an Land oder im Meer, oder perspektivisch sogar in Beton.¹⁴ Zusammen mit H₂ können aus dem CO₂ jedoch auch verwertbare Produkte wie synthetische Kraftstoffe bzw. Sustainable Air Fuels (SAF) und chemische Grundstoffe wie Ammoniak, Düngemittel, Polymere oder Carbonate für Baustoffe hergestellt werden. Synthetische Kraftstoffe und SAF würden als Energieträger im Mobilitätssektor keine zusätzlichen CO₂-Emissionen verursachen, wenn sie aus erneuerbaren Energien gewonnen werden, da sie auf einem geschlossenen Kohlenstoffkreislauf basieren.

Generell ist die CO₂-Abscheidung selbst auch energieintensiv, weshalb hier die **Weiterentwicklung von Effizienztechnologien** ebenso wie die **bestmögliche energetische Ausnutzung von Abwärme** für die Wirtschaftlichkeit von hoher Bedeutung ist. Je höher zudem die CO₂-Konzentration in den Abgasen ist, desto geringer ist der Energiebedarf und desto kostengünstiger ist der CO₂-Abscheidungsprozess. Somit ist es auch nötig, beim Weg der CO₂-Abscheidung anderweitige Effizienztechnologien systemisch zu betrachten, sodass die Effizienz und Wirtschaftlichkeit der Abscheidung nicht beeinträchtigt werden. Deshalb wäre für die großskalige Entnahme von CO₂ aus der

12 Die Gas- und Wasserstoffwirtschaft. (2025). Grüner Stahl: Dekarbonisierung der Stahlproduktion. Abgerufen am 31. März 2025 von <https://gas-h2.de/transformation-energiesystem/dekarbonisierung-industrie/gruener-stahl/>

13 CORDIS. (2023). Neue CO₂-Abscheidetechnologie hilft Zementwerken, ihren Beitrag für den Planeten zu leisten. Abgerufen am 31. März 2025 von <https://cordis.europa.eu/article/id/430319-new-carbon-capture-technology-helps-cement-plants-do-their-bit-for-the-planet/de>

14 Die Gas- und Wasserstoffwirtschaft. (2025). Carbon Capture & Storage (CCS): CO₂-Abscheidung und -Speicherung. Abgerufen am 31. März 2025 von <https://gas-h2.de/transformation-energiesystem/carbon-management/carbon-capture-storage/#>

Umgebungsluft (Direct Air Capture / DAC) ein weitreichender EE-Ausbau notwendig. Um eine Tonne CO₂ aus der Atmosphäre zu ziehen, sind mindestens 200 kWh nötig¹⁵. In der Papierindustrie entfällt der größte Energieverbrauch und damit das höchste CO₂-Emissionspotenzial jedoch auf Trocknungsprozesse, wo neben CCUS-Strategien beispielsweise auch die Geothermie als Wärmequelle Entlastung bieten könnte¹⁶.

Durch die Verwendung von recycelten Materialien v. a. bei Aluminium, Stahl und Papier wird darüber hinaus erheblich weniger Energie benötigt als bei der Herstellung aus Primärrohstoffen. Bei Papier sind es bis zu 60 Prozent¹⁷ weniger Energie, bei Stahl bis zu 75 Prozent¹⁸ und bei Aluminium sogar bis zu 95 Prozent¹⁹.

Digitalisierung als Enabler

Die Energiewende erfordert die konsequente Nutzung von dezentralen, erneuerbaren und grundlastfähigen Stromerzeugern, eine industrielle Prozessoptimierung, Effizienzsteigerungen bei Fernwärme- und künftig auch Wasserstoffnetzen und die Überwachung von anfallenden Emissionen im Carbon Management. Für Strom, Gas und Wärme ist daher eine umfassende Flexibilisierung auf der Lastseite, die Integration von zusätzlichen Komponenten wie leistungsfähigen Speichern sowie die digitale Steuerfähigkeit all dieser Komponenten und Infrastrukturen eine dringende Anforderung für die nächsten Jahre. **Smart Grids** nutzen Computertechnik, digitale Kommunikation und Sensorik, um eine dynamische Steuerung der Netze zu ermöglichen. Im **Stromnetz** lassen sich damit Schwankungen in der dezentralen Stromerzeugung ausgleichen, um so Lasten intelligent zu verteilen (in gemeinsamen »Smart Gas Grids« über Sektorenkopplung auch ins **Gasnetz**²⁰) und eine bessere Echtzeit-Anpassung von Angebot und Nachfrage

15 Al Yafiee, O., Mumtaz, F., Kumari, P., Karanikolos, G. N., Decarlis, A., & Dumée, L. F. (2024). Direct air capture (DAC) vs. direct ocean capture (DOC) – A perspective on scale-up demonstrations and environmental relevance to sustain decarbonization. *Chemical Engineering Journal*, 497, 154421. <https://doi.org/10.1016/j.cej.2024.154421>

16 Fraunhofer UMSICHT. (2025). Geothermale Papiertrocknung. Abgerufen am 31. März 2025 von <https://www.ieg.fraunhofer.de/de/projekte-veroeffentlichungen/referenzprojekte/geothermale-papiertrocknung.html#>

17 Papertarian. (2025). Warum Recycling-Papiere besser sind. Abgerufen am 31. März 2025 von <https://papertarian.de/blog/warum-recycling-papiere-besser-sind/>

18 Pro Metall. (2025). Materialkreislauf: Nachhaltigkeit in der Metallindustrie. Abgerufen am 31. März 2025 von <https://pro-metall.com/proumwelt/materialkreislauf/>

19 Sistemal. (2022). Aluminiumrecycling und Nachhaltigkeit. Abgerufen am 31. März 2025 von <https://www.sistemal.com/de/aluminiumrecycling-und-nachhaltig-keit/#:~:text=Die%20Produktion%20von%20recyceltem%20Aluminium%20verbraucht%2095%20%25,Bau-xiterzen%20und%20minimiert%20die%20negativen%20Umweltwirkungen%20des%20Bergbaus>

20 DVGW. (2025). Smart Grids: Digitalisierung der Gasnetze. Abgerufen am 31. März 2025 von <https://www.dvgw.de/themen/energiewende/smart-grids>

zu gewährleisten. Im Wärmenetz sorgen intelligente Steuerungssysteme für eine optimierte Verteilung der Wärmeenergie («Smart Heat Grid»)²¹. Die Integration von Abwärme aus Industrieprozessen, solarer und geothermischer Wärme sowie Wärmespeichern trägt zur Flexibilisierung bei.

Grundsätzlich gilt: Es ist ein **klares, gemeinsames Zukunftsbild für die Digitalisierung des Energiesystems erforderlich**, um die Aktivitäten der beteiligten Akteure aus Politik, Wirtschaft, öffentlichem Sektor und Forschung auf ein gemeinsames Ziel auszurichten und den Austausch, insbesondere mit der EU, zu fördern. Nur durch richtungsweisende FuE-Projekte, systemische Umsetzungsprojekte, öffentliche Beschaffung und Reallabore können wir innovative Lösungen über das Pilotstadium hinaus entwickeln, um nachhaltige Effekte zu erzielen. Zur effektiven Nutzung und Steuerung von Energietechnologien sind Daten, Informationen und robuste Datenübertragungsmechanismen notwendig. Dies setzt die Bereitschaft voraus, unternehmensübergreifende Anwendungen zwischen unterschiedlichen Systemen und Akteuren zu realisieren, etwa durch den Aufbau eines Energiedatenraums, der vollautomatisierte Integrations- und Verwertungsprozesse ermöglicht. Zur Analyse und Entscheidungsfindung aus den riesigen Datenmengen sind Künstliche Intelligenz (KI) und entsprechende Analysemethoden unverzichtbar. Schließlich muss die Digitalisierung als kritische Infrastruktur mit der nötigen Cyberresilienz betrachtet werden. Hier sind dringend Investitionen sowie eine verstärkte Forschung im Bereich Cybersicherheit erforderlich, um die notwendige Abwehrkette gegen digitale Bedrohungen zu gewährleisten.

Reallabore: Testlabore für die Realisierung von neuen Systemlösungen

Die Flexibilisierung des Energiesystems erfordert **eine zunehmende Sektorenkopplung**, die durch Speichertechnologien für Strom und Gase und die Nutzung von Potenzialen zur Lastanpassung und Lastverschiebung sowie eine zunehmend dezentrale Steuerung ermöglicht wird. Diese Transformation geht einher mit der Entwicklung von neuen Geschäftsmodellen, z. B. zeitabhängigen Stromtarifen, sowie mit innovativen Ansätzen zur Sektorenkopplung zwischen Strom, Wärme und Mobilität (z.B. Power-to-X, Synthetische Kraftstoffe, KWK). Besonders relevant ist hierbei die integrierte Planung und Steuerung von Strom-, Gas- und Wärmenetzen, um Synergien zwischen den Energieträgern optimal zu nutzen. Für eine erfolgreiche Umsetzung bieten Reallabore, Transformationslabore oder Living Labs unter Federführung von Wirtschaftsunternehmen mit wissenschaftlicher Begleitung während Konzeption und Betrieb ein passfähiges Instrument, um gemeinsam eine erfolgreiche Implementierung von Systemlösungen zu entwickeln und voranzureiben. Technische, regulatorische, finanzielle und soziale Barrieren der Energiewende können in einem Reallabor systematisch erfasst und gezielt Lösun-

21 HAW Hamburg. (2025). Smart Heat Grid Hamburg. Abgerufen am 31. März 2025 von <https://www.haw-hamburg.de/forschung/forschungsprojekte-detail/project/project/show/smart-heat-grid-hamburg/>

gen etabliert werden. **Der Ansatz des Reallabors gilt somit als entscheidende Brücke zwischen Wissenschaft, Industrie, öffentlichem Sektor, Gesellschaft und Politik**, da eine direkte Übertragbarkeit ermöglicht wird. Die rasche Umsetzung eines Reallaborgesetzes ist für den notwendigen harmonisierten Rechtsrahmen dringend erforderlich.

Verbesserung der Performance und Reduktion der Herstellungskosten von Energietechnologien

Eine kontinuierliche anwendungsorientierte Forschung ermöglicht Leistungssteigerungen und Kostensenkungen von zukunftsweisenden Technologien. **Die Transformation des Energiesystems erfordert nicht nur technologische Innovationen, sondern auch gezielte strukturelle Maßnahmen, um den Markteintritt und die industrielle Umsetzung zu beschleunigen.** Dazu gehört die Etablierung standardisierter Zertifizierungsprozesse, die es ermöglichen, neue Technologien schneller zu bewerten und deren Marktakzeptanz zu erhöhen. Vereinfachte Genehmigungsverfahren, wie im Netto-Null-Industrie-Gesetz (EU) vorgesehen, beschleunigen den Ausbau von Infrastrukturen wie Wind- und Solarenergie sowie Wasserstoffanlagen. Ebenso wichtig ist die Förderung der Entwicklung von Alternativen für umweltschädliche Materialien, die für Schlüsseltechnologien aktuell noch unverzichtbar sind, beispielsweise Per- und Polyfluoral-kylsubstanzen (PFAS). Aufgrund ihrer einzigartigen chemisch-physikalischen Eigenschaften werden PFAS aktuell als essenziell für den Einsatz in Elektrolyseuren, Brennstoffzellen und Lithium-Batterien angesehen, da sie die notwendige chemische und thermische Beständigkeit gewährleisten. Allerdings zeichnen sich nun PFAS-freie Alternativen ab, die systematisch weiterentwickelt werden müssen. Darüber hinaus trägt die verstärkte Nutzung digitaler Technologien und Automatisierung zu Kostensenkungen und Leistungssteigerungen bei, indem Produktions- und Wartungsprozesse optimiert werden. Public-Private-Partnerships sowie internationale Kooperationen bieten zusätzliche Möglichkeiten, Know-how zu bündeln und den Technologietransfer zu fördern.

Leistungselektronik

Eine Schlüsseltechnologie für das Gelingen der Energie- und Mobilitätswende ist die Leistungselektronik. Da hier auch die Stärken der deutschen und europäischen Halbleiterkompetenzen liegen, sollte in Deutschland gerade der Bereich der Leistungshalbleiter, die v. a. bei Hochstromtechnologien, Energienetzen, E-Fahrzeugen und Industriemaschinen Anwendung finden, in Deutschland stark gefördert werden. Insbesondere Leistungshalbleiter auf Basis von Siliziumkarbid (SiC) und Galliumnitrid (GaN) bieten viele Vorteile gegenüber herkömmlichem Silizium-basierten Lösungen. GaN hat geringere Schaltverluste, eine höhere Effizienz und geringere Wärmeentwicklung, ermöglicht sehr schnelle Schaltvorgänge und bietet deshalb mehr Effizienz

bei Hochspannungs- und Hochleistungsanwendungen.²²

Elektrochemische Speicher

Der Ausbau von Batteriespeichern ist unabdingbar, um sowohl Abregelungen als auch Versorgungsengpässe zu vermeiden. Um den massiven Ausbau von erneuerbaren Energien zu realisieren, müsste die Batteriespeicherkapazität in Deutschland von derzeitigen 18,7 GWh²³ auf 100 GWh bis 2030 und auf 180 GWh bis 2045 insbesondere in Form von Großspeichern ausgebaut werden. Bei den Batterietechnologien dominiert China im Hinblick auf kritische Rohstoffe, Fertigungskapazitäten und Lieferketten. China produziert über 98 Prozent²⁴ der Lithium-Eisenphosphat-Aktivmaterialien (LFP), die für derzeitige kostengünstigere Batteriechemien verwendet werden. Es sind aber auch weitere vielversprechende Technologien in Entwicklung, die ohne oder mit weniger kritischen Rohstoffen auskommen. Fraunhofer forscht an innovativen Batterietechnologien auf Basis von Natrium und unter Verwendung von verfügbaren und kostengünstigen Rohstoffen, die sich durch eine hohe Lebensdauer, Kosteneffizienz und Temperaturstabilität auszeichnen. Natrium-Ionen-Batterien werden auch als kostengünstige Alternative zu Lithium-Ionen-Batterien für die Elektromobilität gehandelt.

Für das Gelingen der Energiewende müssen wir **Speichertechnologien differenziert denken**, mit unterschiedlichen Speichermethoden in Abhängigkeit vom Einsatzzweck, auch jenseits von Batterien. Zudem bietet dies Exportchancen für deutsche Unternehmen, denn jeder Speicher zählt.

Wasserstoff

Wasserstoff (H₂) spielt wegen seiner Versatilität eine Schlüsselrolle bei der Energiewende. Zeitweilig überschüssige Energie aus erneuerbaren Quellen kann zum Betreiben von Elektrolyseuren genutzt werden, um aus Wasser H₂ herzustellen, welches über lange Zeiträume verlustarm gespeichert werden kann. H₂ kann dann entweder mithilfe von Brennstoffzellen wieder zu Strom gewandelt werden oder steht als Energieträger für andere Anwendungen zur Verfügung. Somit kann grün erzeugter Wasserstoff einen großen Beitrag zur weiteren Dekarbonisierung im Mobilitäts-, Industrie- und Gebäudesektor leisten. Um das große Potenzial des vielseitig einsetzbaren

-
- 22 Ein Schlüsselprojekt ist das aktuell laufende EU-Projekt »ALL2GaN«, in dem 45 Partner, u. a. Infineon, Aixtron, die TU Chemnitz und Fraunhofer, an der Entwicklung kostengünstiger, leicht integrierbarer und energieeffizienter GaN-Halbleiterlösungen arbeiten. Fraunhofer-Institut für Angewandte Festkörperphysik IAF. (2025). All2GaN: Leistungselektronik der nächsten Generation. Abgerufen am 17. März 2025, von <https://www.iaf.fraunhofer.de/de/forscher/elektronische-schaltungen/Leistungselektronik/all2gan.html>
- 23 RWTH Aachen University. (2025). Battery Charts. Abgerufen am 17. März 2025, von <https://battery-charts.rwth-aachen.de/>
- 24 Logistik Heute. (2024). Batterielieferketten: Wege aus der Abhängigkeit von China. Abgerufen am 17. März 2025, von <https://logistik-heute.de/news/batterielieferketten-wege-aus-der-abhaengigkeit-von-china-199844.html>

H₂ nutzen zu können, ist ein **Ausbau der Infrastrukturen zur Produktion, Speicherung, Verteilung und Nutzung** notwendig. Witterungsbedingt eignen sich andere Standorte für eine großskalige H₂-Erzeugung mittels Elektrolyse aus erneuerbaren Energien – die Nachfrage in Deutschland könnte bis 2050 zwischen 1350 und 1800 TWh betragen²⁵ – wohl besser, aber Deutschland hat die notwendige Innovationskraft, um entsprechende Produktionstechnologien zu entwickeln und bereitzustellen. Automatisierung bei der Fertigung von Brennstoffzellen, Elektrolyseuren und Infrastrukturkomponenten und die Schließung von Materialkreisläufen sind ebenfalls unabdingbar, um international preislich wettbewerbsfähig zu sein und externe Ressourcenabhängigkeiten zu minimieren.

Bei technologieoffenen und international wettbewerbsfähigen Weichenstellungen für den Aufbau der deutschen H₂-Wirtschaft kann Deutschland auch zum Ausrüster der europäischen und globalen Wasserstoffwirtschaft werden, durch weltweite, verlässliche Energiepartnerschaften seinen H₂-Bedarf decken und dabei seine Stärke als Exporteur von High-Tech- und Green-Tech-Produkten ausbauen. Die zeitnahe Schaffung eines klaren und verlässlichen normativen und regulatorischen Rahmens ist dabei entscheidend, um die Sicherheit und Zuverlässigkeit von Wasserstoffanwendungen zu gewährleisten und den Import von grünem Wasserstoff zu erleichtern. Dies erfordert insbesondere die Förderung von Aktivitäten zur Entwicklung und Harmonisierung internationaler Normen und Standards für verbesserte Zertifizierungsprozesse sowie Investitionen in Importhäfen und Transportnetze, um eine stabile Versorgung sicherzustellen. Dabei müssen auch beihilferechtliche Rahmenbedingungen weiter verbessert werden, um staatliche Förderungen für Wasserstoffinfrastrukturprojekte und den Aufbau eines Wasserstoffkernetzes innerhalb der EU-rechtlichen Vorgaben zügig zu ermöglichen.

Geothermie

Zur Dekarbonisierung des Wärmesektors ist die weitere anwendungsorientierte Erforschung der Geothermie als grundlastfähige Energiequelle entscheidend. Großwärmepumpen in Wärmenetzen könnten nachhaltige Alternativen wie Geothermie, Seethermie, Abwärme und Solarthermie samt Speicher effizient erschließen und damit bis 200 °C den gesamten Energiebedarf für Fernwärme und Industrieprozesse decken. Die zukünftige Nutzung des tiefen Untergrundes erfordert eine wissenschaftlich fundierte 3D-Raumplanung mit einer Abgrenzung zwischen der geothermalen Energiegewinnung und der Speicherung von Wasserstoff und CO₂. Zur Nutzung oberflächennaher und mitteltiefer Geothermie eignen sich dabei insbesondere neue Bohrtechnologien wie Multi-Well-Bohrlochdesigns und Hochtemperatur-Bohrlochpumpen. Darüber hinaus sollten Technologien zur Integration großskaliger, untertägiger saisonaler Wärme- und Kältespeicher in urbane Energiesysteme weiter-

25 Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI. (2023). Europa im Energiesystem 2050: Wasserstoff und die Industrie. Abgerufen am 17. März 2025, von <https://www.isi.fraunhofer.de/de/blog/2023/europa-energiesystem-2050-wasserstoff-industrie.html>

entwickelt werden. Zudem bieten geothermale Fluide erhebliche Potenziale zur Gewinnung kritischer Energie-Rohstoffe wie z.B. Lithium, deren Erkundung und Produktion mit innovativen Verfahren noch massives Ausbaupotenzial hat.

Ausblick Kernfusion

Kernfusion stellt eine vielversprechende Technologie dar, die das Potenzial zur langfristigen, klimaneutralen und strahlungsarmen Energiegewinnung bietet – jedoch voraussichtlich nicht vor 2040 realisiert werden kann. Bei erfolgreicher Umsetzung könnte sie somit saubere Energie bereitstellen, um auch energieintensive Sektoren emissionsfrei zu gestalten und bestehende Energiebegrenzungen für Technologien wie KI, Medizintechnik, Wasseraufbereitung, Landwirtschaft, Raumfahrt oder Methoden zur Beseitigung von Umweltschäden aufzuheben. In der Fusionsforschung herrscht inzwischen eine extrem hohe FuE-Dynamik, in der bereits unterschiedliche Technologieansätze miteinander konkurrieren. Ca. 50 Nationen betreiben entsprechende Forschungsprojekte teilweise in Kooperation, teilweise in Konkurrenz. Führend sind derzeit die USA, Deutschland, Frankreich, UK, Russland, China, Japan, Südkorea und neuerdings Indien.

Während Deutschland sich historisch stärker auf die Magnetfusion konzentriert hat, leistete es auch bedeutende Beiträge zur lasergetriebenen Trägheitsfusion (IFE). Deutsche Unternehmen sind weltweit führend in der Entwicklung von Hochleistungslasern und -optiken, essenziellen Komponenten für die IFE. Deutsche Wissenschaftler und Wissenschaftlerinnen sind international führend in der Forschung zur hochintensiven Laser-Materie-Wechselwirkung und betreiben kleinere Forschungsinfrastrukturen in diesem Bereich. Um die technologische Entwicklung voranzutreiben und international wettbewerbsfähig zu bleiben, ist der zügige Auf- und Ausbau moderner Forschungsinfrastrukturen dringend erforderlich. Insbesondere die lasergetriebene IFE und die Materialforschung, die für beide Fusionsansätze von zentraler Bedeutung sind, müssen gestärkt werden. Dabei muss eine enge Zusammenarbeit zwischen öffentlicher Forschung und Industrie angestrebt werden, um nicht nur die Industrie frühzeitig einzubeziehen, sondern Investitionen zu hebeln und Deutschland als Standort für die Fusionsforschung zu positionieren.

Conclusio

Die Stärkung der europäischen Wertschöpfung in erneuerbaren Energien durch gezielte Investitionen in den Infrastrukturausbau ist entscheidend, um Deutschlands und Europas geopolitische Souveränität und Technologieführerschaft in der Energiewende über lange Sicht zu sichern. Gleichzeitig müssen wir politische Bedingungen schaffen, in denen die bestehende europäische Industrie ein international wettbewerbsfähiger Innovationsmotor für den Klimaschutz bleibt – die Energiewende muss also mit Augenmaß und Weitsicht umgesetzt werden. Kurzfristig brauchen wir dafür eine umfassende Strom- und Industriestromreform und einen starken CBAM. Mittelfristig muss die Nutzung fossiler Energieträger in der Bereitstellung von

Energie für die Grundlast im Stromnetz, für schwer zu elektrifizierende Industrien, den Schwerlastverkehr und die Luftfahrt und zur Wärmeerzeugung weiterhin solange möglich sein, bis sichere, fossilfreie Quellen auch hier zur Verfügung stehen. Um gleichzeitig Europa schrittweise zu dekarbonisieren, sind bis 2045 umfassende Investitionen in eine europäische CCUS-Infrastruktur notwendig.

Darüber hinaus muss sich Deutschland auch im Rahmen der legislativen Umsetzung des Clean Industrial Deals und anderer industriepolitischer EU-Initiativen für eine **ausreichende Finanzierung von Forschung und Innovation als integraler Bestandteil einer langfristigen Stärkung des Wirtschaftsstandorts Europa** einsetzen. Entsprechende Mittel aus EU-Töpfen sollten möglichst mit Mitteln aus nationalen Töpfen kombiniert werden, um synergetische Investitionen in zukunftsweisende Lösungen zu ermöglichen. Durch die engere Verzahnung zwischen Forschung & Innovation und Industriepolitik können so wichtige Effizienzgewinne erzielt werden. Weitere wichtige Prioritäten zur Umsetzung des Clean Industrial Deals sind eine zügige Flexibilisierung des Beihilferechts, eine schnellere Durchsetzung von Antidumpingmaßnahmen, eine Ausweitung des CBAM auf nachgelagerte Industrien und einen CO₂-Kompensationsmechanismus für Exporte sowie eine Reform des EU-Strommarkts mit dem Ziel der Entkopplung des Strompreises vom Gaspreis.

Um die Vorreiterrolle der Erneuerbare-Energien-Industrie in Deutschland und Europa in Zukunft zu sichern, sind zudem auf langfristige Wirkung angelegte innovationspolitische Maßnahmen erforderlich. Entscheidend für die Markteinführung neuer Energietechnologien und die internationale Wettbewerbsfähigkeit ist der Aufbau eines starken **Innovationsökosystems**, in dem Wirtschaft, Wissenschaft, öffentlicher Sektor und Heimatmarkt eng verzahnt zusammenarbeiten. Für dessen Umsetzung müssen Rahmenbedingungen für Investitionsanreize in Zukunftstechnologien, den Abbau bürokratischer Hürden für Innovationskooperationen, die Schaffung von Reallaboren und die Harmonisierung der Innovationspolitik zwischen Ländern, Bund und Europäischer Union geschaffen werden. Ein weiterer wichtiger Aspekt ist zudem eine weitsichtige Politik zur Gewinnung internationaler Fachkräfte.

Sofort umsetzbare zentrale Handlungsfelder der Energiewende und ihre strategischen Bedarfe sind hier nochmals zusammengefasst:

- **Ausbau erneuerbarer Energien:** Stärkung der direkten Stromnutzung und flexibler Stromerzeugungseinheiten und gezielte Investitionen in die Forschung und Entwicklung innovativer Solar- und Windkrafttechnologien sowie der Geothermie. Die Weiterentwicklung von erneuerbaren Energiequellen muss synchron mit dem Netzausbau erfolgen – hier sind Investitionen in die Verbesserung der Netzstabilität durch Energiespeicher, Leistungselektronik und die Modernisierung des Energienetzes notwendig.

- **Energieintensive Industrien:** Die fünf energieintensiven Industrien in Deutschland – Stahl, Zement, Chemie, Mineralöl und Papier – müssen insbesondere durch eine konsequente Förderung von CO₂-Abscheidungstechnologien, den Einsatz von (grünem) Wasserstoff und die Nutzung von Recyclingmaterialien dekarbonisiert werden. Zusätzlich wichtig sind Innovationen wie Direktreduktion in der Stahlproduktion und effiziente CO₂-Nutzung in der Zementindustrie. Zudem müssen die Potenziale von Geothermie und Recycling in der Papierindustrie ausgeschöpft werden.
- **Digitalisierung:** Digitalisierung des Energiesektors durch flächendeckende Smart Grids mit Ziel Sektorenkopplung, Energiespeicher und eine leistungsfähige Kommunikationsinfrastruktur. Ein sicherer Energiedatenraum sowie KI-gestützte Steuerung verbessern Effizienz und Flexibilität, einheitliche Schnittstellen gewährleisten Interoperabilität. Ein klarer Rechtsrahmen, verstärkte Cybersicherheitsvorgaben und finanzielle Anreize sind wichtig, um Investitionen zu fördern. Branchenübergreifende Kooperationen, europäische Zusammenarbeit und der Ausbau von Bildung und Fachkräfteentwicklung sichern langfristigen Erfolg.
- **Reallabore:** Reallabore als Brücke zwischen Wissenschaft, Industrie und Politik helfen, technische, regulatorische und finanzielle Hürden der Energiewende zu überwinden. Die schnelle Einführung eines Reallaborgesetzes ist entscheidend, um einen harmonisierten Rechtsrahmen zu schaffen und Lösungen schnell in die Anwendung zu bekommen.
- **Verbesserung der Performance und Reduktion der Herstellungskosten von Energietechnologien:** Schnelle Zertifizierungsprozesse, Genehmigungsverfahren und nachhaltige Alternativen zu kritischen Materialien wie PFAS fördern Innovationen. Windkraft bleibt zentral, unterstützt durch größere Rotoren, intelligente Materialien und smarte Steuerung. Photovoltaik in Deutschland muss durch Perowskit-Silizium-Tandemzellen und Investitionsanreize gestärkt werden. Geothermie bietet großes Potenzial für die Dekarbonisierung des Wärmesektors, besonders durch neue Bohrtechnologien und die Gewinnung von Rohstoffen aus geothermischen Fluiden.
- **Leistungselektronik:** Die Leistungselektronik ist entscheidend für die Energie- und Mobilitätswende. Besonders Leistungshalbleiter aus Siliziumkarbid (SiC) und Galliumnitrid (GaN) bieten durch geringere Schaltverluste, höhere Effizienz und geringere Wärmeentwicklung Vorteile gegenüber herkömmlichen Siliziumlösungen und müssen daher gezielt gefördert werden.
- **Batteriespeicher:** Der Ausbau von Batteriespeichern ist entscheidend, um die Versorgungssicherheit und den Ausbau erneuerbarer Energien zu sichern. Die Speicherkapazität muss bis 2030 auf 100 GWh und bis 2045 auf 180 GWh steigen. Angesichts der dominierenden Rolle Chinas

bei kritischen Rohstoffen sollten Technologiediversifizierung und innovative Alternativen wie Natrium-Ionen-Batterien gefördert werden, um die Abhängigkeit zu reduzieren und Exportpotenziale für deutsche Unternehmen zu schaffen.

- **Wasserstoff:** Ausbau der Infrastruktur zur Produktion, Speicherung, Verteilung und Nutzung. Deutschland kann durch die Entwicklung wettbewerbsfähiger Technologien sowie durch internationale Partnerschaften eine führende Rolle in der globalen Wasserstoffwirtschaft übernehmen. Ein klarer regulatorischer Rahmen und Investitionen in Infrastruktur, wie Imphthäfen und Transportnetze, sind essenziell, um eine stabile Versorgung sicherzustellen.
- **Ausblick Kernfusion:** Kernfusion bietet großes Potenzial für klimaneutrale Energie, wird jedoch voraussichtlich nicht vor 2040 realisiert. Deutschland ist führend in der Forschung zu Magnetfusion und lasergetriebener Trägheitsfusion (IFE), insbesondere bei Hochleistungslasern. Der Ausbau moderner Forschungsinfrastrukturen und die enge Zusammenarbeit von Wissenschaft und Industrie sind entscheidend.



© Dirk Mahler

Prof. Dr. Christopher Hebling
Direktor International, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE),
stellvertretender Vorsitzender, Forum für Zukunftsenergien e.V.

*Prof. Dr. Christopher Hebling studierte Physik und arbeitete zehn Jahre lang im Bereich der Photovoltaik, bevor er im Jahr 2001 Bereichsleiter der Wasserstofftechnologien am Fraunhofer ISE wurde, in der heute etwa 150 Wissenschaftler*innen, Ingenieur*innen und Studierende arbeiten. Er ist Sprecher des Fraunhofer-Wasserstoffnetzwerks mit 38 Mitgliedsinstituten und Präsidiumsmitglied des Deutschen Wasserstoff-Verbands. Neben seiner engen Einbindung in nationale H₂-Strategieentwicklungen ist er Mitglied im Expertenrat für die Transformation der Automobilindustrie des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz. Er engagiert sich an internationalen Stakeholder-Prozessen sowie in internationalen Wasserstoff- und Brennstoffzellen-Konferenzen. Er ist Co-Delegierter des Executive Committee der IEA Hydrogen Technology Collaboration Platform TCP, sowie Mitglied des Executive Committee der RD20, der Forschungsplattform erneuerbare Energien der G20-Länder. Er hat mehr als 150 Zeitschriften- und Konferenzbeiträge veröffentlicht und ist Honorarprofessor an der Universität von Kapstadt, Südafrika. Der Bereich Wasserstofftechnologien forscht auf dem Gebiet der Niedertemperatur-Polymerelektrolytmembran (PEM)-Elektrolyse und mobilen Brennstoffzellensystemen, sowie der thermochemischen Prozessierung von Wasserstoff zur Herstellung von synthetischen Kraftstoffen und Chemikalien. Im Jahr 2023 wurde Christopher Hebling zum ‚Director International‘ am ISE berufen.*

Zwischen Krisen und Chancen – Politische Weichenstellungen für eine erfolgreiche Energiesystemtransformation

Prof. Dr. Christopher Hebling

Das Wahljahr 2024 markierte einen Wendepunkt in der internationalen politischen Ordnung. Die turnusgemäß abgehaltenen Wahlen in zahlreichen Schlüsseländern für mehr als die Hälfte der Weltbevölkerung führten zu tiefgreifenden Veränderungen in der politischen Landschaft, mit direkten Auswirkungen auf internationale Beziehungen und wirtschaftliche Paradigmen. Diese Umwälzungen haben das bestehende multilaterale System erschüttert und die Grundlagen globaler Zusammenarbeit müssen neu definiert werden.

In einer Zeit zunehmender populistische Strömungen erleben wir eine fundamentale Neuausrichtung geopolitischer und geoökonomischer Beziehungen. Diese Verschiebungen definieren wirtschaftlichen Wettbewerb neu, sie verändern globale Kapitalströme und transformieren die regulatorischen Rahmenbedingungen für Industrien weltweit. Der gewachsene Konsens zu offenen Märkten, internationalen Kooperation sowie Lastenausgleich wird zunehmend durch protektionistische Tendenzen und nationale Alleingänge herausgefordert. Diese Entwicklung hat weitreichende Folgen für die globale Wirtschaftsordnung und insbesondere auch für kapitalintensive und komplexe Transformationsprozesse wie auf die globale Energiewende.

Trotz wachsender Spannungen zwischen Ost und West sowie zwischen dem globalen Norden und Süden bleibt die Dringlichkeit der globalen Emissionsreduktion auf Netto-Null eine unverändert wichtige und zentrale Herausforderung. Der Klimawandel kennt keine Grenzen und erfordert koordinierte Anstrengungen aller Nationen. Doch diese notwendige Zusammenarbeit wird durch fragmentierte Gesellschaften und zunehmende geoökonomische Zwänge erheblich erschwert.

Wirtschaftswachstumsimperative, Sanktionsregime, Handelszölle und steigende Verteidigungsausgaben schaffen ein komplexes Geflecht an Handlungszwängen für politische Entscheidungsträger. Die resultierende Unsicherheit und die oftmals widersprüchlichen politischen Ziele bilden ein schwieriges Terrain für die Umsetzung langfristiger und kostenintensiver Transformationsprojekte wie der Energiewende. In diesem vielschichtigen und volatilen Umfeld wird die Implementierung nachhaltiger Energiesystemtransmutationsstrategien zu einer immensen politischen und gesellschaftlichen Herausforderung.

Die Realität der Energiewende: Fortschritt und Stagnation

In den letzten 15 Jahren hat sich der Anteil von Wind- und Solarenergie an der weltweiten Stromerzeugung beeindruckend entwickelt – von nahezu null auf

15 Prozent (IEA World Energy Outlook, 2024). Gleichzeitig sanken die Preise für Solarmodule um etwa 90 Prozent (Wirth, 2025). Diese Entwicklungen markieren bedeutende Fortschritte in der Energiewende – dem Übergang von einer von fossilen Brennstoffen dominierten Energieversorgung hin zu einem kohlenstoffarmen System mit erneuerbaren Energien im Zentrum. Trotz dieses rasanten Wachstums und des Ausbaus erneuerbarer Energien, erreichte die aus Öl, Gas und Kohle gewonnene Energiemenge 2024 ebenfalls historische Höchstwerte (IEA Coal, 2024). Der globale Kohleverbrauch im Jahr 2024 stieg auf 8,8 Milliarden Tonnen – ein Zuwachs von einem Prozent im Vergleich zum Vorjahr und das vierte Allzeithoch in Folge. Betrachtet man den gesamten globalen Primärenergieverbrauch, blieb der Anteil fossiler Brennstoffe in etwa bei der 80 %-Marke (Energy Institute, 2024) (Abbildung 1). Diese Zahlen verdeutlichen ein grundlegendes Muster: Statt konventionelle Energiequellen zu ersetzen, wächst der Anteil erneuerbarer Energien additiv zu den bestehenden fossilen Quellen. Diese Beobachtung führt zu einem ernüchternden Schluss: Was wir derzeit erleben, ist weniger eine "Energiewende" im Sinne einer Substitution, sondern vielmehr eine "Energieaddition" – ein Phänomen, das sich durch die gesamte Energiegeschichte der Menschheit zieht. Historisch betrachtet wurde Holz nicht durch Kohle abgelöst, Kohle nicht durch Öl verdrängt – stattdessen wurden alle Energiequellen weiterhin parallel genutzt, wobei sich lediglich ihre relativen Anteile verschoben haben. Die globale Energiesystemtransformation besteht nun darin, dass durch erneuerbare Energien und nachhaltig hergestellter Moleküle die Verwendung fossiler Brennstoffe durch Substitution in absoluten Zahlen zurückgehen.

Die Herausforderung ist groß, denn der weltweite Energieverbrauch stieg im Jahr 2024 erneut um 2,2%, wobei 80% des zusätzlichen Bedarfs auf Schwellen- und Entwicklungsländer entfallen (IEA Global Energy Review, 2025). Vor allem im Stromsektor waren deutlich höhere Verbräuche erkennbar, was insb. auf steigenden Kühlbedarf durch extreme Hitze, zunehmenden Verbrauch in der Industrie, Elektrifizierung des Verkehrs und dem Zubau von Rechenzentren zurückzuführen ist.

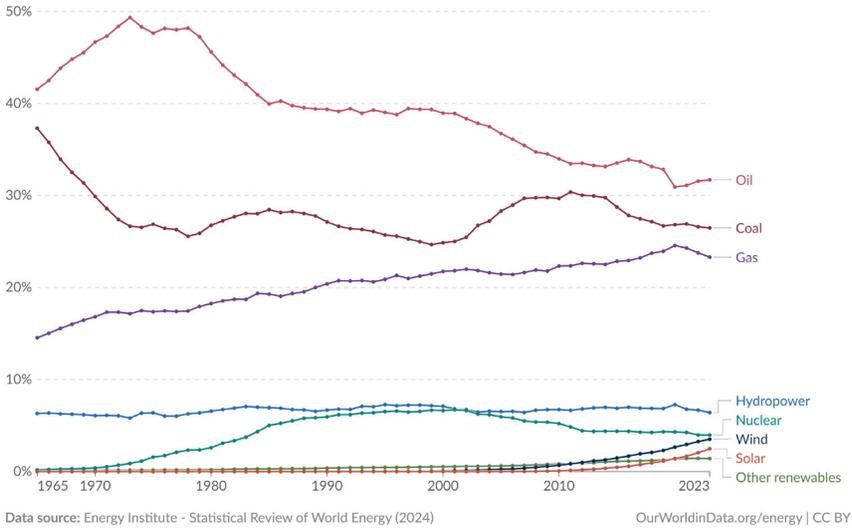
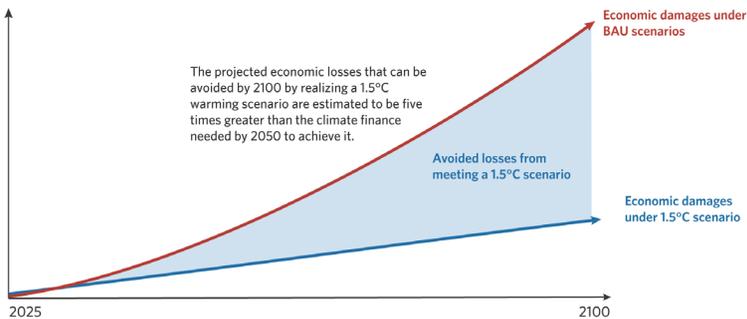


Abbildung 1 Zeitliche Entwicklung des weltweiten Primärenergieverbrauchsanteils nach Energieträgern seit 1965. (Source: Our World in Data, 2024)

Laut dem Net-zero-Szenario der Internationalen Energieagentur (IEA) müssten die weltweiten Treibhausgasemissionen auf 21 Gigatonnen in 2030 sinken, um die 2050-Ziele noch zu erreichen (IEA Net Zero by 2050, 2021). Tatsächlich aber erreichten die gesamten Treibhausgasemissionen 2024 mit 37,8 Gt einen neuen Rekord, was dazu führte, dass die atmosphärische CO₂-Konzentration auf einem Allzeithoch von 422,5 ppm lag (50% höher als das vorindustrielle Niveau) (IEA Global Energy Review, 2025). Ein Rückgang um 40 Prozent innerhalb von nur fünf Jahren erscheint praktisch unmöglich. Bis 2050 wird die Weltbevölkerung voraussichtlich um zwei Milliarden Menschen wachsen, insbesondere in Ländern des globalen Südens, wo heute noch 9% der Menschen ohne Zugang zu Strom leben (IEA The Energy Progress Report, 2024). Es wird geschätzt, dass sich der globale Investitionsbedarf für Klimaschutzmaßnahmen in 2030 auf etwa 6,5 Billionen Dollar pro Jahr belaufen wird (Independent High-Level Expert Group on Climate Finance, 2024). Das entspricht etwa fünf Prozent des weltweiten BIP pro Jahr. Diese Klimainvestitionen sind jetzt nicht nur notwendig, um Klimarisiken zu mindern, sondern sie haben auch beträchtliche wirtschaftliche, finanzielle und soziale Vorteile. Die vermeidbaren wirtschaftlichen Schäden durch den Klimawandel sind enorm und steigen exponentiell. Bereits heute (Stand 2024) sind über 2 Millionen Todesfälle und 4,3 Billionen USD Schäden auf extreme Wetterereignisse seit 1970 zurückzuführen (Climate Policy Initiative, 2024). Die vermeidbaren wirtschaftlichen Verluste bis 2100 sind fünfmal so hoch wie die Kosten für die nötige Klimafinanzierung bis 2050 (Abbildung 2). Die globale Klimafinanzierung lag 2022 bei 1,46 Billionen USD, während gleichzeitig im selben Jahr 1,4 Billionen USD an Subventionen für fossile Brennstoffe gezahlt wurden (Climate Policy Initiative, 2024).

Figure 1.3: Meeting climate investment needs will avoid exponential future costs



Source: CPI analysis of NGFS

Abbildung 2 Vergleich der Kosten, die entstehen, wenn keine zusätzlichen Klimaschutzmaßnahmen getroffen werden (BAU, "Business As Usual") und wenn das 1,5°Szenario eingehalten wird (Source: Climate Policy Initiative, 2024)

Sechs Schlüsselbausteine des zukünftigen Energiesystems

Ein zukunftsfähiges Energiesystem muss Klimaneutralität, Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und soziale Verträglichkeit gleichzeitig erfüllen und die Herausforderung liegt nun darin, diese teilweise konkurrierenden Ziele miteinander in Einklang zu bringen. Als wesentliche Schlüsselbausteine sind folgende definiert:

- 1. Strom wird zur wichtigsten Primärenergie:** Der weltweite Strombedarf wird in den kommenden Jahrzehnten deutlich ansteigen, da Teile der Mobilität oder der Wärmeversorgung elektrifiziert werden.
- 2. Erneuerbare Energien dominieren die Stromerzeugung:** Sonne und Wind werden zu den wichtigsten Energiequellen. Eine Fläche von nur 90.000 Quadratkilometern würde unter geeigneten solaren Konditionen ausreichen, um den weltweiten Strombedarf zu decken. Hinzu kommen exzellente Windstandorte in Küstenregionen und auf offener See.
- 3. Flexibilisierung als neues Paradigma:** Mit dem wachsenden Anteil volatiler Energieeinspeisung steigt der Bedarf an räumlich und zeitlich flexibler Stromnutzung. Dies umfasst kurzfristige Ausgleichsmechanismen für tägliche Schwankungen (Batteriespeicher, Demand-Side-Management), mittelfristige Energiespeicher für Dunkelflauten auf einer Wochenskala und saisonale sowie strategische Speicher über Wasserstoff oder synthetischer Energieträger. Diese verschiedenen Flexibilitätsschichten müssen in einem integrierten Gesamtsystem durch leistungsfähige Netze und

intelligente Steuerungssysteme kohärent ineinandergreifen. Deutschland hat mit dem kürzlich verabschiedeten Solarspitzen-Gesetz einen wichtigen Schritt unternommen, um die Integration von Solarstrom ins Netz zu verbessern und temporäre Erzeugungsüberschüsse abzufedern.

4. **Weitere erneuerbare Energiequellen:** Biomasse, Geothermie und Solarthermie werden hauptsächlich im Wärmesektor eine wichtige Rolle spielen und das Portfolio erneuerbarer Energien erweitern.
5. **Ressourcenbedarf als Herausforderung:** Die Energiewende erfordert große Mengen kritischer Rohstoffe für die Wandler- und Speichertechnologien, weswegen die Entwicklung geschlossener Stoffkreisläufe zu einer zentralen Aufgabe wird.
6. **Grüne Moleküle als global handelbare Güter:** Klimaneutrale Energieträger wie Wasserstoff und seine Derivate werden zu international gehandelten Commodities und ermöglichen den Transport erneuerbarer Energie über große Distanzen.

Die Rolle von Wasserstoff: Schlüsselement eines integrierten Energiesystems

Grüner Wasserstoff nimmt eine strategische Schlüsselposition in integrierten Energiesystemen sowie in der nachhaltigen Chemie ein. Komplementär zu fluktuierenden erneuerbaren Energien sorgt Wasserstoff für die notwendige Flexibilität im Gesamtsystem und integriert durch Elektrolyse überschüssigen Wind- und Solarstrom in das Gesamtsystem. Wasserstoff lässt sich speichern, bei Bedarf zur Stromrückgewinnung nutzen, in geeigneter Form transportieren und über die verschiedenen Derivate in den Sektoren einsetzen, die sich ansonsten nur schwer direkt elektrifizieren lassen. Besonders in energieintensiven Industrieprozessen, der Chemieindustrie, im Schwerlastverkehr, in der Schifffahrt und Luftfahrt sowie bei der saisonalen Energiespeicherung bietet Wasserstoff große Vorteile. Ein ganzheitliches Denken in integrierten Energiesystemen ist daher essenziell, um die Komplementarität von direkter Elektrifizierung und wasserstoffbasierten Lösungen optimal zu nutzen.

Die europäische Wasserstoffstrategie und die Initiative REPowerEU haben ambitionierte Ziele gesetzt: Bis 2030 sollen jeweils 10 Millionen Tonnen erneuerbarer Wasserstoff innerhalb der EU produziert und zusätzlich importiert werden. Etwa 60 Prozent der europäischen Produktionskapazitätsziele sind bereits durch nationale Strategien der Mitgliedstaaten abgedeckt. Bis Ende 2025 ist die Installation zusätzlicher 1,2 GW an Elektrolyseur-Kapazitäten geplant, weswegen neben dem grenzüberschreitenden Energiehandel der Aufbau einer umfassenden Transport- und Speicherinfrastruktur von elementarer Bedeutung ist. Der European Hydrogen Backbone umschreibt das Ziel, bis 2040 ein Netz von 53.000 km Wasserstoffleitungen bei Gesamtinvestitionen von 80–143 Milliarden Euro zu mobilisieren, wovon in Deutschland das Kernnetz mit 9200 km bereits parlamentarisch entschieden ist und in der

Planungsphase ist.

Zur Beschleunigung des globalen Wasserstoffmarktes benötigt es insb. Folgendes:

1) Klarheit, Verlässlichkeit und Anreizung der Wasserstoff-Nachfrage

Für einen funktionierenden Wasserstoffmarkt ist eine langfristig gesicherte Nachfrage fundamental. Zur Erreichung der ‚fossil parity‘, also der Preisüberbrückung zwischen nachhaltigen und fossilen Energieträgern, sind für eine gewisse Zeit regulatorische Eingriffe wie durch CO₂-Bepreisung, Quoten oder Carbon Contracts for Difference erforderlich. Die Bündelung der Nachfrage in industriellen Clustern schafft wertvolle Skaleneffekte und reduziert Risiken für Produzenten, ebenso wie verbindliche Förderzusagen für strategische Großprojekte. Zuschüsse, Kreditgarantien und strategische öffentliche Investitionen sind in der Frühphase der Marktentwicklung wichtige Risikominderungsinstrumente.

2) Ausbau, Umnutzung und Erweiterung von Infrastrukturen

Die Wasserstoffinfrastruktur erfordert koordinierte Anstrengungen entlang der gesamten Wertschöpfungskette. Neben Pipeline-Korridoren für kontinentale Verbindungen ist der Schiffstransport (als Ammoniak, Methanol, LOHC oder Flüssigwasserstoff) für den interkontinentalen Handel essenziell. Die Entwicklung ausreichender strategischer Speicherkapazitäten, wie beispielsweise durch Umnutzung geeigneter Erdgasspeicher im Fall von Wasserstoff, sichert gegen Versorgungsengpässe ab. Ein kosteneffizienter Ansatz liegt in der systematischen Umnutzung bestehender Erdgasinfrastruktur.

3) Globale Standards und gegenseitig anerkannte Zertifizierungssysteme

Ein funktionierender globaler Wasserstoffmarkt benötigt einheitliche Standards und international anerkannte Zertifizierungssysteme. Grundlegend ist die Implementierung globaler Industriestandards zur Bewertung von Treibhausgasemissionen über die gesamte Wertschöpfungskette. Die auf der COP28 beschlossene gegenseitige Anerkennung von Zertifizierungssystemen ist ein Meilenstein für den internationalen Handel. Für die Marktentwicklung sind eindeutige Schwellenwerte für zertifizierte Emissionsniveaus entscheidend. Besondere Aufmerksamkeit verdient die Bewertung vorgelagerter Emissionen aus der fossilen Brennstoffversorgung. Ein einheitliches System für Herkunftsnachweise bildet letztlich die Grundlage für einen funktionierenden Zertifikatehandel und kann als Basis für differenzierte Förderinstrumente dienen.

Der Hydrogen Council identifiziert für das Jahr 2030 eine potenzielle Nachfrage von 34 Millionen Tonnen Wasserstoff pro Jahr in der EU, den USA und Ostasien (Hydrogen Council, McKinsey & Company, 2025). Davon verfügen

bereits 8 Millionen Tonnen über ein positives Geschäftsmodell durch existierende politische Maßnahmen. Weitere 13 Millionen Tonnen könnten durch Infrastrukturausbau und moderate Kostensenkungen erschlossen werden, während die verbleibenden 13 Millionen Tonnen in Sektoren mit fehlenden Alternativen (Luftfahrt, Schifffahrt, Hochtemperaturindustrie) signifikante politische und technologische Unterstützung benötigen.

Die erfolgreiche Skalierung von Wasserstoff- und Greentech-Märkten erfordert eine koordinierte Industriepolitik. Die internationalen Märkte für diese Zukunftstechnologien werden maßgeblich durch staatliche Interventionen geprägt, wie die Beispiele des US Inflation Reduction Act oder Chinas gezielte Förderung grüner Technologien zeigen. Die Wettbewerbsfähigkeit der europäischen Industrie hängt in diesem dynamischen Umfeld entscheidend vom strategischen Zugang zu Technologien, Energieträgern und kritischen Rohstoffen ab. Deutschland verfolgt dabei eine Strategie, die auf traditionellen Stärken aufbaut: ingenieurtechnischem Know-how, industrieller Expertise und der Fähigkeit zur Systemintegration. Diese Kompetenzen werden ergänzt durch internationale Partnerschaften, insbesondere mit ressourcenreichen Ländern in Afrika und Australien. Dieses Modell kann als Vorlage für globale Kooperationen dienen und demonstriert die Synergie zwischen technologischer Innovation und internationaler Zusammenarbeit. Ein pragmatischer "Infrastruktur-First-Ansatz" berücksichtigt die realen Herausforderungen beim Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft. Statt eine frühzeitige Differenzierung verschiedener Wasserstoffarten zu forcieren, konzentriert sich dieser Ansatz zunächst auf den Infrastrukturaufbau und die Nachfrageentwicklung. Dies gewährleistet sowohl Skalierbarkeit als auch Zukunftsfähigkeit, da die geschaffene Infrastruktur später für nachhaltigen Wasserstoff genutzt werden kann, sobald dieser in ausreichenden Mengen verfügbar ist. Bis zur Erreichung der Net-Zero-Ziele in 2050, wenn Solar- und Windenergie in sehr großen Mengen vorhanden sein werden, kann Wasserstoff sein volles Potenzial als saubere, bezahlbare Energiequelle entfalten. Prognosen deuten darauf hin, dass die Produktionskosten bis 2030 in günstigen Regionen unter 2 USD/kg fallen könnten, wodurch grüner Wasserstoff zunehmend wettbewerbsfähig wird und fossile Alternativen verdrängt (IEA Global Hydrogen Review, 2024).

Für den Erfolg internationaler Energiepartnerschaften ist die Sicherstellung gegenseitiger Vorteile zwischen dem globalen Norden und Süden entscheidend. Schwellenländer benötigen erhebliche ausländische Investitionen, Technologietransfer und Wissensaustausch, um sich in die globale Wasserstoffwirtschaft zu integrieren und davon zu profitieren. Die Kooperation zwischen europäischen Ländern und Namibia illustriert dieses Potenzial exemplarisch. Durch gezielte Investitionen in lokale Produktionskapazitäten, Ausbildungsprogramme und regionale Wertschöpfungsketten kann sowohl die namibische Wirtschaft gestärkt als auch die europäische Energieversorgung diversifiziert werden. Solche Win-win-Kooperationen können als Modell für eine gerechtere und nachhaltigere globale Energiepartnerschaft dienen und einen wesentlichen Beitrag zur Erreichung der Klimaziele leisten.

Deutschland im Spannungsfeld: Krisen als Chance für Wachstum

Die 20. Legislaturperiode in Deutschland stand im Zeichen intensiver geopolitischer und wirtschaftlicher Erschütterungen. Der russische Angriffskrieg gegen die Ukraine veränderte die Sicherheitsarchitektur fundamental und führte zu einer tiefgreifenden Energiekrise. Diese abrupte Unterbrechung russischer Gaslieferungen führte zu beispiellosen Preisanstiegen und akuten Sorgen um die Versorgungssicherheit. Die deutsche Wirtschaft, die stark von russischen Energieimporten abhängig war, stand vor enormen Herausforderungen. Bereits durch pandemiebedingte Lieferkettenprobleme und eine beginnende Rezession geschwächt, geriet die internationale Wettbewerbsfähigkeit deutscher Unternehmen zunehmend unter Druck. Gleichzeitig verschärften Konflikte im Nahen Osten und im Sudan die geoökonomischen Spannungen. In diesem schwierigen Umfeld wurden die finanziellen Spielräume für die Energiewende enger. Die Notwendigkeit, kurzfristig alternative Energiequellen zu erschließen – beispielsweise durch den Bau von LNG-Terminals – erforderte erhebliche Ressourcen und verzögerte Investitionen in erneuerbare Energien und Netzinfrastruktur. Gleichzeitig verstärkten die steigenden Energiekosten die Skepsis in Teilen der Bevölkerung gegenüber einer ambitionierten Klimapolitik. Die gesellschaftliche Polarisierung nahm in diesem Zeitraum erheblich zu, erschwert durch eine zunehmende Verbreitung von Fehlinformationen und Verschwörungstheorien. Diese Spaltung erschwert den politischen Konsens über notwendige Transformationsmaßnahmen und untergräbt das Vertrauen in demokratische Institutionen und wissenschaftsbasierte Entscheidungsfindung. Besonders die Klimapolitik geriet in den Fokus kontroverser gesellschaftlicher und politischer Debatten. Die Ampel-Koalition sah sich mit der anspruchsvollen Aufgabe konfrontiert, ambitionierte Klimaziele zu verfolgen und gleichzeitig die wirtschaftliche Stabilität zu gewährleisten – ein Balanceakt, der durch die veränderten geopolitischen Rahmenbedingungen noch komplexer wurde.

Die aktuellen handelspolitischen Entwicklungen, insbesondere die protektionistischen Tendenzen in den USA mit umfassenden Verzollungen von Importgütern, fügen dieser bereits komplexen Situation nun eine weitere Herausforderung hinzu. Diese Maßnahmen haben das Potenzial, die globale Wirtschaft zu belasten, Wachstum zu hemmen, Beschäftigung zu gefährden und Verbraucherpreise in die Höhe zu treiben. Die fragwürdige Energiepolitik der USA unter Trumps Regierung wirft zudem fundamentale Fragen auf: Wie können globale Klimaziele erreicht werden, wenn sich einer der größten globalen Emittenten potenziell zurückzieht?

Doch gerade in diesen multiplen Krisen liegen auch Chancen für Europa. Die erzwungene Umstrukturierung der Energieversorgung bietet die Möglichkeit, die Transformation des Energiesystems als strategische Chance zu begreifen – nicht nur zur Stärkung der Energieautonomie, sondern auch zur Übernahme einer technologischen und politischen Führungsrolle im globalen Klimaschutz.

Der European Green Deal könnte in diesem Kontext neu definiert werden: als industriepolitische Strategie, die wirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit mit ökologischer Nachhaltigkeit verbindet.

In Europa ließ sich zudem ein problematischer Trend beobachten: Angesichts multipler Krisen konzentrieren sich viele Länder zunehmend auf nationale Lösungsansätze, statt die gemeinsamen Herausforderungen koordiniert zu bewältigen. Dabei stehen die meisten europäischen Staaten vor nahezu identischen Problemen: Die Erreichung ambitionierter Klimaziele, die Sicherung wirtschaftlichen Wachstums, die Gewährleistung der Energieversorgungssicherheit und die Bekämpfung sozialer Ungleichheit erfordern kollektives Handeln.

Die zunehmende Fragmentierung der globalen Ordnung eröffnet zudem Möglichkeiten für neue Allianzen und Partnerschaften. Europa könnte eine Schlüsselrolle dabei spielen, Koalitionen aufzubauen, die trotz geopolitischer Spannungen an gemeinsamen Klimazielen arbeiten. Insbesondere die Zusammenarbeit mit dem globalen Süden bietet erhebliches Potenzial: Durch Technologietransfer, Investitionen in erneuerbare Energien und die gemeinsame Entwicklung grüner Wasserstoffproduktion könnten Win-win-Situationen geschaffen werden, die sowohl die wirtschaftliche Entwicklung in diesen Regionen fördern als auch die globale Energiewende vorantreiben.

Wie im Global Risk Report (2025) treffend festgestellt wird: "Um eine Abwärts-spirale zu verhindern, die weltweit zu einer Verschlechterung der Lebensbedingungen führt, bleibt letztlich keine andere Wahl, als Wege für Dialog und Zusammenarbeit zu finden." Diese Erkenntnis unterstreicht die Notwendigkeit eines integrierten europäischen Ansatzes für die Energiewende, der nationale Interessen berücksichtigt, aber gleichzeitig die Vorteile einer koordinierten Vorgehensweise nutzt. Eine solche gerechte, partnerschaftlich gestaltete Energiewende könnte nicht nur geopolitische Spannungen reduzieren, sondern auch die Innovationskraft und ökonomische Dynamik auf globaler Ebene stärken. Sie würde zudem ein Gegenmodell zu den zunehmend nationalistisch geprägten Ansätzen etablieren und könnte als Katalysator für eine erneuerte internationale Zusammenarbeit dienen.

Politische Maßnahmen für eine erfolgreiche Energiewende

Die kommenden Jahre werden entscheidend für die Zukunft des deutschen und europäischen Energiemarkts sein. Um die Energiewende erfolgreich zu gestalten, sind weitreichende politische Maßnahmen erforderlich, die sowohl ökologische als auch ökonomische Ziele in Einklang bringen.

1. Eine grundlegende Reform der Wirtschaftspolitik bildet dabei das Fundament. Eine wettbewerbsfähige Industrie ist die Voraussetzung für eine erfolgreiche Energiewende, weshalb Deutschland und Europa ihre Wirtschaftspolitik grundlegend reformieren müssen. Dies umfasst eine umfassende Neugestaltung des Strommarktdesigns mit dynamischen

Preismechanismen, den Abbau bürokratischer Hürden für Energieinfrastrukturprojekte sowie gezielte Entlastungen für energieintensive Branchen, etwa durch einen temporären Industriestrompreis.

2. Die Betonung technologischer Offenheit als Grundprinzip stellt einen weiteren wichtigen Baustein dar. Eine Neubewertung aller CO₂-neutralen Technologien wie blauer Wasserstoff oder Geothermie ist notwendig, ebenso wie die Etablierung eines regulatorischen Rahmens, der Technologien nach ihrem tatsächlichen Klimabeitrag bewertet. Durch zielbasierte statt technologiespezifischer Anreize kann ein echter Technologiewettbewerb gefördert werden, während Reallabore als Experimentierfelder für innovative Lösungen dienen können.
3. Die gezielte Förderung von Innovationen in Schlüsseltechnologien ist unverzichtbar für den Erfolg der Energiewende. Dies bedeutet eine Aufstockung der Forschungsmittel für nachhaltigen Wasserstoff, insbesondere für effizientere Elektrolyseure und Transportlösungen, sowie gezielte Investitionen in CO₂-Abscheidungstechnologien. Ebenso wichtig ist die Beschleunigung der Entwicklung synthetischer Kraftstoffe für schwer elektrifizierbare Sektoren und die Förderung von Bioenergie mit Kohlenstoffabscheidung für die Erzeugung von Kohlewasserstoffen, oder als negative Emissionstechnologie. Ein europäischer Innovationsfonds speziell für bahnbrechende Klimalösungen könnte hier wichtige Impulse setzen.
4. Ein oft unterschätzter Faktor für den Erfolg der Energiewende ist ihre gesellschaftliche Akzeptanz, die maßgeblich davon abhängt, ob die Transformation als gerecht wahrgenommen wird. Die Stärkung der gesellschaftlichen Akzeptanz erfordert eine umfassende Kommunikationsstrategie, die Nutzen und Kosten transparent darstellt, sowie die Schaffung partizipativer Modelle. Investitionen in Bildungsprogramme können das Verständnis für die Notwendigkeit der Energiewende fördern, während gezielte Unterstützungsmaßnahmen für einkommensschwache Haushalte die soziale Ausgewogenheit sicherstellen können.
5. Die Verbesserung der Marktmechanismen bildet einen weiteren zentralen Ansatzpunkt. Eine Reform des europäischen Emissionshandelssystems mit einem stabilen CO₂-Preiskorridor sowie die Einführung eines berechenbaren CO₂-Preispfads für alle Sektoren können langfristige Investitionssicherheit bieten. Gleichzeitig ist eine Harmonisierung der europäischen Energiemärkte mit verstärktem grenzüberschreitendem Handel notwendig, ebenso wie die Entwicklung innovativer Finanzinstrumente für klimafreundliche Investitionen. Die Schaffung eines europäischen Kapazitätsmarkts für gesicherte Leistung könnte zudem die Versorgungssicherheit erhöhen.

6.

7. Eine harmonisierte europäische Wasserstoffstrategie ist unerlässlich für den Aufbau einer zukunftsfähigen Energieinfrastruktur. Dies umfasst die Vereinheitlichung von Zertifizierungsstandards, die Schaffung eines europäischen Wasserstoffhandelsindex sowie eine koordinierte Entwicklung von Import-Hubs und Verteilnetzen. Mindestquoten für grünen Wasserstoff in industriellen Anwendungen könnten die Nachfrage stimulieren, während der Aufbau einer europäischen Wasserstoffreserve Versorgungsengpässe abfedern könnte. Bilaterale Partnerschaften mit potenziellen Exportländern unter EU-Koordination würden die Versorgungssicherheit langfristig stärken.
8. Der Erfolg der Energiewende hängt maßgeblich von massiven Investitionen in europäische Infrastrukturprojekte ab. Ein beschleunigter Ausbau grenzüberschreitender Stromnetze mit dem Ziel einer Verdreifachung der Übertragungskapazitäten bis 2035 ist ebenso notwendig wie die Schaffung eines "European Hydrogen Backbone" mit einheitlichen technischen Standards. Die Entwicklung von Offshore-Wind-Korridoren in Nord- und Ostsee mit direkter Anbindung an die europäischen Länder sowie der strategische Ausbau von Langzeitspeichern an zentralen Knotenpunkten des europäischen Energiesystems würden die Versorgungssicherheit erhöhen und Kostenvorteile erschließen.
9. Der europäische regulatorische Rahmen ist durch die „Alternative Fuels Infrastructure Regulation“ (AFIR), oder Verordnung über den Ausbau der Infrastruktur für alternative Kraftstoffe (AFIR) regelt eine gleichmäßige Entwicklung der Lade- und Tankinfrastruktur in der Europäischen Union. Die AFIR-Verordnung ist integraler Bestandteil des „Fit für 55“-Pakets mit dem die EU die Emissionen bis 2030 um mindestens 55 Prozent reduzieren möchte. Die AFIR-Verordnung bietet einen Rahmen für die Einführung und Entwicklung der öffentlich zugänglichen Infrastruktur für alternative Kraftstoffe auf dem gesamten Kontinent. Die AFIR-Verordnung gibt Ziele vor, die bis 2025 und 2030 für alle Verkehrssektoren erreicht werden müssen wie beispielsweise Schnellladestationen für Pkw mit einer Leistung von mindestens 150 kW alle 60 Kilometer entlang des transeuropäischen Verkehrsnetzes (TEN-V) oder Wasserstofftankstellen alle 200 km entlang von Hauptverkehrsrouten. Auf die zeitliche Einhaltung der AFIR-Vorgaben ist unbedingt zu achten.
10. Schließlich erfordert eine erfolgreiche Energiewende die systematische Integration von Klimapolitik in die politische Gesamtstrategie. Die Wiedereinführung des Klimakabinetts als zentraler Koordinierungsmechanismus mit erweiterten Kompetenzen und die Etablierung eines systematischen Monitoring- und Evaluationssystems könnten dazu beitragen, Wechselwirkungen zwischen verschiedenen Politikbereichen zu analysieren und Zielkonflikte frühzeitig offenzulegen. Die Integration von Klimaschutzziele in alle Ressorts durch verbindliche Klimachecks bei Gesetzesvorhaben sowie die Schaffung einer ressortübergreifenden Task Force

für kritische Infrastrukturprojekte könnten die Umsetzungsgeschwindigkeit erhöhen. Eine Entwicklung integrierter Szenarien für Energie-, Wirtschafts- und Sicherheitspolitik unter Berücksichtigung geopolitischer Entwicklungen würde schließlich einen kohärenten Rahmen für politische Entscheidungen bieten.

Fazit: Energiepartnerschaften und Marktanreizsysteme als Grundlage einer erfolgreichen Transformation

Die Welt steht am Scheideweg einer fundamentalen geopolitischen Neuordnung. Die kommenden Jahre werden entscheidend dafür sein, ob die Klimaziele erreichbar bleiben und gleichzeitig die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen und europäischen Wirtschaft gesichert werden kann. Dafür bedarf es eines paradigmatischen Wandels in der Herangehensweise:

1. Von ideologischen zu pragmatischen Ansätzen: Die Energiewende erfordert einen nüchternen Blick auf technologische Optionen, Kosten und Umsetzbarkeit und muss dabei auch die Umweltkosten des Nichthandelns mit einpreisen. Realistische Zwischenziele, technologische Offenheit und evidenzbasierte Entscheidungsfindung müssen an die Stelle von politischen Symbolmaßnahmen treten.
2. Von nationalen zu europäischen Lösungen: Der fragmentierte Ansatz vieler europäischer Länder muss einem koordinierten europäischen Vorgehen weichen. Nur durch gemeinsame Infrastrukturprojekte, harmonisierte Regulierung und gebündelte Investitionen kann Europa im globalen Wettbewerb bestehen und seine Klimaziele erreichen.
3. Von Konfrontation zu Partnerschaft: Die zunehmende geopolitische Rivalität darf nicht zu einer Blockbildung führen, die internationale Kooperation im Klimaschutz unterminiert. Europa sollte stattdessen neue Modelle der Zusammenarbeit entwickeln, die auf gegenseitigem Nutzen basieren und sowohl den globalen Norden als auch den globalen Süden einbeziehen.
4. Von punktuellen Maßnahmen zu systemischen Ansätzen: Die Komplexität der Energiewende erfordert integrierte Lösungen, die verschiedene Sektoren, Technologien und Zeitskalen miteinander verbinden. Die Rolle von Wasserstoff als Bindeglied zwischen erneuerbarer Energieerzeugung, industrieller Nutzung und dem Mobilitätssektor illustriert beispielhaft diesen notwendigen systemischen Ansatz.
5. Der Übergang zu einer klimafreundlichen Energieversorgung wird nicht linear verlaufen, sondern sich regional unterschiedlich entwickeln – mit verschiedenen Technologien, politischen Prioritäten und wirtschaftlichen Realitäten. Diese Diversität sollte nicht als Hindernis, sondern als Stärke begriffen werden, die Raum für Innovation, technologischer Breite, Wettbewerb und gegenseitigem Lernen bietet.

Europa steht dabei vor der besonderen Herausforderung, seinen eigenen Weg zu finden: Weder das stark staatlich gelenkte chinesische Modell noch der rein marktgetriebene US-amerikanische Ansatz bieten eine direkt übertragbare Blaupause. Ein spezifisch europäisches Modell der Energiewende könnte sich durch folgende Charakteristika auszeichnen:

1. Eine Balance zwischen staatlicher Rahmensetzung und marktwirtschaftlicher Dynamik
2. Die enge Verzahnung von ökologischer Transformation und sozialer Gerechtigkeit
3. Eine starke industriepolitische Komponente, die auf europäischen Stärken in der Systemintegration aufbaut
4. Ein kooperativer, partnerschaftlicher Ansatz in den internationalen Beziehungen

Diese europäische Vision könnte nicht nur einen substanziellen Beitrag zum globalen Klimaschutz leisten, sondern auch ein neues wirtschaftliches und gesellschaftliches Entwicklungsmodell begründen, das Wohlstand und ökologische Nachhaltigkeit vereint.

In einer Zeit wachsender geopolitischer Spannungen und zunehmender Polarisierung könnte die gemeinsame Anstrengung für eine nachhaltige Energiezukunft zu einem verbindenden Element werden – zwischen verschiedenen gesellschaftlichen Gruppen, zwischen europäischen Nationen und letztlich zwischen den verschiedenen Regionen der Welt.

