

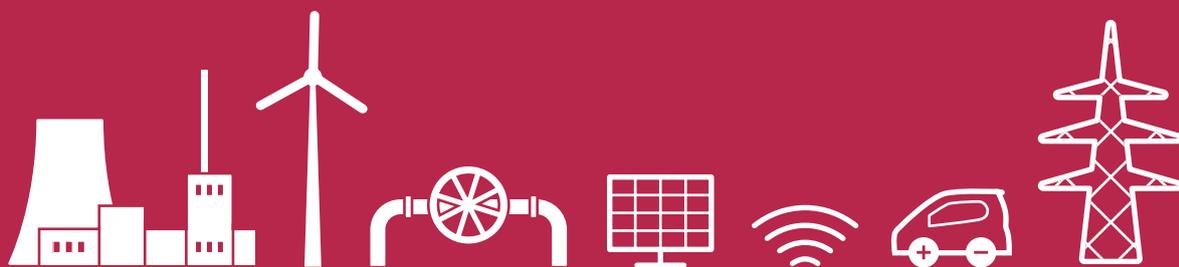


Positionen des BDEW für die nächste
Legislaturperiode und darüber hinaus

In aller Kürze

Handlungsempfehlungen für die nächste Legislaturperiode ... und darüber hinaus:

- » Strompreis von Steuern und Abgaben entlasten
- » Modernisierungsoffensive im Heizungskeller durch steuerliche Anreize umsetzen
- » Netzentgelte stärker an steigender Dezentralität ausrichten
- » Marktdesign für eine veränderte Erzeugungslandschaft weiterentwickeln
- » Digitalisierung und Innovationen in der Energiewirtschaft fördern
- » Einstieg in den Ausstieg aus der jetzigen EEG-Fördersystematik
- » Kapazität und Flexibilität zum Ausgleich von Volatilität anreizen
- » Netzausbau vorantreiben und vorhandene Netzengpässe marktlich bewirtschaften
- » Sektorkopplung und infrastrukturelle Sektorkopplung forcieren



Inhalt

Vorwort:	
Die Energiepolitische Perspektive	04
1. Erwartungen der Energiewirtschaft an die Politik der nächsten Legislaturperiode von 2017 bis 2021	06
1.1 Marktdesign für eine sich ändernde Erzeugungslandschaft	07
1.2 Netzinfrastrukturen für eine sich ändernde Erzeugungslandschaft	10
1.3 Weichenstellungen für die Sektorkopplung	13
2. Energiewirtschaftliche Transformation 2021 bis 2030	16
2.1 Marktdesign weiterentwickeln	17
2.2 Smarte Infrastruktur	20
2.3 Im Zentrum: Sektorkopplung	21
2.4 Innovationen und Trends	23
3. Energie post 2030	26
Impressum	28

Die Energiepolitische Perspektive

Die kommende Legislaturperiode bietet die Gelegenheit, notwendige energiepolitische Entscheidungen auf der Grundlage eines breiten politischen und gesellschaftlichen Konsenses zu treffen. Die Herausforderungen, die nach den Beschlüssen der Weltklimakonferenz von Paris bis 2050 in Deutschland zu meistern sind, sind klar umrissen und breit akzeptiert – auch von der deutschen Energiewirtschaft.

Mehr noch: Die Energiewirtschaft ist die einzige im Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung adressierte Branche, die schon heute die technologischen Möglichkeiten hat, ihr Ziel für 2030 zu erreichen. Und wir können belegen, was die Umsetzung dieses Ziels an betriebs- und volkswirtschaftlichen Kosten verursachen würde. Es gibt keinen Grund mehr für ideologische Debatten; es ist Zeit für pragmatische und kosteneffiziente Lösungen.

Bisher hat die Kosteneffizienz eine untergeordnete Rolle gespielt. Dies muss sich ändern, gerade wenn wir die gesellschaftliche Akzeptanz für den Umbau unserer Energieversorgung erhalten wollen. Die lauter werdende Debatte um die zukünftige Finanzierung der Energiewende ist dafür Beleg genug. Auch wer die Transformation des Energiesektors zur Blaupause für andere Staaten machen will, muss den Aspekt der volkswirtschaftlichen Kosten stärker in den Blick nehmen.

Die CO₂-Minderungsziele bis 2050 müssen einem entscheidenden Kriterium genügen: Wie und wo sparen wir am kostengünstigsten die nächste Tonne CO₂ ein?

Dabei spielt die Erschließung der Energieeffizienzpotenziale eine wichtige Rolle. Gleichzeitig müssen die Rah-

menbedingungen für Investitionen in eine erfolgreiche Energiewende stimmen. Daher empfehlen wir der Politik, sich von der derzeitigen Fixierung auf Ausstiegsszenarien, Masterpläne und Ordnungsrecht zu lösen und stärker mit uns – den Fachleuten der Energiewirtschaft – Schritt für Schritt den Transformationsprozess zu gestalten.

Deutschlands Energieversorgung basiert für die nächsten Jahrzehnte auf drei starken Pfeilern: zum Ersten auf einem stetig wachsenden Anteil an Erneuerbaren Energien – auch in den Sektoren Wärme und Mobilität. Zum Zweiten auf Gas: im Wärmemarkt und um die volatile Einspeisung der Erneuerbaren Energien abzusichern. Und zum Dritten auf zuverlässigen und sicheren Energienetzen. Die Digitalisierung wird in allen Wertschöpfungsstufen an Bedeutung gewinnen.

Auf dem Weg dorthin müssen in der nächsten Legislaturperiode wichtige Strukturentscheidungen getroffen und die verbliebenen Low Hanging Fruits in allen Sektoren geerntet werden. Lock-in-Effekte sind angesichts des langen Vorlaufs bis 2050 nicht zu befürchten. Zentral sind die Schaffung eines Level Playing Fields für Sektorkopplung, eine Neuausrichtung der Netzentgeltsystematik und eine Modernisierungsoffensive im Heizungskeller. Im Rahmen einer Debatte über die weitere Ausrichtung des Marktdesigns ist auch der Einstieg in den Ausstieg aus der jetzigen EEG-Fördersystematik zu diskutieren.

Bis 2030 stehen deutliche Veränderungen im konventionellen Kraftwerkspark an. Die Bedeutung der Kohle wird weiter abnehmen, dafür wird Gas eine zunehmend wichtige Rolle als verlässlicher Partner der Erneuerbaren Energien spielen. Mit der Reform des europäischen Emis-

sionshandels sollen wirksame CO₂-Preissignale diese Entwicklung unterstützen. Die mit den konventionellen Kraftwerken verbundene Frage der Versorgungssicherheit über einen Kapazitätsmarkt bleibt aktuell. Die beschlossenen und gesetzlich fixierten Netzausbauten und Netzoptimierungen müssen vollendet sein. Das Verteilernetz ist bedarfsgerecht zu optimieren. Der regulatorische Rahmen ist verlässlich auszugestalten. Dies und die weitere Digitalisierung, vor allem in der Netzinfrastruktur, sowie Fortschritte bei der Stromspeicherung und anderen Flexibilitätspotenzialen sind die Grundlagen für den weiteren Ausbau Erneuerbarer Energien. Immer mehr Erzeugungsanlagen werden über IT-Lösungen gebündelt, gesteuert und vernetzt. Dies dient unter anderem der intelligenten Synchronisation von Erzeugung, Verbrauch und Infrastrukturen. Das Thema Datensicherheit wird hierbei einen hohen Stellenwert einnehmen. Die infrastrukturelle Sektorkopplung sichert langfristig die Potenziale der Gas- und Fernwärmeinfrastruktur. In dieser Phase muss auch der Verkehrswende endgültig zum Durchbruch verholfen werden.

Langfristig, nach 2030, gewährleisten auch digital vernetzte Erneuerbare-Energien-Kraftwerke Versorgungssicherheit. Weitere technologische Innovationen werden ihre wirtschaftliche Marktreife erreichen. Aus heutiger Sicht werden Strom- und Energiespeicherung, Flexibilisierung von Angebot und Nachfrage sowie Power-to-X dazugehören. Vor allem mit Power-to-Gas „kann Gas grün“.

Im BDEW als Branchenverband der Energie- und Wasserwirtschaft kommen die Akteure aus allen Wertschöpfungsstufen zusammen. Der Verband und seine Mitgliedsunternehmen bekennen sich zum notwendigen Umbau

unserer Energieversorgung und sehen in der Energiewende neben den Herausforderungen vor allem neue Marktchancen und Wachstumsimpulse. Wir – ob kommunale Stadtwerke oder private Unternehmen – haben das Wissen und den Willen, diesen Prozess zum Erfolg zu führen. Wie dies im Detail gelingen kann, erläutern wir auf den kommenden Seiten.

Ihr

Stefan Kapferer

Vorsitzender der Hauptgeschäftsführung
BDEW Bundesverband der Energie- und
Wasserwirtschaft e. V.



1

Erwartungen der Energiewirtschaft an die Politik der nächsten Legislaturperiode von 2017 bis 2021

Bisher hat sich die Energiewende stark auf den Ausbau der Erneuerbaren Energien und die durch die EEG-Umlage entstehenden Kosten konzentriert. Zukünftig sollte vor politischen Entscheidungen eine ganzheitliche Betrachtung aller Marktakteure und Sektoren erfolgen. In den kommenden Jahren ist vor allem von zentraler Bedeutung, dass die Weichen für die mittelfristige Entwicklung der Energiewende bis 2030 gestellt werden.

