

bne-Stellungnahme zum Fragebogen der Monopolkommission

bne-Stellungnahme zum Fragebogen der Monopolkommission im Rahmen des Energiesondergutachtens gem. §62 EnWG

Berlin, 07. Dezember 2018. Die Monopolkommission hat in Vorbereitung ihres nächsten Sondergutachtens zur Wettbewerbsentwicklung auf den Energiemärkten gemäß § 62 EnWG um schriftliche Stellungnahmen zu mehreren Themen gebeten und dazu einen Fragenkatalog vorgelegt. Zu diesen Fragen nimmt der bne im Folgenden Stellung.

I. Energiehandel

Frage 1

Wie beurteilen Sie die bestehende Aufteilung der Handelszonen (Strom) und Marktgebiete (Gas) in Europa und speziell die sich in Deutschland abzeichnende nationale Ausdehnung? Bedarf es weiterer Zusammenlegung oder auch Trennung von Handelszonen, um wirksamen Wettbewerb herzustellen? Wie ist insbesondere der Einfluss unterschiedlicher nationaler Regulierungen und Kapazitätsmechanismen zu bewerten?

Antwort für den Strommarkt: Für einen liquiden Großhandelsmarkt sind große Marktgebiete vorteilhaft, da nur in großen Gebieten die für eine wettbewerbliche Preisfindung notwendige Liquidität erreicht werden kann und die (ggf. lokale) Marktmacht einzelner Akteure begrenzt werden kann. Aus dieser Perspektive ist die Aufteilung in immer kleinere Marktgebiete problematisch.

Die Grenzziehung für die kleineren Marktgebiete müsste entlang der Engpässe im Netz erfolgen. Dies ist in einem vermaschten Netz, wie es in Deutschland existiert, nicht perfekt möglich. Die Marktgebiete würden in dieser Hinsicht den Redispatch nicht vollständig überflüssig machen und wären aus ökonomischer Sicht damit nicht optimal auszugestalten. Der voranschreitende Netzausbau würde eine regelmäßige Anpassung der Marktgebiete erfordern, um die Engpäs-

se im Netz noch angemessen widerzuspiegeln. Allerdings können Marktgebiete nur mit einem zeitlichen Vorlauf eingeführt oder geändert werden, da in die Zukunft gerichtete Handelsgeschäfte hiervon betroffen wären. Damit ergeben sich weitere Unschärfen hinsichtlich der Abbildung der Engpassituation im Netz.

Die Abwägung der Vor- und Nachteile der kleineren Marktgebiete sollte jedenfalls regelmäßig erfolgen, da sich wesentliche Parameter, wie z.B. die Kostenvor- und -nachteile der Erzeugung in den verschiedenen Regionen, der verschiedenen Technologien oder die Verfügbarkeit von Standorten sich im Laufe der Zeit deutlich ändern. Hinzu kommen neue Technologien wie zum Beispiel Power-To-X oder Speicher oder die Auswirkungen der Sektorenkopplung, die ebenfalls bei der Bewertung der Engpässe eine Rolle spielen.

In jedem Fall machen der schleppende Ausbau der Netze und der Anstieg des Redispatches (inkl. der damit verbundenen Kosten) Sorgen. Die Beschleunigung des Netzausbaus erscheint zum jetzigen Zeitpunkt die vorzugswürdige Lösung. Erst wenn klar wird, wie ein „Zielnetz“ aussehen wird, und damit auch klar ist, ob in nennenswertem Umfang strukturelle Engpässe bestehen, kann sinnvoll über den langfristigen Umgang mit den dann noch bestehenden Engpässen im Netz diskutiert werden.

Grundsätzlich sind unterschiedliche Regulierungen oder gar nationale Kapazitätsmärkte für große Marktgebiete problematisch, da sie den Wettbewerb verzerren. Hier ist auf eine weitreichende Angleichung der nationalen Vorgaben hinzuwirken.

Antwort für den Gasmarkt: Nachdem Frankreich zum 1. November 2018 seine zwei Gasmarktgebiete zu einem einzigen verschmelzen ließ, ist Deutschland heute der einzige EU-Mitgliedstaat mit getrennten Handelszonen im nationalen Erdgasmarkt. Der bne begrüßte daher den Vorstoß des Gesetzgebers, als dieser 2017 in der Gasnetzzugangsverordnung die Verpflichtung für die marktgebietsaufspannenden Fernleitungsnetzbetreiber aufnahm, bis zum 1.1.2022 deutschlandweit ein gemeinsames Gasmarktgebiet zu bilden. Dieser Zusammenschritt hat viele Vorteile: höheres Handelsvolumen, verbesserte Liquidität, Zusammenführung der Regelenergiebeschaffung und einfachere Prozesse. Händler und Lieferanten haben dann jeweils nur noch ein Portfolio zu bewirtschaften. Im Status-quo sind NCG und GASPOOL formal jeweils ein Marktgebiet, durch das Konvertierungsentgelt wird jedoch eine Trennung nach der Gasqualität auf Bilanzkreisebene erzwungen. Netznutzer sehen sich daher heute beim Netzzugang in Deutschland mit faktisch vier Marktgebieten konfrontiert. In einem einzigen deutschen Gasmarktgebiet entfielen zudem der Aufwand und Probleme, die sich heute aus der bestehenden Überlappung der zwei Marktgebiete ergeben. Auch in Bezug auf die Bewirtschaftung des Konvertierungssystems und die Regelenergiebeschaffung ist das gemeinsame Marktgebiet für alle Seiten von Vorteil. Denn sowohl die Beschaffung von kommerzieller Konvertie-

rungsleistungen als auch von Regelenergie werden heute durch einen relativ illiquiden L-Gashandel geprägt. Die Liquidität im L-Gas hat sich in den vergangenen Jahren deutlich schlechter entwickelt als im qualitätsübergreifenden Erdgashandel. Der deutsche L-Gasmarkt ist geprägt durch eine hohe Marktkonzentration sowie ungleich verteilte Importkapazitäten, Speicher für L-Gas und Konvertierungsanlagen. Dies verteuert die Regelbeschaffung im L-Gas und kommerzielle Konvertierungsmaßnahmen aktuell erheblich.