Die vor uns liegenden Herausforderungen sind immens, aber sie bieten auch die Chance, eine resilientere, innovativere und nachhaltigere Wirtschafts- und Gesellschaftsordnung zu schaffen. Der Erfolg wird maßgeblich davon abhängen, ob es gelingt, über kurzfristige politische Zyklen hinaus in Langfriststrategien zu denken und handeln und einen vom vereinbarten Zielbild abgeleiteten gesellschaftlichen Konsens über die Richtung und Geschwindigkeit der Transformation zu erzielen.

Referenzen

- [1] International Energy Agency (IEA) (2024): World Energy Outlook 2024
- [2] Harry Wirth (2025): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland, Harry Wirth, Fraunhofer ISE, Download von www.pv-fakten.de, Fassung vom 5.3.2025
- [3] International Energy Agency (IEA) (2024): Coal 2024 Analysis and forecast to 2027
- [4] Energy institute (2024): Statistical Review of World Energy
- [5] International Energy Agency (IEA) (2025): Global Energy Review 2025

- [6] Our World in Data, Share of energy consumption by source, Word; Aufgerufen am 09.04.2025: Share of energy consumption by source, World
- [7] International Energy Agency (IEA) (2021): Net Zero by 2050
- [8] International Energy Agency (IEA) (2024): The Energy Progress Report 2024
- [9] Third report of the Independent High-Level Expert Group on Climate Finance (2024): Raising ambition and accelerating delivery of climate finance
- [10] Climate Policy Initiative (2024): Global Landscape of Climate Finance 2024: Insights for COP29
- [11] Hydrogen Council, McKinsey & Company (2025): Hydrogen: Closing the cost gap, Unlocking demand for clean hydrogen by 2030
- [12] International Energy Agency (IEA) (2024): Global Hydrogen Review 2024
- [13] Global Risk Report (2025): Global Risk Report



© Eric Heymann

Eric Heymann
Senior Economist, Deutsche Bank Research

Eric Heymann, Jahrgang 1973, ist seit 1998 Senior Economist bei Deutsche Bank Research in Frankfurt am Main. Deutsche Bank Research ist verantwortlich für die volkswirtschaftliche Analyse in der Deutschen Bank und analysiert die für die Bank relevanten Trends auf den Finanzmärkten, in Wirtschaft und Gesellschaft.

Eric Heymann studierte Wirtschaftswissenschaften an der Justus-Liebig-Universität in Gießen. Er ist zuständig für die Bereiche Energiewirtschaft und Klimapolitik, Automobilindustrie, Verkehrswirtschaft und Verkehrspolitik sowie industrielle Querschnittsthemen. Zu diesen Themengebieten veröffentlicht er regelmäßig Berichte im Rahmen der Publikationen von Deutsche Bank Research und in externen Zeitschriften.

Energiepolitik: Mehr Markt und Realismus wagen

Eric Heymann

1. Einleitung

Der kurze, aber intensive Wahlkampf zur vorgezogenen Bundestagswahl 2025 wurde vor allem durch die Migrationsfrage bestimmt. Wirtschaftspolitik spielte nur eine untergeordnete Rolle. Dies ist gleichermaßen bedauerlich wie überraschend. Angesichts der anhaltenden Konjunkturflaute in Deutschland, des fortschreitenden Verlusts an internationaler Wettbewerbsfähigkeit, der seit Jahren sinkenden Industrieproduktion oder der Eintrübung am Arbeitsmarkt hätten die wirtschaftspolitischen Konzepte der Parteien mehr Aufmerksamkeit verdient gehabt. Umso wichtiger ist es nun, dass die nächste Bundesregierung möglichst zügig wichtige wirtschafts- und insbesondere energiepolitische Reformen in Angriff nimmt.

Energiepreise und Energieverfügbarkeit wichtig für Investitionsentscheidungen

Die schwache wirtschaftliche Entwicklung in Deutschland hängt mit den energiewirtschaftlichen und energiepolitischen Rahmenbedingungen zusammen. Die Energiepreise in Deutschland sind im internationalen Vergleich auf einem hohen Niveau. Gerade in den USA und China sind die Energiepreise deutlich niedriger als hierzulande. Der Krieg in der Ukraine hat zu den höheren Energiepreisen beigetragen. Dadurch ist vor allem bei Erdgas der Preisabstand zu den USA spürbar größer geworden. Der Unterschied bei den Energiepreisen lässt sich aber auch dadurch erklären, dass die USA die Förderung von Erdöl und Erdgas in den letzten Jahren massiv ausgeweitet haben. Bei gleichzeitigem Ausbau der Erneuerbaren wurde das Energieangebot also merklich erhöht, während in Deutschland die Erdgasimporte gesunken sind und im Strommarkt konventionelle Kraftwerke (inklusive Kernkraft) vom Netz genommen wurden. Hinzu kommt, dass Steuern und Gebühren auf Energiepreise in den USA und China geringer ausfallen als in Deutschland und der EU.

Gerade in energieintensiven Sektoren spielen bei Investitionsentscheidungen – neben den Energiepreisen – auch Bedenken bezüglich der langfristigen Versorgungssicherheit eine Rolle. Den Unternehmen ist klar, wie ambitioniert das Ziel der Klimaneutralität bis 2045 ist. In den nächsten (nur noch) 20 Jahren erfordert dieses Ziel eine weitgehende Abkehr von fossilen Energieträgern. Auf diese entfielen 2024 aber noch etwa 77% des gesamten Primärenergieverbrauchs in Deutschland. Ihr Anteil ist seit 2014 nur um 2%-Punkte gesunken.

Es ist zwar zu erwarten, dass durch Energieeffizienzmaßnahmen oder eine Elektrifizierung größerer Teile des Wärmemarktes, des Verkehrssektors und der Industrie der Primärenergieverbrauch in den kommenden Jahren weiter sinken wird (weniger Wandlungsverluste). Es ist jedoch unsicher, ob die fossilen Energien künftig deutlich schneller (und bei Erhalt der Versorgungssicherheit) ersetzt werden können, als dies in den letzten Jahrzehnten der Fall war. Diese Unsicherheit ist bereits heute relevant für Investitionsentscheidungen von energieintensiven Industrieunternehmen. Wenn heute bei Standortentscheidungen die Wahl auf Deutschland fallen soll, müssen sie das weitere Gelingen der Energiewende optimistischer einschätzen als den Fortschritt der letzten 20 Jahre.

Wirtschaftswende erfordert neue Ausbalancierung des energiepolitischen Zieldreiecks

In den Koalitionsverhandlungen wurde darum gerungen, wie eine Wirtschaftswende am besten realisiert werden kann. Ansatzpunkte gibt es bei klassischen Standortkriterien. Zu nennen sind Bürokratie, Steuern, Flexibilität des Arbeitsmarkts oder staatliche Infrastruktur. Unbestritten ist, dass günstige (wettbewerbsfähige) Energiepreise und die Energieverfügbarkeit ebenfalls ein wichtiger Faktor im internationalen Wettbewerb sind. Unbestritten ist auch, dass die Dekarbonisierung der Energieversorgung angesichts der Risiken des Klimawandels notwendig ist.

Die Bundesregierung muss das energiepolitische Zieldreieck – Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit sowie Klima- und Umweltverträglichkeit – in dieser Legislaturperiode neu austarieren. Durch marktwirtschaftliche Impulse müssen die Kosten der Energiewende gesenkt werden. Eine höhere Kosteneffizienz ist Grundvoraussetzung für die Akzeptanz der Energiewende bei Unternehmen und privaten Haushalten.

Das Austarieren des energiepolitischen Zieldreiecks erfordert einen realistischen Abgleich des notwendigen Ausbautempos und des Ausbauziels z.B. bei erneuerbaren Energien mit der wahrscheinlichen Entwicklung der Stromnachfrage. Es erfordert auch eine realistische Einschätzung möglicher physikalischer bzw. physischer Engpässe. Dies betrifft etwa die Stromnetze, die Grenzen der Elektrifizierung bei bestimmten Anwendungen oder die erwartete Verfügbarkeit von (grünem) Wasserstoff. Mehr Realismus ist ferner notwendig hinsichtlich der Wirksamkeit der eingesetzten energie- und klimapolitischen Instrumente sowie der finanziellen Leistungsfähigkeit von Staat, Unternehmen und privaten Haushalten.

Ein solcher Realitätscheck dürfte schließlich zu einer neuen zeitlichen Priorisierung von energiewirtschaftlichen Maßnahmen führen. Dies ist ohnehin erforderlich, weil das milliardenschwere Fiskalpaket der Bundesregierung zu höheren Investitionen in die öffentliche Infrastruktur führen wird. Dies wird knappe volkswirtschaftliche Kapazitäten binden. Zudem sollen die Verteidi-

gungsausgaben gesteigert werden. In Summe werden die notwendigen Investitionen im Energiesektor in einem intensiveren Wettbewerb um begrenzte Ressourcen stehen. Es sollten daher jene Investitionen zeitlich priorisiert werden, die möglichst schnell zu einer verbesserten Kosteneffizienz der Energiewende führen und der Versorgungssicherheit dienen.

2. Vorrang für marktwirtschaftliche Instrumente bei der Energiewende

Die EU und Deutschland haben in den letzten Jahrzehnten auf viele verschiedene energie- und klimapolitische Instrumente gesetzt. Sie umfassen das Ordnungsrecht (Gebote, Verbote, Quoten usw.), technologiespezifische Subventionen für Unternehmen oder private Haushalte sowie marktwirtschaftliche Instrumente wie Energiesteuern oder den EU-Emissionshandel. Nicht selten standen und stehen diese Instrumente im Konflikt zueinander. Begleitet wird dieser Instrumentenmix von verschiedenen Berichtspflichten für Unternehmen rund um das Thema Klimaschutz und Nachhaltigkeit, die knappe Kapazitäten binden, unproduktive Tätigkeiten erfordern und zu einem Teil der allgemeinen Bürokratielast geworden sind, unter denen die Wirtschaft leidet.

Das übergeordnete Ziel der Energiewende ist die Dekarbonisierung der Energieversorgung und damit der Klimaschutz. Es geht also um eine Verringerung von Treibhausgasemissionen. Zwar ist der Klimawandel ein global wirkender negativer externer Effekt und Klimaschutz ein globales öffentliches Gut. Daher ergeben nationale Alleingänge im Klimaschutz wenig Sinn. Das Argument der EU ist jedoch grundsätzlich richtig, dass reichere Industrieländer beim Klimaschutz vorangehen sollten. Wenn es diesen Staaten gelingt zu zeigen, dass Klimaschutz mit wirtschaftlicher Entwicklung vereinbar und zu vertretbaren Kosten möglich ist, werden andere Länder ihre Klimaschutzbemühungen ebenfalls intensivieren. Daraus resultiert, dass Klimaschutzmaßnahmen so kostengünstig wie möglich sein sollten, damit sich ärmere Länder ihn leisten können. Aber auch in wohlhabenderen Ländern sollte Kosteneffizienz angesichts begrenzter finanzieller Ressourcen und hoher Opportunitätskosten oberste Priorität haben.

CO₂-Bepreisung ausweiten – Klimapolitik erfolgt nicht in abgeschoteteten Märkten

Nicht nur unter Ökonomen besteht weitgehend Einigkeit, dass eine einheitliche und umfassende Bepreisung von Treibhausgasen das ökonomisch effizienteste und ökologisch effektivste Klimaschutzinstrument ist. Im Energiesektor dominiert CO₂ als Treibhausgas. Daher sollte hier eine CO₂-Bepreisung Vorrang vor anderen Instrumenten haben. Hier stehen eine CO₂-Steuer oder der CO₂-Emissionshandel zur Verfügung. In beiden Fällen werden Emissionen dort verringert, wo die CO₂-Vermeidungskosten am geringsten sind.

Aus ökologischer Sicht hat der Emissionshandel den Vorteil einer höheren Treffsicherheit, denn der Staat gibt eine Obergrenze für die Emissionsmenge

vor, die im Zeitablauf sinkt. Aus dem Handel der Marktteilnehmer mit Emissionszertifikaten resultiert der CO₂-Preis. Er schwankt z.B. in Abhängigkeit vom technischen Fortschritt und der Implementierung von Klimaschutztechnologien oder von der allgemeinen konjunkturellen Entwicklung. Der EU-Emissionshandel ist das wichtigste klimapolitische Instrument und hat in den letzten 20 Jahren dazu geführt, dass die beteiligten Sektoren ihre Emissionsreduktionsziele eingehalten haben. Mit einer Ausweitung des Emissionshandels können andere Instrumente sowie Berichtspflichten zurückgefahren werden.

Bei dem grundsätzlichen Plädoyer für den Emissionshandel ist zu berücksichtigen, dass eine Bepreisung von CO₂ in Deutschland und Europa die internationale Wettbewerbsfähigkeit der betroffenen Sektoren verschlechtert, wenn andere Länder CO₂ nicht bepreisen oder die Preise niedriger ausfallen. Dies gilt vor allem für (global) handelbare Güter. Angesichts der aktuellen handels- und geopolitischen Spannungen ist es nicht wahrscheinlicher geworden, dass sich andere große Emittenten auf einen gemeinsamen Emissionshandel einigen. Deutsche und europäische Energie- und Klimapolitik sollte daher die Ambitionen anderer Länder berücksichtigen.

3. Neujustierungen im Strommarkt notwendig

Im Folgenden diskutieren wir mögliche Anpassungen im Strommarkt, die dazu beitragen würden, die gesamten Kosten der Stromversorgung zu senken. Davon würde die Gesamtheit der Stromkunden profitieren, wenngleich einzelne Akteure durch Anpassungen wirtschaftlich schlechter gestellt sein könnten.

Ausbautempo für Erneuerbare mit Stromnachfrage und Netzausbau synchronisieren

Die Ampel-Regierung hatte konkrete Ziele für den Ausbau von erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2030 formuliert. Danach sollten bei der Fotovoltaik die installierte Kapazität bis 2030 auf 215 Gigawatt (GW) steigen (2024: 100 GW). Bei Onshore-Windkraft liegt das Ziel bei 115 GW, gegenüber 64 GW im letzten Jahr. Bei Offshore-Windkraft ist das Ausbautempo noch ambitionierter. Hier sollen bis 2030 etwa 30 GW installiert sein; 2024 waren es erst 9 GW.

Diese Werte leiten sich zum einen von dem Ziel ab, den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung bis 2030 auf 80% zu erhöhen. Zum Vergleich: Im Jahr 2024 wurde laut AG Energiebilanzen mit 57% ein neuer Rekordwert erzielt. Zum anderen basieren die Ausbaupläne auf der Prognose der Bundesregierung für den Stromverbrauch des Jahres 2030. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz ging bislang davon aus, dass der Strombedarf bis 2030 auf etwa 750 Terawattstunden (TWh) steigen wird. Im Jahr 2024 lag der Bruttostromverbrauch dagegen lediglich bei 514 TWh – ein im langfristigen Vergleich sehr niedriger Wert. Treiber für diesen Zuwachs seien die zunehmende Elektrifizierung im Wärmemarkt, dem Verkehrssektor

sowie der Industrie.

Diese Gründe sind grundsätzlich richtig. Allerdings bleibt das Tempo bei der Elektrifizierung bislang deutlich hinter den Erwartungen der Regierung zurück. Das gilt für die Nachfrage der privaten Haushalte nach Wärmepumpen oder Elektroautos. Zudem ist die Industrieproduktion seit 2018 um fast 16% gesunken, was mit einem Rückgang des Stromverbrauchs einherging. Eine signifikante konjunkturelle Erholung ist nicht in Sicht. Zudem ist die grüne Transformation – zumeist gleichbedeutend mit einer stärkeren Elektrifizierung der Produktionsprozesse – in den energieintensiven Branchen von Beginn an ins Stocken geraten, trotz staatlicher Subventionen für einzelne Projekte. Die Nachfrage der Industrie nach (grünem) Wasserstoff dürfte also auch hinter den politischen Zielen zurückbleiben, weshalb vorerst auch weniger Elektrolysekapazitäten als geplant benötigt werden und das Wasserstoffkernnetz auf der Prioritätenliste nach hinten rutschen dürfte. In Summe ist es also höchst unwahrscheinlich, dass der Strombedarf in den kommenden fünf Jahren tatsächlich um mehr als 40% wachsen wird.

Die zuvor genannten Ausbauziele für Erneuerbare sind äußerst ambitioniert. Bei Windkraftanlagen an Land ist die Zahl der Genehmigungen zuletzt zwar deutlich gestiegen. Allerdings müsste der tatsächliche jährliche Zubau der installierten Kapazität deutlich beschleunigt werden, wenn man die Ziele für 2030 erreichen wollte. Zugleich ist klar geworden, dass ein solcher Ausbau, würde er realisiert werden, den tatsächlichen Strombedarf bis 2030 deutlich überträfe. Ein Anstieg der Systemkosten der Stromversorgung wäre unvermeidlich.

Letztlich muss das Ausbautempo der Erneuerbaren stärker mit der tatsächlichen Nachfrage synchronisiert werden. Das bedeutet eine Abkehr von den staatlich vorgegebenen Zielgrößen für die installierte Kapazität zu einem bestimmten Zeitpunkt.¹ Der Trend hin zu einem steigenden Anteil von Erneuerbaren würde nicht gestört. Es erfolgte lediglich eine Anpassung beim Ausbautempo an die realen Marktgegebenheiten. Der CO₂-Preis im Emissionshandel sorgt weiter dafür, dass Gas- und vor allem Kohlekraftwerke gegenüber Erneuerbaren höhere Kosten zu tragen haben. Wenig relevant wäre, ob die Erneuerbaren genau im Jahr 2030, etwas später oder gar früher einen bestimmten, politisch gewünschten Anteil an der Stromerzeugung errei-

1 Die Forderung nach einer Anpassung des Ausbautempos bei Erneuerbaren zieht sich durch die energiewirtschaftliche Literatur. So fordert z.B. eine Studie im Auftrag des BDI, dass „der Ausbau der erneuerbaren Energien [...] besser mit dem tatsächlichen Nachfragewachstum koordiniert werden [muss]“. Siehe Boston Consulting Group (2025). Energie- wende auf Kurs bringen. Impulse für eine wettbewerbsfähigere Energiepolitik. Studie im Auftrag des BDI. Ein gemeinsames Positionspapier der Energieversorger E.ON und RWE fordert, die „technologiespezifischen Kapazitätsziele in GW für den Erneuerbaren-Ausbau [zu überprüfen]“. Siehe E.ON und REW (2025). Marktorientiert und pragmatisch: Die Energie- wende braucht einen Neustart.

chen würden. Auch ein konkretes Datum für den endgültigen Ausstieg aus der Kohleverstromung hat vor allem politischen Symbolcharakter, während es für den tatsächlichen Klimaschutz nicht entscheidend ist. Zur Erinnerung: Die CO₂-Emissionen aus dem Stromsektor werden über den EU-Emissionshandel begrenzt.

Netzausbau: So viel wie nötig, so wenig wie möglich

Die Stromnetze in Deutschland entwickeln sich immer mehr zu einem bedeutsamen Kostenfaktor für die Verbraucher. Laut BDEW liegt der Anteil der Netzentgelte am Strompreis für einen durchschnittlichen privaten Haushalt 2025 bei knapp 28%, gegenüber 21% im Jahr 2015. Das liegt u.a. daran, dass der dezentrale Ausbau der Erneuerbaren mit steigenden Anschlusskosten ans Stromnetz einhergeht. Zudem muss bei mehr dezentraler Stromerzeugung (und einem zunehmenden Einsatz von Wärmepumpen oder Ladesäulen) die Leistungsfähigkeit der lokalen Verteilnetze erweitert werden. Auch ein Ausbau der Übertragungsnetze ist nötig, weil z.B. ein Großteil des Stroms aus Windkraft in Norddeutschland erzeugt wird, wichtige industrielle Verbrauchszentren aber in Süd- und Westdeutschland liegen.

Neben der Kostenfrage sind Stromnetze zunehmend auch ein physikalischer Engpassfaktor. Beispielsweise gelingt es wegen unzureichender Übertragungsnetze zu häufig nicht in ausreichendem Maße, Windstrom aus Norddeutschland nach Süden zu transportieren. In der Folge müssen Windkraftanlagen in Norddeutschland bei guten Windbedingungen abgeregelt werden und fossile Kraftwerke in Süddeutschland ans Netz gehen. Das ist einer der Gründe für die hohen Redispatch-Kosten in Deutschland. Auf Ebene der Verteilnetze verzögern Engpässe die dezentrale Elektrifizierung von Wärmemarkt und Verkehrssektor.

Netzorientierter Ausbau der Erneuerbaren mit regionalen Priorisierungen

Aus den genannten Gründen sollte sich der Ausbau der erneuerbaren Energien nicht nur am tatsächlichen Strombedarf, sondern auch an der regional unterschiedlichen Kapazität der Stromnetze orientieren. Zwar müssen die Stromnetze ausgebaut werden. Aber zum einen sind die Kapazitäten der Bauwirtschaft und verwandter Branchen hier kurz- bis mittelfristig begrenzt; es muss also ohnehin priorisiert werden. Zum anderen gilt es zu verhindern, dass das Netz als recht unproduktive volkswirtschaftliche Ressource überdimensioniert wird. Die im Raum stehenden Investitionssummen von mindestens 500 Mrd. Euro bis 2045 sind finanziell kaum zu stemmen.² Deshalb gilt für den Netzausbau: So viel wie nötig, aber so wenig wie möglich.

² Vgl. Heymann, Eric (2024). The EUR 500 bn power grid question (Energy Transition Monitor #5). Deutsche Bank Research. Focus Germany.

Ein Zubau an Erneuerbaren sollte vor allem dort erfolgen, wo das Netz nicht bereits an Kapazitätsgrenzen gestoßen ist oder in Kürze stoßen wird. Das zuvor zitierte Positionspapier von E.ON und RWE schlägt hierfür eine sogenannte regional differenzierte „Netzampel“ vor. Damit würde Investoren in erneuerbare Energien signalisiert, dass der Netzanschluss in Gebieten mit gelber oder roter Ampel länger dauern würde. Dies wäre ein Anreiz für Investoren, die Erneuerbaren in Regionen mit grüner Ampel auszubauen.

Unterschiedliche Strompreiszonen theoretisch überzeugende Lösung, ...

Weiter geht die Forderung vieler Energieökonominnen nach einer Aufteilung Deutschlands in verschiedene Strompreiszonen.³ Im Gegensatz zum heutigen System mit einem deutschlandweit einheitlichen Großhandelspreis würden dabei in Regionen mit viel Stromaufkommen die Strompreise niedriger ausfallen als in Regionen mit knappem Stromangebot. Damit würde es für energieintensive Unternehmen attraktiv, sich in Regionen mit hohem Stromaufkommen anzusiedeln. Umgekehrt würden Stromerzeuger ihre Anlagen eher dort bauen, wo die regionale Stromnachfrage das Angebot häufig überschreitet, was hohe Preise ermöglicht. Bei einem deutschlandweit einheitlichen Großhandelspreis existieren die geschilderten Anreize nicht. Im Laufe der Zeit dürften sich Angebot und Nachfrage und damit Strompreise über die einzelnen Regionen hinweg angleichen.

... aber Umsetzung in der Praxis eher unwahrscheinlich

Das Konzept unterschiedlicher Gebotszonen überzeugt theoretisch. Allerdings erscheint eine (zeitnahe) Umsetzung in der Praxis wenig wahrscheinlich. Zu klären wäre, wie eine Aufteilung erfolgen sollte, bei der in den einzelnen Regionen eine ausreichend große Marktliquidität gewährleistet wäre. Die größte Hürde für eine Aufteilung liegt aber in der fehlenden politischen Unterstützung. Gerade südeuropäische Bundesländer sind gegen unterschiedliche Preiszonen, weil sie – nicht zu Unrecht – befürchten, dass dies (zumindest temporär) zu höheren Strompreisen vor Ort führen würde. Im zitierten Positionspapier sprechen sich E.ON und RWE für eine einheitliche Gebotszone aus. Sie argumentieren, dass „die heutige hohe Marktliquidität in Deutschland [...] nur beibehalten werden [könne], wenn auch die einheitliche deutsche Strompreiszone erhalten bleibt“.

Auch die Bundesnetzagentur sieht die politischen Hürden. Ihr Präsident, Klaus Müller, führt zu einer Gebotszonenentrennung aus: „Bis zu einer konsensualen Lösung und ihrer Implementierung ist der Netzausbau so weit vorangeschritten, dass vermutlich keine regionale Aufteilung mehr hilfreich wäre. Ich werbe

3 Siehe hierzu etwa Grimm, Veronika und Axel Ockenfels (2025). Der Strommarkt steht am Scheideweg. In: ifo Schnelldienst 3/2025. Oder Hirth, Lion (2025). Warum die Teilung der deutschen Strompreiszone sinnvoll ist. Ebenfalls erschienen in ifo Schnelldienst 3/2025.

für einen großen, liquiden deutschen Strommarkt.“⁴ Im diesem Zusammenhang betont er jedoch, dass über „Lokalisationssignale“ gesprochen werden müsse. Unter dem Strich spricht derzeit viel dafür, dass es bei einer einheitlichen Stromgebotszone in Deutschland bleibt, dass aber über andere Maßnahmen regionale Preissignale zugelassen werden könnten.

Erneuerbare Energie stärker in den Markt entlassen

Ein wirtschaftlicher Vorteil der wetterabhängigen erneuerbaren Energien sind die niedrigen Grenzkosten, die nahe null liegen. Wenn eine Windkraftanlage steht oder eine PV-Anlage installiert ist, kostet eine zusätzliche Kilowattstunde quasi nichts. Auch die Stromgestehungskosten sind in den letzten Jahren deutlich gesunken und liegen in der Regel unter den Stromgestehungskosten von konventionellen Kraftwerken (zumindest in Ländern mit einem CO₂-Preis). Hinzu kommt, dass die Preise für Ausrüstungen im Bereich Fotovoltaik in den letzten Jahren stark gesunken sind. Laut Branchenberichten sind Solarmodule aktuell um 80% günstiger als 2016. Dies ist nicht zuletzt auf die Kostendegression durch große Produktionskapazitäten in China zurückzuführen.

Angesichts dieser positiven Entwicklung sollten die erneuerbaren Energien in den kommenden Jahren weiter in den Markt entlassen werden. Dazu gehört, dass Preis- und Mengenrisiken stärker von Einspeisern getragen werden sollten. Das Solarspitzengesetz der Ampel-Regierung, das im Februar 2025 in Kraft getreten ist, enthält hier bereits wichtige Ansätze. So gibt es für neue PV-Anlagen grundsätzlich keine staatliche Vergütung für eingespeisten Strom mehr, wenn der Strompreis im Großhandel negativ ist. Dies war 2024 in 457 Stunden der Fall (5,2% der gesamten Jahresstunden). 2023 waren es „erst“ 301 Stunden (3,4%). Neben dieser „Nullvergütung“ sieht das Solarspitzengesetz ebenfalls vor, dass neue Anlagen mit intelligenten Messsystemen (Smart Meter) ausgestattet sein müssen, um die Einspeisung besser steuern und (im Bedarfsfall) reduzieren zu können. Dies dient dem Ziel, das Stromnetz nicht zu überlasten. Bei neuen PV-Anlagen ohne Smart Meter erfolgt eine Drosselung der Anlagenleistung. Bei Solarenergie ist das Phänomen (Problem) der „Gleichzeitigkeit“ (hohes simultanes Stromaufkommen bei deutschlandweit guten Sonnenbedingungen) besonders stark ausgeprägt. Die Netzausbaukosten würden massiv steigen, wenn sie auf solche Spitzenlasten ausgelegt werden müssten.

Batteriespeicher gewinnen an Bedeutung – Kosten für Batterien stark gesunken

Der Wegfall einer staatlich garantierten Vergütung für EE-Anlagen bei negativen Strompreisen ist ein erheblicher Anreiz für die Betreiber, ihre Anlage durch Stromspeicher zu ergänzen. Bislang dominieren hier Batteriespeicher.

4 Müller, Klaus (2025). Zuverlässig, bezahlbar, nachhaltig: Dreiklang für Strommarkt und Regulierung“. In: ifo Schnelldienst 3/2025.

Vorteilhaft ist, dass die Kosten für Stromspeicher laut Branchenberichten aktuell um mehr als 60% unter dem Niveau von 2023 liegen. Damit können Verbraucher, die eine PV-Anlage betreiben und mit einem Batteriespeicher kombinieren, die Nutzung des selbst erzeugten Stroms gleichmäßiger über den Tag verteilen. So werden die eingesparten Stromkosten gegenüber der staatlichen Einspeisevergütung wirtschaftlich immer wichtiger.

Für Betreiber von PV-Freiflächenanlagen oder Windkraftanlagen dürften Großbatteriespeicher zu einer sinnvollen Ergänzung werden. Sie lohnen sich vor allem dann, wenn sie bei niedrigen Strompreisen geladen und bei hohen Strompreisen entladen werden können. Eine Fraunhofer-Studie aus 2024 beziffert die Stromgestehungskosten von PV-Freiflächenanlagen plus Batteriespeicher in Deutschland je nach Standort auf 6 bis knapp 11 Cent pro Kilowattstunde. Damit sind sie hinsichtlich der Stromgestehungskosten günstiger als neue konventionelle Kraftwerke.⁵ Der Betrieb von großen Batteriespeichern (und perspektivisch anderen Speichertechnologien) wird sich eher lohnen, wenn im Strommarkt temporäre Preisspitzen auftreten bzw. zugelassen werden.

Batteriespeicher werden künftig dazu beitragen, kurzfristige Schwankungen beim Stromangebot besser mit der Nachfrage in Einklang zu bringen und Spitzenlasten zu verringern, was den Netzausbaubedarf verringert. Der Ausbau der Speicher sollte jedoch zwingend netzdienlich erfolgen. Dies gilt vor allem für die Ansiedlungen von reinen Großbatteriespeichern ohne lokale Kombination mit EE-Anlagen, bei denen das primäre Ziel darin besteht, kurzfristige Preisschwankungen für Arbitrage zu nutzen. Denn es ist zu beachten, dass höhere Spitzenlasten auftreten, wenn regional konzentriert viele Speicher gleichzeitig be- oder entladen werden. Dies sollte in Regionen vermieden werden, wo das Netz ohnehin schon stark belastet ist.

Im Falle einer Kombination aus EE-Anlage und Speicher sind kurze Distanzen zwischen beiden Einheiten prinzipiell vorteilhaft. Neben kurzfristigen Preisschwankungen würden regionale Preissignale, die die jeweilige Netzauslastung widerspiegeln, die Lenkungswirkung für den Betrieb von Speichern erhöhen.⁶

Wie schnell eine Kombination aus großen (Offshore-) Windparks und lokalen Elektrolyseanlagen zur Herstellung von Wasserstoff oder andere Power-to-X-Technologien (P2X) eine wirtschaftliche Alternative werden, ist noch offen. Während Batterien eher der kurzfristigen Speicherung von Strom dienen, sind solche P2X-Technologien eine Möglichkeit, überschüssigen Strom aus Erneuerbaren längerfristig zu speichern und/oder für andere Zwecke (Industrie, Verkehr, Wärme) zu nutzen.

5 Vgl. Fraunhofer ISE (2024). Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien.

6 Vgl. Bakalis, Dennis und Sarah Lichtenthäler (2024). Batteriespeicherzubaue in Deutschland. Mit Preissignalen und Flexibilitätszielen zur Energiewende. IW-Kurzbericht 67/2024.

Mehr Direktvermarktung – auch bei kleineren Anlagen

Ein weiterer Schritt in Richtung einer marktgesteuerten Nutzung von erneuerbaren Energien ist eine stärkere Direktvermarktung. Sie ersetzt garantierte staatliche Vergütungen. Dies ist zwischen großen Stromnachfragern z.B. aus den energieintensiven Branchen und Betreibern von Windparks im Rahmen von Power Purchase Agreements (PPA) möglich und wird bereits praktiziert. Bei kleinteiligen Anwendungen besteht noch Potenzial. So werden PV-Anlagen auf Dächern plus Speicher von privaten Haushalten oder kleineren Gewerbetreibenden in erster Linie für eine im Tagesverlauf geglättete Eigenversorgung genutzt. Aber solche Anlagen, ggf. inklusive der Speicherkapazität von Batterien in Elektroautos, könnten stärker für den Direktvertrieb mobilisiert werden, wenn die Haushalte mit den entsprechenden Smart Metern ausgerüstet sind und spezielle Dienstleister den Direktvertrieb für viele kleinteilige Einspeiser gebündelt organisieren. Das erwähnte Solarspitzengesetz sieht vor, dass im Rahmen der Direktvermarktung Strom gespeichert und später zu höheren Preisen verkauft werden darf. Wenn hier attraktive Geschäftsmodelle entstehen, ist es durchaus denkbar, dass Betreiber von PV-Anlagen aus dem System der garantierten staatlichen Vergütung ausscheiden und zu einer (von Dienstleistern) organisierten Direktvermarktung wechseln.

Beteiligung von Einspeisern an den Netzentgelten

Ein weiterer Aspekt der Marktorientierung bei erneuerbaren Energien ist die Frage, ob sich private und gewerbliche Stromkunden, die z.B. durch eine selbst genutzte PV-Anlage (plus Batteriespeicher) auf eine hohe Eigenversorgungsquote kommen, künftig an den Netzentgelten beteiligen sollten. Ordnungspolitisch spricht ein Argument klar dafür: Mit sinkendem Netzbezug von Strom verringert sich die Beteiligung an den Netzkosten. Diese müssen dann auf Kunden überwältigt werden, die nicht in der Lage sind, selbst erzeugten Strom zu nutzen. Zugleich bleiben aber bei Verbrauchern mit Eigenerzeugung alle Vorteile des Netzzugangs erhalten.⁷ Verursachergerecht ist das nicht.

Es würde die Wirtschaftlichkeit von EE-Anlagen für Einspeiser verschlechtern, wenn diese künftig an den Netzentgelten beteiligt würden. Ein solcher Regimewechsel wäre auch politisch brisant. Gleichwohl ist das Problem relevant und wird relevanter, je mehr Anlagen für den Eigenverbrauch existieren. In solchen Fällen könnten klar kommunizierte Übergangsfristen hilfreich sein, bei denen die Beteiligung an den Netzentgelten über einen gewissen Zeitraum und unter Berücksichtigung der Inbetriebnahme der EE-Anlage steigt.

7 Vgl. Weidlich, Anke (2025). Preissignale durch Netzentgelte – welche Rolle können dynamische Stromnetzentgelte für den systemdienlichen Verbrauch spielen? In: ifo Schnelldienst 3/2025.

Mehr Flexibilität auch auf der Nachfrageseite

Mehr Marktorientierung ist auch auf der Nachfrageseite notwendig. Kurzfristige Preisschwankungen aufgrund einer fluktuierenden Einspeisung von erneuerbarem Strom könnten sowohl von Großverbrauchern (wenn es die Produktionsprozesse erlauben) als auch von Stromkunden mit geringem Verbrauch (aggregiert durch entsprechende Dienstleister) genutzt werden, um die Nachfrage in Zeiten niedriger Strompreise (großes Angebot) zu steigern und bei hohen Preisen zu verringern. Viele Flexibilitätsoptionen auf der Nachfrageseite würden den maximalen Netzausbaubedarf verringern.

Bereitstellung von Back-up-Kapazitäten – aber wie?

Trotz des weiteren Ausbaus von erneuerbaren Energien wird es auch künftig (längere) Zeiten geben, in denen Windkraft und Fotovoltaik (plus Speicher und grundlastfähige Erneuerbare) nicht in der Lage sein werden, den gesamten Strombedarf zu decken. Für diese „Dunkelflauten“ werden regelbare Kraftwerke benötigt.

Deutschland ist aus der Kernenergie ausgestiegen, und für eine Re-Aktivierung der zuletzt abgeschalteten Kernkraftwerke würden einige Jahre benötigt. Zudem soll bis 2038 die Kohleverstromung beendet sein. Daher sollen (neue) Gaskraftwerke diese „Dunkelflauten“ abdecken bzw. die Residuallast bilden. Nach den Plänen der Ampel-Regierung sollen diese Gaskraftwerke künftig idealerweise auch mit Wasserstoff betrieben werden können.

Klar ist, dass die jahresdurchschnittliche Laufzeit dieser Kraftwerke von Beginn an niedrig sein wird und mit steigendem Anteil von Erneuerbaren sowie mehr Speicherkapazitäten über die Betriebsdauer sogar sinken könnte. Zwar kann man unterstellen, dass die Strompreise in den wenigen Betriebsstunden sehr hoch sein werden, da die Residualkraftwerke ja nur dann ans Netz gehen sollen, wenn zu wenig andere (günstigere) Quellen verfügbar sind. Ob diese Preisspitzen jedoch ausreichen bzw. die Preiserwartungen konkret und verlässlich genug sind, um Investitionen in Kraftwerksneubauten oder Umrüstungen bestehender Kraftwerke auf den Weg zu bringen, ist fraglich. Eine Investitionsplanung für Energieversorger und Kapitalgeber wird wegen der Unsicherheiten bezüglich Preisen und Absatzmenge jedenfalls erschwert.

Absicherungspflicht auf Terminmärkten versus Ausschreibung von gesicherten Kapazitäten

In der Literatur werden zwei Möglichkeiten diskutiert, diese Unsicherheit zu adressieren. Zum einen gibt es den Ansatz, die Bereitstellung gesicherter Kapazität durch eine Absicherungspflicht auf Terminmärkten zu gewährleisten. Danach würden Energieversorger verpflichtet, einen Teil des von ihnen erzeugten Stroms aus erneuerbaren Energien durch eine verpflichtende Absicherung am Terminmarkt zu beziehen. Wird diese Absicherungs-

pflicht schrittweise erhöht, entstünden frühzeitig Preissignale auf Terminmärkten, an denen sich die Betreiber bei der Planung von gesicherten Kapazitäten orientieren können.⁸

Dem steht die Idee gegenüber, eine bestimmte Menge an gesicherter Kapazität im Wettbewerb auszuschreiben. Diese Ausschreibungen sollten allen Versorgern offenstehen und könnten neben Kraftwerken auch Flexibilitätsoptionen bei der Nachfrage oder bei Speicherkapazitäten berücksichtigen.⁹ Durch die wettbewerbliche Ausschreibung wird ermöglicht, dass die kostengünstigsten Anbieter gesicherter Kapazitäten zum Zug kommen.

Aus Sicht der Betreiber und Kapitalgeber könnte ein Kapazitätsmarkt die Investitionsunsicherheiten eher reduzieren als eine Absicherungspflicht über Terminmärkte. Diese ist hinsichtlich der Preissignale sogar die überzeugendere Option, weil sich darin tatsächliche Knappheiten widerspiegeln. Die Preissignale dürften im Zeitablauf jedoch schwanken, was die Kalkulation für die Betreiber erschwert. Ein Kapazitätsmarkt könnte damit auch schneller zu tatsächlichen Investitionen in neue Kraftwerke oder die Umrüstung bestehender Kraftwerke führen. Angesichts von langen Planungs- und Genehmigungszeiten ist ein höheres Tempo angezeigt. Der geplante Ausstieg aus der Kohleverstromung im Jahr 2038 rückt näher.

Fraglich ist, ob ein Kapazitätsmarkt treffsicher ist bei der genauen Festlegung der notwendigen Residuallast. Ende 2024 nahmen noch gut 24 GW Kohlekraftwerkskapazitäten am Strommarkt teil (zum Vergleich liegt die Spitzenlast in Deutschland bei etwa 80 GW). Der notwendige Zubau dürfte weniger groß ausfallen (wohl unter 20 GW), weil bis dahin Speicher, Nachfrageflexibilitäten, aber auch der bis dahin hoffentlich gestärkte europäische Netzverbund zur Versorgungssicherheit beitragen werden. Aus Gründen der Versorgungssicherheit lässt sich jedoch ein gewisser Puffer wirtschaftlich rechtfertigen. Auch heute befinden sich mehr als 10 GW an konventioneller Kraftwerkskapazität in verschiedenen Reserven, nehmen also grundsätzlich nicht am Strommarkt teil.

Technologieoffenheit bei Back-up-Kapazitäten zulassen

Die Frage, welche Kraftwerke die Back-up-Kapazitäten bzw. die Residuallast bilden, sollte technologieoffen beantwortet werden. Eine politische Festlegung auf wasserstofffähige Gaskraftwerke sollte vermieden werden, da Produktion, Umwandlung und Transport von Wasserstoff auf absehbare Zeit teuer bleiben werden.¹⁰ Die Verbindung von konventionellen Kraftwerken mit CCUS-Tech-

8 Vgl. Grimm, Veronika und Axel Ockenfels (2025). Der Strommarkt steht am Scheideweg. In: ifo Schnelldienst 3/2025.

9 Vgl. Andreae, Kerstin (2025). Anforderungen der Energiewende an das Strommarktdesign. In: ifo Schnelldienst 3/2025.

10 Boston Consulting Group (2025). Energiewende auf Kurs bringen. Impulse für eine wettbewerbsfähigere Energiepolitik. Studie im Auftrag des BDI.

nologien (Carbon Capture Usage and Storage, also das Abscheiden, Nutzen und Speichern von CO₂) könnte kostengünstiger sein und im Falle von Nachrüstungen bestehender Kraftwerke den Bedarf an Neubauten verringern. Auch Kraftwerke auf Basis von Bioenergien können eine Rolle spielen. Die Potenziale der Wasserkraft in Deutschland sind jedoch weitgehend erschöpft.

4. Schlussbetrachtung

Eine stärkere Elektrifizierung von Industrieprozessen, Verkehrssektor und Wärmemarkt ist Kernbestandteil der Energiewende. Dies erfordert den weiteren (bedarfsgerechten) Ausbau der erneuerbaren Energien. Damit private Haushalte und Unternehmen stärker auf Elektrifizierung setzen, müssen sie jedoch darauf vertrauen, dass die Strompreise künftig nicht immer weiter steigen. Der Umstieg auf strombasierte (klimafreundliche) Technologien wird nur dann schnell erfolgen, wenn diese wirtschaftlich mindestens ähnlich attraktiv sind wie die bestehenden Alternativen.

Niedrige Strompreise als wichtiger Anreiz für Elektrifizierung

Einer der wichtigsten Anreize für einen Technologiewechsel ist daher ein niedriger Strompreis. Hier kann man an den drei Preisbestandteilen ansetzen: Erzeugung, Netze und staatliche Preiskomponenten. Bei der Stromerzeugung sollten grundsätzlich kostengünstige Optionen Vorrang haben. So haben PV-Freiflächenanlagen niedrigere Stromgestehungskosten als kleinere Anlagen auf Dächern. Onshore-Windkraft ist günstiger als Offshore-Windkraft, wenngleich letztere den Vorteil der höheren Zahl an Volllaststunden aufweist. Da Erdgas im Stromsektor noch viele Jahre benötigt wird, ist eine Diversifikation der Bezugsquellen inklusive der stärkeren Nutzung heimischer Vorkommen angezeigt. Wichtig ist, dass die Residuallast möglichst kostengünstig bereitgestellt wird.

Bei den Netzen gilt der Grundsatz: So viel wie nötig, aber so wenig wie möglich. Regionale preisliche Knappheitssignale wären hilfreich. Kostenintensive Netzausbauförmungen wie die Erdverkabelung bei Übertragungsnetzen sollten, wo immer möglich, unterbleiben. Eine dauerhafte Subventionierung der Netzengelte über den Haushalt bringt zwar eine willkommene Entlastung bei den Strompreisen, kann jedoch die Motivation senken, die Ursachen für steigende Netzkosten zu bekämpfen. Der Netzausbau muss auch europäischer gedacht werden. Denn die einzelnen europäischen Länder verfolgen unterschiedliche Ansätze im Strommarkt, die sich im Jahresverlauf ergänzen können. Die Finanzierung von Interkonnektoren über das EU-Budget ist zu forcieren, da hiermit der europäische Netzverbund gestärkt werden kann.

Bezüglich der staatlichen Preiskomponenten (Steuern, Gebühren, Umlagen) wird die EEG-Vergütung bereits seit einigen Jahren über den Haushalt finanziert. Zudem ist mit dem Strompreispaket der Ampel-Regierung die Stromsteuer für Industrieunternehmen bereits deutlich auf den EU-Mindestwert abgesenkt worden. In Summe ist der Anteil der staatlichen Preiskomponenten am Industriestrompreis in den letzten Jahren stark gesunken. Hier ist der

Spielraum für weitere Entlastungen begrenzt Alle übrigen Verbraucher würden von der geplanten allgemeinen Absenkung der Stromsteuer profitieren.

Ein Plädoyer für mehr Forschung und Entwicklung

Um dem Ziel der Klimaneutralität möglichst nahe zu kommen, müssen viele weitere Stellschrauben gedreht werden, die in diesem Artikel nicht thematisiert wurden. Höhere F&E-Ausgaben sollten eingesetzt werden, um den technischen Fortschritt in den verschiedenen Bereichen von Energieerzeugung, Energieeffizienz und Energieverbrauch zu erhöhen. Das betrifft alle Formen der erneuerbaren Energien (inklusive Bioenergien), die Wasserstoffwerteschöpfungskette (Elektrolyse, Transport, Anwendung), die Herstellung von anderen synthetischen Kraftstoffen basierend auf P2X-Technologien, die für Teilbereiche des Verkehrssektors oder der Industrie benötigt werden, Batterien und andere Speichertechnologien, Wärmepumpen und andere alternative Heizsysteme, Kernenergie der nächsten Generation oder CCSU. Internationale Kooperationen sind hierbei sinnvoll, da viele andere Staaten strukturell günstigere Bedingungen haben, erneuerbare Energien in größeren Mengen und zu geringeren Kosten herzustellen. Klar ist: Ohne Kosteneffizienz und technischen Fortschritt wird die Energiewende nicht gelingen.



© OGE

Dr. Thomas Hüwener
Sprecher der Geschäftsführung, Open Grid Europe GmbH

Dr. Thomas Hüwener, geboren 1971, studierte Maschinenbau an der Ruhr-Universität Bochum und der Texas A&M University mit Schwerpunkt Energietechnik/Anlagen- und Umwelttechnik.

Seine Karriere begann 1997 als wissenschaftlicher Angestellter an der Universität Essen. 2001 wechselte er zur E.ON Ruhrgas AG als Referatsleiter für Anwendungsentwicklung und wurde 2003 Referatsleiter in der Abteilung Leitungstechnik. 2004 stieg er zum Abteilungsleiter für Leitungsprojekte auf und übernahm Mandate in internationalen Gremien der Gasindustrie.

2006 wurde er Bereichsleiter Leitungstechnik und behielt diese Position auch bei der Open Grid Europe GmbH (OGE) in Essen ab 2010. Seit März 2013 war er Mitglied der Geschäftsführung von OGE mit Schwerpunkt Technik und seit Oktober 2013 ist er zusätzlich Vizepräsident Gas des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches (DVGW). Seit Juli 2024 ist er Sprecher der Geschäftsführung von OGE.

Energiepolitik 2025: Weichenstellungen für eine nachhaltige Zukunft

Dr. Thomas Hüwener

Die Energiepolitik in Deutschland steht vor einer Vielzahl von Herausforderungen, die sowohl die Wettbewerbsfähigkeit der Wirtschaft und die Versorgungssicherheit als auch die Erreichung der Klimaziele betreffen. Die geopolitischen Entwicklungen und die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen der letzten Jahre haben die Notwendigkeit einer diversifizierten und resilienten Energieinfrastruktur verdeutlicht. Gleichzeitig erfordert die Dekarbonisierung der Industrie, Energiewirtschaft, Wärme und Mobilität einen beschleunigten Hochlauf neuer Technologien wie Wasserstoff und Carbon-Management. Die neue Bundesregierung muss sich diesen Herausforderungen stellen, um das Land in eine klimaneutrale Zukunft zu führen und dabei wettbewerbsfähig und resilient zu bleiben.

Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit im aktuellen Energiesystem sicherstellen

Die Weichenstellungen in der deutschen Energiepolitik müssen die Versorgungssicherheit gewährleisten und gleichzeitig die Wettbewerbsfähigkeit der Wirtschaft sichern. Hier nimmt Erdgas eine Schlüsselrolle ein. Der Wegfall Russlands als Hauptlieferant von Erdgas hat die Notwendigkeit einer diversifizierten Energieversorgung verdeutlicht.

Der Bezug von LNG aus verschiedenen Teilen der Welt war eine strategische Antwort auf die durch Russland ausgelöste Energiekrise. LNG-Importe ermöglichen eine unabhängige und diversifizierte Energieversorgung, die nicht an Pipelines aus einzelnen Staaten gebunden ist, was LNG zu einer Schlüsselkomponente des deutschen Gasmarktes macht. Nur mit großen Kraftanstrengungen und unbürokratischen Verfahren konnte in kurzer Zeit die Energieversorgung diversifiziert werden. Das Beispiel der von OGE in nur neun Monaten fertiggestellten Wilhelmshavener Anbindungsleitung (WAL) zeigt, dass mit entsprechender genehmigungsrechtlicher Geschwindigkeit, dem Zusammenarbeiten von Politik, Behörden, Anwohnern und Vorhabens-trägerin sowie dem enormen Einsatz der Projektmitarbeitenden schnelle Antworten auf Krisensituationen in der Energieversorgung möglich sind. Dieses Tempo sollte Vorbild für die weitere Sicherung der Versorgungssicherheit und die Umstellung auf treibhausgasneutrale Technologien sein.

Darüber hinaus spielt Erdgas auch in der Stromerzeugung eine wichtige Rolle. Moderne Gaskraftwerke können die CO₂-Emissionen im Vergleich zu Kohlekraftwerken um bis zu 70% reduzieren und unterstützen die Integration erneu-

erbarer Energien. Gasspeicher wiederum sind essenziell, um Versorgungssicherheit in Zeiten schwankender Energieimporte und hoher Nachfrage zu gewährleisten. Im Kontext der Dekarbonisierung kommt grünen Gasen eine große Bedeutung zu. Auch ein flexibler und innovativer Umgang mit CO₂ kann zur Erreichung der Klimaziele beitragen.

Wasserstoff und Carbon-Management: Schlüsseltechnologien für eine fossilfreie Zukunft

Die Dekarbonisierung der Industrie, Energiewirtschaft, Wärme und Mobilität ist ein zentrales Ziel der deutschen Energiepolitik. Neben Erdgas zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit und Erneuerbaren Energien als erste Säule der Energiewende sind Wasserstoff und Carbon-Management entscheidende Bausteine, um die Klimaziele bis 2045 zu erreichen.

Wasserstoff als zweite Säule der Energiewende ebnet den Weg in eine fossilfreie Zukunft und verbindet Klimaschutz mit der Sicherung des Industriestandorts Deutschland, indem fossiles Gas kontinuierlich durch erneuerbares bzw. kohlenstoffarmes Gas ersetzt wird. Das im Jahr 2024 genehmigte Wasserstoff-Kernnetz mit einer Länge von mehr als 9.000 km ist ein Meilenstein für den Hochlauf der deutschen Wasserstoffwirtschaft. Vorhandene Gasinfrastruktur kann mit überschaubaren Umbau- und Neubaumaßnahmen kostengünstig und schnell auf Wasserstoff umgestellt werden, was dabei hilft, den Einstieg in CO₂-freie bzw. -arme Moleküle zu ebnet.

Carbon-Management als dritte Säule der Energiewende ermöglicht die notwendige Transformation von energieintensiven Branchen mit schwer vermeidbaren Emissionen wie der Zement-, Kalk-, Abfall-, Stahl- und Chemieindustrie. Durch Carbon Capture and Storage (CCS) oder Carbon Capture and Utilization (CCU) kann CO₂ abgeschieden und gespeichert oder als Rohstoff wiederverwendet werden.

Infrastruktur als Fundament der Energiewende: Finanzierungs- und Investitionsfragen

Eine leistungsfähige Infrastruktur ist das Rückgrat der Energiewende und darf nicht zum Flaschenhals werden. Der Ausbau der notwendigen Strukturen für Wasserstoff und Carbon-Management erfordert nachhaltige Finanzierungsbedingungen und geeignete Investitionsanreize. Um Investitionssicherheit zu gewährleisten, sind staatliche Förderungen, langfristige Verträge sowie weitere finanzielle Anreize wie Bürgschaften oder Garantien erforderlich.

Eine zukunftsfähige Wasserstoffinfrastruktur muss neben Transport- und Verteilnetzen auch ausreichende Speicher, Importkorridore sowie leistungsfähige Häfen für den internationalen Handel umfassen. Für das Wasserstoff-Kernnetz bedeutet das konkret, dass die Eigenkapitalverzinsung angehoben und der vorgesehene Selbstbehalt auf das Amortisationskonto gesenkt werden muss, um ein tragfähiges Risiko-Rendite-Profil zu schaffen und eine nachhaltige Infrastruktur aufzubauen.

Für den Aufbau der Carbon-Management Infrastruktur gilt es, einen passenden Investitions- und Förderrahmen zu definieren. Momentan müssen CCU/S-Projekte die gesamte Wertschöpfungskette eigenständig absichern. Eine Mischung aus privaten Investitionen und staatlichen Garantien, analog dem Mechanismus des Amortisationskontos beim H₂-Kernnetz, könnte eine mögliche Lösung sein, um die notwendige Infrastruktur für das Carbon-Management voranzutreiben – insbesondere angesichts der aktuellen Haushaltslage.

Nur mit einer verlässlichen Finanzierung und einem gezielten Ausbau der Infrastruktur kann die Energiewende erfolgreich umgesetzt werden.

Regulatorische Rahmenbedingungen verbessern: Erwartungen an die neue Bundesregierung

Die deutsche Bundesregierung muss sich auf nationaler und europäischer Ebene für pragmatische Regelungen einsetzen, die die Weiterentwicklung und den Aufbau der Energieinfrastrukturen fördern. Um den Hochlauf von Wasserstoff und des Carbon-Managements erfolgreich zu gestalten, sind schnelle und entschlossene Maßnahmen erforderlich.

Wasserstoff ist zentral für die Dekarbonisierung und erfordert dringend einen beschleunigten Hochlauf. Dafür muss die neue Bundesregierung die Grundlagen für eine zukunftsfähige Wasserstoffwirtschaft verbessern und Rahmenbedingungen schaffen, die einen funktionierenden Markt fördern. Produzenten und Nutzer von Wasserstoff müssen wirtschaftliche Anreize erhalten, die ihnen den Abschluss von langfristigen Abnahmeverträgen ermöglichen. Die schnelle Umsetzung des EU-Gas- und Wasserstoffpakets in nationales Recht ist deshalb entscheidend, um den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft zu unterstützen. Das Wasserstoffbeschleunigungsgesetz (WassBG) muss umgesetzt werden, um beschleunigte Genehmigungsverfahren zu ermöglichen.

Ein weiterer wichtiger Punkt ist die Ausschreibung von Gaskraftwerken. Der Ausbau neuer Gaskraftwerkskapazitäten, ursprünglich im Kraftwerkssicherheitsgesetz (KWStG) geplant, ist entscheidend für die Versorgungssicherheit und die Transformation der Stromproduktion. Neue Gaskraftwerke, die perspektivisch auf Wasserstoff umgestellt werden können, unterstützen den Wasserstoffhochlauf und ermöglichen den Kohleausstieg. Die Ausschreibungen neuer Kraftwerkskapazitäten sind somit ein wesentlicher Schritt für eine erfolgreiche Energiewende und fördern den Ausbau moderner, effizienter und zukunftsfähiger Energieinfrastrukturen.

Darüber hinaus muss die neue Bundesregierung regulatorische Barrieren für Wasserstoff auf EU-Ebene abbauen. Die derzeitige Regulierung zur Produktion und Definition von erneuerbarem und kohlenstoffarmem Wasserstoff erschwert die Wirtschaftlichkeit von Wasserstoffprojekten und bremst Investitionen erheblich. Besonders herausfordernd sind die strengen Kriterien im delegierten Rechtsakt zu erneuerbaren Kraftstoffen nicht-biogenen Ursprungs sowie im Entwurf des delegierten Rechtsaktes zu Low Carbon Fuels. Die neue

Bundesregierung muss sich in Brüssel für eine Überarbeitung der bestehenden Regelungen einsetzen, um den Hochlauf von Wasserstoffprojekten zu ermöglichen und Wasserstoff in Europa wettbewerbsfähig zu machen.

Carbon-Management nimmt eine Schlüsselrolle für einen zukunftsfähigen Wirtschafts- und Industriestandort ein. Um weitere Verzögerungen von Dekarbonisierungs-Projekten zu vermeiden, müssen in der neuen Legislaturperiode schnell rechtlich-regulatorische und investitionsanreizende Rahmenbedingungen für den Aufbau der gesamten Carbon-Management Wertschöpfungskette geschaffen werden. Die schnellstmögliche Verabschiedung der Novelle des Kohlendioxid-Speicherungsgesetzes (KSpG) ist entscheidend. Dieses Gesetz schafft die notwendige Grundlage für den CO₂-Transport und das entsprechende Transportnetz, um Technologien zur Kohlenstoffabscheidung und -speicherung zu ermöglichen. Ohne dieses Gesetz kann der Aufbau der CO₂-Infrastruktur nicht beginnen, was maßgeblich zu Verzögerungen bei Dekarbonisierungs-Projekten führt. Wichtig ist zudem, dass das Gesetz um einen Passus ergänzt wird, der beschleunigend wirkt: das „überragende öffentliche Interesse“.

Das London-Protokoll sowie das Hohe-See-Einbringungsgesetz (HSEG) spielen eine entscheidende Rolle für die CO₂-Wertschöpfungskette, da sie die rechtlichen Rahmenbedingungen für den grenzüberschreitenden Transport und die Speicherung von CO₂ festlegen. Ohne die Ratifizierung des London-Protokolls und des HSEG könnten rechtliche Unsicherheiten und regulatorische Hürden den Fortschritt und die Investitionen in Carbon-Management-Technologien erheblich behindern. Dies würde nicht nur die Erreichung der nationalen und europäischen Klimaziele gefährden, sondern auch die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie beeinträchtigen.

Diese hier genannten Maßnahmen sind entscheidend, um die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie zu stärken und die Energiewende erfolgreich voranzutreiben. Die neue Bundesregierung muss diese Erwartungen zügig umsetzen, um die notwendigen Rahmenbedingungen für eine nachhaltige und zukunftsfähige Energiepolitik zu schaffen.

Fazit

Die deutsche Energiepolitik steht vor großen Herausforderungen, die eine umfassende und koordinierte Anstrengung erfordern. Die Sicherstellung der Versorgungssicherheit, die Dekarbonisierung der Wirtschaft und der Ausbau der notwendigen Infrastrukturen sind zentrale Aufgaben, die dringend angegangen werden müssen. Durch geeignete rechtlich-regulatorische Rahmenbedingungen, finanzielle Anreize und eine enge Zusammenarbeit auf nationaler und europäischer Ebene kann Deutschland die Energiewende erfolgreich gestalten und seine Klimaziele erreichen.



© Frauke Schumann/TÜV NORD AG

Silvio Konrad

Vorsitzender der Geschäftsführung, TÜV NORD EnSys, Chief Operating Officer, Business Unit Energy & Resources, TÜV NORD GROUP

Silvio Konrad ist seit Januar 2024 Vorsitzender der Geschäftsführung von TÜV NORD EnSys und Chief Operating Officer der Business Unit Energy & Resources in der TÜV NORD GROUP.

Zu seinem Verantwortungsbereich in der Business Unit Energy & Resources gehören die operativen Business Fields Clean Energy Solutions und Renewables sowie weitere Fokusthemen aus dem Energiesektor, darunter Energie-Infrastruktur-Systeme, Energiespeicher, Netze und Wasserstoff. Seit 2020 koordiniert er die geschäftsbereichsübergreifende Plattform HydroHub, eine Initiative von Unternehmen der TÜV NORD GROUP, die die Expertise und Abwicklung von Projekten rund um Wasserstoff bündelt.

Von 2016 bis 2023 war er bei TÜV NORD einer der Geschäftsführer des Geschäftsbereichs Industrie Service, verantwortlich für das strategische Business Segment Energie. Bevor Silvio Konrad zu TÜV NORD kam, war er fast 20 Jahre bei General Electric in unterschiedlichen Führungspositionen in Deutschland, der EMEA-Region und international tätig.



© TÜV NORD

Dr. Hans Koopman
Geschäftsführer, TÜV NORD EnSys

Dr. Hans Koopman ist seit Juli 2024 Geschäftsführer von TÜV NORD EnSys. Er leitet außerdem das Business Field Clean Energy Solutions der globalen Business Unit Energy & Resources der TÜV NORD GROUP.

Zuvor war Dr. Hans Koopman über 15 Jahre bei Siemens Energy tätig. Dort hatte er unter anderen Positionen in der Inbetriebsetzung, in der Forschung und Entwicklung, im Einkauf und im Vertrieb inne. Während seine Verantwortlichkeiten zunächst im Bereich der nuklearen Technologien lagen, verschoben sie sich in den vergangenen sechs Jahren in Richtung erneuerbare Energien und grüner Wasserstoff.

Sechs Hebel für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft

Silvio Konrad und Dr. Hans Koopman

Der Wasserstoffhochlauf in Deutschland braucht mehr Tempo, Teamwork und Technologieoffenheit. Welche Maßnahmen sind dafür nötig?

Wasserstoff, rund 14-mal leichter als Luft und geruchlos, gilt als einer der Schlüssel zur nachhaltigen Transformation von Industrie, Verkehr und Energie in Deutschland und international. Ob in Hochtemperaturprozessen wie der Stahl-, Glas- und Porzellanindustrie oder als Ersatz fossiler Brennstoffe im Flug-, Schiffs- und Schwerlastverkehr – die Rolle des Moleküls H₂ ist ein zentraler Bestandteil für die sukzessive Dekarbonisierung vieler Sektoren. In der vergangenen Legislaturperiode erhielt die Wasserstoffwirtschaft entscheidende Impulse: Die Importstrategie der Bundesregierung sowie die Genehmigung des Wasserstoff-Kernnetzes durch die Bundesnetzagentur markierten Meilensteine für den Markthochlauf. Viele Akteure loben die Entscheidungen, kritisieren aber den schleichenden Prozess von der Konzeptionierung und Planung zur Umsetzung. Wenn Wasserstoff oder seine Derivate wie Ammoniak oder Methanol und die notwendige Infrastruktur nicht zügig verfügbar sind, droht der Prozess zu stocken. Im Folgenden analysieren wir die Entwicklungen aus Sicht der TÜV NORD GROUP und leiten daraus sechs konkrete Vorschläge ab, um den Hochlauf des Wasserstoffmarktes zu beschleunigen.

Die Wasserstoffwirtschaft in Deutschland steht im Jahr 2025 an einem Wendepunkt. Im Moment schwankt die Stimmung zwischen anfänglicher Euphorie, Zuversicht und Enttäuschung: Einerseits hat der Markthochlauf durch politische Grundsatzentscheidungen wichtige Hürden genommen. Andererseits behindern bürokratische Prozesse, eingefrorene Fördertöpfe, Finanzierungslücken und Infrastrukturengpässe noch immer den dynamischen Fortschritt, den sich die Akteure wünschen. Der russische Angriffskrieg auf die Ukraine hat den Fokus der Energiepolitik auf die Versorgungssicherheit und die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie gelenkt. Die angespannte wirtschaftliche Lage führt dazu, dass das Thema Dekarbonisierung bei vielen Unternehmen und politischen Akteuren nicht mehr ganz oben auf der Agenda steht. Abwarten ist jedoch keine Strategie. Die Klimaschutzvorgaben der EU, Einsparziele der Bundesregierung und steigende Nachhaltigkeitsanforderungen erfordern eine zügige Transformation der Wirtschaft – auch durch klimafreundliche Wasserstofftechnologien. Die großen Linien sind mit dem European Green Deal¹ und

1 https://commission.europa.eu/strategy-and-policy/priorities-2019-2024/european-green-deal_de

der Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie² vorgegeben und müssen konsequent weitergegangen werden.

Für die TÜV NORD GROUP ist das Thema kein Neuland. Unsere Expertinnen und Experten agieren neutral und technologieoffen entlang der gesamten Wertschöpfungskette für den sicheren, zuverlässigen und bezahlbaren Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft – von der Erzeugung und Zertifizierung über Transport und Speicherung bis hin zur Umwandlung und Nutzung. Wenn es um den Anfang von Wasserstoffprojekten geht – also das erste Gutachten, die Erstellung oder Validierung von Strategien, Machbarkeitsstudien, Behördenengineering oder die H₂-ready-Anlagenplanung – so bündelt die TÜV NORD GROUP dieses wertvolle Wasserstoffwissen für die frühe Phase von Projekten in der Unternehmensinitiative HydroHub.³ Insbesondere Konzern-Unternehmen der DMT GROUP unterstützen hier mit Beratungs- und Ingenieurdienstleistungen. Das Prüfen und Zertifizieren wiederum steht üblicherweise am Ende der Wertschöpfungskette. Getrennt agierende, operative Unternehmen aus dem klassischen Prüfgeschäft von TÜV NORD sind hier mit Inspektionen und Zertifizierungen aktiv. Als weltweit tätiger Technologie-Dienstleister steht die TÜV NORD GROUP mit rund 14.000 Mitarbeitenden in mehr als 100 Ländern für höchste Standards bei technischer Sicherheit und Qualität und begleitet damit Wasserstoff-Projekte weltweit.

Nationale Elektrolyse-Kapazität vs. Nachfrage

Da nach wie vor unklar ist, woher wie viel Wasserstoff kommen wird, herrscht noch eine große Marktunsicherheit. In einem Grundlagenpapier schreibt der Nationale Wasserstoffrat, ein unabhängiges und überparteiliches Beratungsgremium der Bundesregierung, dass das zentrale Interesse aller Stakeholder bezüglich einer Einschätzung von Wasserstoffbedarfen auf dem Jahr 2030 liege: „Davor muss der entsprechende Markthochlauf begonnen haben, danach sollte ein Markt existieren, der Angebot und Nachfrage zufriedenstellend zusammenbringt.“⁴ Bis dahin sind es keine fünf Jahre mehr und schon heute ist klar: Um seinen künftigen Energiebedarf zu decken, wird Deutschland große Mengen des nachhaltigen Wasserstoffs importieren müssen.

Denn selbst wenn die in der Nationalen Wasserstoffstrategie angestrebte Elektrolyseleistung von 10 Gigawatt bis 2030 in Deutschland aufgebaut wird, könnte das den erwarteten Bedarf nicht decken. Bei jährlich 4.000 Betriebsstunden und einem Elektrolyse-Wirkungsgrad von 70 Prozent entspräche die Erzeugung 28 Terawattstunden (TWh) Wasserstoff im Jahr. Demgegenüber wird aber nach Prognosen in der Nationalen Wasserstoffstrategie für das Jahr

2 https://www.bmbf.de/SharedDocs/Downloads/DE/20/230726-fortschreibung-nws.pdf?__blob=publicationFile&v=4

3 <https://www.hydrohub.de/de/home/>

4 https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2023/2023-02-01_NWR_Grundlagenpapier_H2-Bedarf_2.pdf

2030 ein Bedarf in Höhe von 95 bis 130 TWh erwartet – vor allem für die Stahlherstellung, die Chemieindustrie, Raffinerien, den Mobilitäts-, Logistik-, und den Stromsektor. Zur Einordnung: 100 TWh entsprechen rund einem Fünftel des jährlichen Nettostromverbrauchs in Deutschland. Bis 2045 werde dieser Bedarf weiter ansteigen – auf etwa 360 bis 500 TWh für Wasserstoff und 200 TWh für Wasserstoffderivate. Das sind Substanzen, die auf Wasserstoff basieren oder aus Wasserstoff hergestellt wurden, wie beispielsweise Ammoniak, Methanol oder strombasierte, sogenannte synthetische Kraftstoffe.

Auch wenn Deutschland schon heute ein Nettoenergieimporteur ist, betonte der Nationale Wasserstoffrat im November 2024 noch einmal die Dringlichkeit des Ausbaus der heimischen Erzeugungskapazitäten und forderte eine zielgerichtete Förderung von systemdienlichen Elektrolyseuren: „Ohne eine ausreichende heimische Elektrolysekapazität wird der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft in Deutschland ins Stocken geraten und das Erreichen der Klimaschutzziele gefährdet.“⁵ Das ambitionierte Ziel, bis 2030 die heimische Kapazität auf 10 Gigawatt zu erhöhen, erfordert aus Sicht der TÜV NORD GROUP eine Deregulierung der Wasserstofferzeugung. Zwar werden erste Anlagen gebaut: Die TÜV NORD-Tochter DMT ENERGY ENGINEERS begleitet beispielsweise den Bau eines 100-MW-Elektrolyseurs des niederländischen Unternehmens VoltH2 für die Erzeugung von grünem Wasserstoff in Wilhelmshaven. Doch viele Unternehmen scheuen die Investitionsentscheidung. Das geht aus dem Fortschrittsmonitor 2024 vom Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) und EY hervor: Demnach befinden sich 94 Prozent der bis 2030 angekündigten Projekte noch in der Phase der Konzepterstellung oder Machbarkeitsprüfung. Nur vier Prozent haben die Bauphase oder die finale Finanzierungsentscheidung erreicht. In Betrieb sind lediglich 0,6 Prozent der Anlagen.⁶ Das ist ganz klar zu wenig Vortrieb auf der Strecke!

Marktakteure bemängeln es immer wieder: Komplizierte Regulierungen wie die europäische Renewable Energy Directive (RED) oder das Bundesimmissionsschutzgesetz sind große Hemmnisse (nicht nur) beim Hochlauf der heimischen Wasserstoffproduktion. Bund und Länder müssen hier ihre Abstimmungsprozesse straffen. Einen ersten Schritt hat der Gesetzgeber im Dezember 2024 getan und die Verordnung über immissionsschutzrechtlich genehmigungsbedürftige Anlagen geändert. Demnach unterliegen Elektrolyseure mit einer Nennleistung bis 5 Megawatt künftig nicht mehr den strengen Regularien des Bundesimmissionsschutzgesetzes.

