



Redundanzen, Resilienzen und Nachhaltigkeit: Energie für die 20er Jahre

Schriftenreihe des Kuratoriums
Band 14

Impressum:

Forum für Zukunftsenergien e. V.
Reinhardtstraße 3
10117 Berlin

Telefon: +49 (0)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, Mai 2021

Mit herzlichem Dank für die freundliche Unterstützung des:

Verband kommunaler Unternehmen e.V. (VKU)

Inhalt

Vorwort	6
<i>Dr. Hans-Jürgen Brick</i> Vorsitzender des Vorstandes, Forum für Zukunftsenergien e.V.	
Energieversorgung von morgen heute gestalten - Zukünftige Ausgestaltung der Energieversorgung	10
<i>Hubert Aiwanger</i> Bayerischer Staatsminister für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie sowie stellvertretender Bayerischer Ministerpräsident	
Energiewende am Scheideweg – auf diese Dekade kommt es an..	16
<i>Sven Becker</i> Sprecher der Geschäftsführung, Trianel GmbH	
Systemtrennung als Warnschuss? – Aktuelle Aspekte der elektrischen Versorgungssicherheit	26
<i>Prof. Dr. Marc Oliver Bettzüge</i> Direktor und Geschäftsführer, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln - EWI	
Versorgungssicherheit und Energiewende - Auf dem Weg zu einem neuen Systemdesign	36
<i>Dr. Hans-Jürgen Brick</i> Vorsitzender des Vorstandes, Forum für Zukunftsenergien e.V., sowie Vorsitzender der Geschäftsführung, Amprion GmbH	
Smart und sicher: Digitalisierung der Energiewende schreitet voran	46
<i>Andreas Feicht</i> Staatssekretär im Bundesministerium für Wirtschaft und Energie	
Die Energieversorgung für die 2020er Jahre im Spannungsfeld von Klimazielen, Bezahlbarkeit und Sicherheit	52
<i>Dr. Uwe Franke</i> Präsident, Weltenergierat – Deutschland e.V. <i>Maira Kusch</i> Senior Managerin, Weltenergierat – Deutschland e.V.	
Energie für die Wohnungswirtschaft in den 20er Jahren	68
<i>Axel Gedaschko, Senator a. D.</i> Präsident, GdW Bundesverband deutscher Wohnungs- und Immobilienunternehmen e.V.	

Resilience by Design: Erneuerbare Energiesysteme nachhaltig gestalten.....	80
<i>Prof. Dr.-Ing. Holger Hanselka</i>	
Präsident, Karlsruher Institut für Technologie (KIT)	
Laternenparker werden zu Laternenladern.....	88
<i>Lex Hartman</i>	
Vorsitzender der Geschäftsführung, ubitricity Gesellschaft für verteilte Energiesysteme mbH	
Transformation wagen, Resilienz wahren: Eine erweiterte Strategie für die 2020er Jahre.....	98
<i>Jochen Homann</i>	
Präsident, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen	
Redundanzen, Resilienzen und Nachhaltigkeit: Energie für die 20er Jahre – Elektronen und Moleküle!.....	112
<i>Prof. Dr. Dr. h.c. Reinhard F. Hüttl</i>	
Mitglied des Vorstandes, Forum für Zukunftsenergien e.V., sowie Wissenschaftlicher Direktor und Geschäftsführer, EUREF Energy Innovation GmbH	
Auf dem Weg zu 100 Prozent Erneuerbaren Energien – die Agenda für die 2020er Jahre.....	118
<i>Olaf Lies</i>	
Niedersächsischer Minister für Umwelt, Energie, Bauen und Klimaschutz	
Von der Vision zur Realität - Der Umsetzungsplan für Wasserstoff und klimaneutrale Gase.....	130
<i>Prof. Dr. Gerald Linke</i>	
Vorstandsvorsitzender, Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V. (DVGW)	
Die Geschichte bis hier: Die Corona-Krise im Jahr 2020 aus Sicht eines Verteilnetzbetreibers	138
<i>Dr. Christoph Müller</i>	
Geschäftsführer, Netze BW GmbH	
Entscheidend ist auf dem Platz – was kommunale Unternehmen für die Energiewende vor Ort brauchen.....	148
<i>Guntram Pehlke</i>	
Vizepräsident, Verband Kommunaler Unternehmen e.V. (VKU)	

Resilienz und Sicherheit als zentrale Faktoren des Energiesystems der Zukunft und der digitalen Transformation.....	160
<i>Prof. Dr. Andreas Pinkwart</i>	
Minister für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen	
Generationenaufgabe Nachhaltigkeit – LEAGs Beitrag für die Lausitz	170
<i>Dr. Helmar Rendez</i>	
Vorsitzender des Vorstandes, LEAG Bergbau AG & LEAG Kraftwerke AG	
Das energiepolitische Zieldreieck – Implosion eines Narrativs.....	182
<i>Joachim Rumstadt</i>	
Stellvertretender Vorsitzender des Vorstandes, Forum für Zukunftsenergien e.V., sowie Vorsitzender der Geschäftsführung, STEAG GmbH	
Klimaneutralität 2050 – die Transformation ist eine technologische Zeitenwende.....	190
<i>Dr. Rolf Martin Schmitz</i>	
Vorstandsvorsitzender bis 05/2021, RWE AG	
Mit Resilienz und Nachhaltigkeit: Energie für die 20er Jahre.....	200
<i>Dr. Harald Schwager</i>	
Mitglied des Vorstandes, Forum für Zukunftsenergien e.V., sowie Mitglied und stellvertretender Vorsitzender des Vorstands, Evonik Industries AG	
Eine nachhaltige Energiepolitik für Brandenburg.....	214
<i>Prof. Dr.-Ing. Jörg Steinbach</i>	
Minister für Wirtschaft, Arbeit und Energie des Landes Brandenburg	
Die Energiewende braucht Sicherheit.....	224
<i>Dr. Dirk Stenkamp</i>	
Vorstandsvorsitzender, TÜV NORD AG	
<i>Silvio Konrad</i>	
Geschäftsführer TÜV NORD Systems und TÜV NORD EnSys	
Vom Zielbild her denken, heute schon handeln – die 20er Jahre als entscheidendes Jahrzehnt	232
<i>Dr. Karsten Wildberger</i>	
Mitglied des Vorstandes, E.ON SE	



© Hartmut Naegele

Dr. Hans-Jürgen Brick
Vorsitzender des Vorstandes, Forum für Zukunftsenergien e.V.

Vorwort

Dr. Hans-Jürgen Brick

Liebe Mitglieder und Freunde des Forum für Zukunftsenergien,

hier halten Sie den 14. Band der Schriftenreihe des Kuratoriums des Forum für Zukunftsenergien in den Händen. Im Mittelpunkt stehen dieses Mal Gedanken, die sich die Kuratoren und Vorstände des Forum für Zukunftsenergien zum Thema „Redundanzen, Resilienzen und Nachhaltigkeit: Energie für die 20er Jahre“ gemacht haben.

Als dieser Themenschwerpunkt im Mai 2020 vom Vorstand des Forum für Zukunftsenergien ausgewählt wurde, lebte unsere Gesellschaft bereits seit drei Monaten in der „Pandemie“ und mit der Corona-Krise. Schon zu diesem Zeitpunkt war erkennbar, dass die unmittelbar in der Energiewirtschaft tätigen Unternehmen mit den damit verknüpften Herausforderungen wohl zurechtkommen würden. Die Versorgungssicherheit war gewährleistet, die Mitarbeiter - so gut es irgendwie ging - geschützt und die wirtschaftlichen Effekte der Corona-Krise für die Stromwirtschaft wurden als vergleichsweise mild eingeschätzt.

Trotzdem hat diese Krisensituation die Notwendigkeit verdeutlicht, die zunehmend dringliche Frage nach der Widerstandsfähigkeit des Energieversorgungssystems u.a. durch das Vorhandensein von Redundanzen zu stellen. Denn die deutsche und europäische Stromversorgung basiert heute auf völlig anderen Stromerzeugungsstrukturen als noch im letzten Jahrhundert. An die Stelle großer, mit nuklearen oder fossilen Brennstoffen betriebener Kraftwerksblöcke sind hunderttausende von Solaranlagen, zehntausende von Windrädern, Biomasseanlagen und tausende von KWK-Anlagen getreten. Diese Transformation der Erzeugungsstruktur stellt jedoch nicht die einzige Veränderung dar. Die 2020er Jahre werden zusätzlich auch geprägt sein von einer zunehmenden Diversifizierung und Digitalisierung der Energieverbrauchsstruktur sowie einer weiteren Europäisierung des Energiesektors. Angesichts dieser Entwicklung ist die Sorge berechtigt, dass die Beantwortung der Frage nach Resilienz, Redundanz und Nachhaltigkeit im Sinne eines ausgewogenen energiepolitischen Zieldreiecks aus Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglich nicht umfassend erfolgt. Wie wichtig diese Kriterien jedoch sind, hat dann – gerade zu einem Zeitpunkt, als die Vorstände und Kuratoren ihre Beiträge erarbeiteten – der jüngste Störfall vom 8. Januar 2021 in einem Umspannwerk in Kroatien gezeigt. Damit wurde die Erkenntnis bestätigt, dass die benötigte Sicherheit nur noch durch erhebliche Anstrengungen aller Akteure der Stromwirtschaft gewährleistet werden kann.

Insofern freut es mich sehr, dass der Vorstand gerade dieses Thema für den 14. Band der Schriftenreihen gewählt hat und wir heute erneut etliche sehr interessante Beiträge aus den verschiedensten Branchen vorlegen kön-

nen. Allen Beteiligten danke ich für ihre Beiträge herzlich. Mein besonderer Dank gilt dem VKU sowie seinem Vizepräsidenten und unserem Kurator, Guntram Pehlke, für die Finanzierung des Drucks dieses 14. Bandes der Kuratoriumsschriftenreihe.

Ihnen, liebe Leserinnen und Leser, wünsche ich viel Freude bei der Lektüre dieses Kompendiums.

Berlin, Mai 2021

Dr. Hans-Jürgen Brick

Vorsitzender des Vorstandes, Forum für Zukunftsenergien e.V.



© SMMW

Hubert Aiwanger
Bayerischer Staatsminister für Wirtschaft, Landesentwicklung und
Energie sowie stellvertretender Bayerischer Ministerpräsident

Hubert Aiwanger ist seit November 2018 Bayerischer Staatsminister für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie sowie stellvertretender Bayerischer Ministerpräsident. Seit 2006 ist er Landesvorsitzender der Freien Wähler und seit 2010 auch deren Bundesvorsitzender. Seit 2008 ist der studierte Agraringenieur Mitglied des Bayerischen Landtags. Von 2008 bis 2018 war er Vorsitzender der Landtagsfraktion der Freien Wähler.

Energieversorgung von morgen heute gestalten - Zukünftige Ausgestaltung der Energieversorgung

Hubert Aiwanger

Eine sichere Energie- und Stromversorgung ist für unsere Gesellschaft selbstverständlich und für den Wirtschaftsstandort Deutschland unentbehrlich geworden. Nur wenn Energieträger wie Gas und Strom durchgehend verfügbar sind, ist das tägliche Leben, wie wir es momentan kennen, auch in Zukunft gewährleistet.

Die Versorgungssicherheit in Deutschland ist im weltweiten Vergleich ausgezeichnet. Tatsächlich ist sie jedoch das Ergebnis beständiger Anstrengungen und kontinuierlicher Anpassungen. Herausfordernd ist die Versorgungssicherheit vor allem deshalb, weil es im Zieldreieck der Energiepolitik auch die Kriterien der Umweltverträglichkeit und Bezahlbarkeit zu erfüllen gilt. Dabei sind die verfolgten Ziele nicht immer deckungsgleich sondern teilweise sogar widersprüchlich. Dieses Spannungsfeld aufzulösen, stellt eine der großen Herausforderungen dieser Dekade dar. Bei der Bewältigung sind demnach alle Beteiligten gefordert: die Energiewirtschaft und die Verbraucher ebenso wie die Politik und der Gesetzgeber auf Landes- und Bundesebene.

Mit dem Bayerischen Aktionsprogramm Energie¹ wurden 2019 daher klare Schritte zur Umsetzung einer bayerischen Energiepolitik eingeleitet, die den Anforderungen des energiepolitischen Zieldreiecks Rechnung trägt. Es freut mich, dass wir eine Vielzahl von Maßnahmen inzwischen umsetzen bzw. auf den Weg bringen konnten. Energiepolitik bleibt für mich aber eine Daueraufgabe und gerade im Hinblick auf die anstehende Bundestagswahl werde ich mich weiter für eine Energiepolitik stark machen, die gleichermaßen sicher, bezahlbar und umweltverträglich ist.

Ein wichtiger Meilenstein auf diesem Weg war die Verabschiedung der Bayerischen Wasserstoffstrategie² im Mai 2020. Ich begrüße es sehr, dass in den Folgemonaten auch die Bundesregierung und die EU-Kommission mit eigenen Wasserstoffstrategien nachgezogen und ihre Perspektiven auf eine klar nachhaltig ausgerichtete Wasserstoffwirtschaft formuliert haben. Denn eines ist klar: für eine zukunftsfähige Energieversorgung ist grüner Wasserstoff als Energieträger, Speichermedium sowie Grundstoff ein unverzichtbarer Baustein und durch die vielfältigen Einsatzmöglichkeiten zudem ein ideales Bindeglied zwischen den Sektoren. Damit wird Wasserstoff die Energieversorgungslandschaft grundlegend verändern und einen wertvollen Beitrag leisten können, den Zielkonflikt im energiepolitischen Zieldreieck aufzulösen.

Sichere Energieversorgung trotz zunehmend volatiler Erzeugung

Konventionelle Großkraftwerke prägten lange Zeit die Energieversorgung und konnten jederzeit ihre Nennleistung bereitstellen. Gleiches gilt für die Stabilisierung des Stromsystems bei kurzzeitigen Schwankungen, die durch die Massenträgheit der großen Generatoren dieser Großkraftwerke ausgeglichen wurden. Und auch für die Regelbarkeit der Erzeugungsleistung, war diese Erzeugerstruktur bisher sehr günstig. Sie half auf Schwankungen in der Nachfrage reagieren zu können. Davon entfernen wir uns durch die zunehmende Bereitstellung von Strom aus dezentralen, regenerativen Erzeugungsanlagen allerdings immer mehr. In einem derartigen Stromsystem müssen deswegen neue Wege beschritten werden, um die hohe Versorgungssicherheit und -qualität in Deutschland aufrechtzuerhalten. Das ist eine echte Herausforderung, der sich die deutsche Energieversorgungsbranche stellen muss. Mit viel Engagement und Ingenieursgeist geht sie diese aber schon heute tatkräftig an. Das ist erfreulich, denn bei der Versorgungssicherheit dürfen wir keine Abstriche machen.

Um die Versorgungssicherheit auch langfristig sicherzustellen, sind bereits eine Reihe von Monitoring-Maßnahmen auf Bundesebene etabliert, an denen sich das Bayerische Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie aktiv beteiligt. Angefangen beim „Bericht zum Stand und zur Entwicklung der Versorgungssicherheit im Bereich der Versorgung mit Elektrizität“ nach §63 EnWG über die sogenannten „Winterberichte“ zur Netzreserve-Bedarfsermittlung und den von Seiten der EU vorgeschriebenen Risikovorbericht bis hin zur Ermittlung des Netzausbaubedarfs im Rahmen des Netzentwicklungsplans. Zukünftig werden wir auf eine noch engere Verzahnung dieser Instrumente hinarbeiten, um die Erkenntnisse aus einem Bereich auch in die Analysen der anderen Bereiche einfließen zu lassen. Unser Ziel ist es, ein stimmiges Gesamtbild des zukünftigen Energieversorgungssystems zu erhalten. Nur so können wir bereits heute den möglichen Handlungsbedarf von morgen identifizieren und die notwendigen Weichen in Richtung einer gesicherten Energieversorgung stellen!

In den kommenden Jahren werden die dezentralen Erzeugungsanlagen dabei eine immer größere Rolle spielen. Damit wird gleichzeitig die Abhängigkeit von einigen wenigen Großkraftwerken reduziert und die Widerstandsfähigkeit des Systems idealerweise erhöht. Voraussetzung ist aber, dass auch den kleineren Anlagen Aufgaben zur Gewährleistung der Systemstabilität übertragen werden. Derzeit funktioniert dies schon, etwa im Rahmen der Blindleistungsbereitstellung sowie der Netzstützung im Fehlerfall. Mit der zunehmenden Einbindung von Erzeugungsanlagen in die bestehenden Kommunikationsstrukturen ergeben sich auch die notwendigen Voraussetzungen für komplexere Dienstleistungen, wie beispielsweise die koordinierte, flexible Energiebereitstellung. Damit ist eine echte Energiewende aus der Fläche möglich. Die Resilienz des Systems wird insgesamt gestärkt! Daran zeigt sich: die Ziele einer sicheren, dezentralen und nachhaltigen Energieversorgung müssen

sich nicht widersprechen, sondern können sich wechselseitig begünstigen. Mit einer zunehmenden Vernetzung verschiedener Verbraucher und Erzeuger ergeben sich aber auch neue potenzielle Angriffspunkte im Energiesystem. Um keine Einfallstore für Cyberangriffe zu schaffen, dürfen bei der IT-Sicherheit daher keine Kompromisse gemacht werden. Hier sind Industrie und Forschung gefragt, tragfähige Lösungen zu entwickeln, die der besonderen Bedeutung der Energieversorgung gerecht werden.

Bereits heute können dezentrale Anlagen wesentlich zur Funktionsfähigkeit des Energiesystems beitragen. Dennoch ist es für besonders kritische Situationen entscheidend, ausreichend gesicherte Leistung vorzuhalten und nicht auf Unterstützung von außen angewiesen zu sein. Daher benötigen wir weiterhin Kraftwerke bei uns in Bayern, die gesicherte Leistung für das System bereitstellen und im Bedarfsfall kurzfristig eingesetzt werden können. Hierfür bieten die derzeitigen Marktbedingungen mit relativ kurzen und schwer vorhersehbaren Preisspitzen keine ausreichende Planungssicherheit. Das wird sich, auch wenn die Energiewende weiter gut vorankommt, nicht grundlegend ändern. Spätestens jetzt ist dringend der Bund gefragt, einen geeigneten Rahmen zu schaffen, der Investitionen in gesicherte Leistung zügig voranbringt. Nur so kann die Transformation hin zu einem regenerativ geprägten Energiesystem ohne Risiken für die Versorgungssicherheit nachhaltig gewährleistet werden.

Nachhaltige Energieversorgung als wirkungsvoller Klimaschutz

Wir sind in Sachen Erneuerbare Energien in den vergangenen Jahren weit gekommen. Jetzt heißt es dranbleiben und nicht nachlassen! Dies gilt umso mehr, als die zunehmende Elektrifizierung der Sektoren Verkehr und Wärme zu einer steigenden Stromnachfrage führen wird.

Neben den CO₂-Minderungszielen sind viele andere Aspekte der Nachhaltigkeit dabei von zentraler Bedeutung. Denn wir wollen auch in Zukunft ein lebenswertes Wohnumfeld und intakte Landschaften, um nur zwei Beispiele zu nennen. Daher fordere ich mit Nachdruck, den Flächenverbrauch und die Beeinträchtigungen der Natur durch die Energiewende soweit als möglich zu begrenzen. Wir dürfen nicht auf Kosten der Anwohner immer mehr Netzausbau beschließen, ohne dies gründlich abzuwägen. Aber auch hier gibt es vielversprechende Ansätze mit innovativen Betriebsmitteln, wie die Erprobung von Netzboostern, die eine Höherauslastung des Bestandsnetzes ermöglichen und damit den Netzausbaubedarf künftig positiv beeinflussen können. Es braucht noch mehr solcher innovativer Ideen, damit wir bei der Energiewende auch weiterhin erfolgreich vorankommen.

Das Ziel eines möglichst geringen Netzausbaubedarfs ist bei all dem eine Gemeinschaftsaufgabe, zu der jeder einzelne einen Beitrag leisten kann: Denn jede Kilowattstunde, die nicht verbraucht wird, muss auch nicht produziert und transportiert werden. Energieeffizienz und Energieeinsparungen spielen

daher im Bayerischen Aktionsprogramm Energie eine Schlüsselrolle. Auch auf Bundesebene brauchen wir hier ehrgeizigere Ziele und stärkere Anreize, um die bestehenden Potenziale zu heben und zu einer sparsameren Nutzung von Energie beizutragen. Hier ist das zum 1. November 2020 in Kraft getretene Gebäudeenergiegesetz (GEG) ein wichtiger Schritt, ebenso wie die vielfältigen Maßnahmen des Klimaschutzprogramms 2030 der Bundesregierung.

Auch die Sektorkopplung ist eine der wesentlichen Stellschrauben, um unsere Klimaziele zügig zu erreichen. Denn insbesondere Industrie und Verkehr tragen einen erheblichen Anteil zu den energiebedingten Treibhausgasemissionen bei. In diese Bereiche kommt nun aber Bewegung. In der Mobilität schreitet die Elektrifizierung im Pkw-Bereich voran und auch für Nutzfahrzeuge werden Lösungen zur CO₂-freien Mobilität stetig weiterentwickelt. Hier kann der Einsatz von grünem Wasserstoff zukünftig eine entscheidende Rolle spielen. Mobilitätsanwendungen, bei denen aufgrund des hohen Energiebedarfs die batterieelektrische Mobilität an ihre Grenzen kommt, können so dekarbonisiert werden. Gleichzeitig bietet der Einsatz von Wasserstoff auch bei industriellen Fertigungsprozessen vielversprechende Perspektiven für die Abkehr vom Kohlenstoff. Sei es in der Stahlproduktion – Stichwort Wasserstoff-Direktreduktion statt Hochofen - oder in der Grundstoffchemie als Ersatz für grauen Wasserstoff.

Wasserstoff als Beitrag zu mehr Nachhaltigkeit und Resilienz

Wasserstoff ist damit ein unverzichtbarer Baustein der bayerischen Energie- und Wirtschaftspolitik. Elektrolyseanlagen, die mit regenerativ erzeugtem Strom betrieben werden, liefern mit grünem Wasserstoff einen universell einsetzbaren Energieträger. Darüber hinaus können sie im System als flexible Verbraucher entlastend wirken. In Zeiten geringer regenerativer Erzeugung reduzieren sie die Leistungsaufnahme. Auf diese Weise vermindern sie die residuale Last und damit den Teil der Nachfrage, der nicht über regenerative Erzeugungsanlagen gedeckt werden kann. Durch die Möglichkeit, aus Wasserstoff synthetisches Methan zu erzeugen, lassen sich zudem auch Gaskraftwerke regenerativ versorgen. Neben Energie können sie im Energieversorgungssystem so auch weiterhin die notwendigen Systemdienstleistungen bereitstellen. Das trägt zur Dekarbonisierung und Systemsicherheit gleichermaßen bei.

Ein wesentliches Kriterium für eine verstärkte Wasserstoffnutzung spielen dabei oftmals die anfallenden Kosten. Denn jeder Übergang von einer Energieform in die andere ist mit Verlusten behaftet. Daher steht vor einer Umwandlung und der möglichen Zwischenspeicherung von regenerativem Strom mittels Wasserstoff das Ziel, den Strom direkt zu nutzen. Eine vollständig grüne Wasserstoffwirtschaft wird daher erst dann Realität werden, wenn alle Potenziale zur direkten Elektrifizierung gehoben sind und Überschussmengen regenerativen Stroms bereitstehen. Trotzdem ist es wichtig, bereits heute die notwendigen Weichen zu stellen und die technologische Entwick-

lung voranzutreiben. Nur wenn wir vorausschauend agieren und die passenden Rahmenbedingungen bieten, stehen skalierbare, kostengünstige Lösungen zeitnah bereit. Und nur so kann der Industriestandort Deutschland im Bereich der Wasserstoffwirtschaft führend bleiben. Das sorgt für Wertschöpfung und sichert die Arbeitsplätze von morgen.

Bayern geht deshalb entschlossen voran. Etwa mit Investitionen in Forschung und Entwicklung im Rahmen des Bayerischen Energieforschungsprogramms durch die Vernetzung von Akteuren der gesamten Wertschöpfungskette im Zentrum Wasserstoff.Bayern³ oder mit der Förderung von Wasserstofftankstellen für Nutzfahrzeuge⁴. Wir setzen starke Impulse für einen Aufbruch in eine neue Wasserstoffwirtschaft weit über Bayern hinaus.

Mut für neue Lösungen

Unsere globalen Klimaziele sind langfristig nur mit Wasserstoff und den dazugehörigen Technologien erreichbar. Grüner Wasserstoff ist hierbei - als Brücke zwischen den Sektoren - Schlüsseltechnologie sowie globaler Wachstumsmarkt zugleich. Nur wenn wir bei der Energiewende breit denken und sämtliche Sektoren einbeziehen, lassen sich unsere ehrgeizigen Ziele auch erreichen. Bei all unseren Anstrengungen gilt es daher, die unterschiedlichen Perspektiven im Auge zu behalten. Europäische Anliegen müssen ebenso berücksichtigt werden wie Vorgaben auf Bundes-, Landes- oder regionaler Ebene.

Wir befinden uns auf dem richtigen Weg. Vieles liegt aber noch vor uns. Die erfolgreiche Energiewende bleibt dabei eine Gemeinschaftsaufgabe – für Politik, Wissenschaft und Gesellschaft gleichermaßen. Ich ermuntere daher alle Beteiligten, Althergebrachtes kritisch zu hinterfragen, neue Lösungsmöglichkeiten zu entwickeln und die kommenden Aufgaben mit Mut und Zuversicht tatkräftig anzupacken. Unser Ziel einer vollständig dekarbonisierten Energiewirtschaft 2050 können wir nur erreichen, wenn wir ohne ideologische Scheuklappen auch weiterhin gemeinsam in Richtung einer sicheren, bezahlbaren und nachhaltigen Energiezukunft voranschreiten.

Fußnoten

- ¹ [https://www.stmwi.bayern.de/service/publikationen/publikation-detail/?tx_stmwivt-publications_pi2\[searchId\]=753](https://www.stmwi.bayern.de/service/publikationen/publikation-detail/?tx_stmwivt-publications_pi2[searchId]=753)
- ² <https://www.stmwi.bayern.de/wasserstoffstrategie/>
- ³ <https://h2.bayern/>
- ⁴ <https://www.stmwi.bayern.de/service/foerderprogramme/wasserstofftankstelleninfrastruktur/>



Sven Becker
Sprecher der Geschäftsführung, Trianel GmbH

Sven Becker ist Sprecher der Geschäftsführung der Trianel GmbH seit 2005. Darüber hinaus hält er unterschiedliche Organfunktionen in den Tochter- und Beteiligungsgesellschaften der Trianel-Gruppe. Zuvor arbeitete er ab 2002 bei Statkraft Markets GmbH, von 2003 bis Ende 2004 als Geschäftsführer. Von 1998 bis Ende 2001 war er für Enron Europe Ltd. in unterschiedlichen vertrieblichen und Handelsfunktionen im London, Oslo und zuletzt Frankfurt tätig. Seinen Einstieg in die Energiewirtschaft fand Herr Becker 1993 bei der Ruhrgas AG. Herr Becker studierte Volkswirtschaft in Kiel und Dublin und hält einen MBA von der University of Chicago. Seit 2009 lehrt er als Gastdozent an der RWTH Aachen und seit 2021 an der Hochschule Weserbergland. Seit 2020 ist er Mitglied des Advisory Boards der EWI Fördergesellschaft e. V. Herr Becker ist Mitglied in zahlreichen energiewirtschaftlichen und politischen Gremien, u.a. im Vorstand des VKU und BDEW.

Energiewende am Scheideweg – auf diese Dekade kommt es an

Sven Becker

Unser ganzes Alltagsleben hängt von einer sicheren Energieversorgung ab. Energie versorgt unsere Wohnungen mit Wärme, bedeutet Licht, lässt Autos und Züge fahren. Ohne sie würden auch unsere Handys, PC, Tablets, Smart Watches und Streaming Dienste nicht mehr funktionieren. Insofern ist die Energieversorgung einer der wichtigsten und sehr kritischen Erfolgsfaktoren unserer modernen Gesellschaft. Zugleich gibt es aber wohl kaum ein anderes Thema, über das seit langer Zeit so intensiv und oft kontrovers diskutiert wird. Verständlich – geht es doch darum, die begonnene Erwärmung der Erdatmosphäre zu begrenzen. Im Zuge dessen muss auch die zukünftige Energieversorgung klimafreundlicher und nachhaltiger gestaltet werden.

Klimaschutz und nachhaltiges Wirtschaften geht uns alle an

Niemand zweifelt wohl ernsthaft daran, dass wir in Sachen Klimaschutz noch viele Anstrengungen unternehmen werden müssen. Allein in den letzten fünf Jahren mussten wir zahlreiche extreme Wetterphänomene wie Hitzewellen, große Trockenheit, Starkregen und Orkane beobachten. Alles zusammen gibt Anlass zur Sorge. Das Jahr 2020 war laut der Weltorganisation für Meteorologie das zweitwärmste Jahr überhaupt - ganz knapp nach 2016. Die globale Durchschnittstemperatur betrug mit 14,9 Grad Celsius 1,2 Grad Celsius mehr gegenüber dem vorindustriellen Niveau (1850 bis 1900). Damit setzt auch das Jahr 2020 einen Trend fort: Das Jahrzehnt von 2011 bis 2020 ist das heißeste überhaupt gewesen. Seit den 1980er Jahren war jedes Jahrzehnt wärmer als das vorherige. Die sechs wärmsten Jahre fanden alle seit 2015 statt. Dies ist ein deutlicher Hinweis auf das unerbittliche Tempo des Klimawandels, der Leben und Lebensgrundlagen auf unserem Planeten zerstört. Auch vor Deutschland machen diese Entwicklungen keinen Halt. UN-Generalsekretär António Guterres sagt daher vollkommen nachvollziehbar: „Frieden mit der Natur zu schließen, ist die bestimmende Aufgabe des 21. Jahrhunderts. Es muss für alle überall oberste Priorität haben.“¹

Die Bekämpfung des Klimawandels ist ein globales Problem. Daher ist es sehr gut, dass sich im Rahmen des Pariser Übereinkommens (Paris 2015) fast alle Länder der Welt verpflichtet haben, ihren Beitrag zur Lösung dieses Problems zu leisten. Und auch die USA werden bald wieder zu diesem Konsens zurückkehren, wie US-Präsident Biden kurz nach seiner Wahl angekündigt hat. Nationale Alleingänge bringen in der Summe wenig – sieht man von China oder den USA ab, die zusammen bald 30 Prozent der globalen Emissionen verantworten und deshalb durch ihren Beitrag ganz wesentlich zum Erfolg beitragen können. Weil ansonsten einzelne Staaten wenig positiv bewegen können, ist es umso wichtiger, dass wir uns in Europa koordinieren.

Der Klimaschutz ist für die EU das zentrale Thema

Der Klimaschutz zählt zu den politischen Schwerpunkten der Europäischen Union. Die Weltgemeinschaft hat sich im Übereinkommen von Paris 2015 dazu bekannt, die globale Erwärmung auf deutlich unter zwei Grad Celsius und möglichst unter 1,5 Grad Celsius gegenüber dem vorindustriellen Niveau zu beschränken. Ziel ist es, die negativen Auswirkungen des Klimawandels zu begrenzen. Die Europäische Union setzt auf dem Weg zu einer klimafreundlichen Wirtschaft auf übergreifende Zielformulierungen, EU-weite Maßnahmen und verbindliche nationale Klimaschutzziele.

Im Dezember 2019 hatten sich die Staats- und Regierungschefs der EU zum Ziel der Klimaneutralität bis 2050 bekannt. Dies bedeutet, dass bis dahin alle Treibhausgasemissionen in der Europäischen Union soweit wie möglich vermieden werden. Die verbleibenden Restemissionen müssen durch Prozesse ausgeglichen werden, die Treibhausgase aus der Atmosphäre entfernen, z.B. durch nachhaltig bewirtschaftete Wälder und Böden.

Mit dem ebenfalls im Dezember 2019 verkündeten „European Green Deal“ zeigt die Europäische Union, dass sie auch weiterhin eine internationale Vorreiterrolle im Klimaschutz einnimmt. Ursula von der Leyen war knapp zwei Wochen im Amt, da stellte die EU-Kommissionspräsidentin den Green Deal vor. Von einem „europäischen Mann-auf-dem-Mond-Moment“ sprach sie, von einer „Generationenaufgabe“ und der „neuen Wachstumsstrategie“. Ein Plan, mit dem Wirtschaft und Gesellschaft der Europäischen Gemeinschaft bis 2050 klimaneutral werden sollen und damit Europa der erste klimaneutrale Kontinent werden soll.

Ziel ist auch, die Umweltverschmutzung und das Artensterben zu stoppen. 50 dafür erforderliche Maßnahmen definierte die EU-Kommission. Unter anderem: den Ausbau der erneuerbaren Energien, die Ausweitung des Emissionshandelssystems, ein CO₂-Grenzausgleichssystem, um die heimische Industrie zu schützen; außerdem Hilfen für den Durchbruch bei der Produktion von „grünem Stahl“ und die klimagerechte Umschichtung des EU-Haushalts.

Im Dezember 2020 haben sich die EU Staats- und Regierungschefs sodann weitergehend darauf verständigt, das EU-Klimaziel für das Jahr 2030 von aktuell mindestens 40 auf mindestens 55 Prozent gegenüber 1990 anzuheben. Demnach sollen die EU-internen Treibhausgasemissionen bis 2030 um mindestens 55 Prozent gegenüber 1990 sinken. Soweit die ambitionierte Zielsetzung.

Aber wo stehen wir bei der Umsetzung? Bisher ist der European Green Deal überwiegend ein Ideenwerk: In 2020 hat die Kommission die wegbereitenden Strategien entwickelt, auf deren Basis nun die konkreten Umsetzungen erfolgen sollen. Der Großteil der Legislativvorschläge wird noch dieses Jahr erwartet. Um das neue, ambitioniertere 2030-Klimaziel der EU umzusetzen,

wird die EU-Kommission zudem ebenfalls dieses Jahr eine Reihe von Vorschlägen zur Anpassung der bestehenden EU-Klima- und Energiegesetzgebung vorlegen.

Die Energiewende in Deutschland – sind wir auf gutem Weg?

Bei der Gestaltung der europäischen Klimapolitik übernimmt Deutschland eine aktive Rolle. Deutschland hat bereits vor mehr als zwei Jahrzehnten die Energiewende in Deutschland eingeleitet. Damit sind wir in eine Energiezukunft aufgebrochen, die unserer Verantwortung für das Weltklima ebenso gerecht werden soll wie unserer Verantwortung für Wohlstand, Wachstum und Beschäftigung in Deutschland.

Wir müssen zeigen, dass und wie ein hochentwickeltes Industrieland wie unseres seine Energieversorgung auf vorwiegend regenerative Quellen umstellen und gleichzeitig ein zuverlässiges und bezahlbares Energiesystem erhalten kann. Deutschland ist wirtschaftlich erfolgreich geworden auf der Grundlage einer der modernsten und leistungsfähigsten Energieinfrastrukturen weltweit, die die Wettbewerbsfähigkeit der heimischen Industrie gestärkt hat – das soll auch in Zukunft so bleiben. Nur wenn wir dabei erfolgreich sind, setzen wir ein Beispiel, dem die Welt nacheifern möchte und nur dann erreichen wir die notwendigen nachhaltigen globalen Verbesserungen.

Eine Zeitlang konnte sich Deutschland zu Recht als „Vorreiter“ bezeichnen:

- Der nachvollziehbare Übergang in ein überwiegend regeneratives Energiesystem ist beschlossene Sache.
- Der Ausstieg aus der Kernenergie bis spätestens Ende 2022 ist ebenfalls entschieden.
- Und auch die Stein- und Braunkohlekraftwerke in Deutschland sollen nach dem in 2020 verabschiedeten Kohleausstieg in den kommenden Jahren vom Netz gehen.

Damit wurden neue Parameter gesetzt, die eine zusehends „neue“ Energiewelt schaffen. Im Gegensatz zu früher wird Energie heute zunehmend dezentral statt zentral erzeugt. Die Energieproduktion richtet sich nicht mehr nach dem Bedarf, sondern danach, wann die Natur sie möglich macht. Gleiches gilt für die geographische Lage: produziert wird da, wo Energie verfügbar gemacht werden kann und nicht dort, wo sie auch verbraucht wird. Dies führt dazu, dass wir neue Transportleitungen von den Produktionsstandorten im Norden zu den Verbrauchszentren im Süden und Westen bauen müssen. Und auch unser Verteilnetz, das früher einmal als Einbahnstraße zum Verbraucher hin gebaut wurde, muss heutzutage zunehmend in beide Richtungen funktionieren. Dabei müssen wir aber auch feststellen, dass der zusätzlich notwendige Netzausbau in der gesellschaftlichen Diskussion heute zunehmend

und immer vehementer infrage gestellt wird. Und zu guter Letzt hat auch die Anzahl der Energieproduzenten signifikant zugenommen. Sprach man früher von den vier großen Energieversorgern in Deutschland, haben wir es heute mit über 2 Millionen Anlagen in Deutschland zu tun. Damit hat die Komplexität des gesamten Energiesystems enorm zugenommen. Diese Veränderungen gilt es dauerhaft zu meistern.

Wichtig ist aber nicht nur, welche Ziele man sich setzt, sondern auch, wie man sie erreicht. In den vergangenen zehn Jahren haben viele unserer Nachbarstaaten ebenfalls erhebliche Fortschritte erzielt. Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist in vielen anderen Ländern auf dem Vormarsch und auch nationalstaatliche, ambitionierte Klimaschutzziele wurden verabschiedet.

Leider sieht die Bilanz in Deutschland mittlerweile nicht mehr ganz so rosig aus. Deutschland hat zwar den Ausstieg aus zwei wesentlichen Grundpfeilern der ursprünglichen Energieversorgung beschlossen. Wirklich gezeigt, dass wir auch in der Lage sind, diese Transformation erfolgreich zu gestalten, haben wir noch nicht. Denn die Umsetzung der Energiewende hakt noch an sehr vielen Stellen und ist in Teilen weit von ihrer Zielsetzung entfernt:

- Der Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor kommt zunehmend schleppend voran. Insbesondere die Abstandsregelungen für Onshore-Wind-Anlagen infolge mangelnder Akzeptanz bremsen den Zubau der Erneuerbaren.
- Wir haben in Deutschland die höchsten Strompreise in Europa. Denn die EEG-Umlage liegt seit Jahren rekordverdächtig hoch. Aktuell bei 6,5 ct/kWh. Und das ist bereits gedeckelt, damit der EEG-bedingte Stromkostenanteil nicht noch weiter aus dem Ruder läuft. Die Bundesregierung wollte ursprünglich die EEG-Umlage eigentlich auf rd. 3,5 ct/kWh begrenzen.
- Beim Klimaschutz hat Deutschland zwar die CO₂-Zielmarke von 750 Millionen Tonnen im Jahr 2020 erreicht. Ehrlicherweise ist dieser Erfolg aber ausschließlich der Corona-Situation geschuldet. Deutschland hat im vergangenen Jahr 80 Millionen Tonnen weniger als im Vorjahr emittiert. Ohne Corona wäre der Ausstoß mit ca. 800 Millionen Tonnen deutlich zu hoch gewesen und das 40%-Reduktionsziel deutlich verfehlt worden.
- Zudem sind die Kosten durch Netzeingriffe infolge des höheren Einsatzes fluktuierender Energiequellen stark angestiegen. Vermehrte „Redispatch“-Maßnahmen haben zu einer Verdoppelung der Kosten geführt. Auch wenn sich diese zunehmenden Netzeingriffe bisher nicht auf die Versorgungssicherheit auf nationaler Ebene auswirken, kommt es regional immer wieder zu Engpässen.

- In den letzten Jahren wurde Vertrauen bei den handelnden Akteuren verspielt, so dass die Investitionsbereitschaft außerhalb des regulierten bzw. subventionierten Bereichs zunehmend abnimmt.

Welchen Anforderungen muss ein Zukunftskonzept gerecht werden?

Aus heutiger Sicht haben wir zwar schon viel erreicht. Vieles von dem, was wir für den weiteren Weg brauchen, muss aber erst noch definiert und in konkrete Maßnahmen gegossen werden. Eine Stagnation können wir uns nicht erlauben, wollen wir den Weg in eine neue Energiezukunft erfolgreich beschreiten.

Ein gutes Energiekonzept muss im Sinne der energiepolitischen Trias neben Klimaschutz eben auch die Sicherheit der Energieversorgung und möglichst niedrige Energiekosten für Bürger und Wirtschaft miteinander verbinden. Nur ein Konzept, das alle drei Ziele gleichzeitig erreicht und eine ganzheitliche Perspektive einnimmt, ist ein gutes Konzept.

Die Energieversorgung ist ein hochgradig komplexes System, bei dem das Justieren an einer Stellschraube unweigerlich Auswirkungen, vielleicht gar unerwünschte, an anderen Stellen nach sich zieht. Möglichst geringe Widerspruchsfreiheit kann nur dann erreicht werden, wenn über längere Zeiträume eine ausgewogene Balance der Ziele angestrebt wird. Kurzfristige Themenkonjunkturen dürfen nicht den klaren Blick auf Zielkonflikte und sich widersprechende Maßnahmen verstellen.

Um ehrlich zu sein, kann niemand behaupten, er hätte bereits verlässliche Antworten auf alle offenen Fragen der Zukunft. Aber eines ist klar: Die Option für den Staat, nichts zu tun und untätig zu bleiben, existiert nicht mehr, will er nicht die Versorgungssicherheit gefährden und klimapolitisch sowie volkswirtschaftlich nachteilige Marktverwerfungen in Kauf nehmen. Das bisherige, auf einen liberalisierten, europäischen Markt ausgerichtete Geschäftsmodell befindet sich in einer schwierigen Lage, und zwar in Bezug auf die Integration der erneuerbaren Energien, die Wirtschaftlichkeit konventioneller Stromerzeugung, die Kosten und die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie sowie auf den Erhalt der Systemstabilität. Diese Situation verlangt unternehmerische, aber auch umgehende energiepolitische Antworten.

Die bisherige Überzeugung, marktwirtschaftliche Prinzipien würden sich bei der ordnungspolitischen Gestaltung der Energieversorgung durchsetzen, ist angesichts der aktuellen Entwicklungen in Europa und Deutschland nicht mehr aufrecht zu erhalten. Die Zunahme weiterer regulatorischer Maßnahmen ist absehbar. Gleichzeitig fehlt es aber an klaren Vorstellungen, welche Ziele mit welchem Instrument erreicht werden sollen. Dies führt dazu, dass die Frage, wie die Energieversorgung von Morgen in Deutschland und insbesondere der Übergang dorthin aussehen soll, nach wie vor unbestimmt bzw. nicht hinreichend geklärt ist.

Darüber hinaus gilt: Solange energiepolitische Ziele nicht im parteienübergreifenden Konsens festgelegt werden und man sich auf entsprechende Maßnahmen verständigt, besteht in Deutschland Rechtsunsicherheit aufgrund wechselnder parlamentarischer Mehrheiten. Denn spätestens mit Ablauf einer Legislaturperiode könnte sich der Rechtsrahmen diametral ändern. Auf Basis dieser vorherrschenden Unsicherheit sowie der schlechten Erfahrungen mit „stranded investments“ in den letzten Jahren werden weder nationale noch ausländische Unternehmen in Deutschland investieren.

Dies gilt insbesondere für Großprojekte mit langen Amortisationszeiträumen. Ein kurzer Rückblick hierzu: In den letzten zwanzig Jahren haben viele Unternehmen, darunter auch viele Stadtwerke, im Vertrauen auf die damals gemachten politischen Zusagen neue Projekte angestoßen und große Investitionssummen aufgebracht. Sei es für den Bau neuer Kohlekraftwerke, sei es für Investitionen in die ersten Offshore-Windparks. In der ersten Dekade dieses Jahrhunderts war der Ausbau der Erneuerbaren Energien zwar bereits politisch manifestiert und gesellschaftlich gewollt. Dennoch vertraten die jeweiligen Bundesregierungen, und zwar unter verschiedenen politischen Konstellationen, dass der Einsatz fossiler Energieerzeugung auch noch Jahrzehnte zur Sicherstellung der Versorgung in Deutschland seine Berechtigung habe. Angesichts eines doch recht in die Jahre gekommenen Kraftwerksparks wurde sogar der Neubau hocheffizienter Kraftwerke ausdrücklich begrüßt. Nur so ist auch zu erklären, warum noch vor 2010 einige milliarden schwere Investitionsentscheidungen in den Bau neuer Steinkohlekraftwerke getroffen wurden. Heute, keine 15 Jahre später, sieht die Welt ganz anders aus und man kann vieles aus heutiger Sicht anders beurteilen.

Wir alle wissen: Die Zukunft kann man nicht vorhersehen. Deswegen ist es immer leichter, im Nachhinein klug zu sein. Steht man aber vor einer weitreichenden Investitionsentscheidung, kann man sich nur auf das verlassen, was die politischen Entscheidungsträger einem zusagen und worin sie einen bestärken. Der Fehler kann also nur darin gelegen haben, den jeweiligen Regierungen vertraut zu haben. Vertrauen in bestehende Systeme ist aber das „A und O“ für alle wegweisenden Entscheidungen. Ohne Vertrauen wird es keine Investitionen, ohne Investitionen auch keinen Fortschritt geben. Die Politik ist hier dringend gefordert, das notwendige Vertrauen in beständige und verlässliche Rahmenbedingungen wiederherzustellen. Wollen wir unsere hochmoderne Industriegesellschaft erhalten und weiterentwickeln, ist ein belastbarer Rechtsrahmen, der über längere Zeit Bestand hat, unerlässlich. Eine parteienübergreifende und gesellschaftlich akzeptierte Verständigung auf konkrete Ziele und Maßnahmen ist dafür notwendige Voraussetzung.

Ich nehme ein Beispiel, bei dem das Vertrauen in den politischen Rahmen sich im Nachgang als sehr bittere Pille erwiesen hat: den letzten Jahr beschlossenen Kohleausstieg. Die Bundesregierung hat einen Ausstiegspfad für die Stromerzeugung mit Kohle vorgelegt. Im Jahr 2038 soll nach Plan das letzte Kohlekraftwerk vom Netz gehen. Inzwischen wird immer klarer erkennbar,

dass das Ende dieser Art der Stromerzeugung noch früher kommen soll.

Fakt ist, die Politik wollte vor geraumer Zeit diese Kohlekraftwerke, weil sie für eine sichere Stromversorgung als notwendig erachtet wurden. Sie hat sogar 2010 in einer bundesweiten Medienkampagne dafür geworben.

Jetzt sind diese Kraftwerke politisch nicht mehr gewollt und sollen deutlich vor ihrer Zeit vom Netz gehen. Im Ergebnis hat diese Entscheidung nichts mit dem energiepolitischen Zieldreieck zu tun, also der Ausgewogenheit zwischen Versorgungssicherheit, Nachhaltigkeit und Wirtschaftlichkeit. Braunkohle soll länger laufen als Steinkohle. In der Folge geht mehr gesicherte Leistung vom Netz. Es wird teurer und die CO₂-Bilanz bleibt hinter dem zurück, was möglich wäre, wenn man beim Abschalten nach den CO₂-Emissionen gehen würde.

Wenn wir die Transformation des Energiesystems erfolgreich gestalten wollen, gilt es, die aus den politischen Weichenstellungen resultierenden Änderungen im System vorherzusehen und diese verlässlich zu bewerten. Nur so können wir vermeiden, dass ungewollte Entwicklungen geschehen, die vielleicht die sichere Versorgung in Deutschland und damit einhergehend die Wettbewerbsfähigkeit unserer Industrie und letztlich die Wohlfahrt unseres Landes aufs Spiel setzen.

Deshalb stellen sich aus meiner Sicht zuvorderst folgende Fragen:

1. Was tun wir, um den Ausbau der erneuerbaren Energien so zu forcieren, dass es uns gelingt, das System auch tatsächlich umzustellen? Das bisher Erreichte reicht noch lange nicht aus, ein hochmodernes Industrieland wie Deutschland zuverlässig zu versorgen.
2. Wie garantieren wir die Versorgungssicherheit in der Transformationsphase und wie danach? Und zwar vor allem dann, wenn der Wind nicht weht oder die Sonne nicht scheint? Denn eines ist klar: Selbst wenn wir durch den konsequenten Ausbau der erneuerbaren Energien eine deutlich höhere installierte Leistung haben, bedeutet dies nicht, dass die Stromversorgung in Deutschland an allen Tagen im Jahr gesichert sein wird.
3. Mit welcher Technologie gestalten wir den Übergang? Die erneuerbaren Energien allein werden uns nicht in eine sichere Zukunft führen. Speicher stehen absehbar noch nicht in ausreichendem Maße und insbesondere noch nicht wirtschaftlich realisierbar zur Verfügung. Will man die Energiewende auch zu volkswirtschaftlich vertretbaren Kosten erreichen, gilt es, ein ausgewogenes Kosten-Nutzen-Verhältnis herzustellen. Um dies zu erzielen, sollten wir noch für längere Übergangszeiten auf Teile der bestehenden Infrastruktur zurückgreifen bzw. diese zumindest vorhalten können.

4. Wie finanzieren wir das Rückgrat eines überwiegend regenerativen Systems? Der freie Strommarkt, wie er bisher von Seiten des Bundeswirtschaftsministeriums befürwortet wird, ist nicht ansatzweise in der Lage, dieses neue System zu finanzieren, da Erneuerbare zu Grenzkosten von „Null“ produzieren und diese ihre Kapitalkosten risikolos außerhalb des Marktes durch eine garantierte Vergütung refinanzieren können. Wir müssen anfangen, grundsätzlich neu zu denken. Es ist wichtig, dass wir Anreize für Investitionen und Produktion gleichermaßen schaffen, damit Innovationen auf einer tragfähigen wirtschaftlichen Basis die gewünschte und notwendige Weiterentwicklung bringen.

Wie können wir die Transformation erfolgreich gestalten?

Was brauchen wir also konkret zum Gelingen der Energiewende und was muss **heute** verbindlich entschieden werden, damit wir den Übergang erfolgreich gestalten können?

Was wir zuvorderst brauchen, ist ein gesellschaftlicher Konsens, der klare Rahmenbedingungen für Investitionen setzt und der über Wahlperioden hinaus Bestand hat, so dass Bürger, Unternehmen und Politik gleichermaßen darauf vertrauen können. Politische Wechsel in den Regierungskoalitionen dürfen nicht dazu führen, dass weitere Unsicherheiten entstehen oder zu befürchten ist, dass das „Rad wieder neu erfunden wird“. Bestehen zu viele Unsicherheiten, wird es keinen Fortschritt geben, werden keine Investitionsentscheidungen mehr getroffen. Weder in Erneuerbare Energien, noch in Speicher, Energieeffizienz, Lastmanagement oder P2X. Ohne Investitionen wird es aber keinen Wandel geben!

Im Bereich der Erzeugung geht es um die tatsächliche Verfügbarkeit von Energie. Deshalb brauchen wir Kraftwerke und Speicher als Backup, die in der Lage sind, den hohen Lastwechseln der Erzeugung aus den Erneuerbaren Rechnung zu tragen. Dies werden für den Übergang fossile Kraftwerke sein müssen, die durch ein schnelles Abregeln im Falle des Überangebots die Netzstabilität sichern. Dabei sollten wir im Sinne einer Kosteneffizienz nicht dogmatisch vorgehen, sondern auch die modernen und sehr flexiblen Steinkohlekraftwerke als Back-Up benutzen. Bei überschaubaren Jahresproduktionsstunden (ca. 100-400) ist der CO₂-Ausstoß begrenzt, die Leistung und die Versorgungssicherheit aber erheblich. Die Alternative wäre der Zubau von Gas-Peakern, wo allein die Errichtung dieser Anlagen ein Mehrfaches an CO₂ emittieren würde.

Zudem brauchen wir so schnell wie möglich politische Entscheidungen für den Rechts- und Finanzrahmen der nächsten Dekaden. Unternehmen haben in Kraftwerke investiert und damit über Jahrzehnte die Versorgungssicherheit in Deutschland gewährleistet. Wir sprechen hier über enorme Investitionssummen. Viele dieser Kraftwerke haben ihre Kosten noch nicht erwirtschaftet. Wenn es gesellschaftlicher Wille ist, dass diese nicht bis zu ihrem Lebensende

betrieben werden sollen, dann müssen die Unternehmen so gestellt werden, dass ihnen kein Schaden entsteht.

Nur wenn zeitgleich feststeht, wie die künftigen Dekaden technologisch und finanziell gestaltet werden sollen, wird es Bewegung geben und die Versorgung in Deutschland dauerhaft gewährleistet werden können. Diese entscheidenden Weichen sind JETZT vorzubereiten und entschlossen anzugehen. Ein „Abwarten“ oder „Weiter so“ ist keine Alternative mehr. Nur so können wir die Energieversorgung in Deutschland erfolgreich transformieren und unseren Beitrag zum Gelingen des europäischen Green Deals leisten. Gleichzeitig können wir so eine erfolgreiche Energiewende sicherstellen, die Versorgungssicherheit, Bezahlbarkeit und Umweltverträglichkeit mit innovativem und intelligentem Klimaschutz kombiniert. Packen wir es gemeinsam an!

Fußnoten

¹ Rede von Antonio Guterres vor der UNO am 03.12.2020



Prof. Dr. Marc Oliver Bettzüge
Direktor und Geschäftsführer, Energiewirtschaftliches Institut an der
Universität zu Köln - EWI

Professor Dr. Marc Oliver Bettzüge ist Geschäftsführer des EWI. Seit 2007 ist er Professor für Volkswirtschaftslehre an der Universität zu Köln und Direktor des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln (EWI). Neben seinen Leitungsaufgaben befasst sich Prof. Bettzüge vorrangig mit institutionellen und wirtschaftswissenschaftlichen Grundsatzfragen der Energiewirtschaft und der Energiepolitik. Seit 2020 ist Prof. Bettzüge Mitglied des unabhängigen Expertenrats für Klimafragen. Von 2011 bis 2013 war Prof. Bettzüge Mitglied in der Enquete-Kommission „Wachstum, Wohlstand, Lebensqualität“ des Deutschen Bundestages. Zudem wirkt er in einem breiten Spektrum von Gremien und Beiräten mit. Nach dem Studium der Mathematik und Volkswirtschaftslehre an den Universitäten von Bonn, Cambridge und Berkeley promovierte Prof. Bettzüge im Fach Volkswirtschaftslehre mit einer Arbeit über „Financial Innovation from a General Equilibrium Perspective“. Nach seiner Promotion arbeitete er sowohl als Wissenschaftler an den Universitäten von Bonn und Zürich als auch als Managementberater bei international renommierten Beratungsunternehmen. Vor seiner Berufung an die Universität zu Köln war Prof. Bettzüge Partner und Geschäftsführer der Strategieberatung „The Boston Consulting Group“ (BCG).

Systemtrennung als Warnschuss? – Aktuelle Aspekte der elektrischen Versorgungssicherheit

Prof. Dr. Marc Oliver Bettzüge¹

1. Ein Warnschuss?

Über die vergangenen Jahrzehnte hat das europäische und insbesondere das deutsche Stromsystem eine hohe Versorgungssicherheit geboten (BNetzA, 2020a). Ein wichtiges Merkmal hierfür ist die sogenannte N-1-Sicherheit des Systems, also die Resilienz gegenüber dem Ausfall eines einzelnen Betriebsmittels. Der jüngste Störfall vom 8. Januar 2021 hat den Eindruck bestätigt, dass diese Sicherheit nur noch durch erhebliche Anstrengungen auf Seiten der Netzbetreiber gewährleistet zu sein scheint.

Auslöser des Störfalls war ein Umspannwerk in Kroatien, in dem in Folge eines Überstroms zwei Sammelschienen durch das Auslösen eines Leistungsschalters voneinander entkoppelt wurden. Die folgende Kettenreaktion von Überströmen auf den umliegenden Übertragungsleitungen resultierte in einer Abschaltung entsprechender Übertragungsleitungen und einer Trennung des Europäischen Verbundsystems in zwei voneinander entkoppelte Zonen. Trotz eines daraus resultierenden Leistungsungleichgewichts von rund 6 GW konnten beide Teilsysteme stabilisiert und weiterbetrieben werden. Dazu mussten allerdings unter anderem abschaltbare Lasten mit einer gesamten Leistung von rund 1,7 GW in Frankreich und Italien vom Netz genommen werden (ENTSOE, 2021). Nach rund einer Stunde konnten beide Zonen wieder synchronisiert werden. Das direkte Eingreifen gemäß aufeinander abgestimmter Handlungsroutinen sicherte die Stabilität des Europäischen Verbundnetzes.

In diesem Fall konnte ein großflächiger Stromausfall verhindert werden. Jedoch ruft das aktuelle Beispiel die Relevanz der Sicherheit der Stromversorgung in Erinnerung. Zudem ist die europaweite Gewährleistung der Versorgungssicherheit im laufenden Transformationsprozess der Stromwirtschaft zunehmenden Herausforderungen ausgesetzt, die im Folgenden schlaglichtartig beleuchtet werden.

2. Bekannte Voraussetzungen

Maßgeblich für die Stabilität des Stromsystems ist das kontinuierliche Gleichgewicht zwischen Stromerzeugung und -verbrauch. Zur Wahrung dieses Gleichgewichts muss das Stromsystem unter anderem zwei wichtige Voraussetzungen erfüllen. Zum einen muss jederzeit genug steuerbare Erzeugungsleistung zur Verfügung stehen, um Residuallastspitzen zu decken. Das Netz muss dabei hinreichend leistungsfähig sein, um Erzeugung und Verbrauch auch über größere Entfernungen hinweg miteinander zu verbinden. Zum anderen muss der Kraftwerkspark der Änderungsrate der Residuallast, dem sogenannten Gradienten, folgen können.

Im bisherigen System waren beide Anforderungen erfüllt. Es standen (und stehen noch) genügend steuerbare, konventionelle Kraftwerke bereit, um beispielsweise bei einer Dunkelflaute die Residuallast zu decken. Die Standorte dieser Kraftwerke sind zudem in geeigneter Weise auf die Lastzentren und verfügbaren Netzkapazitäten abgestimmt. Gleichzeitig mildern die rotierenden Massen der konventionellen Kraftwerke die aus der Änderung der Residuallast entstehenden Frequenzgradienten, so dass eine frühzeitige Korrektur der Netzfrequenz selbst bei starken Änderungen von Windverhältnissen oder solaren Einspeiseraten bislang weiterhin möglich blieb. Die Entwicklung der Netzleistungsfähigkeit, der Spitzenlast und der Nachfrageflexibilität sind in diesem Zusammenhang entscheidende Parameter für die Kosten der Erhaltung der Versorgungssicherheit.

3. Gesicherte Leistung

Das europäische und insbesondere das deutsche Stromsystem befindet sich in einem tiefgreifenden Transformationsprozess. Während der Ausbau der fluktuierenden, erneuerbaren Energien voranschreitet, geht die Kapazität konventioneller, steuerbarer Erzeuger seit einigen Jahren deutlich zurück. Die zu Beginn des vorigen Jahrzehnts noch komfortable Erzeugungsmarge – also die Differenz zwischen installierter gesicherter Leistung und zu erwartender Spitzenlast – ist in den vergangenen Jahren merklich geschrumpft (ENTSOE, 2018).

Ende 2022 wird in Deutschland das letzte Atomkraftwerk vom Netz gehen. Mit dem Kohleausstiegsgesetz wird außerdem der schrittweise Ausstieg aus der Braun- und Steinkohle-verstromung in Deutschland umgesetzt. Die Braunkohle- und Steinkohlekapazitäten werden demnach bis 2030 auf maximal 8 GW Steinkohle und 9 GW Braunkohle verringert. Bis spätestens Ende des Jahres 2038 wird die Kohleverstromung in Deutschland vollständig beendet werden. Der weitere deutsche Atom- und Kohleausstieg wird also die Leistung konventioneller Erzeugung in Zentralwesteuropa zusätzlich reduzieren. Die verbliebenen konventionellen Kraftwerke werden durch den angestrebten weiteren Ausbau von EE-Anlagen sowie die Entwicklungen auf dem europäischen Markt für Emissionszertifikate zudem zunehmend unter Druck gesetzt, so dass gegebenenfalls weitere, marktbedingte Abschaltungen erfolgen könnten.

Dem gegenüber steht der Ausbau fluktuierender erneuerbarer Energien, die jedoch im Vergleich zu den konventionellen Kraftwerken eine deutlich geringere statistische Verfügbarkeit aufweisen. Eine spürbare Kompensation für den Rückgang der konventionellen Bestandskapazität hängt daher insbesondere von einem möglichen Zubau von Gaskraftwerkskapazitäten ab.

Mit dem gleichzeitigen Ausstieg aus der Kohleverstromung und der Atomkraft visiert Deutschland zwar den ambitioniertesten Umbruch an, jedoch verfolgt auch die Europäische Union mit dem „Green Deal“ das Ziel, bis 2050 ein

klimaneutrales Energiesystem aufzubauen. In den kommenden Jahren sollen weiterhin konventionelle Kraftwerkskapazitäten zurück- und erneuerbare Energien ausgebaut werden (IEA, 2020). Auch in den Nachbarländern wird es dabei allein schon aus Altersgründen zum Rückbau bestehender Kapazitäten kommen. Insgesamt bedarf es substanzieller Investitionen in die europäische gesicherte Leistung.

4. Frequenzhaltung

Der Rückgang an konventioneller Erzeugungskapazität reduziert dabei nicht nur die Erzeugungsmarge, sondern führt zudem zu einem Abbau von rotierenden Massen, was insbesondere Auswirkungen auf die Aufrechterhaltung der systemweiten Netzfrequenz in Höhe von 50 Hz haben kann, für die Erzeugung und Verbrauch zu jedem Zeitpunkt ausgeglichen sein müssen. Ein Leistungsungleichgewicht, wie z.B. in Höhe von 6 GW beim System-Split im Januar, führt zu Frequenzabweichungen, die je nach Höhe die Stabilität des Stromsystems gefährden.

Netzbetreiber nutzen die Regelleistung, um kritische Frequenzabweichungen zu verhindern. Jedoch benötigt selbst die schnellste Regelleistung, die Primärregelung, einige Sekunden bis zur vollständigen Aktivierung. In der Zeitspanne zwischen Störungseintritt und Aktivierung der Regelleistung darf die Leistungsdifferenz nicht zu einer kritischen Frequenzabweichung führen, d.h. der Frequenzgradient muss auf zulässige Größe begrenzt werden. Bisher begrenzt die Momentanreserve als inhärente Eigenschaft des Stromsystems die Frequenzgradienten. Sie wird im Wesentlichen von den Synchronmaschinen der thermischen Kraftwerke bereitgestellt. Deren träge Schwungmassen beeinflussen, wie schnell sich Leistungsdifferenzen auf die Netzfrequenz auswirken. Mit dem Rückgang konventioneller Erzeugung nimmt die verfügbare Trägheit im Stromsystem ab. Neben der reinen Erzeugungsleistung konventioneller Kraftwerke gilt es also zusätzlich ihre systemprägenden Eigenschaften wie die trägen Schwungmassen adäquat zu ersetzen.

Aktuelle Studien zeigen, dass bereits ohne System-Split die zulässigen Frequenzbereiche in einzelnen Stunden des Modell-Jahres 2040 verlassen werden könnten (EWI, 2019; ef.Ruhr, 2020). Um die heutige Frequenzstabilität zu erhalten, wären daher Gegenmaßnahmen notwendig.

5. Leistungsbedarf

Gleichzeitig bestehen auf der Nachfrageseite Bestrebungen, weitere Teile der Volkswirtschaft zu elektrifizieren, insbesondere in den Bereichen Wärme (elektrische Wärmepumpe) und Transport (Elektromobilität). Hieraus würden sich zusätzliche elektrische Lasten ergeben, die zudem breit in der Fläche verteilt wären. Neben der Entwicklung des Kraftwerkparks gilt es daher bei der Ermittlung von möglichen zukünftigen Kapazitätsdefiziten die sich verändernden Rahmenbedingungen auf der Stromverbrauchsseite zu berücksichtigen.

sichtigen. Vor allem mittel- und langfristig ist der Grad der Elektrifizierung der Endverbrauchssektoren von entscheidender Bedeutung (EWI, 2020a).

Aktuell besteht jedoch Unsicherheit darüber, wie hoch die Durchdringung von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen in Zukunft sein wird. Diese beiden strombetriebenen Verbraucher werden bei einer hohen Durchdringung das zukünftige Strombedarfsprofil und somit die Spitzenlast maßgeblich prägen. Ein wesentlicher Aspekt dieser Veränderung ist die zunehmende Wetterabhängigkeit der Last. Beispielsweise verschlechtert sich der Wirkungsgrad der Wärmepumpen bei niedrigen Temperaturen. Dadurch steigt der ohnehin durch die Elektrifizierung der Wärmeversorgung erhöhte Strombedarf zusätzlich an. Daher könnte schon im Jahr 2030 bei besonders niedrigen Temperaturen eine Versorgungslücke von mehreren Terrawattstunden auftreten, wenn der Kraftwerkspark nicht an die zusätzliche Stromnachfrage angepasst wird (EWI, 2020a).

6. Monitoring der kontinuierlichen Stromversorgung

Die substanziellen Veränderungen im Stromsystem machen – vor allem vor dem Hintergrund des liberalisierten Marktregimes - ein kontinuierliches Monitoring der Versorgungssicherheit erforderlich. In Deutschland ist dafür nach §54 EnWG die Bundesnetzagentur verantwortlich. In ihrem jährlichen Monitoringbericht schlüsselt sie den vergangenen und erwarteten Kraftwerkszubau auf. So erwartet die Bundesnetzagentur bis 2023 einen Zubau von rund 2,5 GW an Gaskraftwerken (BNetzA, 2021).

Die Frage der Verfügbarkeit ausreichender Erzeugungskapazitäten zur Deckung der Stromnachfrage stellt sich aber nicht nur in Deutschland. Sie unterliegt auch auf europäischer Ebene ständiger Überprüfung. Die Möglichkeit von kurz- und mittelfristigen Engpässen werden in den Winter Outlooks des Verbundes der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) thematisiert. Die Outlooks bewerten die Angemessenheit der Erzeugungskapazitäten, um Risiken für die Versorgungssicherheit in der kurzen Frist zu mindern. ENTSO-E (2020) identifizierte unter anderem mögliche Engpässe für die Wintermonate in Frankreich. Für die weitere Zukunft führt ENTSO-E derzeit den European Mid-term Adequacy Forecast (MAF) mit einem Zeithorizont von zehn Jahren durch. Bis 2021 wird, wie im Clean Energy Package vorgesehen, schrittweise eine europäische Bewertung der Angemessenheit der Kraftwerkskapazitäten (European Resource Adequacy Assessment, ERAA) eingeführt. Diese Bewertung soll sich als zentrales Instrument bei der Feststellung von Kapazitätsdefiziten auf europäischer Ebene etablieren. Für die Umsetzung und damit verbunden für das Tätigen entsprechender Investitionen bleiben jedoch die Mitgliedstaaten verantwortlich.

7. Mangel an Investitionstätigkeit

Zwar ist das Beobachten der Versorgungssicherheit eine grundsätzlich wichtige Vorsorgemaßnahme, jedoch liegt die zentrale Herausforderung in der institutionellen und marktlichen Organisation der notwendigen Investitionen. Die an die Beobachtungspflichten geknüpften kurzfristigen Notfallmaßnahmen garantieren weder einen effizienten Wandel des Stromsystems noch einen nachhaltigen Effekt auf die Versorgungssicherheit. Eine frühzeitige strategische Ausrichtung auf die neuen Anforderungen des Stromsystems könnte den Einsatz von Notfallmechanismen vermeiden.

Momentan scheint jedoch unklar, wer die Rolle des Auslösens und der Koordination von Investitionen übernimmt. In der Theorie könnte der Strommarkt für ausreichende Investitionen sorgen, falls bestimmte Bedingungen erfüllt sind, insbesondere hinsichtlich der Preiselastizität der Nachfrage. Ein angemessenes Niveau an Versorgungssicherheit würde sich demnach selbst im Markt durchsetzen können. Jedoch wird diskutiert (u.a. EWI, 2020b), warum in der Realität des Jahres 2021 nicht alle theoretischen Voraussetzungen uneingeschränkt zu gelten scheinen. Regulatorische Preisobergrenzen verhindern beispielsweise, dass in Knappheitssituationen ausreichende Preissignale gesendet werden. Zusätzlich bleibt offen, inwieweit die Preiselastizität der Nachfrage zukünftig in Knappheitssituationen tatsächlich ausreichen wird, um Knappheitspreise zu erzeugen.

In der Tat ist die tatsächliche und angekündigte Investitionstätigkeit derzeit deutlich geringer als der in vielen aktuellen Studien ermittelte Neubaubedarf. Bis Ende der Dekade wird von einem kumulierten Neubaubedarf von mindestens 20-27 GW (2020-2030) ausgegangen (vgl. etwa: dena, 2019; Agora, 2020; EWI, 2020c). Dies entspräche grob einem Zubau in Höhe von rund 2,0 bis 2,7 GW pro Jahr. Aktuell ist für Deutschland allerdings laut BNetzA von Januar 2021 bis zum Jahr 2023 nur ein Zubau von rund 2,5 GW an neuer Kraftwerksleistung geplant. Bislang ist also nicht erkennbar, dass Investitionen im erforderlichen Umfang und in der erforderlichen Geschwindigkeit angegangen werden.

8. Mögliche Maßnahmen

Vor dem Hintergrund dieser Entwicklungen gewinnt die Frage nach der mittel- und langfristigen Gewährleistung von Versorgungssicherheit mit Strom an politischer Relevanz. Die Weichen für die Beantwortung dieser Frage sollten schon bald gestellt werden.

Aufgrund der knapper werdenden Erzeugungsmarge wurden im Zuge der Diskussionen um die Versorgungssicherheit bereits verschiedene Reservearten auf nationaler Ebene implementiert. Eine davon ist die in der Reservekraftwerksverordnung (NetzResV) geregelte Sicherheitsbereitschaft. Sie setzt sich aus vorläufig stillgelegten Braunkohlekraftwerken zusammen, die in

besonders kritischen Situationen hochgefahren werden können. Im vergangenen Jahr befanden sich rund 2,7 GW Kraftwerksleistung in der Sicherheitsbereitschaft (BNetzA, 2020b). Bis zum Jahr 2023 wird diese Menge auf ca. 1,2 GW reduziert. Im Jahr 2030 soll es keine entsprechende Reserve mehr geben.

Ergänzt wird die Sicherheitsbereitschaft mit der Kapazitätsreserve, der auch andere konventionelle Kraftwerke, wie bspw. Erdgas- und Steinkohlekraftwerke, angehören. Die Kapazitätsreserve wird alle zwei Jahre durch die Bundesnetzagentur ausgeschrieben. Im vergangenen Jahr 2020 umfasste diese Reserveart rund 1 GW an Kraftwerksleistung. Für den Zeitraum 2022 bis 2024 sollen rund 2 GW ausgeschrieben werden (BMWi, 2020a; BMWi, 2020b). Beeinflusst werden die zukünftigen Reservebedarfe auch von der Umrüstung einiger Braun- und Steinkohlekraftwerke auf Gaskraftwerke.

Für die Sicherstellung einer ausreichenden Erzeugungsmarge auch in den 2020er Jahren scheinen diese Maßnahmen allerdings nicht mehr ausreichend zu sein. Normative Szenarien wie der Ten-Year Network Development Plan (TYNDP) der ENTSO-E müssen sich dieser Problematik widmen und dabei insbesondere realistische Szenarien für die Entwicklung der elektrischen Lasten unterstellen, um die Gefahr möglicher Versorgungsunterbrechungen in besonders kalten Wintern zu minimieren.

Aus diesem Grund wird zunehmend die bereits zu Beginn des vergangenen Jahrzehnts im Zuge des Atomausstiegs geführte Diskussion um die Einführung eines Kapazitätsmechanismus in Deutschland aufgegriffen. Die grundsätzliche Idee dabei ist, dass Kraftwerke nicht nur für vermarktete Energie vergütet werden, sondern zusätzlich für die langfristige Vorhaltung von Erzeugungsleistung (EWI, 2020b). Damit sollen Spitzenlastkraftwerke weiterhin in der Lage sein, ihre Kapitalkosten zu decken. Frankreich und Großbritannien haben bereits Kapazitätsmechanismen eingeführt.

In der Zukunft wird es vor diesem Hintergrund umso wichtiger sein, das Verhalten von stromgeführten, wetterabhängigen Verbrauchern zu kennen und Flexibilitäten gezielt zu nutzen. Die vielfach diskutierte Reform der Stromentgeltsystematik zur Erhöhung der verbraucher- und speicherseitigen Flexibilität (bspw. Jeddi & Sitzmann, 2019), wird daher an Bedeutung gewinnen.

Die Verantwortung für die Beherrschung der Frequenzgradienten liegt bei den Übertragungsnetzbetreibern. Hier stellt sich vor allem die Frage, wie die Netzbetreiber den Anforderungen der steigenden Gradienten im System bei gleichzeitig zurückgehender Massenträgheit begegnen wollen. Da die Momentanreserve bisher als Nebenprodukt der konventionellen Stromerzeugung dem Netz bereitgestellt wurde, gibt es noch keinen entsprechenden Ersatz. Grundsätzlich sind sowohl Investitionen in technische Betriebsmittel (z.B. rotierende Phasenschieber) oder aber auch zusätzliche Regelleistungsprodukte wie die Fast Frequency Response in Finnland oder Irland denkbar. Diese sehr

schnelle Form von Regelleistung wird aktuell weder am Markt gehandelt noch in technischen Anschlussrichtlinien gefordert. Sie reagiert schneller als die heutige Primärregelleistung und könnte selbst bei höheren Frequenzgradienten eingreifen, bevor eine Frequenzabweichung kritische Größe erreicht.

9. Ausblick

Der System-Split am 8. Januar 2021 hat gezeigt, welche überregionalen Anstrengungen für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit mit Strom im Notfall aktuell bereits notwendig sein können. Die Herausforderungen für die Versorgungssicherheit nehmen durch die Transformation des Energiesystems, nicht zuletzt vorangetrieben durch den (deutschen) Kohleausstieg und das europäische Clean Energy Package, weiter zu, zumal das Stromsystem mittelfristig der entscheidende Bereich für die Transformation bleiben wird. Daher besteht die Aufgabe in den folgenden Jahren darin, unter den verfügbaren Maßnahmen rechtzeitig diejenigen zu identifizieren und umzusetzen, welche die Versorgungssicherheit bestmöglich stützen können.

Insbesondere die Systembetriebsführung wird durch den Wandel von konventioneller Erzeugung zu fluktuierenden erneuerbaren Energien gefordert. Neben der Förderung der erneuerbaren Energien sind daher gezielte Investitionen in Technologien notwendig, die einen hohen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten. Da zudem die Anforderungen an die Aufrechterhaltung der Netzfrequenz sowohl auf Übertragungsebene als auch auf Verteilungsebene steigen, müssen die Betriebsmittel entsprechenden technischen Anforderungen genügen. Für die digitalisierte Steuerung dezentraler Anlagen (Erzeuger und flexible Verbraucher) ist beispielsweise die Erweiterung der Möglichkeiten in Zusammenhang mit der Informations- und Kommunikationstechnik notwendig. Die Absicherung der Stromnetze und Erzeugungsanlagen gegen Eingriffe Dritter ist dabei stets zu wahren.

Es bleibt allerdings die Frage, inwieweit der aktuelle institutionelle und marktliche Rahmen eine derartige Anpassung des Stromsystems zur Wahrung der Versorgungssicherheit gewährleisten kann. Die regulatorischen und marktlichen Strukturen, die in der Phase der europäischen Liberalisierung in den vergangenen 30 Jahren etabliert worden sind, könnten für die anstehenden Aufgaben nicht mehr optimal geeignet sein. Zu überprüfen und weiterzuentwickeln sind sowohl die Rollen und Zuständigkeiten entlang der entflochtenen Wertschöpfungskette als auch die Verteilung der Kompetenzen und Aufgaben im staatlichen Bereich – also zwischen der Europäischen Union und ihren Mitgliedsstaaten einerseits und den verschiedenen staatlichen Akteuren und Behörden andererseits (Betzüge, 2020).

Fußnoten

- ¹ Mein Dank gilt Kirsten Krumrey, Nils Namockel, Philipp Theile und Jonas Zinke für die freundliche Unterstützung bei der Abfassung dieses Beitrags.

