

## Stellungnahme

# zur Anhörung der Monopol- kommission zur Vorbereitung ihres Sondergutachtens

zur Wettbewerbsentwicklung im Energiesektor  
gemäß § 62 EnWG

Berlin, 19. April 2017

## **Vorbemerkung**

Der Wettbewerb auf dem deutschen Energiemarkt hat sich sehr gut weiterentwickelt. Auch im europäischen Vergleich zeigt sich, dass Deutschland gegenüber anderen EU-Mitgliedstaaten nicht nur weiter Boden gut gemacht hat, sondern an vielen Stellen als Referenzmarkt angesehen werden darf. Allerdings stellen die mit der Energiewende verbundenen Änderungen für den Wettbewerb auf den Energiemärkten eine besondere Herausforderung dar.

Gleichwohl sind die nationalen Ziele weiter zu verfolgen. Im Hinblick auf eine erfolgreiche und effiziente Verwirklichung der Energiewende sind unverändert unter anderem ein weitreichender Netzausbau sowie eine Koordination von Netzausbau und Investitionen in Erzeugungskapazitäten eine wichtige Voraussetzung.

## **I. Netzregulierung und Konzessionsvergabe**

- 1. Wie beurteilen Sie den durch die Novelle der Anreizregulierung für Verteilernetzbetreiber eingeführten jährlichen Kapitalkostenabgleich mit Blick auf Investitions-, Effizienz- und Innovationsanreize? Was sind aus Ihrer Sicht kritische Punkte des neuen Regulierungsmodells und wo sehen Sie Verbesserungspotenzial?*

Mit dem jährlichen Kapitalkostenabgleich wird der Zeitverzug bei Investitionen im Verteilnetzbereich ab der dritten Regulierungsperiode beseitigt. Dadurch wurden die Anreize für zukünftige Investitionen deutlich verbessert. Da die Effizianzanreize grundsätzlich bestehen bleiben, führt die verbesserte Abbildung der Kapitalkosten zu einem erhöhten Effizienzdruck bei den Betriebskosten. Der Kapitalkostenabgleich bevorzugt kapitalkostenintensive Innovationen. Die Innovationsanreize sind für intelligente Lösungen mit höheren Betriebskostenanteilen allerdings nicht ausreichend. Innovative Lösungen, die den Investitionsbedarf reduzieren und dafür höhere Betriebskosten verursachen, werden benachteiligt.

Durch die Beseitigung der Sockeleffekte bei Bestandsanlagen wurden die im Vertrauen auf einen verlässlichen Regulierungsrahmen getätigten Investitionen substanziell entwertet und damit Eigenkapital vernichtet. Das Vertrauen in die Verlässlichkeit der Regulierung wurde somit bei Netzbetreibern, Gesellschaftern und Kapitalgebern nachhaltig beschädigt. Verbesserungsbedarf besteht insbesondere bei den Anreizen für intelligente Lösungen, z. B. bei der Berücksichtigung steigender Betriebskosten für die Umsetzung innovativer Lösungen.

- 2. Wie beurteilen Sie die vorübergehende Beibehaltung des positiven Sockelbetrags für die dritte Regulierungsperiode? Unter welchen Umständen können aus Ihrer Sicht Härtefälle auftreten, welche die Gewährung von Sockelbeträgen rechtfertigen? Sehen Sie ein Erfordernis, Sockelbeträge auch über die dritte Regulierungsperiode hinaus zu gewähren?*

Netzbetreiber haben im Vertrauen auf den bestehenden Regulierungsrahmen erhebliche Investitionen getätigt und dabei einen anfänglichen Zeitverzug von bis zu sieben Jahren in Kauf genommen, mit der Erwartung positiver Sockelbeträge für die weitere Anlagennutzungsdauer. Die Übergangsregelung zur Beibehaltung des Sockeleffektes für die Investitionen der

Jahre 2007 bis 2016 in der dritten Regulierungsperiode reicht bei weitem nicht aus, um die Nachteile zu kompensieren.

Die Beseitigung der Sockeleffekte stellt eine erhebliche Belastung insbesondere für jene Verteilnetzbetreiber dar, die nach 2006 und damit unter den Rahmenbedingungen der Anreizregulierung erhebliche Investitionen getätigt haben. Durch den Systemwechsel wird nur der erwartete positive Sockeleffekt, nicht aber der bereits realisierte negative Sockeleffekt (aus Zeitverzug) abgeschafft.

Für die bereits getätigten Investitionen sollten Sockeleffekte über die dritte Regulierungsperiode hinaus gewährt werden.

3. *Sehen Sie durch das neue Regulierungsmodell die Investitionsfähigkeit der Netzbetreiber insgesamt gegeben? War ein solch umfassender Systemwechsel notwendig, um ausreichende Investitionen in die Verteilernetze sicherzustellen? Wie beurteilen Sie in diesem Zusammenhang die Absenkung der Eigenkapitalzinssätze für die dritte Regulierungsperiode?*

Die Investitionsfähigkeit ist insgesamt gegeben, da für Investitionen ab der dritten Regulierungsperiode mit dem neuen Regulierungsmodell die Kosten schneller und planbarer refinanziert werden können.

Nach jahrelangen Diskussionen um den Investitionsbedarf im Verteilnetz, die Wirkungen des Zeitverzugs und um punktuelle Lösungsansätze war ein Systemwechsel notwendig, um den notwendigen Erhalt, Um- und Ausbau der Netzinfrastruktur unter den Anforderungen der Energiewende sicher zu stellen.

Die Absenkung der Eigenkapitalzinssätze um fast 24 Prozent verschlechtert die Ertragslage und damit die Investitionsfähigkeit der Netzbetreiber. Im internationalen Vergleich liegen die deutschen Eigenkapitalzinssätze am unteren Rand. Fehlerhafte Annahmen der Bundesnetzagentur (BNetzA) führen dazu, dass die steigenden Marktrisikoprämien nicht ausreichend abgebildet wurden und die Eigenkapitalzinssätze um mindestens einen Prozentpunkt zu niedrig sind.

4. *Wie bewerten Sie die mit der Novelle eingeführten zusätzlichen Veröffentlichungspflichten? Sehen Sie weiteren Regelungsbedarf zur Erhöhung der Transparenz?*

Zielgenaue Ansätze für mehr Transparenz werden vom BDEW grundsätzlich mitgetragen. Jedoch sollte stets das Ziel bzw. der Sinn und Zweck der Offenlegung von Daten und Informationen im Auge behalten werden. Das gilt auch für § 31 der Anreizregulierungsverordnung (ARegV). Grundsätzlich muss aber auch konstatiert werden, dass Transparenz kein Selbstzweck ist. Eine Veröffentlichung ist nur dann von Nutzen, wenn die entsprechenden Daten zuvor gezielt und unter Abwägung der Vorteile für den Adressaten und der Nachteile für den Netzbetreiber ausgewählt wurden. Es sollte daher immer klar sein, weshalb welche Daten, in welchem Umfang, zu welchem Zweck und für welche Zielgruppe veröffentlicht werden sollen sowie ob und in welcher Form ein Nutzen aus der Veröffentlichung entsteht.

Zu berücksichtigen sind bei der Veröffentlichung von Daten auch die Bedeutung und der erforderliche Schutz von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen für die Betreiber von Elektrizitäts- und Gasversorgungsnetzen. So hat der BDEW auch im Verordnungsgebungsverfahren darauf aufmerksam gemacht, dass eine Verpflichtung zur Offenlegung von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen in die verfassungsrechtlich garantierte Berufsfreiheit (Artikel 12 Abs. 1 GG) eingreife. Der Schutz der Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse der Strom- und Gasnetzbetreiber ist daneben in verschiedenen gesetzlichen Vorschriften wie unter anderem in den §§ 29, 30 Verwaltungsverfahrensgesetz (VwVfG) und in § 71 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) garantiert. Folglich muss auch bei der Veröffentlichung nach § 31 ARegV berücksichtigt werden, dass Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse mit Blick sowohl auf den spezifischen Wettbewerb zwischen Netzbetreibern als auch auf die Einordnung von Netzen als kritische Infrastruktur weiterhin geschützt werden.

