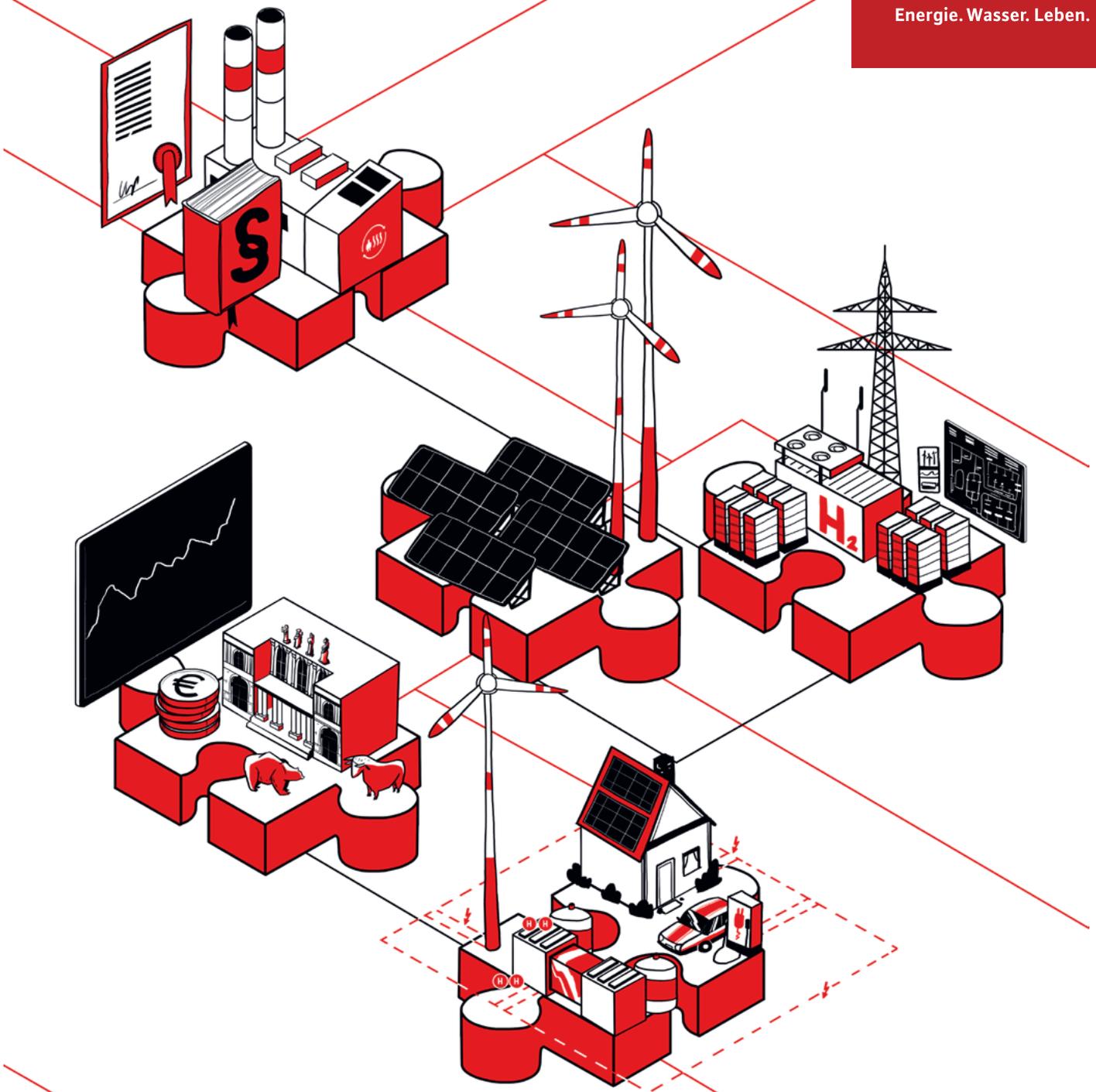


bdeu

Energie. Wasser. Leben.



Marktdesign 2030+

Das Marktdesign für eine klimaneutrale Energieversorgung

Inhalt

Politische Kernforderungen	3
1 Was meinen wir mit Marktdesign?	11
2 Was ist unser Zielbild?	12
3 Was ist unser Zeithorizont?	13
4 Rolle CO2 Preis / mögliche Ausweitung ETS auf andere Wirtschaftsbereiche..	15
5 Ausbau Erneuerbarer Energien (EE) und Gegenfinanzierung	19
5.1 Wie muss der Markt gestaltet sein, dass erneuerbare Energien sich in ihm refinanzieren können?	19
5.1.1 Ausbau zentraler erneuerbarer Stromerzeugung.....	21
5.1.2 Ausbau dezentraler erneuerbarer Stromerzeugung.....	26
5.2 Gegenfinanzierung EE	33
6 Deckung der Nachfrage nach Strom, Bereitstellung von Flexibilität und Gewährleistung von Versorgungssicherheit	38
6.1 Dispatch und Vergütung elektrischer Arbeit.....	38
6.2 Wie können langfristig Flexibilitäten in ausreichendem Umfang und effizient zur Verfügung gestellt werden?	41
6.3 Wie kann systematisch hinreichend frei dispatchbare „sichere“ Erzeugungsleistung bereitgestellt werden?	45
7 Systemoptimale Nutzung und die Rolle klimaneutraler Gase und grüner Fernwärme	49
7.1 Systemoptimale Nutzung und die Rolle klimaneutraler Gase	51
7.1.1 Anreiz- und Förderinstrumente Wärmemarkt.....	53
7.1.2 Anreiz- und Förderinstrumente Erzeugung	54
7.1.3 Anreiz- und Förderinstrumente Verkehr	54
7.1.4 Instrumente und Wege für die Flexibilisierungsleistung	54
7.2 Systemoptimale Nutzung und die Rolle grüner Fernwärme.....	56
Empfohlene Instrumente	57
7.2.1 Verbesserung der Investitionsbedingungen	57
7.2.2 Instrumente und Wege für die Flexibilisierungsleistung	58
ANHANG: Interdependenzen	60

Politische Kernforderungen

Das Marktdesign muss klar auf die Erreichung der Klimaziele für 2030 und 2045/2050¹ ausgerichtet werden. Das Abgaben- und Umlagesystem muss den CO₂-Fußabdruck in Zukunft besser abbilden. Eine möglichst durchgängige und vor allem auch **EU-weite CO₂-Bepreisung** spielt dabei eine zentrale Rolle.

- › Der ETS muss zum Leitsystem der europäischen und nationalen Energiewende ausgebaut werden.
 - Schnellstmöglich sind im Rahmen des EU-Green Deal die Weichen zu einer Zielanhebung (Linearer Reduktionsfaktor etc.) so zu stellen, dass in den erfassten Sektoren die Beiträge zur Erreichung der Klimaziele für 2030 und 2050 sicher eingehalten werden.
 - Statt der Einführung eines Mindestpreises für Emissionszertifikate ist die Marktstabilitätsreserve (MSR) bei der anstehenden Reform des ETS im Hinblick auf ihre Wirkparameter fortzuentwickeln.
 - Auch für die Bereiche Gebäude und Verkehr soll schnellstmöglich auf europäischer Ebene eine CO₂-Bepreisung eingeführt werden. Die 2021 anstehende Reform des ETS und der Effort-Sharing-Verordnung müssen hierzu unbedingt genutzt werden.
 - Für den Verkehrssektor könnte in einem ersten Schritt ein eigenständiges Emissionshandelssystem (einschließlich des EU-internen Flug- und Seeverkehrs) nach Vorbild des deutschen Brennstoffemissionshandels eingeführt werden.
 - Für den auf europäischer Ebene sehr inhomogenen Gebäudebereich bietet sich als erster Schritt für eine CO₂-Bepreisung die Einführung einer CO₂-Komponente in die Energiesteuerrichtlinie an.
 - Die Einführung einer CO₂-Bepreisung im Verkehrs- und Gebäudebereich muss von einem breiten Maßnahmenmix flankiert werden: Insbesondere

¹ Deutschland hat sich mit der Novelle des Klimaschutzgesetzes verpflichtet dieses Ziel bereits 2045 im nationalen Rahmen zu erreichen. Für die EU gilt weiterhin die Zielmarke 2050.

muss der Umstieg für Bürger und Unternehmen durch eine Förderung von klimaschonenden Technologien erleichtert werden

- Der ETS soll post 2030 schrittweise auf andere Sektoren ausgeweitet werden, zunächst auf die Sektoren Wärme und innereuropäischer Verkehr. Der Zeitpunkt der Einbeziehung weiterer Sektoren soll in Abhängigkeit von der zu erwartenden Angleichung der Vermeidungskosten bestimmt werden.

Die beschriebene deutliche Stärkung des Preissignals für CO₂ trägt wesentlich dazu bei, den **Markt fit für** die Aufnahme der **Erneuerbaren Energien** zu machen. Um umgekehrt die Erneuerbaren Energien in größerem Umfang als bisher **fit für den Markt** zu machen und der **Eigeninitiative der Bürger mehr Raum** zu geben, müssen der ungefördernde und der dezentrale Ausbau der Erneuerbaren Energien mehr Gewicht erhalten. Damit Energiewendetechnologien sich im Wettbewerb entfalten können, muss der im Zuge des Ausbaus der Erneuerbaren Energien entstandene Finanzierungsrucksack beseitigt werden.

- › Der **geförderte Ausbau** der Erneuerbaren Energien ist **beizubehalten**, da nur er die Erreichung der Ausbauziele gewährleistet.
 - Das Volumen der zu fördernden Kapazitäten ergibt sich aus der Differenz zwischen dem zur Erreichung des Ausbauziels nötigen Ausbaupfad unter Berücksichtigung der Sektorkopplungsziele und der Kapazität, die in einem vorangehenden Zeitraum im Markt oder dezentral ausgebaut wurde.
 - Auktionen sind schnellstmöglich auf eine Symmetrische Marktprämie umzustellen.
 - Technologiespezifische Ausschreibungen sollen auf absehbare Zeit weiterhin möglich sein. Dennoch soll versucht werden, bei der Aufteilung der ausgeschriebenen Mengen der zur Verfügung stehenden Technologien eine gute Balance zwischen dem Erhalt eines breiten Technologie- und Anbieterspektrums und der Minimierung der Gesamtkosten zu erreichen.
- › Der Zubau Erneuerbarer Energien soll **zunehmend** über **PPAs** durch Erlöse aus dem Strommarkt finanziert werden.
 - Im nationalen und europäischen Rechtsrahmen muss für die Zukunft klargestellt werden, dass langfristige Stromlieferverträge technologieunabhängig ausdrücklich gestattet sind.
 - Da die Erwartung besteht, dass sich im Markt langfristige Absicherungsverträge für PPAs herausbilden, soll die Politik nicht eingreifen. Allerdings ist es

- notwendig, die Entwicklung eines PPA-Marktes durch ein fortlaufendes Monitoring zu begleiten.
- Das System der grünen Herkunftsnachweise muss reformiert und standardisiert werden.
 - Anbietern muss es darüber hinaus weiterhin möglich sein, Zusatzangaben zur regionalen Herkunft gegenüber Letztverbrauchern auszuweisen und über Herkunftsnachweise zu belegen.
 - Das Doppelvermarktungsverbot ist beizubehalten.
 - Im Zuge der Umstellung auf eine Haushaltsfinanzierung von geförderten Erneuerbaren Energien soll der Staat zur Vermeidung von Kannibalisierungseffekten auf eine Vermarktung der ihm aufgrund der staatlich finanzierten Erneuerbaren-Förderung zufallenden Herkunftsnachweise verzichten.
 - Stromintensive Unternehmen müssen auch dann die vollständige CO₂-Kosten-Kompensation erhalten, wenn sie Strom aus ungeforderten Erneuerbare-Energien-Anlagen beziehen.
 - Aus dem EEG fallende Erneuerbare-Energien-Anlagen sollen keine Anschlussförderung erhalten.
- › Dezentrale EE-Erzeuger sollen erstens **mehr Wahlfreiheit** hinsichtlich Selbstverbrauchs oder Drittversorgung erhalten. Sie sollen zweitens angemessen an den Kosten des Netzbezugs beteiligt werden. Sie sollen drittens Anreize zur Steigerung des Wertes eingespeisten Stroms erhalten.
- Dezentralen Erzeugern soll es neben dem oder alternativ zum Selbstverbrauch möglich sein, ihre Flexibilitäten Dritten zur Verfügung zu stellen (hybrider Ansatz).
 - Verteilnetzbetreiber müssen als Ergänzung zum Ausbau der Netze und zum Einsatz von Redispatch die Möglichkeit erhalten, Flexibilität aus dezentralen EE-Anlagen marktlich zu beschaffen und abrufen zu können.
 - Die Höhe der Vergütung für eingespeisten Strom ist an das Marktpreis-Signal zu koppeln, um den Überschuss-Strom durch Zwischenspeicherung oder optimierte Sektorkopplung bedarfsgerecht ins Netz einzuspeisen.
 - Speicher sind für die Erreichung der Klimaziele essentiell. Deshalb sollte ihre Marktimplementierung gefördert werden. Die bestehenden Förderprogramme für Speicher sind, soweit erforderlich, fortzuführen bzw. aufzustocken.

- Prosumer sollen in ihrer Eigenschaft als Eigenverbraucher die für sie vorgehaltene Netzkapazität bezahlen und damit einen verursachungsgerechten Beitrag zur Finanzierung der Netzinfrastruktur leisten.
- › Um die Belastung des Strompreises zu reduzieren, Sektorkopplung zu forcieren und bürokratische Entlastungen zu erreichen, ist es unumgänglich, möglichst weitgehend und verbindlich aus der Umlagefinanzierung der Erneuerbare-Energien-Förderung durch die Stromkunden auszusteigen:
 - Die **bestehenden und entstehenden Förderzusagen** sollen bis spätestens 2026 schrittweise und vollständig aus dem Haushalt finanziert werden. Dies muss auch zu einer starken bürokratischen Entlastung führen.
 - Die nicht mehr umlagefinanzierten Förderzusagen werden aus dem Energie- und Klimafonds (EKF) bestritten und vornehmlich aus den Einnahmen der bestehenden CO₂-Bepreisungsinstrumente finanziert (Aufkommen aus dem Brennstoffemissionshandel und aus der Versteigerung von ETS-Zertifikaten).
 - Weitere Instrumente zur Gegenfinanzierung im Sinne einer Haushaltsentlastung sind vsl. notwendig. Denkbar sind gestufte Abschmelzungen umweltschädlicher Privilegien (z. B. des Dieselprivilegs oder der Energie-/MwSt.-Privilegien des [inländischen] Luftverkehrs) oder auch bestehender Fördertatbestände von Klimaschutztechnologien, die aufgrund effektiverer Marktsignale (CO₂-Bepreisung, Strompreisentlastung) an Notwendigkeit einbüßen.
 - Spätestens ab 2026 sollen die Stromkunden auch für Neuanlagen keine EEG-Umlage mehr zahlen müssen. Mögliche Auswirkungen auf das Investitionsklima müssen dabei dringend Beachtung finden. Ein ausreichender EE-Zubau zur Erreichung der nationalen und europäischen Energie- und Klimaziele, der die Erreichung der hieraus abgeleiteten EE-Ausbauziele sicherstellt, darf keinesfalls gefährdet werden. Daher muss die Umstellung auf eine Haushaltsfinanzierung mit einer gesetzlichen Absicherung gegen haushaltspolitisch motivierte Beschränkungen für den geförderten Erneuerbare-Energien-Ausbau verbunden sein.
 - Die geringeren Kosten von Neuanlagen, die Symmetrische Marktprämie und die parallele Stärkung des marktlichen Zubaus werden dafür sorgen, dass der Finanzierungsbedarf der Zubau-Förderung begrenzt wird.

Das aktuelle **Strommarktdesign** ist **ausreichend robust**, um künftig auch bei hohen Anteilen volatil einspeisender Erneuerbarer Energien Angebot und Nachfrage zusammenzuführen, den Kraftwerkseinsatz zu steuern und den Marktteilnehmern zu signalisieren, wie sie ihre Anlagen

optimal einsetzen können. Ob der EOM ausreichende Anreize zum Neubau von steuerbaren und jederzeit verfügbaren Erzeugungskapazitäten zu setzen vermag oder wann im Hinblick auf die Gewährleistung der Sicherheit der Stromversorgung ein Paradigmenwechsel angezeigt ist, muss beobachtet werden. Ein Kapazitätsmarkt kann dann notwendig werden.

- › Das Großhandelsmarktdesign ist **beizubehalten**.
 - Staatliche Stellen sollen auch künftig nicht eingreifen, wenn sich im Großhandel negative Preise zeigen. Ein temporäres Überangebot, das zu niedrigen oder negativen Preisen führt, setzt vielmehr einen starken Marktanreiz für Flexibilitäten.
 - Gleiches gilt für starke jahreszeitliche Schwankungen, denn sie setzen ihrerseits einen marktlichen Anreiz für Erzeugungsanlagen mit hoher Verfügbarkeit.
 - Auch eine hohe Volatilität der Preise ist hinzunehmen. Sie ist kein Ausdruck des Marktversagens, sondern macht eine Vielzahl von Flexibilitäten überhaupt erst wirtschaftlich.
- › Flexibilität in allen ihren Ausprägungen ist ein wichtiger Baustoff für die Energiewende. Grundsätzlich sollen **Flexibilitäten und deren marktdienlicher Einsatz über das Marktpreissignal angeregt** werden.
 - Als kurzfristig einzuführende Maßnahme regt der BDEW an, die Fortführung des Flexibilitätszuschlags für Errichtung und Umbau von Biogasanlagen an spezifische Anforderungen hinsichtlich der Verfügbarkeit und Abrufbarkeit wie auch an Mindest- und Maximal-Jahresvolllaststunden zu knüpfen.
 - Es bedarf keines speziellen Marktsegments für Flexibilität.
 - Die Herausbildung eines lokalen Angebots für Flexibilität und entsprechender lokaler Nachfrage durch örtliche Akteure (z.B. Netzbetreiber, Bürgerenergiegemeinschaften) ist zuzulassen. Nachfragern netzdienlicher Flexibilität wie auch Flexibilitätsanbietern sollen in einen effizienten Austausch zur Nutzbarmachung von Flexibilitätpotentialen treten können.
 - Netzbetreiber müssen – wie bereits im EU-Recht vorgesehen – die Möglichkeit erhalten in Ergänzung zum Ausbau der Netze oder dem klassischen Engpassmanagements Flexibilität am Markt zu beschaffen, sofern die Voraussetzung für unverzerrte und wettbewerbliche Märkte vorliegen. Dies gilt ausdrücklich auch für Verteilnetzbetreiber.
 - Die marktlichen Beschaffung von nicht-frequenzgebundenen Systemdienstleistungen muss – wo technisch möglich und wirtschaftlich sinnvoll – ermöglicht werden. Auch dies gilt ausdrücklich für Verteilnetzbetreiber.

- Der Wert von Flexibilität für das Gesamtsystem muss sich grundsätzlich im Preis und in der Vergütung von Flexibilität widerspiegeln.

Den Netzbetreibern dürfen bei Beschaffung und Einsatz von Flexibilität keine Nachteile entstehen. Die unverzügliche Anerkennung der entstehenden Kosten in den Netzentgelten muss gewährleistet werden. Auch ist auf eine angemessene Berücksichtigung in anderen Bereichen (bspw. im Effizienzvergleich) zu achten.

- › Die **Versorgungssicherheit** ist **kein Selbstläufer**. Sie ist für Deutschland als Industrieland zentral und darf nicht aufs Spiel gesetzt werden.
 - Preisspitzen und Hochpreisphasen sind zuzulassen. Nur so können sich Anlagen refinanzieren, die selten zum Einsatz kommen, aber benötigt werden.
 - Die Kapazitätsreserve soll beibehalten werden, solange sie nicht auf ein Volumen anwächst, das absehbar 10 Prozent der Jahreshöchstlast übersteigt. Die Teilnahmebedingungen sollten jedoch weiterentwickelt und technologieneutral ausgestaltet werden, dass auch Speicher und Lasten teilnehmen, sofern sie die technologieneutral auszugestaltenden Anforderungen erfüllen.
 - Wenn sich zeigt, dass die Kapazitätsreserve diese Schwelle überschreiten wird, sind umgehend Vorbereitungen zur Einführung eines Kapazitätsmarktes zu treffen. Über sog. Derating-Faktoren zur Bestimmung der Anlagenverfügbarkeit, wie oftmals im Europäischen Ausland angewandt, können dann perspektivisch auch EE-Anlagen in einen solchen Markt einbezogen werden,
 - Das Design dieses Kapazitätsmarktes ist EU-kompatibel auszugestalten. Mit den Nachbarstaaten ist eine frühe Abstimmung über die Ausgestaltung eines deutschen oder multinationalen Kapazitätsmarkts anzustreben.

Die **Kopplung des Gasmarktes und des Wärmemarktes mit dem Strommarkt** hilft bei der Dekarbonisierung des Energiemarkts in seiner ganzen Breite.

