

Berlin, 27. Januar 2021

bdew
Energie. Wasser. Leben.

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

www.bdew.de

Stellungnahme

zum Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung unionsrecht- licher Vorgaben und zur Re- gelung reiner Wasserstoff- netze im Energiewirtschafts- recht

Referentenentwurf des Energiewirtschaftsrechtsände-
rungsgesetzes vom 22. Januar 2021

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

Gliederung

A Kernpunkte

1	Einleitung	4
2	Kernpunkte im Einzelnen	5
2.1	Änderungen des Energiewirtschaftsgesetzes, Artikel 1.....	5
2.1.1	Energiespeicher Definition und Entgeltbefreiung, § 3 Nr. 15c und § 118 Abs. 22 EnWG-E	5
2.1.2	Ladepunkte für Elektromobile, § 7c EnWG-E.....	7
2.1.3	Ausschreibung von Energiespeicheranlagen § 11a EnWG-E.....	8
2.1.4	Systemverantwortung von Übertragungsnetzbetreibern, § 13 Abs. 6a EnWG-E.....	9
2.1.5	Opportunitätskosten im Redispatch 2.0 von EE- und KWK-Anlagen, §13a Abs. 2 EnWG.....	12
2.1.6	Aufgaben der Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen, § 14 EnWG	13
2.1.7	Marktbasierte Beschaffung von Flexibilität durch Verteilnetzbetreiber § 14c EnWG-E.....	14
2.1.8	Gemeinsame Plattform der Verteilernetzbetreiber, § 14e EnWG-E.....	15
2.1.9	Netzausbaupläne, Festlegungskompetenz, § 14d EnWG-E	16
2.1.10	Lieferantenwechsel, § 20a EnWG-E	18
2.1.11	Bedingungen und Entgelte für den Netzzugang, § 21 EnWG.....	19
2.1.12	Regulierungsvorgaben für Kosten für das Engpassmanagement, § 21a Abs. 5a EnWG-E.....	19
2.1.13	Veröffentlichungen der Regulierungsbehörden und Schutz der Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse, § 23b EnWG-E.....	23
2.1.14	Veröffentlichungspflichten der Netzbetreiber, § 23c EnWG-E	26
2.1.15	Sondervorschriften für selbstständige Betreiber von grenzüberschreitenden Elektrizitätsverbindungsleitungen, §§ 28d ff. EnWG-E	26
2.1.16	Regulierung von Wasserstoffnetzen, §§ 28j ff. und §§ 112b ff. EnWG-E	27
2.1.17	Rechnungen und Energielieferverträge, § 40 bis 41b EnWG-E.....	29
2.1.18	Stromkennzeichnung, § 42 EnWG-E.....	31
2.1.19	Definition des geschützten Kunden, § 53a EnWG-	33
2.1.20	Meldepflicht gegenüber der Europäischen Kommission, § 53b EnWG-E	33
2.1.21	Ordnungswidrigkeiten, § 95 Abs. 1e EnWG-E	34
2.1.22	Sonstige Anmerkungen zu Artikel 1	34
2.1.23	Erneuerbare-Energien-Gesetz, Artikel 5	35
2.2	Änderung der Anreizregulierungsverordnung, Artikel 7	35

2.2.1	Kosten für das Engpassmanagement	35
2.2.2	Übergangsregelung, § 34 ARegV	36
2.3	Änderung der Stromnetzentgeltverordnung, Artikel 10.....	36
2.4	Stromnetzzugangsverordnung, Artikel 11	36
2.5	Inkrafttreten, Artikel 12	37

B Themenpapiere

Themenpapier 1	Umsetzung der Speicherdefinition
Themenpapier 2	Umsetzung der Vorgaben für den Ladepunktbetrieb für Elektromobile
Themenpapier 3	Schutz von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen
Themenpapier 3.1	Von den Netzbetreibern zu veröffentlichende Daten
Themenpapier 4	BDEW-Stellungnahme zur Regulierung reiner Wasserstoffnetze
Themenpapier 5	Rechnungen und Energielieferverträge, § 40 bis 41d
Themenpapier 6	Stromkennzeichnung

A. Kernpunkte

1 Einleitung

Das vorliegende Gesetzgebungsverfahren dient vorrangig der Umsetzung der Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU. Sie fasst die bisher geltende Strombinnenmarktrichtlinie (BMRL) neu. Ein Schwerpunkt der Richtlinie liegt darin, durch verschiedene Maßnahmen insgesamt die Rechte der Verbraucherinnen und Verbraucher und deren Teilnahme am Strommarkt weiter zu stärken und die Aufgabenbereiche der wettbewerblichen Marktteilnehmer und der Netzbetreiber hinsichtlich des Betriebs von Speichern und Ladeinfrastruktur abzugrenzen. **Die meist eng an der Richtlinie orientierte und in sich schlüssige Umsetzung begrüßt der BDEW grundsätzlich**, sieht aber zu verschiedenen Punkten noch Änderungs- bzw. Klarstellungsbedarf.

Der Gesetzentwurf dient auch der Umsetzung der nationalen Wasserstoffstrategie und soll erste Regelungen für reine Wasserstoffnetze und für die Umwidmung von Gasleitungen im Energiewirtschaftsrecht verankern. Der BDEW unterstützt einen zügigen Einstieg in die Regulierung von Wasserstoffleitungen. Auf dem Weg zur Klimaneutralität ist die Wasserstoffstrategie der BReg fundamental wichtig. **Der BDEW vermisst in diesem Gesetzesentwurf jedoch die Anschlussfähigkeit und hält die Wasserstoffregelungen nicht für ausreichend, um die ambitionierten klimapolitischen Ziele - insbesondere im Wärmesektor - zu erreichen** und Wasserstoff eine Schlüsselrolle bei der Erreichung der Klimaschutzziele zu ermöglichen. Anstatt fragmentarischer Regelungen müssen die etablierten und im Markt bekannten Regelungen für Gas konzeptionell-integriert auch für Wasserstoffnetze genutzt werden. Nur so kann für alle Marktteilnehmer eine Verlässlichkeit und Planbarkeit – gerade in Zeiten der Entwicklung einer solchen langlebigen Infrastruktur - erreicht werden. Die Frage der Finanzierung des Wasserstoffnetzes bleibt unbeantwortet.

Unzureichend umgesetzt sind auch die Regelungen zur Anerkennung der Redispatchkosten. In jedem Fall fehlen eine Anschlussregelung und mögliche Konkretisierungen in der Anreizregulierungsverordnung, die für die nächste Regulierungsperiode bereits implementiert werden müssen, um die Netzbetreiber vor nicht vorhersehbaren und durch sie nicht beeinflussbaren Risiken zu schützen.

Der BDEW nimmt gerne die Gelegenheit wahr, den vorgelegten Referentenentwurf im Rahmen der Verbändeanhörung zu kommentieren. Allerdings möchten wir darauf hinweisen, dass auf Grund der extrem kurzen Fristsetzung (drei Arbeitstage!) eine den Themen angemessene fachliche Diskussion des Entwurfes innerhalb des BDEW mit den Mitgliedern nicht möglich war. Der BDEW behält sich daher vor, zusätzliche Anmerkungen in die fortschreitende Diskussion einzubringen.

Zusammenfassend sieht der BDEW folgende Punkte als wesentlich an:

- **Wasserstoff:** Korrektur, Ergänzung und zum Teil Neugestaltung der Regelungen zu Wasserstoffnetzen, Verzicht auf eine getrennte Regulierung von Gas und Wasserstoff. Berücksichtigung der perspektivischen Rolle des Wasserstoffs im Wärmemarkt.
- **Speicher:** Änderung der Definition der Energiespeicheranlage

- Einbeziehung bestehender Speicheranlagen auf Basis von Dienstleistungen und Berücksichtigung von multi-use-Konzepten bei der Ausschreibung von Speicheranlagen,
- Ausweitung der Regelungen zu zuschaltbaren Lasten,
- Weitere Konkretisierung des Nachweises fehlenden Wettbewerbs zur Errichtung von Ladepunkten,
- **Netze:** Gewährleistung der Lebensfähigkeit der Netze als gesetzliche Vorgabe
- Anschlussregelung für Redispatch-Kosten ab Oktober 2021 und Konkretisierung der Regelungen für Verteilernetzbetreiber und Übertragungsnetzbetreiber
- Keine Verpflichtung zur Errichtung einer gemeinsamen Plattform der Verteilernetzbetreiber,
- Verringerung der Regelungstiefe zur Erstellung von Netzausbauplänen durch Verteilernetzbetreiber,
- **Vertrieb:** Das generelle Textformerfordernis benachteiligt Energieversorgungsunternehmen erheblich und sollte überdacht werden.
- Begrenzung der Informations- und Kommunikations-Vorgaben zu Vertrags- und Rechnungs-gestaltung auf die wesentlichen Aspekte, um Transparenz und Übersichtlichkeit für Verbraucher zu gewährleisten.
- Erweiterung der Begründung um Hinweise zu aktiven Kunden
- **Umsetzung:** Festlegung von realistischen Übergangsfristen für bestimmte Regelungen, die eine Anpassung von Prozessen und Formaten erfordern.

Die nachfolgenden **Kernpunkte** sprechen die grundlegenden Regelungen des Gesetzes an und bewerten sie. Die **Themenpapiere**, auf die die Kernpunkte verweisen, sind in Kapitel B der Stellungnahme zusammengefasst und bewerten den Entwurf im Detail. So ist eine rasche Gesamtbewertung, wie auch eine gesonderte vertiefte Auseinandersetzung mit einzelnen Themen möglich. Die Darstellung folgt der Regelungsreihenfolge im Referentenentwurf.

2 Kernpunkte im Einzelnen

2.1 Änderungen des Energiewirtschaftsgesetzes, Artikel 1

2.1.1 Energiespeicher Definition und Entgeltbefreiung, § 3 Nr. 15c und § 118 Abs. 22 EnWG-E

Der BDEW begrüßt sehr, dass für das EnWG nun endlich eine Definition für die Energiespeicheranlage vorgesehen ist. Die Einführung einer entsprechenden Definition hat der BDEW schon seit Jahren gefordert.

Der Referentenentwurf setzt die Definition der Binnenmarktrichtlinie aus Art. 2 Nr. 59 in § 3 Nr. 15c EnWG allerdings nicht wörtlich, sondern deutlich verändert um. Die EU-Strombinnenmarktrichtlinie (EU) 2019/944 definiert „Energiespeicherung“ im Elektrizitätsnetz als die Verschiebung der endgültigen Nutzung elektrischer Energie auf einen späteren Zeitpunkt als den ihrer Erzeugung oder die Umwandlung elektrischer Energie in eine speicherbare Energieform, die Speicherung solcher Energie und ihre anschließende Rückumwandlung in elektrische Energie oder Nutzung als ein anderer Energieträger.

Energiespeicherung ist gemäß ihrer Definition in Art. 2 Nr. 59 Strombinnenmarkt-Richtlinie eine eigene Aktivität. Die Definition verwendet, anders als der vorliegende Referentenentwurf, weder die Begriffe „Verbrauch“ oder „verbrauchen“ noch „Erzeugung“ oder „erzeugen“. Eine Energiespeicheranlage ist gemäß Art. 2 Nr. 60 lediglich eine Anlage, in der die eigenständige Aktivität Energiespeicherung stattfindet und nicht Erzeugung und Verbrauch.

Die Verwendung der Begriffe „Erzeugung“ und „Verbrauch“ in der Definition ist deswegen problematisch, weil sich für die Netzentgelte Konsequenzen vor allem hinsichtlich des aus dem Netz bezogenen und zwischengespeicherten Stroms ergeben. Aus Sicht des BDEW wäre die Einordnung des Strombezugs, den ein Speicher aus dem Netz entnimmt, um ihn wieder einzuspeisen (z.B. zur Erbringung einer Flexibilitätsdienstleistung) nicht mit der Richtlinie vereinbar. Art. 15 Abs. 5 der Richtlinie sieht unter anderem vor, dass bezogener, eingespeicherter und wieder ausgespeicherter Strom nicht mehrfach mit Netzentgelten belegt werden darf. Sinnvoll wäre auch, zumindest in der Gesetzesbegründung näher darzustellen, wie das BMWi bzw. die Bundesregierung Art. 15 Abs. 1 und Abs. 5 der Richtlinie versteht. In der Richtlinie stehen Entgelte (engl. „charges“) und Netzentgelte (engl. „network charges“) nebeneinander. Sie bezeichnen offenbar nicht das Gleiche, denn der Begriff „charges“ ist in Abs. 1 mit „Abgaben und Umlagen“ übersetzt und in Abs. 5 mit „Entgelt“.

Für den Fall, dass die Ergänzung in § 3 Nr. 15c EnWG-E klarstellen soll, wie Energiespeicher vor dem Hintergrund der Entflechtung einzuordnen sind, sollte die europäische Definition übernommen werden und – sofern für erforderlich gehalten – die entflechtungsrechtliche Klarstellung in der Gesetzesbegründung erfolgen. Ein Erfordernis sieht der BDEW dafür allerdings nicht, denn im Rahmen der Entflechtungsvorschriften sieht das EnWG ausdrücklich sogar das grundsätzliche Verbot des Betriebs, der Errichtung und der Verwaltung von Energiespeichern vor, für die es aber eine Ausnahmemöglichkeit gibt. Für die Ausnahmeregelung wirft die Definition lediglich die zusätzliche Frage auf, ob daneben weitere Entflechtungsvorschriften zu einem Verbot führen könnten, von dem die Regulierungsbehörde im Übrigen keine Ausnahme genehmigen könnte.

Darüber hinaus geht der BDEW auch davon aus, dass auf der Grundlage der Vorgaben aus Art. 18 der Binnenmarktverordnung und Art. 15 Abs. 5 der Richtlinie die Netzentgeltbefreiung in § 118 Abs. 6 EnWG zu entfristen ist, soweit es sich um Strommengen handelt, die der Energiespeicherung, wie in § 118 Abs. 6 EnWG vorgesehen, dienen.

Eine Ausweitung auf alle Energiespeicheranlagen im Sinne von Art. 2 Nr. 59, 60 der Richtlinie wäre dagegen zu weitgehend. Aus diesem Grund bedarf es neben der Differenzierung der Energiespeicheranlage von der Gasspeicheranlage auch einer Unterscheidung zwischen unterschiedlichen Energiespeichern, wie auch § 118 EnWG sie schon heute vornimmt. Dort wo tatsächlich Letztverbrauch als finale Entnahme von Energie aus dem Stromversorgungssystem vorliegt, sind auch die entsprechenden Entgelte, Abgaben und Umlagen zu zahlen. Bei der Umwandlung in einen anderen Energieträger würde es sich hinsichtlich des für die Umwandlung bezogenen Stroms um Letztverbrauch handeln, wenn keine Rückspeisung der Energie in das Stromversorgungssystem stattfindet.

➤ **BDEW-Vorschlag**

Definition der Begriffe Energiespeicherung und Energiespeicheranlage sollten aus der Binnenmarktrichtlinie übernommen und das EnWG diesbezüglich erweitert werden. Darüber hinaus sollte die Entgeltbefreiung in § 118 Abs. 6 EnWG richtlinienkonform erweitert werden.

⇒ **siehe dazu Themenpapier 1 – Umsetzung der Speicherdefinition¹**

2.1.2 Ladepunkte für Elektromobile, § 7c EnWG-E

Die Binnenmarktrichtlinie Strom trifft in Art. 33 die Grundentscheidung, dass der Betrieb von Ladepunkten grundsätzlich dem Markt zuzuordnen ist und nicht dem regulierten Netzbetrieb. Diese grundsätzliche Einordnung des Ladepunktbetriebs als wettbewerbliche Tätigkeit unterstützt der BDEW. Sie entspricht der in Deutschland bestehenden Einordnung. Marktliche Aktivitäten unterliegen der Aufsicht der Kartellbehörden. Sie sind nicht Gegenstand der regulatorischen Vorschriften des Energierechts (Sonderkartellrecht). Die Marktaufsicht erfolgt dementsprechend über die allgemeinen kartellrechtlichen Vorschriften. Dementsprechend hat sich zu diesem Bereich die Monopolkommission in ihrem 7. Sondergutachten geäußert. Zudem hat das Bundeskartellamt eine Sektoruntersuchung gestartet, die der BDEW grundsätzlich begrüßt. Sie stärkt das Vertrauen in den Markt und stellt klar, dass sich die Ladeinfrastruktur in Deutschland in einem wettbewerblichen Markt befindet, der, schon heute funktioniert. Darüber hinaus reizen eine Vielzahl von Förderprogrammen die Errichtung von Ladeinfrastruktur bereits an. Dabei verknüpfen sie attraktive mit weniger attraktiven Standorten.

Dies unterstreicht der Referentenentwurf des Energiewirtschaftsrechtsänderungsgesetzes, der die Richtlinie diesbezüglich umsetzt, sowohl hinsichtlich des Verbots als auch hinsichtlich der Möglichkeit zur Ausnahmegenehmigung für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber. Dabei erscheint die Verlagerung der genauen Ausgestaltung eines solchen Genehmigungsprozesses auf eine Rechtsverordnung sinnvoll.

Dabei geht der BDEW davon aus, dass die Ausnahmegenehmigung nach Art. 33 Abs. 3 BMRL in der Praxis nicht zur Anwendung kommen wird. In Deutschland bestehen bereits heute ein wettbewerblicher Markthochlauf für Ladeinfrastruktur und ein Markt für Ladedienstleistungen. In den letzten Jahren hat sich bereits ein stetig wachsender Markt mit einer Vielzahl von Investoren und Betreibern entwickelt. Der BDEW geht angesichts der künftig geplanten, umfangreichen politischen Aktivitäten und Maßnahmen und erwarteten Hochlaufkurven für die Errichtung von Ladeinfrastruktur von einem weiter stark wachsenden Zubau aus. Um den marktlichen Hochlauf nicht zu gefährden, sollte das EnWG sicherstellen, dass bei der Ausgestaltung der Verordnung folgende Punkte beachtet bzw. geklärt werden:

- Nachweis konkreter Indizien für den Nachweis des fehlenden Interesses von Wettbewerbern am Aufbau von Ladeinfrastruktur (Definition des regionalen Marktversagens)

¹ BDEW-Positionspapier, Umsetzung der Speicherdefinition und des Doppelbelastungsverbots aus der Strombinnenmarktrichtlinie in nationales Recht, Berlin 10. Dezember 2020

- Kriterien zur Abgrenzung des betroffenen Gebietes und des Betrachtungszeitraums für die Feststellung eines Marktes
- Diskriminierungsfreie Ausgestaltung der Bedingungen für die Ausnahmegenehmigung im wettbewerblichen Umfeld
- Pflicht zur Abstimmung der Regulierungsbehörde mit Kartellbehörde und Kommunen
- Klare Regeln für die erforderliche regelmäßige Konsultation durch die zuständige Behörde hinsichtlich des bestehenden oder fehlenden Fortbestehens eines regionalen Marktversagens

➤ **BDEW-Vorschlag**

Die Verordnungsermächtigung in § 7c EnWG-E sollte um wesentliche noch zu klärende Punkte ergänzt werden, die sicherstellen, dass mögliche Ausnahmegenehmigungen nicht zu einer Marktverzerrung führen und den marktlichen Hochlauf des Ladeinfrastrukturausbaus nicht gefährden. Dabei bedarf es jedenfalls einer Übergangsregelung für bei Inkrafttreten bestehende Anlagen, die von Netzbetreibern betrieben werden.

⇒ **siehe dazu Themenpapier 2 – Umsetzung der Vorgaben für den Ladepunktbetrieb für Elektromobile nach Art. 33 BMRL**

2.1.3 Ausschreibung von Energiespeicheranlagen § 11a EnWG-E

Die Binnenmarktrichtlinie Strom trifft in § 7 Abs. 1 (für VNB) bzw. § 8 Abs. 2 Satz 4 und § 10b Abs. 3 (für ÜNB) die Grundsatzentscheidung, dass diese nicht berechtigt sind Eigentümer einer Energiespeicheranlage zu sein oder diese zu errichten, zu verwalten oder zu betreiben. Der Gesetzgeber gewährt jedoch die Ausnahme von diesem Grundsatz, soweit die Notwendigkeit zur Errichtung eines solchen Speichers für den sicheren Systembetrieb nach § 11 Abs. 1 Satz 1 EnWG-E vorliegt und nach erfolgter Ausschreibung kein marktlicher Anbieter, weder die Dienstleistung noch die Errichtung, anbieten kann. Für das Eintreten bzw. die Umsetzung dieser Ausnahme definiert § 11a EnWG-E, dass „die Leistung oder Arbeit der Anlage [darf] weder ganz noch teilweise auf den Strommärkten veräußert werden“ dürfe. Um Marktverzerrungen zu vermeiden, aber dennoch den möglichst flexiblen und vielfältigen Einsatz von Speicheranlagen zu gewährleisten (multi-use), schlägt der BDEW eine auf die Errichtungskosten fokussierende Abgrenzung vor. Dies ermöglicht die Einbindung von Speichern in das bestehende Stromsystem durch im Markt befindliche Speicheranlagen auf Basis von Dienstleistungen, die sowohl marktlichen als auch regulierten Nachfragern zur Verfügung gestellt werden können. Das Auftreten von Marktverzerrungen sieht der BDEW hierdurch als nicht gegeben.

In Bezug auf die Prüfung der Angemessenheit der Kosten gemäß der Formulierung in § 11a EnWG-E („Angemessen sind die Kosten, wenn sie die Kosten für die Errichtung, die Verwaltung und den Betrieb einer vergleichbaren Anlage im Eigentum eines Netzbetreibers nicht übersteigen.“) weist der BDEW auf Folgendes hin:

Einen reinen Kostenwettbewerb zwischen Netzbetreibern und der Marktseite sieht die BMRL nicht vor. Die Kosten des Netzbetreibers, die er für Errichtung, Betrieb usw. ansetzt, sind nur bedingt mit dem Preis, den der Marktteilnehmer anbietet, vergleichbar. Zum einen wird eine Indikation mit einem realen Gebot verglichen und zum anderen unterliegt der regulierte Bereich anderen Grundvoraussetzungen für Investitionstätigkeiten als der nicht-regulierte Bereich. Diese umfassen zum Beispiel Voraussetzungen zur Fremdkapitalbeschaffung, zur möglichen Wälzung von Kosten, zur Berücksichtigung von Opportunitätskosten und dem Einpreisen von Risikoprämien.

Die in §11a Abs. 2 enthaltene Übertragung einer Festlegungskompetenz zur näheren Ausgestaltung des Ausschreibungsverfahrens erscheint sachgerecht. Mit Blick auf die anstehende Konkretisierung weist der BDEW auf den von ihm wertschöpfungsstufenübergreifend erarbeiteten Prozessleitfaden und auf die zugehörigen Erläuterungen vom Dezember 2019 hin.

Darüber hinaus führt §11a aus, dass „die Leistung oder Arbeit der Anlage [...] weder ganz noch teilweise auf den Strommärkten veräußert werden“ [darf]. Ebenso darf entsprechende Energie weder ganz noch in Teilen in andere Energieformen umgewandelt werden.

Außerdem weist der BDEW darauf hin, dass die Formulierung „Zahlung des Restbuchwertes“ ersetzt werden sollte durch „Zahlung eines angemessenen Ausgleichs“. Ob Energiespeicher steuerlich/handelsrechtlich abgeschrieben sind, ist für die angemessene Entschädigung irrelevant.

➤ **BDEW-Vorschlag**

§11a Absatz 1 EnWG-E sollte wie folgt geändert werden:

*(1) [...] Angemessen sind die Kosten, wenn sie die Kosten für die Errichtung, die Verwaltung und den Betrieb einer vergleichbaren Anlage im Eigentum eines Netzbetreibers nicht übersteigen. **Für den Fall, dass Errichtungskosten der Energiespeicheranlage bzw. ein Teil der Errichtungskosten vom Netzbetreiber getragen werden und der Marktteilnehmer den Zuschlag erhält, darf dieser Teil der Energiespeicheranlage nicht am Markt aktiv werden. Dies umfasst sowohl den Zeitraum, in dem der für diese Entscheidung relevante Markttest stattgefunden hat, als auch den Zeitraum, der darüber hinausgeht. Die Leistung oder Arbeit der Anlage darf weder ganz noch teilweise auf den Strommärkten veräußert werden.***

2.1.4 Systemverantwortung von Übertragungsnetzbetreibern, § 13 Abs. 6a EnWG-E

Die durch das EEG 2017 eingeführte Regelung des § 13 Abs. 6a EnWG bleibt weit hinter ihren Möglichkeiten für die Realisierung der Energiewende und Sektorkopplung zurück. Zur Erschließung des notwendigen, weiteren Flexibilisierungspotentials sind folgende Änderungen an der geltenden Regelung notwendig:

Die Regelung in § 13 Abs. 6a EnWG muss natürlich unter Einhaltung der Regeln zur Entflechtung auch für **Verteilernetzbetreiber** nutzbar sein, die für den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) unterstützend durch die Steuerung von Anlagen im eigenen Netz tätig werden oder einen Netzengpass im eigenen

Verteilernetz bewirtschaften müssen. Auch hier sind die Kriterien der Netzdienlichkeit und der volkswirtschaftlichen Effizienz zu beachten. Zudem sollte technologieoffen nach weiteren kosteneffizienten Alternativen zur Abregelung von Strom aus Erneuerbaren Energien gesucht werden (bspw. Speicher und andere Sektorkopplungsanlagen).

Die Möglichkeit der Anwendung der Regelung bezüglich zuschaltbarer Lasten (Power-to-Heat in KWK-/Wärmenetzsystemen) sollte nicht auf das ehemalige Netzausbaugebiet beschränkt bleiben. Eine entsprechende Änderung ist erforderlich, damit auch in Gebieten, in denen es häufig zu Redispatch-Maßnahmen aufgrund von Netzengpässen kommt, das durch den Gesetzgeber verfolgte Prinzip „Nutzen statt Abregeln“ angewendet werden kann. Unter anderem durch diese Änderung kann das Instrument erst seine volle Wirksamkeit und maximale Effektivität erzielen. Auch Anlagen außerhalb des Netzausbaugebiets, die Fernwärmenetze bedienen, können den großräumigen Nord-Süd-Engpässen effizient entgegenwirken. Zudem gibt es auch in Ostdeutschland Regionen mit signifikanten Abregelungsmengen aufgrund von Engpässen sowohl im Übertragungs- als auch im Verteilernetz. Auch in diesen Regionen kann das Instrument des § 13 Abs. 6a EnWG sinnvoll eingesetzt werden, um Strom aus Erneuerbaren Energien effizient über Wärmenetze zur weiteren Dekarbonisierung des Gebäudesektors (grüne Fernwärme aus Power-to-Heat (PtH)) zu nutzen, statt diesen Strom abzuregeln. Daher sollte mit einer Ergänzung des § 13 Abs. 6a Satz 1 Nr. 2 EnWG die Möglichkeit geschaffen werden, dass auch in anderen Regionen, in denen es zu Redispatch-Maßnahmen aufgrund von Netzengpässen kommt, entsprechende Verträge zwischen Netzbetreibern und KWK-Anlagenbetreibern geschlossen werden können.

Mit Blick auf den weiteren Ausbau der Erzeugung aus volatilen Erneuerbaren Energien (EE) sowie der nötigen weiteren Flexibilisierung der Stromerzeugung aus KWK zur komplementären Flankierung der EE-Stromerzeugung und den damit einhergehenden Investitionsbedarf sollte die Möglichkeit zur Anwendung des §13 Abs. 6a EnWG unbedingt auch über das Jahr 2023 hinaus möglich sein. Dies schafft mehr Sicherheit für die nötigen Investitionen in flexible KWK-/Wärmenetzsysteme, die nicht nur die Versorgungssicherheit Wärme realisieren, sondern auch einen essentiellen Beitrag zur Strom-Versorgungssicherheit bei hoher Residuallast („kalte Dunkelflaute“) leisten. Eine entsprechende Änderung des § 118 Abs. 22 EnWG mit der Ausdehnung der Befristung auf den 31.12.2030 erscheint im Kontext sowohl nationaler wie europäischer Zielhorizonte sachgerecht und notwendig.

Im Falle eines Netzengpasses schaltet der ÜNB oder zukünftig auch der Verteilernetzbetreiber das PtH-Modul beim KWK-Anlagenbetreiber an und es wird Strom aus dem überlasteten Stromnetz gezogen und in EE-Wärme umgewandelt. Gleichzeitig wird die KWK-Anlage runtergefahren. Deshalb wird das Stromnetz zu dieser Zeit doppelt entlastet, man spricht vom „doppelten Hub“. Die EE-Wärme wird im Wärmespeicher des KWK-/Wärmenetzsystems des KWK-Anlagenbetreibers gespeichert oder sofort ins Wärmenetz zur Versorgung der Fernwärmekunden eingespeist. Allerdings ist diese systemdienliche Nutzung von PtH „im Markt“ nicht wirtschaftlich. Beim Abschluss eines Vertrages nach § 13 Abs. 6a EnWG zwischen ÜNB und KWK-Anlagenbetreiber werden die Investitionskosten des PtH-Moduls selbst und die Umlagen auf den verwendeten Strom in den Zeiten des systemdienlichen Einsatzes durch den ÜNB vom ÜNB übernommen und auf die Netzentgelte umgelegt. Daher stellt die Regelung des § 13 Abs. 6a EnWG derzeit die einzige Möglichkeit dar, die Sektorkopplungstechnologie PtH im Sinne der Energiewende einigermaßen wirtschaftlich abzubilden. Der § 13 Abs. 6a EnWG ist für die Verteilernetzbetreiber zu öffnen, damit diese Potentiale auch in den Verteilernetzen gehoben werden.

➤ **BDEW-Vorschlag**

§ 13 Absatz 6a wird wie folgt geändert:

(6a) Die Betreiber von Übertragungsnetzen können mit Betreibern von KWK-Anlagen vertragliche Vereinbarungen zur Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung aus der KWK-Anlage und **im Gegenzug zur** gleichzeitigen bilanziellen Lieferung von elektrischer Energie für die Aufrechterhaltung der Wärmeversorgung nach Absatz 1 Nummer 2 und Absatz 3 Satz 2 schließen, wenn die KWK-Anlage

1. technisch unter Berücksichtigung ihrer Größe und Lage im Netz geeignet ist, zur Beseitigung von Gefährdungen oder Störungen der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems aufgrund von Netzengpässen im Höchstspannungsnetz effizient beizutragen,
2. sich im Zeitpunkt des Vertragsabschlusses ~~innerhalb der Bundesrepublik Deutschland aber außerhalb der Südregion nach der Anlage 1 zum Kohleverstromungsgesetz befindet~~ **in einem Netzgebiet befindet, in dem aufgrund von Netzengpässen im Übertragungsnetz Maßnahmen nach § 13a durchgeführt werden,**
3. vor dem ~~14. August 2020~~ **1. Januar 2031** in Betrieb genommen worden ist und
4. eine installierte elektrische Leistung von mehr als 500 Kilowatt hat.

In der vertraglichen Vereinbarung nach Satz 1 ist zu regeln, dass

1. die Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung und die Lieferung von elektrischer Energie zum Zweck der Aufrechterhaltung der Wärmeversorgung abweichend von § 3 Absatz 1 und 2 eine Maßnahme nach Absatz 1 Nummer 2 durchzuführen ist,
2. für die Reduzierung der Wirkleistungseinspeisung vom Betreiber des Übertragungsnetzes eine angemessene Vergütung zu zahlen ist und die Kosten für die Lieferung der elektrischen Energie zu erstatten sind; § 13a Absatz 2 bis 4 ist entsprechend anzuwenden, und
3. die erforderlichen Kosten für die Investition für die elektrische Wärmeerzeugung vom Betreiber des Übertragungsnetzes einmalig erstattet werden.

Die Betreiber der Übertragungsnetze müssen sich bei der Auswahl der KWK-Anlagen, mit denen vertragliche Vereinbarungen nach den Sätzen 1 und 2 geschlossen werden, auf die KWK-Anlagen beschränken, die kostengünstig und effizient zur Beseitigung von Netzengpässen beitragen können. Die vertragliche Vereinbarung muss mindestens für fünf Jahre abgeschlossen werden und ist mindestens vier Wochen vor dem Abschluss der Bundesnetzagentur und spätestens vier Wochen nach dem Abschluss den anderen Betreibern von Übertragungsnetzen zu übermitteln. Sie dürfen nur aufgrund von Engpässen im Übertragungsnetz abgeschlossen werden, § 14 Absatz 1 Satz 1 findet ~~inso-~~ **weit keine für Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen und für Engpässe im Elektrizitätsverteilernetz Anwendung.** ~~Die installierte elektrische Leistung von Wärmeerzeugern, die aufgrund einer vertraglichen Vereinbarung mit den KWK-Anlagen nach den~~

Sätzen 1 und 2 installiert wird, darf 2 Gigawatt nicht überschreiten. Sofern die installierte elektrische Leistung von Wärmeerzeugern, die aufgrund von vertraglichen Vereinbarungen mit den KWK-Anlagen nach den Sätzen 1 und 2 installiert wird, 2 Gigawatt im Netzausbaugebiet nicht erreicht, wird die Bundesregierung unmittelbar einen Vorschlag für eine Rechtsverordnung nach § 13i Absatz 1 und 2 vorlegen, damit auch andere Technologien als zu schaltbare Lasten zum Einsatz kommen können, sofern diese geeignet sind, zur Beseitigung von Gefährdungen oder Störungen der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems aufgrund von Netzengpässen im Höchstspannungsnetz effizient beizutragen.“

§ 118 Absatz 22 wird wie folgt geändert:

*(22) „§ 13 Absatz 6a (...) **nach dem 31. Dezember 2030** nicht mehr anzuwenden. Zuvor nach § 13 Absatz 6a geschlossene Verträge laufen bis zum Ende der vereinbarten Vertragslaufzeit weiter.“*

2.1.5 Opportunitätskosten im Redispatch 2.0 von EE- und KWK-Anlagen, §13a Abs. 2 EnWG

Vor dem Hintergrund der Umsetzung des Redispatch 2.0 auf Basis von Erneuerbaren Energien (EE) und KWK-Anlagen, weist der BDEW darauf hin, dass die Ausführungen des EnWG in Bezug auf die Vergütung von Opportunitätskosten nicht ausreichend ausgestaltet sind bzw. nicht den Anforderungen des § 13a Abs. 2 Satz 2 EnWG (in der ab dem 1. Oktober 2021 geltenden Fassung) entsprechen.

