

Berlin, 10. März 2023

**BDEW Bundesverband
der Energie- und
Wasserwirtschaft e.V.**

Reinhardtstraße 32
10117 Berlin

www.bdeu.de

Stellungnahme

zum Fragebogen der Monopolkommission

zur Vorbereitung des 9. Sektorgutachtens Energie gemäß § 62 EnWG

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten über 1.900 Unternehmen. Das Spektrum der Mitglieder reicht von lokalen und kommunalen über regionale bis hin zu überregionalen Unternehmen. Sie repräsentieren rund 90 Prozent des Strom- und gut 60 Prozent des Nah- und Fernwärmeabsatzes, 90 Prozent des Erdgasabsatzes, über 90 Prozent der Energienetze sowie 80 Prozent der Trinkwasser-Förderung und rund ein Drittel der Abwasser-Entsorgung in Deutschland.

Der BDEW ist im Lobbyregister für die Interessenvertretung gegenüber dem Deutschen Bundestag und der Bundesregierung sowie im europäischen Transparenzregister für die Interessenvertretung gegenüber den EU-Institutionen eingetragen. Bei der Interessenvertretung legt er neben dem anerkannten Verhaltenskodex nach § 5 Absatz 3 Satz 1 LobbyRG, dem Verhaltenskodex nach dem Register der Interessenvertreter (europa.eu) auch zusätzlich die BDEW-interne Compliance Richtlinie im Sinne einer professionellen und transparenten Tätigkeit zugrunde. Registereintrag national: R000888. Registereintrag europäisch: 20457441380-38

Inhalt

Vorbemerkung	3
I. Gasmärkte	3
II. Wettbewerbliches Design der Strommärkte	9
III. Aufbau einer wettbewerblichen Ladeinfrastruktur im Bereich der Elektromobilität.....	13

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 dem energiewirtschaftlichen Umbau verbundenen Änderungen für den Wettbewerb auf den Energiemärkten eine besondere Herausforderung dar.

Gleichwohl sind die nationalen und internationalen Ziele weiter zu verfolgen. Im Hinblick auf eine erfolgreiche und effiziente Verwirklichung des energiewirtschaftlichen Umbaus und der Erreichung der EU-Klimaziele sind unverändert unter anderem ein weitreichender Netzausbau sowie eine Koordination von Netzausbau und Investitionen in Erzeugungskapazitäten eine wichtige Voraussetzung.

I. Gasmärkte

- 1. Haben sich die aktuellen Regelungen zur Grundversorgung in der momentan schwierigen Versorgungs- und Preissituation aus Ihrer Sicht bewährt? Gibt es aus Ihrer Sicht Anpassungsbedarf z.B. bei den Fristen für Kündigungen und Preiserhöhungen? Ist es aus wettbewerblicher Sicht sinnvoll, dass gemäß § 36 Abs. 2 EnWG der Versorger mit den meisten Haushaltskunden zum Grundversorger wird oder sollte diese Regelung geändert werden?*

Grundsätzlich haben sich die Regelungen zur Grundversorgung bewährt. Die Grundversorgung ist – gerade in der aktuellen Marktsituation – ein stabilisierender Faktor im Wettbewerb. Die Neuregelungen aus dem Jahr 2022 haben dazu geführt, dass die Grundversorger besser auf Marktverwerfungen wie den Wegfall von Lieferanten bei extrem gestiegenen Börsenpreisen und damit den ungeplanten und signifikanten Kundenzuwachs reagieren können.

Inwieweit die Neufassung des § 5 EnWG mit den erweiterten Aufsichtsmöglichkeiten der Bundesnetzagentur (BNetzA) über Energielieferanten Situationen mit unseriös agierenden Energielieferanten tatsächlich verbessert, ist noch nicht eindeutig zu bewerten, da ähnliche Fälle seit der Novellierung des § 5 EnWG noch nicht wieder aufgetreten sind.

Die Beendigung der Belieferung muss künftig der BNetzA drei Monate vor dem geplanten Beendigungstermin angezeigt werden. Zeitgleich müssen die hiervon betroffenen Haushaltskunden und die Netzbetreiber, in deren Netzgebieten die Haushaltskunden beliefert werden, in Textform informiert werden. Dadurch sollen die Haushaltskunden rechtzeitig auf eine Beendigung der Tätigkeit ihres Lieferanten reagieren können. Vor Ablauf des angezeigten

Beendigungstermins darf die Belieferung nicht eingestellt werden. Dieses Verbot gilt nur dann, wenn ein Antrag auf Eröffnung eines Insolvenzverfahrens gestellt wurde.

Eine weitere wesentliche Änderung in der Grund- und Ersatzversorgung ist die klare Abgrenzung beider Tarifmodelle. In die gesetzliche Ersatzversorgung fallen alle Letztverbraucher in Niederspannung und Niederdruck, deren Lieferanten die Verträge beendet haben oder insolvent werden. In der Grundversorgung werden wie bisher die Haushaltskunden versorgt, die Energie nach einem Einzug entnehmen oder die ihren bisherigen Liefervertrag selbst gekündigt, aber kein anschließendes Lieferverhältnis mit einem anderen Lieferanten begründet haben. Klargestellt wird auch, dass die Grundversorgungspflicht und ein Grundversorgungsanspruch von Haushaltskunden erst nach Ablauf der dreimonatigen Ersatzversorgung bestehen. Diese Neuregelung beruht auf der Annahme, dass Haushaltskunden, die bisher außerhalb der Grundversorgung beliefert wurden, eine Versorgung über die Grundversorgung sehr häufig allein als eine Interimsversorgung anstreben würden.

Anpassungsbedarf: Um den Grundversorgern eine schnellere Reaktion auf sehr volatile Preise, Marktverwerfungen und vor allem kurzfristige gesetzliche Regelungen, die eine Preis-anpassung nach sich ziehen, zu ermöglichen, sollte die Frist für Preisänderungsankündigungen auf das europarechtlich vorgegebene Zeitmaß von vier Wochen angepasst werden. Gerade im Jahr 2022 haben mehrere Gesetzesvorhaben die Grundversorger dahingehend vor fast unlösbare Probleme gestellt. Als Beispiel seien hier die kurzfristigen Gesetzgebungen zur Gaspreisbremse, Gasspeicherumlage bzw. zur Gasbeschaffungsumlage genannt.