- › Notwendig ist ein **integrierter Umbau der Gasversorgung von Methan auf Wasserstoff**. Hierzu bedarf es vor allem in der Anfangsphase eines ordnenden und fördernden Rahmens, dessen Ausfüllung post 2030 sukzessive den Marktkräften überlassen werden kann.
 - Es bedarf einer europäischen Klassifizierung (Terminologie) für klimaneutrale Gase.
 - Als „Währung“ klimaneutraler Gase auf einem internationalen Marktplatz müssen – am besten durch den europäischen Normgeber – handelbare Herkunftsnachweise (HKN) eingeführt werden

- Herkunftsnachweise müssen zwingend anrechenbar auf ihre THG-Minderung sein.
 - Für eine Übergangszeit soll zur „Einphasung“ eine THG-Minderungsquote für klimaneutrale Gase eingeführt werden. Dabei sind die Wechselwirkungen mit der CO₂-Bepreisung und dem BEHG zu beachten. Als Voraussetzung benötigt ihre Einführung politische Rahmenbedingungen und Signale, die den Einsatz klimaneutraler Gase in der dezentralen Wärmeversorgung ermöglichen. Die Förderung im Wärmemarkt muss weitergeführt und technologieoffen ausgestaltet werden. Der Einsatz von Biomethan ist dabei als Option anzuerkennen.
 - Ausschreibungen für die Erzeugung klimaneutraler Gase können ein Instrument sein, um den gezielten Hochlauf klimafreundlicher Technologien zu fördern und über festgelegte Zielvorgaben einen planbaren Hochlauf zu realisieren. Insbesondere für Pionieranlagen kann die erforderliche Erlösstabilität über die Laufzeit durch Ausschreibungen zweiseitiger Differenzverträge erreicht werden.
 - Ein Förderanreiz zur anteiligen „Überbauung“ der installierten PtG-Erzeugungskapazität als zuschaltbare Last (Flexibilitätszuschlag) kann kurzfristig ein Instrument sein, um Standort und Größe der Anlage systemdienlich auszuliegen.
 - Neben Regeln zum Netzanschluss und -zugang für reinen Wasserstoff und andere klimaneutrale Gase ist auch eine **Planung auf Basis gemeinsam entwickelter integrierter Szenarien** für Wasserstoff, Gas und Strom notwendig.
 - Kosten der Netzbetreiber für den Umstieg auf klimaneutrale Gase („H₂-Readiness“) müssen in der Regulierung ohne eine Benachteiligung im Effizienzvergleich ebenso berücksichtigt werden, wie die Kosten des Betriebs von reinen Wasserstoffnetzen.
- › Um das **Tor für die Transformation** hin zur **„Grünen Fernwärme“** sowie **zum Ausbau des Wärmenetzes aufzustoßen**, bedarf es eines langfristig verlässlichen Rahmens, der die erforderlichen wirtschaftlichen Anreize bietet.
- Die Bundesförderung effizienter Wärmenetze (BEW) muss so ausgestaltet werden, dass die notwendigen Investitionen ausgelöst und der EE- und Abwärme-Anteil in der Fernwärme deutlich erhöht werden können.
 - Neben Anreizen für Investitionen in Anlagen zur Erzeugung von Fernwärme aus Erneuerbaren Energien und deren Betrieb, soll die BEW unbedingt auch Maßnahmen zur Anpassung der Wärmenetze und Wärmeübergabestationen an niedrigere Netztemperaturen adressieren.

- Angesichts des hohen Kapitalaufwandes sind ausreichende und verlässliche Rahmenbedingungen besonders wichtig. Zentral sind rechtzeitige Investitionen in neue KWK-Anlagen, die sukzessive auf klimaneutrale Gase umstellen und weitere klimaneutrale Wärmequellen erschließen.
- Zur Erschließung der Potenziale der grünen Fernwärme sind die langfristige Sicherstellung der Dekarbonisierung der KWK, der Aufbau von Power-to-Heat für „Nutzen statt Abregeln“ und eine Strategieentwicklung für die Nutzung von Wasserstoff in der Fernwärme-KWK wichtig.
- Die Wärmelieferverordnung muss so angepasst werden, dass der Anschluss von Bestandsgebäuden an ein Wärmenetz, das eine klimaschonendere Beheizung des Gebäudes als das bisherige Heizsystem gewährleistet, ermöglicht wird.
- Die technischen Bewertungskriterien der EU-Taxonomie-Verordnung und der Pfad zum zunehmenden Einsatz von Wasserstoff sind so auszugestalten, dass die neuen Anlagen tatsächlich finanziert und gebaut werden können.

1 Was meinen wir mit Marktdesign?

Die Energiewende in Deutschland und Europa läuft auf vollen Touren und die nationale Stromnachfrage wird in zunehmendem Maße auf Basis einer erneuerbaren, d.h. einer klimaneutralen Stromerzeugung gedeckt. Der Großteil der klimaneutralen Stromerzeugung ist dargebotsabhängig und unterliegt folglich einer volatilen Einspeisung. Hinzu kommen neue Lastanforderungen wie z.B. die Elektromobilität, Wärmepumpen oder Speicher. Hierdurch hat bereits seit einiger Zeit ein **grundlegender Wandel des Energieversorgungssystems** begonnen, weg von wenigen, zentralen Erzeugungsanlagen mit steuerbarer Einspeisung hin zu einem Netzwerk aus vielen, dezentralen Einspeisern, Verbrauchern und Prosumern. Dieser Wandel wird sich weiter verstärken. Perspektivisch wird auch die Wärmeversorgung auf Basis klimaneutraler Gase und Erneuerbarer Energien erfolgen, dekarbonisiertes Gas wird konventionelles, fossiles Gas ersetzen. Die leitungsgebundene Wärme wird zunehmend aus Erneuerbaren Energien gespeist (grüne Fernwärme). Rückgrat der Energieversorgung ist dabei ein verlässliches und sicheres Strom-, Gas- und, insbesondere in Ballungszentren, Wärmenetz.

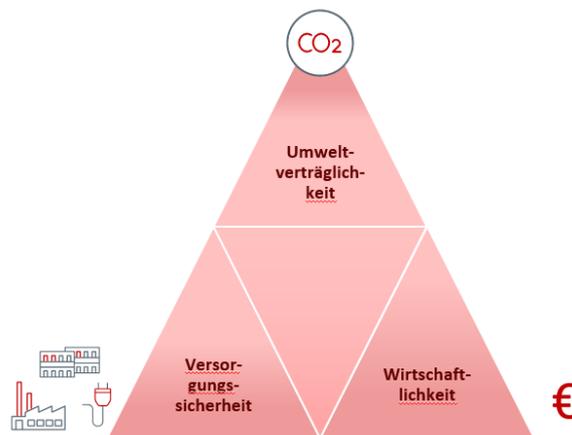
Die damit verbundene steigende Komplexität stellt gleichzeitig steigende dynamische Anforderungen an alle Beteiligten des Energieversorgungssystems sowie an die Flexibilität in deren Zusammenspiel. Begleitet werden diese Entwicklungen von zunehmenden Diskussionen und Debatten um Schadstoffemissionen, um Emissionsminderungsziele sowie von der Frage, wie die nationale Energieerzeugung bzw. -versorgung zusätzlich zum bestehenden europäischen Marktrahmen zukunftssicher und vor allem nachhaltig aufgestellt werden kann.

Energieversorgungssysteme ändern sich nicht von heute auf morgen. Sie sind kapitalintensiv und die erheblichen Investitionen amortisieren sich nur über eine längere Zeit. Grundlegend für die Energieversorgung sind daher klare und verlässliche Rahmenbedingungen, die den beteiligten Unternehmen den erforderlichen sicheren Rechtsrahmen für entsprechende Investitionsentscheidungen bieten und zugleich den Bürgern als verlässliche Grundlage ihrer Entscheidungen dienen. Von zentraler Bedeutung für den Erfolg der Energiewende ist daher die Ausgestaltung eines zukunftsfähigen, nachhaltigen, stabilen, wirtschaftlich effizienten und allgemein akzeptierten Marktdesigns. Vorschläge macht der BDEW im Folgenden.

Unter dem Begriff **Marktdesign** versteht der BDEW die Gesamtheit aller Spielregeln, innerhalb derer sich die Energiemärkte frei entfalten können bzw. sich möglichst frei entfalten können sollten. Wichtig bei der Ausgestaltung eines Marktdesigns ist es daher, Marktmechanismen wirken zu lassen und regulatorisch nur dort eingzugreifen wo dies auch wirklich notwendig ist, um sowohl die Stabilität des Marktes als auch die Investitionssicherheit für all seine Teilnehmer zu gewährleisten. Im Wettbewerb der Unternehmen entstehen Innovationen und volkswirtschaftlich optimale Lösungen.

2 Was ist unser Zielbild?

Mit dem Green Deal setzt sich die EU ein ambitioniertes Klimaziel für 2030 und das Ziel, bis 2050 klimaneutral zu werden. Deutschland will dieses Ziel schon fünf Jahre eher erreichen. Diese Klimaziele bilden den Dreh- und Angelpunkt der europäischen Klima- und Energiepolitik. Dadurch entwickelt sich der Klimaschutz innerhalb des energiepolitischen Zieldreiecks zur Leitgröße. Gerade weil der Klimaschutz damit gesetzt ist, sind Versorgungssicherheit und Wirtschaftlichkeit auch in Zukunft sicherzustellen.



Erneuerbare Energien werden im Zentrum des zukünftigen Energiesystems stehen. Der **Ausbau Erneuerbarer Energien ist das zentrale Instrument zur Erreichung der oben genannten energiepolitischen Ziele**, flankiert von der Flexibilisierung des Verbrauchs insbesondere im Zuge der Sektorkopplung, dem Einsatz von klimaneutralen Gasen und grüner Fernwärme sowie einer den künftigen Verhältnissen angepassten gestärkten Netzinfrastruktur.

Der Umbau zu einer klimaneutralen Wirtschaft ist mit einem enormen Kapitalbedarf verbunden. Als Industrienation ist Deutschland in besonderem Maße darauf angewiesen, dass die Energiewende bezahlbar ist. Dies gilt sowohl für die Industrie als auch für die Bürger. Aus diesen Gründen muss der Umbau so effizient wie möglich vorstattgehen.

Marktwirtschaftliche Prinzipien sollten deshalb auch in dem angestrebten Zielsystem die **zentrale Rolle** für die Allokation volkswirtschaftlicher Ressourcen und unternehmerischer Investitionsentscheidungen der einzelnen Marktakteure spielen. Die Rahmenbedingungen für den Markt sind so zu setzen, dass die Klimaneutralität im Jahr 2045/2050, unter der Gewährleistung der Versorgungssicherheit und der Ausbauziele für erneuerbare Energien, effizient und sicher erreicht werden. Auch aus Investorenperspektive ist ein langfristig vorhersehbarer rechtlicher Rahmen für ausreichende Verlässlichkeit in langfristige Investitionen wichtig.

Aufgabe der Politik ist es, verlässliche Rahmenbedingungen zu schaffen, auf deren Basis sich Geschäftsmodelle entwickeln können und die Netzinfrastruktur effizient ausgebaut und sicher betrieben werden kann.

3 Was ist unser Zeithorizont?

Der Zeithorizont, den der BDEW in diesem Papier betrachtet, ist 2030. Bis dahin werden sehr hohe Anteile dargebotsabhängiger Erneuerbarer Energien an der Stromversorgung (mindestens 65 bis 75%), ein gestiegener Strombedarf, ein hoher Bedarf an Flexibilität, ein fortdauernder Bedarf an gesicherter Leistung und erweiterte Möglichkeiten der Energiespeicherung und der Sektorkopplung das Bild bestimmen. Digitalisierung und bis dahin durchlaufene Lernkurven etwa bei Erzeugung, Transport und Nutzung von klimaneutralem Gas, Wasserstoff und auch grüne Fernwärme müssen dann in weit stärkerem Maße als Ermöglicher zur Verfügung stehen, als dies heute der Fall ist. Energienetze werden weiter ausgebaut, ertüchtigt und durch den Einsatz von künstlicher Intelligenz noch effizienter genutzt werden können.

Für diesen Zeithorizont identifiziert der BDEW den gesetzgeberischen Handlungsbedarf. Im Blick bleibt dabei immer die Klimaneutralität spätestens im Jahr 2045. Hierauf aufbauend werden konkrete Instrumente und Maßnahmen empfohlen.

Das heißt jedoch nicht, dass diese Instrumente exakt 2030 implementiert sein müssen. Wann Reformen greifen müssen, hängt regelmäßig nicht von einer konkreten Jahreszahl, sondern von den zu lösenden Problemen ab. Deshalb sollten einige der nachfolgenden Vorschläge auch schon so rechtzeitig umgesetzt werden, dass sie teilweise deutlich vor 2030 greifen. Geschwindigkeit ist bei der THG-Reduzierung entscheidend um die Bezahlbarkeit und die Zielerreichung zu gewährleisten. Dies gilt beispielsweise für die Wärmeversorgung. In anderen Bereichen müssen die Instrumente zwar in der Schublade liegen, ihre Anwendung hängt aber vom Eintritt einer bestimmten Marktsituation ab, die vor oder auch nach 2030 erreicht werden kann.

Dennoch hat es Vorteile, auch den Zeitraum nach 2030 in den Blick zu nehmen. Ein Betrachtungszeitraum, der vom aktuellen Geschehen eine gewisse Zeitspanne entfernt ist, ermöglicht es eher, sich vom Klein-Klein vorhandener Regelungen zu lösen und den langfristigen Bedarf an stimmigen Spielregeln zu identifizieren.

Das bedeutet nicht, dass das Marktdesign für die Zeit nach 2030 komplett neu zu erfinden ist. Bestimmte Elemente können sich auch unter deutlich veränderten Bedingungen als tauglich und sinnvoll erweisen.

Bei allen Überlegungen ist dabei fest im Blick zu halten, dass sie **geeignet sein müssen, im Jahr 2045 eine klimaneutrale Wirtschaft dauerhaft zu gewährleisten**. Das Marktdesign muss so ausgerichtet sein, dass es diesen Prozess unterstützt.

2030 ist weniger als ein Jahrzehnt entfernt. Bis zur Implementierung von Instrumenten sind oft längere Zeitspannen erforderlich. Gleiches gilt für die Vorläufe von Investitionen. Wenn Energie, Wärme und Mobilität effizient und nachhaltig bereitgestellt werden sollen, dann müssen die entscheidenden Weichen in der Legislaturperiode 2021-2025 gestellt werden.

Vier zentrale Themenfelder

Eine Fülle von Faktoren sind zu beachten, damit Deutschland im Zusammenspiel mit der Europäischen Union bis 2045 klimaneutral wird, ohne seine Versorgungssicherheit aufs Spiel zu setzen und die Wirtschaftlichkeit seiner Energieversorgung zu gefährden. Besonders relevant erscheinen

- › eine umfassende CO₂-Bepreisung,
- › ein effizienter, breiter Ausbau Erneuerbarer Energien,
- › ein Strommarkt, der Angebot und Nachfrage zusammenführt, für Versorgungssicherheit sorgt und Flexibilitäten zur Verfügung stellt,
- › der Übergang zu klimaneutralen Gasen und grüner Fernwärme.

Diese Themenfelder werden nachfolgend näher betrachtet. Die Ausgestaltung der Netzregulierung und die erforderlichen Rahmenbedingungen für die Netzentwicklung sind nicht Gegenstand dieser Ausarbeitung. Nur sofern sich aus dem Marktdesign direkte Schnittstellen zum Netz ergeben, werden diese angesprochen.

4 Rolle CO₂ Preis / mögliche Ausweitung ETS auf andere Wirtschaftsbereiche

Eine wichtige marktliche Stellgröße in der Klimapolitik ist der Preis für CO₂. Die Bildung eines CO₂-Preises verteuert Klimaschädlichkeit und begünstigt Klimafreundlichkeit durch marktliche Effekte. Er ist somit das wichtigste Lenkungsinstrument zur CO₂-Einsparung.

Stand

Der Europäische Emissionszertifikatehandel wurde im Jahr 2005 als Schlüsselinstrument zur Treibhausgasreduzierung in Energiewirtschaft und energieintensiver Industrie eingeführt. Seitdem ist das System beständig weiterentwickelt und schrittweise auf weitere Wirtschaftsaktivitäten ausgedehnt worden (z.B. auf weitere Industriezweige und den EU-internen Flugverkehr). Mit dem EU-Emissionshandel steht ein europaweit harmonisiertes Instrument für die CO₂-Bepreisung zur Verfügung, welches die Erreichung der Treibhausgasreduzierungsziele zielgenau und kosteneffizient für die betroffene Bereiche gewährleisten kann.

In Deutschland wurde bislang v. a. über die Energiesteuern eine Lenkungswirkung zugunsten von Energie- und CO₂-Einsparung zu erzielen versucht. Die unterschiedlichen Steuersätze verursachen jedoch Verzerrungen, insbesondere an der Schnittstelle von Strom- und Wärmesektor.

Im Rahmen der Umsetzung des europäischen Green Deals wird der europäische Emissionshandels reformiert werden. Neben einer Anpassung der Emissionsobergrenzen an die neuen Klimaschutzziele für 2030 und 2050² steht hierbei auch eine mögliche Ausweitung des Systems auf weitere Wirtschaftsbereiche (Seeverkehr, anderer Verkehr, Gebäude) im Mittelpunkt der Diskussion. Darüber hinaus sind neue Weichenstellungen zur Verringerung von Verlagerungsrisiken (sog. Carbon Leakage), zur Gewährleistung der Marktstabilität und zur Verwendung der Versteigerungserlöse erforderlich.

Was soll das Marktdesign 2030+ leisten?

Um eine marktbasierende, technologieoffene und kosteneffiziente Treibhausgasreduzierung zu erreichen, sind wirksame CO₂-Preissignale für alle energiebedingten CO₂-Emissionen in den Sektoren Energiewirtschaft, Industrie, Gebäude, Verkehr sowie die Prozessemissionen der

² Deutschland hat sich mit der Novelle des Klimaschutzgesetzes verpflichtet dieses Ziel bereits 2045 im nationalen Rahmen zu erreichen. Für die EU gilt weiterhin die Zielmarke 2050.

Industrie und Landwirtschaft erforderlich. Die **Einführung einer europaweiten CO₂-Bepreisung** wäre ein wichtiger Schritt, um faire Wettbewerbsbedingungen auf dem Binnenmarkt und zwischen den Energieträgern über die Sektoren hinweg zu schaffen, Sektorkopplung zu ermöglichen und Investitionen und Maßnahmen zur THG-Vermeidung dort durchzuführen, wo es zu den geringsten Kosten möglich ist. Für Industriesektoren, die mit ihren Produkten in besonderem Maße im internationalen Wettbewerb stehen und die zusätzlichen direkten oder indirekten Kosten aus dem Emissionshandel nicht über die Produktpreise abwälzen können, sind Kompensationsmaßnahmen zum Erhalt der grenzüberschreitenden Wettbewerbsfähigkeit festzulegen, um Verlagerungseffekten entgegenzuwirken, solange Mitbewerber auf dem Weltmarkt nicht gleichwertigen Belastungen unterworfen sind.

Letztlich geht es darum, einen **Verknappungspfad** anzulegen, der EU-weit über alle Sektoren hinweg zur Klimaneutralität führt. Das Marktdesign in 2030 sollte eine preisliche CO₂-Komponente in allen Bereichen enthalten, die den Wechsel auf CO₂-arme oder CO₂-freie Technologien ermöglicht. Daneben sollten Fehllenkungen durch die Energie- und Strombesteuerung beseitigt werden. Langfristiges Ziel (post 2030) sollte allerdings eine sektorübergreifende, europäische Lösung zur möglichst einheitlichen CO₂-Bepreisung sein.

Das Abgaben- und Umlagesystem muss den CO₂-Fußabdruck in Zukunft besser abbilden.

Empfohlene Instrumente

Der **ETS** muss zum **Leitsystem** der europäischen und nationalen Energiewende ausgebaut werden. Hierzu sind im Rahmen des EU-Green Deal schnellstmöglich die Weichen zu einer Zielanhebung (Linearer Reduktionsfaktor etc.) so zu stellen, dass in den erfassten Sektoren die Beiträge zur Erreichung der Klimaziele für 2030 und 2050 sicher eingehalten werden. Einer Fortführung der Effort Sharing Regulation und daraus abgeleiteter nationaler Ziele bedarf es langfristig nicht mehr.

Demgegenüber ist eine kurzfristige Einbeziehung der Bereiche Gebäude und Verkehr in das bestehende EU-EHS abzulehnen. Diese würde voraussichtlich zu sehr viel höheren CO₂-Zertifikatspreisen führen, was sich in erster Linie auf die bereits im EU-EHS erfassten Sektoren auswirken würde. Für die neu

Trade off

Eine universelle Mengensteuerung ist grundsätzlich das effizienteste Instrument zur Zielerreichung. Ein **EU ETS für alle Wirtschaftsbereiche** schafft ein sektorenübergreifendes, europäisches CO₂-Preissignal für treffsichere und effiziente Emissionsreduktionen über Sektorengrenzen hinweg.

Weil eine sofortige Einbeziehung aller Sektoren in den ETS mit hohen Belastungen der Wirtschaft (carbon leakage) und der Konsumenten (Heizkosten) einherginge und den Transformationsprozess im Verkehrs- und Gebäudereich verlangsamen würde, verdient eine zeitlich gestaffelte Ausdehnung des ETS den Vorzug vor der volkswirtschaftlich effizienteren sofortigen Ausdehnung auf alle Sektoren.

erfassten Sektoren hingegen, hätte dies aufgrund der unterschiedlichen Preiselastizitäten und Vermeidungskosten das Risiko, dass dort Anstrengungen zur THG-Minderung schwächer ausfallen würden, als bei separat formulierten Zielen für diese Bereiche. Für Industrieunternehmen würde sich zudem durch gestiegene Zertifikatspreise die Gefahr des Carbon Leakage erhöhen.

Kurz- bis mittelfristig eignet sich hierfür in Ergänzung zum bestehenden Handelssystem die Einführung einer CO₂-Komponente in die Energiesteuerrichtlinie oder – mit entsprechend ausreichender Vorlaufzeit – ein spezifisch gestaltetes europäisches Emissionshandelssystem für die verbrennungsbedingten CO₂-Emissionen in den nicht bereits vom EU-EHS erfassten Bereichen.

Für die Einführung einer europaweiten CO₂-Bepreisung könnte in einem ersten Schritt ein eigenständiges Emissionshandelssystem für den Verkehr (einschließlich des EU-internen Flug- und Seeverkehrs) nach Vorbild des deutschen Brennstoffemissionshandels eingeführt werden. Dieses „upstream“-Handelssystem für Inverkehrbringer von Kraftstoffen könnte dann post 2030 schrittweise mit dem bestehenden „downstream“-Handelssystem für „ortsfeste Anlagen“ verknüpft werden. Bei der Anbindung sind die unterschiedlichen Anknüpfungspunkte (Anlagenbetreiber bzw. Kraftstoffinverkehrbringer) und Anforderungen an die Überwachung und Berichterstattung zu beachten, um Doppelbelastungen und exzessiven Verwaltungsaufwand zu vermeiden. Auch ist bei der Schaffung eines eigenständigen zweiten Handelssystems darauf zu achten, dass nicht unnötig komplexe Parallelmechanismen schafft, die später einer Ausweitung des ETS im Wege stehen, bzw. diese verkomplizieren.

Für den auf europäischer Ebene sehr inhomogenen Gebäudebereich bietet sich als erster Schritt für eine CO₂-Bepreisung die Einführung einer CO₂-Komponente in die Energiesteuerrichtlinie an. Die Fokussierung auf anspruchsvolle europäische Mindeststeuersätze würde den Mitgliedstaaten einen gewissen Spielraum für die nationale Ausgestaltung der CO₂-Bepreisung im Gebäudesektor und die Abwehr möglicher „Energiearmut“ oder anderer sozialer Verwerfungen (z.B. das Mieter-Vermieter-Dilemma) bieten. Die europäischen Mindeststeuersätze wären im Lichte der Reduktionspfade progressiv auszugestalten, regelmäßig auf ihre Wirkung hin zu überprüfen und mit voranschreitender Dekarbonisierung fortzuschreiben.