Nach eingehender Prüfung des BDEW vor dem Hintergrund der Ausgestaltung der Prozesse des Redispatch 2.0 zeigt sich, dass auch bei EE-, KWK- und Speicher-Anlagen Opportunitätskosten auftreten können. Die Anlagen unterliegen denselben prozessualen Anforderungen und Charakteristiken, wie die übrigen Anlagen, die bereits nach aktueller Rechtslage im Zuge des Redispatch (1.0) geregelt werden.

Erzeugungsanlagen stellen eine Realoption dar, die dem Einsatzverantwortlichen (EIV) zu jedem Zeitpunkt die Möglichkeit bietet Leistung, aus der Anlage zu beziehen oder nicht zu beziehen. Durch die Ausübung der Option (Mehr- oder Minderbezug von Leistung) generiert der EIV Deckungsbeiträge. Auf Grund von Redispatch-Anforderungen im Planwertmodell sowie im Prognosemodell (insofern im Prognosemodell eine Änderung der marktbasierter Abregelung keine Berücksichtigung im bilanziellen Ausgleich findet, die der EIV - auch zeitlich nach der Redispatch-Anweisung durch einen Netzbetreiber - kommuniziert), erfolgt ein Verlust der Anlagenflexibilität, so dass entsprechende Opportunitätskosten entstehen.

Dem Grundsatz des § 13a Abs. 2 Satz 2 EnWG (in der ab dem 1. Oktober 2021 geltenden Fassung) nach ist *„der finanzielle Ausgleich [...] angemessen, wenn er den Betreiber der Anlage unter Anrechnung des bilanziellen Ausgleichs nach Absatz 1a wirtschaftlich weder besser noch schlechter stellt, als er ohne die Maßnahme stünde.“*

Die Ausführungen in der Gesetzesbegründung zum Netzausbaubeschleunigungsgesetz (NABEG 2.0) einerseits, wonach die in § 13a Abs. 2 Satz 3 EnWG (in der ab dem 1. Oktober 2021 geltenden Fassung)

aufgeführten Nummern 1 bis 4 EnWG nicht für EE- und KWK-Anlagen anwendbar seien, und der Wortlaut des § 13a Abs. 2 Satz 3 Nummer 5 EnWG (in der ab dem 1. Oktober 2021 geltenden Fassung) andererseits, wonach ein angemessener finanzieller Ausgleich für EE- und KWK-Anlagen die „entgangenen Einnahmen zuzüglich der zusätzlichen Aufwendungen“ beinhalte, führen zu Unsicherheiten .

Opportunitätskosten stellen entgangene Einnahmen dar, so dass diese auch entsprechend vergütet werden sollten. Eine Ungleichbehandlung dieser Anlagen im gleichen System wie „konventionelle“ Anlagen wäre nicht gerechtfertigt.

Aufgrund der dargelegten widersprüchlichen Ausführungen des EnWG sieht der BDEW dringenden Klärungsbedarf.

Da Opportunitätskosten bestehen können und insofern diese nachgewiesen, d.h. durch einen geeigneten Nachweis belegt werden, sieht der BDEW eine entsprechend eindeutige Regelung zu deren finanziellem Ausgleich als dringend notwendig an.

Ebenso sieht der BDEW die Notwendigkeit, die Anerkennungsfähigkeit in den Netzentgelten für den betroffenen Netzbetreiber zu regeln.

➤ **BDEW-Vorschlag**

- Vergütung von Opportunitätskosten auch bei EE- und Speicher-Anlagen gegen geeigneten Nachweis durch den Anlagenbetreiber/Einsatzverantwortlichen
- Abrechnung von KWK-Anlagen nach dem BDEW-“Leitfaden zur Vergütung von Redispatch-Maßnahmen“, dies beinhaltet entsprechend auch Opportunitätskosten gegen geeigneten Nachweis durch den Anlagenbetreiber/Einsatzverantwortlichen
- Die Nachweisprüfung muss durch den Anschlussnetzbetreiber erfolgen
- Anerkennungsfähigkeit der Kosten in der Regulierung für den betroffenen Netzbetreiber

2.1.6 Aufgaben der Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen, § 14 EnWG

§ 14 Abs. 3 EnWG-E sieht eine Zusammenarbeit von Netzbetreibern und Betreibern von Fernwärme- und/oder Fernkältesystemen vor. Offen bleibt, wie der Netzbetreiber die Betreiber von Fernwärme- und/oder Fernkältesystemen ermittelt, die keine KWK-Anlagen betreiben, also nicht an sein Netz angeschlossen sind. Womöglich wäre eine Konkretisierung sinnvoll, indem die Vorgabe nur auf solche Betreiber von Fernwärme- und/oder Fernkältesystemen Bezug nimmt, die eine KWK-Anlage betreiben.

Außerdem stellt sich die Frage, wer mit welchem Aufwand für die jeweiligen Ermittlungen zuständig ist – der Netzbetreiber oder der Betreiber von Fernwärme- und/oder Fernkältesystemen – und welche Verbindlichkeiten damit verbunden sein könnten.

Die Erhebung sollte nicht „*mindestens*“ alle 4 Jahre durchzuführen sein, sondern sich konkret auf diesen Zeitraum beschränken, damit der Aufwand in Grenzen gehalten wird.

Es handelt sich hierbei um eine neue Anforderung des Gesetzgebers, die lediglich für Verteilernetze, in denen auch Redispatch betrieben wird, sinnvoll erscheint.

➤ **BDEW-Bewertung**

BDEW schlägt folgende **Änderung in § 14 Absatz 3** vor:

*Die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen haben für ihr Netzgebiet in Zusammenarbeit mit den Betreibern von Fernwärme- und Fernkältesystemen mindestens alle vier Jahre das Potenzial der Fernwärme- und Fernkältesysteme für die Erbringung marktbezogener Maßnahmen nach § 13 Absatz 1 Nr. 2 EnWG zu bewerten, **sofern in den letzten drei Jahren in diesem Netzgebiet Maßnahmen nach §13 Absatz 1 angefordert wurden**. Dabei haben sie auch zu prüfen, ob die Nutzung des ermittelten Potenzials gegenüber anderen Lösungen unter Berücksichtigung der Zwecke des § 1 Absatz 1 vorzugswürdig wäre.*

2.1.7 Marktbasierte Beschaffung von Flexibilität durch Verteilnetzbetreiber § 14c EnWG-E

Art. 32 Abs. 1 der Strombinnenmarkt-Richtlinie verpflichtet die Mitgliedstaaten, „den erforderlichen Regelungsrahmen [zu schaffen], durch den die Verteilernetzbetreiber in die Lage versetzt werden und Anreize erhalten, Flexibilitätsleistungen einschließlich Engpassmanagement in ihrem Bereich zu beschaffen, um die Effizienz bei Betrieb und Ausbau des Verteilernetzes zu verbessern.“ Die Binnenmarkt-Richtlinie trifft die Grundentscheidung, dass diese Flexibilität im Markt zu beschaffen ist. Hiervon kann nur in engen Ausnahmefällen abgewichen werden.

Die Regelungen in § 14c EnWG-E sehen vor, dass Verteilernetzbetreiber Flexibilitätsdienstleistungen für das Netz in einem transparenten, diskriminierungsfreien, marktgestützten Verfahren zu beschaffen haben. Die BNetzA legt Spezifikationen für die Beschaffung fest und kann Marktprodukte vereinheitlichen. Alternativ kann sie Verteilernetzbetreiber dazu auffordern, diese in einem transparenten Verfahren unter Beteiligung relevanter Netznutzer zu erarbeiten. Zudem können die - in der Binnenmarkt-Richtlinie vorgegebenen - Ausnahmen für eine marktgestützte Beschaffung für bestimmte Flexibilitätsdienstleistungen durch die BNetzA festgelegt werden. Die Ausgestaltung des Beschaffungsmechanismus und der Ausnahmen sowie der Festlegungskompetenz der BNetzA begrüßt der BDEW. Insbesondere das Prinzip der Richtlinie, dem Netzbetreiber mehr Optionen an die Hand zu geben sowie Anreize zu setzen, Flexibilitätsdienstleistungen im Markt zu beschaffen, um die Effizienz zu erhöhen, wird begrüßt.

Zu beachten ist jedoch eine Abgrenzung der neuen Flexibilitätsdienstleistungen gegenüber den bestehenden Werkzeugen zur Systembilanzstützung in Form der Frequenzhaltung (Regelreserve). Ferner sollten die neuen Flexibilitätsdienstleistungen hinsichtlich des Einsatzzwecks auf Netzdienlichkeit fokussiert sein. Auch in Anbetracht der Umsetzung des Redispatch 2.0 werden zudem Regelungen für Konsortien und Poolingvorschriften für Aggregatoren notwendig werden, um die Wirksamkeit auf relevante Netzknoten der VNB sicherzustellen. Die Nutzbarkeit dieser Flexibilitätsdienstleistungen muss für

VNB und ÜNB gleichermaßen im Sinne des volkswirtschaftlichen Gesamtoptimums gewährleistet werden.

Zum prozessualen Ablauf arbeitet der BDEW derzeit bereits an einem Vorschlag zur Nutzbarmachung von netzdienlichen Flexibilitäten für das Verteilernetz.

Der BDEW geht davon aus, dass nach Absatz 1 die Regelungen des § 14a EnWG zu Steuerbaren Verbrauchseinrichtungen in der Niederspannung davon ausgenommen sind.

➤ **BDEW-Bewertung**

BDEW begrüßt die Ausgestaltung des Beschaffungsmechanismus und der Ausnahmen sowie der Festlegungskompetenz der BNetzA. Der BDEW arbeitet derzeit an einem Vorschlag zum prozessualen Ablauf, um netzdienliche Flexibilitäten für das Verteilernetz nutzbar zu machen.

2.1.8 Gemeinsame Plattform der Verteilernetzbetreiber, § 14e EnWG-E

Der BDEW betont, dass die BMRL die unternehmensübergreifende Schaffung einer Internet-Plattform aller VNB ausdrücklich nicht vorgibt. Eine gemeinsame Internetplattform aller VNB ist aus Sicht des BDEW auch nicht erforderlich. In der vorgeschlagenen Form ist die Regelung nicht schlüssig. Sie würde neue Sicherheitsrisiken schaffen. Sie wäre aufwändig in der Umsetzung, ohne dass der entstehende Mehrwert geprüft worden wäre, der in Relation zum Aufwand stehen müsste.

Die Regelung würde außerdem weitreichend in die operativen Prozesse der Netzbetreiber für den Netzanschlussvertrieb eingreifen. Diese Prozesse sind zum Teil schon auf der Ebene der Netzbetreiber digitalisiert. In bestimmten Versorgungssituationen wie in urbanen Ballungsräumen kann überdies ein Wettbewerb beim Anschlussvertrieb bestehen, in dem die Digitalisierung ein Differenzierungskriterium gegenüber den Konkurrenten darstellt.

Die Netzausbaupläne sollten daher weiterhin auf der Internetseite der VNB veröffentlicht und der Aufwands- und Abstimmungsbedarf sollte so gering wie möglich gehalten werden. Die Meldung der aktuellen Internetseite könnte i. V. m. § 14 EnWG verpflichtend über das Energiedaten-Portal der Bundesnetzagentur übermittelt werden. Eine aggregierte Listung der Internetseiten (Verlinkung der VNB-Internetseiten) könnte auf einer durch die Bundesnetzagentur betriebenen Internetseite erfolgen.

Es kommt folgendes hinzu: Anschlussbegehren richtet in der Regel der Anschlussnehmer und nicht der Netznutzer an den Netzbetreiber. Anschlussbegehren und -anträge sollten nicht über eine gemeinsame Internetplattform eingereicht und veröffentlicht werden, denn sie enthalten Informationen, Geschäfts- und Betriebsgeheimnisse und sind wirtschaftlich sensible Informationen nach § 6a Abs. 1 EnWG, die die Netzbetreiber grundsätzlich nicht veröffentlichen dürfen.

Schließlich werden derartige Begehren häufig verschoben und/oder zurückgezogen, so dass es nicht sachgerecht erscheint, die Antragslage mit Stichtag für eine Planung auf 10 Jahre anzusetzen. Hierbei

ist zudem darauf hinzuweisen, dass größere Kundenanschlussbegehren bereits in den Netzausbauszenarien über die Lastenentwicklung enthalten sind.

Der BDEW begrüßt, dass die Konsultation der Netzausbaupläne den Nutzern der Hochspannungsebene vorbehalten sein soll. Dies ist mit Blick auf die eingeschränkten Prognostizier- bzw. Darstellbarkeit der Detailplanung in der MS- und NS-Ebene sachgerecht und dient der praktischen Handhabbarkeit der Prozesse sowie vor dem Hintergrund der Kosteneffizienz letztlich den Interessen aller Netznutzer. § 14e Abs. 5 Satz 2 EnWG-E sieht ausweislich der Begründung indes vor, dass durch Festlegung der Regulierungsbehörde der Kreis der Netznutzer, denen durch den Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen Gelegenheit zu Stellungnahme zu dem Netzausbauplan zu geben ist, über Absatz 2 Satz 2 hinaus erweitert werden können soll. Im Sinne einer effizienten Netzplanung sollte klargestellt werden, dass damit keine Ausweitung über den Kreis der Netznutzer der Hochspannung zu verstehen ist.

➤ **BDEW-Bewertung**

Die Schaffung einer gemeinsamen Internetplattform aller Verteilernetzbetreiber lehnt der BDEW jedenfalls in der vorliegenden Form ab. Das Verhältnis zwischen Aufwand und Nutzen ist nicht geprüft und jedenfalls für den vorliegenden Vorschlag zu hinterfragen. Anschlussbegehren werden grundsätzlich vom Anschlussnehmer gestellt, nicht vom Anschlussnutzer. Anschlussbegehren sind wirtschaftlich sensible Informationen nach § 6b Abs. 1 EnWG und sollten nicht veröffentlicht werden.

2.1.9 Netzausbaupläne, Festlegungskompetenz, § 14d EnWG-E

Der BDEW bewertet die weitgehenden Vorgaben zu den Angaben in den Netzausbauplänen (NAP) kritisch.

So umfassen diese z.B. die detaillierte Darlegung der engpassbehafteten Leitungsabschnitte. Stromnetze zählen zu den kritischen Infrastrukturen. Bei der Veröffentlichung von NAP ist in besonderer Weise auf sicherheitstechnische Aspekte zu achten. Dies betrifft im Verteilnetz insbesondere Anlagen in der Hochspannungs-Ebene, an denen aufgrund ihrer besonderen Bedeutung und Sichtbarkeit ein erhöhtes öffentliches Interesse besteht. Ferner interpretieren die VNB im BDEW den vorliegenden Gesetzesentwurf so, dass die der Hochspannungsebene unterlagerte Infrastruktur nicht im Einzelnen, sondern nur als summarischer Wert je Netzbetreiber und auch nur über einen Planungszeitraum von bis zu 5 Jahren bei der Veröffentlichung darzustellen ist. Dies erscheint auch angemessen, da für die Netzausbauplanungen in der Hochspannung insbesondere die summarischen Werte der prognostizierten Entwicklung der Jahreshöchstlast und der prognostizierten Entwicklung der maximalen Rückspeisung aus den nachgelagerten Netzebenen ausschlaggebend sind.

Hinsichtlich der in § 14d Abs. 2 EnWG-E vorgesehenen Planungsregionen/Regionalszenarien stellt der BDEW fest:

Der Szenariorahmen der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) bildet die Umsetzung politischer Zielsetzungen hinsichtlich des Ausbaus Erneuerbarer Energien und des Ausstiegs aus Kernenergie und Kohleverstromung auf Übertragungsnetzebene ab. Last- und Erzeugung auf lokaler und regionaler Ebene entwickeln sich dazu nicht notwendigerweise synchron beziehungsweise orientieren sich an anderen Erfordernissen und stärker an lokalen Gegebenheiten, wie beispielsweise regional unterschiedlichen rechtlichen Vorgaben.

Dessen unbenommen stimmen sich ÜNB und direkt unterlagerte Hochspannungsnetzbetreiber in der Netzausbauplanung bereits heute intensiv ab. Dieser Prozess bedarf keiner aufwändigen Formalisierung. Gleichwohl könnte es ein Ziel der Regionalszenarien sein, diesen Prozess mit geringem Aufwand koordinierter und transparenter zu gestalten. Die Planungsregionen selbst sollten dabei anhand netztologischer Gegebenheiten definiert werden. In diesen Regionen könnten im Abstand von jeweils zwei Jahren Abstimmungsgespräche zu Netzausbauplanungen zwischen VNB und zugehörigem ÜNB stattfinden. Eine bedarfsorientierte Abstimmung zwischen angrenzenden und physikalisch verbundenen VNB könnte diesen Prozess sinnvoll ergänzen. Die daraus entstehenden Regionalszenarien könnten anhand eines von den Netzbetreibern zu erarbeitenden und abzustimmenden Punktekataloges erstellt werden. Die Definition der Regionen und den Punktekatalog sollte im direkten Austausch der Netzbetreiber erarbeitet und anschließend mit der BNetzA beraten werden.

Regionalszenarien, die auf Grundlage eines entsprechenden Konsenses zwischen Netzbetreibern und BNetzA künftig entstehen, könnten in geeigneter Weise veröffentlicht werden. Eine direkte Kontaktaufnahme zwischen Anschlussbegehrenden und Netzbetreibern erübrigt sich auch künftig nicht.

Entscheidend ist bei all diesen Überlegungen, dass Planungshoheit und Planungsverantwortung über das jeweilige Netz/Netzgebiet immer beim jeweils zuständigen Netzbetreiber verbleiben.

Hinsichtlich § 14d Abs. 3 EnWG-E ist schließlich darauf hinzuweisen, dass nicht klar hervor geht, ob die Anforderung gemäß zweitem, "Planungsgrundlagen einschließlich gesonderter Angaben zum Anschluss neuer dezentraler Erzeugungskapazitäten sowie von Lasten und Ladepunkten für Elektrofahrzeuge für die in den nächsten fünf Jahren, im Hochspannungsnetz in den nächsten zehn Jahren, zu erwartenden Ein- und Ausspeisungen", lediglich auf die Mittelspannungs- und Hochspannungs-Ebene abzielt. In diesem Zusammenhang betont der BDEW, dass eine belastbare Abschätzung von Anschlüssen dezentraler Anlagen und/oder zusätzlicher Ladepunkte in der Niederspannungsebene nicht möglich erscheint.

Mit Blick auf den Aufwand, der in die Erstellung der Regionalszenarien und Netzausbaupläne fließen wird, empfiehlt der BDEW mit Nachdruck, die jederzeitige Bedarfsanforderungen durch die Regulierungsbehörde auf solche VNB zu begrenzen, die nicht ohnehin zur Erstellung von Netzausbauplänen verpflichtet sind.

Vor dem Hintergrund, dass der vorliegende Referentenentwurf hinsichtlich der Regelungen zum Aufbau von Planungsregionen und Regionalszenarien über die Richtlinie 2019/944 hinaus geht, sollte eine längere Frist für den Aufbau der Planungsregionen und die Einrichtung der gemeinsamen Internetplattform eingeräumt werden. Nicht zuletzt auch mit Blick auf u. a. die Umsetzung des Redispatch 2.0 sind die personellen Kapazitäten der Netzbetreiber nicht ausreichend, um eine angemessene Umsetzung bis zum Jahr 2022 zu gewährleisten.

➤ **BDEW-Vorschlag**

- Die Festlegung der Planungsregionen ist demnach durch VNB selbst vorzunehmen und sollte sich maßgeblich an netztechnischen Zusammenhängen orientieren. Für die Nutzung von netzdienlichen Flexibilitäten, erscheinen gewisse Aggregationsgrößen jedoch als notwendig. Insbesondere die Einhaltung einer pauschalen Anzahl von 5-15 Planungsregionen erscheint hierbei als nicht zielführend und sollte gestrichen werden.
- Die jederzeitige Bedarfsanforderungen durch die Regulierungsbehörde sollten auf solche VNB begrenzt werden, die nicht ohnehin zur Erstellung von Netzausbauplänen verpflichtet sind.
- Es sollte eine längere Frist für den Aufbau der Planungsregionen und für eine ggf. -erforderliche Einrichtung einer gemeinsamen Internetplattform eingeräumt werden.

2.1.10 Lieferantenwechsel, § 20a EnWG-E

Der BDEW unterstützt den vorliegenden Entwurf zu § 20a EnWG-E zur Umsetzung der EU-Vorgaben zum technischen Lieferantenwechsel in 24 Stunden.

Die aktuell vorgeschlagenen Regelungen sind in ihrem Detaillierungsgrad für eine entsprechende Anpassung und Weiterentwicklung der heute bestehenden Marktkommunikationsprozesse ausreichend. Weitere Detaillierungen der Prozesse, Datenformate und Fristen sollten im Abgleich mit der bestehenden Prozesslandschaft im Energiemarkt vertiefend durch eine regulatorische Festlegung sowie unter Berücksichtigung der von der Bundesnetzagentur vorgegebenen Fristen zum Änderungsmanagement ausgestaltet werden. Gerne unterstützt der BDEW konstruktiv und zügig den Prozess zur Ausgestaltung und Weiterentwicklung der erforderlichen Marktkommunikationsprozesse und der dazugehörigen Datenformate.

Im Sinne einer effizienten Ausgestaltung der erforderlichen Marktkommunikation und zur Vermeidung von Verwerfungen mit bestehenden und parallel in Bearbeitung befindlichen Prozessen in der Energiewirtschaft sollte die Einbindung von Aggregatoren in Marktkommunikation zeitlich analog zu den Regelungen zum Lieferantenwechsel im Jahr 2026 erfolgen. Es sollte die Möglichkeit bestehen, fachlich miteinander verbundene Prozessabwicklungen effektiv zu bündeln, um dadurch eine Kosten- und Aufwandentlastung bei der Umsetzung in den Unternehmen zu erreichen („Vermeidung des Umstands, mehrmals in kurzer Zeit die gleichen IT-Systeme anzupassen“).

➤ **BDEW-Vorschlag**

Einbindung der Aggregatoren in Lieferantenwechselprozess zum 01.04.2026;

§ 20a Abs. 2 EnWG-E wird angefügt:

“Die erstmalige Einbindung des Aggregators in den Lieferantenwechselprozess erfolgt ab dem 1. April 2026.”

2.1.11 Bedingungen und Entgelte für den Netzzugang, § 21 EnWG

Gemäß Art. 59 Abs. 7 BMRL sind Tarife oder Methoden so zu gestalten, dass die notwendigen Investitionen in die Netze auf eine Art und Weise vorgenommen werden können, dass die Lebensfähigkeit der Netze gewährleistet ist. Zur Lebensfähigkeit der Netze gehört es auch, den im Zuge der Energiewende erforderlichen Um- und Ausbau der Netze in den nächsten Jahrzehnten sicherzustellen. Bis 2030 soll der Anteil der Erneuerbaren Energien und der Einspeisung in das Stromnetz auf 65% steigen über 10 Mio. E-Fahrzeuge sollen ihren Fahrstrom aus dem Netz entnehmen. Gleichzeitig läuft der Ausstieg aus der Kern- sowie Kohleenergie und muss in den Netzen abgebildet werden. Hinzu kommt die Umstellung der Gasnetze auf grüne Gase bzw. Wasserstoff.

Für diese notwendigen Investitionen ist daher ein nachhaltiger Regulierungsrahmen erforderlich. Dieser kann unter anderem dadurch gewährleistet werden, dass die angemessene, wettbewerbsfähige und risikoangepasste Verzinsung nach wissenschaftlich anerkannten Methoden unter Einbeziehung prognostischer Methoden und im internationalen Vergleich erfolgt.

➤ BDEW-Vorschlag

Der BDEW schlägt vor, den unionsrechtlichen Vorgaben an die Regulierung in **§ 21 EnWG** wie folgt Ausdruck zu verleihen.

„In § 21 wird Absatz 2 wie folgt geändert:

*(2) Die Entgelte werden auf der Grundlage der Kosten einer Betriebsführung, die denen eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen müssen, unter Berücksichtigung von Anreizen für eine effiziente Leistungserbringung und einer angemessenen, wettbewerbsfähigen und risikoangepassten Verzinsung des eingesetzten Kapitals, **die zugleich die notwendigen Investitionen zur Gewährleistung der Lebensfähigkeit der Netze sicherstellt**, gebildet, soweit in einer Rechtsverordnung nach § 24 nicht eine Abweichung von der kostenorientierten Entgeltbildung bestimmt ist. Soweit die Entgelte kostenorientiert gebildet werden, dürfen Kosten und Kostenbestandteile, die sich ihrem Umfang nach im Wettbewerb nicht einstellen würden, nicht berücksichtigt werden.“*

2.1.12 Regulierungsvorgaben für Kosten für das Engpassmanagement, § 21a Abs. 5a EnWG-E

Mit § 21a Abs. 5a EnWG-E ist eine Ergänzung der Ermächtigungsgrundlage für die Anreizregulierung um eine Vorgabe zur künftigen Behandlung von Engpassmanagement-Kosten vorgesehen. Ziel soll es sein, mit neuen Anreizen, insbesondere den Netzausbau zu beschleunigen und das Engpassmanagement (Redispatch) zu optimieren.

Hinzuweisen ist an dieser Stelle, dass zu den Engpassmanagement-Kosten nicht nur die Kosten zum Ausgleich der Abregelung gegenüber dem Anlagenbetreiber (energetischer, bilanzieller und finanzieller Ausgleich) gehören, sondern auch die Implementierungs- und Betriebskosten bei den Netzbetreibern.

Bei den Verteilernetzbetreibern und auch bei den Übertragungsnetzbetreibern sind durch die neuen Redispatch 2.0 Prozesse wesentlich komplexere bzw. vollkommen neue Prozesse aufzubauen. Mit § 34 Abs. 15 ARegV ist bereits eine Übergangsregelung wirksam, die allerdings nur die Implementierungskosten bis zum 1. Oktober 2021 berücksichtigt. Danach, bis zum Ende der dritten Regulierungsperiode entstehende neue Betriebskosten (sowohl netzbetreiberindividuelle als auch kollektive Kosten im Rahmen von Connect+ für den nationalen Data Provider) können nach den derzeitigen Vorschriften nicht wiedererwirtschaftet werden. Der BDEW macht bereits hiermit geltend, dass im Rahmen der anstehenden ARegV-Novelle für diesen Zeitraum daher eine geeignete Übergangsregelung vorzusehen ist.

Der BMWi Branchendialog zur Weiterentwicklung der Anreizregulierung zeigte, dass es keine einfachen Lösungen für die o.g. Herausforderungen gibt. Allein das Setzen neuer Anreize, von denen bislang weder das BMWi noch die Netzbetreiber mit Sicherheit einschätzen können, wie diese wirken und ob diese überhaupt richtig gesetzt bzw. erreichbar sind, erscheint wenig zielführend.

Offen ist nach wie vor auch, inwieweit berücksichtigt werden soll, dass die Kosten zur Behebung von Netzengpässen nicht vollständig durch den Netzbetreiber beeinflussbar sind, insbesondere wenn diese durch exogene Einflüsse hervorgerufen werden.

Speziell in der Hochspannungsebene sind die Kosten aufgrund des deutlich nachlaufenden Netzausbaus de facto nicht von den Netzbetreibern beeinflussbar. So erschien eine langfristige Fortschreibung einer Bewertung der Engpassmanagementkosten in der Hochspannung sachgerecht. Mit Blick auf die zum 30. September 2021 auslaufende bisherige Regelung ist hier eine rechtzeitige Anpassung der Anreizregulierungsverordnung zwingend.

Vor diesem Hintergrund muss auch das angedachte Bonus/Malus-System gedeckelt sein und berücksichtigt werden, dass insbesondere die Übertragungsnetzbetreiber nur durch gemeinsame Kooperation die Kosten des Engpassmanagements reduzieren können. Unklar bleibt hierbei im Übrigen die Differenzierung zwischen Verteiler- und Übertragungsnetzbetreibern. Eine Klarstellung erscheint insoweit geboten.

Zur effizienten Umsetzung von Engpassmanagement werden im Übrigen bereits der Systemwechsel zum „Redispatch 2.0“ und die hierzu mit der BNetzA abgestimmten und von der Regulierungsbehörde in naher Zukunft festgelegten Regelungen und Prozesse einen essenziellen Beitrag leisten. Hierzu bedarf es einer fairen Kostenregelung mit einem angemessenen Chance-Risiko-Profil.

Mit Blick vor allem auf die notwendige und wichtige Zusammenarbeit der Netzbetreiber ist es sinnvoll, den Netzbetreibern zunächst die Möglichkeit einzuräumen, die Prozesse zu erlernen und die darin angelegten Mechanismen einzuspielen.

Mit Blick auf einen weiterhin hohen Investitionsbedarf in den Strom- und Gasnetzen muss die Investitionsfähigkeit der Netzbetreiber erhalten bleiben. Ein verlässlicher und auskömmlicher Regulierungsrahmen ist hierfür entscheidend. Eine nachträgliche Entwertung von bereits getätigten Investitionen könnte die Investitionsfähigkeit und -tätigkeit gefährden. So ist etwa eine angemessene Eigenkapitalverzinsung unverzichtbar. Da der Netzausbau und die Optimierung der Netze notwendig sind für die Reduzierung von Engpässen, würden ohne auskömmliche Investitionsbedingungen auch die Bemühungen um die Verringerung von Redispatch ins Leere laufen (siehe hierzu auch Vorschlag zu § 21 EnWG).

An dieser Stelle ist auch abermals zu differenzieren hinsichtlich der „fehlenden“ Abwägungsmöglichkeit der Netzbetreiber zwischen Netzausbau und Redispatch. Bei der Unterstellung einer „Wahlmöglichkeit“, die gesetzlich bis auf die Spitzenkappung nicht vorgesehen ist, wird der in der Praxis maßgebliche Zeitverzug zwischen EE-Zubau und dem insbesondere in der Hochspannung zwangsläufig nacheilendem Netzausbau ausgeblendet. Bei einer „Anreizsetzung“, die im Wesentlichen die Effizienzwerte der Netzbetreiber mit Redispatch-Maßnahmen verringert, droht eine Gefährdung der Energiewende durch Schlechterstellung derjenigen Verteilernetzbetreiber, die hohe Leistung und Mengen an EE-Erzeugung in die Netze integrieren. In dem Gesetzesentwurf ist unzureichend dargestellt, wie dieser Gefahr begegnet werden soll.

Soweit sodann in der ARegV dennoch etwaige Anreize gesetzt werden sollen, weist der BDEW bereits jetzt auf die Notwendigkeit ausreichender Übergangsregelungen hin. Eine Verschiebung auf die nächste Regulierungsperiode ist aus Sicht des BDEW mindestens notwendig und bereits mindestens in der Gesetzesbegründung zum EnWG zwingend zu berücksichtigen.

Der BDEW begrüßt, dass der zwangsläufige Charakter des nachlaufenden Netzausbaus, insbesondere auf der Hochspannungsebene, zum Ausbau der Erneuerbaren – und damit nicht Nicht-Beeinflussbarkeit - Berücksichtigung finden soll. In § 21 Abs. 6 EnWG-E soll die Bundesregierung ermächtigt werden, durch Rechtsverordnung mit Zustimmung des Bundesrates, „Regelungen zur angemessenen Berücksichtigung eines Zeitverzugs zwischen dem Anschluss von Anlagen nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz und dem Ausbau der Verteilernetze im Effizienzvergleich“ und „Regelungen zur Referenzwertmittlung bezogen auf die Verringerung von Kosten für Engpassmanagement sowie zur näheren Ausgestaltung der Kostenbeteiligung der Netzbetreiber bei Über- und Unterschreitung dieser Referenzwerte“ zu treffen. Dies ist zeitlich und inhaltlich nicht ausreichend, da eine weitere Ausgestaltung dazu in der ARegV in dem vorliegenden Entwurf nicht vorgesehen ist und die Erweiterung der Festlegungsbefugnisse in § 54 Abs. 3 Nr. 3 EnWG-E lediglich die „Effizienzwertbereinigung zur angemessenen Berücksichtigung eines Zeitverzugs beim Ausbau der Verteilernetze“ adressiert.

Bei der in § 54 EnWG-E vorgesehenen Effizienzwertbereinigung könnte neben dem Zeitverzug auch eine Bereinigung der installierten Leistung genannt werden. Allerdings erscheint diese Bereinigung nur dann sinnvoll, wenn die Kostenposition gleichzeitig entsprechend der Diskussionen im BMWi Branchendialog dauerhaft als dauerhaft nicht beeinflussbare Kosten-Position verankert wird. Alternativ dazu wäre eine Abbildung als volatile Kostenposition denkbar, wenn die wesentlichen Rahmenbedingungen bereits jetzt dafür festgelegt werden. Insbesondere muss dadurch erreicht werden, dass für die Verteilernetzbetreiber sowohl für den Zeitraum der Redispatch Neuregelungen ab Oktober 2021 als auch zum Beginn der nächsten Regulierungsperioden Klarheit geschaffen wird.