§ 36 Abs. 2 EnWG: Die bestehende Regelung schafft ein transparentes und wettbewerbsneutrales Verfahren zur Bestimmung des Grundversorgers. Ebenso wird hiermit sichergestellt, dass die umfangreichen Aufgaben in der Grundversorgung regional und vor Ort erbracht werden können.

2. *Aktuell wird die Gefahr einer Gasmangellage im Winter 2022/23 als gering eingeschätzt. Worin liegen aus Ihrer Sicht die Hauptgründe dafür, dass eine solche Mangellage bisher vermieden werden konnte und voraussichtlich nicht eintreffen wird?*

Die Entwicklungen in der Gaswirtschaft waren 2022 gekennzeichnet durch die Folgen des russischen Angriffskrieges in der Ukraine, die sich vor allem in den stark steigenden Preisen und rückläufigen Verbräuchen zeigten.

Zusammengefasst lassen sich insbesondere die folgenden Punkte identifizieren:

- › **Veränderte Importstruktur**
(maximale Auslastung der Lieferungen aus Norwegen und den Niederlanden, zusätzliche

Lieferquellen, insbesondere LNG)

Die Folgen des Krieges in der Ukraine zeigen sich in deutlich veränderten Importstrukturen. Stammt 2021 noch rund 55 % des in Deutschland verbrauchten Erdgases aus Russland, so waren es 2022 nach vorläufigen Berechnungen nur noch rund 20 %. Seit September 2022 fließt kein Pipelinegas aus Russland mehr nach Deutschland. Aufgefangen wurde der Wegfall dieser Lieferungen durch stärkere Importe aus den Niederlanden sowie über Leitungen aus Belgien und Frankreich.

Hinzu kommt die zügige Fertigstellung der drei deutschen FSRUs zum Jahresanfang 2023.

- › Struktur der Gasflüsse innerhalb Europas hat sich verändert. Dadurch sind auch die Exporte aus Deutschland niedriger als zuvor. Die „Transitfunktion“ Deutschlands ist zwar weiterhin wichtig, aber nicht mehr so ausgeprägt wie vor der Krise.
- › Nachfragerückgänge:
Nach ersten Daten nahm der Erdgasverbrauch 2022 in Deutschland um knapp 15 % auf 866 Mrd. kWh ab. Damit wurde ein Niveau wie zuletzt im Jahr 2015 erreicht. Neben den gestiegenen Preisen war für diesen Rückgang vor allem die mildere Witterung im Vergleich zum Vorjahr verantwortlich. Temperaturbereinigt sank der Erdgasverbrauch um rund 10 %. In der Industrie ist der Nachfragerückgang vor allem preisbedingt und deutlich. Auch bei den privaten Haushalten zeichnet sich aufgrund der wärmeren Witterung im Jahr 2022 ein Verbrauchsrückgang von rund 15 % ab. Dieser Effekt wurde verstärkt durch die stark gestiegenen Erdgaspreise und die öffentliche Diskussion über notwendige Einsparungen beim Erdgasverbrauch. Eine Analyse des BDEW hat gezeigt, dass die privaten Haushalte und kleineren Gewerbebetriebe (SLP-Kunden) im Vergleich mit ähnlich kalten Tagen der vergangenen Heizperioden im Herbst 2022 weniger Erdgas verbrauchten und damit eine Verhaltensänderung erkennbar ist.
- › Konsequente Befüllung der deutschen Gasspeicher im Verlauf des Jahres 2022, u.a. auch auf Basis des Gasspeichergesetzes

3. *Wie schätzen Sie momentan die Versorgungslage für den Winter 2023/24 ein? Sind kurz- oder mittelfristig weitere Maßnahmen zur Sicherung der Versorgungslage nötig? Welchen Einfluss wird die Gaspreisbremse im Rahmen des Erdgas-Wärme-Preisbremsengesetzes auf die Versorgungslage haben?*

Wie unter Ziffer 2 dargelegt haben sich Importstruktur und Gasflüsse in Europa schnell der veränderten Situation angepasst. Die Gasspeicher in Deutschland weisen aktuell Höchststände auf. Insgesamt hat sich der rechtliche Rahmen mit dem bestehenden Instrumentarium als sinnvoll erwiesen. Damit ist die Ausgangssituation auch in Hinblick auf den Winter 2023/24

deutlich besser als im letzten Jahr; gänzlich ausschließen lässt sich eine Gasmangellage jedoch nicht. Umso wichtiger ist es, dass ein Verfügungskonzept des Bundeslastverteilers mit funktionierenden Prozessen erarbeitet und in der Breite den Unternehmen der Energiewirtschaft sowie den gewerblichen und industriellen Letztverbrauchern zur Kenntnis gebracht wird.

Die Verfügbarkeit von LNG ist auf der Angebotsseite durch die Kapazität der Verflüssigungsanlagen kurzfristig nur sehr begrenzt ausweitbar. Zusätzliche Mengen kommen in größerem Umfang durch die Erschließung von Gasquellen und die Fertigstellung neuer Verflüssigungsanlagen erst in den Jahren 2025 und 2026 auf den Weltmarkt. Im kommenden Winter konkurrieren Deutschland und Europa deshalb weiterhin insbesondere mit den asiatischen Nachfragern um die kurzfristig verfügbaren LNG-Mengen. Die Internationale Energieagentur beschreibt in ihrem aktuellen Gasmarktreport aus dem ersten Quartal 2023 verschiedene Szenarien zur Verfügbarkeit und Preisentwicklung von LNG: [Gas Market Report, Q1-2023 – Analysis - IEA](#)

Im Moment lässt sich nicht einschätzen, inwieweit die Gaspreisbremse einen Einfluss auf das Verbrauchsverhalten der Kunden hat. Durch die vielfältigen Faktoren, die den Gasverbrauch beeinflussen (Wetter/Temperatur, Konjunktur, Preis insbesondere vor Einführung der Gaspreisbremse, Wirksamkeit der Sparaufrufe, Substitution) sind Abschätzungen womöglich erst mit deutlicher zeitlicher Verzögerung möglich. Insofern ist die Abschätzung der Versorgungslage für den Winter 2023/24 aus der Verbrauchersperspektive kaum möglich. Unabhängig davon ist davon auszugehen, dass im B2B-Bereich sinkende Preise für Gas dazu führen werden, dass rein aus wirtschaftlichen Gründen Substitutionslösungen zurückgefahren oder Produktionsdrosselungen aufgehoben werden und wieder vermehrt Gas eingesetzt bzw. verbraucht wird.