Der bne unterstützt die Idee, Marktgebietskooperationen auch mit angrenzenden Marktgebieten in Nachbarländern umzusetzen. Das von WECOM im Auftrag der Bundesnetzagentur erstellte Gutachten¹ hat gezeigt, welches großes Potential in grenzüberschreitenden Marktgebieten steckt. Marktgebietsinterne Maßnahmen würden nicht ausreichen, so die Gutachter, um die Liquidität in den Marktgebieten NCG und GASPOOL mindestens so weit zu erhöhen, dass sie die Kriterien erfüllt, die ACER im sog. Gas Target Model II vorgegeben hat. Das WECOM-Gutachten hat zudem gezeigt, dass etwa die Verbindung von einem deutschen Marktgebiet mit dem niederländischen sich sogar erhöhend auf das Kapazitätsangebot auswirken kann. Weitere Chancen internationaler Gasmarktkooperationen liegen in der Diversifizierung der Erdgasbezugsquellen (für Deutschland nicht unwichtig vor dem Hintergrund der rückläufigen niederländischen Produktion und dem geplanten Bau der Nordstream II Pipeline) sowie Wegfall eines Entry-Exits beim Zugang zu weiteren liquiden Gashandels-Hubs und LNG-Terminals.

Frage 2

Welche Veränderungen im Energiehandel sind durch die Digitalisierung zu erwarten? Inwieweit finden Technologien wie Blockchain bereits Anwendung und welches konkrete zukünftige Anwendungspotenzial ist aus Ihrer Sicht realistisch? Welche Veränderungen auf die Marktstruktur erwarten Sie in der Folge?

Antwort: Digitalisierung geht über die technische Dimension hinaus. Seit mehr als zwei Jahrzehnten lässt sich eine exponentielle Entwicklung von Rechenleistung, Speicherkapazitäten und bei der Datenübertragung beobachten. Diese Entwicklung wirkt in alle Bereiche hinein und löst teilweise tiefgreifende Veränderungen aus: digitale Strukturen ersetzen analoge Prozesse, Geschäftsmodelle passen sich geänderten Rahmenbedingungen an, neue Produkte und Dienstleistungen entstehen, alte Geschäftsmodelle lösen sich auf, Rollenverteilungen ändern sich und neue Geschäftsmodelle mit (im Markt) neuen Akteuren wachsen heran (z.B. Wärmepumpenverkauf inkl. Stromliefervertrag).

¹ WECOM „Gutachten zu Potentialen weiterer nationaler oder grenzüberschreitender Gasmarktgebietsintegrationen sowie den damit verbundenen Auswirkungen auf den deutschen Gasmarkt“ (Mai 2016) [Zum Download auf der Internetseite der Bundesnetzagentur](#)

Für den Energiesektor ist Digitalisierung Notwendigkeit und Herausforderung zugleich. Zur Begrenzung der Erderwärmung muss die Energieversorgung bis 2050 klimaneutral werden. Die Transformation zu einer dekarbonisierten, dezentralen und durch zunehmende Volatilität geprägten Energieerzeugung mit einer Vielzahl von kleinen Akteuren ist ohne Digitalisierung schlichtweg nicht zu schaffen. Digitale Technologien und Lösungen übernehmen die wichtige Rolle der Vernetzung (von Akteuren, Energieerzeugungstechnologien, (flexiblen) Lasten und Verbrauchern) und beschleunigen deren Kommunikation, Datenaustausch und Interaktion im Energiesystem. Kurz gesagt: Viele innovative Geschäftsmodelle werden durch Digitalisierung erst realisierbar – Geschäftsmodelle, die wir für eine erfolgreiche Energiewende in Deutschland dringend brauchen.

Die beschriebene Entwicklung wird auch die Rolle des Energiehandels im Energiesystem verändern. Zugleich stellt sie eine einzigartige Chance dar, bisher aufwendige Prozesse durch intelligente Lösungen zu ersetzen bzw. zu beschleunigen. Zudem lassen sich mit Technologien wie Blockchain, Machine Learning oder Big Data bisher ungenutzte Potentiale in unterschiedlichen Dimensionen erschließen und neue Produkte und Lösungen schaffen. Dabei entwickeln sich die Technologien und deren Anwendungsmöglichkeiten in derart rasanter Geschwindigkeit weiter, dass jede Aussage hier zu konkreten Einsatzmöglichkeiten wohl bereits morgen veraltet sein würde.

Die durch Dekarbonisierung, Digitalisierung, Dezentralisierung und Demokratisierung („4 D“) geprägte Transformation im Energiesektor wird nicht ohne Auswirkungen auf die Marktstruktur bleiben. Faktisch unterliegt jedoch jede Marktrolle dem Innovationsdruck durch die „4 D“. Ob und wie sich dadurch die Marktstruktur verändert, wird nicht zuletzt davon abhängen, wie die einzelnen Markttrollen und Unternehmen die Herausforderungen dieses Prozesses bewältigen und die sich hieraus ergebenden Marktchancen für sich nutzen können.

Frage 3

Wie schätzen Sie die Entwicklung der Unternehmenskonzentration im Stromgroßhandel ein?

Antwort: Dazu liegen uns keine Erkenntnisse vor.

Frage 4

Welche Erwartungen haben Sie an den Leitfaden des Bundeskartellamts zur Missbrauchsaufsicht im Stromgroßhandel? Bietet eine auf ein (laufendes) Untersuchungsjahr bezogene Bestimmung potenziell marktbeherrschender Stellungen von Stromerzeugern geeignete Voraussetzungen, damit diese ihre kartellrechtliche Marktstellung einschätzen und für ihr Gebotsverhalten berücksichtigen können?

Antwort: Wir erwarten eine Klarstellung, wer von möglichen Einschränkungen des Gebotsverhaltens betroffen ist und wie weitreichend die Einschränkungen sind. Die Klarstellung sollte möglichst so ausgestaltet werden, dass Unternehmen konkrete Aussagen zu diesen beiden Fragen erhalten und ihr Verhalten entsprechend anpassen können. Weiter wird erwartet, dass Einschränkungen für das Gebotsverhalten nur sehr wenige Unternehmen treffen werden, und damit sichergestellt wird, dass marktgerechte Markups möglich bleiben. Diese Markups sind von entscheidender Bedeutung, um Preissignale zu erhalten, die auch Investitionsentscheidungen auslösen können, damit Knappheiten wettbewerblich beseitigt werden.

Frage 5

Wie bewerten Sie die Arbeit der Markttransparenzstelle für Strom und Gas? Welche Wirkungen hat die Markttransparenzstelle bisher (z.B. Anwendung der REMIT) und welche Erwartungen haben Sie an die zukünftige Arbeit der Stelle?

Antwort: Aus Sicht der Marktbeteiligten verursachen die Markttransparenzstelle und die Meldepflichten für REMIT derzeit vor allem hohen Abwicklungsaufwand. Derzeit können noch nicht alle Meldungen in einem automatisierten Verfahren durchgeführt werden, was den Aufwand zusätzlich erhöht. Zudem sind Rückfragen bei ACER nur über ein Webformular möglich, die Antworten erhält man mitunter erst mehrere Wochen später. Bei der Bundesnetzagentur ist die telefonische Verfügbarkeit der zuständigen Mitarbeiter stark eingeschränkt, so dass es auch hier bei Rückfragen zu Verzögerungen kommt. Ob und welche Wirkungen durch die Markttransparenzstelle gegeben sind, ist für uns nicht erkennbar.