➤ **BDEW-Vorschlag**

Der BDEW schlägt eine entsprechende Anpassung des **§ 21a Abs. 5a EnWG-E** vor:
„(5a) Neben den Vorgaben nach Absatz 5 können auch Regelungen zur Verringerung von Kosten für das Engpassmanagement in den Elektrizitätsversorgungsnetzen und hierauf bezogene Referenzwerte vorgesehen werden. Referenzwerte

können auf der Grundlage von Kosten für das Engpassmanagement ermittelt werden. Bei Unter- oder Überschreitung der Referenzwerte können auch die Obergrenzen zur Bestimmung der Netzzugangsentgelte für ein Energieversorgungsunternehmen angepasst werden. **Die Anpassung muss in einem angemessenen Verhältnis zur Beeinflussbarkeit der Kosten für das Engpassmanagement stehen und kann hierzu begrenzt werden.** Dabei können auch **sollen** gemeinsame Anreize für alle Übertragungsnetzbetreiber mit Regelzonenverantwortung vorgesehen werden, **soweit die Maßnahmen des Engpassmanagements gemeinsam beeinflussbar sind.** ~~und~~ **Es können** Vorgaben für eine Aufteilung der Abweichungen von einem Referenzwert erfolgen.“

Außerdem schlägt der BDEW die Einfügung eines neuen Absatzes 6 in § 11 ARegV sowie eine Übergangsregelung in § 34 Absatz 16 ARegV und eine Vorgabe zum Monitoring in § 33 Absatz 9 ARegV vor:

„§ 11 Beeinflussbare und nicht beeinflussbare Kostenanteile

(6) Als volatile Kostenanteile im Strom gelten Kosten für Entschädigungszahlungen an erneuerbare Erzeugungsanlagen (finanzieller Ausgleich), für den bilanziellen und energetischen Ausgleich sowie für die Ausgleichsenergie, die im Rahmen der Durchführung von Redispatchmaßnahmen anfallen (im Folgenden zusammenfassend Redispatchkosten genannt).

Einzelheiten der Behandlung von Redispatchkosten als volatile Kostenanteile legt die Bundesnetzagentur vor Beginn der Regulierungsperiode, erstmals für die 5. Regulierungsperiode, gemäß § 32 ARegV fest. Dabei stellt die Bundesnetzagentur mindestens sicher

- **dass der strukturell nicht vermeidbare zeitliche Nachlauf des Netzausbaus im Vergleich zum Ausbau von Erneuerbaren Energien (insbesondere durch Einführung von sachgerecht zu definierenden Karenzzeiträumen) sowie**
- **die wetterabhängige Mengenvolatilität und**
- **die preisseitige Heterogenität von Redispatchmaßnahmen (insbesondere durch Standardisierung von Preisen) bereinigt werden.**

Es ist ein jährlicher Abgleich der in den Erlösbergrenzen in Ansatz gebrachten Plan- und der Ist-Kosten vorzunehmen; es erfolgt mit t-0 ein entsprechender vollständiger Ausgleich.

§ 34 Übergangsregelung

(16) § 11 Absatz 6 findet Anwendung ab dem 1. Oktober 2024. Bis dahin gelten die in § 11 Absatz 6 Satz 1 genannten Redispatchkosten als dauerhaft nicht beeinflussbare Kostenanteile. Bis zum Beginn der 5. Regulierungsperiode sind die in § 11 Absatz 6 Satz 1 genannten Redispatchkosten als volatile Kostenbestandteile zu behandeln, gehen aber nicht in den Effizienzvergleich ein.

§ 33 Evaluierung und Berichte der Bundesnetzagentur

(9) Die Bundesnetzagentur wird die Entwicklung des Redispatch und der Redispatchkosten in den Verteilnetzen monitoren. Sie wird die Ergebnisse des Monitorings rechtzeitig vor dem Basisjahr der 5. Regulierungsperiode veröffentlichen und konsultieren, spätestens bis zum 30 Juni 2024. Hierbei wird sie über eine einzuberufende Redispatch-Kommission die Einbindung der Verteilernetzbetreiber gewährleisten, um den adäquaten Ansatz der variablen Kostenanteile für Redispatchkosten und die Ausgestaltung der Bereinigungstatbestände des § 11 Absatz 6 sicherzustellen.

2.1.13 Veröffentlichungen der Regulierungsbehörden und Schutz der Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse, § 23b EnWG-E

Die Vorgaben zu Veröffentlichungen der Regulierungsbehörden (bisher § 31 ARegV) werden im § 23b EnWG-E zusammengeführt und im Vergleich zur aktuellen Rechtslage ausgeweitet.

§ 23b Abs. 1 Satz 2 EnWG-E sieht vor, dass die Veröffentlichungen nach § 23b Abs. 1 Satz 1 EnWG-E einschließlich etwaiger Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse zu erfolgen haben. Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse sind jedoch nach den geltenden rechtlichen Vorgaben zu schützen. Soweit es dem Gesetzgeber darauf ankommt zu erklären, dass in Hinblick auf die in Satz 1 aufgeführten Daten eine Ausnahme hinsichtlich der Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse begründet wird, sollte auch nur dies entsprechend im Gesetzestext zum Ausdruck gebracht werden.

Auch die Verordnungsermächtigung in § 23d EnWG-E geht in diesem Zusammenhang zu weit. Die Einschränkung in der Gesetzesbegründung „zur Erfüllung ihrer regulatorischen Aufgaben“ geht zwar in die richtige Richtung. Es entspricht aber nicht dem geltenden Grundsatz im Datenschutz, wonach der Dateneigner prinzipiell festlegt, was seine Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse sind.

Eine zu weit gehende Verpflichtung zur Offenlegung von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen würde insbesondere in die verfassungsrechtlich garantierte Berufsfreiheit (Art. 12 Abs. 1 GG) eingreifen, die unstrittig die Erwerbstätigkeit als juristische Person des Privatrechts umfasst (BVerfG, Beschluss v. 14. März.2006, 1 BvR 2087/03, 1 BvR 2111/03, juris-Rn. 76, 78 ff.). Der Schutz der Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse der Strom- und Gasnetzbetreiber ist daneben in verschiedenen gesetzlichen Vorschriften wie u.a. §§ 29, 30 VwVfG und § 71 EnWG garantiert.

Was begrifflich überhaupt als Betriebs- und Geschäftsgeheimnis einzustufen und damit schützenswert ist, ist höchstrichterlich in zahlreichen Entscheidungen definiert worden (z.B. BVerfG, Beschluss v. 14. März 2006, Az. 1 BvR 2087/03, 1 BvR 2111/03, juris Rn. 87). So fasst das BVerfG unter Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen sämtliche auf ein Unternehmen bezogene Tatsachen, Umstände und Vorgänge, die nicht offenkundig, sondern nur einem begrenzten Personenkreis zugänglich sind und an deren Nichtverbreitung der Rechtsträger ein berechtigtes Interesse hat. Dies trifft im Falle von Netzbetreibern insbesondere auf Informationen zu, über die sich ggf. Rückschlüsse über die Ausbaustrategie, getätigte Investitionen und Ähnlichem ableiten lassen und auf weitere Angaben etwa zu Kosten, die dem Unternehmen für den Netzbetrieb entstehen und durch die die wirtschaftlichen Verhältnisse des

Unternehmens maßgeblich bestimmt werden (vgl. BGH, Beschluss v. 21. Januar 2014, EnVR 12/12, juris Rn. 77).

Ein berechtigtes Geheimhaltungsinteresse ergibt sich nicht zuletzt auch daraus, dass die Angaben objektiv wettbewerbsrelevant sind. Soweit behauptet wird, dass Netzbetreiber als Monopolisten aufgrund fehlenden Wettbewerbs kein berechtigtes Interesse am Schutz von Geschäftsgeheimnissen haben könnten, wird verkannt, dass auch Netzbetreiber miteinander im Wettbewerb stehen (im Effizienzvergleich, bei Konzessionsvergaben, bei Kapitalgebern, Kunden, Lieferanten und Personal) und dass gerichtlich bereits mehrfach ausdrücklich bestätigt wurde, dass auch Netzbetreiber berechnete Geheimhaltungsinteressen haben (vgl. BGH, Beschluss v. 21. Januar 2014, EnVR 12/12, juris Rn. 76; ferner OLG Düsseldorf, Beschluss v. 14. März 2007, VI-3 Kart 289/06 (V)). Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse müssen mit Blick auf den bestehenden Wettbewerb zwischen Netzbetreibern geschützt werden.

Insbesondere durch die Aufnahme folgender zu veröffentlichender Daten, die nach der bisherigen Regelung in § 31 ARegV nicht zu veröffentlichen waren, besteht die Befürchtung, dass das berechnete Geheimhaltungsinteresse der Netzbetreiber unzumutbar eingeschränkt wird:

- Nr. 8 Ausgangsniveau Erlösobergrenze nach HGB-Unterpositionen; Bilanzpositionen für Eigenkapitalverzinsung, Gewerbesteuer-Messzahl und -Hebesatz; Pachtkosten;
- Nr. 14 Entscheidung nach § 23 der Anreizregulierungsverordnung;

Da der Anbietermarkt für Höchstspannungstechnik sehr klein ist, erlaubt auch die Veröffentlichung der geplanten Anschaffungs- und Herstellungskosten durchaus Marktpreise zu beeinflussen. Negative Effekte auf die Investitionskosten, und über die Netzentgelte letztlich auch auf die Netznutzer, sind durch ein entsprechendes, angepasstes Bieterverhalten nicht auszuschließen. Es ist daher von einer investitionsmaßnahmenscharfen Veröffentlichung der Anschaffungs- und Herstellungskosten abzuraten.

Generell darf das Ziel eines „Datenbinnenmarktes“ nicht mit zu weitgehenden, unreflektierten Offenlegungspflichten verfolgt werden, die in zu schützende Bereiche eingreifen. Es muss vor der Veröffentlichung auch regulierungsrelevanter Daten der betroffenen Unternehmen die Frage gestellt werden, inwieweit die Zurverfügungstellung welcher Daten wem und wozu nutzt. Eine Veröffentlichung ist nur dann von Nutzen, wenn die entsprechenden Daten zuvor gezielt und unter Abwägung der Vorteile für den Adressaten und der Nachteile für den Netzbetreiber ausgewählt wurden.

Zu überprüfen wäre schließlich, inwieweit die im EnWG-E vorgesehene Verpflichtung zur Veröffentlichung von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen mit dem Gesetz zum Schutz von Geschäftsgeheimnissen übereinstimmt.

➤ **BDEW-Vorschlag**

§ 23b Abs. 1 Satz 2 EnWG-E sollte wie folgt geändert werden:

§ 23b Veröffentlichungen der Regulierungsbehörde

(1) Die Regulierungsbehörde veröffentlicht auf ihrer Internetseite unternehmensbezogen in nicht anonymisierter Form:

1. [...].

Die **im Rahmen der Veröffentlichungen nach Satz 1 erfassten Daten umfassen haben einschließlich etwaiger auch** Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse **zu erfolgen**. Von einer Veröffentlichung der Daten nach Satz 1 Nummer 7, 8 und 12 ist abzusehen, wenn durch die Veröffentlichung Rückschlüsse auf Kosten oder Preise Dritter möglich sind.

[...]

~~8. das in den Entscheidungen nach § 21a ermittelte Ausgangsniveau, gegliedert nach den in § 275 des Handelsgesetzbuchs genannten Unterpositionen der ersten Gliederungsebene, die bei der Ermittlung der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung eingeflossenen Bilanzpositionen, gegliedert nach den in § 266 des Handelsgesetzbuchs genannten Unterpositionen bis zur zweiten Gliederungsebene, sowie die bei der Ermittlung der kalkulatorischen Gewerbesteuer verwendete Messzahl sowie den Hebesatz; gleiches gilt für die in das Ausgangsniveau nach § 21a eingeflossenen Kosten oder Kostenbestandteile, die aufgrund einer Überlassung betriebsnotweniger Anlagegüter durch Dritte anfallen,~~

[...]

14. alle in der Entscheidung nach § 23 der Anreizregulierungsverordnung genannten Daten, ausgenommen **die Anschaffungs- und Herstellungskosten** sowie Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse Dritter

[...]

(2) Sonstige Befugnisse der Regulierungsbehörde, Informationen und Daten zu veröffentlichen sowie im Einzelfall oder durch Festlegung **bei sorgfältiger Nutzen- und Risikoabwägung der Beteiligten** die Veröffentlichung von Informationen und Daten anzuordnen, bleiben unberührt.“

§ 23d EnWG-E sollte wie folgt angepasst werden

§ 23d Verordnungsermächtigung zur Transparenz der Kosten und Entgelte für den Zugang zu Energieversorgungsnetzen

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung Regelungen zur Veröffentlichung weiterer Daten zu den Kosten und Entgelte für den Zugang zu Gas- und Elektrizitätsversorgungsnetzen, ~~einschließlich etwaiger Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse~~, durch die Regulierungsbehörde, Unternehmen oder Vereinigungen von Unternehmen zu treffen, soweit die Veröffentlichung die Interessen der Betroffenen am Schutz ihrer Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen nicht unangemessen beeinträchtigt, **die Wettbewerbssituation der**

Netzbetreiber berücksichtigt und für die Nachvollziehbarkeit der Regulierung, insbesondere des Effizienzvergleichs sowie der Kosten der Energiewende, erforderlich ist.

⇒ **siehe dazu im Einzelnen Themenpapier 3 – Schutz von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen**

2.1.14 Veröffentlichungspflichten der Netzbetreiber, § 23c EnWG-E

In § 23c EnWG-E werden bestehende Veröffentlichungspflichten aus § 27 StromNEV, § 17 StromNZV, § 27 GasNEV und § 40 GasNZV übernommen und gebündelt.

§ 23c Abs. 2 und Abs. 3 EnWG-E verlangen eine unverzügliche Veröffentlichung der Daten. Unklar ist, woran der Begriff „unverzüglich“ anknüpft. Eine Konkretisierung sollte einen „Initial-Zeitpunkt“ vorsehen.

§ 23c Abs. 7 EnWG-E sieht eine Ermöglichung der automatischen Auslesung auf der Internetseite eines jeden Netzbetreibers vor. Dies wird aktuell nur von den Fernleitungsnetzbetreibern nach § 40 Abs. 1 Satz 2 GasNZV verlangt und dürfte nicht ohne weiteres durch jeden Netzbetreiber zu erfüllen sein. Ggf. wäre hier über entsprechende Übergangsregelung in Erwägung zu ziehen. Unklar ist auch was unter einer automatisierten Auslesung von der Internetseite zu verstehen ist, dies sollte zumindest in der Gesetzesbegründung ergänzt werden. Zudem sollten die Vorgaben zu den Regelungen des Entwurfs für ein Gesetz für die Nutzung von Daten des öffentlichen Sektors passen (siehe § 7 DNG-E) und nicht unterschiedliche Vorgaben treffen.

Die in §23c Abs. 2 EnWG-E genannten Veröffentlichungspflichten sehen entweder eine jahresscharfe, stündliche oder viertelstündliche Veröffentlichung vor. Bei den jahresscharfen Daten (z.B. Jahreshöchstlast) ist eine monatliche und/oder tägliche Aktualisierung nicht möglich. Auch bei den ohnehin (viertel)-stündlichen Daten ist eine solche Aktualisierung ebenfalls obsolet. Hier sollten sich die Veröffentlichungspflichten an der gelebten Praxis orientieren, die die Bundesnetzagentur in ihrem „Leitfaden für die Internet-Veröffentlichungspflichten der Stromnetzbetreiber“ vorgesehen hat. Es erscheint sinnvoll hier der Bundesnetzagentur zu folgen und die Bedürfnisse der Netznutzer und die Möglichkeit der Netznutzer angemessen zu berücksichtigen.

⇒ **siehe dazu im Einzelnen das Themenpapier 3.1 – Von den Netzbetreibern zu veröffentlichende Daten**

2.1.15 Sondervorschriften für selbstständige Betreiber von grenzüberschreitenden Elektrizitätsverbindungsleitungen, §§ 28d ff. EnWG-E

Grundsätzlich begrüßt der BDEW die Regelungen zur Interkonnektorenregulierung und die damit gewonnene Rechtssicherheit.

Allerdings ist die Formulierung „weder wirtschaftliche Vorteile noch wirtschaftliche Nachteile“ nicht eindeutig und lässt verschiedene Interpretationen zu. Durch eine Ergänzung könnte ein klarer Maßstab zur Bewertung von wirtschaftlichen Vorteilen und Nachteilen in das Gesetz mit aufgenommen werden. Die an den Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung übergebenen Engpasserlöse stellen beim Übertragungsnetzbetreiber zinsloses Fremdkapital dar und führen nicht zur Reduzierung des Geschäftsrisikos, für deren Übernahme Netzbetreiber durch die Eigenkapitalverzinsung vergütet werden. Da die Übergabe der Engpasserlöse nicht zu einer Reduzierung des Geschäftsrisikos führt, ist eine Reduzierung der Eigenkapitalverzinsung nicht gerechtfertigt.

➤ **BDEW-Vorschlag**

§ 28h Abs. 1 S. 2 EnWG-E ist wie folgt zu fassen:

*(1) [...]Durch den Erhalt oder die Verwendung der nach Satz 1 herausgegebenen Engpasserlöse darf den Betreibern von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung weder ein wirtschaftlicher Vorteil noch ein wirtschaftlicher Nachteil erwachsen, **insbesondere sind sie bei der Berechnung des zu verzinsenden eingesetzten Kapitals nach § 21 Absatz 2 so zu stellen, als hätten sie die Engpasserlöse nicht erhalten.**[...]*

2.1.16 Regulierung von Wasserstoffnetzen, §§ 28j ff. und §§ 112b ff. EnWG-E

Der Gesetzentwurf enthält umfangreiche Regelungen zu reinen Wasserstoffnetzen, da zukünftig Wasserstoff auch unter den Energiebegriff des EnWG fallen soll. Für die Wasserstoffnetze sollen die neuen §§ 28j – 28p und §§ 112b – 113d Anwendung finden.

Der BDEW unterstützt einen schnellen Einstieg in die Regulierung von Wasserstoffnetzen noch in der laufenden Legislaturperiode. Auf dem Weg zur Klimaneutralität ist eine ambitionierte Wasserstoffstrategie fundamental wichtig. Es ist zu begrüßen, dass gesetzliche Regelungen geschaffen werden sollen, die es ermöglichen, heutige Erdgasnetze zum Transport und zur Verteilung von Wasserstoff zu nutzen.

Aus Sicht des BDEW sind die vorgeschlagenen Regelungen nicht geeignet, um eine zukunftsfähige Wasserstoffnetzinfrastruktur aufzubauen, da sie keinen verlässlichen Rahmen für den systematischen Umbau, Ausbau und Neubau einer nationalen Wasserstoffinfrastruktur schaffen. Hierbei ist insbesondere zu kritisieren, dass Wasserstoff nicht unter die Gas-Definition (§ 3 Nr. 19a EnWG) subsumiert wird, sondern als separater Energieträger eingeführt werden soll. Die Frage der Finanzierung des Wasserstoffnetzes bleibt unbeantwortet.

Es sind vielmehr Anpassungen und genauere Regelungen notwendig, die die Entwicklung des Wasserstoffesinsatzes in Industrie, Verkehr und insbesondere im Wärmemarkt auch langfristig in den Blick nehmen. Nur so können die ambitionierten klimapolitischen Ziele erreicht und Wasserstoff eine Schlüsselrolle bei der Dekarbonisierung auch des Wärme- und Verkehrssektor ermöglicht werden. Anstatt fragmentarischer Regelungen müssen die etablierten und im Markt bekannten Regulierungsregelungen für

Gas konzeptionell-integriert auch für Wasserstoffnetze genutzt werden. Nur so kann für alle Marktteilnehmer Verlässlichkeit und Planbarkeit – gerade in Zeiten der Entwicklung einer solchen langfristig bestehenden Infrastruktur – erreicht werden.

Der BDEW unterstützt dabei den technologieoffenen Ansatz des BMWi im Kontext der Netzregulierung, der anerkennt, dass das Netz zur Versorgung von potenziellen Wasserstoffkunden keine Unterscheidung hinsichtlich bestimmter Erzeugungsarten machen sollte.

Auch wenn die Regelungen nur für eine (zeitlich nicht klar begrenzte) Übergangsphase gelten sollen, müssen diese den zügigen Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft anreizen, anschlussfähig und zur Erreichung der energiepolitischen Ziele geeignet sein. Dabei ist mehr Klarheit über die Ausgestaltung des vorgestellten Regulierungsmodells, über die Dauer der Übergangsphase und über das anschließende Modell im Sinne Investitionssicherheit zu schaffen.

Die vorgelegten Regelungen bilden nur ein kurzfristiges Szenario mit einzelnen Leitungen zu wenigen Großabnehmern ab. Es bleibt unklar, welches Zielszenario angestrebt wird. Ein umfassender Markthochlauf mit einem liquiden und mit den Gas- und Strommärkten verknüpften Wasserstoffmarkt sowie die systematische und integrierte Netzentwicklung der Wasserstoff-, Gas- und Strominfrastrukturen als auch der Sektorkopplung mit Wärmeinfrastrukturen werden damit nicht ermöglicht, sollten im Sinne von Planungssicherheit aber auch für die ersten Investoren in eine Wasserstoffwirtschaft bereits angelegt sein.

Die Regelungen der §§ 28k bis 28p EnWG-E sollen nur für reine Wasserstoffnetze jener Netzbetreiber gelten, die sich freiwillig dieser Netzregulierung unterwerfen. Mit einem solchen Opt-in droht ein Nebeneinander aus regulierten und unregulierten Leitungen, das insbesondere die Durchleitung über längere Strecken erschweren kann. Für die Entstehung eines einheitlichen Marktes ist das ein enormes Hindernis. Unklar bleibt, wie unregulierte Netze später in die Regulierung überführt werden können.

Durch eine systematische und umfassende Entwicklung von wasserstofffähiger Infrastruktur können wertvolle Impulse für den Hochlauf von Wasserstofferzeugung und Wasserstoffanwendung gesetzt werden. Neben den ersten Anwendungen in Industrie und Verkehr kann über die Beimischung von Wasserstoff zum Erdgas auch die Transition zu einer dekarbonisierten Wärmebereitstellung systemisch unterstützt werden.

Die BNetzA-Marktkonsultation hat gezeigt, dass langfristig mit engmaschigen Verteilnetzen und breiter Wasserstoffanwendung in unterschiedlichen Sektoren zu rechnen ist. Insbesondere auch im Wärmemarkt sollten klimaneutrale Gase volkswirtschaftlich effizient eingesetzt werden können, da sie auch hier einen maßgeblichen Beitrag zur Dekarbonisierung leisten können. Deshalb sollten jetzt Vorfestlegungen vermieden werden, welche den umfassenden Einsatz von Wasserstoff unnötig beschränken. Gerade die schrittweise Erhöhung der Beimischung von Wasserstoff in das bestehende Gasnetz wird die Schaffung einer wasserstofffähigen Infrastruktur weiter begünstigen und sollte daher in der Regulierungssystematik adäquat berücksichtigt werden. Regelungen für reine Wasserstoffnetze sollen zu keinen Nachteilen bei der etablierten Gasnetzregulierung führen. Dies betrifft auch die bestehenden Regelungen zur Einspeisung von Biogas. Das Gesamtsystem muss mit seinen Wechselwirkungen beachtet werden.

Zwischen Gas und Wasserstoff gibt es mehrere Berührungspunkte (Markt, Netzkopplungen, Beimischung, Netzausbauplanung, Netzübergänge) und Wechselwirkungen (Konkurrenz um H₂ und um Kunden). Gas- und Wasserstoffnetze sind langfristige Investitionen und benötigen eine dementsprechende Langfristperspektive, die auch die Konvergenz dieser anfänglich getrennten Systeme ermöglicht. Kosten der Netzbetreiber für den Umstieg auf klimaneutrale Gase („H₂-Readiness“) müssen in der Regulierung berücksichtigt werden, eine Benachteiligung im Effizienzvergleich ist zu vermeiden.

Der Referentenentwurf bezieht sich ausdrücklich nur auf die Umstellung/Umwidmung von bestehenden Erdgasleitungen. Die Errichtung eines zusammenhängenden Wasserstoffnetzes erfordert allerdings eine Neuerrichtung zumindest von Verbindungsleitungen. Für die Neuerrichtung von Wasserstoffleitungen sind auch Regelungen notwendig.

Es bedarf einer integrierten Sicht auf die Entwicklung der Strom-, Gas- und Wasserstoffnetze, wobei schon wegen des vielfach zu erwartenden Aufbaus der Wasserstoffinfrastruktur durch Umstellung von bisher für Erdgas genutzten Leitungen ein übergreifender NEP Gas einschließlich Wasserstoff sinnvoll und effizient ist.

Der BDEW teilt nicht die Auffassung des BMWi, dass eine gemeinsame Finanzierung von Wasserstoff- und Gasinfrastrukturen unionsrechtlich nicht zulässig ist. Unter der Voraussetzung, dass Erdgas perspektivisch größtenteils durch klimaneutrale Gase (u.a. Wasserstoff) ersetzt wird, kann eine integrierte Marktbetrachtung und eine gemeinsame Finanzierung bei gleichzeitiger Inanspruchnahme der Wasserstoff- und Gasinfrastrukturen sowohl den Wasserstoffverbrauchern als auch den Gasverbrauchern gleichsam nutzen.

Der Referentenentwurf gibt eine rechtliche Entflechtung des Wasserstoffnetzbetriebs von anderen Tätigkeitsbereichen der Energieversorgung vor. Dieses Legal Unbundling ist rechtlich nicht erforderlich und geht weit über die Vorgaben für Strom- und Gasnetze (vgl. De-Minimis-Regeln) und über die diskutierten Eckpunkte hinaus. Es stellt unnötige zusätzliche Hürden auf. Zur Sicherstellung des diskriminierungsfreien Netzzugangs sind die Regeln zur buchhalterischen und organisatorischen Entflechtung ausreichend.

➤ **BDEW-Vorschlag**

Detaillierte Bewertung und Anpassungsvorschläge enthält die BDEW-Stellungnahme zur Regulierung reiner Wasserstoffnetze.

⇒ **siehe dazu Themenpapier 4 – BDEW-Stellungnahme zur Regulierung reiner Wasserstoffnetze**

2.1.17 Rechnungen und Energielieferverträge, § 40 bis 41b EnWG-E

Der Referentenentwurf beschreibt bezüglich Rechnungen und Energielieferverträge mehrere Regelungen, die für Energievertriebe und auch für die IT-Abteilungen und die Fachbereiche (insbesondere Abrechnungsabteilung) der Energieversorger hohen zusätzlichen Aufwand bedeuten. IT-Anpassungen

müssen nicht nur in den Abrechnungssystemen, sondern auch in den weiterführenden Systemen der Druckformularsteuerung (Outputmanagementsysteme) sowie Statistiksystemen programmiert und anschließend von den Fachbereichen getestet werden.

Unabhängig davon wird durch verschiedene Regelungen die Komplexität der Kundenkommunikation erhöht. Die Vielzahl der Informationen an Energiekunden (gesetzlich verpflichtend oder auch unternehmensindividuell) stellt die Unternehmen jedoch schon jetzt vor die schwierige Aufgabe, ihre Kundenkommunikation trotz der Informationsfülle transparent und in der Erstellung wirtschaftlich zu gestalten. Andererseits ist die Kundenkommunikation im Wettbewerb nicht nur ein wesentliches Instrument der Kundenbindung, sondern dient auch der Unterscheidung vom Wettbewerber. Der BDEW bewertet daher die Regelungen, die in der Kundenkommunikation zusätzliche Informationen vorgeben (zum Beispiel § 40 Abs. 3 EnWG-E und § 40b EnWG-E), kritisch. Dies betrifft sowohl Inhalte als auch die Häufigkeit von Kundeninformationen. Wir befürchten, dass die zusätzlichen Vorgaben eher dazu führen, dass wesentliche Informationen untergehen und nicht entsprechend vom Verbraucher wahrgenommen werden. Eine Verpflichtung, allen Verbrauchern ohne Anbindung an ein intelligentes Messsystem kostenfrei unterjährige Abrechnungsinformationen zur Verfügung zu stellen ist kein geeignetes Instrument notwendiger Klarheit in der Kundenkommunikation, geht in seiner Pauschalität zudem am individuellen Bedarf der Kunden vorbei und erhöht administrative Kosten für alle Kunden.

Durch die Erforderlichkeit einer generellen Textform bei Vertragsabschlüssen (§ 41b Abs.1 EnWG-E) werden Energieversorgungsunternehmen gegenüber anderen Branchen besonders benachteiligt, da der telefonische Vertragsabschluss als Vertriebskanal wegfällt und sich darüber hinaus die Anforderungen für Online-Vertragsabschlüsse auf Webseiten, Vergleichsportalen etc. erheblich erhöht. Die Einführung der Textform für Energielieferverträge ist zudem unionsrechtlich nicht geboten.

Bei der Umsetzung der Regelungen zu dynamischen Tarifen (§ 41a EnWG-E) sollte darauf geachtet werden, dass hierbei keine zu hohen Erwartungen seitens des Kunden geweckt werden. Die Spielräume für eine Ersparnis der Kunden mit derartigen Tarifen sind derzeit durch die hohe Belastung des Strompreises mit staatlich induzierten Preisbestandteilen sehr gering. Zudem sollten hier ggf. Einschränkungen möglich sein, z.B. dass dynamische Tarife nur für Stromlieferungen ohne (unterbrechbaren oder steuerbaren) Heizstrom angeboten werden, da ansonsten erhebliche Risiken auf die Kunden zukommen können. Für Unternehmen nur mit Heizstrom und Kundenanzahl > 200.000 sollte das Angebot eines dynamischen Tarifes daher nicht verpflichtend sein. Ggf. muss zudem die PAngV angepasst werden, wenn diese Tarife bei Haushaltskunden angeboten werden, da keine Endpreisangaben möglich sind. Außerdem werden bei vielen Lieferanten (die sich momentan auf die Abrechnung von Standardlastprofilen fokussiert haben) nicht unerheblich Investitionen erforderlich sein, um ihre Abrechnungssysteme für dynamische Tarife zu ertüchtigen.

Die Umsetzung der Binnenmarktrichtlinie Strom wird im aktuellen Referentenentwurf bezüglich der meisten verbraucherrechtlichen Regelungen auch für die Gasversorgung angewendet, da die §§ 40, 41 EnWG-E sowohl für Strom als auch Gas gelten. Auch wenn hierbei der Wunsch nach einem Gleichklang der Regelungen nachvollziehbar ist, stellt dieses Vorgehen eine nicht notwendige Belastung der Energievertriebe dar, da Systeme und Kommunikation für beide Medien gleichzeitig umgestellt werden

müssen. Dies sollte bei der dringend notwendigen Festlegung für eine Umsetzungsfrist beachtet werden. Zudem sollte die Bundesregierung sicherstellen, dass in der Novellierung der EU-Binnenmarktrichtlinie Gas gleichlautende Regelungen getroffen werden, um eine erneute Anpassung zu vermeiden.

Die Umgestaltung der Rechnungsformate sowie die Einrichtung zur Übersendung unterjähriger Verbrauchsinformationen erfordert einen zeitlichen Vorlauf und können nicht kurzfristig umgesetzt werden. Für die Anpassung der Geschäftsprozesse sowie für die Programmierung der Schnittstellen benötigen die Strom- und Gaslieferanten mindestens neun Monate Vorlauf zum jeweils 1.4. bzw. 1.10. eines Jahres, um einen störungsfreien Ablauf zu gewährleisten.

Grundsätzlich soll an dieser Stelle noch auf eine generelle Problematik bei der Umsetzung der Binnenmarktrichtlinie Strom hingewiesen werden: Die Pflichten gegenüber Kunden werden teilweise nicht wie bisher auf Haushaltskunden beschränkt, sondern auf alle Letztverbraucher ausgeweitet. Dies betrifft zum Beispiel die Angabe der Verbräuche von Vergleichskundengruppen – eine für Gewerbe- und Industriebetriebe etc. nicht realistisch umsetzbare Vorgabe – oder kostenfreien Zahlungsmöglichkeiten. Es wäre zu prüfen, inwieweit hier eine Eingrenzung des Kundenbegriffs auf Haushaltskunden über zusätzliche Erläuterungen möglich ist.

➤ **BDEW-Bewertung**

- Das generelle Textformerfordernis benachteiligt Energieversorgungsunternehmen erheblich und sollte überdacht werden.
 - Hinsichtlich der Einführung dynamischer Tarife (§ 41a) sollte wegen der geringen Spielräume darauf geachtet werden, keine zu hohen Erwartungen zu wecken.
 - Informations- und Kommunikationsvorgaben gegenüber Verbrauchern sind aus Gründen der Konzentration auf das Notwendige auf die wesentlichen Aspekte zu beschränken.
 - Die neuen Regelungen sind nicht ohne eine Übergangsfrist umsetzbar.
- ⇒ **siehe dazu Themenpapier 5 – Rechnungen und Energielieferverträge, § 40 bis 41d**

2.1.18 Stromkennzeichnung, § 42 EnWG-E

Der Referentenentwurf sieht stromkennzeichnungsrelevante Anpassungen in § 42 EnWG-E in Verbindung mit § 78 EEG-E vor. Die vorgesehenen Änderungen im Sinne einer verbesserten Transparenz der Stromkennzeichnung für Letztverbraucher sind im Grundsatz nachvollziehbar. Diese minimalen – nicht bis ins letzte Detail durchdachten – Anpassungen beheben jedoch nicht die Probleme der derzeitigen Stromkennzeichnung und können in bestimmten Fallkonstellationen zu Verwirrung der Letztverbraucher führen. Im Sinne einer deutlich verbesserten Endkundentransparenz und Fokussierung auf die für Letztverbraucher relevanten Informationen schlägt der BDEW einen alternativen Bilanzierungsansatz für Grünstromprodukte sowie weitere (teilweise über die Stromkennzeichnung hinausgehende) Anpassungen vor.

Grundsätzlich sollte eine Anpassung der Stromkennzeichnung mit dem Ziel einer einfachen, transparenten und verständlichen Regelung und damit mit einer Vereinfachung und Verschlinkung einhergehen.

Die vom BDEW als redaktionell anzusehenden Änderungsvorschläge (Begriffsdefinitionen und Anpassung/Minimierung der grafischen Darstellungen) sollten aufgrund der Vorbereitung der Stromkennzeichnung spätestens zum 01.07.2021 in Kraft treten (erste Aktualisierung der Stromkennzeichnung erfolgt spätestens am 01.11.2021). Dies gilt ebenfalls für die über die Stromkennzeichnung hinausgehende optionale Möglichkeit der Grünstellung von Strommengen von selbst beschafften oder eigenerzeugten Strommengen durch Letztverbraucher sowie Netzverlustenergie durch Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber.

