

Berlin, 5. Mai 2025

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

Diskussionspapier

Überlegungen zur Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik Strom

Der Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW), Berlin, und seine Landesorganisationen vertreten mehr als 2.000 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 95 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

Executive Summary	3
1 Einleitung	4
2 Bewertungskriterien für eine Netzentgeltreform.....	6
3 Überlegungen zur Netzentgeltstruktur	10
3.1 Entgeltkomponenten.....	10
3.2 Wälzungsmechanismus	16
3.3 VNB-einheitliche Netzentgelte	17
3.4 Zeitliche und örtliche Flexibilisierung von Netzentgelten.....	18
4 Überlegungen zur Berücksichtigung von relevanten Netznutzergruppen in der Netzentgeltsystematik	25
4.1 Erzeugungsanlagen.....	25
4.2 Prosumer	28
4.3 Elektrolyseure	31
4.4 Speicher	34
4.5 Industrie.....	39
5 Ausblick.....	39

Executive Summary

Im Zuge der neuen europarechtlich vorgegebenen Befugnisse der Bundesnetzagentur (BNetzA) muss die Stromnetzentgeltsystematik zum Jahr 2029 neuregelt und weiterentwickelt werden. Dies ist ein wichtiger Schritt: Denn die aktuelle Stromnetzentgeltsystematik bildet die Realität und die Bedarfe des Energiesystems von heute und morgen nicht mehr ausreichend ab. Eine neue Netzentgeltsystematik muss dabei verschiedene, zum Teil widersprüchliche Anforderungen erfüllen: Sie sollte die Netzkosten verursachungsgerecht verteilen (Kostenreflexivität), die Teilnahme an Energiemärkten diskriminierungsfrei gewährleisten (Marktneutralität), wirtschaftliche Planbarkeit für Netzbetreiber und Netznutzer sicherstellen, allgemein verständlich und operativ praktikabel sein und netzentlastendes Verhalten honorieren. Dabei müssen die entstehenden Verteilungseffekte berücksichtigt werden. Dieses Papier soll helfen, Lösungsräume auf Basis der Branchenexpertise für eine zielgerichtete Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik zu diskutieren.

- › Netzentgelte können unterschiedlich gebildet werden. Heute setzen sich Netzentgelte aus Preiskomponenten für die ex post ermittelte bezogene jährliche Leistungsspitze (oder alternativ nach der monatlichen Leistungsspitze) und die bezogene Arbeit (für leistungsgemessene Kunden) bzw. aus einem pauschalen Grundpreis und einem Preis für die bezogene Arbeit (für nicht leistungsgemessene Kunden) zusammen. In der neuen Netzentgeltsystematik sollte der Fokus stärker auf der Bepreisung der netzkostenwirksamen mengenunabhängigen Komponenten (Kilowatt) und weniger stark auf der Arbeitsbepreisung (Kilowattstunde) liegen. So können zahlreiche der o.g. Kriterien besser als im heutigen System erfüllt werden. Im Sinne der praktischen Umsetzung ist hier zwischen Kunden mit und ohne Leistungsmessung zu unterscheiden: Bei Letzteren ist eine vereinfachte, pauschalere Preislogik erforderlich, die aber ebenfalls die realen Kostentreiber bestmöglich bepreist. Darauf aufbauend könnte eine zeitliche und örtliche Flexibilisierung der Netzentgelte zusätzlich zu einem netzentlastenden Verhalten der Netzkunden beitragen. Vor einem Einstieg in eine Variabilisierung müssten Effekte, Kosten und Bedingungen analysiert werden, die technischen Voraussetzungen auf allen Seiten geschaffen und ein positiver Gesamteffekt in der Kosten-Nutzen-Abwägung nachgewiesen sein.
- › Einmalige Baukostenzuschüsse (BKZ) für den anteiligen Ausbau des allgemeinen Netzes im Rahmen der Netzanschlussherstellung oder für Leistungserhöhungen stellen eine weitere Möglichkeit für eine Beteiligung an den Netzkosten dar. Diese werden für Stromverbraucher und Speicher größtenteils bereits heute erhoben. BKZ können in differenzierter Ausgestaltung insbesondere Anreize zur Verortung von Netznutzern an

netzentlastenden Standorten setzen: In einspeisegeprägten Netzgebieten können niedrige BKZ für nicht-standortgebundene Verbraucher eine verstärkte Ansiedlung anreizen.

- › In der aktuellen Netzentgeltsystematik werden die Kosten ausschließlich für den Leistungsbezug unidirektional von den höheren in die niedrigeren Spannungsebenen gewälzt. Eine bidirektionale Kostenwälzung würde die realen Strom- und Kostenflüsse zwar besser widerspiegeln. Aufgrund der hohen Komplexität und zahlreichen Wechselwirkungen einer Umstellung auf eine bidirektionale Kostenwälzung, wäre dies kurzfristig und parallel zu den weiteren Aspekten der Weiterentwicklung aber nicht zielführend.
- › Im Rahmen der heutigen Netzentgeltsystematik sind verschiedene Kundengruppen von der Entrichtung von Netzentgelten temporär befreit, unter Bedingungen entlastet oder nicht berücksichtigt. Eine neue Systematik muss die verschiedenen Nutzergruppen nach einheitlichen Kriterien, aber unter Beachtung ihrer spezifischen Wirkungen auf die Netzkosten sowie im Hinblick auf Verteilungswirkungen erfassen.
- › Bei der Neugestaltung der Netzentgeltsystematik muss Bestandsschutz gelten: Anlagenbetreiber, die zum Zeitpunkt ihrer Inbetriebnahme von Privilegierungstatbeständen profitieren, dürfen nicht vor Ablauf des ursprünglich festgelegten Privilegierungszeitraums von einer neuen Systematik erfasst werden.
- › Im Sinne der Umsetzbarkeit und Verteilungswirkung sind, wo notwendig, praktikable Übergangspfade vorzusehen. Dabei kann (auch dauerhaft) nach Spannungsebenen differenziert werden. Dabei muss der regulatorische Rahmen mit ausreichendem Vorlauf bekannt sein. Eine Umstellung sollte auch von behördlicher und politischer Seite kommunikativ begleitet werden, um Netznutzer frühzeitig auf einen möglichen Wechsel des Netzentgeltsystems vorzubereiten.

1 Einleitung

In den letzten vier Jahren ist der Netzausbau deutlich schneller vorangeschritten als zuvor. Bis 2030 sollen 80% der nationalen Bruttostromerzeugung aus erneuerbaren Quellen stammen. Dann sollen viele Millionen Elektroautos auf unseren Straßen fahren, viele Millionen Wärmepumpen in Betrieb sein und auch zahlreiche industrielle Verbraucher auf strombasierte Prozesse umgestellt haben. Getrieben durch die Elektrifizierung der Sektoren Mobilität und Wärme, einen Zubau an Rechenzentren und die Elektrifizierung bestimmter Industrieprozesse werden wir zukünftig immer mehr Strom verbrauchen, der zunehmend aus dezentralen Erzeugungsanlagen stammen wird. Um diese neue Komplexität und das damit verbundene Auseinanderfallen von Erzeugung und Verbrauch weiterhin systemsicher abbilden zu können,

braucht es vielfältige Netzoptimierungsmaßnahmen und einen effizienten Ausbau neuer Stromtrassen und -leitungen mit digitalisierter Netzzustandsüberwachung und Steuerungsmöglichkeiten. Denn klimaneutral erzeugter Strom wird meist außerhalb der Verbrauchschwerpunkte erzeugt.

Mit steigenden Anforderungen an die Stromnetze steigen die Investitionsbedarfe wie auch die absoluten Netzkosten in den kommenden Jahren bis 2045 erheblich an. Das führt zu sukzessiv steigenden jährlichen Netzkosten über alle Spannungsebenen und regionalen Netzgebiete hinweg. Zugleich sind dies Investitionen in eine moderne und zukunftsorientierte Infrastruktur für den Wirtschaftsstandort Deutschland.

Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hat angekündigt, im Mai 2025 erste Vorschläge für die Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik Strom vorzulegen und diese im Anschluss mit der Branche zu diskutieren. Der BDEW begrüßt die Möglichkeit, sich über die Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik auszutauschen. Dabei bestehen aus Sicht des BDEW insbesondere die folgenden Herausforderungen, die bei der Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik relevant sind:

- › Die heutige Netzentgeltsystematik ist historisch gewachsen und bildet die dezentralere und dargebotsabhängigere Energiewelt von heute und morgen nicht mehr vollumfänglich ab. Eine neue Netzentgeltsystematik muss die Bedarfe eines modernen und digitalen Energiesystems widerspiegeln und fit für die Energiewende sein.
- › Die heutige Netzentgeltsystematik verteilt die Netzkosten zunehmend einseitig: Klassische Verbraucher werden ohne eine Anpassung der Systematik künftig besonders starke Belastungen erfahren, obwohl insgesamt die Netzkosten und die Nachfrage nach Kapazität und Strom langfristig etwa in gleichem Maße ansteigen. Eine neue Netzentgeltsystematik muss deshalb für eine verursachungsgerechtere Kostenverteilung sorgen.
- › Die heutige Netzentgeltsystematik hemmt zum Teil die Bereitstellung von Flexibilitäten. Eine neue Netzentgeltsystematik sollte flexibles Verhalten im Sinne der Gesamteffizienz unseres Energiesystems fördern bzw. begünstigen oder ihm zumindest nicht im Wege stehen.
- › Alle Elemente der Netzentgeltsystematik müssen sich an den Kriterien der Kostenreflexivität, Marktneutralität, wirtschaftlichen Planbarkeit, Verteilungswirkung, Verständlichkeit, operativen effizienten Umsetzbarkeit und Netzdienlichkeit orientieren. Bestandteile der Netzentgeltsystematik (z.B. Entlastungen), die sich nicht nach diesen Grundsätzen richten, können außerhalb der Systematik finanziert werden.

Mit diesem Diskussionspapier will der BDEW Branchenimpulse zu diesen Herausforderungen formulieren und die Diskussion zu den wichtigsten Fragen der anstehenden Netzentgeltreform anstoßen.

2 Bewertungskriterien für eine Netzentgeltreform

Für die Bewertung verschiedener Netzentgeltsystematiken und die Einbeziehung und Unterscheidung verschiedener Netznutzergruppen ist es hilfreich, einheitliche Kriterien zur Bewertung der Möglichkeiten heranzuziehen. Bei der Bewertung der unterschiedlichen Netzentgeltsystematiken/-ausgestaltungsoptionen gilt es zu analysieren, inwiefern und in welchem Umfang bestimmte Kriterien erfüllt werden.

Position des BDEW ist, dass jegliche Überarbeitung und auch Anpassungen in der Netzentgeltsystematik zu einem gesamtsystemischen Nutzen beitragen und sich daher nicht negativ auf das energiewirtschaftliche Zieldreieck der sicheren, nachhaltigen und bezahlbaren Energieversorgung auswirken dürfen. Eine Reform der Netzentgeltsystematik darf demnach den Hochlauf energiewenderelevanter Technologien nicht durch eine Kostenbeteiligung an den Netzkosten über das kostenorientierte Maß hinaus hemmen und sollte dabei auch auf die Effizienz des Gesamtsystems einzahlen. Die Struktur der Netzentgelte sollte Anreize für eine effiziente Nutzung des Netzes bieten und die Integration von Strom aus erneuerbaren Energiequellen unterstützen. Dies trägt zur Erreichung der Klimaziele und zur Nachhaltigkeit des Energiesystems bei.

Europarechtlich gibt es Vorgaben, in welchem Rahmen sich eine nationale Netzentgeltsystematik bewegen darf. Zentrale Kriterien hierbei sind die Kostenorientierung und Transparenz der Netzentgelte. Daneben enthält der europäische Rechtsrahmen weitere Kriterien, die dazu führen, dass diese teilweise in einem Spannungsverhältnis zueinander stehen, was die Komplexität und Zielkonflikte bei der Festlegung von Netzentgeltmethoden aufzeigt. Für eine nähere Bewertung verschiedener Elemente der Netzentgeltsystematik hat der BDEW sich an den EU-Vorgaben bei der Auswahl der Bewertungskriterien orientiert und diese mit Inhalten gefüllt. Für die nachfolgenden Kriterien ist keine Gewichtung vorgesehen, sie sind alphabetisch aufgelistet. Es ist zu beachten, dass sich einzelne Kriterien teilweise widersprechen. Es ist daher nicht der Anspruch, dass eine Netzentgeltsystematik alle Kriterien vollumfänglich erfüllt. Vielmehr soll eine möglichst sachliche Bewertung anhand der Kriterien ermöglicht werden.

Kostenreflexivität

- › Mit „Kostenreflexivität“ soll zum Ausdruck gebracht werden, dass sich Kosten, die ein Netznutzer im Wesentlichen mittel-/langfristig im Netz auslöst, oder mögliche

Kosteneinsparungen, die ein Netznutzer durch eine Reduktion des notwendigen Netzausbau oder von Engpassmanagement hervorruft, in seinem Netzentgelt widerspiegeln. Dies heißt auch, dass es nachvollziehbare, sachorientierte Vorgaben geben muss, welchen Kostenanteil ein Netznutzer zu übernehmen hat. Kurzfristige Kostenbestandteile sollten auch kostenreflexiv in der Systematik abgebildet sein.

- › Netzkosten setzen sich aus langfristigen und kurzfristigen Kosten zusammen. Bei langfristigen Kosten sind Kostenelemente zu betrachten, die in signifikantem Ausmaß – jedoch nicht kurzfristig – von Entscheidungen der Netznutzer abhängen. Dies sind v. a. die Kosten der Netzinfrastuktur (Kapital- und Betriebskosten) und der Kundenverwaltung. Kurzfristige Kosten enthalten Kostenelemente, die unmittelbar von der Stromentnahme oder -einspeisung durch den Netznutzer abhängen – insbesondere die Kosten für Netzverluste und Engpassmanagement. Dabei unterscheidet sich das Verhältnis zwischen lang- und kurzfristigen Kosten je nach Spannungsebene: im Höchstspannungsnetz liegt der Anteil kurzfristiger Kosten deutlich höher als z.B. in der Niederspannung. Voraussetzung für kostenreflexive Netzentgelte ist folglich ein klares und sachlich begründbares Verständnis darüber, welche Kosten je nach Spannungsebene wie reflektiert und somit einem Netznutzer zugeordnet werden müssen bzw. können.
- › Kostenorientierung und Verursachungsgerechtigkeit werden in der Diskussion häufig auch als Synonym für „Kostenreflexivität“ verwendet. Daher werden diese hier unter dem Begriff der Kostenreflexivität subsumiert. Auch diese Begriffe drücken im Grundsatz aus, dass Netznutzer, deren Verhalten zu steigenden Netzkosten wie z.B. Netzinvestitionen, Betriebskosten oder kurzfristigen Kosten wie Engpassmanagement führt, in einem entsprechend höheren Maß zur Finanzierung des Netzes beitragen müssen als Nutzer, deren Verhalten keine zusätzlichen Netzkosten auslöst. Auch aus Netznutzerperspektive ist zu erwähnen: Wer bspw. durch Eigenoptimierung die öffentliche Netzinfrastuktur weniger belastet, kann im Sinne des Prinzips „Kostenreflexivität“ auch entlastet werden.