In Deutschland sollte die Idee von lokalen Elektrolyse-Hubs gestärkt werden. Diese können als autarke Systeme in der regionalen Versorgung eine wichtige Rolle spielen. Kooperationen können dabei die gesamte Wertschöpfungskette vom Elektrolyseur bis zum Endverbraucher effizienter gestalten.

5 https://www.wasserstoffrat.de/fileadmin/wasserstoffrat/media/Dokumente/2024/2024-11-22_NWR-Stellungnahme_Systemdienliche-Elektrolyse.pdf

6 <https://www.bdew.de/energie/fortschrittsmonitor-energiewende-2024/>

Dabei sind gemeinsame Standards und Technologien entscheidend, um Skaleneffekte zu nutzen. Auch für kleine und mittlere Unternehmen beispielsweise der Metallverarbeitung, Automobilzulieferer oder Papierhersteller kann sich das wirtschaftlich lohnen.

Technisch und ökonomisch machbar sind Elektrolyseure auch in Offshore-Windparks in der Nord- und Ostsee, wo ausreichend Wind und Wasser für die Erzeugung erneuerbaren Wasserstoffs zur Verfügung stehen. Der Clou: Wenn Windparks wegen Engpässen im Stromnetz eigentlich abgeregelt werden müssten, können die Elektrolyseure weiterlaufen und der Wasserstoff durch Pipelines an Land transportiert werden. Der Verein AquaVentus, dem neben der TÜV NORD GROUP viele Stakeholder der Energiewirtschaft angehören, widmet sich diesem Thema und versucht, die Nutzung von Offshore-Windenergie für die Erzeugung von grünem Wasserstoff in großem Maßstab voranzutreiben.

Die TÜV NORD GROUP unterstützt neben erneuerbaren Technologien aber auch andere Produktionspfade für Wasserstoff. Denn auch blauer Ammoniak kann beispielsweise nachhaltig sein, wenn das bei der Produktion entstehende CO₂ aufgefangen und dauerhaft unterirdisch gespeichert oder dem Kohlenstoffkreislauf zugeführt wird.

Bunter Mix als Brücke ins grüne Zeitalter

Obwohl Wasserstoff farblos ist, spielt in der Diskussion seine Farbe eine große Rolle. Dabei ist die Wasserstoff-Farbenlehre nur ein Hilfsmittel, um die Herstellungsart zu kategorisieren. Darüber, was Wasserstoff als grün klassifiziert, hat man in der EU lange und intensiv diskutiert und schließlich in den Delegated Acts festgehalten, dass grüner Wasserstoff mit regenerativem Strom oder aus Biomasse hergestellt sein muss. Um zu verhindern, dass vorhandene Kapazitäten an Erneuerbaren künftig auf die Herstellung von Wasserstoff verlagert werden, hat die EU unter anderem das Kriterium der Zusätzlichkeit bestimmt. Das heißt, die für die Produktion des grünen Wasserstoffs benötigten erneuerbaren Energieanlagen müssen dafür neu gebaut werden oder nicht älter als drei Jahre und nicht gefördert worden sein.

Die Erkenntnis, dass erneuerbarer Wasserstoff in absehbarer Zeit nicht in ausreichenden Mengen vorhanden sein wird, rückte zuletzt den technologie- und farboffenen Umgang mit Wasserstoff und seinen Derivaten in den Fokus. Die zum Teil unrealistischen Forderungen zum Nachweis der Nachhaltigkeit, z.B. die stundenscharfe Gleichzeitigkeit von Stromerzeugung und dessen Nutzung im Elektrolyseur, der Ausschluss geförderter EE-Anlagen als Stromlieferanten und vieles mehr, haben sicherlich zu dieser Erkenntnis beigetragen. Technologieoffenheit ist das Gebot der Stunde, denn es gibt weitere etablierte Verfahren, mit denen sich nachhaltiger Wasserstoff produzieren lässt. Zum Beispiel durch Gasreformierung (blauer Wasserstoff) oder Methanpyrolyse (türkiser Wasserstoff), wenn die dabei entstehenden CO₂-Emissionen bzw. im zweiten Fall der feste Kohlenstoff weiterverwendet oder dauerhaft gespei-

chert werden, Fachleute sprechen von Carbon Capture and Utilization (CCU). Die dauerhafte, endgültige Speicherung, zum Beispiel in Kavernen oder in entleerten Gasvorkommen unter der Nordsee heißt Carbon Capture and Storage (CCS). Der feste Kohlenstoff kann als Bodenhilfsstoff, als Rohstoff Graphit für die Batterieproduktion oder als Farbpigment verwendet werden. Insbesondere die Stahl-, Chemie- und Zementindustrie treiben Pilotprojekte voran, die auf den Einsatz von Wasserstoff und Carbon-Capture-Technologien setzen, um die Klimaziele erreichen zu können. Die TÜV NORD GROUP widmet sich seit geraumer Zeit diesem Themenkomplex und hilft dabei, Carbon-Capture-Mechanismen, Technologien und Märkte bei deren Hochlauf zu unterstützen.

Für den notwendigen Schwung im Markthochlauf und die Deckung des Bedarfes an klimafreundlichem Wasserstoff wird Deutschland einen technologieoffenen und bunten Mix benötigen: Blauer und türkiser Wasserstoff stehen dabei einer nachhaltigen Entwicklung nicht entgegen, sondern dienen ganz im Gegenteil für eine Übergangszeit sogar als Brücke ins grüne Wasserstoffzeitalter. Das ist eine Position, die neben der TÜV NORD GROUP viele weitere Marktteilnehmer vertreten. Auch der deutsche Gesetzgeber hat das erkannt und in der Fortschreibung der Nationalen Wasserstoffstrategie neben dem grünen auch andere Wasserstoffarten als förderungswürdig deklariert. Was fehlt, sind Regelungen, wie diese Förderung konkret aussehen kann. Die Exporteure benötigen aber ebenso klare Rahmenbedingungen wie inländische Hersteller in Deutschland für Low-Carbon-Wasserstoff.

Ganz sicher ist: Ohne eine verbindliche strategische Richtungsvorgabe durch die Politik wird in der Wirtschaft nichts passieren. Die für 2024 geplante, aber bisher lediglich als Eckpunkte-Papier vorliegende Carbon-Management-Strategie der Bundesregierung sollte die Weichen für einen systematischen Umgang mit CO-Emissionen stellen und Deutschland für ein Instrument öffnen, das international bereits als wichtiger Baustein für die Dekarbonisierung genutzt wird. Die Speicherung von Kohlenstoffen ist in Ländern wie Norwegen ein gängiges Verfahren. Durch die Anpassung des Gesetzes soll es auch deutschen Unternehmen erlaubt werden, erstmals CO₂ in geologischen Formationen zum Beispiel unter der deutschen Nordsee zu speichern, wo ausreichend Kapazitäten vorhanden sind. Es ist eine Kehrtwende zum bestehenden Gesetz, in dem ein Quasi-Verbot von CCS und CCU verankert ist. Doch das überarbeitete Kohlendioxid-speicher- und -transportgesetz wurde in der vergangenen Legislaturperiode zwar von der Bundesregierung auf den Weg gebracht, jedoch nicht mehr verabschiedet. Allerdings haben CDU/CSU und SPD im März 2025 in ihrem Sondierungspapier festgehalten, im Falle einer Regierungsbildung umgehend ein Gesetzespaket zu beschließen, „dass die Abscheidung und Speicherung von Kohlendioxid (CCS) insbesondere für schwer vermeidbare Emissionen des Industriesektors ermöglicht“⁷.

7 https://www.spd.de/fileadmin/Dokumente/Sonstiges/20250308_Sondierungspapier_CDU_CSU_SPD.pdf

Es ist zu erwarten, dass das Gesetz eng mit den Regularien in der Europäischen Union abgestimmt wird, damit Deutschland nicht nur national dieses Thema vorantreibt, sondern Teil eines wachsenden europäischen CCS-Netzwerkes werden kann. Denn zur Bewältigung des Klimawandels kann am Ende der Wertschöpfungskette die dauerhafte Speicherung von unvermeidbaren CO₂-Emissionen ein Teil der Lösung sein. Dabei kommen bekannte Verfahren der Chemietechnik zum Einsatz, die die TÜV NORD GROUP mit ihrer technischen Sicherheitsexpertise bereits viele Jahrzehnte lang umfassend begleitet. CCS-Projekte müssen strikte Auflagen erfüllen in Bezug auf Sicherheit, Umweltverträglichkeit und langfristige Überwachung.

Importstrategie und Fördermechanismen

Um dem absehbaren Ungleichgewicht von Angebot und Nachfrage zu begegnen, müssen laut Nationaler Wasserstoffstrategie 50 bis 70 Prozent des erneuerbaren Wasserstoffs importiert werden. Wasserstoff lässt sich mit Tankschiffen und Pipelines über weite Strecken transportieren – besonders effizient, wenn vor dem Transport H₂ in Ammoniak oder Methanol umgewandelt wurde, da die Derivate aufgrund der höheren Dichte ein Vielfaches an Energie pro Transportvolumen aufweisen. Ammoniak wird schon heute per Schiff transportiert und kann wieder zu Wasserstoff und Stickstoff gespalten oder direkt zur Düngemittelproduktion verwendet werden.

Mit der Importstrategie für Wasserstoff und seine Derivate haben Partnerländer und Unternehmen im Jahr 2024 klare Signale von der Ampelregierung erhalten, woher der erneuerbare Wasserstoff künftig in ausreichenden Mengen kommen soll. Deutschland hat dafür internationale Energiepartnerschaften mit sonnenreichen Ländern wie Ägypten, Südafrika und Australien, den Vereinigten Arabischen Emiraten, Kanada und Namibia abgeschlossen. Das Förderinstrument H2Global bringt Angebot und Nachfrage über einen Doppelauktionsmechanismus zusammen. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) gleicht die bestehende Differenz zwischen dem momentan hohen Angebots- und dem niedrigeren Nachfragepreis aus, um den Marktteilnehmern in der Markteinführungsphase Investitionssicherheit zu bieten.

Das Ergebnis der ersten Förderrunde: Der Düngemittelhersteller Fertigllobe aus den Vereinigten Arabischen Emiraten liefert ab 2027 mindestens 259.000 Tonnen grünen Ammoniak aus Ägypten nach Deutschland. Der Produktionspreis liegt bei 811 Euro je Tonne Ammoniak. Daraus kann laut BMWK ein Preis von weniger als 4,50 Euro pro Kilogramm grünen Wasserstoffs abgeleitet werden.⁸ Im Dezember 2024 hat die EU-Kommission die beihilferechtliche Genehmigung für die zweite Ausschreibung zum Ankauf grüner Wasserstoffprodukte in H2Global erteilt – und damit Deutschland und den Niederlanden Ausschreibungen für molekularen Wasserstoff im Umfang von bis zu 2,5 Mil-

8 <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2024/07/20240711-h2global.html>

liarden Euro im außereuropäischen Ausland freigegeben.⁹

Förderprogramme und Garantieinstrumente sind unerlässlich für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft. Die Bundesregierung unterstützt Projekte im Rahmen europaweiter Initiativen, zum Beispiel das Förderinstrument Import-ant Project of Common European Interest (IPCEI). Über das IPCEI-Hydrogen werden Leuchtturmprojekte von länderübergreifendem europäischem Interesse gefördert. Die von Bund und Ländern 2024 mit 4,6 Milliarden Euro geförderten 23 Projekte umfassen die gesamte Wertschöpfungskette von der Produktion bis zur Speicherung von grünem Wasserstoff.¹⁰

Die TÜV NORD GROUP unterstützte das ägyptische Energieministerium mit TÜV NORD Egypt, DMT ENERGY ENGINEERS und dem HydroHub bei der Suche nach Potenzialen des Exports von Wasserstoff und seinen Derivaten in die Europäische Union. Und auch für die notwendige Weiterverarbeitung des Ammoniaks hat TÜV NORD frühzeitig Wissen eingebracht bei der Forschung von Katalysatoren für das effizientere Ammoniak-Cracking. Beim notwendigen Ausbau der Hafeninfrastuktur unterstützen DMT ENERGY ENGINEERS und TÜV NORD EnSys in verschiedenen Projekten. Im Rahmen eines Gutachtens haben die Expertinnen und Experten im Auftrag der Hansestadt Hamburg den Fokus auf den technischen Status quo, die Sicherheit sowie die Zertifizierung von erneuerbarem Wasserstoff für den Hamburger Hafen gelegt.

Die Diversifizierung der Lieferländer sollte weiter vorangetrieben werden, um geopolitische Risiken zu minimieren. Deutschland als künftig großer Wasserstoffimporteur muss mit weiteren Ländern eine feste Position als Importland und verlässlicher Handelspartner aufbauen, um unabhängiger von politischen Änderungen in den Erzeugerländern zu sein, die zu einem Ausfall der Lieferungen führen könnten. Dabei darf jedoch nicht der europäische Nachhaltigkeitsanspruch zugunsten internationaler Wettbewerbsfähigkeit aus dem Blick geraten.

Einheitliche Zertifizierung für nachhaltigen Wasserstoff

Aus Sicht der TÜV NORD GROUP muss für den importierten nachhaltigen Wasserstoff ein einheitliches europäisches System für Wasserstoff-Zertifikate etabliert und digitalisiert werden, das idealerweise auch internationale Standards harmonisiert. Nur so kann sichergestellt werden, dass Unternehmen einen transparenten und glaubwürdigen Markt vorfinden. Entscheidend ist bei allen Wasserstoffarten die Antwort auf die Frage: Wie klimaneutral und nachhaltig ist der Wasserstoff? Neben dieser Frage nach der Treibhausgasintensität erfordert die Etablierung einer nachhaltigen Wasserstoffwirtschaft weitere Betrachtungen: Welche ökologischen und sozialen Auswirkungen gibt es im

9 <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2024/12/20241227-eu-kommission-genehmigt-zweite-ausschreibung-in-h2global.html>

10 <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2024/07/20240715-ipcei-wasserstoff-projekte.html>

gesamten Lebenszyklus? Die Wassernutzung für die Elektrolyse und die Einhaltung von Arbeitsstandards gehören daher ebenfalls in eine Bewertung. Es muss die gesamte Prozesskette von der Produktion (inklusive Vorprodukte), über den Transport, die Nutzung, die Speicherung und die Umwandlung von Derivaten bis zur Entsorgung ganzer Anlagen in den Blick genommen werden.

Dafür ist es notwendig, auf nationaler und internationaler Ebene eine einheitliche Zertifizierung zu implementieren. Momentan existieren mehrere Zertifizierungssysteme (ISCC-PLUS, CertifHy, REDcert2 u. a.) mit unterschiedlichen Schwerpunkten und in unterschiedlicher Ausgestaltung am Markt. Das Thema hat für die TÜV NORD GROUP einen sehr hohen Stellenwert. Der Konzern beteiligt sich in verschiedenen Gremien am Aufbau eines einheitlichen Standards, der sukzessive etabliert und digitalisiert zur Verfügung stehen muss und bietet mit dem TÜV NORD H2-Label einen eigenen Hausstandard, der die Nachhaltigkeit der Moleküle auf Basis der oben genannten Zertifizierungssysteme belegt. Nur so kann man Transparenz, Glaubwürdigkeit und Sicherheit auf dem Markt für grünen Wasserstoff gewährleisten.

Im Projekt „HYPAT – H2 POTENZIALATLAS“ haben neun Forschungseinrichtungen unter Leitung des Fraunhofer ISI die künftige Rolle von grünem Wasserstoff untersucht. Im Abschlussbericht heißt es, dass „ein umfassendes regulatorisches Rahmenwerk und ein konsistentes, harmonisiertes Zertifizierungssystem in allen untersuchten Ländern als zentrale Maßnahme – und bisher fehlendes Element – beim Aufbau einer nationalen und globalen Wasserstoffwirtschaft bewertet“ wird.¹¹ Und weiter: „Verschiedene Anforderungen oder Grenzwerte von Seiten der Nachfrager (z. B. nur grüner Wasserstoff und kein blauer) können den Markt verkleinern. Dies erhöht die Gefahr, dass Marktmacht auf der Angebotsseite entsteht und strategisch genutzt wird, um höhere Preise zu setzen. Eine grenzübergreifende Abstimmung zu Zertifizierung und Standards im Wasserstoffbereich kann entsprechend Marktfragmentierung vorbeugen, Marktliquidität sichern und den Aufbau eines internationalen Marktes unterstützen.“

Die Exportländer sollten genau wissen, welche Anforderungen in Deutschland gelten und welche Kriterien ihre Exporte erfüllen müssen. Es bedarf klarer, einheitlicher und verbindlicher Grundsatzanforderungen für Sicherheit und Nachhaltigkeit des Exports und Imports von Wasserstoff. TÜV NORD EnSys hat für die Stiftung H2Global eine gutachterliche Stellungnahme zu Zertifizierung und Herkunftsnachweisen von importiertem grünem Wasserstoff und PtX-Produkten erarbeitet, die dem europäischen Gesetzgeber als Orientierungshilfe dienen soll für die zu harmonisierenden Rahmenbedingungen im globalen Wasserstoffhandel.¹²

11 <https://hypat.de/hypat-wAssets/docs/new/publikationen/HYPAT-Abschlussbericht.pdf>

12 https://files.h2-global.de/H2G_TUEV-Nord_Zertifizierung-und-Herkunftsnachweise.pdf

Pipeline-Bau hat begonnen, Verteilnetze nicht vergessen

Sichtbar wird der Wasserstoffhochlauf bereits beim Aufbau der Transport-Infrastruktur in Deutschland: Die ersten Bagger rollen. Die Bundesnetzagentur genehmigte im Herbst 2024 das Wasserstoff-Kernnetz, das bis 2032 in Betrieb gehen und Industriestandorte, Speicher, Kraftwerke, Elektrolyseure und Importkorridore verbinden soll. Es wird eine Länge von mehr als 9.000 Kilometern haben, die zu rund 60 Prozent auf Umstellungen bestehender Erdgasleitungen basieren. Erwartete Investitionskosten: gut 19 Milliarden Euro.

Doch trotz der ersten Bauprojekte verlaufen die Planungen und Genehmigungen insgesamt schleppend und verzögern dadurch viele Vorhaben. Deshalb fordert die Industrie schnellere Lösungen, denn ohne ein funktionierendes Transportnetz für Wasserstoff bleiben viele Investitionen ungenutzt. Die Ampelregierung hatte dazu in der vergangenen Legislaturperiode ein Wasserstoffbeschleunigungsgesetz vorgelegt. Doch das Gesetz schaffte es nicht mehr in die parlamentarische Abstimmung. Es braucht jedoch dringend diese Beschleunigung bei Planung und Genehmigung, wenn der Markthochlauf funktionieren soll. Konkrete Ausbauziele der Infrastruktur des Wasserstoff-Kernnetzes sollten definiert und mit Verantwortlichkeiten, Maßnahmen und Fristen unterlegt werden. Die TÜV NORD GROUP hat Erfahrungen beim Pipelinebau vom Trassen- und Behördenengineering über Materialtests bis zur gutachterlichen Begleitung. DMT Engineering Surveying fungierte beispielsweise als Generalplaner beim Neubau eines 120 Kilometer langen Abschnitts der Süddeutschen Erdgasleitung, die künftig als zentrale Versorgungsader in Baden-Württemberg Wasserstoff transportieren soll.

Während beim Kernnetz wichtige Entscheidungen zur Planung und Finanzierung getroffen wurden, ist beim Verteilnetz noch fast gar nichts geregelt. Daran hängt jedoch der überwiegende Teil der heutigen Erdgasverbraucher. Es braucht auch hier dringend Pläne für notwendige Umstellungen und tragfähige Finanzierungsmodelle. Eine im Sommer 2024 von der Technischen Universität Darmstadt im Rahmen des Kopernikus-Projekts Ariadne durchgeführte Befragung der deutschen Verteilnetzbetreiber (VNB) zur Wasserstoffinfrastruktur hat ergeben, dass Wasserstoff für viele VNB noch eine untergeordnete Rolle spielt. Nur ein Fünftel der befragten Unternehmen haben konkrete Wasserstoffprojekte initiiert, während die Mehrheit noch auf Pilotprojekte oder klare Rahmenbedingungen wartet.¹³

Regulierung kann Treiber oder Hemmnis sein. Zu viel Bürokratie verzögert den Ausbau, während klare, verlässliche Regeln Investitionen erleichtern. Ein großer Hebel für mehr Tempo beim Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft sind aus Sicht der TÜV NORD GROUP schnellere Genehmigungsverfahren. Wenn Wasserstoffprojekte Jahre auf behördliche Freigaben warten müssen, verliert Deutschland den Anschluss an Länder wie die USA oder China. Ein digitalisiertes, transparentes Genehmigungssystem ist überfällig. Vereinfachte und

13 https://tuprints.ulb.tu-darmstadt.de/28973/1/VNB_Befragung_TUDa_20250107.pdf

beschleunigte Verfahren, insbesondere für den Bau von Pipelines, Importterminals und Elektrolyseanlagen, sind dringend erforderlich.

Die Kraftwerksstrategie

Die von der Bundesregierung in der vergangenen Legislaturperiode beschlossene Kraftwerksstrategie sollte die Grundlage für den geregelten Einsatz von Wasserstoff in der künftigen Energieerzeugung bilden. Erste Ausschreibungen zum Bau neuer Kraftwerke sollte es im ersten Halbjahr 2025 geben. Doch für das Kraftwerkssicherheitsgesetz, mit dem diese Strategie hätte umgesetzt werden können, erreichte die Restkoalition aus Grünen und SPD keine parlamentarische Mehrheit. Marktakteure mahnen zu Eile: Die Überarbeitung der Kraftwerksstrategie gehöre auf die Agenda der ersten 100 Tage einer neuen Bundesregierung. In ihrem Sondierungspapier kündigten CDU, CSU und SPD an, den Bau von bis zu 20 GW an Gaskraftwerksleistung bis 2030 im Rahmen einer zügig zu überarbeitenden Kraftwerksstrategie anzureizen.¹⁴

Die bisherige Strategie sieht unter anderem vor, Kohle- und Erdgaskraftwerke schrittweise zu ersetzen oder umzurüsten. Dies soll Schwankungen im zukünftigen Energieangebot ausgleichen, wenn zu wenig Sonne scheint und zu wenig Wind weht. Flexible, schnell regelbare Kraftwerke sollen in solchen Zeiten eine stabile Stromversorgung sicherstellen. Wasserstoff, der aus überschüssiger Energie per Elektrolyse erzeugt und in großen Speichern wie Kavernen gelagert wird, kann als Brennstoff in Gaskraftwerken dienen. Diese Wasserstoff-Gaskraftwerke sind ein wichtiger Bestandteil der Energiewende. Bestehende Gaskraftwerke sollen daher so umgerüstet werden, dass ein Betrieb zu 100 Prozent mit Wasserstoff möglich ist, neu errichtete Kraftwerke sollen von vornherein „H2-ready“ sein. Mit dem H2-Readiness-Siegel von TÜV NORD CERT können Kunden weltweit nachweisen, dass ihre Planungen, Projekte und Produkte für den Einsatz in Wasserstoffanwendungen geeignet sind.

Regionale Zusammenschlüsse

Die Wasserstoffwirtschaft steht an einem Punkt, an dem richtungsweisende Strategien wie der European Green Deal oder die Nationale Wasserstoffstrategie in konkrete Standards, in Regulatorik und Richtlinien übersetzt werden. Dabei gibt es noch viele Unklarheiten und Unwägbarkeiten, es fehlen verlässliche Preisprognosen und Versorgungsstrukturen. Dennoch ist es für Unternehmen ratsam, sich jetzt mit den eigenen Chancen und Herausforderungen zu beschäftigen, Bedarfe zu ermitteln und die eigenen Prozesse im Hinblick auf eine Dekarbonisierung zu analysieren. Das gilt nicht nur für die Großindustrie, sondern auch für kleine und mittlere Unternehmen.

14 https://www.spd.de/fileadmin/Dokumente/Sonstiges/20250308_Sondierungspapier_CDU_CSU_SPD.pdf

Die Unternehmen der TÜV NORD GROUP unterstützen regionale Zusammenschlüsse, Konsortien und Gemeinschaften entlang der Wasserstoff-Wertschöpfungskette. HydroNet im Sauerland ist eines davon. Das Modellprojekt, an dem 21 mittelständische Unternehmen beteiligt sind, soll zeigen, dass der industrielle Mittelstand nachhaltig mit Wasserstoff versorgt werden und diesen zum Beispiel für die Erzeugung von Prozesswärme nutzen kann. Das am 1. Oktober 2024 gestartete und auf fünf Jahre ausgelegte Projekt hat das Ziel, eine komplette Region zu einer regionalen Wasserstoffwirtschaft zu transformieren. Das Vorhaben soll als Blaupause für den bundesweiten Wasserstoff-Infrastrukturaufbau dienen. Das BMWK fördert das Vorhaben mit 18 Millionen Euro. Die Unternehmen der TÜV NORD GROUP engagieren sich auch in anderen lokalen und regionalen Netzwerken wie dem H2-netzwerkruhr, dem Cluster Erneuerbare Energien Hamburg oder dem H2-Beirat Essen – genauso intensiv wie beim Weltenergieerat Deutschland oder bei Hydrogen Europe. Denn der Klimawandel und die Energiewende sind globale Themen, die sich vor Ort auswirken.

Fazit

Das Jahr 2025 wird entscheidend sein, um die Wasserstoffwirtschaft in Deutschland von der Planungs- in die Umsetzungsphase zu bringen. Zuverlässige und zügige politische Entscheidungen, unternehmerische Initiativen und Fortschritte bei der Infrastruktur müssen ineinandergreifen, um den Übergang zu einer wasserstoffbasierten Energie- und Industrielandschaft zu beschleunigen.

Zusammenfassend lassen sich aus Sicht der TÜV NORD GROUP sechs Hebel ableiten, die für die notwendige Beschleunigung des Wasserstoff-Hochlaufs sorgen werden:

1. **Schnellere Genehmigungen:** Bürokratie abbauen! Einfachere Verfahren für Pipelines, Hafen-Terminals, Speicher und Elektrolyseure. Bund und Länder müssen sich effizienter abstimmen.
2. **Verbindliche Ausbauziele:** Klare Verantwortlichkeiten, Maßnahmen und Fristen für Elektrolyseure und das Wasserstoffkernnetz. Planungssicherheit ist entscheidend.
3. **Marktanreize stärken:** CO₂-Bepreisung und gezielte Subventionen treiben die Nachfrage nach wasserstoffbasierten Lösungen an.
4. **Einheitliche Zertifizierung:** Ein digitales, einheitliches europäisches Wasserstoff-Zertifikatsystem sichert Transparenz und Vertrauen. Dieses Zertifikatsystem muss eine Kompatibilität mit anderen internationalen Standards aufweisen.
5. **Import-Förderung:** Investitionen in Infrastruktur, Terminals und Speicher, dazu eine diversifizierte Lieferstrategie, um geopolitische Risiken

zu minimieren.

6. Deregulierung der Erzeugung: Regulierungen entschlacken! Auch blauer und türkiser Wasserstoff müssen den Markthochlauf vorantreiben.

Die Herausforderung ist groß: Deutschland muss gleichzeitig Prozesse beschleunigen, Investitionen mobilisieren und ein funktionierendes Ökosystem schaffen. Politik, Wirtschaft und Wissenschaft müssen zusammenarbeiten, um Angebot, Nachfrage und Infrastruktur zu harmonisieren. Gut ausgebildete Fachkräfte sind notwendig, um die ambitionierten Ausbauziele zu erreichen. Ausbildungs- und Weiterbildungsprogramme für Wasserstofftechnologien unterstützen dieses Ziel.

Die Unternehmen der TÜV NORD GROUP verfügen seit mehr als 150 Jahren über Erfahrung im Erkennen, Begutachten und Beherrschen von technischen Gefahren. Sicherheit und Nachhaltigkeit sind seit jeher unsere Grundprinzipien und markieren unseren Anspruch, mit dem wir den Energieträger Wasserstoff beim Markthochlauf begleiten.



© Stefan Hobmaier

Dr. Uwe Lauber
Vorstandsvorsitzender, MAN Energy Solutions SE

Dr. Uwe Lauber ist seit dem 1. Januar 2015 Vorsitzender des Vorstands der MAN Energy Solutions SE. Im Januar 2023 übernahm er zusätzlich die Verantwortung für den globalen Vertriebs- und After Sales-Bereich. Dr. Uwe Lauber wurde 1967 in Bad Säckingen geboren, ist verheiratet und Vater von zwei Kindern. Er studierte Maschinenbau und Wirtschaftsingenieurwesen in Konstanz und St. Gallen und promovierte 2009 im Fach Maschinenbau an der Universität Kronstadt.

Vor seinem Eintritt bei MAN Energy Solutions im Jahr 2010, war Dr. Uwe Lauber bei den Unternehmen BOC Cryostar und Sulzer Turbo in leitenden Positionen tätig.

Dr. Uwe Lauber ist Vorsitzender des Fachverbandes VDMA Motoren und Systeme (seit 2018) sowie Mitglied des Nationales Wasserstoffrates der Bundesregierung (seit 2020).

Die drei europäischen Clean Tech Chancen

Dr. Uwe Lauber

Ob Solarpaneele oder Batterien – China setzt sich bei vielen nachhaltigen Technologien als Marktführer durch. Wird das in anderen Bereichen bald ähnlich aussehen? Dr. Uwe Lauber, Vorstandsvorsitzender bei MAN Energy Solutions, fordert eine entschlossene Industriepolitik, um die wirtschaftliche Stärke Deutschlands und Europas im Clean Tech Bereich zu sichern und auszubauen.

China dominiert die Herstellung aller relevanten Green Techs, und ist in etlichen Segmenten längst uneinholbar: Schon eine einzige PV-Fabrik in China verfügt heute über ausreichend Kapazität, um den gesamten europäischen Jahresbedarf an Solarmodulen zu decken. 75 Prozent der weltweiten Produktion sind in China gebündelt. Das gleiche Bild zeigt sich in der Batterieproduktion, die Windenergie bleibt umkämpft, China führt. Einzig bei Wärmepumpen, der Abscheidung von Kohlenstoff und der Produktion von Elektrolyseuren liegt der Marktanteil aus chinesischer Produktion noch bei unter 50%.

Alle drei Technologien haben hierzulande eine starke industrielle Basis und beim Know-how liegen deutsche und weitere europäische Anbieter technologisch noch vorne. Bei Elektrolyseuren, speziell in der PEM-Elektrolyse sind deutsche Produzenten führend. Es ist das am besten geeignete Elektrolyseverfahren zur Integration von erneuerbaren Energien, da es aufgrund seiner hohen Dynamik optimal auf Stromschwankungen in der Verfügbarkeit reagieren kann.

Aber Deutschland und Europa drohen, den Anschluss zu verlieren und ihre starke Startposition im von der IEA ausgerufenen „Age of clean energy technology manufacturing“ unwiederbringlich zu verspielen. Die neue Bundesregierung muss das Blatt drehen. Dazu stehen ihr bislang einmalige Finanzierungsspielräume zur Verfügung. Wichtiger ist aber noch, dass die Regierung aus den Fehlern und Entwicklungen der jüngeren Vergangenheit lernt und sich vor allem drei strategische Maximen zu Herzen nimmt:

Ohne Skalierung geht es nicht

Das chinesische Beispiel zeigt, Skalierung wirkt. Grüne Technologien, die einst als teure Orchideen belächelt wurden, sind dank Massenproduktion heute im Geld. Was für grüne Elektronen wahr ist, stimmt auch für grüne Moleküle – Wasserstoff und klimaneutrale Kraftstoffe –, die heute noch keinen Business Case haben. Umgekehrt gilt aber auch: Ohne Skalierung geht es nicht! Nur groß denken, hilft. Wir brauchen nun schnellstmöglich industrielle Großprojekte in Deutschland und Europa. Auch überlegene europäische

Technologien werden im internationalen Wettbewerb scheitern, wenn sie sich über Jahre in Demoanlagen, Reallaboren, Pilotprojekten und kleinkarierten Förderregimes verzetteln.

Europe first

Der europäische Binnenmarkt, weltweit der größte, muss entfesselt werden! Europa muss endlich die ideologische Kleinstaaterei hintanstellen, um zwischen den Supermächten China und USA zu bestehen. China ist nicht nur der größte Hersteller, sondern zugleich der größte Nachfrager grüner Technologie. Die Stromproduktion seiner Solaranlagen allein wird in wenigen Jahren den gesamten Strombedarf der USA übersteigen. Zugleich droht unter der neuen Ägide Donald Trumps ein Ende des regelgeleiteten Weltmarkts, der maßgeblich für den Aufstieg Deutschlands zu einer der weltgrößten Volkswirtschaften war. Weder auf China noch die USA als barrierefreie Exportmärkte kann Deutschland künftig noch blind vertrauen. Europe first.

Den regulativen Knoten lösen

Die Daten sprechen eine klare Sprache: Wärmepumpen, Carbon Capture and Storage (CCS) und Elektrolyseure sind die drei skalierbaren Klimatechnologien, mit denen Deutschland noch zur weltweiten Spitze aufschließen kann. Alle drei haben hierzulande eine starke industrielle Basis und Europa ist technologisch noch führend. Diese Technologien müssen nun aus und in Europa zum Erfolg geführt werden. Dazu braucht es eine europäische Industriepolitik, die den heimischen Markt gegen Wettbewerbsverzerrungen schützt und zugleich Marktkräfte mit kräftigen Impulsen anfacht.

Bislang ist deutsche Industriepolitik zu oft komplex, bürokratisch und unflexibel. Das zeigt unter anderem das Wasserstoff-Förderprogramm H2.Giga, dessen Auflagen so hoch sind, dass es bislang keine industriell spürbare Wirkung entfalten kann: Von den bis 2030 avisierten 10 GW an Elektrolyseleistung in Deutschland, waren Anfang 2025 lediglich 0,7 Gigawatt mit konkreten Investitionsentscheidungen hinterlegt.

Dass es auch anders geht, zeigt das Beispiel des erfolgreichen Ausbaus der erneuerbaren Energien in den letzten Jahren. Nie zuvor wurden in so kurzer Zeit so viele grüne Erzeugungsanlagen ans Netz gebracht. Für Technologien, die die Energiewende vorantreiben und zugleich die Zukunftsfähigkeit des Wirtschafts- und Technologiestandorts sichern, sollte die kommende Bundesregierung daher, wie schon bei Erneuerbaren und beim Stromnetzausbau das „überragende öffentliche Interesse“ feststellen und damit schnelle und unkomplizierte Genehmigungsverfahren ermöglichen. Weiter muss die Novellierung des Kohlendioxid-Speicherungsgesetzes und Ratifizierung des London-Protokolls in den ersten 100 Tagen der neuen Bundesregierung erfolgen.

Die Aufgabe ist groß, aber der Wettkampf noch nicht verloren. Und auch einen deutschen Lichtblick gibt es: Mit einem erfolgreichen Aufbau des geplanten Wasserstoff-Kernnetzes kann sich die Bundesrepublik bei der H2-Infrastruktur

tur an die Spitze Europas setzen. 9.040 Kilometer Wasserstoffleitungen sollen zwischen 2025 und 2032 deutschlandweit in Betrieb genommen werden. Das wäre europäischer Rekord.



© DVGW e. V.

Prof. Dr. Gerald Linke
Vorstandsvorsitzender, DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.

Prof. Dr. Gerald Linke ist Vorstandsvorsitzender des Deutschen Vereins des Gas- und Wasserfaches. Der promovierte Physiker arbeitete zunächst ab 1995 bei Ruhrgas, später im E.ON Konzern. Dort leitete er u.a. im Segment Fernleitungstransport die Betriebsregion Nord und übernahm danach die Steuerung des Kompetenz-Centers Gastechnik und Energie-systeme, das die Gasforschung beheimatete. Dem schlossen sich Aufgaben als Technischer Geschäftsführer der Kokereigasnetz-Ruhr GmbH an sowie die Verantwortung länder-übergreifender Konzernprojekte zur Restrukturierung der Engineering-Einheiten.

Im Jahr seines Wechsels an die Spitze des DVGW wurde Herr Linke zum Honorarprofessor der Ruhr-Universität Bochum berufen. Professor Linke ist Bundesdeutscher Verbandsvertreter in der Internationalen Gas-Union. Von 2018 bis 2020 war er Präsident von MARCOGAZ, dem technisch-wissenschaftlichen EU-Verband der Gaswirtschaft. Seit 22.06.2020 hat er die Präsidentschaft von ERIG (European Research Institute for Gas and Energy Innovation) inne.

Die Energiewende ist dank Neuer Gase machbar

Prof. Dr. Gerald Linke

Um die Energiewende zum Erfolg zu führen, braucht es vor allem vier Dinge: praktikable Gesetze und Verordnungen, eine Planbarkeit über eine Legislaturperiode hinaus, schnelles Handeln und zügige Investitionen in unsere Infrastruktur.

Am Klimaschutz zu rütteln, so wie es derzeit von Teilen der Politik und der Wirtschaft gefordert wird, ist sicher nicht das richtige Mittel für die Bewältigung der Energiewende in unserem Land. Es wirkt eher so, als wenn man schon vor einer Herausforderung aufgibt, kapituliert. Wir sollten die damit einhergehenden und zugegebenermaßen großen Herausforderungen indes viel eher als Chance begreifen und diese beim Schopfe packen. Dieses Land stand schon vor weit größeren wirtschaftlichen und sozialen Herausforderungen, als das Gelingen der Energiewende – erinnert sei hier an die gemeinsame Kraftanstrengung des Großteils der Bevölkerung und der Wirtschaft beim Wiederaufbau nach dem 2. Weltkrieg. Im Vergleich dazu ist die Energiewende eine weitaus kleinere Herausforderung.

Allerdings ist es genauso fahrlässig, so zu tun, als wenn die Energiewende ohne größere Kraftanstrengungen und Umstellungsprozesse zu bewältigen ist. Dies den Unternehmern und der Bevölkerung zu suggerieren, wie es ebenfalls zeitgleich Teile der Wirtschaft und der Politik derzeit suggerieren, führt im Zweifelsfall genauso zu einer programmierten Frustration und erhöht im weiteren Verlauf die Zahl der Unterstützer, die vor größeren Herausforderungen kapitulieren wollen, statt sie gemeinsam anzugehen. Gemeinsam mit unseren europäischen Nachbarn im Rahmen der Europäischen Union.

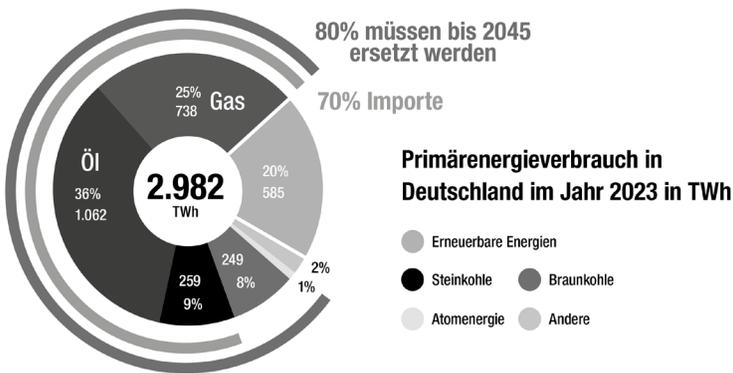
In den kommenden Jahren müssen wir die Transformation so gestalten, dass sie sich wieder an

Kriterien wie Bezahlbarkeit, Umsetzbarkeit sowie Versorgungssicherheit und Resilienz orientiert. Allzu lange sind die Grundregeln des sogenannten energiewirtschaftlichen Dreiecks ignoriert worden.

Eine nachhaltige, sichere und bezahlbare Energie- und Wasserversorgung in Deutschland ist dabei das Schlüsselement für wirtschaftliches Wachstum, Arbeitsplatzsicherheit und einen hohen Lebensstandard. In Zeiten der Anpassung an den Klimawandel und inmitten der Energiewende sind noch größere Herausforderungen als bislang zu bewältigen. Das kann aber nur gelingen, wenn die Politik die Rahmenbedingungen mit Gesetzen, gezielten Investitionen und passenden Förderprogrammen an die veränderten Anforderungen anpasst.

Moleküle sind und bleiben das Rückgrat unserer Energieversorgung

Moleküle sind und bleiben das Rückgrat unserer Energieversorgung. Sie decken heute 80 Prozent unseres Energiebedarfs. So betrug im Jahr 2023 der Primärenergieverbrauch in Deutschland insgesamt knapp 3.000 Terawattstunden (TWh), davon 25 Prozent (738 TWh) Erdgas. Zwar werden sich im Zuge der Energiewende die Anteile von Molekülen und Elektronen in der Energieversorgung annähern. Der größere Teil der Energieversorgung wird aber weiterhin in Form von Molekülen erfolgen. Fossile Energieträger wie Erdgas und Erdöl werden dabei durch klimaneutrale sogenannte Neue Gase wie Wasserstoff, seine Derivate und Biomethan ersetzt.



Wir brauchen Neue Gase für die stoffliche Nutzung in der Industrie, für schwer elektrifizierbare Energieverbräuche und zur Absicherung der Strom- und Wärmeversorgung. Neue Gase schaffen zudem Lösungsräume für Bereiche mit Energiespeicherbedarfen wie Verkehr und Gebäudewärme, wo noch unklar ist, wie die künftige Verteilung der Energieträger ausfallen wird. Wasserstoff, seine Derivate und Biomethan sind essenzielle Bausteine der Energiewende. Mit ihnen können wir Wirtschaftswachstum ermöglichen und Arbeitsplätze sichern, Versorgungssicherheit gewährleisten und Klimaschutzziele erreichen.

Bei der erforderlichen Infrastruktur ist das Wasserstoffkernnetz ein wesentlicher Baustein. Im nächsten Schritt wird es darum gehen, die Verteilnetzplanung zu realisieren. Dann können die rund zwei Millionen Industrie- und Gewerbebetriebe, etwa die Hälfte der Gaskraftwerke und knapp 20 Millionen Haushalte künftig mit Wasserstoff versorgt werden.

Zugleich ist der Ausbau von Windkraft- und Solaranlagen auch weiterhin wichtig und notwendig,

weil er die Basis zur heimischen Produktion von grünem Wasserstoff sicherstellt. Diese H₂-Produktionsumfänge gilt es zu forcieren. Da Deutschland

aber auch in Zukunft Energieimportland bleiben wird, müssen die Einfuhrmöglichkeiten für Wasserstoff ausgebaut werden. Dies gelingt jedoch nur im internationalen – und vor allem im europäischen – Schulterschluss.

Eine Verlangsamung oder zeitliche Streckung der Ausbauziele für Neue Energien und Neue Gase wäre falsch. Deutschland muss aufpassen, im internationalen Vergleich hier nicht zurückzufallen. Viele Länder innerhalb und außerhalb Europas sind – gerade im Bereich Neue Gase – weiter als wir. Ein „Zurück in die Vergangenheit“ würde unsere Chancen im internationalen Wettbewerb -insbesondere im Bereich der industriellen Produktion – schmälern und auch unserem Ruf schaden, dass die deutsche Wirtschaft zu den Spitzennationen bei der Nutzung von innovativen Technologien gehört.

Diejenigen, die in der Politik oder Teilen der Wirtschaft behaupten, eine Umsteuerung unseres Energiebedarfs ausschließlich auf Sonnen-, Wind- und Wasserenergie sei möglich, täuschen sich entweder oder behaupten wider besseren Wissens Unsinn.

Wahr ist, Deutschland ist den Umbau unserer Energiebedarfe sehr schnell angegangen. Der Ausstieg aus der Kernenergie ist vollzogen, der Ausstieg aus der Kohle erfolgt spätestens 2038, dann soll auch das letzte Kohlekraftwerk außer Dienst gestellt werden. Parallel wird – beschleunigt durch den russischen Angriff auf die Ukraine 2022 auch die Substitution von Erdgas aus Russland Stück für Stück zurückgefahren. Importtechnisch setzt Deutschland nun zunehmend auf andere Partner, wie zum Beispiel die USA.

Erdgas wird auch in den kommenden Jahren eine wichtige Brückenfunktion für die hiesige Energielandschaft einnehmen. Zunehmend wird es in den kommenden Jahren indes durch die Neuen Gase – allen voran Wasserstoff, aber auch z.B. Biomethan – ersetzt werden. Wasserstoff hat hier eine entscheidende Funktion als speicherbare Energie. Dies ist gerade bei sogenannten Dunkelflauten wichtig, also wenn zu wenig oder gar keine Energie aus Sonne, Wind und Wasser eingespeist wird. Aber auch wenn zu viel Erneuerbare Energien eingespeist werden, kann Wasserstoff als Energiesenke und Ausgleichselement dienen.

Neue Gase für alle Bereiche der Energieversorgung nutzen

Wichtig ist hier die Möglichkeit der Nutzung der Neuen Gase für alle Facetten des Energiebedarfs – von der Verstromung und Nutzung in der Industrie bis zum Privatkunden, genauso wie zur Wärmenutzung. Besonders bei letzterem bleibt Deutschland hinter den Möglichkeiten zurück. Die bisherige Bundesregierung war viel zu zögerlich beim Einsatz von Wärme aus Wasserstoff oder Biomethan etwa in privaten Haushalten. Hier muss in der neuen Regierung schnell mehr passieren, um die Nutzung von Wasserstoff in diesem Segment endlich ins Blickfeld zu nehmen und schnell umsetzbare Regularien zu schaffen. Wenn ich mir etwas wünschen dürfte – das gilt nicht nur für diesen speziellen Bereich – wäre es ein enger Austausch und ein Abklopfen auf Praxis-

tauglichkeit mit den Netzbetreibern und Versorgern.

Die neue Bundesregierung muss dringend mehr Augenmerk auf die realen Herausforderungen der Transformation der Energiewirtschaft legen. Es fehlen klare Rahmenbedingungen, die zum Gelingen der Energiewende notwendig sind. Insbesondere muss das Angebot an Neuen Gasen erhöht, die Gasinfrastruktur für Neue Gase weiterentwickelt und die Nachfrage nach ihnen anreizt werden.

Durch entschlossenes Handeln und das Nutzen aller Technikooptionen kann die neue Bundesregierung die Energiezukunft erfolgreich gestalten und für kommende Generationen eine sichere, umweltfreundliche und bezahlbare Energieversorgung gewährleisten. Dabei ist es entscheidend, die Wirksamkeit von Maßnahmen am volkswirtschaftlichen Optimum zu spiegeln und Kleinteiligkeiten zu vermeiden bzw. der Umsetzungsstärke der betroffenen Branchen zu überlassen.

Die EU-Zielsetzung, die CO₂-Emissionen bis 2040 um 90 Prozent zu reduzieren, stellt eine bedeutende Herausforderung und zugleich eine große Chance für die deutsche Gas- und Wasserstoffwirtschaft dar. Für Deutschland bedeutet dies, dass die nationalen Klimaziele, die eine Reduktion der Treibhausgase um 88 Prozent bis 2040 vorsehen, noch ambitionierter als bislang umgesetzt werden müssen. Die Gaswirtschaft wird verstärkt auf neue bzw. dekarbonisierte Gase wie Wasserstoff oder Biomethan setzen müssen, um die Emissionen im Wärmesektor und in der Industrie zu senken.

Wasserstoff, insbesondere grüner Wasserstoff, spielt eine Schlüsselrolle, da er als emissionsfreier Energieträger fossile Brennstoffe ersetzen kann. Die Integration von Wasserstoff in das bestehende Gasnetz spart erhebliche Mengen an CO₂ ein. Gleichzeitig erfordert dies massive Investitionen in Wasserstoffsysteminfrastruktur, wie Speicher und Anlandeterminals und Technologie, um die Produktion und Verteilung von Wasserstoff zu skalieren.

Carbon Capture and Utilization (CCU) und Carbon Capture and Storage (CCS) sind weitere wichtige Technologien zur Erreichung der Klimaziele. CCU ermöglicht die Nutzung von CO₂ als Rohstoff für industrielle Prozesse, während CCS die dauerhafte Speicherung von CO₂ in geologischen Formationen ermöglicht. Die Technologien können dazu beitragen, unvermeidbare Emissionen zu reduzieren und somit die Gesamtbilanz der Treibhausgasemissionen zu verbessern. Für die Gasnetzbetreiber bedeutet dies, dass sie in die Infrastruktur für die Abscheidung, den Transport und die Speicherung von CO₂ investieren müssen.

Insgesamt bietet die EU-Zielsetzung eine klare Richtung und Motivation, die Energiewende in Deutschland weiter voranzutreiben und innovative Lösungen für eine nachhaltige Zukunft zu entwickeln.

Angesichts der ambitionierten Klimaziele und des angekündigten Industrial Deals sollte Deutschland in Brüssel folgende Forderungen vertreten und durchsetzen:

1. Deutschland sollte sich für eine rasche und umfassende Ausweitung des European Hydrogen Backbone einsetzen. Dies umfasst den Ausbau und die Integration bestehender Gasnetze für den Transport von Wasserstoff, um eine europaweite Wasserstoffinfrastruktur auch auf Verteilnetzebene zu schaffen. Eine gut ausgebaute Wasserstoffinfrastruktur ist entscheidend, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten und den Markthochlauf von grünem Wasserstoff zu unterstützen.
2. Zudem ist eine klare Wasserstoffspeicherstrategie unerlässlich, um die saisonalen Schwankungen in der Wasserstoffproduktion und -nachfrage auszugleichen. Deutschland sollte in Brüssel auf die Schaffung eines rechtssicheren und wirtschaftlich tragfähigen Rahmens für den Aufbau und Betrieb von Wasserstoffspeichern drängen. Dies umfasst auch die Förderung von Investitionen in neue Speichertechnologien und die Umrüstung bestehender Erdgaslagerstätten. Unabdingbar ist, dass die deutsche Regierung die Fortgeltungsmöglichkeit von Genehmigungen für bestehende Wasserstoffsysteminfrastruktur, die sich aus der EU-H2/ Gas-Binnenmarkt-Richtlinie ergibt, ausschöpft.
3. Deutschland sollte sich für verbindliche Biomethanziele auf EU-Ebene einsetzen, um die Produktion und Nutzung von Biomethan zu fördern. Biomethan kann einen wichtigen Beitrag zur Dekarbonisierung des Energiesektors leisten und die Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen verringern. Die EU-Kommission hat in ihrem Biomethan-Aktionsplan im Zuge der REPowerEU Kommunikation bereits eine Ausweitung der Kraft- und Brennstofflieferverpflichtung in der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie als geeigneten Mechanismus angeführt. Bis 2030 soll die nachhaltige Erzeugung von Biomethan auf 35 Mrd. m³ gesteigert werden. Bisher resultierten jedoch keine ausreichenden Maßnahmen zur Umsetzung. Klare Zielvorgaben und Fördermaßnahmen sind notwendig, um die Biomethanproduktion bis 2030 signifikant zu steigern.
4. Im Rahmen des Industrial Deals sollte Deutschland auf die Schaffung eines günstigen Investitionsklimas für grüne Technologien und die Dekarbonisierung der Industrie drängen. Dies umfasst die Vereinfachung von Genehmigungsverfahren, den Zugang zu Finanzierungsmöglichkeiten und die Förderung von Forschung und Entwicklung im Bereich der erneuerbaren Energien und der CO₂-Abscheidung und -Speicherung (CCS).

Eine zentrale Frage sowohl für Investoren als auch für Infrastrukturbetreiber ist, wie die ausreichende Versorgung mit Neuen Gasen gewährleistet werden kann. Da Deutschland weiterhin Energieimportland bleiben wird, müssen Importmöglichkeiten ausgebaut werden. Gleichzeitig ist es wichtig, die hei-

mische Produktion zu forcieren. Beides ist mit den nötigen Anfangsinvestitionen verbunden, die Anreize, ein langfristig planbares Marktumfeld und einen verlässlichen Ordnungsrahmen brauchen und die sich am Ende rentieren werden.

Um Angebot und Produktion für Neue Gase zu erhöhen, bedarf es verschiedener Maßnahmen. So sollte etwa das Internationale Förderinstrument H2Global um eine regionale Förderung in Deutschland (H2-Regional) erweitert werden, das Finanzierungsrisiko zu senken und damit die Erzeugung und den Handel von Wasserstoff in der Region weiter anzureizen. Hiermit kann die lokale Wertschöpfung und der Mittelstand unterstützt und letztlich die Energiewende für kleine und mittlere Unternehmen eingeleitet werden. Zugleich sollte die Förderung von Forschung und Technologieentwicklung für die Synthese von Derivaten und die Rückgewinnung von Wasserstoff national und auf europäischer Ebene ausgeweitet werden, um die Transportmöglichkeiten zu verbessern.

Importallianzen und Energiepartnerschaften auf EU- und internationaler Ebene

Auf internationaler Ebene müssen wir sowohl Importallianzen als auch europäische und internationale Energiepartnerschaften schließen, auch um die Diversifizierung unserer Beschaffung zu stärken. Hierbei sollten wir alle Farben des Wasserstoffs im Blick haben: Importierter und heimisch produzierter blauer Wasserstoff sollte finanziell gefördert werden. Zugleich sollte die Marktfähigkeit erleichtert werden, um das hier schlummernde Potenzial für einen möglichen rasanten Up-Scaling zu heben.

Auf europäischer Ebene brauchen wir einen nachhaltigen Regulierungsrahmen für Carbon Management, der die Grundlage eines Circular-Economy- und Nachhaltigkeitsansatzes darstellt. Zugleich muss mehr und gezielter als bisher in anwendungsorientierte Forschung investiert werden – insbesondere für die Erzeugung von türkischem Wasserstoff. Damit die Energiewende gelingen kann, wäre zudem eine Lockerung und Vereinfachung der aktuell zu engen Vorgaben für erneuerbaren (RED III) und kohlenstoffarmen Wasserstoff (EU-Gasmarktpaket) wesentlich.

Aber nicht nur durch Import wird der heimische Wasserstoffbedarf gedeckt werden. Hierbei ist wesentlich, das nachhaltig verfügbare deutsche Biogaspotential sicherzustellen und mehr Gas wirtschaftlich in die Netz-Einspeisung zu überführen. Dazu müssen Genehmigungsverfahren vereinfacht werden. Gemeinsam mit anderen Mitgliedsstaaten muss Deutschland in einen Dialog mit der EU-Kommission treten, um eine europäische Synchronität in der Umsetzung anzustreben. Das heimische Potential für Wasserstoff aus Erneuerbaren Energien ist da. Ihn gilt es schnell freizusetzen.

Eine Neujustierung der Wirtschaftspolitik ist an mehreren Stellen dringend erforderlich. Dies betrifft insbesondere folgende Bereiche, bei denen die kom-

mende Bundesregierung dringend vorankommen muss: Die Praktikabilität von Gesetzen und Verordnungen, eine Planbarkeit über eine Legislaturperiode hinaus, Schnelligkeit und Investitionen in unsere Infrastruktur.

Praktikabilität

Hier hakt es leider trotz aller politischen Willensbekundungen in Wahlkämpfen sehr stark: Die Umsetzbarkeit von Gesetzen und Verordnungen für alle Beteiligten ist vielfach nicht im Blick beim Beschluss von Gesetzen und Verordnungen durch die Bundesregierungen oder auch durch die Bundesnetzagentur. Ein Beispiel von leider sehr vielen aus der jüngsten Zeit sind die überbordenden, Informationsanforderungen des Artikels 71k GEG, bei deren Ausgestaltung die Netzbetreiber diverse Daten sammeln und aufbereiten müssen.

Planbarkeit

Viel zu oft kümmert sich „die Politik“ leider um Nebenschauplätze, auf denen sie ohne viel Expertise schnelle Entscheidungen treffen und Erfolge verkünden kann. Gesetze und Initiativen mit einer weitreichenden Bedeutung für unser Land hingegen werden oftmals lange herausgezögert - und dann geht alles so schnell, dass keine ausreichende Zeit mehr für beratende Konsultationen durch Verbände oder andere betroffene Institutionen möglich ist. Im vergangenen Jahr gab es – ohne Not – Konsultationen etwa zur Biomassestrategie mit einer Vorlaufzeit von gerade einmal 48 Stunden.

Sobald Wahlen anstehen, werden diese mühsamen Entscheidungen mit einer deutlichen Auswirkung auf unser Land aber wieder in Frage gestellt – oft selbst von den Parteien, die sie Monate zuvor noch beschlossen haben. Ein Beispiel hierfür ist der bereits am Anfang genannte Ausstieg aus der Kohleverstromung, der weiterhin völlig richtig ist, gleichwohl aber von Teilen der Politik aktuell wieder in Frage gestellt wird.

Schauen wir in andere Länder Europas, gibt es dort oft so etwas wie einen Grundkonsens zwischen den Parteien in Fragen der wirtschaftlichen Planbarkeit. Ein Beispiel hierfür ist Norwegen: hier gibt es

Einen politischen Konsens von links bis rechts in der Parteienlandschaft hat, dass in den 30er Jahren keine klassischen Verbrenner mehr zulassen werden. Gleichzeitig gibt es Programme, um den Umstieg auf alternative Antriebstechnologien finanziell zuverlässig zu fördern. Hieran rüttelt keiner in der Politik. Das führt zu Planbarkeit über eine Wahlperiode hinaus in der Bevölkerung wie auch in der Wirtschaft. Hiervon sind wir in Deutschland leider in den wichtigsten Fragen, etwa der strategischen Ausrichtung der Energiepolitik, Lichtjahre entfernt. Die Folge: Dringend nötige Investitionen aus der Privatwirtschaft in den Umbau der Energiepolitik werden damit erschwert und herausgezögert. Gerade hier ist Planbarkeit über eine Dekade hinaus aber essentiell, wenn der Umbau unserer Energiewirtschaft gelingen soll.

Ein aktuelles Beispiel, bei dem das Thema Planbarkeit eine große Rolle spielt, ist die im Januar noch im Bundestag verabschiedete Verlängerung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes (KWKG). Diese war richtig, da nun auch Anlagen eine Förderung erhalten, die nach 2026 in Betrieb gehen. Dies reicht jedoch nicht aus: Es braucht eine deutlich weitreichendere Verlängerung des Gesetzes, mindestens bis zum Jahr 2035. Das KWKG muss dabei zugleich mit höheren jährlichen Zubauzielen und einer Fokussierung auf klimaneutrale Brennstoffe in der Strom- und Wärmeversorgung ausgestaltet werden.

Schnelligkeit

Auch beim Thema Schnelligkeit geraten wir immer stärker ins Hintertreffen. Wesentliche Weichenstellungen im Energiebereich, die wesentlich für die kommenden Jahre und Jahrzehnte wären, lassen auf sich warten. Im Klima- und Energiebereich betrifft das etwa das ganze Themenfeld CCU (die Abscheidung, Transport und Nutzung von CO) und CCS (die Abscheidung und Speicherung von CO). Hier hat Deutschland, im Gegensatz zu vielen anderen Ländern, de facto noch keine Entscheidungen getroffen – weder zur Abscheidung oder dem Transport noch zur Nutzung oder zur Lagerung.

Viele Gesetzesinitiativen, wie das Kohlendioxid-Speicherungsgesetz, wurden leider vor den Neuwahlen nicht mehr beschlossen; andere müssen dringend auf den Weg gebracht werden, da sie zeitkritisch sind. Dringlich ist etwa die Umsetzung der EU-Gasbinnenmarkttrichtlinie in deutsches Recht, um die Ertüchtigung der Gasverteilnetze für Wasserstoff zu ermöglichen. Auch beim Thema CO₂-Transport muss in der neuen Legislaturperiode zeitnah ein Rechts- und Finanzierungsrahmen geschaffen werden. Zudem sind grundlegende Änderungen beim Gebäudeenergiegesetz die Voraussetzung dafür, dass Wasserstoff im Gebäudesektor und insbesondere bei der Wärmenutzung seinen Platz als klimafreundlicher Zukunftsträger einnehmen kann. Deutschland droht hier wichtige Zeit zu verlieren. Zeit ist indes in puncto Klimaschutz und Umbau unserer Energiewirtschaft unser teuerstes Gut. Hier findet sich in allen Wahlprogrammen der Parteien traditionell immer die Forderung, Bürokratie abzubauen. Nach den Wahlen gerät dieser Allgemeinplatz der deutschen Politik indes immer schnell in Vergessenheit. Neue Regeln und Gesetze werden geschaffen, bestehende bei ihrer Überarbeitung meist ausgeweitet, selten nur reduziert oder gar abgeschafft. Dabei hat Bürokratie per se einen schlechten Ruf, den sie nicht verdient. Wir brauchen Regeln und Gesetze in allen Bereichen der Gesellschaft, auch für die Wirtschaft. Indes müssen diese Regeln regelmäßig auf ihre Notwendigkeit und Praktikabilität hin überprüft werden. Vor allem aber, das stellen wir gerade im Bereich der Energiewirtschaft immer wieder fest, müssen sie aufeinander abgestimmt werden.

Energetisch ist Deutschland zudem ein Flickenteppich. Viele Genehmigungsverfahren variieren bei zentralen Parametern je nach Bundesland und teilweise je nach Kommune. Ein Beispiel ist der Bau oder Ausbau einer Bestandsanlage für Biomethan: In manchen Örtlichkeiten muss für einen sim-

plen Anbau ein komplett neues Genehmigungsverfahren gestartet werden, was Zeit und damit Geld kostet und auch hier viele potentielle Investitionen verhindert. Je nach Örtlichkeit kann dies entweder digital, oder es müssen Tonnen an Ordnern per Post zur Behörde geschickt werden. Eine weitestgehende Vereinheitlichung, Digitalisierung und damit Beschleunigung von Bauverfahren ist dringend notwendig. Dazu könnte die Bundesgesetzgebung einheitliche Entscheidungsparameter und Beschleunigungsfaktoren, wie etwa die Klassifizierung bestimmter notwendiger Maßnahmen im Energiebereich, als Projekte mit „überragendem öffentlichem Interesse“ klassifizieren. Dies wäre ein Beispiel für positive Bürokratie.

Infrastruktur

Wie eingangs im Artikel bereits ausgeführt, braucht es Geld für das Gelingen der Energiewende. Privates Kapital – unersetzt durch staatlich garantierte Planungssicherheit, aber auch und vor allem vor dem Hintergrund des Ziels des Klimaschutzgesetzes der Bundesregierung, dass Deutschland bis 2045 klimaneutral sein soll, und damit sogar fünf Jahre vor der EU.

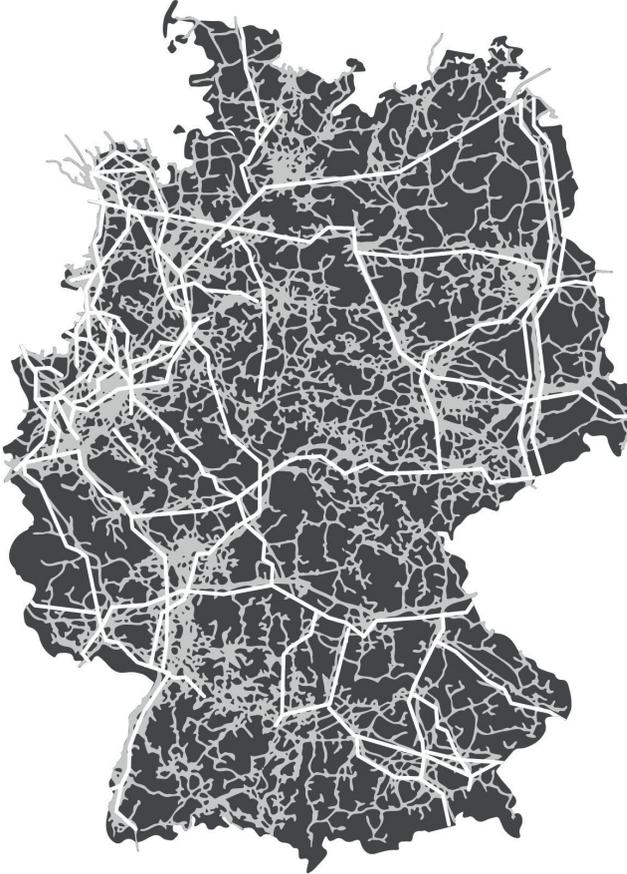
Auch die Substitution von Kohlekraftwerken durch Gaskraftwerke ist dabei eine wesentliche Maßnahme zur Dekarbonisierung. Diese auf Wasserstoff umzustellen ist technisch gut zu realisieren und kann erfolgen, wenn Wasserstoff in den dafür erforderlichen Großmengen verfügbar ist.

Mit dem Wasserstoff-Kernnetz wurde ein wichtiger erster Schritt für die Transformation zu einer klimafreundlichen Energieversorgung getan. Als nächstes muss die Verteilnetzplanung angegangen werden, die – wie die Kernnetzplanung auch – in weiten Teilen aus einer Überführung der Erdgasinfrastruktur in eine solche für die Neuen Gase besteht.

Die Erdgasverteilnetze versorgen heute rund 2 Millionen Industrie- und Gewerbebetriebe, etwa die Hälfte der Gaskraftwerke und knapp 20 Millionen Haushalte, und müssen zukünftig den Wasserstoff dorthin bringen, wo er benötigt wird. Es ist von zentraler Bedeutung, dass Deutschland als Industrieland flächendeckend mit Wasserstoff versorgt wird.

Die Kosten für die Umstellung des heutigen Erdgasverteilnetzes belaufen sich auf etwa 4 Milliarden Euro bis 2045. Hauptgrund für die relativ geringen Aufwände ist die Tatsache, dass circa 97 Prozent der bestehenden Leitungen heute schon H₂-ready sind. So reagieren sie beispielsweise in Sachen Verschleiß auf Wasserstoffmoleküle genauso wie auf Methan. Lediglich Verdichter sowie Mess- und Prüfstationen müssen ausgetauscht werden. Erdarbeiten sind nicht notwendig, was insbesondere in urbanen Räumen von großer Bedeutung ist.

Das vorhandene Gasnetz ermöglicht
den Transport klimaneutraler Energie
in ganz Deutschland



Zudem müssen Wasserstoffspeicher aufgebaut werden, um saisonale Nachfrageschwankungen auszugleichen und als Puffer in Krisensituationen zu dienen. Nur so können die Resilienz des Energiesystems und die Versorgungssicherheit gewährleistet werden.

Allerdings werden wir beim Wasserstoff wie beim Erdgas etwa in die Infrastruktur und auch neue Leitungen ins Ausland investieren müssen, damit über Schiffe angeliefertes Ammoniak etwa in den Häfen der Niederlande oder Belgiens angeliefert und durch sogenannte Cracker in Wasserstoff gespalten und durch die Leitungen nach Deutschland gespeist werden kann.

Deutschland muss hier auch finanzpolitisch umdenken. Jahre hat der Staat hierzulande zu wenig in Infrastruktur investiert. Marode Schulen, Rathäuser,

Brücken, Verkehrswege sind jedem bekannt. Hier müssen wir viel mehr in den kommenden Jahren investieren. Deutschlands Stärke war neben seiner Innovationskraft auch seine hervorragende Infrastruktur. Auch hier geraten wir immer mehr im internationalen Vergleich ins Hintertreffen. Zugleich wird zu wenig und zu langsam in neue Projekte investiert, oft werden bauliche Genehmigungsverfahren zudem durch nicht endende Beteiligungen und Umweltschutzprüfungen in die Länge gezogen. Hier würde eine Kombination aus mehr staatlichen Invests und dem zuvor schon genannten Instrument, Projekte „von überragendem Interesse“ gesetzlich untersetzt, zu beschleunigen helfen, wenn es etwa um den zügigen Bau von Trassen, Leitungen und Erzeugungsanlagen im Energiebereich geht.

Um die Infrastrukturentwicklung für Neue Gase zu sichern, ist zudem wesentlich, dass die Kosten für die Herstellung der H₂-Readiness der Verteilnetze von Anfang an regulatorisch anerkannt werden. Zugleich muss der Zubau von Speichern über eine Regulierung oder staatliche Unterstützung angereizt werden. Der Speicheraufbau muss dabei zeitgleich zum Netzausbau vorgenommen werden und fester Bestandteil der deutschen Wasserstoffstrategie werden. Es darf hier kein versorgungstechnischer Flaschenhals entstehen. Begleitend hierzu ist aber auch der Aufbau einer CO₂-Infrastruktur in Deutschland und Europa dringlich. Wie bereits geschrieben sind uns hier andere europäische Länder Jahre voraus. Hier muss die neue Bundesregierung dringend handeln. Last but not least müssen zeitnah von der neuen Regierung auch die Netztransformationauflagen des EU-Gasbinnenmarktpakets in nationales Recht umgesetzt, synchronisiert und mit den Nachbarstaaten umgesetzt werden

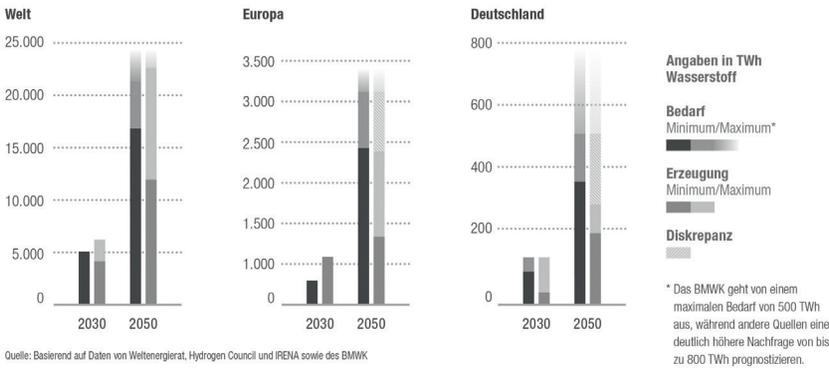
Deutschland braucht eine Neujustierung des energiewirtschaftlichen Dreiecks

Deutschland benötigt mit Blick auf die Energieversorgung eine Neujustierung des energiewirtschaftlichen Dreiecks. Die Kriterien Versorgungssicherheit, Bezahlbarkeit und Klimaschutz müssen endlich wieder in ein angemessenes Verhältnis gebracht werden. Nur dann lässt sich die Transformation in eine nachhaltige und klimafreundliche Energieversorgung erfolgreich gestalten. Der Kurs zu mehr Klimaschutz führt nur schnell zum Ziel, wenn er praktisch und ökonomisch umsetzbar ist.