Literatur

- Agora Energiewende (Agora, 2020): Klimaneutrales Deutschland – In drei Schritten zu null Treibhausgasen bis 2050 über ein Zwischenziel von -65% im Jahr 2030 als Teil des EU-Green-Deals. November 2020. URL: https://static.agora-energie-wende.de/fileadmin2/Projekte/2020/2020_10_KNDE/A-EW_195_KNDE_WEB_V111.pdf
- Betzüge, Marc Oliver (Betzüge, 2020): Staatliche Industriepolitik versus soziale Marktwirtschaft. In: Schriftenreihe des Kuratoriums Forum für Zukunftsenergien, Band 13, 2020, pp. 19-29
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi, 2020a): Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und zur Änderung weiterer Gesetze (Kohleausstiegsgesetz). URL: https://www.bgbl.de/xaver/bgbl/text.xav?SID=&tf=xaver.component.Text_0&toctf=&qmf=&hlf=xaver.component.Hitlist_0&bk=bgbl&start=%2F%2F%5B%40node_id%3D%27632474%27%5D&skin=pdf&tlevel=-2&nohist=1
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi, 2020b): Bericht des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie nach § 63 Absatz 2a EnWG zur Wirksamkeit und Notwendigkeit der Maßnahmen nach den §§ 13a bis 13f sowie 13h bis 13j und §16 Absatz 2a EnWG. Dezember 2020. URL: https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/bericht-zur-netz-und-kapazitaetsreserve.pdf?__blob=publicationFile&v=10
- Bundesnetzagentur (BNetzA, 2020a): Kennzahlen der Versorgungsunterbrechungen Strom. Oktober 2020. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Versorgungsunterbrechungen/Auswertung_Strom/Versorgungsunterbrech_Strom_node.html
- Bundesnetzagentur (BNetzA, 2020b): Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2020/2021 sowie das Jahr 2024/2025. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Berichte_Fallanalysen/Feststellung_Reservekraftwerksbedarf_2020.pdf?__blob=publicationFile&v=3
- Bundesnetzagentur (BNetzA, 2021): Monitoringbericht 2020. URL: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Mediathek/Berichte/2020/Monitoringbericht_Energie2020.pdf?__blob=publicationFile&v=5
- Deutsche Energie-Agentur (dena, 2019): Impuls zur aktuellen klimapolitischen Debatte. September 2019. URL: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2019/Impuls_zur_aktuellen_klimapolitischen_Debatte.pdf
- European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E, 2018): Mid-term Adequacy Forecast. URL: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/sdc-documents/MAF/MAF_2018_Executive_Report.pdf

- European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E, 2020): Winter Outlook 2020-2021. URL: https://eepublicdownloads.entsoe.eu/clean-documents/sdc-documents/seasonal/WOR2020/201130_Winter%20Outlook%202020-2021_Report.pdf
- European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E, 2021): System Separation in the Continental Europe Synchronous Area on 8 January 2021. URL: <https://www.entsoe.eu/news/2021/01/15/system-separation-in-the-continental-europe-synchronous-area-on-8-january-2021-update/>
- Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI, 2019): Entwicklung der Momentanreserve und Abschätzung des Bedarfes an Fast Frequency Response im Europäischen Verbundsystem. 2019. URL: https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2020/02/20200302_EWI-Studie_Momentanreserve_und_FFR.pdf
- Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI, 2020a): 2030 Peak Power Demand in North-West Europe, Studie im Auftrag des französischen Energieversorgers ENGIE. September 2020. URL: <https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2020/09/E-CUBE-EWI-2030-Peak-Power-Demand-in-North-West-Europe-vf3.pdf>
- Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI, 2020b): Diskussion zukünftiger Herausforderungen von Versorgungssicherheit im Strommarkt 2.0. Februar 2020 URL: https://www.ewi.uni-koeln.de/cms/wp-content/uploads/2020/02/EWI_Studie_Herausforderungen_Versorgungssicherheit_20200211.pdf
- Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI, 2020c): Auswirkungen des Kohleausstiegsgesetzes auf die Braunkohleverstromung im Rheinischen Revier. Juli 2020. URL: <https://www.ewi.uni-koeln.de/de/publikationen/ef.Ruhr>
- ef.Ruhr (efRuhr, 2020): Systemsicherheit 2050 – Systemdienstleistungen und Aspekte der Stabilität im zukünftigen Stromsystem. 2020. URL: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2020/Systemsicherheit_2050__Systemdienstleistungen_und_Aspekte_der_Stabilitaet_im_zukuenftigen_Stromsystem_Gutachten_ef.Ruhr.pdf
- International Energy Agency (IEA, 2020): Coal Report 2020. URL: <https://www.iea.org/reports/coal-2020#>
- Jeddi, S., Sitzmann, A. (Jeddi & Sitzmann, 2019): Netzentgeltsystematik in Deutschland – Status-Quo, Alternativen und europäische Erfahrungen. *Z Energiewirtschaft* 43, 245–267 (2019). <https://doi.org/10.1007/s12398-019-00265-6>



© Hartmut Naegele

Dr. Hans-Jürgen Brick
Vorsitzender des Vorstandes, Forum für Zukunftsenergien e.V., sowie
Vorsitzender der Geschäftsführung, Amprion GmbH

Dr. Hans-Jürgen Brick ist seit 2009 Mitglied der Geschäftsführung der Amprion GmbH, deren Vorsitz er seit April 2020 innehat. Er war bereits von 2003 bis 2009 Mitglied der Geschäftsführung der RWE Transportnetz Strom GmbH, aus der die heutige Amprion GmbH hervorgegangen ist.

Brick wurde am 10. Mai 1960 in Essen geboren. Er studierte an der Fachhochschule für Finanzen in Nordkirchen und absolvierte anschließend ein Studium der Rechtswissenschaft an der Ruhr-Universität Bochum und an der Universität zu Köln. 1992 legte Hans-Jürgen Brick das zweite juristische Staatsexamen ab und wurde im selben Jahr an der Universität zu Köln zum Dr. jur. promoviert. 1993 erhielt er seine Zulassung als Rechtsanwalt beim Landgericht Essen.

Seine berufliche Laufbahn begann er 1992 bei der RWE Energie AG als Referent im Bereich Steuern. 1993 bis 1998 leitete er die Abteilung Steuerliche Grundsatzfragen/Lohnsteuer. Anschließend übernahm er für kurze Zeit die Hauptabteilung Internationales Steuerrecht, Beteiligungen. Von 1999 bis 2000 verantwortete Hans-Jürgen Brick den Bereich Steuern der RWE Energie AG. Im Jahr 2000 wechselte er zur RWE Plus AG. Bis 2003 leitete er dort den Bereich Finanzen, Rechnungswesen und Steuern.

Versorgungssicherheit und Energiewende - Auf dem Weg zu einem neuen Systemdesign

Dr. Hans-Jürgen Brick

1. Die Energiewende – eine gesellschaftliche Mammutaufgabe

Mit dem Pariser Klimaabkommen und dem European Green Deal ist die weitere Entwicklung der Energiewirtschaft in Europa und der deutschen Energiewende für die kommenden Jahrzehnte vorgezeichnet: Bis 2050 wird der Energiesektor klimaneutral sein müssen. Die Entscheidung der Europäischen Union, mit dem Green Deal einen besonders ambitionierten Weg einzuschlagen und nicht auf einen globalen Konsens in der Klimapolitik zu warten, ist dabei folgerichtig: Wollen wir das rechtsverbindlich von 195 Ländern unterzeichnete Paris-Ziel einer Erderwärmung von unter 2°C einhalten, zählen nicht die globalen Emissionen im Jahr X. Es kommt vielmehr – wie Abbildung 1 anschaulich zeigt – auf die kumulierten Emissionen an, die die globale Gemeinschaft bis zum Erreichen eines nachhaltigen Emissionsniveaus ausstößt – Zeit für strategische Zurückhaltung bleibt nicht.

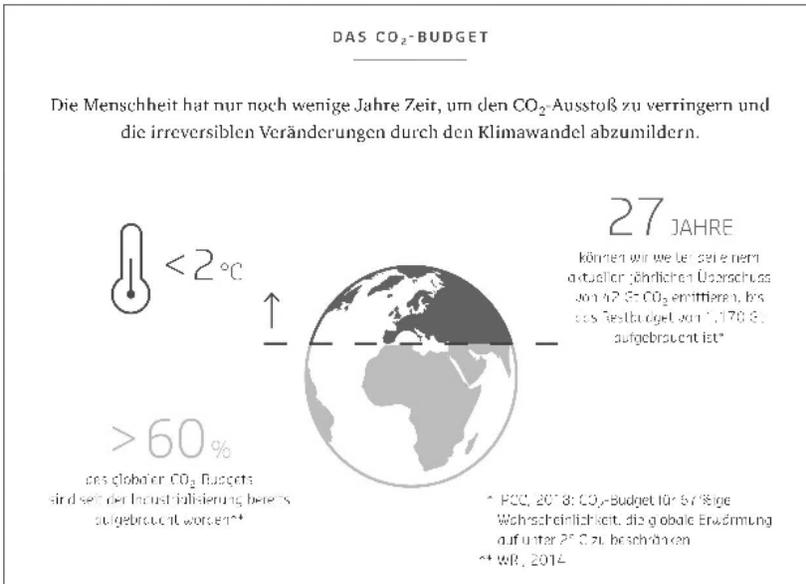


Abbildung 1: Das CO₂-Budget. Quelle: Amprion Nachhaltigkeitsbericht 2019

In Deutschland lag der Anteil Erneuerbarer Energien an der Netzlast im vergangenen Jahr bei etwa 50%. Das ist bemerkenswert, auch wenn das Jahr 2020 sicherlich nicht als repräsentativ gelten kann. Mit Blick auf die deutsche

Energiewende können wir festhalten, dass wir uns mitten drin befinden – es ist noch ein langer Weg, bis wir am Ziel eines nachhaltigen Energie- und Wirtschaftssystems angelangt sind. Stillstand ist keine Option. Wir haben nun die Aufgabe, diesen Wandel zum Erfolg zu führen.

Dabei stehen wir vor einer gesellschaftlichen Mammutaufgabe: Erstens müssen wir eine nachhaltige Industriegesellschaft gestalten, die nicht auf Kohlenstoff beruht. Zweitens müssen die Kosten der Energiewende im Rahmen bleiben, denn diese werden auf die Netznutzer und Steuerzahler umgelegt und stellen damit einen wichtigen Faktor nicht nur für den Wirtschaftsstandort, sondern auch für die Lebensqualität in Deutschland dar. Drittens darf auf dem vor uns liegenden Weg die Versorgungssicherheit nicht in Mitleidenschaft gezogen werden – als Übertragungsnetzbetreiber trägt Amprion hierbei eine besondere Verantwortung: Wir sind für den sicheren Betrieb des Stromsystems zuständig.

2. Versorgungssicherheit hat 3 Bausteine

Vorrangig und unmittelbar im Verantwortungsbereich der vier Übertragungsnetzbetreiber in Deutschland liegt, neben weiteren in § 11 EnWG spezifizierten Pflichten, der Netzausbau. Eine ausreichend dimensionierte Netzinfrastruktur ist der erste zentrale Baustein zur Gewährleistung einer hohen Versorgungssicherheit und betrifft eine Vielzahl von Infrastrukturkomponenten und Akteuren. Auf nationaler Ebene geht es um den Ausbau des Übertragungsnetzes, also einerseits um HGÜ-Systeme, mit denen wir den Windstrom aus dem Norden in die Mitte und den Süden Deutschlands transportieren, andererseits um den weiteren Ausbau der Drehstromtrassen, damit wir innerdeutsche Engpässe weitgehend vermeiden können. Mit dem Netzentwicklungsplan wurde in diesem Bereich ein bewährtes Planungsinstrument etabliert. Zudem muss der Stromaustausch zwischen den Mitgliedstaaten des europäischen Netzverbundes über Interkonnektoren sichergestellt werden. Planungsseitig gibt es hierzu mit dem „Ten Year Development Plan“ (TYNBP) ein etabliertes Instrument.

Doch damit hört die Aufgabe, eine sichere Stromversorgung zu gewährleisten, noch nicht auf. Es bedarf, und das ist der zweite Baustein, einer ausreichenden Erzeugungskapazität, bereitgestellt durch Kraftwerke sowie durch Stromspeicher. Dabei führt der zunehmende Anteil nicht steuerbarer, weil dargebotsabhängiger Stromerzeugung, zu einem Mehrbedarf an Flexibilität. Diese kann sowohl erzeugungs- als auch nachfrageseitig bereitgestellt werden. In diesen Kontext ist auch die aktuelle Diskussion um das Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetz (SteuVerG) einzuordnen.

Als dritten Baustein für eine hohe Versorgungssicherheit bedarf es einer hohen Systemstabilität. Das System muss während des Betriebs widerstandsfähig gegenüber Störungen und anderen unvorhergesehenen Ereignissen sein. Hier geht es vor allem um die technischen Aspekte Spannungsstabilität, Fre-

quenzstabilität und Winkelstabilität. Durch den Wandel der Stromerzeugung hin zu dargebotsabhängigen, nicht steuerbaren Erzeugungstechnologien werden diese Fähigkeiten künftig für den sicheren Betrieb der Stromnetze zunehmend bedeutsam. Wichtig ist, dass die Prozesse zu Genehmigung und Bau von Anlagen zur Spannungshaltung in diesem Zusammenhang effizient und schlank gehalten werden, um die ausgewiesenen Bedarfe aus den gesetzlichen Prozessen rechtzeitig umzusetzen. Wirkungsvolle Maßnahmen zur Verbesserung der Frequenz- und Winkelstabilität sind darüber hinaus der Einsatz von HGÜ-Systemen für überregionale Leistungstransite, die Begrenzung hoher Leistungstransite durch das Drehstromnetz, die Entwicklung von Netzanschlussregeln für die Bereitstellung von Momentanreserve inkl. wiederkehrender Compliance-Tests sowie zusätzliche Netzbetriebsmittel für Momentanreserve in kritischen Regionen.

Vor dem Hintergrund der zunehmenden Höherauslastung der Netze spielen zudem Redundanzen und Resilienzen grundsätzlich eine wesentliche Rolle. Mit dem n-1-Kriterium gibt es im Übertragungsnetzbereich eine bewährte Zielgröße: Auch nach dem Ausfall einer Infrastrukturkomponente muss das System stabil bleiben. Gleichwohl ist klar, dass nicht jedes Element mehrfach vorgehalten werden kann – einzelne Komponenten müssen darum besonders widerstandsfähig sein, damit das System auch im Falle einer Störung zurück in sein Gleichgewicht finden kann. Unwägbarkeiten müssen vorab einkalkuliert und das System entsprechend darauf ausgelegt werden.

3. Die Herausforderungen für die Energiewirtschaft werden zunehmen

Doch welchen Entwicklungen wird die Versorgungssicherheit in diesem Jahrzehnt ganz konkret ausgesetzt sein? Bekanntlich werden im Zuge der Dekarbonisierung steuerbare Kraftwerke durch vorrangig dargebotsabhängige Erneuerbare Energien ersetzt. Es ist in der Forschung Konsens, dass dieser Weg notwendig ist auf dem Weg in eine „Zero-Carbon-Gesellschaft“, aber er bringt auch eine Reihe von Folgeproblemen mit sich, die durch den gleichzeitig stattfindenden Ausstieg aus Kernenergie und Kohleverstromung noch verschärft werden und für die wir eine lösungsorientierte Debatte dringend benötigen: Erstens müssen im täglichen Netzbetrieb hohe Leistungsgradienten bei Sonnenauf- und -untergang, bei durchziehenden Sturmgebieten und weiteren Wetterereignissen bewältigt werden. Zweitens sinkt die Menge steuerbarer, netzsynchroner Erzeuger, die jederzeit auf unvorhersehbare Ereignisse reagieren können. Drittens müssen die Netze, um die hohen EE-Strommengen aufnehmen zu können, höher ausgelastet werden.

Damit steigt zum einen der Bedarf an Systemdienstleistungen. Mit Blick auf die Systembilanz wird zum anderen die Reduktion gesicherter Leistung bei gleichzeitig steigender Nachfrage durch Elektrifizierung zu einer Herausforderung: Immer mehr Unternehmen werden ihre Produktion auf klimaschonende, weitgehend CO₂-neutrale Prozesse umstellen. Damit schnell auch ihr Strombedarf nach oben. Die Prognosen des Netzentwicklungsplans gehen für 2035

von einem jährlichen Stromverbrauch von bis zu 690 Terrawattstunden aus – bei einem bis zu 74-prozentigen Anteil erneuerbarer Energien. Der Anteil an erneuerbaren Energien ist deswegen notwendigerweise sehr hoch, weil Strom immer wichtigerer Inputfaktor wird und eine Dekarbonisierung nur mit CO₂-freiem Strom erreichbar ist. Im Ergebnis wird Deutschland in den 2020er und 2030er-Jahren mit Blick auf die Jahresbilanz zum Stromimporteur, denn hohe Importe werden zur Lastdeckung nötig sein. Fraglich ist, ob diese Perspektive mit Parallelentwicklungen in unseren Nachbarstaaten vereinbar ist, zumal zur Erreichung der Pariser Klimaziele auch Frankreich, England, Italien und zuletzt auch Polen einen Kohleausstieg angekündigt haben. Parallel arbeitet Belgien an einem Ausstieg aus der Kernenergie bis 2025. Diese Entwicklung hat aufgrund der zunehmenden Importabhängigkeit auch Einfluss auf die Versorgungssicherheit in Deutschland.

Wetterbedingte Gleichzeitigkeitseffekte implizieren ein weiteres, bislang nicht gelöstes Problem: Die sogenannte Dunkelflaute. An Tagen mit günstigem Wetter wird die Einspeisung aus Wind und Sonne die Nachfrage zwar weit überschreiten. Wenn es aber dunkel und windstill ist, wird sich der Strombedarf aus Erneuerbaren nicht einmal annähernd decken lassen. Mit den noch relativ moderaten Anteilen Erneuerbarer Energien (und dem noch nicht vollzogenen deutschen Kernenergie- und Kohleausstieg) ist das Verbundsystem bislang europaweit noch nicht mit einer ausgeprägten Dunkelflaute in systemgefährdendem Ausmaß konfrontiert worden. Auch sind die bisherigen Studien zu diesem Thema nur eingeschränkt aussagefähig, da regelmäßig Mittelwerte historischer Datensätze verwendet werden und Dunkelflauten unterstellen, wie sie regelmäßig zu beobachten sind.

Dennoch lassen sich auch daraus interessante Ergebnisse ableiten. So hat der Deutsche Wetterdienst (DWD) europaweite Wetterdaten über einen Zeitraum mehrerer Jahrzehnte analysiert und die Häufigkeit von 48-stündigen Flaute bei Wind und PV abgeleitet. Durchschnittlich 13 Mal pro Jahr müssen wir in Deutschland demnach damit rechnen, dass die Windkraft für mindestens 48 Stunden faktisch nicht zur Verfügung steht (= Windflaute). Da die Sonne auch während reiner Windflaute nachts nicht scheint müssen, also 13 Mal pro Jahr andere Technologien zur Verfügung stehen, um die Last zu decken. Für solch kurze Zeiträume können das sicherlich Stromspeicher und Importe aus dem umliegenden Ausland sein. Doch die Ergebnisse des DWD zeigen weiterhin, dass 0,2 Mal pro Jahr oder eben alle 5 Jahre neben Deutschland auch das Ausland von einer kombinierten Wind- und PV-Flaute betroffen ist, und zwar von Portugal über Polen bis nach Griechenland (= europaweite Dunkelflaute). Gegenseitige Importe scheiden in dieser Situation als Rettungsanker aus. Zudem scheint gleichzeitig die Sonne nicht, so dass die notwendigen Speicher tagsüber daraus nicht geladen werden können. Der DWD kommt in diesem Zusammenhang zu folgendem Schluss: „Aus meteorologischer Sicht spricht also nichts gegen einen weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland und Europa. Da das Wetter aber macht was es will, können wir niemals ausschließen, dass eine extreme Windflaute

zusammen mit einer sonnenarmen Phase über Europa auftritt. Eine verantwortungsvolle Energiepolitik muss sich deshalb nicht nur um den Ausbau von Windkraft und Photovoltaik kümmern, sondern zugleich für ausreichend Reservekapazitäten sorgen.“ (Klimapressekonferenz des Deutschen Wetterdienstes, März 2018) Was diese Analyse nicht zeigt: Wie ausgeprägt wäre ein mögliches Jahrhundertereignis?

Der wissenschaftliche Dienst des Bundestages kommt in der dort zitierten dena-Studie „integrierte Energiewende“ zu folgendem Schluss: „In den Technologiemiixszenarien laufen im Durchschnitt über die zweiwöchige Dunkelflaute [im Jahr 2050] etwa 45 GW an Gaskraftwerken, in den Elektrifizierungsszenarien sind es etwa 90 GW.“ (Deutscher Bundestag 2019, Aktenzeichen WD5-3000-167/18)

Sicherlich sind hier weitere Analysen erforderlich, aber fest steht: Ohne zusätzliche Reservekraftwerke geht es nicht. Fest steht weiterhin: Der Markt wird diese Kapazitäten allein nicht zur Verfügung stellen, denn die Investitionsanreize sind viel zu instabil. Wir benötigen vielmehr einen neuen Rechtsrahmen, der hier für Sicherheit sorgt – entweder innerhalb des regulierten Bereiches oder durch klare Investitionsanreize.

Vergleichbar zu den klar definierten Sicherheitsstandards für Kernkraftwerke benötigen wir ein Sicherheitskonzept bezüglich der „Größten anzunehmenden Dunkelflaute“, denn es darf nicht passieren, dass in Europa für Tage oder sogar Wochen das Licht ausgeht. In diesem Sinne baut Amprion mit neuen Prozessen zur Überprüfung der kurzfristigen Systemadäquanz weiteres Wissen auf, um das Elektrizitätsversorgungssystem auch zukünftig sicher betreiben zu können.

4. Das Systemdesign muss verlässlich sein und den national spezifischen Anforderungen folgen

Gleichwohl sind die hier geschilderten Entwicklungen in den 2020er Jahren nach unseren Modellergebnissen noch gut beherrschbar. Erst im kommenden Jahrzehnt werden durch eine dann voraussichtlich massive Zunahme der E-Mobilität und der Sektorkopplung in Verbindung mit dem voranschreitenden Ausbau der Erneuerbaren neue Lösungen notwendig sein. Hierfür müssen wir aber, um den langen Planungs- und Realisierungszeiträumen gerecht zu werden, bereits heute die Weichen stellen. Dabei gilt: Unsere Versorgungssicherheit lässt sich nur erhalten, wenn wir alle Elemente des Stromsystems betrachten.

Erstens müssen wir das n-1-Kriterium als anerkanntes Maß für Redundanz in der Netzwirtschaft erhalten. Das wichtigste Instrument, das hierauf einzahlt, ist der Netzausbau. Interkonnektoren zu unseren Nachbarn stärken den europäischen Netzverbund, HGÜ-Verbindungen transportieren den im Norden produzierten Windstrom in die Mitte und den Süden und die Ertüchtigung des

Drehstromnetzes der vier Regelzonen verringert innerdeutsche Engpässe. Das wiederum führt über den Erhalt der einheitlichen deutschen Preiszone zu einer Stärkung der Märkte: Die Liquidität an den Börsen ist umso höher, je größer die Marktgebiete sind, und die Marktmacht großer Marktteilnehmer ist umgekehrt umso kleiner. (Insbesondere in einem Szenario, in denen mehrere 10 GW an noch zu errichtenden Gasturbinen nötig sind, um die Versorgung aufrecht zu erhalten, dürfte das Thema „Marktmacht“ noch einmal zur Diskussion stehen.) Klar ist: Versorgungssicherheit wird es nicht ohne den Netzausbau geben.

Potenzial, um das Netz zu entlasten, bieten ergänzend dazu neue Konzepte für die Anbindung von Windparks auf der Nordsee. Sie werden Energie künftig über Direktverbindungen möglichst nah an den Verbrauchszentren ins Netz einspeisen. Zudem arbeiten wir bei Amprion in unserem Eurobar-Projekt gemeinsam mit Partnern daran, die Windparks untereinander zu einem modularen Offshore-Netz in Europa zu verbinden. Das erhöht die Versorgungssicherheit und senkt den Netzausbaubedarf an Land.

Zusätzliche Netzbetriebsmittel können den Netzausbau ergänzen. Hierzu ein Beispiel: Eine geographisch geballte, hohe Einspeisung verursacht Spannungsschwankungen und einen hohen Bedarf an so genannter Blindleistung, um den Strom überregional verteilen zu können. Deshalb installieren wir bei Amprion im kommenden Jahrzehnt Anlagen zur Blindleistungskompensation mit einem Volumen von einer Milliarde Euro.

Neben dem Netzausbau ist zweitens Flexibilität gefragt, um das System stabil zu halten: Da auf der Erzeugungsseite in den kommenden Jahren viel steuerbare Leistung verloren geht, brauchen wir neue Anlagen, die wetterunabhängig Strom erzeugen können. Unterstützend benötigen wir Verbraucher, die ihren Bedarf dem aktuellen Angebot an grünem Strom anpassen können und wollen. Oder anders: In dem Maße, in dem die Erzeugungsseite volatil wird, muss die Nachfrageseite flexibler werden.

Drittens bietet die Sektorkopplung die Möglichkeit, die verschiedenen Energieträger ineinander zu überführen, also etwa Strom in Wasserstoff oder Wärme umzuwandeln. Das eröffnet ganz neue Potenziale, die gehoben werden müssen. Deshalb suchen wir nach smarten Lösungen für das Netz – wie etwa systemorientierte Power-to-Gas-Anlagen. Platziert in räumlicher Nähe zu den Zentren der Erneuerbaren-Erzeugung, wandeln sie an Tagen mit „Überproduktion“ grünen Strom in Wasserstoff um. Zugleich lassen sich so Engpässe im Netz reduzieren und Kosten senken, da die erzeugte Energie aus Wind und Sonne nicht allein über das Stromnetz abtransportiert werden muss. Marktorientierung und Netzorientierung dürfen hierbei kein Widerspruch sein.

Die hier genannten Punkte sind keine Selbstläufer. Regulierte und marktliche Bereiche müssen klar voneinander abgegrenzt sein und im Sinne des Gesamtsystems gemeinsam funktionieren. Alle Infrastrukturkomponenten

müssen reibungslos zusammenarbeiten – ein diffuses Verständnis von „Markt“ hilft nicht weiter und gefährdet unsere Versorgungssicherheit.

Die Folgen des Versagens einzelner Komponenten sind mitunter deutlich sichtbar:

- Am 8.1.2021 erfolgte eine Auslösung eines Sammelschienenkupplers in der Schaltanlage Ernestinovo in Kroatien. Die Auslösung führte zu weiteren Ausfällen von Stromleitungen und folglich zu einer Systemauftrennung in Kontinentaleuropa, mit einer Trennungslinie in Kroatien, Serbien und Rumänien. In der aktuell noch laufenden Auswertung der Fehlerursache wird u.a. die Nichtberücksichtigung des Sammelschienenkupplers in der n-1 Sicherheitsrechnung evaluiert. Des Weiteren wird untersucht, inwiefern die geringe Stabilitätsreserve (d.h. die Winkelstabilität) an dem Ereignistag die Situation beeinflusst hat.
- Die Juni-Ereignisse des Jahres 2019 waren auf Fehlanreize im Ausgleichsenergiepreissystem zurückzuführen und haben ebenfalls zu systemgefährdenden Zuständen geführt.
- Am Markt für Regelenergie hat die Einführung des Regelenergiemarkts bei gleichzeitiger Anhebung der Preisobergrenze zu unerwartet hohen Preisen geführt – auch hier waren die gesetzten Anreize zuvor nicht klar antizipiert worden und ein Nachregulieren wurde zum Schutz der Bilanzkreise notwendig.

Für den zukünftigen Regulierungsrahmen besteht nun ganz klar die Anforderung, dass er einerseits den europäischen Vorgaben gerecht werden und andererseits spezifische nationale Erfordernisse erfüllen muss. Weiterhin muss er der aktuellen dynamischen Phase der Energiewende Rechnung tragen – alle neuen und alten Komponenten müssen im Gesamtsystem gemeinsam optimiert werden. Dazu zählt natürlich die bessere Integration der Erneuerbaren, zukünftig aber auch die Sektorkopplung.

Die Basis des zukünftigen Marktdesigns muss ein auf nationaler Ebene möglichst faires „level playing field“ sein, also gleiche Wettbewerbsbedingungen für alle Marktteilnehmer. Steuern, Abgaben und Umlagen treiben hier regelmäßig einen Keil in potenzielle Geschäftsmodelle, indem sie zu Doppelbelastungen und Verzerrungen bei den Kostenstrukturen führen. Die Emission von Kohlendioxid muss durch einen in der Höhe angemessenen, für möglichst alle Marktteilnehmer sektorenübergreifend gleich hohen CO₂-Preis internalisiert werden.

Der Markt ist darüber hinaus noch nicht in ausreichendem Maße in der Lage, wichtige technische und meteorologische Restriktionen an die Marktteilnehmer weiterzugeben. Die Restriktionen müssen erfasst und durch geeignete Mechanismen in den Markt integriert werden. Ganz konkret muss die Bereit-

stellung von Flexibilität und netzdienliches Verhalten finanziell belohnt werden. Zudem müssen Investitionen nicht nur am richtigen Ort, sondern auch zur richtigen Zeit getätigt werden, denn: Ein Investor schaut immer auf seinen individuellen Business Case. Folgekosten durch erforderliche Leitungsneubauten oder -verstärkungen kommen darin aber derzeit ebenso wenig vor wie die positiven Effekte gesicherter Leistung, die eine Erzeugungsanlage zur Verfügung stellt. Als besondere Facette des hier skizzierten Investitionsproblems zeichnet sich weiterhin ab, dass der Energy-Only-Markt zwar die Fähigkeit besitzt, Angebot und Nachfrage in der kurzen Frist zusammen zu bringen. Er vermag aber nicht Investitionsanreize für dringend erforderliche Erzeugungskapazitäten zu setzen, die nur wenige Stunden im Jahr benötigt werden. Es ist darum fraglich, wie die notwendigen flexiblen Erzeugungskapazitäten zur Bewältigung auch von extremen Dunkelflauten bereitgestellt werden sollen – aus meiner Sicht kommen hier nur zwei Varianten infrage: Entweder Subventionszahlungen im Rahmen eines klar zu definierenden Kapazitätsmarktes, oder die Errichtung im regulierten Bereich.

Es mag in der alten Energiewelt nicht so sehr aufgefallen sein, aber es gibt viele Bedarfe im Stromsektor, die derzeit nicht finanziell kompensiert werden. In einem Markt, in dem zunehmend Erzeuger eine Rolle spielen, die die für den sicheren Systembetrieb notwendigen Produkte nur teilweise erbringen können, muss diesen Aspekten indes Rechnung getragen werden.

Es muss nun klar differenziert werden nach Bereichen, die marktwirtschaftlich organisierbar sind, und nach Bereichen, die der Regulierung bedürfen. Oft führen verschiedene Wege zum Ziel. Das Entscheidungskriterium sollte sich an den Eckpunkten „Wirtschaftlichkeit“, „Versorgungssicherheit“ und „Nachhaltigkeit“ richten und nicht dem lautesten Ruf einzelner Marktteilnehmer folgen.

Ich wünsche mir, dass bis zum Ende dieses Jahrzehnts ein stabiler Rahmen für die zweite Hälfte der Energiewende steht, der genügend Sicherheit für die nötigen Investitionen sowohl im wettbewerblichen als auch im regulierten Bereich bietet und der flexibel gegenüber neuen Anforderungen ist. Ein kleinteiliges Nachjustieren ist in diesem Sinne nicht zielführend. Wir sollten uns den Herausforderungen der Energiewende stellen, ohne aber durch eine nicht zu Ende gedachte Planung das System herauszufordern.

5. Fazit

Im vergangenen Jahr lag der Anteil des erneuerbar erzeugten Stroms bereits bei knapp 50 % – vor einigen Jahren eine nahezu unvorstellbare Größenordnung. Es freut mich dabei festzustellen, dass die Versorgungssicherheit auf einem hohen Niveau geblieben ist. Natürlich waren hierfür enorme Anstrengungen erforderlich, aber ich möchte an dieser Stelle wiederholen: Wir stehen vor einer gesellschaftlichen Mammutaufgabe. Die zweite Hälfte der Energiewende wird noch anspruchsvoller werden. Das System muss insgesamt

intelligenter werden und wir müssen das Marktdesign dahingehend weiterentwickeln, dass es den neuen Gegebenheiten Rechnung trägt. Eine sichere Energieversorgung muss oberste Priorität genießen.

Der Wandel der Energiewirtschaft wird uns für die kommenden Dekaden begleiten. Der Durchbruch der E-Mobilität, der Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft und die vollständige Dekarbonisierung stehen uns noch bevor. Das Ende dieser Entwicklung ist aber klar definiert. Daher sollten wir jetzt ein System entwickeln, das bereits auf dieses Ziel ausgerichtet ist. Voraussetzung ist ein stabiler Investitionsrahmen für alle Akteure der Energiewende – ob marktlich oder reguliert. Dafür sind rechtzeitige und verlässliche politische Weichenstellungen unerlässlich.



© BMWI

Andreas Feicht
Staatssekretär im Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

Herr Andreas Feicht begann 1993 seine berufliche Laufbahn bei der Dresdner Verkehrsbetriebe AG. Dort war er zuletzt als Leiter des Vorstandsbüros für die Unternehmensentwicklung zuständig. Im Anschluss daran arbeitete er bei den Technischen Werken Dresden, der kommunalen Holdinggesellschaft für die städtischen Beteiligungen der Landeshauptstadt Dresden. Hier verantwortete er die strategische Konzernentwicklung. Herr Feicht studierte berufsbegleitend Wirtschaftswissenschaft an der Fernuniversität in Hagen. Gemeinsam mit den Eigentümern der Berliner Beratungsdienste gründete Herr Feicht im August 2000 die BBD Verkehrsconsult GmbH mit Sitz in Berlin und fungierte dort als geschäftsführender Gesellschafter des Unternehmens. Ab Oktober 2005 war Herr Feicht als Mitgeschäftsführer der BSL Management Consultants tätig. Dort baute er unter anderem die Berliner Niederlassung des Unternehmens auf. Von 2007 bis 2019 leitete Herr Feicht als Vorstandsvorsitzender die Wuppertaler Stadtwerke AG. 2013 wurde Herr Feicht zum Vizepräsidenten Energiewirtschaft des Verbandes kommunaler Unternehmen e.V. (VKU) gewählt und hatte dieses Amt bis zu seinem Wechsel in das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie inne. Dort ist er seit dem 1. Februar 2019 Staatssekretär und in diesem Amt zuständig für die Energiepolitik.

Smart und sicher: Digitalisierung der Energiewende schreitet voran

Andreas Feicht

Dekarbonisiert, dezentral, digital – das sind die wesentlichen Attribute der Energiewelt von morgen. Deutschland steigt bis 2022 aus der Kernenergie aus und wird die Kohleverstromung bis spätestens 2038 beenden. Gleichzeitig wird der Ausbau der erneuerbaren Energien in den kommenden Jahren massiv fortgesetzt. Um diese Ziele zu erreichen, ist die Digitalisierung der Energiewende ein zentraler Baustein. Nur wenn unsere Energieversorgung smart wird, bleibt sie sicher.

Intelligente Vernetzung zwischen den Energieakteuren

Wir erleben ein Energiesystem im Umbruch. Zukünftig werden wir ein System mit Millionen von Erzeugern und Verbrauchern haben: Wind- und PV-Anlagen, E-Autos, Speicher, Wärmepumpen etc. Dabei wird auch die Zahl an unterschiedlichen Kombinationen aus Erzeugung und Verbrauch, also der Prosumer, zunehmen, die beispielsweise Strom aus der eigenen PV-Anlage für das Laden des E-Autos nutzen. Nur mit intelligenter Vernetzung und Kommunikation zwischen all diesen Komponenten kann die Energiewende gelingen, ohne die Versorgungssicherheit zu gefährden. Wir brauchen mehr Vernetzung in einer dezentralen – und damit auch kleinteiligeren – erneuerbaren Energiewelt. So treibt die Digitalisierung die Energiewende voran; zugleich beschleunigt der konsequente Umbau unseres Energiesystems auch die digitale Transformation.

Der Gesetzgeber hat im Jahr 2016 mit dem Gesetz zur Digitalisierung der Energiewende – und dem Messstellenbetriebsgesetz als seinem Kernstück – die Grundlage für die Einführung intelligenter Messsysteme geschaffen. Intelligente Messsysteme bestehen aus einer modernen Messeinrichtung (digitaler Zähler) und dem Smart-Meter-Gateway als Kommunikationseinheit. Ziel ist es, bis 2032 intelligente Messsysteme auszurollen. Dies soll zunächst vorrangig bei größeren Verbrauchern und Erzeugungseinheiten geschehen. Haushalte mit einem durchschnittlichen jährlichen Verbrauch bis zu 6.000 kWh werden – ebenfalls bis 2032 – schrittweise mit modernen Messeinrichtungen ausgestattet. Mithilfe von intelligenten Messsystemen können wir Stromerzeugung und -verbrauch nicht nur messen, sondern auch steuern, um das Stromnetz stabil zu halten.

Digitalisierung und Sicherheit gehen Hand in Hand

Smart-Meter-Gateways bilden das Herzstück intelligenter Messsysteme, denn sie sorgen für die sichere und verschlüsselte Kommunikation der einzelnen Bausteine im Energiesystem. Sie sind die Drehscheibe für Datenströme und werden zukünftig nicht nur für den Datenaustausch bei reinen Stromanwen-

dungen dienen, sondern auch in den Sparten Wärme und Gas zur Anwendung kommen.

Mit der Zertifizierung eines dritten Smart-Meter-Gateways durch das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) und der Allgemeinverfügung des BSI hat der Smart-Meter-Rollout Anfang 2020 begonnen. Inzwischen ist ein viertes Smart-Meter-Gateway zertifiziert worden. Ein Hersteller hat kürzlich erfolgreich die Re-Zertifizierung seines Smart-Meter-Gateways absolviert und damit als erster Hersteller weitere Tarif-Anwendungsfälle implementiert. Mit diesem System können nun Netzzustandsdaten und Einspeisewerte übermittelt werden.

Dabei ist es wichtig, die Digitalisierung der Energiewende rechtssicher zu gestalten und zu beschleunigen. Denn mit Smart-Meter-Gateways steht eine Kommunikationsplattform mit einem sehr hohen Sicherheitsstandard für Datensicherheit und Datenschutz zur Verfügung. Die technischen Standards werden kontinuierlich weiterentwickelt und die Gateways werden intensiven Sicherheits-Evaluierungen unterzogen, um sich für die wachsenden Herausforderungen zu wappnen.

450 MHz-Funkfrequenzen machen das Stromnetz sicher

Mit der Entscheidung, die 450 MHz-Frequenzen vorrangig für kritische Infrastrukturen der Energie- und Wasserwirtschaft bereitzustellen, ist Ende des Jahres 2020 eine wichtige Wegmarke für die Digitalisierung der Energiewende gesetzt worden. Die Energieunternehmen benötigen die 450 MHz-Frequenzen, um zwischen der wachsenden Zahl von dezentralen Anlagen im Netz kommunizieren zu können. Die 450 MHz-Frequenzen sind aufgrund ihrer guten Ausbreitungseigenschaften den Anforderungen unseres dezentralen Energiesystems am besten gewachsen.

Anfang März 2021 hat die 450connect GmbH – ein Konsortium der Energie- und Wasserwirtschaft – den Zuschlag für die 450 MHz-Frequenzen von der Bundesnetzagentur erhalten. Damit sind die Voraussetzungen für einen zügigen und flächendeckenden Netzausbau des 450 MHz-Funknetzes geschaffen. So können Stromnetze widerstandsfähig und schwarzfallfest gemacht werden. Smart-Meter-Gateways werden zentraler Bestandteil des 450 MHz-Kommunikationsnetzes sein, welches bis 2024 aufgebaut werden soll.

Rechtlicher Rahmen wird weiterentwickelt

Mit der am 1. Januar 2021 in Kraft getretenen Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2021) wurden die rechtlichen Regelungen auf der Erzeugungsebene weiterentwickelt, um die Digitalisierung voranzutreiben. So werden Neu- und Bestandsanlagen schrittweise für den Netzbetreiber sichtbar bzw. steuerbar gemacht. Zur besseren Netzintegration der steigenden Anzahl dezentraler volatiler Erzeugungseinheiten wurden Schwellenwerte für

den Einbau von intelligenten Messsystemen an Messstellen mit Erneuerbare-Energien- und KWK-Anlagen definiert.

Die Anforderungen an die Sichtbarkeit und Steuerbarkeit wurden auf Erzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 7 kW bzw. 25 kW ausgeweitet. Das EEG 2021 sieht darüber hinaus die Möglichkeit vor, dieses Digitalisierungs- und Netzintegrationskonzept noch in dieser Legislaturperiode auf Erzeugungsanlagen unterhalb der genannten Schwellenwerte zu erweitern.

Kosten und Nutzen dieser Option gilt es, eingehend zu analysieren. Denn je kleinteiliger unser Energiesystem wird, desto mehr müssen wir nicht nur über den Verbrauch, sondern auch über die Erzeugung wissen. Dafür braucht es Technik, mit der entsprechende Anlagen sichtbar und gegebenenfalls steuerbar gemacht werden können.

Verbraucher intelligent steuern

Parallel zum Zuwachs an Erneuerbare-Energien-Anlagen erleben wir aktuell, dass die Zahl der Elektroautos auf unseren Straßen kontinuierlich wächst. Laut Angaben des Kraftfahrt-Bundesamtes wurden im Jahr 2020 194.000 rein batterieelektrische Pkw neu zugelassen. Damit hat sich die Zahl der neu zugelassenen Elektroautos in Deutschland im vergangenen Jahr verdreifacht. Und auch die Zahl an Wärmepumpen und Heimspeichern steigt. Diese Entwicklung wird sich in den kommenden Jahren weiter verstärken: Millionen von flexiblen Verbrauchseinrichtungen gilt es, in das Energiesystem zu integrieren.

Um den Hochlauf der Elektromobilität und den Zuwachs an Wärmepumpen und Speichern schnell und verlässlich zu gestalten und gleichzeitig die Netzstabilität zu gewährleisten, müssen die Netze auch in Zukunft intelligent gesteuert werden. Denn Energiewende und Elektromobilität spielen sich zu großen Teilen in den Verteilernetzen ab.

Sichere Kommunikation ist Schlüssel für eine sichere Energiewende

Für die Energiewende vernetzen sich Verbraucher, Erzeuger und Netzbetreiber digital und sicher miteinander. Dabei gehören die Merkmale „digital“ und „sicher“ untrennbar zusammen.

Mit den Smart-Meter-Gateways als Kommunikationsplattform nach den Vorgaben des Messstellenbetriebsgesetzes haben wir ein zentrales Instrument an der Hand, um die Gefahr von Cyber-Angriffen und einem damit verbundenen potenziell hohen volkswirtschaftlichen und gesellschaftlichen Schaden durch Versorgungsausfälle wirksam vorzubeugen. Diesen Vorteil werden wir nutzen, um in den kommenden Jahren bei der Digitalisierung der Energiewende an Tempo zuzulegen.

Gleichzeitig wird der rechtliche Rahmen weiterentwickelt und an die sich wandelnden energiewirtschaftlichen Entwicklungen angepasst. Damit verfügen wir über ein breites Tableau, um einen dezentralen, integrierten und zuverlässigen Betrieb des Energiesystems zu ermöglichen: smart und sicher.



© Weltenergierat – Deutschland e.V.

Dr. Uwe Franke
Präsident, Weltenergierat – Deutschland e.V.

Dr. Uwe Franke ist seit 2014 Präsident des Weltenergierat – Deutschland e.V. Der promovierte Chemiker begann seine Laufbahn bei BP. Von 1985 bis zu seinem Ausscheiden im Jahr 2012 übernahm er diverse Leitungspositionen, unter anderem in London, Brüssel, Lissabon, Hamburg und Bochum. Er war Vorsitzender des Vorstandes der Deutsche BP AG, Vorstandsvorsitzender der Aral AG und letztlich Vorstandsvorsitzender der BP Europa SE.

Dr. Franke bekleidete zahlreiche Mandate für internationale Initiativen und Verbände. Er ist Aufsichtsratsmitglied der Basalt AG, der Arbiom SA, der ProPep GmbH sowie der Brahm's Oil Refineries LTD. Zudem berät er IFM Investors als Senior Advisor, er ist als Mentor für Senior Executives bei der Bernotat+Cie GmbH tätig und Kuratoriumsmitglied beim Max-Planck-Institut für Plasmaphysik. Dr. Franke begründete die „Charta der Vielfalt“ in Deutschland unter der Schirmherrschaft von Bundeskanzlerin Dr. Angela Merkel und wurde zum Botschafter für Vielfalt ernannt.



Maira Kusch
Senior Managerin, Weltenergierat – Deutschland e.V.

Maira Kusch ist seit 2020 Senior Managerin beim Weltenergierat – Deutschland e.V. Zuvor war sie sechs Jahre lang in verschiedenen Positionen bei der EPA – European Berlin Brüssel Political Affairs GmbH tätig, zuletzt als Senior Consultant für Energie-, Umwelt- und Verkehrspolitik. Die EPA GmbH ist eine Strategieberatung in Berlin an der Schnittstelle von Politik, Wirtschaft und Gesellschaft. Vor ihrer Tätigkeit bei der EPA GmbH arbeitete Maira Kusch als Policy Advisor für Matthias Groote MdEP im Umweltausschuss des Europäischen Parlaments in Brüssel und Straßburg.

Maira Kusch studierte Europastudien mit sozialwissenschaftlicher Ausrichtung sowie Internationale Studien / Friedens- und Konfliktforschung in Chemnitz, Besançon, Frankfurt am Main und Darmstadt. Sie ist Co-Autorin des Fachbuchs „Flüssiggas und BioLPG in der Energiewende“, das 2020 im VDE VERLAG, Berlin erschienen ist.

Die Energieversorgung für die 2020er Jahre im Spannungsfeld von Klimazielen, Bezahlbarkeit und Sicherheit

Dr. Uwe Franke & Maira Kusch

Die Energiewelt in Deutschland und Europa ist im Umbruch begriffen. Die Transformation des auf fossilen Energien basierenden Energiesystems hin zu einer nachhaltigen, bezahlbaren und gleichzeitig sicheren Energieerzeugung, -bereitstellung und -nutzung ist eine Jahrhundertaufgabe. Die COVID-19-Pandemie zeigte einmal mehr die Relevanz einer zuverlässigen Energieversorgung für Wirtschaft und Gesellschaft auf. Gleichzeitig hat sie die Bedeutung globaler Entwicklungen vor Augen geführt, die in einem international vernetzten Land wie Deutschland stets mitgedacht werden müssen.

2020 war in energiepolitischer Hinsicht ein bemerkenswertes Jahr. Im Dezember beschlossen die Staats- und Regierungschefs¹ der Europäischen Union (EU) einerseits die Erhöhung des Treibhausgasreduktionsziels für 2030 von 40 % auf mindestens 55 % im Vergleich zum Basisjahr 1990. Dieses Ziel wird in Deutschland mit erheblichen Anstrengungen zur CO₂-Einsparung einher gehen müssen, insbesondere im Energiebereich. Andererseits entwickelte sich die Corona-Virus-Krankheit (COVID-19) zu einer globalen Pandemie, die Einfluss auf alle Teile der Wirtschaft, Gesellschaft und des öffentlichen Lebens entfaltete. Der Primärenergiebedarf ist 2020 der Internationalen Energieagentur (IEA) zufolge weltweit um knapp 4 % zurückgegangen.² In Deutschland sank der Energieverbrauch sogar um 8 %.³ Die Weltwirtschaft ist in ihre größte Rezession seit den 1930er Jahren gerutscht. Konzepte wie Resilienz, Vulnerabilität und Versorgungssicherheit erlangen vor diesem Hintergrund eine neue Bedeutung.

In Europa und vielen anderen Teilen der Welt führte das Virus nicht nur eine der Gefahren der zunehmenden globalen Vernetzung vor Augen, durch welche sich Infektionskrankheiten über den gesamten Globus verteilen können und auf welche die meisten Staaten nicht ausreichend vorbereitet waren. Es unterstrich auch die Bedeutung einer verlässlichen Energieversorgung und digitalen Infrastruktur. Moderne Informations- und Kommunikationstechnologien ermöglichen in vielen Sektoren auch in Zeiten von Lockdowns, Kontaktbeschränkungen und Homeoffice eine Fortsetzung der Arbeit sowie der zwischenmenschlichen Kontakte.

Die Stabilität eines Systems, wie dem Energiesystem, hängt im Wesentlichen von zwei Dingen ab.⁴ Auf der einen Seite von den Risiken und Bedrohungen, denen es ausgesetzt ist, und auf der anderen Seite von seiner Resilienz. Letztere stellt allgemein ein Maß für die Widerstandsfähigkeit dar.⁵ Die Vulnerabilität bezeichnet dagegen die Verwundbarkeit von Systemen. Die Stabilität der europäischen Energiesysteme wird durch eine Vielzahl von Faktoren beein-

flusst: Neben den vorhandenen natürlichen und menschlichen Ressourcen, den technologischen Entwicklungen, dem Ausbau relevanter Infrastruktur und nationaler wie internationaler Governance spielen auch klimabedingte Veränderungen und extreme Wetterereignisse, wie Dürren, Hitzewellen und Sturmfluten, eine wichtige Rolle. Auch stabile Systeme können durch plötzlich auftretende Wetterextreme oder Krisen, wie die COVID-19-Pandemie, kurzfristig erschüttert werden und bedürfen dann gegebenenfalls einer Stabilisierung – wie im vergangenen Jahr etwa durch diverse Recovery-Programme in Deutschland, Europa und der Welt geschehen. Eine genaue Untersuchung der Resilienz kritischer Systeme, wie dem Energiesystem, kann dabei helfen, Krisen zu antizipieren und entsprechende präventive Maßnahmen vor dem Eintritt destabilisierender Ereignisse zu ergreifen.⁶

Der World Energy Issues Monitor zur Identifizierung relevanter Energiethemen

Der World Energy Council führt innerhalb seines globalen Netzwerkes jedes Jahr eine Erhebung zu der Frage durch, welche Themen Entscheidungsträger und Experten aus der Energiewirtschaft aktuell für besonders wichtig erachten oder welche ihrer Einschätzung nach mit großer Unsicherheit behaftet sind. Die Ergebnisse dieser Erhebung werden im sogenannten World Energy Issues Monitor festgehalten.⁷ Die COVID-19-Pandemie und ihre Auswirkungen waren ein Thema, das auch die Agenda im Energiebereich bestimmte. Unsicherheiten hinsichtlich der Pandemie und der wirtschaftlichen Erholung nach dem Ende der Krise spiegelten sich auch in den Antworten der Energieentscheider wider. Ökonomische Trends und die Entwicklung des Investitionsumfeldes wurden im globalen Energienetzwerk deshalb ebenso mit großem Interesse verfolgt, wie die Verkündung und Umsetzung nationaler und regionaler Recovery-Programme. Auch die Frage, wie sich die Energieversorgung und -nachfrage in Zukunft verändern werden und welche Implikationen sich daraus für die Energieinfrastrukturen ergeben, bewegte die Energieexperten im vergangenen Jahr.

Als mit großer Unsicherheit behaftet wurde global auch das Thema Digitalisierung, in Verbindung mit Cybersicherheitsüberlegungen, identifiziert. Die COVID-19-Pandemie und die daraus resultierende Abschottung verschiedener Teile von Wirtschaft und Gesellschaft zeigten die Abhängigkeit von einer funktionierenden digitalen Infrastruktur auf. Die Digitalisierung wird in diesem Zusammenhang zwar einerseits als Möglichkeit wahrgenommen, die wirtschaftlichen Folgen der Krise in gewisser Weise abzumildern. Andererseits scheint die Einschätzung weit verbreitet, dass die Verwundbarkeit des Energiesystems durch die fortschreitende digitale Vernetzung steigt. Berichte über Cyberangriffe auf Unternehmen und Institutionen sind im Energiesektor und darüber hinaus kein neues Phänomen, jedoch scheint sich eine stärkere Wahrnehmung der Vulnerabilität entwickelt zu haben. Den meisten Antworten der deutschen Energieverantwortlichen zufolge sei die Bundesrepublik beispielsweise nach wie vor nicht ausreichend auf Risiken wie Cyberattacken

vorbereitet.



Abbildung 1: Der World Energy Issues Monitor identifiziert jedes Jahr Themen, die Energieexperten weltweit besonders bewegen. Quelle: World Energy Council, 2021

Weitere Themen, die die ca. 2.500 Umfrageteilnehmer aus 108 Ländern im letzten Jahr beschäftigten, waren der Ausbau und die Integration erneuerbarer Energien (EE), die Treibhausgasreduktion, die Verbesserung der Energieeffizienz sowie die Bezahlbarkeit von und der Zugang zu Energie. Je nach Weltregion fielen die Antworten mitunter allerdings sehr unterschiedlich aus. Während in Europa und Teilen von Asien sowie Nord- und Südamerikas etwa auch dem Energieträger Wasserstoff (H₂) große aktuelle Relevanz zugeschrieben wird, stehen in anderen Erdteilen andere Themen im Vordergrund. Wasserstoff wird dort allenfalls mittelfristig als wichtig angesehen.

Das Trilemma: Energieversorgung zwischen Sicherheit, Nachhaltigkeit und Bezahlbarkeit

Entsprechend dem individuellen Potenzial an natürlichen Ressourcen, den geografischen Gegebenheiten und den sozioökonomischen Systemen entwickeln Staaten weltweit unterschiedliche Energiepolitiken. Die divergierenden nationalen Voraussetzungen führen dazu, dass es nicht den einen Weg für eine erfolgreiche Energiewende gibt. Jedes Land muss vielmehr seine eigene energiepolitische Richtung, unter Berücksichtigung der nationalen Situation und Prioritäten, bestimmen. Der World Energy Trilemma Index, der vom World Energy Council einmal jährlich veröffentlicht wird, kann die einzelnen Länder und beteiligten Akteure im Energiebereich jedoch dabei unterstützen, herauszufinden, welche Bereiche der Energiepolitik verbessert werden könnten.⁸ Er bewertet die Performance einzelner Länder anhand des energiepolitischen Zieldreiecks aus Energieversorgungssicherheit (energy security), Energiegerechtigkeit (energy equity) und Nachhaltigkeit (environmental sustainability). Zugrunde gelegt sind dabei verschiedene Indikatoren, wie Energiepreise, die Diversifizierung der Primärenergieversorgung, die Abhängigkeit von Energieimporten, Energiespeichermöglichkeiten und die Systemstabilität. Sie werden ergänzt durch politische Indikatoren, wie etwa Rechtsstaatlichkeit.



Abbildung 2: Der World Energy Trilemma Index bewertet Länder weltweit anhand des energiepolitischen Zieldreiecks aus Versorgungssicherheit, Nachhaltigkeit und Bezahlbarkeit.

Quelle: World Energy Council, 2020

Im Jahr 2020 veröffentlichte der World Energy Council seinen Trilemma Index zum 10. Mal. Die ersten zehn Plätze der Rangliste wurden dabei von europäischen Ländern dominiert. Platz 1 belegte, wie bereits in den Vorjahren, die Schweiz – gefolgt von Schweden, Dänemark, Österreich, Finnland, Frankreich und dem Vereinigten Königreich Großbritannien und Nordirland.

Die Dimension Energieversorgungssicherheit misst die Fähigkeit eines Staates, den aktuellen und künftigen Energiebedarf zuverlässig zu decken sowie angemessen auf Systemschocks zu reagieren und sich rasch von diesen zu erholen, ohne, dass die Versorgung darunter leidet. Im Jahr 2020 fanden sich auf den Top-Ten-Rängen Staaten mit bedeutenden Kohlenwasserstoffvorkommen neben Ländern, die sich besonders auf die Diversifizierung und Dekarbonisierung ihrer Energiesysteme konzentrierten. Kanada und Finnland schnitten bei dieser Dimension besonders gut ab. Der Reichtum an natürlichen Ressourcen, wie Erdöl und -gas, kann dabei jedoch auch ein Ressourcenfluch sein, wenn Staaten ihre Energiesysteme in der Folge zu einseitig auf bestimmte Energieträger fokussieren. Eine Diversifizierung des Energiemixes eines Landes verbessert die Energiesicherheit sowie die Widerstandsfähigkeit des Energiesystems.

Die Dimension Energiegerechtigkeit bewertet dagegen die Fähigkeit eines Staates, privaten und kommerziellen Verbrauchern universellen und zuverlässigen Zugang zu erschwinglicher Energie in ausreichend vorhandener Menge bereitzustellen. Die Qualität und Erschwinglichkeit der Energieversorgung rücken dabei zunehmend in den Vordergrund. Die Top Ten der energy equity-Rangliste wurde 2020 von drei kleinen Staaten mit einem hohen Bruttoinlandsprodukt (BIP) und niedrigen Energiekosten für die Verbraucher (insbesondere infolge von Subventionen) und / oder leicht gewinnbaren Energieressourcen angeführt: Luxemburg, Katar und Kuwait.

Die Dimension der ökologischen Nachhaltigkeit bewertet die Fähigkeit des nationalen Energiesystems, Umweltschäden abzuschwächen oder zu vermeiden und die Auswirkungen des Klimawandels zu begrenzen. Führend waren hier im vergangenen Jahr die Schweiz, Schweden und Norwegen. Staaten mit einem diversifizierten Energiesystem, unterstützt durch politische Instrumente zur signifikanten Reduktion der Treibhausgasemissionen sowie Energieeffizienzmaßnahmen, erreichten besonders gute Ergebnisse.

Deutschland strebt seit langer Zeit ein gleichschenkliges energiepolitisches Zieldreieck an. Das erklärt auch die gute Platzierung innerhalb der Top Ten beim Gesamt-Trilemma-Index. Gleichzeitig geht aus der Rangliste hervor, dass viele Nachbarländer Deutschlands, wie Frankreich, Österreich und die Schweiz, dabei besser abschneiden. Das liegt einerseits daran, dass Deutschland als Nettoenergieimporteur in hohem Maße von Energieeinfuhren abhängig ist. Andererseits verzeichnet die Bundesrepublik sowohl für private als auch gewerbliche Abnehmer die höchsten Strompreise in ganz Europa.⁹ Der World Energy Issues Monitor aus diesem Jahr bekräftigt dieses Ergebnis. In Deutschland spielt die Erschwinglichkeit der Energieversorgung eine sehr viel geringere Rolle als in anderen Teilen der Welt. Deutsche Entscheidungsträger beschäftigen andere Themen: Während in der letztjährigen Ausgabe des Issues Monitors noch die Position der USA in den internationalen Handelsbeziehungen sowie konkret der Handelsstreit zwischen den USA und China für Unsicherheit gesorgt hatten, bestimmen in der Ausgabe 2021 Themen, wie

Digitalisierung, Erneuerbare und Wasserstoff, die Energieagenda.

Wasserstoff als globales Zukunftsthema und Baustein für Versorgungssicherheit

Wasserstoff und der Aufbau einer eigenen H₂-Wirtschaft werden in Deutschland als wichtiges Instrument angesehen, um sowohl die Treibhausgasemissionen zu senken als auch die Energieträger zu diversifizieren und damit langfristig einen Beitrag zur Versorgungssicherheit zu leisten. Die Bundesregierung veröffentlichte im Juni 2020 deshalb eine *Nationale Wasserstoffstrategie*, mit der die Produktion und die Nutzung des alternativen Energieträgers vorangetrieben werden soll. Deutschland verfügt bereits über einen relativ großen H₂-Markt mit einem geschätzten Jahresbedarf von ca. 55 TWh.¹⁰ Verbraucher sind hier insbesondere die Chemieindustrie und die Raffinerien. Der eingesetzte Wasserstoff basiert bislang weitgehend auf fossilen Ausgangsstoffen, wie Erdgas. Langfristig wird erneuerbarer Wasserstoff jedoch als Möglichkeit zur Integration von erneuerbaren Energien und der Dekarbonisierung des Energiesystems betrachtet. Die H₂-Strategie formuliert für 2030 ein Ziel von 5 GW Elektrolysekapazität für die heimische Produktion. Zur Förderung des Markthochlaufs von H₂-Technologien sieht sie neun Milliarden Euro vor, zwei Milliarden davon für die Etablierung internationaler H₂-Partnerschaften.

Nicht nur in Deutschland spielt Wasserstoff mit Blick auf die Energieversorgung und Dekarbonisierung eine wachsende Rolle. Viele Staaten weltweit haben den alternativen Energieträger als Mittel zum Erreichen ihrer Nachhaltigkeits- und Klimaneutralitätsziele sowie für die Verbesserung ihrer Versorgungssicherheit erkannt. Obwohl der World Energy Issues Monitor zu dem Ergebnis kommt, dass die Bedeutung von Wasserstoff je nach Weltregion schwankt, kann 2020 dennoch als das Jahr der H₂-Strategien bezeichnet werden. Auf globaler Ebene hat eine Vielzahl von Ländern nationale Strategiepapiere veröffentlicht. Darunter befinden sich viele europäische Staaten, wie die Niederlande, Spanien, Portugal, Frankreich und Finnland. Auch die EU verkündete im Juli 2020 eine H₂-Strategie für ein klimaneutrales Europa. Vorreiter war auf internationaler Ebene jedoch ein asiatisches Land: Japan legte bereits im Dezember 2017 ein umfassendes Strategiedokument vor. Weitere H₂-Strategien von Staaten, wie China, Marokko, Österreich, Polen und Schweden, sind gegenwärtig in Planung.

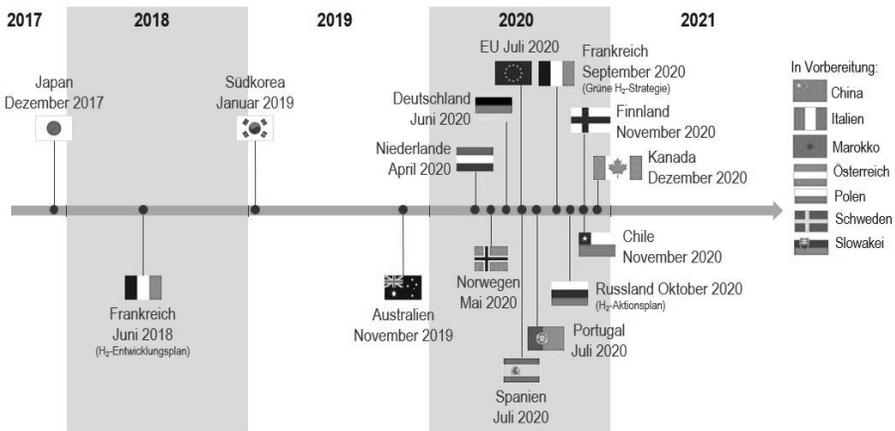


Abbildung 3: Immer mehr Länder weltweit veröffentlichen eigene H₂-Strategien. Quelle: Weltenergierat – Deutschland e.V./Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, 2021

Die Zahl der bereits veröffentlichten H₂-Strategien zeigt, dass es sich bei Wasserstoff mittlerweile um ein globales Thema handelt. Die Motive für nationale H₂-Pläne sind dabei oft ähnlich. Neben einer Verringerung der nationalen Treibhausgasemissionen und der verstärkten Integration erneuerbarer Energien steht meist eine Diversifizierung der Energiequellen im Vordergrund. Auch die wirtschaftlichen Potenziale, etwa durch die Schaffung neuer Arbeitsplätze und zusätzliche Einnahmen infolge von H₂- und Technologieexporten, sind für viele Länder ein Grund für nationale H₂-Maßnahmen. Zu diesem Ergebnis kommt die Studie des Weltenergierat – Deutschland e.V. „International Hydrogen Strategies“¹¹, welche die H₂-Aktivitäten ausgewählter Staaten weltweit analysiert und daraus Trends für einen globalen Markt für Wasserstoff abgeleitet hat.

Kurz- bis mittelfristig setzt die Mehrheit der untersuchten Staaten auf verschiedene Arten von Wasserstoff, um den Hochlauf von H₂-Technologien zu befördern. Die Nutzung von sogenanntem *grauem Wasserstoff*, der fossil hergestellt wird – etwa mithilfe von konventionellem Erdgas – wird bis 2030 in fast allen untersuchten Regierungsstrategien erwähnt. Auch *blauen Wasserstoff*, der fossil unter CO₂-Abscheidung und -Speicherung (Carbon Capture and Storage, CCS) produziert wird, sehen viele Staaten auch längerfristig als Teil der Lösung an – etwa in Asien. Mit Blick auf die Klima- und Energieziele bis 2050 – vor allem das Ziel der Klimaneutralität bis zur Jahrhundertmitte, das mehr und mehr Staaten anstreben – liegt der Fokus der meisten H₂-Pläne langfristig auf dem Einsatz von *grünem Wasserstoff*. Da dieser sich mithilfe von Ökostrom gewinnen lässt, handelt es sich hierbei um einen erneuerbaren Energieträger. Besonders ausgeprägt ist die Fokussierung auf grünen Wasserstoff in der EU.

Bereits heute ist jedoch klar, dass viele Staaten den erneuerbaren Wasserstoff nicht selbst in ausreichenden Mengen produzieren werden können. Basierend auf den Aussagen der analysierten H2-Strategien prognostiziert die Weltenergieericht-Studie für das Jahr 2050 einen globalen H2-Bedarf von etwa 9.000 TWh. Das entspricht in etwa der Menge an Primärenergie, die auf globaler Ebene aktuell insgesamt durch erneuerbare Energien bereitgestellt wird bzw. der Hälfte an Primärenergie, die die EU 2019 verbraucht hat.

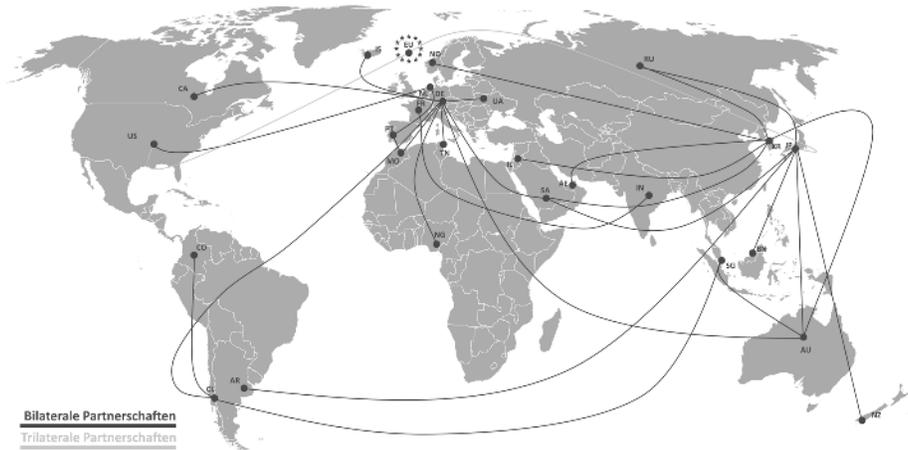


Abbildung 4: Der Aufbau von internationalen H2-Beziehungen erfolgt derzeit vor allem auf Basis bi- und trilateraler Abkommen zwischen potenziellen Export- und Importländern. Quelle: Weltenergieericht – Deutschland e. V./Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, 2021

Staaten, wie Deutschland, Japan oder Südkorea, planen aufgrund begrenzter EE-Kapazitäten bereits, künftig einen Großteil ihres nationalen Bedarfs an (grünem) Wasserstoff über Importe zu decken. Weltweit bilden sich erste internationale H2-Partnerschaften zwischen potenziell im- und exportierenden Ländern. Bei dem Großteil dieser Kooperationen handelt es sich um bi- und trilaterale H2-Beziehungen, die von ersten Gesprächen über eine mögliche Zusammenarbeit, über Absichtserklärungen (sogenannte Memorandums of Understanding) bis hin zu konkreten Kooperationsprojekten reichen. Ein Beispiel hierfür ist eine im vergangenen Jahr angestoßene Partnerschaft zwischen Deutschland und Australien. Im Rahmen des *HySupply*-Projekts sollen mithilfe einer Machbarkeitsstudie alle Wertschöpfungsstufen der H2-Wirtschaft, von der Herstellung bis zur Nutzung und dem Transport, abgebildet werden. Für Staaten mit einem hohen Potenzial an erneuerbaren Energien ergeben sich in diesem Zusammenhang interessante neue Geschäftsmodelle und Wirtschaftschancen, etwa durch den Aufbau einer eigenen H2-Wirtschaft oder den Handel mit dem alternativen Energieträger.

COVID-19-Implikationen für die Zukunft der Energieversorgung

Aktuell wird viel darüber berichtet, dass sich nach der COVID-19-Pandemie eine neue Normalität einstellen könnte. Wie genau diese jedoch aussehen und welchen Einfluss sie auf die Energiebranche haben wird, ist bislang nicht absehbar. Indem globale Entwicklungen beobachtet und Signale des Wandels identifiziert werden, lassen sich jedoch gewisse Aussagen die Zukunft betreffend ableiten. In Reaktion auf die globale Ausweitung der Pandemie und ihre Folgen hat der World Energy Council im vergangenen Jahr vier mögliche Post-COVID-19-Szenarien erarbeitet¹²:

- 1. Rückkehr zur Normalität (*Pause*):** Nach dem Ende der Corona-bedingten Abriegelungen öffnen sich die Gesellschaften weltweit wieder und arbeiten zusammen, um zum Normalzustand vor der Pandemie zurückzukehren. Die Entwicklung eines Impfstoffs und der Wunsch nach Kooperation ermöglichen die Eindämmung des Virus bis 2022. Die Energienachfrage steigt langsam an, wenn auch nicht auf das Niveau von 2019. Auch die Ölpreise beginnen sich zu erholen, sodass die Wettbewerbsfähigkeit erneuerbarer Energien wieder steigt. Angesichts der angeschlagenen Volkswirtschaften konzentriert sich die internationale Gemeinschaft eher auf Stabilität als auf Transformation. Verschuldung und Unsicherheit erschweren die Finanzierung neuer Projekte und verlangsamen den Übergang zu einer neuen Energiewirtschaft.
- 2. Transformation durch Kooperation (*Fast-Forward*):** Die erfolgreiche Bewältigung der Pandemie durch wissenschaftliche Zusammenarbeit, die Nutzung von Big Data und die schnelle Skalierung der Impfstoffherstellung beleben die globale Wirtschaft. Die Zusammenarbeit von Ölproduzenten zur Kontrolle des Angebots lässt die Ölpreise steigen. Erneuerbare werden dadurch auch in diesem Szenario wettbewerbsfähiger. Kooperation bildet die Grundlage für Fortschritte bei der Umsetzung der Klimapolitik. Die Fortschritte werden aber voraussichtlich nicht ausreichen, um die Emissionsziele für 2030 und 2050 zu erreichen.
- 3. Abkehr von der Globalisierung (*Rewind*):** Die Globalisierung wird abgelehnt. Stattdessen erfolgt eine Rückbesinnung auf die nationale Wirtschaft. Bis Ende 2022 entwickeln verschiedene Länder vielversprechende Impfstoffe und geben dabei ihrer eigenen Bevölkerung den Vorrang. Nicht alle Staaten ohne Impfstoff kommen gut mit dem Virus zurecht. Auch der dramatische Verlust an wirtschaftlicher Aktivität wird nicht überall effektiv bewältigt. Einige Sektoren, wie die Energie und Landwirtschaft, sehen sich mit einer wachsenden protektionistischen Entwicklung konfrontiert, da der Handel weniger global, sondern mehr bilateral wird. Diese globale Entkopplung erstreckt sich auch auf die Energiewende. Die Energienachfrage wächst wieder. Eine Verzögerung beim Kapazitätsausbau führt dabei zu einem starken Anstieg der Ölpreise. Während reiche Länder dies abfedern und einige sogar ihre EE-Kapazitäten weiter ausbauen, sind viele

Länder mit geringem BIP jedoch auf sich allein gestellt. Einige von ihnen könnten verstärkt auf heimische Ressourcen wie Kohle zurückgreifen.

- 4. Transformatorischer Bottom-up-Pfad mit Fokus auf Mensch und Nachhaltigkeit (Re-Record):** Die Zeit bis 2023 ist zermürbend. Impfstoffe und Behandlungsmethoden verbreiten sich auf unkoordinierte Weise. Die langsame wirtschaftliche Erholung nach der Pandemie wird von sozialen Unruhen begleitet. Die Globalisierung gerät ins Hintertreffen. Unter dem Druck von Niedriglohnarbeitern, lokalen Umweltaktivisten und Forderungen nach mehr Gleichheit und sozialer Gerechtigkeit bieten Regierungen stärkere Anreize für Veränderungen im Bereich der Energieinfrastruktur. Der Fokus verschiebt sich stärker von Investitionen in die Nutzung fossiler Brenn- und Treibstoffe zu einer Mischung aus fossilen und erneuerbaren Energieträgern und Technologien.

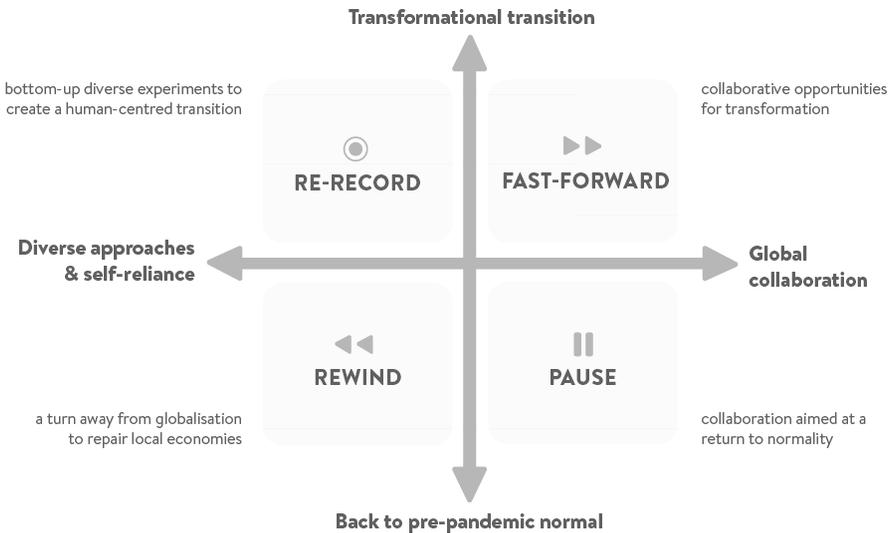


Abbildung 5: In Reaktion auf die COVID-19-Pandemie entwickelte der World Energy Council vier mögliche Zukunftsszenarien für die Zeit bis 2024: Re-Record, Fast-Forward, Rewind und Pause. Quelle: World Energy Council, 2020

Während es unmöglich ist, die Zukunft der Energie vorherzusagen, können derartige Szenarien dabei helfen, aktuelle Entwicklungen einzuordnen und die Zeit nach der Krise vorzubereiten und entsprechend zu gestalten. Neben allen Herausforderungen bietet die aktuelle Pandemie auch Chancen, künftig getätigte Investitionen in die globale Energiewende zu lenken und politische Pfade zu entwerfen, die langfristig eine saubere, erschwingliche und verlässliche Energie für alle gewährleisten und damit die Resilienz des Gesamtsystems erhöhen.

Fazit

Die COVID-19-Pandemie und ihre Folgen haben nicht nur das soziale Leben in Deutschland und der Welt auf unbestimmte Zeit verändert, sondern sie hatten auch erhebliche Auswirkungen auf die globalen Wirtschafts- und Energiesysteme. Der Energieabsatz ist im Zuge der von vielen Staaten beschlossenen Lockdowns und Reisebeschränkungen auf der einen Seite global eingebrochen. Die verlässliche Bereitstellung von Energie für den Betrieb kritischer Infrastrukturen spielte auf der anderen Seite eine zentrale Rolle bei der Bewältigung der Pandemie und bei der Aufrechterhaltung industrieller, gewerblicher und gesellschaftlicher Aktivität. Eine sichere, saubere und bezahlbare Energieversorgung sowie Fragen der Widerstandsfähigkeit (Resilienz) von Gesellschaften und Systemen stehen zwar für viele Länder weltweit seit geraumer Zeit auf der Energieagenda. Im Zuge der Krisenbewältigung erhielten sie jedoch eine neue Dringlichkeit.

Da Deutschland sowohl Teil des europäischen Binnenmarktes als auch des globalen Energiemarktes ist, greifen rein nationale Energiepläne und Strategien zu kurz. Bei der Bewertung der Energieversorgungssicherheit und der Stabilität des Energiesystems spielt die Beobachtung internationaler Entwicklungen eine essenzielle Rolle. Sowohl der World Energy Issues Monitor als auch der World Energy Trilemma Index können dabei helfen, national wie global bedeutende Energiethemen und -trends zu identifizieren und Deutschlands Position im internationalen Vergleich zu beurteilen.

Das deutsche und das europäische Energiesystem befinden sich aktuell in einem Zustand kontinuierlichen Wandels. Etablierte konventionelle Energien, wie die Kohle und das Erdöl, werden zunehmend durch Erneuerbare, wie Wind, Sonne und Wasserstoff, abgelöst. Für politische Entscheidungsträger, Energieunternehmen und sonstige relevante Stakeholder ergeben sich daraus neue Herausforderungen. Eine davon ist das gestiegene Sicherheitsrisiko durch Cyberangriffe auf Energieanlagen und kritische Infrastrukturen infolge der zunehmenden Digitalisierung und Vernetzung aller Wirtschafts-, Gesellschafts- und Energiebereiche. Aus den Ergebnissen des diesjährigen Issues Monitors geht hervor, dass die befragten Energieexperten und Entscheider in Deutschland eine zunehmende Anfälligkeit des Energiesystems für Cyberattacken registrieren. Gleichzeitig war die Einschätzung vorherrschend, dass die Bundesrepublik nach wie vor nicht ausreichend auf derartige Cybersicherheitsrisiken vorbereitet ist. Dies ist umso besorgniserregender, als die Digitalisierung des Energiesystems immer stärker voranschreitet: Der sichere Einsatz von Smart Grids, Blockchain-Anwendungen, Big Data und künstlicher Intelligenz wird künftig entscheidend für ein intelligentes, effizientes und dezentrales Energiesystem sein.

Wie der Issues Monitor ebenfalls zeigte, spielt die Bezahlbarkeit der Energieversorgung bei deutschen Energieexperten bisher eine untergeordnete Rolle, obwohl Deutschland innerhalb der EU etwa die höchsten Strompreise

für Privat- und Geschäftskunden aufweist. Fragen der Erschwinglichkeit und Akzeptanz klima- und energiepolitischer Maßnahmen könnten künftig jedoch an Bedeutung gewinnen. Mit zunehmendem Einsatz von bislang noch kostenintensiven kohlenstoffarmen bis -freien Energieträgern wie Wasserstoff und dem wachsenden Anteil von EE-Technologien könnte auch die Kostenbelastung für die Verbraucher weiter zunehmen. Werden künftig im Energiebereich mehr Ressourcen in Cybersicherheit investiert, könnten die Energiepreise einen weiteren Aufwärtstrend erleben. Energieversorgungssicherheit hat damit ihren Preis.

Als Nettoenergieimporteur ist Deutschland seit langer Zeit dazu gezwungen, seine ausreichende Versorgung mit Strom und Brennstoffen in den Blick zu nehmen. Das umfasst einerseits die Verfügbarkeit ausreichender Mengen an Energieimporten und andererseits die Integration volatiler erneuerbarer Energien in das Energiesystem. Mit Blick auf die Nutzung von Wasserstoff zur Dekarbonisierung und Diversifizierung der Energieträger zeichnet sich bereits heute ab, dass die Bundesrepublik einen Großteil ihres H₂-Bedarfs über Importe decken werden muss. Der Aufbau internationaler H₂-Beziehungen wird in diesem Kontext essenziell sein. Deutschland legt bereits heute den Grundstein für ein internationales Netz an Partnerschaften mit EE-reichen Ländern, wie Australien, Chile und Saudi-Arabien. Auch hier zeigt sich einmal mehr die Relevanz von globaler Kooperation und grenzüberschreitendem Denken für die Sicherheit der Energieversorgung.