Die geforderte Anpassung des Bilanzierungsansatzes bei Grünstromprodukten sowie die Überführung der Stromkennzeichnungspflicht gegenüber privilegierten Letztverbrauchern in eine Informationspflicht sollte aufgrund vertraglicher Verpflichtungen und bereits erteilter Lieferzusagen von Herkunftsnachweisen frühestens für das Bilanzierungsjahr 2022 (Stromkennzeichnungsrelevanz im Jahr 2023) umgesetzt werden.

➤ **BDEW-Vorschlag**

Der BDEW schlägt folgende **Anpassung der Stromkennzeichnung** vor:

- Umsetzung eines alternativen Bilanzierungsansatzes für Grünstromprodukte, statt Umwandlung des „Gesamtenergieträgermix“ in einen Beschaffungsmix
- Umbenennung von „sonstige erneuerbare Energien“ in „Erneuerbare Energien, nachgewiesen über Herkunftsnachweise“
- Präzisierung der Datenübermittlungspflichten der Bundesnetzagentur gegenüber dem Umweltbundesamt
- Abschaffung des verbleibenden Energieträgermix und Prüfung der bundeseinheitlichen Vergleichsgröße
- Überführung der Stromkennzeichnungspflicht gegenüber privilegierten Letztverbrauchern in eine Informationspflicht und Ermöglichung der optionalen Entwertung von Herkunftsnachweisen durch privilegierte Letztverbraucher

Der BDEW schlägt weitere **über die Stromkennzeichnung hinausgehende Anpassungen** vor:

- Forderung einer optionalen Möglichkeit zur Grünstellung von selbst beschafften oder eigenerzeugten Strommengen durch Letztverbraucher (gilt für Strommengen ohne konkretes Lieferverhältnis mit einem Lieferanten)
- Forderung einer optionalen Möglichkeit zur Grünstellung von Netzverlustenergie durch Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber

⇒ **siehe dazu Themenpapier 6 – Stromkennzeichnungsrelevante Anpassungen (§ 42 EnWG i.V.m. § 78 EEG)**

2.1.19 Definition des geschützten Kunden, § 53a EnWG-

Die Anpassung an die Vorgaben der europäischen Erdgas-SoS-VO ist ausdrücklich zu begrüßen und zur Einhaltung der Versorgungssicherheit Gas notwendig, da die aktuell vor allem an den Begriff des Haushaltskunden angelehnte Definition geschützter Kunden in der Praxis auf erhebliche Probleme stößt.

Mit der angepassten Definition wird sich nach Einschätzung des BDEW eine eindeutigere Abgrenzung der jeweiligen Kundengruppen vornehmen lassen.

➤ **BDEW-Bewertung**

Der BDEW begrüßt die Regelung ausdrücklich.

2.1.20 Meldepflicht gegenüber der Europäischen Kommission, § 53b EnWG-E

Die Regelung beinhaltet ein Unterrichtungspflicht der Unternehmen nach Artikel 14 der Verordnung über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung an die EU-Kommission (EU) 2017/1938 („Gas-SoS-VO“). Art. 14 enthält lediglich im Absatz 7 eine Informationspflicht von Unternehmen an die EU-Kommission über den Inhalt von Gaslieferverträgen. Die Vorschrift sollte sich daher lediglich auf diese konkrete Pflicht beziehen. Anderenfalls könnte sie dahingehend missverstanden werden, dass auch die übrigen – an die nationalen Behörden gerichteten – Informationspflichten des Art. 14 Gas-SoS-VO erfasst und an die Kommission zu melden wären. Dies würde dazu führen, dass zwei Wege der Informationsverteilung parallel laufen würden (einmal auf Basis der Gas-SoS-VO über die deutschen Behörden und aufgrund der EnWG-Regelung ein weiteres Mal direkt an die Kommission).

Dies sollte spiegelbildlich auch in der Änderung der Ziff. 44 a) des Entwurfs bezüglich § 95 EnWG-E berücksichtigt werden.

➤ **BDEW-Vorschlag**

- Die Regelung des **§ 53b EnWG-E** ist wie folgt anzupassen:
„Die **betreffenden Erdgasunternehmen** *Unternehmen* haben die *EU-Kommission* nach *Artikel 14 der Verordnung über Maßnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung (EU) 2017/1938* **hinsichtlich des darin enthaltenen Absatzes 7 die EU-Kommission** zu unterrichten, **im Übrigen die nach § 54a Absatz 1 Satz 1 EnWG zuständige Behörde.**“

2.1.21 Ordnungswidrigkeiten, § 95 Abs. 1e EnWG-E

Die Binnenmarktverordnung Strom verpflichtet ÜNB die in ihren Artikeln 15 Abs. 2 und 16 Abs. 3, 4, 8 und 9 einen bestimmten Anteil Verbindungskapazität zwischen Gebotszonen zur Verfügung zu stellen. Verstöße hiergegen werden von § 95 Abs. 1e als Ordnungswidrigkeit eingestuft. Stattdessen sollte wie bei Abs. 1a und Abs. 1c auf leichtfertiges Handeln abgestellt werden.

Problematisch an dieser Regelung ist der Umstand, dass bereits fahrlässiges Zuwiderhandeln zu einer Ordnungswidrigkeit erhoben wird. Die Artikel 14 ff der Binnenmarktverordnung sollen strukturelle Engpässe und andere erhebliche physikalische Engpässe zwischen und in Gebotszonen verhindern und dem Markt definierte hohe Anteile an der vorhandenen Kuppelkapazität zur Verfügung stellen. Grundsätzlich ist es deshalb nicht zu beanstanden, dass der nationale Gesetzgeber Verstöße gegen diese Vorschriften in Erfüllung seiner europarechtlichen Pflichten mit einer Ordnungswidrigkeit bewährt. Unverhältnismäßig erscheint es allerdings, dass bereits fahrlässige Zuwiderhandlungen eine Ordnungswidrigkeit begründen. Dies umso mehr als das Engpassmanagement einer Regelzone ein hoch komplexes Unterfangen ist und die Netzsituation zahlreichen Einwirkungen unterliegt, die schwierig zu prognostizieren sind.

Besonders unverhältnismäßig erscheint unter den geschilderten Gegebenheiten der Bußgeldrahmen, der nach § 95 Abs. 2 bis zu 10 Prozent des Gesamtumsatzes, den der Transportnetzbetreiber oder das vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen einschließlich seiner Unternehmensteile in dem der Behördenentscheidung vorausgegangenem Geschäftsjahr weltweit erzielt hat, umfasst. Zudem sieht die Richtlinie nicht die Möglichkeit vor, eine Geldbuße in Höhe von 10% des Jahresumsatzes bei einem Verstoß gegen die EU-Verordnung zu verhängen, sie gilt nur für Verstöße gegen die Binnenmarkttrichtlinie Strom. Art. 66 der EU-Verordnung sieht eine solche Sanktion, die sich am Jahresumsatz orientiert, nicht vor. Auch hieraus ergibt sich die Unzulässigkeit der Bußgeldregelung. Beide in Abs. 1e) genannten Pflichten ergeben sich jedoch aufgrund der Binnenmarkt-Verordnung Strom. Hierfür gilt Art. 66 der Binnenmarkt-Verordnung und nicht Art. 59 Abs. 3d) der Binnenmarkttrichtlinie Strom.

2.1.22 Sonstige Anmerkungen zu Artikel 1

Die Begründung verweist sehr cursorisch darauf, dass der Gesetzgeber die in der Binnenmarkttrichtlinie Strom in Art. 13 und Art. 15-17 für Prosumer (aktive Kunden) und Aggregatoren begründeten umfangreichen und detaillierten Rechte und Pflichten im Wesentlichen bereits durch geltendes nationales Recht verwirklicht sieht. Angesichts der Tatsache der europäische Gesetzgeber diese Regelungen weit ins Zentrum der Binnenmarkttrichtlinie rückte ("customer centric approach"), wünscht sich der BDEW aus Gründen der Rechtsklarheit, dass die Begründung ausführlicher aufzeigt, durch welche konkreten Regelungen der Gesetzgeber die europäischen Regelungen als umgesetzt ansieht.

In redaktioneller Hinsicht ist uns aufgefallen, dass § 118 Abs. 32 EnWG-E auf § 54 Abs. 3 Satz 3 Nummer 4 verweist, gemeint ist wohl aber § 54 Abs. 3 Satz 3 Nummer 5 (bundesweit einheitliche Festlegung von Methoden zur Bestimmung des Qualitätselements).

Aufgrund der eingetretenen Verzögerungen der gesetzlichen Regelungen zu den steuerbaren Verbrauchseinrichtungen (SteuVerG), befürwortet es der BDEW, die dort angekündigten Anpassungen im MsbG bereits jetzt mit dem EnWG umzusetzen, soweit sie nicht unmittelbar mit dem Inkrafttreten einer Änderung in § 14a EnWG neu verknüpft sind. Insbesondere würde die Einführung einer Preisobergrenze i.H.v 23 EUR in § 31 Abs. 5 MsbG für jede weitere moderne Messeinrichtung, die an ein SMGW angeschlossen wird, den Roll-Out der Messsysteme beschleunigen, die Voraussetzung für die aktive Teilnahme der Verbraucher am Energiemarkt sind.

Der BDEW begrüßt die neue Legaldefinition in § 3 Nr. 10a EnWG der „**Betreiber von Übertragungsnetzen mit Regelzonenverantwortung**“. Wir möchten darauf hinweisen, dass im EnWG und dazugehörigen Verordnungen entsprechender Anpassungsbedarf besteht und der Zusatz „mit Regelzonenverantwortung“ im jeweiligen Gesetzes- und Verordnungstext ergänzt werden muss.

Grundsätzlich würden wir begrüßen, wenn die sehr sinnvolle Gesetzgebungsinitiative zu steuerbaren Verbrauchseinrichtungen in dieses Gesetzgebungsverfahren einbezogen. Beide Gesetzesinitiativen befassen sich im Kern mit Änderungen des Energiewirtschaftsgesetzes und bilden die Grundlage für die Modernisierung des Rechtsrahmens für eine klimaneutrale, intelligente und integrierte Energieversorgung.

➤ **BDEW-Vorschlag**

- Erweiterung der Begründung um Hinweise zu aktiven Kunden
- Korrektur des Verweises in § 118 Abs.32 EnWG-E
- Vorziehen einzelner bereits im SteuVerG angekündigter Änderungen im MsbG, bzw, Einbeziehung des SteuVerG in das Gesetzgebungsverfahren
- Prüfung des Gesetzes und Verordnungstextes auf Folgeänderungsbedarf

2.1.23 Erneuerbare-Energien-Gesetz, Artikel 5

Hier muss in der Einleitung angegeben werden, dass das EEG „zuletzt durch Artikel 1 des Gesetzes vom 21. Dezember 2020 (BGBl I S. 3138)“ geändert worden ist.

Zu Artikel 5 Nr. 2 wird auf die vorstehenden BDEW-Anmerkungen zur Stromkennzeichnung nach § 42 EnWG sowie auf diejenigen in Themenpapier 6 verwiesen.

2.2 Änderung der Anreizregulierungsverordnung, Artikel 7

2.2.1 Kosten für das Engpassmanagement

Siehe zu notwendigen Änderungen in der ARegV im Zusammenhang mit den Kosten für das Engpassmanagement, oben unter 2.1.12 „Regulierungsvorgaben für Kosten für das Engpassmanagement, § 21a Abs. 5a EnWG-E“.

2.2.2 Übergangsregelung, § 34 ARegV

Die Regelungen zu den besonderen netztechnischen Betriebsmitteln sind unklar formuliert.

§ 34 Abs. 8a ARegV-E verweist auf § 118 Abs. 27 EnWG, der jedoch keinen Bezug zu der Sache hat. Zusätzlich ist in der Begründung von einer Streichung des § 11 Abs. 3 EnWG die Rede, die im Entwurf nicht enthalten ist.

2.3 Änderung der Stromnetzentgeltverordnung, Artikel 10

In § 19 Abs. 5 StromNEV-E wird eine neue Veröffentlichungspflicht vorgesehen. Diesbezüglich bestehen jedoch Unklarheiten. Heute schon werden die Entgelte gem. §19 Abs. 1 und 3 StromNEV bisher auf dem Preisblatt bzw. als separate Entgeltliste auf der Internetseite der Netzbetreiber veröffentlicht.

Die Entgelte gem. §19 Abs. 2 StromNEV werden im Rahmen einer voraussichtlichen Endabrechnung für den jeweiligen Kunden mit dem entsprechenden Abschlag ebenfalls im BNetzA Erhebungsbogen für den gesamten §19 Abs. 2 StromNEV-Kundenbestand berücksichtigt, ohne dass es hierfür einen finalen Ausweis eines separaten Entgelts gibt. Unklar ist, wie die Entgelte gem. §19 Abs. 2 StromNEV dargestellt werden sollten. Wäre hier der maximale Abschlag in Höhe von 20% zu berücksichtigen? Nicht jeder §19 Abs. 2 StromNEV-Kunde schafft auch sein geplantes „Abschlagpotenzial“, so dass eine Veröffentlichung insoweit falsch wäre. Entgelte nach § 19 Abs. 2 StromNEV müssen im Übrigen der Regulierungsbehörde angezeigt werden, die bisher nur die Netzbetreiber, die Aktenzeichen der Vorgänge, nicht aber die Entgelte veröffentlicht.

2.4 Stromnetzzugangsverordnung, Artikel 11

Die Regelungen in § 41d EnWG gelten für Erzeugung und Letztverbrauch. Um sie konsistent umzusetzen, ist auch § 26a Abs. 1 StromNZV anzupassen, damit für Regelleistung die gleichen Regeln gelten wie für Dienstleistungen auf allen anderen Märkten.

➤ **BDEW-Vorschlag**

§ 26a Abs. 1 wird wie folgt angepasst:

*„§ 26a Erbringung von Regelleistung durch Letztverbraucher **und Erzeuger***

*(1) Lieferanten, Bilanzkreisverantwortliche und Betreiber von Übertragungsnetzen stellen sicher, dass einem Letztverbraucher mit Zählerstandsgangmessung oder viertelstündiger registrierender Lastgangmessung **und dem Betreiber einer Erzeugungsanlage** auf sein Verlangen hin die Erbringung von Minutenreserve oder Sekundärregelung über einen anderen Bilanzkreis gegen angemessenes Entgelt ermöglicht wird. Hierzu sind Regelungen über den Austausch der erforderlichen Informationen zwischen den Beteiligten sowie die Bilanzierung der Energiemengen zu treffen. ~~Der Lieferant kann die Erbringung von Minutenreserve und~~*

~~**Sekundärregelung über einen anderen Bilanzkreis nach Satz 1 mit ausdrücklicher Zustimmung des Letztverbrauchers vertraglich ausschließen.**~~

2.5 Inkrafttreten, Artikel 12

Weiterhin ist zu beachten, dass die Umsetzung geänderter Formvorgaben für die Veröffentlichungen der Verteilnetzbetreiber und die erweiterten Regelungen zur Information der Verbraucher Auswirkungen auf die heute bestehende Informations- und Kommunikationsstrukturen der Energieversorgungsunternehmen haben. Für die Anwendung dieser Vorschriften müssen daher angemessene Übergangszeiträume geschaffen werden.

Im Sinne einer effizienten Ausgestaltung der Regelungen und zur Vermeidung von Verwerfungen mit parallel in Bearbeitung oder Umsetzung befindlichen Prozessen in der Energiewirtschaft sollten - soweit möglich - keine statischen Umsetzungsfristen für eine standardisierte automatisierte Abwicklung der erforderlichen Informations- und Kommunikationserfordernisse im Gesetzestext festgeschrieben werden. Weiterhin dürfen auch Umsetzungsfristen aktuell laufende Umsetzungsvorhaben wie beispielsweise die Einführung der Prozesse zur Netznutzungsabrechnung unter Anwendung des elektronischen Preisblattes in der Sparte Strom zum 1. Januar 2023 nicht konterkarieren. Der Bedarf für Übergangszeiträume ist bei den jeweiligen Regelungskommentierungen angemerkt.

➤ **BDEW-Vorschlag**

Festlegung von Übergangszeiträumen, soweit die neuen Vorgaben der Umsetzung in den Unternehmen bedürfen

Themenpapier 1 – Umsetzung der Speicherdefinition und des Doppelbelastungsverbots aus der Strombinnenmarkttrichtlinie in nationales Recht

(vgl. anhängende gesonderte Stellungnahme)

Berlin, 10. Dezember 2020

bdew

Energie. Wasser. Leben.

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

www.bdew.de

Positionspapier

Umsetzung der Speicherdefi- nition und des Doppelbelas- tungsverbots aus der Strom- binnenmarktrichtlinie in na- tionales Recht

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

1. Zusammenfassung

In Bezug auf „Energiespeicher“ sind die Vorgaben der Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 (BMRL) bis zum Jahresende 2020 in nationales Recht umzusetzen. Dies gilt auch und insbesondere für die Begriffsdefinitionen.

Die geltenden Gesetze und Verordnungen enthalten bereits eine Reihe teils technologiespezifischer Ausnahmetatbestände, die z. B. der Entgeltbefreiung unterschiedlicher Energiespeichertechnologien eine rechtliche Basis geben. Die Netzentgeltbefreiung gemäß § 118 Abs. 6 EnWG sowie die Befreiung von der EEG-Umlage gemäß § 61 I EEG 2017 sind dafür beispielhaft.

Klare Regulatorische Vorgaben für den Umgang mit dem Prozess der Energiespeicherung und Energiespeichern aus gesamtenergetischer Sicht und aus Sicht des Stromsektors, z. B. im Tarifgefüge, sollten gesetzlich geschaffen werden und müssen allen in der Richtlinie genannten Anforderungen entsprechen. Bei der Ausgestaltung ist darüber hinaus Art. 18 Abs. 1 der Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 (BMVO) zu beachten, der noch einmal klarstellt, dass Speicher gegenüber Erzeugungsanlagen nicht benachteiligt werden dürfen. Zudem darf weder zwischen einzelnen Energiespeichertechnologien noch zwischen Neu- und Bestandsanlagen, sondern eher danach unterschieden werden, ob die eingespeicherte elektrische Energie im Stromsektor verbleibt oder an einen Letztverbraucher geliefert und dort final aus dem Stromsektor entnommen wird. In keinem Fall sollte dem Wettbewerb der einzelnen Speichertechnologien untereinander durch gesetzgeberische Eingriffe vorgegriffen werden. Dazu gehören auch Art. 15 Abs. 2 e, wonach aktive Kunden einen angemessenen Beitrag zu den Systemkosten tragen müssen, und Art. 15 Abs. 5 b BMRL, wonach aktive Kunden mit Speichern keiner doppelten Entgeltpflicht unterliegen dürfen, wenn sie Flexibilitätsdienstleistungen für den Netzbetreiber erbringen oder die Energie an Ort und Stelle verbleibt.

2. Formulierungsvorschlag für Anpassungen im EnWG

2.1 Grundlagen der Begriffsdefinitionen für Speicheranlagen und Energiespeicheranlagen

Die BMRL hat für Energiespeicheranlagen eine Reihe von meist klarstellenden Regelungen geschaffen. Neu eingeführt hat sie in Art. 36 und 54 BMRL das generelle Verbot für Netzbetreiber, Energiespeicheranlagen zu errichten und zu betreiben mit der Möglichkeit, Ausnahme genehmigungen zuzulassen. Grundsätzlich regelt die BMRL nur die regulatorischen Belange solcher Anlagen, die an das Stromnetz angeschlossen sind. Die Gasbinnenmarkttrichtlinie trifft z. B. andere, abweichende Regelungen. Die Begriffsdefinition in der BMRL erfasst allerdings auch Anlagen an der Schnittstelle zwischen dem Stromsektor und anderen Sektoren.

So definiert die BMRL in Art. 2 die Begriffe der „Energiespeicherung“ und der „Energiespeicheranlage“.

Art. 2 Nr. 59 BMRL „Energiespeicherung“ im Elektrizitätsnetz die Verschiebung der endgültigen Nutzung elektrischer Energie auf einen späteren Zeitpunkt als den ihrer Erzeugung oder die Umwandlung elektrischer Energie in eine speicherbare Energieform, die Speicherung solcher Energie und ihre anschließende Rückumwandlung in elektrische Energie oder Nutzung als ein anderer Energieträger;

Art. 2 Nr. 60 BMRL „Energiespeicheranlage“ im Elektrizitätsnetz eine Anlage, in der Energiespeicherung erfolgt.

Entsprechende Definitionen fehlen im EnWG und müssten aufgenommen werden. Möglich wäre eine wörtliche Übernahme in das EnWG in Verbindung mit der Ergänzung einer Definition für solche Speicheranlagen, für die Befreiungstatbestände von Abgaben, Umlagen und Entgelten gelten sollen, also für den Fall, dass nicht nur die Entnahme elektrischer Energie, sondern auch eine Zwischenspeicherung und die anschließende Einspeisung in das Netz stattfindet.

Der Begriff „Speicheranlage“ ist gemäß § 3 Nr. 31 EnWG der Speicherung von Gas vorbehalten. Stromspeicher bezeichnet das Gesetz als „Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie“, ohne sie zu definieren. Diese Definitionslücke ist im § 3 EnWG zu schließen. Auf diese „Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie“ beziehen sich auch alle Vorgaben zur diskriminierungsfreien Behandlung und die Befreiungstatbestände, die zum Teil weitere Voraussetzungen aufstellen. „Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie“, die Strom vom System der Versorgung mit Elektrizität beziehen und ihn zeitlich später (nach einer Zwischenspeicherung und zeitlichen Verschiebung) wieder an das System oder an einen Letztverbraucher liefern, stellen genauso wie „Speicheranlagen“ gemäß § 3 Nr. 31 EnWG aus Sicht des BDEW eine Teilmenge der „Energiespeicheranlagen“ im Sinne der BMRL dar. Diese Anlagen, im Weiteren als „Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie im Stromversorgungssystem“ bezeichnet, profitieren bisher von Befreiungstatbeständen, die auch künftig Anwendung finden müssen, um eine Benachteiligung dieser Anlagen sowie der zwischengespeicherten elektrischen Energie im Netzentgelttarifgefüge zu vermeiden. Derartige Benachteiligungen verbieten sowohl die BMRL als auch die BMVO in Art. 18 (siehe auch Erwägungsgrund 39 der BMVO). Beispiele für solche Anlagen sind Pumpspeicherkraftwerke oder Batteriespeicher.

Aktuell werden „Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie“ im Stromversorgungssystem regulatorisch bei der Einspeicherung als Letztverbraucher und bei der Ausspeicherung als Erzeuger betrachtet. Legt man dieses zu Grunde, wobei hier als Systemgrenze das Stromversorgungssystem anzusehen ist, wird die Energie aus regenerativen oder aus fossilen Quellen mittels Kraftwerke in elektrische Energie umgewandelt. Danach erfolgt der Transport über die Stromnetze. Im Falle der „Stromspeicherung im Stromversorgungssystem“ wird die elektrische Energie vom System der Versorgung mit Elektrizität für die allgemeine Versorgung bezogen, zwischengespeichert und anschließend nach der Lieferung und dem Transport durch das System zu dem Letztverbraucher erst dort dem Stromsektor final entnommen.

Derartige „Anlagen zur Speicherung von elektrischer Energie im Stromversorgungssystem“ sollten von regulatorischen Abgaben und auch von den Netzentgelten, die für den Letztverbrauch anfallen, insoweit befreit sein, als die Energie zur Zwischenspeicherung und anschließenden Lieferung an einen Letztverbraucher von dem System der Versorgung mit Elektrizität bezogen wird. Die Befreiung gilt dann auch für die nicht wieder aus dem Speicher entnommenen Strommengen (Eigenverbrauch des Speichers, Verbrauch der Neben- und Hilfsaggregate, Speicherverluste).

Eine Sonderform stellen sektorübergreifende Energiespeicher dar, insofern die Energiespeicherung innerhalb solcher Anlagen ohne abschließende Rückverstromung und Wiedereinspeisung der zuvor gespeicherten Energie erfolgt. In diesem Fall würde lediglich der Oberbegriff „Energiespeichieranlagen“ greifen. Findet hingegen – insbesondere mit Blick auf die Power-to-Gas- bzw. die Power-to-Liquid-Technologie – eine Rückverstromung und Wiedereinspeisung elektrischer Energie in das Netz statt, so würden solche Anlagen ebenfalls unter den Begriff „Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie im Stromversorgungssystem“ fallen, für die Befreiungstatbestände gelten können, da es sich in diesem Fall faktisch nicht um einen Letztverbrauch elektrischer Energie handelt.

Der BDEW schlägt vor, die Begriffsdefinitionen sinngemäß aus der BMRL als Oberbegriffe zu übernehmen und hierfür die Definitionen „Energiespeicherung im Elektrizitätssystem“ und „Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie“ im EnWG zu ergänzen. Im § 3 EnWG sollte wie folgt ergänzend definiert werden:

„Energiespeicherung im Elektrizitätssystem“ die Verschiebung der endgültigen Nutzung elektrischer Energie auf einen späteren Zeitpunkt als den ihrer Erzeugung oder die Umwandlung elektrischer Energie in eine speicherbare Energieform, die Speicherung solcher Energie und ihre anschließende Rückumwandlung in elektrische Energie.

„Anlage zur Speicherung elektrischer Energie“ eine Anlage, in der Energiespeicherung im Elektrizitätsnetz erfolgt.

2.2 Diskriminierungsfreie Ausgestaltung der Netzentgelte, Abgaben und Umlagen im EnWG und der auf dem EnWG beruhenden Verordnungen

Sowohl die Binnenmarktrichtlinie als auch die Binnenmarktverordnung sehen Regelungen vor, die sicherstellen sollen, dass Netzentgelte nicht zu einer Benachteiligung der Energiespeicherung führen. Ein durch die nationalen Vorgaben festgeschriebenes Entgeltgefüge, wonach sowohl für den Vorgang des Strombezugs zur Einspeicherung Netzentgelte, Abgaben und Umlagen erhoben werden als auch beim Letztverbrauch, würde diesen Vorgaben nicht entsprechen. Das EnWG sieht bereits Befreiungstatbestände für diese Speichervorgänge in § 118 Abs. 6 EnWG vor, die technologieneutral formuliert werden müssen. Die Sonderregelung für Pumpspeicherkraftwerke sollte daher aufgehoben werden. Pumpspeicherkraftwerke fallen nach der oben vorgeschlagenen Definition unter den Begriff „Anlage zur Speicherung elektrischer Energie“ und sollten in demselben Umfang wie übrige Speichieranlagen von den Netzentgelten befreit werden. Im Weiteren empfiehlt der BDEW die Befreiung von den Netzentgelten zeitlich

zu entfristen. Die Weiterleitung zwischengespeicherter elektrischer Energie durch das System der Versorgung mit Elektrizität stellt fortlaufend sicher, dass der Strombezug zur Zwischenspeicherung erfolgt und die elektrische Energie anschließend an einen finalen Letztverbraucher geliefert wird, der die entsprechenden Letztverbraucherabgaben und -umlagen in gesetzlicher Höhe leistet. Eine positive oder negative Diskriminierung zwischengespeicherter elektrischer Energie gemäß Art. 18 BMVO (siehe auch Erwägungsgrund 39 der BMVO) können auf diese Weise ausgeschlossen und „Anlagen zur Speicherung elektrischer Energie im Stromversorgungssystem“ entsprechend von den Netznutzungsentgelten entlastet werden.

Speicheranlagen sollten in dem Maße, in dem sie von den Netznutzungsentgelten entlastet sind, im Grundsatz auch von allen anderen Abgaben und Umlagen entlastet sein, die auf dem EnWG und den auf ihm beruhenden Verordnungen basieren. Regelungen zur Entlastung von Speichern von der Konzessionsabgabe, der § 19 Abs. 2 StromNEV Umlage sowie der Umlage für abschaltbare Lasten müssen dementsprechend umgesetzt werden. Die Entlastung sollte sich ebenso auf Baukostenzuschüsse erstrecken, soweit Speicheranlagen die Leistungsfähigkeit des Netzes stärken und das Netz damit entlasten. Schließlich gilt es, die Verhältnismäßigkeit des administrativen Aufwands zur Inanspruchnahme von Entlastungen (Art. 15 Abs. 5 c BMRL) zu gewährleisten.

Themenpapier 2 – Umsetzung der Vorgaben für den Ladepunktbetrieb für Elektromobile nach Art. 33 BMRL

Die Binnenmarktrichtlinie Strom trifft in Art. 33 die Grundentscheidung, dass der Betrieb von Ladepunkten grundsätzlich dem Markt zuzuordnen ist und nicht dem regulierten Netzbetrieb. Diese grundsätzliche Einordnung des Ladepunktbetriebs als wettbewerbliche Tätigkeit unterstützt der BDEW.

Sie entspricht der in Deutschland bestehenden Einordnung. Marktliche Aktivitäten unterliegen der Aufsicht der Kartellbehörden. Sie sind nicht Gegenstand der regulatorischen Vorschriften des Energierechts (Sonderkartellrecht). Die Marktaufsicht erfolgt dementsprechend über die allgemeinen kartellrechtlichen Vorschriften. Dementsprechend hat sich zu diesem Bereich die Monopolkommission in ihrem 7. Sondergutachten geäußert. Zudem hat das Bundeskartellamt eine Sektoruntersuchung gestartet, die der BDEW grundsätzlich begrüßt. Sie stärkt das Vertrauen in den Markt und stellt klar, dass sich die Ladeinfrastruktur in Deutschland in einem wettbewerblichen Markt befindet, der schon heute funktioniert. Darüber hinaus reizen eine Vielzahl von Förderprogrammen die Errichtung von Ladeinfrastruktur bereits an. Dabei verknüpfen sie attraktive mit weniger attraktiven Standorten.

Dies unterstreicht der Referentenentwurf des Energiewirtschaftsrechtsänderungsgesetzes, der die Richtlinie diesbezüglich umsetzt, sowohl hinsichtlich des Verbots als auch hinsichtlich der Möglichkeit zur Ausnahmegenehmigung für Elektrizitätsverteilernetzbetreiber. Dabei erscheint die Verlagerung der genauen Ausgestaltung eines solchen Genehmigungsprozesses auf eine Rechtsverordnung sinnvoll. Dabei geht der BDEW davon aus, dass es die Anwendung der Ausnahmegenehmigung nach Art. 33 Abs. 3 BMRL in der Praxis kaum Bedarf geben wird. In Deutschland besteht bereits heute ein wettbewerblicher Markthochlauf für Ladeinfrastruktur und ein Markt für Ladedienstleistungen. In den letzten Jahren hat sich bereits ein stetig wachsender Markt mit einer Vielzahl von Investoren und Betreibern entwickelt. Der BDEW geht angesichts der künftig geplanten, umfangreichen politischen Aktivitäten und Maßnahmen und erwarteten Hochlaufkurven für die Errichtung von Ladeinfrastruktur von einem weiter stark wachsenden Zubau aus.

Der Referentenentwurf enthält im Zusammenhang mit dem Ladepunktbetrieb verschiedene Regelungen, zu denen wir im Einzelnen folgende Anmerkungen haben:

Anmerkungen im Einzelnen

1. § 3 Nr. 24a Landstromanlagen

Neu in die Begriffsdefinitionen aufgenommen ist § 3 Nr. 24a Landstromanlagen. BDEW plädiert dafür, dass die Definition etwas weiter gefasst wird. Nach der Definition des Zolls sind Seeschiffe nur solche Schiffe, die nicht ausschließlich in Binnengewässern oder in geschützten Gewässern oder deren unmittelbarer Nähe oder in einer Hafenordnung unterliegenden Gebieten verkehren. Binnenschiffart, Hafen- oder andere -Fähren würden nicht als Seeschiffe gelten. Landstromanlagen, die ausschließlich dem Laden solcher Binnenschiffe dienen, würden nicht von der Regelung für Landstromanlagen erfasst. Dies sollte geändert werden.

In der Begründung zu dieser Begriffsdefinition heißt es außerdem zurecht, die Regelung solle klarstellen, dass Landstrombezugspunkte wie Ladepunkte zu behandeln sind und daher der Bezug der Ladepunkte als Letztverbrauch gilt und nicht der Bezug der Seeschiffe an der Landstromanlage.

Dies stellt auch die Begründung zu dieser Regelung klar, die aber einen missverständlichen Satz enthält, der ggf. noch geändert werden sollte.

➤ **BDEW schlägt dazu Folgendes vor:**

§ 3 Nr. 24e EnWG-E wird wie folgt ergänzt:

Nr. 24e Landstromanlagen

die Gesamtheit der technischen Infrastruktur aus den technischen Anlagen zur Frequenz- und Spannungsumrichtung, der Standardschnittstelle einschließlich der zugehörigen Verbindungsleitungen, die

- a) sich in einem räumlich zusammengehörigen Gebiet in oder an einem Hafen befinden und*
- b) ausschließlich der landseitigen Stromversorgung von **Binnen- oder** Seeschiffen dienen,“.*

Die Begründung zu § 3 Nr. 24e EnWG-E wird wie folgt geändert:

„Die Neuregelung soll den ~~durch die~~ **an die** Landstrombezugspunkte **für die Versorgung von an** **Binnen- und** Seeschiffen **abgegebenen** Strom dem Letztverbrauch gleichstellen.“

2. Grundsätzliches Verbot für den Elektrizitätsverteilternetzbetreiber Ladepunkte zu betreiben, § 7c Abs. 1 EnWG-E

Der BDEW begrüßt die Regelung in § 7c EnWG-E. Sie stellt klar, dass das Verbot sich auf Elektrizitätsverteilternetzbetreiber bezieht. Darüber hinaus regelt sie auch klarer als die BMRL, dass sich die Ausnahme für eigene Ladepunkte auf solche bezieht, die dem Eigengebrauch des Netzbetreibers dienen. Allerdings verwendet die Regelung in § 7c Abs. 1 und 2 EnWG-E den Begriff „errichten“. § 7c Abs. 3 EnWG-E stellt dagegen auf den auch in der Richtlinie verwendeten Begriff „entwickeln“ ab. Hier besteht ein Unterschied zu den für die Energiespeicher in der Richtlinie verwendeten Begrifflichkeiten.