Marktneutralität

- › Marktneutralität ist ein weiterer zentraler Grundsatz. Er drückt aus, dass Netzentgelte das Marktergebnis auf den Strommärkten (Day-Ahead-, Intraday- und Regelenergiemarkt) nicht verzerren sollten. Durch die Netznutzung wird den Netznutzenden die Marktteilnahme ermöglicht. Damit Systemkosten auf ein effizientes Maß beschränkt werden, sollen Marktpreise durch Netzentgelte unbeeinflusst bleiben. Eine effiziente Synchronisation von dargebotsabhängigem Stromangebot und flexibler Nachfrage wird

über die bestehenden Strommärkte ermöglicht, um erneuerbar erzeugte Energie umfangreich zu nutzen und die Sektorenkopplung zu unterstützen.

- › Marktneutralität bedeutet auch, dass Dienstleistungen und (neue) Geschäftsmodelle dahingehend neutral behandelt werden, als dass diese weder aktiv gefördert noch erschwert werden. Zentral ist, dass die Kosten im oben genannten Sinne über die Netzentgelte reflektiert werden und so die Kosten der Netzbereitstellung in den Marktentscheidungen der Kunden sachgerecht Berücksichtigung finden können.
- › Auch Wettbewerbsneutralität und Nichtdiskriminierung können unter „Marktneutralität“ subsumiert werden. Eine Netzentgeltsystematik ist dann diskriminierungsfrei, wenn sie einheitliche Entgeltkomponenten und Grundsätze für alle Nutzergruppen vorsieht. Eine Gleichbehandlung nicht vergleichbarer Sachverhalte ist allerdings ebenso diskriminierend.
- › Andersbehandlungen sind in manchen Fällen denkbar, sofern sie sachlich gerechtfertigt sind und gleichwertig auf alle Nutznutzer in der gleichen Gruppe und vergleichbare Nutzergruppen angewendet werden.

Netzdienlichkeit

- › Die Netzentgeltsystematik sollte das Nutzungsverhalten des Netzkunden reflektieren und netzdienliches Verhalten honorieren. Nur wer sich netzdienlich verhält und mehr dazu beiträgt das Netz zu entlasten, sollte durch die Netzentgeltsystematik belohnt werden.
- › Netzdienliches Verhalten führt dabei dazu, dass Kosten, die ohne das netzdienliche Verhalten anderenfalls bestehen würden, entfallen oder die Netzkosten insgesamt gesenkt werden.

Operative effiziente Umsetzbarkeit

- › Die Netzentgeltstruktur sollte in ihrer Komplexität so ausgestaltet sein, dass sie operativ umsetzbar und praktikabel ist. Dabei müssen Aufwand (z.B. Transaktionskosten) und Nutzen gegeneinander abgewogen werden.

Verständlichkeit

- › Eine Netzentgeltsystematik sollte das Ziel haben, für alle Netznutzenden verständlich und nachvollziehbar zu sein. Sie sollte daher im Grundsatz nur so komplex sein, wie es

für eine Ausgestaltung von Netzentgelten notwendig ist, um eine Anpassung der bestehenden Systematik durchzuführen.

Verteilungswirkung

- › Eine Netzentgeltsystematik sollte nicht sozial- oder wirtschaftspolitischen Motiven folgen. Gleichwohl sollten bei Änderungen in der Netzentgeltsystematik die Umverteilungseffekte identifiziert und die Verteilungswirkung einer (neuen) Netzentgeltsystematik auf die verschiedenen Netznutzenden transparent aufgezeigt werden.
- › Geprüft werden sollte daher auch ein zeitlich gestuftes Vorgehen, dass den Netznutzenden notwendige Anpassungen bzw. ein Einstellen auf die neue Entgeltstruktur ermöglicht. Dies ist auch mit Blick auf die Akzeptanz wichtig.

Wirtschaftliche Planbarkeit

- › Im Sinne der wirtschaftlichen Planbarkeit benötigen alle Wertschöpfungsstufen möglichst dauerhafte und stabile Rahmenbedingungen in der Netzentgeltsystematik, sodass Kosten planungssicher kalkuliert werden können.
- › Erlösstabilität und -planbarkeit sind weitere Anforderungen an eine Netzentgeltsystematik. Die im Rahmen der Erlösobergrenze (EOG) anerkannten Kosten der Netzbetreiber werden über Netzentgelte gewälzt. Diese Wälzung der Kosten sollte über die Jahre planbar und möglichst gleichmäßig erfolgen, um Ergebnisverschiebungen zwischen den verschiedenen Jahren gering zu halten.
- › Die Grundstruktur der Netzentgeltsystematik sollte langfristig angelegt werden und in ihrer Struktur und möglichst in ihrem Niveau dem Kunden Planbarkeit gewährleisten und nicht zu zusätzlichen Unsicherheiten in der Entwicklung der Belastung für Netznutzer führen. Zusätzlich sollten die mit Netzanschluss und der Netznutzung verbundene Kosten für den Netznutzer auf Basis der Preisblätter für das jeweilige Folgejahr absehbar sein. Gleichzeitig hängt die Belastung von verschiedenen Faktoren ab, deren Stabilität nicht durch die Netzentgeltsystematik garantiert werden kann.
- › Die Netzentgeltsystematik sollte in ihrer Grundstruktur so angelegt sein, dass sie den weiteren Wandel des Energiesystems bis hin zur Klimaneutralität abbilden kann.

Netzdienliches Verhalten (siehe oben) ist insbesondere in Abgrenzung zu markt- und systemdienlichem Verhalten zu verstehen. Der BDEW definiert die verschiedenen Begriffe wie folgt:

- › **Marktdienlichkeit** beschreibt ein Verhalten, das zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage führt. Gemeint ist die aktive Teilnahme von Anlagen an den Strommärkten mit dem Ziel einer gewinnorientierten Beschaffung bzw. Vermarktung von Strom.
- › **Systemdienlichkeit** beschreibt ein Verhalten, das die Stabilität des Stromsystems insgesamt stützt, z.B. durch die Bereitstellung von Regelleistung oder nicht-frequenzgebundenen Systemdienstleistungen.
- › Die **Netzdienlichkeit** beschreibt ein Verhalten, das die Kosten des Netzbetriebs und des Netzausbaus kurzfristig (in der aktuellen Netzkonfiguration) sowie langfristig (für das Zielnetz) nicht erhöht bzw. Kosten vermeidet oder reduziert. Netzdienliches Verhalten führt dazu, dass Engpassmanagementmaßnahmen (u.a. Redispatch) und zusätzlicher Netzausbau reduziert bzw. vermieden werden.

3 Überlegungen zur Netzentgeltstruktur

3.1 Entgeltkomponenten

Die Bildung eines zu zahlenden Netzentgelts kann auf Basis verschiedener additiver Komponenten erfolgen, die sich in ihrer Funktionsweise und Wirkung unterscheiden. Aus Sicht des BDEW sind insbesondere die folgenden Netzentgeltkomponenten zu diskutieren (die hier zunächst in ihrer statischen Grundausprägung erläutert und bewertet werden):

- › **Arbeitspreis** (in Cent pro Kilowattstunde): Der Arbeitspreis ist das Entgelt erhoben auf die über das Netz transportierte Energiemenge (die aus dem Netz entnommene oder ins Netz eingespeiste)¹. Der Arbeitspreis wird als feste Größe mit der Strommenge multipliziert, dadurch steigt das Netzentgelt für den Nutzer mit steigender Strommenge. Flexibles Verhalten wird durch den Arbeitspreis hingegen erschwert, da der Netzbezug bzw. die Netzeinspeisung (u.a. auch bei der Stromspeicherung) nur mengenseitig und unabhängig von der tatsächlichen Netzbelastung berechnet wird. Ein Arbeitspreis hat keine Auswirkungen auf Lastspitzen. Er kann auch anreizen, den Stromverbrauch zu reduzieren.
- › **Leistungspreis** (in Euro pro Kilowatt): Der Leistungspreis ist das Entgelt erhoben auf die maximale, tatsächlich beanspruchte Leistung innerhalb eines bestimmten Zeitraums (Jahres-, Monats-, Tagesleistungspreis, etc.). Anders als der Arbeitspreis ist der

¹ Im Folgenden einfach als Energiemenge bezeichnet.

Leistungspreis unabhängig von der Energiemenge. In seiner Wirkungsweise reizt der Leistungspreis eine möglichst gleichmäßige Fahrweise (d.h. möglichst keine Spitzen) an. In statischer Form schränkt er dadurch auch die Flexibilisierung von Verbrauchs- und Einspeiseverhalten ein, sofern hierdurch eine Leistungsspitze im für das Netzentgelt relevanten Zeitraum (Monat oder Jahr) entsteht. Anders kann es sich je nach Ausgestaltung bei einem Leistungspreismodell verhalten, das die Netznutzung in Spitzenlastzeiten zur Bepreisung heranzieht.

- › **Kapazitätspreis** (in Euro pro Kilowatt): Der Kapazitätspreis ist das Entgelt erhoben für eine (je nach Ausgestaltung) ex-ante vertraglich vereinbarte oder technisch verfügbare maximale Netzanschlusskapazität. In seiner Funktionsweise gleicht er dem Leistungspreis (u.a. ebenfalls unabhängig von Mengen), wobei die bepreiste Kapazität anders als beim Leistungspreis bereits vorab bestimmt wird. Dadurch ist er für Netzbetreiber und Netznutzer einfacher abzuschätzen, da er eine vertragliche Vereinbarung zwischen den beiden Akteuren abbildet. Anders als der Arbeitspreis und der Leistungspreis, die von Jahr zu Jahr zu sehr unterschiedlichen Netzentgeltbelastungen je nach Menge und Leistung führen können, bietet der Kapazitätspreis dank relativ stabiler Kapazitätsbedarfe und -vereinbarungen im Regelfall eine konstante Berechnungsgrundlage bei geringen Schwankungen (wobei abhängig von der Ausgestaltung eine Anpassung der vereinbarten Kapazität bei Bedarf möglich sein kann). Durch ihn entstehen (in statischer Ausgestaltung) keine expliziten Anreize für netzdienliches Flexibilitätsverhalten. Ein Kapazitätspreis kann aber zur netzkostenminimierenden Optimierung der Netzanschlusskapazität beitragen (hinter dem Anschlusspunkt z.B. durch Überbauung). So kann zum Beispiel in Abwägung der Kosten für Flexibilisierung hinter dem Netzanschlusspunkt eine möglichst passgenaue Kapazität bestellt werden.
- › **Grundpreis** (in Euro pro Jahr): Der Grundpreis ist das Entgelt erhoben als pauschaler Betrag auf die Nutzung des Netzes. Durch seine pauschale, mengen- und leistungsunabhängige Ausgestaltung reizt der Grundpreis keine bestimmte Fahrweise an, bildet aber jedenfalls teilweise die Gemeinkosten des Netzes ab. Wie beim Kapazitätspreis ist auch der Grundpreis mit einer verhältnismäßig stabilen zu bepreisenden Kostenbasis und geringeren Schwankungen verbunden.

Keine Entgeltkomponente im engeren Sinne ist der sogenannte **Baukostenzuschuss (BKZ)**. Dieser ist ein einmalig beim Netzanschluss erhobenes Entgelt für den anteiligen Ausbau des allgemeinen Netzes (in Euro pro Kilowatt oder in Euro pro Kilovoltampere), das im Rahmen der Anschlussherstellung oder Leistungserweiterung an den Anschlussnetzbetreiber zu entrichten ist. Auch wenn der Baukostenzuschuss kein Netzentgeltbestandteil ist, spielt er in der Diskussion über die Beteiligung an den Netzkosten eine Rolle und wird im weiteren Verlauf

aufgegriffen. In seiner Funktionsweise reizt der Baukostenzuschuss eine realistische Anschlussgröße im Rahmen der Dimensionierung des Netzanschlusses an. Durch die Charakteristik der Einmalzahlung ist er planbarer als die o.g. Netzentgeltkomponenten und macht durch eine regionale Differenzierung eine Standortsteuerung von Anlagen möglich. Implizit besteht durch den BKZ bei entsprechender Ausgestaltung des Gesamtmodells auch ein Anreiz zur möglichst dauerhaft hohen Auslastung der Netzanschlusskapazität.

Legt man die in Abschnitt 2 dargestellten Bewertungskriterien an, so überzeugt der **Arbeitspreis** insbesondere in Sachen Verständlichkeit (da er analog zu anderen Strompreisbestandteilen errechnet werden kann) und operativer Umsetzbarkeit (da er ohne große Aufwände gemessen und berechnet werden kann). In Sachen Kostenreflexivität und Netzdienlichkeit überzeugt der Arbeitspreis hingegen nicht: Dies liegt daran, dass er die Komponente Arbeit, also die Energiemenge bepreist. Die tatsächlichen Netzkosten ergeben sich jedoch nicht daraus, wieviel Strom über einen Netzanschluss bezogen oder eingespeist wird, sondern daraus, wie der Netzanschluss und das dahinterliegende Netz dimensioniert werden müssen, was abhängig von der Leistung und/oder der Kapazität ist. Die wirtschaftliche Planbarkeit ist beim Arbeitspreis zudem insofern eingeschränkt, dass sich die zu zahlende Netzentgeltbelastung erst ex-post nach Jahresablauf (und bei kleinen Kunden nach entsprechender Zählerstandinformation) ergibt. In Sachen Marktneutralität werden insbesondere Speicher und Flexibilitätsmodelle teilweise durch den Arbeitspreis eingeschränkt, da jede bezogene oder eingespeiste Menge bepreist und belastet wird und damit Preissignale des Marktes nicht unverzerrt wirken.