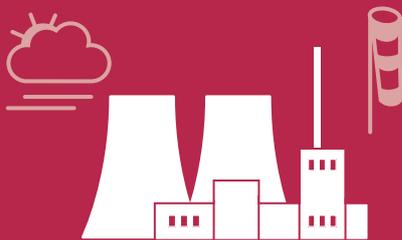
1.1 Marktdesign für eine sich ändernde Erzeugungslandschaft



Auf den Markt vertrauen –
Umbau der Erzeugungslandschaft
in einem Marktrahmen gestalten



Flexibilität im Zentrum –
Hürden für Speicher und
Dezentralität abbauen



Engpässe sind Realität –
marktbasiertes Engpassmanagement
einführen

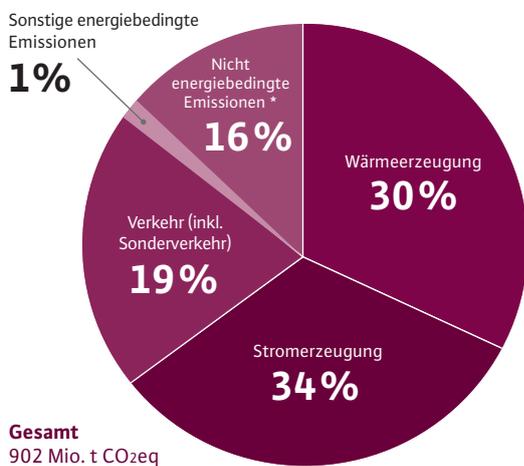


**Mehr Europa in der Energiepolitik
wagen – Binnenmarkt und
Emissionshandel stärken**

Klimaschutzplan 2050

Der Klimaschutzplan 2050 der Bundesregierung definiert für das Jahr 2030 sehr ambitionierte sektorale Minderungsziele, die 2018 einer Begutachtung unterzogen werden. Die Zielmarke für die Energiewirtschaft muss dabei im Kontext von Versorgungssicherheit, physikalisch-technischen Restriktionen (z.B. Systemsicherheit) und volkswirtschaftlichen Kosten betrachtet und überprüft werden. Die Energiewirtschaft kann und wird ihren Beitrag leisten. Wichtig ist, dass ein Sektorziel für die Energiewirtschaft nicht zugunsten anderer Wirtschaftsbereiche erhöht wird, wenn diese ihren Verpflichtungen nicht nachkommen. Bei der Überprüfung der Zielerreichung sind auch die Fortschritte bei der Sektorkopplung angemessen zu berücksichtigen. Durch Sektorkopplung ggf. auftretende Mehremissionen in der Stromerzeugung müssen abweichend vom Quellprinzip dem Sektor, in dem die Elektrifizierung stattfindet, zugewiesen werden.

Abbildung 1: Treibhausgas-Emissionen in Deutschland im Jahr 2015 nach Anwendungsbereich



* Nicht energiebedingte Emissionen aus: Landwirtschaft, Abfallwirtschaft, Industrieprozessen und Produktanwendungen

Quelle: BDEW-Ausarbeitung auf Grundlage vom Umweltbundesamt („Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990–2015“)

Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)

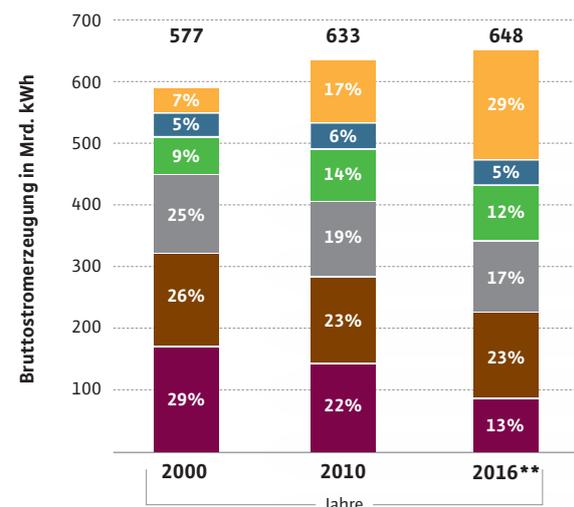
Mit der letzten EEG-Novelle und dem Umstieg auf ein Ausschreibungsverfahren ist richtigerweise der Weg zu

mehr Kosteneffizienz eingeschlagen worden. Das ist ein weiterer Zwischenschritt zu Wettbewerb auf dem Energiemarkt der Zukunft. Dieser Gedanke sollte auch die mittelfristige Weiterentwicklung des EEG leiten. Erneuerbare Energien sollen diskriminierungsfrei am Markt teilnehmen können. Dafür braucht es eine stärkere Markt- und Wettbewerbsorientierung, die auf verlässlichen Rahmenbedingungen für Planungen und Investitionen fußt.

Der Zielkorridor für den Ausbau der Erneuerbaren Energien muss auch zukünftig verbindlich sein. Er ist auch für weitere Anpassungen – wie beispielsweise die vom BDEW befürwortete Wiederausschreibung nicht realisierter Vorhaben bei Onshore-Wind – zugrunde zu legen. Akteursvielfalt ist wichtig für die Akzeptanz der Energiewende. Bei zukünftigen Weiterentwicklungen des Auktionsdesigns sollten aber die wettbewerbsverzerrenden und ineffizienten Privilegien für Kleinanlagen und Bürgerenergiemodelle zurückgefahren werden. Auch über das baldige Phase-out von Technologien aus der expliziten Förderung muss nachgedacht werden. So kann beispielsweise die Aufdach-Photovoltaik über das Bau-recht bzw. lokale Planungsinstrumente geregelt werden.

Abbildung 2: Bruttostromerzeugung in Deutschland

Bruttostromerzeugung in Mrd. kWh und Anteile in %*



■ Kernenergie
 ■ Braunkohle
 ■ Steinkohle
■ Erdgas
 ■ Sonstige (Öl, Pumpspeicher etc.)
■ Erneuerbare Energien

* Rundungsdifferenzen möglich ** vorläufig
Quelle: BDEW; Stand: 02/2017

Flexibilität

Schon heute wird marktliche und systemische Flexibilität durch das bestehende Design des Großhandelsmarktes belohnt. Das bezeugt der Intraday-Markt, der nirgends in Europa so liquide ist wie in Deutschland. Kurzfristige Netzengpässe und lokale Einschränkungen können allerdings nicht im Großhandelsmarkt gelöst werden. Dafür brauchen wir lokale Lösungen. Der BDEW erwartet, dass die neue Bundesregierung sich mit einem technologie-neutralen und marktbasieren Engpassmanagement auseinandersetzt. Verteilernetzbetreiber, die einen Engpass bewirtschaften müssen, sollten die Möglichkeit erhalten, die kostengünstigsten Flexibilitäten heranzuziehen. Die gegenwärtige Ausgestaltung des § 13 Abs. 6a EnWG (Begrenzung auf Übertragungsnetzbetreiber und KWK-Anlagen) führt zu unnötigen Ineffizienzen gegenüber einem technologie-neutralen Ansatz.

Auch die Nutzung von Flexibilität in Gasverteilernetzen muss erleichtert werden. Die nach § 14 b EnWG mögliche Orientierung der Entgeltreduktion sollte an Dauer und Umfang der in Aussicht gestellten Leistungsreduktion des Letztverbrauchers ausgerichtet werden.

Speicher

Eine besondere Art von Flexibilität stellen Strom- und Energiespeicher dar. Pumpspeicherkraftwerke entlasten bereits heute die Stromnetze durch den Ausgleich von Erzeugung und Last sowie die Bereitstellung von Systemdienstleistungen. Je nach Funktion und Einsatzort können zunehmend z. B. auch Batteriespeicher auf den unterschiedlichsten Spannungsebenen der Stromnetze eingesetzt werden, um erzeugungs- und lastnah für einen Ausgleich zwischen der dargebotsabhängigen Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und der Stromnachfrage im System zu sorgen. Power-to-Gas-Anlagen beispielsweise können perspektivisch auch für die saisonale Langfristspeicherung in der Gasinfrastruktur eingesetzt werden. Speicher sind weder der Erzeugung noch der Netzinfrastruktur zuzurechnen. Eine erforderliche Definition im Energiewirtschaftsrecht steht als eigene, unabhängige Marktrolle aus. Damit verbundene limitierende Hemmnisse müssen abgebaut werden. Insbesondere die Einstufung von Energiespeichern als Letztverbraucher beeinträchtigt durch Mehrbelastungen die Wirtschaftlichkeit von Speichern.

EU-Winterpaket „Saubere Energie für alle Europäer“

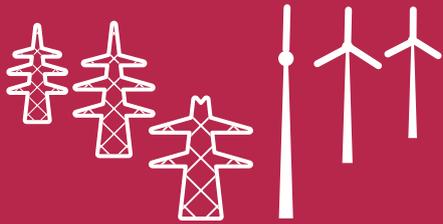
Das EU-Gesetzespaket „Saubere Energie für alle Europäer“ möchte den Energiebinnenmarkt für die Aufnahme neuer Akteure und dezentraler Strukturen fit machen und die Erneuerbaren Energien an den Markt heranzuführen. Der Abschluss dieses Pakets wird sich in die nächste Legislaturperiode hineinziehen. Es ist wichtig, dass dabei ein Level Playing Field für alte und neue Marktakteure geschaffen und eine klare Grenze zwischen wettbewerblichem und reguliertem Bereich gezogen wird.

Der BDEW sieht in großen und langfristig beständigen Marktgebieten das Rückgrat für Wettbewerb und Liquidität im Stromhandel und für den Europäischen Binnenmarkt. Wir erwarten, dass sich die neue Bundesregierung dafür einsetzt, dass eine Anpassung des Preiszonenzuschnitts langfristig ausgelegt ist, damit das Vertrauen der Marktteilnehmer erhalten bleibt und Entscheidungen in Investitionen nicht gefährdet werden. Die Gewährleistung der Versorgungssicherheit sollte nicht auf transnationale Strukturen (so genannte Regional Operation Centers oder kurz ROCs) übertragen werden. Übertragungsnetzbetreiber kooperieren davon unabhängig bereits heute grenzüberschreitend. Ferner muss der aufgrund dezentraler Erzeugung zunehmenden Bedeutung der Verteilernetzbetreiber auf europäischer Ebene Rechnung getragen werden.