II. Regelenergiemärkte

Frage 6

Wie schätzen Sie die Wettbewerbsintensität auf den Regelenergiemärkten ein? Sind die aktuell geltenden Rahmenbedingungen aus Ihrer Sicht zufriedenstellend?

Antwort: Derzeit sind die Regelungen zum Regelenergiemarkt noch nicht zufriedenstellend. Die langen Produktlaufzeiten und die langen Vorlaufzeiten für die Ausschreibungen erschweren insbesondere Verbrauchern und EE-Anlagen die Teilnahme am Markt. Hinzu kommt die Änderung des Zuschlagsmechanismus (dazu mehr in der Antwort zu Frage 8).

Mit der schrittweisen Umsetzung der „guideline on electricity balancing“ (EBGL) und der „guideline on electricity transmission system operation“ (SOGL) besteht nun ein konkreter Fahrplan zur Verbesserung der Rahmenbedingungen. Zum einen werden die Regelenergiemärkte für Wettbewerber aus der EU geöffnet, zum anderen sind die Ausschreibungsspezifikationen so ausgestaltet, dass

auch neue Teilnehmer besser an diesen Märkten partizipieren können. Die Umsetzung der neuen Regelungen wird jedoch über mehrere Jahre erfolgen, so dass keine schnellen Ergebnisse zu erwarten sind.

Frage 7

Durch die Verordnung zur Festlegung einer Leitlinie für den Übertragungsnetzbetrieb und die Verordnung zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem ergeben sich zahlreiche Änderungen auf den Regelenenergiemärkten. Wie wirken sich diese auf den Wettbewerb auf den Regelenenergiemärkten aus? Wie beurteilen Sie insbesondere die Einrichtung von Regelarbeitsmärkten?

Antwort: Insgesamt sind die Änderungen positiv zu bewerten, da sie die Regelenenergiemärkte EU-weit öffnen und damit den Wettbewerb stärken. Teil der Änderungen ist eine Verkürzung der Produktlaufzeiten, womit eine deutliche Verbesserung der Teilnahmebedingungen für neue Technologien, wie zum Beispiel auch von Verbrauchern oder Erneuerbaren Anlagen, erreicht wird.

Auch die Einführung von Regelarbeitsmärkten ist grundsätzlich zunächst sinnvoll. Da in vielen EU-Mitgliedsländern die kurzfristigen Intra-Day-Märkte noch nicht ausreichend entwickelt sind, kann der Regelarbeitsmarkt hier eine Lücke schließen, um kurzfristige Angebote am Regelenenergiemarkt zu ermöglichen. Mittelfristig sollte jedoch auch für den Minutenreservemarkt auf die kurzfristigen Intra-Day-Märkte zurückgegriffen werden können, dazu ist eine weitere Verkürzung der Vorlaufzeiten der Intra-Day-Märkte notwendig.

Frage 8

Ist die von der Bundesnetzagentur beschlossene vorübergehende Änderung des Zuschlagsmechanismus für Sekundärregelung und Minutenreserve geeignet, um einen funktionsfähigen Wettbewerb zu gewährleisten? Welche Probleme für den Wettbewerb könnten sich aufgrund des Mischpreisverfahrens ergeben?

Antwort: Die Einführung des neuen Zuschlagsmechanismus ist in der vorliegenden Form problematisch. Die hohe Bewertung des Arbeitspreises erschwert insbesondere Anbietern mit Verbrauchseinrichtungen als technischer Basis, aber auch anderen Anbietern mit neuen, bisher nicht am Markt teilnehmenden Technologien die Teilnahme am Regelenenergiemarkt. Denn Anlagen mit geringen Vorhaltekosten und hohen Abrufkosten werden durch den neuen Zuschlagsmechanismus benachteiligt. Als Folge der Einführung kann man feststellen, dass bei der Regelenenergie die Vorhaltekosten steigen und die Abrufkosten sinken, somit die Kosten für Bilanzungleichgewichte und der Anreiz für ausgeglichene Bilanzkreise sinken. Als wichtiger Teil des Problems ist dabei der starre Gewichtungsfaktor zu benennen. Ein an der Position in der Merit-Order orientierter Gewichtungsfaktor, der die Abrufwahrscheinlichkeit besser abbildet, könnte hierbei Abhilfe schaffen.

Aus Sicht der Bilanzkreisverantwortlichen ist eine Dämpfung der Kostenrisiken für die Bilanzabweichungen hingegen zu begrüßen. Die in der Vergangenheit gelegentlich aufgetretenen sehr hohen Ausgleichsenergiepreise waren anhand der Fundamentaldaten nicht nachvollziehbar und setzen einen Anreiz zur übermäßig vorsichtigen Bilanzkreisbewirtschaftung. Insofern war eine Anpassung des Zuschlagsmechanismus nicht nur sinnvoll, sondern sogar zwingend.

III. Erneuerbare Energien

Frage 9

Wie schätzen Sie die Wettbewerbsintensität bei den Ausschreibungen für erneuerbare Energien, insbesondere in Bezug auf die Solar- und (Onshore-) Windenergie, ein? Was ist aus Ihrer Sicht der Grund für den beobachteten Anstieg der durchschnittlichen Zuschlagswerte? Mit welchen Auswirkungen rechnen Sie, wenn die ausgeschriebenen Volumina durch Sonderausschreibungen erhöht werden?

Antwort: Die grundsätzliche Wettbewerbsintensität bei der Solarenergie wird als sehr hoch eingeschätzt, da in allen bisherigen Runden mehrfache Angebotsüberzeichnungen vorlagen. Wenn man jedoch genauer hinsieht, welche der verschiedenen Anlagensegmente (Freiflächenanlagen (FFA) und große Dachanlagen >750 kW) zum Zuge gekommen sind, stellt man fest, dass bisher keine einzige PV-Dachanlage größer 750kW einen Zuschlag erhalten konnte. Aus diesem Grund sollte darüber nachgedacht werden, das genannte Dachanlagensegment individuell bzw. anders zu behandeln, z.B. durch einen eigenen Ausschreibungsbereich.

Die minimal gestiegenen durchschnittlichen Zuschlagswerte bei Solar hängen nach unserem Dafürhalten an zwei wesentlichen Faktoren. Zum einen sind die Pachtpreise der Flächen gestiegen, zum anderen sind die zusätzlich geschaffenen Flächen in den Bundesländern Bayern und Baden-Württemberg volumenseitig limitiert, was dort bereits zu Überzeichnungen führte – bei diesen Flächen handelt es sich um sog. Acker- und Grünlandflächen in benachteiligten Gebieten. Bei diesen attraktiven Flächen lassen sich deutlich günstigere Gestehungskosten erzielen, was zu günstigeren Angeboten führen kann.