Neben der Angebotserhöhung und der Infrastrukturstärkung muss auch der Markt selbst und die Nachfrageseite adressiert werden: Auf das spartenübergreifende starke Interesse an Wasserstoff muss endlich mit der Schaffung der Marktfähigkeit geantwortet werden. Es darf keine weitere künstliche Verknappung der neuen Energieträger durch regulatorische Auflagen geben, die einer Transformation zuwiderlaufen und diese Gase verteuern. Nur so kann die erhöhte Anfangsförderung reduziert und ein echter Markt entwickelt werden.

Modelle zeigen, dass die weltweite Nachfrage nach klimafreundlichem Wasserstoff in den Jahren 2030 und 2050 gedeckt sein wird.

In Europa werden im Jahr 2050 Importe erforderlich sein, um den erwarteten Bedarf zu decken. In Deutschland werden Importe bereits im Jahr 2030 notwendig sein.



Dafür müssen Neue Gase in allen Anwendungsbereichen berücksichtigt werden (Industrie, Gewerbe und Privatkunden und bei der Absicherung der Stromversorgung). So sollten nachhaltige Energieträger und Heiztechnologien bei der Transformation zur klimaneutralen Energie- und Wärmeversorgung eingeschlossen werden. Auch dezentrale Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen mit Wasserstoff und Biomethan sind notwendig, um die lokale Wärmeversorgung zu sichern, die Stromverteilnetze zu entlasten, und Schwankungen der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien auszugleichen.

Um die Nachfrage nach Neuen Gasen anzureizen, ist daher wesentlich, klare Nachfrageanreize über die Umsetzung von Quoten und Mengenzielen zu setzen. Und auf gesetzlicher Ebene gibt es auch hier dingenden Handlungsbedarf: Deutschland braucht endlich einen konsistenten und umsetzbaren Ordnungsrahmen für die Energiewirtschaft im EnWG, die kommunale Wärmeplanung im WPG und die Wärmeerzeugung in Gebäuden im GEG. Insbesondere das GEG muss schnell angepasst werden, um es endlich realistisch zu gestalten – etwa durch einen technologienoffenen Ansatz, der Emissionsminderungen vorschreibt, die auch durch eine kumulative Anrechenbarkeit baulicher und energetischer Maßnahmen nachgewiesen und einberechnet werden können. Die kommunale Wärmeplanung muss zu einer wirklichen kommunalen Energieplanung weiterentwickelt werden, welches sowohl Machbarkeiten berücksichtigt als auch wichtige Zweige wie die Industrie nicht ausschließt. Zuletzt: Das Kraftwerkssicherheitsgesetz (KWVG) und Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) müssen gemeinsam weiterentwickelt werden, damit anhand realistische – d. h. die verfügbaren Ressourcen berücksichtigenden – Zubauplanungen zeitnah umgesetzt werden können.

Deutschland muss schnell die hier genannten Rahmenbedingungen umsetzen. Die neue Bundesregierung muss hier zügig handeln, damit die Energiewende erfolgreich umgesetzt werden kann. Es liegen also viele drängende Aufgaben vor der neuen Bundesregierung und es gibt eine klare Erwartungshaltung seitens der Verbände, Unternehmen und auch der Verbraucher, dass diese nun mit Volldampf angegangen werden. Wenn die neue Regierung dabei die Prämissen des energiewirtschaftlichen Dreiecks beachtet und zugleich die vier wesentlichen Planungsparameter - praktikable Gesetze und Verordnungen, eine Planbarkeit über eine Legislaturperiode hinaus, schnelles Handeln und zügige Investitionen in unsere Infrastruktur – beachtet, kann und wird die Energiewende erfolgreich und schnell umgesetzt werden.



© Land der Ideen

Holger Lösch
Stellvertretender Hauptgeschäftsführer, Bundesverband der Deutschen Industrie e.V.

Holger Lösch wurde 1963 in Schweinfurt geboren. Er ist verheiratet und hat zwei Kinder. Von 1983 bis 1991 absolvierte er ein Studium der Politikwissenschaft, Geschichte und Germanistik an der Ludwig-Maximilians-Universität in München.

Bereits während seines Studiums begann er als Journalist und Redakteur beim Bayerischen Rundfunk im Bereich Fernsehen zu arbeiten. Ab 1995 leitete er den Stab Fernsehdirektion des Bayerischen Rundfunks bis er 1998 die Leitung der Zentralen Programmkoordination übernahm.

2001 wechselte Holger Lösch vom Bayerischen Rundfunk zur Schörghuber Unternehmensgruppe in München und war dort bis 2007 als Leiter Zentralbereich Kommunikation und Marketing tätig. Ab 2006 war er zudem Mitglied der Unternehmensleitung.

Von 2007 bis 2008 verantwortete er die Geschäftsführung Unternehmensentwicklung, Kommunikation und Customer Relation Management der Arabella Hotel-Holding, München.

2008 wurde er Leiter Bereich Kommunikation und Marketing des BDI, ab 2009 außerdem Mitglied der Geschäftsleitung.

Holger Lösch ist seit Juli 2011 Mitglied der Hauptgeschäftsführung und seit April 2017 stellvertretender Hauptgeschäftsführer des BDI.

Wie wir klimaneutral werden und wettbewerbsfähig bleiben können – Für eine bessere Balance von Ökologie und Ökonomie

Holger Lösch

Mich verwundert immer wieder, wie generell problematisiert wird, ob Industrie sich transformieren kann. Unsere Industrie ist immer noch da, weil sie schon immer in der Lage war, sich kontinuierlich selbst zu verändern, zu transformieren. Wenn wir uns die deutsche Industrie heute ansehen, sehen wir eine bunte Vielfalt von Unternehmen, die nichts anderes sind als „Langzeitüberlebende“ massiver historischer und technologischer Transformationsprozesse. Wer nach über 150 Jahren noch immer als Industrieunternehmen aktiv ist, hat sich massiv transformiert und wahrscheinlich nicht nur einmal. Die Industrie hat also die Fähigkeiten und das Engagement, sich selbst zu verändern, um die Welt zu verändern. Daher ist auch die Klimatransformation etwas, das der Industrie grundsätzlich keine Angst machen müsste. Sie könnte sogar als Chance begriffen werden, die neue Wachstumsmöglichkeiten eröffnet. Zusammen mit der Digitalisierung und dem Gesundheitswesen wird bis 2030 ein weltweiter jährlicher Umsatz von mehr als 15 Billionen Euro pro Jahr erwartet.

Dennoch löst diese Transformation zunehmend große Sorgen und Bedenken in Wirtschaft und Bevölkerung aus.

Denn die grüne Transformation ist nicht in erster Linie markt-, verbraucher- oder technologiegetrieben, sondern – aus gutem Grund – eher politisch motiviert. Das unterscheidet sie fundamental von klassischen industriellen Transformationsprozessen. Eine Transformation mit quantitativen und qualitativen Zielvorgaben und einem fixen Enddatum in einer Welt mit unterschiedlichen Ambitionsniveaus ist herausfordernd und trotz aller Chancen auch riskant.

Gleichzeitig hat sich die Wachstumsdynamik der Industrie in den letzten Jahren deutlich verlangsamt. Europa, und insbesondere Deutschland, fallen bei immer mehr Indikatoren hinter wichtige Wettbewerber wie die USA, China und andere Industrienationen zurück.

Und all das findet vor der Kulisse einer sich dramatisch verändernden Welt statt: COVID, Ukrainekrieg, USA-China-Konflikt, Nahostkonflikt, Migration und seit Anfang des Jahres eine hoch disruptive Auflage von Trump 2.0 in den USA. Die Effekte der Trump'schen Zollpolitik auf die Weltwirtschaft sind unabsehbar, ebenso wie seine dogmatische Ablehnung „grüner“ Technologien.

Wenn wir in diesem Wirbelsturm geplanter und ungeplanter Transformationen die Transformation für mehr Klimaschutz zu einer Erfolgsgeschichte machen

wollen, müssen wir lernen, Ökologie und Ökonomie besser in Einklang zu bringen. Wir müssen uns für Diskussionen in Brüssel und Berlin öffnen, um eine effizientere, pragmatischere, wettbewerbsfähigere und flexiblere Konzeption dieser Transformation zu entwickeln.

Dies beinhaltet kurzfristige nationale Entlastungen, den Einstieg in strukturelle konzeptionelle Veränderungen auf nationaler Ebene und den Einstieg in eine grundlegende Diskussion über die europäische Klimapolitik ohne die langfristigen Ziele in Frage zu stellen.

Brauchen wir einen neuen Ansatz bei der europäischen Klimapolitik?

Deutschland hat sich im Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) verpflichtet, bis 2045 Netto-Treibhausgasneutralität zu erreichen. Im Gegensatz dazu strebt das Europäische Klimagesetz eine unionsweite Klimaneutralität bis spätestens 2050 an. Der EU-Green-Deal hat dieses Ziel mit einer Unmenge regulatorischer Vorgaben seit 2019 vorangetrieben.

Eine Klarstellung ist notwendig. Die Diskussion über eine Verschiebung des deutschen Klimaneutralitätsziels von 2045 auf das europäische Zieljahr 2050 ist aus Sicht der deutschen Industrie eine Scheindebatte. Denn nach geltendem EU-Recht werden die allermeisten Unternehmen in Energie und Industrie aufgrund des europäischen Emissionshandels (EU ETS) ohnehin bereits deutlich vor 2045 klimaneutral wirtschaften müssen, weil ab 2038 mit hoher Wahrscheinlichkeit keine Zertifikate mehr verfügbar sein werden. Was wir brauchen, ist keine Diskussion über abstrakte Klimaziele, sondern eine offene und ehrliche Debatte über die richtigen Instrumente zur Zielerreichung – insbesondere über die Zukunft des europäischen Emissionshandels. Der Schlüssel liegt in Brüssel. Dort muss die Debatte über eine flexiblere und pragmatischere Architektur des europäischen Klimainstrumentariums geführt werden. Unsere Industrien befinden sich in einem grundlegenden Wandel – und das in einer Zeit tiefgreifender Umbrüche. Extremwetter, geopolitische Spannungen und Populismus nehmen zu, während internationaler Wettbewerbsdruck und marode Infrastrukturen die hiesige wirtschaftliche Lage weiter verschärfen. Klimaschutz und Wirtschaftlichkeit gehören zusammen. Jetzt entscheidet sich, ob die klimaneutralen Industriestandorte der Zukunft in China oder den USA entstehen – die bereits mit Hilfe von Subventionen massiv in Zukunftstechnologien investieren – oder hier in Europa.

Ist es vor diesem Hintergrund sinnvoll, unverändert an bestehenden Instrumenten festzuhalten, obwohl sich die Rahmenbedingungen seit der Festlegung unserer ehrgeizigen Ziele teils dramatisch verändert haben? Die Bepreisung von Treibhausgasemissionen bleibt zentral, doch das „Wie?“ muss offen diskutiert werden. Sollten die Emissionshandelssysteme durch Einbeziehung von CO₂-Entnahmetechnologien langfristig flexibilisiert werden? Ist der aktuelle Reduktionspfad, der vorsieht, dass im ETS1 für stationäre Anlagen bereits 2038 die letzten Emissionszertifikate ausgegeben werden, noch realistisch? Macht es Sinn, die letzten, besonders teuren Schritte der Dekarbonisierung

deutlich vor allen anderen großen Volkswirtschaften und ausschließlich in der EU zu gehen? Oder wäre es klüger, CO₂ im begrenzten Umfang und qualitativ hochwertig auch dort in der Welt zu reduzieren, wo es am kosteneffizientesten ist – wie es das Pariser Klimaabkommen ausdrücklich erlaubt?

Die Konditionierung des EU-2040-Ziels durch die neue Bundesregierung setzt daher einen wichtigen und richtigen Impuls in einer Diskussion, die in Brüssel im vollen Gange ist. Mehr Balance mit Wettbewerbsfähigkeit, Akzeptanz für CCS und die Zulassung von negativen Emissionen und außereuropäischen CO₂-Vermeidungsanstrengungen im europäischen Emissionshandel könnten wichtige Flexibilisierungspotentiale für die sehr schwer vermeidbaren Emissionen in Europa schaffen. Und die Frage des Schutzes vor Carbon Leakage in einer Welt mit sehr unterschiedlichen klimapolitischen Ambitionsniveaus muss kritisch gestellt werden. Es bleiben erhebliche Zweifel daran, ob CBAM „fit for purpose“ ist, wir brauchen Rückfallpositionen im europäischen Emissionshandel.

Dies sind die zentralen Fragen, die Politik und Gesellschaft in Europa dringend beantworten müssen, anstatt Energie in Glaubensdiskussionen zu investieren, die uns nicht wirklich weiterbringen. Wenn Industrie sich kontinuierlich transformieren muss, sollte es auch für Politik möglich sein, ihre Konzepte zu transformieren, wenn die Rahmenbedingungen sich verändern. Eine Dekarbonisierung über Deindustrialisierung, Suffizienz oder Demobilisierung wird politisch nicht durchhaltbar sein. Es besteht die Gefahr, dass ein zu dogmatisches Herangehen das Ziel einer klimaneutralen Transformation in Gänze gefährdet, weil populistische Kräfte die Sorgen und Nöte von Wirtschaft und Bevölkerung für ihre Zwecke nutzen. Daher brauchen wir einen Ansatz, der es uns ermöglicht, die langfristigen Ziele zu erhalten und gleichzeitig unsere Wettbewerbsfähigkeit und Resilienz zu stärken. Denn ein „Stop“ oder ein „Zurück“ macht angesichts der enormen Investitionen, die bereits erfolgt sind und den in der Breite der Industrie eingeschlagenen Veränderungsprozesse keinen Sinn. Wenn man auf schwierigen Wegen unterwegs ist, macht Stehenbleiben keinen Sinn, vielmehr muss man nach einfacheren und besseren Wegen zum Ziel suchen.

Einige konkrete Punkte die aus Sicht der deutschen Industrie im europäischen Kontext zentral sind:

Strompreise dauerhaft senken: Es braucht strukturelle Lösungen, um die international nicht wettbewerbsfähigen Strompreise zu senken. Kurzfristig gilt es, verlässliche Entlastungsmaßnahmen für die Industrie zu etablieren bzw. zu verstetigen. Die Strompreiskompensation einschließlich des Super-Caps für die stromintensivsten Unternehmen müssen ohne weitere Abschmelzungen über 2030 hinaus beibehalten werden. Zudem sollte die Strompreiskompensation auf weitere Sektoren, auch mit Blick auf den Mittelstand, ausgeweitet werden. Das EU-Beihilfenrecht darf Entlastungen von steigenden Preisen, Netzentgelten und Umlagen nicht im Wege stehen. Die alleinige Belastung

der Endverbraucher sollte grundlegend überdacht werden, um eine gerechtere Kostenverteilung zu gewährleisten. Langfristig ist ein effizienter Ausbau des europäischen Energiebinnenmarkts entscheidend. Dafür braucht es eine bessere Koordination bei der Planung neuer Infrastrukturen sowie eine Absicherung grenzüberschreitender Investitionen, vor allem in Interkonnektoren. Eine Stärkung der Connecting Europe Facility for Energy (CEF-E) ist hierfür unerlässlich.

Eine besser koordinierte Entwicklung erneuerbarer Energien an den kostengünstigsten Standorten innerhalb der EU sowie der notwendige Ausbau der Interkonnektoren könnten die EU-weiten Großhandelspreise für Strom langfristig um bis zu 40 Prozent senken.

Grüne Leitmärkte schaffen und Verfahren beschleunigen: Der angekündigte „Industrial De-carbonisation Accelerator Act“ sollte über die Festlegung von Fristen hinausgehen. Zielgerichtete Ausnahmen vom EU-Umweltrecht – nach dem Vorbild der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED III) – und eine Modernisierung der teils veralteten EU-Umweltgesetze sind wichtig, um Verfahren zu beschleunigen. Grüne Leitmärkte insbesondere für CO₂-reduzierte Grundstoffe sollten durch eine Kombination aus Angebots- und Nachfrageinstrumenten gefördert werden.

Molekülwende beschleunigen und nicht fesseln:

Die derzeitige Regulatorik gerade auf EU-Ebene unterstützt die Einfuhr von grünem Wasserstoff nicht, sondern blockiert mit ihren überhöhten Anforderungen die Marktdynamik deutlich. Motiviert von den Bedenken, dass bei dessen Produktion Strom mit zu großer CO₂-Intensität eingesetzt werden könnte, verknappen die Kriterien „Zusätzlichkeit“ und „Zeitgleichheit“ im Delegierten Rechtsakt der RED II das Stromangebot für grünen Wasserstoff deutlich, wodurch dessen Produktionskosten unnötig hoch liegen.

Die neue Bundesregierung ist aufgefordert, sich auf europäischer Ebene für praxistaugliche Definitionen von erneuerbarem Wasserstoff einzusetzen, v.a. für eine pragmatische Ausgestaltung und für eine vorgezogene Überarbeitung der Strombezugskriterien (gem. Art. 27 RED) für RFNBO. Bis Juli 2028 mit einer entsprechenden Überprüfung zu warten, wie derzeit in Artikel 3 vorgeschlagen und im Clean Industrial Deal bekräftigt, ist viel zu spät und würde dringend benötigte Investitionen wahrscheinlich weiter verzögern.

Bis zur ausreichenden Verfügbarkeit von erneuerbarem Wasserstoff sollte auch die Nutzung von kohlenstoffarmem – wie z. B. blauem – Wasserstoff ermöglicht werden. Aus der RED III- Industrieunterquote entstehende Widersprüche müssen aufgelöst werden, um einen raschen und kosteneffizienten Wasserstoffmarkthochlauf zu gewährleisten. Es muss sichergestellt werden, dass die regulatorischen Rahmenbedingungen und Förderinstrumente dementsprechend ausgestaltet und kohärent auf die Zielerreichung der Industrieunterquote ausgerichtet und auch zeitgerecht umgesetzt werden. Damit die

Verpflichtung der Industrieunterquote erfüllt werden kann, muss bereits in den Jahren bis 2030 ein ausreichendes Angebot an erneuerbarem Wasserstoff zu wettbewerbsfähigen Preisen und eine Wasserstoff-Infrastruktur geschaffen werden.

Effektiven Carbon Leakage-Schutz gewährleisten: Die Bundesregierung sollte auf bessere Regeln für den CO₂-Grenzausgleichsmechanismus (Carbon Border Adjustment Mechanism, CBAM) drängen. Unter anderem dürfen Exporte nicht benachteiligt werden, Umgehungsmöglichkeiten müssen verhindert werden und eine deutlich höhere, eigenständige de-minimis-Schwelle sollte eingeführt werden. Vor allem für Verarbeiter von CBAM-Produkten bringt CBAM große Probleme mit sich. Einerseits sollten weiterverarbeitete Stahlintensive Produkte, die vornehmlich aus bereits CBAM-pflichtigen Produkten bestehen, noch vor 2026 in den Anwendungsbereich der CBAM-Verordnung aufgenommen werden. Andererseits gibt es Sektoren (z. B. chemische Industrie), in denen der Mechanismus – i. W. weil zu komplex – nicht angewendet werden sollte.

Auf ein realistisches EU-2040-Minderungsziel hinwirken: Die vorherige EU-Kommission hat ein Treibhausgasminderungsziel von –90 Prozent (1990-2040) vorgeschlagen. Im ersten Quartal 2025 will die neue EU-Kommission dazu die Änderung des EU-Klimaschutzgesetzes auf den Weg bringen. Die Bundesregierung muss sich entsprechend ihrer Festlegung im Koalitionsvertrag in Brüssel dafür einsetzen, dass ein solches Ziel nur dann festgeschrieben wird, wenn klar ist, wie es ohne Überforderung der Industrie zu erreichen ist. Die knappe Zeit bis 2040 und der Ambitionsgrad erfordern eine Unterstützung der Unternehmen.

Welche strukturellen Reformen benötigt eine erfolgreiche Transformation?

Eine wichtige Frage ist, ob es neben „Marscherleichterungen“ oder Sicherheitsmechanismen auch strukturelle Veränderungen in der Konzeption geben kann, die die Balance zwischen Ökologie und Ökonomie herstellen können.

In der Studie Transformationspfade vom September 2023 hat sich Boston Consulting Group (BCG) und das Institut der deutschen Wirtschaft (IW) im Auftrag des BDI eingehend mit dem Thema beschäftigt. Eine wichtige Erkenntnis bei dieser sehr breiten und tiefen Analyse der Situation am Industriestandort Deutschland war, dass nicht alle der festgestellten Defizite der grünen Transformation geschuldet sind und dass nicht alle dieser Probleme innerhalb der vergangenen dreieinhalb Jahre entstanden sind. Deutschland und Europa haben über Dekaden durch Fehlplanungen, Nichthandeln und fehlende Konsequenz in der Analyse eine große Anzahl struktureller Defizite entstehen lassen, die in schwierigen Zeiten und insbesondere in einer extrem ambitionierten Transformationsphase zu erheblichen Risiken für Wohlstand und Wachstum führen.

Der gleichzeitig mit der BDI-Transformationspfade-Studie veröffentlichte Report von Mario Draghi hat in bemerkenswerter Parallelität diese Fehlentwicklungen und Defizite für die Europäische Union analysiert.

Der BDI hat aus dieser Transformationspfade-Studie eine ganze Reihe von Handlungsempfehlungen abgeleitet, die handlungsleitend für die politisch Verantwortlichen in Berlin sein sollten. Hier einige der wichtigsten:

Kosteneffizienz beim Energiesystem-Umbau in den Fokus nehmen:

Die Energieinfrastruktur muss bereits heute auf den tatsächlichen zukünftigen Bedarf hin geplant, optimiert und ausgebaut werden, um das System bereits heute zukunftsorientiert auszulegen und richtig zu dimensionieren. Hierbei ist das gesamte System von Erzeugung, Transport, Nutzung und Speicherung zu denken und zu berücksichtigen. Ferner sollten kostengünstige Erneuerbare Energien priorisiert werden, z. B. Freiflächen-PV gegenüber Aufdach PV (Einsparung von 15 Mrd. Euro möglich). Zudem sollten Effizienzmöglichkeiten beim Netzausbau genutzt werden. So verspricht bei ausgewählten Leitungsvorhaben in früher Planungsphase ein Wechsel von Erdkabel auf Freileitungen ein enormes Potenzial (Einsparung von bis zu 20 Mrd. Euro möglich).

Molekülwende beschleunigen und zum Erfolg bringen:

Die Transformation hin zur Klimaneutralität wird nicht allein mit Strom gelingen. Die Schaffung eines kostengünstigen und sicheren Zugangs zu erneuerbarem und kohlenstoffarmem Wasserstoff (H₂) bzw. zu Wasserstoff-Derivaten ist deshalb umso wichtiger. Folgende Maßnahmen sind deshalb zentral: Die Weiterentwicklung des nationalen und europäischen Rechtsrahmens, die Unterstützung des internationalen H₂-Markthochlaufs und der Aufbau der H₂-Infrastruktur.

Eine nationale Infrastrukturoffensive auf den Weg bringen:

Modernisierung und Ausbau von Infrastrukturen sind ein weiterer entscheidender Faktor für eine nachhaltige industrielle Produktion und das Erreichen der Klimaziele. Deutschland kann sich keine langwierigen Planungs- und Genehmigungsverfahren für neue Stromtrassen, Windparks, Wasserstoffleitungen und -speicher, CO₂-Leitungen oder neue Schienenstrecken mehr leisten. Vielmehr ist ein massiver Infrastrukturausbau über die bestehenden Planungen hinaus in Höhe von 315 Milliarden Euro bis 20230 erforderlich.

Erfolgreiche Umsetzung der Wärmewende:

Die erfolgreiche Umsetzung der Wärmewende ist ein weiterer wichtiger Baustein für das Erreichen der Klimaneutralität bis 2045. Die Wärmeversorgung von Gebäuden und die Wärmeerzeugung in der Industrie müssen hierfür vollkommen defossilisiert werden. Der Bedarf an Energie in Bestandgebäuden muss deutlich reduziert werden.

Wie können wir die Energiewende auf Kurs bringen?

In einer weiteren Studie mit dem Titel „Energiewende wieder auf Kurs bringen“ hat sich der BDI im März 2025 detailliert mit der Frage beschäftigt, wie die Energiewende als zentraler Bestandteil des Transformationsprozesses effizienter und wettbewerbsfähiger gestaltet werden kann. Die Ergebnisse dieser Studie korrelieren mit den Analysen der drei großen Energieversorger RWE, EON und ENBW, die ebenfalls im Frühjahr 2025 erschienen sind. Die Kernaussage ist auch hier, dass es möglich ist, die Transformation besser zu gestalten, ohne die langfristigen Klimaziele in Frage zu stellen.

Im Fokus der Studie stehen alle Maßnahmen, die zu einer wettbewerbsfähigeren Versorgung der deutschen Wirtschaft mit Strom, Erdgas und grünen Gasen beitragen können.

Eine kosteneffizientere Stromwende ist möglich – und könnte die spezifischen Stromsystemkosten sogar wieder senken. Der Umbau zu einem Stromsystem mit erneuerbarer Erzeugung ist notwendig, um Emissionen zu senken. Er ist gleichzeitig eine Chance für günstigere Energiepreise, da er bei besserer Umsetzung zu anhaltend sinkenden und langfristig erheblich niedrigeren spezifischen Stromsystemkosten führen könnte (minus 25 % bis 2035 ggü. heute). Dies erfordert allerdings eine erheblich bessere Koordination von Elektrifizierung, Erneuerbaren- und Infrastrukturausbau sowie einen insgesamt stärkeren Fokus auf Kosteneffizienz.

Wasserstoff wird absehbar teuer bleiben, kann aber günstiger beschafft werden als derzeit geplant. Die deutsche Industrie braucht zur Erreichung von Nullemissionen grüne Moleküle. Vor allem Wasserstoff ist in vielen Anwendungen absehbar jedoch um ein Mehrfaches teurer als Alternativen. Um unnötige

Kosten zu vermeiden, sollten die aktuell sehr ambitionierten Pläne zum Aufbau der deutschen Wasserstoffwirtschaft an diesen ökonomischen Realitäten neu ausgerichtet sowie Infrastrukturen zeitnah aber in angepasstem Umfang aufgebaut und zukünftig stärker entlang der tatsächlichen Nachfrage entwickelt werden. Parallel sollte die Verfügbarkeit möglichst günstiger Alternativen maximiert werden (z. B. durch Importe, blauen Wasserstoff, einen systemdienlicheren Einsatz biogener Energieträger und CCS) – bei gleichzeitigem Bekenntnis zu Wasserstoff als Wachstumsfeld für die deutsche Industrie.

20 Hebel für eine bezahlbare Energiewende

Abbildung 39

Strom ⚡

(Infrastruktur)Planung an die Realität anpassen

- 01 EE & Netzausbau realistisch beschleunigen
koordiniert mit tatsächlicher Elektrifizierungsgeschwindigkeit
- 02 H₂-Ambition an echten Kosten kalibrieren
Mittel- und langfristige Ambition heimischer Produktion reduzieren

Große Kostenrisiken vermeiden

- 04 Elektrifizierung weiter beschleunigen
Lokomobile, Wärmepumpen und elektrische Industriewärme anziehen
- 05 Gesicherte Leistung zubauen
Kraftwerksneuzugangsbau unbürokratisch umsetzen
- 06 Redispatch begrenzen
Netzausbau adäquat beschleunigen
- 07 Flexible Nachfrage anreizen
Smart Meter, Netzdienstleistungen, veränderbare Netznutzung einführen, § 39 StromNEV reformieren

Stromwende kosteneffizienter machen

- 08 Stromnetze kosteneffizienter ausbauen
Stabilität so möglich vermeiden, Ortsnetze-Anschlüsse überbauen, Harmonisierung von Netzkomponenten-Anforderungen
- 09 Günstigere Erneuerbare priorisieren
Mehr Wind an Land statt auf See, mehr Freiflächen statt Aufschlag-IV
- 10 Erneuerbare systemdienlicher machen
ECC-Reform für stärkere regionale Anreize, netzkapazitätsorientierter Ausbau & systemdienliche Erzeugungspriorität, zuverlässige Heimischer Anreize
- 11 Optionen für "letzte Meile" offenhalten
Breiten Technologieumfeld für dekarbonisierung ermöglichen (Batterien, Bioerogas, CCS, ...) durch Verzicht auf enge Ausschreibungsparameter im Kraftwerksneuzugangsgesetz

Moleküle H_2

- 03 H₂-Kernnetz bedarfsgerecht planen
An Deutlich langfristiger und geringerer H₂-Nachfrage anpassen

Kosten der Molekülwende senken

- 12 H₂-Bezug diversifizieren
Internationale Importpartnerschaften, Ermöglichung blauer H₂
- 13 Verfügbarkeit biogener Energieträger maximieren
Einsatz von Biomasse systemdienlich priorisieren
- 14 CCUS ermöglichen, CO₂-Netz aufbauen
Carbon Management-Strategie umsetzen, CO₂-Speicherung an Land erlauben, CO₂-Netz bedarfsgerecht aufbauen
- 15 Unnötige Belastungen für Erdgas vermeiden
Kosten für CCS-Preise und Holzgaslimit begrenzen, Gaspeicher flexibler befüllen & Kosten verursachergerecht umlegen, LHV-Beschaffung auf EU-Ebene sowie Ausweitung heimischer Erdgasförderung prüfen

- 16 Energiewende europäischer denken
Investitionen in Grundpfeiler, stärkere europäisch: de Strommarktintegration, Harmonisierung von Netzeigen und Kapazitätsmechanismen, H₂- und CO₂-Infrastruktur sowie CO₂-Speicherstätten europäisch planen

Verbliebene Betroffenheiten und Mehrkosten adressieren

- 17 Entlastungen Strom erhalten & ergänzen
Erhalt oder Ersatz von Entlastungsanlagen für stromintensive Branchen, Reform § 39 StromNEV zur Lösung neuer Betroffenheiten
- 18 Industrielle Elektrifizierung fördern
PH von Umlagen befreien und Netzanzuschüssen, Börsen sozialisieren, alternative, unbürokratische Wärmeschutzvorgänge für Wärme einführen
- 19 Kostenlücke Industrieller Dekarbonisierung schließen
Förderprogramme und Auktionen für grünes H₂ & Derivate ausweiten, Klimaschutzverträge parallel finanziert erhalten

20 Bekenntnis zur Energiewende stärken, Investitionssicherheit schaffen

Anmerkung: EE = Erneuerbare Energien, CCUS = Carbon Capture, Utilization and Storage, PH = Preisobergrenze, CO₂ = CO₂

48

CO₂ = 500

Energiewende auf Kurs bringen

49

Eine kosteneffizientere Energiewende könnte gegenüber der aktuellen politischen Planung bis 2035 mehr als € 300 Mrd. einsparen. Durch eine kosteneffizientere Umsetzung der Energiewende ließen sich mit den genannten Ansätzen bis 2035 rund € 370 Mrd. Investitionen und ca. € 330 Mrd. Energiesystemkosten einsparen. Dadurch könnten die Strompreise für die meisten Verbraucher geringer gehalten werden, z. B. um bis zu € 600/Jahr für einen vierköpfigen Haushalt. Für die Industrie ergäbe sich im Jahr 2035 eine Gesamteinsparung von bis zu € 11 Mrd. -

Der Wirtschaftsstandort Deutschland könnte mit einem energiewirtschaftlichen Sofortprogramm erhebliche positive Effekte erzielen. Eine kosteneffizientere Umsetzung der Energiewende, die gleichzeitig Dekarbonisierung und Wachstumschancen für die deutsche Industrie beschleunigt, benötigt allerdings eine Reihe politischer Umsteuerungen. Dafür sollten die aktuell sehr ambitionierten und teuren Planungen an aktuelle Nachfrage- und Kostentrends angepasst, Effizienzpotenziale in der Stromwende gehoben sowie große Kostenrisiken begrenzt werden. Der vorliegende Koalitionsvertrag von CDU/CSU und SPD enthält an vielen Stellen ein Bekenntnis zu entsprechenden strukturellen Verbesserungen. Es wird nun darauf ankommen, wie die beiden Parteien gemeinsam Wege finden, um diesen Reformpfad zu beschreiten, ohne sich mit dogmatischen Debatten gegenseitig zu blockieren.

Kurzfristige Entlastungen mit strukturellen Reformen kombinieren

Neben einem Einstieg in strukturelle konzeptionelle Veränderungen auf nationaler Ebene und den Einstieg in eine grundlegende Diskussion über die europäische Klimapolitik, ohne die langfristigen Ziele in Frage zu stellen, sind kurzfristige konkrete Entlastungen von allen Energieverbrauchern ein dringend notwendiges Signal. Schritte zu einer schnellen Entlastung erzeugen gleichzeitig aber immer auch eine wachsende Belastung des Staatshaushaltes und sollten daher mit einem unmittelbaren Einstieg in strukturelle Reformen für niedrigere Energiekosten synchronisiert werden. Eine dauerhafte Simulation wettbewerbsfähiger Energiekosten mit Haushaltsmitteln ist weder nachhaltig noch durchhaltbar. Der Koalitionsvertrag enthält eine Reihe der Entlastungstatbeständen, die der BDI für notwendig hält.

Netzentgelte senken: Durch staatliche Ko-Finanzierung aus dem Bundeshaushalt auf das Niveau von 2023. Die Systemkosten für Strom sind in Deutschland bereits hoch und es ist zu befürchten, dass diese weiter steigen werden. Das gilt es im Hinblick auf eine erfolgreiche Energiewende unbedingt zu vermeiden. Netzentgelte machen einen signifikanten Teil des Strompreises aus und stellen eine zunehmende und perspektivisch weiter steigende Belastung für die Industrie in Deutschland dar. Sie sind ein wichtiger Faktor für die internationale Wettbewerbsfähigkeit der Stromsystemkosten des Standorts Deutschland. Die energieintensive Industrie braucht für international wettbewerbsfähige Strompreise eine wirkungsvolle Nachfolgeregelung zu den individuellen Netzentgelten, welche auch die wirtschaftlichen Aspekte der Regelung im Blick hat.

Stromsteuer für das Produzierende Gewerbe auf das europäische Mindestmaß dauerhaft begrenzen: Dies wurde bereits im Rahmen der Wachstumsinitiative der Ampelregierung im Sommer 2024 beschlossen. Die gesetzliche Umsetzung wurde vor der 2. / 3. Lesung im Bundestag durch das Ende der Koalition im Bund kurzfristig verhindert.

Praxistaugliches Strommarktdesign dringend vorantreiben: Die letzten Jahre haben gezeigt, dass große Preisausschläge im Strommarkt eine Herausforderung für Gesellschaft, Wirtschaft und Politik darstellen. Andererseits können sich Flexibilitätsoptionen ohne extreme Preisspitzen und -senken marktlich nicht refinanzieren. All das hat zu einem fragmentierten Strommarkt mit komplizierten staatlichen Absicherungs- und Finanzierungssystemen geführt, Planungssicherheit und Pragmatismus fehlen. Ein evtl. Kapazitätsmechanismus muss so ausgestaltet werden, dass die internationale Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen dadurch nicht verringert wird.

Versorgungssicherheit staatlich garantieren: Der Staat sollte die Impulse zum dringend benötigten Zubau regelbarer Kapazitäten zunächst selbst geben. Die vorgesehenen Kraftwerksausschreibungen sollten deutlich einfacher gestaltet werden als zuletzt geplant und ohne, dass dies zu einer neuen Umlage auf den Strompreis zu Lasten auch der Industrie führt.

Fazit: Die Transformation ist eine Mehrgenerationenaufgabe und fordert viel Geschick

Eine erfolgreiche Transformation erfordert eine kluge Kombination aus marktwirtschaftlichen Instrumenten mit staatlicher Intervention und Förderung. Staatliche Intervention sollte jedoch nicht – oder zumindest nicht dauerhaft – ohne marktwirtschaftliche Instrumente erfolgen.

Die Erreichung der Klimaschutzziele hat die deutschen Unternehmen bereits vor der Energiekrise vor große Herausforderungen gestellt. Die Lage hat sich seither noch erheblich verschärft.

Die Transformationsstudie von BDI und Boston Consulting Group aus 2024 hat festgestellt: Der Industriestandort Deutschland fällt weiter strukturell zurück. Er liegt Stand heute in wichtigen Standortindikatoren hinter den internationalen Wettbewerbern. Rund 20 Prozent der deutschen Industriewertschöpfung stehen stark unter Druck. Zudem ist ein Fünftel der deutschen Industriewertschöpfung mittelfristig gefährdet – vor allem durch hohe Energiekosten und schrumpfende Märkte für bisherige deutsche Kerntechnologien. Und die Lage hat sich seit Herbst 2024 weiter verschlechtert. Umso mehr bedarf es in diesen sich wirtschaftlich noch weiter „verschärfenden“ Zeiten der Unterstützung der Unternehmen – sowohl hinsichtlich der richtigen regulatorischen Weichenstellungen sowie auch finanziell, damit die anspruchsvolle Transformation gelingen kann. Die Rahmenbedingungen in Deutschland und Europa müssen so ausgestaltet sein, dass die Industrie international wettbewerbsfähig sein kann – und dies möglichst auch dauerhaft.

Die vielfältigen Transformationen, denen wir uns stellen müssen, erfordern mehr als punktuelle politische Eingriffe, sie fordern ein beispielloses Wachstumsprogramm, welches zu massiv höherem Investitionsbedarf führt. Rund 1,4 Billionen Euro Mehrinvestitionen sind für die umfassenden Transformationen (grüne, demographische, digitale) bis 2030 erforderlich. Dies ist eine große Summe – aber volkswirtschaftlich darstellbar. Gut zwei Drittel davon sind jedoch private Investitionen, die zum ganz überwiegenden Teil heute noch nicht, beziehungsweise nicht ausreichend angereizt sind. Hier müssen Geschäftsmodelle sichtbar werden, da sonst diese privaten Investitionen nicht fließen werden.

Der Prozess erfordert Mut. Wir müssen die deutschen und europäischen Innovations- und Wachstumskräfte deshalb auch regelrecht „entfesseln“, wenn wir die Herausforderungen erfolgreich meistern wollen. Der Versuch, eine umfassende Transformation aus einer makroökonomischen Perspektive politisch „feinzusteuern“ muss scheitern. Wer ein großes Problem lösen will, sollte Innovations- und Investitionswillen nicht kleinteilig abwürgen.

Die künftige deutsche Bundesregierung sollte eine industriepolitische Agenda verfolgen, mit der die Transformation zum Erfolg wird – sonst droht eine weitere schleichende Deindustrialisierung in Deutschland. Im Kern muss diese

Agenda aus dem Dreiklang aus ökologischem Fortschritt, ökonomischer Wettbewerbsfähigkeit und technologischer Offenheit bestehen.

Die Herausforderungen, vor denen die deutsche Industrie steht, sind erheblich, aber nicht unüberwindbar. Eine klare industriepolitische Agenda, die ökologische Fortschritte, ökonomische Wettbewerbsfähigkeit und technologische Offenheit vereint, ist notwendig, um die Transformation erfolgreich zu gestalten. Nur durch mutige Entscheidungen und innovative Ansätze kann Deutschland seine Position als führender Industriestandort in einer sich wandelnden Welt behaupten.



© MU

Christian Meyer
Minister für Umwelt, Energie und Klimaschutz
des Landes Niedersachsen

Christian Meyer lebt in Holzminden, wo er aufgewachsen und zur Schule gegangen ist. Nach dem Abitur leistete er seinen Zivildienst im Sprachheilkindergarten in Holzminden. Im Anschluss studierte er Volkswirtschaftslehre, Öffentliches Recht, Politik- und Medienwissenschaften an der Universität Göttingen und beendete sein Studium mit dem Abschluss Diplom-Sozialwirt. Zu Beginn seiner beruflichen Tätigkeit arbeitete Christian Meyer für die Europaabgeordnete Hiltrud Breyer in den Bereichen Klimaschutz, Umwelt, Energie, Tierschutz und Atomausstieg in Berlin und Brüssel. Danach war er Geschäftsführer des Fördervereins Ökologische Steuerreform e. V.. Seit 2008 ist er Mitglied des Niedersächsischen Landtags. Von 2013 bis 2017 war er Minister für Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz und im Anschluss stellvertretender Vorsitzender der Landtagsfraktion Bündnis 90/Die Grünen.

Energiepolitik 2025:

Erwartungen an die neue Legislaturperiode oder was in den nächsten vier Jahren geleistet werden muss

Christian Meyer

1. Einleitung

Die globale Klimakrise erfordert entschlossenes Handeln – nicht nur auf internationaler, sondern auch auf nationaler und regionaler Ebene. Die Bundesrepublik Deutschland hat sich dazu verpflichtet, bis 2045 treibhausgasneutral zu werden. Niedersachsen geht einen Schritt weiter und strebt an, dieses Ziel bereits bis 2040 zu erreichen.

Die Herausforderung ist gewaltig: Der Ausbau der erneuerbaren Energien muss schneller voranschreiten, während gleichzeitig die Nutzung fossiler Brennstoffe drastisch reduziert wird. Niedersachsen geht dabei mit großen Schritten voran. Im Jahr 2024 wurden in Niedersachsen 127 neue Windenergieanlagen mit insgesamt 673 Megawatt Leistung in Betrieb genommen, wodurch der positive Ausbautrend mit einer Steigerung von 5 Prozent weitergeht. Die Zahl der genehmigten Windenergieleistung erreichte im gleichen Jahr einen Rekordwert von 2061 Megawatt und liegt damit fast doppelt so hoch wie der Wert des vergangenen Jahres mit 1098 Megawatt. Das niedersächsische Ziel für die Ausbaugeschwindigkeit, jährlich 1,5 Gigawatt Windenergieleistung in Betrieb zu nehmen, rückt damit in erreichbare Nähe. Die Ausbautrends für PV-Anlagen zeigen einen ähnlich positiven Trend: In 2024 kamen 1.593 Megawatt Leistung hinzu. Dies entspricht einem Zubau von knapp 22 Prozent der Gesamtleistung im Vergleich zu Ende 2023. Doch auch wenn Niedersachsen in vielen Bereichen bereits Maßstäbe setzt, erfordert der Weg bis zur Klimaneutralität weiter kontinuierliche Anstrengungen in allen Bereichen.

2. Kein Fadenriss beim Ausbau

Um die ambitionierten Klimaziele zu erreichen, muss der Ausbau von Wind- und Solarenergie zügig und kontinuierlich fortgeführt werden. Dabei darf es keinen "Fadenriss" in der politischen Unterstützung geben, der den Fortschritt gefährdet. Ein solcher Riss kann nicht nur das Vertrauen der Branche und der Investoren untergraben, sondern auch den gesamten Prozess der Energiewende zum Stillstand bringen. Besonders die Solarbranche hat in der Vergangenheit mehrfach unter unsteten politischen Entscheidungen und der mangelnden Verlässlichkeit der Förderprogramme gelitten. Wiederholungsgefahr besteht, wenn nicht eine langfristige Perspektive geschaffen wird, die Planbarkeit und Sicherheit garantiert.

Auf EU-Ebene müssen dafür nun die richtigen Weichenstellungen erfolgen. Der Windkraft-Aktionsplan der EU sowie der Net Zero Industries Act sind Beispiele für Initiativen, die den notwendigen Rahmen für den Übergang zu einer klimaneutralen Wirtschaft setzen. Sie sehen vor, dass die Produktion von grünen Technologien wie Solar- und Windkraftanlagen, Wasserstoff und Batterien verstärkt in Europa stattfinden, sowie die Windenergie gestärkt werden soll, indem Genehmigungsprozesse vereinfacht und Investitionen gefördert werden.

Auf Bundesebene kann dies sinnvoll mit einer zielgerichteten Reform des Vergütungssystems ergänzt werden. Mit Blick auf die in naher Zukunft auslaufende beihilferechtliche Genehmigung des derzeitigen Fördermodells muss die neue Bundesregierung unverzüglich Klarheit zum zukünftigen Fördermodell schaffen. Die Anforderungen an ein neues Vergütungssystem ist dabei, dass es die Kosteneffizienz und die Effektivität der Förderung gleichermaßen stärkt und damit sowohl den Ausbau der erneuerbaren Energien beschleunigt als auch die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen und europäischen Industrie im globalen Kontext absichert. Nur durch klare, stabile und zukunftsorientierte Fördermaßnahmen kann es gelingen, den Ausbau der erneuerbaren Energien ohne Unterbrechung und mit einem nachhaltigen Wachstum fortzusetzen. In dieser entscheidenden Phase der Energiewende dürfen keine politischen oder wirtschaftlichen Rückschläge mehr zugelassen werden – die Perspektive für eine klimaneutrale Zukunft muss mit Verlässlichkeit und Weitsicht gesichert werden.

3. Energiewende wird am Umbau der Netzinfrastruktur entschieden

Angesichts der politischen und gesellschaftlichen Anforderungen an die Energiewende ist es entscheidend, praktikable Lösungen zu finden, die sowohl einen effizienten Umbau der Netzinfrastruktur für Strom und Gas ermöglichen, als auch den Bedürfnissen der Menschen vor Ort gerecht werden.

3.1 Herausforderungen für Verteil- und Übertragungsnetze bei Strom und Gas

Die Genehmigungen und der Bau von EE-Anlagen schreiten derzeit deutlich schneller voran als der notwendige Netzausbau für den Transport der erzeugten Energie. Dies verursacht Probleme bei der Abregelungen, und wirft Kosten- und Akzeptanzfragen auf. Zudem entstehen Flächenkonkurrenzen, die den Ausbau der Infrastruktur weiter erschweren.

Obwohl die alte Bundesregierung bereits eine Maßnahme zur Optimierung eingeführt hat, indem sie die Überbauung von Netzverknüpfungspunkten grundsätzlich ermöglicht hat, sind weitere Schritte notwendig. Eine Möglichkeit besteht in der verstärkten Nutzung von erzeugungsnahen Stromspeichern, die auch netzdienlich eingesetzt werden und dadurch den Netzausbau entweder reduzieren oder zumindest zeitlich verschieben können. Dadurch ließe sich die zeitliche Kluft zwischen dem Ausbau der EE-Anlagen und dem Netzausbau überbrücken. Voraussetzung dafür ist jedoch, dass die Speicher

gezielt im Netz eingesetzt werden. Der Anschluss und die Platzierung von Batteriespeichern sollte so erfolgen, dass kein zusätzlicher Netzausbaubedarf entsteht. Daher stellt sich die dringende Frage nach rechtlichen Anpassungen und Anreizen, die netzdienliche Investitionen und Betriebsweisen von Großbatteriespeichern fördern.

Die aktuelle energiepolitische Lage macht es zudem erforderlich, die Resilienz von Energieinfrastrukturen gegenüber Krisensituationen wie Sabotage zu verbessern. Dies erfordert gesetzliche Anpassungen und eine verstärkte Zusammenarbeit zwischen Bund und Ländern.

Zuletzt müssen wir zu einer Beschleunigung der notwendigen, umfangreichen Planungs- und Genehmigungsverfahren für den Netzausbau kommen. Von Planung bis zur Fertigstellung eines Netzausbauprojekts sind über den Zeitraum von gut acht bis zwölf Jahren viele verschiedene Behörden und Akteure beteiligt. Jedem einzelnen muss dabei bewusst sein, dass eine Verzögerung an einer Stelle zu Kettenreaktionen im gesamten Verfahren führen kann. Gesetzliche Fristen sind daher unbedingt einzuhalten und im Falle absehbarer Engpässe frühzeitig für Abhilfe zu sorgen.

3.2 Erdverkabelung als effiziente und verträgliche Lösung

Niedersachsen spielt als Küstenland mit direkter Nähe zur Offshore-Windenergie eine zentrale Rolle in der Energiewende Deutschlands. Mit dem Ausbau der Leitungsinfrastruktur, die den Strom aus den Offshore-Windparks nach Süden transportiert, geht aber auch eine erhebliche Herausforderung einher. Um die Belastung für die Bevölkerung und die Kommunen gering zu halten und die Akzeptanz der Energiewende nicht zu schwächen, sind effiziente Lösungen entscheidend. Beim Leitungsbau sollte daher der Einsatz von Erdverkabelung weiterhin Vorrang haben, um die natur- und landschaftsverträgliche Integration der Infrastruktur zu gewährleisten. Die derzeitige gesetzliche Priorisierung sollte von der neuen Bundesregierung erhalten und weiter gestärkt werden.

3.3 Smarte Steuerung zur effizienteren Auslastung

Um die beschleunigt zugebauten EE-Stromerzeugungsanlagen möglichst effizient und ohne unverhältnismäßigen Netzausbau ins Stromsystem zu integrieren, ist die Digitalisierung der Niederspannungsnetze durch die Verteilnetzbetreiber dringend erforderlich. So kann durch Erhebung von Echtzeit-Messwerten an den Netzelementen die aktuelle Netzauslastung ermittelt und entsprechende Steuer- und Stellbefehle in Richtung der Erzeugungs- und Verbrauchseinrichtungen ausgegeben werden.

Darüber hinaus ist die Einführung von bidirektionalem Laden durch Unterstützung von Forschungs- und Pilotprojekten sowie Ausarbeitung eines Regulierungsrahmens zu beschleunigen. Bei dieser Technologie kann in Stand- bzw. Ladezeiten der Elektrofahrzeuge die elektrische Energie, mit der ein Elektro-

fahrzeug geladen wurde, im Rahmen einer netzdienlichen Steuerung bedarfsgerecht an das Stromnetz zurückgegeben werden. Bei hoher Erzeugung von EE können sie beispielsweise bei systemdienlich arbeitenden Ladepunkten wie auch beim bidirektionalen Laden Einspeisespitzen aufnehmen. So kann der Bedarf an konventionellen Netzausbau optimiert und die Entwicklung der Stromkosten für Verbraucherinnen und Verbraucher gedämpft werden.

Mit dem Smart Meter Rollout in 2025 sind zudem die technischen Voraussetzungen geschaffen worden, um Verbraucherinnen und Verbrauchern wirtschaftliche Vorteile gewähren zu können und Anreize zu schaffen, um in Produktionshochzeiten kostengünstigen Strom abzunehmen. Bis beispielsweise das bidirektionale Laden umgesetzt ist, kann netzdienliches Laden einen wichtigen Beitrag zur Systemstabilität leisten.

Nicht zuletzt sollte die Bildung von Quartierslösungen (Energysharing) gefördert werden. Eine Energiegemeinschaft ermöglicht Bürgerinnen und Bürgern, Kommunen und Unternehmen, gemeinsam erzeugten Strom aus erneuerbaren Energien zu teilen und lokal zu nutzen. Derzeit ist das deutsche Energierecht auf solche Konzepte nicht ausgerichtet. Insbesondere die Regelungen zu Netzentgelten, EEG-Umlage und Stromsteuer, sowie die hohen bürokratischen Hürden erschweren noch die Umsetzung von Energysharing.

3.4 Überbauung als Chance

Die Überbauung von Netzverknüpfungspunkten ist ein innovativer Ansatz, der im Kontext des Ausbaus erneuerbarer Energien in Niedersachsen und bundesweit von entscheidender Bedeutung ist. Er bietet die Möglichkeit, den Ausbau zu beschleunigen und gleichzeitig Ressourcen effektiv zu nutzen.

Netzverknüpfungspunkte sind die Schnittstellen, an denen erneuerbare Energien in das öffentliche Stromnetz eingespeist werden. Aufgrund der zunehmenden Verzögerungen beim Netzausbau, insbesondere durch lange Lieferzeiten von Transformatoren und Umspannstationen, ist die Entfernung zum nächstgelegenen freien Netzverknüpfungspunkt häufig weit, was die Realisierungszeit für EE-Projekte erheblich verlängert und zu Kostensteigerungen führt.

Eine mögliche Lösung ist die Überbauung von Netzverknüpfungspunkten, also die Erhöhung der Anschlussleistung über die ursprünglich geplante Kapazität. Besonders vorteilhaft ist, dass Wind- und PV-Anlagen bei einer Überbauung gut zusammenarbeiten, was zu einer gleichmäßigen Verteilung der Energieüberschüsse führt und den Redispatch verringert. Die Umsetzung führt daneben zu drastischen Einsparungen bei Kosten, erforderlichen Baumaßnahmen, Ressourcen und Projektlaufzeiten, was die Finanzierung von Projekten erleichtert und die Energiewende insgesamt kostengünstiger gestaltet. Die Einspeisung über einzelne Netzverknüpfungspunkte wird stabiler, die Netzbetriebsführung vereinfacht und die Energiewende effizienter gestaltet.

Für die Umsetzung der Überbauung ist es notwendig, die rechtlichen Rahmenbedingungen zu verbessern. Ein entscheidender Punkt ist die Umstellung der bisherigen Freiwilligkeit auf ein Recht der Betreiber auf Überbauung. Nur so können Netzbetreiber gezielt auf diese Option zugreifen. Ein weiterer wichtiger Aspekt ist die Möglichkeit, die Anschlussleistung von Bestandsanlagen nach Stilllegung auf den Neuanschluss zu übertragen. Zudem sollte ein verpflichtendes Messkonzept am Netzverknüpfungspunkt eingeführt werden, um die Leistung und Belastung des Netzes effizient überwachen zu können. Netzbetreiber können so gezielt Optimierungen vornehmen und Engpässe vermeiden.

Neben den rechtlichen Vorgaben erfordert die Überbauung von Netzverknüpfungspunkten eine koordinierte Zusammenarbeit zwischen den zuständigen Behörden, Netzbetreibern und der Industrie. Es gilt, für die Nutzung und Überbauung dieser Flächen geeignete Standards zu entwickeln und sicherzustellen, dass die technische Integration von erneuerbaren Energieanlagen in die bestehenden Netze reibungslos funktioniert. Auf diese Weise kann das volle Potenzial dieser Infrastruktur genutzt werden.

3.5 Nächste Schritte H2 Infrastruktur

Es ist unabdingbar, schnell eine leistungsfähige Wasserstoff-Transportinfrastruktur zur Verbindung der künftigen Wasserstoff-Erzeugungszentren, -Importpunkte und -Speicher mit den wesentlichen Verbrauchsschwerpunkten zu errichten. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat Ende 2024 die Errichtung des Wasserstoff-Kernetzes mit einer Länge von rund 9.000 km bis zum Jahr 2032 genehmigt, die zum Großteil auf Umstellungen bestehender Erdgasleitungen basiert. Niedersachsen ist mit rund 1.800 km Leitungslänge in besonderem Maße an der Realisierung des Wasserstoff-Kernetzes beteiligt und unterstreicht damit seine Rolle als Erzeugungszentrum, Import-Hub und Drehscheibe für die Versorgung der deutschen Industrie mit grünem Wasserstoff. Es ist umso bedauerlicher, dass es in der letzten Legislaturperiode nicht mehr gelungen ist, das Wasserstoffbeschleunigungsgesetz zu verabschieden, welches zum Ziel hatte, die relevanten Planungs-, Genehmigungs- und Vergabeverfahren zu verkürzen und zu vereinfachen und so zu einer spürbaren Umsetzungsbeschleunigung beizutragen. Der Gesetzentwurf muss daher unverzüglich erneut in das Gesetzgebungsverfahren eingebracht werden.

Aktuell läuft bereits der Prozess zur fortlaufenden, integrierten Netzentwicklungsplanung für Gas und Wasserstoff, mit dem weitere Netzausbaubedarfe ermittelt werden. Damit erfolgt der Einstieg in eine reguläre, gleichermaßen szenario- und bedarfsbasierte Netzentwicklungsplanung für Gas und Wasserstoff. Dies ist begrüßenswert, mittelfristig müssen wir allerdings zu einer sektorübergreifenden, nicht nur dem Namen nach integrierten Systementwicklungsplanung gelangen. Kurzfristig benötigen wir jedoch eine Lösung für ausreichende Wasserstoffspeicherkapazitäten. Diese sind unerlässlich für den Betrieb des Netzes und die Gewährleistung der Versorgungssicherheit. Leider droht hier ein Bottleneck, da die Genehmigungs- und Realisierungs-

zeiten mehrere Jahre betragen. Die Bundesregierung muss daher schnell eine Wasserstoffspeicher-Strategie vorlegen und diese mit einer belastbaren Finanzierungssystematik unterlegen.

4. Elektronen und Moleküle

Zur Erreichung unserer Klimaschutzziele werden wir neben Strom aus erneuerbaren Energien auch weiterhin auf chemische Energieträger angewiesen sein, einerseits um als Langzeitspeicher die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, andererseits um die Industrie in Richtung Klimaneutralität zu transformieren.

4.1 Die Zukunft von H₂

Neben „grünen“ Elektronen benötigen wir „grüne“ Moleküle auf Basis von Wasserstoff, der durch Wasserelektrolyse erzeugt wird. Grüner Wasserstoff wird sowohl als Energieträger als auch als Ausgangsstoff für synthetische Kraftstoffe, Kunststoffe, Düngemittel und in der Stahlherstellung genutzt, wie es die Salzgitter AG zeigt.

Die Bundesregierung schätzt den H₂-Bedarf in Deutschland bis 2030 auf 95 bis 130 Terawattstunden. Niedersachsen hat mit seiner Küstenlage, dem EE-Stromüberschuss und der exzellenten Gasinfrastruktur beste Voraussetzungen, Wasserstoffland Nr. 1 zu werden. Dies wird durch zahlreiche Projekte zur Erzeugung, Speicherung, Transport und Nutzung von grünem Wasserstoff in der Industrie unterstützt. Bund und Land fördern gemeinsam ein Dutzend Wasserstoff-Großprojekte mit rund 2,5 Mrd. Euro, davon 740 Mio. Euro aus Landesmitteln. Weitere Schritte sind jedoch erforderlich, um die Klimaziele zu erreichen. Investitionsfreundliche Rahmenbedingungen müssen geschaffen werden, damit Unternehmen die nötigen Finanzmittel aufbringen können. Passgenaue Förderinstrumente für Wasserstoffherzeuger und industrielle Anwender sowie eine Nachfrage nach klimafreundlichen Produkten müssen etabliert werden, etwa durch Grüne Leitmärkte und entsprechende Maßnahmen auf nationaler und EU-Ebene.

Ein wesentlicher Teil des H₂-Bedarfs wird durch Importe gedeckt. Diese werden teils pipelinegebunden aus europäischen Nachbarländern und teils per Schiff als grünes Ammoniak oder grünes Methan aus Übersee erfolgen. Niedersachsen spielt eine zentrale Rolle als H₂-Importdrehscheibe, unterstützt durch den Ausbau der „Green-Gas-Ready“-Importinfrastruktur in den Seehäfen, das H₂-Kernnetz und die geplante Offshore-Pipeline „AquaDuctus“. Um den internationalen H₂-Markt voranzubringen, sind jedoch stärkere staatliche Anreize erforderlich, etwa durch langfristige Preis- und Nachfragegarantien für grünen Wasserstoff und synthetisierte Folgeprodukte.

4.2 Die Zukunft von Biogas

Mit einer installierten elektrischen Leistung von rund 5,9 Gigawatt ist die Zukunft von Biogas eng mit der Energiewende und der Kreislaufwirtschaft verbunden.

Biogas kann fossiles Erdgas in der Strom- und Wärmeerzeugung sowie im Mobilitätssektor und der Industrie ersetzen. Außerdem bietet Biogas den Vorteil, in Zeiten von Engpässen flexibel eingespeist zu werden, um das Stromnetz bei schwankender Verfügbarkeit erneuerbarer Energien wie Windkraft und Photovoltaik zu stabilisieren, was die Versorgungssicherheit erhöht.

Die Nutzung biogener Rest- und Abfallstoffe kann dabei noch optimiert werden, um das volle Potenzial dieser Technologie auszuschöpfen. Ein zentrales Ziel der Biogasproduktion sollte sein, den Einsatz von nachwachsenden Rohstoffen wie Mais zu reduzieren und verstärkt auf Rest- und Abfallstoffe sowie nachhaltige Einsatzstoffe zurückzugreifen.

Daneben müssen die rechtlichen und ökonomischen Rahmenbedingungen weiter angepasst werden, insbesondere hinsichtlich der Einsparungen von Treibhausgasemissionen durch die Verwertung von landwirtschaftlichen Reststoffen. Wichtige Voraussetzungen für eine flexible Stromerzeugung und die Einbindung von Wärmenutzung in die kommunale Wärmeplanung sind ausreichende Speicherkapazitäten für Rohgas und Wärme sowie eine hohe Aufnahmekapazität des lokalen Stromnetzes. Diese Faktoren sind entscheidend, um die Rolle von Biogas als stabilisierenden Faktor im Energiesystem zu stärken.

Die zentrale Frage für die Zukunft ist, ob Biogas vorrangig als Molekül (Methan) oder indirekt durch Umwandlung in Elektrizität genutzt werden soll. Langfristig könnte Biogas durch Power-to-Gas-Konzepte mit grünem Wasserstoff kombiniert werden, um synthetisches Methan zu erzeugen. Dadurch würde Biogas noch relevanter für ein klimaneutrales Energiesystem und bliebe weiterhin eine zentrale Säule der erneuerbaren Energiezukunft.

5. Energieeffizienz

Energieeffizienz hat zum einen für die Sicherheit der Energieversorgung einen hohen Stellenwert, da durch sie die Abhängigkeit von Brennstoffeinfuhren aus Drittländern verringert werden kann. In Folge der Gaspreiskrise durch den russischen Angriff auf die Ukraine, wurde deutlich, wie wichtig die Unabhängigkeit von Importen für die Sicherheit ist. Zum anderen können durch die Festlegung ambitionierter Energieeffizienzziele die Energiepreise gesenkt und die Treibhausgasemissionen entscheidend verringert werden.

5.1 Umsetzung der EU-Richtlinie

Am 10. Oktober 2023 ist die Neufassung der Energieeffizienzrichtlinie (Richtlinie (EU) 2023/1791, sog. EED 2023) in Kraft getreten. Diese gilt es bis zum 11. Oktober 2025 in nationales Recht umzusetzen. Mit dem Energieeffizienzgesetz (EnEfG) vom 13. November 2023 wurden bereits wesentliche Vorgaben in Bundesrecht überführt. Darüber hinaus finden sich wichtige Regelungen bereits im Energiedienstleistungsgesetz (EDL-G). Die Umsetzung weiterer Anforderungen aus der EED 2023 steht allerdings noch aus und muss in Anbetracht der in Bälde ablaufenden Umsetzungsfrist in der neuen

Legislaturperiode zügig angegangen werden.

Die alte Bundesregierung hatte diesbezüglich mit der Novelle des EDL-G und des EnEfG ein wichtiges Gesetzesvorhaben bereits auf den Weg gebracht, welches aufgrund des vorzeitigen Endes der Koalition nicht mehr zum Abschluss gebracht werden konnte. Es ist wichtig, dass dieses Gesetzesvorhaben von der neuen Bundesregierung wieder aufgegriffen wird und weitere wichtige Vorgaben aus der der EU-Richtlinie, wie etwa die Renovierungspflicht öffentlicher Gebäude in Artikel 6 EED, schnellstmöglich in nationales Recht umgesetzt werden.

5.2 Energieeffizienz als Richtschnur für technologische Pfadentscheidungen am Beispiel der Elektro-Mobilität

Die Energiepolitik ist geprägt von der Notwendigkeit, die gesetzten Klimaziele zu erreichen und stellt sich als zentrale Herausforderung für die Gestaltung einer nachhaltigen und klimafreundlichen Zukunft dar. Ein zentrales Ziel ist die Steigerung der Energieeffizienz, um den CO₂-Ausstoß zu reduzieren und die Energiewende voranzutreiben. In Niedersachsen, einem führenden Bundesland in der Nutzung erneuerbarer Energien und der Automobilindustrie, spielt auch die Elektromobilität eine zentrale Rolle, um die Ansprüche zwischen ökologischen Anforderungen und wirtschaftlicher Entwicklung zu ermöglichen.

Ein wesentliches Element der Energiepolitik muss die Förderung effizienter Technologien sein. Im Bereich der Elektromobilität bedeutet dies, dass der Umstieg auf Elektrofahrzeuge vorangetrieben werden sowie deren Effizienz gesteigert werden sollte. Batterie- und Ladeinfrastrukturtechnologien sind hierbei entscheidend. Niedersachsen beabsichtigt daher besonders, die Entwicklung und den Bau von effizienten und leistungsstarken Batterien voranzutreiben und die Ladeinfrastruktur flächendeckend auszubauen. Besonders auch im ländlichen Raum ist die Schaffung einer flächendeckenden Ladeinfrastruktur entscheidend für den Erfolg der Elektromobilität, um eine breite Nutzung von Elektrofahrzeugen aller Bevölkerungsschichten zu ermöglichen.

Für bestimmte Anwendungsfälle kommen neben batterieelektrischen Fahrzeugen aber auch Antriebsarten durch Brennstoffzellen/Wasserstoff und synthetischen Kraftstoffen (E-Fuels) als erfolgversprechende Alternativen zum herkömmlichen Verbrennungsmotor mit fossilen Treibstoffen in Betracht. Diese Technologien verfolgen unterschiedliche Ansätze zur Reduktion von CO₂-Emissionen und zur Steigerung der Energieeffizienz und können dort zum Einsatz kommen, wo Batterien zu schwer oder teuer werden, zum Beispiel für Transporte auf langen Strecken im Schwerlastverkehr oder Flugverkehr.

5.3 Energieeffizienz in Gebäuden – Umsetzung der Wärmewende

Die Versorgung von Gebäuden mit Raumwärme und Warmwasser sowie die Bereitstellung von Prozesswärme für die Industrie machen rund 50 % des gesamten Endenergiebedarfs in Deutschland aus. Eine konsequente Redu-

zierung und die Umstellung auf klimaneutrale Wärmeversorgung sind daher für wirksamen Klimaschutz entscheidend. Derzeit stammen in Niedersachsen weniger als 10 Prozent der Wärme aus erneuerbaren Energien. Über 90 Prozent der Wärmeversorgung muss daher in den kommenden Jahren klimaneutral umgestellt werden. Vor allem die Wärmeversorgung privater Haushalte stellt eine Herausforderung dar: Allein in Niedersachsen gibt es 2,3 Mio. Wohngebäude, deren weitaus überwiegender Teil immer noch fossile Wärmeenergie verbraucht.

Das Dämmen von Gebäuden führt zu Energieeinsparungen und unterstützt den Klimaschutz. Besonders bei älteren Gebäuden hat eine nachträgliche Dämmung positive Auswirkungen auf Heizkosten und Ressourcen. Entscheidend ist, dass sie fachgerecht angebracht und die Heiztechnik angepasst wird. Wer Dämmmaßnahmen im Rahmen geplanter Sanierungen umsetzt, steigert zudem die Wirtschaftlichkeit. Zwar erscheinen einige Modernisierungen zunächst teuer, aber der langfristig steigende Energiepreis macht die Einsparungen über die Zeit immer rentabler. Zudem führen die Maßnahmen häufig zu einer erheblichen Wertsteigerung des Gebäudes und verbessern den Wohnkomfort.

Verschiedene Förderprogramme unterstützen außerdem die Finanzierung und sorgen dafür, dass sich Maßnahmen schneller rentieren. Bei der klimaneutralen Fernwärme kann die Bundesregierung die Fernwärmeanbieter unterstützen, indem die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) fortgeführt und ausgebaut wird. Der weit überwiegende Teil der Wohngebäude wird jedoch künftig über dezentrale Lösungen mit Wärme versorgt werden, wobei in diesem Zusammenhang die Wärmepumpe die wichtigste technische Lösung darstellt. Die hohen Anfangsinvestitionen für Anschaffung und Umbau, die ganz überwiegend mit privatem Kapital geschultert werden müssen, können durch Förderungen abgedeckt werden. Einen guten Ansatz hierfür bietet die Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG), die in der neuen Legislaturperiode verstetigt und ausgeweitet werden sollte.

6. Finanzierung der Klimainvestitionen

Aktuellen Schätzungen zufolge, bedarf es für die Transformation zur Klimaneutralität einer Summe von über einer Billion EUR (Vgl. Arnold, Finanzierung der Energiewende in IR, 2024, S.266 f.). Wichtig ist zunächst, dass solche Abschätzungen nicht den Blick auf das Wesentliche verzerren. Es handelt sich hier nicht um konsumtive Ausgaben, sondern um Investitionen, die den Wohlstand in unserem Land absichern und die Wettbewerbsfähigkeit unseres Wirtschafts- und Industriestandorts nachhaltig stärken. Und es geht um einen Investitionsbedarf, der sich auf rund zwei Jahrzehnte verteilt.

Offensichtlich bleibt bereits mit Blick auf die Höhe der Schätzungen zugleich, dass die Transformation zur Klimaneutralität auch zukünftig nicht allein mit staatlichen Investitionen oder Förderprogrammen refinanziert werden kann. Die Lösung kann gleichzeitig auch nicht darin bestehen, die Transformation

überwiegend über die Strompreise von Verbraucherinnen, Verbrauchern und Unternehmen zu refinanzieren. Um die Anreize für den Umstieg von Unternehmen auf strombasierte Produktionsprozesse und von Verbraucherinnen und Verbrauchern auf strombasierte Anwendungen wie E-Autos oder Wärmepumpen zu stärken, bedarf es vielmehr Entlastungen bei den Stromkosten. Es ist gut, dass mittlerweile ein breiter Konsens darin besteht, die Stromsteuer für alle Verbrauchsgruppen auf das europäische Mindestmaß abzusenken und die Stromnetzkosten zumindest anteilig über Bundeszuschüsse zu finanzieren. Hier besteht unmittelbarer Handlungsbedarf für die neue Bundesregierung.