Fußnoten

- ¹ In diesem Artikel wird aus Gründen der Lesbarkeit ausschließlich die männliche Form verwendet. Sie bezieht sich auf Personen männlichen, weiblichen und diversen Geschlechts (mwd).
- ² Vgl. Internationale Energieagentur, Global Energy Review: CO2 Emissions in 2020, 02.03.2021, abrufbar unter <https://www.iea.org/articles/global-energy-review-co2-emissions-in-2020> (zuletzt abgerufen am 02.03.2021).
- ³ Vgl. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V., Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2020, Berlin/Bergheim 2021, S. 2.
- ⁴ Vgl. Richert, Jörn, Der Sicherheitsbegriff als leitendes Konzept der Klima-Sicherheits-Debatte, in: Angenendt, Steffen/Dröge, Susanne/Richert, Jörn (Hrsg.): Klimawandel und Sicherheit. Herausforderungen, Reaktionen und Handlungsmöglichkeiten, Baden-Baden 2011, S. 50.
- ⁵ Vgl. Richert, Jörn, Der Sicherheitsbegriff als leitendes Konzept der Klima-Sicherheits-Debatte, in: Angenendt, Steffen/Dröge, Susanne/Richert, Jörn (Hrsg.): Klimawandel und Sicherheit. Herausforderungen, Reaktionen und Handlungsmöglichkeiten, Baden-Baden 2011, S. 47.
- ⁶ Vgl. Richert, Jörn, Der Sicherheitsbegriff als leitendes Konzept der Klima-Sicherheits-Debatte, in: Angenendt, Steffen/Dröge, Susanne/Richert, Jörn (Hrsg.): Klimawandel und Sicherheit. Herausforderungen, Reaktionen und Handlungsmöglichkeiten, Baden-Baden 2011, S. 51.
- ⁷ Vgl. World Energy Council, World Energy Issues Monitor | 2021, London 2021.
- ⁸ Vgl. World Energy Council, World Energy Trilemma Index | 2020, London 2020.
- ⁹ Vgl. Eurostat, Energy prices made easy, 21.01.2021, abrufbar unter <https://ec.europa.eu/eurostat/web/products-eurostat-news/-/WDN-20200122-1> (zuletzt abgerufen am 19.02.2021) sowie Eurostat, Electricity prices for non-household consumers, first half 2020 (EUR per kWh), 23.11.2020, abrufbar unter [https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=File:Electricity_prices_for_non-household_consumers,_first_half_2020_\(EUR_per_kWh\)_v4.png](https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=File:Electricity_prices_for_non-household_consumers,_first_half_2020_(EUR_per_kWh)_v4.png) (zuletzt abgerufen am 19.02.2021).
- ¹⁰ Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Die Nationale Wasserstoffstrategie, Berlin 2020, S. 6.
- ¹¹ Vgl. Weltenergierat – Deutschland e.V./Ludwig-Bölkow-Systemtechnik GmbH, International Hydrogen Strategies, Berlin 2020.
- ¹² Vgl. World Energy Council, COVID-19 Crisis Scenarios, London 2020.



© Nils Hasenau

***Axel Gedaschko, Senator a. D.
Präsident, GdW Bundesverband deutscher Wohnungs- und Immobilien-
unternehmen 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 DES-WOS Deutsche Entwicklungshilfe für soziales Wohnungs- und Siedlungswesen e.V. und Vorsitzender des Kuratoriums des Europäischen Bildungszentrum der Wohnungs- und Immobilienwirtschaft.

Energie für die Wohnungswirtschaft in den 20er Jahren

Axel Gedaschko

1. Die Transformation geht weiter

Die Wohnungswirtschaft steht vor vielfältigen Aufgaben: Neubau, energetische Modernisierung und Treibhausgasminderung, altersgerechter Umbau, Instandsetzung und eine Sanierungswelle speziell in den neuen Bundesländern, Quartiersentwicklung und Stadtumbau sowie Anforderungen der zunehmenden Digitalisierung. All dies gilt es zu bewältigen, ohne die Mieter oder die Wohnungsunternehmen zu überfordern. Eine große Rolle spielen dabei stets die gesetzlichen Regelungen, zum Beispiel das Gebäudeenergiegesetz, Green Deal der EU und die EU-Strategie für eine Renovierungswelle.

Die Wohnungsunternehmen können selbstbewusst sagen: Neben allen anderen Aufgaben haben wir seit 1990 70 % unserer Bestände teilweise oder vollständig energetisch modernisiert, damit ein Drittel an Energie eingespart und die CO₂-Emissionen um über 60 % vermindert. Der aktive Klimaschutz im Neubau, in der Modernisierung und in der energieeffizienten Bewirtschaftung der Wohngebäude ist ein wesentlicher Teil des auf langfristigen Erfolg ausgerichteten wohnungswirtschaftlichen Geschäftsmodells. Die politischen Ziele sind gleichwohl mit dem Ziel der Klimaneutralität 2050 extrem anspruchsvoll. Die Wohnungswirtschaft unterstützt die Zielstellung. Deshalb hat sie im November 2020 eine Analyse zur sozial und ökonomisch verträglichen Umsetzung der Klimaziele in der Wohnungswirtschaft veröffentlicht¹.

Die Wohnungswirtschaft verfolgt das Ziel, bis 2050 die Netto-Null-Emissionen zu erreichen und damit wirksam zum Klimaschutz beizutragen. Wir wissen heute nicht, ob sich das realisieren lassen wird. Wir wissen aber eins: Mit den derzeitigen Rahmenbedingungen oder einem Fortschreiben der bisherigen Politik ist es unmöglich. Seit 2010 stagniert in Deutschland der temperaturbereinigte spezifische Endenergieverbrauch für Raumwärme, obwohl deutschlandweit von 2010 bis 2018 über 350 Milliarden EUR in die energetische Verbesserung des Gebäudebestandes geflossen sind und die Wohnungsunternehmen überdurchschnittlich viel energetisch modernisieren. Außerdem wurden in dem Zeitraum 4,4 % der Wohneinheiten neu gebaut (unterdurchschnittlicher Energieverbrauch) und 0,6 % der Wohneinheiten abgerissen (überdurchschnittlicher Verbrauch). Geschätzt hätten in dem Zeitraum durchschnittlich 16 kWh/m²a eingespart werden müssen, der Raumwärmeverbrauch sollte also bereits bei 114 kWh/m²a liegen.

Ein Erklärungsversuch ist:

- Der Energieverbrauch in Neubauten ist meist höher als erwartet.
- Die Energieeinsparung durch energetische Sanierung ist meist geringer als erwartet.
- Nutzer missachten Einspartechnologien teilweise und setzen sie außer Kraft (gekippte und lang offenstehende Fenster trotz Lüftungsanlage, Nichtnutzung von Einzelraumregelung).
- In Teilen des Gebäudebestands wurde offenbar „schleichend“ mehr Energie verbraucht, zum Beispiel durch höhere Raumtemperaturen, mehr Lüftung in wärmeren Heizperioden, weniger Stromverbrauch in Haushalten, höhere Systemtemperaturen.

Insgesamt gesehen war die bisherige Klimaschutzpolitik also ganzheitlich gesehen nachweislich nicht mehr erfolgreich. Ergänzend ist darauf hinzuweisen, dass der spezifische Energieverbrauch für die Warmwasserbereitung in den letzten Jahren leicht angestiegen ist, von 25 kWh/m²a 2014 auf 27 kWh/m²a 2018.

Ein wesentlicher Teil des Problems besteht im abnehmenden Grenznutzen bei zunehmenden energetischen Standards. Schärfere Vorschriften zur Energieeinsparung reduzieren zwar nachweislich die Kosten für Beheizung und Warmwasser. Allerdings ist mit der EnEV ein Zustand erreicht, von dem aus weitere Verschärfungen zu überproportional steigenden Kapitalkosten führt, während die noch möglichen Einsparungen immer geringer ausfallen. Sinngemäß gilt dieser Zusammenhang auch bei Bestandsmodernisierungen.

Die Wohnungswirtschaft hat mit ihren erheblichen Investitionen in die Bestände bereits viel erreicht. Auf Basis dieser Erfahrungen benötigt die Wohnungswirtschaft für die weitere Transformation:

- eine an den Klimazielen orientierte sozial verträgliche Mietenpolitik,
- eine langfristig verlässliche, ausreichende und beihilfefreie Objekt-Zuschussförderung für energetische Modernisierungsmaßnahmen und für den Einsatz erneuerbarer Energien in den Gebäuden bzw. Quartieren,
- eine Subjektförderung, die allen das Wohnen in energetisch sanierten Gebäuden erlaubt bzw. ausreichende Einkommen der Haushalte,
- einen energetisch zweckmäßigen und wirtschaftlich umsetzbaren Gebäudestandard, der in der Praxis dauerhaft zu Energieeinsparungen führt und der in Kombination mit einer erneuerbaren Energieversorgung die Klimaziele erfüllt – „2050ready“,

- die Entwicklung von Energiequartieren auf Basis weitgehender Eigenversorgung bei Abschaffung von bürokratischen und rechtlichen Hemmnissen für die Umsetzung von Mieterstromprojekten,
- eine umfassende Qualifikation und ausreichende Kapazitäten im Handwerk und in der Bauwirtschaft für die Bauausführung,
- weitere angewandte Forschung, vor allem in den Bereichen Sektorenkopplung, PtX und Quartierslösungen, aber auch in die Weiterentwicklung von Technologien, die standardmäßig insbesondere im vorhandenen Wohnungsbestand eingesetzt werden können,
- eine ehrliche Debatte über Kosten und Nutzen von Effizienzmaßnahmen und den Faktor Mensch sowie eine Evaluation der Maßnahmen für Vertrauen in deren Wirksamkeit, in die Höhe kommunizierter Investitionen beim Eigentümer und in die Energiekostenentlastung beim Mieter.

2. 2050ready – Zielerreichung aus wohnungswirtschaftlicher Sicht

Treibhausgasemissionen sind das Produkt aus Endenergieverbrauch und Emissionsfaktor des Energieträgers. Wenn ein Produkt Null sein soll, muss einer der Faktoren Null sein. Der Energieverbrauch kann nicht Null werden. Daher ist die erste Voraussetzung für einen klimaneutralen Gebäudebestand eine Energieversorgung mit regenerativen Energieträgern. Daraus leitet sich die Frage ab: Wie hoch darf oder soll der Energieverbrauch sein, sodass dieser regenerativ gedeckt werden kann?

In Szenarien-Rechnungen wird teilweise angenommen, dass jede energetische Modernisierung mindestens im Standard Effizienzhaus 55 erfolgen müsste, oder sogar dass der Gebäudebestand im Jahr 2050 durchschnittlich einem energetischen Standard eines Effizienzhauses 55 entsprechen müsste. Dem folgt in Teilen auch die politische Debatte, zum Beispiel in Berlin oder Hamburg, oder die Debatte durch Nichtregierungsorganisation (NGOs), wie der Deutschen Umwelthilfe (DUH). Wobei hier noch dazukommt, dass Neubauten als Effizienzhaus 40 errichtet werden sollen. Da bei Effizienzhäusern sinkender Primärenergiebedarf und sinkender Transmissionswärmeverlust gekoppelt sind, sind diese Annahmen nicht realistisch. Energieeffizienzmaßnahmen gehören zu den teuersten Investitionen in den Bestand mit einem abnehmenden Grenznutzen, wie die folgende Abbildung zeigt.

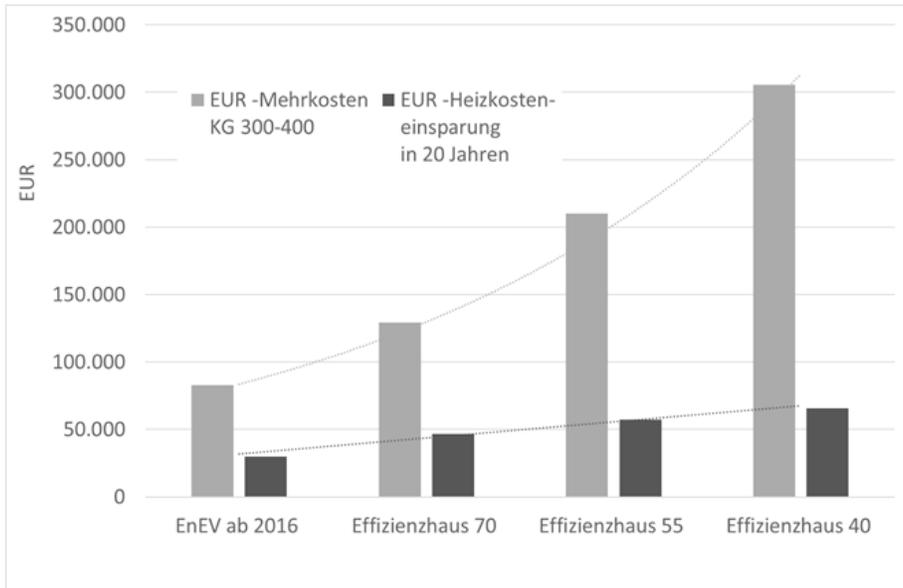


Abbildung: Bauwerkskosten – Mehrkosten und summierte Heizkosteneinsparungen von energetischen Standards im Neubau (Bezug: Typengebäude MFH in Grundvariante), Kostenstand: 2. Quartal 2017, Bundesdurchschnitt, inkl. Mehrwertsteuer (Bruttokosten). Quelle: Das Baujahr 2018 im Fakten-Check. ARGE Kiel und Pestel Institut, Hannover 2018. Eigene Darstellung.

Darüber hinaus wird immer wieder vergessen, dass allein der tatsächliche Energieverbrauch für eine zentrale Warmwasserbereitung schon wegen der Zirkulationsverluste bei ca. 30 kWh/m²a liegt.

Höhere Gebäudestandards beim Transmissionswärmeverlust, Effizienzhaus 55 und mehr, erfordern zum einen im Neubau den Verzicht auf monolithisches Bauen und zum anderen in Neubau wie Modernisierung von Fall zu Fall mehrere der folgenden Kompromisse, die das Bauen überproportional teuer machen:

- (Deutlich) dickere Dämmschichten und damit einhergehende Mehrkosten für Anschlussdetails bzw. die Einrüstung der Gebäude.
- Größere Wanddicken im Neubau, sodass innerhalb des zulässigen Maßes der baulichen Nutzung (zum Beispiel Grundflächenzahl) vermietbare Wohnfläche verloren geht.
- Üblicherweise Fenster und Fenstertüren mit Dreifachverglasung, welche im Betrieb aufgrund ihres Eigengewichts eine hohe Störanfälligkeit bei den Beschlägen besitzen.
- Spezielle Planungslösungen für eine wärmebrückenfreie Konstruktion bzw. hochwärmedämmte Bauelemente (Verankerung von Fenstern in

der Dämmschicht, speziell im Neubau Verzicht auf Vor- und Rücksprünge in der Fassade usw.).

- Eine Sorgfalt, die das normale Baugeschehen übersteigt, wodurch wiederum die Notwendigkeit der Schulung und Fortbildung des Handwerks auf die neuen Standards deutlich steigt.
- Komplizierte Bauabläufe, bei denen die Gewerke nicht nacheinander arbeiten, sondern parallel.
- Rohrnetze für die Heizung, bei denen die Einstellwerte aufgrund der geringen Massenströme fast nicht mehr einstellbar sind.
- Üblicherweise eine Lüftungsanlage mit Wärmerückgewinnung (WRG). Diese Lüftungsanlagen funktionieren bei richtiger Planung, Ausführung und Betrieb aus Komfortsicht gut, sparen aber in vermieteten Wohnungen nicht ansatzweise die erwarteten Energiemengen ein und sind in Anschaffung und Betrieb (Wartung mit Filterwechsel, Stromverbrauch) für die Wohnungen der Wohnungswirtschaft als Standardlösung zu aufwändig und zu teuer. In warmen Sommern kommt ein neues Problem hinzu: Wenn über einen längeren Zeitraum dauerhaft hohe Außentemperaturen $>30^{\circ}$ Celsius herrschen, so kippt das Wohnraumklima von anfangs angenehm kühl in heiß. Selbst wenn sämtliche Lüftungskanäle vollständig gedämmt sind, so erwärmt sich die in kühleren Nächten angesaugte Außenluft trotz Bypass-Technik bis zur letzten Wohnung um bis zu 8 Kelvin, wie Messungen nach Nutzerbeschwerden bestätigten.

Gleichzeitig zeigt sich immer wieder, dass höhere und höchste Effizienzstandards in vermieteten Wohnungen die Energieeinspar-Hoffnungen nicht erfüllen. Die gemessenen Verbräuche liegen im Neubau wie in der Modernisierung regelmäßig höher als die berechneten Bedarfswerte und unterscheiden sich oft (zu) wenig von Gebäuden mit geringerem Effizienzstandard. Lebenszyklusbetrachtungen zeigen, dass zum Beispiel Passivhäuser im Lebenszyklus nicht weniger THG als gasbeheizte EnEV-2016-Häuser emittieren². Hinzu kommt, dass mehrere neue Berichte zeigen, dass Gebäude ab EnEV 2007 bzw. EH70 (2009) zur systematischen Überwärmung neigen und damit in den Hitzeperioden für die Bewohner nur mit Komforteinbußen zu bewohnen sind³.

Die Wohnungswirtschaft plädiert deshalb für einen energetisch zweckmäßigen und wirtschaftlich umsetzbaren Gebäudestandard, der in der Praxis dauerhaft zu Energieeinsparungen führt und der in Kombination mit einer erneuerbaren Energieversorgung die Klimaziele erfüllt – „2050ready“.

Aus wohnungswirtschaftlicher Sicht handelt es sich bei einem Gebäudestandard „2050ready“ um folgende Punkte:

- Ein energieeffizienter Wärmeschutz, der die Behaglichkeit sicherstellt und eine Niedertemperaturheizung ermöglicht, ist rein praktisch mit dem Referenzgebäude des GEG erfüllt. Im Bestand kommt es auf das Zusammenspiel von Wärmeverlust, Größe der Heizflächen und Vorlauftemperatur an. Mit einem Niedertemperatursystem sind Gebäude effizient beheizbar: 2050 zum Beispiel mit einer Wärmepumpe mit CO₂-freiem Strom, mit CO₂-freiem Gas aus dem Netz, mit grüner (Niedertemperatur) Fernwärme oder Holzpellets.
- Installation einer maximal möglichen PV-Fläche
- Nutzung des lokal erzeugten erneuerbaren Stromes für den Eigenverbrauch (Allgemeinstrom, Wärmepumpen, E-Mobilität) und für den Direktverbrauch (Mieterstrom, gegebenenfalls inklusive E-Mobilität).
- Rückgriff auf bewährte Lüftungskonzepte, wie freie Lüftung oder eine Abluftanlage mit Abluftwärmepumpe, optional Zu- und Abluftanlagen dann, wenn besondere Gründe dafür vorliegen.
- Energiesparende oder hocheffiziente Lösungen für die Warmwasserbereitung⁴.
- Lastmanagement für Strom von Anfang an (Neubau und Modernisierung, für Durchlauferhitzer und Ladestationen für Elektromobilität).
- Assistenzsystem für die Nutzer, damit die Gebäude bestimmungsgemäß und damit optimal betrieben werden können.
- Weitgehende Versorgung des Bestandes mit Fernwärme oder Wärme aus Nahwärmenetzen aus KWK oder Geothermie.

Selbst der Klimaschutzplan der Bundesregierung sagt: „Wir sollten daher für alle Neubauten einen Effizienzstandard definieren, der zusammen mit der direkten Nutzung erneuerbarer Energien und Strom zu null CO₂-Emissionen führt.“

Bis 2050 können bei einer anspruchsvollen dauerhaften Erhöhung der Modernisierungsrate (Vollsanierungsäquivalent) auf etwa 1,5 % p.a. noch etwa 25 % der Endenergie eingespart werden. Die energetischen Modernisierungen seit 2010 hätten bei einer Modernisierungsrate von ca. 1 % p. a. zu einer Energieeinsparung von 5 % führen müssen, sind aber statistisch nicht sichtbar. Eine wirklich effiziente Verwendung der Energie im Gebäude und durch den Nutzer durch Gebäudeautomatisation, digitale Nutzerunterstützung und tatsächlich effizientes Verhalten der Nutzer können – wenn es darauf ankommt – den

Energieverbrauch um bis zu 20 % senken. In der Summe könnte sich bei großer Anstrengung der Energiebedarf von 2008 bis 2050 also realistisch um ca. 50 % senken lassen.

Die Energieeffizienzstrategie Gebäude des BMWi geht davon aus, dass bei einer Reduzierung der Endenergie von 54 % zwischen 2008 bis 2050 national ausreichend erneuerbare Energien zur Verfügung stehen. Mit einem solchen Konzept werden Neubau und Modernisierung leistbar und auch die immensen bereits in die Energieeffizienz getätigten Investitionen der Wohnungswirtschaft nicht abgewertet. Wesentlicher Gesichtspunkt wird sein, wie sich die CO₂-Faktoren im Bereich der Fernwärme, speziell aus KWK, zukünftig entwickeln.

PV-Anlagen tragen mit dem CO₂-frei erzeugten Strom grundsätzlich zu einer kostensparenden CO₂-Minderung bei. Das gilt im besonderen Maße in der Quartiersversorgung und auch für die Nutzung durch Wärmepumpen. Mit Wärmepumpen versorgte Gebäude können aber auch bei Versorgung mit Netzstrom bereits heute als „2050ready“ betrachtet werden. Die Ausbaupläne der Bundesrepublik sehen vor, dass im Jahr 2030 65 % des Stromverbrauches erneuerbar bereitgestellt werden. Der EU-Green Deal mit dem Netto-Null-Ziel führt dazu, dass der gesamte Sektor Energiewirtschaft im Jahr 2050 keine THG-Emissionen mehr aufweisen darf. Damit muss 2050 die Stromversorgung CO₂-frei erfolgen.

3. Die Refinanzierungslücke

Die weitere energetische Modernisierung ist in jedem Fall notwendig, wenn auch aus wohnungswirtschaftlicher Sicht besser abgestimmt auf die Energieversorgung. Deshalb ist eine massive Ausweitung öffentlicher Unterstützungsleistungen für die Erreichung der Klimaziele im Gebäudesektor einzuplanen, um die Klimaziele ohne Verwerfungen zu erreichen. Selbst bei einer konservativen Schätzung sind dafür allein für die vermieteten Wohnungen jährlich mindestens 10 Mrd. EUR nötig. Insgesamt für die Wohngebäude handelt es sich jährlich um insgesamt mindestens 25 Mrd. EUR – je nach Eigentümergruppe als Zuschüsse oder Steuererleichterungen.

Allerdings reicht eine Ausweitung der öffentlichen finanziellen Unterstützung allein nicht aus. Sie ist eine notwendige, aber keine hinreichende Bedingung. Für die klimapolitische Wirksamkeit muss letztendlich eine Neugestaltung von Förderkonditionen und Antragsverfahren erfolgen. Die Treibhausgasminde rung muss zum zentralen Steuerungsindikator werden. Integrierte, sektorübergreifende Quartierslösungen müssen ermöglicht und gestärkt werden. Hemmnisse für Eigeninitiativen der Wohnungswirtschaft im Klimaschutz (exemplarisch im Bereich Mieterstrom und Quartiersansätze) müssen abgebaut werden. Fördermittel benötigen eine langfristige Perspektive bis 2050, damit Bauwirtschaft und Bauindustrie die notwendigen Kapazitäten aufbauen. Schließlich müssen Umfang und Ausgestaltung einer lokal passgenauen

Information, Beratung und Begleitung der Gebäudeeigentümer, ebenso wie die Qualifikationen und Kapazitäten von Bauwirtschaft und -handwerk sowie der Energieberatung weiter ausgeweitet und angepasst werden. Und ganz am Ende verbleibt die Frage, ob zusätzliches Eigenkapital und eine zusätzliche Kreditaufnahme für weitere Maßnahmen innerhalb wirtschaftlicher Stabilität erfolgen können.

4. Ein Paradigmenwechsel

Ergebnis der Überlegungen ist es also, dass dringend der bereits in der Debatte befindliche Paradigmenwechsel in das politische Handeln eingehen muss. Besonders gut hat es Ende Oktober 2019 eine Studie des Fraunhofer-Instituts für Bauphysik IBP und des Steinbeis-Transferzentrums Energie-, Gebäude- und Solartechnik im Auftrag des Bundesumweltamtes zusammengefasst.⁵

„Die Lenkungswirkung der bestehenden Gebäudestandards ist begrenzt“ – Neuausrichtung der Gebäudebewertung an Klimaschutzziele ist erforderlich:

- CO₂-Einsparungen in Planung und Betrieb sollten gefördert werden.
- Lüftungsanlagen mit Wärmerückgewinnung sind eine Frage des Komforts und nur bei fossiler Wärmeversorgung energetisch sinnvoll.
- Dezentrale Stromerzeugung durch Photovoltaik-Anlagen mit Eigenstromnutzung trägt kostenneutral zur massiven Senkung des Energieaufwands bei.

Mit diesem Katalog sind die Vorschläge, die die Wohnungswirtschaft bereits seit vielen Jahren vorbringt, gut umrissen. Wenn man so möchte, werden dies die „Eingriffe“, die notwendig wären, um Klimaschutzmaßnahmen einen großen Schub zu verleihen.

Bereits 2010 vermerkte das „Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung“: „Mit einem „weiter so“ im bisherigen Instrumentenmix kommen wir nicht voran. Um die technisch-wirtschaftlichen Möglichkeiten der energetischen Sanierung des Gebäudebestands zu nutzen, ist ein neuer strategischer Ansatz notwendig.“

Dieser strategische Ansatz ist überfällig und die Wohnungswirtschaft leistet einen Beitrag dazu:

4.1 Sofortige Evaluation der Strategie und Praxis (!) bei Energieeinsparung und Klimaschutz der letzten 10 Jahre

Es geht um eine Evaluation des echten Baugeschehens. Welche Maßnahmen wurden durchgeführt, welche Neubaustandards wurden gebaut, was bringt was, d. h. welche Treibhausgaseinsparungen und welche Energieein-

sparungen wurden mit welchen Investitionen erreicht? Dabei ist zu berücksichtigen, dass es bis heute keine gute Primärdatenlage gibt und dass die Verbrauchserfassung für ein Monitoring sehr aufwändig sein kann, z. B. weil keine Unterzähler für spezielle Verbräuche, wie den Strom für Lüftungsanlagen, vorhanden sind.

Eine Forschung, die belastbare umfassende Ergebnisse erbringen soll, benötigt einen Verbund über mehrere Forschungseinrichtungen, mehrere Jahre Zeit und eine Ausstattung mit mehreren Mio. EUR. Die Förderung der erforderlichen Messstellen wird im Interesse valider Daten notwendig. Hauptfrage: Warum stagniert beispielsweise der spezifische Energieverbrauch für Raumwärme bundesweit seit 2012 bei ca. 130 kWh/m²a?

4.2 Mehr Klimaschutztransparenz und Klimateffizienz

Die Förderung, Anforderungen und das Monitoring der Energiewende müssen auch auf Ebene der Treibhausgas- (THG-) Emissionen erfolgen. Das GEG will für diesen Übergang einen Beitrag leisten. Dieser sollte ausgebaut werden und die Förderung sollte folgen. Insgesamt ist eine einheitliche Methode zu verwenden, die sowohl in der Quellen- als auch der Verursacherbilanz funktioniert. Speziell müssen die Kosten pro eingesparte Tonne THG transparent gemacht werden.

Für eine schnelle THG-Minderung sind Maßnahmen mit niedrigen Vermeidungskosten zu bevorzugen, z. B. sollte sich ein Teil der KfW-Förderung auf das konzentrieren, was am wenigsten kostet und am meisten THG einspart. Für eine hohe THG-Minderung ist eine direkte Investitionsförderung notwendig, die die Wirtschaftlichkeit beim investierenden Gebäudeeigentümer und die soziale Verträglichkeit beim Mieter sicherstellt.

4.3 Einbeziehung der urbanen Zentren in die Energiewende

Zur Erreichung der Klimaziele müssen alle vorhandenen PV-Potentiale in den urbanen Räumen gehoben werden, da der Ausbau so besonders flächenschonend möglich ist. Quartierslösungen sind zu bevorzugen und die Regeln dahingehend anzupassen. Wir haben die Hoffnung, dass das Gewerbesteuerproblem der Wohnungsunternehmen endlich beseitigt wird. Der Einsatz von Power-to-Heat-Anlagen in den Städten ist voranzutreiben. Die Nutzung von Strom aus PV-Anlagen im Quartier muss hinsichtlich der Steuern, Abgaben und Meldepflichten dramatisch vereinfacht werden. Auch für Denkmäler und Denkmalensembles muss der Einsatz von PV-Anlagen möglich sein.

4.4 Eine aktive, technisch unterstützte Einbeziehung der Verbraucher

Forschungsprojekte zeigen, dass dem Nutzerverhalten entscheidende Bedeutung für energiesparendes Heizen zukommt. 20 % weniger oder bis 100 % mehr Energieverbrauch sind möglich. Eine Kombination von technischen

Maßnahmen und klimabewusstem individuellen Heiz- und Lüftungsverhalten der Gebäudenutzer sowie eine dieses Verhalten unterstützende Regelung- und Steuerung der Heizungsanlagen können dazu beitragen, den Heizenergieverbrauch in Mehrfamilienhäusern zu senken. Nutzerunterstützende Techniken sind z. B. individuelle smarte Regelungsmöglichkeiten, Lüftungsassistenten und Visualisierung des Energieverbrauchs. Die stärkere Unterstützung und Verbreitung bislang noch wenig genutzter technischer Lösungen ist nötig, z. B. durch eine einfache Anrechenbarkeit vernetzter digitaler Lösungen für die Bestimmung des Endenergiebedarfs bei energieeinsparrechtlichen Nachweisen und eine Investitionszulage für geringinvestive digitale vernetzte Systeme und sonstige Maßnahmen, die die Verbreitung innovativer, digitaler Energieeinsparsysteme fördern.

4.5 Eine in sich konsistente Energie-, Klima-, Bau-, Mieten- und Sozialpolitik

Hier schließt sich der Kreis: Es ist eine konsequente politische Linie nötig. Die politische Arbeit findet zurzeit in Paralleluniversen statt: Einerseits soll sich kostenmäßig für den Mieter kaum etwas verändern. Andererseits wird z. B. durch die Klima- und Effizienzpolitik immer stärker auf mehr Investitionen gedrängt. Alternativen mit preisgünstigen erneuerbaren Energien fehlen noch oder werden wie im Fall von PV auf Gebäuden und in Quartieren durch Regelungen aus dem Energiewirtschafts- und Steuerrecht behindert.

In diesem Dilemma müssen sich Wohnungsunternehmen bei fehlenden Mieteinnahmen gegen Investitionen entscheiden. Der Berliner Mietendeckel wird z. B. zuerst zu weniger Neubauinvestitionen führen. So werden zwei Berliner Genossenschaften in den nächsten fünf Jahren rund 9 Millionen EUR Mieteinnahmen fehlen, weswegen sie aus einem Neubauprojekt ausgestiegen sind^l. Auch Modernisierungsvorhaben werden eingestellt werden. Und Instandsetzungsmittel gedeckelt, während die Handwerker- und Materialkosten steigen.

5. Fazit

Die wohnungswirtschaftlichen Verbände wie der GdW arbeiten seit vielen Jahren an Lösungsvorschlägen für die rechtlichen Rahmenbedingungen für Klimaschutzmaßnahmen. Einige wurden bereits von der Politik aufgegriffen, wie das Mieterstromgesetz und die EEG-Novelle, die Änderungen im Körperschaftssteuergesetz oder die ersten Ansätze im Gebäudeenergiegesetz sowie die beihilfefreie Gewährung von Zuschüssen in der Bundesförderung energieeffiziente Gebäude. In der Initiative Wohnen 2050ⁱⁱ arbeiten fast 100 Wohnungsunternehmen zusammen, um den Weg zur Klimaneutralität zu debattieren und Lösungen zu suchen. Die Verkündung von Klimaschutzzielen allein reicht nicht.

Wollen allein reicht nicht, man muss auch dürfen und können.

Fußnoten

- 1 <https://www.gdw.de/downloads/publikationen/soziale-und-oekonomisch-vertraegliche-umsetzung-der-klimaziele-in-der-wohnungswirtschaft/>
- 2 Energieaufwand für Gebäudekonzepte im gesamten Lebenszyklus. UBA-Text 132/2019.
- 3 HLH Bd. 70 (2019) Nr. 9: „Hochwärme gedämmte Wohngebäude neigen zur Überwärmung“ und „Hitze frei in deutschen Wohnungen“
- 4 Siehe Forschungsprojekt LowEx, <https://www.lowex-bestand.de/>
- 5 https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-10-29_texte_132-2019_energieaufwand-gebaeudekonzepte.pdf
- i <https://www.tagesspiegel.de/berlin/mietendeckel-in-berlin-genossenschaften-steigen-aus-bauprojekt-in-neukoelln-aus/25217290.html> zuletzt aufgerufen am 04.02.2020
- ii Siehe www.iw2050.de



© KIT

Prof. Dr.-Ing. Holger Hanselka
Präsident, Karlsruher Institut für Technologie (KIT)

Holger Hanselka ist seit 2013 Präsident des Karlsruher Instituts für Technologie (KIT), der Forschungsuniversität in der Helmholtz-Gemeinschaft sowie Vizepräsident für den Forschungsbereich „Energie“ der Helmholtz-Gemeinschaft, der größten Wissenschaftsorganisation Deutschlands. Zuvor war er seit 2001 Direktor des Fraunhofer-Instituts für Betriebsfestigkeit und Systemzuverlässigkeit und Leiter des Fachgebiets „Systemzuverlässigkeit und Maschinenakustik“ an der TU Darmstadt; von 2006 bis 2012 war er darüber hinaus Mitglied des Präsidiums der Fraunhofer Gesellschaft, und von 2011 bis 2013 Vizepräsident der TU Darmstadt. Das KIT konnte unter Hanselkas Leitung in der jüngsten Runde der Exzellenzstrategie den Titel „Exzellenzuniversität“ zurückerobern. Er ist in verschiedenen Beratungsgremien der Bundesregierung aktiv, unter anderem als Mitglied des Lenkungskreises für die Wissenschaftsplattform des Bundesumweltministeriums und des Bundesforschungsministeriums zum Klimaschutzplan 2050.

Resilience by Design: Erneuerbare Energiesysteme nachhaltig gestalten

Prof. Dr.-Ing. Holger Hanselka

Der menschenverursachte Klimawandel und die vor allem dadurch notwendig gewordene Transformation des Energiesystems hin zu erneuerbaren Energiequellen führen zu einer neuen Art von Risiken: Diese liegen nicht mehr allein in der Verfügbarkeit von Rohstoffen sondern vor allem in der vieldimensionalen Verwundbarkeit unseres mehr und mehr vernetzten und komplexen Systems von Energieerzeugung, -verteilung und -verbrauch. Die Antwort darauf ist Resilienz, ein modernes Forschungsthema, welches am KIT und in der Helmholtz-Gemeinschaft immer mehr an Bedeutung gewinnt. Resilienz wird seit einigen Jahrzehnten zunehmend auf biologische, ökologische, ökonomische und technologische Systeme bezogen. Im Forschungsbereich Energie der Helmholtz-Gemeinschaft beschäftigen wir uns inzwischen intensiv mit der Entwicklung von Lösungen für ein resilientes Energiesystem der Zukunft.

Systemische Risiken vernetzter Systeme und sich verändernde Randbedingungen

Am 8. Januar 2021 hat eine Verkettung von Ereignissen in Kroatien einen schwerwiegenden Zwischenfall im europäischen Energiesystem ausgelöst, durch den das Verbundnetz der Stromversorgung in einen nordwesteuropäischen und südosteuropäischen Netzabschnitt mit erheblich abweichenden Netzfrequenzen aufgeteilt wurde. Im nordwesteuropäischen Netzabschnitt kam es zu einem Strommangel in einem Ausmaß, dass verschiedene Infrastrukturbetreiber ihre Notstromversorgung auslösen mussten. Im südosteuropäischen Netzabschnitt bestand dagegen ein Leistungsüberschuss. Nur durch automatische Abschaltungen einiger Industrieanlagen in Frankreich und Italien konnten Kaskadeneffekte verheerenden Ausmaßes verhindert werden.

In einem stark dezentralen und nachhaltigen Energiesystem mit volatiler Einspeisung könnten sich vergleichbare Situationen vermehrt ereignen und zu großflächigen Blackouts führen. Dunkelflauten bergen beispielsweise das Potenzial für ein großes Ungleichgewicht zwischen Erzeugung und Nachfrage und könnten so netzkritische Situationen wie am 8. Januar dieses Jahres hervorrufen.

Volatilität der erneuerbaren Energiegewinnung und Klimawandel

Verlässliche mittel- und langfristige Klimaprognosen sowie Day-Ahead-Wettervorhersagen sind für die robuste Planung und das zuverlässige Management zukünftiger Energiesysteme mit fluktuierender Einspeisung aus erneuerbaren Energien essentiell. Unerwartete Abweichungen prognostizierter Wetterlagen sowie Extremereignisse können einem nachhaltigen Energiesystem erheblich zusetzen. Zudem können wir die globale Reduktion der Treib-

hausgasemissionen heute kaum für die kommenden Jahre und Jahrzehnte vorhersagen. Wichtige Parameter von Klimavorhersagemodellen sind also mit großen Unsicherheiten behaftet, weshalb sich Prognosen zu mittel- bis langfristigen Verschiebungen klimatischer Bedingungen erheblich unterscheiden. Neben Aussagen über globale Klimatrends sind Vorhersagemodelle mit regionaler Auflösung oft unerlässlich. Notwendig sind regionale Modelle etwa für die Integration von regenerativen Erzeugungsanlagen und Energiespeichern. Unsicherheiten in den Modellen erschweren dabei gezielte Investitionen mit Blick auf robuste und machbare Systemlösungen.

Digitalisierung, Vernetzung, Automatisierung und neue Lasten

Neben der Volatilität erneuerbarer Energieerzeugung und ihrer gleichzeitigen Abhängigkeit von der langfristigen Klimaentwicklung beeinflusst auch die fortschreitende Digitalisierung das gesamte Energiesystem. Durch Automatisierung und Vernetzung wirken zusätzliche Stressoren auf ein transformiertes Energiesystem und die nachgelagerten Systeme.

Der zuverlässige Betrieb eines dezentralen Energiesystems hängt im Wesentlichen vom Zustand zweier interdependenter Infrastrukturen ab: vom Energienetz und von einer Informations- und Kommunikationsinfrastruktur. Der zunehmende Einsatz eingebetteter Systeme bringt dabei ein wachsendes Vulnerabilitätspotential und neue systemische Versorgungsrisiken mit sich.

Systemische Risiken entstehen nicht nur durch das mögliche Versagen einzelner Komponenten sondern auch durch den verbreiteten Einsatz neuer, energieintensiver Technologien sowie der damit verbundenen Lasten. Ein aggregiertes Bild entsteht über die Zusammenführung vieler Vorhersagen, beispielsweise in Form von sogenannten Diffusionsmodellen, die Aussagen über allgemeine Trends und Marktentwicklungen enthalten. Belastbare Projektionen zur lokalen Ausbreitung einzelner Technologien fehlen dabei. Unter anderem unterscheiden sie sich erheblich, beispielsweise aufgrund regional spezifischer sozio-ökonomischer Randbedingungen. Die Netzbetreiber werden im Bereich der Stromversorgung auf der Verteilnetzebene vor entsprechende Herausforderungen gestellt. Bereits in absehbarer Zeit könnten in einigen Städten Herausforderungen auf der Niederspannungsebene durch das gleichzeitige Laden einer vergleichsweise geringen Anzahl von Elektrofahrzeugen mit 22 kW auftreten. Darüber hinaus lassen sich mit einer zunehmenden Digitalisierung und Vernetzung komplexe Wechselwirkungen zwischen sozio-technischen Systemen, den damit verbundenen Kaskaden und deren Auswirkung auf die Versorgungssicherheit kaum noch vorhersehen.

Der Umgang mit Risiken und Unsicherheiten: Robustheit und Resilienz

Energiesystemplanung: Was tun, wenn Analysen zukünftiger Risiken keine valide Entscheidungsgrundlage mehr bieten?

Die Unsicherheiten bei den zuvor genannten Randbedingungen – Klima, Digitalisierung und technologischer Fortschritt – sind zu groß, um zukünftige Risiken bei der Energieversorgung komplexer sozio-technischer Systeme zuverlässig und sinnvoll abzuschätzen. Die kumulative Natur der Unsicherheiten erschwert jede ernsthafte Anwendung probabilistischer Ansätze der Sicherheits- und Risikobewertung, um geeignete Maßnahmen für die Erhaltung und Verbesserung von Zuverlässigkeit und Resilienz eines künftigen Energiesystems zu identifizieren.

Einige Unsicherheiten werden voraussichtlich im Laufe der Zeit durch die Weiterentwicklung wissenschaftlicher Modelle reduziert, wobei gezielte Investitionen die Robustheit eines nachhaltigen Energiesystems erhöhen können. Eine konsequente Umsetzung Robustheit steigernder Maßnahmen auf der Material-, Komponenten- und Infrastrukturebene würde den direkten Auswirkungen einiger Stressoren entgegenwirken. Verbleibende Unsicherheiten, die sich beispielsweise auf mit krimineller Absicht verursachte Schäden und Störungen (z. B. Cyber-Attacken) oder auf Fluktuationen bei der Bereitstellung erneuerbarer Energie beziehen, blieben nach wie vor groß.

Auch das KIT forscht in seinem Institut für Informationssicherheit und Verlässlichkeit KASTEL an Maßnahmen zur Cybersicherheit von Energiesystemen. Es zeigt sich: Trotz hoher Investitionen in Cybersicherheitsmaßnahmen und in eine scheinbar ausreichende Dimensionierung des Energiesystems bleiben Unsicherheiten bestehen. Auf Grund dieser verbleibenden Unsicherheiten wird es immer schwieriger, bei bestimmten Risiko-Kategorien eine scharfe Unterscheidung zwischen den sogenannten *High Probability Low Impact* (HPLI) und *Low Probability High Impact* (LPHI) Risiken zu treffen. In der Regel sind HPLI-Risiken Gegenstand von Zuverlässigkeits-Betrachtungen, während LPHI-Risiken in den Bereich der Resilienz-Forschung fallen.

Resilienzstrategien sind integraler Bestandteil von Transformationspfaden. Wäre dies nicht der Fall, wären die Systeme durch *High Probability High Impact* Risiken gefährdet, was zu kostspieligen Patchwork-Lösungen führen könnte. Darum sind eine systemische, integrierte Betrachtung und eine Zusammenführung von Bereichen der Zuverlässigkeits- und Resilienz-Forschung notwendig.

Resilienz: Robustheit und Rückkehr zu einem stabilen Zustand

Die kommunale oder urbane Resilienz ist mehrdimensional und hängt nicht allein von der physischen Belastbarkeit einzelner Versorgungssysteme innerhalb ihrer eigenen Grenzen ab. Sie hängt auch von der Frage ab, ob die

Grundversorgung verschiedener kritischer Dienste in einer kritischen Phase aufrechterhalten werden kann oder ob es stattdessen zu einem Blackout kommt. Was eine Stadtbevölkerung als akzeptable Grundversorgung wahrnimmt, ist dabei nicht per se klar. Sicher ist jedoch, dass mit fortschreitender Digitalisierung und Automatisierung die Bedeutung einer kontinuierlichen Energieversorgung immer wichtiger wird.

Bisher geht der Begriff Resilienz im Kontext von Versorgungsinfrastrukturen meist nicht über die entsprechend der Infrastruktur definierten Systemgrenzen hinaus. Aktuelle Forschung am KIT zum Thema *Smart Resilience Engineering* im Forschungsprogramm *Energy System Design* der Helmholtz-Gemeinschaft beschäftigt sich mit Fragen der sogenannten operationellen Resilienz zukünftiger Smart Grids. Dabei wird Grid-Design im Zusammenhang mit Netzbetrieb und dem Umgang mit kritischen Netzzuständen untersucht. Wir adaptieren dabei eine Definition von Resilienz aus der Ökosystemforschung: *Resilienz ist die intrinsische Fähigkeit eines Systems, kritische Situationen zu antizipieren, während anhaltender Belastung einen dynamisch stabilen Zustand aufrechtzuerhalten oder zu diesem möglichst schnell zurückzukehren.*

Üblicherweise sind Resilienz steigernde Maßnahmen durch wohldefinierte und nicht mehr zu akzeptierende Risiken motiviert – in anderen Worten LPHI Risiken. Das können beispielsweise wiederkehrende Naturereignisse wie Dürren oder andere Wetterextreme sein, die eine solide Grundlage für spezifische Härtingsmaßnahmen bilden: eine Erhöhung der Robustheit von Materialien und Komponenten oder die Entwicklung effizienter Ressourceneinsatz- und Resilienz-Strategien zur Abmilderung ihrer Folgen.

Angesichts der oben genannten Unsicherheiten hinsichtlich *High Impact* Risiken steigt das Potenzial, dass Systeme kritischer Infrastrukturen zunehmend durch Störungen beeinträchtigt und beispielsweise die *Performance* von Smart Cities oder die Versorgungssicherheit im Allgemeinen leiden werden. Vor diesem Hintergrund sind innovative Konzepte zu Netzdesign und Netzmanagement dringend notwendig, um ein smartes, urban resilientes und adaptives Energiesystem aufzubauen. Ein operationell resilientes, anpassungsfähiges, agiles und smartes Versorgungssystem, das auf *High Impact* Risiken vorbereitet ist, kann zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit urban resiliente Entscheidungen zur Energieverteilung treffen und damit Kaskaden und Blackouts vermeiden.

Smart Resilient Grid Design: Lose Kopplung von Energiesystemen und Verteilnetzen

Die Stärkung der Resilienz ist nicht nur eine Frage der technologischen Innovation auf Komponentenebene. Sie ist auch eine Frage des Systemdesigns und der Identifizierung geeigneter Muster für die Integration erneuerbarer Erzeugungskapazitäten und Speicher in Verbindung mit der Sektorkopplung auf der Übertragungsnetz-, aber vor allem auf der Verteilnetzebene. Für die

Forschung am KIT ist dabei von Relevanz, dass ein *lose gekoppeltes* Energiesystem durch einen systematischen Einsatz von sogenannten Microgrids zu einem resilienteren Energiesystem beitragen kann.

Die Ausgestaltung und Dimensionierung eines Microgrids hängt, vereinfacht gesagt, von der Wirtschaftlichkeit des lokalen Einsatzes erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen, den Lastprofilen der im Microgrid befindlichen Verbraucher und der maximal zu erwartenden Dauer einer autarken Energieversorgung ab. Die Berücksichtigung weiterer sozio-ökonomischer Kriterien, wie beispielsweise die Kritikalität von Lasten, kann auf der Verteilnetzebene für eine strukturierte Implementierung von Microgrids herangezogen werden, um einen systematischen Schutz kritischer Infrastrukturen zu ermöglichen und die Negativfolgen für eine urbane Bevölkerung zu minimieren. So gesehen kann ein Microgrid als eingebaute Redundanz im Energiesystem betrachtet werden: Abgesteckte Zonen im Verteilnetz wären aufgrund lokaler Ressourcen in der Lage, für eine gewisse Zeit energieautark zu sein und in den sogenannten Inselbetrieb zu wechseln. Microgrids könnten zudem zur Stabilisierung des Energiesystems eingesetzt werden, indem sie die kaskadenartige Ausbreitung von lokalen Störungen oder Schad-Software verhindern. Diese Betrachtung offenbart viele Freiheitsgrade bei der Planung der Netztopologie, der internen Konfiguration von Microgrids, der Integration von Energietechnologien, der Auslegung von Smart-Metering-Infrastrukturen oder beim Microgrid-Clustering von Verteilnetzen. Letztendlich bestimmt die Auslegung eines Energiesystems das Spektrum resilienter Managementoptionen maßgeblich mit.

Resilienz und Zuverlässigkeit: Autonomes Management zur Erhöhung der Elastizität – lassen sich Blackouts vermeiden?

Stromengpässe oder ein überlastetes Netz können heute zu großflächigen Blackouts mit dramatischen Konsequenzen für die Bevölkerung führen. Im Fall von Versorgungsengpässen wird nach aktuellem Stand der Technik durch den Übertragungsnetzbetreiber in bestimmten Fällen der *kontrollierte Lastabwurf* veranlasst. Im Rahmen dieser auch *Rolling Blackouts* genannten Prozedur werden jeweils ähnlich große Versorgungsgebiete nacheinander vom Netz genommen, um einen größeren Blackout zu vermeiden. Viel diskutierte Konzepte des *Demand Side Managements* stoßen darüber hinaus in bestimmten kritischen Situation an ihre Grenzen; beispielsweise dann, wenn es kurzfristig ein unerwartetes, konvergentes Verhalten von sehr vielen Verbrauchern gibt. Marktversagen oder sozio-ökonomisch unfaire Versorgungsmuster könnten die Folge sein.

Ein aktueller Gegenstand der systemischen Resilienzforschung ist vor diesem Hintergrund die Frage nach einem anpassungsfähigen und elastischen Versorgungsmanagement zum Umgang mit kritischen Netzzuständen mittels smarterer Technologien. Ihr Einsatz ermöglicht neue, kohärente Kommunikationsstrukturen zwischen Übertragungs- und Verteilnetzbetreibern unter Einbe-

ziehung der Verbraucher. In diesem Zusammenhang sind Smart Grid Technologien als Chance zu sehen. Neue, smarte Formen der automatisierten und integrierten Ressourcen- und Resilienzplanung könnten in unserem Beispiel das grobe Verfahren der *Rolling Blackouts* ersetzen und Kaskadeneffekte auch innerhalb urbaner Systeme verhindern.

Hilft künstliche Intelligenz beim autonomen und resilienten Management?

Der Einsatz künstlicher Intelligenz (KI) wird auf verschiedenen Ebenen von Planung und Management zuverlässiger und resilienter Energiesysteme eine entscheidende Rolle spielen. Gleichzeitig leistet KI bei Fragen zur Integration und Dimensionierung regenerativer Erzeugungsanlagen und Speicher oder der Gestaltung von Verteil- und Übertragungsnetzen wichtige Beiträge. Kurz- oder mittelfristige Erzeugungspotentiale auf regionaler, nationaler oder europäischer Ebene und Lastprognosen können mittels KI vorhergesagt und die damit verbundenen Unsicherheiten abgebildet und reduziert werden. Dadurch wird KI wesentlich zur Entscheidungsfindung beitragen können.

Vielteilige, stark vernetzte, auf erneuerbare Energien bauende Energiesysteme werden kaum noch manuell regelbar sein. Daher werden Schaltvorgänge und Steuerungen von Leistungselektronik in komplexen Smart Grids beispielsweise durch Multi-Agenten Systeme oder durch zentrale Steuer-Algorithmen autonom durchgeführt werden. Entscheidend dabei ist die Verfügbarkeit von system-relevanten Daten als Entscheidungsgrundlage. Liegen diese aufgrund von Störungen nicht vor oder sind diese mit großen Unsicherheiten behaftet, muss ein autonomes Management weiterhin in der Lage sein, robuste Entscheidungen zu treffen. Dies gilt auch für den Fall, dass abrupte Störungen sowohl im Informations- und Kommunikations- als auch im Energienetz auftreten. Smarte Formen der KI-basierten Echtzeit-Lageerkennung, Frühwarnung und Entscheidungsfindung unter Unsicherheit sind daher entscheidend für eine erhöhte Anpassungsfähigkeit gegenüber unerwarteten Ereignissen und damit wichtige Attribute zuverlässiger und resilienter Smart Grids.

Welchen Beitrag leisten das KIT und die Helmholtz Gemeinschaft?

Im Zuge der Energiewende finden umfangreiche Investitionen in den Netzausbau statt. Gleichzeitig werden weitreichende Resilienz-Bewertungen bisher kaum durchgeführt. Eine Integration solcher Analysen und damit eine Verbesserung der Resilienz kann durch eine gründliche Untersuchung netzplanerischer Freiheitsgrade realisiert werden – was nicht notwendigerweise mit einer Erhöhung der Investitionskosten verbunden ist.

Im Rahmen des Helmholtz-Programms *Energy System Design* werden systemische Resilienz-Ansätze für den Umgang mit den oben diskutierten Unsicherheiten entwickelt. Die neuen Konzepte basieren dabei auf einer

integrierten Betrachtung von Ansätzen aus der Zuverlässigkeits- und Resilienz-Forschung. Lose gekoppelte, auf Microgrid-Clustern und elastischen Versorgungskonzepten basierende Energiesysteme, die sowohl kohärente Kommunikations- und Informationsinfrastrukturen nutzen als auch die Flexibilität und Kritikalität von Endverbrauchern miteinbeziehen, stellen hierbei vielversprechende und ganzheitliche Ansätze dar.

Robuste Lösungen zum Umgang mit unvorhergesehenen, kritischen Situationen und eine autonome Anpassungsfähigkeit moderner Smart Grids erfordern die Einbeziehung systemischer Resilienz als einen festen Bestandteil der Transformation von Energiesystemen – nur so kann die Energiewende zu einer langfristigen Erfolgsgeschichte werden.



Lex Hartman
**Vorsitzender der Geschäftsführung, ubitricity Gesellschaft für verteilte
Energiesysteme mbH**

Lex Hartman, geboren 1956 in Rotterdam, ist seit Mai 2019 Vorsitzender der Geschäftsführung bei ubitricity Gesellschaft für verteilte Energiesysteme mbH. Zuvor war er 20 Jahre für den niederländisch-deutschen Übertragungsnetzbetreiber TenneT tätig. Dort gehörte der studierte Jurist seit 2008 dem Vorstand der TenneT Holding BV an, war seit 2010 Geschäftsführer der deutschen Tochter TenneT TSO GmbH und hält bis heute Aufsichtsratspositionen in verschiedenen Unternehmen. Neben seinen beruflichen Tätigkeiten hält er Motivationsvorträge für Führungskräfte. Sein Interesse gilt neben dem Sport vor allem den disruptiven technischen Entwicklungen und ihren Auswirkungen auf die Gesellschaft.

Laternenparker werden zu Laternenladern

Lex Hartman

Dieser Beitrag soll eine konkrete Handlungsempfehlung zur Lösung gegenwärtiger Fragestellungen bei der Einführung der Elektromobilität geben und zeigt mit einem Einblick in die Best-Practice europäischer Nachbarn eine Option auf, die schon heute auch in Deutschland einfach umsetzbar ist.

1. Kontext und Einordnung

Im Rahmen der Klimakonferenz in Paris hat sich die Weltgemeinschaft zu Kernzielen verpflichtet, u.a. das Einhalten des 1,5-Grad-Ziels. Eine gewichtige Rolle spielt in diesem Kontext der Verkehrssektor, der in allen Bereichen noch stark auf fossilen Energieträgern basiert und der einzige Sektor ist, dessen Emissionen weiterhin steigen. Hier spielt der MIV eine erhebliche und weltweit wachsende Rolle. Entsprechend sollten bereits heute zur Verfügung stehende, zeitgemäße Technologien möglichst schnell genutzt und im Massenmarkt umgesetzt werden – auch weil der anstehende Zuwachs von Elektrofahrzeugen und der damit verbundene Bedarf an Ladeinfrastruktur unterschätzt wird. Hinzu kommt, dass wir für eine kundenfreundliche Infrastruktur mehr Ladepunkte als Fahrzeuge brauchen werden. Das ist möglich. Mit der E-Mobilität steht der Verkehr vor einem Paradigmenwechsel: Die wöchentliche Fahrt zur Tankstelle muss es mit dem Elektroauto nicht mehr geben, denn Strom kann überall geliefert werden – in der heimischen Garage, aber auch (ganz wichtig für Laternenparker) am Straßenrand. Denn E-Mobilität soll auch für Menschen attraktiv sein, die keinen eigenen Stellplatz haben. Das sind im städtischen Raum mehr als die Hälfte der Bevölkerung. Wir glauben, dass auch diese Kunden in den Genuss aller Vorteile kommen müssen, wenn die E-Mobilität erfolgreich sein soll. Denn neue Infrastruktur muss nicht nur die Städte und Stromnetze, sondern auch die Autofahrer abholen: einfach zu nutzen und überall verfügbar.

Der Erfolg der Elektromobilität ist zum einen auf den richtigen Lademix für die verschiedenen Bedürfnisse (vom alltäglichen Laden bis zum Ultraschnellladen für Überlandstrecken) angewiesen. Zum anderen ist der Erfolg auch auf die richtige Integration in das Gesamtenergiesystem angewiesen. Mit hohem Anteil Erneuerbarer Energien wächst aufgrund volatiler Erzeugungen die Notwendigkeit Energie zwischenzuspeichern und/oder die Verbrauchsstrukturen zu flexibilisieren. Beide Welten können nur voneinander profitieren – wenn die Fahrzeuge möglichst überall Teil des Netzes werden.

Wo und für welchen Zweck diese verschiedenen Optionen in welcher Menge eingesetzt werden, hat erheblichen Einfluss auf Kosten, Komfort, Schnelligkeit des Hochlaufs der Infrastruktur und damit Erfolg der Mobilitätswende.

Die Grundlage für zielgerichtete Planung und Gestaltung von langfristigen Investitionen sollte direkt vom Zielbild abgeleitet werden: eine maximale, ideale 100 % Quote Erneuerbarer Energien in der Erzeugung und mittelfristige Vollelektrifizierung des Verkehrsaufkommens. Die Aufgabe der Politik ist es dabei, die Entwicklung und Etablierung zielführender und kundenfreundlicher Produkte durch einen entsprechenden regulatorischen Rahmen zu unterstützen – nicht andersrum.

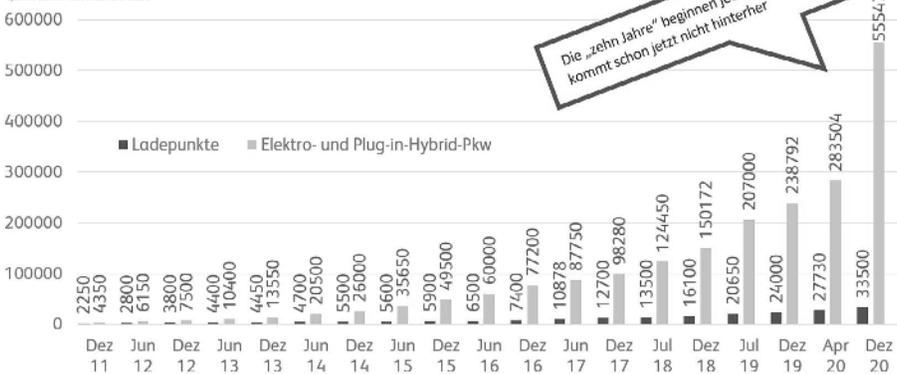
Beide Ziele ergänzen sich in besonders erfreulicher Weise, sofern das Gesamtenergiesystem bestehend aus Erzeugung, Netz und Verbraucherstruktur zentraler Bewertungsmaßstab bleibt. Daraus leiten sich Kernanforderungen ab, die im Folgenden kurz beschrieben werden.

2. Status Quo in Deutschland:

Die deutschen Automobilhersteller folgen mittlerweile den weltweiten Trends und bringen erste serientaugliche Modelle in den Massenmarkt. Die Zulassungszahlen steigen jetzt auch in Deutschland exponentiell und in zehn Jahren passiert erfahrungsgemäß weit mehr als man vermutet.

Bestand an Elektro- und Plug-in-Hybrid-Pkw sowie öffentlich zugänglicher Ladepunkte

Quelle: BDFW Jahresbericht 2020



Anspruch und Wirklichkeit des **Masterplans Ladeinfrastruktur** liegen jedoch in weiten Teilen auseinander. Von offizieller Stelle wird zwar offen eingeräumt, dass man noch nicht wisse, mit welchen Lösungen der zügige Aufbau flächendeckende Ladeinfrastruktur in Deutschland umgesetzt werden kann. Obwohl die Technik existiert, bremst oder verhindert jedoch der organisatorische Status Quo, eine dem Handlungsdruck nicht angemessene Vollkasko mentalität und eine überbordende technische Regulierung den Einsatz existierender Lösungen aus reiferen Märkten.

Durch regulatorische und normative Anforderungen, die technisch längst überholt sind, ist der wirtschaftliche Betrieb auf eine hohe Auslastung der

Infrastruktur angewiesen, was wiederum auch das knappe Angebot erklärt bzw. indirekt sogar fördert. Entsprechende Förderprogramme und die Einrichtung zentraler Anlaufstellen wie zum Beispiel der nationalen Leitstelle Ladeinfrastruktur sollen den Hochlauf inhaltlich und organisatorisch unterstützen. Jedoch ist der öffentliche Diskurs noch stark im alten Bild zentralen Anlaufstelle zum Nachladen (Tankstellen werden DC-Hubs) verhaftet, das mit dem Ziel der Flächendeckung unvereinbar ist. Speziell in urbaner Umgebung bewirkt das bei Verbraucher*Innen nicht den gewünschten Effekt, sodass mangels Ladeinfrastruktur vor der Haustür weiterhin erhebliche Eintrittsbarrieren bestehen.

Frei von diesen Gegebenheiten formulieren wir ein Zielbild und leiten ein System ab, das möglichst alle Anforderungen aller Stakeholder berücksichtigt.

3. Zielbild Ladeinfrastruktur:

Die öffentliche Ladeinfrastruktur steht vor der Aufgabe, die verschiedenen Bedürfnisse in einem effizienten und zweckmäßigen Lademix abzubilden. So machen Schnellladepunkte auf Rasthöfen und zentralen Orten besonderen Sinn, während das Gelegenheitsladen beim Einkaufen mit geringerer Leistung bestens bedient werden kann. **Das Laternenladen macht „Sowieso-Parkzeiten“ zu Ladezeiten und kommt so mit geringen Ladeleistungen aus, die das heutige Netz vor keine Herausforderungen stellt und daher schnell und einfach umsetzbar sind.** So klar diese Differenzierung der Anwendungsfälle und entsprechende Technologiewahl scheinen, so fachlich verzerrt ist der öffentliche Diskurs.

Welches Modell erweckt mehr Interesse?

1. Viele flächendeckende Ladepunkte (verfügbar, nah und günstig) oder
2. „ein schneller Ladepunkt pro Block“ (Unsichere Verfügbarkeit, mit Zeitdruck und höheren Kosten)?

Am besten beides. (1) für den Alltag und (2) für Reichweitenabdeckung und für den Notfall.

Die aktuelle Bereitstellung erheblicher finanzieller Mittel könnte also durch noch gezielteren Technologieeinsatz gemäß der echten Kundenbedürfnisse (differenziert nach den Use-Cases) den bestehenden Engpass Ladeinfrastruktur noch wirkungsvoller auflösen.

Das Laternenladen konzentriert sich auf den Alltag in der Stadt. Genau das hat ubitricity verwirklicht und ist in Großbritannien mittlerweile Marktführer öffentlicher Ladeinfrastruktur. Link: <https://www.ubitricity.com/de/smart-city-oeffentliche-standard-ladeinfrastruktur/>

Auch für den deutschen Markt hat ubitricity eine Lösung, die sämtliche Anforderungen des regulatorischen Status Quo erfüllt. Darunter das Eichrecht, die Ladesäulenverordnung, die technische Anschlussbedingungen der Netzbetreiber etc. Das Produkt erfüllt die oben beschriebenen Grunderfordernisse und liefert entsprechende Vorteile für Nutzer, Netze und Städte. Es geht aber noch besser.

Um die zusätzlichen Vorteile laternenintegrierter Ladepunkte (deutlich niedrigere Kosten und unsichtbar im Stadtbild) auch in Deutschland ausschöpfen zu können, muss der regulatorische Rahmen sich neuen Anforderungen und dem technischen Fortschritt und den damit verbundenen Erfordernissen für hohe Kundenakzeptanz anpassen.

4. Appell an Politik, Stadtverwaltungen und Industrie:

Der erfolgreiche Hochlauf der Elektromobilität erfordert eine einfache, günstige und flächendeckende Ladeinfrastruktur. Das erfordert für die Umsetzung zeitgemäßer Lösungen und normative Spielräume anstelle kleinteiliger Vorgaben, die den technischen Fortschritt nicht ausreichend berücksichtigen.

Das Laternenladen ist schnell, günstig und vor allem kundenfreundlich umsetzbar und baut besonders für Stadtbewohner*Innen ohne eigenen Stellplatz erhebliche Eintrittsbarrieren zur Elektromobilität ab. Es ergänzt herkömmliche Systeme vor allem in der urbanen Flächendeckung und ermöglicht eine langfristige Integration von Elektrofahrzeugen ins Energiesystem im Sinne der ressourceneffizienten Energiewende.

Die bestehende Lösung für Deutschland erfüllt zwar die meisten Punkte, aber es wird schnell deutlich: Es geht noch einfacher, stadtbildverträglicher und günstiger – nicht zuletzt für den Kunden.



Abbildung 1: Gegenüberstellung der Lösungen DE (links): Anwendung der Standard-TAB für Hausanschlüsse und UK (rechts): Nachrüstung eines bestehenden Lichtmasts mit angepassten Vorgaben zum Netzanschluss neuer Produktgruppe (Ladeinfrastruktur)

Was muss sich dafür konkret ändern?

1. Durch Anpassung bzw. Differenzierung der technischen Anschlussregeln (TAR bzw. TAB) für neue Anwendungsfälle (z.B. Alltagsladen über Nacht bis 3,7kW) kann auf erhebliche Hardware-Bestandteile am Ladepunkt verzichtet werden, was eine Integration in den Lichtmast und damit einen stadtbildverträglichen Rollout ermöglicht. Das meint speziell die Anschlussbedingungen an Zählerplätze (für die netzseitige Messung) und das Vorhalten eines Bauraums für Zusatzeinrichtungen wie das Smart-Meter-Gateway. Denn die intelligente Einbindung der E-Fahrzeuge ins Energiesystem (Smart Charging) geht selbstverständlich auch ohne das Vorhalten hardware-intensiver SMGW-Technik als vielmehr mit den zeitgemäßen (und digitalen) Alternativen.
2. Der marginale Eigenverbrauch des Ladepunktes könnte zugunsten des Netzbetreibers auch über den Ladepunktbetreiber pauschal abgerechnet werden, was den netzseitigen Zähler ersetzen würde, sodass der Messstellenbetrieb über den ohnehin aus Eichrechtsgründen erforderlichen Zähler und in Echtzeit verfügbaren Verbrauchsdaten vollautomatisiert werden könnte. Das spart einen erheblichen Teil der Betriebskosten und macht das Produkt nicht zuletzt für den Kunden günstiger.

Die Kernanforderungen aller Stakeholder, von Kunden bis zum Netzbetreiber und Stadtplaner können dann vollumfänglich erfüllt werden und definieren in Summe das Produkt.

Kernanforderungen der Nutzer*Innen:

Im Zentrum stehen immer (auch und ganz besonders bei öffentlichen Infrastrukturen) die Kunden*Innen bzw. Nutzer*Innen. Die Infrastruktur muss also offen für jeden, einfach und günstig und möglichst jederzeit, zumindest ohne Extrawege über einen einheitlichen Zugang (App, RFID und webbasiertes Kreditkarten-Payment) nutzbar sein.

Abgesehen von ebenfalls nötigen Schnellladeinfrastrukturen für die Reichweitenabdeckung muss die Alltagsladeinfrastruktur auch in Innenstädten für Anwohner*Innen ohne privaten Parkplatz diese Anforderungen erfüllen.

Kernanforderungen der Städte:

Die Städte sehen sich in der Mobilitätswende neben der reinen Elektrifizierung der Fahrzeuge einer Veränderung des Mobilitäts-Splits ausgesetzt, bzw. fördern diesen zugunsten eines lebenswerten Stadtlebens. Dennoch verbleibt der MIV auch künftig ein erheblicher Bestandteil in Städten - mit und ohne Sharing-Konzepten - verbesserten ÖPNV-Angeboten und Fahrradinfrastruktur.

In Städten verfügen weniger als die Hälfte der Menschen über einen privaten Stellplatz, was das flächendeckende Angebot öffentlicher Ladeinfrastruktur entsprechend voraussetzt. Damit dieser Infrastrukturbedarf stadtbildverträglich und gleichzeitig mit geringstmöglichen Verwaltungsaufwänden zur Planung und Umsetzung realisiert werden kann, liegt es nah bereits bestehende Infrastruktur zu nutzen, zum Beispiel Straßenlaternen, die oftmals bereits über eine geeignete Stromversorgung verfügen.

Kernanforderungen der Energiewirtschaft (Erzeugung und Netzbetrieb):

Die Energiewirtschaft steht einerseits in der Energieerzeugung selbst, aber vor allem in der Verteilung und zeitlichen Synchronisierung von Nachfrage und Verbrauch vor großen Aufgaben. Umso wichtiger ist die intelligente Nutzung bzw. Integration der Elektrofahrzeuge als intelligente Teilnehmer (flexible Speicher) des Energiesystems. So können die Energiespeicher der Elektrofahrzeuge **netzdienlich im Sinne des Gesamtenergiesystembetriebs** geladen werden – z.B. ganz gezielt, wenn nachts der Wind weht oder tagsüber die Sonne scheint, um Netzausbau und teure zusätzliche Speichertechnologien möglichst gering zu halten. (Stichwort **Demand Response**)

Damit diese Potenziale genutzt werden können, muss die Fahrzeugbatterie mit dem Netz verbunden sein, idealerweise also immer, wenn das Fahrzeug parkt.

5. Best practice - UK:

Genau das setzt ubitricity in Großbritannien bereits um.

In Großbritannien betreibt ubitricity als Marktführer öffentlicher Ladeinfrastruktur das größte Ladenetzwerk. Allein über das Stadtgebiet von London verteilen sich mittlerweile mehr als 3.300 Laternenladepunkte und ermöglichen dadurch den typischen **Stadtbewohnern ohne eigenen Stellplatz den Zugang zur Elektromobilität**. Hier ist es ubitricity dabei sogar gelungen, den Ladepunkt vollständig in die Laternen zu integrieren.

Hierfür wurden eigens die Regulierung bzw. die technischen Anschlussbedingungen für Stromzähler dem neuen Markt angepasst. Diese Innovationsoffenheit zugunsten der nötigen Beantwortung drängend technischer Fragen, die sich aus dem Klimawandel ableiten, hatte an diesem Erfolg einen erheblichen Anteil, in dem der Einsatz kosteneffizienter und gleichermaßen kundenfreundlicher Technologien ermöglicht wird.



Mittlerweile ist das Marktsegment des urbanen **Anwohnerladens** mit **Later-nenladepunkten**, also das übernächtliche Laden für Anwohner*Innen ohne eigenen Stellplatz, in Großbritannien ein **etabliertes Marktsegment** und verbreitet sich über die Modellregion hinaus in rasantem Tempo. Das liegt nicht zuletzt daran, dass diese Art des Ladens zum einen sehr stadtbildverträglich und planungsarm (also schnell) umgesetzt werden kann, gleichzeitig durch die Möglichkeit der kosteneffizienten Flächendeckung die Eintrittsbarriere für alle gesenkt wird und die Kund*Innen mit hohem Komfort und günstigeren Preisen den Schritt zum Elektrofahrzeug wagen.

Für die Städteplaner*Innen bedeutet das eine Win-Win-Situation, da die Installation (meist) ohne Tiefbaumaßnahmen auskommt und somit besonders **flexibel und schnell** entstehen und ggf. zu späterem Zeitpunkt auch wieder umgebaut werden kann, z.B. wenn an der Stelle ein Fahrradweg entsteht. So fallen auch mittelfristig **keine Sunk Costs** bei sich ändernden Rahmenbedingungen in der Stadt- und Verkehrsplanung an.

6. Lessons Learned:

Warum wir als deutscher Hersteller im Ausland erfolgreich sind, liegt nicht an besseren technischen Grundvoraussetzungen oder geringeren technischen Standards in anderen Ländern. Vielmehr folgt dort die politische Aufmerksamkeit und technische Standardisierung dem eigentlichen Ziel und differenziert nach den Anforderungen der Marktsegmente. Dadurch werden Innovations-spielräume und dadurch kundenfreundliche Lösungen ermöglicht.

1. In Deutschland übertragen wir den normativen und regulatorischen Status Quo auf neue Technologien - hier Elektromobilität und Ladeinfrastruktur. (Technische Anschlussbedingungen, Zählernormen, Smart Meter Gateways). Aber diese starren Vorgaben haben konkrete Folgen, verteuern und verlangsamen den Hochlauf der Elektromobilität.

Die selbst gestellten Vorgaben:

- verhindern Innovation, weil überholte Technik zu detailliert vorgegeben ist,
 - schaffen Inselfösungen für Deutschland mit hohem Aufwand und Kosten,
 - erschweren den internationalen Markt für deutsche Hersteller durch Inselfösungen, die wegen höherer Kosten und unnötiger Hardware-Bestandteile anderswo nicht konkurrenzfähig platzierbar sind,
 - verteuern und erschweren Hardware und Betrieb auch in Deutschland – zulasten der Kundenakzeptanz.
2. **Große Einsparpotenziale** entlang der Wertschöpfungskette könnten sich durch zeitgemäßen Einsatz der Digitalisierung positiv auf Kostenbasis und damit Endkundenpreise für die Nutzung der Infrastruktur auswirken. Wo hierzulande noch analoge Prozesse (z.B. im Messstellenbetrieb) und umfangreiche stationäre und großvolumige Technik (z.B. zur Identifizierung des Kunden und netzseitigen Messung) den Status Quo bilden (was auch zu großen Infrastrukturen für denselben Anwendungsfall führt), können anderenorts schnell viele Ladepunkt zu geringen Kosten und attraktiven Endkundenpreisen ausgerollt und betrieben werden.
 3. **Elektromobilität ist ohne Ausbau und Überlastung des Stromnetzes möglich.** Eine Metastudie des FNN zum Thema ergab, dass ein Anteil von bis zu 30 % E-Fahrzeugen ohne Netzausbau versorgt werden kann – vorausgesetzt, dass flexibel und zeitversetzt geladen wird. Auf den ersten Blick scheint es, als ginge das nur an privaten Ladepunkten. Das ubitricity-Laternenkonzept macht dies aber im öffentlichen Raum möglich: Da die Ladepunkte in großer Zahl vorhanden sind, können die Autos längere Zeit mit dem Netz verbunden bleiben und das Netz ebenso flexibel stützen wie Fahrzeuge, die auf privaten Stellplätzen stehen.
 4. **Wir haben in Deutschland enormes Know-how entlang der gesamten Wertschöpfungskette** (Fahrzeuge, Anschlusstechnik, Digitaltechnik, Ladesäulen, erneuerbare Energie). Dieses Potential müssen wir nutzen – aber das können wir nur, wenn wir mehr Spielraum zulassen. **Der Standardisierungsrahmen muss flexibler werden.** So können wir nicht nur wirklich zeitgemäße und zweckmäßige Infrastruktur aufbauen, sondern

auch Deutschland zum Innovationsmotor der Branche machen.

Kurzum:

Die Kund*Innen definieren die Anforderungen. Die Normen sollten das unterstützen – nicht andersrum. Wie so ein Netzwerk auch hier in Deutschland aussehen könnte, zeigen wir zum Beispiel in London:



Laternenladen mit ubitricity

Einfach. Überall. Für alle.



© Bundesnetzagentur

Jochen Homann
**Präsident, Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation,
Post und Eisenbahnen**

Jochen Homann ist seit 1. März 2012 Präsident der Bundesnetzagentur in Bonn. Davor war er als beamteter Staatssekretär im Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie für die Energie-, Außenwirtschafts- und Technologiepolitik zuständig. 2006 bis 2008 war er Leiter der Abteilung Wirtschaftspolitik. Zuvor hat er das außenwirtschaftspolitische Grundsatzreferat sowie das Referat „Wirtschafts- und strukturpolitische Forschung“ geleitet. Von 1991 bis 2001 leitete er im Bundeskanzleramt das Grundsatzreferat in der Abteilung Wirtschafts- und Finanzpolitik und war zuvor „Redenschreiber“ von Bundesminister Dr. Haussmann und Bundesminister Dr. Bangemann im Bundesministerium für Wirtschaft.

Transformation wagen, Resilienz wahren: Eine erweiterte Strategie für die 2020er Jahre

Jochen Homann

1. Chancen und Herausforderungen der Energiesystemtransformation

Die deutsche Stromversorgung basiert aufgrund der inzwischen über zwanzigjährigen Entwicklung von erneuerbaren Energien, den Fortschritten in der Kraftwerkstechnologie und der Förderung von Kraft-Wärmekopplungsanlagen auf völlig anderen Stromerzeugungsanlagen als noch im letzten Jahrhundert. An die Stelle großer, mit nuklearen oder fossilen Brennstoffen betriebener Kraftwerksblöcke, sind hunderttausende von Solaranlagen, zehntausende von Windrädern, Biomasseanlagen und tausende von Kraft-Wärmekopplungsanlagen getreten. Diese Entwicklung wird wohl absehbar anhalten.

Die Transformation der Energieerzeugungsstruktur ist jedoch nicht die einzige Veränderung, die wir in den vergangenen 20 Jahren bereits teilweise durchlaufen haben und die noch vor uns steht. Die 2020er Jahre werden neben der Diversifizierung der Energieerzeugungsstruktur auch geprägt sein von einer zunehmenden Diversifizierung und Digitalisierung der Energieverbrauchsstruktur sowie einer weiteren Europäisierung des Energiesektors. Gleichzeitig wandeln sich Bedrohungslagen aufgrund einer Vielzahl an Faktoren. So können sich etwa Häufigkeit oder Ausmaß von Wetterextremen durch den zunehmenden Klimawandel erhöhen.

Durch solche Entwicklungen entstehen neue Vulnerabilitäten. Zusätzlich steigen die Risiken einer Fehlerfortpflanzung aus anderen Wirtschaftssektoren in den Energiesektor. Um solche Verletzlichkeiten und Risiken mitsamt möglicher Folgewirkungen beherrschbar zu machen, unterstützt die Bundesnetzagentur unter anderem die Entwicklung einer Resilienzstrategie im Strom- und Gasbereich. Dieses Ziel teilt auch die europäische Kommission, die zukünftig übergreifende Resilienzstrategien für den europäischen Binnenmarkt vorsieht.¹

Diversifizierung der Energieerzeugungs- und Energieverbrauchsstruktur

In Hinblick auf die Energieerzeugungsstruktur sind es die erneuerbaren Energien und die geförderten fossilen Kleinanlagen, die bereits bekannte Herausforderungen darstellen. So gestaltet sich die Energieerzeugung zunehmend dargebotsabhängig und variiert je nach Verfügbarkeit ihrer Primärenergiequelle. Auch die wärmegeführten fossilen Kleinanlagen weisen Charakteristika auf, die einer Dargebotsabhängigkeit ähneln. Darüber hinaus entstehen lastferne Energieerzeugungsparks wie beispielsweise Offshore-Windparks oder große Solarparks in eher strukturschwachen Regionen. So steigen Transportentfernungen zu Verbrauchszentren, Stromflüsse ändern sich.