Außerdem muss die Einführung einer CO₂-Bepreisung von einem breiten Maßnahmenmix im Verkehrs- und Gebäudebereich flankiert sowie durch eine Förderung von klimaschonenden Technologien der Umstieg für Bürger und Unternehmen erleichtert werden, um damit möglichen sozialen Brüchen entgegenzuwirken. Bis 2030 liegt der Schwerpunkt der komplementären Instrumente auf der Unterstützung des Hochlaufs innovativer Technologien und des Aufbaus erforderlicher Infrastrukturen. Hierdurch werden zugleich die tatsächlichen Kosten in den Feldern emissionsfreie bzw. emissionsarme Mobilität und CO₂-armer Gebäudewärme in einem Umfang abgemildert, der sozial akzeptabel erscheint. In diesem Zusammenhang sind

insbesondere die Instrumente der Gebäudeenergieeffizienzstandards und der europäischen Flottengrenzwerte, deren Zielvorgaben bis 2030 im Rahmen der aktuellen Überarbeitung der Richtlinie verschärft werden müssen, solange fortzuschreiben, bis sich die Schere zwischen den Vermeidungskosten innerhalb und zwischen den Sektoren so verringert hat, dass ein Übergang zu einem einheitlichen System möglich ist. Zur Erreichung der Klimaschutzziele im Verkehr bedarf es neben einer CO₂-Bepreisung der Kraftstoffe zusätzliche Maßnahmen für Hersteller, Ausbau von alternativer Tank- und Ladeinfrastruktur sowie treibhausgasarmer Mobilitätskonzepte für Kommunen und Regionen.

Der ETS sollte post 2030 schrittweise auf andere Sektoren ausgeweitet werden, zunächst auf die Sektoren Wärme und innereuropäischer Verkehr. Der Zeitpunkt der Einbeziehung weiterer Sektoren sollte in Abhängigkeit von der zu erwartenden Angleichung der Vermeidungskosten bestimmt werden. Die Aufnahme weiterer Sektoren in den ETS ist ggf. durch flankierende Maßnahmen zu begleiten, z.B. durch Kaufanreize oder gezielten Entlastungen (z.B. zur Abwehr von Carbon Leakage), um eine Überforderung der Verbraucher zu vermeiden. Darüber hinaus kann die Anreizwirkung der CO₂-Bepreisung durch eine Reform von Entgelten, Steuern, Abgaben und Umlagen bei Strom und anderen CO₂-armen oder CO₂-freien Energieprodukten verbessert werden. Perspektivisch wäre auch die Einbeziehung von nicht-energiebedingten Emissionen der Landwirtschaft denkbar, wenn geeignete Monitoringsysteme zur Verfügung stehen (Dünger, Futtermittel). Zu prüfen ist hier aber zunächst die Zusammenlegung mit dem Bereich LULUCF, um Senkenpotenziale in Land- und Forstwirtschaft zu erschließen. Hierzu braucht es einen belastbaren Zertifizierungsmechanismus für die jeweiligen Kohlenstoffsenken.

Die Anreiz- und Steuerungswirkung kann dann vom ETS-Preissignal ausgehen. In diesem System stehen dann die Vermeidungskosten aller Sektoren miteinander im Wettbewerb.

Für diesen Übergang sind stabile und verlässliche CO₂-Preissignale notwendig. Die Marktstabilitätsreserve (MSR) hat als Mengensteuerungsinstrument auch in der einschneidenden Corona-Krise bewirkt, dass der ETS-Preis stabil geblieben ist. In der ersten Phase hat die MSR dazu gedient Überschüsse aus dem Markt zu nehmen. Künftig wird ihre Kernaufgabe darin bestehen, übermäßigen CO₂-Preisschwankungen in beide Richtungen entgegenzuwirken. Hierfür ist die MSR bei der anstehenden Reform des ETS im Hinblick auf ihre Wirkparameter fortzuentwickeln. Ein zusätzliches preissteuerndes Element, wie ein CO₂-Mindestpreis, ist aufgrund der Überlappung mit der Wirkweise der MSR nicht zu empfehlen.

5 Ausbau Erneuerbarer Energien (EE) und Gegenfinanzierung

EE sind für eine klimaneutrale Energieversorgung die zentrale Größe. Deshalb ist es von entscheidender Bedeutung, dass vorgegebene Ausbaupfade auch tatsächlich erreicht werden. Die Beseitigung von Ausbauhemmnissen ist deshalb von oberster Priorität und wird an anderer Stelle eingehend thematisiert.

Die Aufgabe des Marktes besteht darin, die Finanzierung des ungeforderten EE-Ausbaus sicherzustellen und darüber hinaus Preissignale für den geförderten EE-Ausbau zu setzen. Es gilt daher die Förderung über das EEG möglichst marktbasierend auszugestalten und gleichzeitig auch den marktgetriebenen Ausbau ohne Subventionen zu stärken. So kann die Einhaltung des Ausbaupfades sowohl über die Finanzierung von EE über das EEG als auch über Investitionen in EE im Markt, sichergestellt werden.

5.1 Wie muss der Markt gestaltet sein, dass erneuerbare Energien sich in ihm refinanzieren können?

Stand

Derzeit gibt es neben dem Ausbau an EE, die über das EEG gefördert werden, einen steigenden Anteil an Investitionen in EE ohne Förderung. Ziel ist es, den Ausbau, der derzeit maßgeblich über das EEG finanziert wird, langfristig über den Markt zu gewährleisten. Dementsprechend müssen die EEG-Förderung und die für den Ausbau der EE im Markt genutzten Instrumente wie zum Beispiel PPAs und HKNs weiterentwickelt werden. So kann der Fokus auf der Transformation hin zu einem langfristigen marktbasierten Ausbau gesetzt werden.

Einsatz und Finanzierung Erneuerbarer Energien

Zwei Finanzierungskonzepte für den Zubau Erneuerbarer Energien zur Stromversorgung, stehen im Vordergrund: Der Ausbau von Erneuerbaren Energien zur Einspeisung ins Stromnetz wird durch das EEG gefördert, und zwar vor allem durch technologiespezifische Ausschreibungen und eine mittlerweile sehr komplexe Ausdifferenzierung der Ausschreibungssegmente.

Hinzu kommt eine zügig wachsende dezentrale Versorgung, gefördert durch einen bei EEG-Umlage und Netzentgelten begünstigten Eigenverbrauch, insbesondere getrieben durch Dach-PV und Hausspeicher. Künftig werden zudem Modelle wie die nachbarschaftliche Stromlieferung sowie Energy Sharing so weiterentwickelt werden müssen, dass die richtige Balance zwischen Innovation und Kostenbeteiligung getroffen wird.

Im Verkehrssektor wird die Steigerung des Anteils Erneuerbarer Energien gefördert durch eine Treibhausgasminderungs-Quote für Biokraftstoffe und weitere Erfüllungsoptionen, CO₂-Bepreisung über den nationalen Brennstoffemissionshandel, europäische Flottengrenzwerte, verschiedene Fördermechanismen für E-Mobilität sowie Wasserstoff-Fahrzeuge.

Bei der Wärme wächst der Erneuerbaren-Anteil durch einen erhöhten Einsatz von Holzpellets und weitere Biomassenutzung, Biomethan, Geo- und Solarthermie und Wärmepumpen sowie grüner Fernwärme. Als wichtigste Anreizinstrumente sind neben der CO₂-Bepreisung über den nationalen Brennstoffemissionshandel auch das KWKG, die Gebäudeenergieeffizienzstandards sowie zahlreiche Förderprogramme zur Gebäudesanierung und Heizungstausch und das BEW (Bundesförderung effiziente Wärme) zu nennen.

Was soll das Marktdesign 2030+ leisten?

Aus BDEW-Sicht ist durch das Marktdesign 2030 vor allem ein Zubau und die effiziente Nutzung von Erneuerbaren Stromerzeugungsanlagen zu gewährleisten, die dann via Sektorkopplung auch für Wärme und Verkehr genutzt werden. Durch eine Änderung der aktuellen Umlagensystematik muss die Sektorenkopplung vorangebracht werden. Zudem kommt dem CO₂-Preis künftig eine wesentlich stärkere Lenkungsfunktion zu. Hinzu kommt die zunehmende Nutzung von grünen Gasen.

Beim Ausbau von Erneuerbaren Energien zur Volleinspeisung soll das Marktdesign 2030 für die effiziente Erreichung der EE-Ausbauziele sorgen und darüber hinaus in einem System mit hohem regenerativem Anteil robust funktionieren.

Bei zunehmendem Flexibilitätsbedarf sind höhere Erlöspotentiale zu erwarten. Deshalb bedarf es Anreizen, mit Blick auf die Zukunft eine flexible Auslegung von Anlagen schon jetzt zu optimieren.

Beim Erneuerbaren-Ausbau zur teilweisen Eigenversorgung stellt sich die Frage der **Finanzierung**, da die implizite Förderung durch Umlagebegünstigungen von nicht-privilegierten Letztverbrauchern finanziert wird. Das Marktdesign 2030 soll den Ausbau dezentraler Versorgung bei nachhaltiger Finanzierung vorantreiben.

Trade off

PPAs bzw. sonstige Direktvermarktung können einen marktgetriebenen Ausbau derjenigen Erneuerbaren Energien sorgen, die schon heute preislich wettbewerbsfähig sind. Mit weiter steigendem CO₂-Preis im Rahmen des EU ETS **werden immer mehr Erneuerbare-Technologien wettbewerbsfähig werden und sich für die Variante entscheiden**. Jedoch müssen zur Erreichung der Ausbauziele heute noch nicht marktfähige Erneuerbare Energien durch eine Förderung gestützt werden. Technologiespezifische Ausschreibungen einer Symmetrischen Marktprämie sorgen für diesen Zubau und gewährleisten den Wechsel wachsender Anteile des Erneuerbaren-Ausbau in die marktliche Finanzierung.

5.1.1 Ausbau zentraler erneuerbarer Stromerzeugung

5.1.1.1 Verhältnis von gefördertem und ungefördertem Ausbau zentraler EE

Die Finanzierung des Zubaus Erneuerbarer Energien sollte zunehmend durch Erlöse aus dem Strommarkt erfolgen. Dies ist bei einigen Erneuerbaren-Technologien wie Offshore Wind und Photovoltaik-Freiflächen bereits gelungen, wo stark wettbewerbliche Ausschreibungen durch eine ausreichende Projektpipeline für eine Überzeichnung sorgen. Solange die Investitionskosten einer Energieversorgung mit konventionellen Mitteln niedriger sind als diejenigen einer auf Erneuerbaren Energien basierenden Energieversorgung, ist allerdings davon auszugehen, dass der Zubau von Erneuerbaren Energien durch eine entsprechende Förderung in Form der Symmetrischen Marktprämie gestützt werden muss. Die Aufgabe des CO₂-Preises ist es, diese Differenz perspektivisch zu verringern. Zudem sollten Solarstandards bei Neubau und Sanierung öffentlicher und gewerblicher Gebäude sowie „PV-ready“-Planungen für Neubaugebiete und Neubauten für einen hohen Zubau sorgen, damit die Potenziale voll erschlossen werden und perspektivisch alle Dächer mit PV-Anlagen belegt werden.

Die Symmetrische Marktprämie definiert im Gegensatz zur aktuell geltenden Gleitenden Marktprämie nicht nur eine Preisuntergrenze, sondern deckelt auch die Mehrerlöse. Diese werden ans EEG-Konto abgeführt, sollte der Marktpreis die Höhe der Marktprämie im Durchschnitt eines ganzen Monats übersteigen. Im Gegensatz zur Gleitenden Marktprämie schafft die Symmetrische Marktprämie also den Anreiz für Investoren, sich direkt für den Abschluss eines PPAs, anstatt verpflichtend 20 Jahre EEG-Vergütung ohne darüber hinaus gehende Erlöschancen, zu entscheiden. Der Aufwuchs ungeförderter Erneuerbarer Erzeugungsanlagen würde so automatisch angereizt. Bei Fortbestand der aktuell geltenden Gleitenden Marktprämie besteht hingegen kein Anreiz in den ungefördersten Markt zu wechseln, da einmal in der Ausschreibung bezuschlagte Anlagen bei niedrigen Marktpreisen die EEG-Vergütung erhalten und gleichzeitig – ohne Verlassen des Fördersystems – dennoch Mehrerlöse im Falle hoher Marktpreise behalten können. Die Symmetrische Marktprämie würde hingegen im Fall steigender Strompreise dazu führen, dass Mehrerlöse, die über den Förderanspruch aus dem EEG hinausgehen, an das EEG-Konto abgeführt werden müssen. Dafür ist – mit Bestandsschutz für Bestandsanlagen – das EEG so anzupassen, dass der Anlagenbetreiber im Fall einer rechnerisch negativen Marktprämie diesen negativen Marktprämienanteil auf das EEG-Konto einzahlen muss. In der Folge würde der Anreiz für kosteneffiziente Erzeugungsanlagen steigen, auf die Absicherung durch das EEG zu verzichten und stattdessen die Vermarktung via PPA anzustreben, da potenzielle Mehrerlöse aus dem Markt nur im Fall einer subventionsfreien Investition beim Anlagenbetreiber verbleiben können. Höhere Renditen wären also nur realisierbar unter Inkaufnahme des vollen Marktpreisrisikos.

Aus Sicht von Verbrauchern und Volkswirtschaft ist diese Maßnahme angebracht, denn die Letztverbraucher haben mit der EEG-Umlage die Kosten für die Absicherung des langfristigen Strompreisrisikos für Erneuerbare-Energien-Anlagen übernommen. Daher ist es sachgerecht, wenn auch die Chancen auf Mehrerlöse für Strom aus den EEG-Anlagen den Letztverbrauchern zugutekommen.

Die Teilnehmer an einer Auktion um eine Symmetrische Marktprämie werden die Höhe ihres Gebots nach den Stromgestehungskosten bemessen, zu denen sie produzieren können. Damit wird angereizt, dass die Förderhöhe durch die Symmetrische Marktprämie so gering wie möglich ausfällt. Zudem besteht die Möglichkeit, dass sich ein Teil der Anlagen außerhalb der ausgeschriebenen Mengen über PPAs finanzieren lässt.

Planer von kostengünstigen Projekten bemühen sich bereits zunehmend erfolgreich um eine Finanzierung am Markt über green PPAs. Erneuerbaren-Technologien wie Wind an Land, die an guten Standorten bereits nahezu zum Marktpreis Strom erzeugen können, werden automatisch in eine Finanzierung durch PPAs wechseln, sobald die Ausschreibungen durch eine ausreichende Projektpipeline wieder überzeichnet sind und daher ein Anreiz entsteht, das Projekt im Markt anstatt über die Ausschreibung zu finanzieren. Eine administrative Trennung der beiden Finanzierungssegmente ist daher nicht erforderlich. Entscheidend ist, dass für die Zielerreichung für den Ausbau an EE, der Ausbau über PPAs und HKNs gleichermaßen notwendig ist, wie der Ausbau über das EEG. Langfristig gesehen ist dabei eine Transformation hin zum rein marktgetriebenen Ausbau anzustreben.

Technologiespezifische Regelungen

Technologie neutrale Ausschreibungen haben großes Potential zur effizienten Realisierung großer Ausbaumolumina. Vorerst ist die Zeit allerdings noch nicht reif für komplett technologie neutrale Ausschreibungen. Technologiespezifische Ausschreibungen sollten auf absehbare Zeit weiterhin möglich sein. Anderenfalls könnte der Zubau teurerer Technologien zum Erliegen kommen. Dennoch sollte versucht werden, bei der Aufteilung der ausgeschriebenen Mengen der zur Verfügung stehenden Technologien, eine gute Balance zwischen dem Erhalt eines breiten Technologie- und Anbieterspektrums und der Minimierung der Gesamtkosten zu erreichen. Lerneffekte können

Trade off

Den volkswirtschaftlichen Effizienzgewinnen technologie offener Ausschreibungen, steht auf Seiten der Hersteller die Gefahr des Verlustes der Wertschöpfung in Deutschland gegenüber. Auf absehbare Zeit sollten deshalb technologiespezifische Ausschreibungen fortbestehen, um alle Erneuerbaren Technologien auszubauen. Perspektivisch sind technologieoffene Ausschreibungen möglich. Die Ausweitung von Innovationsausschreibungen sorgt zudem für Lerneffekte.

auch durch Innovationausschreibungen, orientiert an der CO₂-Einsparung, erzielt werden.

Der aktuelle Zuschlag für Biogasanlagen zur Bereitstellung von Flexibilität ist so zu justieren, dass er nicht nur die Auslegung, sondern auch die flexible Fahrweise der Anlagen anreizt (vgl. Kap. 6.3). Die erwartbar ansteigende Nachfrage nach Flexibilität kommt auch hochpreisigen, aber flexiblen Stromerzeugern auf Basis Erneuerbarer Energien, wie Biogas, Geothermie und Wasserkraft, zugute. (siehe auch Kap. 6.2).

5.1.1.2 Green PPAs

Bei einem green PPA handelt es sich in der Regel um einen langfristigen Stromliefervertrag für Strom aus Erneuerbaren Energien, der unmittelbar oder mittelbar über einen Vermarkter bzw. Stromhändler zwischen regenerativen Stromerzeugern und Stromverbrauchern geschlossen wird. Für die weitere Entwicklung des PPA-Markts sind stabile Rahmenbedingungen notwendig.

Um den Abschluss von PPAs zu fördern, dürfen die technischen Anforderungen an Erneuerbare-Energien-Anlagen außerhalb der EEG-Förderung nicht höher sein als für Anlagen, die EEG-gefördert werden. Gleichzeitig dürfen akzeptanzfördernde Maßnahmen nicht geringer oder unzulänglich sein, z. B. sollte die geplante finanzielle Beteiligung von Kommunen auch für nicht-EEG-geförderte Neuanlagen möglich sein.

Im nationalen und europäischen Rechtsrahmen sollte an geeigneter Stelle für die Zukunft klar gestellt werden, dass langfristige Stromlieferverträge technologieunabhängig ausdrücklich gestattet sind, zum Beispiel explizite Ermöglichung von Verträgen mit einer Laufzeit bis zu 20 Jahren zuzüglich Errichtungszeit. Für eine höhere Liquidität im PPA-Markt sollte, dort wo möglich, eine Standardisierung der einzelnen Vertragskomponenten und der verwendeten Begrifflichkeiten geprüft werden, um eine verbesserte Transparenz im noch jungen PPA-Markt herzustellen.

Eine geeignete Grundlage bietet der Standard-Rahmenvertrag der European Federation of Energy Traders (EFET), wobei die Nutzung von Standardverträgen nicht verpflichtend sein, sondern die Vertragsfreiheit fortbestehen sollte. Künftig dürften sich zudem, neben bestehenden, neue standardisierte Marktprodukte zur Absicherung der über den PPA vertraglich zugesicherten Lieferung im Markt entwickeln, bspw. durch die Etablierung von handelbaren Future-Kontrakten für Erneuerbare Energien an der Strombörse und standardisierten Produkten zur Absicherung des komplementären Profils zu green PPAs abgesichert werden.

Wichtig für eine stärkere Nutzung grüner PPAs ist, dass stromintensive Unternehmen auch dann die vollständige CO₂-Kosten-Kompensation erhalten, wenn sie Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen beziehen. Vorzugsweise sollte die Auszahlung der Kompensation von einer staatlichen Stelle abgewickelt werden. Die EU-Kommission hat kürzlich in ihren überarbeiteten

Leitlinien für staatliche Beihilfen im Emissionshandelssystem die Einschränkung gestrichen, dass eine CO₂-Kompensation nicht für Stromlieferungsverträge gezahlt werden darf, die keine CO₂-Kosten enthalten. Erst durch die zügige Umsetzung der neuen Beihilfeleitlinien durch die nationalen Förderrichtlinien können jedoch stromintensive Unternehmen die vollständige CO₂-Kostenkompensation erhalten, wenn sie ab dem 1. Januar 2021 Strom aus Erneuerbare-Energien-Anlagen beziehen. Zudem sollte der Gesetzgeber erwägen, den Abschluss von PPA durch stromintensive Unternehmen positiv im Rahmen der Auditpflicht zu fördern.

Aus dem EEG fallende Erneuerbare-Energien-Anlagen sollten keine Anschlussförderung erhalten (siehe BDEW-Stellungnahme zum EEG 2021). Sie ist nicht nur beihilferechtlich herausfordernd, sondern würde ein großes Potenzial für die Einführung von PPAs verlangsamen. Wenn die Anschlussförderung zu hoch ist, haben die Anlagenbetreiber keinen ausreichenden Anreiz, sich um den Abschluss eines green PPAs zu bemühen.

5.1.1.3 Stärkung der grünen Eigenschaft

Grünstrom kann auf dem Markt gegenüber Graustrom auf eine höhere Zahlungsbereitschaft treffen, weil Verbraucher damit eindeutig Strom aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen verbrauchen und somit auch zur Refinanzierung dieser beitragen. Um zukünftig eine Differenzierung und erhöhte Wertigkeit der „grünen Eigenschaft“ im Rahmen von green PPAs zu ermöglichen, könnten beispielsweise bestehende oder neue (europäische) Handelsplattformen die Transparenz und Vergleichbarkeit für die Werthaltigkeit von HKN für alle Marktteilnehmer erhöhen. Dabei kann eine verbindliche Unterscheidung von HKN in nachfolgende Produktklassen und eine Ausweisung gegenüber dem Letztverbraucher förderlich sein:

- › HKN aus Anlagen, welche in ihrer Laufzeit nie eine gesetzliche Förderung in Anspruch nehmen werden bzw. genommen haben, sowie
- › HKN aus ausgeförderten Anlagen,
- › HKN mit Ausweisung des Herkunftslandes und Art der dortigen Förderung.

Um die Attraktivität des ungeförderten EE-Ausbaus nicht zu verwässern, sollte auf nur teilweise marktliche Komponenten wie die Zuteilung von Herkunftsnachweisen (HKN) gegen Abschlag vom Ausschreibungszuschlag (Ausschreibungen über eine Symmetrischen Marktprämie), verzichtet werden. Volkswirtschaftlich liegt der Nutzen von PPAs v. a. in einem eigenständigen Beitrag zum Ausbau der Erneuerbaren Energien. Dieser Beitrag bemisst sich nach dem Kriterium der Zusätzlichkeit. Den höchsten Grad an Zusätzlichkeit bietet die Finanzierung neuer Anlagen außerhalb eines Förderregimes, die dann zusätzlich zu den definierten Ausschreibungsvolumina realisiert werden. Aber auch die Finanzierung des fortgesetzten Betriebs nach Ende des Förderzeitraums bietet mit Blick auf den Nettoausbau einen substantiellen Grad an Zusätzlichkeit, soweit ein volkswirtschaftlich ineffizienter Marktaustritt noch

funktionsfähiger Anlagen vermieden wird. Wichtig für das Marktdesign ist es, dass sich der volkswirtschaftliche Nutzen der Zusätzlichkeit in einen entsprechenden Nutzen für Anbieter und den Kunden niederschlägt. Dementsprechend muss sich höhere Zusätzlichkeit klar in einer höheren Wertigkeit der grünen Eigenschaft niederschlagen. Damit der Wert der grünen Eigenschaft gehalten bzw. verstärkt wird, muss das bestehende Doppelvermarktungsverbot beibehalten werden.