Der BDEW versteht die Begriffe „Entwicklung“, „Verwaltung“ und „Betrieb“ von Ladepunkten als sich weitgehend überschneidende Tätigkeiten. Die Entwicklung von Ladepunkten umfasst über den Betrieb hinaus auch die strategische Entscheidung dazu an welchen Orten Ladepunkte sinnvoll zu errichten sind. Rein technische Dienstleistungen, die den Bau der Ladeinfrastruktur betreffen, gehören aus unserer Sicht nicht zu Entwicklung, Verwaltung und Betrieb von Ladepunkten, da sie ausführende Tätigkeiten sind, die die strategischen Entscheidungen des Ladepunktbetreibers umsetzen. Sie sollten nicht Gegenstand des Verbotes sein.

➤ **BDEW schlägt dazu Folgendes vor:**

Das Wort „errichten“ sollte in § 7c Abs. 1 und 2 EnWG-E jeweils durch das Wort „entwickeln“ ersetzt werden, wie es auch Art. 33 der Richtlinie verwendet.

2. Ausnahmegenehmigung für Eigentum, Betrieb, Verwaltung, Entwicklung von Ladepunkten durch den Elektrizitätsverteilernetzbetreiber, § 7c Abs. 3 EnWG-E

2.1 Wettbewerbliche Ausgestaltung des Hochlaufs für Ladeinfrastruktur

Zurecht ordnet § 7c EnWG-E den Betrieb und Eigentum der Ladeinfrastruktur grundsätzlich dem Markt zu. In Deutschland besteht bereits heute ein wettbewerblicher Markthochlauf für Ladeinfrastruktur **und ein Markt für Ladedienstleistungen**. In den letzten Jahren hat sich bereits ein stetig wachsender Markt mit einer Vielzahl von Investoren und Betreibern entwickelt. Der BDEW geht angesichts der künftig geplanten, umfangreichen politischen Aktivitäten und Maßnahmen und erwarteten Hochlaufkurven für die Errichtung von Ladeinfrastruktur von einem weiter stark wachsenden Zubau aus.

Die Binnenmarktrichtlinie trifft in Art. 33 die Grundentscheidung, dass der Betrieb von Ladepunkten grundsätzlich dem Markt zuzuordnen ist. Marktliche Aktivitäten unterliegen nicht den regulatorischen Vorschriften des Energierechts (Sonderkartellrecht). Die Marktaufsicht erfolgt dementsprechend über allgemeine kartellrechtliche Vorschriften. Nur im Ausnahmefall und zeitlich begrenzt kann ausnahmsweise der Netzbetreiber neben dem Netzbetrieb den Ladeinfrastrukturbetrieb übernehmen, der eigentlich wettbewerblichen Marktteilnehmern vorbehalten ist. Aus Sicht des BDEW wäre daher eine Umkehr dieses Regel-Ausnahme-Verhältnisses (also der flächendeckende Betrieb von Ladeinfrastruktur durch Verteilernetzbetreiber) - wie es in der Öffentlichkeit teils gefordert wird - nicht mit dem europäischen Recht vereinbar.

Aktuell gibt es in Deutschland mehr als 220.000 Elektroautos (reine Batterieelektro-Pkw oder BEVs) und knapp 33.000 öffentlich zugängliche Ladepunkte, davon knapp 3.900 Schnellladepunkte. Rein rechnerisch teilen sich also knapp 7 BEVs einen öffentlich zugänglichen Ladepunkt und ein Großteil hat zudem die Möglichkeit, zusätzlich einen weiteren privaten Ladepunkt bei der Arbeit oder zu Hause zu nutzen. Dieses Verhältnis geht deutlich über die aufgrund technologischer Fortschritte bei den Ladedienstleistungen veraltete Empfehlung der Europäischen Kommission von 10 BEVs auf einen Ladepunkt (AFI-Richtlinie 2014) hinaus.

Die Auswertungen von Ladevorgängen über Apps von Elektromobilitäts-Dienstleistern (EMPs, Definition s.u.) zeigen, dass derzeit etwa 20 % der Ladevorgänge an öffentlich zugänglichen Orten wie Tankstellen (dort an Schnellladesäulen) oder Einkaufszentren stattfinden. Weitere 40 % der Ladevorgänge finden zu Hause statt und die restlichen 40 % beim Arbeitgeber. Es wird also aktuell zu 80 % privat geladen.

Neben 33.000 öffentlich zugänglichen Ladepunkten existieren somit bereits schätzungsweise gut 110.000 private Ladepunkte,

In Summe gibt es noch ein Potenzial von 2,7 Mio. elektrifizierbaren Parkplätzen an Gebäuden mit mindestens 21 Stellplätzen, an denen in Ladeinfrastruktur investiert werden kann.¹ Dazu kommen 25 Mio. Haushalte mit Garage oder Stellplatz, davon 17,5 Mio. mit ein oder zwei Personen.

Der Markthochlauf erfolgt also in Abhängigkeit zum Verhältnis von Fahrzeugen zu Ladepunkten.

Netzbetreiber haben diese Aufgabe bereits heute eher im Ausnahmefall übernommen, obwohl der nationale Rechtsrahmen kein Verbot für Netzbetreiber enthält.

2.2. Klärung der Voraussetzungen für die Ausnahmegenehmigung nach § 7c Abs. 3 EnWG-E

Im Zusammenhang mit der Ausgestaltung der Ausnahmegenehmigung sind aus Sicht des BDEW verschiedene Aspekte zu berücksichtigen, die nachfolgend erläutert werden.

Soweit sie die Ausgestaltung des Verfahrens für die Ausnahmegenehmigung betreffen, sollten diese Punkte möglichst bereits die Basis für die zu schaffende Verordnung bilden und in die Verordnungsermächtigung mit aufgenommen werden.

Soll die Verordnung eine rechtssichere Grundlage für entsprechende Entscheidungen der Regulierungsbehörde sein, sind die in Absatz 3 aufgeführten Punkte Mindestvoraussetzungen. Sie können daher nicht nur Gegenstand einer entsprechenden Verordnung sein, sondern sie müssen geregelt werden. Zu den zu klärenden Punkten gehören folgende Kernfragen:

- **Müssen konkrete Indizien für ein fehlendes Interesse von Wettbewerbern am Aufbau von Ladeinfrastruktur nachgewiesen sein?**

Der BDEW begrüßt ausdrücklich, dass dieser Punkt in § 7c EnWG und in der Verordnungsermächtigung bereits adressiert ist.

Voraussetzung für die Ausnahmegenehmigung hinsichtlich des Tätigwerdens des Netzbetreibers als CPO ist aus Sicht des BDEW, dass es an wettbewerblichen Interessenten für den Aufbau der Ladeinfrastruktur fehlt. Bevor der Netzbetreiber ein entsprechendes Interesse selbst erkundet oder eine Ausnahmegenehmigung beantragt, müssen daher Ausschreibungsverfahren von Kommunen oder anderen Vergabeberechtigten wie privaten Anbietern schon ohne Erfolg geblieben sein. Ein Indiz für das fehlende Interesse kann auch ein erfolgloser Förderaufruf sein. Anders als der Netzbetreiber haben die Vergabeberechtigten entweder Rechte (z.B. Nutzungs- oder Wegerechte) oder Fördermittel zu vergeben. Dabei können Standorttools zum Einsatz kommen, die durch die Vergabestellen für die Fördermittel genutzt werden, um bedarfsgerecht auszuschreiben. Es müsste jedoch auch geprüft werden, ob die Ausschreibungsbedingungen attraktiv genug waren bzw. ob nicht durch zusätzliche incentivierende Elemente eine Ausschreibung zum Erfolg führen würde.

¹111.974 Nichtwohngebäude mit mehr als 20 Stellplätzen, die dem Normadressaten Wirtschaft zuzuordnen sind / 9.603 Nichtwohngebäude mit mehr als 20 Stellplätzen, die dem Normadressaten Bürgerinnen und Bürger zuzuordnen sind / 7.655 Nichtwohngebäuden mit mehr als 20 Stellplätzen, die dem Normadressaten Verwaltung zuzuordnen sind.

- **Wie erfolgt die Abgrenzung des betroffenen Gebietes und des Betrachtungszeitraums für die Feststellung eines Marktes?**

Für die Frage, ob es wettbewerbliche Interessenten für die Errichtung von Ladeinfrastruktur in einem bestimmten Gebiet gibt, ist entscheidend, auf welches Gebiet und auf welchen Zeitraum bei der Entscheidung abzustellen ist. Dafür trifft weder der Richtlinienentwurf eine ausdrückliche Aussage noch gibt § 7c Abs. 3 EnWG-E dazu einen Anhaltspunkt. Nach dem Wortlaut der BMRL kommen unter anderem das Gebiet der jeweiligen Kommune, das betreffende Bundesland oder das Netzgebiet des betreffenden Elektrizitätsverteilernetzbetreibers in der Kommune oder sein gesamtes Netzgebiet in Betracht, wobei auch andere Auslegungen, wie die gesamte Bundesrepublik Deutschland, nicht ausgeschlossen sind. Auch müssten bereits betriebene Ladepunkte im Umkreis des so festgelegten Gebietes berücksichtigt werden. Es muss außerdem geklärt werden, dass Netzbetreiber die Ausnahmegenehmigung nur für ihr eigenes Netzgebiet und ihr eigenes Netz beantragen können.

Diese Punkte sollte aus Sicht des BDEW in einer entsprechenden Rechtsverordnung geklärt werden. BDEW spricht sich dafür aus, dies bereits im Gesetzestext der Verordnungsermächtigung zu adressieren, zumindest aber in der Gesetzesbegründung.

- **Wie ist eine diskriminierungsfreie Ausgestaltung der Bedingungen für die Ausnahmegenehmigung im wettbewerblichen Umfeld möglich?**

Die Ausnahme darf keine ungerechtfertigten und den Markt verzerrenden Bedingungen für Netzbetreiber einerseits und rein wettbewerblich tätige Unternehmen andererseits schaffen. Dies gilt nicht nur aber auch für die Finanzierung von Aufbau und Betrieb von Ladeinfrastruktur.

Der BDEW geht davon aus, dass das Vergabeverfahren nicht vom Netzbetreiber durchzuführen ist. Dies sollte klarer aus der Regelung hervorgehen. BDEW begrüßt, dass die Diskriminierungsfreiheit und Transparenz für das Vergabeverfahren in § 7c Abs. 2 EnWG-E ausdrücklich festgeschrieben sind.

- **Wie kann sichergestellt werden, dass Netzbetreiber nicht verpflichtet werden, gegen ihren Willen Ladeinfrastruktur aufzubauen und zu betreiben?**

Der Betrieb von Ladepunkten darf nicht zur Verpflichtung werden. Auch ein faktischer Druck über Konzessionsverträge nach § 48 EnWG muss dabei ausgeschlossen sein. Netzbetreiber dürfen nicht im Rahmen von Bewerbungen um Konzessionsverträge nach § 48 EnWG gezwungen werden, wettbewerbliche Ladeinfrastruktur aufzubauen und zu verwalten.

Auch wenn dies inzwischen selbstverständlich sein sollte, plädiert der BDEW unter Berücksichtigung der Praxiserfahrungen dafür, dies in der Gesetzesbegründung noch einmal ausdrücklich klarzustellen.

- **Wie erfolgt die Finanzierung der durch VNB errichteten Ladeinfrastruktur?**

Errichtet der Netzbetreiber die Ladeinfrastruktur muss auch geklärt sein, wie die Finanzierung erfolgt. Vor dem Hintergrund der laufenden Förderprogramme sollte dies ohne Verzerrungen möglich sein. Ladepunkte, die der Netzbetreiber betreibt, dürfen dabei nicht über die Netzentgelte finanziert werden.

Der BDEW geht davon aus, dass dieses Verständnis auch der Ergänzung des § 6b Abs. 1 Satz 1 um die Nummer 7 des EnWG-E zugrunde liegt.

- **Wie wird eine sinnvolle Abstimmung zwischen Regulierungsbehörde, Kartellbehörde und Kommunen sichergestellt?**

Bei der Ausgestaltung des Verfahrens für die Erteilung einer Ausnahmegenehmigung sind unterschiedliche Ziele zu vereinbaren und verschiedene Akteure involviert. Die Gewährung von Ausnahmegenehmigungen darf nicht zu einer Markt- und damit Wettbewerbsverzerrung führen. Die Kommunen müssen ihrer Aufgabe ausreichend nachkommen, im Rahmen der Daseinsvorsorge die Errichtung von Ladepunkten bedarfsgerecht anzureizen. Ebenso ist sicherzustellen, dass die nachrangige Ausnahmegenehmigung auch nur im nicht anders zu lösenden Ausnahmefall greift und dann die Finanzierung auch gesichert werden kann. Daher müssen die Regulierungsbehörde, die Kartellbehörden und die Kommunen eng zusammenarbeiten.

Diese Verpflichtung zur Zusammenarbeit sollte aus Sicht des BDEW bereits im Gesetz festgelegt sein. Zahlreiche Erfahrungen haben gezeigt, dass diese Zusammenarbeit keine Selbstverständlichkeit ist.

Darüber hinaus sollte das Gesetz eine Übergangsregelung schaffen für den Umgang mit Bestandsanlagen, die durch Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen errichtet, verwaltetet oder betrieben werden bzw. worden sind. Zudem sollte die zu erlassende Rechtsverordnung hat auch Regelungen zur Erstattung eines festzulegenden Restwerts der getätigten Investitionen in die Ladeinfrastruktur zu enthalten.

➤ **BDEW schlägt dazu Folgendes vor:**

§ 7c Abs. 3 EnWG-E sollte wie folgt ergänzt werden:

*(3) Das Bundeswirtschaftsministerium für Wirtschaft und Energie wird ermächtigt, im Einvernehmen mit dem Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur durch Rechtsverordnung mit Zustimmung des Bundesrates die Voraussetzungen einer Genehmigung nach Absatz 2 festzulegen und das Verfahren näher zu bestimmen. Insbesondere ~~können~~ **müssen** durch eine Rechtsverordnung nach Satz 1 **mindestens folgende** Regelungen getroffen werden,*

1. *wie im Hinblick auf den Ladeinfrastrukturaufbau ein Bedarf und ein regionales Marktversagen zu bestimmen sind einschließlich der Festlegung von **Kriterien für die Bedarfsbestimmung u.a. hinsichtlich der Abgrenzung des betroffenen Gebietes, des Betrachtungszeitraums und der bereits bestehenden Ladepunkte und von** Ausschreibungsbedingungen und -verfahren,*

2. zu den Voraussetzungen und dem Verfahren für eine Genehmigung der Regulierungsbehörde, **wobei eine Abstimmung mit den Kartellbehörden und den Kommunen zu berücksichtigen ist** sowie
3. [...]

Themenpapier 3 – Schutz von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen

Aus Sicht des BDEW sollte mit Blick auf die zu veröffentlichenden Daten verstärkt auch auf eine sinnvolle Aggregation von Daten und die Erläuterung von Zusammenhängen geachtet werden. Es hat sich gezeigt, dass Letztverbraucher, Medien und Politik mehr Informationen über regulatorische Zusammenhänge, netzwirtschaftliche Entwicklungen und deren Ursachen benötigen. In diesem Bereich kann mehr Transparenz einen wichtigen Beitrag liefern.

Zielgenaue Ansätze für mehr Transparenz werden daher vom BDEW mitgetragen und unterstützt. Gleichwohl müssen Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse mit Blick auf den Wettbewerb zwischen Netzbetreibern weiterhin geschützt werden.

1. Keine Wettbewerbsbeeinträchtigung

Das Ziel eines Datenbinnenmarktes darf nicht mit zu weitgehenden, unreflektierten Offenlegungspflichten verfolgt werden, die wiederum in zu schützende Bereiche eingreifen. Es muss vor der Veröffentlichung auch regulierungsrelevanter Daten der betroffenen Unternehmen die Frage gestellt werden, inwieweit die Zurverfügungstellung welcher Daten wem und wozu nutzt. Eine Veröffentlichung ist nur dann von Nutzen, wenn die entsprechenden Daten zuvor gezielt und unter Abwägung der Vorteile für den Adressaten und der Nachteile für den Netzbetreiber ausgewählt wurden.

In dieser Fragestellung ist zwingend zu beachten, dass sich die Netzbetreiber ungeachtet ihres natürlichen Monopols in nach- und vorgelagerten Märkten in einer wettbewerblichen Situation befinden, beispielsweise im Bereich der Beschaffung. Darüber hinaus befinden sich Netzbetreiber trotz ihres natürlichen Monopols in Bezug auf das Netzeigentum auch im Wettbewerb mit anderen Netzbetreibern. Dies betrifft mehrere Aspekte:

Effizienzwettbewerb:

Die Netzbetreiber unterliegen bis auf wenige Ausnahmen der Anreizregulierung. Zentrales Anliegen der Anreizregulierung ist, wie auch in der vorangegangenen Phase der Netzentgeltregulierung, die Simulation von Wettbewerbsbedingungen in natürlichen Monopolen. Dies erfolgt u.a. durch unternehmensspezifische Effizienzvorgaben und sektorale Produktivitätsvorgaben, wobei eine Orientierung an anderen Netzbetreibern erfolgt. Veränderungen bei den Kosten, der Effizienz, der Produktivität oder den Vergleichsparametern eines Netzbetreibers können wirtschaftliche Auswirkungen auf andere Netzbetreiber haben.

Standortwettbewerb:

Ein Netzbetreiber verfügt über ein natürliches Monopol in seinem Konzessionsgebiet bzw. in seiner Regelzone. Bei nicht ortsgebundenen Kunden können Netzentgelte und andere Kriterien (z.B. Netz Zuverlässigkeit) jedoch relevant für Standort- oder Investitionsentscheidungen sein.

Konzessionswettbewerb:

Der Inhaber der Wegenutzungsrechte unterliegt bestimmten Transparenzpflichten, die derzeit durch eine Novellierung des § 46 EnWG weiter konkretisiert werden. Bei der Konzessionsvergabe besteht häufig Wettbewerb zwischen dem aktuellen Eigentümer bzw. Betreiber des örtlichen Verteilernetzes und dessen Mitbewerbern um die Konzession: Netzbetreibern aus anderen Konzessionsgebieten oder anderen Sparten und Unternehmen, die noch nicht als Netzbetreiber tätig sind. Eine erhöhte Transparenz bei Netzbetreibern darf auch hier nicht wettbewerbsverzerrend sein.

Es besteht demzufolge aus mehreren Gründen ein schutzwürdiges Interesse von Netzbetreibern, ihre Stellung im Wettbewerb zu anderen Netzbetreibern nicht durch die Offenlegung von Daten zu verschlechtern oder die Stellung konkurrierender Netzbetreiber zu verbessern.

2. Rechtlicher Schutz der Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse

Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse sind entsprechend der geltenden rechtlichen Vorgaben zu schützen. Eine Verpflichtung zur Offenlegung von Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen würde insbesondere in die verfassungsrechtlich garantierte Berufsfreiheit (Art. 12 Abs. 1 GG) eingreifen, die unstrittig die Erwerbstätigkeit als juristische Person des Privatrechts umfasst¹. Der Schutz der Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse der Strom- und Gasnetzbetreiber ist daneben in verschiedenen gesetzlichen Vorschriften wie u.a. §§ 29, 30 VwVfG und § 71 EnWG garantiert.

Was begrifflich überhaupt als Betriebs- und Geschäftsgeheimnis einzustufen und damit schützenswert ist, ist höchstrichterlich in zahlreichen Entscheidungen definiert worden². So fasst das BVerfG unter Betriebs- und Geschäftsgeheimnissen sämtliche auf ein Unternehmen bezogene Tatsachen, Umstände und Vorgänge, die nicht offenkundig, sondern nur einem begrenzten Personenkreis zugänglich sind und an deren Nichtverbreitung der Rechtsträger ein berechtigtes Interesse hat. Dies trifft im Falle von Netzbetreibern insbesondere auf Informationen zu, über die sich ggf. Rückschlüsse über die Ausbaustrategie, getätigte Investitionen und Ähnlichem ableiten lassen und auf weitere Angaben etwa zu Kosten, die dem Unternehmen für den Netzbetrieb entstehen und durch die die wirtschaftlichen Verhältnisse des Unternehmens maßgeblich bestimmt werden³.

Ein berechtigtes Geheimhaltungsinteresse ergibt sich nicht zuletzt auch daraus, dass die Angaben, wie aufgezeigt, objektiv wettbewerbsrelevant sind. Soweit behauptet wird, dass Netzbetreiber als Monopolisten aufgrund fehlenden Wettbewerbs kein berechtigtes Interesse am Schutz von Geschäftsgeheimnissen haben könnten, wird verkannt, dass auch Netzbetreiber miteinander im Wettbewerb stehen (im Effizienzvergleich, bei Konzessionsvergaben, bei Kapitalgebern, Kunden, Lieferanten und Per-

¹ Vgl. zu Telekommunikationsnetzbetreibern: BVerfG, Beschluss v. 14. März.2006, 1 BvR 2087/03, 1 BvR 2111/03, juris-Rn. 76, 78 ff.

² Z.B. BVerfG, Beschluss v. 14. März 2006, Az. 1 BvR 2087/03, 1 BvR 2111/03, juris Rn. 87.

³ Vgl. BGH, Beschluss v. 21. Januar 2014, EnVR 12/12, juris Rn. 77.

sonal) und dass gerichtlich bereits mehrfach ausdrücklich bestätigt wurde, dass auch Netzbetreiber berechnete Geheimhaltungsinteressen haben⁴. Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse müssen mit Blick auf den bestehenden Wettbewerb zwischen Netzbetreibern geschützt werden.

Der Katalog des § 31 Abs. 1 ARegV wird in § 23b des Entwurfs übernommen und zusätzlich erweitert. Es soll damit die vom BGH bislang gerügte fehlende gesetzliche Grundlage für den Eingriff in die Berufsfreiheit geschaffen werden. Zwar findet im Rahmen der gesetzlichen Begründung eine Güterabwägung statt. Diese erfolgt jedoch pauschaliert. Insbesondere ist „*das besonders hohe und schützenswerte Interesse der Allgemeinheit an einer effektiven Anreizregulierung, Kontrolle der Verwaltungsbehörden und Nachvollziehbarkeit ihrer Entscheidungen, insbesondere des Effizienzvergleichs*“ nicht näher erläutert. Wenn dem Interesse der Allgemeinheit an der Kontrolle und Nachvollziehbarkeit der behördlichen Entscheidungen eine derart hohe Bedeutung zugemessen wird, müssten grundsätzlich sämtliche Daten, die Verwaltungsentscheidungen zugrunde liegen, veröffentlicht werden. Genau das sehen die einschlägigen Verwaltungsvorschriften (§ 30 VwVfG) gerade nicht vor. Außerdem wird nicht bewertet, welche Wirkungen sich aus der Kumulation der zu veröffentlichenden Daten ergeben.

Gerade im Hinblick auf den Effizienzvergleich wird mit der Veröffentlichung das Wettbewerbsprinzip unterlaufen. Mit der Anreizregulierung sollen – als Regulativ zur monopolähnlichen Struktur im Netzbetrieb - auch „wettbewerbsähnliche Verhältnisse“ simuliert werden. Damit muss aber auch einem wesentlichen Aspekt des funktionierenden Wettbewerbs, nämlich dem **Geheimwettbewerb**, Rechnung getragen werden.

⁴ Vgl. BGH, Beschluss v. 21. Januar 2014, EnVR 12/12, juris Rn. 76; ferner OLG Düsseldorf, Beschluss v. 14. März 2007, VI-3 Kart 289/06 (V).

Themenpapier 3.1 – Von den Netzbetreibern zu veröffentlichende Daten

Themenkomplex	Vorschrift	Seite	Änderungsvorschlag im Text	Änderungsvorschlag in der Begründung (inkl. Begründung des Änderungsvorschlags im Text)
Veröffentlichungspflichtigen ÜNB	§23c Abs. 2 Nr. 1 EnWG	21	die Summe aller Stromabgaben aus dem Übertragungsnetz über direkt angeschlossene Transformatoren und Leitungen an Elektrizitätsverteilernetze und Letztverbraucher (vertikale Netzlast) stundenscharf in Megawattstunden pro Stunde pro in Deutschland geltender Marktzeiteinheit,	Die Marktzeiteinheit in Deutschland ist mittlerweile die Viertelstunde.
Veröffentlichungspflichtigen ÜNB	§23c Abs. 2 Nr. 2 EnWG	21	für das Höchstspannungsnetz die Jahreshöchstlast pro Netz- und Umspannebene sowie den als Lastverlauf die Netzeinspeisung, die sich als Summe aller Einspeisungen von Verbundübergeben, Kraftwerken und Verteilungsnetzen in das Übertragungsnetz pro in Deutschland geltender Marktzeiteinheit ergibt (in Megawatt) als viertelstündige Leistungsmessung,	Präzisierung der Ermittlung des Lastverlaufs.
Veröffentlichungspflichtigen ÜNB	§23c Abs. 2 Nr. 3 EnWG	21	die Netzverluste,	Der Datenpunkt ist redundant mit der Veröffentlichung nach §23c Abs. 2 Nr. 7 EnWG
Veröffentlichungspflichtigen ÜNB	§23c Abs. 2 Nr. 4 EnWG	21	den viertelstündigen Regelzonensaldo in Megawattstunden pro Viertelstunde sowie die tatsächlich abgerufene Minutenreserve,	Es bestehen bereits nach Art. 12.3.a der VO EU 2017/2195 (EBGL) sowie Art. 17.1.h VO EU 543/2013 überlappende, redundante, viel detailliertere europäische Veröffentlichungspflichten für diesen Datenpunkt. Der Inhalt des §23c Abs. 2 Nr. 4 EnWG passt nicht mehr zum gegenwärtigen Regel-

				<p>leistungs/-arbeitsmarkt. Die Veröffentlichungspflicht sollte daher nicht ins EnWG aufgenommen werden.</p> <p>Sofern auf einer nationalen Veröffentlichungspflicht im EnWG bestanden wird, bedarf der Gesetzesentwurf einer Präzisierung, ob der betriebliche oder qualitätsgesicherte Regelzonensaldo zu veröffentlichten ist. Beides wird jedoch ebenfalls bereits auf regelleistung.net veröffentlicht.</p>
Veröffentlichungspflichten ÜNB	§23c Abs. 2 Nr. 5 EnWG	21	<p>Nr. 5a: die Mess- und Zählwerte der die grenzüberschreitenden physikalischen Lastflüsse zusammengefasst je Kuppelstelle Regelzonengrenze pro in Deutschland geltender Marktzeiteinheit (in Megawatt).</p> <p>Nr. 5b: die gesamten grenzüberschreitenden abgestimmten Fahrplananmeldungen zusammengefasst je Gebotszonengrenze pro in Deutschland geltender Marktzeiteinheit (in Megawatt).</p> <p>Nr. 5c inklusive einer Vorschau auf die abgestimmten prognostizierten Netto-Transferkapazitäten relevant für die jeweils stattfindende Kapazitätsvergabe je Gebotszonengrenze pro in Deutschland geltender Marktzeiteinheit (in Megawatt),</p>	<p>Es bestehen bereits gemäß der Art. 12.1.g / 12.1.f / 11.1 der VO (EU) Nr. 543/2013 redundante europäische Veröffentlichungspflichten für diese Datenpunkte, die präziser sind. Die Veröffentlichungspflicht muss daher nicht ins EnWG aufgenommen werden. Sofern auf einer nationalen Veröffentlichungspflicht im EnWG bestanden wird, sollte der Abs. 2. Nr. 5 EnWG in drei Nummern aufgetrennt werden und textlich wie vorgeschlagen präzisiert werden.</p>
Veröffentlichungs-	§23c Abs. 2 Nr. 6 EnWG	21	<p>die marktrelevanten Ausfälle und Planungen für Revisionen der Übertragungsnetze,</p>	<p>Es besteht bereits gemäß der VO (EU) Nr.</p>

pflichten ÜNB				1227/2011 eine redundante europäische Veröffentlichungspflicht für diesen Datenpunkt. Die Veröffentlichungspflicht muss daher nicht ins EnWG aufgenommen werden.
Veröffentlichungspflichtigen ÜNB	§23c Abs. 2 Nr. 7 EnWG	21	die Mengen und die durchschnittlichen jährlichen Beschaffungspreise der Verlustenergie und	Gesetzestext bedarf Präzisierung welche Mengen und Preise veröffentlicht werden sollen. Der Vorschlag entspricht bereits der aktuellen Veröffentlichungspraxis der ÜNB.
Veröffentlichungspflichtigen ÜNB	§23c Abs. 2 Nr. 8 EnWG	21	Daten zur vorgesehenen prognostizierten Einspeisung von Windenergie und Solarenergie auf Grundlage der vortägigen Prognosen, die auch die Betreiber von Übertragungsnetzen verwenden, und zur tatsächlichen Einspeisung anhand der Daten, die die Betreiber von Übertragungsnetzen untereinander verrechnen (in Megawattstunden pro in Deutschland geltende Marktzeiteinheit Stunde).	Es besteht bereits nach Art. 14.1.d der VO (EU) Nr. 543/2013 eine redundante europäische Veröffentlichungspflicht für diesen Datenpunkt. Die Veröffentlichungspflicht muss daher nicht ins EnWG aufgenommen werden. Sofern auf einer nationalen Veröffentlichungspflicht im EnWG bestanden wird, sind die textlichen Änderungsvorschläge begründet durch: <ol style="list-style-type: none"> 1. Es besteht keine Notwendigkeit den Datenpunkt auf Windenergie zu beschränken. Bereits aktuell werden Day-Ahead Prognosen auch für Solarenergie veröffentlicht. 2. Es notwendig zu präzisieren, dass

				<p>die vortägigen (Day Ahead) Prognosen veröffentlicht werden sollen.</p> <p>3. Die Marktzeiteinheit ist in Deutschland mittlerweile die Viertelstunde, daher ist eine Veröffentlichung in MW je Marktzeiteinheit (aktuell Viertelstunde) sinnvoll. Dies entspricht bereits der aktuellen Veröffentlichungspraxis.</p>
--	--	--	--	---

**Themenpapier 4 – Regulierung reiner Wasserstoffnetze
(vgl. anhängende gesonderte Stellungnahme)**

Berlin, 27. Januar 2021

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

[## Stellungnahme](http://www.bde.de</p></div><div data-bbox=)

Regulierung reiner Wasserstoffnetze

BMWi-Eckpunkte vom 09.12.2020 und
BMWi-Referentenentwurf Energiewirtschaftsrechtsänderungsgesetz vom 22.01.2021

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

Inhalt

1.	Zusammenfassung	4
2.	Hintergrund	6
3.	Detaillierte Anmerkungen zu den BMWi-Eckpunkten	7
3.1.	Umstellung von Erdgasleitungen	7
3.2.	Sicherheitsanforderungen.....	7
3.3.	Anwendungsbereich des Regulierungsrechts	8
3.4.	Finanzierung	9
3.5.	Entflechtung	10
3.6.	Verhandeltes Zugangs- und Anschlussregime	11
3.7.	Kostenregulierung.....	11
3.8.	Zuständige Regulierungsbehörde	11
3.9.	Regelungen zur Wasserstoffnetzentwicklung.....	12
4.	Detaillierte Anmerkungen zum Energiewirtschaftsrechtsänderungsgesetz	12
4.1.	§ 3 Definitionen.....	12
4.2.	§ 28j Anwendungsbereich der Regulierung von Wasserstoffnetzen	14
4.3.	§ 28k Rechnungslegung und Buchführung.....	15
4.4.	§ 28l Entflechtung	15
4.5.	§ 28m Anschluss und Zugang zu den Wasserstoffnetzen	16
4.6.	§ 28n Bedingungen und Entgelte für den Netzzugang, Verordnungsermächtigung	16
4.7.	§ 28o Ad-hoc Prüfung der Bedarfsgerechtigkeit von Wasserstoffinfrastrukturen	17
4.8.	§ 28p Berichterstattung zur erstmaligen Erstellung des Netzentwicklungsplans Wasserstoff	17
4.9.	§ 112b Bericht der Bundesnetzagentur zur Evaluierung der Wasserstoffnetzregulierung.....	18
4.10.	§ 113a Überleitung von Wegenutzungsrechten auf Wasserstoffleitungen.....	19

4.11.	§ 113b Übergangsregelung zur Umrüstung von Erdgasleitungen auf Wasserstoffleitungen	19
4.12.	§ 113c Umrüstung von Erdgasleitungen im Netzentwicklungsplan Gas der Fernleitungsnetzbetreiber	20
4.13.	§ 113d Übergangsregelungen zu Sicherheitsanforderungen; Anzeigepflicht und Verfahren zur Prüfung von Umstellungsvorhaben	20

1. Zusammenfassung

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) möchte im Zuge der Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes erste Regelungen für reine Wasserstoffnetze verankern. Aufgrund der sehr kurzen Stellungnahmefrist zum BMWi-Referentenentwurf für ein „Gesetz zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regulierung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht“ (Energiewirtschaftsrechtsänderungsgesetz) enthält die Stellungnahme des BDEW neben generellen Anmerkungen eine Bewertung der BMWi-Eckpunkte von Dezember 2020 (Abschnitt 3) und ergänzt diese mit detaillierten Anmerkungen zu den Regelungen im aktuellen Gesetzentwurf (Abschnitt 4). Aufgrund der kurzen Stellungnahmefrist konnten inhaltliche Doppelungen nicht vermieden werden.