Zu erkennen ist dies bereits heute in der Zunahme von Netzengpässen im Übertragungsnetz.

Auch im Energieverbrauch zeichnen sich zunehmend Veränderungen ab. Durch die Sektorenkopplung – insbesondere die Nutzung von Strom im Verkehrs- und Wärmesektor – kommt es zu einem stetigen Zuwachs an Ladeeinrichtungen und Wärmepumpen in den Verteilernetzen. Die Anzahl dieser Verbrauchsanlagen wird in absehbarer Zeit wohl noch deutlich steigen. Für die neue Energieverbrauchsstruktur besteht die Herausforderung vor allem darin, Millionen kleiner aktiver Konsumenten effizient in das Energiesystem zu integrieren. Sie optimieren so ihren Stromverbrauch. Automatisch oder gesteuert durch Aggregatoren auf das Preissignal oder auf das Eigenerzeugungssignal.

Digitalisierung des Energiesektors

Der Zuwachs und die zunehmende Diversifizierung sowie Dezentralisierung von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen geht mit einem stetig steigenden Bedarf an Information und Koordination einher. So werden schon seitens des Marktes immer mehr Daten zur Identifikation von Anlagen und Akteuren, zur Abrechnung, zur Bilanzierung, zur Abgrenzung von Energiemengen mit unterschiedlichen Preisen oder Vergütungsansprüchen erhoben werden und durch die fortschreitende Digitalisierung intensiv genutzt werden. Angesichts der Vielzahl der Anlagen und der durch die Digitalisierung anzunehmenden erhöhten Gleichförmigkeit des Netznutzungsverhaltens wird der Netzbetreiber vermehrt Daten zum Netzzustand, vor allem in den unteren Spannungsebenen, benötigen. Der Datenbedarf und auf den Steuerungsmöglichkeiten der Anlagen aufbauende Geschäftsmodelle wie variable oder „dynamische“ Stromtarife, wird eine fortschreitende Digitalisierung des Energiesektors vorantreiben.

Die Digitalisierung des Energiesektors bedeutet jedoch auch, dass die vielen neuen Akteure des Energiesektors aktiv am Geschehen teilnehmen und entsprechende zusätzliche Schnittstellen beim Datenaustausch entstehen. Wie in anderen Sektoren auch, werden mittelfristig viele Energieerzeugungs- und Energieverbrauchsanlagen direkt mit dem Internet verbunden sein. Auch hieraus resultieren wiederum neue Herausforderung an die Schutzmaßnahmen des Gesamtsystems.

Sektorenkopplung

Die Sektorenkopplung in den 2020er Jahren wird mit großer Wahrscheinlichkeit geprägt sein durch eine Elektrifizierung des Wärme- und Mobilitätssektors sowie der Industrie. Daraus folgt mittelfristig wohl ein signifikanter Anstieg der Stromnachfrage. Hier besteht eine große Herausforderung darin, die steigende Nachfrage mit der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zu synchronisieren und den Stromtransport effizient sicherzustellen.

Darüber hinaus wird langfristig das Spektrum der Sektorenkopplung deutlich erweitert: Die strombasierte Erzeugung erneuerbarer Gase, wie zum Beispiel Wasserstoff oder synthetisches Methan, kann neue Möglichkeiten sowohl für die energieintensive Industrie, als auch für den Transportsektor fördern. Insbesondere an der Erzeugung von Wasserstoff mittels Wasserelektrolyse und der Einspeisung des Wasserstoffs in bestehende Erdgasnetze, oder der Umwidmung ehemaliger Erdgasleitungen zu Wasserstoffnetzen, wird die Netzkopplung augenscheinlich. Für eine nahezu vollständige Dekarbonisierung aller Verbrauchssektoren bis zum Jahr 2050 ist die Nutzung von grünem Wasserstoff vermutlich notwendig. Begrenzte Potenziale der inländischen Erzeugung und eingeschränkte Handelskapazitäten des europäischen Stromverbundsystems werden Wasserstoffimporte aus nicht-europäischen Staaten erfordern.

Europäisierung der Energiewirtschaft

Eine geschickte Ausgestaltung der europäischen Energiewirtschaft führt zu mehr Effizienz, mehr Wettbewerb und einer höheren europäischen Versorgungssicherheit. Dies gilt sowohl im Strom-, als auch im Gasbereich. Strom unterscheidet sich jedoch von anderen Energieträgern insbesondere dadurch, dass Erzeugung und Verbrauch zu jeder Zeit ausgeglichen sein müssen. Speichervolumina sind und bleiben gering und Systemkomponenten können sich bereits bei kurzen Störungen vom System trennen. Europäisch koordinierte Prozesse zur Systemplanung und zum Betrieb haben in der Vergangenheit aber bewiesen, dass ein sicherer und effizienter EU-Binnenmarkt möglich ist. Jedoch gilt es, diesen ständig weiterzuentwickeln – teilweise auch mit regulatorischer Unterstützung.

2. Resilienzstrategie für die Energiesystemtransformation

Die skizzierten Veränderungen erlauben es unserer Gesellschaft, langfristig eine effiziente, vollständige Dekarbonisierung des Energiesektors zu realisieren. Jedoch entstehen durch die Systemtransformation neue Vulnerabilitäten. Zunehmende Energieintegration auf sektoraler, europäischer und globaler Ebene können dazu führen, dass sich Vorfälle und deren Auswirkungen über sektorale Grenzen hinweg und gegebenenfalls auch umfangreicher ausbreiten. Gleichzeitig ändern sich die externen Herausforderungen an das Energiesystem, wie zum Beispiel durch die zunehmenden Auswirkungen des Klimawandels oder aufgrund fortschreitender Digitalisierung.²

Seit Längerem unterstützt die Bundesnetzagentur die Weichenstellung hin zu einer effizienten und nachhaltigen Energiesystementwicklung. In diesem Zusammenhang wird es zunehmend relevant, stärkeres Augenmerk auf den Erhalt des gewohnt hohen Maßes der Versorgungssicherheit zu legen. Neben den regulatorischen Anpassungen zur Steigerung von Wettbewerb, Effizienz und Nachhaltigkeit werden daher zunehmend auch Resilienzmaßnahmen für den Energiesektor in den Vordergrund treten.

Ziel der Resilienzstrategie für die 2020er Jahre ist es, energiewirtschaftliche Strukturen und Prozesse in Hinblick auf neue oder sich verstärkende Vulnerabilitäten zu bewerten, und bei Bedarf zusätzlich resilienzfördernde Maßnahmen einzuführen. Gleichzeitig ist es jedoch wichtig, marktwirtschaftliche Prinzipien zu schützen und zu bewahren. Darüber hinaus sollte der langfristige Transformationsprozess nicht beeinträchtigt werden.

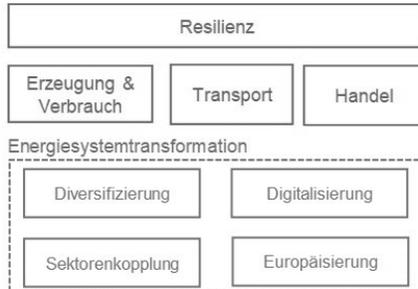


Abbildung 1: Aktivitäten der Bundesnetzagentur, um Resilienz im Energiesektor zu steigern.

Dies erfordert, alle kritischen, teilweise sich in Änderung begriffenen Infrastrukturen und Prozesse der sektoralen Wertschöpfungskette sukzessive zu überprüfen. In dieser Dekade tiefgreifender Integration und Transformation ist es wichtig, Strategien der systematischen Antizipation von Schwachstellen im Bereich kritischer Infrastrukturen zu entwickeln, auch unter Berücksichtigung seltener Ereignisse und Risiken. Gleichzeitig sollten möglichst zielgenaue Maßnahmen der effizienten Vermeidung, Eindämmung und Beherrschung von Störereignissen eingeführt werden. Hierzu gehört auch, die bestehenden Prozesse zum Netz- und Versorgungswiederaufbau nach einem Schwarzfall im Lichte der Transformation neu zu konzipieren. Letztlich sollen sich Resilienzmaßnahmen sowohl in operativen Prozessen der Energiewirtschaft, wie zum Beispiel dem Systembetrieb, als auch in langfristigen Prozessen der Infrastrukturbereitstellung wiederfinden. Unternehmerische Entscheidungen werden hierbei im Vordergrund stehen, sollten aber bei Bedarf durch regulatorische Prozesse unterstützt werden.

3. Bestehende Grundsätze der Versorgungssicherheit

Bereits heute sichern viele Prozesse die Versorgung mit Strom und Gas. Die technische Versorgungssicherheit, die in erster Linie von der Verfügbarkeit und Leistungsfähigkeit der Netzinfrastruktur abhängt, befindet sich seit Jahren auf einem sehr hohen Niveau. Und es steigt kontinuierlich weiter. Im Schnitt hat jeder deutsche Stromverbraucher eine Verfügbarkeit des Stromsystems von 99,997 % – ein beachtlich hoher Wert und auf europäischer Ebene ein Alleinstellungsmerkmal. Die folgenden Nennungen sind Beispiele für wichtige, bestehende Prozesse, die eine so hohe Versorgungssicherheit ermöglichen.

Bilanzkreisverpflichtungen als Herzstück der Versorgungssicherheit

Die Sicherheit der Versorgung mit leitungsgebundener Energie ist jahrzehntelang als Aufgabe der staatlichen Daseinsvorsorge verstanden worden. Strom und Gas wurden von staatlich überwachten und gesetzlich geschützten Monopolunternehmen erbracht. Im Rahmen der Liberalisierung wurde die Sicherung der Versorgung in private Hände gelegt. Damit das betriebswirtschaftliche Optimierungsinteresse mit dem volkswirtschaftlichen Interesse an der Versorgungssicherheit verbunden wird, wurde im Strom- und Gasbereich das Instrument der „Bilanzierung“ geschaffen. Marktteilnehmer sind dadurch verpflichtet und ökonomisch angereizt, die gleichen Mengen in das Versorgungsnetz einzuspeisen, die daraus entnommen wird.

Die aktuelle Versorgungssicherheit in der Stromerzeugung

Das Ziel für die Versorgungssicherheit im Strombereich ist es, den Konsumenten die nachgefragte Energie jederzeit bereitzustellen. Um die Versorgungssicherheit am Strommarkt auch zukünftig zu gewährleisten, wird im Rahmen des bestehenden Monitorings der Versorgungssicherheit die Entwicklung des Kraftwerksparks, der Nachfrage und des Stromhandels sowie die Auswirkungen auf das Niveau der Versorgungssicherheit betrachtet. Mit Beginn des Jahres 2021 hat die Bundesnetzagentur diese Aufgabe vom BMWi übernommen und wird spätestens zum 31. Oktober 2021 erstmalig Ergebnisse vorlegen.

Dieser Prozess ist modellbasiert, um das hohe Maß an Komplexität abzubilden. Ziel ist es, die Entwicklung des zukünftigen Kraftwerksparks unter Einbeziehung von Kernkraft- und Kohleausstieg sowie marktbasierter Investitionen darzustellen. Bestandteil der Berechnungen sind unter anderem umfangreiche Wetterdaten und die daraus resultierende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, der blockscharfe Einsatz von Kraftwerken sowie die Stromnachfrage. Eine Vielzahl an Kombinationen aus unterschiedlichen Wetterjahren und ungeplanten Kraftwerksausfällen wird berücksichtigt, so dass auch historische Extremsituationen im Strommarkt abgebildet werden. Der detaillierte Betrachtungsraum umfasst neben Deutschland einen großen Ausschnitt Europas. Der Einfluss des Regelleistungs- und Wärmemarkts wird ebenso einbezogen wie die Elektrifizierung des Verkehrs oder das Demand-Side-Management. Denn selbstverständlich werden Verbraucher künftig Energie nicht mehr zu jedem beliebigen Preis nachfragen.

Die bisherigen Berechnungen der europäischen Übertragungsnetzbetreiber sowie des BMWi haben für Deutschland in den Jahren bis einschließlich 2030 ergeben, dass keine signifikante Minderung der Versorgungssicherheit am Strommarkt zu erwarten ist. Sollte es unerwartet doch zu Einschränkungen kommen, kann auf die aktuell in Höhe von 1,2 GW vorliegende Kapazitätsreserve zurückgegriffen werden.

Versorgungssicherheit in der Gasversorgung

Im Gegensatz zum Strombereich wird nur ein kleiner Teil des in Deutschland verbrauchten Erdgases auch in Deutschland gefördert. Der überwiegende Anteil wird über große Transportpipelines aus den Förderstaaten – dazu gehören vor allem Russland, Norwegen und aktuell noch die Niederlande – importiert. Der Fokus der Versorgungssicherheit liegt deshalb vor allem auf einer Diversifizierung der Importrouten. So ist beim Ausfall einer Infrastrukturkomponente die restliche Infrastruktur weiterhin in der Lage, den Bedarf zu erfüllen. Insbesondere die nordwesteuropäische Gasversorgung und die damit verbundenen Maßnahmen zur Versorgungssicherheit sind von Anfang an ein länderübergreifendes Thema. Große Teile der nach Deutschland importierten Gasmengen werden weiter in Nachbarstaaten transitiert. Deren Versorgungssicherheit hängt wiederum von diesen Transitmengen ab.

Im Hinblick auf einen möglichen globalen Wasserstoffmarkt mit Erzeugung in Drittländern können sich sowohl bei einem Import über Pipelines als auch über Tanktransporte dieselben Herausforderungen im Bereich Versorgungssicherheit ergeben wie aktuell im Erdgasbereich.

Transport von Strom und Gas

Bei der Versorgungssicherheit muss der Transport von Strom und Gas mitgedacht werden. Im Rahmen des Netzentwicklungsplans Strom führt die Bundesnetzagentur eine modellgestützte Planung für die nächsten 10 bis 15 Jahre durch. Teil des Planungsprozesses ist die Prognose des zukünftigen Stromverbrauchs sowie der zukünftigen Erzeugung und Verteilung erneuerbarer Energien. Durch die Simulation des Übertragungsnetzes und die Durchführung von Lastflussberechnungen wird untersucht, ob das vorhandene Stromnetz in der Lage ist, den prognostizierten Stromverbrauch zu bedienen. Ist dies nicht der Fall, werden notwendige Netzoptimierungs- und Ausbaumaßnahmen ermittelt. Dabei wird der mögliche Ausfall von Stromübertragungsleitungen nach dem Prinzip der (n-1)-Sicherheit berücksichtigt. Das Übertragungsnetz wird so ausgelegt, dass ein sicherer Netzbetrieb auch beim Ausfall einer Leitung weiterhin gewährleistet ist.

Gegenwärtig treten in besonders windstarken Zeiten Engpässe im Übertragungsnetz auf, da Strom aus Windenergieanlagen im Norden Deutschlands, in der Nord- und Ostsee oder aus Skandinavien bedarfsgerecht in die Lastzentren im Süden Deutschlands transportiert werden muss. Um die Leitungen (n-1)-sicher auszulasten, so dass ggf. ein Betriebsmittel ausfallen kann, ohne das System zu gefährden, müssen die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen der Netzführung in den Betrieb von Kraftwerken eingreifen. Kraftwerksbetreiber und Erneuerbare Erzeuger werden angewiesen, ihre Stromproduktion herunter- oder heraufzufahren, so dass keine Netzengpässe entstehen. Dieser Prozess wird Redispatch genannt. Bestandteil der Prüfung der Versorgungssicherheit ist deshalb neben der Transportkapazität der Netze auch die

Frage des Vorhandenseins ausreichender Redispatch-Kapazitäten.

Auch im Bereich des Ausbaus des Ferngasnetzes nutzt die Bundesnetzagentur den Prozess der Netzentwicklungsplanung. In diesem werden Netzausbaumaßnahmen definiert, die die Bedarfe nach Transportkapazität für Kraftwerke, Gasspeicher, Industriekunden und Verteilernetzbetreiber erfüllen. Annahmen zu diversifizierten Importrouten und LNG-Anlagen sind in dieser Netzplanung ebenso Bestandteil. Auf diesen Grundlagen wird ein Netz definiert, welches flexibel auf Infrastrukturausfälle und sich wandelnde Transportanforderungen reagieren kann.

4. Resilienzmaßnahmen für die 2020er Jahre

Jenseits der oben genannten Prozessbeispiele zur Sicherstellung der Energieversorgung kann es zukünftig nötig sein, die Resilienz des Energiesektors parallel zum Transformationsprozess weiterzuentwickeln. Aufgrund der höheren Anzahl aktueller Ereignisse fokussiert dieser Beitrag den Stromsektor. Grundsätzlich sollten sich die Überlegungen zur Resilienz auch auf den Gasbereich übertragen lassen. Sie könnten sogar eine übergreifende Betrachtung verlangen.

Die häufigste Ursache der vereinzelt auftretenden Störereignisse im Stromsektor sind bislang einfache Leitungs- und Trafoausfälle sowie Ausfälle von einzelnen Kraftwerken im normalen Betrieb. In aller Regel führen solche Ereignisse zu keiner schweren Störung des Systems, da, wie oben beispielhaft beschrieben, Sicherheitsmaßnahmen und klare Aufgabenzuweisung für solche Fälle bestehen. Darüber hinaus gibt es jedoch auch ein dynamisches Spektrum möglicher Ereignisse, die das Potential haben könnten, schwere Systemstörungen, oder sogar Energiekrisen zu verursachen. Gerade für solche Ereignisse könnte es zukünftig nötig sein Resilienzmaßnahmen weiterzuentwickeln. Diese Maßnahmen würden es idealerweise dem Energiesystem erlauben, in kürzester Zeit zum Normalbetrieb zurückzukehren.

Aus Fehlern lernen

In der jüngeren Vergangenheit traten im Energiesystem nur sehr selten größere Störungen auf. Jedoch reicht der Blick in die nähere Vergangenheit, um zu verdeutlichen, dass unser Energiesystem grundsätzlich fehleranfällig sein kann. Diese Fehleranfälligkeit ist durch die geschilderten Transformationsprozesse und dynamischen Bedrohungslagen kontinuierlich neu zu bewerten.

Eine Großstörung in der jüngeren Vergangenheit trat Ende November 2005 in Folge des Münsterländer Schneechaos auf. Sehr nasser, gut anhaftender Schnee froh an Freileitungen fest. Der Belastung waren viele Freileitungsmasten nicht gewachsen und knickten um. Auch abgefallene Äste sorgten für zahlreiche Kurzschlüsse an und Beschädigungen von Freileitungen. Ein großflächiger und langanhaltender Stromausfall war die Folge. Im Zuge der

Untersuchungen des Ereignisses durch die Bundesnetzagentur und der von ihr beauftragten Bundesanstalt für Materialforschung und -prüfung stellte sich heraus, dass der verwendete Thomasstahl der Masten anfällig für Sprödbrüche ist. In Folge der Ereignisse wurden über die Hälfte der Strommasten in dem betroffenen Netzgebiet ersetzt. Eine sehr ähnliche Wetterlage im Februar 2021 wurde von den Netzbetreibern bereits im Vorfeld deutlich sorgfältiger vorbereitet und auf Grund der Vielzahl von inzwischen ergriffenen Maßnahmen beherrscht.

Weniger als ein Jahr später, am 4. November 2006, kam es zu einer europaweiten Systemstörung, die ihren Ausgang in Deutschland hatte – die sogenannte Emslandstörung. Für die Überführung eines Kreuzfahrtschiffes über die Ems musste eine Freileitungstrasse freigeschaltet werden. Diese Freischaltung führte zur Überlastung zahlreicher Leitungen. In Folge dessen zerfiel das europäische Verbundnetz in drei Teilnetze mit unterschiedlicher Frequenz. In dem von Unterfrequenz besonders betroffenen Netzgebiet in West- und Südeuropa wurden zur Stabilisierung der Frequenz mehrere Millionen Haushalte automatisch vom Netz getrennt. Die nachfolgenden Untersuchungen zeigten, dass menschliches und organisatorisches Versagen ursächlich für die Störung war. Sowohl die Bundesnetzagentur als auch der damalige Zusammenschluss der kontinentaleuropäischen Übertragungsnetzbetreiber führten eine Untersuchung des Vorfalles durch. Als Lehre aus der Störung wurden die Koordinations- und Betriebsplanungsprozesse zwischen den einzelnen Netzbetreibern verbessert. Auch der Datenaustausch zwischen den Übertragungsnetzbetreibern wurde intensiviert. Mit dem European Awareness System wurde ein Instrument geschaffen, das allen angeschlossenen Übertragungsnetzbetreibern ermöglicht, den Zustand aller Übertragungsnetze zu sehen.

In der jüngsten Vergangenheit kam es erneut zu einer Trennung des kontinentaleuropäischen Verbundnetzes. Am 8. Januar 2021 traten ausgehend von einem kroatischen Umspannwerk, in dem eine Sammelschienenkupplung unterbrochen wurde, Überlastungen und kaskadierende Abschaltungen an weiteren Leitungen auf. Die Ursachen der Sammelschientrennung sind bislang nicht bekannt. Das europäische Netz zerfiel in zwei Teilnetze und konnte bereits nach rund einer Stunde wieder parallelgeschaltet werden. Das Ereignis blieb auf Grund der Vorsorgemaßnahmen und des schnellen Handelns der Übertragungsnetzbetreiber für die meisten Kunden in Europa folgenlos. Die Untersuchungen zu diesem Vorfall laufen gerade erst an. Die Bundesnetzagentur wird sich hieran beteiligen und prüfen, ob man auch aus diesem Ereignis erweiterte Maßnahmen ableiten kann – insbesondere im Hinblick auf die Vermeidung von Kaskadeneffekten.

Im Februar 2012 kam es während einer Kältewelle bei gleichzeitiger Reduktion russischer Gaslieferungen sowohl zu sehr angespannten Situationen in den Gasnetzen, als auch zu Leistungsbilanzdefiziten in der Stromerzeugung. Mutmaßliche Ursache für die Leistungsbilanzprobleme waren zum einen fal-

sche Lastprognosen der Energielieferanten, die die Kälte nicht richtig in ihren Modellen berücksichtigt hatten, und Abweichungen bei der Prognose der erneuerbaren Energien in der seinerzeit neuen Direktvermarktung. Gleichzeitig hatten die Betreiber von Gaskraftwerken, die lediglich unterbrechbare Gasnetzzugangskapazitäten gebucht hatten, nicht damit gerechnet, dass ihr Gasbezug – wie vertraglich vorgesehen – tatsächlich unterbrochen wurde und damit die Stromproduktion eingestellt werden musste. Als Konsequenz wurde unter anderem das Ausgleichsenergiepreissystem überarbeitet. Die Einhaltung der Bilanzkreisverpflichtungen sollte auf diese Weise sichergestellt und systemschädliches Handeln wirtschaftlich unattraktiv gemacht werden. Diese Maßnahme musste als Konsequenz aus Verstößen gegen Bilanzierungspflichten im Juni 2019 nochmals überarbeitet werden. Darüber hinaus wurde die Möglichkeit geschaffen, systemrelevante Kraftwerke an der Stilllegung zu hindern und systemrelevante Gaskraftwerke im Falle von Gasversorgungsengpässen vorrangig mit Gas versorgen zu lassen.

Potentielle Fehler- und Gefahrenquellen antizipieren

Das elektrische Energieversorgungssystem kann unter anderem auf Grund von Umwelteinflüssen unter Stress geraten. Extremwetterereignisse können in solchen Situationen für hohe Belastungen sowohl in den Übertragungsnetzen, aber vor allem in den Verteilnetzen sorgen. Der Klimawandel kann zukünftig dazu führen, dass Sturmereignisse, Hitzewellen, Dürreperioden oder extreme Frostereignisse das Netz stärker unter Stress setzen. Neubauprojekte berücksichtigen daher die Auswirkungen des Wetters auf Leitungen.

Neben nicht-beeinflussbaren Ereignissen ist die Verschiebung der normalen Betriebspunkte des Stromnetzes in Richtung der Stabilitätsgrenze eine mögliche zukünftige Vulnerabilität. Die Netzbetreiber bemühen sich, die Netze bestmöglich auszulasten. Allerdings könnten dabei die betrieblichen Reserven aufgezehrt werden, wodurch die Fehleranfälligkeit steigt. Auch der stetige Rückgang konventioneller Kraftwerke im elektrischen Energieversorgungssystem zehrt an den stillen Reserven des Gesamtsystems. Perspektivisch könnten im Fehlerfall transiente Vorgänge ohne ausreichend rotierende Massen aus konventionellen Kraftwerken dazu führen, dass die Stabilität des Übertragungsnetzes verloren ginge.

Auch die steigende Komplexität durch weitere Digitalisierung des Energiesystems kann zu einer erhöhten Anfälligkeit führen. Einfache Softwarefehler oder fehlende Updates könnten bei relevanten Systemkomponenten zu kleineren Störungen aber auch zu flächendeckenden Versorgungsunterbrechungen führen. Bereits heute scheinen synchronisierte Schaltvorgänge von einer Vielzahl an Einzelanlagen an Relevanz zu gewinnen. Eine mögliche Vulnerabilität ergäbe sich schon im ordnungsgemäßen Betriebszustand, wenn hunderttausende Netznutzer und Anlagen aus ökonomischen Erwägungen im gleichen Moment die gleiche Handlung vornehmen. Bei einer Vielzahl von Energieerzeugungs- und Energieverbrauchsanlagen sind die gleichen Soft-

warekomponenten installiert. Die bedeutet, dass synchrone Schaltvorgänge, bedingt durch ein Softwareprodukt, nicht grundsätzlich auszuschließen sind. Digitalisierung macht solche Massenphänomene mit erheblichen Rückkopplungen auf die Netze technisch möglich. Erst recht könnte dies gelten, wenn in den digitalisierten Systemen unbeabsichtigte oder bewusst herbeigeführte Fehler auftreten, auf die die Netze womöglich nicht vorbereitet sind. Gezielte, gut organisierte Cyberangriffe auf das Energiesystem sind nicht völlig auszuschließen.

Auch gesamtgesellschaftliche Herausforderungen können Energiesysteme beeinflussen. Die aktuelle Corona-Pandemie ist glücklicherweise nach aktuellen Erkenntnissen kaum geeignet, unseren Energiesystemen direkten Schaden zuzufügen. Sie schafft allerdings Erfahrungen, mittels derer auch bei künftigen Pandemien, die nötige personelle Besetzung in den Kraftwerken, bei den Netzbetreibern und den zugehörigen Dienstleistern und Brennstofflieferanten sichergestellt werden kann.

Der Blick in die Vergangenheit wird uns nur zum Teil helfen, um die möglichen Herausforderungen der Zukunft an die Versorgungssicherheit integrierter Energiesysteme sachgerecht einschätzen zu können. Ein wesentlicher Baustein einer Resilienzstrategie könnte die Antizipation möglicher Risiken sein. Allerdings ohne die bekannten Herausforderungen aus dem Blick zu verlieren.

Resilienz wahren

Unternehmen haben ein eigenständiges Interesse an der Wahrung von unternehmerischer Resilienz. Allerdings ist es denkbar, dass Unternehmen sich zukünftig nicht gänzlich darüber im Klaren sind, welche Auswirkungen die dynamische Risikolandschaft, in der sie tätig sind, haben kann.

Staatliche Maßnahmen könnten hier ansetzen, um zusätzliche unternehmerische Handlungen zu ermöglichen oder zu komplementieren. Bestenfalls könnten bereits bestehende Maßnahmen bestehen bleiben, aber sinnvoll ergänzt werden. Die Bundesnetzagentur hat vor diesem Hintergrund ihre Organisationsstruktur überarbeitet und ein eigenes Referat geschaffen, das sich explizit mit dem Thema Resilienz befasst. Hierdurch lassen sich bereits bestehende und kommenden Maßnahmen systematisch angehen um zukünftig eine sektoren- und landesübergreifende Abstimmung zu erreichen. Bestehende Prozesse, wie beispielsweise die kontinuierliche Identifikation kritischer Unternehmen und Prozesse im Energiebereich, sollten zukünftig ein fundamentaler Baustein einer Resilienzstrategie sein. Zu nennen sind beispielsweise die auf dem Informationstechnologie-Sicherheitsgesetz basierende IT-Sicherheitskataloge der Bundesnetzagentur, welche bereits heute eine zentrale Rolle als Resilienzmaßnahme im Bereich Cybersicherheit einnehmen. Diese Kataloge stellen Anforderungen an kritische Netzbetreiber und Betreiber von kritischen Energieanlagen, sich selbst ein Bild über ihre Verwundbarkeit und geeignete Gegenmaßnahmen zu machen. Dies führt zu einer deutlichen Erhöhung der

Sicherheit informationstechnischer Systeme im Energiesektor.

Auch auf bereits erfolgten Risikobewertungen lässt sich möglicherweise aufbauen. Insbesondere wenn diese Bewertungen einer ggf. nötigen Verbesserung und Neubewertung unterliegen. Unter anderem, um der Komplexität, der Dynamik der Herausforderungen und den sektoralen Entwicklungen gerecht zu werden. Basierend auf europäischen Vorgaben³ erfolgte im Januar 2021 eine Risikobewertung im Strombereich durch die Bundesnetzagentur im Rahmen der Bestimmung nationaler Krisenszenarien. Denkbar wäre auch eine punktuelle Bestimmung von Extremszenarien, welche den Bereich zwischen Krisenszenarien und den bestehenden Szenarien zur Bewertung der aktuellen Versorgungssicherheit abbilden.

Diese Risikobewertung könnte den Unternehmen helfen, einen erweiterten Fokus auf die Identifikation und Umsetzung technischer und organisatorische Resilienzmaßnahmen zu legen. Es bietet sich hierbei an, solche Maßnahmen zu identifizieren, die mögliche Risikofolgen im Energiesektor zu verhindern, abzuwehren, oder die Folgen eines solchen Vorfalls zu begrenzen, aufzufangen und zu bewältigen. Die aktuelle Kapazitätsreserve kann als Resilienzmaßnahme in diesem Sinne verstanden werden.

Im Kontext der Maßnahmenidentifikation könnten sich bestehende Berichtspflichten gegenüber der Bundesnetzagentur nutzen lassen, um sicherzustellen, dass diese Maßnahmen in einem Resilienzplan oder gleichwertigen Dokument(en) beschrieben werden. Hierdurch sollte es möglich sein, unternehmerische und sektorale Resilienz zu gewährleisten. Als Komplement könnten Pläne staatlicher Maßnahmen dienen. Die aktuell in der Erstellung befindlichen Risikovorsorgepläne Strom⁴ könnten diese Anforderung erfüllen.

Darüber hinaus können sich neue Möglichkeiten für resiliente Systemstrukturen auch aus technischem Fortschritt ergeben. Dieser lässt sich heute nur bedingt antizipieren. Die fortschreitende Digitalisierung und Entwicklung Künstlicher Intelligenz ermöglicht es beispielsweise, Schaltvorgänge von Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen lokal auf Plausibilität und/oder Netzverträglichkeit zu prüfen. Somit könnten manipulierte oder systemgefährdende synchrone Schaltvorgänge von einer Vielzahl an Anlagen vorgebeugt werden.⁵ Eine Inselbetriebsfähigkeit von Netzabschnitten könnte dazu führen, dass das Energiesystem weniger anfällig für kaskadierende Effekte wäre, wenn sich Störereignisse partiell isolieren ließen. Es wäre vorstellbar, dezentrale Strukturen künftig so zu konzipieren, dass einzelne Netzabschnitte in der Lage sind, sich bei einem Schwarzfall die Energieversorgung temporär aufrecht zu erhalten. Das würde voraussichtlich mit Mehrkosten für diese Inselnetze verbunden sein. Noch nicht abschließend geklärt ist allerdings, ob Inselnetze den Netzwiederaufbau positiv beeinflussen oder ob die Koordination vieler nicht synchronisiert agierender Inseln im Gegenteil den Aufbau der Gesamtversorgung eher erschweren.

Jenseits der technischen Umsetzbarkeit von Resilienzmaßnahmen ist auch deren wirtschaftliche Effizienz für die Bundesnetzagentur von Interesse. Es ließe sich beispielsweise darüber nachdenken, vorhandene Reserven, wie die Netzreserve oder Kapazitätsreserve, in eine ganzheitliche Systemreserve zu überführen. Sie könnte sowohl zur Behebung von Netzengpässe als auch von Versorgungsengpässe dienen. Somit ließe sich eine Systemreserve als Resilienzmaßnahme effizienter nutzen, als eine Vielzahl separater Reserven.

Für die Weiterentwicklung der Resilienzstrategie ist es wichtig, den Transformationsprozess weiterhin detailliert zu analysieren, den wissenschaftlichen Austausch zu wahren und offen innovativen Entwicklungen gegenüber zu stehen. Auf diese Weise können wir als Gesellschaft sicher und effizient den Weg in ein dekarbonisiertes, europäisches Energiesystem beschreiten.

Udenkbar, dennoch gut durchdacht

Sollte es trotz aller Vorsorge zum Schwarzfall oder großflächigen Ausfällen kommen, gilt es auch für diese Fälle, geeignete Maßnahmen vorzuhalten. Im Strombereich bauen die Übertragungsnetzbetreiber das System nach einem Schwarzfall schnellstmöglich wieder auf. Hierzu sind schwarzstartfähige Erzeugungsanlagen in ausreichender Zahl vertraglich gebunden und in umfangreiche Netzwiederaufbaupläne integriert. Diese Pläne beinhalten die Schritte vom Schwarzstart bis hin zu einem funktionierenden Übertragungsnetz. Schwarzfallfeste Kommunikation wird in diesem Zustand einen wichtigen Beitrag leisten.

Das elektrische Energieversorgungssystem war und ist jedoch einem stetigen Wandel unterworfen, der in den kommenden Jahren an Dynamik gewinnen wird. Dabei zeigt sich schon jetzt, dass sehr sorgfältig zwischen der sogenannten Schwarzstartfähigkeit und den für den Netzwiederaufbau notwendigen Anlagen unterschieden werden muss. Durch den Abschied von großen, zentralen Kraftwerken und dem Ausbau kleinerer, dezentraler Erzeugungsanlagen findet in den kommenden Jahren ein grundlegender Systemwechsel statt. An diese neue Energiewelt müssen auch die Netzwiederaufbaupläne angepasst werden. Die notwendigen Anpassungsprozesse haben die Übertragungsnetzbetreiber eingeleitet; die Bundesnetzagentur begleitet diesen Prozess.

Die ÜNB haben – genehmigt durch die Bundesnetzagentur – im Einzelfall schon Rückfallinstrumente eingesetzt und einzelne, eigentlich zur Stilllegung vorgesehene Kraftwerke zur Sicherstellung eines etwaigen Netzwiederaufbaus in die Netzreserve überführt. Dies wird auch bei jeder künftig anstehenden Kraftwerksstilllegung zu prüfen sein. Bislang betraf dies nur Anlagen, die für den eigentlichen Netzwiederaufbau benötigt werden. Perspektivisch werden die Übertragungsnetzbetreiber auch die Anlagen oder Konzepte für den eigentlichen Netzwiederaufbau gesichert vorhalten müssen. Dabei gilt es, eng mit den Verteilnetzbetreibern zusammen zu arbeiten. Diese Vorgänge

müssen nicht nur konzipiert, sondern auch geübt werden. Leider beobachtet die Bundesnetzagentur, dass es insofern bei einzelnen Unternehmen noch an der nötigen Einsicht fehlt, dass auch solche Pflichten im Kern dem eigenen Interesse an einem stabilen und resilienten Gesamtsystem dienen.

Fußnoten

- ¹ https://ec.europa.eu/info/sites/info/files/communication_on_the_first_progress_report_on_the_eu_security_union_strategy.pdf
- ² Acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V., Resilienz digitalisierter Energiesysteme: Wie können Blackout-Risiken begrenzt werden? Februar 2021
- ³ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019R0941&from=EN>
- ⁵ <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32019R0941&from=EN>
- ⁵ Acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V., Resilienz digitalisierter Energiesysteme: Wie können Blackout-Risiken begrenzt werden? Februar 2021



© Andreas Schwarz

***Prof. Dr. Dr. h.c. Reinhard F. Hüttl
Mitglied des Vorstandes, Forum für Zukunftsenergien e.V., sowie
Wissenschaftlicher Direktor und Geschäftsführer,
EUREF Energy Innovation GmbH***

Der Forst- und Bodenwissenschaftler Reinhard Hüttl war von 1986 bis 1992 Leiter des internationalen Forschungsreferates beim Bergbauunternehmen Kali und Salz in Kassel, parallel dazu habilitierte er sich 1991 an der Universität Freiburg. Nach einer Vertretungsprofessur in Hawaii (1990/91) war er von Januar 1993 bis Januar 2021 Inhaber des Lehrstuhls für Bodenschutz und Rekultivierung an der Brandenburgischen Technischen Universität (BTU) in Cottbus und von 2007 bis Ende Januar 2021 zudem Wissenschaftlicher Vorstand und Vorstandsvorsitzender des Deutschen GeoForschungsZentrums in Potsdam. Seit Februar 2021 ist er Wissenschaftlicher Direktor und Geschäftsführer der EUREF Energy Innovation GmbH. Von 1996 bis 2000 war er Mitglied des Sachverständigenrats für Umweltfragen, von 2000 bis 2006 Mitglied des Wissenschaftsrates, ab 2003 Vorsitzender der Wissenschaftlichen Kommission des Rates. Von Oktober 2008 bis Februar 2017 war er einer von zwei Präsidenten von acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften und ist aktuell deren Vizepräsident. 2011 war Hüttl Mitglied der Ethikkommission für eine sichere Energieversorgung. Seit 2008 ist er Mitglied des Aufsichtsrats der BMW Group und seit 2019 Mitglied im Vorstand des Forums für Zukunftsenergien.

Redundanzen, Resilienzen und Nachhaltigkeit: Energie für die 20er Jahre – Elektronen und Moleküle!

Prof. Dr. Dr. h.c. Reinhard F. Hüttl

Mit der politischen Festlegung, Europa bis zum Jahr 2050 zum ersten klimaneutralen Kontinent zu entwickeln, haben sich die bisher gültigen Rahmenbedingungen im Bereich Klimaschutz verändert. Klimaneutralität 2050 ist nun das Ziel, dem sich auch Deutschland verpflichtet hat. Für diese ambitionierte Zielsetzung ist eine möglichst klare Definition von zentraler Bedeutung. Hierzu gibt es inzwischen eine Reihe von Vorschlägen mit unterschiedlichen Begrifflichkeiten: Klimaneutralität, Treibhausgasneutralität und CO₂-Neutralität (siehe Kasten).

Definitionen für Klima-, Treibhausgas- und CO₂-Neutralität

Klimaneutralität: Sämtliche menschengemachten (anthropogenen) und natürlichen Faktoren, die den globalen Temperaturanstieg beeinflussen, müssen ausgeglichen werden. So kann die globale Durchschnittstemperatur unverändert bleiben. Zu den relevanten Faktoren gehören beispielsweise Luftverschmutzung – durch Ruß oder Feinstaub, Wolkenbedeckung sowie das Rückstrahlvermögen der Erdoberfläche.

Treibhausneutralität beschreibt einen Zustand, in dem eine Balance zwischen anthropogenen Treibhausgasemissionen und Senken herrscht. Das Pariser Klimaabkommen definiert Treibhausgasneutralität als generelles Ziel: „(...) in der zweiten Hälfte dieses Jahrhunderts ein Gleichgewicht zwischen den anthropogenen Emissionen von Treibhausgasen aus Quellen und dem Abbau solcher Gase durch Senken (...) herzustellen (...)“. Zu den Treibhausgasen zählen neben Kohlendioxid (CO₂) auch Methan, Lachgas, verschiedene Fluoride und Fluorkohlenwasserstoffe.

CO₂-Neutralität ist am wenigsten ambitioniert, denn sie bezieht sich nur auf den Ausgleich von Kohlendioxidemissionen, nicht auf die übrigen Treibhausgase. Unterschiedliche Ansätze gibt es auch dazu, wie sich ein Zustand der Neutralität herstellen lässt. Als eher schwache Variante gilt die Kompensation durch den Ankauf von Emissionsrechten. Mit den Erlösen werden emissionsreduzierende Aktivitäten in anderen Bereichen finanziert, etwa die Wiederaufforstung von Wäldern. Die einheitliche Bilanzierung dieser Mechanismen ist jedoch schwierig. Als effektiv gilt eher der direkte Ausgleich durch negative Emissionen: entweder durch natürliche CO₂-Senken wie Meere und Wälder oder durch Technologien, die der Atmosphäre Treibhausgase entziehen.

Quelle: Deutsche Energie-Agentur (dena, 2020): „dena-Analyse: Klimaneutralität – ein Konzept mit weitreichenden Implikationen.“ Honegger, M.; Schäfer, S.; Poralla, P.; Michaelowa, A.; Perspectives Climate Research gGmbH, Freiburg i. B., Stand 10/20

Sollte die Definition „Klimaneutralität“ verbindlich zur Umsetzung kommen, sind dafür außerordentlich weitgehende Maßnahmen und gesellschaftspolitische Veränderungsprozesse notwendig. Denn dabei ist der Blick nicht nur auf die globalen Treibhausgasemissionen des wirtschaftenden Menschen gerichtet, sondern auch die damit verbundenen Feedback-Effekte, wie z.B. klimainduzierte Trockenphasen und dadurch bedingtes Absterben von Wäldern. Abgestorbene Wälder betreiben keine Photosynthese, also auch keine CO₂-Immobilisierung, sondern ganz im Gegenteil, sie fungieren – zumindest in Teilen – als CO₂-Quellen. Dies gilt in der Folge auch für die betroffenen Waldböden, die verstärkt Treibhausgase emittieren, ganz zu schweigen von gehäuft auftretenden Waldbränden und den damit verbundenen CO₂-Emissionen. Die an sich positiven CO₂-Effekte wachsender Wälder bzw. produktiver Forste können in diesen Situationen nicht mehr auf die Haben-Seite der CO₂-Kalkulationen eingerechnet werden, sondern sie belasten die Treibhaus-

gasbilanzen negativ. Hierbei sind nicht nur CO₂-, sondern auch speziell Lachgas- und Methan-Emissionen zu berücksichtigen mit ihren im Vergleich zu CO₂ deutlich höheren klimarelevanten Wirkungsbeiträgen. Auch die coronabedingte verstärkte Nutzung unserer Wälder für Rekreation und Sport – vor allem in urbanen und suburbanen Räumen – führt zur Destabilisierung der Waldökosysteme und damit zu reduzierter Vitalität verbunden mit geringerer CO₂-Festlegung. Auch die vielfach geforderte Wiedervernässung von Mooren kann – zumindest in den Initialphasen – in Folge klimawandelbedingter temporärer Austrocknung zu erhöhten Treibhausgasemissionen – vor allem von Methan – führen. Diese Prozesse wirken nicht nur separat, sondern systemisch und verstärken die klimaschädlichen Effekte der so „gestressten“ Wälder und Moore zusätzlich.

Diese plakativ aufgezeigten Fallbeispiele sollen lediglich verdeutlichen, wie herausfordernd, aber gleichwohl notwendig definitorische Festlegungen im Kontext Klimaneutralität sind. Herausfordernd eben auch deshalb, weil die Atmosphäre „administrative“ Treibhausgasbetrachtungen und -kalkulationen nicht „wahrnimmt“, sondern auf den realen Input von Treibhausgasen reagiert. Andererseits existieren auch Feedback-Mechanismen, die begünstigend wirken, wie z.B. in Folge von Trockenheit oder Waldbränden verstärkte Partikelfreisetzung und damit die Bildung von Aerosolen. Dadurch kann es zu einer vermehrten Wolkenbildung und damit zu einer reduzierten Sonneneinstrahlung, also geringerer Wärmeenergiezufuhr, kommen. Derartige „Klimaschutz-Effekte“ werden auch im Rahmen des sogenannten Climate Engineering diskutiert und – zumindest in Ansätzen – auch erforscht.

Was nun den wirtschaftenden Menschen anbelangt, so bedeutet das Ziel „Klimaneutralität“, nicht nur einzelne Prozesse und Mechanismen, sondern die gesamten Wertschöpfungsketten und den damit jeweils verbundenen Treibhausgas-Fußabdruck zu betrachten und adäquat zu bewerten. Nicht nur für den Kohlenstoff ist hierbei der Ansatz einer möglichst umfassenden Kreislaufführung – also einer wirklichen Circular Economy – wichtig. Allerdings erfährt dieser Ansatz bislang zu wenig Beachtung. In diesem Konzept geht es nicht nur um das Erreichen bestimmter Effizienzen oder Recycling-Quoten, sondern um ein Handlungsmodell mit dem Ziel, bei jeglichem Produktionsverfahren von Anfang an den Kreislaufgedanken konsequent zu berücksichtigen. Mit der bislang praktizierten „konventionellen“ Kreislaufwirtschaft wurden große Erfolge bei Papier, Glas und Metallen (vor allem Stahl und Kupfer) erzielt. Bei anderen Ressourcen oder Materialien, wie z.B. Kunststoffe, sind die Rückführungsquoten weit weniger erfolgreich, auch wenn inzwischen Plastiktüten und Plastikgeschirr verbannt wurden.

Was die Nutzung von Rohstoffen durch den wirtschaftenden Menschen anbelangt, ist es mit Bezug auf den Klimaschutz richtig, möglichst rasch auf fossile Energierohstoffe zu verzichten. Aber auch hier gilt es, einen systemischen Ansatz mit einer klaren Prioritätensetzung zu verfolgen. Für eine klimaneutrale Energieversorgung bedeutet dies die bestmögliche Kopplung aller rele-

vanten Sektoren sowie die Realisierung von effizienten Marktanreizmaßnahmen. Die durchaus komplexe Verständigung auf eine CO₂-Bepreisung – als eine Art „Gebühr für die Nutzung der Atmosphäre als Treibhausgas-Depotie“ – ist dabei als wichtiger Erfolg zu verbuchen. Dieser Erfolg wird aber nur wirklich eintreten, wenn CO₂-Preise möglichst international praktiziert werden oder aber Mechanismen greifen, die diesbezügliche Wettbewerbsnachteile – gekoppelt mit Klimaschutzinvestitionen – ausgleichen. Auf die systemische und sektorübergreifende Betrachtung der Energieversorgung hat das Akademienprojekt ESYS (Energiesysteme der Zukunft) von Anfang an hingewiesen und mit zahlreichen Publikationen untermauert (<https://energiesysteme-zukunft.de/publikationen>).

Was nun eine Energieversorgung ohne fossile Rohstoffe und in Deutschland auch ohne eigene Kernenergie anbelangt, ist der Fokus immer noch zu häufig allein auf den Sektor Strom gerichtet. Dies ist problematisch, da bei einer stärkeren Elektrifizierung z.B. im Bereich E-Mobilität und trotz einer insgesamt verbesserten Energieeffizienz die Sektoren Wärme/Kälte, aber eben auch der Sektor Mobilität in seiner gesamten Breite, nicht hinreichend adressiert werden. Dies wird sich aber mit der Zielstellung „Klimaneutralität 2050“ fundamental ändern müssen. Hier geht es eben nicht primär um den Ersatz von „fossilem“ Strom durch erneuerbare Quellen, sondern auch um den Ersatz von Energieträgern wie Kohle, Öl und Gas, die aktuell 70% unserer Energieversorgung abdecken. Konkret heißt dies, dass diese Energieträger durch einen klimaneutralen stofflichen Energieträger zu ersetzen sind. Damit fällt der Blick auf das Thema Wasserstoff.

Die Nationale Wasserstoffstrategie greift diese Thematik konsequent auf, und inzwischen ist die Wasserstoff-Thematik in aller Munde – auch deshalb, weil Deutschland für diese Technologie eine internationale Führungsrolle anstrebt. Die Bedeutung dieser Thematik soll nachfolgend kurz an zwei Beispielen erläutert werden.

Im Sektor Mobilität werden aktuell vor allem diejenigen Bereiche diskutiert, die nicht durch Elektrifizierung über erneuerbare Energien realisiert werden können. Dies betrifft den Flugverkehr, Schiffe, Schwerlasttransporte und teilweise auch den Bahn- und Busverkehr. Verkannt wird dabei aber die Herausforderung der Automobilität. Im Durchschnitt der letzten Jahre/Jahrzehnte wurden jeweils 60 bis 90 Mio. Pkw produziert – zum allergrößten Anteil mit konventionellen Diesel- und Otto-Motoren. Dies ist auch aktuell (noch) der Fall. In Deutschland fahren diese Fahrzeuge im Schnitt 9 bis 10 Jahre, weltweit sicherlich 20 bis 25 Jahre, mitunter auch deutlich länger. Damit existiert ein globaler Fahrzeugstand von 1,5-2 Mrd. Pkw. Soll Klimaneutralität 2050 erreicht werden, muss auch dieser Teil des Verkehrssektors diesem Ziel gerecht werden. Die E-Mobilität leistet hierfür bereits heute und verstärkt in Zukunft einen wichtigen Beitrag. Für die „Gebrauchtwagen“, also die übergroße Mehrheit der Pkw, an deren Produktion deutsche Hersteller einen erheblichen Anteil haben, müssen Kraftstoffe bereitgestellt werden, die kli-

maneutral sind. Hier kommen vor allem Wasserstoff basierte Derivate, wie E-Fuels bzw. synthetische Kraftstoffe in Betracht.

Ein anderes großes Feld ist die Immobilien- bzw. Bauwirtschaft. Hier spielen Faktoren, wie die Zementherstellung oder die Stahlproduktion, eine bedeutende Rolle. Die bereits bestehende Gebäudeinfrastruktur müsste in spätestens 30 Jahren komplett klimaneutral sein. Dies wird sich nicht durch reine Sanierungsmaßnahmen, wie Dämmung, dichte Fenster und Türen, realisieren lassen, sondern vor allem die Energieversorgung dieser Gebäude und die Zement- und Stahlherstellung müssen klimaneutral sein – also letztendlich weg von Kohle, insbesondere weg von Öl und Gas hin zu klimaneutralem Wasserstoff.

Allein diese beiden Beispiele zeigen, wie bedeutungsvoll klimaneutraler Wasserstoff als neuer Energieträger ist. Die prioritäre Orientierung auf grünen Wasserstoff ist bestens begründet. Wenn es aber darum geht, zum einen die Klimaziele, die auch für die Jahre 2030 und 2040 verschärft wurden, mit einer umfassenden Klimaneutralität bis zum Jahre 2050 zu erreichen und gleichzeitig auf dem Gebiet der Wasserstoff-Wirtschaft eben nicht nur regional, sondern international eine Führungsrolle zu übernehmen, dann stellt sich die Frage nach der Bereitstellung von Wasserstoff – also konkret: Wie und unter welchen Bedingungen kann möglichst rasch hinreichend Wasserstoff wirtschaftlich bereitgestellt werden, um damit das Ziel einer „Hydrogen Society“ tatsächlich zu erreichen? Neben der unwidersprochenen Zielstellung des grünen Wasserstoffs müssen – wie inzwischen breit diskutiert wird - weitere klimaneutrale Wasserstoffformen mit entsprechenden Importen genutzt werden. Dies betrifft zum einen den blauen Wasserstoff und zum anderen den türkisen Wasserstoff.

Blauer Wasserstoff wird aus Erdgas gewonnen, indem Kohlenstoff als CO_2 abgeschieden wird. Dieses CO_2 wird dann in die jeweilige Erdgaslagerstätte injiziert, womit der durch die Erdgasförderung nachlassende Druck wieder erhöht wird und somit mehr Erdgas aus dieser Lagerstätte gefördert werden kann. Damit gelangt das CO_2 nicht in die Atmosphäre, und der mit diesem Verfahren – bekannt als „enhanced gas recovery“ – gewonnene Wasserstoff ist klimaneutral. Türkiser Wasserstoff wird ebenfalls aus Erdgas gewonnen, und zwar mit dem Verfahren der Pyrolyse. Dabei entstehen fester Kohlenstoff und klimaneutraler Wasserstoff. Fester Kohlenstoff ist ein wichtiger Rohstoff für zahlreiche chemische Produktionsverfahren.

Natürlich geht es nicht nur um Bereitstellung, sondern auch um Transport und Speicherung von Wasserstoff – jeweils gekoppelt mit adäquaten Sicherheitstechnologien. Auch hier gibt es vielfältige Optionen. Aktuell wird für den Transport von Wasserstoff eine intensivierete Nutzung des bereits existierenden Gasnetzes diskutiert. Dem Pipeline-gebundenen Wasserstofftransport werden somit wichtige Zukunftschancen eingeräumt. Dies gilt zudem für Importzwecke. In diesem Zusammenhang ist auch die Debatte um die Fer-

tigstellung von Nord Stream 2 zu sehen, eben nicht nur im Kontext Erdgas, sondern auch für die Lieferung von Wasserstoff für Deutschland und Europa. Was die Speichermöglichkeiten anbelangt, ist der geologische Untergrund bedeutsam – zum einen die bekannten salinen Strukturen (Kavernen), aber auch poröse geologische Formationen, die mitunter bislang als Erdgasspeicher, wie z.B. in Berlin, genutzt wurden. Es wäre in der Tat außerordentlich bedauerlich, wenn existierende Speicherstrukturen verschlossen würden – denn diese können in der Regel nicht wieder in Nutzung genommen werden –, um an anderer Stelle neue geologische Speicher zu errichten.

Die 20er Jahre werden also entscheidend sein für die wirkliche Transformation unseres Energiesystems. Redundanz, Resilienz, Nachhaltigkeit bedeuten somit klimaneutrale Elektronen, also Strom aus erneuerbaren Energien, vor allem aber „nachhaltige“ Moleküle, wie klimaneutralen Wasserstoff. Die Debatte um diesen Zukunftsstoff wird zurzeit dominiert von der sogenannten Farbenlehre: Nur grüner oder auch blauer (und türkiser) Wasserstoff? Mehr und mehr verfestigt sich die Meinung, dass es ohne hinreichende Verfügbarkeit von Wasserstoff den avisierten Markthochlauf mit Technologieführerschaft Deutschlands in der Wasserstoff-Wirtschaft nicht geben wird.

Können wir hier nicht ähnlich vorgehen wie bei den Themen Kernenergie und Kohle, indem wir einen Termin mit unseren Partnern für den Bezug von blauem Wasserstoff vereinbaren, ab dem wir nur noch grünen Wasserstoff akzeptieren? Dabei könnten auch Quotenregelungen für Mengen und Zeitpunkte weiterhelfen. Unsere internationalen Partner könnten während dieser Phase eruieren und entscheiden, ob und – wenn ja – wie sie dieser Anforderung nachkommen können.



© MJ_dpa picture alliance_Holger Hollemann

Olaf Lies

Niedersächsischer Minister für Umwelt, Energie, Bauen und Klimaschutz

Olaf Lies wurde am 8. Mai 1967 in Wilhelmshaven geboren. Seit November 2017 ist er Niedersächsischer Minister für Umwelt, Energie, Bauen und Klimaschutz. Zuvor war Olaf Lies fünf Jahre lang Niedersächsischer Minister für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr. Olaf Lies ist verheiratet und hat zwei Töchter. Bis heute lebt er mit seiner Familie in Sande im Landkreis Friesland, wo er auch aufgewachsen ist. Nach einer Lehre zum Funkelektroniker beim Marinearsenal Wilhelmshaven leistete er seinen Grundwehrdienst bei der Marine ab und besuchte die Fachoberschule in Wilhelmshaven. Im Anschluss studierte er Elektrotechnik an der Fachhochschule in Wilhelmshaven und schloss sein Studium als Diplom-Ingenieur ab. Zu Beginn seiner beruflichen Tätigkeit arbeitete Olaf Lies als Entwicklungsingenieur u.a. am Institut für technisch wissenschaftliche Innovation an Projekten im Bereich Hard- und Softwareentwicklung.

Auf dem Weg zu 100 Prozent Erneuerbaren Energien – die Agenda für die 2020er Jahre

Olaf Lies

Die kommenden zehn Jahre sind für den weiteren Verlauf der Energiewende von entscheidender Bedeutung. Deutschland hat sich ambitionierte energie- und klimapolitische Ziele gesetzt und will bis zum Jahr 2050 weitgehend treibhausgasneutral werden. Damit wir diese Ziele erreichen, müssen in der kommenden Dekade wichtige Weichenstellungen erfolgen, sowohl beim Ausbau der Erneuerbaren Energien als auch bei der Integration der Erneuerbaren in unser Versorgungssystem. Auch die Finanzierung der Energiewende und die Weiterentwicklung des bestehenden Energiepreissystems werden zu den großen Themen der 2020er Jahre gehören. Dabei ist uns allen bewusst, dass es bei vielen grundsätzlichen Fragen ambitionierter und innovationsfördernder bundespolitischer Regelungen bedarf. Auch die Klimagesetzgebung in den Ländern kann jedoch einen wichtigen Beitrag zum nachhaltigen Umbau des Versorgungssystems und zum Gelingen der Energiewende leisten. Das zeigt das Beispiel des Niedersächsischen Klimagesetzes.

Für die Energiewende in Deutschland war das Jahr 2020 ein sehr bedeutsames Jahr. Günstige Witterungsbedingungen sorgten insbesondere im ersten Halbjahr für eine sehr hohe Produktion von Strom aus Erneuerbaren Energien und damit für immer neue Rekordmeldungen zum Stellenwert der Erneuerbaren in Deutschland. Mit dem Kohleausstiegsgesetz und dem Strukturstärkungsgesetz Kohleregionen wurden im Juli 2020 zudem Gesetze von historischer Bedeutung verabschiedet, die zentrale Voraussetzung für den weiteren Umbau unseres Versorgungssystems auf Erneuerbare Energien sind. Bei der Berechnung der EEG-Umlage im Herbst 2020 kam indes zum ersten Mal ein Mechanismus zum Tragen, der eine Begrenzung der Umlage vorsieht und die Finanzierung der Energiewende somit teilweise auf neue Beine stellt.

Damit zeigte das Jahr 2020 aus meiner Sicht bereits im Kleinen, welche Themen und Diskussionen die Energiepolitik auch im weiteren Verlauf der 2020er Jahre prägen werden.

Deutschland hat sich das Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2050 weitgehend treibhausgasneutral zu werden. In den Jahren 2030 und 2040 sollen zudem wichtige Zwischenschritte auf dem Weg zur Treibhausgasneutralität erreicht werden. Dies bedeutet, dass sich unser Energieversorgungssystem in den kommenden Jahren und Jahrzehnten grundlegend verändern muss. Es muss sich von einem System, das seinen Energieverbrauch noch immer zu einem erheblichen Teil aus fossilen Energieträgern mit hohen Treibhausgasemissionen deckt, zu einem vollständig regenerativen System wandeln, das zu 100 Prozent auf Erneuerbaren Energien basiert.

Die Entwicklungen in den 2020er Jahren sind für diesen Transformationsprozess von zentraler Bedeutung: Sie entscheiden nicht nur darüber, ob die mittelfristigen Klimaziele bis zum Jahr 2030 erreicht werden können, sondern sind zugleich auch maßgeblich für die Frage, ob wir rechtzeitig die richtigen Weichenstellungen für das Jahr 2050 vornehmen und somit der Umstieg auf ein vollständig regeneratives und klimaneutrales Energiesystem gelingen kann.

Aus meiner Sicht wird die Energie- und Klimapolitik der 2020er Jahre daher vor allem von drei großen Fragen geprägt sein:

1. Wie stellen wir sicher, dass ausreichend Energie aus erneuerbaren Quellen für den Umbau unseres Versorgungssystems zur Verfügung steht?
2. Wie fördern wir die Systemintegration der Erneuerbaren und gewährleisten damit die Versorgungssicherheit in einem sich grundlegend wandelnden System?
3. Wie sichern wir die Bezahlbarkeit der Energieversorgung und schaffen ein Energiepreissystem, welches den Einsatz erneuerbarer Energieträger fördert?

Auf den folgenden Seiten möchte ich diese Herausforderungen und die sich daraus ergebende Aufgaben und Handlungsfelder näher darstellen. Ergänzt werden soll diese grundsätzliche Betrachtung der energiepolitischen Agenda zudem um einen konkreten Blick auf das Land Niedersachsen, das im vergangenen Jahr eines der ehrgeizigsten Klimagesetze in ganz Deutschland verabschiedet hat und somit zeigt, welche zentrale Rolle die Länder im Kampf gegen den Klimawandel und beim nachhaltigen Umbau unseres Versorgungssystems einnehmen können.

1. Zentrale Herausforderungen

Handlungsfeld 1: Erneuerbaren Energien ausbauen und Importinfrastrukturen diversifizieren

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland ist eine Erfolgsgeschichte. Seit Inkrafttreten des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2000 ist die Kapazität von Wind-, Photovoltaik- und Biogasanlagen sowie Wasserkraftwerken von 12 auf knapp 130 Gigawatt (GW) angestiegen. Seit 2015 übersteigt die installierte Leistung der Erneuerbaren Energien diejenige von konventionellen Kraftwerken. 2020 haben mehr als zwei Millionen Erneuerbare-Energien-Anlagen erstmals auch mehr Strom produziert als Gas-, Kohle- und Kernkraftwerke zusammen. Allerdings stottert der Motor beim Ausbau der Erneuerbaren in den letzten Jahren gewaltig, insbesondere bei der Windenergie, aber auch bei der Photovoltaik (PV), bei der wir trotz einer leichten Erholung in den letzten Jahren noch weit vom erforderlichen

Ausbauniveau entfernt sind.

Der Zubau der Windenergie an Land ist bundesweit seit 2018 eingebrochen und hat 2019 und 2020 Negativrekorde aufgestellt. 2020 konnten deutschlandweit lediglich rund 1,4 GW Anlagenleistung neu in Betrieb gehen. Wird sich daran nicht schnell etwas ändern, lassen sich die Klimaschutzziele nicht erreichen! Ein deutlicher Einbruch war seit dem Start in das Ausschreibungsregime in 2017 auch bei der Genehmigungssituation zu verzeichnen. Die Entwicklung in 2020 macht nun Hoffnung auf Besserung – es wurden rund 3 GW Anlagenleistung bundesweit genehmigt. Klar ist aber auch, dass es hier in Zukunft noch einer weiteren, erheblichen Steigerung bedarf.

Mit bundesgesetzlichen Änderungen – beispielsweise im Bundesimmissionschutzgesetz und mit dem Ende 2020 novellierten EEG (im Folgenden als EEG 2021 bezeichnet) – wurden immerhin erste Bausteine gelegt, um Abhilfe zu schaffen sowie Planung und Genehmigung von Windenergieanlagen zu beschleunigen. Zugleich ist jedoch bereits absehbar, dass die Änderungen nicht ausreichen werden. Die Ausbaupfade müssen massiv erhöht und die Hemmnisse noch entschlossener abgebaut werden.

Dies schließt auch die Offshore-Windenergie ein. Angesichts der Bestrebungen der EU-Kommission für einen weit ambitionierteren Ausbau der Offshore-Windenergie sowie der Zusatzenergiebedarfe durch die Sektorenkopplung müssen die langfristigen Ausbaupfade über die im EEG 2021 angelegte unverbindliche Perspektive von 40 GW für 2040 merklich hinausgehen. Zu diesem Zweck bedarf es nötigenfalls auch einer politischen Neujustierung der Schutz- und Nutzungsbelange.

Neu zu diskutieren ist aus meiner Sicht auch der Umgang mit Onshore-Windenergieanlagen, die aus der EEG-Förderung fallen und für die insbesondere aus planungsrechtlichen Gründen kein Repowering möglich ist, sondern nur die Option des Weiterbetriebs besteht. Die im EEG 2021 geschaffene Übergangslösung greift deutlich zu kurz. Sie bannt leider nicht die Gefahr, dass uns regenerative Stromerzeugungsleistung in Form von Bestandsanlagen ohne Not abhandenkommt.

Für den weiteren Ausbau der Windenergie müssen neben adäquaten Rahmenbedingungen für das Repowering weitere Flächen bereitgestellt werden. In Niedersachsen streben wir mit dem neuen Entwurf des Landesraumordnungsprogramms an, ab 2030 2,1 Prozent der Landesfläche zur Verfügung zu stellen. Dabei sollen auch geeignete Waldflächen in den Blick genommen werden. So kann den Planungsträgern mehr Spielraum bei der Suche nach den verträglichsten Lösungen eingeräumt werden.

Auch im Bereich der PV bleibt noch viel zu tun. So ist ein Großteil der Dächer trotz grundsätzlicher Eignung noch immer nicht mit PV-Anlagen ausgestattet. Zusätzlich zum Dachflächenpotential gilt es darüber hinaus weitere Poten-

tiale, durch PV-Fassadenanlagen, PV auf Gewässern und Agrophotovoltaik sowie Freiflächenphotovoltaik zu erschließen.

Die Bundesregierung hat sich im Rahmen des Klimaschutzprogramms 2030 zum Ziel gesetzt, den Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2030 auf 65 Prozent zu steigern. Im Rahmen des EEG 2021 geht sie allerdings von einem konstanten Stromverbrauch aus – dies ist angesichts der Entwicklung hin zur Sektorenkopplung nicht realistisch. Die bisher angestrebten Ausbaupfade der Erneuerbaren Energien müssen dementsprechend deutlich auf mindestens 5 GW für Wind Onshore und mindestens 10 GW für Photovoltaik angehoben werden. Für die Offshore-Windenergie bedarf es eines verlässlichen Langfristplans auch für die Zeit nach 2040. Dies gilt umso mehr vor dem Hintergrund, dass auf EU-Ebene aktuell die Klimaziele angepasst werden. In der Folge wird auch der Beitrag Deutschlands steigen müssen – der Ausbaubedarf wird somit in Zukunft noch höher ausfallen. Deshalb reichen Trippelschritte beim Ausbau der Erneuerbaren Energien nicht mehr aus, vielmehr muss es heißen: „Volle Kraft voraus!“

Wir dürfen den Blick zugleich nicht nur auf den inländischen Ausbau der Erneuerbaren Energien richten, da wir auch zukünftig in Deutschland nicht auf den Import von Energieträgern verzichten können. Bislang bestehen unsere Energieimporte hauptsächlich aus Erdöl, Erdgas und Steinkohle. Erdgas wird für eine Übergangszeit auch weiterhin eine wichtige Rolle für die deutsche Energieversorgung spielen. Um unserem Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2050 gerecht zu werden, müssen die importierten Energieträger jedoch langfristig treibhausgasneutral sein. Daher werden Importprodukte wie grüner Wasserstoff, nachhaltige synthetische Gase, nachhaltige synthetische Kraftstoffe und nachhaltig erzeugte Biomasse eine immer wichtigere Rolle spielen.

Soweit derzeit absehbar, wird sich der Importbedarf für grüne Energieträger im Zeitraum nach den 2020er Jahren spürbar verstärken. Daher müssen wir bereits heute die Weichen für diese absehbare Entwicklung stellen. Der zeitliche Vorlauf für die Planung, Genehmigung und Errichtung der notwendigen Importinfrastrukturen ist nicht zu unterschätzen. Natürlich müssen auch entsprechende Erzeugungskapazitäten für erneuerbare Energieträger in potentiellen Exportländern entstehen. Bislang ist noch schwer absehbar, welche regenerativen Energieträger zu welchen Anteilen zukünftig importiert und aus welchen Weltregionen diese stammen werden. Sich dafür in Deutschland möglichst breit aufzustellen, ist daher die richtige Strategie.

Für die Erreichung der Klimaziele wird überdies die Sektorenkopplung eine wichtige Rolle spielen. Neben der direkten Elektrifizierung steht mit grünem Wasserstoff ein weiterer Weg zur Verfügung, um regenerativ erzeugte Energie treibhausgasmindernd verstärkt in anderen Sektoren einzusetzen. Über die Weiterverarbeitung zu nachhaltigen, synthetischen Brenn- und Kraftstoffen verbreitert sich dessen Verwendbarkeit noch einmal deutlich, bis hin zum Luftverkehr mit synthetischem Kerosin.

Besonders in der Industrie wird grüner Wasserstoff eine wichtige Rolle spielen, zum Beispiel als Grundstoff in der chemischen Industrie oder als Brennstoff in Industriezweigen, in denen Hochtemperaturwärme verwendet wird. Beispielsweise bietet sich in der Stahlindustrie die Möglichkeit, Wasserstoff statt Kohlenstoff als Reduktionsmittel einzusetzen. Heute wird der in der Industrie verwendete Wasserstoff in den meisten Fällen aus Erdgas hergestellt, wobei CO₂ ausgestoßen wird. Durch eine Umstellung auf grünen Wasserstoff kann ein erhebliches Treibhausgasinderungspotential gehoben werden.

Grüner Wasserstoff – entweder in reiner Form oder weiterverarbeitet zu synthetischem Gas oder synthetischen Kraftstoffen – wird aber auch in den Sektoren Wärme und Verkehr in denjenigen Bereichen eine zentrale Rolle spielen, in denen eine Elektrifizierung nicht sinnvoll darstellbar ist.

Mit dem vorhandenen Gasnetz und dem Potential an unterirdischen Gasspeichern verfügen wir in Deutschland zudem über eine verlässliche und gut ausgebaute Gasinfrastruktur, die bei der Energiewende einen wichtigen Beitrag leisten kann. Das Gasnetz kann sowohl für den Transport von reinem als auch von beigemischttem grünem Wasserstoff genutzt werden und die unterirdischen Gaskavernenspeicher sind in der Lage, grünen Wasserstoff aufzunehmen.

Handlungsfeld 2: Flexibilitäten erhöhen und Systemsicherheit stärken

So zentral der Ausbau und die Bereitstellung von Erneuerbaren Energien für das weitere Fortschreiten der Energiewende sind, so wichtig ist es zugleich, den Wandel des Energieversorgungssystems nicht allein auf diesen Aspekt zu beschränken. Fest steht, dass ein Versorgungssystem, das auf immer höheren Anteilen von fluktuierenden Erneuerbaren Energien basiert, zugleich durch ein hohes Maß an Flexibilität geprägt sein muss. Bestehende Technologien und Prozesse müssen daher so weiterentwickelt werden, dass sie auch künftig jederzeit in der Lage sind, flexibel auf Schwankungen von Erzeugung und Verbrauch zu reagieren.

Schon heute sind solche Flexibilitäten in vielen Bereichen verfügbar und technisch ausgereift, etwa in Form von Speichertechnologien oder durch das Lastmanagement auf Verbrauchsseite. Durch die zunehmende Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr, den Ausbau und die intelligente Steuerung der Stromnetze sowie die Erzeugung und Speicherung von Wasserstoff werden sich die verfügbaren Flexibilitätspotentiale in Zukunft weiter erhöhen. Auch die verstärkte Nutzung von hochflexiblen Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen, die stromgeführt betrieben werden und ihre Wärmebereitstellung gleichzeitig durch thermische Speicher absichern, kann einen wichtigen Beitrag leisten, die fluktuierende Erzeugung durch erneuerbare Energiequellen auszugleichen.

Besonders wichtig bei all diesen Punkten ist aus meiner Sicht, dass die genannten Technologien nicht nur stetig weiterentwickelt, sondern auch konsequent erschlossen und genutzt werden. Eine zentrale Aufgabe der kommenden Jahre wird daher darin bestehen, die wirtschaftlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen so anzupassen, dass frühzeitig Anreize für die Nutzung von Flexibilitäten und somit für den Ausbau dieser bedeutsamen Zukunftstechnologien geschaffen werden.

Eine Technik, die dabei in besonderer Weise in den Blick genommen werden sollte, sind aus meiner Sicht Stromspeicher. Da Speichertechnologien das Versorgungssystem sowohl durch die Aufnahme als auch durch das gezielte Ausspeichern von Strom stützen können, sind sie besonders flexibel einsetzbar und für den ständigen Ausgleich von Angebot und Nachfrage somit besonders wertvoll. Zudem kann die Flexibilität von Speichern auch netzdienlich eingesetzt werden, also zur Entlastung des Stromnetzes. Eine vielversprechende Option in diesem Bereich sind beispielsweise die sogenannten Netzbooster, die in den kommenden Jahren erprobt werden und eine Höherauslastung des Bestandsnetzes ermöglichen sollen. All diese Maßnahmen dienen letztlich der Stabilität des Gesamtsystems und sind daher für eine sichere Energieversorgung von zentraler Bedeutung.

Ein weiterer Bereich, in dem Stromspeicher über ein enormes Potential verfügen, ist der Markt für Regelenergie. Da Speicher innerhalb kürzester Zeit auf Frequenzschwankungen reagieren können, sind sie technisch hervorragend für die Bereitstellung von Regelleistung geeignet. Bisher wird Regelenergie – genau wie viele andere Systemdienstleistungen, die für einen zuverlässigen und stabilen Netzbetrieb erforderlich sind – überwiegend durch konventionelle Kraftwerke erbracht. Auch in diesem Bereich ist es daher aus meiner Sicht erforderlich, frühzeitig auf die sich wandelnde Erzeugungslandschaft zu reagieren und verfügbare Technologien und Prozesse so weiterzuentwickeln, dass der sichere Systembetrieb auch in Zukunft jederzeit gewährleistet ist. Neben Speichern sind auch erneuerbare Erzeugungsanlagen und Lasten technisch grundsätzlich in der Lage, in deutlich größerem Umfang als bislang Systemdienstleistungen zu erbringen. Voraussetzungen dafür ist jedoch auch hier, dass die entsprechenden Technologien rechtzeitig erforscht und erprobt sowie ausreichende Anreize für ihre Nutzung geschaffen werden.

All das zeigt: Der Umbau unseres Versorgungssystems hin zu einem System mit 100 Prozent Erneuerbaren Energien bedeutet weit mehr als die alleinige Bereitstellung erneuerbarer Energieträger. Das Energiesystem ist hochkomplex und von einer Vielzahl an Wechselwirkungen geprägt. Daher müssen auch die Maßnahmen zur Gewährleistung der System- und Versorgungssicherheit stetig weiterentwickelt und an die sich verändernden Rahmenbedingungen angepasst werden.

Handlungsfeld 3: Bezahlbarkeit der Energieversorgung sichern und Verzerrungen bei den Energiepreisen abbauen

Im Zuge des beschriebenen Ausbaus der erneuerbaren Stromerzeugung ist der Börsenstrompreis im Mittel über die vergangenen Jahre stetig gesunken. Haushalte und Unternehmen sehen sich entgegen diesem Trend jedoch steigenden Strompreisen gegenüber. Hauptgrund sind die sogenannten staatlich induzierten Strompreisbestandteile wie beispielsweise die EEG-Umlage. Diese hat sich alleine im Zeitraum von 2010 bis 2014 von gut 2 auf über 6 Cent pro Kilowattstunde (kWh) Strom mehr als verdreifacht. Seitdem stagniert sie auf hohem Niveau. Das stellt nicht nur eine hohe Belastung für die betroffenen Stromverbraucher dar, sondern widerspricht auch dem Ziel, den perspektivisch treibhausgasneutralen Strom möglichst breit einzusetzen.

Im Wärme- und Verkehrssektor stehen bereits ausgereifte Technologien zur Verfügung, die für eine Dekarbonisierung dieser Sektoren über die Verwendung von grünem Strom eingesetzt werden können. Im Bereich Wärme sorgen Wärmepumpen dafür, dass eine Kilowattstunde Strom in ein Vielfaches an Wärmeenergie umgewandelt werden kann. Im Verkehrsbereich entfallen die lokalen Emissionen von CO₂ und verschiedenen Luftschadstoffen bei der Nutzung von Elektromotoren. Als positiver Nebeneffekt steigt mit dem Einsatz dieser Technologien die Energieeffizienz in den Sektoren deutlich an.

Auch wenn die strombetriebene Wärmepumpe deutlich mehr Wärme erzeugt, als ihr in Form von Strom zugeführt wird und sie damit wesentlich effizienter gegenüber konventionellen brennstoffgetriebenen Heizungen arbeitet, wird es – solange die Preisdifferenz zwischen Strom und fossilen Brennstoffen so hoch ist – nicht zu der notwendigen massiven Verschiebung hin zu solchen potentiell treibhausgasneutralen Technologien kommen. Deshalb brauchen wir eine grundlegende Reform der Abgaben und Umlagen im Energiepreissystem. Auf diese Weise könnten wir die Kräfte des Marktes viel stärker für die Umsetzung der klimapolitischen Ziele nutzen.

Im Vermittlungsausschuss wurde Ende 2019 zwischen Bundesrat und Bundestag vereinbart, einen großen Teil der Einnahmen aus der CO₂-Bepreisung der Sektoren Wärme und Verkehr für die Senkung der EEG-Umlage einzusetzen. Mit dem Corona-Konjunkturprogramm hat die Bundesregierung darüber hinaus den Einsatz von Haushaltsmitteln für die Deckelung der EEG-Umlage auf 6,5 Cent pro kWh im Jahr 2021 und 6 Cent pro kWh im Jahr 2022 beschlossen.

Hier wünsche ich mir ein mutigeres Vorgehen: Wir müssen die EEG-Umlage deutlich schneller und deutlich stärker absenken! Das Ziel muss die vollständige Absenkung auf null sein. Zudem sollte die Senkung der EEG-Umlage in eine umfassende Reform des Abgaben- und Umlagensystems im Energiebereich eingebettet werden. Der Grundgedanke einer solchen Reform muss dabei sein, dass die Preise die Treibhausgasintensität des jeweiligen Ener-

gieträgers abbilden. Die externen Kosten des Ausstoßes von Treibhausgasen müssen bei den fossilen Energieträgern in Form eines CO₂-Preises internalisiert werden. Gleichzeitig müssen mit steigendem Erneuerbaren-Anteil beim Strom die Abgaben und Umlagen im Strompreis sukzessive sinken – in der Vergangenheit war das Gegenteil der Fall.