Weiterer Regelungsbedarf besteht aus Sicht des BDEW nicht, auch wenn einige Punkte in der Umsetzung noch unklar sind, so etwa der Umgang mit nicht bestandskräftigen bzw. verspäteten Bescheiden bzw. Beschlüssen der BNetzA. Der Ordnungsgeber macht mit dem gegenüber § 74 EnWG im Bereich der Netzentgeltregulierung spezielleren § 31 ARegV abschließende Vorgaben, welche Daten zu veröffentlichen sind. Es ist davon auszugehen, dass der Ordnungsgeber dabei umfassend geprüft und im Ergebnis dieser Prüfung im Rahmen der ARegV-Novellierung entschieden hat, welche Informationen als zu veröffentlichende Daten in den Verordnungstext aufgenommen werden. Durch die bereits damit erfolgende deutliche Ausweitung der Transparenzanforderungen werden der interessierten Öffentlichkeit sämtliche relevanten Informationen im regulatorischen Kontext in hinreichendem Maße zur Verfügung gestellt.

Aufgrund der Komplexität des Regulierungssystems ist ohnehin eher fraglich, ob die erhöhte Transparenz tatsächlich – so wie vom Ordnungsgeber bezweckt – zu mehr Akzeptanz führen wird oder mehr Fragen aufwirft. Das Ziel der Transparenz, Vertrauen in die Entscheidungen der Regulierungsbehörden zu schaffen, darf nicht mit zu weitgehenden, unreflektierten Offenlegungspflichten verfolgt werden. Aus Sicht des BDEW dürfte es auch bei umfangreicher Offenlegung vieler Daten für einen Dritten nur sehr schwer sein, Regulierungsentscheidungen vollständig nachzuvollziehen bzw. nachrechnen zu können. Dazu müsste strukturiert die Regulierung erläutert werden; Datenanhäufungen allein sind hierfür nicht hilfreich. So wäre neben der Veröffentlichung netzbetreiberbezogener Daten ggf. die Bereitstellung aggregierter netzwirtschaftlicher Daten und die Erläuterung der sachlichen Zusammenhänge sinnvoll. Es sollte daher vielmehr diskutiert werden, ob es nicht einfachere und zielführendere Möglichkeiten zur Schaffung von Transparenz bzw. zur Vertrauensbildung gibt und ob im Gegenzug teilweise wenig aussagekräftige und arbeitsaufwendige Datenbereitstellungen durch die Netzbetreiber reduziert werden könnten.

5. *Die Neuregelung der Konzessionsvergabe gemäß §§ 46 ff. EnWG ist vor kurzem in Kraft getreten. Wie beurteilen Sie die Neuregelung, insbesondere § 46 Abs. 4 EnWG? Wird das Gesetzesziel erreicht, mehr Rechtssicherheit bei der Konzessionsvergabe zu gewährleisten?*

Die im Februar 2017 in Kraft getretene Novellierung der §§ 46 ff. EnWG greift in vielen Punkten die Rechtsprechung des Bundesgerichtshofs der letzten drei Jahre auf. Dies betrifft beispielsweise den Auskunftsanspruch der Gemeinde nach § 46a EnWG. Damit wird die Rechtsentwicklung der letzten Jahre weitergeführt und an mehreren Stellen auch auf gesetzlicher Ebene Rechtssicherheit geschaffen.

Der BDEW begrüßt, dass der Wettbewerb um Strom- und Gasnetze und die Kriterien, nach denen der Netzbetreiber nach § 46 Abs. 4 EnWG ausgewählt wird, sich weiterhin vorrangig nach den Zielen des § 1 Abs. 1 EnWG richten. Die Hervorhebung von Versorgungssicherheit und Kosteneffizienz dürfte jedoch ebenso wie der unbestimmte Rechtsbegriff der Angelegenheiten der örtlichen Gemeinschaften auch in Zukunft zu Rechtsunsicherheit führen. In der Praxis wird hier ein gemeinsames Verständnis gefunden werden müssen.

Zur Auswahl eines Netzbetreibers muss die Gemeinde ein faires, transparentes, diskriminierungsfreies Verfahren durchführen. Dies leitet der Bundesgerichtshof auch aus den Vorgaben des Kartellrechts ab. Die im klassischen Vergaberecht zulässige sog. In-House-Vergabe, d. h. die Zuweisung des Wegenutzungsrechts an einen kommunalen Eigenbetrieb oder ein kommunales Unternehmen ohne Durchführung eines solchen Auswahlverfahrens, ermöglicht hingegen nicht den erforderlichen Wettbewerb um Strom- und Gasnetze. Richtigerweise hat die Novellierung den Wettbewerbsgedanken des § 46 EnWG insoweit aufrecht erhalten.

Der BDEW begrüßt grundsätzlich die Einführung einer Rügepflicht. Hierdurch können die Beschleunigung der Verfahren und mehr Rechtssicherheit für alle Beteiligten erreicht werden. § 47 EnWG sieht daneben jedoch vor, dass auch während des laufenden Auswahlverfahrens einstweiliger Rechtsschutz erhoben werden muss, anderenfalls kann der Rechtsverstoß durch den Bewerber später nicht mehr vorgebracht werden. Dies könnte zu einer vermeidbaren Verzögerung des Auswahlverfahrens und zu einer Überlastung der Gerichte führen. Der BDEW hatte sich im Gesetzgebungsverfahren deshalb dafür eingesetzt, die Rügeobligen stattdessen im Hinblick auf die gerichtliche Geltendmachung zu konzentrieren. Auch wenn mehrere zeitlich nacheinander gelagerte Anknüpfungspunkte für Rügen bestehen, sollte ein Bewerber nur ein Gerichtsverfahren nach Abschluss des Auswahlverfahrens anstrengen müssen, um seiner Rügeobligen nachzukommen. So könnte das laufende Auswahlverfahren frei gehalten werden von gerichtlichen Auseinandersetzungen und ein Bewerber wäre nicht gezwungen, sich mit der Gemeinde, mit der er eine Vertragsbeziehung anstrebt, schon während des Verfahrens gerichtlich auseinanderzusetzen. Dies ist im Hinblick auf die angestrebte Vertragsbeziehung mit der Gemeinde förderlich.

6. *Im Hinblick auf die Ziele des § 1 Abs. 1 EnWG existieren oft bereits weitreichende gesetzliche Vorgaben, die von jedem Netzbetreiber einzuhalten sind; hinzu tritt die jeweilige Leistungsbeschreibung für den Konzessionsvertrag, die potenzielle Anbieter berücksichtigen müssen. Auch das Bundeskartellamt hat festgestellt, dass die Unterschiede in den Angeboten der Bieter in Bezug auf die sachlichen Kriterien des § 1 EnWG i. d. R. nicht sehr groß sind (BKartA, Beschluss vom 28. Januar 2015, B8-175/11-Stadt Titisee-Neustadt, Rn 85). Welche anderen Wettbewerbsparameter könnten Ihrer Ansicht nach bei der Auswahl des neuen Konzessionärs sinnvoller Weise herangezogen werden?*

Aus Sicht des BDEW lässt sich keine allgemeingültige Aussage darüber treffen, inwiefern die Annahme der Monopolkommission und des Bundeskartellamtes zu den Unterschieden bei Angeboten von Bietern in Verfahren zur Auswahl eines Wegenutzungsberechtigten zutreffend ist.