- › Der BDEW unterstützt einen schnellen Einstieg in die Regulierung von Wasserstoffnetzen noch in der laufenden Legislaturperiode. Auf dem Weg zur Klimaneutralität ist eine ambitionierte Wasserstoffstrategie fundamental wichtig. Es ist zu begrüßen, dass gesetzliche Regelungen geschaffen werden sollen, die es ermöglichen, heutige Erdgasnetze zum Transport und zur Verteilung von Wasserstoff zu nutzen.
- › Aus Sicht des BDEW sind die vorgeschlagenen Regelungen nicht geeignet, um eine zukunftsfähige Wasserstoffnetzinfrastruktur aufzubauen, da sie keinen verlässlichen Rahmen für den systematischen Umbau, Ausbau und Neubau einer nationalen Wasserstoffinfrastruktur schaffen. Hierbei ist insbesondere zu kritisieren, dass Wasserstoff nicht unter die Gas-Definition (§ 3 Nr. 19a EnWG) subsumiert wird, sondern als separater Energieträger eingeführt werden soll. Die Frage der Finanzierung des Wasserstoffnetzes bleibt unbeantwortet.
- › Es sind vielmehr Anpassungen und genauere Regelungen notwendig, die die Entwicklung des Wasserstoffeinsatzes in Industrie, Verkehr und insbesondere im Wärmemarkt auch langfristig in den Blick nehmen. Nur so können die ambitionierten klimapolitischen Ziele erreicht und Wasserstoff eine Schlüsselrolle bei der Dekarbonisierung auch des Wärme- und Verkehrssektor ermöglicht werden. Anstatt fragmentarischer Regelungen müssen die etablierten und im Markt bekannten Regulierungsregelungen für Gas konzeptionell-integriert auch für Wasserstoffnetze genutzt werden. Nur so kann für alle Marktteilnehmer eine Verlässlichkeit und Planbarkeit – gerade in Zeiten der Entwicklung einer solchen langfristig bestehenden Infrastruktur – erreicht werden.
- › Der BDEW unterstützt dabei den technologieoffenen Ansatz des BMWi im Kontext der Netzregulierung, der anerkennt, dass das Netz zur Versorgung von potenziellen Wasserstoffkunden keine Unterscheidung hinsichtlich bestimmter Erzeugungsarten machen sollte.
- › Auch wenn die Regelungen nur für eine (zeitlich nicht klar begrenzte) Übergangsphase gelten sollen, müssen diese den zügigen Aufbau einer Wasserstoffwirtschaft anreizen, anschlussfähig und zur Erreichung der energiepolitischen Ziele geeignet sein. Dabei ist mehr Klarheit über die Ausgestaltung des vorgestellten Regulierungsmodells, über die Dauer der Übergangsphase und über das anschließende Modell im Sinne Investitionssicherheit zu schaffen.

- › Die vorgelegten Regelungen bilden nur ein kurzfristiges Szenario mit einzelnen Leitungen zu wenigen Großabnehmern ab. Es bleibt unklar, welches Zielszenario angestrebt wird. Ein umfassender Markthochlauf mit einem liquiden und mit den Gas- und Strommärkten verknüpften Wasserstoffmarkt sowie die systematische und integrierte Netzentwicklung der Wasserstoff-, Gas- und Strominfrastrukturen als auch der Sektorkopplung mit Wärmeinfrastrukturen werden damit nicht ermöglicht, sollten im Sinne von Planungssicherheit aber auch für die ersten Investoren in eine Wasserstoffwirtschaft bereits angelegt sein.
- › Die Regelungen der §§ 28k bis 28p EnWG-E sollen nur für reine Wasserstoffnetze jener Netzbetreiber gelten, die sich freiwillig dieser Netzregulierung unterwerfen. Mit einem solchen Opt-in droht ein Nebeneinander aus regulierten und unregulierten Leitungen, das insbesondere die Durchleitung über längere Strecken erschweren kann. Für die Entstehung eines einheitlichen Marktes ist das ein enormes Hindernis. Unklar bleibt, wie unregulierte Netze später in die Regulierung überführt werden können.
- › Durch eine systematische und umfassende Entwicklung von wasserstofffähiger Infrastruktur können wertvolle Impulse für den Hochlauf von Wasserstoffherzeugung und Wasserstoffanwendung gesetzt werden. Neben den ersten Anwendungen in Industrie und Verkehr kann über die Beimischung von Wasserstoff zum Erdgas auch die Transition zu einer dekarbonisierten Wärmebereitstellung systemisch unterstützt werden.
- › Die BNetzA-Marktkonsultation hat gezeigt, dass langfristig mit engmaschigen Verteilnetzen und breiter Wasserstoffanwendung in unterschiedlichen Sektoren zu rechnen ist. Insbesondere auch im Wärmemarkt sollten klimaneutrale Gase volkswirtschaftlich effizient eingesetzt werden können, da sie auch hier einen maßgeblichen Beitrag zur Dekarbonisierung leisten können. Deshalb sollten jetzt Vorfestlegungen vermieden werden, welche den umfassenden Einsatz von Wasserstoff unnötig beschränken. Gerade die schrittweise Erhöhung der Beimischung von Wasserstoff in das bestehende Gasnetz wird die Schaffung einer wasserstofffähigen Infrastruktur weiter begünstigen und sollte daher in der Regulierungssystematik adäquat berücksichtigt werden. Regelungen für reine Wasserstoffnetze sollen zu keinen Nachteilen bei der etablierten Gasnetzregulierung führen. Dies betrifft auch die bestehenden Regelungen zur Einspeisung von Biogas. Das Gesamtsystem muss mit seinen Wechselwirkungen beachtet werden.
- › Zwischen Gas und Wasserstoff gibt es mehrere Berührungspunkte (Markt, Netzkopplungen, Beimischung, Netzausbauplanung, Netzübergänge) und Wechselwirkungen (Konkurrenz um H₂ und um Kunden). Gas- und Wasserstoffnetze sind langfristige Investitionen und benötigen eine dementsprechende Langfristperspektive, die auch die Konvergenz dieser anfänglich getrennten Systeme ermöglicht. Kosten der Netzbetreiber für den Umstieg auf klimaneutrale Gase („H₂-Readiness“) müssen in der Regulierung berücksichtigt werden, eine Benachteiligung im Effizienzvergleich ist zu vermeiden.
- › Der Referentenentwurf bezieht sich ausdrücklich nur auf die Umstellung/Umwidmung von bestehenden Erdgasleitungen. Die Errichtung eines zusammenhängenden Wasserstoffnetzes erfordert allerdings eine Neuerrichtung zumindest von Verbindungsleitungen. Für die Neuerrichtung von Wasserstoffleitungen sind auch Regelungen notwendig.

- › Es bedarf einer integrierten Sicht auf die Entwicklung der Strom-, Gas- und Wasserstoffnetze, wobei schon wegen des vielfach zu erwartenden Aufbaus der Wasserstoffinfrastruktur durch Umstellung von bisher für Erdgas genutzten Leitungen ein übergreifender NEP Gas einschließlich Wasserstoff sinnvoll und effizient ist.
- › Der BDEW teilt nicht die Auffassung des BMWi, dass eine gemeinsame Finanzierung von Wasserstoff- und Gasinfrastrukturen unionsrechtlich nicht zulässig ist. Unter der Voraussetzung, dass Erdgas perspektivisch größtenteils durch klimaneutrale Gase (u.a. Wasserstoff) ersetzt wird, kann eine integrierte Markt Betrachtung und eine gemeinsame Finanzierung bei gleichzeitiger Inanspruchnahme der Wasserstoff- und Gasinfrastrukturen sowohl den Wasserstoffverbrauchern als auch den Gasverbrauchern gleichsam nutzen.
- › Der Referentenentwurf gibt eine rechtliche Entflechtung des Wasserstoffnetzbetriebs von anderen Tätigkeitsbereichen der Energieversorgung vor. Dieses Legal Unbundling ist rechtlich nicht erforderlich und geht weit über die Vorgaben für Strom- und Gasnetze (vgl. De-Minimis-Regeln) und über die diskutierten Eckpunkte hinaus. Es stellt unnötige zusätzliche Hürden auf. Zur Sicherstellung des diskriminierungsfreien Netzzugangs sind die Regeln zur buchhalterischen und organisatorischen Entflechtung ausreichend.

2. Hintergrund

Wasserstoff kommt eine Schlüsselrolle bei der Energiewende zu und wird zu einem zentralen Bestandteil der Dekarbonisierungsstrategie.¹ Für den notwendigen Ausbau von Wasserstoffnetzen müssen die Rahmenbedingungen geschaffen werden. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) hatte im Sommer 2020 eine Bestandsaufnahme zur Regulierung von Wasserstoffnetzen veröffentlicht und hierzu eine Marktkonsultation durchgeführt.² Der BDEW hat in seiner Stellungnahme Vorschläge zu einem Regulierungsrahmen für Wasserstoffnetze eingebracht, an denen vollumfänglich festgehalten wird.³

Das Bundeswirtschaftsministerium (BMWi) will einen Rahmen für einen zügigen und rechtssicheren Einstieg in den schrittweisen und bedarfsgerechten Aufbau der Wasserstoffnetzinfrastruktur schaffen. Hierzu wurde im Dezember 2020 den Verbänden ein Eckpunktepapier übermittelt und vorgestellt. Am 22. Januar 2021 eröffnete das BMWi die Verbändekonsultation zum Entwurf eines Gesetzes zur Umsetzung unionsrechtlicher Vorgaben und zur Regelung reiner Wasserstoffnetze im Energiewirtschaftsrecht (Energiewirtschaftsrechtsänderungsgesetz).

¹ vgl. [Nationale Wasserstoffstrategie](#) und [BDEW Roadmap Gas](#)

² vgl. [BNetzA-Marktkonsultation](#) „Regulierung von Wasserstoffnetzen“

³ vgl. [BDEW-Stellungnahme](#) vom 4. September 2020

Der BDEW nimmt hiermit zu den geplanten Regelungen für Wasserstoffnetze Stellung.

3. Detaillierte Anmerkungen zu den BMWi-Eckpunkten

Die Umsetzung der Nationalen Wasserstoffstrategie erfordert zeitnah die Realisierung einer ersten Wasserstoffinfrastruktur. Das BMWi will mit einer Übergangsregelung zur regulatorischen Behandlung reiner Wasserstoffnetze im EnWG den Rahmen für einen zügigen und rechtssicheren Einstieg in den schrittweisen Aufbau einer Wasserstoffnetzinfrastruktur setzen. Die Übergangsregulierung soll gelten, bis Vorgaben der EU-Gasrichtlinie oder einer künftigen EU-Wasserstoffrichtlinie umzusetzen sind.

Der BDEW unterstützt einen schnellen Einstieg in die Regulierung von Wasserstoffnetzen noch in der laufenden Legislaturperiode. Mit der vorgeschlagenen Regulierung wird jedoch die Entwicklung der Wasserstoffinfrastruktur zunächst individuellen Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen einiger weniger Anbieter und Nachfrager überlassen, das Zielbild eines Netzes der allgemeinen Versorgung tritt dabei in den Hintergrund. Auf die Schaffung eines verlässlichen Investitionsrahmens in Wasserstoffnetze wird verzichtet. Eine „lernende Regulierung“ bedeutet nicht, dass auf eine Langfristperspektive verzichtet werden kann. Auch wenn jetzt nur „so wenig wie möglich und so viel wie nötig“ reguliert werden soll, so muss das zu einem funktionsfähigen Ganzen und langfristiger Planbarkeit führen.

3.1. Umstellung von Erdgasleitungen

Die Umstellung/Umwidmung von bestehenden Erdgasleitungen ist der schnellste und effizienteste Weg, um Wasserstoffleitungen dem Markt bereitzustellen. Hierfür ist notwendig, dass öffentlich-rechtliche Genehmigungen und Nutzungs- und Wegerechte der Leitungsbetreiber auch bei einer Umstellung von Gas auf Wasserstoff erhalten bleiben.

Der BDEW begrüßt, dass durch Klarstellungen und gesetzliche Regelungen im EnWG dieser wichtige Punkt umgesetzt werden soll, um die Umstellung möglichst einfach zu halten.

Da die Wegenutzungsverträge aber für Erdgas vergeben wurden, ist unklar, wie rechtssicher eine Umstellung in den bestehenden Verträgen erfolgen kann, zumal nicht klar ist, inwieweit Wasserstoffnetze als Netze der allgemeinen Versorgung definiert werden. Aufgrund des sukzessiven Markthochlaufs kommt es zwangsläufig zur Aufteilung heute bestehender Wegenutzungsverträge. Hierbei ist die Aufrechterhaltung der Funktion der Marktmechanismen zu gewährleisten.

3.2. Sicherheitsanforderungen

Der BDEW unterstützt die Einbeziehung von Wasserstoffleitungen in die Sicherheitsanforderungen für Energieanlagen (§ 49 EnWG, GasHDrLtgV).

3.3. Anwendungsbereich des Regulierungsrechts

› Opt-In

Wasserstoffnetzbetreiber sollen wählen können, ob sie sich der Regulierung unterwerfen (Opt-In). In diesem Fall würden für sie die Regelungen zum verhandelten Netzzugang, zur Entflechtung, Kostenregulierung, Bedarfsprüfung und zur Entwicklungsplanung gelten.

Der BDEW weist darauf hin, dass für Investoren und Netzbetreiber klar sein muss, wie die Regulierung für Wasserstoffnetze langfristig ausgestaltet und umgesetzt wird. Auch mit dem vorliegenden Gesetzentwurf bestehen noch Unklarheiten, u.a. auch welche Regelungen für unregulierte Wasserstoffleitungen zur Anwendung kommen. Der zunehmende Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur erfolgt zunächst mit einzelnen Leitungen / Teilnetzen. Durch die freie Entscheidungsmöglichkeit, sich der Regulierung zu unterwerfen (Opt-In), könnte ein Flickenteppich in Deutschland entstehen, der im Ergebnis nicht zu einer deutlich erschwerten Durchleitung führen darf und langfristig zusammengeführt werden muss. Ein einheitlicher Wasserstoffmarkt wird so zunächst nicht entstehen, zumal unklar wäre, wie möglicherweise zu einem späteren Zeitpunkt unregulierte Netze in die Regulierung überführt werden sollen. Zudem fehlt eine Verpflichtung zur Kooperation bei der Durchleitung; ohne eine entsprechende gesetzliche Vorgabe könnte die notwendige Zusammenarbeit der Netzbetreiber durch kartellrechtliche Regelungen eingeschränkt sein. Es sollte nicht zu einer Konkurrenz zwischen regulierten und unregulierten Wasserstoffnetzbetreibern mit negativen Auswirkungen auf einen systematischen Hochlauf kommen. Noch zu prüfen wäre, welche Regelungen für die von Gasnetzbetreibern bereits errichteten oder bereits projektierten Wasserstoffleitungen gelten und ob die vorgesehenen Bestandsschutzmöglichkeiten ausreichen. Die Rechte heute privater Wasserstoffbestandsnetze sind selbstverständlich zu wahren.

› Definitionen

Der BDEW begrüßt, dass bei der Regulierung von Wasserstoffnetzen keine Differenzierung in Abhängigkeit von der angewandten Herstellungstechnologie geben soll .

Politisch gewünschte Vorgaben und Lenkungsinstrumente für „grünen“ Wasserstoff sowie konkrete Aspekte in Hinsicht auf Emissionen oder andere relevante Kategorien sollten im Marktmodell über ein umfassendes Zertifikatesystem abgebildet werden. Grundsätzlich sollten Begriffe einheitlich für Gas und Wasserstoff definiert und verwendet werden (z.B. Einspeisung) bzw. Wasserstoff eine Unterkategorie von Gas sein (siehe Verbändepapier, Vorschläge auf S. 5, Zi. 4).

Das Biogas-Regime sollte nicht verändert werden. Grüner Wasserstoff sollte bei der Einspeisung in das Gasnetz weiterhin als Biogas mit den entsprechenden Regularien (Biogaskostenwälzung etc.) aus § 20b GasNEV und den §§ 31 ff. GasNZV behandelt werden.

3.4. Finanzierung

Regulierte Wasserstoffnetze sollen durch die Netznutzer finanziert werden, eine Querfinanzierung durch gemeinsame Netzentgelte für Wasserstoff- und Gasnetze wird vom BMWi abgelehnt. Um anfänglich prohibitiv hohe Wasserstoffnetzentgelte zu vermeiden, sind staatliche Zuschüsse zu den Investitionskosten vorgesehen. Öffentliche Mittel sollen nur Wasserstoffnetzbetreiber erhalten können, die für die Regulierung optiert haben.

› Finanzierung durch öffentliche Mittel

Für einen liquiden Wasserstoffmarkt sind neben Angebot und Nachfrage auch freie Transportkapazitäten essenziell. Ohne einen substanziellen und dauerhaften Einsatz von Fördermitteln werden aber nur einzelne Wasserstoffleitungen mit langfristig gesicherter Auslastung realisiert. Offen ist, in welchem Umfang und über welchen Zeitraum öffentliche Mittel bereitgestellt werden und an welche Bedingungen diese geknüpft sind; einzelne CAPEX-Zuschüsse sind unzureichend. Diese Unsicherheit führt ggf. zu einem Investitionsattentismus. Eine vorausschauende und planmäßige Netzentwicklung wird so nicht stattfinden. Mit öffentlichen CAPEX-Zuschüssen können Wasserstoffnetzentgelte zwar auf ein marktverträgliches Maß abgesenkt werden, ein langfristig wirtschaftlicher Netzbetrieb und -vermarktung ist damit aber nicht sichergestellt.

Kostenregulierung und CAPEX-Förderung (z.B. über IPCEI, wie aktuell bekannt) lösen die bestehenden Investitionsrisiken nicht (z.B. das mit H₂-Netzen verbundene Betreiberrisiko bei gleichzeitig gemäß NEV gegenzurechnender CAPEX-Förderung und daraus resultierender fehlender Renditemöglichkeit, das Ausfallrisiko von zu Beginn der H₂-Marktentwicklung geringer Anzahl von Ankerkunden, die unsichere Anschlussnutzung v.a. von neu zu errichtender H₂-Infrastruktur nach Auslaufen der Förderung). Es ist offen, ob die zugesagte Investitionssicherheit mit den bekannten oder neuen Fördermechanismen erreicht werden kann.

› Finanzierung durch Netznutzer

Der BDEW teilt die Grundsätze der Kostentransparenz und der Netzfinanzierung durch die Netznutzer, jedoch nicht die strikte Separierung zwischen Wasserstoff und Gas. Erdgas wird perspektivisch größtenteils durch klimaneutrale Gase (u.a. Wasserstoff) ersetzt werden, so dass eine integrierte Marktbeachtung den Wasserstoffverbrauchern und den Gasverbrauchern entgegenkommt. Von Beginn an können prohibitiv hohe Wasserstoffnetzentgelte und deren negative Auswirkungen auf den Markthochlauf vermieden werden. Langfristig würde verhindert, dass der Wechsel von immer mehr Verbrauchern von Gas zu Wasserstoff zu immer höheren Netzentgelten für die verbleibenden Gasverbraucher führt. In einem Ziel-Szenario der allgemeinen Versorgung mit klimaneutralen Gasen wird die Ertüchtigung von Gasleitungen für Wasserstoff („H₂-Readiness“) häufig noch vor einer Umwidmung erfolgen müssen, weshalb auch in diesem Fall eine gesamthafte Betrachtung notwendig ist. Volkswirtschaftlich wird durch eine integrierte Betrachtung der größte wirtschaftliche und klimapolitische Nutzen zu erwarten sein.

Aus Sicht des BDEW kann eine gemeinsame Finanzierung dabei auch im Einklang mit EU-Recht erfolgen. So wird nach Art. 1 Abs. 2 RL 2009/73/EG der Gasbegriff und die damit einhergehende Anwendbarkeit der Regulierungsvorschriften ausdrücklich auch auf andere Gasarten ausgeweitet. Dies spricht für ein besonders extensives Begriffsverständnis, sodass der Gasbegriff gemäß EU-Recht auch auf Wasserstoff anzuwenden ist. In der Rechtsfolge gelten also die unionsrechtlichen Regulierungsvorschriften für Erdgas in gleicher (nicht-diskriminierender) Weise auch für Wasserstoff, sodass beide Energieträger regulatorisch vollumfänglich gleichgestellt werden können. Daraus ergibt sich insbesondere auch die Zulässigkeit einer einheitlichen Entgeltregulierung. So ist auch mit Blick auf Biogas und Gas aus Biomasse eine Refinanzierung durch die Erdgasnetzentgelte zulässig. Es kann dann nichts anderes für Wasserstoff gelten, der bloß eine weitere Fallgruppe des extensiven Gasbegriffes darstellt. Dies gilt umso mehr, als auch heute schon durch die zulässige Beimischung von Wasserstoff, deren immer weitere Ausdehnung in Feldversuchen getestet wird, eine Substituierung stattzufinden beginnt und auch heute schon jedenfalls eine gasnetzentgeltfinanzierte Mitnutzung der Gasversorgungsnetze durch Wasserstoff zulässig ist.

› Wettbewerbsverzerrungen

Die transparente Finanzierung der regulierten Wasserstoffnetze durch die Wasserstoffverbraucher soll Wettbewerbsverzerrungen verhindern. Die Übergangsregulierung kann aber dazu führen, dass unregulierte Wasserstoffleitungen mit regulierten (und ggf. staatlich geförderten) Wasserstoffleitungen und mit Gasnetzen um die gleichen Kunden konkurrieren. Zur Vermeidung eines durch die unterschiedlichen Regulierungssysteme verzerrten Wettbewerbs ist eine integrierte Netzplanung notwendig. Bezüglich der Frage der Größenordnung öffentlicher Mittel muss sich die Frage anschließen, ob nicht eine mit Erdgas integrierte Marktbetrachtung, die weitere Teile eines Marktes einbezieht, zu niedrigeren öffentlichen Kosten realisierbar wäre. Dies sollte konzeptionell durchdacht und mit einem klaren Fahrplan auch im Gesetz versehen werden. So sollte spätestens Ende 2021 ein durchgängiges zukunftsfähiges Regulierungs- und Finanzierungskonzept erarbeitet sein.

3.5. Entflechtung

Die EU-Entflechtungsvorgaben für Gas sollten grundsätzlich auf Wasserstoffaktivitäten übertragen werden. Für einen konsistenten Regulierungsrahmen sollte es deshalb auch eine Unterteilung nach Fernleitung und Verteilung geben. Eine Verschärfung der bestehenden Entflechtungsregelungen ist nicht erforderlich.

Ausführlicher hierzu Abschnitt 4.4.

3.6. Verhandeltes Zugangs- und Anschlussregime

Regulierte Wasserstoffnetzbetreiber sollen diskriminierungsfrei Netzzugang und -anschluss im Rahmen eines verhandelten Netzzugangsregimes gewähren.

Die zeitaufwändige Ausarbeitung und stetige Anpassung des Netzzugangsregimes für Wasserstoff führen zunächst zu einer hohen Unsicherheit über die zukünftigen Regelungen. Ein verlässlicher und planbarer Rahmen kann so erst langfristig erreicht werden. Eine Orientierung am bekannten Gas-Regime könnte diese Lernkurve abkürzen, Verlässlichkeit bieten und die Integration von Gas und Wasserstoff erleichtern.

Für ein brancheneinheitliches verhandeltes Netzzugangs- und Anschlussregime sind klare gesetzliche Grundlagen zu den Rechten und Pflichten der Vertragsparteien und den geforderten Mindeststandards notwendig. Dabei wäre auch die Konformität zu bestehendem Kartellrecht zu beachten. Sofern auf diesen klaren rechtlichen Grundlagen basierende Branchenstandards zu entwickeln wären, steht der BDEW hierzu bereit.

3.7. Kostenregulierung

Die Kostenprüfung der regulierten Wasserstoffnetzbetreiber soll in Anlehnung an die GasNEV mit einem jährlichen Plan-/Ist-Kostenabgleich erfolgen, die ARegV findet keine Anwendung.

Mit den vorgesehenen Regelungen erfolgt eine Kombination aus verhandeltem Netzzugang mit Ex-Post-Missbrauchsaufsicht und regulierten Netzkosten mit Ex-Ante-Regulierung. Der vorgesehene Plan-Ist-Abgleich ist in dem Referentenentwurf nicht enthalten und hilft im Übrigen auch nicht, wenn Kunden wegbrechen oder im Wettbewerb zu unregulierten Wasserstoffleitungen wechseln. Wie an anderer Stelle bereits dargestellt, sollte die Gasnetzregulierung grundsätzlich auch auf Wasserstoffnetze Anwendung finden.

3.8. Zuständige Regulierungsbehörde

Die Bundesnetzagentur soll als zuständige Behörde für die Überprüfung der Bedingungen des Netzzugangs benannt werden und die Missbrauchsaufsicht nach § 30 EnWG ausüben.

Mit Blick auf das Modell des verhandelten Netzzugangs ist zur Erreichung brancheneinheitlicher Regelungen eine bundeseinheitliche Überprüfung sinnvoll. Die Regulierung von Wasserstoffnetzen würde damit jedoch abweichend vom EnWG und ohne Einbeziehung der Landesregulierungsbehörden erfolgen. Dies könnte Rechtsunsicherheit und zusätzlichen Regelungsbedarf verursachen. Alternativ könnte die Regulierungskompetenz gemäß der bestehenden EnWG-Regelungen auf BNetzA und Landesregulierungsbehörden aufgeteilt werden.

3.9. Regelungen zur Wasserstoffnetzentwicklung

Die regulierten Wasserstoffnetzbetreiber haben frühestens ab dem Jahr 2024 und in Abhängigkeit von einer europäischen Regelung einen Netzentwicklungsplan (NEP) einzuführen. Bis zur Einführung des Wasserstoff-NEP unterliegen regulierte Wasserstoffnetze einer Bedarfsprüfung. Zusätzlich soll eine Transparenzplattform für die vorhandene und geplante Wasserstoffinfrastruktur eingerichtet werden. Im Gas-NEP sollen jene Leitungen identifiziert und von der BNetzA bestätigt werden, die von Gas auf Wasserstoff umgewidmet werden können.

Aus Sicht des BDEW ist eine integrierte Netzentwicklungsplanung von Wasserstoffinfrastruktur gemeinsam mit Gas und Strom notwendig. Dafür sollte eine gemeinsame Planung von Energieszenarien einschließlich Kooperationsverpflichtung der Netzbetreiber verankert werden, um die infrastrukturelle Sektorkopplung voranzutreiben. Ein eigenständiger H₂-Netzentwicklungsplan würde der Entwicklung gemeinsamer Ziele der Energiewende ggf. entgegenstehen, so dass nur ein Suboptimum erreicht wird. Die Infrastrukturplanung für Wasserstoff sollte im Rahmen des NEP Gas erfolgen.

Die Verpflichtungen zur Bedarfsprüfung und Netzentwicklungsplanung treffen nur die regulierten Wasserstoffnetzbetreiber und lassen unregulierte Leitungen außer Acht. Damit ist eine vollständige Abbildung des tatsächlichen Bedarfs und der tatsächlichen Netzentwicklung nicht möglich.

Auch für die Identifizierung von Gasleitungen durch den zuständigen Netzbetreiber, welche auf Wasserstoff umgestellt werden können, ist eine integrierte Betrachtung von Gas und Wasserstoff und der gegenseitigen Wechselwirkungen notwendig. Bei der Umstellung von Erdgas- auf reine Wasserstoffleitungen ist eine transparente Kosten-Nutzen-Analyse erforderlich, die dem Bedarf der Erdgaskunden angemessen Rechnung trägt. Unklar ist derzeit noch, ob im vorgesehenen Modell Wasserstoffnetzbetreiber im Rahmen der Netzentwicklungsplanung zu Netzausbau verpflichtet werden können und wer in diesem Fall die Kosten trägt.

Für die Wasserstoffnetzentwicklung ist es notwendig, Wärmemarkt, Gasspeicher, Verteilnetze und den Beitrag der Wasserstoffbeimischung in Gasnetzen stärker einzubeziehen und den Fokus nicht nur auf wenige Wasserstoffleitungen zu Großkunden zu legen. Durch den Verzicht auf eine Netzausbauverpflichtung ist eine systematische und planmäßige Infrastrukturentwicklung nicht zu erwarten.

4. Detaillierte Anmerkungen zum Energiewirtschaftsrechtsänderungsgesetz

4.1. § 3 Definitionen

Die leitungsgebundene Versorgung mit Wasserstoff soll als Energieversorgung im Sinne des EnWG eingestuft werden (vgl. Referentenentwurf S. 56). Umgesetzt wird dies mit der Anpassung der Begriffsbestimmung für Energie (**§ 3 Nr. 14**: „Elektrizität, Gas und Wasserstoff, soweit sie zur leitungsgebundenen Energieversorgung verwendet werden“). Mit dieser Definition würde die **Separierung der Energieträger Gas und Wasserstoff** dauerhaft zementiert. Der BDEW lehnt dies ab, stattdessen sollte Wasserstoff

unter dem Begriff Gas subsumiert werden, um eine integrierte Marktentwicklung zu ermöglichen. Hier ist eine Klarstellung schon bei den Definitionen erforderlich.

Wasserstoffnetze werden gesondert in **§ 3 Nr. 39a** definiert und sollen laut Referentenentwurf **nicht als Energieversorgungsnetze** (§ 3 Nr. 16) gelten. Laut Begründungstext (S. 64) soll damit u.a. eine allgemeine Anschlusspflicht (§ 18 EnWG) ausgeschlossen werden. Dies führt jedoch dazu, dass viele andere Regelungen für Energieversorgungsleitungen und insbesondere **Privilegierungen im Baurecht (§ 35 Abs.1 Nr. 3 BauGB)** nicht für Wasserstoffleitungen anwendbar sind und an vielen Stellen einzelne fachgesetzliche Anpassungen für Wasserstoffleitungen notwendig würden.

- › **Zur Vermeidung von Regelungslücken und Rechtsunsicherheiten sollten Wasserstoffnetze grundsätzlich als Energieversorgungsnetz eingestuft werden und ggf. zusätzlich klargestellt werden, welche EnWG-Regeln keine Anwendung finden.**

- › **§ 3 Nr. 39 a** sollte wie folgt formuliert werden:

„Wasserstoffnetz

*ein Netz zur Versorgung von Kunden mit Wasserstoff, das von der Dimensionierung nicht von vornherein nur auf die Versorgung bestimmter, schon bei der Netzerrichtung feststehender oder bestimmbarer Kunden ausgelegt ist, sondern grundsätzlich für die Versorgung jedes Kunden offensteht. **Es umfasst unabhängig vom Durchmesser Wasserstoffleitungen zum Transport und zur Verteilung von Wasserstoff nebst alle dem Leitungsbetrieb dienenden Einrichtungen, insbesondere Spannungs-, Regel- und Messanlagen, sowie Leitungen oder Leitungssysteme zur Optimierung des Wasserstoffbezugs und der Wasserstoffdarbietung. Bei dem Wasserstoffnetz handelt es sich um ein Gasversorgungsnetz im Sinne von § 3 Nr. 20, bei der Wasserstoffleitung um eine Gasversorgungsleitung.**“*

- › Die neue Definition „Betreiber von Wasserstoffnetzen“ (**§ 3 Nr. 10b**) sollte zur Klarstellung folgendermaßen ergänzt werden:
*„natürliche oder juristische Personen, die die Aufgabe des Transports **oder der Verteilung** von Wasserstoff wahrnehmen und verantwortlich sind für den Betrieb, die Wartung sowie erforderlichenfalls den Ausbau des Wasserstoffnetzes“.*
- › Dem Vorschlag folgend, muss der Begriff der Verteilung in **§ 3 Nr. 37 EnWG** ebenfalls im Kontext von Wasserstoff Anwendung finden.
- › Da in § 3 Nr. 19a EnWG der durch Wasserelektrolyse erzeugte Wasserstoff unter dem Begriff „Gas“ subsumiert wird, sollte zur Klarstellung eine **technologieneutrale Definition des Begriffs Wasserstoff** in § 3 Nr. 19a EnWG ergänzt werden.

- › Notwendig erscheint auch eine eigenständige **Definition von Wasserstoffspeicheranlagen**. Im Referentenentwurf wird der bisherige Begriff „Speicheranlage“ überführt in „Gasspeicheranlage“ (§ 3 Nr. 19c), Wasserstoffspeicher wären jedoch von dieser Definition nicht erfasst.

4.2. § 28j Anwendungsbereich der Regulierung von Wasserstoffnetzen

Absatz 1 Satz 2 regelt: „Die Erklärung wird wirksam, wenn erstmalig eine **positive Bedarfsprüfung nach § 28p** vorliegt.“ Da § 28p die Berichterstattung zur erstmaligen Erstellung des Netzentwicklungsplans Wasserstoff regelt und die Bedarfsprüfung Gegenstand des § 28o ist, scheint hier ein **fehlerhafter Verweis** vorzuliegen.

- › **§ 28j Absatz 1 Satz 2 sollte geändert werden in** „Die Erklärung wird wirksam, wenn erstmalig eine positive Bedarfsprüfung nach **§ 28o** vorliegt.“

Zur dauerhaften Bindung der Wasserstoffnetzbetreiber wird in der Begründung zu § 28j (S. 94) ausgeführt, dass *„der Betreiber durch die Regulierung einen garantierten Rückfluss seiner Investitionen in einem gesicherten Regulierungsumfeld erhält“*. Hier werden die verbleibenden Risiken ausgeblendet: Es werden durch die vorgeschlagenen Regelungen weder garantierte Rückflüsse noch ein gesichertes Regulierungsumfeld geschaffen. Der BDEW unterstreicht an dieser Stelle, dass der geplante Aufbau der Wasserstoffinfrastruktur in der vorgesehenen Weise (Konzentration auf wenige Großabnehmer) mit erheblichen Unsicherheiten einhergeht.

- › Im Weiteren sollte klargestellt werden, dass die erteilte Genehmigung des Netzbetriebs nach § 4 EnWG ohne erneute Antragstellung auch für Wasserstoffnetze gilt.

Absatz 2 regelt, dass die §§ 28k bis 28p nur auf Betreiber von Wasserstoffnetzen Anwendung finden, die eine Erklärung nach Absatz 1 gegenüber der BNetzA abgegeben haben.

- › Zur Klarstellung sollte in Absatz 2 folgender Satz 1 vorangestellt werden, der auch für unregulierte Wasserstoffnetze gilt:

„Auf Errichtung, Betrieb und Änderung von Wasserstoffnetzen finden die §§ 113a bis 113d Anwendung.“

Absatz 3 regelt, dass § 28m (Anschluss und Zugang zu den Wasserstoffnetzen) für die Betreiber von Speicheranlagen entsprechend gilt. Somit unterliegen Wasserstoffspeicher in jedem Fall der Verpflichtung, Anschluss und Zugang für Dritte zu gewähren, ohne eine Wahlmöglichkeit (Opt-In) zu haben. Dies ist eine **Schlechterstellung der Betreiber von Wasserstoffspeicheranlagen** im Vergleich zu den Betreibern von Wasserstoffleitungen.