4. *Im Erdgas-Wärme-Preisbremsengesetz (EWPPBG) ist in § 27 ein Missbrauchsverbot vorgesehen, mit dem eine missbräuchliche Ausnutzung der Entlastungen durch Lieferanten verhindert werden soll. Wie schätzen Sie die Gefahr missbräuchlicher Preiserhöhungen ein? Halten Sie das kartellrechtliche Instrumentarium für ausreichend, um mögliche Anreize von Versorgern zu missbräuchlichen Preiserhöhungen effizient einzudämmen?*

Die Gefahr missbräuchlicher Preiserhöhungen dürfte eher gering einzuschätzen sein, da bereits nach der geltenden Rechtslage einseitige Preiserhöhungen der Strom- und Gaslieferanten nach billigem Ermessen (§ 315 BGB) erfolgen dürfen und dies regelmäßig einen sachlich gerechtfertigten Grund in Form von unvermeidbaren Kostensteigerungen voraussetzt. Die Preisankpassungsklauseln in den Energielieferverträgen außerhalb der Grundversorgung sind entsprechend zu gestalten und ermöglichen keine Preiserhöhungen mit dem Ziel, die eigene Marge zu erhöhen. Das gleiche gilt für die Grundversorgung, die nach

§ 5a StromGVV/GasGVV für eine Preisanpassung gestiegene Kosten voraussetzt. Darüber hinaus unterliegen die Grundversorgungsunternehmen der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht.

5. *Im Gassektor werden verschiedene Daten von öffentlicher Seite erhoben und aufbereitet, z. B. zu Speicherfüllständen sowie Im- und Exportmengen. Ist der momentane Stand der Datenerhebung aus Ihrer Sicht ausreichend? Wäre es sinnvoll, in Zukunft weitere Daten z. B. auf der Großhandels- oder Haushaltsebene zu erheben? Wenn ja, welche?*

Im Gassektor werden viele Daten von staatlichen Institutionen erhoben und aufbereitet. Zudem gibt es verschiedene öffentlich zugängliche Quellen für Speicherfüllstände und -daten, sowie Lastflussmengen und Kapazitätsdaten. Das vorhandene Datenangebot ist ausreichend, um ein gesamthaftes Bild der Gasversorgung darzustellen.

Preisdaten für Großhandelspreise stehen in ausreichendem Umfang über die EEX zur Verfügung.

Schwächen in der Datenbasis gibt es derzeit bei den Energieverbräuchen der Industrie. Hier liegen Daten nur mit hohem zeitlichem Verzug und nur in jährlicher Auflösung durch das Statistische Bundesamt vor. Insbesondere die Corona-Krise und die Energiekrise infolge des Angriffskriegs auf die Ukraine haben gezeigt, dass hier zeitnähere Daten für die Situationsbewertung sehr hilfreich gewesen wären. Daher plädieren wir für die Wiedereinführung der vierteljährlichen Industriestatistik, die in der Industrie Daten zum Energieverbrauch, Eigenerzeugung, Selbstverbrauch und Fremdbezug erhebt.

6. *Welche Herausforderungen gibt es bei der Regulierung der Gasspeicher? Sind im Sinne der Versorgungssicherheit Änderungen bei der Regulierung der Gasspeicherung nötig und wenn ja, welche? Sollten die Speicherkapazitäten für Gas ausgebaut werden, um die Versorgung resilienter gegenüber unerwarteten Angebotsschocks zu machen?*

Verglichen mit den europäischen Nachbarn verfügt Deutschland mit Abstand über die höchsten Speichervolumina. Die 46 deutschen Untertage-Gasspeicher an 32 verschiedenen Standorten können knapp 24 Mrd. m³ Arbeitsgas aufnehmen. Das entspricht mehr als einem Viertel der in Deutschland im Jahr 2022 verbrauchten Erdgasmenge.

In Deutschland fallen die Gasspeicher nicht in den regulierten Bereich; sie befinden sich im Wettbewerb.

Die Herausforderung bei gesetzlichen Vorgaben für Gasspeicher besteht darin, die Flexibilität der Speichernutzer wenig einzuschränken.

In diesem Zusammenhang ist auch das im Jahr 2022 verabschiedete Gasspeichergesetz zu nennen. Die Füllstandsvorgaben des Gasspeichergesetzes wurden in Summe voll erfüllt bzw. sogar übererfüllt. Bezogen auf die einzelnen Gasspeicheranlagen sind sie von den meisten erreicht worden. Das Ziel des Gesetzes, eine frühzeitige und ausreichende Befüllung der Gasspeicher zu gewährleisten und damit einen essenziellen Beitrag zur Sicherheit der Energieversorgung zu leisten, ist im Betrachtungszeitraum erreicht worden. Dies ist vor dem Hintergrund der Ausnahmesituation durch den russischen Angriffskrieg auf die Ukraine und des immensen Zeitdrucks besonders zu würdigen. Nun gilt es, die gesetzlichen Vorgaben weiter zu verbessern, um neben der Effektivität auch die Effizienz der Maßnahmen zu erhöhen und die damit verbundenen hohen Kosten zu adressieren.

Zum Ausbau der Speicherkapazitäten für Gas, mit dem Ziel, die Versorgung resilienter gegenüber unerwarteten Angebotschocks zu machen, ist anzumerken, dass für die Bewältigung der aktuellen Gaskrise ein Ausbau neuer Speicher aufgrund der langen Entwicklung zu spät käme. Mit Blick auf den erwarteten Speicherbedarf für Erneuerbare Gase einschl. Wasserstoff sollten die Kapazitäten jedoch mittelfristig ausgebaut werden.

7. *Das Strompreisbremsegesetz (StromPBG) sieht in § 50 einen beihilferechtlichen Genehmigungsvorbehalt vor. Gleichermäßen enthält das Erdgas-Wärme-Preisbremsengesetz (EWPBG) Regelungen für Unternehmen, die einer beihilferechtlichen Genehmigung durch die EU-Kommission bedürfen. Könnten die Voraussetzungen zum Beispiel des befristeten Beihilferahmens eine Hürde für die Unterstützung der Industrie in der aktuellen Energiekrise darstellen? Wäre eine Anpassung des beihilfenrechtlichen Instrumentariums vorstellbar und wie könnte sie aussehen?*

Der beihilferechtliche Krisenrahmen der EU erscheint derzeit hinreichend flexibel. Wenig überzeugend ist allein, dass die Energiewirtschaft selbst nur begrenzt Entlastung von hohen Energiepreisen erfahren darf, insbesondere Netzbetreiber.