Durch einen Wegfall der automatischen bilanziellen Zuordnung des Anteils von geförderter Erneuerbarer Energie an Letztverbraucher, als Folge der Abschmelzung der EEG-Umlage (siehe Kap. 5.2), erlangen Herkunftsnachweise zukünftig eine größere Bedeutung als bisher.

Durch eine Haushaltsfinanzierung von geförderten Erneuerbaren Energien ist dem Staat das „Recht an der grünen Qualität“ zuzuordnen und damit die entsprechenden Herkunftsnachweise. Wenn der Staat die bei ihm anfallenden Herkunftsnachweise nutzt, um sie zu vermarkten, besteht die Gefahr, dass die Preise für Herkunftsnachweise aufgrund des hohen Angebotes gegen Null gehen. Damit würde die ungeforderte Finanzierung von Anlagen (PPAs) gefährdet. Deshalb wird vorgeschlagen, dass der Staat zur Vermeidung von Kannibalisierungseffekten auf eine Vermarktung verzichtet. Diese Zurückhaltung von Zertifikaten ermöglicht einen schnelleren marktgetriebenen Ausbau über PPA, was wiederum den Haushalt entlasten kann. Sollte sich nachfolgend zeigen, dass die Nachfrage nach regionalen HKN und der hierdurch verkörperten grünen Eigenschaft höher als erwartet ist, könnte der Staat einen gewissen Teil auf dem Markt zu veräußern. Die Bedingungen hierfür wären rechtzeitig vorher in einem transparenten Verfahren verbindlich festzulegen.

Wenn die grüne Eigenschaft des Stroms zukünftig seine Werthaltigkeit prägt, dann müssen Herkunftsnachweise auch Haushaltskunden mit Erneuerbarer Energien Anlagen einfach zugänglich sein. Heute sind der bürokratische Aufwand für die Registrierung beim Herkunftsnachweis Register und die für jede Anlage anfallenden Kontoführungsgebühren noch abschreckend hoch. Sie müssen für Haushaltskunden auf ein absolutes Minimum gesenkt werden. Sonst übersteigen die Kosten zur Teilnahme am System der HKN die Ertragsmöglichkeiten der Haushaltskunden. Sie wären sonst weiterhin entgegen der der RED II an der Veräußerung ihrer selbst erzeugten Erneuerbaren Energie *als Erneuerbare Energie* gehindert.

Für eine erhöhte Transparenz und Verständlichkeit gegenüber dem Letztverbraucher ist eine ganzheitliche Anpassung der Stromkennzeichnung erforderlich (siehe Themenpapier 9 der BDEW-Stellungnahme zum EnWG vom 03.03.2021). Anbietern muss es darüber hinaus weiterhin möglich sein, Zusatzangaben zur regionalen Herkunft gegenüber Letztverbrauchern auszuweisen und über Herkunftsnachweise zu belegen. Da hierin eine wichtige Differenzierung im Wettbewerb liegen kann, verbietet sich eine Vorfestlegung von Regionen. Aussagen zur Regionalität müssen der Wahrheit entsprechen und dürfen nicht gegen das Gesetz gegen den unlauteren Wettbewerb verstoßen.

Der Nutzung von HKN bzw. PPA für diese Strommengen sind durch die Regelungen des EnWG, EEG und StromNZV bisher unnötig enge Grenzen gesetzt. Das System muss für den von Letztverbrauchern eigenerzeugten grünen Strom geöffnet werden. Gleiches gilt für die Strommengen, die Netzbetreiber für ihren Eigenbedarf und zum Ausgleich von Netzverlusten in Eigenregie beschaffen. Da die Verlustenergie rund 6 % des Bruttostromaufkommens in Deutschland ausmacht, wird gegenwärtig ein wesentlicher Teil der Stromwirtschaft von der Nutzung zertifizierter erneuerbarer Energien ausgeschlossen.

Viele Unternehmen, nicht nur Stromnetzbetreiber und Energieversorger, haben inzwischen nicht-finanzielle Nachhaltigkeitsziele, u.a. auch Treibhausgas-Minderungsziele. Hinzu kommen Anforderungen von Anteilseignern und Investoren in Bezug auf Emissions- und Nachhaltigkeitsziele. Für viele Netzbetreiber sind die CO₂-Ziele bereits heute Voraussetzung für einen verbesserten Zugang zum Kapitalmarkt – und damit zu dringend benötigten Finanzmitteln für den Ausbau der Stromnetze im Rahmen der Energiewende. Auch spielen geringe Treibhausgasemissionen der Netzbetreiber bei Konzessionsvergaben von Gemeinden und Kommunen eine immer wichtigere Rolle.

Und schließlich kann eine Öffnung des Systems von Herkunftsnachweisen für Netzbetreiber auch eine Nachfragesteigerung im Markt für Herkunftsnachweise mit sich bringen: Indirekt können hiervon EE-Anlagen profitieren, die in den nächsten Jahren aus der EEG-Förderung fallen. Damit würden Anreize für den Weiterbetrieb der ausgeförderten EE-Anlagen gestärkt, was der Erreichung der von der Bundesregierung gesetzten Emissionsziele zugutekommt.

5.1.2 Ausbau dezentraler erneuerbarer Stromerzeugung

Die Möglichkeit selbst Strom zu erzeugen, zu verbrauchen und mit anderen zu teilen ist ein zentraler Treiber des Erneuerbaren Ausbaus und der wichtigste Anker für die breite Akzeptanz der Energiewende. So sind etwa siebzig Prozent der in Deutschland installierten PV-Leistung Dachanlagen (2019, BNetzA). Die meisten davon werden inzwischen als Eigenversorgungsanlagen gebaut.

Die heutige Verengung der Rolle des Prosumers auf die Eigenversorgung unter Ausschluss einer Drittbeflieferung greift jedoch zu kurz, da dadurch wesentliche Flexibilitätspotentiale ungenutzt bleiben. Besser geeignet ist daher ein Ziel- und Rollenverständnis, welches Investitionen in dezentrale Anlagenkombinationen anreizt, deren Einsatzpläne situativ, also je nach aktueller interner (günstiger Eigenverbrauch) oder externer (Lastverlagerung, Vermarktung von Anlagenkapazität an Dritte) Bedarfslage gestaltet bzw. angepasst werden können („Hybrides Modell“).

Die dezentrale Versorgung aus Erneuerbaren Energien wird aktuell durch einen bei EEG-Umlage und Netzentgelten begünstigten Eigenverbrauch implizit gefördert, insbesondere

getrieben durch Dach-PV und Hausspeicher. Die dezentrale Versorgung aus Erneuerbaren Energien im Wege der Eigenversorgung ist heute auch aufgrund vieler Abgaben und Umlagen auf den Netzstromverbrauch attraktiv. Zugleich nehmen Prosumer-Modelle international in vielen Märkten zu, in denen bei weitem nicht so viele staatlich induzierte Preisbestandteile auf dem Strompreis lasten. Künftig wachsen zudem die nachbarschaftliche Stromlieferung sowie Energy Sharing. Ein Schub dafür erfolgt auch durch die RED II. Der notwendige Anreiz, einen möglichst hohen Anteil Erneuerbare Energie zu verbrauchen, sollte daher mittelfristig vom CO₂-Preis ausgehen und nicht mehr von den Abgaben auf Strom, der über das Netz bezogen wurde.

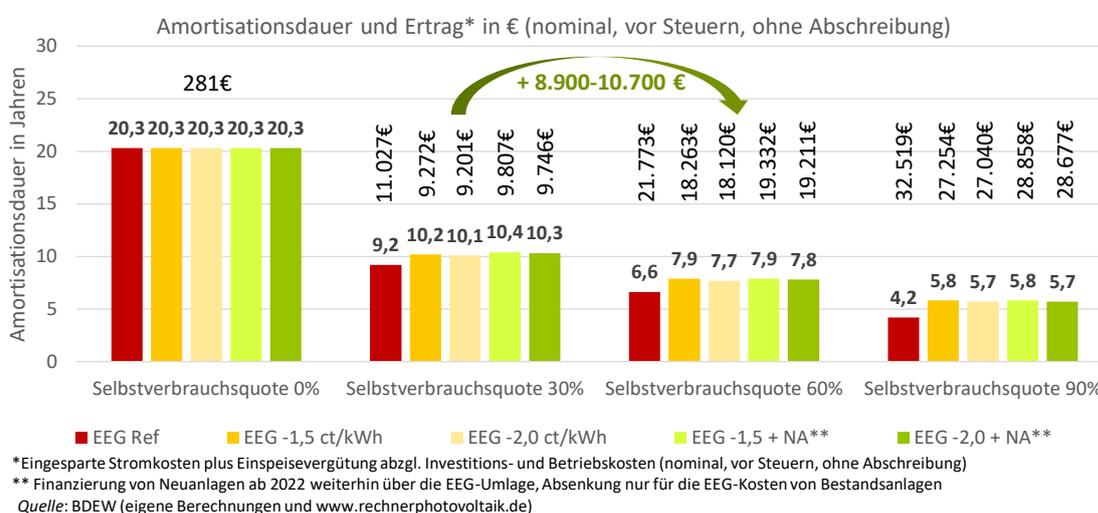
Für dezentrale EE-Lösungen ist im künftigen Marktdesign die Komponente der Befreiung von der EEG-Umlage nicht mehr gesichert, da diese – auch nach Vorstellung des BDEW – künftig aus Erträgen der CO₂ Bepreisung, des ETS plus ggf. Zuschuss aus dem Bundeshaushalt finanziert werden soll. Eine geringere oder ganz entfallene EEG-Umlage hätte also keine Förderwirkung mehr (siehe Kap. 5.2). Allerdings legen erste Berechnungen die Annahme nahe, dass eine Optimierung des Eigenverbrauchs insbesondere bei mittleren Eigenverbrauchsanteilen auch weiterhin Investitionen in dezentrale Anlagen wirtschaftlich machen kann. Da Netzentgelte derzeit nur für aus dem Netz bezogenen Strom anfallen, wird durch die geplante erhebliche Ausweitung des Prosumings die Zahlung von Netzentgelten auf eine schrumpfende Gruppe von Stromabnehmern aus dem öffentlichen Netz verlagert. Zu betrachten ist allerdings auch ein gegenläufiger Aspekt: Prosuming lässt auch eine Anhebung des Netzstrombezugs erwarten, denn ein Prosumer nutzt in naher Zukunft oft ein E-Mobil und ggf. eine Wärmepumpe. Deren Verbrauch kann auch, aber nicht ausschließlich vom Eigenverbrauch gedeckt werden.

In den vergangenen Jahren konnten Kostensenkungen bei den PV-Modulen realisiert werden, so dass diese oft nur noch 30 Prozent der Kosten ausmachen. In Zukunft sind deutliche Steigerungen sowohl bei der Wirtschaftlichkeit von Prosuming-Konzepten wie auch bei den volkswirtschaftlichen Entlastungen durch Kostensenkungen insbesondere bei Speichern und mittel- und langfristig Effizienzsteigerungen bei PV-Modulen zu erwarten. Zudem steigt der Börsenstrompreis nach Einschätzung der meisten Prognosen weiter an. Dadurch ist eine Verringerung des Förderbedarfs der Prosumingmodelle zu erwarten.

Berechnungen zur Wirtschaftlichkeit von Prosumer-Photovoltaik-Anlagen zeigen, dass eine Absenkung der EEG-Umlage und damit eine Verminderung der impliziten Förderung über die Stromkosteneinsparung, folgerichtig die Wirtschaftlichkeit allein auf die Photovoltaik-Anlage

bezogen vermindert, allerdings in überschaubarem Umfang³. Eine deutlich stärkere Wirkung auf die Wirtschaftlichkeit von Prosumer-Anlagen geht von der Höhe der Selbstverbrauchsquote aus. Für die Analyse wurde die Wirtschaftlichkeit dargestellt. Als Kenngröße für die Wirtschaftlichkeit wird die Amortisationsdauer der Investitionskosten gewählt. Die Berechnung erfolgt sowohl für einen Prosumer-Haushalt (Aufdachanlage 6 kWp) als auch eine großflächige Dach-Anlage (Aufdach 500 kWp) für unterschiedliche Selbstverbrauchsquoten von 0% bis 90%.

Amortisationsdauern und Ertrag* PV-Anlage 6 kWp



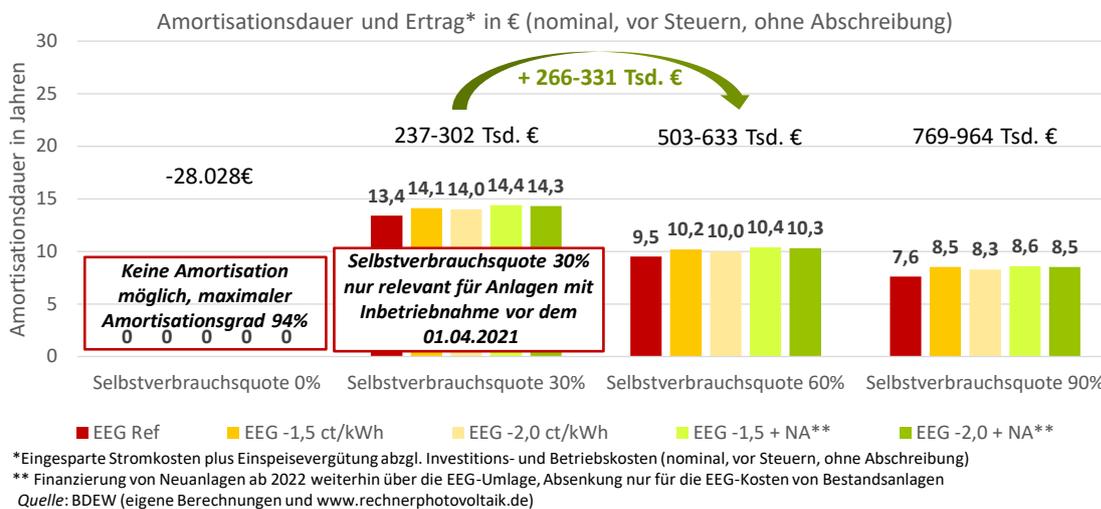
³ In der Gesamtbetrachtung ergibt sich für den Prosumer für Selbstverbrauchsquoten unter 50 % sogar ein finanzieller Vorteil, da die Ersparnis der Absenkung der EEG-Umlage auf den Fremdbezug von Strom höher ausfällt als der entgangene Vorteil durch eine geringere Stromkosteneinsparung durch Selbstverbrauch. Gemäß EEG-Erfahrungsbericht (Untersuchung im Rahmen des Fachloses 4 zu Solare Strahlungsenergie vom 29.03.2019, S. 37 ff) weisen die meisten Bestandsanlagen durchschnittliche Selbstverbrauchsquoten von teilweise deutlich unter 50 % auf, d. h. für Eigentümer von Bestandsanlagen ergibt sich in der Regel ein finanzieller Vorteil aus der Absenkung der EEG-Umlage.

Kleine PV-Anlagen amortisieren sich als Volleinspeiseranlagen zwar über die gesamte Förderdauer, eine Rendite wird aber im Prinzip nicht erzielt. Erst durch anteiligen Selbstverbrauch wird die Amortisationsdauer deutlich reduziert und es werden auskömmliche Renditen (vor Steuern) erwirtschaftet⁴. Dabei zeigt sich, dass verschiedene Absenkungsvarianten für die EEG-Umlage gegenüber der Referenzentwicklung die Amortisationsdauern um etwa 1-1 ½ Jahre verlängern. Unterschiedliche Absenkungsdynamiken (-2,0 ct/kWh p.a. vs. -1,5 ct/kWh p.a. ab 2023) oder die Fortführung einer EEG-Umlage für die Finanzierung von Neuanlagen – d. h. EEG-Neuanlagen mit einer Inbetriebnahme ab 2022 werden weiter über die EEG-Umlage finanziert und die Absenkung nur auf die EEG-Umlage für Bestandanlagen wirksam – wirken sich dabei nur graduell auf die Wirtschaftlichkeit aus. Gründe für die überschaubaren Auswirkungen einer Absenkung der EEG-Umlage sind vor allem die auch bei einer abgesenkten EEG-Umlage weiterhin erheblichen Stromkosteneinsparungen sowie auch eine im Referenzfall ohne Haushaltsfinanzierung sinkende EEG-Umlage.

Zudem zeigt die Auswertung, dass eine Ausweitung der Selbstverbrauchsquote die Amortisationsdauern deutlich stärker beeinflusst. So sorgt eine Erhöhung der Selbstverbrauchsquote von 30 % auf 60 % ohne zusätzliche investive Maßnahmen für eine Reduktion der Amortisationsdauer der PV-Anlage um etwa 2 ½ Jahre. Zudem erhöht sich der Ertrag der Anlage nach Abzug der Investitions- und Betriebskosten um 9 bis 11 Tsd. Euro je nach Variante der EEG-Umlagenabsenkung. Daraus kann man schließen, dass für Maßnahmen zur Ausweitung des Selbstverbrauchs wie bspw. den Einbau eines Batteriespeichers hinreichende finanzielle Anreize bestehen.

⁴ Annahmen: 25 Jahre Nutzungsdauer, jährliche Betriebskosten und Degradation berücksichtigt, Großhandelsstrompreis 2030 bei 60 €/MWh, keine Kosten auf den Selbstverbrauch, ohne Berücksichtigung steuerlicher Aspekte, 6 kWp: aktuelle Einspeisevergütung von 7,71 ct/kWh (April 2021), 500 kWp: aktuelle Ausfallvergütung von 5,02 ct/kWh (April 2021), weil keine DV-Anlage, nominale Werte.

Amortisationsdauern und Ertrag* PV-Anlage 500 kWp



Aufgrund des geringeren Strompreinsniveaus im Industriebereich sind die Stromkosteneinsparungen durch Selbstverbrauch geringer und dementsprechend die Amortisationsdauern länger als im Bereich der privaten Haushalte. Aber auch hier wird die Wirtschaftlichkeit maßgeblich durch die Selbstverbrauchsquote getrieben, d. h. eine Optimierung des Selbstverbrauchs erzielt hier eine deutliche Verbesserung der Wirtschaftlichkeit, während eine Absenkung der EEG-Umlage die Amortisationsdauern maximal um 1 Jahr verlängert. Aufgrund der geringeren Einspeisevergütung bzw. Ausfallvergütung ist eine reine Volleinspeiser-Anlage ohne Einspeisevergütung oder andere Anreize nicht wirtschaftlich. Eine höhere Selbstverbrauchsquote generiert auch hier finanzielle Spielräume für Maßnahmen zur Erhöhung des Selbstverbrauchs. Statt auf einen möglichst hohen Eigenverbrauch zu setzen, soll es dezentralen Erzeugern alternativ möglich sein, ihre **Flexibilitäten Dritten** (anderen Marktteilnehmern wie Aggregatoren oder Netzbetreibern) **zur Verfügung** zu stellen (**hybrider Ansatz**). Auch die Netzbetreiber müssen als Ergänzung zum Ausbau der Netze und zum Einsatz von

Trade off

Eine **Einspeisung der gesamten dezentral erzeugten Menge** ermöglicht zwar eine Optimierung von Angebot und Nachfrage, verursacht aber zugleich höhere Netzbelastungen.

Eine **Beschränkung auf Selbstverbrauch** gewährleistet für sich genommen noch keine Autarkie. Letztere würde zu sehr hohen Kosten führen, da das Erzeugungs- und Speichervermögen jeder Zelle sehr hoch sein müsste.

Stattdessen sollte ein Rahmen geschaffen werden, der dezentralen Akteuren unterschiedliche Geschäftsmodelle ermöglicht (Hybridmodell). Welche Geschäftsmodelle am attraktivsten sind, richtet sich nach den Bedingungen des Einzelfalls.

Redispatch die Möglichkeit erhalten, Flexibilität aus dezentralen EE-Anlagen marktlich zu beschaffen und abrufen zu können. Nur dann kann die Flexibilität aus PV-Anlagen hinter dem Smart Meter eine Wirkung entfalten. Das Modell ebnet auch den Weg zur Sektorkopplung, da auch kleine H₂-Anwendungen, E-Ladesäulen und EE-Wärme Flexibilitäten und gesicherte Leistung bereitstellen können. Dazu müsste künftig das Verbot von Drittbelieferungen aufgehoben werden, das derzeit das durch die Umlagebefreiungen geförderte Prosuming auf die Eigenversorgung aus Erzeugungsanlagen aus eigenem Besitz beschränkt. Allerdings ist noch nicht klar, welche Erlöse die Anbieter von Flexibilitäten künftig erzielen können, so dass noch offen ist, inwieweit dieser Erlösstrom den Förderbedarf tatsächlich verringert. Darüber hinaus ist aufgrund des standortabhängigen Charakters die sog. Gaming-Problematik im Fall einer marktbasierter Bereitstellung zu berücksichtigen.

Flexibilisierung in der Einspeisung

Da autarke Systeme regelmäßig sehr teuer wären, werden die Modelle zur Eigenversorgung immer mit Einspeisung von Überschuss-Strom einhergehen. Dieser wird nach EEG vergütet. Die Höhe der Vergütung muss jedoch an das Marktpreis-Signal gekoppelt werden, da sonst ein Anreiz entstünde, noch mehr Photovoltaik-Strom während der ohnehin schon bestehenden Einspeisespitze ins Öffentliche Netz einzuspeisen. Stattdessen muss durch eine Weitergabe des Marktpreissignals der Anreiz entstehen, den Überschuss-Strom durch Zwischenspeicherung oder optimierte Sektorkopplung bedarfsgerecht ins Netz einzuspeisen. Die Fortführung oder Aufstockung bestehender Förderprogramme für Speicher kann diese Entwicklung unterstützen. Bei der Ausgestaltung einer solchen dynamisierten Vergütung ist der zusätzliche Abwicklungsaufwand und eine mögliche Erhöhung der Liquiditätsrisiken für das EEG-Konto zu beachten.