Der **Leistungspreis** zeichnet sich demgegenüber insbesondere durch eine deutlich verbesserte Kostenreflexivität aus, da er nicht die dimensionierungsirrelevante Arbeit, sondern die relevante (Jahres-/Monats-)Höchstleistung bepreist. Schwachpunkte hat der Leistungspreis gegenüber dem Arbeits- oder Grundpreis insbesondere bei der operativen Umsetzbarkeit (insbesondere auf niedrigeren Spannungsebenen), sowie bei der wirtschaftlichen Planbarkeit und Verständlichkeit (da erst nach Jahresablauf die tatsächliche Netzentgeltbelastung feststeht und die Bepreisung der Leistungsspitze gerade bei nicht bereits leistungsgemessenen Kunden deutlich weniger intuitiv ist als z.B. die der bezogenen Menge). In Sachen Netzdienlichkeit hat der Leistungspreis Vorteile gegenüber dem Arbeitspreis. In Sachen Marktneutralität schneidet ein Leistungspreis in einer statischen, nicht flexibilisierten Ausprägung im Vergleich zu den lastgangunabhängigen Entgeltkomponenten schlechter ab, da er durch die Bepreisung der Last- bzw. Leistungsspitze die Flexibilität zur Marktteilnahme einschränkt, sofern es sich um seltene oder einmalige Leistungsspitzen handelt. Ein Leistungspreis, der sich nach Netznutzung in Spitzenlastzeiten richtet, ermöglicht hingegen Flexibilität. Da sich die Netzdimensionierung an der (zeitgleichen) Spitzenlast orientiert, kann ein solches Bepreisungsmodell die

relevanten Kosten verursachungsgerecht abbilden und zuordnen. So entstehen anders als beim Kapazitätspreis netzdienliche Flexibilitätsanreize durch Möglichkeit zur Lastverschiebung. Zu bedenken ist, dass in einem solchen Modell die Flexibilisierung mit erhöhten Anforderungen und Aufwänden einhergeht und die tatsächliche Kostenbelastung der Leistungsspitze erst ex post feststehen könnte. Dadurch ergeben sich neue Herausforderungen in Sachen Umsetzbarkeit und Planbarkeit.

Der **Kapazitätspreis** bietet in Sachen Kostenreflexivität ebenfalls einen Mehrwert, denn durch ihn wird die kostenrelevante (zu jeder Zeit zur Verfügung stehende) Netzanschlusskapazität bepreist. Auch die Kriterien Marktneutralität, Planbarkeit und Netzdienlichkeit erfüllt der Kapazitätspreis weitgehend, da er (a) keine Markthindernisse oder Diskriminierungstatbestände aufbaut, (b) ex-ante bekannt und vorhersehbar ist und (c) eine optimierte Kapazitätsauslegung im Sinne des Netzes honoriert. In der operativen Umsetzbarkeit ergeben sich aus heutiger Sicht durch deutliche Datenbedarfe und Umsetzungsaufwände Hürden (abhängig von der betrachteten Kundengruppe), was die kurzfristige Einführung erschwert. Zudem fehlen in einem statischen Kapazitätspreismodell Anreize zur netzdienlichen Lastverschiebung (die aber auch keine andere Entgeltkomponente in statischer Form schafft). Aufgrund der angestrebten Neuordnung ab dem Jahr 2029 erscheint dieser Umstellungsaufwand jedoch mittelfristig und ggf. mit Übergangs- und Einführungszeiträumen und sukzessiver Einführung insb. nach Spannungsebenen bewältigbar. Dies gilt insbesondere für leistungsgemessene Kunden. Da der Kapazitätspreis bisher nicht Teil der Netzentgeltsystematik ist, wäre die Einführung mit erhöhtem Erklär- und Rechtfertigungsbedarf verbunden (Verständlichkeit), gerade im Vergleich zu den bestehenden Arbeits- und Grundpreisen der nicht leistungsgemessenen Kunden.

Der **Grundpreis** erfüllt dank seiner Pauschalität und Einfachheit insbesondere die Kriterien der Marktneutralität, wirtschaftlichen Planbarkeit, Verständlichkeit und operativen Umsetzbarkeit. Gerade bei Nutzergruppen mit geringen Differenzierungsmerkmalen und -möglichkeiten (bspw. SLP-Kunden), kann ein Grundpreis auf Grund seiner Pauschalität eine effiziente Umsetzung darstellen. Die Kehrseite dieser Einfachheit ist, dass der Grundpreis generell keinerlei Anreizwirkung entfalten und vor allem keine Netzdienlichkeit abbilden kann, da Netznutzer unabhängig von ihrem Verhalten gleich belastet werden. Daher sollten in einem ersten Schritt nur Kosten über einen Grundpreis abgebildet werden, die unabhängig von der Leistung-/Kapazitätsinanspruchnahme sind. Möchte man darüber hinaus im Grundpreis eine auch in Ansätzen kostenreflexive Entgeltbelastung aufgrund der Inanspruchnahme von Leistung/Kapazität abbilden, so könnte dies über eine gestaffelte Ausgestaltung (sozusagen als diskreter Kapazitätspreis in vorab definierten Kapazitätsklassen) des Grundpreises erfolgen.

Auch wenn der **Baukostenzuschuss** (BKZ) keine Entgeltkomponente im engeren Sinne darstellt und anders als die o.g. Komponenten nur einmalig zur Anwendung kommt, ist eine Bewertung

anhand der definierten Kriterien sachgerecht. Als möglicher differenzierter Standortanreiz ist der BKZ insbesondere in Sachen Kostenreflexivität und standortspezifischer Netzdienlichkeit (netzdienliche Fahrweise wird nicht adressiert) geeignet. Ähnlich dem Grundpreis oder Kapazitätspreis erfüllt er dank seiner Pauschalität und Einmaligkeit auch die Kriterien der Planbarkeit, Verständlichkeit und operativer Umsetzbarkeit. Auch die Marktneutralität kann sichergestellt werden, sofern der BKZ nach einheitlichen Kriterien ausgestaltet ist.

In Abwägung der Vor- und Nachteile der verschiedenen Netzentgeltkomponenten (zunächst in nicht flexibilisierter Form) ergeben sich aus Sicht des BDEW die folgenden Überlegungen und Ansätze für eine Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass die tatsächliche Bewertung einer neuen Netzentgeltsystematik erst dann möglich ist, wenn alle Details zur Ausgestaltung und Anwendung (einschließlich einer möglichen Flexibilisierung) bekannt sind. Eine schematische Bewertung, wie sie hier durchgeführt worden ist, kann liefert dennoch erste Indizien für eine sinnvolle Reformrichtung der Netzentgeltkomponenten:

- › In einer neuen Netzentgeltsystematik sollte durchgängig und für alle Kundengruppen die Bepreisung der mengenunabhängigen, kW-basierten und netzkostenrelevanten Komponenten den Hauptteil der Kostentragung ausmachen. Demgegenüber sollte die heute insbesondere im SLP-Bereich starke Belastung der bezogenen Arbeitsmenge geringer ausfallen. Eine solche Anpassung würde die künftige Netzentgeltsystematik kostenreflexiver und netzdienlicher machen und gleichzeitig bei sachgerechter Ausgestaltung keine signifikanten Einschränkungen in Sachen Marktneutralität, Umsetzbarkeit, Planbarkeit und Verständlichkeit mit sich bringen.
 - Als Ausprägung einer neuen, kW-basierten Hauptentgeltkomponente erfüllt der Kapazitätspreis bereits in seiner statischen Form wichtige Kriterien (siehe oben, insb. Kostenreflexivität, Marktneutralität, Planbarkeit, Netzdienlichkeit). Wie bei allen Reformoptionen kommt es auch hier auf die Ausgestaltung an. Zu den Anforderungen an eine praxistaugliche Ausgestaltung eines Kapazitätspreises zählt dabei u.a., dass Kunden ihre Kapazität ex-ante vertraglich vereinbaren können. Diese kann gleich oder geringer der technisch verfügbaren maximalen Netzanschlusskapazität sein. Mit einer Flexibilisierung des Kapazitätspreises (siehe Kapitel 3.4) könnte die Netzdienlichkeit noch passgenauer abgebildet und netzdienliche Flexibilität angereizt werden.
 - Eine alternative Ausprägung einer neuen, kW-basierten Hauptentgeltkomponente (oder auch eine Ergänzung zu einer Kapazitätskomponente) kann ein Leistungspreis sein. Während ein statischer Leistungspreis (wie bereits heute im Bereich registrierender Leistungsmessung angewendet) im Vergleich zum

Kapazitätspreis Schwächen hat, könnten diese durch eine Leistungsbepreisung orientiert an der zeitgleichen Spitzenlast adressiert werden. Ein solches Modell würde die Netzdienlichkeit und Kostenreflexivität abbilden, hätte aber im Vergleich zum Kapazitätspreis einen höheren Umsetzungsaufwand und eine geringere wirtschaftliche Planbarkeit zur Folge. Im Sinne der vertrieblichen Umsetzbarkeit und Verständlichkeit seitens der Netznutzer müsste ein Leistungspreis (in jeglicher Ausgestaltung) dabei auf bereits heute leistungsgemessene Industriekunden auf den höheren Spannungsebenen begrenzt sein.

- Vor einer möglichen Reform von Entgeltkomponenten müssen alle Auswirkungen eines Reformvorschlags in der Praxis und für die Umsetzung in den Unternehmen geprüft werden. Hierzu gehört auch eine umfassende gutachterliche Begleitung, wie sie die Bundesnetzagentur bereits plant. Im Sinne der Praxistauglichkeit können differenzierte Ansätze nach Kundengruppen/Netzebenen sinnvoll sein, die jeweils zu begründen sind.
- › Neben der kW-basierten Komponente (siehe oben) können auch eine Grund- und eine Arbeitskomponente eine Rolle spielen. In dieser Kombination würden die verschiedenen realen Netzkostenblöcke gemäß ihrem Anteil an den Netzkosten abgebildet werden können: Die kW-basierte Preiskomponente bildet dabei die Kosten der Netzdimensionierung ab. Der Grundpreis könnte die Gemeinkosten abbilden (also Kosten, die sich unabhängig von Verbrauchsverhalten und Netzanschlusskapazitäten ergeben, wie z.B. die Länge und Topologie des Netzes). Der Arbeitspreis könnte zuletzt den variablen Teil der Netzkosten abbilden, die von der entnommenen Arbeit abhängt (z.B. die der Verlustenergie). Bei geringer Relevanz könnten einzelne Preiskomponenten, die geringe Kostenblöcke abbilden, auch entfallen.
- › Bei Kunden, bei denen alle notwendigen Informationen für die Bestimmung und Überprüfung der Kapazität bzw. Leistung vorliegen (z.B. solchen mit registrierender Leistungsmessung und künftig solchen mit iMSys²) könnte sich ein künftiges Netzentgelt somit aus einer kW-basierten Komponente, einer Grund- und einer Arbeitspreiskomponente zusammensetzen. Bei SLP-Kunden sind Kapazitäts- und Leistungspreis dagegen mit Umsetzungsschwierigkeiten konfrontiert. Abhilfe kann hier ein pauschal gestaffelter Grundpreis als Approximation schaffen. Alternativ könnten „klassische“ Verbrauchskunden (ohne intelligente Messsysteme) auch analog zu heute entsprechend der

² Bei mehr als einem Anschlussnehmer ist zu klären, wie die Kapazität zu verteilen ist.

bestehenden Preissystematik (g-Funktion) berücksichtigt werden. Eine solche vereinfachte, pauschalere aber weiterhin an den Kostenfaktoren ausgerichtete Bepreisung könnte auch grundsätzlich auf der oder den untersten Spannungsebenen Anwendung finden. Das System sollte möglichst so konzipiert sein, dass ein Wechsel aus der vereinfachten (SLP-)Systematik zur RLM-Systematik ceteris paribus nicht zu einem sprunghaft höheren oder niedrigeren Netzentgelt führt.

3.2 Wälzungsmechanismus

In der aktuellen Netzentgeltsystematik werden die Netzkosten unidirektional von den höheren in die niedrigeren Spannungsebenen gewälzt. Dies entspricht der historischen Funktionsweise des Stromsystems, in dem Stromerzeuger maßgeblich auf den hohen Spannungsebenen angeschlossen waren und auf allen Spannungsebenen, schwerpunktmäßig aber bei den Haushalten und Gewerben in der Niederspannung, verbraucht wurde. Im heutigen Energiesystem wird Strom allerdings auf allen Spannungsebenen dezentral erzeugt und Stromflüsse können sich auch umkehren, also von den niedrigeren zu den höheren Spannungsebenen verlaufen. Vor diesem Hintergrund wird diskutiert, die Netzentgeltsystematik von der heutigen unidirektionalen Kostenwälzung hin zu einer bidirektionalen Kostenwälzung weiterzuentwickeln. Dies würde insbesondere eine sachgerechtere Kostenaufteilung zwischen den verschiedenen Netzebenen schaffen, die sich auch anhand bestehender Kalkulationsebenen theoretisch bewerkstelligen ließe. Dem gegenüber stehen allerdings erhebliche Komplexität und Aufwände bei der Umsetzung – insbesondere auch branchenweit, da sich viele Netzbetreiber und auch die Netzebenen untereinander gegenseitig beeinflussen würden. Notwendig wäre ein aufwändiges iteratives Vorgehen zur Bestimmung der letztendlichen Kostenzuordnungen zu den Netzebenen. Zuletzt ergibt sich auch ein stark erhöhtes Risiko, dass Anpassungen zwischen vorläufigen und finalen Preisblättern vorgenommen werden müssen, weil Änderungen eines Netzbetreibers dann auch auf andere Netzbetreiber wirken, welche wiederum wieder andere Netzbetreiber beeinflussen. Grundsätzlich ist festzustellen, dass die Auswahl der Netzentgeltkomponenten in der Systematik erhebliche Auswirkungen auf die Kostenwälzung bei und zwischen Netzbetreibern haben.

Bei einer möglichen Umsetzung wären verschiedene Punkte zu beachten: Berücksichtigt werden müssten u.a. die Preiselastizitäten verschiedener Kunden, die Folgen veränderter Kostenverteilungen und Netzentgeltentwicklungen (Entlastung in der Niederspannung, Belastung in der Hoch- und Höchstspannung, insbesondere in Netzgebieten mit viel Rückspeisung)). Vor dem Hintergrund dieser Einordnung können auch Änderungen bei der Kostenwälzung geprüft werden. Der BDEW hält es zum aktuellen Zeitpunkt jedoch nicht für sinnvoll, eine bidirektionale Umstellung der Kostenwälzung und die zahlreichen anderen Anpassungsbedarfe bei Entgeltkomponenten, Privilegierungen und anderen Themen gleichzeitig anzugehen. Zudem muss

beachtet werden, dass bei einer Einführung einer bidirektionalen Kostenwälzung die neu eingeführte EE-Kostenwälzung hinfällig wäre.