Die Sonderausschreibungen sind insbesondere für die Solarenergie von großer Bedeutung, da ohne sie durch ein im EEG angelegtes Kumulierungsgebot für die Jahre 2019 und 2020 deutlich weniger Ausschreibungsvolumina zur Verfügung stünde.

Die zu Beginn der Ausschreibungen hohe Wettbewerbsintensität bei Windenergie an Land ist sowohl bei den technologieoffenen als auch bei den technologiespezifischen Ausschreibungen sehr stark zurückgegangen. Sichtbar wird dies vor allem in der deutlichen Unterzeichnung der aktuellen Ausschreibung für

Windenergie an Land. In erster Linie hängt dieser negative Trend an den Genehmigungsverfahren. Zu nennen ist hier u.a die deutliche Verlängerung der Genehmigungsdauer aufgrund steigender genehmigungsrechtlicher Anforderungen.

Die hohen Zuschlagswerte sind nach unserem Dafürhalten eine Folge des fehlenden Wettbewerbs, der sich durch die Unterzeichnungen widerspiegelt.

Bei unveränderten Rahmenbedingungen hinsichtlich der Genehmigungspraxis und der daraus resultierenden geringen Beteiligung bei Wind an Land könnten die Sonderausschreibungsmengen ins Leere laufen.

Frage 10

Welcher Art ist üblicherweise die Beziehung zwischen Projektentwicklern für Wind- und Solarenergieprojekte und den Eigentümern dieser Anlagen? Werden die Anlagen zu einem bestimmten Zeitpunkt abschließend an einen Eigentümer übergeben oder verbleibt zumindest die Betriebsführung üblicherweise beim Projektentwickler? Handelt es sich bei den Eigentümern in der Regel um Energieversorgungsunternehmen?

Antwort: Dazu liegen uns keine Erkenntnisse vor.

Frage 11

Welche Bedeutung haben aktuell langfristige Stromabnahmeverträge für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland? Was sind die Vor- und Nachteile derartiger Verträge? Sollte das Marktprämienmodell in diese Richtung weiterentwickelt werden, wie in Großbritannien oder Frankreich?

Antwort: Fallende Gestehungskosten bei Wind und Solar und gleichzeitig steigende spezifische Marktwerte führen zu neuen Finanzierungs- und Vermarktungslösungen außerhalb des EEG-Regimes. In einigen Ländern werden langfristiger Stromabnahmeverträge (sog. PPA) bereits erfolgreich zur Finanzierung von EE-Anlagen herangezogen. Dies gilt neben dem Betrieb von Bestandsanlagen auch für den Neubau.

Im Jahr 2021 fallen in Deutschland die ersten Anlagen aus der EEG-Förderung. Hier bieten PPA eine Möglichkeit, eine Anschlussfinanzierung des Anlagenbetriebs (also die Deckung der Betriebskosten, Wartung und Pacht) sicher zu stellen. Die Bedeutung langfristiger Stromabnahmeverträge kann demnach auch in Deutschland stark zunehmen.

Mit sinkender EEG-Unterstützung und steigender Wettbewerbsfähigkeit der Erneuerbaren ist perspektivisch zudem auch denkbar, dass auch vor allem Neuan-

lagen mit Hilfe von PPAs finanziert werden können. Ob sich eine konkrete Umsetzungsart durchsetzen wird (physische oder synthetische PPA), hängt stark von der Entwicklung im Laufe der nächsten Jahre und vom Adressatenkreis ab.

Eine der (noch) größten Umsetzungshürden für PPA ist die Projektfinanzierung durch Banken, d.h. die PPA-Verträge müssen nicht nur für den Erzeuger und den Abnehmer funktionieren, sondern zugleich auch für die Banken akzeptabel sein. Vergleichbare Sicherheiten wie mit den 20-jährigen EEG-Garantien können PPAs nicht vorweisen, die zusätzlichen Risiken führen zu Risikoaufschlägen und kürzeren Laufzeiten (ungefähr 10 Jahre). Die mit einem PPA einhergehenden Regelungsbedarfe und Risiken machen individuelle, aufwändige Vertragsgestaltungen erforderlich. Vor diesem Hintergrund werden PPA bislang vorwiegend von Großunternehmen genutzt.

Die aktuell gleitende Marktprämie (gMP) gleicht die Differenz zwischen anzulegendem Wert und dem jeweiligen Monatsmarktwert aus. Steigt der Marktwert, wie in den vergangenen Monaten zu beobachten, kann die Marktprämie bis auf null sinken und verursacht in dem Moment keine EEG-Umlage-Kosten mehr. Das System der gMP könnte daher mittelfristig ausschließlich als Fallback-Lösung herangezogen werden. Bei einer Weiterentwicklung der gMP Richtung symmetrischer Marktprämie oder Contracts for Differences (CfD), wonach u.a. eine Rückzahlungspflicht des Anlagenbetreibers bei Strompreisen oberhalb des Zuschlagspreises entsteht, würde die Erlösobergrenze von vornherein festgelegt werden. Der Vermarkter des Stroms aus diesen Anlagen hätte dann künftig keinerlei Spielraum, um auf Marktpreise zu reagieren. Gleichzeitig erinnert das CfD-Modell an ein Festpreisvergütungssystem vergangener Zeiten. Ob und inwieweit sich das Marktprämienmodell in Richtung Contracts for Differences weiter entwickeln sollte, kann auf Grund der vielen Unwägbarkeiten zum jetzigen Zeitpunkt noch nicht abschließend beantwortet werden.

IV. Stromnetze und Netzentgelte

Frage 12

Die Monopolkommission hat in ihrem vergangenen Sondergutachten Energie 2017 die Einführung einer EE-Regionalkomponente (erzeugerseitiges Netzentgelt für Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Energien) gefordert. Ist ein solches Instrument aus Ihrer Sicht geeignet, die Akzeptanz für die Energiewende in den vom Ausbau betroffenen Kommunen zu erhöhen? Welche Alternativen sehen Sie?

Antwort: Der bne hat hierzu noch keine Position.

Frage 13

Bedarf es aus Ihrer Sicht einer Reform der Netzentgeltstruktur? Welche Aspekte der aktuellen Ausgestaltung sollten bei einer Reform in Angriff genommen werden? Welche Vor- und Nachteile hätte eine Stärkung der Leistungskomponente?