Als problematisch erweist sich die Umsetzung der beihilferechtlichen Anforderungen in den nationalen Gesetzen (EWPBG, StromPBG), weil die Regelungen deutlich zu komplex und weitgehend nicht aus sich heraus verständlich sind. Teilweise erfolgen Regelungen im Wortlaut widersprüchlich zum Krisenrahmen oder setzen auf beihilferechtlichen Vorfragen auf, die das Gesetz nicht beantwortet (z. B. der Begriff des Unternehmens). Auf Ebene der Umsetzung entsteht auf diese Weise eine Vielzahl ungelöster Rechtsfragen und es zeigt sich, dass die Unternehmen erhebliche Unterstützung benötigen.

Weiterhin erweist sich als problematisch, dass mit EWPBG und StromPBG der Energiewirtschaft die Rolle als beihilfegewährende Stelle zugemessen wird. So werden Energielieferanten

mit Prüfungen belastet, die eigentlich der Staat vornehmen müsste. Dies ist ineffizient und hinderlich.

II. Wettbewerbliches Design der Strommärkte

8. *Im vergangenen Jahr ist durch die Preissteigerungen beim Gasbezug und die Auswirkungen auf den Strompreis das Design der Strommärkte in den Fokus der politischen Diskussion gerückt. Insbesondere das Modell eines auf die Merit Order und Einheitspreisauktionen fokussierten Marktes für Stromerzeugung wird derzeit in Frage gestellt. Wie bewerten Sie das gegenwärtige Modell der Preisbildung auf den Strommärkten? Halten Sie kurz- oder langfristig Änderungen für erforderlich?*

Eingriffe in den Prozess und die Angebotskurve (Merit Order) müssen nach Möglichkeit vermieden werden, damit die hohe Effizienz des EU-Strommarkts nicht gefährdet wird. Die Funktion des Strommarkts hat der BDEW hier ausführlich erklärt: <https://www.bdeu.de/serie/publikationen/wie-der-strommarkt-organisiert-ist-das-merit-order-prinzip>

Der Strommarkt ist auch nach 2030 geeignet, Angebot und Nachfrage effizient zusammenzuführen und elektrische Arbeit zu bepreisen. Der Preisfindungsmechanismus des Strommarktes sorgt für den kostengünstigsten Dispatch (und berücksichtigt in der Angebotserstellung bereits bspw. Anfahrkosten von Kraftwerken, Mindestbetriebszeiten usw.).

Das latente Überangebot von Erneuerbaren Energien im Sommer und ein entsprechendes tendenzielles Defizit in den Wintermonaten drücken sich in niedrigen bzw. hohen Energiepreisen aus. Dadurch werden neben den dargebotsabhängigen Erzeugungsanlagen auch hoch verfügbare, steuerbare Anlagen zur Absicherung der Versorgungs- und Systemsicherheit vergütet. Ein stark schwankendes Dargebot von Erneuerbaren Energien führt zu kurzfristigen Schwankungen der Preise. Dadurch wird eine flexible Ausgestaltung von Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsanlagen angereizt. Das Strom-Preissignal reizt die Integration von Sektoren an, wenn es voll zwischen seinen negativen und positiven Extremen schwanken kann. Im Rahmen des Engpassmanagements greift der Netzbetreiber in den Betrieb einer Anlage ein und gewährt dem Betreiber eine Entschädigung, die diesen im aktuell in Deutschland angewandten kostenbasierten Redispatch-Vergütungssystem finanziell neutral stellt. So ist das Strom-Preissignal Bindeglied zwischen verschiedenen Sektoren und Elektrizitätsverwendungen: Zeiten negativer oder ausreichend niedriger Preise in Kombination mit weitreichenden CO₂-Preisen können z. B. zur erhöhten Produktion von grünem Wasserstoff oder zur Lasterhöhung durch Laden von Elektrofahrzeugen genutzt werden. In Zeiten hoher Preise erfolgt eine flexible Lastabsenkung und das Entleeren von Strom und/ oder Wärmespeichern. Über diesen Hebel wirkt

das Strom-Preissignal stabilisierend auf das physische System, soweit die jeweiligen Netze ausreichende Kapazitäten aufweisen.

Auch an dem Preisbestimmungsmechanismus "pay-as-clear" sollte festgehalten werden. Die drei Vorteile einer pay-as-clear Auktion bestehen darin, dass erstens Anbieter ihre wahren Kosten in der Auktion darlegen, es zum zweiten insbesondere für kleinere Akteure einfacher ist, an der Auktion teilzunehmen und es drittens einen klaren Referenzpreis gibt, der für langfristige Preisabsicherung über die Terminmärkte geeignet ist.

Die in non-paper von Frankreich, Griechenland und Spanien enthaltenen Vorschläge würden demgegenüber den Wettbewerb und den europäischen Energiebinnenmarkt stark beeinträchtigen:

- › Der französische Vorschlag führt zu einer staatlichen Investitionslenkung und zu einer Renationalisierung der Energie-, Sozial- und Industriepolitik.
- › Der griechische Vorschlag zielt auf eine Entkopplung von Strom- und Gaspreisen. Erneuerbare Energien sollen unter Einschluss von Laufwasserkraftwerken und Kernenergie auf der Grundlage von Contracts for difference (CfDs) vergütet werden. Hierdurch käme in Bezug auf Erneuerbare Energien und Kernenergie der Wettbewerb praktisch zum Erliegen. Auch der übrigen Strommarkt würde schweren Schaden nehmen.
- › Der spanische Vorschlag vom Januar 2023 konzentriert sich ausschließlich auf CfDs. Selbst wenn die Zeichnung von CfDs freiwillig ist, werden hierdurch Power Purchase Agreements (PPAs) de facto ausgeklammert. Eine Ausschaltung des Investitionswettbewerbs ist die Folge.

9. *Im Jahr 2015 wurde die Debatte um die Schaffung von Kapazitätsmechanismen in Deutschland vorläufig zugunsten der Schaffung einer strategischen Reserve beendet. Wie bewerten Sie die langfristige Versorgungssicherheit vor dem Hintergrund dieses aktuellen Marktdesigns?*

Vorangeschickt sei, dass die Bundesregierung die Verantwortung für die Versorgungssicherheit in Deutschland trägt. Aufgrund der Vielzahl von Unsicherheiten sollte sie rasch Klarheit darüber schaffen, wie Versorgungssicherheit mittel- und langfristig organisiert werden soll.