Im Rahmen der aktuellen Wälzungssystematik könnte grundsätzlich ein Wegfall der Umspannebenen eine handhabbare Vereinfachung der Kostenwälzung bewirken.

3.3 VNB-einheitliche Netzentgelte

Neben der Ausgestaltung der verschiedenen Netzentgeltkomponenten und der Kostenwälzung ist bei der Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik auch die Vereinheitlichung der Netzentgelte auf Verteilnetzebene je Spannungsebene, analog zu der erfolgten Vereinheitlichung der Übertragungsnetzentgelte, als Reformoption zu bewerten. Dies sollte einer möglichen Flexibilisierung nicht im Wege stehen. Eine Differenzierung von Netzentgelten (siehe Abschnitt 3.4) müsste ausgehend von der einheitlichen Baseline möglich sein. Eine Vereinheitlichung von VNB-Netzentgelten wäre sowohl mit Vorteilen und Chancen als auch mit Nachteilen und Risiken verbunden: Vorteilhaft wäre eine VNB-Netzentgeltvereinheitlichung insbesondere im Sinne der Vereinfachung für einen Teil der Marktakteure. So würde zum Beispiel der Bedarf einer separaten Bestimmung und Verteilung von EE-bedingten Netzmehrkosten wegfallen. Darüber hinaus könnten auch nicht-EE-bedingte Kostenunterschiede ausgeglichen werden. Vertriebsprodukte würden dadurch bundesweit einfacher kalkulierbar. Rabattierungen und Befreiungen von den Netzentgelten, insbesondere bestehende (sofern sie nicht explizit netzdienliches Verhalten honorieren), würden außerdem gleichmäßiger verteilt. Zuletzt würde eine Vereinheitlichung auch die Möglichkeit eröffnen, zusätzliche Finanzierungsbeiträge für die Netzkosten (z.B. Netzkostenzuschüsse) einfach umzusetzen und gleichmäßig zu verteilen.

Andererseits wäre die Einführung und Umsetzung einheitlicher VNB-Netzentgelte mit Umsetzungsaufwand verbunden und Ausgleichszahlungen zwischen Netzbetreibern notwendig. Für die Abwicklung der Vereinheitlichung wäre zudem ein neuer Akteur notwendig.³ Im Gegenzug entfällt jedoch die individuelle Kalkulation der Netzentgelte durch jeden einzelnen Netzbetreiber. Dabei ergäben sich auch Einschränkungen für die Kostenreflexivität der Netzentgelte. Darüber hinaus besteht das Risiko, dass Netznutzer, die bereits mit hohen Baukostenzuschüssen den Netzausbau mitfinanziert haben, im Rahmen einer Vereinheitlichung zusätzlich belastet werden. In der Gesamtschau ist insbesondere zu berücksichtigen, dass einheitliche VNB-

³ Weitere Details zum Umsetzungsaufwand und den damit verbundenen Fragestellungen finden sich bspw. in einem [Gutachten von Consentec \(2024\): Operative Umsetzung einer bundesweiten Vereinheitlichung der Verteilnetzentgelte](#).

Netzentgelte die Kosten so umverteilen würden, dass Kunden in manchen Gebieten deutlich stärker und in anderen Gebieten deutlich weniger belastet werden würden als es im Status Quo der Fall ist. Eine Vereinheitlichung hätte also sowohl Profiteure als auch Kostenträger. Daher sollte, sofern über eine Vereinheitlichung nachgedacht wird, eine stufenweise Einführung anvisiert werden, um sprunghafte Veränderungen in den Netzentgelten in der Einführungsphase zu vermeiden.

Einheitliche VNB-Netzentgelte würden die laufende Reform der Netzentgeltsystematik im Grundsatz nicht vereinfachen. Sie würden aber die Auswirkungen einer neuen Systematik einheitlicher bewertbar machen und damit zu einer besseren Entscheidungsgrundlage beitragen. Vor dem Hintergrund der Vor- und Nachteile ist eine ergebnisoffene Prüfung der Einführung einheitlicher VNB-Netzentgelte sachgerecht. Eine solche Reform wäre in jedem Fall aber nur als mittel- oder langfristiges Vorhaben mit entsprechenden Übergangszeiträumen denkbar.

3.4 Zeitliche und örtliche Flexibilisierung von Netzentgelten

Mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien und der Elektrifizierung von Mobilität und Wärmeerzeugung steigt der Bedarf an Flexibilitätsbereitstellung – sowohl auf den Strommärkten, den Systemdienstleistungsmärkten, wie auch in der zugrunde liegenden Netzinfrastruktur. Flexibilitäten können somit genutzt werden, um Stromangebot und Nachfrage in Einklang zu bringen, um das System zu stabilisieren oder um lokale bzw. regionale Netzenspässe zu vermeiden. Flexibilitäten können derzeit einerseits durch entsprechende Preissignale auf den Strommärkten (Day-Ahead-, Intraday-, Regelenergiemarkt) angereizt werden oder durch regulatorisch abgesicherte Eingriffsrechte der Netzbetreiber zur Gewährleistung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems abgerufen werden. Zukünftig ist denkbar, dass durch die Dynamisierung der Netzentgelte eine weitere Komponente hinzukommt, die insbesondere auch regionale Netzenspässe im jeweiligen Netz berücksichtigt, die über allgemeine Preissignale, die gleichermaßen für das gesamte Netz gelten, nicht erfasst werden. Netzentgelte sind Teil des Endkundenpreises, von dem eine Anreizwirkung ausgehen kann. Netzentgelte haben eine Signalfunktion, die die Netznutzung abbildet, und können entsprechend für die Flexibilität der Netznutzung eine wesentliche Rolle spielen.

Die aktuelle Netzentgeltsystematik hemmt, durch die Fokussierung auf mengenabhängige Preiskomponenten, die markt-, system- und netzdienliche Nutzung von bestehenden Flexibilitäten und schränkt den Raum für Innovation in der Flexibilitätsnutzung eines dezentralen Energiesystems entscheidend ein. Rein mengenabhängige Netzentgelte (Arbeitspreise) führen dazu, dass Kunden zusätzliche Verbräuche vermeiden. Ebenso regt der heutige Jahresleistungspreis, den ausgewählte Kundengruppen zu zahlen haben, dazu an, Bezugsspitzen im Jahresverlauf zu vermeiden. Er stellt somit außerdem ein gewisses Flexibilitätshemmnis bzw.

fehlenden Anreiz zur Bereitstellung von Flexibilitäten dar (anders wäre es bei einem Leistungspreis, der Spitzen zum Zeitpunkt der zeitgleichen Jahreshöchstlast bepreist).

Eine neue Netzentgeltsystematik sollte mindestens so ausgestaltet sein, dass sie den Flexibilitätseinsatz grundsätzlich nicht unbegründet erschwert und idealerweise den netzdienlichen Flexibilitätseinsatz mit kostenreflexiven Netzentgelten anreizt. Ein unbegründetes Hemmnis liegt dann vor, wenn (marktdienliche oder systemdienliche) Flexibilitäten durch zusätzliche, auf die Flexibilität anfallende Netzentgelte verhindert werden, obwohl die aktuelle Auslastung des Netzes diese zulassen könnte. Anpassungen der Netzentgeltsystematik sind für die verschiedenen Kunden in ihrer Wirkweise unterschiedlich und es besteht ein sehr differenziertes Verständnis für Netzentgelte bei den unterschiedlichen Kunden. Je nach Netzebene und vertraglichen Verhältnissen zwischen Netzkunde, Netzbetreiber und Lieferant werden die Netzentgelte unterschiedlich abgerechnet. So ist es im Industriekundensektor durchaus üblich, dass die Lieferanten die Netzentgelte direkt durchreichen oder dass sogar der Netzbetreiber das Netzentgelt direkt bei den Netzkunden abrechnet. Diese Kunden haben in der Regel ein besseres Verständnis von ihren Netzentgelten als „kleinere“ Kunden in der Niederspannung, bei denen die Netzentgelte in der Regel Teil des gesamten Strompreises sind und die Lieferanten Veränderungen in der Struktur und Höhe der Netzentgelte nicht oder nur zeitversetzt weitergeben. Je nach Ausgestaltung des Strom-Produkts kommt die Netzkomponente nur bedingt zum Vorschein. So erschweren die Vorgaben zur Ausgestaltung von Energielieferverträgen ein differenziertes Verständnis von Netzentgelten im Vergleich zu anderen Energiepreiskomponenten für Kunden aus der Niederspannung. Damit der Flexibilitätsanreiz durch ein Netzentgelt beim Kunden ankommt, müssen die variablen Netzentgelte auch für Lieferanten attraktiv und verständlich sein, damit sie den Flexibilitätsanreiz für den Netzbetreiber wirkungsvoll vermarkten können.

Eine Option zum (teilweisen) Abbau bestehender Flexibilitätshemmnisse könnte eine mengen- und lastgangunabhängige Entgeltkomponente, wie ein (gestaffelter) Grund- oder Kapazitätspreis sein – ob als Ersatz des Leistungs- und/oder Arbeitspreises oder auch ergänzend zu einem gegenüber dem Status Quo kleineren Arbeitspreisanteil. Durch die ex-ante-Bestimmung der benötigten Kapazität wird der Netzkunde motiviert, seine Nutzung hinter dem Netzananschluss zu optimieren und seinen Netzanschluss nicht zu überdimensionieren. Er zahlt nicht für zusätzliche entnommene Mengen, sondern optimiert seine Netzkapazitätsnutzung. Entsprechend der kontrahierten Kapazität kann der Netznutzer dann seine Flexibilität bestmöglich in den verschiedenen Bereichen einsetzen. Eine andere Option ist ein flexibler Leistungspreis – so entstehen Flexibilitätsanreize, wenn sich der Leistungspreis nach der Netznutzung in Spitzenlastzeiten richtet und Last dann entsprechend in andere Zeiten verschoben wird. Beide Optionen können zu einem erhöhten Flexibilitätsangebot führen.

Die zweite Option bedingt, dass das Preissignal flexibler Netzentgelte auf Basis der Netzbelastung ermittelt wird, so dass sich eine netzdienliche Wirkung ergeben kann. Für eine netzdienliche Wirkung ist erforderlich, dass es dem Netzbetreiber bei der Anreizsetzung möglich ist, mit hinreichender Sicherheit eine über die lokalen Netznutzer aggregierte Laständerung bzw. -verschiebung durch den Anreiz vorauszusehen. Hierbei sind grundsätzlich zwei unterschiedliche Ausgestaltungsoptionen möglich:

- › (technische) Vorgabe von Verbrauchs- bzw. Einspeiseverhalten (bis zur Abschaltung/Dimmung) verbunden mit einer entsprechenden Vergütung bzw. Entschädigung dafür
- › Setzen von preislichen Anreizen zur Verbrauchsänderung

Für den zweiten Punkt kann zwischen einer zeitlichen und einer örtlichen Flexibilisierung der Netzentgelte differenziert werden. Die zeitliche Differenzierung sieht unterschiedlich hohe Netzentgelte zu verschiedenen Zeitpunkten oder bestimmte Zeitfenster, für die die Netzentgelte ausgelegt werden, vor. Örtliche Flexibilisierung bedeutet, dass zusätzlich in verschiedenen Netzbereichen eines Netzbetreibers verschiedene Netzentgelte erhoben werden. Die Granularität der jeweiligen Differenzierung wirkt sich auf die Wirksamkeit bezogen auf die Bewertungskriterien (Kostenreflexivität, Marktneutralität, wirtschaftliche Planbarkeit, Verteilungswirkung, Verständlichkeit, operative Umsetzbarkeit und Netzdienlichkeit) aus.

	Flexible Zeitfenster	Flexible Preisstufen	Flexible Orte
Variante A: Volldynamische Netzentgelte	Ja	Ja	Ja
Variante B: Statische variable Netzentgelte für ein Gesamtnetz	Nein	Nein	Nein
Variante C: Statisch variable Netzentgelte für einen Ortsnetzstrang	Nein	Nein	Ja
Variante D: Variable Netzentgelte für ein Gesamtnetz	Ja	Nein	Nein

Abbildung 1: Grundmodelle variabler Netzentgelte der BNetzA

In Abbildung 1 sind die Grundmodelle variabler Netzentgelte dargestellt, die die Bundesnetzagentur im Zuge der Konsultation zur Festlegung von § 14a EnWG (Beispiel eines regulatorisch

abgesicherten Eingriffsrechtes des Netzbetreibers) eingeführt hat. Grundsätzlich sind zwischen den verschiedenen Grundmodellen verschiedene Abstufungen denkbar. Die Grundmodelle sind aus Sicht des BDEW daher nicht als abschließende Liste zu verstehen.

Maßgeblich ist auch die Differenz der flexibilisierten Netzentgelte (Preise), damit die Anreize, die gesetzt werden sollen, ausreichend für eine Änderung des Nutzungsverhalten der Verbraucher sind. Die komplexeste Umsetzungsoption stellen symmetrische Netzentgelte dar, bei denen die Netznutzung flexibel auf Basis der lokalen Netzbelastung bepreist werden würde. Bei diesem Ansatz wird antizyklisches Verhalten aus der Netzentgeltsystematik heraus angereizt. Es wird derjenige belohnt, der in dem für die Dimensionierung des Netzes maßgeblichen Zeitpunkten das Netz nicht belastet, sondern aktiv entlastet. Das zu entrichtende Netzentgeltinsgesamt sollte dabei keinen negativen Wert annehmen. Der Vergütung von netzdienlichen Flexibilitätsleistungen steht dies nicht im Wege.

Die verschiedenen Netzentgeltkomponenten, Arbeitspreis, Leistungspreis, Kapazitätspreis und Grundpreis können unterschiedlich flexibilisiert werden. Denkbar wären zeitliche und/oder örtliche Flexibilisierungen der Netzentgelte ausgerichtet an den Bedürfnissen der jeweiligen Netzebenen. Die Flexibilisierungsmöglichkeiten der verschiedenen Netzentgeltkomponenten und deren Wirkweisen sind in der nachstehenden Tabelle aufgeführt.