Der BDEW bekennt sich zu dem Wettbewerb um Strom- und Gasnetze. Dieser Wettbewerb muss so ausgestaltet sein, dass der aus energiewirtschaftlichen Gründen am besten geeignete Netzbetreiber die Konzession erhält. Dies führt zum höchsten Nutzen für die Verbraucher. Insofern sollte bei Überlegungen zu weiteren Wettbewerbsparametern sichergestellt sein, dass es sich um netzbezogene Kriterien handelt, die im Zusammenhang mit dem Konzessionsvertrag stehen und sich im Rahmen des Nebenleistungsverbots nach § 3 Konzessionsabgabenverordnung bewegen. Erkennbar sachfremde Parameter oder ein reiner Preiswettbewerb stehen möglicherweise im Widerspruch zu den Zielen der Regulierung (Sicherung eines langfristig angelegten leistungsfähigen und zuverlässigen Betriebs von Energieversorgungsnetzen) und dem notwendigen Aus- und Umbau der Netzinfrastruktur.

7. *Wie beurteilen Sie die Verlängerung des Konvertierungsentgelts von H-Gas nach L-Gas durch den jüngsten Beschluss der Bundesnetzagentur zur Änderung der Konni Gas?*

Der BDEW hatte im Zuge der zweiten Konsultation detaillierte Anmerkungen zum Entwurf des Standardvertrages zur der o. g. Festlegung formuliert. Davon umgesetzt wurde, dass in der konsultierten ex-ante-Variante das Entgelt anreizorientiert zu bilden ist, um dem Zweck der Festlegungsvariante gerecht zu werden. Ebenso berücksichtigt wurde der Hinweis zur geänderten Ausschüttungsreihenfolge bei ggf. entstandenen Überschüssen.

So wurde eine Auszahlung an die Bilanzkreisverantwortlichen vorgesehen, die durch die Umlage belastet wurden, ohne die Konvertierung zu nutzen. Erst danach wurde an die Bilanzkreisverantwortlichen ausgeschüttet, die das Entgelt gezahlt haben. Inhaltlich aufgegriffen hat die BNetzA das Anliegen des Verbandes nach regelmäßiger Evaluierung. Dazu hat sie vorgegeben, dass im vorgesehenen jährlichen Evaluierungsbericht die Notwendigkeit der Fortführung des Konvertierungsentgeltes immer aufs Neue zu begründen ist.

Leider hat die BNetzA die Ausführungen des BDEW hinsichtlich der Erhebung der Umlage nicht berücksichtigt. Der Verband hatte wiederholt darauf hingewiesen, dass eine Erhebung der Umlage auf die in einen Bilanzkreis eingebrachten physischen Einspeisemengen nicht gerechtfertigt ist. Der BDEW sieht es als nicht sachgerecht an, alle in ein Marktgebiet einspeisenden Transportkunden an den Kosten des Konvertierungssystems zu beteiligen.

## II. Großhandelsmärkte

8. *Wie sollte der europäische Energiebinnenmarkt aus Ihrer Sicht strukturiert sein? Inwieweit sollte es zu einer Zusammenlegung oder Trennung von Gebotszonen kommen? Welche Konsequenzen hätte das Vorhaben einer Aufteilung der deutsch-österreichischen Strompreiszone aus Ihrer Sicht?*

Nach Auffassung des BDEW ist ein funktionierender Energiebinnenmarkt für die Effizienz der Energiesysteme, die Wettbewerbsfähigkeit und die Versorgungssicherheit in der EU unerlässlich. Das Zusammenwachsen der europäischen Märkte braucht physikalische Voraussetzungen. Richtig war es daher, dass die Europäische Kommission den Ausbau der grenzüberschreitenden Infrastruktur zu einem Schwerpunkt ihres politischen Handelns gemacht hat.

Gerade der Ausbau der Grenzkuppelstellen im Rahmen der Zehnjahresnetzentwicklungspläne verdient die Unterstützung aller, die politisch und gesellschaftlich Verantwortung tragen. Auf der Grundlage des Lernprozesses in einzelnen Mitgliedstaaten müssen Wege zu einer Markt- und Systemintegration der Erneuerbaren Energien auch in Europa entwickelt werden.

Eine zunächst regionale und dann sukzessive europäische Herangehensweise ist auch bei der Gewährleistung von Versorgungssicherheit angezeigt.

Ein Blick auf die vorhandenen Grenzkuppelkapazitäten zeigt: Eine wechselseitige Absicherung Deutschlands und seiner Nachbarstaaten ist möglich, und zwar auch unter Berücksichtigung der Marktkopplung in Zentralwesteuropa. Ein gemeinsames Herangehen ermöglicht es, die Potenziale der nicht ganz gleichzeitigen Höchst- und Residuallasten, der Kapazitätsüberschüsse in einzelnen Ländern und der Verschiebung von Lasten zu erschließen.

Die heutige Struktur der Gebotszonen orientiert sich vor allem an den Grenzen der Nationalstaaten. Eine Neuordnung der Zonen sollte die technischen und marktlichen Aspekte würdigen und dann auf Basis der nicht unerheblichen Implementierungskosten bewertet werden. Aus Sicht des BDEW sollte dies ein Ergebnis des Bidding Zone Reviews von Entso-E werden. Da die BNetzA aber bereits am 28.10.2016 eine Entscheidung zur Teilung der deutsch-österreichischen Zone getroffen hat, zeigt sich leider, dass die Einteilung der Zonen vor allem politisch motiviert ist. Die Entwicklung der schwankenden Kosten für das Redispatching dient als Begründung der Entscheidung. So kann man die Kosten von ca. einer halben Milliarde Euro in 2015 auch als eine gute Investition betrachten, um die Zeit bis zum erwarteten Netzausbau zu überbrücken.

Große Märkte bieten vielen Marktteilnehmern die Möglichkeit, ihre Strategien im Markt umzusetzen. So überrascht es nicht, dass die Gebotszone Deutschland-Österreich in allen Zeitfenstern mit Abstand die höchste Liquidität aufweist.

Die Teilung der deutsch-österreichischen Zone wird zunächst Kosten bei der Anpassung der IT-Systeme der Netzbetreiber erzeugen. Diese werden den vier Übertragungsnetzbetreibern erstattet. Alle anderen Akteure werden die Kosten selbst übernehmen müssen. Es ist allgemein von einer leichten Reduktion des Marktgeschehens auszugehen, was man vor allem bei den Terminmärkten schon beobachten kann.

Als positiver Effekt ist zu vermuten, dass die Kosten für das Redispatching leicht zurückgehen. Allerdings wirkt dabei schon die Ertüchtigung der Netze (wie z. B. im 50Hertz-Netz). Auf Basis der vielen Studien aus Polen und Tschechien sollte aber vor allem der Bedarf an grenzüberschreitendem Redispatching zur Bewältigung der Ringflüsse sinken.

9. *Welche Erwartungen haben Sie an den Leitfaden des Bundeskartellamtes zur Anwendung der Missbrauchsaufsicht im Stromgroßhandel? Bei welchen Aspekten besteht aus Ihrer Sicht das größte Potenzial zur Klärung durch den Leitfaden?*

Auch wenn nach den zuletzt klaren Aussagen der Monopolkommission aktuell kein Stromerzeuger in Deutschland mehr marktbeherrschend ist, hält der BDEW eine Klarstellung der Rahmenbedingungen für die kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht im Zusammenhang mit der missbräuchlichen Zurückhaltung von Stromerzeugungskapazitäten für erforderlich. Die Erstellung eines Leitfadens durch das Bundeskartellamt (BKartA) wird deshalb unterstützt. Klargestellt werden muss dabei, dass das Missbrauchsverbot nicht die Zielsetzung hat, im Stromgroßhandel nur sehr selten auftretende Preisspitzen zu verringern.

Grundsätzlich sollte eine Aufgabe des vom BKartA faktisch aufgestellten Mark-Up-Verbots und eine noch stärkere Fokussierung des Missbrauchsverbots auf das „künstliche“ Hochtreiben von Preisen erfolgen. Das Mark-Up-Verbot ist mit Unsicherheiten behaftet, die durch eine Abkehr vermieden werden können. Aus ökonomischer Sicht gilt: Für die Fixkostendeckung der Kraftwerke in einem Energy-Only-Markt sind Preisspitzen essentiell. Eine Quersubventionierung von Kraftwerken ist betriebswirtschaftlich unvernünftig und bei der heutigen Gestalt der Merit Order auch gar nicht mehr machbar. Denn die Merit Order ist durch regulatorische Eingriffe stark abgeflacht. Es sind also Preissignale im Markt erforderlich, die es allen Betreibern von benötigten und effizienten Kapazitäten ermöglichen, ihre langfristigen Vollkosten zu verdienen. Dabei wird jede Einheit als „profit center“ betrachtet.