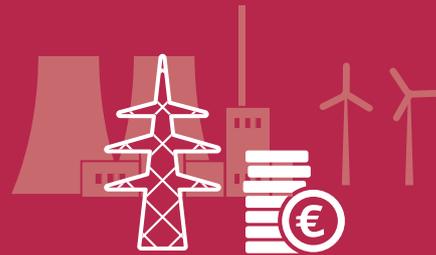
Emissionshandelssystem (EHS)

Eine ambitionierte Reform des Emissionshandelssystems, wie derzeit im Trilog verhandelt, zielt darauf ab, unter anderem mit einer schnelleren Überführung von überschüssigen CO₂-Zertifikaten in die Marktstabilitätsreserve, einer umfangreichen Stilllegung sowie einem höheren linearen Reduktionsfaktor die zentralen Beiträge zur Absenkung der Emissionen der fossilen Stromerzeugung zu leisten. Der BDEW wird auf den Abgleich von europäischen und nationalen Maßnahmen hinwirken und sich dafür einsetzen, dass nicht voreilig nationale Maßnahmen ergriffen werden. Klar ist jedoch, dass, wenn die aktuelle EHS-Reform keine Wirkung zeigt, über andere Instrumente gesprochen werden wird. Ein „emission performance standard“ (kurz EPS), wie er aktuell im Rahmen des Winterpakets in Höhe von 550 g CO₂/kWh vorgeschlagen wird, ist aus energiewirtschaftlicher Sicht abzulehnen. Solche punktuellen Eingriffe senken die Effizienz des EHS.

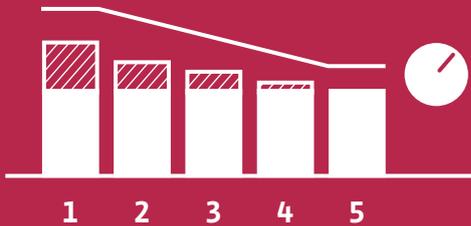
1.2 Netzinfrastrukturen für eine sich ändernde Erzeugungslandschaft



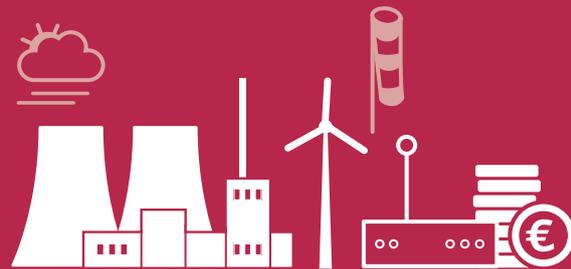
**Netzausbau beschleunigen und
mit EE-Ausbau synchronisieren**



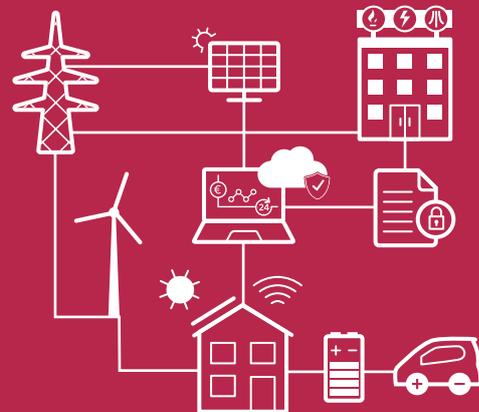
Netzentgeltsystematik reformieren



**Investitionsklima für den Netzbetrieb
verbessern** – Anreizregulierung
überprüfen und sektoralen
Produktivitätsfaktor (Xgen) senken



**Engpassmanagement und Redispatch –
Eingriffe müssen voll vergütet werden**



**Digitalisierung in der
Energiewirtschaft vorantreiben**

Beschleunigung des Netzausbaus

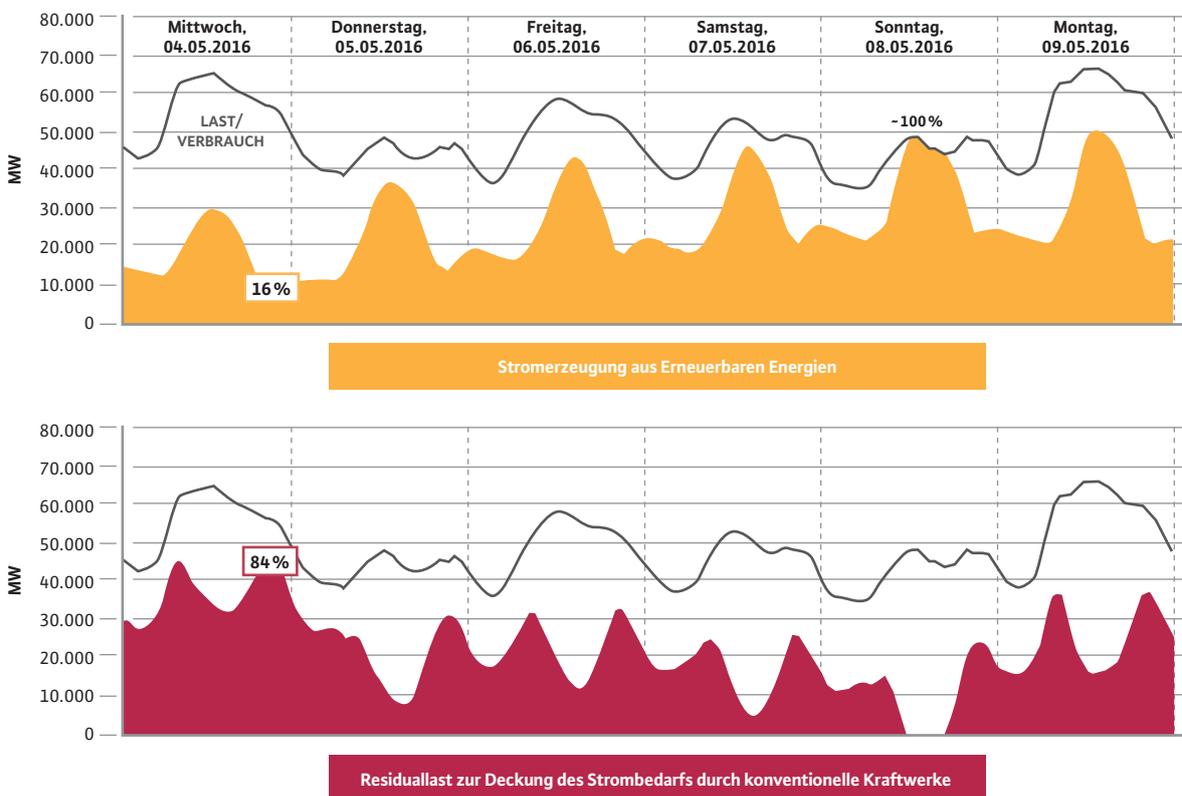
Der erforderliche Netzausbau muss auf politischer und administrativer Ebene oberste Priorität erhalten, um nicht dem Ausbau der Erneuerbaren Energien hinterherzuhinken. In den letzten Jahren haben die Netzbetreiber viel zur Erfüllung ihrer Ausbaupflichtung geleistet. Sie haben zunehmend die betroffene Bevölkerung einbezogen und so Akzeptanz geschaffen. Eine höhere Akzeptanz des Netzausbaus in der breiten Öffentlichkeit und bei den Betroffenen bleibt zentral – auch für staatliche Stellen und bei den behördlichen Planungs- und Genehmigungsverfahren. So genannte Beschleunigungspauschalen für die zeitnahe Einwilligung von Grundstückseigentümern zur Nutzung ihrer Flächen für den Netzausbau können dabei einen Beitrag leisten. Allerdings darf dabei die geltende Entschädigungspraxis nicht aus falsch verstandenen Akzeptanzbemühungen zugunsten einzelner Interessengruppen und zulasten der Allgemeinheit aufgeweicht werden.

Synchronisation von Ausbau Erneuerbarer Energien und Netzausbau

Die Synchronisation des Ausbaus der Erneuerbaren Energien mit dem notwendigen Netzausbau spielt weiterhin eine wichtige Rolle. Die Aufteilung von Deutschland in zwei Netzausbaugebiete vernachlässigt die tatsächliche „Schwere“ von Netzengpässen. Diese sollte mit einem anderen Instrument erfasst werden und auf den Standort neuer Erzeugungsanlagen einwirken. Denn für den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien, aber auch für mögliche Neuinvestitionen in Kraftwerke und bestimmte großtechnische Flexibilitäten (beispielsweise Großspeicher, Power-to-Heat- oder Power-to-Gas-Anlagen) ist eine stärkere Verteilungs- und Standortallokation notwendig.

Gleichzeitig muss sichergestellt werden, dass Anlagen vor allem dort gebaut werden, wo kosteneffizient Strom erzeugt werden kann. Für temporär anfallende Mengen

Abbildung 3: Deckung des Strombedarfs durch Erneuerbare Energien und konventionelle Kraftwerke



Quelle: BDEW (eigene Berechnung auf Basis entso-e und Veröffentlichungen der ÜBN); Prozentwerte: Lastdeckung in Prozent

an sogenanntem „Überschussstrom“ kann eine erzeugungsnahe Verwendung bzw. Umwandlung (beispielsweise in Power-to-X) sinnvoller sein als die Abregelung von Erneuerbare-Energien-Anlagen.

Netzentgeltssystematik

Im Hinblick auf einen stärkeren Anreiz zum netzdienlichen Betrieb von Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen und auch zur angemessenen Finanzierung der Netzinfrastruktur muss die Netzentgeltssystematik überarbeitet werden. Das bisherige System stößt an seine Grenzen. Zukünftig müssen sich die Netzentgelte stärker an einer steigenden Dezentralität und Volatilität ausrichten. Der Trend zu mehr Eigen- und Direktversorgung (z.B. Mieterstrom) muss zu einer Betonung des Grundpreises und einer stärkeren Leistungsbeziehung führen.