Netzentgeltkomponente	Definition	Flexibilisierungsmöglichkeit	Auswirkung / Anreizwirkung
Grundpreis [€/a]	Der Grundpreis ist das Entgelt erhoben als pauschaler Betrag auf die Nutzung des Netzes.	Örtliche und zeitliche Differenzierung theoretisch möglich, aber nicht sinnvoll.	Zeitliche Differenzierung ohne Anreizwirkung; örtliche Differenzierung schwer begründbar.
Arbeitspreis [ct/kWh]	Der Arbeitspreis ist das Entgelt erhoben auf die aus dem Netz entnommene oder ins Netz eingespeiste Strommenge.	Örtliche Differenzierung möglich (aber nur zusammen mit zeitlicher Differenzierung sinnvoll). Zeitliche Differenzierung in allen Ausführungen (statisch, variabel, dynamisch) möglich.	Verschiedene Arbeitspreise für unterschiedliche Zeitintervalle, d.h. Bepreisung der (verbrauchten/eingespeisten) Menge sind eher dafür geeignet Last innerhalb eines Tages zu verschieben / anzureizen oder unterschiedliche Netzbelastungen in größeren Zeiträumen (Sommer/Winter) zu begegnen.

Leistungspreis [€/kW]	Der Leistungspreis ist das Entgelt erhoben auf die maximale tatsächlich beanspruchte Leistung innerhalb eines bestimmten Zeitraums (Jahres-, Monats-, Tagesleistungspreis, etc.).	Örtliche Differenzierung möglich (aber nur zusammen mit zeitlicher Differenzierung sinnvoll). Zeitliche Differenzierung für verschiedene Zeitintervalle möglich.	Bepreisung der maximal genutzten Leistung innerhalb eines oder mehrerer definierter Zeitintervalle ist dafür geeignet, Lastabsenkungen anzureizen oder (kurzfristige) Lastspitzen innerhalb eines Zeitintervalls zu glätten oder anzureizen (z.B. bei erhöhter EE -Einspeisung). Es ist ein stärkerer kurzfristiger Anreiz als beim flexiblen Arbeitspreis möglich.
Kapazitätspreis [€/kW]	Der Kapazitätspreis ist das Entgelt erhoben für eine ex-ante vertraglich vereinbarte oder technisch verfügbare maximale Anschlusskapazität in einem vereinbarten Zeitraum.	Örtliche Differenzierung denkbar. Zeitliche Differenzierung für verschiedene Zeitintervalle z.B. durch Differenzierung nach fester und einschränkbarer Zusatzkapazität möglich.	Örtliche Differenzierung für Engpassregionen als (dauerhafter) Standortanreiz denkbar. Eine zeitliche Differenzierung ist über Einschränkung bei Kapazität (in einem definierten Zeitraum) möglich. Mögliche Umsetzung: Abrechnung einer niedrigeren Kapazität oder Gutschrift für verringerte Kapazitätsnutzung oder reduzierte Netzentgelte bei „tolerierter“ Kapazitätsüberschreitung (außerhalb des definierten Zeitraums).

Beim Anreizen von netzdienlichen Flexibilitäten durch variable Netzentgelte ergeben sich einige Fragen und Herausforderungen:

- › Alle Abstufungen variabler Netzentgelte erfordern eine hohe technische Aufrüstung bei allen Beteiligten (Netzbetreibern, Lieferanten und Kunden), insbesondere bei nicht leistungsgemessenen Kunden. Diese technischen Voraussetzungen müssten zunächst geschaffen und im Zuge einer möglichen Dynamisierung weiterentwickelt werden. Demnach muss sich eine steigende Dynamisierung an der steigenden technischen Ausstattung orientieren. Kosten und Nutzen müssen dabei in einem angemessenen Verhältnis stehen.
- › Variable Netzentgelte bergen die Gefahr, dass die absoluten Netzkostenbeiträge für den Netzkunden nicht mehr nachvollziehbar sind und es für die Netzbetreiber zu

signifikanten periodenübergreifenden Erlöswirkungen kommt. Beides, Verständlichkeit und eine jährliche Erlösstabilität, müssen jedoch sichergestellt werden.

- › Preissignale durch variable Netzentgelte können gegenläufig zu Preissignalen in anderen Netzebenen und zu Preissignalen in den Strommärkten sein. Diese verschiedenen Preissignale spiegeln die Knappheit auf den unterschiedlichen Strommärkten und Netzebenen wider. Es obliegt dann dem Netznutzer zu entscheiden, inwieweit und in welchem Umfang er den Preissignalen aus den unterschiedlichen Bereichen folgen möchte. Folge dieser Freiwilligkeit ist, dass in manchen Orten der Netzausbau die günstigere Maßnahme ist, damit das Flexibilitätspotential vollumfänglich für die bestehenden Strommärkte oder für die Systemdienstleistungen genutzt werden kann. In anderen Situationen kann es dazu führen, dass das Netz nicht so stark ausgebaut werden muss, da dies volkswirtschaftlicher effizienter ist. Die netzdienliche Nutzung von Flexibilitäten kann in jedem Fall dazu führen, dass Kunden vorzeitig an das Netz angeschlossen werden können, ohne dass das Netz bereits entsprechend ausgebaut ist (vgl. § 14a EnWG und flexible Netzanschlussvereinbarungen).
- › Mangels vorhandener Erfahrungen in Deutschland ist auch die konkrete Parametrierung des Preissignals komplex, insbesondere unter Beachtung der oben erwähnten allein bis zu sieben unterschiedlichen Preissignale aus den Netzebenen (da die Netzzustände in den verschiedenen Netzebenen zum selben Zeitpunkt unterschiedlich sein können), die in welcher Form auch immer aggregiert beim Niederspannungskunden ankommen: zu hohe Preissignale können zu Überreaktionen führen, zu niedrige Preissignale setzen keine ausreichenden Anreize für netzdienliches Flexibilitätsverhalten. Da es sich bei Netzentgelten stets nur um einen Anreiz handelt, der ein freiwilliges Kundenverhalten voraussetzt, ersetzen variable Netzentgelte nicht regulatorisch ermöglichte Eingriffsmöglichkeiten zur Sicherstellung der Netzstabilität, sondern vermeiden im Idealfall einen Eingriff oder reduzieren dessen Umfang. Preissignale aus den Strommärkten können sich auch nachteilig auf die Netzstabilität auswirken und Maßnahmen des Netzbetreibers auslösen. Netzbetreiber müssen daher auch bei variablen Netzentgelten stets dauerhaft und verlässlich im Engpassfall steuernd eingreifen können bzw. die Möglichkeit haben, verlässliche Flexibilitätsoptionen einzusetzen.
- › Sicherzustellen ist, dass der volkswirtschaftliche Nutzen einer variablen Netzentgeltstruktur den flächendeckenden Umsetzungsaufwand bei allen Beteiligten (u.a. Lieferanten, Aggregatoren, Messstellenbetreiber, Netzbetreiber, Letztverbraucher) übersteigt.

- › Die Flexibilisierung von Netzentgelten könnte je nach Ausgestaltung zu signifikanten Verteilungseffekten zwischen den verschiedenen Netznutzern führen, die sich negativ auf die Akzeptanz auswirkend könnten.
- › Kostenreflexivität im Hinblick auf die kurzfristigen Grenzkosten der Netznutzung ist ohne zeitliche Differenzierung nicht denkbar. Darüber hinaus muss eine sachgerechte Berücksichtigung der Kostenreflexivität auch eine örtliche Differenzierung der Netzentgelte ermöglichen, weil insbesondere bei Flächennetzbetreibern die Auslastung des Netzes lokal unterschiedlich ist.

Eine Bewertung der verschiedenen Optionen zur Variabilisierung von Netzentgelten zeigt, dass je flexibler (und damit komplexer) die Ausgestaltung des variablen Netzentgeltes (sowohl örtlich als auch zeitlich) ist, desto passgenauer der Anreiz, zu einem gewissen Zeitpunkt nicht vollständig genutzte vorgehaltene Netzkapazität zu nutzen und damit zu einer gleichmäßigeren Auslastung der Netze beizutragen (Kostenreflexivität und Netzdienlichkeit). Voraussetzung für „strangscharfe“ Netzentgelte in „Echtzeit“ ist jedoch die erhebliche technische Fähigkeit bei allen Beteiligten (Netzbetreiber, Lieferanten, Netzkunden), die mehr als den Smart Meter Rollout bedeutet. Zudem setzt dies in der Praxis ein ausreichendes Verständnis und auch Möglichkeiten der Verhaltensänderungen der Netznutzer (d.h. der lokal aggregierten Laständerung bzw. -verschiebung) in Reaktion auf das Preissignal voraus. Eine starke Flexibilisierung wirkt sich hingegen negativ auf die Planbarkeit, Verständlichkeit und operative Umsetzbarkeit für alle Beteiligten (was wiederum auch eine Kostensteigerung zur Folge hat) aus. Bei jeglicher Flexibilisierung muss beachtet werden, dass die Signale für den Kunden verständlich und transparent genug sind, damit er darauf reagieren kann und möchte. Die Auswirkungen in der Verständlichkeit und operativen Umsetzbarkeit sind in den unterschiedlichen Spannungsebene und verschiedenen Kundengruppen verschieden stark ausgeprägt. Dies gilt es in einer weitergehenden Analyse zu betrachten, auch was die Umsetzbarkeit bei Kunden im produzierenden Gewerbe (Industrie, Mittelstand) bedeutet.

In einer ersten Ausgestaltung der Flexibilisierung von Netzentgelten sollte vor dem Hintergrund, dass Nutzen und Aufwand in einem angemessenen Verhältnis stehen sollten, aus Sicht des BDEW auf ein zu hohes Maß an Flexibilisierung verzichtet werden. Mit der Weiterentwicklung und mit ersten Erfahrungen sollte über eine Erhöhung der Granularität und eine schrittweise Anwendung der Flexibilisierung nach Kundengruppen bzw. Netzebenen entschieden werden, wenn sich dies als sinnvoll herausstellt, d.h. wenn evident wird, dass der Nutzen den Aufwand übersteigt, sprich die Transaktionskosten nachweislich durch einen positiven Effekt auf die Netzkosten überwogen werden. Zudem müssen bei den Überlegungen die vorhandenen und absehbaren Fähigkeiten und technischen Rahmenbedingungen sowie eine ausreichende Vorlaufzeit zur Implementierung berücksichtigt werden. Pauschalierte Verfahren, wie

bspw. im Bereich Industrienetzentgelte, bei denen eine pauschale Reduzierung der Netzentgelte vorgesehen ist, sollten als Alternative zu variablen Netzentgeltmodellen aber nicht ausgeschlossen werden, wenn entsprechende Gründe (z.B. netzdienliche Flexibilitätsbereitstellung, keine Fehlanreize fürs System) bestehen.

4 Überlegungen zur Berücksichtigung von relevanten Netznutzergruppen in der Netzentgeltsystematik

4.1 Erzeugungsanlagen

Im aktuellen Netzentgeltsystem werden Netzentgelte nur für die Entnahme aber nicht für die Einspeisung in das Stromnetz erhoben. Wie sich jedoch zeigt, ist der Netzausbau in einspeisedominierten Netzen ganz wesentlich auch vom Ausbau erneuerbarer Energien getrieben – dieser Ausbau der dezentralen Einspeisung wiederum zahlt auf das politische und volkswirtschaftliche Ziel einer klimaneutralen und kostengünstigen Energieversorgung mit erneuerbaren Energien ein. Folgt man einzig dem Prinzip der Kostenreflexivität, erscheint eine Erhebung von Einspeiseentgelten zunächst angemessen. Mit einer Einführung von Einspeiseentgelten würden die Netzkosten von einer größeren Netznutzergruppe getragen, was zu einem geringeren Anstieg der spezifischen Netzentgelte für die bestehenden betroffenen Kundengruppen führen würde. Das Prinzip der Kostenreflexivität fügt sich jedoch in eine Reihe weiterer relevanter Kriterien ein, die für eine Bewertung heranzuziehen sind (siehe Ziffer 2).

Aus Sicht des BDEW sprechen demnach auch viele Gründe gegen die Einführung von Einspeiseentgelten:

- › Verursachungsgerecht ausgestaltete Einspeisenetzentgelte (wie auch Netzentgelte für den Verbrauch) würden die Komplexität maßgeblich erhöhen, mit bürokratischem Aufwand einhergehen und nicht zuletzt auf Grund der sehr heterogenen Nutzerstruktur zu unwägbaren Abweichungen von der Marktneutralität führen.
- › Der BDEW weist darauf hin, dass Einspeiseentgelte den nationalen Großhandelspreis erhöhen würden und auch Auswirkungen innerhalb der EU auf den übernationalen Austausch haben. Im Ergebnis erfolgt – rein national betrachtet – also lediglich eine Transformation der Kosten von Netzkosten zu Energiekosten bzw. einem Anstieg der EEG-Fördersumme. Somit würden diese Kosten dennoch, wenn auch ggf. in einer anderen Verteilung zwischen den Kundengruppen, in die Stromrechnung des Kunden mit einfließen. Unterschiedliche Einspeiseentgelte für verschiedene Erzeuger könnten zudem den nationalen Dispatch und den europäischen Wettbewerb verzerren und zu einer Bevorzugung bestimmter Technologien führen – etwa, wenn Einspeiser-Netzentgelte hypothetisch nur für neue Anlagen erhoben würden.