Absatz 4 regelt, dass Teil 5 EnWG (Planfeststellung, Wegenutzung, §§ 43 - 48) nach Maßgabe des Abschnitts 3b EnWG-E sowie der §§ 113a bis 113d Anwendung findet. Letztendlich bestehen hier noch Unklarheiten, welche der Regelungen insbesondere zur **Planfeststellung** für regulierte und für

unregulierte Wasserstoffleitungen gelten. Es besteht die Sorge, dass höhere Hürden für die Planrechtfertigung von Wasserstoffleitungen (Bedarfsnachweis) entstehen, wenn diese nicht als Energieversorgungsleitungen gelten. Da in der Planrechtfertigung der Bedarf des Vorhabens im Einklang mit den Zielen des Planungsgesetzes dargelegt werden muss, andererseits Wasserstoffleitungen weder zum Netz der allgemeinen Energieversorgung gezählt, noch diese in die Zielbestimmung des § 1 EnWG aufgenommen werden, schafft die Verweisung in Absatz 4 sowie die §§ 113 a bis 113d EnWG-E nicht die für den Hochlauf einer Wasserstoffinfrastruktur notwendige Planungs- und Investitionssicherheit, da sie ohne die Aufnahme der Wasserstoffleitung in die Zielbestimmung des EnWG leerzulaufen droht.

4.3. § 28k Rechnungslegung und Buchführung

Die Regelungen zur Rechnungslegung und Buchführung schreiben eine getrennte Kontenführung vor. Der BDEW teilt nicht die Auffassung des BMWi, dass eine gemeinsame Finanzierung von Wasserstoff- und Gasinfrastrukturen unionsrechtlich nicht zulässig ist. Unter der Voraussetzung, dass Erdgas zu großen Teilen perspektivisch durch Wasserstoff ersetzt wird, kann eine integrierte Marktbetrachtung und eine gemeinsame Finanzierung bei gleichzeitiger Inanspruchnahme der Wasserstoff- und Gasinfrastrukturen sowohl den Wasserstoffverbrauchern als auch den Gasverbrauchern nutzen (vgl. auch Abschnitt 3.4 Finanzierung).

4.4. § 28l Entflechtung

Gemäß Absatz 1 Satz 2 müssen Wasserstoffnetzbetreiber die Unabhängigkeit des Netzbetriebs von der Wasserstofferzeugung, der Wasserstoffspeicherung sowie vom Wasserstoffverbrauch sicherstellen.

- › Es sollten klarstellende Regelungen zur **Abgrenzung der für den Netzbetrieb notwendigen Speicher** und zur Zulässigkeit des technisch notwendigen **Eigenverbrauchs** ergänzt werden.

Absatz 1 Satz 3 regelt, dass es Betreibern von Wasserstoffnetzen u.a. nicht gestattet ist, Eigentum an Anlagen zur **Einspeisung von Gas in Gasversorgungsnetze** zu halten oder diese zu errichten oder zu betreiben. Es gibt Fälle, wo Energieversorgungsunternehmen auch Biogaseinspeiseanlagen betreiben, was auch in Zukunft zulässig sein sollte. Ansonsten müsste dies nun in unterschiedliche Unternehmen aufgeteilt werden, auch wenn kein regionaler Zusammenhang oder keine technische Verbindung zwischen diesen Anlagen besteht.

Absatz 2 gibt eine **rechtliche Entflechtung** des Wasserstoffnetzbetriebs von anderen Tätigkeitsbereichen der Energieversorgung vor. Die Entflechtungsvorschriften können sogar so verstanden werden, dass Gasnetzbetreiber nicht gleichzeitig Betreiber regulierter Wasserstoffnetze sein können. Dies verursacht Ineffizienzen, zusätzliche Kosten und Synergieverluste, ohne jeglichen Nutzen für den Wettbewerb. Eine nachvollziehbare Begründung enthält der Gesetzesentwurf nicht. Dieses Legal Unbundling geht weit über die Vorgaben für Strom- und Gasnetze (vgl. De-Minimis-Regeln) und über die diskutierten Eckpunkte hinaus, ist unverhältnismäßig und stellt vermeidbare Hürden auf. Zur Sicherstellung des diskriminierungsfreien Netzzugangs sind die Regeln zur buchhalterischen und organisatorischen Entflechtung ausreichend.

- › **Die Verpflichtung zur rechtlichen Entflechtung ist unnötig und sollte entfallen.**

4.5. § 28m Anschluss und Zugang zu den Wasserstoffnetzen

Absatz 1 gibt vor, dass der Anschluss und Zugang für Dritte zu gewähren ist, „*sofern dies für Dritte erforderlich ist*“. Auch mit Blick auf die Gesetzesbegründung bleibt unklar, wie die Erforderlichkeit für Dritte zu belegen ist.

Gemäß den BMWi-Eckpunkten soll es „*möglichst brancheneinheitliche Zugangs- und Anschlussprozesse*“ geben. **Für die Entwicklung von Branchenstandards fehlt jedoch ein klarer gesetzlicher Auftrag sowie eine Kooperationsverpflichtung der Netzbetreiber.** Sofern im Gesetz Zielstellung und Rahmen gesetzt sind, steht der BDEW grundsätzlich bereit, an der Ausarbeitung von Branchenstandards zur Wasserstoffnetznutzung mitzuwirken.

- › In Absatz 2 sollte klargestellt werden, dass Wasserstoffnetzbetreiber lediglich Anschlussbegehren zur Einspeisung von reinem Wasserstoff prüfen müssen.
- › In Absatz 3 Satz 3 sollte in Analogie zu § 17 EnWG klargestellt und konkretisiert werden:
„Auf Anfrage **der beantragenden Partei** haben die Betreiber von Wasserstoffnetzen Angaben über die für die Dauer des begehrten Netzzugangs nutzbaren Kapazitäten und absehbaren Engpässe zu machen sowie ausreichende Informationen (*allgemeinen **technische Bedingungen***) zu übermitteln, damit der Transport, die Entnahme oder die Einspeisung von Wasserstoff unter Gewährleistung eines sicheren und leistungsfähigen Betrieb des Wasserstoffnetzes durchgeführt werden kann.“

4.6. § 28n Bedingungen und Entgelte für den Netzzugang, Verordnungsermächtigung

Bezüglich der Bedingungen und Entgelte für den Netzzugang verweist § 28n Absatz 1 nur auf § 21 EnWG. Damit fehlt die im Eckpunktepapier vorgesehene **Anwendung der Gasnetzentgeltverordnung (GasNEV) auf Wasserstoffnetze.** Anstatt der in den BMWi-Eckpunkten angekündigten Anlehnung an die GasNEV gibt es nun in Absatz 2 eine **Verordnungsermächtigung.** Da jedoch unklar bleibt, wann diese Verordnung mit welchen Inhalten erlassen wird, und bis dahin lediglich eine Festlegung bzw. Genehmigung der Kosten nur anhand der vagen Vorgaben des § 21 EnWG gilt, besteht ein hohes Maß an **Planungs- und Rechtsunsicherheit.**

Die Unsicherheit über die **Ausgestaltung der Kostenermittlungsmethoden** macht eine unmittelbare Verhandlung mit potenziellen Nutzern des Wasserstoffnetzes in Bezug auf die kommerziellen Rahmenbedingungen aktuell nicht möglich. Darüber hinaus können die Netzbetreiber im Hinblick auf eine Berechnung der benötigten Fördermittel vor dem Hintergrund der knappen und bereits laufenden Antragsfristen (z.B. IPCEI Förderung) keine validen Annahmen für den Fördermittelbedarf zugrunde legen.

- › Um die Entwicklung der Wasserstoffleitungen zum aktuellen Zeitpunkt nicht zu verzögern, soll die angesprochene Verordnung mit der Branche konsultiert und zeitnah erlassen werden

Mit Absatz 1 Satz 5 wird anders als bei Strom- und Gasnetzen die **Regulierungskompetenz ausschließlich der BNetzA** zugeordnet, die **Landesregulierungsbehörden bleiben außen vor**.

4.7. § 28o Ad-hoc Prüfung der Bedarfsgerechtigkeit von Wasserstoffinfrastrukturen

Wasserstoffnetzbetreiber sollen gemäß Absatz 1 der BNetzA die Bedarfsgerechtigkeit der einzelnen Wasserstoffinfrastrukturmaßnahmen nachweisen und dafür alle erforderlichen Informationen vorlegen, insbesondere Verträge bezüglich der Wasserstoffleitung über Angebot und Nachfrage von Wasserstoff. Dies ist kaum praktikabel für Netzbetreiber und Netzkunden. Angebot und Nachfrage von Wasserstoff werden sich nur in Abhängigkeit von der Wasserstoffnetzinfrastruktur entwickeln, ohne Netz kein Wasserstoff-Hochlauf. Für vertragliche Vereinbarungen mit Netznutzern sind verlässliche Planungsgrundlagen notwendig. Es darf nicht zu einer Blockade kommen, wenn die Bedarfsprüfung vertragliche Regelungen verlangt, diese aber erst nach Feststehen der Netzzugangsbedingungen sowie der Bestimmung von Entgelten nach Genehmigung der regulierten Netzkosten sowie der Klärung etwaiger staatlicher Zuschüsse abgeschlossen werden können („Henne-Ei-Problem“).

Für geförderte Wasserstoffinfrastrukturen wird i.d.R. eine Bedarfsgerechtigkeit angenommen (Absatz 3). Auch hier ist zu beachten, dass für die Beantragung/Genehmigung von Fördermitteln die regulatorischen Bedingungen klar sein müssen.

Gemäß Absatz 4 soll im Falle der Umrüstung einer Erdgasinfrastruktur im Fernleitungsnetz vor der Prüfung der Bedarfsgerechtigkeit im Netzentwicklungsplan Gas nachgewiesen worden sein, dass die Infrastruktur aus dem Fernleitungsnetz herausgenommen werden kann. Dies ist aufgrund der Wechselwirkungen zwischen Gas- und Wasserstoffmarkt und Gas- und Wasserstoff-Infrastrukturen sowie der fehlenden integrierten Netzentwicklungsplanung einerseits kaum umsetzbar, andererseits für Fernleitungsnetzbetreiber hochproblematisch, da damit bestimmte Leitungen als nicht mehr betriebsnotwendig für den Gasnetzbetrieb eingestuft werden, mit möglicherweise negativen Auswirkungen auf Kostenberücksichtigung usw.

Gemäß Absatz 5 soll die BNetzA innerhalb von 4 Monaten nach Eingang aller erforderlichen Informationen über die Bedarfsgerechtigkeit entscheiden. Dies ist zu lang und führt leider nicht zu einer kalkulierbaren Verfahrensdauer mit anschließender Genehmigungsfiktion. Denn durch Nachforderungen weiterer Informationen kann die Verfahrensdauer beliebig ausgeweitet werden.

4.8. § 28p Berichterstattung zur erstmaligen Erstellung des Netzentwicklungsplans Wasserstoff

Gemäß Absatz 1 sollen Wasserstoffnetzbetreiber erstmals **zum 1. April 2022 einen Bericht zum aktuellen Stand des Wasserstoffnetzes** und zur Entwicklung einer zukünftigen Netzplanung Wasserstoff mit dem Zieljahr 2035 vorlegen. Die Vorgabe wird so verstanden, dass es sich dabei um Einzelberichte der

jeweiligen Netzbetreiber handelt, es gibt **keine Verpflichtung für einen gemeinsamen Bericht** und keine diesbezüglichen Kooperationspflichten.

Die Verpflichtung trifft gemäß § 28j wohl nur die Wasserstoffnetzbetreiber, die sich mit einer schriftlichen Erklärung der Regulierung unterworfen haben und für die eine positive Bedarfsprüfung vorliegt. Mit Blick auf das noch ausstehende Gesetzgebungsverfahren und einem Inkrafttreten im 2. Halbjahr 2021 könnten diese Voraussetzungen allenfalls nur bei sehr wenigen Wasserstoffnetzbetreibern erfüllt sein. Wie in der Begründung vorgesehen, sollten daher die Fernleitungsnetzbetreiber unter Einbeziehung der relevanten Verteilnetzbetreiber verpflichtet werden, einen entsprechenden Bericht vorzulegen.

Das größte Defizit des Berichts und des NEP Wasserstoff ist der Verzicht auf eine integrierte Betrachtung mit Gas und Strom. Aus Sicht des BDEW sollte die Netzentwicklung der Wasserstoffnetze in den Gas-NEP einbezogen werden. Dabei sind auch die Verknüpfungen mit Stromnetzinfrastrukturen (z.B. über Standorte von Power-to-Gas-Anlagen) zu berücksichtigen.

In Absatz 2 Satz 2 sollten bei der Aufzählung von Kriterien zur Berücksichtigung von Wasserstoff-Projekten auch Wasserstoff-Speicheranlagen einbezogen werden. In Absatz 2 Satz 3 sollte auch die Berücksichtigung des BSH-Flächenentwicklungsplans vorgesehen werden.

Gemäß Absatz 3 soll die BNetzA auf Grundlage des Berichts nach Absatz 1 einen Bericht zu Empfehlungen für die rechtliche Implementierung eines verbindlichen Netzentwicklungsplans Wasserstoff erstellen. Als bessere Planungsgrundlage sollte eine konkrete Frist für die Erstellung und Veröffentlichung des BNetzA-Berichts festgeschrieben werden.

Die in Absatz 4 enthaltene Festlegungskompetenz zu Inhalt und Verfahren des Wasserstoff-NEP sollte erst auf Basis der Ergebnisse und Empfehlungen aus dem BNetzA-Bericht gemäß Absatz 3 erlassen werden. Dabei sollten dann auch Ausbaupflichten und Kooperationspflichten der Wasserstoffnetzbetreiber klar geregelt werden.

4.9. § 112b Bericht der Bundesnetzagentur zur Evaluierung der Wasserstoffnetzregulierung

Die BNetzA soll bis 30. Juni 2025 einen Bericht über die Erfahrungen und Ergebnisse mit der Regulierung von Wasserstoffnetzen sowie Vorschlägen zu deren weiterer Ausgestaltung vorlegen. Bisher hatte das BMWi betont, dass die Regulierung von Wasserstoffnetzen bis 2024 unter Berücksichtigung der EU-Vorgaben weiterentwickelt werden soll. Vor diesem Hintergrund müsste der BNetzA-Bericht **deutlich früher** vorgelegt werden. Zudem sollte seitens des zuständigen Ministeriums ein schlüssiges zukunftsfähiges Konzept zur Finanzierung und Regulierung des Aufbaus eines Wasserstoffnetzes **bis Ende 2021** erarbeitet werden. Grundsätzlich sollten BNetzA-Berichte nicht nur dem BMWi übergeben werden, sondern verpflichtend mit den Marktteilnehmern vorab konsultiert und nach Fertigstellung veröffentlicht werden.

4.10. § 113a Überleitung von Wegenutzungsrechten auf Wasserstoffleitungen

Die Regelungen zur Überleitung von Wegenutzungsrechten greifen nur bei der Umstellung von Gasleitungen auf Wasserstoff. Für den Neubau von Wasserstoffleitungen bleiben Regelungslücken. Da diese nicht als Energieversorgungsleitungen gelten, können die EnWG-Regelungen nicht analog angewendet werden. Durch die fehlende Einfügung von Wasserstoff in die Definition von Gas in § 3 Nr. 19 EnWG und in Zusammenhang mit der rechtlichen Entflechtung in § 28I Abs. 2 EnWG-E läuft diese Regelung voraussichtlich leer, weil nach § 1092 Abs. 3 BGB die Dienstbarkeiten vom Gasnetzbetreiber nicht auf den Wasserstoffnetzbetreiber übertragen werden können.

4.11. § 113b Übergangsregelung zur Umrüstung von Erdgasleitungen auf Wasserstoffleitungen

§ 113b Absatz 1 EnWG-E enthält Regelungen zur Umrüstung bestehender Erdgasleitungen, die in einem nach § 43 EnWG durchgeführten Planfeststellungsverfahren genehmigt wurden. Leitungen mit Genehmigungen aus der Zeit vor § 43 EnWG sollten ebenfalls unter Absatz 1 fallen, um die Anzahl der für eine Wasserstoff-Umstellung gegebenen Leitungen nicht unnötig zu beschränken. Es sollten daher alle bestehenden behördlichen Zulassungen für Errichtung und Betrieb einer Gasversorgungsleitung auch für deren Nutzung zum Transport von Wasserstoff fortgelten und nur die konkreten Umstellungsmaßnahmen im Anzeigeverfahren nach § 43 f EnWG genehmigungsrechtlich zu betrachten sein. Ggf. sind zusätzlich noch Regelungen zur Umrüstung von Kundenanlagen sinnvoll.

- › § 113b sollte wie folgt formuliert werden:

„(1) Behördliche Zulassungen für die Errichtung und den Betrieb einer Gasversorgungsleitung für Erdgas, die vor dem [... (Datum des Inkrafttretens)] erteilt worden sind, gelten auch als Zulassung für den Transport oder die Verteilung von Wasserstoff; das Gleiche gilt für Gasversorgungsleitungen für Erdgas, für die im Zeitpunkt ihrer Errichtung ein Anzeigenvorbehalt bestanden hat. Eine Umweltverträglichkeitsprüfung ist nicht durchzuführen. Für über den Satz 1 hinausgehende Anpassungsmaßnahmen an der Gasversorgungsleitung bleibt § 43f EnWG unberührt.

(2) Der Begriff der Gasversorgungsleitung in Anlage 1 Nummer 19.2 des Gesetzes über die Umweltverträglichkeitsprüfung sowie in Teil 5 dieses Gesetzes ist so zu verstehen, dass er auch Wasserstoffleitungen im Sinne dieses Gesetzes umfasst, letzteres unabhängig vom Durchmesser der Wasserstoffleitung.

(3) Die nach § 4 des Bundesimmissionsschutzgesetzes für Verdichterstationen erlassenen Genehmigungen, die im Zuge der Umstellung des Netzes oder einer Leitung auf den Transport von Wasserstoff nicht ausgetauscht werden müssen, gelten nach einer solchen Umstellung fort. Der Betreiber zeigt die Änderung des Mediums der zuständigen Behörde spätestens einen Monat vor der Umstellung an.“

4.12. § 113c Umrüstung von Erdgasleitungen im Netzentwicklungsplan Gas der Fernleitungsnetzbetreiber

Auch bei einer Umstellung von Gasleitungen auf Wasserstoff sollen die Kapazitätsanforderungen an Gasnetze weiterhin erfüllt werden. Hierzu kann der NEP Gas zusätzliche Ausbaumaßnahmen im Erdgasnetz in geringfügigem Umfang enthalten. Es bleibt jedoch unklar, was als Ausbau in geringfügigem Umfang angesehen wird. Bei einer integrierten Betrachtung von Wasserstoff- und Gasinfrastrukturen kann gesamtwirtschaftlich auch ein „mehr als geringfügiger“ Gasnetzausbau sinnvoll sein. In jedem Fall sollten negative Auswirkungen auf das Kapazitätsangebot im Gasmarkt vermieden werden. Problematisch bleibt, dass für Gasfernleitungsnetzbetreiber erhebliche regulatorische Risiken bestehen, Gaskapazitäten für Wasserstoff freizumachen.

4.13. § 113d Übergangsregelungen zu Sicherheitsanforderungen; Anzeigepflicht und Verfahren zur Prüfung von Umstellungsvorhaben

Es stellt sich die Frage, ob und durch wen technische Regeln für Wasserstoffanlagen erlassen werden sollen und ob diese auch für unregulierte Wasserstoff-Netze gelten.

Absatz 2 Satz 2 verlangt ein Sachverständigen-Gutachten bei der Umrüstung von Erdgas auf Wasserstoff. Gemäß DVGW-Arbeitsblatt ist nur im Hochdruckbereich ab 16 Bar ein gutachterlicher Nachweis beizubringen. Bei entsprechender Anwendung des DVGW-Regelwerks nach Absatz 1 sollte i.d.R. der Nachweis des Sachkundigen ausreichen.

- › Vorschlag zu Absatz 2 Satz 2: *„Der Anzeige ist die gutachterliche Äußerung eines Sachverständigen **gemäß den Vorgaben des Absatz 1** beizufügen, aus der hervorgeht, dass die angegebene Beschaffenheit der genutzten Leitung den Anforderungen des § 49 Absatz 1 entspricht.“*

Themenpapier 5 – Rechnungen und Energielieferverträge, § 40 bis 41d

Der Referentenentwurf beschreibt bezüglich Rechnungen und Energielieferverträge mehrere Regelungen, die für Energievertriebe und auch für die IT-Abteilungen und die Fachbereiche (insbesondere Abrechnungsabteilung) der Energieversorger hohen zusätzlichen Aufwand bedeuten. IT-Anpassungen müssen nicht nur in den Abrechnungssystemen, sondern auch in den weiterführenden Systemen der Druckformularsteuerung (Outputmanagementsysteme) sowie Statistiksystemen programmiert und anschließend von den Fachbereichen getestet werden.

Unabhängig davon wird durch verschiedene Regelungen die Komplexität der Kundenkommunikation erhöht. Die Vielzahl der Informationen an Energiekunden (gesetzlich verpflichtend oder auch unternehmensindividuell) stellt die Unternehmen jedoch schon jetzt vor die schwierige Aufgabe, ihre Kundenkommunikation trotz der Informationsfülle transparent und in der Erstellung wirtschaftlich zu gestalten. Andererseits ist die Kundenkommunikation im Wettbewerb nicht nur ein wesentliches Instrument der Kundenbindung, sondern dient auch der Unterscheidung vom Wettbewerber. Der BDEW bewertet daher die Regelungen, die in der Kundenkommunikation zusätzliche Informationen vorgeben (zum Beispiel. § 40 Abs. 3 EnWG und § 40b EnWG), kritisch. Dies betrifft sowohl Inhalte als auch die Häufigkeit von Kundeninformationen. Wir befürchten, dass die zusätzlichen Vorgaben eher dazu führen, dass wesentliche Informationen untergehen und nicht entsprechend vom Verbraucher wahrgenommen werden. Eine Verpflichtung, allen Verbrauchern ohne Anbindung an ein intelligentes Messsystem kostenfrei unterjährige Abrechnungsinformationen zur Verfügung zu stellen ist kein geeignetes Instrument notwendiger Klarheit in der Kundenkommunikation, geht in seiner Pauschalität zudem am individuellen Bedarf der Kunden vorbei und erhöht administrative Kosten für alle Kunden.

Durch die Erforderlichkeit einer generellen Textform bei Vertragsabschlüssen (§ 41b Abs.1 EnWG) werden Energieversorgungsunternehmen gegenüber anderen Branchen besonders benachteiligt, da der telefonische Vertragsabschluss als Vertriebskanal wegfällt und sich darüber hinaus die Anforderungen für Online-Vertragsabschlüsse auf Webseiten, Vergleichsportalen etc. erheblich erhöht. Die Einführung der Textform für Energielieferverträge ist zudem unionsrechtlich nicht geboten.

Bei der Umsetzung der Regelungen zu dynamischen Tarifen (§ 41a) sollte darauf geachtet werden, dass hierbei keine zu hohen Erwartungen seitens des Kunden geweckt werden. Die Spielräume für eine Ersparnis der Kunden mit derartigen Tarifen sind derzeit durch die hohe Belastung des Strompreises mit staatlich induzierten Preisbestandteilen sehr gering. Zudem sollten hier ggf. Einschränkungen möglich sein, z.B. dass dynamische Tarife nur für Stromlieferungen ohne (unterbrechbaren oder steuerbaren) Heizstrom angeboten werden, da ansonsten erhebliche Risiken auf die Kunden zukommen können. Für Unternehmen nur mit Heizstrom und Kundenanzahl > 200.000 sollte das Angebot eines dynamischen Tarifes daher nicht verpflichtend sein. Ggf. muss zudem die PAngV angepasst werden, wenn diese Tarife bei Haushaltskunden angeboten werden, da keine Endpreisangaben möglich sind. Außerdem werden bei vielen Lieferanten (die sich momentan auf die Abrechnung von Standardlastprofilen fokussiert haben) nicht unerheblich Investitionen erforderlich sein, um ihre Abrechnungssysteme für dynamische Tarife zu ertüchtigen.

Die Umsetzung der Binnenmarktrichtlinie Strom wird im aktuellen Referentenentwurf bezüglich der meisten verbraucherrechtlichen Regelungen auch für die Gasversorgung angewendet, da die §§ 40, 41 EnWG sowohl für Strom als auch Gas gelten. Auch wenn hierbei der Wunsch nach einem Gleichklang

der Regelungen nachvollziehbar ist, stellt dieses Vorgehen eine nicht notwendige Belastung der Energievertriebe dar, da Systeme und Kommunikation für beide Medien gleichzeitig umgestellt werden müssen. Dies sollte bei der dringend notwendigen Festlegung für eine Umsetzungsfrist beachtet werden. Zudem sollte die Bundesregierung sicherstellen, dass in der Novellierung der EU-Binnenmarktrichtlinie Gas gleichlautende Regelungen getroffen werden, um eine erneute Anpassung zu vermeiden.

Die Umgestaltung der Rechnungsformate sowie die Einrichtung zur Übersendung unterjähriger Verbrauchsinformationen erfordert einen zeitlichen Vorlauf und können nicht kurzfristig umgesetzt werden. Für die Anpassung der Geschäftsprozesse sowie für die Programmierung der Schnittstellen benötigen die Strom- und Gaslieferanten mindestens neun Monate Vorlauf zum jeweils 1.4. bzw. 1.10. eines Jahres, um einen störungsfreien Ablauf zu gewährleisten.

Grundsätzlich soll an dieser Stelle noch auf eine generelle Problematik bei der Umsetzung der Binnenmarktrichtlinie Strom hingewiesen werden: Die Pflichten gegenüber Kunden werden teilweise nicht wie bisher auf Haushaltskunden beschränkt, sondern auf alle Letztverbraucher ausgeweitet. Dies betrifft zum Beispiel die Angabe der Verbräuche von Vergleichskundengruppen – eine für Gewerbe- und Industriebetriebe etc. nicht realistisch umsetzbare Vorgabe – oder kostenfreien Zahlungsmöglichkeiten. Es wäre zu prüfen, inwieweit hier eine Eingrenzung des Kundenbegriffs auf Haushaltskunden über zusätzliche Erläuterungen möglich ist.

Zu den Regelungen des Referentenentwurfes im Zusammenhang mit der Gestaltung von Energielieferverträgen und Energieabrechnungen haben wir im Einzelnen folgende Anmerkungen:

Anmerkungen im Einzelnen

1. § 41b Abs. 1 EnWG

Keine Textform für Energielieferverträge und keine Kündigungsbestätigung

Die Energieversorgungsunternehmen werden durch die Erforderlichkeit einer generellen Textform bei Vertragsabschlüssen besonders benachteiligt, da der telefonische Vertragsabschluss als Vertriebskanal wegfällt und sich darüber hinaus die Anforderungen für Online-Vertragsabschlüsse auf Webseiten, Vergleichsportalen etc. erheblich erhöhen. Die Einführung der Textform für Energielieferverträge ist zudem unionsrechtlich nicht geboten.

Das Textformerfordernis schafft erhebliche Unsicherheiten bei Online-Vertragsabschlüssen sowohl auf den unternehmenseigenen Onlineplattformen als auch bei Drittanbietern (z.B. Vergleichsportale). Bislang ist es höchststrichtrichlerlich noch ungeklärt, ob Vertragsabschlüsse unter den Voraussetzungen des elektronischen Geschäftsverkehrs (§§ 312 i ff. BGB) den Anforderungen der Textform genügen.

Insbesondere ist unklar, ob die in der Praxis verbreitete sog. „Button-Lösung“, das heißt das Anklicken der Schaltfläche „zahlungspflichtig bestellen“ gemeinsam mit der Möglichkeit zum Herunterladen der Bestellung als pdf sowie dem unmittelbaren Empfang der Eingangsbestätigung, der Textform genügt. Wenn dies nicht der Fall sein sollte, wären erhebliche und kostenintensive und somit letztlich unzumutbare Anpassungen an den Online-Plattformen der Versorgungsunternehmen und Dienstleister die Folge. Zudem würde sich in diesem Falle der Online-Vertragsabschluss für die Kunden deutlich verkom-

plizieren und mit Blick auf den sehr einfach handhabbaren Abschluss von Online-Verträgen bei Anbietern aus anderen Branchen auch bei den Kunden auf Unverständnis stoßen. Dies gilt insbesondere auch vor dem Hintergrund eines allgemein gewünschten raschen Anbieter- und Tarifwechsels.

Die Einführung der Textform führt daher zu erheblichen Nachteilen und Einschränkungen für den Energielieferanten, aber auch für den Kunden, ohne dass hiermit nennenswerte Vorteile für den Verbraucher verbunden wären.

Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass eine weitreichende Textform den ab 2026 geforderten Lieferantenwechsel werktags innerhalb von 24 Stunden erschwert bis unmöglich macht. Auch aus diesem Grund ist eine Klarstellung und Eingrenzung der Textform auf ein absolutes Minimum erforderlich.

Der BDEW fordert deshalb:

- **nicht an einem generellen Erfordernis der Textform für Vertragsschlüsse in der Energiewirtschaft festzuhalten.**
- **zumindest den Online-Vertragsschluss und das passive Telefonmarketing (Inbound Telefonie) von entsprechenden Regelungen auszunehmen.**

Eine große Rolle spielt bei den Unternehmen das passive Telefonmarketing (Inbound Telemarketing), wenn der Anruf vom Kunden oder Interessenten ausgeht. Die Möglichkeit, Verträge telefonisch abzuschließen, wird insbesondere verstärkt von älteren Kunden genutzt.

Deshalb regt der BDEW an, danach zu unterscheiden, wer angerufen hat (der Kunde oder das Unternehmen) und zu differenzieren, wer einen telefonischen Vertragsschluss initiiert hat. Hat nämlich der Kunde angerufen, so ist es nicht in seinem Interesse, den Vertragsschluss durch weitere Hürden zu blockieren. Ihm wird unter Umständen auch nicht klar sein, dass der Vertrag, den er initiiert hat und den er abschließen will, für seine Wirksamkeit zusätzlich noch seiner Annahme in Textform bedarf und es ansonsten unweigerlich zu Verzögerungen im Wechselprozess oder zu einem vollständigen Scheitern des eigentlich beabsichtigten Wechsels kommt. Der Monitoringbericht der BNetzA geht davon aus, dass die Anzahl der Haushaltskunden, die 2017 den bestehenden Stromliefervertrag innerhalb eines Unternehmens auf eigenes Betreiben gewechselt haben, insgesamt rund 2,6 Mio. betrug. Im Gasbereich waren es knapp 900.000. Gerade in diesen Fällen erledigt eine Vielzahl von Kunden den Wechsel telefonisch.

So kann der Zugang zu einem Anbieterwechsel auch ohne den Zugang zu elektronischen Medien gewährleistet werden. Außerdem wird der Bürokratieaufwand für den Anbieterwechsel auf ein Minimum reduziert. Das trägt damit insgesamt wieder zu mehr Wechselbereitschaft der Kunden und damit zu mehr Wettbewerb bei.

Soweit an der Textform festgehalten wird, sollte diese zumindest auf den vom Lieferanten initiierten telefonischen Vertragsschluss beschränkt werden. Damit wären zumindest die Online-Verträge von der Regelung nicht betroffen und Vertragsänderungen auf Initiative des Kunden wären auch weiterhin möglich.

Zudem ist es aus Sicht des BDEW nicht erforderlich, eine kundenseitige Kündigung noch einmal in Textform zu bestätigen. Wie in der Gesetzesbegründung richtig ausgeführt, gibt es keine rechtliche Verpflichtung für die Bestätigung einer Kündigung. Eine solche Bestätigung ist auch aus Transparenzgründen nicht erforderlich. Der Kunde wird nicht nur bei Vertragsschluss, sondern auch wiederholt mit der Abrechnung auf Kündigungstermine, -fristen und Vertragslaufzeiten hingewiesen. Aufgrund der regelmäßigen – je nach Abrechnungszeitraum sogar mehrmals im Jahr – verfügbaren Information ist es nicht erforderlich, dem Kunden auch noch eine solche Bestätigung zuzuschicken. Dies würde bei den Vertrieben vielmehr dazu führen, dass weitere kostenverursachende Prozesse eingeführt werden müssten. Ergänzend sei der Hinweis gestattet, dass eine solche Bestätigung in der momentanen Ausgestaltung nicht mit Absatz 4 vereinbar ist, wonach der Lieferant zwei Wochen Zeit haben soll, sich zu entscheiden, ob er die Kündigung des Haushaltskunden bei einem Wohnortwechsel ablehnen möchte.

➤ **BDEW schlägt dazu Folgendes vor:**

§ 41b Abs. 1 EnWG

(1) **Erfolgt die Vertragsanbahnung durch den Lieferanten gegenüber einem Haushaltskunden außerhalb der Grundversorgung telefonisch, ist für den Vertragsschluss Textform erforderlich. Die Kündigung von Energielieferverträgen mit Haushaltskunden außerhalb der Grundversorgung durch den Energielieferanten bedarf der Textform.** ~~Energielieferverträge mit Haushaltskunden außerhalb der Grundversorgung und deren Kündigung durch den Energielieferanten bedürfen der Textform. Der Lieferant hat dem Haushaltskunden dessen Kündigung innerhalb einer Woche nach Zugang unter Angabe des Vertragsendes in Textform zu bestätigen.~~

2. § 40 Abs. 3 EnWG

Keine Ausweisung sämtlicher Kalkulationsbestandteile in der Rechnung

Eine Ausweisung sämtlicher Kalkulationsbestandteile in der Strom- und Gasrechnung ist unions-rechtlich nicht geboten. Die Darstellung sämtlicher Preisbestandteile führt zu einer weiteren Überfrachtung der Energieabrechnung, die bereits nach der geltenden Rechtslage eine Vielzahl von rechnungsfremden Zusatzinformationen beinhalten muss, mit der Folge, dass heutzutage eine Energierechnung bereits einen Umfang von 4-5 Seiten hat. Eingedenk des Umstandes, dass neben einer Jahresabrechnung auch vermehrt Monatsabrechnungen nachgefragt werden, wäre hiermit eine erhebliche Ressourcenbelastung – insbesondere bei den in der Praxis nach wie vor üblichen Papierrechnungen – verbunden, ohne dass dem ein nennenswerter verbraucherpolitischer Vorteil gegenübersteht. Ganz im Gegenteil, die Rechnung droht im Zweifel für den Kunden eher unübersichtlicher zu werden. Hinzu kommt, dass die Informationen zu den einzelnen Preisbestandteilen bereits nach § 3 Abs. 3 StromGKV/GasGKV zu veröffentlichen und entsprechende Änderungen dem Kunden in den Preisanpassungsschreiben mitzuteilen sind. Vor diesem Hintergrund ist kein zusätzlicher kundenseitiger Informationsbedarf erkennbar, der Aufwand und Zusatzkosten (und damit auch unnötige Preissteigerungen) der Strom- und Gaslieferanten für die Ausweitung der gesetzlichen Rechnungsbestandteile rechtfertigt.