Investitionsrahmen Netze

Die Bundespolitik und die Bundesnetzagentur müssen den regulatorischen Rahmen für die steigenden Aufgaben und Funktionen auf den verschiedenen Netzebenen anpassen. Das gilt zunehmend für die Verteilernetze. Die Auswirkungen der jüngst novellierten Anreizregulierungsverordnung sollten einem stetigen Monitoring unterzogen und gegebenenfalls verbessert werden. Dazu gehört auch die Prüfung, ob die Übergangsregelungen in der Anreizregulierung bezüglich der Sockeleffekte für Investitionen aus den Jahren 2007–2016 auf die 4. Regulierungsperiode ausgedehnt werden müssen. Darüber hinaus bietet die anstehende Festlegung des zukünftigen sektoralen Produktivitätsfaktors (Xgen) die Chance zur Verbesserung des Investitionsklimas. Aktuelle wissenschaftliche Analysen zeigen, dass eine Festlegung des Xgen auf einen Wert signifikant höher als null nicht robust begründbar ist.

Redispatch

Heute wird der Markt durch Absicherungsmaßnahmen der Übertragungsnetzbetreiber flankiert – seien es Marktaustrittsverbote für unrentable Anlagen, Einspeisemanagement der Erneuerbaren Energien, Redispatch-Maßnahmen zur Entlastung der Netze oder eine immer größer werdende Netzreserve. Die Eingriffe in die Erzeugung durch Redispatch-Maßnahmen zur Netz- und

Systemstabilisierung nehmen zu, ohne dass für die abgerufene Redispatchleistung eine angemessene Vergütung erfolgt. Die Anlagenbetreiber dürfen aber nicht auf Kosten sitzen bleiben, für die sie nicht verantwortlich sind. Hier braucht es eine zeitnahe Neuregelung mit einer Vergütung, die betroffene Kraftwerke wirtschaftlich nicht schlechter stellt. Das Gleiche gilt bei der Netzreserve.

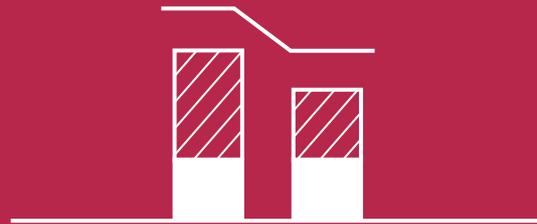
Digitalisierung

Die digitale Infrastruktur in der Energiewirtschaft muss auch in den kommenden Jahren konsequent ausgebaut werden. Mit dem Roll-out von intelligenten Messsystemen (oder auch Smart Meter) ist ein wichtiger Schritt getan worden. Hier gilt es jetzt, den Marktraum weiterzuentwickeln und die bisherige regulatorische Mikrosteuerung zurückzufahren. Auch der Breitbandausbau ist für eine tiefere Digitalisierung der Energiewirtschaft unerlässlich. Um den flächendeckenden Ausbau zu beschleunigen, müssen Hemmnisse und Marktzugangsbeschränkungen abgebaut werden. Die Cyber Security bleibt ein hohes Gut.

1.3 Weichenstellungen für die Sektorkopplung



Sektorkopplung ist mehr als die Elektrifizierung von Wärme und Verkehr



Strompreis von Steuern und Abgaben entlasten



Wärmewende mit einer Modernisierungsoffensive im Heizungskeller voranbringen



Gas wird gebraucht und „kann grün“



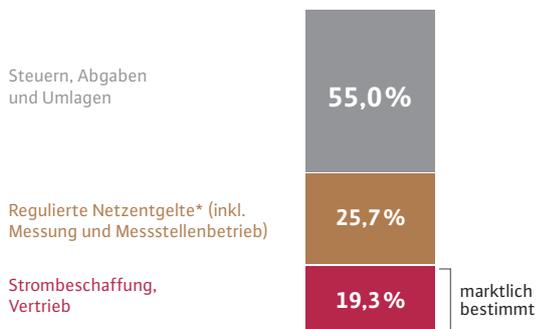
Hemmnisse bei der Verkehrswende beseitigen

Definition Sektorkopplung

Für den BDEW ist Sektorkopplung nicht nur eine Elektrifizierung der Bereiche Wärme und Verkehr, sondern die energietechnische und energiewirtschaftliche Verknüpfung von Strom, Wärme, Mobilität und industriellen Prozessen sowie deren Infrastrukturen. Sie zielt ab auf eine Dekarbonisierung bei gleichzeitiger Flexibilisierung der Energienutzung in der Industrie, in den privaten Haushalten, im Bereich von Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) sowie im Verkehrssektor unter den Prämissen Wirtschaftlichkeit, Nachhaltigkeit und Versorgungssicherheit. Für eine erfolgreiche Sektorkopplung ist es zentral, ein Level Playing Field zwischen den verschiedenen Energieträgern und Technologien zu schaffen. Sektorkopplung ist untrennbar mit der Digitalisierung verwoben. Die Digitalisierung unterstützt und ermöglicht die erforderliche Vernetzung von Wertschöpfungsstufen und Branchen.

Abbildung 4: Strompreis für Haushalte 2017: Drei wesentliche Bestandteile

Durchschnittliche Zusammensetzung des Strompreises 2017 für einen Haushalt in Deutschland mit 3.500 kWh Jahresverbrauch



* durchschnittliches Netto-Netzentgelt inkl. Entgelte für Messung und Messstellenbetrieb, kann regional deutlich variieren

Quelle: BDEW; Stand: 02/2017

Anpassung von Steuern und Abgaben

Im Hinblick auf die unterschiedliche Kostenbelastung der verschiedenen Energieträger muss in Richtung eines Level Playing Fields gearbeitet werden – beispielsweise durch eine Entlastung des Strompreises von Steuern und Abgaben und eine Steuerfinanzierung der Besonderen Ausgleichsregelung im EEG. Diese ist vornehmlich eine industriepolitische Maßnahme. So würde die EEG-Um-

lage für nicht-privilegierte Letztverbraucher um etwa 1,7 ct/kWh entlastet. Darüber hinaus schlägt der BDEW vor, die Stromsteuer auf das in der EU-Energiesteuer-richtlinie vorgesehene Minimum abzusenken. Durch beide Maßnahmen könnte der Strompreis um insgesamt bis zu 3,65 ct/kWh sinken.

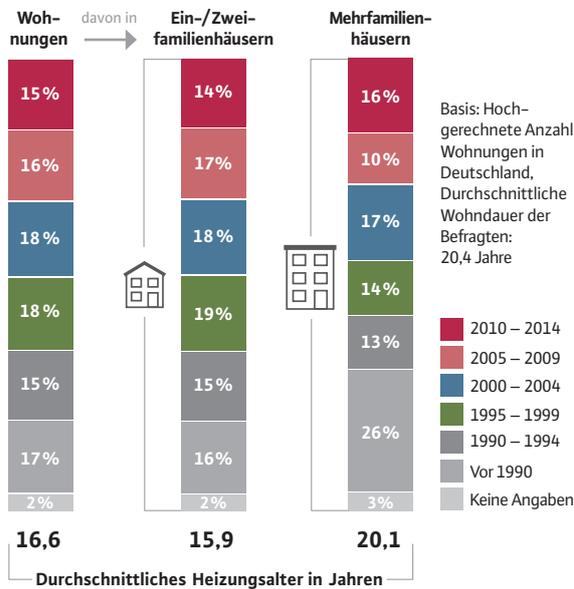
Wärmewende und Modernisierungsoffensive im Heizungskeller

Eine kosteneffiziente Sektorkopplung bedarf eines technologieoffenen Ansatzes auch im Wärmebereich. Maßnahmen mit den geringsten CO₂-Vermeidungskosten müssen vorrangig umgesetzt werden. CO₂-Vermeidungskosten sollten als technologieneutraler Bewertungsmaßstab für Sanierungsmaßnahmen im Wärmemarkt etabliert werden. Der BDEW fordert eine Modernisierungsoffensive im Heizungskeller in Form einer steuerlichen Absetzbarkeit von Investitionen in CO₂-sparende und effiziente Heizungstechnik. Der Austausch veralteter Technik, insbesondere alter Ölheizungen, durch moderne effiziente Geräte (Gas-Brennwerttechnik, Strom- und Gaswärmepumpen, gasbetriebene Mini-/Mikro-KWK und Brennstoffzellen) bzw. der Anschluss an effiziente Wärmenetzsysteme (Nah-/Fernwärme) leisten einen bezahlbaren Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele im Wärmemarkt. Bereits heute leisten die Wärmenetzsysteme in Verbindung mit hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) einen hohen Beitrag zum Klimaschutz. Gerade in urbanen Räumen führen Fernwärme und Fernkälte beispielsweise auf Basis von Gas-KWK-Anlagen zu einer volkswirtschaftlich kosteneffizienten Wärmewende. Perspektivisch kann die Fernwärme/-kälte auch weiter CO₂ einsparen, bis hin zur vollen Klimaneutralität durch Biomethan, synthetisches Gas, Power-to-Heat und Großwärmepumpen. Dies sollte beispielsweise in Quartierskonzepten angemessen berücksichtigt werden.

Marktbasierte Energiedienstleistungsangebote können kostenoptimal und nachhaltig die Energieeffizienz in allen Sektoren steigern. Der Markt für diese Dienstleistungen ist in Deutschland bereits weit entwickelt; weitere Potenziale können durch den Abbau konkreter Hemmnisse erschlossen werden, etwa solche zum Contracting im Mietrecht und im EEG. Auch der Ausschluss von Energieberatern aus der Energiewirtschaft bei Inanspruchnahme von öffentlicher Förderung durch Kunden muss beendet werden.