Das Umweltbundesamt (UBA) hat Ende 2020 eine Untersuchung vorgelegt, in der die negativen externen Effekte des Ausstoßes von CO₂ taxiert werden. Demnach verursachte der Ausstoß einer Tonne CO₂ im Jahr 2020 gesamtgesellschaftliche Kosten in Höhe von 195 Euro, im Jahr 2030 werden es laut UBA sogar 215 Euro sein. Diese Kosten entstehen zum Beispiel in Form von einer Zunahme von Extremwetterereignissen oder einem Anstieg des Meeresspiegels im Zuge des Klimawandels. Der bisherige Preispfad des nationalen Emissionshandels, wie er im Brennstoffemissionshandelsgesetz festgelegt ist, sieht allerdings nur eine Entwicklung von derzeit 25 auf 55 Euro im Jahr 2025 vor. Im Jahr 2026 soll der Preis zwischen 55 und 65 Euro betragen, danach wird die Preisentwicklung freigegeben. Ohne rechtzeitige weitere Maßnahmen ist mit einem steilen Anstieg der Preise zu rechnen, der zu starken Verwerfungen führen kann.

Um solche großen Preissprünge in der zweiten Hälfte der 2020er Jahre zu vermeiden und die Planungssicherheit für Unternehmen und Verbraucher zu stärken, sollten wir für die CO₂-Bepreisung der Sektoren Wärme und Verkehr auch eine Anpassung des Preispfades in der ersten Hälfte der 2020er Jahre diskutieren. Flankierend müssen in jedem Fall Maßnahmen ergriffen werden, um wirtschaftliche und soziale Härten zu vermeiden. Ein Baustein ist dabei eine angemessene Aufteilung der Mehrkosten aus der CO₂-Bepreisung im Wärmesektor zwischen Vermieter und Mieter. Für die Wirtschaft müssen Regelungen getroffen werden, um Carbon Leakage wirksam und dauerhaft zu vermeiden.

Die Einnahmen aus der CO₂-Bepreisung können wir nutzen, um die notwendige Absenkung der EEG-Umlage auf null zügig umsetzen. Damit würden Verbraucher sowie kleinere und mittlere Unternehmen deutlich entlastet und die Weichen für einen Weg hin zu einem anreizkompatiblen Energiepreisgefüge im Sinne des Klimaschutzes gestellt. Zusätzlich können wir durch die Absenkung der EEG-Umlage auf null für einen erheblichen Bürokratieabbau rund um die Erhebung der Umlage sorgen, inklusive des entfallenden Antragsverfahrens für die Industrie im Rahmen der Besonderen Ausgleichsregelung.

2. Der Niedersächsische Klimaweg – Niedersächsisches Klimagesetz und Maßnahmenprogramm Energie und Klimaschutz

Das Land Niedersachsen hat in den vergangenen Jahren eine Vielzahl von Initiativen auf den Weg gebracht, um den Klimaschutz zu stärken und den Ausbau der Erneuerbaren Energien voranzubringen. Ein besonders wichtiger Schritt war im Dezember 2020 die Verabschiedung eines Niedersächsi-

schen Klimagesetzes durch den Landtag. Mit dem Klimagesetz hat sich das Land nicht nur eigene, ambitionierte Klimaziele bis zum Jahr 2050 gegeben, sondern das Thema Klimaschutz darüber hinaus auch als Staatsziel in der Niedersächsischen Verfassung verankert. Damit haben wir ein klares Signal gesetzt, welche zentralen Stellenwerte der Klimaschutz, aber auch die Anpassung an die Folgen des Klimawandels, bei allen künftigen politischen Entscheidungen einnehmen werden.

Als konkrete Zwischenziele auf dem Weg zu einem nachhaltigen Versorgungssystem sieht das Niedersächsische Klimagesetz vor, dass die Gesamtemissionen des Landes bis 2030 um 55 Prozent gegenüber 1990 gemindert werden. Bis zum Jahr 2050 soll Klimaneutralität erreicht werden, bereits bis 2040 soll der Energiebedarf in Niedersachsen bilanziell zu 100 Prozent durch Erneuerbare Energien gedeckt werden. Da der größte Teil der niedersächsischen Treibhausgasemissionen energiebedingt sind, heißt Klimaschutz in Niedersachsen vor allem, den Umgang mit Energie zu verändern: Energie sparen, Energieeffizienz steigern und Erneuerbare Energien ausbauen.

Zur Umsetzung der Ziele wird die Landesregierung im Klimagesetz verpflichtet, eine Klimaschutzstrategie zu erstellen und fortzuschreiben sowie Ziele und Maßnahmen einem regelmäßigen Monitoring zu unterziehen. Die niedersächsischen Kommunen verpflichtet das Gesetz zur regelmäßigen Veröffentlichung kommunaler Energie- und CO₂-Daten.

Als ersten Beitrag zur Zielerreichung hat die niedersächsische Landesregierung im November 2020 ein umfangreiches Maßnahmenprogramm Energie und Klimaschutz auf den Weg gebracht. Das Programm umfasst ein Finanzvolumen von über einer Milliarde Euro. Damit handelt es sich um das bislang größte Investitionsprogramm für Klimaschutz in Niedersachsen.

Im Zentrum steht eine Vielzahl neuer Förderschwerpunkte, beispielsweise im Bereich der betrieblichen Energieeffizienz, der Gebäudesanierung und der Elektromobilität. Allein 75 Millionen Euro wurden bereitgestellt, um den Ausbau der zukunftsfähigen Solartechnologie zu fördern. Hierzu trat im November 2020 eine neue Richtlinie in Kraft, die Batteriespeicher in Verbindung mit der Anschaffung neuer Photovoltaik-Anlagen bzw. der Ergänzung bereits vorhandener Anlagen fördert. Darüber hinaus soll der Ausbau der Photovoltaik in Niedersachsen auch über eine Solar-Pflicht auf Gewerbedächern massiv forciert werden.

Weitere 75 Millionen Euro stehen zur Förderung von Pilot- und Demonstrationsvorhaben grüner Wasserstofftechnologien zur Verfügung. Dadurch sollen insbesondere Projekte im Bereich des Klimaschutzes und der nachhaltigen Mobilität initiiert und die Weiterentwicklung der Technologien forciert werden. Die frühzeitige Investition in den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft ist aus meiner Sicht ein ganz entscheidender Schritt auf dem Weg zu einem vollständig regenerativen Versorgungssystem. Mit seinen großen Potentialen im

Bereich der Erneuerbaren Energien, der Strom- und Gasinfrastruktur sowie der breit aufgestellten Industrielandschaft hat das Land Niedersachsen beste Voraussetzungen, um zur Drehscheibe einer Wasserstoffwirtschaft auf Basis Erneuerbarer Energien zu werden.

3. Fazit und Ausblick

In den 2020er Jahren stehen wichtige und richtungsweisende Entscheidungen an, die für die Entwicklung zu einer klimaneutralen Gesellschaft essentiell sind. Erneuerbar erzeugter Strom kann und wird bei der Transformation des Energiesystems eine zentrale Rolle spielen – dafür müssen wir aber frühzeitig die erforderlichen Rahmenbedingungen schaffen. Das betrifft an erster Stelle die Angebotsseite, bei der wir den Ausbau der Erneuerbaren Energien wieder in Schwung bringen müssen. Zugleich muss sich das Versorgungssystem auch als Ganzes verändern und so umgestaltet werden, dass es flexibel auf die wachsenden Anteile von Strom aus Erneuerbaren Energien reagieren kann. Auf der Nachfrageseite ist es schließlich wichtig, die Preise von staatlich beeinflussten Bestandteilen wie der EEG-Umlage zu befreien, um den Einsatz von Strom auch in anderen Sektoren zu fördern und die Bezahlbarkeit der Energieversorgung dauerhaft zu sichern.

Der Start in die 2020er Jahre sah dabei ganz gewiss anders aus, als wir alle es uns im Vorfeld vorgestellt hatten. Die Corona-Pandemie und ihre Folgen haben viele Verbraucher und Unternehmen hart getroffen, viele Investitionsentscheidungen wurden zurückgezogen oder auf unbestimmte Zeit verschoben. Dies betrifft zweifelsohne auch Investitionen in Klimaschutz und Erneuerbare Energien.

Umso wichtiger wird es daher sein, dass wir – sobald wir die schlimmsten Auswirkungen der Pandemie überwunden haben und in die Phase der wirtschaftlichen Erholung eintreten – die Weichen konsequent auf Nachhaltigkeit und Klimaschutz stellen. Dabei können die Maßnahmen zur konjunkturellen Erholung und zur Unterstützung der Wirtschaft letztlich sogar eine Chance darstellen – nämlich dann, wenn es uns gelingt, dass ohnehin anstehende Investitionen, Modernisierungen oder Veränderungsprozesse vorgezogen und konsequent in Richtung Nachhaltigkeit gelenkt werden.

Darüber hinaus können Maßnahmen zum Umwelt- und Klimaschutz auch selbst einen wichtigen Beitrag zur wirtschaftlichen Erholung leisten. Das zeigt das Beispiel des Niedersächsischen Maßnahmenprogramms Energie und Klimaschutz. Über eine Vielzahl von Einzelmaßnahmen stellt das Programm sicher, dass klimafreundliche Technologien nicht nur konsequent gefördert werden, sondern zugleich werden Investitionen ausgelöst, die sich positiv auf Produktion und Beschäftigung auswirken. Damit verdeutlicht der Niedersächsische Klimaweg aus meiner Sicht eindrucksvoll, dass Umwelt- und Wirtschaftsinteressen keine Gegensätze darstellen, sondern Klimaschutz zum Motor für Wachstum und Innovation werden kann. Nicht nur aus Perspek-

tive der Klima- und Energiepolitik stellen die Entwicklungen der 2020er Jahre daher eine große Chance dar.



© DVGW

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

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 Energiesysteme, das die Gasforschung beheimatete. Dem schlossen sich Aufgaben als Technischer Geschäftsführer der Kokereigasnetz-Ruhr GmbH an sowie die Verantwortung länderübergreifender 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. Prof. Linke ist Bundesdeutscher Verbandsvertreter in der Internationalen Gas-Union. 2018 wurde er zum Marcogaz-Präsidenten ernannt. Seit 22.06.2020 hat er die Präsidentschaft von ERIG (European Research Institute for Gas and Energy Innovation) inne.

Von der Vision zur Realität - Der Umsetzungsplan für Wasserstoff und klimaneutrale Gase

Prof. Dr. Gerald Linke

Der Klimawandel stellt eine globale und vor allem drängende Herausforderung dar. Deshalb wurden und werden Klimaschutzziele auf nationaler, europäischer und multilateraler Ebene formuliert. In Deutschland haben wir uns mit der Energiewende ambitionierte Wechsel hin zu klimafreundlicheren Energieträgern vorgenommen. Der DVGW hat diese Substitutionen in den vergangenen Jahren in einem Prozess aus drei parallel verlaufenden Schritten beschrieben.

Fuel Switch: Ablösung von Kohle und Öl durch Gas

Content Switch: Parallel dazu steigende Beimischung von klimaneutralen Gasen (Biogas, Wasserstoff, Biomethan)

Modal Switch: Verwendung von Gasen in ausnahmslos allen Sektoren über die schon bestehende Infrastruktur (Sektorenkopplung)

Nur mit einem ganzheitlichen Blick auf die Energieträgerwelt kann die Energiewende wirklich gelingen. Während bei der Energiewende der Fokus bisher vor allem auf dem Markthochlauf der erneuerbaren Energien, also von Elektronen, lag, muss in der beginnenden zweiten Phase der Energiewende der Fokus vor allem auf Gas, also Molekülen, liegen. Denn etwa 80 Prozent des Energiebedarfs in Deutschland werden derzeit durch Moleküle den verschiedenen Sektoren bereitgestellt.

Die Mächtigkeit der Substitutionsaufgabe erfordert eine Strategie der Defossilisierung. Gase spielen dabei eine Schlüsselrolle, da sie klimaneutral hergestellt werden können. Die nun beginnenden Anstrengungen um den Markthochlauf von Wasserstoff und die Nutzung klimaneutraler Gase sind zu unterstützen, denn sie haben für die CO₂-Reduktion in nahezu allen Sektoren eine zentrale Bedeutung.

Der Einsatz von Wasserstoff und weiteren klimaneutralen Gasen ist eine Win-win-Situation für Umwelt und Wirtschaft – Wasserstoff kann die CO₂-intensiven Energieträger Kohle und Erdöl ablösen und den CO₂-Ausstoß spürbar senken. Zudem bieten die Entwicklung und Produktion von Wasserstofftechnologien deutschen Unternehmen weltweit wachsende Absatzmärkte. Die Wasserstoff-Roadmap des Fraunhofer ISE geht von einem Anstieg der globalen Wertschöpfung deutscher Hersteller bei Elektrolyse und Brennstoffzellen von etwa zehn Milliarden Euro im Jahr 2030 auf etwa 32 Milliarden Euro in 2050 aus. Nach derzeitigen wissenschaftlichen Erkenntnissen leistet der technologieoffene Markthochlauf von Wasserstoff und klimaneutralen Gasen den volkswirtschaftlich bedeutendsten und für den Klimaschutz

effektivsten Beitrag zur Energiewende. Wasserstoff spielt dabei als Kern und Treiber für klimaneutrale Gase, als verbindendes Element der Sektorenkoppelung, als Katalysator für Innovationen bei der Wärmeversorgung, in der Industrie, Mobilität und der Energieerzeugung eine zentrale Rolle.

Deutschland könnte rund die Hälfte seines heutigen Gasbedarfes aus heimischen erneuerbaren Gas-Quellen decken, dennoch wird es auch zukünftig Wasserstoff und Synthesegase importieren müssen. Um die Strukturen für kosteneffiziente Importe aufzubauen, sollte Deutschland frühzeitig mit entsprechenden Planungen und Verhandlungen beginnen. In anderen Staaten sind die Erzeugungskosten für erneuerbare Energien (Strom und nachfolgend Gas) deutlich geringer. Beispiele sind europäische Standorte wie die Nordsee-Anrainerstaaten für Windstrom, wo es teils bereits Erdgaspipelines gibt, die für Wasserstoff genutzt werden können, des weiteren Südeuropa für Photovoltaikstrom oder aber Nicht-EU-Staaten in Nordafrika, dem Nahen Osten oder weiteren Ländern mit günstigen Bedingungen für erneuerbare Energien. Das Windenergie-Verteilkreuz-Konzept des North Sea Wind Power Hub (NSWPH) zeigt die Möglichkeiten der Wasserstoffproduktion mit Offshore-Windstrom in der Nordsee.

Außerdem sollte sich Deutschland frühzeitig daran beteiligen, die Voraussetzungen für einen weltweiten Wasserstoffmarkt zu schaffen. Ein liquider Handel und der daraus resultierende Wettbewerb sind die sichersten strategischen Weichenstellungen für einen kosteneffizienten Import von klimaneutralen Gasen. Bedingung für die Etablierung eines Weltmarktes für klimaneutrale Gase ist die Schaffung entsprechender Infrastrukturen. In der EU betrifft das Transportleitungen wie auch Gas-Terminals. Die bestehenden transeuropäischen Gasnetze bieten bereits eine wichtige Grundlage für den Import von Wasserstoff. Elf Fernleitungsnetzbetreiber aus neun EU-Staaten haben 2020 Pläne für einen europäischen Wasserstoff Backbone vorgelegt. Bis 2040 soll das Netz 23.000 Kilometer Leitungen umfassen, davon über 75 Prozent umgerüstete Erdgas-Pipelines. Die Pläne zeigen aber auch, dass Investitionen in neue Infrastrukturen nötig sein werden.

Deutschland selbst verfügt über eine dicht ausgebaute Gasinfrastruktur aus 50.000 Kilometer Hochdruckleitungsnetzen, über 500.000 Kilometer Verteilnetze und Speicher für 225 TWh Energie. Pro Jahr fließen durch die Rohrleitungen über 900 TWh zuverlässig an Haushalte, Gewerbebetriebe und Industrieunternehmen, Kraftwerke und andere Verbraucher. Damit transportieren die Gasnetze etwa doppelt so viel Energie pro Jahr wie die Stromnetze. Der Transport von Gasen über die Gasnetze ist aufgrund des höheren Volumens nicht nur um ein Vielfaches effizienter als über LKW oder Schiffe, sondern auch deutlich günstiger als das Durchleiten von Energie über die Stromnetze. Die Gasinfrastrukturen können, anders als Stromnetze, extreme Lastspitzen bewältigen und haben darüber hinaus die Fähigkeit, Energie zu speichern. Stromnetze dagegen sind nicht in der Lage sind, größere Mengen an Energie über einen längeren Zeitraum zu speichern. Dadurch kommt es immer wieder

zu negativen Strompreisen an den Märkten kommt., Gasnetze und -speicher hingegen können große Mengen Energie über mehrere Monate bevorraten und sorgen so für Preisstabilität.

In lokalen Feldversuchen werden klimaneutrale Gase auch bereits in die Gasverteilnetze eingespeist – in Form von Biomethan, Wasserstoff aus erneuerbaren Quellen sowie aus Wasserstoff erzeugtem synthetischen Methan. In einem gemeinsamen Pilotprojekt von DVGW und der Avacon AG wird in Schopisdorf, einem Ortsteil von Genthin in Sachsen-Anhalt, Wasserstoff dem Gasnetz bis zu einem Anteil von 20 Prozent beigemischt. Solche regionalen Feldversuche bilden die Grundlage für flächendeckende Lösungen für ganz Deutschland, für die weitere Investitionen notwendig sind. Wenn die Sektorenkopplung künftig in noch größeren Schritten voranschreitet, werden sich die Gasnetze zur unverzichtbaren Drehscheibe für die Energieflüsse aus allen Sektoren der Wirtschaft entwickeln. Die Gasnetze ermöglichen somit eine nachhaltige Produktion und bleiben gerade auch in der klimaneutralen Energiewelt ein strategischer Wettbewerbsvorteil für die deutsche Industrie. Das deutsche Gasverteilnetz hat nach Schätzungen des DVGW einen ökonomischen Wiederbeschaffungswert von rund 270 Milliarden Euro. Die Betreiber investieren kontinuierlich in dieses Asset (Gasverteilnetz). Derzeit belaufen sich die jährlichen Investitionen und Aufwendungen bundesweit auf rund 2,5 Milliarden Euro. Diese Investitionen fließen zu einem großen Teil in die jeweiligen Regionen und sichern dadurch seit Jahrzehnten Beschäftigung und Wertschöpfung vor Ort. Die über 700 deutschen Verteilnetzbetreiber haben zudem zum überwiegenden Teil kommunale Anteilseigner und leisten in diesem Kontext signifikante und kontinuierliche Beiträge zur Finanzierung und Absicherung zahlreicher kommunaler Haushalte.

Der kosteneffizienteste Weg für den Transport von Wasserstoff ist die Nutzung der bestehenden Transport- und Verteilnetze und wo nötig deren Ausbau und Ergänzung. Erste Ausbaupläne bestätigen dies. Das visionäre Wasserstofftransportnetz der deutschen FNB Gas (Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas) basiert zu über 90 Prozent auf dem bestehenden Erdgasnetz, bei den Plänen von elf Fernleitungsnetzbetreibern aus neun EU-Staaten, für einen Europäischen Wasserstoff Backbone sind es über 75 Prozent. Neue Wasserstoffleitungen verbinden die wichtigsten Transportrouten untereinander oder mit Nachfragern in Wasserstoff-Hotspots mit einem besonders hohen Bedarf.

Der Umsetzungsplan

Der DVGW hat einen Stufenplan entwickelt, um das Erdgasnetz auch für hohe Wasserstoffanteile "H2-ready" zu machen und treibt die Weiterentwicklung des entsprechenden Regelwerks intensiv voran. Die Fernleitungsnetzbetreiber haben die Vision eines prospektiven Wasserstoffbackbones vorgelegt; über 30 Gasverteilnetzbetreiber haben außerdem mit dem DVGW einen Fahrplan für die Transformation der Gasverteilnetze entwickelt. Der gesetz-

liche Rahmen für die Energiewirtschaft ist allerdings noch ganz auf Erdgas ausgerichtet. Für den Markthochlauf von klimaneutralen Gasen braucht es deshalb jetzt politische Entscheidungen, um Wasserstoff innerhalb der Regulierung anzuerkennen.

Die derzeit noch geringen verfügbaren Mengen von Wasserstoff können bereits jetzt großflächig zur CO₂-Reduzierung genutzt werden. Rein technisch ließen sich den Gasnetzen für viele Anwendungen schon heute bis zu zehn Prozent Wasserstoff beimischen. Diese Möglichkeit wird jedoch noch nicht in vollem Umfang genutzt. Wachsende Erzeugungs- und Importkapazitäten bieten die Chance, den Anteil von zehn Prozent in den kommenden Jahren auszuschöpfen. Der DVGW arbeitet bereits daran, das Netz für immer höhere Beimischungen und den reinen Wasserstoffbetrieb kompatibel zu machen und regelwerkseitig abzusichern.

Schritt 1: 20 Prozent Wasserstoff im Gasnetz

Die 50 wichtigsten Regelwerke werden vom DVGW aktuell überarbeitet, um sowohl die Netze als auch die Abnehmer auf den Einsatz von 20 Prozent Wasserstoff im Gasnetz, insbesondere auf der Verteilnetzebene, vorzubereiten. Dieser Prozess wird 2022/23 abgeschlossen sein. Die 20-prozentige Beimischung ist mit nur leichten Anpassungen in den Verteil- und Transportnetzen und zu überschaubaren Kosten umsetzbar. Diese Anpassungen stellen eine No-regret-Option dar. Denn durch die Umstellung der Netze wird einerseits die Einsparung von CO₂ im Wärmemarkt umgehend ermöglicht. Andererseits können Kunden, die reines Erdgas benötigen, dieses weiterhin erhalten. Solange die Netze und Abnehmer noch nicht dafür bereit sind, 100 Prozent Wasserstoff abzunehmen, können weitere positive Klimaeffekte dadurch erreicht werden, dass Erdgas durch klimaneutrale Synthesegase und Biogase ersetzt wird. Dies kann schrittweise erfolgen.

Schritt 2: 100 Prozent Wasserstoff im Gasnetz

Ein reines Wasserstoffnetz, aufbauend auf Teilen des Erdgasnetzes und betrieben mit Import-Wasserstoff sowie heimisch erzeugtem Wasserstoff, ist aus Sicht des DVGW realisierbar. Allerdings ist dies anspruchsvoller, da alle Abnehmer für diese Umstellung bereit sein müssen. Der Weg zu einer vollständigen Versorgung mit Wasserstoff erfolgt daher, neben einem Mischgasnetz basierend auf dem bisherigen Erdgasnetz, an strategischen Punkten durch ein reines Wasserstoffnetz – bestehend aus umgestellten Erdgas- und neu zu errichtenden Wasserstoffleitungen. Ein solcher Parallelbetrieb würde es ermöglichen, den H₂-Anteil im Mischgasnetz konstant zu halten und erste Abnehmer mit 100 Prozent Wasserstoff zu versorgen.

Die Umstellung der Verteilnetze erfordert zeitnahe Investitionen durch die Verteilnetzbetreiber. Um sicherzustellen, dass alle Verteilnetzbetreiber die nötigen Investitionsmittel zur Verfügung haben, sollte die Politik prüfen, ob eine

Fondsfinanzierung, zum Beispiel durch die KfW, notwendig ist. Der DVGW hat zusammen mit 33 Verteilnetzbetreibern das Projekt „H2vorOrt“ durchgeführt. Dabei wurde ein Transformationsfahrplan erarbeitet und untersucht, wie eine regionale und sichere Versorgung mit klimaneutralen Gasen konkret sowohl über die Gastransportnetze als auch über die Gasverteilnetze ausgestaltet werden kann. Insbesondere die Verteilnetze spielen bei der Gasversorgung von Industrie und Gewerbe eine hervorgehobene Rolle: Rund 1,6 Millionen industrielle und gewerbliche Letztverbraucher sind an die Verteilnetze angeschlossen. Sie können durch regionale Power-to-Gas- und Biomethan-Anlagen mit klimaneutralen Gasen schrittweise versorgt werden, auch wenn es regional noch keinen vollständigen H2-Backbone gibt.

Direkt an die Gastransportnetze sind demgegenüber rund 600 Großindustriekunden angeschlossen. Für den Ausbau eines flächendeckenden H2-Backbones haben die Projektpartner einen Transformationspfad bis 2040 entwickelt.

Die Fernleitungsnetzbetreiber haben im Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2020-2030 konkrete Erdgasleitungen zur Umstellung auf reinen Wasserstoffbetrieb sowie Neubaumaßnahmen für ein Wasserstoffnetz empfohlen. Europaweit haben sich elf europäische Gasnetzbetreiber zusammengeschlossen, um den Plan eines „European Hydrogen Backbones“ umzusetzen. Dabei soll bis 2030 ein erstes internationales Netzwerk geschaffen werden, das durch ein reines Wasserstoffnetz in Länge von 6.800 Kilometern miteinander verbunden ist. Bis 2040 soll ein europaweit verbundenes Wasserstoffnetz in Länge von 23.000 Kilometern entstehen. Dafür nötig sind, nach Einschätzung der Leitungsbetreiber, Investitionen in Höhe von 27 bis 64 Milliarden Euro bis 2040. Die chronologische Abfolge der Errichtung der Anschlüsse zu den nachgelagerten Verteilnetzen und damit das Ineinandergreifen der Top-down-Entwicklung des Transportnetzes mit dem Bottom-up-Ansatz der Verteilnetzbetreiber stellt eine Planungsaufgabe für die kommenden Monate und Jahre dar.

Ordnungspolitisches Re-Framing

Die Politik kann durch eine gezielte Förderkulisse für Wasserstoff Wirtschaft und Umwelt gleichzeitig unterstützen. Dafür muss der richtige politische Rahmen gesetzt werden. Für einen schnellen Markthochlauf kann insbesondere ein Förderrahmen helfen, der Anreize für Investitionen in die H2-ready-Infrastruktur schafft und die Kostendegression der Wasserstoffproduktion durch das Beliefern des Wärmemarkts nutzt. Deutschland ist auf dem Weg hin zu einer klimaneutralen Wirtschaft und Gesellschaft.

Um Erdgasleitungen umzurüsten und neue Wasserstoffleitungen planen und errichten zu können, bedarf es aus Sicht des DVGW zeitnaher Anpassungen des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) und des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG). Damit ein fairer Wettbewerb möglich ist und die Allgemeinheit über die bestehende und wachsende Netzinfrastruktur mit Wasserstoff

versorgt werden kann, sollten Wasserstoff-Leitungen mit in den Netzentwicklungsplan Gas (NEP), und damit in die Regulierung, aufgenommen werden. Deshalb begrüßt der DVGW den Beschluss des Bundesrates vom 27. November 2020, der sich für die schrittweise Reduzierung der EEG-Umlage für Wasserstoffelektrolyseanlagen ausspricht. Ebenso ist zu begrüßen, dass die Bundesregierung im Zuge der EnWG-Novelle den Weg für den Aufbau einer Wasserstoffinfrastruktur geebnet hat. Auch auf europäischer Ebene sind Anpassungen des rechtlichen Rahmens notwendig, um klimaneutrale Gase für verschiedene Anwendungen beispielsweise im Verkehrssektor anrechnen zu können und die Netze H2-ready zu machen.

Mit Wasserstoff Klimaziele effektiv und schnell erreichen

Wasserstoff ist das perfekte Energiegas: Mit ihm lässt sich grüner Strom speichern, in der Anwendung ist er flexibel und ermöglicht hohe Leistungen. Langfristig sollte Wasserstoff deshalb in sämtlichen Sektoren genutzt werden, wobei unterschiedliche Ausgangssituationen unterschiedliche Herangehensweisen und Ziele bedingen. Es gilt, den Markthochlauf technologieoffen zu organisieren und die spezifischen Vorteile jedes Sektors zu nutzen. Während der Transformation hin zu einer dezidierten Wasserstoffinfrastruktur kann Wasserstoff bereits der Erdgasinfrastruktur beigemischt werden. Wasserstoff wird also in den Netzen der allgemeinen Versorgung transportiert und erreicht alle daran angeschlossenen Nutzer. Dadurch wird insbesondere der Wärmemarkt für die Versorgung mit Wasserstoff erschlossen, wodurch es zu einer unmittelbaren CO₂-Einsparung kommt. Weitere an das Gasnetz angeschlossenen Branchen können ebenfalls in die Versorgung mit einbezogen werden. Der Umbau bestehender Erdgas-Infrastrukturen sowie der teilweise Neubau von Wasserstoffleitungen kann und wird parallel erfolgen. Durch dieses simultane Vorgehen kann der Markthochlauf in kürzerer Zeit gelingen. Zu beachten ist gleichwohl, dass für alle Sektoren spezifische Herausforderungen gelten, die Anpassungsbedarfe mit sich bringen. Klar ist dabei, dass sämtliche Sektoren bis 2030 und 2050 ihren Ausstoß senken müssen, um die Klimaziele der EU zu erreichen.

Insbesondere in den Anwendungssektoren Wärme, Industrie, Mobilität und Stromerzeugung wird deutlich, welcher Beitrag kurz-, mittel- und langfristig durch Wasserstoff und klimaneutrale Gase möglich ist. Der DVGW setzt sich für eine Umsetzung ein, die sich entlang der Nutzung und Weiterentwicklung der Gasnetze – Ferntransportnetze und Verteilnetze gleichermaßen – orientiert. Diese Assets sollten genutzt werden, um Investitionen in die Bahnen zu lenken, in denen sie die größte und schnellste Wirkung für den Klimaschutz und einen wirtschaftlichen Impuls leisten können. Besonderes Augenmerk ist auf die Realisierung eines Transformationspfades zu legen, der sich durch die richtige Reihenfolge der Zwischenschritte auszeichnet. Wasserstoff kann somit seine klimaschützende Wirkung zu den niedrigsten volkswirtschaftlichen Gesamtkosten entfalten. So werden Klima- und Wirtschaftspolitik vereinbar. Ein großer Schritt dorthin ist der sinnvolle, großflächige Einsatz von

Wasserstoff und anderen klimaneutralen Gasen als Ersatz für Kohle und Öl. Der DVGW möchte mit seiner über 160-jährigen Erfahrung als Regelsetzer im Gas- und Wasserfach auf diesem Gebiet Wegbegleiter und Wegführer für Deutschland sein.



© Netze BW GmbH

Dr. Christoph Müller
Geschäftsführer, Netze BW GmbH

Dr. Christoph Müller ist seit 2013 Geschäftsführer für Finanzen bei der Netze BW GmbH, der Verteilnetzgesellschaft des EnBW-Konzerns, seit 2015 dabei auch Vorsitzender der Geschäftsführung. Von 2010 bis 2013 war er Geschäftsführer Risk & Finance bei der EnBW Trading GmbH, davor im Vorstand der EnBW Transportnetze AG (heute Transnet BW GmbH), zuständig für Finanzen & Netzvertrieb. Er arbeitet seit 2000 bei der EnBW und war vorher bei PowerGen UK plc (heute E.ON UK plc). Er studierte Volkswirtschaftslehre an der WWU Münster und hat einen MBA der Warwick Business School. Unter www.linkedin.com/in/mueller-energie/ setzt er sich regelmäßig mit den vielfältigen spannenden Facetten der Energiewirtschaft auseinander.

Die Geschichte bis hier: Die Corona-Krise im Jahr 2020 aus Sicht eines Verteilnetzbetreibers

Dr. Christoph Müller

Krisen und insbesondere deren Beherrschung sind ein wesentlicher Bestandteil des Geschäfts eines Verteilnetzbetreibers. In einem gewissen Sinne ist ihre Organisation für die Krise gemacht – ein Stromausfall ist für die Betroffenen eigentlich immer eine (kleine) Krise. Die Aufstellung im Betrieb orientiert sich auch an flächendeckenden Großstörungen, zum Beispiel nach einem Orkan, nach denen schnellstmöglich die Störungen der Stromversorgung beseitigt werden müssen. Für die Netze BW GmbH war hier im Krisenjahr 2020 insbesondere der Frühjahrssturm „Sabine“ eine Herausforderung, aber eben auch eine klassische. Unter widrigsten Umständen bei Wind und Wetter und oft bei Nacht im Akkord die Stromversorgung buchstäblich zusammenzuflicken, damit die Kunden schnellstmöglich wieder Strom haben – das kommt bei Herbst- und Frühjahrsstürmen regelmäßig vor.

Aber natürlich bereitet man sich als Netzbetreiber auch auf andere Störungen vor. Und in der Tat wurde im EnBW-Konzern, dem die Netze BW GmbH angehört, in den letzten Jahren regelmäßig auch das Szenario „Pandemie“ geübt. Wie grau ist die Theorie und vor allem: Wie schön ist die Krisenübung, bei der die Krise im Rahmen eines ordentlichen Arbeitstages morgens beginnt und abends zum Dienstschluss vorbei ist. Aber deshalb ist ja alle Theorie grau: Den einen wesentlichen Punkt der Corona-Krise – dass sie über einen so langen Zeitraum geht – kann man einfach nicht üben. Im Weiteren möchte ich hier über die Erlebnisse eines Verteilnetzbetreibers in dieser Corona-Krise im Jahr 2020 berichten. Ich gliedere meine Berichtspunkte und Anmerkungen in drei Abschnitte, vom Speziellen zum Allgemeinen. Im ersten Abschnitt habe ich den Fokus auf die Auswirkungen und Handlungen der Netze BW GmbH. Dann ziehe ich den Radius größer und betrachte die Effekte in der ganzen Branche, um abschließend ein paar Überlegungen anzustellen, was uns Corona für die nächste kollektiv zu bewältigende Herausforderung des Klimaschutzes lehren kann.

Anmerken möchte ich, dass ich aus unseren (Netze BW) bzw. meinen ganz persönlichen Erfahrungen berichte. Hier und da habe ich in der Branche einen unterschiedlichen Umgang bei einzelnen Fragestellungen wahrgenommen, zum Beispiel bei der Frage der Kasernierung der Leitwarten. Mir ist das Verständnis wichtig, dass es hier kaum ein „Richtig“ oder „Falsch“ gibt. Wir alle haben eine derartige Krise zum ersten Mal mitgemacht. „Richtig“ ist, was funktioniert – und funktioniert, im Sinne von sicherer Stromversorgung, haben alle deutschen Stromversorger.

Corona bei der Netze BW GmbH

Die EnBW Energie Baden-Württemberg AG und damit auch die Netze BW GmbH hatten das Thema Corona schon seit Januar 2020 auf dem Schirm. Sehr im Hintergrund hatte sich eine Krisen-Taskforce gebildet, die bereits vereinzelt Regelungen erlassen hatte, die aber nur einige wenige und kleine Bereiche des Unternehmens betrafen – insbesondere in Bezug auf Dienstreisen ins entferntere Ausland, vor allem Ostasien. Das „BW“ in Netze BW steht für Baden-Württemberg und entsprechend kommen Ostasienreisen eher selten vor ... Das änderte sich schlagartig zu Beginn der Faschingsferien, als Südtirol zum Risikogebiet erklärt wurde. Davon waren wir mit unserem Stammland Baden-Württemberg sehr betroffen, die Faschingsferien heißen hier im Südwesten nicht ohne Grund auch „Skiferien“. Mit der Risikogebietserklärung kamen auch die ersten umfangreichen Hygienemaßnahmen, zu denen die Bevölkerung aufgefordert wurde. Gerade in einem Flächenunternehmen – die Netze BW GmbH hat ca. 5.000 Kolleginnen und Kollegen an über 80 Standorten in Baden-Württemberg – hatte dies spürbare Auswirkungen. Wir haben eine motivierte und verantwortungsbewusste Mannschaft, und aus den klassischen Krisen („Sabine“) sind es die Führungskräfte vor Ort gewöhnt, schnell selbst zu entscheiden, wie man mit einer Situation umgeht. So machte sich nun jede und jeder daran, wie die Vorgaben des RKI und des Bundesgesundheitsministeriums für ihr Team umgesetzt werden sollten. Kompliziert wurde die Situation dadurch, dass unser Arbeitsmedizinische Dienst sehr klar und eindeutig empfahl, gleich ganz Italien für uns als Risikogebiet zu definieren. Diese Ansage bewies bemerkenswerten Weitblick und hat uns sicher vor vielen Ansteckungen im Betrieb bewahrt – kurzfristig bzw. kommunikativ wurde die Lage mit diesem Abweichen von der RKI-Linie nicht einfacher.

Kommunikation ist das A und O in jeder Krise – das war mir aus den bisherigen Krisen, die ich in meinem Arbeitsleben zu managen hatte, bewusst. Aber nie habe ich es so deutlich erfahren, wie mit Beginn der Corona-Krise. Gerade zu Beginn einer Krise kann man nicht überkommunizieren und Kommunikation wird fast schon zum Selbstzweck. Man kann es durchaus überspitzt formulieren: Es ist besser, falsch zu kommunizieren, als nicht zu kommunizieren (falsch nicht im Sinne von „lügen“, sondern bewusst sichere Fehler aus unzureichendem Wissen in Kauf nehmend). Wenn alle aufgeregert herumlaufen, dann ist das Ausrichten aller auf eine Richtung der erste Schritt – diese Richtung kann sogar falsch sein. Erst wenn alle ausgerichtet sind, kann man alle in die richtige Richtung führen. Und gerade in den ersten Stunden und Tagen der Krise waren für mich „Ausrichtung“ und „Struktur in der Krisensituation“ die dringendsten Themen. Ich weiß nicht, wie oft ich auf allen Kanälen den Satz „Wir folgen den Anweisungen und Empfehlungen des Bundesgesundheitsministeriums und des RKI in konkreter Umsetzung des Arbeitsmedizinischen Dienstes der EnBW!“ geschrieben bzw. gesprochen habe. Die Diskussionen waren mannigfaltig – das ist nur eine Grippe, das ist alles Panikmache, ich fahre nicht Ski, das wird gar nicht so schlimm, ... nein: Wir folgen den Anweisungen und Empfehlungen des Bundesgesundheitsministeriums und des RKI

in konkreter Umsetzung des Arbeitsmedizinischen Dienstes der EnBW!

Im Konkreten sind wir zu täglichen Geschäftsführungssitzungen übergegangen, wobei wir den Teilnehmerkreis um die wesentlichen operativen Leiter erweiterten, um zeitnah und zentral zu entscheiden. Die Protokolle dieser Sitzungen wurden schon im Entwurf zeitnah bis auf die zweite Berichtsebene verteilt. Eine kurzfristig eingeleitete Krisenmaßnahme war im „Innendienstbereich“ ein umfassendes Homeoffice. Segensreich wirkte sich hier zum einen aus, dass der EnBW-Konzern schon seit Jahren einen Laptop als die Standardausstattung auch für Büroarbeitsplätze vorsah. Zum anderen konnte Ende 2019 die Office365-Umstellung abgeschlossen werden. Persönlich überrascht hat mich dann aber doch, wie gut und reibungslos das alles funktionierte – ab Mittwoch, dem 11. März 2020, galt das „dringend empfohlene“ Homeoffice und rund 2.500 Kolleginnen und Kollegen bei der Netze BW GmbH und rund 7.000 im EnBW Konzern griffen fast gleichzeitig am Mittwochmorgen von zuhause aus ohne größere Probleme auf die Unternehmens-IT zu. Diese Linie des „dringend empfohlenen Homeoffice“ halten wir seit März 2020 durch und haben sie auch während der „gelockerten Sommermonate“ nicht zurückgenommen.

Eine andere Herausforderung waren die gut 2.000 Kolleginnen und Kollegen, die „draußen“, z. B. im Netzbau oder -betrieb, arbeiten. Hier haben wir zügig umfangreiche Anpassungen in den Arbeitsprozessen vorgenommen, so zum Beispiel, dass zwei Kolleginnen/Kollegen nicht mehr zusammen im selben Auto zu einer Baustelle fahren, Maskenpflicht auf Baustellen, wenn Abstände nicht eingehalten werden können, oder dass Arbeitsschritte auf Baustellen nacheinander durchgeführt werden, wenn für die jeweiligen Gewerke zwei unterschiedliche Kolleginnen/Kollegen benötigt werden. Den Prozess des Zählersperrens, in dem ja ein Monteur das Haus betreten muss – und das nicht unter den emotional günstigsten Voraussetzungen – haben wir komplett eingestellt. In der Branche gab es Diskussionen über den Roll-out der „modernen Messsysteme“ (für die nicht Branchensprache Kundigen: der Austausch der schwarzen, mechanischen Stromzähler durch neue graue, digitale Stromzähler, allerdings ohne Telekommunikationsanbindung, sonst wäre es ein „intelligentes Messsystem“). Hier sind in den nächsten Jahren Zielvorgaben zu erreichen, wenn man den Status eines grundzuständigen Messstellenbetreibers halten möchte. Wir haben mit dem Roll-out umgehend nach der Einführung des Gesetzes zur Digitalisierung begonnen und hatten daher ausreichend „Luft“ gegenüber den Zielvorgaben, so dass wir den Zählertausch ohne Probleme aussetzen konnten.

Kommunikativ mussten wir mit Blick auf die Betroffenenheiten in der Belegschaft aufpassen, gerade die „draußen“ arbeitenden Kolleginnen und Kollegen nicht zu „verlieren“. In der Unternehmenskommunikation war die Homeoffice-Situation sehr präsent. Dies schloss sich wohl der öffentlichen Diskussion an, insbesondere auch mit der sich schnell zeigenden Drucksituation vom gleichzeitigen Homeworking und Homeschooling. Bei der EnBW/Netze BW

schwung zusätzlich auch die Begeisterung über die so gut funktionierende IT des Homeoffice mit. Die „Druckposition“ der Kolleginnen und Kollegen in der Fläche war eine ganz andere – die Familie saß komplett zuhause, Kinder und Partner gingen nicht mehr vor die Tür, d. h. der Kollege bzw. die Kollegin war der Risikofaktor in der Familie, der mit seiner beruflichen Tätigkeit „draußen“ die Gesundheit seiner Familie riskierte. Daher waren meine Geschäftsführerkollegen und ich in den Wochen des Lockdowns immer wieder vor Ort in den Betriebsstätten, um die Situation mit den Kolleginnen und Kollegen zu besprechen und einfach zu zeigen, dass wir dieses Problem sehr wohl sahen und dankbar für ihren Einsatz waren.

Eine besondere Situation waren die Leitwarten, insbesondere unsere Hauptschaltleitung in Esslingen, von der aus wir unser Stromnetz steuern. Schon zwei Wochen vor dem Lockdown hatten wir hier erste Maßnahmen ergriffen. Acht Kollegen, die mit dem ÖPNV zur Arbeit kamen, hatten wir ein Fahrzeug zur Verfügung gestellt. Wir hatten weiterhin die Warte komplett vom üblichen Betrieb getrennt, d. h. separater dezidierter eigener Zugang ohne Kontakt zum übrigen Unternehmen, kein Kantinenbesuch mehr, etc. pp.

Wir haben sehr wohl gesehen, dass einzelne Branchenunternehmen dazu übergangen, ihr Wartenpersonal zu kasernieren. Wir haben dies für uns auch überlegt, und natürlich sind wir in unseren Warten auch auf eine Kasernierung vorbereitet. Abgesehen von den umfangreichen arbeitsrechtlichen Aspekten, die bei so einer Maßnahme zu berücksichtigen sind, erschien uns dieser Ansatz nicht zur Situation zu passen. Die Vorstellung, dass ein Wartenmitarbeiter in der Warte bleibt, wenn sein Partner oder seine Eltern mit schwerem Verlauf an Corona erkranken, hielten wir für sehr theoretisch. Unsere Konzepte zur Kasernierung, die dann eher die allerschlimmsten Umfeldszenarien unterstellen, sehen daher durchaus auch ein Miteintrücken der Familie vor (die in diesen Szenarien wahrscheinlich dann auch gerne mitkommt). Unser Vorsorgedenken und -arbeiten zur Aufrechterhaltung der Stromversorgung ging daher in Richtung isolierter Wartenarbeitsplätze, in denen dann infizierte, aber noch arbeitsfähige Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter arbeiten können oder – bei weitflächiger Corona-Ausbreitung der Organisation - ganze Schichten solcher Kolleginnen und Kollegen.

Die Beachtung des familiären Umfelds ist für mich ein Punkt, den wir in zukünftiger Krisenplanung mehr berücksichtigen müssen. In unseren in den Vorjahren geübten Pandemieszenarien war es – graue Übungstheorie – eine einfache Zahl von hochlaufenden erkrankten Kolleginnen und Kollegen, deren Ausfall ein Problem darstellte. Dass eine Pandemie eben nicht zwischen beruflichem und privatem Umfeld unterscheidet und sich private Situationen deutlich auf das Verhalten von Kolleginnen und Kollegen auswirken, müssen wir in unserer Krisenplanung stärker berücksichtigen. Wir tun dies in der aktuellen Krise nach meiner Wahrnehmung gut und angemessen – es für andere Krisensituationen und -szenarien systematisch durchzudenken ist ein „to do“, das ich für die Zeit nach der Krise auf meinem Zettel habe.

Corona in der Branche

Auch in der Stromwirtschaft waren wirtschaftliche Effekte der Corona-Krise zu spüren. Bevor ich diese im Weiteren erläutere, ist es mir wichtig festzustellen, dass ich sehr wohl sehe, dass die wirtschaftlichen Folgen der Coronakrise in der Energie- und speziell in der Stromwirtschaft - im Vergleich mit anderen Branchen äußerst mild waren bzw. sind. Insbesondere in den regulierten Bereichen, also bei den Verteilnetzbetreibern und der EEG-Erzeugung, sind diese Effekte systemimmanent noch weiter abgefedert worden. Aber wirtschaftliche Effekte gab es und diese möchte ich im Weiteren erläutern.

Der Ausgangspunkt aller Effekte, auch in ihrer vergleichsweise milden Ausprägung, war der Rückgang der Nachfrage nach Strom. Im Zuge des ersten Lockdowns im März und der einhergehenden Reduktion der Industrieproduktion wurde insbesondere im Gewerbe- und Industriebereich deutlich weniger Strom verbraucht. Besonders spürbar war dies im Großkundenbereich – die Kunden der Netze BW GmbH, die ihren Strom direkt aus der Hochspannung entnehmen, also die großen Industriewerke in unserem Netzgebiet, hatten mit Beginn des Lockdowns einen Einbruch um fast 50 % gegenüber dem Durchschnitt des Absatzes der drei Vorjahre. Der Verbrauch im Haushaltsbereich legte leicht zu, auch an den Wochenenden. Unter dem Strich hinterließ aber insbesondere der erste Lockdown eine deutliche Bremsspur in der Nachfrage. Die Abbildung 1 zeigt den Verlauf des wöchentlichen Stromverbrauchs im Netzgebiet der Netze BW GmbH in 2020 und im Durchschnitt der Jahre 2017 - 2019.



Abb. 1: Stromabsatz je Woche im Vergleich der Jahre 2017 - 2019 und 2020

Unmittelbar spürbar wurde dieser Nachfragerückgang im Stromvertrieb. Das Standardvorgehen eines Stromlieferanten in Deutschland ist es, den Stromabsatz seiner Kunden für das Folgejahr abzuschätzen und die entsprechenden Mengen am Großhandelsmarkt über Termingeschäfte schon im Voraus zu beschaffen. Auf diese Weise vermeiden die Lieferanten ein Preisrisiko, da sie ja die Kundenbelieferung auch dann bereitstellen müssen, wenn kurzfristig aus irgendwelchen Gründen die Strompreise deutlich steigen. Manche Lieferanten lassen auch gerne kleinere Teile der absehbaren Absatzmengen „offen“, d. h. beschaffen dann zum Beispiel die letzten 5 % des Kundenabsatzes nicht auf Termin, sondern decken diesen kurzfristig am Tages(Spot)markt. Das Risiko dieser Spekulation ist begrenzt, da man für 95 % der Menge ja gegen hohe Preise abgesichert ist. Gleichzeitig hofft man auf ein paar Gewinne, wenn man die letzten 5 % günstiger am Markt beschaffen kann.

Aber auch solche Strategien halfen nichts gegen das, was mit dem Nachfragerückgang im Markt passierte. Wenn Industrie- und Großkunden flächendeckend ihre Nachfrage deutlich zurücknehmen, dann haben alle Lieferanten zu viel Strom beschafft – Mitte März wurde allen Lieferanten schlagartig klar, dass sie zu viel Strom für die Monate Mai und Juni im Portfolio hatten. Da man Strom nicht speichern kann, blieb nur der Abverkauf dieser „Übermengen“, und wenn alle gleichzeitig verkaufen (müssen), sinkt der Preis ins Bodenlose. Abbildung 2 zeigt die Entwicklung der Tagesstrompreise und die Notierung des „nächsten Liefermonats“ für das Jahr 2020 (immer jeweils „Base“, d. h. der Durchschnitt über 24 h bzw. alle Tage des Monats). Deutlich ist der Preisrückgang zu erkennen.

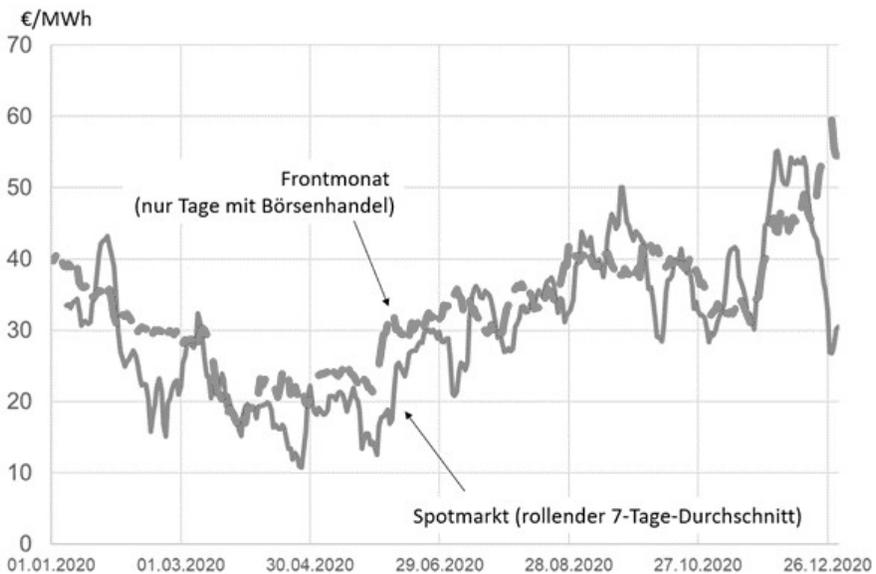


Abb. 2: Strompreise im Jahr 2020

Ende März notierte der „nächste Monat“ bei deutlich unter 20 €/MWh, d. h. für eine den ganzen Monat April durchgängig gleich hohe Stromlieferung war eben 20 €/MWh zu bezahlen. Für die Stromlieferanten hatte dies harte wirtschaftliche Folgen. Die Energie, die im Vorjahr auf Basis des erwarteten Absatzes noch zu ca. 50 €/MWh gekauft wurde, musste nun „notabverkauft“ werden. Hinzu kamen für Vertriebe auch erste Forderungsausfälle von Unternehmen, die den wirtschaftlichen Einschlag des Lockdowns nicht überlebten. E.ON beispielsweise gibt den Corona-Ergebniseffekt aus „sell backs, volumes & bad debt“ (also für Rückverkäufe, Mengen und ausgefallene Forderungen) mit 130 Mio. € an, eine deutliche Summe für eine Wertschöpfungsstufe, in der die Margen extrem knapp sind.

Noch größere Summen hat der Nachfragerückgang im EEG-Umlagemechanismus bewegt. Die EEG-Umlage, die wir alle mit unserer Stromrechnung bezahlen, basiert auf der prognostizierten Deckungslücke in der EEG-Abwicklung. Einfach gesprochen, prognostizieren die Übertragungsnetzbetreiber im Oktober jeden Jahres, welche EEG-Mengen im nächsten Jahr erzeugt werden, wie viel dafür zu bezahlen ist, welche Einnahmen für diesen EEG-Strom an den Börsen zu erwarten ist und wie groß also in Folge die Deckungslücke ist, die auf jede prognostizierte Stromverbrauchs kWh umgelegt wird. Mit Corona und dem Nachfragerückgang lag diese Prognose unausweichlich deutlich daneben. Zum einen erzielte der EEG-Strom mit dem Preiseinbruch auf den Tagesstrommärkten deutlich weniger Erlöse, zum anderen kamen auch viel zu wenig Einnahmen über die EEG-Umlage herein, da die Umlage ja auch nach einem ganz anderen, höheren Mengengerüst festgelegt wurde. Zum Halbjahr 2020 hatte der EEG-Mechanismus eine Unterdeckung in Milliardenhöhe erreicht. Dieses fehlende Geld war bzw. ist von den Übertragungsnetzbetreibern vorzustrecken – Amprion allein sicherte sich hierfür beispielsweise bis Ende August 2020 zusätzliche Kreditlinien in Höhe 1,5 Mrd. €. Am Ende des Jahres betrug die EEG-Deckungslücke über 6 Mrd. €

Letztendlich wird diese EEG-Deckungslücke aber „nur“ nach vorne fortgeschrieben, d. h. die Unterdeckung des laufenden Jahres erhöht die EEG-Umlage in den Folgejahren. Spürbar wird dies für die Stromkunden jetzt aber nicht, da die Bundesregierung die Deckelung der EEG-Umlage auf 6,5 ct/kWh in 2021 bzw. 6,0 ct/kWh beschlossen hat. Insofern werden die offenen Beträge der EEG-Umlage aus dem Jahr 2020 jetzt aus dem Bundeshaushalt gezahlt. Man kann nur vermuten, wohin die EEG-Umlage nach den 6,76 ct/kWh in 2020 gestiegen wäre – jedenfalls um ein Deutliches mehr, als das was aus dem „normalen EEG-Wachstum“ an sich gekommen wäre. Eine einfache lineare Hochrechnung der Deckungslücke aus 2020 (6,4 Mrd. €) bezogen auf die Summe, die über die EEG-Umlage normalerweise vereinnahmt werden sollte (24 Mrd. €), lässt einen eine EEG-Umlage um 8,5 ct/kWh vermuten.

Corona und die Energiewende

Einer der wohl ungewollten Nebeneffekte des Nachfragerückgangs bzw. der allgemeinen Wirtschaftskrise war auch, dass die Bundesrepublik Deutschland ihre Klimaziele für 2020 erreichte. Für mich eine klare Erinnerung, dass die Herausforderung gerade darin besteht, Wirtschaftswachstum und Klimaschutz in Übereinstimmung zu bringen. Nur dann setzen wir ein Beispiel, dem andere Industrienationen auch tatsächlich folgen wollen. Von dieser Banalität aber abgesehen ergaben sich für mich einige Schlussfolgerungen aus der Corona-Krise für den Umgang mit den Herausforderungen der Energiewende und des Klimaschutzes.

Für mich steht es außer Frage, dass das Erreichen des Zieles einer klimaneutralen Volkswirtschaft einen spürbaren Umfang Verhaltensänderungen von uns allen abverlangen wird. Insofern empfand ich die Coronakrise als mutmachend. Der vielen Diskussionen zum Trotz und auch mit Blick auf den „Massentageturismus“ in Naherholungsgebieten während des zweiten Lockdowns muss, glaube ich, unterm Strich festgestellt werden, dass weiteste Teile der Bevölkerung die Coronamaßnahmen umgesetzt haben. Man war also bereit, für ein anerkanntes höheres Ziel auch massivere persönliche Einschränkungen auf sich zu nehmen. Die Notwendigkeit wurde akzeptiert und das persönliche Handeln danach ausgerichtet. Man kann trefflich diskutieren, ob diese Erfahrung übertragbar ist, aber am Ende bleibt die Erkenntnis, dass es weitgehend funktioniert hat – umgekehrt wären wohl jedwede Hoffnungen auf einen Verhaltenswandel für das Ziel des Klimaschutzes komplett zunichte gemacht worden.

Was ich allerdings für mich auch wahrgenommen habe, waren große Schwierigkeiten der Politik im Umgang mit der „Totzeit“ zwischen Ursache und Wirkung, d. h. zwischen Maßnahmen und den Folgen derselben, und mit der letztlich oft diffusen Gesamtlage. Es war offensichtlich schwierig, dass nach einem Lockdown (oder auch anderen Maßnahmen) man zwei bis drei Wochen warten musste, bis man überhaupt erst Ergebnisse der Maßnahmen sehen konnte. Und man muss kein Coronaleugner sein, um sich zu wundern, warum in Deutschland die Schulen geschlossen werden, in unserem größten Nachbarland Frankreich dagegen die Schulen dezidiert offengelassen wurden. Beides – Totzeiten und diffuse Gesamtlage – sind in Bezug auf den Klimawandel noch deutlich stärker vorhanden. Die Zeiten zwischen einer Maßnahme und ihren Folgen können Jahrzehnte in Anspruch nehmen. Zeit, in der die Diskussion darüber, ob die Maßnahmen ausreichen oder weitere ergriffen werden müssen, unvermindert weiter gehen werden. Und auch wenn der Grundzusammenhang „CO₂-Emissionen führen zur Klimaerwärmung“ soweit wissenschaftlich abgesichert ist, braucht man sich nur kurz einmal die anhaltende Debatte um die Frage, welchen Klimaeffekt ein Elektroauto nun tatsächlich hat, vor Augen zu führen, um erahnen zu können, dass es so einfach dann wohl doch nicht werden wird. Selbst mit weiter voranschreitender Akzeptanz für die Notwendigkeit des Klimaschutzes werden die politischen Debatten

also nicht einfacher werden.

Insbesondere auch, weil mir Corona sehr deutlich gezeigt hat, dass es Teile der Gesellschaft gibt, in denen die Kommunikation zusammengebrochen ist. Auch wenn mir klar ist, dass die einzige Antwort auf zusammengebrochene Kommunikation nur die Wiederaufnahme von Kommunikation ist, weiß ich nicht, welche gemeinsame Grundlage ich dazu mit Menschen finden kann, die ernsthaft Bill Gates, Angela Merkel und Jens Spahn als die drei größten Diktatoren der letzten 100 Jahre ansehen. Ich weiß auch nicht, wie man tatsächlich glauben kann, dass man sich sachlich, neutral und ordentlich informiert (ich unterstelle, dass Corona-Leugner dies für sich in Anspruch nehmen) und dann ernsthaft Parallelen zwischen dem eigenen Leben und dem von Sophie Scholl oder Anne Frank sieht. Es geht da ein Graben durch unsere Gesellschaft, und wir sollten uns nicht damit beruhigen, dass auf der anderen Seite des Grabens nur ein sehr kleiner Teil unserer Gesellschaft ist, denn der Graben wandert. In den USA sieht man eine Gesellschaft, in der dieser Graben des Kommunikationszusammenbruchs in der Mitte der Gesellschaft angekommen ist. Und man sieht auch, was dies für ein existenzielles Thema wie den Klimawandel bedeutet. Es gibt keinen übergreifenden Konsens und so wie Präsident Biden jetzt den Austritt der USA aus dem Pariser Klimaabkommen zurückgenommen hat, steht wohl zu befürchten, dass denkbarerweise ein zukünftiger republikanischer Präsident diese Entscheidung auch wieder drehen wird.

Der Umstand, dass jeder fest überzeugt ist, auf der richtigen Seite des Grabens zu stehen, hilft nicht – denn das tun die Menschen auf der anderen Seite ja auch. Eine Krise bringt das Beste und das Schlimmste zum Vorschein. Es macht mir Mut, dass wir offensichtlich in der Lage sind, mit Herausforderungen umzugehen und zusammenzustehen, um große Themen gemeinsam anzugehen (ja, das ist so – lösen wir uns doch mal vom Klein-Klein der Maskendiskussion und sehen auf das große Bild, was wir zusammen in Deutschland 2020 gestemmt haben). Gleichzeitig verzweifle ich darüber, dass wir anscheinend Teile der Gesellschaft für die faktenorientierte und sachliche Herangehensweise verloren haben und dass ich auch keine Ideen und Ansätze sehe, das zu ändern. Eine Klimakrise wird uns länger und stärker als die Coronakrise beschäftigen – jede Menge Zeit und Potential für den Graben zu wandern.

Am Ende heißt die Antwort im Großen wie im Kleinen wohl doch „Kommunikation“, auch wenn sie schwerfällt, auch wenn man eigentlich keine gemeinsame Grundlage dafür sieht. Es ist ein Treppwitz, dass in einem Zeitalter, in dem wir Kommunikationsmöglichkeiten in einem Ausmaß haben, wie nie zuvor in der Geschichte, die Kommunikation zusammenzubrechen droht. Wir haben es in der Coronakrise gemerkt und wir werden es auch in Bezug auf den Klimawandel feststellen: Wir schaffen diese Herausforderungen nur gemeinsam – und wenn man gemeinsam etwas machen will, dann muss man miteinander kommunizieren.



© DSW21

Guntram Pehlke
Vizepräsident, Verband Kommunalen Unternehmen e.V. (VKU)

Von 1990 bis 1992 gehörte Guntram Pehlke der Bezirksregierung Braunschweig als Dezernent und Wirtschaftssachverständiger an. Ab 1992 war er Stadtkämmerer und Gesundheitsdezernent der Stadt Salzgitter, bevor er im Jahr 2000 zum Stadtkämmerer der Stadt Dortmund gewählt wurde. Seit 2006 ist Guntram Pehlke Vorstandsvorsitzender der DSW21 Dortmunder Stadtwerke AG. Insbesondere die Herausforderungen im Energiemarkt sind unter dem Dach der DSW21-Gruppe für die kommunale Versorgung eindrucksvoll gemeistert worden. Seine Expertise ist in zahlreichen Interessenverbänden gefragt.

Entscheidend ist auf dem Platz – was kommunale Unternehmen für die Energiewende vor Ort brauchen

Guntram Pehlke

Einleitung

Das Jahr 2021 wird für Deutschland in vielfacher Hinsicht ein sehr wichtiges Jahr sein. An erster Stelle steht dabei gegenwärtig sicherlich die Frage, ob und wie es uns gelingt, die Corona-Pandemie und ihre Folgen zu überwinden. Dieses Jahr steht aber auch im Zeichen mehrerer Landtagswahlen und vor allem der Bundestagswahl. Das Erreichen der Klimaziele bis 2030, aber auch darüber hinaus, wird sich in der Politik der Bundesregierung und des Bundestags in der kommenden Legislaturperiode entscheiden. Dabei ist klar, dass die Antwort auf die Frage, wie uns das gelingen kann, vielschichtig ist. Sicher: Der Ausbau der erneuerbaren Energien steht dabei im Mittelpunkt. Allerdings ist die Energiewende weit mehr als das. Es kommt noch mehr als bisher auf das Ineinandergreifen verschiedener Maßnahmen an. Es braucht ein politisches Konzept, das die Energiewende ganzheitlich betrachtet.

Die Bilanz der aktuellen Bundesregierung fällt aus Sicht der Energiewirtschaft durchwachsen aus. Mit der notwendigen Einführung eines CO₂-Preises im Non-ETS und mit der Schaffung eines gesamtgesellschaftlichen Kompromisses beim Kohleausstieg wurden wichtige Großprojekte durchgeführt. Bei aller Kritik – vor allem bei der Ausgestaltung des Steinkohleausstiegs – werden diese beiden Großprojekte die Dekarbonisierung Deutschlands erheblich voranbringen und so einen wichtigen Beitrag zum Klimaschutz leisten. Das Problem ist allerdings: CO₂-Preis und Kohleausstieg organisieren den Ausstieg aus Technologien auf fossiler Basis. Sie organisieren aber nicht den konsequenteren Einstieg in Technologien, die eine klimafreundliche, gleichzeitig aber auch sichere Versorgung mit Energie gewährleisten. Hier die richtigen Stellschrauben zu drehen und so den Weg für das Klimaziel 2030 zu ebnet, ohne die Versorgungssicherheit aus dem Blick zu verlieren, wird die vordringlichste energiepolitische Aufgabe der neuen Bundesregierung sein. Dies zeigt deutlich: Für die zukünftige Bundesregierung wird Kompetenz im Bereich Klimaschutz allein nicht ausreichend sein. Sie braucht die Fähigkeit, komplexe Lösungen zu erarbeiten, die gesellschaftliche, volkswirtschaftliche und industriepolitische Komponenten berücksichtigen. Dabei ist klar: Die Umsetzung der Energiewende wird maßgeblich von den Stadtwerken geleistet werden. Sie sind es, die den Ausbau der erneuerbaren Energien, den Ausbau und die Modernisierung der Verteilnetze, die Wärmewende, die Verkehrswende und den Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft mitorganisieren. Der folgende Text gibt einen kurzen Aufriss über diese Aspekte und wirbt - last but not least - für eine Neuordnung der Finanzierung der Energiewende. Hier gilt: Entscheidend ist auf dem Platz. Die Energiewende wird von den Akteuren vor Ort – allen voran von den Stadtwerken – umgesetzt. Darauf müssen die Rahmenbedin-

gungen ausgerichtet werden.

Ausbau der erneuerbaren Energien forcieren

Strom aus erneuerbaren Energien ist die neue Währung der Energiewirtschaft. Herkömmliche kohlenstoffbasierte Anwendungen werden zunehmend durch grünstrombasierte Technologien ersetzt, um die Vision von einer CO₂-neutralen Wirtschaft und Gesellschaft bis zur Mitte des Jahrhunderts zu verwirklichen. Strom aus erneuerbaren Energien spielt dabei zunehmend die Rolle eines Allround-Talents, das auch in den anderen Sektoren bei der Dekarbonisierung eine wichtige Rolle einnehmen wird. Durch Sektorenkopplungstechnologien (Power-to-X) kommt dabei Strom mit möglichst hohem Anteil Erneuerbarer Energien neben der Elektromobilität auch bei der Herstellung synthetischer Gase und flüssiger Kraftstoffe eine Schlüsselstellung zu. Dies hatte schon die Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ in ihrem Abschlussbericht Anfang 2019 festgestellt: „Nur mit der Nutzung erneuerbar erzeugten Stroms als Wärme, Gas und Kraftstoff können alle Sektoren dekarbonisiert werden.“

Dies bedeutet aber auch: Der Strombedarf wird in den kommenden Jahren erheblich steigen. Zuletzt haben dies noch einmal die Übertragungsnetzbetreiber in ihrem aktuellen Szenariorahmen und im Netzentwicklungsplan auf Basis umfangreicher Analysen und Modellierungen verdeutlicht. Daraus ergeben sich konkret zwei Herausforderungen: Wir müssen zum einen unsere Ausbauziele konsequent an den zu erwartenden Strombedarf anpassen und wir müssen zum anderen die Rahmenbedingungen so setzen, dass sie das Erreichen dieser Ziele ermöglicht. Das Interesse der Stadtwerke an Investitionen in erneuerbare Energien ist ungebrochen. Im Zeitraum 2012–2018 hat sich die EE-Leistung im kommunalen Bereich fast verdreifacht. 2018 wurde fast jedes fünfte neue Windrad an Land in Deutschland von einem Stadtwerk errichtet.

Doch die Bedingungen werden immer schwieriger. Viele Windenergieprojekte werden beklagt. Planungsträger, Genehmigungsbehörden und Projektierer kämpfen mit unklaren rechtlichen Vorgaben. Dadurch sind Flächenausweisungen und Windparkgenehmigungen juristisch leicht angreifbar. Nach einer Umfrage der Fachagentur Windenergie an Land (FA Wind) und des Bundesverbandes Windenergie (BWE), deren Ergebnisse im Juli 2019 veröffentlicht wurden, wurden deutschlandweit 325 beklagte Windturbinen mit mehr als 1.000 MW Leistung gemeldet.

Gerade beim Artenschutzrecht mangelt es nach wie vor an Rechtsklarheit für alle Akteure. Leider hat auch das jüngst von der Umweltministerkonferenz im Dezember 2020 beschlossene Papier zur Standardisierung der artenschutzrechtlichen Prüfung von Windenergievorhaben („Signifikanzrahmen“) keine Abhilfe geschaffen. Artenschutzrechtliche Vorgaben können weiterhin beliebig streng und einseitig zulasten der Windenergie ausgelegt werden. Hier muss

dringend nachgearbeitet werden. Die Rechtsvereinheitlichung unter Einbeziehung der Energiewirtschaft muss fortgesetzt werden und in eine verbindliche Verordnung oder Verwaltungsvorschrift münden.

Zweite Baustelle beim Windenergieausbau bleibt die Erhaltung und Erreichung von Akzeptanz vor Ort für geplante Investitionen. Mit der jüngsten EEG-Reform wurde zwar eine Windenergieabgabe eingeführt, die Akzeptanz der Windenergie vor Ort verbessern und damit die Klageflut eindämmen soll. Im Prinzip ist das ein guter Ansatz, denn wenn die umliegenden Kommunen an der Wertschöpfung beteiligt werden, steigt die Chance, dass die Ansiedlung von Windparks vor Ort mehrheitsfähig ist. Leider konnte sich der Gesetzgeber nicht zu einer Abgabepflicht durchringen, sondern hat lediglich die Möglichkeit einer freiwilligen Zahlung geschaffen, die aus dem Fördertopf des EEG erstattet wird. Damit hat der Gesetzgeber die Optionen zur Verbesserung der Akzeptanz bei weitem nicht ausgeschöpft. Bürgerbeteiligungsmodelle, wie sie von vielen Stadtwerken praktiziert werden, werden im EEG 2021 zum Beispiel gar nicht adressiert.

Ein Teil der Ausbauehemmnisse ist auch unmittelbar auf Fehlsteuerungen im EEG zurückzuführen. Zwar wurden mit der EEG-Novelle 2020 punktuelle Verbesserungen erreicht, zum Beispiel durch die Anhebung der Gebotshöchstwerte für die Biomasse. Auch macht es die Verankerung des Quartiersansatzes in der Mieterstromförderung, für die sich der VKU besonders eingesetzt hat, kommunalen Unternehmen zukünftig leichter, die Solarenergie in die Städte und zu den Menschen zu bringen. Jedoch sind viele Hemmnisse nach der EEG-Reform geblieben, insbesondere die Flächenbegrenzungen und Genehmigungsschwierigkeiten, unter denen der Windenergieausbau leidet. Außerdem haben in den letzten Jahren drastisch gesunkene Vergütungssätze und Gebotshöchstwerte bei Solarenergie, Geothermie und Biomasse den Ausbau der regenerativen Stromerzeugung enorm geschwächt. Teile des Projektierungsgeschäfts wurden weitgehend eingestellt, etwa die Dachpacht für den Betrieb von Solaranlagen.

Auch den Abgeordneten des Deutschen Bundestages war offenbar bewusst, dass vor Weihnachten 2020 im Parlament noch nicht der große Durchbruch erreicht wurde. Denn zeitgleich verabschiedeten sie eine Entschließung, in der die noch ungelösten Aufgaben beim Namen genannt werden, zum Beispiel die Notwendigkeit, den Ausbaupfad an das neue Klimaziel der EU anzupassen oder zur Beschleunigung von Planungs- und Genehmigungsverfahren. Die Bundesregierung wird aufgefordert, neue Vorschläge vorzulegen, unter anderem für ein vereinfachtes Repowering von Windenergieanlagen – völlig zu Recht: denn jetzt, wo die ersten Windparks aus der EEG-Vergütung ausgeschieden sind, müssen die Voraussetzungen geschaffen werden, dass bestehende Windenergiestandorte effizient weiter genutzt werden können.

Die Herausforderungen, die hier nur cursorisch angerissen werden konnten, sind mannigfaltig. Wenn der zunehmende Einsatz von Strom auch in den

anderen Sektoren gelingen, dieser Strom aber gleichzeitig einen steigenden Anteil erneuerbarer Energien beinhalten soll, müssen wir den Ausbau von Stromerzeugung aus Sonne, Wind und Co. forcieren.

Die Beispiele zeigen: Wir können uns nicht darauf ausruhen, dass das EEG gerade novelliert wurde. Zu viele Baustellen sind noch offen. Wir brauchen eine gemeinsame Kraftanstrengung von Politik und Energiewirtschaft. Die Stadtwerke stehen bereit, ihren Teil der Aufgabe zu erfüllen und auch weiter in den EE-Ausbau zu investieren. Allerdings muss die Politik auch ihren Anteil bringen. Es hilft nicht, immer nur neue noch ambitioniertere Klimaziele zu beschließen, ohne zugleich das Erreichen dieser Ziele zu ermöglichen. Das gilt für den EE-Ausbau genauso wie für die folgenden Themen.

Wärmewende: Stadtwerke setzen vor Ort maßgeschneiderte Lösungen um

Ambitionierte Klimaschutzziele gibt es auch für den Wärmebereich. Mit einer weiteren Verschärfung ist aufgrund des „European Green Deal“ zu rechnen. Auch hier gilt: Die Wärmewende findet vor Ort statt. Kommunale Unternehmen sind dabei zentrale Akteure. Sie haben hohe Marktanteile bei der Versorgung mit Fernwärme, Erdgas und auch Strom, sie besitzen ein großes Vertrauen der Bürger und kennen die lokalen Gegebenheiten und Potenziale. Jede Kommune braucht ihren eigenen infrastrukturellen Maßanzug. Für eine erfolgreiche Wärmewende braucht es daher eine Mehrfachstrategie und keine „all fits one“-Lösung. Die Säulen heißen Energieeffizienz (im Verbrauch zum Beispiel durch Dämmung, aber auch bei der Erzeugung mit KWK) sowie erneuerbare Energien und unvermeidbare Abwärme. Der Einsatz erneuerbarer Energien kann dabei direkt (Solar-/Geothermie, Biomasse) oder mittelbar über erneuerbaren Strom (PtX, zum Beispiel Wärmepumpen oder perspektivisch grüner Wasserstoff) erfolgen.

Kommunale Unternehmen gehen die Transformation der Wärmeversorgung aktiv an. Im Bereich der Nah-/Fernwärme werden verstärkt – einhergehend mit hohen Investitionen und zeitintensiven baulichen Eingriffen – erneuerbare Wärme (zum Beispiel München, Ludwigsburg-Kornwestheim) und unvermeidbare Abwärme (zum Beispiel Dortmund, Hamburg) eingebunden sowie Wärmenetzinfrastruktur neu- und ausgebaut (zum Beispiel Bremen). Das Quartier bietet sich dabei oftmals als Dreh- und Angelpunkt der Energiewende im urbanen Raum an. In Quartieren wird „Sektorenkopplung im Kleinen“ betrieben – mit Mieterstrom, Ladeinfrastruktur für E-Mobile, Digitalisierung und innovativen Wärmeversorgungskonzepten. Mit dem Instrument der kommunalen Wärmeplanung, das in Baden-Württemberg für große Kommunen verbindlich eingeführt wurde, können Kommunen gemeinsam mit kommunalen Unternehmen Leitplanken entwickeln, die zu einer klimafreundlichen, verlässlichen und volkswirtschaftlich kostengünstigen Wärmeversorgung führen.

Zentraler Hebel für Investitionen in die kommunale Wärmewende ist neben dem jüngst novellierten, aber für den Ausbau nicht ausreichenden KWKG das angekündigte Förderprogramm „Bundesförderung effiziente Wärmenetze“ (BEW), das möglichst zeitnah starten sollte. Gerade das KWKG ist für viele Stadtwerke die entscheidende Rahmenbedingung, um in eine klimafreundliche Wärme- und Stromversorgung zu investieren. Der Gesetzgeber hatte daher im Rahmen des parlamentarischen Verfahrens zur KWKG-Novelle im Sommer 2020 einige wesentliche Verbesserungen im Gesetz vorgenommen. Leider sind diese Verbesserungen im darauffolgenden Winter mit Verweis auf Brüssel später im Zuge der EEG-Novelle zu erheblichen Teilen wieder kassiert worden. Ein solches Vorgehen trägt nicht unbedingt zum Vertrauen der Stadtwerke in die Stabilität der Rahmenbedingungen bei. Wenn die Stadtwerk erhebliche Mittel, etwa in eine Gas-KWK-Anlage investieren sollen, die zu Klimaschutz und Versorgungssicherheit in Strom und Wärme beiträgt, dann brauchen die Unternehmen verlässliche Rahmenbedingungen. Hier muss Politik in Zukunft zuverlässiger werden.

Gasverteilnetze der Stadtwerke sind der Enabler der Wasserstoffwirtschaft

Im Wärmemarkt werden gasförmige Energieträger auch nach 2030 weiterhin vertreten sein. Wasserstoff wird dabei einen wichtigen Beitrag zur Wärmewende leisten. Der Weg zu einer Wasserstoffwirtschaft ist noch lang. Und ja: Der Einsatz beschränkt sich nicht auf die Energieversorgung. Auch bei der Dekarbonisierung der Industrie kann eine funktionierende Wasserstoffwirtschaft der Game-Changer sein. Dennoch spielt die Energiewirtschaft bei der Wasserstoffwirtschaft die zentrale Rolle, denn zum einen betreibt sie schon heute die notwendigen Infrastrukturen entlang der gesamten Wertschöpfungskette der Wasserstoffwirtschaft von der Erzeugung, über den Transport und die Speicherung bis hin zur Verteilung. Zum anderen verfügt sie vor allem mit dem Wärmemarkt über ein zentrales Einsatzgebiet für Wasserstoff.

Dabei kommt den Gasverteilnetzen eine entscheidende Rolle als Enabler der Wasserstoffwirtschaft zu, denn sie bieten CO₂-freien und CO₂-neutralen gasförmigen Energieträgern wie Wasserstoff und Bio-Erdgas ein leistungsfähiges, sicheres und effizientes Transport- und Verteilungssystem. Wichtige Voraussetzung ist: Die Dekarbonisierung der Gasverteilnetze muss von jetzt an zielgerichtet verfolgt werden, um die klassischen Gasanwendungsbereiche zuverlässig mit zunehmend erneuerbaren Gasen zu versorgen.

Schließlich sind beispielsweise in Deutschland nur 600 industrielle und gewerbliche Letztverbraucher an das Fernleitungsnetz angeschlossen, die nur 174 TWh/a Erdgas beziehen. Das absolute Gros der Letztverbraucher, nämlich 1.600.000 Industrie- und Gewerbekunden plus 19.000.000 Haushalte, werden über das Gasverteilnetz versorgt und beziehen 755 TWh/a Gas. Der Weg der Verteilnetze, fit für Wasserstoffbeimischungen oder künftig reinen Wasserstoff zu werden, muss ermöglicht und gesichert werden. Der Ersatz von Erdgas durch Wasserstoff in den Netzen sollte in zwei Phasen ablaufen: schnell eine

höhere Beimischung von bis zu 20 - 30 Prozent H₂ im Gasverteilnetz herstellen und ab ca. 2040 reine H₂-Netze auf allen Netzebenen.