Antwort: Die Reform der Netzentgeltstrukturen ist dringend notwendig. Die heutigen Netzentgeltstrukturen bilden nicht die Kosten der Netzinanspruchnahme ab und führen deshalb zu den falschen Anreizen auf Seiten der Netznutzer. Insbesondere verhindert der hohe Arbeitspreisanteil die Verwendung von Strom in anderen Sektoren. Bei Haushaltskunden müssen derzeit für die Netznutzung Entgelte je verbrauchter Kilowattstunde in Höhe der Energiekosten für z.B. Öl gezahlt werden. Hinzu kommen dann noch die Kosten für die Energie und zusätzliche Abgaben und Umlagen. Damit ist es für Verbraucher wirtschaftlich uninteressant, bei temporär sehr geringen Preisen für elektrische Energie den Energieträger zu wechseln. Auch ein dauerhafter Wechsel von fossilen Energieträgern zu Strom wird auf diese Weise verteuert und behindert damit einen marktgetriebenen Wechsel zu Lösungen auf Basis von Elektrizität.

Die an der tatsächlich abgerufenen Leistung orientierten Jahresleistungspreise behindern die flexiblere Nutzung durch die Verbraucher, da sie einen Anreiz zur Begrenzung der Höchstleistung geben. In einem Elektrizitätssystem, das in hohem Maße auf der Stromerzeugung durch Photovoltaik und Windanlagen basiert, wird die Erzeugung volatil sein: Es werden sich Zeiten hoher Erzeugung mit Zeiten geringer Erzeugung abwechseln. Für diese Charakteristik der Erzeugung müssen Verbraucher in der Lage sein, ihren Verbrauch flexibel an die Erzeugung anzupassen, also ihren Verbrauch zu senken, wenn benötigt, aber auch ihren Verbrauch deutlich zu steigern, wenn die Erzeugung hoch ist. Die Jahresleistungspreise verhindern jedoch, dass für wenige Zeitpunkte im Jahr eine sehr hohe Leistung von den Verbrauchern aufgenommen wird.

Damit ist eine Stärkung der Leistungskomponente in der heutigen Form nicht sinnvoll, da dadurch die Anreize zur gleichförmigen Nutzung der Netze weiter steigen würden. Besser wären Preise, die sich an der Netzanschlusskapazität orientieren, möglicherweise ergänzt um Grundpreiselemente.

Zusätzlich muss in den Netzentgelten berücksichtigt werden, dass die Netze nur eine begrenzte Kapazität besitzen. Um diese bestmöglich zu nutzen, muss eine neue Netzentgeltstruktur ergänzt werden mit Flexibilitätsanreizen, die eine Netzüberlastung verhindern. Weiter müssen auch die Umlagen und Abgaben in die Netzentgeltstruktur überführt werden. Der EEG-Umlage kommt dabei eine Sonderrolle zu, da hier auch historische Kosten der Energiewende zum Tragen kommen. Deshalb sollte die EEG-Umlage, , auch auf andere Energieträger verteilt werden, idealerweise entsprechend der Höhe ihrer CO₂-Emissionen.

Frage 14

Welche Vor- und Nachteile hätte es, wenn die Verteilernetzentgelte auf Ebene einzelner Netze (anstelle auf Ebene der Betreiber) regulatorisch festgelegt würden? Würden Sie eine entsprechende Veränderung des Regulierungsansatzes begrüßen?

Antwort: Eine noch kleinteiligere Ausgestaltung der Netzentgelte ist mit einem hohen Aufwand für Lieferanten verbunden. Schon heute ist die Abgrenzung der Netzgebiete und damit die Zuordnung der Verbraucher zu Netzentgelten an den Grenzen der Netzgebiete problematisch, insbesondere im Zeitpunkt der Angebotserstellung. Werden die Netzentgelte nicht mehr auf Betreiber-Ebene, sondern auf der Ebene einzelner Netze festgelegt, vervielfacht sich das Problem der vorvertraglichen Ermittlung der geltenden Netzentgelte. Damit würden den Lieferanten in erheblichem Umfang zusätzliche Transaktionskosten entstehen, die letztlich auf die Verbraucher gewälzt würden.

Die Frage der weiteren lokationalen Differenzierung der Netzentgelte ist eher eine Frage der Verteilungsgerechtigkeit und der Strukturpolitik. In Ballungsräumen sind die Netzkosten tendenziell geringer, da hier viele Abnehmer auf kleinem Raum zusammen kommen, während im ländlichen Raum die Leitungslängen deutlich größer sind und damit höhere Kosten entstehen. Aus strukturpolitischer Sicht ist aber eine zusätzliche Belastung der Verbraucher im ländlichen Raum problematisch, so dass sogar eine bundesweite Vereinheitlichung der Verteilnetzentgelte sinnvoll erscheint. In diese Richtung geht die Bundesregierung derzeit mit der Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte, die im Netzentgeltmodernisierungsgesetz eingeleitet wurde.

V. Konzessionsvergabe

Frage 15

Gibt es neue Entwicklungen bei der Vergabe von Verteilernetzkonzessionen? Wie hat sich die Reform des § 46 EnWG und insbesondere die ausdrückliche Nennung des Kriteriums der Kosteneffizienz in der Praxis ausgewirkt?

Antwort: Dazu liegen uns keine Erkenntnisse vor.

Frage 16

Bietet das derzeitige Verfahren der Ausschreibung von Netzkonzessionen aus Ihrer Sicht einen Nutzen, der die Verfahrenskosten rechtfertigt? Wie beurteilen Sie an diesem Zusammenhang den Vorschlag der Monopolkommission, als Wettbewerbsparameter einen „Abschlag auf die Netzentgelte“ zu berücksichtigen?

Antwort: Dazu liegen uns keine Erkenntnisse vor.

VI. Weitere Märkte und allgemeine Entwicklung

Frage 17

Wie bewerten Sie die wettbewerblichen Auswirkungen eines voraussichtlichen Vollzugs des Zusammenschlusses/Beteiligungstausches der RWE AG und der E.ON SE?

Antwort: Aus Sicht des bne hat das Zusammenschlussvorhaben erhebliche Auswirkungen, vor allem auf die regional abzugrenzenden Märkte für die Belieferung von Haushalts- und Kleingewerbekunden (HuK-Kunden) mit Strom, Heizstrom und Gas sowie auf teilweise erst im Entstehen befindliche neue Märkte (insbesondere dem Messstellenbetrieb und Mobilstrommarkt).

Lieferung von Strom an HuK-Kunden

Durch den Zusammenschluss würde die dominante Stellung von E.ON/Innogy im Markt der Stromversorgung von Haushaltskunden in allen Versorgungsnetzgebieten, in denen E.ON oder Innogy bereits Grundversorger sind, gestärkt.