Abbildung 5: Alter der Heizungsanlagen

Ein Drittel der Heizungsanlagen ist 20 Jahre alt oder älter



Quelle: BDEW-Studie „Wie heizt Deutschland?“, Stand: 2014

Erdgas und perspektivisch grünes Gas

Der Blick auf die CO₂-Vermeidungskosten und eine kosteneffiziente Wärmewende zeigt, dass mittelfristig auf Erdgas nicht verzichtet werden kann und dass die Gasinfrastruktur für zunehmend biologisches und synthetisches Gas auch langfristig notwendig bleibt. Die Bundesregierung muss ein klares Bekenntnis zum Gas formulieren, um der Wirtschaft die notwendige Planungs- und Investitionssicherheit zu geben. Um die Klimaschutzwirkung von Biomethan optimal zu nutzen, ist im Gebäudeenergiegesetz die Zulassung von Biomethan in Brennwertkesseln als Erneuerbare Energie bzw. die generelle Gleichbehandlung von Biogas bzw. Biomethan und anderen Erneuerbaren Energien sinnvoll.

Eco-Mobilität

Sektorkopplung ist zentral für das Gelingen der Verkehrswende. Denn die Zukunft des Individualverkehrs liegt vornehmlich in der Nutzung von Strom aus Erneuerbaren Energien. Zum Auf- und Umbau von intelligenten Stromnetzen (Smart Grids) für die Ladeinfrastruktur muss der notwendige Regulierungsrahmen geschaffen werden. Es sollte möglich gemacht werden, dass Elektrofahrzeuge als mobile Speicher genutzt werden können. Gleichzeitig

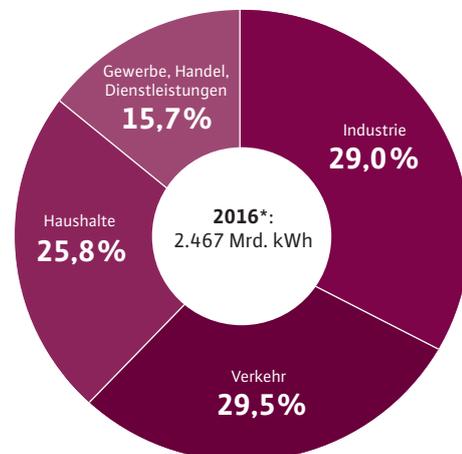
gilt es, weitere Hürden abzubauen, um die Installation von Ladepunkten zu ermöglichen, etwa im Wohneigentumsrecht, im Mietrecht und in den Landesbauvorschriften. Hinsichtlich der Standardisierung und Normung bei der Ladeinfrastruktur ist eine enge Abstimmung zwischen der Energiewirtschaft und der Automobilindustrie notwendig.

Erdgas- und Wasserstofffahrzeuge sind Teil einer technologieoffenen Mobilitätsstrategie. Sie haben bereits heute eine bessere Klimabilanz als Benzin- und Dieselantriebe und eignen sich auch langfristig in Transportsegmenten, die nicht oder nur schlecht elektrifiziert werden können, z.B. im Schwerlast- und Schiffsverkehr. Hier gilt es, die bestehenden Hemmnisse abzubauen (wie z.B. die fehlende Transparenz und Vergleichbarkeit von Preisauszeichnungen an der Tankstelle).

Forschung und Entwicklung; Experimentierklauseln

Neben bereits bestehenden und marktreifen Technologien sollten technologische Innovationen auch über Forschungs- und Entwicklungsprogramme an die Marktreife herangeführt werden. Dazu gehört auch die Erprobung der dafür notwendigen regulatorischen Rahmenbedingungen beispielsweise über Experimentierklauseln, wie sie jetzt für SINTEG-Projekte gelten. Neue und dauerhafte Privilegierungen lehnt der BDEW in diesem Zusammenhang ab.

Abbildung 6: Endenergieverbrauch nach Verbrauchergruppen



Quelle: AG Energiebilanzen; Stand: 02/2017

* vorläufig

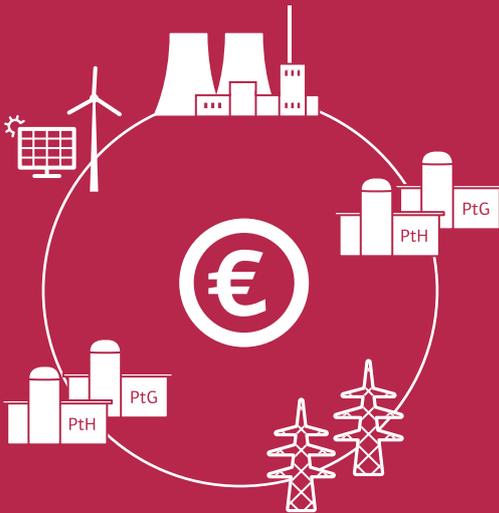
2

Energiewirtschaftliche Transformation 2021 bis 2030

Bis zum Jahr 2030 müssen weitere zentrale Fragen der Systemanpassung beantwortet werden, denn der überwiegende Teil der Stromerzeugung beruht dann auf volatil einspeisenden Erneuerbaren Energien. Volatilität und Flexibilität werden die bestimmenden Größen des Versorgungssystems sein. Verstärkt durch den endgültigen Kernenergieausstieg und den Abgang von etlichen fossilen und steuerbaren Anlagen sowie durch die räumliche Umverteilung von Erzeugungsschwerpunkten werden die Zwanzigerjahre zu einem weiteren Jahrzehnt der energiewirtschaftlichen und digitalen Transformation. Das macht die Weiterentwicklung des Marktdesigns erforderlich. Zentral werden neben der Stromwende auch eine Wärmewende und eine Verkehrswende sowie die engere Vernetzung zwischen diesen drei Sektoren sein. Das Jahrzehnt wird auch das Jahrzehnt der Sektorkopplung werden.

Bis spätestens Mitte des Jahrzehnts wird sich entscheiden, ob das Emissionshandelssystem seine gewünschte Wirkung auf eine CO₂-Reduktion erreicht oder ob nationale Maßnahmen zur Zielerreichung erforderlich werden. Trotz und gerade wegen der hohen Transformationsanstrengungen muss Deutschland als Industriestandort und als eine der stärksten Volkswirtschaften der Welt erhalten werden.

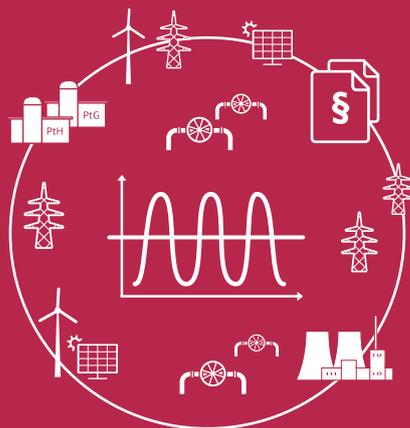
2.1 Marktdesign weiterentwickeln



Marktdesign und Wettbewerb ertüchtigen – neue Marktplätze erschließen



Die digitale Transformation gestalten



Einen Marktplatz für Systemdienstleistungen und sonstige netzdienliche Leistungen schaffen



Technologieneutrale und grenzüberschreitende Ausschreibungen für EE-Anlagen einführen

Grundsätze des Marktdesigns

Das Marktdesign der Zwanzigerjahre sollte so ausgelegt sein, dass alle Kernbedürfnisse der Marktteilnehmer und der Netzbetreiber im Wettbewerb erbracht werden. Das gilt für Energie, für Versorgungssicherheit, für Flexibilität sowie für system- und netzdienliche Leistungen. Der Umbau des Energieversorgungssystems wird nur dann kosteneffizient zu stemmen sein, wenn in möglichst vielen Segmenten dieses Systems Wettbewerb einzieht bzw. bestehende wettbewerbliche Strukturen gestärkt werden.

Das laufende Jahrzehnt war durch zahlreiche Schritte zur Markt- und Systemintegration der Erneuerbaren Energien gekennzeichnet. Wenn wir einen wettbewerblichen Markt wollen, wird diese Entwicklung nicht innerhalb eines EEG-Förderregimes möglich sein. Da wir beim Ausbau der Erneuerbaren Energien keinen Fadenriss riskieren wollen, ist heute noch nicht absehbar, wie ein Marktrahmen für Erneuerbare Energien aussehen wird. Idealerweise sollte dieser Marktrahmen gemeinsam mit der notwendigen Absicherung durch konventionelle Kraftwerke, Speicher und Flexibilitäten funktionieren. Die Debatte darüber muss frühzeitig geführt werden. Ebenso über die möglichen Zwischenschritte bei der Fortentwicklung des EEG wie z. B. über technologieneutrale oder zunehmend grenzüberschreitende Ausschreibungen.