Gasnetze sind in Deutschland fast flächendeckend vorhanden und größtenteils bezahlt. Die Kosten für die Infrastruktur sollen die Gaskunden (H₂ und Erdgas) tragen. Netzbetreiber müssen Investitionsanreize und Planungssicherheit haben, um "stranded investments" in H₂-Netze bzw. die Herstellung der H₂-readiness bestehender Netze zu vermeiden. Ein weiterer wesentlicher Vorteil ist die Schnelligkeit und Reaktionsfähigkeit des Verteilnetzes: Der zeitliche Aufwand für die Herstellung von H₂-Readiness auf dieser Netzebene ist wesentlich geringer als der für eine weitgehende Elektrifizierung des Wärmemarktes.

Damit Wasserstoff auf Basis wirtschaftlich tragfähiger Konzepte zur Wärmeversorgung eingesetzt werden kann, müssen auch auf der Anwendungsseite im KWKG und der angekündigten Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) geeignete Rahmenbedingungen geschaffen werden. Nicht zuletzt muss die Anerkennung von erneuerbaren Brennstoffen im Gebäudesektor im Gebäudeenergiegesetz (GEG) erfolgen. Denn klar ist: Gerade die Wärmewende im Gebäudebestand wird erheblich über die Fernwärmeversorgung erfolgen. Dabei kann auch klimafreundlicher Wasserstoff in erheblichem Umfang eingesetzt werden. Nicht ohne Grund sind viele der heute von Stadtwerken errichteten Gas-KWK-Anlagen bereits Wasserstoff-ready. Sie bilden ein wichtiges Element beim Übergang von einer klimafreundlichen zu einer klimaneutralen Wärmeversorgung.

Keine Energiewende ohne Versorgungssicherheit

Der konventionelle Kraftwerkspark in Deutschland war über viele Jahrzehnte von Überkapazitäten geprägt. Im Zuge vom Kernenergie- und Kohleausstieg schmelzen diese rapide ab. Allein im überschaubar kurzen Zeitraum bis 2023 werden durch die Stilllegung von Kern- und Kohlekraftwerken voraussichtlich fast 16 GW gesicherter Leistung vom Netz gehen. Mit dem Fortschreiten des Kohleausstiegs wird sich dieser Trend weiter fortsetzen.

Die Versorgungssicherheit mit Strom und Wärme wird zukünftig wesentlich davon abhängen, dass in Ergänzung der Erneuerbaren Energien weiterhin Stromerzeugungskapazitäten mit ausreichend gesicherter Leistung im Energieversorgungssystem zur Verfügung stehen. Aktuell zeichnet sich jedoch nicht ab, dass Investitionen in Kraftwerksprojekte getätigt werden, mit denen der signifikante Wegfall von gesicherter Leistung kompensiert werden kann. Aufgrund der Errichtungsdauer neuer Kraftwerke müssen zügig Investitionen in regelbare Biomasse- oder Gaskraftwerke, die perspektivisch mit erneuerbaren Gasen betrieben werden können, ausgelöst werden. Auch das jüngst in Kraft getretene KWKG bietet nicht genügend Anreize für Neubauvorhaben der Stadtwerke in mit Gas oder erneuerbaren Energien betriebene KWK-Anlagen.

Vor diesem Hintergrund müssen die Diskussionen zum Strommarktdesign wieder aufgenommen werden. Aus energiewirtschaftlicher Sicht sollte Versorgungssicherheit auch zukünftig durch ein freies Marktgeschehen sichergestellt werden und nicht durch das Abstellen auf regulierte Reservekapazitäten außerhalb des Marktes. Vielmehr muss die Vorhaltung gesicherter Erzeugungsleistung – und somit Versorgungssicherheit als Gut – einen monetären Wert erhalten. Speicher und Power-to-X-Technologien können unter dem Aspekt der Versorgungssicherheit ebenfalls wichtige Bausteine in einem nachhaltigen Energiesystem werden. Hier gilt es, bestehende Hemmnisse abzubauen und einen Markt für diese Technologien zu schaffen. Darüber hinaus kann auch die Flexibilisierung des Verbrauchs ein Aspekt der Versorgungssicherheit sein. Notwendig ist eine klimaschutzfördernde Anpassung des Umlagen- und Abgabensystems für den Endverbraucherbereich.

Keine Versorgungssicherheit ohne Systemsicherheit in den Stromverteilnetzen

Mit der Energiewende setzt Deutschland auf ein dezentrales Energiesystem: Die Stromerzeugung auf Basis Erneuerbarer Energien erfolgt weitestgehend in dezentralen Erzeugungsanlagen, wie PV-Anlagen auf Wohnhäusern, Windkraftanlagen onshore oder Biomasseanlagen auf dem Land. Die EE-Erzeugung ist dabei zumeist dargebotsabhängig, d. h. abhängig von der Verfügbarkeit von Wind und Sonne.

Die Verteilnetze sind schon heute das Fundament und die Ermöglicher der Energiewende: 1,7 Millionen Kilometer Stromnetz, an denen mittlerweile rund zwei Millionen EE-Anlagen (entspricht 95 Prozent aller EE-Anlagen in Deutschland) angeschlossen sind, 50 Millionen versorgte Zählpunkte und das bei durchschnittlich nur 12,8 Minuten Stromausfall pro Kunde und Jahr machen das deutlich. 2030 werden rund 140 Gigawatt und damit rund 90 Prozent der EE-Leistung an die Verteilnetze angeschlossen sein, gegenüber lediglich rund 35.000 Kilometern Netzlänge und 17 Gigawatt auf der Übertragungsnetzebene.

Die Zahlen zeigen: Die Energiewende findet in den Verteilnetzen statt. Und dabei sind absehbare Entwicklungen in Bereichen wie Elektromobilität, Sektorkopplung, Speicher etc. noch nicht berücksichtigt, die ebenfalls direkt an die Verteilnetze angeschlossen und dort ihre Wirkung entfalten werden.

Diese Veränderungen haben zu neuen Herausforderungen und Aufgaben für die Verteilnetzbetreiber (VNB) geführt. Aufgrund der Volatilität der EE-Erzeugung sind Stromverteilnetze heute sowohl „Versorgungs-“ als auch „Entsorgungsnetze“; im Extremfall wechseln die Lastflussrichtungen mehrfach am Tag. Gleichzeitig steht den VNB neben den EE-Anlagen mit neuen steuerbaren Lasten, zum Beispiel in Form von Elektromobilität oder Speichern, mehr Flexibilität im Verteilnetz zur Erfüllung ihrer gesetzlichen Aufgaben zur Verfügung. Zur Nutzung dieser Flexibilität brauchen die Verteilnetzbetreiber

die angemessenen rechtlichen Rahmenbedingungen, etwa in Form der sogenannten Spitzenglättung.

Zudem müssen die Verteilnetze zu intelligenten, aktiven Netzen (sog. „Smart Grids“) weiterentwickelt werden. Dies wird durch den fortschreitenden Rollout von intelligenten Messsystemen im Rahmen des Gesetzes zur Digitalisierung der Energiewende (GDEW) befördert.

Neue Formen und Strukturen der Zusammenarbeit werden bei der Bewältigung der neuen Herausforderungen eine zentrale Rolle spielen. Die Digitalisierung schafft Spielräume für Kostensenkungen, dort wo Prozesse automatisiert und industrialisiert werden. Der Aufbau einer serviceorientierten IT-Architektur sorgt für eine Ausrichtung der Informations- und Kommunikationstechnik an den Geschäftsprozessen des Unternehmens. Ein massendatentaugliches Datenmanagement kann man durch die Einbindung diverser Sensoren ermöglichen, beispielsweise die intelligente Netzsteuerung und die Vermarktung von Flexibilität. Dafür ist der Aufbau und Betrieb einer Kommunikationsinfrastruktur jedoch unabdingbar. Auch der erwähnte Rollout intelligenter Messsysteme wird bereits bei dem Großteil der Stadtwerke nicht in Eigenregie, sondern mit unterschiedlichen Kooperationspartnern vorbereitet.

Integration der Erneuerbaren, neue Verbrauchergruppen und Digitalisierung: Im Zuge der Energiewende kommen auf die Verteilnetzbetreiber immer neue Aufgaben zu. Gleichzeitig sollen die Verteilnetzbetreiber immer kosteneffizienter werden. Die Entwicklung des Teils der Netzentgelte, der den Verteilnetzbetreibern zuzuschreiben ist, zeigt, wie gut sie ihren Job machen. Allerdings darf das nicht darüber hinwegtäuschen, dass der Verteilnetzbetrieb kein Selbstläufer ist. Wir brauchen daher auch in Zukunft einen angemessenen Finanzierungsrahmen für die Verteilnetze. Denn klar ist: ohne funktionierende Verteilnetze gibt es keine Systemsicherheit und ohne Systemsicherheit keine Versorgungssicherheit. Klar ist auch: Die größten Herausforderungen beim Umbau der Verteilnetze liegen erst noch vor uns.

Elektromobilität: Jede zweite Ladesäule ist Kommunal

In den Jahren bis 2019 zeigten die Neuzulassungen batterieelektrischer Fahrzeuge beständig ein exponentielles Wachstum, jedoch noch auf relativ überschaubarem Niveau. Das Jahr 2020 markiert den Durchbruch. Befördert durch die inzwischen attraktivere Modellpalette elektrischer Fahrzeuge und die auf 9000 Euro aufgestockte Kaufprämie (Umweltbonus) wuchs die Zahl der Neuzulassungen gegenüber dem Vorjahr um das Dreifache.

Stadtwerke gehören seit Jahren zu den Vorreitern beim Aufbau der Ladeinfrastruktur. Etwas mehr als die Hälfte der Ladepunkte in Deutschland wird durch kommunale Akteure betrieben.

Für das Jahr 2030 hat sich die Bundesregierung zum Ziel gesetzt, sieben bis zehn Millionen Elektrofahrzeuge auf Deutschlands Straßen zu bringen. Eine Studie des Bundesverkehrsministeriums, die auf den Planungen der großen deutschen und internationalen Kraftfahrzeughersteller beruht, kommt zu dem Ergebnis, dass bis dahin bereits knapp 15 Millionen Fahrzeuge unterwegs sein könnten. Im Ergebnis wären also 50 Prozent mehr Fahrzeuge unterwegs, als in den Planungen der vergangenen Jahre zugrunde gelegt worden sind.

Im Moment steht der Anzahl der zugelassenen Fahrzeuge noch ein erhebliches Überangebot an verfügbaren Ladepunkten gegenüber. Dieses Verhältnis kann sich jedoch schnell ändern, wenn nicht jetzt die Weichen für eine deutliche Beschleunigung des Ladeinfrastrukturaufbaus gestellt werden. Hier gibt es noch vielfältige Aufgaben abzuarbeiten, damit erstens die Hürden für die potenziellen Investoren gesenkt und zweitens die Nachfrage nach Ladelösungen und damit auch den batterieelektrischen Fahrzeugen steigt.

Ein weiterer Aspekt: Die Umsetzung von Gesetzgebungsverfahren dauert gemessen an der Dynamik im Bereich Elektromobilität zu lang. Ein Beispiel ist die längst überfällige nationale Umsetzung des Artikels 8 der europäischen Gebäude-Energieeffizienz-Richtlinie (EPBD). Das dazugehörige Gesetzgebungsverfahren zum Gebäude-Elektromobilitätsinfrastrukturgesetz (GEIG) wurde erst spät, zum Ende der Umsetzungsfrist, in Angriff genommen und erst Mitte Februar 2020 abgeschlossen.

Das andere Beispiel betrifft die politische Kommunikation. Zwei Kommunikationsschwerpunkte ziehen sich als roter Faden durch die vergangenen Jahre und wirken beide kontraproduktiv auf die Bemühungen der beteiligten Branchen, ein positives und zukunftsgerichtetes Bild der Mobilität von morgen zu etablieren. Das eine ist der ständig wiederkehrende Verweis auf die vermeintlich unzureichende Ladeinfrastruktur, ohne den erläuternden Hinweis, dass dieser Prozess derzeit auf vielen Ebenen konstruktiv gestaltet wird. Tatsächlich gibt es in diesem komplexen Bereich noch einige Hausaufgaben für die Branche. Der Vorwurf der Untätigkeit ist jedoch unangebracht. Im Gegenteil: Seit Jahren bauen Stadtwerke und andere Unternehmen Ladeinfrastruktur auf – ohne dass absehbar wäre, wann diese vorhandene Ladeinfrastruktur durch ausreichend Fahrzeuge ausgelastet und damit wirtschaftlich sein kann.

Der andere problematische Kommunikationsschwerpunkt betrifft die immer wieder vorgetragene Forderung, der Strom am öffentlichen Ladepunkt dürfe nicht teurer sein als Haushaltsstrom. Das ist ein Heilsversprechen, das nicht einlösbar ist und weckt deshalb Erwartungen bei den potenziellen Nutzern der Ladeinfrastruktur, die zu Enttäuschung führen muss. Aufbau und Betrieb öffentlich zugänglicher Ladepunkte, insbesondere der zukünftig benötigten Schnellladestandorte kosten sehr viel Geld. Die größten Posten bei der Investition sind die Baukosten, die Kosten für die technischen Anlagen und vor allem der Netzanschluss. Auch die laufenden Kosten sind recht hoch. Schon bei einer der üblichen Ladesäulen auf öffentlichem Straßenland betragen sie

nach einer Befragung der VKU-Mitgliedsunternehmen ca. 600 Euro pro Jahr und Ladepunkt für die technische und wirtschaftliche Betriebsführung. Die Kosten für den Strom sind darin noch nicht eingerechnet. Hinzu werden in der Regel noch die Kosten für den Kapitaleinsatz kommen, da insbesondere Schnellladestandorte mit mehreren Millionen Euro nicht zu den Investitionen gehören, die aus der "Portokasse" finanziert werden. Diese Kosten müssen perspektivisch – eine entsprechende Auslastung der Standorte vorausgesetzt – aus dem Betrieb refinanziert werden.

An vielen Stellen sind wir, was die Entwicklung der Ladeinfrastruktur und die Abschätzung des zukünftigen Bedarfs angeht, in den letzten Jahren gut vorangekommen. Der VKU begleitet die Entwicklung des Rechtsrahmens und der Fördermaßnahmen mit praxisrelevanten Hinweisen. Wir sehen die Entschlossenheit der Bundesregierung, der Regierungen der Bundesländer und nicht zuletzt auf europäischer Ebene. Parallel zum Wachstum der Neuzulassungen an Elektrofahrzeugen beschleunigen sich auch der technische Fortschritt und der Erkenntnisgewinn im Bereich Ladeinfrastruktur exponentiell. Die Herausforderung, als Gesetzgeber schneller zu agieren und als Akteur im Kommunikationsbereich ein positives Gefühl in der Öffentlichkeit zu vermitteln, wächst parallel mit. Die Stadtwerke werden ihr Engagement für die Elektromobilität weiter fortsetzen. Wenn die Rahmenbedingungen weiter ziel- und praxisorientiert gestaltet und damit Hindernisse beseitigt werden, wird die Elektromobilität ein gesellschaftliches Erfolgsmodell und leistet zumindest im Bereich der Antriebe von Fahrzeugen einen substanziellen Beitrag zum Klimaschutz.

Reform der Abgaben und Umlagen

Eine wesentliche Aufgabe, die spätestens in der kommenden Legislaturperiode angegangen werden muss, ist die dringlich notwendige Reform der Abgaben und Umlagen im Energiebereich. Im Kern geht es um nicht weniger als um die Neuordnung der Finanzierung der Energiewende. Denn während der Stromsektor insbesondere durch den stetigen Ausbau der erneuerbaren Energien zunehmend emissionsärmer wird, basieren die Technologien des Wärme- und Verkehrssektors noch immer wesentlich auf fossilen und damit weitestgehend emissionsintensiveren Energieträgern. Ohne einen deutlich verstärkten Einsatz von erneuerbarem Strom in den Sektoren Wärme und Verkehr können die Klimaschutzziele nicht erreicht werden. Das bedeutet nicht zwangsläufig eine vollständige Umstellung auf strombasierte Anwendungen in sämtlichen Sektoren („All Electric“), vielmehr wird ein Mix aus unterschiedlichen klimafreundlichen Technologien erforderlich sein. Der sogenannten Sektorenkopplung wird dabei jedoch eine maßgebliche Rolle zukommen müssen.

Wichtig ist es, die richtigen Anreize über entsprechende Preissignale zu setzen. Ein Element ist dabei die CO₂-Bepreisung. Um die CO₂-Reduktionsziele einerseits möglichst effizient zu erreichen, muss das nationale Emissionshandelssystem in Ergänzung des europäischen Emissionshandelssystems

zeitnah eine deutliche Lenkungswirkung entfalten. Denn je niedriger das CO₂-Preissignal zu Beginn gesetzt wird, desto steiler wird der Preispfad bis 2030 werden. Auch die Wettbewerbsfähigkeit emissionsarmer Technologien im Wärme- und Verkehrssektor hängt maßgeblich von der zu entfaltenden Lenkungswirkung des Emissionshandels ab.

Auf der anderen Seite muss, um die erforderliche Sektorenkopplung anzureizen, die CO₂-Bepreisung unbedingt in eine verursachungsgerechte Neuausrichtung aller klimapolitisch motivierten Energiepreisbestandteile eingebettet sein, wie vom VKU in seiner Studie zur CO₂-Bepreisung vorgeschlagen. Nur durch eine verursachungsgerechte Neuausrichtung aller klimapolitisch motivierten Energiepreisbestandteile können strombasierte Technologien (bspw. Elektromobilität, Power-to-X, Wärmepumpen) und Energiespeicher gegenüber vorrangig auf fossilen Energie-trägern basierenden Technologien wettbewerbsfähiger werden. Dadurch würden zugleich Sektorenkopplungstechnologien in den Markt gezogen sowie Flexibilitätsoptionen im Energiesystem angereizt („Dreiklang der Energiewende“).

Die Ankündigung der Bundesregierung, die Einnahmen der CO₂-Bepreisung auch zur Absenkung der EEG-Umlage einzusetzen, geht daher in die richtige Richtung. Allerdings kann dies nur der Anfang einer umfangreichen Reform der Entgelte- und Umlagesystematik sein.

Zusammenfassung

Die Herausforderungen der Energiewende sind komplex. Wer glaubt, wir hätten den größten Teil der Wegstrecke bereits zurückgelegt, der irrt. Wenn die Energiewende ein Marathon ist, haben wir gerade einmal die ersten zehn bis 15 Kilometer hinter uns gebracht. Wir brauchen also noch einen langen Atem. Wenn wir nicht wollen, dass uns vorzeitig die Puste ausgeht, müssen wir uns früher als bisher absehbaren Entwicklungen stellen. Die Energiewende ist keine Planwirtschaft. Sie braucht aber langfristige Konzepte und vor allem Verlässlichkeit bei den Rahmenbedingungen. Gerade für Stadtwerke sind die Anforderungen an Investitionen hoch. Spekulieren und darauf zu hoffen, dass ein Investment gut geht, gehört nicht zu unserer DNA. Es wird gleichwohl maßgeblich darauf ankommen, dass Stadtwerke erhebliche Mittel in die Energiewende investieren. Denn klar ist: Die Energiewende findet vor Ort statt.



© MWIDE NRW, Lichterscheid

***Prof. Dr. Andreas Pinkwart
Minister für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des
Landes Nordrhein-Westfalen***

Prof. Dr. Andreas Pinkwart (FDP) wurde 1960 in Seelscheid geboren. Seit dem 30. Juni 2017 ist er Minister für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie des Landes Nordrhein-Westfalen. Nach einer Ausbildung zum Bankkaufmann studierte er bis 1987 Volks- und Betriebswirtschaftslehre in Münster und Bonn, wo er 1991 promovierte. Im Anschluss leitete er das Büro des Vorsitzenden der FDP-Bundestagsfraktion, Dr. Hermann Otto Solms, bevor er seine wissenschaftliche Laufbahn mit Professuren in Düsseldorf und Siegen fortsetzte. 2002 wurde er Mitglied des Deutschen Bundestags und Landesvorsitzender der FDP in Nordrhein-Westfalen. Von 2005 bis 2010 war er als Minister für Innovation, Wissenschaft, Forschung und Technologie sowie Stellvertretender Ministerpräsident in Nordrhein-Westfalen tätig. 2011 erfolgte der Wechsel zurück in die Wissenschaft. Bis Juni 2017 war Prof. Pinkwart Rektor der HHL Leipzig Graduate School of Management und Lehrstuhlinhaber für Innovationsmanagement und Entrepreneurship.

Resilienz und Sicherheit als zentrale Faktoren des Energiesystems der Zukunft und der digitalen Transformation

Prof. Dr. Andreas Pinkwart

In jedem der fünf Megatrends unserer Zeit – Globalisierung, Digitalisierung, Neo-Ökologie, Komplexität und dem neuen Thema der Pandemien und Naturkatastrophen – spielt Resilienz eine entscheidende Rolle. In einer global vernetzten, zunehmend digital durchdrungenen Welt, die sich den Herausforderungen des Klimawandels, der Wohlstandsverbreiterung und -sicherung sowie der Gesundheitsvorsorge stellt, ist die Fähigkeit von Einrichtungen und Systemen, Störungen zu widerstehen oder sich ihnen anzupassen, von zentraler Bedeutung. Für das Energiesystem der Zukunft als „kritische Basisinfrastruktur“ gilt dies in besonderem Maße. Die digitale Transformation macht es darüber hinaus aber für alle wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Bereiche notwendig, Sicherheitsfragen als prioritäre und kontinuierliche Aufgabe zu begreifen und zu bearbeiten. Jeder Schritt im Rahmen der digitalen Transformation muss von einem Schritt bei der IT- und Cybersicherheit begleitet werden.

Das Energiesystem in Deutschland befindet sich im Wandel: Mit dem beschlossenen Ausstieg aus der Nutzung der Kernenergie und der Kohleverstromung werden weiter zunehmend Erneuerbare Energien das zukünftige, sektorübergreifende Energiesystem speisen, das somit immer dezentraler organisiert werden und auf intelligenten Netzen, einer stark wachsenden Zahl flexibler Erzeuger und Verbraucher sowie effizienten Speichern basieren wird. Um dieses komplexe Gesamtsystem optimal zu steuern, ist eine leistungsfähige und dezentrale digitale Infrastruktur erforderlich. Intelligente Stromnetze – sogenannte „Smart Grids“ – werden die Steuerung und Optimierung dezentraler Anlagen in Echtzeit ermöglichen. Sie kombinieren dabei verschiedene Technologien und verbinden Sektoren, indem sie dezentrale Erzeugungsanlagen, Blockheizkraftwerke, Fernwärmestrukturen, Speicher und Verbraucher in flexibler Weise miteinander vernetzen.

All dies funktioniert nur mit einer umfassenden Digitalisierung auf Seiten der Erzeugung, der Energienetze, des Vertriebs und bei den Endverbrauchern. Die Digitalisierung wird dabei in der Energiewirtschaft auch viele Möglichkeiten für neue Geschäftsmodelle eröffnen, die etwa flexible und variable Tarifangebote ebenso ermöglichen werden wie datenbasierte Mehrwertleistungen auf Basis intelligenter Messsysteme. Vermehrt werden auch Internet-of-Things-Plattformen entstehen, über die sich Schnittstellen zur Industrie 4.0, dem Smart Home, dem Verkehrssektor oder virtuellen Kraftwerken schaffen lassen.

Die Digitalisierung ist also ein unverzichtbarer Faktor bei der Transformation unseres Energiesystems und sie birgt enorme Chancen für den Wirtschafts- und Energiestandort Nordrhein-Westfalen. Als Landesregierung treiben wir

die Energiewende gemeinsam mit der Industrie, dem Handwerk, dem Handel, der Energiewirtschaft, den Kommunen und den Privathaushalten systematisch voran. Mit der 2019 vorgelegten Energieversorgungsstrategie NRW als Richtschnur zur Gestaltung einer nachhaltigen Energieversorgung haben wir die energiepolitischen Schwerpunkte gesetzt und beschreiben wesentliche strategische Handlungsfelder, aus denen sich konkrete Maßnahmen und Forderungen ergeben.

Die tiefgreifenden Veränderungen unseres Energiesystems müssen mit neuen Sicherheitsanforderungen zusammengedacht und -vollzogen werden: Das System wird verwundbarer, und bedingt durch die wachsende Komplexität und Dynamik im Gesamtsystem sind die Auswirkungen einzelner Störfaktoren und ihre Wechselwirkungen immer weniger vorauszusehen. Insofern sind zukünftig im Energiesystem erheblich mehr Ansatzpunkte für Störungen zu erwarten, die überdies wegen der zunehmenden sektorübergreifenden Vernetzung auch größeres Potential haben dürften, das Gesamtsystem und die damit verknüpften Infrastrukturen zu beeinträchtigen. Daraus können wirkmächtige Ereignisse entstehen, die entweder im Vorhinein unterschätzt wurden (sogenannte „graue Schwäne“) oder sich schlecht quantifizieren und prognostizieren lassen und überraschend eintreffen (sogenannte „schwarze Schwäne“). Das Eintreten solcher Ereignisse kennt man bereits aus anderen Branchen – die Finanzkrise von 2008 wäre hier als besonders eindrückliches Beispiel zu nennen.

Aus heutiger Sicht verfügt Deutschland über eines der zuverlässigsten Stromnetze der Welt. Die aktuelle Corona-Krise hat die Widerstands- und Leistungsfähigkeit der Energiewirtschaft in Deutschland erneut eindrücklich unter Beweis gestellt. Validierte Prozesse des Krisen- und Notfallmanagements in der Energiewirtschaft greifen gemäß den regelmäßigen Lagerrückmeldungen aus den Unternehmen und Verbänden, sodass die sichere Versorgung mit Strom, Gas, Wärme und Wasser auch in der pandemischen Lage zu keinem Zeitpunkt gefährdet war und ist.

Gleichwohl wird mit den oben skizzierten komplexen Veränderungen im Energiesystem deutlich, dass wir die zukünftige Sicherheit unserer Energieversorgung insgesamt neu und in einem umfassenden Kontext in den Fokus nehmen müssen. Beispielhaft können dazu einige erkennbare und relevante Stressoren für das Energiesystem benannt werden:

- Wachsende Herausforderungen für die Versorgungssicherheit: Etwa 60 Prozent der heutigen gesicherten Leistung gehen durch den vereinbarten Ausstieg aus der Kern- und Kohlekraftnutzung sukzessive verloren. Die zu erwartende signifikante Deckungslücke bei der versorgungssicheren Kraftwerksleistung müsste durch den Zubau gasbasierter Erzeugungsanlagen, für den momentan noch die Anreize fehlen, und steigende Stromimporte, deren Verlässlichkeit stets zu kalkulieren ist, ausgeglichen werden. Das bestehende Versorgungssicherheits-Monitoring des Bundes muss

angesichts der herausfordernden Bedingungen des Transformationspfades der Energiewirtschaft in Deutschland – aber auch im europäischen Stromverbund insgesamt – zu einem Stresstest für Versorgungssicherheit weiterentwickelt werden, der auch Extremszenarien berücksichtigt. Diese Forderung haben wir aus Nordrhein-Westfalen als bisherigem Garanten für Versorgungssicherheit in ganz Deutschland wiederholt gegenüber der Bundesregierung erhoben.

- Wachsende Anfälligkeit für Cyber-Bedrohungen: Zunehmende Digitalisierung und eine wachsende Zahl von Verbindungen der Systeme untereinander, gepaart mit hoher Systemdynamik, Flexibilität und wechselnden Rollen der verschiedenen Marktakteure (z.B. Consumer/Prosumer) sowie wachsenden Gefahren zum Beispiel durch IT-Sabotage erhöhen die Vulnerabilität des Energiesystems. Im Juni 2018 hatte das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) etwa vor einer großangelegten Cyber-Angriffswelle gegen deutsche Energieversorger gewarnt. Durch Hackerangriffe wie im Dezember 2015 in der Ukraine, wo Schadsoftware in die Computersysteme dreier ukrainischer Stromversorger eingeschleust und so mehrere Umspannwerke vom Netz getrennt wurden, wurden mit zahlreichen Angriffen weltweit bereits größere Schäden verursacht. Der zunehmende Einsatz vernetzter Geräte bei den Endverbrauchern kann auch Haushalte zum Einfallstor von gezielten Angriffen auf das Gesamtsystem werden lassen. Dieses wiederum ist durch die Kopplung von Wärme-, Gas-, Strom- oder Kommunikationsnetzen stärker verknüpft als früher, sodass sich Störungen auch auf andere Systeme ausbreiten können.
- Wetterextreme infolge des Klimawandels: Häufigere Dürrephasen und Hitzewellen, aber auch Extremwetterereignisse wie Starkregen können das Energiesystem erheblich beeinträchtigen. So hat das Rheinniedrigwasser 2018 teilweise in größerem Maße Auswirkungen auf die Mineralölwirtschaft und die zugehörige Verteillogistik bis zu den Endverbrauchern – insbesondere rheinaufwärts – gezeigt.
- Gezielte Sabotage- oder Terrorangriffe auf die Energieinfrastruktur: Auch kriminelle und terroristische Einwirkungen Dritter werden weiter zunehmend bei Überlegungen der Infrastrukturmehrfachung berücksichtigt, da solche gezielten Angriffe auf die Infrastruktur schwerwiegende Schäden auslösen könnten.

Wie wichtig die Erhaltung der Sicherheit unserer Energieversorgung ist, wird deutlich, wenn die enormen Auswirkungen etwaiger Störungen auf andere Sektoren und Versorgungssysteme betrachtet werden. Die Auswirkungen einer großflächigen und für einen längeren Zeitraum andauernden Unterbrechung der Stromversorgung (sogenanntes „Blackout-Szenario“) wurden bereits 2010 in einem Bericht des Büros für Technikfolgenabschätzung des Deutschen Bundestages zur Gefährdung und Verletzbarkeit moderner Gesell-

schaften untersucht.

Aufgrund der großen Abhängigkeit unserer modernen Gesellschaft von der Stromversorgung und der Versorgung mit den Energiemedien Gas, Wärme und Mineralöl insgesamt könnte es in einem solchen Szenario zu massiven Versorgungsstörungen kommen. Betroffen wären dann nicht nur die Energieinfrastrukturen (Elektrizität, Mineralöl, Gas, Wärme) selbst, sondern auch weitere Kritische Infrastrukturen (KRITIS), also solche mit wichtiger Bedeutung für das staatliche Gemeinwesen wie die Trinkwasserversorgung und Abwasserentsorgung, weite Teile der Verkehrsnetze, die Gesundheitsversorgung, Ernährungswirtschaft und Lebensmittelhandel, Staat und Verwaltung, Notfall- und Rettungswesen, Informations- und Kommunikationstechnik sowie das Finanz- und Versicherungswesen.

Der Bericht des Büros für Technikfolgenabschätzung hält hierzu in deutlichen Worten fest: „Die Wahrscheinlichkeit eines langandauernden und das Gebiet mehrerer Bundesländer betreffenden Stromausfalls mag gering sein. Träte dieser Fall aber ein, kämen die dadurch ausgelösten Folgen einer nationalen Katastrophe gleich.“ Angesichts solcher Ergebnisse ist es nur folgerichtig, dass der „Blackout“ als Planungsszenario, verbunden mit der Erforderlichkeit von infrastrukturellen und weiteren Vorsorgemaßnahmen sowohl auf EU-Ebene, als auch bei Bund und Ländern in den vergangenen Jahren deutlich an Bedeutung gewonnen hat.

Um auch weiterhin Stabilität und Qualität in der Energieversorgung zu gewährleisten, sind erhebliche Anstrengungen nötig. Dabei spielt die Resilienz eine große Rolle, also die Fähigkeit von Systemen, etwaigen Ereignissen bzw. Störungen nur mit geringen Beeinträchtigungen zu widerstehen bzw. sich daran anzupassen und dabei die Funktionsfähigkeit zu erhalten oder möglichst schnell wieder zu erlangen.

In der bisherigen Energiewelt wurde die Ausfallsicherheit primär durch eine robuste Auslegung des Versorgungssystems erreicht, beruhend auf einer geeigneten Mischung aus technischen Redundanzen (z.B. Dopplungen von technischen Komponenten) und Diversifizierungen (z.B. unterschiedliche Technologien, die die gleiche Funktion erfüllen, oder auch der Rohöl- und Erdgasbezug aus verschiedenen Quellen). Das Energiesystem in Deutschland konnte so in der Vergangenheit seine Robustheit immer wieder eindrucksvoll beweisen. Das sogenannte „(n-1)-Kriterium“ ist hierbei ein wichtiges technisches Instrument, welches in Stromversorgungsnetzen den Ausfall jeder einzelnen wesentlichen technischen Komponente erlauben würde, ohne dass die Stromversorgung im betroffenen Gebiet gefährdet würde.

Im zukünftigen Energiesystem müssen zu diesen Auslegungsgrundsätzen weitere Elemente hinzutreten, die grundsätzlich geeignet sind, die Resilienz des Systems zu steigern:

- Weiter ausdifferenzierte technologische Diversifizierung auf der Erzeugungsseite (Back-up-Kraftwerke bei Dunkelflauten sowie zur Schwarzstartfähigkeit, Ausbau dezentraler Kraft-Wärme-Kopplung, flexible Konzepte auf Quartiersebene) oder auch bei der Energiespeicherung (Power-to-Gas und Speicherung in bestehenden Gaskavernenspeichern, Batterien).
- Verstärkter Fokus auch auf granulare/zelluläre Versorgungsstrukturen, die als Summe einzeln funktionsfähiger Teilsysteme die Verwundbarkeit des Gesamtsystems reduzieren könnten. Die technische und energiewirtschaftliche Integrationsfähigkeit solcher Strukturen in das heutige europäische Verbundsystem wird derzeit in verschiedenen Projekten untersucht.
- Zuverlässige und kontinuierliche Analyse und Identifikation von Schwachstellen im System (Vulnerabilitätsanalyse).

Für die beschriebenen Herausforderungen sind digitale Technologien Verstärker, aber vor allem auch Lösung: Die Digitalisierung ist sowohl ein bedeutender Stressor für die Resilienz des Energiesystems selbst, als auch gleichzeitig ein wichtiger Ansatzpunkt für die Steigerung derselben. Die umfassende Anwendung von Informations- und Kommunikationstechnologien macht eine automatisierte Analyse von Netzen und dort angeschlossenen Assets in Echtzeit ebenso erst möglich wie deren intelligente Steuerung. Im Falle einer Störung ermöglicht dies in Echtzeit ein Lagebild, auf dessen Grundlage die richtigen Maßnahmen zur Stabilisierung beziehungsweise eine Wiederherstellung des Systems eingeleitet werden können. Die Daten liefern darüber hinaus auch Hinweise auf strukturelle Schwächen des Systems und könnten mit Hilfe von Künstlicher Intelligenz sogar Störungen im Vorfeld erkennen.

Aus dieser doppelseitigen Bedeutung der Digitalisierung für die Energiewirtschaft, also sowohl Systemstress als auch Resilienz gleichermaßen befördern zu können, erwächst eine zentrale Schlussfolgerung, der konkrete Maßnahmen folgen müssen und die über den Energiebereich hinaus Gültigkeit hat: Dem Ausbaustand der Digitalisierung muss der Ausbaustand der Cybersecurity entsprechen.

Cybersicherheit ist als Thema der gesamten Wirtschaft verstärkt in den Fokus zu nehmen. Mit der dynamischen Weiterentwicklung technischer Komponenten, Produkte und Dienstleistungen im Rahmen einer immer umfassenderen Digitalisierung sowie der verstärkten Nutzung digital vernetzter Systeme in allen Bereichen von Staat, Wirtschaft und Gesellschaft steigt die Relevanz von Cybersicherheit für die Funktionsfähigkeit aller Lebensbereiche.

Der Schutz digitaler Daten muss dabei einen hohen Stellenwert einnehmen. Die wirtschaftlichen Schäden, die etwa durch Produktionsausfälle, den Verlust von Geschäftsgeheimnissen oder die Kosten für eine Wiederherstellung von Daten entstehen können, sind hoch. Gleiches gilt für die negativen Folgen,

die für den Einzelnen oder staatliche Institutionen mit der Veröffentlichung sensibler Informationen verbunden sein können.

Berichte über folgenschwere Angriffe auf die IT-Architektur gibt es weltweit. Auch in Nordrhein-Westfalen sind wir mit Angriffen konfrontiert, etwa professionell durchgeführten Cyber-Angriffen gegen große Industrieunternehmen oder Einrichtungen des Gesundheitssektors. Diese Vorfälle haben auf eindrückliche Weise die Bedeutung des Themas Cybersicherheit für alle Branchen und Einrichtungen sichtbar gemacht. Dabei machen die unterschiedlichen Angriffsarten den Schutz digitaler Daten und Zugänge zu einem überaus komplexen und kostenintensiven Arbeitsfeld.

Die Aufgabe adressiert die digitale Transformation an alle Unternehmen – insbesondere die kleinen und mittleren Unternehmen sind jedoch in besonderem Maße herausgefordert. Das „Lagebild Wirtschaftsschutz NRW 2019“ hat beispielhaft gezeigt, dass gerade kleinere Unternehmen dem Thema Cybersicherheit noch eine zu geringe Bedeutung beimessen und hinsichtlich ihres eigenen Schutzstatus einen starken Nachholbedarf haben.

Angesichts des mit Cybervorfällen verbundenen Geschäftsrisikos für Unternehmen rücken die IT- Unternehmenssicherheit und der Schutz des existentiellen Know-hows immer stärker in den Fokus der unternehmerischen Eigenverantwortung – und dies über alle Branchen und Unternehmensgrößen hinweg. Insbesondere die kleinen und mittelständischen Unternehmen müssen verstärkt für Themen wie den Schutz der eigenen IT-Infrastruktur, den sicheren Umgang mit den eigenen und fremden Systemen und die Aus- und Fortbildung der Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter im Bereich IT- und Cybersicherheit sensibilisiert werden.

Die Rahmenbedingungen, um diesen Herausforderungen zu begegnen, sind in Nordrhein-Westfalen außerordentlich gut: Im Bereich der Cybersicherheit verfügen wir über exzellente Forschungs- und Transferstrukturen. Mehr als 700 Forscherinnen und Forscher im Bereich der IT-Sicherheit, verteilt auf 30 Hochschulen sowie außeruniversitäre Forschungseinrichtungen, sowie über 400 IT-Sicherheitsunternehmen sind in unserem Land tätig. Bestehende Einrichtungen wie das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik in Bonn, das Cybercrime-Kompetenzzentrum beim LKA NRW (CCCC) in Düsseldorf oder das Max-Planck-Institut für Cybersicherheit in Bochum sind Beispiele für das hier vorhandene Knowhow und die Forschungsstärke, die dazu beitragen, dass die IT-technische Expertise und Sicherheit von Unternehmen immer weiter ausgebaut werden können.

Als Landesregierung unterstützen wir die Wirtschaft in Nordrhein-Westfalen dabei, sich gegen den Verlust wertvoller, zumeist existenzieller Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse sowie die Verbesserung des Schutzes von IT-Infrastrukturen in der gewerblichen Wirtschaft bestmöglich aufzustellen. Insbesondere für die über 700.000 kleinen und mittelständischen Unternehmen in unse-

rem Land müssen Möglichkeiten geschaffen werden, sich unkompliziert und ihren eigenen Ressourcen angemessen über Gefahren und Lösungen für ihre Bedürfnisse zu informieren und diese Lösungen anschließend umzusetzen.

Die im Aufbau befindliche Koordinierungsstelle Cybersicherheit wird zentral für die Verbesserung des IT- und cybersicherheitstechnischen Austausches innerhalb der Landesregierung zuständig sein sowie als zentrale Servicestelle der Landesregierung nach außen wirken. Wir verbinden damit das Ziel, uns themenübergreifend noch besser zum Thema Cybersicherheit aufzustellen und im Bedarfsfall die Reaktionsfähigkeit zu verbessern.

Mit dem ebenfalls im Aufbau befindlichen Kompetenzzentrum „Cybersicherheit in der Wirtschaft NRW“ stellen wir eine Anlaufstelle für Prävention, Detektion und Reaktion rund um das Thema digitale Sicherheit zur Verfügung. Als Wirtschafts- und Digitalministerium unterstützt mein Haus mit dem Kompetenzzentrum eine Informations- und Vernetzungsplattform, um den Herausforderungen einer sicheren digitalen Transformation zu begegnen.

Viele Unternehmen waren in den vergangenen Jahren bereits sehr aktiv, was den Ausbau ihrer IT-technischen Infrastrukturen und Kompetenzen angeht. Dabei wurde viel in die Hardware, aber erfreulicherweise auch in die Fähigkeiten der Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter investiert. Die Kritischen Infrastrukturen wie die Energiewirtschaft sind hier stark engagiert. So wurde beispielsweise in 2019 in Essen ein Trainingszentrum für Cybersicherheit – der CyberRange-e – eröffnet, wo unter anderem Netzbetreiber ihr Personal gezielt hinsichtlich möglicher IT-Angriffe schulen lassen können.

Diesen Weg müssen die sich immer weiter vernetzenden Unternehmen konsequent weitergehen. IT-Sicherheit muss in allen Unternehmen per se „Chefsache“ sein, denn Investitionen in sichere digitale Geschäftsprozesse sind ein an Bedeutung zunehmender Faktor für den Unternehmenserfolg. Sie minimieren das Risiko von geschäftsgefährdenden Angriffen und fördern hinsichtlich der Datensicherheit das Vertrauen von Kunden und Geschäftspartnern als Basis einer erfolgreichen Geschäftsbeziehung.

Die digitale Transformation und die damit einhergehende Vernetzung aller Lebensbereiche bietet eine Vielzahl von Chancen im Forschungs- und Wirtschaftsbereich, was für den leistungsstarken und innovativen Wirtschaftsstandort Deutschland und für seine weitere Entwicklung von zentraler Bedeutung ist. Doch nur, wenn wir die mit diesen Chancen einhergehenden Risiken und Herausforderungen – wie am Beispiel des Energiesystems der Zukunft beschrieben – konsequent angehen, wird es uns gelingen, diese Potentiale zu heben. Digitale Sicherheit muss im Bereich der Kritischen Infrastrukturen, aber auch in allen anderen Wirtschaftsbereichen als ein genuiner Teil von Digitalisierungsprozessen Beachtung finden. Jeder Schritt, der bei der digitalen Transformation gegangen wird, muss mit einem Schritt bei der IT- und Cybersicherheit flankiert werden – im besten Fall nicht reaktiv, sondern pro-

aktiv. Mit einer solchen Haltung werden wir, den Titel dieser Ausgabe aufgreifend, im doppelten Sinne „Energie für die 20er Jahre“ gewinnen: Nachhaltige und sichere Energie im Versorgungssystem der Zukunft und Energie als Schub und Tatkraft für die vor uns liegenden Aufgaben und enormen Chancen der digitalen Transformation.



© LEAG

Dr. Helmar Rendez
Vorsitzender des Vorstandes, LEAG Bergbau AG & LEAG Kraftwerke AG

Dr. Helmar Rendez (1962) ist Vorsitzender des Vorstandes der LEAG Bergbau AG sowie der LEAG Kraftwerke AG. Seit 1988 besetzte er verschiedene Leitungspositionen in der Energiebranche: Vorsitzender der Geschäftsführung der Stromnetz Berlin GmbH, der Stromnetz Hamburg GmbH und der Vattenfall Europe Netzservice GmbH sowie Head of Business Unit 'Distribution' der Vattenfall Gruppe (2010-2015), Mitglied des Executive Group Management der Vattenfall AB (2007-2010), Mitglied des Vorstandes der WEMAG AG (2004-2007), Leiter Integration Management Office/Leiter Corporate Development der Vattenfall Europe AG (2001-2004) und Leiter Unternehmensentwicklung der VEAG Vereinigte Energiewerke AG (1998-2001). Von 1993-1998 war er Leiter Service Management und des Berliner Büros der Kienbaum Unternehmensberatung GmbH. Er begann seine Karriere 1988 am Zentrum für Logistik und Unternehmensplanung GmbH nach dem Wirtschaftsingenieurstudium und der Promotion an der TU Berlin. Seit 2018 ist Dr. Helmar Rendez Vorsitzender des Vorstandes des Deutschen Braunkohlen-Industrie-Vereins e. V.

Generationenaufgabe Nachhaltigkeit – LEAGs Beitrag für die Lausitz

Dr. Helmar Rendez

Es war der Sächsische Oberberghauptmann Hans Carl von Carlowitz, der angesichts einer drohenden Rohstoffkrise 1713 in seinem Werk „Sylvicultura oeconomica“ erstmals das Grundprinzip der Nachhaltigkeit formulierte: Künftig solle immer nur so viel Holz geschlagen werden, wie durch planmäßige Aufforstung wieder nachwachsen konnte.

Holz war vor dem Beginn der Industrialisierung und des Kohlezeitalters der wichtigste Rohstoff: Bauen, Kochen, Heizen, Handel und Mobilität (Schiffbau) – ohne Holz ging nichts. Weite Flächen Deutschland und Europas waren übernutzt und entwaldet. Der Silberbergbau im Erzgebirge, das wirtschaftliche Rückgrat des Königreichs Sachsen, stand aus Mangel an Holz vor dem Kollaps. Hätte es damals bereits einen „Club of Rome“ gegeben, wäre wahrscheinlich das apokalyptische Ende der Holzgesellschaft ausgerufen worden. Es kam jedoch anders: Nicht das Holz ging aus und die Zivilisation kollabierte, sondern die Menschen gingen intelligenter mit diesem für sie existenziellen Rohstoff um.

Die vom Freiburger Bergbau ausgehenden Idee der nachhaltigen Bewirtschaftung von Wäldern und das Vorsorgeprinzip für nachfolgenden Generationen fand 275 Jahre später ein global wirksames Echo im Bericht der World Commission on Environment and Development (WCED) der Vereinten Nationen mit dem Titel „Our Common Future“, bekannt auch unter dem Namen „Brundtland-Report“, nach der Vorsitzenden der WCED, der Norwegischen Ministerpräsidentin Gro Harlem Brundtland. Die Definition von Nachhaltigkeit in diesem Bericht gilt bis heute als grundlegend:

„Sustainable development is development that meets the needs of the present without compromising the ability of future generations to meet their own needs.“

(World Commission on Environment and Development 1987, S.41)

Die Konferenz der Vereinten Nationen über Umwelt und Entwicklung (United Nations Conference on Environment and Development, UNCED) etablierte den Begriff der Nachhaltigkeit 1992 in der Rio-Deklaration und Agenda 21 fest in der internationalen Diplomatie und Weltpolitik. Seitdem ist nachhaltiges Wirtschaften eine der Leitplanken globaler Politik.

Auch für die deutsche Braunkohleindustrie und für LEAG gilt: „Nachhaltigkeit ist unser Geschäft“. Gerade aufgrund der schweren und andauernden Folgen der Raubbauwirtschaft der DDR sehen sich die Lausitz Energie Bergbau AG sowie die Lausitz Energie Kraftwerke AG gemeinsam mit ihren Töchtern

und Unternehmensbeteiligungen in einer besonderen Verantwortung. Seit 1990 betreiben LEAG und ihre Rechtsvorgänger nachhaltig Bergbau und Verstromung, Wärmeversorgung und Veredlung. Die Generationenaufgabe Bergbau und Bergbaufolgelandschaften konnte über diesen Zeitraum von drei Jahrzehnten gelingen, da die Braunkohleindustrie stets ein verlässlicher Partner der Region war. Nach den Strukturbrüchen der Wendejahre, die zu Arbeitsplatzverlusten v.a. in der Industrie und Massenabwanderungen führten, konnte dieser industrielle Kern der Lausitz konsolidiert und kontinuierlich weiter modernisiert werden. Durch eine gemeinsame Kraftanstrengung von Wirtschaft, Politik und vor allem der Menschen vor Ort sind moderne Tagebaue und Kraftwerke, beispielhafte Rekultivierung und Renaturierung sowie eine hochqualifizierte Belegschaft heute die Markenzeichen des Lausitzer Reviers und unseres Standortes Lippendorf.

Klimapolitik forciert Strukturwandel

Drei Jahrzehnte nach den Strukturbrüchen der Wiedervereinigung stehen wir in den Revieren erneut vor großen Umbrüchen. Erneut greifen politischen Entscheidungen tief in das ökonomische und gesellschaftliche Gefüge der Region ein.

Das Kohleverstromungsbeendigungsgesetz definiert rechtsverbindlich das Ende der Stein- und Braunkohlekraftwerke in Deutschland. Nach dem zweifach revidierten Atomausstieg wird zum zweiten Mal in der Geschichte der Bundesrepublik Deutschland eine etablierte Industrie politisch abgewickelt und eine Technologie verboten. War es im Jahr 2000 maßgeblich die politischen Risikobewertungen der friedlichen Nutzung der Atomenergienutzung, die zu ihrer zeitlich gestaffelten Abschaltung führte, so ist es rund zwei Jahrzehnte später ausdrücklich der Verweis auf den Klimawandel und die Klimapolitik, der den deutschen Kohleausstieg begründet.

Es besteht kein Zweifel: Die europäische und deutsche Klimapolitik lenkt die Energiewirtschaft - und damit auch unser Geschäft - wie kein anderes politisches Thema je zuvor. Das tradierte energiewirtschaftliche Zieldreieck, das der Energiewirtschaft eine ausbalancierte Verwirklichung von Versorgungssicherheit, Wettbewerbsfähigkeit und Umweltverträglichkeit vorgab, wird zwar weiterhin in fast jeder politischen Rede wiederholt, hat jedoch seine praktische Relevanz verloren, wenn es um die Formulierung von politischen Zielen in Brüssel oder Berlin geht. Es gilt das uneingeschränkte Primat des Klimaschutzes.

Gerade Deutschland hat sich hierbei der Rolle eines europäischen bzw. globalen Vorreiters verschrieben. Diese Haltung war bislang relativ risikoarm. Die Versorgungssicherheit stand seit den beiden Ölkrisen der 1970er Jahre nie wieder ernsthaft in Frage. Und auch die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Energieversorgung erscheint im Alltag der nach wie vor erfolgreichen Export- und Industrienation Deutschland nicht gefährdet. Vor diesem Erfahrungshin-

tergrund wurden in den letzten Jahren immer weitreichendere Verpflichtungen eingegangen, die in den 2020er Jahren zu grundlegenden Veränderungen in Wirtschaft und Gesellschaft führen müssen. Die Energiewirtschaft geht dabei nur den ersten Schritt.

Völkerrechtlich setzt das Klimaabkommen von Paris den Orientierungsrahmen. Zu seinen zentralen Festlegungen gehört nach allgemeinem Verständnis, dass der *„Anstieg der durchschnittlichen Erdtemperatur deutlich unter 2 °C über dem vorindustriellen Niveau gehalten wird und Anstrengungen unternommen werden, um den Temperaturanstieg auf 1,5 °C über dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen“*, sowie die Absicht, *„in der zweiten Hälfte dieses Jahrhunderts ein Gleichgewicht zwischen den anthropogenen Emissionen von Treibhausgasen aus Quellen und dem Abbau solcher Gase durch Senken auf der Grundlage der Gerechtigkeit und im Rahmen der nachhaltigen Entwicklung und der Bemühungen zur Beseitigung der Armut herzustellen.“*

Im Gegensatz zu weiten Teilen der Welt will die Europäische Union über diesen Rahmen noch deutlich und vor allem rechtsverbindlich und einklagbar hinausgehen und - wie bereits unter dem KYOTO Abkommen – noch schneller und weitgehender ihre Emissionen verringern, als dies gemäß Pariser Abkommen gefordert ist. Anstelle der im Weltklimaabkommen angestrebten Klimaneutralität („Gleichgewicht“) in der zweiten Jahrhunderthälfte hat sich die EU27 politisch und gemeinschaftsrechtlich zur Klimaneutralität bereits im Jahr 2050 verpflichtet. Und auf dem Weg zu diesem Ziel wollen die Mitgliedstaaten der EU schneller CO₂-arme Technologien ausbauen und CO₂-intensive Energieträger reduzieren, um bis 2030 nicht nur – wie bislang festgelegt – 40% sondern mindestens 55% ihrer Treibhausgasemissionen im Vergleich zum Basisjahr 1990 zu reduzieren.

Diese beiden Ziele – Treibhausgasneutralität 2050 und 55% Emissionsreduktion bis 2030 – bedeuten nicht nur einen quantitativen, sondern auch einen qualitativen Sprung.

Wie der BDI 2018 in seiner von Boston Consulting Group und prognos unter Beteiligung von 68 Mitgliedsverbänden bzw. Unternehmen durchgeführten Studie „Klimapfade für Deutschland“ herausgearbeitet hat, fehlen uns heute noch die technischen und ökonomischen Instrumente, um unsere Treibhausgasemissionen bis 2050 um deutlich mehr als 80% zu verringern, ohne dadurch Wohlstand und sozialen Frieden erheblich zu beeinträchtigen. Das Ziele von de facto Nullemissionen für weite Teile der deutschen Volkswirtschaft würde neben dem Verzicht auf alle konventionellen Brennstoffe und dem Import klimaneutraler Energieträger in vergleichbarer Dimension wie heute Erdöl und Erdgas vor allem gleichgerichtete und gleichermaßen exekutierte Ambitionen in allen für den Klimawandel relevanten Ländern voraussetzen. Ohne eine solche wirksame Global Climate Governance wäre Dekarbonisierung nur um den Preis einer zunehmenden Deindustrialisierung in Europa realisierbar. Von diesem - für einen wirksamen und effizienten Klimaschutz tat-

sächlich alternativlosen - gleichgerichteten Ambitionsniveau der internationalen Staatengemeinschaft sind wir jedoch leider immer noch weit entfernt. So hat beispielsweise China, der mit Abstand weltweit größte CO₂-Emittent mit inzwischen höheren pro-Kopf Emissionen als die EU, allein im ersten Halbjahr 2020 fast 20 GW Kohlekraftwerkskapazität ans Netz gebracht und weitere 48 GW an Kohlekraftwerken genehmigt. Die Vorstellung, China als angehende wirtschaftliche, politische und militärische Supermacht des 21. Jahrhunderts werde diese Kapazitäten binnen weniger Jahre wieder stilllegen, erscheint naiv. Eine allein darauf bauende globale Klimapolitik wäre fahrlässig. Auch ist die reale Investitionspolitik Chinas im Energiesektor schwerlich mit den klimapolitischen Ankündigungen in Einklang zu bringen.

Der politische Wille ist jedoch auf bundesdeutscher wie europäischer Ebene unzweideutig formuliert worden. Damit aus diesem Willen Realität wird, muss die EU27 in den verbleibenden neun Jahren bis 2030 rund fünfmal mehr CO₂ pro Jahr einsparen als in jedem der zurückliegenden 29 Jahre seit 1990. Dieser Faktor fünf verdeutlicht die Größenordnung der Aufgabe besser, als die auf den ersten Blick wenig dramatisch erscheinende Anhebung einer Zielvorgabe von 40 auf 55 Prozent.

Für Deutschland bedeutet diese neue EU-Zielvorgabe kein schlichtes Nachziehen der anderen EU-Mitglieder auf das bereits bestehende deutsche Ziel und damit die Herstellung eines Level playing field. 55% Reduktion in der EU werden politisch zwangsläufig eine weitere Steigerung des deutschen Klimaziels von bislang 55% auf mindestens 65% erfordern, denn es ist nicht damit zu rechnen, dass die anderen 26 EU-Mitgliedstaaten auf das fest etablierte und für sie sehr vorteilhafte Element des bisherigen „Burden sharing“ verzichten und diesen Mechanismus zu Gunsten Deutschlands verändern werden. Dabei ist zu bedenken, dass die - von den deutschen Steuerzahlern teuer bezahlten – sogenannten „Windfall profits“ der Strukturbrüche der Wiedervereinigung und des Umbaus der ostdeutschen Energiewirtschaft und Schwerindustrie nicht reproduzierbar sind.

Ermöglicht und finanziert werden soll diese beispiellose ökonomische und gesellschaftliche Transformation der europäischen Volkswirtschaften nach dem Willen der EU vor allem durch den „Green Deal“. In Anlehnung an den „New Deal“ Roosevelts, mit dem dieser ab 1933 die USA aus der schweren gesellschaftlichen und wirtschaftlichen Krise der „Großen Depression“ geführt hat, soll der „Green Deal“ Europa - und über das Vorbild der EU die Welt - aus der Klimakrise führen.

Historische Anleihen sind immer mit Vorsicht zu genießen und man kann sich fragen, ob die EU die Ergebnisse ihrer bisherigen Klimapolitik tatsächlich auf eine Ebene mit dem an der Weltwirtschaftskrise gescheiterten Roosevelt-Vorgänger Hoover setzen möchte. Das wäre ein wenig schmeichelhaftes Selbstbild für den weltweit bislang einzig relevanten Wirtschaftsraum, der durch politische Steuerungsmechanismen seine Klimagasemissionen effektiv gesenkt

hat.

Fakt ist, dass der „Green Deal“ nach dem Willen der EU-27 das maßgebliche politische Projekt der Europäischen Union sein und inzwischen auch der Überwindung der Covid19-Pandemie bedingten Wirtschaftskrise dienen soll. Dabei basiert die politische Zustimmung zum Green Deal nicht zuletzt auf der Ankündigung, bis 2030 mehr als 1 Billion – also mehr als 1.000 Milliarden – Euro zusätzlich für neue Investitionen in Klimaschutztechnologien und „gerechte Transformation“ der EU-Wirtschaft mobilisieren zu können. Ohne dass zum Zeitpunkt des Redaktionsschlusses feststeht, wer diese Mittel zu welchen Anteilen und Konditionen aufzubringen hat, ist bereits klar erkennbar, dass dieses massive Investitionsprogramm angesichts Covid-19 bedingter Staatsverschuldung, einbrechender Steuereinnahmen und gleichzeitig immer größer werdender Investitionslücken im Gesundheits- und Bildungswesen sowie (digitalen) Infrastrukturbereich gravierende gesamtgesellschaftliche Auswirkungen in den kommenden Jahren haben wird.

Damit ist unstrittig: Das deutsche Kohleausstiegsgesetz und der EU Green Deal bestimmen unseren Einstieg in die 2020er Jahre. Sie bilden die neuen politischen Leitplanken auf Bundes- und Europa-Ebene. Aber wie stabil werden diese Leitplanken über die Dauer dieses Jahrzehnts sein? Wie viel Planungs- und Rechtssicherheit wird unsere Branche, werden die Menschen in den Revieren tatsächlich haben?

Ein Rückblick auf die Arbeit der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (KWSB) und auf die Umsetzung ihrer Empfehlungen durch die Bundesregierung sollte hierbei erlaubt sein. Entgegen den Erwartungen und Wünschen der Bundesregierung erzeugte die Kommission keinen „gesamtgesellschaftlichen Konsens“. Unvergessen ist der Presseauftritt einiger NGO, die bereits am Morgen nach dem in nächtlicher Marathon-Sitzung mühsam ausgehandelten Kompromiss sich wieder von diesem distanzieren. Und es dauerte leider auch nicht lange, bis erste Parteien neue Ziele verkündeten. Ziele, die bei allem Verständnis für parteipolitische Profilierung keine redaktionellen Schönheitskorrekturen sind. Im Klartext: Wer einen Kohleausstieg bis 2030 fordert, hat entweder die Leitprinzipien und das Mandat der KWSB nicht verstanden oder ignoriert sie absichtsvoll. Regionen und Unternehmen würde damit die Zeit für die Neuorientierung und Strukturentwicklung genommen, die soziale Absicherung des Kohleausstiegs wäre gefährdet. Über die Folgen für die Akzeptanz einer solchen Energiewende- und Klimapolitik mag man nur mutmaßen, ebenso über die Wirkungen auf das generelle Vertrauen in die Zuverlässigkeit politischer Aus- und Zusagen. Zumindest in der Lausitz ist das Versprechen von Bundeswirtschaftsminister Peter Altmaier anlässlich seines Revierbesuchs nicht vergessen worden: „Kein Arbeitsplatz werde wegfallen, solange nicht ein neuer gleichwertiger Industriearbeitsplatz geschaffen wurde. Erst Strukturwandel, dann Kohleausstieg.“ (Zitiert nach: Berliner Morgenpost Online v. 13.08.2019 und Wirtschaftsregion Lausitz v. 25.06.2018)

Gerade strukturschwächere Regionen ohne breite industrielle Diversifizierung benötigen den vollen Zeitraum bis 2038, um sich ökonomisch neu aufzustellen und den Menschen neue Perspektiven in der Region zu geben. Große Infrastrukturvorhaben im Verkehrsbereich – die in der Lausitz zudem vielfach überfällige Nachholinvestitionen sind - benötigen weit mehr als ein Jahrzehnt. Gleiches gilt für den Aufbau einer neuen akademisch-ökonomischen Infrastruktur, denn auch hier besteht in der Lausitz Nachholbedarf. Die Menschen in der Region erwarten von der Bundespolitik, die den Kohleausstieg beschlossen und zu verantworten hat, zu Recht strategische Würfe und nicht taktische Opportunitätsreflexe.

Bei den Bundestagswahlen 2021 wird es ohne Zweifel auch um diese Aspekte gehen. Es bleibt zu hoffen, dass eine neue Bundesregierung Rechtsfrieden und Vertragstreue ebenso hochachtet wie sie es von den Unternehmen selbst erwartet. Schließlich haben die Betreiber der Braunkohlenkraftwerke mit der Bundesregierung in einem öffentlich-rechtlichen Vertrag umfassend auf alle Klagerechte und Rechtswege verzichtet. Die Gegenleistung dafür ist eine akzeptable Entschädigung für einen berechenbaren Abschaltpfad, der gesetzlich, rechtssicher und Legislaturperioden übergreifend garantiert wird. Diesem Vertrag hat auch der Deutsche Bundestag zugestimmt.

Dem allem unterliegt das gemeinsame Verständnis: Bergbau allgemein und die Braunkohle im Besonderen waren, sind und bleiben eine generationenübergreifende Aufgabe und Verantwortung. Sie kann nicht im atemlosen Takt von Konferenzen und Medienkampagnen jedes Jahr neu in Frage gestellt werden.

Neuaufstellung im Revier

Der Kohleausstieg erfordert eine Anpassung nicht nur der Kraftwerkslaufzeiten, sondern vor allem der Revierplanungen. Das Unternehmen LEAG wird sich in kürzerer Zeit als ursprünglich geplant umfassend neu aufstellen. Auch für die Belegschaft bedeutet dies neue Anstrengungen, mitunter auch schmerzhafteste Prozesse, bei der die Sozialpartner – wie schon in der Vergangenheit - eng und vertrauensvoll zusammenarbeiten werden. Das neu geschaffene Anpassungsgeld für die Braunkohle - in Anlehnung an die seinerzeitige Lösung für die Steinkohle - ist dabei eine wichtige Hilfe, kann aber den wirtschaftlichen Erfolg und das unternehmerische Engagement nicht ersetzen.

Die Neuaufstellung im Revier erfolgt in der Tradition der Nachhaltigkeit: ökonomisch, sozial und ökologisch. Langfristiger ökonomischer Erfolg ist die Grundlage all unseres wirtschaftlichen Handelns und Voraussetzung für unseren Anspruch, ein starker und aktiver Partner bei der Strukturentwicklung in der Region zu sein. Er ist zudem Leitschnur der mit den Ländern Brandenburg und Sachsen abgeschlossenen Vorsorgevereinbarungen.

Ebenso bleibt eine starke und vertrauensvolle Tarifpartnerschaft Grundlage unseres Unternehmens. Auch in Zukunft wollen wir unsere gelebte hohe Qualität bei der Arbeitssicherheit, Ausbildung und der Vereinbarkeit von Familie und Beruf bewahren. Notwendige Umsiedlungen werden wir weiter partnerschaftlich umsetzen. Soziale Verantwortung nach innen wie nach außen waren, sind und werden auch in Zukunft zum Markenkern der LEAG gehören. Die maßstabsetzende Qualität unserer Widernutzbarmachung ehemaliger Tagebauflächen sowie die hohen Umweltschutzstandards in unseren Tagebauen und Kraftwerken sind für uns Anspruch und Ehrgeiz für die Zukunft. Mit einem verstärkten Ausbau der erneuerbaren Energien und intelligenten Lösungen für deren Einbindung in das Stromversorgungssystem werden wir die ökologische Neuausrichtung des Unternehmens weiter forcieren.

Diese wurde in den Grundsätzen bereits nach dem Eigentümerwechsel 2016 beschlossen. Die damals bereits strategisch eingeleitete Unternehmensentwicklung wird durch die politisch forcierte Beendigung der Kohleverstromung noch einmal erheblich beschleunigt.

Neben das traditionelle Geschäft der Braunkohleförderung, -verstromung und -veredlung treten erweiterte und auch gänzlich neue Geschäftsfelder, um die für eine erfolgreiche Energiewende innovativen Lösungen und das flexible Zusammenwirken aller Akteure zu ermöglichen. Neben eigenen Lösungen suchen wir auch gezielt die Partnerschaft mit Kommunen, anderen etablierten Marktakteuren oder gehen völlig neue Wege, wie z.B. die Kooperation mit dem Startup-Accelerator SpinLab in Leipzig. Einige Beispiele der zahlreichen laufenden Aktivitäten seien nachfolgend kurz beleuchtet:

Als ersten Schritt haben wir am Kraftwerks- und Industriestandort Schwarze Pumpe einen Batteriespeicher mit einer nutzbaren Kapazität von 53 MWh errichtet. Die **BigBattery Lausitz** kombiniert moderne Kraftwerksinfrastrukturen mit Speichertechnologie in neuer Größenordnung. In dieser Konstellation ist das Projekt bislang einzigartig in Europa. Der auf der Lithium-Ionen-Technologie basierende Speicher soll die Stromerzeugung weiter flexibilisieren und dabei helfen, das Stromnetz gegen Schwankungen abzusichern. Big-Battery Lausitz zeichnet sich dabei durch ein innovatives Lademanagement sowie durch die Nutzung eines neuartigen Kraftwerksleitsystems aus. Damit steuert die LEAG einen weiteren wichtigen Baustein für die Systemintegration der erneuerbaren Ressourcen bei. Nach einer erfolgreichen Inbetriebnahme sollen weitere Projekte folgen.

Flankierend stellen **innovative Speicher-Kraftwerke** eine technologieintegrierte neue Art der langfristig dekarbonisierbaren Energieversorgung und Sektorenkopplung dar. Derartige neue Kraftwerkskonfigurationen beinhalten modular einsetzbare und vermarktbar Komponenten, wie z.B. „H2-Ready“-gesicherte Leistung über Gas- und Dampfturbinen, hochskalierbare Wasserstoffherzeugung und -speicherung, thermische Speicherung (Nah- und Fernwärmeverfügbarkeit, sowie Prozessdampfkopplung) und die Kopplung mit

erneuerbarer Stromerzeugung (v.a. aus Wind oder PV). Im Zusammenhang mit der Weiterentwicklung der Industriestandorte stellt die industrielle Erzeugung, der Transport und die industrielle Nutzung von Wasserstoff insbesondere für den Metropolraum Mitteldeutschland eine besondere Chance dar. Darum legen wir unser besonderes Augenmerk auf die Entwicklung und Vernetzung dieser neuen Technologie.

Mit ihren **energy cubes** baut LEAG ihr Portfolio an Virtuellen Kraftwerken aus. Den Anfang machte der digitale Zusammenschluss der eigenen Anlagen. Mit der kontinuierlichen Weiterentwicklung bietet die LEAG Virtuelle Kraftwerke nun als Dienstleistung für Partner im Energiesektor an. Über ein gemeinsames zentrales Leitsystem werden in den Virtuellen Kraftwerken die Stärken der eingebundenen Erzeuger, Verbraucher und Speicher über alle Wertschöpfungsstufen hinweg gebündelt. Damit steigen sowohl die Effizienz und die Flexibilität beim Einsatz der teilnehmenden Anlagen als auch ihre individuellen Erlösmöglichkeiten. Die Teilnehmer erlangen Zugang zu den verschiedenen Energiemärkten, während ihr Aufwand und Risiko minimiert werden. Die LEAG energy cubes werden heute unter anderem bei der Bereitstellung von Regelenergie eingesetzt und verbinden konventionelle Kraftwerke mit Batterien, Power-to-Heat- und flexiblen Industrieanlagen von Partnern. Zudem wird die Direktvermarktung für Strom aus Wind- und PV-Anlagen übernommen und deren Einsatz koordiniert. Für Batterien entwickeln wir darüber hinaus neue, kundenspezifisch optimierte Einsatzstrategien. Das Produktportfolio wird schrittweise nach den verfügbaren Potentialen der Partner und dem Bedarf am Markt ausgebaut. So können wir zukunftsweisende Konzepte im Zusammenspiel der heute noch verfügbaren hochflexiblen Grundlastkraftwerke, der erneuerbaren Energiequellen, der verschiedenen Speicher und Verbraucher in intelligenter Sektorenkopplung entwickeln.

Ende 2020 liefen die ersten Vergütungsansprüche für Strom aus Wind- und PV-Anlagen nach dem EEG planmäßig aus. Anschlussförderungen sind zeitlich begrenzt und nicht von Dauer. Die Betreiber stehen damit vor der Frage, wie es mit ihren Anlagen weitergeht. Für diese so genannten Ü20-Anlagen bietet die LEAG **Power Purchase Agreements (PPAs)** an. Im Rahmen dieser Stromlieferverträge zahlt die LEAG dem Anlagenbetreiber eine Vergütung für den in seinen Anlagen erzeugten Strom. Dafür wurde eigens ein neues Preismodell entwickelt. Es kombiniert den wirtschaftlich abgesicherten Weiterbetrieb für Wind- und große PV-Anlagen mit zusätzlichen Erlösmöglichkeiten.

Um eigene Erneuerbaren-Kapazitäten aufzubauen wurde die **EP New Energies (EPNE)** als Gemeinschaftsunternehmen von LEAG und ihrem Gesellschafter EPH gegründet. Die EPNE entwickelt Erneuerbaren-Projekte für die LEAG und die MIBRAG in den Bereichen Sonne und Wind. Erste Dach-PV Projekte auf eigenen Gebäuden wurden bereits umgesetzt. Projektiert wird zunächst vorrangig auf Flächen der EPH-Konzerngruppe. Hier sehen wir ein großes Potential für den Ausbau der Erneuerbaren, vor allem in Brandenburg und Sachsen. Die Projektpipeline umfasst ein Gigawatt an Kapazität. 500 MW

sollen in den nächsten fünf Jahren realisiert werden. Der Schwerpunkt liegt dabei auf Freiflächen-PV und Onshore-Windparks. Hiervon kann auch die Ansiedlung von Gewerbe und Industrie in der Lausitz profitieren, wenn Areale mit Grünstrom aus der Region versorgt werden. Als Alleinstellungsmerkmal hat dies Signalwirkung und hilft dem Strukturwandel.

Neben der Energieversorgung gehört auch eine sichere, umweltgerechte Entsorgung von Abfällen zu den zentralen Anforderungen an unsere Gesellschaft. Die derzeitige Entwicklung legt nahe, dass es künftig an Kapazitäten fehlt, um mit nicht recyclingfähigen Anteilen im Abfall umzugehen. Diese Anteile sind gemäß den gesetzlichen Vorgaben in erster Linie zur energetischen Verwertung vorgesehen. Eine solche Anlage planen LEAG und Veolia am Standort Jänschwalde – die **Energie- und Verwertungsanlage EVA** Jänschwalde. Sie soll die kommunale Entsorgung im regionalen Umfeld sichern und gleichzeitig die Strukturentwicklung am Standort ankurbeln. Zudem wird sie wesentlich zur langfristigen klimaverträglichen Fernwärmeversorgung u.a. der Stadt Cottbus beitragen.

Diese ausgewählten Beispiele zeigen: Die Lausitz bewegt sich. Eines ist jedoch vollkommen klar: Für die Dauer dieses Auf- und Ausbaus neuer Geschäftsfelder werden die bestehenden Kraftwerke und Tagebau das unverzichtbare Rückgrat des Unternehmens bleiben. Deshalb erwarten wir und die Region nach dem nun auch gesetzlich und vertraglich abgesicherten gesellschaftspolitischen Konsens über den Kohleausstiegspfad Verlässlichkeit von der Politik und keine neuen Ausstiegsdebatten.

LEAG stellt sich damit als Energie-, Infrastruktur- und Dienstleistungsunternehmen in einem deutschen und mitteleuropäischen Stromversorgungssystem neu auf, das immer weiter durch volatile Erzeugung aus PV und Wind geprägt sein wird. Im gleichen Maß, wie der Markt erodiert, wird die Vielzahl von regulatorischen und gesetzlichen Eingriffen und Mechanismen weiter zunehmen. Damit wird der Strommarkt aus sich selbst heraus keine substantiellen und verlässlichen Re-Investitionssignale mehr zu senden in der Lage sein.

Alte Redundanzen aus der Welt vor der Liberalisierung des Strommarktes – haben an Bedeutung verloren. Teilweise wurden sie unternehmerisch bewusst abgebaut, um Kosten einzusparen und regulatorischen Auflagen Rechnung zu tragen. Teilweise wurden sie politisch – ob bewusst oder ungewollt sei dahingestellt – beseitigt, da sie nicht mehr opportun sind.

An ihre Stelle treten neue Redundanzen, v.a. in Form eines maßgeblich durch das EEG getriebenen zweiten Erzeugungsparks. Ohne ausreichende strategische Speicher, die auch eine „Dunkelflaute“ vollständig absichern können, wird er jedoch nicht in der Lage sein, die bestehenden gesicherten Erzeugungskapazitäten 1:1 zu ersetzen. Damit bedarf die gesicherte Stromversorgung auch zukünftig zusätzlicher, ergänzender Instrumente. Dazu gehört der

forcierte Netzausbau und Verknüpfung mit unseren „elektrischen Nachbarn“, vor allem jedoch die Bereitstellung von Langzeitspeichern und steuerbaren Backup-Kapazitäten für kritische Phasen wie „Dunkelflauten“.

Alte Resilienzen waren die unmittelbare Folge alter Redundanzen. Neue Resilienzen, d.h. Fähigkeiten technischer Systeme, bei einem Teilausfall nicht vollständig zu versagen, werden die neuen Faktoren und Herausforderungen einer zugleich dezentraleren und verbrauchsferneren Stromerzeugung berücksichtigen müssen. Bereits heute werden mit Hightech-IT hunderttausende Einspeiser in alle Spannungsebenen der Netze synchronisiert. Diese Entwicklung wird nach dem Willen der Politik weitergehen, beispielsweise mit politisch gewünschten, aber ohne (in-)direkte Subventionen wirtschaftlich nicht konkurrenzfähigen Mieterstrom- und Prosumer-Modellen sowie virtuellen Kraftwerken.

Und auch der Begriff der Nachhaltigkeit wird in seiner Interpretation und politischen Anwendung nicht stagnieren. Sicherlich werden wir – wie beim vor zwei Jahrzehnten politisch befeuerten Hype um Bio-Ethanol – immer wieder Anpassungen und Korrekturen vornehmen. Denn nicht nur im Bergbau gilt „vor der Hacke ist es duster“. Auch in der Energiewirtschaft insgesamt werden wir fortlaufend neue Erkenntnisse gewinnen und alte Gewohnheiten überprüfen. Für uns ist das keine neue Erfahrung. Wir standen in unserer rund 150-jährigen Industrietätigkeit immer wieder vor Unerwartetem und haben Anpassungsprozesse erfolgreich durchlaufen. Unser reicher Schatz an Erfahrung und fachlicher Kompetenz stimmt mich optimistisch, auch die vor uns liegende Transformation im Zeichen der Klimaneutralität erneut erfolgreich zu meistern.

Damit diese Transformation nicht zur Disruption und Strukturentwicklung nicht zum Strukturbruch wird, benötigen alle vorgenannten Prozesse und Vorhaben eine verlässliche Politik, die zu ihren Entscheidungen steht, Geld und Zeit. Die gesetzgeberische Verlässlichkeit für die 2020er Jahre muss gleichermaßen für die vom Kohleausstieg betroffenen Unternehmen wie für die Reviere gelten. Die Strukturentwicklung leidet dabei leider bereits unter einem Geburtsfehler, da Fördermittel bislang fast ausnahmslos nach dem Prinzip „Staat finanziert Staat“ an Länder und Regionen gebunden sind. Diese Fehlsteuerung des Strukturstärkungsgesetzes führt zu einer mangelhaften Incentivierung von privatwirtschaftlichem Kapital – insbesondere dort, wo die Reviere eher ländlich und monostrukturiert geprägt sind. Bund und Länder sind daher aufgefordert, die von der EU für den Strukturwandel in den Kohleregionen zur Verfügung gestellten Mittel diskriminierungsfrei nicht nur der öffentlichen Hand, sondern auch den vom Strukturwandel betroffenen und diesen Strukturwandel aktiv gestaltenden Unternehmen zur Verfügung zu stellen und so Wertschöpfung und Arbeitsplätze in den betroffenen Regionen zu halten und auszubauen.

Generationenaufgaben erfordern Ausdauer und Verlässlichkeit

Gerne wird im Kontext des Klimaschutzes und der Energiewende von einer „Generationenaufgabe“ gesprochen. Eine Generation, das sind nicht weniger als 30 Jahre. Also recht genau der Zeitraum, der bis zur Klimaneutralität 2050 verbleibt.

Eine „Generationenaufgabe“ Energiewende erfordert einen langen Atem und verträgt keine hektischen Kurswechsel und Nachsteuerungen im jährlichen Rhythmus von Parteitag, Wahlen oder internationalen Konferenzen.

Das bedeutet: Wir brauchen ein Ende der immer schriller tönenden politischen Zielüberbietung, sondern einen Wettbewerb um Instrumente und Investitionen zur Umsetzung dieser Ziele. Denn eines sollte uns die jüngere deutsche Geschichte gelehrt haben: Politische Ziele haben eine sehr begrenzte Halbwertszeit.

Stattdessen bleiben Innovationen und Offenheit für neue Technologien weiter notwendig. Die erwähnte Schlussfolgerung der BDI Studie von 2018 ist weiterhin zutreffend: Klimaneutralität ist mit heutiger Technik nicht volkswirtschaftlich und gesellschaftlich verträglich leistbar.

Schließlich: Deutschland und Europa sind keine Insel: Klimaschutz muss Globalisierung und Geopolitik verstehen. Klimaschutz erfordert eine Global Governance bislang unerreichter Qualität. Dies gemeinsam zu erreichen oder global beim Klimaschutz zu scheitern, das wird die Frage sein, an der uns die zukünftigen Generationen beurteilen werden.

Es gilt die alte Weisheit: „Abgerechnet wird zum Schluss“. Im Jahr 2030 muss Deutschland genauso sicher mit Energie/Elektrizität versorgt werden wie im Jahr 2020. Müssen in Deutschland und Europa Wohlstand erhalten und der soziale Frieden bewahrt worden sein. Muss eine wirksame weltweite Klimapolitik existieren. Nur dann werden wir im Rückblick sagen können: Dieses Jahrzehnt der Energiewende war erfolgreich.