In Netzgebieten, in denen E.ON und Innogy (jeweils mit allen Beteiligungsgesellschaften) Grundversorger sind, liegen ihre Marktanteile bei durchschnittlich ca. 70%: Nach Angaben von Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt (Monitoringbericht 2018, S. 259) werden durchschnittlich 69% aller SLP-Kunden (gerechnet nach Liefermenge) durch den örtlichen Grundversorger beliefert, davon 27,8% in der echten Grundversorgung und weitere 41,2% auf Grundlage eines Sondervertrags mit dem Grundversorger. Die restlichen Sondervertragsanbieter erreichen dagegen gemeinsam im Schnitt einen Marktanteil von rund 31%. Der durchschnittliche Marktanteil des jeweils stärksten anderen Sondervertragsanbieters dürfte eher im kleineren einstelligen Prozentbereich liegen.

Durch den Zusammenschluss gewinnt E.ON in den Gebieten, in denen E.ON schon bisher Grundversorger ist, die Sondervertragskunden der Innogy hinzu. In den aktuellen Grundversorgungsgebieten der Innogy tritt E.ON in deren Grundversorgerstellung ein und behält daneben ihre bisherigen Sondervertragskunden. In beiden Fällen erhöht sich der Marktanteil von E.ON als (ggf. künftiger) Grundversorger. Dies betrifft nach unserer Einschätzung über 60% des Bundesgebiets nach Fläche.

Die Bündelung der mit dem Netzbetrieb verbundenen Finanzkraft, des Zugriffs auf Kundendaten aus dem Netzbetrieb und der Einflussmöglichkeiten durch Minderheitsbeteiligungen an Stadtwerken auf Seiten von E.ON wird die starke Stellung des Vertriebs in den Regionen zusätzlich verstärken. Die „neue“ E.ON erhält dadurch alle Mittel, um auch im Sondervertragsbereich in erheblichem Umfang weitere Marktanteile hinzuzugewinnen und Wettbewerber abzuschrecken.

Darüber hinaus vergrößert E.ON auf einen Schlag die Zahl der ihr im Sondervertragsvertrieb zur Verfügung stehenden, am Markt gut eingeführten Vertriebsmarken. E.ON wird diese Markenvielfalt insbesondere im wichtigsten Vertriebsweg über Verivox und Check24 dazu nutzen können, um die erfolgversprechenden vorderen Plätze der Suchergebnislisten komplett zu belegen. Wettbewerber werden dadurch auf untere Positionen abgedrängt. Diese liegen unter der Wahrnehmungsschwelle der meisten Kunden.-

Lieferung von Erdgas an Kleinkunden

Die wettbewerbliche Beurteilung bei Gas entspricht grundsätzlich den Verhältnissen auf den relevanten Strommärkten. Auch hier wird es durch den Zusammenschluss zu einer massiven Verstärkung der dominanten Stellung von E.ON und Innogy auf den regionalen Versorgungsmärkten kommen.

Lieferung von Heizstrom an Kleinkunden

Noch erheblichere Auswirkungen hätte eine unveränderte Umsetzung des Zusammenschlussvorhabens auf die Märkte für die Lieferung von Heizstrom. E.ON und Innogy sind bereits heute in ihren jeweiligen Grundversorgungsgebieten beim Heizstrom mit Marktanteilen von über 90% vertreten. Die Umsetzung des Zusammenschlussvorhabens würde in den Grundversorgungsgebieten von E.ON und Innogy durch den Zugewinn der Heizstromkunden von Innogy unmittelbar zu einer Verstärkung der dominanten Stellung von E.ON in allen künftigen Grundversorgungsgebieten führen. Auch hier wäre mehr als 60% der Fläche des Bundesgebiets betroffen. Zugleich fiel mit Innogy einer der stärksten und aussichtsreichsten Wettbewerber von E.ON weg. Die erst beginnende wettbewerbliche Entwicklung der Heizstrommärkte würde dadurch empfindlich zurückgeworfen.

Smart Metering und nachgelagerte Dienstleistungen

Das Zusammenschlussvorhaben würde aufgrund der Konzentration des Netzbetriebs in der Hand von E.ON gravierende, wettbewerblich negative Auswirkungen auf sich gerade erst entwickelnde Märkte im Zusammenhang mit dem Betrieb intelligenter Messstellen für Strom entfalten (Smart Metering, Gateway-Administration).

Als grundzuständiger Betreiber von über 40 % aller deutschen Messstellen und mit den zusätzlich gewonnenen finanziellen und innovativen Ressourcen hätte E.ON für alle Anwendungen eine einzigartige Ausgangsposition und einen entscheidenden Wettbewerbsvorteil gegenüber allen anderen potentiellen Wettbewerbern.

Allein die Anzahl der von E.ON betriebenen, mit Smart Metern auszustattenden Zählpunkte und die damit verbundenen Mengenvorteile bei der Beschaffung der Geräte würden E.ON die Möglichkeit eröffnen, technologische Maßstäbe zu setzen, potentielle Wettbewerber von vornherein preislich zu unterbieten und den Wechsel zu anderen Betreibern durch eigene Wettbewerbsangebote zu verhindern.

Durch diese Vorteile hätte E.ON beste Voraussetzungen, um zusätzlich zu den Abnahmepunkten, an denen E.ON bereits grundzuständiger Messstellenbetreiber ist, als wettbewerblicher Messstellenbetreiber zunächst auch die Abnahmepunkte in den Gebieten zu übernehmen, in denen E.ON Grundversorger, aber

nicht Netzbetreiber ist. E.ON könnte auch in allen anderen Gebieten insbesondere Großverbraucher mit einer Abnahme zwischen 6.000 und 100.000 kWh/Jahr adressieren, weil diese gesetzlich verpflichtet sind, ein komplexeres intelligenteres Messsystem einzurichten, und diese Leistung höhere Erlöse für den Messstellenbetreiber verspricht. Diese Kunden bilden zusammen genommen ein erhebliches weiteres Ausbaupotenzial für die bereits von Beginn an dominante Stellung von E.ON im neuen Messstellenbetrieb.

Zugleich würde E.ON eine Vormachtstellung bei der Generierung von und dem Zugang zu Stromverbrauchsdaten erlangen. Über diese Daten wird zwar zunächst nur der grundzuständige Messstellenbetreiber (Netzbetreiber) verfügen und ein Zugriff anderer entbundelter Konzernunternehmen darauf unterliegt zwar rechtlichen Einschränkungen. Allein dadurch ist aber nicht sichergestellt, dass der Zugriff von E.ON auf die Daten, die von den konzernangehörigen Netzbetreibern erhoben werden, auch faktisch verhindert würde. Eine effektive konzerninterne Durchsetzung des Datenschutzes ist nicht gewährleistet. Insbesondere ist vorhersehbar, dass E.ON die Daten der Stromverbraucher zum eigenen Marketing im Stromvertrieb nutzen kann und wird, dadurch verstärkt als Stromversorger Kunden hinzugewinnt und deren Verbrauchsdaten dann auch rechtlich ohne Einschränkung nutzen darf.