Das deutsche Energiesystem steuert auf eine Phase massiven Bedarfs an Neuinvestitionen zu. Hierfür sollte die vorhandene Kapazitätsreserve durch einen Kapazitätsmarkt ersetzt werden. Da der Umbau der Energieversorgung rasch erfolgen muss, spricht sich der BDEW für einen zentralen Kapazitätsmarkt aus.

10. Setzt das gegenwärtige Marktdesign angesichts der Umstellung auf erneuerbare Energien und mit Blick auf die Sicherung der Versorgungssicherheit auch in Zukunft genügend Anreize, hinreichend gesicherte Leistung aufzubauen und vorzuhalten? Stellt der Aufbau eines Kapazitätsmarktes (ggf. nur für gesicherte Leistung) aus Ihrer Sicht eine Alternative dar?

Aufgrund der notwendigen Geschwindigkeit des Aufbaus CO₂-freier oder CO₂-armer Back-up-Kapazitäten und deren immer kürzer werdenden und noch dazu schwer prognostizierbaren Einsatzzeiten vermutet der BDEW, dass das gegenwärtige Marktdesign keine ausreichenden Anreize bietet. Deutschland verfügt in Gestalt der **Kapazitätsreserve** über einen expliziten Kapazitätsmechanismus.

Die zweite Frage beantworten wir mit einem ja (siehe nächste Antwort). Zu berücksichtigen ist zwar, dass Deutschland in Gestalt der Kapazitätsreserve über einen expliziten Kapazitätsmechanismus verfügt. Doch verliert eine solche Kapazitätsreserve an Effizienz.

11. Falls in Zukunft auch in Deutschland (oder einheitlich in Europa) Kapazitätsmärkte geschaffen würden, welche konkreten Bedingungen (Aufteilung räumlich, sachlich, Präqualifikation) halten Sie für notwendig und erforderlich? Auf welche Erfahrungen mit bereits bestehenden (Kapazitäts-)Mechanismen könnte hierbei zurückgegriffen werden?

Der Kapazitätsmarkt muss den europarechtlichen Anforderungen, insbesondere der Binnenmarktverordnung Strom, genügen. Er sollte konventionellen Erzeugungsanlagen, Anlagen auf Basis Erneuerbarer Energien unter Einschluss von Windenergie und Photovoltaik, lastseitigen Flexibilitäten und Speichern ebenso wie Importen offenstehen.

Die Teilnahme dieser unterschiedlichen Technologien soll durch de-Rating-Faktoren ermöglicht werden. Diese sollen abbilden, mit welcher Wahrscheinlichkeit und mit welcher Verfügbarkeitsdauer Anlagenkategorien über den maximalen Bedarfszeitraum verfügbar sind.

Über den Grenzwert von 550 g CO₂/kWh der Binnenmarktverordnung Strom hinaus sollten teilnehmende Neuanlagen sicherstellen müssen, dass die jeweilige Investition zur Erreichung des Klimaziels für 2030 und 2045 beiträgt.

Am Kapazitätsmarkt teilnehmende Gaskraftwerke sollten verpflichtet werden, die Erzeugung von Erdgas auf Wasserstoff umzustellen, sobald dieser verfügbar ist. Es sollte geprüft werden, durch CfDs für gasgefeuerte Neuanlagen, die sich an einem Kapazitätsmarkt beteiligten, den Preis von Wasserstoff auf das Niveau von Erdgas abzusenken.

Die benötigten Kapazitäten sollten zentral ausgeschrieben werden und über die Übertragungsnetzentgelte finanziert werden. Wegen der effizienteren Auktionsergebnisse sollte die Kapazitätsauktion im pay-as-clear Format erfolgen.

Bei Nichtverfügbarkeit einer am Kapazitätsmarkt teilnehmenden Anlage muss der Verursacher zur Zahlung einer ausreichend bemessenen Pönale verpflichtet sein. Versorgungs- und Systemsicherheit hängen eng zusammen. Um der Vergrößerung regionaler Ungleichgewichte der künftigen Netzbelastung und daraus resultierendem weiteren Netzausbaubedarf entgegenzuwirken, sollten regionale Allokationssignale eingeführt werden. Dem Anwendungsbereich sollten nur Neuanlagen, nicht aber Ertüchtigungen oder Umbauten, unterworfen sein. Nur die Ansiedlung dieser Anlagen lässt sich räumlich steuern. Erfasst werden sollen konventionelle Kraftwerke und Elektrolyseure. Mit weiterem Zubau muss möglicherweise auch die Frage einer stärkeren Beteiligung von Erneuerbaren Energien an den Systemkosten gestellt werden.

Der Kapazitätsmarkt muss – wie oben schon ausgeführt - den europarechtlichen Anforderungen, insbesondere der Binnenmarktverordnung Strom, genügen. Der einzige Kapazitätsmarkt, der einer vollumfänglichen Prüfung nach diesen Kriterien unterzogen wurde, ist der belgische Kapazitätsmarkt. Dieser wurde im Rahmen der beihilferechtlichen Prüfung durch die EU-Kommission auch auf seine Erforderlichkeit, Geeignetheit und Verhältnismäßigkeit geprüft. Im Zweifel empfiehlt sich deshalb eine Anlehnung an das belgische Modell. Bei einzelnen Ausgestaltungsmerkmalen kann sich jedoch auch der Blick auf andere Kapazitätsmärkte anderer EU-Mitgliedstaaten oder auf den auf der Basis der alten EU-Vorschriften geprüften englischen Kapazitätsmarkt lohnen.

12. Wie wirksam sind die Reaktionsmöglichkeiten der leistungsgemessenen Stromnachfrager auf Knappheitssituationen? Sollten Ihrer Ansicht nach neue Bedingungen und Handlungsmöglichkeiten geschaffen werden, um die Reaktionsmöglichkeit der Nachfrager zu verbessern?

Die aktuelle Preissystematik im Stromsystem ist noch nicht auf ein entsprechend flexibles Verhalten großer leistungsgemessener Kunden ausgelegt; es empfiehlt sich eine Überprüfung insbesondere von § 19 (2) Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV).