- › Einspeiseentgelte könnten dazu führen, dass Projekte wegen steigender Kosten unter die Wirtschaftlichkeitsschwelle fallen, solange für diese Mehrkosten keine Absicherung, etwa durch Anpassung des Höchstwerts in den EEG-Ausschreibungen und gesetzlichen Marktwerten im selben Maße möglich wird. In Folge wäre das Erreichen der Ausbauziele für Erneuerbare Energien erschwert. Auch würde ein negativer Verteilungseffekt auftreten, wenn höhere Projektkosten durch eine Netzentgeltkomponente für die Einspeisung die Zuschlagszahlungen in geförderten Ausschreibungen um diese Kosten erhöhen und somit letztlich durch erhöhten Förderbedarf über den Bundeshaushalt und damit den Steuerzahler finanziert werden würden. Gleichzeitig haben subventionsfreie inframarginale Produzenten (bspw. PPA-finanzierte Solar- und Windparks, Offshore Wind status quo) keine effektive Möglichkeit, die Kosten zu wälzen. Selbst wenn die Netzentgelte bei den marginalen Erzeugungskosten angerechnet und im Day-Ahead eingepreist werden, verringert sich lediglich die Marge pro verkaufter MWh, solange andere, teurere Kraftwerke preissetzend sind, die keine oder geringere Netzentgelte zahlen. Die reduzierte Profitabilität von Nicht-EEG-Projekten könnte dann den Ausbau dieser subventionsfreien Erzeugung hemmen und damit effektiv Subventionsbedarf erhöhen.
- › Die Belastung von Stromerzeugern mit Netzentgelten würde außerdem den von der Kraftwerksstrategie oder von einem Kapazitätsmechanismus abzudeckenden Finanzierungsbedarf erhöhen, da diese Zusatzbelastungen durch die Anbieter in die Gebotspreise übernommen werden würden.
- › Zudem besteht ein Zielkonflikt. Auf der einen Seite steht der Bestandsschutz und das Ziel der Reform der Netzentgeltsystematik, Anreize für ein effizientes Stromsystem zu schaffen (Standortanreize können nur für neue Anlagen gesetzt werden), auf der anderen Seite die Anforderung eines Level Playing Field und des diskriminierungsfreien Netzzugangs für alle im Markt befindlichen Anlagen. Eine Erhebung von Netzentgelten für bis dato nicht im Rahmen der Netzentgeltsystematik berücksichtigte Bestandsanlagen wäre ein massiver Eingriff in deren Wirtschaftlichkeit und würde den Vertrauensschutz sowie die Investitionssicherheit in Frage stellen. Unter ausschließlicher Fokussierung auf Neuanlagen hätten Bestandsanlagen jedoch einen erheblichen Vorteil am Markt. Die Lösung dieses Konfliktes stellt aus Sicht des BDEW eine der zentralen Herausforderungen bei der Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik dar.
- › Ferner dürften Einspeiseentgelte auch zwischen Netzbetreibern verrechnet werden, so dass sich Auswirkungen auf die Kostenwälzung zwischen Netzebenen ergeben. Darüber hinaus hat eine Erhebung von Einspeiseentgelten Auswirkungen auf den innereuropäischen Handel, die Wettbewerbsfähigkeit der heimischen Stromerzeugung würde

verschlechtert – mit der Folge weiter zunehmender Stromimporte. Einspeiseentgelte auf der ÜNB-Ebene sind auch europarechtlich in der Höhe begrenzt.

- › Einspeiseentgelte sind zusammenfassend mit grundlegenden, schwierigen Fragen verbunden, die Auswirkungen sind komplex. Es ist fraglich, ob Einspeiseentgelte eine sinnvolle geografische Lenkungswirkung von Investitionen in Erzeugungsanlagen herbeiführen würden, da diese zum einen regulatorisch gesteuert sind und im Falle der erneuerbaren Stromerzeugung einer starken regionalen Ungleichverteilung und starken geografischen Einschränkungen (förderfähige Flächenkulisse) unterliegen. Vor diesem Hintergrund erscheint die Einführung in Bezug auf Zielgenauigkeit, Komplexität und Bürokratie schwierig.
- › Ohne eine Flexibilisierung der Netzentgelte, hinsichtlich einer örtlichen und/oder zeitlichen Komponente und ohne explizite Berücksichtigung der Netzdienlichkeit, können Entgelte für Stromeinspeisung keine kostendämpfende Wirkung entfalten. Eine solche Ausgestaltung würde die Komplexität jedoch maßgeblich erhöhen und zu zusätzlichen Abweichungen von der Marktneutralität führen.
- › Position des BDEW ist, dass jegliche Überarbeitung und auch Anpassungen in der Netzentgeltsystematik zu einem systemdienlichen Nutzen beitragen und sich daher nicht negativ auf das energiewirtschaftliche Zieldreieck der sicheren, nachhaltigen und bezahlbaren Energieversorgung auswirken dürfen. Eine mögliche andere Netzentgeltsystematik darf demnach den Hochlauf energiewenderelevanter Technologien nicht hemmen und muss dabei auch auf die Effizienz des Gesamtsystems einzahlen. Eine Einführung von Einspeiseentgelten für Erzeuger ist daher nicht zielführend.

Ein einfacher zu handhabendes Instrument, das zu einer Kostenoptimierung beim erforderlichen Netzausbau beitragen kann, wären räumlich differenzierte und einmalig zu erhebende Baukostenzuschüsse für eine Kostenbeteiligung der Einspeiser am Netzausbau. Die Erhebung von Baukostenzuschüssen ist bei Verbrauchsanlagen ab 30 kW Anschlussleistung ein bewährtes Instrument, die beantragte Netzanschlussleistung an den tatsächlichen Bedarf auszurichten und Anlagenbetreiber verursachungsgerecht an den steigenden Netzausbaukosten zu beteiligen. Eine solche Einmalzahlung im Rahmen von Investitionsentscheidungen stellt für die Anlagenbetreiber eine bessere Kalkulationsgrundlage als schwankende Einspeisenetzentgelte dar und hat bei regionaler Differenzierung Anreizwirkung auf die Standortwahl. Sie hat aber keine oder nur eine indirekte Lenkungswirkung bezüglich der Fahrweise (so kann ein BKZ Überbauung volatiler EE-Erzeugung anregen und damit zu einer Veränderung bzw. Verstetigung des Einspeiseprofils beitragen). Da ein BKZ nur für Neuanlagen oder Erweiterungen anfallen würde, würde auch der potenzielle Konflikt um den Bestandsschutz im Rahmen einer Netzentgeltreform für Erzeuger vermieden. Der negative Verteilungseffekt und der Einfluss

auf das Gebotsverfahren von Förderprojekten können je nach Ausgestaltung jedoch bestehen bleiben. Inwiefern ein gut ausgestalteter BKZ darüber hinaus die richtigen Standortanreize (auch im Sinne einer besseren Synchronisierung von Wind- und PV-Kapazitäten) setzen kann, sollte genauer untersucht werden. Dabei muss berücksichtigt werden, dass die Standortwahl von Erzeugungsanlagen bereits durch mehrere Aspekte eingeschränkt ist (z.B. vorgegebene Flächenkulisse für Onshore-Wind und Freiflächen-PV). Daher wäre zum jetzigen Zeitpunkt auch das Instrument des räumlich unterschiedlichen BKZ für Einspeiser aus Sicht des BDEW einer konstruktiven und kritischen Diskussion zu unterwerfen.

Für Investitionen in Erzeugungsanlagen (wie auch für andere Technologien) ist elementar, dass der regulatorische Rahmen mit ausreichendem Vorlauf bekannt ist. Mehrere Jahre vor Inbetriebnahme muss der Rahmen bekannt sein.

4.2 Prosumer

Mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien und insbesondere auch dem Ausbau dezentraler Erzeugungsanlagen werden immer mehr Netznutzer zu Erzeugern (Producer) und Verbrauchern (Consumer) in einem, sogenannten Prosumern. Dies betrifft alle Kundengruppen – Haushaltskunden bis zu Industriekunden. Die Eigenerzeugung erspart dem einzelnen Kunden Strombezugskosten, auf den Arbeitspreis bezogene Netzentgelte, Steuern und Umlagen. Zugleich ist die Erzeugung des eigenen Stroms aus Erneuerbaren Energien einer der Grundpfeiler für die Akzeptanz der Energiewende. Insbesondere Kunden in der Niederspannung ohne Leistungsmessung profitieren u.a. bei den Netzentgelten durch den geringeren Strombezug aus dem Netz und die damit einhergehende geringere Netznutzung von März bis Oktober. Diese Kunden zahlen nach aktueller Netzentgeltsystematik Netzentgelte in Form eines pauschalen Grundpreises in €/Jahr und eines Arbeitspreises für die aus dem Netz entnommenen Mengen in ct/kWh. Der Arbeitspreis hat dabei einen hohen Anteil (in Abhängigkeit des Netzgebietes) von ca. 55-90% an der Netzentgeltbelastung von SLP-Kunden. Dies führt dazu, dass nicht-leistungsgemessene Kunden mit einem hohen Eigenerzeugungsanteil (z.B. durch PV-Anlagen) weniger Netzentgelte zahlen als Kunden mit einem vergleichbaren Stromverbrauch, die diesen komplett aus dem Netz beziehen, obwohl beide das Netz in Bezug auf die beanspruchte Netzkapazität gleichartig bzw. gleichermaßen brauchen und in Anspruch nehmen.

Prosumer investieren hohe Summen in den Ausbau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten, gerade auch in ansonsten EE-armen städtischen Regionen, sowie in Sektorkopplung, Wärmepumpen und Elektroladepunkte. Eine Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik darf Prosuming nicht über ein kostenreflexives Niveau hinaus belasten oder Prosuming-Modelle grundsätzlich unmöglich machen. Vielmehr muss die Netzentgeltsystematik die netzdienlichen Potenziale von Prosumern realisieren und anreizen.

Für Kunden mit Leistungsmessung (RLM), die eigenerzeugten Strom verbrauchen, ist das Bild ähnlich, aber durch die Erhebung eines Leistungspreises bei geringerem Arbeitspreisanteil nicht ganz so stark ausgeprägt. Da sich die aktuelle Netzentgeltsystematik und mögliche Änderungen, die eine Kostenreflexivität besser widerspiegeln, besonders auf Prosumer ohne Leistungsmessung auswirkt, soll dies im Folgenden analysiert werden.

Mit der Systematik eines pauschalen Grundpreises und eines Arbeitspreises ist die Netzentgeltbelastung eines einzelnen SLP-Kunden im Wesentlichen abhängig von der aus dem Netz entnommenen Arbeit. Die Kosten der Netznutzung sind jedoch nicht von der entnommenen Menge, sondern weitestgehend von der vorgehaltenen Kapazität, d.h. der erwarteten maximal bezogenen Leistung abhängig. Das bedeutet, dass die Prosumer zwar weniger Strommen gen aus dem Netz entnehmen, aber mindestens genauso viel Leistung bzw. Kapazität in Anspruch nehmen und deshalb das Netz in Zeiten sowieso hoher Netzbelastung ebenso stark „nutzen“ wie Kunden ohne Eigenerzeugung.

Zugleich reizt die heutige Netzentgeltsystematik die beiden Netzkosten-senkenden Flexibilitätsoptionen eines Prosumers nicht an. Mit entsprechenden Anreizen und der erforderlichen technischen Ausstattung können:

- › Prosumer mit Speicher sich im Zeitpunkt der erwarteten Jahreshöchstlast aus ihren Speichern versorgen, anstatt das Netz zu nutzen oder sogar zur Entlastung in dieses einspeisen.
- › Prosumer mit Speicher die Erzeugung zur Mittagszeit einspeichern und so den Einspeiser-getriebenen Netzausbaubedarf senken.

Bei einer Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik hin zu einer stärkeren Kapazitätsbe preisung könnte man mit entsprechenden Anreizen durch die Netzentgeltsystematik das netz dienliche Potential von Prosumern ausschöpfen. Gleichzeitig sollte jedoch nicht aus dem Blick verloren werden, dass es in Zeiten von Erzeugungsüberschuss möglich sein sollte, mit hoher Leistung Strom aus dem Netz zu beziehen. Dadurch muss eine angemessene Balance zwischen System- und Netzdienlichkeit hergestellt werden. Auch dieser Aspekt sollte bei einer Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik beachtet werden.

Die Auswirkungen einer Änderung der Netzentgeltsystematik hin zu einer stärkeren Beprei sung der in Anspruch genommenen Kapazität oder Leistung ist für Prosumer unterschiedlich. Eine Unterscheidung in der Analyse zwischen Einfamilienhäusern (EFH) mit Eigenerzeugung, aber ohne steuerbare Verbrauchseinrichtungen, Einfamilienhäusern mit Eigenerzeugung mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen und gemeinschaftlichen Eigenversorgungen wie Quar tierslösungen ist dabei sinnvoll. Bei der Analyse wird davon ausgegangen, dass die

Netzentgelte weiterhin nur für den Bezug aus dem Stromnetz, jedoch nicht für die Einspeisung erhoben werden.

Einfamilienhaus-Prosumer ohne steuerbare Verbrauchseinrichtungen

Die aktuelle Netzentgeltsystematik reizt Prosumer dazu an, möglichst wenig Strom aus dem Stromnetz zu beziehen. Die Erhebung eines Kapazitätspreises, auch als gestaffelter Grundpreis in Abhängigkeit der Kapazität oder der Leistung denkbar, und eine „Schwächung“ des Arbeitspreises führen bei Prosumern ohne steuerbare Verbrauchseinrichtung potenziell dazu, dass die jährlichen Kosten für die Netznutzung steigen und somit zu einer stärkeren und kostenreflexiveren Beteiligung an den Netzkosten führen. Prosumer ohne steuerbare Verbrauchseinrichtungen haben nur in sehr geringem Maß die Möglichkeit das Verbrauchsverhalten so anzupassen, dass sie sich bzgl. der Netzentgeltbelastung optimieren können.

Eine solche höhere Belastung ohne die Möglichkeit der Selbstoptimierung kann dazu führen, dass diese Kunden noch stärkere Anreize als Kunden mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen haben, sich neben der Eigenerzeugungsanlage z.B. einen Speicher für die Steigerung des unterhalb des Netzanschlusses verbrauchten Stroms sowie ein Home Energy Management System zu installieren. Mit einer solchen Aufrüstung hat der Kunde dann die Möglichkeit sich bzgl. der Netzentgeltbelastung - aber auch des Strombezugs insgesamt - zu optimieren und ggf. das Netz zu entlasten, weil er damit weniger Kapazität oder Leistung aus dem Netz benötigt. Diese Kunden würden somit zu Prosumern mit steuerbaren Verbrauchseinrichtung werden.

Einfamilienhaus-Prosumer mit steuerbarer Verbrauchseinrichtung

Für EFH-Prosumer mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen würde eine Anpassung der Netzentgeltsystematik durch die Erhebung eines Kapazitätspreis initial auch zu höheren Netzentgeltzahlungen und somit zu einer stärkeren und kostenreflexiveren Beteiligung an den Netzkosten führen. Entgegen der EFH-Prosumer ohne steuerbare Verbrauchseinrichtungen können die EFH-Prosumer mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen ihren Netzanschluss ggf. so optimieren, dass sie eine kleinere Kapazität vereinbaren. Somit besteht der Anreiz für diese Kunden die initiale Steigerung der Kostenbeteiligung zu reduzieren, indem sie gleichzeitig auch das Netz weniger stark nutzen.