Gemäß der geltenden Entgeltsystematik (StromNEV) werden Netzentgelte nur für die Entnahme von Strom berechnet, nicht für die Einspeisung. Dies gilt für Kraftwerke genauso wie für Prosumer. Allerdings kann die Einspeisung temporären Restriktionen aufgrund von Netzengpässen unterliegen (Netzampel).

Durch die Eigenerzeugung verringert sich der Strombezug der Prosumen aus dem Netz und damit auch ihr Beitrag zur Finanzierung der Netzinfrastruktur (soweit sein Stromverbrauch nicht durch die Einbindung zusätzlicher Aggregate wie E-Mobile und Wärmepumpen wächst und nur teilweise über Eigenversorgung gedeckt werden kann). Die Netzkosten bleiben jedoch unverändert, da diese nicht von der durchgeleiteten Menge abhängen, sondern von der vorgehaltenen Kapazität.

Auch wenn ein Prosumer in bestimmten Situationen (z.B. grauer Wintertag) weiterhin seinen gesamten Strombedarf aus dem Netz decken muss und kann, so muss er dies bei Vorhandensein eines Speichers gerade nicht in den Zeiten der höchsten Netzlast tun. Er kann den

Speicher auch in den lastarmen Nachtstunden beladen, sich in den Stunden mit hoher Netzlast selbst versorgen und sogar überschüssige Mengen noch dem Netz zur Verfügung stellen.

Für eine faire Lastenverteilung muss darauf geachtet werden, dass Prosumer in ihrer Eigenschaft als Eigenverbraucher die für sie vorgehaltene Netzkapazität bezahlen und damit einen verursachungsgerechten Beitrag zur Finanzierung der Netzinfrastruktur leisten. Zugleich müssen sie im Rahmen einer solchen fairen Lastenverteilung in die Lage versetzt werden, ein das Netz entlastendes Verhalten zu monetarisieren. Verursachungsgerechtigkeit ist dabei entsprechend der Binnenmarkttrichtlinie Strom ein zentrales Prinzip zur Bestimmung der Netzentgelte, wobei in vereinfachter Form zwischen verschiedenen Anwendungsfällen wird differenziert werden müssen, damit eine Wirtschaftlichkeit gewährleistet ist und das Prosuming auch tatsächlich ausgeweitet wird.

Zur effizienten Förderung des Zubaus dezentraler Eigenversorgungs-Anwendungen könnte die **Höhe der Vergütung für die Überschuss-Einspeisung** ab einer gewissen Größe differenziert werden. Dann würden größere Quartiersmodelle durch eine bessere Kostenstruktur vermutlich eine geringere Förderung benötigen als einzelne Eigenversorger und kleinere Nachbarschaftsmodelle oder Bürgerenergiegemeinschaften. Daher muss die Wirtschaftlichkeit verschiedener Anwendungsfälle von Eigenversorgung (Quartiersmodell mit Speichern und E-Mobilität, Energy Sharing, Eigenversorgung kleiner Gewerbe, Eigenversorgung von Einfamilienhaus) vorab berechnet werden, um die Vergütung des eingespeisten Überschuss-Stroms durch nach Anwendungsfällen getrennten Ausschreibungen zu ermitteln.

Alternativ könnte es sinnvoll sein, zu Beginn die Entwicklung der verschiedenen Anwendungen nicht durch Ausschreibungen zu limitieren, sondern sich voll entwickeln zu lassen. Ein Nachsteuern könnte erfolgen, wenn eine große Zahl dezentraler Anwender die Vergütung für die Überschusseinspeisung beanspruchen würde. So hätte das neue dezentrale Fördersystem zunächst Zeit sich zu entwickeln.

Größengrenzen für Eigenversorgungsmodelle sollten nicht eingeführt werden, da größere Modelle geringere Kosten erwarten lassen und die Entwicklung auch großer Quartierslösungen nicht gebremst werden sollte. Zudem wird durch die weitere Kostendegression bei Speichern sowie einer Reihe sich erst jetzt in größerem Stil entwickelnder Sektorkopplungstechnologien der Förderbedarf für die Einspeisung des Überschuss-Stroms perspektivisch sinken, da auch bei geringerer Förderung ein rentables Prosuming möglich wird. Mittelfristig muss der CO₂-Preis das richtige Signal für Prosumer setzen und die einfache Vermarktung von überschüssigem Grünstrom und Flexibilität zusätzliche Einnahme-Quellen für den Prosumer erschließen.

Die erforderliche Förderhöhe, um die Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Anwendungsfälle zu gewährleisten, muss in einer Studie ermittelt werden. So kann der BDEW der Politik einen unabhängig fachlich ermittelten Vorschlag für angemessene Förderhöhen der verschiedenen Anwendungsfälle unterbreiten. Darüber hinaus ist auch in einer unabhängigen Studie zu

ermitteln, wie sich eine Ausweitung des Prosumings unter den genannten Bedingungen auf die zu erwartenden Netzentgeltströme auswirken wird. Hierbei ist mit Blick auf einen möglichen (zu starken) Anstieg der Netzentgelte für die Bezieher von Strom aus dem Öffentlichen Netz auch zu analysieren, welche Einfluss die Sektorenkopplung auf die durch die Stromnetze transportierten Mengen, die Ausbaurkosten und damit die zu erwarteten Netzentgelte hat und welche Faktoren, die die Netzkosten entlasten, dem gegenüber stehen.

5.2 Gegenfinanzierung EE

Stand

Derzeit werden die EE-Vergütungen zum Großteil über die EEG-Umlage finanziert und nur zu einem geringen Teil über Markterlöse. Diese Umlage belastet den Verbrauch elektrischer Arbeit bei nicht-privilegierten Letztverbrauchern für den Netzbezug sowie bei einigen Prosumern auf den eigenerzeugten Strom. Die **Umlagefinanzierung hat in Ausgestaltung und Umfang zu einer so signifikanten Belastung des Stromverbrauchs geführt, dass sie die Wettbewerbsfähigkeit einer breiten Palette von Strom verbrauchenden Klimaschutz- und Sektorkopplungstechnologien empfindlich behindert**. Auch die Attraktivität Deutschlands im internationalen Standortwettbewerb leidet spürbar unter dem hohen Strompreisniveau und der bislang fehlenden Perspektive, dieses nachhaltig zu senken.

Die Politik versucht dies bislang mit Förderprogrammen und Ordnungsrecht auszugleichen. Dieser Ansatz verursacht durch seine Komplexität und Ineffizienz hohen Opportunitäts- und Transaktionskosten. Laut Klimaschutzprogramm sollten Einnahmen aus der CO₂-Bepreisung weitestgehend für die Umlagensenkung eingesetzt werden. Für die Jahre 2021/22 hat die Politik die Höhe der Umlage auf 6,5 bzw. 6,0 Cent begrenzt, was mit Haushaltsmitteln und den Einnahmen aus der CO₂-Bepreisung finanziert werden soll (Konjunkturpaket). Eine weitergehende, v. a. klare Perspektive gibt es bislang nicht.

Auch die Umlagefinanzierung der KWK-Förderung ist in diesem Sinne nicht unproblematisch, führt aber wegen ihres deutlich geringen Umfangs zu einer weniger spürbaren Belastung des Stromverbrauchs.

Parallel sind wichtige Geschäftsmodelle, bspw. der energieintensiven Industrie, der Elektrolyse oder des Bezugs von Landstrom, abhängig von weitgehenden Umlagebefreiungen. Diese Privilegien erscheinen bei isolierter Betrachtung zwar an und für sich sinnvoll und gerechtfertigt. Sie führen aber in ihrer wachsenden Summe zu einer Erosion der Finanzierungsbasis für die Umlage und damit einer umso stärkeren Belastung nicht-privilegierten Verbraucher mit entsprechenden negativen energie-, wirtschafts- und verteilungspolitischen Konsequenzen.

Andererseits erhöht die Haushaltsunabhängigkeit der Förderung, die mit der Umlagefinanzierung einhergeht, die Wahrscheinlichkeit auf stabile Förderbedingungen, da es keinen fiskalpolitischen Druck zu einer Begrenzung der Förderkosten gibt und die EE-Förderung nicht gegen die Finanzierung anderer politischer Vorhaben abgewogen werden muss. Dieser Umstand gewinnt in der Projektphase umso mehr an Bedeutung, je mehr Zeit ein Vorhabenträger vom Projektbeginn bis zu einem Ausschreibungszuschlag einplanen muss (bspw. für Windenergie-Projekte kleinerer Vorhabenträger).

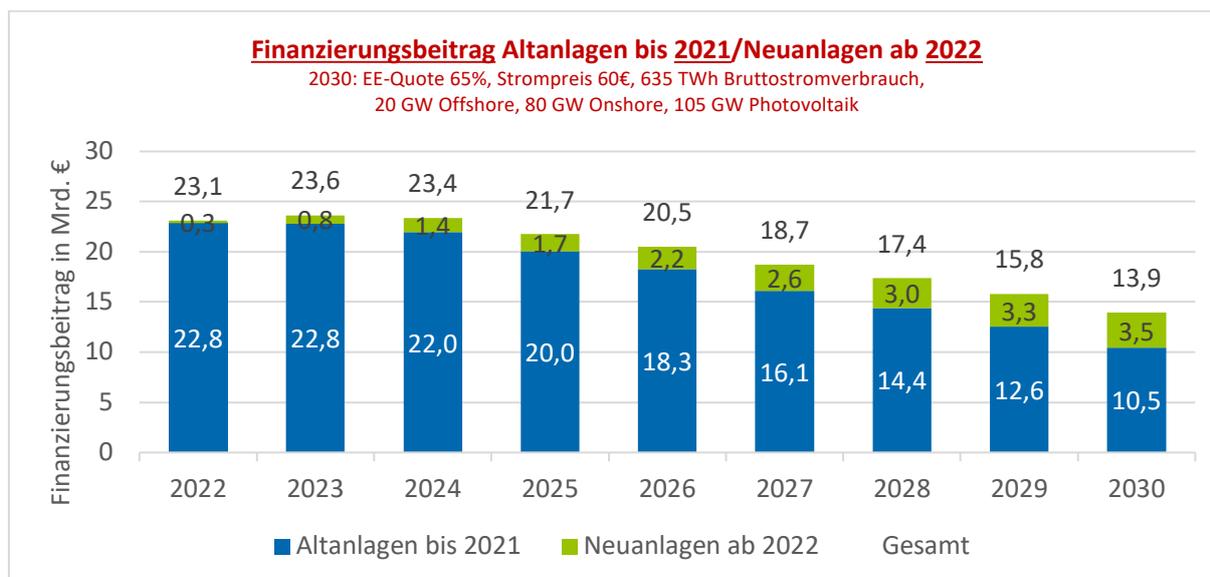
Was soll das MD 2030+ leisten?

Die **Wettbewerbsfähigkeit des Energieträgers Strom** und damit einer Reihe von Klimaschutz- und Sektorkopplungstechnologien muss deutlich verbessert werden, vorzugsweise durch eine spürbare Entlastung des Strompreises von staatlich induzierten Strompreisbestandteilen. Hierfür bietet sich insbes. die EEG-Umlage an. Bestehende und künftige Förderzusagen für EE (und ggf. andere Technologien) müssen jedoch nachhaltig finanziert werden, ohne neue Marktverzerrungen zu verursachen. Bei der dynamisierten Vergütung ist darauf zu achten, dass der Abwicklungsaufwands begrenzt wird und nicht mehrere parallele Förder- bzw. Wälzungssysteme mit entsprechender Aufwandspotenzierung auf der Seite der ÜNB/VNB und weitere Beteiligten entstehen.

Zu beachten sind insbesondere Auswirkungen auf für die Energiewende bedeutsame Geschäftsfelder und Prozesse bspw. der Ausbau des Prosumings (siehe Kap. 5.1.2) und die Transformation der Gaswirtschaft. Gleichzeitig ist für die beteiligten Akteure – Investoren in EE, Investoren in Sektorkopplung, produzierendes Gewerbe, Kunden und natürlich die öffentliche Hand – ein Höchstmaß an Planungs- und Investitionssicherheit zu gewährleisten. Unverhältnismäßige Belastungen einzelner Akteure sind ebenso zu vermeiden wie negative Auswirkungen auf das Investitionsklima, bspw. in Form wachsender Unsicherheit über die Verlässlichkeit der Förderung, insbesondere während der Projektphase vor einem erfolgreichen Zuschlag. Eine Beschränkung des notwendigen EE-Ausbaus aus fiskalpolitischen Gründen darf keinesfalls erfolgen.

Empfohlene Instrumente

Um die Belastung des Strompreises zu reduzieren, Sektorkopplung zu forcieren und bürokratische Entlastungen zu erreichen, ist es unumgänglich, möglichst weitgehend und verbindlich aus der Umlagefinanzierung der Erneuerbare-Energien-Förderung durch die Stromkunden auszusteigen. Durch (steigende) Einnahmen aus den etablierten CO₂-Bepreisungssystemen, die in den Bundeshaushalt eingehen, besteht eine ausreichende Quelle zur Gegenfinanzierung, die nicht zuletzt klimapolitisch sachgerecht ist.



In jedem Fall sollten darum die **bestehenden Förderzusagen** bis zum Ende der Wahlperiode **schrittweise in den Haushalt** überführt werden. Die nicht mehr umlagefinanzierten Förderzusagen werden aus dem Energie- und Klimafonds (EKF) bestritten und vornehmlich aus den Einnahmen der bestehenden CO₂-Bepreisungsinstrumente (Aufkommen aus dem Brennstoffemissionshandel und aus der Versteigerung von ETS-Zertifikaten) finanziert. Trotz fortschreitender Dekarbonisierung aller Wirtschaftsbereiche wird damit gerechnet, dass das Aufkommen aus der CO₂-Bepreisung aufgrund des bestehenden **wettbewerblichen Preisfindungssystems im ETS und ab 2026/27 auch im BEH** (bzw. evtl. in einem „EU-BEH“) mittelfristig weiter steigen wird. Durch einen schrittweisen (im Gegensatz zu einer sofortigen und vollständigen) Umstieg der Finanzierung entsteht ein Gleichlauf zwischen den Einnahmen aus der CO₂-Bepreisung und den vom Haushalt zu tragenden Kosten. Die Finanzierung der Bestandsanlagenförderung ist für den Staat daher mit überschaubarem fiskalischem Risiko behaftet. Zudem fallen zu Beginn der 2030er Jahre Anlagenkohorten mit hohen Vergütungskosten aus der Förderung, was die zu finanzierende Summe vsl. verringern wird.

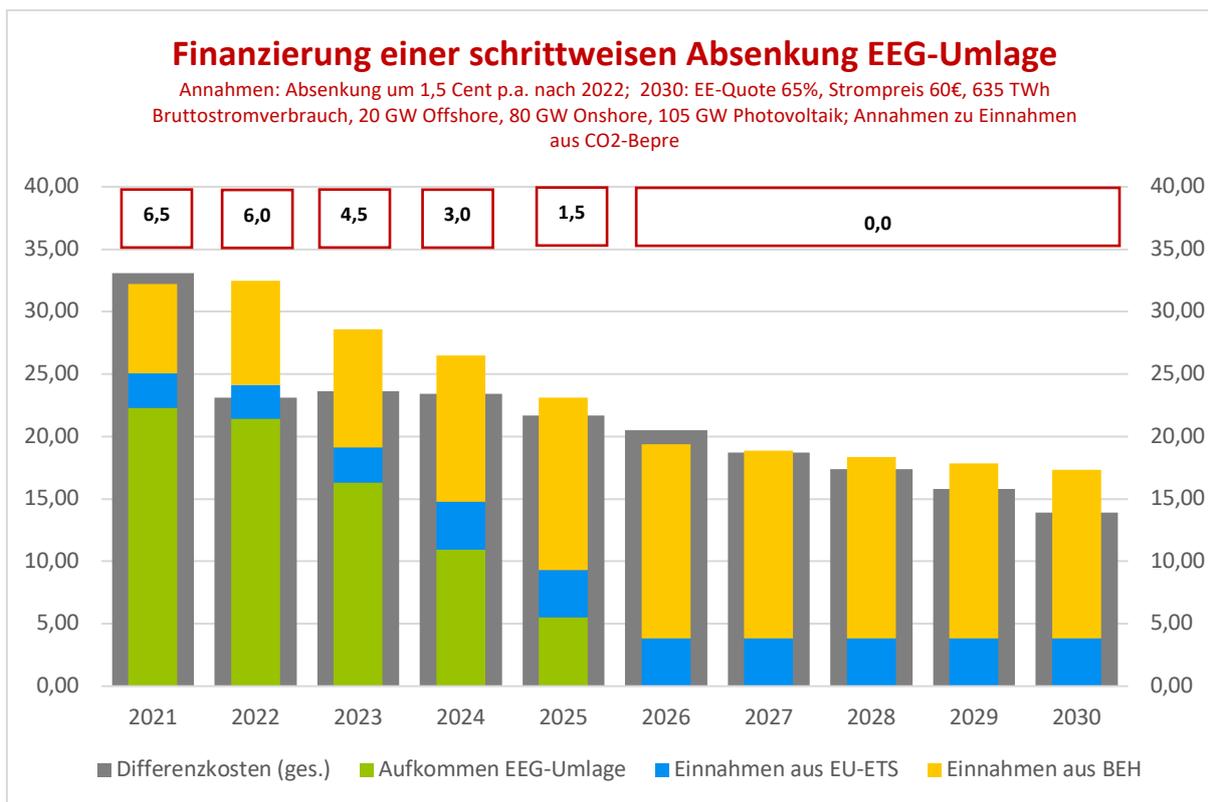
In Bezug auf die Finanzierung des **künftigen Anlagenzubaus** gilt es, verschiedene Aspekte gegeneinander abzuwägen. Die deutlich geringeren Förderkosten neuer EE-Anlagen, die ebenfalls solide durch die CO₂-Bepreisung finanziert werden können, vermindern das regulatorische Risiko einer fiskalpolitisch begründeten Ausbaubremse. Weiterhin werden die vom Haushalt zu tragenden Förderkosten durch die geringeren Kosten von Neuanlagen, die Symmetrische Marktprämie und den steigenden marktlichen Zubau reduziert. In der Gesamtabwägung erscheint es am sinnvollsten, auch die Förderung des EE-Zubaus in den Haushalt zu überführen, gemeinsam mit den bestehenden Zusagen. Spätestens ab 2026 sollen die Stromkunden keine EEG-Umlage mehr zahlen müssen. Zwar wäre grundsätzlich auch eine schnellere Absenkung denkbar und wünschenswert;

die entstehenden Kosten könnten jedoch gerade in den Anfangsjahren zu großen Teilen nicht durch Einnahmen aus der CO₂-Bepreisung gedeckt werden können. Mögliche Auswirkungen auf das Investitionsklima müssen dringend Beachtung finden. Ein ausreichender EE-Zubau zur Erreichung der nationalen und europäischen Energie- und Klimaziele, der die Erreichung der hieraus abgeleiteten EE-Ausbauziele sicherstellt, darf keinesfalls gefährdet werden. Daher muss die Umstellung auf eine Haushaltsfinanzierung mit einer gesetzlichen Absicherung gegen haushaltspolitisch motivierte Beschränkungen für den geförderten Erneuerbare-Energien-Ausbau verbunden sein.

Im Ergebnis sollen die **bestehenden und entstehenden Förderzusagen** bis spätestens 2026 schrittweise und vollständig aus dem Haushalt finanziert werden. Dies muss auch zu einer starken bürokratischen Entlastung führen.

Trade off

Eine weiterhin haushaltsunabhängige, umlagefinanzierte Förderung für Neuanlagen kommt dem **Investitionsklima für Erneuerbare Energien** zugute. Zwar würde grundsätzlich eine Belastung des Strompreises über eine EEG-Umlage erhalten bleiben. Deren Niveau wäre jedoch wegen deutlich geringerer Kosten neuerer EE-Anlagen mittelfristig wahrscheinlich vertretbar. Dafür, auch die Neuanlagen-Förderung durch den Haushalt zu finanzieren, sprechen hingegen die **größere Investitionssicherheit für die Stromverbraucher** (damit auch SK-Technologien und produzierendes Gewerbe) und v. a. die Möglichkeit, mit der Abschaffung der Umlage regulatorische Komplexität und damit einhergehend erhebliche bürokratische Lasten für eine Vielzahl von Akteuren spürbar zu reduzieren.



Sollten weitere Instrumente zur Gegenfinanzierung notwendig sein, müssten diese noch definiert werden. Denkbar sind **gestufte Abschmelzungen umweltschädlicher Subventionen** (z. B. des Dieselprivilegs oder der Energie-/MwSt.-Privilegien des [inländischen] Luftverkehrs) oder auch bestehender Fördertatbestände von Klimaschutztechnologien, die aufgrund effektiverer Marktsignale (CO₂-Bepreisung, Strompreisentlastung) an Notwendigkeit einbüßen. Ebenfalls könnten grüne Anleihen eingesetzt werden, was parallel die Entwicklung einer nachhaltigen Finanzwirtschaft beflügeln würde. Insgesamt halten sich die zusätzlichen Belastungen des Bundeshaushaltes damit in Grenzen. Eine schnellere Abschmelzung der Umlage würde diese kurzfristig deutlich vergrößern.

Flankierend sind Maßnahmen zur Absicherung des Prosumings (s. Abschnitt 3.2) und des Hochlaufs der Wasserstoffwirtschaft (s. Abschnitt 3.7) zu prüfen.

6 Deckung der Nachfrage nach Strom, Bereitstellung von Flexibilität und Gewährleistung von Versorgungssicherheit

Der Strommarkt muss eine Reihe von Aufgaben leisten. Er muss namentlich Angebot und Nachfrage zusammenführen, Flexibilitäten zur Verfügung stellen und für Versorgungssicherheit sorgen. Die zentralen Steuerungselemente sind hierbei die Preissignale in den verschiedenen Teilmärkten. Dabei ist stets zu berücksichtigen, dass der deutsche Strommarkt Bestandteil des europäischen Binnenmarkts ist.

6.1 Dispatch und Vergütung elektrischer Arbeit

Stand

Das heute vorliegende Strom-Marktdesign, welches sich zentral auf die Vergütung von geleisteter Arbeit („Energy only“) stützt, ist gekennzeichnet von einer einheitlichen Gebotszone in dem der Dispatch auf Basis der Ergebnisse aus Day-Ahead und Intra-Day Vermarktung erfolgt. Nachdem die marktlichen Akteure ihre Entscheidungen getroffen haben, erfolgt ein Abgleich der resultierenden Lastflüsse mit den netztechnischen Gegebenheiten und es kommt ggf. zu einer Behebung von Netz- und Kapazitätsengpässen durch netztechnische oder marktliche Eingriffe.