Über die Frage, wie die weitere Finanzierung der Transformation künftig im Detail erfolgen soll, besteht indes noch kein Konsens. Branchenseitig liegen bereits erste Vorschläge vor. Diskutiert werden die Möglichkeiten von Verbriefungen, einer Kombination öffentlicher und privater Investitionen, der Einrichtung von Energiewende-Fonds und Eigenkapitalfinanzierungsfonds.

Für Verbriefungen nach Art. 2 der VO (EU) 2017/2402 vom 12.12.2017 hat sich unter anderem der Bundesverband Öffentlicher Banken Deutschlands, VÖB e.V. in seinem Positionspapier aus Juli 2024 ausgesprochen. Die Verbriefung ist eine Transaktion oder eine Struktur, durch die das mit einer Risikoposition oder einem Pool von Risikopositionen verbundene Kreditrisiko in Tranchen unterteilt wird und die getätigten Zahlungen von einer Wertentwicklung oder Risikoposition oder des Pools von Risikopositionen abhängen, die Rangfolge der Tranchen über die Verteilung der Verluste während der Laufzeit der Transaktion oder der Struktur entscheidet und die Transaktion oder die Struktur keine Risikopositionen, die die in der Verordnung aufgeführten Merkmale enthält, begründet.

Eine Einrichtung eines Energiewende-Fonds könnte eine weitere Finanzierungsmethode darstellen. Nach einem Vorschlag des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) aus Juni 2024 soll der Energiewende-Fonds den Einsatz von Eigenkapital mittels staatlicher Garantiemechanismen von Bund und Ländern sowie einer Standardisierung von effizienten Prozessen stärken (Vgl. Konzeptpapier des BDEW zur Funktion und Ausgestaltung eines Energiewende-Fonds, Kapital für die Energiewende: Die EWF-Option, 01.06.2024).

Zuletzt setzt auch der europäische Verband der unabhängigen privaten und öffentlichen Strom- und Gasverteilerunternehmen mit dem Vorschlag einer Einrichtung eines Eigenkapitalfinanzierungsfonds auf eine Mischung aus privaten Investitionen und einem Fonds (Vgl. Arnold, Finanzierung der Energiewende in IR, 2024, S.266 f.).

Die Frage der Finanzierung der Klimainvestitionen ist mit Aussicht auf die Klimaziele von essentieller Bedeutung, sodass die zeitnahe Klärung eine der zentralen energie- und klimapolitischen Prioritäten der neuen Bundes-

regierung sein sollte. Die branchenseitig aufgezeigten Möglichkeiten bilden eine gute Grundlage, die es vor dem Hintergrund einer effektiven und effizienten Umsetzung der Energiewende zu diskutieren gilt. Wichtig ist, stets einen angemessenen Ausgleich hinsichtlich der Risikoverteilung bei Investitionen und auch bei der finanziellen Belastung aller Akteure herzustellen. Dafür müssen Investitionen jeglicher Art in den Ausbau erneuerbarer Energien und komplementärer Transformationstechnologien wirtschaftlich attraktiv sein und bleiben. Eine (Mit-)Finanzierung durch den Bundeshaushalt durch beispielsweise staatliche Investitionen oder auch eine anteilige Risikoübernahme bei privaten Investments können im Rahmen dessen geeignete Mittel darstellen. Schlussendlich wird jedoch ein Zusammenwirken vieler Finanzierungsmöglichkeiten und Akteure erforderlich sein, um den Ausbau erneuerbarer Energien zu ermöglichen und die Ziele des Klimaschutzgesetzes zu erreichen.

7. Ausblick und Schluss

Die Herausforderungen, vor denen wir im Bereich der Energiepolitik stehen, sind ebenso vielschichtig wie drängend. Niedersachsen hat sich mit einer klaren Strategie und ambitionierten Zielen aufgemacht, die Energiewende aktiv voranzutreiben. Der Ausbau erneuerbarer Energien, die Steigerung der Energieeffizienz und die Verringerung der Abhängigkeit von Energieimporten sind zentrale Elemente auf diesem Weg. Unser Ziel, bis 2040 treibhausgasneutral zu werden, erfordert nicht nur technologische Innovationen und einen massiven Ausbau der erneuerbaren Energien, sondern auch eine gesellschaftliche und wirtschaftliche Transformation, die von allen mitgetragen wird.

Die neue Bundesregierung muss die Weichen weiter auf eine nachhaltige und zukunftsfähige Energiepolitik stellen. Mit den richtigen Maßnahmen lassen sich die Energiewende erfolgreich vorantreiben und gleichzeitig Unternehmen, Kommunen, Bürgerinnen und Bürger entlasten und zu klimafreundlichem Handeln motivieren.

Ein zentraler Erfolgsfaktor für die Umsetzung dieser Maßnahmen wird die enge Zusammenarbeit zwischen Bund, Ländern und den verschiedenen Akteurinnen und Akteuren vor Ort sein. Nur durch koordiniertes Handeln können wir die gesteckten Ziele erreichen. Dabei dürfen wir nicht nur auf technologische Innovationen setzen, sondern müssen auch die sozialen und wirtschaftlichen Herausforderungen im Blick behalten. Es gilt, ein Klima der Unterstützung und des Dialogs zu schaffen, in dem alle von der Transformation profitieren können.

Die kommenden Jahre werden entscheidend dafür sein, die Weichen für eine nachhaltige und zukunftsfähige Energieversorgung zu stellen. Wir haben die Möglichkeit, gemeinsam die Energiewende erfolgreich zu gestalten. Mit Entschlossenheit, innovativen Lösungen und Kooperation können wir unsere Klimaziele erreichen und die Grundlage für eine stabile, nachhaltige und resili-

ente Energiezukunft legen. Lassen Sie uns diese Chance nutzen, um mutig voranzugehen und die Energiewende erfolgreich zu gestalten – für Niedersachsen, für Deutschland und für kommende Generationen.



© Amprion GmbH/Julia Sellmann

Dr. Christoph Müller
Vorsitzender der Geschäftsführung, Amprion GmbH,
Vorsitzender des Vorstandes, Forum für Zukunftsenergien e.V.

Dr. Christoph Müller ist seit Juli 2024 Mitglied der Geschäftsführung der Amprion GmbH und hat seit Januar 2025 als Chief Executive Officer (CEO) und Chief Commercial Officer (CCO) ihren Vorsitz inne. Müller, 1971 geboren, studierte zunächst Volkswirtschaft an der WWU Münster, dann berufsbegleitend Business Administration an der Warwick Business School. 2013 promovierte er an der WWU Münster in Wirtschaftswissenschaften.

Seine berufliche Laufbahn begann Müller als Economist bei der PowerGen plc (heute E.ON UK plc), bevor er im Jahr 2000 zur EnBW Energie Baden-Württemberg AG wechselte. Dort übernahm er unterschiedliche geschäftsführende Aufgaben, unter anderem bei den Transportnetzen und im Handel, bevor er 2013 in die Geschäftsführung der Netze BW GmbH wechselte. Zwei Jahre später übernahm er deren Vorsitz.

Von Anomalien, Paradoxien und dem Streben nach einer stringenten Netzentgeltkalkulation

Dr. Christoph Müller

Dass eine Netzentgeltreform notwendig ist und tatsächlich jetzt wirklich einmal angegangen werden sollte, gehört fast schon zu den rituellen Forderungen zum Start einer jeden Legislaturperiode. Im Fokus stehen dabei in der Regel neu einzuführende Anreize – zeitvariable Netzentgelte, die die Energiewende unterstützen und Netzkunden dafür honorieren, ihren Stromverbrauch so zu verlagern, dass die Netze gleichmäßiger genutzt werden, oder gleich dynamische Netzentgelte, die Engpässe aus dem Netz für Verbraucher sichtbar machen.

Und wahlperiodisch grüßt das Murmeltier: Eine Netzentgeltreform ist in der jetzt gestarteten Legislatur notwendig, nicht nur, um wirtschaftliche Anreize zu setzen, sondern weil der Kompass für die grundsätzliche Logik unserer Netzentgeltkalkulation verloren zu gehen droht. Im ersten Abschnitt dieses Artikels wird dies an plakativen Beispielen aus der aktuellen Praxis verdeutlicht. Im zweiten Abschnitt werden die grundlegenden Fragestellungen dargestellt, auf die ein Netzentgeltsystem Antworten geben muss. Abschließend wird ein möglicher Ansatz für das weitere Vorgehen präsentiert. Dabei wird besonders beachtet, dass trotz der begrenzten Möglichkeiten des Gesetzgebers aufgrund der Unabhängigkeit der Bundesnetzagentur sehr wohl auch auszufüllende Handlungsspielräume für die neue Bundesregierung bestehen.

I. Praxisbeispiele aus der aktuellen Praxis der Netzentgeltkalkulation

Die Netzentgeltkalkulation folgt einer einfachen Logik: Die Netzkosten werden vollständig auf die Entnahmemengen gewälzt. Mit seinem Netzentgelt zahlt der Netzkunde die gesamten Netzkosten seines Anschlusses. Also nicht nur die Kosten der Netzebene, an die er unmittelbar angeschlossen ist, sondern auch aller Netzebenen davor, die er ja auch für seine Versorgung mittelbar in Anspruch nimmt. Dies folgt der simplen Logik: Die Netzentgelte sollen die Kosten der Netznutzung abbilden.

Ein Industriekunde, der an die Mittelspannung angeschlossen ist, zahlt mit seinem Netzentgelt also die Kosten für die Mittelspannung, für die Umspannung von der Hoch- zur Mittelspannung, für die Hochspannung, für die Umspannung von der Höchst- zur Hochspannung und für die Höchstspannung. Für die Niederspannung zahlt er nichts, da er diese Netzebene ja auch nicht nutzt. Da sich also die Kosten von Spannungsebene zu Spannungsebene kumulieren, sollten auch die Netzentgelte von Spannungsebene zu Spannungsebene steigen.

Beispiel 1: Anomalie und Paradoxie

Die Netzentgelte der Übertragungsnetzbetreiber hatten für 2023 eine spannende, wenn auch wenig beachtete Anomalie. Für manche Netznutzungsfälle waren die Netzentgelte für die Höchstspannung leicht höher als die Netzentgelte für die nächste nachgelagerte Spannungsebene, die Umspannung zur Hochspannung. Das dürfte eigentlich nicht passieren, denn durch die Akkumulation der Kosten von Spannungsebene zu Spannungsebene sollte die nachgelagerte Spannungsebene höhere Netzentgelte (und nicht niedrigere) haben.

Der Unterschied war mit 1,630 ct/kWh für die Höchstspannung gegenüber 1,573 ct/kWh für die Umspannung nicht groß, er stellt aber eine Anomalie dar. Eine Ursache war ein Thema, das uns hier über den Artikel verschiedentlich begegnen wird: Die dezentralen Einspeisungen auf der nachgelagerten Spannungsebene. Die Übertragungsnetzbetreiber haben für die Netzentgelte 2025 darauf geachtet, diese Anomalie zu heilen, auch in Absprache mit der Bundesnetzagentur. In den Übertragungsnetzentgelten 2025 für die Umspannung von der Höchst- zur Hochspannung und für die Höchstspannung ist die netzwirtschaftliche Welt soweit wieder in Ordnung.

In den Verteilnetzentgelten ist sie dafür in 2025 gewaltig verrutscht. Die Bundesnetzagentur hat für 2025 einen Lastenausgleich eingeführt. Besonders von der Energiewende betroffene Netzbetreiber bekommen einen Zuschuss zu ihren Netzentgelten, der über eine bundesweite Umlage von allen Haushalten, Gewerbe- und kleinen Industriekunden bezahlt wird. Die Auswirkungen sind deutlich und gehen offensichtlich über den Lastenausgleich der Energiewende hinaus. So sind die Netzentgelte für die Hochspannung bei einigen Verteilnetzbetreibern jetzt niedriger, teilweise bis zu 50 % geringer als die Netzentgelte der Höchstspannung. Wenn die kleine Unwucht in den Übertragungsnetzentgelten 2024 eine „Anomalie“ war, dann sind solche Netzentgeltunterschiede wohl schon Paradoxien.

Wenn das Netzentgelt der Hochspannung nur noch halb so hoch ist wie das in der Höchstspannung, hat der klassische Grundsatz, dass alle Netzebenen die Kosten ihrer vorgelagerten Netzebenen enthalten sollten, offensichtlich seine Bedeutung verloren. Und diese Verwerfungen in den Netzentgelten sind bedenklich. Netzentgelte sind Preise und haben damit Signalwirkung! Unternehmen richten sich an diesen Signalen aus. Ein Projektentwickler für ein Rechenzentrum wird jetzt immer versuchen, sich an die Hochspannung anzuschließen, auch wenn er mit seiner Leistung in der Höchstspannung besser aufgehoben wäre. Und er muss das Risiko berücksichtigen, dass in den kommenden Jahren auch diese Paradoxie „geheilt“ wird und er dann in der (wirtschaftlich) falschen Spannungsebene hängt. Eine schwierige Frage, wenn man nicht genau weiß, welcher Grundsatz dann anstatt der kumulierten Kostenwälzung über die Spannungsebenen gelten soll.

Beispiel 2: Bundeseinheitliche Übertragungsnetzentgelte

Um die Lasten der Energiewende in Deutschland fair und einheitlich zu verteilen, wurden ab 2019 die Netzentgelte der vier Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) schrittweise vereinheitlicht. Seit 2023 gilt ein einheitliches Netzentgelt, das von allen vier ÜNB gleichermaßen angewandt wird. Man würde also erwarten, dass jeder Kunde, egal wo er in Deutschland sitzt, spezifisch – also pro kWh – denselben Kostenbeitrag für das Übertragungsnetz leistet, bundeseinheitlich eben.

Durch den Wegfall des Zuschusses für die Übertragungsnetzentgelte 2024 ist offensichtlich geworden, dass dem nicht so ist. Die Übertragungsnetzbetreiber mussten die Netzentgelte für 2024 zweimal veröffentlichen. Die erste Kalkulation von Ende September 2023 berücksichtigte noch den Zuschuss von 5,5 Mrd. €. Mit dem Wegfall lagen die Netzentgelte der zweiten Kalkulation Ende Dezember 2023 dann rund doppelt so hoch. Bei einer bundesweiten Gleichbelastung mit den Kosten des Übertragungsnetzes würde man erwarten, dass bei jedem Netzbetreiber die damit notwendige Netzentgeltanpassung für Haushaltskunden zumindest grob in der gleichen Höhe liegen würde (absolut, in ct/kWh).

Tatsächlich schwankten die Erhöhungen in der Niederspannung aber zwischen 0,6 ct/kWh und 3,5 ct/kWh. Von einer gleichmäßigen Belastung aller deutschen Netzkunden mit den Kosten des Übertragungsnetzes kann also keine Rede sein. Ein Haushalt oder ein Industriekunde zahlt im Großraum Rhein-Ruhr deutlich mehr für das Übertragungsnetz als in Mecklenburg-Vorpommern – trotz gleicher Abnahmeverhältnisse.

Beispiel 3: Zeitvariable oder fixe Netzentgelte

Für die Netzentgelte wurde 2025 erstmals eine Zeitvariabilität eingeführt. Im Zuge der Umsetzung des § 14a EnWG müssen die Verteilnetzbetreiber jetzt Zeitfenster angeben, in denen der Bezug aus ihrem Netz mit günstigeren Netzentgelten abgerechnet wird. Dieser erste Schritt hin zu zeitvariablen Netzentgelten ist lang diskutiert und erwartet worden und reicht als solcher vielen auch noch nicht aus – die Zeitfenster sollen dynamisch statt statisch sein und die Preisunterschiede deutlicher größer. Kurzum: Die Netzentgelte sollten zu einem Verhalten anregen, das die Energiewende unterstützt. Insofern wurde die Umsetzung des § 14a EnWG nur als erster Schritt in mehr Zeitvariabilität bei den Netzentgelten gesehen.

Es geht aber auch in die andere Richtung: Die schon erwähnte Unterstützungszahlung für besonders von der Energiewende getroffene Netzbetreiber finanziert sich durch eine Umlage nach § 19 StromNEV. Durch den notwendigen Ausgleichsbetrag von 2,4 Mrd. € stieg die Umlage von ca. 0,643 ct/kWh im Jahr 2024 auf 1,558 ct/kWh im Jahr 2025 und erhielt den neuen Namen „Aufschlag für besondere Netznutzung“. Dieser Ausgleichstopf und damit die Umlage wird über die nächsten Jahre ansteigen. Denn mit dem weiteren Zubau von erneuerbaren Energien steigen definierte Kennzahlen, die mehr

Netzbetreiber in die Berechtigung eines Zuschusses bringen bzw. bei den berechtigten Netzbetreibern den Zuschuss ansteigen lassen. Der Betrag, der über die §-19-Umlage vereinnahmt und verteilt werden muss, wird also von Jahr zu Jahr steigen. Die Universität Dresden hat aufgezeigt, dass schon bis 2030 rund 60 % der Netzkosten damit nicht mehr über die Netzentgelte, sondern über die Umlage bezahlt werden (Analyse der Auswirkungen einer über-regionalen Wälzung von Stromnetzentgelten in Deutschland, Dominik Möst, Andreas Büttner, Dimitrios Glynos, Technische Universität Dresden, Fakultät Wirtschaftswissenschaften, Professur für Energiewirtschaft, Dresden, 2024).

Der „Aufschlag für besondere Netznutzung“ ist – wie alle Steuern und Abgaben – ein bundesweit einheitlicher, fixer Cent-pro-kWh-Betrag. Damit entstehen zwei unterschiedliche Entwicklungsperspektiven für die zukünftigen Netzentgelte. Auf der einen Seite folgt man dem Zielbild der Zeitvariabilität, ein Weg in immer genauere und komplexere Preisstrukturen. Auf der anderen Seite wird mit der Überführung der Netzentgelte in eine Umlage die bisher immerhin bestehende Differenzierung der Netzentgelte zwischen einem Leistungs- und einem Arbeitspreis schrittweise aufgelöst und in einen reinen Arbeitspreis überführt, der dann auch nicht zeitvariabel, sondern fix ist. Und dies wird wohl auch absehbar so bleiben, denn von einer Zeitvariabilität der Steuern und Abgaben sind wir noch sehr weit entfernt.

Kleiner Exkurs: Die sozialen Aspekte von Umlagen

Die Umschichtung von einem Arbeits- und Leistungspreis-Netzentgelt zu einer reinen Arbeitspreis-Abgabe nach § 19 StromNEV hat aber noch einen weiteren Effekt. In den bestehenden Umlagemechanismen des § 19 StromNEV sind Regelungen angelegt, die Großverbraucher im internationalen Wettbewerb entlasten sollen: Für Großabnehmer wird ab 1 GWh nur noch eine deutlich reduzierte Abgabe fällig – 0,05 ct/kWh (ggf. noch weniger) statt 1,558 ct/kWh im Regelsatz. Das heißt, mit der Entlastung für besonders von der Energiewende betroffene Verteilnetzbetreiber wurde gleichzeitig auch eine Umverteilung zulasten der Haushalte und zugunsten der Industrie beschlossen.

Die Sorge über die Energiepreise ist allgegenwärtig. Regelmäßig wird eine Reduzierung der Stromsteuer diskutiert, um Strom für die Privathaushalte bezahlbar zu halten. Inwieweit diese implizite Umverteilung in das Gesamtbild passt, ist offen. Dass auf diesem Weg schon 2030 rund 60 % der Netzkosten (Studie der Universität Dresden, s. o.) von Haushalten, Gewerbekunden und Kleinindustrie gezahlt werden könnten, wird diese Debatte weiter befeuern.

II. Grundlegende Fragen der Netzentgeltkalkulation

Das sind soweit nur Beispiele für ein Netzentgeltsystem, das über die Jahre immer wieder um einzelne Aspekte angepasst oder erweitert wurde, das man aber nie grundsätzlich hinterfragt hat, obwohl sich die Stromwirtschaft schon sehr grundsätzlich verändert hat. Die eigentliche Systematik der Netzentgeltkalkulation stammt noch aus den 1970er Jahren, also der tiefsten Monopolzeit der deutschen Energiewirtschaft. Plakativ sichtbar wird dies, wenn man sich

die Anlage 1 der Stromnetzentgeltverordnung anschaut. Dort sind Abschreibungsdauern für die wesentlichen energiewirtschaftlichen Investitionsgüter aufgeführt. Die Anlage 1 hat unverändert die Kalkulationsleitfäden der Bundestarifordnung über die Verbändevereinbarungen bis hin zur Einführung der Stromnetzentgeltverordnung überdauert. Und so finden sich in der Netzentgeltverordnung neben den Abschreibungsdauern für Freileitungen und Kabel auch die für Kernkraftwerke und andere Erzeugungsanlagen.

Die Stromnetzentgeltverordnung hat in ihren Kernzügen die Netzentgeltkalkulation der Verbändevereinbarungen übernommen. Diese wurden nach der Liberalisierung 1998 gesetzt und stützten sich wesentlich auf das Kalkulationsschema der Bundestarifordnung Elektrizität. Unsere aktuelle Herangehensweise an die Netzentgeltkalkulation reflektiert eine Stromwirtschaft, in der elektrische Energie in Großkraftwerken erzeugt, über das Übertragungsnetz überregional verteilt und über ein Verteilnetz zu den Endkunden gebracht wird. Der Strom kennt bzw. kannte in dieser Welt nur eine Richtung – von den zentralen Großkraftwerken zum Endkunden.

Trotz aller Veränderungen in der Energiewirtschaft hat man dieses Kalkulationsschema nie nachhaltig geändert, insbesondere da eine Änderung auch immer mit einer Kostenumverteilung bei den Netzkunden und damit mit neuen Betroffenheiten einhergeht. Das Kalkulationsschema wurde angepasst, es wurden politische Ziele integriert, aber grundsätzlich mit den darunterliegenden Prinzipien und ihrer Eignung für die neue Energiewelt wurde sich nie auseinandergesetzt. Sind Probleme aufgetaucht, hat man das Symptom behandelt. Der jüngste Schritt bestand in der Verlagerung von besonders hohen Energiewendekosten der Verteilernetzbetreiber in die Umlage. Mit Blick auf die Entwicklungen der Energiewirtschaft und der Netzentgelte wird eine grundlegende Auseinandersetzung aber dringend notwendig. Drei Grundsatzfragen stellen sich dabei offensichtlich:

1. Frage: Dominiert in der Netzentgeltkalkulation die Finanzierungs- oder die Lenkungsfunktion?

Die zeitvariablen Tarife, die jetzt mehr und mehr eingeführt werden, stellen gezielt auf eine Lenkungsfunktion ab. Stromverbrauch soll in gewünschte Zeitfenster verlagert werden und das Netzentgelt soll dazu einen Anreiz setzen. Im Sommer 2024 spielten zwölf Energieökonominnen in einem vielbeachteten Artikel mit dem Gedanken von nodalen Preisen, also Preisen, die integriert Strom- und Netzengpässe zeitlich und örtlich differenziert abbilden (Der deutsche Strommarkt braucht lokale Preise, Lion Hirth, Veronika Grimm, et. al., FAZ, 10.07.2024). Wenn über das Netzentgelt Verhaltensanreize, also eine Lenkungsfunktion, gesetzt werden soll, dann bedeutet das – auch unter der Annahme von einer Effizienzsteigerung – immer eine Umverteilung.

Es stellt sich also nicht nur die Frage, wie positives Verhalten im Sinne der durch das Netzentgelt gesetzten Anreize belohnt wird, es stellt sich auch die Frage, wer die Gegenposition, die „Strafe“, nimmt. Wer zahlt mehr, weil sich

einzelne Marktteilnehmer im Sinne der gesetzten Anreize verhalten? Und ist es vertretbar, anderen Haushalten, Gewerbe- und Industriebetrieben ein höheres Netzentgelt zuzumuten, weil andere Netznutzer Beiträge vermeiden? Diese erste Frage nimmt an Bedeutung zu, wenn sie mit der zweiten Frage der Zielrichtung einer Netz- oder Systemdienlichkeit kombiniert wird.

2. Frage: Netz- oder Systemdienlichkeit als Ziel?

Wenn Netzentgelte eine Lenkungsfunktion erhalten sollen, stellt sich die Frage nach dem Ziel. Vor allem bei der Elektromobilität verwischen da manchmal die Grenzen: Wenn über die Beladung von vielen Elektroautos die Stromerzeugung einer Windfront „weggespeichert“ wird und die Netzentgelte dazu unterstützende Anreize setzen, ist das grundsätzlich systemdienlich. Das muss nicht unbedingt netzdienlich sein, vielleicht sogar im Gegenteil: Wenn alle Wallboxen in einer Straße gleichzeitig laden wollen, dann wird dies den Ortsnetzstrang ziemlich sicher an seine Grenze führen.

Gerade wenn man übergreifend mit dem Netzentgelt eine Systemdienlichkeit fördern will, leidet die Verursachungsgerechtigkeit in der Netzentgeltkalkulation. Die Elektromobilität braucht den Netzausbau. Wenn sich das Netzentgelt aber nicht am Ausbau, sondern an der Netznutzung orientiert, wird dieser Netzausbau von allen Netzkunden getragen. Rund 13 Mio. Haushalte in Deutschland haben gar kein Auto – warum will man diese übermäßig stark für die Mobilitätswende mit höheren Stromnetzentgelten belasten?

3. Frage: Wie hält man es mit der dezentralen Einspeisung?

Eine der großen Umwälzungen der Energiewende ist der Wandel von einer zentralen hin zu einer dezentralen Erzeugungsstruktur. Mit Ausnahme der großen On- und Offshore-Windparks haben sich fast alle erneuerbaren Anlagen dezentral im Verteilnetz angeschlossen. Zu Beginn der Energiewende wurde hier ein Windfall-Profit für die Verteilnetzbetreiber gesehen: Mit jeder dezentral erzeugten Kilowattstunde wurde die Entnahme einer Kilowattstunde aus dem vorgelagerten Netz, in der Regel das Übertragungsnetz, und damit einhergehende Netzentgelte „gespart“. So entstand der Ansatz, dass im Sinne einer fairen Behandlung der dezentralen (erneuerbaren) Erzeugung diese Einsparung dem Anlagenbetreiber (oder der EEG-Umlage) vergütet werden muss. Tatsächlich wurden natürlich keine Kosten gespart, da das vorgelagerte Netz ja nicht reduziert werden konnte. Die dezentrale Einspeisevergütung wurde ab 2019 schrittweise abgeschafft, um die damit einhergegangene deutliche Steigerung der Netzentgelte zurückzunehmen.

Aber die Frage, wie eine verursachungsgerechte Berücksichtigung der dezentralen Einspeisung in der Netzentgeltkalkulation aussieht, ist damit weiterhin offen. Aus dem Netz der Übertragungsnetzbetreiber werden etwas mehr als 200 TWh von den angeschlossenen Verteilnetzbetreibern entnommen. Der Endkundenverbrauch dieser Verteilnetzbetreiber beträgt rund 500 TWh. Die Differenz erklärt sich durch Erzeugung, die direkt in diese Verteilnetze einspeist.

Das Übertragungsnetzentgelt enthält neben den Kosten für die Infrastruktur auch die Kosten für die Systemführung und -sicherheit. Die gesamte Endkundenentnahme definiert über ihr Verhalten den Bedarf an Regelenergie. Alle Endkunden befürworten es wahrscheinlich, dass die Übertragungsnetzbetreiber Pläne für den Schwarzstart haben und Kraftwerke für die Schwarzstartfähigkeit vergüten, oder mit der Vorhaltung und dem Einsatz von Netzreservekraftwerken die Systemsicherheit gewährleisten. Warum bleiben dezentral erzeugte Energiemengen bei der Bepreisung außen vor bzw. leisten hier keinen Beitrag?

III. Verursachungsgerechtigkeit als führendes Prinzip in der Netzentgeltkalkulation

Das Netzentgeltsystem braucht eine grundlegende Überarbeitung. Die jetzt sichtbaren Schief lagen im Netzentgeltbereich werden sich in den nächsten Jahren verschärfen. Schon jetzt sind die Debatten um die Kostenverteilung in der Energiewende allenthalben sichtbar. Die norddeutschen Bundesländer befürworten einen Preiszonensplit in der Hoffnung auf günstigere Energiepreise. Die energieintensive Industrie zeigt auf, dass sie ohne die Fortschreibung der Netzentgeltbefreiungen nur schwerlich eine Perspektive am Standort Deutschland sieht. Projektentwickler für Batterien und Elektrolyseure weisen darauf hin, dass diese perspektivischen Stützen einer fortschreitenden Energiewende ohne Netzentgeltbefreiung nicht wirtschaftlich sind. Die Sozialverbände zeigen auf, dass die Strompreise schon jetzt für die sozial schwächsten Haushalte kaum noch zu stemmen sind. Wir werden nicht immer das jeweils nächste dringende Problem dadurch lösen können, in dem wir eine weitere Locke in das bestehende System einbauen. Die vergangenen zwei Jahre haben gezeigt, dass die sich damit ergebenden inhärenten Widersprüche nicht mehr beherrschbar sind.

Die Vorgaben zur Netzentgeltkalkulation durch die Regulierung sind der Ersatz für die Preisbildung im Wettbewerb. Am Ende sind auch die reguliert bestimmten Netzentgelte Preissignale, an denen sich „Wirtschaftssubjekte“ ausrichten. Damit brauchen auch diese Preissignale eine Verlässlichkeit. Für diese Verlässlichkeit braucht der Regulierungsrahmen eine innere Struktur und Stabilität, die transparent nachvollziehbar ist. Das erreicht die aktuelle Netzentgeltkalkulation nicht mehr. Auch den meisten Branchenkennern wird im Zweifel nicht klar sein, dass das bundeseinheitliche Übertragungsnetzentgelt nicht bundeseinheitlich wirkt oder dass mit der Unterstützung für besonders von der Energiewende betroffene Netzbetreiber in eine massive Umverteilung zulasten der privaten Haushalte und Gewerbekunden eingestiegen wurde.

Die Netzentgeltkalkulation sollte wieder auf ihre eigentliche Aufgabe zurückgeführt werden – die Finanzierung der Netzinfrastuktur. Dafür sollte sich das Netzentgeltsystem wieder stärker am Verursachungsprinzip ausrichten. Von einer so gesetzten Grundausrichtung lässt sich dann über besondere Lenkungsaspekte diskutieren. Diese abstrakte Grundausrichtung lässt sich in fol-

genden Punkten konkretisieren:

- Finanzierung aller netzfremden Kosten aus dem Staatshaushalt: Das beinhaltet insbesondere Kosten für Reservekraftwerke und für Redispatch, also Kosten, die durch politische Entscheidungsprozesse entstanden sind und weder den Netzkunden noch den Netzbetreibern angerechnet werden können. Dies stützt auch eine soziale Ausrichtung des Netzentgelts, denn im Gegensatz zur Steuerfinanzierung ist das Netzentgelt sozial unreflektiert.
- Stärkere Orientierung an den Anschlussleistungen und nicht an der bezogenen Leistung und Arbeit: Kostentreiber insbesondere in den höheren Spannungsebenen sind die vorgehaltenen („reservierten“) Anschlussleistungen von Kunden und nachgelagerten Netzen. Insofern sollte sich die Bepreisung auch an diesem Kriterium ausrichten. Hieraus ergibt sich auch ein Anreiz für die Rückgabe von freien Kapazitäten, der bei den knapper werdenden Anschlusskapazitäten im Netz notwendig erscheint.
- Im Haushaltsbereich eine stärkere Betonung eines Grundpreises, ggf. in einer Staffelung nach Anschlussgröße: Ein „Prosumer-Haushalt“ sollte sich nicht mit PV-Anlage und Batterie seine Mitfinanzierung des Netzes deutlich reduzieren können, wenn er in einer winterlich trüben Wetterphase seinen Netzanschluss wie immer (und zeitgleich mit allen anderen „Prosumern“) voll in Anspruch nehmen möchte.
- Lenkungsaspekte sollten netzdienlich sein: Die obigen Punkte führen zu einer stärkeren Orientierung an der Anschlussleistung. Der Arbeitspreis kann damit stärker die Funktion eines (zeitvariablen) Knappheitssignals übernehmen, wenn es zu Netzengpässen kommt.
- Konsequente Ausrichtung an der Kostenwälzung: Strukturen und Mechanismen, die zu Anomalien (und Paradoxien) führen, sollten vermieden werden. Im Zuge einer deutlich stärkeren Leistungsorientierung könnten beispielsweise die Gleichzeitigkeitsfunktionen obsolet werden, was die „Netzentgeltanomalien“ vermeiden könnte.
- Keine versteckten Überraschungen: Umverteilungen zwischen Kundengruppen werden nur bewusst und transparent vorgenommen.

Diese Punkte sind sicher kein Netzentgeltsystem. Sie sind nicht vollständig und sicher auch diskutabel. Das konkrete System muss von der Bundesnetzagentur gesetzt werden, die hier in ihrer vom Europarecht garantierten Unabhängigkeit handelt. Insofern kann ein Netzentgeltsystem im engen Sinne nicht Gegenstand der Politik bzw. eines Koalitionsvertrages sein. Aber die o. a. Punkte sind in ihrer Natur so grundlegend, dass sie sehr wohl als politische

Vorgaben für eine unabhängige Regulierungsbehörde gelten könnten. Man denke kurz den Umkehrschluss: Darf die Frage, welche sozialen Umverteilungen man mit einem Netzentgeltsystem vornimmt, allein von einer Regulierungsbehörde entschieden werden? Insbesondere wenn die Umverteilungen Größenordnungen annehmen, die sonst im politischen Prozess verhandelt werden?

Die Bundesnetzagentur hat die Probleme der Netzentgeltstruktur erkannt und für den Sommer 2025 den Beginn einer Konsultation einer Netzentgeltreform angekündigt. Dies muss auch politisch begleitet werden. Die stärkere Betonung einer verursachungsgerechten Finanzierung der Netzinfrastuktur, die Abschaffung von impliziten Umverteilungen, die Beachtung von sozialen Aspekten und insbesondere auch eine Zusage, netzfremde Kosten in den Staatshaushalt zu überführen sind wesentliche Aspekte und Vorgaben einer Netzentgeltreform, die politisch gesetzt werden müssen und auch eingefordert werden können.



© Bundesnetzagentur

Klaus Müller
Präsident der Bundesnetzagentur

Klaus Müller, geboren 1971 in Wuppertal, studierte Volkswirtschaftslehre in Kiel. Seit Mai 2014 war er Vorstand des Verbraucherzentrale Bundesverbands (vzbv). Von 2006 bis 2014 leitete er die Verbraucherzentrale Nordrhein-Westfalen. Zuvor war er für Bündnis 90/ Die Grünen in der Politik tätig: von 2000 bis 2005 als Umwelt- und Landwirtschaftsminister in Schleswig-Holstein, bis 2006 als Mitglied des Schleswig-Holsteinischen Landtags. Von 1998 bis 2000 war Klaus Müller Abgeordneter des Deutschen Bundestages. Seit dem 1. März 2022 ist er Präsident der Bundesnetzagentur. Klaus Müller ist verheiratet, hat zwei Töchter und lebt in Bonn.

Die Energiewende ist jeden Euro wert

Klaus Müller

Energiepolitische Erwartungen an die neue Legislaturperiode zu formulieren, bevor sie richtig begonnen hat, ist schwer. Einerseits. Zu viele Unsicherheiten begleiten jede Überlegung. Welche Parteien werden regieren? Welche Schwerpunkte werden sie setzen? Und kann der Koalitionsvertrag abgearbeitet werden oder kommt vielleicht eine geopolitische Krise dazwischen, die alle Pläne über den Haufen wirft?

Andererseits besteht in Deutschland in wichtigen Fragen ein parteienübergreifender Konsens. Internationale Klimaschutzverträge und europäische Vorgaben geben Stabilität über Legislaturperioden hinaus. Eine langfristig orientierte und berechenbare Energiepolitik dürfte im Interesse aller sein.

Energiepolitik im Jahr 2025 heißt, die Energiewende weiter voranzutreiben. Ich wage die These: Aus Sicht vieler (Markt-) Akteure ist der Idealfall, wenn die neue Legislatur das energiepolitische Programm der alten weiterentwickelt. Im Folgenden werde ich diese These untermauern.

Wir haben klare Ziele in der Energieversorgung. Deutschland soll bis 2045 klimaneutral werden und in der Stromproduktion sogar schon vorher. Ein guter Zwischenstand ist erreicht: im zurückliegenden Jahr 2024 betrug der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung 59 Prozent. Das ist eine Steigerung von drei Prozentpunkten im Vergleich zu 2023.

Zeitgleich erleben wir 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 für Energie hat dafür inzwischen mehrere Eckpunktepapiere veröffentlicht. Insbesondere hat sie im Januar einen Zwischenstand zum zukünftigen Regulierungssystem für die Stromverteilernetzbetreiber sowie Gasverteiler- und Gasfernleitungsnetzbetreiber veröffentlicht. Dieser Zwischenstand bildet einen wesentlichen Meilenstein in dem ausführlichen, ergebnisoffenen Diskussionsprozess, den wir mit den betroffenen Interessengruppen führen.

Der notwendige Umbau der Energieversorgung wird also flankiert von einem Umbau in der Regulierung. Dabei kommt der Bundesnetzagentur als unabhängiger Regulierungsbehörde eine tragende Rolle zu. Aus unserer Sicht haben wir es also gleich mit zwei großen Wendungen zu tun: In der Energie und der Regulierung. Politische Entscheidungen sind Wegweiser für beide.

Wer soll das alles bezahlen?

Wir müssen zunächst über Geld reden. Es wird die Wenigsten überraschen, dass der Umbau unserer Energieversorgung erhebliche Investitionen verlangt.

Alleine für den Ausbau der Netze warten gewaltige Ausgaben in unsere Infrastruktur. Für den Ausbau des Übertragungsnetzes ist von einem Investitionsvolumen von ca. 160 Mrd. € bis 2045 auszugehen. Dazu kommt nochmal die gleiche Größenordnung für die Offshore-Anbindungsleitungen. Für den Ausbau der Verteilernetze wird ein Investitionsvolumen bis 2033 in Höhe von ca. 110 Mrd. € bis 2045 von knapp über 200 Mrd. € prognostiziert. Diese Zahlen basieren auf den Netzausbauplänen der Verteilnetzbetreiber.

Das sind gewaltige Summen. Die Netzentgelte der Übertragungsnetzbetreiber haben sich 2023 verdoppelt. Eine erneute Verdoppelung erwartet die BNetzA – jenseits von Schocks wie der Energiepreiskrise – zwar nicht. Wir rechnen dennoch in den nächsten Jahren mit einem weiteren stetigen Anstieg der Kosten, bis sich ein Plateau bildet.

Je nach Geschwindigkeit des Netzausbaus könnte der Peak bei den Netzkosten Mitte der 30er Jahre erreicht sein.

Der Kostentreiber ist vor allem der beschriebene Netzausbau. Aber auch die Systemführung wird anspruchsvoller. Dies bedeutet zusätzliche Kosten, z.B. für die Bereitstellung von Momentanreserve.

Daraus folgt der Auftrag an alle Beteiligten auf Kosteneffizienz zu setzen. Die Politik wird sich mit Freileitungen vs. Erdkabel beschäftigen. Die Bundesnetzagentur wird im Rahmen des Netzentwicklungsplans immer wieder jeden Kilometer auf den Prüfstand stellen und mit den politischen Zielsetzungen z.B. zur Elektrifizierung und Erneuerbaren Ausbau abgleichen. Die Netzbetreiber müssen – unterstützt durch die Anreizregulierung – alle Effizienzreserven heben, die denkbar sind.

Tiefgreifende Veränderungen

Nicht nur beim Geld kommt viel auf uns zu. Damit die Energieversorgung bis 2045 klimaneutral werden kann, sind tiefgreifende Veränderungen erforderlich. Denn der Weg zur Klimaneutralität ist nicht mehr lang – dafür aber steil. Nicht nur im Hinblick auf den menschengemachten Klimawandel stehen wir kurz vor den Kipppunkten, wie die sich häufenden Naturkatastrophen zeigen. Die Wissenschaft ist einhellig alarmiert. Auch die Art, wie wir Strom erzeugen und verbrauchen, wie wir unsere Häuser heizen, all dies wird sich in den nächsten Jahren drastisch wandeln.

Mit fortschreitender Dekarbonisierung des Energieverbrauchs steht das Gasnetz vor einer historischen Transformation: Ein Teil des Netzes wird für Wasserstoff und grünes Methan weiter genutzt werden. Der andere Teil des

Netzes wird aufgrund des ansteigenden Einsatzes von Alternativen immer weniger Erdgas transportieren und schließlich stillgelegt.

Derweil ging es beim Strom lange darum, erneuerbare Energien in das System zu integrieren. Denn für lange Zeit basierte unser Stromsystem auf Kohlekraftwerken. In den 50er Jahren lag ihr Anteil bei über 80% der Stromerzeugung. Diese Kraftwerke befanden sich in der Regel nah an den großen Lastzentren. Ihre Erzeugung wurde auf die regionale Nachfrage ausgerichtet. Mittlerweile kommen wir aber immer mehr an einem Punkt an, an dem die Erneuerbaren nicht mehr integriert werden müssen. Die Erneuerbaren sind das Stromsystem.

Die Erzeugung von Strom aus Sonne und Wind ist so erfolgreich, dass jetzt auch die Erneuerbaren Verantwortung für die Stabilität des Systems übernehmen müssen. Zum Beispiel haben in der alten fossilen Energiewelt konventionelle Kraftwerke Systemdienstleistungen – also alles, was über die Übertragung von Strom hinaus im Netz für die Stabilität notwendig ist - „nebenbei“ bereitgestellt. In Zukunft werden hier auch Erneuerbare Erzeugungsanlagen ihren Beitrag leisten müssen.

Auch geografisch liegt noch viel vor uns: Bereits heute zeigen sich unterschiedliche Ausbaugeschwindigkeiten der Länder bei Wind und PV. Photovoltaik wird im Süden wie im Norden ausgebaut (v.a. in Bayern, Baden-Württemberg, NRW und Niedersachsen). Der Zubau von Windenergieanlagen findet aber nach wie vor vorwiegend im Norden statt (Niedersachsen, Brandenburg, Schleswig-Holstein und Nordrhein-Westfalen), obwohl vor allem im Süden freie, planerisch ausgewiesene Flächen verfügbar sind. Da auch ihr Ausbau Netzkosten verursacht, steht der Gesetzgeber vor der Frage, ob nicht auch hier eine geographische Kostenoptimierung erfolgen sollte. Denkbar wären Baukostenzuschüsse durch die Erneuerbaren, um ihr weiteres Wachstum (netz-)kosteneffizienter zu gestalten.

Nicht eine Lösung, sondern viele

Deutschland verfügt über ein extrem großes und eng vermaschtes Netz. Das führt notgedrungen zu einer Spannung zwischen top-down- und bottom-up-Ansätzen. Will man lieber alles „von oben“ steuern oder von „unten“ ausgehende individuelle Lösungen für jeden Einzelfall erarbeiten? Beides hat Vor- und Nachteile. Man muss sich deshalb mit den Herausforderungen, die beide Ansätze mit sich bringen, auseinandersetzen.

Denn beim Strom bringt die steigende EE-Erzeugung mehr Fluktuation mit sich. Schon jetzt zeigen die Spitzen in der EE- Erzeugung an manchen Tagen, dass auf kurz oder lang eine verbesserte Steuerungsfähigkeit und damit Flexibilität der Solar-Einspeisung nötig sein wird. Diese Anlagen müssen verstärkt in den Markt integriert werden. Darum war es richtig, dass der Bundestag Beschlüsse gefasst hat, um im Rahmen einer Novelle des EnWG Abhilfe zu

schaffen: Photovoltaikanlagen sollen steuerbar werden, die Vergütungen bei negativen Strompreisen entfallen. Speicher werden in den Markt integriert. Wichtig dafür ist, dass die Anlagen überhaupt mess- und regelbar sind. Die verabschiedete EnWG-Novelle hätte bei der Direktvermarktung sogar weiter gehen können. Jetzt geht es darum, dass alle betroffenen Stakeholder Maßnahmen zur technischen Beherrschung der Stromspitzen entwickeln.

Bei den Gasnetzen stellen sich gleichzeitig für jedes einzelne Netz neu die Fragen der Weiternutzung, Transformation oder Stilllegung. Die zukünftige Entwicklung wird sehr netzbetreiber-individuell sein. Das gilt sowohl in Hinblick darauf, welcher Anteil des Netzes einer Folgenutzung zugeführt wird als auch darauf, mit welcher Geschwindigkeit sich die Transformation vollzieht. Diese Herausforderung stellt sich insbesondere für die Teile des Netzes, die langfristig keiner Folgenutzung zugeführt werden. Denn dadurch werden die Nutzerzahl und die transportierten Mengen kontinuierlich sinken. Für die Gasnetze entstehen hier sehr gegensätzliche Entwicklungsmöglichkeiten. Stilllegung oder Folgenutzung. Diese völlig konträren Szenarien sind regulatorisch zu begleiten. Einen Schritt in diese Richtung hat die Bundesnetzagentur mit der Festlegung KANU 2.0 gemacht. Diese ermöglicht es den Netzbetreibern, flexibel auf die regionalen Anforderungen der Gastransformation zu reagieren. Ist keine Folgenutzung absehbar, können die Netze bis zu ihrer Stilllegung abgeschrieben werden. Rückläufige Absatzmengen können hierbei Berücksichtigung finden. Dies schafft Sicherheit für Investoren. Aber ganz wichtig ist auch, dass die letzten Erdgaskunden vor untragbar hohen Entgelten geschützt werden. Nicht alle Kunden können frei entscheiden, wie lange sie Erdgas beziehen. Viel hängt dabei von Faktoren wie z.B. der kommunalen Wärmeplanung oder den Eigentumsverhältnissen der Wohnfläche ab. Hier haben wir mit KANU 2.0 eine faire Lösung geschaffen und vor Ort Entscheidungsfreiheit ermöglicht.

Wir sehen immer vielfältigere Planungsinstrumenten. Seien es die Wasserstoff-Fahrpläne des Gebäudeenergiegesetzes, die kommunale Wärmeplanung oder die nun durch das EU-Gas- und Wasserstoff-Binnenmarktpaket vorgegebene Transformationsplanung. Dabei kommt es zu einem Spagat zwischen kleinen Lösungen, die es erlauben, auf kommunaler Ebene das zu planen, was vor Ort Sinn ergibt und sich gleichzeitig in übergeordnetere Planungen einfügen kann.

All dies gibt uns die Chance, auf der einen Seite einheitliche Regelungen möglich zu machen. Umgekehrt aber lässt es Freiräume zu, um Potentiale zu maximieren. Der Blick von oben und die Expertise von unten müssen ineinandergreifen. Nur so ist sicherzustellen, dass insgesamt alles in die richtige Richtung läuft und gleichzeitig für jeden das Richtige dabei ist.

Regulierungswende - neue Rolle der Bundesnetzagentur

Nun führen uns diese Herausforderungen zur Frage: Was kann und muss Regulierung leisten, welchen Regulierungsrahmen brauchen wir, um die

Energiewende zu bewältigen?

Wir haben als nach europäischem Recht unabhängige Regulierungsbehörde eine besondere Sonderrolle. Durch das EuGH-Urteil vom September 2021 und die entsprechenden Anpassungen im deutschen Recht entwickelt die BNetzA den Regulierungsrahmen nun selbständig. Hierbei werden die neuen Regelungen nicht mehr in Form von Verordnungen gefasst, sondern in sogenannten Festlegungen. Die in den Festlegungen getroffenen Entscheidungen sind Ermessensentscheidungen der Bundesnetzagentur und ausführlich zu begründen.

Der EuGH hat durchgesetzt, was auf EU-Ebene Standard ist: Personal und Leitung der Regulierungsbehörde müssen 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. Dementsprechend nehmen wir die neuen Verantwortungen auch sehr ernst und haben die Prozesse gewissenhaft aufgesetzt: Die Verantwortung liegt seit Anfang des Jahres 2024 bei der Bundesnetzagentur und dort bei der Großen Beschlusskammer für Energie, um sinnvolle Nachfolgeregelungen für die nach und nach auslaufenden Verordnungen zu schaffen.

Welche Rollenverschiebung folgt daraus?

Als Regulierungsbehörde sind wir unabhängig, aber selbstverständlich an die im EU-Recht und deutschen Recht verankerten Ziele gebunden. Diese Ziele sind die Leitplanken für die Ausgestaltung der regulatorischen Regelungen.

Dabei sind wir kein politischer Akteur, der bei der Gesetz- oder Verordnunggebung einen politischen Kompromiss verhandeln und durchsetzen kann. Unsere Festlegungen sind Verwaltungsakte, die jeweils einzeln fachlich vor den Gerichten vertreten werden müssen, nicht nur das Gesamtergebnis. Denn: Die Überprüfung einer Festlegung der Bundesnetzagentur ist deutlich tiefgreifender als die gerichtliche Prüfung der bisherigen Rechtsverordnungen.

Naturgemäß haben wir seit 2024 und für die kommenden Jahre sehr viel zu tun. Letztlich müssen wir den kompletten Regelungsbestand nun einmalig überführen – und wollen ihn bei der Gelegenheit auch modernisieren, wo es uns notwendig erscheint. Aber auch für die Perspektive wollen wir einen dauerhaften Dialog etablieren, damit der regulatorische Rahmen kontinuierlich weiter gepflegt werden kann. Und „Dialog“ heißt nicht, dass man am Ende immer einer Meinung ist, wohl aber sich Zeit zum Zuhören zu nehmen.

Wir haben die Rolle des sachkundigen und neutralen Moderators und Entscheiders vieler netzbezogener Fragen – manchmal beschützen wir die Marktakteure vor den Netz-betreibern, manchmal auch die Netzbetreiber vor den Marktakteuren. Die Interessen sind divers.

Welche Ziele haben wir bei der Weiterentwicklung des regulatorischen Rahmens vor Augen:

Das Investitionsumfeld muss attraktiv bleiben – Effizientes Handeln braucht Anreize

Die Transformationsphase der Energiewirtschaft ist nicht preiswert. Denn, wenn wir uns den Investitionsbedarf der nächsten Jahre ansehen, ist klar: Es braucht weiterhin ein attraktives Investitionsumfeld. Der hohe Kapitalbedarf kann nur gedeckt werden, wenn Investoren und Fremdkapitalgeber für ihr Kapital eine hinreichend attraktive Verzinsung erhalten. Da die Netze aber natürliche Monopole darstellen, muss die Regulierung zudem Anreize für Erhalt und Steigerung der Kosteneffizienz setzen. Jeder eingesetzte Euro muss den größtmöglichen Nutzen stiften. Denn die Energiewende wird teuer, sie darf aber nicht unnötig teuer werden. Deshalb gilt es neben hohem Tempo, hoher Innovation und hoher Qualität auch auf die Effizienz und die Vermeidung unnötiger Kosten größten Wert zu legen. Maximale 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. Dabei ist uns eine transparente Entscheidungsfindung und der ständige Austausch mit den Stakeholdern sehr wichtig. Nur dadurch können wir für Verständlichkeit bei Investoren und Netznutzern sorgen.

Die Festlegung des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes, der Gewinngröße, und die Ausgestaltung von Effizienzinstrumenten sind hier also wichtige Aufgaben.

Regulierung als Frage der Verteilungsgerechtigkeit

Neben der Frage, welche Kosten die Netzbetreiber an ihre Kunden weiterwälzen dürfen, stellt sich natürlich die Frage, wer diese Kosten am Ende trägt.

Die Bildung der eigentlichen Netzentgelte ist eine klassische Verteilungsfrage. Und Verteilungsfragen sind bekanntlich besonders kompliziert.

Aspekte der Verteilungsgerechtigkeit zeigen sich beim EE-Ausbau. Im Austausch mit den Bundesländern haben wir als Bundesnetzagentur festgestellt, dass Netzkunden in Regionen mit einem starken EE-Ausbau mit erheblichen Mehrkosten (in Form von höheren Netzentgelten) belastet wurden. Die Bundesnetzagentur hat hier schnell reagiert. Seit dem 01.01.25 werden die regionalen Mehrkosten auf das gesamte Bundesgebiet verteilt. Das Verfahren dazu haben wir im August 2024 abgeschlossen.

In diesem Zusammenhang wird häufig die Frage gestellt, ob es denn richtig sein kann, dass sich nur Verbraucher an der Finanzierung der Netze beteiligen und nicht auch die Einspeiser. Auch diese Frage müssen wir diskutieren, das unterstützen wir ausdrücklich. Denn die Frage, wie viele Schultern die steigenden Kosten tragen, hat natürlich einen relevanten Einfluss auf die indi-

viduelle finanzielle Belastung.

Wir brauchen ein Netzentgeltsystem, das unserer neuen Energiewelt gerecht wird, das unnötige Verwerfungen vermeidet und das alle Netznutzer zu einer gerechten Finanzierung heranzieht.

Mut, überholte Konzepte zu überdenken

Man kann es nicht oft genug sagen: Wir stehen vor tiefgreifenden Veränderungen. Das bedeutet nicht automatisch, dass sich alles verändern muss. Das bisherige Regulierungsregime hat uns eine Stabilität beschert, die selbst auch einen Wert darstellt. Dennoch kommen wir nicht darum herum, all diese Regelungen jetzt auf den Prüfstand zu stellen und uns zu überlegen, was davon gegebenenfalls nicht mehr gebraucht wird. Hier bedeutet Regulierungswende, den Mut zu haben, überholte Konzepte zu überdenken und gegebenenfalls auch abzuschaffen. Jedenfalls kann das aktuelle System entgegen einiger Forderungen nicht fortgeführt werden. Ein „Weiter so“ ist aufgrund der energiewirtschaftlichen Erfordernisse und angesichts der rechtlichen Restriktionen keine Option.

Rein praktisch bedeutet das vor allem, die Energiewendekompetenz der Netzbetreiber zu stärken. Denn wenn alles schneller gehen muss, dann müssen die Netzbetreiber auf einen noch höheren Standard gelangen. Im Wettbewerb geht ein Unternehmen unter, wenn es nicht Schritt hält oder es kann neue Standorte nicht eröffnen. In den Netzen gibt es keinen Wettbewerb. Es ist unsere Aufgabe als Regulierungsbehörde, durch die Entwicklung von Indikatoren und Transparenz eine Gesprächsgrundlage zu schaffen, die aufzeigt, wo die vielgesichtige Branche steht und dass Energiewendekompetenz möglich ist.

Mehr Flexibilität, Kontrolle behalten

Die letzte Herausforderung betrifft die Frage, wie wir als Regulierungsbehörde die notwendige Flexibilität schaffen, ohne den Überblick über das große Ganze zu verlieren. Das zeigt sich insbesondere beim vorausschauenden Netzausbau und der Netzplanung.

Zur Netzplanung tut sich ja gerade vieles auf Verteilernetzebene. Seit kurzem räumt die Netzausbauplanung den Elektrizitätsverteilernetzbetreibern auch auf den unteren Netzebenen die Möglichkeit ein, zielgerichteter und feingliedriger zu planen. Und im Gas gilt seit Anfang dieses Jahres das Wärmeplanungsgesetz. Es gibt den Kommunen der Länder die Möglichkeit, sich gezielt mit der Zukunft der lokalen Wärmeversorgung auseinanderzusetzen. Das ist bottom-up in seiner ganzen Pracht.

Bei den höheren Netzebenen zeigt sich wiederum, wie sinnvoll es ist, weiterhin auch in der Fläche zu denken: Denn insbesondere der hohe Zubau

der Erneuerbaren Energien in Norddeutschland zur Erreichung der Klimaziele führt zu hohem Übertragungsbedarf in südliche Richtung. Die Stromflüsse machen nicht Halt vor Landes- und Ländergrenzen. Daher ist der Ausbau der Übertragungsnetze unbedingt bundesweit zu betrachten. Durch den Zusammenschluss der europäischen Netzbetreiber erfolgt die Planung der Übertragungsnetze sogar europaweit.

Damit das zukünftige Energiesystem funktionieren kann, sind für bestimmte Prozesse weiterhin Digitalisierung und Standardisierungen unumgänglich. Dies betrifft zum Beispiel die Beantragung des Netzanschlusses in digitaler Form oder die technischen Anschlussbedingungen. Daneben erlauben technische Lösungen wie steuerbare Verbrauchseinrichtungen und intelligente Messsysteme, dass Erzeugung und Verbrauch individuell aufeinander abgestimmt werden können. Verbrauch, Erzeugung – Netzbezug und Netzeinspeisung – reagieren auf das Strompreissignal. Die private Optimierung und die volkswirtschaftliche Optimierung gehen Hand in Hand. Mit dem bidirektionalen Laden steht die Integration der Automobilität in das Stromsystem vor der Tür (oder in der Garage).

Zum Schluss

Wir als Bundesnetzagentur stellen uns den dynamischen Herausforderungen der Energiewende und begleiten diese aktiv mit. Gemeinsam mit allen Akteuren stehen wir zurzeit in der Mitte eines großen Umbruchs, den es so in der Zeit der bisherigen Regulierung noch nicht gegeben hat. Es wird deshalb nicht zu verhindern sein, dass im Zeitablauf an bestimmten Stellen nachjustiert werden muss und damit den Entwicklungen Rechnung getragen wird. Das ist kein Scheitern oder Nachgeben, sondern ein Optimieren und Flexibilisieren. Wir freuen uns, diesen spannenden und herausfordernden Prozess im Dialog mit den betroffenen Stakeholdern zu begleiten. Für die neue Legislaturperiode wünschen wir uns Rückendeckung. Das Beschleunigungsgesetz aus dem vergangenen Sommer ist ein gutes Beispiel dafür, wie der Gesetzgeber sinnvoll eingreifen kann. Der Ausbau der Erneuerbaren Energien ist seitdem überragend gut vorangekommen. Das ist genau, was wir brauchen.



© VDA

Andreas Rade
Geschäftsführer Politik & Gesellschaft,
Verband der Automobilindustrie e.V.

Diplom-Politologe Andreas Rade, geboren 1967 in Bassum, ist seit Januar 2022 Geschäftsführer des Verbands der Automobilindustrie (VDA). Er ist verantwortlich für den Geschäftsbereich „Politik und Gesellschaft“. Darunter fallen Grundsatzfragen, Konjunktur- und Standortfragen wie auch die Mittelstands- und Außenwirtschaftspolitik. Die Transformation der Automobilindustrie bildet einen Schwerpunkt im Bereich Klima, Nachhaltigkeit und Verkehr. Die VDA-Büros in Brüssel und Peking sind ebenfalls seinem Geschäftsbereich zugeordnet.

Vor seinem Start beim VDA leitete Andreas Rade neun Jahre als Geschäftsführer das Hauptstadtbüro des Verbands Deutscher Maschinen- und Anlagenbau (VDMA).

Von 1999 bis 2012 arbeitete er in verschiedenen Positionen bei der Bundestagsfraktion von Bündnis 90/Die Grünen – unter anderem als Referent für Verkehrspolitik, Leiter der Bund/Länder-Koordination und zuletzt als Büroleiter der damaligen Fraktionsvorsitzenden Renate Künast.

Nach seinem Studium an der Technischen Universität Berlin standen für Andreas Rade zunächst sozialwissenschaftliche Mobilitätsthemen im Mittelpunkt. Unter anderem beschäftigte er sich mit den Herausforderungen auf dem Weg zu nachhaltiger Mobilität und den Chancen einer klimaneutralen Transformation.

© VDA



Loïc Geipel
Referent für Energie- und Klimapolitik,
Verband der Automobilindustrie e.V.

Nach seinem Studium der Volkswirtschaftslehre und Philosophie war Loïc Geipel zunächst mehrere Jahre als wissenschaftlicher Mitarbeiter für Abgeordnete der SPD-Fraktion im Deutschen Bundestag tätig. Dort wirkte er unter anderem im Büro des stellvertretenden Landesvorsitzenden der SPD Hessen, Timon Gremmels, an zentralen energie- und klimapolitischen Gesetzesvorhaben mit, unter anderem am Erneuerbare-Energien-Gesetz, dem Klimaschutzgesetz und dem CO₂-Preis. Seit 2021 ist Loïc Geipel im VDA als Referent für Energie- und Klimapolitik zuständig.

Die Energiewende braucht einen Neustart – mit E-Autos im System

Andreas Rade und Loïc Geipel

Seit Monaten reißen die Hiobsbotschaften aus der deutschen Industrie nicht ab: Standortverlagerungen, der Abbau von Arbeitsplätzen, rückläufige Investitionen und schwache Wirtschaftszahlen prägen das Bild. Während die Weltwirtschaft kontinuierlich wächst, verharrt Deutschland seit zwei Jahren im wirtschaftlichen Abschwung. Erste Prognosen deuten darauf hin, dass auch dieses Jahr ein weiterer Rückgang der deutschen Wirtschaftsleistung drohen könnte. Drei Jahre Rezession in Folge: Es wäre ein trauriger Rekord, den es in der bundesrepublikanischen Geschichte noch nie gegeben hat.

Die Ursachen dieser negativen Entwicklung liegen auf der Hand: Aufgrund unzureichender Standortbedingungen geraten deutsche Unternehmen im globalen Wettbewerb zunehmend ins Hintertreffen. Die aktuelle geoökonomische Lage ist gewiss herausfordernd, insbesondere nach den jüngsten Zollankündigungen seitens der US-Administration. Umso drängender ist eine Verbesserung der Rahmenbedingungen am Standort Deutschland. Anders als andere Wirtschaftsnationen leidet Deutschland nicht an einer vorübergehenden, konjunkturellen Delle, sondern an strukturellen Problemen. Deutschland verliert fortwährend an Wettbewerbsfähigkeit.

Die deutsche Industrie ist auf bessere Standortbedingungen angewiesen

Die Liste der Unzulänglichkeiten ist lang: Bürokratische Hürden und Anforderungen lähmen Unternehmen, langwierige Genehmigungsverfahren und ineffiziente Verwaltung ersticken Innovationen im Keim. Eine zu hohe Steuer- und Abgabenlast erschwert Investitionen und die Gründung neuer Unternehmen. Der Fachkräftemangel und die schleppende Digitalisierung bremsen die Leistungsfähigkeit der Wirtschaft zusätzlich aus. Während die Arbeitsproduktivität in nahezu allen großen Volkswirtschaften dynamisch steigt, stagniert sie in Deutschland bereits seit Jahren.

Ein weiteres gravierendes Problem kommt erschwerend hinzu: Zwar sind die Energiepreise gegenüber den Rekordhöhen von 2022 gesunken, doch im internationalen Vergleich bleiben sie extrem hoch. Deutsche Unternehmen zahlen für Strom bis zu dreimal so viel wie Wettbewerber in den USA oder China, bei Erdgas ist das Verhältnis sogar noch ungünstiger. Die Energiepreiskrise hat strukturelle Wettbewerbsnachteile deutscher Unternehmen weiter verschärft und gefährdet die industrielle Basis des Landes. Insbesondere energieintensive Industrien stehen unter enormen Druck, der sich in einem schmerzhaften Produktionsrückgang zum Ausdruck bringt. Doch auch die Automobilindustrie leidet in gleich mehrfacher Hinsicht: Erstens ist die Automobilindustrie von mittelständischen Unternehmen geprägt, die – anders als

energieintensive Betriebe – kaum von Vergünstigungen profitieren und Mehrkosten im intensiven Wettbewerb nicht einfach weitergeben können. Zweitens gefährden hohe Energiepreise die Ansiedlung neuer stromintensiver Industriezweige, insbesondere der Batterie- und Halbleiterproduktion. Drittens erschweren hohe Strompreise die Wirtschaftlichkeit elektrischer Fahrzeuge und bremsen deren Nachfrage.

Deutschland kann sich hohe Strompreise nicht länger leisten

Die hohen Energiekosten belasten Unternehmen, gefährden Arbeitsplätze und hemmen die dringend notwendige Transformation der Wirtschaft. Vor allem Strom ist dabei besonders zentral: Nach Kohle, Öl und Gas wird Strom zum wichtigsten Kraftstoff der klimaneutralen Industriegesellschaft: für Mobilität, für Wärme, für die Digitalisierung und die industrielle Produktion, für wirtschaftlichen Erfolg und neues Wachstum. Eine Umfrage des VDA unter den mittelständischen Zulieferern hat ergeben, dass nur jedes zwanzigste Zulieferunternehmen angibt, nicht oder nur gering durch hohe Strompreise belastet zu sein: Ohne wettbewerbsfähige Strompreise wird Deutschland nicht zurück in die Erfolgsspur gelangen.

Bestehende und geplante Entlastungen wie die Haushaltsfinanzierung der EEG-Umlage, der geplante Bundeszuschuss zu den Netzentgelten, die Absenkung der Stromsteuer auf den europäischen Mindestsatz und die Strompreiskompensation sind allesamt wichtige Maßnahmen, können jedoch nur als Brücke dienen. Gegenwärtig sind die Entlastungen unerlässlich, um die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie zu erhalten und den Hochlauf elektrischer Fahrzeuge, Wärmeerzeuger und Industrieprozesse zu unterstützen. Andererseits können im Bundeshaushalt nicht dauerhaft bis zu 30 Mrd. Euro für die Senkung der Strompreise aufgewendet werden. Um ein sukzessives Abschmelzen dieser temporär unerlässlichen Entlastungen zu ermöglichen, müssen die Stromkosten strukturell gesenkt werden.

Die Energiewende neu justieren – und besser machen

In den vergangenen Jahren hat Deutschland beim Ausbau der erneuerbaren Energien große Fortschritte gemacht – deutlich schneller als noch vor zehn oder fünfzehn Jahren erwartet. Heute stammt mehr als die Hälfte des in Deutschland verbrauchten Stroms aus erneuerbaren Quellen. Doch dieser Erfolg hat seinen Preis: Die hohen Anfangsinvestitionen in erneuerbare Energien, der vorgezogene Ausstieg aus konventionellen Kraftwerken und Verzögerungen beim Netzausbau haben jeweils ihren Anteil dazu beigetragen, dass die Stromkosten in den vergangenen Jahren in Deutschland signifikant angestiegen sind. Eine unzureichende Koordination des Ausbaus erneuerbarer Energien und der Netzinfrastruktur sowie ineffiziente Fördermechanismen haben die finanziellen Belastungen weiter verstärkt. Aktuelle Berechnungen der Boston Consulting Group (BCG) im Auftrag des Bundesverbands der Deutschen Industrie (BDI) im Rahmen der Transformationspfade zufolge sind die Kosten im Stromsystem seit 2010 um rund 70 Prozent angestiegen –

etwa die Hälfte davon geht unmittelbar auf den Umbau der Stromerzeugung zurück.

Nach der zuletzt erfolgreichen Beschleunigung bei den erneuerbaren Energien besteht die zentrale energiepolitische Herausforderung der neuen Legislaturperiode darin, die Transformation des Energiesystems konsequent am Ziel der Kosteneffizienz auszurichten. Eine Trendwende ist unerlässlich: Strom muss klimafreundlich und wieder bezahlbar werden, die Versorgung dabei sicher bleiben. Die Art und Weise, wie die Transformation des Energiesystems gestaltet wird, entscheidet über die Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands in den kommenden Jahrzehnten.

Die gute Nachricht ist: Gelingt eine Trendwende, so können die Stromkosten mittelfristig wieder auf ein wettbewerbsfähiges Maß gesenkt werden. Auch das ist eine Erkenntnis der aktuellen BDI/BCG-Transformationspfade: Eine besser gesteuerte Energiewende kann gegenüber der aktuellen politischen Planung bis 2035 mehr als 300 Mrd. Euro einsparen. Dafür sind jedoch zahlreiche, gezielte Maßnahmen notwendig: Der Ausbau der erneuerbaren Energien muss weiter beschleunigt, auf die kostengünstigsten Technologien konzentriert und stärker europäisch gedacht werden. Die Stromnetze müssen konsequent, aber effizient ausgebaut sowie digitalisiert und besser ausgelastet werden. Der Neubau notwendiger Gaskraftwerke braucht mehr Tempo, vor allem aber wettbewerbsneutrale Anreize. Denn kosteneffizient gelingt die Energiewende nur, wenn stets die günstigsten Flexibilitätsoptionen zum Einsatz kommen.

Elektrofahrzeuge als zentrales Puzzlestück der Energiewende

Der größte Hebel, die Transformation langfristig wirtschaftlicher zu steuern, ohne dabei an Tempo zu verlieren, ist jedoch ein anderer. Die Energiewende muss endlich auch die Bereiche Verkehr, Wärme und Industrieprozessen erfassen und dort eine weitreichende Elektrifizierung induzieren.

Die Elektrifizierung ist dabei aus gleich zweierlei Gründen unerlässlich: Einerseits ermöglicht es der durch den Hochlauf von Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen ansteigende Stromverbrauch, die Kosten für das Energiesystem auf eine größere Bemessungsgrundlage zu stellen und die sogenannten spezifischen Stromsystemkosten sinken zu lassen. Anders formuliert: Für den Ausbau, Erhalt und Betrieb der Infrastruktur ohnehin anfallende Kosten werden auf zusätzliche Schultern verteilt, der Preis je einzelner Kilowattstunde sinkt – der Strom wird insgesamt günstiger; für private wie industrielle Verbraucher gleichermaßen.

Andererseits bringen die neuen strombasierten Technologien wie Elektrofahrzeuge und Wärmepumpen jene Flexibilität in das Energiesystem, die für den Ausgleich der volatilen Energieerzeuger und die Stabilisierung der Stromnetze erforderlich sind. Bis zu fünf Milliarden Euro können einer AGORA-Studie zufolge ab 2035 jedes Jahr eingespart werden, wenn haushaltsnahe Flexibi-

litäten wie Elektrofahrzeuge, Speicher und Wärmepumpen systemdienlicher eingesetzt werden. Die Flexibilität industrieller Stromverbraucher und neue Technologien wie das bidirektionale Laden bergen zusätzliche, bislang noch unberücksichtigte Potenziale.