13. *Wie bewerten Sie das System der Förderung des Zubaus erneuerbarer Energien durch das Marktprämienmodell? Ist eine Umstellung dieses Systems erforderlich, durch die bei neuen Anlagen Mehreinnahmen ab bestimmten Marktpreisen gedeckelt oder reduziert würden (z. B. durch Differenzkontrakte)?*

Der BDEW fordert schon seit langem die Einführung einer symmetrischen Marktprämie/CfD für EE-Neuanlagen für den Strommarkt. Betreiber von Erneuerbaren-Energien-Anlagen erhalten dann einen gesicherten Mindestpreis pro kWh. In Zeiten sehr hoher Strompreise wird die Differenz abgeschöpft. Das kann für eine Strompreisentlastung sorgen. Trotzdem werden Investitionen nicht gefährdet, da die Betreiber aufgrund des zweiseitigen Differenzvertrages nicht dem vollen Marktrisiko ausgesetzt sind.

Es ist nicht realistisch, dass sich allein über PPAs die 2030er Ausbauziele für Erneuerbare Energien erreichen lassen. Unter Kostenminimierungsgesichtspunkten erscheint auch nach 2030 eine Dualität zwischen (im Wesentlichen) ungefördertem (PPAs) und gefördertem Ausbau sinnvoll.

Der Ausbau über PPAs soll immer mit vollen Marktchancen verbunden sein, während der geförderte Ausbau deutlich risikoärmer, dann aber auch mit geringeren Ertragschancen auszugestalten ist.

III. Aufbau einer wettbewerblichen Ladeinfrastruktur im Bereich der Elektromobilität

14. *Die Untersuchungen der Monopolkommission haben gezeigt, dass der Aufbau von Ladeinfrastruktur bisher noch dazu führt, dass einzelne Betreiber (CPO) in verschiedenen Regionen hohe Marktanteile an den dortigen Ladesäulen halten. Was sind aus ihrer Sicht die Gründe für diese Konzentration?*

In der Anfangsphase der Elektromobilität (2005-2020) wurden in vielen Kommunen die Energieversorger vor Ort beauftragt, zwecks Marktanschub i.d.R. nicht wirtschaftlich betreibbare öffentlich zugängliche Ladesäulen zu installieren. Damit wurde eine erste Basis für den Lademarkt in Deutschland geschaffen. Seit 2017 sind zudem zunehmend neue Marktteilnehmer mit neuen Ladekonzepten in den deutschen Markt eingetreten. Mit dem Beginn der Marktwachstumsphase seit 2020 findet ein zunehmend intensiver Wettbewerb um geeignete Standorte für neue Ladesäulen statt, insbesondere auch auf privatwirtschaftliche Flächen (Einzelhandel, Schnellrestaurants, Tankstellen). Dieser zunehmende Wettbewerb hat sich bereits in den ersten Untersuchungen der Monopolkommission 2019 und 2021 widerspiegelt, in

denen der Konzentrationsgrad von 56 % auf 44 % gesunken ist (vgl. Monopolkommission 2021, S. 68). Der BDEW geht davon aus, dass dieser deutliche Wettbewerbstrend weiter anhält.

Der BDEW weist in dem Zusammenhang darauf hin, dass das aus dem Mineralölmarkt bekannte Konzept der Marktabgrenzung aus den folgenden Gründen nicht auf den Lademarkt übertragbar ist:

1. Ca. 85% des Ladens findet v.a. im privaten Bereich zu Hause, beim Arbeitgeber oder am Zielort (Hotel, Parkhaus) statt. Die bisherige Marktabgrenzung fokussiert aber allein auf den öffentlichen Bereich, ohne den privaten Bereich mit zu betrachten.
2. Die Nutzer und Nutzerinnen planen ihr Laden nicht danach, ob es im privaten Bereich stattfindet oder an welcher Ladesäule mit einer bestimmten Leistungsklasse (Normallader, Schnelllader, HPC-Lader), sondern danach, inwieweit es in ihre Wege- und Aktivitätsplanung passt. Das bedeutet, dass ein privater Ladepunkt in einem kostenpflichtigen Parkhaus im direkten Wettbewerb mit den HPC- wie auch Normalladern in der näheren Umgebung steht.
3. Der Bedarf (teurerer) im öffentlichen Bereich zu laden, als im privaten Bereich sinkt mit der Reichweite der Elektrofahrzeuge. D.h. neben der direkten Nachbarschaft und der Umwegebereitschaft spielt für die Nutzer und Nutzerinnen auch zunehmend die Frage, ob der Ladestand bis zum heimischen / Destination-Ladepunkt reicht, eine wesentliche Rolle.

15. Wie bewerten Sie die angekündigten Maßnahmen des Masterplans II Ladeinfrastruktur der Bundesregierung? Welche sind für die Entwicklung eines wirksamen Wettbewerbs bei Ladeangeboten besonders in den Blick zu nehmen?

Der BDEW bewertet die Maßnahmen des Masterplans Ladeinfrastruktur II aus den folgenden Gründen kritisch für den marktgetriebenen Ausbau des öffentlichen Ladeangebots:

1. Dem Masterplan liegt keine Analyse bzw. kein Sachstand zur aktuellen Marktdynamik zu Grunde, was für eine effiziente und effektive staatliche Flankierung des wettbewerbsgetriebenen Ausbaus des Ladeangebots erforderlich wäre. Bspw. ist das im Masterplan wiederholte Ziel von einer Million öffentlich zugänglicher Ladepunkte im Jahr 2030 technologisch überholt, seit über 50 % der öffentlichen Ladeleistung von Schnellladern bereitgestellt wird. Zudem zeigt die IST-Werte der Nationalen Leitstelle Ladeinfrastruktur, dass der Lademarkt zunehmend erfolgreich privatwirtschaftlich wächst und dass die Bedeutung der Bundesförderung massiv abnimmt: So ist der Anteil vom

Bundesministerium für Digitales und Verkehr (BMDV) geförderter Ladesäulen am Gesamtbestand von 31 % im Jahr 2019 auf 22 % im Jahr 2022 gesunken (s. Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur (NLL), [öLIS-Report November 2022](#), S. 6).

Die Analysen des BDEW weisen zudem darauf hin, dass mit dem Eintreten in die Marktwachstumsphase 2020 der zunehmend intensive Wettbewerb im Lademarkt einen sehr dynamischen Ausbau des Ladeangebots bewirkt hat, in dem innerhalb weniger Jahre neue und erfolgreiche Ladekonzepte (bspw. HPC-Laden) flächendeckend realisiert werden. Der BDEW stellt diese Analysen gerne der Monopolkommission zur Verfügung.