Über die organisierten Strommärkte sollen grundsätzlich Investitions- und Einsatzentscheidungen angereizt werden, um kurz-, mittel- und langfristig die Deckung der Nachfrage nach Strom durch ein entsprechendes Angebot zuverlässig und ununterbrochen gewährleisten zu können (Versorgungssicherheit). Investitionsanreize werden dabei zum einen über den Spotmarkt – in dem nur Arbeit vergütet wird – und zum anderen über den Terminmarkt gesetzt, in dem – mit langfristigen Verträgen implizit – sowohl Leistung als auch Arbeit vergütet werden. Insbesondere Preisspitzen, in antizipierbarer Form, sollen Investitionsentscheidungen anreizen.

Notwendige Eingriffsentscheidungen durch den Netzbetreiber für den sicheren Systembetrieb erfolgen nachgelagert, außerhalb des Marktes und werden durch die zunehmende Volatilität und Dezentralität der Erzeugung zum Erhalt der Systemsicherheit in vermehrtem Ausmaß benötigt. Hierfür eingesetzte Instrumente wie bspw. Regelenergie zur Frequenzhaltung, Redispatch zum Engpassmanagement o.Ä. sollten – wenn möglich und wirtschaftlich effizient – von Anlagen beschafft und erbracht werden, die sich in der freien Vermarktung befinden. Soweit notwendig muss die Möglichkeit eingeräumt werden Kraftwerke in eine Reserve zu überführen, wenn diese stillgelegt werden sollen aber für den Systembetrieb noch notwendig sind.

Was soll das MD 2030+ leisten?

Dispatch und Vergütung elektrischer Arbeit müssen auch post 2030 effizient und verlässlich erfolgen und die notwendigen Anreize zuverlässig setzen, um in die Bereitstellung von entsprechenden Produkten und Dienstleistungen zu investieren. U.a. der zunehmende Anteil von dargebotsabhängigen Anlagen auf Basis von Erneuerbaren Energien mit niedrigen Grenzkosten führt während einer Vielzahl von Stunden zu einem tendenziellen Abflachen der Merit Order. Während der Zeiträume in der diese nicht oder nur eingeschränkt zur Verfügung stehen, wird die Merit Order im Vergleich zu heute eher steiler (steigender CO₂-Preis bzw. Einsatz von Wasserstoff). Die zunehmend volatile Erzeugung ist hierbei durch gesicherte, flexible Leistung abzusichern, um Versorgungslücken zu verhindern und die Systemsicherheit wie auch die Akzeptanz für die Energiewende zu erhalten.

Andererseits ist davon auszugehen, dass darbietende Erzeugungsanlagen, ausspeisende Speicher und Offshore-Wind mit positiven Grenzkosten in der Mehrzahl der Stunden auch post 2030 den Preis setzen werden.

Für die Bewertung der Funktionalität der Preisfindung am EOM nach 2030 ist neben der nationalen ebenso die Erzeugungsinfrastruktur in den direkten Nachbarländern zu berücksichtigen. Grund hierfür sind nicht zuletzt steigende Kuppelkapazitäten. Es ist zu erwarten, dass konventionelle Stromerzeugung mit niedrigen variablen Kosten, in einigen Nachbarländern auch, aber weniger schnell zurückgehen wird.

In Bezug auf die europäisch angelegte Wasserstoffstrategie sind deren Wirkungen in die Strom- und Wärmeerzeugung weiterhin zu beachten. Je nach Höhe der Beimischung bzw. Art der Nutzung in den einzelnen Sektoren, ist zunächst mit höheren variablen Kosten zu rechnen.

Das Marktdesign muss robust genug sein, um diese – teils gegenläufigen – preisrelevanten Trends zu absorbieren.

Empfohlene Instrumente

Der Strommarkt ist auch post 2030 geeignet, Angebot und Nachfrage effizient zusammenzuführen und elektrische Arbeit zu bepreisen.

Der Preisfindungsmechanismus des Strommarktes sorgt für den **kostengünstigsten Dispatch** (und berücksichtigt in der Angebotserstellung bereits bspw. Anfahrkosten von Kraftwerken, Mindestbetriebszeiten usw.).

- › Wirkt sich das Strom-Preissignal direkt auf die **Einnahmensituation von EE-Anlagen** aus, so reizt es eine Einnahmenoptimierung statt einer Output-Maximierung an, z.B. für Anlagen in Schwachwindregionen oder Ost-West-Ausrichtung von PV-Anlagen. Es

trägt damit zur Nutzung des vollen Ausbaupotenzials erneuerbarer Energien bei und wirkt auch hier systemstabilisierend.

- › **Negative Preise** spiegeln den korrekten Marktwert in entsprechenden Situationen wider. Sie müssen allerdings unmittelbar bei den Akteuren ankommen, dann setzen sie Anreize zur Flexibilisierung, bspw. in Form von Speicherzubau und leisten damit einen Beitrag zur Energiewende. Wenn EE-Kapazitäten weiterhin ausgeschrieben werden (siehe Kap. 5.1.1) müssen Projektierer von EE-Anlagen Zeiten negativer Preise in ihr Gebot einpreisen. Nach einer Übergangsphase stabilisieren sich die Preise durch den Zutritt flexibler Nachfrage oder flexibler Anlagenkonstrukte, sodass ein neues Gleichgewicht entsteht.
- › Das latente Überangebot von Erneuerbaren Energien im Sommer und ein entsprechendes **tendenzielles Defizit in den Wintermonaten** drücken sich in niedrigen bzw. hohen Energiepreisen aus. Dadurch werden neben den dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen auch hoch verfügbare, steuerbare Anlagen zur Absicherung der Versorgungs- und Systemsicherheit vergütet (hierzu siehe 3.3.3).
- › Ein stark schwankendes Dargebot von Erneuerbaren Energien führt zu kurzfristigen **Schwankungen der Preise**. Dadurch wird eine flexible Ausgestaltung von Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen angereizt (hierzu siehe 3.3.2).

Das Strom-Preissignal **reizt die Integration von Sektoren an**, wenn es voll zwischen seinen negativen und positiven Extremen schwanken kann. Im Rahmen des Engpassmanagements greift der Netzbetreiber in den Betrieb einer Anlage ein und gewährt dem Betreiber eine Entschädigung, die diesen im aktuell in Deutschland angewandten kostenbasierten Redispatch-Vergütungssystem finanziell neutral stellt. So ist das Strom-Preissignal Bindeglied zwischen verschiedenen Sektoren und Elektrizitätsverwendungen: Zeiten negativer oder ausreichend niedriger Preise in Kombination mit weitreichenden CO₂-Preisen können z.B. zur erhöhten Produktion von grünem Wasserstoff oder zur Lasterhöhung durch Laden von Elektrofahrzeugen genutzt werden. In Zeiten hoher Preise erfolgt eine flexible Lastabsenkung und das Entleeren von Strom- und/ oder Wärmespeichern. Über diesen Hebel wirkt das Strom-Preissignal stabilisierend auf das physische System, soweit die jeweiligen Netze ausreichende Kapazitäten aufweisen.

Mit Blick in die Zukunft werden in einem vorwiegend erneuerbaren Stromsystem sowohl der Day-Ahead als auch der Intraday Markt weiterhin sehr wichtige und zuverlässige Preissignale senden. Die Bedeutung des Intraday Marktes wird weiter zunehmen, da der Handel nahe an Echtzeit mit zunehmendem Erneuerbaren-Anteil noch wichtiger werden wird.

Der Day-Ahead Markt wird dennoch in vollem Umfang relevant bleiben, auch wenn ein höherer Anteil erneuerbarer Energien im Stromsystem tendenziell durch die vergleichsweise niedrigen Grenzkosten der Erneuerbaren zu einem Rückgang des durchschnittlichen

Spotmarktpreises für Strom führt. Der Day-Ahead Preis beinhaltet allerdings alle zu einem bestimmten Zeitpunkt verfügbaren Informationen: Diese Informationen bestehen nicht nur aus den Erzeugungskosten. Der Preis auf dem Day-Ahead Markt spiegelt auch den Wert wider, der dem Strom von der Nachfrageseite beigemessen wird.

Die Einführung oder Beibehaltung von Preisobergrenzen, sei es im Regelarbeits- im Regelleistungsmarkt oder anderen Marktsegmenten ist grundsätzlich nicht zu empfehlen. Die hierdurch unterdrückten Preissignale werden als Anreiz zur Nutzung vorhandener Optionalitäten und für Investitionen in Kapazität (Kap. 6.3) und Flexibilität (Kap. 6.2) benötigt. Für eine Übergangszeit, gerade bei neuen Marktsegmenten, können solche Obergrenzen zur sicheren Stromversorgung eine effektive Hilfestellung darstellen und die Ausnutzung von Marktmacht verhindern, bis der Marktmechanismus selbst ausreichende und robuste Anreize setzt.

6.2 Wie können langfristig Flexibilitäten in ausreichendem Umfang und effizient zur Verfügung gestellt werden?

Stand

Mit zunehmendem Anteil der öffentlichen Aufmerksamkeit wird in der Energiebranche über das Thema Flexibilität diskutiert, wobei anzumerken ist, dass bereits heute diverse Flexibilitäten (markt- und systemdienliche Flexibilitäten) im Stromsystem enthalten und erprobt sind. Weitere Flexibilitätsmaßnahmen und -optionen werden derzeit in Feldversuchen untersucht, analysiert und sind zentraler Bestandteil öffentlicher und politischer Debatten.

Das Voranschreiten der Energiewende äußert sich durch einen grundlegenden Wandel des Energiesystems weg von wenigen, zentralen Erzeugungsanlagen hin zu einem Netzwerk aus vielen, dezentralen Einspeisern, Verbrauchern und Prosumern, die gleichzeitig steigende Anforderungen an die Übertragungs- und Verteilnetze stellen. Getragen von den Diskussionen und Debatten um Schadstoffemissionen und vor dem Hintergrund des vorgezeichneten nationalen Ausstiegs sowohl aus der kernkraft- als auch der kohlebasierten Stromerzeugung, vollzieht sich ein dementsprechender Wechsel hinsichtlich der Stromerzeugung von steuerbaren, fossilen zu einem vermehrten Einsatz von emissionsärmeren sowie dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energieträger. Dieser Wandel in der Erzeugungsstruktur spiegelt sich zum einen in einem geographischen Auseinanderdriften von Erzeugung und Verbrauch und zum anderen – bedingt durch den zunehmenden Anteil an dargebotsabhängigen Anlagen – einer zeitlichen Disparität zwischen der Nachfrage nach Strom und deren Erzeugung wider (zeitliche Ungleichheit von Nachfrage und Angebot). Um den hierdurch steigenden Anforderungen zu begegnen, fokussieren Netzbetreiber auf Netzausbau- und Ertüchtigungsmaßnahmen, während Marktunternehmen ihren Fokus auf die Entwicklung von Produkten und technologische Weiterentwicklungen für das Angebot an Flexibilität legen.

Marktdienliche Flexibilität

Der Einsatz von marktdienlicher Flexibilität hilft Marktteilnehmern bei ihrer Pflicht zum Ausgleich ihrer eigenen Bilanzkreise und bringt damit Angebot und Nachfrage zusammen. Neben der Nutzung der eigenen steuerbaren Anlagen (Stromerzeugung, -speicherung oder -verbrauch) kann marktdienliche Flexibilität vor allem in Spotmarktgeschäften realisiert werden. Dabei werden Prognoseabweichungen durch die Optimierungen im Day Ahead Markt oder Korrekturen im **Intraday Markt** bis kurz vor Echtzeit reduziert. Marktdienliche Flexibilität mindert somit den Bedarf an Ausgleichs- und damit Regelenergie.

Die auf die Deckung der Nachfrage durch ein entsprechendes Angebot an Elektrizität abzielende Flexibilität, wird bereits heute entsprechend der verschiedenen Produkt-Kategorien des Energy only Market (EoM) gehandelt.

Systemdienliche Flexibilität

Systemdienliche Flexibilität wird mit dem Ziel eingesetzt, die Systembilanz auszugleichen, um so im Gesamtsystem die Frequenz stabil zu halten. Die Systembilanz ergibt sich aus dem Saldo aller Bilanzkreise je Regelzone. Systemdienliche Flexibilität wird aus präqualifizierten Anlagen von den ÜNB über Regelleistung.net im Vorfeld beschafft. Die Aktivierung ergibt sich aus dem Bedarf, das Regelzonensaldo auszugleichen und die Versorgung der Stromkunden mit der entsprechend benötigten elektrischen Leistung vor dem Hintergrund von **unvorhergesehenen Ereignissen im Stromnetz** und auf Basis von kurzfristig Leistungsanpassungen zu gewährleisten. Diese Flexibilität ist **standortunabhängig** (in der jeweiligen Regelzone).

Netzdienliche Flexibilität

Netzdienliche Flexibilität dient zur Vermeidung bzw. Auflösung von Netzengpässen, der Spannungshaltung oder dem Ausgleich thermischer Überlastung und weist einen **standortabhängigen Charakter** auf.

Im Rahmen des Engpassmanagements greift der Netzbetreiber in den Betrieb einer Anlage ein und gewährt dem Betreiber eine Entschädigung, die diesen im aktuell in Deutschland angewandten kostenbasierten Redispatch-Vergütungssystem finanziell neutral stellt.

Im Bereich der netzdienlichen Flexibilität schaffen §§ 14 a und c EnWG einen Rahmen, dessen Umsetzung und praktische Bewährung beobachtet werden muss. Netzdienliche Flexibilitäten wurden – abgesehen von Schaufensterprojekten – derzeit noch nicht auf Basis einer marktbasierter Bereitstellung verfügbar gemacht. Zudem muss im Falle einer marktbasierter Bereitstellung aufgrund des standortabhängigen Charakters die sog. Gaming-Problematik berücksichtigt werden.

Was soll das MD 2030+ leisten?

Um das Stromsystem auf die Anforderungen der Zukunft vorzubereiten, muss das Marktdesign die Partizipation aller Flexibilisierungspotentiale, auch lastseitiger Flexibilität, sicherstellen und somit den Erhalt der Versorgungs- und Systemsicherheit effizient ausgestalten. Hierfür müssen entsprechende Strukturen geschaffen werden, um potenzielle Anbieter mit den entsprechenden Nachfragern zusammen zu bringen.

Der Inhaber von Flexibilität soll grundsätzlich frei entscheiden können, ob er sein Potenzial marktdienlich, systemdienlich oder netzdienlich anbietet. Ein system- oder netzdienlicher Einsatz kann unter definierten Umständen im Falle eines Engpasses Vorrang haben (Gedanke der Netzampel). Es steht dem Flexibilitätsinhaber frei, sein Leistungsvermögen selbst anzubieten oder sich hierzu Dritter (z.B. Aggregatoren) zu bedienen.

Durch die lokale Nachfrage von Flexibilität durch Verteilnetzbetreiber als Ergänzung zum Ausbau der Netze und zum Einsatz von Redispatch sollen Nachfrager und Anbieter von Flexibilitäten bzgl. des Bedarfs und dessen Deckung durch entsprechende Flexibilitätsprodukte in einen effizienten Austausch kommen. Bürgerenergiegemeinschaften können ebenfalls als Nachfrager, aber auch als Anbieter lokaler Flexibilität auftreten.

Neben der Schaffung von entsprechenden Strukturen ist auf die flexible Ausgestaltung des nationalen Anlagenparks – bestehend aus **Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen** – zu achten.

Darüber hinaus muss durch eine Reform des Umlagen- und Abgabensystems sichergestellt werden, dass Flexibilitätseinsatz nicht einseitig durch höhere Kosten bestraft wird (vgl. Kap. 4 und 5.2).

Empfohlene Instrumente

Aus den unter 6.3 genannten Gründen sind Reserven außerhalb des Marktes unter bestimmten Bedingungen ineffizient, aber zur Sicherstellung des Systembetriebs notwendig. Anstelle des Aufbaus eines Kraftwerksparks außerhalb des Marktes sollte eine **Sicherstellung von System- und Versorgungssicherheit auf Basis von im Markt befindlichen Anlagen im Fokus** stehen, um sowohl eine Verzerrung des Marktes zu vermeiden als auch eine höhere volkswirtschaftliche Effizienz zu erzielen. Eine flexible Einsatzmöglichkeit in Bezug auf die Fahrweise dieser Anlagen würde einen zusätzlichen volkswirtschaftlichen Nutzen mit sich bringen.

Um die Sicherstellung der Systemsicherheit zu gewährleisten, sieht es der BDEW als zielführend an, die bereits in der Binnenmarkttrichtlinie Strom angelegten Aspekte bzgl. der marktlichen Beschaffung von Nicht-frequenzgebundenen Systemdienstleistungen wie auch netzdienlichen Flexibilitäten zur Netzengpassbewirtschaftung sachgerecht weiter zu entwickeln. Der

Wert von Flexibilität für das Gesamtsystem muss sich grundsätzlich im Preis und in der Vergütung von Flexibilität widerspiegeln.

Entsprechende Strukturen müssen in den nächsten Jahren auch mit Blick auf die nicht-frequenzgebundenen Systemdienstleistungen zunächst in den höheren Netzebenen aufgebaut werden. Zusätzlich ist in allen Netzebenen auch die netzseitige Nutzung marktbasiert angebotener Flexibilitätsoptionen anzustreben, sofern die notwendigen Voraussetzungen für wettbewerblich organisierte und liquide Märkte vorliegen. Zur Integration netzdienlicher Flexibilität in das bestehende Energiesystem erarbeitet der BDEW derzeit ein Prozess-Modell. Dieses ermöglicht es sowohl den Nachfragern netzdienlicher Flexibilität wie auch Flexibilität anbietern aktiv in den effizienten Austausch zur Nutzbarmachung von Flexibilitätspotentialen zu treten. Durch den Ansatz werden sowohl mittel- als auch nur kurzfristig planbare Flexibilitäten diskriminierungsfrei, effizient und rechtssicher nutzbar gemacht.

Um eine effiziente Alternative zu anderen Engpassmanagement-Maßnahmen wie bspw. Redispatch darstellen zu können, ist eine unverzügliche Kostenanerkennung für den betroffenen Netzbetreiber zu gewährleisten. Dabei ist bei Flexibilitätskosten für das Netzengpassmanagement auf eine regulatorische Gleichbehandlung von Flexibilitätskosten und Kosten des Netzausbaus (bspw. im Effizienzvergleich) zu achten.

Um die Nutzung von netzdienlichen Flexibilitäten möglichst effizient auszugestalten, sollten alle verfügbaren Flexibilitätspotentiale technologieoffen und diskriminierungsfrei angeboten werden können. So ist neben der rein prozessualen Nutzbarmachung von netzdienlichen Flexibilitäten auch die Ausweitung von Nutzen statt Abregeln auf alle Regionen, in denen Redispatch-Maßnahmen erfolgen, und eine Anwendung dieser Regelung auf weitere Power-to-X-Lösungen anzustreben.

Nach Einschätzung des BDEW besteht je nach Einsatzumfeld durchaus ein netzbetreiberseitiger Bedarf nach netzdienlichen Flexibilitätspotentialen, die sowohl in kurzzeitigen Zeithorizonten (in höheren Netzebenen) als auch fahrplanbezogen operativ in die bisher ausschließlich regulierte Netzengpassbewirtschaftung und -ausbauplanung integriert werden können. Potenziale aus Kraftwerken, verschiebbaren Lasten, Energiespeichern oder der Kopplung mit anderen Sektoren könnten – insbesondere bei größeren Volumina direkt oder gebündelt durch Vertriebe, Aggregatoren oder andere Marktteilnehmer – eine Option der marktlichen Bewirtschaftung von Knappheiten im System sein. Marktliche Flexibilitätsanreize sind insbesondere unabdingbar für nachfrageseitige Flexibilität, da diese auf Opportunitätskosten beruht und daher nicht kostenbasiert durch einen regulierten Mechanismus angereizt werden kann. Durch das marktliche Angebot können Flexibilitäten untereinander preislich ebenso vergleichbar werden, wie mit den regulierten Optionen aus Redispatch. So kann ein Hybridmodell entstehen, das es dem Netzbetreiber ermöglicht, die für ihn günstigste Flexibilitätsoption zu nutzen. Ebenso wird eine Gegenüberstellung der zuvor genannten Optionen des operativen

Engpassmanagements mit den Kosten des Netzausbaus möglich. Durch den Einsatz von Flexibilitätsoptionen ist dabei unter Umständen ein Einsparpotential gegenüber dem Netzausbau möglich. Im Sinne der Optimierung des Gesamtsystems sind auch die Opportunitätskosten des marktdienlichen Einsatzes der Flexibilität zum Ausgleich der Systembilanz zu berücksichtigen.

6.3 Wie kann systematisch hinreichend frei dispatchbare „sichere“ Leistung aus Erzeugung, Lasten oder Speichern bereitgestellt werden?

Stand

Eine Industriegesellschaft ist auf Grund der wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Anforderungen auf ein hohes Maß an Versorgungs- oder Systemsicherheit, sowohl im Bereich der Strom- als auch Wärmeversorgung zum Erhalt der Akzeptanz der Energiewende angewiesen.

Die zunehmende installierte Leistung an steuerbaren Reserve-Kraftwerkskapazitäten „außerhalb des Marktes“ erhöht die Unsicherheit des marktlichen Kraftwerksbetriebs.

Durch den Aufbau einer Vielzahl an Reservekraftwerken erfolgt eine verzerrende Wirkung auf den Markt, da hierdurch die Nachfrage nach der Erbringung entsprechender Dienstleistungen zum Erhalt der Systemsicherheit genommen wird.

Perspektivisch wird der Aufbau von Reserven außerhalb Marktes an Grenzen stoßen. Ab einer gewissen Größe (maximal 10% der Spitzenlast) sind solche Reserven ineffizient und volkswirtschaftlich teurer als die Alternativen.

Anlagen, die auf Basis einer Stilllegungsanzeige in die Funktion eines Reservekraftwerkes überführt werden, stellen zum einen gebundenes Kapital wie auch eine zusätzliche finanzielle Belastung ihrer Betreiber dar. Im Gegensatz zu diesem Vorgehen sollten Anlagen im Markt einen stabilen und Planungssicherheit schaffenden Anreiz erhalten, ihre Kraftwerkskapazitäten sowohl zum Erhalt der System- wie auch der Versorgungssicherheit anzubieten. Mit steigender Volatilität der Gesamterzeugung, sollten diese einen zusätzlichen Anreiz zur weiteren Flexibilisierung erhalten. Über eine Umrüstung auf klimaneutrale(re) Energieträger, können diese Anlagen ebenfalls einen Beitrag zur Dekarbonisierung leisten.