Die Automobilindustrie forciert den Hochlauf

Die Produktionskapazitäten für den notwendigen, stark beschleunigten Hochlauf sind bereits geschaffen: Deutschland ist inzwischen der weltweit zweitgrößte Produktionsstandort für elektrische Pkw. 2023 war fast jedes dritte in Deutschland produzierte Fahrzeug ein Elektroauto, 2024 wird der Anteil voraussichtlich auf über 40 Prozent steigen. Das Angebot an E-Fahrzeugen deckt mittlerweile sämtliche Kundenanforderungen und Fahrzeugkategorien einschließlich leichter und schwerer Nutzfahrzeuge ab. Von 2025 bis 2029 investieren die Unternehmen weltweit weitere 320 Mrd. Euro in die Forschung und Entwicklung. Hinzu kommen im selben Zeitraum etwa 220 Mrd. Euro, die in Sachinvestitionen, vor allem den Aufbau neuer Fabriken sowie in den Umbau von Werken und deren Ausstattung fließen.

In welchen Märkten die E-Fahrzeuge abgesetzt werden, hängt jedoch von den jeweiligen Rahmenbedingungen ab: Obwohl der Hochlauf der Elektromobilität für die Automobilindustrie, das Energiesystem und die Klimaziele gleichermaßen bedeutend ist, bleibt die Nachfrage nach Elektrofahrzeugen in Deutschland bislang in allen Fahrzeugkategorien hinter den Erwartungen zurück: Im Gesamtjahr 2024 ist der Absatz von batterieelektrischen Fahrzeugen in Deutschland um fast 30 Prozent zurückgegangen. Mit dem Wegfall der Kaufprämie ging bei den Verbraucherinnen und Verbrauchern ein empfindlicher Vertrauensverlust in die E-Mobilität einher.

Die Rahmenbedingungen für die Elektromobilität müssen besser werden

Mit Blick auf die CO₂-Flottenziele kommt das zentrale Problem hinzu, dass die ambitionierten Zielvorgaben nicht mit hinreichenden politischen Maßnahmen zur Unterstützung der Elektromobilität unterlegt und somit derzeit nicht zu erreichen sind. Deshalb sind kurzfristige Maßnahmen erforderlich, um weiteren Schaden von der europäischen Automobilindustrie abzuwenden: Etwaige Strafzahlungen würden zu einem Abfließen von – für weitere Investitionen dringend benötigten – Finanzmitteln führen und müssen daher unbedingt vermieden werden. Die seitens der EU-Kommission geplante Flexibilisierung beim Erreichen des 2025er Flottengrenzwerts ist vor diesem Hintergrund zu begrüßen, muss jedoch schnellstmöglich umgesetzt werden.

Um dem Hochlauf der Elektromobilität wieder Schwung zu verleihen, sind bessere Rahmenbedingungen und stärkere Anreize für den Umstieg auf Elektromobilität erforderlich. Der Erfolg der E-Mobilität steht und fällt mit dem Ladestrompreis und mit dem Ausbau der Ladeinfrastruktur. Die Menschen brauchen ein Preisvorteil mit jedem Kilometer und die Gewissheit, überall und zu jeder Zeit unkompliziert laden zu können. Trotz erheblicher Fortschritte beim

Ausbau der Ladeinfrastruktur in Deutschland bleibt einer Allensbach-Umfrage im Auftrag des VDA zufolge hier weiterhin viel zu tun: Die Ladeinfrastruktur bleibt ein zentrales Kaufhemmnis, das Verbraucherinnen und Verbraucher vom Umstieg auf ein Elektrofahrzeug abhält. Zum anderen muss die E-Mobilität nach dem vorzeitigen Ende der Kaufprämie wieder an finanzieller Attraktivität gewinnen. Neben der Verlängerung der Kfz-Steuerbefreiung für elektrische Neuzulassungen und die Anhebung des Bruttolistenpreises bei der Besteuerung von Dienstwagen sind dafür vor allem günstigere Strompreise erforderlich. Bei den staatlichen Strompreisbestandteilen und insbesondere bei den Netzentgelten bleibt angesichts der im Ländervergleich weiterhin sehr hohen Ladepreise noch viel zu tun.

Eine erfolgreiche Transformation und eine bessere Energiewende erfordern ein Umdenken hin zu einem klimaneutralen Ökosystem: Die Industrie ist auf wettbewerbsfähige Strompreise angewiesen, die wiederum setzen einen konsequenten Ausbau erneuerbarer Energien voraus. Erneuerbare Energien entfalten ihr volles Potenzial mit ausreichender flexibler Nachfrage im Stromsystem, für die ein beschleunigter Hochlauf von Elektrofahrzeugen und die dafür notwendigen Rahmenbedingungen unerlässlich bleiben. Nur durch eine integrierte Strategie, die all diese Elemente zusammendenkt, kann Deutschland seine Klimaziele erreichen und gleichzeitig die industrielle Basis stärken.



© Max Lautenschlaeger, Berlin

Florian Reuter
Vorsitzender der Geschäftsführung, DB Energie GmbH,
Mitglied des Vorstandes, Forum für Zukunftsenergien e.V.

Nach dem Studium des Wirtschaftsingenieurwesens mit der Fachrichtung Unternehmensplanung an der Universität Karlsruhe (TH) arbeitete Florian Reuter von 2005 bis 2009 für eine Hamburger Unternehmensberatung in internationalen Projekten primär in Südostasien und den USA. Anschließend war er von 2009 bis 2014 als Venture Manager im Bereich der zentralen Forschung bei der Siemens AG in München für den Aufbau von Technologieunternehmen verantwortlich. Vor seinem Wechsel zur DB Energie GmbH war Florian Reuter von 2015 bis 2022 Geschäftsführer beim deutschen Luftfahrtunternehmen Volocopter GmbH, das innovative, rein elektrisch betriebene Fluggeräte zum Transport von Personen und Gütern entwickelt, zertifiziert und betreibt. Dort war er unter anderem für die strategische Ausrichtung, den Aufbau der Organisation, die Produktentwicklung, sowie das Fundraising verantwortlich. Seit 1. Mai 2024 ist Florian Reuter als Vorsitzender der Geschäftsführung für die DB Energie GmbH tätig.



Dr. Florian Baentsch
Experte Energiepolitik, DB Energie GmbH Berlin

Dr. Florian Baentsch war vor seinem Eintritt bei der Bahn Hauptreferent beim VIK, dem Verband der industriellen Stromwirtschaft in Essen. Bei der DB Energie GmbH, Frankfurt/M, hat er seit 2002 das Regulierungsmanagement aufgebaut. Zur Öffnung des Bahnstrommarktes für den Wettbewerb hat er die Geschäftsprozesse, Verträge und Entgelte rund um die Netznutzung maßgeblich mitgestaltet. Seit einigen Jahren ist er als Experte für Energiepolitik im verkehrspolitischen Bereich der Deutschen Bahn in Berlin tätig. Er ist 1966 in Hamburg geboren und lebt mit Familie in Aschaffenburg und Berlin.

Nach der Wahl ist vor dem Regieren: Welche Basis bietet sich den möglichen Koalitionären für eine gemeinsame Energiepolitik?

Florian Reuter und Dr. Florian Baentsch

Nach der langen Wahlnacht zum Deutschen Bundestag am 23. Februar 2025 haben die möglichen Regierungspartner schnell von Wahlkampf auf Zusammenarbeit umgeschaltet. Daher wollen wir mit diesem Beitrag die Schnittmengen einer möglichen gemeinsamen Energiepolitik von CDU/CSU und SPD ausleuchten. Das soll auf der Basis der Wahlprogramme und anhand der fünf Themen

- bezahlbare Energie
- Netzentgelte
- Kapazitätsmarkt
- Erneuerbare Energien und
- Atomkraft

erfolgen. Um es vorwegzunehmen: Bei keinem dieser Themen sehen wir unüberbrückbare Gegensätze zwischen Union und SPD.

Von der Wahl zu Koalitionsverhandlungen

Noch in der langen Nacht der Wahl zum 21. Deutschen Bundestag vom 23. Februar 2025 haben die möglichen Koalitionspartner von Wahlkampf auf Regierungsbildung umgeschaltet. In der „Berliner Runde“ sicherte Bundeskanzler Olaf Scholz von der SPD seinem wahrscheinlichen Nachfolger einen geordneten Übergang der Regierungsverantwortung zu. Der CDU-Vorsitzende und Kanzlerkandidat Friedrich Merz entschuldigt sich beim noch amtierenden Kanzler für seinen Versprecher, Deutschland habe seit November 2024 keine Regierung mehr; er habe gemeint, keine Regierung mit parlamentarischer Mehrheit. Und sogar der CSU-Vorsitzende Markus Söder drückt gegenüber der SPD seinen Respekt aus vor deren langer demokratischer Tradition und Widerstandshaltung gegen die Nazi-Diktatur.

Aufgrund der Mehrheitsverhältnisse im gewählten neuen 21. Deutschen Bundestag und aufgrund politischer Grundsätze kommt es jetzt auf die Koalitionsverhandlung und die Bildung einer stabilen Regierung wahrscheinlich getragen durch CDU/CSU und SPD an. Welche Schnittmengen finden sich bei den möglichen zukünftigen Regierungspartnern, um in der kommenden Legislatur eine stabile gemeinsame Energiepolitik auf die Beine zu stellen? Um hier einer Antwort näher zu kommen, wollen wir einen Rückblick in die Wahlprogramme der Parteien vornehmen, um auf dieser Basis einen Ausblick

auf die Themen zu wagen, die dann möglichst rasch als „geeint“ verkündet werden könnten.

Bezahlbare Energie für alle!

Unter der Überschrift „für bezahlbare Energie sorgen“ wollen CDU und CSU laut ihres gemeinsamen Wahlprogramms alle Energie-Kostentreiber, Steuern und Abgaben auf den Prüfstand stellen. Stromsteuer und Netzentgelte sollen gesenkt werden, denn „Strom muss für alle schnell und spürbar günstiger werden“. Teilweise wortgleich fordert auch die SPD: „Wir brauchen bezahlbare Energie“.

Die Marktpreise für Energie lassen sich nicht unmittelbar politisch regulieren. Aber jede Regierung kann die staatlich induzierten Preiskomponenten verändern, also Steuern, Abgaben und Umlagen. Die Ampelkoalition hatte sich bereits im November 2023 mit ihrem „Strompreispaket“ auf eine Senkung der Stromsteuer für Unternehmen des „produzierenden Gewerbes“ verständigt. Zum „produzierenden Gewerbe“ gehören nach der statistischen Klassifikation der Wirtschaftszweige Bergbau, verarbeitendes Gewerbe und Baugewerbe. Mit der Anpassung des Stromsteuergesetzes im Dezember 2023 und der entsprechenden Entlastungsregelung (§ 9b StromStG) beträgt die Stromsteuer für diese Unternehmen 0,50 EUR/MWh. Diese Steuer gilt ebenso für die Land- und Forstwirtschaft. Das ist der aktuell gültige EU-Mindeststeuersatz und im Vergleich zum Regelsteuersatz von 20,50 EUR/MWh eine deutliche Entlastung. Die Entlastung ist aber bis Ende 2025 befristet. Daher hatte die Ampelregierung mit dem Entwurf eines Gesetzes zur Modernisierung und Entbürokratisierung im Strom- und Energiesteuerrecht eine Entfristung vorgesehen. Über diesen Gesetzentwurf hat der 20. Deutsche Bundestag jedoch nicht mehr abschließen beraten. Um das Anliegen in der Sache fortzuführen, müsste der neue Bundestag wegen des Grundsatzes der Diskontinuität daher erneut ein Vorhaben einbringen.

Vor dem Hintergrund der Wahlprogramme beider potenziellen Koalitionspartner kann das bisherige Vorhaben aber auch in der Sache nicht einfach fortgeführt werden. Denn um „alle“ zu entlasten, müsste die Stromsteuer für alle Unternehmen oder auch für alle privaten Stromverbraucher sinken. Die SPD kündigt in ihrem Wahlprogramm eine „Entfristung“ der abgesenkten Stromsteuer an; auch soll die Stromsteuer zu „stabilen“ Preisen beitragen. Eine Stromsteuersenkung für alle bedürfte also weiterer Regelungen. Jede Regierung wird hier auch an die Einnahmeseite denken. Die Stromsteuer-Einnahmen fließen an den Bund. 2024 ist dieses Aufkommen bereits um über 23% gesunken (von rd. 6,8 auf 5,2 Mrd. EUR). Eine Absenkung für alle würde daher zu weiteren merklichen Mindereinnahmen für den Bund führen. In Zeiten knapper Kassen und großer Aufgaben ist das keine leichte Entscheidung.

Der Schienenverkehr gehört aufgrund der Klassifikation der Wirtschaftszeige trotz seiner hohen Energieintensität nicht zum „produzierenden Gewerbe“. Energieeffizienz oder Energieintensität spielen bei der Klassifikation keine

Rolle. Der Steuersatz für den Schienenbahnverkehr beträgt seit langem 11,42 EUR/MWh (§ 9 Abs. 2 StromStG). Das entspricht rd. dem zwanzigfachen Steuersatz für das „produzierende Gewerbe“. Strom wird im Schienenverkehr (wie in allen Bereichen) ohne Berücksichtigung der zugrundeliegenden Energieträger oder deren Klimabilanz versteuert. Strom aus Wasserkraft unterliegt damit der gleichen Stromsteuer wie aus Kohle erzeugter Strom. Die immer noch nicht verabschiedete neue EU-Energiesteuerrichtlinie will das ändern, indem die Steuerlast grundsätzlich überwiegend fossile Energieträger treffen soll. Eine novellierte Stromsteuer sollte damit EU-weit zukünftig Anreize zur Umstellung der Energieversorgung auf erneuerbare Energien schaffen. Diese Umstellung würde auch dem Schienenverkehr zugutekommen. Denn der Schienenverkehr ist stark stromintensiv. Über 90 % der Verkehrsleistungen im Personen- wie im Güterverkehr werden auf der Schiene durch E-Mobilität (also elektrische Traktion) erbracht. Diese starke Elektrifizierung bietet sehr gute Chancen zum Einsatz von erneuerbaren Energien. Daher kommt die Deutsche Bahn schon 2024 auf einen Anteil von 69,8 % Bahnstrom aus erneuerbaren Energien und liegt damit deutlich über dem bundesdeutschen Schnitt. Der Schienenverkehr liefert damit einen starken Beitrag zum Klimaschutz im Verkehr. Bis spätestens 2038 soll der Schienenverkehr der DB komplett mit Grünstrom versorgt werden und bis 2040 hat sich die DB zur Klimaneutralität in allen Geschäftsfeldern verpflichtet. Die Anpassung der Stromsteuer für den Schienenverkehr würde diese verkehrliche und klimapolitische Strategie unterstützen. Auch im EU-Vergleich wird der Schienenverkehr in Deutschland mit einer sehr hohen Stromsteuer belastet. Vor dem Hintergrund der Wahlprogramme der möglichen Regierungspartner und der Novelle der EU-Energiesteuerrichtlinie sollte daher auch eine Senkung der Stromsteuer für den Schienenverkehr entschlossen angegangen werden.

Wie weiter mit den Netzentgelten?

Die SPD will laut Wahlprogramm stabile Preise auch bei den Netzentgelten, um Planungs- und Investitionssicherheit zu schaffen. Ganz konkret will sie die Entgelte für die Übertragungsnetze (Olaf Scholz: „Stromautobahnen“) zunächst stabilisieren und dann schnellstmöglich auf 3 ct/kWh deckeln. CDU und CSU sehen das ähnlich. Auch sie wollen neben der Stromsteuer die Netzentgelte senken.

Netzentgelte sind keine Steuer und damit der unmittelbaren Gestaltung durch eine Bundesregierung entzogen. Aber eine Absenkung der Stromnetzentgelte auf der Ebene der Übertragungsnetze ist kein neues Vorhaben. Denn bereits 2023 hatte die Bundesregierung einen Zuschuss an die Betreiber gewährt. Mit Haushaltsmitteln von rd. 13 Mrd. EUR konnte ein Anstieg der Übertragungsnetzentgelte vermieden werden. Der Zuschuss auf der Grundlage von § 23 b EnWG war ausdrücklich bis Januar 2024 befristet. Er wurde aus dem Wirtschaftsstabilisierungsfonds finanziert und sollte die krisenbedingten Energiemehrkosten als Folge des Kriegs in der Ukraine abdecken. Eine Fortführung dieses Zuschusses auch für 2024 in Höhe von rd. 5,5 Mrd. EUR wurde im Bundestag bereits beraten. Mit dem Urteil des BVerfG zur Verfassungs-

widrigkeit des Nachtragshaushaltsgesetzes 2021 vom 15. November 2024 wurden alle Pläne zur Fortführung von Zuschüssen an die ÜNB nicht weiter verfolgt. Nach dem Ende der Ampelkoalition hat das Bundeskabinett im Dezember 2024 noch einen Anlauf für einen Übertragungsnetzzuschuss in Höhe von 1,32 Mrd. EUR gemacht. Der 20. Deutsche Bundestag hat hierüber jedoch nicht mehr entschieden.

Ob ein Instrument, das der Abfederung einer Krisenlage diene, erneut als dauerhafte Mitfinanzierung eingeführt werden sollte, bleibt zweifelhaft. Die Haushaltsbelastung durch eine Absenkung der Übertragungsnetzentgelte auf die von der SPD gewünschten 3 ct/kWh ist schwer zu ermitteln. Denn die bundeseinheitlichen Entgelte werden als Leistungspreis plus Arbeitspreis für die Netzebenen „Höchstspannung (HÖS)“ und „HÖS mit Umspannung auf Hochspannung (HS)“ veröffentlicht. Daher hängt der Preis von verschiedenen Anschlusssituationen und von der Auslastung der maximalen Leistung ab (Benutzungsdauer). So konnte auch vor der Wahl niemand verlässlich die mögliche Haushaltsbelastung errechnen. Das gilt aber auch für zukünftige Verpflichtungen. Unsichere Verpflichtungen stellen leicht ein Haushaltsrisiko dar. Das zeigt sich jedes Jahr bei der Haushaltsfinanzierung des EEG (s. unten). Eine Preisdämpfung ohne Haushaltsrisiko ließe sich bei den Stromautobahnen verlässlicher durch Verzicht auf erhebliche Zusatzkosten erzielen. So fordern auch CDU/CSU in ihrem Wahlprogramm, beim Ausbau der Stromnetze verstärkt auf Freileitungen zu setzen. Dieses Anliegen findet sich nicht im Programm der SPD. Die Umstellung auf günstige erneuerbare Energien erfordert aber auch laut SPD-Wahlprogramm einen massiven Ausbau der Stromnetze, was viel Geld kosten wird. Da Freileitungen beim Ausbau der Stromnetze gegenüber Erdverkabelung unbestritten erheblichen Kostenvorteile bieten, sollten sich die möglichen Regierungspartner hierauf verständigen können; sogar mit Unterstützung von Bündnis90/Die Grünen, die laut ihrem Programm Freileitungen zum neuen Standard machen wollen.

Kommt jetzt ein Kapazitätsmarkt?

„Wir erhöhen die Versorgungssicherheit durch eine pragmatische Kraftwerkstrategie, die einen technologieoffenen Kapazitätsmarkt etabliert und damit wettbewerblich für Absicherung der gesicherten Leistung sorgt“, so CDU/CSU in ihrem Wahlprogramm. Die Union will ein Strommarktdesign umsetzen, das die neuen Realitäten anerkennt und die notwendigen Investitionen absichert. Die einheitliche deutsche Stromgebotszone soll damit beibehalten werden.

Die SPD hält sich in ihrem Wahlprogramm zum Kapazitätsmarkt mit konkreten Aussagen zurück. Dabei war der Koalitionsvertrag der Ampelregierung von 2021 hier schon recht deutlich: „Die bis zur Versorgungssicherheit durch Erneuerbare Energien notwendigen Gaskraftwerke sollen zur Nutzung der vorhandenen (Netz-)Infrastrukturen und zur Sicherung von Zukunftsperspektiven auch an bisherigen Kraftwerksstandorten gebaut werden. Sie müssen so gebaut werden, dass sie auf klimaneutrale Gase (H2-ready) umgestellt werden können.“

Mit dem Überfall der russischen Streitkräfte auf die Ukraine im Februar 2022 und dem Ende der russischen Erdgaslieferungen war eine neue Förderung von Erdgaskraftwerken kurzfristig nicht möglich. Stattdessen wurden zur Beherrschung der Energiekrise mit dem Ersatzkraftwerke-Bereithaltungsgesetz von Juli 2022 sogar die Laufzeiten der Kohlekraftwerke temporär verlängert. Das war für einen Bundeswirtschafts- und Klimaminister der Grünen ein erheblicher Kraftakt. Die erfolgreiche Beherrschung der Energiekrise 2022/23 durch den Bau neuer Infrastrukturen (wie LNG-Terminals), durch Rettung systemkritischer Unternehmen (darunter Uniper) und durch die Begrenzung der in vorher unbekannte Höhen schießenden Gas-, Strom- und Wärmepreise (durch die gesetzlichen Energiepreisbremsen) könnte als die eigentliche energiepolitische Leistung in die Bücher der Ampelregierung eingehen. Aber die Kraftwerksstrategie und deren gesetzliche Umsetzung geriet darüber ins Hintertreffen. Obwohl die Bundesregierung dann am 5. Februar 2024 ihre Einigung zur Kraftwerksstrategie und zur Ausschreibung von H2-ready-Gaskraftwerken verkündete, kam es bis zum Bruch der Ampelkoalition nicht mehr zu einem Regierungsbeschluss. Erst danach, am 22. November 2024 lag der Referentenentwurf für ein Kraftwerkssicherheitsgesetz (KWSG) vor; zu spät, um noch vom 20. Deutschen Bundestag verabschiedet zu werden.

Damit ist von einer neuen Bundesregierung mit SPD-Beteiligung zu erwarten, dass sie inhaltlich an diesen KWSG-Entwurf anknüpfen kann. Und nach dem Wahlprogramm der Union bestehen hier erhebliche Überschneidungen. Um die zentralen Bausteine dieses Gesetzentwurfs in die neue Legislatur zu überführen, sollte er stark vereinfacht werden. Die hiermit vorgesehenen Ausschreibungen von Gaskraftwerken, die auf Wasserstoff umrüstbar sind, von reinen H2-Kraftwerken, von Langzeitstromspeichern und von Erdgaskraftwerken („Kapazitäten zur Versorgungssicherheit“) im Gesamtumfang von rd. 12,5 GW Leistung sind außerdem als Untergrenze der erforderlichen Leistung anzusehen. Die Bundesnetzagentur hatte bereits mit ihrem Versorgungssicherheitsbericht von Januar 2023 einen erforderlichen Zubau von neuen erdgasbefeuerten Erzeugungskapazitäten von rd. 17 bis 21 GW bis 2031 aufgezeigt (neben 7 GW an neuen Biomasseanlagen und erheblich steigenden Flexibilitäten auf der Nachfrageseite). Um die Mindestziele zu erreichen sind Vereinfachungen hinsichtlich der zulässigen Standorte (auch bestehende Standorte von Gaskraftwerken einbeziehen) und der technischen Mindestanforderungen (Kraftwerke nicht mit Systemdienstleistungspflichten überfrachten) erforderlich. Auch sollten Kraftwerke, die nicht an die 50Hz-Netze, sondern direkt an das Bahnstromnetz angeschlossen werden, in das Ausschreibungsdesign einbezogen werden. Dann können alle Potentiale, einschließlich der Bahnstromkraftwerke, zur Aufrechterhaltung der sicheren Stromversorgung mobilisiert werden. Ein KWSG 2.0 erscheint machbar.

Wie geht die Förderung erneuerbarer Energien weiter?

Beide möglichen Koalitionspartner bekräftigen den weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien. CDU/CSU wollen ideologiefrei und technologieoffen alle Kapazitäten ans Netz bringen, die klimafreundlich und systemdienlich

sind, angefangen bei einem zielgerichteten weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien. Alle Erneuerbaren heißt: Windenergie an Land und auf See, Solarenergie, Geothermie, Wasserkraft, Bioenergie und Holz.

Die SPD will laut Wahlprogramm bei den Technologien sagen, wo es hingeht: Der klare Fokus liegt bei ihr auf der Elektrifizierung. Windkraft und Photovoltaik sind schon heute die günstigsten Formen der Stromproduktion. Ihr konsequenter Ausbau und die Einbindung von Speichern macht die Energieversorgung sicher und dauerhaft bezahlbar. So will die SPD das Fundament für die neue Energiewelt legen.

Aber beiden Partnern wird auch klar sein, dass ein schlichtes „Weiter-So“ nicht trägt. Das beschleunigte Wachstum der erneuerbaren Energien bedarf einer Steuerung. Daher hat sich die verbleibende rot-grüne Regierung nach dem Ampel-Aus mit der Union am 31. Januar 2025 auf eine „Mini-Novelle“ des Energiewirtschaftsrechts verständigt. Mit dem „Solarspitzengesetz“ sind am 25. Februar 2025 Neuregelungen in Kraft getreten, die eine Dämpfung überhöhter Solarstromspeisungen zur Vermeidung von netzkritischen Situationen ermöglichen sollen. Auch wenn diese Novelle gar nicht so klein war - immerhin wurden Änderungen an Energiewirtschaftsgesetz, Messstellenbetriebsgesetz, Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) und Energiefinanzierungsgesetz vorgenommen - liegt die nächste große EEG-Novelle weit oben auf dem Tisch der neuen Regierung.

Zum einen muss der weitere Ausbau der Erneuerbaren aus Systemsicht gesteuert werden. Ein ungesteuerter Run auf die gesetzlichen Ausbauziele nach dem EEG (darunter 216 GW Solarstromleistung und 115 GW Wind-an-Land-Leistung bis 2030) würde aufgrund der dargebotsabhängigen Volatilität das deutsche und angrenzende Stromnetz überfordern. Während die Mittagsspitzen zu viel Solar-Leistung in die Netze speisen, fehlt es oft nachts und in windstillen Zeiten an steuerbarer Leistung. Daher drohten „Notfallmaßnahmen“, mithin regionale Netzabschaltungen, so die Übertragungsnetzbetreiber im Vorfeld des Solarspitzengesetzes. Auch der Präsident der Bundesnetzagentur hatte sich diesen Warnungen angeschlossen: es drohe „Stress im Netz“, so Klaus Müller im November 2024.

Und zum anderen ist die neue Bundesregierung an EU-Vorgaben gebunden. Die beihilferechtliche Genehmigung des deutschen EEG läuft zum 31. Dezember 2026 aus. Und mit der Novellierung des EU-Strombinnenmarktes durch Richtlinie und Verordnung von Juli 2024 müssen alle Förderungen mit einem Rückzahlungs- oder Abschöpfungsmechanismus ausgestattet werden. Auch wenn noch nicht alle juristischen Debatten um „zweiseitige Differenzverträge“ (Contracts for Difference, CfD) und um ein „Preisstützungssystem“ abgeschlossen sind, erscheint tiefgreifender Anpassungsbedarf beim EEG unstrittig. Dahinter steht das grundsätzliche Anliegen, die weiterhin erforderlichen staatlichen Förderungen zum Wachstum der erneuerbaren Energien zu gewähren, solange relativ hohe tatsächliche Markterlöse dann auch zu Rück-

zahlungen an den Fördergeber führen. Dabei werden die Förderinstrumente stärker an die schwankenden, kurz- bis langfristigen Marktpreise geknüpft. Anlagenbetreiber werden sich von jederzeit garantierten Einspeiseerlösen verabschieden und mit marktvariablen Zahlungen und Rückzahlungen kalkulieren müssen. Erste Erfahrungen konnten Anlagenbetreiber hiermit bereits zu Zeiten der Energiepreisbremsen sammeln. Das Strompreisbremsegesetz sah in Teil 3 eine „Abschöpfung von Überschusserlösen“ vor. Diese Abschöpfung griff bei unterschiedlichen Werten und Sicherheitszuschlägen, darunter für „sonstige Stromerzeugungsanlagen“ bei 10 plus 3 ct/kWh. Die Abschöpfung basierte dabei nicht auf den tatsächlichen Marktpreisen, sie berücksichtigte auch nicht die echte Erlöslage oder das Risikomanagement der Betreiber und blieb aufkommensseitig weit hinter den Erwartungen zurück. Außerdem stand die Regelung in engem Zusammenhang mit den Preisbremsen auf Kundenseite und sollte krisenbedingte Preisspitzen dämpfen. Obwohl bereits seit Juli 2023 nicht mehr in Kraft, ist sie juristisch weiter umstritten. Unter dem Strich kann die Abschöpfung nach dem Strompreisbremsegesetz daher nicht als gelungene Vorlage für neue Fördermechanismen für erneuerbaren Energien gelten. Aber der Reformdruck kommt auf den Gesetzgeber zu. Bis 2027 müssen die neuen Förderregelungen für erneuerbare Energien spätestens in Kraft sein.

Zweiseitige Differenzkontrakte entsprechen auch dem Interesse des Bundeshaushalts. Denn seit der Entlastung der Stromkunden von der EEG-Umlage stellen die entsprechenden Haushaltsbelastungen einen erheblichen Posten und Unsicherheitsfaktor dar. Die Zahlungen des Bundes an das EEG-Konto betragen 2024 rd. 18,5 Mrd. EUR; so die Jahresabrechnung der vier Übertragungsnetzbetreiber. In der Prognose wurden im Jahresverlauf auch Summen von über 20 Mrd. EUR genannt. Mit zweiseitigen Differenzverträgen ist auch die Erwartung verbunden, dass der Bundeshaushalt die Förderbeträge besser planen kann und einen Teil der Fördermittel in Zeiten hoher Strommarktpreise erstattet erhält.

Eine marktwirtschaftliche Novelle des EEG sollte Chancen für eine gesicherte Versorgung mit erneuerbaren Energien bieten. Die DB steigert den Grünstromanteil im Schienenverkehr kontinuierlich außerhalb der staatlichen Förderung mit Hilfe von langfristigen Bezugsverträgen (power purchase agreements, PPA). Und wenn die Attraktivität der staatlichen Förderung begrenzt wird, kann ein Wachstum auf dem PPA-Markt die Grünstromstrategie des Schienenverkehrs unterstützen. In den Wahlprogrammen der Parteien finden sich noch keine Ansätze zum EEG-Reformbedarf. Aber damit scheinen auch hier keine unüberbrückbaren Gegensätze vorzuliegen.

Die Koalitionsbildung wird nicht an der Atomenergie scheitern

Diese Prognose können wir wohl wagen. Obwohl die Union betont: „Mit Blick auf Klimaziele und Versorgungssicherheit hat die Option Kernenergie eine bedeutende Rolle.“ CDU/CSU setzen daher auf Forschung zu Kernenergie der vierten und fünften Generation, Small Modular Reactors und Fusionskraft-

werken. Außerdem soll geprüft werden, ob angesichts des jeweiligen Rückbaustadiums eine Wiederaufnahme des Betriebs der zuletzt abgeschalteten Kernkraftwerke möglich ist.

Hingegen begrüßt die SPD eindeutig, dass die Atomkraft in Deutschland stillgelegt ist.

Nach einer gemeinsamen Prüfung könnten die neuen Regierungspartner daher zum Schluss kommen, dass die abgeschalteten Atomkraftwerke in Deutschland abgeschaltet bleiben, ihre Wiederinbetriebnahme wirtschaftlich-technisch nicht sinnvoll wäre und dennoch die Forschung im Bereich der nuklearen Energiegewinnung der nächsten und übernächsten Generation offengehalten wird. Nach allgemeiner Einschätzung ist hier kein Durchbruch in den nächsten vier Regierungsjahren zu erwarten. Ohne konkreten Entscheidungsbedarf fiele auch hier eine Einigung nicht so schwer.



© Christoph Schütte

Christoph Schütte
Geschäftsführer, Siemens Energy Deutschland

Christoph Schütte ist Geschäftsführer der Siemens Energy in Deutschland. Davor sammelte er umfassende Erfahrungen im Vertrieb und Account Management. Er hat einen Bachelor of Engineering in Elektrotechnik und Elektronik von der Hochschule Osnabrück und einen Bachelor of Engineering von der Edinburgh Napier University. Mit über 25 Jahren Erfahrung im Energiesektor hat Herr Schütte Teams in Europa, dem Nahen Osten und Afrika geführt. Seine Leidenschaft für Technologie, Menschen und Umweltschutz prägt sein berufliches Handeln. Offenheit und Vielfalt sind für ihn entscheidend im Umgang mit Menschen und für den gesellschaftlichen Wohlstand. Seit 2024 ist Christoph Schütte Mitglied im Kuratorium des Forum für Zukunftsenergien e.V.

Neue Impulse für die Energiepolitik

Die neue Bundesregierung muss die Energiebranche stärken, um die globale Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands zu sichern.

Christoph Schütte

Mitten in der Nordsee, rund 35 Kilometer nördlich der Insel Helgoland, ragen 38 Windturbinen majestätisch aus dem Wasser empor. Jede dieser Turbinen, ausgestattet mit einer Rotorblattlänge von 81 Metern, dreht sich sanft im Rhythmus des Windes und erzeugt dabei saubere Energie. Die reicht, um 400.000 Haushalte mit Strom zu versorgen.

Das Technikschauspiel ist Teil des Offshore-Windparks Kaskasi, der Ende 2022 seinen Betrieb aufnahm. Gemeinsam entwickelt von RWE und Siemens Gamesa setzen die Turbinen recyclebare Rotorblätter ein. Das ermöglicht es, die Materialien am Ende ihres Lebenszyklus zu trennen und wiederzuverwenden. Es ist ein weiterer wichtiger Schritt in Richtung nachhaltiger Energieproduktion. Und es zeigt: die Energiewende ist nicht nur machbar, sondern löst auch Innovationen aus.

Viel, doch nicht genug erreicht: Die Energiepolitik der letzten Bundesregierung

An solchen Erfolgsprojekten muss sich in Deutschland die neue Bundesregierung orientieren. In einer Zeit, in der die Energiewende und der Klimaschutz in den Wahlprogrammen der großen Parteien Anfang 2025 nicht an erster Stelle stand, demonstriert Kaskasi nicht nur, was möglich ist. Es weist den Weg für erneuerbare Energien in Deutschland. Aber ein Wegweiser allein bringt einen nicht ans Ziel. Wenn wir Energiesicherheit und -unabhängigkeit in Deutschland bezahlbar und wettbewerbsfähig gewährleisten wollen, müssen wir alle – und das heißt, auch die neue Bundesregierung – deutlich mehr leisten.

Die alte Bundesregierung hat zweifellos Wichtiges erreicht: sie hat, unter anderem, die erneuerbaren Energien weiter ausgebaut – im ersten Halbjahr stammten laut Statistischem Bundesamt 61,5 Prozent¹ des in Deutschland erzeugten Stroms aus Wind-, Solar-, Wasserkraft und Biomasse; eine Steigerung von über neun Prozent im Vergleich zum ersten Halbjahr 2023.

Ziele und Tempo der Klimaschutzpolitik

Die Regierung hat auch den Netzausbau vorangetrieben, vor allem durch Vereinfachungen im Planungs- und Genehmigungsverfahren sowie eine stärkere Digitalisierung des Verfahrens – ein gutes Beispiel ist hier die Stromautobahn

¹ <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/ausbau-erneuerbare-energien-2225808>, Zugriff am 4. April 2025.

SuedLink². Und mit ihrem Kraftwerkstrategie-Vorschlag³ hat die letzte Bundesregierung Anfang 2024 immerhin die Richtung gewiesen, wie Kraftwerkskapazitäten gefördert werden können und, mit dem Update der Nationalen Wasserstoffstrategie, wie sich die Erzeugung grünen Wasserstoffs erleichtern lässt.

Viel erreicht, gewiss. Doch können wir da nicht stehen bleiben. Nicht zuletzt durch die Aufnahme der Klimaneutralität Deutschlands bis 2045 ins Grundgesetz muss die politische Diskussion über die Ziele und das Tempo der Klimaschutzpolitik erneut und vertieft geführt werden.

Siemens Energy hat dazu eine – von vielen Akteuren im Energiesektor geteilte – Position. Will Deutschland wettbewerbsfähiger werden, muss die Klimaschutz- und Energiepolitik deutlich stärker industriell ausgerichtet werden. Der Energiesektor braucht verbesserte politische Rahmenbedingungen, Planungssicherheit und neue Initiativen. Das fördert technische Innovationen und wird helfen, die Klimaziele zu erreichen. Gleichzeitig wird es die wirtschaftliche Wertschöpfung am Standort Deutschland steigern und neue Arbeitsplätze schaffen.

Fünf Prioritäten: Von Windenergie bis zu Rahmenbedingungen

Damit das gelingen kann, sollte die neue Bundesregierung aus Sicht von Siemens Energy folgende Prioritäten setzen:

- **Ausbau Windenergie:** Der Ausbau erneuerbarer Energien muss massiv vorangetrieben werden. In Deutschland heißt das vor allem Windenergie, mit den Ausbauzielen an Land von 160GW bis 2040 und 70 GW auf See bis 2045.
- **Kraftwerkszubau umsetzen:** Da Wind- und Sonnenenergie stark fluktuieren, benötigt es vermehrt regelbare Kraftwerkskapazitäten, damit die Stromversorgung auch ohne Wind und Sonne oder bei Verbrauchsspitzen stabil bleibt.
- **Stromnetzausbau beschleunigen:** Da erneuerbare Energie weitgehend dezentral bzw. im Fall von Windenergie häufig weit entfernt von den Stromverbrauchszentren erzeugt wird und nur fluktuierend zur Verfügung steht, muss das Stromnetz weiter – und schneller – ausgebaut werden.
- **Industrie dekarbonisieren:** Der Energieverbrauch schwer zu elektrifizierender Industriebranchen wie Stahl und Chemie muss verstärkt mit Elektrifizierung und grünem Wasserstoff dekarbonisiert werden.

2 <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/netzausbau-energie-wen-de-2172720?utm>, Zugriff am 4. April 2025.

3 <https://www.bundesregierung.de/breg-de/aktuelles/kraftwerksstrategie-2257868?utm>, Zugriff am 4. April 2025.

- **Verbesserte Rahmenbedingungen:** Die Rahmenbedingungen für die Hersteller von Energietechnologien müssen weiter verbessert werden – sei es die Sicherung der Lieferkette, die Verfügbarkeit von kritischen Rohstoffen oder die Umsetzung des EU Net Zero Industrial Act.

Aber der Reihe nach.

1. Ohne Wind keine Wende

Energiesicherheit und -unabhängigkeit sind für den Industriestandort Deutschland essenziell.

Windenergie kann das gewährleisten. Bereits heute beträgt ihr Anteil an der Stromerzeugung mehr als 30 Prozent. Aber das ist nur ein Zwischenstand. Im Rahmen der Energiewende und angesichts zukünftig steigenden Energiebedarfs soll Windenergie gemäß dem Erneuerbare-Energien-Gesetz⁴ an Land bis 2040 auf 160 GW und auf See bis 2045 auf 70 GW ausgebaut werden. Das ist ambitioniert, aber mit politischer Unterstützung lässt sich die Windenergie kosteneffizient ausbauen. Und das schafft die Voraussetzungen für günstigere Strompreise im Großteil des Jahres.

Wir müssen also die Produktion von Windenergieanlagen anschieben. Sie werden zum größten Teil in Europa entwickelt und produziert. Doch die Produktion in Europa ist gefährdet. Wie das?

Deutschland als Taktgeber

Steigender Kostendruck durch negative Gebotsverfahren und unfaire Wettbewerbsbedingungen durch massive Subventionen für chinesische Hersteller bedrohen das Geschäftsmodell der europäischen Windindustrie. Der Status Quo ist nicht haltbar. Es ist entscheidend, dass die neue Bundesregierung faire Wettbewerbsbedingungen schafft und den Kostendruck reduziert, damit die europäische Windindustrie im globalen Wettbewerb bestehen und die weltweit steigende Nachfrage nach Windenergieanlagen aus Europa bedienen werden kann.

Auch wenn die Ampel-Regierung bereits vereinfachte Planungsverfahren implementiert hat, muss der regulatorische Rahmen weiter optimiert werden. Zu den notwendigen Maßnahmen gehört es, weitere qualitative Kriterien bei Offshore-Wind-Auktionen schnell und umfassend einzuführen – unter anderem, dass Windturbinen – wie die recycelbaren Rotorblätter des Kaskasi-Windparks in der Nordsee – und andere Energie-Infrastruktur so nachhaltig wie möglich hergestellt werden müssen. Negative Gebotsverfahren sollten außerdem beendet werden. Und schließlich ist es im Sinne der nationalen Sicherheit nötig, strikte Cybersecurity-Vorgaben für sämtliche Wind-Installationen einzuführen. Hier ist auch eine stärkere Zusammenarbeit auf EU-Ebene nötig – mit Deutschland als verlässlichem Taktgeber

4 https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/, Zugriff am 4. April 2025.

EU NIS-2-Richtlinie umsetzen

Die neue Bundesregierung muss die Energieinfrastruktur kontinuierlich stärken. Cyberangriffe und physische Angriffe, zuletzt beispielsweise vermehrt auf Unterseekabel, können die Energieversorgung erheblich beeinträchtigen und so die nationale und europäische Sicherheit gefährden. Strikte Cybersecurity-Vorgaben für sämtliche Stromnetze und Windinstallationen sind somit erforderlich.

Ein wichtiger Schritt dafür ist die Umsetzung der EU NIS-2-Richtlinie (Network and Information Security Directive 2) in nationales Recht, was eigentlich bis Oktober 2024 hätte geschehen sollen.

2. Garant für die Versorgungssicherheit: Regelbare Kraftwerke

Erneuerbare Wind- oder Solarenergie ist bekanntlich nicht ständig oder, bei Verbrauchsspitzen, nicht immer in ausreichender Menge verfügbar. In solchen Fällen müssen Energiespeicher einspringen – allen voran Batteriespeicher und H₂-fähige Kraftwerke. Batteriespeicher eignen sich zum Ausgleich kurzfristiger Schwankungen im Stromnetz – von Minuten bis Stunden –, da sie schnell reagieren und so die Frequenz im Stromnetz stabilisieren. Für längere Phasen – Tage bis Wochen – können flexible Gaskraftwerke den Strombedarf sichern. Sie werden H₂-ready geplant und gebaut, und können bei Verfügbarkeit von ausreichend Wasserstoff auf Wasserstoffbetrieb umgerüstet, und so dekarbonisiert werden.

Soweit die Idee. Doch im vergangenen Jahrzehnt wurden in Deutschland – mit Ausnahme weniger Kraft-Wärme-Kopplungs-(KWK)-Kraftwerke – kaum steuerbare Kraftwerkskapazitäten zugebaut. Die sind aber notwendig, um die Stromnachfrage jederzeit decken zu können. Die im Februar 2024 von der letzten Bundesregierung veröffentlichte Kraftwerkstrategie mit den im Kraftwerkssicherungsgesetz vorgesehenen mindestens 12,5 GW-Auktionen muss deshalb umgehend weiterverfolgt und umgesetzt werden.

Sektorleitlinien anpassen

Ein Vorzeigeprojekt in diesem Bereich ist die von Siemens Energy für die EnBW Energie Baden-Württemberg AG errichtete KWK-Anlage in Stuttgart, die sich problemlos auf einen Betrieb mit 100% Wasserstoff umstellen lässt. Ihr kommerzieller Betrieb beginnt im April 2025; sie erzeugt Fernwärme, deren CO₂-Emissionen in dem Maße sinken, in dem grüner Wasserstoff eingespeist wird.

Diese Entwicklung ist keineswegs auf Deutschland beschränkt. Weltweit steigt die Nachfrage nach H₂-fähigen Gaskraftwerken, da sie nicht zuletzt auch CO₂-intensive Kohlekraftwerke ersetzen. Die überarbeiteten Exportkreditgarantien des Bundes (Hermesdeckungen) haben indes dazu geführt, dass die Förderung von Kraftwerkstechnologie stark eingeschränkt wurde. Das ist ein Eigentor. Denn in Konsequenz bedient Deutschland nicht mehr die internationale Nachfrage. Und das bedeutet: Wenn wir Fertigungskapazitäten

für H₂-fähige Gasturbinen in Deutschland halten oder gar ausbauen wollen, müssen die Sektorleitlinien angepasst werden. Und das möglichst schnell.

Die Dekarbonisierungsoption weiterverfolgen

Flankierend darf die von der alten Bundesregierung beschlossene Einführung eines Kapazitätsmarktes ab dem Jahr 2028 nicht mehr in Frage gestellt werden. Dass es möglich ist, zeigt Großbritannien, das 2014 seinen Kapazitätsmarkt eingeführt und neben Kraftwerken erfolgreich Energiespeicher integriert hat. Weiterhin braucht es einen vom Bundeshaushalt unabhängigen Mechanismus, der Investitionen in die Versorgungssicherheit langfristig honoriert, unter anderem in die für Wasserstoff notwendige Infrastruktur – Elektrolyseure, Wasserstoffpipelines, Tanks oder Kavernen.

Sicher, die Crux dabei: grüner Wasserstoff steht bislang nicht in ausreichender Menge zur Verfügung. Doch wäre es falsch, deshalb den Weg zu H₂-fähigen Gaskraftwerken nicht weiter zu beschreiten. Denn es geht nicht darum, die Gaskraftwerke von Beginn an mit 100% Wasserstoff zu betreiben, sondern schrittweise den Anteil grünen Wasserstoffs in Gaskraftwerken zu erhöhen.

3. Kein Netz, keine Energiewende

Kaum ein Land weltweit verfügt über eine sicherere Stromversorgung als Deutschland. Das verdanken wir insbesondere unserem Stromnetz. Doch es muss auch neuen Herausforderungen gewachsen sein. Durch die steigende Menge dezentral erzeugten Stroms müssen die Stromnetze weiter ausgebaut und intelligent gesteuert werden, um ihn möglichst verlustarm und zielgerichtet an seinen Bestimmungsort zu transportieren. Der verstärkte Netzausbau hat zudem den Vorteil, dass Redispatch-Kosten gesenkt und die Stabilität des Stromnetzes weiter erhöht werden können. Ende 2024 waren von den geplanten 14.000 Kilometern Netzausbau laut Bundesnetzagentur⁵ rund 3.100 Kilometer fertiggestellt. Nicht einmal ein Viertel. Da geht mehr.

Diesen Prozess kann und muss ein ganzer Blumenstrauß an Maßnahmen unterstützen. Am wichtigsten ist, die Planungshorizonte für Netzbetreiber und die Industrie klar festzulegen, um Planung und Umsetzung des Netzausbaus verlässlich zu machen. Auch müssen Ausschreibungen vereinfacht werden, besonders für Schaltanlagen, Transformatoren und HVDC-Lösungen. Weiterhin helfen funktionale Ausschreibungen, Kapazitätsengpässe zu reduzieren. Generell befinden sich Planungs- und Genehmigungsverfahren in verschiedensten Phasen der Verwirklichung und kommen nur schwer voran; das muss beschleunigt werden.

Treiber für Wirtschaftswachstum

Investitionen in den Ausbau des Stromnetzes wirken dabei auch als Konjunkturimpulse. Nicht nur durch die Modernisierung kritischer Infrastruktur selbst, sondern auch, weil viele der erforderlichen Technologien in Deutschland und

⁵ <https://www.netzausbau.de/Vorhaben/uebersicht/report/de.html>, Zugriff am 4. April 2025.

Europa gefertigt werden.

Siemens Energy ist dafür ein gutes Beispiel. Wir begleiten den Ausbau des deutschen Stromnetzes als Anbieter modernster Netztechnologie. Ein bemerkenswertes Vorhaben ist SuedLink⁶, das den windreichen Norden mit dem verbrauchsstarken Süden Deutschlands verbindet. Siemens Energy ist an dem Projekt mit seiner Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungstechnologie (HGÜ) beteiligt, die es ermöglicht, den Strom verlustarm über große Entfernungen zu transportieren. Ein weiteres Beispiel sind Synchronkondensatoren, die helfen, die Netzstabilität angesichts eines steigenden Anteils erneuerbarer Energien zu sichern; die weltweit erste Anlage dieser Art hat das Unternehmen im irischen Shannonbridge⁷ errichtet. Schließlich treibt Siemens Energy auch den Einsatz von Schwefelhexafluorid (SF₆)-freien-Schaltanlagen in Europa und global voran. Sie setzen Clean Air statt dem Treibhausgas SF₆ ein, dessen Erderwärmungspotenzial etwa 25.000 höher als das von CO₂ ist.

4. Wasserstoff: Ohne Markt kein Durchbruch

Wenn wir den CO₂-Ausstoß reduzieren wollen, müssen auch die großen industriellen Energieverbraucher ihren Beitrag leisten, insbesondere die Stahl- und Chemieindustrie, die aufgrund prozessbedingter Emissionen und ihrem hohen Energiebedarf schwer zu dekarbonisieren sind. Doch Direktelektrifizierung und grüner Wasserstoff kann ihren CO₂-Fußabdruck stark verkleinern. So könnten in der Stahlindustrie wasserstoffbasierte Direktreduktionsverfahren nahezu CO₂-freie Produktionsprozesse ermöglichen, während in der Chemieindustrie der Ersatz von fossilem durch grünen Wasserstoff signifikant Emissionen reduzieren kann.

Nur: die aktuelle Produktionskapazität von grünem Wasserstoff ist weit davon entfernt, den potenziellen Bedarf zu decken, geschweige denn kosteneffizient zu produzieren. Laut dem Energiewirtschaftlichen Institut (EWI)⁸ an der Universität Köln betrug die in Deutschland betriebene Elektrolysekapazität im August 2024 111 MW. Das sind nur 1,11 % der 10 Gigawatt heimischer Elektrokapazität, die laut der Nationalen Wasserstoffstrategie bis 2030 aufgebaut werden sollen. Und selbst wenn Deutschland das erreicht: Es wird nicht genug sein, den prognostizierten Bedarf in der Industrie, für schwere Nutzfahrzeuge und Energieversorgung abzudecken. Deutschland wird deshalb einen Großteil des benötigten grünen Wasserstoffs importieren müssen.

Elektrolyseur-Fabriken

6 <https://www.siemens-energy.com/de/de/home/pressemitteilungen/windstromleitung-sued-link-wird-mit-hgue-technologie-von-siemens-energy-ausgestattet.html?utm>, Zugriff am 4. April 2025.

7 <https://www.siemens-energy.com/de/de/home/pressemitteilungen/aus-zwei-mach-eins-siemens-energy-kombiniert-erstmal-zwei-tech.html>, Zugriff am 4. April 2025.

8 https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2024/11/EWI_Datengrundlage_Begleitdokument_H2-Bilanz_2024_02.pdf?utm, Zugriff am 4. April 2025.

Vor diesem Hintergrund ist klar, dass die neue Bundesregierung verstärkt Anreize für industrielle Elektrolyseprojekte setzen muss, um die Produktionskapazitäten für grünen Wasserstoff rasch und deutlich auszubauen.

Siemens Energy ist dafür in Vorleistung gegangen. So haben wir eine der weltweit ersten Elektrolyseur-Fabriken im industriellen Maßstab in Berlin eröffnet. Wir könnten unsere 2023 eröffnete Elektrolyseur-Fabrik von 1 GW auf 3 GW jährliche Fertigungsleistung erweitern. Damit könnten wir bis 2030 das Doppelte des deutschen Elektrolyse-Installationsziels (10 GW) und die Hälfte des Ziels der Europäischen Union (40 GW) produzieren.

Gezielte OPEX-Förderung

Ein richtungsweisendes, auch vom Bund gefördertes Referenzprojekt⁹ ist der vom Siemens Energy an die BASF am Standort Ludwigshafen gelieferte 54-MW-PEM-Elektrolyseur mit einer Kapazität von 8.000 Tonnen jährlich. Mit seiner Hilfe will die BASF dort seine Emissionen jährlich um bis zu 72.000 Tonnen CO₂ senken.

Um den Markthochlauf für grünen Wasserstoff zu beschleunigen, müssen flankierend weitere Maßnahmen ergriffen werden. Das betrifft die Finanzierung, die Infrastruktur und den regulatorischen Rahmen. Auch die Abnahme von grünem Wasserstoff muss gefördert werden; derzeit gilt die Förderung vor allem für CAPEX-Projekte. Eine gezielte zusätzliche OPEX-Förderung könnte dagegen die wirtschaftliche Nutzung sichern und die Marktintegration deutlich beschleunigen.

Schnelle Umsetzung der RED III Direktive

Immerhin gab es mit einigen Förderbescheiden des Bundes und der richtungsweisenden Entscheidung zum H₂-Kernnetz Fortschritte. Was aber fehlt, sind konkrete Abnahme-Anreize: Die *RED III Direktive*¹⁰, die den Ausbau erneuerbarer Energien in Europa fördert, ist auf EU-Ebene verabschiedet worden, aber in Deutschland noch nicht umgesetzt; das muss die neue Bundesregierung umgehend in Angriff nehmen.

5. Deutschland unter Druck – worauf es jetzt ankommt

Damit die Energiewende weiterhin gelingt, braucht es ein stabiles wirtschaftliches Umfeld. Das umfasst eine verlässliche Rohstoffverfügbarkeit, resiliente Lieferketten, gezielte Förderprogramme für Forschung & Entwicklung und Investitionssicherheit durch langfristige Garantien. Auch die Umsetzung des

9 <https://h2-news.de/wirtschaft-unternehmen/basf-erhaelt-foerderzusage-fuer-grosselektrolyseur/>, Zugriff am 4. April 2025.

10 https://energy.ec.europa.eu/topics/renewable-energy/renewable-energy-directive-targets-and-rules/renewable-energy-directive_en, Zugriff am 4. April 2025.

EU Net Zero Industrial Act¹¹ muss durch die Bundesregierung aktiv begleitet werden, um den Standort Deutschland für die Produktion von Energietechnologien wettbewerbsfähig zu halten. Im Detail:

- **Diversifizierte Rohstoffquellen:** Die Nationale Rohstoffstrategie muss umgesetzt und weiterentwickelt werden. Der Aufbau einer europäischen Zuliefererindustrie für wichtige Komponenten und Rohstoffe braucht staatliche Unterstützung. In der Windindustrie werden seltene Erden beispielsweise für die Herstellung von Permanentmagneten benötigt, in der Automobilindustrie sind sie essenziell für Elektromotoren. Deutschland ist stark abhängig von Importen dieser Rohstoffe und deren Folgeprodukte, insbesondere aus China.

Die neue Bundesregierung muss dabei unterstützen, dass wir uns aus diesen Abhängigkeiten lösen können. Dafür muss sie die Diversifizierung der Rohstoffquellen fördern, den Ausbau von Recyclingkapazitäten angehen und eine nationalen Recyclingstrategie mit klaren Zielen und Maßnahmen einführen.

- **Resiliente Lieferketten:** Die neue Regierung sollte regulatorisch Zertifizierungssysteme zur Rückverfolgbarkeit von Gütern und Rohstoffen unterstützen. Ein Beispiel für einen innovativen Lösungsansatz ist hier Certalink¹² von Siemens Energy und TÜV Süd – ein Blockchain-basiertes Zertifizierungssystem für grüne Energie. Dieses System, das bereits in mehreren Pilotprojekten eingesetzt wird, ermöglicht eine transparente und fälschungssichere Nachverfolgbarkeit von nachhaltig erzeugtem Wasserstoff und anderen erneuerbaren Energieträgern.
- **Immigration von Fachkräften:** Die Wirksamkeit des Fachkräfteeinwanderungsgesetzes muss beobachtet und gegebenenfalls durch ergänzende Maßnahmen unterstützt werden.
- **Wirksame Garantien:** Garantieinstrumente wie das Konverterplattform-Bürgschaftsprogramm¹³ müssen aufgestockt und durch weitere Programme für alle Energiewende-Technologien ergänzt werden. Gleichzeitig muss die Finanzierung der Energiewende auch wieder stärker durch privates Kapital erfolgen. Das erreicht die Bundesregierung, indem sie einen langfristigen plan- und belastbaren Investitionsrahmen, insbesondere für den Zubau von Erneuerbaren Energien, Kraftwerken und Energieinfrastrukturen vorgibt.

11 https://single-market-economy.ec.europa.eu/industry/sustainability/net-zero-industry-act_en, Zugriff am 4. April 2025.

12 https://www.siemens-energy.com/content/siemensenergy-aem/global/en/home/products-services/service-offerings/sustainability-certification.html#, Zugriff am 4. April 2025.

13 <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2024/07/20240702-sonderbuergschaftsprogramm-konverter-konverterplattformen.html>, Zugriff am 4. April 2025.

- **Level Playing Field:** Zur Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit muss der *EU Net Zero Industrial Act*¹⁴ in Deutschland schnell und konsequent umgesetzt werden. Das bedeutet, den Ausbau klimafreundlicher Technologien voranzutreiben, Produktionskapazitäten für ihre Schlüsseltechnologien zu sichern und, wo langwierige Genehmigungsprozesse notwendige Schritte verhindern, Bürokratie abzubauen.

Fazit: Nachhaltig – aber auch bezahlbar?

Die Energiewende kann nur mit einer industriepolitischen Strategie gelingen, die Beides ins Auge fasst: klimafreundliche Technologien fördern und den Wirtschaftsstandort Deutschland stärken. Das ist kein Widerspruch. Wer Nachhaltigkeit sagt, muss auch an Bezahlbarkeit denken.

Im aktuellen geopolitischen Kontext hat die neue Bundesregierung die Chance, mitzuhelfen, dass Deutschland ein Vorreiter nachhaltiger Energietechnologien bleibt. Der fruchtbare Boden, auf den diese Bemühungen fallen werden, ist vorhanden: Projekte wie der Offshore-Windpark Kaskasi belegen das Potential erneuerbarer Energien hierzulande, genauso wie der kürzlich in Betrieb genommene 54-MW-Wasserelektrolyseur¹⁵ – der größte in Deutschland – von Siemens Energy am BASF-Standort Ludwigshafen die technologische Stärke deutscher Industrie belegt.

Nachhaltiges Wachstum

Hinzu kommt, dass neue Energietechnologien in Kombination mit intelligenten Stromnetzen und energieeffizienten Produktionsprozessen mittelfristig auch die Produktionskosten der Industrie senken werden. So zeigt beispielsweise eine 2024-Studie des Umweltinstituts München¹⁶, dass die effiziente Nutzung von Prozesswärme nicht nur Emissionen reduziert, sondern die deutsche Industrie jährlich 21 Milliarden Euro einsparen könnte.

Die neue Bundesregierung darf also nicht zögern, die Rahmenbedingungen einer industriepolitisch ausgerichteten Energiepolitik weiter zu verbessern. Auf diesem Wege festigen wir nicht nur unsere führende Position in der Energiewende weltweit, sondern unterstützen Unternehmen in Deutschland, klimaneutral zu werden. Gelingt uns das, gelingt auch nachhaltiges Wachstum.

14 https://single-market-economy.ec.europa.eu/industry/sustainability/net-zero-industry-act_en, Zugriff am 4. April 2025.

15 <https://www.basf.com/global/de/media/news-releases/2025/03/p-25-046>, Zugriff am 4. April 2025.

16 <https://umweltinstitut.org/energie-und-klima/meldungen/studie-energieverschwendung-kostet/>, Zugriff am 4. April 2025.



© Bernd Brundert

***Dr. Harald Schwager
Ehemaliges Mitglied und stellvertretender Vorsitzender des Vorstands,
Evonik Industries AG,
Mitglied des Vorstandes Forum für Zukunftsenergien e.V.***

Dr. Harald Schwager ist promovierter Chemiker und begann seine Karriere bei der BASF. Dort war er zuletzt Mitglied des Vorstands von 2008 bis 2017. Von September 2017 bis März 2025 war Dr. Harald Schwager als Mitglied und stellv. Vorsitzender des Vorstandes für das Ressort Chemie und Innovation bei der Evonik Industries AG in Essen tätig. Im Januar 2023 wurde er für drei Jahre vom Bundespräsidenten in den wissenschaftsrat berufen. Im Sommer 2020 wurde er von der Mitgliederversammlung in den Vorstand des Forum für Zukunftsenergien gewählt.

Energiewende als Ausgangspunkt der Transformation braucht einen pragmatischen Neustart

Dr. Harald Schwager

„Verschwende keine Krise“, im Original „never let a good crisis go to waste“ – zu dieser eigenwilligen Perspektive regte Winston Churchill einst an. Ein Gedanke, der eine Art Leitidee sein kann für politisches Handeln in unserer an Krisen nicht gerade armen Zeit: Geopolitische Verschiebungen, eine Disruption im transatlantischen Verhältnis, die Europa fordern; und eine anhaltende Wirtschaftsschwäche in Deutschland.

Eine neue Koalition wird nun die nächsten vier Jahre regieren und diese Krisen managen müssen. Was muss getan werden, damit es allen bis zur nächsten Bundestagswahl besser geht und die Zustimmung zu populistischen und demokratiegefährdenden Kräften endlich wieder abnimmt?

Neben der sicherheitspolitischen Neuausrichtung ist die Überwindung der wirtschaftlichen Schwächephase wichtigster Punkt. Hierfür sind, neben vielen anderen Maßnahmen, umfangreiche Korrekturen an der Energiepolitik notwendig. Denn die Energiewende ist zu kompliziert, zu teuer, zu wenig technologieoffen und schwächt die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen. Die energieintensive Chemiebranche spürt das seit Jahren und schrumpft. So drohen wir die noch immer breite Zustimmung für die Transformation zu verlieren und am Ende mit dem Jahrhundertprojekt zu scheitern, das Europa eigentlich Wachstumschancen eröffnen sollte. Mit Churchills Anregung könnten wir die aktuelle Entwicklung fruchtbar machen und dazu nutzen, Versäumtes nachzuholen und zukunftsfähig zu werden.

Anders als andere Branchen, ist die chemisch-pharmazeutische Industrie durch die Transformation zweifach herausgefordert:

Zum einen ist sie der größte Energieverbraucher unter den Industriebranchen mit einem Anteil von 26,5 Prozent des Gesamtenergieverbrauchs, weit vor der Metallherstellung und -bearbeitung (23,9 Prozent) sowie der Kokerei und Mineralölverarbeitung (10,3 Prozent). In der Chemiebranche dient ein Drittel der Energieträger als Ausgangsstoffe für chemische Produkte. Chemie und Pharma kamen 2023 auf einen Energieverbrauch von insgesamt 170 TWh, ein Fünftel davon als Strom. Erdgas war mit 40 Prozent der wichtigste Energieträger. Die Rohstoffbasis basiert heute meist auf fossilen Stoffen. Bis 2045 muss diese defossilisiert und durch alternative Kohlenstoffquellen ersetzt werden: durch nachhaltige Biomasse, durch recycelte Kunststoffe, durch

Kohlendioxid. Stand heute befinden sich im Evonik Portfolio keine Treibhausgasemissionen, die bis 2050 technisch nicht abgebaut werden können. Zur Wirtschaftlichkeit dieser Maßnahmen ist jedoch keine Prognose möglich. Ganz entscheidend wird jedoch die Versorgung mit grüner Energie und treibhausgasarmen Rohstoffen sein.

Zum anderen ist die Chemische Industrie ein zentraler Enabler der Transformation. Neben biobasierten Lösungen und der Kreislaufwirtschaft gehören deshalb Produkte, die zur Energiewende beitragen, zum Wachstumskern der Innovationsstrategie bei Evonik. Bereits heute werden 45 Prozent des Umsatzes mit den sogenannten Next Generation Solutions generiert. Das sind Produkte und Lösungen mit einem ausgeprägten Nachhaltigkeitsnutzen für unsere Kunden. Unser Ziel ist es, Transformationsanforderungen in profitables Wachstum zu übersetzen. Bis 2032 sollen Entwicklungen aus den Wachstumsfeldern im Vergleich zu 2023 einen zusätzlichen Umsatz von 1,5 Milliarden Euro generieren.

Für die Energiewende entwickelt Evonik beispielsweise Spezialprodukte wie Strukturschaum oder Additive für Lacke und Klebstoffe, die für Stabilität und Flexibilität sorgen und so die Produktion von immer größeren Rotorblättern für leistungsstärkere Windkraftanlagen ermöglichen. Mit unseren vielseitigen Spezialmembranen zur Separation von Gasen kann Biogas in seine Hauptbestandteile Methan und Kohlendioxid getrennt, aber auch Wasserstoff aus Gasleitungen separiert werden. Spezialmembrane kommen zudem auch in Elektrolyseuren zum Einsatz. So können beim Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft Kosten und Ressourcen geschont werden.

In die entsprechenden Produktionsanlagen hat Evonik in den letzten Jahren stark investiert. Wir forschen zudem gemeinsam mit Partnern am Verfahren zur Abscheidung, Speicherung und Nutzung von Kohlendioxid. CO₂ sehen wir künftig als Rohstoff und nicht mehr als Abfallprodukt.

Eine wettbewerbsfähige chemisch-pharmazeutische Industrie steht jedenfalls am Anfang vieler Wertschöpfungsketten und ist Basis für das Gelingen der grünen Transformation. Die Chemiebranche löst, wie in der BDI Studie festgehalten, in den entscheidenden vorgelagerten Industriebranchen in 53,6 Milliarden Euro Wertschöpfung aus und steht damit nach Automobil, Maschinenbau und Elektrobranche an vierter Stelle als Wachstumsgarant in Deutschland. Die Chemiebranche hat also nicht nur ein erhebliches Potenzial zur CO₂-Einsparung, sondern ist ein wichtiger Treiber, um Deutschland als Innovationsführer für Zukunftstechnologien zu positionieren. Das hilft dem Wirtschaftsstandort Deutschland, dem Wirtschaftswachstum – und dem Klima.

Das aber kann die Branche, die für 350.000 gut bezahlte Arbeitsplätze in Deutschland steht, nur, wenn die neue Bundesregierung gerade auch im Schulterschluss mit der EU schnell und tiefgreifend die Weichen neu stellt. Die meisten Probleme sind seit Jahren bekannt, viele Konzepte zu ihrer Lösung

hat die Ampel-Koalition auch vorgelegt, aber vielfach nicht weiter vorangetrieben oder gar umgesetzt. Viel wurde angestoßen, zu viel blieb liegen.

Mit Blick auf die Energiewende müssen wir uns zum Start der neuen Legislaturperiode endlich ehrlich machen und zur Kenntnis nehmen:

- Die Energiewende hinkt in nahezu allen Bereichen den Zielen hinterher.
- Die Energiewende ist regulatorisch zu komplex und zu bürokratisch.
- Die Energiewende im aktuellen Design verursacht hohe Kosten, verteuert die Energiepreise und schwächt die Wettbewerbsfähigkeit, vor allem der energieintensiven Unternehmen.
- Die Energie- und Klimapolitik der vergangenen Jahrzehnte hat zu großer Unsicherheit in den Unternehmen und bei Investoren geführt.
- Die Energiewende ist klimapolitisch trotz riesiger Kosten nicht einmal erfolgreich. Beim Ranking der schmutzigsten Stromerzeugung landete Deutschland im Vergleich zu seinen Nachbarländern auf Rang 3; nur Polen und Tschechien emittierten 2023 mehr CO₂ pro Kilowattstunde.

Reformstau sorgt für strukturelle Wirtschaftsschwäche:

Die wirtschaftliche Startbilanz für die neue Bundesregierung fällt ernüchternd aus. Dringende Reformen in den unterschiedlichsten wirtschaftlichen Bereichen und der Verwaltung sind in der vergangenen Legislaturperiode zu lange liegengeblieben, teilweise auch schon in den Legislaturperioden davor. Jahrzehntelang wurden Straßen, Brücken, Schleusentore und Bahntrassen vernachlässigt. Wir kommen trotz aller Beteuerungen beim Bürokratieabbau nicht voran, dasselbe gilt für die lange schon angemahnte Digitalisierung. Die Liste ließe sich beliebig fortsetzen.

Es ist mehr als deutlich, dass die strukturellen Standortsschwächen Deutschlands die Wettbewerbsfähigkeit gefährden.

Im World Competitiveness Ranking 2024 ist Deutschland bei den 67 berücksichtigten Volkswirtschaften auf Platz 24 zurückgefallen. Im Einzelnen betrachtet ist es noch vergleichsweise gut um die Wirtschaftsleistung bestellt (Rang 14); bei Infrastruktur (20), Effizienz der öffentlichen Hand (32) und wirtschaftlicher Effizienz (35) hat sich Deutschland jedoch im Vergleich zum Vorjahr um jeweils fünf bis sechs Plätze verschlechtert.

Mit der nationalen Wirtschaftsschwäche droht sich die Rezession zu verfestigen. Deutschland hinkt der Gesamtentwicklung im Euroraum bereits seit der Pandemiezeit hinterher. Im vergangenen Jahr wuchs die europäische Wirtschaft um 0,8 Prozent, während Deutschland mit 0,2 Prozent im Minus blieb – das zweite Mal in Folge.

Dass Deutschland das Klimaziel 2024 übererfüllte, lag schlicht an der schwachen Wirtschaftsleistung – auch in der Chemiebranche. Denn die hohen Energiekosten sind ein Grund dafür, dass die energieintensive Chemiebranche seit Jahren unter Druck steht, d.h. wir haben in Deutschland politisch gewollt auf Wertschöpfung verzichtet.

2024 sank der Umsatz in der Chemiebranche um zwei Prozent (221 Milliarden Euro); 2018 lag die Produktion der Branche noch insgesamt 16 Prozent höher. Die Produktionsanlagen waren im vergangenen Jahr laut dem Verband der Chemischen Industrie (VCI) nur zu 75 Prozent ausgelastet. Es drohen weitere Stilllegungen von Anlagen, eine Abwanderung der Produktion und der Verlust von Wertschöpfung und gut bezahlten Industriearbeitsplätzen.

Der Reformstau gilt auch und besonders für die Energiewende. Sie sollte einmal ein Vorbild für die Welt sein; heute aber stellen wir fest, dass diesem niemand folgt.

Noch sprechen sich die privaten Verbraucher mehrheitlich grundsätzlich für die Energiewende aus. Eine Umfrage der Bertelsmann-Stiftung von 2023 zeigt jedoch, dass es Bedenken bei der Umsetzung gibt. Nur 20 Prozent der Befragten sehen die Kosten gerecht verteilt. So haben Populisten immer leichteres Spiel, wenn sie mit der Leugnung des Klimawandels auf Stimmengang gehen.