Für den Gasbereich ist zudem zu berücksichtigen, dass eine getrennte Ausweisung der Netzentgelte nicht ohne Weiteres möglich ist. Mit der Einführung der Veröffentlichungspflicht der Preisbestandteile

in der Grundversorgung im Jahre 2014 hatte man in der GasGVV mit folgender Begründung ausdrücklich davon Abstand genommen, die Netzentgelte gesondert auszuweisen:

„Hintergrund ist, dass die Gasnetzentgelte – anders als die Stromnetzentgelte – derzeit nicht einheitlich betragsmäßig für alle der betroffenen Haushaltskunden in einem Preisblatt des jeweiligen Netzbetreibers ausgewiesen sind. Vielmehr gibt es hier – anders als im Strombereich – bundesweit unterschiedliche Kalkulationsmethoden. Bei der überwiegend verwendeten Methode können bei Haushaltskunden im Regelfall, abhängig von der Höhe des zum Ende der Abrechnungsperiode festgestellten Verbrauchs, drei Kalkulationsstufen mit unterschiedlichen Grund- und Arbeitspreisen zur Anwendung kommen. Vor diesem Hintergrund könnte ein Gaslieferant auf seiner Internetseite nur die jeweilige Kalkulationsmethode oder die jeweiligen Kalkulationsmethoden des örtlichen Netzbetreibers veröffentlichen. Dies führt jedoch zu keiner Transparenzerhöhung für den grundversorgten Haushaltskunden.“

An diesem Umstand hat sich bis heute nichts geändert, so dass die Ausweisung der Gasnetzentgelte auf der Rechnung zu erheblichen praktischen Schwierigkeiten führt.

BDEW fordert daher die Beibehaltung der bisherigen Rechtslage, wonach die Belastungen aus der Konzessionsabgabe und aus den Netzentgelten für Letztverbraucher und gegebenenfalls darin enthaltene Entgelte für den Messstellenbetrieb und die Messung beim jeweiligen Letztverbraucher in der Rechnung auszuweisen sind (§ 40 Abs. 2 Nr. 7 EnWG). Soweit an einer Ausweisung sämtlicher Preisbestandteile festgehalten wird, sollte jedenfalls das Gasnetzentgelt hiervon ausgenommen werden:

➤ **BDEW schlägt dazu folgende Formulierung vor:**

§ 40 Abs. 3 EnWG

(3) Lieferanten sind verpflichtet, in den Rechnungen folgende Belastungen gesondert auszuweisen, soweit sie Kalkulationsbestandteile der in die Rechnung einfließenden Preise sind:

1. die Stromsteuer nach § 3 des Stromsteuergesetzes oder die Energiesteuer nach § 2 des Energiesteuergesetzes in der jeweils geltenden Fassung,
2. die Konzessionsabgabe nach Maßgabe des § 4 Absatz 1 und 2 der Konzessionsabgabenverordnung,
3. jeweils gesondert die Umlagen und Aufschläge nach § 17f Absatz 5 sowie nach § 60 Absatz 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, § 26 des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes, § 19 Absatz 2 der Stromnetzentgeltverordnung und § 18 der Verordnung zu abschaltbaren Lasten vom 28. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2998),
4. **bei Stromrechnungen** jeweils gesondert die Netzentgelte und, soweit sie Gegenstand des Liefervertrages sind, die Entgelte des Messstellenbetreibers oder des Betreibers von Energieversorgungsnetzen für den Messstellenbetrieb und die Messung,
5. bei Gasrechnungen bis zum 31. Dezember 2025 die Kosten in Cent/kWh für den Erwerb von Emissionszertifikaten nach dem Brennstoffemissionshandelsgesetz vom 12. Dezember 2019 in der jeweils geltenden Fassung (CO₂-Preis).

3. § 40b Abs. 1 EnWG

Entgeltlichkeit für zusätzliche Abrechnungen klarstellen

Wie nach der bisherigen Rechtslage sind Strom- und Gaslieferanten verpflichtet, den Energieverbrauch mindestens einmal jährlich abzurechnen, ohne hierfür ein zusätzliches Entgelt zu erheben. Soweit der Kunde von seinem Recht Gebrauch macht, zusätzliche unterjährige Abrechnungen zu verlangen, sind diese Kosten nicht in den Abrechnungskosten für die jährliche Abrechnung enthalten. Für zusätzliche vom Kunden beauftragte Abrechnungen kann daher vom Lieferanten Kostenerstattung verlangt werden. Zur Vermeidung von missverständlichen Deutungen des Gesetzestextes sollte zumindest in der Gesetzesbegründung zu § 40b Abs. 1 EnWG auf diesen Umstand hingewiesen werden.

Die Möglichkeit für den Kunden, nach seiner Wahl eine elektronische Übermittlung der Abrechnung und Abrechnungsinformationen zu verlangen, darf im Umkehrschluss nicht dazu führen, dass jedem Kunden künftig eine Übermittlung der Rechnung in Papierform oder auf dem Postweg als Basisvariante zur Verfügung gestellt werden muss. Insbesondere bei Online-Verträgen ist eine elektronische Abrechnung die Regel und vom BGH als zulässig bestätigt. Hierzu sollte ebenfalls zur Vermeidung von Missverständnissen eine entsprechende Klarstellung, zumindest in der Gesetzesbegründung, aufgenommen werden.

Hinsichtlich der Abrechnungszeiträume sollte statt einer statischen Jahresabrechnung die bisherige Regelung beibehalten werden, wonach die Zeitabschnitte 12 Monate nicht wesentlich überschreiten dürfen. Diese Formulierung ist mit den Vorgaben des Unionsrechts vereinbar, das eine jährliche Abrechnung vorsieht. Mit der bisherigen Formulierung wird sichergestellt, dass eine unwesentliche Überschreitung der Jahresfrist zu keinem Rechtsverstoß führt. Der Lieferant ist grundsätzlich auf die Bereitstellung der Verbrauchsdaten durch die Messstellenbetreiber bzw. der Kunden (Selbstablesung) angewiesen, auf die der Lieferant nur mittelbar Einfluss nehmen kann. Ebenso können Verzögerungen dadurch eintreten, dass Ablesetermine vom Kunden nicht eingehalten werden bzw. der Zutritt zur Messeinrichtung nicht gewährt wird.

➤ **BDEW schlägt dazu folgende Formulierung vor:**

§ 40 b Abs. 1 EnWG

(1) Lieferanten sind verpflichtet, den Energieverbrauch nach ihrer Wahl in Zeitabschnitten abzurechnen, die ein Jahr nicht **wesentlich** überschreiten dürfen, ohne hierfür ein gesondertes Entgelt in Rechnung zu stellen.

4. § 41 Abs. 4 EnWG

Zusammenfassung der Vertragsinhalte

Nach § 312d BGB i.V.m. Art. 246a EGBGB bestehen bereits entsprechende umfangreiche Informationspflichten gegenüber dem Kunden. Problematisch ist zudem die Angabe des Belieferungsbeginns innerhalb einer Frist von einer Woche nach Vertragsschluss, da zu diesem Zeitpunkt ggf. die Wechselprozesse noch nicht angestoßen bzw. vollständig durchlaufen sind und daher der Belieferungsbeginn noch nicht feststeht. Insofern sollte im Gesetz klargestellt sein, dass lediglich der voraussichtliche Lieferbeginn mitgeteilt werden kann.

➤ **BDEW schlägt dazu folgende Formulierung vor:**

§ 41 Abs. 4 EnWG

(4) Den Letztverbrauchern ist innerhalb einer Woche nach dem Vertragsschluss eine knappe, leicht verständliche und klar gekennzeichnete Zusammenfassung der wichtigsten Vertragsbedingungen zur Verfügung zu stellen. Die Zusammenfassung hat insbesondere die Kontaktdaten des Lieferanten, die Verbrauchsstelle, geltende Preise, den voraussichtlichen Belieferungsbeginn, die Kündigungsfrist sowie etwaige Bonusvereinbarungen und Mindestvertragslaufzeiten zu enthalten.

5. § 40 Abs. 2 Ziff. 12 EnWG

Informationspflicht zu den Vorteilen eines Lieferantenwechsels

Der in § 40 Abs. 2 Punkt 12 geforderte Hinweis zu

„...der Verfügbarkeit und den Vorteilen eines Lieferantenwechsels sowie Informationen über zertifizierte Preisvergleichsinstrumente...“

entspricht zwar dem Text der deutschen Übersetzung der Binnenmarkt-Richtlinie, sollte aus unserer Sicht jedoch angepasst werden, da er so nicht rechtssicher und für den Vorteil der Verbraucher umgesetzt werden kann. Es ist keineswegs gewährleistet, dass ein Lieferantenwechsel dem Kunden einen Vorteil bringt. Es ist durchaus möglich, dass der Kunde bereits den günstigsten Tarif für seine Bedürfnisse gewählt hat. Ebenso ist es möglich, dass der Kunde bei der Wahl eines neuen Lieferanten einen unseriösen Anbieter wählt bzw. einen Anbieter, der innerhalb des Lieferverhältnisses Insolvenz anmelden muss. In beiden Fällen wäre die pauschale Aussage, dass der Kunde Vorteile vom Lieferantenwechsel hat, unrichtig gewesen und würde eher zu Verärgerung führen. BDEW schlägt daher vor, die Formulierung dahingehend zu ändern, dass der Kunde auf eine zertifizierte Vergleichsplattform hingewiesen wird, gegebenenfalls, dass es Vorteile bringt, Preise dort zu vergleichen. Die Aussage, dass der Lieferantenwechsel per se Vorteile bringt, sollte gestrichen werden. Das spricht unserer Auffassung der Intention des europäischen Gesetzgebers.

➤ **BDEW schlägt dazu folgende Formulierung vor:**

§ 40 Abs. 2 Ziff. 12 EnWG

Hinweise zu der Verfügbarkeit ~~und den Vorteilen~~ eines Lieferantenwechsels sowie Informationen über zertifizierte Preisvergleichsinstrumente für Vertragsangebote der Stromlieferanten nach

§ 41c.

6. § 40b Abs. 5 EnWG

Übermittlung von Verbrauchsdaten an Dritte

Hierunter fallen auch Wettbewerber des aktuellen Lieferanten. Dass hierdurch der Lieferant zu einer solchen aufwändigen und kostenintensiven Übermittlung an einen Wettbewerber verpflichtet werden soll, stellt aus unserer Sicht einen Eingriff in das Wettbewerbsrecht dar. Diese Daten sind dem Dritten vielmehr selbst durch den Kunden zu übermitteln, da ihm diese Daten auch selbst vorliegen. Hier sollte

zumindest in der Gesetzesbegründung klargestellt werden, dass die nachträgliche Zusammenstellung der Verbrauchsdaten als entgeltliche Dienstleistung des Lieferanten gilt.

7. § 41 Abs. 5 EnWG

Information über Änderungen der Preise

Der Ablauf einer Abrechnungsperiode (bei rollierender Abrechnung) ist in der Regel asynchron zu Vertragslaufzeiten und unabhängig von Preisänderungsmaßnahmen. Der Anlass für Preisänderungen sind Kostenänderungen, die z.B. mit der Bekanntgabe neuer Umlagen-/Abgabenhöhen und der Netzentgelte jeweils zum 1.1. eines Jahres wirksam werden. Eine Verpflichtung, die über die bestehenden Fristen zur Ankündigung von Preisänderungen hinausgehend auf das Ende der Abrechnungsperiode fokussiert, bringt den Kunden keinen Nutzen und führt gegebenenfalls zu hohen Mehraufwänden.

➤ **BDEW schlägt dazu folgende Formulierung vor:**

§ 41 Abs. 5 EnWG-E

Lieferanten haben Letztverbraucher rechtzeitig, ~~in jedem Fall vor Ablauf einer Abrechnungsperiode~~, auf transparente und verständliche Weise über eine beabsichtigte Änderung der Preise oder der sonstigen Vertragsbedingungen und über ihre Rechte zur Vertragsbeendigung zu unterrichten. [..]

8. § 41b Abs. 4 EnWG

Kein Sonderkündigungsrecht bei Umzug

Ein Umzug fällt in die alleinige Einflussphäre des Kunden: die Preiskalkulation des Lieferanten berücksichtigt, dass die ursprünglich vereinbarte Laufzeit sowie die Gewährung von Orderstartern, Boni etc. auch durchgeführt wird. Auch die BGH-Rechtsprechung hat dies bezüglich der Wirksamkeit von AGB-rechtlichen Vertragsklauseln in der Vergangenheit bestätigt. Der Kunde hat sich aktiv für einen Laufzeitvertrag entschieden, er hätte sich auch für kürzere vertragliche Kündigungsfristen, z.B. durch Abschluss eines Grundversorgungsvertrages, entscheiden können, die ihm eine höhere Flexibilität bei der Laufzeit gewährt hätten.

Wir fordern daher die Beibehaltung der Vertragsfreiheit und lehnen eine Regelung ab, die dem Lieferanten nur die Möglichkeit einer nachträglichen Reaktion nach erfolgter Kündigung gibt.

9. § 41c EnWG

Vergleichsinstrumente bei Energielieferungen

Grundsätzlich ist die Einführung einer unabhängigen Vergleichsplattform zu begrüßen. Wichtig ist in diesem Zusammenhang, dass hierbei zwingend ein vollständiger Marktüberblick zu gewährleisten ist. Zudem muss die Plattform den Kunden einen Hinweis darauf geben, dass nicht die vollständige Produktpalette abgebildet werden kann und Kunden, die sich beispielsweise für ein Bundle-Produkt interessieren, sich auf anderen Websites informieren können.

10. § 41d EnWG

Erbringung von Dienstleistungen im Kontext Aggregatormodell

Die Regelung hat tiefgreifende Auswirkungen auf alle Lieferverträge. Allerdings bedarf es noch der Regelung einer Ausnahme für die Grund- und Ersatzversorgung: aufgrund der erweiterten Bedingungen der Grund- und Ersatzversorgung ist eine Abwicklung eines solchen Modells nicht umsetzbar. Die StromGVV sieht keine Abweichungen von dem Muster eines „All-inklusive-Vertrages“ mit den verordnungsrechtlich festgelegten Inhalten vor. Insofern befürworten wir die Aufnahme einer expliziten Ausnahme für die Grund- und Ersatzversorgung vom Anwendungsbereich dieser Regelung.

Unabhängig davon bedarf es zwingend der Ausgestaltung der Festlegung durch die BNetzA gemäß Absatz 3 der Regelung inklusive einer angemessenen Übergangsfrist, damit die Lieferanten dieses Modell in ihren Verträgen und Prozessen entsprechend berücksichtigen können.

11. Art. 12

9-monatige Umsetzungsfrist erforderlich

Die Umgestaltung der Rechnungsformate sowie die Einrichtung zur Übersendung unterjähriger Verbrauchsinformationen erfordert einen zeitlichen Vorlauf und können nicht kurzfristig umgesetzt werden. Für die Anpassung der Geschäftsprozesse sowie für die Programmierung der Schnittstellen, die üblicherweise zu den Terminen 1.4. oder 1.10. erfolgen, benötigen die Strom- und Gaslieferanten mindestens neun Monate, um einen störungsfreien Ablauf zu gewährleisten. In Art. 12 sollte daher für die §§ 40, 40a, 40b, 40c sowie §§ 41, 41a, 41b, 41c eine Umsetzungsfrist von neun Monaten vorgesehen werden.

- **BDEW schlägt dazu folgende Formulierung vor:**

Artikel 12

(1) Artikel 1 Nummer 32 tritt zum nächsten marktüblichen Prozessanpassungstermin am 1.4. oder 1.10. mit einer Vorlaufzeit von mindestens 9 Monaten nach der Verkündung des Gesetzes in Kraft

Themenpapier 6 - Stromkennzeichnungsrelevante Anpassungen (§ 42 EnWG i.V.m. § 78 EEG)

Umsetzung eines alternativen Bilanzierungsansatzes für Grünstromprodukte, statt Umwandlung des „Gesamtenergieträgermix“ in einen Beschaffungsmix

Zur besseren Verständlichkeit der Stromkennzeichnung soll laut Gesetzgeber der EEG-Anteil zukünftig nur noch im Produktmix nach § 42 Absatz 3 EnWG-E ausgewiesen werden. Der Gesamtversorgermix nach § 42 Absatz 1 EnWG-E soll demnach das Beschaffungsverhalten der Elektrizitätsversorgungsunternehmen besser abbilden. Der BDEW kann das Ansinnen des Gesetzgebers grundsätzlich nachvollziehen. Durch den Entfall des geförderten EEG-Anteils würde der Gesamtenergieträgermix nicht mehr so stark durch das reine (Nicht-)Vorhandensein von privilegierten Letztverbrauchern beeinflusst. Der vorgeschlagene Ansatz ist jedoch nicht bis in das letzte Detail durchdacht und beseitigt nicht die bestehenden systematischen Fehler der aktuellen Stromkennzeichnung. Weiterhin kann der Vorschlag in bestimmten Fallkonstellationen zu Verwirrung bei Letztverbrauchern führen und stellt daher keine optimale Lösung dar (Bsp.: Parallele Grünstrombelieferung und Graustrombelieferung von Endkunden durch Lieferanten: Grünstromkunden würden trotz Wahl eines Grünstromprodukts im Beschaffungsmix Graustrommengen vorfinden und nicht nachvollziehen können).

Eine Erhöhung der Transparenz ließe sich auch über eine Anpassung des bisherigen Bilanzierungsansatzes bei Grünstromprodukten realisieren. Der BDEW fordert daher eine Anpassung des Bilanzierungsansatzes, dass bei Grünstromprodukten zukünftig Herkunftsnachweise nur noch für die Differenzmenge (100 Prozent minimiert um den Anteil „erneuerbare Energien, finanziert aus der EEG-Umlage“) beschafft werden müssen (Anpassung § 78 Abs. 4 EEG).

Bisher sind Versorger dazu verpflichtet, für 100 Prozent ihres Absatzvolumens die Stromkennzeichnungsmenge aktiv zu ermitteln bzw. aktiv zu beschaffen (z. B. in Form von Herkunftsnachweisen), um die jeweiligen Energieträgeranteile dann nachträglich entsprechend der später erst ergänzten EEG-Quote anteilig zu reduzieren. Die anteilige Verdrängung von Stromkennzeichnungs-Attributen (insbesondere der zukünftige Anteil „Erneuerbare Energien, nachgewiesen über Herkunftsnachweise“) führt zur Nichtausweisung entwerteter Herkunftsnachweise für erneuerbare Strommengen. Derzeit findet faktisch eine „Überentwertung“ von Herkunftsnachweisen für erneuerbare Strommengen statt. Dies ist methodisch weder konsistent noch nachvollziehbar. Dieser Effekt verstärkt sich mit weiter steigenden Anteilen geförderter Erneuerbarer Energien in der Stromkennzeichnung (derzeit bereits 60,3 % bei Haushaltskunden). Eine Anpassung des vorgeschlagen Bilanzierungsansatzes für Grünstromprodukte behebt diese Inkonsistenz und weist mehrere Vorteile gegenüber dem bisherigen Verfahren auf:

- Der Anteil „Erneuerbare Energien, finanziert aus der EEG-Umlage“ wird weiterhin über den Produktmix gegenüber den Letztverbrauchern ausgewiesen, welche die EEG-Kosten und somit die finanzielle Hauptlast der Mehrkosten der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien tragen. Der Grundansatz der Kostengerechtigkeit bleibt gewahrt.
- Es erfolgt keine anteilige Verdrängung von Stromkennzeichnungsinformation, insbesondere von „Erneuerbare Energien, nachgewiesen über Herkunftsnachweise“. Die de facto heute vorgenommene Überentwertung wird beseitigt. Dies bedeutet eine höhere Konsistenz des Bilanzierungsverfahrens und eine mögliche Nutzung der bisher verdrängten Herkunftsnachweise im Rahmen der von der Bundesregierung angestrebten Sektorenkopplung.
- Der Gesamtenergieträgermix enthält weiterhin den Anteil „Erneuerbare Energien, finanziert aus der EEG-Umlage“. Eine bessere Vergleichbarkeit der Lieferanten ließe sich generieren, indem

Stromkennzeichnungspflicht gegenüber privilegierten Letztverbrauchern in eine Informationspflicht überführt werden würde (siehe nachfolgende Anpassungen).

Sollte der Gesetzgeber dennoch die Anpassungen von § 42 Abs. 3 EnWG-E weiterverfolgen, wäre die weitere Verwendung der Bezeichnung „Gesamtenergieträgermix“ gem. § 42 Abs. 1 Nr. 1 EnWG-E für Letztverbraucher verwirrend. Der BDEW würde in diesem Fall eine Umbenennung des „Gesamtenergieträgermix“ in „Beschaffungsmix des Elektrizitätsversorgungsunternehmens“ anregen. In der Begründung sollte zusätzlich festgehalten werden, dass dieser Energieträgermix lediglich für Letztverbraucherrelevante Energiemengen Anwendung findet.

Umbenennung von „sonstige erneuerbare Energien“ in „Erneuerbare Energien, nachgewiesen über Herkunftsnachweise“

Die vorgeschlagene Umbenennung in „erneuerbare Energien mit Herkunftsnachweis, nicht finanziert durch die EEG-Umlage“ gem. § 42 Abs. 1 EnWG-E stellt einen für Letztverbraucher sperrigen und nur schwer verständlichen Begriff dar. Der BDEW regt daher die Umbenennung in „Erneuerbare Energie, nachgewiesen über Herkunftsnachweise“ an. Weiterhin sollte in der Gesetzesbegründung klargestellt werden, dass die in dem ENTSO-E-Energieträgermix enthaltenen und bei Verwendung des ENTSO-E-Energieträgermix durch den Lieferanten automatisch zugeordneten zwangsentwerteten Herkunftsnachweise im Anteil „Erneuerbare Energien, nachgewiesen über Herkunftsnachweise“ Eingang finden.

Präzisierung der Datenübermittlungspflichten der Bundesnetzagentur gegenüber dem Umweltbundesamt

Der BDEW fordert eine Präzisierung der Datenübermittlungspflichten der Bundesnetzagentur gegenüber dem Umweltbundesamt gem. § 42 Abs. 7 EnWG-E. Zur Überprüfung des Anteils ungeförderter Erneuerbarer Energien sind erforderlich:

- Gesamtstromlieferung des Elektrizitätsversorgungsunternehmens an Letztverbraucher
- Strommenge, für die auf dem Konto des Elektrizitätsversorgungsunternehmens beim Herkunftsnachweisregister (HkNR) eine Entwertung von Herkunftsnachweisen (HkN) stattgefunden hat
- Strommenge, für die Elektrizitätsversorgungsunternehmen automatisch zwangsentwertete Herkunftsnachweise erhalten. Die Zuweisung von zwangsentwerteten Herkunftsnachweisen resultiert aus der Verwendung des in § 42 Abs. 4 aufgeführten „ENTSO-E-Energieträgermix“.

Alle drei Angaben beziehen sich jeweils auf das für die Stromkennzeichnung maßgebende Bilanzierungsjahr. Die Datenerhebung kann wie bisher gemeinsam mit der Erhebung zum Monitoringbericht der Bundesnetzagentur erfolgen.

Abschaffung des verbleibenden Energieträgermix und Prüfung der bundeseinheitlichen Vergleichsgröße

Sofern eine Anpassung des „Gesamtenergieträgermix“ in einen „Beschaffungsmix des Elektrizitätsversorgungsunternehmens“ umgesetzt werden würde, stellt der bei einer Produktdifferenzierung gem. § 42 Abs. 3 zu veröffentlichende „verbleibende Energieträgermix“ keinen nachvollziehbaren Mehrwert für den Endkunden mehr dar. Vielmehr sollte die Stromkennzeichnung sich auf die für den Letztverbraucher relevanten Informationen fokussieren. Die Stromkennzeichnung gegenüber Letztverbraucher sollte sich demnach auf zwei (maximal drei) Energieträgermixe beschränken:

- Gesamtunternehmensmix,
- Produktmix bzw. Energieträgermix des mit dem Letztverbraucher vertraglich vereinbarten bzw. gelieferten Stromproduktes,
- (Energieträgermix einer bundeseinheitlichen Vergleichsgröße)

Sowohl Gesamtunternehmensmix als auch der jeweilige Produktmix enthalten den Anteil "Erneuerbare Energien, finanziert aus der EEG-Umlage". Als bundeseinheitliche Vergleichsgröße ist bisher gem. § 42 Abs. 2 EnWG ein Energieträgermix mit den Durchschnittswerten der Stromerzeugung in Deutschland anzugeben. Bereits seit geraumer Zeit stellt die Gegenüberstellung von Verbrauchs- zu Erzeugungsmengen keinen adäquaten und nachvollziehbaren Vergleich dar. Abweichungen werden weiterhin durch das (Nicht-)Vorhandensein von Härtefallkunden beeinflusst. Der BDEW regt daher die Prüfung und Definition einer sachgerechteren Vergleichsgröße an. Sofern keine adäquatere Vergleichsgröße umsetzbar ist, sollte die Darstellung einer bundeseinheitlichen Vergleichsgröße zukünftig entfallen.

Überführung der Stromkennzeichnungspflicht gegenüber privilegierten Letztverbrauchern in eine Informationspflicht und Ermöglichung der optionalen Entwertung von Herkunftsnachweisen durch privilegierte Letztverbraucher

Auch bei einer eventuellen Etablierung des „Beschaffungsmix des Elektrizitätsversorgungsunternehmens“ können systematische Unterschiede in Bezug auf den Anteil „Erneuerbare Energien, nachgewiesen über Herkunftsnachweise“ auftreten. In Abhängigkeit des Vorhandenseins von privilegierten Letztverbrauchern im Belieferungsportfolio eines Lieferanten wird der Anteil „Erneuerbare Energien, nachgewiesen über Herkunftsnachweise“ oftmals überdurchschnittlich beeinflusst.

Zur Behebung dieses Umstandes fordert der BDEW daher eine Umwandlung der verpflichtenden Stromkennzeichnung gegenüber privilegierten Letztverbrauchern (stromintensive Unternehmen) in eine reine Informationspflicht durch das Elektrizitätsversorgungsunternehmen (Änderung des § 60a EEG sowie § 78 Abs. 5 EEG in Form einer verpflichtenden Mitteilung des Vorlieferantenmix). Eine Umstellung kann auch durch nachfolgende Argumente begründet werden:

- Bereits heute erfolgt die EEG-Abrechnung zwischen privilegiertem Kunden und dem Übertragungsnetzbetreiber, und nicht durch Mitwirkung des Lieferanten
- Privilegierte Letztverbraucher sind oftmals selbst Lieferanten gegenüber nicht-privilegierten Letztverbraucher
- Privilegierte Letztverbraucher sind oftmals Eigenerzeuger, Börsenstrombezieher und Letztverbraucher zugleich
- Privilegierte Letztverbraucher sind aufgrund ihrer Kenntnis über Stromkennzeichnung und nachhaltigkeitsrelevanten Informationen in der Lage, die Bilanzierung ihrer Energieströme selbst durchzuführen

Damit privilegierte Letztverbraucher auch in Zukunft für gelieferte, eigenerzeugte und selbst an der Börse beschaffte Energiemengen eine Grünstellung vornehmen können, muss für diese Kundengruppe der Handel und die Entwertung von Herkunftsnachweisen durch eine Anpassung der HkRNDV ermöglicht werden. Privilegierte Kunden sollten Anspruch auf ein Konto im Herkunftsnachweisregister des Umweltbundesamtes haben, in dem all ihre Aktivitäten im Bezug zu Herkunftsnachweisen erfasst und die eigenständige Entwertung (ggf. auch über einen Dienstleister) möglich ist.

Weitere über die Stromkennzeichnung hinausgehende Anpassungsvorschläge

Forderung einer optionalen Möglichkeit zur Grünstellung von selbst beschafften und eigenerzeugten Strommengen durch Letztverbraucher ohne Lieferanten-Beteiligung (gilt für Strommengen ohne konkretem Lieferverhältnis mit einem Lieferanten)

Sofern Letztverbraucher ohne Lieferantenbeteiligung eigenständig Energiemengen (z. B. an der Börse) beschaffen oder Energiemengen selbst erzeugen, besteht für diese Letztverbraucher zum aktuellen Zeitpunkt keine optionale Möglichkeit der Grünstellung dieser Energiemengen (z. B. über Herkunftsnachweise). Aktuell ist auch die Entwertung von Herkunftsnachweisen durch Lieferanten für deren Eigenbedarf nicht zulässig. Die Unternehmen können aufgrund dessen eventuelle selbst auferlegte Nachhaltigkeitskriterien nicht erfüllen.

Der Gesetzgeber sollte daher die EnWG-Novelle als Anlass nehmen auch für diese Letztverbraucher eine optionale Grünstellung entsprechender Strommengen zu ermöglichen. Eine Umsetzung kann über den Nachweis bzw. Entwertung von Herkunftsnachweisen im Herkunftsnachweisregister des Umweltbundesamtes erfolgen. Entsprechenden Letztverbraucher müsste die Möglichkeit eingeräumt werden, ein Konto im Herkunftsnachweisregister anlegen und Herkunftsnachweise selbst oder über einen Dienstleister entwerten zu können. Zusätzlich sollte auch die Möglichkeit eingeräumt werden, dass aus bestehenden Konten im Herkunftsnachweisregister eine Entwertung für den Eigenbedarf zulässig ist. Hierfür wäre aus Sicht des BDEW eine Anpassung der HkRNDV erforderlich.

Eine standardisierte Nutzung von Herkunftsnachweisen würde die Bedeutung der Herkunftsnachweise nachhaltig stärken und einen Zubau von ungeförderter Erneuerbarer Energien zusätzlich anreizen. Die bestehende Stromkennzeichnungspflicht der Lieferanten für die von ihnen an Letztverbraucher gelieferten Energiemengen bleibt davon unberührt.

Forderung einer optionalen Möglichkeit zur Grünstellung von Netzverlustenergie durch Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber

Da Netzverlustenergie nach Auffassung des Umweltbundesamtes kein Letztverbrauch im Sinne der Stromkennzeichnung darstellt, besteht derzeit für Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber keine Möglichkeit der optionalen Grünstellung dieser ausschreibungspflichtigen Energiemengen. Ebenfalls besteht derzeit eine rechtliche Grauzone, ob Lieferanten für Netzverlustenergie Herkunftsnachweise entwerten dürfen. Bisher gilt hier nach Auffassung des BDEW lediglich eine Informationspflicht zur Übermittlung eines entsprechenden Handelsmixes.

Faktisch ist damit ein bedeutender Teil des Stromsystems von der Integration Erneuerbarer Energien ausgeschlossen (rund 5% des bereitgestellten Stroms in Deutschland). Gleichzeitig verdeutlicht die Zunahme entsprechender Auswahlkriterien im Rahmen von Konzessionsverfahren die Forderung in der Gesellschaft nach einem nachhaltigen Netzbetrieb. Der Gesetzgeber sollte daher die EnWG-Novelle als Anlass nehmen auch für Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber eine optionale Grünstellung entsprechender Strommengen zu ermöglichen. Eine Umsetzung kann ebenfalls über die Entwertung von Herkunftsnachweisen im Herkunftsnachweisregister des Umweltbundesamtes erfolgen. Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber sollte daher die Möglichkeit eingeräumt werden, ein Konto im Herkunftsnachweisregister anlegen und Herkunftsnachweise selbst oder über einen Dienstleister entwerten zu dürfen. Auch hier wäre aus Sicht des BDEW eine Anpassung der HkRNDV erforderlich.

Eine standardisierte Nutzung von Herkunftsnachweisen würde die Bedeutung der Herkunftsnachweise nachhaltig stärken und einen Zubau von ungeförderter Erneuerbarer Energien zusätzlich anreizen, ohne eine diskriminierungsfreie Ausschreibung von Verlustenergie zu gefährden.

Gestuftes Inkrafttreten

Die vom BDEW als redaktionell anzusehenden Änderungsvorschläge (Begriffsdefinitionen und Anpassung/Minimierung der grafischen Darstellungen) sollten wegen Vorbereitung der Stromkennzeichnung spätestens zum 01.07.2021 in Kraft treten (Erste Aktualisierung erfolgt spätestens am 01.11.2021). Dies gilt ebenfalls für die über die Stromkennzeichnung hinausgehende optionale Möglichkeit der Grünstellung von Strommengen von eigenständig beschafften und eigenerzeugten Strommengen durch Letztverbraucher sowie Netzverlustenergie durch Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber.

Die geforderte Anpassung des Bilanzierungsansatzes bei Grünstromprodukten (siehe vorgeschlagene Anpassung § 78 Abs. 4 EEG) sowie die Überführung der Stromkennzeichnungspflicht gegenüber privilegierten Letztverbrauchern in eine Informationspflicht sollte aufgrund bestehender vertraglicher Verpflichtungen und bereits erteilter Lieferzusagen von Herkunftsnachweisen frühestens für das Bilanzierungsjahr 2022 (Stromkennzeichnungsrelevanz im Jahr 2023) umgesetzt werden.