Die Strombinnenmarktverordnung enthält detaillierte Anforderungen an Kapazitätsmechanismen. Sie legt den Anwendungsbereich für Kapazitätsmechanismen sehr weit aus und stellt den Grundsatz auf, dass die Einführung von Kapazitätsmechanismen nur als letztes Mittel eingesetzt werden darf. Mit Ausnahme von Strategischen Reserven müssen Kapazitätsmechanismen so ausgestaltet sein, dass der Preis für die Verfügbarkeit gegen Null strebt, wenn genug Kapazität im Markt ist.

Was soll das MD 2030+ leisten?

Auch künftig wird die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit unverzichtbar sein. Sie ist dann bedroht, wenn eine systematische Unterinvestition in Kapazitäten zu befürchten ist.

Erstens ist das der Fall, falls Erzeugungsanlagen ihre Vollkosten langfristig nicht erwirtschaften können (nach oben gedeckeltes Preissignal, Verbot von Preisauflagen in Knappheitszeiten – sog. Mark-ups).

Zweitens kann eine systematische Unterinvestition aus zu hohen Investitionsrisiken in gesicherte Leistung aus Erzeugung, Lasten oder Speichern resultieren. Kapazitätsknappheit, die dazu führt, dass auch die letzten zur Verfügung stehenden Kraftwerke benötigt werden, tritt sehr selten und unregelmäßig auf. Solche Knappheitsereignisse können auch mehrere Jahre gar nicht auftreten. Wenn sie auftreten, wird allerdings eine hohe Kapazität benötigt, die die vorgehaltene Leistung übersteigt. Falls durch einen Kapazitätsaufbau im nicht marktlichen Bereich darauf reagiert wird – wie bspw. durch die Kapazitätsreserve, Netzreserve, (Braunkohle-)Sicherheitsbereitschaft, Besondere netztechnische Betriebsmittel – können zu einer erhöhten Verunsicherung des Marktes beitragen. Die Folge wäre eine ausbleibende Investitionsbereitschaft. Dies könnte zu einem unbeabsichtigten Übergang in eine zunehmend nicht marktliche Ausgestaltung des steuerbaren nationalen Erzeugungsparks führen.

Dieser Effekt wird post 2030 auch dadurch vergrößert, dass verlässliche darbietende Erzeugungsanlagen (alt und neu), Speicher und Demand-Side-Management (DSM) in der Merit-Order hinter den fluktuierenden Erneuerbaren Energien stehen werden.

Außerdem sollten zusätzliche Instrumente für Stromnetzbetreiber zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität definiert werden, darunter die intensivere Nutzung von Lastmanagementpotenzialen.

Da ein zunehmender Anteil an vom Dargebot abhängigen Anlagen im Zuge des Zubaus von EE-Anlagen angenommen werden kann, sind diese durch entsprechend flexible, steuerbare Erzeugungseinheiten und Speicher wie aber auch durch Technologien zur Sektorkopplung zu „besichern“ bzw. zu ergänzen. Um die Effizienz der störungsfreien Strom- wie auch Wärmeversorgung zu gewährleisten, sollten diese dargebotsunabhängigen Anlagen möglichst flexibel ausgestaltet werden.

In Anbetracht verschiedener Entwicklungen wie bspw. Kohleausstieg und CO₂-Bepreisung, geht der BDEW davon aus, dass für einen Übergang zu einer klimaneutralen Stromerzeugung zum Erhalt von Versorgungs- und Systemsicherheit zunehmend neue gasbasierte Kraftwerkskapazitäten, optimalerweise auf Basis klimaneutraler Gase, benötigt werden. Geschieht dies zur Steigerung der Energieeffizienz integriert in Kraft-Wärme-Kopplungssystemen, sollten diese KWK-Anlagen über die Wärmeversorgung hinaus flexibel ausgestaltet werden, um

neben den Verpflichtungen an die Wärmeversorgung auch den stromseitigen Anforderungen der Zukunft gerecht zu werden.

Empfohlene Instrumente

Als **kurzfristig einzuführende Maßnahme** regt der BDEW die Fortführung des Flexibilitätszuschlags für Biogasanlagen an, um auch diese Anlagen an die Anforderungen der Zukunft bzgl. der Bereitstellung von Flexibilität zu orientieren.

Um die, unter Bezugnahme auf den Flexibilitätszuschlag, errichteten Flexibilitäts-Potentiale in Zeiten eines hohen Flexibilitätsbedarfes mit hoher Wahrscheinlichkeit verfügbar bzw. nutzbar zu machen, sind an deren Auszahlung spezifische Anforderungen an die jeweiligen Anlagen hinsichtlich deren Verfügbarkeit, Ab-rufbarkeit wie auch Mindest- und Maximal-Jahresvolllaststunden zu stellen.

In jedem Fall ist ein engmaschiges Versorgungssicherheits-Monitoring sinnvoll, um ergänzend zu den Preissignalen des Marktes rechtzeitig drohende Kapazitätslücken zu identifizieren. Ein gemeinsames Verständnis von Politik, Regulierung und Marktakteuren über die zu erwartende Situation ist die Grundlage sowohl für mögliche marktbasierende Investitionen als auch für die Nutzung administrativ vorgegebener Kapazitätsmechanismen.

Ob die in Deutschland zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit eingeführte Kapazitätsreserve auch langfristig geeignet ist oder durch einen Anreiz zur Errichtung von Kapazitäten im Markt (z.B. in Form eines Kapazitätsmarktes)

Trade off

Kurzfristig ließe sich mit einer Prämie – etwa für die Flexibilisierung einzelner oder aller Anlagen – ein gewisser **Beitrag zur Versorgungssicherheit** leisten.

Allerdings würde dadurch auch das **Preissignal Schaden** nehmen. Die Entscheidung über Investitionen würden dann immer stärker von staatliche Förderprogrammen abhängen.

Im Ergebnis ist es - auch aus europarechtlichen Gründen besser -, abzuwarten, ob die Einführung eines Kapazitätsmarkts notwendig wird oder nicht. Im Falle der Entscheidung für einen Kapazitätsmarkt sind hinsichtlich der System- und Versorgungssicherheit die Vorlaufzeiten für die Implementierung sowie für Genehmigung und Bau neuer Kraftwerke zu berücksichtigen.

zu ersetzen ist, bedarf der fortlaufenden Prüfung⁵. Da eine Kapazitätsreserve außerhalb des Marktes steht und aus europarechtlichen Gründen stehen muss, lässt die Vorhaltung von im Normalfall dem Markt nicht zur Verfügung stehender Kapazitäten die Kosten des Gesamtsystems ansteigen. Die bestehende Kapazitätsreserve sollte deshalb nicht über ein Maß von maximal 10 Prozent der jährlichen lastseitigen Bezugsleistung ausgedehnt werden. Die Teilnahmebedingungen sollten jedoch weiterentwickelt und technologie-neutral ausgestaltet werden, dass auch Speicher und Lasten teilnehmen, sofern sie die technologie-neutral auszugestaltenden Anforderungen erfüllen. Deutlich vor Erreichung der 10-Prozent-Schwelle muss klar sein, welches System an die Stelle einer Kapazitätsreserve treten soll.

Sollte die fortlaufende Prüfung zeigen, dass die Versorgungssicherheit mittelfristig bedroht erscheint, müsste zur Verhinderung einer künftigen Unterversorgung rechtzeitig und unter Beachten von Planungs-, Genehmigungs- und Errichtungsdauern, ein Kapazitätsmarkt eingeführt werden – wie in vielen anderen europäischen Ländern auch. Im Falle einer Entscheidung für einen Kapazitätsmarkt sollte sichergestellt werden, dass netztechnische Restriktionen im Ausschreibungsprozess berücksichtigt werden. Über sog. Derating-Faktoren zur Bestimmung der Anlagenverfügbarkeit, wie oftmals im Europäischen Ausland angewandt, können dann perspektivisch auch EE-Anlagen und oder in Kombination mit Speichern in einen solchen Markt einbezogen werden. Die Voraussetzungen für und Anforderungen an einen solchen Kapazitätsmarkt werden maßgeblich durch europäisches Recht vorgegeben. Danach haben Anlagen in Nachbarstaaten einen Anspruch auf Teilnahme an einem nationale Kapazitätsmarkt. Deshalb ist eine frühe Abstimmung über die Ausgestaltung eines deutschen oder multinationalen Kapazitätsmarkts mit den elektrischen Nachbarn anzustreben.

⁵ Dabei sollten die statistische Verfügbarkeiten aller Technologien über sog. de-rating Faktoren in den Pool „sicherer“ Erzeugungsleistung einberechnet werden.

7 Systemoptimale Nutzung und die Rolle klimaneutraler Gase und grüner Fernwärme

Einordnung

Ein Marktdesign 2030+ muss sich einfügen in die Entwicklung des Energiesystems insgesamt. Dezentralere und volatilere Erzeugung stellen neue und größer werdende Anforderungen. Eine Antwort darauf ist die Sektorkopplung, die über verschiedenste Anwendungen und Sektoren hinweg Synergien erschließen, Kosteneffizienz beisteuern und Versorgungssicherheit bereitstellen kann. Dabei sind die Kopplung des Gasmarktes und des Wärmemarktes mit dem Strommarkt zwei besonders wichtige Komponenten eines umfassenderen Blicks, der immer die Wechselwirkungen mit anderen Sektorkopplungstechnologien – idealerweise auf einem Level-Playing-Field – berücksichtigen muss.

Die Kopplung von Strom-, Wärme und Gasmarkt sollte sich dabei in eine Stufenlogik mit verschiedenen Stellschrauben einfügen. Auf unterschiedlicher Flughöhe orientieren sich diese allgemein am Energiemarktdesign insgesamt (Strom, Wärme und Gas) oder wirken abgestuft und zielgenauer im Gasmarkt, ohne die Fortentwicklung im Modell der Stufenlogik aus dem Blick zu verlieren.

1. Übergeordnet steht das Ziel einer CO₂-Bepreisung über alle Sektoren hinweg und EU-weit geltend (Ausbaustufe weltweit geltend). Idealerweise ersetzt ein derart ausgestalteter ETS alle weiteren (Unterstützungs-)Instrumente und lässt diese obsolet werden. Je breiter ein CO₂-Bepreisungssystem angelegt ist, desto höher ist die Liquidität des Handels und die Effizienz der Zielerreichung.
2. Auf dem Weg zu einem umfassenden ETS sind regional- bzw. sektorspezifische CO₂-Bepreisungen als zielführende Instrumente anzusiedeln. Sie können entweder sektorbezogen (z. B. BEHG) sukzessive auf weitere Staaten ausgeweitet werden (Parallelsystem zum ETS). Oder einzelne Sektoren in einzelnen Staaten können in den ETS integriert werden (modulare Erweiterung).
3. Unterstützungsinstrumente, um sich der Kompatibilität einer sektorübergreifenden CO₂-Bepreisung anzunähern. Handelbare Quoten, Ordnungsrecht (z. B. Umsetzungsbestimmungen im GEG) sorgen für die notwendigen Voraussetzungen, um ein Level-Playing-Field einer CO₂-Bepreisung zu erreichen/erhalten. Unterstützungsinstrumente sollten darauf ausgelegt sein, bei hinreichender Lenkungswirkung der CO₂-Bepreisung auszulaufen.
4. Förderinstrumente erzeugen eine Anreizwirkung für den Einsatz klimaneutraler Brennstoffe und/oder Technologie (z.B. Wasserstoff, Biomethan, KWKG, steuerliche und investive Förderung, etc.). Förderinstrumente helfen beim Technologieeinstieg

sowie im physischen Markthochlauf und sind so auszugestalten, dass sie den Aufbau wettbewerblicher Märkte ermöglichen, indem sie starke Anreize zur Marktteilnahme leisten.

Determinanten für die Kopplung vom Strom- mit dem Gas- und Wärmemarkt:

Das Ziel der Klimaneutralität und der dafür zentrale Ausbau der Erneuerbaren Energien bringt zwei möglichst marktliche zu erschließende Faktoren mit sich – steigende Bedarfe an Dekarbonisierungs- und Flexibilisierungsleistung. Beide Bedarfe können unter anderem aus dem Gas- und Wärmemarkt adressiert und bedient werden.

Dekarbonisierung meint die aus den Klimaschutzziele abgeleitete THG-Minderungsleistungen mit dem Ziel der Netto-Null im Jahr 2045 (Deutschland) bzw. 2050 (EU). Zentrales Instrument ist die Bepreisung von CO₂. Weitere Stützungsinstrumente wie Quoten sind teilweise etabliert oder werden diskutiert.

Flexibilisierung meint die Notwendigkeit, die volatile und dezentrale Energieerzeugung durch EE durch entsprechende Maßnahmen zur Speicherung, Lastminderung und -Erhöhung, etc. zu unterstützen und so stets Versorgungs- und Systemsicherheit zu gewährleisten.

Wichtige Leitplanken sind dabei die **Wirtschaftlichkeit/Bezahlbarkeit**, die vor allem eine sozialpolitische, aber auch industriepolitische Dimension hat (Carbon leakage).

Die unterschiedliche Belastung der Energieträger in den verschiedenen Sektoren und insbesondere des Strompreises mit **Abgaben und Umlagen** (staatlich induzierte Preisbestandteile – SIP) steht der zentralen Wirkung eines CO₂-Preises sowie der mittelbaren Wirkung des Strompreises bei der Sektorkopplung im Wege. Dies betrifft nicht nur die Kopplung des Gasmarktes im Sinne eines umfassenden Marktdesigns, sondern alle Sektorkopplungstechnologien. Die kritische Prüfung der Auswirkungen unterschiedlicher Preisbestandteile spielt somit auch für die Einordnung der Instrumente im Gasmarkt eine wichtige Rolle; sie sollte sektorübergreifend erfolgen.

7.1 Systemoptimale Nutzung und die Rolle klimaneutraler Gase

Stand

Klimaneutrale Gase⁶ sind ein wichtiger Baustein der Energiewende. Das zeichnen die zahlreichen Strategien für den Hochlauf einer Wasserstoffwirtschaft und die Nutzung klimaneutraler Gase vor. Die Herausforderung ist, das „System Gas“ (Erzeugung, Infrastruktur, Anwendungen) bis 2045 klimaneutral zu stellen. Dafür stehen schon heute zentrale Weichenstellungen an. Das gilt für die Erschließung der Erzeugung klimaneutraler Gase in Deutschland, in Europa und weltweit. Das gilt für die H2-Readiness der Infrastrukturen auf der Fernleitungsnetz- und Verteilernetzebene. Das gilt für die Einsatzfelder klimaneutraler Gase in allen Sektoren. Das gilt für den Aufbau wettbewerblicher Handelsmärkte für klimaneutrale Gase. Und das gilt für ein gekoppeltes Energiemarktdesign 2030+.

Der Gasmarkt wird bereits mit allen identifizierten Instrumenten erfasst. Der ETS erstreckt sich auf den Einsatz von Gas in der Stromerzeugung, in der Industrie sowie in der „großen“ Fernwärme. Ein ausgeweiteter ETS sollte zum zentralen Scharnier eines künftigen Marktdesigns entwickelt werden (vgl. hierzu Kap. 4). Der Einsatz von Gas im Non-ETS-Bereich unterliegt seit dem 01.01.2021 in Deutschland dem BEHG, ohne dass die angekündigte Höhe der Bepreisung allein als ausreichend für die Zielerreichung im Wärme- und Verkehrssektor angesehen wird. Für die ersten beiden Stufen zentral ist die Handelbarkeit der Emissionszertifikate. An dieser Handelbarkeit müssen sich weitere Instrumente, Infrastrukturfragen und Kopplungsmechanismen (siehe Flexibilisierung-Kap. 6.2) stets orientieren.

Unterstützungs- und Förderinstrumente sind zahlreich vorhanden und können den Weg zu einer übergeordneten CO₂-Bepreisung unterstützen. In Kombination mit der Perspektive eines Marktdesigns 2030+ kann Tempo auf dem Zielpfad der Dekarbonisierung – dem Einphasen klimaneutraler Gase und dem Ausphasen von Erdgas, der Anpassung von Regulatorik und Infrastruktur – erzeugt werden.

⁶ Unter klimaneutralen Gasen versteht der BDEW alle Energieträger, die in gasförmiger oder in aus Gasen verflüssigter Form vorliegen und die einen wesentlichen Beitrag zur Erfüllung der Klimaziele leisten (Vgl. [Roadmap Gas](#)). Dies beinhaltet Biomethan und erneuerbaren sowie dekarbonisierten Wasserstoff.

Besonders zu beachten sind – gerade bei zunehmender Dezentralität des Energieversorgungssystems insgesamt – mögliche Beiträge und Anforderungen von kleinen und mittleren Unternehmen (**KMU**).

Was soll das Marktdesign 2030+ leisten?

Die Kopplung des Gasmarktes mit dem Strommarkt wird vor allem durch die Erschließung von Dekarbonisierungspotenzialen über Technologien für die Erzeugung klimaneutraler Gase (insbesondere Wasserstoff) gelingen. EE-Strom wird in dieser Hinsicht zum Primärenergieträger für die Erzeugung klimaneutraler Gase. Das Strommarktdesign (Förderrahmen, Ausbaupfade, Abgabe/Umlagen) wird somit auch für den Gasmarkt zu einem immer wichtiger werdenden Faktor. Der Strompreis wird zu einem zentralen, marktlichen Anreiz für die Produktion und die Vermarktung von Wasserstoff. In einem zunehmend von erneuerbaren Energien geprägten Stromsystem wirkt das Strompreissignal als Hebel, um mehr und mehr erneuerbaren Wasserstoff zu produzieren. Hinzu kommt der mögliche Import von Wasserstoff oder CO₂-freien synthetischen Gasen, der „Druck aus dem System“ nimmt.

Während der Gasmarkt unzweifelhaft zur Versorgungssicherheit des Energiesystems insgesamt beitragen kann (überjährige Einspeicherung), sind die direkten Potenziale für die unterstützende Wirkung für die Systemsicherheit aufgrund der mangelhaften Wirtschaftlichkeit eines (rein) netzdienlichen Betriebs von Elektrolyseuren begrenzt. Indirekte Potenziale ergeben sich durch die langfristige Option der Rückverstromung zur marktlichen Absicherung der Versorgung bei Spitzenlast. Aus der marktbasierteren Fahrweise von Elektrolyseuren, orientiert am Strompreissignal, kann ein systemstabilisierender Effekt entstehen.

Empfohlene Instrumente

Wesentliche Voraussetzung für die Erschließung des Dekarbonisierungspotenzials ist die Einführung handelbarer **Herkunftsnachweise (HKN) für grüne Gase**. Diese sollten europäisch/global zur „Währung“ klimaneutraler Gase auf einem internationalen Marktplatz werden. Der erste Schritt ist eine europäische Klassifizierung (Terminologie) für klimaneutrale Gase und damit die Einführung eines einheitlichen europäischen Systems für Herkunftsnachweise. Es muss zudem ein marktlicher Rahmen entstehen, der langfristig ein volkswirtschaftlich effizientes Zusammenspiel von heimischer Produktion und Importen gewährleistet. Für ihre Wirkungsweise müssen Herkunftsnachweise zwingend anrechenbar auf ihre THG-Minderung sein.

Die planmäßige und systematische Dekarbonisierung der Gasversorgung benötigt einen die Transformation des Gassystems ermöglichenden regulatorischen Rahmen. Entsprechend ist die Gasnetzregulierung anzupassen bzw. zu erweitern. Kosten der Netzbetreiber für den Umstieg auf klimaneutrale Gase („H₂-Readiness“) müssen in der Regulierung ohne eine Benachteiligung im Effizienzvergleich ebenso berücksichtigt werden, wie die Kosten des Betriebs von

reinen Wasserstoffnetzen. Neben Regeln zum Netzanschluss und -zugang für reinen Wasserstoff und andere klimaneutrale Gase ist auch eine Planung auf Basis gemeinsam entwickelter integrierter Szenarien für Wasserstoff, Gas und Strom notwendig. Die derzeit dazu von der Bundesregierung initiierten Dialogprozess (u.a. DENA) wird begrüßt und unterstützt.

Ausschreibungen für die Erzeugung klimaneutraler Gase können ein Instrument sein, um den gezielten Hochlauf klimafreundlicher Technologien zu fördern und über festgelegte Zielvorgaben einen planbaren Hochlauf zu realisieren. Gedeckelte Ausschreibungsmodelle können darüber hinaus geeignet sein, staatliche Förderkosten zu begrenzen, die Kostendegression in einem Markthochlauf junger Technologien zu fördern und dadurch neben einem direkten Beitrag zur Dekarbonisierung sukzessive die Wirtschaftlichkeit gegenüber CO₂-intensiven Technologien zu verbessern. Darüber hinaus können Ausschreibungen zweiseitiger Differenzverträge insbesondere den Pionieranlagen die erforderliche Erlösstabilität über die Laufzeit gewähren. Die Ausschreibung von Erzeugungsleistung schafft jedoch per se keine Nachfrage bzw. einen Markt für klimaneutrale Gase. Nur durch eine entsprechende Nachfrage werden klimaneutrale Gase tatsächlich genutzt und Dekarbonisierungspotenziale realisiert.

7.1.1 Anreiz- und Förderinstrumente Wärmemarkt

Ein wesentliches Instrument könnte die Nutzung einer **THG-Minderungsquote** für klimaneutrale Gase sein, die eine „Einphasung“ unterstützt. Wichtig ist, dass eine solche Quote sich klar auf die Perspektive des Aufgehens in der CO₂-Bepreisung ausrichtet und an die Entwicklungen auf EU-Ebene (ETS) sowie durch das BEHG angepasst wird. Als Voraussetzung benötigt ihre Einführung politische Rahmenbedingungen und Signale, die den Einsatz klimaneutraler Gase in der dezentralen Wärmeversorgung ermöglichen. Weitere Bestimmungsfaktoren sind die unbürokratische Ausgestaltung des Handels mit Minderungsquoten und ein an realistischen Potenzialen orientierter Minderungspfad.

Ein technologieoffener Gleichklang des **Gebäudeenergiegesetzes (GEG)**, der Anfang 2020 eingeführten **steuerlichen Förderung** sowie einer ambitioniert ausgestalteten investiven Förderung (wie **BEG, BEW**) ist für die Erreichung der Ziele im Wärmemarkt notwendig. Dies muss unter Anerkennung von Biomethan sowie aller klimaneutralen Gase erfolgen und setzt die fachlich fundierte Festlegung energetischer Kennwerte und Emissionsfaktoren dieser klimaneutralen Gase voraus.

Trade off

Kurzfristig wird die Einführung einer THG-Minderungsquote zu Mehrbelastungen führen.