E.ON hätte damit von Beginn an Zugriff auf den mit Abstand größten Bestand von Stromverbrauchsdaten in Deutschland, nämlich die Daten von ca. 20 Mio. Abnahmepunkten allein in den Gebieten, in denen E.ON Netzbetreiber oder am Netzbetreiber beteiligt ist, und damit von weit mehr Abnahmepunkten als der zweitgrößte Netzbetreiber EnBW (inklusive aller Beteiligungsgesellschaften) mit ca. 5 Mio. Abnahmepunkten.

Für alle auf Massendaten („Big Data“) beruhenden Anwendungen und möglichen Mehrwertdiensten ist ein möglichst großer Datenbestand Voraussetzung und die Größe des Datenbestands letztlich der entscheidende Wettbewerbsvorteil gegenüber anderen Anbietern. Wettbewerb und Innovationskraft auf abgeleiteten Märkten würden dadurch bereits in einer sehr frühen Phase erheblich beschränkt. E.ON könnte innerhalb kurzer Zeit bundesweit eine marktbeherrschende Stellung im Smart Metering-Markt erlangen und dadurch auch abgeleitete Produktmärkte von Beginn an dominieren. Dies kann zu hohen Preisen für die Daten und weniger Innovationen bei ihrer Nutzung führen.

Öffentliche Ladestationen für Elektromobilität

Die Konzentration des Netzbetriebs in der Hand von E.ON würde außerdem die wettbewerbliche Entwicklung des noch sehr jungen Marktes für die Belieferung der Nutzer von Elektrofahrzeugen mit Strom durch öffentliche Ladestationen in Deutschland behindern.



Das Zusammenschlussvorhaben würde zur Kumulation des Ladesäulenangebots von Innogy und E.ON führen. Schon bisher ist Innogy bundesweit mit Abstand der größte Anbieter. Künftig würde E.ON bundesweit einen Anteil von fast 20% erreichen, mit einem erheblichen Abstand zum nächstkleineren Anbieter.

Die Reichweite von Elektrofahrzeugen ist durch die jeweilige Batteriekapazität technisch deutlich enger begrenzt als die von konventionellen Kraftfahrzeugen. Elektrofahrzeuge eignen sich besonders für den Stadtverkehr und werden gegenwärtig auch vornehmlich dort genutzt. Dies begrenzt die tatsächliche Auswahl der Nutzer an Lademöglichkeiten zusätzlich auf das jeweilige Stadtgebiet. Die Anzahl verfügbarer Ladesäulen ist im Vergleich zur Anzahl der Tankplätze an Tankstellen gegenwärtig noch gering und die räumliche Verteilung sehr viel unregelmäßiger. Dies gilt umso mehr unter Berücksichtigung der viel längeren Ladedauer gegenüber dem nur wenige Minuten dauernden Kraftstoff-Tankvorgang. Zudem ist die Marktpräsenz der einzelnen Anbieter von Ladesäulen regional sehr unterschiedlich und selektiv. Für den einzelnen Nachfrager, der noch dazu nicht bei allen Anbietern spontan laden kann, hat dies noch geringere Auswahlmöglichkeiten zur Folge. Eine gegenseitige Marktdurchdringung aller Regionen durch alle oder zumindest mehrere große Anbieter wie im Tankstellenbereich besteht nicht, in einigen gerade ländlicheren Regionen betreibt nur ein einziger Anbieter Ladesäulen.

Betrachtet man die Gebiete einzelner Städte und Landkreise, erreicht Innogy in vielen Regionen insbesondere im Westen Deutschlands, im Norden, Teilen Brandenburgs und Sachsens sowie in Westbayern Marktanteile über 40%. Die dadurch vermittelte dominante Stellung der „neuen“ E.ON würde in vielen Fällen durch Vereinigung mit den schon bisher von E.ON betriebenen Ladesäulen unmittelbar verstärkt.

Mit der vorhandenen Technologie von Innogy, der national weitgehenden Konzentration der Netze bei E.ON und der daraus erwachsenden Finanzkraft hätte E.ON Anreiz und Möglichkeit, als Netzbetreiber alle eigenen Gebiete wie die bisherigen Innogy-Gebiete auszustatten und dafür massiv in Ladesäulen zu investieren. In diesem Fall würden sich sowohl bundesweit als auch gerade in den E.ON-Netzgebieten, die Dritte bisher nicht nennenswert mit Ladesäulen erschlossen haben, der E.ON-Marktanteil sprunghaft auf mehr als 40% erhöhen und E.ON jedenfalls in vielen weiteren Regionen schnell zu einem hohen Marktanteil verhelfen. In einem zweiten Schritt ist zu befürchten, dass E.ON mit der gewonnenen Marktmacht auch in fremde Netzgebiete expandieren wird. Der Wettbewerb in diesem jungen Markt würde damit massiv beeinträchtigt.

Frage 18

Mit der Sektorkopplung soll es zu einer zunehmenden Nutzung von Strom im Verkehrssektor kommen. In welchem Teil der Wertschöpfungskette sehen Sie aktuell mögliche Wettbewerbsprobleme bei der Bereitstellung von Strom für Elektrofahrzeuge? Welche Herausforderungen ergeben sich für Stromnetzbetreiber, insbesondere in Bezug auf den Ausbau der notwendigen Ladeinfrastruktur?

Antwort: Derzeit lässt sich beobachten, dass der Aufbau der Ladeinfrastruktur durch wettbewerbliche Marktteilnehmer in einigen Regionen problematisch ist. In diesen Regionen treiben die Verteilnetzbetreiber oder ihre verbundenen Unternehmen den Ausbau der Ladesäulen selbst voran. Wettbewerbsfähigen Anbietern wird eine Vielzahl von Hindernissen in den Weg gelegt, während sich die eigenen Projekte (bzw. diejenigen der verbundenen Unternehmen) offenbar leicht realisieren lassen. Die Hindernisse äußern sich in Form von intransparenten technischen Regeln und Prozessen. Damit werden in diesen Regionen Quasi-Monopole geschaffen, die auf lange Sicht problematisch werden.

Wettbewerbsprobleme bei der Bereitstellung von Strom für Elektrofahrzeuge ergeben sich aber auch durch die Bestimmung des Ladepunktes als Letztverbraucher im EnWG. Der Ladepunkt ist damit zwar nicht Teil des Netzes, allerdings wird damit auch verkannt, dass das eigentliche energiewirtschaftliche Potenzial in der Batterie des Fahrzeugs liegt. Durch diese Festlegung verlieren die Elektromobilisten die Verfügung über die Batterie ihres Elektromobils und können an den öffentlichen Ladesäulen nicht mehr ihren Stromlieferanten wählen oder den in der Batterie enthaltenen Strom vermarkten. Es wäre daher wesentlich, die Definition der Ladesäule als Letztverbraucher in der Elektromobilität zu überarbeiten und den Elektromobilisten in das EnWG als tatsächlichen Letztverbraucher einzubeziehen.