Das tatsächliche Zusammenspiel bzw. die Wechselwirkungen zwischen Day-Ahead-Markt und Intraday-Markt müssen Berücksichtigung finden. Eine Kapazitätzurückhaltung, z. B. auf dem Day-Ahead-Markt, kann für den Erzeuger wie auch volkswirtschaftlich effizient sein, wenn etwa am Intraday-Markt höhere Renditen zu erzielen sind. Das führt auch nicht zu höheren Marktpreisen, erst recht nicht zu „künstlich“ überhöhten. Im Zusammenspiel zwischen Day-Ahead-Markt und Intraday-Markt ist es normal, dass Opportunitäts- und Ausfallkosten eingepreist werden, sowohl von nicht-marktbeherrschenden als auch von marktbeherrschenden Unternehmen. Hierzu sollte eine Klarstellung im Leitfaden erfolgen. Die Sektoruntersuchung aus 2011 enthält hier Ansätze, beschreibt diese aber nicht ausreichend.

Es ist auch richtig und wichtig, wenn das BKartA klarstellt, dass für die Frage, ob ein Unternehmen auf dem Stromer Absatzmarkt marktbeherrschend ist, nicht jede Stunde gesondert betrachtet werden kann. Die Frage der Marktbeherrschung erfordert eine Gesamtbetrachtung unter Berücksichtigung insbesondere der Indikatoren aus § 18 Abs. 3 Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB). Die Berücksichtigung der Katalogbeispiele des § 18 Abs. 3 GWB ist dabei zwingend. Unter diesem Aspekt erscheint es zweifelhaft, Marktbeherrschung allein daran festzumachen, ob das betroffene Unternehmen in einer bestimmten Stunde

unverzichtbar ist oder nicht. Der Beispielkatalog aus § 18 Abs. 3 GWB zeigt daneben, dass Marktbeherrschung ein Phänomen ist, das durch eine gewisse Nachhaltigkeit bzw. Dauer gekennzeichnet ist. Denn etliche der Indikatoren des § 18 Abs. 3 GWB zeichnen sich dadurch aus, dass sie im Regelfall eine gewisse Beständigkeit aufweisen (z. B. Finanzkraft, Zugang zu Beschaffungs- und Absatzmärkten, Verflechtungen mit anderen Unternehmen, Marktzutrittsschranken). Auch die Europäische Kommission geht davon aus, dass ein Unternehmen im Regelfall dann als marktbeherrschend betrachtet werden kann, wenn es „über einen längeren Zeitraum seine Preise gewinnbringend auf ein Niveau über dem Wettbewerbspreis erhöhen kann“. Eine stündliche Betrachtung würde auch dazu führen, dass Marktbeherrschung stündlich wechseln kann, und hätte außerdem zur Folge, dass Marktbeherrschung nicht nur ein Ergebnis von Marktstrukturen oder Unternehmensressourcen, sondern letztlich auch von kurzzeitigen Zufälligkeiten ist, auf die das einzelne Unternehmen keinen Einfluss hat und die es normalerweise nicht einmal genügend präzise vorhersehen kann (z. B. Verfügbarkeit Erneuerbarer Energien infolge wechselnder Witterungsbedingungen, unvorhergesehene Kraftwerksausfälle, Netzstörungen, u. a.). Die stündliche Betrachtung liefert mit anderen Worten lediglich eine flüchtige und vom Zufall mitbestimmte Momentaufnahme. Hinzu kommt, dass eine erhebliche Rechtsunsicherheit für sämtliche Marktteilnehmer entstünde, da eine ex ante stundenbezogene Bewertung einer marktbeherrschenden Stellung faktisch nicht möglich wäre, sondern erst ex post aus einer behördlichen Veröffentlichung ersichtlich wäre. Dass die stundenbezogene Feststellung der Unverzichtbarkeit dem einzelnen Unternehmen ex ante kaum möglich ist, erschwert die erfolgreiche Umsetzung einer Unverzichtbarkeit voraussetzenden Gebotsstrategie ganz erheblich.

*10. Was sollte das Bundeskartellamt in seinem Vorgehen bei der Missbrauchsaufsicht vor allem beachten, um einer zu geringen Kontrollintensität vorzubeugen? Wie schätzen Sie die zukünftige Wettbewerbsintensität im Stromgroßhandel ein?*

Eine zu geringe Kontrollintensität steht aktuell nicht zu befürchten. Das kartellrechtliche Instrumentarium besteht und bleibt erhalten. Auch im Falle einer Teilung der deutsch-österreichischen Preiszone wird der deutsche Teil weiterhin der Markt mit der höchsten Liquidität bleiben. Ein leichtes Sinken der Wettbewerbsintensität ist aber zu erwarten.

*11. Was sollte das Bundeskartellamt beachten, um einer zu hohen Kontrollintensität vorzubeugen? Welche Entwicklungen zeichnen sich aus Ihrer Sicht in Bezug auf Investitionen in Erzeugungskapazitäten ab?*

Das Mark-up-Verbot in seiner bisherigen Ausprägung führt zu einer zu hohen Kontrollintensität. Die Marktkopplung sorgt allein für einen hinreichenden Wettbewerb. Ein oft besserer Indikator für einen potenziellen Missbrauch von Marktmacht wären dauerhafte Überrenditen aufgrund von Marktzutrittsbarrieren. Beides ist im deutschen Markt nicht zu erkennen.

Im Bereich der konventionellen Erzeugungskapazitäten sind derzeit nur geringe Investitionen zu erwarten. Die derzeitigen Marktpreise bzw. das Preisniveau am Großhandelsmarkt der vergangenen Jahre ist nicht ausreichend, um in einem grenzkostenbasierten Markt die Voll-

kosten bzw. Kapitalkosten für ein Neubauprojekt zu erwirtschaften. Ebenso zeigen die aktuellen Markterwartungen keine klaren Signale, dass sich diese Situation kurz- bis mittelfristig ändert. Auch kurzzeitige Preisspitzen, die in einem Energy-Only-Markt bei Knappheit auftreten, sind für eine Kapitalkostendeckung nicht ausreichend. Hinzu kommen politische Unsicherheiten, insbesondere in Bezug auf die zukünftige Umsetzung des Klimaschutzplans und die damit verbundenen Maßnahmen zur Dekarbonisierung, aber auch die weiteren Entwicklungen im Bereich der Luftreinhaltung. Der Neubau von Kohlekraftwerken widerspricht den vorherrschenden politischen Vorstellungen. Für den Bau moderner Gaskraftwerke sind die derzeitigen Investitionsbedingungen nicht ausreichend.

Im Bereich der Erneuerbaren Energien ist weiterhin mit einem guten Investitionsniveau zu rechnen, der maßgebliche Ausbaupfad für die Erreichung der Erneuerbaren-Ziele wurde im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) 2017 vereinbart. Durch die Umstellung auf Ausschreibungsverfahren für Wind onshore, Freiflächen-Photovoltaik (PV) und teilweise Biomasse ist eine weitere Kostendegression zu erwarten, sodass zwar das finanzielle Investitionsvolumen geringer werden wird, mengenmäßig die installierte Leistung der Erneuerbaren Energien aber weiterhin deutlich ansteigen wird. Dies führt in einem grenzkostenbasierten Markt zu einer weiteren Verlängerung und Abflachung der Merit-Order und wirkt dauerhaft preismindernd.