Große Skepsis gibt es auch bei den Unternehmen. Das betrifft sowohl die grundlegende Ausrichtung der Energiewende als auch die Einschätzung, ob die Ziele zeitnah erreichbar sind. Nach dem Energiewende-Barometer der Deutschen Industrie- und Handelskammer (DIHK) beurteilen die Unternehmer die Auswirkungen der Energiewende auf die Wettbewerbsfähigkeit ihres Unternehmens derzeit extrem negativ. Es ist das zweitschlechteste Ergebnis in der Geschichte der Erhebung.

Fest steht: Ohne ein Gelingen der Energiewende wird es auch keine Transformation hin zu einer klimaneutralen Wirtschaft und Gesellschaft bis 2045 geben können.

Die wirtschaftliche Schwäche Deutschlands liegt nicht allein an Europa, der geopolitischen Lage oder den Auswirkungen des Ukraine-Kriegs. Sie hat vielmehr strukturelle Ursachen und wird sich ohne Gegensteuern weiter verfestigen. Auch deshalb ist es so wichtig, dass die neue Bundesregierung in den kommenden vier Jahren die wichtigsten Probleme anpackt und Deutschland wieder auf Kurs bringt - Das ist angesichts des sich abzeichnenden Epochenbruchs in der Weltpolitik eine riesige Herausforderung. Die USA wenden sich von offenen Märkten und multilateralen Abkommen ab und hin zu einer zunehmend aggressiven Handelspolitik, die die EU und die Welt am liebsten in bilaterale „Deals“ zersplittert sehen will. Zudem richten sich die USA geopolitisch neu aus: der Fokus geht weg von Europa und nach China und den

Indopazifik. Dadurch gerät auch die jahrzehntelange Stabilität und Frieden schaffende, regelbasierte internationale Ordnung massiv unter Druck. Was beides für die Wirtschaft Europas bedeutet, ist nur bedingt absehbar.

Strukturelle Probleme der Energiewende beherzt angehen:

Die Transformation dürfte das größte Projekt der Bundesrepublik Deutschland seit der Wiedervereinigung sein. Denn eine Volkswirtschaft unter Berücksichtigung der globalen Wettbewerbsschöpfung gänzlich auf Klimaneutralität umzustellen, ist eine maximale Herausforderung für Politik, Wirtschaft und Gesellschaft – von der Bundesebene über die Landesebene bis zur kommunalen Ebene. Nahezu jeder Bereich ist betroffen: die Erzeugung von Strom oder von Kälte und Wärme ebenso wie die Mobilität. Der Umbau ist mit gigantischen Investitionen verbunden. In der letzten Studie der Boston-Consulting-Group für den Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI) wurde ein Investitionsbedarf von 1,4 Billionen Euro bis 2030 ermittelt. Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (bdeu) rechnet bis 2030 mit 350 Milliarden Euro für grüne Stromerzeugungsanlagen, mit 140 Milliarden Euro für die Transportnetze Strom und Gas und mit 140 Milliarden Euro für die Verteilnetze; hinzu kommen 32 Milliarden Euro für die Fernwärme, 15 Milliarden Euro für das Wasserstoff-Kernnetz, 17 Milliarden Euro für Speicher- und 23 Milliarden Euro für Erzeugungskapazitäten für grüne Gase. Es wird deutlich, dass es Investitionen in riesigen Dimensionen bedarf. Da der Bundestag auf den letzten Metern seiner Amtszeit noch den Beschluss zum Sondervermögen für Infrastruktur und mit der umzusetzenden Reform der Schuldenbremse für die künftige Regierung Spielräume geschaffen hat, gilt es nun, diese Mittel zielführend auch für das Gelingen der Energiewende einzusetzen.

Die jetzt abgewählte Bundesregierung hat zwar erfolgreich Impulse zum weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien gesetzt und beispielsweise wichtige Leit-Konzepte vorgelegt: die Kraftwerksstrategie, das Kraftwerkssicherheitsgesetz, die Carbon-Management-Strategie, die Wasserstoff- und die Wasserstoffimportstrategie sowie die Systementwicklungsstrategie. Doch vieles kam in der Legislatur spät und nach dem Ampel-Aus meist nicht mehr übers Anfangsstadium hinaus. Kaum ein Vorhaben kam wirklich auf die Gesetzgebungsebene oder gar in die Umsetzung. Vieles in den vorgelegten Konzepten war und ist noch immer konzeptuell unklar.

Die Folge: Wir sind nicht da, wo wir heute, 20 Jahre vor dem angestrebten Ziel der Klimaneutralität, eigentlich sein sollten. Über Jahre haben wir uns für den Ausbau der Erneuerbaren Energien immer ehrgeizigere Ziele gesetzt – sie aber zumindest bei Windanlagen an Land und auf See meist verfehlt. Im vergangenen Jahr wurden gerade einmal drei GW Windanlagen neu gebaut. Geplant waren mehr als acht GW. Der Ausbau der PV-Anlagen verläuft zwar deutlich schneller, dafür flutet mittlerweile an sonnenreichen Tagen aber so viel Strom in die Verteilnetze, dass diese an die ihre Belastungsgrenze kommen und erhebliche Kosten für das Netzmanagement aufgewendet werden müssen. Ob Transport- oder Verteilnetze, der Netzausbau hinkt ebenfalls

hinterher.

Somit klaffen gemäß diw-Energiewende monitor insgesamt noch riesige Lücken zu den Zielen, die für 2030 gesetzt sind:

- Von 215 GW an PV-Anlagen sind aktuell nur 99 GW am Netz.
- Von 115 GW Windanlagen an Land sind es nur 63,5 GW.
- Von 30 GW Windanlagen auf See sind es lediglich 9,2 GW.
- Von 6 Millionen Wärmepumpen gibt es erst 9,2 GW.
- Von 10 GW Elektrolyseuren stehen gerade einmal 0,12 GW zur Verfügung.

Aber 2030 ist nicht irgendwann – sondern in fünf Jahren. Es erscheint angesichts des Ausbautempos der vergangenen Jahre mehr als zweifelhaft, dass die Ziele überhaupt noch erreichbar sind.

Meldungen wie jene, dass im vergangenen Jahr erneuerbare Energien an der öffentliche Nettostromerzeugung einen Rekordanteil von 62,7 Prozent erreicht haben, täuschen daher über den schlechten Status Quo der Energiewende hinweg. Denn sie sagen nichts darüber aus, wie dieser Rekordanteil organisiert wird – und zu welchen Kosten. Da es bislang nahezu keine Großspeicher und kein Geschäftsmodell für diese gibt, muss angesichts der immer volatileren Erzeugung aus Erneuerbaren-Anlagen für die gesicherte Leistung während der berüchtigten Dunkelflauten mit konventionellen Kraftwerken überbrückt werden. Denn die bestehenden Pumpspeicherkraftwerke und Batteriespeicher würden bei einer Maximallast von rund 84 GW nicht einmal 40 Minuten überbrücken können – ein Horrorszenario für ein Chemieunternehmen oder ein Stahlwerk ohne Eigenerzeugung. Um aber Deutschland nicht in den Blackout zu steuern, halten wir fossile Backup-Kraftwerke vor. Doch diese steuerbare Grundlast wird mit dem Ausstieg aus der Kohleverstromung und dem noch nicht konkretisierten Zubau von Gaskraftwerken geringer werden. Solange nicht klar ist, wie die Grundlast gedeckt werden kann, sollten daher keine weiteren Kraftwerkskapazitäten stillgelegt werden.

Niedrigere Strompreise sind zentral für die Neuausrichtung der Energiewende:

Die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Unternehmen, vor allem der Industrie, zurückzugewinnen – das muss die Richtschnur der Energiepolitik für die neue Bundesregierung und den Gesetzgeber in der 21. Legislaturperiode sein. Dazu müssen die Energiekosten und mit Blick auf die Transformationsvorhaben vor allem die Stromkosten der Industrie wirksam und planbar wieder auf ein wettbewerbsfähiges Niveau gesenkt werden. Kurzfristige Entlastung für die Industrie, mittel- bis langfristige Verbesserung der Systemeffizienz, langfristige Sicherung der Versorgungssicherheit durch zeitnahe Anreize

zum Kraftwerkszubau, sowie ein pragmatischer Hochlauf von Wasserstoff- und CCUS-Lösungen könnten einen Beitrag dazu leisten. Es gilt, viele Schrauben bei der komplexen Aufgabe der Energiewende neu zu justieren.

Verlässliche Entlastung für Industrie im internationalen Wettbewerb schaffen:

Die Ampelregierung hat zu lange gezögert, Maßnahmen mit Blick auf die Kostentreiber der Stromkosten zu ergreifen. Der BDI setzt sich schon seit dem Beschluss zum Ausstieg aus der Kohleverstromung 2020 für die Deckelung der Netzentgelte ein, die inzwischen einen großen Teil der Stromkosten ausmachen. So lagen die Netzentgelte 2024 im Durchschnitt für Industriekunden bei 4,12 Cent je Kilowattstunde – ein Anstieg von 25 Prozent im Vergleich zum Vorjahr. Zehn Jahre zuvor hatte das durchschnittliche Netzentgelt für Industriekunden noch bei 1,9 Cent je Kilowattstunde gelegen. Auch wenn es derzeit noch Sonderregelungen für große Verbraucher gibt, steigen die Belastungen stetig. Wie die nun anstehenden Reformen für die künftigen Sonderregelungen bei den Netzentgelten aussehen werden, ist noch nicht entschieden, hier bestehen noch große Unsicherheiten bei den Unternehmen der energieintensiven Branchen, die in der Regel im internationalen Wettbewerb stehen.

Die mehrfach angekündigte breitere Entlastung durch die Übernahme eines Teils der Netzentgeltkosten durch den Bundeshaushalt scheiterte bislang. Entlastungen bei der zeitlich befristeten Absenkung der Stromsteuer für gewerbliche Stromverbraucher auf das europäische Mindestmaß (auf 0,05 Ct/kWh) entfalteten zwar Wirkung, wurden aber für große Stromverbraucher oftmals durch den Wegfall des Spitzenausgleich konterkariert. Die Umsetzung eines Industrie- bzw. Brückenstrompreises scheiterte in der Ampelregierung trotz großer Einigkeit zwischen den Ministerpräsidenten, der SPD-Bundestagsfraktion, den Gewerkschaften, Industrieverbänden und dem Bundeswirtschaftsminister letztlich am Kanzleramt und dem fehlenden Mut, darüber mit der EU-Kommission zu verhandeln. Das Scheitern bei den Entlastungen hat erheblich zum Vertrauensverlust in die Handlungsfähigkeit der Ampelregierung beigetragen.

Es gilt jetzt, Vertrauen zurückzugewinnen und die tatsächliche Wettbewerbssituation wahrzunehmen und anzuerkennen. Ein notwendiges Werkzeug dafür wäre das vom BDI vorgeschlagene internationale Monitoringsystem für Strompreise. Damit würde die Entwicklung der Strompreise inklusive aller Strompreisbestandteile in Deutschland und anderen Staaten in- und außerhalb der EU verfolgt und prognostizierbar werden, um Entlastungen auf einer vernünftigen Datenbasis justieren zu können. Aus Brüssel gibt es mit dem Clean Industrial Deal und dem angekündigten Action Plan for Affordable Energy ermutigende Signale, dass die europäischen Mitgliedstaaten Entlastungen beim Strompreis angehen sollen, sei es bei den Netzentgelten oder der Steuerbelastung. Die neue Bundesregierung wäre zudem gut beraten, sich rechtzeitig in Brüssel für die Verlängerung und Ausweitung der 2030 auslaufenden Strompreiskompensation einzusetzen.

Systemeffizienz verbessern:

Leitidee der Energiewende, um die Strompreise nach unten zu bringen, muss mittel- und langfristig die Kosteneffizienz des Gesamtsystems sein. Jahrzehntelang galt stattdessen das Ziel, die Erneuerbaren um jeden Preis auszubauen, ohne darauf zu achten, welche systemischen Folgekosten, zum Beispiel beim Netzausbau, ausgelöst werden.

Durch die unsystematische Betrachtung widersprachen sich in der Vergangenheit viele einzelne Maßnahmen. So wurde 2022 zwar die EEG-Umlage abgeschafft, was die Verbraucher entlastete. Aber durch den hohen Zubau der Erneuerbaren-Energien-Anlagen stiegen wiederum die Netzentgelte. Im Mittelpunkt müssen daher künftig die gesamten Kosten des Energiesystems stehen.

Allein für den Ausbau und die Verstärkung der Verteilnetze müssen nach BDEW-Angaben bis 2030 rund 123 Milliarden Euro investiert werden. Im Übertragungsnetz müssen rund 1100 Kilometer jährlich ausgebaut werden. Der Investitionsbedarf bis 2030 liegt hier bei 131 Milliarden Euro. Der Netzanschlussbedarf wächst mit zunehmender Elektrifizierung exponentiell. Die neuen Verbraucher wie Wärmepumpen, PV-Anlagen und Elektroautos müssen ins System integriert werden und treiben die Kosten, da Erzeugungs- und Lastspitzen durch teures Netzmanagement in Einklang gebracht werden müssen. Künftig sollte der Ausbau vorrangig dort stattfinden, wo er auch netzdienlich, aber zumindest nicht netzschädlich ist. Alle Maßnahmen zur Kostensenkung des Ausbaus, wie zum Beispiel die Priorisierung von Freileitungen statt teurer Erdkabel oder die höhere Auslastung der bestehenden Netze sollten ergriffen werden.

Für eine höhere Konsistenz der vielen einzelnen Maßnahmen der Energiewende hatte das Bundesministerium für Wirtschaft und Klima bereits Ende des vergangenen Jahres die Systementwicklungsstrategie vorgelegt. Mit ihr soll dem Ausbau der Erneuerbaren, der Strom-, Gas- und Wasserstoffnetze, der Residualkraftwerke und Speicher ein Leitbild für die Entwicklung bis 2045 gegeben werden, dem Jahr, in dem Klimaneutralität erreicht werden soll. Die Stoßrichtung ist grundsätzlich richtig: Das Papier sieht die Transformation und Dekarbonisierung des Stromsektors, die Beschleunigung des Wasserstoffhochlaufs und eine Stärkung der Versorgungssicherheit vor.

Sie sollte daher so rasch wie möglich von der neuen Regierung weitergetrieben werden und rasch in die Umsetzung kommen.

Versorgungssicherheit durch Kraftwerksstrategie herstellen:

Die Ampelregierung hatte keine Kraft mehr, die Kraftwerksstrategie tatsächlich umzusetzen. Sie wurde nach anfänglichem Scheitern an der EU-Kommission und nach monatelanger Hängepartie aufgrund der Haushaltsstreitigkeiten zu lange verzögert. Das daraus erwachsene Kraftwerkssicherungsgesetz, das noch viele Fragen hinsichtlich der Versorgungssicherheit offen lässt, wurde

erst Ende letzten Jahres zur Beratung in den Bundestag eingebracht. Die neue Bundesregierung sollte sie zügig aufgreifen und pragmatische Anreize für den Zubau von gesicherter Kraftwerksleistung setzen und mit der neuen EU-Kommission verhandeln. Auch das vorhandene Potential, z.B. von industriellen KWK-Anlagen, sollte nicht vergessen werden. Die Verlängerung ihrer Förderung sollte pragmatisch in die künftigen Betrachtungen miteinbezogen werden. Warum sollten diese Anlagen, die auf absehbare Zeit für die Dampf- und Wärmeversorgung der Industrie notwendig sein werden, nicht Carbon Capture Usage bzw. Storage (CCUS)-Technologien nutzen können?

In der derzeitigen Lage sollte der Grundsatz gelten, dass keine Kraftwerkskapazität vom Netz gehen sollte, bevor ein verlässlicher Ausbaupfad für den Zubau von Kapazitäten vorliegt und Klarheit über die Stabilität des Gesamtsystems besteht.

Technologieoffen das Potential von Carbon Management und Wasserstoff nutzen:

Klimaneutralität gelingt nur, wenn weitere Technologien ins System eingebunden werden. Dazu zählt der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft, der derzeit stagniert, und eine beherrzte Carbon-Management-Strategie. Deren Eckpunkte hatte das Bundeskabinett Ende Mai 2024 verabschiedet und im Gesetzentwurf zur Änderung des Kohlendioxid-Speicherungsgesetzes (KSpG) präzisiert. Doch auch hier fehlte die Kraft zur Umsetzung. Die neue Regierung muss den Weg für Carbon Capture and Storage (CCS) und Carbon Capture and Utilization (CCU) freimachen. Beides war über ein Jahrzehnt quasi verboten, hier hat Deutschland an Technologiekompetenz verloren, kann aber noch aufholen.

Für die Chemie ist die Carbon-Management-Strategie einer der zentralen Punkte zur Neuausrichtung der Energiewende. CO₂ kann als zirkulärer Rohstoff genutzt werden. Es wird so nicht nur gespeichert, sondern auch wiederverwertet und im Kreislauf gehalten. Evonik zählt dabei zu den Technologieführern. Unser Unternehmen bietet für Biogasanlagen bereits Produkte an, um grünes Kohlendioxid zu separieren, das wiederum als Rohstoff dienen kann. So wurde mit dem „Rheticus-Verfahren“ eine künstliche Photosynthese entwickelt, die es ermöglicht, aus Wasserstoff und Kohlendioxid nachhaltig produzierte, CO₂-negative Spezialchemikalien herzustellen. Dieses Potenzial gilt es zu nutzen.

Damit der Markt in Gang kommt, ist eine Förderung notwendig, die eine breite Palette von Anwendungen adressiert: von CO₂-Abscheidung über -Reinigung und -Speicherung bis zur -Nutzung aus industriellen Prozessen. Diese Förderung muss langfristig angelegt sein. Dasselbe gilt auch bei den finanziellen Rahmenbedingungen, etwa bei steuerlichen Abschreibungsmöglichkeiten. CCUS ist kein Thema für nur eine Legislaturperiode.

Die Entwicklung und der Betrieb von CCS- und CCU-Anlagen sind kos-

tenintensiv und energieaufwendig. Und es gibt bislang kein tragfähiges Geschäftsmodell ohne eine Senkung der Energiekosten. Derzeit sind weder die finanziellen Rahmenbedingungen noch die Förderung effektiv. So wird in CCU-Produkten zeitweise oder dauerhaft gespeichertes CO₂ im Rahmen des EU-Emissionshandelssystems nur unzureichend angerechnet. Hier könnte Abhilfe geschaffen werden.

Ein zentraler Baustein ist ferner die Errichtung der CO₂-Infrastruktur. Sie muss deutlich vor Ende 2030 erfolgen, um einen frühzeitigen Hochlauf und damit Planungssicherheit für Investitionen zu gewährleisten. Zu klären wären sowohl Finanzierungsfragen als auch, wie komplexe Rechtswege bei Planung und Genehmigung beschleunigt und gegebenenfalls verkürzt werden können.

Hindernisse für Wasserstoffhochlauf beseitigen:

Treibhausgasarm hergestellter Wasserstoff ist ein Schlüsselement der Transformation – sein Einsatz ist praktisch in allen Bereichen möglich: Das gilt sowohl für die stoffliche Nutzung, als auch dort, wo die Elektrifizierung von Prozessen schwierig ist. Für die Chemie-Branche ist Wasserstoff schon heute ein essenzieller Rohstoff. Mit 1,1 Millionen Tonnen (37 TWh) Wasserstoff ist sie derzeit der größte Nutzer in Deutschland. Durch die Transformation der Grundstoffchemie und den Einsatz bei der Prozessdampferzeugung wird der Bedarf bis 2045 auf bis zu 243 TWh steigen.

Die Bundesregierung hat sich in ihrer Wasserstoffstrategie ehrgeizige Ziele gesetzt. Bis 2030 soll Deutschland Leitanbieter für Wasserstofftechnologien sein, und es sollen 10 GW Elektrolysekapazität in Deutschland aufgebaut und Basis der heimischen Wasserstoffproduktion sein. Aktuell befinden sich allerdings nur 0,3 GW in der finalen Investitions- oder Bauphase und gerade einmal 0,15 GW sind in Betrieb. Somit erscheint das Ziel der Strategie innerhalb von fünf Jahren kaum realisierbar. Auf EU-Ebene sieht es kaum besser aus.

Daher muss der Wasserstoffhochlauf endlich an Fahrt gewinnen, sonst wird die Wettbewerbsfähigkeit von Branchen wie der Chemie, die auch künftig auf gasförmige Energieträger angewiesen sind, weiter abnehmen.

Aktuell wird der via Elektrolyse hergestellte „grüne“ Wasserstoff aufgrund der hohen Kosten und den Unsicherheiten bei der Verfügbarkeit viel zu wenig nachgefragt. So ist es nicht verwunderlich, dass bei einer weltweiten Nachfrage nach Wasserstoff von 97 Millionen Tonnen gerade einmal 0,1 Millionen Tonnen auf grünen Wasserstoff entfielen. Zu 90 Prozent wird der erdgasbasiert hergestellte „graue“ Wasserstoff genutzt. Um die Brücke vom „grauen“ zum treibhausgasarm hergestellten „blauen“ bis zum „grünen“ Wasserstoff zu schlagen, brauchen wir eine entsprechende technologieoffene Förderung sowohl bei der Herstellung als auch der Nutzung von treibhausgasarmen Wasserstoff. Mit Blick auf die Transportinfrastruktur wurde durch den Beschluss des Wasserstoffkernnetzes ein wichtiger Schritt getan. Nun sollte das bestehende Gasverteilnetz in die Betrachtungen für den Hochlauf mit-

einbezogen werden. Die daran angeschlossenen 1,8 Millionen Gewerbetunden und deren Dekarbonisierung könnten einen Push für die Nachfrage nach grünem Wasserstoff bringen. Eine Blindstelle der Wasserstoffstrategie ist das Thema Blending, das heißt, Wasserstoff und Gas im gleichen Netz zu transportieren. Die entsprechende Technologie zur Separierung der Gasströme gibt es, eine Zertifizierungsmöglichkeit, die eine Anrechenbarkeit von treibhausgasarmen Wasserstoff bei Entnahme bietet, gibt es nicht. Hier sollte nachgearbeitet werden.

Derzeit ist heimischer grüner Wasserstoff wegen der deutlich höheren Energiekosten in Europa und insbesondere in Deutschland teuer und nicht wettbewerbsfähig. Die Produktionskosten in Deutschland liegen bei etwa acht bis zehn Euro je Kilogramm. Das ist ungefähr achtmal teurer als der aktuelle Erdgaspreis. Eine Studie von McKinsey prognostiziert für 2030 für das sonnenreiche Spanien Produktionskosten für grünen Wasserstoff zwischen 3,1 und 3,8 Euro pro Kilogramm; in Deutschland sind es 6,4 bis 7,8 Euro.

Aktuell aber gibt es für treibhausgasarmen Wasserstoff weder weltweit noch in der EU und Deutschland ein nachhaltiges Geschäftsmodell. In Europa werden die hohen Kosten allerdings zusätzlich durch restriktive und komplexe europäische Regulierung verursacht, die für die Unternehmen entlang der gesamten Wertschöpfungskette ein enormes Hindernis darstellt. Es geht um die sogenannten „Grünstromkriterien“ für den eingesetzten Strom zur Herstellung von „grünem“ Wasserstoff und die noch ausstehende Definition von treibhausgasarmen Wasserstoff. Diese Grünstromkriterien wirken wie ein enges Nadelöhr, das die Kosten für Wasserstoff treibt. Die Bundesregierung muss sich im Rahmen des Clean Industrial Deal dringend für eine vorgezogene Revision und Reform einsetzen. Nach Annahme der Bundesregierung wird Deutschland 2030 etwa 50 bis 70 Prozent des Bedarfs an Wasserstoff und seinen Derivaten importieren. Nach Vorstellung der EU-Kommission sollten auch die Importeure die Grünstromkriterien bei der Herstellung von Wasserstoff erfüllen. Hier liegt ein Risiko für die künftige Verfügbarkeit von Wasserstoff.

Keine permanenten Zielverschärfungen:

Die Chance, die Energiewende auf einen Erfolgskurs zu bringen, sollten wir auch mit Blick auf die generelle Zielsetzung ergreifen. Wir müssen wegkommen von der permanenten Verschärfung von Zielen. Bislang gilt beispielsweise das EU-Ziel, bis 2030 die Treibhausgasemissionen um 55 Prozent zu senken. Vor einem Jahr dann hatte die EU-Kommission empfohlen, die Emissionen bis 2040 um 90 Prozent im Vergleich zu 1990 zu senken. Und die neue EU-Kommission scheint daran anzuknüpfen.

Dabei dürfte schon das 2030er-Ziel kaum zu halten sein – jedenfalls legen das die Emissionsprognosen der EU-Mitgliedstaaten nahe. Damit aber wird das 2040-Ziel schon jetzt nahezu unerreichbar. Die Formulierung immer neuer höherer Klimaziele verunsichert.

Wir sollten zudem den Mut finden, den deutschen Sonderweg innerhalb der EU, Klimaneutralität bereits 2045 zu erreichen, zu verlassen und uns wieder in die gemeinsame europäische Klimapolitik einzuordnen. Das 2045er-Ziel führt durch den hohen Zeitdruck zu einer extremen Regulierungsdichte und treibt die Kosten durch die planwirtschaftlich angelegten technologiespezifischen Subventionen.

Es stimmt: Das energiepolitische Aufgaben- und Pflichtenheft für die neue Bundesregierung ist lang. Viel, zu viel hat sich in den vergangenen anderthalb Jahrzehnten angestaut, zu viel wurde vernachlässigt und auf die lange Bank geschoben.

Die vorgeschlagenen Maßnahmen, um die Energiewende neu zu justieren, werden nicht alle gleichzeitig angepackt werden können. Aber die grundsätzliche Richtung muss stimmen. Und den Handelnden muss klar sein, dass der Neustart unter hohem zeitlichen Druck steht und vor dem Hintergrund vielfältiger globaler Krisen passieren muss.

Um noch einmal Churchills Idee aufzugreifen: Nichts wäre sinnloser, als die aktuellen Krisen nicht zum Anlass zu nehmen, tatkräftig zu regieren.



© PwC

Folker Trepte
Partner, Leiter Energiewirtschaft,
PricewaterhouseCoopers GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Folker Trepte leitet seit 2020 den Fachbereich Energiewirtschaft bei PwC Deutschland. Seit fast 25 Jahren ist der Diplom-Kaufmann, Wirtschaftsprüfer und Steuerberater in unterschiedlichen Positionen für die Versorgungsbranche tätig und hat daher einen ganzheitlichen Blick auf Energieunternehmen. Seine Schwerpunkte liegen einerseits auf Risikomanagement inklusive Energiehandel und Treasury Management und andererseits auf Strategien für erneuerbare Energien und Zero Emission.

© PwC



Julian Holler
Senior Manager, PricewaterhouseCoopers GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Julian Holler ist seit 2010 bei PwC tätig und Experte im Bereich "Commodity Trading & Risk Management". Sein Schwerpunkt liegt auf Bewertungs- und Risikomanagementthemen für Energiehandelsaktivitäten, der Gestaltung von Betriebsmodellen und dem Aufbau von "Origination-to-Trade" Plattformen für asset-backed Handelsaktivitäten. Seine Expertise erstreckt sich über BESS und erneuerbare Energien, die Entwicklung von Target Operating Models im Energiehandel sowie den Wasserstoffhandel, einschließlich Marktentwicklung, Beschaffung und Hedging. Vor seiner Zeit bei PwC war Julian Holler in der akademischen Forschung tätig und promovierte zum Thema Hedge Funds and Financial Markets.

Wie schaffen wir einen zukunftsfähigen Strommarkt?

Die Anforderungen sind klar: Strom muss in Zukunft bezahlbar, klimaneutral und verlässlich verfügbar sein. Um dieses Ziel zu erreichen, müssen zwei Kernaufgaben gelöst werden.

Folker Trepte und Julian Holler

Das politische Ziel ist so klar wie ambitioniert: Bis zum Jahr 2045 soll Deutschland vollständig klimaneutral werden. Dazu muss die Energie- und insbesondere die Stromversorgung auf erneuerbare Energien umgestellt werden. Wenn jedoch hauptsächlich Wind und Sonne die benötigten – und wachsenden – Energiemengen liefern, unterliegt die Energieerzeugung stärkeren Schwankungen als bisher.

Zugleich steigt der Verbrauch, unter anderem durch die zunehmende E-Mobilität, Wärmepumpen und mehr. Auch erzeugen die Verbraucher:innen immer häufiger, zum Beispiel mit Photovoltaik(PV)-Anlagen, selbst Energie und speisen diese ins Stromnetz ein. All diese – teils weitreichenden – Veränderungen muss die Energiewirtschaft berücksichtigen und sich weiterentwickeln. Aber wie?

Zwei Kernaufgaben

Der Strommarkt der Zukunft muss insbesondere drei Dimensionen berücksichtigen: Der Strom muss erstens bezahlbar, zweitens klimaneutral und drittens jederzeit sicher verfügbar sein. Diese Anforderungen stehen teilweise in einem Zielkonflikt zueinander. Daher gilt es, zwei Kernaufgaben zu lösen, die sich aus dem Zusammenspiel der Anforderungen ergeben: ausreichende Flexibilität zu möglichst geringen Kosten verfügbar zu machen und die Kosten für die Transportinfrastruktur zu begrenzen.

Ausreichende Flexibilität schaffen

Der Strommarkt benötigt, künftig vermehrt, ausreichende Flexibilitäten, um stets rasch und angemessen auf Schwankungen von Angebot und Nachfrage zu reagieren. Solche Flexibilitäten umfassen beispielsweise thermische Kraftwerke, Wasserkraftwerke, Batterien und andere Speichermedien; außerdem gehören dazu Flexibilitäten auf der Nachfrageseite.

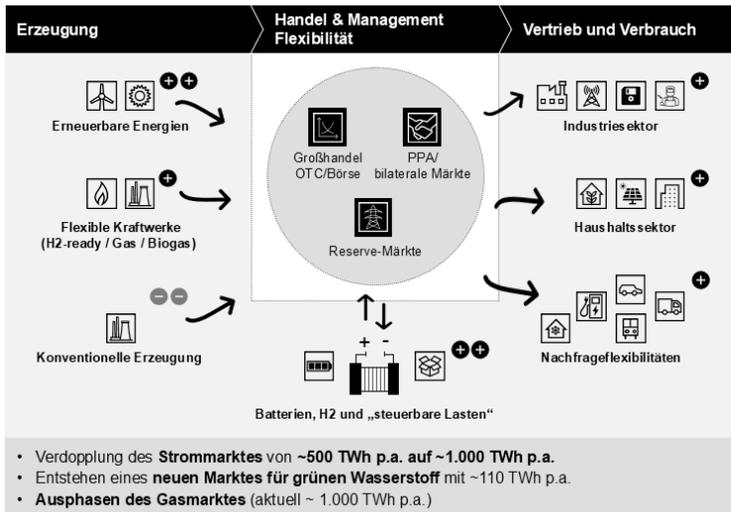


Abb. 1: Überblick über den zukünftigen Strommarkt und die Bedeutung von Handel und Flexibilitäten

Die europäische Regulierungsbehörde ACER beispielsweise geht davon aus, dass Deutschland bis 2030 etwa die zweieinhalbfache Menge der heute verfügbaren Flexibilitäten benötigt. Die Behörde schildert in einem aktuellen Report zudem einen erheblichen Rückstau von Maßnahmen, mit denen sich die verfügbaren Flexibilitäten erhöhen ließen. Die Flexibilitäten auf das benötigte Niveau auszubauen, ist zugegebenermaßen anspruchsvoll. Denn ihr Hochlauf muss wirtschaftlich und im Gleichtakt mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien erfolgen. Dennoch ist dies dringend erforderlich.

Mehr Flexibilität lässt sich vor allem erreichen, indem man mehr Anreize für Akteure schafft, in flexible Assets bzw. die Flexibilisierung ihres Strombedarfs zu investieren. Aufgrund von „Kannibalisierungseffekten“ müssen sich die Geschäftsmodelle flexibler Assets und flexibler Nachfrager allerdings wandeln: Heute werden sie auf dem Großhandelsmarkt bewirtschaftet; künftig müssen sie beispielsweise stärker in H2-bezogene Geschäftsmodelle und die Sektorkopplung integriert werden.

Kosten für die Transportinfrastruktur kontrollieren

Die zweite Kernaufgabe: Mit dem Umbau der Energieversorgung – einschließlich dezentraler Erneuerbare-Energien-Anlagen, größerer Offshore-Cluster im Norden und mehr – steigen die Anforderungen an das Stromtransportsystem. Die dadurch entstehenden Kosten müssen auch im klimaneutralen Energiesystem der Zukunft kontrollierbar sein.

Schon heute machen die Netzkosten allerdings rund die Hälfte der gesamten Energiekosten aus. Zu bedenken ist auch, dass die aktuelle Systematik der Netzentgelte zur Allokation der Netzkosten auf die Netznutzer für ein vergleichsweise stabiles System ausgelegt ist und nicht für ein wachsendes System mit hohem Investitionsbedarf. Perspektivisch werden die Netzkosten – und damit die Netzentgelte – daher noch deutlich steigen.

Grund dafür sind zum einen die Kosten für den Ausbau des Stromnetzes. Dieser ist erforderlich, damit etwa der Strom, der schwerpunktmäßig mit Offshore-Windkraftanlagen in der Nord- und Ostsee erzeugt wird, in die verbrauchsstarken Industriezentren, etwa in Bayern und Nordrhein-Westfalen, gelangt. Zum anderen schlagen die Entschädigungen für Redispatch-Maßnahmen sowie die Kosten für die Vorhaltung von Reservekraftwerken zu Buche. Das sind all die Maßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber, um regionale Überlastungen im Übertragungs- und Verteilnetzen zu vermeiden oder zu beseitigen. Diese Überlastungen werden häufiger, wenn mehr Erneuerbare-Energien-Anlagen Strom ins Netz einspeisen.

Um die Belastung des Netzes zu senken und die Eintrittswahrscheinlichkeit sowie das Ausmaß von Netzengpässen zu verringern, bieten sich lokale Preissignale an. Mit ihnen würden die Akteure des Energiemarkts effiziente Entscheidungen treffen und beispielsweise dann mehr Energie verbrauchen, wenn diese günstiger ist. Das bedeutet: Mit lokalen Preissignalen lassen sich Lasten und Erzeugung in lokalen Teilmärkten besser steuern; sie verringern die Notwendigkeit für Netzausbau und Redispatch-Maßnahmen.

Wo Marktmechanismen nicht genügend lokale Signale generieren können, müssen regulatorische Maßnahmen dafür sorgen, dass die Marktteilnehmer flexible Assets netzdienlich einsetzen. Zudem müsste es Anreize dafür geben, dass flexible sowie erneuerbare Assets mit einer geeigneten Standortwahl netzdienlich positioniert werden.

Wahrscheinlich wird das Netz jedoch auch mit lokalen Preissignalen nicht gänzlich auf Redispatch- und andere Maßnahmen des Engpassmanagements verzichten können. Eine radikalere Lösung wäre, die einheitliche deutsche Gebotszone aufzuteilen – was wiederum lokale Preissignale erzeugen würde. Solch ein Ansatz würde allerdings wegen des langen Zyklus‘ von Investitionsentscheidungen nur langfristig funktionieren und die Umsetzung wäre sehr komplex. Es gäbe hohe „Vermögenstransfers“ bei bestehenden Assets und Verträgen, zudem würde die Marktliquidität deutlich sinken. Deshalb ist die Aufteilung der einheitlichen Gebotszone in der Praxis keine vernünftige und rasch umsetzbare Option.

Die Flexibilität erhöhen – aber wie?

Wie lässt sich die erste Kernaufgabe – mehr Flexibilität – besser bewältigen? Zunächst: Ein grundsätzliches, strukturelles Problem der Energiewende ist es, dass sie ein Mismatch zwischen Stromerzeugung und -nachfrage verursacht.

Betrachten wir zur Veranschaulichung einmal die Erzeugungsseite: Im Jahr 2035 soll beispielsweise die installierte Leistung von Windenergieanlagen in Deutschland bereits 207 Gigawatt (GW) betragen (157 GW Onshore- und 50 GW Offshore-Anlagen) – also knapp das Dreifache der Ende 2024 installierten Leistung von 72,7 GW (davon 63,5 GW Onshore und 9,2 GW Offshore). Und beim Strom aus Photovoltaik sollen bis 2030 noch einmal knapp 210 GW installierte Leistung hinzukommen (von 99,3 auf 309 GW). Allerdings gibt es derzeit vermehrt Probleme dabei, Erneuerbare-Energien-Anlagen und Batteriespeicher ans Netz anzuschließen.

Das Netz muss nicht nur eine größere geografische Diskrepanz zwischen Angebot und Nachfrage ausgleichen, sondern auch grundsätzlich mehr Strom transportieren: Um klimaneutral zu werden, benötigen beispielsweise der Verkehrs- und der Wärmesektor mit Elektrofahrzeugen und Wärmepumpen künftig deutlich mehr Strom als bisher. Die Übertragungsnetzbetreiber rechnen im Szenariorahmen des aktuellen Netzentwicklungsplans für 2037 beispielsweise mit einem Stromverbrauch von 922 bis 1.024 Terawattstunden (TWh); das ist mehr als das Doppelte des deutschen Verbrauchs im Jahr 2024 (432 TWh).¹

Das Management der Residuallast wird komplexer

Außerdem wird sich die Nachfrage strukturell verändern und flexibler werden; Wärmepumpen und Kühllhäuser beispielsweise können ihren Stromverbrauch zeitlich verschieben, wenn Sonne und Wind weniger Strom erzeugen. Und die Eigenerzeugung durch Photovoltaikanlagen, Behind-the-Meter-Batterien und lokale, vom Netz unabhängige Energy-Sharing-Modelle beispielsweise sorgen dafür, dass viele Marktteilnehmer das Netz über lange Zeit nutzen, um Strom einzuspeisen – und dann etwa im Winter große Mengen auf einmal nachfragen müssen.

Die schwankende Erzeugung aus erneuerbaren Energiequellen und die Veränderungen auf der Nachfrageseite sorgen dafür, dass es deutlich komplexer wird, die Residuallast – also die Stromnachfrage von Industrie und Haushalten abzüglich der fluktuierenden Einspeisung durch Photovoltaik- und Windkraftanlagen – zu managen. Dies erfordert eine ganzheitliche Betrachtung der unterschiedlichen beteiligten Sektoren, insbesondere Strom, Wärme, Verkehr und Industrie.

Klar ist auch: Je weiter der Ausbau der Erneuerbaren fortschreitet, desto ausgeprägter sind die kurzfristigen Schwankungen im Netz, die sich im schlimmsten Fall als Stromausfall bemerkbar machen. Flexibilitäten müssen die Ausschläge in beide Richtungen, also positive wie negative Residuallasten, ausgleichen.

1 https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2025/03/PD25_091_43312.html

Es gibt einige Mechanismen, die dazu dienen können, die Residuallast künftig besser zu managen. Sie lassen sich durch ein passendes Marktdesign fördern:

a) Eine flexibilisierte Nachfrage etwa in Haushalten und Industrie, die den Verbrauch dem Angebot anpasst, verringert die Residuallast. Erforderliche Maßnahmen beim Marktdesign beziehen sich hier insbesondere auf den Abbau von Hemmnissen zur Marktintegration solcher Flexibilitäten; dazu gehören insbesondere regulatorische Hemmnisse und technische Aspekte wie Smart Meter.

b) Sowohl die Großhandels- als auch die Reserve- und Balancing-Märkte sollten den Wert flexibler Assets und flexibler Lasten transparent machen, so die markt- bzw. netzdienliche Steuerung solcher Anlagen sicherstellen und adäquat kompensieren. Dies würde zusätzliche Anreize zum Bau flexibler Assets schaffen.

c) Kapazitätsmärkte für flexible Assets dienen dazu, die Verfügbarkeit von flexiblen Kapazitäten im Notfall sicherzustellen.

Zu den genannten Mechanismen im Einzelnen:

a) Nachfrageseite: Flexibilitätspotenziale heben

Wie skizziert werden Technologien wie die Elektromobilität die Stromnachfrage künftig weiter erhöhen. Viele dieser Technologien lassen sich allerdings auch nutzen, um die Nachfrage flexibel zu gestalten und so auf das Angebot abzustimmen. Bei den Privathaushalten lassen sich beispielsweise Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen sowie Home-Batteriespeicher netzdienlich betreiben.

Die Technologien sind grundsätzlich mittels intelligenter Schnittstellen so steuerbar, dass sie vor allem dann Strom verbrauchen, wenn das Angebot groß ist. Neben regulatorischen Hemmnissen bezüglich der Steuerung von „Behind-the-Meter“-Anlagen durch externe Dienstleister besteht ein weiteres Hemmnis im zu schleppend verlaufenden Roll-out von Smart-Metern. Der netzdienliche Betrieb geschieht normalerweise automatisch, wenn die Verbraucher mit dynamischen Tarifen zum Marktpreis abgerechnet werden. Zugleich wird der netzdienliche Betrieb immer wichtiger: Im Jahr 2030 werden die flexiblen Verbraucher in Deutschland Prognosen zufolge bereits über eine Anschlussleistung von etwa 200 GW verfügen.

In der Industrie erfüllen Elektrolyseure zur Wasserstoffherzeugung, Großwärmepumpen und Wärmespeicher bzw. -netze eine ähnliche Funktion. Intelligente Schnittstellen und Steuerungssysteme erlauben es einigen Industriebetrieben zudem, eine sogenannte Demand Side Response (DSR) zu betreiben. Das bedeutet, dass sie ihren Stromverbrauch an externe Preissignale anpassen. Auch DSR zielt also darauf ab, Strom vor allem dann zu

verbrauchen, wenn er günstig ist.

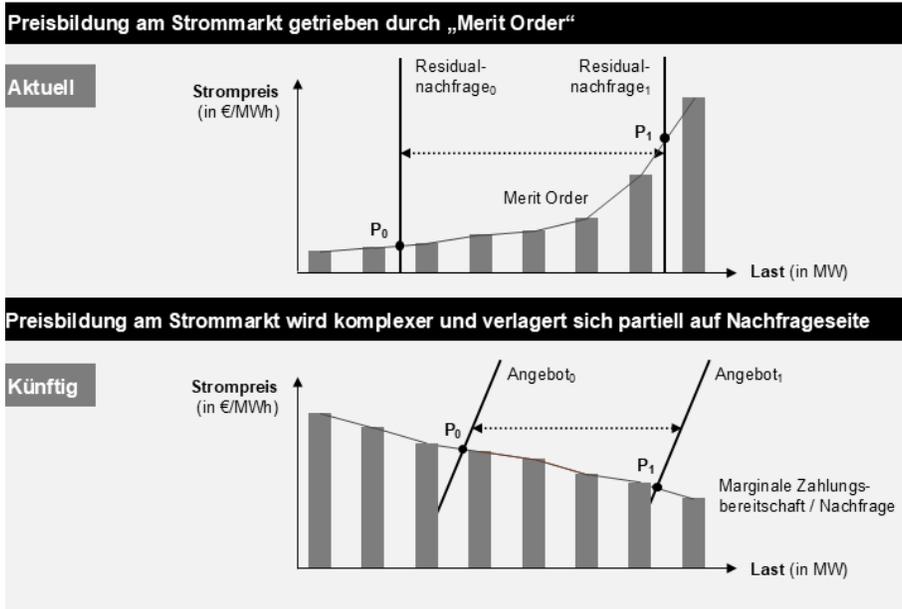


Abb. 2: Veränderungen der Marktstruktur verändern die Preisbildungsprozesse am Strommarkt

Flexibilität mit Smart Metern und dynamischen Tarifen steigern

Heben lassen sich die Flexibilitätspotenziale auf der Nachfrageseite zum Beispiel mit dynamischen Tarifen, die sich nach dem Großhandelspreis richten. Sie sind seit dem 1. Januar 2025 Pflicht für größere Stromanbieter, doch ihre Einführung verzögert sich. Dynamische Tarife, die sich nach dem Börsenstrompreis richten, aber ein konstantes Netzentgelt voraussetzen, könnten einer Studie des Verbands der Elektro- und Digitalindustrie (ZVEI) zufolge die Stromsystemkosten für ein Elektroauto um gut zwei Drittel (67 Prozent) senken – also die Kosten, die für Erzeugung und Netzbetrieb anfallen. Für diese dynamischen Tarife sind Smart Meter, intelligente Messsysteme, die entscheidende Schnittstelle. Sie sind ebenfalls seit Anfang 2025 vorgeschrieben, vorerst aber nur für Haushalte mit einem Jahresstromverbrauch von mehr als sechs MW oder einer installierten PV-Anlage, einer Wärmepumpe oder Wallbox. Bis zum Jahr 2030 soll der Smart-Meter-Roll-out abgeschlossen sein; um dieses Ziel zu erreichen, verläuft der Ausbau allerdings noch zu schleppend. Haushalte mit niedrigerem Verbrauch haben ebenfalls einen Rechtsanspruch darauf, ein intelligentes Messsystem zu nutzen.

Zeitvariable Netzentgelte

Zeitvariable Netzentgelte würden die Systemkosten in demselben Anwendungsfall um 70 Prozent senken. Davon würde nicht nur das System ins-

gesamt profitieren, sondern auch die Haushalte in Form niedrigerer Stromrechnungen. Bei Wärmepumpen ist das Einsparpotenzial insgesamt geringer; ein vollständig flexibler Tarif würde sich bei ihnen allerdings ebenfalls positiv auswirken: Die Systemkosten sinken je nach Flexibilität des Tarifs um 15 bzw. 24 Prozent.

Solche variablen Netzentgelte müssen die Netzbetreiber seit April 2025 anbieten. Dabei legt der Netzbetreiber für verschiedene Tageszeiten Preisstufen fest, die sich danach richten, wie sein Netz typischerweise ausgelastet ist. Verbraucher:innen können sie allerdings nur nutzen, wenn sie dem Netzbetreiber gleichzeitig auch erlauben, die Leistung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen wie Ladeboxen oder Wärmepumpen zeitweilig zu reduzieren, um das Netz zu entlasten – in diesem Fall profitieren die Verbraucher:innen gleichzeitig von pauschal niedrigeren Netzentgelten.

Solch eine Kopplung von netzdienlichem Verhalten und Netzentgelten plant die Bundesnetzagentur auch für die Industrie. Bisher setzen die Netzentgelte, der Logik der früheren Energiewirtschaft mit stabil steuerbaren Anlagen folgend, in diesem Sektor häufig Fehlanreize, weil sie etwa belohnen, wenn Betriebe das Netz zu möglichst jedem Zeitpunkt gleichmäßig nutzen – das ist die sogenannte Bandlastprivilegierung, die externe Signale gerade nicht berücksichtigt.

Aggregator-Geschäftsmodelle erleichtern

Sinnvoll wäre es schließlich auch, die Etablierung von Aggregator-Geschäftsmodellen zu erleichtern: Aggregatoren fassen dezentrale Erzeugungs- und Verbrauchseinheiten zusammen und machen sie mittels digitaler Schnittstellen zentral steuerbar. So können viele kleinere, dezentrale Anlagen gemeinsam netzdienlich wirken. Aggregatoren können zum einen effizienter an den Strommärkten agieren, weil sich mit ihnen vermeiden lässt, in Zeiten eines zu großen Angebots negative Preise zu zahlen. Zudem können sie perspektivisch als Flexibilitäten auch (entlohnte) Netzdienstleistungen erbringen.

Solche Geschäftsmodelle ließen sich fördern, wenn die entsprechenden Akteure einfacher an den Reserve-, Day-Ahead- und Intraday-Strommärkten teilnehmen könnten. Zudem müsste der Regulator die Grundlagen dafür schaffen, dass Aggregatoren überhaupt erst einmal am Markt für Systemdienstleistungen teilnehmen können, etwa am Engpassmanagement nach § 13k des Energiewirtschaftsgesetzes. Hierfür läuft bereits ein Probetrieb. Geplant ist außerdem, entsprechende Dienstleistungen künftig über Auktionen zu vergeben.

b) Die Strommärkte mit „Energy-Market-Only“-Maßnahmen optimieren

Parallel zur skizzierten Flexibilitätserhöhung auf der Nachfrageseite ließe sich der Flexibilitätsbedarf auch reduzieren, indem über die Preissignale auf Großhandels- und Reservemärkten Flexibilitäten optimal eingesetzt und der Wert

der bereitgestellten Flexibilität marktgerecht vergütet würde – ein weiterer Anreiz zum Bau flexibler Anlagen bzw. Nachfrager.

In größeren Regelzonen wirken sich Störungen schwächer aus

Größere Regelzonen innerhalb des Netzes sowie eine bessere grenzüberschreitende Zusammenarbeit könnten ebenfalls helfen, die Märkte effizienter zu gestalten: Weil sich einzelne Ereignisse in größeren Kontexten geringer auswirken, ließen sich etwa die Auswirkungen von Störungen in größeren Regelzonen leichter kompensieren. Außerdem gleichen sich Schwankungen bei der Erzeugung und der Nachfrage über größere Netzzonen hinweg stärker aus – die Schwankungen der Residuallast sind entsprechend geringer. Außerdem ermöglicht ein solches Pooling von Flexibilitäten über größere Marktgebiete hinweg, die Menge an vorzuhaltenden Flexibilitäten zu reduzieren. Dies verringert die Investitionskosten.

In Richtung einer stärkeren Integration der europäischen Energiemärkte wirken Instrumente der Europäischen Union wie das PICASSO-Projekt zur Kooperation bei der Bereitstellung von Sekundärregelleistung, über das Grenzpreise pro Regelzone, die ausgetauschten Leistungsmengen sowie die Gründe für gemeldete Nichtverfügbarkeiten von Regelleistungsgeboten gemeldet werden. Und die MARI-Verordnung (MARI, Manually Activated Reserves Initiative) etablierte im Jahr 2022 einen europäischen Markt für die Minutenreserve (mFRR, manual Frequency Restoration Reserve).

Eine weitere Initiative ist TERRE (Trans European Replacement Reserves Exchange), eine europäische Plattform für den Austausch von Ersatzreserven zwischen Übertragungsnetzbetreibern. Ziel ist es, die Beschaffung und Aktivierung von Ersatzreserven zu optimieren, um Netzfrequenzabweichungen auszugleichen und die Stabilität des Stromnetzes sicherzustellen.

Zu nennen ist außerdem die CACM-Verordnung (CACM, Capacity Allocation and Congestion Management), die europaweit wesentlichen Regeln für den Cross-Border Day-Ahead- und Intraday-Stromhandel vorschreibt und die Vorgehensweise zur Allokation der grenzüberschreitenden Stromübertragungskapazitäten festlegt.

Verschiedene Beispiele, darunter die Probleme bei der Einführung von PICASSO in Italien, zeigen jedoch, wie komplex es ist, konzeptionell sinnvolle Ansätze zur geographischen Integration von Märkten in der Praxis umzusetzen.

Regelenergie-, Spot- und Intraday-Märkte besser miteinander integrieren

Um Investitionen in flexible Assets anzuregen, sollte die Politik insbesondere die Großhandelsmärkte deregulieren. Vor allem sollte das sogenannte Scarcity Pricing im Day-Ahead-, Intraday-Handel sowie auf den Reservemärkten zugelassen werden. Wenn Höchstpreisregulierungen („Price Caps“)

abgeschafft werden, motiviert dies zu Investments in flexible (und inflexible) Assets. Solche marktbasiereten Instrumente zur Preisfindung wären tendenziell effizienter als etwa Kapazitätsmechanismen. Denn letztere erfordern als administratives Tool sehr viel Know-how auf Seiten des Regulators, um den richtigen Erzeugungsmix zu erzielen. Allerdings sind marktbasierete Instrumente politisch häufig nicht gewollt, wie etwa die jüngeren Diskussionen von CDU und SPD darüber zeigen, die Reservekraftwerke künftig wieder häufiger zu aktivieren und so Strompreisspitzen zu kappen.

Ebenfalls sinnvoll wäre es, Maßnahmen umzusetzen, die die Integration der Preisfindung auf Reserve-, Day-Ahead- und Intraday-Märkten erhöhen. Damit ließe sich sicherstellen, dass jedes Asset in den jeweiligen Markt – Reserve, Day-Ahead oder Intraday – geht, in dem es Wettbewerbsvorteile hinsichtlich der Flexibilitätsbereitstellung hat.

Hierfür wäre es wesentlich, die Granularität der unterschiedlichen Produktspezifikationen in den Reserve-, Day-Ahead- und Intraday-Märkten anzugleichen. Die Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland prüfen dies derzeit. Bei der Implementierung sind jedoch komplexe Interdependenzen zwischen den Reservemärkten in Deutschland und seinen Nachbarländern (PICASSO, MARI, TERRE und CACM) zu beachten.

Balancing-Entscheidungen in Preissignale umsetzbar machen

Weitere Maßnahmen hierzu sollten möglichst sicherstellen, dass der Strommarkt alle Balancing-Entscheidungen in Preissignale umsetzen kann. Aktuell ergreifen die jeweiligen Verantwortlichen solche Maßnahmen häufig unabhängig von Marktmechanismen – etwa die Netzbetreiber ab „Gate Closure“, also einem festgelegten Zeitpunkt vor Lieferbeginn. Auch Stromreserven, die in langfristigen Verträgen gebunden sind (aktuell circa acht GW, das heißt circa zehn Prozent der Spitzenlast im deutschen Stromnetz), entziehen sich dem Marktmechanismus. Dementsprechend verzerrt sind die Preissignale, die der Markt schließlich sendet. Bedenkenswert wäre es auch, wenn die Politik die Reservemärkte für weitere Anbieter von Flexibilität öffnen würde, indem sie die Spezifikation verschiedener Reserveprodukte sowie Präqualifizierungsanforderungen anpasst.

Solche „Energy-Market-Only“-Maßnahmen sind prinzipiell geeignet, Business Cases für flexible Assets zu schaffen. Solche Geschäftsmodelle hätten allerdings die Herausforderung, dass sie mit einer relativ hohen Cashflow-Volatilität umgehen müssen. Langfristige Investitionen würden also nur mit unsicheren kurzfristigen Cashflows zurückgezahlt – aus Sicht von Banken ist dies ein erhebliches Risiko. Auch wenn die skizzierten Maßnahmen die Strommärkte erheblich effizienter gestalten und so den Bedarf an Flexibilitäten reduzieren bzw. die Flexibilität erhöhen können – sie reichen noch nicht aus, um ausreichend Flexibilität in den Markt zu bringen.

c) Erzeugerseite: Eine Richtungsentscheidung steht an

Auch wenn die in den vorhergehenden Abschnitten a) und b) skizzierten Maßnahmen alle umgesetzt werden würden, bestände weiterhin eine Kapazitätslücke. Um diese Lücke mit zusätzlichen Erzeugern zu schließen, wird als Instrument ein Kapazitätsmarkt diskutiert. Er steht im Gegensatz zu einem Energy-Only-Markt, auf dem allein der produzierte Strom vergütet wird. Auf einem Kapazitätsmarkt sollen demgegenüber auch vorgehaltene Kraftwerkskapazitäten vergütet werden – unabhängig davon, ob die Kraftwerke Strom produzieren oder nicht. Über einen Kapazitätsmarkt lassen sich prinzipiell Investitionskosten – zum Beispiel für den Bau von Kraftwerken – refinanzieren, und nicht allein über den Stromverkauf.

Kapazitätsmärkte

Die entscheidende Frage ist, welche Anlagentypen und welche Standorte der Regulator über einen Kapazitätsmechanismus fördern sollte. Hier steht eine Richtungsentscheidung an: Sollte der Fokus eher auf Gasturbinenkraftwerken liegen, die bei Vollastbetrieb hohe Wirkungsgrade aufweisen, oder auf kleinteiligen, möglicherweise auch dezentralen Erzeugungsanlagen wie Gasmotorkraftwerken und Batterien? Letztere etwa hätten den Vorteil, dass sie sich modular betreiben und ausbauen lassen. Sie könnten netzdienlich platziert und bei Bedarf sogar verlagert werden. Darüber hinaus sind die verschiedenen Anlagentypen sehr unterschiedlich in der Lage, Momentanreserven zur Verfügung zu stellen.

Sollen dafür zusätzlich „H2-ready“-Gaskraftwerke bevorzugt werden, ergeben sich weitere praktische Herausforderungen: Was genau ist etwa mit „H2-ready“ gemeint? Welche technischen Anforderungen sollen gelten? Und wie hoch dürften die Kosten sein, die anfallen, um Anlagen auf Wasserstoff umzurüsten? Außerdem ist zu prüfen, wie der Ausbau von H2-ready-Erzeugungsanlagen und der Aufbau eines Wasserstoff-Kernnetzes aufeinander wirken.

Vorgesehen ist auch eine regionale Komponente bei der Bezuschlagung von Geboten, um beispielsweise Redispatch-Kosten zu reduzieren, die im Zuge der Steuerung der Frequenz im Stromnetz anfallen. Was ist dann aber mit anderen Dimensionen der Netzstabilität, beispielsweise der Bereitstellung von Blindleistung, der lokalen Verfügbarkeit von Momentanreserven und so fort?

Schließlich ist beim Design eines Kapazitätsmechanismus auch zu beachten, dass sich viele Prozesse auf der Erzeugungsseite dynamisch entwickeln: So sind die Business Cases für Batteriespeicher aktuell beispielsweise attraktiv, weil die untertägige Preisstruktur ein ausgeprägtes Tagesprofil aufweist und die Intraday-Märkte sich sehr volatil verhalten. Mit zunehmender Verbreitung flexibler Assets wird deren Preisstruktur jedoch flacher werden – das Marktdesign muss sicherstellen, dass die Assets einander dann nicht kannibalisieren, etwa durch alternative Anwendungsfälle.

Sobald diese Fragen geklärt und die grundsätzliche Zielsetzung des Kapazitätsmechanismus klar ist, kann die konkrete Ausgestaltung erfolgen. Dazu werden aktuell verschiedene Modelle diskutiert: als Kapazitätsmarkt mit Spitzenpreis-Hedging, als dezentraler, zentraler oder kombinierter Kapazitätsmarkt.

So oder so: Um einen passenden Mix der verschiedenen Erzeugungsarten zu erreichen, sollte die Regulierung unterschiedliche Flexibilitätsressourcen auch unterschiedlich behandeln –je nachdem, wie sie sich im Betrieb verhalten. Grundsätzlich gilt: Je mehr erneuerbare Erzeugungsanlagen im System sind, desto stärker müssen flexible Assets die Erzeugung der unflexiblen „grünen“ Anlagen ergänzen bzw. ausgleichen.

Optimierung anderer Fördermechanismen

Die bestehende Stromerzeugung bietet weiteres Potenzial, um mehr Flexibilität zu erreichen, etwa indem der Gesetzgeber die Regulierung der erforderlichen Betriebsstunden von Blockheizkraftwerken (BHKWs) stärker auf eine flexible Fahrweise ausrichten würde. Aktuell werden Betreiber von Netzkosten entlastet, wenn die BHKWs im Grundlastbetrieb gefahren werden. Würden die Vorgaben zu den jährlichen Mindestbetriebsstunden deutlich abgesenkt werden, würden die Betreiber Flexibilitäten zur marktgetriebenen Optimierung der Fahrweise der Anlagen erhalten.

Die Notwendigkeit zum Netzausbau reduzieren

Wie geschildert, wird die installierte Leistung künftig weiter steigen. Der Großteil davon wird nicht in industriellen Ballungszentren entstehen – also dort, wo die Nachfrage nach Strom groß ist –, sondern überwiegend im ländlichen Raum oder sogar auf See, vor allem in Nord- und Ostdeutschland. Das stellt das Energiesystem vor große Herausforderungen. Denn es war bisher darauf ausgerichtet, die Nachfrage mit Großkraftwerken mehr oder weniger dort zu bedienen, wo sie entsteht – also vor allem in den industriell geprägten Ballungsgebieten West- und Süddeutschlands. Es muss also deutlich mehr Strom durch Deutschland transportiert werden als bisher.

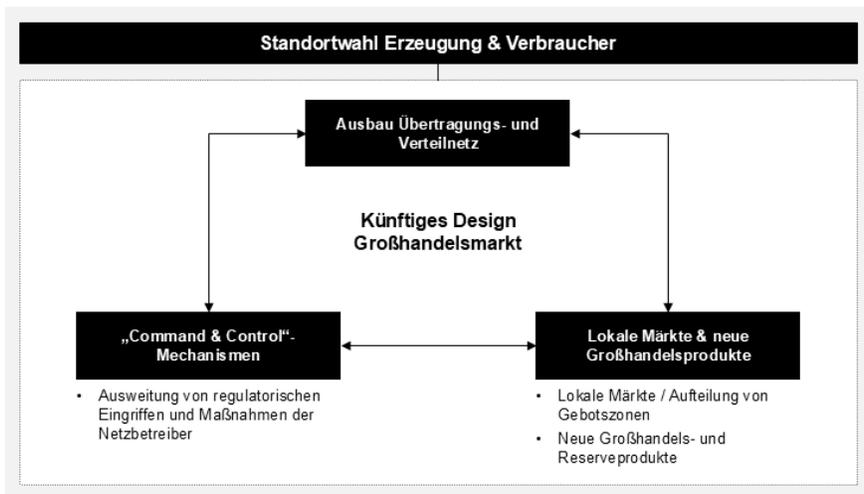


Abb. 3: Mögliche Veränderungen im Design der Großhandelsmärkte und der Entstehung neuer Märkte

Dass mit steigender installierter Leistung das Stromnetz ausgebaut werden muss, steht außer Frage. Beeinflussen lässt sich jedoch, in welchem Umfang dies erforderlich ist. Reduzieren lässt sich die Notwendigkeit zum Netzausbau insbesondere mit lokalen Preissignalen. Wenn sie fehlen, verursachen Fehlallokationen Engpässe im Netz. Um sie ohne lokale Signale auszugleichen, benötigt das Netz überdimensionierte Transportkapazitäten.

Regionalisierte Gebotszonen?

Eine einfache, aber radikale Lösung, um Fehlallokationen zu vermeiden, besteht darin, die einheitliche deutsch-luxemburgische Gebotszone aufzuteilen. In den regionalisierten Gebotszonen würde sich die lokale Nachfrage über den Preis prinzipiell stärker an der lokalen Erzeugung ausrichten. (Groß-)Verbraucher würden sich theoretisch häufiger dort ansiedeln, wo der Strom günstig ist, und die Transportlast würde sinken.

Auch wenn theoretisch einiges für diesen Ansatz spricht – praktisch stehen ihm aktuell (zu) viele Schwierigkeiten entgegen: Eine Aufteilung würde für große Unsicherheit sorgen, vor allem hinsichtlich Investitionen seitens der Industrie. Höhere Strompreise in Süd- und Westdeutschland würden die Werthaltigkeit von über langer Zeit gewachsenen Industrieclustern reduzieren, während gleichzeitig niedrigere Strompreise in Nord- und Ostdeutschland den Wert von Investitionen in Offshore- und Onshore-Windanlagen nachhaltig reduzieren würden. Die kleineren Strommarktgebiete würden außerdem eine geringere Marktliquidität aufweisen, was wiederum die Hedging-Kosten von Marktteilnehmern und damit letztlich auch die Stromkosten erhöhen dürfte. Eine Aufteilung der Gebotszone ist momentan deswegen nicht das Mittel der Wahl.

Regional und zeitlich differenzierte Netzentgelte

Lokale Signale lassen sich auch mit regional und zeitlich differenzierten Netzentgelten erzeugen: Sie lenken die Nachfrage in Regionen und Zeiten, in denen ausreichend Strom zur Verfügung steht.

Neue, marktbasierete Lösung für das Engpassmanagement

Werden Engpässe auf der Hoch- und Höchstspannungsebene absehbar, lassen sie sich präventiv durch marktbasieretes Engpassmanagement auffangen: Von Aggregatoren zusammengestellte Pools von Niederspannungsflexibilitäten bieten im Vorfeld des Day-Ahead-Markts über Leistungspreisgebote verbindlich an, ihre Leistung vorzuhalten. Diese flexiblen Assets kann der Markt dann allerdings nicht mehr dem Netzbetreiber zur Verfügung stellen, um die Netzfrequenz zu steuern.

Auch Lasten lassen sich sinnvoll in Redispatch und Engpassmanagement einbinden – Marktteilnehmer können sich verpflichten, überschüssige Leistung „kostenlos“ abzunehmen, um zu vermeiden, dass die Netzbetreiber Erzeugung abriegeln müssen. In solchen Fällen muss allerdings klar geregelt sein, dass es sich um zusätzliche Leistung handelt (entsprechend dem „Zusätzlichkeitsgebot“ gemäß §13k des Energiewirtschaftsgesetzes). Ansonsten würden Verbraucher ihre Lasten womöglich künstlich niedrig halten, um vom Engpassmanagement wirtschaftlich zu profitieren.

Dass ein so gestaltetes Engpassmanagement über lokale Flexibilitätsmärkte umsetzbar ist, zeigen etwa Marktmechanismen wie Piclo Flex in Großbritannien und GOPACS in den Niederlanden. Voraussetzung hierfür ist jedoch eine ausreichende Digitalisierung auf allen Netzebenen.

Direkte Steuerung von Standortentscheidungen

Demgegenüber ist die sogenannte Netzampel geeignet, den Zubau von erneuerbaren Energien stärker an der Netzkapazität auszurichten: An den Planungen für das Verteilnetz ausgerichtet, bildet sie die heutige und zukünftige Netzsituation von rot bis grün ab; dabei berücksichtigt sie auch die kommunale Flächennutzungsplanung für erneuerbare Energien sowie das Potenzial zusätzlicher Verbraucher. Springt die Ampel in einem Gebiet auf gelb oder rot, dauert es länger, eine Anlage ans Netz anzuschließen. Außerdem müssen sich die Investoren in diesen Gebieten stärker an den Kosten für den Netzausbau beteiligen. Ein solcher Mechanismus würde den Zubau erneuerbarer Energien also an netzdienlichere Standorte lenken. In Süddeutschland würden die Preissignale zudem den Bau von Flexibilitätskapazitäten fördern.

Auch regionale Komponenten in Kapazitätsmechanismen können Anreize schaffen, flexible Erzeugungsanlagen an netzdienlichen Standorten zu positionieren. Und schließlich können auch Förderprogramme dazu beitragen, die richtigen Signale für die Standortwahl zu erzeugen – etwa beim Ausbau von Elektrolysekapazitäten. Als Hebel können hier Baukostenzuschüsse und (vergünstigte) Netzanschlusskosten wirken. Gerade bei den Elektrolysekapazitäten

ten müssen Akteure, die Förderinstrumente nutzen, meist Zielkonflikte navigieren: Systemdienlich sind Elektrolyseure beispielsweise eher dort, wo es große Stromerzeuger gibt, weil dies das Stromnetz entlastet. Dadurch erhöht sich allerdings wiederum die Transportlast für den erzeugten Wasserstoff, der trotzdem zu den Verbrauchern gelangen muss.

Vom Plan zur Umsetzung: Die wichtigsten Handlungsoptionen

Wie lassen sich Flexibilität und Kostenkontrolle bei der Energieinfrastruktur konkret umsetzen? Geeignete Maßnahmenbündel lassen sich wie folgt unterteilen: erstens „No-Regret“-Maßnahmen – also Maßnahmen, die unabhängig von der genauen Ausgestaltung des Energiesystems erforderlich sind; zweitens Maßnahmen, die Marktmechanismen stärken, und drittens ein konsistentes Framework für gezielte Investitionsanreize.

No-Regret-Maßnahmen

Die No-Regret-Maßnahmen sollten zunächst (informations-)technische Aspekte abdecken und allem voran die Digitalisierung der Netze umfassen – beispielsweise mit der Ertüchtigung der Netze auf Mittel- und Niederspannungsebene, auf der ein Großteil der Energiewende stattfindet, um das lokale Engpassmanagement zu ermöglichen. Dringend sollte auch der Smart-Meter-Roll-out beschleunigt umgesetzt werden; er ist Grundlage unter anderem für dynamische Tarife und Geschäftsmodelle, die auf der Nachfrageseite für mehr Flexibilität sorgen.

Ebenfalls wichtig ist es, die bestehende Regulierung kritisch zu überprüfen und zu harmonisieren. So wird – als eines von vielen Beispielen – der Begriff „Speicher“ unterschiedlich und zum Teil widersprüchlich verwendet. Hier braucht es begriffliche Eindeutigkeit und praxisnähere Formulierungen. Der Begriff „Mehrerlösabschöpfung“ etwa basiert auf einem äußerst praxisfernen Verständnis davon, wie Kraftwerke bewirtschaftet werden. Darüber hinaus funktioniert die Gesetzgebung teils zu langsam, gemessen an der hohen Veränderungsdynamik der Rahmenbedingungen.

Stärkung von Marktmechanismen

Effiziente Großhandelsmärkte für Strom leisten einen wesentlichen Beitrag dazu, dass bestehende Flexibilitäten optimal eingesetzt werden, und schaffen Anreize zur Investition in flexible Anlagen bzw. zur Flexibilisierung der Nachfrage. Eine Roadmap für die Weiterentwicklung des Strommarktes sollte daher folgende Maßnahmen berücksichtigen:

1. Maßnahmen, die die Marktintegration aller Assets und Nachfrager in Reserve-, Day-Ahead- und Intraday-Märkte ermöglichen, die technisch in der Lage sind, Flexibilität zu stellen. Es gilt, alle Flexibilitätspotenziale zu mobilisieren.
2. Nutzung von Pooling-Effekten bei den Flexibilitäten durch die Förderung von Market-Coupling zwischen verschiedenen Ländern. Dies würde den

Bedarf an Flexibilität und damit auch Capex für neue Anlagen reduzieren.

3. Eine bessere Verzahnung von Reserve-, Day-Ahead-, Intraday- und Balancing-Märkten würde einen effizienten Einsatz bestehender Flexibilitäten begünstigen.