Der Ausbau von Ladeinfrastruktur stellt Netzbetreiber sicherlich vor Herausforderungen, da die meisten Verteilnetze nicht für eine derart hohe und gleichzeitige Stromnachfrage ausgelegt sind, wie sie durch das gleichzeitige Laden von Elektroautos zustande käme. Eine Flexibilitätsverordnung nach §14a EnWG würde wichtige Rahmenbedingungen schaffen, die Einbindung von Ladeinfrastruktur in das Stromnetz zu erleichtern. Nutzer von steuerbaren Verbrauchsgeräten wie Elektromobile könnten sich für ein reduziertes Netzentgelt gemäß dieser noch zu entwickelnden Verordnung dazu bereit erklären, ihr Elektromobile in Abhängigkeit der Netzauslastung zu laden.

Zusätzlich müssen jedoch weitere gesetzliche Regelungen angepasst werden, um ein level-playing-field auch für die flexible Nutzung der Elektromobile für die energiewirtschaftlichen Belange zu schaffen. Hier sind einheitliche Marktprozesse für die Belieferung von Ladesäulen zu schaffen, offene Standards für die Steuerung der Ladung der Elektromobile an der Ladesäule zu entwickeln

und nicht zuletzt auch neue Vorgaben zur Messung der wechselnden Kunden an den Ladesäulen zu implementieren.

Frage 19

Welche aktuellen Entwicklungen auf den Märkten für Strom und Gas sind aus Ihrer Sicht, insbesondere aus wettbewerbspolitischer Perspektive, von besonderem Interesse?

Antwort: Es gilt auch für die Zukunft, die strikte Aufgabentrennung zwischen Netzen und den wettbewerblichen Teilen der Strom- und Gasmärkte aufrecht zu erhalten. Netzbetreiber sollten, da Netze natürliche Monopole sind, keinerlei Tätigkeiten im Bereich der wettbewerblichen Bereiche entwickeln.

Für den Stromsektor sollte die Entflechtung der Netze weiter verbessert werden und der Betrieb der Verteilnetze in deutlich größeren Gebieten zusammengeführt werden. Denn auch der Betrieb der Netze wird mit den höheren Anteilen der Erzeugung aus erneuerbaren Anlagen herausfordernder. Er wird kostengünstig nur dann bewältigt werden können, wenn die Betreiber eine sinnvolle Mindestgröße erreichen. Zudem verlangt der Netzbetrieb in Zukunft auch bessere Informationen über die Erzeugung und den Verbrauch - Informationen die bereits jetzt von den Netzbetreibern eingefordert werden. Diese Informationen sind jedoch wettbewerbsrelevant und dürfen keinesfalls in die Hände von Wettbewerbern fallen. Dies ist aber ohne die wirksame Entflechtung der Unternehmen vom Netz nicht zu gewährleisten, denn eine Kontrolle, ob Informationen weitergegeben werden, ist praktisch unmöglich.

Für den Gassektor stellen sich ebenfalls Fragen zur wirksamen Entflechtung. Das Ziel, die CO₂-Emissionen bis 2050 um 95 Prozent zu reduzieren, ist nur mit einer Sektorenkopplung erreichbar. Umwandlungstechnologien wie Power-to-Gas können die Systemintegration erneuerbarer Energien unterstützen und ermöglichen die Dekarbonisierung in Bereichen, wo eine direkte elektrische Energieversorgung nicht bzw. noch nicht möglich oder nicht wirtschaftlich ist.

Durch den Einsatz der Power-to-Gas-Technologie lässt sich aus erneuerbaren Energien Wasserstoff und synthetisches Methan herstellen. Auf diese Weise ermöglicht sie eine saisonale Speicherung von erneuerbaren Energien, auf die insbesondere der Wärmemarkt angewiesen ist. Wasserstoff und synthetisches Methan können als klimaneutraler Energieträger dort eingesetzt werden, wo ihre – im Vergleich zu Strom – höhere Energiedichte von Industrie und Verkehr nachgefragt werden. Auch lässt sich mit Power-to-Gas die Stromproduktion von EE-Erzeugungsanlagen, die (noch) über keinen Stromnetzanschluss verfügen, nutzen.

Allerdings nutzen die Gasnetzbetreiber das Thema, um auf der Technologie eine langfristige Zukunftsperspektive für den Betrieb ihrer Netze aufzubauen. Es ist

zwar richtig, vorhandene Speicherpotentiale und Transportmöglichkeiten der Gasinfrastruktur mitzudenken. Allerdings streben die Gasnetzbetreiber den Aufbau und Betrieb von Power-to-Gas-Anlagen im Rahmen ihres Netzgeschäfts an – die Finanzierung soll über die Netzentgelte erfolgen. Erst im Juni kündigte etwa OGE an, gemeinsam mit dem Übertragungsnetzbetreiber Amprion eine Power-to-Gas-Großanlage zu planen. Aus Wettbewerbsperspektive sind der Aufbau und die Finanzierung von Flexibilität im regulierten Bereich hochproblematisch: Sie verzerren den Wettbewerb, benachteiligen den Aufbau von Power-to-Gas-Kapazitäten im Markt und orientieren sich nicht an der Nachfrage.

Dabei ist die Rolle des Netzbetriebs sowie dessen Trennung von anderen Geschäftsbereichen vom europäischen Energiebinnenmarktpaket bis hin zu den nationalen Rahmenbedingungen klar gefasst. Diese Rollentrennung ist im Interesse eines funktionierenden Wettbewerbs auch in der Zukunft beizubehalten. Netzbetreiber sollen sich auf ihre gesetzlich definierten Aufgaben konzentrieren. Die Bedingungen für Einspeisung von Wasserstoff und synthetisches Methan (CleanGas) ins Gasnetz und Nutzung der Infrastruktur sind in Deutschland geregelt und sind auch zukünftig transparent und diskriminierungsfrei aufzustellen. Die Vermarktung von CleanGas obliegt dem Markt und sollte auf einer möglichst liquiden Plattform erfolgen. Anforderungen an eine solche Plattform sind etwa eine hochautomatisierte Abwicklung der Preisbildung von Angebot und Nachfrage, standardisierte Produkte sowie ein Mix von kurz- und langfristigen Produkten; Plattformen wie Biogasregister und Herkunftsnachweise ermöglichen dagegen jeweils nur den kurz- oder langfristigen Einkauf.

Bundesverband Neue Energiewirtschaft (bne)

Der bne steht seit 15 Jahren für Markt, Wettbewerb und Innovation in der Energiewirtschaft. Unsere Mitglieder entwickeln wegweisende Geschäftsmodelle für Strom, Wärme und Mobilität.