*12. Wie hat sich die Liquidität der europäischen Gasmärkte aus Ihrer Sicht entwickelt und welche aktuellen Entwicklungen sehen Sie? Wie schätzen Sie die Wettbewerbssituation bei der Versorgung mit L-Gas ein?*

Die Liquidität gestaltet sich weiter erfreulich. Die beiden Marktgebiete NCG und Gaspool haben sich vor allem aus physischer Sicht gut entwickelt. Durch die Nähe zum besonders liquiden TTF orientieren sich normalerweise Produktangebote und Preisspreads an diesem Markt. Der deutsche Markt, der für fast 900 TWh des europäischen Gasverbrauchs von etwa 5.200 TWh, also fast einem Fünftel, steht, sollte sich daher auch weiter positiv gestalten. Für die europäischen Märkte erwartet der BDEW weitere Impulse durch die Quo vadis-Studie der Kommission, in der das Entry-Exit-System weiterentwickelt werden soll.

*13. Welcher operative Aufwand ist mit den neuen Pflichten verbunden, die sich aufgrund der Arbeit der europäischen Energiemarktaufsicht (ACER) und der deutschen Markttransparenzstelle für Strom und Gas (MTS Strom/Gas) ergeben? Wie beurteilen Sie die Arbeit dieser Institutionen?*

Viele Pflichten, die sich aus der REMIT ergeben, gelten seit mehreren Jahren. In 2015 starteten dann die Registrierung und die Meldung der Standardgeschäfte. Seit dem April 2016 werden auch nicht-standardisierte Geschäfte gemeldet. Für den Marktzugang hat sich dadurch der Aufwand signifikant erhöht. In Deutschland zeigt sich aber auch, dass die frühe Vorbereitung der Branche sichergestellt hat, dass die Unternehmen alle Umsetzungsanforderungen erfüllt haben. Auch im Sinne der Transparenz ist die deutsche Umsetzung führend, vielleicht auch weil die deutschen Marktteilnehmer auf die Brancheninitiative bei der EEX

aufbauen konnten. Von den ca. 12.000 europäischen REMIT-Marktteilnehmern sind knapp 4.000 in Deutschland registriert.

Sowohl ACER und die MTS haben sich bemüht, die Einführungen gemeinsam mit der Branche zu gewährleisten. Die Monitoringberichte, die seit 2016 auch auf den REMIT Daten basieren, geben ein sehr gutes Bild über die Märkte.

### **III. Koordination von Netz(ausbau) und Investitionen in Erzeugungskapazitäten**

*14. Wie könnte aus Ihrer Sicht ein netzdienlicher Zubau von Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien gesteuert werden? Sehen Sie Alternativen zum Netzausbaugebiet bzw. Referenzertragsmodell?*

Aus Sicht des BDEW wäre eine differenziertere Regelung als die reine Ausweisung einer Netzengpassregion sachgerechter. Diese Regelung sollte auch die „Schwere“ des jeweiligen Netzengpasses berücksichtigen. Auf diese Weise würden Gebote für Erzeugungsanlagen in einem stark betroffenen Netzengpassgebiet einen höheren Malus in Kauf nehmen müssen als Gebote in Gebieten mit seltener auftretenden Netzengpässen. Die mit dem EEG 2017 eingeführten Netzausbauregionen behandeln hingegen alle Projekte in der definierten Netzengpasszone gleich.

Der BDEW empfiehlt daher die Weiterentwicklung des nun in das EEG eingeführten Instruments. Richtig ist, dass damit die Komplexität der Regelung steigt. Sie wird damit aber auch sachgerechter und effizienter.

*15. Welches Potenzial sehen Sie in dem von der Monopolkommission in ihrem letzten Sondergutachten (Tz., 310 ff.) vorgeschlagenen Instrument einer EE-Regionalkomponente zur Integration verbrauchsnaher Zubauanreize?*

Instrumente, die in die wettbewerbliche Verteilung der Standorte eingreifen, um eine regionale Verteilung des Zubaus von EE-Anlagen zu gewährleisten, stehen zunächst im Spannungsfeld zwischen Akzeptanz und Kosteneffizienz. Langfristig ist der Zubau von Erzeugungsanlagen an ertragreichen Standorten unter Inkaufnahme von Netzausbau volkswirtschaftlich günstiger als die Vermeidung von Netzausbau durch lastnahe, aber weniger effiziente Erzeugung.

Vor dem Hintergrund der aktuellen zeitlichen Asynchronität des Netzausbaus mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien können aber Instrumente sinnvoll sein, die den Zubau von EE-Anlagen in bestehenden Engpässen begrenzen. Diese Instrumente sollten aber (anders als die Regelung im EEG 2017) die jeweilige Schwere des Netzengpasses berücksichtigen.

16. *Welchen Erfolg hätte aus Ihrer Sicht ein Herabsetzen der Vergütung erneuerbarer Energien bei Abschaltung aufgrund von Netzüberlastung in Bezug auf verbrauchsnahe Zubauanreize?*

Die in der Frage angesprochene Regelung wäre gerechtfertigt, wenn von einem sogenannten „Selbstbehalt“ eine Steuerungswirkung ausgehen würde. Dies wäre jedoch nur der Fall, wenn der Netzengpass erst durch neue Erzeugungsanlagen hervorgerufen wird und wenn diese dann als Verursacher des Netzengpasses gezielt geregelt würden. Da Netzengpässe jedoch auch noch Jahre nach Inbetriebnahme einer Erzeugungsanlage aufgrund anderer Umstände auftreten, kann der Anlagenbetreiber kaum Einfluss darauf nehmen, ob ihn die Selbstbehaltregelung trifft. Im Zuge der Ausschreibungen zur Ermittlung der Förderhöhe für Erneuerbare Energien müsste auf der anderen Seite jedoch das Risiko von Mindereinnahmen bei Netzengpässen eingepreist werden. Das Selbstbehaltersisiko würde dann über die EEG-Vergütung bezahlt – unabhängig davon, ob es sich während des Betriebs der Anlage realisiert. Aus Sicht des BDEW würde die in der Frage angesprochene Regelung keine ausreichende Steuerungswirkung entfalten und darüber hinaus die Kosteneffizienz der Förderung reduzieren.

Es ist volkswirtschaftlich günstiger, Strom an ertragreichen Standorten zu erzeugen und dafür Netzausbaukosten in Kauf zu nehmen. Allenfalls im Hinblick auf ein zeitliches Auseinanderlaufen von Netzausbau und dem Ausbau der Erneuerbaren Energien sollte vorübergehend (bis zur Behebung des Netzengpasses) eine Steuerung des Zubaus von EE-Anlagen erfolgen, die netzausbauvermeidende Standorte temporär begünstigt. Aus Sicht des BDEW ist es von grundlegender Bedeutung, dass eine bessere zeitliche Synchronisation des Netzausbaus mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien über ein Instrument erfolgt, das Risikoaufschläge bei den Akteuren vermeidet. Derzeit wird hierzu über die Einführung von Verteilernetzfaktoren im Rahmen der gemeinsamen Ausschreibungen für Wind an Land und Photovoltaik diskutiert. Die Bewertung dieses Konzepts durch den BDEW ist noch nicht abgeschlossen.

17. *Wie beurteilen Sie den Einsatz von Systemdienstleistungen durch die ÜNB: Sehen Sie hier Potenzial für eine wettbewerblichere Bereitstellung? Gibt es aus Ihrer Sicht beispielsweise Alternativen zu Errichtung und Betrieb von Erzeugungsanlagen nach § 13k EnWG?*

Der BDEW analysiert gegenwärtig das zukünftige Zusammenspiel bei der Erbringung von Systemdienstleistungen durch Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber. Eine denkbare wettbewerbliche Erbringung solcher Systemdienstleistungen (Spannungshaltung, Frequenzhaltung, Lastflussbeeinflussung/Engpassbehebung, Versorgungswiederaufbau, Kurzschlussleistung/Schutzsystem) sollte nach Meinung des BDEW maßgeblich von deren Werthaltigkeit abhängen. Einen tragfähigen Ansatzpunkt zur Ermittlung, ob eine Systemdienstleistung wettbewerblich bereit gestellt werden kann oder nicht, liefert Art. 54 des Entwurfs der Novelle der Strombinnenmarktverordnung. Für die Errichtung von Anlagen nach §13k EnWG sollte auf eine marktliche Bereitstellung von Anlagenkapazitäten zurückgegriffen werden.