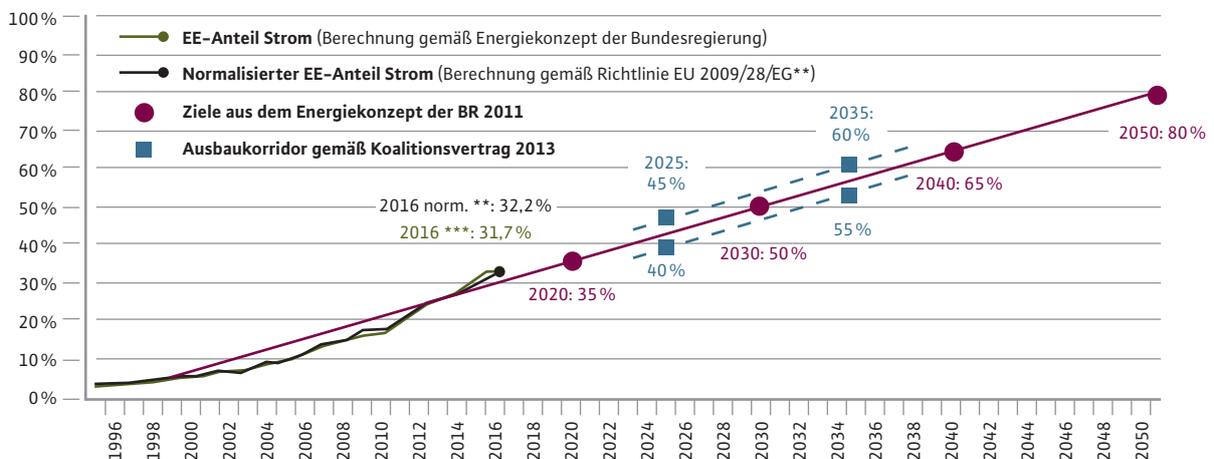
Markt für Netz- und Systemdienstleistungen

Es ist volkswirtschaftlich nicht sinnvoll und vermutlich auch nicht realistisch, die Übertragungs- und Verteilernetze so auszubauen, dass sie unter allen Bedingungen die letzte Kilowattstunde aufnehmen können. Deshalb werden Systemdienstleistungen und sonstige netzdienliche Leistungen im kommenden Jahrzehnt an Bedeutung gewinnen. Für diese besteht aber oft kein Marktplatz. Bislang reicht es aus, die Erbringung solcher Leistungen in technischen Regelwerken festzulegen und konventionellen Kraftwerken aufzuerlegen. Knappe und damit geldwerte Güter sollten im Regelfall einen Marktplatz haben. Effizienzpotentiale werden sonst verschenkt. Das gilt nicht zuletzt, weil der Kreis potenzieller Erbringer in den Zwanzigerjahren wachsen wird. Es bedarf einer Entscheidung, wie die Bereitstellung solcher Leistungen mittelfristig organisiert werden soll. Sofern der Markt solche Lösungen nicht bereitstellt, sind effiziente regulatorische Lösungen zu finden.

Markt für regionale Flexibilität

Durch die zunehmend volatile Einspeisung und die Netzengpässe steigt perspektivisch der regional variierende Bedarf an Flexibilität. Mit der neuen EU-Binnenmarktrichtlinie wird voraussichtlich ein marktbasierter Ausgleich kurzzeitiger Netzengpässe (Redispatch) in

Abbildung 7: Beitrag und Ziele der Erneuerbaren Energien: Strom



* Anteil am Brutto-Inlandsstromverbrauch ** Berechnung gemäß EU 2009/28/EG Art. 30 und Annex II *** vorläufig
Quelle: BDEW, AGEB; Stand: 02/2017

Deutschland Einzug halten. Das funktioniert nur bei ausreichendem Wettbewerb. Wo die Liquidität fehlt, wird auch weiterhin die Beschaffung in einem regulierten System erfolgen müssen.

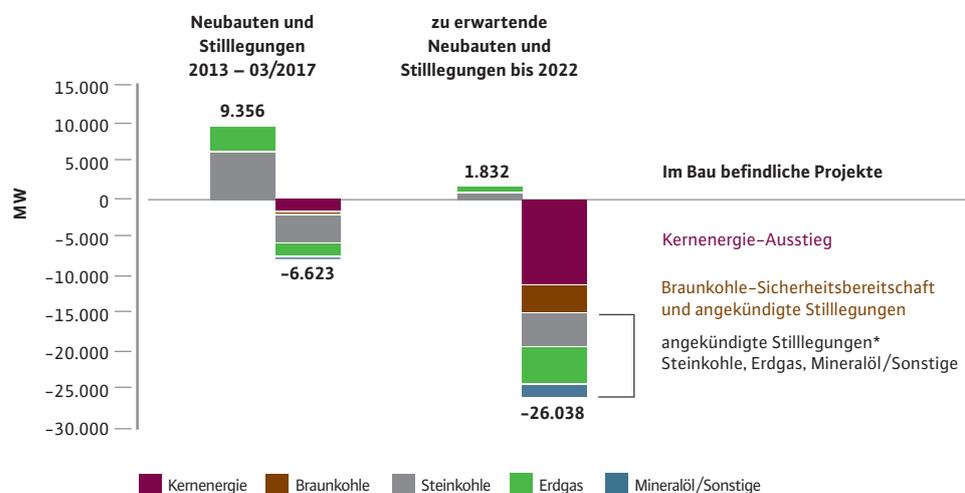
Auch kundenseitige Flexibilitäten (Demand Side Management, kurz DSM) können eine beträchtliche Rolle beim Ausgleich von Erzeugung und Nachfrage spielen. Hierzu und zur Einbindung von Aggregatoren, die verschiedene Kunden bündeln, wird es technischer Regeln bedürfen. Diese sollten diskriminierungsfrei und technologieoffen ausgestaltet werden.

Versorgungssicherheit

Der ehrgeizige Zielkorridor des Klimaschutzplans 2050 für 2030 wird nur erreicht werden, wenn weitere konventionelle Kraftwerke den Markt verlassen oder wenige Betriebsstunden haben sowie Anreize für hoch effiziente Gaskraftwerke gesetzt werden. Perspektivisch stellt sich die Frage, wie Kapazitätsbereitstellungen gesichert werden können, wenn die Einsatzzeiten von Kraftwerken, Speichern und flexiblen Verbrauchseinrichtungen immer kürzer werden. Kapazitätsreserven stoßen an Effizienzgrenzen, wenn sie zu groß werden.

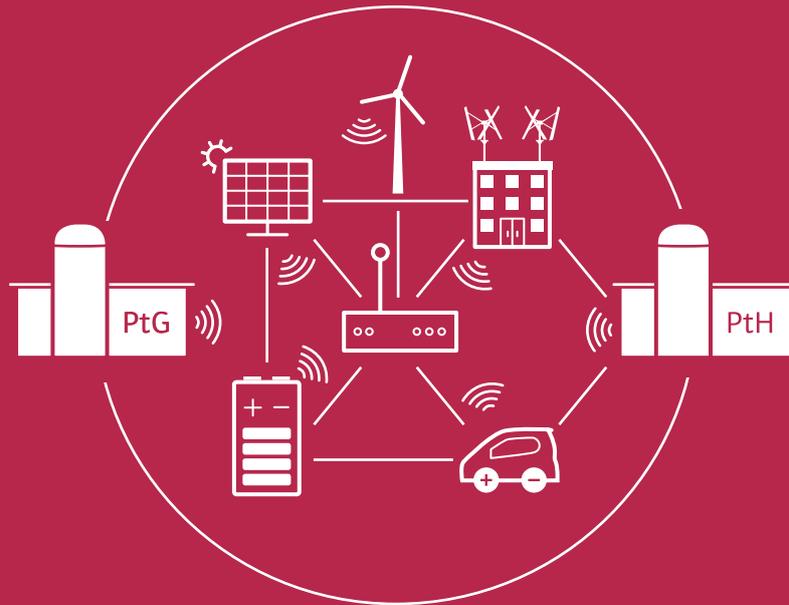
Der BDEW hat daher Zweifel, dass angesichts dieser Belastungen der Energy Only Market (EOM) seine Wirkung entfalten wird. Erst mit der Einführung eines Kapazitätsmarkts wird die Refinanzierung von Anlagen planbarer. Eine Kapazitätsreserve sendet diese Impulse nicht. Investitionen in Gaskraftwerke und offene Gasturbinen kommen nur, wenn die Politik klar macht, dass der Energieträger Gas und die Gasinfrastruktur eine politische Zukunft haben. Zunehmend kann Versorgungssicherheit auch durch digital vernetzte Erneuerbare-Energien-Anlagen gewährleistet werden. Klimaschutz und Versorgungssicherheit gehören zusammen. Für Bezahlbarkeit sorgt eine marktweite und technologie neutrale Ausgestaltung.

Abbildung 8: Neubau und Stilllegungen von konventionellen Kraftwerken



* vorbehaltlich Kraftwerke, die wegen Systemrelevanz gesetzlich an der Stilllegung gehindert werden
Quelle: BDEW, Bundesnetzagentur; Stand: 04/2017

2.2 Smarte Infrastruktur



Smart Grids – die marktliche Bewirtschaftung von Netzengpässen vorantreiben

Systemverantwortung und Systemsteuerung

Im Zeitraum 2021 bis 2030 rückt die Suche nach Alternativen zu einem nach 2030 erforderlichen weiteren Netzausbau in den Fokus. Durch den Abschluss der SINTEG-Projekte wird eine Datenbasis für weitere Überlegungen vorliegen. Schwerpunkte werden die Verteilernetze und die Nutzung der bestehenden Infrastruktur sowie die Bedürfnisse von Erzeuger und Kunde im Energienetz sein. Digitalisierung und die Schaffung von Smart Grids sind hier zentrale Schlüsselbegriffe.

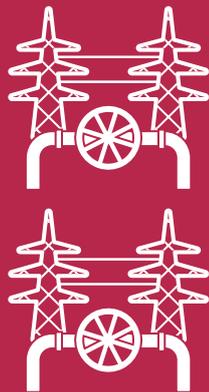
Der Bedarf an netzdienlicher Flexibilität wird sich zunehmend an Netzengpässen bzw. regionalen Leitungs-

strängen orientieren. Dafür muss der Ordnungsrahmen angepasst werden. Beispielsweise beschreibt das BDEW Smart-Grids-Ampelkonzept ein Modell, wie Marktteilnehmer und Verteilernetzbetreiber bei Netzengpässen im Verteilernetz in Zukunft miteinander interagieren können. In der Logik einer Ampel wird zwischen der grünen Marktphase, in der das Stromnetz dem Markt ohne Einschränkungen zur Verfügung steht, der roten Netzphase, in der die Netzstabilität gefährdet ist, und einer gelben Übergangsphase unterschieden. Die gelbe Phase tritt ein, wenn sich ein Netzengpass in einem definierten Netzsegment abzeichnet. In der gelben Phase rufen Verteilernetzbetreiber die von Marktteilnehmern angebotene Flexibilität in diesem Netzsegment ab, um die rote Phase zu verhindern.