2. Der Grundgedanke des Masterplans ist der Anspruch der Bundesregierung, den Ausbau des Ladeangebots zu steuern (s. u.a. S. 16). Diesem Anspruch kann der Staat in der aktuellen, anerkannt dynamischen Markthochlaufphase nicht gerecht werden. Jeglicher direkt in den Ausbau eingreifender Steuerungsansatz wird zeitlich hinter die Marktentwicklung zurückfallen. Ein Steuerungsinstrument des Staates ist bspw. das sogenannte „Deutschlandnetz“. Bisher wurde noch kein einziger „Deutschlandnetz“ Ladepunkt gebaut, zugleich aber seit der förmlichen Bekanntmachung des „Deutschlandnetzes“ im August 2021 bereits in rd. 40 % der Suchräume privatwirtschaftlich HPC-Lader errichtet, was zeigt, dass eine staatliche Steuerung in einem dynamischen Marktwachstum zielgerichtet und kosteneffizient nicht möglich ist. Stattdessen besteht das Risiko einer Marktverzerrung durch die zusätzlichen staatlichen Mittel (etwa 1,8 Mrd. Euro beim „Deutschlandnetz“). In der Maßnahme 17 des Masterplans wird eine Ausweitung des „Deutschlandnetz“-Ansatzes in Aussicht gestellt. Und auch für e-Nutzfahrzeuge soll dieser Ansatz verfolgt werden (s. Maßnahme 62). Der BDEW sieht dies im Sinne des fairen Wettbewerbs im Markt kritisch und begrüßt die Einschätzung des Bundeskartellamts in ihrem Sachstandsbericht zur Sektoruntersuchung Ladeinfrastruktur (2021).
3. In der Einleitung des Masterplans wird richtigerweise darauf hingewiesen, dass die Bereitstellung geeigneter Flächen für öffentlich zugängliche Ladesäulen eine zentrale Stellschraube für den Wettbewerb im Lademarkt darstellt. Anstelle praxisorientierter Ansätze, die es der öffentlichen Hand erleichtern würden, Flächen bereit zu stellen, wird aber der Weg empfohlen, auch auf kommunaler Ebene Masterpläne zu entwickeln (Maßnahme 24) und auf dieser Basis Ausschreibungen durchzuführen. Dies erfordert nicht nur lange Vorlaufzeiten, sondern führt in der Praxis in der Regel dazu, dass neben den gesetzlichen Anforderungen die errichteten Ladesäulen zusätzliche Anforderungen erfüllen müssen – vom Errichtungsort über die Anzahl der Ladepunkte, die Vorgabe der Ladeleistung, von Bezahlssystemen bis hin zur Farbe der Ladesäulen.

Auch das „Deutschlandnetz“ zeichnet sich durch quasi-regulatorische Zusatzanforderungen aus, die auch für die Standorte entlang der Autobahn gelten. Es ist klar, dass damit aus Unternehmenssicht ein deutschlandweit einheitlicher Ansatz auf Flächen der öffentlichen Hand mit diesem Vorgehen nicht möglich ist. Für einen wettbewerbsgetriebenen Ausbau der Ladesäulen müssen Flächen der öffentlichen Hand bspw. über die Bebauungspläne ohne über die gesetzlichen Anforderungen hinausgehenden Auflagen am Markt den Ladesäulenbetreibern angeboten werden. Dieser Ansatz wird mit dem Masterplan nicht verfolgt.

In Summe erwartet der BDEW nicht, dass durch den Masterplan Ladeinfrastruktur II der wettbewerbsgetriebene Ausbau des Ladeangebots gestärkt wird. Vielmehr sieht der BDEW das Risiko, dass auf Basis des Masterplans und mit dem Anspruch einer Beschleunigung des Ausbaus staatliche Maßnahmen ergriffen werden, die Wettbewerbsverzerrungen im Markt begünstigen und den wettbewerbsgetriebenen Ausbau negativ beeinträchtigen.

16. Das System des punktuellen Ladens (Ad-hoc-Laden, Direct-Pay) direkt beim Betreiber einer Ladesäule (CPO) wird von den Ladekundinnen heute noch weit weniger genutzt als das Laden über Ladekarten der Serviceprovider (EMP/EMSP). Was ist aus ihrer Sicht der Grund dafür? Machen die CPO den Ladekundinnen hinreichend gute Angebote bei den Direct-Pay-Tarifen bzw. werden diese von den Ladekundinnen und Ladekunden genutzt oder gewünscht?

Einer der wesentlichen Unterschiede des Lademarkts ggü. dem Tankstellenmarkt ist, dass die Nutzer und Nutzerinnen neben dem ad-hoc-Ladeangebot vor Ort des Ladesäulenbetreibers (CPO) die vertragsbasierten Tarife von E-Mobilitätsanbietern (EMP) nutzen können. Die höhere Verbreitung / Nutzung der Ladetarife der E-Mobilitätsanbieter (EMP) erklärt sich aus Sicht des BDEW dabei aus dem größeren Nutzen / Komfort dieses Produkts gegenüber dem ad-hoc-Angebot. So bietet die Nutzung von EMP-Ladetarifen i.d.R. die Vorteile,

- a) dass die Nutzer und Nutzerinnen den für sie von Fall zu Fall günstigsten Tarif wählen können. Im Gegensatz zum Tankstellenmarkt, bei dem der Preis an der Tankstelle gilt, schaffen die EMP-Angebote somit zusätzlichen Wettbewerb.
- b) Hinzu kommt, dass die Ladeangebote vieler EMP mittlerweile fixierte Tarife sind, d.h. egal, bei welchem CPO geladen wird, zahlen die Nutzer und Nutzerinnen denselben Tarif. Dies erhöht für diese sowohl die Transparenz als auch den Komfort.
- c) Da die EMP-Ladetarife heute i.d.R. eine sehr hohe Reichweite in Deutschland und teilweise auch in Europa aufweisen, können die Nutzer und Nutzerinnen mit demselben Tarif in ganz Deutschland laden.

- d) Schließlich bieten viele EMP appbasierte Zusatzservices wie die Suche freier Ladesäulen. Die Bedeutung der digitalen Zusatzservices dürfte tendenziell an Bedeutung hinzugewinnen bis hin zur Integration von Ladeservices in das Fahrzeug, womit neue wettbewerbliche Fragen (Zugang zum Fahrzeug) einhergehen.

Auf die Nutzerzufriedenheit mit den EMP-Angeboten deutet auch eine [BDEW Nutzerbefragung](#) zu Elektromobilität und Laden hin (2022, s. S. 7).