Joachim Rumstadt
Stellvertretender Vorsitzender des Vorstandes,
Forum für Zukunftsenergien e.V., sowie
Vorsitzender der Geschäftsführung, STEAG GmbH

Joachim Rumstadt, Jahrgang 1965, ist seit Januar 2009 Vorsitzender der Geschäftsführung der STEAG GmbH. In der Geschäftsführung verantwortet Rumstadt wesentliche Beteiligungen des Konzerns sowie die Bereiche Unternehmensentwicklung, Energiepolitik, Recht, Compliance, Revision, IT und Kommunikation. Er vertritt das Unternehmen auch in nationalen und internationalen Institutionen. Bevor Rumstadt 2007 Mitglied der Geschäftsführung wurde, war er in verschiedenen verantwortlichen Funktionen bei STEAG tätig. Hierzu zählt u.a. das Risikomanagement, die Unternehmensentwicklung sowie die Energiewirtschaft. Vor seinem Eintritt bei STEAG im Jahr 1997 als Justitiar war Rumstadt u.a. Referent für internationales Völker- und Europarecht am Forschungsinstitut der Deutschen Universität für Verwaltungswissenschaften Speyer. Zuvor schloss er das Studium der Rechtswissenschaften an der Universität Heidelberg ab und trat dann seinen zweijährigen Referendardienst an. Seit Oktober 2016 ist er stellvertretender Vorsitzender des Vorstandes des Forums für Zukunftsenergien e. V.

Das energiepolitische Zieldreieck – Implosion eines Narrativs

Joachim Rumstadt

Die 2020er Jahre werden, energiewirtschaftlich betrachtet, geprägt sein von einer sich weiter beschleunigenden Dezentralisierung, Digitalisierung und Dekarbonisierung des Energiesystems in Deutschland und Europa. Gleichzeitig oder sogar genau deshalb erodiert bei genauem Hinsehen das energiepolitische Zieldreieck aus Umweltverträglichkeit, Bezahlbarkeit und Versorgungssicherheit zunehmend. Das angestammte Narrativ der deutschen Energiepolitik wird damit aufgegeben. . Bei dem zu beobachtenden Tempo lässt sich vielmehr von einer Implosion sprechen. Bisher galt es, drei teilweise widerstrebende Pole miteinander in Einklang zu bringen. Zukünftig muss die Politik eine neue, in einer freiheitlichen und individualisierten Industriegesellschaft wahrscheinlich noch schwierigere Ausbalancierung zwischen zwei neuen Polen vornehmen: Zwischen angebots- und nachfrageorientierten Ansätzen. Es stellt sich die Frage, wie das nachhaltig funktionieren kann.

„Das Energiekonzept der Bundesregierung aus 2010 und die Beschlüsse des Bundeskabinetts vom Juni 2011 bilden den Kompass der Energiewende. Daneben bleibt das Zieldreieck einer zuverlässigen, bezahlbaren sowie umweltschonenden Energieversorgung Richtschnur der Energiepolitik.“ So heißt es bis heute auf der Homepage des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Und tatsächlich: Jahrzehntlang herrschte das Narrativ vor, dass nur die immerwährende Ausbalancierung der wechselseitigen Spannungsverhältnisse im Dreieck aus Versorgungssicherheit, Bezahlbarkeit und Umweltverträglichkeit zu einem nachhaltigen Energieversorgungssystem und der Herstellung einer breiten Akzeptanz für politische Steuerungseingriffe, neue Erzeugungsanlagen, Infrastrukturen usw. führe.

Es gab und gibt natürlich auch eine Reihe von Schnittmengen in diesem System , wie etwa die Energieeffizienz und einen sparsamen Umgang mit Energie. Das verdeckt aber nicht die vielen harten Konflikte der letzten Jahrzehnte. Diese kreisten im Grunde immer wieder um die Frage, ob es sich durch Einführung neuer Politiken wie der grundlegenden Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes im Zuge der Strommarktliberalisierung 1998, des Europäischen Emissionshandels oder des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) noch um ein mehr oder minder gleichseitiges, also halbwegs ausbalanciertes Dreieck handele – oder ob es durch diese zu einer Überdehnung zugunsten mindestens einer der drei Steuerungsgrößen komme. Trotz einiger Besonderheiten, wurde auch der mehrere Generationen übergreifende, gesellschaftliche Großkonflikt um die Kernenergienutzung argumentativ entlang dieses Grundschemas geführt.

Unbestreitbar kam es im politischen Mehrebenensystem aus europäischen Vorgaben und nationalen Entscheidungen bei wechselnden politischen Mehrheiten immer wieder zu unterschiedlichen Schwerpunktsetzungen innerhalb des Dreiecks. Und dennoch: Erst mehrere Entscheidungen der jüngeren Vergangenheit lassen das Gesamtsystem nun implodieren – und zumindest eine neue Unordnung entstehen. Ob es auch eine neue Grundordnung geben wird, ist hingegen noch nicht klar. Das hat für investitionsorientierte Unternehmen erhebliche Auswirkungen.

Implosion Teil 1: Umweltverträglichkeit

In einem demokratischen Rechtsstaat sollte es nicht nur stutzig machen, sondern auch abgelehnt werden, politische Entscheidungen als „unumkehrbar“ darzustellen und zu kommunizieren. Dies ist in jüngerer Zeit im Bereich der Energie- und Klimapolitik immer wieder geschehen. Gar von einer Art Ende der Geschichte auszugehen, weil alle Grundkonflikte mit der absoluten Priorisierung eines einzigen Ziels ein für alle Mal gelöst seien, legt hier noch eine Schippe drauf.

Meine Überzeugung ist: Natürlich gibt es Dinge, die in der Zukunft wahrscheinlicher sind als andere, aber letztlich wird und muss jede zukünftige Generation entlang des technischen Fortschritts und in Abgleich mit dem Vorgefundenen und den Erfahrungen der Vergangenheit immer wieder neue Entscheidungen treffen. Exemplarisch betrachtet, obgleich es weder wahrscheinlich noch aus heutiger Sicht wünschenswert wäre, könnte eine nachfolgende Generation selbstverständlich auch den Wiedereinstieg in die Kernenergienutzung in Deutschland beschließen, um dem Klimawandel zu begegnen und die Energieversorgung zu sichern. Es wäre ihr demokratisches Recht. Gleiches gilt auch für die Beibehaltung, Verschärfung oder Streckung von Zielsetzungen zur Treibhausgasreduktion.

So weit, so (eigentlich) selbstverständlich. Daher oder gerade dennoch markieren die Ziele und Ankündigungen im Rahmen des European Green Deal und mehr noch das in Deutschland bereits im Bundes-Klimaschutzgesetz (KSG) festgeschriebene Ziel der Klimaneutralität bis 2050 in diesem Zusammenhang einen Paradigmenwechsel. Eine zur Bekämpfung des Treibhausgaseffekts letztlich unvermeidbare Entwicklung, nämlich die vollständige Abkehr von fossilen Brennstoffen, wird so absolut gesetzt. Sie erhält, anders als etwa die Versorgungssicherheit oder die Bezahlbarkeit von Energie, einen klar definierten und – in den 20er Jahren und vermutlich auch darüber hinaus sogar jährlich und sektoral quantifizierten - gesetzlichen Vorrang gegenüber allen anderen Steuerungszielen.

Dies schafft auf der einen Seite eine politische Klarheit, die es zuvor bei der synchronen Zielsetzung einer Treibhausgasminderung in Deutschland und der EU um 80-95% gegenüber 1990 nicht in diesem Maße gegeben hatte. Auf der anderen Seite wird – und das ist ein entscheidender Unterschied - die

Umweltverträglichkeit als eigenständiges und für sich selbst nochmals untergliedertes Steuerungsziel im Rahmen des energiepolitischen Zieldreiecks damit obsolet. Denn: Eine wirkliche Austeriarung mit anderen Zielen kann und darf sogar faktisch nicht mehr stattfinden.

Dies hat weitreichende, noch gar nicht bis ins Detail absehbare Folgewirkungen, weil sich der Treibhausgasminderung auch viele weitere Umweltverträglichkeitsziele wie der Schutz von Flächen zwangsläufig unterordnen müssen. Denn, wird der Einsatz der Kernenergie in anderen Ländern außen vor gelassen, lässt sich ein vollständig treibhausgasneutrales Energiesystem nur durch erneuerbar erzeugten Strom und seine Derivate wie grünen Wasserstoff oder synthetische Brennstoffe aufrecht erhalten. Neben einem Import von treibhausgasneutral produzierter Energie nach Deutschland etwa in Form grünen Wasserstoffs oder Strom, bedarf es dazu eines weiterhin massiven Zubaus von erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen in Deutschland. Im Zweifel müssten andere Umweltbelange zwangsläufig zurückgesetzt werden, um einen möglichst maximalen Erneuerbaren-Ausbau in Deutschland zu erreichen. Wiederkehrende Vorstöße für eine pauschale, den Kommunen zentral verordnete Quote für die Ausweisung von Windenergieflächen an Land unterstreichen das bereits.

Das tradierte Ziel der Umweltverträglichkeit implodiert also gleich doppelt. Einerseits entfällt es als eines von drei Steuerungszielen, die es gegeneinander abzuwägen gilt oder galt. Und andererseits als Oberziel, das bislang Identität und Bindungskraft für eine sich diesem Ziel überproportional verbunden fühlende und wachsende Gruppe in der Gesellschaft gedient hat. Auch hier ist die Ausbalancierung weniger das Thema als die Unterordnung von Einzelzielen. Die Auseinandersetzung zwischen Naturschützern und Windkraftbefürwortern ist der sichtbarste, aber beileibe nicht der einzige zu Tage tretende Zielkonflikt im Umweltschutz.

Implosion Teil 2: Bezahlbarkeit

Der Stromendkundenpreis für nicht privilegierte Letztverbraucher liegt in Deutschland mittlerweile bei 32 Cent pro Kilowattstunde (ct/kWh). Nirgendwo in der Welt ist der Strompreis teurer, was Deutschland einen eher zweifelhaften Weltmeistertitel einbringt. Die Tatsache, dass wesentliche Emissionsminderungsbeiträge in den Sektoren Industrie, Verkehr und Gebäuden (inkl. Power-to-Heat-Anwendungen in der Fernwärme wie Elektroheizern und Großwärmepumpen) zukünftig über eine Elektrifizierung generiert werden sollen, rückt die Strompreisentwicklung in Deutschland in ein besonders schiefes Licht.

Gleichwohl ist ein hoher Strompreis nicht automatisch gleichbedeutend mit der Aufgabe des Steuerungsziels der Bezahlbarkeit. Zudem sind stromintensive industrielle Großverbraucher, Schienenbahnen und zukünftig auch die Produzenten von grünem Wasserstoff von Abgaben und Umlagen auf den

Endkundenstrompreis weitgehend befreit.

Die Implosion des Steuerungsziels der Bezahlbarkeit erwächst vielmehr durch den umfangreichen Einstieg in die Haushaltsfinanzierung von Strompreisbestandteilen. Diese gab es bisher nur in einer Nische, nämlich über die sogenannte Strompreiskompensation zum Ausgleich von höheren Strompreisen infolge des Europäischen Emissionsrechtehandels bei industriellen Großverbrauchern. Nun aber erfolgt ein Einstieg auf breiter Front. So soll es ab 2023 einen noch nicht näher quantifizierten Bundeszuschuss zu den Übertragungsnetzentgelten geben. Daneben wird weiterhin über einen staatlichen, den Wirtschaftsverbänden im Rahmen der Verhandlung der „Kohlekommission“ zugesagten Ausgleich der Strommehrkosten durch den Ausstieg aus der Kohleverstromung diskutiert.

Konkret und substanziell ist aber der Einstieg in eine teilweise Haushaltsfinanzierung der EEG-Kosten. Denn ohne einen Zuschuss aus dem Haushalt in Höhe von 10,8 Milliarden Euro auf das EEG-Konto läge die EEG-Umlage im Jahr 2021 nicht bei gedeckelten 6,5 ct/kWh, sondern bei 9,65 ct/kWh. Der Endkundenstrompreis wäre ohne diesen Bundeszuschuss mithin sogar auf mehr als 35 ct/kWh gestiegen. Neben einem Zuschuss von mehr als acht Milliarden Euro aus dem globalen Haushalt werden dem EEG-Konto Einnahmen aus dem 2021 gestarteten nationalen Brennstoffemissionshandel zugeführt, die in den kommenden Jahren aufwachsen sollen. Damit wird die mindestens anteilige Haushaltsfinanzierung des EEGs einerseits verstetigt. Andererseits wurde bereits ein Versprechen der Bundesregierung abgegeben, die EEG-Umlage im Jahr 2022 auf 6,0 ct/kWh zu deckeln. Das erfordert abermals einen Milliardenzuschuss aus dem globalen Haushalt – und gleichzeitig den Verzicht auf Mehrwertsteuereinnahmen. Dabei wird es nicht bleiben, denn die Debatte um eine vollständige Ablösung der EEG-Umlage aus Steuermitteln ist voll entbrannt.

Mit einer zunehmenden Haushaltsfinanzierung von Strompreisbestandteilen inkl. dem Verzicht auf ansonsten erzielbare Mehrwertsteuereinnahmen, ist das Steuerungsziel der Bezahlbarkeit bis auf Weiteres ausgehebelt. Denn ging es zuvor um Bezahlbarkeit im Sinne von Kostentragungsmöglichkeit durch die Endverbraucher, wird es zukünftig eher um die Frage gehen, was die Gesellschaft insgesamt zu leisten bereit und in der Lage ist. In einer blitzlichthaften volkswirtschaftlichen Gesamtbetrachtung mag es zwar ein weitgehendes Nullsummenspiel sein. Aber die Verteilungs- und Anreizwirkungen durch derlei Zuschussmechanismen sind enorm. Die Kosten des Energieversorgungssystems werden zudem gleichzeitig für die Bürger viel abstrakter und stehen nicht mehr im Zentrum der politischen Auseinandersetzung. Das ist zumindest die Erfahrung in anderen Fällen. Oder erinnern Sie sich noch an die Höhe der Bundeszuschüsse in das gesetzliche Rentenversicherungssystem in den letzten 10 Jahren bzw. eine Diskussion über die konkrete Zuschusshöhe? Eben. Und das, obwohl der Zuschuss allein im Jahr 2019 mehr als 70 Milliarden Euro betrug.

Implosion Teil 3: Versorgungssicherheit

Überhaupt die Rente: Mit der Parole: „Die Rente ist sicher“, wird der 2020 verstorbene Sozialpolitiker und langjährige Bundesarbeitsminister Norbert Blüm in unserem Gedächtnis bleiben. Und tatsächlich: Sicher ist die Rente bis heute, aber eben auf einem immer niedrigeren Niveau in Relation zu den durchschnittlichen Einkommen. Bei der Versorgungssicherheit mit Strom zeichnet sich eine ähnliche, schleichende Entwicklung hin zu einem beständigen Absinken des Niveaus und auch der Versorgungsqualität ab. Obwohl die gesicherte Leistung in Deutschland und Europa massiv abnimmt und sich Deutschland schon bald nicht mehr in allen Jahresstunden gesichert selbst mit Strom versorgen kann, geht es dabei nicht zwangsläufig um vollständige Versorgungsunterbrechungen oder gar großflächige Blackouts. Sondern vielmehr um die vielschichtige Pönalisierung von Energiebezug zu bestimmten Zeiten.

Neben dem „Trimmen“ der Verbraucher auf die Einspeiseprofile von Wind- und Sonnenenergie geht es zunehmend um die Restriktionen, die aus den begrenzten Netzkapazitäten im Übertragungs- wie auch dem Verteilernetzsystem erwachsen. Ginge es nach vielen Netzbetreibern (siehe ursprünglicher, später zurückgezogener Entwurf für ein „Steuerbare-Verbrauchseinrichtungen-Gesetz“), so müssten sich neue Stromverbraucher wie Elektromobile und Wärmepumpen zukünftig ihren weitgehend intransparenten Steuerungseingriffen unterwerfen – oder einen teuren Preis dafür bezahlen, damit der Strombezug nicht phasenweise gedrosselt oder gleich ganz abgeregelt wird. Ein Rationierungs- und Zuteilungssystem, aus dem sich ein Kunde nur freikaufen kann, wenn er reich wie ein König ist, hat jedoch nichts mit Versorgungssicherheit im eigentlichen Sinne zu tun, die auf der Befriedigung einer Energienachfrage zu annehmbaren Konditionen beruht.

Hinzu kommt die bis heute nicht erfolgte, klare Rollenzuweisung, wer genau die Verantwortung für die Versorgungssicherheit trägt und auf welchem Niveau diese zu sichern sei – was eine vorrangige gesetzgeberische Aufgabe sein sollte. Die Netzbetreiber sind es richtigerweise nicht, und das betonen sie auch bei jeder Gelegenheit, da sie für die Systemstabilität und nicht für die Versorgungssicherheit verantwortlich zeichneten. Ein in der Tat gravierender Unterschied, da sich diese z.B. bei Stromknappheit im Zweifel auch durch längere und wiederkehrende Drosselungen und Zwangsabschaltungen von zuvorderst industriellen Verbrauchern ohne größere Probleme aufrecht erhalten lässt. Offenbar wird so, dass es schon bisher kein klares Steuerungsziel „Versorgungssicherheit“ gegeben hat und aufkommende Zielkonflikte das bestehende Versorgungsniveau zerlöchern werden.

Die 2020er Jahre werden vom Widerstreit zwischen nachfrageorientierten und angebotsorientierten Politikansätzen geprägt sein

Die Implosion des energiepolitischen Zieldreiecks in kurzer Zeit ist beeindruckend und auch bedrückend. Das gibt jedoch auch den Blick frei auf die notwendige Ausbalancierung der „neuen“ Pole in der Debatte: Die Nachfrage und das Angebot bzw. die Netzkapazität im Energiesystem. Politische Auseinandersetzungen werden sich in den 20er Jahren zunehmend an diese neue Schnittstelle verlagern, wo bisher der Energiemarkt die Aufgabe wahrnimmt, Angebot und Nachfrage auszugleichen. Durch neue Stromverbraucher inkl. neuen Lastprofilen auf der einen und bestehende Netzrestriktionen und ein immer volatileres Stromangebot auf der anderen Seite entsteht zudem ein neuer, großer Koordinierungsbedarf. Um die Koordination zunehmend im neuen Dualismus von widerstreitenden Interessen auf Nachfrage- und Angebotsseite bewältigen zu können, besteht ein signifikanter politischer Reformbedarf. Die Debatte darüber findet in relevanten Randbereichen auch bereits statt. Es scheint jedoch, dass noch nicht klar geworden ist, wie fundamental die neue Auseinandersetzung geworden ist.

Sicher scheint, auch im neuen Duopol zwischen Angebot und Nachfrage von Energie sind marktliche, innovationsfördernde Ansätze etwa zur Bewirtschaftung von begrenzten Netzkapazitäten entlang von neuen Produkten und digitalen, auf die Kunden und ihr individuelles Verbraucherverhalten zugeschnittenen Lösungen vorzugswürdig, weil sie Dynamik zulassen. Das gilt umso mehr, wenn man diesem Ansatz das Ansinnen von Netzbetreibern gegenüberstellt, über faktisches und gegen die Netzneutralität verstoßendes Lastmanagement sowie die immer wieder versuchte Expansion in den Erzeugungsbereich durch die Hintertür zu EVU 2.0 aufzusteigen. Innovationen im Netz können im Bereich der Netzbetriebsführung entstehen, nicht aber durch Überführung von marktlich zu organisierenden Produkten in das Netzmonopol.

Bevorzugte man den regulierten Ansatz gegenüber dem Markt, entstünde ein nicht auflösbares Paradoxon hinsichtlich von Innovationen. Zwar würde die Durchdringung mit neue Stromanwendungen wie Elektromobilen, Wärmepumpen und Batteriespeichern zum Gradmesser für das Gelingen der Energiewende erhoben, die man einschließlich ihres Anschlusses fördert. Gleichzeitig würde die Attraktivität für den Kunden über Verbrauchsreglementierungen aber entscheidend geschmälert. Hier hilft auch Transparenz nicht. Ohne Entscheidungsautonomie werden aber Kunden ihre bewährte Rolle in der Marktwirtschaft nicht einnehmen können und auch rebellieren, zumal sie in fast allen anderen Konsumbereichen ein immer breiteres, immer stärker auf ihre individuellen Bedürfnisse zugeschnittenes Produktangebot erhalten.

Je dezentraler ein Energiesystem gerade auch bei der Erzeugung mit Millionen Einspeisern organisiert ist, umso stärker muss es darum gehen, dass funktionierende und liquide Märkte die Koordinierungsfunktion von Angebot und Nachfrage im weiteren Sinne in einem immer komplexeren Gesamtsys-

tem am effizientesten und innovationsfördernden wahrnehmen können. Aber auch Märkte brauchen Regeln und definierte Produkte – und möglichst einen stabilen Rahmen.

Und die Resilienz?

Die Hauptaufgabe von Politik ist es, zwischen Angebots- und Nachfrageseite einen stabilen Weg zu gestalten. Dass ihr das konstant gelingt, ist jedoch eine sehr große Herausforderung und entlang von wechselnden Schwerpunktsetzungen und politischen Mehrheiten eher unwahrscheinlich, ob wünschenswert oder nicht. Gleichwohl wird diese fortdauernde Adjustierung innerhalb eines neuen, noch nicht abschließend geordneten Gesamtrahmens auf ein Umfeld treffen, in dem vormalige Redundanzen etwa im Bereich der gesicherten Stromerzeugungskapazitäten bereits signifikant reduziert wurden. In Zeiten mit wenig Wind und Sonne wie etwa im Januar 2021 oder auch sehr kalter Witterung wie im Februar 2021, ist das eine wachsende Bürde. Diese kann nur durch erhebliche Investitionen mit ausreichendem zeitlichen Vorlauf aufgelöst werden, die aufgrund wachsender marktlicher und regulatorischer Risiken einer weitgehenden staatlichen Absicherung bedürfen. Und hierbei handelt es sich wohlbemerkt um zusätzliche Investitionen zu solchen, die - wie der Infrastrukturausbau und der weitere Ausbau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten - bereits ein hohes Maß an staatlicher Absicherung erfahren. Insgesamt droht eine Verpflichtungsspirale der öffentlichen Hand mit einem Grad an Pfadabhängigkeit, der eher konträr zu einem lernenden und innovativen, auf Kundenwünsche ausgerichteten Energiesystem steht.

Für Resilienz im Sinne von Widerstands- aber auch Innovationsfähigkeit einer Industrienation, ohne die Grenzen der Belastbarkeit einer Gesellschaft aus den Augen zu verlieren, müssen deshalb neue Maßstäbe entwickelt werden, die für die Energie- und Klimapolitik handlungsleitend sind. Nur so kann der bereits stattfindende Streit zwischen nachfrageorientierten und angebotsorientierten Politikansätzen zu belastbaren Lösungen finden.



© RWE AG

Dr. Rolf Martin Schmitz
Vorstandsvorsitzender bis 05/2021, RWE AG

Dr. Rolf Martin Schmitz, Jahrgang 1957, war Vorstandsvorsitzender der RWE AG. Er studierte Ingenieurwissenschaften an der RWTH Aachen. Danach folgte ein Promotionsstudium an der RWTH Aachen, das Rolf Martin Schmitz 1985 mit dem Grad eines Dr.-Ing. abschloss. Bis 2009 arbeitete er für verschiedene Unternehmen der Energiewirtschaft; unter anderem war er Vorsitzender des Vorstands der rhenag Rheinische Energie AG in Köln, Mitglied des Vorstands der Thüga AG in München, Vorsitzender der Geschäftsführung der E.ON Kraftwerke GmbH in Hannover sowie Vorsitzender des Vorstands der Rheinenergie AG in Köln und Sprecher der Geschäftsführung der Stadtwerke Köln.

Seit 2009 war Rolf Martin Schmitz für die RWE AG in Essen tätig. Er war seit 2010 Vorstand Operative Steuerung (COO) und von 2012 bis 2016 Stellvertretender Vorstandsvorsitzender der RWE AG. Von Oktober 2016 bis April 2021 war Rolf Martin Schmitz Vorstandsvorsitzender (CEO) der RWE AG sowie von Mai 2017 bis Oktober 2020 zugleich auch Arbeitsdirektor.

Klimaneutralität 2050 – die Transformation ist eine technologische Zeitenwende

Dr. Rolf Martin Schmitz

- **Klimaneutralität ist eine zentrale Herausforderung für die Weltwirtschaft. Das Zeitalter fossiler Energie geht zu Ende - eine technologische Zeitenwende mit vollständiger Transformation hin zu Erneuerbaren Energien und Wasserstoff hat begonnen. Daraus ergeben sich große wirtschaftliche Chancen, die Deutschland und Europa nutzen sollten.**
- **Richtig umgesetzt, kann die Transformation zur Klimaneutralität mit dem Erhalt von Wachstum und Wohlstand einhergehen. Dafür ist konsequenter Gestaltungswillen in Politik und Wirtschaft erforderlich. Schließlich muss die gesellschaftliche Akzeptanz auf allen Ebenen gegeben sein.**
- **Die Politik soll Impulsgeber und Garant für Planungssicherheit in der Transformation sein – sie muss dabei gezielt Anreize setzen anstatt mit Verboten agieren. Die Unternehmen müssen Veränderung als Chance begreifen und radikale Veränderungsprozesse anstoßen.**
- **Deutschland muss alles tun, um die dafür benötigte Innovations- und Investitionskraft zu fördern. Dazu zählt vor allem ein wettbewerbsfähiges, zukunftsgerichtetes und ganzheitliches Marktdesign zu schaffen, in einem gemeinsamen europäischen Rahmen und einer internationalen Klimapolitik, die die Wettbewerbsfähigkeit Europas erhält.**
- **Die 2020er Jahre sind die Schlüsseldekade für den Einstieg in das klimaneutrale Zeitalter. Dabei sollten sich Deutschland und Europa der Größe des Transformationsprozesses und der Zeitenwende bewusst werden. Politik und Unternehmen müssen beherzt ihre jeweilige Rolle spielen, Hindernisse wegräumen die einen, Investitionen und Innovationen vorantreiben die anderen.**

Klimaneutralität als Herausforderung und technologische Zeitenwende - vom Ende des fossilen Zeitalters

Klimaneutralität ist eine zentrale Herausforderung für die Weltwirtschaft. Das Zeitalter fossiler Energie geht zu Ende - eine technologische Zeitenwende mit vollständiger Transformation hin zu Erneuerbaren Energien und Wasserstoff hat begonnen. Daraus ergeben sich große wirtschaftliche Chancen, die Deutschland und Europa nutzen sollten.

Der Ausgangspunkt: Hoher Ausstoß von CO₂ hat einen großen Anteil am Kli-

mawandel. Deshalb ist es notwendig, die CO₂-Emissionen stark zu senken und damit auch die Energiegrundlage unserer Gesellschaft zu verändern, sie also weitestgehend auf erneuerbare Ressourcen umzustellen. Weltweit haben die wichtigen Industrienationen diese Notwendigkeit erkannt. Deutschland, die Europäische Union, Japan und Süd-Korea haben sich zum Ziel gesetzt, bis 2050 klimaneutral zu sein. China will dies bis 2060 erreichen. Auch in den USA macht die Klimapolitik wieder Fortschritte. Damit geht das fossile Industriezeitalter zu Ende – der Beginn einer technologischen Zeitenwende.

Das sagt sich leicht, ein Blick in die Geschichte zeigt aber, dass der Wechsel der Energiegrundlage stets ein einschneidender Transformationsprozess ist, der tief in die bestehenden Wirtschafts- und Gesellschaftsstrukturen eingreift. Über Jahrtausende nutzte der Mensch fast ausschließlich Erneuerbare Energien – Sonne und Wind. Dies gelang ihm Schritt für Schritt besser, wie die Entwicklung besserer Ackerbaumethoden, von Windmühlen und Wasserrädern zeigt. Vor ca. 250 Jahren war die Industrielle Revolution eine technologische Zeitenwende. Die Energiegrundlage wechselte, als der Mensch begann, fossile Energieträger mit ihrer hohen Dichte industriell in Kraft, Licht und Wärme zu wandeln. Der materielle Wohlstand wuchs nun schnell, insgesamt bedeutete industrieller Fortschritt die Überwindung der meist ärmeren bäuerlichen Lebensweise. Aber fossile Energie forderte auch ihren Preis, wie wir heute wissen, nämlich die Schädigung des Klimas. Die große Aufgabe, vor der wir heute stehen, heißt, industriellen Wohlstand und Klimaneutralität zu vereinen.

Transformation zur Klimaneutralität mit Wachstum und Wohlstand

Richtig umgesetzt, kann die Transformation zur Klimaneutralität mit dem Erhalt von Wachstum und Wohlstand einhergehen. Dafür ist konsequenter Gestaltungswillen in Politik und Wirtschaft erforderlich. Schließlich muss die gesellschaftliche Akzeptanz auf allen Ebenen gegeben sein.

Akzeptanz gewinnt die Transformation, wenn die Menschen merken, dass sich dadurch ihre Lebensbedingungen verbessern. Klimaneutralität wird global nicht alle sozialen und Umweltprobleme lösen. Aber in Verbindung mit Wachstum und Wohlstand werden Lösungen für solche Probleme einfacher und wahrscheinlicher.

Generell sind die Voraussetzungen dafür gut, weil die Menschen im Laufe der Geschichte immer besser gelernt haben, Probleme zu lösen. Weil sich das Wissen der Menschen im Laufe der Zeit – und insbesondere seit digitale Technologien verfügbar sind – exponentiell vermehrt, ist es heute prinzipiell möglich, Veränderungen in Jahrzehnten zu bewerkstelligen, für die früher Jahrhunderte und in grauer Vorzeit Jahrtausende nötig waren. Um diese PS wirkungsvoll in Richtung Klimaneutralität auf die Straße zu bringen, bedarf es allerdings eines ausgeprägten Gestaltungswillens von Unternehmen und Politik.

Investitionen und Innovationen im Energiesektor

Ein Beispiel für solchen Gestaltungswillen bei Unternehmen ist RWE. RWE wird allein bis 2022 brutto 8 bis 9 Mrd. Euro in den Ausbau von Windkraft an Land und auf See, Solarenergie und Batteriespeicher investieren. Dabei treiben wir die Industrialisierung der Erneuerbaren ebenso voran wie Innovationen, z.B. schwimmende Wind-Offshore-Anlagen oder die Produktion von grünem Wasserstoff. Der regionale Fokus liegt dabei auf Europa und Nordamerika sowie dem asiatisch-pazifischen Raum.

Schon heute sind die Erneuerbaren Energien – v.a. Windkraft und Solarparks – wirtschaftlich. Anders als früher sind sie heute industriell skalierbar - mit immer größeren und effizienteren Anlagen. Über die vergangenen 10 Jahre sind die globalen Durchschnittskosten für Photovoltaikanlagen um 83 % gefallen, bei Onshore- und Offshore-Windenergie um 49 bzw. 51 %. Wo die Bedingungen stimmen, sind die Erneuerbaren ihren fossilen Konkurrenten im Wettbewerb überlegen.

So nimmt es nicht Wunder, dass die Energieunternehmen den Ausbau der Erneuerbaren weltweit vorantreiben. 78 % der globalen Investitionen für neue Stromerzeugungskapazitäten entfielen 2019 auf Wind, Sonne, Biomasse, Geothermie und kleine Wasserkraftwerke. 184 Gigawatt Erneuerbare Energien wurden allein 2019 hinzugebaut. 282 Mrd. US-Dollar wurden dafür eingesetzt.

Die Investitionstätigkeit der Unternehmen muss sich dauerhaft fortsetzen. Die Erneuerbaren Energien müssen weltweit weiter stark ausgebaut werden, da Klimaneutralität steigenden Strombedarf durch Elektrifizierung und grünem Wasserstoff impliziert. Allein für Deutschland erwartet der Thinktank Agora, dass der Strombedarf von heute ca. 600 Terawattstunden auf 960 Terawattstunden im Jahr 2050 ansteigen wird.

Weiterentwicklung der Erneuerbaren Energien

Auch wenn vieles, was wir für die Transformation benötigen, heute schon bekannt ist, bedeutet dies keinesfalls, dass die technische Entwicklung abgeschlossen ist. Im Gegenteil, die Unternehmen arbeiten intensiv an Innovationen im Energiebereich. Das betrifft zunächst die Erneuerbaren Energien selbst. Größe und Effizienz der Anlagen lassen sich weiter optimieren, um den Stromertrag zu verbessern und den Flächenbedarf zu begrenzen. Dabei gehen die Unternehmen auch ganz neue Wege. Um nur ein Beispiel zu nennen: RWE erprobt mit einem Partner Flugwindanlagen mit Lenkdrachen, die den kräftigen und stetigen Wind mehrere hundert Meter über dem Boden nutzen können.

Grüner Wasserstoff

Neue Wege sind auch überall dort zu gehen, wo elektrischer Strom nicht unmittelbar anwendbar ist. Stattdessen sind große Mengen grünen Wasserstoffs als Energieträger erforderlich. Die Technik ist bekannt. Es kommt jetzt darauf an, die Voraussetzungen für die Wirtschaftlichkeit zu schaffen und die industrielle Skalierung voranzutreiben. Zum Beispiel ist RWE im Projekt GetH2 engagiert, mit dem der Kern einer bundesweiten Wasserstoffinfrastruktur geschaffen wird. Die Initiative AquaVentus hat sich das Ziel gesetzt, mit Strom aus Offshore-Windkraftanlagen ebenfalls auf See installierte Elektrolyseure im industriellen Maßstab zu betreiben.

Speicher

Schließlich benötigt ein Energiesystem auf Basis Erneuerbarer Energien auch Speicher in großem Umfang, und auch hier sind die Unternehmen mit zukunftsweisenden Neuerungen unterwegs. Ein Beispiel unter anderen ist die Forschung an der RedOx-Flow-Batterie bei RWE, mit der Leistung und Kapazität unabhängig voneinander skalierbar sind und die deutlich langsamer altert als herkömmliche Batterien.

Die Unternehmen haben erkannt, was Klimaneutralität erfordert. Sie handeln. Aber auch der Politik kommen wichtige Aufgaben zu, damit die Transformation gelingen kann und Investitionen mobilisiert werden.

Die Politik als Impulsgeber und Garant für Planungssicherheit

Die Politik soll nämlich Impulsgeber und Garant für Planungssicherheit in der Transformation sein – sie muss dabei gezielt Anreize setzen anstatt mit Verboten zu agieren. Die Unternehmen müssen Veränderung als Chance begreifen und radikale Veränderungsprozesse anstoßen. Deutschland muss dabei alles tun, um die dafür benötigte Innovations- und Investitionskraft zu fördern. Dazu zählt vor allem, ein wettbewerbsfähiges, zukunftsgerichtetes und ganzheitliches Marktdesign zu schaffen, in einem gemeinsamen europäischen Rahmen und einer internationalen Klimapolitik, die die Wettbewerbsfähigkeit Europas erhält.

Ein wichtiger Impuls für den Klimaschutz und die Transformation ist die Zielverschärfung der EU. Sie sieht vor, den CO₂-Ausstoß bis 2030 im Vergleich zu 1990 um 55 % zu reduzieren. Durch die finanziellen Mittel für den Green Deal sowie die Corona-Hilfen, die direkt in nachhaltige Projekte fließen sollen, besteht nun die Chance, die klimafreundlichen Technologien schneller aufbauen zu können als bisher angenommen. Zudem bietet der Verzicht auf fossile Energieträger weitere Chancen, z.B. in Form geringerer Importabhängigkeit bei Öl und Gas, wenn damit kein Wohlstandsverlust verbunden ist. Schließlich darf nicht vergessen werden, dass das wichtigste Standbein der deutschen Volkswirtschaft die Industrie ist. Klimaneutrale industrielle Wert-

schöpfung braucht nachhaltigen, sicheren und bezahlbaren Strom aus Erneuerbaren Energien. Das Marktdesign muss dieser Tatsache ebenso Rechnung tragen wie dem Umstand, dass Markt und Kapital international sind.

Bremse von Bürokratie, Überregulierung und Verboten lösen

Zunächst ist es wichtig, die Bremse von Bürokratie, Überregulierung und Verboten zu lösen, die nicht zu dem Geist passt, den wir für eine technologische Zeitenwende brauchen. Um drei wichtigste Themenkomplexe zu nennen:

- **Planungs- und Genehmigungsverfahren** dauern zu lange, oft 5 Jahre. Die EU gibt maximal 3 Jahre für neue Windkraft-Projekte an Land und 2 für das Repowering vor, also für den Ersatz alter durch neue, leistungsstärkere Windräder. Genehmigungen sollten zudem technologieoffen sein, um die neueste und effizienteste Turbinentechnologie verwenden zu können. Schon allein wegen der Akzeptanz und des Naturschutzes sollten wir so viel grünen Strom mit so wenig Turbinen wie möglich produzieren.
- Agora erwartet, dass bis Ende 2030 ca. 12 GW alte Windkraftanlagen aus dem Markt gehen, die zusätzlich zum Ausbauziel ersetzt werden müssen. **Repowering** kann hier mit deutlich höherem Stromertrag an existierenden Standorten helfen. So lassen sich 10 alte 1,5-MW-Windräder durch 3 neue Anlagen oder weniger ersetzen. Der Netzanschluss ist schon da, Akzeptanz und lokale Wertschöpfung bleiben erhalten. Repowering ist eine Chance und muss leichter werden, etwa durch den Verzicht auf restriktive Abstandsregelungen, die eine unnötige Selbstrestriktion sind und das Aus für Windparks bedeuten können.
- Der **Netzausbau** muss beschleunigt werden. Er ist und bleibt eine zentrale Voraussetzung für den Ausbau der Erneuerbaren. Schon 2015 wurde mit dem Bundesbedarfsplangesetz festgelegt, dass Vorhaben mit gut 5.800 Trassenkilometern nötig sind. Davon wurden bislang allerdings nur kleine Teile fertiggestellt, bzw. sind im Bau.

Wettbewerbsfähige Rahmenbedingungen für Erneuerbare Energien

In vielen Ländern sind die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen für Investitionen in Erneuerbare mittlerweile besser als bei uns. Investitionen werden deshalb vermehrt im Ausland getätigt statt hierzulande. Ein Beispiel für wettbewerbsfähige Rahmenbedingungen bietet Großbritannien. Bis 2030 sollen rechnerisch alle britischen Haushalte mit Strom aus Offshore-Windkraftanlagen versorgt werden. Dafür hat die Regierung ein umfangreiches Konjunkturprogramm aufgesetzt. Für Investoren attraktiv ist zudem das britische Marktdesign. Mit den sog. Differenzverträgen (Contracts for Difference) setzt das Land auf einen Finanzierungsmechanismus, der den Ausbau voranbringt und die Strompreise stabil hält. Das 1,4-GW-Projekt Sofia von RWE vor der englischen Küste gilt als förderfrei, da die britische Regierung erwartet, dass es

über die Laufzeit des CfD zu keiner finanziellen Belastung der Gesellschaft kommen wird. Gleichzeitig sind CfDs wegen planbarer Erlöse für Investoren attraktiv. Sie können Deutschland und Europa im globalen Wettbewerb um Investitionen stärken.

Zukunftsorientiertes Marktdesign

Statt des in die Jahre gekommenen Erneuerbare-Energien-Gesetzes werden zukünftig Instrumente gebraucht, die auf Flexibilität, die Verfügbarkeit gesicherter Leistung und allen voran auf den Ausbau Erneuerbarer Energien ausgerichtet sind. Diese sollten sich über eine gestärkte Nachfrage aus verschiedenen Sektoren finanzieren, so dass die staatliche Förderung nur noch flankierend wirkt und schrittweise im Lichte steigender CO₂-Preise auslaufen kann. Zukünftig soll es nicht mehr um die Förderung Erneuerbarer Energien gehen, sondern um die Absicherung des Ausbaus durch intelligente Instrumente. Auch gemeinsame Ausschreibungen von grünem Strom, Elektrolyseuren und der Umstellung von industriellen Produktionsprozessen sind vorstellbar. Das könnte man dann über Carbon Contracts for Differences finanzieren. Das Resultat wäre eine intelligente und marktorientierte Sektorkopplung.

Den Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft organisieren

Wasserstoff ist entscheidend für das klimaneutrale Zeitalter vor allem in der Industrie. Dafür muss die Politik die passenden regulatorischen Bedingungen und Förderungen umsetzen. Denn bevor Wasserstoff eingesetzt werden kann, bedarf es gewaltiger Investitionen: Um ihn klimaneutral herzustellen, werden zusätzliche Kapazitäten Erneuerbarer Energien notwendig. Geld kostet auch der Bau von großen Elektrolyseuren, um den Wasserstoff darin zu produzieren. Zudem muss für den Transport der Aufbau einer umfassenden Wasserstoffinfrastruktur beginnen. Am Ende der Wertschöpfungskette, also vor allem bei den Industrieunternehmen, werden enorme Investitionskosten anfallen, um die Produktionsprozesse auf Wasserstoff umzustellen.

Wir sollten angesichts solcher Herausforderungen pragmatisch denken. So ist es im Hochlauf sinnvoll, sich nicht allein auf grünen Wasserstoff zu beschränken, sondern auch die Potenziale des blauen (aus fossilen Energieträgern mit CO₂-Abscheidung) oder des türkisenen Wasserstoffes (mittels Methanpyrolyse) übergangsweise zu nutzen. Es ist auch nicht zu erwarten, dass Deutschland seinen künftigen Wasserstoff aus eigenen Ressourcen decken kann. So ist ein entscheidender, noch fehlender Baustein für das Entstehen eines Markts für Wasserstoff ein einheitliches Zertifizierungssystem, damit auch der Wasserstoff-Handel Fahrt aufnehmen kann.

Europa und Deutschland haben die Expertise und die finanzielle Kraft, sich mit an die Spitze der Wasserstofftechnologie zu setzen. Aber die Konkurrenz schläft nicht. Japan gehört zu den Spitzenreitern bei Wasserstoff und investiert kräftig. China holt auf. Und vermutlich werden sich die USA diese Chance

künftig ebenfalls nicht entgehen lassen wollen.

Mehr Zusammenarbeit in Europa ermöglichen

Nationale Strategien reichen längst nicht mehr aus, um die technologische Zeitenwende zu bewältigen. Das zeigt sich ganz konkret zum Beispiel beim Ausbau der Offshore Windenergie. Laut Offshore-Wind-Strategie der EU soll die Leistung von heute 12 GW auf 300 GW bis 2050 steigen – ein 25-facher Zuwachs! Offshore-Wind dürfte nach 2040 die Stromquelle Nr. 1 in Europa sein. Um das volle Potential zu nutzen, muss die Energiewende ein europäisches Projekt sein, besonders in der Ost- und Nordsee. Hybride Windparks – Kombinationen aus Offshore-Windpark und Stromleitung über Ländergrenzen hinweg – sparen nämlich Kapital und Platz, und sie verbessern die europäischen Energieflüsse. Dazu muss die maritime Raumplanung regional zusammenpassen und über den Horizont von teilweise nur 6 Jahren deutlich hinausgehen.

Auch regulatorische Vorgaben für nachhaltige Finanzierung, wie sie die EU unter dem Stichwort Sustainable Finance einführen will, können auf dem Weg in die klimaneutrale Zukunft helfen. Im Mittelpunkt muss das zukünftige Potenzial von Unternehmen zur Dekarbonisierung und deren Wille zur Transformation stehen. Es geht darum, Unternehmen in ihrer Transformation zu stärken, nicht zu schwächen. Deshalb kommt beim Thema Sustainable Finance den Investitionen eines Unternehmens eine ganz besondere Bedeutung zu.

International kooperieren

Entscheidend für die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie in der Transformation sind gleiche Wettbewerbsbedingungen im Weltmarkt – CO₂-Kosten und Minderungsambitionen müssen dauerhaft zu jenen in anderen Weltregionen passen. Deshalb ist es für Deutschland wichtig, dass die EU mit den G20-Staaten Verhandlungen über sektorale CO₂-Preise beginnt und sich für die Gründung eines „Club of the Willing“ für ehrgeizigen weltweiten Klimaschutz einsetzt.

Die 2020er Jahre sind die Schlüsseldekade für den Einstieg in das klimaneutrale Zeitalter

Dabei sollten sich Deutschland und Europa der Größe des Transformationsprozesses und der Zeitenwende bewusst werden. Politik und Unternehmen müssen beherzt ihre jeweilige Rolle spielen, Hindernisse wegräumen die einen, Investitionen und Innovationen vorantreiben die anderen.

Für diese großen Aufgaben sind gegenseitiges Wohlwollen und auch etwas Demut erforderlich. Nicht jeder Zwischenschritt der Transformation wird gleich zu 100% perfekt sein. Nicht alles kann im Einzelnen geplant werden. Wer das erwartet, wird sich in kleinteiliger Selbstblockade verlieren. Deshalb ist mir Technologieoffenheit so wichtig. Wir müssen unterschiedliche Dinge aus-

probieren, und auch einmal Kompromisse eingehen können, seien sie technologisch oder regulatorisch. Wir kennen nicht die Details, aber eine klare Vorstellung für die klimaneutrale Energiewelt von 2050 lässt sich schon heute formulieren: Das meiste wird elektrisch betrieben werden – vom Auto bis zur Heizung. Der Strom dafür wird sauber, sicher und bezahlbar sein. Und dort, wo es mit Strom nicht geht, wird grüner Wasserstoff zum Mittel der Wahl. Das wäre ein nachhaltiger, rundum gelungener Umgang mit den Ressourcen unserer Welt – dank modernster Technologien, in die wir heute massiv investieren. Dafür arbeitet RWE. Our energy for a sustainable life.



© Evonik Industries AG

Dr. Harald Schwager
Mitglied des Vorstandes, Forum für Zukunftsenergien e.V., sowie
Mitglied und stellvertretender Vorsitzender des Vorstands,
Evonik Industries AG

Dr. Harald Schwager ist promovierter Chemiker und begann seine Karriere bei der BASF. Dort war er zuletzt Mitglied des Vorstands von 2008 bis 2017. Seit September 2017 ist 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 Sommer 2020 wurde er von der Mitgliederversammlung in den Vorstand des Forums für Zukunftsenergien gewählt.

Mit Resilienz und Nachhaltigkeit: Energie für die 20er Jahre

Dr. Harald Schwager

1. Resilienz braucht den Blick aufs Ganze

Stark sein. Krisen trotzen. Widerstandsfähig bleiben. Das ist Resilienz. Besonders in unruhigen Zeiten wie diesen hat der Begriff große Strahlkraft. Und wünschen wir uns nicht alle, resilient zu sein? Doch wie erreichen wir das? Resilienz ist gerade nicht nur ein technischer Begriff der Ingenieurwissenschaften, sondern seit Jahren ein fester Bestandteil der Nachhaltigkeitsdebatte und fester Bestandteil im gesellschaftlichen Diskurs zur sicheren, zur – eben resilienten – Energieversorgung der Zukunft.

Antworten werden wir dabei nur finden, wenn wir das Gesamtsystem betrachten. Denn es geht um das Große und Ganze, um das Funktionieren des Staates: Nur wenn wir unser Gemeinwesen in ökologischen, ökonomischen und sozialen Dimensionen austarieren, nur dann ist unsere Demokratie resilient. Die demokratischen Verhandlungsprozesse sind komplex, sicher vielfältig verbesserungsfähig und verbesserungsbedürftig und werden letztlich nie alle Zielkonflikte auflösen können. Es geht auch um die Würde des Kompromisses. In einem freiheitlichen Staat sind dafür nicht nur Regierungen, Parlamente, Parteien, Kirchen und Religionsgemeinschaften, Gewerkschaften, Verbände und gemeinnützige Organisationen verantwortlich, sondern auch die Industrie, die Unternehmer, die Wirtschaft übernehmen Verantwortung. Eine Einteilung von Branchen und Parteien in Klimaretter und Klimagegner bringt uns im Ringen um die besten Lösungen nicht weiter.

Der politische Rahmen

Die zentrale Frage der Resilienz heute ist, wie wir künftig verantwortungsvoll mit knappen Ressourcen umgehen und dennoch Wachstum generieren, um letztlich Wohlstand für Viele zu sichern. Ohne Wachstum geht es nicht. Ohne innovative Industrie werden wir kein Wachstum generieren und gute zukunftsfähige Arbeitsplätze sichern bzw. schaffen können. Die Industrie braucht dafür gesellschaftliche Akzeptanz und politische Entscheidungsträger, die den ökologisch, ökonomisch und sozial ausgewogenen „Sustainable Deal“ verfolgen, statt eines verengten „Green Deal“, die bereit sind, sich auf komplexe Systembetrachtungen und offene Diskussionen einzulassen und die bereit sind, technologieoffene, möglichst marktbasierende Rahmenbedingungen zu setzen.

Die Politik reagiert auf die Klima-Krise und wünscht sich ein anderes Wirtschaften. Die politischen Zielvorgaben und Zeitpläne sind sehr ambitioniert, die Konsequenzen für die Chemieindustrie enorm: Kohleausstieg, Atomausstieg, der EU Green Deal, die 2030 Sustainable Development Agenda der Vereinten Nationen und das Paris Agreement. Bis 2050 klimaneutral zu wirt-

schaften, ist ein Ziel, das die Chemieindustrie unterstützt und das finanziell, technisch und politisch eine große Herausforderung bleibt.

Die Fähigkeit in Systemen zu denken, effizient Verbindungen zu erkennen und den Vorteil daraus für Vieles und Viele zu nutzen, ist seit Jahrhunderten Grunddisziplin der Chemikerinnen und Chemiker.

Die Chemiebranche übernimmt Verantwortung für das Gesamtsystem, wie zuletzt im Kampf gegen das Covid-19-Virus gezeigt durch die schnell geschaffene Internetplattform, mit der die Bereitstellung von Desinfektionsmitteln oder Impfmaterialeien wirksam organisiert werden konnte. Mit der Plattform „Chemistry4Climate“ vernetzt der Verband der Chemischen Industrie (VCI) die Ingenieure der Zukunft verschiedener Branchen, um gemeinsam neue technische Lösungen zu finden. Im pandemiebedingt schwierigen Umfeld und den Anforderungen des politisch gesetzten Green Deal stellen wir uns der Herausforderung, wie wir unsere Geschäftsmodelle und Innovationsstrategien resilient aufstellen, um auf Wachstumskurs zu bleiben. Dafür werden erhebliche private Investitionen und öffentliche Förderung notwendig sein. Die Chemieindustrie hält mit Blick auf die Entwicklung der Kreislaufwirtschaft sowie klimaschonender Produkte und Lösungen viele Fähigkeiten und Kompetenzen bereit.

Evonik hat sich zukunftsfähig aufgestellt

Zukunftsfähigkeit und Nachhaltigkeit sind zentrale Elemente der Evonik-Strategie. „Leading Beyond Chemistry - to improve life, today and tomorrow“ – das ist unser Anspruch an uns selbst und unser Versprechen an unsere Kunden. Seit der grundlegenden Neuaufstellung im letzten Jahr integrieren wir Nachhaltigkeit systematisch in Strategie- und Portfoliomanagement und steigern kontinuierlich den Anteil unserer Produkte, die wir als „Next Generation Solutions“ bezeichnen, da sie im umfassenden Sinne nachhaltig und profitabel sind. Investitions-, Forschungsmittel und Zukäufe werden danach ausgerichtet. Zudem verfolgen wir unsere Umweltziele: Bis 2025 wird Evonik die absoluten Emissionen im Vergleich zu 2008 halbieren. Bereits heute erzielen wir 90 Prozent unseres Umsatzes mit Produkten und Lösungen, die in punkto Nachhaltigkeit über oder auf Marktniveau liegen. Unsere vertiefte Wirkkanalyse entlang der Wertschöpfungskette hat den gesellschaftlichen Nutzen von Evonik ermittelt. So schafft jeder einzelne Euro der Wertschöpfung bei Evonik weltweit gesehen einen gesellschaftlichen Mehrwert von 4,27 Euro und trägt mit 1,82 Euro zu den öffentlichen Einnahmen bei. Ein Arbeitsplatz bei Evonik sichert 7,9 weitere Arbeitsplätze in der Wertschöpfungskette. Wir verfolgen ein neues Verständnis von Wertsteigerung. Damit sind wir bislang gut, man kann auch sagen: resilient, durch die pandemiebedingte Krise gekommen.

Evonik ist in 100 Ländern auf sechs Kontinenten rund um den Globus aktiv, betreibt Produktionsanlagen in 26 Ländern. Nach wie vor sind zwei Drittel unserer 32.000 Mitarbeiter an den zwanzig Standorten in Deutschland

beschäftigt. Als Unternehmen sind wir deshalb insbesondere in Deutschland auf gesellschaftliche Akzeptanz und gute Rahmenbedingungen angewiesen, wie z.B. verlässliche Gesetzgebung, vernünftige Steuerpolitik, schnelle unbürokratische Genehmigungspraxis, moderne öffentliche Infrastruktur und eine verlässliche Energieversorgung.

Auch hier muss das Gesamtsystem stimmen, damit die Resilienz in Deutschland gestärkt wird. Es ist offensichtlich, dass Deutschland beim Erhalt und Aufbau von Infrastruktur große Defizite hat, das betrifft die Schifffahrtswege, die digitalen und insbesondere die Stromnetze. Jedes dieser Netze könnte einen erheblichen Beitrag zum klimaschonenden Wirtschaften leisten – und das zukunftsfeste Funktionieren des Staates sichtbarer, spürbarer, messbar machen.

Und blicken wir auf den Stoff, der gerade hehre Zukunftsträume auslöst: Wasserstoff. Wir setzen darauf, dass beim Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur die Fehler der Stromwende nicht wiederholt werden. Denn für den nächsten Schritt der Energiewende, werden die energieintensiven Branchen wie Chemie und Stahl besonders auf kostengünstig verfügbaren grünen Wasserstoff angewiesen sein.

Das Zusammenspiel der Energieträger Strom, Gas und Wasserstoff muss in einem komplexen System integriert geplant und steuerbar sein. Auch Industriekraftwerke werden ihre Rolle im Gesamtsystem einnehmen.

Politische Entscheidungsträgerinnen und Entscheidungsträger müssen sich auf die komplexen systemischen Fragen der Energiewende einlassen, die den Weg zur Klimaneutralität aufzeichnen.

Die Dimensionen Versorgungssicherheit, Bezahlbarkeit, Umweltverträglichkeit geben hier die Richtung einer verantwortungsvollen, resilienten Energiepolitik vor.

2. Nachhaltig, wettbewerbsfähig und sicher: Der Energie-Dreiklang

Ein nachhaltiges Energiesystem braucht internationales Handeln

Evonik-Produkte helfen, die Energiewende zu schaffen. Unser Knowhow steckt etwa in Photovoltaik- und Windkraftanlagen oder der Membrantechnologie für Elektrolysen. Zugleich stehen wir als energieintensives Unternehmen vor der Herausforderung, unsere Produktion den Anforderungen an das erneuerbare Energiesystem anzupassen.

Angesichts der notwendigen fortschreitenden Defossilisierung unseres Energiebedarfs wird der Anteil erneuerbarer Energien in der Energieversorgung weiterhin deutlich ansteigen. Das ist gut fürs Klima, aber unter den bislang vorgezeichneten Rahmenbedingungen so teuer, dass es vielen Unternehmen

die Luft zum Atmen, Wachsen, Investieren nimmt. Das kann nicht gut gehen. Ohne Investitionen keine Innovationen.

Die erneuerbaren Energien aus Wind und Sonne werden zunehmend direkt genutzt. Der Anteil des Stroms in der Endenergie wird deutlich zunehmen. Das Gesamtsystem wird über die notwendige Sektorenkopplung komplexer.

Abhängig vom Technologiepfad, den die chemische Industrie zur Defossilisierung verfolgt, wird sich der Strombedarf der chemischen Industrie in Deutschland bis zum Jahr 2050 von aktuell ca. 54 TWh/Jahr auf voraussichtlich mehr als 600 TWh/Jahr erhöhen, wie der VCI in seiner Roadmap-Studie ermittelt hat. Derzeit verbraucht ganz Deutschland ungefähr 500 TWh im Jahr. Die Zahlen zeigen die Dimension der Aufgabe. Künftig wird die Chemiebranche strombasierte Verfahren einsetzen, wie z.B. die Methanolherstellung aus Elektrolyse-Wasserstoff und Kohlendioxid oder alternative Rohstoffgewinnung im Kreislauf betreiben. Zum Beispiel ist das chemische Recycling von Kunststoffen gut für die Umwelt, bringt aber einen hohen Strombedarf mit sich.

Es bedarf großer Anstrengung, wenn wir auch künftig vollständige Wertschöpfungsketten der chemischen Industrie in Deutschland halten wollen. Die Flächen in Deutschland werden für diese Erzeugungsdimensionen von erneuerbarer Energie sicher nicht ausreichen. Hier sollten wir europäisch denken. So hat eine Studie des Instituts für transformative Nachhaltigkeitsforschung (IASS) ergeben, dass eine Energieversorgung, die europaweit zu 100 Prozent auf erneuerbaren Energien basierte, eine Fläche von 97.000 Quadratkilometern für kostengünstige Wind- und Photovoltaikanlagen benötigte. Das wären rund zwei Prozent der Gesamtfläche Europas, eine Fläche so groß wie Portugal. Selbst wenn bestehende Systeme optimiert, Wasserflächen wie Seen und Meere stärker genutzt würden und sich der Flächenbedarf auf die Hälfte begrenzen ließe, wird die Chemiebranche künftig auf neue internationale Kooperationen angewiesen sein, um mittels erneuerbarer Energien erzeugten Wasserstoff oder Ammoniak zu nutzen. Nicht nur die chemische Industrie wird weiterhin regenerativ erzeugte stoffliche Energieträger und Treibstoffe benötigen.

Jeder Verzicht auf eine Stufe der Wertschöpfungskette in Deutschland bzw. Europa birgt jedoch das Risiko, dass auch vor- und nachgelagerte Stufen mit abwandern – der volkswirtschaftliche Schaden wäre groß, die Resilienz unserer Sozialen Marktwirtschaft geschwächt. Die chemische Industrie beschäftigt derzeit 464.000 gut bezahlte Mitarbeiterinnen und Mitarbeiter in Deutschland und setzt jährlich 186 Milliarden Euro um. Nach Zahlen des VCI lagen in den letzten zehn Jahren die Investitionen der Chemiebranche in Sachanlagen innerhalb Deutschlands nur zwei Mal über den Sachanlageninvestitionen im Ausland. Die Gefahr eines schleichenden De-Investments ist nicht gebannt.

Wir werden uns also mit den Optionen auseinandersetzen müssen, wie der Zuwachs des Strombedarfs, bzw. der Energiebedarf der Chemiebranche ohne

Abwanderung der Wertschöpfung in den nächsten dreißig Jahren gedeckt werden kann. Technologieoffene Innovationsstrategien, wie etwa die Nutzung, Abscheidung, Speicherung von Kohlendioxid (CCS/CCU-Technologien) sowie der kostengünstige Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland und Europa und Energieimporte werden notwendig sein, um Zielkonflikte um den Strombedarf mit anderen Industriebranchen und Sektoren zu lösen. Hier erwarten wir einen realistischen politischen Blick.

Die aufzubringenden Investitionen für neue Technologien werden erheblich sein, die VCI Roadmap 2050 spricht für die Chemiebranche von einem zusätzlichen Investitionsbedarf von mindestens 54 Mrd. €. Auch hier zeigt sich: ein ganzheitlicher Ansatz ist notwendig. Exzellentes ingenieurtechnisches Know-how ist genauso gefragt wie weitsichtiges administratives Handeln. Die für Forschung und Entwicklung notwendigen Mittel müssen erwirtschaftet und zielgenaue Förderprogramme gestaltet werden. Bei aller notwendigen Fokussierung auf die Umweltverträglichkeit unseres künftigen Energiesystems müssen die beiden anderen Seiten des energiepolitischen Nachhaltigkeits-Dreiecks aus Wettbewerbsfähigkeit und Versorgungssicherheit im Blick gehalten werden. Die Konturen eines zukünftigen neuen Energiesystems zeichnen sich inzwischen deutlicher ab. Politik, Wirtschaft, Privathaushalte – wir alle müssen im Ausgleich der Interessen und im Interesse der Zukunft des Wirtschaftsstandortes Deutschland in Europa darauf achten, dass es in diesem Prozess nicht zu Unwuchten kommt. Gerade um unsere Vorreiterrolle auf dem Weg des klimaneutralen Wirtschaftens halten und ausbauen zu können, müssen wir auch weiterhin ein hohes Maß an Wettbewerbsfähigkeit sowie Versorgungssicherheit wahren.

Wettbewerbsfähigkeit durch einen starken europäischen Energiebinnenmarkt

Emissionshandel in Europa stärken

Die jüngsten Entwicklungen beim europäischen Emissionshandel, der Energie- und Industrieanlagen erfasst, zeigen, dass die CO₂-Mengensteuerung in Verbindung mit dem Emissionshandel funktioniert. Der Emissionshandel ist nach wie vor das beste Instrument zur möglichst kosteneffizienten CO₂-Vermeidung. Seit 1990 sind die Emissionen um 35,7 Prozent zurückgegangen. Der Trend des Emissionsrückgangs zeigt sich seit 2017 auch bei den Prozessmissionen. Innerhalb der Europäischen Union ist es durch Energieeffizienz und Emissionshandel gelungen, das Wirtschaftswachstum vom Energieverbrauch zu entkoppeln.

In Deutschland können wir diese Entwicklung bereits seit Anfang der 1990er Jahre beobachten. Im Effizienzbericht von 2019 weist die Bundesregierung die Zahlen für den Endenergie- und Stromverbrauch der Industrie aus. Der Endenergieverbrauch der Industrie stieg im Zeitraum von 1991 bis 2017 durchschnittlich um 0,01 Prozent pro Jahr, der Verbrauch unterlag zwar

Schwankungen, doch zuletzt lag er wieder leicht über dem Niveau von 1991. Die gleichzeitige Steigerung der Bruttowertschöpfung um jahresdurchschnittlich ein Prozent ergibt für die Endenergieproduktivität eine Wachstumsrate von durchschnittlich 1,1 Prozent pro Jahr. Beim Stromverbrauch lagen die jahresdurchschnittlichen Wachstumsraten bis 2017 bei 0,7 Prozent, die der Bruttowertschöpfung bei 1,1 Prozent, somit liegt die Stromproduktivität bei 0,4 Prozent. Strom ist mit einem Anteil von 31 Prozent am Endenergieverbrauch der Industrie der zweitwichtigste Energieträger nach Gas (34,9 Prozent). Die Strom- und Gaspreise sind also entscheidende Größen.

Energieeffizienz steigern

Energieeffizienz gehört zu den Kernkompetenzen der energieintensiven Branchen. Auch Evonik treibt das Thema voran. Bereits heute sind siebzig Prozent des weltweiten Evonik-Energieverbrauchs in einem zentral gelenkten und zertifizierten Energiemanagementsystem erfasst. Kontinuierlich suchen wir nach Wegen, unsere Energieeffizienz immer weiter zu verbessern, jede implementierte Maßnahme wird konsequent an den Standorten nachverfolgt – von der Messung über die Analyse bis zur Kontrolle ist inzwischen alles weitgehend digital. Jede Mitarbeiterin und jeder Mitarbeiter weiß um die Bedeutung von Energieeffizienz sowohl im Hinblick auf Kosten als auch auf Nachhaltigkeit. Evonik fördert den Austausch von Ideen und Lösungen zur steten Verbesserung über alle Standorte, Regionen und Bereiche hinweg. Unsere jungen Talente motivieren uns auf diesem Weg übrigens ganz besonders, denn die junge Generation erwartet mehr denn je eine ganzheitliche, auf Nachhaltigkeit fußende Unternehmensstrategie.

Europäische Infrastruktur für erneuerbare Energien

Die Wettbewerbsfähigkeit der Industrie in Europa lässt sich langfristig jedoch nur erhalten, wenn weltweit ähnlich ambitionierte CO₂-Preismodelle in den USA, China und weiteren G20-Staaten etabliert werden. Mittelfristig wird es jedoch keine gleichen Wettbewerbsbedingungen geben.

In der Europäischen Union muss sichergestellt werden, dass die Ressourcen effizient allokiert werden, d.h. zum Beispiel: Wo kann der erneuerbare Strom am kostengünstigsten erzeugt werden und dem europäischen Energie-Binnenmarkt über gut ausgebaute Energienetze zur Verfügung stehen? Europaweite Investitionen in Infrastruktur sind erforderlich. Zudem dürfen die im internationalen Wettbewerb stehenden Branchen des produzierenden Gewerbes nicht belastet werden. Ein Ausgleichsmechanismus an den europäischen Grenzen („Carbon Border Tax“) ist hier insbesondere für die Chemiebranche aufgrund des vielfältigen Portfolios und grenzüberschreitenden Lieferketten, verbunden mit einem signifikanten Exportanteil in außereuropäische Regionen, nicht die Lösung.

Angesichts der stetig steigenden staatlich induzierten Abgaben und Umlagen auf den Strompreis in Deutschland und den permanenten kleinteiligen Debatten zu Abgaben- und Umlagenbefreiung der energieintensiven Industrien im internationalen Wettbewerb, die letztlich in der EU-Kommission entschieden werden, sollten endlich Finanzierungsalternativen für den Ausbau der erneuerbaren Energien diskutiert werden. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) muss grundlegend reformiert werden. Konstruktive Vorschläge dazu, auch und gerade der Chemieindustrie, liegen längst auf dem Tisch. Im Superwahljahr 2021 verdienen sie mehr Gehör.

Auch beim nächsten Etappenziel auf dem Weg zur Treibhausgasneutralität sollte die Verringerung von CO₂-Emissionen den übergeordneten Rahmen setzen und möglichst marktbasiert und technologieoffen ausgestaltet sein. Im Fokus sollten auch Innovationen im Bau- und Verkehrssektor stehen, die den Energiebedarf insgesamt allerdings wieder steigen lassen. Elektroautos und Gebäudeheizungen brauchen mehr Strom. Zielkonflikte zwischen den Sektoren um kostengünstig verfügbaren Strom sind da vorprogrammiert.

Europäischer Industriestrompreis

Der nächste Schritt der Energiewende steht an, um die Industrieemissionen (188 Mio. t CO₂-Äq.) weiter zu senken, die nach Zahlen des Bundesumweltamtes einen Anteil von 23 Prozent an den Gesamtemissionen in Deutschland (805 Mio. t CO₂-Äq.) haben. Wenn die Industrie in strombasierte Technologien investieren soll und damit einen großen Hebel zur Senkung der Emissionen in Bewegung setzt, braucht es dafür einen verlässlichen europäischen Industriestrompreis von 4 ct/kWh und Fördermöglichkeiten über Differenzverträge (Contract for Difference).

Nur so ist gesichert, dass auch künftig unverzichtbare Produkte der chemischen Industrie klimaneutral und wettbewerbsfähig im Vergleich zu konventionellen Produktionstechnologien in Europa hergestellt werden. Ein Industriestrompreis könnte ein unverzichtbarer Baustein für die weitere Transformation, den Erhalt von Wertschöpfungsketten und damit schließlich zum Erhalt der Wettbewerbsfähigkeit des Industriestandorts Deutschland sein.

Versorgungssicherheit gelingt nur mit Infrastrukturaufbau, Digitalisierung und neuen Marktmechanismen

Eine verlässliche Energieversorgung ist in Deutschland bislang eine Selbstverständlichkeit und hat zum Aufbau der Industriegesellschaft beigetragen. Nach den politischen Beschlüssen stehen die Energieträger Kohle (2035/38) und Kernkraft (2022) für die Stromerzeugung bald nicht mehr zur Verfügung. Bereits im Jahr 2023 gehen nach Angaben der Bundesnetzagentur 15,5 GW der gesicherten Leistung aus dem Gesamtsystem, das heute 229,2 GW Gesamterzeugungskapazität ausweist. Inbetriebnahmen von Kraftwerksblöcken bis 2023 sind nur mit einer Leistung von 2,4 GW gemeldet. So gehen in

den nächsten eineinhalb Jahren sechs Prozent der gesicherten Erzeugungsleistung aus dem Energiesystem, das durch den Anteil erneuerbarer Energien in Höhe von 127,7 GW an der Gesamterzeugungskapazität dominiert wird. Die Versorgungssicherheit dennoch zu gewährleisten, wird eine dringende Aufgabe der nächsten Jahre sein. Aus nationaler Sicht wäre im Lichte des Atom- und Kohleausstiegs die Gewährleistung der Versorgungssicherheit durch Import von polnischem Kohlestrom im Winter und von französischem Atomstrom im Sommer geradezu paradox.

Es ist – wie erwähnt – der Blick aufs Ganze nötig: Um die Resilienz des Energieversorgungssystems der Zukunft zu erhalten müssen viele Systemkomponenten in einander greifen. Ein schnellerer Ausbau und die Ertüchtigung der Stromnetze muss auf allen Netzebenen vorangetrieben werden, damit die zunehmend volatile und dezentrale Erzeugung den Verbraucher möglichst unmittelbar erreicht. Das gilt für die Verteilnetzebene, damit künftig z.B. Elektrofahrzeuge flexibel geladen und Gebäudeheizungen entsprechend mit Strom versorgt werden können, wie auch für die Übertragungsnetze, die das Nord-Süd-Gefälle in Deutschland ausgleichen müssen. Dafür sind Anpassungen im Planungs- und Genehmigungsrecht und Infrastrukturfördermittel erforderlich sowie angemessene Erlösmöglichkeiten für Netzbetreiber, die die Endkunden nicht über Gebühr belasten. Für einen verlässlichen europäischen Energiebinnenmarkt sind die Energienetze für Strom, Wasserstoff, CO₂ oder Erdgas grenzüberschreitend zu planen und auszubauen. Der europäische Beinahe-Black-Out vom 8. Januar 2021 zeigte nur allzu deutlich, dass der Netzausbau nicht mit dem fortschreitenden Wegfall gesicherter Leistung sowie rotierender Massen Schritt gehalten hat.

Die Digitalisierung der Energiesysteme muss weiter vorangetrieben werden. Der Einsatz von Smart Grids und KI-Systemen sind für Prognosen, und Fehleranalysen sowie Gesamtoptimierung zentrale Bausteine eines kontinuierlich komplexer werdenden Energieversorgungssystems.

Speicher werden in der Welt der erneuerbaren Energie eine wesentliche Rolle einnehmen. Batterien werden aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten Lastgänge nur auf Tagesbasis glätten können. Für Zeiten der Dunkelflauten im Winter und weiteren saisonalen Schwankungen werden Power-to-X-Systeme unverzichtbare Bausteine, selbst wenn sie geringere Wirkungsgrade gegenüber reinen Stromspeichern aufweisen. Erdgas- und künftig Wasserstoffnetze werden als Speicher fungieren und die zeitliche und räumliche Kopplung der Sektoren ermöglichen. Da Wasserstoff derzeit gegenüber Erdgas um den Faktor 5-10 teurer ist, wird der Energieträgerwechsel marktbasierend ohne entsprechend geförderten Hochlauf einer Wasserstoffwirtschaft erst bei einem CO₂-Preis zwischen 500-1000 €/t erfolgen können. Der gezielte Einsatz von Differenzverträgen (Contracts for Difference) könnte auch hierbei Abhilfe schaffen. Erdgas wird auf absehbare Zeit noch eine wichtige Rolle spielen. Bestehende Energiepartnerschaften und der Ausbau von Nord Stream 2 sollten deshalb nicht aufs Spiel gesetzt werden.

Europäisches Regelwerk für Kapazitätsmärkte einführen

Europaweit harmonisierte Kapazitätsmärkte wären ein innovativer Baustein für den Aufbau eines resilienten marktbasiereten Energiesystems. Mit konventioneller Energieerzeugung werden nach heutiger Merit-Order-Betrachtung immer geringere Erlöse erzielt. Stattdessen sollte der Markt den Wert der gesicherten Erzeugungsleistung fair abbilden bzw. die entsprechend erforderliche flexible Abschaltung von Verbrauchseinheiten an Bedeutung gewinnen. Im künftigen Marktdesign muss diese Leistung einen entsprechenden Wert erhalten. Derzeit gibt es für gesicherte Leistung kein tragfähiges Geschäftsmodell, da die Preisspitzen, die entsprechende Erlöse sichern könnten, schwer zu prognostizieren sind und selten auftreten. Ein Kapazitätsmechanismus, der wie der klassische Strommarkt technologieoffen und marktbasierend ausgestaltet ist, wird notwendig sein. Ein europaweit etabliertes Modell, das auf handelbaren Versorgungssicherheitsnachweisen (VSN) basiert, könnte durch die Einbindung der Verbraucherseite, den Erhalt oder Ausbau von Überkapazitäten entgegenwirken. Der Aufbau eines europäisch harmonisierten Regelwerks für Kapazitätsmärkte sollte eine zentrale Voraussetzung vor der Einführung sein. Die entsprechenden Vorschläge des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) zur Ausgestaltung eines solchen dezentralen Leistungsmarktes liegen vor.

3. Wie stellt sich Evonik den Herausforderungen des neuen Energiesystems?

Evonik setzt auf eigene Industriekraftwerke

Evonik gewinnt durch eigene Industriekraftwerke Versorgungssicherheit für die ressourcenschonende nachhaltige Produktion und kann – und will – einen Beitrag zur Stabilisierung des Energiesystems leisten.

Im energiepolitischen Nachhaltigkeits-Dreieck aus, Umweltverträglichkeit, Versorgungssicherheit und Wettbewerbsfähigkeit stellen die in Kraft-Wärme-Kopplung betriebenen hocheffizienten Erdgaskraftwerke am Evonik Standort Marl eine unverzichtbare Brückentechnologie für die 2020er und die 2030er Jahre dar. Aufgrund der ganzjährigen Wärmesenken im industriellen Bereich haben unsere Industriekraftwerke einen sehr hohen Gesamtwirkungsgrad. Dadurch werden die CO₂-Kosten minimiert. Industriekraftwerke mit kontinuierlicher Wärmeauskopplung werden voraussichtlich die letzten fossilen Kraftwerke im Gesamtsystem sein, die vor einer angestrebten kompletten Umstellung auf erneuerbare Energien Strom und Wärme erzeugen.

Für Evonik als Unternehmen der Spezialchemie stehen grundsätzlich Investitionen in definierte innovative Wachstumsfelder im Vordergrund, die dem Evonik Anspruch „Leading Beyond Chemistry“ im Besonderen entsprechen, wie z.B. bei der nachhaltigen Ernährung für Mensch und Tier, der Entwicklung neuer Materialien für Implantate, Zellkulturmedien und Medikamentenformul-

lierungen oder der Membrantechnologie zur effizienten Gasseparation.

Aufgrund der Bedeutung einer nachhaltigen Energieversorgung hat sich Evonik dennoch entschlossen, auch außerhalb der eigentlichen Kernaktivität in die grundlegende Erneuerung der Energieversorgung zu investieren. Das Investitionsvolumen dafür liegt im dreistelligen Millionen-Euro-Bereich. Weit fortgeschritten ist inzwischen der Bau von zwei Gas- und Dampfturbinenkraftwerken im Chemiepark Marl, dem weltweit größten Produktionsstandort von Evonik und Teil des Chemie-Cluster nördliches Ruhrgebiet.

Mit den neuen Kraftwerken wird Evonik ein altes Steinkohlekraftwerk ersetzen und damit den CO₂-Ausstoß von Evonik um bis zu eine Million Tonnen pro Jahr senken und die direkten jährlichen Treibhausgasemissionen seiner Anlagen weltweit um fast ein Fünftel reduzieren. Dies ist ein wesentlicher Beitrag, um unser zentrales Klimaziel zu erreichen: Evonik will die absoluten Treibhausgasemissionen bis 2025 halbieren.

Die neuen Anlagen mit einer elektrischen Leistung von 270 Megawatt Strom erreichen aufgrund der Kraft-Wärme-Kopplung einen Gesamtnutzungsgrad von mehr als neunzig Prozent. In erster Linie ist die neue Kraftwerksstruktur auf die optimale Versorgung des Chemie-Standorts mit Dampf ausgelegt. Zusätzlich werden aus diesem Dampfverbundnetz weitere 2.000 Haushalte der Stadt Marl mit Wärme versorgt. Das ist praktizierte Sektorenkopplung – sichtbar, spürbar, messbar.

Durch die hochflexible, durchgehend digital ausgelegte Laststeuerung der Kraftwerke können wir auf die volatile Produktion der erneuerbaren Energien optimal reagieren. Durch einen hohen Automatisierungsgrad auf Basis modellbasierter Regelungen (Advanced Process Control) und die Nutzung fortgeschrittener Autotrader-Funktionen auf der Handelsseite ist es möglich, auf die Preissignale der Strombörse unmittelbar zu reagieren und eine systemdienliche Fahrweise der Kraftwerke umzusetzen. Um jederzeit Versorgungssicherheit zu gewährleisten, arbeiten wir mit den höchsten IT-Sicherheitsstandards der Zertifizierung von Kernprozessen der Stromversorgung.

Unter dem Aspekt der Resilienz ermöglicht die Kraftwerksstruktur auch den Übergang zum sogenannten „Inselbetrieb“, also die Trennung vom vorgelagerten Netz im Falle von dort auftretenden Störungen und damit die ununterbrochene Versorgung der Chemieproduktion. Damit und mit der flexiblen Laststeuerung leisten wir so auch einen Beitrag zur Stabilität des Gesamtsystems. Der Chemiepark Marl fungiert als sichere Energieplattform – für die Chemie-Unternehmen am Standort, für die Stadt Marl und die vorgelagerten Netze - und passt sich optimal in die überregionalen Energiemärkte ein.

Evonik beteiligt sich aktiv am Aufbau der Wasserstoffwirtschaft

In der gesellschaftspolitischen Diskussion wird Wasserstoff häufig als Stoff der Zukunft wahrgenommen. Im Evonik-Alltag hat er bereits heute eine bedeutende Rolle. Annähernd 30 Prozent des Evonik Umsatzes weisen einen direkten Bezug zu Wasserstoff als Synthesebaustein oder Prozesselement auf.

Der Einsatz von treibhausgasarm erzeugtem Wasserstoff hat ein hohes CO₂-Reduktionspotential und ist damit wichtiger Bestandteil unserer Nachhaltigkeitsstrategie.