Hiermit kann allerdings ein Markt für dekarbonisierte Gase geschaffen werden. Dieser kann aus eigener Kraft wachsen, sobald das CO₂-Preissignal post 2030 stark genug ist. Durch die dadurch entstehenden Optionen können die Gesamtkosten des Energiesystems langfristig gesenkt werden.

7.1.2 Anreiz- und Förderinstrumente Erzeugung

Eine zukunftsfeste **EU-Taxonomie** soll den Einsatz von Erdgas in den ersten Betriebsjahren der Gas-KWK- und ungekoppelten Anlagen sowie den Übergang zu steigenden Anteilen klimaneutraler Gase als Beitrag zur Transformation des Energiesystems anerkennen und damit wirtschaftlich ermöglichen bzw. nicht behindern. Nicht erreichbare Grenzwerte (die ggf. ausstrahlen auf Förderrahmen, Gesetzgebung) verhindern notwendige Investitionen und marktlichen Hochlauf.

Über **den KWK-Zuschlag** für den Einsatz klimaneutraler Gase im KWKG bzw. Berücksichtigung/Anrechnung innerhalb des EE-Wärmebonus im KWKG wird der Einsatz klimaneutraler Gase angereizt (immer unter Ausschluss einer Doppelförderung).

7.1.3 Anreiz- und Förderinstrumente Verkehr

Bei richtiger Ausgestaltung der nationalen Umsetzung der **RED II** und einer entsprechenden Zielerhöhung kann sich ein wichtiger Treiber für die Nachfrage nach erneuerbaren Gasen und grüner Fernwärme ergeben. Dies betrifft insbesondere auch die Nachfrage nach erneuerbarem Wasserstoff in Raffinerieprozessen.

7.1.4 Instrumente und Wege für die Flexibilisierungsleistung

Für das Energiesystem als Ganzes ist die Flexibilisierung der Energiebereitstellung und des Energieverbrauchs eine zentrale Größe, die marktlich bewirtschaftet werden kann. Daher sind für diesen Fokus die Verbindungslinien eines Gasmarktdesigns zum Strommarktdesign deutlich ausgeprägt und sollten nicht voneinander getrennt betrachtet werden. Marktpreise an Strom-, CO₂- und Gasmärkten sind zentrale Taktgeber für das Gelingen der Sektorenkopplung.

Offensichtlich wird dies beim Blick auf die Sektorkopplung und die Frage nach Abgaben und Umlagen. EE-Strom wird als Energiequelle zur Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff auch im Gassektor immer wichtiger. Dessen Kostenbelastungen setzen sich somit im Gasmarkt fort. Hinzu tritt die Option der dezentralen Wasserstofferzeugung. Abgaben und Umlagen sollten diesen Veränderungen Rechnung tragen. Dazu zählt auch die Perspektive einer übergreifenden Netzplanung von Strom- und Gasinfrastrukturen (inkl. Speicher).

Trade off

Elektrolyseure können auch zur Flexibilisierung beitragen. Die hohen Kapitalkosten machen jedoch eine sehr hohe Auslastung der Anlage, idealerweise einen kontinuierlichen Betrieb notwendig, um entsprechende Deckungsbeiträge zu erwirtschaften. Ohne zusätzliche Regelungen führt das zu einem Anlagenbetrieb, der eine Nutzung diskontinuierlich anfallender EE-Spitzenproduktion erschwert.

Bei ausreichendem Anreiz ist auch eine Lastreduzierung für Zeiten geringer dargebotsabhängiger Leistung möglich.

Die größte Herausforderung für die Nutzbarmachung klimaneutraler Gase für die Flexibilisierung des Energiesystems ist der wirtschaftliche Betrieb der PtG-Anlagen, die möglichst viele und stetige Betriebsstunden benötigen. Marktliche Anreize zur Bereitstellung eines „Puffers“ können in einer Mischkalkulation darauf mildernd wirken.

Definiert werden müssen die Schnittstellen zwischen dem Strom- und Gasmarkt, die künftig über den Einsatz klimaneutraler Gase adressiert werden können. Zwei Dimensionen für die Kopplung des Gasmarkts lassen sich festhalten:

- › **Versorgungssicherheit** weist einen langfristigen Bewertungshorizont und Wert auf, ist also eher statisch ausgelegt
- › **Systemsicherheit** benötigt kurzfristige Kapazitäten, braucht eine entsprechende Volatilität und ist dynamisch angelegt

Auf der Flexibilitäts-/Systemsicherheitsebene zu unterscheiden sind (1.) marktdienliche (Börse, Demand-side-management (DSM)), (2.) systemdienliche (Regelleistung, Regearbeit) und (3.) netzdienliche Flexibilitäten (Engpassmanagement, Zu- und abschaltbare Lasten, (auch) DSM), die im Strommarkt benötigt werden (siehe Kap. 6.2).

Langfristig sind Marktsignale ausreichend, um Dimensionierung und Standortwahl von PtG-Anlagen zu gestalten. Kurz- und mittelfristig könnten diese Signale jedoch noch nicht ausgeprägt genug sein, um einen systemdienlichen Einsatz anzureizen. Daher erscheint ein **Förderanreiz zur anteiligen „Überbauung“** der installierten PtG-Erzeugungskapazität als zuschaltbare Last (**Flexibilitätszuschlag**,) geeignet, Standort und Größe der Anlage systemdienlich auszulegen. Die kapazitative „Überbauung“ wirkt netzdienlich als Auffangbecken und kann so helfen, im Zusammenspiel mit dem Netzbetreiber Netzengpässe abzumildern.

Über die Möglichkeit der langfristigen und übersaisonalen Einspeicherung können und sollen klimaneutrale Gase einen wichtigen Beitrag für die **Versorgungssicherheit** leisten. Voraussetzung dafür ist, dass das Gut Versorgungssicherheit in seiner zunehmenden Wertigkeit hinreichend marktlich erschlossen und nutzbar gemacht wird. Das gilt für klimaneutrale Gase insbesondere auch im Zusammenspiel der Sektorkopplung, z. B. mit dem Wärmemarkt.“

7.2 Systemoptimale Nutzung und die Rolle grüner Fernwärme

Stand

Die sukzessive Dekarbonisierung der leitungsgebundenen Wärmeversorgung über Wärmenetze (Nah- und **Fernwärme**) stellt eine unverzichtbare Säule für das Erreichen der nationalen Klimaschutzziele im Energie- und Gebäudesektor dar. Mit Blick auf den Zeitraum bis 2045 gilt dies auch für den Ausbau. Die Transformation hin zur „Grünen Fernwärme“ sowie der Ausbau des Wärmenetzes bedürfen Investitionen im Bereich mehrerer Mrd. Euro. Für diese Investitionen ist jedoch ein langfristig verlässlicher Rahmen notwendig, der die erforderlichen wirtschaftlichen Anreize bietet.

In städtischen Gebieten fehlt der Platz, um genügend Wärme aus Erneuerbaren Energien zur Erreichung des CO₂-Reduktionsziels im Gebäudebereich bereitzustellen. Deshalb spielt die Sammel- und Verteilfunktion von Wärmenetzen für Wärme aus erneuerbaren Quellen und Abwärme eine sehr wichtige Rolle für die urbane Wärmewende. Heute liegt der Anteil der Wärme aus Erneuerbaren Energien in Städten im Durchschnitt aller Heiztechnologien zwischen ein und fünf Prozent. In den Fern- und Nahwärmenetzen liegt er aktuell (2020) bei 17,8 Prozent. Im Jahr 2010 lag betrug dieser Wert 7,8 Prozent. Diese Dekarbonisierung der Fernwärme kann und muss in den nächsten Jahren weiter beschleunigt werden. Entsprechende politische Rahmenbedingungen müssen Vertrauen bei den investitionswilligen Stadtwerken und Fernwärmeversorgern zurückbringen, um ein positives Investitionsklima zu schaffen.

Im Jahr 2020 betrug der Fernwärmeabsatz in Deutschland 126 Terawattstunden (TWh). Knapp 18 Prozent davon (22,5 TWh) stammten aus erneuerbaren Quellen, wie Biomasse, dem biogenen Anteil des Siedlungsabfalls sowie aus Geothermie- und Solarthermie. Rund 14 Prozent der 40,6 Mio. Wohnungen in Deutschland werden aktuell mit Fernwärme geheizt. Über 50 TWh des Fernwärmeabsatzes gehen in die Beheizung von Wohnungen und Wohngebäuden, inklusive solcher von Wohnungsgesellschaften. Knapp 50 TWh der Fernwärme wird an Industrieunternehmen und -betriebe geliefert, teils als Prozesswärme, teils zur Beheizung der Industriebäude.

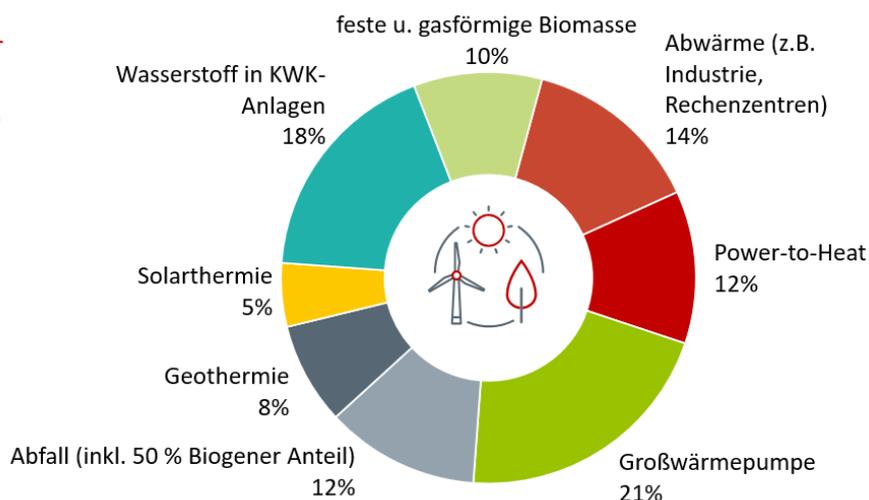
Was soll bis 2045 erreicht werden?

Der BDEW und seine Mitgliedsunternehmen stehen zu dem Ziel der Klimaneutralität im Jahr 2045. Für die leitungsgebundene Wärmeversorgung bedeutet dies ebenfalls 100 % grüne Fernwärme im Jahr 2025. Verschiedene aktuelle Studien setzen neben dabei neben einer Dekarbonisierung der Fernwärme (s. oben) zur Erreichung der deutschen Klimaschutzziele im Gebäudebereich vor allem auch einen Ausbau der Wärmeversorgung über Wärmenetze – vor allem in städtisch geprägten Gebieten – voraus. Um die hier bestehenden Potenziale zu nutzen,

sollte der Fernwärmeabsatz bis 2045 auf 140 bis 160 TWh / Jahr erhöht werden. Der Anteil der Fernwärme am Endenergieverbrauch im Gebäudesektor würde sich – bei einem angenommenen Rückgang des absoluten Verbrauchs um rund ein Drittel – von derzeit rund 6 auf ca. 12 bis 14 Prozent im Jahr 2045 erhöhen. Die Quellen für die Einbindung von klimaneutraler Wärme in Wärmenetze werden sich in den nächsten Jahren weiter diversifizieren. Ein mögliches BDEW-Szenario für die durchschnittliche Zusammensetzung einer vollständig grünen Fernwärmeversorgung in Deutschland im Jahr 2045 illustriert die folgende Abbildung.

Zielbild / Mögliches Szenario grüne Fernwärme 2050

Nettowärmeerzeugung für
Wärmenetzsysteme im Jahr
2050 bei einer gesamten
Nettowärmeerzeugung von
145 Mrd. kWh pro Jahr



Quelle: BDEW (eigene Berechnungen)

Empfohlene Instrumente

Es ist ein „Marktumfeld“ zu schaffen, das wieder Vertrauen der Marktakteure hinsichtlich der Investitionsbedingungen im Wärmenetzbereich am Standort Deutschland zurückgewinnt.

7.2.1 Verbesserung der Investitionsbedingungen

Neben dem **Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG)** – das mindestens bis zum Jahr 2030 sehr wichtig für die Fernwärme bleibt – wird die bereits im Mai 2017 vom Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) angekündigte „Bundesförderung effiziente Wärmenetze“ (BEW) eine zentrale Rolle spielen.

Mit einer zielgerichteten und praxisgerechten Ausgestaltung der **Bundesförderung effiziente Wärmenetze (BEW)** können die notwendigen Investitionen ausgelöst und der EE- und Abwärme-Anteil in der Fernwärme deutlich erhöht werden, was schlussendlich auch hilft,

Strafzahlungen Deutschlands nach der **Effort-Sharing-Verordnung** zu vermeiden. Die BEW sollte schnellstmöglich nutzbar werden. Ursprünglich sollte sie – parallel zur Bundesförderung effiziente Gebäude (BEG) – bereits zum 1. Januar 2021 in Kraft treten. Neben Anreizen für Investitionen in Anlagen zur Erzeugung von Fernwärme aus Erneuerbaren Energien und deren Betrieb, sollte die BEW unbedingt auch Maßnahmen zur Anpassung der Wärmenetze und Wärmeübergabestationen an niedrigere Netztemperaturen im Jahresmittel adressieren. Dazu gehören auch die Implementierung und Anwendung von digitalen Lösungen.

Die Investitionen in die Dekarbonisierung der Fernwärmeerzeugung und die Transformation der Wärmenetzsysteme, die durch die BEW ausgelöst werden, stellen ein sehr wirksames Konjunkturprogramm dar, weil der Bau von Wärmeerzeugungsanlagen auf Basis Erneuerbarer Energien sowie die Erweiterung und Transformation der Wärmenetzinfrastruktur mit einer Vielzahl von Aufträgen an Bauunternehmen und Dienstleister vor Ort verbunden sind.

Die **Wärmelieferverordnung** muss so angepasst werden, dass der Anschluss von Bestandsgebäuden an ein Wärmenetz, das eine klimaschonendere Beheizung des Gebäudes als das bisherige Heizsystem gewährleistet, ermöglicht wird. Dabei sind Mehrkosten zuzulassen, weil diese immer entstehen, wenn emissionsintensive fossile Brennstoffe, z.B. Heizöl, durch klimaschonende Nah- und Fernwärme ersetzt werden.

7.2.2 Instrumente und Wege für die Flexibilisierungsleistung

Flexible KWK-/Wärmenetzsysteme zeichnen sich dadurch aus, dass sie neben dem eigentlichen Wärmenetz und der Gas-KWK-Anlage über Wärmespeicher und zusätzlich ggf. bereits über ein Power-to-Heat-Modul (elektrischer Wärmeerzeuger) verfügen. Damit können Stromerzeugung und Abgabe der KWK-Wärme an die Fernwärmekunden zeitlich entkoppelt werden. Wenn die Stromnetze große Mengen von Strom aus Erneuerbaren Energien transportieren müssen, kann die KWK-Anlage abgeschaltet und die Wärmeversorgung der Kunden aus dem Wärmespeicher realisiert werden. Somit wird das Stromnetz durch den Wegfall der KWK-Strommengen entlastet. KWK-Strom macht im Stromnetz also Platz für EE-Strom.

Darüber hinaus schafft die Regelung des **§ 13 Abs. 6a im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG)** ein Instrument zur Verwirklichung des Prinzips „Nutzen statt Abregeln“. In Zeiten drohender Netzüberlastung aufgrund hoher EE-Einspeisung werden zuschaltbare Lasten (Power-to-Heat in KWK-/Wärmenetzsystemen) aktiviert. Schon heute steht das Instrument (bislang im Übertragungsnetz des sogenannten Netzausbaugebiets) zur Verfügung. Auch Anlagen außerhalb dieses Gebiets, die Fernwärmenetze bedienen, können Netzengpässen effizient entgegenwirken. Es gibt viele weitere Regionen mit einer signifikanten Abregelung von Erneuerbare-Energien-Anlagen aufgrund von Netzengpässen sowohl im Übertragungs- als auch im Verteilernetz.

Beim Abschluss eines Vertrages nach § 13 Abs. 6a EnWG zwischen ÜNB und KWK-Anlagenbetreiber werden die Investitionskosten des Power-to-Heat-Moduls selbst und die Umlagen auf den verwendeten Strom in den Zeiten des systemdienlichen Einsatzes durch den ÜNB von diesem übernommen und auf die Netzentgelte umgelegt. Daher stellt die Regelung des § 13 Abs. 6a EnWG derzeit die einzige Möglichkeit dar, die Sektorkopplungstechnologie PtH im Sinne der Energiewende einigermaßen wirtschaftlich abzubilden. Der § 13 Abs. 6a EnWG muss nun auch für die Verteilernetzbetreiber geöffnet werden, damit die entsprechenden Potentiale auch in den Verteilernetzen gehoben werden.

Zusammenfassend ist im Hinblick auf den § 13 Abs. 6a EnWG zu fordern:

- › Räumliche Ausweitung des Anwendungsbereichs von § 13 Abs. 6a EnWG auf alle Regionen Deutschlands, in denen Redispatch-Maßnahmen ergriffen werden
- › Verlängerung der Möglichkeit zur Inanspruchnahme der Regelung bis zum 31. Dezember 2030; Verträge, die bis zu diesem Datum abgeschlossen worden sind, laufen bis zu ihrem vereinbarten Vertragsende, mindestens jedoch fünf Jahre (folglich in dem Fall bis 31. Dezember 2035)
- › Aufnahme von KWK-Anlagen, die nach dem 11.08.2020 erstmalig den Dauerbetrieb aufgenommen haben, in die Regelung nach § 13 Abs. 6a
- › Festlegung von „Nutzen statt Abregeln“ für KWK-Anlagen und weitere Power-to-X-Lösungen als zeitlich vorgeschaltete Alternative zur Umsetzung von Redispatch-Maßnahmen
- › Erweiterung des Anwendungsbereichs auf die Ebene der Verteilernetzbetreiber

Daneben müssen auch die Rahmenbedingungen im **KWKG** kurzfristig so ausgestaltet werden, dass der Zubau von flexiblen Gas-KWK-Anlagen wieder möglich wird (siehe auch Kap. 6.2 zur Flexibilität). Neue Gas-KWK-Anlagen müssen die nach Kohleausstiegsgesetz wegfallenden Kohle-KWK-Kapazitäten ersetzen, um die Versorgungssicherheit Wärme zu gewährleisten. Diese KWK-Anlagen werden perspektivisch mit steigenden Anteilen von dekarbonisierten Gasen und grünem Wasserstoff betrieben werden.

Neben dem KWKG sind auch die Grenzwerte für Emissionen aus Gas-KWK-Kraftwerken in den technischen Bewertungskriterien der **EU-Taxonomie-Verordnung** entscheidend dafür, dass die neuen Anlagen tatsächlich finanziert und gebaut werden können. Auch zur Flankierung der fluktuierenden Stromerzeugung aus immer größer werdenden EE-Erzeugungskapazitäten in Zeiten der „kalten Dunkelflaute“ spielen moderne und flexible Gas-KWK-Anlagen – neben ungekoppelten Gaskraftwerken – eine zentrale Rolle. Laut Gutachten für den BMWi-Monitoringbericht zur Versorgungssicherheit Strom 2030 sind in den nächsten 9 Jahren rund 14 Gigawatt (GW) Zubau erforderlich.

ANHANG: Interdependenzen

In der Gesamtschau zeigen sich starke Interdependenzen der beschriebenen Themenfelder in hoher Zahl. Dies kann als Indiz für die Geschlossenheit des hier vorgestellten Marktdesigns angesehen werden.

- › Ein robustes CO₂-Preissignal, das den Pfad zum 55-Prozentziel bis 2030 und zur Klimaneutralität in 2050 reflektiert, strahlt auf die Aussichten einer verstärkt im Markt stattfindenden Finanzierung Erneuerbare Energien aus, unterstützt den Übergang auf zunehmend höhere Anteile dekarbonisierter Gase und grüner Fernwärme und trägt dazu bei, dass die Großhandelspreise für Strom und Gas die externen Kosten widerspiegeln.
- › Die Marktstabilitätsreserve wirkt übermäßigen CO₂-Preisschwankungen in beiden Richtungen entgegen und erleichtert dadurch Investitionsentscheidungen.
- › Ein schrittweises Abschmelzen der EEG-Finanzierungslasten für Altanlagen wird dazu führen, dass Sektorkopplungstechnologien, wie z.B. Elektrolyseure, Wärmepumpen, Strom- und Gasspeicher oder Elektromobilität attraktiver werden.
- › Prosumer leisten mit einer Beschränkung auf einen von ihnen mit dem Verteilnetzbetreiber vereinbarten Höchstbezug einen Beitrag zur Versorgungssicherheit.
- › Eine am Strompreis orientierte Vergütung dezentral eingespeisten Stroms reizt Prosumer zu einer Einbeziehung von Speichern, also von Flexibilität an.
- › Ein robustes Strompreissignal, das Preisspitzen, Preisschwankungen und auch negative Preise zuverlässig abbildet, ermöglicht den Zutritt von Flexibilitäten aller Art und belohnt die Verfügbarkeit von Anlagen.
- › Geeignete Rahmenbedingungen für die Beschaffung von Flexibilität dienen der Optimierung der Marktteilnehmer und des Marktes insgesamt, senken den Bedarf des Netzausbaus und machen das System stabiler.
- › Mindestens unklar ist allerdings, ob der EOM in Zeiten eines hohen Tempos der Außerbetriebnahme von Kapazitäten in dem erforderlichen Maß Investitionssignale sendet.
- › Der Strompreis wird zu einem zentralen, marktlichen Anreiz für die Produktion und die Vermarktung von Wasserstoff.
- › Umgekehrt kann der Gasmarkt zur Versorgungssicherheit des Energiesystems insgesamt beitragen (überjährige Einspeicherung) und in gewissem Umfang auch zur Systemsicherheit beitragen.

- › Durch eine flexible Fahrweise der KWK Stromerzeugung und Abgabe der KWK-Wärme kann das Stromnetz durch den Wegfall der KWK-Strommengen in Zeiten hoher Einspeisung aus Erneuerbaren Energien entlastet werden.
 - Durch eine räumliche Ausweitung des Prinzips „Nutzen statt Abregeln“ (Anwendungsbereich von § 13 Abs. 6a EnWG) werden in Zeiten drohender Netzüberlastung aufgrund hoher EE-Einspeisung mehr zuschaltbare Lasten (Power-to-Heat in KWK-/Wärmenetzsystemen) aktiviert.

Herausgeber

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

T +49 30 300199-0
F +49 30 300199-3900
info@bdew.de
www.bdew.de

Ansprechpartner BDEW

Dr. Stephan Krieger
Geschäftsbereich Strategie und Politik
stephan.krieger@bdew.de

Stand: 08/2021