Schließlich sollten bestehende und alle neuen Regulierungen daraufhin geprüft werden, ob sie zu marktkonformem Verhalten anreizen und inwieweit sie ggf. unnötige Hemmnisse für die Marktintegration neuer Marktteilnehmer (zum Beispiel Aggregatoren) und Anlagenarten (etwa Windanlagen in Reservemärkten) schaffen. Hierzu zählt auch eine Überprüfung der aktuellen Struktur der Netzentgelte, die gegenwärtig teilweise „netzundienliches“ Verhalten incentiviert.

Investitionsanreize auf Grundlage eines ganzheitlichen Zielbilds schaffen

Der Markt und ein effizienter Regulierungsrahmen können dazu beitragen, mehr Investitionsanreize zu schaffen. Manche Probleme lassen sich jedoch nicht allein mit Marktmechanismen lösen. Dazu gehören insbesondere „Missing Money“-Probleme bei der Finanzierung flexibler Assets mit sehr volatilen Cashflows und beim Hochlauf neuer Technologien wie Wasserstoff sowie Probleme bei der „Synchronisierung“ bzw. des zeitlich abgestimmten Ausbaus flexibler Lasten bei erneuerbaren Erzeugungsanlagen, Batterien, dem Netz und mehr.

Geeignete Maßnahmen, um diese Herausforderungen zu lösen, sind:

1. Die Vorgabe von Steuerungsimpulsen – zum Beispiel eine Netzausschaltung für den Netzanschluss – für Investitionen in neue Assets, Batterien und mehr, und zwar auf Grundlage eines integrierten Zielbilds für die künftige Erzeugungs- und Verbrauchslandschaft Strom, Wärme, Wasserstoff und Gas in Deutschland, einschließlich des Netzes, der Geografie sowie des zeitlichen Pfads
2. Die Schaffung von Kapazitätsmärkten für Assets mit „Missing Money“-Problem und sehr volatilen Cashflows
3. Direkte Investitionsanreize für neue Zukunftstechnologien wie Wasserstoff

Um es abschließend klar zu formulieren: Aktuell dominiert unserer Einschätzung nach in Deutschland oftmals energiepolitisches Wunschdenken. Hilfreich wäre ein stärkerer Fokus darauf, was technisch und physikalisch sowie unter Berücksichtigung auch ambitionierter Planungs- und Umsetzungszyklen – etwa mit Blick auf den Bau von H2-ready Kraftwerken – möglich ist. In der Energiewirtschaft besteht der Konsens, dass Deutschland die Energiewende schaffen muss. Jetzt ist der Zeitpunkt gekommen, politische Richtungsentscheidungen zu treffen, damit Deutschland dieses nicht verhandelbare Ziel erreichen kann.



© Claudia Zurlo Photography, PwC

Michael Vassiliadis

Vorsitzender, Industriegewerkschaft Bergbau, Chemie, Energie IG BCE

Michael Vassiliadis (geb. 1964) absolvierte nach dem Realschulabschluss eine Ausbildung zum Chemielaboranten bei der Bayer AG in Dormagen.

1986 begann er seine hauptamtliche Gewerkschaftstätigkeit als Sekretär der IG Chemie-Papier-Keramik (seit 1997 IG Bergbau, Chemie, Energie) in unterschiedlichen Funktionen.

Im März 2004 wurde er als Mitglied in den geschäftsführenden Hauptvorstand gewählt.

Im Oktober 2009 wurde er auf dem 4. Ordentlichen Gewerkschaftskongress der IG BCE zum Vorsitzenden gewählt und zuletzt im Oktober 2021 auf dem 7. Ordentlichen Gewerkschaftskongress der IG BCE erneut im Amt bestätigt.

Seit Mai 2012 ist Michael Vassiliadis darüber hinaus Präsident des Dachverbands europäischer Industriegewerkschaften „industriAll Europe“.

Michael Vassiliadis ist stellvertretender Aufsichtsratsvorsitzender der RAG AG, der STEAG GmbH sowie Mitglied des Aufsichtsrats der BASF SE und der Henkel AG & Co. KGaA.

Michael Vassiliadis ist Mitglied der SPD.

Das Ende der Ampelkoalition war krachend

Michael Vassiliadis

Das Ende der Ampelkoalition war krachend. Es war laut, es war lähmend und es war stellenweise unwürdig. Inmitten der multiplen Krisenlage, in der sich Deutschland nach wie vor befindet, war es ein peinliches Politschauspiel. Getrieben von einer unheilvollen Mischung aus Egoismus, Starrsinn und ideologischen Grabenkämpfen. Dass eine Koalition, die zunächst mit hohen Erwartungen und guten Ansätzen gestartet ist, kurz vor der Zielgerade der Legislatur gescheitert ist, ist dabei nicht einmal das Hauptproblem. Das kann in einer Demokratie durchaus passieren. Es war vielmehr die Art und Weise, wie die selbst ernannte Fortschrittskoalition auf den letzten Metern der Regierungsverantwortung gescheitert ist. Das hat Vertrauen und Reputation gekostet. Zunächst die verantwortlichen Entscheidungsträger und die betroffenen Parteien selbst. Im zweiten Schritt aber auch unsere gesamte parlamentarische Demokratie, die ohnehin schon von mehreren Seiten enorm unter Druck steht.

Entsprechend hoch gesteckt sind die Erwartungshaltungen an eine sich neu formierte Bundesregierung. In einem intensiven, zum Teil hoch emotionalen und nicht immer sauber geführten Wahlkampf hatte das Wort "Wende" nicht zufällig Hochkonjunktur. Egal ob bei wirtschaftspolitischen Fragen, bei Migration und innerer Sicherheit, bei Sozialstaat, Energie oder Infrastruktur. Meist wurde, je nach politischem Lager, eine grundlegende Wende der bisherigen Agenda gefordert und in Aussicht gestellt. Alles müsse umgehend besser werden: Schneller, günstiger, effizienter, grüner, digitaler, sicherer, funktionaler, geräuschloser. Dieser universelle Anspruch an Politik, so nachvollziehbar er auch sein mag, ist aber gleich aus mehreren Gründen unrealistisch. Er vermittelt den Menschen ein falsches Bild. Die geopolitischen und wirtschaftlichen Verwerfungen der jüngeren Vergangenheit lassen sich nicht einfach durch ein paar markige Wahlkampflogans umkehren. Auch nicht per Erlass oder Dekret. Zumindest nicht in Deutschland.

Sinnhafte Lösungen zu entwickeln, um so eine echte Wende herbeizuführen und erfolgreich umzusetzen, erfordert viel mehr eine enorme Kraftanstrengung der gesamten demokratischen Mitte, von Politik, Gesellschaft und Wirtschaft. Dafür braucht es, neben den klar definierten demokratischen Spielregeln, die ernsthafte Bereitschaft zur ehrlichen Problemanalyse. Die politisch Verantwortlichen in einer neuen Regierung müssen daher zwingend in der Lage sein, die unterschiedlichen Herausforderungen Deutschlands klar zu benennen, sie logisch zu sortieren und sinnvoll zu priorisieren. Zwischen echten und medial inszenierten Problemen zu unterscheiden. Im Wahlkampf ist das leider viel zu oft nicht gelungen. Das Thema Migration, das ohne Zweifel viele Menschen bewegt und offene Frage hinterlässt, hat einen überproportio-

nalen Raum eingenommen und dabei andere zentrale Themen überschattet. Etwa essenzielle Fragen rund um Wirtschaft oder Industriepolitik, aber auch in den Bereichen Sicherheit, Energie und Soziales.

Aber der Wahlkampf ist vorbei. Eine neue Bundesregierung muss daher bei all den unterschiedlichen offenen Themen, die unser Land beschäftigen, zwingend zu guten und tragfähigen Lösungen kommen. Und zwar umgehend. Gleiches gilt für die liegengebliebenen europäischen Themen. Deutschland muss seiner Führungsrolle für den Kontinent wieder dauerhaft gerecht werden und ist hier angesichts tiefgreifender globaler Veränderungen vielleicht mehr denn je gefragt. In Brüssel und den europäischen Hauptstädten muss Deutschland verlorengegangenes Vertrauen bei unseren Freunden und Partnern zurückgewinnen und dabei ein Signal von Stabilität und Verlässlichkeit senden. Die Nicht-Politik des "German vote" darf die neue Bundesregierung keinesfalls fortsetzen.

Tatsächlich ist es Union und SPD gelungen, bereits kurz nach der Wahl ein erstes mächtiges Signal zu senden, noch ehe die Koalitionsverhandlungen zwischen den Parteien überhaupt finalisiert und abgeschlossen werden konnten. Mit der Einigung auf ein gewaltiges Finanzierungspaket für unser Land und der verabredeten Reform der Schuldenbremse hat man noch vor Beginn der neuen Legislatur einen wirklich kraftvollen Impuls gesetzt – innen- wie außenpolitisch. Auch wenn der Weg, wie das Paket zustande gekommen ist, durchaus Raum für Kritik zulässt. Aber grundsätzlich stellt die parteiübergreifende Einigung breitgefächerte Investitionen in die Infrastruktur in einem derart umfassenden Volumen in Aussicht, dass es tatsächlich das Potential hat, zu einem wirkungsvollen Booster für unser Land zu werden. Als IGBCE haben wir genau das schon über die gesamte Legislatur vehement gefordert, auch in einer vergleichbaren Größenordnung. Denn viel zu lange hat Deutschland seine Infrastruktur sträflich vernachlässigt. Die Folgen dieser unterlassenen Investitionen spüren wir alle unmittelbar in unserem Alltag: Züge und Flugzeuge kommen zu spät, es fehlen etliche Kilometer Stromtrassen und Verteilnetze, in Dresden stürzt mitten in der Nacht eine hochfrequentierte Elbbrücke ein und mancherorts lernen unsere Kinder in Schulen und Universitäten ohne funktionierende Heizung oder Internet. Die Liste ließe sich wahrlich beliebig fortschreiben und vermutlich jede Autorin und jeder Autor dieses Buches könnte seine ganz persönliche Geschichte zu diesem Thema beitragen. Ich will es aber bei diesen Beispielen belassen. Sie machen bereits mehr als deutlich, dass die gewaltige Summe von 500 Mrd. Euro keineswegs überzogen ist, sondern sich schlicht an dem Notwendigen und der tatsächlichen Größenordnung der unterschiedlichen Herausforderungen orientiert.

In dieser neu geschaffenen Dimension bewegt sich nun allerdings auch die öffentliche Erwartungshaltung gegenüber den designierten Koalitionären der neuen Bundesregierung. Lösungen und Ideen müssen endlich so groß und umfassend gedacht werden, wie die zu lösenden Probleme. Denn davon haben wir nach wie vor mehr als genug. Es steht jetzt lediglich mehr Geld

zur Verfügung, um diese endlich zu beheben. Die neue Regierung darf daher nicht den Fehler machen und sich von dem plötzlichen Geldsegen verführen lassen. Denn Geld allein löst keine Probleme. Vielmehr braucht es jetzt echten politischen Mut und einen breit gefächerten Ansatz an unterschiedlichen Lösungskompetenzen, um die vielen Herausforderungen gemeinsam anzupacken und in Kombination mit dem neu geschaffenen finanziellen Rahmen erfolgreich zu lösen. Dazu zählt auch, deutlich und ehrlich zu kommunizieren, dass nun nicht alles umgehend besser wird. Der Einsatz der Mittel und die Umsetzung der Vorhaben benötigen Zeit – und zwar weit über eine Legislaturperiode hinaus.

Ich werde jetzt nicht im Detail alle Themen anspielen, mit denen sich die neue Koalition auseinandersetzen muss. Ich werde mich bewusst auf zwei zentrale Kernthemen beschränken, auf Klimaschutz und Energiepolitik. Wohlwissend, dass damit keineswegs alle nennenswerten Herausforderungen und Probleme Deutschlands hinreichend adressiert sind. Allerdings ist der Wirkungsgrad dieser beiden zentralen Themen enorm und hat erheblichen Einfluss auf etliche nachgelagerte Themenfelder in Wirtschaft, Politik und Gesellschaft. Sowohl finanziell als auch emotional. So ist die Transformation stellenweise zu einer Art Kulturkampf geworden. Für Institutionen und Unternehmen, für NGOs und Parteien, für die Bürgerinnen und Bürger. Die großen gesamtgesellschaftlichen Konfliktlinien brechen sich nicht nur, aber zunehmend auch am Klimaschutz. In kontroversen Debatten und Identitätsfragen. Wenn es um individuelle Entscheidungen zwischen Wärmepumpe und Ölheizung geht, zwischen Lastenrad und Dieselauto. Umso wichtiger erscheint es mir, hier gemeinsam und parteiübergreifend zu verbindenden und zukunftsfähigen Antworten zu kommen.

Bevor ich der neuen Bundesregierung hierzu aber etwas ins Aufgabenheft schreibe, möchte ich einen letzten Blick zurück auf die Arbeit der Ampel werfen. Ich denke, es ist von zentraler Bedeutung zu verstehen, woran diese Koalition letztlich gescheitert ist. Aber auch anzuerkennen, was sie im Detail erreicht hat. Denn bei all der berechtigten Kritik, gab es durchaus auch Erfolgsmomente. Nach gut zwei Jahrzehnten, die in unterschiedlicher politischer Konstellation, vor allem von inszenierter Schaufensterpolitik und leeren Ankündigungen bzw. minutiös geplanten Ausstiegen geprägt waren, hat die Ampel den Ausbau der erneuerbaren Energien auf ein bis dato unbekanntes Rekordniveau getrieben. Sowohl was den Zubau von Solar als auch von Windkraft betrifft. Ende 2024 lag der Anteil der Erneuerbaren am deutschen Strommix laut Statistischem Bundesamt bei 59,4 Prozent. Drei Jahre zuvor, zu Beginn der Legislatur, betrug der Anteil lediglich 42,4 Prozent. Mittlerweile gilt Deutschland auf einem Teilgebiet der Energiewende gar als Europameister: In keinem anderen Land der EU werden derzeit neue Windräder schneller genehmigt und gebaut als bei uns. Gleichzeitig hat die Ampel die tiefgreifenden Folgen der Energiekrise, ausgelöst durch den russischen Angriffskrieg, gut organisiert. Ich will diese Thematik an dieser Stelle nicht vertiefen, lediglich an sie erinnern. Ebenfalls verweise ich auf die nennenswerten Fortschritte

beim dringend benötigten Netzausbau. Umsetzung und Planung wurden teils erheblich vereinfacht und beschleunigt. Die Planungen und Anstrengungen zur Schaffung eines Wasserstoffkernnetztes wurden – zumindest in der Theorie – deutlich konkretisiert. Dazu kommen auf europäischer Ebene multinationale Abkommen zum Ausbau von Wasserstoff- und Energiepartnerschaften.

Das alles steht nach drei Jahren Ampel unterm Strich auf der Haben-Seite. Aber war das genug? Haben all diese Planungen und Anstrengungen gereicht? Die Gesetzesinitiativen und Fördermilliarden? Wurden die verabredeten Ziele der Energiewende erfüllt? Ist Deutschland beim Klimaschutz globaler Champion und internationale Leitnation mit Vorbildcharakter? Die Antwort darauf ist so kurz wie klar: Nein! Im Gegenteil: In vielen Punkten ist man, trotz aller Kosten, trotz aller Mühen und Anstrengungen, oft meilenweit hinter den (eigenen) hohen Ansprüchen und Zielvereinbarungen zurückgeblieben. Noch immer fehlt es in Deutschland flächendeckend an Leitungen, es fehlt an Netzen und Pipelines, an klimaneutralen Wasserstoff, an Speicherkapazitäten, an Tempo, Verlässlichkeit – und manchmal auch einfach nur an guten und pragmatischen Ideen. Was bleibt, ist die simple wie schmerzhaft Erkenntnis: Gut gemeinte Klimapolitik ist nicht automatisch gut gemachte Klimapolitik!

So kostet Energie in Deutschland nach wie vor viel zu viel und belastet private wie gewerbliche Verbraucher weit über Gebühr. Gerade im Vergleich zu anderen internationalen Wettbewerbsregionen leiden deutsche Unternehmen, vor allem aus den energieintensiven Branchen wie Chemie oder Stahl, unter den schon lange nicht mehr marktfähigen Preisen. Diese über Jahre angewachsene Fehlentwicklung ist einer der Treiber der wirtschaftlichen Stagnation des Landes und stellt unsere Wettbewerbsfähigkeit nachhaltig auf eine harte Probe. Das vollmundige Transformationsversprechen von günstiger grüner Energie hat bisher nicht gezündet. Weder ist die Energie günstig, noch steht sie der Industrie in ihrer Gesamtheit überhaupt flächendeckend und in benötigter Kapazität zur Verfügung. Dieses elementare Transformationshemmnis zu lösen, wird eine der zentralen Aufgaben der neuen Bundesregierung sein. Ihr muss es schnellstmöglich gelingen, das Angebot deutlich zu erhöhen und den Preis verlässlich und dauerhaft zu senken. Die in den Koalitionsverhandlungen in Aussicht gestellte Entlastung um mindestens fünf Cent pro Kilowattstunde ist daher der erste richtige Schritt. Stromsteuer, Übertragungsnetzgelte und andere Umlagen müssen dazu auf ein Mindestmaß gesenkt werden. Nur wird das als Einzelmaßnahme nicht ausreichen. Der Investitionsbedarf und die Ausbaukosten der Stromnetze sind so enorm, dass es die öffentliche Hand mindestens zur Anschubfinanzierung braucht. Daher muss auch hier der von Friedrich Merz geprägte Ansatz "Whatever it takes" gelten. Energie in Deutschland muss um jeden Preis dauerhaft so günstig werden wie möglich. Um Wettbewerbsfähigkeit zu sichern, Investitionen in klimafreundliche Technologien anzureizen, um den Industriestandort zukunftsfest zu machen und soziale Verwerfungen für private Haushalte zu vermeiden.

Genau daran wird sie eine schwarz-rote Regierung hart messen lassen müssen. Nicht nur von der Wirtschaft und der Industrie, sondern auch von den Bürgerinnen und Bürgern. Denn am Ende ist die Ampel nicht an Konzeptlosigkeit oder mangelndem Engagement gescheitert. Sie ist an geopolitischen Veränderungen und ihren selbst gesetzten politischen Rahmenbedingungen und Grenzen gescheitert. An unterschiedlichen Konzepten und Sichtweisen, die sich scheinbar unversöhnlich gegenüberstanden. Die neue Bundesregierung muss genau in diesem Spannungsfeld souveräner agieren und zeigen, dass sie aus den Fehlern und Dauerstreitigkeiten der Vorgängerkoalition gelernt hat. Mit dem 500 Milliarden Euro Sondervermögen hat sie sich dafür den finanziell notwendigen Spielraum erkaufte. Jetzt gilt es aber, das Vakuum der Ampel auch mit Inhalten zu füllen. Kluge Antworten, wie genau das geschehen soll, muss die neue Regierung allerdings erst noch liefern. CDU, CSU und SPD sind jetzt in der klaren Bringschuld: Wenn es darum geht, wie sich ambitionierte Klimaziele mit gesellschaftlicher Akzeptanz und wirtschaftlicher Wettbewerbsfähigkeit wirklich sinnvoll kombinieren lassen. Wie sich die vorhandenen Ressourcen besser und sinnvoller einsetzen lassen und teure Irrwege und deutsche Einzelgänge in Zukunft vermieden werden können. Ich plädiere an dieser Stelle für ein Modell, das den momentan vorhandenen grünen Strom priorisiert der energieintensiven Industrie zur Verfügung stellt. Nicht, weil ich den privaten Haushalten den Strom nicht gönne, sondern weil wir so die höchste CO₂-Reduktion pro Elektron erreichen könnten.

Genau diese Art der politisch möglicherweise unangenehmen Debatte werden wir führen müssen, etwa ob und von welchen liebgewonnenen Zielen und Ansprüchen wir uns möglicherweise verabschieden müssen. Im Klartext heißt das: Es braucht eine offene und schonungslos ehrlich geführte gesamtgesellschaftliche Diskussion über Tempo und Ausrichtung der deutschen Klimapolitik und über eine realistische Neuordnung.

Dazu ist es notwendig, die bisherige Transformationspolitik kritisch und gründlich auf den Prüfstand zu stellen. Abseits von ideologisch geprägten Wunschvorstellungen, blindem Radikalismus oder stumpfer Ablehnung. Denn bei all den gerade genannten Punkten, bei den vielen offenen Enden und Fragen der Transformation, blickt die Nation mit einer Mischung aus Hoffnung und Skepsis auf die neue Bundesregierung. Der Politik muss es nun gelingen, basierend auf der nach wie vor vorhandenen Klimasensibilität der Deutschen, eine glaubwürdige Zukunftsvision für unser Land zu entwickeln. Ein realistisches Leitbild, an das sowohl die Unternehmen als auch die Menschen wieder glauben können. Aber nicht, indem neue grüne Erzählungen und teure Versprechungen inszeniert werden, sondern anhand schneller und sichtbarer wirtschaftlicher Erfolge und Maßnahmen.

Unabhängig von dieser notwendigen Neujustierung und etwaigen Prüfungsergebnissen steht aber ein Erkenntnis fest: An der grundsätzlichen Bereitschaft zur Transformation darf nicht gerüttelt werden. Der eingeschlagene Pfad in eine dekarbonisierte oder defossilisierte Zukunft ist tatsächlich gleich

aus mehreren Gründen alternativlos. Um unser Klima zu schützen und die globale Erderwärmung zu begrenzen. Um unsere in die Jahre gekommenen Industriestandorte grundlegend zu modernisieren, um neue zukunftsfähige Geschäftsfelder zu erschließen und unsere Wirtschaft erfolgreich in eine klimaneutrale Produktionsphase zu überführen. Deutschlands klares Bekenntnis zum Klimaschutz steht daher nicht zur Debatte. Das muss in dieser Klarheit einmal gesagt werden, um keinen Raum für bewusste oder unbewusste Fehlinterpretationen zu lassen.

Worüber wir im Gegensatz aber sehr wohl sprechen und mit Sicherheit auch intensiv streiten müssen, ist das aktuelle Design und die Ausgestaltung von deutscher und in Teilen europäischer Klimapolitik. Und nein, an diesem Punkt ist es aus meiner Sicht nicht zulässig einfach zu rufen: Auf einem toten Planeten gibt es keine Zukunft. Dieses Bild ist fatalistisch und diskreditiert jeden Versuch der kritischen Auseinandersetzung schon im Vorfeld durch das produzierte Bild von Endzeitängsten. Als Gesellschaft und als Volkswirtschaft müssen wir schonungslos offen und ehrlich über Ziele, Tempo, Finanzierung und Zeitpläne von guter und wirkungsvoller Klimapolitik diskutieren. Wir müssen uns gemeinsam auf einen allgemein verbindlichen Weg einigen und einen grundlegenden Fahrplan festlegen, der einem klaren ausbalancierten Dreiklang folgt: Klimaschutz, wirtschaftliche Wettbewerbsfähigkeit und soziale Ausgewogenheit. In diesen Punkten waren wir in den zurückliegenden Jahren nicht immer ehrlich miteinander. Wenn wir über die Lastenverteilung gesprochen haben, über Einschränkungen und Kosten. Wunsch und Wirklichkeit standen sich zu oft im krassen Widerspruch gegenüber. Es wird daher eine zentrale Aufgabe der neuen Bundesregierung sein, diese essenziellen Themen nicht bloß passiv zu moderieren, sondern sie aktiv zu gestalten.

Wie bereits geschrieben: Eine nüchterne Bilanz und der Wunsch von Anpassung oder Neujustierung der bisherigen Klimapolitik ist keine Abkehr der bisherigen Bemühungen. Im Gegenteil: Es ist die dringend notwendige Versachlichung der Debatte. Die das Machbare, das Finanzierbare und das Sinnhafte mit dem Notwendigen wieder in Einklang bringt und folgerichtig priorisiert. Meine unmissverständliche Erwartungshaltung gegenüber einer neuen Bundesregierung ist daher so simpel wie klar: Der Weg in eine klimaneutrale Zukunft muss an jeder Weggabelung so gepflastert werden, dass die Ziele einerseits natürlich ambitioniert und fordernd, aber eben auch realistisch und erreichbar sind. Nur so erhöhen wir die Akzeptanz, nur so gelingt es uns, Menschen und Unternehmen nicht zu überfordern. Weder finanziell noch beim Tempo. Das gilt nicht nur für Deutschland, sondern im gleichen Maßstab auch für europäische Klimapolitik. Für mich hat dabei die starre Fokussierung auf eine Jahreszahl allenfalls symbolischen Charakter. Ich werde mich daher nicht in die prominente Debatte einschalten, ob 2045 oder 2050 nun die alles entscheidende Benchmark ist – oder ob ein gut gemachtes 2052 nicht auch ein Erfolg wäre. Für mich geht es auch hier wieder um klugen Pragmatismus und Lösungseffizienz: Je früher wir das anvisierte Ziel der Klimaneutralität erreichen, je mehr Vorbildcharakter wir entwickeln, je mehr CO₂ wir einspa-

ren, je innovativer und mutiger wir agieren, desto besser. Aber immer nur unter den bereits genannten Parametern: Machbarkeit, Sinnhaftigkeit und Finanzierbarkeit – und zwar nicht nur für Unternehmen, sondern auch für die Bürgerinnen und Bürger. Denn ich bin nicht bereit, gute Industriearbeitsplätze und unsere eng verzahnte Standortlandschaft für ein paar marginale und allenfalls symbolische Erfolge in der globalen Klimastatistik zu opfern.

Auch wenn ich Gefahr laufe mich zu wiederholen: Der globale Kampf ums Klima wird nicht im eigenen Kleingarten gewonnen. Übertragen auf Deutschland und Europa spricht uns das aber keineswegs von unserer enormen Verantwortung frei. Im Gegenteil: Wir haben das Geld, wir haben die Mittel und die technologischen Lösungen, um unseren CO₂-Fußabdruck kontinuierlich zu senken und die Transformation so zu einem wirtschaftlichen Erfolgsmodell mit globalen Vorbildcharakter zu machen. Aber niemandem auf diesem Planeten geht es klimatisch besser, wenn unsere Industrien, die zu den umweltsensibelsten und sichersten auf der Welt zählen, regulatorisch abgeschaltet werden. Wer diesen Weg gehen will, wird jedenfalls auf den erbitterten Widerstand der Gewerkschaften stoßen. Diese Art des plumpen Klimaschutz durch industrielle Selbstaufgabe kann und darf nicht unser grünes Leitbild in Europa bestimmen.

Gleichwohl gibt es Sektoren, die ihre festgeschriebenen Einsparpotentiale nicht voll abrufen, etwa die Landwirtschaft, aber auch Verkehr und Gebäude. Auch das hat Gründe und braucht Lösungen. Wenig zielführend ist dabei aber, stattdessen die Industrie noch stärker in die Verantwortung nehmen zu wollen, um nationale oder europäische Klimaziele doch noch zu erreichen. Der Idee des EU-Klimarates, bis 2040 90 Prozent CO₂-Emissionsreduzierung anzupeilen, halte ich daher für problematisch. Es würde das grundsätzliche Ambitionsniveau für Deutschland noch weiter erhöhen und die Transformation erneut verteuern. Gleichzeitig besteht die Gefahr, dass die Industrie, die ihre sektoralen Ziele bisher immer erfüllt hat, noch stärker unter Zugzwang gesetzt wird, um die verschärfte nationale Zielsetzung zu erreichen. Auch hier gilt wieder die bereits zitierte Formel: Gut gemeint ist nicht gut gemacht.

Unsere Industrien brauchen jetzt dringend etwas regulatorischen Freiraum. Um Kraft für Innovationen und Investitionen zu haben. Eine weitere Fessel, die vom Grundprinzip zwar logisch und folgerichtig ist, in ihrem aktuellen Setting aber genau das Gegenteil bewirkt, ist der steigende CO₂-Preis. Es fehlen die grundsätzlichen Rahmenbedingungen, die im ersten Schritt eigentlich zunächst hätten geschaffen werden müssen: Die dauerhafte und flächendeckende Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien und die dazugehörigen Infrastrukturen für Strom, Wasserstoff oder CO₂. Solange dieses Basics nicht vorhanden sind, wird der steigende CO₂-Preis aber nicht zu einem regulierenden Marktinstrument, sondern zu einem plumpen Abschaltmechanismus für unsere energieintensiven Unternehmen. Die Bundesregierung wird sich daher dafür einsetzen müssen, dass es zu keinen weiteren CO₂-Preissteigerungen kommt, jedenfalls so lange nicht, wie der grüne Strom nicht zu wett-

bewerbsfähigen Preisen an jeder Stelle in Deutschland zur Verfügung steht. Ansonsten erleben wir keine Transformation unserer Industrien, sondern die dauerhafte Zerstörung von Werten und Chancen, auch für die nachfolgenden Generationen.

Ich habe in den letzten Wochen aber durchaus Impulse erlebt, die mich vorsichtig optimistisch stimmen. Auf EU-Ebene hat die industriepolitische Debatte nach langer Irrlichterei endlich Fahrt aufgenommen – und zwar in die richtige Richtung. Mit Aktionsplänen für Wettbewerbsfähigkeit und günstige Energie sowie der Union of Skills hat die EU-Kommission inhaltlich vorgelegt und muss nun konsequent in der Umsetzung liefern: Für die Chemie und Grundstoffindustrien braucht es einen klaren Transformationspfad mit einem verlässlichen europäischen Rahmen - beispielsweise bei einem vereinfachten, digitaleren und wirkungsvolleren REACH Handling und einer angemessenen PFAS-Regulierung. Für diesen notwendigen nächsten Schritt erwarte ich auch von der deutschen Regierung klare Unterstützung auf europäischer Ebene.

Mit dem Clean Industrial Deal ist bereits eine entscheidende Neupositionierung gelungen. Ganz zentral ist dabei, dass die Regeln für staatliche Beihilfen deutlich vereinfacht werden, um die Mitgliedsstaaten in ihren Möglichkeiten zu stärken. Dieses Werkzeug muss die neue Bundesregierung jetzt geschickt nutzen, um die Industrie in Deutschland tatkräftig zu unterstützen und die Betriebe in ihren individuellen Transformationsbemühungen zu flankieren. Denn eine erfolgreiche Transformation, die gute Arbeitsplätze und Wohlstand sichert und gleichzeitig unsere Umwelt effektiv schützt, wird es nicht zum Nulltarif geben. Nicht für den Staat und nicht für die Unternehmen. Darauf haben wir als Industriegewerkschaft auch seit Jahren immer wieder hingewiesen. Wir brauchen daher umfassende Investitionen in die bereits mehrfach angesprochene Infrastruktur, in Leitungen und Netze. In die überalterten Produktionsstandorte und in die Ausbildung und Qualifizierung der Beschäftigten. Gleiches gilt für den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft. Hier muss zudem die kritische Frage erlaubt sein: Muss das System gleich vom ersten Tag an komplett der reinen grünen Lehre unterliegen? Ich denke nicht. Zumindest in der ersten Phase muss es vor allem darum gehen, überhaupt erstmal einen nennenswerten Markt mit Angebot und Nachfrage zu schaffen. Dafür braucht es zunächst die ganze Bandbreite der Farbenlehre, ehe sukzessive wettbewerbsfähige Preise für grünen Wasserstoff erzielt werden können. Wir müssen uns hier also vom idealisierten Prototypen, der auf dem Papier zwar die perfekte Lösung bietet, in der Realität aber nicht fliegt, verabschieden. Es kann nicht mehr darum gehen, vom Start weg immer nur die perfekte Goldrandversion haben zu wollen. Manchmal muss man einfach ins Machen kommen und im laufenden Verfahren lernen, nachsteuern und feinjustieren, um so im zweiten Schritt zu guten und nachhaltigen Lösungen zu kommen. Sinnvolle Brückenlösungen, wie etwa die Speicherung von CO₂ unter der Erde (CCS), sind dabei nichts Unanständiges. Gemeinsam mit einer gewissen Technologieoffenheit sind sie ein notwendiger und akzeptabler Schritt auf dem kleinteiligen und steinigen Weg zur Klimaneutralität.

Gelingt das von mir skizzierte Bild einer erfolgreichen wie realistischen Transformation, wenn man sich dabei einzig und allein auf die üblichen Mechanismen und Interessen des Marktes verlässt? Ich denke, mein klares "Nein" an dieser Stelle überrascht nicht sonderlich. Es braucht hier vielmehr die bereits mehrfach im Beitrag geforderte aktive staatliche Industriepolitik. Es braucht klare Leitplanken und belastbare Zeitschienen – und natürlich braucht es dafür auch eine finanziell stabile Förderkulisse. Die willige Unternehmen auf dem Weg in die klimaneutrale Zukunft verlässlich unterstützt, dabei aber gleichzeitig auch Gegenleistungen einfordert, etwa Tarifbindung oder Standortgarantien. Denn ich will die Unternehmen hier nicht aus der Verantwortung lassen. Auch sie müssen investieren, auch sie müssen sich zum Standort und ihren Beschäftigten bekennen. Ich verlange von den CEOs daher mehr als schmallippige Versprechen. Ich will das klare Signal, dass wir hier gemeinsam und sozialpartnerschaftlich gestalten wollen. Denn erst wenn öffentliches Geld und privates Kapital zusammen für die Transformation aktiviert werden, entsteht ein tragfähiges Geschäftsmodell für die Zukunft.

Bisher habe ich mich eng an meiner eingangs formulierten Vorgabe orientiert und die Klima- und Energiepolitik klar in den Fokus meiner Betrachtungen gerückt. Ich möchte aber nicht enden, ohne zumindest in aller Kürze auch die globalen Dimensionen anzuspüren, die unseren Alltag so fundamental auf den Kopf gestellt haben. Ich denke das ist notwendig, angesichts der tiefgreifenden Veränderungen, mit denen wir aktuell konfrontiert sind. Kriegerische Auseinandersetzungen, schwerwiegende Handelskonflikte und grundsätzliche Veränderungen im globalen Miteinander sollten als markante Stichwortgeber ausreichen. Sie beschreiben die neue Realität, mit der wir uns in Deutschland und Europa auseinandersetzen müssen - gesellschaftlich wie wirtschaftlich. Besonders schwer wiegt für uns dabei das veränderte Zusammenspiel mit den Vereinigten Staaten. Wir alle sind ja mittlerweile live dabei, wenn im Weißen Haus, inszeniert vor den Kameras der Weltöffentlichkeit, unsere globale Ordnung geopfert und zerstört wird. Handelspolitisch mit willkürlichen Zöllen und radikalem Protektionismus. Aber auch sicherheitspolitisch. Von verbindenden und gemeinsamen Werten und Zielen dies und jenseits des Atlantiks brauchen wir momentan leider nicht mehr zu reden. Unter Präsident Trump haben sich die USA von ihrer über Jahrzehnte gültigen Rolle als enger Freund und verlässlicher Partner zurückgezogen - sicherheitspolitisch, handelspolitisch aber eben auch in der Klimapolitik. Während Europa um den richtigen Weg in der Transformation ringt, um Zielvereinbarungen und das angemessene Tempo, leiten die USA mit markigen Worten eine neue Phase der fossilen Energie ein. "Drill baby drill!" ist das grelle Motto dieser rückwärtsgewandten Wildwest-Politik. Das Ausscheiden aus internationalen Verabredungen zum weltweiten Klimaschutz ist dabei nur einer von vielen traurigen Höhepunkten, mit denen Washington derzeit nicht nur das eigene Land spaltet, sondern auch auf globaler Ebene für Chaos und Entsetzen sorgt. Nicht nur beim Blick auf die völlig verunsicherten internationalen Kapitalmärkte frage ich mich, wem diese disruptive Art der Politik hilft und wohin sie unsere Welt am Ende führt.

Klar ist bisher nur: All diese Entwicklungen setzen Deutschland und Europa zusätzlich enorm unter Druck: Wir müssen uns nicht nur wirtschaftlich, militärisch und sicherheitspolitisch komplett neu sortieren und unsere Unabhängigkeit in diesen Bereichen schnellstmöglich vorantreiben. Auch beim Klimaschutz müssen wir nun allein die globale Vorreiterrolle schultern und neue strategische Partnerschaften und Allianzen schmieden. Ansonsten droht diese Menschheitsaufgabe zu scheitern. Ich brauche nicht weiter auszuführen, wie fatal die globalen Konsequenzen wären. Für unseren Planeten, für die Mensch und Natur, für die Wirtschaft.

Schlägt nun also die Stunde Europas?

Die Stunde von Demokratie, von werte- und regelbasierter Politik? Mehr denn je muss unser Kontinent in diesen chaotischen Zeiten zur Wiege von Forschung und Entwicklung werden – ein globaler Treffpunkt für Innovationen, Erfindergeist und Fortschrittsglauben. Europa hat die historische Chance, nicht nur wirtschaftlich, sondern auch geopolitisch enger zusammenzuwachsen. Gemeinsam mehr Verantwortung zu tragen und eine führende Rolle in der freien Welt einzunehmen. Dafür müssen wir aber zunächst unsere nationalen Hausaufgaben machen und brauchen parallel eine Europäische Union in Bestform. Es braucht Mut und Entschlossenheit. Es braucht weitreichende Investitionen und eine gerechte Verteilung von Lasten und Kosten. Und natürlich braucht es eine umfassende Bereitschaft zu Veränderungen und Neuordnung.

Die Idee einer europäischen Zukunftswende schreibt sich am Laptop natürlich leicht auf. In der Realität setzt so ein Weg aber enorme Kraftanstrengungen voraus. Der neuen Bundesregierung muss daher das Kunststück gelingen, Deutschland für diesen beschwerlichen Weg wieder Reisetauglich zu machen. Mit dem Investitionspaket und der geplanten Reform der Schuldenbremse ist der erste richtige Schritt getan. Aber es müssen viele weitere kluge Schritte folgen. Union und SPD muss es gelingen, unser Land zu modernisieren, es politisch zu stabilisieren, es zurück auf den Wachstumspfad zu führen. Es sicherer und digitaler zu machen. Den Klimaschutz voranzutreiben, ohne der Wirtschaft zu schaden. Soziale Aspekte wie bezahlbare Mieten, stabile Renten und gute Gesundheitsversorgung seriös und dauerhaft zu finanzieren. Als Politprofis kennen die Koalitionäre all die unterschiedlichen Aufgaben, die vor ihnen liegen. Auch wenn sie bei der Priorisierung und der Einschätzung oft unterschiedlichen Denkmustern und Sichtweisen folgen. Ich hoffe daher inständig, dass sie die intellektuelle Kraft und die Ausdauer aufbringen, die vielen Probleme nicht nur zu beschreiben, sondern sie wirklich zu lösen. Gelingt das der neuen Regierung tatsächlich, wären sie die wahre Fortschrittskoalition. Scheitern auch sie krachend, wird es auch in Deutschland langsam düster...



© Andre Laaks, RWE

Dr. Frank Weigand
Vorstandsvorsitzender und Finanzvorstand, RWE Power AG
Mitglied des Vorstandes, Forum für Zukunftsenergien e.V.

Im Januar 2018 hat Dr. Weigand den Vorstandsvorsitz und die Funktion des Finanzvorstands der RWE Power AG übernommen. Zuvor war er vier Jahre lang Finanzvorstand der RWE Generation SE sowie im Vorstand verantwortlich für Wasserkraft inklusive Klimaschutz und Grubengas.

Dr. Weigand trat 2001 in den Konzern ein. Vor seiner Berufung in den Vorstand der RWE npower plc, Swindon, Großbritannien, im Jahr 2009 war er Leiter Konzerncontrolling der RWE AG, Leiter Unternehmensplanung/Controlling der RWE Power AG und Leiter Strategie und Qualitätsmanagement der RWE-Systems GmbH.

Zuvor war Dr. Weigand bei McKinsey & Company Inc. für die Beratung von Kunden in strategischen, organisatorischen und operativen Fragen in Europa und Asien verantwortlich. 1996 promovierte Herr Weigand in Physik am Max-Planck-Institut für Polymerforschung.

Seit 02.12.2022 ist er Mitglied im Vorstand des Forums Zukunftsenergien.

Deutschland braucht eine kosteneffiziente Energiewende

Dr. Frank Weigand

Auf die neue Bundesregierung wartet eine Reihe großer Herausforderungen: Die sicherheits- und geopolitische Architektur verändert sich. Die neue US-Regierung vermisst unser transatlantisches Verhältnis neu und droht mit Zöllen, während die Zusammenarbeit mit China wirtschaftlich und systemisch neu hinterfragt wird. Deutschlands Wirtschaft schwächelt, eine Wende ist noch nicht in Sicht. Für die Lösung der gewaltigen Aufgaben sind Mut und Weitblick gefordert. Es geht um den Fokus auf strategische Ziele und deren erfolgreiche Umsetzung. Wichtig sind die großen Linien und die notwendigen Leitplanken, nicht bürokratisches Mikromanagement und Detailsteuerung.

Die Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie und die Belebung der Wirtschaft sollten dabei ganz oben stehen. Denn eine erfolgreiche und leistungsfähige Wirtschaft ist auch eine elementare Basis, um die Mittel für unsere Verteidigung und die Modernisierung der Infrastruktur langfristig zu stemmen und gleichzeitig beim Klimaschutz voranzukommen.

Auf europäischer Ebene will die EU-Kommission bereits in genau diese Richtung gehen. Sie hat die Wettbewerbsfähigkeit ins Zentrum ihrer Agenda gestellt und zugleich klargemacht: Wettbewerbsfähigkeit muss Hand in Hand gehen mit der Dekarbonisierung. Der Clean Industrial Deal und der Aktionsplan für bezahlbare Energie enthalten dafür viele gute Ansätze. Was die EU aber dringend noch braucht, ist ein echter Mentalitätswechsel. Absichtserklärungen alleine reichen nicht. Es braucht schnell konkrete Maßnahmen – mit einem klaren marktwirtschaftlichen und technologieoffenen Kompass, mit deutlich weniger Detailverliebtheit und Regelungswut.

Dasselbe gilt für die deutsche Energiepolitik. Die Kosten der Transformation dürfen Wirtschaft und Gesellschaft nicht überfordern. Ohne eine wettbewerbsfähige Industrie und ohne die Akzeptanz der Menschen lässt sich die weitere Umsetzung der Energiewende nicht bewältigen. Für viele große Unternehmen, aber auch im Mittelstand sind bezahlbare Energie und eine sichere Versorgung die Grundvoraussetzung, um im internationalen Wettbewerb zu bestehen. Deshalb müssen Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit deutlich stärker in den Fokus rücken, damit das energiewirtschaftliche Dreieck – sauber, sicher und bezahlbar – seine Balance wiederfindet.

Stand der Energiewende in Deutschland

Die gute Nachricht lautet: Die Energiewende in Deutschland kommt weiter voran. Der Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern stieg 2024 auf fast 60 Prozent.¹ Die installierte Leistung der Erneuerbaren wuchs im letzten Jahr um knapp 20 Gigawatt auf insgesamt fast 190 Gigawatt an.² Zugleich hat Deutschland seine Treibhausgasemissionen im vergangenen Jahr weiter gesenkt. Das Umweltbundesamt (UBA) verzeichnete einen Rückgang um 3,4 Prozent gegenüber dem Vorjahr, auf 649 Millionen Tonnen CO₂-Äquivalente.³

Den herausragenden Beitrag leistet dabei die Energiewirtschaft. Sie liefert ihre Emissionsminderungsziele. Ihr kommt auch eine Schlüsselstellung für den weiteren Emissionsrückgang in den anderen Sektoren zu. Denn die Lösung für den Industriesektor sowie für Verkehr und Gebäude besteht in grüner Energie: Die Elektrifizierung mit erneuerbarem Strom oder die Umstellung auf grüne Moleküle – seien es Biomethan oder Wasserstoff und seine Derivate – werden den Klimaschutz deutlich voranbringen.

Um die Dekarbonisierung sektorübergreifend fortzusetzen, muss der Ausbau der erneuerbaren Energien also weitergehen. Der Ausbau muss aber weitaus kosteneffizienter als bisher erfolgen – nur so wird die Akzeptanz erhalten und die Wettbewerbsfähigkeit gestärkt. Mit zunehmendem Anteil erneuerbarer Energien als zentralem Pfeiler der Energieversorgung stößt das alte, nicht auf Flexibilität ausgerichtete System aber an seine Grenzen. Und der Versuch, trotz neuer Realitäten daran festzuhalten, würde die Kosten noch weiter ausufern lassen. Allein für das Jahr 2025 prognostizieren die Übertragungsnetzbetreiber den EEG-Finanzierungsbedarf auf 17 Milliarden Euro.⁴

Die deutsche Energiepolitik braucht daher für die kommenden Jahre einen neuen Fokus. Weniger bei den grundsätzlichen Zielen, als bei den Maßnahmen, mit denen die Ziele erreicht werden sollen. Im März hat RWE als großer Stromerzeuger in Deutschland zusammen mit E.ON als führendem Netzbe-

1 Statistisches Bundesamt, „Stromerzeugung 2024: 59,4 % aus erneuerbaren Energieträgern“, Pressemitteilung vom 12.03.2025 (https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2025/03/PD25_091_43312.html).

2 Bundesnetzagentur, „Ausbau Erneuerbarer Energien 2024“, Pressemitteilung vom 08.01.2025 (https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2025/20250108_EE.html).

3 Umweltbundesamt, „Klimaziele bis 2030 erreichbar“, Pressemitteilung vom 14.03.2025 (<https://www.umweltbundesamt.de/presse/pressemitteilungen/klimaziele-bis-2030-erreichbar>).

4 „Ermittlung des EEG-Finanzierungsbedarfs 2025 nach §4 EnFG: Prognose und Berechnung der Übertragungsnetzbetreiber“ (<https://www.netztransparenz.de/xsproxy/api/staticfiles/ntp-relaunch/dokumente/erneuerbare%20energien%20und%20umlagen/eeg/20241025%20ver%C3%B6ffentlichung%20eeg-finanzierungsbedarf%202025.pdf>).

treiber dazu ein gemeinsames Positionspapier unter dem Titel „Marktorientiert und pragmatisch: Die Energiewende braucht einen Neustart“ veröffentlicht.⁵ Beschrieben werden Maßnahmen, wie in der kommenden Legislaturperiode Kosteneffizienz erreicht werden kann.

Kosten senken durch Stärkung des Emissionshandels

Der wichtigste Schritt zu mehr Kosteneffizienz besteht in einer viel stärkeren Orientierung an Marktprinzipien als bisher. An die Stelle von Dauersubventionen und Technologieverböten muss der europäische Zertifikatehandel treten, der als zentraler, alles überwölbender Marktmechanismus die wirtschaftlichste CO₂-Minderung anreizt. Der EU-Emissionshandel (ETS) hat sich bereits bewährt: Seit seiner Einführung 2005 wurden die Emissionen in den bisher einbezogenen Sektoren Energie und Industrie um rund 43 Prozent gesenkt.⁶ Der ETS trägt umso effektiver zu einer kosteneffizienten Dekarbonisierung bei, je mehr man seine Preissignale wirken lässt. Denn sie setzen die Anreize, damit Marktteilnehmer die besten und kostengünstigsten Wege zur Emissionsvermeidung finden. Jede weitere Regulierung greift in das Marktgeschehen ein und mindert seine Effektivität und Effizienz.

Ein Beispiel für klimapolitisch unnötige Zusatzregulierung ist die aktuelle Definition von grünem Wasserstoff. Die detaillierten Kriterien, nach denen Wasserstoff nur dann als grün gelten darf, wenn der für seine Produktion benötigte grüne Strom „gleichzeitig“ und aus „zusätzlichen“ erneuerbaren Anlagen gewonnen wird, lähmen den H₂-Hochlauf. Sie verteuern die Wasserstoffproduktion und erschweren dessen Einsatz – angesichts der CO₂-Obergrenze durch den EU-Emissionshandel zudem ohne Zusatznutzen für den Klimaschutz. Um die Kosten zu begrenzen, sollte es außerdem keine Unterscheidung zwischen den unterschiedlichen Arten des kohlenstoffarmen Wasserstoffs geben. Vor allem blauer Wasserstoff sollte aufgrund seiner preislichen Vorteile eine angemessene Rolle erhalten.

Der Emissionshandel sollte konsequent weiterentwickelt werden, damit er auch für Gebäude und Verkehr das Leitinstrument zur Minderung der Treibhausgasemissionen wird. So wird sichergestellt, dass auch in diesen Sektoren die günstigsten Möglichkeiten zur Senkung der Emissionen umgesetzt werden. Die für 2027 vorgesehene Einführung eines europäischen Emissionshandels für Gebäude und Verkehr – das EU-ETS 2 – ist zu begrüßen. Zu begrüßen ist ebenfalls die Integration des nationalen Brennstoffemissionshandels in dieses System. Daher ist es gut, dass die neue Bundesregierung an diesem Ansatz festhalten, ihn sogar noch weiter stärken will: durch Ausdehnung des ETS 1 auf weitere Länder, durch Überführung des nationalen Brennstoffemissionshandels in das ETS 2 ohne Preissprünge und eine Abfe-

5 <https://www.rwe.com/presse/statements-und-positionen/energiewende-braucht-neustart>.

6 Umweltbundesamt, „Daten der Treibhausgasemissionen des Jahres 2024 nach KSG“ (<https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/treibhausgas-emissionen?list-part=0#articlelist>).

derung der wirtschaftlichen Konsequenzen für Wirtschaft und Haushalte.

Mit dem Ziel noch größerer Kosteneffizienz bei der Auswahl von Treibhausgasminderungsmaßnahmen sollten die beiden Emissionshandelssysteme ETS und ETS 2 langfristig zusammengeführt werden. Zusätzlich sollten, wie im Koalitionsvertrag vorgesehen, qualitativ hochwertige Negativemissionen (Entnahme von CO₂ aus der Atmosphäre und dessen Speicherung bzw. langfristige Nutzung) in diesen Systemen berücksichtigt werden. Die Entwicklung der heute noch teuren Technologien zur Abscheidung und Speicherung von CO₂ (Carbon Capture and Storage, CCS) muss konsequent vorangetrieben werden, um langfristig die Kosten zu senken.

Deutschland erzielt aus den Verkäufen der Emissionsrechte erhebliche Einnahmen: laut Bundesfinanzplan 2025-2027 jährlich ca. 25 bis 30 Milliarden Euro. Diese Einnahmen sollen, wie im Koalitionsvertrag vorgesehen, nicht nur an die Bürgerinnen und Bürger zurückgegeben werden, sondern insbesondere auch zur Entlastung der besonders betroffenen Wirtschaftsbranchen eingesetzt werden. So ließen sich daraus z. B. die Senkung der Stromsteuer auf das EU-rechtliche Minimum sowie die zielgerichtete Stabilisierung der Netzentgelte finanzieren.

Anpassung der Ausbaupläne für erneuerbare Energien an realistische Ziele

Der Ausbau erneuerbarer Energien ist ein entscheidender Baustein für die Energiewende in Deutschland. Strom aus Wind- und Solaranlagen ist heute schon der Eckpfeiler der Energieversorgung. Entsprechend bedeutsam ist es, auch künftig den Zubau neuer Anlagen weiter zu erleichtern und zu beschleunigen. Hierfür sowie für den Ausbau der notwendigen Infrastruktur hat sich Deutschland zu Recht ambitionierte Ziele gesetzt und durch wichtige Beschleunigungsmaßnahmen der vorigen Bundesregierung auch Erfolge erzielt. Dank eines entschlossenen Bürokratieabbaus bei Planungs- und Genehmigungsverfahren haben wir in den letzten Monaten gesehen, dass Genehmigungen für neue Windparks in 12 Monaten möglich sind.

Trotzdem ist es geboten, die Ausbauziele im Hinblick auf ihre Höhe zu hinterfragen. Denn sie orientieren sich an einem Strombedarf für die 2030er Jahre, der aus heutiger Sicht nicht mehr realistisch erscheint. Darauf weist zum Beispiel die von der Boston Consulting Group (BCG) und dem Bundesverband der deutschen Industrie (BDI) im März vorgestellte Studie „Energiewende auf Kurs bringen – Impulse für eine wettbewerbsfähigere Energiepolitik“⁷ hin. So sei die aktuell prognostizierte Nachfrage bis 2030 „nicht einmal mehr theoretisch erreichbar – und wahrscheinlich auch langfristig zu hoch“.

Für das angenommene Wachstum des deutschen Strombedarfs innerhalb

7 Siehe <https://energiewende.bcg.com/home/>. Die folgenden Zitate sind der dort verlinkten Studie auf Seite 21 entnommen.

der kommenden fünf Jahre um fast 50 Prozent erfolge der nötige Anstieg der Stromnachfrage bei Elektrofahrzeugen, Wärmepumpen, industrieller Elektrifizierung und Wasserstoffproduktion „nicht annähernd in der erforderlichen Geschwindigkeit“. Auch die langfristige Nachfrageannahme – mehr als eine Verdopplung bis 2045 – erscheine selbst in einem Szenario, in dem Deutschland seine Klimaziele erreicht, als zu optimistisch.

Die Studie empfiehlt daher, die Ausbauziele für die erneuerbaren Energien periodisch zu überprüfen und stärker an die tatsächlichen Bedarfe anzupassen. Damit wird vermieden, dass Investitionen in die erneuerbare Erzeugung, aber auch in die notwendige Netzinfrastruktur, an der tatsächlichen Nachfrage vorbeigeplant und kostentreibend überdimensioniert werden. Alleine durch eine bedarfsgerechte Anpassung der Nachfrageprognosen erwarten BCG und BDI bis 2035 insgesamt Kosten- und Risikoeinsparungen von rund 215 Milliarden Euro. Diese Einsparpotenziale, die nicht zu Abstrichen an den Zielen der Energiewende führen, sollten von der neuen Bundesregierung unbedingt gehoben werden.

Die an realistische Prognosen angepassten Ausbauziele sollten zudem technologiespezifisch mit Blick auf ihre Systemkosten überprüft werden. Neben den Gesteungskosten der erneuerbaren Energien sind auch die Infrastrukturkosten, die mit der Errichtung ausgelöst werden, zu berücksichtigen. Insbesondere die Ausbauziele für Wind auf See mit 70 Gigawatt bis 2045 scheinen zu hoch und sollten angepasst werden, um ineffiziente und kosten-trächtige Bebauung (u. a. durch Abschattung und Dimensionierung der Netzan-schlüsse) zu vermeiden. Stattdessen sollte sich der Windausbau auf See an realistisch erzielbaren Winderträgen als Zielgröße orientieren, nicht mehr an GW-Zahlen. Die Netzkapazität darf dabei – aus Kosteneffizienzgründen – kleiner sein als die installierte Offshore-Kapazität. Im Koalitionsvertrag hat die neue Koalition angekündigt, sich der Abschattungsproblematik annehmen zu wollen und gemeinsam mit anderen Nordseeanrainern „erzeugungsoptimale Flächenkulissen“ entwickeln zu wollen – ein wichtiger Schritt in die richtige Richtung.

Festzuhalten bleibt, dass die Transformation des Energiesystems weitergehen muss – der weitere Ausbau von erneuerbaren Energien und der begleitenden Infrastruktur sollte aber entlang eines realistischen Pfads erfolgen, der auch veränderte Planungsgrundlagen für die kommende Dekade berücksichtigt.

Mehr Kosteneffizienz beim Ausbau der erneuerbaren Energien

Einsparmöglichkeiten mit dem Ziel von Kosteneffizienz und Bezahlbarkeit gibt es nicht nur im Hinblick auf den Umfang des Ausbaus der erneuerbaren Energien, sondern auch bei seiner Finanzierung und bei der Systemintegration der Erneuerbaren: So sollten sich die Erneuerbaren stärker am Markt refinanzieren und ihr Ausbau mit dem Netzausbau synchronisiert werden – Ziele, die sich auch im Koalitionsvertrag wiederfinden.

Um dabei für den weiteren Zubau gleichwohl einen gesicherten Investitionsrahmen zu bieten, wie es der Koalitionsvertrag vorsieht, brauchen die Erneuerbaren aber ein neues Vergütungsmodell, das die Investitionen absichert, die Stromerzeugung aber an den Marktsignalen ausrichtet. Dies kann bei voller Marktintegration zum einen durch von der Bundesnetzagentur beschriebene Differenzverträge (Contracts for Difference, CfDs) erfolgen, die eine Kapazitätszahlung mit produktionsunabhängigem Refinanzierungsbeitrag umfassen (sog. finanzielle CfDs). Zum anderen bieten sich langfristige Stromlieferverträge mit industriellen Verbrauchern an (Power Purchase Agreements, PPAs), die ebenfalls eine langfristige Vergütung sichern. Noch bestehende Hürden für derartige Verträge gilt es, wie auch von der EU-Kommission im Clean Industrial Deal vorgesehen, abzubauen.

Netz- und Systemdienlichkeit von Wind- und Solaranlagen hängt auch davon ab, wo diese zugebaut werden. In Zukunft sollte die Standortwahl der Anlagen stärker gesteuert werden und ihr Ausbau vorrangig dort erfolgen, wo sie die geringsten zusätzlichen Systemkosten, insbesondere in Bezug auf den Infrastrukturausbau, verursachen. Hierzu sind für die einzelnen Technologien entsprechende wirtschaftliche Anreize bei der Standortwahl zu schaffen. Die Ausweisung von Netzengpassgebieten, wie im Koalitionsvertrag vorgesehen, ist dafür ein erster Schritt.

In einem zweiten Schritt sollten die Entwickler von Wind- und Solaranlagen einen Zuschuss zu den durch sie verursachten Netzausbaukosten (sog. Baukostenzuschuss, BKZ) übernehmen. Bei Wind an Land und Solaranlagen könnte dieser regional differenziert werden, wobei dessen Staffelung einer Ampelsystematik folgt: Bei gelber und roter Ampel dauert der Netzanschluss länger und ist der BKZ höher als bei grüner Ampel. So lässt sich auch die Vergabe von Netzanschlüssen wirksam priorisieren. Über diese Anreize lässt sich die Standortwahl von Erneuerbaren-Energien-Anlagen an Land wirksam steuern. Für Wind auf See bietet ein BKZ Anreize für die Einsparung von Systemkosten z. B. durch Überbauung der Windparkleistung gegenüber dem Netzanschluss.

Mehr Kosteneffizienz beim Ausbau der Stromnetze

Ein weiterer entscheidender Faktor für den Erfolg der Transformation des Energiesektors, der Industrie, des Wärme- und des Verkehrssektors ist der Netzausbau. Die Kosten der Stromnetze sind in Deutschland aktuell der größte Kostentreiber der Endkundenpreise für Strom und der Grund dafür, dass die deutschen Strompreise im internationalen Vergleich immer mehr an Wettbewerbsfähigkeit verlieren.

Ursächlich für diese Fehlentwicklung ist eine Netzregulierung, die dem dynamischen Wachstum in den Stromnetzen und den neuen Aufgaben der Stromnetze für die Integration flexibler Erzeugung und Verbrauch nicht mehr Rechnung trägt. Die angesprochenen Systemgrenzen eines zuvor auf kon-

ventioneller Erzeugung basierenden Energiesystems werden hier besonders deutlich.

Als erster Schritt, die Netzkosten zu begrenzen, sollte der notwendige Netzausbau besser mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien – basierend auf realistischeren Ausbauzielen – und Speicher synchronisiert werden. Notwendig sind nicht nur – wie oben bereits geschildert – Instrumente wie ein regional differenzierter BKZ, die eine effiziente Allokation von Erneuerbaren und Speichern an systemdienlichen Standorten fördern, um die Netze möglichst kosteneffizient zu nutzen und unnötigen Netzausbau zu vermeiden. BKZ können auch einen Anreiz für mehr Kosteneffizienz bei den Netzanschlüssen bieten: durch Überbauung oder die Bündelung der Netzan-schlüsse mehrerer Anlagen – seien es Verbrauchs-, Speicher- oder Erzeugungsanlagen – an einem Standort; mit der gemeinsamen Nutzung des Netzanschlusses können sich Netznutzer hinter dem Netzanschlusspunkt optimieren und ihre letztlich gebuchte Anschlusskapazität so mindern, dass sie geringer ausfällt als die Leistung aller Anlagen in Summe. Mit einer auf den BKZ anrechenbaren Reservierungsgebühr ließen sich schließlich Phantomprojekte mit geringer Realisierungswahrscheinlichkeit verhindern. Auch so kann der Netzausbaubedarf gesenkt werden. Darüber hinaus ist der Netzausbau auch an eine ggf. veränderte Strombedarfsentwicklung sowie an einen kleiner als bislang prognostiziert ausfallenden Zubau erneuerbarer Energien anzupassen. Perspektivisch gibt hier insbesondere die Flächenplanung für die erneuerbaren Energien einen Richtpunkt für die erwartete Netzanschlussleistung.

Neben dem systemdienlichen Zubau von Erneuerbaren-Energien-Anlagen sind weitere Maßnahmen erforderlich, um die Netzkosten zu begrenzen. Dazu sollte das Netzmanagement und der Netzbetrieb effizienter gestaltet werden, z. B. durch eine Höherauslastung der Netze. Besonders die Anwendung und aktuelle Auslegung des n 1 Kriteriums (wonach auch bei Maximalauslastung der Ausfall einer Komponente ohne Systemausfall aufgefangen werden können muss) blockiert mögliche Effizienzpotenziale. Geprüft werden sollte auch ein besserer witterungsabhängiger Netzbetrieb. Ferner sollte der kosteneffiziente Netzausbau etwa – überall dort wo möglich – durch den Bau von Freileitungen statt Erdkabeln erfolgen.

Parallel zur Kostendämpfung bei Netzausbau und -betrieb sollten die Netzkosten transparenter und über die Netzentgelte gerechter auf die Verbraucherinnen und Verbraucher verteilt werden. Wer hohe Netzkosten verursacht, sollte auch mehr bezahlen (z. B. durch eine höhere Leistungsbeziehung) bzw. bei netzdienlichem Verhalten entlastet werden. Dadurch werden auch Hemmnisse für die Flexibilisierung der Nachfrage abgebaut sowie der Wechsel auf strombasierte Wärme und Mobilität (wie Wärmepumpe und Elektroauto) erleichtert. Stromspeicher sollten grundsätzlich von den Netzentgelten befreit werden, da sie keine Stromverbraucher sind und systemdienlich genutzt werden.

Einige dieser Themen liegen in der Zuständigkeit der Bundesnetzagentur – andere wiederum sind politisch zu entscheiden. Im Koalitionsvertrag bekennt sich die neue Bundesregierung zu einem kosteneffizienten Netzausbau und zur Synchronisierung des Ausbaus mit den erneuerbaren Energien. Die Richtung stimmt also, jetzt kommt es auf die Ausgestaltung an.

Versorgungssicherheit kosteneffizient und bezahlbar gewährleisten

Deutschland braucht nach Kernenergie- und Kohleausstieg auch in Zukunft Stromerzeugungskapazitäten, die in den Stunden einspringen, wenn die Sonne nicht scheint und der Wind nicht weht. Wie die jüngst vorgelegte Analyse der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber zeigt,⁸ besteht hier schon in den kommenden Jahren dringender Handlungsbedarf, um auch weiterhin Versorgungssicherheit auf hohem Niveau zu gewährleisten.

Daher ist die Politik gefordert, hier kurzfristig ein Ausschreibungsverfahren auf den Weg zu bringen, um den Neubau von regelbaren Kraftwerken, die Wasserstoff- und/oder CCS-fähig sind, so schnell wie möglich auf den Weg zu bringen. Schon die alte Bundesregierung hatte einen Entwurf für ein Kraftwerksicherheitsgesetz (KWStG) vorgelegt. Im Koalitionsvertrag ist von bis zu 20 GW Gaskraftwerken die Rede, die technologieoffen ausgeschrieben werden sollen und vorrangig an bestehenden Kraftwerksstandorten entstehen sollen. Wichtig ist, die Ausschreibungsbedingungen auf das Mindestmaß zu beschränken und nicht zu überfrachten, z. B. mit zusätzlichen technischen Anforderungen oder festen Dekarbonisierungsvorgaben. Damit würden nur unnötig die Kosten in die Höhe getrieben – für die Dekarbonisierung sorgt kosteneffizient der europäische Emissionshandel. Wichtig ist, dass die ersten Ausschreibungen mit hohen Volumina möglichst noch in diesem Jahr stattfinden. Nach dem gesetzlich vorgeschriebenen Ausstiegspfad gehen 2030 im Rheinischen Revier die letzten Braunkohlekraftwerke vom Netz. RWE ist operativ und personell ganz darauf ausgerichtet, diesen Ausstieg planmäßig umzusetzen. Damit das ohne Abstriche bei der Versorgungssicherheit gelingt, müssen bis dahin neue Gaskraftwerke für eine sichere Stromversorgung bereitstehen.

Da die Anlagen nur dann einspringen sollen, wenn nicht genug Wind weht und nicht genug Sonne scheint, braucht es für den wirtschaftlichen Betrieb langfristig ein geeignetes Vergütungsmodell. Die neue Koalition will dafür perspektivisch die Einführung eines technologieoffenen und marktwirtschaftlichen Kapazitätsmechanismus vorantreiben. Ein zentraler Kapazitätsmarkt, wie er in einigen EU-Mitgliedstaaten, wie z. B. Belgien, bereits gelebte Praxis ist und nun auch von der EU-Kommission in den derzeit konsultierten Beihilfeleitlinien (Clean Industrial State Aid Framework, CISAF) beschrieben wird, sollte hier das Mittel der Wahl sein: Seine Ausgestaltung ist bereits in der Praxis erprobt.

8 ENTSO-E, „European Resource Adequacy Assessment: 2024 Edition“ (https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/sdc-documents/ERAA/2024/report/ERAA_2024_Executive_Report.pdf); Annex 5.

Und dies beschleunigt auch die beihilferechtliche Genehmigung der EU.

Strompreisentlastung für mehr Wettbewerbsfähigkeit

Die genannten Maßnahmen werden zu deutlich mehr Kosteneffizienz und damit auch zu einer Dämpfung des Strompreises führen. Die Industrie braucht aber auch eine zeitnahe Entlastung. Dies hat auch die kommende Bundesregierung erkannt und entsprechende Entlastungsmaßnahmen avisiert. Um ein stabiles Investitionsumfeld zu bieten, sollten die bestehenden und noch geplanten Entlastungen für die besonders handels- und stromkostenintensive Industrie langfristig und verlässlich über 2030 hinaus ausgelegt werden und nicht nur für wenige Jahre. Dies gilt auch für die geplante Prüfung zur Ausweitung des Anwendungsbereichs der Entlastungen, z. B. in der Förderrichtlinie Strompreiskompensation, damit auch über den heute begünstigten Kreis hinaus Unternehmen profitieren, die aufgrund hoher Stromkosten abwanderungs- oder stilllegungsbedroht sind. Die geplante Rückführung der Stromsteuer auf das europäische Mindestmaß ist zu begrüßen.

In Industrien, in denen der europäische CO₂-Grenzausgleichsmechanismus (CBAM) keinen wirksamen Schutz vor der Verlagerung von CO₂-Emissionen (Carbon Leakage) darstellt, sollte die freie Zuteilung von ETS-Zertifikaten weitergeführt werden. Hier sollte eine entsprechende Initiative in Richtung EU gestartet werden.

Fazit

Es ist zu begrüßen, dass die Koalitionspartner schnell einen Koalitionsvertrag vorgelegt haben, denn es braucht angesichts der herausfordernden Weltlage eine handlungsfähige und entschlossene Regierung. Eine wichtige Voraussetzung dafür, dass Deutschlands Wirtschaft auf die Beine kommt, sind wettbewerbsfähige Energiepreise. Dafür brauchen wir ein Umdenken bei der Energiewende, die wieder stärker Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit in den Mittelpunkt rückt. Daher ist es gut, dass die Koalitionspartner Kosteneffizienz und eine integrierte Betrachtung des Gesamtsystems in das Zentrum ihrer Energiepolitik stellen. Ebenfalls gut ist der Fokus auf Versorgungssicherheit, verbunden mit dem klaren Bekenntnis zum schnellen Zubau von flexiblen Gaskraftwerken. Doch aus Erfahrung wissen wir, dass politische Vereinbarungen keine Selbstläufer sind. Der Teufel steckt, leider wie so oft, im Detail.

Die Transformation des Energiesystems ist ein großes Rad, das beherrscht werden will, und bei dem viele Elemente und Maßnahmen passgenau sitzen müssen. Die im Koalitionsvertrag eingeschlagene Richtung muss jetzt in Regierungshandeln übersetzt werden und sich stärker als in der Vergangenheit an Pragmatismus und Kosteneffizienz orientieren. Mit der Energiebranche hat die Politik einen zuverlässigen und tatkräftigen Partner an ihrer Seite, wenn es an die Umsetzung geht. Packen wir's an!

Über das Forum für Zukunftsenergien e.V.

Das Forum für Zukunftsenergien engagiert sich als einzige branchenneutrale und parteipolitisch unabhängige Institution der Energiewirtschaft im vorparlamentarischen Raum in Deutschland. Der eingetragene Verein setzt sich für erneuerbare und nicht-erneuerbare Energien sowie rationelle und sparsame Energieverwendung ein. Ziel ist die Förderung einer sicheren, preisgünstigen, ressourcen- und umweltschonenden Energieversorgung. Dem Verein gehören ca. 230 Mitglieder aus der Industrie, der Energiewirtschaft, Verbänden, Forschungs- und Dienstleistungseinrichtungen sowie Persönlichkeiten aus Politik, Wirtschaft, Wissenschaft und Verwaltung an.

Aufgabe des Kuratoriums ist es, die Ziele des Forums zu fördern und dem Vorstand Rat und Impulse für seine Arbeit zu geben. Unsere Kuratoren haben individuell, jeweils aus der Sicht ihrer Branche, ihres Unternehmens bzw. ihrer Institution, Beurteilungen abgegeben und Einschätzungen vorgenommen. Die Bände der Schriftenreihe spiegeln die breite Themenvielfalt unseres Kuratoriums wider.