Evonik beteiligt sich pro-aktiv an der politischen und gesellschaftlichen Diskussion um das Potential von Wasserstoff und begrüßt die nationale und die europäische Wasserstoffstrategie. Wir zählen auf eine schnelle Umsetzung, so dass der Hochlauf der Wasserstoffwirtschaft bis spätestens 2030 gelingt. Wasserstoff und darauf aufbauende Produkte können einen substanziellen Beitrag zur Nutzung erneuerbarer Energien und zur Erreichung der Klimaneutralität Deutschlands in allen Sektoren leisten. Auch in diesem Bereich ist eine vollständige Technologie-Offenheit und Innovationsförderung entscheidend, damit der Transfer in eine treibhausgasarme Wasserstoffwirtschaft gelingen kann.

Wir arbeiten heute bereits daran, wie „grüner“ Wasserstoff in Elektrolysen günstiger erzeugt werden kann. Mit der bei Evonik entwickelten anionenleitenden Membran können beispielsweise die Investitionskosten der Elektrolyseure entscheidend gesenkt werden. Die Evonik-Membran könnte der effizienten AEM-Elektrolyse kommerziell zum Durchbruch verhelfen. Diese Elektrolyse hat gegenüber anderen elektrolytischen Verfahren klare Vorteile, da preiswertere Werkstoffe für die Zellen eingesetzt werden können und ein sehr effizienter Betrieb auch bei flexibler Stromspeisung gewährleistet ist.

Evonik bietet bereits heute High-Tech-Produkte für die Wasserstoffwirtschaft und ist gefragter strategische Partner in neu entstehenden Wertschöpfungsketten und Märkten.

Aus diesem Grund sind wir Teil des GetH2-Nukleus Projektes. Gemeinsam mit Partnern der gesamten Wertschöpfungskette von Erzeugung über den Transport zum industriellen Verbraucher setzen wir den Startpunkt für den Infrastrukturaufbau der Wasserstoffwirtschaft in Deutschland. Ziel des Gesamtprojektes GetH2 ist das Rollout einer bundesweiten diskriminierungsfrei zugänglichen Wasserstoff-Infrastruktur. Dafür werden in erster Linie bestehende Erdgasleitungen umgenutzt und Lücken im Netz über Leitungsneubauten geschlossen. Das Projekt ist auch aus europäischer Sicht von Bedeutung, da durch die entsprechenden Anschlüsse an die norddeutschen und niederländischen Häfen der künftige Importbedarf Deutschlands von Anbeginn mitberücksichtigt wird.

Geplant ist am Kraftwerksstandort Lingen über einen Elektrolyseur mit einer Leistung von mehr als 100 MW und Ausbaupotential bis zu 2 GW regenerativ erzeugten Wasserstoff zu produzieren und über umgenutzte Erdgasleitungen, die für den Wasserstoffbetrieb ertüchtigt werden, zu den industriellen Verbrauchern des Evonik Chemiepark Marl und den Raffinerien in Scholven zu transportieren. Evonik eröffnet sich damit zeitnah die Möglichkeit, regenerativ erzeugten Wasserstoff stofflich und perspektivisch gesehen auch energetisch zu nutzen.

Evonik formuliert konkrete politische Forderungen

Damit der regenerativ erzeugte Wasserstoff nicht der teure und knappe „Champagner der Energiewende“ bleibt, müssen schnell regulative Weichen gestellt werden. Die Stromkosten für die Elektrolyseure müssen dauerhaft gesenkt und die Effizienz von Elektrolyseanlagen gesteigert werden. Neben der Wasserelektrolyse müssen auch andere Erzeugungsmöglichkeiten von treibhausgasarmem Wasserstoff gefördert werden. Damit die volkswirtschaftlich vorteilhafte Umstellung der Erdgasleitungen auf Wasserstoffbetrieb erfolgen kann, müssen Finanzierungsmöglichkeiten erschlossen werden, die Netzbetreibern Sicherheit geben und die Kosten für Pionierkunden von Wasserstoff im Rahmen hält. Entscheidend ist jedoch, dass Anreize gesetzt werden, damit der um den Faktor 3-5 teurere regenerativ hergestellte Wasserstoff auch eingesetzt wird. Um einen liquiden Wasserstoffmarkt aufzubauen, muss zeitnah ein europaweit gültiges Zertifizierungssystem entwickelt werden.

Evonik bringt sich über die Verbände und Gespräche auf nationaler und europäischer Ebene aktiv in die politischen Debatten zur Ausgestaltung der Regularien ein.

Evonik hat sich auf den Weg einer nachhaltigen Produktionsweise gemacht. Evonik wird die Fähigkeiten und Kompetenzen mit Innovationskraft weiter ausbauen. Unsere Innovationspipeline umfasst grundlegend neue Geschäftsoptionen ebenso wie die Sicherung bzw. perspektivische Erweiterung von bestehenden Produkt- und Produktions- sowie Systeminnovationen. Wir erwarten von der Politik Vertrauen in die industrielle Erneuerungsfähigkeit und faire Rahmenbedingungen, die den komplexen Herausforderungen gerecht werden und die ökonomischen, ökologischen und sozialen Dimensionen der Nachhaltigkeit gleichberechtigt im Blick behalten.

Politik, Wirtschaft, Gesellschaft – mit gegenseitigem Vertrauen können und werden wir stark sein, können und werden wir Krisen trotzen und widerstandsfähig bleiben. Das ist Resilienz. Und das erst macht die Innovationen möglich, die wir für die Zukunft brauchen.



© Kristin Baumert

Prof. Dr.-Ing. Jörg Steinbach
Minister für Wirtschaft, Arbeit und Energie des Landes Brandenburg

Prof. Dr.-Ing. Jörg Steinbach ist seit November 2019 Minister für Wirtschaft, Arbeit und Energie des Landes Brandenburg. Bevor er im September 2018 erstmals sein Amt als Wirtschafts- und Energieminister in Potsdam antrat, war er Gründungspräsident der Brandenburgischen Technischen Universität (BTU) Cottbus-Senftenberg (2014 – 2018), Präsident der Technischen Universität Berlin (2010 – 2014) und zuvor von 2002 – 2010 ihr Vizepräsident. Seine akademische Laufbahn begann Jörg Steinbach mit einem Studium der Chemie an der TU Berlin. 1985 promovierte er zum Doktor der Ingenieurwissenschaften. Die Habilitation zu einem Thema der technischen Chemie folgte 1994. Zwei Jahre später berief ihn die TU Berlin auf einen Lehrstuhl als Professor für Anlagen- und Sicherheitstechnik. Neben seiner akademischen Karriere war Jörg Steinbach viele Jahre in der freien Wirtschaft tätig. Von 1985 bis 1996 arbeitete er bei der Schering AG in Berlin in diversen Leitungspositionen.

Eine nachhaltige Energiepolitik für Brandenburg

Prof. Dr.-Ing. Jörg Steinbach

Brandenburg ist seit jeher ein Energieland. Auch im Rahmen der Energiewende nimmt es eine Spitzenstellung ein. Kaum ein anderes Bundesland hat den Ausbau der erneuerbaren Energien stärker vorangetrieben. Diesen fortschrittlichen Weg wird Brandenburg auch weitergehen. Grundlagen, aktuelle Entwicklungen und Projekte werden in folgendem dargestellt und sollen einen umfassenden Überblick über die brandenburgische Energiestrategie geben.

In der Energiestrategie 2030 sind die wesentlichen Ziele, die erneuerbaren Energien auszubauen sowie CO₂-Emissionen zu reduzieren, festgelegt. Die Energiewende wird jedoch nur dann gelingen, wenn sie von breiten Teilen der Bevölkerung unterstützt und die Betroffenheit Einzelner ernst genommen wird. Die brandenburgische Energiestrategie sieht bis 2030 einen Ausbau der Leistung der installierten Photovoltaikanlagen von 3,5 GW und der installierten Windenergieanlagen (WEA) von 10,5 GW vor. Das PV-Ziel wurde mit aktuell 3,7 GW bereits übererfüllt. Bei Wind sind es aktuell 7,3 GW. Das entspricht einem Erfüllungsgrad von 70 %. Wir stehen also bereits sehr gut da.

Windenergie

Um unser Ziel zu erreichen, muss der Zubau von Windenergieanlagen allerdings wieder „Fahrt aufnehmen“. Daneben ist die Flächenbereitstellung ausschlaggebend für die Windenergienutzung. Gemäß Auswertung der Fachagentur Windenergie an Land (FA Wind) liegt die neu installierte Anlagenleistung bundesweit 70 % über dem Vergleichszeitraum 2019, aber auch nahezu 70 % unterhalb des durchschnittlichen Zubaus in den jeweils ersten drei Quartalen der Jahre 2014 bis 2018.

Die meisten Windenergieanlagen wurden in NRW (45 WEA) in Betrieb genommen, gefolgt von Brandenburg (41 WEA) und Niedersachsen (32 WEA). Bis September letzten Jahres erhielten bundesweit 482 WEA (2.027 MW) eine Genehmigung nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz (+75 % gegenüber dem Vergleichszeitraum 2019). Die letzten beiden Ausschreibungsrunden haben eine deutlich gestiegene Beteiligungsquote (ca. 80 % des Ausschreibungsvolumens). Die Fachagentur Windenergie geht davon aus, dass bis Ende letzten Jahres ein Brutto-Zubau von 1500 MW erreicht werden konnte.

Die Landesregierung hat sich auf einen Mindestabstand von 1.000 m zur Wohnbebauung festgelegt, der für neue Anlagen und das Repowering gilt. In Brandenburg wird dies in den aktuellen Regionalplänen bereits größtenteils umgesetzt. Das Regionalplanungskonzept wird derzeit allerdings überarbeitet, ein konkreter Zeitplan hierfür ist pandemiebedingt noch nicht bekannt. Aktuell sind drei von fünf Regionalplänen unwirksam. Deshalb greift an dieser Stelle das neue Instrument zur Sicherung der Regionalplanung: Eine gesetz-

liche Regelung wurde auf den Weg gebracht, die die Genehmigung von Windenergieanlagen in einer Region untersagt, sofern der Regionalplan unwirksam wird.

Photovoltaik

Die Photovoltaik nimmt eine immer stärkere Rolle beim Ausbau der erneuerbaren Energien ein. Und der Koalitionsvertrag sieht auch eine deutliche Steigerung des Ausbauziels für die Photovoltaik vor. Um diese Vorgaben entsprechend umsetzen zu können, erstellt das Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Energie derzeit eine PV-Potenzialanalyse. Ziel ist es, damit die noch verfügbaren und ausschreibungsfähigen Flächen für Photovoltaik-Anlagen zu ermitteln. Dazu zählt auch das prinzipiell realisierungsfähige Potenzial (Dach und Freiflächen) – das heißt auch außerhalb der Vorgaben des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) im Land Brandenburg. Die Analyse soll noch in diesem Jahr abgeschlossen sein.

Der Zubau von PV-Freiflächenanlagen, auch außerhalb der Förderkulisse des EEG, hat in den letzten Jahren stark zugenommen. Beispiele dafür sind der im Bau befindliche Solarpark der Firma EnBW in Weesow-Willmersdorf (187 MW, ohne EEG-Förderung) und die Investitionsentscheidung der EnBW für zwei weitere förderfreie Solarparks in Brandenburg.

Die geplanten förderfreien PV-Freiflächenprojekte zeigen, dass Strom aus erneuerbaren Energien wettbewerbsfähig sein kann. Der Trend, EE-Anlagen ohne EEG-Vergütung (weiter) zu betreiben bzw. auf andere Vermarktungsformen ausweichen, wird sich jedoch in den nächsten Jahren fortsetzen. Für immer mehr Windenergie- und Solaranlagen, die älter als 20 Jahre sind, endet die Einspeisevergütung beispielsweise nach dem EEG. Oft sind diese Anlagen jedoch technisch noch in Ordnung.

Bioenergie

Neben Photovoltaik und Wind stellt im Agrarland Brandenburg auch die Bioenergie eine wichtige erneuerbare Energiequelle dar. Perspektiven für die Bioenergie sollten immer im Zusammenhang mit mittel- bzw. langfristigen Möglichkeiten zur Umsetzung des Potenzials betrachtet werden. Die Umsetzung des Potenzials wird maßgeblich von Rahmensetzungen auf Bundesebene beeinflusst. Biomasseanlagen über das EEG zu fördern, erlaubt in der Regel keinen wirtschaftlichen Betrieb von Neuanlagen. Daher kam es seit 2014 nur zu einem marginalen Zubau. Die Initiative des Landes, mittels konkreten Änderungsanträgen über den Bundesrat zu relevanten Verbesserungen in der EEG-Gesetzgebung zu kommen, wurden bundesseitig weitgehend ignoriert. Mittelfristig ist daher mit einem Rückgang des Anlagenbestandes zu rechnen. Eine Ausnahme bilden Güllekleinanlagen und Bioabfallanlagen, die nur einen geringen Teil des Anlagenbestandes ausmachen.

Die kommenden Aufgaben

In der jüngsten Zeit brach der Ausbau der Windenergie ein. Daher ist es wichtig, sich so schnell wie möglich zu den entscheidenden Fragen, etwa bei der Regionalplanung, bei den Genehmigungsverfahren und bei den Abstandsregelungen zu Wohngebieten zu verständigen. In zentralen Punkten sind wir bereits ein ganzes Stück weitergekommen. So sollen die Planungs- und Genehmigungsverfahren zum Ausbau der erneuerbaren Energien und der Netze beschleunigt werden. In Brandenburg haben wir zur Erhöhung der Akzeptanz dafür gesorgt, dass betroffene Kommunen über die regionalen Planungsgemeinschaften stärker beteiligt werden und Erlöse aus dem Ausbau der Windkraft auch im Ort verbleiben. Die im letzten Jahr eingerichtete Beratungsstelle Erneuerbare Energien bei der Energieagentur des Landes soll zu einer Dialog- und Servicestelle für die Energiewende weiterentwickelt werden.

Umweltverträglichkeit und Akzeptanz

Um Akzeptanz aufzubauen, bedarf es jedoch noch weitergehender Anstrengungen. Wir sind uns einig, dass wir die Energiewende so weit wie möglich umweltverträglich umsetzen müssen. Dennoch wäre es wünschenswert, die Umweltverträglichkeit im Rahmen von insgesamt beschleunigten Planungs- und Genehmigungsverfahren zu prüfen. Im Hinblick auf den notwendigen Ausbau der Windenergie wären beispielsweise bundeseinheitliche Regelungen im Zusammenhang mit Abstandsempfehlungen zu Brutstandorten für Projektentwickler und Genehmigungsbehörden von großem Vorteil. Damit können Hemmnisse abgebaut und mehr Rechtssicherheit in den Verfahren erreicht werden, was wiederum die Akzeptanz in der Bevölkerung erhöht.

Energiekosten und Finanzierung

Ein weiteres Akzeptanz-Thema betrifft die Energiekosten. Im internationalen Vergleich sind in Deutschland die Strompreise hoch vor allem für Handel und Gewerbe, private Haushalte und die sogenannte nicht-privilegierte Industrie. Grund dafür sind insbesondere die staatlich induzierten Strompreisbestandteile (besonders die EEG-Umlage, die Stromsteuer und die Netzentgelte). Hier muss eine bezahlbare Versorgung mit erneuerbarer Energie für alle gewährleistet sein! Die Kosten für den Ausbau der erneuerbaren Energien müssen fair verteilt werden und es braucht verlässliche und stabile Rahmenbedingungen für private Verbraucher und Unternehmen.

Es muss Schluss damit sein, dass die Kosten der Energiewende vor allem auf die Stromrechnung des Mittelstandes und auf die Privathaushalte abgewälzt werden! Dies gilt insbesondere für den dicksten Brocken, für die EEG-Umlage.

Wir müssen die gerechte Finanzierung der Förderung der erneuerbaren Energien sicherstellen – und zwar durch eine umfassende Reform des Abgaben- und Umlagesystems. Ohne die Reform dieses Systems und der Netzentgelte

droht uns eine massive Schieflage in der Finanzierung der Energiewende. Das verdeutlicht auch die Höhe der EEG-Umlage für das Jahr 2021, die mit erheblichen Zuschüssen aus Haushaltsmitteln gedeckelt worden ist.

Das kann nicht jedes Jahr so weitergehen. Die jetzigen umfangreichen Ausnahmen von der Umlage – vor allem zu Gunsten der Industrie – werfen Gerechtigkeitsfragen auf. Es kann nicht sein, dass die finanzielle Last oft auf den Schultern der Durchschnittsverdiener liegt. Wir setzen uns daher perspektivisch für eine Abschaffung der EEG-Umlage ein. Eine Abschaffung der EEG-Umlage würde der zunehmenden Entsolidarisierung der Umlagezahlung entgegenwirken. Denn diese entsteht durch eine erhöhte Eigenstromnutzung und umfangreiche Ausnahmeregelungen für Unternehmen. Auch würde die Absenkung der EEG-Umlage auf null erhebliche Vereinfachungen mit sich bringen. Es würde die Sektorkopplung anreizen und dazu beitragen, Wettbewerbsnachteile klimaschonender Technologien zu überwinden. Eine Gegenfinanzierung soll vor allem über die Einnahmen aus dem CO₂-Preis und den Abbau von klimaschädlichen Subventionen erfolgen.

Auch die Systematik der Netzentgelte passt nicht mehr zur neuen Erzeugungswelt. Das jetzige System schafft Fehlanreize, in dem es die Regionen mit viel erneuerbaren Energien über die Wälzung mit höheren Netzentgelten „bestraft“. Im Ländervergleich zahlen die Menschen in Brandenburg hohe Strompreise. Grund hierfür sind besonders hohe Netzentgelte. Vergütungen und Prämien für EE-Erzeugungsanlagen über die EEG-Umlage werden bundesweit zwar gewälzt. Doch legt man die EE-bedingten Netzinvestitionen, Betriebskosten und Entschädigungen für die Abregelung von Einspeiseanlagen über die regulierten Netznutzungsentgelte nur auf Anschlusskunden des jeweiligen Netzbetreibers um. Damit bildet die Netzentgeltsystematik den Wandel einiger Verteilnetze zu Einspeiser- beziehungsweise Transportnetzen nicht mehr ab. Hier bemühen wir uns schon seit langer Zeit auf Bundesebene, eine Angleichung zwischen den Ländern zu schaffen.

Synchronisierung mit dem Verbrauch

Der Ausbau der erneuerbaren Energien stellt eine wichtige Komponente im Rahmen der Energiewende dar. Wichtig ist in diesem Zusammenhang jedoch auch die Nutzung der Energie, also die Synchronisierung mit dem Verbrauch. Solar- und Windenergie sind volatile Energieträger. Ihre Erzeugung ist von Tages- und Jahreszeit sowie dem Wetter abhängig und demnach nicht immer planbar. Darüber hinaus kann in Brandenburg bereits heute der Jahresstromverbrauch bilanziell nahezu vollständig aus erneuerbaren Energien gedeckt werden. Regelmäßig treten deshalb Netzsituationen auf, in denen die Erzeugung von erneuerbarem Strom den Verbrauch deutlich übersteigt, sodass die Rückspeisung ins Übertragungsnetz erfolgt. Deshalb müssen technologische Lösungen zur Speicherung sowie der Netzausbau aber auch die Flexibilisierung des gesamten Systems – also die bessere Abstimmung von Erzeugung und Lasten – künftig eine noch größere Rolle spielen.

Die volatile Einspeisung aus erneuerbaren Energien erfordert auch auf Verbraucherseite zunehmend ein hohes Maß an Flexibilität, um die Systemstabilität zu gewährleisten. Dies geht nur Hand in Hand mit der Digitalisierung des Mess- und Abrechnungswesens. Auf Initiative von Brandenburg wurde die Bundesregierung bereits 2017 aufgefordert, die entsprechende Verordnungsermächtigung gemäß § 14a EnWG mit Leben zu füllen, um Verbrauchern auf der Niederspannungsebene Anreize für ein netzdienliches Verhalten zu geben. Ende 2020, also knapp vier Jahre später, erfolgte der erste Gesetzentwurf der Bundesregierung dazu, der dann zum Unverständnis der Branche im laufenden Konsultationsverfahren wieder zurückgezogen wurde. In der Sache herrscht also weiterhin Stillstand, obwohl die Dringlichkeit für eine Regelung der Spitzenkappung wächst.

Brandenburg ist bereits einen Schritt weiter. Im Jahr 2019 haben die großen Flächennetzbetreiber e.dis, WEMAG und MITNETZ gemeinsam mit einem breiten Konsortium von Brandenburger Akteuren den Masterplan Flexibilität erarbeitet. Dieser beinhaltet einen konsistenten Katalog von Vorschlägen zur Anpassung des Rechtsrahmens. Dieser könnte Flexibilität als Geschäftsmodell für Verbraucher und Erzeuger auf der Verteilnetzebene etablieren und den Netzausbaubedarf reduzieren.

Kohleausstieg

Ein wichtiges Projekt im Rahmen einer nachhaltigen und umweltfreundlichen Energiepolitik ist jetzt auf die Schiene gesetzt: der Ausstieg aus der Kohleverstromung. Mit dem Kohleausstiegsgesetz steht ein verlässliches Enddatum für die Braunkohleverstromung in Brandenburg fest. Spätestens im Jahr 2038 soll das letzte Kraftwerk in Schwarze Pumpe vom Netz gehen. Das Kohleausstiegsgesetz, das die Beschlüsse der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ umsetzt, ist am 14. August 2000 in Kraft getreten. Kernstück des Gesetzes ist das Kohleverstromungsbeendigungsgesetz. Es wurde erlassen, um die Erzeugung elektrischer Energie durch den Einsatz von Kohle (sowohl Braunkohle als auch Steinkohleanlagen) sozialverträglich, schrittweise und möglichst stetig zu reduzieren und letztlich zu beenden. Ziel ist dabei immer, die Emissionen zu verringern. Gleichzeitig soll eine sichere, preisgünstige, effiziente und klimaverträgliche Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität gewährleistet werden.

Die konkrete zeitliche Umsetzung des Kohleausstiegs sieht vor, dass die Braunkohle- und Steinkohlekraftwerksleistungen im Jahr 2022 auf 15 GW und im Jahr 2030 auf 9 GW bzw. 8 GW zurückgehen. Spätestens 2038 sollen weder Braun- noch Steinkohle in Deutschland verstromt werden. Eine kontinuierliche Verringerung wird dadurch gewährleistet, dass in den Jahren, in denen weniger Braunkohlekraftwerke vom Netz gehen, mehr Steinkohlekraftwerke stillgelegt werden.

Zur rechtlichen Realisierung des Ausstiegs sind für beide Kohlearten verschiedene Lösungen vorgesehen: Braunkohlekraftwerke werden über vertragliche Lösungen abgeschaltet. Steinkohlekraftwerke werden über Ausschreibungsverfahren stillgelegt und die jeweiligen Betreiber dafür finanziell kompensiert. Als Anreiz, Kraftwerke frühzeitig stillzulegen, werden die jeweiligen Höchstpreise degressiv gestaltet.

Zur Begleitung des Kohleausstiegsprozesses ist zeitlich mit dem Kohleausstiegsgesetz das Strukturstärkungsgesetz verabschiedet worden. Dieses Gesetz setzt die strukturpolitischen Empfehlungen der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ um. Zur Unterstützung des Strukturwandels erhalten die Braunkohleländer Sachsen, Sachsen-Anhalt und Brandenburg bis zum Jahr 2038 Finanzhilfen von bis zu 14 Mrd. Euro für Investitionsprojekte, die sie in eigener Zuständigkeit umsetzen. Zudem unterstützt der Bund die betroffenen Regionen in den drei Bundesländern mit weiteren Maßnahmen in eigener Zuständigkeit mit bis zu 26 Mrd. Euro bis 2038: Forschungs- und Förderprogramme werden beispielsweise erweitert, Verkehrsinfrastrukturprojekte ausgebaut und Bundeseinrichtungen angesiedelt. Von diesen insgesamt 40 Mrd. Euro entfallen nach dem Verteilungsschlüssel über 10 Mrd. Euro auf Brandenburg bzw. die Lausitz, die dort bis 2038 verfügbar sind.

Damit hat die Lausitz sehr gute Möglichkeiten, den bevorstehenden Strukturwandel proaktiv zu gestalten. Mit Blick auf den Kohleausstieg, der mit der Abschaltung der ersten Blöcke im Kraftwerk Jänschwalde bereits begonnen hat, müssen bereits in den nächsten Jahren die Voraussetzungen für Wirtschaftsansiedlungen und Arbeitsplätze geschaffen werden. Dabei kommt es darauf an, schnell zu planen und gleichzeitig langfristig tragfähige, nachhaltige und zukunftsfeste Perspektiven für Wirtschaft und Beschäftigung zu sichern. Dies schließt das Ziel ein, bis zum Jahr 2050 Treibhausgasneutralität zu erreichen.

Vorausschauend planen

Ein entscheidender Baustein für diese Zukunftsstrategie ist, dass die Lausitz Energieregion bleibt. Hierfür spricht zum einen die gute Infrastruktur, insbesondere was die Anbindung an die Netzknoten des Stromnetzes angeht, aber auch die dort vorhandene Fachkräftestruktur. Statt um Braunkohle wird es in Zukunft um erneuerbare Energien, Speichertechnologien und Wasserstoff gehen. Mit der Ansiedlung von energie- und klimarelevanten Instituten in der Region (Fraunhofer Institut für Energieinfrastruktur und Geothermie, DLR-Institut für CO₂-arme Industrieprozesse) sind bereits die ersten Schritte getan.

Darüber hinaus stellt der Kohleausstiegspfad aber auch energiepolitische Herausforderungen an das gesamte Land Brandenburg. Auf Bundesebene soll bis zum Jahr 2030 der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch auf 65 % ansteigen. In Brandenburg beträgt der Anteil bereits jetzt

über 90 %. Das Land hat also heute schon die besten Voraussetzungen, seinen Energiebedarf nachhaltig und klimaverträglich zu decken. Ein großer Teil des in Brandenburg produzierten Wind- und Solarstroms bleibt jedoch nicht im eigenen Land, sondern wird in andere Bundesländer exportiert. Wir werden uns deshalb auch für eine Verbesserung der Rahmenbedingungen für eine regionale Grünstoffvermarktung einsetzen, damit möglichst viel des hier erzeugten Grünstroms auch im Land verbleibt. Das erspart den Netzausbau. Und Ansiedlungsvorhaben wie die Tesla-Gigafactory werden außerdem dazu führen, dass die Last in Brandenburg steigt.

Wasserstoff

Im Rahmen der fortschreitenden Energiewende werden neben der klassischen Stromversorgung zunehmend auch die anderen CO₂-emittierenden Sektoren wie Verkehr und Wärme, aber auch die nichtenergetischen Industrieprozesse relevant. Die Nachfragebedarfe nach grüner Energie dürften damit weiter stark ansteigen. In diesem Zusammenhang sind für uns insbesondere die Anwendungsbereiche für Wasserstoff interessant. Wasserstoff hat aus heutiger Sicht in der Zukunft das größte Potenzial, um die Herausforderungen der Energiewende zu schultern, die Dekarbonisierung voranzubringen, um die Klimaziele von Paris zu erreichen.

Bereits 2012 hat Brandenburg die Sektorenkopplung in seiner Energiestrategie 2030 verankert. Sie ist unerlässlich für den Erfolg der Energiewende und mehr Klimaschutz. Grüner Wasserstoff kann in diesem Zusammenhang das heute noch fehlende Bindeglied sowohl für die energetische als auch stoffliche Nutzung werden. Zudem wird die Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie zu einer entscheidenden industriepolitischen Wirtschaftskraft werden. Einerseits auf der Erzeugungsseite, um die benötigten Anteile an Wasserstoff für die unterschiedlichsten Sektoren – und damit auch für unsere Industrie – verfügbar zu machen. Und andererseits als wichtige Flexibilitätsoption im deutschen Stromnetz sowie als innovative Kerntechnologie der Energiewende für den internationalen Exportmarkt.

Branchenspezifische Wasserstofftechnologien und -anwendungen sind seit langem entwickelt und anwendungsbezogen ausgereift. Sie sind damit unverzichtbarer Bestandteil zahlreicher industrieller Prozesse. Auch bieten die Sektorenkopplung (Power-to-X-Technologien) und der Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft enorme Chancen für unsere Energieregionen in Form von zusätzlicher regionaler Wertschöpfung und Beschäftigung. Das ist genau das, was für eine erfolgreiche Strukturentwicklung nicht zuletzt in der Lausitz dringend benötigt wird und wovon das ganze Land profitieren kann.

Projekte und Zukunftsvisionen

Vor dem Hintergrund der großen industriepolitischen Chancen setzt sich Brandenburg deshalb dafür ein, innovative Technologien und neue Energieversorgungskonzepte für die Industriestandorte auf Basis von erneuerbaren Energien im Land umzusetzen.

Bei der Bewältigung dieser komplexen Aufgabe der Dekarbonisierung großer energieintensiver Industriebereiche und -prozesse (Kraftwerke, Stahlerzeugung, Zementindustrie, petrochemische Industrie, chemische Industrie, Aluminiumproduktion) hat die Branche durch zwei erfolgreiche Ansiedlungen in Cottbus fachkundige Unterstützung erhalten: das DLR-Institut für CO₂-arme Industrieprozesse und das Kompetenzzentrum Klimaschutz in energieintensiven Industrien (KEI).

Aber die Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie kann noch mehr. Wie erwähnt muss auch im Sektor Wärme und Mobilität eine weitgehende Reduktion der CO₂-Emissionen stattfinden. Im Wärmesektor ist eine Energieversorgung mittels Beimischung von Wasserstoff bzw. Ersatz von Erdgas bei Kraft-Wärme-Kopplung-Anwendungen denkbar sowie der Einsatz stationärer Brennstoffzellentechnologie bei der Wärme- und Stromerzeugung. Im Mobilitätssektor ist der Einsatz vielfältig, von Lastkraftwagen, Nutzfahrzeugen und öffentlichen Bussen hin zu Zügen oder in der Binnenschifffahrt. Wasserstoff ist Grundlage für synthetische Kraftstoffe (z. B. Beimischung als grünes Methanol) im privaten Individualverkehr und für synthetisches Kerosin im Luftverkehr. In Brandenburg ist bereits seit 2014 die weltweit erste CO₂-neutrale Tankstelle am Flughafen BER in Berlin-Schönefeld betriebsbereit. Es handelt sich um eine 500 kW Elektrolyseanlage zur Versorgung einer Tankstelle mit Elektroladesäulen und zwei Wasserstoff-Zapfsäulen.

Wir fangen in Brandenburg also nicht bei null an. Schon seit 2012 forscht das Wasserstoffforschungszentrum an der Brandenburgischen Technischen Universität Cottbus-Senftenberg (BTU CS) zur Wasserstoffherstellung und -speicherung. Im gleichen Jahr hat das Land Brandenburg die Sektorenkopplung und Power-to-X-Technologien in seiner Energiestrategie 2030 verankert. Die Power-to-Gas-Pilotanlage „WindGas Falkenhagen“ wurde 2013 in Falkenhagen errichtet. Seit 2018 steht dort eine Methanisierungsstufe und speist seit kurzem „grünes Erdgas“ ins Gasnetz ein.

Bespielhaft für den Verkehrssektor ist das Pilotprojekt „H2Rail.Prignitz“ zu nennen, wo der emissionsfreie Speicherantrieb mit grünem Wasserstoff aus regional erzeugtem erneuerbaren Strom erprobt wird. Es soll gezeigt werden, wie ein CO₂-freier Bahnbetrieb im oberleitungsfreien ländlichen Raum ohne die Anschaffung neuer Flotten funktionieren kann. Außerdem bietet das Projekt neue Chancen für den Fahrzeug- und Anlagenbau. Ein weiteres Projekt ist „H2BAR“, welches neben der Umstellung der Heidekrautbahn R27 auf H2/Brennstoffzellennutzung auch die regionale Wasserstoffproduktion sowie die

Umstellung des ÖPNV auf Brennstoffzellen-Hybridantrieb und der Müllentsorgungsfahrzeuge auf Brennstoffzellenantrieb im Fokus hat.

In direktem Zusammenhang mit der Energiewende und des damit verbundenen Kohleausstiegs steht das Energieforschungsprojekt „Referenzkraftwerk Lausitz“, das das Bundeswirtschaftsministerium als „Reallabore der Energiewende“ ausgewählt hat und fördern will. Das „Referenzkraftwerk Lausitz“ soll demonstrieren, wie die verschiedenen Dienstleistungen und Produkte eines fossilen Kraftwerks – zum Beispiel Regelenergie oder Spannungshaltung – auf Basis von erneuerbaren Energien bereitgestellt werden können. Ein wichtiger Baustein dieses Kraftwerkes ist die Speicherung von erneuerbarem Strom in Wasserstoff. Das Vorhaben soll exemplarisch die Zukunft von Kraftwerksstandorten in einer auf erneuerbare Energien basierenden Energieversorgung aufzeigen. Es stellt damit eine Blaupause für die Transformation der Kraftwerksstandorte in der Lausitz und darüber hinaus dar.

Aktuell arbeitet die Landesregierung an der Aktualisierung und Weiterentwicklung ihrer Energiestrategie (Energiestrategie 2040), um diese an die geänderten gesetzlichen und energiepolitischen Rahmenbedingungen anzupassen und strategische und technologische Antworten auf die Fragen der fortschreitenden Energiewende und des begonnenen Strukturwandels für das Energie- und Industrieland Brandenburg und die Lausitz zu skizzieren. Darüber hinaus erstellen wir im Ministerium derzeit eine Wasserstoffstrategie mit einem umfangreichen Beteiligungsprozess. Das Ministerium für Landwirtschaft, Umwelt und Klimaschutz erarbeitet derzeit einen Klimaplan. Dieser fasst zusammen, wie sich die bestehenden Fachstrategien der Landesregierung zu einer verbindlichen Klimastrategie weiterentwickeln.



© TÜV NORD AG

Dr. Dirk Stenkamp
Vorstandsvorsitzender, TÜV NORD AG

Dr. Dirk Stenkamp ist seit 01.01.2017 Vorsitzender des Vorstands der TÜV NORD GROUP. Er promovierte 1994 in Physik und forschte in mehreren wissenschaftlichen Positionen, u. a. in den Lawrence Berkeley Laboratories, USA. Nach weiteren beruflichen Erfahrungen, u.a. als Mitglied des Vorstands der Carl Zeiss SMT AG und Mitglied des Vorstands und Chief Operating Officer bei der centrotherm photovoltaics AG, wechselte Stenkamp 2013 in den Vorstand der TÜV NORD AG. Dirk Stenkamp hält seit 2014 als Gastprofessor Vorlesungen an der Shanghai Maritime University/China. Er ist Mitglied im Präsidium des Deutschen Instituts für Normung (DIN e.V.), im Kuratorium des Fraunhofer-Instituts für Keramische Technologien und Systeme (IKTS), im Vorstand des BDI und des BDI-Ausschusses Digitale Wirtschaft, Medien und Telekommunikation sowie im Verwaltungsrat der British Chamber of Commerce in Germany e.V. (BCCG). Seit Mai 2020 ist Dr. Stenkamp Vorsitzender des Präsidiums des TÜV-Verbandes (VdTÜV) und seit Januar 2021 Mitglied im Präsidium des BDI sowie Kurator, Beirat und Vorstandsmitglied in weiteren Verbänden und Institutionen.



Silvio Konrad
Geschäftsführer TÜV NORD Systems und TÜV NORD EnSys

Silvio Konrad wurde am 18.04.1963 in Berlin geboren. Seit September 2016 ist er Geschäftsführer von TÜV NORD Systems. Gemeinsam mit Dr. Ralf Jung und Ulf Theike entwickelt er den Geschäftsbereich Industrie Service in der TÜV NORD GROUP weiter. Silvio Konrad ist verantwortlich für das Strategische Geschäftssegment Energie und bringt seine methodisch-strategische Vertriebskompetenz sowie seine Erfahrung in der Umsetzung großer Kundenprojekte ein. Seit September 2019 ist er gemeinsam mit Dr. Jörg Aign Geschäftsführer von TÜV NORD EnSys, in der neben der Kerntechnik und den Erneuerbaren Energien die Aktivitäten rund um Energie-Infrastruktur-Systeme, Wasserstoff, Energiespeicher und Netze gebündelt sind. Vor seinem Eintritt bei TÜV NORD war der Diplom-Ingenieur bei General Electric seit 1998 in unterschiedlichen Führungspositionen beschäftigt. Silvio Konrad: „Die sichere, effiziente und nachhaltige Energieversorgung von morgen zu gewährleisten, ist eine der zentralen Visionen von TÜV NORD und auch meine eigene. Mit Wasserstoff zum Beispiel sind wir endlich an einem Punkt angelangt, an dem wir die tatsächlichen Einsatzmöglichkeiten sehen, sei es als Speichermedium, als Treiber sauberer Mobilität oder als Strom- und Wärmeversorgung. Jetzt ist es an der Zeit, Projekte zum Leben zu erwecken!“

Die Energiewende braucht Sicherheit

Dr. Dirk Stenkamp & Silvio Konrad

In nicht einmal 30 Jahren soll die EU klimaneutral sein - und in nur noch neun Jahren der Ausstoß an Treibhausgasen fast halbiert. Selbst die EU-Kommission spricht hier von ehrgeizigen Zielen. In der Tat: der Prozess des Umdenkens, der mit dem Club of Rome in den 70er Jahren begann, über das Pariser Klimaabkommen führte und in der „Fridays for Future“-Bewegung seinen Höhepunkt fand, schafft einen Bedarf an technischen Innovationen, die nicht nur den Energiesektor, sondern die gesamte Wertschöpfung unserer modernen Industriegesellschaft nachhaltig verändern.

Treiber dieser Entwicklung ist eine zunehmend kritische Öffentlichkeit, die vehement – etwa an den Supermarktregalen - Nachhaltigkeit und Klimaschutz einfordert. Und es sind Unternehmen, die längst Teil dieser Öffentlichkeit geworden sind und nicht nur beim Klimaschutz mit vielen positiven Beispielen vorangehen, sondern mit ihren Produkten und Dienstleistungen die Klimawende vorantreiben. So sind mit dem strategischen Prinzip „Avoid - Reduce - Compensate“ namhafte Konzerne wie Bosch, Bertelsmann, SAP oder Apple auf dem Weg in die Klimaneutralität.

Auch bei TÜV NORD ist das unternehmerische Engagement für den Klimaschutz Teil einer gelebten Corporate Social Responsibility (CSR). Der über 150 Jahre alte Prüfkonzern - und seit der Dampfmaschine Begleiter jeder Industriellen Revolution, ermöglicht nicht nur heutige und künftige technologische Innovationen, sondern geht selbst mit gutem Beispiel voran. So soll der internationale Konzern bis 2025 nur noch 55 Prozent der Emissionen bezogen auf das Basisjahr 2019 erzeugen - keine fünf Jahre später, im Jahr 2030, sollen es 0 Prozent sein.

In der Corona-Krise wurde besonders deutlich: Innovative Unternehmen sind heute in der Lage, innerhalb kürzester Zeit gewaltige technologische Herausforderungen zu meistern – indem sie etwa nach wenigen Monaten einen komplexen Impfstoff zur Marktreife bringen. Bezogen auf die Klimapolitik sind die Herausforderungen nicht weniger ambitioniert. Um die Erderwärmung wirkungsvoll stoppen zu können, sind in einem Rekordtempo gewaltige Innovationsschritte nötig - wobei die strikten Zeitvorgaben der europäischen Politik von der Industrie an vielen Stellen sogar noch unterboten werden.

Um dieses kurze Zeitfenster zu nutzen, sind in einer Roadmap klare Prioritäten notwendig: Es muss vom Ergebnis her und immer in einem systemischen Zusammenhang gedacht werden. Markthochläufe neuer Technologien müssen politisch unterstützt und von vornherein in digital-vernetzten Kategorien umgesetzt werden. Und: Sicherheit und Zuverlässigkeit spielt in diesem Prozess eine herausragende Rolle.

Das Ziel: eine neue Energieversorgung

Im September 2015 fiel in New York der Startschuss: am Ende eines dreitägigen Nachhaltigkeitsgipfels, an dem mehr als 150 Staats- und Regierungschefs teilnahmen, verabschiedeten die Vereinten Nationen ein Dokument mit dem Titel „Transformation unserer Welt: die Agenda 2030 für nachhaltige Entwicklung“. Die Nationen verpflichten sich darin, „die Welt in den nächsten eineinhalb Jahrzehnten grundlegend zum Positiven zu verändern.“ Dabei geht die Agenda über eine bloße Absichtserklärung hinaus: Die UN formuliert insgesamt 17 Ziele für nachhaltige Entwicklung (SDG: Sustainable Development Goals) mit 169 Zielvorgaben, die bis 2030 umgesetzt werden sollen. Sehr konkret befinden sich darunter Bereiche wie Innovation und Infrastruktur, Klimaschutz, der Ausbau Erneuerbarer Energien und nachhaltige Produktion. Diese weltweiten Ziele bedeuten auf Deutschland übertragen, dass die Ergebnisse der kommenden Jahre eine klimaneutrale, sichere, effiziente, kostengünstige Energieerzeugung und Energieversorgung sein müssen. Nur wenn wir von diesem Ziel aus denken, können wir die notwendigen Zwischenschritte definieren.

Dabei sind die Markt Voraussetzungen für die Erneuerbaren Energien positiv: So hat ein stetiger Preisverfall der Stromgestehungskosten (Levelized Costs of Energy/LCOE) für Photovoltaik (PV-) Projekte einen Anstieg des weltweiten PV-Marktes erzeugt. Die Internationale Energieagentur (IEA) prognostiziert ein jährliches Wachstum von 13 Prozent und einen Anteil der Solarmodule an der weltweiten Stromerzeugung im Jahr 2030 von rund einem Drittel. Die Solarstromerzeugung könnte so weltweit von 664 auf 4813 Terawattstunden steigen, bis 2040 sogar auf 8135 Terawattstunden.

Vor allem chinesische Hersteller konnten ihre Kostenvorteile in den vergangenen Jahren erfolgreich ausbauen und dominieren damit den PV-Markt. Die günstigen Preise sorgten im Übrigen auch dafür, dass sich in technologiefreien Ausschreibungen vermehrt PV-Projekte auch in einem industriellen Maßstab aufgrund ihrer Kostenvorteile gegenüber anderen Technologien durchsetzen.

Im Onshore-Windmarkt hat sich ein Duopol herausgebildet, wobei die westlichen Hersteller deutlich internationaler aufgestellt sind und sich die chinesischen Hersteller bisher deutlich im Heimatmarkt orientieren. Hier konnte Europa seinen technologischen Vorsprung in den letzten 20 Jahren gegenüber der aufstrebenden chinesischen Konkurrenz halten. Zusammen mit der Photovoltaik ist der Onshore-Windmarkt einer der primären Wachstumstreiber der erneuerbaren Energien.

Noch Randerscheinungen sind - aufgrund ihrer geringen Marktreife und den dadurch verbundenen Levelized Costs of Energy - bislang Technologien wie Floating Offshore Wind oder Concentrated Solar Power (CSP). Allerdings kann diesen Zukunftstechnologien in einer - sich stetig in Richtung regenerativer Energien bewegender Gesamtindustrie - eine zentrale Bedeutung zukom-

men. Damit es soweit kommt, muss in der Frage der Skalierung allerdings bei der gesamten Wertschöpfungskette angesetzt werden.

Wertschöpfung ganzheitlich denken

Klimaschutz lässt sich nicht auf eine CO₂-freie und regenerative Energieerzeugung reduzieren. Eine solche isolierte Betrachtung würde keinerlei Probleme lösen. Fällt die verlässliche und „auf Knopfdruck“ regulierbare Grundlast weg, steht nun einem hohen Bedarf seitens der Industrie eine große Zahl an volatilen, von Sonne oder Wind abhängigen und dezentralen Energieversorgern gegenüber. Eine weitere Herausforderung ist, dass die Industrie selbst ein großes Interesse hat, ihre Prozesse im Sinne des Klimaschutzes zu dekarbonisieren.

Beides, eine verlässliche Verteilung und Speicherung von Energie sowie die Implementierung von Technologien zur Dekarbonisierung in der Produktion, erfordert die Umwandlung von Strom in ein transportfähiges und speicherbares Medium. Für einen solchen „Power-2-X“-Ansatz bietet sich Wasserstoff an - mit dem Effekt, dass bei der Energiewende die systemischen Zusammenhänge der gesamten Wertschöpfungskette betrachtet werden müssen. In der Tat hat die Wasserstofftechnologie ein Potential, das sämtliche Branchen unserer Industriegesellschaft nachhaltig verändert. Wasserstoff bedeutet nicht nur in seinen energetischen, sondern auch in seinen stofflichen Eigenschaften einen technologischen Quantensprung, der eine ganzheitliche Betrachtung der Wertschöpfungsketten erfordert.

Wasserstoff kommt in der Natur meistens nur in Verbindung mit anderen Elementen vor. Mit erheblichem Energieaufwand muss man ihn zunächst per Elektrolyse vom Sauerstoff trennen – oder von Kohlenstoff-Atomen, etwa wenn er durch andere Verfahren aus Erdgas oder Biomasse gewonnen wird. Gasförmiger Wasserstoff könnte dann in Verbrennungsmotoren oder Brennstoffzellen weiterverwertet werden. Für „Power-2-X“ ist aber auch die „Kontaktfreudigkeit“ des H₂-Moleküls ein großer Vorteil: verbindet sich reiner Wasserstoff mit Kohlenstoff, kann er gasförmig als Methan oder als flüssiges Methanol über weite Strecken transportiert werden und als Basis für die Herstellung von synthetischen Kraftstoffen in Raffinerien oder als Grundstoff für die Industrie dienen. So kann Wasserstoff den Erdgas- und Erdöleinsatz in der Industrie durch ein CO₂-freies Energietransportmedium ersetzen und wird zu einem Hauptfaktor für eine nachhaltige dekarbonisierte Wirtschaft.

Hindernisse für einen Markthochlauf von Wasserstoff ausräumen

Es liegt auf der Hand, dass es einen beschleunigten Markthochlauf für Technologien zur Energiewende und Dekarbonisierung geben muss. Die Bundesregierung bewegt sich hier mit der Nationalen Wasserstoffstrategie seit Juli 2020 mit großen Schritten in die richtige Richtung. Allerdings sind hier noch große Hindernisse aus dem Weg zu räumen. Um etwa den errechneten

Bedarf von 110 Terawattstunden an Wasserstoff im Jahr 2030 auch tatsächlich zur Verfügung zu haben, müssen entsprechende Elektrolysekapazitäten erst noch geschaffen werden, die dann - um den Klimazielen zu entsprechen - unter dem Einsatz von regenerativen Energien „grünen“ Wasserstoff produzieren. Diese Menge werden wir in Deutschland nicht produzieren können - nicht einmal im novellierten EEG sind die geplanten Ausbauziele für Erneuerbare ausreichend. Um den Bedarf zu decken, muss folglich ein liquider Wasserstoffmarkt in Deutschland und Europa geschaffen werden. Die dafür notwendige Infrastruktur wäre etwa durch eine Umwidmung bestehender Gasnetze realisierbar, die bis 2040 etwa 75 Prozent des bis dahin ausgebauten Wasserstoffnetzes ausmachen könnten. Allerdings wird das Bautempo maßgeblich von einer klugen Regulierung beeinflusst. Entscheidend ist, dass mit der anstehenden Novellierung des EnWG die Gasnetze nicht abgewickelt, sondern für eine Transformation in Wasserstoffinfrastruktur ertüchtigt werden.

Der hohe Bedarf an Energie bedeutet aber auch, dass wir uns den Luxus eines ausschließlich „grünen“ Wasserstoffs zumindest in den kommenden Jahren nicht leisten können. Hier sind Technologieoffenheit und das gesamte Farbspektrum gefragt, wobei der abgeschiedene Kohlenstoff entweder mithilfe von „Carbon Capture and Storage“ (CCS) eingelagert, oder „Carbon Capture and Usage“ industriell weiterverwertet wird. So findet etwa der bei der Methan-Pyrolyse abgeschiedene feste Kohlenstoff zunächst Verwendung in der Reifenindustrie.

Auch bei der industriellen Dekarbonisierung muss die Strategie dort ansetzen, wo die Hebelwirkung am größten ist. Gerade die schwer dekarbonisierbaren Branchen, wie Stahl, Chemie und Rohstoffe erzielen die größten Effekte. Für die Stahlindustrie könnte das bedeuten, dass dem Eisenoxid nicht mehr mit Kohlenstoff, sondern mit Wasserstoff der Sauerstoff entzogen wird. Bereits in ersten Anlagen wird getestet, wie bis 2050 die konventionellen Hochöfen durch Direktreduktionsanlagen ersetzt werden können. Angesichts des langen Lebenszyklus dieser Anlagen, müssen Entscheidungen für die gewaltigen Investitionen bereits heute getroffen werden.

Eine weitere, für den Markthochlauf regenerativer Energien und der Wasserstofftechnologie wesentliche Voraussetzung ist eine erfolgreiche Digitalisierung. Je „smarter“ eine Technologie ausgerichtet ist, umso nachhaltiger ist sie in ihrer Anwendung. So lassen sich in „Smart Factories“, „Smart Buildings“ oder „Smart Cities“, Verbräuche antizipieren und der Energiebedarf passgenau steuern - sowie das Einsparpotential optimal ausschöpfen. Die Vernetzung mit den Energieerzeugern sorgt für eine flexible Verteilung der Energiemengen, die sich zu 100 Prozent am Bedarf orientieren kann. Um solche Technologien in der Fläche - etwa durch „Smart Metering“ zu etablieren, sind allerdings noch einige Voraussetzungen zu schaffen, wie den Ausbau der Breitband- und 5G-Netze oder auch eine sinnvolle Regulierung des Einsatzes von Künstlicher Intelligenz.

Vertrauen als Erfolgsfaktor

„Wie sicher ist eigentlich Wasserstoff?“ und „Wie kann ich darauf vertrauen, dass der Strom grün ist?“ Solche - und andere - Fragen werden völlig zu Recht gestellt. Elektrolyse funktioniert mit dem gesamten Farbspektrum an Strom – auch aus fossilen Energiequellen. Darüber hinaus stellt Wasserstoff als Gas hohe Ansprüche an die Dichtigkeit von Leitungsnetzen und an den Explosionsschutz. Ebenso müssen Energieerzeuger für die Erneuerbaren sicher sein, etwa Windkraft- oder auch Biogasanlagen. Vertrauen in eine sichere Digitalisierung der Energieinfrastruktur kann nur bestehen, wenn die eingesetzten Algorithmen zuverlässig arbeiten und - der Thriller „Blackout“ hat es bereits antizipiert – sich die Bevölkerung auf wirkungsvolle Schutzkonzepte im Bereich Cybersecurity verlassen kann. Dieses Vertrauen muss nicht nur innerhalb der Gesellschaft hergestellt werden, sondern auch im B2B-Bereich entlang der gesamten Wertschöpfungskette.

Dafür eignet sich ein System unabhängiger Begleitung und Zertifizierungen. Etwa über klimaneutrale Herkunft des produzierten Wasserstoffs oder den CO₂-Gehalt diverser Energien im Allgemeinen. Zertifizierung schafft Vertrauen in die Sicherheit von Wasserstoffanwendungen und ihre Infrastruktur, in die Stabilität einer Windkraftanlage oder die Qualität von Trainingsdaten, die zum Anlernen eines KI-Systems verwendet werden.

Bereits die erste industrielle Revolution führte zur Gründung der Dampfkessel-Überwachungs-Vereine, die für Sicherheit in den Fabriken sorgten. Als unabhängige, interdisziplinäre und hochspezialisierte Technologieexperten sorgen sie auch heute für Vertrauen und Sicherheit - wenn die umfassende Dekarbonisierung die bereits fünfte industrielle Revolution auslöst.



© E.ON SE

Dr. Karsten Wildberger
Mitglied des Vorstandes, E.ON SE

Dr. Karsten Wildberger, geboren am 5. September 1969 in Gießen, hat an der TU München und RWTH Aachen Physik studiert. Seine wissenschaftliche Tätigkeit am Forschungszentrum Jülich schloss er mit der Promotion in theoretischer Physik in Aachen ab. Ferner hat er einen MBA an der Business School INSEAD in Fontainebleau, Frankreich, erlangt. Nach seiner Promotion war Karsten Wildberger von 1998 bis 2003 Unternehmensberater bei der Boston Consulting Group in Düsseldorf und hat schwerpunktmäßig Unternehmen im Energiesektor und Telekommunikationsbereich beraten. Im Jahr 2003 wechselte er in die Industrie zu T-Mobile und war dort bis 2006 in verschiedenen Führungsfunktionen in London und später in Bonn sowohl im Finanzbereich als auch im Vertrieb tätig. Von 2006 bis 2011 war er Vorstandsmitglied bei Vodafone in Rumänien, zunächst als Finanzvorstand und danach als Vorstand für das Kundengeschäft (Chief Commercial Officer). Nach Rückkehr zur Boston Consulting Group als Partner und Geschäftsführer wurde Karsten Wildberger im Januar 2013 Geschäftsführungsmitglied für das Privatkundengeschäft und Digitale Transformation des australischen Telekommunikationsunternehmens Telstra in Melbourne, Australien, (Group Managing Director Telstra Consumer) mit 14 Millionen Kunden. Zuletzt verantwortete er hier bis 2016 als Vorstand Telstra Retail neben dem Privatkundengeschäft und der Digitalen Transformation auch den Bereich Geschäftskunden und Produktentwicklung. Zudem übernahm Karsten Wildberger in seiner Zeit bei Telstra Aufsichtsratsmandate bei der Telstra Foundation und der Telstra Ventures Group. Seit April 2016 ist Karsten Wildberger Mitglied des Vorstands der E.ON SE. Er ist verantwortlich für den Vertrieb und Kundenlösungen in regionalen Einheiten, Dezentrale Erzeugung, Energie-management, Marketing, Digitale Innovation und Transformation sowie IT.

Vom Zielbild her denken, heute schon handeln – die 20er Jahre als entscheidendes Jahrzehnt

Dr. Karsten Wildberger

Seit langer Zeit warnen Wissenschaftler mit ernstesten Szenarien vor dem Klimawandel und einer massiv bedrohten Zukunft unseres Planeten. Die internationale Staatengemeinschaft will und muss dieser Aussicht mit einer vollständigen Dekarbonisierung unseres Lebens bis 2050 begegnen. Der European Green Deal ist derzeit das weltweit umfassendste und weitest greifende Instrument auf diesem Weg und sorgt zugleich für einen entscheidenden Perspektivwechsel: Aus dem Abwehrkampf soll ein Aufbruch werden, mit dem Klimaschutz als neuem Nukleus unseres gesellschaftlichen Fortschritts. Den Negativszenarien wird damit ein Positivszenario entgegengestellt – neue Wirtschaftskraft und Lebensqualität für Europa. Dafür müssen wir noch in den 2020er Jahren die Grundlage legen, indem wir massiv in nachhaltige Energieversorgung, zukunftsfähige Infrastruktur und Digitalisierung investieren. Jede Stadt, jedes Haus, jede Wohnung, aber vor allem auch die Industrie und der Verkehr müssen umgebaut werden, damit wir unsere Klimaziele erreichen. Mit der Kraft des Marktes, branchenübergreifenden Partnerschaften sowie gebündelten Kräften von Politik und Wirtschaft wird das gelingen.

Die grüne Kraft des Marktes

Politische Vorgaben sind bekanntermaßen nicht das, was wir in der Wirtschaft mit Gestaltungsspielraum verbinden. Doch die Dekarbonisierung ist unabdingbar für unsere gesellschaftliche Zukunft, und die Zeit drängt. Daher ist es gut, dass EU und Bundesregierung einen ambitionierten Transformationspfad vorgeben. Nun geht es nicht darum, weitere oder noch ambitioniertere Ziele auszurufen. Es geht um eine konsequente und effektive Umsetzung unserer gesellschaftlichen Transformation. Und zuletzt wuchs meine Hoffnung, dass dabei weniger auf ordnungspolitisches Klein-Klein als auf ein geschicktes Einsetzen marktlicher Kräfte gesetzt wird.

Das erste Beispiel ist der neue Fokus auf das Thema Nachhaltigkeit im Bereich des Finanzwesens. Die EU hat mit der „Platform on Sustainable Finance“ ein Expertengremium aus dem öffentlichen und privaten Sektor benannt, das die Kommission bei der Entwicklung von Screening-Kriterien im Rahmen der EU-Taxonomie berät. Die EU-Taxonomie ist ein Klassifizierungssystem für die Nachhaltigkeit wirtschaftlicher Aktivitäten und damit eine wichtige Voraussetzung für eine marktlich getriebene Verwirklichung des Green Deals. Schon jetzt gibt es eine steigende Nachfrage von Kunden und Investoren nach nachhaltigen Geschäftsmodellen. Doch je größer die EU-weite Einheitlichkeit von Finanzierungsstandards, desto besser der Wettbewerb um die besten Klimaschutztechnologien.

Das zweite Beispiel – ich war darauf bereits in Band 13 dieser Schriftenreihe eingegangen – ist die CO₂-Bepreisung. Bereits die ETS Reform hatte einen überraschend starken, preisinduzierten Rückgang der deutschen CO₂-Emissionen zur Folge. Und es war wichtig, dass die Bundesregierung diesen Mechanismus Anfang 2021 im Rahmen ihres Klimapakets auf nicht ETS-Sektoren ausgeweitet hat. Es lässt sich sicher darüber diskutieren, ob der Einstiegspreis zu niedrig war. Doch endlich ist das eingeleitet worden, was wir in der Theorie als Internalisierung externer Effekte kennen. In Zeiten des Klimawandels sind CO₂-Emissionen der externe Effekt schlechthin. Und es ist grundlegend für eine marktgetriebene Transformation in Richtung Nachhaltigkeit, dass dieser Effekt seinen Preis hat. Für alle Wirtschaftszweige und alle Bereiche unseres Zusammenlebens gleichermaßen – von der Industrie über die Gebäudewirtschaft bis hin zum Verkehr.

Klimaschutz wird durch solche intelligenten Maßnahmen zwangsläufig zu einem essentiellen Parameter für unternehmerischen Erfolg. Denn Marktteilnehmer werden nur konkurrenzfähig bleiben, wenn sie Nachhaltigkeit jenseits moralischer Selbstverpflichtungen und gesetzlicher Vorgaben zu einer unternehmerischen Steuerungsgröße machen. Das tun Energieunternehmen wie E.ON. Und das erleben wir derzeit branchenübergreifend – vom Kleinbetrieb bis zu den großen Unternehmen der Schwerindustrie. Dies wiederum eröffnet enormes Potenzial für das Angebot innovativer Energie- und Klimatechnik.

Wir bei E.ON spüren diesen Wandel ganz deutlich an der veränderten Nachfrage unserer Kunden. Und wie andere Energieversorger auch richten wir unser Geschäft konsequent darauf aus. Der marktliche Aufbruch in eine CO₂-neutrale Gesellschaft hat längst begonnen. Er kann unser Energiesystem in den kommenden Jahren von Grund auf und in nie dagewesener Geschwindigkeit verändern.

Die Zukunft ist vernetzt

Es geht heute längst nicht mehr allein um den Verkauf von Strom und Gas, es geht um „Energiewende-Lösungen“, mit denen wir unsere Kunden zu mehr Klimaschutz befähigen. Sie beinhalten Erzeugungs- und Speicherelemente für Erneuerbare Energien sowie eine smarte Steuerung der Energieflüsse für die Optimierung des Verbrauchs. Es entsteht im Idealfall ein möglichst kundennaher Energiekreislauf, ganz im Sinne einer dezentralen und selbstbestimmten Energiewende. Das lässt bereits erahnen, wie die Zukunft eines CO₂-neutralen Europas einmal aussehen könnte.

Wichtig ist aber zu verstehen, dass das im Regelfall allenfalls zu einer Teil-Autarkie einzelner Versorgungssysteme führen kann. Denn Selbstbestimmtheit und Handlungsfreiheit wachsen mit der Anzahl der zur Verfügung stehenden Optionen. Und der sogenannte Prosumer ist gerade dann im Vorteil, wenn er – oder ein in seinem Sinne entscheidender Algorithmus – zwischen einer breiten Palette interner und externer Alternativen wählen kann.

Schon heute kann der auf dem eigenen Dach erzeugte Strom genutzt, gespeichert oder ins Netz gespeist werden. Und viele Prosumer wissen längst, dass es Samstags vor dem Einkaufen nicht mehr lohnt, das Elektroauto in der eigenen Garage aufzuladen, wenn der bevorzugte Supermarkt seinen Kunden kostenloses Laden anbietet. Auf dem Weg in den Urlaub wiederum muss Verlass sein auf ein gut ausgebautes öffentliches Ladenetz an den Autobahnen.

Diese Beispiele zeigen, worum es auf unserem Weg in eine nachhaltige und moderne Energiewelt geht – es geht um Vernetzung! Es geht um das Schaffen von Opportunitäten und Flexibilitäten durch Verbindung und Einbindung, innerhalb des eigenen Hauses, in den Kommunen und Regionen, sowie innerhalb des Gesamtsystems. Elektrifizierung und Digitalisierung müssen Hand in Hand gehen, dann können Big-Data Lösungen und künstliche Intelligenz die Elemente unseres zukünftigen Energiesystems effizient verknüpfen und austarieren. Dabei geht es aber nicht um eine vage Zukunftsvision, es geht um sehr viel Arbeit, die vor uns liegt. Heute und in den kommenden Jahren.

Entscheidendes Jahrzehnt für unsere Infrastruktur

Es ist dieser Tage absehbar, dass die EU ihr Klimaziel für 2030 auf mindestens 55 Prozent statt bisher 40 Prozent Emissionsminderung anheben wird. Denn auf dem Weg zu einem CO₂-neutralen Europa 2050 kommt es jetzt auf einen guten Start an. Für Deutschland hat die „Agora Energiewende“ vorge-rechnet, dass die Grünstromquote schon bis 2030 auf 70% steigen müsste, um die gesetzten Klimaschutzziele zu erreichen. Dafür bräuchte es etwa 14 Millionen Elektrofahrzeuge und rund 6 Millionen Wärmepumpen, die parallel zu den Erneuerbaren Energien in die Verteilnetze integriert werden müssten.

Dieses Jahrzehnt ist das entscheidende für den Klimaschutz. Und das gilt insbesondere für den weiteren Auf- und Ausbau einer leistungsfähigen Netzinfrastruktur. Das unterstreicht auch eine aktuelle Studie von Frontier Economics und dem IAEW der RWTH Aachen. Sie rechnet mit einem Investitionsbedarf von rund 111 Mrd. Euro bis zum Jahr 2050, um das deutsche Verteilnetz für die Energiewende zu rüsten. Bleiben diese Investitionen aus, müsste wertvoller, zugebauter Strom aus regenerativen Quellen zunehmend abgeriegelt werden. Es wären bis 2050 volkswirtschaftliche Folgekosten in Milliardenhöhe zu erwarten.

Auch hier gilt, was ich anfangs schrieb: Gute Energiewendepolitik nutzt die Kräfte des Marktes. Und deshalb ist es wichtig, den bestehenden Regulierungsrahmen noch stärker auf den Modernisierungsbedarf der Verteilnetze auszurichten. Nach über 10 Jahren Anreizregulierung sind die Potentiale zur Kostenreduzierung weitgehend gehoben. Stärkere Anreize für Digitalisierung und Innovationen wiederum würden die Attraktivität von Investitionen in die Nachhaltigkeit des deutschen Stromnetzes steigern – gerade angesichts in anderen Staaten oft besserer Renditeperspektiven für Investoren.

Etwas anders gestaltet sich die Aufgabe bei nicht-regulierten aber marktlich noch nicht oder nur bedingt konkurrenzfähigen Technologien wie Elektromobilität und Wasserstoff. Der staatliche Anschub ist hier wichtig, um die dringend benötigte Infrastruktur aufzubauen und eine technologische Lernkurve zu beschreiten – so, wie es bei den Erneuerbaren Energien bereits geschehen ist. Dort wiederum hängt es jetzt entscheidend an einer Verschlankung von Genehmigungsverfahren, damit wir beim nötigen Ausbau regenerativer Erzeugungskapazitäten an Tempo zulegen. Und – ich werde später noch näher darauf eingehen – es hängt an der gesellschaftlichen Akzeptanz der Energiewende.

Kräfte bündeln für spürbaren Aufbruch

Wasserstoff und Elektromobilität sind gute Beispiel dafür, wie sektorübergreifende Dekarbonisierung gelingen kann. Während der Kohleausstieg und die Transformation der Energiewirtschaft weit vorangeschritten und klar terminiert sind, hinken Industrie, Verkehr und Wärmewirtschaft bekanntermaßen hinterher. Es ist daher gut, dass die Sektorenkopplung in den Fokus der Energiewende gerückt ist und von politischer Seite endlich mit etwas mehr Nachdruck vorangetrieben wird. Aber auch hier gilt es, die Kraft des Marktes zu nutzen. Und das funktioniert langfristig am besten nach dem Grundsatz der Technologieoffenheit.

Klar ist: Den gern mal geforderten Masterplan für die Energiewende kann es nicht geben. Erst recht nicht in dieser Phase, in der es um sehr viel mehr als um Windräder und Solarparks geht. Sonst wäre mancher Traum von nachhaltigen Mega-Citys in der finanzstarken Golfregion längst Realität. Und angesichts deutlich komplexerer Entscheidungswege und mäßiger Erfahrungen mit öffentlichen Bauprojekten wäre staatlicher Übereifer hierzulande ohnehin nicht ratsam. Wenn es also künftig beispielsweise darum geht, wann und wo welcher Energiespeicher oder Algorithmus zum Einsatz kommt, kann das der Markt am besten beantworten. Ein innovations- und investitionsfreundliches Regulierungsumfeld vorausgesetzt werden sich die besten, und vor allem die im jeweiligen Fall passenden Technologien dann auch durchsetzen.

Reicht es also, wenn jeder seins macht im Wettlauf um die besten Lösungen? Meine Antwort lautet hier entschieden: Nein! Denn es geht am Ende um eine tiefgreifende und umfassende gesellschaftliche Transformation. Es geht um eine stimmige Gesamtperspektive für das Leben in unseren Städten und Regionen, die alle Technologien und Anwendungsfelder verknüpft. Es geht um Akzeptanz in der Bevölkerung. Denn sie ist am Ende der Gradmesser dafür, ob wir das Potenzial des gemeinsamen Aufbruchs auch nutzen.

Viele Menschen wünschen sich mehr Nachhaltigkeit, aber gegen den Windpark in ihrem Umfeld sträuben sie sich. Das ist immer wieder das Ergebnis von Studien und Umfragen, und in der Realität abzulesen an der Zahl der Protest- und Bürgerinitiativen. Umso wichtiger ist es, dass die Bürgerinnen

und Bürger den Aufbruch zu mehr Nachhaltigkeit in Zukunft noch mehr mit spürbaren Verbesserungen in ihrem Lebensumfeld verbinden. Die Energiewende muss einen erlebbaren Mehrwert schaffen.

Das beginnt bei den Lebensunterhaltskosten. Grüner Strom wird fossile Energieträger im Verkehr und der Wärmeversorgung nur dann verdrängen, wenn er preislich wettbewerbsfähig ist. Die CO₂-Bepreisung der nicht-ETS-Sektoren ist hier ein wichtiger erster Schritt zur Chancengleichheit. Ein weiterer Schritt wäre die seitens des BMWi erwogene Abschaffung der bisherigen EEG-Umlage und Finanzierung durch den Bundeshaushalt. Damit wären die Transformationskosten auf dem Weg in eine nachhaltige Zukunft sozial gerechter auf die Schultern unserer Gesellschaft verteilt. Es gäbe zudem die richtigen Anreize für die Verbraucher, die grüne Elektrifizierung durch ihre Konsumentscheidungen voranzutreiben. Das würde sich in den Lebensunterhaltskosten positiv bemerkbar machen.

Doch das kann nur der Anfang auf unserem Weg in ein CO₂-neutrales Europa sein. Denn unser Aufbruch muss sich am Ende auch in Lebensqualität und wirtschaftlichen Chancen spiegeln – etwa in Form von höherem Wohnkomfort, besseren Mobilitätsangeboten und Jobaussichten. Dieser Mehrwert kann entscheidend zur Akzeptanz der Energiewende beitragen. Er muss überall und für jeden erkennbar sein. Niemand darf abgehängt werden. Es dürfen keine Kluft entstehen, wie beim Breitbandausbau, und kein Wirrwarr von Standards und Einzeltechnologien. Der Wettlauf um die besten Technologien darf schließlich nicht zu einem Wettlauf der Verbraucher werden. Und schon gar nicht zu einem Irrlauf. Sonst würde die politische Vision eines CO₂-neutralen Europas gefährdet, und ebenso dessen Potenzial für unsere ökonomische Zukunft.

Green Deal als gemeinsamer Gestaltungsauftrag

Vor diesem Hintergrund ist der Green Deal mehr als eine Geschäftsperspektive für einzelne Energie- und Tech-Unternehmen. Er ist ein sektorenübergreifender Gestaltungsauftrag. Wir können ihm nur durch einen gemeinsamen Aufbruch aller Branchen und im engen Schulterschluss mit den Kommunen gerecht werden. Deshalb setzt E.ON auf enge Partnerschaften, weit über die Grenzen der Energiewirtschaft hinaus.

Aktuell stehen dabei vor allem unsere Partnerschaften mit Industrieunternehmen im Fokus, die wir auf ihrem Weg in eine klimafreundliche Zukunft begleiten. Wir bauen nicht nur eigene Erzeugungskapazitäten für Grünstrom auf, wie etwa für Audi in Ungarn mit der größten europäischen Aufdach-PV-Anlage. Wir arbeiten in einer Vielzahl von Allianzen ebenfalls daran, das industrielle Potenzial von grünem Wasserstoff zu realisieren, jüngst etwa mit der Einweihung des Projektes Windwasserstoff für die Salzgitter AG. Solche Lösungen sind derzeit zurecht in aller Munde, weil eine vollständige direkte Elektrifizierung in der energieintensiven Industrie technisch schwierig und oft

wenig wirtschaftlich ist. Partnerschaften für Grünen Wasserstoff helfen unserer Industrie also, ihre Klimaziele zu erreichen und zugleich wettbewerbsfähig zu bleiben. Ganz im Sinne des Green Deal.

Auf dem Weg in ein CO₂-neutrales Europa kommt es aber nicht nur auf einzelne große, sondern auch auf die vielen kleinen Lösungen an. Gerade Privathaushalte müssen mit einem breiten Angebot zu mehr Nachhaltigkeit befähigt werden – angefangen beim Solarstrom auf dem Dach, über Energiespeicher, Ladelösungen und Energieeffizienzmaßnahmen bis hin zu einer eigenen Infrastruktur für eMobility. Mit kompletten Future Energy Home Paketen senken wir den CO₂-Ausstoß von Wohnhäusern heute um bis zu 85 Prozent. Ein vernetzter und steuerbarer Haushalt verbindet Klimaschutz aber zugleich mit einem komfortablen Lebensgefühl und Kosteneffizienz. Und genau dieses Prinzip müssen wir vom Kleinen aufs Große übertragen. Erst dann wird die positive Vision hinter dem Green Deal vollends erkennbar.

Der Schlüssel dazu ist Vernetzung. Aber es geht nicht nur um einzelne Haushalte oder Betriebe. Es geht um vernetzte Quartiere, Stadtteile und Kommunen. Und es geht im Sinne der Sektorenkopplung um alle Bereiche unseres Zusammenlebens. Wir müssen nachhaltige Energie zu jeder Zeit verfügbar machen – auch dort, wo bislang die fossile Energienutzung dominiert: Im Verkehr, in der Industrie und Gebäudewirtschaft. So heben wir Synergien auf dem Weg in eine CO₂-neutrale Zukunft und schaffen die Grundlage für ein modernes Lebensumfeld.

Wir müssen Infrastruktur neu zu denken, wir müssen sie digital denken. Denn nicht mehr Kraftwerke und Kupferleitungen entscheiden über die Leistungsfähigkeit des Energiesystems, sondern Software und künstliche Intelligenz. Mit digitalen Lösungen ertüchtigen wir die bestehende Infrastruktur und die Verbraucher für eine dezentrale, Prosumer-orientierte Zukunft.

Schnittstellen der Digitalisierung

Je besser das gelingt, desto entscheidender werden die Schnittstellen zwischen den einzelnen Elementen, vor allem aber auch zwischen den einzelnen Subsystemen unserer Energiewelt. „Grid Edge“ ist deshalb mehr als ein Buzz Word und beschreibt eine neue Dimension der Energiewende: Die digitale Ordnungs- und Steuerungslogik einer vernetzten Welt. Diese Welt besteht aus einzelnen teil-autarken Subsystemen, die virtuell über Datenmodelle und digitale Plattformen zu einen größeren Ganzen verbunden werden.

Nur durch so eine datenzentrierte Steuerung ist die dezentrale Energiewelt der Zukunft überhaupt denkbar. Denn sie ermöglicht es, Flexibilitäten in Echtzeit zu steuern. Im Sinne des Gesamtsystems. Im Sinne moderner Prosumer. Und im Sinne ökonomischer Perspektiven. Mit Grid Edge-Lösungen lösen wir uns schließlich noch weiter von der linearen Entwicklungslogik analoger Zeiten. Das ermöglicht neue Technologiesprünge und Einsparpotenziale – für

eine bezahlbare, stabile und vor allem nachhaltige Energieversorgung.

Digitalisierung ist damit im besten Sinne Mittel zum Zweck. Deshalb richten Unternehmen ihr Geschäftsmodell heute verstärkt auf diese neue, digitale Dimension der Energiewende aus. Aber es stellen sich auch politische und rechtliche Fragen. Der Zweck der Digitalisierung ist es schließlich, Nachhaltigkeit, Lebensqualität und wirtschaftliche Perspektive miteinander zu verbinden – so, wie es der Green Deal vorsieht. Das heißt: Wir müssen vom Zielbild her denken!

Eine Kernfrage lautet: Wer sollte in Zukunft wann welche Daten zu welchem Zweck nutzen oder einsehen dürfen, um was zu tun? Diese Frage lässt sich - ebenso wie die Frage nach der jeweils passenden Technologie - kaum pauschal beantworten, sondern nur an konkreten Anwendungsfällen. Und dafür müssen wir die Elemente des zukünftigen Energiesystems zusammenbringen.

Das geschieht heute schon in vielen Pilotprojekten. Dabei ging es in einer ersten Phase mit dem durch das BMWi geförderte „SINTEG-Programm“ vor allem um die systemische Ebene. Das Projekt „Designetz“ etwa hat sich mit den Anforderungen einer dezentralen Energieversorgung an das Verteilnetz beschäftigt und mit einer datengestützten Orchestrierung der Energieflüsse. Und innerhalb des Projektes „NEW 4.0“ wurde die Flexibilitätsplattform ENKO geschaffen. Sie kann das Angebot lokaler Verbraucher und den Bedarf der Netzbetreiber auf Basis digitaler Blockchaintechnologie zusammenbringen und so die Netze entlasten.

Die zweite Phase – und darum geht es jetzt – rückt noch näher heran an die Lebenswirklichkeit in unseren Städten und Regionen und damit an den Bedarf von Haushalten und Unternehmen. E.ON ist dabei an mehreren Projekten maßgeblich beteiligt, die sich mit jeweils eigenem Schwerpunkt den Anforderungen der Sektorenkopplung widmen. Im Rahmen des „Norddeutschen Reallabors“ erprobt unsere Konzerntochter HanseWerk AG am Hamburger Hafen die Produktion und den systemdienlichen Einsatz von grünem Wasserstoff. Im Reallabor TransUrban.NRW treiben wir den Übergang klassischer fossiler Fernwärmesysteme zu intelligenten, CO₂-armen Energielösungen voran. Und in weiteren Reallaboren, die bestehende Stadtquartiere überregional vernetzen, geht es um eben jene Fragen, auf die auch der Europäische Green Deal hinausläuft: Wie nämlich kann das vernetzte und nachhaltige Leben in unseren Städten und Kommunen am Ende aussehen? Und welche technologischen Lösungen braucht es dafür?

Ich lehne mich mal aus dem Fenster und sage: An der technologischen Machbarkeit wird der Aufbau einer modernen Infrastruktur für eine lebenswerte, CO₂-neutrale Zukunft nicht scheitern. Aber ein solcher Aufbau braucht Vorlaufzeit. Denn Investitionszyklen betragen oft mehr als 10 bis 15 Jahre. Angesichts des strammen klimapolitischen Fahrplans bis 2050 haben wir daher keine Zeit zu verlieren. Dieses Jahrzehnt ist das entscheidende.

Smarte Städte und smarte Regionen

Was es braucht ist Mut. Mut, regulatorische und bürokratische Investitionshemmnisse abzubauen. Mut, Innovationen nicht nur nicht zu behindern, sondern aktiv einzufordern. Und Mut, über Modellprojekte hinaus den Aufbruch mit ganzer Kraft anzugehen.

Dieser Aufbruch muss vor allem da stattfinden, wo der Großteil der CO₂-Emissionen ihren Ursprung hat – in den Städten und urbanen Ballungsräumen. Hier müssen Energiewende und Digitalisierung Hand in Hand gehen. Und hier braucht es klare Zielbilder – ausgerichtet an den jeweiligen Voraussetzungen der Kommunen, ausgerichtet vor allem auch am Bedarf der Bevölkerung.

Es gibt viel Beispiele für Städte, die diesen Bedarf erkannt haben und sich beherzt auf den Weg in Richtung einer smarten City oder smarten Region machen. Berlin zum Beispiel, wo die Abwärme von U-Bahnschächten weiterverwertet werden soll und smarte Quartiere entstehen, ebenso wie etwa in München und kleineren Städten wie Herne. Es geht dabei eben nicht mehr allein um den Aufbau von Infrastruktur, es geht um deren Justierung und den Aufbau effizienter Energiekreisläufe. Es geht um smarte Lösungen, gerade an den Schnittstellen unseres Energiesystems. Es geht um gemeinsames und innovatives Denken.

Wir bei E.ON fördern diese Entwicklung, indem wir uns selbst zu einem Ideentreiber entwickeln. Wir teilen diese Ideen und wir verwirklichen sie im engen Schulterschluss mit unseren Partnern. Denn gemeinsam können und müssen wir jetzt vom Ende her denken und gemeinsam handeln. Schon in diesem Jahrzehnt. Für eine nachhaltige und lebenswerte Zukunft.