In Bezug auf die Errichtung von Anlagen nach §13k EnWG gilt, dass alle Maßnahmen zur Optimierung und Beschleunigung des Ausbaus der Stromnetze prioritär umzusetzen sind.

Darüber hinaus spricht sich der BDEW dafür aus, die Auswirkungen des § 13k EnWG auf den Wettbewerb so gering wie möglich zu halten. Der Bau und Einsatz von „Netzstabilitätsanlagen“ darf nur ultima ratio sein. Ein Ausschreibungsverfahren für den Bau dieser Anlagen, das technologieoffen ausgestaltet ist, wäre vorzugswürdig. Zudem ist das Verhältnis von Netzstabilitätsanlagen zu Anlagen in der Netzreserve zu konkretisieren. Bei der Ermittlung des netztechnischen Bedarfs müssen eine größtmögliche Transparenz gewährleistet und – mit Blick auf die Gesamtkosten für die Netznutzer – die wirtschaftlich günstigsten Lösungen realisiert werden. Um die Wirksamkeit des Strommarktes nicht langfristig zu beeinträchtigen, sollen Netzstabilitätsanlagen nicht weiterbetrieben oder konditioniert in den Markt zurückgeführt werden, sobald die nach § 13k vorgesehene Bedarfsprüfung negativ ausfällt.

*18. Liegen aus Ihrer Sicht Informationsprobleme bei der Beurteilung der netzkostenwirksamen Entscheidungen der Netzbetreiber, etwa beim Einsatz von Systemdienstleistungen, vor? Welche Vor- und Nachteile hätte es, wenn bei der Bundesnetzagentur für den Bereich der Übertragungsnetze zur Beurteilung ein unabhängiges Netzreferenzmodell eingerichtet würde?*

Es besteht aus Sicht des BDEW die Gefahr von Koordinationsproblemen, wenn Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber zur Sicherstellung der Funktionsfähigkeit ihrer jeweiligen Netze auf die Flexibilität der gleichen Anlagen zurückgreifen. In Teilen zeichnet sich hier bereits heute eine Herausforderung ab, zum Beispiel bei Windparks, die für Minuten- oder Sekundärregelleistung präqualifiziert und parallel zum Einspeisemanagement herangezogen werden. Hierzu bedarf es einer ausreichenden Koordination zwischen den Netzebenen.

Ein Netzreferenzmodell würde aus Sicht des BDEW hierbei jedoch keinen angemessenen Lösungsbeitrag leisten.

*19. Welche Vor- und Nachteile hat aus Ihrer Sicht eine Angleichung der Übertragungsnetzentgelte? Wie beurteilen Sie eine Abschaffung der vermiedenen Netzentgelte?*

Regionale Netzentgeltunterschiede haben vielfältige Ursachen wie z. B. die Absatzstruktur, Investitionszyklen und die Netzintegration der Erneuerbaren Energien. Bei einer Vereinheitlichung der Netzentgelte handelt es sich um eine strukturpolitische Fragestellung, die regional unterschiedliche Auswirkungen hat.

Der BDEW lehnt die Vorschläge zur Abschmelzung und Abschaffung vermiedener Netzentgelte für steuerbare dezentrale Einspeiser ab. Für steuerbare dezentrale Einspeiser hat der Grundgedanke der vermiedenen Netzentgelte solange seine Berechtigung, wie kein anderes Anreizsystem für netzdienliches Verhalten last- und verbrauchsnahe Erzeugungsanlagen und Speicher zur Verfügung steht. Darüber hinaus werden rückwirkende Eingriffe mit Blick auf die politische Verlässlichkeit und eine rechtssichere sowie praktikable Umsetzung abgelehnt. Der BDEW spricht sich für die Abschaffung vermiedener Netzentgelte für volatil einspeisende PV- und Windenergieanlagen aus.

#### **IV. Minderung von CO<sub>2</sub>-Emissionen und Förderung Erneuerbarer Energien**

*20. Mithilfe welcher Instrumente sollte die Dekarbonisierung in Deutschland aus Ihrer Sicht vorangetrieben werden? Wie beurteilen Sie Überlegungen zur Einführung eines Mindestpreises für CO<sub>2</sub> bzw. einer CO<sub>2</sub>-Steuer?*

Das Emissionshandelssystem (EHS) wird derzeit reformiert. Die Beantwortung der Frage hängt wesentlich vom Ergebnis der laufenden Reform ab.

Nach jetzigem Stand ist davon auszugehen, dass die Auffüllrate der Marktstabilitätsreserve (MSR) in den ersten vier Jahren etwa verdoppelt wird und dass eine weitreichende Löschung von Emissionszertifikaten, die sich in der Marktstabilitätsreserve ansammeln, vorgegeben wird.

Der für den Zeitraum ab 2021 von 1,74 auf 2,2 Prozent pro Jahr angehobene lineare Minderungsfaktor verharrt voraussichtlich zunächst auf dieser Höhe, könnte jedoch im Zuge eines 2024 stattfindenden Reviews auf 2,4 Prozent pro Jahr angehoben werden.

Die MSR ist vor allem wichtig, um bei den Marktteilnehmern sofort Vertrauen in den EU-Emissionshandel (EU-EHS) zu schaffen und den anvisierten Stabilitätskorridor schon zu Beginn der vierten Handelsperiode zu erreichen.

Ob Zertifikate in einer MSR geparkt und zu einem späteren Zeitpunkt, z. B. 2030, ausgeschüttet oder ganz gelöscht werden, hat heute kaum Auswirkungen. Denn die meisten An- und Verkaufsentscheidungen werden vor einem kurzfristigen Zeithorizont getroffen. Der Preiseffekt der zusätzlichen Verknappung tritt voraussichtlich erst post 2030 ein, wenn Ausschüttungen aus der MSR in den Markt für die Einhaltung des Stabilitätskorridors erforderlich werden. Auch diese Reform kann allerdings zu einer langfristigen Stabilisierung des EHS beitragen.

Die gesamte deutsche Wirtschaft soll so umgebaut werden, dass sie 2050 annähernd CO<sub>2</sub>-neutral ist und das globale Ziel von Netto-Null-Treibhausgasemissionen in der zweiten Hälfte des Jahrhunderts entsprechend des Übereinkommens von Paris erreicht werden kann. Der BDEW ist zuversichtlich, dass es gelingt, den nach 2024 geltenden Minderungsfaktor auf die Erreichung des für 2050 formulierten politischen Ziels auszurichten. Um die hierfür erforderliche gewaltige Anstrengung vollbringen zu können, müssen die Ziele für 2030 und 2050 so kostengünstig wie möglich erreicht werden. Deshalb muss das EHS eine Leitrolle einnehmen. Und das heißt auch, dass Technologieneutralität oberste Priorität haben muss.

Unabhängig vom genauen Ausgang der laufenden EHS-Reform gilt: Das EHS ist ein Optimierungsinstrument zur Einsparung einer vorab definierten Menge an CO<sub>2</sub>. Es dient nicht dazu, bestimmte Technologien aus dem Markt zu drängen und dient ebenfalls nicht dazu, Sektoren innerhalb des EHS unterschiedlich anzureizen.

Zur Erreichung so gearteter zusätzlicher Ziele werden oft Mindestpreise für CO<sub>2</sub> oder CO<sub>2</sub>-Steuern gefordert. Für den Bereich der vom EHS erfassten Sektoren sieht der BDEW dies kritisch:

- Bei einem Übergang von einer Mengensteuerung zu einer Preissteuerung wird unterstellt, der europäische oder nationale Gesetzgeber kenne den „richtigen“ Preis zur Errei-

chung des übergeordneten Ziels und sei durch Preisanpassungen auch in der Lage, den richtigen Preis an veränderte Gegebenheiten anzupassen. Beides ist eindeutig nicht der Fall.