Verstärkt würde dieser Effekt, wenn zusätzlich noch eine wie auch immer ausgeprägte mögliche Flexibilitätskomponente bei den Netzentgelten eingeführt wird. Durch die flexiblen Verbrauchseinrichtungen können diese Netzkunden ihre Lasten zeitlich verschieben und sich damit auch netzdienlich verhalten. Prosumer könnten etwa durch die Nutzung von flexiblen

Zusatzkapazitäten zu reduzierten (ggfs. zeitlich variablen) Netzentgelten ihre gebuchte feste Kapazität immer dann überschreiten, wenn das Netz noch ungenutzte Kapazitäten hat.

Gemeinschaftliche Eigenversorgung

Die Auswirkungen einer angepassten Netzentgeltsystematik auf Kunden mit gemeinschaftlicher Eigenversorgung sind ähnlich ausgeprägt wie bei EFH-Prosumern mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen. Durch die Einführung eines Kapazitätspreises würden Anreize zur Eigenoptimierung sowie durch ggf. Aufrüstung durch die Einbindung eines Speichers gesetzt werden. Ergänzend könnte die Möglichkeit einer „Bündelung“ mehrerer Kunden zur Vergrößerung des Flexibilisierungspotential und des Optimierungspotentials bestehen.

Wegen komplexer Eigentümerstrukturen ist oftmals eine Implementierung steuerbarer Verbrauchseinrichtungen bei der gemeinschaftlichen Eigenversorgung jedoch erschwert möglich. Anreize zur Eigenoptimierung sowie zum netzdienlichen Verhalten sind daher bei einem Teil dieser Kunden nur eingeschränkt nutzbar.

4.3 Elektrolyseure

Elektrolyseure sind heute nach § 118 Abs. 6 EnWG unter bestimmten Voraussetzungen für 20 Jahre pauschal – d.h., unabhängig von ihrer Netznutzung – von der Entrichtung von Netzentgelten auf den bezogenen Strom befreit. Vor dem Hintergrund der Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik ab dem Jahr 2029 ist zu analysieren, ob und inwiefern eine Beteiligung von neuen Elektrolyseuren an den Netzkosten sachgerecht ist bzw. Privilegierungen und Entlastungen fortgeführt werden sollen. Relevante Aspekte bei der Bewertung sind neben der verursachungsgerechten Beteiligung an den Netzkosten und den unter Ziffer 2 aufgeführten Bewertungskriterien auch die Potenziale zur Vermeidung oder dem Beitrag zur Verringerung von Netzkosten, wobei hierbei insbesondere der Standort und die Fahrweise der Anlage relevant sind: Ein Elektrolyseur (wie auch jeder andere flexible Verbraucher), der so verortet ist und so betrieben wird, dass er das Netz entlastet und Stromengpässe vermindert- oder verhindert, sollte auch bei einer Errichtung nach 2029 in Zukunft von Netzentgeltreduzierungen profitieren. Ohne eine netzdienliche Ausrichtung und auf ÜNB-Ebene auch systemdienliche Ausrichtung können Elektrolyseure, wie alle Strombezugskunden, hingegen auch Kosten für Netzausbau und Engpassmanagement verursachen. In diesem Falle ist eine verursachungsgerechte Beteiligung an den Netzkosten über eine Entgeltkomponente und/oder einen Baukostenzuschuss sachgerecht. Ein solcher Ansatz trägt den Kriterien der Kostenreflexivität und der Netzdienlichkeit Rechnung.

In der Abwägung der beiden Hebel Standort und Fahrweise ist nach Einschätzung des BDEW der Hebel Verortung entscheidender, die Fahrweise aber nicht irrelevant. So kann zum

Beispiel ein Elektrolyseur an einem netzbelastenden Standort durch eine netzdienliche Fahrweise trotzdem zur Vermeidung von Netzengpässen beitragen. Eine sachgerechte Netzentgeltbelastung der Fahrweise ist dabei deutlich komplexer und kann sich nach der jeweiligen Netzzustandssituation im Zeitverlauf verändern bzw. umkehren – dies ist mit Blick auf die Kriterien der operativen Umsetzbarkeit und der Verständlichkeit relevant. Eine kurzfristige ex-ante-Betrachtung und Marktkommunikation müsste dem vorangestellt werden.

Im Sinne der Bewertungskriterien der Marktneutralität, Verständlichkeit und operativen Umsetzbarkeit sollte eine Netzentgeltsystematik möglichst einheitlich und diskriminierungsfrei ausgestaltet werden und gleiche Rahmenbedingungen für alle Netznutzer bieten. Elektrolyseure spielen eine besondere Rolle für den EE-Ausbau, da sie maßgeblich EE-Strom beziehen, diesen speicherbar und für andere Anwendungsfälle nutzbar machen und so die Marktintegration von Erneuerbaren Energien unterstützen. Bis 2030 sieht die Nationale Wasserstoffstrategie einen Bedarf von insgesamt 10 GW Elektrolyseleistung, wobei heute nur begrenzte Kapazitäten bestehen. Zudem macht das Europarecht bereits Vorgaben (u.a. zur Fahrweise des Elektrolyseurs) darüber, wann Wasserstoff als „grün“ gilt. Eine zu hohe Beteiligung an den Netzkosten über das kostenreflexive Maß hinaus würde den weiteren Hochlauf bremsen.

Da Elektrolyseure einerseits Strom beziehen und andererseits Wasserstoff erzeugen, spielen sie sowohl stromseitig als auch wasserstoffseitig eine Rolle. Die Stromnetzentgeltsystematik allein kann nicht die komplexen Wechselwirkungen abbilden, die sich aus dieser Konstellation ergeben. Wohl aber müssen diese im Sinne einer Gesamteffizienzbetrachtung mitgedacht werden. Dies sollte deswegen auch weiterhin im Rahmen der Systementwicklungsstrategie vorangetrieben werden. Niemandem ist geholfen, wenn ein Elektrolyseur z.B. durch seine Verortung Ausbaubedarfe im Stromnetz einspart, dieser Nutzen aber gleichen oder höheren Ausbaukosten auf Seiten des Wasserstoffnetzes gegenübersteht. Gleiches gilt in umgekehrter Konstellation.

Vor dem Hintergrund dieser widersprüchlichen Ziele und Richtungen ist eine Berücksichtigung von Elektrolyseuren in der Netzkostentragung und Netzentgeltsystematik auf Basis der folgenden Eckpunkte grundsätzlich denkbar:

- › Um die Wirkung eines Elektrolyseurstandorts auf den Netzausbau angemessen zu berücksichtigen und verursachte Netzkosten bei der Standortentscheidung transparent zu machen, sind standortspezifische Baukostenzuschüsse (BKZ) für Elektrolyseure eine mögliche Option auch auf Verteilnetzebene. Diese sind beispielsweise auf ÜNB-Ebene bereits seit 2025 eingeführt. Für einen Elektrolyseur, der netzdienlich verortet ist, könnte ein geringerer BKZ anfallen, analog zur ÜNB-Regelung. Um auch im Verteilnetz eine netzentlastende Anreizwirkung zu erzielen, sollten die BKZ auch innerhalb des gleichen Verteilnetzgebiets im Sinne der Einfachheit pauschal zwischen Einspeise- und

Lastnetzregionen mit niedrigeren bzw. höheren BKZ kostenseitig differenziert werden können. In dieser Kostenbeteiligung sollte auch die Besonderheit bei einem Anschluss am Verteilnetz (bei dem Effekte auf die Kosten vorgelagerter Netzebenen möglich sind) transparent werden.

- › Die Standortfrage ist im Vergleich zur Frage der Fahrweise des Elektrolyseurs aus Sicht des BDEW von größerer Bedeutung.⁴ Vor diesem Hintergrund ist auch die standortbezogene Lenkungswirkung eines BKZ wichtiger als die fahrweisebezogene Lenkungswirkung eines Netzentgelts, wobei die Fahrweise jedoch keineswegs irrelevant ist.
- › Ein Baukostenzuschuss kann einen wichtigen Beitrag zu einer netzdienlichen Standortsteuerung leisten. Nach Einschätzung der Branche ist jedoch fraglich, ob ein Baukostenzuschuss, selbst in Verbindung mit anderen bestehenden Steuerungsanreizen ausreichende Anreize für eine tatsächlich netzdienliche Verortung (gerade auf den hohen Spannungsebenen) setzen kann. Daher kann über eine Standortsteuerung auch über das Netzentgelt als zusätzliches Mittel nachgedacht werden. Hiermit sind neben einer stärkeren Standortsteuerung aber auch Schwierigkeiten in Sachen Umsetzung, Differenzierung, Einheitlichkeit der Gesamtsystematik und Wirkungsweise verbunden. Daher sollten Anreize für die netzdienliche Verortung von Elektrolyseuren auch jenseits der Netzentgeltsystematik und über die Bundesnetzagentur hinaus geprüft werden.
- › Sofern die Bundesnetzagentur ebenfalls anstrebt, Elektrolyseure auch über ein Netzentgelt an der Netzkostentragung zu beteiligen, sind in der Ausgestaltung die folgenden Punkte relevant: Im Sinne der operativen Umsetzbarkeit müsste das Entgelt in Umsetzung und Nachweisen sehr einfach ausgestaltet sein. Eine zusätzliche Zertifizierung etwaiger Befreiungstatbestände sollte vermieden werden. Eine netzdienliche Fahrweise sollte zudem eine Reduzierung bis hin zum gänzlichen Wegfall der Entgeltbelastung bei besonders netzentlastender Wirkung im entsprechenden Zeitraum zur Folge haben. Hierbei muss sowohl im Sinne des Elektrolyseurs als auch des Netzbetreibers möglichst

⁴ Dies wird auch in verschiedenen Studien und Systemanalysen bestätigt, etwa in der vom Bundesministerium für Wirtschaft und Klima in Auftrag gegeben Studie: Systemdienliche Integration von grünem Wasserstoff: „Hinsichtlich der Einsatzstrategie der Elektrolyseure zeigen die in diesem Vorhaben durchgeführten quantitativen Analysen, dass die Einsatzstrategien im engeren Sinne (d. h. bei gegebener Jahresproduktionsmenge) nur einen geringen Einfluss auf die systemischen Wirkungen haben, [...] Deutlich entscheidender ist die Standortwahl. Sie beeinflusst auch in dem hier betrachteten Zeitbereich bereits die Wirkungen der Elektrolyseure auf das deutsche Stromnetz.“

nach einheitlichen Kriterien, einfach und pauschal definiert werden, wie das Kriterium der netzdienlichen Fahrweise zu erfüllen ist. Zuletzt darf ein Entgelt stets nur eine Fahrweise anreizen, nicht jedoch eine Fahrweise vorgeben. Die Betriebsentscheidung muss stets beim Elektrolyseurbetreiber liegen. Eingriffe in den Betrieb des Elektrolyseurs aus Gründen der System- oder Netzsicherheit sind außerhalb der Netzentgeltsystematik zu regeln bzw. geregelt. Freiwillige Vereinbarungen zwischen Elektrolyseurbetreiber und Netzbetreiber für eine Einschränkung der Fahrweise bei entsprechenden Gegenleistungen sind darüber hinaus möglich. Eine Netzentgeltbelastung sollte sich auch sinnvoll ins bestehende Regelungssystem einfügen (u.a. Kriterien des delegierten Rechtsakts für RFNBOs, siehe oben).

- › Bestandsschutz ist die Basis unseres Rechtssystems. Bei der Einführung einer möglichen neuen Netzentgeltsystematik muss in jedem Fall Bestandsschutz für Anlagen gelten, die bereits heute von einer Netzentgeltbefreiung profitieren. Anlagen, die noch während der Geltungsdauer des bestehenden § 118 Abs. 6 EnWG in Betrieb genommen werden, müssen für mindestens 20 Jahre von der Entrichtung von Netzentgelten ausgenommen sein. Dazu sollten Regelungen für Elektrolyseure nicht unmittelbar ab 2029 vollumfänglich greifen, sondern einen sukzessiven, einfach ausgestalteten Übergangspfad hin zum Zielsystem abbilden, ohne dabei die Anreizwirkung der Systematik zu untergraben.
- › Der Mechanismus zur Refinanzierung der entgangenen Erlöse für Elektrolyseure ist bei ÜNB und VNB unterschiedlich geregelt. Die beim ÜNB entgangenen Erlöse werden innerhalb der Netzentgeltkalkulation als zusätzliche Kostenposition aufgeschlagen. Die Privilegierung wirkt beim ÜNB somit erhöhend auf die Netzentgelte. Bei den VNB erfolgt die Refinanzierung entgangener Erlöse nicht über die Netzentgelte, sondern über den Aufschlag für besondere Netznutzung. Die Privilegierung wirkt beim VNB somit nicht erhöhend auf die Netzkosten, sondern erhöhend auf den Aufschlag. Bei einer Überarbeitung sind die beiden unterschiedlichen Regelungen zu vereinheitlichen und mögliche entgangene Erlöse beim ÜNB (gerade solche, die sich aus den Bestandsprivilegierungen ergeben und nicht netzdienlichen Gegenleistungen gegenüberstehen) auch über die Umlage zu refinanzieren. Über die Überlegungen zur Netzentgeltsystematik hinaus kann es daher auch ein denkbarer Weg sein, die Netzkosten von Elektrolyseuren über ein Umlagesystem auf alle Netznutzer zu verteilen.