17. *Wie transparent sind die Direct-Pay-Tarife für Ladekundinnen und -kunden, die den Preis vor dem Hintergrund von Belegungsstatus und Bereitschaft von Ladeangebote in geringer Distanz vergleichen wollen? Ist die geringe Nutzung der Direct-Pay-Angebote auch auf eine zu geringe Transparenz dieser Parameter zurückzuführen? Wie bewerten Sie den Vorschlag der Monopolkommission, die Markttransparenzstelle für Kraftstoffe um die Meldung der Direct-Pay-Ladetarife (und Belegungs- und Bereitschaftsstatus) der Ladesäulen zu erweitern?*

Im Vergleich zum Tankstellenmarkt sind bei der Elektromobilität digitale Services und Apps deutlich weiter verbreitet. Wie bei Frage 16 ausgeführt viele Nutzer und Nutzerinnen vor allem die Apps ihrer EMP-Anbieter, um den Belegstatus abzufragen. Ob eine Markttransparenzstelle solche privatwirtschaftlichen Services ersetzen kann, sieht der BDEW skeptisch, u.a. auch vor dem Hintergrund der Frage der Durchgängigkeit des Services.

Da in der aktuellen Marktwachstumsphase die Distinktion vom Wettbewerber auch über Innovation erfolgt, ist der BDEW davon überzeugt, dass die im Markt bestehenden, Transparenzschaffenden Produkte (Apps) rasch weiterentwickelt werden und zusätzliche, von den Nutzern und Nutzerinnen nachgefragte Services aufgreifen werden.

18. *Welche Rolle spielen die kommunalen Gebietskörperschaften beim Zugang zu geeigneten Standorten für Ladesäulen? Bestehen Hürden beim Zugang zu Sondernutzungserlaubnissen? Haben Sie den Eindruck, dass die meisten Kommunen die wettbewerbliche Perspektive im Blick haben und die Ausweisung und Vergabe von Flächen an unterschiedliche Betreiber fördern? Welche Probleme bestehen hierbei?*

Siehe auch unsere Antwort zu Frage 15, Punkt 3. Der Zugang zu Flächen ist zentral für den schnellen, wettbewerbsgetriebenen Ausbau des öffentlich zugänglichen Ladeangebots. Aufgrund des Eintritts in die Marktwachstumsphase findet dabei ein intensiver Wettbewerb zwischen den Marktteilnehmern um geeignete Flächen und Partner statt. Kommunale Sondernutzungserlaubnisse oder Ausschreibungen, die mit Auflagen verbunden sind, die über die

gesetzlichen Anforderungen hinausgehen, stehen im Widerspruch zu einem bundesweit einheitlichen Marktangang. Deshalb würde der BDEW es sehr begrüßen, wenn öffentliche Flächen ohne zusätzliche Auflagen über bspw. Bebauungspläne den Marktteilnehmer zur Verfügung gestellt würden. Angesichts der Tatsache, dass Elektromobilität bis 2030 30% des PKW-Marktes ausmachen soll, wird sie das „neue Normal“ im deutschen Straßenverkehr sein. Entsprechend wünschenswert wäre es, dies auch in der Bauleitplanung vor Ort mit Blick auf mögliche Flächen zum Laden und für Parkplätze zu berücksichtigen.

19. Wie bewerten Sie die aktuellen Fördersysteme für Ladeinfrastruktur? Welche Defizite besitzt das System der Förderaufrufe? Sollte zudem die Förderung im Rahmen des Deutschlandnetzes (HPC-Angebote) ausgebaut werden?

Siehe auch unsere Antwort zu Frage 15, Punkt 1 und 2. Die Bedeutung der öffentlichen Förderung für den Ausbau des Ladeangebots verliert in der aktuellen Marktwachstumsphase rapide an Bedeutung. Eine „Steuerung“ des Ausbaus über dieses Instrument ist nicht mehr möglich. Sollte weiter auf eine öffentliche Förderung gesetzt werden, muss dieses Instrument in seiner Effektivität und Effizienz massiv verbessert werden. Mögliche Ansätze dazu wie z.B. eine reine 75%-Förderung des Netzanschlusses hat der BDEW 2022 in einem Positionspapier „[Forderungen zur Verbesserung der Bundesförderprogramme für öffentliche Ladeinfrastruktur](#)“ dargelegt.

Bzgl. des Deutschlandnetzes teilt der BDEW die Einschätzung des Bundeskartellamts (2021), dass mit diesem ein erhebliches Risiko zur Wettbewerbsverzerrung im Markt einhergeht. Dies liegt insbesondere auch an der finanziellen Ausstattung der geförderten Standorte und der fehlenden räumlichen Abgrenzung zum privatwirtschaftlichen Ausbau. So wurden inzwischen in bereits rund 40% der Suchräume des „Deutschlandnetzes“ privatwirtschaftliche HPC-Lader errichtet. Zudem sind die Ausschreibungskriterien aufgrund der sehr spezifischen Ausstattungs- und Betriebsanforderungen eine Eintrittsbarriere für die Teilnahme am Programm. Da die Anforderungen auch für die Standorte entlang der Bundesautobahn gelten, sind sie zudem De-Facto-Standards.

20. Besteht hinreichender Wettbewerb bei Ladeangeboten an den Autobahnen und Fernstraßen? Was spräche dagegen oder dafür, den Aufbau konkurrierender Ladeangebote am gleichen Standort zu fördern?

Auch für den Ausbau des Ladeangebots entlang der Bundesautobahnen und Fernstraßen gilt, dass der Zugang zu den Flächen der Schlüsselfaktor ist, auch zum Ausbau des dort bereits bestehenden Angebots. Dies wird durch die Elektrifizierung der Nutzfahrzeuge, die mit einem

zusätzlichen Platzbedarf einhergeht, verschärft. Allerdings muss dabei auch berücksichtigt werden, dass in diesem Umfeld bereits vertragliche Verpflichtungen bestehen, die einzuhalten sind.

Ein zweiter Faktor, der entlang der Bundesautobahnen hinzukommt und der den Wettbewerb erschwert, sind die spezifischen technischen Konditionen des „Deutschlandnetzes“, die aufgrund der Eigentumsverhältnisse auch für diese Standorte gelten. Diese haben bereits wiederholt zu Verzögerungen in der Genehmigung neuer Ladesäulen geführt und bedeuten eine zusätzliche Eintrittshürde in den Aufbau eines Ladeangebots an diesen Standorten.

Ansprechpartner

Tomas Herkner
Strategie und Politik
Telefon: +49 30 300 199-1610
thomas.herkner@bdew.de