- Eine europaweite CO<sub>2</sub>-Steuer und wohl auch ein europaweiter CO<sub>2</sub>-Mindestpreis bedürften der Einstimmigkeit. Diese wird als nicht erreichbar angesehen.
- Eine ambitionierte nationale CO<sub>2</sub>-Steuer und wohl auch ein nationaler CO<sub>2</sub>-Mindestpreis oberhalb des Zertifikatepreises vor Einführung der nationalen Maßnahme würde den Zertifikatepreis senken und durch geringere Anstrengungen in anderen EU-Mitgliedstaaten kompensiert (sog. Wasserbetteffekt).

Der CO<sub>2</sub>-Preis sollte über den Markt bestimmt werden, nämlich über die Grenzvermeidungskosten von CO<sub>2</sub>. Dieser Markt umfasst beim EU-EHS alle EU-Mitgliedstaaten, weitere teilnehmende Staaten und alle dem EHS unterworfenen Emissionssektoren. Für die Investitionsentscheidung sind nicht die gegenwärtigen Marktpreise, sondern die langfristigen Erwartungen in die Preisentwicklung entscheidend. Diese Preiserwartungen führen dazu, Innovationen in CO<sub>2</sub>-arme Technologien anzureizen und Lock-in-Effekte zu vermeiden.

Die für die nicht vom EHS erfassten Sektoren vorliegenden Zahlen lassen erhebliche Zielverfehlungen erwarten. Der Jahresbericht zur Entwicklung des Energieverbrauchs in Deutschland der AG Energiebilanzen (AGEB) vom 1. März 2017 weist für das Gesamtjahr 2016 einen Anstieg der deutschen Treibhausgasemissionen um 0,7 Prozent oder um rund sechs Mio. Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalente gegenüber dem Vorjahr aus. Temperaturbereinigt haben danach die energiebedingten Emissionen um gut zwei Mio. Tonnen gegenüber 2015 zugenommen. Differenziert nach Sektoren ergibt sich folgendes Bild:

- Die Energiewirtschaft (in der Abgrenzung des Klimaschutzplans) einschließlich der allgemeinen Strom- und Wärmeversorgung folgt seit 2014, dem Jahr des Aktionsprogrammes, praktisch als einziger Quellsektor neben der mengenmäßig irrelevanten Abfallwirtschaft (unter „Sonstige“) einem Minderungspfad, der den Projektionen der Bundesregierung zur Erreichung des Treibhausgas-Zieles in 2020 entspricht.
- Hauptverursacher der Zunahme ist der Verkehrssektor; aber auch die Emissionen der Haushalte und des Gewerbes sind witterungsbedingt wieder angestiegen.

Hier ist es dringend erforderlich, dass der Gesetzgeber nachfasst. Maßnahmen außerhalb des EHS-Sektors machen durchaus auch auf nationaler Ebene Sinn. In Hinblick auf die unterschiedliche Kostenbelastung der verschiedenen Energieträger muss in Richtung eines Level-Playing-Fields gearbeitet werden – beispielsweise durch eine Entlastung des Strompreises von Steuern und Abgaben und eine Steuerfinanzierung der Besonderen Ausgleichsregelung im EEG.

## *21. Welche Maßnahmen sind aus Ihrer Sicht geeignet, um die Sektoren Wärme und Verkehr bei der Erreichung von CO<sub>2</sub>-Reduktionszielen einzubinden?*

Die Energiewende erfolgte bislang insbesondere im Stromsektor. Der Wärme- und der Verkehrssektor hinken aktuell noch deutlich den angestrebten Klimaschutzzielen der Bundes-

regierung hinterher, obwohl ein wesentlicher Teil des Energieverbrauchs nach wie vor im Wärmesektor stattfindet. Eine rasche Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen wäre sicherlich über eine umfangreiche Modernisierung der Heizungssysteme in vielen Privathaushalten zu erreichen, z. B. durch die Umstellung alter Ölheizungen auf moderne Gasheizungen. Zusätzlich würde auch die Nutzung von Fernwärme aus modernen hocheffizienten Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen (KWK-Anlagen) zu einer deutlichen CO<sub>2</sub>-Einsparung im Wärmesektor führen. Diese Maßnahmen wären auch mit Blick auf die Energiewende sehr sinnvoll, da in beiden Systemen, Gasheizungen und Fernwärmesystemen, durch Sektorkopplungstechnologien wie "Power-to-Gas" und "Power-to-Heat" sukzessive der Anteil Erneuerbarer Energien erhöht werden kann. Das bedeutet, dass man sehr kurzfristig und zu geringen volkswirtschaftlichen Kosten im Wärmesektor durch die Umstellung von mineralöl- auf gasbasierte Heizsysteme (direkt oder über hocheffiziente KWK-Anlagen) effektiv CO<sub>2</sub> einsparen kann. Mittelfristig ist es dann möglich, mittels Sektorkopplung den Anteil Erneuerbarer Energien zu erhöhen.

Auch im Verkehrssektor würde die Umstellung der heute mineralölbasierten auf strom- und gasbasierte Antriebe zu deutlichen CO<sub>2</sub>-Einsparungen führen. Mittels Sektorkopplung ist es möglich, auch im Flug-, Schiffs- und Schwerlastverkehr, jenen Teilsektoren, die aktuell nicht direkt elektrifizierbar sind, den Anteil Erneuerbarer Energien zu erhöhen und Treibhausgasemissionen zu reduzieren.

Dies setzt jedoch insgesamt voraus, dass regulatorische Hemmnisse, wie z. B. die generelle Einstufung von Energiespeichern und Sektorkopplungstechnologien als Letztverbraucher, abgebaut werden, um solchen Technologien generell einen Markteintritt zu ermöglichen.

*22. Welche Entwicklungen zeichnen sich auf dem Markt für erneuerbare Energien aufgrund der Einführung von Ausschreibungen ab? Sehen Sie in Bezug auf die Wettbewerbsintensität Veränderungen?*

Gegenwärtig sind die Ausschreibungen im Bereich Wind Onshore und Photovoltaik mehrfach überzeichnet. In der Folge steigt die Fördereffizienz. Die Ausschreibungen scheinen ihr Ziel zu erreichen.

*23. Von welchen Realisationsraten gehen Sie bei im Ausschreibungsverfahren erfolgreichen Projekten aus? Wie könnte die Realisationsrate aus Ihrer Sicht erhöht werden?*

Es ist schwierig konkrete Zahlen zu benennen. Teilweise scheint es, als ob Akteure auf das Fallen von Einfuhrzöllen bei PV-Modulen spekuliert haben. Wichtig für das Erreichen der Ziele der Bundesregierung ist, dass nicht realisierte Projekte auf die auszuschreibende Menge der nachfolgenden Auktion aufgeschlagen werden.

*24. Gibt es aus Ihrer Sicht Anpassungsbedarf an den Ausschreibungsverfahren für erneuerbare Energien? Was spricht für oder gegen eine Ausweitung technologieneutraler Ausschreibungen?*

Technologieneutrale Ausschreibungen machen volkswirtschaftlich Sinn, wenn gewährleistet ist, dass nicht aufgrund von Ressourcenbegrenzungen (z. B. Flächen) von vornherein klar ist, dass eine teurere Technologie den Grenzpreis setzt.

Anpassungsbedarf sehen wir insbesondere im Hinblick auf kleinere Anlagen. Diese sollten in einem vereinfachten Auktionsverfahren ebenfalls ausgeschrieben werden. Dies könnte vollkommen internetbasiert und ohne unverhältnismäßigen administrativen Aufwand erfolgen. Alternativ können beispielsweise kleine PV-Aufdach-Anlagen auch ganz aus der EEG-Förderung herausgenommen und über Bau- und kommunales Planungsrecht oder andere regionale Versorgungskonzepte adressiert werden.