4.4 Speicher

Speicher sind nach § 118 Abs. 6 EnWG und entsprechend den Voraussetzungen dieser Rechtsnorm temporär für 20 Jahre von der Entrichtung von Netzentgelten auf den bezogenen Strom befreit. Vor dem Hintergrund der Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik ab dem Jahr

2029 ist zu analysieren, inwiefern Ausnahmeregelungen und Entlastungen fortgeführt werden sollen. Eine Doppelbelastung des Stroms mit Netzentgelten bei Einspeicherung und beim Letztverbrauch muss dabei vermieden werden. Wie bei Elektrolyseuren gilt: Ein Speicher, der so verortet ist und so betrieben wird, dass er keinen zusätzlichen Netzausbaubedarf verursacht, das Netz entlastet und Stromengpässe verhindert, oder wie bereits in Teilen im § 118 Abs. 6 EnWG angelegt besondere netzdienliche Eigenschaften nachweist, sollte auch in Zukunft von Netzentgelten befreit oder anteilig entlastet werden. Der BDEW hat sich positioniert, dass es einer Entfristung und technologieneutralen Ausgestaltung des § 118 Abs. 6 EnWG bzw. der Folgeregulungen durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) bedarf, um für Stromspeicher im Bestand, für begonnene und auch für künftige Stromspeicherprojekte langfristig einen wirtschaftlichen Rahmen zu gewährleisten. Ohne eine teilweise netzdienliche Fahrweise könnten Speicher ggf. zusätzliche Kosten für Netzausbau und Engpassmanagement verursachen. In diesem Falle wäre auch eine verursachungsgerechte Beteiligung an den Netzkosten im Sinne der Kostenreflexivität über eine Entgeltkomponente und/oder ein Standortanreiz über Baukostenzuschüsse (BKZ) sachgerecht. Dabei dürfen laut EU-Recht die Netzentgelte die Speicherung von Energie im Sinne der Marktneutralität weder bevorteilen noch benachteiligen.⁵

Insbesondere in Sachen Standortwahl bestehen bei Speichern Einschränkungen: Pumpspeicherkraftwerke und Kunden mit Heimspeichern beispielsweise können ihren Standort nicht frei wählen, sondern sind an natürliche Gegebenheiten bzw. ihren Wohnsitz gebunden. Eine Standortsteuerung über die Netzkostenbeteiligung würde bei solchen Anlagen also ins Leere laufen und keine Netzdienlichkeit anreizen (z.B. auch wenn es um die Erweiterung bestehender Anlagen geht). Darüber hinaus unterliegen Speichertechnologien (wie auch Verbrauchs- und Erzeugungsanlagen) in ihrer Standortwahl weiteren Restriktionen u.a. durch die Verfügbarkeit von Flächen und Grundstücken, hätten aber ggf. gegenüber anderen Technologien Freiheitsgrade für eine effiziente Standortallokation: Die Möglichkeit einer Errichtung im Außenbereich kann im Einzelfall gegeben sein, wenn die Voraussetzungen des § 35 Abs. 1 Nr. 3 BauGB von der zuständigen Baugenehmigungsbehörde (insbesondere Ortsgebundenheit und „Dienen“ im Hinblick auf die „öffentliche Versorgung mit Elektrizität“) bejaht werden. In diesem Fall müssen anders als bei einigen Erzeugungstechnologien Flächen für die Errichtung von Speichern nicht explizit ausgewiesen werden.

⁵ Siehe: VERORDNUNG (EU) 2019/943 DES EUROPÄISCHEN PARLAMENTS UND DES RATES vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (Neufassung)

Im Stromversorgungssystem können Stromspeicher aller Größenordnungen zu einem stabilen und sicheren Betrieb beitragen, sie können z. B. unabhängig von steuerbaren Kraftwerken Systemdienstleistungen wie Regelleistung, Spannungshaltung, Blindleistungskompensation oder Schwarzstartfähigkeit bereitstellen. Mit Fortschreiten der Energiewende wird die Rolle von Stromspeichern somit immer wichtiger, da sie zum zeitlichen Ausgleich von Angebot und Nachfrage beitragen.

Dabei ist auch zu beachten: Der aktuelle Netzentwicklungsplan Strom basiert bereits auf existierenden Ausbauszenarien von Stromspeichern in einer gewissen Höhe, auf die das Netzausbau-niveau abgestimmt ist. Sollte der Speicherausbau (z.B. durch eine Belastung durch Netzentgelte) nicht planmäßig erfolgen, kann dies im Umkehrschluss zu veränderten Netzausbau-bedarfen und Folgeeffekten führen.

Batteriespeicher können grundsätzlich nach verschiedenen Logiken betrieben werden und sich in ihrer Fahrweise an verschiedenen Signalen ausrichten: Großspeicher werden heute oftmals markt- und systemdienlich, das heißt u.a. zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen betrieben (siehe Definitionen der System-, Markt- und Netzdienlichkeit in Ziffer 2). In Bezug auf die Netzentgelte sind gerade bei Speichern verschiedene Punkte zu beachten: Insbesondere wirken die verschiedenen Verhaltensweisen – markt-, netz- und systemdienlich – nicht zwingend gleichlaufend. Systemdienliches Verhalten kann beispielsweise gleichzeitig netzdienlich oder gerade nicht netzdienlich sein. Die Netzentgeltsystematik soll dabei Netzdienlichkeit honorieren, gleichzeitig aber auch die Möglichkeit zur Erbringung von Systemdienstleistungen und der Teilnahme am Strommarkt nicht einschränken. Zudem teilen sich Kosten und Nutzen von Speichern oftmals in ungleicher Weise auf die Übertragungs- und Verteilnetzebene auf. Ein ans Verteilnetz angeschlossener Speicher, der Regelleistung anbietet, verhält sich z.B. systemdienlich und hilft dadurch primär dem Übertragungsnetzbetreiber bei der Sicherstellung der Systemstabilität. Die Kosten, die der Speicher in Sachen Verortung (notwendiger Netzausbau) und Fahrweise (notwendiger Redispatch) im Anschlussnetz auslöst, verbleiben hingegen beim Anschlussverteilnetzbetreiber.

Vor dem Hintergrund dieser widerstrebenden Ziele und Richtungen wären bei einer möglichen Berücksichtigung von Speichern in der Netzentgeltsystematik folgende Punkte besonders relevant:

- › Unabhängig davon, ob und wie Speicher an der Netzkostentragung beteiligt werden, ist eine einheitliche Systematik erforderlich: Das bedeutet, dass alle Speicherkonstellationen (co-located/nicht co-located, before the meter/behind the meter, etc.) von einer einheitlichen Systematik erfasst werden müssen, die nicht letztendlich die Speicherkonstellation, sondern die daraus resultierende Belastung oder Entlastung des Stromnetzes bewertend heranzieht und so die Marktneutralität gewährleistet. Das bedeutet

daher nicht, dass sich für alle Speicher am Ende die gleichen Preise und Kostenstrukturen ergeben. Die Systematik sollte nicht zwischen Speicherkonstellationen oder Messkonzepten unterscheiden, aber zu verursachungsgerechten Kosteneffekten kommen, indem sie die Wirkung auf das Netz berücksichtigt. So entsteht ein marktneutrales Level Playing Field für die verschiedenen Technologien und Konstellationen.

- › Um die Wirkung eines Speicherstandorts auf den Netzausbau angemessen zu berücksichtigen und verursachte Netzkosten bei der Standortentscheidung transparent zu machen, müssen die Baukostenzuschüsse (BKZ) für Speicher auf Verteilnetzebene in Anlehnung der aktuellen Regelungen auf Übertragungsnetzebene differenziert ausgestaltet werden können und entsprechend weiterentwickelt werden (sinnvoll ist auch eine Differenzierung nach Spannungsebene).
 - Um im Verteilnetz eine netzentlastende Anreizwirkung zu erzielen, sollten die BKZ auch innerhalb des gleichen Verteilnetzgebiets stufenweise nach Netzwirkung differenziert werden können (wie auf der ÜNB-Ebene). In dieser Kostenbeteiligung sollte auch die Besonderheit bei einem Anschluss am Verteilnetz (bei dem Effekte auf die Kosten vorgelagerter Netzebenen möglich sind) transparent werden.
 - Speicher dürfen gegenüber anderen Einspeisern wie z.B. Erzeugern weder benachteiligt noch bevorzugt werden. Eine Doppelbelastung von bezugsseitigen BKZ und möglichen einspeiseseitigen BKZ ist nicht zulässig und muss daher ausgeschlossen sein. Speicher dürfen für einen Netzanschluss nicht doppelt belastet werden. Dies muss auch für andere Netzkunden ausgeschlossen werden, die ihren Netzanschluss sowohl für Bezug als auch für Einspeisung nutzen, z.B. Industriebetriebe mit einer eigenen Erzeugungsanlage.
- › Speicher, die in flexiblen Netzanschlussvereinbarungen (temporäre) Restriktionen in Einspeise- oder Bezugsleistung in Kauf nehmen (z.B. kein Bezug während Hochlastzeitfenstern oder keine Entladung während Erzeugungsspitzen), könnten einen entsprechend reduzierten BKZ zahlen.
 - BKZ haben auf Pumpspeicher und Heimspeicher keine Lenkungswirkung auf die Standortwahl, das gilt insbesondere für die Erweiterung und Modernisierung von Bestandsanlagen. Hier würde der Steuerungseffekt eines BKZ ins Leere laufen und lediglich dem Aspekt der Kostenreflexivität gerecht werden.
- › Sofern die Bundesnetzagentur ebenfalls anstrebt, Speicher auch über ein Netzentgelt an der Netzkostentragung zu beteiligen, sind in der Ausgestaltung die folgenden Punkte relevant:

- Zunächst müsste das Entgelt in Umsetzung und Nachweisen sehr einfach ausgestaltet sein, um die Verständlichkeit und operative Umsetzbarkeit zu gewährleisten.
- Eine netzdienliche Fahrweise in einem Betrachtungszeitraum (definiert als die Erfüllung festzulegender Netzdienlichkeitskriterien) sollte eine signifikante und nach Netzentlastung gestaffelte Reduktion der Entgeltbelastung für den jeweiligen Betrachtungszeitraum, in Einzelfällen bei besonders signifikanter Netzentlastung und nachweislicher Kosteneinsparung beim Netzbetrieb auch den gänzlichen Wegfall für den jeweiligen Betrachtungszeitraum, zur Folge haben. Geprüft werden könnte auch, ob der Abschluss einer flexiblen Netzanschlussvereinbarung zu einer Netzentgeltreduzierung führen könnte.
- Zuletzt darf ein Entgelt stets nur eine Fahrweise anreizen, nicht jedoch eine Fahrweise vorgeben. Die Betriebsentscheidung muss stets beim Speicherbetreiber liegen. Sollte aus Gründen der System- oder Netzsicherheit in den Betrieb des Speichers eingegriffen werden müssen, ist dies jenseits der Netzentgeltsystematik zu regeln (und auch bereits geregelt).
- Im Sinne einer effizienten und planbaren Fahrweise sollten Anreize (z.B. Lastzeitfenster) in Höhe und Umfang möglichst lange im Voraus bekannt sein (wirtschaftliche Planbarkeit) und praktisch umsetzbar sein (operative Umsetzbarkeit). Gleichzeitig könnte bei einer Dynamisierung möglicher Netzentgeltkomponenten die Netzdienlichkeit von Speichern weiter erhöht werden. Hier besteht jedoch ein offenkundiges Spannungsfeld zwischen Netzdienlichkeit einerseits und Planbarkeit sowie operativer Umsetzbarkeit andererseits.
- Speicher sollten möglichst immer arbeiten können, um ihr Flexibilitätspotenzial maximal zu nutzen. Einschränkungen sollten sich nur durch drohende Engpässe und Netzausbaubedarfe ergeben. Das bedeutet auch, dass eine Kostenbeteiligung von Speichern über Arbeitspreise nicht sachgerecht ist, da sie erhebliche Betriebseinschränkungen für Speicher mit sich bringen und die Bereitstellung von Flexibilität für das Gesamtsystem unterbindet (also die Marktneutralität einschränkt). In einer neuen Netzentgeltstruktur müsste diese Besonderheit berücksichtigt werden (z.B. in Form einer entnahmeunabhängigen Komponente wie Kapazitäts- oder Grundpreis), wenn nicht erhebliche Einschränkungen z.B. bei der Marktintegration von erneuerbarem Strom oder der Bereitstellung von Systemdienstleistungen in Kauf genommen werden sollen.

- › Bestandschutz ist die Basis unseres Rechtssystems. Bei der Einführung einer möglichen neuen Netzentgeltsystematik muss in jedem Fall Bestandsschutz für die Anlagen gelten, die bereits heute von einer Netzentgeltbefreiung profitieren. Das bedeutet: Anlagen, die vor dem 4. August 2029 in Betrieb gehen, sind auch künftig für einen Zeitraum von 20 Jahren von der Entrichtung von Netzentgelten befreit. Über die geltenden Regelungen des § 118 Abs. 6 EnWG sollte die Befreiung auch solche Anlagen umfassen, die am Stichtag zwar noch nicht in Betrieb genommen sind, aber bereits alle erforderlichen Genehmigungen erlangt haben. Dies muss die BNetzA bereits frühzeitig und eindeutig im Verfahren klarstellen. Um Investitionssicherheit zu schaffen, müssten ggf. entsprechende Übergangsfristen eingeführt werden. Dazu sollte eine mögliche Anpassung der Netzkostenbeteiligung von Speichern nicht unmittelbar ab 2029 vollumfänglich greifen, sondern einen sukzessiven, einfach ausgestalteten Übergangspfad hin zum Zielsystem abbilden zur Berücksichtigung von angemessenen Planungszeiten vor Genehmigung und nach Genehmigung bis zur Inbetriebnahme. Der § 118 Abs. 6 EnWG sieht bereits u.a. in seinen Regelungen die Sicherstellung eines netzdienlichen Speicherbetriebs als Voraussetzung einer erneuten Netzentgeltbefreiung vor. Auf Basis dieser bewährten Regelungen sollten die Voraussetzungen auch im Hinblick auf den aktuellen Speicherhochlauf überprüft und ggf. spezifiziert werden.
- › Nach Ablauf der bestehenden 20-jährigen Befreiungstatbestände für Stromspeicher besteht für Bestandsanlagen die Möglichkeit, weitere Netzentgeltentlastungen bis hin zur Befreiung durch netzdienliches Verhalten (siehe oben) zu erzielen.

4.5 Industrie

In Bezug auf die Diskussion und die Eckpunkte der Bundesnetzagentur zur Weiterentwicklung der Industrienetzentgelte wird auf die bestehende [BDEW-Stellungnahme vom 18. September 2024](#) verwiesen.

5 Ausblick

Mit diesem Diskussionspapier will der BDEW Branchenimpulse zu diesen Herausforderungen formulieren und die Diskussion zu den wichtigsten Fragen der anstehenden Netzentgeltreform anstoßen. Klar ist: An eine Netzentgeltreform werden im Zuge des Transformationsprozesses zahlreiche und auch sehr unterschiedliche Anforderungen gestellt werden. Diese allesamt zu erfüllen und gleichzeitig Umsetzbarkeit, Praktikabilität und Einfachheit zu gewährleisten, ist eine der schwierigsten, aber auch zentralsten Aufgaben der Energieregulierung. Die hier gelieferten Diskussionsvorschläge sollen helfen, die ersten Schritte auf diesem Weg zu gehen. Der

BDEW und die Branche werden die Weiterentwicklung der Netzentgeltsystematik tatkräftig und mit der vereinten Branchenkompetenz unterstützen.