2.3 Im Zentrum: Sektorkopplung



Regulatorische Hürden zur Implementierung
der Sektorkopplung abbauen



Infrastrukturelle Sektorkopplung –
Strom- und Gasversorgungsnetze
integriert betrachten



**Die digitale Vernetzung wird
der „Ermöglicher“**

Hemmnisse für Sektorkopplung

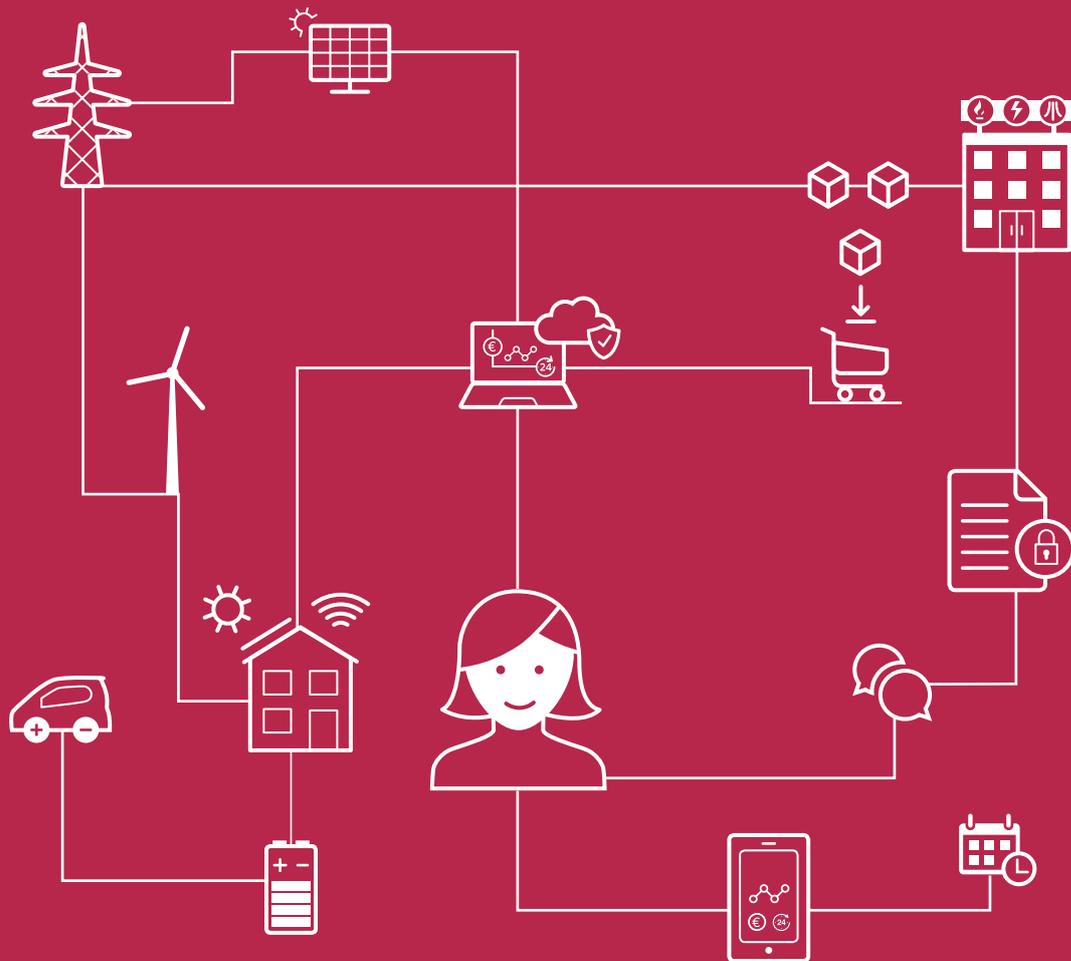
Nachdem die Weichen für eine erfolgreiche Sektorkopplung in der Legislaturperiode 2017 bis 2021 gestellt wurden, ist der Zeitraum 2021 bis 2030 der Implementierung gewidmet. Es gilt, regulatorische Hemmnisse, die der Verzahnung von Strom, Wärme, Mobilität und industriellen Prozessen im Wege stehen, abzubauen. Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen sollten die Möglichkeit haben, Absatzmärkte neben dem Strommarkt zu erschließen. Auch Kunden im Wärme-, Verkehrs- und Industriebereich werden EE-Strom nachfragen. Eine konsequent digitale Vernetzung von Anlagen und Anwendungen wird diese Entwicklung erleichtern. Mit zunehmender Nachfrageflexibilisierung sind die bestehenden Standardlastprofile immer weniger für die Bilanzierung bzw. Prognose geeignet. Außerdem gibt es eichrechtliche Vorgaben (Submetering), die die Komplexität von möglichen Geschäftsmodellen erhöhen.

Infrastrukturelle Sektorkopplung

In dem Maße, in dem ein Interagieren von Wärme-, Strom-, Mobilitäts- und Industriesektor realisiert wird, muss mit der integrierten Betrachtung von Strom- und Gasversorgungsnetzen eine infrastrukturelle Sektorkopplung entwickelt werden. Dies hilft, Synergien zwischen den Strom- und den Gasnetzen zu heben. So kann einerseits die Gasinfrastruktur als Langzeitspeicher für das Stromnetz dienen und andererseits Strom aus Erneuerbaren Energien einen Beitrag zur Dekarbonisierung des Gases leisten. Ein erster Schritt zu einer integrierten Perspektive von Strom- und Gasversorgungsnetzen ist die integrative Planung der Strom- und Gasnetze im Rahmen einer verknüpften Betrachtung der Netzentwicklungspläne. Der Erhalt der Gasnetzinfrastruktur ist wichtig, weil eine vollständige Elektrifizierung aller Energiesektoren weder realistisch noch volkswirtschaftlich kosteneffizient wäre.

Mittel- und langfristig leistet Gas einen wichtigen Beitrag zu einer sicheren und kostengünstigen Energieversorgung. Sein Einsatz in hochflexiblen Anlagen macht aus dem Energieträger den natürlichen Komplementär zu den Erneuerbaren Energien. Durch eine intelligente Sektorkopplung kann Erdgas langfristig durch biologisches und synthetisches Gas substituiert werden.

2.4 Innovationen und Trends



Die Energiewende wird stark von Innovationen und Trends geprägt sein, die sich heute nur schwer voraussagen lassen. Klar ist lediglich, dass wir für die Erreichung unserer langfristigen Ziele noch einige technologische und systemische Innovationen benötigen und sich entwickelnde Trends beachtet werden müssen.

Trends, die sich heute klar abzeichnen, sind u. a. die zunehmende Digitalisierung, die veränderten Anforderungen an den sicheren Betrieb von Verteilernetzen bei steigender Dezentralität und die Zunahme von Prosumern als aktiven Marktteilnehmern.

Digitalisierung

Die Digitalisierung in der Energiewirtschaft wirkt sich nicht nur stark auf die Zukunft der Energienetze aus. So wird der Roll-out für intelligente Messsysteme (Smart Meter) seine ersten gesetzlich fixierten Ausbauschwellen erreicht haben. Dann sind weitere Schritte zur digitalen Transformation (unter anderem Datenhoheit, Anforderungen an IT-Sicherheit) noch festzulegen. Im gleichen Umfang wird die IT-Sicherheit (Cyber Security) einen immer höheren Stellenwert haben, weil ein wachsender Teil unserer Energie- und Wasserversorgung von digitalen Anwendungen abhängig ist.

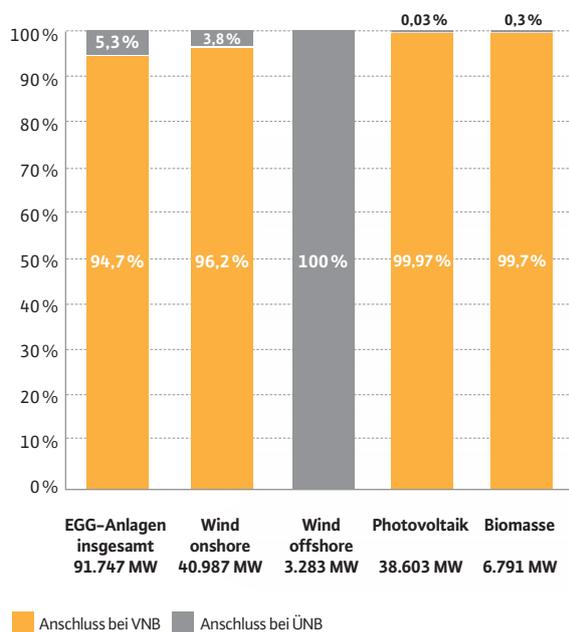
Mit der digitalen Infrastruktur werden auch neue Geschäftsmodelle möglich, mit Wachstumspotenzial und innovativen Impulsen für die Energiewende. Start-ups, die sich heute noch auf Nischen konzentrieren, können sich dadurch zu wichtigen Akteuren in der Energiewirtschaft entwickeln. Welche Geschäftsmodelle aber zukünftig am erfolgreichsten sein werden, lässt sich heute nicht vorhersagen. Pooling und virtuelle Kraftwerkszusammenschlüsse, Aggregation von Nachfrage und lokaler Flexibilität, Direktversorgung und Blockchain, digitale Energiedienstleistungen aller Art oder Community-Strom-Flatrates – das alles sind Entwicklungen, die sich bereits heute abzeichnen. Eines haben alle gemeinsam: Sie werden die teils tradierten Marktrollen und Geschäftsmodelle in Frage stellen und eine Neuausrichtung der einzelnen Akteure sowie des gesetzlichen und regulatorischen Umfelds verlangen.