Ausnahmeregelungen für einzelne Akteursgruppen sollten in der Ausschreibung abgeschafft werden. Diese wirken wettbewerbsverzerrend und mindern die Kosteneffizienz der Förderung. Die im BDEW organisierten kleinen, mittleren und großen Mitgliedsunternehmen setzen sich vor diesem Hintergrund nachdrücklich für ein nachvollziehbares und wettbewerblich orientiertes Auktionsdesign ein, das auf materielle oder strukturelle Begünstigungen in Form von Ausnahmetatbeständen für einzelne Akteursgruppen verzichtet. Stattdessen sollte eine breite und dauerhafte Akteursvielfalt durch ein ausgewogenes und verständliches Ausschreibungsdesign gewährleistet werden.

*25. Wie beurteilen Sie das bestehende System der Direktvermarktung erneuerbarer Energien? Welche Änderungen sind aus Ihrer Sicht ggf. erforderlich? Wie beurteilen Sie Forderungen nach einer Abschaffung des Einspeisevorrangs?*

Das bestehende System der Direktvermarktung ist aus Sicht des BDEW sachgerecht ausgestaltet. Dies gilt insbesondere für die gleitende Marktprämie, weil diese den Ansprüchen der Refinanzierbarkeit von fixkostenbasierten Investitionen Rechnung trägt.

Der Einspeisevorrang Erneuerbarer Energien findet in Deutschland seinen Ausdruck sowohl in Form eines marktlichen Einspeisevorrangs als auch in Form eines physikalischen Einspeisevorrangs, wie z. B. bei Netzengpässen.

Unter „Einspeisevorrang“ kann verstanden werden, dass die Übertragungsnetzbetreiber den Strom ungeachtet von Marktpreissignalen aufnehmen und am Spotmarkt der Strombörse verkaufen müssen. In Deutschland gibt es seit 2014 für Betreiber von größeren EE-Anlagen die Verpflichtung, ihren Strom direkt zu vermarkten. Seit dem 1. Januar 2016 gilt dies für alle Anlagen mit einer installierten Leistung von mehr als 100 kW. Der Strom wird also nicht durch die Netzbetreiber verkauft, sondern durch den Anlagenbetreiber selbst oder durch einen Dienstleister (Direktvermarkter). Anlagen unterhalb von 100 kW installierter Leistung können in Deutschland hingegen die feste Einspeisevergütung beanspruchen. Der BDEW setzt sich für eine verpflichtende Direktvermarktung ohne De-minimis-Schwelle ein.

Der Einspeisevorrang in Deutschland findet weiterhin seinen Ausdruck in den Regelungen zum Einspeisemanagement. Nach gegenwärtigem Recht (§§ 14 und 15 EEG) werden in Deutschland im Fall auftretender Netzengpässe Erneuerbare-Energien-Anlagen und KWK-Anlagen nachrangig (nach konventionellen Erzeugungsanlagen) abgeregelt. Darüber hinaus entsteht für die abgeregelten EE- und KWK-Anlagen ein umfassender Entschädigungsanspruch.

Aus Sicht des BDEW wäre die Einführung eines marktbasiereten Engpassmanagements zu begrüßen, an dem alle Erzeugungstechnologien, Speicher und steuerbaren Lasten partizipieren können. Dieser Ansatz böte auch die Möglichkeit, Netzengpässe kosteneffizient zu bewirtschaften. Nur in Ausnahmefällen sollte ein nicht marktbasieretes Engpassmanagement zur Anwendung kommen. Im Hinblick auf EE-Anlagen wäre zu erwarten, dass diese Anlagen im Rahmen eines marktbasiereten Engpassmanagements nachrangig abgeregelt werden (Leistungsreduktion), weil deren Opportunitätskosten aufgrund des Förderanspruchs im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken und steuerbaren Lasten vergleichsweise hoch sind. Etwas anders stellt sich der Sachverhalt dar, wenn die Förderung für EE-Anlagen ausgelaufen ist. In diesen Fällen sind die Opportunitätskosten der EE-Anlagen deutlich niedriger als zum Zeitpunkt der Förderung und entsprechen der Höhe der erwarteten Markterlöse zuzüglich der Kosten für die Sicherstellung der Betriebsbereitschaft (zum Beispiel durch Strombezug) und ggf. zuzüglich des anteiligen Werteverbrauchs. In den meisten Fällen ist jedoch auch hier davon auszugehen, dass die Opportunitätskosten der EE-Anlagen dennoch höher sind als die Opportunitätskosten von konventionellen Erzeugungsanlagen. Denn bei einer Leistungsreduktion bzw. Leistungserhöhung von konventionellen Kraftwerken ergeben sich die Kosten aus den eingesparten Brennstoffkosten und den zusätzlichen Kosten (zum Beispiel entgangene Erlöse, anteiliger Werteverbrauch etc.), welche von den Kraftwerksbetreibern im Rahmen des marktlichen Ansatzes eingepreist werden.

Trotz dieser grundsätzlichen Befürwortung des marktbasiereten Engpassmanagements ist zu beachten, dass marktbasierter Redispatch nur bei ausreichend Wettbewerb funktioniert. Daher sollten aus Sicht des BDEW die wettbewerblichen Voraussetzungen von Leistungserhöhung und -reduktion getrennt voneinander betrachtet werden. So sind auch Fälle denkbar, in denen keine marktbasierete Lösung verfügbar ist, nicht hinreichend Flexibilitäten vorhanden sind oder nicht genügend Wettbewerb zwischen den steuerbaren Einheiten besteht, da Netzengpässe nur regional behoben werden können. Für diese Fälle sollte eine Vorrang/Nachrang-Regelung greifen. Der BDEW spricht sich im Fall eines nicht-marktbasiereten Engpassmanagements dafür aus, dass eine vollständige finanzielle Kompensation der Kosten der Anlagen im Falle von Engpassmanagementmaßnahmen sichergestellt wird. Sämtliche Anlagen, die zur Behebung des Netzengpasses herangezogen werden, müssen finanziell so gestellt werden, als hätte es den Eingriff in die marktbasierete Fahrweise nicht gegeben. Der Betreiber einer Anlage darf durch den Eingriff wirtschaftlich weder besser noch schlechter gestellt werden als er ohne den Eingriff stünde. In diesem Zusammenhang sind auch Kosten zu berücksichtigen, die in Folge der Engpassmanagementmaßnahmen entstehen (z. B. Fahrplanabweichungen etc.).

26. *Gibt es aus Ihrer Sicht institutionelle Hemmnisse für Investitionen in Speichertechnologien (Power-to-Gas, Batterien, ...)? Welchen Rahmenbedingungen müssten angepasst werden, um Investitionen in Speichertechnologien sicher zu stellen?*

Von entscheidender Bedeutung ist der Abbau bestehender Hemmnisse für Energiespeicher im Bereich der Pflicht zur Zahlung von Letztverbraucherabgaben und Entgelten, nicht zuletzt, da Speicher in Deutschland im direkten Wettbewerb mit den gleichen Technologien in den europäischen Nachbarländern stehen und gegenüber diesen durch die einseitige Belastung hierzulande einen entscheidenden Wettbewerbsnachteil haben. Die Folgen der aktuellen Regelungen für Speicher werden z. B. im Rahmen der aufgelegten Förderprogramme, welche ausdrücklich zu begrüßen sind, deutlich. Im Rahmen dieser Förderprogramme errichtete Power-to-Gas- oder Power-to-Heat-Anlagen stehen heute vielerorts mangels Wirtschaftlichkeit still. Geplante Investitionen in Pumpspeicherkraftwerke werden nicht nur gestoppt, mittlerweile ist der Fortbestand bereits existierender Anlagen, ungeachtet ihrer Bedeutung für die Systemstabilität, ernsthaft in Gefahr.

Der BDEW hat dem Gesetzgeber im Jahr 2014 einen Lösungsvorschlag für eine einheitliche Speicherdefinition innerhalb der für Energiespeicher relevanten Gesetze vorgelegt. Ferner sollte perspektivisch das Marktdesign weiterentwickelt werden, um die durch solche Anlagen erbrachten Speicherdienstleistungen entsprechend vergüten zu können.