Dezentralität

Gleiches gilt für die weiter zunehmende Dezentralisierung im Energiemarkt. Erzeugungsanlagen – insbesondere die Erneuerbare-Energien-Anlagen – sind überwiegend auf den unteren Spannungsebenen ans Netz angeschlossen. Sektorkopplung wird größtenteils dezentral stattfinden. Das macht mehr Verantwortung und Steuerung im Verteilernetz notwendig. Dadurch steigen die Aufgaben und Funktionen der Verteilernetzbetreiber. Die bestehenden Strukturen im Höchstspannungsnetz bleiben davon unberührt. In Zukunft sollen sich zentrale und dezentrale Geschäftsmodelle frei nebeneinander entfalten können. Es ist entscheidend, dass für beide gleiche Bedingungen gelten. Dadurch entfalten sich Kreativität und Marktdynamik.

Abbildung 9: EEG-Anlagen im Übertragungsnetz und im Verteilernetz

Anteil der installierten Leistung der EEG-Anlagen bei VNB und bei ÜNB zum 31.12.2015

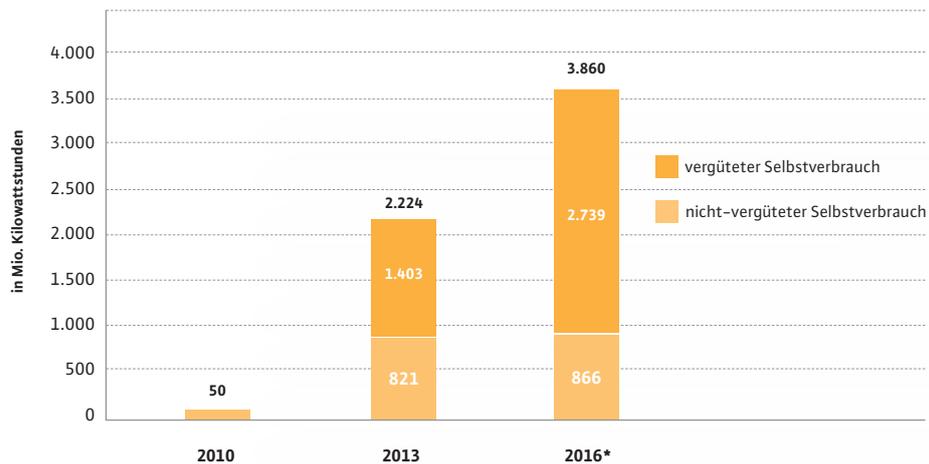


Quelle: BDEW (eigene Berechnung auf Basis der Veröffentlichungen der Übertragungsnetzbetreiber)

Prosumer

Prosumer werden im Energiemarkt der Zukunft immer stärker als eigenständige Marktakteure in Erscheinung treten. Es ist wichtig, diese Marktakteure mit gleichen Rechten und Pflichten auszustatten. So müssen die Privilegierung und die spezifische Förderung von Modellen zur Eigen- oder Direktversorgung zu Lasten Dritter (beispielsweise Verbrauchergruppen oder Regionen) kritisch hinterfragt werden. Sie führen zu einer Schieflage bei der Verteilung der Energiewende-Kosten.

Abbildung 10: Selbstverbrauch aus Photovoltaik



*vorläufig

Quellen: ZSW, BDEW

3

Energie post 2030

Nach 2030 sind die Grundlagen zur Erreichung der energie- und klimapolitischen Ziele gelegt. Aus gegenwärtiger Sicht sind die für die Zielerreichung notwendigen Anpassungsmaßnahmen und Technologiesprünge keineswegs alle klar. Ihre Entwicklung muss folgenden Grundsätzen folgen: Marktwirtschaft und Wettbewerb statt Planwirtschaft, Technologieoffenheit und Diversifikation statt Technologieverbote, Innovationen statt Vorgaben.

Ein Energiemarkt für die Zeit nach 2030 umspannt Energie, Versorgungssicherheit, Flexibilität und Systemdienstleistungen mit verlässlichen Rahmenbedingungen zum Ausbau der Erneuerbaren Energien und der Sektorkopplung. Entscheidend ist eine intelligente Synchronisation von Erzeugung, Verbrauch und Infrastrukturen.

Bezugsrahmen für nationale energiepolitische Maßnahmen ist in noch viel stärkerem Maße der europäische Binnenmarkt für Strom und Gas. Während die Märkte für Endkunden einerseits deutlich dezentraler organisiert sein werden, werden die Regeln für ihre Organisation jedoch deutlich homogener sein als heute. Es werden sich wettbewerblich organisierte Märkte für gesicherte Leistung, z. B. durch Kapazitätsmärkte, grenzüberschreitend herausgebildet haben. Das gilt auch für die Ausgestaltung nationaler und lokaler Märkte für Systemdienstleistungen, netzdienliche Leistungen und lokale Flexibilität.

Die Interkonnektoren zu unseren Nachbarn müssen weiter verstärkt werden, an Land wie offshore. Das gilt auch für die Gasnetzinfrastruktur. Denn viel Energie kann aus regional und temporär auftretendem, stetig steigendem „Überschussstrom“ volkswirtschaftlich sinnvoll und betriebswirtschaftlich kostendeckend als synthetisches

Gas oder direkt als Power-to-Heat in den Wärmemarkt und in industrielle Prozesse geleitet werden.

Nach 2030 ist die Dekarbonisierung bereits weit fortgeschritten. Die volatil einspeisenden Erneuerbaren Energien bilden den überwiegenden Bestandteil der Energieversorgung. Aber auch Gas, dann zunehmend auch biologisch oder synthetisch hergestellt, spielt weiterhin eine herausragende Rolle. Dazu gehört auch die Option, Power-to-Gas-Produkte, die im Ausland erzeugt werden, nach Deutschland zu importieren. Die Dynamik des Umbaus löst einen fortwährenden Druck auf sämtliche Netzinfrastrukturen aus. Gerade in der Sektorkopplung wird ein zentraler Schlüssel zur Zielerreichung liegen. Die Bereiche Strom, Wärme und Verkehr werden sinnvoll miteinander verwoben werden und sich gegenseitig ergänzen.

Mit der voranschreitenden Dekarbonisierung der Bereiche Wärme und Verkehr wird die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien zur direkten Nutzung oder zur Erzeugung „grünen“ Gases weiteres Wachstum erfahren. Neue Erzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien benötigen keine wettbewerbsverzerrende Förderung mehr, sondern agieren auf einer Marktplattform mit Verbrauchern und hochflexiblen Dienstleistungen. Neben der Bereitstellung von Energie verdienen sie einen Teil ihres Einkommens durch die Bereitstellung von Systemdienstleistungen und netzdienlichen Leistungen bzw. in anderen Energieverbrauchssektoren. Digital vernetzte und synchronisierte Anlagen und Anlagenparks, deren Einspeisung in gewissem Umfang planbar ist, partizipieren an in- oder ausländischen Kapazitätsmärkten.

Die Gasinfrastruktur ist der notwendige Langzeitspeicher der Energiewende. Sowohl die Gas- als auch die Wärmenetz-Infrastruktur sind unabdingbar für die Aufnahme (Sammelfunktion), den kostengünstigen Transport und die Verteilung CO₂-armer und CO₂-neutraler Energieträger. Diese wichtigen Funktionen sind insbesondere in städtischen Gebieten und größeren Gemeinden von hoher Bedeutung. Denn hier ist die verbrauchsnahe Erzeugung von Wärme aus Erneuerbaren Energien nur schwer realisierbar. Durch Sektorkopplung kann weitere Flexibilität zur marktlichen, systemischen und netzdienlichen Optimierung bereitgestellt werden. Damit ermöglicht die Sektorkopplung unser Niveau an Versorgungssicherheit. Entsprechende Rahmenbedingungen müssen gesetzt sein, um diese Flexibilitätsoptionen heben zu können.

Der Kunde steht mehr denn je im Mittelpunkt. Er ist vielfach zum Prosumer geworden. Er hat die freie Auswahl

zwischen Produkten, Dienstleistungen und Anbietern. Intelligente Netze und Zähler, eine weitgehende Digitalisierung von Produkten und Dienstleistungen sowie variable Tarife versetzen ihn in die Lage, die ihm gebotenen Möglichkeiten auch zu nutzen und seinen Komfort zu steigern. Die Schaffung eines Level Playing Fields wird wichtig sein, damit solche Versorgungsmodelle aus sich heraus wirtschaftlich umsetzbar und nicht auf spezifische Privilegierungen angewiesen sind.

Auch nach 2030 werden einige Technologien noch nicht rentabel sein. Die Politik muss die Kraft aufbringen – jenseits von Forschungs-, Entwicklungs- und Demonstrationsvorhaben –, nicht auf privilegierende und diskriminierende Markteingriffe zurückzugreifen. Sie soll auf die Kraft der von ihr gesetzten langfristigen Ziele und das Problemlösungsvermögen des Marktes vertrauen.

Der Spitzenverband der Energie- und Wasserwirtschaft in Zahlen

1.890 Mitgliedsunternehmen vereinen auf sich*



Die Branche insgesamt vereint auf sich 130 Milliarden Euro Umsatz.**

* Angaben für 2016

** Umsatz aus der Energie- und Trinkwasserabgabe an Letztverbraucher sowie Abwasserentsorgung von Letztverbrauchern

Herausgeber

BDEW Bundesverband der
Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

Telefon: +49 30 300199-0

E-Mail: info@bdew.de

www.bdew.de

Redaktion und Ansprechpartner BDEW

Tilman Schwencke
Geschäftsbereichsleiter Strategie und Politik
E-Mail: tilman.schwencke@bdew.de

Konzeption und Gestaltung

EKS – DIE AGENTUR
Energie Kommunikation Services GmbH
Projektleitung: Martin Strathmann
www.eks-agentur.de

Stand: Mai 2017